TOBB EKONOMİ VE TEKNOLOJİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

TÜRKİYE RÜZGAR ENERJİSİ KURULU GÜÇ BÖLGESEL DAĞILIM OPTİMİZASYONU

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Burcu Cansu İNANÇ

Endüstri Mühendisliği Anabilim Dalı

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Kadir ERTOĞRAL

AĞUSTOS 2017

Fen Bilimleri Enstitüsü Onayı

……..
Prof. Dr. Osman EROĞUL
Müdür

Bu tezin Yüksek Lisans derecesinin tüm gereksininlerini sağladığını onaylarım.

…….
Prof. Dr. Tahir HANALİOĞLU
Anabilimdalı Başkanı

TOBB ETÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 141311018 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi **Burcu Cansu İNANÇ** 'ın ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı **"TÜRKİYE RÜZGAR ENERJİSİ KURULU GÜÇ BÖLGESEL DAĞILIM OPTİMİZASYONU"** başlıklı tezi **11.08.2017** tarihinde aşağıda imzaları olan jüri tarafından kabul edilmiştir.

Tez Danışmanı :	**Doç. Dr. Kadir ERTOĞRAL** TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi	.....
Eş Danışman : **(Varsa)**	**Yrd. Doç. Dr. Kürşad DERİNKUYU** TOBB Ekonomi ve TeknolojiÜniversitesi	.....
Jüri Üyeleri :	**Yrd. Doç. Dr. Fatih Cemil ÖZBUĞDAY** **(Başkan)** Yıldırım Beyazıt Ünivesitesi	.....
	Yrd. Doç. Dr. Salih TEKİN TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi	.....

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.

.

Burcu Cansu İNANÇ

ÖZET

Yüksek Lisans

TÜRKİYE RÜZGAR ENERJİSİ KURULU GÜÇ BÖLGESEL DAĞILIM OPTİMİZASYONU

Burcu Cansu İNANÇ

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

Danışman: Doç. Dr. Kadir ERTOĞRAL

Tarih: Ağustos 2017

Tez çalışmasında rüzgar enerjisinden elektrik enerjisi üretiminde, rüzgarın süreksiz yapısı nedeni ile iletim sistemi üzerinde oluşan negatif etkilerin azaltılması amacı ile sistemin dengede kalmasını sağlayan sıcak rezerv ihtiyacını en küçükleyecek stokastik doğrusal olmayan karma tam sayılı bir matematiksel programlama modeli geliştirilmiştir. Çözüm yaklaşımı olarak, geliştirilen matematiksel modelde yer alan doğrusal olmayan kısıtları basitleştiren ve amaç fonksiyonunun yakınsamasını sağlayan bir sezgisel algoritma önerilmiştir. Çalışma kapsamında literatür için yeni bir problem ele alınmıştır, aynı zamanda geliştirilen matematiksel model ve sezgisel yaklaşım da literatürde yer almamaktadır. Geliştirilen çözüm yaklaşımında kullanılan parametreler, Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nden, Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.'den, Türkiye Elektrik İletim A.Ş.'den ve Yenilenebilir Enerji genel Müdürlüğü'nden temin edilen gerçek veri setleri ile oluşturulmuştur. Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nden temin edilen 357 adet meteoroloji ölçüm istasyonunun 10 yıllık veri seti düzenlenerek rüzgar enerjisinden elektrik üretimi tahmini yapılmıştır. Tahmin değerlerinden korelasyon katsayılarının hesaplanabilmesi için bir benzetim algoritması oluşturulmuş ve korelasyon katsayıları tahmin edilmiştir. Ayrıca Türkiye'yi temsil etmesi için homojen olarak dağılmış 47 meteoroloji ölçüm istasyonu seçilerek korelasyon analizi yapılmıştır. Korelasyon analizinin sonucunda Türkiye'de pozitif korelasyon yapısının varlığı ve negatif korelasyon yapısının olmadığı gözlenmiştir. Geliştirilen çözüm yaklaşımı ile 2016 yılı için ve 2023 yılı için kurulu güç dağılımları elde edilmiştir. 2016 yılı için elde edilen kurulu güç dağılımı ile mevcut kurulu rüzgar gücü yapısı karşılaştırılmıştır. Karşılaştırma sonucunda iki kurulu güç dağılımı arasındaki benzerlikler ve farklar belirlenmiştir. Ayrıca elde edilen sonuçlar incelendiğinde geliştirilen çözüm yaklaşımı ile belirlenen ve mevcut durumda devrede olan kurulu rüzgar gücünün büyük bir kısmının Türkiye'nin coğrafi olarak küçük bir kısmında yer

aldığı gözlenmiştir. 2023 yılı için biri literatürde yer alan, diğeri T.C. Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı tarafından hazırlanan raporlardan alınan 2 farklı talep tahmin senaryosu altında kurulu güç dağılımları elde edilmiştir. Elde edilen sonuçlar ve 2023 yılına kadar tamamlanması öngörülen rüzgar kurulu gücü göz önünde bulundurularak, süreksizliğin negatif ektilerini azaltacak, yatırım potansiyeli yüksek olan iletim bölgeleri belirlenmiştir. Yatırımcıların çalışma kapsamında belirlenen iletim bölgeleri için teşvik edilmesi rüzgar enerjisinden elektrik üretiminin negatif etkilerinin azaltılmasına yardımcı olacaktır.

Anahtar Kelimeler: Yenilenebilir enerji, Rüzgar enerjisi, Veri analizi, Kapasite dağılımı problemi.

ABSTRACT

Master of Science

OPTIMIZATION OF TURKEY'S WIND POWER REGIONAL ALLOCATION

Burcu Cansu İNANÇ

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

Supervisor: Assoc. Prof. Kadir ERTOĞRAL

Date: August 2017

In the thesis study, a stochastic mixed integer nonlinear programming model that minimizes the need of spinning reserves is developed for reducing negative effects of intermittent nature of wind power on transmission systems. Also a heuristic approach for simplifying nonlinear constraints in the nonlinear programming model is developed, with this heuristic approach objective function converges. The problem handled is novel in literature, and both the stochastic mixed integer nonlinear programming model and the heuristic approach is developed within the scope of this study. Parameters used for the solution approach are gathered from real life data sets which are provided from Turkish State Meteorological Service, Energy Exchange Istanbul (EXIST), Turkish Electricity Transmission Corporation and General Directorate of Renewable Energy. With the data set gathered from Turkish State Meteorological Service which contains data for a 10 year period of 357 measurement stations, wind power production data are estimated after editing the data set. With the aim of calculating correlation coefficients from the estimated power production data, a simulation algorithm is constructed, and then the correlation coefficients are estimated with this algorithm. In addition, correlation analysis is performed with 47 homogeneously selected meteorology measurement stations which represents Turkey. As a result of the correlation analysis, positive correlation structure is observed in Turkey, on the other hand no negative correlation structure is observed. With the solution approach developed, wind power distributions of 2016 and 2023 are obtained. Wind power distribution of 2016 which is obtained with the solution approach is compared with the existing installed wind power distribution. As a result of this comparison, the similarities and differences between these two power distributions are determined. Furthermore, when the results obtained are examined, it is observed that a large ratio of the existing installed wind power and a large ratio of the wind power obtained with the solution approach is in a small portion of Turkey. For obtaining power distributions of 2023 two different electricity demand forecasting scenarios are

used. The first scenario used is from one of the reports of Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources, and the second scenario used is from a successful demand forecasting study in literature. Taking into account the results obtained and the wind power foreseen to be completed by 2023, regions with investment potentials are determined. Encouraging investors for these regions which are determined within the scope of this study may help to reduce negative effects of intermittent wind power.

Keywords: Renewable energy, Wind power, Data analysis, Capacity allocation problem.

TEŞEKKÜR

Çalışmalarım boyunca değerli yardım ve katkılarıyla beni yönlendiren, yanında çalışmaktan onur duyduğum danışman hocalarım Doç. Dr. Kadir ERTOĞRAL'a ve Yrd. Doç. Dr. Kürşad DERİNKUYU 'ya,

Değerli yorumları ve katkıları için jüri üyelerim Yrd. Doç. Dr. Fatih Cemil ÖZBUĞDAY'a ve Yrd. Doç. Dr. Salih TEKİN'e,

Kıymetli tecrübelerinden faydalandığım TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi Endüstri Mühendisliği Bölümü öğretim üyelerine ve arkadaşlarıma,

Yüksek lisans öğrenimim ve çalışmalarım süresince sağladığı burs için TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi'ne,

Bu günlere gelmemde büyük pay sahibi olan ve hayatım boyunca desteklerini hiç esirgemeyen anneme ve babama,

Anlayışı ve desteği ile karşılaştığım zorlukları aşmama yardımcı olan Fırat KIYICI'ya ve arkadaşlarıma sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖZET ... **iv**
ABSTRACT ... **vi**
TEŞEKKÜR ... **viii**
İÇİNDEKİLER ... **ix**
ŞEKİL LİSTESİ ... **xi**
ÇİZELGE LİSTESİ ... **xii**
KISALTMALAR ... **xii**
SEMBOL LİSTESİ ... **xiv**
1. GİRİŞ ... **1**
2. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI ... **5**
2.1 Yenilenebilir Enerji Kaynakları ve Bu Kaynakların Türkiyedeki Durumu ... 5
2.2 Yenilenebilir Enerji Kaynakları için Uygulanan Teşvik Politikaları ... 8
2.3 Süreksiz Enerji Üretiminin Sistem Üzerinde Etkileri ... 10
2.4 Süreksizliğin Sistem Üzerindeki Negatif Etkilerinin Azaltılması ... 11
2.5 Rüzgar Kurulu Güç Bölgesel Kapasite Dağılımının Belirlenmesi ... 13
2.6 Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretimi Tahmini ... 14
2.7 2023 Yılı Türkiye Elektrik Tüketimi Tahmini ... 16
3. RÜZGAR GÜCÜ BÖLGESEL GÜÇ DAĞILIMI MODELİ ... **19**
3.1 Problemin Tanımı ... 19
3.2 Matematiksel Model ... 21
3.3 Sezgisel Yaklaşım ... 29
3.3.1 Sezgisel algoritma ... 30
3.1.2 Sezgisel algoritmanın geçerliliği ... 32
3.1.3 Sezgisel algoritmanın çözüm süresi ... 34
4. VERİLERİN HAZIRLANMASI VE ANALİZİ ... **37**
4.1 Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretimi Tahmini ... 38
4.2 Meteoroloji Ölçüm Verilerinin Düzenlenmesi ... 40
4.2.1 Eksik veriler ... 40
4.2.2 Hatalı kayıtlar ... 41
4.2.3 Hatalı veriler ... 41
4.2.4 Düzenleme algoritması ... 41
4.3 Enterkonekte İletim Sistemi İletim Bögelerinin Belirlenmesi ... 42
4.3.1 Meteoroloji istasyonları ölçüm veri seti ... 44
4.3.2 Elektrik tüketim veri seti ... 44
4.3.3 Enterkonekte iletim sistemi haritası ... 44
4.3.4 İletim bölgelerinin gruplanması dikkat edilen konular ... 44
4.4 Üretim Parametrelerinin Hesaplanması ... 45
4.5 Bölgeler Arası Korelasyon Katsayılarının Hesaplanması ... 47
4.6 Korelasyon Analizi ... 50
4.7 Tüketim Verileri ... 53
4.8 İletim Bölgeleri ve İletim Kaybı ... 53
4.9 Mevcut Kurulu Rüzgar Gücü ... 56

4.10 Rüzgar Gücü Potansiyelleri 57
5. SAYISAL ANALİZLER VE SONUÇLAR 59
5.1 2023 Yılı Elektrik Tüketimi Projeksiyonu 59
5.2 2016 Yılı İçin Belirlenen Kurulu Güç Dağılımı 60
5.3 2023 Yılı İçin Belirlenen Kurulu Güç Dağılımı 67
5.3.1 Günay (2016)'nın talep tahminleri ile belirlenen kurulu güç dağılımı 67
5.3.2 ETBK'nın talep tahminleri ile belirlenen kurulu güç dağılımı 73
5.4 Yatırım Bölgelerinin Belirlenmesi 78
6. SONUÇLAR 81
KAYNAKLAR 83
EKLER 89
ÖZGEÇMİŞ 111

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 3.1 : Sezgisel algoritma genel akışı..... 31
Şekil 3.2 : Sezgisel algoritmanın adımlarına göre toplam kurulu güç gereksinimleri33
Şekil 3.3 : Sezgisel algoritmanın adımlarına göre amaç fonksiyonu değerleri..... 34
Şekil 3.4 : Sezgisel algoritmanın adımlarına göre çözüm süresi 35
Şekil 4.1: Düzenleme algoritması genel akışı.. 43
Şekil 4.2: İletim bölgeleri haritası..... 46
Şekil 4.3: Benzetim algoritması genel akışı. 50
Şekil 4.4: En yüksek yıllık korelasyon katsayısına sahip 10 bölge çifti 54
Şekil 4.5: En düşük yıllık korelasyon katsayısına sahip 10 bölge çifti..... 55
Şekil 5.1: 2016 - K = 3 üretim katsayısı ile elde edilen kurulu güç dağılımıı 63
Şekil 5.2: 2016 - K = 4 üretim katsayısı ile elde edilen kurulu güç dağılımı. 64
Şekil 5.3: Devrede kurulu güç dağılımı haritası..... 66
Şekil 5.4: 2023 (Günay (2016)) - K = 3 üretim katsayısı ile elde edilen kurulu güç dağılımı 71
Şekil 5.5: 2023 (Günay (2016)) - K = 4 üretim katsayısı ile elde edilen kurulu güç dağılımı 72
Şekil 5.6: 2023 (ETBK) - K = 3 üretim katsayısı ile elde edilen kurulu güç dağılımı 76
Şekil 5.7: 2023 (ETBK) - K = 4 üretim katsayısı ile elde edilen kurulu güç dağılımı 77
Şekil Ek 4: Türkiye'yi temsil eden 50 homojen nokta..... 93
Şekil Ek 5: Belirlenen 50 homojen noktaya en yakın meteoroloji ölçüm istasyonları.. 94
Şekil Ek 6: Türkiye'yi temsil eden meteoroloji ölçüm istasyonları..... 95
Şekil Ek 7: Sonbahar mevsimi korelasyon katsayıları haritası. 96
Şekil Ek 8: Kış mevsimi korelasyon katsayıları haritası..... 97
Şekil Ek 9: İlkbahar mevsimi korelasyon katsayıları haritası..... 98
Şekil Ek 10: Yaz mevsimi korelasyon katsayıları haritası..... 99

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 5.1 : Gerçekleşen elektrik tüketim ve tahminlerin karşılaştırılması 59
Çizelge 5.2 : 2016 - K = 3 için en fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölge 61
Çizelge 5.3 : 2016 - K = 4 için en fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölgesi 62
Çizelge 5.4 : 2016 - En fazla devrede kurulu gücü bulunan 10 iletim bölgesi 62
Çizelge 5.5 : 2016 - En fazla devrede kurulu gücü bulunan 10 iletim bölgesi ile elde edilen çözüm kümelerinin karşılaştırması 65
Çizelge 5.6 : 2023 (Günay (2016)) - K = 3 için en fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölgesi..... 68
Çizelge 5.7 : 2023 (Günay (2016)) - K = 4 için en fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölgesi..... 69
Çizelge 5.8 : 2023 (Günay (2016)) - En fazla işlemde kurulu gücü olan 10 iletim bölgesi. 69
Çizelge 5.9 : 2023 (ETBK) - K = 3 için en fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölgesi..... 74
Çizelge 5.10 : 2023 (ETBK) - K = 4 için en fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölgesi..... 74
Çizelge 5.11 : 2023 (ETKB) - En fazla işlemde kurulu gücü olan 10 iletim bölgesi 75
Çizelge 5.12 : İletim bölgeleri yatırım potansiyeli sınıflandırması..... 78
Çizelge Ek 1 : Vestas – incelenen türbinler. 90
Çizelge Ek 2 : İletim bölgelerine göre meteoroloji ölçüm istasyonu dağılımı. 91
Çizelge Ek 3 : İletim bölgelerinde yer alan illerin listesi..... 92
Çizelge Ek 11 : 2016 yılı için K=3 ve K=4 üretim katsayları ile edilen çözüm kümeleri. 100
Çizelge Ek 12 : Devrede olan rüzgar santrallerinin kurulu gücünün iletim bölgelerine göre dağılımı. 101
Çizelge Ek 13 : 2023 yılı için Günay (2016) senaryosu, K=3 ve K=4 üretim katsayları ile edilen çözüm kümeleri.. 102
Çizelge Ek 14 : 2023 yılı için ETKB senaryosu, K=3 ve K=4 üretim katsayları ile edilen çözüm kümeleri..... 103
Çizelge Ek 15 : 2023 Günay (2016) - işlemde kurulu güç karşılaştırması. 104
Çizelge Ek 16 : 2023 (Günay (2016)) - K=3 üretim katsayısı için en yüksek yatırım potansiyeline sahip 10 iletim bölgesi..... 105
Çizelge Ek 17 : 2023 (Günay (2016)) - K=4 üretim katsayısı için en yüksek yatırım potansiyeline sahip 10 iletim bölgesi.. 106
Çizelge Ek 18 : 2023 ETKB - işlemde kurulu güç karşılaştırması. 107
Çizelge Ek 19 : 2023 (ETBK) - K=3 üretim katsayısı için en yüksek yatırım potansiyeline sahip 10 iletim bölgesi..... 108
Çizelge Ek 20 : 2023 (ETBK) - K=4 üretim katsayısı için en yüksek yatırım potansiyeline sahip 10 iletim bölgesi..... 109

KISALTMALAR

EPİAŞ : Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
ETKB : T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
REPA : Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Atlası
YEGM : Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü
TEİAŞ : Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
YEKDEM : Yenilenebilir Enerji Destekleme Mekanizması
YEKA : Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları

SEMBOL LİSTESİ

Bu çalışmada kullanılmış olan simgeler açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

Simgeler	Açıklama
A	Türbin Taranan Alanı
C_p	Türbin Verimlilik Faktörü
CV	Değişim Katsayısı
hPa.	Hektopaskal
I	İletim Bölgeleri Kümesi
KE	Kinetik Enerji
kW	Kilowatt
MW	Megawatt
GW	Gigawatt
kg/m^2	Kilogram/Metrekare
m	Kütle
m/san	Metre/Saniye
N	Veri Kümesindeki Veri Sayısı
^{o}	Derece
^{o}C	Santigrat Derece
P_R	Reel Güç
P_T	Teorik Güç
r	Korelasyon Katsayısı
R_{Sabit}	Kuru Hava Gaz Sabiti
T	Planlama Periyodu Kümesi
t	Zaman
T	Sıcaklık
T_K	Sıcaklık (Kelvin)
V	Hız
W	İş
X	1. Veri Kümesi
Y	2. Veri Kümesi
μ	Ortalama
ρ	Hava Yoğunluğu
σ	Standart Sapma

1. GİRİŞ

Dünya genelinde ülkelerin benimsediği yeşil ekonomi kavramı; insanlığın refahını ve toplumsal gereksinimlerini, gelecek nesilleri olumsuz etkilemeden, çevresel riskleri ve ekolojik kısıtları azaltarak sağlamayı hedeflemektedir. Bu kavramın dünya genelinde benimsenmesinin en önemli nedenleri olarak sera gazı etkisi ile küresel ısınmanın hızla artması ve fosil yakıt kullanımının, azalan kaynaklar nedeni ile sürdürülebilir enerji üretimini tehdit etmesi olarak sıralanabilir. Kyoto Protokolü'nde, Montreal Protokolü'nde ve BM Çevre ve Kalkınma Konferansı'nda; sürdürülebilir kalkınma için enerji kaynağı olarak fosil yakıt kullanımından uzaklaşılması ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının sağlanması kararlaştırılmıştır. Bu amaç doğrultusunda gelişmiş ülkelerin enerji ihtiyaçlarının azımsanmayacak bir bölümü yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanmaktadır.

Türkiye'de de yeşil ekonomi kavramı benimsenmeye başlamıştır ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı ve yönetimi, ekonomik, stratejik ve ekolojik faktörler nedeniyle gün geçtikçe önem kazanmaktadır. Ülkemizde kullanılan elektriğin üretiminde yoğunlukla fiyatı ve fiyat artış riski yüksek ithal fosil yakıtlar tercih edilmektedir. Örneğin; elektrik üretiminin yaklaşık olarak yarısı doğal gaz kullanılarak yapılmaktadır ve kullanılan doğal gazın yalnızca %2 den azı ülke içi kaynaklardan temin edilmektedir. Bu da dışa bağımlılığı yüksek oranlarda artırmaktadır. Dışa bağımlılığın yüksek ve kaynak çeşitliliğinin ise az oluşu ülkenin enerji arz güvenliğini tehdit eden büyük unsurlardır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının tercih edilmesi ile ithal fosil yakıt ihtiyacı ve dışa bağımlılık azalacaktır ve ayrıca enerji kaynaklarının çeşitlenerek birbirini ikame etmesi ile sistem arz güvenliği artırılmış olacaktır. Bunların yanında karbon emisyonu miktarında da düşüş sağlanacaktır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının tercih edilmesi birçok olumlu etkisinin yanında süreksizliği ve tahmin edilmesi güç yapısı nedeni ile sistem kararlığını olumsuz yönde etkilemektedir. Yenilenebilir enerji teknolojileri ve politikalarında öncü ülkelerden biri olan Almanya 2017 şubat sonu verilerine göre enerji tüketiminin %12,6'sını yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılayabilmektedir. Ancak mevcut durumda

yenilenebilir enerji kaynaklarının en yoğun üretimi gerçekleştirdiği zamanlarda toplam tüketimin neredeyse tamamı yenilenebilir kaynaklardan karşılanabilmektedir. Sistem altyapısı, kararlılığı ya da dengeleme maliyeti düşünülmediği zaman iyi görünen bu tablo sistem altyapısını zorlaması, sistem kararlılığını tehdit etmesi ve yüksek maliyete neden olması ile ülkeyi zor bir duruma sokmaktadır. Bu durum yalnızca ülkenin iletim sisteminin diğer ülkeler ile bağlantılı olması ve üretimine son verilemeyen kaynakların yarattığı fazla üretimi ihraç edebilmesi ile mümkün olmaktadır, ancak bu durum diğer ülkelerin sistem kararlılığını da tehdit etmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının artırılması amacı doğrultusunda Türkiye'de 2023'de toplam enerji üretiminin %30'unun yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanması hedeflenmektedir. Bu artışın büyük bir bölümünün ise rüzgar santralleri ile sağlanması beklenmektedir. Ülkemizde 48.000 MW potansiyel rüzgar gücünün 2017 yılı Şubat ayı sonu itibari ile 5.775 MW'lık bölümü kullanılmaktadır ve 2023 yılında bu miktarın 20.000 MW'a çıkartılması hedeflenmektedir. Artışın ağırlıklı olarak rüzgar santralleri ile sağlanacak olmasının temel nedenleri ise günümüzde potansiyel hidroelektrik santrallerinin büyük bir bölümünün hali hazırda kurulmuş olması ve solar enerji santrallerinin günümüz teknolojisi ile yüksek maliyetli olması olarak gösterilebilir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının artırılması amacı ile dünya genelinde birçok teşvik modelleri uygulanmaktadır. Ülkemizde de farklı yenilenebilir enerji kaynaklarıyla ilgili teşvik mekanizmaları kapsamında rüzgar enerjisi kaynakları için de teşvik politikaları yer almaktadır. Ancak bu teşvik mekanizmalarının şu anki yapısı coğrafi bazda bir farklılık içermemekte ve sistem kararlılığının eniyilenmesi amacı ile bölgeler arasında önceliklendirme yapılmamaktadır. Farklı bölgelerin rüzgar enerjisi üretim kapasiteleri, talep yapıları, enerji talep ve arz noktaları arası iletim kapasite limitleri ve anlık enerji üretim yapılarının rüzgar gücü nedeni ile gerektireceği fazladan dengeleme rezerv gereksinimleri gibi konular son derece önemlidir ve Almanya'da yaşanan sorunların yaşanmaması için bu konular göz önünde bulundurulmalıdır. Dolayısıyla Türkiye'de farklı coğrafi bölgelerde olması gereken rüzgar enerjisi üretim kapasitesi dağılımının, sistem kısıtları ve rüzgarın süreksiz yapısı göz önünde bulundurularak belirlenmesi ve belirlenen bu kapasitelere göre teşvik mekanizmalarının düzenlenmesi önem arz etmektedir.

Bu çalışmada Türkiye Cumhuriyeti'nin 2023 yılına kadar ulaşmayı hedeflediği rüzgar kurulu gücüne sistem kararlılığını koruyabilecek bir kapasite dağılımı ile ulaşılabilmesi için, yukarıda bahsedilen faktörler göz önünde bulundurularak stokastik doğrusal olmayan karma tam sayılı bir matematiksel programlama modeli oluşturulmuştur. Türkiye'de yer alan 357 meteoroloji ölçüm santralinin 10 yıllık verisi kullanılarak yılın her bir saati için rüzgar enerjisinden elektrik üretim miktarı ve yine her bir saat için bölgeler arası korelasyon katsayıları tahmin edilmiştir. Üretim tahminleri ile Türkiye'yi homojen bir şekilde temsil eden noktalar arasında korelasyon analizi yapılmıştır. Korelasyon analizinin sonucunda Türkiye'de genelde pozitif korelasyon gözlenirlen, negatif korelasyon yapısı gözlenememiştir. Aynı zamanda Türkiye'de yer alan her bir bölge için her bir saati temsil eden talep miktarları, iletim kapasiteleri, kurulu güç bölgesel kapasiteleri ve her bir bölgede yer alan kurulu güç bilgisi temin edilen veri setlerinden oluşturulmuştur. Oluşturulan stokastik doğrusal olmayan karma tam sayılı matematiksel model 2016 ve 2023 yılları için farklı senaryolar altında çözdürülmüş ve elde edilen sonuçlar değerlendirilmiştir.

2. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI

Türkiye Cumhuriyeti 2023 yılına kadar yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam elektrik üretimindeki payının %30'a ulaşmasını ve rüzgar enerjisi kurulu gücünün 20.000 MW'a çıkarılmasını hedeflemektedir. Tez çalışması kapsamında, Türkiye'de rüzgar dağılımının süreksizliğinin negatif etkilerinin önüne geçilebilmesi ya da bu etkilerin azaltılabilmesi için bir rüzgar kurulu güç kapasitesi bölgesel dağılımının belirlenmesi amaçlanmıştır. Türkiye için belirlenen bu kurulu güç kapasitesi bölgesel dağılımı, rüzgar kurulu gücünde hedeflenen artışın sistem kararlılığı korunarak gerçekleştirilebilmesinde yol gösterici rol oynayacaktır.

Literatürde rüzgar enerjisinin süreksiz yapısının neden olduğu sistem dengesizliği ve bu dengesizliğin neden olduğu durumlar hakkında detaylı araştırmalar mevcuttur. Aynı zamanda süreksizliğin üretim noktasında dengelenebilmesini hedefleyen hibrid enerji santrali tasarımları da yapılmıştır. Ancak rüzgar güç kapasitesi bölgesel dağılımını rüzgarın rassal yapısının sistem üzerindeki negatif etkilerini enazlayacak şekilde belirleyecek bir çalışma literatürde mevcut değildir.

Türkiye enterkonnekte iletim sistemi için sistem kararlılığını koruyacak bir rüzgar gücü kapasitesi bölgesel dağılımının belirlenebilmesi amacı literatür araştırması yapılmıştır. Literatür araştırmasının ana başlıkları Türkiye'nin rüzgar enerjisi ve yenilenebilir enerji kaynakları hakkındaki mevcut durumu, bu kaynaklar için uygulanan teşvik modelleri, süreksiz yenilenebilir enerji kaynaklarının sistem kararlığı üzerindeki etkisi, süreksiz yenilenebilir enerji kaynaklarının sistem kararlılığı üzerindeki negatif etkilerinin azaltılması, rüzgar kurulu güç dağılımının belirlenmesi, rüzgar enerjisinden elektrik üretiminin tahmin edilmesi ve son olarak Türkiye için 2023 yılı elektrik tüketim miktarının tahmin edilmesi olarak sıralanabilir.

2.1 Yenilenebilir Enerji Kaynakları ve Bu Kaynakların Türkiye'deki Durumu

Günlük hayatımızda modern toplumun gereksinimi olan enerji ihtiyacının gelecek nesillerin yaşam kalitesi de göz önünde bulundurularak sağlanabilmesi amacı ile Türkiye için de sürdürülebilir kalkınma planları oluşturulmuştur. Bu planlar dünya

genelinde günden güne önem kazanan yeşil ekonomi hedefleri doğrultusunda düzenlenmektedir. Türkiye'de de Kyoto Protokolü ve Montreal Protokolü'nde gerekliliği vurgulandığı gibi çevreye zararlı ve kaynağı sınırlı fosil yakıtlar yerine yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı yaygınlaşmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynakların kullanımı, doğanın bir parçası oluşu, çevreye fosil yakıtlar ile karşılaştırılamayacak kadar az zarar verişi ve sürdürülebilir oluşu ile yeşil ekonomiyi desteklemektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının artırılması karbon emisyonu miktarını azaltacağı için küresel ısınma tehlikesine karşı da önlem niteliği taşımaktadır.

Günümüzde fosil yakıt kullanım oranları yenilenebilir enerji kaynaklarının üzerindedir ancak sınırlı kaynağa sahip olan fosil yakıtlar uzun vadede sürdürülebilir bir enerji sistemi kurulması için uygun değildir. Fosil yakıtların tükenme tehlikesi dünyanın enerji arz güvenliğini tehdit eden önemli bir unsurdur. Dünya var olmaya devam ettikçe varlığını sürdürecek yenilenebilir enerji kaynaklarının tercih edilmesi sürdürülebilir bir enerji sisteminin oluşturulmasını sağlayarak enerji arz güvenlini sağlayacaktır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının arasında rüzgar enerjisi, güneş enerjisi, hidrolik enerji, jeotermal enerji, biokütle, biogaz, dalga enerjisi, gelgit enerjisi, akıntı enerjisi ve hidrojen yer almaktadır. Aynı zamanda enerjisinin büyük bir kısmını ithal eden Türkiye gibi ülkeler için yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı dışa bağımlılığı azaltarak enerji arz güvenliğini artırma potansiyeli de taşımaktadır.

Türkiye'de 2016 sonu itibari ile 78.497,4 MW elektrik enerjisi kurulu gücü bulunmaktadır. Bu kurulu gücün 26681,1 MW ile %34'ü hidrolik enerji, 820,9 MW ile %1'i jeotermal enerji, 832,5 MW ile %1,1'i güneş enerjisi, 5.751,3 MW ile %7,3'ü rüzgar enerjisi kullanarak elektrik üretimi yapmaktadır, bu oranların yanında 39.841,1 MW ile kurulu gücün %50,7'si fosil yakıtlar kullanarak elektrik üretimi yapmaktadır. Kurulu güç oranları ve gerçekleşen elektrik üretimi oranları bölgesel faktörler, talep yapıları ve kaynak özellikleri nedeni ile birbirinden farklıdır. Türkiye'de elektrik üretiminin %31,1'i doğal gaz kullanılarak, %14,1'i linyit kullanılarak, %19,7'si kömür kullanılarak, %7,8'i rüzgar enerjisi, jeotermal enerji ve güneş enerjisi ile ve %24.6'sı hidrolik enerji ile gerçekleştirilmektedir. Bu kurulu güç ile 2016 yılında 273.387.560.799 kWh elektrik üretimi yapılmış ve 278.345.608.308 kWh elektrik tüketilmiştir. Türkiye'de elektrik üretiminin %65,9'u çok büyük bir kısmı ithal edilen fosil yakıtlar ile gerçekleştirilmektedir, bunun yanında tüketimin bir kısmı da enerji

iletim hatları ile ithal edilmektedir **(**TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası, 2017). Bu durum Türkiye'nin enerji arzı için dışa bağımlılığını artıran ve enerji arz güvenliğini tehdit eden önemli bir durumdur. Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı ve kaynak çeşitliliğinin sağlanması arz güvenliğinin sağlanmasında önemli rol oynamaktadır.

Rüzgar ısınarak yoğunluğu azalan havanın yükselmesi ve yükselen havanın yerini yoğunluğu yüksek soğuk havanın doldurması ile oluşmaktadır. Havanın yoğunluk değişiminin gerçekleşmesi ve rüzgarın oluşması için güneş enerjisine ihtiyaç vardır, Özen vd. (2015) çalışmasında da belirttiği gibi rüzgar enerjisi güneş enerjisinin dönüşüme uğrayan %2'lik bölümüdür. Yatırım ve birim maliyetinin diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına göre daha avantajlı olması ve geri kazanım süresinin ortalama 10 yıl oluşu ile rüzgar enerjisi diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına göre daha sık tercih edilmektedir.

Rüzgar enerjisinin elektrik üretimi için kullanımının sağladığı avantajlar;

- Yakıt ya da hammadde ihtiyacının olmaması,
- Çevreye zarar vermeyen, doğayla uyumlu bir kaynak olması,
- Yenilenebilir yani tükenmeyen bir kaynak olması,
- Santral kurulum süresinin diğer santrallere göre daha kısa olması,
- Karbon emisyonuna neden olmaması ve
- Ömrü dolan rüzgar türbinlerinin kolaylıkla yenileri ile değiştirilebilmesi olarak sıralanabilir.

