T.C. MANİSA CELAL BAYAR ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

YÜKSEK LİSANS TEZİ
ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

BİR ELEKTRİK DAĞITIM BÖLGESİ İÇİN YÜK TAHMİNİ VE ŞEBEKE GENİŞLEME PLANLAMASI

Hüseyin ÖZTÜRK

Danışman
Doç. Dr. Kıvanç BAŞARAN

MANİSA–2023

Hüseyin
ÖZTÜRK

BİR ELEKTRİK DAĞITIM BÖLGESİ İÇİN YÜK TAHMİNİ VE ŞEBEKE GENİŞLEME PLANLAMASI

2023

TAAHHÜTNAME

Bu tezin Manisa Celal Bayar Üniversitesi Hasan Ferdi Turgutlu Teknoloji Fakültesi Enerji Sistemleri Mühendisliği Bölümü'nde, akademik ve etik kurallara uygun olarak yazıldığını ve kullanılan tüm literatür bilgilerinin referans gösterilerek tezde yer aldığını beyan ederim.

Hüseyin ÖZTÜRK

İÇİNDEKİLER

İÇİNDEKİLER I
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ III
ŞEKİLLER DİZİNİ IV
TABLO DİZİNİ VI
TEŞEKKÜR VII
ÖZET VIII
ABSTRACT IX
1. GİRİŞ 1
1.1. Yük Tahmini Literatür Taraması 2
1.2. Şebeke Genişleme Planlaması Literatür Taraması 5
2. GENEL BİLGİLER 10
2.1. Yük Tahmini 10
2.1.1 Yük Tahmini Etkileyen Faktörler 11
2.1.1.1 Ekonomik Faktörler 11
2.1.1.2. Meteorolojik Faktörler 12
2.1.1.3. Sosyal ve Demografik Faktörler 13
2.1.1.4. Zaman Faktörleri 13
2.1.1.5. Öngörülemeyen Faktörler 14
2.1.2.Yük Tahmin Yöntemleri 15
2.1.2.1. Benzer Gün Yöntemi 15
2.1.2.2. Regresyon Analizi Yöntemi 15
2.1.2.3. Zaman Serileri Analizi Yöntemi 16
2.1.2.4. Uzman Sistemler Yöntemi 16
2.1.2.5. Destek Vektör Makineleri Yöntemi 17
2.1.2.6. Genetik Algoritma Yöntemi 17
2.1.2.7. Karar Ağacı Yöntemi 17
2.1.2.8. Yapay Sinir Ağları (YSA) Yöntemi 18
2.2. Elektrik Şebekeleri 21
2.2.1 Elektrik Şebekesi Türleri 22
2.2.1.1. Ring Şebeke 23
2.2.1.2. Ağ Gözlü Şebeke 23
2.2.1.3. Dal Budak (Radyal) Şebeke 24
2.2.1.4. Enterkonnekte Şebeke 25

2.2.2. Elektrik Şebeke Planlaması ve Planlamaya Etki Eden Faktörler 25
2.2.2.1. Üretim Santralleri 26
2.2.2.2. Yenilenebilir Enerji Kaynakları 28
2.2.2.3. Elektrikli Araçlar 29
2.2.2.4. Enerji Depolama Sistemleri 31
3. MATERYAL VE YÖNTEMLER 33
3.1. Bir Dağıtım Bölgesi İçin Yük tahmini 33
3.1.1. Yük Tahmini için Veri Setinin Belirlenmesi 33
3.1.3. Yapay Sinir Ağları ile Yük Tahmini 43
3.2. Bir Dağıtım Bölgesi İçin Şebeke Genişleme Planlaması 45
3.2.1 DigSilent Power Factory Şebeke Modellemesi 45
3.2.2. 2025 Yılı Ortalama Artış Yük Tahminlerine Göre Şebeke Genişleme Planlaması 54
3.2.2. 2025 Yılı Maksimum Artış Yük Tahminlerine Göre Şebeke Genişleme Planlaması 58
4. ARAŞTIRMA BULGULARI VE TARTIŞMA 62
4.1. 2025 Yılı için Oluşturulan Ağ Giriş Verilerin Sonuçlarının Analiz Edilmesi 62
4.2. Yük Tahmini Sonuçlarının Analiz Edilmesi 63
4.2.1. 2025 Yılı Ortalama Artış Yük Tahmin Sonuçlarının Analiz Edilmesi 64
4.2.2. 2025 Yılı Maksimum Artış Yük Tahmin Sonuçlarının Analiz Edilmesi . 66
4.3. Şebeke Genişleme Planlaması Sonuçlarının Analiz Edilmesi 68
4.3.1. 2025 Yılı Ortalama Artış Yük Tahminlerine Göre Şebeke Genişleme Planlaması Sonuçlarının Analiz Edilmesi 68
4.3.2. 2025 Yılı Maksimum Artış Yük Tahminlerine Göre Şebeke Genişleme Planlaması Sonuçlarının Analiz Edilmesi 75
5. SONUÇ VE ÖNERİLER 80
KAYNAKLAR 83
EK A. (GDZ Elektrik Dağıtım A.Ş. Veri İzin Üst Yazısı) 88
EK B. (Meteoroloji Genel Müdürlüğü Veri İzin Üst Yazısı) 89
ÖZGEÇMİŞ ..... **Hata! Yer işareti tanımlanmamış.**

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

AG	Alçak gerilim
OG	Orta gerilim
YG	Yüksek gerilim
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
YSA	Yapay Sinir Ağları
DPF	DıgSlient Power Factory
TM	Trafo Merkezi
TR	Transformatör (Trafo)
kV	Kilo Volt
kW	Kilo Watt
kVA	Kilo Volt Amper
MAPE	Mean Absolute Percentage Error
MSE	Mean Squared Error
DVR	Destek Vektör Regresyonu
EAŞ	Elektrikli Araç Şarj İstasyonu
EA	Elektrikli Araç
EDM	Enerji Depolama Merkezi
V2G	Vehicle to Grid
V2V	Vehicle to Vehicle
V2B	Vehicle to Building
EDS	Enerji Depolama Sistemi

ŞEKİLLER DİZİNİ

Sayfa

Şekil 2.1. Yıllık brüt elektrik tüketim grafiği. 12
Şekil 2.2. Yıllık ortalama sıcaklık grafiği. 13
Şekil 2.3. Trafo yük durum grafiği. 14
Şekil 2.4. Yapay sinir hücresinin yapısı [54]. 18
Şekil 2.5. Çok katmanlı ileri beslemeli yapay sinir ağı yapısı [56]. 20
Şekil 2.6. Ring Şebeke. 23
Şekil 2.7. Ağ gözlü şebeke. 24
Şekil 2.8. Dal budak (radyal) şebeke. 24
Şekil 2.9. Enterkonnekte şebeke. 25
Şekil 3.1. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait sıcaklık saatlik değişim grafiği. 34
Şekil 3.2. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait nem saatlik değişim grafiği. 35
Şekil 3.3. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait rüzgâr hızı saatlik değişim grafiği. 36
Şekil 3.4. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait basınç saatlik değişim grafiği. 37
Şekil 3.5. Trafo merkezi tek hat şeması. 38
Şekil 3.6. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait A1 ve A2 fiderlerinin saatlik yük değişim grafiği. 39
Şekil 3.7. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait I1 ve I2 fiderlerinin saatlik yük değişim grafiği. 40
Şekil 3.8. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait K1 ve K2 fiderleri saatlik yük değişim grafiği. 41
Şekil 3.9. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait K ve Y fiderleri saatlik yük değişim grafiği. 42
Şekil 3.10. Yapay Sinir Ağları modeli. 44
Şekil 3.11. Trafo Merkezi DPF modeli. 46
Şekil 3.12. 100 MVA güç trafosu DPF modeli. 46
Şekil 3.13. 240 Cu XLPE iletken DPF modeli. 47
Şekil 3.14. Fider yükü DPF modeli. 47
Şekil 3.15. A1 fideri 2020 yılı maksimum yük DPF modeli. 49
Şekil 3.16. Y fideri 2020 yılı maksimum yük DPF modeli. 49
Şekil 3.17. 2025 yılı ortalama artışa göre TM maksimum yüklenme DPF modeli. 51
Şekil 3.18. 2025 yılı ortalama artışa göre TM minimum yüklenme DPF modeli. 51
Şekil 3. 19. 2025 yılı maksimum artışa göre TM maksimum yüklenme DPF modeli. 53
Şekil 3.20. 2025 yılı maksimum artışa göre TM minimum yüklenme DPF modeli. 54
Şekil 3.21. A1 ve Y fiderlerine GES, bağlı olduğu durum DPF modeli. 56
Şekil 3.22. A1 ve Y fiderlerine GES, K1 Fiderine 1 MW EDM bağlı olduğu durum DPF modeli. 57
Şekil 3.23. A1 ve Y fiderlerine GES, K1 fiderine 1 MW EDM ve EAŞ bağlı olduğu durum DPF modeli. 58
Şekil 3.24. 2025 yılı maksimum artışa göre TM maksimum yüklenme DPF modeli. 59

Şekil 3.25. Mevcut trafoya ilave yeni 100 MVA trafo tesis edildiği durum DPF modeli..... 60
Şekil 3.26. Mevcut trafonun 200 MVA'ya güç yükseltimi yapıldığı durumun DPF modeli..... 61
Şekil 4.1. 2025 yılı meteorolojik veriler değişim garfikleri..... 62
Şekil 4.2. A1, A2, I1 ve I2 Fiderleri 2025 yılı ortalama yük değişim grafikleri..... 64
Şekil 4.3. K, Y, K1 ve K2 Fiderleri 2025 yılı ortalama yük değişim grafikleri..... 65
Şekil 4.4. A1, A2, I1 ve I2 fiderleri 2025 yılı maksimum yük değişim grafikleri..... 66
Şekil 4.5. K, Y, K1 ve K2 fiderleri 2025 yılı maksimum yük değişim grafikleri..... 67
Şekil 4.6. A1 fiderine GES bağlı olduğu durumun akım değişim grafiği..... 69
Şekil 4.7. A1 fiderine GES bağlı olduğu durumun gerilim değişim grafiği. 70
Şekil 4.8. Y fiderine GES bağlı olduğu durumun akım değişim grafiği..... 70
Şekil 4.9. Y fiderine GES bağlı olduğu durumun gerilim değişim grafiği. 71
Şekil 4.10. K1 fiderine 1 MW EDM bağlı olduğu durumun akım değişim grafiği. .. 72
Şekil 4.11. K1 fiderine 1 MW EDM bağlı olduğu durumun gerilim değişim grafiği. 73
Şekil 4.12. A1 ve Y fiderlerine GES, K1 fiderine 1 MW EDM ve EAŞ bağlı olduğu durum K1 fideri akım değişim grafiği 74
Şekil 4.13. A1 ve Y fiderlerine GES, K1 fiderine 1 MW EDM ve EAŞ bağlı olduğu durum K1 fideri gerilim değişim grafiği..... 75
Şekil 4.14. Mevcut trafoya ilave yeni 100 MVA trafo tesis edildiği durumun trafo sekonder akım değişim grafiği..... 76
Şekil 4.15. Mevcut trafoya ilave yeni 100 MVA trafo tesis edildiği durumun trafo sekonder gerilim değişim grafiği. 77
Şekil 4.16. Mevcut trafonun 200 MVA'ya güç yükseltimi yapıldığı durumun trafo sekonder akım değişim grafiği..... 78
Şekil 4.17. Mevcut trafonun 200 MVA'ya güç yükseltimi yapıldığı durumun trafo sekonder gerilim değişim grafiği. 79

TABLO DİZİNİ

Sayfa

Tablo 2.1. Aktivasyon fonksiyonu örnekleri [55]. 19
Tablo 2.2. 2021 yılı sonu itibarıyla Türkiye kaynak bazında kurulu güç değerleri [69]. 28
Tablo 2.3. Elektrikli araç şarj standartları elektriksel büyüklükleri [74]. 30
Tablo 2.4. Enerji depolama sistemlerinin özellikleri [77]..... 32
Tablo 3.1. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait meteorolojik verilerin değişim tablosu. 33
Tablo 3.2. Girdi verileri ile yük verisi arasındaki korelasyon katsayıları tablosu. 44
Tablo 3.3. 2020 yılı maksimum fider yükleri. 48
Tablo 3.4. 2025 yılı ortalama artışa göre maksimum fider yükleri. 50
Tablo 3.5. 2025 yılı maksimum artışa göre maksimum fider yükleri. 52
Tablo 3.6. 2025 yılı ortalama artış yük tahminine göre maksimum fider ve TM yüklenme oranları..... 55
Tablo 3.7. 2025 yılı maksimum artış yük tahminine göre maksimum fider ve TM yüklenme oranları..... 59
Tablo 4.1. Giriş verileri 2025 yılı tahmin değerleri. 62
Tablo 4.2. Meteorolojik verilerin zaman serileri tahmini performansı. 63
Tablo 4.3. Fiderlerin ortalama yük değerleri için YSA performansları. 65
Tablo 4.4. Fiderlerin 2025 yılı maksimum yük değerleri için YSA performansları. . 67
Tablo 4.5. 1. senaryo için fider ve TM yüklenme oranları. 69
Tablo 4.6. 2. senaryo için fider ve TM yüklenme oranları. 72
Tablo 4.7. 3. senaryo için fider ve TM yüklenme oranları. 74
Tablo 4.8. 4. senaryo için fider ve TM yüklenme oranları. 76
Tablo 4.9. 5. senaryo için fider ve TM yüklenme oranları. 78

TEŞEKKÜR

Çalışmamın her aşamasında bana destek olan, bilgi ve tecrübeleri ile beni aydınlatan ve desteğini hiç eksik etmeyen, sevgili danışman hocam Sayın Doç. Dr. Kıvanç BAŞARAN' a çok teşekkür ederim. Çalışmalarım sırasında manevi desteğini her zaman hissettiğim değerli eşim Zeliha Öztürk'e, kızlarım Huriye ÖZTÜRK ve Kadriye Öztürk'e öğrenim hayatım boyunca beni maddi ve manevi olarak destekleyen ve hep yanımda olan aileme yürekten teşekkürü bir borç bilirim.

Hüseyin ÖZTÜRK
Manisa, 2023

ÖZET

Yüksek Lisans Tezi

Hüseyin ÖZTÜRK

Manisa Celal Bayar Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Doç. Dr. Kıvanç BAŞARAN

Dünya nüfusu ile paralel olarak artan enerji talebinin, gelecek yıllarda şebeke işletmecileri açısından önemli bir sorun haline gelmesi beklenmektedir. Bu durum enerjinin üretim, iletim ve dağıtım süreçleri ile ilgili çalışmaların önemini arttırmaktadır. Özellikle fosil kaynaklardan üretilen enerjinin sürdürülebilir olmaması yenilebilir enerji ve depolama yatırımlarının yapılmasını hızlandırmıştır. Şebeke yükünün artmasına neden olacak dinamik şebeke unsurlarında oluşacak taleplerde tedarik sürekliliğinin sağlanması için ise yük tahmini ve şebeke genişleme planlamalarının yapılması önem arz etmektedir. Kısa, orta ve uzun vadede yapılacak olan yük tahmini ve şebeke genişleme planlaması çalışmalarının, esnek şebeke işletimine olanak sağlaması beklenmektedir.

Bu tez çalışmasında, aktif bir dağıtım şebekesi üzerinde yük tahmini ve şebeke genişleme planlaması yapılmıştır. GDZ Elektrik Dağıtım A.Ş' nin elektrik dağıtım bölgesindeki bir yerleşim yerinin beslendiği Türkiye Elektrik İletim A.Ş (TEİAŞ)'ye ait trafo merkezinden çıkan elektrik dağıtım fiderleri için 2025 yılı yük tahmini ve yük tahmin sonuçlarına göre şebeke genişleme planlaması yapılmıştır. Yük tahmini yapılırken, geçmiş yıl verilerinden yararlanılarak, zaman serilerine göre 2025 yılı için giriş parametreleri oluşturulmuştur. 2025 yılı için elde edilen giriş parametrelerine göre yapay sinir ağları algoritması oluşturularak yük tahmini yapılmıştır. Geçmiş yıl yük verileri GDZ elektrik dağıtım şirketinden gerçek zamanlı ölçüm olarak temin edilmiştir. Meteorolojik veriler ise, yük tahmini yapılacak bölgeye en yakın meteoroloji istasyonu için Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nden gerçek zamanlı ölçüm olarak alınmıştır. Yapılan bu çalışmada, yük tahmini için Matrix Laboratory (MATLAB), şebeke modellemesi için ise Digsilent Power Factory (DPF) programları kullanılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Yük Tahmini, Yapay Sinir Ağları, Şebeke Genişleme Planlaması, Elektrik Dağıtım Şebekesi.

2023, 90 sayfa

ABSTRACT

M.Sc. Thesis

Hüseyin ÖZTÜRK

Manisa Celal Bayar University
Graduate School of Science
Department of Energy Systems Engineering
Supervisor: Assoc. Prof. Kıvanç BAŞARAN

Increasing energy demand in parallel with the world population is expected to become an important problem for grid operators in the coming years. This situation increases the importance of studies on the generation, transmission and distribution processes of energy. In particular, the fact that the energy produced from fossil resources is not sustainable has accelerated the renewable energy and storage investments. In order to ensure the continuity of supply in the demands that will arise in dynamic network elements that will cause the network load to increase, it is important to make load estimation and network expansion plans. It is expected that the load forecasting and network expansion planning studies to be carried out in the short, medium and long term will enable flexible network operation.

In this thesis, load forecasting and grid expansion planning are made on an active distribution grid. Grid expansion planning was made according to the 2025 load forecast and load forecast results for the electricity distribution feeders coming out of the substation belonging to Turkey Electricity Transmission Inc. (TEİAŞ), where a settlement in the GDZ Electricity Distribution Inc. (GDZ) electricity distribution region is fed. While forecasting the load, the input parameters for the year 2025 were created according to the time series by using the data of the previous year. According to the input parameters obtained for the year 2025, an artificial neural network algorithm has been created and a load forecasting has been made. Load data for the past year were obtained from GDZ electricity distribution company as a real-time measurement. Meteorological data, on the other hand, were taken as real-time measurements from the General Directorate of Meteorology for the closest meteorology station to the region where the load will be estimated. In this study, Matrix Laboratory (MATLAB) programs were used for load estimation and Digsilent Power Factory (DPF) programs were used for network modeling.

Keywords: Load Forecasting, Artifical Neural Network, Grid Expansion Planning, Electricity Distribution Grid.

2023, 90 pages

1. GİRİŞ

Teknolojik gelişmeler ile elektrik, insan hayatının vazgeçilmez bir parçası haline gelmiştir. Eğitimden ulaşıma, tarımdan sanayiye tüm sektörlerde kullanılır hale gelmiştir. Elektrik, geçmişten beri fosil yakıtlardan üretilmektedir. Fosil yakıtlar, çevre kirliliğini arttırması ve sürdürülebilir olmaması nedeniyle yerini yenilenebilir kaynakların kullanımına bırakmaya başlamıştır. Güneş ve rüzgâr gibi kaynaklardan elektrik üretimi gelişen teknolojiyle birlikte artmaktadır. Elektrik enerjisinin büyük oranda depolanamaması ve üretildiği anda tüketilmesi de yenilenebilir enerji kaynaklarına olan ilgiyi arttırmaktadır. Artan talebe karşın, tüketiciye kesintisiz ve kaliteli bir hizmet sunmak tüm şebeke işletmecilerin en önemli görevidir. Dolayısıyla elektrik şebekelerinin doğru bir şekilde planlanması ve işletilmesi gerekmektedir. Elektrik şebekelerindeki gelişmeler ile arz-talep dengesi, kapasite planlaması ve tedarik sürekliliği gibi olgular meydana gelmiştir. Geliştirilen analiz programları aracılığıyla, şebeke planlanması ve işletme sürecinde ortaya çıkabilecek sorunların giderilmesi için ise yük akış, kısıtlılık, kararlılık ve kısa devre analizleri yapılmaktadır. Geliştirilen analiz programlarından elde edilen sonuçlara göre, şebekeninin yük akışları, hat kayıpları ve kritik çalışma sınırları belirlenmektedir [1].

Doğru uzun vadeli elektrik yük tahminleri de elektrik güç sistemi planlaması için önemli bir rol oynamaktadır. Uzun vadeli tahminler, yeni tesislerin devreye alınması için inşaat planlaması, üretim ünitelerinin satın alınması, iletim ve dağıtım sistemlerinin geliştirilmesi gibi uzun süreçlerinin verimli şekilde yürütülmesini sağlar. Yük talebinin fazla tahmin edilmesi, enerji tesislerinin inşası için önemli miktarda gereksiz yatırım yapılmasına neden olurken, eksik tahmin edilmesi ise müşteri memnuniyetsizliğine neden olmaktadır. Elektrik şebeke sisteminin ekonomik ve güvenli çalışması için yük tahmini esastır. Acil durum planlaması, yük atma ve yük yönetimi stratejileri dâhil olmak üzere güç sistemi güvenlik çalışmaları ve yük akışı çalışmaları yük tahmini sonuçlarına göre yapılmaktadır. Yük tahminleri, mevcut ve geçmiş dönem koşullarına göre belli parametreleri referans alarak, gelecek için sonuçlar elde edilmesi temeline dayanmaktadır. Meteorolojik ve iklim faktörleri de dâhil olmak üzere yük tahmini etkileyen geniş bir parametre yelpazesi bulunmaktadır. Bunlar: sıcaklık, nem, rüzgâr hızı, ışınım, basınç, fiyatlandırma stratejisi, elektrik

tarife yapıları, endüstriyel faaliyetler, ekonomik büyümedeki değişiklikler, mevsimsel değişiklikler, gün ışığından yararlanma süresi ve zamandır [3].

Bu tez çalışmasının birinci bölümünde; şebeke planlaması ve yük tahmini ile ilgili konulara kısaca değinilmiş olup, bu alanda yapılan çalışmalar literatür özeti olarak verilmiştir. İkinci bölümün ilk kısımda, yük tahmini yöntemlerinden ve yük tahminine ekti eden faktörlerden ayrıntılı bir şekilde bahsedilmiştir. İkinci kısımda ise elektrik şebekeleri ve türleri ile elektrik şebeke planlamasına etki eden faktörler detaylı şekilde ele alınmıştır. Üçüncü bölümde, yük tahmini yaparken kullanılan verilerin açıklaması, tezde önerilen modelin gösterimi yapılmıştır. Kullanılan yük tahmini yöntemi ve şebeke genişleme planlaması algoritması ile tezde kullanılan matematiksel eşitlikler verilmiştir. Dördüncü bölümde, uzun dönem yük tahmini sonuçları ve performans değerlendirmesi yapılmıştır. Şebeke modellerinin sonuçları ele alınıp, araştırma bulguları ortaya konulmuştur. Beşinci bölümde ise sonuçlar değerlendirilmiş olup konu ile ilgili gelecekte yapılabilecek araştırmalar için önerilere yer verilmiştir.

1.1. Yük Tahmini Literatür Taraması

Yük tahmini ile ilgili farklı yöntemler kullanılarak literatürde çok fazla çalışma yapılmıştır. Bunlardan bazıları şu şekildedir; Özbay ve ark. [3], Türkiye'nin Ocak-Nisan 2019'a ait elektrik yükü, hava durumu ve tarih verileri ile 2020 yılının ilk altı ayı için Yapay Sinir Ağları (YSA) ile yük tahmini yapmışlardır. YSA'nın farklı modelleri ile yapılan tahminler ile gerçek tüketim verileri karşılaştırılmıştır. Alasali ve ark. [4], Ürdün'ün üç farklı şehri için Ocak 2016- Ekim 2018 arası yük verileri ve sıcaklık verileri ile 2018-2019-2020 yılı için ARİMA ve YSA ile yük tahmini yapmışlardır. Çalışmada, iki model çıktıları arasında karşılaştırma yapılmıştır. Saçlı [5], Marmara bölgesinde bulunan bir il için 2016-2017 yılları arasına ait verileri kullanılarak, ARIMA, en yakın k-komşu (KNN), destek vektör regresyonu (DVR), destek vektör makineleri (DVM) ve karar ağacı regresyonu algoritmaları ile saatlik yük tahmini yapmıştır. Çalışmada veri seti yük, sıcaklık, nem, mevsim ve saat verilerinden oluşmaktadır. Çalışmada tahmin performansı MAPE değerlerine göre ölçülmüş olup, farklı modeller için %3,8 ile %7,01 arasında değerler bulunmuştur. Biçer [6], İzmir ili Urla ilçesindeki bir mahalle için 2013-2017 yılları arasındaki yıl, ay, gün, saat, sıcaklık, nem, gün özelliği ve yük verilerini kullanarak talep tahmini

yapmıştır. Çalışmada, veriler saatlik periyotlarda kullanılmıştır. Talep tahmini için, MATLAB programının Neural Network Toolbox'ı kullanılarak, Yapay Sinir Ağları yöntemi tercih edilmiştir. YSA performansı MAPE değerlerine göre ölçülmüştür. Model 1 ve Model 2 performansları sırasıyla, ortalama %7,04 ve %7,66 bulunmuştur. Nobari [7], Gebze bölgesi için, 1.10.2013 ile 20.9.2019 tarihleri arasındaki saatlik periyotlardaki, yük, nem, sıcaklık, basınç ve rüzgâr hızı verileri kullanılarak kısa dönem yük tahmini yapmıştır. Çalışmada yük tahmnini için, Python programında Yapay Sinir Ağları, Karar Agacı, Lineer Regresyon ve KNN algortimaları kullanılmıştır. Yük tahmin sonuçları MAE, MSE ve RSQ değerlerine göre karşılaştırılmıştır. Çalışmada, farklı yöntemler için MAE değerleri, 0,00006-0,000418 arasında, MSE değerleri, $8{,}19\text{x}10^{-9}$-$1{,}95\text{x}10^{-7}$ arasında, RSQ değerleri ise 0,915-0,985 arasında bulunmuştur. Rodrigues ve ark. [8], Portekiz, Lizbon'da 93 hanenin Şubat 2000 ile Temmuz 2001 arasındaki gerçek tüketim verilerini kullanarak yük tahmini yapmışlardır. Çalışmada, ileri beslemeli bir YSA ve Levenberg-Marquardt algoritması kullanılmıştır. Çalışma performansı R, R^2 ve MAPE sonuçlarına göre ölçülmüştür. Çalışmada R değerleri, 0,988-0,993 arasında, R^2 değerleri, 0,977-0,986 arasında, MAPE değerleri ise %12,9-%16 arasında bulunmuştur. Akarslan [9], 1 Ocak 2015 ve 1 Ekim 2018 tarihleri arasında Afyon Kocatepe Üniversitesi ana kampüs alanından toplanan saatlik periyotlardaki gerçek elektrik tüketimi verilerini kullanarak talep tahmini yapmıştır. Çalışmada tahmin için, Elman Neural Networks (ENN) ve Ridge Regresyon modelleri kullanılmıştır. Çalışma performansı ρ, RMSE ve MBE sonuçlarına göre ölçülmüştür. Çalışmada ρ değerleri, 0,9294-0,9363 arasında, RMSE değerleri, 62,0175-65,9761 arasında, MBE değerleri ise -1,2502-(-0,2150) arasında bulunmuştur. Liu ve ark. [10], Çin'deki Jiangsu eyaletinin 24 saat sonraki bölge yükünü tahmin etmek için ARİMA, regresyon ve derin öğrenme yöntemleri ile yük tahmini yapmışlardır. Çalışma veri seti, Ocak 2015 ve Nisan 2017 arasındaki saatlik periyottaki yük, sıcaklık, nem, hava basıncı ve rüzgâr hızı verilerinden oluşturulmuştur. Model performansları MAPE değerlerine göre karşılaştırılmış olup, farklı yöntemler için MAPE değerleri %2,5602-%4,2047 arasında bulunmuştur. Tuna ve ark. [11], çalışmasında Aralık 2011 ve Nisan 2013 tarihleri arasındaki saatlik periyottaki zaman, sıcaklık ve yük verileri kullanılarak Ankara için yük tahmini yapmışlardır. Farklı tahmin yöntemleri kullanılarak model performansları kıyaslanmıştır. YSA yönteminde MATLAB programındaki Levenberg-Marquardt algoritması kullanılmıştır. Çalışma performansı R değerine göre ölçülmüş olup, en iyi

sonucun elde edildiği modelde R değeri 0,882 olarak bulunmuştur. Gökgöz ve ark. [12], çalışmasında, 2012-2016 arasındaki saatlik yük, ortalama sıcaklık ve zaman verilerini kullanarak yük tahmini yapmışlardır. Yük tahmini için YSA yöntemi kullanılmıştır. Ortalama Mutlak Yüzde Hata (MAPE) ve Diebold-Mariano (DM) testi değerlerine göre model performansları karşılaştırılmıştır. Çalışmada, farklı modeller için ortalama MAPE değerleri, %2,226- %40,002 arasında, DM testi değerleri ise-0,717-6,905 arasında bulunmuştur. Yılmaz [13], çalışmasında Türkiye'deki iletim fiderlerine ait 1990-2017 yılları arasındaki saatlik gerçek yük verilerine göre tahmin yapmıştır. Türkiye'de gelecek yılın iletim yükünü tahmin etmek için Üstel Ağırlıklı Hareketli Ortalama (EWMA) adı verilen bir istatistiksel tahmin aracı kullanılmıştır. Çalışmada, 2018-2023 yılları arasındaki yük büyümesinin %8,5-%9,5 arasında olacağı öngörülmektedir. Çevik ve ark. [14] 2009-2012 yılları arasındaki ortalama saatlik yük, sıcaklık ve zaman değerlerine göre yük tahmini yapmışlardır. Çalışmada 2009-2011 yılları verileri eğitim, 2012 yılı verileri test için seçilmiştir. Bu çalışmada, kısa dönemli yük tahmini için Yapay Arı Kolonisi (ABC) ve Yapay Sinir Ağları (YSA) kombinasyonuna dayalı hibrit bir yöntem geliştirilmiştir. Çalışma performansı MAPE değerlerine göre ölçülmüş olup, ortalama MAPE değeri %2,125 olarak bulunmuştur. Kaysal [15], Denizli Güney ilçesi için 2011 yılının saatlik periyotlardaki yük ve sıcaklık verilerini kullanarak yük tahmini yapmıştır. Regresyon analizi ve Yapay Sinir Ağları yöntemleri ile ayrı ayrı ve hibrit model oluşturularak çalışma performansları karşılaştırılmıştır. Çalışmada yükün mevsimsel değişimi incelenmiştir. Çalışma performansı bağıl hata değerlerine göre ölçülmüştür. Bağıl hata değeri, regresyon analizi için %7,56, YSA için %6,65 ve hibrit model için %5,26 olarak bulunmuştur. Al-Hamadi ve ark. [16], 1994 yılı yük verileri ile günlük (24 saat) ve haftalık yük tahmini yapmak için regresyon analizi yöntemini kullanmışlardır. Çalışma performansı MAPE ve standart sapma değerlerine göre ölçülmüştür. Çalışma sonucunda elde edilen genel MAPE değeri %3,8, standart sapma değeri ise 4,14'tür. Filik ve ark. [17], Türkiye'nin 2002-2005 yılları arası saatlik periyottaki yük verileri ve 1982-2007 yılları arası tüketim verilerini kullanılarak tahmin yapmışlardır. Tahmin için kısa, orta ve uzun dönem sonuçlar elde edilebilen üç aşamalı matematiksel bir model kullanılmıştır. Model performans sonuçları RMSE ve MAPE değerlerine göre karşılaştırılmıştır. Çalışmada, saatlik veriler ile tahminin yapıldığı 2002-2005 arası yıllar için sırayla MAPE değerleri, %3,03-%7,30 arasında, RMSE değerleri ise 613,8-1763,5 arasında bulunmuştur. Evren ve ark. [18], 2016-2019 yılları arasındaki günlük

periyottaki ortalama yük, sıcaklık ve zaman değerlerine göre tahmin yapmıştır. Çalışmada, YSA'nın ileri beslemeli geri yayılım algoritması kullanılmıştır. 2016-2018 yılları arası veriler ağ eğitimi için 2019 yılı verileri ise test(hedef) veri olarak kullanılmıştır. Model performansı MAPE değerlerine göre hesaplanmıştır. YSA modelinde en iyi MAPE değeri %2,51 olarak bulunmuştur. Jha ve ark. [19] gün öncesi yük talebi tahmin etmek için YSA yöntemini kullanmışlardır. Çalışma veri seti, sıcaklık, nem, güneş ışınımı, rüzgâr hızı ve tatil bilgisi verilerinden oluşmaktadır. Çalışma performansı, S isimli tahmin doğruluğu değerlerine göre ölçülmüş olup, S değeri ortalama %96 olarak bulunmuştur. Lee ve ark. [20] zaman serileri, makine öğrenmesi ve hibrit modelleri kullanarak Güney Kore'nin 2019 yılı tepe yükü için tahmin yapmışlardır. Zaman serisi modeli için otoregresif entegre hareketli ortalama (SARIMAX) yöntemi kullanılmıştır. Makine öğrenmesi için ise Yapay Sinir Ağları (YSA) ve Destek Vektör Regresyonu (SVR) yöntemleri kullanılmıştır. Çalışma performansı, MAPE ve R^2 değerlerine göre ölçülmüştür. Çalışmada, farklı modeller için MAPE değerleri, %2,9889-%5,4246 arasında, R^2 değerleri ise 0,796-0,918 arasında bulunmuştur. Bendaoud ve ark. [21] Cezayir'in kısa ve orta vadeli yük tahmini yapmışlardır. Çalışma veri seti, 2013-2018 yılları arası saatlik periyotlardaki yük, sıcaklık ve zaman (saat, gün ve ay) verilerinden oluşturulmuştur. Yük tahmini için farklı yapay zekâ teknikleri kullanılmıştır. Çalışmada kullanılan modeller içinde en iyi performans Evrişimsel Sinir Ağı (CNN) modeli tarafından verilmiş olup, modelin MAPE değeri %0,80'dir.

