



T.C.

BİLECİK ŞEYH EDEBALI ÜNİVERSİTESİ

LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ

ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ DOKTORA PROGRAMI

**HAVAI RÜZGAR ENERJİSİ POTANSİYELİNİN TEKNO-EKONOMİK ANALİZİ VE
YAŞAM DÖNGÜSÜ UYGULAMASI**

DOKTORA TEZİ

AHMET EMRE ONAY

TEZ DANIŞMANI

DOÇ. DR. EMRAH DOKUR

BİLECİK, 2026

10803973

T.C.
BİLECİK ŞEYH EDEBALI ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ
ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI
ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ DOKTORA PROGRAMI

**HAVAI RÜZGAR ENERJİSİ POTANSİYELİNİN TEKNO-EKONOMİK ANALİZİ VE
YAŞAM DÖNGÜSÜ UYGULAMASI**

DOKTORA TEZİ

AHMET EMRE ONAY

TEZ DANIŞMANI
DOÇ. DR. EMRAH DOKUR

BİLECİK, 2026

10803973

BEYAN

“**Havai Rüzgar Enerjisi Potansiyelinin Tekno-Ekonomik Analizi ve Yaşam Döngüsü Uygulaması**” başlıklı doktora tezinin hazırlık ve yazım aşamasında bilimsel araştırma ve etik kurallarına uyduğumu, Yükseköğretim Kurumları Bilimsel Araştırma ve Yayın Faaliyetlerinde Üretken Yapay Zekâ Kullanımına Dair Etik Rehberine uygun olarak tezimi hazırladığımı, başkalarının eserlerinden yararlandığım bölümlerde bilimsel etik kurallarına uygun olarak atıfta bulunduğumu, kullandığım verilerde herhangi bir tahrifat yapmadığımı, çalışmamın herhangi bir kısmının başka bir tez/dönem projesi olarak sunulmadığını, aksinin tespit edilmesi durumunda doğabilecek her türlü hukuki sorumluluğu kabul ettiğimi ve vermiş olduğum bilgilerin doğru olduğunu beyan ederim.

Ahmet Emre Onay

.././20..

İmza:

ÖN SÖZ

Enerji talebinin hızla arttığı ve iklim değişikliği ile mücadelenin küresel bir zorunluluk haline geldiği günümüzde, sürdürülebilir ve yenilikçi enerji teknolojilerinin araştırılması büyük bir önem taşımaktadır. Bu doktora tez çalışmasında, Türkiye'nin enerji portföyüne güçlü bir alternatif sunma potansiyeline sahip olan Havai Rüzgar Enerjisi (HRE) sistemleri ele alınmış; teknolojinin meteorolojik, çevresel ve ekonomik boyutları bütünlük bir yaklaşımla incelenmiştir. Literatüre ve ülkemizin yenilenebilir enerji vizyonuna katkı sağlamasını ümit ettiğim bu çalışma, uzun ve yoğun bir emeğin ürünüdür.

Bu meşakkatli akademik yolculukta; engin bilgi birikimi ve tecrübesiyle bana her zaman rehberlik eden, araştırmalarım boyunca akademik vizyonu ile ufku açan, karşılaştığım metodolojik zorluklarda çözüm odaklı yaklaşımıyla bana yol gösteren ve desteğini hiçbir zaman esirgemeyen çok değerli tez danışmanım Sayın Doç. Dr. Emrah DOKUR'a en içten saygı ve teşekkürlerimi sunarım.

Çalışmamın planlanmasından sonuçlanmasına kadar geçen süreçte, Tez İzleme Komitesi (TİK) toplantılarında ve savunma aşamasında kıymetli vakitlerini ayırarak tezimin bilimsel altyapısının güçlenmesine, vizyonunun genişlemesine ve nihai haline ulaşmasına yapıcı eleştirileri ve değerli yönlendirmeleriyle büyük katkı sağlayan saygıdeğer jüri üyelerine teşekkürü bir borç bilirim.

Son olarak; hayatımın her döneminde olduğu gibi bu uzun ve zorlu doktora sürecinde de maddi ve manevi desteklerini benden bir an olsun esirgemeyen, uykusuz ve yorucu geçen çalışma gecelerimde bana sonsuz bir sabır ve anlayış gösteren, sevgileriyle bana güç veren değerli aileme en derin minnet duygularımı sunarım. Onların varlığı, inancı ve fedakarlıkları olmadan bu çalışmayı tamamlamam mümkün olmazdı.

Ahmet Emre ONAY

2026

ÖZET

Küresel iklim değişikliği ve sürdürülebilir enerji arz güvenliği hedefleri, yenilenebilir enerji teknolojilerinde arayışları hızlandırmıştır. Bu kapsamda, geleneksel Yatay Eksenli Rüzgar Türbinlerinin (YERT) kule boyu kısıtlamalarını aşarak 200 metre ve üzeri irtifalardaki yüksek ve kararlı rüzgar akımlarından faydalanmayı sağlayan Havai Rüzgar Enerjisi (HRE) sistemleri, yenilikçi bir alternatif olarak öne çıkmaktadır. Bu tez çalışmasında, HRE teknolojisinin Türkiye'nin farklı coğrafi, meteorolojik ve ekonomik dinamiklere sahip 10 pilot ili (Aksaray, Çanakkale, Çorum, Giresun, Kastamonu, Konya, Muğla, Ordu, Samsun, Sinop) için uygulanabilirliği; rüzgar kaynağı karakterizasyonu, uluslararası literatürde yaygın olarak Life Cycle Assessment (LCA) adıyla bilinen ve kabul gören Yaşam Döngüsü Değerlendirmesi (YDD) metodolojisi ve Tekno-Ekonomik Analiz (TEA) boyutlarını kapsayan bütünlük bir metodoloji ile incelenmiştir.

