

**BAŞKENT ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
ENDÜSTRİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI
ENDÜSTRİ MÜHENDİSLİĞİ DOKTORA PROGRAMI**

**ELEKTRİK ŞEBEKELERİNDE DAĞITIK ÜRETİM TABANLI
GENİŞLEME TASARIMI İÇİN YENİ MODELLER**

HAZIRLAYAN

AYŞENUR YURTSEVER

DOKTORA TEZİ

ANKARA – 2022

**BAŞKENT ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
ENDÜSTRİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI
ENDÜSTRİ MÜHENDİSLİĞİ DOKTORA PROGRAMI**

**ELEKTRİK ŞEBEKELERİNDE DAĞITIK ÜRETİM TABANLI
GENİŞLEME TASARIMI İÇİN YENİ MODELLER**

HAZIRLAYAN

AYŞENUR YURTSEVER

DOKTORA TEZİ

TEZ DANIŞMANI

PROF. DR. BERNA DENGİZ

ANKARA – 2022

BAŞKENT ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı Endüstri Mühendisliği Doktora Programı çerçevesinde Ayşenur YURTSEVER tarafından hazırlanan bu çalışma, aşağıdaki jüri tarafından Doktora Tezi olarak kabul edilmiştir.

Tez Savunma Tarihi: 29 / 07 / 2022

Tez Adı: Elektrik Şebekelerinde Dağıtık Üretim Tabanlı Genişleme Tasarımı İçin Yeni Modeller

Tez Jüri Üyeleri (Unvanı, Adı- Soyadı, Kurumu)

İmza

Prof. Dr. Berna Dengiz	Başkent Üniversitesi
Prof. Dr. Yusuf Tansel İç	Başkent Üniversitesi
Prof. Dr. İsmail Karaoğlan	Konya Teknik Üniversitesi
Prof.Dr. Ömer Faruk Baykoç	Gazi Üniversitesi
Prof. Dr. Kumru Didem Atalay	Başkent Üniversitesi

ONAY

Prof. Dr. Faruk Elaldı
Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü
Tarih : ... / ... /

BAŞKENT ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
DOKTORA TEZ ÇALIŞMASI ORJİNALLİK RAPORU

Tarih: 01 / 08 / 2022

Öğrencinin Adı, Soyadı: Ayşenur Yurtsever

Öğrencinin Numarası: 21610453

Anabilim Dalı: Endüstri Mühendisliği

Programı: Endüstri Mühendisliği

Danışmanın Unvanı/Adı, Soyadı: Prof. Dr. Berna Dengiz

Tez Başlığı: Elektrik Şebekelerinde Dağıtık Üretim Tabanlı Genişleme Tasarımı İçin Yeni Modeller

Yukarıda başlığı belirtilen Doktora tez çalışmamın; Giriş, Ana Bölümler ve Sonuç Bölümünden oluşan, toplam86..... sayfalık kısmına ilişkin, 01 / 08 / 2022 tarihinde şahsım/tez danışmanım tarafından ...Turnitin..... adlı intihal tespit programından aşağıda belirtilen filtrelemeler uygulanarak alınmış olan orijinallik raporuna göre, tezimin benzerlik oranı % ...5.....'dir. Uygulanan filtrelemeler:

1. Kaynakça hariç
2. Alıntılar hariç
3. Beş (5) kelimedenden daha az örtüşme içeren metin kısımları hariç

“Başkent Üniversitesi Enstitüleri Tez Çalışması Orijinallik Raporu Alınması ve Kullanılması Usul ve Esaslarını” inceledim ve bu uygulama esaslarında belirtilen azami benzerlik oranlarına tez çalışmamın herhangi bir intihal içermediğini; aksinin tespit edileceği muhtemel durumda doğabilecek her türlü hukuki sorumluluğu kabul ettiğimi ve yukarıda vermiş olduğum bilgilerin doğru olduğunu beyan ederim.

Öğrenci İmzası:.....

ONAY

Tarih: 01 / 08 / 2022

Öğrenci Danışmanı

Prof. Dr. Berna Dengiz

Babam Zeynel Murat Uslu'nun anısına ithafen

TEŞEKKÜR

Çalıőmalarım boyunca değerli yardımlarını esirgemeyen, fikir ve yönlendirmeleriyle akademik hayatıma büyük katkısı olan tez danışmanım Sayın Prof. Dr. Berna DENGİZ'e saygılarımı sunar, sonsuz teőekkürü bir borç bilirim.

Tez çalışmamın her aşamasında değerli katkılarda bulunan, tez izleme jürisindeki değerli hocalarım Prof. Dr. İsmail KARAOğLAN, Dr. Öğr. Üyesi Burçin ÇAKIR ERDENER ve Prof. Dr. Yusuf Tansel İÇ'e teşekkür ederim.

Hayatımın her aşamasında olduğu gibi tez çalıőmalarımda da her daim yanımda olan aileme, bu zorlu süreçte her zaman yanımda olan sevgili eőim Buğra ve motivasyon kaynağım kızım Defne'ye sonsuz sevgilerimi sunarım.

Tez çalıőmam süresince sağladığı katkılardan dolayı 2211-A Genel Yurt içi Doktora Burs Programı kapsamında beni destekleyen TÜBİTAK'a çok teşekkür ederim.

ÖZET

Ayşenur YURTSEVER

ELEKTRİK ŞEBEKELERİNDE DAĞITIK ÜRETİM TABANLI GENİŞLEME TASARIMI İÇİN YENİ MODELLER

Başkent Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü

Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı

2022

Teknolojik gelişmeler, dünya nüfusunun artması ve elektrifikasyon çalışmalarına bağlı olarak elektrik enerjisine olan talep artmaktadır. Artan talebin kesintisiz bir şekilde karşılanması elektrik dağıtımından sorumlu kurumların karşılaştığı temel zorluklardan biridir. Bu zorlukla başa çıkabilmek için mevcut şebekenin uygun yatırım planıyla düzenli olarak genişletilmesi ve kapasitesinin artırılması gerekir. Burada en uygun yatırım planının bulunması stratejik bir tasarım problemi olarak karşımıza çıkmaktadır. Tasarlanan dağıtım şebekelerinin artan talebi karşılamasının yanı sıra güvenilir, maliyet etkin ve temiz enerji kullanan şebekeler olması da beklenmektedir. Bu amaçlara ulaşabilmek için şebekenin dağıtık üretim (DÜ) yapısında planlanması son yıllarda ön plana çıkmaktadır. DÜ, güneş, rüzgâr türbinleri, hidroelektrik santraller, jeotermal enerji ve kombine ısı ve güç sistemleri gibi, kullanılacağı yerde veya yakınında elektrik üreten bir sistemi tanımlar.

Bu tez çalışması kapsamında, dağıtık üretim içeren elektrik dağıtım şebekesi genişleme problemi (DŞGP_DÜ) ele alınmıştır. DŞGP_DÜ, temelde mevcut şebekenin güçlendirilmesini ya da hat, trafo merkezi, dağıtık üretim kaynağı gibi yeni şebeke bileşenlerinin eklenmesini içerir. Elektrik dağıtım şebekelerinde genellikle radyal yapılar kullanılmaktadır. Çok kullanılan bir şebeke türüdür ve şekli bir ağacın dallarına benzediği için bu tür şebekeye dallı şebeke de denilmektedir.

Bu çalışmada, DŞGP_DÜ probleminin çok dönemli genişleme planını yapmak üzere aşağıda tanımlı ilgili alanlar için üç adet model önerilmiştir: i) Yatırım, bakım, üretim ve emisyon maliyetlerinden oluşan toplam maliyetin en küçüklendiği en iyi şebeke tasarımı için karma-tamsayılı yeni bir matematiksel model önerilmiştir. Modelde radyal yapıyı oluşturacak gerekli kısıt yayılan ağaç alt tur eleme kısıtlarına dayalı olarak geliştirilmiştir. Deneysel hesaplama analizi sonucunda alan yazındaki mevcut kısıt yapısı yerine bu tezde önerilen radyallik kısıtlarını içeren yeni modelin ilgili problemin çözüm zamanını azalttığı

gösterilmiştir. ii) Bu modelin bir uzantısı olarak tüketicilerin kullandığı elektriğin yenilenebilir kaynaklardan üretildiğini garanti eden, yenilenebilir enerji kaynak garanti (YEK-G) sistemini dikkate alan DŞGP_DÜ için yeni bir matematiksel model geliştirilmiştir. Bu model ile yenilenebilir enerji kullanmak isteyen müşterilerin taleplerini karşılamayı garanti eden en uygun genişleme planının yapılması amaçlanmaktadır. iii) Son olarak, radyal şebekelerin güvenilirliği düşük olduğundan tasarlanan şebekenin güvenilirliğine odaklanılmıştır. Elektrik dağıtım şebekelerinde güvenilirlik, müşteriye kesintisiz hizmet verebilme yeteneği olarak tanımlanmakta olup sürdürülebilir hizmetin sağlanması için önemlidir. Kesinti maliyetleri ve kesintinin etkisi düşünüldüğünde, tüketici özelinde, farklı güvenilirlik düzeylerinin dikkate alınması gerekmektedir. Örneğin hastanelerin bulunduğu bir bölgeye hizmet veren trafonun güvenilirliğinin sadece yerleşim bölgesine hizmet veren bir trafoya göre daha yüksek olması beklenmektedir. Bu nedenle bu tezde önerilen üçüncü model, her bir tüketicinin gereksinimiyle bağlantılı bir güvenilirlik düzeyinde hizmet almasını garanti etmektedir. Dolayısıyla dağıtık üretimi ve güvenilirliği dikkate alan, şebeke genişleme problemi için doğrusal olmayan karma tamsayılı matematiksel bir model geliştirilmiştir. Önerilen matematiksel modeller 14 düğümlü örnek bir test şebekesi için uygulanmış ve elde edilen şebeke genişleme tasarımı üç dönem için verilmiştir. Ayrıca, modellerin hesaplamalı analiz sonuçları 9, 14, 24, 30 ve 40 düğümlü test problemleri üzerinde gösterilmiştir. Geliştirilen modeller ile makul sürelerde en iyi sonuca ulaşıldığı görülmüştür. Bu tez kapsamında geliştirilen matematiksel modeller ile yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunu dikkate alan en iyi dağıtım şebekesi genişleme tasarımının oluşturulması amaçlanmıştır.

ANAHTAR KELİMELER: Dağıtık üretim, Elektrik Dağıtım Şebeke Tasarımı, Güvenilirlik.

ABSTRACT

Ayşenur YURTSEVER

NEW MODELS FOR DESIGN OF DISTRIBUTED GENERATION BASED EXPANSION IN ELECTRIC NETWORKS

Başkent University Institute of Science and Engineering

Department of Industrial Engineering

2022

The demand for electrical energy is increasing due to technological developments, the increase in the world population, and electrification studies. Meeting the increasing demand without interruption is one of the main challenges faced by institutions responsible for electricity distribution. In order to cope with this challenge, it is necessary to regularly expand the current network with an appropriate investment plan and increase its capacity. Finding the most appropriate investment plan is a strategic design problem. The designed distribution networks are expected to be reliable, cost-effective, and clean energy-using networks in addition to meeting the increasing demand. In order to achieve these goals, planning the network in a distributed generation (DG) structure has become common in recent years. DG refers to a system that generates electricity at or near the place it will be used such as solar panels, wind turbines, hydroelectric power plants, geothermal energy, and combined heat and power systems.

Within the scope of this thesis study, the expansion problem of electric distribution network containing distributed generation (DNEP_DG) is addressed. DNEP_DG basically involves strengthening the current network or adding new network components such as line, substation, and distributed generation source. Radial structures are often used in electric distribution networks. It is a widely used type of network, and it is also called a branched network since its shape resembles the branches of a tree.

In this study, three models were proposed for the related fields defined below to make a multi-period expansion plan of the DNEP_DG problem: i) A new mixed-integer mathematical model was proposed for the best network design in which the total cost consisting of investment, maintenance, production, and emission costs is minimized. The necessary constraint that would form the radial structure in the model was developed based on the spanning tree subtour elimination constraints. As a result of the experimental

calculation analysis, it was shown that the new model containing the radiality constraints proposed in this thesis instead of the existing constraint structure in the literature shortened the solution time of the related problem. ii) A new mathematical model was developed for DNEP_DG as an extension of this model, which considers the renewable energy source guarantee system (RES-G) and guarantees that the electricity used by consumers is generated from renewable sources. It was aimed to make the most appropriate expansion plan with this model that guarantees to meet the demands of customers who want to use renewable energy. iii) Lastly, the reliability of the designed network was focused on since the reliability of radial networks was low. Reliability in electric distribution networks is defined as the ability to provide uninterrupted service to the customer and is important for ensuring sustainable service. Considering the costs and impact of interruption, it is necessary to consider different levels of reliability for the consumer. For example, the reliability of a substation serving an area where hospitals are located is expected to be higher than that of a substation serving only a residential area. Therefore, the third model proposed in this thesis guarantees that each consumer receives services at a level of reliability in accordance with their needs. Therefore, a nonlinear mixed integer mathematical model that considers distributed generation and reliability was developed for the network expansion problem. The proposed mathematical models were applied for a sample 14-node test network, and the resulting network expansion design was given for three periods. In addition, the results of the computational analysis of the models were shown on 9, 14, 24, 30 and 40 node test problems. It was seen that the best result was achieved in reasonable times with the developed models. With the mathematical models developed within the scope of this thesis, it was aimed to create the best distribution network expansion design that considers the integration of renewable energy sources.

KEYWORDS: Distributed Generation, Electric Distribution Network Design, Reliability.

İÇİNDEKİLER LİSTESİ

Sayfa

TEŞEKKÜR.....	i
ÖZET	ii
ABSTRACT	iv
İÇİNDEKİLER LİSTESİ	vi
TABLolar LİSTESİ	viii
ŞEKİLLER LİSTESİ	ix
SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ	xi
1. GİRİŞ.....	1
2. ELEKTRİK DAĞITIM SİSTEMİ.....	4
2.1. Geleneksel Elektrik Dağıtım Sistemi	4
2.2. Dağıtık Üretim	6
2.3. Elektrik Dağıtım Sistemi Şebeke Yapıları	9
2.3.1. Halka şebeke	9
2.3.2. Gözlü şebeke	9
2.3.3. Radyal şebeke	10
2.4. Yenilenebilir Enerji Kaynak Garanti Sistemi	11
2.5. Elektrik Dağıtım Sistemlerinde Güvenilirlik.....	12
3. ALAN YAZIN İNCELEMESİ	16
3.1. Dağıtık Üretim İçeren Dağıtım Şebekesi Genişleme Problemi İçin Alan Yazın İncelemesi	16
3.1.1. Amaç fonksiyonu	16
3.1.2. Kısıtlar	21
3.1.3. Dağıtık üretim türü	24
3.1.4. Planlama türü	28
3.1.5. Şebeke bileşenleri	30
3.1.6. Çözüm teknikleri	34
3.1.7. Şebeke türü	37
3.1.8. Değişkenler ve parametreler	37

3.2. Radyallik Kısıtı İçin Alan Yazın İncelemesi	38
3.3. Güvenilirlik Kısıtı İçin Alan Yazın İncelemesi.....	39
3.4. Tezin Alan Yazına Katkısı.....	40
4. PROBLEMİN TANIMLANMASI.....	42
4.1. Geliştirilen Matematiksel Modeller	44
4.1.1. MODEL 1: DŞGP_DÜ	44
4.1.1.1. Geliştirilen matematiksel model.....	45
4.1.1.2. Önerilen radyallik kısıtı	51
4.1.1.3. Uygulama.....	56
4.1.1.3.1. Uygulama 1	56
4.1.1.3.2. Uygulama 2	56
4.1.2. MODEL 2: DŞGP_DÜ_YEKG	60
4.1.2.1. Geliştirilen matematiksel model.....	60
4.1.2.2. Model 2 için örnek uygulama	61
4.1.3. MODEL 3: DŞGP_DÜ_TG	64
4.1.3.1. Karşılanamayan enerjinin beklenen değer hesabı	64
4.1.3.2. DÜ içermeyen bir şebeke için tüketici temelli güvenilirlik hesabı	66
4.1.3.3. DÜ içeren elektrik dağıtım sistemi için geliştirilen matematiksel model.....	69
4.1.3.4. Model 3 için örnek uygulama	74
5. MODELLERİN PERFORMANS ANALİZİ	76
5.1. Matematiksel model sonuçları	77
6. SONUÇ VE ÖNERİLER	84
KAYNAKLAR.....	87
EKLER	101
EK1: 9 düğümlü test problemi	
EK2: 14 düğümlü test problemi	
EK3: 24 düğümlü test problemi	
EK4: 30 düğümlü test problemi	
EK5: 40 düğümlü test problemi	

TABLolar LİSTESİ

	Sayfa
Tablo 2.1. Merkezi ve dağıtık üretim özellikleri.....	7
Tablo 2.2. Müşterilerin gruplandırılması.....	15
Tablo 3.1. Alan yazında yer alan amaç fonksiyonları.....	17
Tablo 3.2. Çalışmaların amaç fonksiyonlarına göre sınıflandırılması.....	19
Tablo 3.3. Çalışmaların kısıtlara göre sınıflandırılması.....	22
Tablo 3.4. Çalışmaların DÜ türüne göre sınıflandırılması.....	26
Tablo 3.5. Çalışmaların planlama türüne göre sınıflandırılması.....	29
Tablo 3.6. Çalışmaların şebeke bileşenlerine göre sınıflandırılması.....	32
Tablo 3.7. Çalışmaların çözüm teknikleri açısından sınıflandırılması.....	34
Tablo 3.8. Matematiksel modelleme özelliği açısından çalışmaların sınıflandırılması.....	36
Tablo 4.1. Geliştirilen matematiksel modellerin kısa bir özeti.....	44
Tablo 4.2. Radyallık kısıtının etkisi.....	56
Tablo 4.3. Dğümler arası uzaklık değerleri.....	57
Tablo 4.4. Dğümlerin talep verileri.....	58
Tablo 4.5. Kapasite ve empedansa ilişkin veriler.....	58
Tablo 4.6. Örnek şebeke 2 için parametre değerleri.....	68
Tablo 4.7. Tamir süresi ve arıza oranı parametreleri.....	74
Tablo 5.1. Dğümlerin güvenilirlik oranı.....	76
Tablo 5.2. Model 1 için test problemi sonuçları ve çözüm süresi.....	77
Tablo 5.3. Model 2 için test problemi sonuçları ve çözüm süresi.....	79
Tablo 5.4. Model 3 için test problemi sonuçları ve çözüm süresi.....	81

ŞEKİLLER LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 1.1. Dünya genelinde son 10 yıllık elektrik tüketimi.....	1
Şekil 2.1. Geleneksel elektrik güç sistemi.....	4
Şekil 2.2. Dağıtık üretim içeren elektrik güç sistemi.....	6
Şekil 2.3. Halka şebeke örneği.....	9
Şekil 2.4. Ağ şebeke örneği.....	10
Şekil 2.5. Radyal şebeke örneği.....	10
Şekil 2.6. Güneş ve rüzgâr enerjisinin toplam elektrik üretimi içerisindeki payı (%).....	11
Şekil 2.7. Güvenilirlik-maliyet ilişkisi.....	13
Şekil 3.1. Çalışmaların amaç fonksiyonlarına göre dağılımı.....	18
Şekil 3.2. Çalışmaların kısıtlara göre dağılımı.....	22
Şekil 3.3. Çalışmaların yıllara göre DÜ kaynağı açısından dağılımı.....	25
Şekil 3.4. Çalışmaların DÜ kaynağına göre dağılımı	25
Şekil 3.5. Çalışmaların planlama periyoduna göre dağılımı.....	28
Şekil 3.6. Çalışmaların şebeke bileşenlerine göre dağılımı.....	31
Şekil 4.1. Örnek bir radyal şebeke.....	51
Şekil 4.2. Bağlılığının bozulduğu bir şebeke örneği.....	52
Şekil 4.3. Yayılan ağaç şebeke yapısına bir örnek.....	52
Şekil 4.4. Voltaj kısıtının alt tur elemesindeki rolüne ilişkin bir örnek.....	54
Şekil 4.5. Trafo düğümünün alt tur elemesindeki rolüne ilişkin bir örnek.....	55
Şekil 4.6. 14 düğümlü şebeke.....	57
Şekil 4.7. Model 1 için 14 düğümlü şebeke genişleme planı.....	59
Şekil 4.8. Toplam maliyetin bugünkü değerinin DÜ entegrasyon seviyesine göre değişimi.....	59
Şekil 4.9. Toplam maliyetin bugünkü değerinin yıllık bütçe miktarına göre	

değişimi.....	60
Şekil 4.10. YEK-G'yi dikkate almayan 14 düğümlü şebeke genişleme planı.....	61
Şekil 4.11. YEK-G'yi dikkate alan 14 düğümlü şebeke genişleme planı.....	63
Şekil 4.12. Güvenilirlik hesabı için örnek şebeke 1.....	65
Şekil 4.13. DÜ içermeyen sistemlerde güvenilirlik hesabı.....	66
Şekil 4.14. DÜ içeren sistemlerde güvenilirlik hesabı	70
Şekil 4.15. Parçalı doğrusallaştırma.....	72
Şekil 4.16. 2 ve 6 numaralı düğümün güvenilirlik kısıtı içermesi durumunda genişleme planı.....	75
Şekil 5.1. 14 düğümlü test problemi için toplam maliyetin değişimi.....	78
Şekil 5.2. Güvenilirliğin toplam maliyete etkisi.....	83

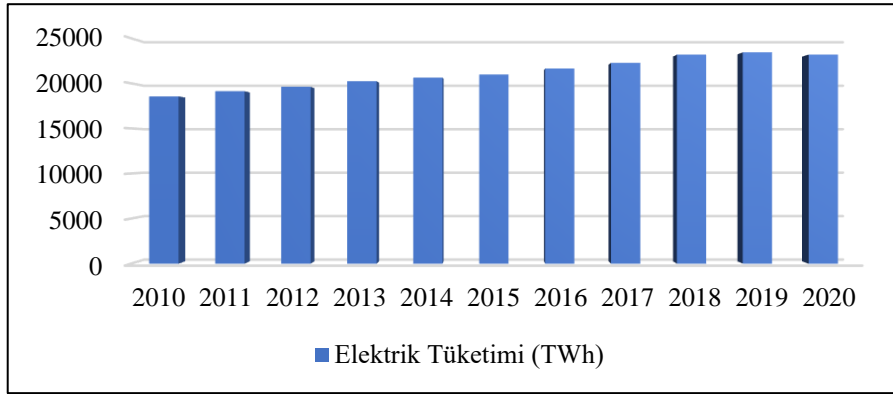
SİMGELER VE KISALTMALAR LİSTESİ

DG	Düşük gerilim
DÜ	Dağıtık üretim
DŞGP	Dağıtım şebekesi genişleme problemi
DŞGP_DÜ	Dağıtık üretimi dikkate alan dağıtım şebekesi genişleme problemi
DŞGP_DÜ_TG	Tüketici güvenilirliği ve dağıtık üretim içeren dağıtım şebekesi genişleme problemi
DŞGP_DÜ_YEKG	Yenilenebilir enerji kaynak garantisini dikkate alan dağıtım şebekesi genişleme problemi
EA	Elektrikli araç
EDS	Enerji depolama sistemi
GAMS	Genel cebirsel modelleme sistemi
GW	Gigavat
İDKP	İkinci dereceden konik programlama
KEBD	Karşılanamayan enerjinin beklenen değeri
km	Kilometre
KTDP	Karma tamsayılı doğrusal programlama
KTDP	Karma tamsayılı doğrusal olmayan programlama
KTKP	Karma tamsayılı konik programlama
kW	Kilovat
MVA	Megavoltamper
MW	Megavat
OG	Orta gerilim
SKP	Sıralı kuadratik programlama
sn.	Saniye
SOS2	Özel sıralı set tip 2
TÜBİTAK	Türkiye bilimsel ve teknik araştırma kurumu
TWh	Teravat saat
YEK-G	Yenilenebilir enerji kaynak garantisi
YG	Yüksek gerilim
W	Vat
Ω	Ohm
\$	Dolar

1. GİRİŞ

Elektrik enerjisi, ekonomik kalkınmanın ve sosyal gelişmenin temel girdisi olup günlük yaşantımızda önemli bir yere sahiptir. Teknolojik gelişmeler, dünya nüfusunun artması, sanayileşme ve artan elektrifikasyon çalışmalarına bağlı olarak elektrik enerjisine olan talep hızla artmaktadır.

Dünya genelinde son on yıllık elektrik tüketimi Şekil 1.1’de gösterilmiştir. 2020 yılında toplam elektrik tüketiminde, artan trend grafiğinden beklenenin aksine pandeminin güçlü etkisinden (fabrikaların üretime ara vermesi vb.) kaynaklı olarak ufak bir düşüş yaşanmıştır. Bu düşüş olağandışı bir durumdan kaynaklanmış olmakla birlikte Türkiye ve Çin gibi bazı ülkelerde görülmemiştir. Türkiye’de 2010 yılında elektrik tüketimi 172 TWh iken 2019 yılında 257 TWh, 2020 yılında ise 259 TWh olarak gerçekleşmiştir [1]. 2030 yılı için yapılan tahmin çalışmalarına göre ise düşük talep senaryosunda bile elektrik tüketiminin 421 TWh’e ulaşması beklenmektedir [2]. Gelecek yıllar için bakıldığında, artışın hızı farklılık gösterse de elektrik tüketiminin artış eğiliminde olacağı ve mevcut dağıtım şebekesinin yetersiz kalacağı açıktır.



Şekil 1.1. Dünya genelinde son 10 yıllık elektrik tüketimi [1]

Yeni konut ve sanayi bölgelerinin açılması ve mevcut elektrik şebekesinin artan enerji gereksinimi karşısında tüketicilere sürekli güç sağlamak, elektrik dağıtımından sorumlu kurumların bugün ve gelecekte karşılaştığı temel zorluklardan biridir. Bu zorluğun üstesinden ancak gereksinimin karşılanabileceği kapasite artışı ve şebekenin uygun yatırım planıyla düzenli olarak genişletilmesiyle gelinebilir. Burada en uygun genişleme planının bulunması önemli bir tasarım problemi olarak karşımıza çıkmaktadır.

Şebeke genişlemesi ve kapasite artışı son yıllarda yaygınlaşan dağıtık üretim kaynaklarının dağıtım şebekesine entegre edilmesi ile yapılmaktadır. Böylece yenilenebilir enerji kaynakları sisteme kolay adapte edilebilmekte, güvenilirlik ve sistemin esnekliği artırılmakta ve benzeri birçok önemli fayda elde edilmektedir. Ülkemizde dağıtık üretimin enerji sektörüne adaptasyonu henüz yeni olmakla birlikte mevcut elektrik şebekesinin dağıtık üretim sistemine dönüştürülmesi gerektiği konusu enerjiye dair stratejik planlarda yer almaktadır. Türkiye Akıllı Şebekeler 2023 Vizyon ve Strateji Belirleme Projesi Raporunda dağıtık üretim somut hedefler arasında değerlendirilmiştir [3].

Ülkemiz, coğrafi konumu ve sahip olduğu iklim özelliklerinden dolayı yenilenebilir enerji kaynaklarının çeşitliliği ve potansiyeli açısından oldukça zengin olup yenilenebilir enerji yatırımları ve üretimi için avantajlı bir konumdadır. Paris anlaşması kapsamında, Türkiye'nin ulusal katkı beyanına göre, sera gazı emisyonlarının 2030 yılında referans senaryoya göre %21 oranına kadar azaltılması öngörülmüştür [4]. Bu bağlamda, ülkemizin yenilenebilir enerji kaynağı potansiyelinin mevcut elektrik şebekesine dağıtık üretim sistemi mantığıyla dahil edilmesinin temiz ve sürdürülebilir bir sistem oluşturulması, enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi, dışa bağımlılığın azaltılması hedeflerine katkı sağlayacağı açıktır.

Bu çalışmada, dağıtık üretimi dikkate alan dağıtım şebekesi genişleme problemi (DŞGP_DÜ) ele alınmıştır. DŞGP_DÜ, operasyonel ve teknik kısıtları sağlayacak şekilde mevcut şebekenin güçlendirilmesini ya da hat, trafo merkezi, dağıtık üretim kaynağı gibi yeni şebeke bileşenlerinin eklenmesini içerir.

Bu tez çalışması kapsamında ilk olarak DŞGP_DÜ için geliştirilecek modelde büyük boyutlu şebeke tasarımlarının kısa sürede yapılabilmesi amacıyla yayılan ağaç alt tur eleme kısıtlarına dayalı yeni bir radyallik kısıtı önerilmiştir (1. Model). Önerilen formülasyon alan yazında kullanılan yapı ile karşılaştırılmış ve aynı sonuca daha kısa sürede ulaşıldığı görülmüştür.

Ardından, DŞGP_DÜ'nün bir uzantısı olarak yenilenebilir enerji kaynak garantisi dikkate alınmış ve probleme özgü yeni bir matematiksel model önerilmiştir (2. Model). Geliştirilen model, yenilenebilir enerjiden üretilen elektriği kullanmak isteyen müşterilerin taleplerini karşılayacak yatırımları garanti eden en uygun genişleme planının bulunmasını içermektedir.

Elektrik dağıtım konusunda önemli bir diğer nokta ise elektriğin son kullanıcıya kesintisiz bir şekilde ulaştırılmasıdır. Kesinti maliyetleri ve kesintinin etkisi düşünüldüğünde tüketici özelinde farklı güvenilirlik düzeylerinin dikkate alınması gerekmektedir. Örneğin bir organize sanayi bölgesinin elektriğinin kesilmesi, bir konut bölgesinde elektriğin kesilmesinden çok daha maliyetlidir. Ayrıca, hava trafik kontrolü gibi güvenlik problemi oluşturabilecek elektrik tüketim noktalarının güvenilirliği diğerlerine göre çok daha yüksek olmalıdır. Dolayısıyla şebeke tasarımı yapılırken her bir tüketicinin istenilen güvenilirlik seviyesini garanti edecek bir tasarım yapmak önemlidir. Bu bağlamda, her bir tüketicinin istenilen güvenilirlik düzeyini ve şebekenin teknik ve operasyonel kısıtlarını sağlayan en düşük maliyetli çok dönemli genişleme planının oluşturulması amacıyla tüketici güvenilirliği temelli dağıtım şebekesi genişleme problemi ele alınmış ve problem için karma tamsayılı yeni bir matematiksel model geliştirilmiştir (3. Model).

Geliştirilen matematiksel modeller 9 düğümlü, 14 düğümlü, 24 düğümlü, 30 düğümlü ve 40 düğümlü olmak üzere toplam 150 adet test problemi üzerinde uygulanmış ve sonuçlar verilmiştir.

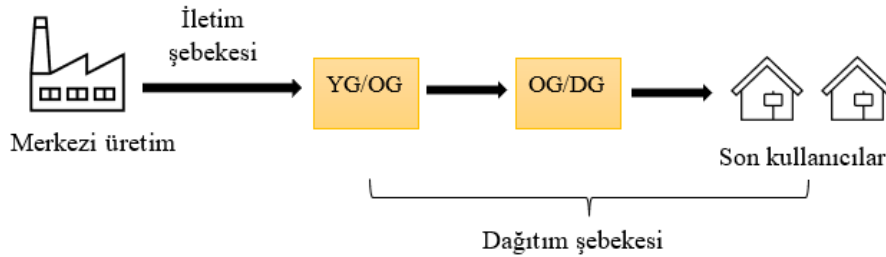
Çalışmanın devamı şu şekilde organize edilmiştir. 2. Bölümde elektrik dağıtım sistemi detaylı bir şekilde anlatılmıştır. Bu bölümde elektrik dağıtım sistemlerinde yenilenebilir enerji kaynak garantisi ve güvenilirlik açıklanmıştır. 3. Bölümde alan yazın incelemesine ve tezin alan yazına katkısına yer verilmiştir. 4. Bölümde ele alınan problem tanımlanarak, geliştirilen matematiksel modeller verilmiştir. 5. Bölümde test problemleri açıklanmış ve matematiksel modelin hesaplamalı sonuçları incelenmiştir. Son olarak, 6. Bölümde sonuçlar değerlendirilerek gelecek çalışmalar için öneriler sunulmuştur.

2. ELEKTRİK DAĞITIM SİSTEMİ

Bu bölümde ilk olarak geleneksel elektrik dağıtım sistemi ve şebeke bileşenleri açıklanmıştır. Daha sonra dağıtık üretim tanımlanmış ve geleneksel üretim ile dağıtık üretim arasındaki farklara değinilmiştir. Sonrasında, dağıtık üretimin avantaj ve dezavantajları ile dağıtık üretim kaynaklarına değinilmiş, dağıtım sisteminde kullanılan şebeke yapıları verilmiştir.

2.1. Geleneksel Elektrik Dağıtım Sistemi

Geleneksel elektrik güç sistemi; üretim sistemi, iletim sistemi ve dağıtım sistemi olmak üzere 3 ana bileşenden oluşmakta olup yukarıdan aşağıya bir akış söz konusudur. Şekil 2.1'de geleneksel elektrik güç sistemine örnek bir yapı verilmiştir. Bu yapıda elektrik merkezi bir şekilde üretilmekte ve uzak mesafedeki kullanıcılara farklı gerilim seviyelerindeki iletim ve dağıtım sistemi ile ulaştırılmaktadır.



Şekil 2.1. Geleneksel elektrik güç sistemi (YG: Yüksek gerilim, OG: Orta gerilim, DG: Düşük gerilim)

Geleneksel elektrik güç sistemi, elektriğin büyük üretim istasyonlarında üretilmesi ve uzak mesafelere daha verimli taşınabilmesi için yüksek voltajlı elektrik enerjisine dönüştürülmesiyle başlar [5]. Daha sonra elektrik, yüksek gerilim hatlarını içeren iletim sistemine iletilir. Son olarak, dağıtım şebekesi boyunca elektriğin voltaj seviyesi düşürülür ve elektrik tüketim noktalarına (konut, ticari vb.) dağıtılır. Dağıtım şebekesi orta gerilim (OG) / birincil dağıtım ve düşük gerilim (DG) / ikincil dağıtım olmak üzere iki seviyeli bir şebeke sistemidir. Bu iki seviye birbirine dağıtım trafoları ile bağlanmaktadır [6].

Elektrik güç sisteminde yer alan tüm bileşenler önemlidir. Fakat bu bileşenler içerisinde dağıtım şebekesi doğrudan talep merkezine bağlı olmasından dolayı ön plana çıkmaktadır. Sekhar vd., [7], müşteri kesintilerinin %80'inden fazlasının elektrik dağıtım sistemindeki arızalardan kaynaklandığını belirtmiştir. Dolayısıyla, iyi tasarlanmış bir dağıtım ağı, kesintileri en aza indirerek sistem kalitesinin artırılmasında kilit rol oynamaktadır. Yapılan çalışmalarda genel olarak ikincil dağıtım ağının planlamaya dahil edilmesi, ikincil dağıtım ağının birincil dağıtım ağına göre çok daha düşük maliyetler içermesi nedeniyle göz ardı edilmiştir [8]. Bu nedenle, bu tez çalışması kapsamında birincil dağıtım şebekesine odaklanılmıştır.

Dağıtım şebekesinin 3 ana bileşeni aşağıda verilmiştir.

1) Trafo merkezi

Dağıtım şebekesinin iletim şebekesine bağlantısını sağlayan trafo merkezleri iletim sisteminden gelen elektriği indirgeyerek (YG/OG) dağıtım şebekesine vermektedir. Trafo merkezinin ana bileşenlerinden birisi olan transformatör ise dağıtım şebekesine verilecek elektriğin voltaj seviyesini düşürmektedir.

2) Dağıtım hatları

Dağıtım hatları, trafo merkezinden aldığı elektriği orta gerilim elektrik kullanıcılarına ve dağıtım trafolarına taşıyan hatlardır.

3) Dağıtım trafoları

Dağıtım trafoları birincil dağıtımdan aldığı elektriğin voltajını ikincil dağıtım için indirgeyen trafolardır.

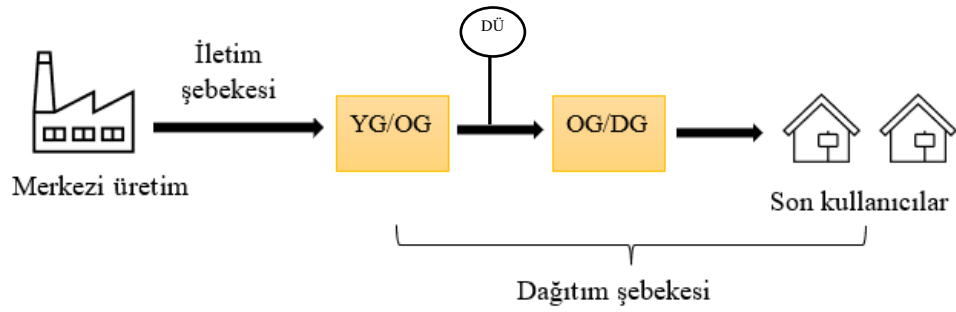
Dağıtım ağını tek başına bir alt sistem olarak düşünürsek, üretim noktası trafo merkezidir. Buradan elektrik hatlarla müşteri konumundaki dağıtım trafolarına ve orta gerilim müşterilerine gönderilmektedir. Dağıtım trafosu ve müşteriler yük noktası olarak adlandırılır.

Geleneksel elektrik güç sisteminde uzun hatlar üzerinden güç aktarımı, güç kaybına, güç hırsızlığına, güvenilirlik ve güç kalitesi problemlerine neden olmaktadır [9].

