

TOBB EKONOMİ VE TEKNOLOJİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**KOMBİNE DOĞAL GAZ ÇEVİRİM SANTRALLERİ İÇİN ENTEGRE ÜRETİM
PLANLAMA VE GÜN ÖNCESİ ELEKTRİK PİYASASI TEKLİF
OPTİMİZASYONU**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Hafsa Nur ÖZTÜRK

Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Kadir ERTOĞRAL

TEMMUZ 2022



TEZ BİLDİRİMİ

Tez içindeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edilerek sunulduğunu, alıntı yapılan kaynaklara eksiksiz atıf yapıldığını, referansların tam olarak belirtildiğini ve ayrıca bu tezin TOBB ETÜ Fen Bilimleri Enstitüsü tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlandığını bildiririm.

Hafsa Nur ÖZTÜRK

ÖZET

Yüksek Lisans Tezi

KOMBİNE DOĞAL GAZ ÇEVİRİM SANTRALLERİ İÇİN ENTEGRE ÜRETİM PLANLAMA VE GÜN ÖNCESİ ELEKTRİK PİYASASI TEKLİF OPTİMİZASYONU

Hafsa Nur ÖZTÜRK

TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Doç. Dr. Kadir ERTOĞRAL

Tarih: Temmuz 2022

Elektrik icat edildiği tarihten itibaren yeryüzündeki en önemli buluşlardan biri olarak kabul edilmektedir. Zamanla elektrik üretim kaynakları çeşitlendirilse de dünyada içinde bulunduğumuz yüzyılda hala en önemli elektrik üretim kaynaklarından biri doğal gazdır. Ülkemizde de durum benzer şekilde evrilmiş ve elektrik üretim kaynaklarına bakıldığı zaman en büyük yüzdeye doğal gazın sahip olduğu görülmektedir. Doğal gaz elektrik santrallerinin kurulumları görece olarak ucuz ve hızlıdır. Aynı zamanda diğer elektrik santralleriyle kıyaslandığında termodinamik verimliliği daha yüksektir. Elektrik doğası gereği yüksek miktarlar için depolanabilen bir enerji türü değildir. Dolayısıyla, bütün elektrik santrallerinde olduğu gibi doğal gaz santrallerinde de üretimin doğru zamanda doğru miktarda yapılması üretici için önem kazanmaktadır. Bu çalışma kapsamında kombine doğal gaz çevrim santraline sahip bir üretici için üretim planlama modeli ve gün öncesi elektrik piyasasında teklif modeli oluşturulmuştur. Oluşturulan bu iki model literatürde daha önce rastlanmadığı şekilde entegre olarak çözülmüş ve üreticiye hem üretim çizelgesi hem de gün öncesi elektrik piyasasında piyasa takas fiyatı (PTF) belirsizliği altında teklif kararlarıyla ilgili sonuçlar sunmaktadır. Gün öncesi elektrik piyasası, piyasa yapısı gereği gerçek

zamanlı eşleşmelerden bir gün önce teklifleri toplamaktadır. Çalışmada PTF ile ilgili belirsizliği göz önüne almak için senaryo bazlı bir teklif oluşturma modeli önerilmektedir. PTF belirsizliğini gidermek için sunulan senaryo bazlı modelde bir tahmin modeli sonucu elde edilen beklenen değer ve hataya göre senaryolar üretilmiştir. Üretim modelinde üretim maliyetleri, santralin farklı üretim seviyelerine geçme maliyeti ve bakım onarım ve işçilik maliyetlerini en azlamak amaçlanmaktadır. Modelde bir önceki günden santralin çalışma durumları, sekonder frekans kontrol (SFK) yükümlülükleri, üretim kapasiteleri ve santralin çalışmaya başlayacağı kalkış durumları göz önüne alınmıştır. Teklif modelinde ise gelirlerin en çoklanması amaçlanırken, teklif sayıları, tekliflerin verilme durumları, PTF'ler ve teklif fiyatları göz önünde bulundurulmaktadır. Nümerik analiz kısmında belirli bir tarih için model çalıştırılarak senaryo bazlı entegre çözümler elde edilmiş ve bu çözümlerin sadece beklenen değerle bulunacak çözümlere göre önemli bir üstünlüğü gösterilmiştir.

Anahtar Kelimeler: Gün öncesi elektrik piyasası, Doğal gaz çevrim santrali, Teklif verme stratejisi, Üretim planlama.

ABSTRACT

Master of Science

AN INTEGRATED OPTIMIZATION OF PRODUCTION PLANNING AND DAY AHEAD ELECTRICITY MARKET BIDDING FOR COMBINED CYCLE NATURAL GAS POWER PLANTS

Hafsa Nur ÖZTÜRK

TOBB University of Economics and Technology
Institute of Natural and Applied Sciences
Department of Industrial Engineering

Supervisor: Associate Prof. Dr. Kadir ERTOĞRAL

Date: July 2022

Electricity is considered one of the most important inventions on earth. Although electricity generation sources have been diversified over time, natural gas is still one of the most important electricity generation sources in the world in this century. The situation in our country has evolved in a similar way and when we look at the electricity production resources, it is seen that natural gas has the largest share. Installation of natural gas power plants is cheap and fast. At the same time, its thermodynamic efficiency is higher when compared to other power plants. Electricity is not a type of energy that can be stored in large amounts by its nature. Therefore, it is important for the producers to make the right amount of production at the right time in natural gas power plants, as it is the case for all power plants. Within the scope of this study, a production planning model and a bidding model in the day ahead electricity market were developed for a producer with a combined natural gas power plant. These two models are solved in an integrated way, which is new in the literature, and they present the producer with the results of the proposal decisions under the uncertainty of the market clearing price (MCP) in the day ahead electricity market. Due to the market structure, the day-ahead electricity market collects offer one day

before real-time matches. In the study, a scenario-based model is proposed in order to take into account uncertainty in MCP. In the production model, it is aimed to minimize the production costs, the cost of switching the power plant to different production levels, and the maintenance, repair and labor costs. In the model, the operating conditions of the power plant from the previous day, secondary frequency control (SFC) obligations, generation capacities and the start-up situations where the power plant will start operating are taken into account. In the bid model, on the other hand, while maximizing the revenues is aimed, the number of bids, the status of the bids, MCPs and bid prices are taken into consideration. Scenarios were produced according to the expected values and errors, coming from a forecasting model in the scenario-based model presented to eliminate the MCP uncertainty in the model. In the numerical analysis part, scenario-based integrated solutions were obtained by running the model for a certain date, and the significant superiority of these solutions over the solutions found only with the expected values of MCP was shown.

Keywords: Day ahead electricity market, Natural gas cycle power plant, Bidding strategy, Production planning.

TEŞEKKÜR

Değerli katkılarıyla beni yönlendiren danışman hocam Doç. Dr. Kadir ERTOĞRAL'a, kıymetli tecrübelerinden faydalandığım TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi ve Gazi Üniversitesi Endüstri Mühendisliği Bölümü öğretim üyelerine, tezimi okuyup değerlendiren kıymetli hocalarım sayın Doç. Dr. H. Ediz ATMACA ve sayın Doç. Dr. Ayşegül ALTIN KAYHAN'a, eğitim sürem boyunca bana burs imkânı sağladığı için TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi'ne ve tez konumda bana rehberlik eden A Plus Enerji Yatırım Danışmanlık ve Teknoloji Ltd. Şti. kurucu ortağı Ozan KORKMAZ'a teşekkür ederim.

Desteğiyle ve emekleriyle her zaman yanımda olan biricik annem Melek ÖZTÜRK'e ve hem akademik hem de hayat tecrübelerini benimle paylaşan canım babam Prof. Dr. Yüksel ÖZTÜRK'e minnettarım.

Son olarak özellikle kız çocuklarının eğitiminin ne kadar önemli olduğunu her fırsatta vurgulayan ve bütün eğitim hayatım boyunca mutluluğumu büyük bir gururla benimle paylaşan ancak bu tezi bitirdiğimi göremeyen merhum dedem Aslan TURAN'a bana her zaman sonsuz güvendiği için teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER LİSTESİ

	<u>Sayfa</u>
ÖZET.....	vii
ABSTRACT	ix
TEŞEKKÜR.....	xi
İÇİNDEKİLER LİSTESİ.....	xiii
ŞEKİL LİSTESİ.....	xv
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xvii
KISALTMALAR.....	xix
SEMBOL LİSTESİ	xxi
1. GİRİŞ	1
2. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI.....	3
2.1 Elektrik Piyasaları	3
2.2 Gün Öncesi Elektrik Piyasası.....	6
2.3 Doğal Gaz Çevrim Santralleri.....	9
2.4 Elektrik Piyasalarında Üretim Modeli ve Teklif Modeli Çözüm Yaklaşımları.....	11
3. PROBLEMİN TANIMI VE FORMÜLASYON	17
3.1 Üretim Modeli.....	18
3.2 Teklif Modeli	26
3.3 Entegre Model.....	28
4. NÜMERİK ANALİZLER VE YÖNETİMSEL ÇIKARIMLAR	31
4.1 Piyasa Takas Fiyatı Tahmini.....	32
4.2. Kâr Analizi.....	37
4.3 Duyarlılık Analizi.....	42
4.3.1 Tahmin hatasının iki katına çıkartılması.....	42
4.3.2 Senaryo sayısının değiştirilmesi.....	46
5. SONUÇ, TARTIŞMA VE GELECEK ÇALIŞMALAR.....	51
KAYNAKLAR.....	53
EKLER.....	55

ŞEKİL LİSTESİ

	<u>Sayfa</u>
Şekil 2.1: Türkiye elektrik enerjisi üretim kaynakları.	3
Şekil 2.2: Türkiye elektrik enerjisi kurulu güç.....	4
Şekil 2.3: Fiziksel elektrik ticaretinin yapısı.....	5
Şekil 2.4: Gün öncesi elektrik piyasasının işleyişi.....	7
Şekil 2.5: Arz ve talep eğrisi.....	9
Şekil 2.6: Basit çevrimli doğal gaz santrallerinin işleyişi.....	10
Şekil 2.7: Kombine doğal gaz çevrim santrallerinin işleyişi.....	10
Şekil 4.1: 500 senaryo tabanlı çözümlerin sıralı kutu grafiği.	42
Şekil 4.2: Senaryo sayısı karşılaştırması.....	47
Şekil Ek.1: 500 senaryo bazlı entegre model 1. çözüm kâr dağılımı.....	61
Şekil Ek.2: 500 senaryo bazlı entegre model 2. çözüm kâr dağılımı.....	62
Şekil Ek.3: 500 senaryo bazlı entegre model 3. çözüm kâr dağılımı.....	63
Şekil Ek.4: 500 senaryo bazlı entegre model 4. çözüm kâr dağılımı.....	64
Şekil Ek.5: 500 senaryo bazlı entegre model 5. çözüm kâr dağılımı.....	65
Şekil Ek.6: 500 senaryo bazlı entegre model 6. çözüm kâr dağılımı.....	66
Şekil Ek.7: 500 senaryo bazlı entegre model 7. çözüm kâr dağılımı.....	67
Şekil Ek.8: 500 senaryo bazlı entegre model 8. çözüm kâr dağılımı.....	68
Şekil Ek.9: 500 senaryo bazlı entegre model 9. çözüm kâr dağılımı.....	69
Şekil Ek.10: 500 senaryo bazlı entegre model 10. çözüm kâr dağılımı.....	70
Şekil Ek.11: 500 senaryo bazlı beklenen değer çözümü kâr dağılımı.....	71
Şekil Ek.12: Senaryo bazlı entegre model 1. çözüm kâr dağılım histogramı.....	72
Şekil Ek.13: Senaryo bazlı entegre model 2. çözüm kâr dağılım histogramı.....	73
Şekil Ek.14: Senaryo bazlı entegre model 3. çözüm kâr dağılım histogramı.....	74
Şekil Ek.15: Senaryo bazlı entegre model 4. çözüm kâr dağılım histogramı.....	75
Şekil Ek.16: Senaryo bazlı entegre model 5. çözüm kâr dağılım histogramı.....	76
Şekil Ek.17: Senaryo bazlı entegre model 6. çözüm kâr dağılım histogramı.....	77
Şekil Ek.18: Senaryo bazlı entegre model 7. çözüm kâr dağılım histogramı.....	78
Şekil Ek.19: Senaryo bazlı entegre model 8. çözüm kâr dağılım histogramı.....	79
Şekil Ek.20: Senaryo bazlı entegre model 9. çözüm kâr dağılım histogramı.....	80
Şekil Ek.21: Senaryo bazlı entegre model 10. çözüm kâr dağılım histogramı.....	81
Şekil Ek.22: Senaryo bazlı beklenen değer çözümü kâr dağılım histogramı.....	82

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1: SFK blokları ve içerdiği saatler.	6
Çizelge 3.1: Üretim durumları, SFK miktarları ve üretim kapasiteleri.....	19
Çizelge 4.1: Beş günün bağımsız değişken olduğu on haftalık regresyon analizi.	33
Çizelge 4.2: Dört günün bağımsız değişken olduğu on haftalık regresyon analizi....	34
Çizelge 4.3: Beş günün bağımsız değişken olduğu bir haftalık regresyon analizi.....	35
Çizelge 4.4: Dört günün bağımsız değişken olduğu 1 haftalık regresyon analizi.....	35
Çizelge 4.5: Tahmin ve hata standart sapma değerleri.	36
Çizelge 4.6: Örnek PTF senaryo verileri.....	37
Çizelge 4.7: 06.06.2022 tarihi için elde edilen çözüm sonuçları.	38
Çizelge 4.8: Temel çözümler ve 500 senaryo çözümlerinin karşılaştırılması.	39
Çizelge 4.9: 500 senaryo kâr analizi sonuçları.....	41
Çizelge 4.10: Tahmin hatasına bağlı karşılaştırma.	43
Çizelge 4.11: 40 senaryo 2 sigma ve 500 senaryo çözümlerinin karşılaştırılması.....	44
Çizelge 4.12: 2 sigmalı 500 senaryolu çözümlerin karşılaştırılması.....	45
Çizelge 4.13: Senaryo sayısının çözüme etkisi.	46
Çizelge 4.14: 80 senaryo çözümleri 500 senaryo havuzundaki karşılaştırmaları.	48
Çizelge Ek.1: Entegre modelin veri seti.....	56
Çizelge Ek.2: Entegre modelin Ci parametresi.	57
Çizelge Ek.3: Entegre modelin SFKt parametresi.	58
Çizelge Ek.4: Entegre modelin önceki günden geliş durumu parametreleri.....	59
Çizelge Ek.5: Alternatif blokların ve blok sayısının gösterimi.....	60

KISALTMALAR

DGP: Dengeleme Güç Piyasası

EPDK: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

GİP: Gün İçi Piyasası

GÖP: Gün Öncesi Piyasası

İA: İkili Anlaşmalar

PFK: Primer Frekans Kontrol

PTF: Piyasa Takas Fiyatı

SFK: Sekonder Frekans Kontrol

TEİAŞ: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi

SEMBOL LİSTESİ

Bu çalışmada kullanılmış olan simgeler açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

Simgeler	Açıklama
t	Zaman kümesi
i	Üretim durumu kümesi
k	Duruş yapılan saatler kümesi
j	Geçiş maliyeti için üretim durumu kümesi
s	Senaryo kümesi
b	Blok teklif kümesi
v	SFK blokları
Q_i	i üretim durumundaki üretim kapasitesi
C_i	i üretim durumunun maliyeti
SFK_t	t saatindeki sekonder frekans kontrol yükümlülüğü miktarı
U_t	t saatindeki üretim miktarı
P	Santralin bir gün öncesinden kaç saatlik duruştan geldiği
L	Santralin bir gün öncesinden kaç saattir çalışır geldiği
H_{ij}	i üretim durumundan j üretim durumuna geçiş maliyeti
PTF_{ts}	Gün öncesi elektrik piyasasında belirlenmiş s senaryosuna ait t saatindeki piyasa takas fiyatı tahmini (\$/MWh)
W_s	s senaryosunun ağırlığı
N_b	b bloğunun uzunluğu (kaç saat sürdüğü)
δ_{bt}	$\begin{cases} 1, & t \text{ saati } b \text{ bloğuna aitse} \\ 0, & \text{d.d.} \end{cases}$
YS_v	v bloğuna ait SFK yükümlülüğü
G_v	v bloğunun SFK fiyatı
M	Büyük M
x_{it}	$\begin{cases} 1, & t \text{ saatinde } i \text{ üretim durumu seçilmişse} \\ 0, & \text{d.d.} \end{cases}$
w_{tk}	$\begin{cases} 1, & t \text{ saatinden başlayarak } k \text{ saat duruş varsa} \\ 0, & \text{d.d.} \end{cases}$
a_t	$\begin{cases} 1, & \text{santral } t \text{ saatinde sıcak kalkış yapıyorsa} \\ 0, & \text{d.d.} \end{cases}$

b_t	$\begin{cases} 1, \text{ santral } t \text{ saatinde ılık kalkış yapıyorsa} \\ 0, \text{ d.d.} \end{cases}$
o_{ijt}	$\begin{cases} 1, t \text{ saatinde } i \text{ üretim durumundan } j' \text{ye geçiş varsa} \\ 0, \text{ d.d.} \end{cases}$
r_{bt}	t saatinde b bloğunun üretim miktarı
p_b	b bloğunun fiyatı
y_{bs}	$\begin{cases} 1, b \text{ bloğu } s \text{ senaryosunda kabul edildiyse} \\ 0, \text{ d.d.} \end{cases}$
z_b	$\begin{cases} 1, b \text{ bloğu teklif edildiyse.} \\ 0, \text{ d.d.} \end{cases}$
e_{bs}	b bloğunun s senaryosu durumundaki getirisi



1. GİRİŞ

Çağımızın en önemli ve vazgeçilmez ihtiyaçlarından biri de elektriktir. Elektrik; hidro kaynaklar, termik kaynaklar, nükleer kaynaklar ve yenilenebilir kaynaklar gibi çeşitli kaynaklardan sağlanabilmektedir. Hidro kaynaklar barajlı ve nehir tipi olarak ikiye ayrılabilirken, termik kaynaklar doğal gaz, taşkömürü, linyit ve motorin olarak sıralanabilir. Yenilenebilir kaynaklar ise hidroelektrik, jeotermal, güneş, rüzgâr ve biokütle gibi çeşitlendirilebilir. 2020 yılı Türkiye elektrik enerjisi üretiminin kaynaklara göre dağılımı incelendiğinde doğal gazın %23,13 ile en çok üretim yapılan kaynak olduğu görülmektedir [1]. 2021 Ağustos ayı itibariyle benzer şekilde Türkiye’de lisanslı kurulu gücün kaynak bazında dağılımına bakıldığında %27,95 ile doğal gazın kurulu güç bakımından en önemli kaynak olduğu görülmektedir [2]. Bu veriler Türkiye’de elektrik üretiminde doğal gazın ne kadar önemli bir kaynak olduğunu göstermektedir. Doğal gaz enerji santralleri doğal gazı yakıt olarak kullanarak elektrik enerjisi üreten santrallerdir. Bu santraller kendi içinde basit çevrimli santraller ve kombine çevrim santralleri olarak ikiye ayrılmaktadır [3]. Basit çevrimli santraller sadece doğal gazı yakıt olarak alarak elektrik enerjisi üretirken, kombine doğal gaz çevrim santralleri doğal gazı yakıt olarak kullanmakla beraber bu işlem sırasında meydana gelen ve basit çevrimli santrallerde atık olarak açığa çıkan sıcak buhar, buhar tribününde tekrar elektrik üretimi için kullanılmaktadır. Bu sayede basit çevrimli doğal gaz santrallerinde atık olarak kalan kısım da değerlendirilmiş ve enerji verimliliği sağlanmış olur.

Türkiye elektrik piyasalarından biri olan gün öncesi elektrik piyasası fiziksel elektrik ticaretinden bir gün önce anlaşmaların sağlandığı bir piyasadır. Piyasa içerisinde katılımcılar, belirli bir zaman dilimi için saatlik, blok ya da esnek teklifler sunabilmektedirler. Sunulan teklifler piyasa takas fiyatı (PTF) ile kıyaslanır ve PTF altında kalan teklifler kabul edilir. Teklifleri kabul edilen piyasa katılımcıları PTF’ler ile ilgili saatteki teklif miktarlarının çarpımı kadar gelir elde ederler. Yürütülen bu çalışmada literatürde yer alan ve iki ayrı iki problem olarak incelenen teklif verme stratejileri ve üretim planlama problemleri mevcut literatürde bulunmayan bir şekilde gün öncesi piyasasında teklif modeli ve üretim planlama modeli olarak ele alınıp

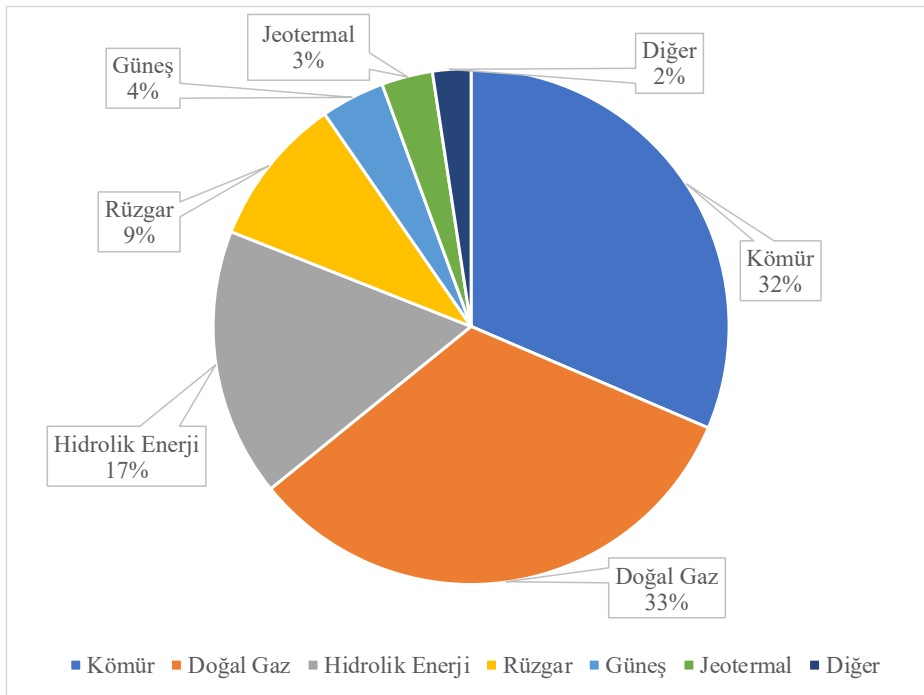
entegre bir model halinde sunulmuştur. Entegre modelin amacı doğal gaz çevrim santralleri için üretim planı oluştururken aynı zamanda bu üretim planına bağlı olarak gün öncesi piyasası için piyasa takas fiyatı belirsizliği de dikkate alınarak teklifleri belirlemek ve buna bağlı olarak da kâr maksimizasyonu gerçekleştirmektir. Model oluşturulurken sektördeki danışmanlık firmalardan biriyle görüşme yapılarak sektörün dinamikleri ve kombine doğal gaz çevrim santrallerinin üretim kısıtlarının neler olduğu bilgisi alınmıştır. Bu kısıtlardan bazıları santrallerin yapısına, büyüklüğüne ve yönetim kadrosunun aldığı kararlara bağlı olarak değişkenlik gösterebilmektedir ancak bu değişkenlikler modele parametre olarak girildiği için oluşturulan model farklı santrallerde de kullanılabilir. Oluşturulan entegre modelin gerçeğe daha yakın sonuç vermesi adına öncelikle piyasa takas fiyatlarının belirlenebilmesi için regresyon analizi yapılmıştır. Yapılan analiz sonucunda elde edilen PTF tahmin sonuçları kullanılarak modelde kullanılmak üzere PTF senaryoları oluşturulmuş ve parametre olarak girilip modelin çalışması sağlanmıştır. Model farklı senaryolar altında çözülerek kâr analizi yapılmış ve son olarak da farklı durumlar altında modelin çalışmasını gözlemlemek için duyarlılık analizleri yapılmıştır.

Çalışmanın birinci bölümünde temel olarak tezin konusu ve amacından bahsedilmiştir. İkinci bölümde elektrik piyasalarının işleyişi, gün öncesi elektrik piyasasının yapısı ve teklif tiplerinden, doğal gaz çevrim santrallerinin çeşitleri ve çalışma prensibinden bahsedilmekle birlikte bu bölümde elektrik üretimi ve teklif modelleriyle ilgili literatür detaylı bir şekilde ele alınmıştır. Üçüncü bölümde ise problemin tanımı ve motivasyonunun altı çizilmiş ve hem üretim hem de teklif modeli detaylı bir şekilde anlatılmıştır. İki modelin detaylı anlatımı sonrasında entegre modelin tanımlaması yapılmıştır. Dördüncü bölümde oluşturulan modelin nümerik analizleri yapılmış ve yönetsel çıkarımlarda bulunulmuştur. Son bölümde ise yapılan çalışmanın sonuçları tartışılmış ve gelecek çalışmalarda neler yapılabileceğinden bahsedilmiştir.