1.2. Şebeke Genişleme Planlaması Literatür Taraması

Şebeke genişleme planlamaları, yük profillerinin oluşmasını, doğru şebeke, yenilenebilir enerji ve depolama tesisi yatırımlarının yapılmasını, teknik kayıpların azaltılmasını ve dağıtım şebekelerinde arz-talep dengesinin sağlanmasını amaçlamaktadır. Şebeke genişleme planlamalarına göre şebekenin yük durumu analizi yapılarak, oluşacak taleplerin karşılanması ve teknik kayıpların azaltılması için şebeke kapasiteleri belirlenmektedir. Şebeke genişleme planlaması ile ilgili olarak literatürde birçok çalışma yapılmıştır. Literatürdeki çalışmaların bazılarında şebeke genişleme planlaması, elektrik araçlar, dağıtık üretim tesisleri ve enerji depolama tesisleri gibi sadece belli şebeke parametrelerine göre yapılmıştır. Bir kısım çalışmalarda ise şebeke genişleme planlamasına etki edecek tüm şebeke parametrelerini içerecek şekilde hibrit

bir çalışma yapılmıştır. Şebeke genişleme planlaması ile ilgili yapılan çalışmaların bazıları şu şekildedir; Yılmaz [22], çalışmasında elektrikli araçların 2025 ve 2030 yılları yükleri için farklı senaryolar oluşturulmuştur. Yük analizi sonucunda, gerilim düşümü, maksimum yüklenme, reaktif güç ve güç faktörü değişimi analiz edilerek dağıtım şebekesine elektrikli araç şarj istasyonlarının etkileri incelenmiştir. Çalışma sonucunda, elektrikli araçların maksimum yaygınlaşmasında dahi şebekeye sınırlı olumsuz etkisi olacağı, reaktif yük dengelemesi açısından şebekeye olumlu katkı vereceği belirtilmiştir. Polat [23], çalışmasında %10, %30 ve %50 elektrikli araç yük nüfuzuna göre şebeke etkisini incelemek üzere konutların bulunduğu bir site, pilot bölge olarak seçilmiştir. Gerçek verilere dayanan bu uygulamada elektrikli araçların şebekeye olan etkisi transformatörlerin yüklenmeleri, gerilim profili, gerilim dengesizliği, hat kayıpları ve elektrik araç şarj eş zamanlılığı başlıkları altında incelenmiş, olasılıksal çıktılar elde edilmiştir. Çalışma sonucunda, %30-%50 arası elektrikli araç yük nüfuzuna 30-40 yıl içinde ulaşılacağı öngörülmektedir. Bu durumda maksimum yükün oluşacağı akşam saatlerinde gerilim düşümünü azaltmak için kabloların yenilenmesi gerektiği, trafoların anma gücü üzerinde çalışmasını engellemek için ise kapasite artışı yapılması gerektiği bildirilmiştir. Sedghi ve ark [24], bir dağıtım bölgesi için şebeke genişleme planlaması yapmışlardır. Dağıtık üretim santralleri ve enerji depolama tesisleri içeren şebekenin üç aşamalı yük durumuna göre optimum ve esnek şekilde işletilmesi için Geleneksel Parçacık Sürüsü Optimizasyonu (PSO) ve Modifiye Parçacık Sürü Optimizasyonu(MPSO)'na göre senaryolar oluşturulmuştur. Bu çalışmada hem pik talep karşılama hem de güvenilirlik iyileştirmesi için depolama birimleri kullanılmıştır. Önerilen yöntemde, dağıtım şebekesinde depolama birimlerinin penetrasyonunu artırıldığında sistemin daha güvenilir hale geldiği belirtilmektedir. Bu çalışmada iki OG fideri, güçleri 1 MVA ve 2 MVA olan dağıtılmış üretim kaynağı, kapasiteleri sırasıyla 1,8 MWh, 2,1 MWh ve 2,4 MWh olan enerji depolama tesislerinin içeren dağıtım şebekesi ele alınmıştır. Farklı senaryolar için maliyet hesabı yapılmıştır. Ganguly ve ark. [25] elektrik dağıtım sistemlerinin çok amaçlı planlaması için yeni bir dinamik programlama yaklaşımı üzerinde çalışmışlardır. Dağıtım sistemindeki fiderlerin güzergâhları ve iletken boyutlarının belirlenmesi için maliyeti de hesaplayan optimizasyon önermişlerdir. Çalışma, 21, 54 ve 100 düğümlü dağıtım şebekeleri üzerinde test edilmiştir. Davoodi ve ark. [26], dağıtılmış üretim kaynaklarının penetrasyon düzeyinin artırılmasına, yük yönetimi ve talep yanıt algoritmalarının uygulanmasına dayalı çok boyutlu bir üretim

genişleme planlaması üzerine çalışmışlardır. Çalışmada iki senaryo oluşturulmuştur. İlk senaryoda, büyük ölçekli enerji santrallerinin yanı sıra güneş ve rüzgâr çiftliklerine dayalı üretim ve iletimin şebeke genişlemesi üzerinde durulmuştur. İkinci senaryoda ise dağıtılmış üretim birimlerinden kaynaklanan güç dalgalanmalarını azaltmak için mikro şebekelerin genişleme planlamasına yönelik çalışılmıştır. Agajie ve ark. [27] Etiyopya'daki Debre Markos kasabasının 2027 ve 2028 yılları için yük tahminini ve öngörülen pik yük talebini dikkate alan, coğrafi konum, trafo ve fiderlerin kapasitesi dayalı olarak şebeke genişleme planlamasını yapmışlardır. İlk olarak radyal şebekesi bulunan bölgenin geçmiş yük verilerine göre en küçük kareler yöntemi yaklaşımına sahip trend tahmin yöntemini kullanarak yük tahmini yapmışlardır. Sonrasında bulunan sonuçlara göre üç farklı senaryo oluşturularak bölgenin şebeke genişleme planlaması yapılmıştır. 1. senaryo 'da mevcut şebekedeki fiderlerin bir kısmı ayrılarak yeni bir beseleme noktasından beslenmiştir. 2.Senaryo'da bölgedeki taleplerin karşılanması için iletken ve trafo kapasiteleri arttırılmıştır. 3.Senaryo'da ise şebeke üzerinde muhtelif noktalara dağıtılmış üretim kaynakları tesis edilerek mevcut şebekenin yükü azaltılmıştır. Çalışma sonucunda üç senaryonun sonuçları analiz edilmiştir. Bayatloo ve ark. [28] elektrik şebekesinin genişletilmesinin tasarımı ve planlanması için yeni bir optimizasyon modeli üzerinde çalışmışlardır. Önerilen model, şebeke kapasite planlamasının yanı sıra, yeni tesislerin inşası için yer ve zamanı da belirlemektedir. İran Horasan bölgesi elektrik şebekesi üzerinde model test edilmiştir. Borozan ve ark. [29] uzun dönem şebeke genişleme planlaması için şebekeden araca (G2V), araçtan şebekeye (V2G) ve araçtan binaya (V2B) sistemlerin yatırım ve işletim modelleri üzerinde çalışmışlardır. Modeller, IEEE 24-baralı test sisteminde ve Büyük Britanya'da bir bölgenin elektrik şebekesinde uygulanmıştır. Elde edilen sonuçlar ışığında sistemlerin maliyet çalışması yapılmıştır. Baringo ve ark. [30] yenilenebilir enerji üretim tesislerinin, depolama tesislerinin ve elektrikli araç şarj istasyonlarının inşasını içeren bir dağıtım şebekesi genişleme planlaması üzerine çalışmışlardır. Önerilen yöntemde kısa vadeli değişkenlik ve uzun vadeli belirsizlik dikkate alan yatırım ve işletme maliyetlerini en aza indiren şebeke planlaması yapılmıştır. Çalışma 64 düğümlü bir dağıtım şebekesi üzerinde test edilmiştir. Mehrjerdi [31] rüzgâr santrali, güneş santrali, mikro gaz türbini, enerji depolama sistemi ve elektrikli araç şarj istasyonun bağlı olduğu mikro şebeke genişleme planlaması üzerine çalışmıştır. Bu mikro şebekede kapasite genişlemesi için uzun vadeli plan yoluyla altı yıllık işletme planlaması yapılmıştır. Cai ve ark. [32] iki

katmanlı bir dağıtık üretim ve dağıtım şebeke planlaması modeli üzerinde çalışmışlardır. İki katmanlı sistemin üst katmanı, ilave yeni şebekeleri ve güç transferini belirler; Alt katman, dağıtılmış üretimin konumunu ve kapasitesini belirlemektedir. Çalışmada optimizasyon için genetik algoritma ve parçacık sürüsü optimizasyon algoritmasının bir kombinasyonu önerilmiştir. Elde edilen sonuçlar, JZ County'deki 35/10 kV trafo merkezinde beslenen 17 düğümlü ve 16 hatlı bir dağıtım şebekesi üzerinde test edilmiştir. Miller ve ark. [33] mevcut şebekeyi ve yenilenebilir enerji kaynaklarını en iyi şekilde kullanmayı amaçlayan yüksek gerilim dağıtım şebekelerinin planlanması için bir model geliştirmişlerdir. Geliştirilen planlama yöntemi, hat aşırı yüklemelerini ve iletim kayıplarını dikkate alan hat yükleme göstergelerini belirleyerek, uygun şebeke takviyeleri ve genişleme önlemleri almak için zaman serisine dayalı olasılıksal çözüm sunmuştur. Önerilen yöntem 110 kV gerilim seviyeli Almanya şebekesinde test edilmiştir. Faraji ve ark. [34] İran Tahran'daki bir mikro şebeke için MATLAB'da yapay sinir ağları yönteminin zaman serisi analizi ile 01/01/2015 ve 31/12/2018 tarihleri arasındaki saatlik yük verilerine göre 2025 yılı yük tahmini yapmışlardır. Bulunan yük değerlerine göre farklı durumlar için şebeke genişleme senaryoları oluşturulmuştur. Mikro şebekeye, rüzgâr türbini, güneş santrali ve enerji depolama sistemi eklenerek, sistemin teknik ve ekonomik performansı analiz edilmiştir. Li ve ark. [35] çalışmalarında, planlama maliyetini en aza indirmek için şebeke genişleme planlaması için çok aşamalı bir optimizasyon modeli oluşturmuşlardır. Bu çalışmada, modeli çözmek için geliştirilmiş parçacık sürü optimizasyon algoritması ve genetik algoritma birleştirilmiş, böylece çözümün verimliliği ve doğruluğunun artırılması amaçlanmıştır. İletim hattı şebeke genişleme planlaması için değerlendirme indeksi olarak yük hızının standart sapması kabul edilmiştir. IEEE Graver 6 düğümlü sistemde model test edilmiştir. Tercan ve ark. [36] çalışmalarında, dağıtılmış enerji sistemlerinin ömrünü arttırmak ve hat kapasite artış maliyetlerini azaltmak için enerji depolama sistemini içeren bir yöntem önermişlerdir. Bu yöntem, farklı vaka çalışmaları ile IEEE-33 bara üzerinde test edilmiştir. Çalışmanın bulguları, enerji depolama sisteminin, dağıtılmış enerji sistemi bileşenlerinin ömürlerini uzattığını ve yük artışı nedeniyle oluşan pik talepleri azalttığını göstermiştir. Sonuçlara göre önerilen yöntemin toplam şebeke genişleme maliyetini %66'ya kadar azalttığı bildirilmiştir. Ayrıca, enerji depolama sistemi ile güç kayıplarının ortalama %34,8 oranında azaldığı ve gerilim profillerinin iyileştiği belirtilmiştir. Mohaghegh ve ark. [37], sistem belirsizliklerini göz önünde

bulundurarak dağıtım şebeke genişleme planlaması için bir model üzerinde çalışmışlardır. Bu model, dağıtılmış üretim kaynaklarının gücünü ve yerleşimini, fider ve trafo merkezlerinin kurulumunu ve güçlendirilmesini belirleyerek, şebeke genişleme planlamasının yapılmasını sağlamaktadır. Çalışmada, yüklerin ve enerji fiyatlarının belirsizliklerini modellemek için bulanık mantık teorisi kullanılmıştır.

2. GENEL BİLGİLER

2.1. Yük Tahmini

Tahmin, genel anlamda öngörülemeyen durumlar ve gelecek için öngörüde bulunma işlemidir. İstatistik bilimi tarafından üzerinde çalışılan alanlardan birisidir. Verilerin hesaplanmasında sıklıkla tahmin yöntemleri kullanılmaktadır. Enflasyon, enerji, üretim, ticaret, nüfus ve meteoroloji gibi hayatımızı etkileyen birçok alanda farklı yöntemler ile tahminler yapılmaktadır. Elektrik enerji ihtiyaçlarının karşılanabilmesi ve gerçekleşmesi muhtemel taleplerin belirlenmesi önemli bir durumdur. Bu bağlamda taleplerin belirlenmesi için tahminler yapılmaktadır. Geleceğe dönük doğru yatırım ve şebeke planlamaları yapılması açısından da yük tahmini önemlidir. Ayrıca yük analizlerin yapılamaması durumunda arz talep dengesi bozulmakta ve bölgesel şebeke çökmeleri meydana gelmektedir. [38].

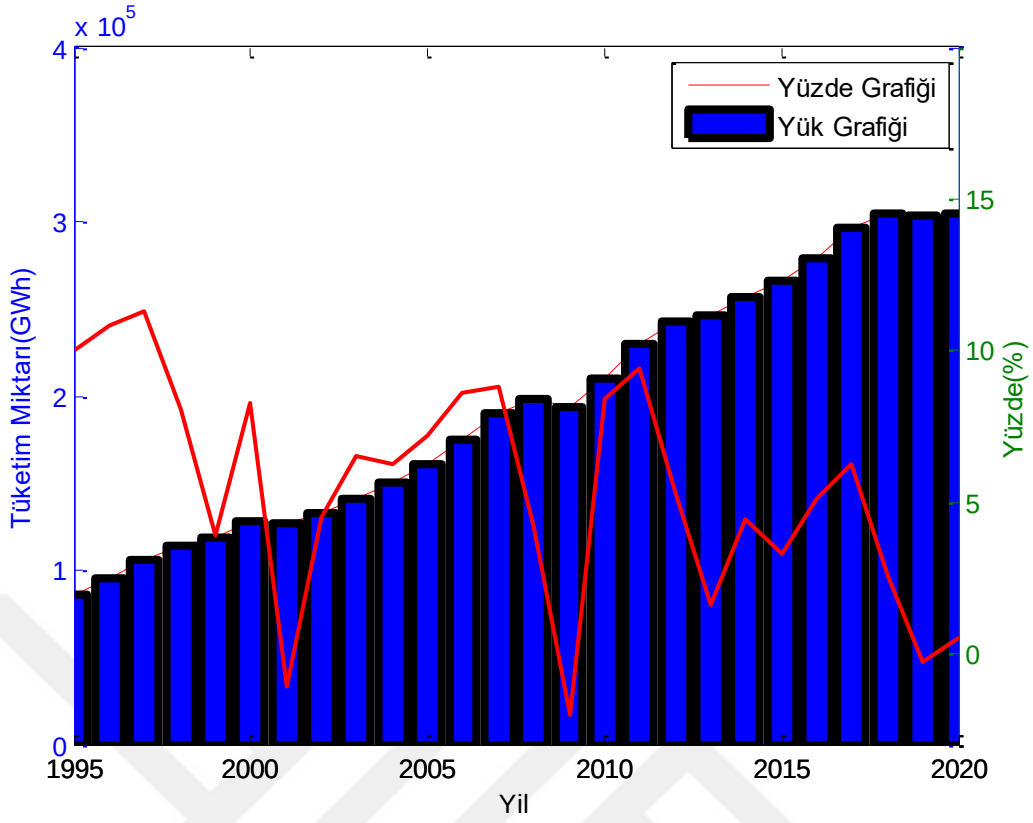
Geçmiş dönem yük tahminlerinde sadece önceki dönemlere ait yük miktarları dikkate alınmaktaydı. Daha sonraki yıllarda ise veri setlerine farklı parametreler ilave edilerek, tahminin gücünü ve tutarlılığı arattırmaya yönelik çalışmalar yapılmıştır. Yük tahmininde veri seti; meteorolojik, nüfus, büyüme, gelişmişlik ve çevre değişkenlerinin gerçekleşmeleri kullanılarak oluşturulmaktadır [39]. Elektrik yük tahmini yapılırken genellikle geçmiş veriler ve yükün değişimini etkileyen parametreler kullanılmaktadır. Yük tahminleri, tahmin döneminin uzunluğuna göre kısa, orta ve uzun dönem yük tahminleri olmak üzere çeşitli dönemlere ayrılır. Bir yıldan daha fazla süre için yapılan tahminler uzun dönem yük tahmini olarak ifade edilir. Kapasite ihtiyaçlarına ilişkin projeksiyonların hazırlanmasında ve enerji yatırım politikalarının belirlenmesinde, uzun dönem yük tahminleri kullanılır. Bir aydan bir yıla kadar olan tahminler orta dönem yük tahminleri ifade edilir. İletim ve dağıtım elektrik sistemlerine orta vadede dâhil edilecek olan santrallerin planlanması, sistemlere dağal afet ve salgın gibi öngörülmeyen faktörlerin etkisini incelemek ve işletme bakım programlarının oluşturulması için kullanılır. Kısa dönem yük tahminleri, bir dakikadan bir aya kadar olan süre içerisinde yapılan tahminleri kapsamaktadır. Enerji talep yönetimi, elektrik piyasalarının şeffaf/güvenilir yönetilmesi ve şebeke manevra planlama işlerinin yapılması için kısa dönem yük tahminleri yapılmaktadır [40].

2.1.1 Yük Tahmini Etkileyen Faktörler

Havanın sıcaklığı, nemi, rüzgâr hızı ve hava basıncı gibi meteorolojik parametreler; sanayinin durumu, ekonominin durumu, nüfusun artışı ve sosyal gelişmeler gibi etkenler bir bölgenin yük tahmini doğrudan etkilemektedir. Elektrik yükü, meteorolojik olaylardan zamana göre etkilenen dinamik bir zaman serisi olarak ifade edilebilir [41].

2.1.1.1 Ekonomik Faktörler

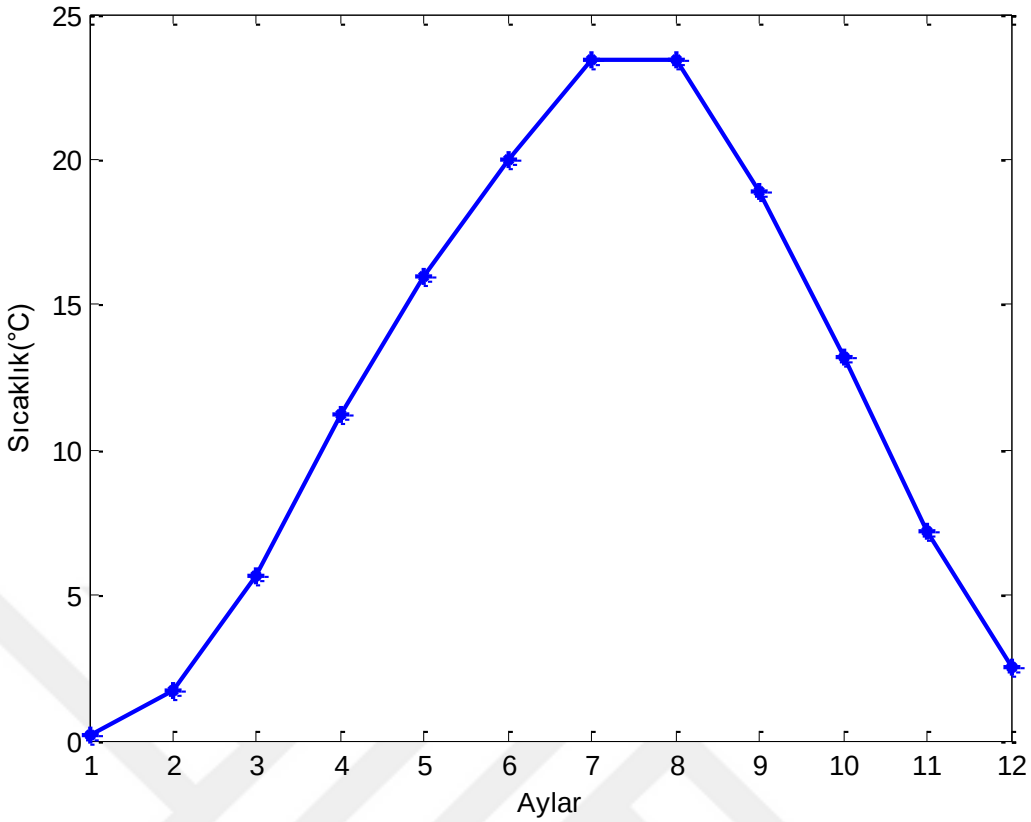
Ekonomik faktörler elektrik talebini etkileyen önemli faktörlerin başında gelmektedir. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)'nun 2019 yılı sektör raporlarına göre toplam faturalanan elektrik enerjisinin %69,52'si sanayi ve ticari alanda kullanılmaktadır [42]. Bir ülkenin ekonomik durumundaki iyileşme, örneğin ihracat göstergelerinin artması, üretimin arttığını göstermekte, üretimin artması da enerji tüketimini doğrudan arttırmaktadır. Ülkelerin yaşamış olduğu krizler ve olumsuz etkilerde ise elektrik talebi azalmaktadır. Türkiye'deki elektrik tüketimi ülkenin yaşamış olduğu krizlerde negatif bir eğilim göstererek, azalış trendi izlemiştir. Şekil 2.1'de görüleceği gibi 2001, 2009, 2013 ve 2019 yıllarındaki brüt elektrik tüketimi bir önceki yıla göre azalış göstermiştir [43]. Bu yıllarda Türkiye'deki siyasi ve ekonomik krizler ile birlikte oluşan maliyet artışı, sanayideki üretim azalması, enflasyon ve kur dalgalanmaları, elektrik tüketimini bir önceki yıla oranla azaltmıştır.



Şekil 2.1. Yıllık brüt elektrik tüketim grafiği.

2.1.1.2. Meteorolojik Faktörler

Meteorolojik faktörler, yük tahmini çalışmalarında en çok kullanılan parametrelerden arasındadır. Sıcaklık, nem, bulutluluk oranı, güneşlenme süresi, rüzgâr hızı gibi faktörlerin değişimi, kullanılan ısıtıcı ve soğutucuların kullanım miktarını etkileyerek yük eğrilerinin sıklıkla değişmesine sebep olmaktadır. Kış dönemlerindeki sıcaklık farklılıklarına bağlı olarak gün içinde farklı saatlerde ısınmadan kaynaklı yük değişimi olmaktadır. Yaz aylarında ise sıcaklığın artmasına bağlı soğutma amaçlı kullanılan elektrikli araç ve gereçlerden dolayı yük talebi normal değerlerden fazla olmaktadır. Sıcaklık değişimi hatlardaki iletken kayıplarına da etki etmektedir. Rüzgâr ve basınç gibi meteorolojik değişkenler ise enerji hatlarındaki malzemelerin karakteristiğine zarar vererek hatlarda teknik enerji kayıpların oluşmasına sebep olmaktadır. Şekil 2.2'de Türkiye'nin yıllık ortalama sıcaklık değişimi gösterilmektedir.



Şekil 2.2. Yıllık ortalama sıcaklık grafiği.

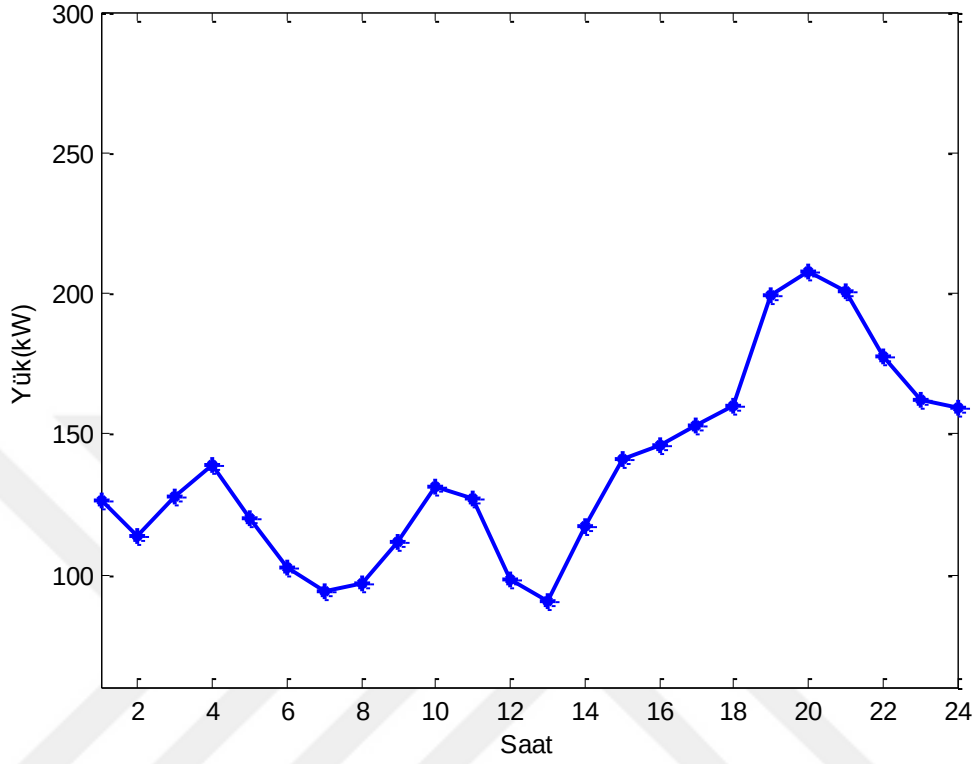
2.1.1.3. Sosyal ve Demografik Faktörler

Ülkelerin nüfusunun ve gelir düzeylerinin artışı, ticaretinin gelişmesi de elektrik tüketimini artıran parametreler arasındadır. Hizmet ve turizm sektöründeki gelişmelerde elektrik tüketiminin artmasına sebep olmaktadır. Özellikle yaz aylarında bazı turistik bölgelerde oluşan nüfus artışı doğrudan enerji talebini etkilemektedir. Kişi başına düşen gelirin artmasına bağlı olarak artan, toplumun refah düzeyi, bireylerin sosyal aktiviteleri, teknolojiye olan erişimleri de enerji tüketimini artıran parametreler arasındadır. Yakın gelecekte elektrikli araçların kullanımının yaygınlaşması, petrol tüketimini azaltmakta iken elektrik tüketiminde artışa sebep olacaktır. Elektrikli araçların kullanımının yüksek olduğu bölgelerde şarj istasyonları yük tahminine etki eden parametreler arasında yer almaktadır.

2.1.1.4. Zaman Faktörleri

Zaman faktörü en önemli parametrelerden biridir. Şebekeden çekilen yükler, gün içindeki çalışma saatleri, hafta içi ve hafta sonu gibi gün tipleri, resmi ve dini

bayram tatil günlerine ve insanların yaşam tarzlarına bağlı olarak değişiklik gösterir. Şekil 2.3'te bir dağıtım trafosunun gün içindeki yük durumu gösterilmektedir.



Şekil 2.3. Trafo yük durum grafiği.

2.1.1.5. Öngörülemeyen Faktörler

Elektrik yük tahminlerini yapılmasını güçleştiren parametreler de bulunmaktadır. Salgın hastalık, deprem ve doğal afetlerin olması önceden öngörülemediği için bu etkenler yük tahminlerine pozitif ve negatif etki yapmaktadır. Özellikle 2019 yılı sonlarında meydana gelen ve insan hayatının her alanına etkisi olan COVİD-19 virüsü bu etkenler arasında örnek gösterilebilir. Yine 2020 yılı içerisinde Elazığ ve İzmir'de meydana gelen iki büyük deprem bölgedeki enerji talebinde değişim meydana getirmiştir. Ülkeler arasındaki ilişkiler de elektrik yükünde öngörülemeyen faktörleri oluşturabilir. Ülkeler arası ilişkilerin bozulması, uluslararası savaşlar ve ambargolar ticareti olumsuz etkileyeceğinden üretimi de azaltacaktır. Bu durum üretimde öngörülemeyen bir düşüş meydana getireceği için elektrik yük tahmin çalışmalarını da etkilemektedir. 2022 yılında Rusya ve Ukrayna arasında meydana gelen savaş, bu durumun en önemli örneklerindendir.

2.1.2.Yük Tahmin Yöntemleri

2.1.2.1. Benzer Gün Yöntemi

Benzer gün yaklaşımı, tahmin yapılacak günün enerji tüketimi, ortalama sıcaklığı, bulutluluk oranı, radyasyon, gün ışığı saati ve rüzgâr hızı gibi özelliklerine benzeyen geçmiş günü tespit etmek için kullanılan tahmin yöntemidir. Benzer gün yönteminde, iki değişken arasındaki Eşitlik 2.1 ile bulunan korelasyon katsayısından yararlanılmaktadır. Korelasyon katsayısı, 1'e ve 0'a yakınlığına göre parametreler arasında pozitif ve negatif ilişki belirlenmektedir. Tahmin çalışmalarında, veri setleri korelasyon sayıları 1'e yakın olan parametreler arasından oluşturulmaktadır [44].

$$R_{x,y} = \frac{N\sum_{i=1}^{N} x_i y_i - \left(\sum_{i=1}^{N} x_i\right)*\left(\sum_{i=1}^{N} y_i\right)}{\sqrt{\left(N\sum_{i=1}^{N}(x_i)^2 - \left(\sum_{i=1}^{N} x_i\right)^2\right)*\left(N\sum_{i=1}^{N}(y_i)^2 - \left(\sum_{i=1}^{N} y_i\right)^2\right)}} \quad (2.1)$$

x_i ve y_i, sırasıyla tahmin günü ve geçmiş gün için tahmini etkileyen parametreleri, N ise örnekleme sayısını ifade eder [44].

2.1.2.2. Regresyon Analizi Yöntemi

Regresyon analizi, seçilen bağımsız değişkenlerin bağımlı bir değişken üzerindeki etkisini görmek için yapılan istatistiksel bir analiz yöntemidir. Regresyon analizinde, bağımsız değişkenlerin değişimi sonucunda bağımlı değişkenin durumu incelenir. Dört farklı regresyon analiz yöntemi bulunmaktadır. Bunlar, basit doğrusal regresyon, basit doğrusal olmayan regresyon, çoklu doğrusal regresyon, çoklu doğrusal olmayan regresyon analizidir [45].

Doğrusal regresyon modeli, bilinmeyen bir nicelik, davranışını bilinen X nicelikleri, parametreler ve rastgele gürültü cinsinden açıklar. Doğrusal regresyon tahmin modelleri Eşitlik 2.2'deki formatta ifade edilir:

$$Y=\alpha+\beta X+\varepsilon \quad (2.2)$$

Burada, Y bağımlı değişkeni, X bağımsız değişken α ve β model tarafından tahmin edilen kat sayıları, ε yapılan hata terimini ifade etmektedir. Bu yöntemde modeldeki

tüm değişkenlerin sonuca etkisi hesaplanır, Y için tahmini değer belirlenir. Bir bağımlı değişkeni ve çok sayıda bağımsız değişkeni olan modele ise çoklu regresyon analizi denir. Çoklu regresyon analizinde bağımsız değişkenler bağımlı değişkendeki değişikliği eş zamanlı olarak açıklamaya çalışır. Çoklu regresyon analizi Eşitlik 2.3'te gösterildiği gibidir.

$$y = a_0 + x_1\beta_1 + x_2\beta_2 + x_3\beta_3 + \ldots + x_n\beta_n + \varepsilon \quad (2.3)$$

Eşitlik 2.3'te, y bağımlı değişken, x_n bağımsız değişkenleri, a_0 ve β_n model tarafından tahmin edilen kat sayıları, ε yapılan hata terimini göstermektedir [46].

