



**ELEKTRİK ÜRETİM SANTRALLERİ BAKIM PROGRAMI
OPTİMİZASYONU**

Yusuf YANIK

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
ELEKTRİK-ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

MART 2018

Yusuf YANIK tarafından hazırlanan “ELEKTRİK ÜRETİM SANTRALLERİ BAKIM PROGRAMI OPTİMİZASYONU” adlı tez çalışması aşağıdaki jüri tarafından OY BİRLİĞİ ile Gazi Üniversitesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalında YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak kabul edilmiştir.

Danışman: Yrd. Doç. Dr. Süleyman Sungur TEZCAN

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Gazi Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum.

.....

Başkan: Prof. Dr. M. Cengiz TAPLAMACIOĞLU

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Gazi Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum.

.....

Üye: Yrd. Doç. Dr. İbrahim EKE

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Kırıkkale Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum.

.....

Tez Savunma Tarihi: 05/03/2018

Jüri tarafından kabul edilen bu tezin Yüksek Lisans Tezi olması için gerekli şartları yerine getirdiğini onaylıyorum.

.....

Prof. Dr. Sena YAŞYERLİ

Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

ETİK BEYAN

Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Tez Yazım Kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmada;

- Tez içinde sunduğum verileri, bilgileri ve dokümanları akademik ve etik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
- Tüm bilgi, belge, değerlendirme ve sonuçları bilimsel etik ve ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
- Tez çalışmada yararlandığım eserlerin tümüne uygun atıfta bulunarak kaynak gösterdiğimi,
- Kullanılan verilerde herhangi bir değişiklik yapmadığımı,
- Bu tezde sunduğum çalışmanın özgün olduğunu,

bildirir, aksi bir durumda aleyhime doğabilecek tüm hak kayıplarını kabullendiğimi beyan ederim.

Yusuf YANIK

05/03/2018

ELEKTRİK ÜRETİM SANTRALLERİ BAKIM PROGRAMI OPTİMİZASYONU
(Yüksek Lisans Tezi)

Yusuf YANIK

GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
Mart 2018

ÖZET

Güç sistemlerinin işletme, kontrol ve güvenilirliği açısından gerekli olan çalışmalardan bir tanesi üretim bakım programlamasıdır. Bakım çalışmaları sistemdeki teçhizatların ömrünü ve arz güvenliğini artırırken, teçhizat arızası ve kesintilerden dolayı meydana gelen beklenmedik olayları, işletme ve bakım maliyetlerini azaltmaktadır. Bu nedenle, üretim bakım programlaması sistemin ekonomik ve güvenli olarak işletilmesinde önemli bir rol oynamaktadır. Türkiye’de üretim santrallerinin bakım planlaması, iletim sistemi işletmecisi tarafından arz güvenliği ve şebeke kısıtları göz önünde bulundurularak yapılmaktadır. Bu çalışmadaki amaç ise, bir yıllık bakım çizelgeleme döneminde elektrik üretim santrallerinden toplanan bakım planlarını, yenilenebilir kaynaklara sahip santrallerin kapasite kullanım faktörleri dikkate alınıp net yedek kapasiteyi en üst düzeye çıkaracak ve sistem güvenliğini sağlayacak şekilde optimize ederek yıllık bakım programının hazırlanmasıdır. Bu çalışma kapsamında, üretim bakım programlaması yöntemleri incelenmiş olup, ulusal talep tahmin, yenilenebilir kaynaklara sahip santrallerin kapasite kullanım faktörlerinin belirlenmesi ve üretim bakım programının optimizasyon problemi olarak tanımlanması çalışması yapılmıştır. Bu kapsamda hazırlanan çalışmada optimizasyon problemi olarak tanımlanan üretim bakım programlaması çözülmüş ve doğrulamaları yapılmıştır.

Bilim Kodu : 90513
Anahtar Kelimeler : Üretim bakım programlaması, yapay sinir ağları, optimizasyon, ikili doğrusal programlama, güç sistemleri güvenilirliği
Sayfa Adedi : 88
Danışman : Yrd. Doç. Dr. Süleyman Sungur TEZCAN

MAINTENANCE SCHEDULING OPTIMIZATION OF POWER PLANTS

(M. Sc. Thesis)

Yusuf YANIK

GAZİ UNIVERSITY

GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

March 2018

ABSTRACT

One of the works required for the operation, control and reliability of power systems is generation maintenance scheduling. While maintenance efforts increase the life span of the equipment in the system and the security of supply, it reduces operating and maintenance costs and unexpected events that occur due to equipment malfunctions and interruptions. For this reason, generation maintenance scheduling plays an important role in the economic and safe operation of the system. Maintenance scheduling of generation plants in Turkey, is made taking into account the security of supply and network constraints by the transmission system operator. The purpose of this study is to prepare an annual maintenance schedule by optimizing the maintenance plans collected from the power generation plants during the one-year maintenance scheduling period to maximize the net reserve capacity and to ensure system reliability, taking into consideration the capacity utilization factors of the plants with renewable resources. In this study, the methods of generation maintenance scheduling have been examined and national demand forecasting, determination of capacity utilization factors of plants with renewable resources and identification of generation maintenance scheduling as an optimization problem have been made. In this study, the generation maintenance scheduling, which is defined as the optimization problem, has been solved and verified.

Science Code : 90513

Key Words : Generation maintenance scheduling, artificial neural network, optimization, binary linear programming, power systems reliability

Page Number : 88

Supervisor : Asst. Prof. Dr. Süleyman Sungur TEZCAN

TEŞEKKÜR

Öncelikli olarak bu tezin hazırlanması sırasında bana her konuda yardımcı olan saygıdeğer hocam ve danışmanım Yrd. Doç. Dr. Süleyman Sungur TEZCAN'a teşekkürlerimi sunarım.

Aynı zamanda, bu çalışmanın hazırlanması sırasında bana her türlü yardımı ve desteği sağlayan Sinan Eren ve Ali Haydar Güverçinci'ye teşekkürlerimi sunarım.

TÜBİTAK MAM Enerji Enstitüsü Güç Sistemleri Grubu'ndaki çalışma arkadaşlarıma sağladıkları destek ve dostlukları için teşekkürlerimi sunarım.

Son olarak ve en önemlisi, beni bu günlere getiren, maddi ve manevi desteklerini hiçbir zaman esirgemeyen aileme sonsuz sevgi ve teşekkürlerimi sunarım.

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖZET	iv
ABSTRACT.....	v
TEŞEKKÜR.....	vi
İÇİNDEKİLER	vii
ÇİZELGELERİN LİSTESİ.....	ix
ŞEKİLLERİN LİSTESİ.....	x
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xii
1. GİRİŞ.....	1
2. GENEL BİLGİLER VE LİTERATÜR TARAMASI.....	5
2.1. Bakım ve Türleri	5
2.2. Elektrik Sisteminde Bakım Gereksinimleri	6
2.3. Bakım Planlaması	7
2.4. Optimizasyon Kavramı	9
2.5. Bakım Programlaması	10
2.6. Türkiye Elektrik Sisteminde Bakım Programlaması	11
2.7. Bakım Programlaması Yöntemleri.....	12
2.7.1. Matematiksel programlama	12
2.7.2. Sezgi üstü algoritmalar	15
2.7.3. Dinamik programlama	19
2.7.4. Bulanık küme teorisi.....	19
2.7.5. Bilgi temelli uzman sistemler	20
2.7.6. Sezgisel algoritmalar	20
2.7.7. Kısıt programlama	21
2.7.8. Oyun teorisi	21
3. ÖN ÇALIŞMA.....	23

	Sayfa
3.1. Talep Tahmin	23
3.1.1. Yapay sinir ağıları.....	24
3.1.2. Talep tahmin çalışması ve sonuçları.....	26
3.2. Santrallerin Orta Dönem Üretim Profillerinin Belirlenmesi.....	32
4. UYGULANAN METOT.....	39
4.1. Metodoloji.....	39
4.2. Optimizasyon Modeli, Amaç Fonksiyonu ve Kısıtlarının Belirlenmesi.....	41
5. UYGULAMA ÇALIŞMALARI VE SONUÇLARI	55
5.1. Senaryoların Belirlenmesi.....	58
5.2. Çalışılan Senaryolar	58
5.2.1. Senaryo 1	58
5.2.2. Senaryo 2	63
5.2.3. Senaryo 3	68
6. SONUÇ VE ÖNERİLER	73
KAYNAKLAR	75
EKLER.....	81
EK-1. Üretim bakım programı.....	82
ÖZGEÇMİŞ	88

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge	Sayfa
Çizelge 3.1. Aylara göre maksimum puantın gerçekleştiği saatler.....	33
Çizelge 3.2. Barajlı hidroelektrik santraller için kapasite kullanım faktörleri.....	35
Çizelge 3.3. Barajlı hidroelektrik santraller için kapasite kullanım faktörleri.....	35
Çizelge 3.4. Akarsu hidroelektrik santraller için kapasite kullanım faktörleri	36
Çizelge 3.5. Akarsu hidroelektrik santraller için kapasite kullanım faktörleri	36
Çizelge 3.6. Rüzgar santralleri için kapasite kullanım faktörleri.....	37
Çizelge 4.1. Örnek bakım planlarının optimizasyon için uygun formattaki çizelgesi....	45
Çizelge 4.2. Örnek santrallerin üretilebilecek güçleri	45
Çizelge 4.3. Bakım programı optimizasyonu için durum değişkenleri	45
Çizelge 4.4. Örnek çalışma için toplam tüketim, üretilebilecek maksimum güç ve brüt rezerv	53
Çizelge 4.5. Örnek çalışma için oluşturulması gereken durum değişkenleri, kısıtlar ve amaç fonksiyonları	54
Çizelge 5.1. Bakım programlaması optimizasyonu için oluşturulması gereken durum değişkenleri, kısıtlar ve amaç fonksiyonları	57

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 2.1. Bakım türleri.....	6
Şekil 3.1. Yapay sinir ağları yapısı	24
Şekil 3.2. Katsayı matrisinin ayarlanması.....	25
Şekil 3.3. Elektrik tüketiminin saatlik gelişimi.....	26
Şekil 3.4. Elektrik tüketiminin günlük gelişimi	27
Şekil 3.5. Elektrik tüketiminin haftalık gelişimi	27
Şekil 3.6. Girdi seti verileri.....	28
Şekil 3.7. Dini bayramların günlük tüketime etkisi	30
Şekil 3.8. Günlük elektrik tüketim tahmini.....	31
Şekil 3.9. Talep tahmin işlemi ortalama hata sonucu	31
Şekil 3.10. 2017 yılı haftalık elektrik tüketim tahmini	32
Şekil 3.11. Yağış ve su rejimine göre gruplandırılmış havzalardan oluşan bölgeler.....	34
Şekil 4.1. Metodoloji akış şeması	40
Şekil 4.5. Santral üniteleri bakım sürelerinin sağlanması kısıtı.....	46
Şekil 4.6. Santral ünitelerinin istenen tarih aralığında bakım sürelerinin sağlanması.... kısıtı	47
Şekil 4.7. Üretim kaybının hesaplanması için kullanılan matris	48
Şekil 4.8. Santral ünite bakım sürekliliğinin sağlanması kısıtı.....	49
Şekil 4.9. Santral ünite bakım sürekliliğinin sağlanması kısıtı.....	50
Şekil 4.10. Santral ünitelerinin aynı zamanda bakımda olmamasının sağlanması kısıtı	51
Şekil 4.11. Santral ünitelerinin ardışık bakımda olmasının sağlanması kısıtı	51
Şekil 4.12. Santral ünitelerinin ardışık bakımda olmasının sağlanması kısıtı	51
Şekil 4.13. Santral ünitelerinin eş zamanlı bakımda olmasının sağlanması kısıtı	52
Şekil 4.14. Santral ünitelerinin eş zamanlı bakımda olmasının sağlanması kısıtı	52
Şekil 5.1. 2016 yılı Türkiye kurulu gücü (MW)	55
Şekil 5.3. 1. Senaryo için brüt rezervin toplam tüketime oranı	59
Şekil 5.4. 1. Senaryo için maksimum üretim ve tahmin edilen elektrik tüketimi.....	60
Şekil 5.5. 1. Senaryo için optimizasyon sonucu oluşan üretim kaybı, net rezerv ve..... brüt rezerv miktarları.....	60
Şekil 5.6. Optimizasyon sonucu ve Teiaş net rezervinin toplam tüketime oranı.....	61
Şekil 5.7. 1. Senaryo için optimizasyon sonucu bulunan üretim kaybı, net rezerv ve.... brüt rezerv miktarlarının Teiaş bakım programıyla karşılaştırılması.....	61

Şekil	Sayfa
Şekil 5.8. 1. Senaryonun optimizasyonu sonucu elde edilen bakım..... programlamasından bir bölüm.....	62
Şekil 5.9. 2. Senaryo için brüt rezervin toplam tüketime oranı	64
Şekil 5.10. 2. Senaryo için maksimum üretim ve tahmin edilen elektrik tüketimi.....	65
Şekil 5.11. 2. Senaryo için optimizasyon sonucu oluşan üretim kaybı, net rezerv ve.... brüt rezerv miktarları	65
Şekil 5.12. Optimizasyon sonucu ve Teiaş net rezervinin toplam tüketime oranı.....	66
Şekil 5.13. 2. Senaryo için optimizasyon sonucu bulunan üretim kaybı, net rezerv ve brüt rezerv miktarlarının Teiaş bakım programıyla karşılaştırılması.....	66
Şekil 5.14. 2. Senaryo için optimizasyon sonucu elde edilen bakım..... programlamasından bir bölüm	67
Şekil 5.15. 3. Senaryo için brüt rezervin toplam tüketime oranı	69
Şekil 5.16. 3. Senaryo için maksimum üretim ve tahmin edilen elektrik tüketimi.....	70
Şekil 5.17. 3. Senaryo için optimizasyon sonucu oluşan üretim kaybı, net rezerv ve.... brüt rezerv miktarları	70
Şekil 5.18. Optimizasyon sonucu ve Teiaş net rezervinin toplam tüketime oranı.....	71
Şekil 5.19. 3. Senaryo için optimizasyon sonucu bulunan üretim kaybı, net rezerv ve brüt rezerv miktarlarının Teiaş bakım programıyla karşılaştırılması.....	71
Şekil 5.20. 3. Senaryo için optimizasyon sonucu elde edilen bakım programlamasından bir bölüm	72

SİMGELER VE KISALTMALAR

Bu çalışmada kullanılmış simgeler ve kısaltmalar, açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

Kısaltmalar

Açıklamalar

BYTM

Bölge Yük Tevzi Merkezi

EDAŞ

Elektrik Dağıtım Şirketi

MYTM

Milli Yük Tevzi Merkezi

TEİAŞ

Türkiye Elektrik İletim A.Ş.

YSA

Yapay Sinir Ağları

1. GİRİŞ

Bu bölüm tez çalışmasının yapılış amacına ve literatüre katkılarına dair bilgiler içermektedir. Ayrıca bölümün son kısmında tezin diğer bölümleri ana hatlarıyla açıklanmış ve tezin genel yapısına dair bilgi verilmiştir.

Motivasyon

Elektrik enerjisi, enerjinin etkili ve farklı enerji türlerine dönüşebilen bir türüdür. Elektrik enerjisi çeşitli enerji kaynaklarından üretilip, tüketileceği yere iletilerek burada ısı, ışık ve hareket gibi farklı enerji türlerine dönüştürülerek kullanılabilir.

Güç sistemleri, elektrik enerjisinin üretiminden başlayarak son kullanıcıya ulaştırılana kadar kullanılan tüm sistemlerin bütünü olarak tanımlanır. Güç sistemlerinin temel amacı elektrik enerjisini kullanıcılara sürekli ve ekonomik bir şekilde sağlamaktır. Güç sistemleri temelde üretim, iletim ve dağıtım olmak üzere üç alt sistemin birleşiminden oluşmaktadır.

Elektrik üretim sistemi, farklı enerji kaynaklarını elektrik enerjisine dönüştüren santrallerden oluşmaktadır. Bu santraller farklı enerji kaynaklarından elde edilen kimyasal, fotovoltaik veya mekanik enerjiyi elektrik enerjisine dönüştürmektedir. Dünyada elektrik üretimi için kullanılan kaynak türlerinden bazıları doğalgaz, hidroelektrik, kömür, nükleer, rüzgâr, güneş ve jeotermal olarak sıralanabilir.

Elektrik iletim sistemi, üretimin gerçekleştirilip yükseltici trafolar vasıtasıyla gerilimin artırıldığı noktadan, yüksek gerilim iletim hatlarıyla taşınarak düşürücü trafolarla gerilimin orta gerilime düşürüldüğü noktaya kadar elektriğin iletilmesini sağlayan ekipmanları kapsamaktadır. Bu ekipmanlar iletim hatları, trafo merkezleri, trafolar, koruyucu ekipmanlar, seri reaktörler, şönt reaktörler, seri kapasitörler ve şönt kapasitörler olarak sıralanabilir.

Elektrik dağıtım sistemi, iletim sistemi vasıtasıyla gelen elektriğin düşürücü trafolarla orta gerilime düşürüldüğü noktadan başlayarak, radyal veya ağ şeklinde son kullanıcıya ulaştırıldığı noktaya kadar kullanılan ekipmanları kapsamaktadır.

Güç sistemleri işletme yapısı itibariyle serbest piyasanın var olduğu (üretim, iletim ve dağıtımın birden çok şirket tarafından yönetildiği) ve serbest piyasanın var olmadığı (üretim, iletim ve dağıtımın tek bir şirket tarafından yönetildiği) olarak ikiye ayrılır. Güç sistemleri, elektrik enerjisinin dünya çapında yaygınlaşmaya başladığı tarihten yakın zamana kadar monopol bir şekilde işletilmiştir. Özellikle iletim yatırımlarının özel sektör eliyle finanse edilemeyecek kadar büyük maliyetli olması ve bu yatırımların stratejik yatırımlar olarak kabul edilmesi sebebiyle güç sistemlerinin tekel bir şekilde yapılanıp işletilmesini beraberinde getirmiştir. 1980'lerden başlayarak dünya çapında başlayan bir özelleştirme dalgası sonucu dünya genelinde bu tekel yapılar kırılmaya başlamış; üretim, iletim ve dağıtım sistemleri birbirinden ayrılarak işletilmeye başlanmıştır. Bunların arasında iletim sistemleri, yatırım maliyetinin büyüklüğü ve stratejik önemi sebebiyle genellikle devlet veya sistem işletmecisi tekelinde kalsa da üretim ve dağıtım sistemleri büyük ölçüde özelleştirilmiştir. Özelleştirmeden öncelikli beklenen faydalar gelişmekte olan ülkeler ve gelişmiş olan ülkeler düşünüldüğünde farklılık göstermektedir. Gelişmekte olan ülkeler giderek artan elektrik enerjisi ihtiyaçlarını ve buna bağlı olarak artan üretim yatırımı maliyetlerinin devlet eliyle finanse etmekte zorlandıkları için bu yatırımların özel sektör eliyle karşılanmasını ummaktadırlar. Aynı zamanda serbest piyasanın getireceği rekabetin elektrik fiyatlarını ve hizmet kalitesini olumlu etkileyeceği düşünülmektedir. Bununla birlikte gelişmiş olan ülkelerin elektrik enerjisi talebi belli bir doygunluğa ulaştığı için öncelikleri arasında hizmet kalitesinin artırılması ve elektrik enerjisi fiyatlarının aşağıya çekilmesi daha ön plana çıkmaktadır. Rekabetin ve market piyasasının güç sistemlerine girmesinin görünürde olumlu yanları çok olmakla birlikte üretim ve bakım maliyetlerinin nasıl minimize edileceği, sistemin ekonomik ve güvenilir bir şekilde nasıl işletileceği gibi işletme paradigmasının kökten değişmesinin getirdiği problemlerle de karşılaşmaktadır.

Arz güvenliği, her durumda talep edilen ürün miktarının üretici tarafından sağlanabilmesi durumudur. Güç sistemlerinde ise büyük depolama sistemleri olmadığından elektrik enerjisinin üretildiği an tüketilmesi gerekmektedir. Elektrik tüketimi anlık olarak değişen bir ihtiyaç olduğundan, üretim-tüketim dengesinin sürekli olarak korunması gerekmektedir. Tüketime anlık olarak değişmesinden dolayı her an kullanıma hazır en yüksek talebi karşılayacak üretim kapasitesinin bulunması gerekmektedir. Elektrik tüketimindeki ani dalgalanmalarda, bu tüketim artışını karşılayacak rezerv diye tabir edilen ek üretim kapasitesinin bulundurulması gerekmektedir.

Elektriğin üretildikten sonra kesintisiz ve kaliteli (şebeke yönetmeliğinde öngörülen gerilim ve frekansta) bir şekilde son kullanıcıya iletilmesi gerekmektedir. Elektriğin kesintisiz ve kaliteli olmasını sağlayabilmenin şartlarından biri üretim-tüketim dengesinin her daim korunmasıdır. Tüketime hata oranı yüksek bir şekilde tahmin edilmesi veya generatör arızaları gibi durumlar göz önüne alınarak, arz güvenliğinin her daim sağlanabilmesi adına, her zaman üretilebilecek maksimum gücün toplam tüketimden daha fazla olması gerekmektedir.

Tez çalışmasının amacı ve katkıları

Bu tez çalışmasının amacı güç sistemlerinin güvenilir bir şekilde işletilmesini sağlamak ve arz güvenliğini temin etmek için gelecek yıl içinde bakım yapılması düşünülen elektrik üretim santrallerinin bakım programının yapılmasıdır. Bakım programı yapılırken; sistemdeki üretim-tüketim dengesini koruyarak ve gerekli rezerv miktarını ayırarak arz güvenliğinin, belirtilen bakım sürelerinin ve durumlarının sağlanması amaçlanmaktadır.

Güç sistemleri açısından üretim sistemlerinde yapılacak olan bakımlar üretim santrallerinin işletme ömrünü uzatırken beklenmedik arıza ve hataların azalmasını sağlar. Bu işlem sistem kısıtlarını minimize ederek sistemin arz güvenliğini arttırması bakımından sistemin güvenilir şekilde işletilmesinde önem arz eder.

Bu tez çalışmasıyla birlikte işletme standartlarının öngördüğü sistem güvenilirliğini sağlayacak şekilde Türkiye elektrik sistemindeki ünitelerin bakım programının optimizasyonu sağlanmaktadır.

Tez çalışmasının ana hatları

Bakım çalışması ve türleri, elektrik sisteminde bakım gereksinimleri, bakım planlaması, bakım programlaması ve yöntemleri, Türkiye elektrik sisteminde bakım planlarının nasıl yapıldığı, çalışmada kullanılacak yöntemlere dair bilgiler ve üretim bakım programlamasının literatürdeki yeri 2. bölümde sunulmaktadır.

Bakım planlaması yapabilmek için gereken ön çalışmalara dair bilgiler 3. bölümde sunulmaktadır. Bakım programı için, orta dönem talep tahmin çalışmasıyla bulunan tüketim

değerleri ve yenilenebilir kaynaklara sahip santrallerin üretim profil değerlerinin belirlenmesi gerekmektedir. Talep tahmin ve üretim profillerinin belirlenmesinde kullanılan yöntemler bu bölümde sunulmaktadır.

Tez çalışmasını gerçekleştirirken izlenen yöntem 4. bölümde sunulmaktadır. Bu bölümde çalışmada bakım programlaması yapılırken kullanılan optimizasyon yöntemi anlatılmaktadır. Bu bölümün son kısmında ise bakım programlaması için hazırlanması gereken optimizasyon problemi örneği anlatılmaktadır.

5. bölümde Türkiye elektrik sisteminin 2017 yılı içinde bakım yapılması düşünülen santralleri için yapılan üretim bakım programlaması çalışması anlatılmaktadır. Doğalgaz kaynak türüne sahip santrallerin kışın yaşanan doğalgaz yetersizliğinden dolayı çalışamaması durumu göz önünde bulundurularak hazırlanan farklı senaryolar için yapılan bakım programlaması anlatılmaktadır.

Son bölümde ise bu çalışmanın bakım programı optimizasyonu çalışmalarına katkıları, Türkiye elektrik sistemi güvenilirliğine katkıları, sonuçlar ve öneriler kısmı bulunmaktadır.

2. GENEL BİLGİLER VE LİTERATÜR TARAMASI

Bu bölümde güç sistemlerinde bakım çalışması ve programlarına genel bir bakış sunulmaktadır. Elektrik sisteminde bakım gereksinimleri, bakım planlaması ve türleri, Türkiye elektrik sisteminde bakım programı, bakım programlaması yöntemleri ve bu çalışmada bakım programlaması için kullanılacak olan ikili doğrusal programlama hakkında bilgiler verilmektedir. Bu bölümün son kısmı ise bakım programlamasıyla ilgili yapılan çalışmaları ve literatürdeki yerini içermektedir.

2.1. Bakım ve Türleri

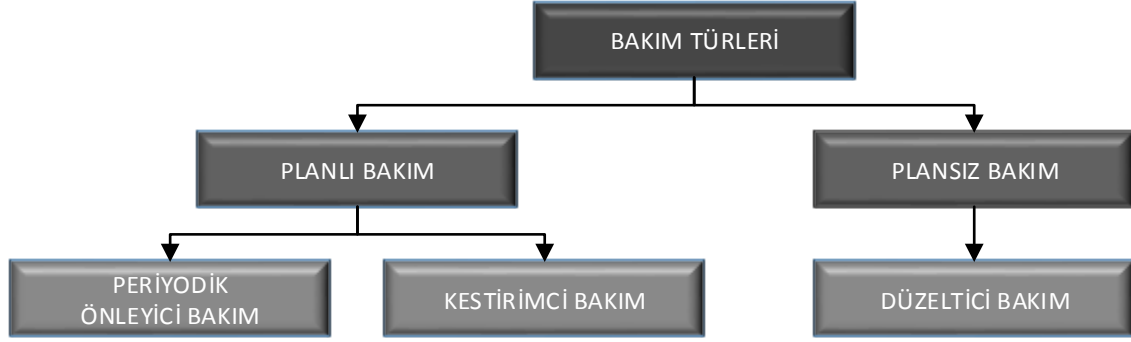
Tasarımından üretimine, üretiminden işletmesine hiçbir teçhizatın arıza veya hata olmadan üretilmesi ve daima çalışması beklenemez. Oluşan hata veya arızalar sistem güvenliği, maliyet, hizmet kalitesi gibi konularla ilgili risklerin artmasına sebep olur. Bu riskleri azaltmak için bakımlar periyodik veya arıza sonrası uygulanmaktadır. Bakım çalışması hangi alanda olursa olsun teçhizatların kullanım ömrünün uzamasında önemli bir rol oynar.

Bakım çalışmalarının amaçları:

- Verimi ve hizmet kalitesini arttırırken maliyetleri düşürmek
- Arızadan kaynaklanan kesintileri azaltarak arzın sürekliliğini sağlamak
- Kapasite kullanım oranını arttırmak
- Önceden hazırlanacak üretim programlarının gerçekleşmesini sağlamak
- Her türlü tesis, makine ve teçhizatın faydalı ömrünü uzatmak ve böylece bu yatırımlar için harcanan sermayeden daha fazla verim elde edilmesini sağlamak
- Teçhizatı kullanan personelin güvenliğini sağlamak
- Bakım onarım masraflarını azaltmak

Bakım çalışmalarının uygulanış itibariyle çeşitleri bulunmaktadır. Bunlar;

- Düzeltici veya arıza bakımı
- Önleyici bakım
- Kestirimci bakım



Şekil 2.1. Bakım türleri [1]

Düzeltilici veya arıza bakımı: Teçhizatın düzensiz çalışmasından veya normal işlevlerini yerine getirememesinden sonra uygulanan bakım türüdür. Bu bakım türü için bir elektrik motorunun çalışmaması, bakım biriminin arızayı tespit ederek düzeltmesi ve bir sonraki arızaya kadar motora müdahalede bulunulmaması örnek olarak gösterilebilir.

Önleyici bakım: Arıza giderme bakımlarında karşılaşılabilecek problemleri en aza indirmeye çalışır. Teçhizattaki zayıf noktaların bulunarak o noktalara düzenli denetim ve küçük onarımlar sağlar, böylece öngörülemeyen arıza tehlikesi azalır. Önleyici bakımın temel ilkesi, önlemenin tedaviden daha iyi olmasıdır.

Kestirimci bakım: Ekipman arızası meydana gelmeden önce basınç, ses veya ısının ölçülerek anormal bir durumun olup olmadığının tespit edilmesiyle gerekli önlemlerin alınması ve bakıma ihtiyaç olup olmadığını öngörebilme uygulamasıdır. Dönen bir teçhizattan çıkan alışılmadık sesler gelen bir problemi öngörür; bir noktada aşırı derecede sıcak olan bir elektrik kablosu, bir arızayı öngörür. Tahmini bakımda, teçhizat koşulları periyodik olarak veya sürekli olarak ölçülür ve bu işlem, bakım görevlilerinin teçhizat ayarlamaları, onarım veya düzeltme gibi işlemleri zamanında yapmasını sağlar.

2.2. Elektrik Sisteminde Bakım Gereksinimleri

Güç sistemleri gibi önemli sistemlerde planlanmayan kesintilere yol açan zamansız arızalardan kaçınmak için önemli olan bakım çalışmaları düzenli aralıklarla gerçekleştirilir. Bakım planlamasının amacı sistemin güvenli olarak işletilmesini, işletme maliyetlerinin düşürülmesini ve teçhizat ömrünün artmasını sağlamaktır.

Güç sistemi üretim, iletim ve dağıtım sistemlerinin birleşiminden meydana gelmektedir. Güç sistemleri trafo, generatör, hat, kapasitör, reaktör, bara, kublaj, ayırıcı, kesici, facts cihazları ve koruma ekipmanları gibi teçhizatlardan oluşmaktadır. Tüm bu sistemlerde enerji verimliliği ve sistem güvenilirliği için teçhizatların bakımlarının yapılması gerekmektedir.