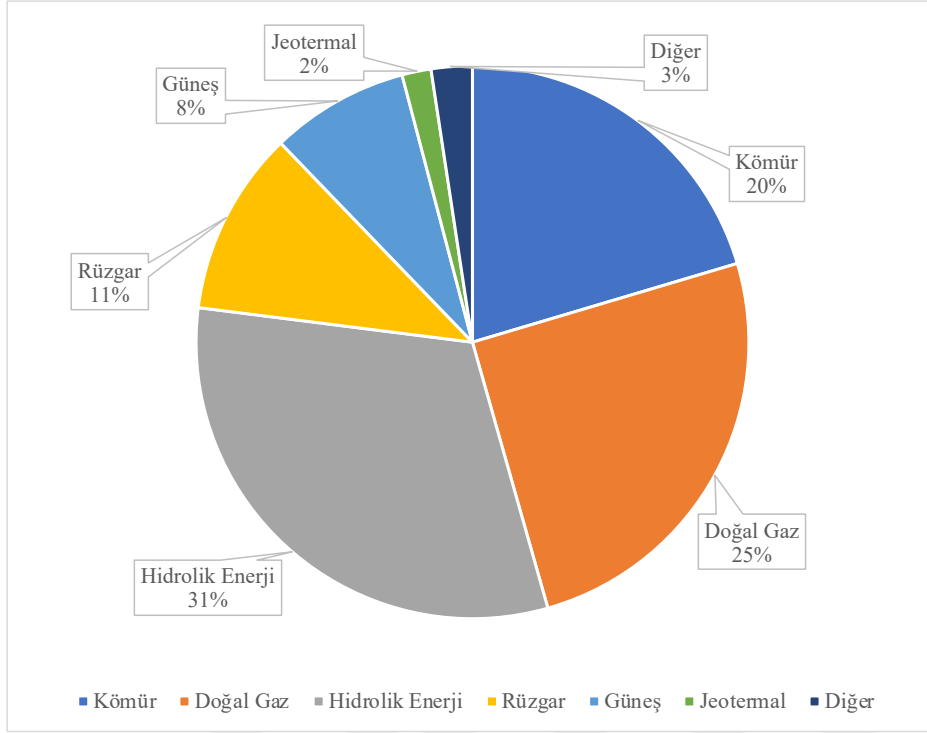
2. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI

2.1 Elektrik Piyasaları

Elektriğin ilk kez 1752 yılında Benjamin Franklin'in yapmış olduğu deney sonucunda ortaya çıktığı düşünülmektedir. Doğası gereği üretildiği anda tüketilmesi gereken ve depolanması çok zor bir enerji türüdür. Fosil ve yenilenebilir birçok kaynaktan üretilen elektrik, ülkelerin buldukları konuma göre üretim kaynaklarının dağılımları çeşitlilik gösterebilmektedir. Ülkemizde Nisan 2022 yılı verileri incelendiğinde (Şekil 2.1) üretim kaynakları açısından %33 ile en fazla yüzdeye doğal gazın sahip olduğu görülmektedir. Doğal gazı takip eden diğer kaynaklar sırasıyla kömür, hidrolik enerji, rüzgâr, güneş ve jeotermal enerji kaynaklarıdır. Üretim kaynaklarıyla birlikte bir diğer önemli gösterge ise ülkelerin elektrik enerjisi kurulu güç oranlarıdır. Kurulu güç açısından değerlendirildiği zaman yine Nisan 2022 (Şekil 2.2) verileri %31 ile en büyük paya hidrolik enerji sahipken, ikinci en yüksek orana %25 ile doğal gaz sahiptir.



Şekil 2.1: Türkiye elektrik enerjisi üretim kaynakları. [4]



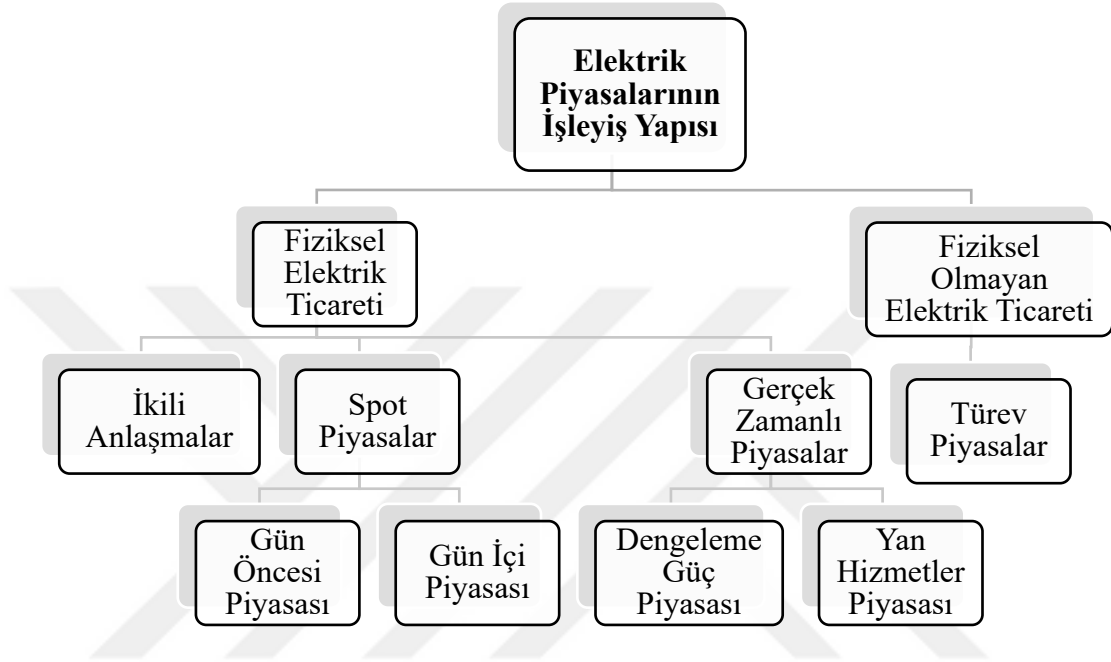
Şekil 2.2: Türkiye elektrik enerjisi kurulu güç. [4]

Elektrik piyasası elektrik enerjisinin üretim, dağıtım, iletim, işletim, satış gibi faaliyetlerden oluşan ve bu faaliyetlerin gerekliliklerini sağlayan piyasadır. Elektrik piyasalarının işleyiş yapısı incelendiğinde temelde fiziksel elektrik ticareti ve fiziksel olmayan elektrik ticareti olmak üzere iki başlıkta incelenmektedir [5]. Tez kapsamında gün öncesi elektrik piyasası üzerinde çalışılacağı için genel başlık olan fiziksel elektrik ticaretini ve alt başlıklarını tanımlamak önemli olacaktır. Şekil 2.3'te fiziksel elektrik ticaretinin yapısı gösterilmiştir.

Fiziksel elektrik ticareti ikili anlaşmalar piyasası, spot piyasalar ve gerçek zamanlı piyasalar olmak üzere üç başlıkta incelenmektedir. İkili anlaşmalar (İA) piyasası tüm koşulları ve süresi taraflar arasında serbest olarak belirlenen özel hükümlere tabi olan anlaşmalardır. İA'da amaç müşterinin tüm elektrik enerjisi ihtiyacının tedarikçisi tarafından karşılanabilmesidir. Müşterinin zaman içerisinde elektrik enerjisi talebinde değişiklikler yaşanabileceğinden tedarikçinin bu değişiklikleri de karşılayabilecek seviyede olması gerekmektedir [6].

Gerçek zamanlı elektrik piyasaları ise dengeleme güç piyasası ve yan hizmetler piyasasından oluşmaktadır. 'Gerçek zamanlı piyasalar elektriğin teslimat saatinde gerçekleşebilecek arızalar ve/ya tahmin sapmaları nedeniyle arz ve talebin dengelenememesi durumunda dengeleme faaliyetleri için kullanılan piyasadır' [7].

'Dengeleme güç piyasası (DGP) sistem işletmecisine en fazla 15 dakika içerisinde devreye girebilecek yedek kapasite sağlayan piyasadır [8]. Her gün saat 14:00 itibari ile Gün öncesi piyasasının (GÖP) tamamlanmasıyla başlamaktadır ve piyasa katılımcısının her gün saat 16:00'ya kadar DGP'ye ilişkin yük alma ve yük atma tekliflerinin sistem işletmecisine bildirilmesiyle işlemektedir' [9].



Şekil 2.3: Fiziksel elektrik ticaretinin yapısı.

Yan hizmetler piyasası temelinde primer frekans kontrol yükümlülüğü (PFK), ve sekonder frekans kontrol yükümlülüğü (SFK) ile ilişkilidir. PFK, sistemin frekansının yükselmesi ya da düşmesine karşın ünite aktif çıkış gücünün otomatik olarak azaltılması ya artırılmasıyla sistem frekansının denge noktasına gelmesini sağlar. Frekans sapmasının ardından birkaç saniye içinde devreye girer ve 30 saniyeyi aşmadan maksimum değerine ulaşır. Kurulu gücü 50 MW ve üzerinde olan tüm üretim tesislerinin katılmak zorunda olduğu bir yükümlülüktür. PFK sistem üzerindeki herhangi bir dengesizlik anında ilk devreye giren yan hizmet mekanizmasıdır. SFK da PFK'da olduğu gibi sistem frekansının dengelenmesi için kullanılmaktadır. Kurulu gücü 100 MW ve üzerinde olan tüm üretim tesislerinin katılmak zorunda olduğu bir yükümlülüktür [10]. Fiziksel elektrik ticareti yapılmadan 2 gün öncesinde ilgili saatler için anlaşmaya girilerek SFK miktarları ve fiyatları belirlenmektedir. SFK yükümlülükleri bloklar halinde oluşturulmaktadır ve bir günü 6 parçaya bölmektedir. (Çizelge 2.1) Bu yapıya göre, ilk blok günün 00:00, 01:00, 02:00 ve 03:00 saatlerini,

ikinci blok 04:00, 05:00 ve 06:00 saatlerini, üçüncü blok 07:00, 08:00, 09:00 ve 10:00 saatlerini, dördüncü blok günün 11:00, 12:00, 13:00, 14:00, ve 15:00 saatlerini, beşinci blok 16:00, 17:00, 18:00, 19:00 saatlerini ve son blok ise günün 20:00, 21:00, 22:00, 23:00 saatlerini içermektedir. Aynı blok içinde bulunan saatlerde aynı miktarda SFK yükümlülüğüne girilmektedir.

Çizelge 2.1:SFK blokları ve içerdiği saatler.

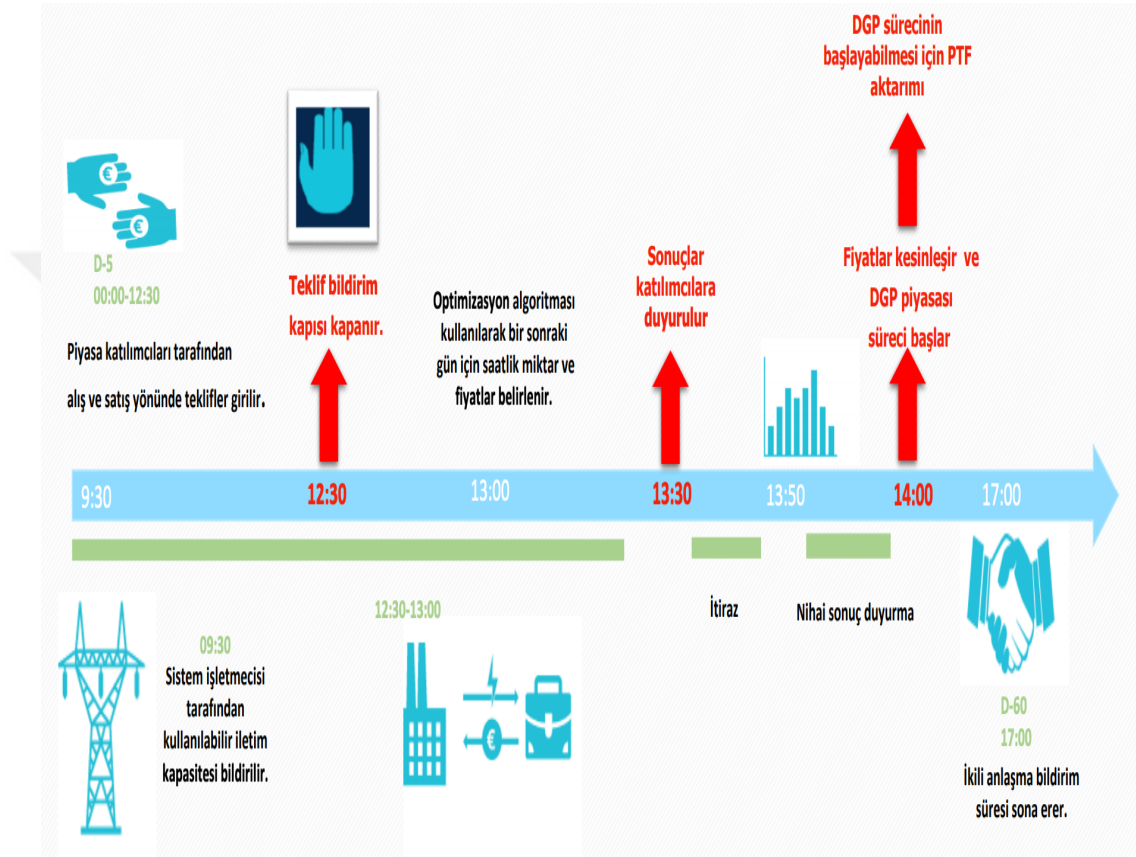
SFK Blokları	İçerdiği Saatler
1	00:00, 01:00, 02:00, 03:00
2	04:00, 05:00, 06:00
3	07:00, 08:00, 09:00, 10:00
4	11:00, 12:00, 13:00, 14:00, 15:00
5	16:00, 17:00, 18:00, 19:00
6	20:00, 21:00, 22:00, 23:00

Spot piyasalar ise gün öncesi elektrik piyasası ve gün içi elektrik piyasasından oluşmaktadır. Gün içi elektrik piyasası (GİP) gün öncesi elektrik piyasası (GÖP) ile dengeleme güç piyasası arasında köprü görevi görerek elektrik piyasasının dengelenmesi ve sürdürülebilirliğine büyük katkı sağlamaktadır. Katılımcılara GÖP’te kullanamadıkları kapasitelerini burada kullanma şansı sunmaktadır aynı zamanda gerçek zamanlı dengeleme öncesinde katılımcılara dengelenmiş bir sistem sağlama konusunda yardımcı olmaktadır. GİP’te katılımcılar GÖP sona erdikten sonra fiziksel teslimata 60 dakika kalana kadar tekliflerini iletebilmektedirler [11]. Gün öncesi elektrik piyasası bu çalışmanın temel piyasası olduğundan dolayı 2.2 Gün Öncesi Elektrik Piyasası başlığı altında detaylı bir şekilde ele alınacaktır.

2.2 Gün Öncesi Elektrik Piyasası

Spot elektrik piyasalarından bir olan GÖP piyasa katılımcılarının bir sonraki güne ait piyasa tekliflerini piyasa işletmecilerine iletmelerini sağlayan piyasadır. İlgili gün, saat 12:30’a kadar, piyasa katılımcıları sonraki güne ait gün öncesi piyasası tekliflerini piyasa işletmecisine iletirler. Bildirilen her teklif piyasa işletmecisi tarafından saat 12:30-13:00 arasında kontrol edilir. Kontrol edilen teklifler saat 13:00-13:30 arasında, optimizasyon algoritması yardımıyla değerlendirilir ve ilgili günün her bir saatine ilişkin piyasa takas fiyatları (PTF) ve piyasa takas miktarları belirlenir. Saat 13.30’da

piyasa katılımcılarına alış ve satış yönündeki yükümlülükleri bildirilir. Eğer herhangi bir hata varsa piyasa katılımcıları 13:30-13:50 saatleri arasında itirazlarını iletebilmektedirler. Yapılan itirazlar her gün 13:50-14:00 arasında değerlendirilir ve değerlendirme sonucu piyasa katılımcılarına bildirilir. Saat 14:00'da bir sonraki gün için 24 saatlik ilişkin fiyat ve eşleşmeler nihai olarak duyurulur [12]. Şekil 2.4 gün öncesi piyasasının işleyişini göstermektedir.



Şekil 2.4: Gün öncesi elektrik piyasasının işleyişi. [13]

GÖP'te saatlik teklifler, blok teklifler ve esnek teklifler olmak üzere 3 teklif yapısı geçerlidir. Her teklif en az bir adet fiyat ve miktar bilgisi içermek zorundadır. Bu teklifler alış ya da satış yönünde olmak üzere iki şekilde verilebilmektedir. Teklif tiplerinde miktarlar lot biriminde verilmektedir ve 1 lot 0,1 MWh'e eşittir. Piyasa işletmecisi tarafından verilebilecek minimum teklif fiyatı 0 TL/MWh iken maksimum teklif fiyatı 2000 TL/MWh'tir.

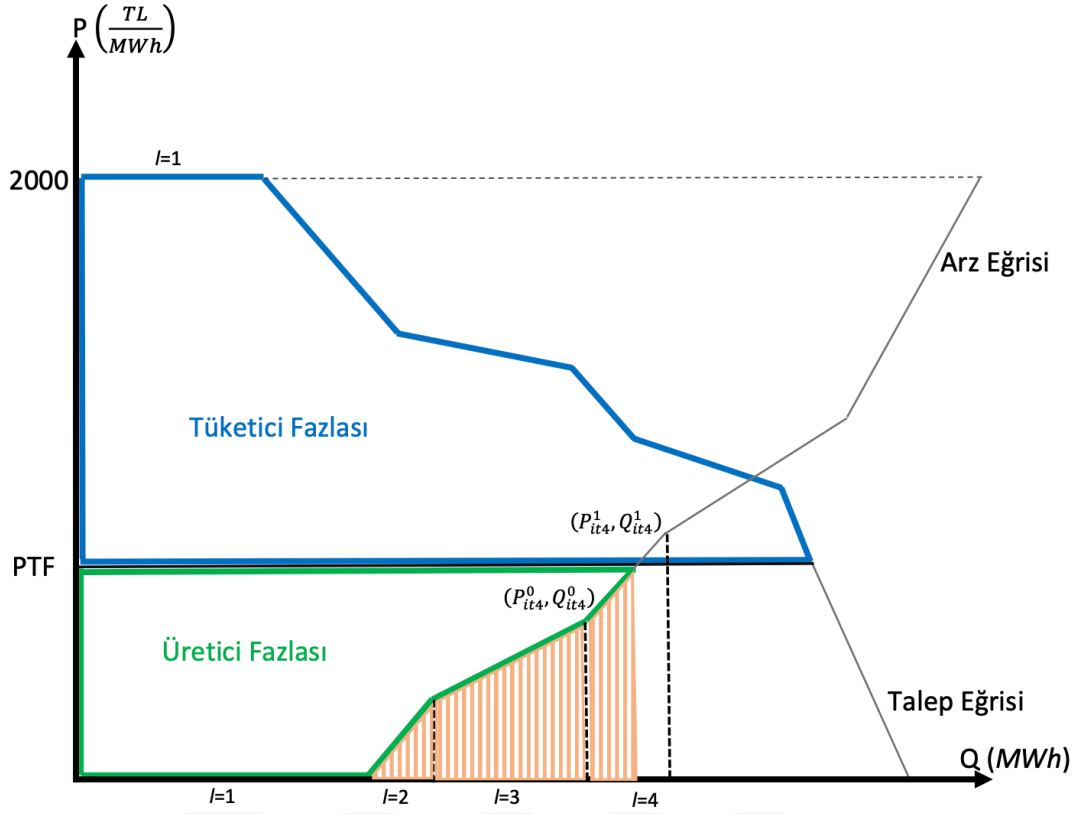
Saatlik teklifler, en yaygın teklif türlerinden biridir. Piyasa katılımcıları ilgili saat için alış ya da satış yönünde miktar ve fiyat bazlı teklif sunmaktadırlar. Saatlik teklifler alış yönünde 32 adet, satış yönünde 32 adet olmak üzere en fazla 64 seviyeden

oluşabilirler. Aynı fiyat seviyesinde geçerli hem alış hem satış yönünde saatlik teklifte bulunulamamaktadır. Saatlik teklifler kısmen ya da tamamen kabul edilebilmektedirler. Arz-Talep eğrisi oluşturulurken ardışık iki fiyat/miktar seviyesi arasındaki boş değerler doğrusal interpolasyon metodu ile belirlenerek doldurulmaktadır [14].

Blok teklifler, belli bir zaman dilimini kapsayan tekliflerdir. Ardışık tam saatlerden meydana gelmektedirler. Bir teklifin blok teklif olabilmesi için minimum ardışık 3 saat teklif edilmelidir. Bu blok tekliflerde minimum 3 saat maksimum 24 saat için teklif verilebilmekte olduğu anlamına gelmektedir. Teklif, kapsadığı zaman aralığı için ya tamamıyla kabul ya da tamamen reddedilir [15]. Blok teklifler genellikle üretime aniden başlama ve durdurma durumlarının çok maliyetli olduğu santrallerde kullanılmaktadır. Bu tarz durumlarda üretime saatlik ya da daha fazla ara vermenin maliyeti teklif kabul edilmese de üretim yapmanın maliyetinden daha yüksektir. Dolayısıyla santral aralıksız üretim yapmayı tercih edecektir. Bir güne ait blok teklif sınırı 50 adettir. Blok teklifler kapsadığı zaman diliminde farklı miktarlar içerebilir. Miktar değişimleri ardışık saatler arasında 3 kat kuralına tabiidir.

Esnek teklifler, çok tercih edilen bir teklif yapısı olmamakla birlikte belirli bir teklif zaman aralığı boyunca belirli bir teklif süresi için değişebilen miktarlardan ve bu miktarlar için tek fiyat bilgilerinden oluşmaktadır. Esnek teklifler için teklif zaman aralığı en az 8, en fazla 24 saati kapsar. Teklif süresi en fazla 4 saati kapsayabilir. Piyasa katılımcıları bir teslim gününün aynı veya farklı zaman aralıklarında en fazla 6 adet esnek teklif verebilirler [15].

GÖP'te tekliflerin kabul edilebilmesi için PTF'nin altında olması gerekmektedir. PTF her bir saat için ayrı ayrı hesaplanan ve ilgili saat için arz ve talebin kesiştiği noktada oluşan fiyattır. Şekil 2.5 örnek bir arz ve talep eğrisini ve PTF'yi göstermektedir. Saatlik tekliflerde PTF arz ve talep eğrisinin kesiştiği nokta çıkmak zorunda iken, blok ve esnek tekliflerde belirtilen nokta olarak çıkmak zorunda değildir. Blok teklifler birden fazla periyodu kapsadığından, bazı periyotlar için teklif fiyatı PTF değerine göre uygun iken bazı periyotlarda uygun olmayabilir. Bu yüzden, satış yönündeki bir blok teklif, teklif fiyatı kapsadığı periyotların ortalama PTF'sinden düşük ya da eşit olduğu durumda kabul edilirken, benzer şekilde, alış yönündeki bir blok teklif, teklif fiyatı kapsadığı periyotların ortalama PTF'sinden yüksek ya da eşit olduğu durumda kabul edilir [16].

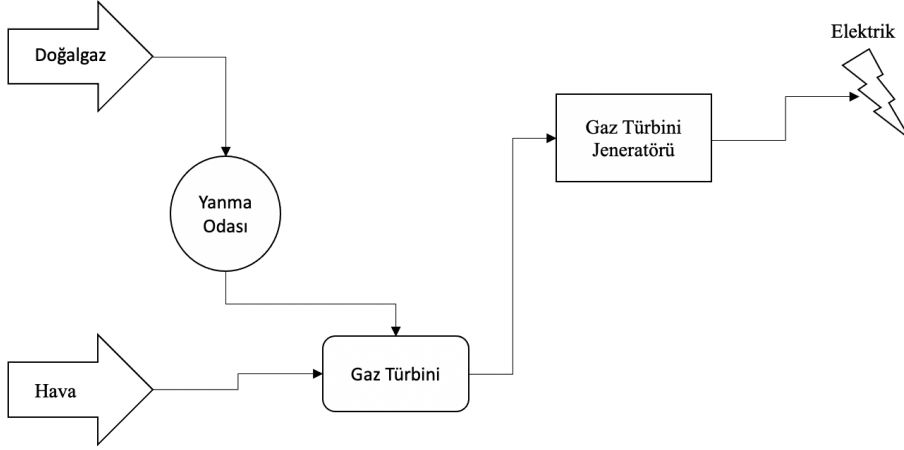


Şekil 2.5: Arz ve talep eğrisi. [16]

2.3 Doğal Gaz Çevrim Santralleri

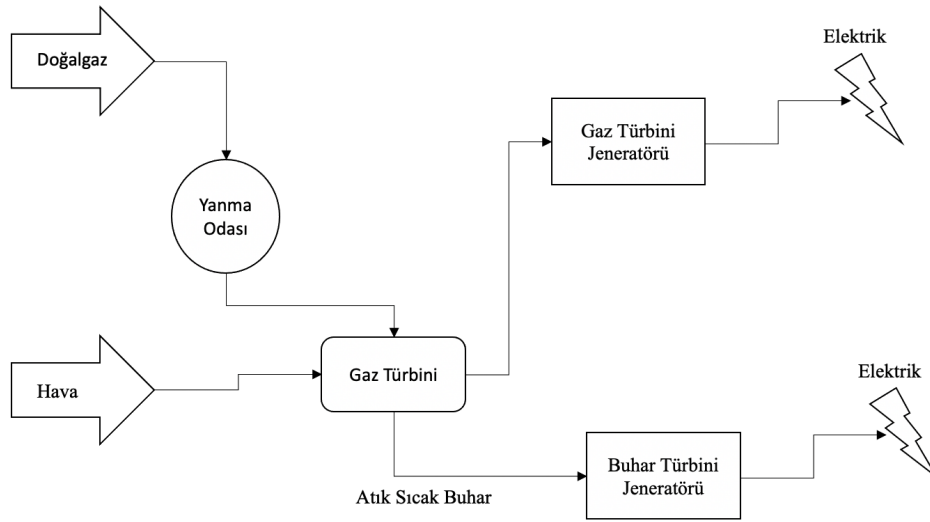
Doğal gaz elektrik santralleri doğal gazı yakıt olarak kullanarak elektrik üretimini sağlayan santrallerdir. Santraller enerjiyi kullanım şekillerine göre farklılık gösterebilmektedir. Genel olarak tüm doğal gaz elektrik santrallerinin hepsinde gaz tribünü, yanma odası, jeneratör ve kompresör bulunmaktadır. Bunun dışında kalan donanımlar santralin çeşidine göre farklılık gösterebilmektedir. Temel olarak doğal gaz çevrim santralleri basit çevrimli doğal gaz enerji santrali ve birleşik doğal gaz ısı ve güç santrali olmak üzere ikiye ayrılmaktadır [3].