2.1.2.3. Zaman Serileri Analizi Yöntemi

Zaman serisi, belirli bir süre sonra tekrar gözlemlenen değişkenler kümesi olarak tanımlanabilir. Ölçüm süresi saniyeden kısa, yıllar kadar uzun olabilir. Değişkenler, artış veya azalış eğilimi gösterebilir veya kaydedilen süre boyunca çok yönlü bir yapıdan oluşabilir. Zaman serisinin değişimini ve istatistiksel yapısını ölçme süreci, zaman serisi analizi olarak adlandırılır. Bu yöntem, çeşitli istatistiksel testler ve hesaplamaları içerir. Zaman serisi analizi yöntemi ile geçmiş verilere göre sayısal modeller oluşturularak tahmin yapılmaktadır. Tahmin çalışmalarında son yıllarda kullanılan zaman serisi analiz modelleri, Box-Jenkins modeli, AR modeli, MA modeli, ARMA modeli ve ARİMA modeli olarak sıralanmaktadır. Bu modellerden ARMA, AR ve MA modelleri olağan süreçler için, ARİMA modeli ise dinamik süreçler için kullanılmaktadır [47].

2.1.2.4. Uzman Sistemler Yöntemi

Uzman sistemler, belirli alanlarda tavsiye ve karar verme desteği sunmak için uzman bilgilerinden oluşan veri tabanlarına dayalı tahminler yaparlar. Genellikle bilgisayar tabanlı bir sistem olarak sunulan uzman sistemler, bir insanın karmaşık organizasyonel sorunları bilgi organları aracılığıyla akıl yürüterek çözme konusundaki karar verme yeteneğini simüle etmek için tasarlanmıştır. Yeni bilgi ve kurallar, veri tabanına eklenir, bu kurallar sistem tarafından otomatik olarak tahmin yapabilen yazılımlara dönüştürülür. Uzman sistemler, tahmin kurallarının güncellenmesinde çok esnektir. Uzman sistem avantajları, yük tahmini yapılırken kullanımı kolaydır, hızlı ve doğru sonuçlar elde edilmektedir [48].

2.1.2.5. Destek Vektör Makineleri Yöntemi

Destek vektör makineleri, istatistiksel sınıflandırma ve regresyon analizinde yaygın olarak kullanılan bir makine öğrenme yöntemidir. Sağlam bir teorik temele ve iyi bir genelleme performansına sahiptir. Genellikle az miktarda veri ile doğrusal olmayan problemleri çözmek için kullanılır [49]. Destek vektör makineleri, sınıflandırılma ve regresyon olmak üzere iki bölümden oluşmaktadır. Yüksek boyutlu destek vektörlerinin bir alt kümesinde genişletilmiş tahmin fonksiyonları üreten bir öğrenme sistemidir [50]. Elektrik yük tahmin çalışmalarında en çok kullanılan yöntemler arasındadır.

2.1.2.6. Genetik Algoritma Yöntemi

Genetik algoritma yöntemi, ilk olarak 1970'li yıllarda Holland tarafından ortaya atılmıştır. Canlının genetik evrim sürecini taklit eder. Her kromozom, problemin bir çözümünü temsil eder. Seçilimde üstün olanlar tutulur ve düşük olanlar atılır, tekrarlamalardan sonra en uygun olan elde edilir. Genetik algoritma yöntemi, teorik olarak çözüm sunan optimizasyon algoritmasıdır. Kararlılık analizi, yük akışı analizleri, ekonomik dağıtım, arıza bulma, güç sistemi kontrolü ve yük tahmini gibi çeşitli alanlarda başarıyla uygulanmaktadır [51].

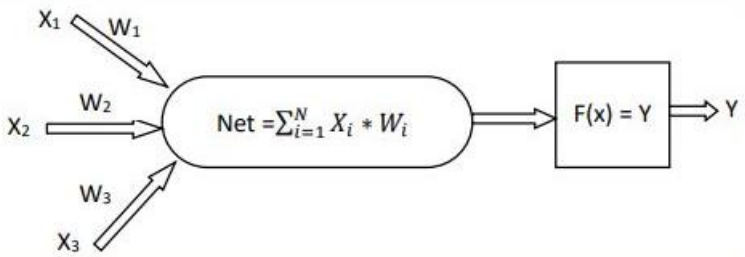
2.1.2.7. Karar Ağacı Yöntemi

Karar ağaçları yöntemi, kategorik veriler için kullanılan bir sınıflandırma yöntemidir. Ağaç benzeri yapılarda görselleştirilen karar ağaçları, denetimli veri madenciliği esaslarına göre oluşturulan tahmin modelleridir. Akış şemalarına benzeyen yapıları vardır. Kriterlerin seviyelerine göre nesne sınıflandırması yoluyla kararlar alınır. Her nesne sınıflandırması, ağacın bir nitelik aracılığıyla bölünmesidir ve her bölme bir ağaç dalı oluşturur. Bölünmeye düğüm, ilk bölünmeye ise ağacın kökü denir. Bölünme sona erdiğinde, dallardaki son düğümlere ağacın uç düğümleri denir. Ara düğümleri ve kök düğüm, farklı hiyerarşilerdeki düğümlerle birbirine bağlanır. Yeni bir nesne kendi karar sınıfına, belirlenmiş kurallar kullanılarak dâhil edilir. Yük tahmin çalışmalarına kullanılan yöntemlerin başında gelmektedir [52].

2.1.2.8. Yapay Sinir Ağları (YSA) Yöntemi

İnsanın beyninin öğrenerek yeni bilgiler üreteme özelliğinden esinlenilerek geliştirilen sistemlerdir. Yapay sinir ağlarında nöronlar aralarında bağ kurarak sinir ağları oluştururlar. Yapay nöronlar giriş sinyallerini toplayıp işlerler ve çıktılarını oluştururlar. Şekil 2.4'de yapay sinir hücresinin yapısı gösterilmektedir. Bir yapay sinir hücresi beş farklı bölümden oluşmaktadır. Bunlar;

- Girdiler (X)
- Ağırlıklar (W)
- Toplama Fonksiyonu (Birleştirme Fonksiyonu)
- Aktivasyon fonksiyonu
- Çıktılar(Y).

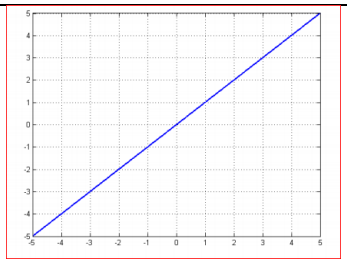
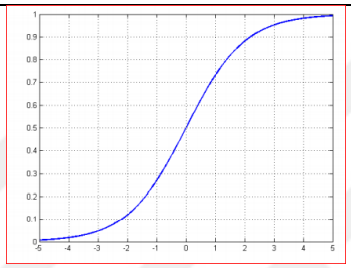
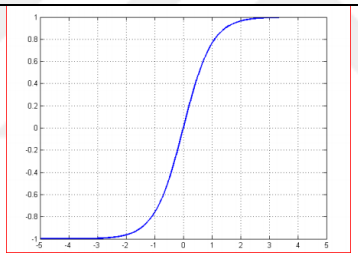
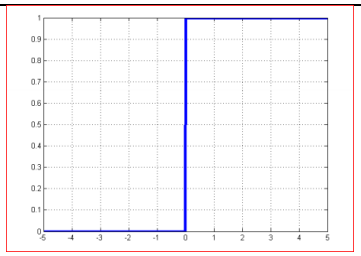


Şekil 2.4. Yapay sinir hücresinin yapısı [54].

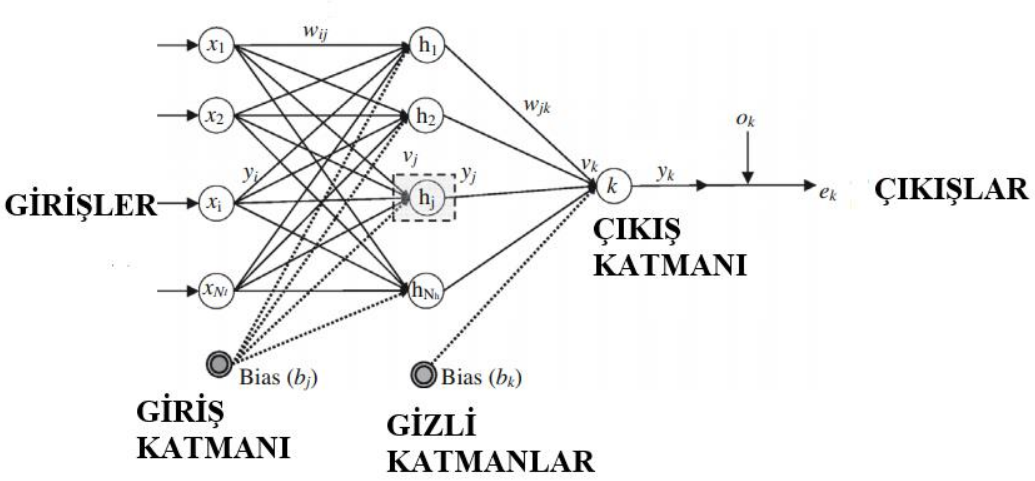
Girdiler, bir yapay sinir hücresine diğer hücrelerinden ve çevreden gelen bilgilerdir. Girdilerden gelen veriler toplanmak/işlenmek için nöron çekirdeğine gönderilir. Ağırlıklar, bir yapay hücreye gelen bilginin önemini ve hücre üzerindeki etkisini göstermektedir. Sinir hücresine gelen bilgiler, geldikleri bağlantıların ağırlığıyla çarpılarak çekirdeğe iletilir. Bağlantı ağırlıklarının değerleri pozitif, negatif veya sıfır olabilir. Toplama Fonksiyonu, ağırlıklarla çarpılarak gelen girdileri toplayarak hücrenin net girdisini hesaplayan fonksiyondur. Aktivasyon fonksiyonu, girdiyi işlemden geçirerek hücre çıktısını belirleyen fonksiyondur. Aktivasyon fonksiyonları, nöronun çıkış genliğini, genellikle istenilen [0,1] veya [-1,1] değerleri arasında sınırlandırır. En çok kullanılan aktivasyon fonksiyonları, doğrusal (pürelin), logaritmik sigmoid, tanjant hiperbolik ve birim basamak fonksiyonlarıdır. Aktivasyon fonksiyonu formülleri ve grafikleri Tablo 2.1'de gösterilmiştir. Çıktılar, y=f(Net)

aktivasyon işleminin sonucunda oluşan değerlerdir. Yapay sinir ağının çıktısı olarak değerlendirilebilir veya tekrardan ağda giriş olarak kullanılabilir [49].

Tablo 2.1. Aktivasyon fonksiyonu örnekleri [55].

Doğrusal(purelin) aktivasyon fonksiyonu.		$f(\text{Net}) = a.\,\text{NET}$ a: sabit bir sayı.
Logaritmik sigmoid (logsig) aktivasyon fonksiyonu.		$f(\text{Net}) = \frac{1}{1+e^{-\text{Net}}}$
Tanjant hiperbolik (tansig) aktivasyon fonksiyonu.		$f(\text{Net}) = \frac{e^{\text{Net}}+e^{-\text{Net}}}{e^{\text{Net}}+e^{-\text{Net}}}$
Brim basamak (step) aktivasyon fonksiyonu.		$f(\text{Net}) = \begin{cases} 0 & Eğer\ Net \leq 0 \\ 1 & Eğer\ \ Net > 0 \end{cases}$

Yapılarına göre yapay sinir ağları, ileri beslemeli ve geri beslemeli sinir ağları olarak sınıflandırılmaktadır. İleri beslemeli sinir ağlarında sinyal iletimi, giriş katmanından çıkış katmanına doğru tek yönlü şekilde bağlantılar kurularak gerçekleştirilmektedir. Geri beslememeli sinir ağlarında ise veri akışı ileriye ve geriye doğru yapılmaktadır. Ağ çıktısı aynı zamanda girdi olarak da kullanılabilmektedir. Şekil 2.5 'de ileri beslemeli YSA yapısı gösterilmektedir.



Şekil 2.5. Çok katmanlı ileri beslemeli yapay sinir ağı yapısı [56].

Yapay sinir ağlarında girdilere göre çıktı üretebilmesi için yapılan işleme öğrenme denir. Öğrenme işleminin de birden fazla yöntemi vardır. Yapay sinir ağları öğrenme yöntemlerine göre danışmanlı, danışmansız ve destekleyici öğrenme olmak üzere üçe ayrılır. Bu çalışmada, en hızlı eğitim fonksiyonlarından birisi olan Levenberg-Marquardt öğrenme fonksiyonu kullanılmıştır. Bu fonksiyon, doğrusal olmayan eğri uydurma problemlerinde gösterdiği performanstan dolayı tahmin çalışmalarında kullanımı avantaj sağlamaktadır [57].

Yapay sinir ağlarında ağın iyi eğitilmesi ve sonuçların gerçek değere daha yakın olması için büyük değerlerin ağa girdi olarak seçilmesi tercih edilmemektedir. Verilerin hepsi belli bir aralıkta ve birbirleri ile benzer bir biçimde olması gerekmektedir. Genel olarak ölçeklendirme için Eşitlik 2.4 ve Eşitlik 2.5'te gösterilen belirli bir [z, t] veya [0,1] aralığında normalizasyon yöntemleri tercih edilmektedir. Bu çalışmada ise girdi değerlerine, Eşitlik 2.4'teki 0,1 ile 0,9 değerleri arasında normalizasyon işlemi yapılmıştır.

$$x_n = (0{,}8)\frac{x - x_{min}}{x_{mak} + x_{min}} + 0{,}1 \tag{2.4}$$

$$x_n = \frac{x - x_{min}}{x_{mak} + x_{min}} \tag{2.5}$$

Eşitliklerde, x_n ve x sırasıyla normalize edilmiş gerçek veriyi ifade etmektedir. x_{mak}, x_{min}, sırasıyla maksimum ve minimum veriyi ifade etmektedir [59].

YSA'da tahminlerin doğruluğu ağların gösterdiği performans ile ölçülür. Tahmin modelinin performansı, gerçek değer ile modelin bu değere karşılık ürettiği çıkış değeri arasındaki farkın ifadesidir. Hatanın e_i matematiksel ifadesi Eşitlik 2.6'da verilmiştir [58].

$$e_i = y_i - y_{ti} \tag{2.6}$$

Burada e_i, hatanın matematiksel ifadesini, y_i, i. hedef veya gerçek değeri ve y_{ti}, i. tahmin değerini ifade eder.

Bu çalışmada, performans göstergesi olarak ortalama karesel hata (Mean Squared Error-MSE), kullanılmıştır. Bu hata fonksiyonu ile modelin tahmin performansı ölçülebilmektedir. Eşitlik 2.7'de görüldüğü gibi hesaplanmaktadır.

$$\text{Ortalama Karesel Hata (MSE)} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(e_i)^2 \tag{2.7}$$

$$\text{Ortalama Mutlak Yüzdesel Hata (MAPE)} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{e_i}{y_i}\right) x100 \tag{2.8}$$

$$\text{Karesel Ortalamaları Karekökü (RMSE)} = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(e_i)^2} \tag{2.9}$$

Eşitliklerde n, ölçüm sayısını, e_i, hata fonskiyonunu ve y_i ise i. gerçek değeri ifade etmektedir [60].

2.2. Elektrik Şebekeleri

Elektrik şebekeleri, üretim santralleri, iletim ve dağıtım şebekeleri olmak üzere üç ana kısımdan oluşmaktadır. Santrallerde üretilen elektrik enerjisinin, yüksek gerilim transformatör merkezleri ve şalt sahalarına ulaştırılması için gerekli olan sistemlere iletim şebekesi denir. Elektrik enerjisinin bir indirici transformatör merkezinden alınıp, tüketicilere ulaştırılması için kullanılan sistemlere ise dağıtım şebekesi denir. Türkiye'de elektrik üretim santralleri devlet ve özel sektör tarafından

işletilmektedir. İletim şebekeleri, Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ), dağıtım şebekeleri ise Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi (TEDAŞ) adına 21 adet özel dağıtım şirketi tarafından işletilmektedir.

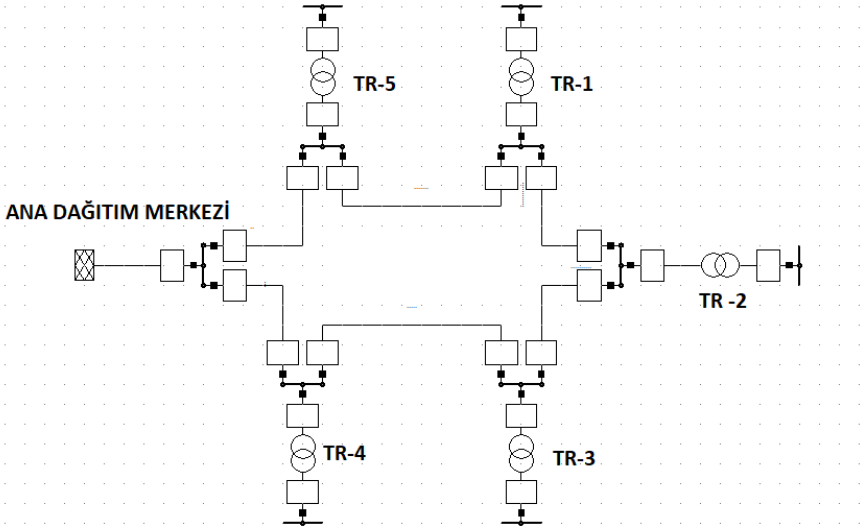
2.2.1 Elektrik Şebekesi Türleri

Enerji talebinin artması ve sanayinin gelişmesi elektrik enerjisinin verimli şekilde ve az kayıplı olarak; üretim noktasından farklı tüketim noktalarına taşınmasını zaruri hale getirmiştir. Bu durum, şebekelerin işletim kolaylığı açısından ayrılmasına neden olmuştur. İletim ve dağıtım olarak ayrılan elektrik şebekeleri, gerilim seviyelerine ve yapılarına göre sınıflandırılmaktadır. 1000 V'a kadar olan gerilim değerine sahip olan şebekeler, alçak gerilim (AG) şebekeleridir. AG şebekeleri, üzerindeki gerilim düşümü ve kayıp fazla olduğundan elektrik dağıtımında kullanılmaktadır. Avrupa'daki AG şebekelerin faz-faz arası gerilimi 400 V, faz-nötr arası gerilimi ise 230 V'tur. Orta Gerilim (OG) şebekeleri, gerilim değeri 1 kV ile 36 kV arası olan şebekelerdir. OG şebekeler, iletim seviyesi gerilim değerlerini tüketicilerin kullanmaları teknik açıdan uygun olmadığı için YG seviyesinden iletilen enerjiyi trafo merkezlerine ve son tüketicilere ulaştırmak için kullanılır. Sıklıkla kullanılan OG şebeke gerilimleri 6,3 kV, 10,5 kV, 15,8 kV ve 34,5 kV'tur. Yüksek Gerilim (YG) şebekeleri, 36 kV ve üstü gerilim değeri olan şebekelerdir. Yüksek gerilim şebekeleri sadece elektrik iletiminde kullanılır. Ülkemizde kullanılan yüksek gerilim seviyeleri standart olarak 66 kV, 154 kV ve 380 kV'tur. Yüksek gerilim şebekeleri, üretilen elektrik enerjisini üretim santrallerinden alarak iletim trafo merkezlerine ulaştırmaktır. İletimde, hat kayıplarını azaltmak için yüksek gerilim kullanılmaktadır. İletilen güç, teorik olarak akım ile gerilimin çarpımıdır. YG seviyesinde gerilim yüksek olduğu için akım da ters orantılı olarak azdır, akımın az olması ile kayıplar en aza indirilmektedir [61].

Elektrik iletiminde ve dağıtımında, şebekenin optimum ve ekonomik bir şekilde işletilmesi için şebeke çeşitlerinden en uygun olanı seçilmelidir. Seçim yapılırken, hat uzunluğu, kayıpların azaltılması, bölge yapısı ve dağıtım şeklinin uygunluğunun göz önünde bulundurulması gerekmektedir. Elektrik şebekeleri, bağlantı yapılarına göre dört gruba ayrılmaktadır. Bunlar; ring, ağ gözlü, dal budak (radyal) ve enterkonnekte şebekedir.

2.2.1.1. Ring Şebeke

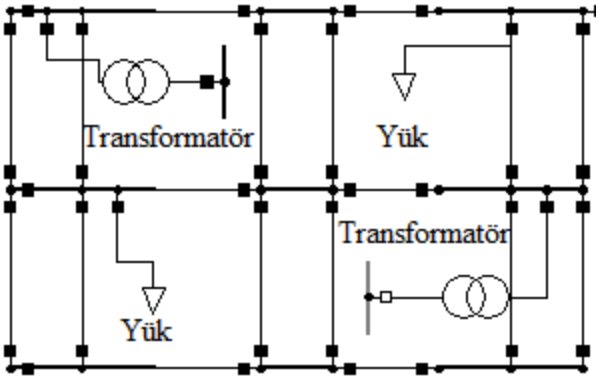
Birden fazla transformatörünün birbirlerine paralel olarak bağlanması sonucu oluşan şebekelere, ring şebeke adı verilir. Ring şebekede, bir tüketim noktasında birden fazla transformatör ile besleme yapıldığı için şebekede oluşabilecek arıza durumunda şebekenin tamamı etkilenmez. İletken ve transformatör sayısı fazla olduğu için, tesis maliyeti yüksektir. Ring şebekelerde işletme kolaylığı ve süreklilik maksimum seviyedir, gerilim dalgalanmaları azdır. Tedarik sürekliliğinin önem arz ettiği OG şebekelerinin çoğu ring şebeke türünde tesis edilir [62].



Şekil 2.6. Ring Şebeke**.**

2.2.1.2. Ağ Gözlü Şebeke

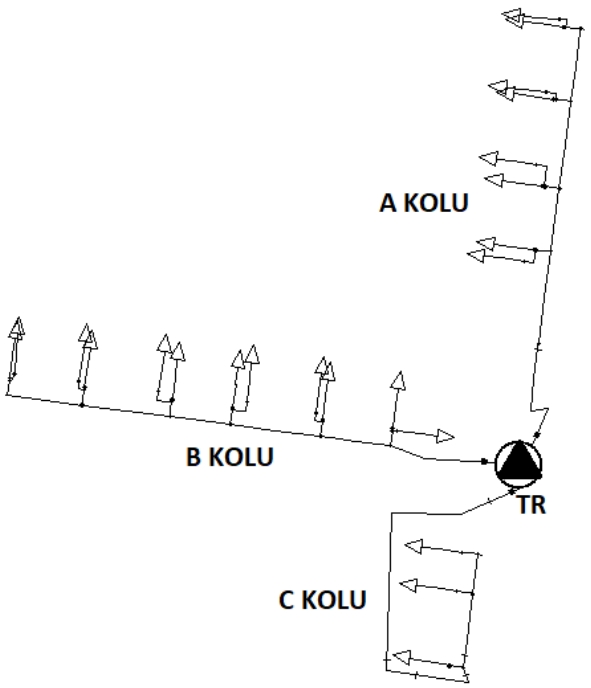
Hat ve tüketim noktası beslemelerinin birden fazla kaynaktan yapıldığı ve ağ şeklinde besleme yapan şebekelere ağ gözlü şebeke adı verilir. Ağ gözlü şebeke, arıza ve kesinti yönetimi açısından verimlidir. Arıza durumda, arızalı bölge hızlıca izole edilip, diğer abonelerin arızadan/kesintiden etkilenmesi engellenir. Ağ gözlü şebekede besleme sürekli olarak yapılabilmektedir. Bu şebekelerin tesis maliyeti yüksek, işletimi zordur, ancak sistemde gerilim düşümü oldukça küçük değerlerdedir. Bu tip şebekeler esnek işletim açısından tercih edilmektedirler [63].



Şekil 2.7. Ağ gözlü şebeke.

2.2.1.3. Dal Budak (Radyal) Şebeke

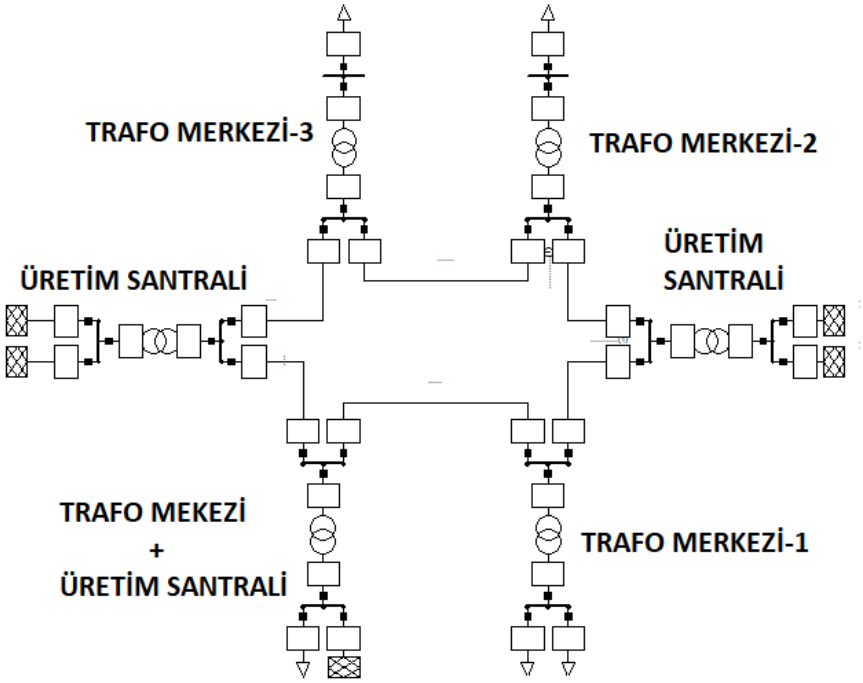
Tek kaynaktan besleme yapılan şebekelere dal budak (radyal) şebeke denir. Abone yoğunluğunun az olduğu kırsal bölgelerde dağıtım şebekeleri, dal budak şebeke olarak tesis edilir. Bu şebekelerde, transformatörlere yakın olan hatlara ana hat denir, kesitleri yüksektir. Hat sonuna doğru şebeke, ağaç gibi kollara ayrılır, bu kollara branşman hattı denir, iletken kesitleri ise son noktaya doğru incelir [64].



Şekil 2.8. Dal budak (radyal) şebeke.

2.2.1.4. Enterkonnekte Şebeke

İki veya üstü, üretim santrali ve trafo merkezinin YG gerilim seviyesinden bağlanması ile oluşan şebekelere enterkonnekte şebeke denir. Enterkonnekte şebekelerde, büyük veya küçük bütün santraller sisteme entegre edilir. Verimliliklerinin yüksek olması ve tüketicilerin tedarik sürekliliğini sağlaması avantajları arasındadır. Yüksek kısa devre akımı olması sistemin en büyük dezavantajıdır [65].



Şekil 2.9. Enterkonnekte şebeke.

2.2.2. Elektrik Şebeke Planlaması ve Planlamaya Etki Eden Faktörler

Gelecekteki gelişmeler, bugünkü olaylara bağlı olduğundan, şebeke planlaması önemli bir konu haline gelmiştir. Elektrik şebekeleri ile ilgili, sürdürülebilir ve güvenli enerji planlamasına yönelik bir yol haritası oluşturmak için kapsamlı ve ayrıntılı bir değerlendirme yapılmasına ihtiyaç duyulmaktadır. Şebeke genişleme planlaması, tekno-ekonomik ve çevresel özellikleri birleştiren karmaşık bir iştir. Kısa vadeli gelişmelerin uzun vadeli planlama çerçevesine dâhil edilmesi, yapılacak planlamaların

doğruluğunu güçlendirmekte ve şebeke istikrarını arttırmaktadır. Elektrik şebeke planlaması çalışmaları yapılırken, bir şebekenin yük artışı tahmin edilerek, alternatif besleme senaryoları üzerinde çalışılır. Sistemdeki elemanların işlevlerini yerine getirmemesi ve olağanüstü bir durum karşısında sistem performansının arttırılması hedeflenmektedir. Elektrik şebeke planlamasına periyodik yük artışlarının yanında, üretim santralleri, yenilebilir enerji kaynakları, elektrikli araçlar ve enerji depolama sistemleri de etki etmektedir. Şebeke genişleme planlaması uzun vadeli bir konudur ve genellikle beş yıldan daha fazlasını kapsar. Kısa vadeli planlamada amaç, mevcut üretim birimlerinden optimum düzeyde yararlanmaktır. Orta vadeli planlamada, bir bakım programı oluşturmak da dâhil olmak üzere mevcut sistem kaynaklarını ve ekipmanı yönetmeye yönelik olarak yapılır. Uzun vadeli planlamada, artan elektrik talebini karşılamak için kaynakların üretim durumlarını programlar ve şebeke geliştirmenin optimal tasarımı yapılmaktadır [66].

2.2.2.1. Üretim Santralleri

Üretim santralleri, artan ve değişken enerji taleplerini karşılanmak için önemli bir görevi yerine getirmektedir. Büyük üretim payına sahip üretim santrallerinin farklı kısıtlamalar ve çevresel koşullar altında üretim programlarının belirlenmesi, uzun vadeli yük planlaması içinde önem arz etmektedir. Santraller, uygun kaynak ve maliyetleri belirlendikten sonra, yatırım, işletme ve bakım maliyetlerinin hesaplanması sonucu tesis edilirler. Üretim santralleri çalışma şekillerine göre, temel yük, puant ve biriktirmeli santraller olmak üzere üçe ayrılmaktadır. Temel yük santralleri, şebekenin taleplerini karşılamak için sürekli üretim yapmaktadırlar. Puant santraller, şebekede talebin arttığı zamanlarda mevcut santrallere destek amaçlı üretim yaparlar. Biriktirmeli santraller, talebin az olduğu durumlarda suyu potansiyel enerjiye dönüştürerek depolanmasını, talebin fazla olduğu durumlarda da üretim yaparak regülasyon işlemi sağlayan hidroelektrik santralleridir [67].

Üretim santralleri, doğalgaz, kömür, rüzgâr, güneş ve suyu yakıt ve kaynak olarak kullanmaktadır. Bu santraller genellikle kullandığı kaynağın ismiyle adlandırılmaktadır. Santraller, temel olarak büyük güçlü jeneratörler ile mekanik enerjiyi elektrik enerjisine dönüştürme işlemi yapmaktadırlar. Üretimde en çok kullanılan santraller, termik, hidroelektrik, nükleer ve yenilebilir enerji santralleridir.

Termik santraller, kömür, doğal gaz fuel oil, petrol ve motorin gibi katı, sıvı veya gaz halinde bulunabilen fosil yakıtların, uygun şartlarda ve ortamda yakılması sonucu elde edilen ısı enerjisi ve genleşmenin oluşturduğu mekanik enerjiden elektrik enerjisi üretmektedir. Bu santrallerde enerjinin üretim maliyeti genel olarak pahalı olup, kullanılan ham maddeye göre değişmektedir. Doğalgaz santralleri ise devreye hızlı girip çıkmaları nedeniyle çoğunlukla puant santral olarak kullanılmaktadır. Hidroelektrik santralleri, suyun kinetik ve potansiyel enerjisinden yararlanarak elektrik üreten santrallerdir. Akan sularda kinetik enerji, baraj ve göl suları gibi durağan sularda ise potansiyel enerji ile elektrik üretilmektedir. Tesis maliyeti, yüksek, üretim maliyeti düşüktür. Genellikle temel yük santrali olarak kullanılırlar. Nükleer santraller, uranyum, plütonyum ve toryum gibi maddelerin atomlarının kontrollü bir şekilde reaktörlerde parçalanması sonucu açığa çıkan ısı enerjisinden elektrik üretmektedir. Tesis yatırım ve üretim maliyeti yüksektir. Rüzgâr, güneş ve jeotermal gibi başlıca üretim santralleri ise yenilenebilir kaynakları kullanarak ve enerjiyi elektrik enerjisi formuna dönüştürerek üretim yapmaktadırlar [68]. Ülkemizde 2021 yılı sonu itibariyle kaynak bazlı üretim bilgileri Tablo 2.2'de gösterilmiştir.

Tablo 2.2. 2021 yılı sonu itibarıyla Türkiye kaynak bazında kurulu güç değerleri [69].