Çalışmanın rüzgar potansiyeli analizi aşamasında, yüksek irtifa rüzgar verileri kullanılarak literatürde yaygın kabul gören 16 farklı istatistiksel dağılım ve parametre tahmin metodu karşılaştırılmıştır. Analizler sonucunda, rüzgar hızı frekansını modellemede Gamma (GAM) ve Justus (JMM) metodlarının, teorik enerji yoğunluğunu tahmin etmede ise Güç Yoğunluğu (PD) metodunun en yüksek istatistiksel başarıyı sergilediği belirlenmiştir. Çanakkale ve Muğla gibi kıyı illerinde 600 metre irtifada %64,4 seviyelerine varan yüksek kapasite faktörlerine ulaşıldığı görülmüştür.

Çevresel etki değerlendirmesi, ISO 14040 ve ISO 14044 standartlarına uyumlu olarak bütünlük bir yaklaşımla gerçekleştirilmiştir. YDD bulguları, HRE sistemlerinin ağır çelik kule ve beton temellerden arındırılmış hafif yapısı sayesinde, üretim ve kurulum aşamalarındaki Kümülatif Enerji Talebi (KET) ve Küresel Isınma Potansiyeli (KIP) değerlerini YERT sistemlerine kıyasla ciddi biçimde düşürdüğünü ispatlamıştır. Ancak sistemin sürekli döngüsel hareket prensibi nedeniyle halat değişimi ve hareketli parçaların periyodik bakım ihtiyaçları, işletme (OPEX) dönemindeki çevresel yükü artırmaktadır. Buna rağmen, ulaşılan yüksek kapasite faktörü, işletme fazındaki bu dezavantajı telafi ederek yaşam döngüsü genelinde HRE sistemlerini daha doğa dostu bir teknoloji konumuna taşımıştır.

Finansal fizibilitenin belirlendiği Tekno-Ekonomik Analiz (TEA) kapsamında; yerel sanayi altyapısı, bölgesel lojistik etkiler ve kapasite faktörleri entegre edilerek projelerin net bugünkü değer (NBD), iç getiri oranı (İGO) ve seviyelendirilmiş enerji maliyeti (SEM) hesaplanmıştır. 600 metre operasyon irtifasında Çanakkale ilinde SEM değeri 0,027 \$/kWh gibi geleneksel ve yenilenebilir enerji kaynaklarıyla dahi rekabetin ötesine geçen bir seviyeye inmiş,

projenin amortisman süresi 4 yıla yakın hesaplanmıştır. İç Anadolu illerinde rüzgar kapasitesinin artmasıyla ticari kârlılık 400 metre irtifadan itibaren sağlanırken; Karadeniz'in engebeli topoğrafyasına sahip Ordu ve Giresun gibi illerde lojistik engeller ve yüksek ilk yatırım (CAPEX) maliyetleri yatırımı fizibiliteden uzaklaştırmıştır.

Sonuç olarak; HRE teknolojisi, yüksek rüzgar hızına sahip ve lojistik altyapısı gelişmiş bölgelerde önemli bir enerji üretim ve düşük maliyet potansiyeli sunmaktadır. Ancak teknolojinin mekanik dayanım sorunları, havacılık yasal mevzuatındaki (SHGM vb.) belirsizlikleri ve yüksek bakım talebi, sistemin tüm coğrafyalar için geleneksel rüzgar türbinlerinin yerini doğrudan alacak bir seçenek olmaktan ziyade; spesifik rüzgar koridorları ve uygun maliyetli alanlar için stratejik bir geçiş teknolojisi olduğunu ortaya koymaktadır.

Anahtar Kelimeler: Havai Rüzgar Enerjisi, Yaşam Döngüsü Değerlendirmesi, Tekno-Ekonomik Analiz, Rüzgar Potansiyeli, İstatistiksel Dağılım Modelleri, Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti

ABSTRACT

Global climate change and sustainable energy security goals have accelerated the search for renewable energy technologies. In this context, Airborne Wind Energy (AWE) systems, which overcome the tower height limitations of conventional Horizontal Axis Wind Turbines (HAWTs) to exploit high and stable wind streams at altitudes of two hundred meters and above, stand out as an innovative alternative. In this thesis study, the applicability of AWE technology for 10 pilot provinces in Türkiye (Aksaray, Çanakkale, Çorum, Giresun, Kastamonu, Konya, Muğla, Ordu, Samsun, Sinop) with varying geographical, meteorological, and economic dynamics was investigated through an integrated methodology encompassing wind resource characterization, Life Cycle Assessment (LCA), and Techno-Economic Analysis (TEA).

During the wind potential analysis phase, sixteen different statistical distribution and parameter estimation methods widely accepted in the literature were compared using high-altitude wind data. The analyses demonstrated that the Gamma (GAM) and Justus (JMM) methods exhibited the highest statistical performance in modeling wind speed frequency, while the Power Density (PD) method was the most accurate in estimating theoretical energy density. At a 600-meter altitude in coastal provinces like Çanakkale and Muğla, capacity factors reached up to 64,4%.

The environmental impact assessment was conducted in full compliance with ISO 14040 and ISO 14044 standards using a "cradle-to-grave" approach. The LCA findings proved that AWE systems, owing to their lightweight structure devoid of heavy steel towers and concrete foundations, notably reduce the Cumulative Energy Demand (CED) and Global Warming Potential (GWP) during the manufacturing and installation phases compared to HAWT systems. However, due to the continuous cyclic movement principle (reel-in/reel-out), tether replacement and periodic maintenance requirements of moving parts increase the environmental load during the operational (OPEX) period. Nevertheless, the high-capacity factor achieved compensates for this operational disadvantage, making AWE systems a more environmentally friendly technology over their entire life cycle.