Üretim sisteminde bakımlar generatör, trafo ve yardımcı teçhizat bakımlarından oluşmaktadır. Generatör arızaları; üretim kayıpları, üretimin tekrar dağıtılması, zarar görmüş teçhizatlar, maliyetlerin artması ve elektrik kesintileri gibi problemlere yol açacağından generatör bakımları üretim planlamasında önemli bir role sahiptir. Üretim sistemlerinde yapılan bakımlar santrallerin güvenilirliğini, erişilebilirliğini ve verimliliğini arttırmakta iken sistem enerji gereksinimlerini sağlayarak işletme maliyetlerini düşürmektedir.

İletim sistemindeki bakım çalışmaları hat, trafo, seri ekipman, şönt ekipman ve trafo merkezlerindeki kesici, ayırıcı, bara, kublaj gibi teçhizatların bakımlarından oluşmaktadır. İletim sistemindeki bakımların amacı, meydana gelebilecek kısıtların azaltılmasını, kısıtlardan dolayı meydana gelebilecek dar boğazların ve aşırı yüklenmelerin azaltılmasını sağlayarak sistemin daha güvenilir bir şekilde işletilmesini sağlamaktır.

Dağıtım sistemindeki bakım çalışmaları trafo, hat, koruyucu ekipmanlar gibi teçhizatların bakımlarından oluşmaktadır. Dağıtım sistemindeki bakımlar, iletim sisteminden sağlanan elektriğin kaliteli ve güvenilir bir şekilde ve elektrik kesintilerini minimize ederek son kullanıcıya ulaştırılmasını sağlamaktadır.

2.3. Bakım Planlaması

Bakım planlaması en kısa tanımıyla bakım yapılması düşünülen bir ekipmanın nasıl, ne zaman ve ne kadar süre ile kim tarafından yapılacağının karar verilmesi işlemidir. Bakım planlaması yapılırken bakımdan kaynaklanan hizmet veya üretim kaybının sisteme olan etkilerinin dikkate alınması gerekmektedir. Bakımdan kaynaklanan hizmet veya üretim kaybı sistem işletmesini güvenli bir şekilde gerçekleştirmeyi engellememelidir.

Bakım planı yapılırken her bir bakım için yapılması gerekenler aşağıda belirtilmektedir.

- İşin içeriğinin belirlenmesi

- İş planının geliştirilmesi (yapılacak çalışmaların sıralandırılması, uygun metot ve prosedürlerin kullanılması)
- İş için gerekli olan çalışan sayısının belirlenmesi
- Gerekli olan araç gereçlerin temin edilmesi
- İşe uygun nitelikteki çalışanların görevlendirilmesi
- Güvenlik prosedürlerinin gözden geçirilmesi
- Bakım çalışmasından önceki gerekliliklerin yerine getirilmesi

Bakım planı aşağıdaki kısımlardan oluşmaktadır.

- İş emri
- Malzeme listesi
- Satın alma talebi
- Gerekli çizimler
- İş planı sayfası
- İş emrinin planlanması ve serbest bırakılmasından önceki gerekli olan tüm veriler

Etkili ve doğru hazırlanmış bakım planının sisteme önemli katkıları bulunmaktadır. Bunlar,

- Bakım masraflarının düşürülmesi
- Gecikmeler ve kesintileri azaltarak bakım işgücü kullanımının geliştirilmesi
- Bakım için kalifiye çalışanların seçilmesi, en iyi yöntem ve prosedürlerin uygulanmasıyla bakım kalitesinin iyileştirilmesi
- Bakım çalışanlarının boşa kalma zamanlarının minimuma indirgenmesi
- Çalışma süresi, malzeme ve ekipmanın etkin kullanımının maksimize edilmesi
- Teslimat zamanı ve kalite bakımından işletme ekipmanının üretim ihtiyacına duyarlı seviyede muhafaza edilmesi

Bakım planlaması türleri zaman yönünden 3 kategoriye ayrılmaktadır. Bunlar kısa dönem (1 günden 1 haftaya), orta dönem (1 aydan 1 yıla), uzun dönem (1 yıldan daha fazla) bakım planlaması olarak sıralanabilir.

2.4. Optimizasyon Kavramı

Optimum kelimesi Latince bir kelime olup nihai ideal manasına gelmektedir. Optimizasyon, bir problemin en iyi çözümünü veya tasarımını bulma işlemi olarak tanımlanabilir. Yani yapılan bir çalışmada harcanan çabayı minimize etmek veya çalışmadan elde edilen faydayı maksimize etmek için mevcut olan koşullar içinde en uygun noktayı bulma işlemine denir.

Tasarım, imalat veya bakım çalışmalarında kararlar alınmak zorundadır. Alınan bütün kararların amacı, gerekli emek, teknoloji, sermaye ve malzeme kullanımının minimize edilmesi veya kârın maksimize edilmesidir. İçinde bulunulan koşullar itibariyle hedeflenen amacı maksimum veya minimum edecek en uygun noktayı bulma işlemi optimizasyon olarak tanımlanır.

Optimizasyon problemlerinin çözümünde takip edilen adımlar:

- Durum değişkenlerinin belirlenmesi
- Durum değişkenlerinin limitlerinin belirlenmesi
- Amaç fonksiyonunun belirlenmesi
- Kısıtların belirlenmesi
- Problemi çözmek için kullanılacak algoritmanın belirlenmesi
- Problemin çözülerek optimum sonucun elde edilmesi

Bakım planlamasında kısıtlar ve amaç fonksiyonu doğrultusunda santral ünitelerinin bakımda olması gereken zamanların belirlenmesi amaçlanmaktadır. Bu sebeple optimizasyon problemi için durum değişkenleri 0 (serviste) ve 1'den (bakımda) oluşmaktadır. Amaç fonksiyonumuz ise tüm haftalar boyunca net rezerv miktarının brüt rezerve oranının toplamını hesaplayarak maksimize etmektir. Durum değişkeni 0 ve 1'den oluşmakta, amaç fonksiyonu ise doğrusal bir fonksiyondan meydana gelmektedir. Bundan dolayı bakım programlaması optimizasyon problemi olarak tanımlanıp ikili doğrusal veya tamsayı doğrusal programlamayla çözülebilmektedir.

2.5. Bakım Programlaması

Her bir bakım için bakım planı yapılması gerekmektedir. Yapılacak bakımların ne zaman yapılacağı ise ihtiyaçlar, maliyetler ve hedeflere göre değişmektedir. Yapılması planlanan bakımlara en uygun zamanın bulunabilmesi işlemine bakım programlaması denilmektedir. Diğer bir ifadeyle bakım programlaması, yapılması planlanan bakımlar için çalışmada kullanılacak yeterli kaynağın var ve yeterli, aynı zamanda hedeflenen amaca en yakın olduğu zamanın belirlenmesi işlemidir.

Bakım programlaması hedeflenen amaç doğrultusunda yapılmaktadır. Güç sistemlerindeki bakım programlamasının literatürde bulunan en yaygın amaç fonksiyonları ekonomik kriterler, güvenilirlik kriteri ve uygunluk kriteri olarak sıralanabilir [2, 3].

Üretim bakım programlamasında kullanılan ekonomik kriter için en yaygın olarak kullanılan amaç fonksiyonu enerji üretim ve bakım maliyetlerinin içinde bulunduğu işletme maliyetlerini en aza indirmektir [4]. İşletme maliyetlerini daha detaylı açıklayacak olursak, üretim yönünden maliyetler yakıt, generatör, çalışmaya başlama ve durma fiyatlarından oluşmaktadır. Bakım yönünden maliyetler ise parça ve işçilik fiyatlarından oluşmaktadır. Maliyetler kaynak türüne, generatör tipine göre farklılık göstermektedir.

Üretim bakım programlamasında kullanılan güvenilirlik kriteri; sağlanamayan enerjiyi ve net rezerv eksikliğini veya yük kaybı olasılığını minimuma indirmek olarak tanımlanabilir [4]. Bazı güç araçları için güvenilirlik hedefleri ekonomik hedeflerden daha önemlidir [5].

Üretim bakım programlamasında kullanılan uygunluk kriteri; üretim programındaki değişiklikleri ve kısıt ihlallerini minimuma indirmek olarak tanımlanabilir [5].

Bakım programlaması yaparken var olan kısıtların göz önünde bulundurulması gerekmektedir. Güç sistemleri üretim bakım programlamasında var olan ve literatürde bulunan terminoloji ve kısıtlardan bazıları aşağıda sunulmaktadır [6-8].

- Tercih edilen bakım: Belirtilen başlangıç zamanında yapılan bakım
- Önleyici bakım: Generatörlerin üretim özellikleri yönünden devamlılığını sağlamak için düzenli rutin olarak veya planlanmış olarak yapılan kontrol ve tamir işlemi

- Zaman ufku: Bakım programının ayarlanması gereken zaman zarfı
- Zaman periyodu: Bakım için kullanılan en küçük süre
- Ünite: Elektrik üretimi için kullanılan; generatör, türbin ve yardımcı teçhizatlardan oluşan birim
- Santral: Bir veya birden çok üniteden oluşan elektrik üretim merkezi
- Rezerv kaybı: Bakım programı sonucu meydana gelen üretim kaybı
- Brüt rezerv: Belirtilen zaman periyodu için üretilebilecek maksimum güç ile tüketim arasındaki fark
- Net rezerv: Belirtilen zaman periyodu için brüt rezerv ile rezerv kaybı arasındaki fark
- Minimum net rezerv: Tüm zaman periyotları için en düşük net rezerv
- Bakım ekibi: Ünite bakımı için çalışan personel
- Bakım kesintisi: Bakımdan dolayı meydana gelen servis dışı olma durumu
- Kaynak: Bakım için kullanılan ve sınırlı olan ekipman ve iş gücü
- Bakım zaman penceresi: Bakımın belirtilen başlangıç ve bitiş zaman aralığında olması kısıtı
- Bakım süresi: Bakımın planlanan süre içinde yapılması kısıtı
- Yük kısıtı: Talep edilen elektrik miktarını her zaman karşılama kısıtı
- Güvenilirlik kısıtı: Rezerv veya güvenlik marjının yük miktarına göre sağlanması kısıtı
- Bakımın sürekliliği kısıtı: Bakımın başlangıcından bitişine aralıksız bir şekilde devam etmesi kısıtı
- Kaynak kısıtı: Bakım için gerekli olan kaynak yani bütçe, çalışan personel ve yedek parça kısıtı
- Bakımların eş zamanlı olmama kısıtı: Bazı santral ünitelerinin aynı zamanda bakıma izin verilmemesinden dolayı oluşan kısıt (örnek olarak aynı santralde bulunan üniteler veya aynı bölgede bulunan çok sayıda santral)
- İletim ve şebeke kısıtları: Mevcut iletim sistemindeki dar boğazlar, aşırı yüklenmeler veya gerilim kısıtı

2.6. Türkiye Elektrik Sisteminde Bakım Programlaması

Türkiye elektrik sisteminde üretim ve iletim kısımlarındaki bakım çalışmaları iletim sistemi işletmecisi tarafından koordine edilmektedir. TEİAŞ iletim sisteminde yapılacak olan hat ve trafo merkezi bakım çalışmalarını kendi bünyesinde gerçekleştirmektedir. Üretim

sistemindeki bakım çalışmaları ise santral sahipleri tarafından gerçekleştirilmektedir. Türkiye’de dağıtım sistemi 21 bölgeye ayrılmış ve özel dağıtım şirketleri (Edaş) tarafından işletilmektedir. Dağıtım sistemindeki bakım çalışmaları ise özel dağıtım şirketleri tarafından gerçekleştirilmektedir.

Yapılacak olan bakım çalışmaları için orta dönem bakım programları yapılmaktadır. Generatör bakımları için bir yıl boyunca günlük olarak hangi santral ünitelerinin bakımda olacağı planlanmaktadır. Bakım planı yapılırken iletim sistemi işletmecisi olan TEİAŞ, 50 MW ve üzerinde kurulu güce sahip elektrik üretim santrallerinden bakım çalışması yapacak olanları öğrenerek bu santrallerden bakım çalışmasına dair bilgiler (bakım süresi, bakım zamanı, bakıma girecek ünite sayısı ve ünite bakımlarının birbirleriyle olan ilişkisi) istemektedir. TEİAŞ üretim santrallerinden gelen bakım çalışmalarına ait bilgiler doğrultusunda bir yıl için günlük olarak ünitelerin bakım çalışmalarını taslak bakım programına işlemektedir. Taslak bakım programında bakımlardan dolayı meydana gelecek üretim kayıpları günlük olarak hesaplanmaktadır. Üretim kayıpları göz önünde bulundurularak hesaplanan rezerv miktarının toplam tüketime oranı belirlenmektedir. Eğer bakımlardan dolayı arz güvenliğini tehlikeye sokacak durumlar ortaya çıkarsa, TEİAŞ bu durumda rezervin az olduğu günlerdeki bakım çalışmalarını üretim santralleriyle koordineli bir şekilde rezervin daha yüksek olduğu uygun bir zamana kaydırmaktadır. Bu sayede arz güvenliği göz önünde bulundurarak bakım programının son hali hazırlanmaktadır.

2.7. Bakım Programlama Yöntemleri

Bakım programlama için kullanılan çözümler sezgi üstü algoritmalar, matematiksel programlama, dinamik programlama, sezgisel algoritmalar ve bulanık küme teorisi gibi teknikleri içermektedir. Bu tekniklerin içinde en popüler ve yaygın olarak kullanılanlar; sezgi üstü algoritmalar, matematiksel ve dinamik programlama teknikleridir.

2.7.1. Matematiksel programlama

Üretim bakım programlama problemi tamsayı programlama, ikili tamsayı ve karışık tamsayı programlama olarak formüle edilebilmektedir. Tamsayı programlama çözümlerinde yaygın olarak dal sınır ve kesme düzlemi teknikleri kullanılırken, doğrusal programlamada simplex metodu kullanılmaktadır [6].

Simpleks algoritması 1947'de George Dantzig tarafından geliştirilen ve doğrusal programlama problemlerini çözmek için kullanılan popüler bir algoritmadır. Computing in Science and Engineering dergisi onu yirminci yüzyılın ilk on algoritmasından biri olarak göstermektedir. Algoritma, doğrusal programlama probleminin uygulanabilir alanının uç noktaları boyunca optimum bir çözüm aramaktadır.

Dal sınır yöntemi, tamsayı ve karışık tamsayı problemlerini çözmek için uygulanabilen genel bir algoritmadır. Ayrıca, doğrusal olmayan tamsayı programlama problemlerinin yanı sıra kombinyonel optimizasyon problemlerini çözmek için de uygulanabilir [2]. Aday çözümleri bir ağaç araması şeklinde sistematik olarak numaralandırır. Algoritma, çözüm ağacının çeşitli ayrık alt gruplarını temsil eden bu ağacın uygulanabilir dallarını araştırır. Bir dalın aday çözümlerini sıralamaya başlamadan önce, bir dalın çözüm kalitesini optimal bir çözüm üzerinde üst ve alt sınırlar ile karşılaştırır ve şimdiye kadar algoritma tarafından bulunan en iyi çözümü üretemiyorsa, tüm dalın arama ağacı atılır. Arama ağacını budamak için kullanılan bu yöntem, algoritmanın tüm olası dalları numaralandırmasını sağlar; böylece kesinlikle en iyi çözümleri içermeyen aday çözümlerini değerlendirmek için gereken süreyi ve kaynakları ortadan kaldırır.

Tamsayı programlama problemleri için, dal sınır yöntemi tamsayı programlamanın doğrusal programlama gevşemesini çözerek (diğer bir deyişle, karar değişkenlerinin tamsayı olmayan değerler olmasına izin vererek) başlatılır ve tipik olarak simpleks algoritması ile başlatılır. Simpleks algoritması ile çözülen tüm karar değişkenleri tamsayı değerler alırsa, doğrusal programlama gevşemesinde optimum çözüm, tamsayı programlama problemi için optimum bir çözümdür [6]. Bununla birlikte, bazı karar değişkenleri tamsayı değilse, o zaman bu değişkenler, bu karar değişkenleri için en uygun tamsayı değerlerini bulmak için daha küçük alt problemler oluşturarak dallanır. Karışık tamsayı problemleri için sadece tamsayı olması gereken değişkenler dallara ayrılırken, diğer sürekli karar değişkenleri klasik olarak simpleks algoritması ile işlem görürler [6].

Bazı çalışmalarda üretim bakım programlaması için oluşturulan karışık tamsayı programlama modeli (ekonomik kriterlere dayanarak) dal sınır yöntemi ile çözülmüştür [42, 43]. Barot ve Bhattacharya tarafından yapılan çalışmada serbest piyasada üretim bakım programlaması sorunu bir karışık tamsayı programlama modeli olarak çözülmüştür [73]. Problem başlangıçta sistem işletmecisinin herhangi bir müdahalesi olmaksızın dal sınır

yöntemi ile çözülmüş olup ve daha sonra sistem işletmecisinin düzeltme parametreleri (yani kurulu kapasiteye dayalı olarak izin verilen maksimum bakım) göz önüne alınmıştır.

Tamsayı programlama probleminin çözümü için kullanılan diğer bir teknik kesme düzlemi (Cutting Planes) yöntemidir. Kesme düzleminde amaç; doğrusal programlamaya kısıtlar ekleyerek tamsayı değerler içeren en iyi çözüm kümesine ulaşmaktır. Eklenen özel kısıtlar kesme (cut) olarak adlandırılır. Bunu yaparken çözülmek istenen problemi değiştirmemek için eklenen kısıtlara dikkat edilmelidir.

Karışık tamsayı programlama çözüm tekniklerinin doğrudan uygulanması, bazen arzu edilmez; çünkü hesaplama zamanları, problem boyutu ile katlanarak büyümektedir. Bunun üstesinden gelmek için ayrıştırma yöntemleri kullanılabilir. En popüler ayrıştırma tekniği Benders ayrıştırmasıdır. Benders ayrıştırma ilk kez Benders tarafından 1962'de önerilmiştir [8]. Doğrusal programlama dualite teorisine dayalıdır ve büyük ölçekli sorunun ana problem ve çözümü daha kolay olan birkaç bağımsız küçük ölçekli alt problemden oluşmaktadır.

Benders ayrıştırma yöntemi, üretim bakım programlaması problemi örneklerini çözmek için kullanılmıştır [29, 44]. Froger, Gendreau, Mendoz, Pinson ve Rousseau tarafından yapılan çalışmada belirtildiği gibi, Benders ayrıştırması, ana problemin yalnızca bakım programlaması sorununun kısıtlamaları ile ilgili olduğu kadar, gerekli kaynaklarla ilgili olduğu sorunların dâhili iki aşamalı yapısı nedeniyle, güç sistemlerinde bakım programlaması problemlerine özellikle iyi uygulanır, yük ve şebeke kısıtlamaları ve yakıt yönetimi kısıtlamaları alt problemlere taşınabilir [9].

Matematiksel programlama teknikleriyle elde edilen çözümlerde en iyi çözümlerin üretilmesi garanti edildiği için diğer tekniklerden (sezgi üstü algoritmalar gibi) daha çok tercih edilir. Bununla birlikte, matematiksel programlama teknikleri, gerçek boyutlu üretim bakım programlaması problem örnekleri için uygulanması genellikle çok uzun sürmektedir. Matematiksel programlama teknikleriyle doğrusal olmayan problemlere optimum çözümler bulmak için genellikle daha fazla çaba ve zaman sarf edilir.

2.7.2. Sezgi üstü algoritmalar

Güç sistemlerinde üretim bakım programlaması problemlerinin çözüm süresinin belirsizliği ve dünyada uygulanan örneklerin büyük boyutları nedeniyle, sezgi üstü algoritmalar sıklıkla bu problemlere uygulanmaktadır [9, 45]. Sezgi üstü algoritmalar, doğrusal olmayan ve/veya çok karmaşık kısıtlamaları ve/veya hedefleri ele almak için daha fazla esneklik sağlamaktadır [9].

Sezgi üstü algoritmalar genellikle optimizasyon problemi ile ilişkili arama alanındaki farklı alanları daha akıllı bir şekilde keşfetmeye çalışır; daha az hesaplama süresi içinde en yakın optimum çözümü ortaya çıkarır ve daha az bellek kaynağı harcarlar. Bu algoritmalar uygulanabilir çözümlerin yalnızca bir alt kümesini değerlendirir ve en uygun çözümleri bulma garantileri yoktur [10].

Sezgi üstü algoritmalar genel olarak yörünge temelli veya nüfusa dayalı aramalar olarak sınıflandırılabilir. Yörüngeye dayalı sezgi üstü algoritmalar arama süreci boyunca herhangi bir noktada tek bir çözümü manipüle ederek ve dönüştürerek bilgiyi daha fazla kullanma kabiliyeti sağlarlar (yerel bölgede aramayı yoğunlaştırmak için daha fazla kabiliyete sahip olmaları). Öte yandan, nüfusa dayalı sezgi üstü algoritmalar birden çok çözümü (bir çözümler topluluğu) eşzamanlı olarak manipüle ederek ve dönüştürerek işlev görür, böylece çözümlerin tümü zamanla gelişir. Bu durum onların daha fazla arama kabiliyetine sahip olduklarını gösterir (Arama alanının tamamında daha iyi çeşitlendirme için daha fazla kabiliyete sahiptirler) [13, 14].

Bu algoritmalarından biri olan Benzetimli Tavlama (Simulated Annealing) yörünge tabanlı bir sezgi üstü algoritmadır. Bu yöntem Kirkpatrick ve diğerlerinin ve Cerny'nin bağımsız çalışmalarından ortaya çıkmıştır [11, 12]. Benzetimli tavlama, fiziksel bir sistemi ısıtarak ve kademeli olarak soğumaya bırakarak daha düşük enerji durumuna getirilmesi işlemi olan tavlama işleminden esinlenilmiştir. Fiziksel işleme benzer şekilde, algoritma mevcut çözümü bozarak komşu bir çözüm üretir. Komşu çözüm mevcut çözümden daha iyiye yeni çözüm (temelde bir tepe tırmanma algoritması) olurken, bu komşu çözüm mevcut çözümden daha kötü ise, belli bir ihtimalle mevcut çözüm yeni çözüm olarak kabul edilir. Bu olasılık komşu çözümün ne kadar kötü olduğuna bağlıdır, burada çok daha kötü bir çözümün biraz daha kötü bir çözümden kabul edilme olasılığı daha azdır. Bu olasılık aynı zamanda sistemin

sıcaklığı olarak adlandırılan bir parametreye de bağlıdır. Sıcaklık arttıkça, daha kolay iyileştirilmeyen çözümler kabul edilir. Olası bir şekilde daha kötü bir çözümü kabul etmenin nedeni, algoritmanın arama alanını keşfedebilmesi ve yerel optimumda kalmamaktır. Sıcaklık benzetimli tavlama algoritmasının nihayetinde optimum çözüme yaklaştığı dondurulmuş hale ulaşmasını umut ederek zamanla kademeli olarak düşürülür. Benzetimli tavlama algoritması, hafızasız bir yöntem olarak sınıflandırılmıştır, çünkü arama sırasında dinamik olarak çıkarılan hiçbir bilgi kullanılmamaktadır [13].

Benzetimli tavlama; üretim bakım programlaması problem örneklerinde [17, 45-50] ve monopol güç sistemleri için Froger ve diğerlerinin çalışmasında uygulanmıştır [9].

Benzetimli tavlama algoritmasının kullanımı ile ilişkili avantajları genel olarak yüksek kaliteli çözümler elde ettikleri, genel olarak uygulanabilir ve nispeten uygulanması kolay olan bir yöntem olduğu ve yeni kısıtlamalar ekleyebileceği için önemli esneklik sunması olarak tanımlanabilir [14]. Ana dezavantajları kullanıcının başlangıç sıcaklığı, sıcaklık düşüş hızı, sıcaklık aşamaları uzunluğu ve arama sonlandırma kriterleri dâhil olmak üzere çok sayıda algoritma parametresi değerini belirtmesi gerektiğini içerir. Benzetimli tavlama algoritmasının parametreleri için önerilen değerler literatürde bulunabilmesine rağmen, bunlar genellikle probleme özgüdür ve kullanıcı genellikle bu parametre değerlerinin en iyi kombinasyonunu belirlemek için kapsamlı bir deneye dayalı araştırma yapmak zorundadır [14]. Benzetimli tavlama algoritmasının diğer bir dezavantajı, algoritmanın yüksek kaliteli sonuçlar elde etmek için birçok yineleme gerektirmesidir. Bu, bir çözümün hedef fonksiyon değerlerini değerlendirmek için nispeten uzun süren problemler için aşırı hesaplama sürelerine neden olabilir. Benzetimli tavlama algoritmasının verimliliğini artırmak ve hesaplama süresini en aza indirmek, yani yeterli parametre ayarlarını kullanmak/optimize etmek, algoritmayı bir takım işlemciler üzerinde paralellize etmek ve istatistiksel fizik temelli yaklaşımları dâhil ederek analiz etmek için üç özel istikamet önerilmektedir [14].

Genetik algoritma, nüfusa dayalı bir sezgi üstü algoritmadır. Evrimin ve doğal seleksiyonun biyolojik süreçlerinden ilham alan stokastik bir arama prosedürüdür. Verilen bir problem örneği için çözümler bireylerdir ve her birey bir uygunluk değeri ile ilişkilendirilir (genellikle çözümün amaç fonksiyonu değerleri ile belirlenir). Bireylerin bir nüfusu rastgele üretilir ve durdurma kriterleri sağlanıncaya kadar zamanla tekrar tekrar daha iyi çözümlere (kendi uygunluk değerlerine dayalı olarak) doğru evrilmelerine izin verilir. Bir genetik

algoritma için seçim, mutasyon ve çaprazlama parametre değerlerinin kullanıcı tarafından seçilmesi gerekmektedir. Goldberg tarafından yazılan ‘Arama optimizasyonunda ve makine öğrenmesinde genetik algoritmalar’ kitabın yayımlanmasından sonra genetik algoritmalar terimi ve kullanımı son derece popüler hale gelmiştir [15]. Genetik algoritmalar hakkında daha ayrıntılı bilgi için bu kitaba bakılabilir [14].

Genetik algoritmalar; üretim bakım programlaması problemler örneklerinde [17, 51-53] ve monopol güç sistemleri için Froger ve diğerlerinin çalışmasında uygulanmıştır [9].

Tabu arama algoritması, ilk kez Glover tarafından önerilen yörünge tabanlı bir sezgi üstü algoritmadır [16]. Bu algoritma insan belleklerinin mekanizmalarından ilham alır ve bunları içerir. Aramanın yakın geçmişini tabu listesi adı verilen kısa süreli bir belleğe kaydederek çözümlerin tekrar gözden geçirilmesini engeller.

Hafızayı hiç kullanmayan ve geçmişteki derslerden öğrenemeyecek olan Benzetimli Tavlama algoritmasına zıt bir yaklaşımı benimser [14]. Benzetimli Tavlama gibi, mevcut çözümden komşu çözümler oluşturulur (Benzetimli Tavlamada sadece bir komşu oluşturulur). Bulunan en iyi komşu çözüm mevcut çözümün yerine geçer; bu çözüm mevcut çözümden daha kötü olsa bile. Bu nedenle yerel bir optimuma rastlandığında, arama, yerel bir optimuma sıkışmamak için mevcut çözümden daha kötü bir aday seçerek devam eder. Tabu arama algoritmasının performansını iyileştirmek için, bazen özet kriterleri, yoğunlaştırma stratejileri ve çeşitlendirme stratejileri kullanılmaktadır [14].

Tabu arama algoritması; üretim bakım programlaması problemler örneklerinde [17, 54] ve monopol güç sistemleri için Froger ve diğerlerinin çalışmasında uygulanmıştır [9].

Karınca kolonisi optimizasyonu (Ant Colony Optimization) Colorni, Dorigo ve Maniezzo tarafından ilk kez önerilen nüfusa dayalı bir sezgi üstü algoritmadır [18]. Bu algoritma toplu halde bulunan karıncalar, arılar, termitler, balıklar ve kuşlar gibi biyolojik türlerin davranışlarından ilham alan sürü zekâsı algoritma sınıfının bir üyesidir [13]. En başarılı iki sürü zekâsı algoritması Karınca Kolonisi optimizasyonu ve Parçacık Sürü optimizasyonudur [13]. Karınca kolonilerinin beslenme davranışlarından ilham alan Karınca Kolonisi optimizasyonunda karıncaların her biri çok sınırlı görsel yeteneklere sahip olmasına rağmen yine de bir besin kaynağı ile karınca yuvası arasındaki en kısa yolu bulabilmektedir.

Karıncaların başarısının anahtarı, stigmergy olarak adlandırılan sürü davranışıyla, yani çevrenin dinamik olarak modifiye edilmesi yoluyla karıncaların birbirleriyle dolaylı iletişim kurmasıdır [14].

Karınca kolonisi optimizasyonu bir optimizasyon problemi örneğine rasgele bir aday çözüm seti ile başlar. Aramanın tekrarlanması sırasında, "karıncalar" umut veren çözümlerin bileşenlerine feromonu yerleştirir. Bu şekilde, karar alanının çevresi yinelemeli olarak değiştirilir ve arama, optimum veya optimuma en yakın çözümlerin bulunabileceği arama alanına doğru giderek kaymaktadır [19].

Karınca kolonisi optimizasyonu; üretim bakım programlaması problemler örneklerinde [19, 70-72] ve monopol güç sistemleri için Froger ve diğerlerinin çalışmasında uygulanmıştır [9].