Rüzgar enerjisinin avantajları olduğu gibi bazı dezavantajları da mevcuttur bunlar ise;

- Türbinlerin gürültüsü nedeni ile çevreye verdiği rahatsızlık,
- Uçan hayvanların doğal hayatı için yarattığı rahatsızlık,
- Elektro manyetik alanı bozucu etkisi ile radyo ve televizyon dalgalarında neden olduğu parazitlenme,
- Her bölge için uyumlu bir üretim alternatifi olmaması ve

- En önemlisi süreksizliği nedeni ile sistem kararlılığını tehdit etmesi olarak sıralanabilir. (Özen, 2015)

Sağladığı avantajlarının dezavantajları üzerindeki baskınlı nedeni ile 1990 yılından beri rüzgar enerjisinin en hızlı yaygınlaşan ve en çok tercih edilen yenilenebilir enerji kaynağı olduğu görülmüştür. 1996 yılında dünya genelinde bulunan 6.100 MW rüzgar kurulu rüzgar gücü 18 yılda 52 kat artarak 2013 yılında 318.105 MW'a ulaşmıştır, bu da rüzgar enerjisinin yaygınlaşma hızını göstermektedir. Ayrıca 2050 yılına kadar dünya genelinde toplam enerji tüketiminin kötümser senaryoya göre %11'inin, ortalama senaryoya göre %17'sinin, iyimser senaryoya göre ise %26'sının rüzgar enerjisinden sağlanacağı öngörülmektedir (Özen vd., 2015). 2016 yılı sonu itibari ile 486.661 MW'lık rüzgar kurulu gücü dünyanın elektrik tüketiminin ortalama %5'ini karşılamaktadır. Avrupa Birliği ülkeleri toplam üretimlerinin 2020 yılına kadar %20'sini, 2030 yılına kadar %33'ünü ve 2050 yılına kadar %50'sini rüzgar enerjisi ile üretebilmeyi hedeflemektedir. (Keskin ve Gülveren, 2013)

Bu nedenlerle de Türkiye 'de yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam elektrik üretimindeki payının %30'a ulaşması hedefinin büyük bir bölümünün rüzgar enerjisi santrallerini içermesi hedeflenmektedir. Bu doğrultuda rüzgar enerjisi kurulu gücünün 20.000 MW'a çıkarılmasını hedeflemektedir.

2.2 Yenilenebilir Enerji Kaynakları için Uygulanan Teşvik Politikaları

Elektrik piyasasında iletim ve dağıtım faaliyetleri doğal tekel yapısındadır, bu nedenle bu piyasanın kontrol altında tutulabilmesi için Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu kurulmuştur. İletim ve dağıtım faaliyetleri denetleyici bir kuruluş tarafından yönlendirilmektedir, ancak Nükleer Enerji Santralleri dışında enerji kaynakları devlet tarafından kontrol edilmemektedir. Yatırımcılar doğru enerji kaynaklarına ve bölgelere teşvik mekanizmaları ile yönlendirilmektedir. Bu nedenle Türkiye'nin enerji arz güvenliğinin, sistem kararlılığını koruyacak doğru bir yapılandırma ile sağlanabilmesi için teşvik mekanizmaları büyük önem taşımaktadır.

Teşvik mekanizmaları;

- Enerji sektöründeki tasarrufları artırmak,
- Yatırım hacminin artırılması

- Yatırımların belirli enerji kaynaklarına yönlendirilmesi,
- Yatırımların ihtiyaç duyulan bölgelere yönlendirilmesi,
- Enerji sektöründeki istihdamı artırmak,
- Ekonomik istikrara yardımcı olmak,
- Vergilerin kararlar üzerindeki etkisini azaltmak,
- Enflasyonun sektör üzerindeki etkisini hafifletmek,
- Rekabet gücünü artırmak ve
- İhracat gücünü artırmak amaçları ile kullanılmaktadır. (Dönmez, 2013)

Enerji sektörü yatırımlarının yönlendirilebilmesi için kullanılan teşvikler temel olarak işletme öncesi teşvikleri ve işletme dönemi teşvikleri olarak ikiye ayrılmaktadır. İşletme öncesi teşvikler de AR-GE aşamasında uygulanan teşvikler ve yatırım dönemi teşvikleri olarak ikiye ayrılmaktadır. Bunlardan AR-GE dönemi teşvikleri yenilenebilir enerji kaynaklarının diğer kaynaklar ile rekabet edebilmesi için önem taşımaktadır.

Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynakları ile elektrik üretimi için yapılan yatırımlar Yenilenebilir Enerji Destekleme Mekanizması ile desteklenmektedir. YEKDEM kapsamında fosil olmayan enerji kaynaklarına destek verilmektedir, bu enerji kaynakları hidrolik enerji, rüzgar enerjisi, güneş enerjisi, jeotermal enerji, biokütle, biogaz, dalga enerjisi, akıntı enerjisi ve gelgit enerjisi olarak sıralanabilir. YEKDEM yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimine yapılan yatırımlar vergi muafiyeti, sabit fiyat garantisi ve pirim ödemeleri ile desteklemektedir. Ayrıca kendi ihtiyaçlarını yenilenebilir kaynaklardan üreterek karşılayan gerçek ve tüzel kişiler için lisans alma yükümlülüğünden muafiyet ve ihtiyaçlarının üzerindeki üretimleri şebekeye satma opsiyonu bulunmaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının yaygınlaştırılması için uygulanan teşvik politikaları farklı yenilenebilir enerji kaynaklarının sistem dengesi üzerine etkileri göz önünde bulundurulmadan oluşturulmuştur. Elektrik sistemindeki varlığı giderek artan

yenilenebilir enerji kaynakları önlem alınmaması durumunda beklenenden yüksek dengeleme maliyetlerine ve teknik aksaklıklara neden olacaktır.

2.3 Süreksiz Enerji Üretiminin Sistem Üzerindeki Etkileri

Rüzgar türbinlerinin şebekeye bağlanması süreksiz yapısı nedeni ile bir takım sorunları da yanında getirmektedir. Karşılaşılan en temel sorun elektrik tüketim ihtiyacının olduğu anlar ile rüzgar enerjisinden üretimin gerçekleştiği anların her zaman aynı olmamasıdır. İkinci temel sorun ise rüzgarın beklenenden fazla olduğu durumlarda sistemin gerçekleşen tepe üretime vereceği tepkidir. Bu iki sorun sistem üzerinde istenmeyen etkilere neden olmaktadır. (Sezgin, 2010)

Rüzgar enerjisinden elektrik üretimi, rüzgarın tahmin edilmesi güç yapısı nedeni ile aynı derecede tahmin edilmesi güçtür. Rüzgar santralleri ile talebin karşılanabilmesi istenir ise rüzgar enerjisinin talepten daha az olduğu zaman periyotlarında bu farkı telafi edecek bir elektrik üretim santralinin çalışmaya başlayarak bu eksikliği dengelemesi gerekmektedir, aynı şekilde rüzgar enerjisinden elektrik üretim miktarının talepten fazla olduğu zamanlarda bazı (emre amade) elektrik üretim santrallerinin sistem kararlılığının korunabilmesi için üretime son vermesi gerekliliği doğmaktadır. Rüzgar enerjisinin sistem kararlılığı bozulmadan elektrik üretimi amacı ile kullanılabilmesi için sıcak rezerv adı verilen bu elektrik üretim santrallerinin maliyetlerine katlanılması gerekmektedir.

Rüzgar rejimindeki anlık değişimler rüzgar enerjisinden elektrik üretimi üzerinde de aynı etkiyi yaratmaktadır. Sistemde gerçekleşen bu anlık değişimler akım, frekans ve voltaj üzerinde istenmeyen etkilere neden olmakta ve güç kalitesini düşürmektedir. Bu değişimlerin kontrol altında tutulabilmesi için ekstra yatırım maliyetlerine katlanılması gerekmektedir. Rüzgar santrallerinin üretimi ile sistemdeki elektrik talebinin uyuşmaması durumunda sıcak rezerv olarak hazır bulunan santrallerin talebi dengelemesi durumunda anlık frekans değişimleri yaşanmaktadır. Bu frekans değişimleri teknolojik cihazları ve bu cihazlar ile üretilen ürünlerin kalitesini etkileyebilmektedir.

Sistemde rüzgar enerjisi kullanımının ya da diğer etkenlerin yarattığı kısa devre durumlarında rüzgar santralleri devre dışı kalmaktadır ve bu santrallerin tekrar üretime

başlaması da sistem voltajında düşüklüğüne neden olur. Yani kısa devre durumlarında anlık talep karşılanamamaktadır ve istenmeyen etkilere neden olabilmektedir.

Rüzgardan enerjisinden elektrik üretiminin tahmin etmesi güç yapısı sistem kararlılığını etkilediği gibi iletim sisteminde de aksaklıklara neden olabilmektedir. Rüzgar santralleri yüksek rüzgar ile karşılaşıldığı durumlarda iletim kapasitesinin üzerinde üretilen elektriği iletmekte zorlanabilir ve bu durum arızalara sebep olabilir. Aynı zamanda üretilen elektriğin planlanan talep noktalarından fazlasını üretmesi durumunda diğer talep noktalarına iletilmesi ve diğer iletim bölgelerinin de kararlılığının etkilenmesi söz konusudur.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar enerjisinin elektrik üretimi için kullanılması elektrik iletim sistemi üzerindeki negatif etkilerinin yanında, doğru planlanması birçok avantaj sağlamaktadır. Rüzgar enerjisinin sistem üzerinde oluşturduğu negatif etkiler rüzgarın süreksizliğinden kaynaklanmaktadır, süreksizliğin negatif etkilerinin azaltılabilmesi amacı ile belirlenen güç dağılımları ve süreksizliği dengeleyebilecek teknolojilerin kullanımı ile yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar enerjisinin kullanımı enerji az güvenliğinde büyük rol oynayabilir.

2.4 Süreksizliğin Sistem Üzerindeki Negatif Etkilerinin Azaltılması

Söz konusu rüzgar enerjisinden elektrik üretimi olduğunda doğru türbin tasarımları yeterli olmamaktadır. Rüzgar enerjisinin süreksizliğinin sistem kararlılığı üzerindeki etkisi ve bu etkiyi en aza indirecek yaklaşımlar göz önünde bulundurulmalıdır.

İncelenen çalışmaların bir bölümünde rüzgar enerjisinin süreksizliğinin sistem kararlılığı üzerindeki negatif etkileri kanıtlanırken, bir bölümünde ise bu negatif etkilerin önlenmesi için ihtiyaç duyulan sıcak rezerv miktarlarının ve stratejilerin belirlenebilmesine odaklanılmıştır. Doherty ve O'Malley (2005) günden güne artan rüzgar gücü kullanımı ile sistem yöneticilerinin karşılaştığı sorunları değerlendirmiş ve rüzgar gücünün kullanıldığı sistemlerde sistem kararlılığını korumak için ihtiyaç duyulan optimal sıcak rezerv miktarının elde edilebilmesi amacı ile bir çözüm yaklaşımı geliştirmiştir. Geliştirilen çözüm yaklaşımı İrlanda'dan elde edilen bir veri seti ile çözülmüş ve sistem kararlılığının korunabilmesi için daha fazla sıcak rezerv olarak belirlenen elektrik santraline ihtiyaç duyulduğu belirtilmiştir. Choling vd. (2009) Amerika'nın iletim sistemindeki limitlerin artan rüzgar gücü ile zorlandığından

söz etmiştir. Bu sorunun aşılması amacı ile rüzgar enerjisi ile elektrik üreten tesislerin iletilemeyecek kısmını sıcak rezerv kısıtına eklenecek bir ceza parametresi olarak kullanan 24 saat planlama periyodu için kullanılabilen bir çizelgeleme yaklaşımı geliştirilmiştir. Bu yaklaşım ile artan rüzgar gücünün sistem için yüksek maliyet yaratacağı belirtilmiştir. Meibom vd. (2011) artan rüzgar kurulu güç artışının operasyonel etkilerinin incelenebilmesi amacı ile stokastik karma tam sayılı bir matematiksel programlama modeli geliştirmiştir. Geliştirilen kısa dönemli matematiksel model ve rüzgar gücü ve sıcak rezerv tahminleri kullanılarak birbirini takip eden periyotlar için çözümler elde edilerek incelenmiştir. Bu model sonucunda İrlanda'da 6000 MW'a kadar kurulu gücün sistem kararlılığını bozmadan kurulabileceği belirtilmiştir. Karki ve Hu (2007) dünya genelinde artan rüzgar gücü nedeni ile yaşanan sorunlara odaklanmış ve bu amaç doğrultusunda gerçekleştirilen çalışmaları incelemiştir. Bu inceleme sonucunda kurulu rüzgar gücü kapasitesinin belirlenmesi için kullanılan çalışmaların duruma her bir durum için farklı olması gerektiği ve rüzgar akımı, rüzgar verisi, rüzgar çiftliğinin yer seçimi, iletim sisteminin büyüklüğü parametrelerin bu fark üzerinde etkili olduğu sonucuna varılmıştır. Billinton vd. (2010) geleneksel enerji kaynaklarından farklı özelliklere sahip rüzgar enerjisi için bir test ortamında bir ve birden fazla rüzgar çiftliği ekleyerek sistem davranışını gözlemlemiştir. Çalışmanın sonuçlarına göre bağımlı ve bağımsız rüzgar koşulları farklı rüzgar çiftlikleri üzerinde sınırlayıcı etkiler göstermiştir ve bu etki ile rüzgar kurulu güç dağılımlarının belirlenebileceği belirtilmiştir. Ensslin vd. (2008) çalışmasında yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar enerjisinin sistem kararlılığı üzerindeki etkilerinin önüne geçilmesi için ihtiyaç duyulan sıcak rezerv gereksinimini eleştirmiştir. Çalışmada farklı rüzgar gücü dağılımları için gerek duyulacak sıcak rezerv gereksinimleri ve bu gereksinimlerin maliyeti ile diğer kaynaklardan sağlanabilecek faydalar karşılaştırılmıştır. Çalışmanın sonucunda büyük ve rüzgar kurulu güç oranı yüksek iletim sistemlerinde süreksizliğin etkilerinin daha fazla gözleneceği sonucuna varılmıştır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının avantajlarının sistem kararlılığını koruyarak elde edilmesini amaçlayan çalışmalardan bazıları hibrid enerji sistemleri ve kümelenen enerji santrali grupları üzerine yoğunlaşmıştır. Sezgin (2010) çalışmasında doğal depolama sistemleri ve rüzgar enerjisinin hibrid bir elektrik santrali birlikte kullanılmasını önermiştir. Çözüm olarak önerilen iki bölmeli mağarada, üretilen

enerjinin talepten fazla olması durumunda mağaradaki suyum yukarı pompalanabileceği ve üretilen enerjinin yeterli olmadığı durumlarda ise fazla enerji ile pompalanan suyun hidrolik enerji üretilmesi için kullanılabileceği belirtilmiştir. Çalışma sonucunda hibrid enerji santrallerinin ve kümelenmiş santrallerin kullanımı ile yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının sistem kararlılığını koruyarak artırılabileceği savunulmuştur. Chen (2007) fosil yakıtların kullanımı yerine hibrid ve izole edilmiş sistemlerde kararlılığın sağlanabilmesi için termal üretim santralleri ile rüzgar gücü santrallerinin birlikte kullanımını önermiştir. Kullanılan tavlama benzetimi algoritması ile termal ve rüzgar enerji santralleri çizelgelenmiş ve test ortamında rüzgar kurulu gücü büyük bir oranda sisteme entegre edilebilmiştir.

Literatürde süreksizliğin yarattığı etkiler ve sıcak rezerv limitlerinin farklı planlama periyotları için belirlenebilmesi konuları üzerine birçok çalışma bulunmaktadır. Ancak literatürde yer alan çalışmaların hiçbiri büyük ölçekli bir planlama stratejisi içermemektedir. Bu nedenle literatürde yer alan boşluğun doldurulması amacı ile tez çalışması kapsamında büyük iletim sistemleri için sistem kararlılığını koruyacak bir kurulu güç dağılımının belirlenmesi hedeflenmiştir. Daha yaygın kullanılması ve sağladığı avantajlar nedeni ile yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar enerjisi üzerine yoğunlaşılmıştır.

2.5 Rüzgar Kurulu Güç Bölgesel Kapasite Dağılımının Belirlenmesi

Literatürde rüzgar kurulu güç dağılımını belirlemeyi amaçlayan bir çok çalışma yer almaktır. Ancak bu çalışmalar genel olarak maliyet, yatırımcıların karı ve yüksek üretim potansiyelli kurulu güç dağılımlarının ele edilmesi konularına odaklanmıştır.

Lamaina vd. (2014) bir dağıtım sisteminde rüzgar hızları ve talep belirsizliği göz önünde bulundurularak rüzgar türbinlerinin optimal yer seçimi konusu üzerine çalışmıştır. Geliştirilen çözüm yaklaşımı ile yatırımcıların kazancının en büyüklenmesi hedeflenmiştir. Geliştirilen çözüm yaklaşımı gerçek veri ile test edildiğinde çözüm yaklaşımının sistem tam doluluğa ulaşana kadar rüzgar türbini ekleme eğiliminde olduğu görülmüştür. Burke ve O'Malley (2009) çalışmasında en verimli rüzgar sahalarının şehir dışında ve sistem iletim hatlarının yetersiz olduğu bölgelerde yer aldığını belirtmiştir. Rüzgardan elektrik enerjisi üretiminin gereklilikleri ve sistemin esnetilebilir limitlerini göz önüne alacak bir doğrusal programlama modeli geliştirmiştir. Geliştirilen bu yaklaşım ile potansiyeli yüksek

ancak iletim kapasitesi yetersiz bölgelerin de dikkate alınabileceği savunulmuştur. Nick vd. (2011) de yüksek potansiyele sahip rüzgar sahalarının iletim sisteminden uzakta yer aldığını ve bu alanların değerlendirilmesi gerektiğini savunmuştur. Bu amaç doğrultusundan büyük ölçekli problemlerde kullanılan bir Benders ayrıştırma algoritması geliştirilmiştir. Yaklaşımda kullanılan master problem bölgeler arası güç dağılımı ve iletim kapasitelerine karar verirken, alt problem ise bir yıllık planlama periyodu için sistem akış değerlerine karar vermektedir. Çalışma sonucunda yoğunlukla potansiyeli en yüksek bölgelerin seçildiği gözlenmiştir, ancak kapasite limitlerinin devreye girdiği durumlarda daha düşük potansiyele sahip bölgeler de çözüm kümesinde yer almıştır.

Literatür taramasında rüzgar gücü dağılımının belirlenmesinde bir çok hedef seçildiği gözlenmiştir. Ancak rüzgar enerjisinin süreksiz yapısının sistem kararlılığını üzerindeki negatif etkisini azaltabilecek bir kurulu güç bölgesel kapasite dağılımı konusuna rastlanmamıştır. Büyük bir hızla yaygınlaşmaya devam eden rüzgar kurulu göz önüne alındığında sistem üzerindeki etkilerinin de göz önünde bulundurulması ihtiyacı doğmaktadır. Tez kapsamında literatürde yer almayan bu konu üzerine yoğunlaşılmıştır.

2.6 Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretimi Tahmini

Rüzgar ve rüzgar enerjisinden elektrik üretimi tahmini üzerinde yapılan çalışmalar temel olarak 4 başlık altında toplanabilir. Bu çalışmalar fiziksel modelleri kullanılan çalışmalar, tahmin için istatistiksel dağılımlar kullanılan çalışmalar, uzamsal korelasyon modelleri kullanılan çalışmalar ve yapay sinir ağları kullanılan çalışmalar olarak sıralanabilir.

Lei vd. (2009) literatür analizinde bu çalışmaları sınıflandırmış ve karşılaştırmıştır. Çalışma sonucunda diğer yöntemlerin geleneksel istatistiksel dağılımlardan daha iyi sonuçlar verdiği belirtilmiştir. Foley vd. (2012) rüzgardan elektrik üretimi tahmini üzerinde yapılmış çalışmaları inceleyerek karşılaştırmıştır. Süreksiz bir kaynak olan rüzgardan üretim yapan tesislerin planlanmasında iyi geliştirilmiş tahmin metotlarının öneminden ve geleneksel dönüşüm denklemlerinin yalnızca anlık dönüşüm için kullanılabileceğinden bahsetmiştir. Fange ve Lochen (2006) ise dönüşüm denklemlerine, bulanık modellere, yapay sinir ağlarına vs. yer vererek her birinin detaylı bir şekilde incelemiştir. Madsen vd. (2005) literatürde yer alan kısa süreli

tahmin modellerinden kümeleme yaklaşımlarını kullananları karşılaştırarak, en uygununun seçilmesinde yol gösterici olmayı amaçlamıştır.

Damousis vd. (2004) çalışmalarında rüzgar hızının ve rüzgardan üretilen enerjinin tahmini için genetik algoritma tabanlı öğrenme şeması olan bir bulanık uzamsal korelasyon modeli önermiştir. Bu model ile 2 saate kadar tahmin yapılabilmektedir ve bu öğrenme şeması ile diğer yöntemlere göre %25' kadar daha iyi sonuçlar elde edilebilmektedir. Bracale ve De Falco (2015), iki Weibull dağılımının karışımını kullanarak rüzgarın belirsizliğini modellemiştir. Tahmin modelinin parametrelerinin elde edilmesinde ise bir Bayesian arayüz yöntemi kullanılmıştır ve diğer yöntemler ile sayısal karşılaştırmalar sunulmuştur. Bu yöntem hem çift modlu ve hem de tek modlu rüzgar rejimlerine uygundur. Sideratos ve Hatziargyriou (2007) çalışmalarında yapay zeka ile istatistiksel yöntemleri birleştirmiştir. Bu çalışmada oluşturulan harita ile rüzgarın farklı davranışsal eğilimlerine göre 48 saatlik planlama periyotları için tahminler yapılabilmektedir. Goh vd. (2004) rüzgar hızının ve rüzgar yönünün aynı zamanda tahmin edilebilmesi için sinir ağları kullanmıştır. Bu iki bileşenin birbirine bağımlı olduğu ve karmaşık durumlarda bile tahminlerin geçerli olduğu belirtilmiştir. Barbounis vd. (2006) Yunanistan'da bir adada 72 saatlik rüzgar hızı ve elektrik üretimi tahminlerinin yapılabilmesi için yapay sinir ağları algoritması kullanmıştır. Kullanılan yapay sinir ağları algoritmasında girdi olarak meteoroloji istasyonlarının verileri kullanılmıştır. Şekerci vd. Weibull ve Rayleigh fonksiyonları ile potansiyel türbin lokasyonlarında türbinlerin potansiyel üretimini tahmin etmiştir. Bu çalışmada Türkiye'nin rüzgar rejiminin sınıfı ve kullanılabilecek türbin sınıfları da belirtilmiştir. Kusiak vd. (2009) bir rüzgar çiftliğinin üretimini tahmin edebilmek amacı ile farklı zaman dilimlerini ve veri madenciliği kullanarak bir zaman serileri modeli geliştirmiştir. Geliştirilen model literatürdeki benzer modellere göre 10 dakika ve 1 saat aralığındaki tahminlerde daha iyi sonuç vermektedir, ancak en uzun tahmin süresi olarak 4 saat kullanılabilmektedir. Kusiak ve Li (2010) düşük rüzgar hızlarında rüzgar çiftliklerinin üretimlerinin tahmin edilmesi amacı ile bir kümeleme algoritması geliştirmiştir. K-ortalamalar algoritması yardımı ile 5 farklı senaryo alanı oluşturulmuş ve en iyi sonuçları veren senaryonun tespiti için tahminler gerçekleştirilmiştir. Kusiak vd. (2009) 5 farklı veri madenciliği teknikleri kullanarak hava tahmini verisinden önce rüzgar ve ardından üretim tahmini gerçekleştirmiştir. Tahminler 12 saatten 84 saate kadar gerçekleştirilebilmektedir. Pinson ve Kariniotakis (2003) SKADA ölçümlerini

ve sayısal hava tahminlerini kullanarak üretim tahmini gerçekleştirecek bir bulanık sinir ağı yaklaşımı geliştirmiştir. Bu yaklaşım İrlanda'dan elde edilen 1 yıllık veri seti ile test edilmiştir. Grassi ve Vecchio (2010) rüzgar hızı ve hava yoğunluğundaki değişimin üretim üzerindeki etkisini göz önünde bulundurarak bir iki katmanlı sinir ağı yaklaşımı geliştirmiştir. İtalya'dan elde edilen veriler ile geliştirilen yaklaşım test edilmiştir.

İncelenen çalışmalarda rüzgar enerjisinin süreksiz yapısı nedeni ile planlamada yaşanan zorluklardan ve tahmin metotlarının geliştirilmesinin öneminden bahsedilmiştir. Geliştirilen tahmin yaklaşımları kısa dönemli gelecek rüzgar hızı ve rüzgar enerjisinden elektrik üretimi tahminleri için tercih edilmektedir. Bunun yanında çalışmaların bir ortak noktası da üretim tahminin yapılabilmesi için üretim verisine ya da detaylı bilgiye ihtiyaç duyulmasıdır. T.C. Orman ve Su İşleri Bakanlığı Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nün den temin edilen 357 adet meteoroloji ölçüm istasyonunun verisi ile rüzgar rejimi hakkında yeterli bilgi temin edilebilmektedir ancak Türkiye'de yer alan rüzgar enerjisi santralleri her bir bölgeyi temsil edebilmek için yeterli değildir.

Bu nedenle meteoroloji ölçüm istasyonlarının veri seti ile başlık 4.1'de açıklanan reel (gerçekleşen) güç üretimi denklemi rüzgar enerjisinden elektrik üretiminin tahmin edilmesi için kullanılmıştır.

2.7 2023 Yılı Türkiye Elektrik Tüketim Tahmini

2023 yılında her bir $i \in I$ iletim bölgesinde yer alması gereken kurulu güç gereksiniminin belirlenebilmesi amacı ile Türkiye için 2023 yılı talep tahmini gerçekleştiren çalışmalar incelenmiş ve tahmin değerleri geçekleşen tüketim değerleri ile karşılaştırılmıştır. İncelenen çalışmalarda tahmin yaklaşımları için farklı parametreler kullanılmıştır.

Yumurtacı ve Asmas (2004) çalışmasında tahmin parametresi olarak nüfusta gerçekleşen artış oran ve kişi başına düşen milli gelirden enerji harcamaları için kullanım oranındaki artış kullanmış ve basit bir istatistiksel yaklaşım ile 1980-2050 yılları için enerji tüketimini tahmin etmiştir. Bilgili vd. (2012) kurulu güç, toplam nüfus ve toplam sistem abone sayısı parametreleri ile yapay sinir ağları, doğrusal regresyon ve doğrusal olmayan regresyon kullanarak 2008-2018 yıları arasındaki 10 yıllık periyodun enerji tüketimini tahmin etmiştir. Tahmin sonuçlarına göre yapay sinir

ağları tekniğinin diğer yöntemlere göre daha iyi sonuç verdiği T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tahminleri ile karşılaştırılarak belirlenmiştir. Erdoğdu (2007) geçmiş yılların elektrik tüketimi verilerini ARIMA modeli geliştirmek için kullanmış ve 2005-2014 yılları arasındaki tüketimleri tahmin etmiştir. Akay ve Atak (2007) geçmiş yılların elektrik tüketim verisini kullanarak gri tahmin yöntemi ile 2006-2015 yılları arasındaki toplam ve endüstriyel elektrik tüketimini tahmin etmiştir. Kavaklıoğlu vd. (2009) gayrisafi milli hasılada elektrik kullanımının payı, nüfus artış oranları, elektrik ithalat ve ihracat verileri yapay sinir ağları modeli için parametre olarak kullanılmış ve 2007-2027 yılları arası için elektrik tüketimi tahminleri yapılmıştır. Küçükali ve Barış (2010) gayri safi milli hasılada elektrik tüketiminin payı parametresini bulanık mantık modeli ile kullanarak 1980-2014 yılları arasındaki elektrik tüketimini tahmin etmiştir. Diğer yaklaşımların eksine bu modelin tahmin sonuçları arasında elektrik tüketimindeki düşüşler de yer almaktadır ve bu modelin avantajları arasında insan düşünce yapısını taklit edebilme kabiliyeti de bulunmaktadır. Dilaver ve Hunt (2011) gayri safi milli hasıla, elektrik fiyatları ve elektrik tüketimi yardımı ile bir yapısal zaman serileri modeli geliştirmiş ve 2009-2020 yılları için elektrik tüketimi tahmini yapmıştır. Günay (2016) diğer yaklaşımlara göre daha fazla parametreyi göz önünde alması ile diğer çalışmalardan ayrılmaktadır. Çalışmada yer alan yapay sinir ağları yaklaşımında kullanılan parametreler nüfus, kişi başına düşen gayri safi milli hasıla, enflasyon oranı, işsizlik oranı ve ortalama mevsimsel sıcaklıklar olarak sıralanabilir. Geliştirilen yapay sinir ağları yaklaşımı ile 2014 ve 2028 yılları arasındaki yıllar için tüketim miktarları tahmin edilmiştir. Kavaklıoğlu (2011) nüfus, gayri safi milli hasılada yer alan elektrik harcamaları, elektrik ithalatı ve ihracatı verileri ile destek vektörlü regresyon analizi gerçekleştirerek 2007-2026 yılları için elektrik tüketim tahmini yapmıştır. Hazmaçelebi ve Eş (2014) geçmiş yılların elektrik tüketimi parametresi ile gri modelleme yaklaşımı kullanarak 2011-2025 yılları için elektrik tüketimi tahmini yapmıştır. Gürbüz vd. (2013) de nüfus, gayri safi yurtiçi hasılada yer alan elektrik harcamaları, elektrik ithalatı ve ihracatı verilerini yapay arı kolonisi modeli için parametre olarak kullanarak 2010-2022 yılları için elektrik tüketimi tahmini yapmıştır. Kıran vd. (2012) de yine aynı parametreleri parçacık sürüsü ve karınca kolonisi algoritmalarından hibrid bir yaklaşım geliştirirken kullanmış ve 2007-2025 yılları için elektrik tüketimi tahmini yapmıştır. Son olarak Cunkaç ve Taşkıran (2011) geçmiş

yılların elektrik tüketim verisini kullanarak genetik algoritma ile 2008-2020 yılları için elektrik tüketimi tahmini yapmıştır.

3. RÜZGAR GÜCÜ BÖLGESEL GÜÇ DAĞILIMI MODELİ

Yenilenebilir enerji kaynağı olarak rüzgar enerjisinin tercih edilmesi olumlu etkilerinin yanında süreksizliği nedeni ile sistem dengesi üzerinde olumsuz etkilere de neden olmaktadır. Süreksizliğin olumsuz etkileri ve sistem kısıtları göz önüne bulundurularak kapasite dağılımının belirlenebilmesi için bir stokastik doğrusal olmayan matematiksel programlama modeli oluşturulmuştur. Problemin kapsamlı tanımı, oluşturulan matematiksel programlama modeli ve bu matematiksel model için geliştirilen sezgisel çözüm yaklaşımı alt başlıklarda yer almaktadır.

3.1 Problemin Tanımı

Türkiye enterkonnekte elektrik sisteminde farklı elektrik üretim kaynakları yer almaktadır, bu kaynakların çoğunluğu geleneksel üretim kaynakları olarak nitelendirilen kaynaklardan oluşmaktadır. Doğalgaz çevrim santrali gibi üretim kaynakları anlık üretim seviyesini ayarlayabilmesi ve hızlı bir şekilde üretime başlayabilmesi ile esnek bir yapıya sahip iken, rüzgar ve güneş gibi yeni ve yenilenebilir üretim kaynakları süreksiz bir yapıya sahiptir ve üretim miktarları bu doğal kaynaklara bağımlıdır. Sistem dengesinin bozulmaması ve güç kesintilerinin yaşanmaması için süreksiz kaynakların kısa ve uzun dönemli üretim tahminlerinin yapılması ve sistemin süreksizliği tolere edebilecek şekilde planlanması önem arz etmektedir. Bu nedenle anlık üretim - tüketim dengesinin sağlanabilmesi için tüm dezavantajlarına rağmen geleneksel fosil yakıt kullanan üretim kaynakları kolaylık sağlamaktadır. Mevcut durumda yenilenebilir enerji santralleri sistem dengesine etkileri göz önünde bulundurulmadan santrallerin en fazla üretim yapabileceği ve sistem alt yapısı için uygun yerlere kurulmaktadır. Ancak yenilenebilir enerji kaynaklarının yer ve kapasite seçimi, kaynakların süreksizliği ve sistem kısıtları göz önünde bulundurularak belirlenir ise dengeleme ihtiyacı en aza indirilebilir.

Enterkonnekte iletim sisteminin bazı yapısal özellikleri ve gereklilikleri bulunmaktadır, bunlar göz önünde bulundurulması gereken kısıtlayıcı etmenlerdir. Bu özelliklerden/kısıtlardan ilki her dağıtım bölgesinde ihtiyaç duyulan talebin anında

karşılanabilmesi gerekliliğidir, anlık talep diğer bölgelerden iletim yolu ile ya da sıcak rezerv adı verilen sistem dengeleme rezervlerinin kullanılması ile sağlanabilir. Dengenin sağlanamaması durumu sistemde kısa devrelere neden olabilir. Sıcak rezerv olarak belirlenen santral ya da santraller kapasitelerinin bir bölümü ya da tamamı ile anlık değişimi hızlı bir şekilde tolere edebilme kabiliyetine sahiptir, doğalgaz çevrim santralleri gibi anlık üretimin kontrol edilebildiği esnek üretim kabiliyetine sahip santraller sıcak rezerv olarak kullanılabilir. Anlık üretimin dengelenmesi amacı ile talepten fazla üretim yapıldığında sıcak rezerv olarak belirlenen bazı güç kaynaklarının üretimi sonlandırılmalı, talepten az üretim yapıldığında ise sıcak rezerv olarak belirlenen bazı güç kaynakları üretime başlamalıdır. Anlık üretimin kontrol edilebildiği santraller (doğal gaz çevrim santralleri ve hidroelektrik santraller gibi) sıcak rezerv olarak kullanılabilmektedir. Sıcak rezervler arıza durumlarında ya da yenilenebilir enerji kaynaklarının tahmin edilen miktardan farklı üretim yaptığı durumlarda kullanılmaktadır. İkinci sistem kısıtı ise iletim hatlarının yapıları ve kapasiteleridir. Talebin karşılanabilmesi amacı ile bölgeler arası iletilen enerji, iletim hat kapasiteleri dahilinde gerçekleşebilir, talebin karşılanabilmesi için iletime ihtiyaç duyulan bölgelerde gerekli altyapı çalışmaları yapılmaktadır. Ayrıca üretilen enerjinin bölgeler arası iletilmesi durumunda iletim hatlarının yapısı nedeni ile belirli bir oranda enerji kaybı oluşmaktadır. Bu nedenle üretilen enerjinin mümkün olduğu takdirde bulunduğu bölgenin talebini karşılaması tercih edilmelidir.