Kaynak Türü	Toplam Kurulu Güç (Mw)	Oran (%)	Toplam Üretim (Mwh)	Oran (%)
Hidrolik	31.492,58	31,55	55.695.231,65	16,80
Doğal Gaz	25.964,56	26,01	108.438.726,84	32,71
Rüzgâr	10.606,98	10,63	31.137.427,23	9,39
Linyit	10.119,92	10,14	43.400.430,26	13,09
İthal Kömür	8.993,80	9,01	54.888.840,62	16,56
Güneş	7.815,63	7,83	13.294.280,97	4,01
Jeotermal	1.676,17	1,68	10.770.879,81	3,25
Biyokütle	1.644,52	1,65	7.616.648,91	2,30
Taş Kömürü	840,77	0,84	3.539.791,50	1,07
Asfaltit	405,00	0,41	2.372.954,47	0,72
Fuel Oil	251,93	0,25	336.644,04	0,10
Nafta	4,74	0,00	0,00	0,00
Lng	1,95	0,00	0,00	0,00
Motorin	1,04	0,00	78,33	0,00
Toplam	99.819,57	100,00	331.491.934,64	100,00

2.2.2.2. Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Fosil yakıtlar tarafından sağlanan enerji, büyüyen ekonomilerin ve ülkelerin taleplerini karşılamada yetersiz kalırken, insanlar önce hidroelektriğe, daha sonra da yenilenebilir enerjiye yönelmişlerdir. Büyüyen ve gelişen ekonomiler yanında, iklim değişikliği de bu durumun temel sebeplerinden biridir. 21. yüzyıl, fosil yakıtlardan yenilenebilir enerjiye geçişin zamanıdır. Artan fosil yakıt maliyetleri, yenilenebilir enerji teknolojilerinin geliştirilmesi ve farklı enerji politikaların uygulanması yenilenebilir enerji kaynaklarına geçişi hızlandırmaktadır. Düşük veya sıfır karbon ekonomisine geçiş, yalnızca artan çevresel kaygılardan değil, aynı zamanda sosyal ve ekonomik faydalar sağlayarak sürdürülebilir kalkınma hedeflerine katkıda bulunmaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) göre, yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi, 2021'de 8300 TWh'ye ulaşmıştır. Ayrıca Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı'na (IRENA) göre, ortalama küresel sıcaklık artışını 2 °C'nin çok altında tutma hedefini karşılamak için fosil yakıt bazlı olmayan üretim kaynaklarının payının 2030 yılına kadar küresel olarak %57'ye çıkması hedeflenmektedir. Bu doğrultuda, dünyadaki yaşamın sürdürülebilmesi için yenilebilir enerji kaynaklarının kullanımı ve

şebekeye entegrasyonu sürekli artmaktadır [70]. Ülkemizde de son yıllarda, güneş, rüzgâr, biyokütle, biyogaz, hidroelektrik ve jeotermal santrallerinin sayısında artış gözlenmektedir. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) yıllık sektör raporlarına göre; Türkiye'de 2020 yılında toplam elektrik kurulu gücünde %51,4 olan yenilenebilir enerji kaynaklarının payı 2021 yılında %53,34'e yükselmiştir [69]. Yenilebilir enerji kaynaklarının süreklilik arz etmemesi nedeniyle, yenilebilir enerji santrallerinin kontrolü şebeke işletmecileri açısından oldukça önemlidir. Rüzgâr ve güneşten elektrik üretimi hava ve iklim koşullarından oldukça etkilenir. Güneş panelleri bulutlu havalarda, rüzgâr türbinleri sakin havalarda verimsiz olabilirler.

Akıllı şebeke mimarisinin gelişmesi de yenilebilir enerji kaynakları tarafından üretilen enerjinin artmasına neden olmaktadır. Akıllı şebekelerin kullanılmasında hem talep tarafı katılımın artırılması hem de ekonomik olarak fayda sağlanması amaçlanmaktadır. Tüketicinin elektrik talebini, elektrik fiyatına göre kendi kendine kontrol etmesi, üretici rolünü üstlenmesi, şebeke kısıtlarına göre üretici ya da tüketici faaliyetlerinde aktif olması gelecek şebeke hedeflerindendir. Böylelikle tüketim tarafında güç sistemlerinin üretim-tüketim faaliyetleri kontrol edilebilecektir. Bu durumun sistem işletmecilerinin yükünü daha da arttırması beklenmektedir. Güç sistemi üzerinde her unsurun aktifliğinin artması, daha güvenilir bir kontrol anlayışını gerektirmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları fazla enerji üreterek sistemin aşırı yüklenmesine, kesintilere ve reaktif yük artışına bağlı gerilim dengesizliğine neden olmaktadır. Bu durumları önlemek için ise güç sistemlerinin sürekli ve dinamik şekilde analizlerinin yapılması, kararlı işletme yapısının sağlanması ve şebeke koruma planlamalarının yapılması gerekmektedir [71].

2.2.2.3. Elektrikli Araçlar

İçten yanmalı motor içeren geleneksel ulaşım sistemi, hava kirliliğinin artmasına ve yüksek karbon emisyonuna neden olmaktadır. Ulaştırma sektöründe hava kirliliğini ve petrole bağımlılığı azaltmak için, son yıllarda elektrikli araçlar (EA), geleneksel içten yanmalı motorlu araçların pazar payını devralmaya başlamıştır. IEA'ya göre, 2040'a kadar elektrikli araç üretiminin 548 milyon olması beklenmektedir. EA'lar, fosil yakıta bağımlı olmayan bataryalar, kapasitörler ve yakıt hücreleri kullanır. EA'lar üç ana kategoriye ayrılmaktadır. Bunlar; hibrit, plug-in

hibrit ve tamamen elektrikli araçlardır. Hibrit elektrikli araçlarda, hem içten yanmalı hem de elektrik motoru bulunmaktadır. Harici bir güç kaynağı olmadan, araç tarafından rejenatif frenleme gibi yöntemlerle şarj edilmektedir. Plug-in hibrit elektrikli araçlar, bataryasını şebekeden şarj etme özelliği de olan hibrit araçlardır. Rejenatif frenleme ve harici bir şebeke bağlantısı ile şarj edilebilmektedir. Tamamen elektrikli araçlar ise yalnızca elektrik motorlarıyla donatılmıştır. Araçlarda içten yanmalı motor bulunmadığı için bataryaları sadece harici bir elektrik güç kaynağı tarafından şarj edilmektedir [72].

EA'ların artan popülaritesi, elektrik şebekesi üzerinde önemli etkileri olan şarj istasyonu sayılarının artmasına neden olmaktadır. EA şarjının olumsuz etkilerini en aza indirmek için farklı şarj stratejileri ve şebeke entegrasyon yöntemleri geliştirilmektedir. EA şarj altyapısı ile ilgili dünya çapında çeşitli standartlar mevcuttur. SAE, ABD merkezli üreticilerde kullanılırken, IEC, Avrupa'da üretilen araçlarda kullanılmaktadır. Japonya'nın CHAdeMO adlı kendi EA şarj standartları vardır. IEC ve SAE dünyada yaygın kullanılan standartlardır. EA'lar için Türkiye'de IEC 61851 ve 62196 standartları uygulanmaktadır. SAE'de güç seviyesi, 'seviye' olarak adlandır, IEC'de ise güç seviyesini belirlemek için 'mod' kullanılmaktadır. Tablo 2.3 'de standartlara ait bilgiler verilmiştir [73].

Tablo 2.3. Elektrikli araç şarj standartları elektriksel büyüklükleri [74].

Satandart	**Kaynak**	**Mod/Seviye**	**Gerilim (V)**	**Maksimum Akım (A)**
IEC 62196	AC	Mod 1	120	16
		Mod 2	240	32
		Mod 3	250	32–250
	DC	Mod 4	600	400
IEC 61851	AC	Mod 1	120	16
		Mod 2	240	80
	DC	Mod 4	200–450	80
SAE J1772	AC	Seviye 1	120	16
		Seviye 2	240	32-80
	DC	Seviye 1	200–450	80
		Seviye 2	200–450	200
CHAdeMO	DC	-	500	125

EA'lar bir ulaşım aracı olarak işlev görmenin yanı sıra, şebeke için dağıtılmış enerji depolama kaynağı (V2G), diğer EA'lar için enerji kaynağı (V2V) ve mikro şebekeler için enerji depolama kaynağı (V2B) olarak kullanılmaktadır.

2.2.2.4. Enerji Depolama Sistemleri

Şebekelerde kesintileri azaltmak ve enerji üretimi ile talep arasında uygun bir denge sağlamak için enerji depolama sistemleri çok sık kullanılmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen enerjinin süreklilik göstermemesi ve iklimsel olaylardan çok fazla etkilenmesi nedeniyle enerji depolama tesislerinin dağıtım şebekelerine entegrasyonu artmaya başlamıştır. Enerji depolama sistemleri (EDS), enerji yönetimini optimize etme, enerji kayıplarını kontrol etme ve pik yük talebini azaltma konusunda etkili seçim olarak kabul edilmektedir. EDS'ler öncelikle çeşitli kaynaklardan enerji toplamak, farklı kullanımlar için ihtiyaç duyulduğunda enerjiyi dönüştürmek ve depolamak için tasarlanmıştır. Enerji depolama çözümleri, konut uygulamalarından büyük ölçekli multimegawatt sistemlerine kadar yaygın olarak kullanılan teknolojilerdir. EDS'ler, yüksek verimlilik, hızlı şarj ve deşarj yeteneklerine sahip olmakla birlikte darbeli yükler ve ulaşım sistemleri içinde kullanılmaktadırlar [75].

Son zamanlarda, süper kapasitör enerji depolama, süper iletken manyetik enerji depolama ve volanlar gibi yüksek güçlü depolama teknolojilerine yönelik önemli araştırma ve geliştirme çalışmaları yapılmaktadır. Süper kapasitör enerji depolama sistemleri, enerjiyi başka bir forma dönüştürmek yerine, elektriksel olarak iletken bir karbon ve bir elektrolit arasındaki ara yüzde oluşan çift katman boyunca elektrik enerjisini doğrudan depolamaktadır. Süper iletken manyetik enerji depolama sistemleri, elektrik enerjisini süper iletken bir bobinde manyetik alan şeklinde depolamaktadır. Bu sistemler megawatt seviyesindeki güç değerleri için dahi kullanılmaktadır. Sistemlerin enerji yoğunluğu düşük ve maliyetleri yüksektir. Volan enerji depolama sistemleri, şebekeden çekilen enerjiyi dönen disk ve kinetik enerji ile mekanik olarak depolamaktadır. Bu sistemlerin, güç yoğunluğu yüksek olmasına rağmen, enerji yoğunluğu düşüktür. Şebekelerin frekans regülasyonu ve kısa süreli güç kalitesi hizmetleri için kullanılmaktadırlar. Kimyasal enerji depolama sistemleri, elektrokimyasal dönüşüm yolları ile kimyasal enerjiyi elektrik enerjisine çeviren sistemlerdir. Bu işlem elementlerin kimyasal tepkime vermesiyle gerçekleşmektedir.

Kurşun-Asit, Nikel-Kadmiyum, Nikel-Demir, Nikel-Çinko, Gümüş-Çinko, Gümüş-Kadmiyum, Nikel-Metal Hidrür, Çinko-Mangan ve Lityum-İyon önemli kimyasal depolama yöntemlerindendir. Elektrik araçların sayısının artması ile lityum iyon piller gibi kimyasal depolama sistemleri, taşınabilir batarya pazarının %50'sinden fazlasını ele geçirmiş durumdadır. Tablo 2.4'te farklı depolama sistemlerine ait özellikler verilmiştir [76].

Tablo 2.4. Enerji depolama sistemlerinin özellikleri [77].

Depolama Yöntemi	Kimyasal Enerji Depolama	Volan Enerji Depolama (Düşük Hız)	Volan Enerji Depolama (Yüksek Hız)	Süperiletken Manyetik Enerji Depolama	Süper Kapasitör Enerji Depolama
Yatırım Maliyeti/MW	15.000 $	300.000 $	25.000.000 $	10.000 $	28.000.000 $
Ağırlık/ MWh	30 kg	7.500 kg	3.000 kg	10 kg	10.000 kg
Verim	0,45–0,8	0,9	0,93	0,97	0,95
Bakım Maliyeti /MWh	10 $	3 $	4 $	1 $	5 $
Kapasite	0,3-2.000 kWh	50 kWh	750 kWh	0,8 kWh	0,5 KWh
Ekonomik Ömrü	10 yıl	20 yıl	20 yıl	40 yıl	40 yıl

3. MATERYAL VE YÖNTEMLER

3.1. Bir Dağıtım Bölgesi İçin Yük tahmini

Bu kısmında yük tahmini için kullanılan veri setinden ve yük tahmin yönteminden ayrıntılı bir şekilde bahsedilmiştir.

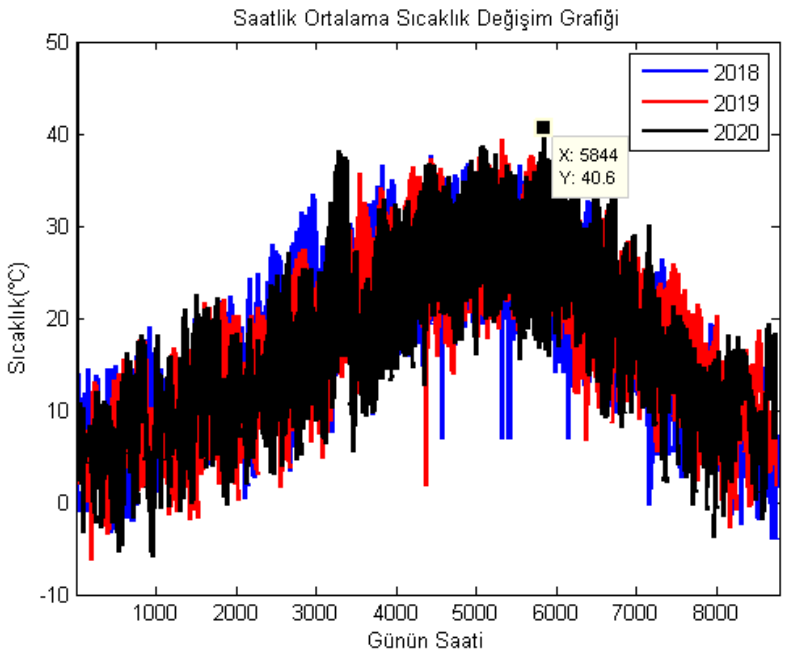
3.1.1. Yük Tahmini için Veri Setinin Belirlenmesi

Bu çalışmanın veri seti, 01.01.2018 ve 31.12.2020 tarihleri arasındaki yük, sıcaklık, bağıl nem, rüzgâr hızı ve basınç verilerine göre hazırlanmıştır. Saatlik ortalama verilere göre veri seti oluşturulmuştur. Veri seti her bir parametre için 8760 ölçüm verisinden oluşmaktadır. Giriş meteorolojik verilerinin yıllara göre değişimleri Tablo 3.1'de verilmiştir.

Tablo 3.1. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait meteorolojik verilerin değişim tablosu.

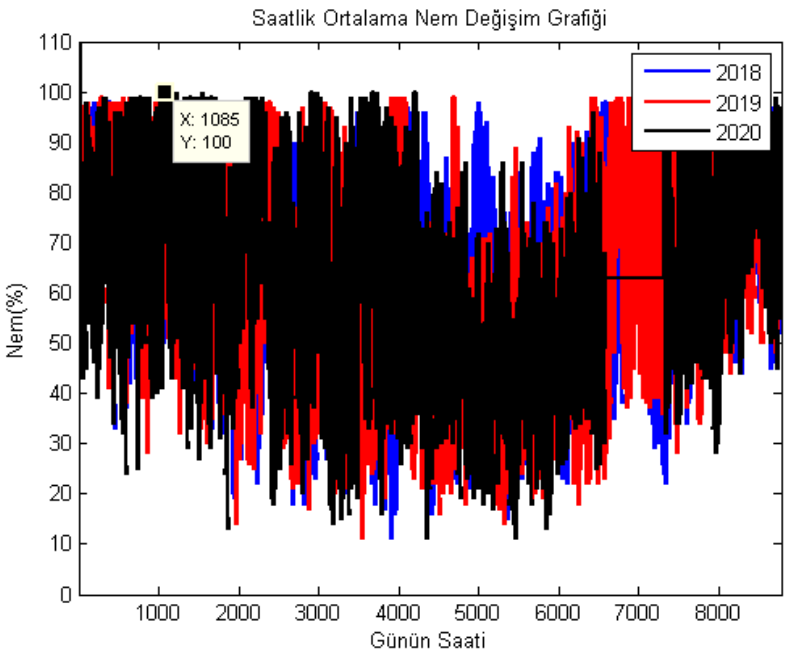
		2018	**2019**	**2020**
Sıcaklık	En Düşük	-3,9	-6,3	-5,9
	Ortalama	16,9	16,6	16,6
	En Yüksek	37,6	39,3	40,6
Basınç	En Düşük	494,4	493,5	497,1
	Ortalama	984,4	986,3	970,8
	En Yüksek	1008,5	1006,9	1011,4
Nem	En Düşük	11,0	11,0	11,0
	Ortalama	65,6	64,9	63,0
	En Yüksek	98,0	100,0	100,0
Rüzgâr Hızı	En Düşük	0,1	0,2	0,0
	Ortalama	2,6	2,6	2,6
	En Yüksek	9,6	12,0	9,9

Ortalama Hava sıcaklığı (°C); yerden 2 metre yükseklikte ölçülen saatlik ortalama sıcaklık değerleridir. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait saatlik değişim grafiği Şekil 3.1'de gösterilmektedir.



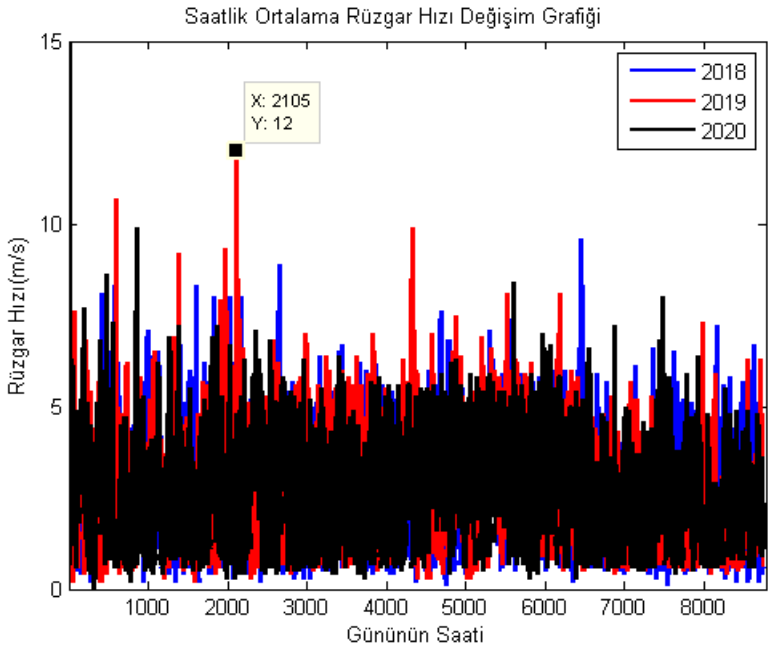
Şekil 3.1. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait sıcaklık saatlik değişim grafiği.

Ortalama bağıl nem (%); yerden 2 metre yükseklikteki havadaki su buharı miktarını ifade eder. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait saatlik değişim grafiği Şekil 3.2'de gösterilmektedir.



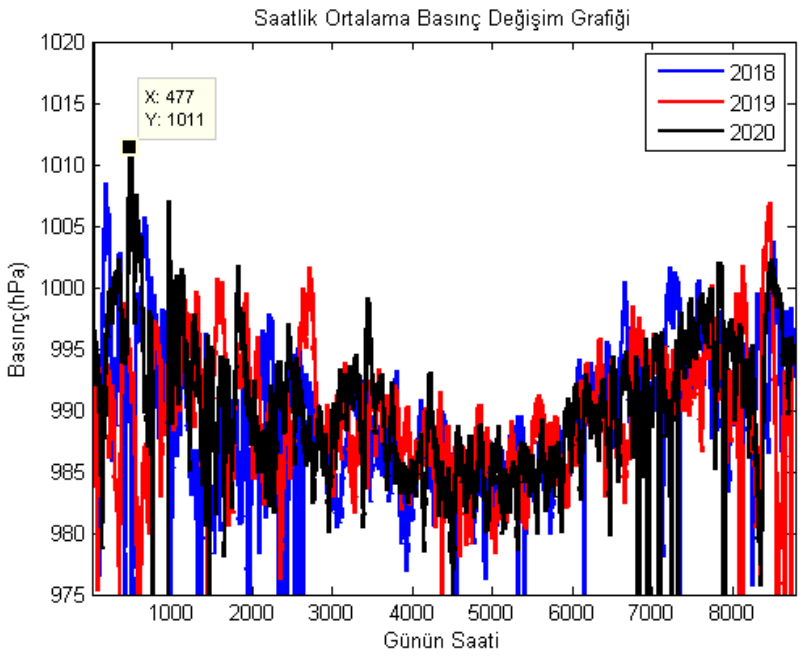
Şekil 3.2. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait nem saatlik değişim grafiği.

Ortalama rüzgâr hızı (m/s); yerden 10 metre yükseklikte ölçülen rüzgâr hızını ifade eder. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait saatlik değişim grafiği Şekil 3.3'te gösterilmektedir.



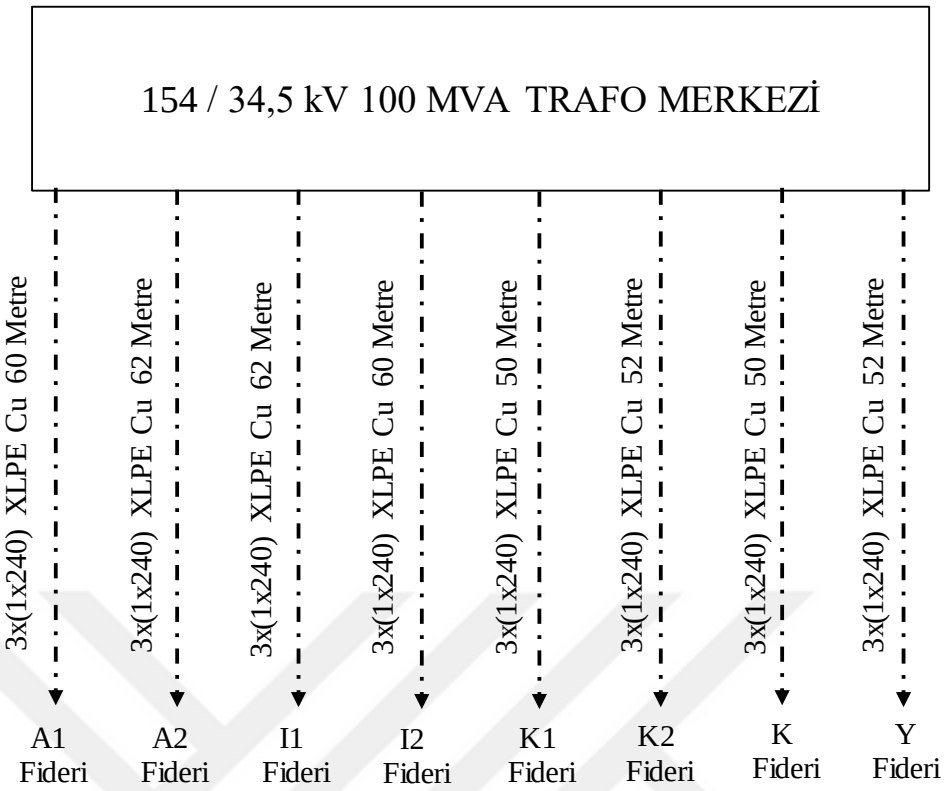
Şekil 3.3. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait rüzgâr hızı saatlik değişim grafiği.

Ortalama Hava Basıncı (hPa); Belirli bir bölgeye, atmosfer tarafından uygulanan hava kuvvetine denir. Ölçümleri saatlik ortalama olarak yapılmaktadır. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait saatlik değişim grafiği Şekil 3.4'te gösterilmektedir.



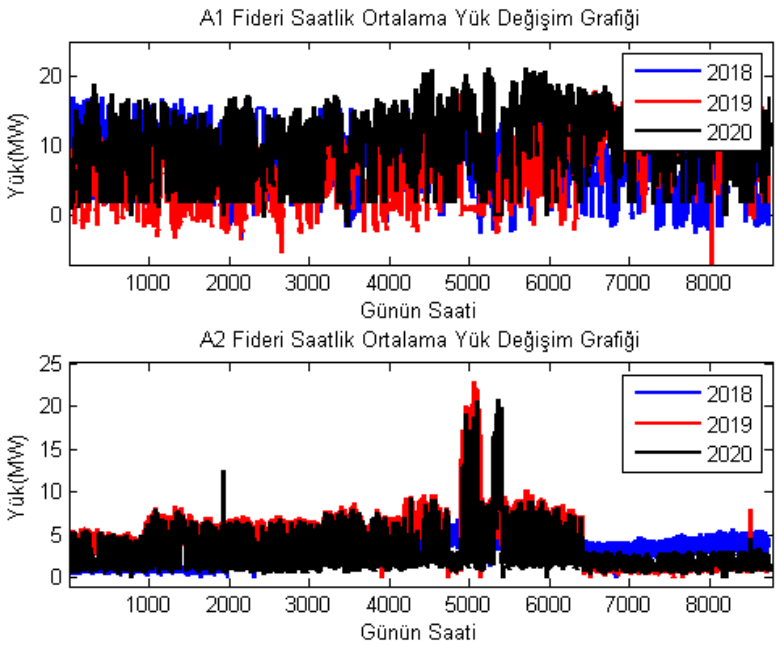
Şekil 3.4. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait basınç saatlik değişim grafiği.

Fider yük verisi (MW)**;** bir yerleşim yerine enerji sağlayan trafo merkezinden çıkan sekiz elektrik dağıtım fiderine ait yük verilerinden oluşmaktadır. Fidere ait yük verileri, gerçek zaman ölçümlü olarak saatlik ortalama değerlerine göre enerji izleme sistemi tarafından kayıt altına alınmaktadır. Ölçümler, fider hat başında güç trafosunun sekonder kısmından yapılmaktadır. Şekil 3.5'te trafo merkezi tek hat şeması gösterilmiştir. Tek hat şamasında, fider isimleri kodlanmıştır.



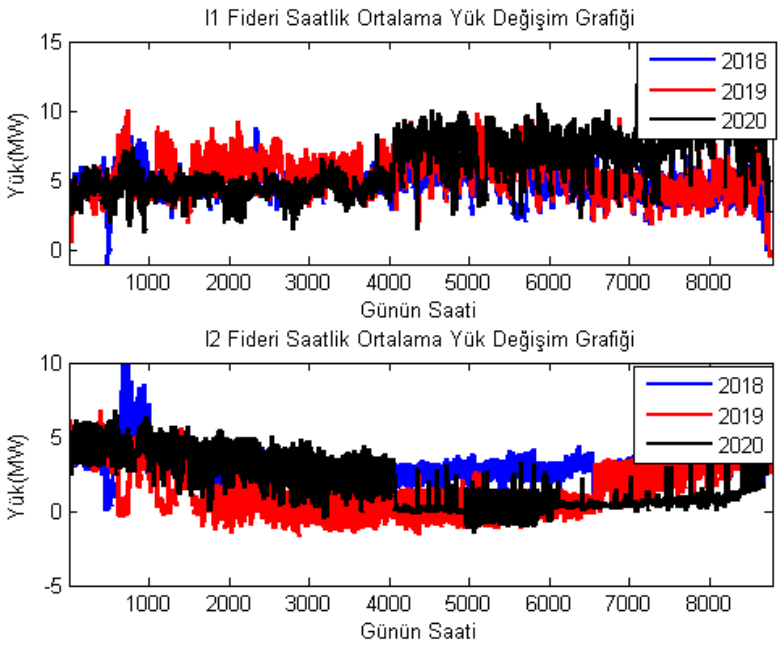
Şekil 3.5. Trafo merkezi tek hat şeması.

A1 ve A2 fiderlerine ait 2018, 2019 ve 2020 yılları ham yük verilerinin değişim grafiği Şekil 3.6'da gösterilmektedir.



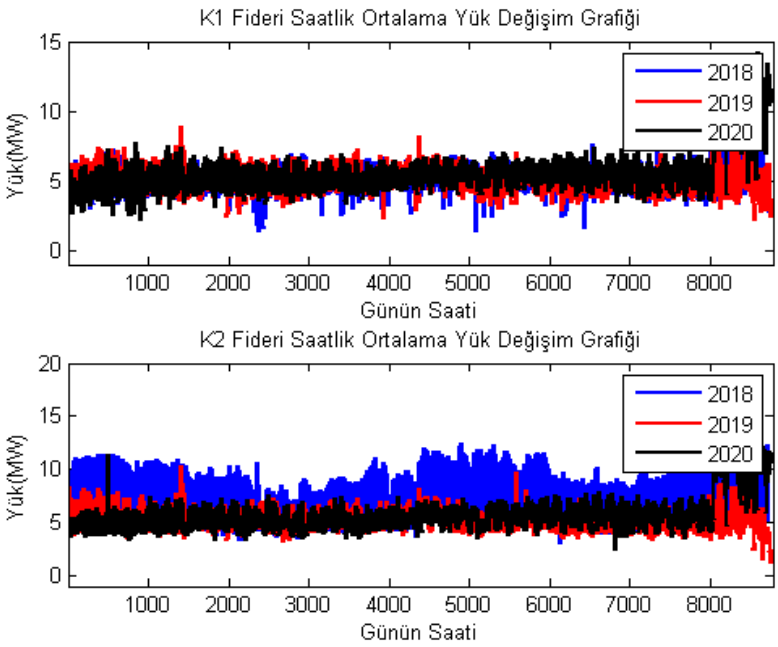
Şekil 3.6. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait A1 ve A2 fiderlerinin saatlik yük değişim grafiği.

I1 ve I2 fiderlerine ait 2018, 2019 ve 2020 yılları ham yük verilerinin değişim grafiği Şekil 3.7'te gösterilmektedir.



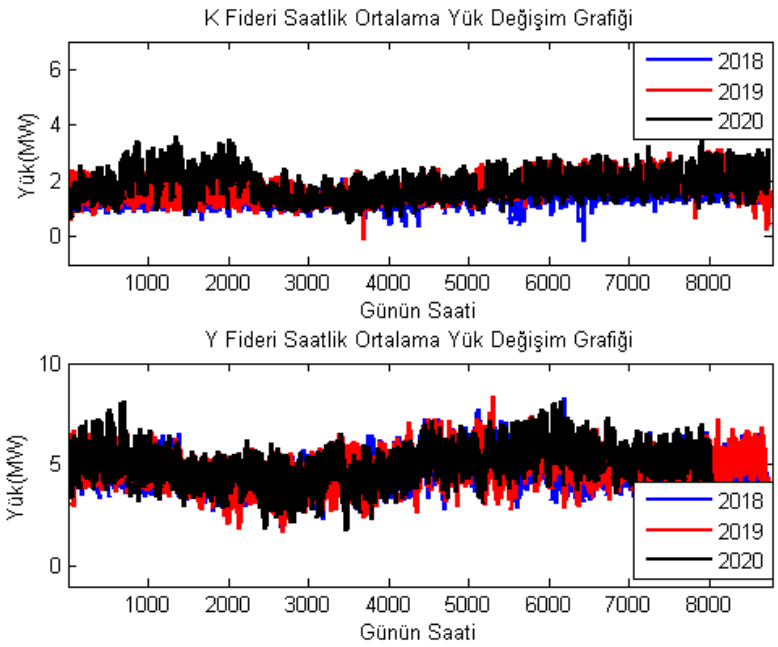
Şekil 3.7. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait I1 ve I2 fiderlerinin saatlik yük değişim grafiği.

K1 ve K2 fiderlerine ait 2018, 2019 ve 2020 yılları ham yük verilerinin değişim grafiği Şekil 3.8'te gösterilmektedir.



Şekil 3.8. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait K1 ve K2 fiderleri saatlik yük değişim grafiği.

K ve Y fiderlerine ait 2018, 2019 ve 2020 yılları ham yük verilerinin değişim grafiği Şekil 3.9'te gösterilmektedir.



Şekil 3.9. 2018, 2019 ve 2020 yıllarına ait K ve Y fiderleri saatlik yük değişim grafiği.

Veri setindeki değerler, EK A ve EK B'de gösterilen izin yazılarında da görüleceği üzere ilgili kurumlardan temin edilmiştir. Yük verileri, İzmir ve Manisa bölgelerine elektrik dağıtım hizmeti sağlayan GDZ Elektrik Dağıtım AŞ'den, meteoroloji verileri ise Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nden temin edilmiştir. Meteorolojik veriler, yük tahmini yapılacak olan bölgeye en yakın meteoroloji istasyonu verileridir. Kurumlar tarafından iletilen verilerin birimleri üzerinde değişiklik yapılmamıştır. Ölçüm verisi bulunmayan saatler için ise, veriye en yakın 2 saat önceki, 2 saat sonraki toplam 4 verinin aritmetik ortalaması alınarak eksik veri doldurma işlemi yapılmıştır. Toplam 328 veri için veri doldurma işlemi yapılmıştır. Bu verilerin toplam verilere oranı %0,25 olup, veri setini bozacak şekilde etki göstermemektedir. Veri setindeki tüm yük değerleri ölçüm verisi olduğu için aykırı değerler veri setinden çıkarılmamıştır. Veri setinde her bir yıl için toplamda 8760 saatlik veri bulunması gerekmekteydi, ancak 2018 yılında ilk üç saat yük kaydedilmediği için, bu zaman dilimine ait tüm veriler diğer yılların veri setinden de çıkarılmıştır. Dolayısıyla her bir yıl için toplamda 8757 saat için veri bulunmaktadır. Ölçüm verisi bulunmayan saatlerde tüm bölgeyi etkileyen kesinti olduğu veya yük verilerini kayıt altına alan sistemin bakımda olduğu öngörülmektedir. Veri setleri

Excel® ortamında düzenlemiştir. Ay, gün ve saat gibi zaman dilimleri veri setinde kullanılmıştır.