Within the scope of the TEA, which determined financial feasibility, Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and Levelized Cost of Energy (LCOE) were calculated by integrating local industrial infrastructure, regional logistics effects, and capacity factors. At a 600-meter operational altitude in Çanakkale, the LCOE value dropped to 0,027 \$/kWh, achieving a highly competitive level against both conventional and renewable energy sources, and the project's payback period declined to approximately 4 years. While commercial profitability was

achieved in the Central Anatolian provinces starting from a 400-meter altitude due to increased wind capacity; logistical obstacles and high Capital Expenditure (CAPEX) costs in provinces with challenging topographies like Ordu and Giresun in the Black Sea region rendered the investments unfeasible.

In conclusion, AWE technology offers significant energy generation and low-cost potential in regions with high wind speeds and developed logistical infrastructures. However, mechanical durability challenges, uncertainties in aviation legal regulations, and high maintenance demands indicate that the system is currently a strategic transition technology for specific wind corridors and cost-effective areas, rather than a direct replacement for conventional wind turbines across all geographies.

Keywords: Airborne Wind Energy, Life Cycle Assessment, Techno-Economic Analysis, Wind Potential, Statistical Distribution Models, Levelized Cost of Energy

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖN SÖZ.....	i
ÖZET.....	ii
ABSTRACT.....	iv
İÇİNDEKİLER.....	vi
TABLolar LİSTESİ.....	viii
ŞEKİLLER LİSTESİ.....	ix
KISALTMALAR VE SİMGELER LİSTESİ.....	x
1. GİRİŞ.....	1
1.1. Literatür Taraması.....	2
1.2. Tezin Özgün Değeri.....	6
2. RÜZGAR ENERJİSİ.....	9
2.1. Rüzgar Türbinleri ve Havai Rüzgar Enerji Sistemleri.....	9
3. RÜZGAR HIZI KARAKTERİSTİĞİNİN DEĞERLENDİRMESİ.....	15
3.1. Weibull Dağılımı.....	17
3.2. Rayleigh Dağılımı.....	31
3.3. Gamma Dağılımı.....	32
3.4. Burr Dağılımı.....	33
3.5. Rüzgar Kaynağı Değerlendirmesi ve Saha Seçim Kriterleri.....	34
3.6. Rüzgar Verisi Analizi ve İstatistiksel Değerlendirme Metodolojisi.....	38
3.7. İstatistiksel Dağılım Modelleri Üzerinden Rüzgar Güç ve Enerji Yoğunluğunun Hesabı.....	41
3.8. Kapasite Faktörü (CF) ve Yıllık Enerji Üretimi (AEP) Hesabı.....	42
4. YAŞAM DÖNGÜSÜ DEĞERLENDİRMESİ (YDD).....	44
4.1. YDD'nin Tanımı, Amacı ve Standartlar.....	44
4.2. Veri Seti ve Yazılım Değerlendirmesi.....	45

4.3. Rüzgar Enerjisi Sistemlerinde YDD Yaklaşımı	45
4.4. HRE Sistemlerinde YDD.....	46
4.5. YDD Bulgularının Değerlendirilmesinde Temel İndikatörler	47
4.6. Şehir Bazlı Çevresel Etki Ölçeklendirme Metodolojisi.....	49
4.7. KIP ve KET Ölçeklendirme Modeli.....	51
4.8. Şehir Bazlı Ölçeklendirme Faktörlerinin Belirlenmesi ve Gerekçelenirilmesi.....	51
5. TEKNO-EKONOMİK ANALİZ	62
5.1. Sermaye Harcamaları (CAPEX) Hesabı.....	63
5.2. İşletme Harcamaları (OPEX) Hesabı	63
5.3. Net Bugünkü Değer (NBD) Hesabı.....	64
5.4. Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti (SEM)	65
5.5. İç Getiri Oranı (İGO)	66
5.6. Geri Ödeme Süresi (Payback Period)	67
5.7. YERT'lerde Ekonomik Görünüm	68
5.8. HRE Sistemlerinde Ekonomik Görünüm	68
6. BULGULAR VE TARTIŞMA	70
6.1. Rüzgar Kaynağı Değerlendirmesi ve İstatistiksel Analiz Sonuçları.....	70
6.2. Rüzgar Değerlendirmesi Genel Sonuçları	84
6.3. Yaşam Döngüsü Değerlendirmesi (YDD) Sonuçları ve Çevresel Etki Analizi.....	87
6.4. Tekno-Ekonomik Analiz (TEA) Bulguları ve Yatırım Fizibilitesi.....	96
6.5. TEA Değerlendirme Sonuçları	105
7. SONUÇLAR	109
KAYNAKÇA	111
EKLER.....	119