Parçacık Sürü Optimizasyonu (Particle Swarm Optimization - PSO) Dr. Kennedy ve Dr. Eberhart (1995) tarafından sürü halinde hareket eden balık, kuş ve böcek gibi canlılardan esinlenerek geliştirilen popülasyon temelli sürü zekasına dayanan sezgi üstü (metaheuristic) bir algoritmadır [20]. Sürü halinde hareket eden canlıların güvenlik ve yiyecek gibi önemli ihtiyaçlarını karşılamak için rastgele sergiledikleri hareketlerin birbirlerini etkiledikleri ve sürü içindeki bu bilgi paylaşımı sayesinde sürünün amacına daha kolay ulaştığı görülmüştür [9].

Algoritmadaki her bireye parçacık, bu bireylerin oluşturduğu topluluğa da sürü denmektedir. Algoritma optimum veya optimuma yakın çözüm bulmak için her biri aday çözüm olan parçacıklar oluşturur. Her bir parçacık kendi pozisyonunu, bir önceki tecrübesinden yararlanarak sürüdeki en iyi pozisyona doğru ayarlar. PSO, temel olarak sürüde bulunan bireylerin pozisyonunun, sürünün en iyi pozisyona sahip olan bireyine yaklaştırılmasına dayanır. Bu yaklaşma hızı rastgele gelişen durumdur ve çoğu zaman sürü içinde bulunan bireyler yeni hareketlerinde bir önceki konumdan daha iyi konuma gelirler ve bu süreç hedefe ulaşmaya kadar devam eder [20].

Bu yöntem ilk önce sadece sürekli optimizasyon problemleri için tasarlanmasına rağmen daha sonra tamsayı ve ikili optimizasyon problemlerine uygulanacak şekilde uyarlandı. Parçacık Sürü Optimizasyonu üretim bakım programlaması problem örneklerinde [55-57] uygulanmıştır.

2.7.3. Dinamik programlama

Dinamik optimizasyon olarak da bilinen dinamik programlama Richard Ernest Bellman tarafından geliştirilmiştir. Bu yöntem birbirini izleyen ve karşılıklı etkileri olan bir dizi karara sahip kompleks veya büyük problemi daha basit daha küçük iç içe geçmiş alt problemlere ayırarak çözen bir tekniktir [6].

Dinamik programlamanın ideal olarak üretim bakım programlaması sorunlarına uyduğu belirtilmektedir [9, 22, 25, 60]. Dinamik programlama birbiriyle ilişkili kararların alındığı, hedef fonksiyonun, kararın ve durum değişkenlerinin sürekli bir fonksiyonu olması gerekmediği ve objektif veya kısıt fonksiyonlarının analitik formunun gerekli olmadığı bir yöntemdir [21]. 1990'lı yıllara kadar dinamik programlama üretim bakım programlaması problemlerini çözmek için sıklıkla kullanılmıştır [58, 59]. Bazı çalışmalarda (Yamayee, 1982; Lindner, 2017) dinamik programlama ile bulanık mantık birleştirilmiştir [40, 41].

Bu yöntem boyut problemi nedeniyle büyük boyutlu problemlere uygulamak yerine matematiksel programlama tekniklerinde olduğu gibi küçük boyutlu üretim bakım programlaması problem örneklerine uygulanmasıyla sınırlandırılır [22, 25, 60]. Bununla birlikte, problem boyutlarını azaltmak için dinamik programlama ardışık yaklaşımlarla geliştirilmiştir [22]. Ardışık yaklaşımı olan dinamik programlama, yakınsama yapmakta, ancak global optimumu garanti etmemektedir [22].

2.7.4. Bulanık küme teorisi

Bulanık küme matematiksel olarak, söylem evrenindeki herhangi bir varlığa, bulanık küme içindeki üyelik derecesini gösteren bir değer atanması şeklinde tanımlanabilir [23]. Bahsedilen üyelik derecesi, bu varlığın bulanık küme tarafından tanımlanan özelliklere uyum değerini göstermektedir. Bu durumda, bulanık kümenin elemanları ve bu elemanların haricinde kalanlar arasında kesin bir ayırım söz konusu değildir. Böylece, bulanık küme aralarında belirsiz (kesin olarak tanımlanamamış) sınırlar olan kavramlar/ nesneler grubu şeklinde de tanımlanabilir. Yani bulanık kümeler kuramı, bu belirsiz sınırlar sebebiyle ortaya çıkan bulanıklık ile ilgilenir [24].

Bulanık mantık üretim bakım programlaması problemlerinde mevcut olan belirsizlikleri ve çoklu hedefleri ele almak için kullanılabilir. Genellikle dinamik programlama ve sezgi üstü algoritmalar gibi diğer çözüm teknikleriyle birlikte kullanılmaktadır [5].

Bulanık mantık teorisi üretim bakım programlaması problem örneklerinde [58, 59] kullanılmıştır. Bulanık mantık üretim bakım programlaması modellerinde mevcut olan belirsizliklerin ve amaç fonksiyonlarının birden fazla olmasından dolayı [5] problemi çözmeye yönelik umut verici bir yaklaşım gibi gözükmetedir [25]. Bulanık dinamik programlama [25] ve bulanık değerlendirme fonksiyonlu genetik algoritmalar [26] üretim bakım programlama problemlerine iyi çözümler bulmak için etkili ve pratik bir yaklaşımdır. Bulanık mantık yaklaşımlarının dezavantajı, uygulanmaları sırasında ihtiyaç duyulan önemli miktarda veri ve uzman bilgisidir [9].

2.7.5. Bilgi temelli uzman sistemler

Uzman sistemler alanında uzman insanların karar verme yeteneğini taklit eder. Çoğu güç sistemlerinde, bakım programlamasını yapmak için uzman bir ekip kullanılmaktadır [27]. Konvansiyonel matematiksel programlama, çizelgeleme ile ilgili karmaşıklığın tümünü kapsayamaz. Lin, Huang, Huang, Liang, ve Lee tarafından yapılan çalışmada belirtildiği gibi, bilgi temelli uzman sistemler alternatif olarak uygulanabilir [27]. Yani, iyi üretim bakım programlaması çözümleri üretmek için uzmanların bilgisi uzman sistemine dâhil edilebilir.

Bilgi temelli bir uzman sistem algoritması Tayvan güç sistemlerinde üretim bakım programlaması sorununu çözmek için kullanılmıştır [27]. Bilgi temelli uzman sistemler üretim bakım programlaması problemleri (Aruti ve Okrent, 1990; Fustar ve Jelavic 1992) için de kullanılmıştır [67, 68]. Uzman sistemler, diğer çözüm teknikleriyle birlikte, örneğin uzman bir sistemin bir bulanık modelleme yöntemiyle birleştirildiği Sergaki ve Kalaitzakis tarafından yapılan çalışmada da kullanılmıştır [28].

2.7.6. Sezgisel algoritmalar

Sezgisellik pratik bir yöntem kullanarak problem çözme, öğrenme veya keşfe yönelik, optimum sonucu garanti etmeyen ancak hedeflere ulaşmak için yeterli olan herhangi bir

yaklaşım olarak tanımlanır. Sezgisel yaklaşım, kuralların esnetilmesi ve deneme yanılma yaklaşımlarının kullanılmasıyla bir optimizasyon sorununa çözüm bulmaya çalışmakta ancak optimum bir çözüm ararken zaman veya bellek kısıtlamaları yüzünden pratik olmamaktadır. Buna ek olarak, sezgisel yöntemler uygun çözüm bulma sürecini hızlandırabilmektedir.

Üretim bakım programlaması probleminin çözümünde sezgisel yöntemler önemli operatör girdileri gerektirir ve uygulanabilir çözümler bulmakta başarısız olabilmektedir [25, 66]. Bu yöntemler, üretim bakım programlaması problemlerini çözmek için nadiren kullanılır [25]. Buna rağmen Canto'ya göre, sistem operatörleri çoğu zaman sezgisel yöntemlerle üretim bakım programlaması problemlerini çözmektedir [29].

2.7.7. Kısıt programlama

Kısıt programlama (Constraint Programming) değişkenler arasındaki ilişkilerin özellikle kombinyonel problemlerde kısıtlamalar şeklinde ifade edildiği modern bir programlamadır [30]. Kısıt programlama, uygun değişken yayılım kuralları uygulandığında son derece kısıtlı optimizasyon problemlerine çözümler bulmak için yararlıdır [9].

Kısıt programlamanın enerji ile ilgili [63-65]'daki problemler bağlamında iyi çalıştığı ancak üretim bakım programlaması problemleri konusunda yaygın olarak kullanılmadığı görülmüştür [31]. Bu konuda kısıt programlamanın az kullanılmasının nedeni, Froger ve diğerleri tarafından bu algoritmanın asıl amacının üretim bakım programlamasında olduğu gibi optimum çözüm bulmak değil, optimuma yakın bir çözümün bulunması olduğu belirtilmektedir [9].

2.7.8. Oyun teorisi

Oyun teorisi, akılcı karar vericiler arasındaki çatışma ve işbirliğinin matematiksel modelleri ile ilgilenmektedir [6]. Serbest piyasanın bulunduğu güç sistemlerinde daha kapsamlı bir şekilde uygulanmıştır. Örneğin her üretim işletmecisi bir adım önde olabilmek için rakiplerinin kararlarını tahmin etmeye çalışır [9]. Üretim işletmecisi aynı zamanda kapasitenin geri çekilmesi yoluyla piyasa fiyatlarını manipüle edebilmektedir [32].

Chattopadhyay tarafından yapılan çalışmada serbest piyasanın olduğu bir güç sisteminde üretim işletmecileri için bakım programlaması ve generatör çıktılarıyla ilgili stratejik kararları analiz etmeye yarayan bir oyun teorisi modeli sunulmuştur [32]. Kim, Park, Yoon ve Min tarafından yapılan çalışmada bir sistem işletmecisi ve üç üretim işletmecisinin koordinasyon prosedürü için bir model sunulmuştur [33]. Elde edilen sonuçlar, üretim işletmecisi için kar odaklı olarak hazırlanan üretim bakım programlamasının sistem işletmecisinin güvenilirlik gerekliliklerini gözetmek için değiştirilebileceğini göstermiştir. Yukarıda bahsedilen çalışmalarda üretim işletmecileri tarafından benimsenen stratejiler Nash dengesi ile tanımlanmıştır [9].



3. ÖN ÇALIŞMA

Bu kısımda tez çalışmasında kullanılacak olan orta dönem talep tahmin ve yenilenebilir kaynak türüne sahip santrallerin üretim profillerinin belirlenmesi için kullanılan yöntem ve bulunan sonuçlar anlatılmaktadır.

3.1. Talep Tahmin

Elektrik tüketim tahmini güç sistemlerinin planlanması ve işletilmesi açısından önemli bir yer tutmaktadır. Tüketim tahmini elektrik üreticileri, sistem işletmecileri ve elektrik üretim, iletim, dağıtım ve elektrik marketi katılımcıları tarafından kullanılan ve önemli olan bir araçtır. Tüketim tahmini elektriğin üretimi ve satın alınması, ikili anlaşmalar, bakım çalışmaları, altyapı yatırımları, bölge planlaması, yük alma ve yük atma gibi sistem işletmecisi için önemli olan kararların alınmasında yardımcı olur.

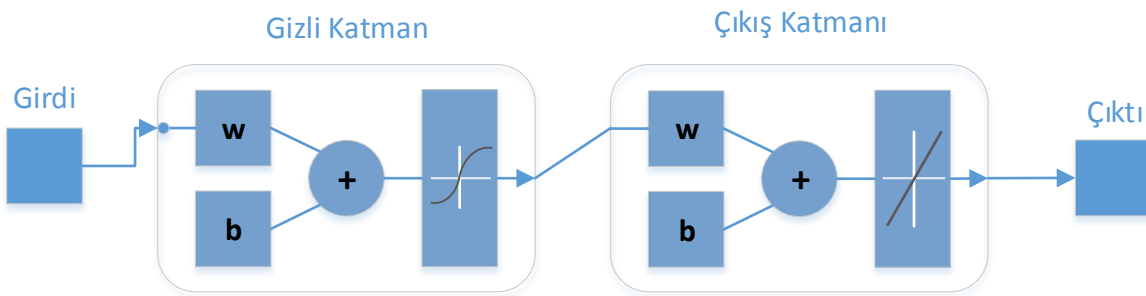
Tüketim tahmini zaman periyodunun uzunluğu açısından üç kategoriye ayrılmaktadır. Bunlar kısa dönem talep tahmin (bir saatten bir haftaya kadar), orta dönem talep tahmin (bir aydan bir yıla kadar) ve uzun dönem talep tahmin (bir yıldan daha fazla) olarak adlandırılır. Farklı zaman periyoduna sahip talep tahmin türleri sistemin işletilmesinde farklı operasyonların gerçekleştirilmesine olanak sağlamaktadır. Kısa dönem talep tahmin çalışması üretim planlanmasının yapılması, kısıtlılık analizlerinin gerçekleştirilmesi, iletim sisteminde yapılacak olan planlı bakımlara karar verilmesi işlemlerinde kullanılır. Orta dönem talep tahmin çalışması yıllık olarak gerçekleştirilen iletim ve üretim bakımlarının planlanması işlemlerinde ve elektrik alım satımına dair anlaşmalarda kullanılır. Uzun dönem talep tahmin çalışması iletim sistemi yatırımlarının planlanması, bölgesel bağlantı kapasitelerinin belirlenmesi ve üretim kapasitesinin arttırılması işlemlerinde kullanılır.

Elektrik üretim santrallerinin yıllık bakım programı çalışmasında yıl boyunca haftalık çözünürlükte sistemin rezerv miktarının belirlenmesi gerekmektedir. Rezerv miktarı santrallerin üretebileceği maksimum güçten elektrik tüketim miktarının çıkarılmış hali olarak tanımlanmaktadır. Bu ihtiyaç doğrultusunda santrallerin üretebileceği maksimum güçler ve elektrik tüketim miktarlarının bilinmesi gerekmektedir. Elektrik tüketim miktarının yıl boyunca haftalık çözünürlükte maksimum puantının belirlenmesinde orta

dönem talep tahmin (bir aydan bir yıla kadar) algoritması kullanılmaktadır. Orta dönem talep tahmin çalışması için [34] nolu makalede önerilen yapay sinir ağları modelinin istatistiksel yaklaşım metotları olan geri bağlantı modellerine göre daha iyi performans gösterdiği anlatılmaktadır. Ghiassi, Zimbra ve Saidane (2006) tarafından yapılan çalışmada önerilen yapay sinir ağları modelinin istatistiksel yaklaşım olan Arima'ya göre daha doğru tahminlerde bulunduğu anlatılmaktadır. Bu çalışmada orta dönem talep tahmin için yapay sinir ağları modeli kullanılmaktadır.

3.1.1. Yapay sinir ağları

Yapay sinir ağları (YSA), beynin öğrenme şeklini taklit ederek sistem modellemesi ve gerektiğinde ileriye dönük kestirimler yapmak üzere kullanılan bir yöntemdir. İnsan beyin fonksiyonundan esinlenen YSA, deneme yolu ile öğrenme ve genelleştirme yapabilmektedir. Temel işlem birimleri olan nöronlardan (sinir hücreleri) kurulu bir ağ oluşturularak bu ağın küçük bir beyin gibi davranması sağlanır. Bu noktada oluşturulan yapı, geçmiş veriler ile eğitilerek sinir ağlarının girdi ile çıktı arasındaki ilişkiyi öğrenmesi sağlanır. Sonrasında tahmin yapabilmek için modele girdiler verilir ve tahmin sonucu elde edilir. Çalışmada kullanılan yapay sinir ağının yapısı Şekil 3.1'de gösterilmiştir.

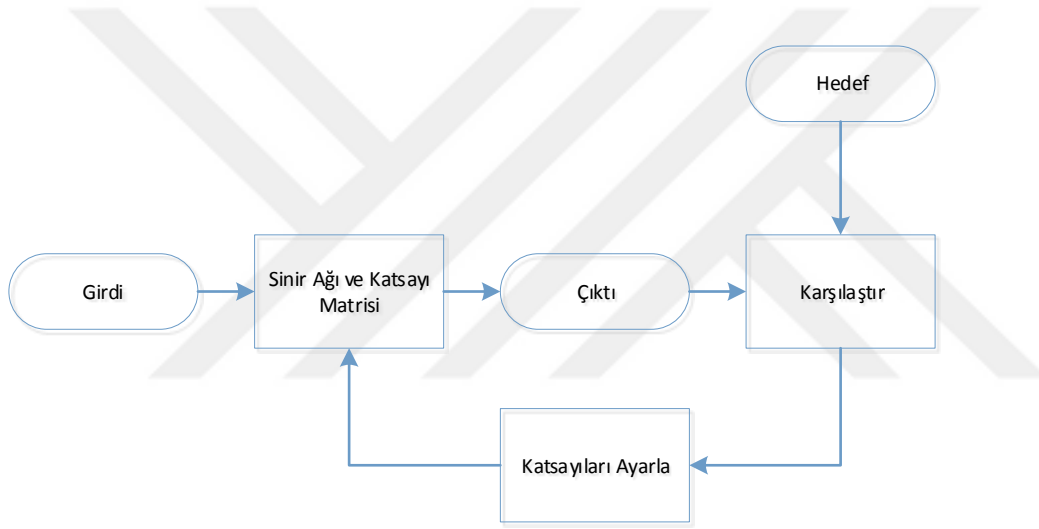


Şekil 3.1. Yapay sinir ağları yapısı

Çalışmada talep tahminde gizli ve çıkış katmanından oluşan YSA modeli kullanılmıştır. Şekil 3.1'de de görüldüğü üzere kullanılan model gizli ve çıkış katmanlarından oluşmaktadır. Model çalışma sırasında çarpma, toplama, transfer fonksiyonu ve optimizasyon işlemlerini gerçekleştirir. Öncelikli olarak bir nöronun girişinde girdi vektörü belirli bir katsayı vektörü ile çarpılır ve sapma sabiti olan bir sayı ile toplanarak transfer fonksiyonuna tabi tutulur, bu işlem tüm nöron ve katmanlar için gerçekleştirilir. Bu işlemler

sonucunda elde edilen çıktının gerçeğe en yakın olabilmesi için katsayı matrisinin optimal değeri bulunur.

İleri beslemeli YSA modellerinde katsayı matrislerinin optimizasyonu, bir diğer deyişle YSA eğitimi, her bir veri için hata oranlarının nöronlar arasında iletilmesi ve katsayıların düzenlenmesi ile gerçekleştirilir. Şekil 3.2’de eğitime işleminin aşamaları gösterilmiştir. İlk aşamada modele verilen girdiler ve çıktılar hesaplanır. İkinci aşamada çıkan değerlerle gerçekleşen değerler karşılaştırılır ve ortalama karekök hatası (MSE) hesaplanır. Son olarak hesapladığımız hataları minimize etmek için Levenberg – Marquardt optimizasyon metodu kullanılarak yeni katsayı matrisi oluşturulur.



Şekil 3.2. Katsayı matrisinin ayarlanması

Yapay sinir ağları oluşturulurken gizli katmanın ve gizli katmandaki nöronların sayılarının, eğitime metodunun, modelin eğitim, test ve kontrolü için verilerin parçalara ayrılma oranlarının belirlenmesi gerekmektedir. Bu noktada geliştirilen yapının performansının belirlenmesi ve karşılaştırmaların yapılabilmesi için bir kritere ihtiyaç duyulmaktadır. Çalışmada performans kriteri olarak literatürde yaygın olarak kullanılan mutlak yüzdesel ortalama hata (mean absolute percentage error = MAPE) kullanılmıştır. Gerçekleşen değerler ile tahmin edilen değerler arasındaki hata oranları aşağıdaki formül ile hesaplanmaktadır.

$$MAPE = \frac{100}{N} \times \sum_{n=1}^N \left| \frac{A_n - F_n}{A_n} \right| \quad (3.1)$$

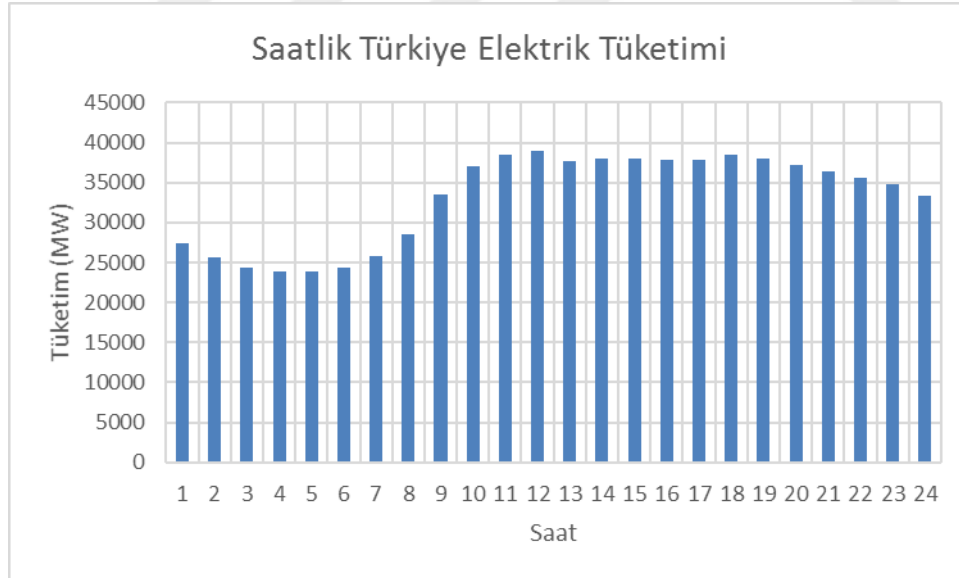
A_n = Gerçek değer

F_n = Tahmin edilen değer

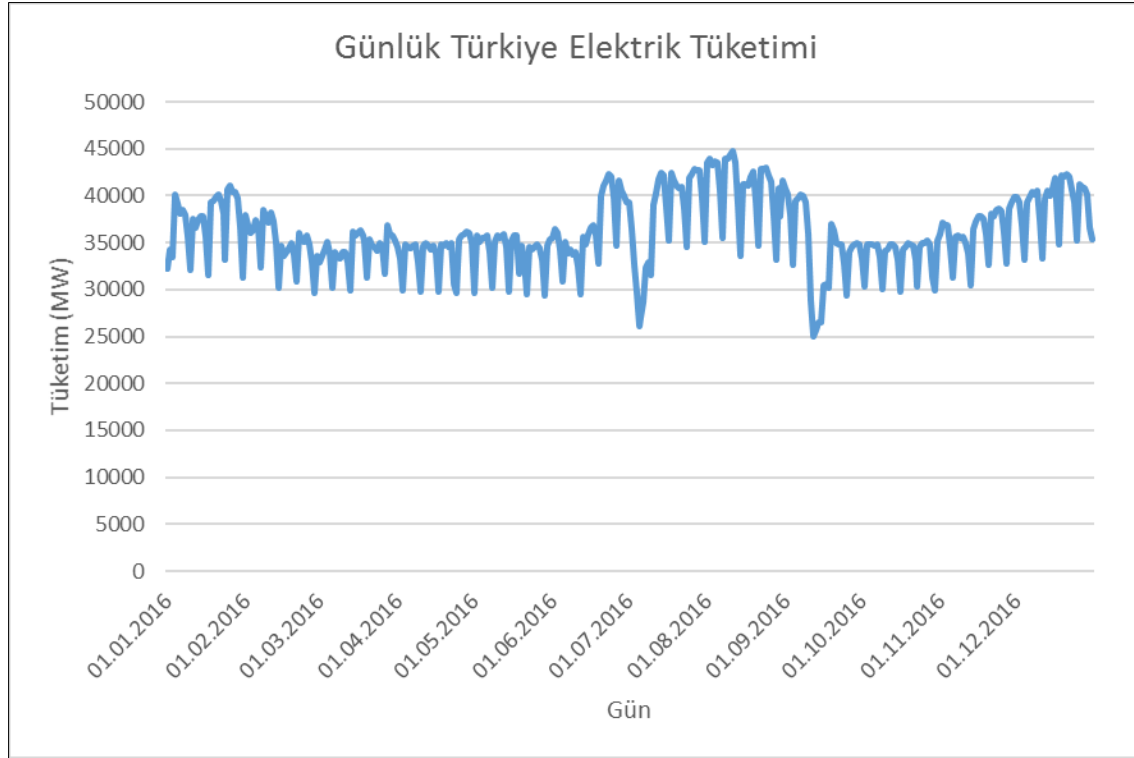
3.1.2. Talep tahmin çalışması ve sonuçları

Elektrik tüketimi saatlik, günlük, mevsimsel ve yıllık olarak değişmektedir. Türkiye elektrik tüketimine dair 2017-01-02 tarihine ati saatlik, 2016 yılına ait günlük ve 1995-2016 yılları arasına ait aylık ani maksimum puantlardan oluşan değerler Şekil 3.3, Şekil 3.4 ve Şekil 3.5'teki grafiklerde gösterilmektedir. Görüldüğü üzere; çalışma saatleri, gün ışığı ve sıcaklık gibi nedenler elektrik tüketimini saatlik olarak, çalışma ve tatil günleri gibi sebepler günlük olarak, mevsim ve sıcaklık değişikliği gibi nedenler aylık olarak, nüfus artışı ve ekonomik büyüme gibi nedenler yıllık olarak değiştirmektedir.

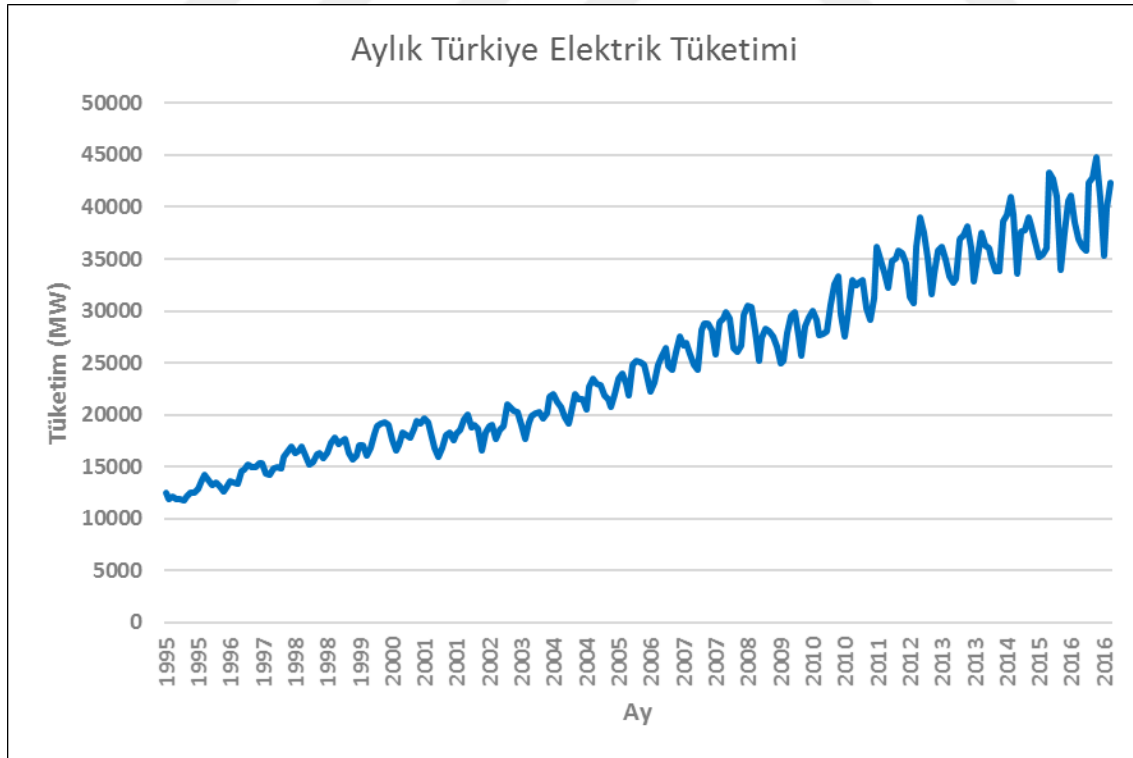
Bu çalışma kapsamında elektrik tüketiminin orta dönem tahmini, yani bir yıl boyunca gerçekleşecek günlük maksimum ani puantlar tahmin edilecektir. Tahmin için yalnızca geçmişte gerçekleşen tüketim değerleri bulunmaktadır.



Şekil 3.3. Elektrik tüketiminin saatlik gelişimi



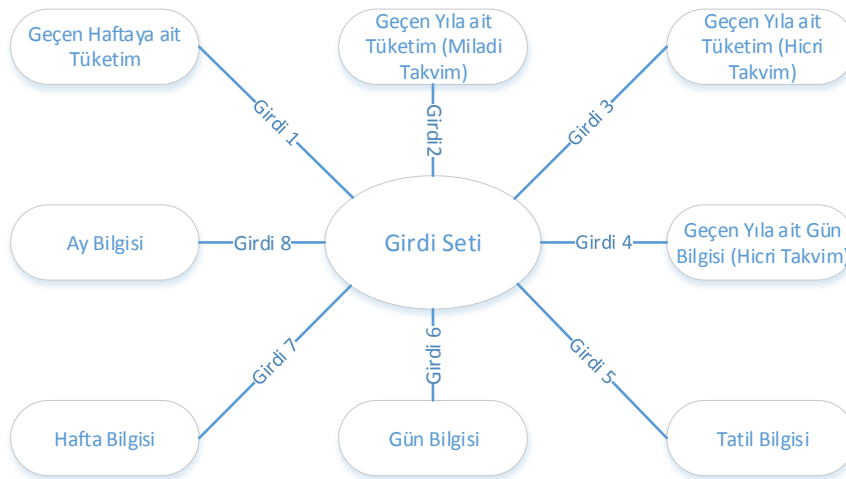
Şekil 3.4. Elektrik tüketiminin günlük gelişimi



Şekil 3.5. Elektrik tüketiminin haftalık gelişimi

Elektrik tüketimi haftanın gününe, tatile ve mevsime göre değiştiğinden yapay sinir ağı modeli eğitilirken bu veriler girdi olarak kullanılmaktadır. Şekil 3.6'da yapay sinir ağını eğitmek için kullanılan girdiler bulunmaktadır. Bu girdiler; haftanın günü bilgisi, hafta bilgisi, ay bilgisi, tatil bilgisi, geçen haftaya ait tüketim verileri, geçen yıla ait tüketim verileri (miladi takvim), geçen yıla ait tüketim verileri (hicri takvim) ve hicri takvime göre geçen yıla ait tüketim günü bilgisi gibi verilerden oluşmaktadır.