Aynı zamanda yenilenebilir enerji kaynaklarının da yapısal özellikleri bulunmaktadır. Söz konusu kaynaklar süreksiz ve rassal bir yapıya sahiptir, bu nedenle bu kaynaklar için kapasite dağılımın belirlenmesi ancak rassallığın göz önünde bulundurulması ile mümkün olabilir. Rüzgar yapısı ve rüzgardan üretilen elektrik enerjisi miktarları belirli bir sezonsallığa sahiptir. Ayrıca gerçekleşebilecek üretim miktarı her bir saat için yıldan yıla değişiklik göstermektedir ve yüksek varyansa sahiptir, bu nedenle doğru tahminlerin yapılması kolay değildir. Rüzgar aynı zamanda coğrafi ve iklimsel etmenlere göre değişiklik göstermektedir ve farklı bölgeler arasında farklı zaman dilimleri için pozitif ve negatif korelasyon mevcuttur. Rüzgardan elektrik enerjisi üretiminin sahip olduğu korelasyon yapısı kapasite dağılımında değerlendirilmesi gereken bir diğer etmendir. Bölgeler arası negatif korelasyon veya düşük korelasyon iki bölge arasındaki üretim değişkenliğini tolere edebileceği gibi, pozitif korelasyon

iki bölgenin de üretim değişkenliğinin siteminin değişkenliğini aynı anda artırması anlamına gelebilir.

Türkiye enterkonnekte elektrik sisteminin yapısal özelliklerinin ve rüzgar enerjisinin getirdiği süreksizliğin kapasite dağılımı üzerindeki etkileri bir bütün olarak göz önüne alınabilir ise yenilenebilir enerji kaynaklarının kontrol edilemeyen yapısının getirdiği dezavantajlar minimuma indirgenebilir. Bu şekilde geleneksel, kontrol edilebilir yapıdaki enerji kaynaklarına ihtiyacın azalması ve yenilenebilir enerji kaynaklarının avantajlarından daha fazla yararlanılması mümkün olabilir.

3.2 Matematiksel Model

Tez çalışması kapsamında Türkiye enterkonnekte iletim sistemi ve rüzgar enerjisinin süreksizliğinin sisteme etkileri bir bütün olarak göz önüne alınmış ve bir stokastik doğrusal olmayan karma tam sayılı matematiksel programlama modeli geliştirilmiştir. Rüzgar enerjisinin kullanımı sistemin belirsizliğini artırmaktadır ve bu belirsizlik sıcak rezerv kullanımı ile dengelenmektedir. Bu durumda süreksizliğin etkisi olan dengesizlik ile orantılı olarak artan sıcak rezerv kullanımını en aza indirilerek rüzgar enerjisi kullanımının sistem üzerindeki etkileri azaltılabilir.

Modelleme yaklaşımında kullanılan kümeler iletim bölgeleri kümesi ve planlama periyodu olarak sıralanabilir. Kümeler aşağıda gösterilmiştir.

I İletim bölgeleri kümesi

T Planlama periyodu kümesi

İletim bölgeleri kümesi i ile endekslenecektir ve $1..\mathrm{I}$ aralığında yer almaktadır. Bölge sayısı kullanılan verinin özelliğine göre ya da elde edilmek istenen sonucun ayrıntı seviyesine göre belirlenebilir. Çalışma kapsamında Türkiye için 44 bölge belirlenmiştir ve göz önünde bulundurulan nedenler 4.3.4 başlığında detaylandırılmıştır. Planlama periyodu ise t ile ifade edilir ve $1..\mathrm{T}$ aralığında yer almaktadır. Planlama periyodu kümesinin bir yıl olarak belirlenmesi ve birer saatlik periyotlar kullanılarak kaynak dağılımının elde edilmesi, bu dağılımın uzun vadeli yatırım planları için yol gösterici olabilmesi için yeterli ve uygundur. Bu nedenle çalışma kapsamında geliştirilen çözüm yaklaşımında T kümesi $1..8760$ aralığında yer almaktadır. Geliştirilen çözüm yaklaşımında bir saatin içerisinde gerçekleşen

değişimler yok sayılmıştır. Elektrik piyasasında birer saatlik planlama periyotları kullanılmaktadır ve bir yıllık planlama periyodu içerisinde rüzgar üretiminin sezonsallığı, varyansı ve bölgeler arası korelasyon yapısı göz önünde bulundurulabilir.

Matematiksel model tasarlanırken süreksizliğin dezavantajlarını azaltabilecek rüzgar gücü bölgesel kapasite dağılımının gözlenebilmesi amacı ile sıcak rezerv kullanımını en aza indirecek şekilde her bölgede bulunması gereken türbin sayısının belirlenmesi amaçlanmıştır. Matematiksel modelde standart bir türbin veya birden çok türbin belirlenmelidir. Bu türbin ya da türbinler bölgelerin rüzgar rejimine ve günün teknolojik özelliklerine göre belirlenebilir. Türkiye'de olduğu gibi kaynak dağılımının belirleneceği bölgelerde rüzgar rejiminin aynı kategoride olması durumunda tek bir türbin standart olarak belirlenebilir.

Bu amaç doğrultusunda matematiksel modelde kullanılan karar değişkenleri ve açıklamaları aşağıda listelenmiştir.

X_i: i ∈ I bölgesinde bulunması gereken rüzgar türbini sayısı

Y_{ijt}: i ∈ I bölgesinden j ∈ I bölgesine t ∈ T periyodundaki cinsinden elektrik aktarım/iletim miktarı (kW)

SR_{it}^{+}: i ∈ I bölgesinde t ∈ T periyodunda kullanılması gereken pozitif sıcak rezerv miktarı (kW)

SR_{it}^{-}: i ∈ I bölgesinde t ∈ T periyodunda kullanılması gereken negatif sıcak rezerv miktarı (kW)

$NetSR_t$: t ∈ T periyodunda kullanılması gereken toplam sıcak rezerv miktarı (kW)

$MaxSR$: Planlama periyodu kümesinde kullanılması gereken pozitif/sistem dengesinin sağlanması için üretime başlayabilecek sıcak rezerv üst limiti (kW)

$MinSR$: Planlama periyodu kümesinde kullanılması gereken negatif/sistem dengesinin sağlanması için üretimi durabilecek sıcak rezerv alt limiti (kW)

W_{it}: $\begin{cases} 1 & \text{i} \in \text{I bölgesinde t} \in \text{T periyodunda pozitif sıcak rezerv kullanılır ise} \\ 0 & \text{i} \in \text{I bölgesinde t} \in \text{T periyodunda negatif sıcak rezerv kullanılır ise} \end{cases}$

Karar değişkenlerinden ilki yani X_i ile belirlenen türbin sayısı her i ∈ I bölgesinde üretimin ifade edilebilmesi için kullanılmıştır. Matematiksel modelin enterkonnekte elektrik sistemi kısıtlarını sağlayabilmesi amacı ile anlık sistem dengesinin sağlanmasında Y_{ijt} ile ifade edilen akış karar değişkeni, SR_{it}^{+} ve SR_{it}^{-} ile ifade edilen sıcak rezerv karar değişkeni kullanılmıştır. Kullanılabilecek sıcak rezerv miktarının alt ve üst limitini ifade eden $MaxSR$ ve $MinSR$ değişkenleri ise sıcak rezerv miktarının enazlanması amacı ile kullanılmıştır.

Problem için geliştirilen modelleme yaklaşımında ihtiyaç duyulan parametreler, rüzgar gücünden elektrik üretimi ve bu üretimin varyasyonunu ifade etmek için kullanılan parametreler ve enterkonnekte elektrik sisteminin yapısal özelliklerini ifade etmek için kullanılan parametreler olarak iki kategoriye ayırılabilir.

İlk kategoride yer alan parametreler aşağıda sıralanmıştır. Rüzgardan güç üretiminin ifade edilmesinde birçok farklı dağılım tercih edilmektedir, bunlardan birkaçı Rayleigh Dağılımı, Weibull Dağılımı ve Normal Dağılım olarak sıralanabilir. Rüzgar gücünün süreksiz yapısı ve daha tutarlı tahmin metotlarının geliştirilmesi ihtiyacı, onu en iyi ifade edecek dağılımın araştırılması motivasyonunu artırmış ve bu konuda birçok çalışma yapılmasına sebep olmuştur. Çalışmada bir rüzgar türbinin üretebileceği gücün dağılımı beklenen değeri ve varyansı ile ifade edilmiştir. Ayrıca bölge içi ve bölgeler arası anlık rüzgar gücü korelasyon yapısı da rüzgar gücü değişkenliğini etkileyecek bir faktör olması nedeni matematiksel modele dahil edilmiştir.

P_{it}: i bölgesinde t periyodunda bir rüzgar türbinin üretebileceği elektrik miktarı ($P_{it} = f(X_i, \mu_{it}, \sigma_{it}^2)$)

μ_{it}: i ∈ I bölgesinde t ∈ T periyodunda bir türbinin üretiminin beklenen değeri

σ_{it}^2: i ∈ I bölgesinde t ∈ T periyodunda bir türbinin üretiminin varyansı

σ_{it}: i ∈ I bölgesinde t ∈ T periyodunda bir türbinin üretiminin standart sapması

ρ_{it}: i ∈ I bölgesinin t ∈ T periyodundaki bölge içi korelasyon katsayısı

ρ_{ijt}: i ∈ I bölgesi ile j ∈ I bölgesinin t ∈ T periyodundaki korelasyon katsayısı

İkinci kategoride yer alan enterkonnekte elektrik sistemlerinin kısıtlayıcı parametreleri de aşağıda gösterilmiştir. Her iletim bölgesi için her periyotta sistem kararlılığının

sağlanabilmesi için üretim, iletim ve sıcak rezerv kullanımı ile dengelenmesi gereken bir talep miktarı mevcuttur. Her komşu iki bölge arasında iletim altyapısı mevcut olmayabilir, ancak iletim altyapısı bulunan komşu bölgeler arasında iletim hattı için belirli bir kapasite söz konusudur ve elektriğin bu komşu bölgeler arasında iletiminde α oranında ortalama bir kayıp oluşur. Son olarak her bölge için potansiyel rüzgar gücü kapasitesi yapılan araştırmalar sonucunda belirlenebilir ve mevcut durumda bu potansiyelin bir kısmı kullanılıyor olabilir. Bu nedenle her bölgede kullanılabilecek türbin miktarı için bir alt ve üst limit matematiksel modele dahil edilmiştir. Modelin ana parametreleri;

D_{it}: i ∈ I bölgesinin t ∈ T periyodundaki elektrik talebi miktarı

C_{ij}: i ∈ I bölgesinden j ∈ I bölgesine iletim hattını kapasitesi

α: i ∈ I bölgesinden j ∈ I bölgesine iletim hattındaki kayıp oranı

X_i^{Max}: i ∈ I bölgesinde bulunabilecek türbin adedinin üst limiti

$X_i^{Mın}$: i ∈ I bölgesinde mevcut durumda bulunan türbin adedi

Geliştirilen matematiksel modelin amaç fonksiyonunda rüzgar gücünün süreksizliğinden kaynaklanan sıcak rezerv ihtiyacının en küçüklenmesi hedeflenmiştir. Hem pozitif hem de negatif rezerve maliyete neden olan faktörlerdir. Bu nedenle sistem dengesinin sağlanması için planlama kümesinde pozitif rezerv miktarının ve negatif rezerv miktarının üst limitlerinin toplamının en küçüklenmesi amaç fonksiyonu olarak belirlenmiştir ve aşağıda (3.1)'de gösterilmiştir.

$$\text{Min} \quad \text{MaxSR} + \text{MinSR} \tag{3.1}$$

Enterkonnekte elektrik sisteminin ve rüzgar gücünün yapısı geliştirilen matematiksel modelde 5 temel kısıt ile yer almaktadır. Bu kısıtlar sistemin kararlılığının korunması için sistem dengesinin sağlanması, sıcak rezerv gereksiniminin enerji üretim varyansı ile ilişkilendirilmesi, iletim kapasitelerinin sınırlanması ve türbin miktarının potansiyel üst limiti ve mevcut alt limiti ile sınırlanması olarak kısaca sıralanabilir.

Bu kısıtlardan ilki Eşitlik (3.2) ile her periyotta sistem kararlılığı için denge sağlanmaktadır. Her bir i ∈ I bölgesinde gerçekleşen üretim $X_i * \mu_{it}$ ile ifade edilmektedir, bölgeye gelen ve giden akışlar ise $\sum_{j,i\neq j} Y_{jit} * (1 - \alpha) - \sum_{i,i\neq j} Y_{ijt}$ ile

ifade edilmektedir. Gerçekleşen üretimin ve iletimlerin talep miktarında eşit olmadığı durumlarda ise sıcak rezerv kullanımı ile bölgede sistem kararlılığı sağlanmaktadır.

$$X_i * \mu_{it} + \sum_{j,i\neq j} Y_{jit} * (1 - \alpha) - \sum_{i,i\neq j} Y_{ijt} + SR_{it}^{+} - SR_{it}^{-} = D_{it} \quad \forall i,t \quad (3.2)$$

Her bir i ∈ I bölgesinde t ∈ T periyodunda üretim ve talep arasındaki fark sıcak rezerv kullanımı ile dengelenmektedir. Bu denge üretimin talepten az olması durumunda pozitif sıcak rezerv kullanımı ile üretimin talepten fazla olması durumunda ise negatif sıcak rezerv kullanımı ile sağlanmaktadır. İki durumun birden oluşması mümkün değildir bu nedenle iki opsiyonun birden kullanılması da mümkün değildir ve bu durum Eşitsizlik (3.3) ve Eşitsizlik (3.4) kısıtları ile kontrol edilmektedir. Eşitsizlik (3.3) ve Eşitsizlik (3.4) kısıtlarında M problem parametrelerine göre yeterince büyük bir sayıyı ifade etmektedir.

$$SR_{it}^{+} \leq M * W_{it} \quad \forall i,t \quad (3.3)$$

$$SR_{it}^{-} \leq M * (1 - W_{it}) \quad \forall i,t \quad (3.4)$$

Her bir i ∈ I bölgesinde her t ∈ T planlama periyodu için ihtiyaç duyulan pozitif sıcak rezerv miktarı SR_{it}^{+} ile ve negatif sıcak rezerv miktarı SR_{it}^{-} ile ifade edilmektedir. Her bir t ∈ T planlama periyodu için ihtiyaç duyulan toplam pozitif sıcak rezerv miktarları ise Eşitsizlik (3.5)'te ifade edildiği gibi her bir bölgenin ihtiyaç duyduğu pozitif sıcak rezerv miktarları toplamı ile alttan sınırlanmaktadır. Her bir t ∈ T planlama periyodu için ihtiyaç duyulan toplam negatif sıcak rezerv miktarları ise Eşitsizlik (3.6)'da ifade edildiği gibi her bir bölgenin ihtiyaç duyduğu negatif sıcak rezerv miktarları toplamı ile alttan sınırlanmaktadır.

$$\sum_i SR_{it}^{+} \leq MaxSR \quad \forall t \quad (3.5)$$

$$\sum_i SR_{it}^{-} \leq MinSR \quad \forall t \quad (3.6)$$

Matematiksel modelin daha rahat ifade edilmesinde kullanılmak üzere her t ∈ T planlama periyodu için ihtiyaç duyulan toplam sıcak rezerv gereksinimi $NetSR_t$ karar değişkeni ile Eşitlik (3.7)'de gösterildiği gibi ifade edilmiştir.

$$NetSR_t = \sum_i (SR_{it}^{+} - SR_{it}^{-}) \quad \forall t \quad (3.7)$$

İkinci kısıt grubu aşağıda detaylandırılmıştır. Sistemi dengelemek için her t ∈ T anında iletim bölgeleri kümesinde kullanılması gereken sıcak rezerv miktarı sıcak rezerv üst ve alt limitinin arasında olmalıdır ve amaç fonksiyonunda yer alan alt ve üst limitlerin en küçüklenmesi ile her t ∈ T periyodu için ihtiyaç duyulacak toplam sıcak rezerv miktarı düşük varyansa sahip olacak şekilde en küçüklenecektir. MaxSR ile gösterilen, gerek duyulan pozitif sıcak rezerv miktarını ifade eden ve MaxSR ile gösterilen, gerek duyulan negatif sıcak rezerv miktarını ifade eden değişkenler rassal bir yapıya sahiptir. Bu iki değişkenin toplamı, her i ∈ I bölgesinin t ∈ T periyodundaki sıcak rezerv kullanımlarını ifade eden rassal değişkenlerin toplamı ile gösterilebildiği için merkezi limit teoremine göre normal dağılıma sahip olacağı varsayılabilir. Gerek duyulan sıcak rezerv miktarında yüksek varyans, bu amaç için kullanılabilecek enerji kaynaklarının belirli olması ve bu kaynakların da belirli bir kapasitesinin olması nedeni ile istenen bir durum değildir. Rüzgar gücü kaynak dağılımının bu şekilde belirlenmesi ile oluşabilecek üretim belirsizliğinin sıcak rezerv kaynakları ile tolere edilebilecek seviyede olması sağlanabilir. MaxSR ve MinSR karar değişkenlerinin normal dağılıma sahip olacağı varsayımı ile her t ∈ T periyodunda bölgeler kümesi için bulunması gereken toplam sıcak rezerv miktarının 0.99 olasılıkla alt ve üst limitlerden küçük olması Eşitsizlik (3.8) ve Eşitsizlik (3.9) şans kısıtları ile sağlanacaktır.

$$P(NetSR_t \leq MaxSR) \geq 0{,}99 \quad \forall t \tag{3.8}$$

$$P(NetSR_t \geq MinSR) \geq 0{,}99 \quad \forall t \tag{3.9}$$

Eşitsizlik (3.8) ve Eşitsizlik (3.9) ile gösterilen kısıtlar doğrusallaştırılabilecek kısıtlardır. Eşitsizlik (3.8) ile gösterilen kısıtın doğrulaştırılabilmesi için Eşitsizlik (3.10)'da gösterilen eşitlik, Eşitsizlik (3.9) ile gösterilen kısıtın doğrulaştırılabilmesi için ise Eşitsizlik (3.11)'de gösterilen eşitlik kullanılabilir.

$$P\left(\frac{NetSR_t - \mu_{NetSR_t}}{\sigma_{NetSR_t}} \leq \frac{MaxSR - \mu_{NetSR_t}}{\sigma_{NetSR_t}}\right) \geq 0{,}99 \quad \forall t \tag{3.10}$$

$$P\left(\frac{NetSR_t - \mu_{NetSR_t}}{\sigma_{NetSR_t}} \geq \frac{MinSR - \mu_{NetSR_t}}{\sigma_{NetSR_t}}\right) \geq 0{,}99 \quad \forall t \tag{3.11}$$

Her i ∈ I bölgesinin t ∈ T periyodundaki sıcak rezerv kullanımı $(SR_{it}^{+} - SR_{it}^{-})$'nin dağılımı bir normal dağılım olarak varsayılmıştır ve $N(\mu_{(SR_{it}^{+} - SR_{it}^{-})}, \sigma^2_{(SR_{it}^{+} - SR_{it}^{-})})$ ile ifade edilebilir. Her i ∈ I bölgesinin t ∈ T periyodundaki sıcak rezerv kullanımı

$(SR_{it}^{+} - SR_{it}^{-})$'nin i ∈ I bölgeleri üzerinden toplamının dağılımı da $N(\mu_{NetSR_t}, \sigma^2_{NetSR_t})$ ile gösterilebilir. Bu dağılımın ortalaması Eşitlik (3.12)'de ve varyansı ise her i ∈ I bölgesinin t ∈ T periyodundaki sıcak rezerv kullanımı bölge içi korelasyonun toplamının dahil edildiği $(SR_{it}^{+} - SR_{it}^{-})$'nin varyansının i ∈ I bölgeleri üzerinden toplamı ve bölgeler arası korelasyonun toplamı olarak Eşitlik (3.13)'de gösterilmiştir. Matematiksel modele bölge içi korelasyon ve bölgeler arası korelasyonun dahil edilmesi ile bölgeler arasındaki istatistiksel ilişkinin anlık sıcak rezerv ihtiyacının varyansı üzerinde etkisinin olması sağlanmıştır. Pozitif korelasyon sıcak rezerv gereksiniminin varyansını artırırken, negatif korelasyon sıcak rezerv gereksiniminin varyansını azaltmaktadır ve bu şekilde negatif korelasyona sahip bölgelerin birbirini tolere edebileceği bir yapının oluşması sağlanacaktır;

$$\mu_{NetSR_t} = \sum_i (D_{it} - X_i * \mu_{it} - \sum_{j,i\neq j} Y_{jit}\left(1 - \alpha_{ji}\right) + \sum_{j,i\neq j} Y_{ijt}) \quad \forall t \tag{3.12}$$

$$\sigma^2_{NetSR_t} = \sum_i [X_i * \sigma^2_{it} + 2 * \left[\sum_i \frac{X_i*(X_i-1)}{2} * \rho_{it} * \sigma^2_{it}\right]] + 2 * \left[\sum_i \sum_{j>i,i\neq j} \rho_{ijt} * \sigma_{it} * \sigma_{jt} * \left(X_i * X_j\right)\right] \quad \forall t \tag{3.13}$$

Bu dağılım aynı dağılımı gösteren rassal değişkenlerin toplamlarından oluştuğu için merkezi limit teoremine göre normal dağılım özellikleri gösterecektir. Normal dağılım özelliği göstereceği için Eşitsizlik (3.10) ve Eşitsizlik (3.11), $z = (X - \mu)/\sigma$ özelliğinden yola çıkılarak eşitlik Eşitlik (3.14) ve Eşitlik (3.15)'de gösterildiği gibi yazılabilir.

$$MaxSR \geq \mu_{NetSR_t} + z_{0,99} * \sigma_{NetSR_t} \quad \forall t \tag{3.14}$$

$$MinSR \leq \mu_{NetSR_t} - z_{0,99} * \sigma_{NetSR_t} \quad \forall t \tag{3.15}$$

MaxSR ile gösterilen pozitif sıcak rezerv kullanımı Eşitlik (3.14)'te pozitif değer alması durumunda alttan kısıtlanabilir ve Eşitsizlik (3.8)'de gösterilen kısıt aşağıda Eşitsizlik (3.16)'da gösterildiği gibi yazılabilir. MinSR ile gösterilen negatif sıcak rezerv kullanımı ise Eşitlik (3.15)'in negatif değer alması durumunda alttan kısıtlanabilir ve Eşitsizlik (3.9)'da gösterilen kısıt aşağıda Eşitsizlik (3.17)'de gösterildiği gibi yazılabilir.

$$MaxSR \geq \max(\mu_{NetSR_t} + z_{0,99} * \sigma_{NetSR_t}, 0) \quad \forall t \tag{3.16}$$

$$MinSR \geq \max(-(\mu_{NetSR_t} - z_{0,99} * \sigma_{NetSR_t}), 0) \quad \forall t \tag{3.17}$$

Elde edilen eşitsizlikler doğrusal değildir, ancak Eşitsizlik (3.16) için Eşitsizlik (3.18) ve Eşitsizlik (3.19)'da gösterildiği gibi ve Eşitsizlik (3.17) için ise Eşitsizlik (3.20) ve Eşitsizlik (3.21)'de gösterildiği gibi doğrusallaştırılmıştır. Böylece bu şans kısıtları deterministik hale gelmiştir

$$MaxSR \geq \mu_{NetSR_t} + z_{0,99} * \sigma_{NetSR_t} \quad \forall t \tag{3.18}$$

$$MaxSR \geq 0 \tag{3.19}$$

$$MinSR \geq -(\mu_{NetSR_t} - z_{0,99} * \sigma_{NetSR_t}) \quad \forall t \tag{3.20}$$

$$MinSR \geq 0 \tag{3.21}$$

Üçüncü tür kısıt ile her i ∈ I bölgesinden her j ∈ I bölgesine her t ∈ T periyodundaki akışın iletim altyapısına göre kısıtlanmasını amaçlanmaktadır. İletim kapasitesinin sağlandığı kısıt aşağıda Eşitsizlik (3.22)'de gösterilmiştir.

$$Y_{ijt} \leq C_{ij} \quad \forall i, j, t \tag{3.22}$$

Son olarak her i ∈ I bölgesinde de kullanılabilecek türbin miktarı için bir mevcut kurulu güç nedeni ile alt limit ve potansiyel üretim miktarı nedeni ile üst limit mevcuttur. Alt limit ve üst limitin sağlandığı kısıtlar aşağıda Eşitsizlik (3.23) ve Eşitsizlik (3.24)'te gösterilmiştir.

$$X_i \geq X_i^{Min} \quad \forall i \tag{3.23}$$

$$X_i \leq X_i^{Max} \quad \forall i \tag{3.24}$$

Geliştirilen stokastik doğrusal olmayan karma tamsayılı matematiksel modelin düzenlemiş hali aşağıda (3.25 – 3.44) aralığında gösterilmiştir. Amaç fonksiyonunu (3.25) ile ifade edilirken Eşitsizlik (3.26 – 3.37) matematiksel modelin kısıtlarını ve (3.38 – 3.44) ise karar değişkenlerini tanımlamaktadır.

$$\text{Min} \quad \text{MinSR} + \text{MaxSR} \tag{3.25}$$

S.t.

$$X_i * \mu_{it} + \sum_{j,i\neq j} Y_{jit} * (1 - \alpha) - \sum_{i,i\neq j} Y_{ijt} + SR_{it}^{+} - SR_{it}^{-} = D_{it} \quad \forall i,t \tag{3.26}$$

$$SR_{it}^{+} \leq M * W_{it} \quad \forall i, t \tag{3.27}$$

$$SR_{it}^{-} \leq M * (1 - W_{it}) \quad \forall i, t \tag{3.28}$$

$$\sum_i SR_{it}^{+} \leq MaxSR \quad \forall t \tag{3.29}$$

$$\sum_i SR_{it}^{-} \leq MinSR \quad \forall t \tag{3.30}$$

$$MaxSR \geq \left(\begin{array}{c} \sum_i \left[D_{it} - X_i * \mu_{it} - \sum_{j,i \neq j} Y_{jit} \left(1 - \alpha_{ji}\right) + \sum_{j,i \neq j} Y_{ijt} \right] \\ + z_{0,99} * \sqrt{\begin{array}{c} \sum_i [X_i * \sigma_{it}^2 + [\sum_i X_i * (X_i - 1) * \rho_{it} * \sigma_{it}^2]] + \\ 2 * \left[\sum_i \sum_{j>i} \rho_{ijt} * \sigma_{it} * \sigma_{jt} * \left(X_i * X_j\right) \right] \end{array}} \end{array} \right) \quad \forall t \tag{3.31}$$

$$MaxSR \geq 0 \tag{3.32}$$

$$MinSR \geq - \left(\begin{array}{c} \sum_i \left[D_{it} - X_i * \mu_{it} - \sum_{j,i \neq j} Y_{jit} \left(1 - \alpha_{ji}\right) + \sum_{j,i \neq j} Y_{ijt} \right] \\ - z_{0,99} * \sqrt{\begin{array}{c} \sum_i [X_i * \sigma_{it}^2 + [\sum_i X_i * (X_i - 1) * \rho_{it} * \sigma_{it}^2]] + \\ 2 * \left[\sum_i \sum_{j>i} \rho_{ijt} * \sigma_{it} * \sigma_{jt} * \left(X_i * X_j\right) \right] \end{array}} \end{array} \right) \quad \forall t \tag{3.33}$$

$$MinSR \geq 0 \tag{3.34}$$

$$Y_{ijt} \leq C_{ij} \quad \forall i, j, t \tag{3.35}$$

$$X_i \geq X_i^{Min} \quad \forall i \tag{3.36}$$

$$X_i \leq X_i^{Max} \quad \forall i \tag{3.37}$$

$$Y_{ijt} \in \mathrm{N} \quad \forall i, j, t \tag{3.38}$$

$$X_i \in \mathrm{N} \quad \forall i \tag{3.39}$$

$$MaxSR \in \mathrm{N} \tag{3.40}$$

$$MinSR \in \mathrm{N} \tag{3.41}$$

$$SR_{it}^{+} \in \mathrm{N} \quad \forall i, t \tag{3.42}$$

$$SR_{it}^{-} \in \mathrm{N} \quad \forall i, t \tag{3.43}$$

$$W_{it} \in \{0, 1\} \quad \forall i, t \tag{3.44}$$

3.3 Sezgisel Yaklaşım

Geliştirilen matematiksel programlama modelinin doğrusal olmayan yapısı optimal sonucun elde edilebilmesi için doğrusal olmayan çözücülerin kullanımını

gerektirmedir. Geliştirilen matematiksel modelin yapısı ve büyüklüğü nedeni ile matematiksel modelde yer alan doğrusal olmayan kısıtların doğrusal olarak kabul edilebileceği bir sezgisel yaklaşım geliştirilmiştir. Bu sezgisel yaklaşım ile matematiksel model 8760 saatlik planlama periyodu kullanılarak çözüm verebilmektedir, yani kurulu güç dağılımı tüm bir yıl göz önüne alınacak şekilde elde edilebilmektedir.

3.3.1 Sezgisel algoritma

Tez çalışması kapsamda geliştirlen stokastik doğrusal olmayan karma tamsayılı matematiksel modelde doğrusal olmayan iki kısıt kümesi bulunmaktadır. Bu iki kısıt kümesi Eşitsizlik (3.31) ve Eşitsizlik (3.33)'de gösterilmiştir. Bu iki kısıt kümesinde, Eşitlik (3.45)'te gösterilen doğrusallığı bozan aynı ifade bulunmaktadır ve bu ifadede karekök ve bu karekökün içinde yer alan karar değişkenlerinin çarpımı yer almaktadır.

$$\mathrm{A_t} = \sqrt{\begin{matrix}\sum_i [\, X_i * \sigma_{it}^2 + [\sum_i X_i * (X_i - 1) * \rho_{it} * \sigma_{it}^2]\,] + \\ 2 * \left[\sum_i \sum_{j>i} \rho_{ijt} * \sigma_{it} * \sigma_{jt} * (X_i * X_j)\right]\end{matrix}} \quad (3.45)$$

Yukarıda Eşitlik (3.45)'te gösterilen bu ifade her i ∈ I bölgesinde her bir t ∈ T planlama periyodunda bölge içi üretim varyanslarını, bölge içi korelasyon katsayılarını ve her i ∈ I bölgesi ve her j ∈ I bölgesi arasında her t ∈ T planlama periyodunda üretimlerin korelasyon katsayısını içermektedir. Bu ifade $\mathrm{A_t}$ ile gösterilir ise Eşitsizlik (3.31) ve Eşitsizlik (3.33) aşağıda Eşitsizlik (3.46) ve Eşitsizlik (3.47)'deki gibi yazılabilir.

$$MaxSR \geq \begin{pmatrix}\sum_i [D_{it} - X_i * \mu_{it} - \sum_{j,i\neq j} Y_{jit}(1 - \alpha_{ji}) + \sum_{j,i\neq j} Y_{ijt}] \\ + z_{0,99} * \mathrm{A_t}\end{pmatrix} \quad \forall t \ (3.46)$$

$$MaxSR \geq -\begin{pmatrix}\sum_i [D_{it} - X_i * \mu_{it} - \sum_{j,i\neq j} Y_{jit}(1 - \alpha_{ji}) + \sum_{j,i\neq j} Y_{ijt}] \\ - z_{0,99} * \mathrm{A_t}\end{pmatrix} \quad \forall t \ (3.47)$$

A_t ile gösterilen ifadenin yok sayılması durumunda geliştirilen matematiksel modelde her t ∈ T planlama periyodunda sıcak rezerv gereksiniminin standart sapması yok sayılmış olacaktır. $MaxSR$ ve $MinSR$ ile ifade edilen sıcak rezerv gereksiniminin en büyük ve en küçük değerleri, sıcak rezerv gereksiniminin standart sapmasının yok sayılması ile azalarak amaç fonksiyonunu küçültecektir. Sıcak rezerv gereksiniminin standart sapması, rüzgardan elektrik enerjisi üretiminin süreksizliği nedeni ile ortaya çıkan üretim dengesizliğinin tolere edilebilmesi için her i ∈ I bölgesinde kurulu güç

gereksinimini artırıcı etkiye de neden olmaktadır, yani yok sayılması her i ∈ I bölgesinde kurulu güç gereksinimini azaltacaktır.

Sezgisel algoritmanın genel akışı Şekil 3.1'de gösterilmiştir. Geliştirilen sezgisel algoritma ilk adımda sıcak rezerv gereksiniminin standart sapmasının yok sayılması ve elde edilen sonuca göre her t ∈ T planlama periyodunda sıcak rezerv gereksiniminin standart sapmasının yeni çözüm için hesaplanması mantığı üzerine geliştirilmiştir. İlk adımda elde edilen sonuca göre hesaplanan her t ∈ T planlama periyodunda sıcak rezerv gereksiniminin standart sapması ile elde edilen çözümde her i ∈ I bölgesinde kurulu güç gereksinimini ilk adıma göre artması beklenmektedir.

Başla

1. $\forall\, t \in$ T için $A_t = 0$
2. Matematiksel Modeli Çöz

Çıktı $X_i \in$ N $\forall i$, Amaç Fonksionu = MaxSR + MinSR

3. $\forall\, t \in$ T için $A_t = \sqrt{\begin{matrix}\sum_i [\, X_i * \sigma_{it}^2 + [\sum_i X_i * (X_i - 1) * \rho_{it} * \sigma_{it}^2]\,] + \\ 2 * \left[\sum_i \sum_{j>i} \rho_{ijt} * \sigma_{it} * \sigma_{jt} * \left(X_i * X_j\right)\right]\end{matrix}}$
4. Matematiksel Modeli Çöz

Çıktı $X_i \in$ N $\forall i$, Amaç Fonksionu = MaxSR + MinSR

Yap

5. Amaç_1 = Amaç Fonksionu
6. Matematiksel Modeli Çöz

Çıktı $X_i \in$ N $\forall i$, Amaç Fonksionu = MaxSR + MinSR

7. Amaç_2 = Amaç Fonksionu

Kadar $((\text{Amaç}_2 - \text{Amaç}_1)/\text{Amaç}_2 \leq \beta)$

Bitir

Şekil 3.1: Sezgisel algoritma genel akışı.