Basit çevrimli doğal gaz çevrim santralleri doğal gazın ve havanın yanma odasında tepkimeye girerek tepkime sonucunda oluşan gazın da gaz türbinine girerek elektrik enerjisinin üretildiği santrallerdir. Bu şekilde elektrik üretimi yapılan doğal gaz santrallerine gaz türbininde açığa çıkan yüksek ısı buharı işleyip elektrik enerjisi üretecek bir buhar türbini bulunmadığı için bu buhar atık olarak sistemden çıkmaktadır [17]. Şekil 2.6'da basit çevrimli doğal gaz santrallerinin temsili bir görseli çizilmiştir.



Şekil 2.6: Basit çevrimli doğal gaz santrallerinin işleyişi.

Kombine doğal gaz çevrim santralleri, basit çevrimli doğal gaz çevrim santrallerinden farklı olarak elektrik enerji üretimi sırasında açığa çıkan atık buharı da buhar türbinlerinde işleyerek tekrar elektrik enerjisi olarak üretmektedir [3]. Bu santraller de kendi içlerinde barındırdıkları buhar türbini sayısına göre çeşitlendirilebilmektedir. Santraller $n+m$ olarak n gaz türbini ve m buhar türbini içerebilirler. Kombine doğal gaz çevrim santralleri, açığa çıkan atıktan enerji üretimi gerçekleştirdiği için basit çevrimli doğal gaz santralleriyle kıyaslandığında verimliliği daha fazladır. Aynı zamanda günümüzde önemli bir konu haline gelmiş çevre üzerindeki etkisi açısından kıyaslandığında çevreye çok daha az zarar vermektedir [18]. Şekil 2.7’de kombine doğal gaz çevrim santralleri için temsili bir görseli çizilmiştir.



Şekil 2.7: Kombine doğal gaz çevrim santrallerinin işleyişi.

2.4 Elektrik Piyasalarında Üretim Modeli ve Teklif Modeli Çözüm Yaklaşımları

Elektrik günlük hayatta tartışmasız en çok kullanılan kaynaklardan biridir. Bu kadar önemli olan ve yüksek miktarlarda depolanması mümkün olmadığından üretildiği anda tüketilmesi gereken bir kaynaktır. Bu sebeplerden dolayı elektriğin hem üretimi hem de üretim sonrası satışı önemli bir konu olarak ortaya çıkmaktadır. Elektrik piyasalarında genellikle üretim planlama ve çizelgeleme modelleri ve teklif modelleri birbirinden bağımsız olarak ele alınmaktadır ancak birbirlerinden etkilendikleri için bir arada düşünüldüğü çalışmalar da bulunmaktadır.

Tanrısever ve arkadaşları [19] yaptıkları çalışmada Avrupa gün öncesi elektrik piyasası modellerinin çözüm yöntemlerine genel bir bakış açısıyla yaklaşmışlardır. Çalışmada gün öncesi elektrik piyasasında kullanılan başlıca teklif türleri olan saatlik teklifler ve blok tekliflerin yanında piyasada kullanılan esnek teklifler, bağlı blok teklifler ve karmaşık teklifler gibi diğer teklif türlerinden de bahsedilmiştir. Yapılan tez çalışmasında en önemli iki teklif türü olan saatlik teklifler ve blok teklifler kullanılmıştır. Literatürde bulunan bu teklif türlerinin hangi modelleme yöntemiyle modellendiğini ve genellikle hangi santral tarafından kullanıldığını açıklamışlardır. Buna göre blok teklifler genellikle tam sayılı modelleme kullanılarak doğal gaz, kömür ve hidroelektrik santrallerinde sıkça tercih edilmektedir. Aynı zamanda literatürde bulunan çoğu çalışmanın saatlik teklifleri ve blok teklifleri içerdiği belirtilmektedir. Amaç fonksiyonları açısından gün öncesi elektrik piyasası incelendiğinde genellikle kâr maksimizasyonu yapıldığı görülmekle birlikte maliyet en küçükleme, fırsat maliyeti en küçükleme, ticaret hacmi maksimizasyonu gibi amaçların da kullanıldığı görülmektedir. Tez kapsamında oluşturulan entegre modelde de amaç kâr maksimizasyonudur. Çalışmada aynı zamanda gün öncesi elektrik piyasasındaki çözüm yöntemleri özetlenmiştir. Yapılan sınıflandırmada öncelikle kesin çözüm yöntemleri ve sezgisel çözüm yöntemleri olmak üzere temek iki başlık üzerinde durulmuştur. Çözüm metodolojileri açısından karşılaştırma yapıldığında çoğunlukla kesin çözüm yöntemlerinin kullanıldığı görülmektedir. Kesin çözüm yöntemleri beş başlıkta incelenmiştir. Bunlar: doğrudan çözüm yöntemleri (direct methods), tekrarlayan çözüm yaklaşımları (iterative approaches), primal-dual yöntemleri, ayrıştırma yöntemi (decomposition methods) ve bu sınıflandırmaya uymayan yöntemlerdir. Doğrudan çözüm yöntemleri CPLEX gibi ticari çözücüler kullanılarak karma tam sayılı yöntemler kullanımıyla çözülen yöntemlerken tekrarlayan çözüm

yaklaşımları modelin karmaşık olduğu durumlarda modelin gevşetilerek çözülmesini sağlar. Kesin çözüm yöntemleri kullanımı arzu edilse de makul zaman sınırları içinde her zaman optimal sonuç ya da uygulanabilir (feasible) bir çözüm veremedikleri için sezgisel yöntemlerin kullanımı önem kazanmaktadır.

Elektrik piyasasında üretim planlama konuları incelendiğinde González vd., [20] yaptıkları çalışmada İspanya gün öncesi elektrik piyasasında bir konsantre güneş enerjisi (CSP) tesisinin kârını en büyükmek amacıyla işletme planlamasını yapmaktadırlar. Problem bir karma tam sayılı doğrusal programlama modeli olarak formüle edilmiştir. Model yedekleme sisteminin olmadığı durumun, doğal gaz tabanlı yedekleme sisteminin olduğu durumun ve biokütle yedekleme sisteminin olduğu durumlar için üretim planlamasını yapmaktadır. Model üretim kısıtlarını, ısı transfer ısısının donmasını engellemeyi hedefleyen antifriz operasyonu kısıtlarını, üretim tesisinin start up (başlangıç koşulu) durum kısıtlarını, üretim limit kısıtlarını ve taahhüt kısıtlarını içermektedir. Model elektrik fiyatlarını ve güneş ışınım miktarını girdi olarak almaktadır. Ardışık üç gün (48 saat) planlama ufku olarak belirlenmiş ve yapılan çalışmanın sonucunda yedekleme sisteminin olduğu durumda model hem üretim hem de kâr açısından daha iyi sonuç vermektedir. Bu çalışmaya benzer olarak oluşturulan entegre modelde başlangıç koşulları göz önüne alınmıştır ancak planlama ufku tez çalışmasında bir gün (24 saat) olarak alınmıştır.

Ruan ve Cao [21] çalışmalarında gün öncesi piyasasında elektrik ve doğal gazın entegre üretim planlama modelini oluşturmuşlardır. Çalışmalarında amaç hem elektrik üretimi hem de doğal gaz üretimi ve depolanması için olan maliyetlerin minimizasyonudur. Çalışmalarında bu tez çalışmasına benzer olarak 24 saatlik planlama ufku içerisinde optimal sonuca ulaşmış, enerjinin verimli kullanılmasını sağlamıştır. Benzer şekilde doğal gaz santralinde yapılan bir diğer çalışmada Garievskii [22] 450 MW'lık kombine doğal gaz çevrim santrali için 24 saatlik bir planlama ufkunda santralin optimal çalışma modunu belirlemiştir. Çalışmasında iki gaz türbini ve bir buhar türbini bulunan bir kombine çevrim santralini çalıştırmanın gaz türbininin sadece gerekli kapasitede derin boşaltma yapıldığında durdurulması gerektiği gösterilmiştir. Santralin 16 saat %100 kapasitede çalışırken, gece 8 saat %50'ye düşürerek, ana elektrik maliyeti %2,2 daha düşük olduğunu göstermiştir. Yoğun olmayan gece saatlerinde yükün azalmasıyla, iki gaz türbinli ve bir buhar türbinli bir kombine doğal gaz çevrim santralinin çıkış gücü, ilgili ısı geri kazanımlı

buhar jeneratörü ile bir gaz türbini kapatılarak azaltılacağı gösterilmiştir. Elektrik üretimiyle ilgili olarak Parhizkar vd., [23] gerçekleştirmiş oldukları çalışmalarında enerji santrallerinin operasyonel kararlarını iyileştirmek için bir çizelgeleme optimizasyonu çerçevesi geliştirmişlerdir. Çalışmanın amacı işletme ömrü boyunca kârı maksimize etmektir. Önerilen metodolojinin geçerliliği ve kullanılabilirliği, bir gaz türbini santralının çalışma koşullarının ve bakım aralıklarının farklı mevsimsel ortam koşulları ve enerji fiyatları altında optimize edilmesiyle ortaya konmuştur. Sonuçlar, optimal çalışma programının bakım aralıklarına bağlı olduğunu göstermektedir. Bu nedenle çalışma koşulları ve bakım aralıkları eş zamanlı olarak optimize edilmesi gerektiği sonucuna varmışlardır. Doğal gaz çevrim santrallerinde yapılan bir diğer çalışmada ise Zhang vd., [24] koordineli çalışan elektrik ve doğal gaz santralleri için saatlik elektrik talebini karşılamak üzere stokastik bir gün öncesi elektrik çizelgeleme problemi üzerinde durmuşlardır. Önerilen modelde amaç beklenen sosyal refahı en büyükmektir. Bu amaç doğrultusunda güç denge kısıtları, talep karşılama kısıtları, gazla çalışan birimler için doğal gaz yakıt kısıtları ve doğal gaz iletim kısıtlarıyla model karışık tam sayılı yöntemle çözülmüştür. Model deterministik ve saatlik taleplerin dikkate alınmadığı durumu temel durum senaryosu, saatlik taleplerin dikkate alındığı deterministik durum senaryosu ve rasgele kesintiler ve yük dağılım hatalarının da göz önünde bulundurulduğu stokastik model senaryoları altında çözülmüştür. Koordineli stokastik modelin sistem belirsizliklerinin etkisini değerlendirmek için uygun bir model olduğu gösterilmektedir.

Çalışma kapsamında modelde kullanılacak olan PTF'ler belirsiz olduğu için öncesinde bu fiyatları önceki hafta verileriyle regresyon analizi yöntemiyle tahmin edilmiştir. Windler vd., [25] çalışmalarında tez çalışmasındakinden farklı yöntemler kullanarak Almanya/Avusturya'daki Avrupa Enerji Borsası'nın gün öncesi elektrik fiyatlarını tahmin etmek için üç farklı yaklaşımla elektrik fiyatlarını tahmin etmeye çalışmışlardır. Bu çalışmayı gerçekleştirmelerindeki motivasyonları imalat şirketlerinin üretime başlamadan haftalar öncesinde elektrik maliyet tasarruflarına odaklanarak üretim planlarını ayarlamalarına olanak sağlayabilmektir. Çalışmalarında üç farklı yaklaşımla, üretim planlama aşamasından önce güvenilir bir şekilde fiyat bilgisi elde edebilmeyi hedeflemişlerdir. Planlama ufuklarını bir ay olarak belirlemişlerdir. Tez kapsamında oluşturulan regresyon modelinde planlama ufku 24 saat olarak belirlenmiş ve her bir saat için önceki 10 haftalık veriler kullanılmıştır.

Yapılan çalışma sonucunda her üç modelin de elektrik fiyatı tahmini görevinde iyi performans gösterdiğini ancak en etkili sonucun derin ileri beslemeli sinir ağı yaklaşımı olduğu ve bu yaklaşımla birlikte imalat şirketlerinin üretim programlarını, üretim başlamadan haftalar önce elektrik maliyet tasarruflarına odaklanarak ayarlamalarına olanak sağlayabildiği sonucuna varılmıştır.

Elektrik piyasasında teklif verme stratejileri konusu incelendiğinde ise Mielczarski vd., [26] çalışmalarında piyasa katılımcılarının teklif verme davranışı çeşitli faktörler tarafından belirlendiğinden bahsetmektedirler. Hak ediş ve ikili sözleşmeler, öngörülen talep, üretim rezervi, geçmişten gelen deneyim ve oyun tutumları bu davranışlarını etkileyen faktörlerdendir. Bu faktörlerin termoelektrik santrallerde, doğal gaz santrallerinde ve hidroelektrik santrallerinde nasıl değişiklik gösterdiğini açıklamışlardır. Bu durum doğal gaz santrallerinde ağırlıklı olarak yan hizmetler ve sistem rezervi sağlamakla ve ek olarak hat veya jeneratör kesintisi durumunda kullanılan yüksek fiyat teklifleri önererek finansal durumlarını iyileştirmeye çalışmak şeklinde kullanılmasıyla etki etmektedir. Bir başka çalışmada Ji ve Huang [27] senkronize elektrik ve doğal gaz piyasalarında koordine teklif stratejisi isimli yayınlarında doğal gazla çalışan elektrik santrallerinin hem elektrik hem de doğal gaz piyasalarında aynı anda büyük oyuncular olarak yer alması durumunu incelemektedirler. İki piyasa arasındaki çizelgeleme süreksizliklerinin neden olduğu verimsizliklerin farkına varılarak, canlı doğal gaz piyasasının iyileştirilmesine yönelik çalışmalar ortaya çıkarılması gerekliliğinden bahsetmektedirler. Çalışmalarında olası bir senkronize elektrik ve doğal gaz piyasaları senaryosunu göz önünde bulundurarak, üretim şirketleri için iki seviyeli bir ihale stratejisi sunmuşlardır. Yalnızca gün öncesi zamanlamasını hizalamak yerine, elektrik piyasasından benzetilen bir piyasa takas mekanizması aynı zamanda ilgili yerel marjinal fiyat formülasyonu ile gün içi doğal gaz piyasasına da uygulamışlardır. Üst seviye problem elektrik üretim şirketinin kârını maksimize ederken, iki alt seviye problem hem doğal gaz hem de elektrik piyasasının da sosyal refahını maksimize etmeyi hedeflemektedir. Tez çalışmasında geliştirilen teklif modelinde literatürdekinden farklı olarak farklı oyuncuların stratejileri üzerinde değil, piyasa fiyatlarının teklif üzerindeki etkisi incelenmiştir.

Literatürü özetlemek gerekirse elektrik piyasalarında hem üretim planlama modelleri hem de teklif modelleri birçok kez çalışılmıştır. Yapılan çalışmalarda üretim modeli için genel olarak amaç bu çalışmada da olduğu gibi maliyetleri minimize etmek iken,

teklif modellerinde sosyal refahın maksimizasyonudur. Literatürün geniş çaplı taranması sonucunda yapılan bu çalışmanın literatürden farklı olarak saatlik bazda üretim planlama ve teklif modellerinin entegre bir şekilde çalıştırılarak çözüm alınmasıdır. Bu yapıya ek olarak mevcut durumda üretim planlama modellerinde tez kapsamında uygulanan kesikli üretim miktarları yaklaşımı bulunmamaktadır. Bu çalışmada bir kombine doğal gaz çevrim santrali için santralin çalışabileceği en düşük ve en yüksek üretim seviyeleri alınarak uygun bir aralık kullanılarak üretim seviyeleri oluşturulmuştur. Bu yapı sayesinde model çözümünün makul sürelerde optimal çözüme ulaşması olası hale getirilmiştir.





3. PROBLEMİN TANIMI VE FORMÜLASYON

Gün Öncesi Piyasası (GÖP), elektriğin teslimat gününden bir gün öncesinde, elektrik ticareti ve dengeleme faaliyetleri için kullanılan, piyasa işletmecisi tarafından işletilen ve organize edilen bir piyasadır. Piyasa çalışma sistemine göre her gün saat 12:30'a kadar ertesi gün için piyasaya katılan katılımcılar tarafından teklifler piyasa işletmecisine bildirilir. Piyasa işletmecisi tarafından incelenen teklifler, saat 13:00'dan sonra bir sonraki gün için her bir saat için ayrı ayrı Piyasa Takas Fiyatı (PTF) ve piyasa takas miktarı belirlenir. Bir saat sonrasında ise ilgili gün için 24 saatlik eşleşmeler duyurulur. Böylece her bir piyasa katılımcısına eğer eşleşme sağlanmış ise, bir sonraki gün için yükümlülükleri bildirilir [12]. Burada verilen teklifin türüne, hangi teklif tipinin ne kadarının kabul edileceğine bağlı olarak üretim planlaması değişkenlik göstermektedir. Bu çalışma kapsamında PTF belirsizliği altında kombine doğal gaz çevrim saatine sahip bir üretici için saatlik bazlı üretim planının ve GÖP tekliflerinin, üreticinin beklenen kârını maksimize edecek şekilde yapılan entegre problemi ele alınacaktır.

Yapılan çalışma daha önce literatürde ayrı ayrı ele alınan gün öncesi piyasasında teklif optimizasyonu ve üretim planlama modellerini beraber ele alarak bu iki modelin entegre halde ele alınmasını sağlamıştır. Modelin entegre olarak ele alınmasına ek olarak modelin bir diğer önem kazandığı nokta modelin PTF belirsizliği ile başa çıkmak için senaryo bazlı bir yaklaşım izlemesidir.

Çalışma kapsamında 2 farklı durum değerlendirmesi yapılmaktadır;

1. Entegre modelin 'n' senaryo bazlı olarak çalıştırılması, simülasyon tabanlı en iyileme ve sonuçlarının incelenmesi,
2. Entegre modelin tek bir senaryo için (beklenen tahmin değeri ile) çalıştırılması ve sonuçlarının analiz edilmesi ve çıktılarının diğer çözüm yöntemleriyle karşılaştırılmasıdır.

Yapılan bu iki farklı değerlendirme durumuna ek olarak modelde bulunan bazı parametreler için duyarlılık analizi yapılarak farklı parametrenin çalışmada uygulanan yaklaşımın getirisine etkilerini incelemek hedeflenmiştir.

3.1 Üretim Modeli

Üretim modelinde amaç doğal gaz çevrim santraline sahip kullanıcılar için üretim maliyetini, santral çalıştığı durumlarda farklı üretim seviyeleri arasında geçiş yapıldığı durumdaki maliyetlerin ve bakım ve işçilik gibi sabit maliyetlerinin toplamını en azlamaktır. Üretim maliyetleri, elektrik üretimi doğal gaz ile sağlandığı için doğal gaz fiyatlarına bağlıdır. Dolayısıyla her bir üretim seviyesinde tüketilen doğal gaz miktarına bağlı olmak üzere her seviye için değişkenlik göstermektedir. Modelde gün öncesi elektrik piyasasından bir gün öncesinde anlaşmaya varılmış üretim miktarı ve iki gün öncesinde vaat edilmiş sekonder frekans kontrol (SFK) yükümlülüğü miktarı göz önüne alınarak farklı üretim seviyeleri belirlenmiş ve bu üretim seviyeleri 'üretim durumu' olarak adlandırılmıştır. Çizelge 3.1'de bu iki üretim durumuna bağlı olarak her bir üretim durumunda üretilebilecek miktarlar gösterilmiştir.

A Plus Enerji şirketiyle yapılmış olan toplantılar sayesinde sektörden alınan bilgiler ışığında ülkemizde bulunan ve 1+1 (bir gaz tribünü ve 1 buhar tribünü) olarak hizmet veren kombine doğal gaz çevrim santralinin minimum üretim kapasitesi 300 MWh maksimum üretim kapasitesi ise 600 MWh'tir. SFK miktarları ve üretim kapasiteleri çalışma kapsamında kesikli hale getirilerek 50 MWh ardışık aralıklar kullanılmıştır. Bunun sebebi modelin sürekli halde kullanılmasının pratik uygulama açısından gerekli olmadığı, üretim seviyelerinin kesikli şekilde belirlendiği ve 50MWh bir kesikli birim seviyesinin uygulama açısından uygun olacağının sektör yetkililerinden öğrenilmesidir.

Modelde bulunan ilk 7 üretim durumu iki gün öncesinde herhangi bir SFK anlaşmasına girilmediği ve SFK'nın tutulmadığı ancak üretimin olduğu üretim durumlarıdır ve 50 birimlik aralıklarla üretim kapasiteleri değişkenlik göstermektedir. 8, 9, 10, 11 ve 12. üretim durumları SFK'nın 50 MWh olarak tutulduğu ve buna bağlı olarak minimum üretim kapasitesinin 350 MWh, maksimum üretim kapasitesinin ise SFK tutulmasından dolayı 550 MWh'e düştüğü durumları temsil etmektedir. 13, 14 ve 15. üretim durumları benzer şekilde 100 MWh SFK tutulması sonucunda minimumunun üretim kapasitesinin 400 MWh, maksimumunun ise 500 MWh'e düştüğü durumdaki

üretim miktarlarını göstermektedir. 16. üretim durumu 150 MWh SFK tutulduğu durumda üretim kapasitesinin 450 birim olduğu durumu temsil etmektedir. İlk 16 üretim durumu santralin kararlı seviyelerdeki çalışma durumlarını temsil etmektedir.

Çizelge 3.1: Üretim durumları, SFK miktarları ve üretim kapasiteleri.

Üretim Durumu	SFK Tutulma Miktarı (MWh)	Üretim Kapasitesi (MWh)
1	0	300
2	0	350
3	0	400
4	0	450
5	0	500
6	0	550
7	0	600
8	50	350
9	50	400
10	50	450
11	50	500
12	50	550
13	100	400
14	100	450
15	100	500
16	150	450
17	0	246,667
18	0	278,958
19	0	309,167
20	0	337,292
21	0	363,333
22	0	387,292
23	0	409,167
24	0	255
25	0	266,458
26	0	275,833
27	0	283,125
28	0	288,333
29	0	291,458
30	0	292,5
31	0	140
32	0	151,859
33	0	166,923
34	0	185,192
35	0	206,667
36	0	231,346
37	0	259,231
38	0	0

Kararlı üretim seviyelerinin yanında santralin kararsız olduğu üretim seviyeleri de bulunmaktadır. Santralin durduktan sonra çalışmaya başlaması için hazırlık süreci gerekmektedir. Bu noktada ise santralin kaç saattir duruyor olduğu önem taşımaktadır. Santral eğer 8 saat ve daha az duruyorsa yeniden çalışmaya başlayacağı zaman sıcak kalkış, eğer 8 saatten fazla duruş yapıyorsa ılık kalkış yapmalıdır. Bunun için 17, 18, 19, 20, 21, 22 ve 23. üretim durumları santralin sıcak kalkış yaptığı durumu temsil etmekte ve üretim kapasitesi bu 7 üretim seviyesi için değişkenlik göstermektedir. 24, 25, 26, 27, 28, 29 ve 30. üretim durumları ise santralin ılık kalkış yaptığı durumları temsil etmektedir. Sıcak kalkışta olduğu gibi burada da ve üretim kapasiteleri üretim seviyelerine bağlı olarak farklılık göstermektedir.

17-23 kapalı aralığında bulunan üretim durumları kalkış 1, 24-30 kapalı aralığında bulunan üretim durumları ise kalkış 2 üretim durumları olarak da adlandırılmaktadır. Santral duracağı zaman ise direkt olarak çalışmayı kesmemekte ve öncesinde az da olsa üretim yapacağı ve yavaşlayacağı bir üretim durumuna ihtiyaç duymaktadır. Bunun için duruşa geçmeyi sağlayan duruşa geçiş üretim durumları olan 31, 32, 33, 34, 35, 36 ve 37. üretim durumları tanımlanmıştır ve üretim kapasiteleri kalkış üretim durumları gibi değişkenlik göstermektedir. Kalkış 1, kalkış 2 ve duruşa geçiş üretim durumları kararsız üretim seviyelerine sahip olduğundan bu üretim durumlarında SFK tutulamamaktadır. Son olarak santralin duruş yaptığı durumları gösteren ve hem SFK'nın hem de üretim kapasitesinin 0 olduğu durumu gösteren 38. üretim durumu tanımlanmıştır.

Üretim modeli aynı zamanda kombine doğal gaz çevrim santralinin çalıştığı zaman belirli bir süre çalışma zorunluluğu, durduğu zaman ise belli bir süre durma zorunluluğu durumları göz önünde bulundurularak oluşturulmuştur. Model kısıtlarının detaylı açıklaması matematiksel model gösteriminde açıklanmıştır.