Haftanın günü bilgisi pazartesi günü 1 ile başlayacak şekilde haftanın günlerini 1'den 7'ye kadar numaralandırılması şeklinde, hafta bilgisi bir yıl içindeki haftaların 1'den 52'ye kadar numaralandırılması, ay bilgisi bir yıl için ayların 1'den 12'ye kadar numaralandırılması şeklinde yapay sinir ağı için tanımlanmaktadır. Tatil bilgisi cumartesi, pazar, resmi ve dini tatil günleri için 1 olarak ve tatil olmayan günler için 0 olarak tanımlanmaktadır. Geçen haftaya ait tüketim geçen haftanın aynı gününe ait maksimum ani puant olarak tanımlanırken, miladi takvime göre geçen yıla ait tüketim 364 gün öncesi ve haftanın aynı gününe ait tüketimden oluşmakta ve hicri takvime göre geçen yıla ait tüketim 354 gün öncesine ait tüketimden oluşmaktadır. Hicri takvime göre her bir yıl geçtiğinde gün değeri 4 gün değişmektedir, bu yüzden hicri takvime göre geçen yılki tüketimin hangi güne ait olduğu da girdi olarak tanımlanmaktadır.



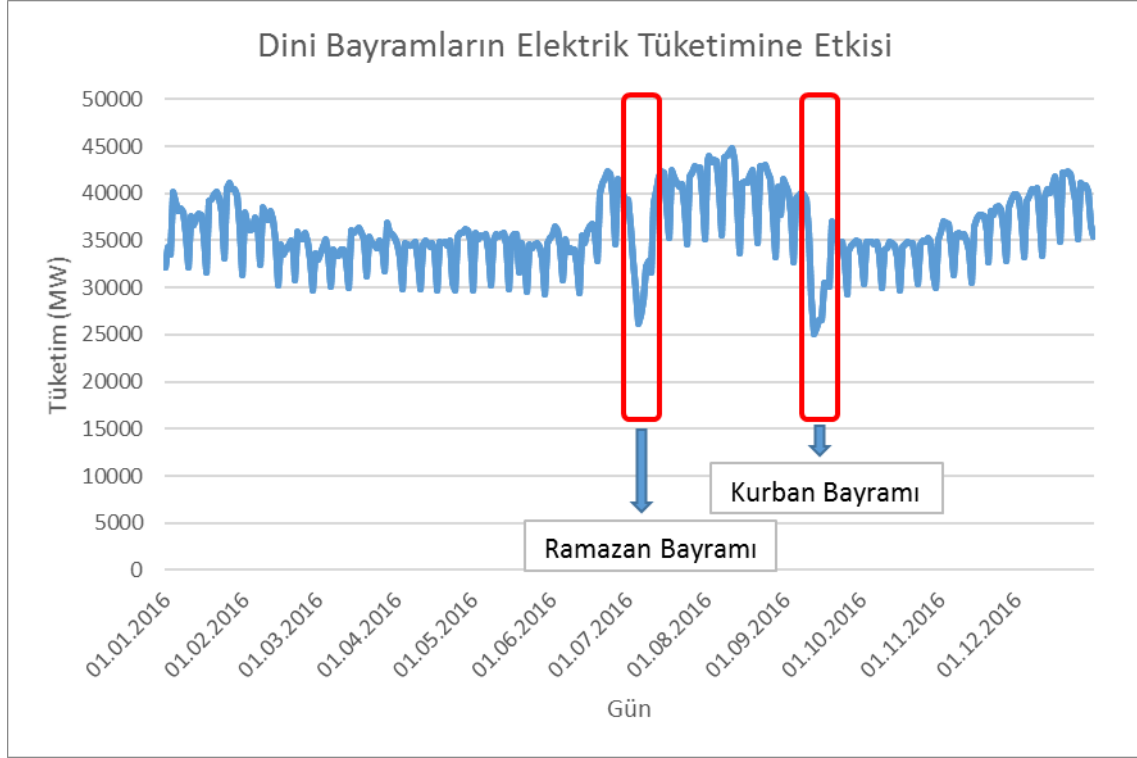
Şekil 3.6. Girdi seti verileri

Girdi seti oluşturulurken ülkemizdeki dini bayramlarda gerçekleşen elektrik tüketim değerleri göz önünde bulundurulmalıdır. Şekil 3.7'de 2016 yılı günlük maksimum ani puantlardan oluşan tüketim grafiği gösterilmektedir. Ramazan ve Kurban Bayramlarında 40-

45 GW seviyelerinde olan elektrik tüketiminin 25-30 GW seviyelerine düştüğü gözlemlenmektedir.

Talep tahmin çalışmasında bayramlar performansı etkileyen bir faktör olarak ortaya çıkmaktadır. Bu sebeple bayram günleri ve diğer günlerin tahmini için girdi seti oluşturulurken bazı düzeltmelerin yapılması gerekmektedir. İlk olarak düzeltilmesi gereken; girdi setinde bulunan geçen haftaki tüketim verileridir. Bu veriler, yani geçen haftaki tüketim verileri eğer bayram haftasının olduğu zamana denk gelen haftalarda tüketim değeri yaklaşık olarak 15 GW daha düşük olduğundan yapılacak tahminlerdeki hata oranı artacaktır. Bu yüzden, bayram haftasındaki düşüklüğün talep tahmin performansına olan etkisini ortadan kaldırmak için yalnızca bu haftalarda girdi olarak bir hafta önceki tüketim değerleri yerine iki hafta önceki tüketim değerleri kullanılmaktadır.

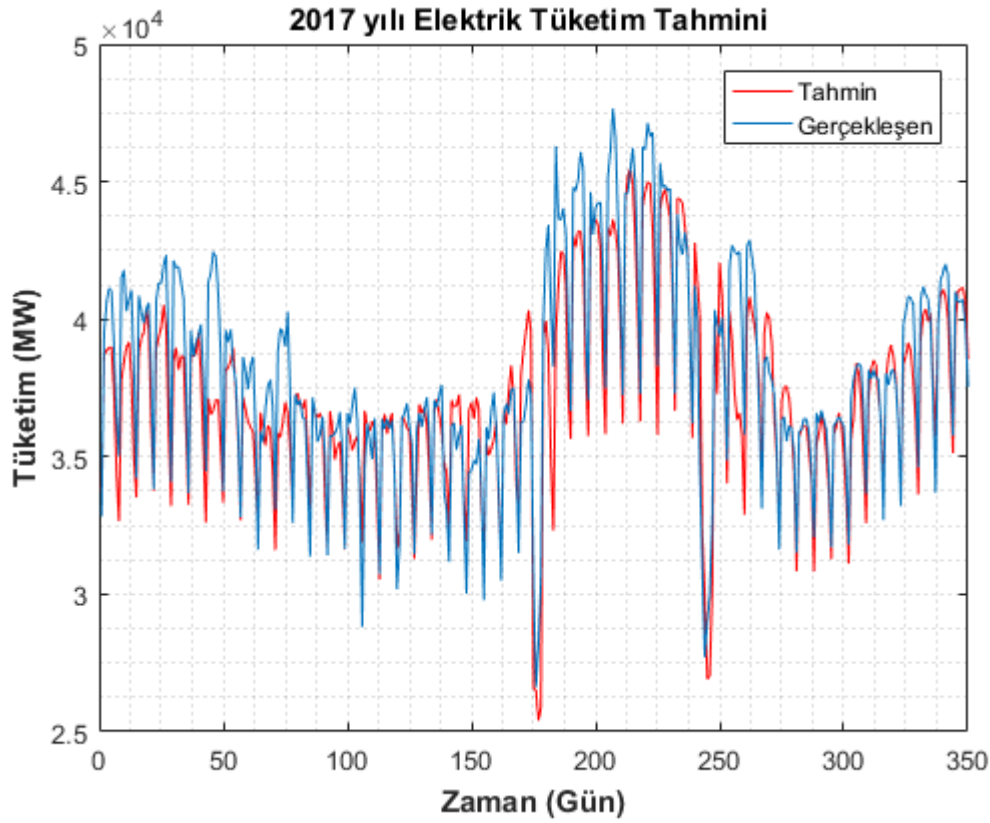
İkinci olarak, bayram günlerindeki elektrik tüketimini tahmin etmek için düzeltmeler yapılmaktadır. Bayramlar hicri takvime göre kutlandığından aynı bayram için ardışık iki yıl arasında 354 gün bulunmaktadır. Bu değer her 4 yılda bir (4'ün katı olan yıllarda) 355 gün olmaktadır. Bu sebeple bayram günlerindeki tüketim tahmini yapılacaksa hicri takvime yani 354 gün öncesi gerçekleşen tüketim değerleri (eğer 4'e bölümünden kalan 1 olan yıllar için tahmin yapılacaksa 355 gün önceki tüketim değerleri olmalı), diğer günler için 364 gün öncesi tüketim verileri kullanılarak girdi seti oluşturulmaktadır.



Şekil 3.7. Dini bayramların günlük tüketime etkisi

Bu çalışma için Matlab programı yapay sinir ağları modellerinin tanımlandığı (neural network) aracı kullanılmaktadır. Yapay sinir ağları giriş, gizli ve çıkış katmanından oluşan bir modeldir. Bu modelde katsayı optimizasyonu için Levenberg-Marquart yönteminin uygulandığı 'trainlm' fonksiyonu kullanılmaktadır. Gizli katmanda 10 nöron bulunmaktadır. Ağların eğitilmesi sırasında verilen girdi setinin %70'i eğitmek, %20'si doğrulamak ve %10'u test etmek için kullanılmaktadır.

Talep tahmin çalışması, oluşturulan girdi seti ve yapay sinir ağları yapısıyla gerçekleştirilmiştir. Yapılan talep tahminle elde edilen tahmini ve gerçekleşen tüketim değerleri Şekil 3.8'de gösterilmektedir.



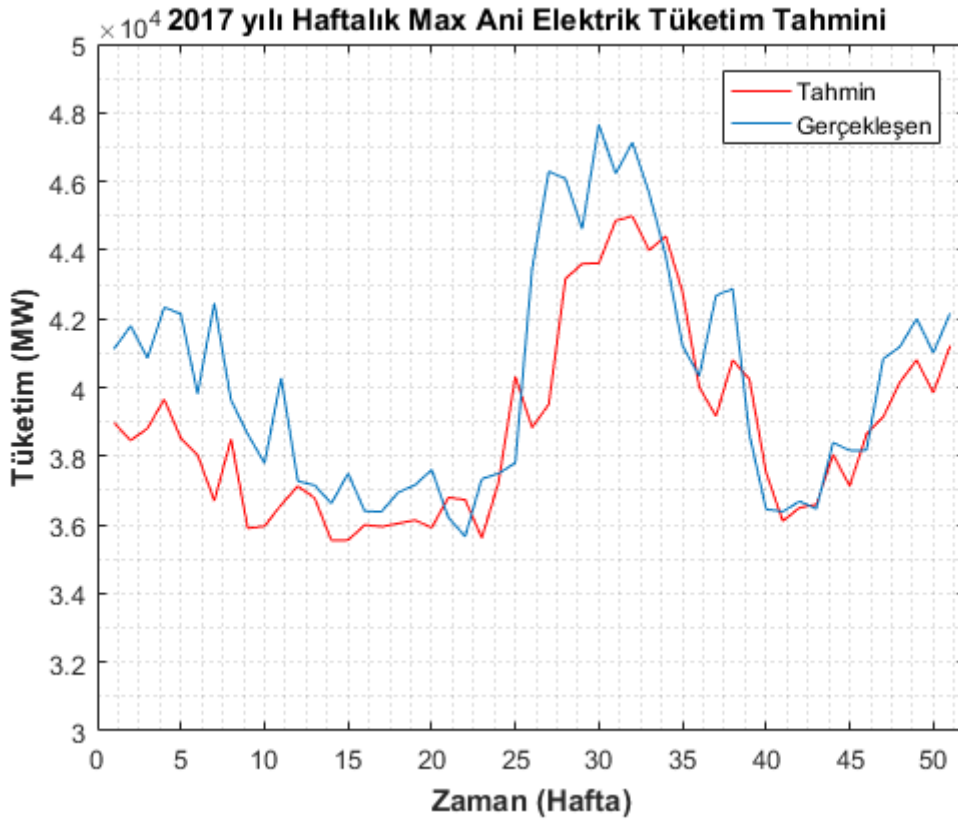
Şekil 3.8. Günlük elektrik tüketim tahmini

2017 yılı günlük maksimum ani tüketim değerleri için yapılan talep tahmin çalışmasında tahminin hata değerleri %3,5 ile %4,8 arasında değişmektedir. Art arda yapılan tahminler sonucunda hesaplanan hata değerleri ve ortalama hata değeri sırasıyla Şekil 3.9’ da gösterilmektedir. Bu modelin 350 gün için ortalama hata değeri 3,91 olarak hesaplanmıştır.

Hata Değerleri										Ortalama Hata Değeri
3,648	3,555	3,691	3,909	4,348	4,271	4,791	3,589	3,66	3,637	3,91

Şekil 3.9. Talep tahmin işlemi ortalama hata sonucu

Bir yıl için günlük çözünürlükte yapılan talep tahmin çalışmasından elde edilen haftalık maksimum ani elektrik tüketimi ile gerçekleşen elektrik tüketimine dair grafik Şekil 3.10’da gösterilmektedir. Haftalık çözünürlükteki tahmin çalışmasının hata oranı %3,28 olarak hesaplanmıştır.



Şekil 3.10. 2017 yılı haftalık elektrik tüketim tahmini

3.2. Santrallerin Orta Dönem Üretim Profillerinin Belirlenmesi

Elektriğin üretilmesinde farklı kaynak türlerine sahip santraller faaliyet göstermektedir. Linyit, taş kömürü, ithal kömür, asfaltit kömürü, doğalgaz, barajlı ve akarsulu hidroelektrik, rüzgâr, jeotermal, nükleer, biyokütle, fuel oil ve güneş gibi kaynak türlerine sahip santraller üretim sahasında bulunmakta ve elektrik üretimine katkı sunmaktadır.

Bu çalışmada üretilebilecek maksimum gücün belirlenmesi için bazı varsayımlarda bulunmaktadır. Santraller için ekonomik faktörler göz önünde bulundurulmadığında ve tam verimde çalıştığı düşünüldüğünde tüm termik üretim santrallerin kurulu gücü değerinde elektrik üretebildiği varsayılmakta, ancak güneş, rüzgâr, barajlı ve akarsulu hidroelektrik üretim santralleri yenilenebilir kaynak türüne sahip olduğundan o an için kaynağın yani rüzgârın, güneşin veya suyun miktarına göre elektrik üretebilmektedir. Bu durum göz önünde bulundurulduğunda yıl içerisinde üretilebilecek maksimum güç günden güne, aydan aya değişmektedir.

Bakım planlaması yapılırken oluşturulan optimizasyon probleminde tanımlanması gereken amaç fonksiyonu ve kısıtlar için yıl boyunca santrallerin üretebileceği maksimum güce ihtiyaç duyulmaktadır. Bu sebeple kaynak türlerine göre santrallerin orta dönem üretim profillerinin belirlenmesi gerekmektedir. Üretim profillerinin belirlenmesinde kullanılacak en önemli değer santrallerin geçmişte üretmiş oldukları güç miktarlarıdır. Geçmiş üretim değerleri kullanılarak istatistiksel bir metot yardımıyla orta dönem üretim profillerinin belirlenmesi amaçlanmaktadır.

Üretim istatistiklerini oluşturmak için deneysel dağılım faktörü (empirical distribution function) kullanılmaktadır. Deneysel dağılım faktörü birikimli dağılım faktörünün deneysel ölçümlerle ilişkilendirilmiş halidir. Birikimli dağılım fonksiyonu ‘n’ elemanlı kümenin her bir elemanı için $1/n$ değerinde yukarı taşıyan adım fonksiyonudur. Deneysel dağılım fonksiyonu $F_n(x)$ veya $P_n(X \leq x)$ ile gösterilir.

$$F_n(x) = P_n(X \leq x) = n^{-1} \sum_{i=1}^n I(x_i \leq x) \quad (3.2)$$

$$I(x_i \leq x) = \begin{cases} 1, & x_i \leq x \\ 0, & x_i > x \end{cases} \quad (3.3)$$

Bu çalışmada haftalık tüketim değeri için haftalık maksimum puantlar kullanılmaktadır. 2015 ve 2016 yıllarına dair saatlik çözünürlükte Türkiye elektrik tüketim bilgileri bulunmaktadır. Elimizde iki yıllık veriler olduğundan üretim profilleri kaynak türlerine göre aylık olarak belirlenmektedir. Bu çalışma için aylık olarak kaynak türlerine göre üretim profillerinin belirlenmesi amaçlanmaktadır. Geçmiş üretim bilgilerinden faydalananarak her ay için tüketimin en yüksek olduğu 5 saat belirlenmiştir. Her ay için belirlenen saatler aşağıdaki tabloda gösterilmektedir. Bu saatler için kaynak türlerine göre santrallerin kapasite kullanım faktörü hesaplanmaktadır.

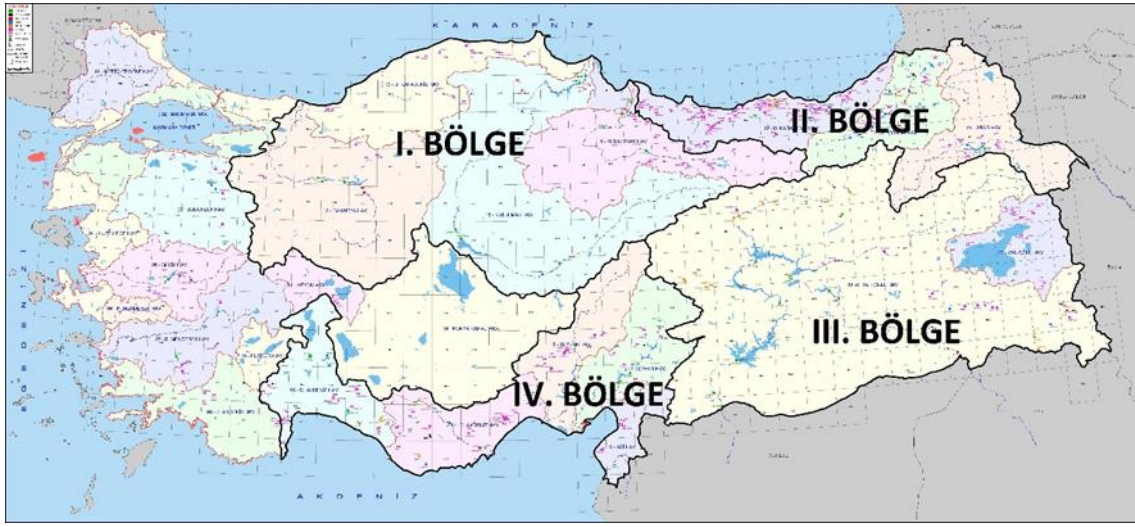
Çizelge 3.1. Aylara göre maksimum puantın gerçekleştiği saatler

AY	Puantın Yüksek Olduğu Saatler				
Ocak	11	12	15	17	18
Şubat	11	12	15	18	19
Mart	11	12	15	19	20
Nisan	10	11	12	15	21

AY	Puantın Yüksek Olduğu Saatler				
Mayıs	11	12	15	16	21
Haziran	12	14	15	16	17
Temmuz	12	14	15	16	17
Ağustos	12	14	15	16	17

AY	Puantın Yüksek Olduğu Saatler				
Eylül	11	12	14	15	16
Ekim	11	12	15	19	20
Kasım	11	12	18	19	20
Aralık	11	12	15	18	19

Deneysel birikimli dağılım fonksiyonu kullanılarak yenilenebilir kaynak türlerine sahip santraller için üretim profilleri belirlenmektedir. Profiller belirlenirken 3 senaryo oluşturulmaktadır. Bunlar yüksek, temel ve düşük kullanım faktörünün olduğu senaryolardır. Temel durum için %50, düşük durum için %25 ve yüksek durum için %75 olma olasılığı olan değerler kullanılmaktadır. Barajlı ve akarsulu hidroelektrik santraller yağış rejimi ve coğrafi etkenler göz önünde bulundurularak ülke içinde 4 bölgeye ayrılmıştır. Bu bölgeler Şekil 3.11’de gösterilmektedir. Her bir bölge için akarsu ve barajlı hidroelektrik santrallerinin üretim profilleri ayrı ayrı belirlenmiştir.



Şekil 3.11. Yağış ve su rejimine göre gruplandırılmış havzalardan oluşan bölgeler

Barajlı hidroelektrik santralleri için bulunan üretim profili Çizelge 3.2 ve Çizelge 3.3’te gösterilmektedir.

Çizelge 3.2. Barajlı hidroelektrik santraller için kapasite kullanım faktörleri

Barajlı Hidroelektrik Santralleri için Kapasite Kullanım Faktörleri						
	1.havza			2.havza		
AYLAR	DÜŞÜK	BAZ	YÜKSEK	DÜŞÜK	BAZ	YÜKSEK
OCAK	0,2555	0,3556	0,4459	0,2403	0,3668	0,4907
ŞUBAT	0,2188	0,2953	0,3659	0,1483	0,2427	0,3404
MART	0,1787	0,2565	0,3405	0,2338	0,3070	0,4045
NİSAN	0,2084	0,2955	0,3684	0,3064	0,4226	0,5133
MAYIS	0,2935	0,3466	0,4193	0,2774	0,3625	0,4197
HAZİRAN	0,3054	0,3805	0,4587	0,4118	0,5155	0,6158
TEMMUZ	0,3544	0,4422	0,5134	0,4302	0,5038	0,5659
AĞUSTOS	0,4061	0,4760	0,5486	0,4169	0,5338	0,6072
EYLÜL	0,3598	0,4632	0,5252	0,2227	0,3261	0,4850
EKİM	0,2572	0,3022	0,3623	0,1663	0,2193	0,2656
KASIM	0,2106	0,2837	0,3472	0,1984	0,2845	0,3407
ARALIK	0,2796	0,3546	0,4864	0,3013	0,3969	0,5040

Çizelge 3.3. Barajlı hidroelektrik santraller için kapasite kullanım faktörleri

Barajlı Hidroelektrik Santralleri için Kapasite Kullanım Faktörleri						
	3.havza			4.havza		
AYLAR	DÜŞÜK	BAZ	YÜKSEK	DÜŞÜK	BAZ	YÜKSEK
OCAK	0,2968	0,4381	0,5844	0,2974	0,3633	0,4618
ŞUBAT	0,1888	0,2817	0,4017	0,2857	0,3689	0,4590
MART	0,2262	0,3442	0,4328	0,2862	0,3724	0,5358
NİSAN	0,3262	0,3765	0,4213	0,2975	0,3874	0,6743
MAYIS	0,2765	0,3194	0,3670	0,3074	0,3964	0,5692
HAZİRAN	0,2801	0,3257	0,4302	0,3476	0,4374	0,5012
TEMMUZ	0,3640	0,4558	0,5426	0,3923	0,4801	0,5696
AĞUSTOS	0,4309	0,5164	0,5990	0,3244	0,4073	0,5264
EYLÜL	0,2881	0,3692	0,4571	0,2220	0,3209	0,4875
EKİM	0,3291	0,3779	0,4536	0,1545	0,2085	0,2603
KASIM	0,3248	0,4005	0,4736	0,1431	0,2079	0,2710
ARALIK	0,3501	0,4087	0,6085	0,1604	0,2329	0,3131

Akarsu hidroelektrik santralleri için havzalara göre bulunan aylık üretim profilleri Çizelge 3.4 ve Çizelge 3.5'te gösterilmektedir.

Çizelge 3.4. Akarsu hidroelektrik santraller için kapasite kullanım faktörleri

Akarsu Hidroelektrik Santralleri için Kapasite Kullanım Faktörleri						
	1.havza			2.havza		
AYLAR	DÜŞÜK	BAZ	YÜKSEK	DÜŞÜK	BAZ	YÜKSEK
OCAK	0,2639	0,3152	0,4084	0,1665	0,2083	0,2482
ŞUBAT	0,3078	0,4574	0,5117	0,1498	0,2100	0,2734
MART	0,4101	0,5884	0,6425	0,3018	0,3693	0,4650
NİSAN	0,4822	0,6119	0,7196	0,4766	0,5670	0,7335
MAYIS	0,5391	0,6086	0,6551	0,6268	0,6558	0,6916
HAZİRAN	0,4534	0,5051	0,5527	0,4930	0,5454	0,5905
TEMMUZ	0,3224	0,3472	0,3878	0,2488	0,2999	0,4006
AĞUSTOS	0,2842	0,3038	0,3224	0,1367	0,1712	0,2083
EYLÜL	0,2507	0,2759	0,2998	0,0848	0,1331	0,2004
EKİM	0,2546	0,2729	0,3097	0,1779	0,2231	0,2736
KASIM	0,1597	0,2289	0,2687	0,1433	0,1996	0,2500
ARALIK	0,2564	0,3056	0,3273	0,1419	0,1782	0,2136

Çizelge 3.5. Akarsu hidroelektrik santraller için kapasite kullanım faktörleri

Akarsu Hidroelektrik Santralleri için Kapasite Kullanım Faktörleri						
	3.havza			4.havza		
AYLAR	DÜŞÜK	BAZ	YÜKSEK	DÜŞÜK	BAZ	YÜKSEK
OCAK	0,1583	0,2152	0,2512	0,2718	0,3612	0,4682
ŞUBAT	0,1773	0,2509	0,3486	0,3123	0,4600	0,5665
MART	0,3720	0,4462	0,4870	0,4791	0,5453	0,7282
NİSAN	0,5188	0,5904	0,6780	0,4320	0,5746	0,7795
MAYIS	0,4964	0,5622	0,7093	0,3575	0,4514	0,6202
HAZİRAN	0,3592	0,4085	0,4695	0,2693	0,3288	0,4391
TEMMUZ	0,2367	0,2719	0,3511	0,2177	0,2445	0,3428
AĞUSTOS	0,1862	0,2312	0,3287	0,1806	0,2080	0,2898
EYLÜL	0,1509	0,1830	0,2536	0,1525	0,1740	0,2628
EKİM	0,1390	0,1716	0,2104	0,1107	0,1521	0,2079
KASIM	0,1322	0,1593	0,2030	0,1267	0,1695	0,2061
ARALIK	0,1572	0,1912	0,2275	0,1477	0,1911	0,2259

Rüzgâr santralleri için bulunan aylık üretim profilleri Çizelge 3.6’da gösterilmektedir.

Çizelge 3.6. Rüzgar santralleri için kapasite kullanım faktörleri

Rüzgar Santralleri için Kapasite Kullanım Faktörü								
AYLAR	DÜŞÜK	BAZ	YÜKSEK		AYLAR	DÜŞÜK	BAZ	YÜKSEK
OCAK	0,1397	0,2610	0,4486		TEMMUZ	0,2849	0,4428	0,5694
ŞUBAT	0,1486	0,2948	0,4827		AĞUSTOS	0,2630	0,4026	0,5366
MART	0,1535	0,2723	0,4335		EYLÜL	0,1714	0,2739	0,3970
NİSAN	0,1140	0,1955	0,3583		EKİM	0,1213	0,2264	0,4117
MAYIS	0,1477	0,2396	0,3909		KASIM	0,1007	0,2143	0,4062
HAZİRAN	0,2106	0,2995	0,4403		ARALIK	0,1361	0,2412	0,4563



4. UYGULANAN METOT

Bu kısımda tez çalışmasında izlenen metot, kullanılacak optimizasyon modeli (amaç fonksiyonu ve kısıtlar) ve modelin daha iyi anlatılmasına yarayacak örnek sunulmaktadır.