Doğrusallığı bozan ifadenin geliştirilen matematiksel modelde basitleştirilmesi ve yok sayılarak optimal çözüm elde edilmesi ile başlangıç adımı tamamlanır. İkinci adımda

çözüm sonucunda elde edilen her i ∈ I bölgesinde kurulu güç gereksinimi ile her t ∈ T planlama periyodunda sıcak rezerv gereksiniminin standart sapması hesaplanır geliştirilen matematiksel model yeniden çözülür. Ardından üçüncü adımda elde edilen yeni çözüm ile her i ∈ I bölgesinde kurulu güç gereksinimi kullanılarak her t ∈ T planlama periyodunda sıcak rezerv gereksiniminin standart sapması tekrar hesaplanır ve tekrar çözüm elde edilir. Amaç fonksiyonu değişimi belirlenen β değerine eşit ya da küçük olduğunda algoritma sonlandırılır, aksi durumda üçüncü adım tekrar edilir.

3.3.2 Sezgisel algoritmanın geçerliliği

Geliştirilen stokastik doğrusal olmayan karma tamsayılı matematiksel model için doğrusallığı bozan kısıt kümesi basitleştirilerek bir sezgisel yaklaşım geliştirilmiştir. Geliştirilen bu sezgisel yaklaşım Eclipse Neon IDE geliştirme ortamında Java programlama dili ile kodlanmıştır ve geliştirilen matematiksel modelin çözümü için Cplex OPL 12.7 çözücüsü kullanılmıştır.

Sezgisel algoritma 8760 saat ve 44 bölgeden oluşan veri seti ile çözdürülmüş ve sezgisel algoritma adımlarının/döngülerinin amaç fonksiyonu ve her i ∈ I bölgesinde kurulu güç gereksinimi üzerindeki etkisi incelenmiştir.

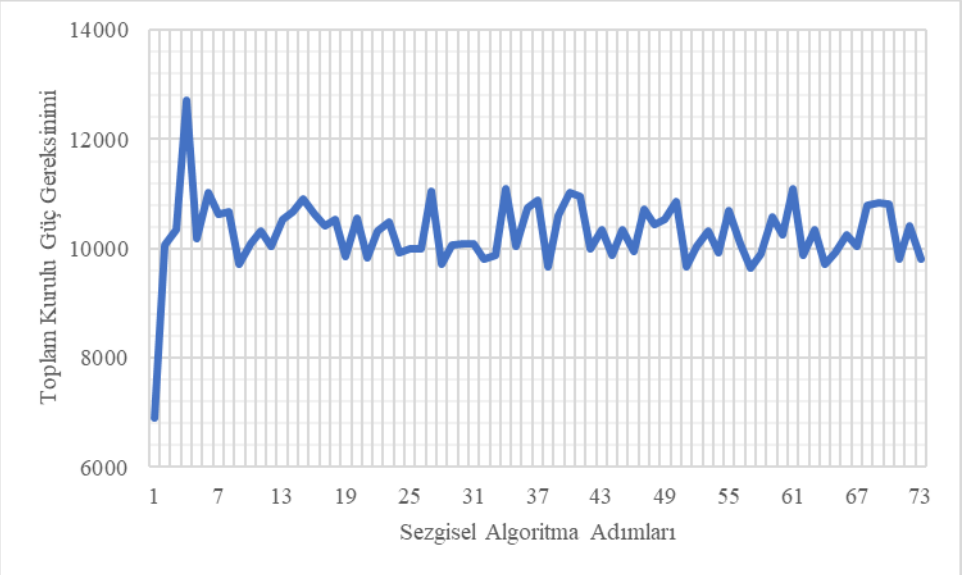
Sezgisel algoritmanın geçerliliğinin belirlenebilmesi amacı K=3 çarpanı ile oluşturulan mevcut durum senaryosu kullanılmıştır. Yani temin edilen talep verilerinin ortalaması ve rüzgar enerjisinden elektrik üretimi tahmini değerlerinde K çarpanı için 3 kullanılmıştır. Diğer parametrelerde de bir değişiklik yapılmamıştır.

Çözümler incelendiğinde her i ∈ I iletim bölgesinde kurulu güç gereksiniminin her adımda değişiklik gösterdiği gözlenmiştir. Başlangıç adımında her t ∈ T planlama periyodunda sıcak rezerv gereksiniminin standart sapması yok sayıldığı için kurulu güç gereksiniminin daha az olduğu ve ardından artıp dalgalanarak devam ettiği görülmektedir. Sonuçlar incelendiğinde her i ∈ I bölgesi için elde edilen kurulu güç gereksiniminin her bölge için belirli aralıklarda değişim gösterdiği gözlenmiştir. Sezgisel algoritmanın her adımlarına göre toplam kurulu güç gereksiniminin değişimi Şekil 3.2'de gösterilmiştir. Sıcak rezerv gereksinimini en küçükleyecek şekilde

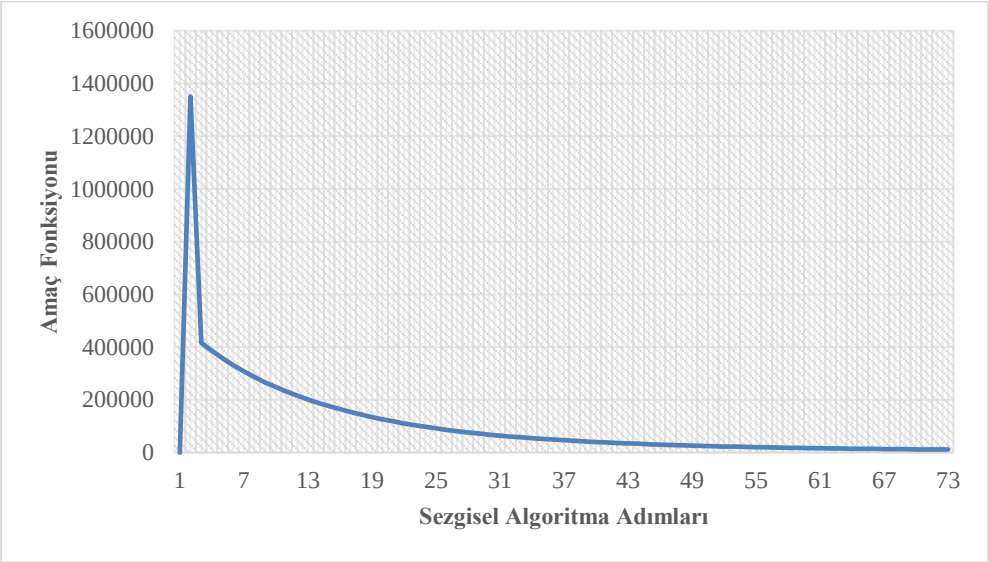
algoritmanın her adımında toplam kurulu güç gereksinimi ve kurulu güç gereksinimi dağılımı değişiklik göstermektedir.

Elde edilen çözümler amaç fonksiyonuna odaklanılarak incelendiğinde ise amaç fonksiyonunun başlangıç adımından sonra ani bir artış yaşadığı ve ardından azalarak belirli bir değere yakınsadığı gözlenmiştir. Amaç fonksiyonun algoritma adımlarına göre değişimi Şekil 3.3'te gösterilmiştir. Bu nedenle her i ∈ I bölgesi için elde edilen kurulu güç gereksinimindeki değişimin, her t ∈ T planlama periyodunda sıcak rezerv gereksiniminin standart sapması göz önüne alınarak amaç fonksiyonunu azaltıcı doğrultuda olduğu sonucuna varılabilir.

Geliştirilen sezgisel algoritma ile her bir adımda her i ∈ I bölgesi için kurulu güç gereksinimindeki değişim ile amaç fonksiyonu değeri azalmaktadır. Bu nedenle bu amaç fonksiyonu için, geliştirilen sezgisel algoritmanın geçerli olduğu söylenebilir.



Şekil 3.2: Sezgisel algoritmanın adımlarına göre toplam kurulu güç gereksinimleri.

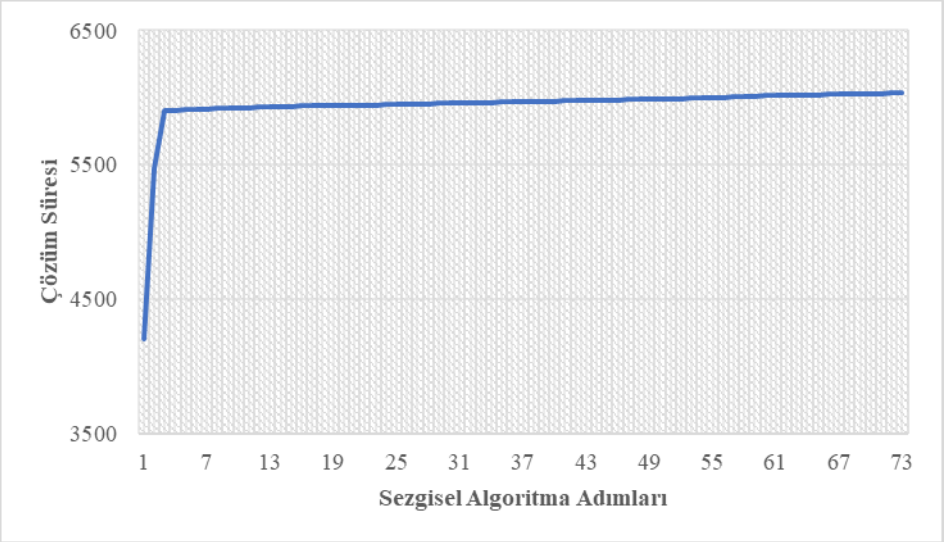


Şekil 3.3: Sezgisel algoritmanın adımlarına göre amaç fonksiyonu değerleri.

3.3.3 Sezgisel algoritmanın çözüm süresi

Geliştirilen stokastik doğrusal olmayan karma tam sayılı matematiksel programlama modeli, doğrusallığı bozan kısıtlar basitleştirilerek her bir adımda amaç fonksiyonunu iyileştiren sezgisel algoritma ile çözülmüştür. Geliştirilen sezgisel algoritma ile amaç fonksiyonu değeri yakınsamakta ve algoritma durmaktadır. Sezgisel algoritmanın adım sayısı ve çözüm süresi kullanılan indis kümelerinin büyüklüğüne ve parametrelerin karmaşıklık seviyesine göre değişmektedir.

Çalışma kapsamında geliştirilen sezgisel yaklaşımda β durdurma katsayısı olarak %2 tercih edilmiştir. Talep parametresi için K=3 çarpanının kullanıldığı mevcut durum senaryosu 8760 saat ve 44 iletim bölgesi ile çözülmüştür. Amaç fonksiyonu değeri ortalama çözüm süresi 5939,96 saniye olan 73 adımda yakınsamış ve çözüm elde edilmiştir. Toplam çözüm süresinin ise 433617,56 saniye olduğu gözlenmiştir. Her bir adım için çözüm süre Şekil 3.4'te gösterilmiştir.



Şekil 3.4: Sezgisel algoritmanın adımlarına göre çözüm süresi.

İlk 3 adımda ani artışlar gözlenen çözüm süresinin algoritma boyunca arttığı da gözlenmiştir, ancak ilk 3 adım dışında gerçekleşen bu artışların ortalaması 1,81 saniyedir ve 73 adımda kayda değer bir fark oluşturmamaktadır. İlk adımlarda gözlenen daha kısa çözüm sürelerinin basitleştirmeden kaynaklandığı ve bu ilk adımların ardından basitleştirilen sıcak rezerv standart sapmasının problem karmaşıklığını artırdığı düşünülmektedir.

4. VERİLERİN HAZIRLANMASI VE ANALİZİ

Rüzgar enerjisini ifade eden parametreler, her i ∈ I bölgesi için her t ∈ T planlama periyodu (her bir saat) için rüzgar enerjisinden elektrik enerjisi üretimi miktarının ortalaması, varyansı, standart sapması ve bölgeler arası korelasyon katsayısı olarak sıralanabilir. Bu parametrelerin elde edilebilmesi amacı ile T.C. Orman ve Su İşleri Bakanlığı Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nün Türkiye genelinde yer alan 357 adet meteoroloji istasyonunun 2005 - 2014 yılları arasında gerçekleşen 10 yıllık ölçüm verisi temin edilmiş ve elde edilen bu verilerden her i ∈ I bölgesi için saatlik rüzgar enerjisinden elektrik üretimi miktarları tahmin edilmiştir. Bu tahminler ile her i ∈ I bölgesi için her t ∈ T planlama periyodu (her bir saat) için rüzgar enerjisinden elektrik enerjisi üretimi miktarının ortalaması, varyansı, standart sapması ve her i ∈ I ve j ∈ I bölgeleri arası korelasyon katsayısı belirlenmiş ve korelasyon yapısının ve olası etkilerinin yorumlanabilmesi amacı ile Türkiye'yi temsil eden homojen noktalar arasında korelasyon analizi yapılmıştır.

Enterkonnekte elektrik sistemini ifade eden parametreler ise her i ∈ I bölgesi ve her t ∈ T planlama periyodu (her bir saat) için tüketim miktarları, iletim ağı özellikleri ve iletim kapasiteleri, her i ∈ I bölgesi için rüzgar enerjisinden elektrik enerjisi üretimi potansiyelleri ve her i ∈ I bölgesi bulunan mevcut durumda kurulu güç kapasiteleri olarak sıralanabilir. Tüketim miktarlarının belirlenebilmesi amacı ile TEİAŞ'tan Türkiye'de yer alan 81 il için 2012 - 2016 yılları arasında gerçekleşen 5 yıllık güç çekiş verisi temin edilmiş ve çalışma kapsamında oluşturulan bölgeler için her t ∈ T planlama periyodu (her bir saat) için tüketim miktarları hesaplanmıştır. İletim ağının yapısal özellikleri ve iletim kapasiteleri, TEİAŞ'tan temin edilen hat özellikleri verileri ve 21.11.2016 tarihinde güncellenen Türkiye enterkonnekte elektrik sistemi haritasından elde edilmiştir. T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü'nün yayımladığı il bazlı rüzgar enerjisi potansiyeli atlasından (REPA) her bir bölgesinin üretim potansiyeli elde edilerek üst limit olarak kullanılmıştır. Mevcut kurulu güç miktarının her bir bölge için alt limit olarak

belirlenebilmesi amacı ile YEGM'den her ilde yer alan mevcut rüzgar enerji santrallerinin bilgileri temin edilmiştir.

Meteoroloji santrallerinin ölçüm verilerinin düzgün bir yapıda olmaması ve bu verilerden kullanılabilecek yapıda olanların her bir ölçüm tesisi için farklılık göstermesi nedeni ile tek bir meteoroloji ölçüm tesisinin temsil edebileceği bölgelerin kullanılması mümkün değildir. Aynı zamanda güç çekiş verilerinin ve enterkonnekte elektrik sistemi iletim kapasitelerinin ancak il bazlı elde edilebilmesi sebebi ile daha küçük bölgelerin kullanılması da mümkün değildir. Elde edilen veriler göz önünde bulundurularak çözüm yöntemi için yeni bir bölgelendirme yapılmıştır.

4.1 Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretimi Tahmini

Geliştirilen çözüm yöntemi ile her i ∈ I bölgesinin kurulu güç gereksiniminin belirlenebilmesi amacı ile her bir i ∈ I bölgesinde her t ∈ T planlama periyodunu ifade eden elektrik üretimi veri setine ihtiyaç duyulmaktadır. Türkiye genelinde her ilde rüzgar santrali bulunmamaktadır, bu nedenle her iletim bölgesini ifade edebilecek üretim verisinin kurulu rüzgar santrallerinden elde edilmesi mümkün değildir. T.C. Orman ve Su İşleri Bakanlığı Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nün den temin edilen 357 adet meteoroloji ölçüm istasyonunun verisi; her bir meteoroloji istasyonu ve her bir saat için kayıt sayısını, ortalama rüzgar hızını (m/sn), rüzgar yönünü (^{o}), hava sıcaklığını (^{o}C), nispi nemi (%), hava basıncını (hPa) ve toplam yağışı (kg/m^2) içermektedir. Temin edilen bu meteoroloji veri seti ile her bir i ∈ I bölgesi ve her bir t ∈ T planlama periyodu (saat) için rüzgar enerjisinden elektrik üretimini tahmin etmek mümkündür.

Rüzgarın en önemli iki bileşeni olarak hava akımının hızı ve hava yoğunluğu gösterilebilir. Hava yoğunluğunu ise temel olarak yükseklik ve hava koşulları (sıcaklık, basınç ve nem) etkilemektedir. Bu iki bileşen kullanılarak rüzgar enerjisinden üretilebilecek güç hesaplanabilir. Eşitlik (4.1) birim zaman başına düşen enerjiyi yani gücü ifade etmektedir, Eşitlik (4.2) ise hızın kütle ile oluşturduğu enerji yani kinetik enerji ifade edilmiştir. Rüzgar enerjisinden elektrik üretiminde kullanılan türbinlerin kanat hacmi, hava yoğunluğu ve mesafe ise Eşitlik (4.3)'te ifade edilmiştir, bu ifade kinetik enerji denkleminde yerine koyulur ve türevi alınır ise Eşitlik (4.6)'daki ifade elde edilir. Elde edilen bu ifadede kayıplar göz önünde bulundurulmamıştır, Betz Yasası'na göre en iyi tasarlanmış türbinlerde bile teorik gücün yalnızca 0.593'ü üretilebilmektedir. Betz katsayısı türbin verimliliği faktörünün üst limiti olarak kabul

edilebilir, türbin verimliliğinin dahil edildiği reel (gerçekleşen) güç üretimi ifadesi aşağıda Eşitlik (4.7)'de gösterilmiştir (Shepherd ve Zhang, 2011).

$$Güç = \frac{Enerji\ (İş)}{Zaman} = \frac{W}{t} \tag{4.1}$$

$$KE = \frac{1}{2} * m * V^2 \tag{4.2}$$

$$m = \rho * A * x \tag{4.3}$$

$$\frac{d(KE)}{dt} = \left(\frac{1}{2} * \rho * A * x * V^2\right) \frac{dx}{dt} \tag{4.5}$$

$$P_T = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3 \tag{4.6}$$

$$P_R = C_p * \frac{1}{2} * \rho * A * V^3 \tag{4.6}$$

Çalışma kapsamında TC. Orman ve Su İşleri Bakanlığı Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nün den temin edilen 357 adet meteoroloji ölçüm istasyonunun 10 yıllık verisi ile literatürde bulunan yaklaşımlar kullanılarak gelecek rüzgar rejimin tahmini yapılabilir. Ancak üretim tahmininin yapılabilmesi için Türkiye genelinde gerçekleşen üretim bilgisine ihtiyaç duyulmaktadır. Bu nedenle her bir i ∈ I bölgesinde her t ∈ T planlama periyodu için tahmin yapılabilmesi amacı ile yukarıda Eşitlik (4.6)'da gösterilen rüzgar enerjisi dönüşüm denkleminin kullanımı tercih edilmiştir.

Dönüşüm denkleminde yer alan hava yoğunluğu aşağıda ifade Eşitlik (4.7)'de ifade edilmiştir. Elde edilen veride yeterli bilginin bulunmaması nedeni ile hava yoğunluğu nem ihmal edilerek hesaplanmıştır.

$$\rho = \frac{P}{R_{Sabit} * T_k} \tag{4.7}$$

Kullanılan denklemde yer alan türbin verimlilik katsayısı her bir türbin için farklı olacaktır. Türbin seçimi rüzgar yapısı, yer seçimi ve üretim hedefleri gibi farklı etmenlere bağlıdır. Çalışma kapsamında verimlilik katsayısının belirlenebilmesi amacı ile en çok kullanılan Vestas markasının rüzgar türbinleri incelenmiştir. III. ve IV. Sınıf rüzgar rejimine sahip olan Türkiye için bu rüzgar rejimine uygun olan türbin, 2 MW güç kapasitesine sahip V110 olarak belirlenmiştir ve üretim tahmini için bu türbinin verimlilik katsayısı kullanılmıştır. İncelenen türbinlerin listesi EK 1'de sunulmuştur. Belirlenen standart türbin ile Eşitlik (4.6)'da yer alan ifade kullanılarak düzenlenen

veri setinden her bir i ∈ I bölgesinde her t ∈ T planlama periyodu için rüzgardan elektrik üretimi tahmin edilmiştir

4.2 Meteoroloji Ölçüm Verilerinin Düzenlenmesi

Geliştirilen matematiksel modelde kullanılan üretim tahminleri için her bir i ∈ I bölgesinde her t ∈ T planlama periyodu için ortalama rüzgar hızı (m/sn), hava sıcaklığı (^{o}C), ve hava basıncı değerlerine ihtiyaç duyulmaktadır. Temin edilen veride bu bilgiler 10 yıllık bir zaman dilimi için yer almaktadır, ancak elde edilen verinin tahmin için kullanılması aşamasında aşağıdaki başlıklarda özetlenen sorunlarla karşılaşılmıştır ve bu sorunların çözülmesi amacı ile bir veri düzenleme algoritması geliştirilmiştir.

Veri setinden yapılacak tahminler ile her bir i ∈ I bölgesin ve her bir t ∈ T planlama periyodu için, yani yılın her bir saati için standart olarak seçilen türbinin rüzgar enerjisinden elektrik üretiminin ortalama değeri, varyansı ve standart sapması hesaplanmıştır. Bu amaç doğrultusunda her bir i ∈ I bölgesi ve her bir t ∈ T planlama periyodu için yani her saat için mevcut veri düzenlenmiş ve ardından üretimler tahmin edilmiştir. Verilerin düzenlenmesinde kullanılan algoritma alt başlıkta yer almaktadır.

4.2.1 Eksik veriler

Veri setindeki eksik veriler ile iki farklı durumda karşılaşılmıştır. Her bir yıl için 8760 saati ifade eden 8760 satır veri bulunmalıdır, her bir satır tarihe özel birincil anahtar ile ifade edilmelidir. Ancak veri setinin oluşturulduğu 10 yıl içerisinde yeni meteoroloji ölçüm tesisleri açılmış, mevcut tesislerde iyileştirmeler ve arızalar meydana gelmiştir. Bu durumdarda birincil anahtarların yer aldığı kayıt satırları boş bırakılmıştır. İkinci durum ise veri setinin oluşturulmasında gerçekleşen hatalar nedeni ile kaynaklanmaktadır. Veri setinin oluşturulması ya da sistemden çekilmesi sırasında bazı birincil anahtarlar ya da birincil anahtar kümelerinde kayıplar yaşanmıştır. Bu nedenle her bir meteoroloji istsayonu için her bir yılda 8760 ölçüm verisinden daha azı bulunmaktadır.

4.2.2 Hatalı kayıtlar

Temin edilen veri setinde her bir meteoroloji istasyonunun her bir ölçüm saati için kayıt sayısını, ortalama rüzgar hızını (m/sn), rüzgar yönünü (°), hava sıcaklığını (°C), nispi nemi (%), hava basıncını (hPa) ve toplam yağışı (kg/m^2) ifade eden 7 farklı meteorolojik veri sütunu bulunmaktadır. Bunlar dışında meteoroloji istasyonu kodu, kayıt yılı, kayıt ayı, kayıt günü ve kayıt saati gibi bilgiler de bulunmaktadır ve bu bilgiler birincil anahtarın elde edilmesinde kullanılmaktadır.

Veri setinde her bir satırda 13 farklı bilgi bulunmalıdır, ancak hatalı kayıtlar nedeni ile her bir satırda 13 farklı sütün/veri/bilgi bulunmamaktadır. Bu farklılık 2 farklı durumda gözlenmiştir, ilk durumda daha az sütün gözlenirken, ikinci durumda daha fazla sütun gözlenmiştir.

4.2.3 Hatalı veriler

Temin edilen veri setinde kayıt sayısını, ortalama rüzgar hızını (m/sn), rüzgar yönünü (°), hava sıcaklığını (°C), nispi nemi (%), hava basıncını (hPa) ve toplam yağışı (kg/m^2) ifade eden 7 farklı meteorolojik veri sütunu bulunmaktadır. Her bir bilgi yani ölçüm verisi kendi biriminde ve farklı ölçüm aralıklarında yer almaktadır.

Temin edilen veri setinde meteorolojik ölçüm verilerinde hatalara rastlanmıştır. Bu hatalar temel olarak iki kategoriye ayrılabilir. İlk kategoride ölçüm hatalarınıdan ya da verilerin sistemden alınmasında gerçekleşen hatalardan kaynaklı hata kodları yer almakadır, ikinci kategoride ise meteorolojik verilerin ölçüm aralığı dışında olmasından kaynaklanan hatalar bulunmaktadır.

4.2.4 Düzenleme algoritması

T.C. Orman ve Su İşleri Bakanlığı Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nden elde edilen meteoroloji ölçümleri veri setinden çözüm algoritması için ihtiyaç duyulan parametrelerin elde edilebilmesi amacı ile Eşitlik (4.6)'da gösterilen denklem kullanılmıştır. Her bir ölçüm saati için kayıt sayısını, ortalama rüzgar hızını (m/sn), rüzgar yönünü (°), hava sıcaklığını (°C), nispi nemi (%), hava basıncını (hPa) ve toplam yağışı (kg/m^2) ifade eden 7 farklı meteorolojik veriden belirlenen dönüşüm/tahmin için ortalama rüzgar hızına, hava sıcaklığınına ve hava basıncına ihtiyaç duyulmaktadır.

Veri setinde kullanılarak yapılacak tahminler ile belirlenen her bir i ∈ I bölgesin ve her bir t ∈ T planlama periyodu için yani bir yıl için üretim tahminlerinin ortalaması, varyansı ve standart sapması elde edilmiştir. Bu amaç doğrultusunda veri setinde mevcut ve kullanılabilir veri satırlar seçilmiş ve düzenlenmiştir, düzenleme için geliştirilen algoritma aşağıda Şekil 4.1'de gösterilmiştir. Geliştirilen düzenleme algoritması MATLAB sayısal hesaplama programı ve programlama dili ile kodlanmış ve çalıştırılmıştır.

Geliştirilen algoritmada öncelikle veri setinde çözüm zamanını ifade eden veri elemanlarından her bir satır için birincil anahtar değerleri elde edilmiştir. 3. Aşamada veri setinde yer alan ölçüm verileri/satırları 10 yıllık veri seti için eksiksiz olarak oluşturulan birincil anahtar kümesi ile eşleştirilmiştir. Verinin birincil anahtarlar yardımıyla eksiksiz düzenlenmesi ile ihtiyaç duyulan parametrelerin elde edilmesi kolaylaştırılmış ve hataların önüne geçilmiştir. 2. adımda ise verinin oluşturulması/sistemden çekilmesi aşamasında oluşan hatalar düzenlenmiştir. Bu amaçla olması gerekenden az ya da fazla veri öğesi bulunduran satırlar belirlenmiş ve düzenlenmiştir. Fazla veri bulunan sütunlardan kullanılabilecek olanlar muhafaza edilmiş, kullanılamayacak durumda olanlar ise veri setinden çıkartılmıştır. 4. aşamada ise son olarak düzenlene verinin doğruluğu kontrol edilerek hatalı değerler ve hata kodları temizlenmiştir.

4.3 Türkiye Enterkonnekte İletim Sistemi İletim Bölgelerinin Belirlenmesi

Geliştirilen çözüm yaklaşımı ile Türkiye Enterkonekte İletim Sistemi için her i ∈ I bölgesinin kurulu güç gereksiniminin belirlenebilmesi amaçlanmıştır. I ile ifade edilen iletim bölgeleri kümesi çalışma kapsamında elde edilen verilere göre belirlenmiştir. Elde edilen verilerden iletim bölgelerini sınırlayanlar ve ardından bölgelerin belirlenmesinde dikkat edilen maddeler aşağıda gösterilmiştir.

Başla

1. Her bir meteoroloji ölçüm istasyonu için mevcut veri setinde her bir ölçüm saati için zaman elemanlarından birincil anahtar oluştur.

Dön (Meteoroloji Ölçüm İstasyonları Veri Seti Büyüklüğü)

2. Her bir veri satırını hatalı kayıt durumu için kontrol et.

Eğer (Satırda Bulunan Veri Sayısı ≥ 13)

Eğer (Veri sayısı 13 ve katlarından oluşuyor ise)

2.1 Fazla verileri parçalayarak alt satır olarak veri setine ekle.

Eğer (Satırda Bulunan Veri Sayısı < 13)

2.2 Satırı veri setinden sil.

Dön (Meteoroloji Ölçüm İstasyonları (357))

Dön (Veri Seti Büyüklüğü ≤ (8760*10))

3. Mevcut verileri 10 yıl için belirlenen birincil anahtarlar ile eşleştir.

Eğer (Birincil anahtar için veri bulunamıyor ise)

3.1 Birincil anahtara karşılık gelen veri satırını boş bırak

4. Veri setinde yer alan her bir ölçüm verisinin doğruluğunu kontrol et.

Dön (Meteoroloji Ölçüm İstasyonları)

Dön (Veri Seti Büyüklüğü = (8760*10))

Dön (Her Bir Satırdaki Veri Miktarı = 13)

Eğer (Veri Tipi Alt Limiti > Veri & Veri Tipi Üst Limiti > Veri)

4.1 Veriyi sil.

Bitir

Şekil 4.1: Düzenleme algoritması genel akışı.

4.3.1 Meteoroloji istasyonları ölçüm veri seti

T.C. Orman ve Su İşleri Bakanlığı Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nden temin edilen veride her bir ile/şehre düşen ölçüm istasyonu sayısı 1 ve 14 arasında değişmektedir. (4.6) ifadesinde yer alan dönüşüm denkleminin tahmin için kullanılabilmesi için duyulan verilerin her birinin veri setinde bulunması gerekmektedir, ancak veri setinde yer alan eksikler ve var olan bazı ölçüm santrallerinin tahmin için gerekli olan verilerin ölçümünü yapamaması nedeni ile 10 yıllık veri setinde her bir ölçüm istasyonu ve çevresi için yeterli bilgi bulunmamaktadır. Bu nedenle yeterli verinin sağlanabilmesi için ölçüm istasyonları gruplanmıştır**.**

4.3.2 Elektrik tüketim veri seti

Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi'nden geliştirilen çözüm yaklaşımının parametrelerinin belirlenebilmesi amacı ile 2012 ve 2016 yılları arasında kaydedilen saatlik güç çekiş miktarlarının verisi temin edilmiştir. Veri setinde Türkiye genelinde her ilin 5 yıl süresince kaydedilen saatlik güç çekiş miktarı yer almaktadır, daha küçük bölgeler için güç çekiş bilgisi bulunmamaktadır. Bu nedenle bölgelerin belirlenmesi aşamasında en küçük iletim bölgesinin il bazında olması gerekliliği doğmuştur.

4.3.3 Enterkonnekte iletim sistemi haritası

Çözüm yaklaşımının parametrelerinden iletim kapasitelerinin belirlenebilmesi amacı ile Türkiye Elektrik İletim A.Ş.'den Türkiye Enterkonnekte İletim Sistemi Haritası ve haritanın iletim kapasiteleri veri seti temin edilmiştir. Temin edilen veri setine göre yalnızca 380 kV hatlar yer almaktadır, bu hatların iller bazında iletim kapasitesinin ifade edilmesi için yeterlidir. Ancak mevcut 380kV hatların tüm iller ile bağlantısı bulunmamaktadır. Bu nedenle bu illerin iletim hattına bağlantısının sağlanabilmesi amacı ile bağlantısı olmayan iller kendilerine en yakın iletim hattına sahip iller ile gruplanmıştır.

4.3.4 İletim bölgelerinin gruplanmasında dikkat edilen konular

Yukarıda da açıklandığı gibi iletim bölgelerinin oluşturulmasın aşamasında karşımıza çıkan 3 temel veri seti bulunmaktadır. Parametrelerin oluşturulmasında ihtiyaç

duyulan bu veri setleri iletim bölgelerinin gruplandırması ihtiyacını doğurmaktadır. Yukarıda detaylı açıklanan veri setleri nedeni ile dikkat edilen 4 konu bulunmaktadır.

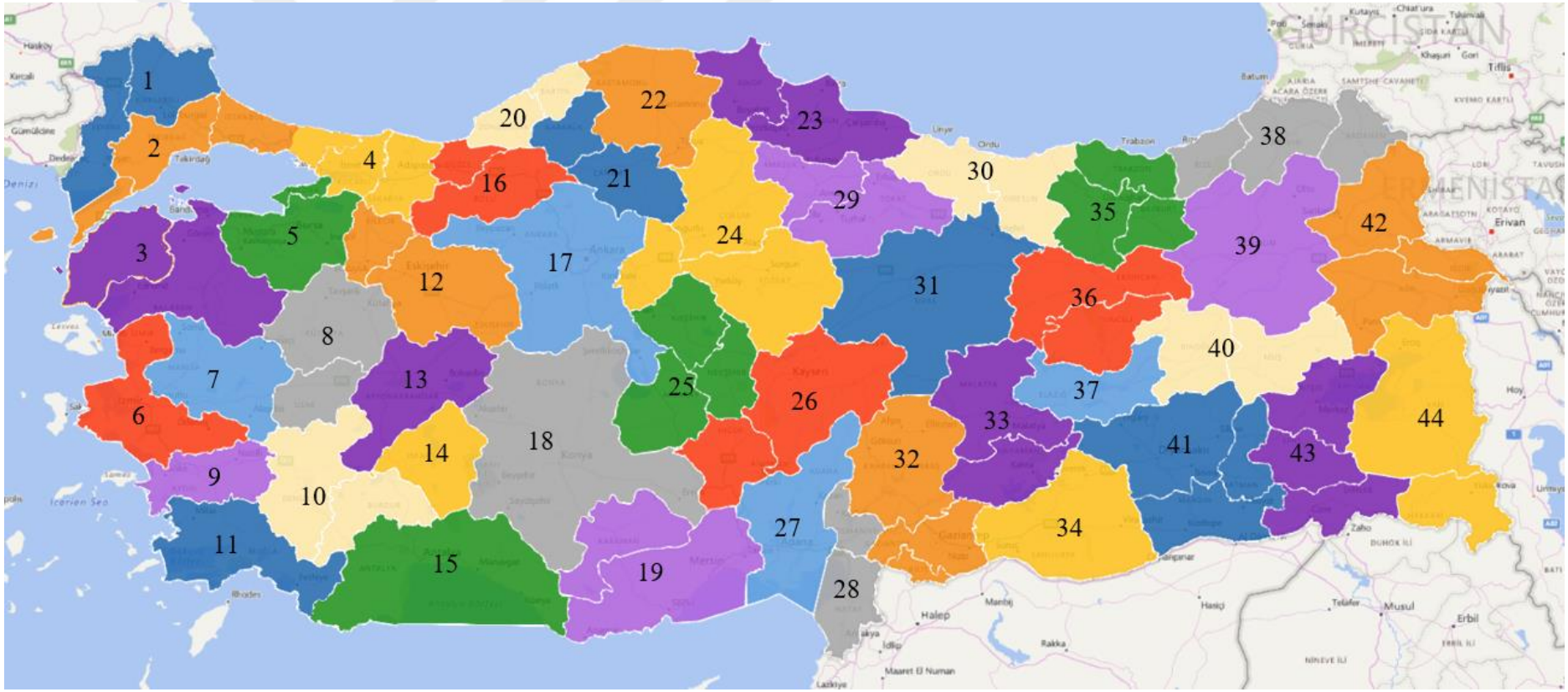
Dikkat edilen ilk nokta gruplandırılan ölçüm istasyonlarının aynı ilde olması ve gruplandırılan illerin birbirinin komşusu olmasıdır. Tüketim parametreleri için elde edilen veri setinde yalnızca il bazında veriler yer almaktadır, bu nedenle en küçük iletim bölgesi bir ilden oluşmaktadır. Ölçüm istasyonları her bir $i \in I$ bölgesi ve her bir $t \in T$ planlama periyodu için en fazla tahmin değeri sağlanabilecek şekilde gruplanmıştır. Bu gruplamanın nedeni her bir $i \in I$ bölgesi ve her bir $t \in T$ planlama periyodu için tahmin sonuçlarından elde edilen rüzgar enerjisinden elektrik üretimi değerlerinden ortalama, varyans ve standart sapmanın hesaplanmış olmasıdır. Bu nedenle mümkün olduğu kadar fazla tahmin değerinin sağlanması hedeflenmiştir.