2.2. Dağıtık Üretim

Dağıtık üretim, doğrudan dağıtım ağına veya sayacın müşteri kısmına bağlı bir elektrik güç kaynağıdır [10]. Dağıtık üretimde, merkezi üretimden farklı olarak elektrik son kullanıcılara yakın bir yerde üretilmektedir. Bu tür elektrik üretimi kullanılacağı yerde veya yakınında elektrik üreten ve dağıtımını yapılan bir sistem olduğu için Bölüm 2.1’de belirtilen geleneksel elektrik güç sistemindeki sorunların üstesinden gelebilecektir. Dolayısıyla DÜ ana hatlarıyla, geleneksel şebekede merkezi olarak üretilen elektriğin ortak havuzdan dağıtımını yerine son kullanıcılara yakın yerlerde elektrik üreterek güç kaybı, güç hırsızlığı, düşük düzeyli güvenilirlik ve güç kalitesi gibi problemlerin ortaya çıkmasını engelleyecek veya azaltacak faydalar sağlamayı hedefleyen bir yaklaşımdır.

Şekil 2.2’de DÜ kaynağı içeren dağıtım şebekesine sahip bir güç sistemi örnek olarak verilmiştir.



Şekil 2.2. Dağıtık üretim içeren elektrik güç sistemi

Üretim kapasitesi, teknoloji tipi ve yerleşim yönünden merkezi ve dağıtık üretim karşılaştırması Tablo 2.1.’de verilmiştir.

Tablo 2.1. Merkezi ve dağıtık üretim özellikleri [11]

Özellik	Merkezi üretim	Dağıtık üretim
Üretim kapasitesi	100MW-1000GW	Büyük: 50–300MW Orta: 5–50 MW Küçük: 5 kW–5MW Mikro: 1W–5 kW
Teknoloji tipi	Hidroelektrik santral, termik santral (kömür, akaryakıt ve gaz-tabanlı) ve nükleer santral	<u>Yenilenemeyen</u> : Dizel pistonlu motor, gaz pistonlu motor, mikro türbin ve yanma türbini <u>Yenilenebilir</u> : Güneş enerjisi, rüzgâr, jeotermal, gelgit vb.
Yerleşim	Yük tarafından uzakta ve genellikle birincil fosil yakıt kaynakları arama sahalarının (termik santraller için) ve su kaynaklarının (hidroelektrik enerji sistemi için) yakınında bulunur.	Yük tarafına yakın ve müşteri tesisleriyle entegre konumlanır.

Dağıtık üretim sistemi, son zamanlarda elektrik güç sisteminin genişletilmesinin ve uzak bölgelerin elektrikleştirilmesinin sürdürülebilir bir yolu olarak güncel ve önemli bir konudur [11]. Dağıtık üretime geçişteki en önemli iki itici güç ise elektrik piyasasının serbestleşmesi ve çevresel sorunlara olan farkındalığın artmasıdır. Elektrik piyasasının serbestleşmesi ile değişen piyasa koşullarına esnek ve hızlı bir şekilde cevap verilmesi, güvenilirlik ve arz kalitesi konusuna verilen önemin artması, fiyat dalgalanmalarına karşı önlem alınması gibi konular önem kazanmış, bütün bu gereksinimler ise dağıtık üretim için motivasyon oluşturmuştur. Dağıtık üretim için diğer önemli bir nokta ise çevre politikaları doğrultusunda sürdürülebilir enerji için temiz enerjiye olan ihtiyacın artmasıdır.

Dağıtık üretimin merkezi üretime göre bazı avantajları aşağıda verilmiştir.

- ✓ Yerinde üretim ve tüketim ile şebeke kayıpları düşürülerek enerji verimliliği artırılır.
- ✓ Yenilenebilir kaynakların yaygınlaşması ve enerji üretiminde yenilenebilir kaynakların payının artması sağlanır.
- ✓ Modüler olarak herhangi bir yere kolayca monte edilebilir ve yer esnekliği bulunmaktadır [12].
- ✓ Klasik şebekede tüketici konumundaki birimler, dağıtık üretim ile üreticiye dönüşebilir [6].

- ✓ Genellikle müşterinin yakınına konumlandırıldığından şebekenin iletim ve dağıtım maliyetini azaltır.
- ✓ Kurulumu kolaydır.
- ✓ Sistemin güvenilirliğini artırır. Dağıtık üretimde sistemde meydana gelen bir arıza, merkezi üretim sistemine göre çok daha az kişiyi etkiler [6].
- ✓ Yenilenebilir kaynakların kullanımıyla karbon emisyonunu azaltır.
- ✓ Farklı dağıtık üretim teknolojilerine göre kullanılan enerji kaynağı ve yakıt tipi çeşitlenmektedir.
- ✓ İletim şebekesinden çekilen elektrik miktarı azalacağından iletim kapasitesinin serbest bırakılmasını sağlar [12].

Bu faydalar göz önünde bulundurulduğunda elektrik şebekelerinde dağıtık üretim yapısının yaygınlaşacağı açıktır. Geleceğin dağıtım şebekeleri, “Technology Roadmap Smart Grid” [13] raporunda da belirtildiği üzere dağıtık üretim yapısına sahip, dağıtık üretim kaynağı entegrasyonu yüksek seviyede olan akıllı dağıtım şebekeleri olacaktır.

Öte yandan dağıtık üretimin, sistem entegrasyonunda karşılaşılabilecek problemleri ve yenilenebilir dağıtık üretim kaynaklarının genellikle aralıklı ve tahmin edilemez kaynaklar olması gibi bazı zorlukları da bulunmaktadır.

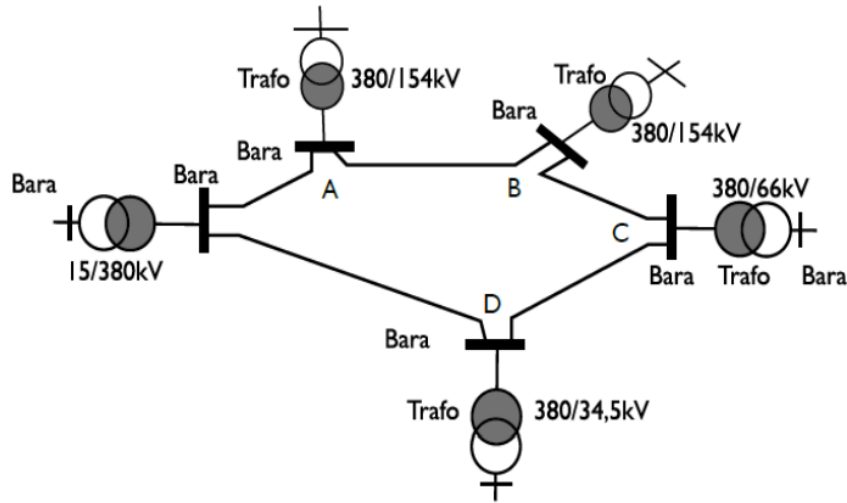
Dağıtık üretimde enerji kaynağı olarak hem fosil yakıt bazlı teknolojiler hem de rüzgâr, güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları kullanılmaktadır. Yenilenebilir enerji, sürekli devam eden doğal süreçlerdeki var olan enerji akışından elde edilen enerjidir. Bu kaynaklara örnek olarak; güneş enerjisi, rüzgâr enerjisi, jeotermal enerji gibi enerji kaynakları verilebilir. Yenilenebilir enerji kaynağı; enerji kaynağından alınan enerjiye eşit oranda veya kaynağın tükenme hızından daha çabuk bir şekilde kendini yenileyebilmesi ile tanımlanır. Örneğin, güneşten elde edilen enerji ile çalışan bir teknoloji de bu enerjiyi tüketir, fakat tüketilen enerji toplam güneş enerjisinin yanında çok küçük kalacaktır. Yenilenebilir olmayan enerji kaynakları ise kendini yenileyemeyen ya da daha doğru bir ifade ile doğada kendini yenilemesi çok uzun süren enerji kaynaklarıdır. Doğalgaz, kömür, petrol vb. bu enerji kaynaklarına örnek verilebilir.

2.3. Elektrik Dağıtım Sistemi Şebeke Yapıları

Dağıtım şebekelerinde en sık kullanılan şebeke yapıları aşağıda verilmiştir [14].

2.3.1. Halka şebeke

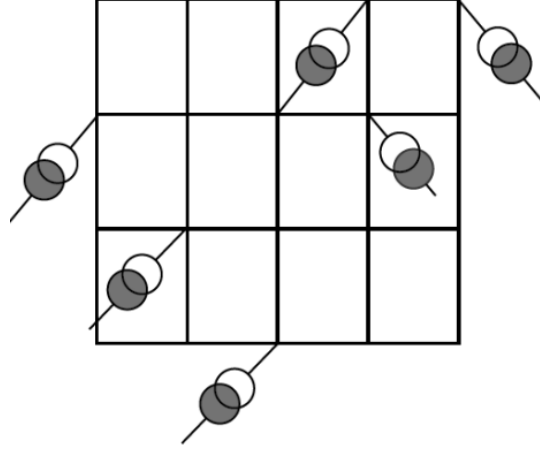
Halka şebekede, sisteme sağlanan enerji birden fazla trafonun paralel bağlanmasıyla elde edilir ve kapalı bir sistem oluşturulur [6]. Halka şebekeye bir örnek Şekil 2.3'te gösterilmiştir. Halka şebekenin güvenilirliği radyal şebekeye göre daha yüksektir. Arıza durumunda arızanın olduğu kısım izole edilerek daha az kullanıcının kesintiden etkilenmesi sağlanır. Bununla birlikte radyal yapıya göre daha karmaşık ve maliyeti yüksektir.



Şekil 2.3. Halka şebeke örneği [15]

2.3.2. Gözlü şebeke

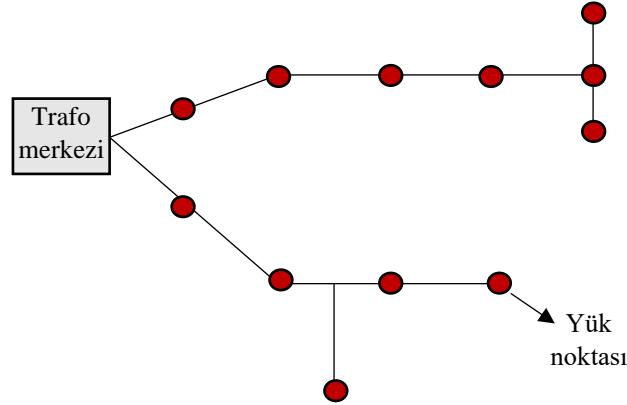
Ağ şebeke olarak da adlandırılmaktadır. Bu şebeke yapısında besleme birden fazla trafo ile yapılmakta ve alıcıları besleyen hatlar bir ağ gibi örülerek gözler oluşturulmaktadır [6]. Şekil 2.4'te bir ağ şebeke örneği verilmiştir. Yüksek güvenilirlik ve dengeli voltaj profili ile ön plana çıkan ağ şebekenin kurulum, işletim ve bakım maliyeti yüksektir. Ayrıca yapısı daha karmaşıktır.



Şekil 2.4. Ağ şebeke örneği [15]

2.3.3. Radyal şebeke

Radyal şebeke dağıtım sistemlerinde en sık kullanılan şebeke yapısıdır [14]. Dallı şebeke olarak da adlandırılmaktadır. Şekil 2.5'te radyal şebekeye bir örnek verilmiştir. Radyal şebekeler ağaç yapısında olup bu şebekelerde kapalı döngülere izin verilmemektedir. Burada müşteriler, tek bir dağıtım merkezinden ve hattan enerji almaktadır. Bu şebeke yapısı ucuz ve basit olması nedeniyle sıklıkla tercih edilmektedir. Ancak bu yapılarda hatta meydana gelen herhangi bir arızanın pek çok kullanıcıyı etkilemesi sebebiyle şebekenin güvenilirliği düşüktür.



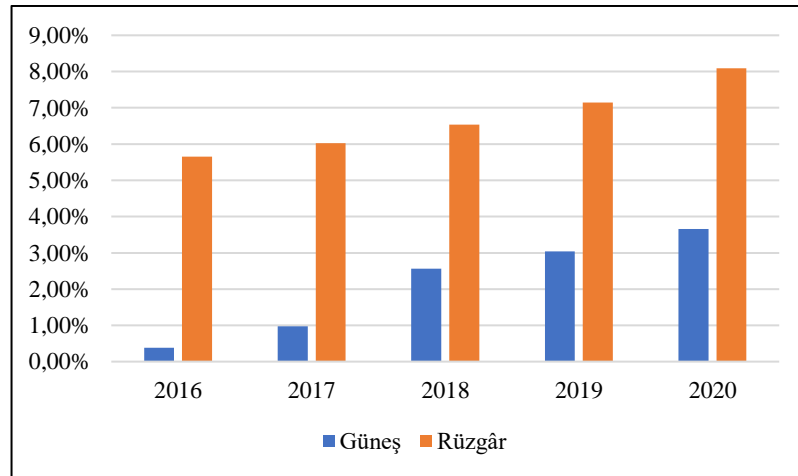
Şekil 2.5. Radyal şebeke örneği [16]

Şebeke tasarımı yapılırken mevcut şebekenin radyal yapısının korunması gerekmektedir. Radyal şebeke yapısında her talep düğümüne enerji bir trafo merkezinden ve bir hattan gelmelidir. Şebeke dağıtık üretim içerdiğinde radyal yapının korunması problemi zorlaştırmakta ve ek kısıtlar gerektirmektedir. Bu tez kapsamında geliştirilen 1.

model de radyallığın sağlanması için yayılan ağaç formülasyonuna ve problemin özelliklerine bağlı olarak yeni bir kısıt kümesi önerilmiştir. Önerilen formülasyon ile kısıt ve değişken sayısı azaltılarak çözüm zamanının azaltıldığı görülmüştür. Radyallik kısıtına ilişkin detaylı bilgi Bölüm 4.1.1.2’de verilmiştir.

2.4. Yenilenebilir Enerji Kaynak Garanti Sistemi

Ülkemizin enerjide dışa bağımlılık oranı yıllara göre ufak değişiklikler göstermekle birlikte ortalama %70’ler düzeyindedir [17]. 2016-2020 yılları arasında güneş ve rüzgâr enerjisinin toplam elektrik üretimi içerisindeki payı Şekil 2.6’da verilmiştir. “Türkiye’nin enerji sisteminde yenilenebilir kaynakların artan payı: iletimde genişleme ve esneklik seçenekleri” raporunda yer alan ve 2020 yılı itibari ile yapılan çalışmalara göre, Türkiye’nin toplam elektrik üretiminin %20’sinden fazlasının rüzgâr ve güneşten elde edilerek sisteme entegrasyonu mümkündür [2]. Dolayısıyla, yıllar içerisinde yenilenebilir enerjiden daha çok yararlanılsa da ülkemizin yenilenebilir enerji potansiyeli dahilinde şebekeye dahil edilmesi gereken bir kapasite mevcuttur. Elektrik sistemlerinde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı, iklim değişikliğiyle mücadele ve dışa bağımlılığın azaltılması açısından oldukça önemlidir. Dolayısıyla şebeke genişleme planı yapılırken yenilenebilir enerji kaynakları dikkate alınarak sisteme dahil edilmelidir.



Şekil 2.6. Güneş ve rüzgâr enerjisinin toplam elektrik üretimi içerisindeki payı (%) [18]

Ülkemizin yenilenebilir enerji potansiyeli yüksek olup, son yıllarda gerçekleştirilen düzenlemelerle yenilenebilir enerjinin üretimi ve kullanımı teşvik edilmektedir. Bu bağlamda, yenilenebilir enerji kaynak garanti (YEK-G) sistemi, tüketicilerin kullandığı

elektriğin yenilenebilir kaynaklardan üretildiğini garanti ederek belgelendiren yeni bir düzenleme olarak karşımıza çıkmakta olup bu düzenleme Enerji Piyasaları İşletme A.Ş tarafından yapılmaktadır [19]. YEK-G sistemine tüketiciler gönüllülük esasına göre katılmaktadır.

YEK-G sistemi, üretici açısından bakıldığında elektrik üretim ve tüketiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının artırılmasını, tüketici açısından ise çevreyi korumak, kullanılan enerjinin niteliği hakkında bilgi sahibi olmak açısından önemlidir [20]. Ayrıca, bu sistem sayesinde yenilenebilir enerji kullandığını garanti eden şirketler marka algısı açısından bir rekabet avantajı elde edecektir.

Sistemdeki lisans sahibi üreticilerin şebekeye sağladığı yenilenebilir her 1 MWh'lik enerji kaydedilerek belgelenmektedir. YEK-G belgesi ile son tüketicilerin kullanmış olduğu enerjinin yenilenebilir kaynaklardan üretildiği takip ve ispat edilmekte olup bundan sonra yapılacak olan şebeke planlamalarında bu sistem dikkate alınmalıdır. Dolayısıyla, yenilenebilir enerji kullanmak isteyen müşterilerin taleplerini karşılayacak yenilenebilir enerji kaynak yatırımını garanti eden en uygun genişleme planının bulunması gerekmektedir.

Bu tez kapsamında, yenilenebilir enerji kaynak garantisini dikkate alan dağıtım şebekesi genişleme problemi için geliştirilen modelde (Model 2) yenilenebilir enerji kullanmak isteyen müşterilerin taleplerini karşılayacak yenilenebilir enerji yatırımını garanti eden minimum maliyetli genişleme planının sunulması amaçlanmıştır.

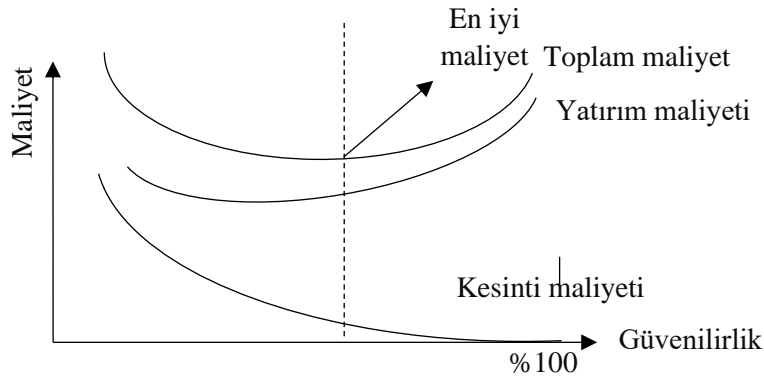
2.5. Elektrik Dağıtım Sistemlerinde Güvenilirlik

Elektrik dağıtım şebekesi genişleme problemi genellikle yeni yerleşim yerlerinin, sanayi bölgelerinin açılmasıyla doğan bir ihtiyaç olduğu için mevcut şebekelerin genişleme problemi olarak karşımıza çıkmaktadır. Bu nedenle bu tez kapsamında radyal dağıtım şebeke yapısı dikkate alınmış olup genişletilen şebekede radyal şebekenin güvenilirliğinin düşük olması dezavantajı, geliştirilen tüketici temelli güvenilirlik (tüketici özelliğine bağlı olarak gereksinim duyulan güvenilirlikte hizmet sunulmasını sağlayacak sistem tasarımı) kısıtı ile giderilerek, kontrol edilebilir olması hedeflenmiştir.

Hem müşteriler hem de dağıtım şirketleri için en önemli konulardan birisi elektrik dağıtım sisteminin güvenilirliğidir. Elektrik şebekelerinde güvenilirlik, tüketiciye kesintisiz hizmet verebilme yeteneği olarak tanımlanmakta olup dağıtım sistemlerinde kalitenin bir göstergesidir [7].

Elektrik sistemlerinde güvenilirlik ve yeterlilik birbirinden farklı fakat birbirine bağımlı iki terimdir [21]. Güvenilirlik, elektrik kesintilerinin önlenmesini tanımlarken yeterlilik müşterilerin ihtiyacını karşılayacak sistem kapasitesine sahip olmayı ifade etmektedir [21]. Müşteriler, kesinti olmaksızın sürekli olarak enerjiye ulaşmak ister. Dağıtım şirketleri ise hem müşteri memnuniyetini sağlamak hem de ulaştırılmayan enerjiden kaynaklı ceza maliyetine katlanmamak için güvenilir bir şebekeye ihtiyaç duyarlar. Gelişen teknolojiyle birlikte günümüzde, elektrik günlük yaşantımızın önemli bir parçası olmuştur. Dolayısıyla, bir ülke veya bölgede kısa süreli dahi olsa elektrik kesintileri ekonomik ve sosyal açıdan önemli sonuçlar doğurmaktadır. Bu nedenle yeterli ve güvenilir ağlar tasarlamak oldukça önemlidir.

Sistem güvenilirliği ve maliyet arasındaki ilişki Şekil 2.7’de verilmiştir. Sistem güvenilirliği arttıkça kesinti maliyeti azalmakta olup yatırım maliyeti artmaktadır.



Şekil 2.7. Güvenilirlik-maliyet ilişkisi [21]

Elektrik sistemlerinde sistem güvenilirliği seri bağlı, paralel bağlı ve seri-paralel bağlı sistemler için farklı formülasyonlar kullanılarak hesaplanabilir. Ayrıca, sistemi bir Markov süreci olarak tanımlayan çalışmalar da vardır. Markov süreci, gelecekteki bir durumun ortaya çıkmasının hemen önceki duruma ve yalnızca ona bağlı olduğu stokastik bir durumdur [21]. Elektrik dağıtım sistemlerinde sıklıkla kullanılan güvenilirlik değerlendirme yöntemlerinden birisi de aşağıda verilen güvenilirlik ölçütlerinin (indisi)

hesaplanmasıdır. Güvenilirlik ölçütü, verilen hizmetin sürekliliğine ilişkin bir performans göstergesidir [22].

Güvenilirliğin değerlendirilmesinde kullanılan ölçütlerden bazıları aşağıda verilmiştir [21].

- Sistem ortalama kesinti sıklığı

$$\text{Sistem ortalama kesinti sıklığı} = \frac{\text{Kesintiye uğrayan toplam müşteri sayısı}}{\text{Toplam müşteri sayısı}} \quad (2.1)$$

- Sistem ortalama kesinti süresi

$$\text{Sistem ortalama kesinti sıklığı} = \frac{\text{Müşterilerin kesinti süreleri toplamı}}{\text{Toplam müşteri sayısı}} \quad (2.2)$$

- Karşılanamayan enerji

$$\text{Karşılanamayan enerji} = \sum L_i \times r_i \quad (2.3)$$

Burada,

L_i : i yük noktasındaki ortalama yük

r_i : i yük noktasındaki kesinti süresi 'ni ifade etmektedir.

- Ortalama karşılanamayan enerji

$$\text{Ortalama karşılanamayan enerji} = \frac{\text{Karşılanamayan enerji}}{\text{Toplam müşteri sayısı}} \quad (2.4)$$

Bu çalışmada, hat kesintisinden kaynaklı oluşan “*karşılanamayan enerjinin beklenen değeri (KEBD)*” ölçütü kullanılmıştır. Bu ölçüte ilişkin detaylı açıklama Bölüm 4.1.3.1’de verilmiştir.

Sistemdeki müşterilerin her birinin güvenilirlik düzeyinin birbirinden farklı olması gerekebilir. Örneğin kesinti maliyetleri veya kesintinin etkisi düşünüldüğünde sanayi bölgesi içeren bir düğümün (trafonun) güvenilirlik düzeyinin yerleşim bölgesi içeren bir düğüme göre daha yüksek olması istenir. Diğer bir ifadeyle daha az kesintiye maruz kalması beklenmektedir. Benzer şekilde, elektrik kesintilerinin yüksek risk oluşturduğu hava trafik kontrolü noktalarına enerji sağlayan düğümlerin güvenilirliği daha yüksek olmalıdır. Bu tez çalışmasında sistemin tümünü kapsayan şebeke için tek bir güvenilirlik düzeyi yerine şebeke içindeki her bir düğümün (tüketici) istenilen güvenilirlik düzeyinde

olmasını sağlayacak en düşük maliyetli elektrik şebeke tasarımının oluşturulmasıyla ilgilenilmiştir.

Schmitz vd., [23], tüketicileri sürdürülebilir elektrik kaynağına olan gereksinimleri bakımından özelliklerine göre dört gruba ayırmıştır. Bu gruplar Tablo 2.2'de verilmiştir.

Tablo 2.2. Müşterilerin gruplandırılması [23]

Grup	Önem düzeyi	Tüketici
1	Düşük riskler veya hasarlar	Konut, kırsal, süpermarketler, daha küçük ticari kuruluşlar vb.
2	Kontrol edilebilir riskler veya hasarlar	Alışveriş merkezleri, gıda tedarik merkezleri, bankacılık kuruluşları, endüstriler, kamu kurumları vb.
3	Önemli riskler veya hasarlar	Hapishaneler, polis karakolları, trafik operasyon merkezi vb.
4	Yüksek güvenlik riski	Su, elektrik, gaz ve yakıt üretimi, hastaneler, toplu ulaşım, telekomünikasyon, hava trafik kontrolü vb.

Tüketici (düğüm) güvenilirliği temelli dağıtık üretim içeren elektrik dağıtım şebekesi genişleme problemi için bu tez kapsamında önerilen matematiksel model (Model 3) ile tüketicilerin istenilen güvenilirlik düzeyini garanti edecek minimum maliyetli şebekenin tasarımı amaçlanmaktadır. Geliştirilen model, güvenilirliğinin yüksek olmasının istendiği düğümlere bunu sağlayacak dağıtık üretim kaynağı kurarak veya düğümleri arızalanma oranı düşük hatlarla şebekeye bağlayarak minimum maliyetli çok dönemli genişleme planını karar vericiye sunmaktadır.

3. ALAN YAZIN İNCELEMESİ

Çevresel farkındalığın artması, akıllı şebekelere geçişin hızlanması ve enerji kaybı, güvenilirlik gibi konularda müşteri beklentilerinin değişmesi, dağıtık üretimi yaygınlaştıran faktörler olarak karşımıza çıkmaktadır. Dağıtık üretimin yaygınlaşmasıyla birlikte DŞGP_DÜ, son yıllarda araştırmacıların sıklıkla çalıştığı ve alan yazında oldukça geniş yer tutan bir problem olarak karşımıza çıkmaktadır. Bu bölümde konuya ilişkin alan yazın incelemesi yapılmış olup incelenen çalışmalar üç alt başlık altında değerlendirilmiştir. İlk olarak problemi kapsayıcı olarak dağıtık üretim içeren dağıtım şebekesi genişleme problemi için detaylı bir araştırma yapılmış, ardından güvenilirliğe ve radyallik kısıtına ilişkin çalışmalara odaklanılmıştır. Son olarak tezin literatüre katkısına değinilmiştir.

3.1. Dağıtık Üretim İçeren Dağıtım Şebekesi Genişleme Problemi İçin Alan Yazın İncelemesi

Bu bölümde alan yazın incelemesi Web of Science veri tabanı üzerinden "distributed generation" (dağıtık üretim), "distribution network" (dağıtım şebekesi) ve "expansion" (genişleme) anahtar kelimeleri kullanılarak yapılmış ve İngilizce dışındaki dillerde yazılmış çalışmalar dahil edilmemiştir. Bu kapsamda, çalışmanın amacına uygun 75 çalışma amaç fonksiyonu, kısıtlar, DÜ kaynağı türü, planlama türü, şebeke bileşenleri, çözüm teknikleri, şebeke türü, değişkenler ve parametreler açısından incelenmiştir.

3.1.1. Amaç fonksiyonu

Alan yazında probleme ilişkin birçok farklı amaç fonksiyonu kullanılmış olup dikkate alınan amaçlar Tablo 3.1'de açıklanmıştır. Tablo 3.2'de ise çalışmalar amaç fonksiyonları açısından analiz edilerek detaylandırılmıştır. Bu bölümde çalışmalar, amaç fonksiyonlarını oluşturan alt bileşenler açısından değerlendirilmiştir. Tablo 3.2 incelendiğinde en yaygın kullanılan amaç fonksiyonlarının maliyetlerle ilgili olduğu görülmektedir. Ancak özellikle son yıllarda siber sistem hata riski ve elektrikli araç şarj hizmet kapasitesi gibi farklı amaç fonksiyonlarının da araştırmacıların ilgisini çektiği gözlemlenmiştir. Ayrıca, Arasteh vd.,

[24], Gitizadeh vd., [25], Santos vd., [26], Salehi ve Oskuee [26] çalışmalarında olduğu gibi birden çok amacın bir arada ele alındığı çalışmalar da mevcuttur.

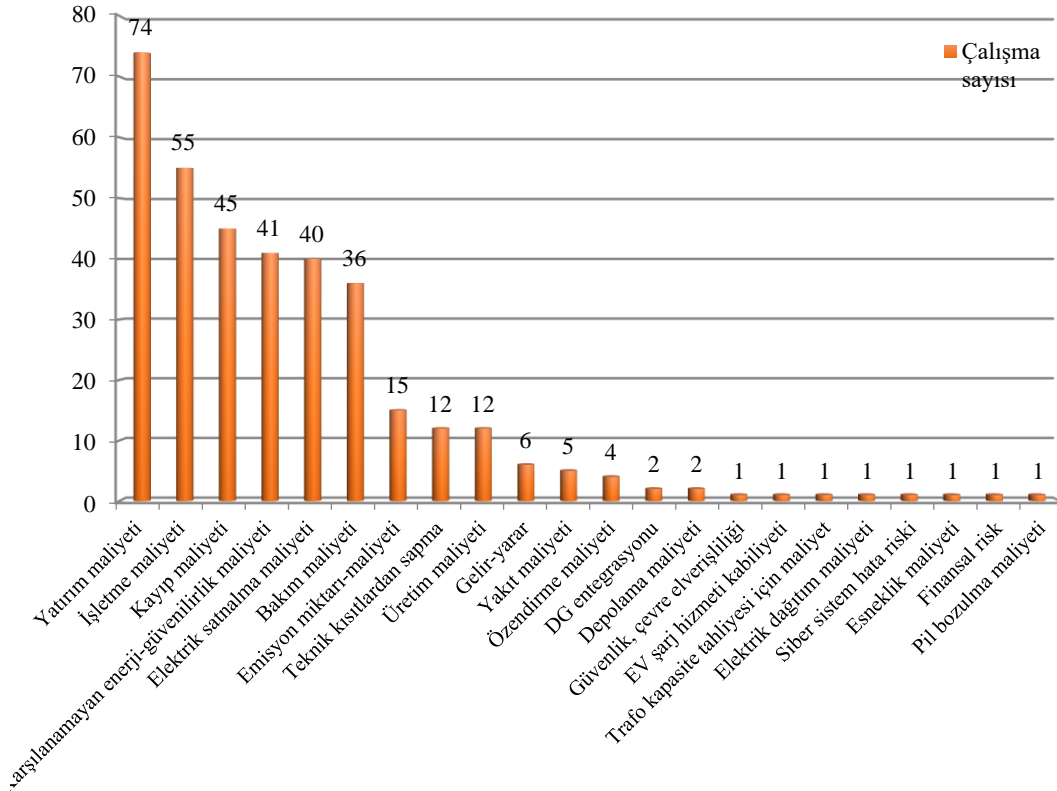
Tablo 3.1. Alan yazında yer alan amaç fonksiyonları

Gösterge	Amaç fonksiyonu	Açıklama
1*	Yatırım maliyeti	Hat, trafo merkezi, transformatör, DÜ birimlerinin kurulum ya/ ya da güçlendirme maliyetlerini içerir.
2*	İşletme maliyeti	Şebekedeki bileşenlerin (DÜ kaynağı vb.) işletme maliyetini ifade eder.
3*	Kesinti-karşılanamayan enerji, güvenilirlik maliyeti	Beklenmedik bir kesintiden kaynaklı olarak veya üretim yetersizliğinden kaynaklanan karşılanamayan enerjinin maliyetini içerir. Bazı çalışmalarda güvenilirlik maliyeti olarak adlandırılmaktadır.
4*	Güvenlik (terör vb.), çevre elverişliliği	En iyi DÜ kurulum yerinin belirlenmesinde yerlerin güvenliği ve çevre açısından elverişliliği değerlendirilmiştir.
5*	Kayıp maliyeti	Şebekenin enerji kayıp maliyetini dikkate alır.
6*	Üretim maliyeti	Trafo ve DÜ birimlerinden enerji üretme maliyetini ifade eder.
7*	Gelir/yarar	Dağıtım kuruluşunun elektrik dağıtımından elde ettiği toplam geliri gösterir.
8*	Elektrikli araç şarj hizmeti kabiliyeti	Elektrikli araç şarj servis kapasitesinin en büyüklenmesini içerir.
9*	Yakıt maliyeti	Toplam yakıt maliyetini ifade eder.
10*	DÜ entegrasyonu	DÜ birimlerinin ya da özellikle yenilenebilir DÜ kaynaklarının sisteme entegrasyon seviyesini dikkate alan bir amaç fonksiyonudur.
11*	Trafo kapasite tahliyesi için maliyet	Trafo kapasitesini serbest bırakmanın maliyetini ifade eder.
12*	Özendirme/ikna/teşvik maliyeti, devlet desteği miktarı	DÜ yatırımı için özel yatırımcıları ikna için yapılan özendirme ve teşvik maliyetlerini ifade eder.
13*	Emisyon miktarı/maliyeti	Üretim birimlerinden salınan emisyon miktarını veya maliyetini dikkate alır.
14*	Teknik kısıtlardan sapma	Voltaj istikrarı vb. için teknik kısıtlardan sapmanın en küçüklenmesinin dikkate alındığı amaç fonksiyonudur.
15*	Şebekeden elektrik satın alma maliyeti	Üst şebekeden satın alınan elektriğin maliyetini içerir.
16*	Bakım maliyeti	Hat, trafo merkezi, transformatör, DÜ birimleri gibi şebeke bileşenlerinin bakım maliyetleri dikkate alınır.
17*	Elektrik dağıtım maliyeti	Dağıtım şirketinin elektrik dağıtımını için katlandığı maliyeti ifade eder.
18*	Siber sistem hata riski	Siber sistemin hata riskini değerlendirir.

Tablo 3.1. devam ediyor

Gösterge	Amaç fonksiyonu	Açıklama
19*	Depolama maliyeti	Depolama biriminin yatırım, bakım vb. giderlerinin ele alındığı amaç fonksiyonudur.
20*	Esneklik maliyeti	Net yükün oranına dayalı olarak esneklik maliyetinin hesaplandığı fonksiyondur.
21*	Finansal risk	DÜ işletme maliyetlerinin ve elektrik piyasasının belirsizliğini dikkate alan bir finansal riski değerlendirir.
22*	Pil bozulma maliyeti	Pilin bozulmasını dikkate alır.

Çalışmaların amaç fonksiyonlarına göre dağılımı Şekil 3.1’de verilmiştir.



Şekil 3.1. Çalışmaların amaç fonksiyonlarına göre dağılımı

Çalışmaların neredeyse tamamında maliyet alt kalemi olarak (75 çalışmadan 74'ü) yatırım maliyetinin dikkate alındığı açıkça görülmektedir. Ayrıca Şekil 3.1. incelendiğinde yatırım (kurulum ve güçlendirme) maliyetinden sonra en çok ele alınan amaç fonksiyonunun işletme maliyeti ve kayıplar olduğu görülmektedir. Şebekeden elektrik satın alma maliyetinin, kullanılmayan enerji-güvenilirlik maliyetinin ve bakım maliyetinin de

sıklıkla dikkate alındığı söylenebilir. Bu çalışmada amaç fonksiyonu, yatırım, bakım, üretim ve emisyon maliyetlerinden oluşan toplam maliyetin en küçüklenmesi şeklindedir. Tablo 3.2 ise çalışmalar bazında dikkate alınan amaç fonksiyonlarına göre bir sınıflandırma verilmektedir.