4.1. Metodoloji

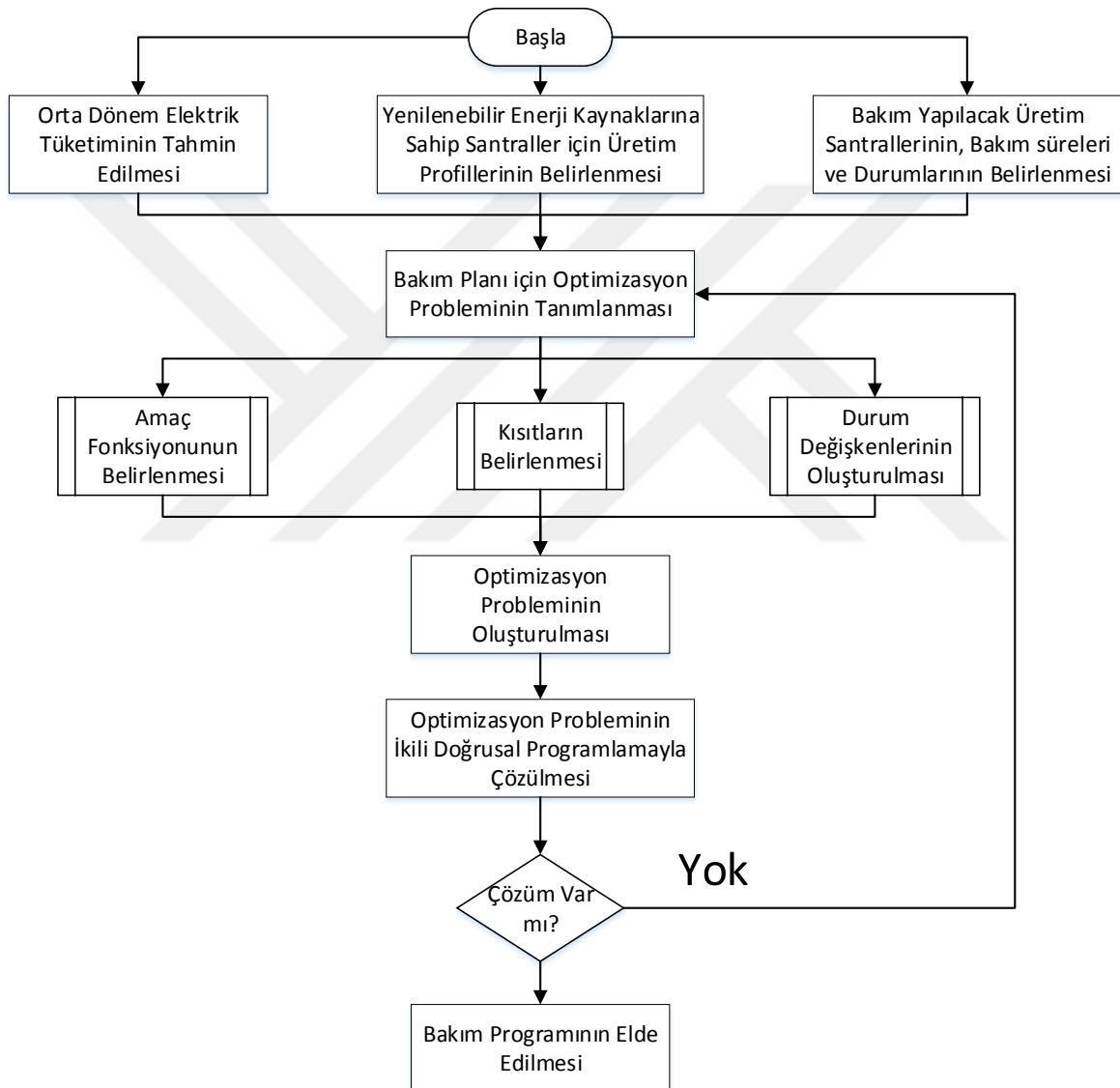
Bakım planlamasında izlenen metot Şekil 4.1’de gösterilmektedir. Üretim bakım programlamasında ilk olarak gelecek yıl içinde bakım yapılacak santrallerin hangileri olduğunun öğrenilmesi gerekmektedir. Bir sonraki aşamada bakım yapılacak olan santrallerden bakım planına dair bilgiler istenmektedir. Bakım planına ait bilgiler; santral üniteleri için bakımların süresi, bakımların hangi tarih aralığında yapılmak istendiği ve ünite bakımlarının birbirleriyle olan ilişkileri gibi bilgilerden oluşmaktadır. Elde edilen bu bilgiler doğrultusunda üretim bakım listesi oluşturulmaktadır.

Bakım programlamasında yapılacak olan bir diğer işlem, bir yıl içinde üretilebilecek maksimum gücün hafta bazında belirlenmesidir. Üretilebilecek maksimum güç, yenilenebilir ve termik kaynak türüne sahip santrallerin üretebilecekleri gücün toplamından oluşmaktadır. Yenilenebilir kaynak türüne sahip santraller değişken üretime sahip olduğundan her zaman kurulu gücü kadar üretim yapamamaktadır. Bu yüzden bir yıl boyunca bu santrallerin değişken üretim değerlerinin tahmini olarak hesaplanması gerekmektedir. Termik santraller ise kullanan kaynak eksikliği olmadığı ve tam verimde çalıştığı takdirde kurulu gücü kadar elektrik üretebilmektedir. Bu çalışmada santrallerin tam verimde çalıştığı ve termik santraller için kaynak sıkıntısının olmadığı varsayılmaktadır.

Bakım programlamasında yapılacak olan başka bir işlem elektrik tüketim tahmininin yapılmasıdır. Yıl içinde haftalık çözünürlükte maksimum tüketimin tahmin edilmesi gerekmektedir. Üretilebilecek maksimum gücün ve elektrik tüketiminin tahmin edilmesiyle bakım programlaması için önemli olan arz güvenliği kriteri olan brüt rezerv hesaplanmaktadır.

Bakım programlamasının amaçlar doğrultusunda optimize edilmesi gerekmektedir. Bu çalışmada bakım programlaması yaparken amaç elektrik sisteminin güvenilirlik bakımından

arz güvenliğini sağlanmasıdır. Tüm bu işlemler yapıldıktan sonra bakım programlaması optimizasyonu için amaç fonksiyonu ve kısıtlardan oluşan optimizasyon probleminin tanımlanması gerekmektedir. Bu çalışmada optimizasyon problemi Matlab programında Cplex'in yazmış olduğu ikili doğrusal programlama algoritmasıyla çözülmektedir. Optimizasyon problemi çözülemezse kısıtlar gözden geçirilerek problemin güncellenmesi gerekmektedir. Optimizasyon sonucu elde edilen çözüm bakım programını vermektedir.



Şekil 4.1. Metodoloji akış şeması

4.2. Optimizasyon Modeli, Amaç Fonksiyonu ve Kısıtlarının Belirlenmesi

Bakım yapılması planlanan santral ünitelerinin sistem ve arz güvenliğini sağlayacak şekilde var olan kısıtlar yerine getirilerek rezerv miktarının maksimize edilmesi için en uygun bakım programının hazırlanması amaçlanmaktadır.

Üretim bakım planlamasında kullanılacak olan model ikili tamsayı doğrusal programlama modelidir (binary integer linear programming). Optimizasyon probleminde kullanılacak modelle birlikte maksimize veya minimize edilmesi düşünülen amaç fonksiyonu ile bunu gerçekleştirirken göz önünde bulundurulacak kısıtların belirlenmesi gerekmektedir. Elektrik sistemi üretim bakım planı optimizasyonunda bu çalışma için amaç arz güvenliğini en yüksek seviyede tutmaktır. Başka bir ifadeyle, net rezerv miktarının brüt rezerv ve tüketim miktarına oranının yüksek olması arz güvenliğini arttırmakta ve bakım planlaması için bu oranın yüksek olması amaçlanmaktadır. Maksimum üretilebilecek güç ile tüketim arasındaki fark brüt rezervi ifade etmektedir. Net rezerv ise üretim santrallerinin bakıma alınmasıyla birlikte yaşanacak üretim kaybının brüt rezervden çıkarılmış hali olarak ifade edilmektedir. Optimizasyon problemi amaç fonksiyonu, eşitliğin bulunduğu ve bulunmadığı kısıtlardan oluşmaktadır. Basit bir optimizasyon probleminin tanımlanmasında kullanılan denklemler aşağıda gösterilmektedir.

$$\text{maximize or minimize } f(x) \quad (4.1)$$

$$A_{eq}x = b_{eq} \quad (4.2)$$

$$Ax < b \quad (4.3)$$

Çalışma boyunca optimizasyon probleminin tanımlanmasında kullanılan terimler ve karşılıkları aşağıdaki tabloda gösterilmektedir.

T: Periyot sayısı

N_m : Bakım sayısı

N: Bakım yapılacak ünite sayısı

$P_{G_i}^{\max}(t)$: Ünite i tarafından t periyodunda üretilebilecek maksimum aktif güç

$P_D(t)$: T periyodundaki toplam tüketim.

$P_G^{\max}(t)$: Tüm üniteler tarafından t periyodunda üretilebilecek maksimum aktif güç

$x_i(t)$: Ünite i için t periyodundaki bakım durumu. 1 ise bakımda, 0 ise serviste

$P_{GR}(t)$: T periyodundaki brüt rezerv

$P_{NR}(t)$: T periyodundaki net rezerv

S_{ij} : Ünite i ile j arasındaki bakım tarihleri arasındaki süre

O_{ij} : Ünite i ile j bakımlarının kesiştikleri zaman miktarı

D_i : Ünite i için bakım süresi

$D_{ij}^{\min}$: Ünite i ile j bakım sürelerinin minimumu

$D_{ij}^{\max}$: Ünite i ile j bakım sürelerinin maksimumu

Net rezervin brüt rezerve oranının ortalama değerini maksimize etmek olarak tanımlanan amaç fonksiyonunda kullanılacak rezerv miktarları ve amaç fonksiyonu aşağıda gösterilmektedir [36].

$$P_G^{\max}(t) = \sum_{i=1}^N P_{G_i}^{\max}(t) \quad (4.4)$$

$$P_{GR}(t) = P_G^{\max}(t) - P_D(t) \quad (4.5)$$

$$P_{NR}(t) = \sum_{i=1}^N P_{G_i}^{\max}(1 - x_i(t)) - P_D(t) \quad (4.6)$$

$$\max \frac{1}{T \times N} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \frac{P_{G_i}^{\max}(1 - x_i(t)) - P_D(t)}{P_G^{\max}(t) - P_D(t)} \quad (4.7)$$

Üretim bakım planlaması optimizasyon problemi olarak tanımlandığında kullanılacak olan eşitlik ve eşitsizlik kısıtları aşağıda anlatılmıştır. Problemin çözümünde her bir ünite için ayrılan bakım süresi kısıt olarak belirtilmektedir. Bu kısıt sayesinde belirtilen bakım süresiyle çözüm sonrasında bulunan bakım süresinin birbirine eşit olması sağlanmaktadır. Örnek olarak, i ünitesinin bakım süresi 4 hafta olarak belirlenmişse 52 hafta boyunca yalnızca 4 hafta bakımda olacak şekilde optimizasyon problemi çözülerek sonuç bulunacaktır.

$$\sum_{t=1}^T x_i(t) = D_i \quad (4.8)$$

Eğer herhangi bir ünite için bakım tarihi yılın belirli bir kısmında belirtilen bakım süresi kadar bakım yapılması isteniyorsa aşağıdaki kısıt kullanılmaktadır. Örnek olarak, i ünitesinin bakım süresi 4 hafta olarak belirlenmişse ve yılın ilk üç ayında bakıma alınmak isteniyorsa yalnızca ilk üç ay içinde 4 hafta bakımda kalacak şekilde optimizasyon problemi çözülerek sonuç bulunacaktır.

$$\sum_{t=t_1}^{t_2} x_i(t) = D_i \quad (4.9)$$

Eşitsizlik kısıtları aşağıda listelenmektedir. Kısıtlardan ilki, net rezerv kapasitesi tüm periyotlar için toplam tüketimin 20%'sinden daha büyük olması için kullanılmaktadır. Ancak bu değer brüt rezervin toplam tüketime oranına göre değiştirilmelidir. Diğer bir ifadeyle, her hafta için net rezerv miktarının toplam tüketime oranı brüt rezervin toplam tüketime oranı göz önünde bulundurularak belirlenen değerden daha düşük olmaması için bu kısıt kullanılarak tüm haftalar boyunca oranın istenen değerden küçük olmayacak şekilde optimizasyon probleminin çözülmesi sağlanır.

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \frac{P_{G_i}^{max} (1-x_i(t)) - P_D(t)}{P_D(t)} \geq 0.2 \quad (4.10)$$

Eğer bakım devamlı bir şekilde ara vermeden yapılmak isteniyorsa aşağıdaki kısıt kullanılmaktadır. Örnek olarak, i ünitesinin bakım süresi 4 hafta olarak belirlenmişse bu kısıt kullanılarak bakımın x. haftada başladığı varsayılırsa (x+3). haftada bitmesi sağlanır.

$$x_i(t) - x_i(t-1) \leq x_i(t+D_i-1) \quad (4.11)$$

Eğer ünitelerden bazılarının eş zamanlı olarak bakıma alınmaması isteniyorsa aşağıdaki kısıt kullanılmaktadır. Örnek olarak, bir santrale ait iki ünitelerden i ve j üniteleri aynı zamanda bakıma alınmak istenmiyorsa bu kısıt sayesinde iki santral aynı anda bakıma girmeyecek şekilde bakım planlaması sağlanmış olur.

$$x_i(t) + x_j(t) \leq 1 \quad (4.12)$$

Eğer iki ünitelerden biri diğerine göre daha önce bakıma alınmak isteniyorsa aşağıdaki kısıt kullanılmaktadır. Örnek olarak, i ve j ünitelerinden i ünitesi daha önce bakıma alınmak isteniyorsa bu kısıt kullanılarak sağlanmış olur.

$$\sum_{\tau=1}^t x_i(\tau-1) - x_j(t) \geq 0 \quad (4.13)$$

Eğer iki ünite ardışık olarak ve arada bir süre olması şartıyla bakıma alınmak isteniyorsa aşağıdaki kısıt kullanılmaktadır. Örnek olarak, i ve j üniteleri ardışık olarak bakıma alınmak

isteniyorsa veya yalnızca bir ünite yılda iki defa ve bakımların arasında belirli bir süre olacak şekilde bakıma alınmak isteniyorsa bu kısıt kullanılarak sağlanmış olur.

$$\sum_{\tau=1}^t x_i(\tau - D_i - S_{ij}) - x_j(t) \geq 0 \quad (4.14)$$

$$\sum_{\tau=1}^t [D_{ij}^{min} x_i(\tau - D_i - S_{ij})] - \sum_{\tau=1}^t [D_{ij}^{max} x_j(\tau)] \leq 0 \quad (4.15)$$

Eğer iki ünite eş zamanlı veya belirli bir süre aynı zamanda bakıma alınmak isteniyorsa aşağıdaki kısıt kullanılmaktadır. Örnek olarak, i ve j üniteleri bir süre boyunca birlikte bakıma alınmak isteniyorsa bu kısıt kullanılarak sağlanmış olur.

$$\sum_{\tau=1}^t x_i(\tau - D_i + O_{ij}) - x_j(t) \geq 0 \quad (4.16)$$

$$\sum_{\tau=1}^t [D_{ij}^{min} x_i(\tau - D_i + O_{ij})] - \sum_{\tau=1}^t [D_{ij}^{max} x_j(\tau)] \leq 0 \quad (4.17)$$

Yukarıda bahsedilen amaç fonksiyonu ve kısıtların daha anlaşılır olması için görsel olarak matrisler üzerinden örnek verilerek aşağıdaki bölümde anlatılacaktır. Örnek olarak, 8 adet santral ünitesinin 10 haftalık süre için belirtilen bakım sürelerine göre bakım planlaması istenmektedir. Bu örnek için oluşturulan optimizasyon probleminde tanımlanacak olan amaç fonksiyonu ve kısıtların nasıl ve hangi boyutlarda olacağı gösterilecektir.

Çizelge 4.1’de bakım planlamasında uygulanması istenen kısıtlar gösterilmektedir. Aşağıdaki tabloda bakım, santral ve ünite numaraları gösterilmektedir. Ünite bakımlarının birbirleriyle olan ilişkileri anlatılmaktadır.

Tablodaki sütunları inceleyecek olursak, bakım süresi sütununda her bir ünite için gereken bakım süreleri, başlangıç ve bitiş sütunlarında ünite bakımlarının hangi tarih aralığında olabileceği belirtilmektedir. Eş zamanlı bakım sütununda ise hangi bakımla bu bakımın aynı zamanda olması gerektiği belirtilmektedir. Eş zamanlı olmayan bakım sütununda ise hangi bakımla bu bakımın aynı zamanda olmaması gerektiği belirtilmektedir. Ardışık bakım sütununda ise bu bakımla hangi bakımın art arda ve aralarında istenen süre kadar zaman olması gerektiği belirtilmektedir. Optimizasyon problemi bu tabloda istenen kriterlere uygun bir şekilde tanımlanmalıdır.

Bakım planlamasında her bir ünite için öngörülen bakım süresi bulunmaktadır. Optimizasyon problemi tanımlanırken bakım süresini sağlamak için gerekli olan kısıtın tanımlanması gerekmektedir. Daha kolay anlaşılması için her bir kısıta isim verilmektedir (Bu kısıt için A_1 ve b_1 (bakım süresinin olduğu sütundaki değerler)). Şekil 4.2’de bakım süresini sağlamak için kullanılan A_1 kısıtı gösterilmektedir. A_1 matrisindeki her satır ile x matrisinin çarpılması bir santral ünitesinin optimizasyon sırasında bakım süresinin ne kadar olduğunu bulabilmeyi sağlamaktadır. A_1 matrisinin ilk satırı ile X matrisi çarpıldığında b_1 matrisinin ilk satırına eşit olması gerekmektedir. Bu eşitliğin sağlanmasıyla birlikte belirlenen bakım süresi kadar ünitelerin bakımda kalması gerçekleşecektir.

[illegible]

Şekil 4.2. Santral üniteleri bakım sürelerinin sağlanması kısıtı

Bakım planlamasında bazı üniteler için bakımın yapılacağı tarih aralığı belirtilmektedir. Bakımların bu tarih aralığında yapılmasını sağlamak için Şekil 4.3’ de gösterilen A_2 ve b_2 (her bir santral için belirtilen bakım süreleri) matrisleri kısıt olarak kullanılmaktadır. Bu kısıt sayesinde istenen tarih aralığında bakım sürelerinin toplamı hesaplanarak üniteler için gereken bakım süresine eşit olması sağlanmaktadır. Çizelge 4.1’de görüldüğü üzere, ilk ünite için ilk 5 hafta içinde bakımının yapılması istenmektedir. Bu yüzden A_2 matrisinin ilk satırında 1. ünite için ilk 5 sütun 1 olarak tanımlanmıştır. Yani ilk 5 haftadaki bakımların toplamının istenen bakım süresine eşit olması için kısıt bu şekilde tanımlanmıştır. Bakımların istenen bakım süresi ve tarih aralığında gerçekleşmesi için A_2 matrisi x matrisi ile çarpıldığında b_2 matrisine eşit olması gerekmektedir.

Eğer ünitelerden bazıları eşzamanlı ve belirli bir süreyle bakıma alınmak istendiğinde bunu gerçekleştirecek bir kısıtın tanımlanması gerekmektedir. Bu kısıt A_8 ve A_9 olarak iki matristen oluşmaktadır. 'da A_8 ve A_9 matrisleri gösterilmektedir. b_8 ve b_9 matrisleri ise A_8 ve A_9 matrislerinin satır sayısı kadar tek sütunluk sıfır matrisinden oluşmaktadır.

[illegible]

Şekil 4.10. Santral ünitelerinin eş zamanlı bakımda olmasının sağlanması kısıtı

[illegible]

Şekil 4.11. Santral ünitelerinin eş zamanlı bakımda olmasının sağlanması kısıtı

Bakım planlaması optimizasyonunda problem tanımı yapılırken amaç fonksiyonunun oluşturulması gerekmektedir. Bu çalışmada amaç fonksiyonu tüm haftalar için net rezerv miktarının brüt rezerv miktarına oranının toplamının maksimize veya bakımdan kaynaklanan üretim kaybının brüt rezerv miktarına oranının minimize edilmesidir.

Çizelge 4.4’de her hafta için toplam tüketim, maksimum üretilebilir güç, brüt rezerv ve bakımdan dolayı gerçekleşecek üretim kaybının brüt rezerve oranı gösterilmektedir. Amaç fonksiyonunda kullanılacak olan f matrisi her bir ünite için bulunan oranların birleşiminden oluşan tek satırlık bir matristir.

Çizelge 4.4. Örnek çalışma için toplam tüketim, üretilebilecek maksimum güç ve brüt rezerv

ÜNİTE ID	ÜRETİLEBİLİR GÜÇ (MW)									
	1. HAFTA	2. HAFTA	3. HAFTA	4. HAFTA	5. HAFTA	6. HAFTA	7. HAFTA	8. HAFTA	9. HAFTA	10. HAFTA
101	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
102	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
103	150	135	120	132	144	150	156	162	168	180
104	75	68	60	66	72	75	78	81	84	90
105	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
106	120	115	100	115	120	125	140	120	140	160
107	180	173	165	173	180	188	195	180	173	180
108	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
TOPLAM	1300	1265	1220	1261	1291	1313	1344	1318	1340	1385
TOPLAM TÜKETİM (MW)										
TOPLAM	500	520	530	550	570	600	580	550	650	700
Brüt Rezerv	800	745	690	711	721	713	764	768	690	685
ÜNİTE ID	ÜRETİM KAYBININ BRÜT REZERVE ORANI									
	1. HAFTA	2. HAFTA	3. HAFTA	4. HAFTA	5. HAFTA	6. HAFTA	7. HAFTA	8. HAFTA	9. HAFTA	10. HAFTA
101	0,13	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14	0,13	0,13	0,15	0,15
102	0,09	0,10	0,11	0,11	0,10	0,11	0,10	0,10	0,11	0,11
103	0,19	0,18	0,17	0,19	0,20	0,21	0,20	0,21	0,24	0,26
104	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10	0,11	0,10	0,11	0,12	0,13
105	0,31	0,34	0,36	0,35	0,35	0,35	0,33	0,33	0,36	0,36
106	0,15	0,15	0,14	0,16	0,17	0,18	0,18	0,16	0,20	0,23
107	0,23	0,23	0,24	0,24	0,25	0,26	0,26	0,23	0,25	0,26
108	0,44	0,47	0,51	0,49	0,49	0,49	0,46	0,46	0,51	0,51

Optimizasyon problemi oluşturulurken tanımlanması gereken durum değişkenleri, kısıtlar ve amaç fonksiyonunun boyutları Çizelge 4.5’de gösterilmektedir.

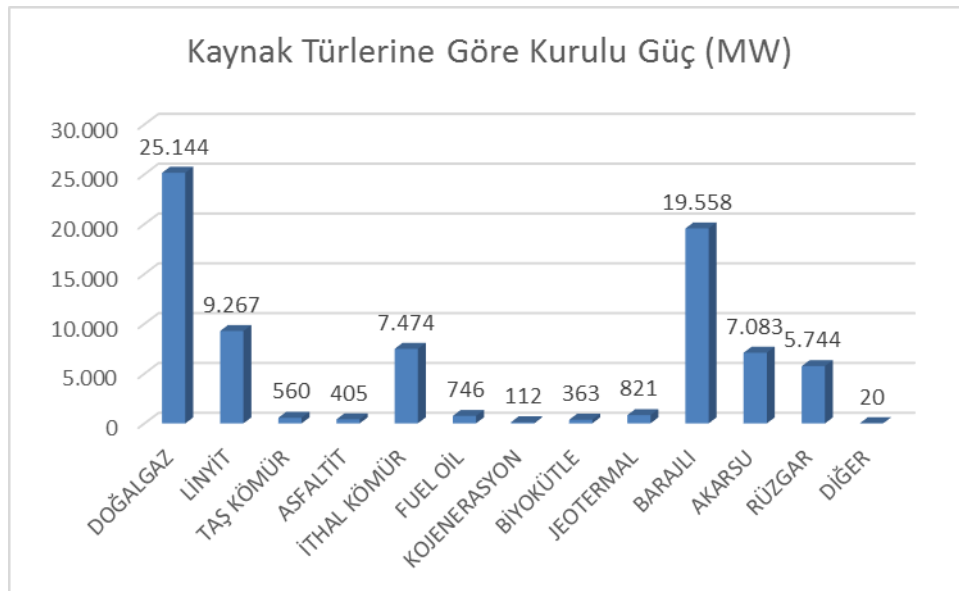
Çizelge 4.5. Örnek çalışma için oluşturulması gereken durum değişkenleri, kısıtlar ve amaç fonksiyonları

Tür	Açıklama	Sembol	Satır Sayısı	Sütun Sayısı
Durum Değişkenleri	Bakım Durumu	X	$(N*T)$	1
Kısıt	Bakım Süresinin Sağlanması	A_1	N	$(N*T)$
Kısıt	Bakım Süresinin Sağlanması	b_1	N	1
Kısıt	Bakımın Yapılacağı Tarih Aralığının Sağlanması	A_2	N_m	$(N*T)$
Kısıt	Bakımın Yapılacağı Tarih Aralığının Sağlanması	b_2	N_m	1
Kısıt	Bakım Sonrası Net Rezerv Miktarının Minimum Değerinin Sağlanması	A_3	T	$(N*T)$
Kısıt	Bakım Sonrası Net Rezerv Miktarının Minimum Değerinin Sağlanması	b_3	T	1
Kısıt	Bakım Sürekliliğinin Sağlanması	A_4	$\sum_{i=1}^n (t_{i_{bitiş}} - t_{i_{başlangıç}} + 1)$	$(N*T)$
Kısıt	Bakım Sürekliliğinin Sağlanması	b_4	$\sum_{i=1}^n (t_{i_{bitiş}} - t_{i_{başlangıç}} + 1)$	1
Kısıt	Eş Zamanlı Olmayan Bakımın Sağlanması	A_5	T^* (eş zamanlı olmayan ikili bakım sayısı)	$(N*T)$
Kısıt	Eş Zamanlı Olmayan Bakımın Sağlanması	b_5	T^* (eş zamanlı olmayan ikili bakım sayısı)	1
Kısıt	Ardışık Bakımın Sağlanması	A_6	T^* (ardışık ikili bakım sayısı)	$(N*T)$
Kısıt	Ardışık Bakımın Sağlanması	b_6	T^* (ardışık ikili bakım sayısı)	1
Kısıt	Ardışık Bakımın Sağlanması	A_7	T^* (ardışık ikili bakım sayısı)	$(N*T)$
Kısıt	Ardışık Bakımın Sağlanması	b_7	T^* (ardışık ikili bakım sayısı)	1
Kısıt	Eş Zamanlı Bakımın Sağlanması	A_8	T^* (eş zamanlı ikili bakım sayısı)	$(N*T)$
Kısıt	Eş Zamanlı Bakımın Sağlanması	b_8	T^* (eş zamanlı ikili bakım sayısı)	1
Kısıt	Eş Zamanlı Bakımın Sağlanması	A_9	T^* (eş zamanlı ikili bakım sayısı)	$(N*T)$
Kısıt	Eş Zamanlı Bakımın Sağlanması	b_9	T^* (eş zamanlı ikili bakım sayısı)	1
Amaç Fonksiyonu	Amaç Fonksiyonunun Sağlanması	f	1	$(N*T)$

5. UYGULAMA ÇALIŞMALARI VE SONUÇLARI

Bu tez çalışmasının amacı Türkiye elektrik sistemi için hazırlanan bakım planlarının belirtilen kısıtları (bakım süreleri, eş zamanlı bakım, eş zamanlı olmayan bakım, bakımların sürekliliği, ardışık bakım) göz önünde bulundurarak ikili doğrusal programlamayla yapılması ve daha sonraki bakım planlarının yapılabilmesi için gerekli yazılımın oluşturulmasıdır.

Türkiye elektrik sistemi hakkında bazı bilgiler paylaşılmaktadır. Türkiye iletim şebekesi; 58.002,8 km uzunluğunda enerji iletim hattı, 708 iletim merkezi, 142.649 MVA trafo gücü ve komşu ülkelerle toplam 12 adet enterkonneksiyon hattından oluşmaktadır. TEİAŞ 2016 yılı sonu itibarıyla 78497 MW santral kurulu gücü, 44734 MW ani puantı, 905.764 milyon kWh maksimum günlük tüketimi, 273,4 milyar kWh yıllık elektrik enerjisi üretimi, 278,3 milyar kWh yıllık elektrik enerjisi tüketimi olan Enterkonnekte Elektrik Sistemini kesintisiz, kaliteli ve güvenilir bir şekilde işletmektedir. TEİAŞ bu görevlerini Ankara’da bulunan Genel Müdürlük ile Türkiye’nin çeşitli yerlerinde bulunan 22 adet İletim Tesis ve İşletme Grup Müdürlükleri ve 10 adet Yük Tevzi İşletme Müdürlükleri vasıtasıyla yapmaktadır [37]. Kurulu gücün kaynak türlerine göre nasıl değiştiği Şekil 5.1’de gösterilmektedir.



Şekil 5.1. 2016 yılı Türkiye kurulu gücü (MW)

Bu kapsamda 2017 yılı için iletim sistemi işletmecisi tarafından oluşturulan santrallerin bakım planları incelenerek bakım tarih aralıkları, bakım süreleri ve kısıtlar belirlenmiştir. 2017 yılı için hazırlanan bakım programının incelenmesi sonucunda oluşturulan kısıtların ve bakım sürelerinin bulunduğu yeni tablo EK’de sunulmaktadır.

2017 yılı bakım planında 430 adet santral ünitesi bulunmaktadır. 8 adet santral ünitesinin yıl içinde iki kez bakıma alınması istenmektedir. Bu sebeple bakım sayısı 438’e çıkmaktadır. Bakım planında tüm bakımların sürekli olması, 50 adet bakımın eş zamanlı olması, 1 adet bakımın eş zamanlı olmaması ve 75 adet bakımın ise ardışık olması istenmektedir.

Bu çalışmada amaç fonksiyonu, durum değişkenleri ve kısıtlar için kullanılan matrisler ve boyutları Çizelge 5.1’de gösterilmektedir. Hazırlanan optimizasyon problemi için (20757x22790) boyutunda eşitsizlik kısıtının (inequality constraint) oluşturulduğu A ve b matrisleri, (868x22790) boyutunda eşitlik kısıtının (equality constraint) oluşturulduğu A_{eq} ve b_{eq} matrisleri, (1x22790) boyutunda amaç fonksiyonunun oluşturulduğu f matrisi ve (22790x1) boyutunda durum değişkenlerinin (state variables) oluşturulduğu x matrisi tanımlanmıştır.