Bu 3 veri seti göz önüne alınarak T.C. Orman ve Su İşleri Bakanlığı Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nün 357 adet meteoroloji ölçüm istasyonu çözüm yönteminde kullanılan iletim bölgelerini oluşturmak üzere gruplanmıştır. Oluşturulan iletim bölgelerinin haritası aşağıda Şekil 4.2'de gösterilmiştir. Her bir iletim bölgesinde yer alan istasyon sayıları EK 2'te ve her bir iletim bölgesinde yer alan iller ise EK 3'te gösterilmiştir. gösterilmiştir. Bir iletim bölgesi en az 5 en fazla ise 14 meteoroloji ölçüm istasyonu ile temsil edilmektedir.

4.4 Üretim Parametrelerinin Hesaplanması

Çalışma kapsamında geliştirilen çözüm yaklaşımında rüzgar enerjisinden elektrik üretiminin rassallığı da göz önünde bulundurulmuştur. Bu nedenle Eşitlik (4.6) ifadesinde gösterilen denklem kullanılarak yapılan tahminlerden her bir $i \in I$ bölgesi ve her bir $t \in T$ planlama periyodu için rüzgar enerjisinden elektrik üretiminin ortalaması, varyansı ve standart sapması hesaplanmış ve geliştirilen matematiksel modelin girdileri olarak kullanılmıştır.

Hesaplamalar eksik veriler nedeni ile hesaplanamayan tahmin verileri çıkartılarak gerçekleştirilmiştir Eşitlik (4.6)'da gösterilen ifade ile yapılan tahminler ve parametrelerin hesaplanmasının ardından tahmin edilen üretim değerlerinin gerçek değerlerden çok daha küçük olduğu gözlenmiştir.



Şekil 4.2: İletim bölgeleri haritası.

2016 yılında 273.387.560.799 kWh elektrik üretiminin 15.369.548.000 kWh kısmı rüzgar enerjisinden üretilmiştir. Bu üretim yıl sonunda 6106 MW'a ulaşan kurulu güç ile gerçekleştirilmiştir, yani mevcut kurulu güç % 28,73 verimlilik oranı ile elektrik üretimi yapmıştır. Ancak tahmin edilen üretim değerleri ile bu oran ortalamada % 4,14'te kalmaktadır ve en fazla üretim yapılabilen bölgelerde % 14,65 verimlilik gözlenmektedir. Bunun nedeni meteoroloji ölçüm tesislerinin şehir içinde yer alması, yeterli yükseklikte ölçüm yapılmaması ve lokasyon optimizasyonu eksikliği olarak açıklanabilir.

Türkiye'de rüzgar yapısını ifade edebilecek başka bir veri seti olmaması ve mevcut veri setinin kullanılabilmesi amacı ile veri seti, yani ortalama ve standart sapma değerleri, farklı K katsayıları ile çarpılmıştır. Bu amaç için K katsayıları olarak 3 ve 4 tercih edilmiştir, bu tercihin temel nedeni Türkiye'de gözlenen mevcut verimlilik katsayısıdır. Matematiksel olarak veri setinin 5 ile çarpılması gerekmektedir, ancak mevcut durumda her i ∈ I iletim bölgesinde rüzgar santrali bulunmamaktadır, rüzgar santrallerinin kurulumu için verimlilik oranları daha yüksek bölgeler tercih edilmiştir ve her bölge benzer verimlilik ile rüzgar enerjisinden elektrik üretimi yapabilme kapasitesine sahip değildir, yani her i ∈ I iletim bölgesinde yer alacak kurulu gücün bu verimlilik oranını düşüreceği düşünülmektedir. Bu nedenle matematiksel modelde kullanılan parametreler Eşitlik (4.8)' de gösterilen değişim katsayısı sabit tutulacak şekilde tekrar hesaplanmıştır. Değişim katsayısının sabit tutulması amacı ile ortalamalar K katsayısı ile çarpılırken standart sapma ise K ile çarpılmıştır.

$$\mathrm{CV} = \frac{\sigma}{\mu} \tag{4.8}$$

Sayısal analizeler gerçekleştirilirken çözüm yaklaşımında iki farklı K katsayısı ile hesaplanan parametreler kullanılmış ve çözümler karşılaştırılmıştır.

4.5 Bölgeler Arası Korelasyon Katsayılarının Hesaplanması

Tez çalışması kapsamında her bir i ∈ I iletim bölgesi için kurulu gücün sıcak rezerv kullanımını enazlanacak şekilde belirlenmesi amaçlanmıştır. Bu amaç doğrultusunda geliştirilen çözüm yaklaşımına, bölge içi korelasyon ve bölgeler arası korelasyon dahil edilerek her bir i ∈ I iletim bölgesi ve bir j ∈ I iletim bölgesi arasındaki istatistiksel

ilişki dahil edilmiş ve anlık sıcak rezerv ihtiyacının iletim bölgeleri arasındaki ilişki göz önüne alınarak enazlanması hedeflenmiştir.

Belirlenen her bir i ∈ I iletim bölgesi en az 5 en fazla 14 meteoroloji ölçüm istasyonu ile ifade edilmektedir. Geliştirilen çözüm yaklaşımı için belirlenen iletim bölgeleri planlama sürecine dahil edilen en küçük yapıtaşları olarak kabul edilebilir. Bu bölgelerin birbiri ile uyumlu hareket ettiği ya da bağımsız olduğu varsayımı ile sayısal analizler yapılabilir. Çalışma kapsamında bölge içi rüzgar enerjisinden elektrik üretiminin tam bağımlı olduğu varsayılarak her bir i ∈ I iletim bölgesi için bölge ici korelasyon katsayısı 1 olarak belirlenmiştir.

Geliştirilen çözüm yaklaşımına her bir i ∈ I iletim bölgesi ve bir j ∈ I iletim bölgesi arasındaki ilişkiyi ifade eden korelasyon katsayısı dahil edilmiştir. Korelasyon katsayısının hesaplanması için Eşitlik (4.9)'da gösterilen Pearson Korelasyon Katsayısı kullanılmıştır.

$$\boldsymbol{r} = \frac{\boldsymbol{N}*\sum(\boldsymbol{X}*\boldsymbol{Y}) - \sum \boldsymbol{X}*\sum \boldsymbol{Y}}{\sqrt{(\boldsymbol{N}*\sum(\boldsymbol{X^2}) - (\sum \boldsymbol{X})^2)(\boldsymbol{N}*\sum(\boldsymbol{Y^2}) - (\sum \boldsymbol{Y})^2}} \tag{4.9}$$

Tez çalışması kapsamında belirlenen her i ∈ I bölgesinin kurulu güç gereksinimin sıcak rezerv ihtiyacını en küçükleyecek şekilde belirlenmesi hedeflenmiştir. Bu amaç doğrultusunda her i ∈ I bölgesi ve her j ∈ I bölgesi arasındaki istatistiksel bağlantının da göz önünde bulundurulması için geliştirilen çözüm yaklaşımına bölgeler arası korelasyon da dahil edilmiştir.

Geliştirilen çözüm yaklaşımında bölge için korelasyon katsayıları da yer almaktadır. Belirlenen her bir i ∈ I bölgesi en az 5 en fazla 14 meteoroloji ölçüm istasyonu ile temsil edilmektedir ve kurulu güç kapasitelerinin belirlenmesi amacı ile geliştirilen matematiksel modelde en küçük kurulu güç bölgelerini temsil eden iletim bölgeleri belirlenmiştir. Belirlenen bu iletim bölgelerinin içerisinde yer alan iletim hatları, potansiyel üretim bilgileri ve tüketim verileri elde edilememektedir, bu nedenle iletim bölgelerinin içerisinde gerçekleşen durumlar detaylandırılmamıştır. Aynı sebeple bölge içi korelasyon katsayıları hesaplanmamış ve sayısal analizler gerçekleştirilirken her bir iletim bölgesi için bölge içi korelasyon katsayıları 1 olarak kabul edilmiştir.

Bölge içi korelasyon katsayıları değiştirilerek sayısal analizler yapılması da mümkündür.

Her bir i ∈ I iletim bölgesi ile Türkiye'de yer alan diğer j ∈ I iletim bölgeleri arasındaki istatistiksel ilişkinin geliştirilen çözüm yaklaşımında göz önünde bulundurulabilmesi amacı ile her t ∈ T planlama periyodu için bölgeler arası korelasyon katsayıları hesaplanmıştır. Bu katsayıların hesaplanması sürecinde veri kümelerini aynı boyutta benzetecek bir benzetim algoritması geliştirilmiş ve her bir i ∈ I iletim bölgesini Eşitlik (4.9)'da gösterilen denklemde ifade edecek aynı boyutta veri kümeleri oluşturulmuştur. Bu algoritmaya ihtiyaç duyulmasındaki en büyük etken iletim bölgelerini her t ∈ T planlama periyodu için veri kümesi boyutlarının, temsil eden meteoroloji istasyonu sayısındaki farklılık ve temin edilen veri setinde yer alan eksik veriler nedeni ile aynı olamamasıdır.

Geliştirilen benzetim algoritması yukarıdaki Şekil 4.3'te gösterilmiştir. Türkiye genelinde yer alan 357 adet meteoroloji istasyonunun 2005 - 2014 yılları arasında gerçekleşen 10 yıllık ölçüm verisinde belirlenen bazı bölgeler için 10 yıllık rüzgar enerjisinden elektrik üretimi tahmini yapılamadığı gibi, tahminler ile oluşturulan veri setinde her t ∈ T planlama periyodu için her bir i ∈ I iletim bölgesi için eksik veriler nedeni ile farklı sayıda tahmin yer almaktadır. Bu nedenle geliştirilen benzetim algoritmasında her iki iletim bölgesi için korelasyon katsayısı oluşturulurken 1000 farklı rastgele seçim ile aynı yıllar için farklı ölçüm istasyonları için yapılan tahminleri seçilmiş ve korelasyon katsayısı hesaplanan her iki bölge için de bir veri kümesi oluşturulmuştur. Oluşturulan veri kümesinde aynı yılların aynı ölçüm saatlerinden gerçekleştirilen tahminler kullanılarak hesaplanan korelasyon katsayısı bu iletim bölgelerinin aynı saat dilimlerinde birbirine göre davranışını istatistiksel olarak ifade etmektedir. Geliştirilen benzetim MATLAB sayısal hesaplama programı ve programlama dili ile kodlanmış ve çalıştırılmıştır.

Başla

1. Her bir i ∈ I iletim bölgesi için 10 yıllık veri setinden t ∈ T planlama periyodu için elde edilen tahminleri grupla (10 yıl * iletim bölgesini temsil eden meteoroloji ölçüm istasyonu sayısı).

Dön (t ≤ T)

Dön (i ≤ I)

Dön (j ≤ I, j ≠ i)

Dön 1000

2. Veri seçimi için i ve j iletim bölgelerinde tahmin değeri/leri mevcut olan bir yıl seç.
3. Seçilen yıldan i bölgesi için rastgele bir meteoroloji ölçüm istasyonu seç.
4. Seçilen yıldan j bölgesi için rastgele bir meteoroloji ölçüm istasyonu seç
5. i ∈ I ve j ∈ I iletim bölgeleri için t ∈ T planlama periyodunu temsil eden 2. ve 4. Adımlar arasında oluşturulan 1000 elemanlı 2 veri kümelerinin korelasyon katsayısını, (4.9)'da ifade edildiği gibi, hesapla.

Bitir

Şekil 4.3: Benzetim algoritması genel akışı.

4.6 Korelasyon Analizi

Tez çalışması kapsamında geliştirilen çözüm yaklaşımında her bir i ∈ I iletim bölgesi için kurulu güç gereksinimi belirlenirken bölgeler arası istatistiksel ilişki göz önüne alınmıştır. Bu amaçla her bir t ∈ T planlama periyodu için iletim bölgelerinin arasındaki korelasyon katsayısı hesaplanmıştır. Korelasyon katsayılarının çözüm yaklaşımı üzerindeki etkisinin ve Türkiye'nin rüzgar enerjisinden elektrik üretimin korelasyon yapısının gözlenebilmesi amacı ile, T.C. Orman ve Su İşleri Bakanlığı Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nün 357 adet meteoroloji ölçüm istasyonunun verisi ile

yapılan tahminler kullanılarak Türkiye'yi temsil eden homojen olarak dağılmış noktalar arasında korelasyon analizi yapılmıştır.

Korelasyon analizinin Türkiye'nin genel yapısını göstermesi amacı ile 357 adet meteoroloji tesisinden 50 tanesinin coğrafi olarak homojen bir dağılım gösterecek şekilde seçilmesi hedeflenmiştir. Türkiye'yi temsil eden 50 adet homojen nokta Türkiye'nin uç noktalarından eşit uzaklıkta olacak ve Türkiye'yi en fazla kapyacak şekilde lineer dağıtılarak belirlenmiş ve Şekil Ek 4.4'te gösterilmiştir. Ardından Türkiye'yi ifaden bu 50 adet homojen noktaya, Eşitlik (4.10)'da ifade edilen, Öklid uzaklığına göre en yakın meteoroloji tesisleri belirlenmiş ve Şekil Ek 4.5'te gösterilmiştir.

$$D_E = \sqrt{(|X_2 - X_1|^2 + |Y_2 - Y_1|^2)} \tag{4.10}$$

Belirlenen bu meteoroloji ölçüm istasyonlarından korelasyon analizi için yeterli tahmin verisi içermeyenler, en yakın ikinci meteoroloji ölçüm istasyonu ile değiştirilmiştir. Aynı zamanda Türkiye'yi temsil eden bu meteoroloji ölçüm istasyonlarından birbirine yakın olması nedeni ile homojenliği bozanlar ihmal edilmiştir ve toplam 47 adet ölçüm istasyonu Şekil Ek 4.6'da gösterildiği gibi belirlenmiştir.

Belirlenen 47 meteoroloji ölçüm istasyonu arasında aylık ve günün farklı zaman dilimleri için korelasyon katsayıları belirlenmiştir. Korelasyon katsayıları belirlenirken T.C. Orman ve Su İşleri Bakanlığı Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nün 357 adet meteoroloji ölçüm istasyonunun verisi ile yapılan tahminler kullanılmıştır. İki meteoroloji ölçüm istasyonun korelasyon katsayısı belirlenirken iki istasyonun da 10 yıllık veri setinden tahmin yapılabilen/eksik verisi bulunmayan ölçüm saatleri kullanılmıştır ve iki istasyonundan herhangi birinde eksik olan ölçüm saatleri hesaplamaya dahil edilmemiştir. Korelasyon katsayıları Eşitlik (4.9)'da gösterilen korelasyon katsayısı formülü ile MATLAB sayısal hesaplama programı ve programlama dili ile kodlanarak hesaplanmıştır.

Belirlenen meteoroloji ölçüm istasyonları arasında yılın 12 ayı için korelasyon katsayıları hesaplanmıştır. Rüzgar yapısının basınç farklılığı nedeni ile günün farklı saatlerinde değiştiği bilinmektedir (Özen, 2015). Bu nedenle günün 24 saati 4 farklı zaman dilimine bölünerek 12 ayın 4 farklı zaman dilimi için de korelasyon katsayıları

hesaplanmıştır. Bu şekilde günün farklı saatleri arasındaki istatistiksel ilişkinin farklı saatler için değiştiği de gözlenebilmiştir. Her bir ay için korelasyonun daha yüksek olduğu saat dilimi değişiklik göstermektedir.

Korelasyon katsayıların mevsimsel etkilerle değiştiği gözlenmiş ve her bir mevsim için aylık korelasyon katsayılarının ortalaması alınarak bölgeler arası mevsimsel korelasyon katsayıları hesaplanmıştır. Hesaplanan korelasyon katsayılarından 0,9 ve daha yüksek olanlar kırmızı ile, 0,8 ve daha yüksek olanlar sarı ile ve 0,7 ve daha yüksek olanlar ise yeşil ile harita üzerinde gösterilmiştir. Şekil Ek 4.7 de sonbahar mevsimi için, Şekil Ek 4.8'de kış mevsimi için, Şekil Ek 4.9'da ilkbahar mevsimi için ve Şekil Ek 4.10'da ise yaz mevsimi için korelasyon katsayıları haritaları gösterilmiştir.

Şekillerde gösterilen korelasyon katsayısı haritaları incelendiğinde pozitif korelasyon ile benzer hareket eden ölçüm noktalarının Marmara ve Ege bölgesinde yer aldığı gözlenmiştir. Ayrıca en yüksek korelasyon yapısının yaz mevsiminde oluştuğu gözlenmiştir. Şekillerde gösterilen haritalarda 0.7 ve daha yüksek korelasyon katsayısına sahip bölge çiftlerine yer verilmiştir, haritalarda gösterilmeyen bölge çiftlerinin korelasyon katsayısının 0.5 ve üstü olduğu da göz önüne alındığında Türkiye için rüzgar enerjisinden elektrik üretiminde bölgeler arası pozitif korelasyonun varlığından söz edilebilir. Ayrıca her bir ay ve mevsim için günün farklı zaman dilimlerinde korelasyon katsayılarında gözlenen farklılık korelasyon katsayılarının daha kısa zaman dilimleri için göz önünde bulundurulması gerekliliğini göstermektedir. Geliştirilen çözüm yaklaşımında da bu doğrultuda her bir $t \in T$ planlama periyodu için yani her bir saat için $i \in I$ iletim bölgesi ve $j \in I$ iletim bölgesi arasındaki korelasyon katsayısı matematiksel modele dahil edilmiştir.

Her bir mevsim için gözlenen korelasyon yapısı tüm bir yıl göz önünde bulundurulduğunda gözlenememiştir, tüm bir yıl göz önüne alındığında korelasyon katsayılarında düşüş söz konusudur. Yani bölgeler farklı zaman dilimlerinde birbirlerine göre farklı davranış gösterme eğilimindedir. Her bir mevsim için hesaplanan korelasyon katsayılarının ortalaması alınarak elde edilen en yüksek 10 bölgeler arası yıllık korelasyon katsayısı Şekil 4.4'te gösterilmiştir.

Korelasyon analizi sonucunda Türkiye genelinde aylık, mevsimsel, yıllık ve günün farklı zaman dilimleri için korelasyon katsayıları hesaplanmış ve pozitif korelasyonun

mevcut olduğu gözlenmiştir. Ancak bu durum söz konusu negatif korelasyon olduğunda geçerli değildir. Şekil 4.5'te aylık ortalamalar ile hesaplanan 10 en düşük yıllık negatif korelasyon çifti gösterilmektedir. Yıllık korelasyon katsayıları göz önüne alındığında en düşük negatif korelasyon katsayısının -0,0908 olduğu gözlenmiştir ve bu durum yıllık negatif korelasyonun varlığının olmadığını göstermektedir. Aylık ve günün farklı zaman dilimleri için hesaplanan korelasyon katsayıları göz önüne alındığında en düşük -0,4547 değeri ile karşılaşılmaktadır ancak bu da negatif korelasyonun varlığının kanıtlanabilmesi için yeterli değildir.

4.7 Tüketim Verileri

Çalışma kapsamında Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.'den 2012 ile 2016 yılları arasını içeren saatlik güç çekiş verisi temin edilmiştir. Temin edilen veride Türkiye enterkonnekte iletim sisteminde ye ralan 81 il için 5 yıllık saatlik güç çekiş verisi bulunmaktadır. Çözüm yöntemi için ihtiyaç duyulan parametrelerin elde edilebilmesi amacı ile 81 ilin saatlik güç çekiş verisi her bir $i \in I$ iletim bölgesi ve her bir $t \in T$ planlama periyodu için talep/tüketim verisine dönüştürülmüştür.

Çözüm yöntemi için ihtiyaç duyulan talep parametresi her bir ölçüm saati için aynı bölgede yer alan illerin güç çekiş miktarlarının toplanması ve ardından her bir yıl için aynı ölçüm saati verilerinin ortalamasının bulunması ile elde edilmiştir. Bu işlem sırasında kayıt biriminden kaynaklanan kayıplar da söz konusu olmuştur. Temin edilen veri MW biriminde hazırlandığı için 1 MW altında güç çekişleri yani tüketimler yuvarlanarak ihmal edilmiştir. Bazı bölgeler için rastlanan bu durumun hesaplanan ortalamaları etkilemesi istenmediği için ortalamalar hesaplanırken her bir $i \in I$ iletim bölgesinde 0 verisini/toplamını içeren yıllar çıkartılarak ortalamalar hesaplanmıştır.

4.8 İletim Kapasiteleri ve İletim Kaybı

Çözüm yaklaşımında yer alan parametrelerden biri olan iletim kapasitesinin elde edilebilmesi amacı ile Türkiye Elektrik İletim A.Ş.'den Türkiye Enterkonnekte İletim Sistemi Haritası ve haritanın iletim kapasiteleri veri seti temin edilmiştir.

Şekil 4.4: En yüksek yıllık korelasyon katsayısına sahip 10 bölge çifti.

Şekil 4.5: En düşük yıllık korelasyon katsayısına sahip 10 bölge çifti.

Temin edilen bu iletim kapasiteleri veri setinde yalnızca 380kV hatlar listelenmiştir. Mevcut durumda iletim bölgeleri arasında bu hatlar ile iletim sağlandığı için temin edilen bilgi yeterlidir. Ancak iletim ağına bu hatlar dışında bağlanan bazı iller de mevcuttur, bu illerin iletim ağı dışında kalmaması amacı ile bu iller en yakın ve bölgelendirme koşullarına uygun iller ile gruplandırılmıştır.

İki $i \in I$ iletim bölgesi arasındaki iletim kapasitesinin hesaplanabilmesi için 380 kV iletim hatlarında yer alan iletkenler ve kapasite bilgileri de temin edilmiştir. Bu bilgiler ışığında her komşu iki bölge arasında yer alan 380kV hatların kapasiteleri toplamı matematiksel model için iletim kapasitesi parametresi olarak belirlenmiş ve iletim kapasiteleri matrisi oluşturulmuştur. Komşu olmayan iletim bölgeleri arasında fiziksel olarak bir iletim söz konusu olmayacağı için bu bölgeler arası kapasite 0 olarak varsayılmıştır.

Türkiye enterkonnekte iletim sisteminde iletim hatları yalnızca rüzgar santrallerinin yarattığı dengesizliğin giderilebilmesi için kullanılmamaktadır. İletim hatları ile arz ve talebin buluşturulması söz konusudur ve bu nedenle rüzgar enerjisinden elektrik üretimi planlanırken iletim hatlarının ancak bir kısmının kullanılabilmesi mümkündür. Bu amaç doğrultusunda geliştirilen çözüm yaklaşımında, iletim hatlarının kullanımı rüzgar enerjisinden elektrik üretiminin toplam üretime oranı ile sınırlanmıştır. Bu şekilde dengesizliğin iletim hatları üzerindeki etkisinin de azaltılması hedeflenmiştir.

İletim hatları ile üretimin fazla ya da az olduğu bölgeler arasında elektrik aktarımı söz konusudur, ancak bu aktarım sırasında belirli enerji kayıpları meydana gelmektedir. Bu nedenle arz ve talep noktalarının aynı ya da yakın olması tercih edilen bir durumdur. TEİAŞ'ın standartları doğrultusunda iletim bölgeleri arasındaki kayıp oranı 0,05 olarak belirlenmiştir.

4.9 Mevcut Kurulu Rüzgar Gücü

Tez çalışması kapsamında, her $i \in I$ iletim bölgesinde 2023 yılına kadar kurulması gereken güç kapasitesinin sıcak rezerv ihtiyaçlarını enazlayacak şekilde belirlenmesi hedeflenmiştir. Mevcut durumda Türkiye enterkonnekte iletim sistemine bağlı birçok rüzgar santrali bulunmaktadır. Türkiye genelinde 2017 Şubat ayı itibarı ile rüzgar enerjisi kurulu gücünün 6106 MW'a ulaştığı belirtilmiştir. Sıcak rezerv kullanımını en küçükleyecek kurulu güç dağılımını belirlerken mevcut kurulu gücü göz önünde

bulundurmak bir seçenek olduğu gibi, göz önünde bulundurmamak da doğru olmayan santral lokasyonlarının belirlenebilmesi için yol gösterici olacaktır.

Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü'nden devredeki rüzgar santralleri ve bu santrallerin kurulu gücü öğrenilebilmektedir. Mevcut durumda Türkiye enterkonnekte iletim sistemine bağlı rüzgar santrallerinin bilgisi ile, her i ∈ I iletim bölgesinde yer alan kurulu güç o bölgedeki kurulu santrallerin gücünün toplamı ile elde edilmiştir. Çözüm yaklaşımında karar değişkeni ile her i ∈ I iletim bölgesinde bulunabilecek standart türbin sayısı belirlendiği için mevcut santrallerin kurulu gücü 2 MW kapasiteli standart türbinin gücüne bölünerek bir bölgede kurulu standart türbin sayısı tahmin edilmiştir.

Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü'nden işletmedeki rüzgar santrallerinin yanı sıra toplam işlemi yapılmış rüzgar santrallerinin bilgisi de elde edilebilmektedir. Yani devredeki kurulu rüzgar gücün yanı sıra inşaat sürecinde, lisansı alınanmış olan ya da ön lisansı alınmış olan rüzgar santrallerinin de bilgisi elde edilebilmektedir.

4.10 Rüzgar Gücü Potansiyelleri

Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü'nün hazırladığı Rüzgar Enerjisi Teknik Potansiyeli Atlası (REPA) her bir ilin rüzgar enerjisi potansiyelini rüzgar santrali kurulamayacak alanları da göz önünde bulundurarak belirtmektedir. Ayrıca bu atlasta bir bölgenin potansiyel rüzgar santrali alanı olarak belirlenebilmesi için ortalama rüzgar hızının 7 m/sn'den fazla olması, %35 kapasite faktörünün aşılmış olması ve iletim hatlarına belirli bir mesafeden yakın olması gibi kısıtlar da mevcuttur.

Tez çalışması kapsamında elde edilen veri setleri doğrultusunda iletim bölgeleri belirlenmiştir, her bir i ∈ I iletim bölgesinin rüzgar gücü potansiyelinin belirlenebilmesi amacı ile o iletim bölgesinde yer alan illerin rüzgar potansiyelleri toplanmıştır. Çözüm yaklaşımında karar değişkeni ile her i ∈ I iletim bölgesinde bulunabilecek standart türbin sayısı belirlendiği için REPA'dan elde edilen rüzgar enerjisi potansiyelleri 2 MW kapasiteli standart türbinin gücüne bölünerek bir bölgede bulunabilecek potansiyel standart türbin sayısı tahmin edilmiştir.

5. SAYISAL ANALİZLER VE SONUÇLAR

Geliştirilen çözüm yaklaşımı ve elde edilen parametreler yardımıyla hem mevcut talep yapısı ve hem de 2023 için tahmin edilen talep yapısı ile çözümler elde edilmiştir. Elde edilen çözümler, mevcut kurulu güç yapısı ile de karşılaştırılarak yorumlanmıştır.

5.1 2023 Yılı Elektrik Tüketimi Projeksiyonu

Özbuğday (2017), tez çalışması kapsamında elektrik tüketimi talep projeksiyonu konusunda incelenen çalışmaları 2012-2016 arasında gerçekleşen elektrik tüketimi verileri ile karşılaştırmıştır. Karşılaştırma sonucunda en iyi tahminleri Cunkaç ve Taşkıran (2011)'nın yaptığı gözlenmiştir, ancak tez çalışmasında kurulu güç kapasitesinin 2023 yılı için belirlenmesini hedeflenmektedir ve bu çalışma 2023 yılı için tahmin değeri içermemektedir. Bu nedenle ikinci en iyi tahminleri yapan Günay (2016)'nın çalışmasındaki tahminler kullanılmıştır. Plot Digitizer yazılımı ile 2023 için çalışmada yer alan grafikten yapılan tahmin yaklaşık olarak 372.312 GWh olarak belirlenmiştir. Ayrıca gerçekleşen tüketim değerleri ve tahminlerin 2014-2016 yılları için karşılaştırması aşağıda Çizelge 5.1'de gösterilmiştir.

Çizelge 5.1: Gerçekleşen elektrik tüketim ve tahminlerin karşılaştırılması.

Tüketim (TWh) \ Yıllar	2014	2015	2016
Tahmin	252,9	264,1	275,8
Gerçekleşen	257,2	265,7	277,2

Literatürde yer alan çalışmaların yanında T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın da Türkiye enterkonnekte sisteminin yapılandırılmasında yön gösterici olması adına yaptığı tahminler bulunmaktadır. Yapılan elektrik tüketimi tahminleri düşük, baz ve yüksek olmak üzere 3 gruba ayrılmaktadır. 2023 yılı için baz tahmin 415.680 GWh, düşük tahmin 380.600 GWh ve yüksek tahmin ise 462.850 olarak belirtilmiştir. (Mahmutoğlu ve Öztürk, 2015)

Literatürde yer alan tahminler ve T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın tahminleri arasındaki fark nedeni ile 2023 için 2 farklı talep projeksiyonu senaryosu değerlendirilmiştir. 2016 yılı sonu ile yıllık 265.700 GWh olarak raporlanan Türkiye geneli toplam elektrik talebinin, 2023 yılına kadar Günay (2016)' ın çalışmasındaki talep tahminine göre %40,12, T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın baz tahmin senaryosuna göre ise %56,44 oranında artması beklenmektedir.

5.2 2016 Yılı İçin Belirlenen Kurulu Güç Dağılımı

Tez çalışması kapsamında rüzgar enerjisinin süreksizliğinin negatif etkilerinin sıcak rezerv kullanımının en azlanması ile azaltılması hedeflenmiştir. Bu hedef doğrultusunda geliştirilen çözüm yaklaşımı mevcut durum için elde edilen parametreler ve iki farklı K, rüzgar enerjisinden elektrik üretimi parametresi, katsayısı ile çözülmüştür. Çözümler her bir $i \in I$ iletim bölgesinde yer alan mevcut kurulu güç kapasitesi ihmal edilerek elde edilmiştir. 2016 yılı için elde edilen parametrelerle kurulu güç dağılımın belirlenmesinin amacı, mevcut kurulu güç dağılımı ile aradaki farkların gözlenebilmesidir.

Geliştirilen çozüm yaklaşımı K üretim parametresi katsayısının 3 ve 4 olduğu parametre setleri ile çalıştırılmış ve çözümler elde edilmiştir. K üretim katsayısının 3 olduğu parametre seti ile elde edilen çözüm kümesi ve K üretim katsayısının 4 olduğu parametre seti ile elde edilen çözüm kümesleri EK 11'de gösterilmiştir.

İki farklı K üretim katsayısı ile elde edilen iki çözüm kümesinin korelasyon katsayısının 0,9524 olduğu gözlenmiştir. İki çözüm kümesinin birbirine bağımlı olması nedeni ile K üretim katsayısı kullanımının elde edilen kurulu güç dağılımını değiştirmediği söylenebilir. Bu durumda her bir bölgede bulunması gereken kurulu güç hakkında yorum yapılabilmesi için iletim bölgelerine göre dağılım yüzdelerinden faydalanılacaktır.

Çizelge 5.2'de K üretim katsayısının 3 olduğu durumda en fazla kurulu gücün bulunduğu 10 iletim bölgesi ve Türkiye geneline göre kurulu güç oranları gösterilmiştir. Çizelge 5.3'te ise K üretim katsayısının 4 olduğu durumda en fazla kurulu gücün bulunduğu 10 iletim bölgesi ve Türkiye geneline göre kurulu güç oranları gösterilmiştir. Bu iki çizelge incelendiğinde de en fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölgesinden dokuzunun iki üretim katsayısı ile elde edilen çözümlerde de yer

aldığı ve sıralamaların da benzerlik gösterdiği gözlenmiştir. K üretim katsayısının 3 olduğu çözümde en fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölgesinde yer alan 33. iletim bölgesinin, K üretim katsayısının 4 olduğu çözümde fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölgesi arasında yer almadığı gözlenmiştir, ancak 33. iletim bölgesinin 12. en fazla kurulu güç gereksinimi olan bölge olduğu da gözlenmektedir. Aynı şekilde K üretim katsayısının 4 olduğu çözümde yer alan 5. iletim bölgesinin, K üretim katsayısının 3 olduğu çözümde fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölgesi arasında yer almadığı gözlenmiştir, ancak 5. iletim bölgesinin 15. en fazla kurulu güç gereksinimi olan bölge olduğu da gözlenmektedir. Bu gözlemler ışığında da geliştirilen çözüm yaklaşımı ile elde edilen sonuçların kurulu güç dağılımın belirlenmesi için yol gösterici olabileceği sonucuna varılmıştır.