TABLolar LİSTESİ

	Sayfa
Tablo 3.1 Çalışmada kullanılan parametre tahmin metotları ve literatür kaynakları	20
Tablo 3.2 Çalışmada kullanılan illerin arazi karakteristiği ve rüzgar kesme katsayıları (α).....	37
Tablo 4.1 Literatürdeki YDD çalışmalarına göre HRE ve YERT sistemlerinin performans karşılaştırması.....	48
Tablo 4.2 Parametre ağırlıklarının sistematik değişimine ilişkin duyarlılık analizi.....	60
Tablo 4.3 Şehirlere ait belirlenen ölçek parametreleri	61
Tablo 5.1 HRE ve YERT sistemlerinin tekno-ekonomik karşılaştırması	69
Tablo 6.1 Metotların rüzgar hızı sınıflarında performansı (Şekil 6.2 ile bağlantılı)	73
Tablo 6.2 Metotların hata performans değerlendirme çıktıları.....	75
Tablo 6.3 Alınan sonuçların performans değerlerine göre sıralanması.....	75
Tablo 6.4 Metotların rüzgar hızı sınıflarında performansı (Şekil 6.5 ile bağlantılı)	78
Tablo 6.5 Metotların hata performans değerlendirme çıktıları.....	79
Tablo 6.6 Alınan sonuçların performans değerlerine göre sıralanması.....	79
Tablo 6.7 Metotların rüzgar hızı sınıflarında performansı (Şekil 6.8 ile bağlantılı)	82
Tablo 6.8 Metotların hata performans değerlendirme çıktıları.....	83
Tablo 6.9 Alınan sonuçların performans değerlerine göre sıralanması.....	84
Tablo 6.10 Rüzgar değerlendirmesi farklı veri setlerinde başarımlı gösteren metotlar.....	85
Tablo 6.11 Üretilen MWh başına hem HRE hem de YERT için KIP değerleri.....	90
Tablo 6.12 Yaşam döngüsü başına KIP değerleri	91
Tablo 6.13 Üretilen MWh başına HRE ve YERT için KET değerleri	93
Tablo 6.14 Yaşam döngüsü boyunca KET değerleri.....	95
Tablo 6.15 Şehir başına malzeme bazlı CAPEX değerleri.....	97
Tablo 6.16 Şehir başına OPEX değerleri.....	98
Tablo 6.17 TEA değerlendirmesinde kullanılan değerler (200 Metre)	99
Tablo 6.18 TEA sonuçları (200 Metre)	100
Tablo 6.19 TEA değerlendirmesinde kullanılan değerler (400 Metre)	102
Tablo 6.20 TEA sonuçları (400 Metre)	102
Tablo 6.21 TEA değerlendirmesinde kullanılan değerler (600 Metre)	104
Tablo 6.22 TEA sonuçları (600 Metre)	104

ŞEKİLLER LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 2.1 YERT sistem bileşenleri	10
Şekil 2.2 Dikey eksenli rüzgar türbini bileşenleri.....	11
Şekil 2.3 HRE sisteminin bileşenleri	11
Şekil 3.1 Weibull şekil parametresi k'nın rüzgâr hızı olasılık dağılımına etkisi (c=5 m/s için) ...	19
Şekil 3.2 Weibull ölçek parametresi c'nin rüzgâr hızı olasılık dağılımına etkisi (k=2,5 için).....	19
Şekil 3.3 SHGM'den alınan uçuşa izinli bölge haritası (kırmızı uygun değil)	35
Şekil 3.4 Çalışılan illere ait 150m yükseklikte rüzgar hız haritası.....	36
Şekil 3.5 Çalışmada kullanılan illerin haritada görünümü.....	36
Şekil 4.1 Yaşam döngüsü değerlendirme aşamaları	44
Şekil 6.1 Metotların rüzgar verisine uyumunun incelenmesi	72
Şekil 6.2 Metotların rüzgar hızı sınıfları içerisinde gerçek veriye yakınlığı	73
Şekil 6.3 Metotların tahminlerine bağlı rüzgar enerji yoğunluğu değerlerinin karşılaştırılması ..	74
Şekil 6.4 Metotların rüzgar verisine uyumunun incelenmesi	76
Şekil 6.5 Metotların rüzgar hızı sınıfları içerisinde gerçek veriye yakınlığı	77
Şekil 6.6 Metotların tahminlerine bağlı rüzgar enerji yoğunluğu değerlerinin karşılaştırılması ..	78
Şekil 6.7 Metotların rüzgar verisine uyumunun incelenmesi	80
Şekil 6.8 Metotların rüzgar hızı sınıfları içerisinde gerçek veriye yakınlığı	81
Şekil 6.9 Metotların tahminlerine bağlı rüzgar enerji yoğunluğu değerlerinin karşılaştırılması ..	82
Şekil 6.10 Farklı yüksekliklerde rüzgar enerji yoğunluğu hesabında metotların performansları ..	86
Şekil 6.11 HRE ve YERT sistemlerinin kütleleri (KG).....	88
Şekil 6.12 Üretilen MWh başına HRE ve YERT sistemlerinin kütleleri.....	88
Şekil 6.13 Her alt bileşene göre HRE sisteminin kütleleri	89
Şekil 6.14 Üretilen MWh başına hem HRE hem de YERT için KIP	90
Şekil 6.15 Yaşam döngüsü başına KIP değerleri.....	91
Şekil 6.16 Üretilen MWh başına HRE ve YERT için KET	93
Şekil 6.17 Yaşam döngüsü boyunca KET değerleri	94
Şekil 6.18 HRE santralının tüm parçaları ve CAPEX üzerindeki etkileri	97
Şekil 6.19 HRE tesisinin işletme giderleri	98
Şekil 6.20 10 Pilot İl İçin HRE Sistemlerinin İrtifaya Bağlı Maliyet-Verimlilik-Fayda Karşılaştırması.....	106
Şekil 6.21 HRE ve YERT sistemlerinin çok boyutlu karşılaştırılması	108