3.1.3. Yapay Sinir Ağları ile Yük Tahmini

Tez çalışmasında, yük tahmini için yapay sinir ağları yöntemi kullanılmıştır. Yük tahmini için ilk olarak 2025 yılı için ağ giriş verileri elde edilmiştir. Meteorolojik veriler için 2018, 2019 ve 2020 yılı değerlerine göre 2025 yılı için veri seti içindeki değerlere Eşitlik 3.1'deki 0,1 ile 0,9 değerleri arasında normalizasyon işlemi uygulanmış, MATLAB programındaki Neural Network Time Series Toolbox'ı kullanılarak zaman serileri yöntemiyle giriş verileri oluşturulmuştur.

$$x_n = (0{,}8)\frac{x - x_{min}}{x_{mak} + x_{min}} + 0{,}1 \qquad (3.1)$$

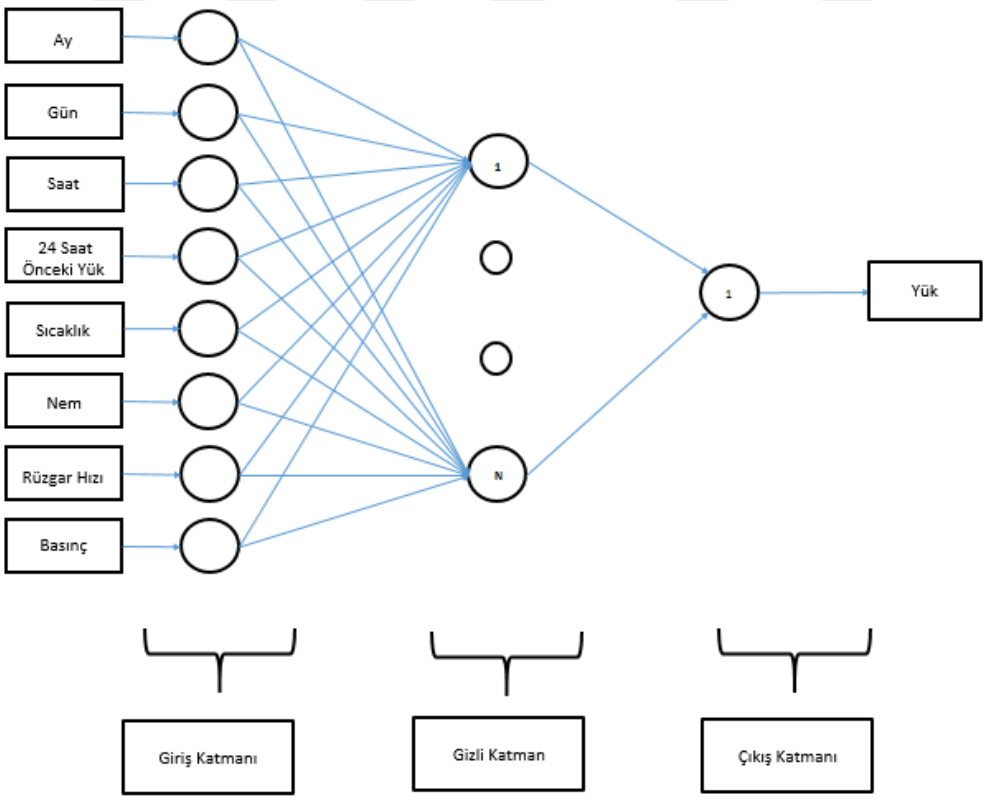
Eşitlikte, x_n ve x sırasıyla normalize edilmiş ve gerçek veriyi ifade etmektedir. x_{mak}, x_{min}, sırasıyla maksimum ve minimum veriyi ifade etmektedir.

Yük tahmini içinde 2025 yılına ait elde edilen giriş verilerine Eşitlik 3.1'deki normalizasyon işlemi uygulanmıştır. Model girdileri ay, gün, 24 saat önceki yük, sıcaklık, basınç, nem ve rüzgâr hızı verilerinden oluşmaktadır. Model çıktı verisi ise fider yükü olarak belirlenmiştir. Modelde girdileri, korelasyon analizi sonucuna göre, fider yüküne etki eden ve saatlik periyotlar halinde elde edilebilecek verilerden seçilmiştir. Girdi verileri ile yük değerleri arasındaki korelasyon değerleri Tablo 3.2'de gösterilmektedir.

Tablo 3.2. Girdi verileri ile yük verisi arasındaki korelasyon katsayıları tablosu.

Girdi	Pearson Korelasyon Katsayısı
Gün	-0,041
Ay	0,326
Saat	0,139
Sıcaklık	0,472
Basınç	-0,138
Nem	0,330
Rüzgâr Hızı	-0,252
24 Saat Önceki Yük	0,679

Modelde yapılan analizler sonucunda verilerin %65'i eğitim, %10'u test, %25'i ise doğrulama (validasyon) için kullanılmıştır. Yapay Sinir Ağları ile yük tahmini yapılırken, literatür çalışmalarına da istinaden Şekil 3.10'da gösterilen ileri beslemeli ağ (feed forward net) modeli kullanılmıştır.



Şekil 3.10. Yapay Sinir Ağları modeli.

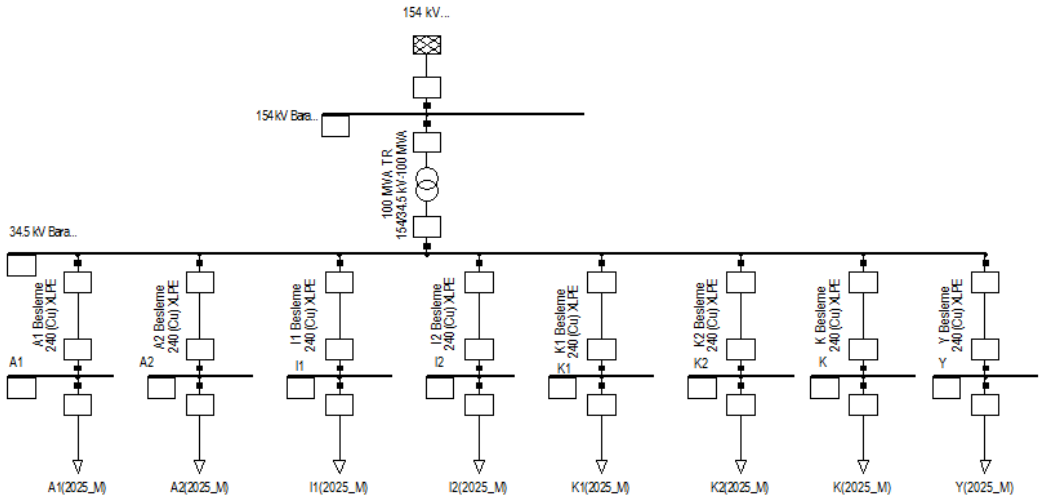
YSA'da eğitim Levenberg-Marquard fonksiyonu ile yapılmıştır. Purelin, logaritmik sigmoid (logsig) ve tanjant hiperbolik (tansig) aktivasyon fonksiyonları kullanılarak ağ eğitimi tekrarlanmıştır. Gizli nöron sayısı her bir model için değiştirilerek optimum sonucun elde edilmesi sağlanmıştır. Ağda elde edilen sonuçların her seferinde aynı olması için başlangıç güncelleştirme komutları kullanılmıştır.

3.2. Bir Dağıtım Bölgesi İçin Şebeke Genişleme Planlaması

Dağıtım bölgesi şebeke genişleme planlaması, 2025 yılı için yapılan yük tahmin sonuçlarına göre yapılmıştır. Ortalama ve maksimum artış yük tahminleri için şebeke yük durumları göz önünde bulundurularak senaryolar oluşturulmuştur. Senayolar oluşturulurken mevcut trafo kapasitesi yeterliliğine göre fiderlerin beslemiş olduğu bölgelere uygun elektrik araç şarj istasyonu (EAŞ), güneş enerjisi santrali (GES) ve enerji depolama merkezi (EDM) eklenmiştir. Farklı durumlar için şebeke performansı gözlemlenmiştir.

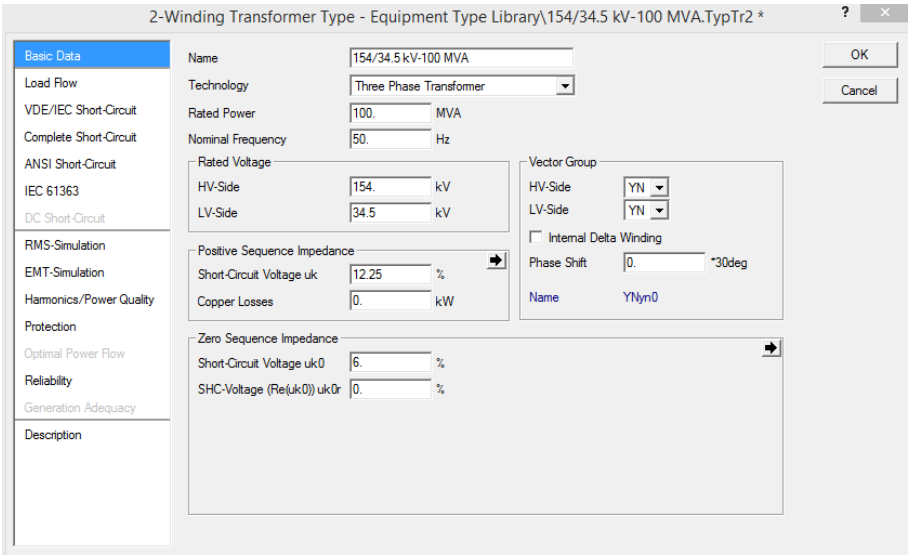
3.2.1 DigSilent Power Factory Şebeke Modellemesi

Elektrik şebekelerinde değişken yükler nedeniyle yük akış analizleri ve şebeke planlamaları gerekli görülmedikçe manuel olarak yapılmamaktadır. Genellikle bir program aracılığıyla yapılmaktadır. Bu çalışmamızda şebeke modellemesi için DigSilent Power Factory (DPF) programı kullanılmıştır. DPF programı, birçok şebeke işletmecisi tarafından şebeke planlaması ve koruması için tercih edilmektedir.

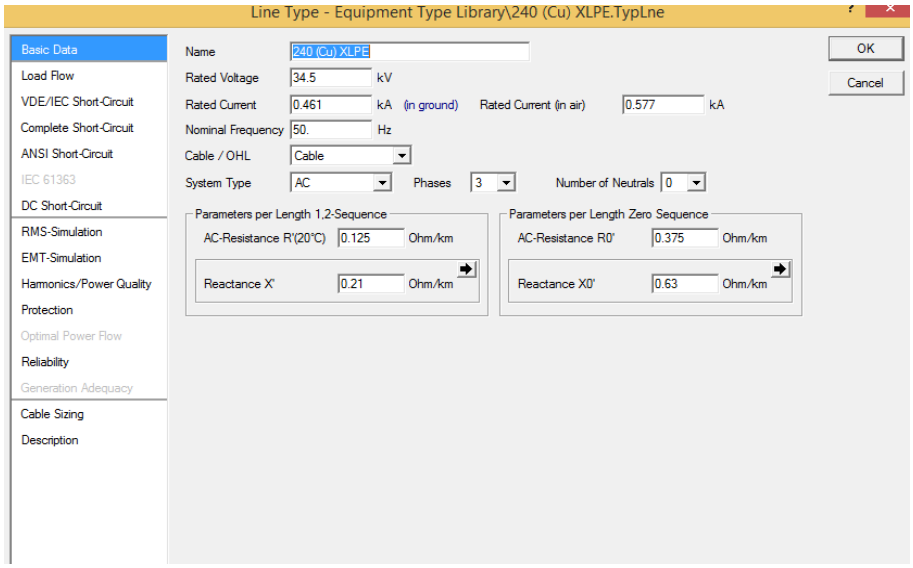


Şekil 3.11. Trafo Merkezi DPF modeli.

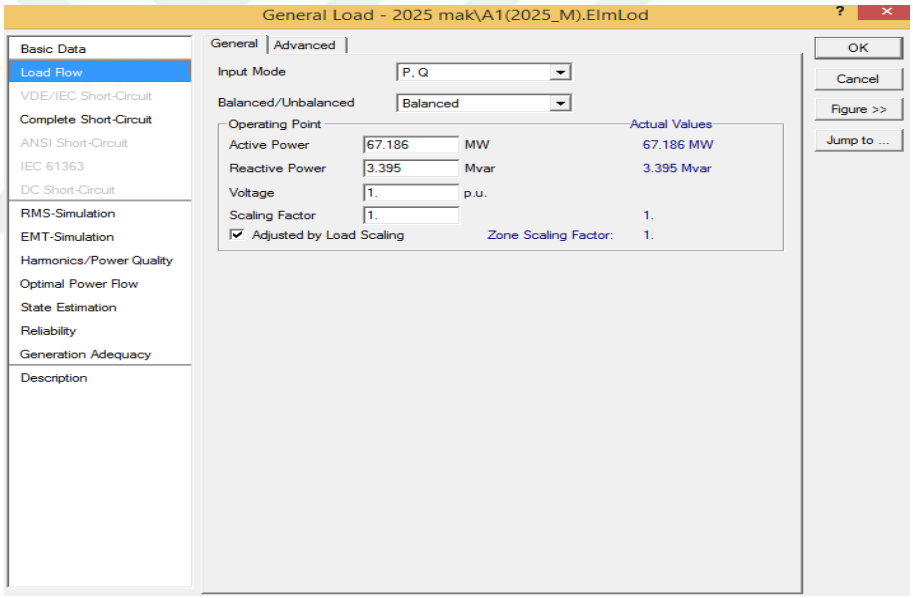
Bu çalışmamızda ilk olarak, trafo merkezinin modellemesi yapılmıştır. Trafo ve hat parametreleri programa girilmiştir. Şekil 3.12, Şekil 3.13 ve Şekil 3.14'te veri girişi yapılan değerler gösterilmiştir. Fider yüklerinin ölçüm noktası trafo merkezi çıkışındaki ilk baradır. Dolayısıyla modelleme yapılırken bu durum göz önünde bulundurulmuştur. Şebeke modelinde güç trafosu, trafo çıkışları ile ilk kesici hücresi arasındaki iletkenler ve hat başı fider yükü modellemesi yapılmıştır. Şebeke parametreleri için dağıtım şirketi tarafından sunulan gerçek veriler kullanılmıştır.



Şekil 3.12. 100 MVA güç trafosu DPF modeli.



Şekil 3.13. 240 Cu XLPE iletken DPF modeli.



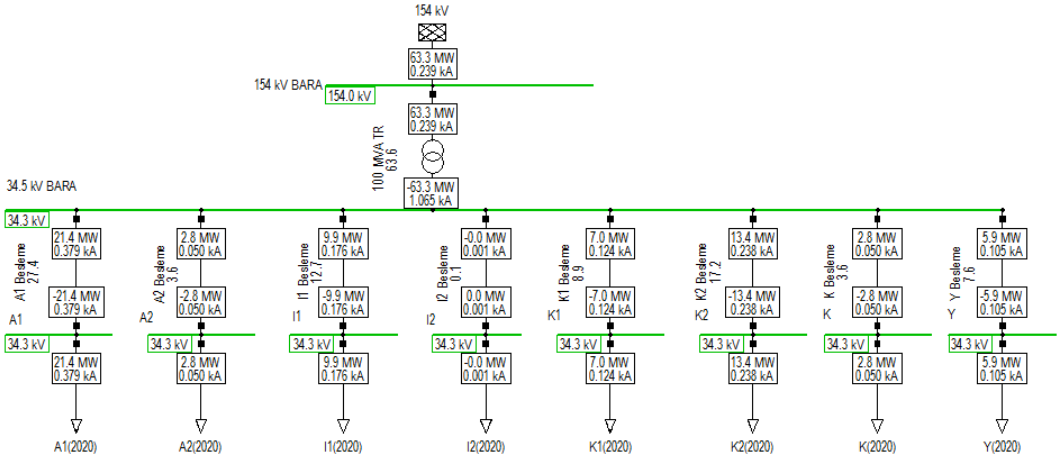
Şekil 3.14. Fider yükü DPF modeli.

2020 yılı için her bir fiderin maksimum yüke ulaştığı gün ve saat bulunmuş, o zaman dilimine ait diğer fider yükleri de bulunarak TM'nin ve hatların yüklenme oranları DPF programında analiz edilmiştir.

Tablo 3.3. 2020 yılı maksimum fider yükleri.

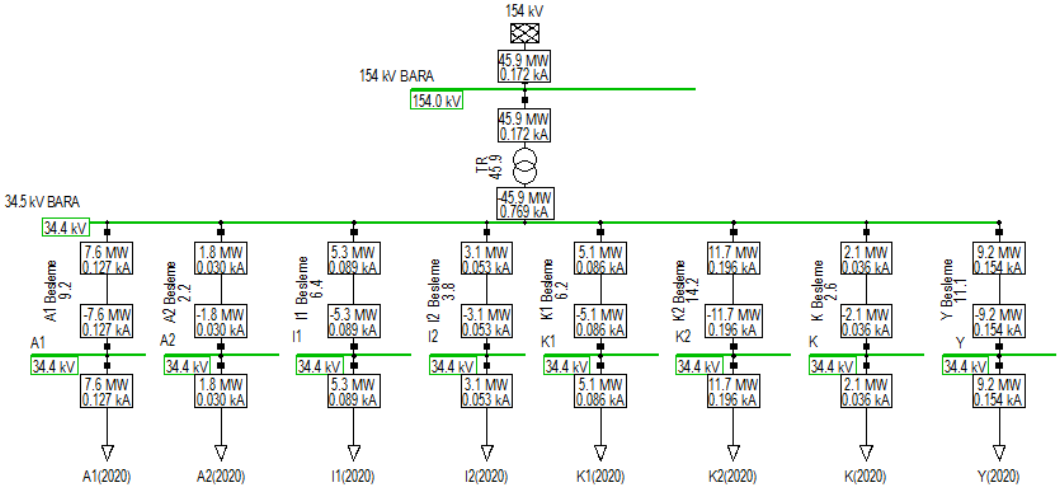
Fider	Yıl	Ay	Gün	Saat	A1	A2	I1	I2	K1	K2	K	Y
A1	2020	8	6	16	21,40	2,80	9,94	-0,04	6,99	13,42	2,85	5,92
K1	2020	12	2	11	18,34	2,80	10,93	0,66	14,90	10,74	3,13	0,00
A2	2020	8	11	20	0,00	21,00	9,58	-0,92	7,17	11,57	3,01	4,00
I1	2020	11	19	20	10,89	2,72	12,93	0,70	7,23	11,56	3,13	6,02
K2	2020	8	13	14	16,37	2,75	0,11	0,00	7,41	17,53	4,73	4,65
I2	2020	6	15	11	13,10	2,48	6,13	9,90	6,64	8,90	2,15	3,80
K	2020	8	12	22	0,00	14,10	2,59	0,00	6,62	14,21	5,92	6,29
Y	2020	1	2	12	7,56	1,78	5,30	3,15	5,10	11,68	2,12	9,18

Tablo 3.3'de 2020 yılı için her bir fiderin maksimum yüke ulaştığı zaman dilimi ve megawatt (MW) cinsinden yükler gösterilmiştir. Tablodan görüleceği üzere A1 fiderinin 2020 yılı içinde maksimum yüke ulaştığı zaman dilimi olan 6 Ağustos 16.00'da TM'de maksimum yüklenme meydana gelmiştir. Bu tarihte trafo doluluk oranı %63,6 ve A1 fiderinin hat yüklenme oranı %27,4 olarak program tarafından verilmiştir. Sekonder taraftaki bara gerilimi ise 34,3 kV olarak ölçülmüştür. Aynı zaman diliminde I2 fideri eksi yük göstermektedir. Dolayısıyla I2 fideri üzerindeki tüketimi karşılamış ve şebekeye enerji verir hale gelmiştir. Ağustos ayı olması nedeniyle fider üzerinde güneş kaynaklı bir dağıtım şebekesine bağlı üretim tesisi olduğu öngörülmüştür. A1 fiderinin maksimum yüklendiği durum Şekil 3.15'te görülmektedir.



Şekil 3.15. A1 fideri 2020 yılı maksimum yük DPF modeli.

Y fiderinin 2020 yılı içinde maksimum yüke ulaştığı zaman dilimi olan 2 Ocak 12.00'de TM'de minimum yüklenme meydana gelmiştir. Bu tarihte trafo doluluk oranı %45,9 ve Y fiderinin hat yüklenme oranı %11,1 olarak program tarafından verilmiştir. Sekonder taraftaki hat gerilimi ise 34,4 kV olarak ölçülmüştür. Aynı zaman diliminde diğer fiderlerden en fazla yüklenme %14,2 oranla K2 fiderinde olmuştur. Y fiderinin maksimum yüklendiği durum Şekil 3.16'da görülmektedir.



Şekil 3.16. Y fideri 2020 yılı maksimum yük DPF modeli.

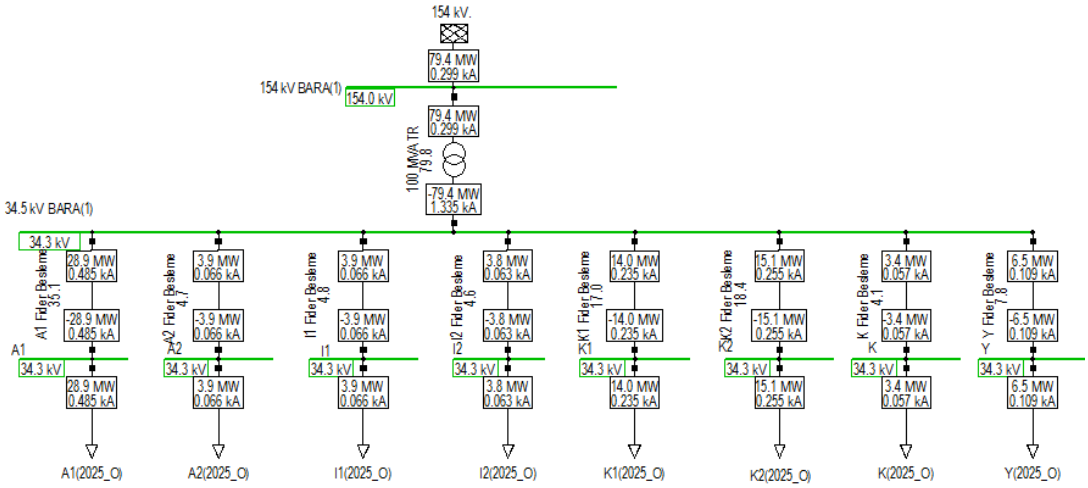
2025 yılı için yapılan yük tahmini sonuçlarına göre elde edilen ortalama ve maksimum değerler için TM modellemesi yapılmıştır. 2025 yılı için her bir fiderin

maksimum yükü için, o güne ait diğer fider yükleri de bulunarak TM'nin trafo ve hat yüklenme oranları bulunmuştur. Bulunan sonuçlara göre şebeke planlaması ile ilgili alınması aksiyonlar alınmıştır.

Tablo 3.4. 2025 yılı ortalama artışa göre maksimum fider yükleri.

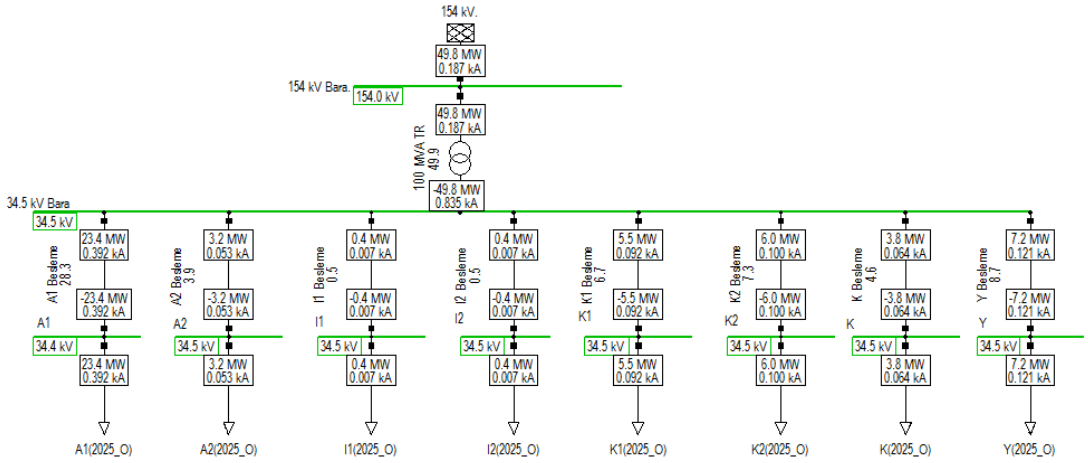
Fider	Yıl	Ay	Gün	Saat	A1	A2	I1	I2	K1	K2	K	Y
K2	2025	12	4	10	28,86	3,90	3,91	3,75	13,96	15,15	3,41	6,45
K1	2025	12	23	16	22,19	3,79	2,83	2,75	14,97	12,44	3,60	6,77
A2	2025	8	2	13	18,36	27,94	6,74	-1,06	4,65	4,11	1,65	4,19
A1	2025	9	1	13	35,64	3,20	10,93	-0,66	4,83	4,22	1,73	5,38
I1	2025	11	25	19	18,37	3,14	20,67	1,13	5,43	5,86	1,86	7,22
Y	2025	9	10	20	26,10	3,72	1,35	1,46	5,93	5,77	2,20	9,44
I2	2025	1	24	20	19,92	1,92	7,71	7,72	4,60	4,24	1,47	6,75
K	2025	2	6	9	23,39	3,19	0,40	0,62	5,49	5,98	3,80	7,19

Ortalama yük artış oranlarına göre, 2025 yılı içinde TM'de maksimum yüklenmenin 4 Aralık 10:00'da meydana geleceği öngörülmektedir. Bu tarihte K2 fiderinde maksimum yüklenmenin olması beklenmektedir. K2 fiderinin maksimum yüke ulaştığı zaman diliminde hat yüklenme oranı %19, trafo doluluk oranı %79,8 olarak program tarafından verilmiştir. Sekonder taraftaki hat gerilimi ise 34,3 kV olarak ölçülmüştür. Aynı zaman diliminde en fazla yüklenmenin %36,2 oranla A1 fiderinde olması öngörülmektedir. 2025 yılı için ortalama artış oranlarına göre maksimum yüklenmenin olduğu durum Şekil 3.17'de görülmektedir.



Şekil 3.17. 2025 yılı ortalama artışa göre TM maksimum yüklenme DPF modeli.

Ortalama yük artış oranlarına göre, 2025 yılı içinde TM'de minimum yüklenmenin 6 Şubat 09:00'da meydana geleceği öngörülmektedir. Bu tarihte K fiderinde minimum yüklenmenin meydana gelmesi beklenmektedir. K fiderinin maksimum yüke ulaştığı zaman diliminde hat yüklenme oranı %4,1, trafo doluluk oranı %49,9 olarak program tarafından verilmiştir. Sekonder taraftaki hat gerilimi ise 34,3 kV olarak ölçülmüştür. Aynı zaman diliminde en az yüklenmenin %0,5 oranla I2 fiderinde olması öngörülmektedir. 2025 yılı için ortalama artış oranlarına göre maksimum yüklenmenin olduğu durum Şekil 3.18'de görülmektedir.



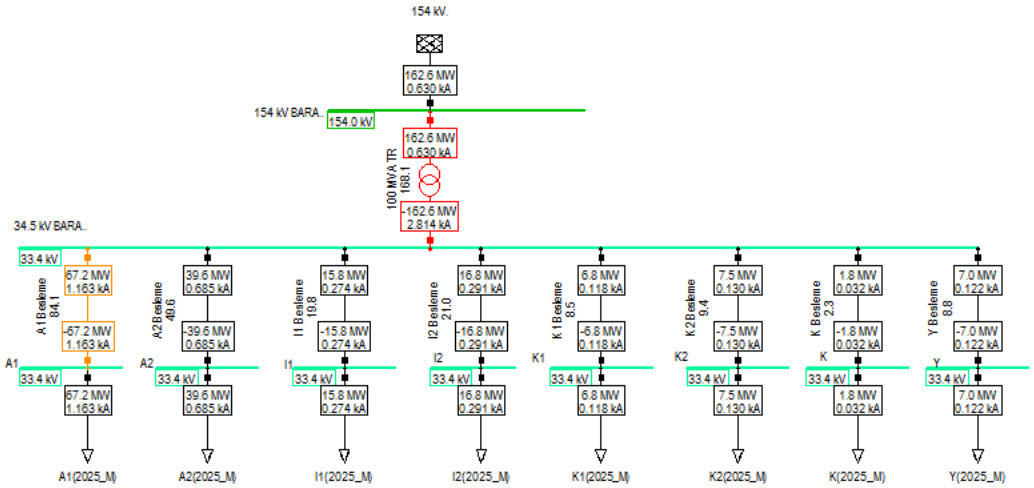
Şekil 3.18. 2025 yılı ortalama artışa göre TM minimum yüklenme DPF modeli.

Maksimum artış oranlarına göre yapılan 2025 yılı yük tahmini sonuçlarına göre de TM modellemesi yapılmıştır. Tablo 3.5'teki her bir fider yük durumuna göre trafo ve hat yüklenme oranları bulunmuştur.

Tablo 3.5. 2025 yılı maksimum artışa göre maksimum fider yükleri.

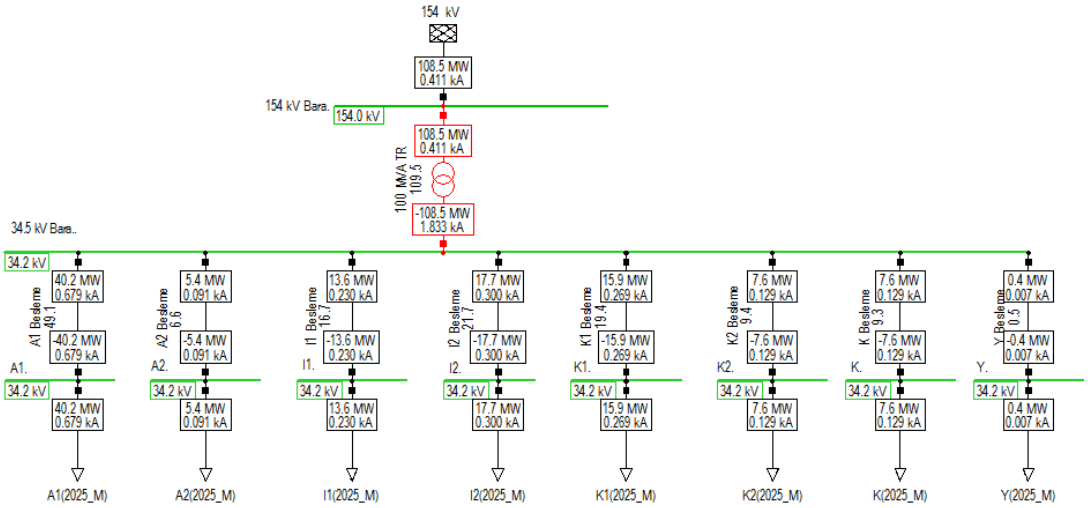
Fider	Yıl	Ay	Gün	Saat	A1	A2	I1	I2	K1	K2	K	Y
A2	2025	8	14	16	67,19	39,60	15,84	16,81	6,79	7,49	1,82	7,03
A1	2025	8	30	14	82,45	6,10	16,28	17,72	6,90	6,71	1,70	6,47
I2	2025	12	5	20	62,76	3,66	26,92	24,70	11,86	11,31	1,33	0,33
Y	2025	9	9	20	64,50	5,12	15,77	15,54	6,19	5,72	1,00	9,52
I1	2025	11	26	19	44,71	3,90	27,34	23,27	6,50	6,32	1,48	7,56
K	2025	11	26	11	39,08	4,83	19,86	21,91	6,88	6,52	4,00	7,19
K2	2025	12	17	11	36,10	5,33	16,96	17,75	9,69	16,42	2,24	0,35
K1	2025	12	18	9	40,20	5,37	13,64	17,73	15,91	7,65	1,87	0,39

Maksimum yük artış oranlarına göre, 2025 yılı içinde TM'de maksimum yüklenmenin 14 Ağustos 16:00'da meydana geleceği öngörülmektedir. Bu tarihte A2 fiderinde maksimum yüklenmenin olması beklenmektedir. A2 fiderinin maksimum yüke ulaştığı zaman diliminde hat yüklenme oranı %49,6, trafo doluluk oranı %168,1 olarak program tarafından verilmiştir. Sekonder taraftaki hat gerilimi ise 33,4 kV olarak ölçülmüştür. Aynı zaman diliminde en fazla yüklenmenin %84,1 oranla A1 fiderinde olması öngörülmektedir. 2025 yılı için maksimum artış oranlarına göre maksimum yüklenmenin olduğu durum Şekil 3.19'de görülmektedir.