Geliştirilen çözüm yaklaşımı ile elde edilen Türkiye rüzgar enerjisi kurulu güç dağılımının mevcut kurulu güç dağımı ile karşılaştırılabilmesi için EK 12'te gösterilen ve Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü'nden temin edilen devrede bulunan rüzgar kurulu gücü kapasiteleri kullanılmıştır. Bu bilgi ile yapılan ve Çizelge 5.4'te gösterilen sıralama göz önüne alındığında en fazla devrede kurulu gücü bulunan 10 iletim bölgesinin ilk 5'inde yer alan 3 iletim bölgesinin elde edilen çözüm kümelerinde de bulunduğu ve sıralamadaki 5 iletim bölgesinin de elde edilen çözüm kümelerinde ilk 10'da yer aldığı gözlenmiştir. Bu durumda geliştirilen çözüm yaklaşımı ile mevcut kurulu güç dağılımın benzerlikler taşıdığı ancak aynı dağılıma sahip olmadığı sonucu çıkarılabilir.

Çizelge 5.2: 2016 - K = 3 için en fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölgesi.

İletim Bölgesi	K = 3	K = 4
3	0,2132	0,2548
2	0,1368	0,0685
6	0,1031	0,1313
1	0,0892	0,0749
23	0,0806	0,0729
19	0,0546	0,0503
7	0,0478	0,0444
29	0,0430	0,0439
28	0,0391	0,0315
33	0,0288	0,0248
Toplam Kurulu Güç (%)	0,8363	0,7974

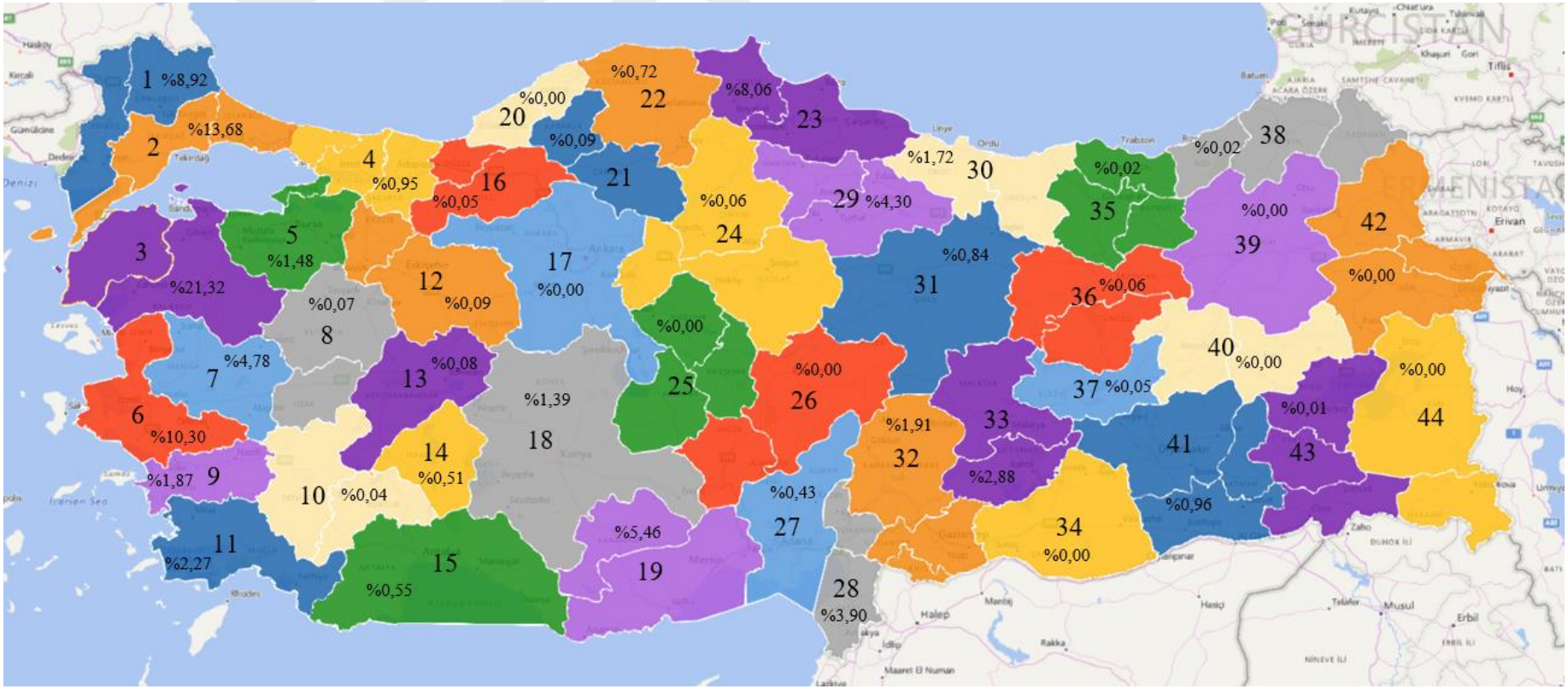
Çizelge 5.3: 2016 - K = 4 için en fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölgesi.

İletim Bölgesi	K = 3	K = 4
3	0,2132	0,2548
6	0,1031	0,1313
1	0,0892	0,0749
23	0,0806	0,0729
2	0,1368	0,0685
19	0,0546	0,0503
7	0,0478	0,0444
29	0,0430	0,0439
5	0,0148	0,0328
28	0,0391	0,0315
Toplam Kurulu Güç (%)	0,8223	0,8053

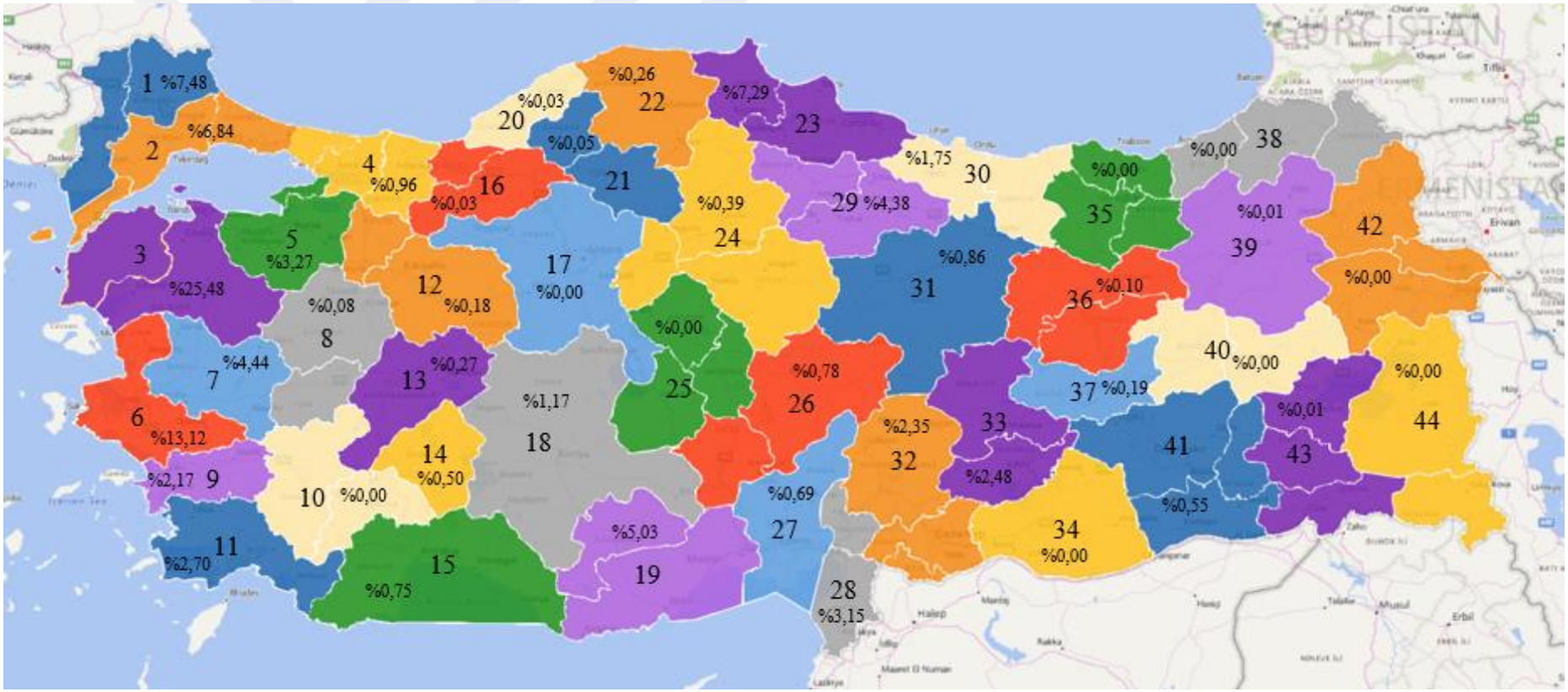
Çizelge 5.4: 2016 - En fazla devrede kurulu gücü bulunan 10 iletim bölgesi.

İletim Bölgesi	K = 3	K = 4	Devrede
3	0,2132	0,2548	0,1920
2	0,1368	0,0685	0,0964
6	0,1031	0,1313	0,1824
1	0,0892	0,0749	0,0414
23	0,0806	0,0729	0,0000
19	0,0546	0,0503	0,0257
7	0,0478	0,0444	0,0916
29	0,0430	0,0439	0,0242
28	0,0391	0,0315	0,0879
33	0,0288	0,0248	0,0037
Toplam Kurulu Güç (%)	0,8363	0,7974	0,7453

K üretim katsayısı 3 alınarak elde edilen çözüm kümesi ile oluşturulan kurulu güç dağılımının haritası Şekil 5.1'de, K üretim katsayısı 4 alınarak elde edilen çözüm kümesi ile oluşturulan kurulu güç dağılımının haritası ise Şekil 5.2'de gösterilmiştir.



Şekil 5.1: 2016 - K = 3 üretim katsayısı ile elde edilen kurulu güç dağılımı.

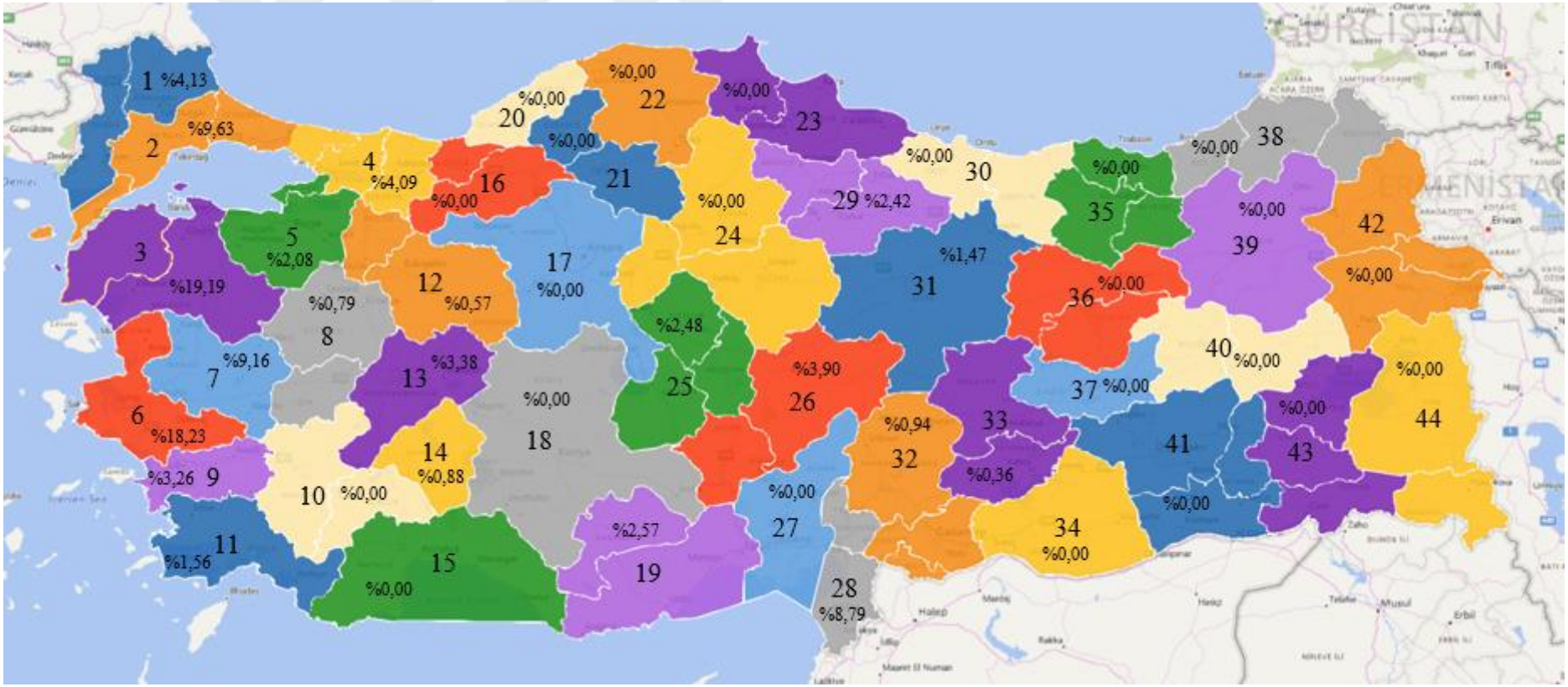


Şekil 5.2: 2016 - K = 4 üretim katsayısı ile elde edilen kurulu güç dağılımı.

Çizelge 5.5: 2016 - En fazla devrede kurulu gücü bulunan 10 iletim bölgesi ile elde edilen çözüm kümelerinin karşılaştırması.

İletim Bölgesi	K = 3	K = 4	Devrede	K = 3 Fark	K = 4 Fark
3	1442,6017	1724,1246	1299,0000	-143,6017	-425,1246
6	697,5276	888,1714	1234,0000	536,4724	345,8286
2	925,5986	463,3550	652,0000	-273,5986	188,6450
7	323,5499	300,4396	620,0000	296,4501	319,5604
28	264,3587	213,3613	595,0000	330,6413	381,6387
1	603,7448	506,6058	280,0000	-323,7448	-226,6058
4	64,3312	65,5450	277,0000	212,6688	211,4550
26	0,4837	52,9551	264,0000	263,5163	211,0449
13	6,0248	18,6808	229,0000	222,9752	210,3192
9	126,7755	147,4530	221,0000	94,2245	73,5470
Toplam Kurulu Güç	4454,9965	4380,6915	5671,0000		

Aynı zamanda karşılaştırma yapılabilmesi amacı ile mevcut durumu ifade eden devredeki rüzgar santrallerinin kurulu güç dağılımı ise Şekil 5.3'te gösterilmiştir. Şekil 5.1, 5.2 ve 5.3'te gösterilen haritalar incelendiğinde mevcut durumda Türkiye'nin doğusunda yer alan bölgelerin kurulu güç dağılımından hiç pay sahibi olamadığı ve yatırımların belirli bölgeler doğrultusunda yoğunlaştığı sonucuna varılabilir. Mevcut durumda devredeki kurulu güç kapasitesi ile elde edilen çözüm kümelerinin sonuçlarının karşılaştırılabilmesi için mevcut kurulu güç kapasitesi her bir iletim bölgesi için elde dilen kurulu güç oranı ile çarpılmış ve elde edilen kurulu güç kapasiteleri Çizelge 5.5'te gösterilmiştir. Çizelgeden elde edilen sonuçlar mevcut durum ile elde edilen çözüm kümelerinin benzerlikleri olduğu gibi farklılıkları olduğunu da kanıtlamaktadır. Marmara Bölgesi devrede kurulu güç üzerindeki %39,15'lik payı ile en yüksek yatırım bölgesidir, elde edilen çözüm kümelerinde ise bu oran sırası ile K üretim katsayısı 3 için %46,15'e K üretim katsayısı 4 için ise %44,06'ya yükselmektedir. İstanbul Anadolu Bölgesi için çözüm kümelerindeki oranı, devredeki kurulu güç oranının K üretim katsayısı 3 için yalnızca %23,22'si ve K üretim katsayısı 4 için ise yalnızca %23,47'sidir. Rüzgar enerjisinin süreksizliğinin negatif etkilerinin azaltılabilmesi amacı ile mevcut teşvik politikaları iletim bölgelerinin dağılımını yönlendirebilecek şekilde yeniden düzenlenmelidir.



Şekil 5.3: Devrede kurulu güç dağılımı haritası.

5.3 2023 Yılı İçin Belirlenen Kurulu Güç Dağılımı

Türkiye Cumhuriyeti mevcut enerji piyasasının dışa bağımlılığını azaltmak, enerji kaynaklarını çeşitlendirerek enerji arz güvenliğini artırmak ve büyümeyi sürdürebilmek amacı ile 2023 yılına kadar yenilenebilir enerji kaynaklarından gerçekleştirilen elektrik üretiminin toplam üretimin %30'una ulaşmasını hedeflemektedir. Bu amaç doğrultusunda da kurulu rüzgar gücünün 20.000 MW'a ulaşması hedeflenmektedir.

Geliştirilen çözüm yaklaşımı mevcut durum için elde edilen parametreler ve iki farklı K, rüzgar enerjisinden elektrik üretimi parametresi, katsayısı ile çözülmüştür. Çözümler her bir $i \in I$ iletim bölgesinde yer alan mevcut kurulu güç kapasitesi ihmal edilerek elde edilmiştir. 2023 yılı için elde edilen parametreler ve iki ve farklı talep artış tahmini ile kurulu güç dağılımın belirlenmesinin amaçlanmıştır. Günay (2016)'nın 2023 talep tahminleri ve ETKB'nın 2023 talep tahminleri ve K üretim parametresi katsayısının 3 ve 4 olduğu 4 farklı durum için parametre setleri ile çalıştırılmış ve çözümler elde edilmiştir.

Günay (2016)'nın 2023 talep tahminleri kullanılarak K üretim katsayısının 3 olduğu parametre seti ile elde edilen çözüm kümesi ve K üretim katsayısının 4 olduğu parametre seti ile elde edilen çözüm kümeleri EK 13'de gösterilmiştir. ETKB'nın 2023 talep tahminleri kullanılarak K üretim katsayısının 3 olduğu parametre seti ile elde edilen çözüm kümesi ve K üretim katsayısının 4 olduğu parametre seti ile elde edilen çözüm kümeleri ise EK 14'de gösterilmiştir.

5.3.1 Günay (2016)'nın talep tahminleri ile belirlenen kurulu güç dağılımı

İki farklı K üretim katsayısı ile elde edilen iki çözüm kümesinin korelasyon katsayısının 0,9416 olduğu gözlenmiştir. Daha önce mevcut durum için gözlendiği gibi iki çözüm kümesinin birbirine bağımlı olması nedeni ile K üretim katsayısı kullanımının elde edilen kurulu güç dağılımını değiştirmediği söylenebilir. Bu durumda her bir bölgede bulunması gereken kurulu güç hakkında yorum yapılabilmesi için iletim bölgelerine göre dağılım yüzdelerinden faydalanılabilir. Aynı zamanda 20.000 MW rüzgar gücü hedefine ulaşılması için gerekli potansiyel yatırımların dağılımı da elde edilebilir.

Yatırım yapılabilecek bölgelerin belirlenebilmesi amacı ile Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü'nden her bölge için işlemde olan kurulu güç bilgisi temin edilmiştir. Bu bilgi ile yalnızca devrede olan değil yatırımı yapılmış ya da yapılacak olan kurulu güç de göz önünde bulundurulabilir. İletim bölgeleri için işlemde olan kurulu güç miktarları ve her bir bölge için elde edilen çözüm kümeleri ise EK 15'de gösterilmiştir.

Çizelge 5.6'da K üretim katsayısının 3 olduğu durumda en fazla kurulu gücün bulunduğu 10 iletim bölgesi ve 20.000 MW hedefine göre kurulu güç oranları gösterilmiştir. Çizelge 5.7'de ise K üretim katsayısının 4 olduğu durumda en fazla kurulu gücün bulunduğu 10 iletim bölgesi ve 20.000 MW hedefine göre kurulu güç oranları gösterilmiştir. Bu iki çizelge incelendiğinde de en fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölgesinden dokuzunun iki üretim katsayısı ile elde edilen çözümlerde de yer aldığı ve sıralamaların da benzerlik gösterdiği gözlenmiştir. Çizelge 5.8'de ise işlemlerde olan kurulu güç miktarına göre en fazla kurulu güç yatırımı mevcut olan 10 iletim bölgesi ve bu iletim bölgeleri için geliştirilen çözüm yaklaşımı ile elde edilen kurulu güç gereksinimleri gösterilmiştir.

Çizelge 5.6: 2023 (Günay (2016)) - K = 3 için en fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölgesi.

İletim Bölgesi	K = 3 (%)	Kurulu Güç (MW)	K = 4 (%)	Kurulu Güç (MW)	İşlemde (%)	Kurulu Güç (MW)
3	0,3061	6122,23	0,3747	7493,44	0,1747	2151,00
2	0,1611	3221,21	0,0610	1219,69	0,1306	1608,00
6	0,1272	2543,79	0,1025	2050,87	0,1365	1680,00
1	0,0630	1259,76	0,0620	1239,08	0,0452	556,00
23	0,0610	1220,97	0,0558	1116,71	0,0082	101,00
7	0,0557	1114,65	0,0454	908,77	0,0519	639,00
19	0,0314	628,35	0,0405	810,55	0,0253	312,00
28	0,0280	560,67	0,0345	690,78	0,0556	685,00
29	0,0236	472,21	0,0309	618,59	0,0202	249,00
11	0,0196	392,83	0,0222	444,75	0,0218	269,00
Toplam	0,8768	17536,6678	0,8297	16593,2326	0,6701	8250,0000

Çizelge 5.7: 2023 (Günay (2016)) - K = 4 için en fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölgesi.

İletim Bölgesi	K = 3 (%)	Kurulu Güç (MW)	K = 4 (%)	Kurulu Güç (MW)	İşlemde (%)	Kurulu Güç (MW)
3	0,3061	6122,23	0,3747	7493,44	0,1747	2151,00
6	0,1272	2543,79	0,1025	2050,87	0,1365	1680,00
1	0,0630	1259,76	0,0620	1239,08	0,0452	556,00
2	0,1611	3221,21	0,0610	1219,69	0,1306	1608,00
23	0,0610	1220,97	0,0558	1116,71	0,0082	101,00
7	0,0557	1114,65	0,0454	908,77	0,0519	639,00
19	0,0314	628,35	0,0405	810,55	0,0253	312,00
28	0,0280	560,67	0,0345	690,78	0,0556	685,00
29	0,0236	472,21	0,0309	618,59	0,0202	249,00
5	0,0175	350,86	0,0273	545,50	0,0318	391,00
Toplam	0,8747	17494,7013	0,8347	16693,9880	0,6800	8372,0000

Çizelge 5.8: 2023 (Günay (2016)) - En fazla işlemde kurulu gücü olan 10 iletim bölgesi.

İletim Bölgesi	K = 3 (%)	Kurulu Güç (MW)	K = 4 (%)	Kurulu Güç (MW)	İşlemde (%)	Kurulu Güç (MW)
3	0,3061	6122,23	0,3747	7493,44	0,1747	2151,00
6	0,1272	2543,79	0,1025	2050,87	0,1365	1680,00
2	0,1611	3221,21	0,0610	1219,69	0,1306	1608,00
4	0,0049	97,68	0,0125	249,13	0,0869	1070,00
28	0,0280	560,67	0,0345	690,78	0,0556	685,00
7	0,0557	1114,65	0,0454	908,77	0,0519	639,00
1	0,0630	1259,76	0,0620	1239,08	0,0452	556,00
9	0,0075	150,02	0,0164	328,03	0,0365	450,00
5	0,0175	350,86	0,0273	545,50	0,0318	391,00
13	0,0005	10,98	0,0020	39,19	0,0287	353,00
Toplam	0,7716	15431,8522	0,7382	14764,4914	0,7783	9583,0000

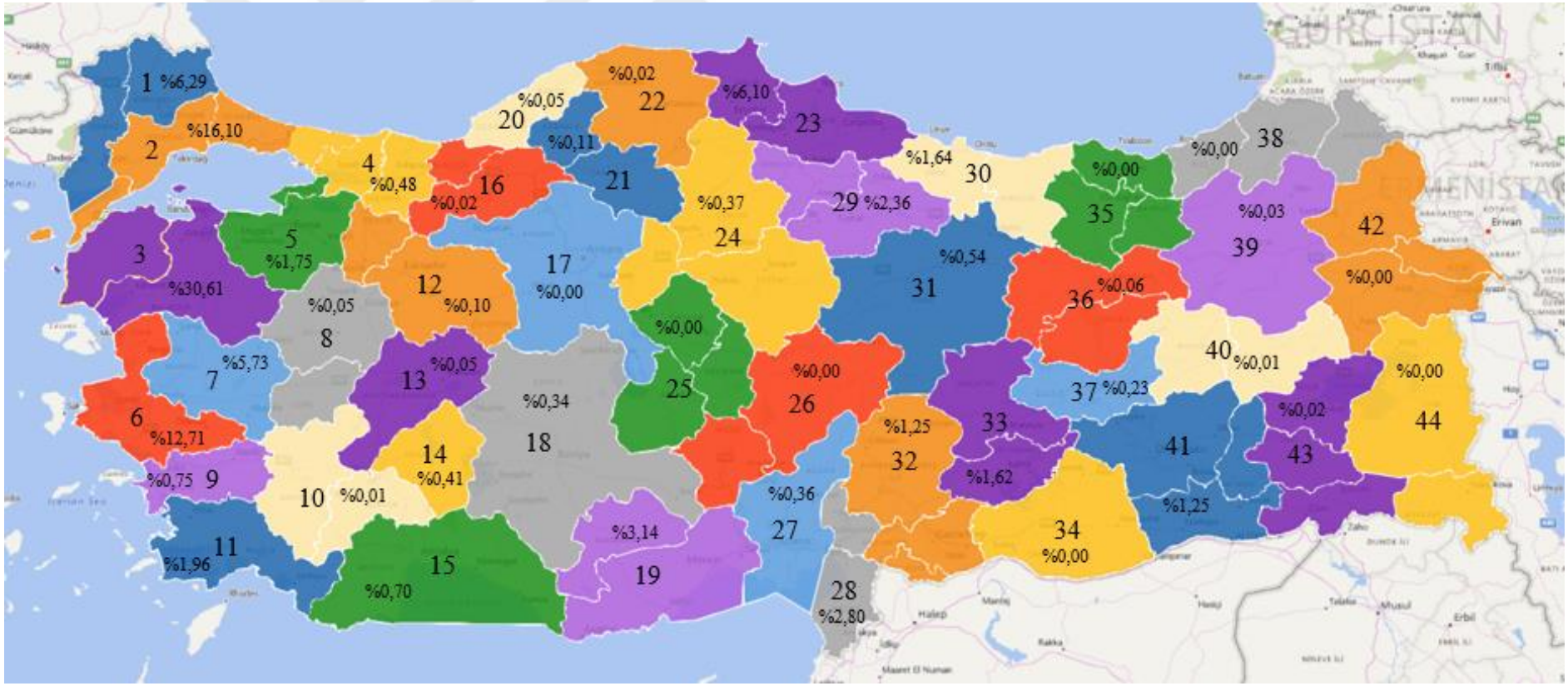
K üretim katsayısının 3 olduğu çözümde en fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölgesinde yer alan 11. iletim bölgesinin, K üretim katsayısının 4 olduğu çözümde fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölgesi arasında yer almadığı gözlenmiştir, ancak 11. iletim bölgesinin 12. en fazla kurulu güç gereksinimi olan bölge olduğu da gözlenmektedir. Aynı şekilde K üretim katsayısının 4 olduğu çözümde yer alan 5. iletim bölgesinin, K üretim katsayısının 3 olduğu çözümde fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölgesi arasında yer almadığı gözlenmiştir, ancak 5. iletim

bölgesinin 11. en fazla kurulu güç gereksinimi olan bölge olduğu da gözlenmektedir. İki çözüm kümesinde de karşılaşılan sıralamalar arasındaki fark bulunmaktadır, ancak gözlenen benzerliğin daha fazla olması nedeni ile geliştirilen çözüm yaklaşımı yardımıyla elde edilen sonuçların kurulu güç dağılımın ve yeni yatırım bölgelerinin belirlenmesi konusunda yardımcı olabileceği düşünülmektedir.

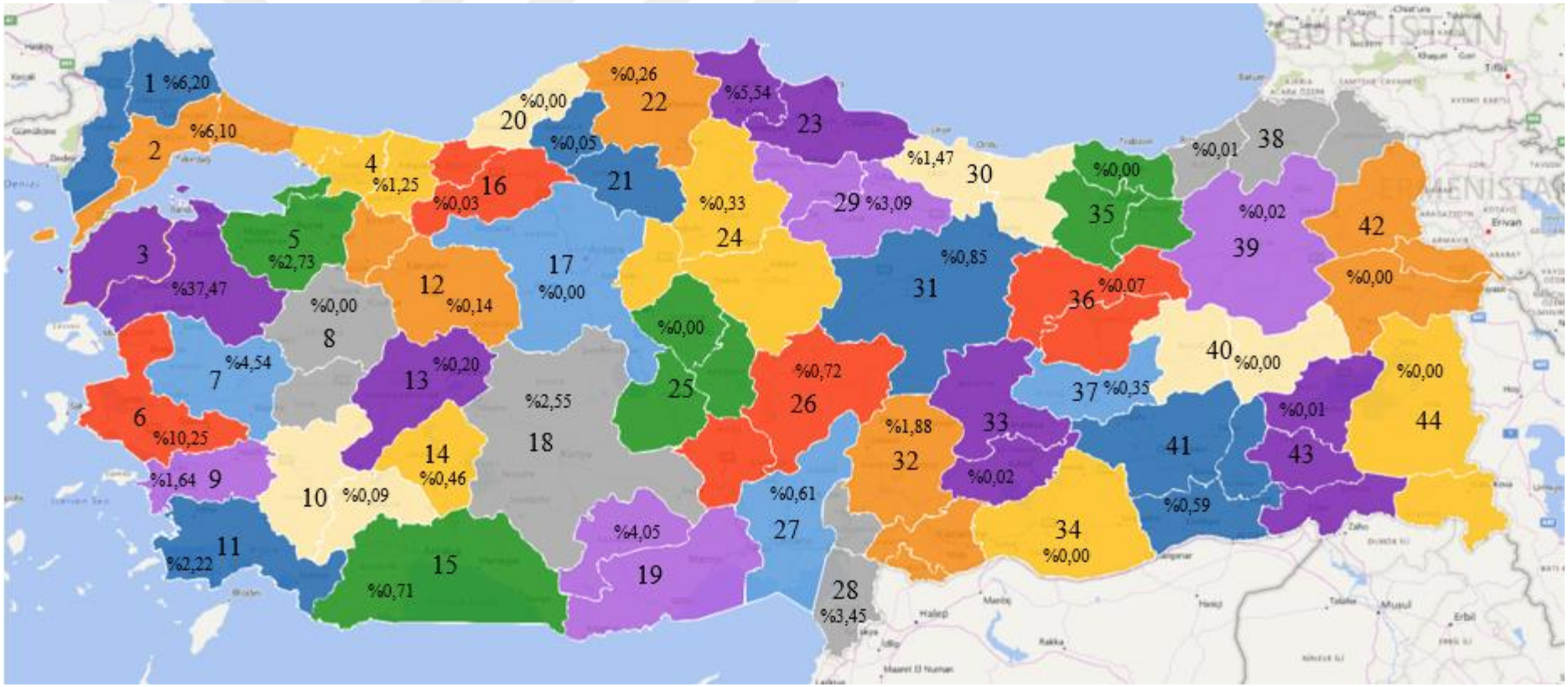
K üretim katsayısı 3 alınarak elde edilen çözüm kümesi ile oluşturulan kurulu güç dağılımının haritası Şekil 5.4'te, K üretim katsayısı 4 alınarak elde edilen çözüm kümesi ile oluşturulan kurulu güç dağılımının haritası ise Şekil 5.5'te gösterilmiştir. Çizelgeler ve haritalar incelendiğinde iki üretim katsayısı ile elde edilen çözüm kümelerinin benzerlikler ve farklılıklar barındırdığı gözlenmiştir. Ancak bu farklılıklar komşu iletim bölgeleri arasında sıcak rezerv kullanımını en azlamak amacı ile gerçekleştiği için yatırım yapılabilecek bölgelerin belirlenmesi konusunda kayda değer değildir.

Çözüm kümeleri incelendiğinde Günay (2016)'ın 2023 yılı için tahmin ettiği talep artışı geliştirilen çözüm yaklaşımının talep parametresi için göz önünde bulundurulduğunda, %40,15'lik talep artışının üretim katsayısının 3 olarak belirlendiği durumunda toplam kurulu güç gereksiniminde %60,23'lük bir artışa neden olduğu, üretim katsayısının 4 olarak belirlendiği durumunda ise toplam kurulu güç gereksiniminde %73,39'luk bir artışa neden olduğu görülmüştür. Kurulu güç gereksinimindeki artışın, talep artış oranından fazla olmasının başlıca sebebi kurulu güç artışının neden olduğu artan rüzgar enerjisinin süreksizliğidir. Geliştirilen çözüm yaklaşımında yalnızca rüzgar gücü modellenmiş ve bu gücün kendi süreksizliğini dengeleyebilmesi amaçlanmıştır, bu nedenle talepte meydana gelen artış iletim ve kurulu güç potansiyeli gibi limitler ile kurulu güç gereksinimini artış oranından daha fazla artırmaktadır.