Tablo 3.2. Çalışmaların amaç fonksiyonlarına göre sınıflandırılması

Kaynaklar	Amaç Fonksiyonu Gösterge Numarası (bkz. Tablo 3.1)																					
	1*	2*	3*	4*	5*	6*	7*	8*	9*	10*	11*	12*	13*	14*	15*	16*	17*	18*	19*	20*	21*	22*
Mori ve Imura [28]	√		√		√																	
Prica ve Ilic [29]	√						√											√				
Barin vd. [30]	√			√	√																	
Gandomkar [31]	√	√			√																	
Haffner vd. [32]	√	√															√					
Soroudi ve Ehsan [33]	√	√													√	√						
Siahi vd. [34]	√	√	√		√											√	√					
Soroudi vd. [35]	√	√										√			√							
Zangeneh ve Jadid [36]	√	√	√		√							√	√								√	
Martins ve Borges [37]	√		√		√											√						
Soroudi vd. [38]	√	√			√																	
Zou vd. [39]	√	√	√					√				√			√	√						
Su [40]	√		√		√									√								
Borges ve Martins [41]	√		√		√											√						
Jahromi vd. [42]	√	√										√	√	√								
Gitizadeh vd. [25]	√	√	√																			
Sedghi vd. [43]	√	√	√																			
Montaya-Bueno vd. [44]	√	√	√		√												√				√	
Munoz-Delgado vd. [45]	√		√		√	√											√					
Huang vd. [46]	√	√														√						
Aghaei vd. [47]	√	√	√		√									√								
Popovic vd. [48]	√		√		√																	
Ahmedigorji ve Amjady [49]	√	√			√											√	√					
Bagheri vd. [50]	√	√	√		√											√						
Munoz-Delgado vd. [51]	√		√		√	√											√					
Xing vd. [52]	√	√	√		√																	
Fitiwi vd. [53]	√	√	√										√									√
Bagheri vd. [54]	√	√	√		√								√	√	√							
Mansor ve Levi [55]	√																					
Bagheri vd. [56]	√	√	√		√								√	√	√							

Tablo 3.2. devam ediyor

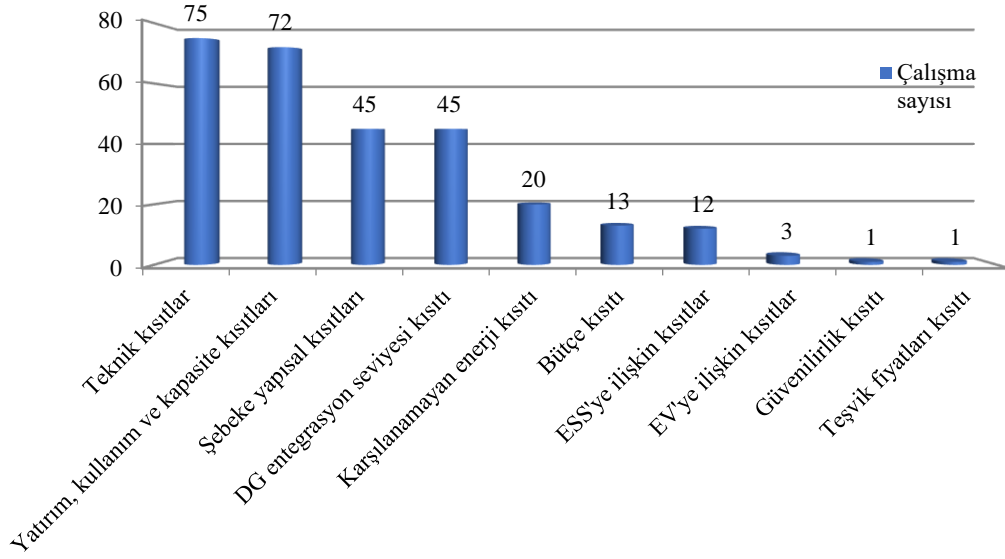
Kaynaklar	Amaç Fonksiyonu Gösterge Numarası (bkz. Tablo 3.1)																					
	1*	2*	3*	4*	5*	6*	7*	8*	9*	10*	11*	12*	13*	14*	15*	16*	17*	18*	19*	20*	21*	22*
Bagheri vd. [57]	√	√	√		√									√	√	√						
Hemmati vd. [58]	√	√														√						
Bagheri vd. [59]	√	√	√		√									√	√	√						
Malee vd. [60]	√	√				√										√						
Fitiwi vd. [61]	√	√	√											√		√	√					
El-Sayed ve Alsaffar [62]	√	√			√											√						
Bagheri vd. [63]	√															√						
Nayeripour vd. [64]	√	√			√										√							
Wang ve Shi [65]	√	√			√																	√
Olia vd. [66]	√	√			√																	√
Xing vd. [67]	√	√			√							√				√	√					
Ahmedigorji ve Amjady [68]	√	√	√		√											√	√					
Munoz-Delgado vd. [69]	√		√		√	√																√
Arasteh vd. [24]	√	√	√		√							√				√	√					
Montaya-Bueno vd. [70]	√	√	√		√												√	√				
Kanwar vd. [71]	√				√						√				√	√						
Xing vd. [72]	√	√	√		√																	
Bahreyni ve Shayanfar [73]					√																	
Santos vd. [74]	√	√	√											√								√
Santos vd. [26]	√	√	√							√				√								√
Ahmedigorji vd. [75]	√	√												√		√	√					√
Barati vd. [76]	√	√					√		√													√
Wang vd. [77]	√	√	√		√												√					√
Koutsoukis vd. [78]	√																					
Salehi ve Jannati [27]	√	√	√		√		√							√	√	√	√					
Malee vd. [79]	√	√				√										√						
Wang vd. [80]	√	√	√		√		√					√				√	√					
Zare vd. [81]	√	√			√	√										√						
Sun vd. [82]	√		√		√	√																√
Asensio vd. [83]	√		√			√	√										√					√
Gholizadeh-Roshanagh vd. [84]	√	√			√												√					
Shen vd. [85]	√	√			√				√							√	√					
Xing vd. [86]	√	√			√		√		√							√						
Ortiz vd. [87]	√	√														√	√					
Alotaibi ve Salama [88]	√	√			√							√				√						
Wu vd. [89]	√	√	√			√																√
Kabirifar vd. [90]	√	√	√			√										√	√					

Tablo 3.2. devam ediyor

Kaynaklar	Amaç Fonksiyonu Gösterge Numarası (bkz. Tablo 3.1)																					
	1*	2*	3*	4*	5*	6*	7*	8*	9*	10*	11*	12*	13*	14*	15*	16*	17*	18*	19*	20*	21*	22*
Karimi-Arpanahi vd. [91]	√	√	√						√							√					√	
Ugranlı vd. [92]	√	√	√							√						√	√					
Wang vd. [93]	√		√		√			√									√					
Abdi-Siab ve Lesani [94]	√					√										√	√					√
Home-Ortiz vd. [95]	√	√	√		√								√		√	√						
Seta vd. [96]	√	√			√											√						
Kakueinejad vd. [97]	√	√	√													√						
Abdi-Siab ve Lesani [98]	√					√										√	√					

3.1.2. Kısıtlar

Alan yazında yer alan çalışmalarda problemin çözümünde dikkate alınan kısıtlar Tablo 3.3'te verilmiştir. Ayrıca çalışmalarda kullanılan kısıtların dağılımı Şekil 3.2'de gösterilmiştir. Teknik kısıtlar, güç akış denklemi, Kirchoff yasaları, termal kısıtlar, voltaj kısıtları, akım limitleri, güç faktörü gibi kısıtları kapsamaktadır. Bunlardan bazıları (maksimum voltaj düşüş limiti gibi) ülkelerin standartlarına göre değişiklik göstermektedir. İncelenen tüm çalışmalarda teknik kısıtlardan en az birinin dikkate alındığı görülmektedir. Yatırım, kullanım ve kapasite kısıtlamaları, şebeke bileşenlerinin (hat, trafo merkezi, DÜ vb.) kurulmasını veya güçlendirilmesini ve bu ekipmanların kapasiteleri dahilinde seçilmesini sağlar. Enerji Depolama Sistemi (EDS) ve elektrikli araçlar (EA) ile ilgili kısıtlamalar aslında bu başlık altında incelenirken, daha net görülmesi için bunlar ek başlıklar şeklinde tekrar gösterilmiştir. EDS ve EA ile ilgili kısıtların son yıllarda giderek daha fazla dikkate alındığı görülmektedir.



Şekil 3.2. Çalışmaların kısıtlara göre dağılımı

Dağıtım ağının topolojisi, incelenen çalışmaların %60'ında dikkate alınmıştır. Bir düğüm veya şebeke üzerine kurulabilecek DÜ kaynağı sayısı veya DÜ'den alınacak yük miktarı da sınırlandırılabilir. Bu kısıt, çalışmaların %60'ında kullanılmıştır. Şebekeye verilemeyen enerji miktarı da araştırmacılar tarafından incelenmiş ve bu kısıt, çalışmaların %26,67'sinde kullanılmıştır. Şebeke planlamasında bütçe limiti, çalışmaların %17,33'ünde dikkate alınmıştır. EDS ile ilgili kısıtlamalar, çalışmaların %16'sında kullanılmıştır. Son olarak, EA, güvenilirlik ve teşvik fiyatları kısıtlamalarının nadiren çalışıldığı görülmektedir.

Tablo 3.3. Çalışmaların kısıtlara göre sınıflandırılması

Kaynaklar	Teknik kısıtlar	Yatırım, kullanım ve kapasite kısıtları	Şebeke yapısal kısıtları	DÜ entegrasyon seviyesi kısıtı	Karşılanamayan enerji kısıtı	Bütçe kısıtı	Güvenilirlik kısıtı	Teşvik fiyatları kısıtı	EDS' ye ilişkin kısıtlar	EA için kısıtlar
Mori ve Iimura [28]	✓									
Prica ve Ilic [29]	✓	✓	✓	✓	✓					
Barin vd. [30]	✓	✓	✓							
Gandomkar [31]	✓	✓		✓						
Haffner vd. [32]	✓	✓	✓		✓	✓				
Soroudi ve Ehsan [33]	✓	✓								
Siahi vd. [34]	✓	✓				✓				
Soroudi vd. [35]	✓	✓								

Tablo 3.3. devam ediyor

Kaynaklar	Teknik kısıtlar	Yatırım, kullanım ve kapasite kısıtları	Şebeke yapısal kısıtları	DÜ entegrasyon seviyesi kısıtı	Karşılamanamayan enerji kısıtı	Bütçe kısıtı	Güvenilirlik kısıtı	Teşvik fiyatları kısıtı	EDS' ye ilişkin kısıtlar	EA için kısıtlar
Zangeneh ve Jadid [36]	✓	✓								
Martins ve Borges [37]	✓	✓	✓							
Soroudi vd. [38]	✓	✓		✓						
Zou vd. [39]	✓	✓		✓						
Su [40]	✓	✓								
Borges ve Martins [41]	✓	✓	✓	✓						
Jahromi vd. [42]	✓	✓								
Gitizadeh vd. [25]	✓	✓	✓							
Sedghi vd. [43]	✓	✓							✓	
Montaya-Bueno vd. [44]	✓	✓		✓					✓	
Munoz-Delgado vd. [45]	✓	✓	✓	✓	✓	✓				
Huang vd. [46]	✓	✓	✓							
Aghaei vd. [47]	✓	✓	✓							
Popovic vd. [48]	✓	✓			✓		✓			
Ahmedigorji ve Amjady [49]	✓	✓		✓						
Bagheri vd. [50]	✓	✓	✓	✓						
Munoz-Delgado vd. [51]	✓	✓	✓	✓	✓	✓				
Xing vd. [52]	✓	✓		✓	✓					
Fitiwi vd. [53]	✓	✓		✓	✓	✓				
Bagheri vd. [54]	✓	✓	✓	✓						
Mansor ve Levi [55]	✓	✓	✓	✓						
Bagheri vd. [56]	✓	✓	✓	✓						
Bagheri vd. [57]	✓	✓	✓	✓						
Hemmati vd. [58]	✓	✓	✓	✓						
Bagheri vd. [59]	✓	✓	✓	✓						
Malee vd. [60]	✓	✓	✓							
Fitiwi vd. [61]	✓	✓		✓	✓	✓				
El-Sayed ve Alsaffar [62]	✓	✓								
Bagheri vd. [63]	✓	✓		✓					✓	
Nayeripour vd. [64]	✓	✓		✓						
Wang ve Shi [65]	✓	✓	✓	✓						
Olia vd. [66]	✓	✓		✓						
Xing vd. [67]	✓	✓	✓	✓					✓	
Ahmedigorji ve Amjady [68]	✓			✓						
Munoz-Delgado vd. [69]	✓	✓	✓	✓	✓	✓				
Arasteh vd. [24]	✓		✓	✓	✓	✓				
Montaya-Bueno vd. [70]	✓	✓		✓	✓	✓				
Kanwar vd. [71]	✓	✓	✓	✓						
Xing vd. [72]	✓	✓	✓	✓	✓					
Bahreyni ve Shayanfar [73]	✓	✓		✓						

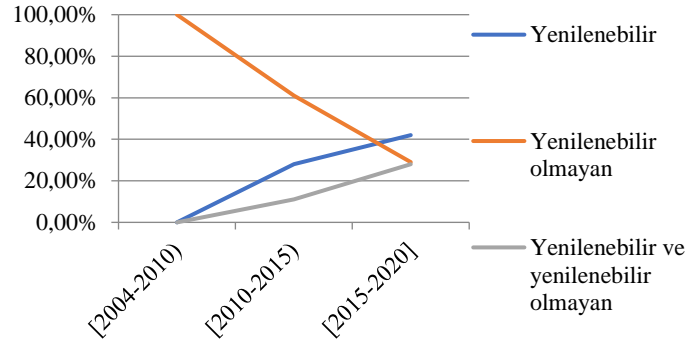
Tablo 3.3. devam ediyor

Kaynaklar	Teknik kısıtlar	Yatırım, kullanım ve kapasite kısıtları	Şebeke yapısal kısıtları	DÜ entegrasyon seviyesi kısıtı	Karşılamanamayan enerji kısıtı	Bütçe kısıtı	Güvenilirlik kısıtı	Teşvik fiyatları kısıtı	EDS' ye ilişkin kısıtlar	EA için kısıtlar
Santos vd. [74]	✓	✓	✓						✓	
Santos vd. [26]	✓	✓	✓						✓	
Ahmedigorji vd. [75]	✓	✓		✓						
Barati vd. [76]	✓	✓				✓				
Wang vd. [77]	✓	✓		✓	✓					
Koutsoukis vd. [78]	✓	✓	✓							
Salehi ve Jannati [27]	✓	✓								
Malee vd. [79]	✓	✓	✓							
Wang vd. [80]	✓	✓	✓	✓	✓				✓	
Zare vd. [81]	✓	✓	✓	✓						
Sun vd. [82]	✓	✓	✓	✓	✓					
Asensio vd. [83]	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	
Gholizadeh-Roshanagh vd. [84]	✓	✓	✓							
Shen vd. [85]	✓	✓	✓		✓					
Xing vd. [86]	✓	✓	✓	✓						
Ortiz vd. [87]	✓	✓	✓							
Alotaibi ve Salama [88]	✓	✓	✓	✓				✓		
Wu vd. [89]	✓	✓	✓	✓						
Kabirifar vd. [90]	✓	✓	✓	✓	✓	✓				
Karimi-Arpanahi vd. [91]	✓	✓	✓	✓						
Ugranlı vd. [92]	✓	✓	✓	✓	✓					
Wang vd. [93]	✓	✓	✓	✓					✓	✓
Abdi-Siab ve Lesani [94]	✓	✓	✓						✓	✓
Home-Ortiz vd. [95]	✓	✓				✓			✓	
Seta vd. [96]	✓	✓	✓	✓						
Kakueinejad vd. [97]	✓	✓		✓						
Abdi-Siab ve Lesani [98]	✓	✓	✓						✓	✓

3.1.3. Dağıtık üretim türü

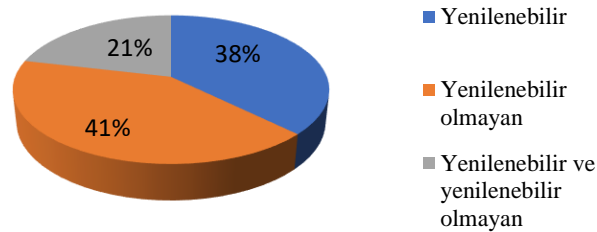
Çalışmalarda incelenen DÜ teknolojileri Tablo 3.4'te verilmiştir. Çalışmalarda sadece “DÜ” olarak bahsedilen teknolojiler geleneksel jeneratörler olarak sınıflandırılmıştır. Birçok çalışmada farklı teknolojilerin yatırım seçeneği olarak birlikte değerlendirildiği görülmektedir. Tablo 3.4'e göre rüzgâr enerjisinin en yaygın şekilde dikkate alındığı ve onu güneş enerjisinin izlediği söylenebilir.

Çalışmalarda yatırım seçeneği olarak dikkate alınan dağıtık üretim kaynaklarının yıllara göre dağılımı Şekil 3.3'te verilmiştir. Burada yenilenebilir kaynakların son yıllarda daha fazla dikkate alınmaya başlandığı ve hem yenilenebilir hem de yenilenebilir olmayan kaynakların birlikte dikkate alındığı çalışmaların sayısının arttığı görülmektedir.



Şekil 3.3. Çalışmaların yıllara göre DÜ kaynağı açısından dağılımı

Yenilenebilir ve yenilenebilir olmayan kaynaklar açısından bakıldığında çalışmaların dağılımı Şekil 3.4'te verilmiştir. Burada yenilenebilir olmayan kaynaklar hâlâ sayıca fazla görülse de Şekil 3.3'te verilen grafikte birlikte değerlendirildiğinde son yıllarda yenilenebilir kaynaklara verilen önemin arttığı görülmektedir. Bu çalışmada rüzgâr enerjisi ve geleneksel dağıtık üretim kaynağı dikkate alınmıştır.



Şekil 3.4. Çalışmaların DÜ kaynağına göre dağılımı

Tablo 3.4. Çalışmaların DÜ türüne göre sınıflandırılması

Kaynaklar	DÜ Türü										
	Geleneksel jeneratör	Rüzgâr türbini	Güneş paneli	Hidro elektrik	Yakıt hücresi	Mikro türbin	Gaz türbini	Dizel motor	Kombine ısı ve güç	Biokütle	Jeotermal
Mori ve Iimura [28]	✓										
Prica ve Ilic [29]	✓										
Barin vd. [30]	✓										
Gandomkar [31]	✓										
Haffner vd. [32]	✓										
Soroudi ve Ehsan [33]							✓				
Siahi vd. [34]	✓										
Soroudi vd. [35]					✓	✓	✓				
Zangeneh ve Jadid [36]		✓	✓		✓	✓	✓	✓			
Martins ve Borges [37]		✓									✓
Soroudi vd. [38]							✓		✓		
Zou vd. [39]		✓	✓							✓	
Su [40]		✓									
Borges ve Martins [41]	✓										
Jahromi vd. [42]					✓	✓	✓		✓		
Gitizadeh vd. [25]	✓										
Sedghi vd. [43]					✓						
Montaya-Bueno vd. [44]		✓	✓								
Munoz-Delgado vd. [45]	✓	✓									
Huang vd. [46]		✓									
Aghaei vd. [47]	✓										
Popovic vd. [48]	✓										
Ahmedigorji ve Amjady [49]	✓										
Bagheri vd. [50]	✓										
Munoz-Delgado vd. [51]	✓	✓									
Xing vd. [52]		✓									
Fitiwi vd. [53]		✓	✓	✓	✓		✓			✓	✓
Bagheri vd. [54]		✓									
Mansor ve Levi [55]	✓										
Bagheri vd. [56]	✓	✓									
Bagheri vd. [57]		✓					✓				
Hemmati vd. [58]	✓										
Bagheri vd. [59]		✓					✓				
Malee vd. [60]	✓										
Fitiwi vd. [61]		✓	✓				✓			✓	
El-Sayed ve Alsaffar [62]			✓								
Bagheri vd. [63]		✓									
Nayeripour vd. [64]							✓				
Wang ve Shi [65]	✓										
Olia vd. [66]		✓				✓			✓		

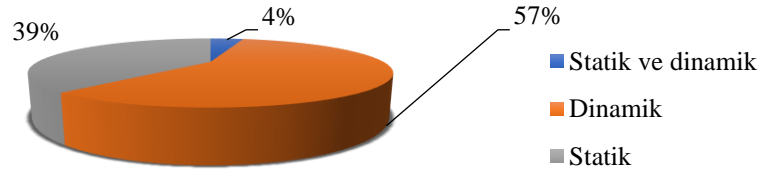
Tablo 3.4. devam ediyor

Kaynaklar	DÜ Türü										
	Geleneksel jeneratör	Rüzgâr türbini	Güneş paneli	Hidro elektrik	Yakıt hücresi	Mikro türbin	Gaz türbini	Dizel motor	Kombine ısı ve güç	Biokütle	Jeotermal
Xing vd. [67]		√									
Ahmedigorji ve Amjady [68]	√										
Munoz-Delgado vd. [69]	√	√	√								
Arasteh vd. [24]							√	√			
Montaya-Bueno vd. [70]		√	√								
Kanwar vd. [71]	√										
Xing vd. [72]		√	√								
Bahreyni ve Shayanfar [73]		√	√								
Santos vd. [74]		√	√								
Santos vd. [26]		√	√								
Ahmedigorji vd. [75]	√										
Barati vd. [76]		√	√				√				
Wang vd. [77]		√	√								
Koutsoukis vd. [78]		√	√								
Salehi ve Jannati [27]	√										
Malee vd. [79]	√										
Wang vd. [80]		√	√								
Zare vd. [81]	√										
Sun vd. [82]		√	√								
Asensio vd. [83]		√	√								
Gholizadeh-Roshanagh vd. [84]		√	√								
Shen vd. [85]	√										
Xing vd. [86]		√	√			√					
Ortiz vd. [87]		√									
Alotaibi ve Salama [88]	√	√	√								
Wu vd. [89]	√	√									
Kabirifar vd. [90]	√	√									
Karimi-Arpanahi vd. [91]		√	√								
Ugranlı vd. [92]		√	√								
Wang vd. [93]		√	√								
Abdi-Siab ve Lesani [94]		√									
Home-Ortiz vd. [95]	√	√	√								
Seta vd. [96]		√									
Kakueinejad vd. [97]	√										
Abdi-Siab ve Lesani [98]		√									

3.1.4. Planlama türü

Planlama dönemi açısından problem için iki tür planlama modeli tanımlanabilir: statik ve dinamik planlama [42]. Statik planlamada tüm yatırımlar planlama döneminin sonundaki yükü karşılayacak şekilde planlama ufku başında yapılacak şekilde tasarlanır. Dinamik planlamada ise planlama ufku zaman aralıklarına bölünür. Her aralıktaki yatırım, zaman aralığının sonundaki yükü karşılamak için aralığın başında yapılacak şekilde tasarlanmıştır. Burada, planlama ufkuna ulaşmak için zaman aralıkları en iyilenebilir. Bazı çalışmalarda ([42],[88]), modeller hem statik hem de dinamik olarak çözülmüş ve sonuçlar karşılaştırılmıştır. Dinamik yapı kullanılarak yapılan yatırımlarda toplam maliyetin statik yapı kullanılarak yapılan yatırımlara göre daha düşük olduğu bazı çalışmalarda [38], [42] gösterilmiştir. Bu çalışmada, dönemler dikkate alınarak dinamik planlama yapılmıştır.

Çalışmalar planlama dönemi açısından incelendiğinde, araştırmacıların %38,67'si statik yaklaşımı kullanırken, %57,33'ünün dinamik yaklaşımı, %4,00'ünün ise hem statik hem de dinamik yaklaşımı birlikte kullanarak sonuçları karşılaştırdığı görülmüştür.



Şekil 3.5. Çalışmaların planlama periyoduna göre dağılımı

Ayrıca, planlama dönemine ek olarak sıfırdan, ilk kurulum yatırımı (greenfield) ve mevcut yapıların üzerine yatırım (brownfield) olmak üzere iki tip planlama bulunmaktadır. İlk kurulum yatırımı, mevcut tesislerin olmadığı yeni bir bölgedeki talebi karşılamak için yapılan yatırımları ifade etmektedir. Mevcut yapıların üzerine yatırımda ise mevcut tesisler dikkate alınarak genişleme ve güçlendirme çalışmaları yapılmaktadır. Mevcut sistemin dikkate alınması genişleme planlamasında daha sık dikkate alınmaktadır.

Tablo 3.5. Çalışmaların planlama türüne göre sınıflandırılması

Kaynaklar	Planlama tipi			Planlama dönemi	
	İlk kurulum	Mevcut yapı dikkate alınarak		Statik	Dinamik
Mori ve İimura [28]		✓		✓	
Prica ve Ilic [29]		✓			✓
Barin vd. [30]		✓		✓	
Gandomkar [31]		✓			✓
Haffner vd. [32]		✓			✓
Soroudi ve Ehsan [33]		✓			✓
Siahi vd. [34]		✓		✓	
Soroudi vd. [35]		✓		✓	✓
Zangeneh ve Jadid [36]		✓			✓
Martins ve Borges [37]		✓		✓	
Soroudi vd. [38]		✓			✓
Zou vd. [39]		✓		✓	
Su [40]		✓		✓	
Borges ve Martins [41]		✓			✓
Jahromi vd. [42]		✓		✓	✓
Gitizadeh vd. [25]		✓			✓
Sedghi vd. [43]		✓			✓
Montaya-Bueno vd. [44]		✓		✓	
Munoz-Delgado vd. [45]		✓			✓
Huang vd. [46]		✓		✓	
Aghaei vd. [47]		✓			✓
Popovic vd. [48]		✓		✓	
Ahmedigorji ve Amjady [49]		✓			✓
Bagheri vd. [50]		✓			✓
Munoz-Delgado vd. [51]		✓			✓
Xing vd. [52]		✓		✓	
Fitiwi vd. [53]		✓			✓
Bagheri vd. [54]		✓			✓
Mansor ve Levi [55]		✓		✓	
Bagheri vd. [56]		✓			✓
Bagheri vd. [57]		✓			✓
Hemmati vd. [58]		✓			✓
Bagheri vd. [59]		✓		✓	
Malee vd. [60]		✓			✓
Fitiwi vd. [61]		✓			✓
El-Sayed ve Alsaffar [62]		✓		✓	
Bagheri vd. [63]		✓		✓	
Nayeripour vd. [64]		✓		✓	
Wang ve Shi [65]		✓			✓
Olia vd. [66]		✓		✓	
Xing vd. [67]		✓		✓	
Ahmedigorji ve Amjady [68]		✓			✓
Munoz-Delgado vd. [69]		✓			✓

Tablo 3.5. devam ediyor

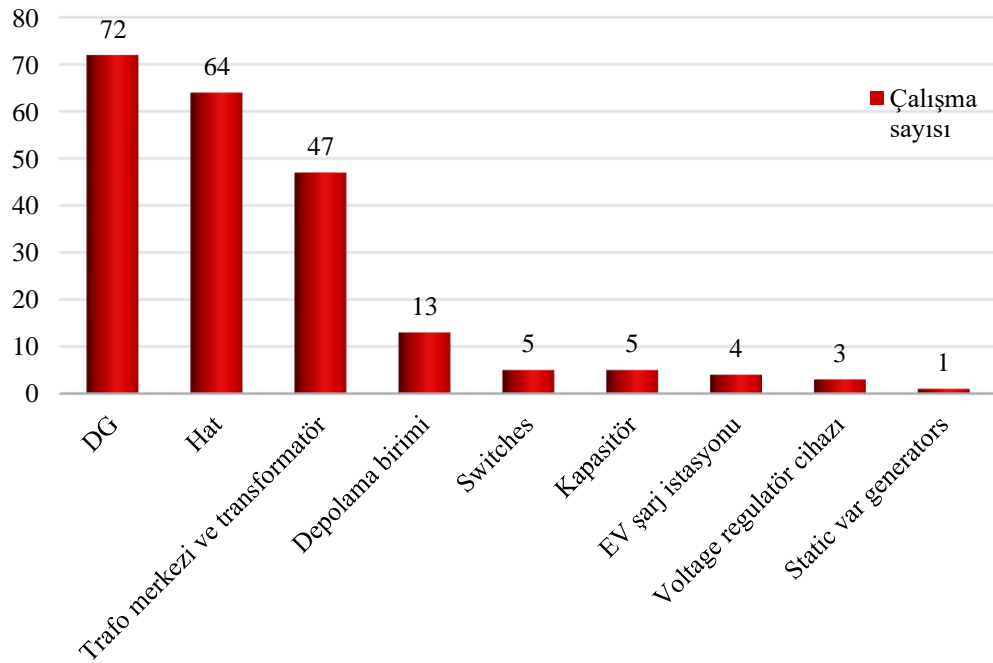
Kaynaklar	Planlama tipi		Planlama dönemi	
	İlk kurulum	Mevcut yapı dikkate alınarak	Statik	Dinamik
Arasteh vd. [24]		✓		✓
Montaya-Bueno vd. [70]		✓		✓
Kanwar vd. [71]		✓	✓	
Xing vd. [72]		✓	✓	
Bahreyni ve Shayanfar [73]		✓	✓	
Santos vd. [74]		✓		✓
Santos vd. [26]		✓		✓
Ahmedigorji vd. [75]		✓		✓
Barati vd. [76]		✓	✓	
Wang vd. [77]		✓	✓	
Koutsoukis vd. [78]		✓		✓
Salehi ve Jannati [27]		✓	✓	
Malee vd. [79]		✓		✓
Wang vd. [80]		✓	✓	
Zare vd. [81]		✓		✓
Sun vd. [82]		✓		✓
Asensio vd. [83]		✓		✓
Gholizadeh-Roshanagh vd. [84]	✓		✓	
Shen vd. [85]		✓		✓
Xing vd. [86]		✓	✓	
Ortiz vd. [87]		✓	✓	
Alotaibi ve Salama [88]		✓	✓	
Wu vd. [89]		✓		✓
Kabirifar vd. [90]		✓		✓
Karimi-Arpanahi vd. [91]		✓		✓
Ugranlı vd. [92]		✓		✓
Wang vd. [93]		✓	✓	
Abdi-Siab ve Lesani [94]		✓		✓
Home-Ortiz vd. [95]		✓		✓
Seta vd. [96]		✓	✓	
Kakueinejad vd. [97]		✓		✓
Abdi-Siab ve Lesani [98]		✓		✓

3.1.5. Şebeke bileşenleri

Şebeke tasarımı yapılırken, planlama aşamasında hangi şebeke bileşenlerinin dikkate alınacağı kararı önemli bir problemdir. Bu tez kapsamında ele alınan problemi kapsayan ve

ilişkili olan çalışmalar dikkate aldıkları şebeke bileşenlerine göre sınıflandırılmış ve Tablo 3.6'da bu sınıflandırma verilmiştir.

Tablo 3.6'ya göre en çok dikkate alınan şebeke bileşenleri DÜ, hat ve trafo merkezleri iken, voltaj regülatör cihazları, anahtarlar, depolama birimi, kapasitör, statik var jeneratörler ve elektrikli araç şarj istasyonları nadiren dikkate alınmaktadır. Teknolojinin ve elektrikli cihazların gelişmesiyle birlikte, bu bileşenleri ele alan çalışmaların sayısının da artması beklenmektedir. Örneğin Tablo 3.6'da verilen ilk çalışma olan Mori ve Iimura [26]'da hat, trafo merkezi ve transformatör, DÜ şebeke bileşenlerinin dikkate alındığı görülmektedir. Bu tez çalışmasında, DÜ, hat, trafo merkezleri ve transformatör bileşenlerinin kurulum kararı (kurulsun mu, hangi kapasitede kurulsun) ile ilgilenilmiştir.



Şekil 3.6. Çalışmaların şebeke bileşenlerine göre dağılımı

Tablo 3.6. Çalışmaların şebeke bileşenlerine göre sınıflandırılması

Kaynaklar	Şebeke bileşeni								
	Hat	Trafo merkezi ve transformatör	DÜ	Voltaj regülatör cihazı	Anahtar (Switch)	Depolama birimi	Kapasitör	Static Var Generator	EA şarj istasyonu
Mori ve Iimura [28]	✓	✓	✓						
Prica ve Ilic [29]	✓								
Barin vd. [30]			✓						
Gandomkar [31]	✓	✓	✓						
Haffner vd. [32]	✓	✓	✓						
Soroudi ve Ehsan [33]	✓	✓	✓						
Siahi vd. [34]			✓	✓					
Soroudi vd. [35]	✓	✓	✓						
Zangeneh ve Jadid [36]			✓						
Martins ve Borges [37]	✓		✓		✓				
Soroudi vd. [38]			✓						
Zou vd. [39]			✓						
Su [40]	✓		✓		✓				
Borges ve Martins [41]	✓		✓		✓				
Jahromi vd. [42]	✓	✓	✓						
Gitizadeh vd. [25]	✓	✓	✓						
Sedghi vd. [43]	✓	✓	✓				✓		
Montaya-Bueno vd. [44]			✓				✓		
Munoz-Delgado vd. [45]	✓	✓	✓						
Huang vd. [46]	✓	✓	✓						
Aghaei vd. [47]	✓	✓	✓						
Popovic vd. [48]	✓		✓						
Ahmedigorji ve Amjady [49]	✓		✓						
Bagheri vd. [50]	✓	✓	✓		✓				
Munoz-Delgado vd. [51]	✓	✓	✓						
Xing vd. [52]	✓	✓	✓						
Fitiwi vd. [53]			✓						
Bagheri vd. [54]	✓	✓	✓						
Mansor ve Levi [55]	✓	✓	✓						
Bagheri vd. [56]	✓	✓	✓						
Bagheri vd. [57]	✓	✓	✓						
Hemmati vd. [58]	✓	✓	✓						
Bagheri vd. [59]	✓	✓	✓						
Malee vd. [60]	✓	✓	✓						
Fitiwi vd. [61]			✓						
El-Sayed ve Alsaffar [62]	✓	✓	✓						
Bagheri vd. [63]	✓	✓	✓				✓		
Nayeripour vd. [64]	✓	✓	✓						
Wang ve Shi [65]	✓		✓						

Tablo 3.6. devam ediyor

Kaynaklar	Şebeke bileşeni								
	Hat	Trafo merkezi ve transformör	DÜ	Voltaj regülatör cihazı	Anahtar (Switch)	Depolama birimi	Kapasitör	Static Var Generator	EA şarj istasyonu
Olia vd. [66]	✓		✓						✓
Xing vd. [67]	✓	✓	✓			✓			
Ahmedigorji ve Amjady [68]	✓		✓						
Munoz-Delgado vd. [69]	✓	✓	✓						
Arasteh vd. [24]	✓		✓						
Montaya-Bueno vd. [70]		✓	✓						
Kanwar vd. [71]			✓				✓		
Xing vd. [72]	✓	✓	✓						
Bahreyni ve Shayanfar [73]			✓						
Santos vd. [74]	✓		✓			✓	✓		
Santos vd. [26]	✓		✓			✓	✓		
Ahmedigorji vd. [75]	✓		✓						
Barati vd. [76]	✓	✓	✓						
Wang vd. [77]	✓		✓			✓			
Koutsoukis vd. [78]	✓	✓		✓			✓		
Salehi ve Jannati [27]	✓		✓						
Malee vd. [79]	✓	✓	✓						
Wang vd. [80]	✓		✓			✓			
Zare vd. [81]	✓	✓	✓						
Sun vd. [82]	✓	✓	✓						
Asensio vd. [83]	✓	✓	✓			✓			
Gholizadeh-Roshanagh vd. [84]	✓	✓	✓						
Shen vd. [85]	✓		✓						
Xing vd. [86]	✓	✓	✓		✓				
Ortiz vd. [87]	✓	✓	✓						
Alotaibi ve Salama [88]	✓	✓	✓						
Wu vd. [89]	✓	✓	✓					✓	
Kabirifar vd. [90]	✓	✓	✓						
Karimi-Arpanahi vd. [91]	✓	✓	✓						
Ugranlı vd. [92]	✓	✓	✓						
Wang vd. [93]	✓	✓	✓			✓			✓
Abdi-Siab ve Lesani [94]	✓	✓	✓			✓			✓
Home-Ortiz vd. [95]	✓	✓	✓			✓			
Seta vd. [96]	✓	✓	✓						
Kakueinejad vd. [97]	✓		✓						
Abdi-Siab ve Lesani [98]	✓	✓	✓	✓		✓	✓		✓

3.1.6. Çözüm teknikleri

Şebeke planlaması için kurulan modellerin çözümünde matematiksel programlama, sezgisel, meta-sezgisel yöntemler, benzetim ve çok kriterli karar verme yöntemleri gibi birçok farklı yaklaşım kullanılmış olup, bununla ilgili ayrıntılı sınıflandırma Tablo 3.7'de verilmiştir.

Tablo 3.7. Çalışmaların çözüm teknikleri açısından sınıflandırılması

Kaynaklar	Sezgisel-Metasezgisel Yöntemler										
	Matematiksel Programlama	Genetik Algoritma	Bağışıklık Sistemi	Tabu Arama	Tavlama Benzetimi	Diferansiyel Gelişim	Kuş Sürüsü Optimizasyonu	Diğer	Simülasyon	Çok Kriterli Karar Verme	Mat-Sezgisel
Mori ve Imura [28]				√							
Prica ve Ilic [29]									√		
Barin vd. [30]										√	
Gandomkar [31]		√									
Haffner vd. [32]	√										
Soroudi ve Ehsan [33]		√	√								
Siahi vd. [34]	√								√		
Soroudi vd. [35]		√	√								
Zangeneh ve Jadid [36]		√									
Martins ve Borges [37]		√									
Soroudi vd. [38]	√										
Zou vd. [39]							√				
Su [40]		√									
Borges ve Martins [41]		√									
Jahromi vd. [42]								√			
Gitizadeh vd. [25]							√	√			
Sedghi vd. [43]							√				
Montaya-Bueno vd. [44]	√										
Munoz-Delgado vd. [45]	√										
Huang vd. [46]	√										
Aghaei vd. [47]							√				
Popovic vd. [48]	√				√						
Ahmedigorji ve Amjady [49]						√	√				
Bagheri vd. [50]		√									
Munoz-Delgado vd. [51]	√										
Xing vd. [52]	√										
Fitiwi vd. [53]	√										
Bagheri vd. [54]		√									
Mansor ve Levi [55]	√										

Tablo 3.7. devam ediyor

Kaynaklar	Matematiksel Programlama	Sezgisel-Metasezgisel Yöntemler								Simülasyon	Çok Kriterli Karar Verme	Mat-Sezgisel
		Genetik Algoritma	Bağışıklık Sistemi	Tabu Arama	Tavlama	Benzetimi	Diferansiyel Gelişim	Kuş Sürüşü Optimizasyonu	Diğer			
Bagheri vd. [56]		√										
Bagheri vd. [57]		√										
Hemmati vd. [58]								√		√		
Bagheri vd. [59]		√										
Malee vd. [60]								√		√		
Fitiwi vd. [61]	√											
El-Sayed ve Alsaffar [62]	√											
Bagheri vd. [63]		√										
Nayeripour vd. [64]								√				
Wang ve Shi [65]		√										
Olia vd. [66]		√										
Xing vd. [67]	√											
Ahmedigorji ve Amjady [68]										√		
Munoz-Delgado vd. [69]	√											
Arasteh vd. [24]								√				
Montaya-Bueno vd. [70]	√											
Kanwar vd. [71]								√				
Xing vd. [72]	√											
Bahreyni ve Shayanfar [73]	√											
Santos vd. [74]	√											
Santos vd. [26]	√											
Ahmedigorji vd. [75]										√		
Barati vd. [76]		√										
Wang vd. [77]		√										
Koutsoukis vd. [78]		√										
Salehi ve Jannati [27]		√										
Malee vd. [79]								√				
Wang vd. [80]	√	√										
Zare vd. [81]	√											
Sun vd. [82]	√											
Asensio vd. [83]	√											
Gholizadeh-Roshanagh vd. [84]										√		
Shen vd. [85]	√											
Xing vd. [86]	√											
Ortiz vd. [87]	√					√						
Alotaibi ve Salama [88]	√											
Wu vd. [89]	√											
Kabirifar vd. [90]	√											

Tablo 3.7. devam ediyor

Kaynaklar	Matematiksel Programlama	Sezgisel-Metasezgisel Yöntemler									
		Genetik Algoritma	Bağıklık Sistemi	Tabu Arama	Tavlama Benzetimi	Diferansiyel Gelişim	Kuş Sürüşü Optimizasyonu	Diğer	Simülasyon	Çok Kriterli Karar Verme	Mat-Sezgisel
Karimi-Arpanahi vd. [91]	√										
Ugranlı vd. [92]	√										
Wang vd. [93]								√			
Abdi-Siab ve Lesani [94]	√										
Home-Ortiz vd. [95]	√										√
Seta vd. [96]			√								
Kakueinejad vd. [97]								√			
Abdi-Siab ve Lesani [98]	√										

Tablo 3.7 incelendiğinde en çok kullanılan yöntemin matematiksel programlama, onu izleyen yöntemin ise genetik algoritma olduğu görülmektedir. Matematiksel modelin özellikleri açısından bakıldığında ise çalışmalar Tablo 3.8’de verildiği gibi sınıflandırılabilir.