Çizelge 5.1. Bakım programlaması optimizasyonu için oluşturulması gereken durum değişkenleri, kısıtlar ve amaç fonksiyonları

Tür	Açıklama	Sembol	Satır Sayısı	Sütun Sayısı	Satır Sayısı	Sütun Sayısı
Durum Değişkenleri	Bakım Durumu	X	(N*T)	1	22790	1
Kısıt	Bakım Süresinin Sağlanması	A ₁	N	(N*T)	430	22790
Kısıt	Bakım Süresinin Sağlanması	b ₁	N	1	430	1
Kısıt	Bakımın Yapılacağı Tarih Aralığının Sağlanması	A ₂	N _m	(N*T)	438	22790
Kısıt	Bakımın Yapılacağı Tarih Aralığının Sağlanması	b ₂	N _m	1	438	1
Kısıt	Bakım Sonrası Net Rezerv Miktarının Minimum Değerinin Sağlanması	A ₃	T	(N*T)	53	22790
Kısıt	Bakım Sonrası Net Rezerv Miktarının Minimum Değerinin Sağlanması	b ₃	T	1	53	1
Kısıt	Bakım Sürekliliğinin Sağlanması	A ₄	$\sum_{i=1}^n (t_{ibittiş} - t_{ibaşlangıç} + 1)$	(N*T)	7401	22790
Kısıt	Bakım Sürekliliğinin Sağlanması	b ₄	$\sum_{i=1}^n (t_{ibittiş} - t_{ibaşlangıç} + 1)$	1	7401	1
Kısıt	Eş Zamanlı Olmayan Bakımın Sağlanması	A ₅	T*(eş zamanlı olmayan ikili bakım sayısı)	(N*T)	53	22790
Kısıt	Eş Zamanlı Olmayan Bakımın Sağlanması	b ₅	T*(eş zamanlı olmayan ikili bakım sayısı)	1	53	1
Kısıt	Ardışık Bakımın Sağlanması	A ₆	T*(ardışık ikili bakım sayısı)	(N*T)	3975	22790
Kısıt	Ardışık Bakımın Sağlanması	b ₆	T*(ardışık ikili bakım sayısı)	1	3975	1
Kısıt	Ardışık Bakımın Sağlanması	A ₇	T*(ardışık ikili bakım sayısı)	(N*T)	3975	22790
Kısıt	Ardışık Bakımın Sağlanması	b ₇	T*(ardışık ikili bakım sayısı)	1	3975	1
Kısıt	Eş Zamanlı Bakımın Sağlanması	A ₈	T*(eş zamanlı ikili bakım sayısı)	(N*T)	2650	22790
Kısıt	Eş Zamanlı Bakımın Sağlanması	b ₈	T*(eş zamanlı ikili bakım sayısı)	1	2650	1
Kısıt	Eş Zamanlı Bakımın Sağlanması	A ₉	T*(eş zamanlı ikili bakım sayısı)	(N*T)	2650	22790
Kısıt	Eş Zamanlı Bakımın Sağlanması	b ₉	T*(eş zamanlı ikili bakım sayısı)	1	2650	1
Amaç Fonksiyonu	Amaç Fonksiyonunun Sağlanması	f	1	(N*T)	1	22790

5.1. Senaryoların Belirlenmesi

Senaryoların belirlenmesinde, santrallerin kaynak türleri ve yenilenebilir kaynak türüne sahip santraller için orta dönem üretim profillerinin belirlenmesiyle elde edilen değerler kullanılmaktadır.

Kaynak türüne göre belirlenecek senaryolar için ülkede kış aylarında ısınma ihtiyacından meydana gelen doğalgaz yetersizliğinden dolayı doğalgaz santrallerine verilecek olan doğalgazda kesintilere gidilmektedir. Bu sebeple bu santraller kurulu gücünün bir kısmı kadar üretime dâhil olabilmektedir. Senaryo çalışmalarında; doğalgaz santrallerinin kesintilerden dolayı kurulu gücünün bir bölümü kadar elektrik üretebileceği dikkate alınarak senaryo oluşturulup bakım programlaması yapılmaktadır.

Santrallerde orta dönem üretim profillerinin belirlenmesiyle elde edilen temel, düşük ve yüksek üretim değerleri için senaryolar oluşturularak bakım programlaması yapılabilmektedir. Tüm bu senaryolar için yapılan bakım programlarının en kötü senaryo için de geçerli olup olmadığı öğrenilebilmektedir.

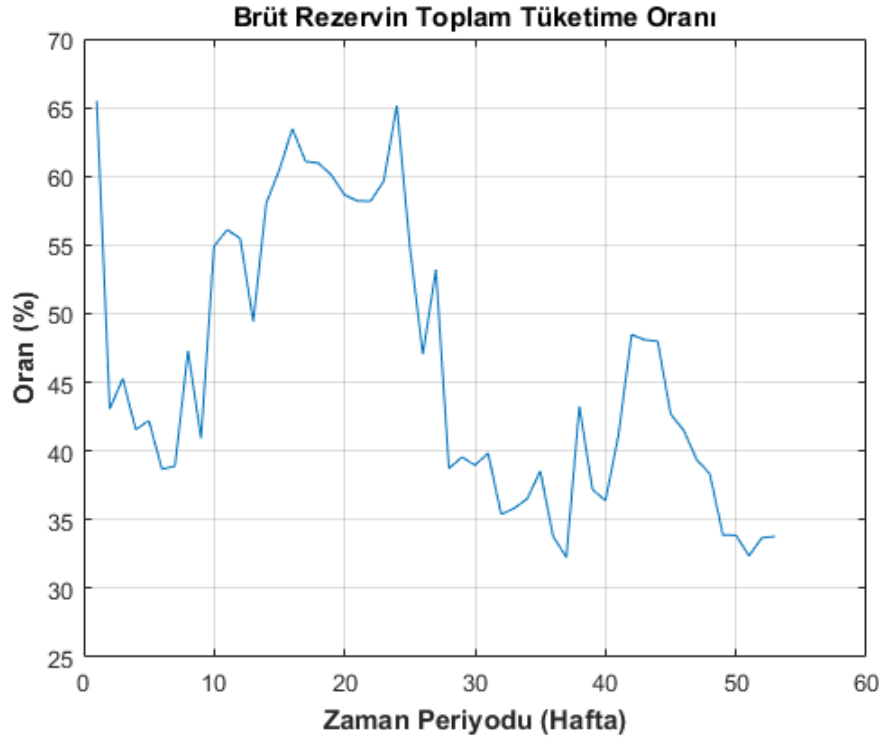
5.2. Çalışılan Senaryolar

5.2.1. Senaryo 1

Bu tez çalışmasında üretim bakım programlaması optimizasyonu için birkaç senaryo üzerinde çalışılmıştır. Bunlardan ilki geleneksel üretim santrallerinin üretimi kurulu gücü kadar ve yenilenebilir kaynak türüne sahip santrallerin üretimi üretim profillerindeki temel senaryoda bulunan değerler kadar olduğu varsayılan senaryodur. Optimizasyon problemi tanımlanırken EK’te sunulan üretim bakım programına dair bilgiler kısıt olarak kullanılmıştır. 2017 yılına ait tüketim değerleri ise talep tahmin çalışmasıyla belirlenmiştir.

Bu senaryo için net rezervin toplam tüketime oranının ne kadar olacağının belirlenmesinde brüt rezervin toplam tüketime oranının bilinmesi gerekmektedir. Şekil 5.2’de haftalık çözünürlükte brüt rezervin toplam tüketime oranı gösterilmektedir. Bu oran dikkate alınarak kısıt olarak kullanılan net rezervin toplam tüketime oranının minimum değerinin belirlenmesi gerekmektedir. Aşağıdaki şekilde brüt rezervin toplam tüketime oranının

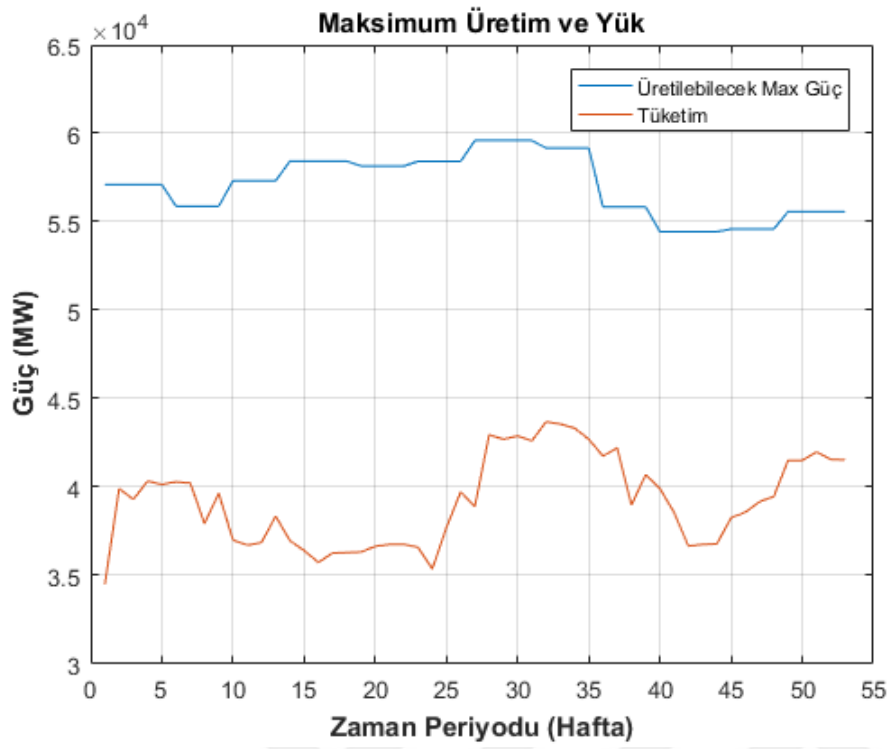
minimum değerinin 37. haftada %32,27 olduğu görülmektedir. Net rezervin tüketime oranını kısıtının bu değerden daha büyük tanımlanması durumunda optimizasyonun çözülemeyeceği görülmektedir. Bu senaryo için net rezervin tüketime oranı %20 olarak belirlenmiştir.



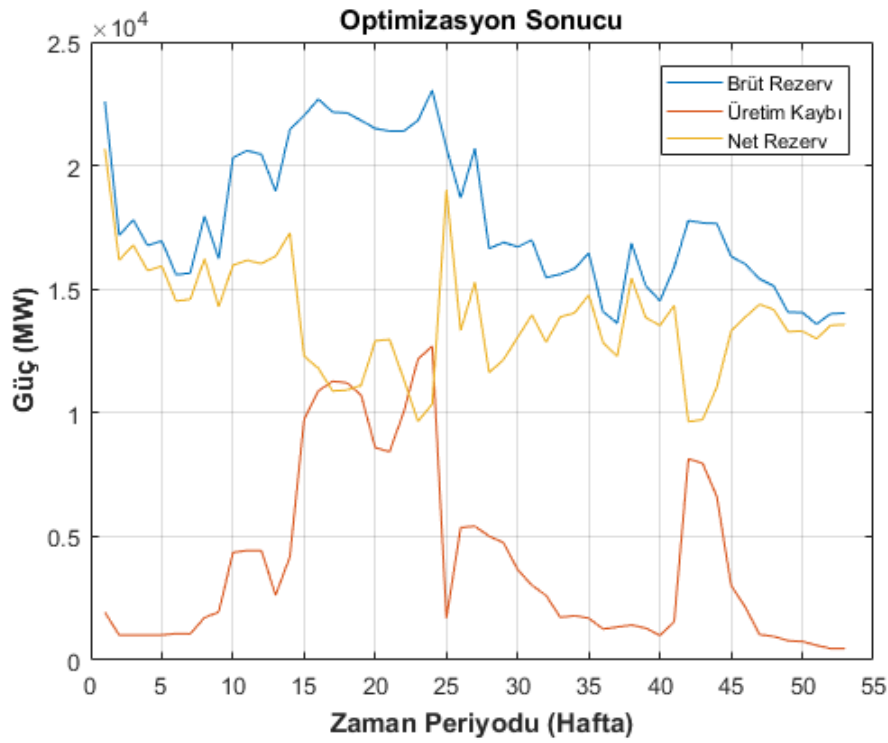
Şekil 5.2. 1. Senaryo için brüt rezervin toplam tüketime oranı

Bakım planlaması için tanımlanan optimizasyon probleminde kullanılacak değerler Şekil 5.3 ve sonuçlar Şekil 5.4, Şekil 5.5 ve Şekil 5.6'de gösterilmektedir. Aşağıdaki şekillerde toplam üretilebilecek güç, toplam tüketim, brüt rezerv, bakımdan dolayı meydana gelecek üretim kaybı ve net rezerv miktarları gösterilmektedir.

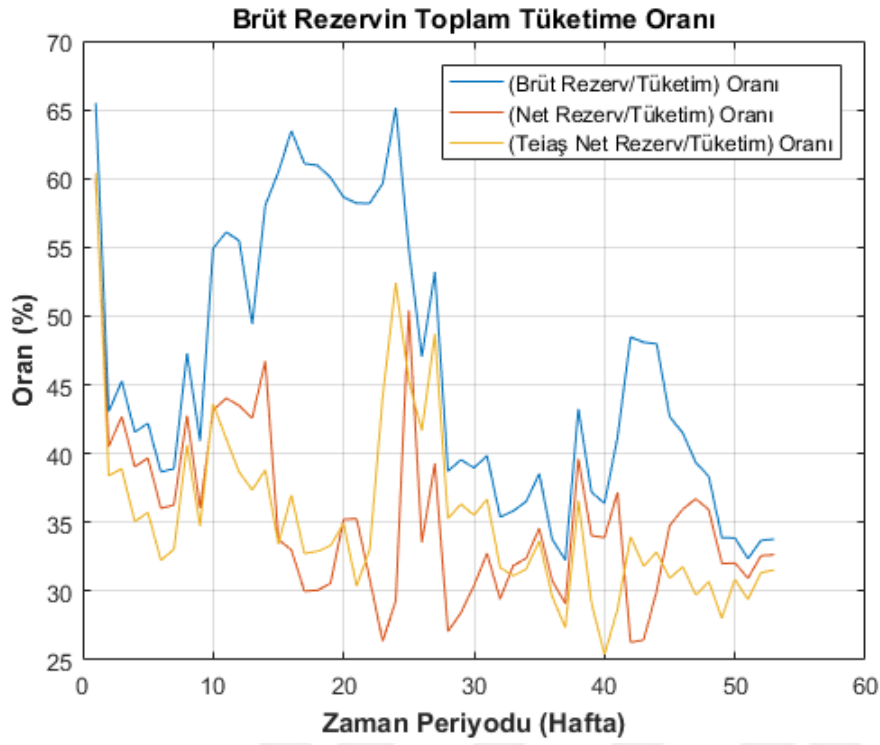
Şekil 5.7'de optimizasyon probleminin çözümüyle bulunan bakım programının bir kısmı gösterilmektedir. Optimizasyon sonucu incelendiğinde bakım süresi, bakımların tarih aralığı, bakımların sürekliliği ve bakımların birbirilerine göre durumlarının belirtildiği kısıtların yerine getirildiği görülmüştür. Optimizasyonun amacı olan net rezervin brüt rezerve oranının 53 haftalık ortalama değeri %79,2073 olarak hesaplanmıştır. Teiaş'ın yapmış olduğu programda ise bu oran %78,3766 olarak hesaplanmıştır. Bakım programının rastgele yapılmasıyla bu oranın alabileceği en düşük değer %75,38'tür.



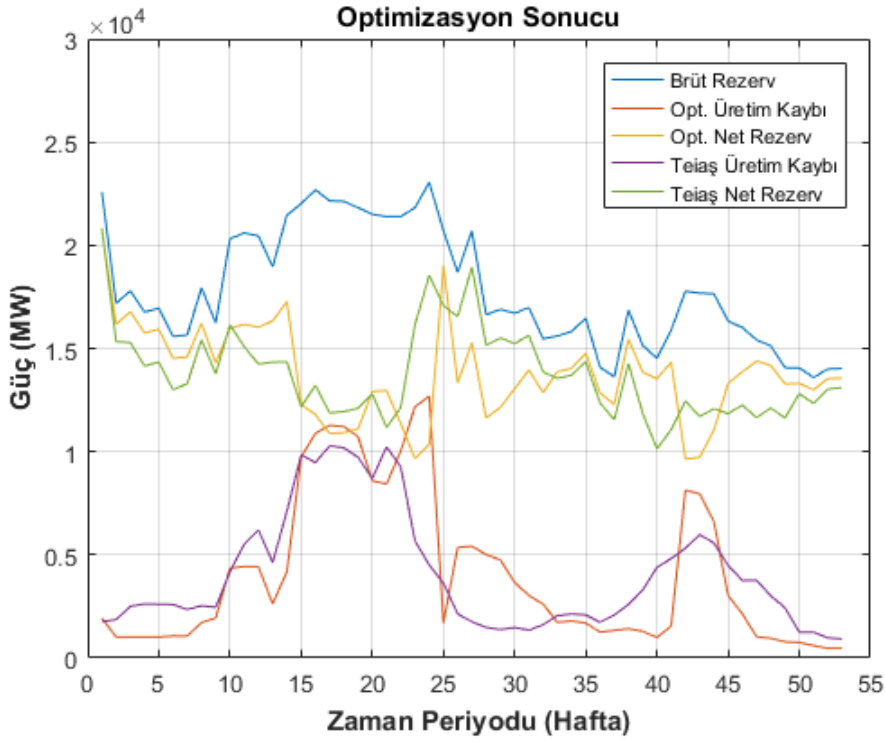
Şekil 5.3. 1. Senaryo için maksimum üretim ve tahmin edilen elektrik tüketimi



Şekil 5.4. 1. Senaryo için optimizasyon sonucu oluşan üretim kaybı, net rezerv ve brüt rezerv miktarları



Şekil 5.5. Optimizasyon sonucu ve Teiaş net rezervinin toplam tüketime oranı



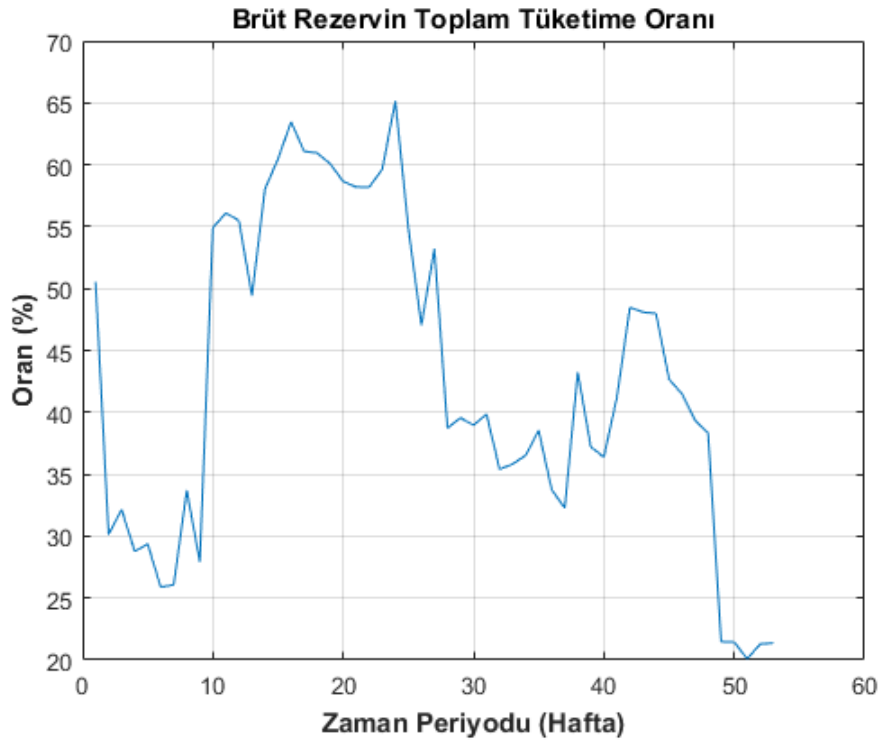
Şekil 5.6. 1. Senaryo için optimizasyon sonucu bulunan üretim kaybı, net rezerv ve brüt rezerv miktarlarının Teiaş bakım programıyla karşılaştırılması

Şekil 5.7. 1. Senaryonun optimizasyonu sonucu elde edilen bakım programlamasından bir bölüm

5.2.2. Senaryo 2

İkinci senaryo ise doğalgaz hariç geleneksel üretim santrallerinin üretimi kurulu gücü kadar, kış aylarında doğalgaz kısıtından dolayı doğalgaz santralleri üretimi kurulu gücünün %80'i kadar ve yenilenebilir kaynak türüne sahip santrallerin üretimi üretim profillerindeki temel senaryoda bulunan değerler kadar olduğu senaryodur. Optimizasyon problemi tanımlanırken EK'te sunulan üretim bakım programına dair bilgiler kısıt olarak kullanılmıştır. 2017 yılına ait tüketim değerleri ise talep tahmin çalışmasıyla belirlenmiştir.

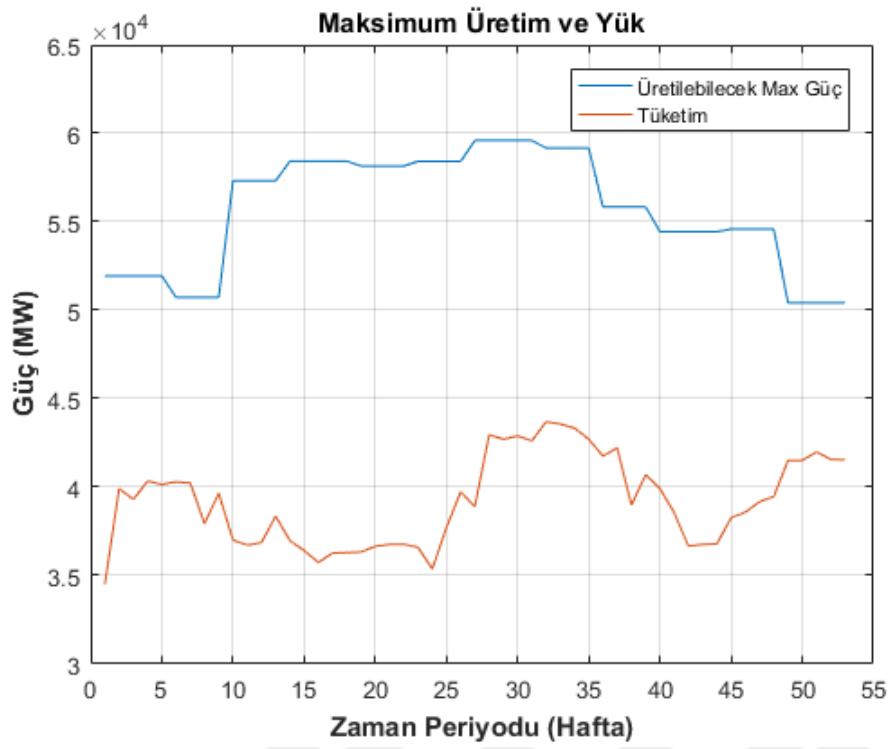
Bu senaryo için net rezervin toplam tüketime oranının ne kadar olacağının belirlenmesinde brüt rezervin toplam tüketime oranının bilinmesi gerekmektedir. Şekil 5.8'de haftalık çözünürlükte brüt rezervin toplam tüketime oranı gösterilmektedir. Bu oran dikkate alınarak kısıt olarak kullanılan net rezervin toplam tüketime oranının minimum değerinin belirlenmesi gerekmektedir. Aşağıdaki şekilde brüt rezervin toplam tüketime oranının minimum değerinin 51. haftada %20,09 olduğu ve net rezervin tüketime oranını kısıtının bu değerden daha büyük tanımlanması durumunda optimizasyonun çözülemeyeceği görülmektedir. Bu senaryo için net rezervin tüketime oranı 49. haftadan 53. haftaya kadar %15 diğer haftalar için %20 olarak belirlenmiştir.



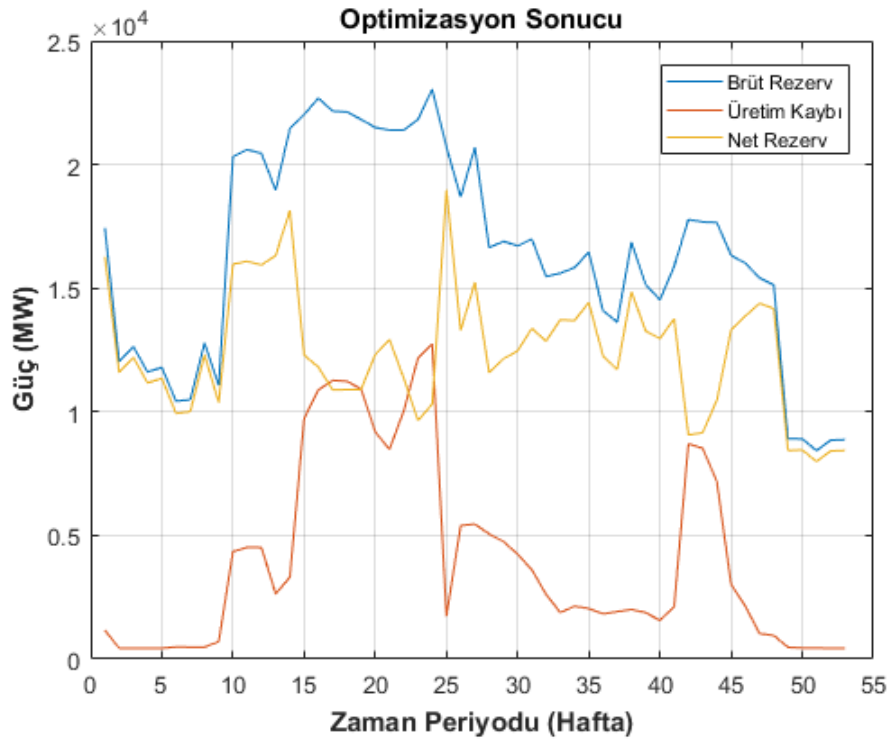
Şekil 5.8. 2. Senaryo için brüt rezervin toplam tüketime oranı

Bakım planlaması için tanımlanan optimizasyon problemi ve çözümüyle elde edilen değerler Şekil 5.9’da ve sonuçlar Şekil 5.10, Şekil 5.11, Şekil 5.12’te gösterilmektedir. Aşağıdaki şekilde toplam üretilebilecek güç, toplam tüketim, brüt rezerv, bakımdan dolayı meydana gelecek üretim kaybı ve net rezerv miktarları gösterilmektedir.

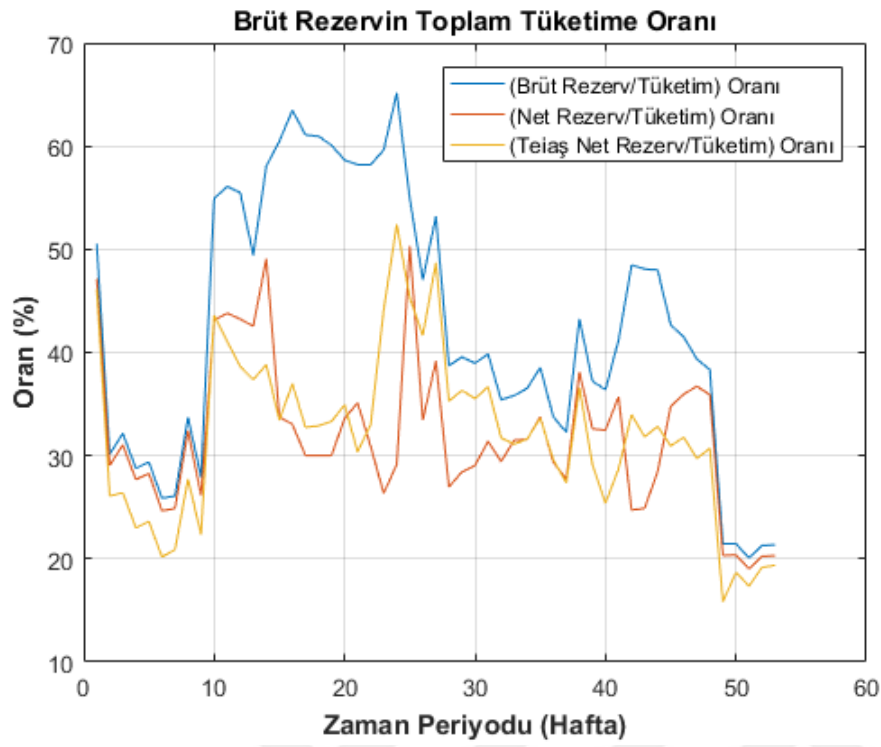
Şekil 5.13’te optimizasyon probleminin çözümüyle bulunan bakım programının bir kısmı gösterilmektedir. Optimizasyon sonucu incelendiğinde bakım süresi, bakımların tarih aralığı, bakımların sürekliliği ve bakımların birbirilerine göre durumlarının belirtildiği kısıtların yerine getirildiği görülmüştür. Optimizasyonun amacı olan net rezervin brüt rezerve oranının 53 haftalık ortalama değeri %78,7514 olarak hesaplanmıştır. Teiaş’ın yapmış olduğu programda ise bu oran %76,8013 olarak hesaplanmıştır. Bakım programının rastgele yapılmasıyla bu oranın alabileceği en düşük değer %70,292’tür.