Setler ve İndisler:

- t: zaman kümesi
- i: üretim durumu kümesi
- k: duruş yapılan saatler kümesi
- j: geçiş maliyeti için üretim durumu kümesi

Parametreler:

- Q_i : i üretim durumundaki üretim kapasitesi

- C_i : i üretim durumunun maliyeti
- SFK_t : t saatindeki sekonder frekans kontrol yükümlülüğü miktarı
- U_t : t saatindeki üretim miktarı
- P: Santralin bir gün öncesinden kaç saatlik duruştan geldiği
- L: Santralin bir gün öncesinden kaç saattir çalışır geldiği
- H_{ij} : i üretim durumundan j üretim durumuna geçiş maliyeti

Karar Değişkenleri:

- $x_{it} = \begin{cases} 1, & t \text{ saatinde } i \text{ üretim durumu seçilmişse} \\ 0, & \text{d.d.} \end{cases}$
- $w_{tk} = \begin{cases} 1, & t \text{ saatinden başlayarak } k \text{ saat kadar duruyorsa} \\ 0, & \text{d.d.} \end{cases}$
- $a_t = \begin{cases} 1, & \text{santral } t \text{ saatinde sıcak kalkış yapıyorsa} \\ 0, & \text{d.d.} \end{cases}$
- $b_t = \begin{cases} 1, & \text{santral } t \text{ saatinde ılık kalkış yapıyorsa} \\ 0, & \text{d.d.} \end{cases}$
- $o_{ijt} = \begin{cases} 1, & t \text{ saatinde } i \text{ üretim durumundan } j \text{ üretim durumuna geçiş varsa} \\ 0, & \text{d.d.} \end{cases}$

Amaç Fonksiyonu:

minimize

$$\left(\sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{38} C_i x_{it} + 4 * \left(\sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{37} x_{it} Q_i \right) + 1000 * \left(\sum_{t=1}^{24} \sum_{i=17}^{30} x_{it} \right) + \sum_{i=1}^{38} \sum_{j=1}^{38} \sum_{t=1}^{24} H_{ij} o_{ijt} \right)$$

Üretim modelinde amaç üretim maliyeti, üretim yapıldığı her seviye için sabit maliyet, üretime başlamak için yapılan ek maliyet ve üretim durumları arası geçiş maliyetini en azlamaktır.

Kısıtlar

$$\sum_{i=1}^{38} x_{it} = 1 \quad \forall t=1..24 \quad (3.1)$$

$$\sum_{k=1}^{25-t} w_{tk} \leq 1 \quad \forall t=1..24 \quad (3.2)$$

$$\sum_{k=25-t+1}^{24} w_{tk} = 0 \quad \forall t=2..24 \quad (3.3)$$

$$\sum_{k=1}^{24} \sum_{\substack{t=1 \\ t+k \leq 25 \\ t \leq t \\ t+k \geq t}}^{24} w_{tk} \leq 1 \quad \forall t=1..24 \quad (3.4)$$

$$\sum_{\substack{z=t \\ z < 25}}^{t+k-1} x_{38z} = w_{tk} * k \quad \forall t=1..24 \quad (3.5)$$

$$\forall k=1..25-t$$

$$\sum_{i=31}^{37} x_{it-1} = \sum_{k=1}^{25-t} w_{tk} \quad \forall t=3..24 \quad (3.6)$$

$$(P \geq 1) \text{ ise } w_{tk}=0 \quad \forall t=2..24 \quad (3.7)$$

$$\forall k=1..3$$

$$t+k \leq 25$$

$$(P \leq 0) \text{ ise } w_{tk}=0 \quad \forall t=1..24 \quad (3.8)$$

$$\forall k=1..3$$

$$t+k \leq 25$$

$$w_{tk} \leq (1 - x_{38t-1}) \quad \forall t=2..24 \quad (3.9)$$

$$\forall k=1..24$$

$$t+k \leq 25$$

$$w_{tk}=0 \quad \forall t=1..24 \quad (3.10)$$

$$\forall k=1..24$$

$$t+k \geq 25$$

$$w_{tk} \leq a_{t+k} \quad \forall t=2..24 \quad (3.11)$$

$$\forall k=1..8$$

$$t+k \leq 25$$

$$w_{1k} \leq a_{1+k} \quad \forall k=1..24 \quad (3.12)$$

$$k+P \leq 8$$

$$w_{tk} \leq b_{t+k} \quad \forall t=2..24 \quad (3.13)$$

$$\forall k=9..24$$

$$t+k \leq 25$$

$$w_{1k} \leq b_{1+k} \quad \forall k=1..24 \quad (3.14)$$

$$k+P \geq 9$$

$$k+P < 24$$

$$x_{38t-1} \geq a_t \quad \forall t=2..24 \quad (3.15)$$

$$a_t \leq \sum_{i=17}^{23} x_{it} \quad \forall t=1..24 \quad (3.16)$$

$$a_t \leq 1 - \sum_{\substack{k=1 \\ t+k \leq 25}}^{24} w_{tk} \quad \forall t=1..24 \quad (3.17)$$

$$x_{38t-1} \geq b_t \quad \forall t=2..24 \quad (3.18)$$

$$b_t \leq \sum_{i=24}^{30} x_{it} \quad \forall t=1..24 \quad (3.19)$$

$$b_t \leq 1 - \sum_{\substack{k=1 \\ t+k \leq 25}}^{24} w_{tk} \quad \forall t=1..24 \quad (3.20)$$

$$\sum_{\substack{k=1 \\ t+k \leq 25}}^{24} w_{tk} \leq \sum_{i=31}^{37} x_{it-1} \quad \forall t=2..24 \quad (3.21)$$

$$3 * \sum_{i=17}^{23} x_{it} \leq \sum_{i=1}^{16} x_{it+1} + x_{it+2} + x_{it+3} \quad \forall t=1..20 \quad (3.22)$$

$$3 * \sum_{i=24}^{30} x_{it} \leq \sum_{i=1}^{16} x_{it+1} + x_{it+2} + x_{it+3} \quad \forall t=1..20 \quad (3.23)$$

$$2 * \sum_{i=17}^{23} x_{i22} \leq \sum_{i=1}^{16} x_{i23} + x_{i24} \quad (3.24)$$

$$\sum_{i=17}^{23} x_{i23} \leq \sum_{i=1}^{16} x_{i24} \quad (3.25)$$

$$2 * \sum_{i=24}^{30} x_{i22} \leq \sum_{i=1}^{16} x_{i23} + x_{i24} \quad (3.26)$$

$$\sum_{i=24}^{30} x_{i23} \leq \sum_{i=1}^{16} x_{i24} \quad (3.27)$$

$$\sum_{i=31}^{37} x_{it+1} \leq \sum_{i=1}^{16} x_{it} \quad \forall t=1..23 \quad (3.28)$$

$$\sum_{i=17}^{30} x_{it} \leq x_{38t-1} \quad \forall t=2..24 \quad (3.29)$$

$$\sum_{j=1}^{38} o_{ijt} = x_{it} \quad \forall t=1..24 \quad (3.30)$$

$$\forall i=1..38$$

$$o_{ijt} \geq x_{it} + x_{jt+1} - 1 \quad \forall t=1..23 \quad (3.31)$$

$$\forall i=1..38$$

$$\forall j=1..38$$

$$\sum_{i=1}^{38} x_{it} * Q_i = U_t \quad \forall t=1..24 \quad (3.32)$$

$$x_{38tt} \leq \sum_{k=1}^{24} \sum_{\substack{t+k \leq 25 \\ t \leq tt \\ t+k \geq tt}} w_{tk} \quad \forall tt=1..24 \quad (3.33)$$

$$\text{Eğer } L = 1 \text{ ise } \sum_{i=1}^{16} x_{i1} + x_{i2} + x_{i3} = 3 \quad (3.34)$$

$$\text{Eğer } L = 2 \text{ ise } \sum_{i=1}^{16} x_{i1} + x_{i2} = 2 \quad (3.35)$$

$$\text{Eğer } L = 3 \text{ ise } \sum_{i=1}^{16} x_{i1} = 1 \quad (3.36)$$

$$\text{Eğer } 0 < L \leq 3 \text{ ise } \sum_{k=1}^{24} w_{1k} = 0 \quad (3.37)$$

$$\text{Eğer } 0 < L \leq 2 \text{ ise } \sum_{k=1}^{24} w_{2k} = 0 \quad (3.38)$$

$$\text{Eğer } L = 1 \text{ ise } \sum_{k=1}^{24} w_{3k} = 0 \quad (3.39)$$

$$\text{Eğer } L = 4 \text{ ise } \begin{cases} x_{381} + x_{382} + x_{383} + x_{384} = 4 \\ \sum_{k=1}^{24} w_{1k} = 1 \end{cases} \quad (3.40)$$

$$\text{Eğer } P = 1 \text{ ise } \begin{cases} x_{381} + x_{382} + x_{383} = 3 \\ \sum_{k=3}^{24} w_{1k} = 1 \end{cases} \quad (3.41)$$

$$\text{Eğer } P = 2 \text{ ise } \begin{cases} x_{381} + x_{382} = 2 \\ \sum_{k=2}^{24} w_{1k} = 1 \end{cases} \quad (3.42)$$

$$\text{Eğer } P = 3 \text{ ise } \begin{cases} x_{381} = 1 \\ \sum_{k=1}^{24} w_{1k} = 1 \end{cases} \quad (3.43)$$

$$\text{Eğer } SFK_t = 0 \text{ ise } \sum_{\substack{i=1 \\ i > 7 \\ i < 17}}^{38} x_{it} = 0 \quad \forall t=1..24 \quad (3.44)$$

$$\text{Eğer } SFK_t = 50 \text{ ise } \sum_{\substack{i=1 \\ i < 8 \\ i > 12}}^{38} x_{it} = 0 \quad \forall t=1..24 \quad (3.45)$$

$$\text{Eğer } SFK_t = 100 \text{ ise } \sum_{\substack{i=1 \\ i < 13 \\ i > 15}}^{38} x_{it} = 0 \quad \forall t=1..24 \quad (3.46)$$

$$\text{Eğer } SFK_t = 150 \text{ ise } \sum_{\substack{i=1 \\ i < 16 \\ i > 16}}^{38} x_{it} = 0 \quad \forall t=1..24 \quad (3.47)$$

Üretim modeli kapsamında oluşturulan matematiksel modelde kısıt (3.1) her t saatine yalnızca 1 üretim durumu atanmasını sağlar. Kısıt (3.2) her t saatine en fazla 1 tane

duruş atanmasını sağlar. Kısıt (3.3) geçerli olmayan w değerlerinin 0 olmasını sağlarken kısıt (3.4) santralin 1 gün içerisinde en fazla 24 saat duruş yapabildiğini ve duruşların üst üste gelmemesini sağlar. Kısıt (3.5) santral t saatinden başlayarak k saat kadar duruyorsa bu aralıkta üretimin yapılmasını engeller. Kısıt (3.6) duruşa geçiş üretim durumlarından biri olduktan sonra duruş olmalı şartını sağlar. Kısıtlar (3.7) ve (3.8) santralin önceki günden geliş durumlarına bağlı olarak santralin 4 saatten az duruş yapmasını engeller. Kısıt (3.9) santralin durabilmesi için bir önceki saatte duruşta olmaması (üretimde olması) gerekir şartını sağlar. Kısıt (3.10)'da Kısıt (3.3)'e benzer şekilde geçerli olmayan w değerlerinin 0 olmasını sağlar. Kısıtlar (3.11) ve (3.12) önceki günden geliş durumları göz önünde bulundurulduğunda santralin 8 saat ve daha az duruşla geldiği durumlarda yeniden çalışmaya başlayacağı zaman sıcak kalkış yapmasını sağlarken kısıtlar (3.13) ve (3.14) benzer şekilde santral 8 saat ve daha fazla duruşla geldiğinde, santralin ılık kalkış yapmasını sağlar. Kısıt (3.15) santralin sıcak kalkış yapmasından önceki saatte üretimin olmasını engeller. Kısıt (3.16) santral t saatinde kalkış 1 üretim durumlarından birinde ise santralin bu saatte sıcak kalkış yapmasını sağlarken kısıt (3.17) santralin duruş yaptığı saatte sıcak kalkış yapılmasını engeller. Kısıt (3.18) santralin ılık kalkış yapmasından önceki saatte üretimin olmasını engellerken, kısıt (3.19) santral t saatinde kalkış 2 üretim durumlarından birinde ise santralin bu saatte ılık kalkış yapmasını sağlar. Kısıt (3.20) santralin duruş yaptığı saatte ılık kalkış yapılmasını engeller. Kısıt (3.21) ise santralde t saatinde duruş varsa $t-1$ saatinde duruşa geçiş üretim durumlarından birinin seçilmesini sağlar. Kısıtlar (3.22), (3.23), (3.24), (3.25), (3.26) ve (3.27) santralde kalkış 1 ya da kalkış 2 durumları seçildiği durumda santralin sonraki 4 saat boyunca aralıksız olarak kararlı üretim seviyelerinden birinde çalışmasını sağlar. Kısıt (3.28) santralde t saatinde duruşa geçiş üretim durumlarından biri seçilmiş ise $t-1$ saatinde santralin üretimde olmasını sağlarken kısıt (3.29) santralde t saatinde kalkış 1 ve kalkış 2 üretim durumlarından biri seçilmiş ise $t-1$ saatinde santralin üretim olmamasını sağlar. Kısıtlar (3.30) ve (3.31) üretim durumları arası geçiş maliyetinin sağlanması için kullanılmaktadır. Kısıt (3.32) santralin t saatindeki üretim miktarının t saatinde seçilen üretim durumunun üretim kapasitesini aşmasını engeller. Kısıt (3.33) santralin 1 gün içerisinde en fazla 24 saat duruş yapabildiğini ve duruşların üst üste gelmemesini sağlar. Kısıt (3.34), (3.35) ve (3.36) santralin önceki günden kaç saatlik çalışma koşuluyla gelmesine bağlı olarak santralin en az 4 saatlik aralıksız çalışması gerektiği için yeni güne başladığında önceki günden geliş durumuna bağlı olarak

santralin 1., 2. ya da 3. saatlerde kararlı üretim seviyelerinden birine atanmasını sağlar. Kısıt (3.37), (3.38) ve (3.39) santralin önceki günden 3 saat ve daha az çalışma koşuluna bağlı olarak en az 4 saatlik aralıksız çalışma yaması gerektiği için $t=1$, $t=2$ ya da $t=3$ saatinde başlayan duruş yapılmasını engeller. Kısıt (3.40) santral önceki günden duruşa geçiş üretim durumlarından ile çalışır olarak geliyorsa en az 4 saat aralıksız durması gerektiği için yeni güne başladığında ilk 4 saat duruş üretim durumu olan 38. üretim durumuna atanmak zorundadır ve $t=1$ saatinden başlayan duruşlardan birine atanmalıdır koşulunu sağlamaktadır. Kısıt (3.41), (3.42) ve (3.43) benzer şekilde önceki günden kaç saatlik duruşla geldiğine bağlı olarak santralin en az 4 saatlik aralıksız duruş yapması gerektiği için yeni güne başladığında ilk 1, 2 ya da 3 saat duruş üretim durumu olan 38. üretim durumuna atanmak zorundadır ve $t=1$ saatinden başlayan duruşlardan birine atanmalıdır koşulunu sağlamaktadır. Kısıt (3.44) SFK tutulmadığı durumda santraldeki üretimin ilk 7 üretim durumuna ya da kalkış 1, kalkış 2, duruşa geçiş ya da üretimin olmadığı üretim durumlarından birine atanmasını sağlar. Kısıt (3.45), (3.46) ve (3.47) 50, 100 ya da 150 MWh SFK tutulduğu durumda santralin ilgili üretim durumlarından birine atanmasını sağlar.

3.2 Teklif Modeli

Teklif modelinde amaç elektrik üretim santraline sahip kullanıcılar için senaryo bazlı bir teklif modeli sunmak ve kâr maksimizasyonudur. Bu model kullanıcıların her bir senaryodan elde edecekleri geliri ve iki gün öncesinde SFK anlaşmasına girip bir yükümlülük altına girilmişse bu yükümlülüğün sağlanması durumunda elde edilecek getiriyi en büyükmektir.

Setler ve İndisler:

- t : zaman kümesi
- s : senaryo kümesi
- b : blok teklif kümesi
- v : sfk blokları

Parametreler:

- PTF_{ts} : Gün öncesi elektrik piyasasında belirlenmiş s senaryosuna ait t saatindeki piyasa takas fiyatı tahmini (\$/MWh)
- W_s : s senaryosunun ağırlığı

- N_b : b bloğunun uzunluğu (kaç saat sürdüğü)
- δ_{bt} : $\begin{cases} 1, & t \text{ saati } b \text{ bloğuna aitse.} \\ 0, & \text{d.d.} \end{cases}$
- YS_v : v bloğuna ait SFK yükümlülüğü
- G_v : v bloğunun SFK fiyatı
- M : Büyük

Karar Değişkenleri:

- r_{bt} : t saatinde b bloğunun üretim miktarı
- p_b : b bloğunun fiyatı
- $y_{bs} = \begin{cases} 1, & b \text{ bloğu } s \text{ senaryosunda kabul edildiyse} \\ 0, & \text{d.d.} \end{cases}$
- $z_b = \begin{cases} 1, & b \text{ bloğu teklif edildiyse} \\ 0, & \text{d.d.} \end{cases}$
- e_{bs} : b bloğunun s senaryosu durumundaki getirisi

Amaç Fonksiyonu:

$$\text{maksimize} \left(\sum_{s=1}^{40} \sum_{b=1}^{300} e_{bs} W_s + \sum_{v=1}^6 YS_v G_v \right)$$

Teklif modelinde amaç s senaryosundaki getiri ve SFK yükümlülüğünün sağlanması durumundaki getirinin maksimize edilmesidir.

Kısıtlar

$$\sum_{b=1}^{300} z_b \leq \theta \quad (3.48)$$

$$\sum_{t=1}^{24} PTF_{ts} \cdot \delta_{bt} - N_b \cdot p_b \leq y_{b,s} \cdot M + (1 - z_b) \cdot M \quad \forall b=1..300 \quad (3.49)$$

$$\forall s=1..40$$

$$N_b \cdot p_b - \sum_{t=1}^{24} PTF_{ts} \cdot \delta_{bt} \leq (1 - y_{b,s}) \cdot M + (1 - z_b) \cdot M \quad \forall b=1..300 \quad (3.50)$$

$$\forall s=1..40$$

$$\sum_{s=1}^{40} y_{bs} \leq z_b \cdot M \quad \forall b=1..300 \quad (3.51)$$

$$\sum_{t=1}^{24} r_{bt} \leq z_b \cdot M \quad \forall b=1..300 \quad (3.52)$$

$$r_{bt} \leq \delta_{bt} \cdot M \quad \forall t=1..24 \quad (3.53)$$

$$\forall b=1..300$$

$$\sum_{b=1}^{300} \delta_{bt} \cdot z_b \leq 1 \quad \forall t=1..24 \quad (3.54)$$

$$e_{bs} \leq y_{bs} \cdot M \quad \forall b=1..300 \quad (3.55)$$

$$\forall s=1..40$$

$$e_{bs} \leq \sum_{t=1}^{24} PTF_{ts} r_{bt} \delta_{bt} \quad \forall b=1..300 \quad (3.56)$$

$$\forall s=1..40$$

Teklif modeli kapsamında oluşturulan matematiksel modelde kısıt (3.48) teklif sayısının kısıtlanması gerektiği durumda teklif sayısını θ ile sınırlar. Kısıtlar (3.49) ve (3.50) b bloğunun s senaryosunda kabul edilme şartını göstermektedir. Bu şart genel olarak PTF'nin b bloğunun fiyatından büyük olduğu durumda teklifin kabulünü aksi durumda reddini sağlamaktadır. Kısıt (3.51) ilgili b bloğunda teklif verilmiyorsa bu teklifin herhangi bir senaryoda kabul edilmemesini sağlar. Kısıt (3.52) t saatinde b bloğu teklif edilmediyse bu saatte üretim olmasını engellerken kısıt (3.53) t saati b bloğuna ait değilse bu saatte üretim atamasını engeller. Kısıt (3.54) ilgili t saatinin en fazla 1 blokta kullanılmasını sağlar. Kısıt (3.55) b bloğunun s senaryosunda kabul edilme durumuyla elde edilecek kazancı ilişkilendirirken kısıt (3.56) s senaryosu altında elde edilecek kazancı göstermektedir.

3.3 Entegre Model

Entegre model 3.1 başlığı altında verilen üretim modeli kısıtlarından ve 3.2 başlığı altında verilen teklif modeli kısıtlarından oluşmaktadır. Entegre modelin amaç fonksiyonu ise kâr maksimizasyonu yapmaktadır. Bu kâr teklif modelinden elde edilecek gelir ile üretim modelinden elde edilecek maliyet farkından ortaya çıkmaktadır.

Entegre modelde, teklif modelinin parametrelerinden biri olan U_t entegre modele karar değişkeni olarak girmektedir. Ayrıca modeldeki senaryo bazlı kârı hesaplamak için her bir senaryonun kârı için $Profit_s$ isimli bir karar değişkeni oluşturulmuştur.

Amaç Fonksiyonu:

$$\text{maksimize} \left(\sum_{s=1}^{40} \sum_{b=1}^{300} e_{bs} W_s + \sum_{v=1}^6 YS_v G_v \right) -$$

$$\left(\sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{38} C_i x_{it} + 4 * \left(\sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{37} x_{it} Q_i \right) + 1000 * \left(\sum_{t=1}^{24} \sum_{i=17}^{30} x_{it} \right) + \sum_{i=1}^{38} \sum_{j=1}^{38} \sum_{t=1}^{24} H_{ij} o_{ijt} \right)$$

Üretim Modeli ve Teklif Modelini İlişkilendirme Kısıtı:

$$\sum_{b=1}^{300} r_{bt} \leq U_t \quad \forall t=1..24 \quad (3.57)$$

Senaryo Bazlı Kâr Hesabı:

$$\text{Profit}_s = \sum_{s=1}^{40} \sum_{b=1}^{300} e_{bs} + \sum_{v=1}^6 YS_v G_v - \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{38} C_i x_{it} - 4 * \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{37} x_{it} Q_i - 1000 * \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=17}^{30} x_{it} - \sum_{i=1}^{38} \sum_{j=1}^{38} \sum_{t=1}^{24} H_{ij} o_{ijt} \quad \forall s=1..40 \quad (3.58)$$

Entegre model nihai haline getirilirken üretim modeli ve teklif modeli kısıtlarına ek olarak kısıt (3.57) her t saatindeki bloklardaki üretim miktarının t saatindeki üretim miktarından küçük eşit olmasını sağlar. Bu kısıt iki modeli birbirine bağlayan U_t 'yi içerir. U_t iki modeldeki tek ortak değişkendir. Kısıt (3.58) ise modelde bir kısıtlama yapmazken her bir senaryonun kârının hesaplanması için kullanılır.



4. NÜMERİK ANALİZLER VE YÖNETİMSEL ÇIKARIMLAR

Gün öncesi elektrik piyasasında kombine doğal gaz çevrim santraline sahip bir üretici için 3. Bölümde önerilen entegre üretim planlama ve teklif modelini çözebilmek ve analizlerini gerçekleştirebilmek için modeldeki parametrelere gerçek hayat verileri ve/ya bu verilere yakın değerlerde verilere ihtiyaç duyulmaktadır. Çalışma Intel(R) Core™ i5-5200U CPU 2.20 GHz 2.20 GHz özelliklerine sahip bilgisayar ile kodlanmış ve IBM ILOG CPLEX ile çözülmüştür.

Entegre model için veri setleri ve değerleri EK 1’de paylaşılmıştır. Modeldeki i üretim durumundaki üretim kapasitesi ve i üretim durumundaki üretim maliyeti parametreleri olan Q_i ve C_i değerleri APLUS Enerji Yatırım Danışmanlık Teknoloji ve Ticaret Ltd. Şti. çalışanlarıyla görüşmeler sonucunda 1+1 yapısına sahip kombine doğal gaz çevrim santralleri için gerçek hayat verilerine en yakın değerler hesaplanarak bulunmuştur. C_i değerleri EK 2’de, Q_i değerleri ise 3. Bölümde bulunan Çizelge 3.1’de sunulmuştur. SFKt parametresi entegre modelde kesikli hale gelen 4 farklı durum için (0, 50, 100, 150 MWh) SFK bloklarına uygun olarak farklı durumları içerecek şekilde atanmıştır. Temel modelde yer alan SFK değerleri EK 3’te paylaşılmıştır.

Santralin önceki günden kaç saattir çalışıyor olarak geldiği modelin üretim kısmını büyük ölçüde etkileyen bir parametredir. Temel model çalıştırılırken santralin önceki günden 1 saattir çalışıyor olarak geldiği varsayılmaktadır (EK 4). Entegre model farklı senaryolar altında çalıştırılmaktadır. Kullanılacak olan modeldeki bir diğer varsayım ise bu senaryoların modele katkılarının eşit derecede olduğudur. Bu duruma bağlı olarak senaryo ağırlıkları $1/\text{senaryo sayısı}$ formülü ile hesaplanmaktadır.