Tablo 3.8. Matematiksel modelleme özelliği açısından çalışmaların sınıflandırılması

Özellik	Kaynak(lar)
Karma tamsayılı doğrusal programlama (KTDP)	Haffner vd., [32], Soroudi vd., [38], Fitiwi vd., [53], Fitiwi vd., [61], Wang vd., [80], Shen vd., [85]
KTDP (doğrusallaştırma kullananlar)	Montaya-Bueno vd., [44], Munoz-Delgado vd., [45], Huang vd., [46], Popovic vd., [48], Munoz-Delgado vd., [51], Munoz-Delgado vd., [69], Montaya-Bueno vd., [70], Santos vd., [74], Santos vd., [26], Zare vd., [81], Asensio vd., [83], Alotaibi ve Salama [88], Kabirifar vd., [90], Karimi-Arpanahi vd., [91], Ugranlı [92], Abdi-Siab ve Lesani [94], Abdi-Siab ve Lesani [98]
Karma tamsayılı doğrusal olmayan programlama (KTDOP)	Siahi vd., [34], Mansor ve Levi [55], Bahreyni ve Shayanfar [73]
İkinci dereceden konik programlama (İDKP)	Xing vd., [52], Xing vd., [67], Xing vd., [72], Sun vd., [82], Xing vd., [86], Wu vd., [89]
Karma tamsayılı konik programlama (KTKP)	Ortiz vd., [87], Home-Ortiz vd., [95]
Sıralı kuadratik programlama (SKP)	El-Sayed ve Alsaffar [62]

Problemin yapısı gereği doğrusal olmayan modellerin ön plana çıktığı fakat çoğu çalışmada doğrusallaştırma teknikleri kullanılarak modellerin doğrusallaştırıldığı görülmektedir.

3.1.7. Şebeke türü

İncelenen çalışmaların tamamında radyal şebeke yapısının kullanıldığı görülmüş olup şebeke yapılarına ilişkin detaylı bilgi Bölüm 2.3'te verilmiştir.

3.1.8. Değişkenler ve parametreler

DŞGP genellikle sürekli ve kesikli (ikili) değişkenlerle karma tamsayı doğrusal olmayan programlama olarak modellenir [99].

Yatırım kararlarında ([98], [94], [75]) ve tüm sistem ekipmanı için kullanım kararlarının verilmesinde ([98],[94]) ikili değişkenler kullanılır. Kullanım değişkeni, ekipmanın kullanım durumu dönemden döneme değişiyorsa gereklidir. Ayrıca, hat konfigürasyonu için ikili değişken kullanılabilir ([88]).

Sürekli değişkenler genellikle güç akışında ([24],[98],[75]), voltaj değerinde ([24],[93],[99],[75]), güç miktarında ([83],[98],[24]), kullanılmayan enerji ([89],[68],[83]) ve maliyet hesaplamalarında ([24], [75], [83],) kullanılır. Ayrıca, doğrusallaştırma sırasında ([44],[70],[45]) veya modelin bir gereği olarak ([88],[83],[95]) yardımcı değişkenlere ihtiyaç duyulabilir.

Çalışmalarda kullanılan parametreler ise aşağıdaki kategorilerde gruplandırılabilir.

- Maliyet katsayıları (yatırım, bakım, depolama, emisyon vb.)
- Şebeke bileşenlerine ilişkin bilgiler (kapasite, empedans, emisyon oranı vb.)
- Mevcut ağ hakkındaki bilgiler (kapasite, empedans vb.)
- Yeni ekipmanlara ilişkin bilgiler (potansiyel konumlar ve alternatifler)
- Talep
- Uzaklık

- Şebeke hakkında teknik bilgiler (voltaj seviyesi, güç faktörü vb.)
- Bütçe
- DÜ entegrasyon limiti
- Yük seviyesi ve yük faktörü
- Faiz oranı
- Planlama dönemi

3.2. Radyallik Kısıtı İçin Alan Yazın İncelemesi

Dağıtık üretim içeren şebekelerde radyalliğin (ağaç tipi şebeke yapısı) sağlanmasına ilişkin literatürde farklı yaklaşımlar mevcuttur. Hemmati vd., [58] ve Malee vd., [79], ağın radyal durumunu önerdikleri sezgisel algoritma içerisinde kontrol ederek, uygun olmayan şebekeleri dikkate almamışlardır. Gholizadeh-Roshanagh vd., [84], her karar değişkeni kümesinden elde edilen şebekeyi bağlantı açısından kontrol etmişler ve uygun çözümler üzerinden maliyet hesaplamışlardır. Kanwar vd., [71], uygun olmayan çözümleri belirlemek ve düzeltmek için üç kurallı bir yöntem benimsemişlerdir. Seta vd., [96], radyallik kısıtı ve aday çözümlerin bağlılık durumunun sezgisel içerisinde sağlandığı bir algoritma kullanmışlardır.

Huang vd., [46], Santos vd., [26] ve Alotaibi ve Salama [88] çalışmalarında ağaç yapısının oluşmasını sağlayan kısıtlar kullanmış fakat bağlantı durumunu (alt turların engellenmesi) dikkate almamışlardır. Bu yaklaşımı benimseyen çalışmaların bir kısmında şebekenin bağlı olup olmadığı eniyileme işleminin sonrasında kontrol edilmiştir. Bu şekilde modelin karmaşık yapısının basitleştirilmesi amaçlanmıştır. Bagheri vd., [50], ağın radyalliğini sağlamak için ağın komşuluk matrisini kullanmışlardır. Radyalliğin sağlanması için dağıtım ağının A komşuluk matrisinin rank değerinin talep düğümü sayısı (n_n)-trafo merkezi sayısı (n_s)'na eşit olması gerekmektedir. Ayrıca, A matrisinin karesinin oluşturduğu matrisin köşegen toplamının ($trace(A^2)$), $2 \times$ (talep düğümü sayısı- trafo merkezi)'ne eşit olması gerekmektedir [56]. Matematiksel model içerisinde matris rankının hesaplanması oldukça zor bir işlem olup, Bagheri vd., [56] bu yöntemi, önerdikleri sezgisel yöntemde radyalliği kontrol etmek için kullanmışlardır. Bazı çalışmalarda ise tam bağlı bir

ağdan dal-değişimi, evrimsel algoritma gibi çeşitli algoritmalarla radyal ağ oluşturma yoluna gidilmiştir [50].

$$\text{Rank}(A) = n_n - n_s \quad (3.1)$$

$$\text{trace}(A^2) = 2(n_n - n_s) \quad (3.2)$$

Bunun dışında alan yazında hem ağaç yapısı hem de ağın bağlantılı olma durumunu matematiksel model içerisinde dikkate alan bazı çalışmalar da vardır. Matematiksel model içerisinde ağaç yapısı ve bağlantılı olma durumunu bazı çalışmalar DÜ birimleri tarafından oluşturulan izole bölümleri, DÜ kurulabilecek aday düğümlere hayali talepler atayarak önlemiştir (Muñoz-Delgado vd., [51], Asensio vd., [83], Kabirifar vd., [90], Karimi-Arpanahi vd., [91], Sun vd., [82], Ugranlı [92], Wu vd., [89]). Bu yaklaşımda, trafo düğümlerinin hayali talepleri karşılaması gerektiğinden, trafoya bağlantı sağlanacaktır [91].

Bu tez çalışmasında ise dağıtım ağının ağaç yapısının ve bağlantılı olma durumunun matematiksel model içerisinde sağlanması için yayılan ağaç alt tur eleme kısıtlarına dayalı yeni bir radyallik kısıt formülasyonu geliştirilmiştir.

3.3. Güvenilirlik Kısıtı İçin Alan Yazın İncelemesi

Alan yazın incelendiğinde, şebeke güvenilirliği konusunun sıklıkla ele alındığı görülmüştür. Güvenilirlik, araştırmacılar tarafından genellikle amaç fonksiyonunda güvenilirliğin en büyüklmesi ya da güvenilirlik maliyetinin (kesintiden kaynaklı maliyetin) en küçüklenmesi şeklinde ele alınmıştır.

Gitizadeh vd. [25], yatırım ve operasyon maliyetlerini içeren maliyet fonksiyonu ve karşılanamayan enerji fonksiyonunu aynı anda en küçüklemiştir. Popovic vd. [48], yatırım, kayıp, hat ve DÜ arızasından kaynaklı karşılanamayan enerji maliyetini en küçüklemiştir. Arasteh vd. [24], çok amaçlı bir yapı kullanmış olup karşılanamayan enerjinin beklenen değeri ve maliyet fonksiyonunu en küçüklerken yatırımcının kârını en büyüklemiştir. Kabirifar vd. [100], güvenilirliği, amaç fonksiyonuna maliyet olarak yansıtarak dikkate almışlardır.

Bazı çalışmalarda ise şebekenin güvenilirlik ölçütü bilinen bir tasarım üzerinden hesaplanmıştır. Munoz-Delgado vd. [69], farklı topolojilere sahip bir çözüm havuzu üzerinden çözümlerin güvenilirliklerini hesaplayarak karar vericiye sunmuştur. Bu çalışmalarda şebekenin tümü için ortak bir güvenilirlik hesaplanması söz konusudur. Pinto vd. [101], güç dağıtım sistemlerinin planlanmasında üç aşamalı bir yöntem önererek, birinci aşamada genişleme planları belirlenmiş, ikinci aşamada en kötü durum senaryosu bulunmuş, son aşamada ise güvenilirlik ölçütü hesaplanmıştır.

Güvenilirlik ölçütünün optimizasyon içerisinde kullanıldığı çok az sayıda çalışma vardır. Güvenilirlik ölçütleri az sayıda çalışmada tüketici bazında değerlendirilmiştir. Bunlardan, [102] çalışmalarında güvenilirlik ölçütünün hesaplanmasında bir formülasyon önermiş fakat dağıtık üretimi dikkate almamışlardır. Bilindiği kadarıyla, dağıtık üretimi dikkate alan genişleme optimizasyon modeli içinde tüketici temelli bir güvenilirlik kısıtlaması bu çalışmada ilk kez dikkate alınmaktadır.

3.4. Tezin Alan Yazına Katkısı

Bu çalışmanın, alan yazına sağladığı temel katkılar aşağıda verilmiştir.

Bu tez çalışması kapsamında alan yazına katkı sağlayacak 3 ayrı matematiksel model geliştirilmiştir.

Geliştirilen 1. modelde (DŞGP_DÜ) DÜ içeren şebekede radyallik kısıtının sağlanması için alan yazında yer alan kısıt kümesi yerine yayılan ağaç alt tur eleme kısıtlarına dayalı yeni bir formülasyon geliştirilmiştir. Yayılan ağaç alt tur eleme kısıtlarından alınan ilham ile yapılan uyarlamalar tezde ele alınan problem için gerekli olan radyallik kısıtları daha az sayıda (örneğin 4.1.1.3.1. 'de verilen problem için 1458 yerine 423) matematiksel eşitlik/eşitsizlik ile farklı şekilde ifade edilmiştir. Yeni önerilen radyallik kısıtları kullanılarak literatürde yer alan ve yeni oluşturulan test problemleri çözülmüş ve önerilen radyallik kısıtlarını içeren modelin, literatürdeki modellerle karşılaştırıldığında aynı sonuca çok daha kısa zamanda ulaştığı görülmüştür. İlgili sonuçlar Bölüm 4.1.1.3'te detaylı bir şekilde tartışılmıştır.

Geliştirilen 2. modelde (DŞGP_DÜ_YEKG) yenilenebilir enerji kullanmak isteyen müşterilerin yani temiz dünya akımında, yenilenebilir enerji kaynağı kullandığını bilmek

isteyen çevreci kişi ve kuruluşların taleplerini karşılayacak minimum maliyetli genişleme planı yapılması gereksinimini karşılamak amacıyla 1. modelin yeni bir uzantısı oluşturulmuştur. Böylece, bu kez problem, YEK-G sistemini içerecek şekilde ele alınmış ve buna göre şebeke tasarımını yapabilecek model geliştirilerek önerilmiştir. Bu problem alan yazında ilk kez bu şekilde ele alınarak dünyada dikkate alınan yeni akımları destekleyecek şekilde problem hem tanımlanmış hem de model önerisi yapılmıştır.

Geliştirilen 3. modelde (DŞGP_DÜ_TG) dağıtık üretim içeren dağıtım şebekesi genişleme problemi için tüketici temelli bir güvenilirlik ölçütü ilk defa bu tezde tanımlanmış ve uygun model önerisi yapılmıştır. Burada, her bir talep düğümünün farklı güvenilirlik düzeyine sahip olması durumu göz önüne alınarak düğümlerin güvenilirlik düzeyini karşılayacak şekilde minimum maliyetli şebeke genişleme planının yapılması amaçlanmıştır.

Geliştirilen doğrusal olmayan karma tamsayılı matematiksel model parçalı doğrusallaştırma yöntemiyle doğrusallaştırılmış olup fonksiyonun bölümlendirilmesinde ise yeni bir yaklaşım kullanılmıştır.

Ayrıca, problem için yeni test problemleri oluşturularak alan yazına sunulmuştur.

4. PROBLEMİN TANIMLANMASI

Dünyada doğal yaşam içinde insanların, kurumların, endüstrinin enerji gereksinimi sürekli artış göstermektedir. Dolayısıyla son kullanıcıya yüksek kaliteli ve sürdürülebilir enerji ulaştırmak için elektrik dağıtım şebekeleri bu hizmetin sağlanmasında önemli bir yer tutmaktadır [92]. Diğer taraftan sürekli artan elektrik enerjisi talebini karşılayabilmek için karşılaşılan ve planlanarak çözülmesi gereken en önemli problem, elektrik dağıtım sisteminin genişleme planlamasıdır [60]. Dağıtım ağının planlanması, stratejik düzeyde bir planlama olup yüksek bütçeler gerektirmektedir.

Dağıtım şebekesi genişleme problemi (DŞGP), temelde artan talebi karşılamak üzere mevcut hatların ve trafo merkezlerinin güçlendirilmesi ya da teknik ve operasyonel kısıtlamaları sağlayacak minimum genişleme maliyetiyle yeni hat ve trafo merkezlerinin kurulmasını içerir [50]. **Dağıtık üretim içeren dağıtım şebekesi genişleme problemi (DŞGP_DÜ)** ise DŞGP'ye ek olarak kapasite artırma seçeneği olarak dağıtık üretim kaynakları da dikkate alınmaktadır. Burada, hangi dağıtık üretim kaynağının nereye kurulacağı, bu kaynaklardan ne kadarlık enerji kullanılacağı gibi kararların verilmesi için ek bazı değişken ve kısıtlara ihtiyaç duyulmaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynak garantisini dikkate alan dağıtım şebekesi genişleme problemi (DŞGP_DÜ_YEKG), DŞGP_DÜ probleminin özelliklerine ek olarak yenilenebilir enerji kullanmak isteyen müşterilerin taleplerini karşılayacak yenilenebilir enerji yatırımını garanti eden bir şebeke tasarlanmasını içermektedir.

Tüketici güvenilirliği temelli dağıtık üretim içeren dağıtım şebekesi genişleme problemi (DŞGP_DÜ_TG) ise DŞGP_DÜ probleminin özelliklerine ek olarak her bir tüketicinin istenilen güvenilirlik düzeyinde hizmet almasını sağlayacak genişleme planının bulunmasını içerir.

Mevcut dağıtım ağının genişletilmesi; yeni hatlar eklenmeli mi, mevcut hatların değiştirilmesi gerekir mi, yeni trafo ihtiyacı var mı varsa yeni trafolar nerelere kurulmalı, trafoların kapasitesi ne olmalı, eski trafoların güçlendirilmesi gerekli mi, hangi tip dağıtık üretim kaynağı hangi noktalara kurulmalı, hangi tüketim noktasına hangi kaynaklardan elektrik verilmeli gibi pek çok stratejik kararın verilmesini gerektiren kapsamlı bir problemdir. DŞGP yapısı gereği hem tesis yer seçimi hem de ağ tasarımı problemlerini kapsamaktadır. Mevcut trafo merkezlerinden hangilerinin kullanılacağı, güçlendirmenin

gerekli olup olmadığı, yeni trafo merkezi veya DÜ birimlerinin nereye kurulması gerektiği, alternatifler arasından hangi teknolojinin seçilmesi gerektiği gibi sorular tesis yer seçimi altında değerlendirilebilir. Hangi yeni hatların döşenmesi gerektiği, şebekedeki güç akışının nasıl düzenlenmesi gerektiği gibi sorular ise şebeke tasarımı konusuna girmektedir.

DŞGP, NP-Zor yapıda bir problem olup dağıtık üretim entegrasyonu problemi daha da karmaşık hale getirmektedir [52].

DŞGP_DÜ, DŞGP_DÜ _YEKG ve DŞGP_DÜ_TG için problemlerin özellikleri aşağıda verilmiştir.

- ✓ Şebeke radyal yapıdadır.
- ✓ Mevcut trafo merkezi, transformatör ve hatların yeri bilinmektedir.
- ✓ Trafo merkezlerinin kurulabileceği potansiyel yerler bellidir.
- ✓ Dağıtık üretim kaynaklarının kurulabileceği potansiyel yerler bellidir.
- ✓ Tüketicilerin tipleri (güvenilirlik seviyeleri) ve talepleri bilinmektedir.
- ✓ Kurulabilecek hatlar bellidir.
- ✓ Transformatör, DÜ ve hatlar için alternatifler mevcuttur ve bunların maliyeti bilinmektedir.
- ✓ Şebekede aynı anda tek bir hatta arıza olabileceği varsayılmıştır.
- ✓ DÜ kaynaklarının ve trafoların arızaları dikkate alınmamıştır.
- ✓ Ölçütler hesaplanırken, kesinti başladığı an tamir çalışmalarının başladığı varsayılır, bu durumda kesinti süresi tamir süresine eşit kabul edilir.
- ✓ Hat arızalarının poisson dağılıma uyduğu varsayımı altında beklenen değer $E(X) = \lambda_{kl}$ olarak alınmıştır.

4.1. Geliştirilen Matematiksel Modeller

Bu tez kapsamında tanımlı probleme özgü literatüre katkı sağlayacak üç yeni karma tamsayı matematiksel model geliştirilmiştir. Modeller Tablo 4.1’de özetlenmiştir.

Tablo 4.1. Geliştirilen matematiksel modellerin kısa bir özeti

Model Numarası	Model Kısaltması	Açıklama
1	DŞGP_DÜ	Dağıtık üretimi dikkate alan dağıtım şebekesi genişleme problemi için geliştirilen matematiksel model
2	DŞGP_DÜ_YEKG	Dağıtık üretimi ve yenilenebilir enerji kaynak garantisini dikkate alan dağıtım şebekesi genişleme problemi için geliştirilen matematiksel model
3	DŞGP_DÜ_TG	Dağıtık üretimi dikkate alan tüketici güvenilirliği temelli dağıtım şebekesi genişleme problemi için geliştirilen matematiksel model

Bu bölümde, geliştirilen tüm matematiksel modeller 14-düğümlü bir test problemi üzerinde uygulanarak açıklamalar verilmiştir. Modellerin farklı boyutlardaki test problemleri üzerinde performansının incelenmesi ise Bölüm 5’te verilmiştir.

4.1.1. MODEL 1: DŞGP_DÜ

Bu modelde, DŞGP_DÜ’de radyal yapının sağlanması için yayılan ağaç yapısı üzerinde, araç rotalama problemlerinin modellenmesinde kullanılan alt tur eleme kısıtlarına ve problemin özelliklerine dayalı yeni bir formülasyon geliştirilerek, literatüre sunulmuştur. Yatırım, bakım, üretim ve emisyon maliyetlerini en küçükleyen çok dönemli genişleme planı için önerilen radyallik kısıtlarını da içeren karma-tamsayı bir matematiksel model geliştirilmiş olup geliştirilen model Bölüm 4.1.1.1’de verilmiştir. Bölüm 4.1.1.2’de önerilen radyallik kısıtları detaylı bir şekilde açıklanmıştır. Bölüm 4.1.1.3’te ise ilk kez bu tezde geliştirilen radyallik kısıtları alan yazındaki mevcut yapı ile

kıyaslanarak sonuçlar verilmiş, ardından model 14 düğümlü test sistemi üzerinde uygulanmış ve sonuçlar incelenmiştir.

4.1.1.1. Geliştirilen matematiksel model

İndisler

i, j, m : Düğüm indisleri

t, τ : Zaman indisleri

b : Yük seviye indisi

p : DÜ tipi indisi

tr : Transformatör tipi indisi

l : Hat tipi indisi

k, κ : Yatırım alternatifleri indisleri

Dizin Kümeleri

T : Zaman periyotları (dönemler) kümesi

B : Yük düzeyleri kümesi

P : DÜ tipleri kümesi $P = \{C, W\}$ burada C : geleneksel (yenilenebilir enerjiden yararlanmayan küçük üretim birimleri) DÜ kaynağını W : rüzgâr DÜ kaynağını ifade eder.

TR : Transformatör tipleri kümesi $TR = \{ET, NT\}$ ET : mevcut transformatör NT : yeni transformatör

L : Hat tipleri kümesi $L = \{EFF, ERF, NRF, NAF\}$. Burada EFF : mevcut ve değiştirilmesi istenmeyen hatları, ERF : mevcut fakat değiştirilebilir hatları, NRF : değiştirilme sonucu mevcut yerine gelen (yeni eklenen) hatları, NAF : önceden olmayan yeni eklenen hatları göstermektedir.

K^l, K^p, K^{tr} : Hat, DÜ ve transformatör için yatırım alternatifleri kümesi

Ω^N : Sistem düğümleri kümesi

Ω^{SS} : Trafo merkezi düğümleri kümesi

Ω^{NewSS} : Trafo merkezi kurulabilecek potansiyel düğümler kümesi

Ω^P : DÜ kurulabilecek aday düğümler kümesi

Ω_t^{LN} : t zamanında talep içeren düğümler kümesi

$\gamma^{l(NRF, NAF)}$: NRF ve NAF tipi hat ile bağlı dallar kümesi

$\gamma^{l(EFF)}$: EFF tipi hat ile bağılı dallar kümesi

$\gamma^{l(ERF)}$: ERF tipi hat ile bağılı dallar kümesi

γ^l : l tipi hat ile bağılı dallar kümesi ($\gamma^l = \gamma^{l(NRF,NAF)} \cup \gamma^{l(EFF)} \cup \gamma^{l(ERF)}$)

Ω_i^l : l tipi hat ile i düğümüne bağılı düğümler kümesi

$E(U)$: Alt tur oluşturma potansiyeli olan U alt kümelerinin oluşturduğu küme

Parametreler

l_{ij} : (i - j) hattının uzunluğu ($km.$)

\check{F}_k^l : Hattaki akım için üst limit (MVA)

\check{G}_k^{tr} : Transformatörden gelen enerji için akım üst limiti (MVA)

μ_b : b yük seviyesindeki yük faktörü

D_{it} : i düğümünün pik talebi

Z_k^l : Hat empedans şiddeti ($\Omega/km.$)

$C_k^{I,l}, C_k^{I,NT}, C_k^{I,P}, C_s^{I,SS}$: Sırasıyla hat yatırım maliyeti ($\$/km$), transformatör yatırım maliyeti ($\$$), DÜ yatırım maliyeti ($\$/MW$) ve trafo merkezi için yatırım maliyeti ($\$$) katsayıları

$C_k^{M,l}, C_k^{M,P}, C_k^{M,tr}$: Hat, DÜ ve transformatör için bakım maliyeti katsayıları ($\$$)

\check{G}_k^p : DÜ birimleri kapasitesi (MVA)

Δ_b : b yük seviyesinin süresi

$C_k^{E,p}, C_b^{SS}$: DÜ'den alınan enerji maliyeti ($\$/MWh$) ve trafodan alınan enerji maliyeti ($\$/MWh$) için katsayılar

IB_t : t zamanındaki yatırım bütçesi ($\$$)

emc : Emisyon maliyeti ($\$/ton$)

GE : Şebekeden alınan yüke ilişkin emisyon katsayısı (ton/MWh)

DGE^p : DÜ'den alınan yüke ilişkin emisyon katsayısı (ton/MWh)

int : Faiz oranı

n_t : Zaman periyotları (dönemler) sayısı

pf : Güç faktörü

\underline{V}, \bar{V} : Düğümlerdeki voltaj için alt ve üst sınırlar

$RR^l, RR^{SS}, RR^{NT}, RR^p$: Sırasıyla hat, trafo merkezi, transformatör ve DÜ için yatırım geri dönüş oranları

M : Yeterince büyük bir sayı

$\eta^l, \eta^{NT}, \eta^p, \eta^{SS}$: Hat, transformatör, DÜ ve trafo için yaşam süreleri

ε_{max} : Dağıtık üretim için maksimum nüfuz limiti

c^{TPV} : Toplam maliyetin bugünkü değeri (\$)

c_t^I : t dönemindeki yatırım maliyeti (\$)

c_t^E : t dönemindeki üretim maliyeti (\$)

c_t^M : t dönemindeki bakım maliyeti (\$)

c_t^{EMS} : t dönemindeki emisyon maliyeti (\$)

Karar değişkenleri

x_{ijkt}^l : $\begin{cases} 1 & l \text{ tipi } k \text{ alternatifli } (i - j) \text{ hattı } t \text{ döneminde kuruluyorsa} \\ 0 & dd \end{cases}$

x_{ikt}^{NT} : $\begin{cases} 1 & i \text{ düğümüne } k \text{ alternatifli yeni transformatör } t \text{ döneminde kuruluyorsa} \\ 0 & dd \end{cases}$

x_{ikt}^P : $\begin{cases} 1 & i \text{ düğümüne } k \text{ alternatifli DÜ kaynağı } t \text{ döneminde kuruluyorsa} \\ 0 & dd \end{cases}$

x_{it}^{SS} : $\begin{cases} 1 & i \text{ düğümüne } t \text{ döneminde trafo merkezi kuruluyorsa} \\ 0 & dd \end{cases}$

g_{ikt}^p, g_{ikt}^{tr} : DÜ ve transformatörden gelen akım miktarı (MVA)

y_{ijkt}^l : $\begin{cases} 1 & l \text{ tipi } k \text{ alternatifli } (i - j) \text{ hattı } t \text{ döneminde kullanılıyorsa} \\ 0 & dd \end{cases}$

y_{ikt}^p : $\begin{cases} 1 & i \text{ düğümüne } k \text{ alternatifli DÜ kaynağı } t \text{ döneminde kullanılıyorsa} \\ 0 & dd \end{cases}$

y_{ikt}^{tr} : $\begin{cases} 1 & i \text{ düğümüne } k \text{ alternatifli yeni transformatör } t \text{ döneminde kullanılıyorsa} \\ 0 & dd \end{cases}$

V_{itb} : Düğüm voltaj şiddeti

f_{ijkt}^l : Hattaki akım akış miktarı

S_{it} : $\begin{cases} 1 & i \text{ düğümü } t \text{ döneminde ağaçtaysa} \\ 0 & dd \end{cases}$

Amaç fonksiyonu

$$Enk c^{TPV} = \sum_{t \in T} \frac{(1 + int)^{-t}}{int} c_t^I + \sum_{t \in T} [(1 + int)^{-t} (c_t^E + c_t^M + c_t^{EMS})] + \frac{(1 + int)^{-n_t}}{int} (c_{n_t}^E + c_{n_t}^M + c_{n_t}^{EMS}) \quad (4.1)$$

Amaç fonksiyonunda dikkate alınan maliyetlerin formülasyonları

$$c_t^I = \sum_{l \in \{NRF, NAF\}} RR^l \sum_{k \in K^l} \sum_{(i,j) \in \gamma^{I(NRF, NAF)}} C_k^{l,l} l_{ij} x_{ijkt}^l + RR^{SS} \sum_{i \in \Omega^{SS}} C_i^{l,SS} x_{it}^{SS} + RR^{NT} \sum_{k \in K^{NT}} \sum_{i \in \Omega^{SS}} C_k^{l,NT} x_{ikt}^{NT} \\ + \sum_{p \in P} RR^p \sum_{k \in K^p} \sum_{i \in \Omega^p} C_k^{l,p} pf \check{C}_k^p x_{ikt}^p \quad \forall t \in T \quad (4.2)$$

$$c_t^E = \sum_{b \in B} \Delta_b p f \left(\sum_{tr \in TR} \sum_{k \in K^{tr}} \sum_{i \in \Omega^{SS}} C_b^{SS} g_{iktb}^{tr} + \sum_{p \in P} \sum_{k \in K^p} \sum_{i \in \Omega^p} C_k^{E,p} g_{iktb}^p \right) \quad \forall t \in T \quad (4.3)$$

$$c_t^M = \sum_{l \in L} \sum_{k \in K^l} \sum_{(i,j) \in \gamma^l} C_k^{M,l} (y_{ijkt}^l + y_{jikt}^l) + \sum_{tr \in TR} \sum_{k \in K^{tr}} \sum_{i \in \Omega^{SS}} C_k^{M,tr} y_{iktb}^{tr} + \sum_{p \in P} \sum_{k \in K^p} \sum_{i \in \Omega^p} C_k^{M,p} y_{iktb}^p \quad \forall t \in T \quad (4.4)$$

$$c_t^{EMS} = emc \left(\sum_{i \in \Omega^{SS}} \sum_{k \in K^{tr}} \sum_{tr \in TR} \sum_{b \in B} (g_{iktb}^{tr} \Delta_b p f GE) + \sum_{i \in \Omega^p} \sum_{k \in K^p} \sum_{p \in P} \sum_{b \in B} (g_{iktb}^p \Delta_b p f DGE^p) \right) \quad \forall t \in T \quad (4.5)$$

$$RR^l = \frac{int(1+int)^{\eta^l}}{(1+int)^{\eta^l-1}} \quad \forall l \in \{NRF, NAF\} \quad (4.6)$$

$$RR^{NT} = \frac{int(1+int)^{\eta^{NT}}}{(1+int)^{\eta^{NT}-1}} \quad (4.7)$$

$$RR^p = \frac{int(1+int)^{\eta^p}}{(1+int)^{\eta^p-1}} \quad \forall p \in P \quad (4.8)$$

$$RR^{SS} = \frac{int(1+int)^{\eta^{SS}}}{(1+int)^{\eta^{SS}-1}} \quad (4.9)$$

(4.1) numaralı denklem toplam maliyetin bugünkü değerini hesaplamaktadır. (4.2) numaralı denklem yatırım maliyetini, (4.3) numaralı denklem elektrik üretim maliyetini, (4.4) numaralı denklem bakım maliyetini, (4.5) numaralı denklem ise emisyon maliyetini hesaplamaktadır. [4.6-4.9] numaralı eşitlikler ise sırasıyla hat, transformatör, dağıtık üretim kaynağı ve trafo için getiri oranlarını hesaplamaktadır.

Kısıtlar

Kirchoff Kanunları ve Operasyonel Limitler

$$\underline{V} \leq v_{itb} \leq \bar{V} \quad \forall i \in \Omega^N, \forall t \in T, \forall b \in B \quad (4.10)$$

$$0 \leq f_{ijkt}^l \leq y_{ijkt}^l \check{F}_k^l \quad \forall l \in L, \forall i \in \Omega_j^l, \forall j \in \Omega^N, \forall k \in K^l, \forall t \in T, \forall b \in B \quad (4.11)$$

$$0 \leq g_{iktb}^{tr} \leq y_{iktb}^{tr} \check{G}_k^{tr} \quad \forall tr \in TR, \forall i \in \Omega^{SS}, \forall k \in K^{tr}, \forall t \in T, \forall b \in B \quad (4.12)$$

$$0 \leq g_{iktb}^p \leq y_{iktb}^p \check{G}_k^p \quad \forall p \in P, \forall i \in \Omega^p, \forall k \in K^p, \forall t \in T, \forall b \in B \quad (4.13)$$

$$\sum_{p \in P} \sum_{k \in K^p} \sum_{i \in \Omega^p} g_{iktb}^p \leq \varepsilon_{max} \sum_{i \in \Omega_t^L} \mu_b D_{it} \quad \forall t \in T, \forall b \in B \quad (4.14)$$

$$y_{ijkt}^l [Z_k^l l_{ij} f_{ijktb}^l - (v_{itb} - v_{jtb})] = 0 \quad \forall l \in L, \forall i \in \Omega_j^l, \forall j \in \Omega^N, \forall k \in K^l, \forall t \in T, \forall b \in B \quad (4.15)$$

$$\sum_{l \in L} \sum_{k \in K^l} \sum_{j \in \Omega_j^l} (f_{ijktb}^l - f_{jiktb}^l) = \sum_{tr \in TR} \sum_{k \in K^{tr}} g_{iktb}^{tr} + \sum_{p \in P} \sum_{k \in K^p} g_{iktb}^p - \mu_b D_{it} \quad \forall i \in \Omega^N, \forall t \in T, \forall b \in B \quad (4.16)$$

(4.15) numaralı denklemin doğrusal formu aşağıdaki gibidir.

$$-M(1 - y_{ijkt}^l) \leq Z_k^l l_{ij} f_{ijktb}^l - (v_{itb} - v_{jtb}) \leq M(1 - y_{ijkt}^l)$$

$$\forall l \in L, \forall i \in \Omega_j^l, \forall j \in \Omega^N, \forall k \in K^l, \forall t \in T, \forall b \in B \quad (4.17)$$

(4.10) numaralı denklem, düğümlerdeki voltajın belirlenen sınırlar içerisinde olmasını garanti etmektedir. (4.11) numaralı denklem sistemde bulunan hatlardaki akışın 0'dan büyük ve o hat kullanılıyorsa hattın kapasitesinden küçük olmasını sağlar. (4.12) numaralı denklem trafolardan transformatörlere gelen akımın 0'dan büyük ve kullanılan transformatörün üst limitinden düşük olmasını sağlar. (4.13) numaralı denklem DÜ'den gelen akımın 0'dan büyük ve kullanılan DÜ'nün kapasitesinden küçük olmasını sağlar. (4.14) numaralı denklem DÜ için maksimum bir nüfuz seviyesini ifade etmektedir. (4.15) numaralı denklem Kirchoff voltaj ve akım kanunlarına ilişkin kısıt olup (4.17)'da bu kısıtın doğrusallaştırılmış hali verilmiştir. (4.16) numaralı denklem şebekedeki akışın korunumuna ilişkin kısıtı ifade etmektedir.