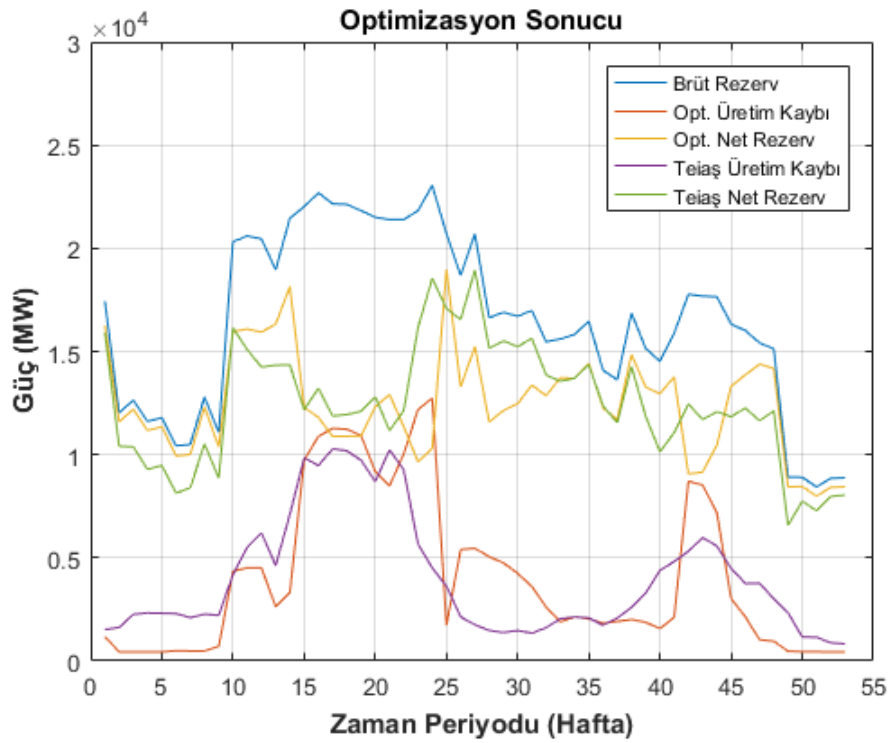
Şekil 5.9. 2. Senaryo için maksimum üretim ve tahmin edilen elektrik tüketimi



Şekil 5.10. 2. Senaryo için optimizasyon sonucu oluşan üretim kaybı, net rezerv ve brüt rezerv miktarları



Şekil 5.11. Optimizasyon sonucu ve Teiaş net rezervinin toplam tüketime oranı



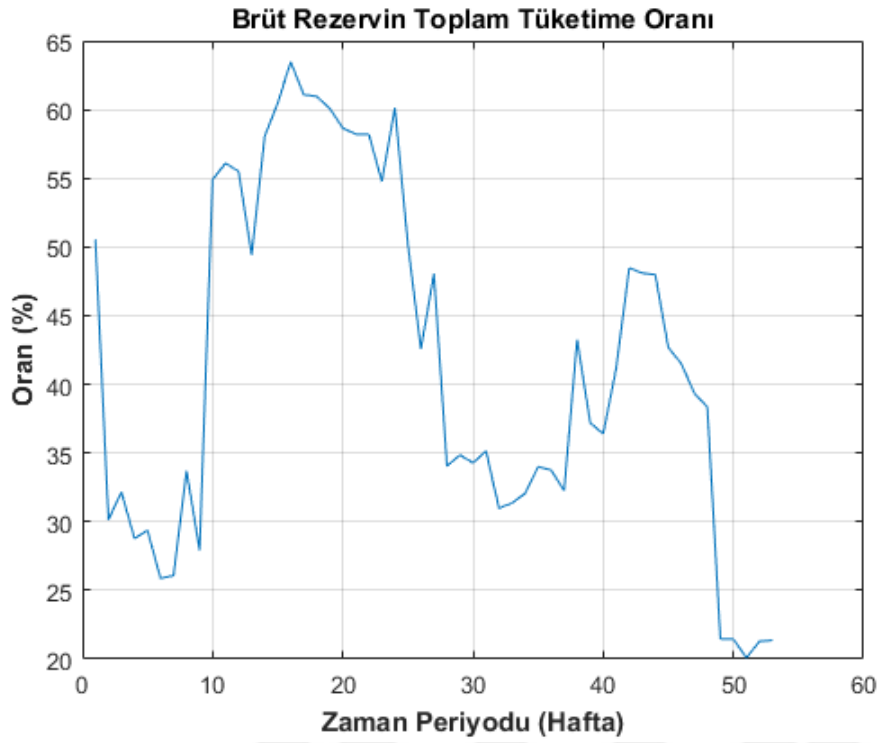
Şekil 5.12. 2. Senaryo için optimizasyon sonucu bulunan üretim kaybı, net rezerv ve brüt rezerv miktarlarının Teiaş bakım programıyla karşılaştırılması

Şekil 5.13. 2. Senaryo için optimizasyon sonucu elde edilen bakım programlamasından bir bölüm

5.2.3. Senaryo 3

Üçüncü senaryo ise doğalgaz hariç geleneksel üretim santrallerinin üretimi kurulu gücü kadar, kış aylarında doğalgaz kısıtından dolayı doğalgaz santralleri üretimi kurulu gücünün %80'i kadar, akarsu ve barajlı hidrolik santraller için yaz aylarında üretim Çizelge 3.2, Çizelge 3.3, Çizelge 3.4 ve Çizelge 3.5'te verilen kapasite kullanım faktörlerinde düşük senaryodaki değerler kadar ve diğer yenilenebilir kaynak türüne sahip santrallerin üretimi üretim profillerindeki temel senaryoda bulunan değerler kadar olduğu senaryodur. Optimizasyon problemi tanımlanırken EK'te sunulan üretim bakım programına dair bilgiler kısıt olarak kullanılmıştır. 2017 yılına ait tüketim değerleri ise talep tahmin çalışmasıyla belirlenmiştir.

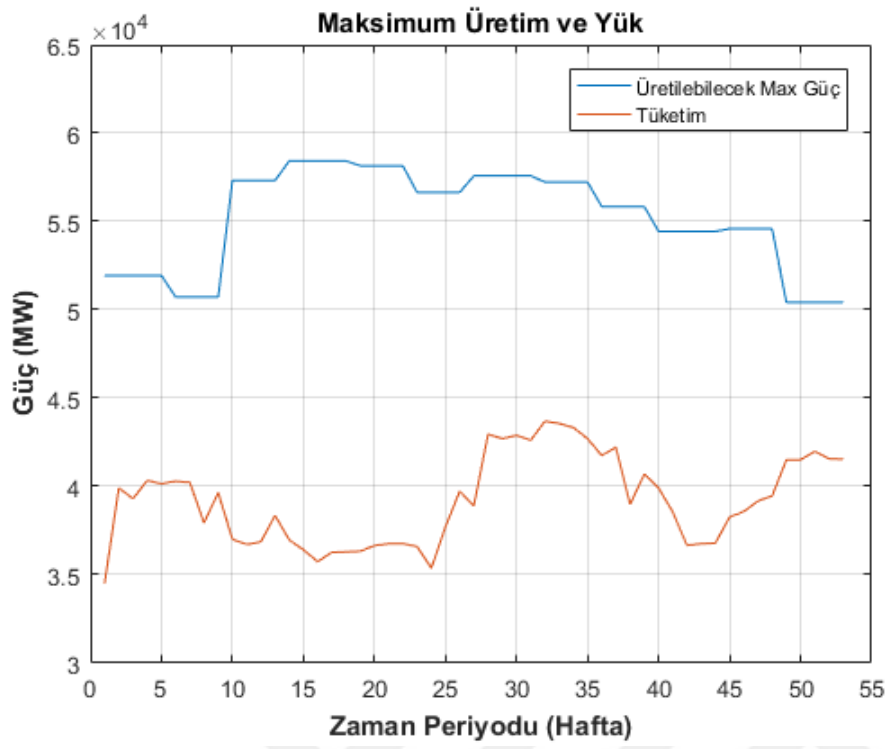
Bu senaryo için net rezervin toplam tüketime oranının ne kadar olacağının belirlenmesinde brüt rezervin toplam tüketime oranının bilinmesi gerekmektedir. Şekil 5.14'de haftalık çözünürlükte brüt rezervin toplam tüketime oranı gösterilmektedir. Bu oran dikkate alınarak kısıt olarak kullanılan net rezervin toplam tüketime oranının minimum değerinin belirlenmesi gerekmektedir. Aşağıdaki şekilde brüt rezervin toplam tüketime oranının minimum değerinin 51. haftada %20,09 olduğu ve net rezervin tüketime oranını kısıtının bu değerden daha büyük tanımlanması durumunda optimizasyonun çözülemeyeceği görülmektedir. Bu senaryo için net rezervin tüketime oranı 49. haftadan 53. haftaya kadar %15 diğer haftalar için %20 olarak belirlenmiştir.



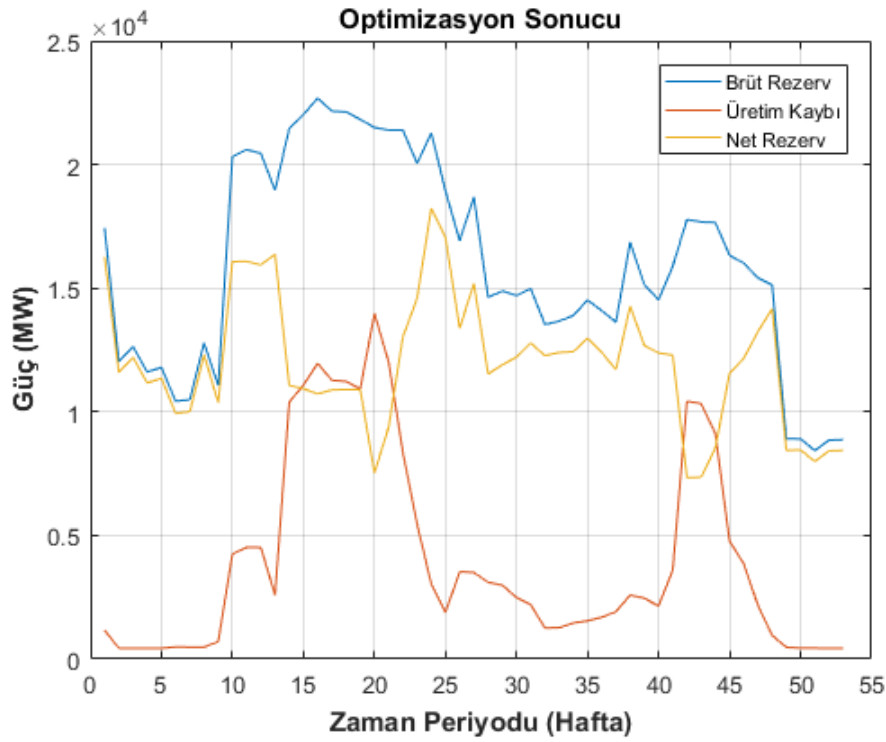
Şekil 5.14. 3. Senaryo için brüt rezervin toplam tüketime oranı

Bakım planlaması için tanımlanan optimizasyon problemi ve çözümüyle elde edilen değerler Şekil 5.15’de ve sonuçlar Şekil 5.16, Şekil 5.17, Şekil 5.18’de gösterilmektedir. Aşağıdaki şekilde toplam üretilebilecek güç, toplam tüketim, brüt rezerv, bakımdan dolayı meydana gelecek üretim kaybı ve net rezerv miktarları gösterilmektedir.

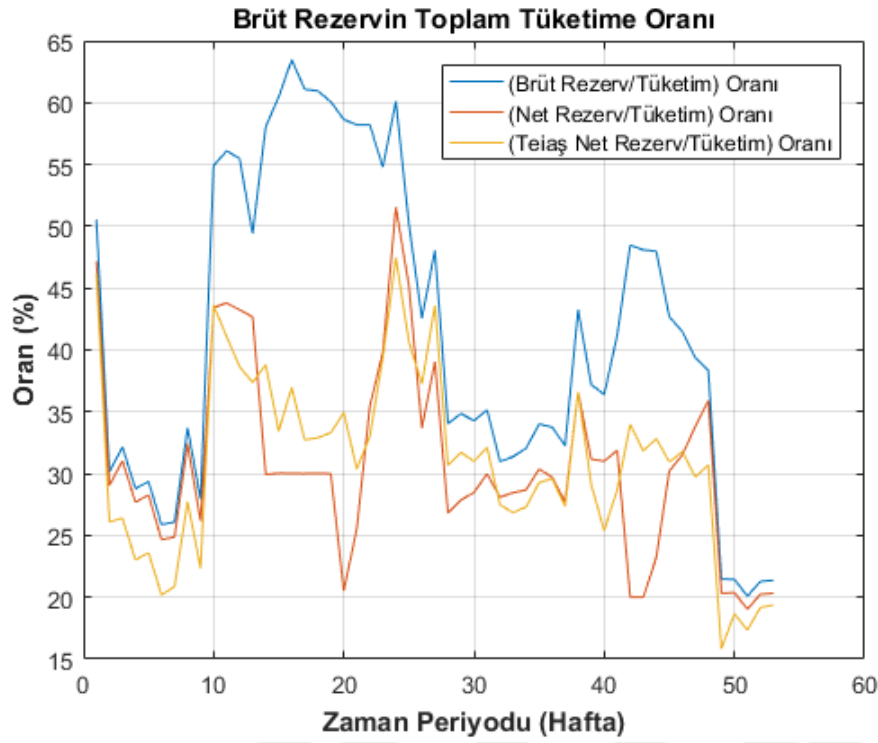
Şekil 5.19’de optimizasyon probleminin çözümüyle bulunan bakım programının bir kısmı gösterilmektedir. Optimizasyon sonucu incelendiğinde bakım süresi, bakımların tarih aralığı, bakımların sürekliliği ve bakımların birbirilerine göre durumlarının belirtildiği kısıtların yerine getirildiği görülmüştür. Optimizasyonun amacı olan net rezervin brüt rezerve oranının 53 haftalık ortalama değeri %78,3124 olarak hesaplanmıştır. Teiaş’ın yapmış olduğu programda ise bu oran %76,4413 olarak hesaplanmıştır. Bakım programının rastgele yapılmasıyla bu oranın alabileceği en düşük değer %69,7635’tür.



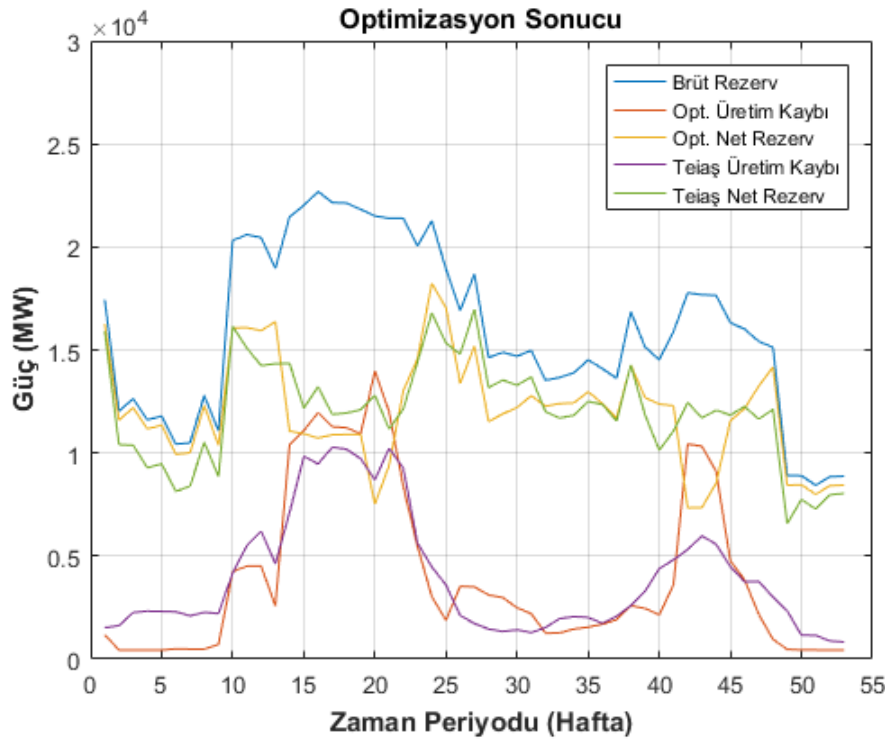
Şekil 5.15. 3. Senaryo için maksimum üretim ve tahmin edilen elektrik tüketimi



Şekil 5.16. 3. Senaryo için optimizasyon sonucu oluşan üretim kaybı, net rezerv ve brüt rezerv miktarları



Şekil 5.17. Optimizasyon sonucu ve Teiaş net rezervinin toplam tüketime oranı



Şekil 5.18. 3. Senaryo için optimizasyon sonucu bulunan üretim kaybı, net rezerv ve brüt rezerv miktarlarının Teiaş bakım programıyla karşılaştırılması

6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Güç sistemlerinin işletme, kontrol ve güvenilirliği açısından gerekli olan çalışmalardan bir tanesi üretim bakım programlamasıdır. Bakım çalışmaları sistemdeki teçhizatların ömrünü ve arz güvenliğini arttırırken, teçhizat arızası ve kesintilerden dolayı meydana gelen beklenmedik olayları, işletme ve bakım maliyetlerini azaltmaktadır. Bu nedenle, üretim bakım programlaması sistemin ekonomik ve güvenli olarak işletilmesinde önemli bir rol oynamaktadır. Literatürde bakım programlaması çalışmaları ekonomik temelli, sistemin arz güvenliği temelli veya ikisinin birlikte olduğu durumlar için yapılmaktadır. Türkiye’de bakım programlamasında nihai karar, ekonomik yaptırımlar olmadan yani iletim sistemi işletmecisi tarafından arz güvenliği ve şebeke kısıtları göz önünde bulundurularak alındığından sistem güvenliği temelli yapılmaktadır.

Bakım programının önemli olmasından dolayı alınmış kararlar doğrultusunda Türkiye elektrik sisteminde bulunan 50 MW’ın üzerinde kurulu güce sahip elektrik üretim santrallerinin orta dönem planlı bakımları için yani gelecek yılda yapılması planlanan bakım çalışmalarının programlanması (çizelgelenmesi) gerekmektedir. Bu sebeple üretim santrallerinin yapmak istedikleri bakımlar için hazırlanan bakım planları sistem işletmecisi olan TEİAŞ tarafından talep edilmektedir. Santrallerden toplanan bakım planlarının yıllık takvime işlenip sistemin arz güvenliği hususu dikkate alınarak bakım planlarının tarihleri, üretim kayıpları ve net rezerv miktarları kontrol edilmektedir. Kontroller sonucunda üretim kayıp ve tüketim miktarlarının yüksek aynı zamanda rezerv miktarlarının düşük olduğu sistemin arz güvenliğini tehdit edecek durumlarla karşılaşılabilir. Benzer bir şekilde bahar aylarında hidrolik santrallerin bakımlarından dolayı suyun kullanılamaması ve baraj havzalarındaki su miktarının artışıdan dolayı boşa su atma gibi durumlarla karşılaşılabilir. Bu gibi durumları ortadan kaldırmak için sistem işletmecisi santrallerden bakım planlarının uygun tarih için değiştirilmesini istemekte ve bakım programlarını yeniden düzenlemektedir. Bu sayede sistem işletmecisi bakım programlarını bir optimizasyon algoritması kullanmadan yapılan kontroller ve geçmiş tecrübeler sayesinde hazırlamakta ve ilan etmektedir.

Bu çalışmadaki amaç ise, bir yıllık bakım çizelgeleme döneminde elektrik üretim santrallerinden toplanan bakım planlarını, yenilenebilir kaynaklara sahip santrallerin

kapasite kullanım faktörleri dikkate alınıp net yedek kapasiteyi en üst düzeye çıkaracak ve sistem güvenilirliğini sağlayacak şekilde optimize ederek yıllık bakım programının hazırlanmasıdır. Bakım programının hazırlanmasında gelecek yıla ait elektrik tüketiminin tahmin edilmesi, yenilenebilir kaynaklara sahip santrallerin üretebilecekleri güçlerin belirlenmesi ve üretim bakım programının optimizasyon problemi olarak tanımlanması gerekmektedir.

Ulusal elektrik tüketimi tahminin yapılmasında geçmiş ulusal elektrik tüketimleri ve yapay sinir ağları yöntemi, yenilenebilir kaynaklara sahip santrallerin üretebilecekleri güçlerin belirlenmesinde ise kümülatif dağılım fonksiyonu kullanılmaktadır. Talep tahmin ve santral kapasite kullanım faktörlerinin belirlenmesi için yapılan ön çalışmalardan sonra üretim santrallerinden bakım sürelerine göre yılın uygun olan belirli tarihleri (3, 6 ve 12 aylık periyotlar) için bakım planları toplanıp, bu verilerle üretim bakım programlaması için bir optimizasyon problemi tanımlanmakta ve çözülmektedir. Tanımlanan optimizasyon problemi için amaç, üretim santrallerinin yıl içinde hangi tarihlerde bakımda olup olmama durumlarının belirlenmesi ve net rezerv miktarının brüt rezerve oranının maksimize edilmesi olduğundan problemin çözümünde ikili tamsayı doğrusal programlama algoritması kullanılmaktadır. Bu optimizasyonun gerçekleştirilmesinde IBM Cplex yazılımının geliştirdiği, Matlab programında çalışabilen ve simplex yönteminin kullanıldığı ikili tamsayı doğrusal programlama yöntemi kullanılmaktadır. Bu çalışmayla birlikte ilk defa Türkiye elektrik üretim santrallerinin bakım programının bir optimizasyon problemi olarak tanımlanıp çözülmesi gerçekleştirilmiştir.

Bu çalışma, doğalgaz santrallerinin %80 kapasiteyle çalışması veya akarsu santrallerinin düşük üretim rejimine göre çalışması gibi farklı senaryolar üzerinde çalışılıp en kötü senaryoyu göz önünde bulundurarak bakım programlaması yapılmasına imkân sağlamaktadır. Optimizasyon sonuçlarına bakıldığında problemde belirtilen kısıtların yerine getirildiği ve amaç fonksiyonunda belirtilen net rezervin brüt rezerve oranının arttırıldığı doğrulanmıştır.

KAYNAKLAR

1. İnternet: Asgarpoor, S., Doghman, M. (1999). A Maintenance Optimization for Utilities Transmission and Distribution System. URL: http://www.webcitation.org/query?url=https%3A%2F%2Fwww.researchgate.net%2Fpublication%2F242698597_A_Maintenance_Optimization_Program_for_Uilities%27_Transmission_and_Distribution_Systems&date=2018-03-14, Son Erişim Tarihi: 14.03.2018.
2. Kralj, B., Petrovic, R. (1988). Optimal preventive maintenance scheduling of thermal generating units in power systems - A survey of problem formulations and solution methods. *European Journal of Operational Research*, 35(1), 1–15.
3. Schlunz, E. B., Vuuren, J. H. (2013). An investigation into the effectiveness of simulated annealing as a solution approach for the generator maintenance scheduling problem. *International Journal*, 53(1), 166–174.
4. Dahal, K. P., Chakpitak, N. (2007). Generator maintenance scheduling in power systems using metaheuristic-based hybrid approaches. *Electric Power Systems Research*, 77(7), 771–779.
5. Schlunz, E. B. (2011). *Decision support for generator maintenance scheduling in the energy sector*. MSc Thesis, Stellenbosch University, Stellenbosch, 9-41.
6. Winston, W. L. (2004). *Operations research: Applications and algorithms*. Belmont: Brooks/Coles, 49-142.
7. Barot, H., Bhattacharya, K. (2008). Security coordinated maintenance scheduling in deregulation based on genco contribution to unserved energy. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(4), 1871–1882.
8. Benders, J. F. (1962). Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. *Numerische Mathematik*, 4(1), 238–252.
9. Froger, A., Gendreau, M., Mendoza J. E., Pinson, E., Rousseau, L. (2016). Maintenance scheduling in the electricity industry: A literature review. *European Journal of Operational Research*, 251(3), 695–706.
10. Said, G. A. E. N. A., Mahmoud, A. M., El-Horbaty, E. S. M. (2014). A comparative study of meta-heuristic algorithms for solving quadratic assignment problem. *International Journal of Advanced Computer Science and Applications*, 5(1), 1–6.
11. Kirkpatrick, S, Gelatt, C. D., Vecchi, M. P. (1983). Optimization by simulated annealing. *American Association for the Advancement of Science*, 220(4598), 671–680.
12. Cerny, V. (1985). Thermodynamical approach to the traveling salesman problem: An efficient simulation algorithm. *Journal of Optimization Theory and Applications*, 45(1), 41–51.

13. Talbi, E. G. (2009). *Metaheuristics: From design to implementation*. Hoboken: John Wiley & Sons, 126-140.
14. Dre'o, J., Petrowski, A., Siarry, P., Taillard, E. (2006). *Metaheuristics for hard optimization: Methods and case studies*. Berlin: Springer, 23-150.
15. Goldberg, D. E. (1989). *Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning*. Boston: Addison-Wesley Longman Publishing, 1-5.
16. Glover, F. (1986). Future paths for integer programming and links to artificial intelligence. *Computers & Operations Research*, 13(5), 533-549.
17. Burke, E. K., Clarke, J. A., Smith, A. J. (1998). *Four methods for maintenance scheduling*. Paper presented at the artificial neural nets and genetic algorithms conference, Norwich.
18. Colorni, A., Dorigo, M., Maniezzo, V. (1991). *Distributed optimization by ant colonies*. Paper presented at the first European conference on artificial life, Paris.
19. Foong, W. K., Simpson, A. R., Maier, H. R., Stolp, S. (2008). Ant colony optimization for power plant maintenance scheduling optimization - A five-station hydropower system. *Annals of Operations Research*, 159(1), 433-450.
20. Kennedy, J., Eberhart, R. C. (1995). *Particle Swarm Optimization*. Paper presented at the IEEE International Conference on Neural Networks, Perth.
21. Sidenblad, K., Yoshimura, M., Yamayee, Z. A. (1983). A computationally efficient optimal maintenance scheduling method. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 102(2), 330-338.
22. Kralj, B. L., Petrovic, R. (1988). Optimal preventive maintenance scheduling of thermal generating units in power systems. *European Journal of Operational Research*, 35(1), 1-15.
23. Zadeh, L. A. (1975). The concept of a linguistic variable and its application to approximate reasoning-I. *Information Science*, 8(3), 199-249.
24. Karadoğan, A., Başçetin, A., Kahrıman, A., Görgün, S. (2001). *Bulanık Küme Teorisinin Yeraltı Üretim Yöntemi Seçiminde Kullanılabilirliği*. Türkiye 17. Uluslararası Madencilik Kongresi ve Sergisinde sunuldu, Ankara.
25. Ahmad, A., Kothari, D. P. (1998). A review of recent advances in generator maintenance scheduling. *Electric Machines & Power Systems*, 26(4), 373-387.
26. Dahal, K. P., Aldridge, C. J., McDonald, J. R. (1999). Generator maintenance scheduling using a genetic algorithm with a fuzzy evaluation function. *Fuzzy Sets and Systems*, 102(1), 21-29.

27. Lin, C. E., Huang, C. J., Huang, CL., Liang, C. C., Lee, S. Y. (1992). An expert system for generator maintenance scheduling using operation index. *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(3), 1141–1148.
28. Sergaki, A., Kalaitzakis, K. (2002). A fuzzy knowledge based method for maintenance planning in a power system. *Reliability Engineering & System Safety*, 77(1), 9–30.
29. Canto, S. P. (2008). Application of Benders decomposition to power plant preventive maintenance scheduling. *European Journal of Operational Research*, 184(2), 759–777.
30. Crawford, B., Soto, R., Castro, C., Monfroy, E., Paredes, F. (2011). An extensible autonomous search framework for constraint programming. *International Journal of Physical Sciences*, 6(14), 3369–3376.
31. Frost, D., Dechter, R. (1998, October). *Optimizing with constraints: A case study in scheduling maintenance of electric power units*. Paper presented at the International Conference on Principles and Practice of Constraint Programming, Pisa.
32. Chattopadhyay, D. (2004). A game theoretic model for strategic maintenance and dispatch decisions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(4), 2014–2021.
33. Kim, M. K., Park, J. K., Yoon, Y. T., Min, C. G. (2013). Game-theory-based generation maintenance scheduling in electricity markets. *Energy*, 55(1), 310–318.
34. Doveh, E., Feigin, P., Greig, D., Hyams, L. (1999). Experience with FNN models for medium term power demand. *IEEE Transaction on Power System*, 14(2), 538–546.
35. Ghiassi, M. D., Zimbra, D. K., Saidane, H. (2006). Medium term system load forecasting with a dynamic artificial neural network model. *Electric Power System Research*, 76(5), 302–316.
36. Antonio, J. C., Raquel, G. B., Manuel, D. S. (2005). Generation maintenance scheduling in restructured power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2), 984–992.
37. İnternet: Teiaş (2017). Hakkımızda: Türkiye Elektrik İletim A.Ş. URL: <http://www.webcitation.org/query?url=https%3A%2F%2Fwww.teias.gov.tr%2Ftr%2Fhakkimizda&date=2018-03-14>, Son Erişim Tarihi: 14.03.2018.
38. Tee, C. Y., Cardell, J. B., Ellis, G. W. (2009). *Short-term load forecasting using artificial neural network*. Paper presented at the North American Power Symposium (NAPS), Starkville.
39. Sinha, A. K. (2000). Short-term load forecasting using artificial neural networks. *Industrial Technology*, 2(1), 548 – 553.
40. Yamayee, Z. A. (1982). Maintenance scheduling: description, literature survey and interface with overall operations scheduling. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 101(8), 2770–2779.