Blok teklifler, belli bir zaman dilimini kapsayan tekliflerdir. Ardışık tam saatlerden meydana gelmektedirler. N_b parametresi b bloğunun kaç saati içerdiğini gösteren parametredir. Blok sayısının neden 300 olduğu ve hangi blokların hangi saatleri içerdiği Ek 5’te sunulmuştur. SFK fiyatları GÖP’ten bir gün önce belirlendiği için ilgili gün için gerçek hayat verileri dolar birimine çevrilerek modele parametre olarak girilmiştir. Entegre modeldeki bir diğer parametre ise PTF’lerdir. PTF’ler GÖP işleyişine bağlı olarak bir gün öncesinde belirlendiği için ilgili parametre için bir

tahmin yöntemi geliştirilmiştir. İlgili tahmin yöntemi bir sonraki başlık olan 4.1’de detaylı olarak açıklanacaktır.

4.1 Piyasa Takas Fiyatı Tahmini

Gerçek hayatta birçok problemde de karşılaşıldığı gibi problemler belirsizlik içerebilmektedirler. Gün öncesi elektrik piyasasında da piyasa katılımcıları PTF’ler için gerçek zamanlı problemde 1 gün öncesinde tekliflerini verdikleri için bu durum belirsizlik barındırmaktadır. Bu belirsizlik içeren parametre, katılımcıların olası kârlarını ya da zararlarını etkilediği için dikkati bir şekilde belirlenmelidir. Yapılan çalışma kapsamında PTF’ler modelin parametreleridir ancak problemin doğası gereği bir gün öncesinde belirlenen veriler olduğu için gerçekleşmiş veriler değil tahmin verileri kullanılması gerekmektedir.

Yapılan çalışmada kurulan model için belirlenecek PTF’ler için çeşitli yöntemler incelenmiştir ve PTF tahmini için regresyon analizi uygulanmasına karar verilmiştir. Regresyon analizi temel olarak geçmiş veriler kullanılarak tahmin edilmek istenen veriyi bağımlı ve bağımsız değişkenlerin kullanımıyla hesaplayan bir analiz yöntemidir [28].

Çalışma kapsamında önceki 4 hafta içi ve önceki 5 hafta içi günleri kullanılarak iki farklı regresyon modeli kurulmuş ve incelenmiştir. Örnek olarak 06.06.2022-10.06.2022 tarihlerini içeren hafta alınmıştır ve yapılan analizlerde bu tarihler kullanılmıştır. İlk durumda seçilen bir gün için son 10 hafta verileri kullanılarak hafta içi 5 gün de bağımsız değişken ve hafta içi 1 gün bağımlı değişken alınarak her saat için ayrı ayrı regresyon analizleri yapılmıştır. Çizelge 4.1’de regresyon analizi yapılan veri setinin bir bölümü sunulmuştur.

İkinci durumda aynı gün için tekrar son 10 haftanın verileri kullanılarak hafta içi ilk 4 gün de bağımsız değişken alınarak regresyon modeli kurulmuştur. Yapılan analiz verilerinin bir bölümü Çizelge 4.2’de verilmektedir.

Yapılan bu iki analize ek olarak üçüncü ve dördüncü durumlarda da sırasıyla ilk 5 gün ve 4 gün bağımsız değişken olarak kullanılarak 10 haftalık verilerin her biri hafta bazında alınarak haftalık regresyon modelleri oluşturulmuştur. Çizelge 4.3 ve Çizelge 4.4’te de örnek haftalar için regresyon analizleri gösterilmiştir.

Çizelge 4.1: Beş günün bağımsız değişken olduğu on haftalık regresyon analizi.

Bağımsız Değişken					Bağımlı Değişken	
Önceki Cuma	Pazartesi	Salı	Çarşamba	Perşembe		Cuma
121,1	112,86	123,09	110,19	103,3	11.03.2022	102,01
102,01	113,29	117,08	118,21	118,3	18.03.2022	118,9
118,9	101,6	118,19	117,78	117,87	25.03.2022	117,86
117,86	117,85	117,85	117,73	117,96	01.04.2022	170,7
170,7	82,6	143,08	157,31	149,71	08.04.2022	135,55
135,55	143,66	171,02	167,9	143,37	22.04.2022	170,74
170,74	169,99	169,99	169,56	148,98	29.04.2022	133,88
133,88	154,39	134,25	130,22	157,97	13.05.2022	150,44
150,44	153,85	150,08	141,01	144,55	27.05.2022	147,48
147,48	143,5	165,16	162,02	167,81	03.06.2022	157,63
Önceki Perşembe	Cuma	Pazartesi	Salı	Çarşamba		Perşembe
86,1	121,1	112,86	123,09	110,19	10.03.2022	103,3
103,3	102,01	113,29	117,08	118,21	17.03.2022	118,3
118,3	118,9	101,6	118,19	117,78	24.03.2022	117,87
117,87	117,86	117,85	117,85	117,73	31.03.2022	117,96
117,96	170,7	82,6	143,08	157,31	07.04.2022	149,71
149,71	135,55	143,66	171,02	167,9	21.04.2022	143,37
143,37	170,74	169,99	169,99	169,56	28.04.2022	148,98
148,98	133,88	154,39	134,25	130,22	12.05.2022	157,97
157,97	150,44	153,85	150,08	141,01	26.05.2022	144,55
144,55	147,48	143,5	165,16	162,02	02.06.2022	167,81
167,81	157,63	154,46	141,78	147,23	09.06.2022	

Çizelge 4.2: Dört günün bağımsız değişken olduğu on haftalık regresyon analizi.

Bağımsız Değişken				Bağımlı Değişken	
Pazartesi	Salı	Çarşamba	Perşembe		Cuma
112,86	123,09	110,19	103,3	11.03.2022	102,01
113,29	117,08	118,21	118,3	18.03.2022	118,9
101,6	118,19	117,78	117,87	25.03.2022	117,86
117,85	117,85	117,73	117,96	01.04.2022	170,7
82,6	143,08	157,31	149,71	08.04.2022	135,55
143,66	171,02	167,9	143,37	22.04.2022	170,74
169,99	169,99	169,56	148,98	29.04.2022	133,88
154,39	134,25	130,22	157,97	13.05.2022	150,44
153,85	150,08	141,01	144,55	27.05.2022	147,48
143,5	165,16	162,02	167,81	03.06.2022	157,63
Cuma	Pazartesi	Salı	Çarşamba		Perşembe
121,1	112,86	123,09	110,19	10.03.2022	103,3
102,01	113,29	117,08	118,21	17.03.2022	118,3
118,9	101,6	118,19	117,78	24.03.2022	117,87
117,86	117,85	117,85	117,73	31.03.2022	117,96
170,7	82,6	143,08	157,31	07.04.2022	149,71
135,55	143,66	171,02	167,9	21.04.2022	143,37
170,74	169,99	169,99	169,56	28.04.2022	148,98
133,88	154,39	134,25	130,22	12.05.2022	157,97
150,44	153,85	150,08	141,01	26.05.2022	144,55
147,48	143,5	165,16	162,02	02.06.2022	167,81
157,63	154,46	141,78	147,23	09.06.2022	

Yapılan regresyon analizlerinin sonucunda ortalama mutlak hata, ortalama hata kareleri ve ortalama mutlak yüzde hata değerlerine bakılarak matematiksel modellerde PTF tahminleri için kullanılacak olan verilerin 10 haftalık ve 5 hafta içi gününü bağımsız değişken olarak kabul eden regresyon modelinin kullanımına karar verilmiştir. Regresyon modellerinde hafta sonu verilerine yer verilmemiştir. Bunu sebebi hafta sonlarında piyasa yapısının hafta içi verileriyle kıyaslandığında değişkenlik göstermesi ve verilerin hafta içi verilerinden farklı olmasıdır. Ek olarak

PTF'ler hali hazırda çok fazla dalgalanmaları içeren elektrik piyasasının bu durumundan daha az etkilenmesi adına dolar cinsinden kullanılmıştır.

Çizelge 4.3: Beş günün bağımsız değişken olduğu bir haftalık regresyon analizi.

Bağımsız Değişken					Bağımlı Değişken	
Önceki Çarşamba	Perşembe	Cuma	Pazartesi	Salı		Çarşamba
97,62	86,1	121,1	112,86	123,09	09.03.2022	110,19
110,19	103,3	102,01	113,29	117,08	16.03.2022	118,21
118,21	118,3	118,9	101,6	118,19	23.03.2022	117,78
117,78	117,87	117,86	117,85	117,85	30.03.2022	117,73
117,73	117,96	170,7	82,6	143,08	06.04.2022	157,31
157,31	149,71	135,55	143,66	171,02	20.04.2022	167,9
167,9	143,37	170,74	169,99	169,99	27.04.2022	169,56
169,56	148,98	133,88	154,39	134,25	11.05.2022	130,22
130,22	157,97	150,44	153,85	150,08	25.05.2022	141,01
141,01	144,55	147,48	143,5	165,16	01.06.2022	162,02
162,02	167,81	157,63	154,46	141,78	08.06.2022	

Çizelge 4.4: Dört günün bağımsız değişken olduğu 1 haftalık regresyon analizi.

Bağımsız Değişken				Bağımlı Değişken	
Çarşamba	Perşembe	Cuma	Pazartesi		Salı
97,62	86,1	121,1	112,86	08.03.2022	123,09
110,19	103,3	102,01	113,29	15.03.2022	117,08
118,21	118,3	118,9	101,6	22.03.2022	118,19
117,78	117,87	117,86	117,85	29.03.2022	117,85
117,73	117,96	170,7	82,6	05.04.2022	143,08
157,31	149,71	135,55	143,66	19.04.2022	171,02
167,9	143,37	170,74	169,99	26.04.2022	169,99
169,56	148,98	133,88	154,39	10.05.2022	134,25
130,22	157,97	150,44	153,85	24.05.2022	150,08
141,01	144,55	147,48	143,5	31.05.2022	165,16
162,02	167,81	157,63	154,46	07.06.2022	

Çalışmada uygulanan regresyon modeli için son 10 haftalık veriler kullanılarak bütün hafta içi günlerin tahminlerinin beraber yapıldığı 50 satır (hafta içi 5 gün verisi * 10 hafta) ve 5 bağımsız değişken sütunu (son 5 hafta içi günleri) ve 1 bağımlı değişken sütunu içeren regresyon modeli oluşturulmuştur. Yapılan regresyon analizi günün bütün saatleri için (24 saat) ayrı ayrı oluşturulmuştur. Oluşturulan regresyon modelleri

sonucunda her bir saat için tahmin ve hata standart sapma değerleri bulunmuştur (Çizelge 4.5).

Çizelge 4.5: Tahmin ve hata standart sapma değerleri.

Saat	Tahmin	Hata Standart Sapma (Sigma)
00:00	137,406	15,269
01:00	124,567	18,417
02:00	117,222	19,241
03:00	119,812	20,174
04:00	121,873	19,478
05:00	121,299	15,951
06:00	111,966	22,615
07:00	114,283	20,681
08:00	141,993	15,119
09:00	141,837	17,826
10:00	137,235	13,977
11:00	139,072	11,038
12:00	119,033	18,055
13:00	124,066	17,011
14:00	137,257	13,792
15:00	134,354	17,284
16:00	137,509	14,886
17:00	141,110	14,269
18:00	140,997	16,198
19:00	145,531	15,993
20:00	152,024	9,177
21:00	150,575	8,300
22:00	139,484	10,421
23:00	128,549	17,753

Hata standart sapma değerleri ortalama hata karelerinin karekökleri kullanılarak hesaplanmıştır. Bulunan tahmin değerleri ve hata standart sapma değerlerine göre matematiksel modelde kullanılmak üzere normal dağılım olduğu varsayımı altında rassal PTF senaryoları üretilmiştir. Örnek olarak 5 senaryo Çizelge 4.6'da paylaşılmıştır.

Çizelge 4.6: Örnek PTF senaryo verileri.

Saat	Senaryo 1	Senaryo 2	Senaryo 3	Senaryo 4	Senaryo 5
00:00	128,273	153,835	149,108	128,760	143,329
01:00	119,519	87,776	125,515	136,053	102,408
02:00	111,590	121,611	95,437	108,325	138,037
03:00	147,089	144,463	130,550	123,159	111,335
04:00	97,176	120,136	142,741	151,832	140,841
05:00	95,145	135,405	93,003	141,251	122,690
06:00	135,373	108,786	132,804	76,194	94,506
07:00	96,217	110,142	100,357	136,450	121,688
08:00	109,382	143,992	135,923	142,322	157,204
09:00	112,481	149,976	127,802	148,573	141,745
10:00	116,883	129,853	135,087	130,212	139,918
11:00	141,594	131,145	154,488	158,942	148,008
12:00	127,374	152,150	140,379	97,980	110,396
13:00	136,203	94,402	113,646	144,845	114,037
14:00	131,452	150,963	138,959	137,621	166,803
15:00	123,464	116,380	135,839	140,927	154,357
16:00	119,968	144,434	135,435	149,344	140,584
17:00	137,258	143,876	150,813	125,539	133,026
18:00	152,809	158,158	134,722	168,491	147,823
19:00	144,336	130,859	171,189	136,860	154,422
20:00	145,458	160,454	163,372	143,571	150,795
21:00	146,330	137,429	157,243	160,603	165,287
22:00	144,940	145,308	148,045	146,138	132,821
23:00	121,152	151,111	142,194	134,928	130,547

4.2. Kâr Analizi

Çalışma kapsamında oluşturulan entegre model ve modele girilecek olan parametre kararlarından sonra modelin etkinliğini ölçebilmek adına kâr analizi yapılmıştır. Kâr analizi için regresyon analizlerinde de kullanılan 06.06.2022-10.06.2022 haftası verileri kullanılmıştır. Yapılacak olan analizin adımları aşağıdaki şekildedir.

- i. Bölüm 4.1’de oluşturulan regresyon analizi modeline göre beklenen değerler ve hata standart sapma değerleri kullanılarak gün içerisindeki her bir saat için ayrı ayrı olacak şekilde 24 saatlik 40 ayrı PTF senaryosu üretilir. Bu, çalışmada PTF seti olarak adlandırılmaktadır. 10 farklı PTF seti üretilir.
- ii. Her bir saat için farklı beklenen değer ve hata standart sapma verileriyle üretilen 40 senaryo, bir gün için 24 saat * 40 senaryo (960 veri) barındıran PTF

seti oluşturulur. Her bir veri seti için entegre model çözülür. Böylece PTF simülasyonu yapılmış 10 farklı çözüm elde edilmiş olur (üretim ve teklif planı olarak). Bunlar çalışmada entegre çözümler olarak adlandırılmıştır.

- iii. 10 çözüme ek olarak modelde bir de sadece regresyon analizinde bulunan beklenen PTF değerleri kullanılarak bir çözüm bulunur. Bu çözüm beklenen değere göre çözüm (11. çözüm) olarak adlandırılır.
- iv. 10 entegre çözüm ve beklenen değere göre çözüm (11. çözüm) bu kez 500'lük bir senaryo havuzunda çözüm kararları sabit tutularak çözülerek bu çözümlerin gerçeğe daha yakın gelir dağılımları bulunur.
- v. Bulunan çözümlerde en iyi sonucu ve gelir dağılımını veren çözüm entegre modelin nihai çözümü olarak kabul edilir.

Kâr analizi için yukarıdaki adımlar izlendiğinde iii. adımın sonunda entegre modelin 40 senaryo altındaki 10 farklı çözüm sonucu ve entegre modelin beklenen değer çözüm sonucu Çizelge 4.7'de verilmiştir.

Çizelge 4.7: 06.06.2022 tarihi için elde edilen çözüm sonuçları.

Çözümler (10 Simülasyon)	Entegre Senaryo Bazlı Çözümlerin Kâr Durumları (\$)	Beklenen Değer Çözümü Kâr Durumu (\$)
1	667.770	663.958
2	663.557	
3	652.488	
4	650.333	
5	651.033	
6	662.365	
7	669.812	
8	672.795	
9	659.338	
10	660.519	

Elde edilen model çözümlerine göre en yüksek getiriyi 40 fiyat senaryosu altında 8. çözüm 672.795\$ ile entegre modelin senaryo bazlı sonucu vermiştir. 40 senaryolu

çözüm altında minimum getiri 650.333 \$ olarak bulunmuştur. Beklenen değere göre elde edilen kâr ise entegre modelin maksimum ve minimum kârları arasında bir değer olan 663.958 \$ olarak bulunmuştur. 40 senaryo altında yapılan bu çözümlere ek olarak model ek olarak 06.06.2022 tarihi için gerçek PTF verileri için de çalıştırılmıştır. Gerçek hayatta ilgili gün gerçekleşen PTF verilerine göre 925.354 \$ kâr elde edilmektedir. Bu sonuç, eğer GÖP’te verilen PTF’ler öncesinde biliniyor olsaydı ilgili tarihte elde edilebilecek en yüksek gelir anlamına gelmektedir.

Yapılan optimizasyon sonucu elde edilen çözümler kaydedilmiştir. İlgili 10 senaryo bazlı çözüm ve 1 beklenen değerle çözüm yapılan model çözümleri 500 senaryolu çözüm havuzunda tekrar çözümlenerek 40 senaryo altında elde edilen kâr ve her bir çözüm için 500 senaryo altında beklenen kâr değerleri gerçeğe daha yakın bulunmuştur. Çizelge 4.8’de 40 senaryolu çözümler ve beklenen değer çözümü, 500 senaryolu çözüm havuzu sonuçları ile karşılaştırılmaktadır.

Çizelge 4.8: Temel çözümler ve 500 senaryo çözümlerinin karşılaştırılması.

Çözümler	40 Senaryo ve Beklenen Değer Çözümleri	Entegre Model 500 Senaryo Çözümleri
Entegre Model Senaryo Bazlı 1. Çözüm	667.770	424.509
Entegre Model Senaryo Bazlı 2. Çözüm	663.557	461.923
Entegre Model Senaryo Bazlı 3. Çözüm	652.488	577.698
Entegre Model Senaryo Bazlı 4. Çözüm	650.333	596.306
Entegre Model Senaryo Bazlı 5. Çözüm	651.033	653.930
Entegre Model Senaryo Bazlı 6. Çözüm	662.365	623.735
Entegre Model Senaryo Bazlı 7. Çözüm	669.812	584.744
Entegre Model Senaryo Bazlı 8. Çözüm	672.795	422.243
Entegre Model Senaryo Bazlı 9. Çözüm	659.338	529.360
Entegre Model Senaryo Bazlı 10. Çözüm	660.519	509.437
Entegre Model Beklenen Değer Çözümü	663.957	181.110

Burada görüldüğü gibi çözümlerin beklenen getirileri 500 fiyat senaryosu göz önüne alınca düşmektedir. Bu beklenilebilecek bir durumdur, zira entegre çözümlerin her biri bir 40 fiyat senaryosu için optimaldir ve bağımsız 500 fiyat senaryosunda beklenen getiri düşmektedir.

Yapılan Analiz sonuçlarına göre 40 senaryo altında bulunan temel çözümlerin en iyisi olan 8. çözüm 500 senaryo altında en iyi çözümü vermemektedir. Entegre 5. çözüm en iyi beklenen değere sahiptir. Buna karşın 500 senaryo havuzuna göre en kötü çözüm, entegre modelin beklenen değer ile çözümünden gelen kârdır (118.110\$). Bu sonuçlar incelendiğinde, modelin sadece beklenen değer ile çözülmesi elde edilebilecek kârı büyük ölçüde azalttığı ve senaryo bazlı yaklaşımın önemli bir farka yol açma potansiyeli olduğu görülmektedir.

Modelin sadece beklenen değer ile elde edilecek kâr ve senaryo bazlı en iyi çözümle elde edilecek beklenen kâr karşılaştırıldığında senaryo bazlı çözümün %371 daha iyi bir sonuç verdiği gösterilmektedir. Çizelge 4.9'da ise 500 senaryo havuzunda matematiksel model çözümlerinin minimum, maksimum ve standart sapma değerleri verilmektedir.

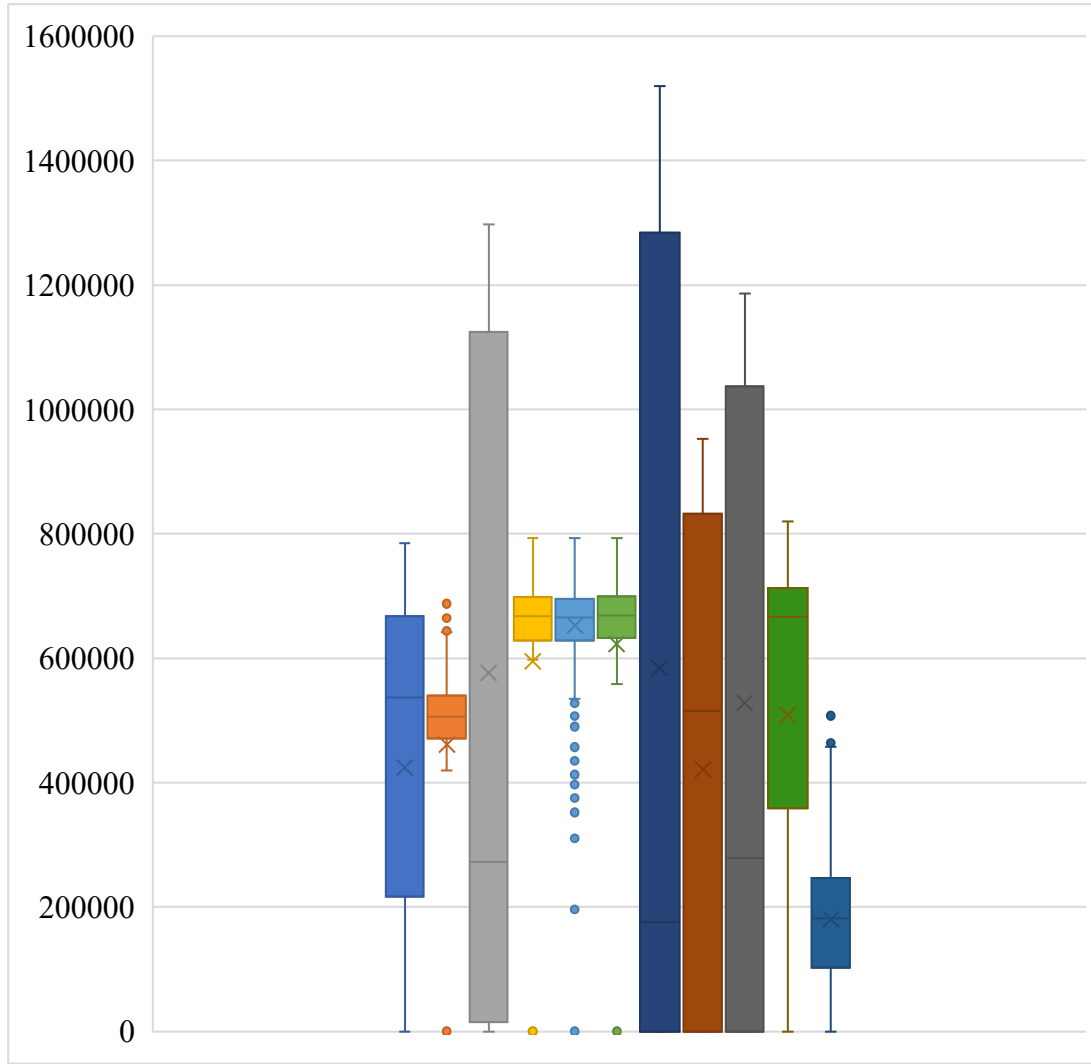
Çizelge 4.9'da bulunan kâr analizi sonuçları incelendiğinde, Çizelge 4.8'de bulunan sonuçları tek başına incelemenin yeterli olmadığı görülmektedir. Kâr analizi açısından sonuçlar incelendiğinde çözüm sonuçları birbirine yakın gibi görünse de aslında standart sapmalar incelendiğinde çözümler arasında anlamlı farklılıklar olduğu görülmektedir. Belirtilen sonuçların daha iyi incelenmesi adına EK [6-16]'da her bir çözüm için kutu grafikleri verilmiştir. Kutu grafiklerinin birleştirilmiş hali ise Şekil 4.1'de paylaşılmaktadır.

Karar vericilerin risk alma eğilimlerine bağlı olarak tercih edebilecekleri çözümler değişkenlik gösterebilmekle beraber, ilgili şekil incelendiğinde her ne kadar en yüksek maksimum kârı veren çözüm 7. çözüm olsa da hem ortalama kâr hem de minimum kâr açısından en iyi sonucu veren çözümün 5. çözüm olduğu görülmektedir.

Bütün çözümlerin kâr dağılımlarının daha iyi anlaşılması açısından histogram grafikleri de oluşturulmuştur. Ek [17-27]'de ilgili grafikler paylaşılmıştır. Yapılan bütün analizler ışığında senaryo bazlı yaklaşımın tek bir tahmine göre çözümle kıyaslandığında çok daha etkili olduğu sonucuna varılmıştır.

Çizelge 4.9: 500 senaryo kâr analizi sonuçları.

	Ortalama Kâr	Minimum	Maksimum	%95 Güven Aralığında Elde Edilebilecek En Düşük Kâr
Entegre Model 500 Senaryo 1. Çözüm	424.509	0	785.223	0
Entegre Model 500 Senaryo 2. Çözüm	461.923	0	687.558	0
Entegre Model 500 Senaryo 3. Çözüm	577.698	0	129.7448	0
Entegre Model 500 Senaryo 4. Çözüm	596.306	0	792.687	0
Entegre Model 500 Senaryo 5. Çözüm	653.930	196.299	792.687	542.259
Entegre Model 500 Senaryo 6. Çözüm	623.735	0	792.687	0
Entegre Model 500 Senaryo 7. Çözüm	584.744	0	1.519.884	0
Entegre Model 500 Senaryo 8. Çözüm	422.243	0	952.216	0
Entegre Model 500 Senaryo 9. Çözüm	529.360	0	1.186.605	0
Entegre Model 500 Senaryo 10. Çözüm	509.437	0	819.915	0
Beklenen Değer 500 Senaryo Çözümü	181.110	0	507.289	0



Şekil 4.1: 500 senaryo tabanlı çözümlerin sıralı kutu grafiği.