Yatırım, Bütçe ve Mantıksal Şebeke Kısıtları

$$\sum_{t \in T} \sum_{k \in K^l} x_{ijkt}^l \leq 1 \quad \forall l \in \{NRF, NAF\}, \forall (i, j) \in \gamma^{l(NRF, NAF)} \quad (4.18)$$

$$\sum_{t \in T} x_{it}^{SS} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega^{SS} \quad (4.19)$$

$$\sum_{t \in T} \sum_{k \in K^{NT}} x_{ikt}^{NT} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega^{SS} \quad (4.20)$$

$$\sum_{t \in T} \sum_{k \in K^p} x_{ikt}^p \leq 1 \quad \forall p \in P, \quad \forall i \in \Omega^p \quad (4.21)$$

$$x_{ikt}^{NT} \leq \sum_{\tau=1}^t x_{it}^{SS} \quad \forall i \in \Omega^{SS}, \forall k \in K^{NT}, \forall t \in T \quad (4.22)$$

$$y_{ijkt}^{EFF} + y_{jikt}^{EFF} \leq 1 \quad \forall (i, j) \in \gamma^{l(EFF)}, \forall k \in K^{EFF}, \forall t \in T \quad (4.23)$$

$$y_{ijkt}^l + y_{jikt}^l \leq \sum_{\tau=1}^t x_{ijkt}^l \quad \forall l \in \{NRF, NAF\}, \forall (i, j) \in \gamma^{l(NRF, NAF)}, \forall k \in K^l, \forall t \in T \quad (4.24)$$

$$y_{ijkt}^{ERF} + y_{jikt}^{ERF} \leq 1 - \sum_{\tau=1}^t \sum_{k \in K^{NRF}} x_{ijkt}^{NRF} \quad \forall (i, j) \in \gamma^{l(ERF)}, \forall k \in K^{ERF}, \forall t \in T \quad (4.25)$$

$$y_{ikt}^{NT} \leq \sum_{\tau=1}^t x_{ikt}^{NT} \quad \forall i \in \Omega^{SS}, \forall k \in K^{NT}, \forall t \in T \quad (4.26)$$

$$y_{ikt}^p \leq \sum_{\tau=1}^t x_{ikt}^p \quad \forall p \in P, \forall i \in \Omega^p, \forall k \in K^p, \forall t \in T \quad (4.27)$$

$$\begin{aligned} & \sum_{l \in \{NRF, NAF\}} \sum_{k \in K^l} \sum_{(i,j) \in \gamma^{l(NRF,NAF)}} C_k^{l,l} l_{ij} x_{ijkt}^l + \sum_{i \in \Omega^{SS}} C_i^{l,SS} x_{it}^{SS} + \sum_{k \in K^{NT}} \sum_{i \in \Omega^{SS}} C_k^{l,NT} x_{ikt}^{NT} \\ & + \sum_{p \in P} \sum_{k \in K^p} \sum_{i \in \Omega^p} C_k^{l,p} pf \check{G}_{kt}^p x_{ikt}^p \leq IB_t \quad \forall t \in T \end{aligned} \quad (4.28)$$

$$\sum_{i \in \Omega^N / \Omega^{SS}} \sum_{tr \in TR} \sum_{k \in K^{tr}} \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} g_{iktb}^{tr} = 0 \quad (4.29)$$

$$\sum_{i \in \Omega^N / \Omega^p} \sum_{p \in P} \sum_{k \in K^p} \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} g_{iktb}^p = 0 \quad (4.30)$$

$$\sum_{i \in \Omega^{NewSS}} \sum_{k \in K^{NT}} \sum_{t \in T} y_{ikt}^{ET} = 0 \quad (4.31)$$

$$\sum_{l \in L} \sum_{k \in K^l} \sum_{j \in \Omega_i^l} f_{jikt}^l = 0 \quad \forall i \in \Omega^{SS}, \forall b \in B, \forall t \in T \quad (4.32)$$

$$x_{ijkt}^l, x_{ikt}^{NT}, x_{ikt}^p, x_{it}^{SS}, y_{ijkt}^l, y_{ikt}^{NT}, y_{ikt}^p, S_{it} \in \{0,1\} \quad (4.33)$$

$$g_{iktb}^p, g_{iktb}^{tr}, V_{itb}, f_{ijkt}^l \geq 0 \quad (4.34)$$

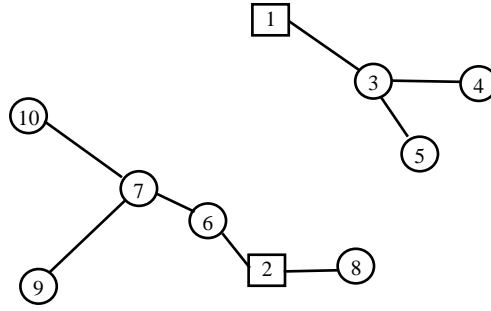
[4.18-4.21] numaralı eşitsizlikler sırasıyla yeni hat, trafo, transformatör ve DÜ yatırım kararı kısıtlarıdır. (4.22) numaralı kısıt yeni transformatörlerin yalnızca o dönemde veya daha öncesinde yatırım yapılmış trafo merkezlerine eklenebileceğini garanti eder. (4.23) numaralı kısıt mevcut değiştirilmesi istenmeyen hatlarda tek yönlü akışı sağlar. (4.24) numaralı kısıt yeni hat kurulmuşsa o dönem veya sonrasında tek yönlü akış meydana gelmesini sağlar. (4.25) numaralı kısıt hat değiştirilmişse eski hatta akış meydana gelmesini engeller. (4.26) numaralı kısıt herhangi bir t zamanında yeni transformatör kurulmuşsa bu transformatörün o zamanda veya daha sonra kullanılabilir olmasını sağlar. (4.27) numaralı kısıt herhangi bir t zamanında bir DÜ kurulmuşsa bu DÜ'nün o zamanda veya daha sonra kullanılabilir olmasını sağlar. (4.28) numaralı kısıt yapılacak yatırımın dönemin bütçesini aşmamasını garanti eder. (4.29) numaralı kısıt talep düğümlerine transformatörden gelen akımı, (4.30) numaralı kısıt DÜ kurulamayacak düğümlere DÜ'den gelen akımı 0'a eşitleyen mantıksal şebeke kısıtlarıdır. Benzer şekilde (4.31) numaralı kısıt potansiyel yeni bir trafo merkezi düğümlerine eski transformatör atanmasını, (4.32) numaralı kısıt ise trafo merkezine talep düğümlerinden akım gitmesini engellemektedir. (4.33-4.34) numaralı kısıtlar ise karar değişkenlerinin alabileceği değerlere ilişkin kısıtlardır.

Radyallik Kısıtları

Radyallik kısıtları izleyen alt başlık içinde [4.35-4.36] ve [4.42-4.47] numaralı eşitliklerde verilmektedir.

4.1.1.2. Önerilen radyallik kısıtı

Elektrik dağıtım şebekesi tasarlanırken, şebekenin radyal yapısının korunması gerekmektedir. Radyal şebeke yapısında her talep düğümüne enerji bir trafo merkezinden ve bir hattan gelmelidir. Şebeke ağaç yapısında olmalı ve döngülere izin verilmemelidir. Şekil 4.1’de kare ile gösterilen 2 trafo merkezi ve yuvarlak ile gösterilen 8 talep düğümü bulunan radyal bir şebeke verilmiştir.



Şekil 4.1. Örnek bir radyal şebeke

Radyal yapının sağlanabilmesi için her talep düğümüne sadece bir giriş olmalı, talebi olmayan düğüme (eğer varsa) ise en fazla bir giriş olmalıdır.

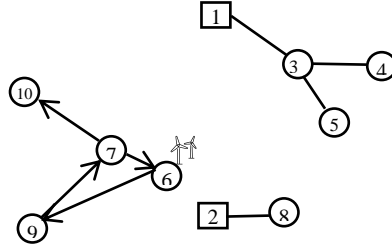
Bu duruma ilişkin kısıtlar aşağıdaki gibi yazılabilir [51].

$$\sum_{l \in L} \sum_{i \in \Omega_j^l} \sum_{k \in K^l} y_{ijkt}^l = 1 \quad \forall j \in \Omega_t^{LN}, \forall t \in T \quad (4.35)$$

$$\sum_{l \in L} \sum_{i \in \Omega_j^l} \sum_{k \in K^l} y_{ijkt}^l \leq 1 \quad \forall j \notin \Omega_t^{LN}, \forall t \in T \quad (4.36)$$

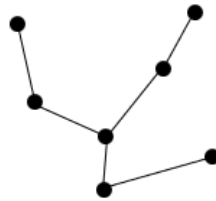
Bu kısıtlar, (4.16) numaralı şebeke akış kısıtıyla birlikte düşünüldüğünde klasik bir DNEP de radyallığı sağlamak için yeterlidir. Akış kısıtı gereği düğümlere enerji girişi gerektiğinden, tek enerji noktası olan trafo merkezine bağlantı gerçekleşecektir. Fakat DŞGP_DÜ’ de radyalliğin sağlanması için bu kısıtlar yeterli değildir. Şebeke genişleme probleminde ek bir DÜ kaynağı kurulduğunda düğümler enerjiiyi o kaynaktan alacak

şekilde şebekeden kopmuş bir yapı oluşturabilir ve trafo merkezi bağlantısı gerçekleşmeyebilir. DŞGP_DÜ’de, yalnızca (4.35) ve (4.36) numaralı kısıtlar kullanıldığında oluşabilecek bir şebeke örneği Şekil 4.2’ de verilmiştir. Burada 6 numaralı düğümde bulunan DÜ, düğüme enerji vermektedir. Her düğüme 1 giriş kısıtı da sağlanmış ve trafo merkezinden kopmuş bir şebeke parçası oluşmuştur.



Şekil 4.2. Bağlılığının bozulduğu bir şebeke örneği

Böyle bir durumda, trafo merkezinden kopmuş bir şebeke parçasının oluşmasını engellemek için bazı ek kısıtlar gerekmektedir. Bunun için bu tez kapsamında gerçekleştirilen araştırma sonucunda “yayılan ağaç” probleminin yapısından yararlanarak ilgili kısıtın modellenebileceğine karar verilmiştir. “Minimum yayılan ağaç problemi”, şebeke eniyilemesinde en iyi bilinen konulardan birisi olup burada ağdaki tüm düğümleri birbirine en düşük maliyetle bağlayan yolun bulunması amaçlanır [103]. Şekil 4.3’te bir yayılan ağaç örneği verilmiştir.



Şekil 4.3. Yayılan ağaç şebeke yapısına bir örnek

Dağıtım ağı, trafo merkezinin kök düğüm olarak kabul edildiği yayılan ağaç olarak ifade edilebilir [78]. Birden fazla trafo merkezi olduğunda ise bir orman yapısı oluşmaktadır.

Yayılan ağaç problemi alt tur eleme kısıtlarının genelleştirilmesine ilişkin yapı [4.37-4.41] numaralı kısıtlarda verilmiştir [104].

G şebekesi V düğümler ve E hatlar kümesinden oluşmaktadır ($G(V, E)$). Şebekede r kök düğümü, j ise diğer düğümleri ($j \in V \setminus \{r\}$) ifade etmektedir.

Karar Değişkenleri

$$S_j = \begin{cases} 1, & j \text{ düğümü ağaçtaysa} \\ 0, & dd \end{cases}$$

$$X_e = \begin{cases} 1, & e \text{ hattı ağaçtaysa} \\ 0, & dd \end{cases}$$

Kısıtlar

$$\sum_{e \in E(U)} X_e \leq \sum_{i \in U \setminus \{k\}} S_i \quad \text{tüm } U \subset V \text{ ve } k \in U \text{ için} \quad (4.37)$$

$$\sum_{e \in E} X_e = \sum_{i \in V \setminus \{r\}} S_i \quad (4.38)$$

$$S_r = 1 \quad (4.39)$$

$$X_e \in \{0,1\} \quad (4.40)$$

$$S_i \in \{0,1\} \quad (4.41)$$

(4.37) numaralı kısıt ağaçta alt tur oluşmasını engellemektedir. (4.38) numaralı kısıt ağaç yapısını sağlar. (4.39) numaralı düğüm kök düğümlerin S değerini 1'e eşitler. (4.40) ve (4.41) numaralı kısıtlar ise değişkenlere ilişkin yapısal kısıtlardır.

Literatürde var olan bu yapıdan faydalanarak [4.37-4.41] kısıtları tezde ele alınan probleme uyarlanmıştır. Kök düğümler, şebekemizdeki trafo merkezi düğümlerini (Ω^{SS}) ifade etmektedir.

Karar Değişkeni

$$S_{jt} = \begin{cases} 1, & j \text{ düğümü } t \text{ döneminde ağaçtaysa} \\ 0, & dd \end{cases}$$

Kısıtlar

$$\sum_{l \in L} \sum_{k \in K^l} \sum_{(i,j) \in E(U)} (y_{ijkt}^l + y_{jikl}^l) \leq \sum_{i \in U \setminus \{m\}} S_{it} \quad \forall U \subset V, \forall t \in T \text{ ve } \forall m \in U \text{ için} \quad (4.42)$$

$$\sum_{l \in L} \sum_{k \in K^l} \sum_{(i,j) \in \gamma^l} (y_{ijkt}^l + y_{jikl}^l) = \sum_{j \in \Omega^N \setminus \Omega^{SS}} S_{jt} \quad \forall t \in T \quad (4.43)$$

$$S_{it} = 1 \quad \forall i \in \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.44)$$

$$S_{jt} = 1 \quad \forall j \in \Omega_t^{LN}, \forall t \in T \quad (4.45)$$

$$\sum_{l \in L} \sum_{i \in \Omega^l} \sum_{k \in K^l} (y_{ijkt}^l) \leq S_{jt} \quad \forall j \in \Omega^N \setminus (\Omega_t^{LN} \cup \Omega^{SS}), \forall t \in T \quad (4.46)$$

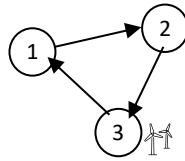
$$\sum_{l \in L} \sum_{k \in K^l} (y_{jikl}^l) \leq S_{jt} \quad \forall j \in \Omega^N \setminus (\Omega_t^{LN} \cup \Omega^{SS}), \forall i \in \Omega^N, \forall t \in T \quad (4.47)$$

(4.42) numaralı kısıt ağaçta alt tur oluşmasını engelleyen alt tur eleme kısıtıdır. (4.43) numaralı kısıt ağaç yapısını sağlamaktadır. (4.44) numaralı denklem trafo merkezlerinde S_{it} değişken değerini 1'e eşitler. [4.45-4.47] numaralı eşitlikler ise düğümün ağaçta olup olmadığını belirler. (4.42) numaralı kısıtın yalnızca önceden belirlenen $E(U)$ kümesi için yazılması önerildiğinden düğümün ağaçta olup olmadığını belirlenmesi için [4.45-4.47] numaralı kısıtlara ihtiyaç duyulmaktadır. Talepli düğümler ağaçtadır, talepsiz düğümde ise 1 giriş varsa ağaçtadır fakat giriş olma zorunluluğu olmadığından herhangi bir düğüme çıkış varsa kontrolünün de yapılması gerekir. Sonuç olarak radyalliğin sağlanması için (4.35) ve (4.36) numaralı kısıtlara ek olarak [4.42-4.47] numaralı kısıtlar da matematiksel model içerisinde yer almalıdır.

Problemimizde, şebekedeki tüm düğümlerin birbiriyle bağlantılı olma potansiyeli olmadığından $E(U)$ kümesi alt tur meydana getirebilecek hatlardan oluşacak şekilde seçilebilir. Çünkü ilgilendiğimiz şebekede mevcut ve kurulabilecek potansiyel hatlar önceden bilinmektedir. Böylece, asla oluşamayacak hatlar için gereksiz hesaplama yapılması önlenmektedir. $E(U)$ kümesinin doğru bir şekilde belirlenmesi doğru sonuca kısa sürede ulaşmak açısından oldukça önemlidir. Burada problemin ve modelin bazı özelliklerinin dikkate alınması $E(U)$ kümesinin belirlenmesini oldukça kolaylaştıracaktır.

Voltaj kısıtının alt tur elemedeki rolü

(4.15) numaralı denklemde verilen voltaj kısıtı [51] talepli düğümler arasında alt turların oluşumunu engelleme özelliğine sahiptir. Şekil 4.4'te verilen ve 3 adet talepli düğümden oluşan bir şebeke parçası üzerinden bu özelliği inceleyebiliriz.



Şekil 4.4. Voltaj kısıtının alt tur elemedeki rolüne ilişkin bir örnek

Bu örnek şebeke için voltaj kısıtı yazıldığında aşağıdaki denklemler elde edilir.

$$Z_k^l l_{12} f_{12}^l = v_1 - v_2 \quad (4.48)$$

$$Z_k^l l_{23} f_{23}^l = v_2 - v_3 \quad (4.49)$$

$$Z_k^l l_{31} f_{31}^l = v_3 - v_1 \quad (4.50)$$

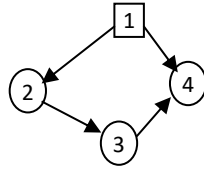
$$Z_k^l l_{12} f_{12}^l + Z_k^l l_{23} f_{23}^l + Z_k^l l_{31} f_{31}^l = 0 \quad (4.51)$$

DÜ'nün bağlandığı düğüm hariç olmak üzere herhangi bir düğümde talep varsa bu talebi karşılamak için akım oluşacağından (f değer alacağından) dolayı eşitlik sıfıra eşit olamayacak ve voltaj kısıtı alt tur engellemeyi sağlayacaktır. Yani DÜ kurulamayacak en az bir talep içeren düğüm varsa voltaj kısıtları alt tur oluşumunu engelleyecektir.

Şebeke tasarımında karşılanamayan enerjiye izin verildiğinde bu kısıtın alt turu engellemeyebileceğine dikkat etmek gerekir. Çünkü talep olmasına rağmen karşılanamayan enerjiye izin veriliyorsa $f = 0$ olabilir. Bu modelde karşılanamayan enerji dikkate alınmamakta olup talebi olan tüm düğümlerin talebini karşılayacak bir şebeke tasarımı üzerinde durulmuştur.

Trafo merkezi düğümünün alt tur elemedeki rolü

Şekil 4.5'te verilen ve 3 adet talepli düğüm ve 1 trafo merkezinden oluşan bir şebeke parçası üzerinden trafo merkezinin alt tur elemedeki rolünü inceleyebiliriz. Burada, düğümden trafo merkezine doğru bir akım gerçekleşmeyeceğinden, talep düğümlerine ise iki giriş olamayacağından dolayı alt tur oluşmayacaktır.



Şekil 4.5. Trafo düğümünün alt tur elemedeki rolüne ilişkin bir örnek

Yukarıda verilen özellikler dikkate alındığında $E(U)$ kümesinin oluşturulmasına dair Algoritma 4.1'de verilen adımlardan oluşmaktadır.

Algoritma 4.1: $E(U)$ kümesinin oluşturulması

Adım 1. Başla

Adım 2. Mümkün alt turları listele

Adım 3. Mümkün alt turlar kümesinden talep içeren aynı zamanda da DÜ kurulamayan düğümlerin olduğu turları çıkar

Adım 4. Mümkün alt turlar kümesinden trafo merkezi düğümlerinin olduğu turları çıkar

Adım 5. Oluşan $E(U)$ kümesini raporla.

4.1.1.3. Uygulama

4.1.1.3.1. Uygulama 1

Bu bölümde, önerdiğimiz radyallik kısıtlarının katkısını göstermek için alan yazında hayali talep oluşturmaya dayanan radyallik kısıtlarını içeren model ile önerdiğimiz kısıt yapısını içeren model 24 düğümlü test problemi (Munoz-Delgado vd., [51]) üzerinde karşılaştırılmış ve sonuçlar Tablo 4.2’de verilmiştir. Burada aynı koşullar altında karşılaştırma yapılabilmesi için ilk olarak Munoz-Delgado vd. [51]’nin çalışmasında verilen model kodlanmış daha sonra aynı model önerdiğimiz radyallik kısıtları ile çözülmüştür. Her iki model de GAMS 36.2 programında CPLEX çözücü ile Intel(R) Xeon (R) E-2236CPU 3.41 GHz işlemci, 32GB RAM özelliklerine sahip bir bilgisayar kullanılarak çözülmüş ve önerilen formülasyon ile aynı sonuçlara daha kısa sürede (mevcut modelin çözüm zamanının %55’i kadar sürede) ulaşıldığı görülmüştür.

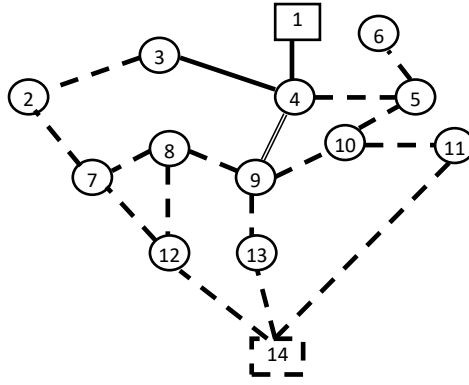
Tablo 4.2. Radyallik kısıtının etkisi

	24 düğümlü test sistemi [51]	
	Munoz-Delgado ve diğ, 2015	Önerilen yeni radyallik kısıtları
Pozitif ek değişkenler	$f_{srktb}^l, \check{g}_{stb}^{SS}$	-
0-1 tamsayı ek değişkenler	-	S_{jt}
Ek parametre veya küme	\check{D}_{stb}	$E(U)$
Kısıt sayısı	1458	423
Çözüm süresi	126,03 sn.	69.20 sn.

Önerilen yeni radyallik kısıtı ile modelde kullanılan kısıt sayısı 1035 adet azaltılmış, dolayısıyla problemin çözüm süresinde %45’lik bir iyileşme sağlanmıştır. Tabii ki tek bir problem bu tür analizler için yeterli değildir. Literatürde bu problem kullanıldığı için burada iki modelin karşılaştırılması amacıyla kullanılmıştır. Bölüm 5’te bu tez kapsamında üretilen test problemleri üzerinde detaylı analizler ayrıca verilmiştir.

4.1.1.3.2. Uygulama 2

Bölüm 4.1.1.3.1’de radyallik kısıtlarının etkinliğinin gösterilmesinin ardından bu tezde önerilen 1. matematiksel model, Şekil 4.6’da verilen şebekeye uygulanmış ve elde edilen en küçük maliyetli yatırım planı Şekil 4.7’de verilmiştir.



Şekil 4.6. 14 düğümlü şebeke

Şekil 4.6’da verilen 14 düğümlü şebeke, IEEE veri setlerinden IEEE-13 test sisteminin probleme özgü şekilde uyarlanmasıyla oluşturulmuştur. Test sistemi 20 kV alınmıştır. Sistemde toplam 14 düğüm bulunmaktadır. Bunlardan, 1 numaralı düğüm mevcut trafo merkezi düğümünü, 14 numaralı düğüm ise kurulabilir trafo merkezi düğümünü göstermektedir. Kalan 12 adet düğüm ise talep düğümleridir. Tek düz çizgili gösterim, şebekede bulunan ve değiştirilmesi istenmeyen hatları, çift çizgili gösterim şu an şebekede var olan fakat değiştirilebilir hatları, kesik çizgiler ise kurulabilecek yeni hatları göstermektedir.

Geleneksel DÜ kurulabilecek düğümler: 3,5,6,7,9,10; rüzgâr tribünü kurulabilecek düğümler ise 8,9 ve 10 olarak seçilmiştir. Tablo 6.3’te verilen uzaklık değerleri IEEE 13 test sisteminin verileridir [105]. Modelin radyallık ve genişleme özelliklerini test etmek amacıyla 6 hat ve 1 trafo merkezi eklenmiş olup şebekedeki yeni uzaklıklar ise [0,1-1 km] aralığında rassal oluşturulmuştur.

Tablo 4.3. Düğümler arası uzaklık değerleri [105]

Düğüm			Düğüm		
i	j	l_{ij} (km.)	i	j	l_{ij} (km.)
4	3	0,1524	9	13	0,3048
4	5	0,1524	9	10	0,3048
5	6	0,3048	8	7	0,09144
3	2	0,09144	10	11	0,1524
1	4	0,6096	14	13	0,12192
8	12	0,24384	7	12	0,18288
4	9	0,6096	10	5	0,1524
9	8	0,09144	2	7	0,2286
14	12	0,30	14	11	0,02

İlk dönem için talep değerleri $U \sim (0,5)$ düzgün dağılımından üretilmiştir. Diğer yılların talebinin bir önceki yılın talebinden %15 fazla olacağı varsayılmıştır. Oluşturulan talepler Tablo 4.4'te verilmiştir.

Tablo 4.4. Düzgümlerin talep verileri

Düğüm	Talep			Düğüm	Talep		
	$t = 1$	$t = 2$	$t = 3$		$t = 1$	$t = 2$	$t = 3$
2	4,52	5,20	5,98	8	0,52	0,60	0,69
3	2,26	2,60	2,99	9	1,23	1,41	1,62
4	4,03	4,63	5,32	10	0,00	3,05	3,51
5	1,00	1,15	1,32	11	0,00	3,80	4,37
6	0,14	0,16	0,18	12	0,00	0,00	3,78
7	4,02	4,62	5,31	13	0,00	0,00	1,04

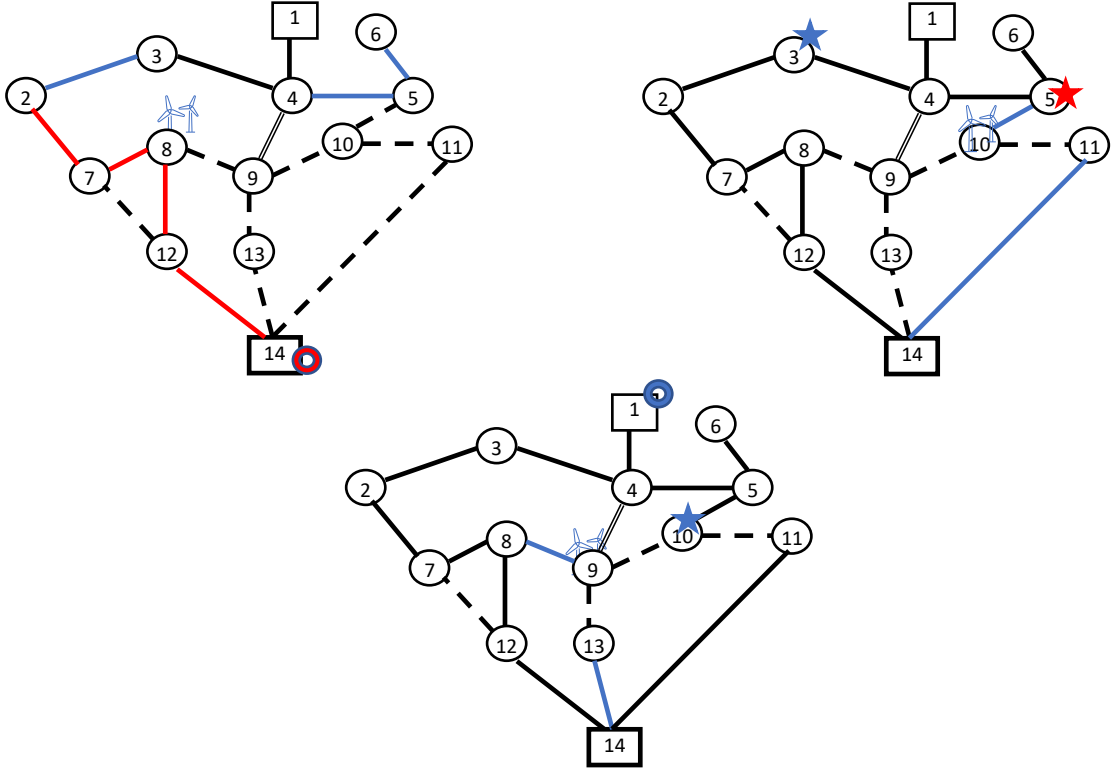
Maliyet verileri, şebeke bileşenlerinin yaşam ömürleri, voltaj parametreleri, sistem güç faktörü, faiz oranı, yük seviyeleri, yük süreleri ve DÜ entegrasyon seviyesi, Munoz-Delgado vd. [51]'nin makalesinden alınmıştır. Yıllık bütçe 3 milyon \$ olarak dikkate alınmıştır. Kapasite ve empedansa ilişkin veriler ise Tablo 4.5'te verilmiştir.

Tablo 4.5. Kapasite ve empedansa ilişkin veriler [51]

		Kapasite		Empedans	
		Alternatif 1	Alternatif 2	Alternatif 1	Alternatif 2
Hat	NRF	16,55	20	0,557	0,478
	NAF	6,2	15,55	0,732	0,557
Transformatör	Yeni transformatör	12	15	-	-
DÜ	Geleneksel	1	2		
	Rüzgâr	0,91	2,05	-	-

Mevcut trafo merkezinde 7,5 MVA'lık transformatör bulunmaktadır. Mevcut hatların kapasitesi 14,775 MVA ve empedansı 0,732 Ω/km 'dir [51]. Emisyon maliyeti 40 \$, şebeke emisyon katsayısı 0,632, rüzgâr tribünleri için emisyon katsayısı 0,0276 ve geleneksel DÜ için emisyon katsayısı 0,365 olarak alınmıştır [54].

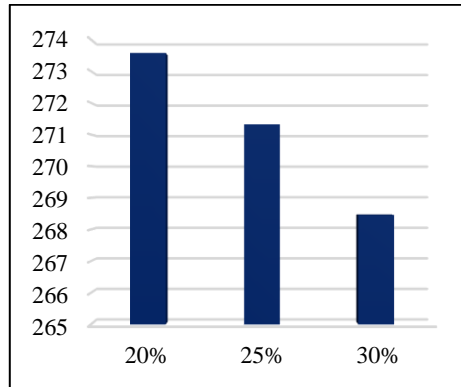
Burada mevcut problemde $t = 1$ döneminde 10,11,12 ve 13 numaralı düğümlerin, $t = 2$ döneminde ise 12 ve 13 numaralı düğümlerin talep içermediği görülmektedir. DÜ kurulabilir düğümler ise 3,5,6,7,8,9 ve 10 numaralı düğümlerdir. $E(U)$ kümesi Algoritma 6.1 kullanılarak belirlendiğinde (7,8,12) kümesinin alt tur açısından değerlendirilmesi yeterlidir.



Şekil 4.7. Model 1 için 14 düğümlü şebeke için genişleme planı

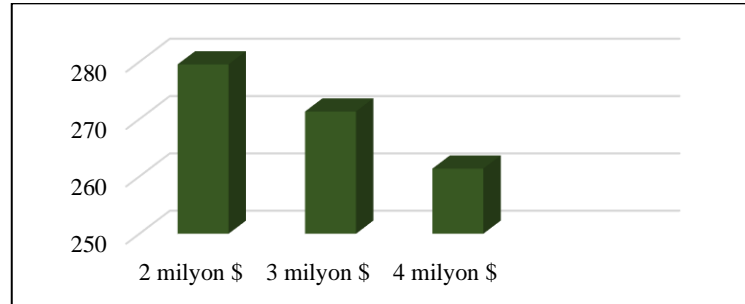
Şekil 4.7’de verilen üç dönemlik yatırım planında mavi renkler birinci alternatifi, kırmızı renkler ise ikinci alternatifi ifade etmektedir. Rüzgâr tribünü görseli rüzgâr DÜ kaynağını, yıldız görseli geleneksel DÜ kaynağını, halka görseli ise transformör kurulumunu göstermektedir. Şekil 4.7’de verilen şebeke için toplam maliyetin bugünkü değeri 271.321.325,36 \$ bulunmuştur.

Toplam maliyetin bugünkü değeri açısından bakıldığında ise entegrasyon seviyesinin toplam maliyete etkisi Şekil 4.8’de, yıllık bütçenin etkisi ise Şekil 4.9’da gösterilmiştir.



Şekil 4.8. Toplam maliyetin bugünkü değerinin DÜ entegrasyon seviyesine göre değişimi (x10⁶ \$)

Entegrasyon seviyesi arttıkça üretim ve emisyon maliyetlerine bağlı olarak toplam maliyetin azaldığı görülmektedir. Benzer şekilde yıllık bütçe miktarı arttıkça daha fazla seçenek değerlendirilebildiğinden toplam maliyetin bugünkü değerinin azaldığı görülmektedir.



Şekil 4.9. Toplam maliyetin bugünkü değerinin yıllık bütçe miktarına göre değişimi (x10⁶ \$)

Tezde önerilen radyallik kısıtlarını içeren yeni matematiksel model çözüldüğünde 824,7 sn.'de, literatürdeki hayali ağ oluşturma yaklaşımı kullanan matematiksel model çözüldüğünde ise 1206,1 sn'de en iyi çözüme ulaşılmıştır. Dolayısıyla çözüm süresinde yine %31,6'lık bir iyileşme söz konusudur.

4.1.2. MODEL 2: DŞGP_DÜ_YEKG

Bu modelde, yenilenebilir enerji kullanmak isteyen müşterilerin taleplerini yenilenebilir enerjiden karşılayacak şekilde yani yenilenebilir enerji yatırımını garanti eden genişleme planının bulunması amacıyla Model 1'de verilen yapıya ek olarak yeni bir YEKG kısıtı geliştirilmiştir.

4.1.2.1. Geliştirilen matematiksel model

Bölüm 4.1.1.1.'de verilen parametre ve değişkenlere ek olarak;

Parametre

DY_{it} : i düğümünün t dönemindeki yenilenebilir enerji pik talebi (MVA) parametresi tanımlanmalıdır.

Kısıtlar

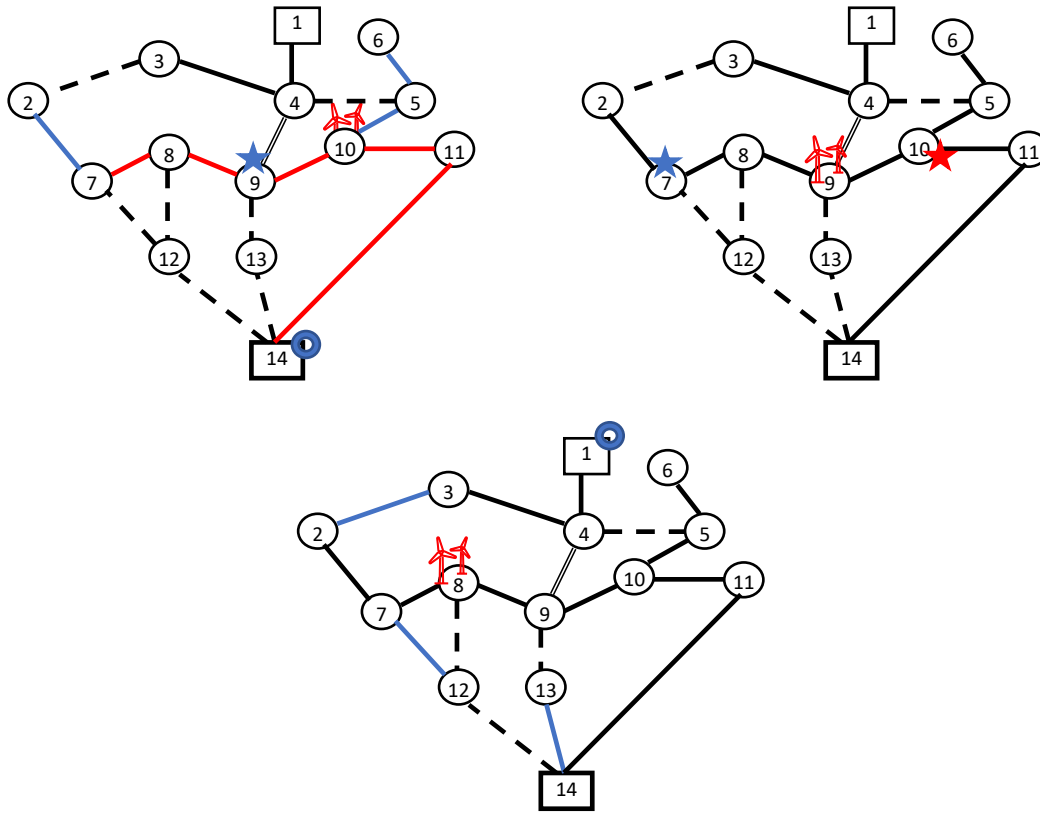
[4.1-4.14], [4.16-4.36], [4.42-4.47]

$$\sum_{p \in P^w} \sum_{k \in K^p} \sum_{i \in \Omega^w} g_{ikt}^w \geq \sum_{i \in \Omega_t^{LN}} \mu_b DY_{it} \quad \forall t \in T, \forall b \in B \quad (4.52)$$

(4.52) numaralı kısıt her bir dönem için yenilenebilir enerji kapasitesinin, yenilenebilir enerji kullanmak isteyen müşterilerin talebinden fazla olmasını sağlamaktadır.

4.1.2.2. Model 2 için örnek uygulama

Bölüm 4.1.1.3.2’de verilen örnek problemde kısıtın yenilenebilir enerji kurulumuna etkisini gözlemleyebilmek için ilk olarak yenilenebilir enerji kaynak garantisini dikkate almadan, yatırım bütçesini 5 milyon \$ ve izin verilen maksimum DÜ entegrasyon seviyesini %30 olarak varsayalım. Bu durumda, oluşan şebeke tasarımı Şekil 4.10’da verilmiş olup şebeke tasarımının toplam maliyeti 251.711.651,33 \$ olmaktadır.



Şekil 4.10. YEK-G'yi dikkate almayan 14 düğümlü şebeke genişleme planı

YEK-G kısıtı dikkate alınmadığında en iyi çözümde yer alan DÜ yatırımları aşağıdaki gibi olacaktır.

$t = 1$ döneminde 9 numaralı düğüme 1. tip geleneksel DÜ ve 10 numaralı düğüme 2. tip rüzgâr tribünü

$t = 2$ döneminde 7 numaralı düğüme 1. tip geleneksel DÜ; 10 numaralı düğüme 2. tip geleneksel DÜ ve 9 numaralı düğüme 2. tip rüzgâr tribünü

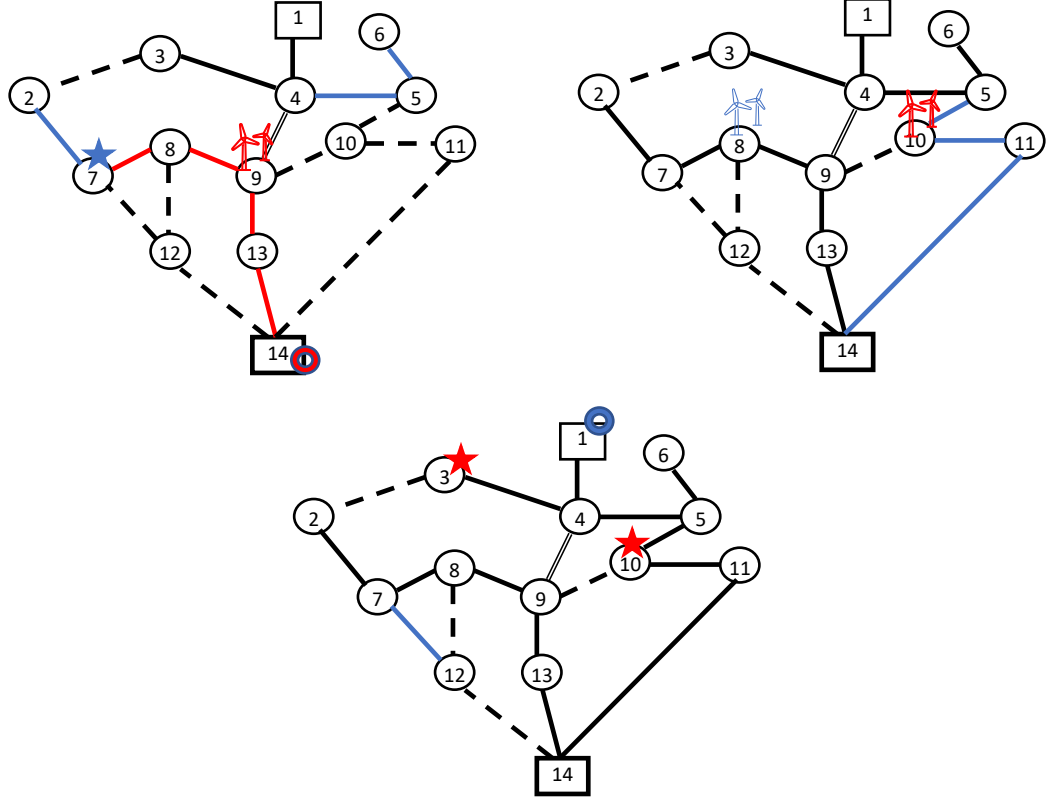
$t = 3$ döneminde 8 numaralı düğüme 2. tip rüzgâr tribünü

Yenilenebilir enerji garantisi dikkate alındığında, 2,3,4,5 ve 10 numaralı düğümlerin $t = 2$ döneminde yenilenebilir enerji talep miktarlarınının 1 MVA olduğunu varsayalım. Bu durumda, minimum maliyetli genişleme planı Şekil 4.11’de verilmiş olup şebeke planı aşağıda verilen DÜ yatırımlarını içermekte ve 255.808.587,03’lük bir maliyet oluşturmaktadır.