Şekil 3. 19. 2025 yılı maksimum artışa göre TM maksimum yüklenme DPF modeli.

Maksimum yük artış oranlarına göre, 2025 yılı içinde TM'de minimum yüklenmenin 18 Aralık 09:00'da meydana geleceği öngörülmektedir. Bu tarihte K1 fiderinde maksimum yüklenmenin meydana gelmesi beklenmektedir. K1 fiderinin maksimum yüke ulaştığı zaman diliminde hat yüklenme oranı %19,4, trafo doluluk oranı %109,5 olarak program tarafından verilmiştir. Sekonder taraftaki hat gerilimi ise 34,2 kV olarak ölçülmüştür. Aynı zaman diliminde en az yüklenmenin %0,5 oranla Y fiderinde olması öngörülmektedir. 2025 yılı için maksimum artış oranlarına göre minimum yüklenmenin olduğu durum Şekil 3.20'de görülmektedir.



Şekil 3.20. 2025 yılı maksimum artışa göre TM minimum yüklenme DPF modeli.

Şekil 3.19 ve Şekil 3.20'de görüleceği, üzere, A1 fideri üzerinde %80 üzerinde yüklenme meydana geldiği için hat rengi diğer fiderlerden farklı şekilde sarı renktedir. Bu durum, fiderin akım taşıma kapasitesinin sınırda olduğunu bildirmektedir. Aynı şekilde güç trafosunun kırmızı renkte olduğu görülmektedir. Buradan, söz konusu trafonun %100 doluluk oranı üzerinde çalıştığı anlaşılmaktadır. DPF programı tarafından verilen sonuçlara göre şebeke genişleme planlaması için senaryolar oluşturulmuştur.

3.2.2. 2025 Yılı Ortalama Artış Yük Tahminlerine Göre Şebeke Genişleme Planlaması

Tablo 3.6'da görüleceği üzere 2025 yılı için ortalama artış oranlarına göre TM'nin maksimum %79,80 olarak yükleneceği öngörülmektedir. TM'lerdeki trafolar kayıpların arttırılmaması ve gerilim dengesizliği oluşmaması için %100 kapasiteyle kullanılmaz. Sistem kullanım anlaşmalarında (SKA) belirlenen şartlara göre tesis kurulu gücünün belli miktarı kullanılır. Bu çalışmada, şebeke genişleme planlaması yapılırken TM'nin %85 doluluk oranını koruması için senaryolar oluşturulmuştur. Senaryolarda, fiderlerin beslediği bölgelerin nüfus yoğunluğuna göre elektrik araç şarj istasyonu ve üzerindeki trafoların kurulu güçleri oranında güneş enerjisi üretim santrali ve enerji depolama santrali eklenmiştir. Şebeke genişleme planlamasının

amacı, bölgedeki tedarik sürekliği, enerji kalitesi ve hat kapasitelerinin en uygun seviyede tutulması ve oluşacak muhtemel taleplere şebekenin cevap vermesidir.

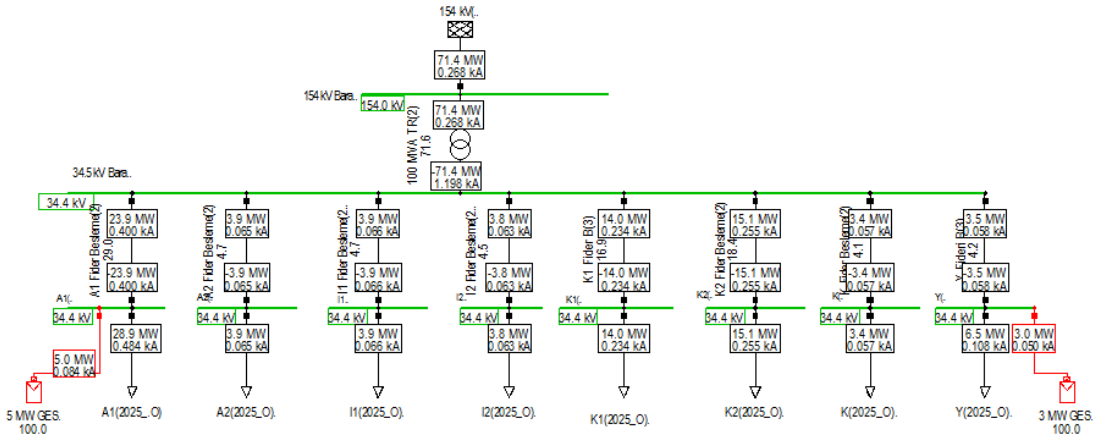
Tablo 3.6. 2025 yılı ortalama artış yük tahminine göre maksimum fider ve TM yüklenme oranları.

4.12.2025 10:00	Yük (MW)	Yüklenme Oranı (%)
A1	28,86	%35
A2	3,90	%4,70
I1	3,91	%4,70
I2	3,75	%4,60
K1	13,96	%17,00
K2	15,15	%18,40
K	3,41	%4,10
Y	6,45	%7,80
TM	79,39	%79,80

1.senaryo; TM yükünün maksimum olacağı öngörülen 04.12.2025 10:00 tarihinde A1 ve Y fiderlerinin beslendiği bölgelere sırasıyla 5 ve 3 MW GES tesis edildiği durum için şebeke modellemesi yapılmıştır. A1 ve Y fidelerine GES tesis edilmesinin sebebi fiderin beslediği bölgelerin güneş ışınım değerlerinin yüksek olmasıdır. 1. Senaryo matematiksel modeli, Eşitlik 3.2'te verilmiştir.

$$P_{2025\,TM} = P_{2025} - P_{2025\,A1\,GÜ} - P_{2025\,Y\,GÜ} \tag{3.2}$$

Eşitlik 3.2'de $P_{2025\,TM}$, 2025 yılı için TM kurulu gücünü, P_{2025} 2025 yılı için önceki yılların ortalama artış oranlarına göre Tablo 3.4'teki TM'nin yük değerini, $P_{2025\,A1\,GÜ}$ 2025 yılı için A1 fideri üzerindeki GES kurulu gücünü ve $P_{2025\,Y\,GÜ}$ 2025 yılı için Y fideri üzerindeki GES kurulu gücünü ifade eder.

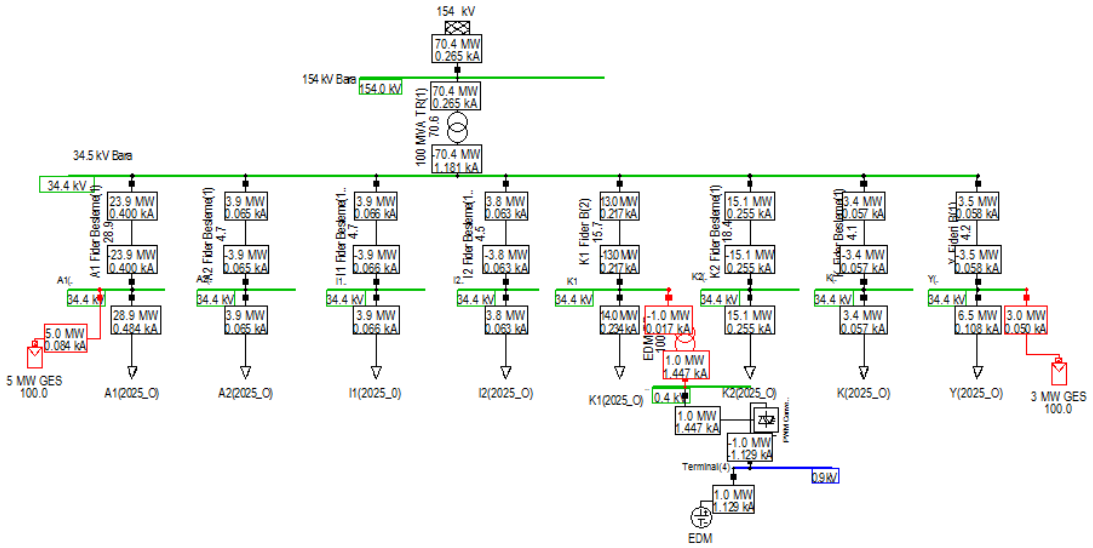


Şekil 3.21. A1 ve Y fiderlerine GES, bağlı olduğu durum DPF modeli.

2.senaryo; TM yükünün maksimum olacağı 04.12.2025 10:00 tarihinde A1 ve Y fiderlerinin beslendiği bölgelere sırasıyla 5 ve 3 MW GES ve K1 fideri üzerine 1 MW kapasiteli EDM tesis edildiği durum için şebeke modellemesi yapılmıştır. 2. senaryo matematiksel modeli, Eşitlik 3.3'te verilmiştir.

$$P_{2025\,\mathrm{TM}} = P_{2025} - P_{2025\,\mathrm{A1\,GÜ}} - P_{2025\,\mathrm{Y\,GÜ}} - P_{1\,\mathrm{MW\,EDM}} \tag{3.3}$$

Eşitlik 3.3'te $P_{2025\,\mathrm{TM}}$, 2025 yılı için TM çekilen yük, P_{2025} 2025 yılı için önceki yılların ortalama artış oranlarına göre Tablo 3.4'teki TM'nin yük değerini, $P_{2025\,\mathrm{A1\,GÜ}}$ 2025 yılı için A1 fideri üzerindeki GES kurulu gücünü, $P_{2025\,\mathrm{Y\,GÜ}}$ 2025 yılı için Y fideri üzerindeki GES kurulu gücünü ve $P_{1\,\mathrm{MW\,EDP}}$, K1 fideri üzerindeki 1 MW'lık EDM kurulu gücünü ifade eder.

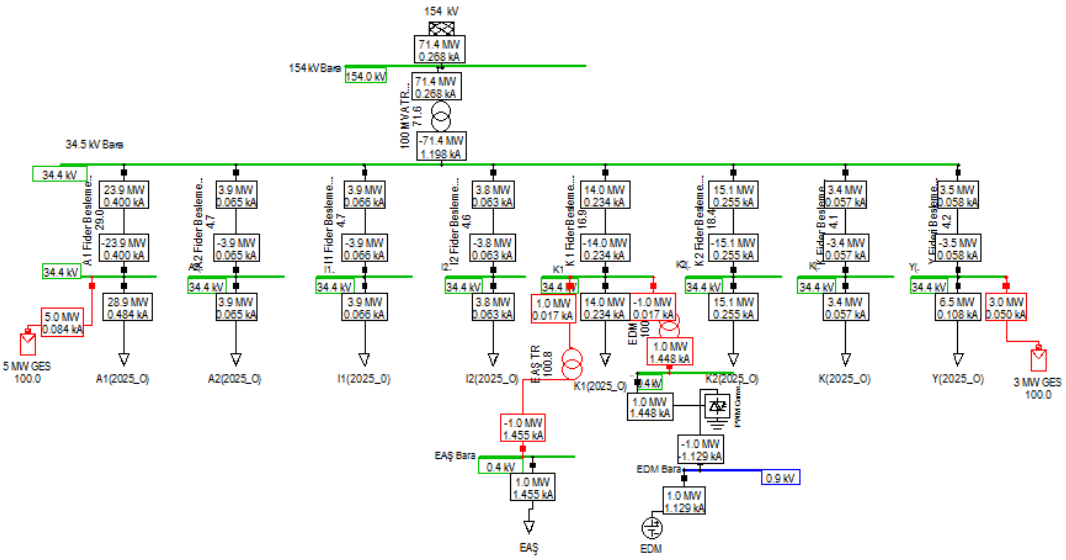


Şekil 3.22. A1 ve Y fiderlerine GES, K1 Fiderine 1 MW EDM bağlı olduğu durum DPF modeli.

3.senaryo; TM yükünün maksimum olacağı 4.12.2025 10:00 tarihinde A1 ve Y fiderlerinin beslendiği bölgelere sırasıyla 5 ve 3 MW GES ve K1 fideri üzerine 1 MW kapasiteli EDM ve EAŞ tesis edildiği durum için şebeke modellemesi yapılmıştır. 3. senaryo matematiksel modeli, Eşitlik 3.'te verilmiştir.

$$P_{2025\,TM} = P_{2025} - P_{2025\,A1\,GÜ} - P_{2025\,Y\,GÜ} - P_{1\,MW\,EDP} + P_{1\,MW\,EAŞ.} \quad (3.4)$$

Eşitlik 3.4'te $P_{2025\,TM}$, 2025 yılı için TM çekilen yük, P_{2025} 2025 yılı için önceki yılların ortalama artış oranlarına göre Tablo 3.4'teki TM'nin yük değerini, $P_{2025\,A1\,GÜ}$ 2025 yılı için A1 fideri üzerindeki GES kurulu gücünü, $P_{2025\,Y\,GÜ}$ 2025 yılı için Y fideri üzerindeki GES kurulu gücünü, $P_{1\,MW\,EDM}$, K1 fideri üzerindeki 1 MW'lık EDM kurulu gücünü ve $P_{1\,MW\,EAŞ}$, K1 fideri üzerindeki 1 MW'lık EAŞ kurulu gücünü ifade eder.



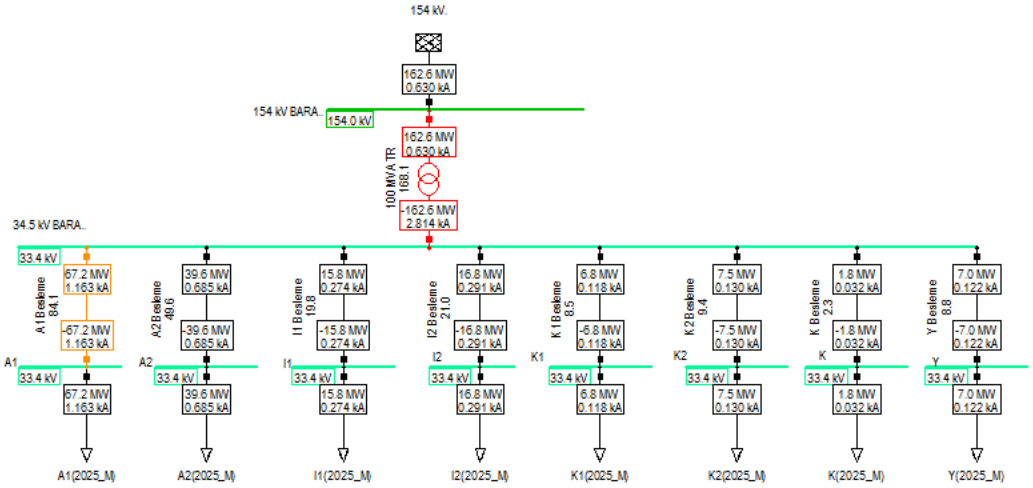
Şekil 3.23. A1 ve Y fiderlerine GES, K1 fiderine 1 MW EDM ve EAŞ bağlı olduğu durum DPF modeli.

3.2.2. 2025 Yılı Maksimum Artış Yük Tahminlerine Göre Şebeke Genişleme Planlaması

2025 yılı için maksimum artış oranlarına göre TM'nin maksimum %168,3 olarak yükleneceği yük tahmini sonucunda bulunmuştur. Maksimum artışa göre oluşacak olan taleplerin, dağıtım seviyesinden şebekeye bağlanacak santrallerden ve EDP'lerden karşılanması mümkün değildir. TR besleme kablolarında maksimum %84,1 oranında yüklenme olduğu için A1 fideri mevcut kabloların kesitlerinin arttırılması ihtiyacı bulunmamaktadır. 2025 yılındaki maksimum taleplerin, mevcut trafoya güç yükseltimi veya ilave yeni TR tesis edilerek karşılanmasının uygun olacağı öngörülmektedir. Maksimum artış için oluşturulacak olan senaryolarda, TM'ye ilave 100 MVA TR ve mevcut TR'nin 200 MVA'ya yükseltilmesi planlanmıştır. Bu iki durum içinde TM'nin sekonder gerilimleri ve en yüklü fider hat akım ve gerilimleri ölçülerek, oluşacak muhtemel taleplere karşı şebekenin performansı analiz edilmiştir.

Tablo 3.7. 2025 yılı maksimum artış yük tahminine göre maksimum fider ve TM yüklenme oranları.

14.8.2025 16:00	Yük (MW)	Yüklenme Oranı (%)
A1	67,19	84,1
A2	39,60	49,6
I1	15,84	19,8
I2	16,81	21
K1	6,79	8,5
K2	7,49	9,4
K	1,82	2,3
Y	7,03	8,8
TM	162,57	168,1



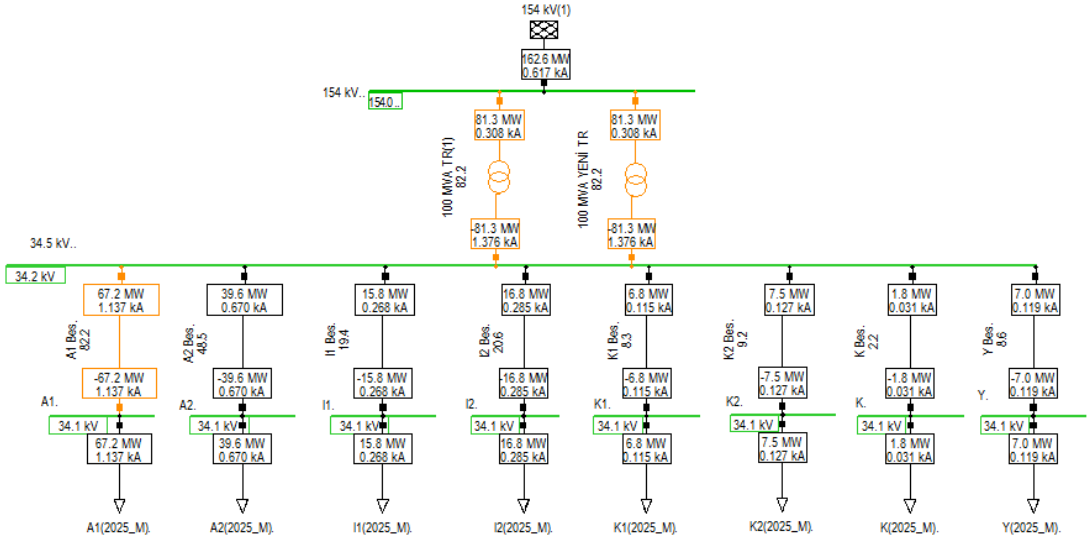
Şekil 3.24. 2025 yılı maksimum artışa göre TM maksimum yüklenme DPF modeli.

4.senaryo; TM yükünün maksimum olacağı 14.08.2025 16:00 tarihinde mevcut 100 MVA trafoya paralel yeni 100 MVA trafo tesis edildiği durum için şebeke modellemesi yapılmıştır. 4. Senaryo matematiksel modeli, Eşitlik 3.5'te verilmiştir.

$$P_{2025\ TM} + P_{100\ MVA\ TM} = P_{2025} \qquad (3.5)$$

Eşitlik 3.5'te $P_{2025\ TM}$, 2025 yılı için 100 MVA mevcut trafo kurulu gücünü, $+P_{100\ MVA\ TM}$ 2025 yılı için 100 MVA yeni tesis trafo kurulu gücünü P_{2025}

2025 yılı için önceki yılların maksimum artış oranlarına göre Tablo 3.5'deki TM'nin yük değerini ifade eder.

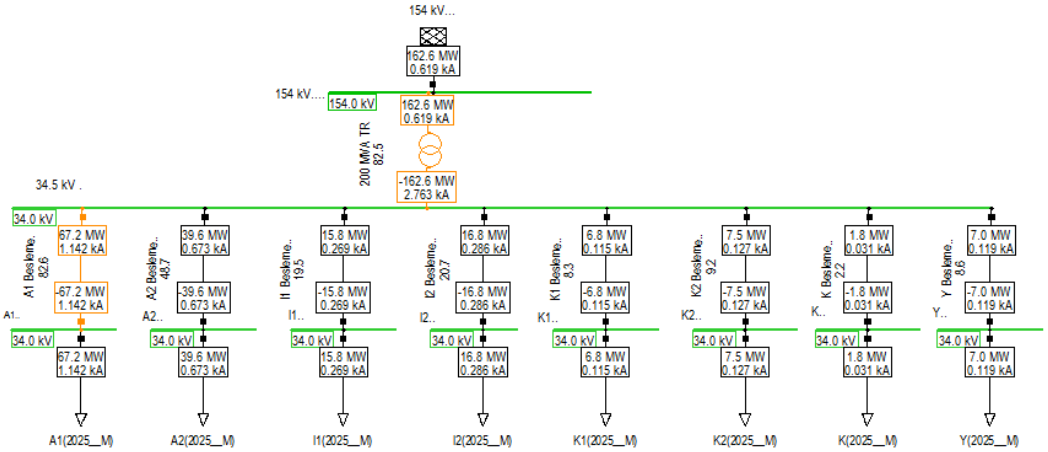


Şekil 3.25. Mevcut trafoya ilave yeni 100 MVA trafo tesis edildiği durum DPF modeli.

5.senaryo; TM yükünün maksimum olacağı 14.08.2025 16:00 tarihinde mevcut 100 MVA TR'nin 200 MVA'ya güç yükseltimi yapıldığı durum için şebeke modellemesi yapılmıştır. 5. senaryo matematiksel modeli, Eşitlik 3.6'da verilmiştir.

$$P_{2025\ 200\ \text{MVA TM}} = P_{2025} \tag{3.6}$$

Eşitlik 3.6'de $P_{2025\ 200\ \text{MVA TM}}$, 2025 yılı için 100 MVA'dan 200 MVA'ya yükseltilen trafo kurulu gücünü ve P_{2025}, 2025 yılı için önceki yılların maksimum artış oranlarına göre Tablo 3.5'daki TM'nin yük değerini ifade eder.



Şekil 3.26. Mevcut trafonun 200 MVA'ya güç yükseltimi yapıldığı durumun DPF modeli.

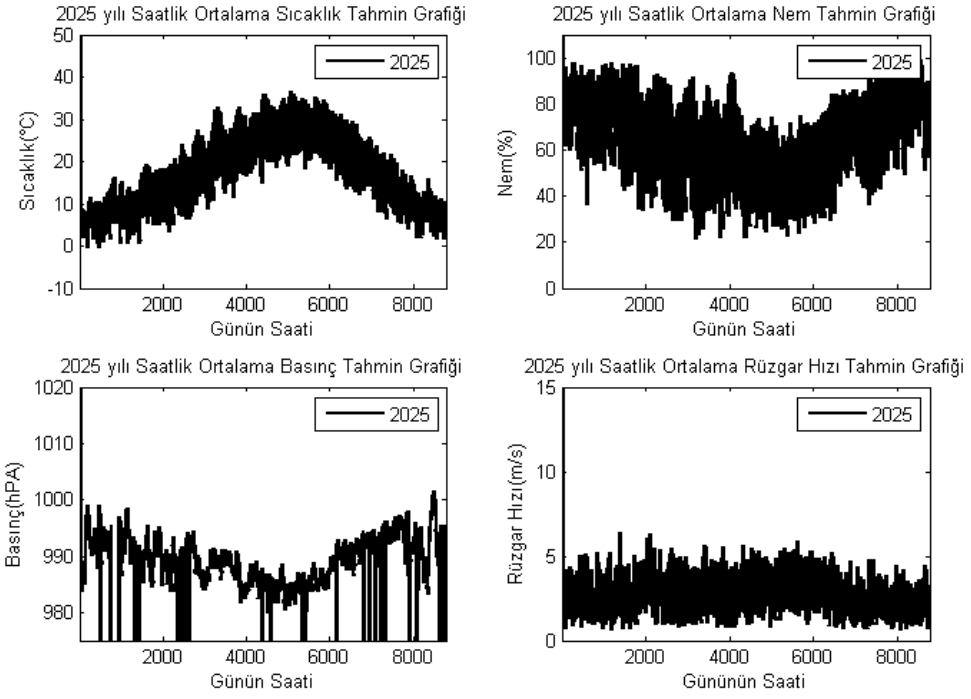
4. ARAŞTIRMA BULGULARI VE TARTIŞMA

4.1. 2025 Yılı için Oluşturulan Ağ Giriş Verilerin Sonuçlarının Analiz Edilmesi

Meteorolojik verilerin, 2025 yılı için bulunan değerlerin maksimum, minimum, ortalama ve standart sapma değerleri Tablo 4.1'de verilmiştir. Elde edilen verilerin değişim grafikleri Şekil 4.1'de gösterilmektedir.

Tablo 4.1. Giriş verileri 2025 yılı tahmin değerleri.

	Sıcaklık (℃)	**Basınç (hPA)**	**Nem (%)**	**Rüzgâr Hızı (m/s)**
Maksimum	36,467	1001,500	99,000	6,367
Minimum	-0,367	818,933	21,667	0,600
Ortalama	16,716	980,519	64,488	2,607
Standart Sapma	8,470	37,214	17,699	0,971



Şekil 4.1. 2025 yılı meteorolojik veriler değişim garfikleri.

2025 yılı için bulunan meteorolojik verilerin, giriş verilerinin ortalama değerleri hedef veri olacak şekilde Eşitlik 4.1'ye göre tahmin performansı ölçüldüğünde, ortalama karesel hata (Mean Squared Error-MSE) değerlerinin 0,0004 ile 0,0012 arasında değiştiği görülmektedir. Tablo 4.2'de 2025 yılı için tahmin edilen değerlerin performans değerleri gösterilmektedir.

$$\text{Ortalama Karesel Hata (mse)} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(y_i - y_{ti})^2 \quad (4.1)$$

Eşitlik 4.1'de y_i, i. hedef veya gerçek değeri, y_{ti}, i. tahmin değerini ve n, ölçüm sayısını ifade eder.

Tablo 4.2. Meteorolojik verilerin zaman serileri tahmini performansı.

	Eğitim MSE	**Test MSE**	**Ağ MSE**
Sıcaklık	0,0004	0,0004	0,0004
Basınç	0,0007	0,0008	0,0007
Nem	0,0005	0,0006	0,0005
Rüzgâr Hızı	0,0012	0,0014	0,0011

Meteorolojik verilerde, maksimum değerler için giriş verisi, 2018-2020 yılları arasındaki maksimum değer 2025 yılı değeri olarak kabul edilmiştir.

Fider yük verileri, her bir fider için 2018-2020 yılları arasındaki maksimum ve ortalama artış oranlarına göre oluşturulmuştur. 2018-2020 yılları arasındaki üç yıllık artış oranlarına göre 2025 yılı yük değerleri bulunmuştur. Bu değerler model performansını ölçmek için yük tahminin çalışmasının hedef verisi olarak kullanılmıştır.

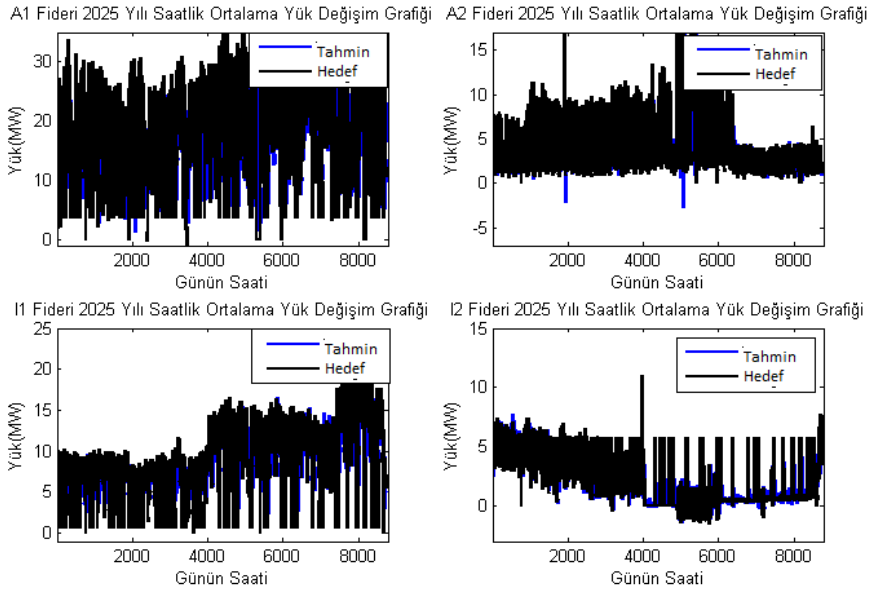
4.2. Yük Tahmini Sonuçlarının Analiz Edilmesi

YSA'da modellerin performansları MATLAB programı tarafından hesaplanan, ortalama karesel hata (Mean Squared Error-MSE) değerlerine göre ölçülmüştür. Tahmin, ortalama ve maksimum artış oranlarına göre elde edilen yük verileri için ayrı

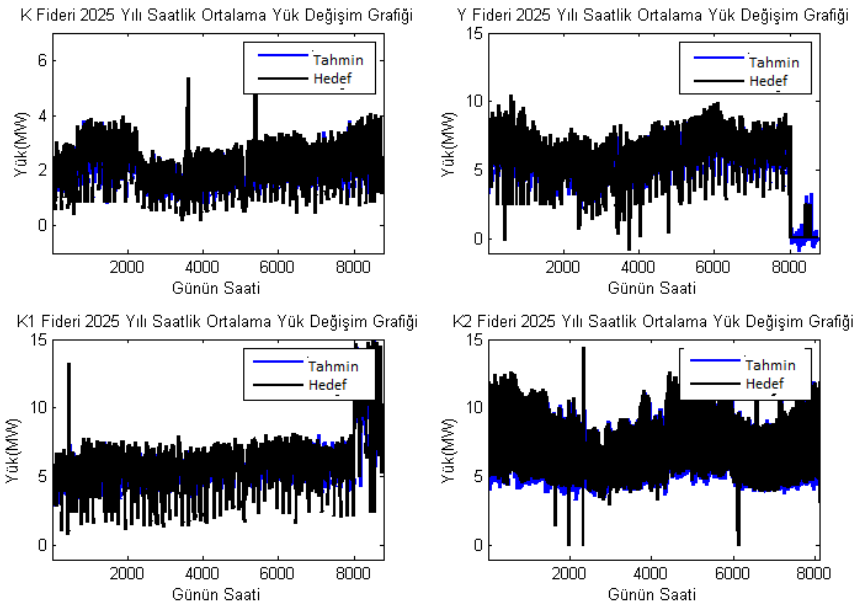
ayrı yapılmıştır. Tablo 4.3 ve Tablo 4.4'te sırasıyla ortalama ve maksimum değerler için YSA tahmin performansları gösterilmektedir.

4.2.1. 2025 Yılı Ortalama Artış Yük Tahmin Sonuçlarının Analiz Edilmesi

YSA yük tahmini sonucunda elde edilen yük değerleri ile ortalama artış oranlarına göre oluşturulan yük değerlerinin saatlik değişimleri Şekil 4.2 ve Şekil 4.3 gösterilmiştir.



Şekil 4.2. A1, A2, I1 ve I2 fiderleri 2025 yılı ortalama yük değişim grafikleri.



Şekil 4.3. K, Y, K1 ve K2 fiderleri 2025 yılı ortalama yük değişim grafikleri.

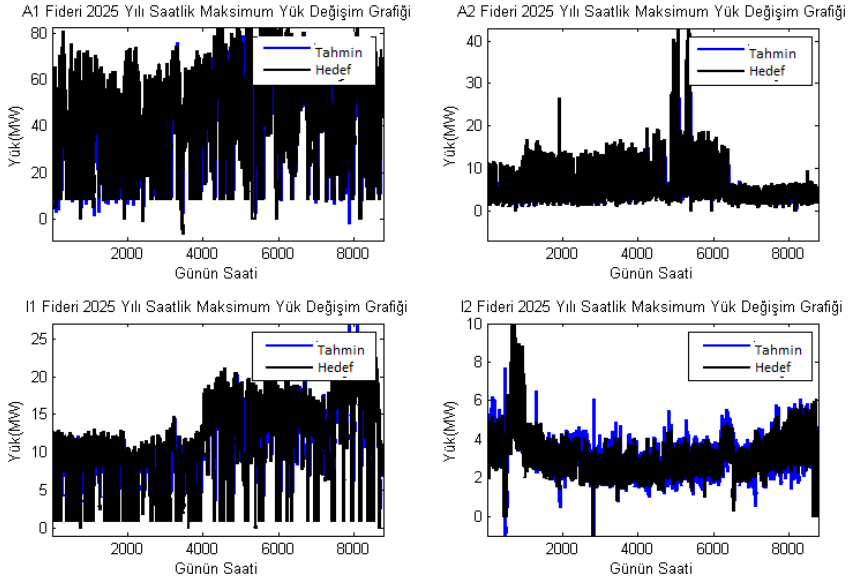
Tablo 4.3'te 2025 yılı için fider yüklerinin 2018 -2020 yılları arası ortalama artış oranlarına göre elde edilen değerler ile YSA yük tahmini sonucunda bulunan değerlerin hesaplanması sonucu oluşan MSE değerleri gösterilmektedir.

Tablo 4.3. Fiderlerin ortalama yük değerleri için YSA performansları.