4.3 Duyarlılık Analizi

Duyarlılık analizi matematiksel modellerde farklı koşulların nasıl sonuçlar verdiğini göstermek için yapılabilmektedir. Oluşturulan entegre model de pek çok parametre içermekte olup piyasanın ya da kombine doğal gaz çevrim santraline sahip bir işletmenin farklı koşullar altında nasıl hareket edebileceği sorularına da yanıt bulabilir.

4.3.1 Tahmin hatasının iki katına çıkartılması

Piyasa takas fiyatları modelde bulunan hem belirsizlik içerdiği hem de gelirleri doğrudan etkilediği için önemli bir parametredir. PTF'ler gerçek hayatta fiziksel elektrik ticaretinden bir gün önce belli olduğu için 4.1 başlığında bu parametrenin tahmini için regresyon modeli kullanılmıştı. Senaryolar oluşturulurken tahmin

hatasının iki katı olduğu durumlar için de senaryolar çalıştırılmış ve modelden sonuçlar alınmıştır.

Yapılan analiz sonucunda en yüksek getiriye 682.784\$ ile 6. çözüm vermiş, minimum kâr ise 657.707\$ ile 7. çözümdür. Çizelge 4.7 ile karşılaştırıldığında 40 senaryolu 1hata standart sapma çözüm en yüksek getiri 672.795\$, minimum getiri ise 650.333\$ olarak bulunmuştur. Modelin tahmin hatası iki katına çıktığında elde edilen en yüksek getiri %1,46 artmış, minimum getiri ise %1,12 artarak model daha iyi sonuç vermiştir. Bunun sebebi tahmin hatası arttıkça modelde daha yüksek PTF'ler kullanılmış ve entegre model çözüm sonuçlarında bu PTF'leri kullanarak gelirini arttırmıştır.

Çizelge 4.10: Tahmin hatasına bağlı karşılaştırma.

Çözümler	Entegre Model 40 Senaryo 2 Kat Hata Standart Sapma Çözümleri Kâr Durumları (\$)
Entegre Model Senaryo Bazlı 1. Çözüm	659.256
Entegre Model Senaryo Bazlı 2. Çözüm	657.889
Entegre Model Senaryo Bazlı 3. Çözüm	680.874
Entegre Model Senaryo Bazlı 4. Çözüm	665.368
Entegre Model Senaryo Bazlı 5. Çözüm	681.045
Entegre Model Senaryo Bazlı 6. Çözüm	682.784
Entegre Model Senaryo Bazlı 7. Çözüm	657.707
Entegre Model Senaryo Bazlı 8. Çözüm	658.198
Entegre Model Senaryo Bazlı 9. Çözüm	666.225
Entegre Model Senaryo Bazlı 10. Çözüm	663.138

Yapılan optimizasyon sonucu elde edilen çözümler daha temel çözümde olduğu gibi kaydedilmiştir. İlgili 40 senaryo ve iki sigmalı 10 çözüm ile model çözümleri, 500 senaryolu çözüm havuzunda tekrar çözümlenerek 40 senaryo altında elde edilen kâr ve her

bir çözüm için 500 senaryo altında beklenen kâr değerleri bulunmuştur. Çizelge 4.11’de 40 senaryolu çözümler ve 500 senaryolu çözüm havuzu sonuçları karşılaştırılmaktadır. Analiz sonuçlarına göre 40 senaryo altında bulunan temel çözümlerin en iyisi olan 6. Çözüm 500 senaryo altında en iyi çözümü vermemektedir. Buna karşı olarak 500 senaryo havuzundaki en kötü çözüm de 40 senaryo altındaki en kötü çözüm değerini vermemektedir. Model beklenen değer çözümüyle karşılaştırıldığında %377 daha iyi sonuç vermektedir. Çizelge 4.12’de ise 500 senaryo havuzunda matematiksel model çözümlerinin minimum ve maksimum değerleri verilmektedir.

Çizelge 4.11: 40 senaryo 2 sigma ve 500 senaryo çözümlerinin karşılaştırılması.

Çözümler	Entegre Model 40 Senaryo 2 Sigma Çözümleri	Entegre Model 500 Senaryo Çözümleri
Entegre Model Senaryo Bazlı 1. Çözüm	659.256	1.337.211
Entegre Model Senaryo Bazlı 2. Çözüm	657.889	662.291
Entegre Model Senaryo Bazlı 3. Çözüm	680.874	759.111
Entegre Model Senaryo Bazlı 4. Çözüm	665.368	594.717
Entegre Model Senaryo Bazlı 5. Çözüm	681.045	497.607
Entegre Model Senaryo Bazlı 6. Çözüm	682.784	1.520.695
Entegre Model Senaryo Bazlı 7. Çözüm	657.707	1.307.615
Entegre Model Senaryo Bazlı 8. Çözüm	658.198	1.351.245
Entegre Model Senaryo Bazlı 9. Çözüm	666.225	1.099.391
Entegre Model Senaryo Bazlı 10. Çözüm	663.138	433.259

Çizelge 4.12: 2 sigmalı 500 senaryolu çözümlerin karşılaştırılması.

	Ortalama Kâr	Minimum	Maksimum	%95 Güven Aralığında Elde Edilebilecek En Düşük Kâr
2 Sigmalı 500 Senaryo 1. Çözüm	1.337.211	0	1.825.625	1.056.289
2 Sigmalı 500 Senaryo 2. Çözüm	662.291	428.206	890.655	515.805
2 Sigmalı 500 Senaryo 3. Çözüm	759.111	0	1.064.596	0
2 Sigmalı 500 Senaryo 4. Çözüm	594.717	0	818.674	434.410
2 Sigmalı 500 Senaryo 5. Çözüm	497.607	59.847	740.675	187.403
2 Sigmalı 500 Senaryo 6. Çözüm	1.520.695	0	1.834.810	137.659
2 Sigmalı 500 Senaryo 7. Çözüm	1.307.615	0	1.780.089	1.007.095
2 Sigmalı 500 Senaryo 8. Çözüm	1.351.245	0	1.855.995	627.670
2 Sigmalı 500 Senaryo 9. Çözüm	1.099.391	0	1.541.044	267.298
2 Sigmalı 500 Senaryo 10. Çözüm	433.259	0	691.017	0

Çizelge 4.12’de bulunan kâr analizi sonuçları incelendiğinde, Çizelge 4.11’de bulunan sonuçları tek başına incelemenin yeterli olmadığı görülmektedir. Kâr analizi açısından incelendiğinde çözümler arasında anlamlı farklılıklar olduğu görülmektedir. Karar vericilerin risk alma eğilimlerine bağlı olarak tercih edebilecekleri çözümler değişkenlik gösterebilecektir.

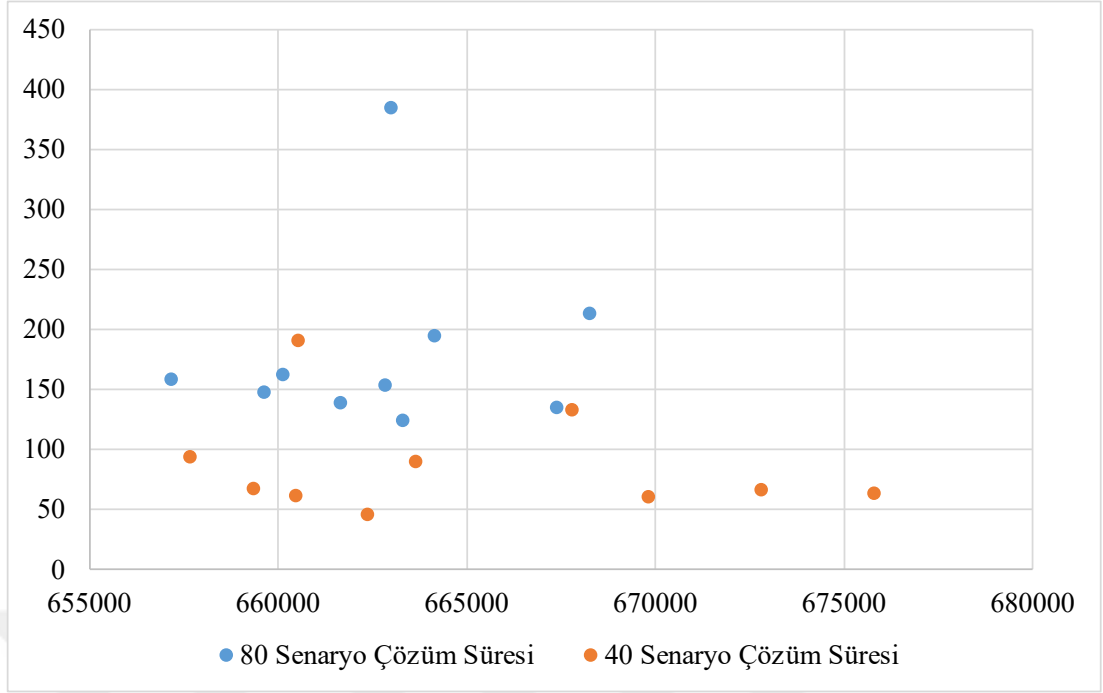
4.3.2 Senaryo sayısının değiştirilmesi

Kombine doğal gaz çevrim santralleri için entegre üretim planlama ve teklif modelinin PTF parametresi için bir diğer önemli unsur ise senaryo sayısıdır. Senaryo sayısı başlangıçta 10 senaryo ile başlanarak ikişer kat arttırılarak 20, 40 ve 80 senaryo olmak üzere denemeler yapılarak makul çözüm sürelerinde kâr analizleri yapılmıştır. Senaryo sayıları arttıkça çözüm süreleri de artmaktadır. Temel modele en uygun başlangıç senaryosunun 40 olacağına karar verilmiştir. Senaryo sayısı 2 kat arttığı durumda ortaya çıkan veriler Çizelge 4.13'te verilip, yapılan analizler Şekil 4.2'de verilmiştir.

Çizelge 4.13: Senaryo sayısının çözüme etkisi.

	80 Senaryo Elde Edilen Kâr	80 Senaryo Çözüm Süresi	40 Senaryo Elde Edilen Kâr	40 Senaryo Çözüm Süresi
1. Çözüm	667.380	135,43	667.770	133,28
2. Çözüm	662.842	154,27	660.470	61,62
3. Çözüm	668.247	213,75	663.651	90,76
4. Çözüm	657.160	158,67	657.672	94,39
5. Çözüm	664.154	195,07	675.805	64,27
6. Çözüm	663.301	124,17	662.365	46,53
7. Çözüm	661.655	139,58	669.812	61,27
8. Çözüm	659.613	148,5	672.795	67,26
9. Çözüm	660.124	162,7	659.338	67,88
10. Çözüm	663.001	384,75	660.519	191,44
Ortalama	662.748	181,689	665.019	87,87

Yapılan analizler incelendiğinde senaryo sayısının artması beklenen kârlar üzerinde önemli bir farka yol açmazken, standart sapma değerlerinin ciddi bir şekilde değiştığı gözlemlenmektedir. Senaryo sayısı arttığında standart sapma değeri düşüş göstermektedir. Bu senaryo sayısındaki artışların model sonuçları için daha güvenilir sonuçlar verebileceğinin göstergesidir. Önemli olan bir diğer nokta ise modelin çözüm süreleridir. Modelin makul çözüm sürelerinde sonuç vermesi beklenmektedir. Senaryo sayısındaki artış çözüm sürelerini arttırdığı için karar verici için önemli olan kriterlere göre senaryo sayısı belirlenebilir.



Şekil 4.2: Senaryo sayısı karşılaştırması.

Çizelge 4.14’te bulunan kâr analizi sonuçları incelendiğinde, Çizelge 4.13’te bulunan 80 senaryo kâr analizi sonuçlarının tek başına yorum yapmak için yeterli olmadığı görülmektedir. Ortalama kâr açısından en iyi çözümü 6. çözüm verirken, en düşük standart sapma değeri 8. çözümde ortaya çıkmıştır. Karar vericilerin risk alma eğilimlerine bağlı olarak tercih edebilecekleri çözümler değişkenlik gösterebilecektir. Model beklenen değer çözümüyle karşılaştırıldığında 500 senaryo üzerinden, %751 daha iyi sonuç vermektedir. Sonuç olarak model 40 senaryolu çözüm ve 500 senaryo çözüm havuzu çözümleri, 40 senaryolu 2 kat tahmin hatalı çözüm ve 500 senaryolu çözüm havuzu çözümleri ve 80 senaryo çözümleri ve 500 senaryolu çözüm havuzu çözümleriyle çözülmüştür.

Yapılan analizler sonucunda beklenen değer çözümleri bütün çözümlerde ciddi derecede daha düşük sonuç vermektedir. Bu çalışmanın senaryo bazlı olarak çok daha iyi sonuç verdiğini göstermektedir. Çözümlerin beklenen değerle olan çözüme göre yüzde getirisini birbirleri ile kıyaslandığı durumda en yüksek oran %751 ile 80 senaryo çözümleri için 500 senaryolu havuz çözümdür. Bu çözümü %377 ile 40 senaryo 2 sigma çözümleri için 500 senaryolu çözüm havuzu çözümü ve %371 ile 40 senaryo çözümleri için 500 senaryolu çözüm havuzu çözümleri izlemektedir. Sonuçlarda dikkat çeken nokta senaryo sayısının 500 senaryo havuzu altında çözümlerinde önemli

derece etkili olduğu ve senaryo sayısının artmasının çözüm kârlarının artmasında önemli bir rol oynadıdır

Çizelge 4.14: 80 senaryo çözümleri 500 senaryo havuzundaki karşılaştırmaları.

	Ortalama Kâr	Maksimum	Minimum	%95 Güven Aralığında Elde Edilebilecek En Düşük Kâr
80 Senaryo, 500 Senaryo Havuzu 1. Çözümü	1.754.849	2.241.559	0	648.085
80 Senaryo, 500 Senaryo Havuzu 2. Çözümü	1.202.766	1.398.654	0	739.322
80 Senaryo, 500 Senaryo Havuzu 3. Çözümü	1.318.715	1.652.479	0	0
80 Senaryo, 500 Senaryo Havuzu 4. Çözümü	920.630	1.530.784	0	0
80 Senaryo, 500 Senaryo Havuzu 5. Çözümü	666.380	792.687	531.593	589.200
80 Senaryo, 500 Senaryo Havuzu 6. Çözümü	1.792.201	2.485.921	0	257.411
80 Senaryo, 500 Senaryo Havuzu 7. Çözümü	617.144	792.687	0	0
80 Senaryo, 500 Senaryo Havuzu 8. Çözümü	1.711.427	2.372.643	0	126.241
80 Senaryo, 500 Senaryo Havuzu 9. Çözümü	1.642.161	2.354.680	0	274.690
80 Senaryo, 500 Senaryo Havuzu 10. Çözümü	1.414.209	2.241.708	0	0

Yapılan analizler ek olarak yapılan çalışmada her bir çözüm yöntemi için %95 güven aralığı altında elde edilebilecek en düşük kâr miktarları paylaşıdır. Bu değerler %95

ihtimalle uygulanan çözüm yönteminin en az ilgili miktarlar kadar kâr sağlayacağı anlamına gelmektedir. Ek olarak model 500 senaryo için tek başına çalıştırılmıştır. Bu çözümün alınması 126 dakika uzunluğunda olmakla beraber daha önce yapılan 40 senaryo ve 80 senaryo çözümlerine yakın ortalama kâr değeri bulmuştur. Modelin 40 senaryo ve 80 senaryoya kıyasla çok uzun sürede çözüm vermesi ve yaklaşık bir değer bulması mevcut senaryo sayılarıyla yapılan çalışmaların makul olduğunu göstermektedir.





5. SONUÇ, TARTIŞMA VE GELECEK ÇALIŞMALAR

Elektrik kuşkusuz içinde bulunduğumuz yüzyılın vazgeçilmesi çok zor olan bir unsurdur. Artan elektrik ihtiyacını karşılamak için geçmişten günümüze artan elektrik üretim kaynakları çeşitliliğine rağmen doğal gaz çevrim santralleri hâlâ hem ülkemizde hem de uluslararası arenada önemli bir paya sahiptir. Yapılan çalışma kapsamında kombine doğal gaz çevrim santraline sahip bir üretici için gün öncesi elektrik piyasasında piyasa katılımı sağlayabilmesi ve mevcut kaynaklarını en iyi şekilde kullanabilmesi için entegre bir üretim planlama ve teklif modeli sunulmuştur.

Sunulan modelin ilk kısmında üretim modeli santralin bir önceki günden gelişlerini, santralin arka arkaya 4 saat çalışma kısıtı ve durduğu zaman 4 saat aralıksız durma kısıtını, sektördeki üretim, bakım onarım ve işçilik gibi maliyetleri göz önüne alarak oluşturulmuştur. Entegre modelin ikinci aşamasında ise teklif modeli oluşturulmuştur. Bu modelde en büyük kısıt gerçek hayatta da olduğu gibi teklif fiyatının PTF'den büyük olması durumunda teklifin geçerli olmamasıdır. Ek olarak bir teklifin kabul edilebilmesi için ilgili teklifin karar verici tarafından teklif edilmesi de gerekmektedir. Bu durumlar göz önüne alınarak oluşturulan teklif modeli ise beklenen geliri en yüksek seviyeye çıkarmayı hedeflemektedir.

Matematiksel modelin kurulmasından sonra yapısı gereği belirsizlik barındıran PTF'ler için bir tahmin yöntemi geliştirilmiştir. Tahmin metodu farklı şekillerde denenerek son olarak önceki 10 haftalık veriler ile 5 hafta içi günün bağımsız değişken olarak alındığı regresyon modeli olarak kullanılmıştır. İlgili analiz her bir saat için ayrı ayrı oluşturulmuş ve her bir saat için bir beklenen değer ve sigma değeri elde edilmiştir. Elde edilen bu iki değere göre normal dağılım varsayımı altında senaryolar üretilmiş ve stokastik bir yapı içeren PTF'lerin bu durumdan olabildiğince az etkilenmesi hedeflenmiştir. Matematiksel modelin 40 senaryo altında çalıştığı 10 farklı çözüm ve beklenen değerler ile tek senaryo ile çalıştığı iki farklı durum çalışmada analiz edilmiştir. İlgili senaryolar için yapılan çözümler kayıt altına alınmış ve bundan sonra 500 senaryo içeren bir havuzda bu çözümler tekrarlamıştır. Tekrarlanan çözümlerin sonuçları ile minimum ve maksimum değerlerde elde edilen kâr miktarları üzerinden değerlendirildi. Sonuçlar kutu grafiği ve histogram aracılığıyla da

yorumlanmıştır. Yapılan analizlerin sonucunda tek bir senaryo çözümündense kullanılan senaryo bazlı çözümlerin beklenen değerler ve standart sapmalar açısından değerlendirildiğinde daha iyi sonuç verdiği görülmektedir. Ek olarak modelin tahmin hatasının iki katına çıkartıldığı durum için de kâr analizi yapılmıştır. Bütün bu analizlerin sonucunda modelden çıkan temel sonuç belirsizliği göz önüne alarak oluşturulan senaryo tabanlı yaklaşım tek bir çözümle kıyaslandığında %371 daha iyi sonuç vererek çok önemli bir fark oluşturmaktadır.

Yapılan çalışma literatüre katkıları açısından değerlendirildiğinde araştırıldığı kadarıyla doğal gaz çevrim santrallerinde daha önce hem üretim planlama hem de teklif modelinin kullanıldığı entegre bir yaklaşım bulunmamaktadır. Bu açıdan üreticiler için birbirinden oldukça yüksek oranda etkilenen bu iki kararın beraber alınabilmesi belenen kârlarını arttırmada ya da olası kayıpları en aza indirmede önemli bir rol oynayabilecektir. Oluşturulan matematiksel modelin hem üretim planlama hem de teklif modelleri literatürde bu detayda ve çalışmada uygulanan şekliyle daha önce ele alınmamıştır. Bu durum yapılan çalışmayı özgün hale getirmektedir. Çalışmanın orijinalliğine ek olarak model makul çözüm sürelerinde (6 saniye- 480 saniye) aralığında çözüm vererek sektör için kullanılması olası bir yapıdadır.

Gelecek çalışmalarda özellikle PTF tahminleri için kullanılan regresyon modeli, mevcut durum için yeterince iyi sonuçlar vermiş olsa da piyasa dalgalanmalarını ve sektörün çevresel faktörlerden etkilenen kırılğan bir yapısı göz önüne alındığında bu durumları da içerebilecek tahmin yöntemleri kullanabilir. Ek olarak şu an modele parametre olarak giren SFK fiyatları da piyasa işleyişi gereği mevcut günden iki gün önce belirlenmektedir. Oluşturulan modelde SFK değerleri de PTF'ler gibi bir tahmin metodu yardımıyla belirlenerek kullanıcılara bütüncül bir piyasa hakimiyeti sağlayabilir.

KAYNAKLAR

- [1] **Url- 1:** <https://www.teias.gov.tr/tr-TR/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri>, Alındığı tarih: 12.11.2021
- [2] **Url- 2:** <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-167/resmi-istatistikleri>, Alındığı tarih: 12.11.2021
- [3] **Breeze, P.** (2005). *Power Generation Technologies*, London: Elsevier.
- [4] **Url-3:** https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi_enerji_elektrik#:~:text=2022%20y%C4%B1%C4%B1%20Nisan%20ay%C4%B1%20sonu,%C3%BC%20ise%20di%C4%9Fer%20kaynaklar%20%C5%9Feklindedir, Alındığı tarih: 15.05.2022
- [5] **Yazıtış, F.** (2011). Genel Enerji Görünümü ve Elektrik Piyasalarına Giriş, *DEK Atölye Sunumu*.
- [6] **Url-4:** <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-128-3/elektrikel-kitaplari>, Alındığı tarih: 15.12.2021
- [7] **Url-5:** [https://www.enerjiportali.com/elektrik-piyasasi-nasil-islemektedir/#:~:text=Dengeleme%20G%C3%BC%C3%A7%20Piyasas%C4%B1%20\(DGP\)%3A,dengeleme%20faaliyetleri%20i%C3%A7in%20kullan%C4%B1lan%20piyasad%C4%B1r.](https://www.enerjiportali.com/elektrik-piyasasi-nasil-islemektedir/#:~:text=Dengeleme%20G%C3%BC%C3%A7%20Piyasas%C4%B1%20(DGP)%3A,dengeleme%20faaliyetleri%20i%C3%A7in%20kullan%C4%B1lan%20piyasad%C4%B1r.), Alındığı tarih: 15.12.2021
- [8] **Url-6:** <https://www.epias.com.tr/genel-esaslar/>, Alındığı tarih: 15.12.2021
- [9] **Url-7:** <https://www.epias.com.tr/dgp-sureci/>, Alındığı tarih: 15.12.2021
- [10] **Url-8:** <https://silo.tips/download/trkiye-elektrik-letim-a-primer-frekans-kontrol-hizmetinin-uygulanmasna-likin-el>, Alındığı tarih: 15.12.2021
- [11] **Url-9:** <https://www.epias.com.tr/gun-ici-piyasasi/giris/>, Alındığı tarih: 17.12.2021
- [12] **Url-10:** <https://www.epias.com.tr/gun-oncesi-piyasasi/surecler/>, Alındığı tarihi: 13.04.2022
- [13] **Url-11:** <https://www.epias.com.tr/gun-oncesi-piyasasi>, Alındığı tarih: 17.12.2021
- [14] **Url-12:** <https://www.epias.com.tr/gun-oncesi-piyasasi/teklifler/>, Alındığı tarih: 13.04.2022
- [15] **Url-13:** <https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2019/07/G%C3%96P-2.-FAZ-Yeni-Teklif-Tipleri-4.pdf>, Alındığı tarih: 13.04.2022
- [16] **Url-14:** https://www.epias.com.tr/wp-content/uploads/2016/11/ptf_belirleme_yontemi_v1.pdf Alındığı tarih: 13.04.2022
- [17] **Ibrahim, T. K., Mohammed, M. K., Al Doori, W. H. A., Al-Sammarraie, A. T. and Basrawi F.** (2019) Study of The Performance of The Gas Turbine Power Plants From The Simple To Complex Cycle: A Technical Review, *Journal of Advanced Research in Fluid Mechanics and Thermal Sciences*, 57, Issue 2 (2019), 228-250.