$t = 1$ döneminde 7 numaralı düğüme 1. tip geleneksel DÜ; 9 numaralı düğüme 2. tip rüzgâr tribünü

$t = 2$ döneminde 8 numaralı düğüme 1. tip rüzgâr tribünü; 10 numaralı düğüme 2. tip rüzgâr tribünü

$t = 3$ döneminde 3 numaralı düğüme 2. tip geleneksel DÜ; 10 numaralı düğüme 2. tip geleneksel DÜ



Şekil 4.11. YEK-G'yi dikkate alan 14 düğümlü şebeke genişleme planı

Görüldüğü gibi $t = 2$ dönemindeki yenilenebilir enerji kullanmak isteyen müşterilere bunun garantisinin verilebilmesi için rüzgâr tribünü yatırımları ilk iki dönemde yapılmaktadır. Bu durum 4.096.935,7 \$'lık bir ek maliyet getirmekle birlikte tüketicinin temiz enerji isteğini garanti ve teşvik etmektedir. Yenilenebilir enerji garantisi, çevreye saygılı tüketiciler ve işletmeler açısından kullandıkları enerjinin yenilenebilir olduğunu ispat noktasında önemlidir.

Birleşmiş Milletler Çevre Programı'nın Emisyon Açığı Raporuna göre 2021'de iklim etkileri dünya çapında yoğunlaşmış ve Avrupa Birliği'ne ek olarak 49 ülke sera gazı emisyonu konusunda "net sıfır hedefi" sözü vermiştir [106]. Bu rakam küresel nüfusun üçte birini kapsamakta olup küresel sera gazı emisyonunun yarısından fazlası anlamına gelmektedir [106]. Ülkelerin bu hedefi gerçekleştirmek için hazırladıkları ulusal eylem planlarında yenilenebilir enerjinin kullanımı ön plana çıkmaktadır. İklim krizi ve temiz enerji konusunda tüketicilerde farkındalık oluşturulması ile satın alma davranışlarının değişmesi ve temiz enerji kullanma isteklerinin artması beklenmektedir. Geliştirilen 2. model, artan temiz enerji talep ve isteğinin karşılanması ve iklim değişikliğiyle mücadele açısından önemlidir.

4.1.3. MODEL 3: DŞGP_DÜ_TG

Bu modelde, her bir tüketicinin istenilen güvenilirlik düzeyinde olmasını garanti eden ve dağıtık üretimi dikkate alan minimum maliyetli şebeke genişleme planının bulunması amaçlanmıştır.

Güvenilirlik ölçütü olarak “karşılanamayan enerjinin beklenen değeri” kullanılmış olup bu ölçüte ilişkin detaylı açıklama Bölüm 4.1.3.1’de verilmiştir. Ardından Bölüm 4.1.3.2’de DÜ içermeyen bir şebeke için tüketici güvenilirliğinin hesabı gösterilmiş olup Bölüm 4.1.3.3’te ise DÜ içeren tüketici güvenilirliğini dikkate alan şebeke genişleme planı için geliştirilen matematiksel model verilmiştir. Ayrıca, Bölüm 4.1.3.4’te geliştirilen model için örnek bir uygulama da verilmiştir.

4.1.3.1. Karşılanamayan enerjinin beklenen değer hesabı

Şebekenin tamamı için karşılanamayan enerjinin beklenen değeri literatürde (4.53) numaralı eşitlik ile hesaplanmaktadır [24].

$$KEBD_t = \sum_{b \in B} \sum_{k \in K^l} \sum_{l \in L} \sum_{(i,j) \in \gamma^l} (\lambda_{kl} r p_{kl} l_{ij} (f_{ijkt}^l + f_{jikkt}^l) \frac{\Delta_b}{8760} (y_{ijkt}^l + y_{jikkt}^l)) \quad \forall t \in T \quad (4.53)$$

Burada, hatların beklenen hata oranı λ_{kl} (l tipi hattın k alternatifi için hata oranı ($arıza/km\ yıl$)), her bir hattın tamir süresi yani hattın kesintisiz kalacağı süre ise $r p_{kl}$ (l tipi hattın k alternatifi için tamir süresi ($saat/arıza$)) olarak tanımlanmıştır.

Denklem 4.53’de verilen ifade aşağıda detaylı bir şekilde incelenmiştir.

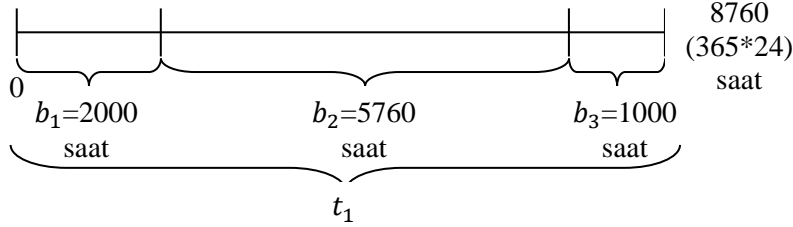
$$EENS_t = \sum_{b \in B} \sum_{k \in K^l} \sum_{l \in L} \sum_{(i,j) \in \gamma^l} (\lambda_{kl} r p_{kl} l_{ij} (f_{ijkt}^l + f_{jikkt}^l) \frac{\Delta_b}{8760} (y_{ijkt}^l + y_{jikkt}^l)) \quad \forall t \in T \quad (4.54)$$

Hata oranı Hata oranı km. başına olduğu için hattın uzunluğuyla çarpılmaktadır
 Hat kullanılıyorsa 1, dd 0

Enerji kayıp miktarının hesabı (4.55) numaralı denklemde verilmiş olan örnek üzerinde açıklanmıştır.

$$\text{Enerji kayıp miktarı} = \underbrace{rp_{kl}}_{\text{Tamir süresi}} \underbrace{(f_{ijkt}^l + f_{jikkt}^l)}_{\text{Hattan akan akış miktarı}} \frac{\Delta_b}{8760} \quad (4.55)$$

Örnek hesaplama:



Örneğin Şekil 6.12’de verilen 22-17 hattı için $f = 8 \text{ MVA}$ olsun. Yani b_1 dönemi için düşündüğümüzde 2000 saat boyunca 8 MVA’lık elektrik iletilecek ya da kesinti durumunda iletilemeyecek anlamına gelir.

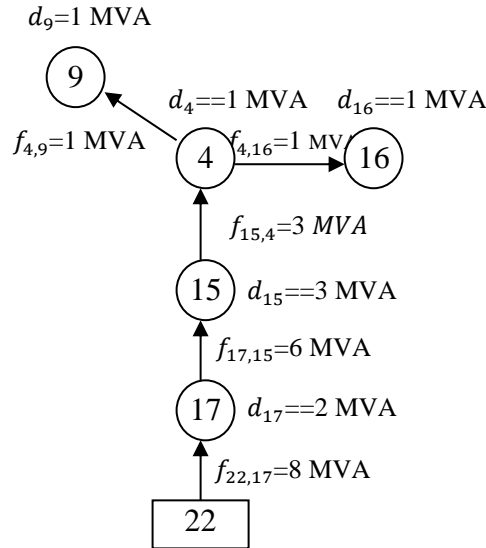
8760 saatlik sürede $2000 \times 8 \text{ MVA}$ iletilmesi gerekir

rp_{kl} ’lık sürede x iletilmesi gerekir

$$8760x = (2000 \times 8 \times rp_{kl})$$

$$x = \frac{2000 \times 8 \times rp_{kl}}{8760}$$

(4.51) numaralı denklemin açıklanması için örnek bir şebeke:



Şekil 4.12. Güvenilirlik hesabı için örnek şebeke

Herhangi bir hat kesintisi sonucunda şebekenin kaç MVA’lık bir enerji kaybına uğradığı incelendiğinde;

(22-17) hattı bozulduğunda şebekeye 8 MVA’lık bir enerji gönderilemeyecek.

(17-15) hattı bozulduğunda şebekeye 6 MVA'lık bir enerji gönderilemeyecek.

(15-4) hattı bozulduğunda şebekeye 3 MVA'lık bir enerji gönderilemeyecek.

(4-9) hattı bozulduğunda şebekeye 1 MVA'lık bir enerji gönderilemeyecek.

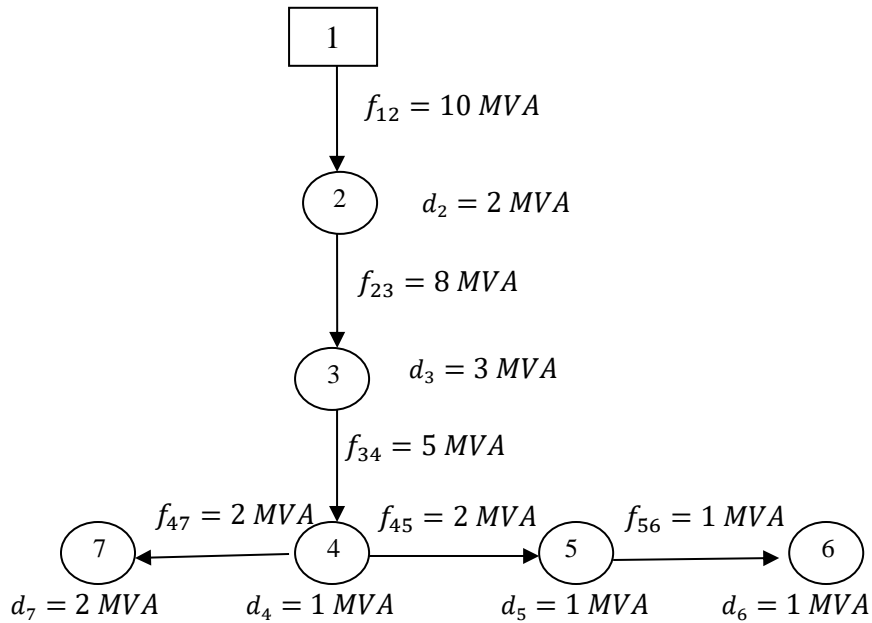
(4-16) hattı bozulduğunda şebekeye 1 MVA'lık bir enerji gönderilemeyecek.

Dolayısıyla her bir hat kesintisi sonucunda şebekeye verilemeyen enerji miktarının beklenen değerleri toplandığında sistemin toplam karşılanamayan enerjisinin beklenen değeri bulunmuş olacaktır.

Bu çalışmada her bir tüketici (düğüm) için hat kesintilerinden kaynaklı karşılanamayan enerjinin beklenen değeri ile ilgilenilmiştir.

4.1.3.2. DÜ içermeyen bir şebeke için tüketici temelli güvenilirlik hesabı

Bu bölümde, dağıtık üretim kaynağı içermeyen klasik bir dağıtım şebekesi genişleme problemi için tüketici temelli güvenilirlik kısıtı ele alınmıştır.



Şekil 4.13. DÜ içermeyen sistemlerde güvenilirlik hesabı

1 numaralı düğüm trafo merkezi düğümü olup şebekenin tüm elektriği buradan karşılanmaktadır. Şebekedeki diğer tüm düğümler talep düğümleri olup yükleri yalnızca 1 numaralı trafo merkezinden karşılanmaktadır.

7 numaralı düğüm incelendiğinde, 7 numaralı düğümde kesintiye sebep olabilecek hatların (1-2), (2-3), (3-4) ve (4-7) hatları olduğu görülmektedir.

(1-2), (2-3), (3-4) ve (4-7) hatlarından herhangi birisi kesilirse 7 numaralı düğümün 2 MVA'lık talebi karşılanamayacaktır. Dolayısıyla bu hatlarda meydana gelecek kesinti sonucunda karşılanamayan enerjinin beklenen değerleri toplandığında düğümün toplam karşılanamayan enerjisinin beklenen değeri bulunmuş olur.

Her bir düğüm için hat kesintilerinden kaynaklı karşılanamayan enerjinin beklenen değerinin hesaplanmasını sağlayan ek değişken, parametre ve kısıtlar aşağıda verilmiştir.

Değişken

W_{it} : Düğümün güvenilirlik ağırlığı

Parametreler

rp_{kl} : Hat için tamir süresi (saat/arıza)

$MaxKesinti_{jt}$: Düğüm için izin verilen maksimum kesinti miktarı

λ_{kl} : Hat için hata oranı (arıza/km.yıl)

Kısıtlar

$$W_{it} = 0 \quad \forall i \in \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.56)$$

$$W_{it} - W_{jt} + My_{ijkt}^l + (M - \lambda_{kl}rp_{kl}l_{ij} - \lambda_{kl}rp_{kl}l_{ji})y_{jikt}^l \leq M - \lambda_{kl}rp_{kl}l_{ij} \quad \forall i, j \in \Omega^N, \forall t \in T, \forall k \in K^l, \forall l \in L \quad (4.57)$$

$$\sum_{b \in B} W_{jt} (Demand_{jt} \mu_b) \frac{\Delta_b}{8760} \leq MaxKesinti_{jt} \quad \forall j \in \Omega^N / \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.58)$$

(4.56) numaralı denklem trafo merkezi düğümlerinin güvenilirlik ağırlığı değerini 0'a eşitler. (4.57) ve (4.58) numaralı denklemler her bir hattın güvenilirliğini önceki hatları dikkate alarak belirlemekte ve her bir düğümün güvenilirliğinin belirlenen güvenilirlik sınırının içerisinde olmasını sağlamaktadır.

Şekil 4.13'te verilen örnek şebeke için 7 numaralı düğümün güvenilirliğine ilişkin hesaplama aşağıda verilmiştir.

Tablo 4.6. Örnek şebeke 2 için parametre değerleri

Hatlar	Uzunluk (km.)	Hata oranı (arıza/km. yıl)	Tamir süresi (saat/arıza)
1-2	4	0,1	2
2-3	6	0,2	0,5
3-4	3	0,1	2
4-5	7	0,1	2
5-6	5	0,2	0,5
4-7	4	0,2	0,5

μ_b üç yük seviyesi için sırasıyla %70, %83 ve %100 olarak alınmıştır. Δ_b ise sırasıyla 2000,5760 ve 1000 saattir.

$t = 1$ dönemi, $j = 7$ düğümü için yukarıda verilen uygun çözümün güvenilirlik hesabı aşağıdaki gibidir.

Bu uygun çözümde 1-2, 3-4 ve 4-5 hatları aynı tip ve alternatifteki hatlardan, 2-3,5-6 ve 4-7 hatları da diğer alternatif hatlardan seçilmiştir.

(4.56) numaralı kısıtın açılımından:

$$W_{11} = 0$$

(4.57) numaralı kısıtın açılımından:

$$W_{11} - W_{21} + My_{12k1}^l + (M - \lambda_{kl}rp_{kl}4 - \lambda_{kl}rp_{kl}4)y_{21k1}^l \leq M - \lambda_{kl}rp_{kl}4$$

$$W_{21} - W_{11} + My_{21k1}^l + (M - \lambda_{kl}rp_{kl}4 - \lambda_{kl}rp_{kl}4)y_{12k1}^l \leq M - \lambda_{kl}rp_{kl}4$$

$$0 - W_{21} + M \leq M - \lambda_{kl}rp_{kl}4$$

$$W_{21} - 0 + (M - \lambda_{kl}rp_{kl}4 - \lambda_{kl}rp_{kl}4) \leq M - \lambda_{kl}rp_{kl}4$$

$$-W_{21} \leq -0.8$$

$$W_{21} - 0.8 \leq 0$$

$$W_{21} = 0.8$$

Kısıt aynı şekilde diğer düğüm çiftleri için de yazıldığında,

$$W_{31} = 1.4$$

$$W_{41} = 2$$

$W_{71} = 2.4$ olarak bulunur.

(4.58) numaralı kısıtın açılımından,

$$\sum_{b \in B} W_{71} (Demand_{71} \mu_b) \frac{\Delta_b}{8760} \leq MaxKesinti_{71}$$

$$2.4(2 * 0.7) \frac{2000}{8760} + 2.4(2 * 0.83) \frac{5760}{8760} + 2.4(2 * 1) \frac{1000}{8760} \leq MaxKesinti_{71}$$

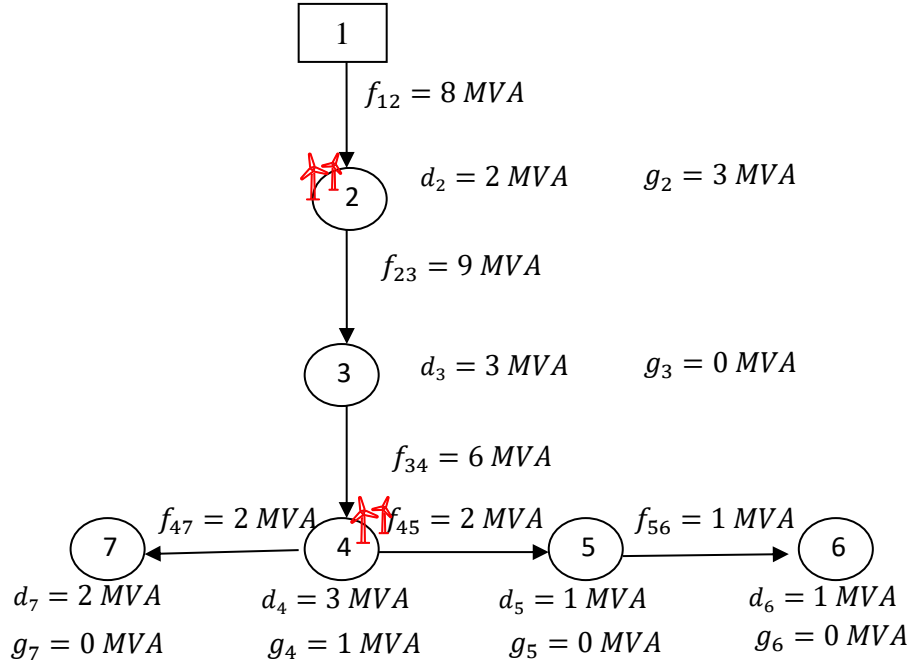
$$2.4(2 * 0.7) \frac{2000}{8760} + 2.4(2 * 0.83) \frac{5760}{8760} + 2.4(2 * 1) \frac{1000}{8760} \leq MaxKesinti_{71}$$

$3.935 \leq MaxKesinti_{71}$ olarak bulunur.

4.1.3.3. DÜ içeren elektrik dağıtım sistemi için geliştirilen matematiksel model

Şebekede dağıtık üretim kaynakları kullanıldığında, DÜ içermeyen duruma göre talebin sadece trafo merkezinden çekilen enerjiden değil aynı zamanda dağıtık üretim kaynağından gelmesi nedeniyle güvenilirliğin artması beklenmektedir.

Bir düğümün talebi bağlı olduğu trafo merkezinden, kendinden önceki DÜ'lerden veya o düğümde bulunan DÜ'den karşılanabilir. Elektriğin doğası gereği bir düğüme gelen yükün DÜ'den mi trafo merkezinden mi geldiğinin ya da hangisinden ne kadar geldiğinin ayırımını yapmak ve bu şekilde bir takip mekanizması oluşturmak mümkün değildir. Ancak, DÜ sisteminin amacı üretim kaynaklarından üretilen enerjinin kullanıcıya yakın yerlerden temin edilmesinin sağlanmasıdır. Dolayısıyla, bu çalışmada herhangi bir düğümdeki kullanıcı talebinin öncelikle o düğümde bulunan DÜ'den karşılandığı, kalan kısmının ise şebekeden çekildiği varsayımı kullanılmıştır. Elektrik dağıtım sistemlerinde hat kesintisi nedeniyle ortaya çıkan düğümlerdeki enerji kaybı, maksimum $(D_{jt} \mu_b - \sum_{k \in K^p} \sum_{p \in P} g_{jktb}^p)$ kadarlık bir enerji olarak hesaplanmaktadır. Bu tezde 3. model olarak önerilen yaklaşımda düğümlerdeki kayıpların o düğümdeki taleple ilişkisi dikkate alınarak özellikli bölgelerin elektrik kesintilerinden etkilenmesi kontrol altına alınmıştır.



Şekil 4.14. DÜ içeren sistemlerde güvenilirlik hesabı

Şekil 4.14'te verilen şebekede 4 numaralı düğüm için düşündüğümüzde, 4 numaralı düğümde enerji o düğümde bulunan DÜ'den ve (1-2), (2-3) ve (3-4) hatları ile 1 numaralı trafo merkezinden ve (2-3), (3-4) hatları ile 2 numaralı düğümde bulunan DÜ'den gelmektedir.

4 numaralı düğümün 3 MVA'lık talebinin 1 MVA'ı düğümde bulunan DÜ'den, kalan $(D_{jt}\mu_b - \sum_{k \in K^p} \sum_{p \in P} g_{jktb}^p)$ kadarlık kısmı yani 2 MVA'ı ise şebekedeki hatlar üzerinden gelmektedir. Hatlardan kaynaklı beklenen kesintinin maksimum değeri, bu 2 MVA'in trafo merkezinden gelerek (1-2), (2-3) ve (3-4) hatları üzerinden geçtiği durumdur. Bizim amacımızda en riskli durumu dikkate alarak bir tasarım yapmak olduğundan bu yapı matematiksel modele aşağıdaki gibi yansıtılmıştır.

$$W_{it} = 0 \quad \forall i \in \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.59)$$

$$W_{it} - W_{jt} + M y_{ijkt}^l + (M - \lambda_{kl} r p_{kl} \text{length}_{ij} - \lambda_{kl} r p_{kl} \text{length}_{ji}) y_{jikt}^l \leq M - \lambda_{kl} r p_{kl} \text{length}_{ij} \quad (4.60)$$

$$\forall i, j \in \Omega^N, \forall t \in T, \forall k \in K^l, \forall l \in L$$

$$\sum_{b \in B} W_{jt} (D_{jt}\mu_b - \sum_{k \in K^p} \sum_{p \in P} g_{jktb}^p) \frac{\Delta_b}{8760} \leq \text{MaxKesinti}_{jt} \quad \forall j \in \Omega^N / \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.61)$$

(4.59) numaralı denklem trafo düğümlerinin güvenilirlik değerini 0'a eşitler. (4.60) ve (4.61) numaralı denklemler ise her bir hattın güvenilirliğini önceki hatları dikkate alarak

belirlemekte ve her bir düğümün güvenilirliğinin belirlenen güvenilirlik sınırının içerisinde olmasını sağlamaktadır.

Bu model ile elektrik kesintisinden etkilenme riskinin belli bir düzeyde tutulması amaçlanmıştır. Özellikle düğümlerin güvenilirliğinin, şebeke tasarlanırken farklı güvenilirlik düzeyine sahip hatlar ve/veya bu düğüme ya da düğümün bağlı olduğu düğümlere bir DÜ kaynağı kurularak yükseleceği bir tasarım sağlanması amaçlanmıştır.

Önerilen matematiksel model (4.61) numaralı denklemdeki iki değişkenin ($W_{jt} * g_{jktb}^p$) çarpımı nedeniyle doğrusal değildir. Doğrusal olmayan fonksiyonların doğrusallaştırılması, yaklaşık çözüm bulan etkili araçlar olup sıklıkla kullanılmaktadır [107]. Parçalı doğrusallaştırma yöntemi de yaklaşık çözümler bulmak için kullanılan bir doğrusallaştırma yaklaşımıdır [107]. Parçalı fonksiyon ile doğrusallaştırma tekniği alan yazında elektrik şebekeleri de dahil olmak üzere KTDOP içeren pek çok optimizasyon problemine uygulanmıştır. Montaya-Bueno vd., [70], Alotaibi vd., [88], Kabirifar vd., [89] elektrik ve (Mikolajkova vd., 2018 [108]) gaz şebekelerinin optimizasyonunda parçalı doğrusallaştırma yöntemini kullanmışlardır. Doğrusal model çözümlerinin, doğrusal olmayan model çözümlerine göre çok daha gelişmiş olması ve doğrusal olmayan çözümlerinin genellikle yaklaşık yöntemler kullanması nedeniyle bu çalışmada modelin doğrusallaştırılması tercih edilmiştir. Parçalı doğrusallaştırma yöntemine ilişkin detaylı bilgi için Williams [109]'ın çalışması incelenebilir.

(4.61) numaralı denklem (4.63,4.64,4.68-4.73,4.75-4.77) denklemleriyle değiştirilerek parçalı doğrusallaştırma yaklaşımı ile doğrusallaştırılmıştır.

Öncelikle parçalı doğrusallaştırma yöntemini kullanabilmesi için $W_{jt} * g_{jktb}^p$ terimleri ayrılabilir fonksiyon olarak ifade edilmiştir. Ayrılabilir bir fonksiyon, tek bir değişkenin fonksiyonlarının toplamı olarak ifade edilebilen fonksiyondur [109].

$$\sum_{b \in B} W_{jt} (D_{jt} \mu_b - \sum_{k \in K^p} \sum_{p \in P} g_{jktb}^p) \frac{\Delta_b}{8760} \leq \text{MaxKesinti}_{jt} \quad \forall j \in \Omega^N / \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.61)$$

(4.61) numaralı ifadeyi aşağıdaki gibi yazabiliriz.

$$\sum_{b \in B} W_{jt} D_{jt} \mu_b \frac{\Delta_b}{8760} - \sum_{b \in B} \sum_{k \in K^p} \sum_{p \in P} W_{jt} g_{jktb}^p \frac{\Delta_b}{8760} \leq \text{MaxKesinti}_{jt} \quad \forall j \in \Omega^N / \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.62)$$

Burada,

$$u_{jt} = \frac{1}{2} \left(W_{jt} + \sum_{b \in B} \sum_{k \in K^p} \sum_{p \in P} g_{jktb}^p \frac{\Delta_b}{8760} \right) \quad \forall j \in \Omega^N / \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.63)$$

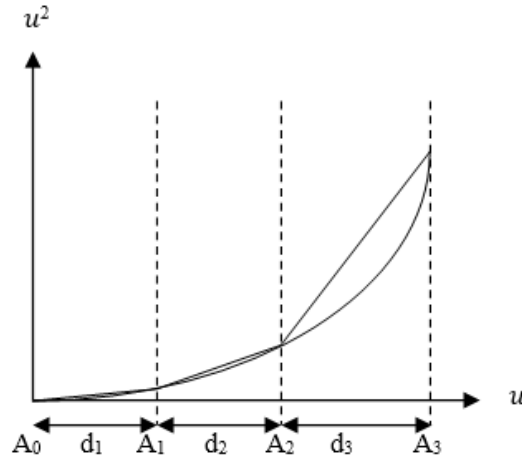
$$v_{jt} = \frac{1}{2} \left(W_{jt} - \sum_{b \in B} \sum_{k \in K^p} \sum_{p \in P} g_{jktb}^p \frac{\Delta_b}{8760} \right) \quad \forall j \in \Omega^N / \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.64)$$

Dönüşümü yapılarak modelde $W_{jt} \sum_{b \in B} \sum_{k \in K^p} \sum_{p \in P} g_{jktb}^p$ yerine $u_{jt}^2 - v_{jt}^2$ yazılmalıdır. Yardımcı değişken olarak tanımlanan u_{jt} pozitif değişken, v_{jt} ise negatif değerler de alabilmesi için serbest değişken olarak tanımlanmıştır.

$$\sum_{b \in B} W_{jt} D_{jt} \mu_b \frac{\Delta_b}{8760} - (u_{jt}^2 - v_{jt}^2) \leq \text{MaxKesinti}_{jt} \quad \forall j \in \Omega^N / \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.65)$$

Artık u_{jt}^2 ve v_{jt}^2 için parçalı doğrusallaştırma uygulanabilir. Kısıt 4.65'in parçalı doğrusallaştırma yöntemine dayalı olarak doğrusallaştırılması için aşağıdaki kısıtlara ihtiyaç duyulmaktadır.

λu_{jtd} ve λv_{jtd} değişkenleri değerin sadece bir aralığın içine düşmesi amacıyla Special Order Set Type-2 (SOS2) değişken seti olarak tanımlanmıştır. Bu kullanımın amacı en fazla iki komşu değişkenin sıfırdan farklı değer almasını sağlamaktır, burada diğer tüm değişkenler 0 değerini alacaktır. Dolayısıyla $[A_0 - A_1, A_1 - A_2, A_2 - A_3]$ arasındaki düz çizgilerden birisinin kullanılması sağlanmış olur. λu_{jtd} ve λv_{jtd} değişkenleri köşelere ilişkin ağırlıklar olarak düşünülebilir.



Şekil 4.15. Parçalı doğrusallaştırma

D seti parçalı ayrımları gösteren uzunluk kümesidir ($d \in D$). A ve S ise bu parçalardaki noktaları içermektedir.

Kısıtta u_{jt} ve v_{jt} değerlerini ifade etmek için ise u_{2jt} ve v_{2jt} pozitif değişkenler tanımlanmıştır.

$$\sum_{b \in B} W_{jt} D_{jt} \mu_b \frac{\Delta_b}{8760} - (u_{2jt}^2 - v_{2jt}^2) \leq \text{MaxKesinti}_{jt} \quad \forall j \in \Omega^N / \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.66)$$

$$\sum_{b \in B} W_{jt} D_{jt} \mu_b \frac{\Delta_b}{8760} - u_{2jt}^2 + v_{2jt}^2 \leq \text{MaxKesinti}_{jt} \quad \forall j \in \Omega^N / \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.67)$$

$$\sum_{b \in B} W_{jt} D_{jt} \mu_b \frac{\Delta_b}{8760} - u_{2jt} + v_{2jt} \leq \text{MaxKesinti}_{jt} \quad \forall j \in \Omega^N / \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.68)$$

$$\sum_d \lambda u_{jtd} = 1 \quad \forall j \in \Omega^N / \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.69)$$

$$\sum_d \lambda v_{jtd} = 1 \quad \forall j \in \Omega^N / \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.70)$$

$$u_{2jt} = \sum_d A_d^2 \lambda u_{jtd} \quad \forall j \in \Omega^N / \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.71)$$

$$u_{jt} = \sum_d A_d \lambda u_{jtd} \quad \forall j \in \Omega^N / \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.72)$$

$$v_{2jt} = \sum_d S_d^2 \lambda v_{jtd} \quad \forall j \in \Omega^N / \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.73)$$

$$v_{jt} = \sum_d S_d \lambda v_{jtd} \quad \forall j \in \Omega^N / \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.74)$$

v_{jt} serbest tanımlanmış bir değişken olduğu için uygun olmayan (infeasible) sonuçları engellemek için (4.74) numaralı eşitlikte v_{jt} yerine $|v_{jt}|$ yazılmalıdır. Mutlak değer aşağıdaki yaklaşımla ortadan kaldırılarak doğrusal olmayan bir ifade oluşması engellenebilir. (4.74) numaralı denklem yerine [4.75-4.77] numaralı denklemler gelmelidir.

$vabs_{jt}$, $vneg_{jt}$, $vpos_{jt}$ diye üç yeni pozitif yardımcı değişken tanımlayalım.

$$vabs_{jt} = \sum_d S_d \lambda v_{jtd} \quad \forall j \in \Omega^N / \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.75)$$

$$v_{jt} = vpos_{jt} - vneg_{jt} \quad \forall j \in \Omega^N / \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.76)$$

$$vabs_{jt} = vpos_{jt} + vneg_{jt} \quad \forall j \in \Omega^N / \Omega^{SS}, \forall t \in T \quad (4.77)$$

$vabs_{jt}$ değeri amaç fonksiyonunda çok küçük bir katsayıyla çarpılarak minimize edilmelidir.

Parçalı doğrusallaştırmada fonksiyonun hangi noktalardan bölüldüğü önemlidir. Fonksiyon ne kadar fazla parçaya bölünürse o kadar iyi sonuç verecek fakat modelin çözüm zamanını arttıracaktır.

Fonksiyonun hangi noktalardan bölüneceğinin belirlenmesinde aşağıda adımları verilen yöntem kullanılmıştır.

1. Doğru denklemi oluştur.

Şekil 6.15'te verilen fonksiyon için A_0 ve A_3 'ten geçen doğru ($y = ax$)

2. Doğrusal ($y = ax$) fonksiyonu ile eğri fonksiyonumuzun ($y = x^2$) farkının türevini alarak 0'a eşitle. Bulunan x değeri farkın maksimum olduğu noktadır. Bu noktayı 1. kırılma noktası olarak belirle.

3. Fonksiyon kaç parçaya bölünmek isteniyorsa Adım 2'yi tekrar uygula. Bu çalışmada fonksiyon 3 parçaya ayrılmıştır.

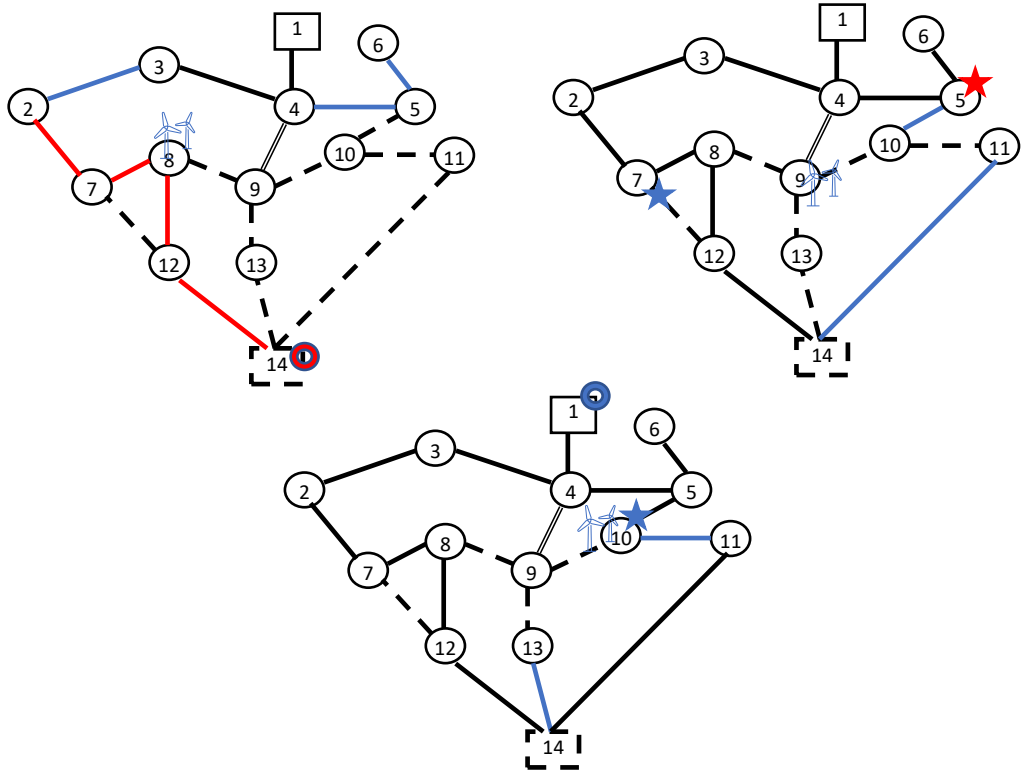
4.1.3.4. Model 3 için örnek uygulama

Model 3, bölüm 4.1.1.3.2’de verilen 14 düğümlü test problemi için çözülmüş ve elde edilen şebeke genişleme tasarımı Şekil 4.16’da verilmiştir. Bu şekilde görüldüğü gibi 2 ve 6 numaralı özellikli düğümler yüksek güveniliğe sahip olacak şekilde bir genişleme planı oluşturulmuştur. Güvenilirlik seviyesi, yani izin verilen maksimum kesinti miktarı 2 ve 6 numaralı düğümlerin taleplerinin %1’i olarak alınarak çözülmüştür. Ayrıca, düğüm güvenilirliğinin çözüme etkisi incelenmiştir.

Tablo 4.7. Tamir süresi ve arıza oranı parametreleri

		Tamir süresi		Arıza Oranı	
		Alternatif 1	Alternatif 2	Alternatif 1	Alternatif 2
Hat	NRF	0,5	0,5	0,020	0,005
	NAF	0,5	0,5	0,020	0,010
	Mevcut hat	1	-	0,025	-

Elde edilen bu şebeke genişleme tasarım planı toplam 271.322.234,29 \$ maliyete sahip olup Şekil 4.16’da verilmiştir. Çözümde görüldüğü gibi 2 ve 6 numaralı düğümlerin güvenilirliğinin artırılması amacıyla öncesindeki bazı düğümlere DÜ kurulduğu görülmektedir. Örneğin güvenilirlik dikkate alınmadığında $t = 2$ döneminde 7 numaralı düğüme DÜ kurulmamışken, güvenilirlik dikkate alındığında 2 numaralı düğüme enerji gönderen 7 düğüme DÜ kurularak güvenilirliğin yükseltildiği görülmektedir.