41. Lindner, B. G. (2017). *Bi-objective Generator Maintenance Scheduling for a National Power Utility*. PhD. Thesis. Faculty of Engineering at Stellenbosch University, Stellenbosch.
42. Lindner, B. G. (2017). *Bi-objective Generator Maintenance Scheduling for a National Power Utility*. PhD. Thesis. Faculty of Engineering at Stellenbosch University, Stellenbosch.
43. Ahmad, D. P., Kothari, A. (2000). A practical model for generator maintenance scheduling with transmission constraints. *Electric Machines & Power Systems*, 28(6), 501–513.
44. Mromlinski, L. R. (1985). Transportation problem as a model for optimal schedule of maintenance outages in power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 7(3), 161–164.
45. Kuzle, I., Pandzic, H., Brezovec, M. (2007). *Implementation of the Benders decomposition in hydro generating units maintenance scheduling*. Paper presented at the Hydro Conference: New Approaches for a New Era, Granada.
46. Fattahi, M., Mahootchi, M., Mosadegh, H., Fallahi, F. (2014). A new approach for maintenance scheduling of generating units in electrical power systems based on their operational hours. *Computers & Operations Research*, 50(1), 61–79.
47. Dahal, K., McDonald, J., Burt, G. (2000). Modern heuristic techniques for scheduling generator maintenance in power systems. *Transactions of the Institute of Measurement and Control*, 22(2), 179–194.
48. Satoh, T., Nara, K. (1991). Maintenance scheduling by using simulated annealing method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(2), 850–857.
49. Schlunz, E., Vuuren, J. H. (2013). An investigation into the effectiveness of simulated annealing as a solution approach for the generator maintenance scheduling problem. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 53(1), 166–174.
50. Saraiva, J. T., Pereira, M. L., Mendes, V. T., Sousa, J. C. (2011). Simulated annealing based approach to solve the generator maintenance scheduling problem. *Electric Power Systems Research*, 81(7), 1283–1291.
51. Chung, K. H., Kim, B. H., Han, S. M. (2011). ISO coordination of generator maintenance scheduling in competitive electricity markets using simulated annealing. *Journal of Electrical Engineering and Technology*, 6(4), 431–438.
52. Subbaraj, P., Rao, M., Tamilselvi, S., Baskar, S. (2003). Genetic algorithms solution to generator maintenance scheduling with modified genetic operators. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 150(37), 56–60.

53. Mavko, B., Bosevski, T., Causevski, A., Cepin, M., Volkanovski, A. (2008). Genetic algorithm optimization of the maintenance scheduling of generating units in a power system. *Reliability Engineering and System Safety*, 93(6), 779–789.
54. Wang, Y., Handschin, E. (2000). A new genetic algorithm for preventive unit maintenance scheduling of power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 22(5), 343–348.
55. Duffuua, S., Abbas, M., El-Amin, I. (2000). A tabu search algorithm for maintenance scheduling of generating units. *Electric Power Systems Research*, 54(2), 91–99.
56. Ekpenyong, U. E., Zhang, J., Xia, X. (2012). An improved robust model for generator maintenance scheduling. *Electric Power Systems Research*, 92(1), 29–36.
57. Koay, C. A., Srinivasan, D. (2003). *Particle swarm optimization-based approach for generator maintenance scheduling*. Paper presented at the IEEE Symposium on Swarm Intelligence (SIS '03), Indianapolis.
58. Suresh, K., Kumarappan, N. (2013). Hybrid improved binary particle swarm optimization approach for generation maintenance scheduling problem. *Swarm and Evolutionary Computation*, 9(1), 69–89.
59. Ling, C. E., Huang, C. L., Huang, C. J. (1992). Fuzzy approach for generator maintenance scheduling. *Electric Power Systems Research*, 24(1), 31–38.
60. Huang, S. J. (1997). Generator maintenance scheduling: A fuzzy system approach with genetic enhancement. *Electric Power Systems Research*, 41(3), 233–239.
61. Kralj, B. L., Petrovic, R. (1995). A multiobjective optimization approach to thermal generating units maintenance scheduling. *European Journal of Operational Research*, 84(2), 481–493.
62. Zurn, H. H., Quintana, V. H. (1975). Generator maintenance scheduling via successive approximations dynamic programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 94(2), 665–671.
63. Park, JB., Park, J. K., Chun, Y. H., Kim, J. H. (2005). Generating unit maintenance scheduling under competitive market environments. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 27(3), 189–194.
64. Brandt, F., Bauer, R., Völker, M., Cardeneo, A. (2013). A constraint programming-based approach to a large-scale energy management problem with varied constraints. *Journal of Scheduling*, 16(6), 629–648.
65. Buljubasi, M., Gavranovic, H. (2012, September). *Orchestrating constrained programming and local search to solve a large-scale energy management problem*. Paper presented at the 2012 Federated Conference on Computer Science and Information Systems (FedCSIS), Wroclaw.
66. Jensen, T. S., Kjeldsen, N., Larsen, R., Godskesen, S. (2013). Solving a real-life, large-scale energy management problem. *Journal of Scheduling*, 16(6), 567–583.

67. Dahal, K. P. (2004). *A review of maintenance scheduling approaches in deregulated power systems*. Paper presented at the International Conference in Power Systems Technology, Kathmandu.
68. Arueti, S., Okrent, D. (1990). Knowledge-based prototype for optimization of preventive maintenance scheduling. *Reliability Engineering & System Safety*, 30(1), 93-114.
69. Fustar, S., Jelavic, B. (1992). A knowledge-based system for power system weekly scheduling. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 14(2), 206-211.
70. El-Sharkh, M., El-Keib, A., Chen, H. (2003). A fuzzy evolutionary programming-based solution methodology for security-constrained generation maintenance scheduling. *Electric Power Systems Research*, 67(1), 67-72.
71. Fetanat, A., Shafipour, G. (2011). Generation maintenance scheduling in power systems using ant colony optimization for continuous domains based 0–1 integer programming. *Expert Systems with Applications*, 38(8), 9729–9735.
72. Foong, W. K. (2007). *Ant colony optimization for power plant maintenance scheduling*. PhD Thesis, Univeristy of Adelaide, Adelaide.
73. Mytakidis, T., Vlachos, A. (2008). Maintenance scheduling by using the bi-criterion algorithm of preferential anti-pheromone. *Leonardo Journal of Sciences*, 12(16), 143–164.
74. Barot, H., Bhattacharya, K. (2008), Security coordinated maintenance scheduling in deregulation based on genco contribution to unserved energy. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(4), 1871–1882.



EK-1. Üretim bakım programı

Çizelge 1.1. 2017 yılı üretim bakım programı devamı

Bakım Id	Santral Id	Ünite Id	Bakım Süresi	Başlangıç	Bitiş	Eş Zamanlı Bakım	Eş Zamanlı Olmayan Bakım	Ardışık Bakım	Ardışık Boşluk
1	893	305	11	01.10.2017	31.12.2017	2	0	0	0
2	893	356	11	01.10.2017	31.12.2017	3	0	0	0
3	893	307	11	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
4	962	519	30	01.04.2017	30.06.2017	5	0	0	0
5	962	520	30	01.04.2017	30.06.2017	6	0	0	0
6	962	523	30	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
7	661	580	25	01.04.2017	30.06.2017	8	0	0	0
8	661	581	25	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
9	956	471	26	01.07.2017	31.12.2017	0	0	10	2
10	956	472	19	01.07.2017	31.12.2017	0	0	0	0
11	956	473	21	01.07.2017	31.12.2017	0	0	9	2
12	1085	784	14	01.01.2017	30.06.2017	0	0	0	0
13	1085	785	71	01.01.2017	30.06.2017	0	0	0	0
14	967	525	17	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
15	967	526	14	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
16	967	527	16	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
17	965	531	17	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
18	965	2138	16	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
19	978	505	19	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
20	978	506	19	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
21	978	507	19	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
22	978	508	19	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
23	978	509	40	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
24	978	510	40	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
25	1441	1610	12	01.04.2017	30.06.2017	26	0	28	172
26	1441	1611	12	01.04.2017	30.06.2017	27	0	0	0
27	1441	1612	12	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
28	1441	1610	12	01.10.2017	31.12.2017	29	0	0	0
29	1441	1611	12	01.10.2017	31.12.2017	30	0	0	0
30	1441	1612	12	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
31	1241	1476	5	01.04.2017	30.06.2017	0	0	32	0
32	1241	1477	5	01.04.2017	30.06.2017	0	0	33	0
33	1241	1478	5	01.04.2017	30.06.2017	0	0	34	0
34	1241	1479	5	01.04.2017	30.06.2017	0	0	35	0
35	1241	1480	5	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
36	1241	1476	5	01.07.2017	30.09.2017	0	0	37	0
37	1241	1477	5	01.07.2017	30.09.2017	0	0	38	0
38	1241	1478	5	01.07.2017	30.09.2017	0	0	39	0
39	1241	1479	5	01.07.2017	30.09.2017	0	0	40	0
40	1241	1480	5	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
41	700	1510	12	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
42	700	1514	12	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
43	700	1516	13	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
44	700	1512	12	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
45	700	1513	26	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
46	892	308	28	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
47	892	309	28	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
48	892	310	28	01.10.2017	31.12.2017	0	0	49	0
49	892	311	28	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
50	1224	693	55	01.04.2017	30.09.2017	0	0	0	0
51	1224	694	18	01.04.2017	30.06.2017	52	0	0	0
52	1224	696	14	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
53	706	516	15	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
54	706	517	25	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
55	706	518	25	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
56	1112	690	19	01.10.2017	31.12.2017	58	0	0	0
57	1112	691	35	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
58	1112	692	19	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
59	784	1461	10	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
60	996	567	30	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
61	996	2320	25	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
62	996	3018	26	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
63	1375	1076	18	01.01.2017	31.03.2017	64	0	0	0
64	1375	1081	18	01.01.2017	31.03.2017	65	0	0	0
65	1375	1078	18	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
66	1257	1265	6	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
67	1257	1266	3	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
68	1257	1267	3	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
69	891	368	12	01.10.2017	31.12.2017	0	0	70	0
70	891	369	12	01.10.2017	31.12.2017	0	0	71	0
71	891	370	12	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
72	1381	1113	17	01.07.2017	30.09.2017	0	0	73	0
73	1381	1114	15	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
74	2264	1017	17	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
75	877	597	35	01.01.2017	30.06.2017	0	0	0	0

EK-1. (devam) Üretim bakım programı

Çizelge 1.2. 2017 yılı üretim bakım programı devamı

Bakım Id	Santral Id	Ünite Id	Bakım Süresi	Başlangıç	Bitiş	Eş Zamanlı Bakım	Eş Zamanlı Olmayan Bakım	Ardışık Bakım	Ardışık Boşluk
76	877	598	69	01.01.2017	30.06.2017	0	0	0	0
77	2065	3239	20	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
78	2065	3240	20	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
79	894	372	11	01.01.2017	31.03.2017	0	0	80	0
80	894	373	10	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
81	694	783	30	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
82	1223	695	26	01.04.2017	30.06.2017	83	0	0	0
83	1223	697	26	01.04.2017	30.06.2017	84	0	0	0
84	1223	698	26	01.04.2017	30.06.2017	85	0	0	0
85	1223	699	26	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
86	1067	552	9	01.07.2017	30.09.2017	0	0	87	0
87	1067	553	10	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
88	652	1047	10	01.10.2017	31.12.2017	0	0	89	0
89	652	1048	10	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
90	1222	662	4	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
91	1222	664	2	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
92	1222	663	3	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
93	1222	666	3	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
94	875	1018	4	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
95	875	1019	4	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
96	875	1020	3	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
97	1189	985	8	01.07.2017	30.09.2017	0	0	98	0
98	1189	986	9	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
99	1173	655	7	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
100	1173	656	7	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
101	1173	652	14	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
102	1173	653	14	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
103	685	1260	4	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
104	685	1262	4	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
105	685	1263	4	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
106	710	511	32	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
107	710	513	31	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
108	710	512	32	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
109	2045	3185	10	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
110	1005	1225	4	01.07.2017	30.09.2017	0	0	111	0
111	1005	1226	4	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
112	1198	993	11	01.10.2017	31.12.2017	0	0	113	0
113	1198	994	13	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
114	1412	1481	11	01.07.2017	30.09.2017	0	0	115	0
115	1412	1482	13	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
116	1646	1878	11	01.07.2017	30.09.2017	0	0	117	0
117	1646	1879	11	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
118	1646	1959	2	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
119	1573	1839	8	01.07.2017	30.09.2017	0	0	120	0
120	1573	1840	8	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
121	1573	1932	2	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
122	1672	1938	11	01.07.2017	30.09.2017	0	0	123	0
123	1672	1962	13	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
124	1672	1963	11	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
125	1672	2125	2	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
126	1735	2116	9	01.10.2017	31.12.2017	0	0	127	0
127	1735	2117	9	01.10.2017	31.12.2017	0	0	128	0
128	1735	2118	9	01.10.2017	31.12.2017	0	0	129	0
129	1735	2943	3	01.10.2017	31.12.2017	0	0	130	0
130	1735	2944	3	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
131	1841	3133	9	01.07.2017	30.09.2017	0	0	134	0
132	1841	3134	9	01.10.2017	31.12.2017	0	0	133	0
133	1841	3173	8	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
134	1841	2267	11	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
135	1841	2279	9	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
136	2168	3547	12	01.10.2017	31.12.2017	0	0	137	0
137	2168	3548	11	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
138	1058	1351	11	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
139	1058	2353	11	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
140	649	1348	21	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
141	649	1349	10	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
142	649	1350	21	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
143	1059	1356	10	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
144	1059	1355	10	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
145	1439	1550	14	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
146	1439	1551	14	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
147	1439	1552	14	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
148	1439	1553	14	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
149	688	778	20	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
150	688	779	26	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0

EK-1. (devam) Üretim bakım programı

Çizelge 1.3. 2017 yılı üretim bakım programı devamı

Bakım Id	Santral Id	Ünite Id	Bakım Süresi	Başlangıç	Bitiş	Eş Zamanlı Bakım	Eş Zamanlı Olmayan Bakım	Ardışık Bakım	Ardışık Boşluk
151	651	743	90	01.01.2017	30.06.2017	0	0	152	0
152	651	744	91	01.01.2017	30.06.2017	0	0	0	0
153	651	745	92	01.07.2017	31.12.2017	0	0	154	0
154	651	746	92	01.07.2017	31.12.2017	0	0	0	0
155	977	802	32	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
156	977	741	62	01.01.2017	30.06.2017	0	0	0	0
157	977	742	23	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
158	782	927	21	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
159	738	1409	11	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
160	738	1411	11	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
161	738	1412	21	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
162	738	1413	61	01.07.2017	31.12.2017	0	0	0	0
163	862	1013	20	01.10.2017	31.12.2017	0	0	164	0
164	866	700	11	01.10.2017	31.12.2017	0	0	165	0
165	1534	1466	10	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
166	638	714	62	01.01.2017	30.06.2017	167	0	0	0
167	638	716	62	01.01.2017	30.06.2017	0	0	0	0
168	638	715	49	01.01.2017	30.06.2017	0	0	0	0
169	638	717	47	01.01.2017	30.06.2017	0	0	0	0
170	1230	718	47	01.07.2017	31.12.2017	0	0	0	0
171	1230	719	31	01.01.2017	30.06.2017	0	0	0	0
172	1230	720	20	01.07.2017	31.12.2017	0	0	0	0
173	1230	721	79	01.07.2017	31.12.2017	0	0	0	0
174	1230	722	48	01.07.2017	31.12.2017	0	0	0	0
175	1230	723	48	01.07.2017	31.12.2017	0	0	0	0
176	1230	724	45	01.07.2017	31.12.2017	177	0	0	0
177	1230	725	45	01.07.2017	31.12.2017	178	0	0	0
178	1230	726	45	01.07.2017	31.12.2017	0	0	0	0
179	708	514	31	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
180	708	515	32	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
181	1113	727	152	01.01.2017	31.12.2017	182	0	0	0
182	1113	728	152	01.01.2017	31.12.2017	183	0	0	0
183	1113	729	152	01.01.2017	31.12.2017	184	0	0	0
184	1113	730	152	01.01.2017	31.12.2017	185	0	0	0
185	1113	731	152	01.01.2017	31.12.2017	186	0	0	0
186	1113	732	152	01.01.2017	31.12.2017	0	0	0	0
187	1113	733	244	01.01.2017	31.12.2017	188	0	0	0
188	1113	734	244	01.01.2017	31.12.2017	189	0	0	0
189	1113	735	244	01.01.2017	31.12.2017	190	0	0	0
190	1113	736	244	01.01.2017	31.12.2017	191	0	0	0
191	1113	737	244	01.01.2017	31.12.2017	192	0	0	0
192	1113	738	244	01.01.2017	31.12.2017	0	0	0	0
193	705	498	31	01.07.2017	31.12.2017	0	0	0	0
194	705	499	30	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
195	705	500	31	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
196	705	501	30	01.07.2017	31.12.2017	0	0	0	0
197	705	502	28	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
198	705	503	32	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
199	687	701	62	01.01.2017	30.06.2017	0	0	0	0
200	687	593	64	01.07.2017	31.12.2017	0	0	0	0
201	712	1556	46	01.01.2017	30.06.2017	0	0	0	0
202	712	1557	46	01.01.2017	30.06.2017	0	0	0	0
203	989	560	56	01.01.2017	30.06.2017	0	0	0	0
204	989	561	60	01.01.2017	30.06.2017	0	0	0	0
205	989	562	30	01.01.2017	30.06.2017	206	0	0	0
206	989	563	40	01.01.2017	30.06.2017	0	0	0	0
207	987	1179	15	01.10.2017	31.12.2017	0	0	208	0
208	987	1182	16	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
209	990	1292	33	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
210	1077	760	12	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
211	1077	762	23	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
212	1077	763	12	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
213	999	1486	17	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
214	999	1487	26	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
215	999	1488	30	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
216	999	1490	32	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
217	1037	1305	19	01.01.2017	31.03.2017	0	0	218	0
218	1037	1306	19	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
219	667	277	33	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
220	667	554	33	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
221	1392	1125	19	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
222	1392	1126	19	01.10.2017	31.12.2017	0	0	223	0
223	1392	1127	19	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
224	885	329	75	01.07.2017	31.12.2017	0	0	0	0
225	885	330	26	01.10.2017	31.12.2017	0	0	226	0

EK-1. (devam) Üretim bakım programı

Çizelge 1.4. 2017 yılı üretim bakım programı devamı

Bakım Id	Santral Id	Ünite Id	Bakım Süresi	Başlangıç	Bitiş	Eş Zamanlı Bakım	Eş Zamanlı Olmayan Bakım	Ardışık Bakım	Ardışık Boşluk
226	885	331	26	01.10.2017	31.12.2017	0	0	227	0
227	885	332	26	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
228	1076	757	13	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
229	1076	758	13	01.10.2017	31.12.2017	0	0	230	0
230	1076	759	13	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
231	882	349	19	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
232	882	347	19	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
233	882	348	19	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
234	882	350	19	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
235	883	320	19	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
236	883	321	19	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
237	883	322	19	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
238	884	351	19	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
239	884	352	19	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
240	1004	1274	19	01.07.2017	30.09.2017	241	0	0	0
241	1004	1841	19	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
242	1004	1492	19	01.10.2017	31.12.2017	243	0	0	0
243	1004	1842	19	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
244	1029	1238	19	01.07.2017	30.09.2017	245	0	0	0
245	1029	1239	19	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
246	1029	1240	19	01.10.2017	31.12.2017	247	0	0	0
247	1029	1241	19	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
248	1383	1115	26	01.07.2017	30.09.2017	0	0	249	0
249	1383	1116	26	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
250	1069	557	91	01.07.2017	31.12.2017	0	0	0	0
251	1379	1101	13	01.07.2017	30.09.2017	0	0	252	0
252	1379	1102	13	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
253	715	1560	30	01.07.2017	31.12.2017	0	0	254	0
254	715	1561	30	01.07.2017	31.12.2017	0	0	255	0
255	715	1562	29	01.07.2017	31.12.2017	0	0	0	0
256	951	462	30	01.10.2017	31.12.2017	0	0	257	0
257	951	463	29	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
258	714	1558	27	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
259	714	1559	27	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
260	1078	764	35	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
261	1078	765	12	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
262	1078	766	12	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
263	1079	767	21	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
264	1079	768	20	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
265	1080	770	20	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
266	657	1145	26	01.07.2017	30.09.2017	267	0	0	0
267	657	1804	26	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
268	657	1805	31	01.07.2017	30.09.2017	269	0	0	0
269	657	1806	31	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
270	947	457	33	01.07.2017	30.09.2017	0	0	271	0
271	947	458	33	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
272	641	280	102	01.07.2017	31.12.2017	0	0	0	0
273	641	286	110	01.01.2017	30.06.2017	0	0	0	0
274	641	287	110	01.07.2017	31.12.2017	0	0	0	0
275	986	544	36	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
276	979	537	40	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
277	979	542	40	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
278	650	258	65	01.01.2017	30.06.2017	0	0	0	0
279	650	240	33	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
280	1378	1091	29	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
281	1378	1093	14	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
282	863	293	68	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
283	881	312	33	01.10.2017	31.12.2017	0	284	0	0
284	881	313	31	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
285	881	314	175	01.01.2017	31.12.2017	0	0	0	0
286	1082	771	23	01.10.2017	31.12.2017	0	0	287	0
287	1082	774	22	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
288	1387	1122	19	01.10.2017	31.12.2017	0	0	289	0
289	1387	1123	19	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
290	960	478	22	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
291	960	479	22	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
292	1074	751	17	01.01.2017	31.03.2017	293	0	0	0
293	1074	752	17	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
294	1074	753	12	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
295	1075	754	12	01.07.2017	30.09.2017	0	0	296	0
296	1075	755	12	01.10.2017	31.12.2017	0	0	297	0
297	1075	756	12	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
298	998	1203	103	01.07.2017	31.12.2017	0	0	0	0
299	1196	2641	22	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
300	1196	657	6	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0

EK-1. (devam) Üretim bakım programı

Çizelge 1.5. 2017 yılı üretim bakım programı devamı

Bakım Id	Santral Id	Ünite Id	Bakım Süresi	Başlangıç	Bitiş	Eş Zamanlı Bakım	Eş Zamanlı Olmayan Bakım	Ardışık Bakım	Ardışık Boşluk
301	1196	658	26	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
302	668	1469	43	01.04.2017	30.06.2017	303	0	0	0
303	668	1470	27	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
304	1510	1719	21	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
305	1510	2668	4	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
306	1510	1721	7	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
307	754	291	4	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
308	754	289	5	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
309	754	290	34	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
310	1086	787	5	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
311	1445	1630	10	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
312	1445	2695	10	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
313	1445	2696	10	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
314	1445	2694	10	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
315	1445	1631	10	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
316	1204	682	5	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
317	878	299	31	01.04.2017	30.06.2017	0	0	318	0
318	878	300	30	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
319	878	301	31	01.07.2017	30.09.2017	0	0	320	0
320	878	302	31	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
321	745	1597	365	01.01.2017	31.12.2017	0	0	0	0
322	745	1600	365	01.01.2017	31.12.2017	0	0	0	0
323	745	1601	61	01.07.2017	31.12.2017	0	0	0	0
324	1185	974	4	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
325	1185	975	4	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
326	1449	1639	17	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
327	1449	1640	17	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
328	1449	1641	17	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
329	1449	1642	18	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
330	646	264	29	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
331	646	265	29	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
332	646	3006	29	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
333	646	1532	29	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
334	995	1166	21	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
335	995	1167	21	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
336	995	1168	21	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
337	995	1947	14	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
338	1001	564	13	01.10.2017	31.12.2017	339	0	0	0
339	1001	565	13	01.10.2017	31.12.2017	340	0	0	0
340	1001	566	12	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
341	691	270	14	01.07.2017	30.09.2017	0	0	342	0
342	691	1161	14	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
343	1515	1727	20	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
344	1515	1734	19	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
345	1515	1736	20	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
346	1515	1737	14	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
347	1319	1097	7	01.07.2017	30.09.2017	348	0	0	0
348	1319	1098	7	01.07.2017	30.09.2017	349	0	0	0
349	1319	1099	7	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
350	991	1299	32	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
351	1404	1435	2	01.01.2017	31.03.2017	352	0	0	0
352	1404	1434	2	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
353	1868	2327	7	01.07.2017	30.09.2017	0	0	354	0
354	1868	2328	7	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
355	645	1369	27	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
356	645	1880	26	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
357	1286	859	6	01.07.2017	30.09.2017	0	0	358	0
358	1286	860	6	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
359	864	294	21	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
360	864	295	21	01.04.2017	30.06.2017	0	0	361	0
361	864	296	21	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
362	1455	1649	6	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
363	1356	1920	32	01.10.2017	31.12.2017	364	0	0	0
364	1356	2483	32	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
365	957	474	19	01.07.2017	30.09.2017	0	0	366	0
366	957	475	19	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
367	1424	1533	19	01.01.2017	31.03.2017	368	0	0	0
368	1424	1534	19	01.01.2017	31.03.2017	369	0	0	0
369	1424	1535	19	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
370	869	297	35	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
371	869	298	39	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
372	966	1529	37	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
373	966	1530	35	01.10.2017	31.12.2017	374	0	0	0
374	966	1531	28	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
375	1570	1827	26	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0

EK-1. (devam) Üretim bakım programı

Çizelge 1.6. 2017 yılı üretim bakım programı devamı

Bakım Id	Santral Id	Ünite Id	Bakım Süresi	Başlangıç	Bitiş	Eş Zamanlı Bakım	Eş Zamanlı Olmayan Bakım	Ardışık Bakım	Ardışık Boşluk
376	1570	1828	26	01.10.2017	31.12.2017	0	0	377	0
377	1570	1829	26	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
378	1543	1772	4	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
379	1543	1773	4	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
380	1543	1774	4	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
381	1543	1775	4	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
382	1543	1790	4	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
383	1543	1791	4	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
384	1543	1792	4	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
385	1663	1922	24	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
386	1663	1923	24	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
387	1483	1678	3	01.04.2017	30.06.2017	388	0	0	0
388	1483	1679	3	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
389	1696	2045	15	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
390	1696	2046	15	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
391	1699	2049	32	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
392	867	2334	7	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
393	867	1255	365	01.01.2017	31.12.2017	0	0	0	0
394	1647	1881	32	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
395	1673	2074	30	01.04.2017	30.06.2017	396	0	0	0
396	1673	2094	30	01.04.2017	30.06.2017	397	0	0	0
397	1673	2121	30	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
398	1731	2150	69	01.01.2017	30.06.2017	0	0	0	0
399	1731	2151	31	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
400	1693	2936	25	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
401	1842	2268	16	01.10.2017	31.12.2017	0	0	402	0
402	1842	2269	16	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
403	1375	2168	19	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
404	1849	2277	19	01.01.2017	31.03.2017	0	0	405	0
405	1849	2313	12	01.01.2017	31.03.2017	0	0	406	0
406	1849	2314	19	01.01.2017	31.03.2017	0	0	0	0
407	1849	2278	19	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
408	1723	2169	30	01.04.2017	30.06.2017	0	0	0	0
409	1723	2170	30	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
410	1908	2869	9	01.07.2017	30.09.2017	0	0	411	0
411	1908	2870	9	01.07.2017	30.09.2017	0	0	412	0
412	1908	2871	3	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
413	2020	3238	22	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
414	1923	2907	7	01.07.2017	30.09.2017	0	0	415	0
415	1923	2908	7	01.07.2017	30.09.2017	0	0	416	0
416	1923	2909	7	01.07.2017	30.09.2017	0	0	417	0
417	1923	3361	5	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
418	1881	2513	17	01.10.2017	31.12.2017	0	0	419	0
419	1881	2511	16	01.10.2017	31.12.2017	0	0	420	0
420	1881	2897	14	01.10.2017	31.12.2017	0	0	421	0
421	1881	2898	15	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
422	1905	2862	21	01.07.2017	30.09.2017	0	0	423	0
423	1905	2863	22	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
424	2178	3567	30	01.07.2017	31.12.2017	0	0	425	0
425	2178	3568	31	01.07.2017	31.12.2017	0	0	426	0
426	2178	3569	30	01.07.2017	31.12.2017	0	0	427	0
427	2178	3570	30	01.07.2017	31.12.2017	0	0	0	0
428	2149	3470	16	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
429	2149	3471	25	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
430	992	1214	9	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
431	992	1215	7	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
432	992	2174	9	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
433	992	2175	7	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
434	992	2336	2	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
435	2136	3414	15	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
436	2136	3415	15	01.07.2017	30.09.2017	0	0	0	0
437	2136	3413	15	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0
438	2136	3412	15	01.10.2017	31.12.2017	0	0	0	0

ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler

Soyadı, adı : YANIK, Yusuf
 Uyruğu : T.C.
 Doğum tarihi ve yeri : 13.01.1990, Ünye
 Medeni hali : Bekâr
 Telefon : 0 (312) 210 18 30-1215
 Cep Tel : 0 (534) 619 77 60
 Faks : 0 (312) 210 10 33
 E-Posta : yusuf.yanik@tubitak.gov.tr



Eğitim

Derece	Okul/Program	Mezuniyet tarihi
Lisans	ODTÜ Elektrik-Elektronik Mühendisliği	2013
Lise	Ünye MRG Anadolu Öğretmen Lisesi	2008

İş Deneyimi

Yıl	Çalıştığı Yer	Görev
2014-Halen	TÜBİTAK MAM EE Ankara Birimi	Araştırmacı
2013-2014	Tekfen Mühendislik	Elektrik Proje Müh.

Yabancı Dil

İngilizce

Yayınlar

1. Eren, S., Küçük, D., Ünlüer, C., Demircioğlu, M., Yanık, Y., Arslan, Y., Özsoy, B., Güverçinci, A. H., Elma, İ., Tanıdır, Ö., Ölmez, Y. C., Sönmez, S. (2016). A Ubiquitous Web-based Dispatcher Information System for Effective Monitoring and Analysis of the Electricity Transmission Grid. *Electrical Power and Energy Systems*, 86(2017), 93-103.
2. Güverçinci, A. H., Eren, S., Yanık, Y., Tanıdır Ö. (2015). *Determination of Regional Transmission Connection*. Paper presented at the 9th International Conference on Electrical and Electronics Engineering, Bursa.

Hobiler

Futbol, Basketbol, Bowling, Sinema



GAZİ GELECEKTİR...