2023 için elde edilen kurulu güç dağılımı Şekil 5.4 ve Şekil 5.5 yardımı ile incelendiğinde 2016 yılı için elde edilen dağılım ile benzerlik gösterdiği ve kurulu güç potansiyelinin Marmara bölgesinde olduğu, ancak geliştirilen çözüm yaklaşımı ile elde edilen dağılımın işlemde ve devrede kurulu güç dağılımı ile farklılık gösterdiği gözlenmiştir.



Şekil 5.4: 2023 (Günay (2016)) - K = 3 üretim katsayısı ile elde edilen kurulu güç dağılımı.



Şekil 5.5: 2023 (Günay (2016)) - K = 4 üretim katsayısı ile elde edilen kurulu güç dağılımı.

5.3.2 ETKB'nın talep tahminleri ile belirlenen kurulu güç dağılımı

İki farklı K üretim katsayısı ile elde edilen iki çözüm kümesinin korelasyon katsayısının 0,8933 olduğu gözlenmiştir. İki çözüm kümesinin birbirine bağımlı olması ile K üretim katsayısı kullanımının elde edilen kurulu güç dağılımını değiştirmediği sonucuna ulaşılabilir. Bu durumda her bir bölgede bulunması gereken kurulu güç hakkında yorum yapılabilmesi için iletim bölgelerine göre dağılım yüzdelerinden faydalanılabilir. Aynı zamanda 20.000 MW rüzgar gücü hedefine ulaşılması için gerekli potansiyel yatırımların dağılımı da elde edilebilir.

İletim bölgeleri için işlemde olan kurulu güç miktarları ve her bir bölge için elde edilen çözüm kümeleri ise EK 16'da gösterilmiştir.

Çizelge 5.9'da K üretim katsayısının 3 olduğu durumda en fazla kurulu gücün bulunduğu 10 iletim bölgesi ve 20.000 MW hedefini için hesaplanan kurulu güç miktarları gösterilmiştir. Çizelge 5.10'da ise K üretim katsayısının 4 olduğu durumda en fazla kurulu gücün bulunduğu 10 iletim bölgesi ve 20.000 MW hedefini için hesaplanan güç miktarları gösterilmiştir. Bu iki çizelge incelendiğinde de en fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölgesinden yedisinin iki üretim katsayısı ile elde edilen çözümlerde de yer aldığı ve diğer sıralamalara göre daha az benzerlik gösterdiği gözlenmiştir. Çizelge 5.11'de ise işlemde olan kurulu güç miktarına göre en fazla kurulu güç yatırımı mevcut olan 10 iletim bölgesi ve bu iletim bölgeleri için geliştirilen çözüm yaklaşımı ile elde edilen kurulu güç gereksinimleri gösterilmiştir.

İki çözüm kümesinde de karşılaşılan sıralamalar arasındaki fark bulunmaktadır, ancak gözlenen benzerliğin daha fazla olması nedeni ile geliştirilen çözüm yaklaşımı yardımıyla elde edilen sonuçların kurulu güç dağılımın ve yeni yatırım bölgelerinin belirlenmesi konusunda yardımcı olabileceği düşünülmektedir.

K üretim katsayısı 3 alınarak elde edilen çözüm kümesi ile oluşturulan kurulu güç dağılımının haritası Şekil 5.6'da K üretim katsayısı 4 alınarak elde edilen çözüm kümesi ile oluşturulan kurulu güç dağılımının haritası ise Şekil 5.7'de gösterilmiştir. Çizelgeler ve haritalar incelendiğinde iki üretim katsayısı ile elde edilen çözüm kümelerinin benzerlikler ve farklılıklar barındırğı gözlenmiştir. Ancak komşu bölgeler göz önüne alındığında belirlenen güç dağılımının benzer yapı gösterdiği gözlenmiştir.

Çizelge 5.9: 2023 (ETBK) - K = 3 için en fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölgesi.

İletim Bölgesi	K = 3 (%)	Kurulu Güç (MW)	K = 4 (%)	Kurulu Güç (MW)	İşlemde (%)	Kurulu Güç (MW)
3	0,2277	4554,37	0,1720	3439,09	0,1747	2151,00
2	0,1313	2625,88	0,0737	1474,79	0,1306	1608,00
6	0,1102	2204,93	0,0744	1487,06	0,1365	1680,00
1	0,0596	1191,97	0,1008	2016,57	0,0452	556,00
23	0,0508	1015,44	0,0783	1566,92	0,0082	101,00
19	0,0411	822,21	0,0336	671,68	0,0253	312,00
5	0,0405	810,23	0,0338	675,29	0,0318	391,00
7	0,0404	808,33	0,0519	1038,67	0,0519	639,00
29	0,0386	771,26	0,0325	649,31	0,0202	249,00
11	0,0312	624,02	0,0809	1618,97	0,0218	269,00
Toplam	0,7714	15428,6392	0,7319	14638,3404	0,6462	7956,0000

Çizelge 5.10: 2023 (ETBK) - K = 4 için en fazla kurulu güç gereksinimi olan 10 iletim bölgesi.

İletim Bölgesi	K = 3 (%)	Kurulu Güç (MW)	K = 4 (%)	Kurulu Güç (MW)	İşlemde (%)	Kurulu Güç (MW)
3	0,2277	4554,37	0,1720	3439,09	0,1747	2151,00
1	0,0596	1191,97	0,1008	2016,57	0,0452	556,00
11	0,0312	624,02	0,0809	1618,97	0,0218	269,00
23	0,0508	1015,44	0,0783	1566,92	0,0082	101,00
6	0,1102	2204,93	0,0744	1487,06	0,1365	1680,00
2	0,1313	2625,88	0,0737	1474,79	0,1306	1608,00
7	0,0404	808,33	0,0519	1038,67	0,0519	639,00
33	0,0243	486,97	0,0501	1002,53	0,0028	35,00
28	0,0289	577,36	0,0485	970,11	0,0556	685,00
31	0,0102	203,42	0,0418	835,31	0,0152	187,00
Toplam	0,7146	14292,6795	0,7725	15450,0238	0,6425	7911,0000

Çözüm kümeleri incelendiğinde ETKB'nin 2023 yılı için tahmin ettiği talep artışı geliştirilen çözüm yaklaşımının talep parametresi için göz önünde bulundurulduğunda, %56,44'lük talep artışının üretim katsayısının 3 olarak belirlendiği durumunda toplam kurulu güç gereksiniminde %155,50'lik bir artışa neden olduğu, üretim katsayısının 4 olarak belirlendiği durumunda ise toplam kurulu güç gereksiniminde %141,88'lik bir artışa neden olduğu görülmüştür. Kurulu güç gereksinimindeki artışın, talep artış oranından fazla olmasının başlıca sebebi kurulu güç artışının neden olduğu artan

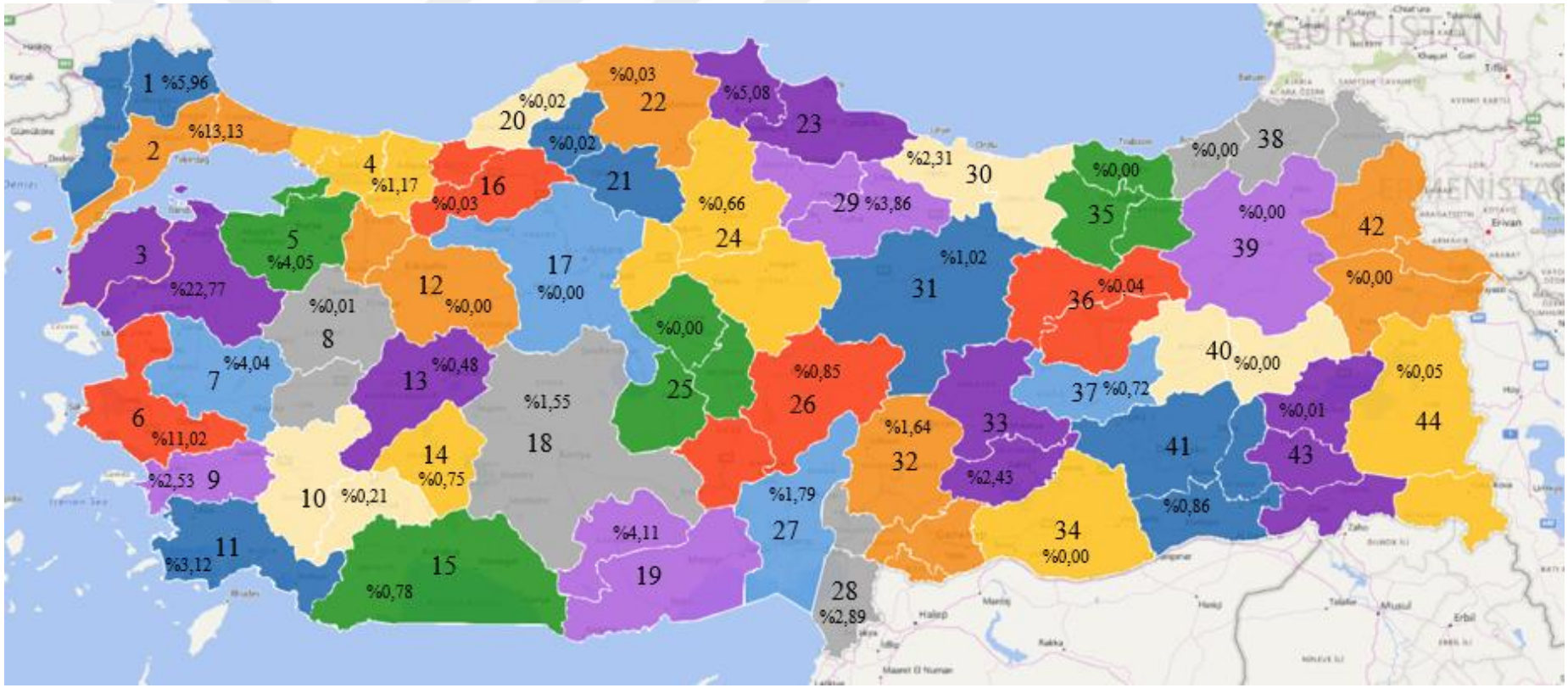
rüzgar enerjisinin süreksizliğidir. Geliştirilen çözüm yaklaşımında yalnızca rüzgar gücü modellenmiş ve bu gücün kendi süreksizliğini dengeleyebilmesi amaçlanmıştır, bu nedenle talepte meydana gelen artış iletim ve kurulu güç potansiyeli gibi limitler ile kurulu güç gereksinimini artış oranından daha fazla artırmaktadır.

Çizelge 5.11: 2023 (ETKB) - En fazla işlemde kurulu gücü olan 10 iletim bölgesi.

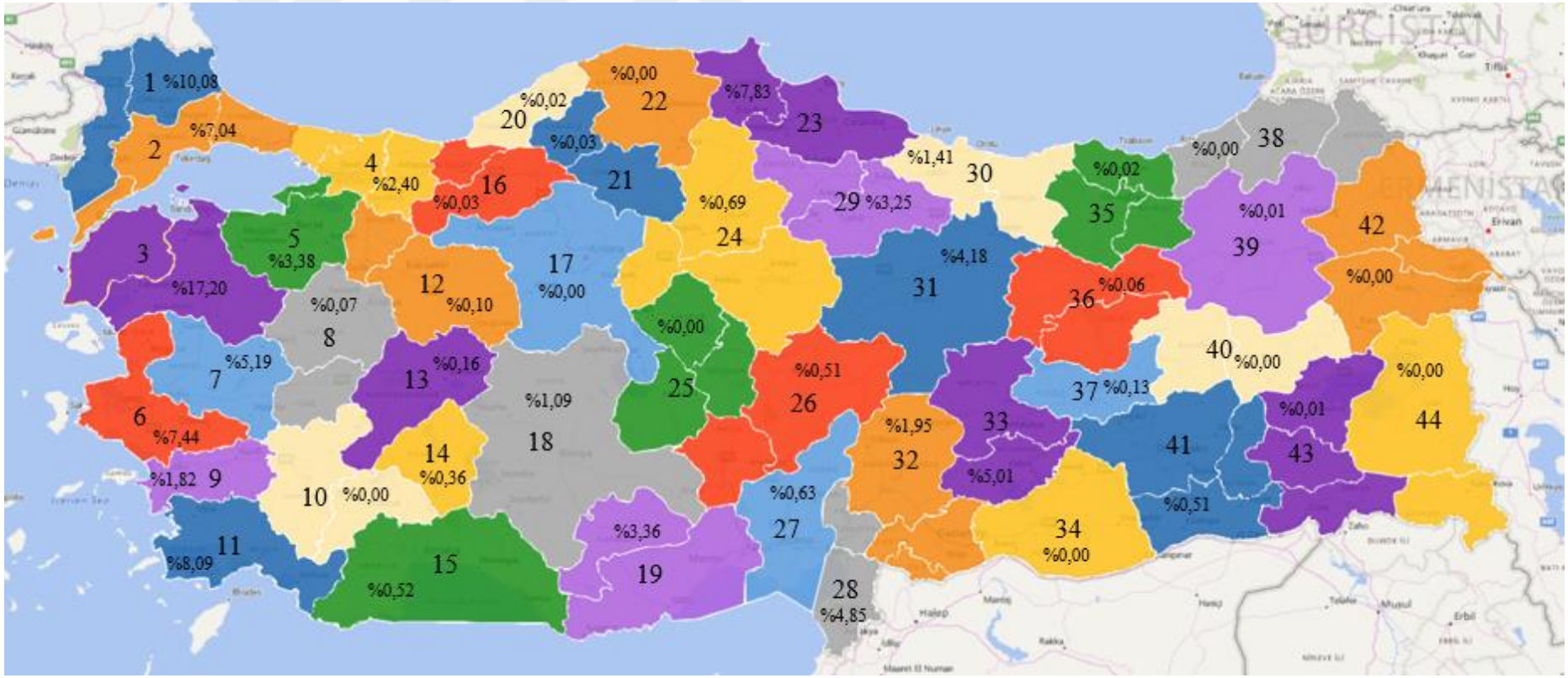
İletim Bölgesi	K = 3 (%)	Kurulu Güç (MW)	K = 4 (%)	Kurulu Güç (MW)	İşlemde (%)	Kurulu Güç (MW)
3	0,2277	4554,37	0,1720	3439,09	0,1747	2151,00
6	0,1102	2204,93	0,0744	1487,06	0,1365	1680,00
2	0,1313	2625,88	0,0737	1474,79	0,1306	1608,00
4	0,0117	233,20	0,0240	480,92	0,0869	1070,00
28	0,0289	577,36	0,0485	970,11	0,0556	685,00
7	0,0404	808,33	0,0519	1038,67	0,0519	639,00
1	0,0596	1191,97	0,1008	2016,57	0,0452	556,00
9	0,0253	505,22	0,0182	364,50	0,0365	450,00
5	0,0405	810,23	0,0338	675,29	0,0318	391,00
13	0,0048	95,83	0,0016	32,48	0,0287	353,00
Toplam	0,6804	13607,3123	0,5990	11979,4795	0,7783	9583,0000

2023 için elde edilen kurulu güç dağılımı Şekil 5.6 ve Şekil 5.7 yardımı ile incelendiğinde 2016 yılı için elde edilen dağılım ile benzerlik gösterdiği ve kurulu güç potansiyelinin yine Marmara bölgesinde olduğu, ancak geliştirilen çözüm yaklaşımı ile elde edilen dağılımın işlemde ve devrede kurulu güç dağılımı ile farklılık gösterdiği gözlenmiştir.

Geliştirilen çözüm yaklaşımı ile 2023 için belirlenen 20.000 MW kurulu rüzgar gücü hedefine ulaşılması için rüzgar enerjisinin süreksizliğinin negatif etkilerini, sıcak rezerv gereksinimini en azlayarak, azaltacak en yüksek potansiyele sahip iletim bölgeleri belirlenebilir. Bu amaç doğrultusundan iki farklı üretim katsayısı için çözüm kümeleri işlemde rüzgar kurulu gücü ile karşılaştırılmış ve Çizelge Ek 5.19 ve 5.20'de gösterilmiştir. Bu iki çizelgelerde çözüm yaklaşımı ile elde edilen dağılımın 20.000 MW hedefi için kullanılması durumunda işlemdeki kurulu rüzgar gücü göz önüne alınarak, belirlenen iletim bölgeleri için kurulu güç gereksinimleri gösterilmiştir. İki çizelgede gösterilen 10 iletim bölgesinde 6'sı iki çizelgede de yer alarak yüksek yatırım potansiyeli oluşturmaktadır.



Şekil 5.6: 2023 (ETBK) - K = 3 üretim katsayısı ile elde edilen kurulu güç dağılımı.



Şekil 5.7: 2023 (ETBK) - K = 4 üretim katsayısı ile elde edilen kurulu güç dağılımı.

5.4 Yatırım Bölgelerinin Belirlenmesi

Tez çalışması kapsamında geliştirilen stokastik doğrusal olmayan tam sayılı matematiksel programlama modeli geliştirilen sezgisel yaklaşım ve elde edilen parametreler ile 2016 ve 2023 yılları için çözülmüştür ve karşılaştırmalar yapılmıştır.

Çizelge 5.12: İletim bölgeleri yatırım potansiyeli sınıflandırması.

Potansiyel Derecesi	İletim Bölgesi	İletim Bölgesinde Yer Alan İller
Çok Yüksek Yatırım Potansiyeli	1	Edirne
		Kırklareli
	3	Çanakkale
		Balıkesir
	19	Karaman
		Mersin
	23	Sinop
		Samsun
Yüksek Yatırım Potansiyeli	6	İzmir
	7	Manisa
	29	Amasya
		Tokat
	30	Ordu
		Giresun
	33	Malatya
		Adıyaman
Ortalama Yatırım Potansiyeli	2	İstanbul
		Tekirdağ
		Çanakkale
	11	Muğla
Düşük Yatırım Potansiyeli	5	Yalova
		Bursa
	18	Konya
	28	Osmaniye
		Hatay
	31	Sivas
	41	Diyarbakır
		Batman
		Mardin

Farklı talep tahmini senaryoları ve üretim parametresi katsayıları ile yapılan nümerik analizler sonucunda işlemdeki kurulu güç de göz önünde bulundurularak yatırım potansiyeline sahip iletim bölgeleri belirlenmiştir.

Farklı talep senaryoları ve üretim parametreleri nedeni ile çözümler benzerlikler ve farklılıklar barındırmaktır. Ancak korelasyon katsayıları incelendiğinde her bir durumda elde edilen çözüm kümelerinin bağımlı olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Tüm durumların göz önünde bulundurulması ile yatırım potansiyeline sahip iletim bölgeleri belirlenmiştir. İletim bölgelerinin yatırım potansiyelleri en yüksek yatırım potansiyeline sahip 10 iletim bölgesi listesinde yer aldığı senaryo sayısına göre 4'e ayrılmıştır. 4 farklı senaryo için en yüksek yatırım potansiyeline sahip 10 iletim bölgesi listesinde yer alan iletim bölgeleri çok yüksek yatırım potansiyeline sahip, 4 farklı senaryo için listede bulunan iletim bölgeleri yüksek yatırım potansiyeline sahip, 2 farklı senaryo için listede yer alan iletim bölgeleri ortalama yatırım potansiyeline sahip ve yalnızca 1 senaryo için listede yer alan iletim bölgeleri düşük yatırım potansiyeline sahip olarak adlandırılmıştır. En yüksek yatırım potansiyeline sahip 10 iletim bölgesi listelerinde yer almayan iletim bölgeleri ise sınıflandırmaya dahil edilmemiştir. Sınıflandırma sonuçları Çizelge 5.12'da gösterilmiştir.

Belirlenen yatırım bölgeleri sistemde yer alan bazı durumların yorumlanmasında ve eleştirilmesinde de kullanabilir. Çok yüksek yatırım kategorisinde yer alan 23. iletim bölgesinde doğal gaz boru hatlarının Türkiye'ye giriş noktası olması nedeni ile birçok doğal gaz çevrim santrali bulunmaktadır. Bölgede yer alan bu çevrim santralleri üretimdeki oynaklığı rahatlıkla tolere edebileceği için hiç kurulu güç bulunmayan bu bölgede belirlenen kapasiteden daha fazla kurulu güç yer alması da mümkün olabilir. Ayrıca düşük yatırım potansiyeli kategorisinde yer alan 28. iletim bölgesinde doğu-batı iletim hattı bulunmaktadır. Bu iletim hattı Türkiye enterkonnekte iletim sistemi için büyük önem taşımaktadır ve kapasite aşımı durumu büyük risk yaratabilmektedir, 31 Mart 2015'de bu hatta gerçekleşen kapasite aşımı durumunda Türkiye genelinde etkisi olan bir elektrik kesintisi yaşanmıştır. Sistem için büyük önem taşıyan bu iletim hattı mevcut durumda rüzgar kurulu gücünün %8,79'u yer almaktadır ve bu oran geliştirilen çözüm yaklaşımı ile elde edilen oranın yaklaşık olarak 2 katıdır. Türkiye Enterkonnekte iletim sistemi bu noktada daha fazla rüzgar enerjisi yatırımı ile risk altına alınmamalıdır.

Rüzgar santrallerinin yaygınlaştırılması amacı ile 2017 yılında da YEKA ihaleleri gerçekleştirilmiştir. Bu ihaleler ile 710 MW'lık kapasite tahsisi yapılmıştır, ancak bu kapasitelerin tahsis edildiği bölgeler arasında belirlenen yatırım bölgeleri yer almamaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarında bu artış ile enerji arz güvenliğinin sağlanması hedeflenmektedir ancak sistemde artacak dengesizlik ile maliyet artacak ve enerji arz güvenliği istenildiği ölçüde sağlanamayacaktır. Kapasite tahsislerinde rüzgar enerjisinin süreksizliği göz önüne alınır ise enterkonnekte iletim sisteminde oluşacak dengesizlik en azlanabilir ve arz güvenliği artırılabilir.

6. SONUÇLAR

Tez çalışması kapsamında literatür için yeni bir konu olan rüzgar enerjisinin süreksizliğinin negatif etkilerini azaltacak bir kurulu güç bölgesel kapasite dağılımının elde edilmesi üzerinde çalışılmıştır. Bu hedef doğrultusunda Türkiye enterkonnekte iletim sisteminde süreksizliği dengelemek için kullanılan sıcak rezervlerin kullanımını enazlayacak ve sistem kısıtlarını göz önünde bulunduracak, literatürde yer almayan, bir stokastik doğrusal olmayan karma tam sayılı matematiksel programlama modeli geliştirilmiştir. Geliştirilen bu matematiksel modelde yer alan doğrusal olmayan kısıtların çözüm zorluğu nedeni ile doğrusal olmayan kısıtların basitleştirilerek amaç fonksiyonu değerinin yakınsamasını sağlayan bir sezgisel yaklaşım geliştirilmiştir.

Geliştirilen çözüm yaklaşımı için ihtiyaç duyulan Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nden Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.'den, Türkiye Elektrik İletim A.Ş.'den ve Yenilenebilir Enerji genel Müdürlüğü'nden temin edilmiştir. Meteoroloji Genel Müdürlüğü'nden temin edilen meteoroloji ölçüm istasyonlarının 10 yıllık veri seti düzenlenerek üretim parametreleri tahmin edilmiştir. Üretim parametrelerinden korelasyon katsayılarının tahmin edilebilmesi için bir benzetim algoritması geliştirilerek kullanılmıştır. Üretim tahminlerinin Türkiye'de ölçülen rüzgar enerjisinden elektrik üretimi verimliliği değerlerinden düşük olması sebebi ile tahmin değerlerinin verimliliğini yükseltecek bir K üretim parametresi katsayısı kullanılmıştır. Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.'den temin edilen 6 yıllık güç çekiş veri setinden elektrik talebi parametresi elde edilmiştir. Türkiye Elektrik İletim A.Ş.'den temin edilen iletim bilgileri ve veri seti ile iletim parametreleri oluşturulmuştur. Yenilenebilir Enerji genel Müdürlüğü'nden temin edilen verilerle ise her bir iletim bölgesinin üretim potansiyelleri ve kurulu güç yapıları hakkında gerekli parametreler ve nümerik analizler için ihtiyaç duyulan bilgiler elde edilmiştir.

Geliştirilen çözüm yaklaşımında iletim bölgeleri arasındaki istatistiksel ilişkinin de göz önünde bulundurulabilmesi amacı ile korelasyon katsayılarından yararlanılmıştır.

Geliştirilen çözüm yaklaşımı ve elde edilen parametreler ile 2016 ve 2023 yılları için farklı senaryolar için çözüm kümeleri incelenmiştir. Nümerik analizler sonucunda üretim parametresi katsayılarının güç dağılımı üzerinde bir etkisi olmadığı yüksek korelasyon katsayıları ile gözlenmiştir. 2016 yılı için 2 farklı üretim parametresi katsayısı kullanılmış ve çözüm kümesi mevcut kurulu güç dağılımı ile karşılaştırılmıştır. Karşılaştırma sonucunda mevcut kapasitenin ve geliştirilen çözüm yaklaşımı ile belirlenen kurulu güç dağılımın bazı benzerlik ve farklılıkları olduğu gözlenmiştir. Mevcut kurulu güç belirli bölgeler üzerinde yoğunlaşmıştır ve süreksizliğin negatif etkilerinin azaltılabilmesi için teşvik mekanizmaları ile kurulu güç dağılımının yeniden düzenlenmesi gerekmektedir. 2023 yılı için 2 farklı talep tahmin senaryosu ve 2 farklı üretim parametresi katsayısı kullanılmıştır. Elde edilen sonuçlar 2023 yılına kadar tamamlanması planlanan rüzgar gücü de göz önünde bulundurularak bölgelerin yatırım potansiyelleri sınıflandırılmış ve yatırım potansiyeli yüksek iletim bölgeleri belirlenmiştir. Mevcut teşvik politikalarının güncellenerek yatırımcıların bu iletim bölgeleri için teşvik edilmesi rüzgar enerjinin süreksizliğin negatif etkilerinin azaltılmasına yardımcı olacaktır.

Geliştirilen matematiksel model için kullanılan veri seti tahmin edilerek elde edilmiştir vu bu nedenle kurulu güç dağılımı belirli kapasiteler ile değerlendirilememiş, kurulu güç dağılımı oranlar ile ifade edilmiştir. İhtiyaç duyulan Türkiye'de üretim veri setinin temin edilebilmesi durumunda güç dağılımı belirli değerler üzerinden de yorumlanabilir. Ayrıca çözüm yaklaşımı ile elde edilen sonuçlar aynı zamanda rüzgar enerjisinin süreksizliğini negatif etkilerini azaltmak amacı ile rüzgar kurulu gücünün bulunmaması gereken iletim bölgelerinin ya da daha fazla yatırım yapılmaması gereken iletim bölgelerinin belirlenmesi için de kullanılabilir. Geliştirilen çözüm yaklaşımında yalnızca rüzgar enerjisinden elektrik üretimi değerlendirilmiştir, ancak sistemde birbirini ikame edebilecek bir çok enerji kaynağı bulunmaktadır. Sistemde yer alan kaynakların bir bütün olarak modellenmesi ile yenilenebilir enerji kaynaklarının sistemdeki payı sistem içindeki payı sistem dengesi etkilenmeden artırılabilir.

KAYNAKLAR

Acar S., Kitson L., Bridle L., (2015). Türkiye'de Kömür ve Yenilenebilir Enerji Teşvikleri, *International Institute for Sustainable Development & Global Subsides Initiative.*

Akay, D., Atak, M., (2007). Grey prediction with rolling mechanism for electricity demand forecasting of Turkey, *Energy*, 32, 1670–1675.

Barbounis, T.G., Theocharis, J.B., Alexiadis, M.C., Dokopoulos, P.S., (2006). Long-term wind speed and power forecasting using local recurrent neural network models, IEEE Transactıons On Energy Conversıon, 12 (1), 273-284.

Bilgili, M., Sahin, B., Yasar, A., Simsek, E., (2012). Electric energy demands of Turkey in residential and industrial sectors, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, 404–414.

Billinton, R., Huang, D., Karki B., (2010). Wind power planning and operating capacity credit assessment, *2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Singapore, 14-17 Haziran.

Boekhoudt A., Behrendt L., (2013). Taxes and incentives for renewable energy, KPMG Internatıonal.

Bracale, A., De Falco, P., (2015). An advanced bayesian method for short-term probabilistic forecasting of the generation of wind power, *Energies*, 8, 10293-10314.

Burke, D. J., O'Malley, M. J., (2009). Optimal firm wind capacity allocation to power systems with security constraints, *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES*, Seattle, WA, USA, 15-18 Mart.

Camadan E., Kolmek F., (2013). A critical evaluation of Turkish electricity reform, *The Electricity Journal*, 26 (1), 59-70.

Chen, C., (2007). Simulated annealing-based optimal wind-thermal coordination scheduling, IET Generation, *Transmission & Distribution*, 1 (3), 447 – 455.

Choling, D., Yu, P., Venkatesh, B., (2009). Effects of security constraints on unit commitment with wind generators, *Power & Energy Society General Meeting*, Calgary, AB, Canada, 26-30 Temmuz.

Cunkas, M., Taşkıran, U., (2011). Turkey's electricity consumption forecasting using genetic programming, *Energy Sources*, Part B, 6, 406–416.

Damousis, I.G., Alexiadis, M.C., Theocharis, J.B., Dokopoulos, P.S., (2004). A fuzzy model for wind speed prediction and power generation in wind parks using spatial correlation, *IEEE Transactıons On Energy Conversıon,* 19 (2), 352-361.

Demirdizen H., G., (2013**).** Market development of renewable energy in Turkey (Yüksek lisans tezi), *Middle East Technical University*.

Dilaver, Z., Hunt, L.C., (2011). Industrial electricity demand for Turkey: A structural time series analysis, *Energy Economics*, 33, 426–436.

Doherty, R., O'Malley, M., (2005). A new approach to quantify reserve demand in systems with significant ınstalled wind capacity, IEEE Transactıons On Power Systems, 20 (2), 587-595.

Dönmez İ., (2013). Elektrik piyasasında üretim faaliyetine yönelik teşvik mekanizmalarının incelenmesi (Uzmanlık tezi), *Enerji Piyasaları Düzenleme Kurulu (EPDK).*

Energy Regulators Regional Association (ERRA), (2013). Regulatory practices supporting deployment of renewable generators through enhanced network connection, ISSUE Paper.

Ensslin, C., Milligan, M., Holttinen, H., O'Malley, M., Keane, A., (2008). Current methods to calculate capacity credit of wind power, *IEA collaboration, Power and Energy Society General Meeting- Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, Pittsburgh, PA, USA, 20-24 Temmuz.

Erdogdu, E., (2007). Electricity demand analysis using cointegration and ARIMA modelling: A case study of Turkey, *Energy Policy*, 35, 1129–1146.

Foley, A. M., Leahy, P.G., Marvuglia, A., McKeogh, E.J., (2012). Current methods and advances in forecasting of wind power generation, *Renewable Energy*, 37, 1-8.

Goh, S.L., Popovic, D.H., Mandic, D.P., (2004). Complex-valued estimation of wind profile and wind power, *IEEE MELECON*, May, 12-15.

Grassi, G., Vecchio, P., (2010). Wind energy prediction using a two-hidden layer neural network, *Commun Nonlinear Sci Numer Simulat*, 15, 2262-2266.

Günay, M. E., (2016). Forecasting annual gross electricity demand by artificial neural networks using predicted values of socio-economic indicators and climatic conditions: Case of Turkey, *Energy Policy*, 90, 92–101

Gürbüz, F., Öztürk, C., Pardalos P., (2013). Prediction of electricity energy consumption of Turkey via artificial bee colony: a case study, *Energy Syst* , 4, 289–300.

Hamzacebi, C., Es, H. A., (2014). Forecasting the annual electricity consumption of Turkey using an optimized grey model, *Energy*, http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.03.105, 1-7.

Henrich C., S., (2014). Market and policy outlook for renewable energy in Europe and the CIS, UNDP.

Karki, R., Hu, P., (2007). Impact of wind power growth on capacity credit, CCECE 2007. *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Vancouver, BC, Canada, 22-26 Nisan.

Kavaklioglu, K., (2011). Modeling and prediction of Turkey's electricity consumption using Support Vector Regression, *Applied Energy*, 88, 368–375.

Kavaklioglu, K., Ceylan, H., Ozturk, H.K., Canyurt, O. E., (2009). Modeling and prediction of Turkey's electricity consumption using Artificial Neural Networks, *Energy Conversion and Management*, 50, 2719–2727.

Keskin M., H., Güleren K., M., (2013). Avrupa Birliği ve Türkíye Cumhuríyeti'ndeki rüzgar enerjisi üretiminin güncel bír analizi, Mühendis ve Makina, 54 (639).

Kıran, M. S., Özceylan, E., Gündüz, M., Paksoy, T., (2012). A novel hybrid approach based on particle swarm optimization and ant colony algorithm to forecast energy demand of turkey, *Energy Conversion and Management*, 53, 75–83.

Kucukali, S., Baris, K., (2010). Turkey's short-term gross annual electricity demand forecast by fuzzy logic approach, *Energy Policy*, 38, 2438–2445.

Kusiak, A., Li, W., (2010). Short-term prediction of wind power with a clustering approach, Renewable Energy, 35, 2362-2369.

Kusiak, A., Zheng, H., Song, Z., (2009). Short-term prediction of wind farm power: a data mining approach, *IEEE Transactıons On Energy Conversıon,* 24 (1), 125-136.

Kusiak, A., Zheng, H., Song, Z., (2009). Wind farm power prediction: a data-mining approach, *Wind Energy*, 12, 275–293.

Lamaina, P., Sarno, D., Siano, P., Zakariazadeh, A., Romano, R., (2014). A model for wind turbines placement within a distribution network acquisition market, *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 11 (1), 210 – 219.

Lange, M., Focken, U., *Overview of wind power prediction systems*, Physical Approach to Short-Term Wind Power Prediction, (Sf. 7-22), Berlin, Springer-Verlag, (2006).

Lei, M., Shiyan, L., Chuanwen, J., Hongling, L., Yan, Z., (2009). A review on forecasting of wind power, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, 915-920.

Lucas H., Ferroukhi R., Hawila D., (2013). Renewable energy auctions in developing countries, *The International Renewable Energy Agency (IRENA).*

Madsen, H., Pinson, P., Kariniotakis, G., Nielsen, H.A., Nielsen, T.S., (2005). Standardizing the performance evaluation of shortterm wind power prediction models, *Wind Engineering*, 29, 475–489.