KISALTMALAR VE SİMGELER LİSTESİ

AEP	: Yıllık Enerji Üretimi
BUR	: Burr Dağılımı
CAPEX	: İlk Yatırım Maliyeti
CF	: Kapasite Faktörü
CoM	: Belediye Başkanları Sözleşmesi (Covenant of Mayors)
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPFM	: Enerji Örüntü Faktörü Metodu
EV	: Enerji Verimliliği
GAM	: Gamma Dağılımı
GM	: Grafik Metodu
HRE	: Havai Rüzgar Enerjisi
IPCC	: Hükümetler arası İklim Değişikliği Paneli
ISO	: Uluslararası Standartlar Teşkilatı
İVO	: İç Verim Oranı
JMM	: Justus Moment Metodu
KET	: Kümülatif Enerji Talebi
KIP	: Küresel Isınma Potansiyeli
LCOE	: Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti
LE	: Lojistik Etkisi (Şehir Bazlı Ölçeklendirme Faktörü)
MLM	: Maksimum Olabilirlik Metodu
MMLM	: Modifiye Edilmiş Maksimum Olabilirlik Metodu
NBD	: Net Bugünkü Değer
OPEX	: İşletme ve Bakım Gideri
OSB	: Organize Sanayi Bölgesi
PE	: Politika Etkisi
PDM	: Güç Yoğunluğu Metodu

RMSE	: Ortalama Karekök Hatası
SA	: Sanayi Ağırlığı (Şehir Bazlı Ölçeklendirme Faktörü)
SECAP	: Sürdürülebilir Enerji ve İklim Eylem Planı
TEA	: Tekno-Ekonomik Analiz
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TÜİK	: Türkiye İstatistik Kurumu
WED	: Rüzgar Enerji Yoğunluğu
WEE	: Rüzgar Enerji Hatası
WPD	: Rüzgar Güç Yoğunluğu
YDD	: Yaşam Döngüsü Değerlendirmesi
YEK	: Yenilenebilir Enerji Katkısı
YERT	: Geleneksel Yatay Eksenli Rüzgar Türbinleri
<i>A</i>	: Rotor / Kanat referans süpürme alanı (m^2)
<i>c</i>	: Weibull dağılımı ölçek parametresi (m/s)
<i>C_D</i>	: Sürüklenme katsayısı (Drag coefficient)
<i>C_L</i>	: Kaldırma katsayısı (Lift coefficient)
<i>C_P</i>	: Rüzgar gücü katsayısı / Betz limiti
<i>f(v)</i>	: Olasılık yoğunluk fonksiyonu (PDF)
<i>k</i>	: Weibull dağılımı şekil parametresi (boyutsuz)
<i>N</i>	: İntegrasyon / hesaplama sınıfı (bin) sayısı
<i>P_{HRE}</i>	: HRE sisteminin ürettiği teorik güç (MW veya kW)
<i>P_{nominal}</i>	: Sistemin nominal (anma) gücü (MW veya kW)
<i>R²</i>	: Belirlilik Katsayısı (Coefficient of determination)
<i>T</i>	: İlgili zaman periyodu (Yıllık analizler için 8760 saat)
<i>v</i>	: Rüzgar hızı (m/s)

V_{cut-in}	: Sistemin devreye girme rüzgar hızı (m/s)
$V_{cut-out}$: Sistemin devreden çıkma rüzgar hızı (m/s)
V_{rated}	: Sistemin nominal anma gücüne ulaştığı rüzgar hızı (m/s)
α	: Rüzgar kesme (shear) katsayısı / Pürüzlülük katsayısı (veya Gamma/Burr şekil parametresi)
β	: Gamma dağılımı ölçek parametresi
χ^2	: Ki-Kare istatistiksel test değeri
Δv	: Rüzgar hızı sınıfı genişliği (Bin width)
Γ	: Gama (Gamma) fonksiyonu
ρ	: Havanın özgül yoğunluğu (kg/m^3)

1. GİRİŞ

Yenilenebilir enerji kaynaklarının küresel enerji dönüşümündeki rolü giderek artarken, rüzgar enerjisi bu alanda öncü teknolojilerden biri olarak öne çıkmaktadır. Yatay eksenli rüzgar türbinleri (YERT), yer seviyesindeki rüzgar kaynaklarını kullanarak önemli başarılar elde etmiş olsa da yüksek irtifalarda (200 m ve üzeri) daha güçlü ve istikrarlı rüzgar akımlarından faydalanan havai rüzgar enerjisi (HRE) sistemleri, yenilikçi bir alternatif sunmaktadır. HRE teknolojisi, uçurtma veya balon benzeri hava araçları aracılığıyla yüksek irtifa rüzgarlarını yakalayarak enerji üretimi sağlar ve malzeme tasarrufu, düşük çevresel etki, yüksek kapasite faktörleri ile daha az arazi kullanımı gibi avantajlar vadeder. Bu çalışma, HRE'nin Türkiye'deki potansiyelini, YERT ile karşılaştırmalı olarak inceleyerek, hava sahası kısıtlamalarının olmadığı bölgelerde teknik, çevresel ve ekonomik uygulanabilirliğini değerlendirmeyi amaçlamaktadır.

Çalışmanın önemi, Türkiye'de rüzgar enerjisi yatırımlarının genellikle belirli bölgelerde yoğunlaşması ve bu bölgelerin hava sahası kısıtlamaları nedeniyle HRE için sınırlı fırsat sunmasından kaynaklanmaktadır. Sivil Havacılık Genel Müdürlüğü (SHGM) verileri kullanılarak uçuşa izinli bölgelerin analizi, geleneksel yatırımların yoğunlaşmadığı 10 il (Aksaray, Çanakkale, Çorum, Giresun, Kastamonu, Konya, Muğla, Ordu, Samsun ve Sinop) belirlenerek, bu bölgelerde HRE'nin potansiyeli araştırılmıştır. Bu iller, coğrafi çeşitlilik ve yüksek irtifa rüzgar kaynakları açısından seçilmiş olup, Türkiye'nin enerji arz güvenliğini artıracak alternatif sahalar olarak değerlendirilmiştir. Araştırmanın amacı, "Hava sahası engeli bulunmayan ve geleneksel rüzgar yatırımlarının yoğunlaşmadığı bölgelerde, HRE teknolojisi teknik, çevresel ve ekonomik açıdan uygulanabilir bir alternatif midir?" sorusuna yanıt vermektir.