Şekil 4.16. 2 ve 6 numaralı düğümün güvenilirlik kısıtı içermesi durumunda genişleme planı

Şekil 4.7.'de verilen elektrik dağıtım sisteminde güvenilirliğin dikkate alınmadığı genişleme planıyla güvenilirliğin dikkate alındığı dağıtım sistemi tasarımı kıyaslandığında özellikli bölgeleri dikkate alarak istenilen güvenilirlikte olmasını sağlayan sistemin sadece 908,93 \$'lık bir ek maliyetle tasarımın sağlanabildiği görülmüştür. Takdir edilir ki böylesine yüksek bütçeli bir sistem için bu maliyet farkı çok çok düşüktür. Burada, amaç maliyet karşılaştırması yapmak değil, DÜ'de güvenilirliğin dikkate alınması durumunda çok düşük bir ek maliyetle (karşılabilir) bölgelerinin önemlerine göre taleplerinin karşılanması sağlanabilecektir. Yaşam içinde eğitim, sağlık vb. sistemlerin hizmetlerinin sürdürülebilirliğinin sağlanması için bu tezde geliştirilen modele göre şebeke genişleme tasarımı yapmak çok önemlidir.

5. MODELLERİN PERFORMANS ANALİZİ

Bu bölümde, tez kapsamında geliştirilmiş olan matematiksel modellerin (DŞGP_DÜ, DŞGP_DÜ_YEKG ve DŞGP_DÜ_TG) performansı 9, 14, 24, 30 ve 40 düğümlü elektrik dağıtım şebekelerinde oluşturulan toplam 150 farklı test problemi üzerinde incelenmiştir.

Test problemleri oluşturulurken;

- Bütçe düşük ve yüksek olmak üzere iki farklı değerde (B1 ve B2)
- Dağıtım şebekesi içindeki DÜ entegrasyon oranı üç farklı değerde (DÜ1, DÜ2 ve DÜ3)
- Kullanıcıların yenilenebilir enerji talepleri iki farklı değerde (Y1 ve Y2)
- Düğümler için sağlanması istenilen güvenilirlik düşük ve yüksek olmak üzere iki farklı değerde (G1 ve G2) dikkate alınmıştır.

Örneğin DÜ1B1, %20 DÜ entegrasyon seviyesinde en çok 2.000.000 \$ bütçeli bir problemi tanımlamaktadır.

Test problemlerinde tek düz çizgili gösterim, şebekede bulunan ve değiştirilmesi istenmeyen hatları, çift çizgili gösterim şu an şebekede var olan fakat değiştirilebilir hatları, kesik çizgiler ise kurulabilecek yeni hatları göstermektedir. DÜ kurulabilecek düğümler rassal olarak seçilmiştir. İlk dönem için talep değerleri $U \sim (0,5)$ düzgün dağılımından üretilmiştir. Diğer yıllar bir önceki yılın talebinden %15 fazla olacağı varsayılmıştır.

Model 3'te kullanılacak olan düğümlerin güvenilirlik seviyeleri parametresine ilişkin bilgiler Tablo 5.1'de verilmiştir.

Tablo 5.1. Düğümlerin güvenilirlik oranı

Grup	Önem düzeyi	Düğümler	İzin verilen maksimum kesinti miktarı	
			Düşük (G1)	Yüksek (G2)
1	Düşük riskli	8,12, 13,30,50	Talep*0.4	Talep*0.05
2	Kontrol edilebilir risk	5,7,14, 15,32,44	Talep*0.2	Talep*0.02
3	Önemli risk	2, 10, 23	Talep*0.1	Talep*0.01
4	Yüksek güvenlik riski	4, 6	Talep*0.02	Talep*0.005

Oluşturulan 9, 14, 24, 30 ve 40 düğümlü test problemleri sırasıyla EK1, EK2, EK3, EK4, EK5 ve EK6’da verilmiştir. Test problemleri, GAMS 36.2 programında CPLEX çözücü ile Intel(R) Xeon (R) E-2236CPU 3.41 GHz işlemci, 32GB RAM özelliklerine sahip bir bilgisayar kullanılarak çözülmüştür.

5.1. Matematiksel model sonuçları

Bu bölümde, tezde önerilen matematiksel modeller, oluşturulan test problemleri üzerinde uygulanmış ve sonuçlar verilmiştir. Model 1 için test problemlerine ilişkin sonuçlar Tablo 5.2’te verilmiştir.

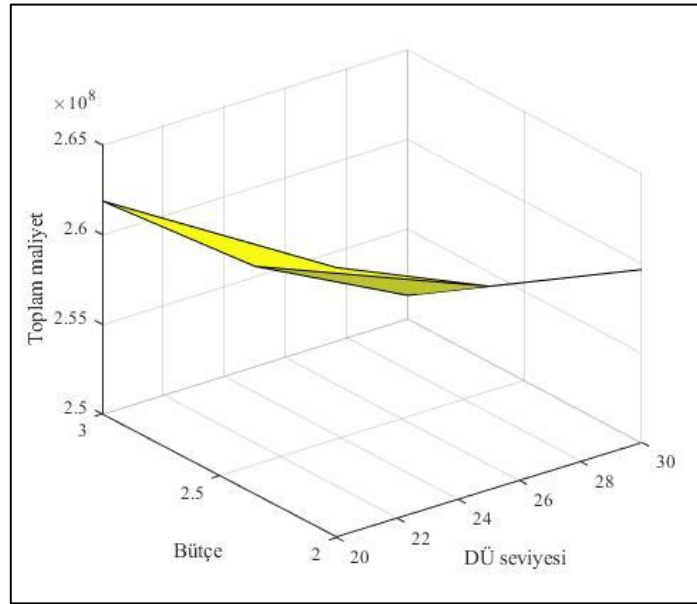
Tablo 5.2. Model 1 için test problemi sonuçları ve çözüm süresi

	Test Problemi	Maliyet (\$)	Süre (sn.)	GAP
9	DÜ1B1	187.384.984,497	0,801	0,00
	DÜ1B2	179.009.114,462	0,537	0,00
	DÜ2B1	184.570.991,248	0,525	0,00
	DÜ2B2	174.948.342,586	0,517	0,00
	DÜ3B1	182.565.609,129	0,595	0,00
	DÜ3B2	171.950.033,953	0,585	0,00
14	DÜ1B1	265.044.401,533	21,737	0,00
	DÜ1B2	261.867.883,320	8,649	0,00
	DÜ2B1	261.360.000,032	13,964	0,00
	DÜ2B2	255.579.832,144	12,974	0,00
	DÜ3B1	259.648.294,103	20,415	0,00
	DÜ3B2	251.317.559,628	15,018	0,00
24	DÜ1B1	332.865.455,862	7200	0,002577
	DÜ1B2	331.626.704,922	7200	0,000250
	DÜ2B1	328.198.425,634	7200	0,003495
	DÜ2B2	319.195.915,27	3093,486	0,00
	DÜ3B1	325.908.631,141	7200	0,004854
	DÜ3B2	307.106.406,002	417,85	0,00
30	DÜ1B1	451.094.284,564	7200	0,002722
	DÜ1B2	436.493.923,265	7200	0,000408
	DÜ2B1	446.578.539,070	7200	0,002164
	DÜ2B2	421.347.953,638	2680,728	0,00
	DÜ3B1	443.963.621,631	7200	0,003139
	DÜ3B2	416.145.347,420	7200	0,004565
40	DÜ1B1	577.255.708,713	7200	0,004772
	DÜ1B2	549.531.032,675	7200	0,003877

Tablo 5.2. devam ediyor

Test Problemi	Maliyet (\$)	Süre (sn.)	GAP
DÜ2B1	571.916.933,858	7200	0,004067
DÜ2B2	543.259.564,233	7200	0,004131
DÜ3B1	567.358.289,175	7200	0,004559
DÜ3B2	538.120.031,034	7200	0,003724

Tablo 5.2 incelendiğinde dağıtık üretim entegrasyon seviyesi ve yıllık bütçe arttıkça toplam maliyetin bugünkü değerinin azaldığı görülmektedir. 14 düğümlü şebeke için maliyetin, dağıtık üretim entegrasyonu ve bütçeye bağlı değişimi Şekil 5.1’te gösterilmiştir. 9 ve 14 düğümlü problemlerde çok kısa sürede optimal sonuca ulaşıldığı, 24, 30 ve 40 düğümlü test problemlerinde ise stratejik seviye bir problem için oldukça makul bir sürede ihmal edilebilir bir gap ile sonuca ulaşıldığı görülmüştür. 24 ve 30 düğümlü test problemlerinde verilen 7200 sn.’lik süre içerisinde bazı problemlerde optimal sonuca ulaşılmıştır.



Şekil 5.1. 14 düğümlü test problemi için toplam maliyetin değişimi

Yenilenebilir enerji kaynak garantisinin dikkate alındığı Model 2 için test problemi sonuçları Tablo 5.3’te verilmiştir.

Tablo 5.3. Model 2 için test problemi sonuçları ve çözüm süresi

	Test Problemi	Maliyet (\$)	Süre (sn.)	GAP
9 Düğüm	DÜ1Y1B1	187.384.984,497	0,557	0,00
	DÜ1Y1B2	179.009.114,461	0,547	0,00
	DÜ1Y2B1	inf	inf	0,00
	DÜ1Y2B2	179.009.114,461	0,569	0,00
	DÜ2Y1B1	184.570.991,248	0,653	0,00
	DÜ2Y1B2	174.948.342,586	0,589	0,00
	DÜ2Y2B1	inf	inf	0,00
	DÜ2Y2B2	174.948.342,586	0,597	0,00
	DÜ3Y1B1	182.565.609,129	0,588	0,00
	DÜ3Y1B2	171.950.033,953	0,578	0,00
	DÜ3Y2B1	inf	inf	0,00
	DÜ3Y2B2	171.950.033,953	0,578	0,00
14 Düğüm	DÜ1Y1B1	265.044.401,533	16,983	0,00
	DÜ1Y1B2	261.867.883,320	9,22	0,00
	DÜ1Y2B1	265.044.401,533	17,688	0,00
	DÜ1Y2B2	261.867.883,320	9,958	0,00
	DÜ2Y1B1	261.360.000,032	16,909	0,00
	DÜ2Y1B2	255.579.832,144	11,049	0,00
	DÜ2Y2B1	261.360.000,032	16,743	0,00
	DÜ2Y2B2	255.579.832,144	15,971	0,00
	DÜ3Y1B1	259.648.294,103	34,792	0,00
	DÜ3Y1B2	251.317.559,628	13,266	0,00
	DÜ3Y2B1	259.648.294,103	27,285	0,00
	DÜ3Y2B2	251.317.559,628	18,304	0,00
24 Düğüm	DÜ1Y1B1	332.881.268,939	7200	0,000140
	DÜ1Y1B2	331.626.704,922	7200	0,000348
	DÜ1Y2B1	332.877.866,647	7200	0,002194
	DÜ1Y2B2	331.626.704,922	7200	0,000360
	DÜ2Y1B1	328.173.829,155	7200	0,003499
	DÜ2Y1B2	319.195.915,27	1951,853	0,00
	DÜ2Y2B1	328.184.900,048	7200	0,003541
	DÜ2Y2B2	319.195.915,27	4673,057	0,00
	DÜ3Y1B1	325.902.635,689	7200	0,004880
	DÜ3Y1B2	307.106.406,002	365,028	0,00
	DÜ3Y2B1	325.595.129,648	7200	0,004053
	DÜ3Y2B2	307.106.406,002	361,538	0,00

Tablo 5.3. devam ediyor

	Test Problemi	Maliyet (\$)	Süre (sn.)	GAP
30 Düğüm	DÜ1Y1B1	451.462.361,646	7200	0,004623
	DÜ1Y1B2	436.516.092,653	7200	0,000820
	DÜ1Y2B1	451.472.686,516	7200	0,004132
	DÜ1Y2B2	436.481.530,706	7200	0,000478
	DÜ2Y1B1	447.036.234,358	7200	0,003131
	DÜ2Y1B2	421.347.953,638	1447,961	0,00
	DÜ2Y2B1	446.597.801,933	7200	0,002203
	DÜ2Y2B2	421.347.953,638	3067,961	0,00
	DÜ3Y1B1	443.937.055,561	7200	0,002829
	DÜ3Y1B2	416.133.021,031	7200	0,004549
	DÜ3Y2B1	443.937.055,561	7200	0,002974
	DÜ3Y2B2	416.127.745,402	7200	0,004125
40 Düğüm	DÜ1Y1B1	575.843.593,016	7200	0,002147
	DÜ1Y1B2	548.491.538,212	7200	0,002089
	DÜ1Y2B1	575.747.514,905	7200	0,001870
	DÜ1Y2B2	549.513.490,032	7200	0,003874
	DÜ2Y1B1	572.183.371,954	7200	0,004803
	DÜ2Y1B2	543.406.314,090	7200	0,003769
	DÜ2Y2B1	570.406.478,82	7200	0,004277
	DÜ2Y2B2	543.286.450,798	7200	0,004166
	DÜ3Y1B1	566.786.030,256	7200	0,003568
	DÜ3Y1B2	566.756.035,738	7200	0,003498
	DÜ3Y2B1	569.148.185,811	7200	0,001059
	DÜ3Y2B2	569.525.379,335	7200	0,001722

Sonuçlar incelendiğinde bazı problemlerde bütçe yetersizliğinden dolayı uygun çözümün bulunamadığı görülmektedir. Örneğin 9 düğümlü DÜ1Y1B1 probleminde yenilenebilir enerji isteyen müşterilerin talebi düşük (Y1) seviyede olduğunda 4.000.000 \$'lık bütçe ile en iyi çözüme ulaşılmıştır. Fakat DÜ1Y2B1 probleminde yenilenebilir enerji isteyen müşterilerin talebi yüksek (Y2) olduğundan bütçe dahilinde uygun çözüm bulunamamıştır. DÜ1Y2B2 problemi incelendiğinde bütçe 5.000.000\$'a yükseltildiğinde (B2) rüzgâr tribünü kurulabildiğinden tüketicilerin yenilenebilir enerji talebinin karşılandığı ve en iyi çözüme ulaşıldığı görülmektedir.

Tüketici (düğüm) güvenilirliğinin dikkate alındığı Model 3 için test problemi sonuçları Tablo 5.4'te verilmiştir.

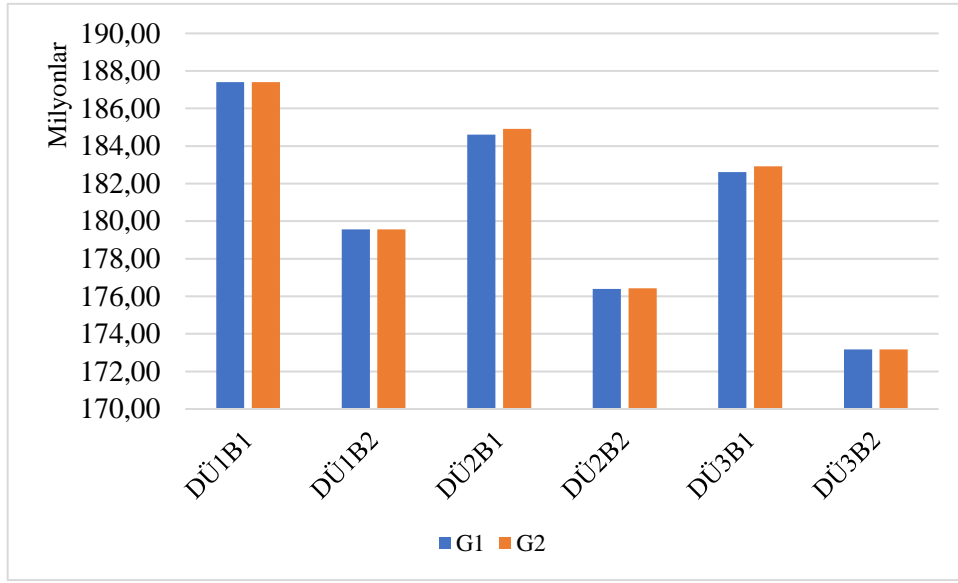
Tablo 5.4. Model 3 için test problemi sonuçları ve çözüm süresi

	Test Problemi	Maliyet (\$)	Süre (sn.)	GAP
9 Düğüm	DÜ1G1B1	187.403.464,376	1,498	0,00
	DÜ1G1B2	179.568.015,685	0,843	0,00
	DÜ1G2B1	187.408.991,364	1,001	0,00
	DÜ1G2B2	179.570.449,346	1,118	0,00
	DÜ2G1B1	184.608.831,926	0,995	0,00
	DÜ2G1B2	176.398.567,415	0,998	0,00
	DÜ2G2B1	184.915.854,410	0,996	0,00
	DÜ2G2B2	176.418.133,425	1,020	0,00
	DÜ3G1B1	182.612.826,305	0,976	0,00
	DÜ3G1B2	173.163.138,851	1,118	0,00
	DÜ3G2B1	182.917.667,1696	1,001	0,00
	DÜ3G2B2	173.163.138,851	0,987	0,00
14 Düğüm	DÜ1G1B1	265.044.401,533	17,748	0,00
	DÜ1G1B2	261.867.883,320	12,214	0,00
	DÜ1G2B1	265.058.465,106	16,472	0,00
	DÜ1G2B2	261.879.072,939	14,324	0,00
	DÜ2G1B1	261.360.000,032	22,378	0,00
	DÜ2G1B2	255.579.832,144	8,974	0,00
	DÜ2G2B1	261.375.119,393	16,364	0,00
	DÜ2G2B2	255.874.626,0407	13,633	0,00
	DÜ3G1B1	259.648.294,103	27,360	0,00
	DÜ3G1B2	251.325.783,319	18,709	0,00
	DÜ3G2B1	260.057.825,812	38,188	0,00
	DÜ3G2B2	251.478.484,096	26,959	0,00
24 Düğüm	DÜ1G1B1	345.356.874,658	461,514	0,00
	DÜ1G1B2	345.336.227,265	248,419	0,00
	DÜ1G2B1	346.259.689,124	3713,716	0,00
	DÜ1G2B2	345.402.062,912	191,735	0,00
	DÜ2G1B1	340.794.366,888	7200	0,001696
	DÜ2G1B2	340.546.717,742	6040,733	0,00
	DÜ2G2B1	341.854.372,032	7200	0,00
	DÜ2G2B2	340.655.752,673	680,589	0,00
	DÜ3G1B1	340.435.960,995	7200	0,00
	DÜ3G1B2	339.722.764,333	1388,943	0,00
	DÜ3G2B1	341.734.502,302	7200	0,001007
	DÜ3G2B2	339.830.931,719	327,443	0,00
30 Düğüm	DÜ1G1B1	452.958.515,59	7200	0,003269
	DÜ1G1B2	443.753.111,0058	7200	0,000767
	DÜ1G2B1	452.995.970,729	7200	0,001698

Tablo 5.4. devam ediyor

	Test Problemi	Maliyet (\$)	Süre (sn.)	GAP
	DÜ1G2B2	443.785.118,422	7200	0,000580
	DÜ2G1B1	449.728.933,164	7200	0,006452
	DÜ2G1B2	432.012.809,413	1542,742	0,00
	DÜ2G2B1	450.500.236,432	7200	0,006806
	DÜ2G2B2	432.066.202,988	1144,361	0,00
	DÜ3G1B1	448.117.825,674	7200	0,0113
	DÜ3G1B2	424.759.494,159	7200	0,001010
	DÜ3G2B1	449.977.053,912	7200	0,011849
	DÜ3G2B2	425.209.667,069	7200	0,000943
40 Düğüm	DÜ1G1B1	576.864.358,026	7200	0,004496
	DÜ1G1B2	549.667.987,704	7200	0,004006
	DÜ1G2B1	577.485.284,952	7200	0,004070
	DÜ1G2B2	549.613.069,625	7200	0,003767
	DÜ2G1B1	571.217.614,406	7200	0,003085
	DÜ2G1B2	543.717.919,936	7200	0,005911
	DÜ2G2B1	572.464.998,903	7200	0,003820
	DÜ2G2B2	544.053.955,378	7200	0,004674
	DÜ3G1B1	567.289.673,030	7200	0,004949
	DÜ3G1B2	538.573.380,679	7200	0,005718
	DÜ3G2B1	567.075.855,487	7200	0,001223
	DÜ3G2B2	539.173.144,105	7200	0,005893

Tablo 5.4 incelendiğinde, 9 ve 14 düğümlü problemlerde çok kısa sürede optimal sonuca ulaşıldığı, 24, 30 ve 40 düğümlü test problemlerinde ise stratejik seviye bir problem için oldukça makul bir sürede ihmal edilebilir bir gap ile sonuca ulaşıldığı görülmüştür. 24 ve 30 düğümlü test problemlerinde verilen 7200 sn.'lik süre içerisinde bazı problemlerde optimal sonuca ulaşılmıştır.



Şekil 5.2. Güvenilirliğin toplam maliyete etkisi

Şekil 5.2’de izin verilen dağıtık üretim entegrasyonu ve bütçe eşit tutulduğunda güvenilirliğin yükseltilmesinin (9 düğümlü şebeke) toplam maliyeti doğal olarak arttırdığı görülmektedir.

Dağıtım şebekesi genişleme planlaması stratejik seviye ve yüksek bütçeler gerektiren bir yatırım planlaması problemidir. Taktiksel ve operasyonel seviye ile kıyaslandığında burada verilecek kararlar çok uzun vadeli olacağından problemin çözüm zamanından ziyade optimal çözüme ya da optimale yakın sonuçlara ulaşılması daha önemlidir. Tablo 5.2, Tablo 5.3 ve Tablo 5.4 incelendiğinde küçük boyutlu test problemlerinde (9 düğümlü, 14 düğümlü) çok kısa sürede optimal çözüme ulaşıldığı görülmüştür. Orta ve yüksek boyutlu test problemlerinde (24, 30,40) kısa sürede bazı problemlerde optimal sonuca ulaşıldığı bazı problemlerde ise çok düşük bir gap (optimallik açığı) ile sonuca ulaşıldığı görülmüştür. Modellerin 7200 sn. sınırı verilmeden daha uzun süreli çalıştırıldığında stratejik seviye bir problem için makul sürelerde optimal sonuca ulaştığı görülmüştür. Bilgisayar teknolojilerinin ve matematiksel model çözücülerinin hızlı gelişimi ile birlikte ilerleyen yıllarda büyük boyutlu problemlerde de optimal sonuca daha kısa sürelerde ulaşılması beklenmektedir. Bu tez kapsamında optimal sonucu garanti eden matematiksel modeller geliştirilerek günümüzün en önemli problemlerinden biri olan elektrik dağıtımını gereksinimler doğrultusunda sağlayacak şebeke genişleme problemi için en uygun yatırım planının bulunması hedeflenmiştir.

6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Elektrik günlük yaşantımızın önemli bir bileşeni olup teknolojinin gelişmesi, nüfusun artması ve elektrifikasyon çalışmalarına bağlı olarak elektriğe olan talep artış göstermektedir. Artan bu talebin kesintisiz, sürdürülebilir ve maliyet etkin bir şekilde karşılanması gerekmektedir. Bunun için mevcut dağıtım şebekesinin dağıtık üretim mantığı ile kapasitesinin artırılması ve genişletilmesi kaçınılmazdır. Yüksek bütçeler gerektiren ve uzun yıllar kullanılacak olan bu planlamada tasarımın bilimsel teknikler kullanılarak yapılması önemli olup doğru kararların verilmesini sağlayacaktır.

Bu çalışmada dağıtık üretim içeren dağıtım şebekesi genişleme problemi ele alınmıştır. İlk olarak, NP-Hard bir problem olan DŞGP_DÜ için optimal çözümü daha kısa sürede elde etmek için yayılan ağaç kısıtlarına dayalı yeni bir radyallik kısıtı önerilmiş ve literatürdeki çalışmalarla kıyaslandığında geliştirilen yeni kısıtın problemin çözüm süresini kısalttığı görülmüştür.

Ardından, oluşturulan şebeke tasarımlarının ülkemizde yeni uygulanmaya başlayan YEK-G sistemini destekleyecek tasarımlar olması gerektiği düşüncesiyle YEK-G sistemini dikkate alan yeni bir model geliştirilmiştir. Bu model ile yapılacak yatırımlarda yenilenebilir enerji entegrasyonunun en azından yenilenebilir enerji kullanmak isteyen tüketicilerin taleplerini karşılayacak kadar olması garanti edilmiştir.

Radyal şebekeler, dağıtım şebekelerinde basit yapısı ve düşük maliyetli olması sebebiyle sıklıkla tercih edilmektedir. Fakat güvenilirlikleri düşüktür ve hatta meydana gelen bir arıza pek çok tüketiciyi etkilemektedir. Üçüncü modelde, radyal şebekelerin bu dezavantajının bu tezde önerilen güvenilirlik kısıtı ile kontrol edilebilir olması amaçlanmıştır. Ayrıca, şebekedeki her bir düğümün kesintiden etkilenme şiddeti ve maliyeti farklıdır. Dolayısıyla güvenilirlik seviyelerinin de farklı olması gerekmektedir. Tüketici güvenilirliği temelli dağıtık üretim içeren dağıtım şebekesi genişleme problemi bilindiği kadarıyla literatürde ilk kez ele alınarak bu yeni problem tipi için yeni bir matematiksel model geliştirilmiştir.

Tezde geliştirilen karma tamsayılı matematiksel modellerde yatırım, üretim, bakım ve emisyon maliyetlerinden oluşan en küçük maliyetli çok dönemli yatırım planının bulunması amaçlanmıştır. Tüm modeller ilk olarak 14 düğümlü bir şebeke üzerinde

uygulanarak modellerin özellikleri irdelenmiştir. DÜ entegrasyon seviyesi ve bütçe arttıkça toplam maliyetin net bugünkü değerinin azaldığı görülmüştür.

YEK-G kısıtı dikkate alındığında yenilenebilir enerji yatırımlarının arttığı veya talebe bağlı olarak yenilenebilir enerji kurulumun yılının değiştiği görülmüştür. YEK-G kısıtı toplam maliyette artışa sebep olsa da, şebekenin temiz enerji üretimini desteklemektedir. Ayrıca, temiz enerji kullanmak isteyen tüketicilerin bu enerjiyi kullandıklarına dair kanıt oluşturma açısından önemlidir.

Dağıtık üretim içeren ve içermeyen iki şebekede aynı düğüm, güvenilirlik açısından kıyaslandığında dağıtık üretim içeren şebekede güvenilirliğin daha yüksek olduğu görülmüştür. Üçüncü model ile ilgili bölgenin kesintiden etkilenme şiddetine göre yüksek güvenilirlikte olmasını istediğimiz bir tüketiciye bu güvenilirliğin sağlanması için kendisine ya da kendisinden önceki hatlardan birisine DÜ kurulumu gerçekleştirilebilir ya da bağlantısı arıza oranı daha düşük olan hatlardan oluşacak şekilde sağlanabilir olduğu gösterilmiştir.

Geliştirilen modeller 180 farklı test problemi üzerinde uygulanmış ve modellerin performansları incelenmiştir. Modellerin makul bir sürede sonuca ulaştığı görülmüştür. Bu çalışma sonucunda sunulan modellerin dağıtım şebekesi planlamasında kullanılarak güvenilir, yenilenebilir enerji entegrasyonunu dikkate alan minimum maliyetli şebekeler olması amaçlanmaktadır.

İlerleyen çalışmalarda,

- Yenilenebilir enerji kaynaklarının belirsizlik durumunun dikkate alınması
- Depolama sistemlerinin şebeke planlamasına dahil edilmesi
- Diğer şebeke türlerinde optimizasyon çalışmalarının yapılması
- Farklı DÜ teknolojilerinin dikkate alınması
- Talep belirsizliğinin dikkate alınması
- Özendirme maliyeti, teknik kısıtlardan sapma vb. amaç fonksiyonlarının değerlendirilmesi
- DÜ kurulabilecek potansiyel alanların çok kriterli karar verme yöntemleriyle belirlenmesi

- Saatlik düzeyde planlama yapılarak yenilenebilir enerji kaynaklarının belirsiz ve aralıklı olma durumunun modele yansıtılması

konuları üzerinde araştırmacıların çalışılabileceği düşünölmektedir.

KAYNAKLAR

- [1] Enerdata (2021). *World Energy & Climate Statistics – Yearbook 2021*. Available: <https://yearbook.enerdata.net/electricity/electricity-domestic-consumption-data.html>, (Accessed: 01.08.2022).
- [2] SHURA (2020). *2030 Yılına Doğru Türkiye'nin Optimum Elektrik Üretim Kapasitesi*. Available: <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2020/07/2030-y%C4%B1na-do%C4%9Fru-T%C3%BCrkiye%E2%80%99nin-optimum-elektrik-%C3%BCretim-kapasitesi.pdf?ysclid=169xzttlj9798457502>, (Accessed: 01.08.2022).
- [3] TAŞ (2018). *Türkiye Akıllı Şebekeler 2023 Vizyon ve Strateji Belirleme Projesi Raporu*. Available: <http://www.elder.org.tr/Content/yayinlar/TAS%20TR.pdf>, (Accessed: 01.08.2022).
- [4] Çevre Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı (2022). Available: <https://iklim.csb.gov.tr/paris-anlasmasi-i-98587>, (Accessed: 01.08.2022).
- [5] Blume, S. W. (2016). *Electric power system basics for the nonelectrical professional*. John Wiley & Sons.
- [6] Erdener, B. (2014), “Dağıtık Üretim Kaynakları İçeren Bütünleşik Elektrik Dağıtım Sistemi Tasarımı”, *Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Fakültesi*, Yayınlanmış Doktora Tezi, Ankara.
- [7] Sekhar, P. C., Deshpande, R. A., & Sankar, V. (2016, December). “Evaluation and improvement of reliability indices of electrical power distribution system”. *In 2016 National Power Systems Conference (NPSC) IEEE*, pp. 1-6, doi: 10.1109/NPSC.2016.7858838.
- [8] Paiva, P. C., Khodr, H. M., Dominguez-Navarro, J. A., Yusta, J. M., & Urdeneta, A. J. (2005). “Integral planning of primary-secondary distribution systems using mixed integer linear programming”. *IEEE Transactions on Power systems*, 20(2), pp. 1134-1143, doi: 10.1109/TPWRS.2005.846108.
- [9] Kumar, M., Samuel, C., & Jaiswal, A. (2015). “An overview of distributed generation in power sector”. *International Journal of Science, Technology and Management*, 4(01).

- [10] Ackermann T., Andersson, Soder GL., “Distributed generations: a definition”, *Electr. Power Syst. Res*, 57 (2001), pp. 195-204, doi: 10.1016/S0378-7796(01)00101-8.
- [11] Theo, W. L., Lim, J. S., Ho, W. S., Hashim, H., & Lee, C. T. (2017). “Review of distributed generation (DG) system planning and optimisation techniques: Comparison of numerical and mathematical modelling methods”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 531-573, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.063.
- [12] El-Khattam, W. ve Salama, M.M.A. (2004). “Distributed generation technologies, definitions and benefits”, *Electric Power Systems Research*, 71, 119–128, doi: 10.1016/j.epsr.2004.01.006.
- [13] International Energy Agency (IEA), (2011), *Technology Roadmap Smart Grids*, Available: <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-smart-grids>, (Accessed: 01.08.2022).
- [14] Prakash, K., Lallu, A., Islam, F. R., & Mamun, K. A. (2016). “Review of power system distribution network architecture”. In *2016 3rd Asia-Pacific World Congress on Computer Science and Engineering (APWC on CSE) IEEE*, pp. 124-130, doi: 10.1109/APWC-on-CSE.2016.030.
- [15] Ankara Üniversitesi Ders Notları, Elektrik Enerjisi İletim ve Dağıtım Şebekeleri, Available: https://acikders.ankara.edu.tr/pluginfile.php/169173/mod_resource/content/1/1.%20HAFTA.pdf, (Accessed: 01.08.2022).
- [16] Bagheri, A., Osali, N., & Noroozian, R. (2016, April). “Distribution system expansion planning incorporating storage units in the presence of wind-based distributed generation”. In *2016 21st Conference on Electrical Power Distribution Networks Conference (EPDC)* (pp. 194-201). IEEE, doi: 10.1109/EPDC.2016.7514806.
- [17] Küçük, Ü. (2022), “Türkiye’de yenilenebilir enerji konusunda kurumsal yapılanma ve yerel yönetimlere ilişkin mevzuat içinde yenilenebilir enerji”. *Kırıkkale Üniversitesi Sosyal Bilimler Dergisi*, 12(1), 369-381, Available: <https://dergipark.org.tr/tr/pub/kusbd/issue/68301/1021038>.
- [18] Rüzgar - Enerji İşleri Genel Müdürlüğü - T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Available: <https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi-enerji-ruzgar>, (Accessed: 01.08.2022).

- [19] Epiaş, YEK-G - Yenilenebilir Enerji Kaynak Garanti Sistemi, Available: <https://yekgnedir.com>, (Accessed: 01.08.2022).
- [20] Epiaş, Available: https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2021/03/EPIAS-YEK-G-Sunum_ETD-Toplanti-8.3.2021.pdf , (Accessed: 01.08.2022).
- [21] Gonen, T. (2015). *Electric power distribution engineering*. CRC press.
- [22] Rumeli, M., Yanıkoglu, E., & Çavuş, T. (2004). “Elektrik dağıtım sistemlerinde güvenilirlik değerlendirmesi ve yeni standartlar”. *Sakarya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi*, 8(1), 48-51. Available: <http://www.saujs.sakarya.edu.tr/tr/pub/issue/20694/220776>.
- [23] Schmitz, M., Garcia, V. J., & Bernardon, D. P. (2019). “Matheuristic for emergency response in the electric distribution system with unforeseen islanding”. *Electric Power Systems Research*, 169, 1-17, doi: 10.1016/j.epsr.2018.12.013.
- [24] Arasteh, H., Sepasian, M. S., Vahidinasab, V., & Siano, P. (2016). “SoS-based multiobjective distribution system expansion planning”. *Electric Power Systems Research*, 141, 392-406, doi: 10.1016/j.epsr.2016.08.016.
- [25] Gitizadeh, M., Vahed, A. A., & Aghaei, J. (2013). “Multistage distribution system expansion planning considering distributed generation using hybrid evolutionary algorithms”. *Applied energy*, 101, pp. 655-666, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.07.010.
- [26] Santos, S. F., Fitiwi, D. Z., Shafie-khah, M., Bizuayehu, A. W., & Catalão, J. P. S. (2017). “Optimal sizing and placement of smart-grid-enabling technologies for maximizing renewable integration”. In *Smart Energy Grid Engineering* (pp. 47-81), doi: 10.1016/B978-0-12-805343-0.00003-6.
- [27] Salehi, J., & Jannati Oskuee, M. R. (2018). “Optimal planning of distributed generation from the DisCo and the DGO viewpoints considering the uncertainties in future demand and electricity price”. *International Journal of Ambient Energy*, 39(8), pp. 863-872, doi: 10.1080/01430750.2017.1354320.
- [28] Mori, H., & Iimura, Y. (2004, November). “An improved tabu search approach to distribution network expansion planning under new environment”. In *2004 International*

Conference on Power System Technology, 2004. PowerCon 2004. (Vol. 1, pp. 981-986). IEEE, doi: 10.1109/ICPST.2004.1460136.

[29] Prica, M., & Ilic, M. D. (2007, June). “Optimal distribution service pricing for investment planning”. In *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting* (pp. 1-7). IEEE, doi: 10.1109/PES.2007.386193.

[30] Barin, A., Maziero, E., Canha, L. N., Machado, R. Q., Abaide, A. R., & Silva, S. L. C. (2008, August). “Impacts of distributed generation sitting concerning the appropriate choice of parameters in a multicriteria analysis”. In *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America* (pp. 1-6). IEEE, doi: 10.1109/TDC-LA.2008.4641849.

[31] Gandomkar, M. A. J. I. D. (2008). “Application of genetic algorithm to distribution network expansion planning with distributed generation”. In *Proceedings of the 8th WSEAS International Conference on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines* (pp. 21-23), Available: <https://www.semanticscholar.org/paper/Application-of-Genetic-Algorithm-to-Distribution-Gandomkar/104b39c7f5adf964aa4f77cc992316b448d670c8>, (Accessed: 01.08.2022).

[32] Haffner, S., Pereira, L. F. A., Pereira, L. A., & Barreto, L. S. (2008). “Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation—Part I: Problem formulation”. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(2), pp. 915-923, doi: 10.1109/TPWRD.2008.917916.

[33] Soroudi, A., & Ehsan, M. (2010). “A distribution network expansion planning model considering distributed generation options and techno-economical issues”. *Energy*, 35(8), pp. 3364-3374, doi: 10.1016/j.energy.2010.04.022.

[34] Siah, M., Porkar, S., Abbaspour-Tehrani-fard, A., Poure, P., & Saadate, S. (2010). “Competitive distribution system planning model integration of DG, interruptible load and voltage regulator devices”. *Iranian Journal of Science and Technology*, 34(B6), pp. 619, doi: 10.22099/IJSTE.2010.829.

[35] Soroudi, A., Ehsan, M., & Zareipour, H. (2011). “A practical eco-environmental distribution network planning model including fuel cells and non-renewable distributed

energy resources”. *Renewable energy*, 36(1), pp. 179-188, doi: 10.1016/j.renene.2010.06.019.