Mahmutoğlu, M., Öztürk, F., (2015). Türkiye elektrik tüketimi öngörüsü ve bu kapsamda geliştirilebilecek politika önerileri, Ankara, Kasım 5-6.

Meibom, P., Barth, R., Hasche, B., Brand, H., Weber, C., O'Malley, M., (2011). Stochastic optimization model to study the operational ımpacts of high wind penetrations in Ireland, *IEEE Transactıons On Power Systems,* 26 (3), 1367-1379.

Nick, M., Riahy, G.H., Hosseinian, S.H., Fallahi, F., (2011). Wind power optimal capacity allocation to remote areas taking into account transmission connection requirements, *IET Renewable Power Generation*, 5 (5), 347-35.

Özen A., Şaşmaz M., Ü., Bahtiyar E., (2015). Türkiye'de yeşil ekonomi açısından yenilenebilir bir enerji kaynağı: rüzgar enerjisi, KMÜ Sosyal ve Ekonomik Araştırmalar Dergisi, 17 (28): 85-93, 2015.

Pinson, P., Kariniotakis, G.N., (2003). Wind power forecasting using fuzzy neural networks enhanced with on-line prediction risk assessment, IEEE Bologna PowerTech Conference, June 23-26, Bologna, Italy.

Renewable Energy Outlook 2013, (2013). World energy outlook 2013.

Eurostat, (2014). Renewable energy statistics.

Sezgin M., (2010). Rüzgar enerjisinin Türkiye elektrik sistemine entegrasyonunda rüzgar-pompajlı hes hibrid üretim sistemleri (Uzmanlık tezi), *Enerji Piyasaları Düzenleme Kurulu (EPDK).*

Shepherd, W., Zhang, L., *Theory of wind converters,* Electricity Generation Using Wind Power, (Sf. 7-39), Singapore, World Scientific, (2011).

Sideratos, G., Hatziargyriou, N. D., (2007). An advanced statistical method for wind power forecasting, *IEEE Transactıons On Power Systems*, 22 (1), 258-265.

Şekerci, E., Elfarra, M., Albasan, C., Rüzgâr türbini tahmini yıllık enerji üretim hesaplama yöntemleri ve araziye uygun rüzgâr türbini seçimi http://www.emo.org.tr/ekler/1ae9a071e07049a_ek.pdf**,** Alındığı Tarih: 11.09.2016.

T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, (2010). Enerji ve Tabii Kaynaklar bakanlığı 2010-2014 stratejik planı.

Yumurtacı, Z., Asmaz, E., (2004) Electric energy demand of Turkey for the year 2050, Energy Sources, 26, 1157–1164.

Url-1 http://www.energydigital.com/top-10/top-10-wind-turbine-suppliers**,** Alındığı Tarih: 11.09.2016.

Url-2 https://www.vestas.com/ Alındığı Tarih: 11.09.2016.

EKLER

EK 1: Vestas – incelenen türbinler.

EK 2: İletim bölgelerine göre meteoroloji ölçüm istasyonu dağılımı.

EK 3: İletim bölgelerinde yer alan illerin listesi.

EK 4: Türkiye'yi temsil eden 50 homojen nokta.

EK 5: Belirlenen 50 homojen noktaya en yakın meteoroloji ölçüm istasyonları.

EK 6: Türkiye'yi temsil eden meteoroloji ölçüm istasyonları.

EK 7: Sonbahar mevsimi korelasyon katsayıları haritası.

EK 8: Kış mevsimi korelasyon katsayıları haritası.

EK 9: İlkbahar mevsimi korelasyon katsayıları haritası.

EK 10: Yaz mevsimi korelasyon katsayıları haritası.

EK 11: 2016 yılı için K=3 ve K=4 üretim katsayları ile edilen çözüm kümeleri.

EK 12: Devrede olan rüzgar santrallerinin kurulu gücünün iletim bölgelerine göre dağılımı.

EK 13: 2023 yılı için Günay (2016) senaryosu, K=3 ve K=4 üretim katsayları ile edilen çözüm kümeleri.

EK 14: 2023 yılı için ETKB senaryosu, K=3 ve K=4 üretim katsayları ile edilen çözüm kümeleri.

EK 15: 2023 Günay (2016) - işlemde kurulu güç karşılaştırması.

EK 16: 2023 (Günay (2016)) - K=3 üretim katsayısı için en yüksek yatırım potansiyeline sahip 10 iletim bölgesi.

EK 17: 2023 (Günay (2016)) - K=4 üretim katsayısı için en yüksek yatırım potansiyeline sahip 10 iletim bölgesi.

EK 18: 2023 ETKB - işlemde kurulu güç karşılaştırması.

EK 19: 2023 (ETBK) - K=3 üretim katsayısı için en yüksek yatırım potansiyeline sahip 10 iletim bölgesi.

EK 20: 2023 (ETBK) - K=4 üretim katsayısı için en yüksek yatırım potansiyeline sahip 10 iletim bölgesi.

EK 1

Çizelge Ek 1: Vestas – incelenen türbinler.

Türbin	Maksimum Güç	Devreye Girme Hızı	Devreden Çıkma Hızı	Tekrar Devreye Girme Hızı	Rotor Çapı	Taranan Alan (Rotor) (m^2)	Kanat Uzunluğu (m)
V136-3.45 MW	3,450 kW	3 m/s	22.5 m/s	20 m/s	136 m	14,527 m2	66.7 m
V126-3.45 MW	3,450 kW	4 m/s	22.5 m/s	21 m/s	126 m	12,469 m2	61.7 m
V117-3.45 MW	3,450 kW	3 m/s	25 m/s	23 m/s	117 m	10,751 m2	57.2 m
V112-3.45 MW	3,450 kW	3 m/s	25 m/s	23 m/s	112 m	9,852 m2	54.7 m
V105-3.45 MW	3,450 kW	3 m/s	25 m/s	23 m/s	105 m	8,659 m2	51.2 m
V110-2.0 MW	2,000 kW	3 m/s	20 m/s	18 m/s	110 m	9,503 m2	54 m
V100-2.0 MW	2,000 kW	3 m/s	22 m/s	20 m/s	100 m	7,854 m2	49 m
V100-1.8/2.0 MW	1,800/2,000 kW	3 m/s	20 m/s	18 m/s	100 m	7,854 m2	49 m
V90-1.8/2.0 MW	1,800/2,000 kW	4 m/s	25 m/s	23 m/s	90 m	6,362 m2	44 m
V90-3.0 MW	3,000 kW	3.5 m/s	25 m/s	20 m/s	90 m	6,362 m2	44 m

EK 2

Çizelge Ek 2: İletim bölgelerine göre meteoroloji ölçüm istasyonu dağılımı.

Bölge Numarası	İstasyon Sayısı	Bölge Numarası	İstasyon Sayısı	Bölge Numarası	İstasyon Sayısı
1	5	16	7	31	7
2	10	17	13	32	7
3	12	18	14	33	9
4	10	19	7	34	8
5	10	20	8	35	7
6	11	21	8	36	5
7	6	22	7	37	8
8	9	23	5	38	6
9	7	24	8	39	7
10	9	25	9	40	6
11	9	26	7	41	6
12	8	27	8	42	6
13	9	28	7	43	8
14	9	29	8	44	8
15	13	30	6		

EK 3

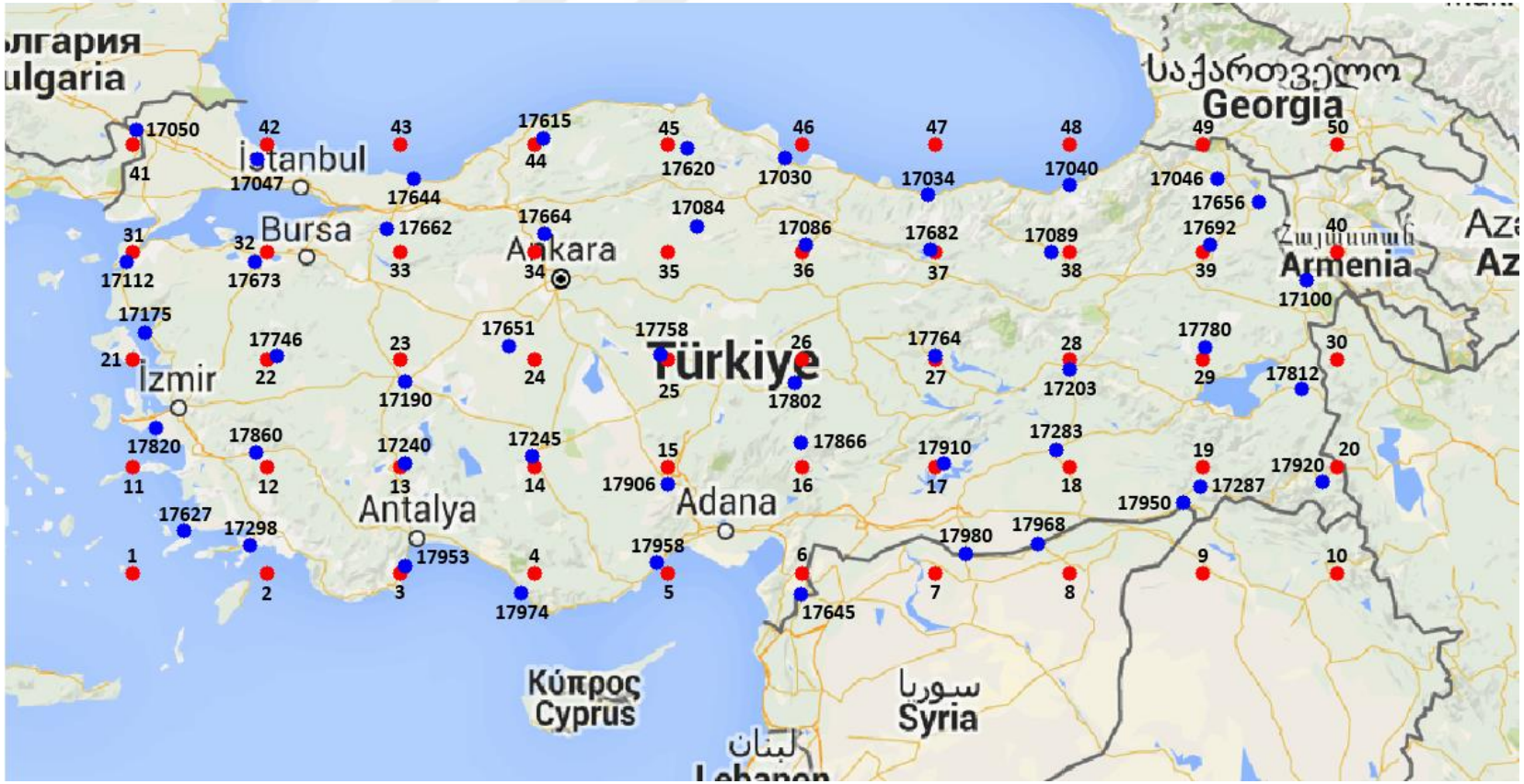
Çizelge Ek 3: İletim bölgelerinde yer alan illerin listesi.

Bölge Numarası	İller			Bölge Numarası	İller			Bölge Numarası	İller		
1	Edirne	Kırklareli		16	Düzce	Bolu		31	Sivas		
2	İstanbul	Tekirdağ	Çanakkale	17	Ankara			32	Kahramanmaraş	Gaziantep	Kilis
3	Çanakkale	Balıkesir		18	Konya			33	Malatya	Adıyaman	
4	İstanbul	Kocaeli	Sakarya	19	Karaman	Mersin		34	Şanlıurfa		
5	Yalova	Bursa		20	Zoguldak	Bartın		35	Trabzon	Gümüşhane	Bayburt
6	İzmir			21	Karabük	Çankırı		36	Erzincan	Tunceli	
7	Manisa			22	Kastamonu			37	Elazığ		
8	Kütahya	Uşak		23	Sinop	Samsun		38	Rize	Artvin	Ardahan
9	Aydın			24	Çorum	Kırıkkale	Yozgat	39	Erzurum		
10	Denizli	Burdur		25	Kırşehir	Nevşehir	Aksaray	40	Bingöl	Muş	
11	Muğla			26	Niğde	Kayseri		41	Diyarbakır	Batman	Mardin
12	Bilecik	Eskişehir		27	Adana			42	Kars	Ağrı	Iğdır
13	Afyon			28	Osmaniye	Hatay		43	Bitlis	Siirt	Şırnak
14	Isparta			29	Amasya	Tokat		44	Van	Hakkari	
15	Antalya			30	Ordu	Giresun					

EK 4

Şekil Ek 4: Türkiye'yi temsil eden 50 homojen nokta.

EK 5



Şekil Ek 5: Belirlenen 50 homojen noktaya en yakın meteoroloji ölçüm istasyonları.

EK 6

Şekil Ek 6: Türkiye'yi temsil eden meteoroloji ölçüm istasyonları.

EK 7

Şekil Ek 7: Sonbahar mevsimi korelasyon katsayıları haritası.

EK 8

Şekil Ek 8: Kış mevsimi korelasyon katsayıları haritası.

EK 9

Şekil Ek 9: İlkbahar mevsimi korelasyon katsayıları haritası.

EK 10

Şekil Ek 10: Yaz mevsimi korelasyon katsayıları haritası.

EK 11

Çizelge Ek 11: 2016 yılı için K=3 ve K=4 üretim katsayları ile edilen çözüm kümeleri.

		K = 3	K = 4
	Amaç Fonksiyonu (kWh)	11391,18	547,8982
	MaxSR	5695,59	273,9491
	MinSR	5695,59	273,9491
İletim Bölgeleri	1	875,6639	361,3503
	2	1342,477	330,5005
	3	2092,332	1229,779
	4	93,30517	46,75176
	5	145,2943	158,1456
	6	1011,685	633,5123
	7	469,2728	214,2967
	8	6,976131	4,339759
	9	183,8736	105,1748
	10	4,532289	0,141594
	11	223,1687	130,7415
	12	9,287025	8,735748
	13	8,73826	13,32461
	14	50,98232	24,47031
	15	54,07926	36,39828
	16	5,225802	1,689546
	17	0	0
	18	136,5436	56,76613
	19	536,0977	242,8876
	20	0,434244	1,81495
	21	9,792621	2,60308
	22	70,99932	12,86365
	23	791,0219	351,9651
	24	6,515103	18,99225
	25	0,212852	0,097814
	26	0,701581	37,77162
	27	42,93118	33,48747
	28	383,4225	152,1857
	29	422,3516	211,7365
	30	169,1065	84,63338
	31	82,60929	41,85736
	32	187,7464	113,5076
	33	282,9602	119,9269
	34	0,028518	0
	35	2,568384	0
	36	6,165408	4,944674
	37	5,470075	9,61371
	38	2,081461	0,400327
	39	0,007378	0,758335
	40	0,526571	0,113714
	41	94,80861	26,92662
	42	0,146975	0,290854
	43	1,179176	0,535545
	44	0	0
	Toplam Türbin Sayısı	9813,322	4826,033
	Çözüm Süresi (sn)	433617,6	457576,1

EK 12

Çizelge Ek 12: Devrede olan rüzgar santrallerinin kurulu gücünün iletim bölgelerine göre dağılımı.

İletim Bölgesi	Kurulu Güç (MW)	İletim Bölgesi	Kurulu Güç (MW)	İletim Bölgesi	Kurulu Güç (MW)
1	280,00	16	0,00	31	100,00
2	652,00	17	0,00	32	64,00
3	1299,00	18	0,00	33	25,00
4	277,00	19	174,00	34	0,00
5	141,00	20	0,00	35	0,00
6	1234,00	21	0,00	36	0,00
7	620,00	22	0,00	37	0,00
8	54,00	23	0,00	38	0,00
9	221,00	24	0,00	39	0,00
10	0,00	25	168,00	40	0,00
11	106,00	26	264,00	41	0,00
12	39,00	27	0,00	42	0,00
13	229,00	28	595,00	43	0,00
14	60,00	29	164,00	44	0,00
15	0,00	30	0,00		
Toplam Devrede Kurulu Güç					6766,00

EK 13

Çizelge Ek 13: 2023 yılı için Günay (2016) senaryosu, K=3 ve K=4 üretim katsayıları ile edilen çözüm kümeleri.

		K = 3	K = 4
	Amaç Fonksiyonu (kWh)	21547,42	660,3752
	MaxSR	10773,71	330,1876
	MinSR	10773,71	330,1876
İletim Bölgeleri	1	990,4396	522,3
	2	2532,563	514,1287
	3	4813,396	3158,656
	4	76,79878	105,0131
	5	275,8519	229,9426
	6	1999,969	864,4896
	7	876,3558	383,069
	8	8,474492	0
	9	117,9476	138,2735
	10	1,806953	7,281108
	11	308,8466	187,4719
	12	16,94645	11,99063
	13	8,633071	16,52076
	14	65,75023	39,19894
	15	111,1466	60,26928
	16	4,390845	2,563074
	17	0	0
	18	54,4547	214,8574
	19	494,0161	341,6661
	20	9,211355	0
	21	17,5046	4,137841
	22	3,787119	21,61591
	23	959,9479	470,7178
	24	58,91954	27,56684
	25	0,191454	0,117938
	26	0	61,04026
	27	57,161	51,42067
	28	440,8106	291,1788
	29	371,26	260,7506
	30	258,2814	123,9117
	31	84,53649	71,37708
	32	196,1974	158,6628
	33	254,7959	1,407308
	34	0	0
	35	0	0
	36	10,06127	6,223427
	37	36,76532	29,3201
	38	0,404285	0,706968
	39	5,492428	1,367538
	40	2,286725	0,113767
	41	196,1285	50,13612
	42	0,412553	0,367958
	43	2,371793	0,625955
	44	0	0
	Toplam Türbin Sayısı	15724,32	8430,459
	Çözüm Süresi (sn)	322330,5	425038,1

EK 14

Çizelge Ek 14: 2023 yılı için ETKB senaryosu, K=3 ve K=4 üretim katsayları ile edilen çözüm kümeleri.

		K = 3	K = 4
	Amaç Fonksiyonu (kWh)	29239,54	956,2483
	MaxSR	14619,77	478,1241
	MinSR	14619,77	478,1241
İletim Bölgeleri	1	1494,34	1177,037
	2	3291,989	860,8084
	3	5709,686	2007,339
	4	292,3524	280,7073
	5	1015,769	394,154
	6	2764,262	867,9733
	7	1013,376	606,2535
	8	2,886792	7,904756
	9	633,3746	212,7536
	10	52,3894	0,233667
	11	782,3108	944,9677
	12	0	12,05533
	13	120,1411	18,95696
	14	186,9574	41,59377
	15	196,4502	60,42115
	16	7,320964	3,248814
	17	0	0
	18	389,0751	127,1561
	19	1030,785	392,0491
	20	6,041737	2,388474
	21	3,786625	3,790085
	22	8,727478	24,55787
	23	1273,033	914,5852
	24	165,5764	80,92999
	25	0	0,190105
	26	214,1977	59,86446
	27	448,3653	74,09716
	28	723,8232	566,2398
	29	966,9108	378,9886
	30	579,4875	164,5501
	31	255,0203	487,5571
	32	411,715	228,1059
	33	610,4991	585,1609
	34	0	0
	35	0	2,243728
	36	10,08278	7,432625
	37	180,5607	15,22281
	38	0,625674	0
	39	0	1,569198
	40	0,795074	0,163976
	41	216,2155	59,00443
	42	0,920911	0,564539
	43	1,537322	0,846791
	44	12,06336	0
	Toplam Türbin Sayısı	25073,45	11673,67
	Çözüm Süresi (sn)	707120,4	479686,1

EK 15

Çizelge Ek 15: 2023 Günay (2016) - işlemde kurulu güç karşılaştırması.

	K=3 (%)	Kurulu Güç	K=4 (%)	Kurulu Güç	İşlemde (%)	Kurulu Güç
1	0,0630	1259,76	0,0620	1239,08	0,0452	556,00
2	0,1611	3221,21	0,0610	1219,69	0,1306	1608,00
3	0,3061	6122,23	0,3747	7493,44	0,1747	2151,00
4	0,0049	97,68	0,0125	249,13	0,0869	1070,00
5	0,0175	350,86	0,0273	545,50	0,0318	391,00
6	0,1272	2543,79	0,1025	2050,87	0,1365	1680,00
7	0,0557	1114,65	0,0454	908,77	0,0519	639,00
8	0,0005	10,78	0,0000	0,00	0,0046	57,00
9	0,0075	150,02	0,0164	328,03	0,0365	450,00
10	0,0001	2,30	0,0009	17,27	0,0054	67,00
11	0,0196	392,83	0,0222	444,75	0,0218	269,00
12	0,0011	21,55	0,0014	28,45	0,0170	209,00
13	0,0005	10,98	0,0020	39,19	0,0287	353,00
14	0,0042	83,63	0,0046	92,99	0,0049	60,00
15	0,0071	141,37	0,0071	142,98	0,0008	10,00
16	0,0003	5,58	0,0003	6,08	0,0000	0,00
17	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
18	0,0035	69,26	0,0255	509,72	0,0214	264,00
19	0,0314	628,35	0,0405	810,55	0,0253	312,00
20	0,0006	11,72	0,0000	0,00	0,0097	120,00
21	0,0011	22,26	0,0005	9,82	0,0000	0,00
22	0,0002	4,82	0,0026	51,28	0,0000	0,00
23	0,0610	1220,97	0,0558	1116,71	0,0082	101,00
24	0,0037	74,94	0,0033	65,40	0,0004	5,00
25	0,0000	0,24	0,0000	0,28	0,0136	168,00
26	0,0000	0,00	0,0072	144,81	0,0221	272,00
27	0,0036	72,70	0,0061	121,99	0,0000	0,00
28	0,0280	560,67	0,0345	690,78	0,0556	685,00
29	0,0236	472,21	0,0309	618,59	0,0202	249,00
30	0,0164	328,51	0,0147	293,96	0,0008	10,00
31	0,0054	107,52	0,0085	169,33	0,0152	187,00
32	0,0125	249,55	0,0188	376,40	0,0166	204,00
33	0,0162	324,08	0,0002	3,34	0,0028	35,00
34	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
35	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0024	30,00
36	0,0006	12,80	0,0007	14,76	0,0000	0,00
37	0,0023	46,76	0,0035	69,56	0,0000	0,00
38	0,0000	0,51	0,0001	1,68	0,0000	0,00
39	0,0003	6,99	0,0002	3,24	0,0000	0,00
40	0,0001	2,91	0,0000	0,27	0,0041	50,00
41	0,0125	249,46	0,0059	118,94	0,0000	0,00
42	0,0000	0,52	0,0000	0,87	0,0000	0,00
43	0,0002	3,02	0,0001	1,48	0,0000	0,00
44	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0041	50,00
Toplam (MW)	20000,00		20000,00		12312,00	

EK 16

Çizelge Ek 16: 2023 (Günay (2016)) - K=3 üretim katsayısı için en yüksek yatırım potansiyeline sahip 10 iletim bölgesi.

İletim Bölgesi	K = 3 (%)	Kurulu Güç (MW)	K = 4 (%)	Kurulu Güç (MW)	İşlemde (%)	Kurulu Güç (MW)	K = 3 Potansiyel	K = 4 Potansiyel
3	0,3061	6122,2323	0,3747	7493,437594	0,1747076	2151	3971,2323	5342,437594
2	0,1611	3221,2066	0,0610	1219,693178	0,13060429	1608	1613,2066	-388,3068225
23	0,0610	1220,9726	0,0558	1116,707398	0,00820338	101	1119,9726	1015,707398
6	0,1272	2543,7919	0,1025	2050,872064	0,13645224	1680	863,7919	370,8720637
1	0,0630	1259,7554	0,0620	1239,07844	0,04515919	556	703,7554	683,0784403
7	0,0557	1114,6505	0,0454	908,77373	0,05190058	639	475,6505	269,77373
30	0,0164	328,5121	0,0147	293,9620213	0,00081222	10	318,5121	283,9620213
19	0,0314	628,3467	0,0405	810,5516712	0,02534113	312	316,3467	498,5516712
33	0,0162	324,0789	0,0002	3,338628145	0,00284276	35	289,0789	-31,66137186
41	0,0125	249,4589	0,0059	118,9404179	0	0	249,4589	118,9404179
Toplam	0,8507	17013,0057	0,7628	15255,3551	0,5760	7092,0000	9921,0057	

EK 17

Çizelge Ek 17: 2023 (Günay (2016)) - K=4 üretim katsayısı için en yüksek yatırım potansiyeline sahip 10 iletim bölgesi.

İletim Bölgesi	K = 3 (%)	Kurulu Güç (MW)	K = 4 (%)	Kurulu Güç (MW)	İşlemde (%)	Kurulu Güç (MW)	K = 3 Potansiyel	K = 4 Potansiyel
3	0,3061	6122,2323	0,3747	7493,437594	0,1747076	2151	3971,2323	5342,437594
23	0,0610	1220,9726	0,0558	1116,707398	0,00820338	101	1119,9726	1015,707398
1	0,0630	1259,7554	0,0620	1239,07844	0,04515919	556	703,7554	683,0784403
19	0,0314	628,3467	0,0405	810,5516712	0,02534113	312	316,3467	498,5516712
6	0,1272	2543,7919	0,1025	2050,872064	0,13645224	1680	863,7919	370,8720637
29	0,0236	472,2114	0,0309	618,5916491	0,02022417	249	223,2114	369,5916491
30	0,0164	328,5121	0,0147	293,9620213	0,00081222	10	318,5121	283,9620213
7	0,0557	1114,6505	0,0454	908,77373	0,05190058	639	475,6505	269,77373
18	0,0035	69,2618	0,0255	509,7169044	0,0214425	264	-194,7382	245,7169044
11	0,0196	392,8267	0,0222	444,7488852	0,0218486	269	123,8267	175,7488852
Toplam	0,7076	14152,5612	0,7743	15486,4404	0,5061	6231,0000		9255,4404

EK 18

Çizelge Ek 18: 2023 ETKB - işlemde kurulu güç karşılaştırması.

	K=3 (%)	Kurulu Güç	K=4 (%)	Kurulu Güç	İşlemde (%)	Kurulu Güç
1	0,0596	1191,97	0,1008	2016,57	0,0452	556,00
2	0,1313	2625,88	0,0737	1474,79	0,1306	1608,00
3	0,2277	4554,37	0,1720	3439,09	0,1747	2151,00
4	0,0117	233,20	0,0240	480,92	0,0869	1070,00
5	0,0405	810,23	0,0338	675,29	0,0318	391,00
6	0,1102	2204,93	0,0744	1487,06	0,1365	1680,00
7	0,0404	808,33	0,0519	1038,67	0,0519	639,00
8	0,0001	2,30	0,0007	13,54	0,0046	57,00
9	0,0253	505,22	0,0182	364,50	0,0365	450,00
10	0,0021	41,79	0,0000	0,40	0,0054	67,00
11	0,0312	624,02	0,0809	1618,97	0,0218	269,00
12	0,0000	0,00	0,0010	20,65	0,0170	209,00
13	0,0048	95,83	0,0016	32,48	0,0287	353,00
14	0,0075	149,13	0,0036	71,26	0,0049	60,00
15	0,0078	156,70	0,0052	103,52	0,0008	10,00
16	0,0003	5,84	0,0003	5,57	0,0000	0,00
17	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
18	0,0155	310,35	0,0109	217,85	0,0214	264,00
19	0,0411	822,21	0,0336	671,68	0,0253	312,00
20	0,0002	4,82	0,0002	4,09	0,0097	120,00
21	0,0002	3,02	0,0003	6,49	0,0000	0,00
22	0,0003	6,96	0,0021	42,07	0,0000	0,00
23	0,0508	1015,44	0,0783	1566,92	0,0082	101,00
24	0,0066	132,07	0,0069	138,65	0,0004	5,00
25	0,0000	0,00	0,0000	0,33	0,0136	168,00
26	0,0085	170,86	0,0051	102,56	0,0221	272,00
27	0,0179	357,64	0,0063	126,95	0,0000	0,00
28	0,0289	577,36	0,0485	970,11	0,0556	685,00
29	0,0386	771,26	0,0325	649,31	0,0202	249,00
30	0,0231	462,23	0,0141	281,92	0,0008	10,00
31	0,0102	203,42	0,0418	835,31	0,0152	187,00
32	0,0164	328,41	0,0195	390,80	0,0166	204,00
33	0,0243	486,97	0,0501	1002,53	0,0028	35,00
34	0,0000	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
35	0,0000	0,00	0,0002	3,84	0,0024	30,00
36	0,0004	8,04	0,0006	12,73	0,0000	0,00
37	0,0072	144,03	0,0013	26,08	0,0000	0,00
38	0,0000	0,50	0,0000	0,00	0,0000	0,00
39	0,0000	0,00	0,0001	2,69	0,0000	0,00
40	0,0000	0,63	0,0000	0,28	0,0041	50,00
41	0,0086	172,47	0,0051	101,09	0,0000	0,00
42	0,0000	0,73	0,0000	0,97	0,0000	0,00
43	0,0001	1,23	0,0001	1,45	0,0000	0,00
44	0,0005	9,62	0,0000	0,00	0,0041	50,00
Toplam (MW)	20000,00		20000,00		12312,00	

EK 19

Çizelge Ek 19: 2023 (ETBK) - K=3 üretim katsayısı için en yüksek yatırım potansiyeline sahip 10 iletim bölgesi.

İletim Bölgesi	K = 3 (%)	Kurulu Güç (MW)	K = 4 (%)	Kurulu Güç (MW)	İşlemde (%)	Kurulu Güç (MW)	K = 3 Potansiyel	K = 4 Potansiyel
3	0,2277	4554,37	0,1720	3439,09	0,1747	2151,00	2403,3679	1288,089551
2	0,1313	2625,88	0,0737	1474,79	0,1306	1608,00	1017,8765	-133,2134881
23	0,0508	1015,44	0,0783	1566,92	0,0082	101,00	914,4428	1465,920109
1	0,0596	1191,97	0,1008	2016,57	0,0452	556,00	635,9697	1460,567175
6	0,1102	2204,93	0,0744	1487,06	0,1365	1680,00	524,9317	-192,9380699
29	0,0386	771,26	0,0325	649,31	0,0202	249,00	522,2627	400,3051207
19	0,0411	822,21	0,0336	671,68	0,0253	312,00	510,2120	359,6811164
30	0,0231	462,23	0,0141	281,92	0,0008	10,00	452,2319	271,9167475
33	0,0243	486,97	0,0501	1002,53	0,0028	35,00	451,9686	967,5314335
5	0,0405	810,23	0,0338	675,29	0,0318	391,00	419,2345	284,2873375
Toplam	0,7473	14945,4981	0,6633	13265,1470	0,5761	7093,0000	7852,4981	

EK 20

Çizelge Ek 20: 2023 (ETBK) - K=4 üretim katsayısı için en yüksek yatırım potansiyeline sahip 10 iletim bölgesi.

İletim Bölgesi	K = 3 (%)	Kurulu Güç (MW)	K = 4 (%)	Kurulu Güç (MW)	İşlemde (%)	Kurulu Güç (MW)	K = 3 Potansiyel	K = 4 Potansiyel
23	0,0508	1015,44	0,0783	1566,92	0,0082	101,00	914,4428	1465,920109
1	0,0596	1191,97	0,1008	2016,57	0,0452	556,00	635,9697	1460,567175
11	0,0312	624,02	0,0809	1618,97	0,0218	269,00	355,0153	1349,973068
3	0,2277	4554,37	0,1720	3439,09	0,1747	2151,00	2403,3679	1288,089551
33	0,0243	486,97	0,0501	1002,53	0,0028	35,00	451,9686	967,5314335
31	0,0102	203,42	0,0418	835,31	0,0152	187,00	16,4186	648,3109757
29	0,0386	771,26	0,0325	649,31	0,0202	249,00	522,2627	400,3051207
7	0,0404	808,33	0,0519	1038,67	0,0519	639,00	169,3262	399,6684416
19	0,0411	822,21	0,0336	671,68	0,0253	312,00	510,2120	359,6811164
28	0,0289	577,36	0,0485	970,11	0,0556	685,00	-107,6377	285,1146335
Toplam	0,5528	11055,3459	0,6905	13809,1616	0,4211	5184,0000		8625,1616

ÖZGEÇMİŞ

Ad-Soyad **: Burcu Cansu İNANÇ**

Uyruğu **: T.C.**

Doğum Tarihi ve Yeri **: 06.02.1992, Ankara**

E-posta **: cansuinanc@etu.edu.tr**

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** **:** 2014, TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Endüstri Mühendisliği

MESLEKİ DENEYİM VE ÖDÜLLER:

Yıl	Yer	Görev
2012	Türkiye Odalar ve Borsalar Birliği	Ortak Eğitim Öğrencisi
2013	MAN Türkiye A.Ş.	Ortak Eğitim Öğrencisi
2016 - 2017	Türkiye Enerji Vakfı	Eğitmen
2015 - 2017	TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi	B. Y. Lisans Öğrencisi

YABANCI DİL:

İngilizce, Almanca, İspanyolca

TEZDEN TÜRETİLEN YAYINLAR, SUNUMLAR VE PATENTLER:

- **İnanç B. C.**, Ertoğral K., Derinkuyu K., (2016). Türkiye Rüzgar Enerjisi Üretimi Korelasyon Analizi, *ORIE 2016 - The 36th National Operations Research and Industrial Engineering Congress*, 13-15 Temmuz, İzmir, Türkiye, 2016

DİĞER YAYINLAR, SUNUMLAR VE PATENTLER:

- **İnanç B. C.**, Ertoğral K., Şenköylü İ., (2015). A Heuristic for Batching and Scheduling Composite Production in Parallel Ovens, *EURO 2015 - 27th European Conference on Operational Research*, Glasgow, İngiltere, 12-15 Temmuz

- **İnanç, B.C.,** Karimi Dastjerd, N., Kakillioğlu, E.A., Fescioğlu Ünver, N., (2017). Policy Analysis with Simulation: Centralization of Blood Supply Chain, SIMULTECH 2017 - 7th International Conference on Simulation and Modeling Methodologies, Technologies and Applications, Madrid, İspanya, 26-28 Temmuz