Çalışmanın kapsamı, üç ana ayağa dayanmaktadır: İlk olarak, 2021-2024 yıllarını kapsayan rüzgar hızı verileri, 200 m, 400 m ve 600 m yüksekliklerde analiz edilmiştir. Bu veriler, ERA5 reanaliz modeli temelinde elde edilmiş ve 16 farklı parametre tahmin metodu (Grafik Metodu, Maksimum Olabilirlik Metodu, Modifiye Edilmiş Maksimum Olabilirlik Metodu, Enerji Örüntü Faktörü Metodu, Rüzgar Enerjisi Yoğunlaştırma Metodu, Justus Moment Metodu, Güç Yoğunluğu Metodu, Lysen Metodu, Moment Metodu, Mabchour Metodu, Alternatif Maksimum Olabilirlik Metodu, Yeni Enerji Örüntü Faktörü Metodu, En Küçük Kareler Metodu, Rayleigh Metodu, Gamma Metodu ve Burr Metodu) kullanılarak değerlendirilmiştir. Metotların performansı, hata metrikleri (RMSE, R^2 , χ^2 , WEE) ve uyum iyiliği (goodness of fit) testleri ile karşılaştırılmış, her yükseklik ve bölge için en uygun metot belirlenmiştir.

İkinci ayak, uluslararası literatürde yaygın olarak Life Cycle Assessment (LCA) adıyla

bilinen ve kabul gören Yaşam Döngüsü Değerlendirmesi (YDD) metodolojisi olup, aynı büyüklükteki (50 MW) HRE ve YERT santrallerinin malzeme kütleleri, küresel ısınma potansiyeli (KIP) ve kümülatif enerji talebi (KET) gibi çevresel göstergeleri OpenLCA yazılımı kütüphanesinden faydalanılarak değerlendirilmiştir. Çalışmada, elle oluşturulan veri tabanı kullanılmış, OpenLCA yazılımının analiz yeteneklerinden faydalanılmamıştır. Bunun sebebi ise kullanılan her bir malzemenin yazılım kütüphanesinde olmaması ve olsa bile bölgesel verileri içermemesidir. Elle oluşturulan kütüphanede ise mümkün olduğu kadar OpenLCA kütüphanesinden yararlanılmış, olmadığı noktada literatürden destek alınmıştır. Analiz, 10 farklı bölgede yerleştirilmiş ölçeklendirme faktörleri (yenilenebilir enerji katkısı, sanayi ağırlığı, politika etkisi, enerji verimliliği ve lojistik etkisi) dikkate alınarak gerçekleştirilmiş, HRE'nin YERT'e göre %45-50 daha düşük KIP ve %90 malzeme tasarrufu sağladığı tespit edilmiştir.

Üçüncü ayak, tekno-ekonomik analiz (TEA) kapsamında, belirlenen en iyi parametre tahmin metodlarına göre hesaplanan kapasite faktörleri kullanılarak HRE'nin ekonomik uygulanabilirliği incelenmiştir. Net bugünkü değer (NBD), seviyelendirilmiş enerji maliyeti (SEM), iç getiri oranı (İGO) ve geri ödeme süresi gibi metrikler, ilk yatırım maliyeti (CAPEX) ve işletme harcamaları (OPEX) temelinde hesaplanmış, bölgeler arası karşılaştırmalar yapılmıştır.

1.1. Literatür Taraması

Literatürde rüzgar enerjisi potansiyelinin değerlendirilmesi ve yenilikçi sistemlerin incelenmesi, teknolojik gelişmeler ışığında sürekli olarak güncellenmektedir. YERT'nin kule kısıtlamalarını aşarak daha yüksek irtifalardaki güçlü rüzgarlardan faydalanmayı amaçlayan HRE sistemlerinin temelleri, teorik olarak ilk kez Loyd tarafından 1980 yılında atılmıştır (Loyd, 1980). Bu konseptin gelişimiyle birlikte, Cherubini ve arkadaşları tarafından yapılan derleme çalışmaları, HRE teknolojilerinin YERT sistemlerine kıyasla sunduğu aerodinamik ve yapısal avantajları ortaya koymuştur (Cherubini, Papini, Vertechy ve Fontana, 2015). Küresel ölçekte HRE sistemlerinin uçuş dinamikleri, kontrol mekanizmaları ve optimizasyonu üzerine Fagiano tarafından detaylı modellemeler gerçekleştirilmiştir (Fagiano, 2009). Teknolojik altyapının yanı sıra, bu yenilikçi sistemlerin ticari boyutları da uluslararası literatürde geniş yer bulmuştur. Heilmann, HRE sistemlerinin teknik ve ekonomik potansiyelini inceleyerek teknolojinin maliyet rekabetçiliğine dikkat çekmiştir (Heilmann, 2012). De Lellis ve arkadaşları, pompalama (pumping-kite) prensibiyle çalışan HRE çiftlikleri için ekonomik analizler yürütmüş ve yüksek kapasite faktörleri sayesinde SEM açısından umut verici sonuçlar elde etmiştir (De Lellis, Mendonça, Saraiva, Trofino ve Lezana, 2016). Faggiani ve Schmehl tarafından HRE tarlalarının tasarımı ve ekonomisi üzerine yapılan araştırmalar, bu sistemlerin büyük ölçekli enerji

üretimindeki uygulanabilirliğini kanıtlamıştır (Faggiani ve Schmehl, 2018).