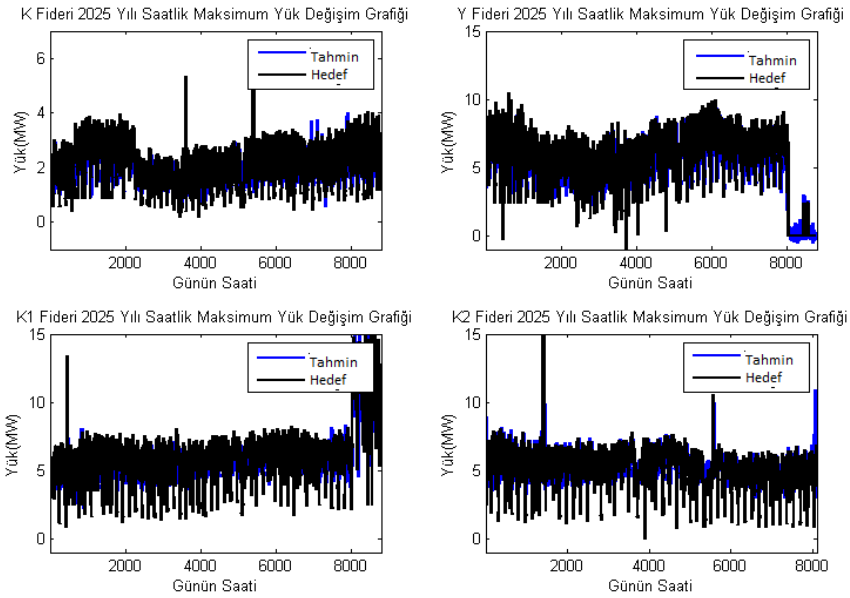
	Eğitim MSE	**Test MSE**	**Ağ MSE**
A1	0,0056	0,0057	0,0056
A2	0,0018	0,0019	0,0018
I1	0,0023	0,0025	0,0024
I2	0,0006	0,0006	0,0006
K1	0,0036	0,0038	0,0036
K2	0,0033	0,0033	0,0033
K	0,0036	0,0038	0,0036
Y	0,0032	0,0034	0,0032

4.2.2. 2025 Yılı Maksimum Artış Yük Tahmin Sonuçlarının Analiz Edilmesi

YSA yük tahmini sonucunda elde edilen yük değerleri ile maksimum artış oranlarına göre oluşturulan yük değerlerinin saatlik değişimleri Şekil 4.4 ve Şekil 4.5 gösterilmiştir.



Şekil 4.4. A1, A2, I1 ve I2 fiderleri 2025 yılı maksimum yük değişim grafikleri.



Şekil 4.5. K, Y, K1 ve K2 fiderleri 2025 yılı maksimum yük değişim grafikleri.

Tablo 4.4'te 2025 yılı için fider yüklerinin 2018 -2020 yılları arası maksimum artış oranlarına göre elde edilen değerler ile YSA yük tahmini sonucunda bulunan değerlerin hesaplanması sonucu oluşan mse değerleri gösterilmektedir.

Tablo 4.4. Fiderlerin 2025 yılı maksimum yük değerleri için YSA performansları.

	Eğitim MSE	**Test MSE**	**Ağ MSE**
A1	0,0045	0,0045	0,0045
A2	0,0012	0,0032	0,0017
I1	0,0023	0,0025	0,0024
I2	0,0016	0,0017	0,0016
K1	0,0036	0,0039	0,0037
K2	0,0033	0,0034	0,0033
K	0,0035	0,0038	0,0036
Y	0,0033	0,0036	0,0033

4.3. Şebeke Genişleme Planlaması Sonuçlarının Analiz Edilmesi

Güç hesaplamaları, fiziksel olarak ölçülebilen iki nicelik tarafından yapılmaktadır. Bunlar akım ve gerilim değişkenleridir. Bu çalışmada, şebeke genişleme planlaması sonuçları fiderlerin akım ve gerilim değerleri yönünden analiz edilmiş, grafikler etkin (rms) değerlere göre oluşturulmuştur. Frekansı sabit olan akım ve gerilim değerleri iki farklı özelliğe sahiptir; bunlar maksimum değer ve faz açısıdır. Gerilim ve akımın anlık değerleri, Eşitlik 4.2 ve Eşitlik 4.4'te, etkin (rms) değerleri ise Eşitlik 4.3 ve Eşitlik 4.5 'te gösterilmektedir.

$$v(t) = V_{maks.} \cos(\omega t + \delta) \tag{4.2}$$

$$V_{rms} = \frac{V_{maks.}}{\sqrt{2}} \tag{4.3}$$

Eşitlik 4.2'de $v(t)$, anlık gerilim değerini, $V_{maks.}$, gerilim tepe/maksimum değerini ve $\cos(\omega t + \delta)$ faz açısı ve faz farkı değerlerini, Eşitlik 4.3'te $V_{rms,}$ gerilimin etkin değerini ifade etmektedir.

$$i(t) = I_{maks.} \cos(\omega t + \delta) \tag{4.4}$$

$$I_{rms} = \frac{I_{maks.}}{\sqrt{2}} \tag{4.5}$$

Eşitlik 4.4'te i(t), anlık akım değerini, $V_{maks.}$, akımın tepe/maksimum değerini ve $\cos(\omega t + \delta)$ faz açısı ve faz farkı değerlerini, Eşitlik 4.5'te $I_{rms,}$ akımın etkin değerini ifade etmektedir.

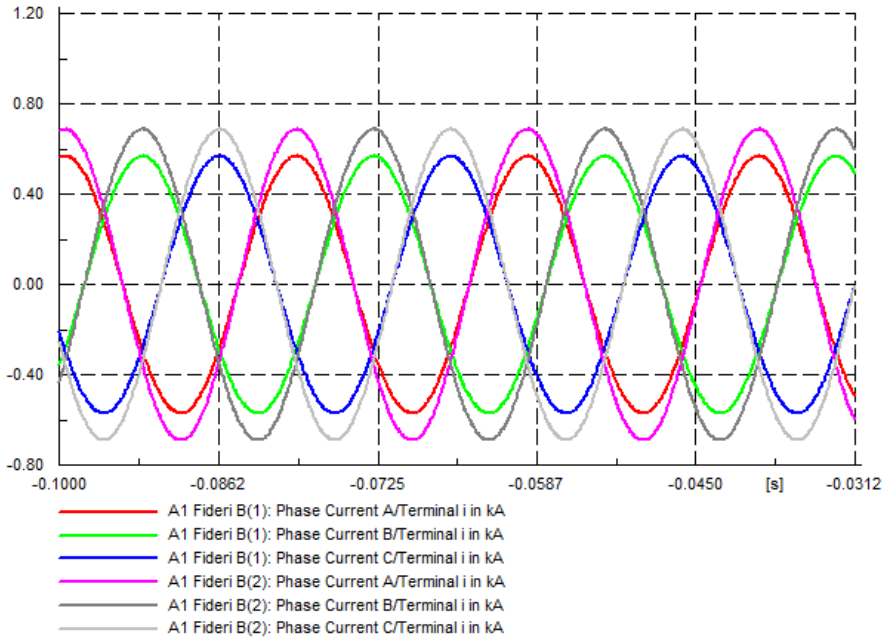
4.3.1. 2025 Yılı Ortalama Artış Yük Tahminlerine Göre Şebeke Genişleme Planlaması Sonuçlarının Analiz Edilmesi

1.Senaryo'da, 8 MW GES'in şebekeye bağlanması durumunda, iletkenlerin yüklenme ve trafo doluluk oranları değişmiştir. Tablo 4.5'te yüklenme oranları

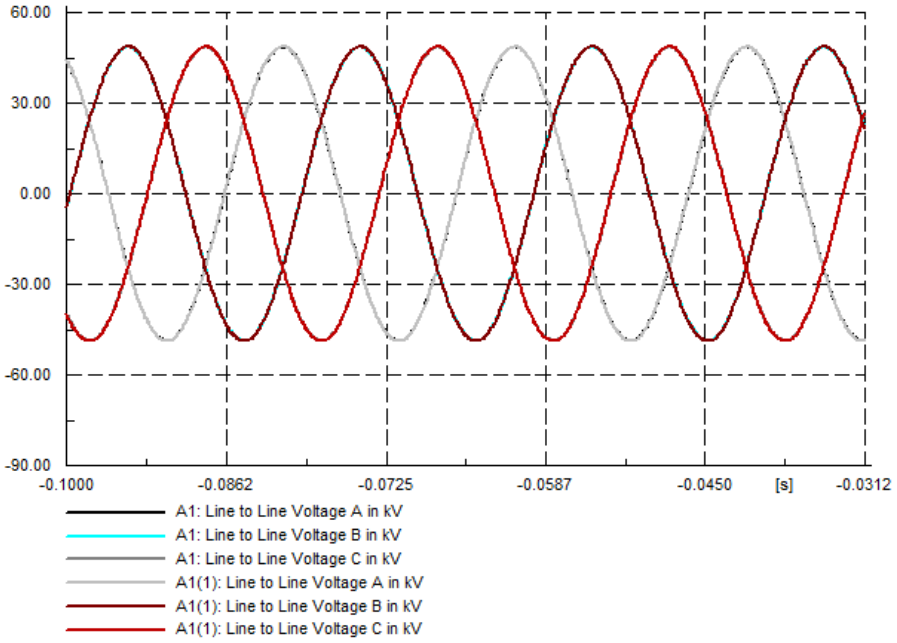
değişimleri gösterilmiştir. Aynı zamanda hat akım ve gerilimlerinde değişiklikler meydana gelmiştir.

Tablo 4.5. 1. senaryo için fider ve TM yüklenme oranları.

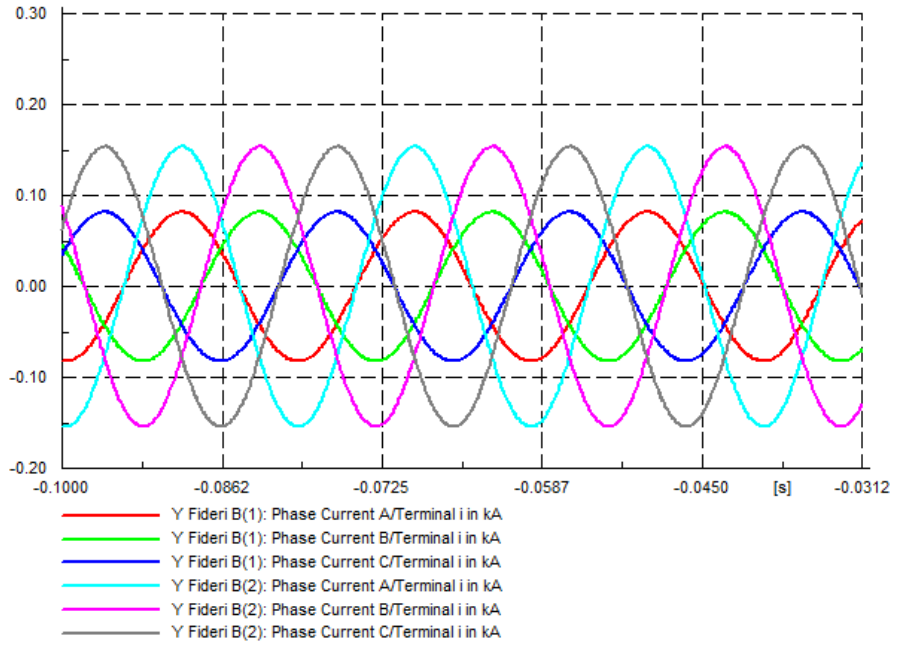
	1. Senaryo Yük (MW)	1. Senaryo Yüklenme Oranı (%)
A1	23,86	%29
A2	3,896	%4,70
I1	3,91	%4,50
I2	3,75	%4,60
K1	13,96	%16,90
K2	15,148	%18,40
K	3,41	%4,10
Y	3,453	%4,20
TM	71,385	%71,60



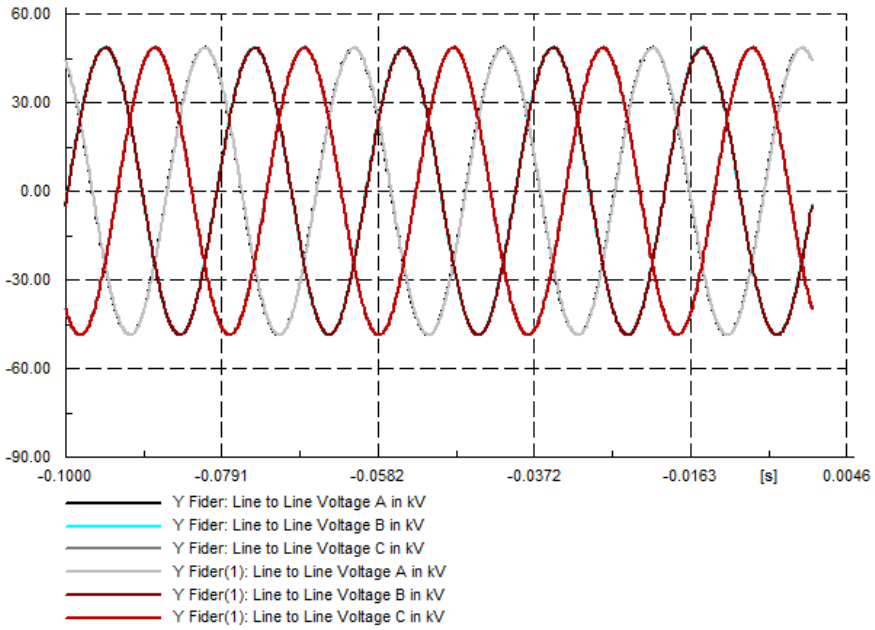
Şekil 4.6. A1 fiderine GES bağlı olduğu durumun akım değişim grafiği.



Şekil 4.7. A1 fiderine GES bağlı olduğu durumun gerilim değişim grafiği.



Şekil 4.8. Y fiderine GES bağlı olduğu durumun akım değişim grafiği.



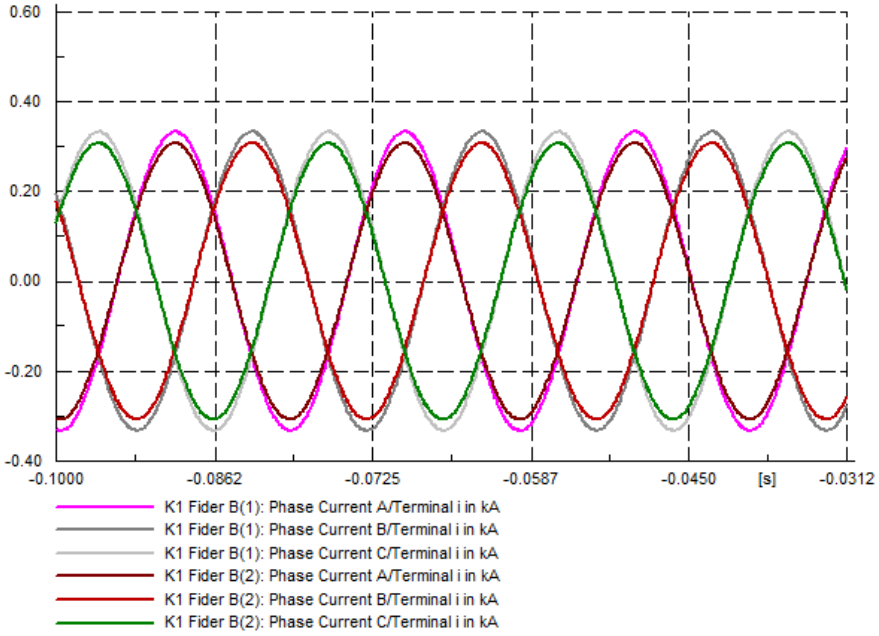
Şekil 4.9. Y fiderine GES bağlı olduğu durumun gerilim değişim grafiği.

Şekil 4.6, Şekil 4.7, Şekil 4.8 ve Şekil 4.9'de GES eklenen A1 ve Y fiderlerindeki sırasıyla akım ve yük rms değerlerinin değişimleri gösterilmiştir. GES'in devreye girmesiyle TM'den çekilen akımın dolayısıyla aktif gücün azalmaya başladığı, gerilimde ise büyük oranda değişiklik meydana gelmediği görülmüştür. Bu duruma bağlı olarak, TM'nin yüklenme oranı %71,6 olarak gerçekleşmiştir. Trafo doluluk oranı %79,8'den %71,9'e düşürülerek, ilave yatırım maliyeti oluşmasının da önüne geçilmiştir.

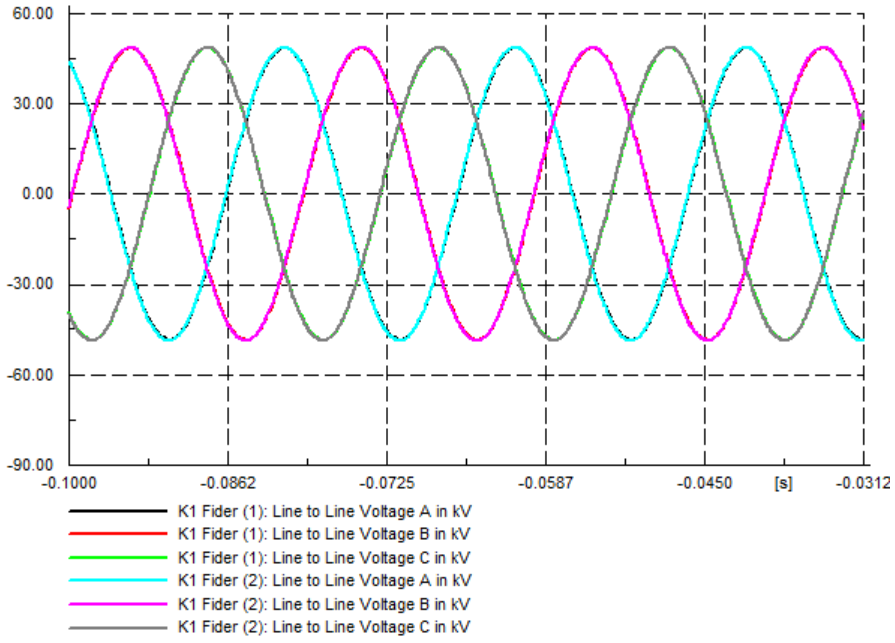
2.Senaryo'da, 8 MW GES ve 1 MW EDM'nin şebekeye bağlanması durumunda, iletkenlerin yüklenme ve trafo doluluk oranları değişmiştir. Tablo 4.6 yüklenme oranları değişimleri gösterilmiştir. Aynı zamanda hat akım ve gerilimlerinde değişiklikler meydana gelmiştir.

Tablo 4.6. 2. senaryo için fider ve TM yüklenme oranları.

	2. Senaryo Yük (MW)	2. Senaryo Yüklenme Oranı (%)
A1	23,86	%28,90
A2	3,896	%4,70
I1	3,91	%4,70
I2	3,75	%4,50
K1	12,956	%15,70
K2	15,148	%18,40
K	3,41	%4,10
Y	3,453	%4,20
TM	70,385	%70,60



Şekil 4.10. K1 fiderine 1 MW EDM bağlı olduğu durumun akım değişim grafiği.



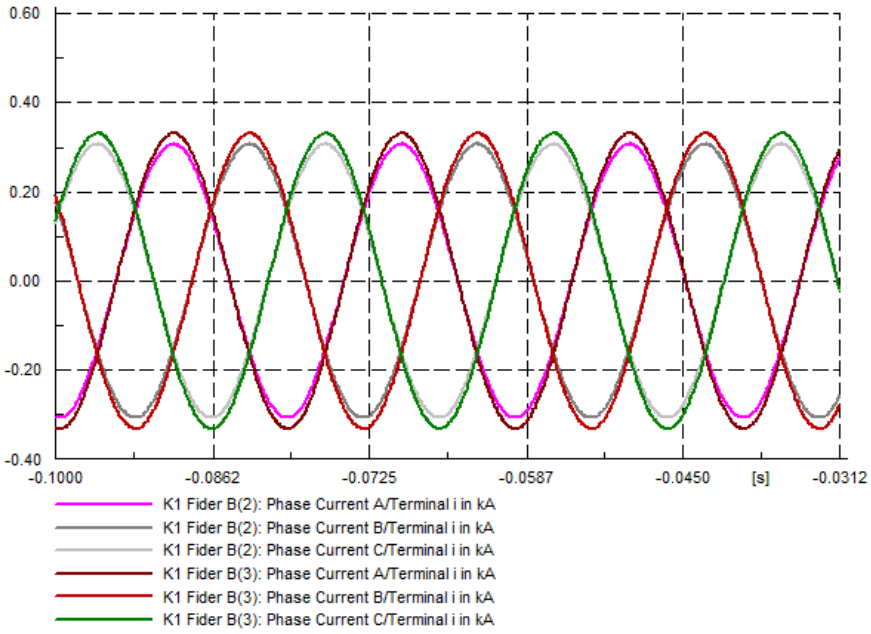
Şekil 4.11. K1 fiderine 1 MW EDM bağlı olduğu durumun gerilim değişim grafiği.

Şekil 4.10 ve Şekil 4.11'de EDM eklenen K1 fiderindeki sırasıyla akım ve gerilim rms değerlerinin değişimleri gösterilmiştir. EDM'in devreye girmesiyle TM'den çekilen aktif gücün azalmaya başladığı görülmektedir. Bu duruma bağlı olarak TM'nin yüklenme oranı %70,8 olarak gerçekleşmiştir.

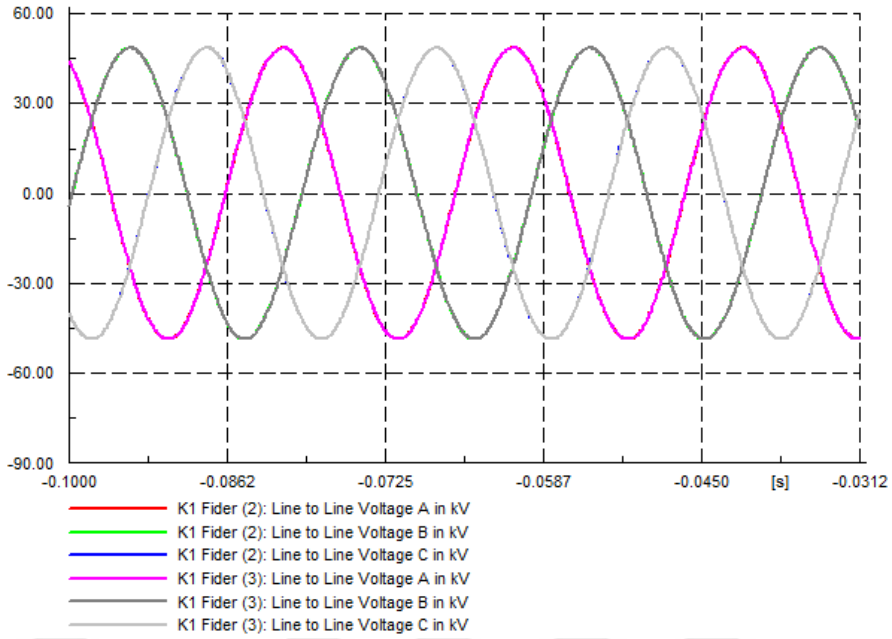
3.Senaryo'da, 8 MW GES ve 1 MW EDM ve EAŞ 'ın şebekeye bağlanması durumunda, iletkenlerin yüklenme ve trafo doluluk oranları değişmiştir. Tablo 4.7 yüklenme oranları değişimleri gösterilmiştir. Aynı zamanda hat gerilimlerinde değişikler meydana gelmiştir.

Tablo 4.7. 3. senaryo için fider ve TM yüklenme oranları.

	3. Senaryo Yük (MW)	3. Senaryo Yüklenme Oranı (%)
A1	23,86	29
A2	3,896	4,70
I1	3,91	4,70
I2	3,75	4,60
K1	12,956	16,90
K2	15,148	18,40
K	3,41	4,10
Y	3,453	4,20
TM	70,385	71,60



Şekil 4.12. A1 ve Y fiderlerine GES, K1 fiderine 1 MW EDM ve EAŞ bağlı olduğu durum K1 fideri akım değişim grafiği



Şekil 4.13. A1 ve Y fiderlerine GES, K1 fiderine 1 MW EDM ve EAŞ bağlı olduğu durum K1 fideri gerilim değişim grafiği.

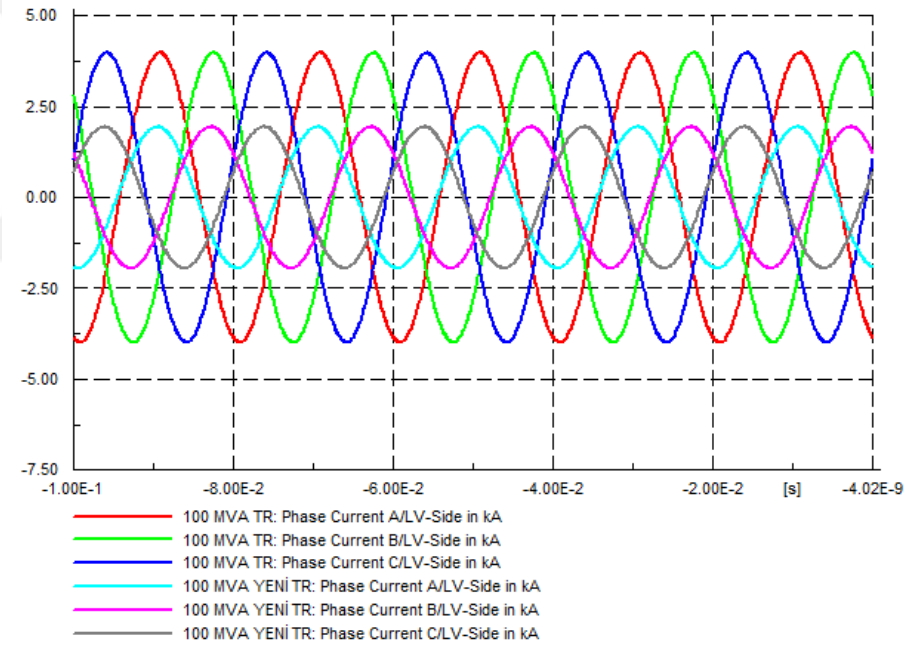
Şekil 4.12 ve Şekil 4.13'te EDM ve EAŞ eklenen K1 fiderindeki sırasıyla akım ve gerilim rms değerlerinin değişimleri gösterilmiştir. EAŞ'in devreye girmesiyle fiderdeki hat akımının artmaya başladığı görülmektedir. Bu duruma bağlı olarak TM'nin yüklenme oranı %71,6 olarak gerçekleşmiştir. EAŞ ile birlikte hibrit EDM ve GES tesis edilmesi senaryosunda elektrik enerjisinin üretildiği yerde tüketilmesi sağlanarak, oluşacak muhtemel hat kayıpları engellenecektir. EAŞ'lerin pik zamanda EDM'ler üzerinden taleplerinin karşılanması ile şebeke üzerinden gerilim çökmeleri ve ani gerilim dalgalanmalarının yaşanması önlenecektir. Talebin depolama sistemleri tarafından karşılanması sağlanarak, dağıtım şebekesinin esnekliği artırılacaktır. Bu durum sebebiyle ilave trafo ve enerji nakil yatırımları kaynaklı maliyet artışlarının azaltılması hedeflenmektedir.

4.3.2. 2025 Yılı Maksimum Artış Yük Tahminlerine Göre Şebeke Genişleme Planlaması Sonuçlarının Analiz Edilmesi

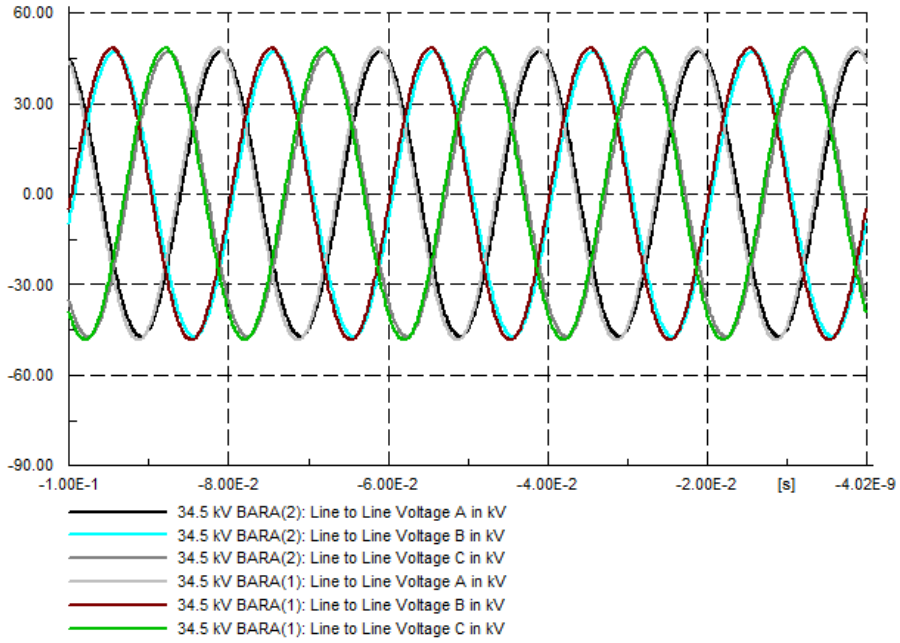
4.Senaryo'da, 100 MVA TR'nin mevcut TR'ye paralel olarak şebekeye bağlanması durumunda, iletkenlerin yüklenme ve trafo doluluk oranları değişmiştir. Tablo 4.8 yüklenme oranları değişimleri gösterilmiştir. Aynı zamanda hat akım ve gerilimlerinde değişiklikler meydana gelmiştir.

Tablo 4.8. 4. senaryo için fider ve TM yüklenme oranları.

14.8.2025 16:00	4. Senaryo Yük (MW)	4. Senaryo Yüklenme Oranı (%)
A1	67,20	82,20
A2	39,60	48,50
I1	15,84	19,40
I2	16,81	20,60
K1	6,79	8,30
K2	7,49	9,20
K	1,82	2,20
Y	7,03	8,60
TM 1	81,3	82,20
TM 2	81,3	82,20



Şekil 4.14. Mevcut trafoya ilave yeni 100 MVA trafo tesis edildiği durumun trafo sekonder akım değişim grafiği.



Şekil 4.15. Mevcut trafoya ilave yeni 100 MVA trafo tesis edildiği durumun trafo sekonder gerilim değişim grafiği.

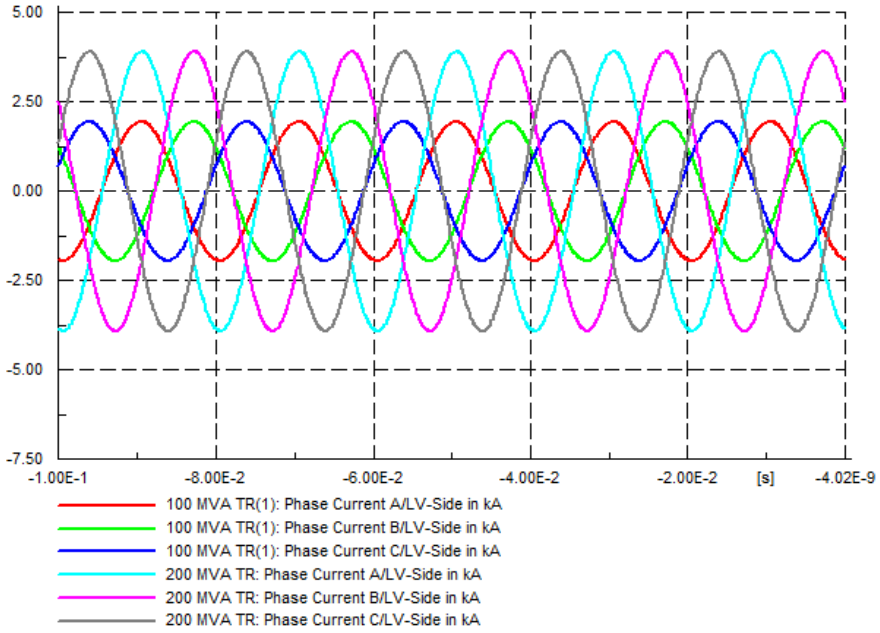
Şekil 4.14 ve Şekil 4.15'te görüleceği üzere, mevcut trafoya ilave 100 MVA TR'nin şebekeye bağlanması durumunda, iletkenlerin yüklenme ve trafo doluluk oranları değişmiştir. Hat akım ve gerilimlerinde değişiklikler meydana gelmiştir. Trafolarının paralel bağlanması, özellikle enerji arzının azaldığı durumlarda, trafolar arasında manevra ve yük aktarımı yapılmasına imkân sağlamaktadır. Bu durum özellikle tedarik sürekliliği sağlanması ve yük yönetimi açısından önem arz etmektedir. 2025 yılı maksimum artışa göre öngörülen talep, trafo kapasitesinin yaklaşık %70 üstünde olduğu için bu taleplerin yenilenebilir kaynaklardan ve dağıtım seviyesinden bağlı üreticilerden karşılanması mümkün değildir. Böyle bir senaryoda, hatlar, fiderler ve trafolar üzerinde endüktüf ve kapasitif yük sınırı aşılarak özellikle gerilim dalgalanmalarının oluşması muhtemeldir. Ayrıca iletim sistemden SKA'nın üzerinde yük çekildiği için muhtemel sistem kullanım ihlallerinin olması ve sistem kararlılığının bozulması ile karşı karşıya kalınabilir. Yeni 100 MVA TR tesis edilmesinin uzun ve orta vade enerji arzının karşılanması açısından ise doğru bir yatırım olacağı öngörülmektedir.