- [18] **Url-15:** https://www.academia.edu/8017469/DO%20%28%29%20EALGAZ_YAKI_TLI_KOMB%20%28%29%20NE_%20%28%29%20EVR%20%28%29%20M_SANTRALLARI?auto=download, Alındığı tarih: 21.12.2021
- [19] **Tanrisever, F., Shahmanzari, M. and Büke, B.** (2020). European Electricity Day-Ahead Markets: A Review of Models and Solution Methods. Available at SSRN 3517267.
- [20] **González, J.L., Dimoulkas, I. and Amelin, M.** (2014). Operation planning of a CSP plant in the spanish day-ahead electricity market, *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14)*, 2014, pp. 1-5, doi: 10.1109/EEM.2014.6861303.
- [21] **Ruan, J. and Cao, Y.** (2021). A Day-Ahead Scheduling Model of Electricity-Gas Integrated System with Power-to-Gas, *Journal of Physics: Conference Series*, 2121 012003.
- [22] **Garievskii, M. V.** (2020). Optimization of CCGT operating modes at variable loads taking into account equivalent operating hours, *Journal of Physics: Conference Series*, 1683 042022.
- [23] **Parhizkar, T., Mosleh, A. and Roshandel, R.** (2017). Aging based optimal scheduling framework for power plants using equivalent operating hour approach, *Applied Energy*, vol. 205, pp. 1345–1363, 2017.
- [24] **Zhang, X., Shahidehpour, M., Alabdulwahab, A. and Abusorrah, A.** (2016). Hourly Electricity Demand Response in the Stochastic Day-Ahead Scheduling of Coordinated Electricity and Natural Gas Networks, *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(1), 592-601.
- [25] **Windler, T., Busse, J. and Rieck, J.** (2019). One month-ahead electricity price forecasting in the context of production planning, *Journal of Cleaner Production*, 238 (2019) 117910
- [26] **Mielczarski, W., Michalik, G. and Widjaja, M.** (1999). Bidding strategies in electricity markets," *Proceedings of the 21st International Conference on Power Industry Computer Applications. Connecting Utilities. PICA 99. To the Millennium and Beyond (Cat. No.99CH36351)*, pp. 71-76, doi: 10.1109/PICA.1999.779387.
- [27] **Ji, Z. and Huang, X.** (2017) Coordinated bidding strategy in synchronized electricity and natural gas markets, 2017 Asian Conference on Energy, Power and Transportation Electrification (ACEPT), 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/ACEPT.2017.8168576.
- [28] **Freund, R. J. and Wilson, W. J.** (2006). *Regression Analysis: Statistical Modeling of a Response Variable*. San Diego: 2nd Edition

EKLER

EK 1: Çözülen Entegre Modelin Veri Seti

EK 2: Çözülen Entegre Modelin Ci Parametresi

EK 3: Çözülen Entegre Modelin SFKt Parametresi

EK 4: Çözülen Entegre Modelin Önceki Günden Geliş Durumunu Gösteren Parametreler

EK 5: Alternatif Blokların ve Blok Sayısının Gösterimi

EK 6: 500 Senaryo Bazlı Entegre Model 1. Çözüm Kâr Dağılımı

EK 7: 500 Senaryo Bazlı Entegre Model 2. Çözüm Kâr Dağılımı

EK 8: 500 Senaryo Bazlı Entegre Model 3. Çözüm Kâr Dağılımı

EK 9: 500 Senaryo Bazlı Entegre Model 4. Çözüm Kâr Dağılımı

EK 10: 500 Senaryo Bazlı Entegre Model 5. Çözüm Kâr Dağılımı

EK 11: 500 Senaryo Bazlı Entegre Model 6. Çözüm Kâr Dağılımı

EK 12: 500 Senaryo Bazlı Entegre Model 7. Çözüm Kâr Dağılımı

EK 13: 500 Senaryo Bazlı Entegre Model 8. Çözüm Kâr Dağılımı

EK 14: 500 Senaryo Bazlı Entegre Model 9. Çözüm Kâr Dağılımı

EK 15: 500 Senaryo Bazlı Entegre Model 10. Çözüm Kâr Dağılımı

EK 16: 500 Senaryo Bazlı Beklenen Değerli Entegre Model Çözümü Kâr Dağılımı

EK 17: Senaryo Bazlı Entegre Model 1. Çözüm Kâr Dağılım Histogramı

EK 18: Senaryo Bazlı Entegre Model 2. Çözüm Kâr Dağılım Histogramı

EK 19: Senaryo Bazlı Entegre Model 3. Çözüm Kâr Dağılım Histogramı

EK 20: Senaryo Bazlı Entegre Model 4. Çözüm Kâr Dağılım Histogramı

EK 21: Senaryo Bazlı Entegre Model 5. Çözüm Kâr Dağılım Histogramı

EK 22: Senaryo Bazlı Entegre Model 6. Çözüm Kâr Dağılım Histogramı

EK 23: Senaryo Bazlı Entegre Model 7. Çözüm Kâr Dağılım Histogramı

EK 24: Senaryo Bazlı Entegre Model 8. Çözüm Kâr Dağılım Histogramı

EK 25: Senaryo Bazlı Entegre Model 9. Çözüm Kâr Dağılım Histogramı

EK 26: Senaryo Bazlı Entegre Model 10. Çözüm Kâr Dağılım Histogramı

EK 27: Senaryo Bazlı Entegre Model Beklenen Değer Çözümü Kâr Dağılım Histogramı

EK 1

Çizelge Ek.1: Entegre modelin veri seti.

Zaman [t] 24	Zaman Kümesi
Üretim Durumu [i] 38	Üretim Seviyeleri (Üretim Durumu) Kümesi
Duruş [k] 24	Yapılabilecek Duruşların Kümesi
Üretim Durumu Geçiş [j] 38	Üretim Durumları Arası Geçiş Kümesi
Senaryo [s] 40	Senaryo Sayısı Kümesi
Blok Teklif [b] 300	Blok Tekliflerin Kümesi
SFK Blok [v] 6	SFK Blokları Kümesi

EK 2

Çizelge Ek.2: Entegre modelin Ci parametresi.

C[i]	
Stateler	Maliyetleri
1	26115,5
2	30008,125
3	33769,3333
4	37399,125
5	40897,5
6	44264,4583
7	47975
8	30008,125
9	33769,3333
10	37399,125
11	40897,5
12	44264,4583
13	33769,3333
14	37399,125
15	40897,5
16	37399,125
17	11851,8519
18	13403,4043
19	14854,8549
20	16206,2062
21	17457,4575
22	18608,6086
23	19659,6597
24	27419,3548
25	28651,4337
26	29659,4982
27	30443,5484
28	31003,5842
29	31339,6057
30	31451,6129
31	11666,6667
32	12654,9145
33	13910,2564
34	15432,6923
35	17222,2222
36	19275,8462
37	21602,5641
38	0

EK 3

Çizelge Ek.3: Entegre modelin SFKt parametresi.

SFK[t]	
Saat	SFK Tutulma Miktarı
1	150
2	150
3	150
4	150
5	0
6	0
7	0
8	50
9	50
10	50
11	50
12	0
13	0
14	0
15	0
16	0
17	0
18	0
19	0
20	0
21	0
22	0
23	0
24	0

EK 4

Çizelge Ek.4: Entegre modelin önceki günden geliş durumu parametreleri.

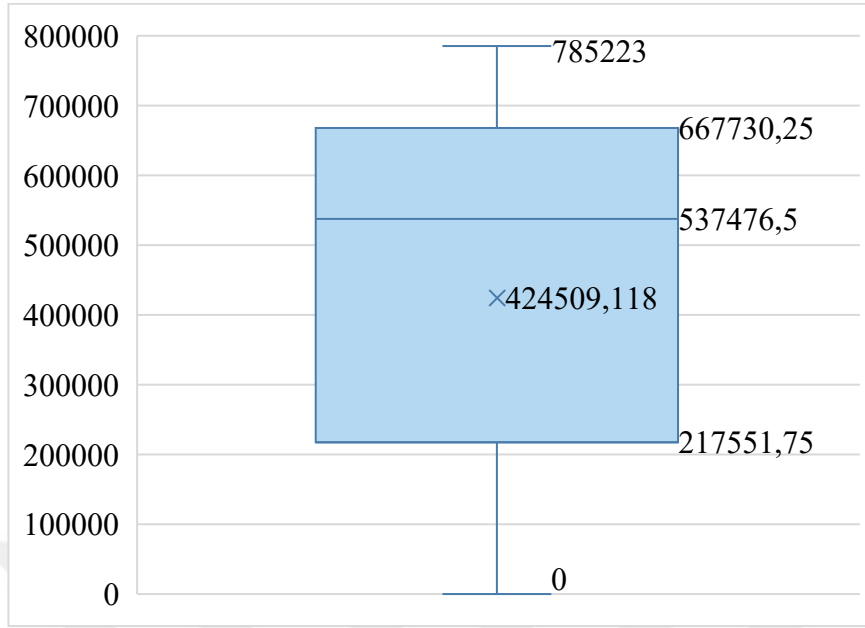
Önceki Günden Geliş Durumu	
P	L
0	1

EK 5

Çizelge Ek.5: Alternatif blokların ve blok sayısının gösterimi.

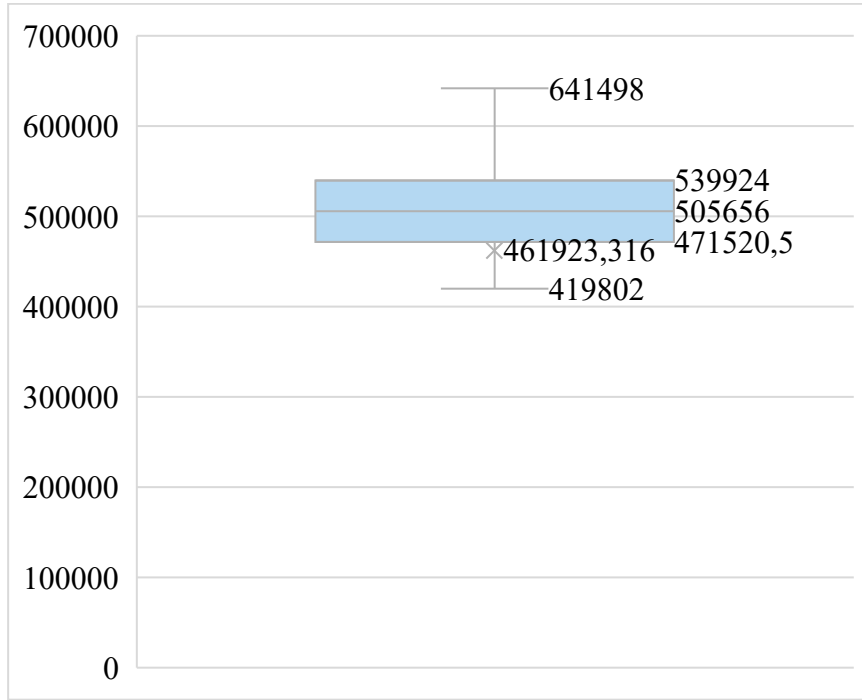
Her Saat İçin Blok Alternatifleri																									Toplam Blok Sayısı	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	24
2	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
3	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	22
4	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	21
5	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	20
6	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	19
7	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	18
8	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	17
9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	16
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	14
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	11
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	10
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	9
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	8
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	7
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	6
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	5
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	4
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	3
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
																										300

EK 6



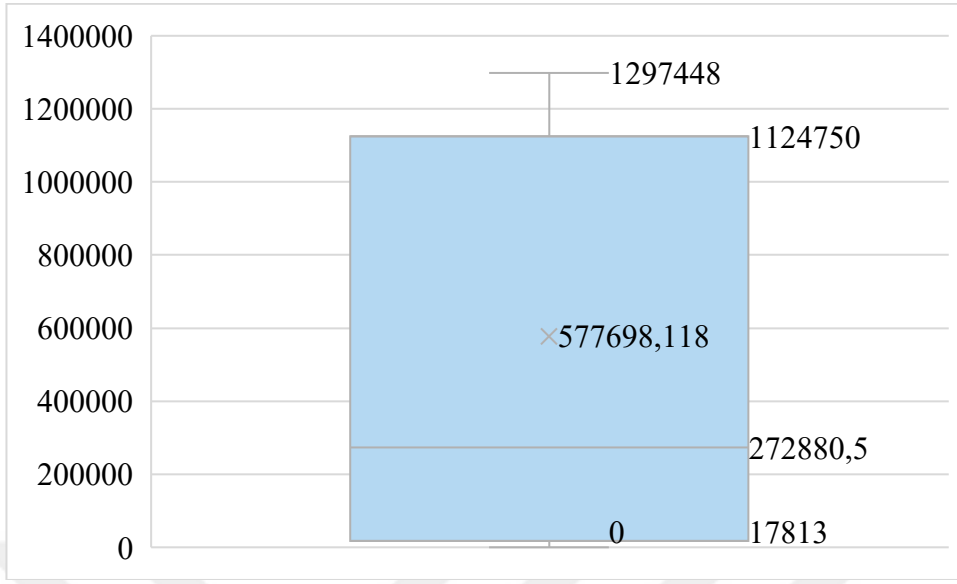
Şekil Ek.1: 500 senaryo bazlı entegre model 1. çözüm kâr dağılımı.

EK 7



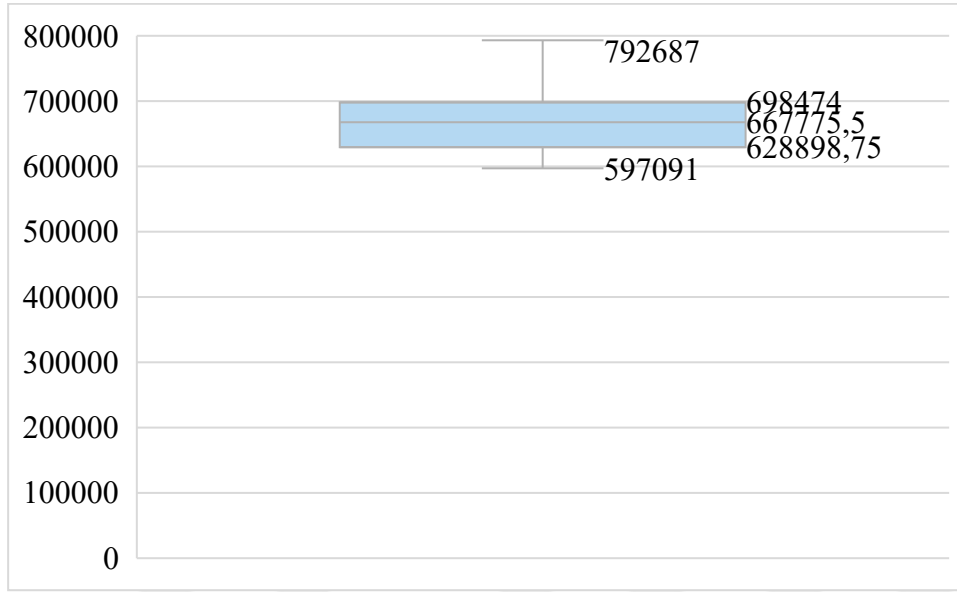
Şekil Ek.2: 500 senaryo bazlı entegre model 2. çözüm kâr dağılımı.

EK 8



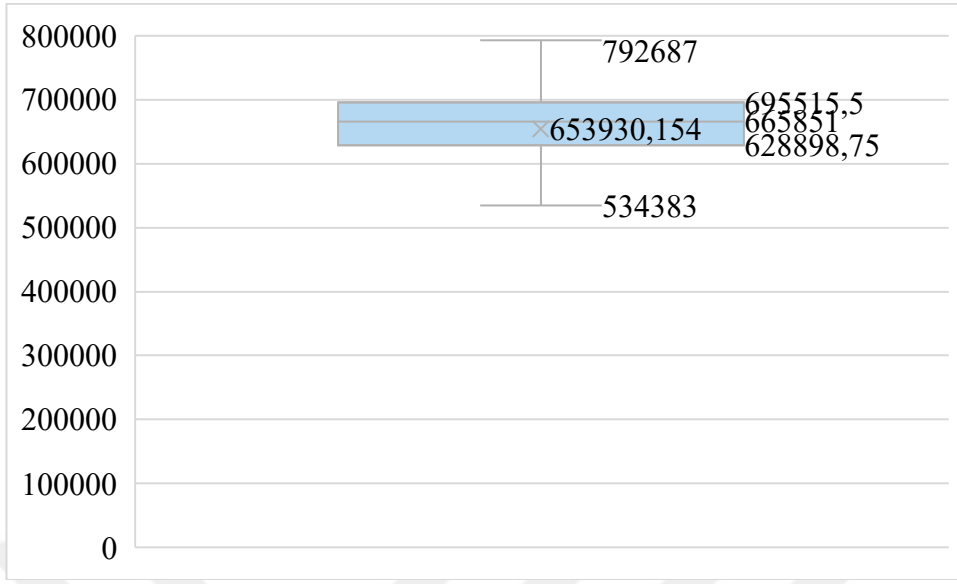
Şekil Ek.3: 500 senaryo bazlı entegre model 3. çözüm kâr dağılımı.

EK 9



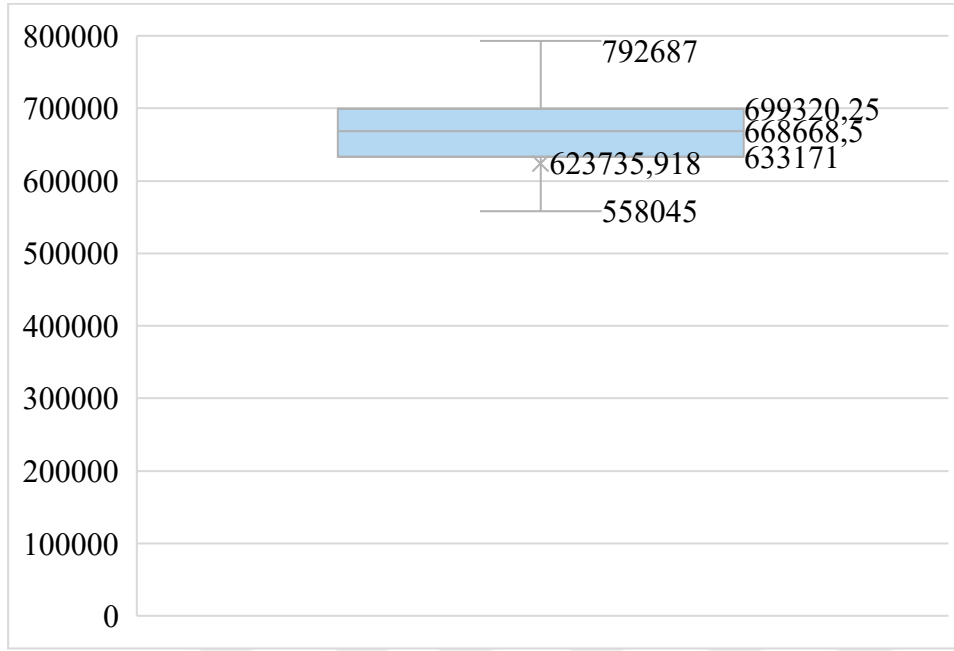
Şekil Ek.4: 500 senaryo bazlı entegre model 4. çözüm kâr dağılımı.

EK 10



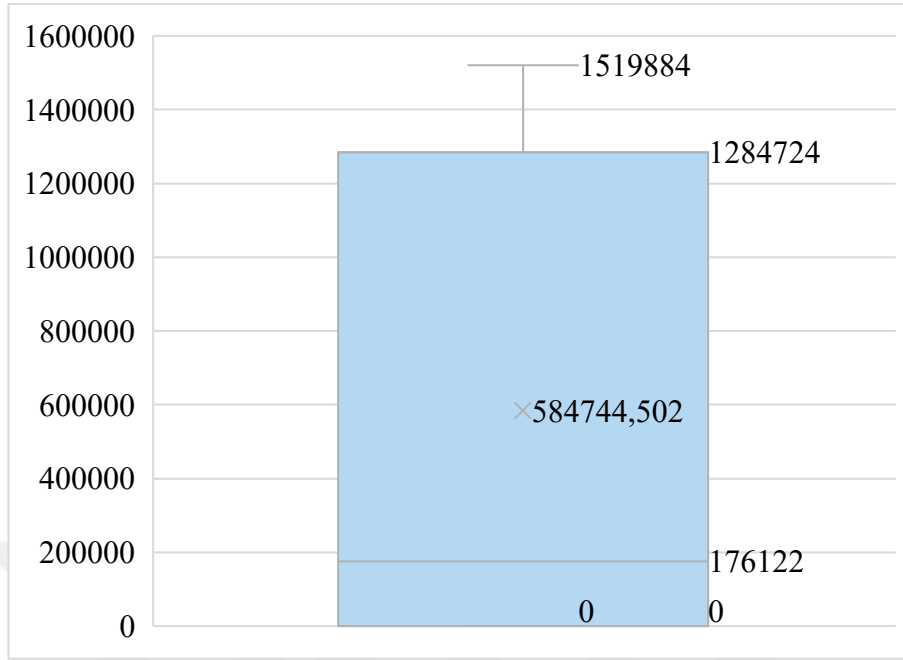
Şekil Ek.5: 500 senaryo bazlı entegre model 5. çözüm kâr dağılımı.

EK 11



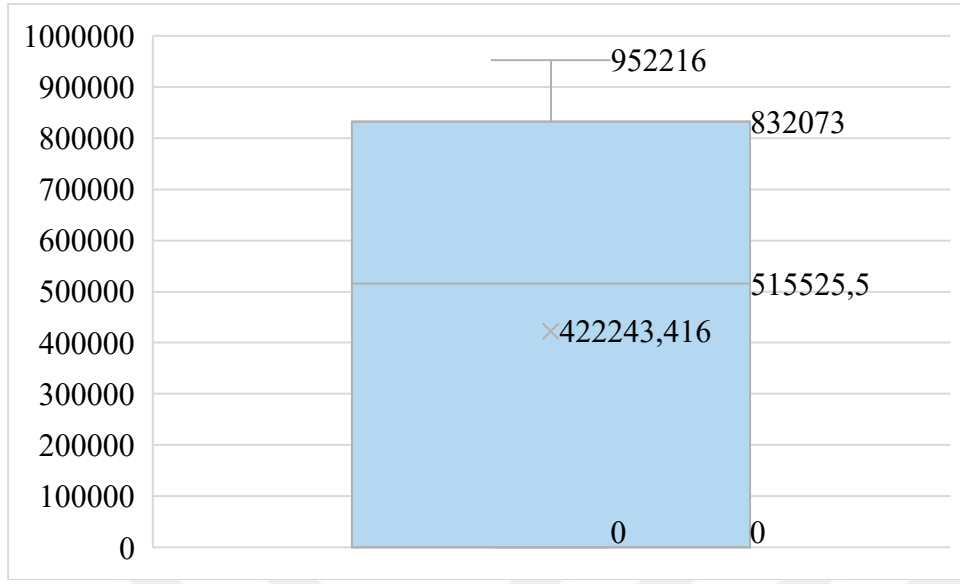
Şekil Ek.6: 500 senaryo bazlı entegre model 6. çözüm kâr dağılımı.

EK 12



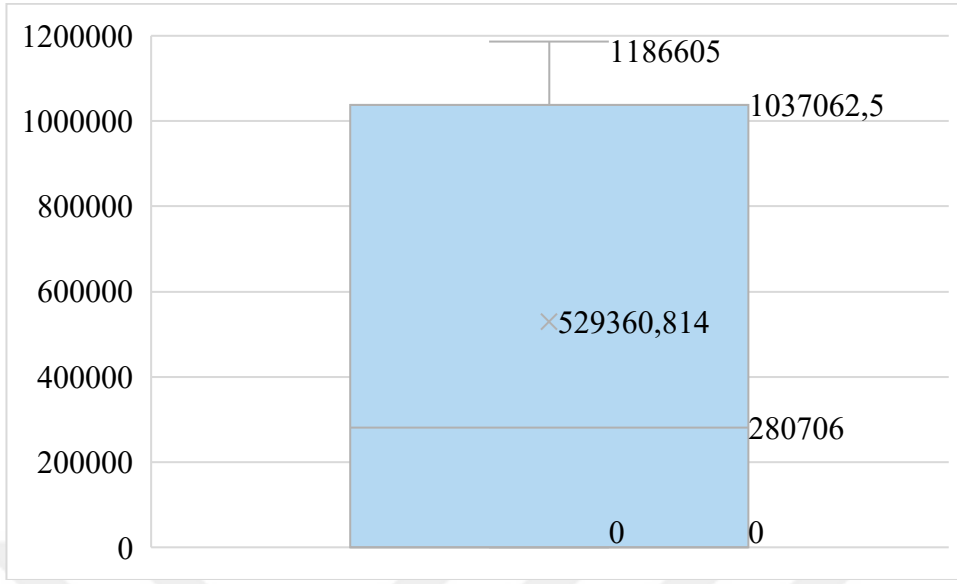
Şekil Ek.7: 500 senaryo bazlı entegre model 7. çözüm kâr dağılımı.

EK 13



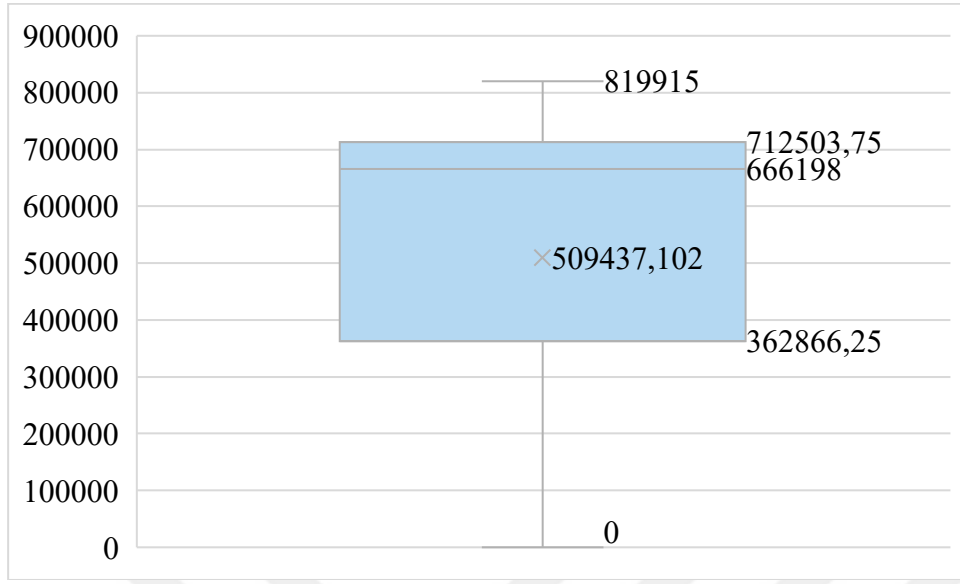
Şekil Ek.8: 500 senaryo bazlı entegre model 8. çözüm kâr dağılımı.