Tekno-ekonomik fizibilite çalışmalarına ek olarak, HRE sistemlerinin çevresel etkileri de uluslararası alanda YDD metodolojileri ile incelenmiştir. Wilhelm tarafından gerçekleştirilen bir çalışmada, HRE sistemlerinden elde edilen elektriğin yaşam döngüsü değerlendirilmiş ve ağır çelik kuleler ile devasa beton temellerin ortadan kalkmasıyla karbon ayak izinin geleneksel sistemlere göre belirgin düzeyde azaldığı saptanmıştır (Wilhelm, 2015). Hagen ve arkadaşları da çok megavatlık HRE sistemleri üzerine yürüttükleri güncel YDD çalışmalarında, bu teknolojinin malzeme gereksinimindeki düşüş sayesinde KIP'ni önemli oranda minimize ettiğini doğrulamıştır (Hagen, Petrick, Wilhelm ve Schmehl, 2023). Ancak, HRE teknolojisi küresel çapta bu denli çok boyutlu incelenirken, Türkiye literatürüne bakıldığında doğrudan HRE sistemlerinin potansiyelini, çevresel ve ekonomik fizibilitesini hedefleyen çalışmaların bulunmadığı görülmektedir.

Türkiye'de HRE teknolojisine yönelik spesifik araştırmaların eksikliği nedeniyle, mevcut literatür ağırlıklı olarak geleneksel rüzgar enerjisi sistemlerinin performans ve potansiyel analizleri etrafında şekillenmiştir. Hem geleneksel hem de yeni nesil rüzgar sistemlerinin kurulumundan önce rüzgar hızı dağılımlarının doğru bir şekilde modellenmesi önemli bir zorunluluktur. Çelik, Türkiye'nin güney bölgelerindeki rüzgar enerjisi potansiyelini geleneksel Weibull ve Rayleigh olasılık dağılım modellerini kullanarak analiz etmiştir (Celik, 2007). Öte yandan, yüksek irtifalarda rüzgar hızlarının ekstrem değerlere ulaşması, geleneksel iki parametrelili dağılımların yetersiz kalmasına neden olabilmektedir. Bu duruma çözüm olarak Mert ve Karakuş, Antakya bölgesi rüzgar verilerini incelerken Weibull dağılımının yanı sıra dört parametrelili Burr ve üç parametrelili Genelleştirilmiş Gamma dağılımlarını kullanmış ve bu modellerin uç değerleri temsil etmedeki başarısını kanıtlamıştır (Mert ve Karakuş, 2015).

Türkiye literatüründe HRE sistemlerine yönelik kısıtlı sayıdaki mevcut araştırmalar, henüz bütüncül bir fizibilite ve potansiyel analizinden ziyade, sistemin spesifik alt bileşenlerinin teknik tasarımına ve elektromekanik kontrol mekanizmalarına odaklanarak gelişim göstermektedir. Sistemin yüksek irtifadaki otonom uçuş dinamiklerini yerel imkanlarla modellemeyi amaçlayan araştırmalarda, yere bağlı uçak temelli HRE sistemleri için yörünge takip kontrolcüsü tasarımları gerçekleştirilerek uçuş kararlılığı üzerine algoritmalar geliştirilmiştir (Önen ve Tekinalp, 2021). Bu aerodinamik kontrolcü optimizasyonlarına ek olarak, ulusal üniversiteler bünyesinde yürütülen benzer çalışmalarda esnek kanatlı (power kite) uçurtma sistemlerinin sekiz çizen yörünge (crosswind) hareketleri matematiksel olarak modellenmiş ve PID kontrolcüler kullanılarak sistemin çevrim verimliliği ile güç üretimi simülasyon ortamında maksimize edilmiştir (Rashid, 2022). Yörünge ve uçuş dinamiklerindeki

bu gelişmelerin yanı sıra, yüksek irtifadaki rüzgarın kinetik enerjisini şebeke elektriğine dönüştürecek yer jeneratörlerinin donanımsal verimliliğini artırmaya yönelik spesifik çalışmalar da mevcuttur. Nitekim Türkiye'de HRE sistemleri için özel olarak sürekli mıknatıslı senkron jeneratör tasarımlarının yapıldığı ve bu jeneratörlerin elektromanyetik optimizasyonlarının incelendiği güncel araştırmalar, yerli HRE teknolojisinin donanımsal altyapısına önemli teorik katkılar sunmaktadır (Çelik ve Garip, 2022). Teknolojinin uçuş, yörünge takibi ve güç dönüşümü gibi otonom donanım süreçleri üzerine yoğunlaşan en güncel akademik çalışmalarda ise, uçak temelli rüzgar enerjisi sistemlerinin matematiksel modellemeleri detaylandırılarak yerli uçuş kontrolcü tasarımları literatüre kazandırılmıştır (Önen, 2024).

Rüzgar kaynağı modellemelerinin yanı sıra, Türkiye'deki geleneksel rüzgar yatırımlarının çevresel ve ekonomik fizibilitesi de çeşitli çalışmalara konu olmuştur. Küçükkaraca, Türkiye'de kurulan rüzgar türbinlerinin üretim, taşıma, inşaat ve bertaraf süreçlerini kapsayan beşikten mezara bir Yaşam Döngüsü Değerlendirmesi gerçekleştirmiştir (Küçükkaraca, 2020). Özşahin ve arkadaşları tarafından Marmara Bölgesi'ndeki 47,5 MW kapasiteli bir rüzgar çiftliği üzerinde yapılan bir başka YDD çalışmasında, özellikle çelik kule imalatının abiyotik kaynak tükenmesi ve küresel ısınma potansiyelleri üzerinde en büyük çevresel yükü oluşturduğu tespit edilmiştir (Ozsahin, Elginöz ve Babuna, 2022). Ekonomik perspektiften bakıldığında, Köse ve arkadaşları Konya ilindeki elektrik talebini karşılamak üzere rüzgar enerjisi potansiyelinin ekonomik fizibilitesini analiz etmiştir (Kose, Aksoy ve Ozgoren, 2014). Ayrıca, Demirkol ve arkadaşları rüzgar gücü üretimi üzerine yürüttükleri tekno-ekonomik değerlendirmelerde, Sinop gibi rüzgar rejiminin güçlü olduğu sahaların son derece kârlı yatırım fırsatları sunduğunu doğrulamıştır (Demirkol, Dayı, Erdoğan, Yanık ve Benek, 2025).