[36] Zangeneh, A., & Jadid, S. (2011). “Fuzzy multiobjective model for distributed generation expansion planning in uncertain environment”. *European Transactions on Electrical Power*, 21(1), pp. 129-141, doi: 10.1002/etep.421.

[37] Martins, V. F., & Borges, C. L. (2011). Active distribution network integrated planning incorporating distributed generation and load response uncertainties. *IEEE Transactions on power systems*, 26(4), 2164-2172.

[38] Soroudi, A., Ehsan, M., Caire, R., & Hadjsaid, N. (2011). “Possibilistic evaluation of distributed generations impacts on distribution networks”. *IEEE Transactions on power systems*, 26(4), pp. 2293-2301, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2116810.

[39] Zou, K., Agalgaonkar, A. P., Muttaqi, K. M., & Perera, S. (2011). “Distribution system planning with incorporating DG reactive capability and system uncertainties”. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3(1), pp. 112-123, doi: 10.1109/TSTE.2011.2166281.

[40] Su, C. L. (2012). “Distributed generation and network upgrades placements for distribution system expansion planning”. In *Advanced Materials Research* (Vol. 433, pp. 1740-1744), doi: 10.4028/www.scientific.net/AMR.433-440.1740.

[41] Borges, C. L. T., & Martins, V. F. (2012). “Multistage expansion planning for active distribution networks under demand and distributed generation uncertainties”. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 36(1), pp. 107-116, doi: 10.1016/j.ijepes.2011.10.031.

[42] Jahromi, M. E., Ehsan, M., & Meyabadi, A. F. (2012). “A dynamic fuzzy interactive approach for DG expansion planning”. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 43(1), pp. 1094-1105, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.06.017.

[43] Sedghi, M., Aliakbar-Golkar, M., & Haghifam, M. R. (2013). “Distribution network expansion considering distributed generation and storage units using modified PSO algorithm”. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 52, pp. 221-230, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.03.041.

- [44] Montoya-Bueno, S., Muñoz, J. I., & Contreras, J. (2014, August). “Optimal expansion model of renewable distributed generation in distribution systems”. *In 2014 Power Systems Computation Conference* (pp. 1-7). IEEE, doi: 10.1109/PSCC.2014.7038348.
- [45] Muñoz-Delgado, G., Contreras, J., & Arroyo, J. M. (2014, August). “Optimal expansion planning in distribution networks with distributed generation”. *In 2014 Power Systems Computation Conference* (pp. 1-7). IEEE, doi: 10.1109/PSCC.2014.7038423.
- [46] Huang, Y., Alvehag, K., & Söder, L. (2014, July). “Distribution network expansion planning considering distributed generation using probabilistic voltage constraints”. *In 2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)* (pp. 1-6). IEEE, doi: 10.1109/PMAPS.2014.6960581.
- [47] Aghaei, J., Muttaqi, K. M., Azizivahed, A., & Gitizadeh, M. (2014). “Distribution expansion planning considering reliability and security of energy using modified PSO (Particle Swarm Optimization) algorithm”. *Energy*, 65, pp. 398-411, doi: 10.1016/j.energy.2013.10.082.
- [48] Popović, Ž. N., Kerleta, V. D., & Popović, D. S. (2014). “Hybrid simulated annealing and mixed integer linear programming algorithm for optimal planning of radial distribution networks with distributed generation”. *Electric Power Systems Research*, 108, pp. 211-222, doi: 10.1016/j.epsr.2013.11.015.
- [49] Ahmadigorji, M., & Amjady, N. (2014). “A new evolutionary solution method for dynamic expansion planning of DG-integrated primary distribution networks”. *Energy conversion and management*, 82, pp. 61-70, doi: 10.1016/j.enconman.2014.03.008.
- [50] Bagheri, A., Monsef, H., & Lesani, H. (2015, November). “An approach for distribution network expansion planning considering reliability issues”. *In 2015 30th International Power System Conference (PSC)* (pp. 309-317). IEEE, doi: 10.1109/IPSC.2015.7827765.
- [51] Muñoz-Delgado, G., Contreras, J., & Arroyo, J. M. (2015). “Joint expansion planning of distributed generation and distribution networks”. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(5), pp. 2579-2590, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2364960.

- [52] Xing, H., Cheng, H., Zhang, L., Zhang, S., & Zhang, Y. (2015, July). "Second-order cone model for active distribution network expansion planning". In *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting* (pp. 1-5). IEEE, doi: 10.1109/PESGM.2015.7286204.
- [53] Fitiwi, D. Z., Santos, S. F., Bizuayehu, A. W., Shafie-khah, M., Catalão, J. P., Asensio, M., & Contreras, J. (2015, September). "DG investment planning analysis with renewable integration and considering emission costs". In *IEEE EUROCON 2015-International Conference on Computer as a Tool (EUROCON)* (pp. 1-6). IEEE, doi: 10.1109/EUROCON.2015.7313735.
- [54] Bagheri, A., Monsef, H., & Lesani, H. (2015, April). "Comprehensive distribution network expansion planning: A dynamic approach". In *2015 20th Conference on Electrical Power Distribution Networks Conference (EPDC)* (pp. 156-165). IEEE, doi: 10.1109/EPDC.2015.7330489.
- [55] Mansor, N. N. B., & Levi, V. (2015, September). "Expansion planning of medium voltage distribution networks". In *2015 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)* (pp. 1-6). IEEE, doi: 10.1109/UPEC.2015.7339776.
- [56] Bagheri, A., Monsef, H., & Lesani, H. (2015). "Renewable power generation employed in an integrated dynamic distribution network expansion planning". *Electric Power Systems Research*, 127, pp. 280-296, doi: 10.1016/j.epsr.2015.06.004.
- [57] Bagheri, A., Monsef, H., & Lesani, H. (2015). "Integrated distribution network expansion planning incorporating distributed generation considering uncertainties, reliability, and operational conditions". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 73, pp. 56-70, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.03.010.
- [58] Hemmati, R., Hooshmand, R. A., & Taheri, N. (2015). "Distribution network expansion planning and DG placement in the presence of uncertainties". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 73, pp. 665-673, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.05.024.
- [59] Bagheri, A., Monsef, H., & Lesani, H. (2015). "Evaluating the effects of renewable and non-renewable DGs on DNEP from the reliability, uncertainty, and operational points of view by employing hybrid GA and OPF". *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 25(12), pp. 3304-3328, doi: 10.1002/etep.2037.

- [60] Malee, R. K., Jain, P., Gupta, P. P., & Dharampal, S. S. (2016, November). "Distribution system expansion planning incorporating distributed generation". In *2016 IEEE 7th Power India International Conference (PIICON)* (pp. 1-6). IEEE, doi: 10.1109/POWERI.2016.8077273.
- [61] Fitiwi, D. Z., Santos, S. F., Bizuayehu, A. W., Shafie-khah, M., & Catalão, J. P. (2016, July). "A new dynamic and stochastic distributed generation investment planning model with recourse". In *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)* (pp. 1-5). IEEE, doi: 10.1109/PESGM.2016.7741093.
- [62] El-Sayed, M. A., & Alsaffar, M. A. (2016, April). "Two stage methodology for optimal siting and sizing of distributed generation in medium voltage network". In *2016 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)* (pp. 118-123). IEEE, doi: 10.1109/GreenTech.2016.29.
- [63] Bagheri, A., Osali, N., & Noroozian, R. (2016, April). "Distribution system expansion planning incorporating storage units in the presence of wind-based distributed generation", In *2016 21st Conference on Electrical Power Distribution Networks Conference (EPDC)* (pp. 194-201). IEEE, doi: 10.1109/EPDC.2016.7514806.
- [64] Nayeripour, M., Hasanvand, S., & Fallahzadeh-Abarghouei, H. (2016). "Optimal expansion planning of distribution system capacity with respect to distributed generations", *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 6(3), 817-824, doi: 10.20508/ijrer.v6i3.3818.g6863.
- [65] Wang, H. H., & Shi, L. B. (2016, October). "Optimal distribution network expansion planning incorporating distributed generation". In *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)* (pp. 1714-1718). IEEE, doi: 10.1109/APPEEC.2016.7779782.
- [66] Olia, S. A. H. S., Jooshaki, M., Moeini-Aghtaie, M., & Fotuhi-Firuzabad, M. (2016, October). "Developing a multi-objective framework for planning studies of modern distribution networks". In *2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)* (pp. 1-6). IEEE, doi: 10.1109/PMAPS.2016.7764221.

- [67] Xing, H., Cheng, H., Zhang, Y., & Zeng, P. (2016). “Active distribution network expansion planning integrating dispersed energy storage systems”. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 10(3), pp. 638-644, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0411.
- [68] Ahmadigorji, M., & Amjady, N. (2016). “A multiyear DG-incorporated framework for expansion planning of distribution networks using binary chaotic shark smell optimization algorithm”. *Energy*, 102, pp. 199-215, doi: 10.1016/j.energy.2016.02.088.
- [69] Muñoz-Delgado, G., Contreras, J., & Arroyo, J. M. (2015). “Multistage generation and network expansion planning in distribution systems considering uncertainty and reliability”. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(5), pp. 3715-3728, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2503604.
- [70] Montoya-Bueno, S., Muñoz-Hernández, J. I., & Contreras, J. (2016). “Uncertainty management of renewable distributed generation”. *Journal of cleaner production*, 138, pp. 103-118, doi: 10.1016/j.jclepro.2016.02.135.
- [71] Kanwar, N., Gupta, N., Niazi, K. R., Swarnkar, A., & Bansal, R. C. (2017). “Simultaneous allocation of distributed energy resource using improved particle swarm optimization”. *Applied energy*, 185, pp. 1684-1693, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.01.093.
- [72] Xing, H., Fu, Y., & Cheng, H. (2017). “Active distribution network expansion planning integrating practical operation constraints”. *Electric Power Components and Systems*, 45(16), pp. 1795-1805, doi: 10.1080/15325008.2017.1378942.
- [73] Bahreyni, S. A. H., & Shayanfar, H. (2017, April). “Loss reduction in a probabilistic approach for optimal planning of renewable resources”. In *2017 Conference on Electrical Power Distribution Networks Conference (EPDC)* (pp. 17-21). IEEE, doi: 10.1109/EPDC.2017.8012734.
- [74] Santos, S. F., Fitiwi, D. Z., Shafie-Khah, M., Bizuayehu, A. W., Cabrita, C. M., & Catalão, J. P. (2016). “New multistage and stochastic mathematical model for maximizing RES hosting capacity—Part I: Problem formulation”. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 8(1), 304-319, doi: 10.1109/TSSTE.2016.2598400.
- [75] Ahmadigorji, M., Amjady, N., & Dehghan, S. (2017). “A novel two-stage evolutionary optimization method for multiyear expansion planning of distribution systems

in presence of distributed generation”. *Applied Soft Computing*, 52, pp. 1098-1115, doi: 10.1016/j.asoc.2016.09.020.

[76] Barati, F., Jadid, S., & Zangeneh, A. (2017). “A new approach for DG planning at the viewpoint of the independent DG investor, a case study of Iran”. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 27(6), e2319, doi: 10.1002/etep.2319.

[77] Wang, H., Shi, L., & Ni, Y. (2017). “Distribution system planning incorporating distributed generation and cyber system vulnerability”, *The Journal of Engineering*, 2017(13), 2198-2202, doi: 10.1049/joe.2017.0720.

[78] Koutsoukis, N. C., Georgilakis, P. S., & Hatziargyriou, N. D. (2017). “Multistage coordinated planning of active distribution networks”. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(1), 32-44, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2699696.

[79] Malee, R. K., Chundawat, A. S., & Maliwar, N. (2018). “DG integrated distribution system expansion planning with uncertainties”. *Journal of Intelligent & Fuzzy Systems*, (Preprint), pp. 1-10, doi: 10.3233/JIFS-169784.

[80] Wang, H., Shi, L., & Ni, Y. (2018, August). “A Bi-level Programming Model for Distribution Network Expansion Planning with Distributed Generations and Energy Storage Systems”. In *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)* (pp. 1-5). IEEE, doi: 10.1109/PESGM.2018.8585801.

[81] Zare, A., Chung, C. Y., Safari, N., Faried, S. O., & Mazhari, S. M. (2018, August). “A Bi-Level Polyhedral-Based MILP Model for Expansion Planning of Active Distribution Networks Incorporating Distributed Generation”. In *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)* (pp. 1-5). IEEE, doi: 10.1109/PESGM.2018.8585936.

[82] Sun, K., Liu, Y., He, D., Wang, H., Wang, L., & Sun, Z. (2018, November). “Coordinated Planning of Distributed Generation and Distribution Networking Considering Network Reconfiguration”. In *2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)* (pp. 2227-2232). IEEE, doi: 10.1109/POWERCON.2018.8601935.

[83] Asensio, M., de Quevedo, P. M., Muñoz-Delgado, G., & Contreras, J. (2016). “Joint distribution network and renewable energy expansion planning considering demand

response and energy storage—Part I: Stochastic programming model”. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(2), pp. 655-666, doi: 10.1109/TSG.2016.2560339.

[84] Gholizadeh-Roshanagh, R., Najafi-Ravadanegh, S., & Hosseinian, S. H. (2016). “A framework for optimal coordinated primary-secondary planning of distribution systems considering MV distributed generation”. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(2), pp. 1408-1415, doi: 10.1109/TSG.2016.2590425.

[85] Shen, X., Shahidepour, M., Zhu, S., Han, Y., & Zheng, J. (2018). “Multi-stage planning of active distribution networks considering the co-optimization of operation strategies”. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(2), pp. 1425-1433, doi: 10.1109/TSG.2016.2591586.

[86] Xing, H., Hong, S., & Sun, X. (2018). “Active distribution network expansion planning considering distributed generation integration and network reconfiguration”. *Journal of Electrical Engineering & Technology*, 13(2), pp. 540-549, doi: 10.5370/JEET.2018.13.2.540.

[87] Ortiz, J. M. H., Pourakbari-Kasmaei, M., López, J., & Mantovani, J. R. S. (2018). “A stochastic mixed-integer conic programming model for distribution system expansion planning considering wind generation”. *Energy Systems*, 9(3), pp. 551-571, doi: 10.1007/s12667-018-0282-z

[88] Alotaibi, M. A., & Salama, M. M. (2018). “An Incentive-Based Multistage Expansion Planning Model for Smart Distribution Systems”. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(5), pp. 5469-5485, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2805322.

[89] Wu, Z., Liu, Y., Gu, W., Zhou, J., Li, J., & Liu, P. (2018). “Decomposition method for coordinated planning of distributed generation and distribution network”. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 12(20), pp. 4482-4491, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.2050.

[90] Kabirifar, M., Fotuhi-Firuzabad, M., Moeini-Aghtaie, M., & Pourghaderia, N. (2019, April). “Joint Distributed Generation and Active Distribution Network Expansion Planning Considering Active Management of Network”. *7th Iranian Conference on Electrical Engineering*, IEEE, doi: 10.1109/IranianCEE.2019.8786665.

- [91] Karimi-Arpanahi, S., Jooshaki, M., Moeini-Aghataei, M., Abbaspour, A., & Fotuhi-Firuzabad, M. (2019, April). "A Flexibility-Oriented Model for Distribution System Expansion Planning Studies". In *2019 27th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE)* (pp. 737-741). IEEE, doi: 10.1109/IranianCEE.2019.8786398.
- [92] Ugranlı, F. (2019). "Analysis of renewable generation's integration using multi-objective fashion for multistage distribution network expansion planning". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 106, pp. 301-310, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.10.002.
- [93] Wang, S., Luo, F., Dong, Z. Y., & Ranzi, G. (2019). "Joint planning of active distribution networks considering renewable power uncertainty". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 110, pp. 696-704, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.03.034.
- [94] Abdi-Siab, M., & Lesani, H. (2020). "Two-stage scenario-based DEP incorporating PEV using Benders' decomposition". *IET Generation, Transmission & Distribution*, 14(8), pp. 1508-1520, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.0305
- [95] Home-Ortiz, J. M., Pourakbari Kasmaei, M., Lehtonen, M., & Sanches Mantovani, J. R. (2020). "A Mixed Integer Conic Model for Distribution Expansion Planning", *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(5), pp. 3932-3943, doi: 10.1109/TSG.2020.2982129.
- [96] Seta, F. D. S., de Oliveira, L. W., & de Oliveira, E. J. (2020). "Distribution System Planning with Representation of Uncertainties Based on Interval Analysis". *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 31(2), pp. 494-510, doi: 10.1007/s40313-020-00573-0.
- [97] Kakueinejad, M. H., Heydari, A., Askari, M., & Keynia, F. (2020). "Optimal Planning for the Development of Power System in Respect to Distributed Generations Based on the Binary Dragonfly Algorithm". *Applied Sciences*, 10(14), pp. 4795, doi: 10.3390/app10144795.
- [98] Abdi-Siab, M., & Lesani, H. (2020). "Distribution expansion planning in the presence of plug-in electric vehicle: A bilevel optimization approach". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 121, pp. 106076, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106076.

- [99] de Aguiar, E. L., Cardoso, R., de Oliveira Stein, C. M., da Costa, J. P., & Carati, E. G. (2016). "Distributed Renewable Power Sources in Weak Grids—Analysis and Control". *Renewable Energy-Utilisation and System Integration*, InTech, pp. 199-225, doi: 10.5772/61613
- [100] Kabirifar, M., Fotuhi-Firuzabad, M., Moeini-Aghtaie, M., Pourghaderi, N., & Lehtonen, M. (2020, August). "Reliability based joint distribution network and distributed generation expansion planning". In *2020 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, IEEE, pp. 1-6, doi: 10.1109/PMAPS47429.2020.9183536.
- [101] Pinto, R. S., Unsihuay-Vila, C., & Tabarro, F. H. (2022). "Reliability-constrained robust expansion planning of active distribution networks". *IET Generation, Transmission & Distribution*, 16(1), pp. 27-40, doi: 10.1049/gtd2.12263.
- [102] Muñoz-Delgado, G., Contreras, J., & Arroyo, J. M. (2016). "Reliability assessment for distribution optimization models: A non-simulation-based linear programming approach". *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(4), pp. 3048-3059, doi: 10.1109/TSG.2016.2624898.
- [103] Çevik, O., Karaca, S. S., & Özkan, M. (2011). En küçük yayılma modeli ile İç Anadolu Bölgesinde bir kargo firmasının dağıtım güzergâhının belirlenmesi. *Karamanoğlu Mehmetbey Üniversitesi Sosyal ve Ekonomik Araştırmalar Dergisi*, 2011(2), 1-9. Available: <https://dergipark.org.tr/tr/pub/kmusekad/issue/10215/125548>
- [104] Ball, M. O., Magnanti, T. L., Monma, C. L., and Nemhauser, G. L. (1995). Network Models, *Handbooks in OR and MS*, Vol. 7, North-Holland, Amsterdam. Available: <https://www.sciencedirect.com/handbook/handbooks-in-operations-research-and-management-science/vol/7/suppl/C>
- [105] Kersting, W. H. (1991). Radial distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(3), pp. 975-985. doi: 10.1109/59.119237.
- [106] UNEP, U. (2020). Emissions gap report 2021. UN environment programme. Available: <https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2021>, (Accessed: 20.07.2022).

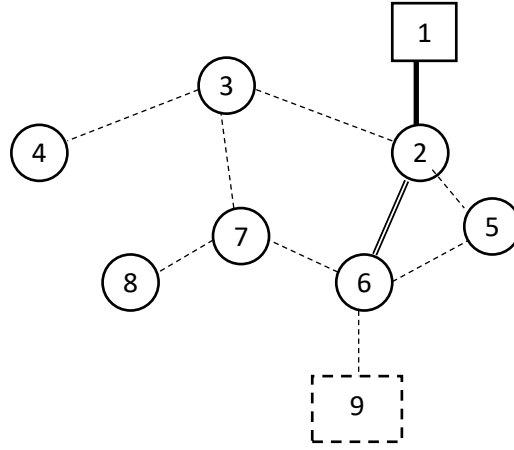
- [107] Mazarei, M. M., Behroozpoor, A. A., & Kamyad, A. V. (2014). The Best Piecewise Linearization of Nonlinear Functions. *Applied Mathematics*, 5(20), pp. 3270.
- [108] Mikolajková, M., Saxén, H., & Pettersson, F. (2018). “Linearization of an MINLP model and its application to gas distribution optimization”. *Energy*, 146, pp. 156-168, doi: 10.1016/j.energy.2017.05.185
- [109] Williams, H. P. (2013). *Model building in mathematical programming*. John Wiley & Sons.

EKLER

EK1: 9 düğümlü test problemi

Bu test problemi IEEE-13 düğümlü test şebekesinden düğüm çıkarılarak oluşturulmuş olup sistemde toplam 9 düğüm bulunmaktadır. Bunlardan, 1 numaralı düğüm mevcut trafo merkezi düğümünü, 9 numaralı düğüm ise kurulabilir trafo merkezi düğümünü göstermektedir. Kalan 7 adet düğüm ise talep düğümleridir.

Geleneksel DÜ kurulabilecek düğümler: 2,3,8; rüzgâr tribünü kurulabilecek düğümler ise 2 ve 6'dır.



Şekil 1. 9 düğümlü test problemi

Tablo 1'de verilen uzaklık değerleri IEEE-13 test sisteminin verileridir. Modelin radyallik ve genişleme özelliklerini test etmek amacıyla 2 hat (tablodaki son hat) ve 1 trafo merkezi eklenerek oluşturulan şebekedeki yeni uzaklıklar ise [0,1-1 km] aralığında rassal oluşturulmuştur.

Tablo 1. Düğümler arası uzaklık değerleri (km.)

Düğüm i	Düğüm j	l_{ij} (km.)	Düğüm i	Düğüm j	l_{ij} (km.)
2	3	0,1524	6	9	0,3048
3	4	0,09144	6	5	0,3048
1	2	0,6096	7	8	0,09144
2	6	0,6096	2	5	0,4321
6	7	0,09144	3	7	0,1398

Düğümlere ilişkin pik talepler Tablo 2'te verilmiştir. Diğer tüm veriler 14 düğümlü test sistemi ile aynıdır. 9 düğümlü test problemlerinde yıllık bütçe 2.000.000 \$ (B1) ve

5.000.000 \$ (B2) seviyesinde, dağıtık üretim entegrasyonu %20 (DÜ1), %25 (DÜ2) ve %30 (DÜ3) seviyelerinde alınmıştır. 2 ve 5 düğümlerinin güvenilirliklerinin istenilen seviyede tutulması istenmektedir. 2,3,4,5 düğümlerinin $t = 2$ döneminde Y1 seviyesinde 0,25 MVA, Y2 seviyesinde 1 MVA, yenilenebilir enerji talebinin olduğu varsayılmıştır.

Tablo 2. Düğümlerin talep verileri

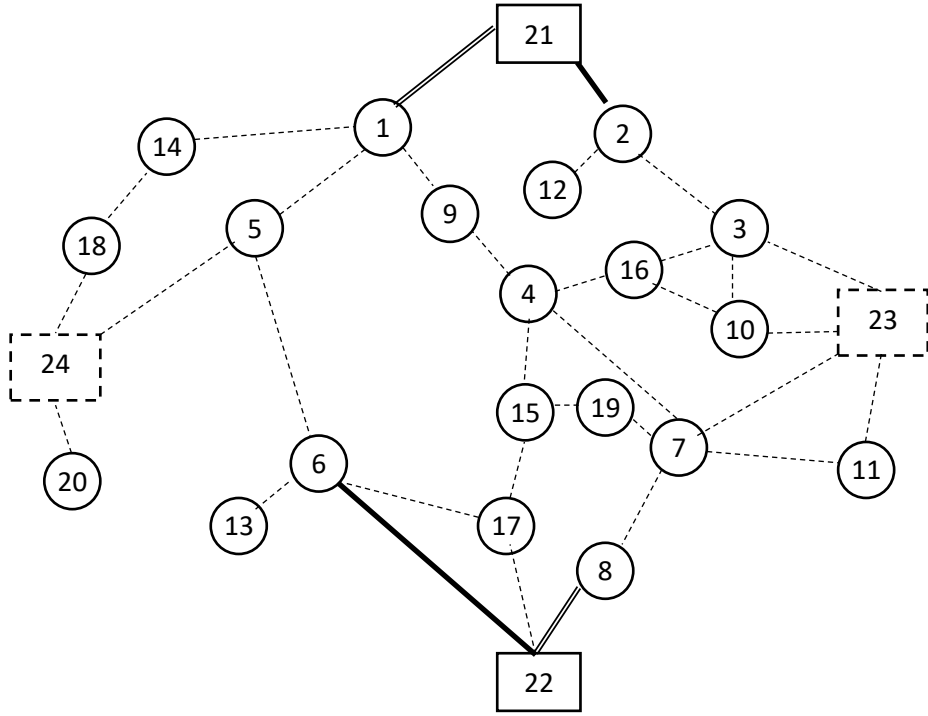
Düğüm	Talep			Düğüm	Talep		
	$t = 1$	$t = 2$	$t = 3$		$t = 1$	$t = 2$	$t = 3$
2	4,03	4,63	5,32	6	1,23	1,41	1,62
3	2,26	2,60	2,99	7	0,00	0,52	0,60
4	4,52	5,20	5,98	8	0,00	0,00	4,02
5	3,05	3,51	4,04				

EK2: 14 düğümlü test problemi

14 düğümlü test problemi Bölüm 4.1’de verilmiştir. 14 düğümlü test problemlerinde yıllık bütçe 4.000.000 \$ (B1) ve 6.000.000 \$ (B2) seviyesinde, dağıtık üretim entegrasyonu %20 (DÜ1), %25 (DÜ2) ve %30 (DÜ3) seviyelerinde alınmıştır. 2, 5, 7 ve 10 düğümlerinin güvenilirliklerinin istenilen seviyede tutulması istenmektedir. 2,3,4,5 ve 10 düğümlerinin $t = 2$ döneminde Y1 seviyesinde 0,25 MVA, Y2 seviyesinde 0,5 MVA, yenilenebilir enerji talebinin olduğu varsayılmıştır.

EK3: 24 düğümlü test problemi

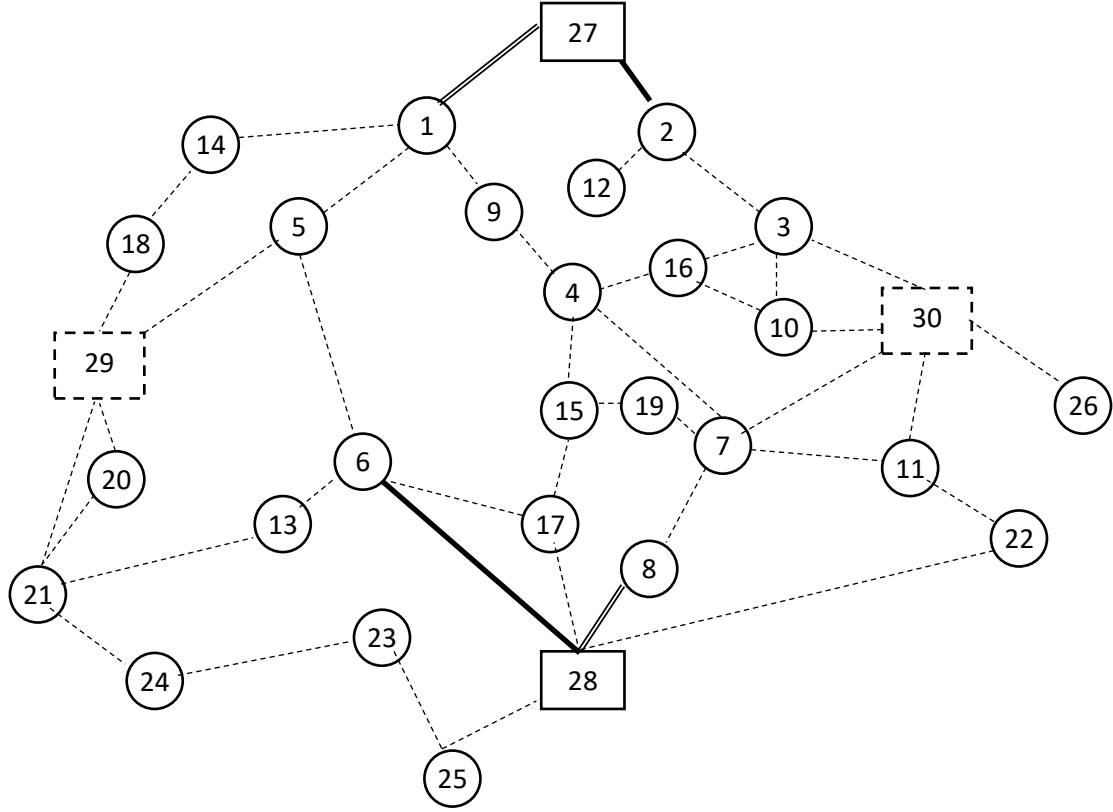
24 düğümlü test problemi için Munoz-Delgado vd., [49] 'nin çalışmasında yer alan örnek problem kullanılmış olup şebeke Şekil 2'de verilmiştir. Kapasite bilgileri Tablo 4.5'te verilmiştir. Yıllık bütçe B1 seviyesi için 5.000.000\$, B2 seviyesi için 8.000.000 \$ olarak alınmıştır. Dağıtık üretim entegrasyonu %20 (DÜ1), %25 (DÜ2) ve %30 (DÜ3) seviyelerinde alınmıştır. 5, 7, 10 ve 15 düğümlerinin güvenilirliklerinin istenilen seviyede tutulması istenmektedir. 2,3,4,5,10,14 ve 16 düğümlerinin $t = 2$ döneminde Y1 seviyesinde 0.25 MVA, Y2 seviyesinde 0.5 MVA, yenilenebilir enerji talebinin olduğu varsayılmıştır.



Şekil 2. 24 düğümlü test problemi

EK4: 30 düğümlü test problemi

30 düğümlü test problemi Ek3'te verilen 24 düğümlü test probleminin genişletilmesiyle oluşturulmuş olup Şekil 3'te verilmiştir.



Şekil 3. 30 düğümlü test problemi

30 düğümlü test problemi için eklenen düğümlerin pik taleplerine ilişkin bilgiler Tablo 3'te verilmiştir.

Tablo 3. Eklenen düğümlerin talep verileri

Düğüm	Talep		
	$t = 1$	$t = 2$	$t = 3$
21	0,00	3,02	3,47
22	0,00	2,58	2,97
23	0,00	2,74	3,15
24	0,00	0,00	1,61
25	0,00	0,00	2,65
26	0,00	0,00	1,30

Yeni eklenen düğümlerin arasındaki hatların uzaklıkları ise Tablo 4'te verilmiştir.

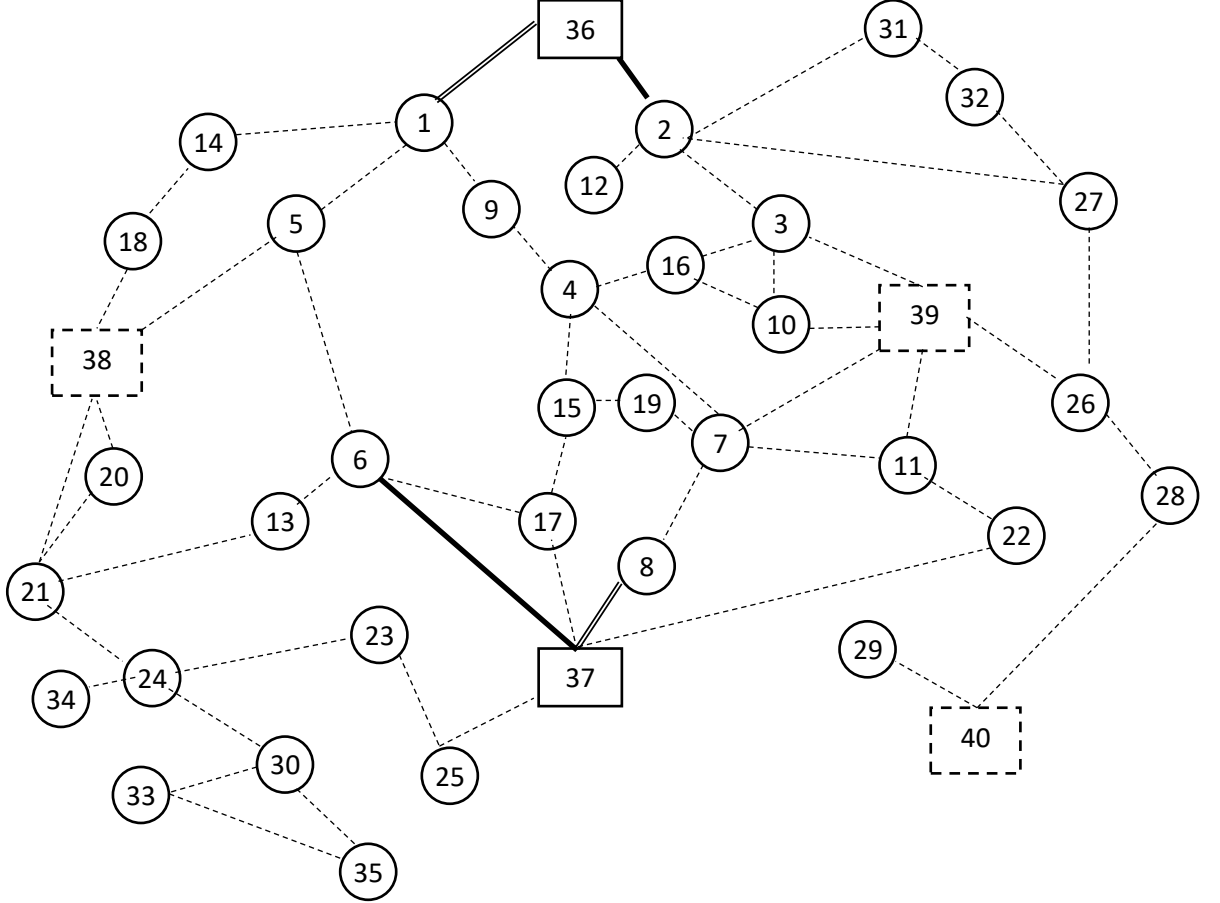
Tablo 4. Eklenen hatların uzunlukları

Düğüm i	Düğüm j	l_{ij} (km.)
29	21	1,1
20	21	1,3
13	21	2,2
21	24	0,86
24	23	1,21
23	25	2,4
28	25	0,42
22	28	2,5
22	11	1,6
30	26	0,34

2,5,10,14, 16 ve 24 düğümlerinin talebinin olduğu tüm dönemlerde Y1 seviyesinde 0.25 MVA, Y2 seviyesinde 0.5 MVA, yenilenebilir enerji talebinin olduğu varsayılmıştır. 4, 10, 13, 14, 15 ve 23 numaralı düğümlerinin güvenilirliklerinin istenilen seviyede tutulması istenmektedir.

EK5: 40 düğümlü test problemi

40 düğümlü test problemi 30 düğümlü test probleminin genişletilmesiyle oluşturulmuş olup Şekil 7.4'te verilmiştir. Diğerlerine ek olarak, 24 numaralı düğüm geleneksel, 32 numaralı düğüm rüzgâr tribünü kurulabilir düğümlerdir.



Şekil 4. 40 düğümlü test problemi

40 düğümlü test problemi için eklenen düğümlerin pik taleplerine ilişkin bilgiler Tablo 5'te verilmiştir.

Tablo 5. Eklenen düğümlerin talep verileri

Düğüm	Talep (MVA)		
	$t = 1$	$t = 2$	$t = 3$
27	1,08	1,24	1,43
28	2,21	2,54	2,92
29	0,76	0,87	1,00
30	1,35	1,55	1,78
31	0,00	1,34	1,54
32	0,00	2,01	2,31
33	0,00	0,00	1,20
34	0,00	0,00	2,12
35	0,00	0,00	0,86

Düğümlemlerin arasındaki hatların uzaklıkları ise Tablo 6'da verilmiştir.

Tablo 6. Hatlara ilişkin uzaklık bilgisi

Düğüm i	Düğüm j	l_{ij} (km.)	Düğüm i	Düğüm j	l_{ij} (km.)
38	21	1,1	1	5	2,22
20	21	1,3	1	9	1,2
13	21	2,2	1	14	1,2
21	24	0,86	2	3	2,0
23	24	1,21	2	12	1,1
23	25	2,4	3	10	1,1
25	37	0,42	16	3	1,2
22	37	2,5	4	7	2,6
22	11	1,6	4	9	1,2
39	26	0,34	4	15	1,6
4	16	1,3	7	19	1,2
5	6	2,4	10	16	1,6
6	13	1,2	14	18	1,0
6	17	2,2	15	17	1,2
7	8	2,0	15	19	0,8
7	11	1,1	1	36	2,2
2	36	1,7	3	39	1,2
5	38	0,7	8	37	1,9
37	6	2,7	7	39	0,9
39	10	1,3	11	39	1,6
17	37	1,5	18	38	1,5
20	38	0,9	2	31	0,76
31	32	1,1	2	27	0,9
32	27	2,1	26	27	1,25
28	26	2,0	28	40	2,8
29	40	0,5	24	34	1,3
30	24	3,1	30	33	1,5
35	30	0,8	33	35	1,2

2,5,10 düğümlerinin talebinin olduğu tüm dönemlerde, 14, 16 numaralı düğümlerin $t = 2$ ve $t = 3$ döneminde, 24, 28, 32 ve 34 numaralı düğümlerin $t = 3$ döneminde Y1 seviyesinde 0.25 MVA, Y2 seviyesinde 0.5 MVA, yenilenebilir enerji talebinin olduğu varsayılmıştır. 4, 10, 13, 14, 15, 23, 30 ve 32 numaralı düğümlerinin güvenilirliklerinin istenilen seviyede tutulması istenmektedir.