EK 14



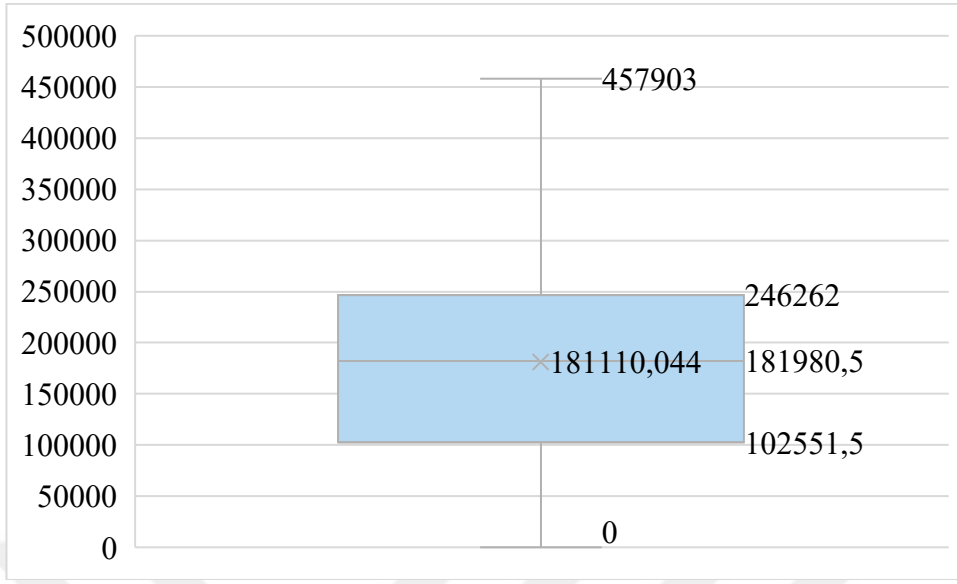
Şekil Ek.9: 500 senaryo bazlı entegre model 9. çözüm kâr dağılımı.

EK 15



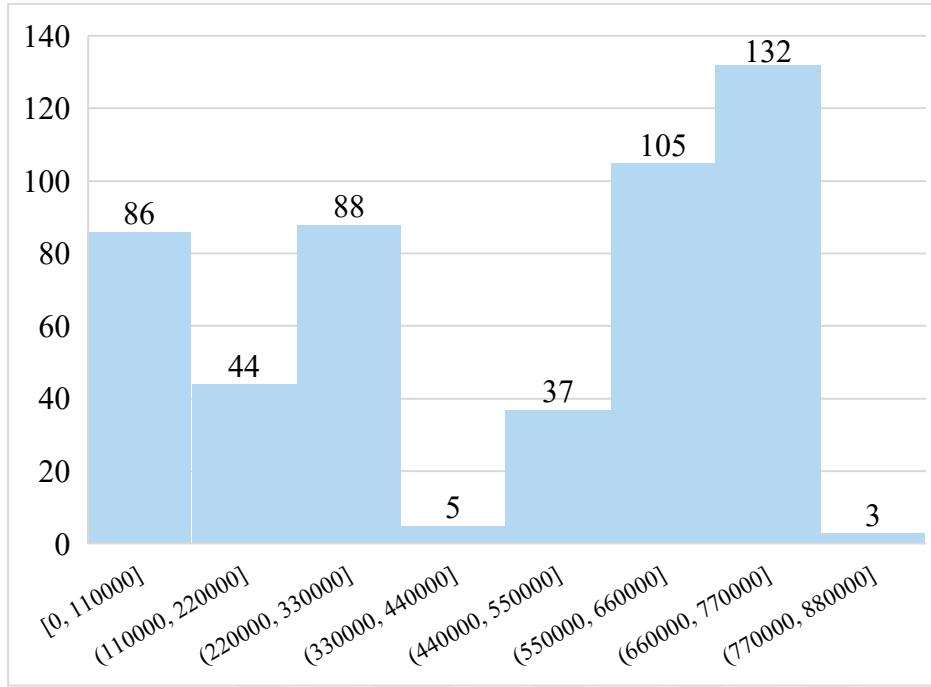
Şekil Ek.10: 500 senaryo bazlı entegre model 10. çözüm kâr dağılımı.

EK 16



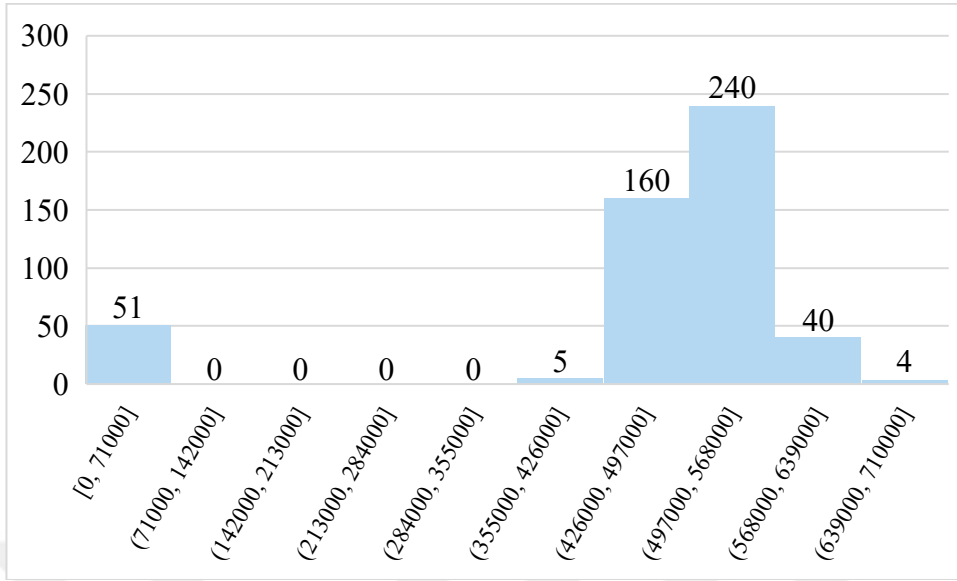
Şekil Ek.11: 500 senaryo bazlı beklenen değer çözümü kâr dağılımı.

EK 17



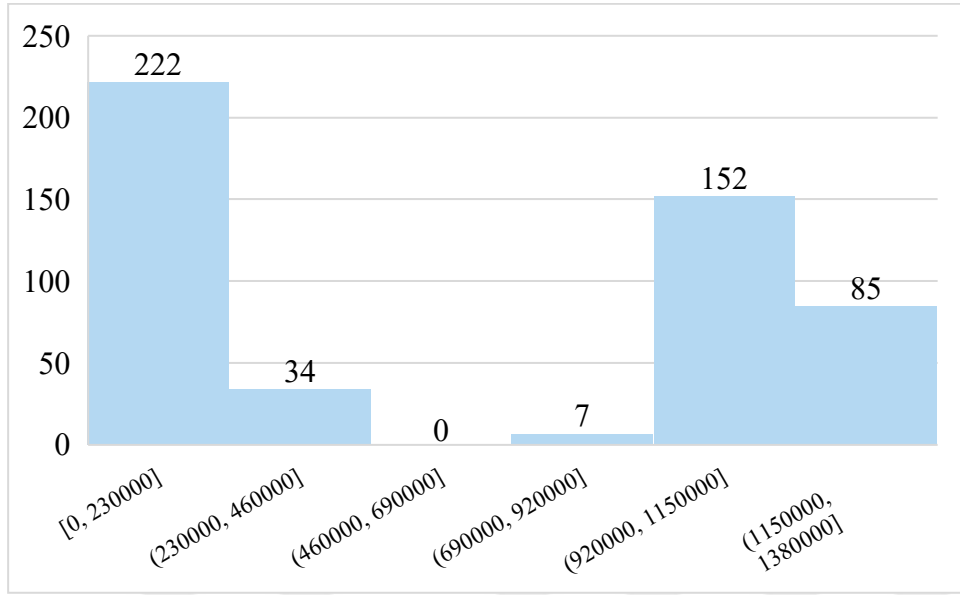
Şekil Ek.12: Senaryo bazlı entegre model 1. çözüm kâr dağılım histogramı.

EK 18



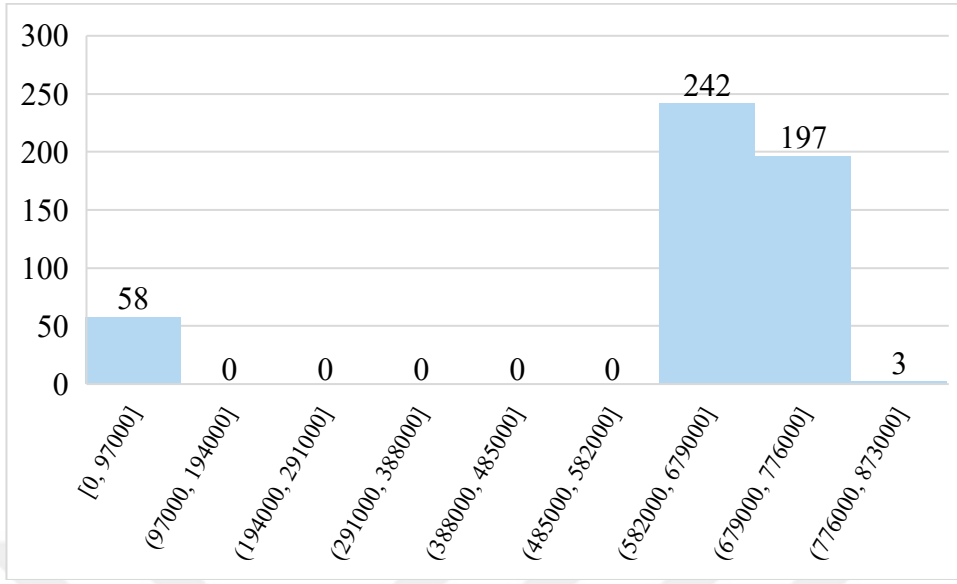
Şekil Ek.13: Senaryo bazlı entegre model 2. çözüm kâr dağılım histogramı.

EK 19



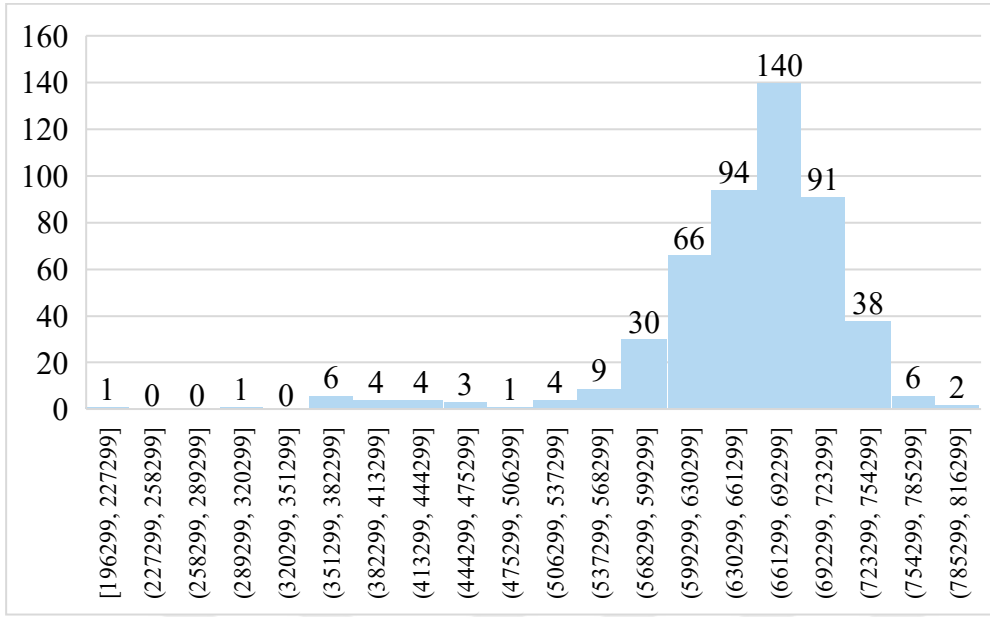
Şekil Ek.14: Senaryo bazlı entegre model 3. çözüm kâr dağılım histogramı.

EK 20



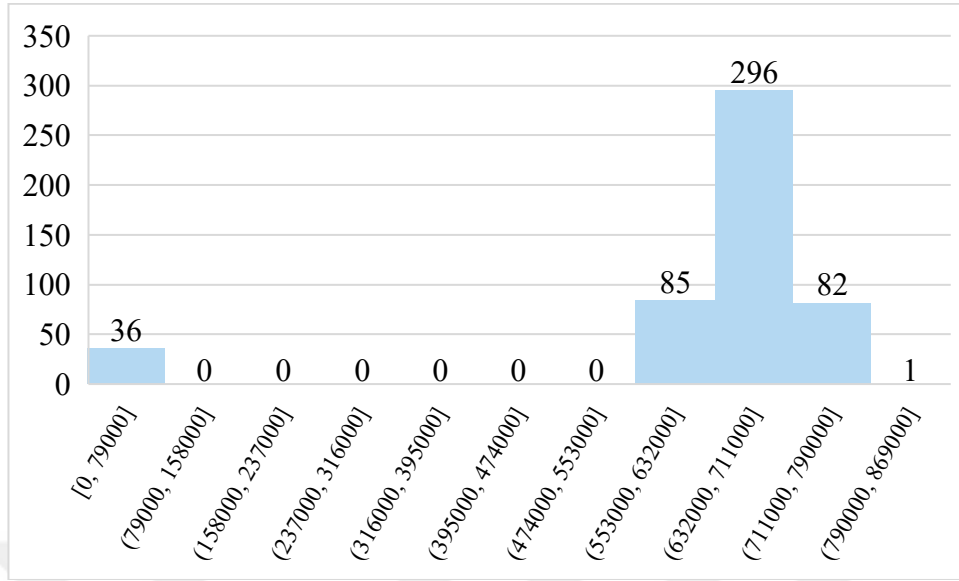
Şekil Ek.15: Senaryo bazlı entegre model 4. çözüm kâr dağılım histogramı.

EK 21



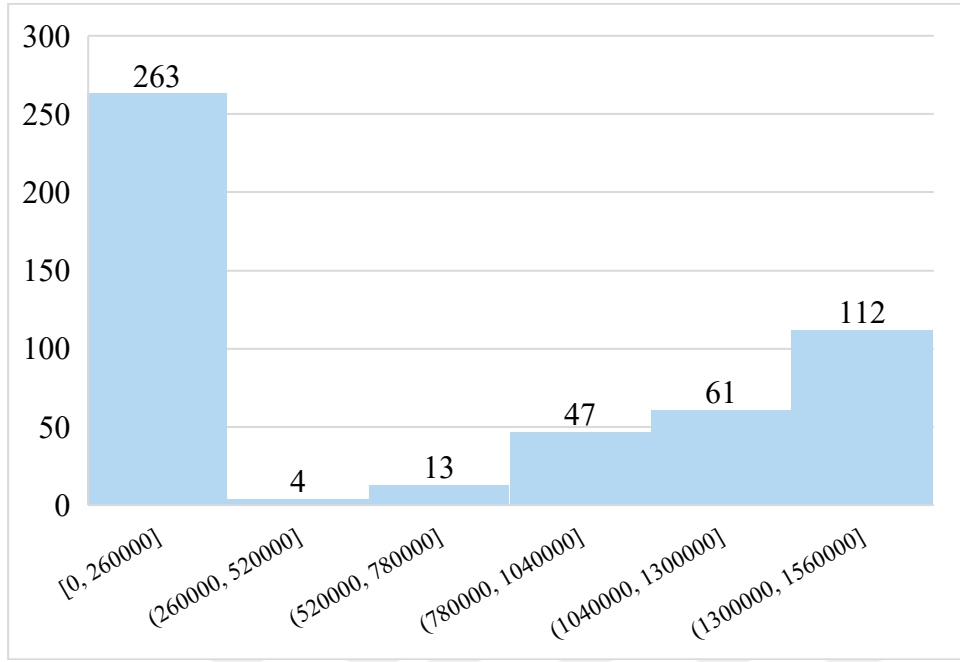
Şekil Ek.16: Senaryo bazlı entegre model 5. çözüm kâr dağılım histogramı.

EK 22



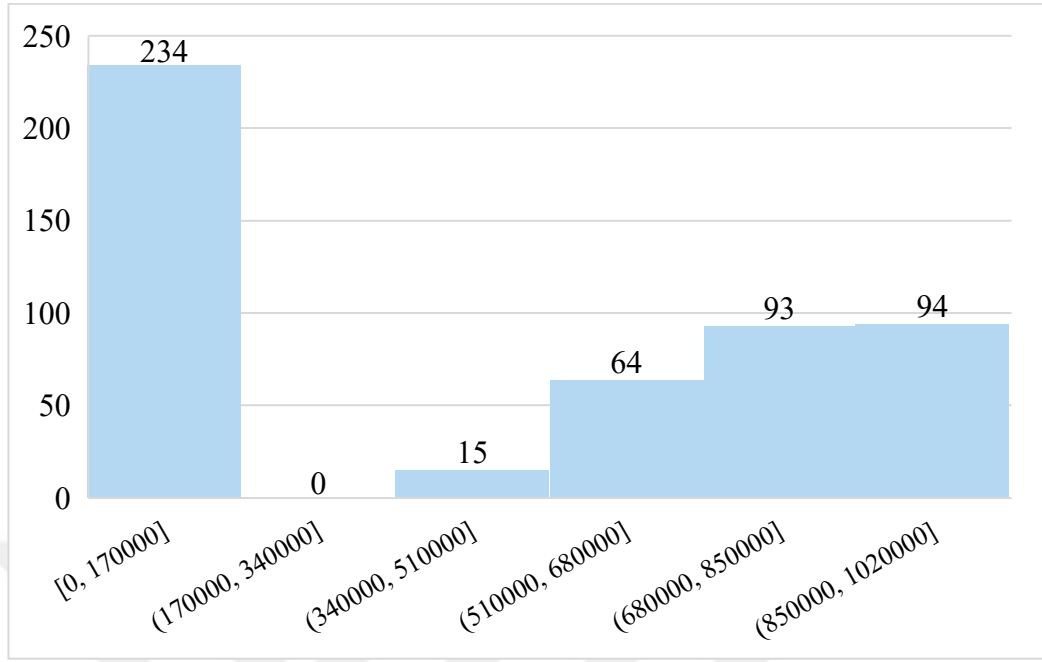
Şekil Ek.17: Senaryo bazlı entegre model 6. çözüm kâr dağılım histogramı.

EK 23



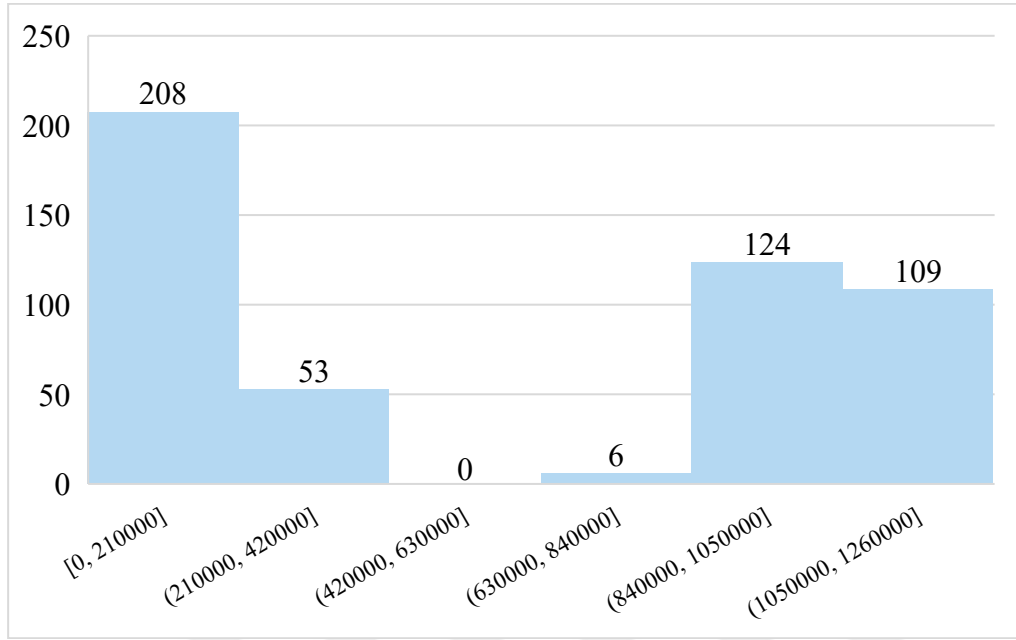
Şekil Ek.18: Senaryo bazlı entegre model 7. çözüm kâr dağılım histogramı.

EK 24



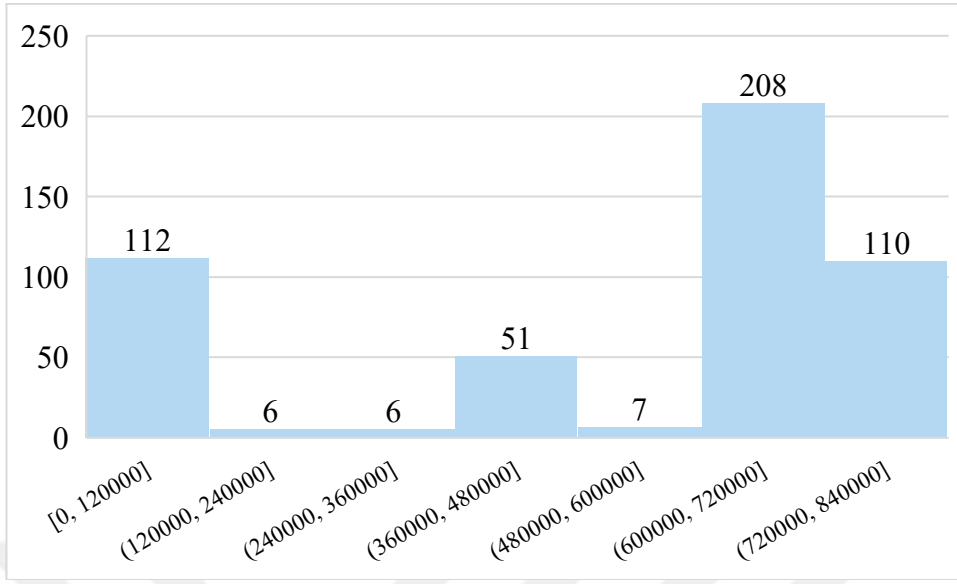
Şekil Ek.19: Senaryo bazlı entegre model 8. çözüm kâr dağılım histogramı.

EK 25



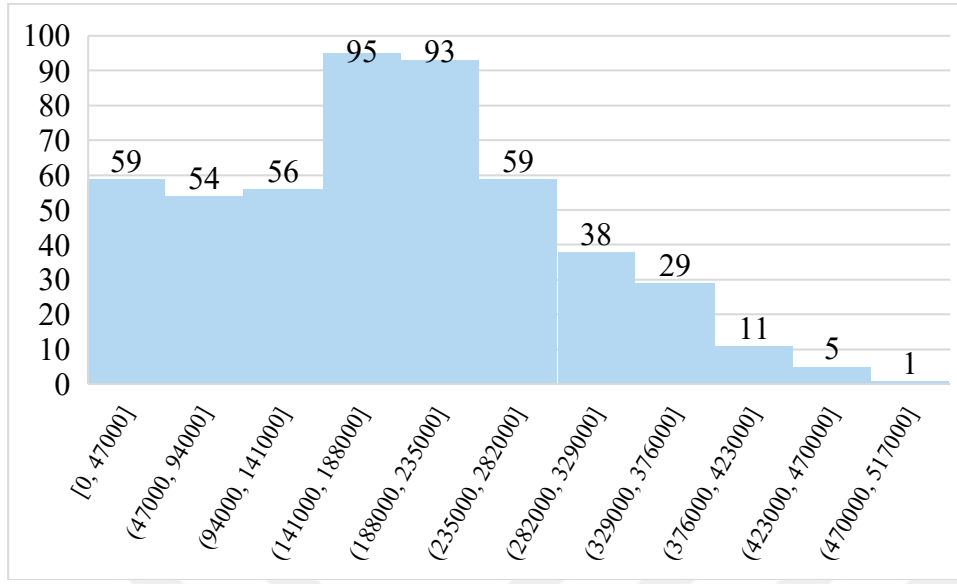
Şekil Ek.20: Senaryo bazlı entegre model 9. çözüm kâr dağılım histogramı.

EK 26



Şekil Ek.21: Senaryo bazlı entegre model 10. çözüm kâr dağılım histogramı.

EK 27



Şekil Ek.22: Senaryo bazlı beklenen değer çözümü kâr dağılım histogramı.