5.Senaryo'da, 100 MVA TR'nin 200 MVA'ya güç yükseltimi yapıldığı durumunda, iletkenlerin yüklenme ve trafo doluluk oranları değişmiştir. Tablo 4.9

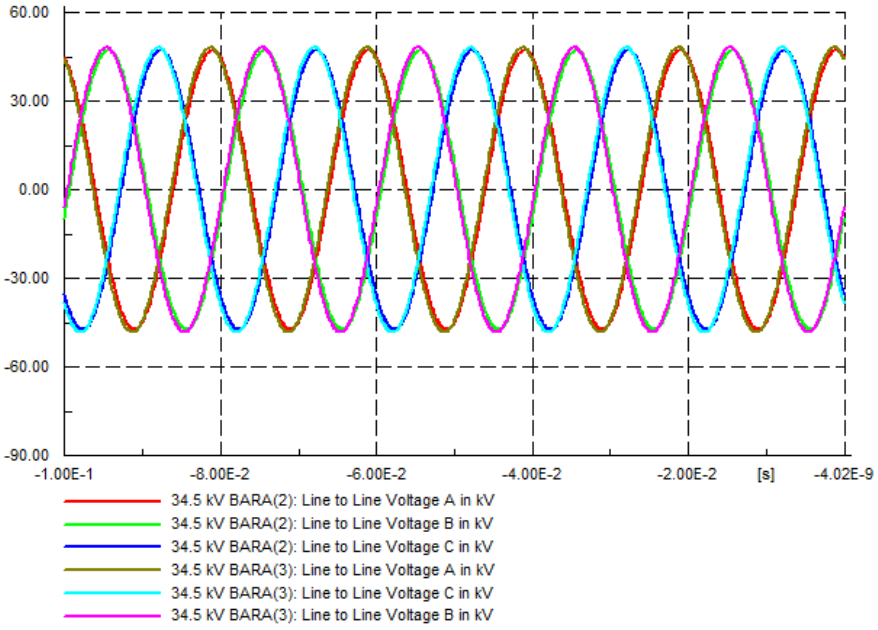
yüklenme oranları değişimleri gösterilmiştir. Aynı zamanda hat akım ve gerilimlerinde değişiklikler meydana gelmiştir.

Tablo 4.9. 5. senaryo için fider ve TM yüklenme oranları.

14.8.2025 16:00	5. Senaryo Yük (MW)	5. Senaryo Yüklenme Oranı (%)
A1	67,19	82,20
A2	39,60	48,70
I1	15,84	19,50
I2	16,81	20,70
K1	6,79	8,30
K2	7,49	9,20
K	1,82	2,20
Y	7,03	8,60
TM	162,57	82,50



Şekil 4.16. Mevcut trafonun 200 MVA'ya güç yükseltimi yapıldığı durumun trafo sekonder akım değişim grafiği.



Şekil 4.17. Mevcut trafonun 200 MVA'ya güç yükseltimi yapıldığı durumun trafo sekonder gerilim değişim grafiği.

Şekil 4.16 ve Şekil 4.17'de görüleceği üzere, mevcut TR'nin 200 MVA'ya güç yükseltimi yapıldığı durumunda, Hat akım ve gerilimlerinde değişikler meydana gelmiştir. Özellikle bara gerilimindeki değişim diğer durumlara göre daha fazladır. Bu durumda TR'nin doluluk oranı %82,5 olarak ölçülmüştür. Mevcut trafonun 200 MVA çıkarıldığı durumda sekonder hat akımları düşmüştür. Mevcut trafonun 100 MVA'dan 200 MVA'ya çıkarılması 4. Senaryoya göre daha maliyetlidir. Ayrıca öngörülemeyen durumlarda dağıtım ve iletim şebekesi kaynaklı bir kesinti ve arıza oluşması durumda yük yönetimi sınırlıdır. 200 MVA TR'deki arıza, trafodan enerjili tüm fiderleri etkileyeceği ve alternatif besleme yapılmayacağı için tedarik sürekliliğini olumsuz yönde etkilemesi beklenmektedir. Tek bara üzerinden fiderlerin beslemesi yapılacağı için arıza akımı yüksek olan arızaların fiderlerde paralel açmalara sebebiyet vermesi muhtemeldir.

5. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışmada, 2018-2020 yılları arasına ait saatlik periyottaki meteorolojik, zaman ve yük verilerinin zaman serisi yöntemi kullanarak 2025 yılı veri tahmini yapılmıştır. Daha sonrasında elde edilen veriler, 2025 yılındaki fider bazlı saatlik yük tahmini için ileri beslemeli yapay sinir ağlarının giriş verisi olarak kullanılmıştır. Zaman serisi yöntemi ile elde edilen meteorolojik verilerin performans hesaplamasında hedef veri olarak 2018-2020 yılları arası ortalama değerler alınarak hesaplama yapılmıştır. Yük verileri ise, yıllar arasındaki ortalama ve maksimum artış oranlarına göre ileri beslemeli ağın hedef verisi olarak kullanılmıştır. Ağ da performans hesaplaması, bu verilere göre yapılmıştır. Yük tahmini için MATLAB programının NNTOOL'u kullanılmış olup, bazı parametreler, verimli sonuçlar elde etmek ve model performansın arttırılması için değiştirilmiştir. Böylelikle her seferinde aynı sonuçların elde edilmesi sağlanmıştır. Çalışmaların tamamında, MSE değerleri 0,0004-0,0056 değerleri arasında bulunmuştur, bu değerler veri setinin çalışma için uygun seçildiğini ve modelin doğru kurgulandığını göstermektedir. Yük tahmini Manisa Celal Bayar Üniversitesi'ne ait MATLAB lisansı kullanılmıştır.

Yük tahmini sonucu elde edilen verilere göre TM'nin modellemesi yapılmıştır. Toplam beş senaryo üzerinde şebekenin muhtemel genişleme planlaması yapılmıştır. Bu senaryolarda bölgenin aldığı ışınım miktarları ve güneşli gün sayıları göz önünde bulundurularak A1 ve Y fiderlerine GES bağlantısı yapılmıştır. TM'nin beslediği bölgelerden en yoğun alçak gerilim mesken ve ticarethane abone yoğunluğunun bulunduğu K1 fiderine ise tedarik sürekliliğinin sağlanması ve pik taleplerin karşılanması için EDM ve muhtemel elektrik araç şarj talepleri için ise EAŞ bağlanmıştır. 2025 yılı için tahmin edilen fider yüklerinin, iletkenlerin akım taşıma kapasitelerine, gerilim düşümüne ve trafo doluluk oranına etkileri detaylı olarak incelenmiştir. Şebeke modellemesi, GDZ Elektrik Dağıtım A.Ş lisanslı bilgisayarda DıgSLIENT Power Factory programı ile yapılmıştır.

Yük tahmini sonuçlarına göre 2025 yılı ortalama artış değerlerine göre en yüksek TM yüklenmesinin olacağı öngörülen 4 Aralık 2025 10:00 tarihi için üç senaryo oluşturulmuştur. 1. senaryoda A1 fiderine 5 MW GES bağlandığı durumda TM'den çekilen akım 0,501 kA'den 0,4 kA'e düştüğü ve gerilim sabit kaldığı

görülmüştür. 1.senaryoda Y fiderine 3MW GES bağlandığı durumda hat akımının 0,112 kA'den 0,058 kA'e düştüğü ve gerilim değerinde değişim olmadığı görülmüştür. 1.senaryoya göre TM'nin sekonder akımının 1,336 kA'den 1,198 kA'e düştüğü görülmüştür. Dolayısıyla hat kapasitesinde azalma meydana gelmiştir. 2. Senaryoda ise 1.senaryodaki toplam 8 MW GES dışında K1 fiderine 1 MW'lık EDM'nin şebekeye bağlandığı durum için analiz yapılmıştır. Analiz sonuçlarında K1 fideri hat akım değerinin 0,242 kA'den 0,217 kA'e düştüğü görülmüştür. TM sekonder akımının 1,198 kA'den 1,181 kA'e düştüğü gerilim değerinin sabit kaldığı görülmüştür. 3.senaryoda ise 1. ve 2. Senaryoya ilave olarak 1 MW'lık EAŞ bağlandığı durum için analiz yapılmıştır. 3.Senayoya göre EAŞ ve EDM bağlı olan K1 fiderinin hat akımının 0,217 kA'den 0,234 kA'e çıktığı görülmüştür. TM sekonder akımının da tekrardan 1,198 kA'e çıktığı görülmüştür. Hat ve TM sekonder akım değerleri, gerilim değerleri ve hat yüklenme oranları incelendiğinde 2025 yılı ortalama artış oranına göre herhangi bir kapasite artışı yapılmadan mevcut TM'nin oluşacak kapasiteyi karşılaması beklenmektedir. GES ve EDM gibi şebeke dinamiklerinin TM'nin özellikle etkin işletimi ve kapasite azaltımı noktasında etkisi olacağı, analiz değerlerinden de görülmektedir.

2025 yılı maksimum artış yük tahmin sonuçlarına göre en yüksek TM yüklenmesinin olacağı öngörülen 18 Aralık 2025 09:00 tarihi için iki senaryo oluşturulmuştur. Maksimum artışa göre yük değerlerinin dağıtım seviyesinden bağlı üretim ve depolama kaynaklarından karşılanmasının mümkün olmayacağı için senayolar TM kapasitenin arttırılmasına yönelik oluşturulmuştur. 4. senaryoda mevcut trafoya paralel bağlı yeni 100 MVA TR eklendiği durumda sekonder akımlarının 2,814 kA'den 1,376 kA'e düştüğü, gerilim değerlerinin ise 33,4 kV'dan 34,1 kV'a çıktığı ve mevcut TR yüklenmesinin de %168,1'den %82,2'ye düştüğü görülmüştür. Dolaysıyla hat yüklenmelerinin azaldığı gerilim değerinin ise istenen işletme gerilimi seviyesine yakın bir değere ulaştığı görülmüştür. 5. senaryoda ise mevcut TM kapasitesi 200 MVA'ya çıkarılmıştır. Bu senaryoda ise TM sekonder akımının 2,814 kA'den 2,763 kA'e düştüğü, gerilim değerinin 33,4 kV'dan 34 kV'a çıktığı, TR yüklenme değerinin ise %168,1'den %82,5'e düştüğü görülmüştür. Analiz sonuçlarından da görüleceği üzere 2025 yılı için maksimum kapasite oluşturulacak şekilde planlama yapılması durumunda, tesis maliyeti ve işletim açısından 200 MVA TR güç yükseltilmesi yapılması yerine paralel yeni bir 100 MVA TR yapılması daha uygun olacaktır.

Dolayısıyla şebeke planlamasının 4. senaryoya göre yapılması hat değerleri ve maliyetleri açısından avantajlıdır.

Bu çalışmada yük tahmini ve şebeke planlamasının hibrit olarak yapılması bakımından özgündür. Özellikle saatlik periyotlarda ölçülen veriler kullanılarak uzun dönemdeki tahmin gücünün arttırılması hedeflenmiştir. Ayrıca gerçek zamanlı ölçülen veriler seçilerek, aktif olarak bir dağıtım bölgesine enerji sağlayan TM'nin modellemesi yapılmıştır. GDZ elektrik dağıtım şirketi tarafından yapılan bilgilendirmelerde yük tahmini yapılan bölgedeki şebeke yoğunluğunun %78 oranında havai hat yoğunluklu olduğu belirtilmiştir. Dolaysıyla fiderlerdeki kesinti ve arızaların, iklim ve meteorolojik olaylardan çok etkilendiği belirtilmiştir. Veri seti oluşturulurken bu durum göz önünde bulundurulmuştur.

Bu çalışmanın uzun dönem şebeke planlaması, tedarik sürekliliğinin arttırılması ve akıllı şebeke çalışmalarının geliştirilmesi noktasında literatüre katkı sağlaması beklenmektedir. Daha sonraki çalışmalarda ise farklı yük tahmin yöntemleri kullanılarak şebeke genişleme planlaması üzerine çalışılabilir. Özellikle tatil, bayram ve iş günü gibi zaman alt kırılımları incelenerek yük tahmini performansı arttırılabilir. Şebeke modellemesi yapılırken ise yüklerin niteliği analize dâhil edilerek, şebeke planlaması güçlendirilebilir. Bu çalışma yapılırken sadece aktif güç değerleri kullanılmıştır. Reaktif güç değerleri aktif gücün %5'i oranında sabit alınmıştır. Aynı çalışmanın fiderlerin özellikle reaktif yük değerleride temin edilerek yapılması, planlamalardan daha doğru ve öngörülebilir sonuçların alınmasını sağlayabilir.

KAYNAKLAR

[1] Çetinkaya, Ü., Enerji Sistemlerinde Dinamik Güç Akışı İzleme ve Gerilim Kararlılık Analizi, Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Ankara, 2016, 83 (Yüksek Lisans Tezi).
[2] Karaaslan, K., Dağıtılmış Üretim Kaynaklarının Elektrik Dağıtım Sistemlerine Etkileri, Kocaeli Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı, Kocaeli, 2010, 83 (Yüksek Lisans Tezi).
[3] Özbay H., and Dalcalı A., Effects of COVID-19 on electric energy consumption in Turkey and ANN-based short-term forecasting. Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences, 2021,29,78–97.
[4] Alasali, F., Nusair, K., Alhmoud, L., Zarour, E. Impact of the COVID-19 Pandemic on Electricity Demand and Load Forecasting. Sustainability, 2021, 13, 1435.
[5] Saçlı, M., Dağıtım Şebekesinde Kısa Dönem Yük Tahmini, İstanbul Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı, İstanbul, 2020, 83 (Yüksek Lisans Tezi).
[6] Biçer, A., Enerji Talep Tahminine Yönelik Program Geliştirme ve Bir Bölge İçin Uygulaması, Afyon Kocatepe Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Mühendisliği – Yenilenebilir Enerji Sistemleri Anabilim Dalı, Afyonkarahisar, 2018, 69 (Yüksek Lisans Tezi).
[7] Nobari, A. G., Short Term Load Forecastıng By Usıng Artıfıcıal Neural Networks, İstanbul Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı, İstanbul, 2020, 56 (Yüksek Lisans Tezi).
[8] Rodrigues, F., Cardeira, C., Calado, J. M.F. The daily and hourly energy consumption and load forecasting using artificialneural network method: a case study using a set of 93 households in Portugal. Energy Procedia. 2014, 62, 220-229.
[9] Akarslan, E. Learning Vector Quantization based predictor model selection for hourly load demand forecasting. Applied Soft Computing, 2022, 117, 108421.
[10] Liu, X., Zhang, Z., Song, Z. A comparative study of the data-driven day-ahead hourly provincial loadforecasting methods: From classical data mining to deep learning. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2020, 119, 109632.
[11] Tuna, G., Vatansever, A., DAS, R. A Comparison of the Performance of Classification Methods and Artificial Neural Networks for Electricity Load Forecasting. International Conference on Research in Education and Science (ICRES), Ap. 28 – May 1, 2018, Marmaris.
[12] Gökgöz, F., Filiz, F. Electricity Load Forecasting via ANN Approach in Turkish Electricity Markets. Bilgi Yönetimi Dergisi. 2020, 3(2), 170-184.
[13] Yılmaz, M. Real Measure of a Transmission Line Data with Load Fore-cast Model for The Future. Balkan Journal Of Electrıcal & Computer Engıneerıng. 2018, 6(2).
[14] Çevik, HH., Harmancı, H., Çunkaş, M. Short-term Load Forecasting based on ABC and ANN for Smart Grids. International Journal of Intelligent Systems and Applications in Engineering. 2016, 4, 38-43.
[15] Kaysal, K. Doğrusal ve Doğrusal Olmayan Yük Tahmini Algoritmalarının Güney İlçesi İçin Performanslarının Karşılaştırılması. Afyon Kocatepe Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Eğitimi Anabilim Dalı, Afyonkarahisar, 2013, 97 s. (Yüksek Lisans Tezi).
[16] Al-Hamadi, HM., Soliman, SA. Long-term/mid-term Electric Load Forecasting Based on Short-Term Correlation And Annual Growth. Electric Power Systems Research. 2005, 74, 353-361.

[17] Filik, ÜB., Gerek, ÖN., Kurban, M. A Novel Modeling Approach for Hourly Forecasting of Long-term Electric Energy Demand. Energy Conversion and Management. 2011, 52, 199-211.
[18] Evren, V., Ozkan, I.A. Comparison of Artificial Neural Network Models of Categorized Daily Electric Load. MANAS Journal of Engineering. 2021, 9, 24-34.
[19] Jha, N., Prashar, D., Rashid, M., Gupta, S.K., Saket, R.K. Electricity load forecasting and feature extraction in smart grid using neural networks. Computers and Electrical Engineering. 2021, 96, 107479.
[20] Lee, J., Cho, Y. National-scale electricity peak load forecasting: Traditional, machinelearning, or hybrid model?. Energy. 2022, 239, 122366.
[21] Bendaoud, N. M. M., Farah, N., Ben Ahmed, S. Applying load profiles propagation to machine learning based electrical energy forecasting. Electric Power Systems Research. 2022, 203, 107635.
[22] Yılmaz, S.C. Türkiye'de Elektrikli Araçların Orta Gerilim Dağıtım Şebekesine Etkisinin Değerlendirilmesi. Hacettepe Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Temiz Tükenmez Enerjiler Anabilim Dalı, Ankara, 2021, 105 s. (Yüksek Lisans Tezi).
[23] POLAT, Ö., Elektrikli Araç Şarj Yüklerinin Raslantısal Benzetimi ve Alçak Gerilim Dağıtım Şebekesine Etkisi, İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Mühendisliği, İstanbul, 2015, 93 s. (Doktora Tezi).
[24] Sedghi, M., Golkar, M.A., Haghifamo, MR. Distribution network expansion considering distributed generation and storage units using modified PSO algorithm. Electrical Power and Energy Systems. 2013, 52, 221-230.
[25] Ganguly, S., Sahoo, NC., Das, D. Multi-objective planning of electrical distribution systems using dynamic programming. Electrical Power and Energy Systems. 2013, 46, 65-78.
[26] Davoodi, A., Abbasi, A.R., Nejatian, S. Multi-objective techno-economic generation expansion planning to increase the penetration of distributed generation resources based on demand response algorithms. International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2022, 138, 107923.
[27] Agajie, T. K., Khan, B., Alhelou, H. H., Mahela, O. P. Optimal expansion planning of distribution system using grid-based multi-objective harmony search algorithm. Computers and Electrical Engineering. 2020, 87, 106823.
[28] Bayatloo, F., Bozorgi-Amiri, A. A novel optimization model for dynamic power grid design and expansion planning considering renewable resources. Journal of Cleaner Production. 2019, 229, 1319-1334.
[29] Borozan, S., Giannelos, S., Strbac, G. Strategic network expansion planning with electric vehicle smart charging concepts as investment options. Advances in Applied Energy. 2022, 5, 100077.
[30] Baringo, L., Boffino, L., Oggioni, G. Robust expansion planning of a distribution system with electric vehicles, storage and renewable units. Applied Energy. 2020, 265, 114679.
[31] Mehrjerdi, H. Dynamic and multi-stage capacity expansion planning in microgrid integrated with electric vehicle charging station. Journal of Energy Storage. 2020, 29, 101351.
[32] Cai, Q., Zheng, N., Chen, K., Chen, W., Li, Y., Cai, J. Collaborative Planning of Distributed Generation and Distribution Network Considering Dynamic Reconstruction of Grid. 2021 IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), 22-24 October, 2021, Taiyuan, China.
[33] Miller, M., Rudion, K., Fischer, F., Nägele H. Probabılıstıc approach for dıstrıbutıon grıd plannıng under consıderatıon of lıne loadıng ındıcators. The 9th

Renewable Power Generation Conference (RPG Dublin Online 2021), 01-02 March 2021, Online, 112-117.
[34] Faraji, J., Hashemi-Dezaki, H., Ketabi, A. Multi-year load growth-based optimal planning of grid-connected microgrid considering long-term load demand forecasting: A case study of Tehran, Iran. Sustainable Energy Technologies and Assessments. 2020, 42, 100827.
[35] Li, Z., Han, X., Yang, M., MA, Y. Multi-stage power source and grid coordination planning method considering grid uniformity. Global Energy Interconnection. 2020, 3, 303-312.
[36] Tercan, S. M., Elma, O., Gokalp, E., Cali, U. An expansion planning method for extending distributed energy system lifespan with energy storage systems. Energy Exploration & Exploitation. 2022, 40(2), 599–618.
[37] Mohaghegh, A.M., M., Derakhshandeh, S.Y., Kargar, A. A new method for optimal expansion planning in electrical energy distribution networks with distributed generation resources considering uncertainties. Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences. 2021, 29, 186–202.
[38] Koçbey, M.E., Bursa İli Elektrik Gücü Talep Tahmin Analizi, Balıkesir Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Balıkesir, 2019, 113 (Yüksek Lisans Tezi).
[39] EPDK, Elektrik Piyasası Talep Tahminleri Yönetmeliği, Resmî Gazete, 29705, (2016).
[40] Türkiye Elektrik İletim A.Ş.(TEİAŞ), Enerji Verimliliği Strateji Belgesi (2010 – 2023), Ankara, 2010, 1-16.
[41] Atalay M., Makine Öğrenme Yöntemleri Yardımıyla Tüketim İstatistiklerine Göre Talep Tahmini, İstanbul Kültür Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Bilgisayar Mühendisliği Anabilim Dalı, İstanbul, 2013, 75 (Yüksek Lisans Tezi).
[42] EPDK, Elektrik Piyasası Aylık Sektör Raporları, https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-23/elektrikaylik-sektor raporlar.(10.05.2022).
[43] TEİAŞ, Yük Tevzi Bilgi Sistemi, (15.06.2022), https://ytbs.teias.gov.tr.
[44] Zhou, Y., Zhou N., Gong, L., Jiang, M., Prediction of photovoltaic power output based on similar day analysis, genetic algorithm and extreme learning machine, Energy, 2020, 204, 117894.
[45] Esener İ., Akıllı Sistemler Kullanılarak Güç Sistemlerinde Yük Tahmini Analizi ve Uygulaması, Bilecik Şeyh Edebali Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Bilecik, 2012, 102 (Yüksek Lisans Tezi).
[46] Fang, T., Lahdelma R., Evaluation of a multiple linear regression model and SARIMA model in forecasting heat demand for district heating system, Applied Energy, 2016, 179, 544–552.
[47] Şenalp F. M. Kısa Dönem Enerji Talep Tahmini ve Yük Dağıtımı, Selçuk Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Konya, 2017, 65 s. (Yüksek Lisans Tezi).
[48] Elmas, Ç., Yapay Zeka Uygulamaları, Seçkin Yayıncılık, İstanbul, 448.
[49] Akman T., Yapay Zeka Modelleri Kullanarak Ankara Bölgesinin Kısa Dönem Elektrik Enerjisi Yük Tahmini, Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Ankara, 2018, 115 (Yüksek Lisans Tezi).
[50] Lu, H., Azimi, M., Iseley, T., Short-term load forecasting of urban gas using a hybrid model based on improved fruit fly optimization algorithm and support vector machine, Energy Reports, 2019, 5, 666–677.

[51] Ghods, L. ve Kalantar, M., Different Methods Of Long-Term Electric Load Demand Forecasting; A Comprehensive Review., Iran University Of Science And Technology, Tehran, Iran. Iranian Journal Of Electrical & Electronic Engineering, 2011, 7, 249-259.
[52] Hu, G., Mohammadiun, S., Gharahbagh, A. A., Li, J., Hewage, K., Sadiq, R., Selection of oil spill response method in Arctic offshore waters: A fuzzy decision tree based framework, Marine Pollution Bulletin, Marine Pollution Bulletin, 2020, 161, 111705.
[53] Wang, Y., Wu, Z., Guan, G., Li, K., Chai, S., Research on intelligent design method of ship multi-deck compartment layout based on improved taboo search genetic algorithm, Ocean Engineering, 2021, 225, 108823.
[54] Yakut E., Elmas B. ve Yavuz S., Predicting Stock-Exchange Index Using Methods Of Neural Networks And Support Vector Machines, Suleyman Demirel University The Journal of Faculty of Economics and Administrative Sciences, Isparta, 2014, 19(1), 139-157.
[55] Öztemel, E., Yapay Sinir Ağları, Papatya Yayıncılık, İstanbul, 232.
[56] Çayıroğlu, İ., Yapay Sinir Ağları 11.Hafta Ders Notları, Karabük Üniversitesi, Karabük, 13.
[57] Fang T., LahdelmaL., Evaluation of a multiple linear regression model and SARIMA model in forecasting heat demand for district heating system. Applied Energy, 2016, 179, 544–552.
[58] Sahoo, G.B., Schladow, S.G., Reuter, Forecasting stream water temperature using regression analysis, artificial neural network, and chaotic non-linear dynamic models, Journal of Hydrology, 2009, 378, 325-342.
[59] Chu, Y., Xu, P., Li, M., Chen, Z., Chen, Z., Chen, Y., Li, E. Short-term metropolitan-scale electric load forecasting based on load decomposition and ensemble algorithms. Energy & Buildings, 2020, 225, 110343.
[60] Zhou S., Li J., Zhang Y., Liu X., Zhang, W. Prediction of the ground temperature variations caused by the operation of GSHP system with ANN. Geothermics. 2021, 95, 102140.
[61] Ağalar, Ş. Güç Sistemleri Analizi, Anadolu Üniversitesi Açıköğretim Fakiltesi Yayıncıları, Eşkişehir, 176.
[62] Youssef, K. H. Optimal routing of ring power distribution systems. Electric Power Systems Research, 2021, 199, 107392.
[63] Murty, V.V. S. N., Kumar A. Mesh distribution system analysis in presence of distributed generation with time varying load model. Electrical Power and Energy Systems. 2014, 62, 836-854.
[64] Çakal, G. Dağıtılmış Üretim'e Sahip Elektrik Dağıtım Sistemlerinde, Arıza Akımı Sınırlayıcılarının ve Yerleşim Yerlerinin Etkilerinin İncelenmesi, İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Mühendisliği, İstanbul, 2012, 115 s. (Yüksek Lisans Tezi).
[65] Ban, G., Xu, Y., Cai, H., Yu, Y., Zheng, H., Yuan, X. Research on Probabilistic Load Flow Algorithm for Flexible Interconnected Distribution Network. The 4th Asia Energy and Electrical Engineering Symposium, 25-28 March, 2022, China.
[66] Ibrahimi, A. M., Sediqi, M. M., Howlader, H. R., Danish, M. S. S., Chakraborty, S., Senjyu, T. Generation expansion planning considering renewable energy integration and optimal unit commitment: A case study of Afghanistan. AIMS Energy, 2019, 7(4), 441-464.

[67] Esenduran, M. İstanbul'da Elektrik Üretiminin Başlangıcı ve Tarihi, Marmara Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, İktisat Anabilim Dalı, İstanbul, 2010, 362 s. (Yüksek Lisans Tezi).
[68] MEB, Enerji Üretimi, Millî Eğitim Bakanlığı Yayınları, Ankara, 132.
[69] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) Elektrik Piyasası Yıllık Sektör Raporları. https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-24/elektrikyillik-sektor-raporu (01.07.2022).
[70] Ashraf, W. M., Uddin, G. M., Ahmad, H. A., Jamil, M. A., Tariq, R., Shahzad, M. W., Dua, V. Artificial intelligence enabled efficient power generation and emissions reduction underpinning net-zero goal from the coal-based power plants. Energy Conversion and Management, 2022, 268, 116025.
[71] Demirkol, Ö. F., Akıllı Şebeke Teknolojilerinin İncelenmesi ve Türkiye Açısından Durum Analizi, Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Ankara, 2019, 189 (Yüksek Lisans Tezi).
[72] Das, H. S., Rahman, M. M., Tan, C. W. Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2020, 120, 109618.
[73] Zoroğlu, B. Elektrikli Araç Şarj İstasyonu Konumlarının Bartın Organize Sanayi Bölgesi Dağıtım Şebekesi Üzerinden İncelenmesi, Kocaeli Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı, Kocaeli, 2021, 102 s. (Yüksek Lisans Tezi).
[74] Durmuş, F. S., Kaymaz, H. Elektrikli Araç Şarj Yöntemleri. Akıllı Ulaşım Sistemleri ve Uygulama Dergisi, 2020, 3(2).
[75] Gutsch, M., Leker, J. Global warming potential of lithium-ion battery energy storage systems: A review. Journal of Energy Storage, 2022, 52, 105030.
[76] Farhadi, M., Mohammed, O. Energy Storage Technologies for High-Power Applications. IEEE Transactıons on Industry Applications, 2016, 52(3), 1953-1961.
[77] Kozak, M., Kozak, Ş. Enerji Depolama Yöntemleri. SDU International Journal of Technological Science, 2016, 8(1), 53-65.

EK A. (GDZ Elektrik Dağıtım A.Ş. Veri İzin Üst Yazısı)



Sayı : GM-OD-EİY-
Konu : Tez Çalışması İçin Bilgi Belge Talebi Hk.(Hüseyin ÖZTÜRK)

SAYIN HÜSEYİN ÖZTÜRK

İlgi : 09/11/2021 tarihli ve Bila sayılı yazı,

İlgi yazıda, Manisa Celal Bayar Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Enerji Sistemleri Mühendisliği Bölümü 201202004 numaralı yüksek lisans öğrencisi
Hüseyin ÖZTÜRK tarafından, " Bir Elektrik Dağıtım Bölgesi İçin Yük Tahmini ve Şebeke Genişleme Planlaması" isimli yüksek lisans tez çalışması için aşağıda belirtilen fiderler için yük verileri talep edilmektedir.

Talep edilen verilerin tez ve tezden üretilmiş yayınlarda Trafo Merkezi ve Fider isimlerinin karartılarak kullanılması koşulu ile paylaşılması uygun görülmüştür.

Söz konusu veriler, ekteki bağlantı üzerinden indirilebilecektir.

e-imzalıdır
Gökan ORHON
Enerji İzleme Yöneticisi

e-imzalıdır
Serdar ÇOBAN
Enerji İzleme Yöneticisi

Gdz Elektrik Dağıtım – Universite Cad., No 57, 35040, Bornova-İzmir – Türkiye
T 0232 477 26 00 E bilgi@gdzelektrik.com.tr
www.gdzelektrik.com.tr

EK B. (Meteoroloji Genel Müdürlüğü Veri İzin Üst Yazısı)

Evrak Tarih ve Sayısı: 21.10.2021-176461

T.C.
TARIM VE ORMAN BAKANLIĞI
Meteoroloji Genel Müdürlüğü
Meteorolojik Veri İşlem Dairesi Başkanlığı

Sayı : E-95579059-107-89911
Konu : Rasat Bilgisi ve Bilgi İstekleri

MANİSA CELAL BAYAR ÜNİVERSİTESİ REKTÖRLÜĞÜNE
(Genel Sekreterlik)
Şehit Prof. Dr. İlhan Varank Yerleşkesi
45140 Yunusemre / MANISA

İlgi : 19.10.2021 tarihli ve E-62436570-045.99.07.01-173793 sayılı ve 30333 Belgenet kayıt nolu yazı.

İlgi yazı ile talep edilen 15 dakikalık ölçüm periyodunda meteorolojik veri olmadığından, söz konusu veriler, ilgili istasyonlarımızın mevcut kayıtlarından saatlik olarak hazırlanarak ekte verilen bağlantı adresinde sunulmuştur.

10 Haziran 2020 Tarihli ve 31151 Sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan "Resmi Yazışmalarda Uygulanacak Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik" uyarınca resmi yazışmalarda paylaşım ve saklama işlemleri için elektronik ortam kullanımı esas unsur haline getirilmiştir. Bu kapsamda istemiş olduğunuz meteorolojik veriler, yazımızın tarihi itibariyle 3 ay süresince verilen ekteki bağlantı üzerinden indirilebilecektir.

Bilgilerinize arz ederim.

İlker ALAN
Genel Müdür a.
Meteorolojik Veri İşlem Dairesi Başkanı V.

Bu belge, güvenli elektronik imza ile imzalanmıştır.
Doğrulama Kodu: 800FBC90-9E80-4139-BFDF-17B1984615B0 Doğrulama Adresi: https://www.turkiye.gov.tr/tarim-orman
Kızılcık Alibey Caddesi No:4 06120 Kalaba, Keçiören/ANKARA
Tel: (0312) 359 75 45 Faks: (0312) 360 25 51
Kep: meteorolojigenelmudurlugu@hs01.kep.tr
Bilgi için:Ebru DEMİRKOL
Bilgisayar İşletmeni