Öte yandan, Türkiye'nin farklı coğrafyalarında bölgesel rüzgar karakterizasyonunu iyileştirmek adına araştırmacılar oldukça yoğun bir matematiksel modelleme arayışına girmiştir. Oner ve arkadaşları, Çanakkale bölgesindeki rüzgar güç yoğunluğunun tahmin edilmesi için çeşitli sayısal metotların karşılaştırmalı analizini gerçekleştirerek, rüzgar hızının doğru modellenmesinin yerel enerji yatırımları için kritik olduğunu vurgulamıştır (Oner, Ozcira, Bekiroglu ve Senol, 2013). Klasik metotların yetersiz kaldığı durumları aşmak için Akdağ ve Güler, Türkiye genelindeki istasyon verileri üzerinden Yeni Nesil Enerji Örüntü Faktör Metodunu (NEPFM) literatüre kazandırmış, Kocadağ istasyonunda %0,0157 gibi son derece düşük Ortalama Kare Hata (MSE) yüzdeleri elde ederek klasik tahmin yaklaşımlarına üstünlük sağlamıştır (Akdağ ve Güler, 2015). Ancak, yüksek irtifalardaki ekstrem rüzgar hızlarında standart Weibull ve Rayleigh dağılımlarının ağır kuyruk etkisini modellemede başarısız olduğu görülmektedir. Aygün ve Köse tarafından yapılan güncel bir çalışmada, Rayleigh tabanlı olasılık

modellerinin Çanakkale-Karaburun gibi bölgelerde rüzgar hızı tahminlerinde %43,82 gibi kabul edilemez seviyelerde Ortalama Mutlak Yüzde Hata (MAPE) ürettiği sayısal olarak kanıtlanmıştır (Aygün ve Köse, 2025). Bu istatistiksel sapmalara çözüm olarak Akgül ve arkadaşları, rüzgar hızı verilerini modellemek için Ters Weibull dağılımını önermiş ve rüzgar profillerinin uç değerlerinde daha başarılı sonuçlar elde edildiğini göstermiştir (Akgül, Şenoğlu ve Arslan, 2016). Bütün bu istatistiksel analizler, yükseklikle birlikte eksponansiyel olarak artan ve karakteristik değiştiren rüzgar profillerinin, sifra yakın hata payı üreten yeni ve esnek dağılım fonksiyonlarına ihtiyaç duyduğunu açıkça ortaya koymaktadır.

Rüzgar kaynağı modellemelerinin ardından, kurulacak sistemlerin çevresel ayak izini ve sürdürülebilirliğini kanıtlamak amacıyla YDD çalışmaları literatürde önemli bir yer tutmaktadır. Küçükkaraca, Türkiye'de kurulan yatay eksenli rüzgar türbinlerinin üretim, taşıma, inşaat ve bertaraf süreçlerini kapsayan beşikten mezara bir YDD çalışması gerçekleştirmiş; türbinde kullanılan iletken kablo tiplerinin ve uluslararası nakliye mesafelerinin çevresel etki üzerinde yarattığı değişkenliği detaylıca analiz etmiştir (Küçükkaraca, 2020). Ulusal literatürdeki en kapsamlı çalışmalardan birinde, Özşahin ve arkadaşları Marmara Bölgesi'ndeki 47,5 MW kapasiteli bir rüzgar çiftliğini incelemiş ve özellikle devasa çelik kule imalatının abiyotik kaynak tükenmesi ile küresel ısınma potansiyelleri üzerinde ezici bir çevresel yük oluşturduğunu tespit etmiştir (Ozsahin ve diğerleri, 2022). Ağır kule ve devasa beton temel yapılarının yarattığı bu muazzam karbon ayak izine karşı, HRE sistemleri çevresel bir alternatif olarak öne çıkmaktadır. Wilhelm tarafından yürütülen çalışmada, 1,8 MW kapasiteli bir HRE sisteminin yaşam döngüsü incelenmiş ve sistemin sera gazı salımı ile enerji girdisinin, eşdeğer güce sahip geleneksel bir rüzgar türbini tesisinin yalnızca %55'i seviyesinde kaldığı sayısal verilerle kanıtlanmıştır (Wilhelm, 2018). Hagen ve arkadaşları da çok megavatlık HRE sistemleri üzerine yürüttükleri güncel YDD araştırmalarında, ağır çelik kule ve beton temellerin devreden çıkarılmasıyla KIP değerlerinin %45 ila %50 oranında azaldığını doğrulamışlardır (Hagen ve diğerleri, 2023).

Teknolojik yeniliklerin ve çevresel avantajların yanı sıra, enerji projelerinin ticari bir yatırıma dönüşebilmesi TEA metodolojileri ile ölçülmektedir. Türkiye'de rüzgar yatırımlarının ticari boyutunu bölgesel bazda ele alan spesifik çalışmalar literatürde mevcuttur. Çelik, Türkiye'nin güney bölgelerindeki rüzgar rejimlerini kullanarak farklı nominal güçteki türbinler için SEM hesaplamış ve megavat ölçekli kurulumların şebeke elektriğiyle rekabet edebilir seviyelere indiğini göstermiştir (Celik, 2007). Daha güncel bir çalışmada, Demirkol ve arkadaşları rüzgar gücü üretimi üzerine yürüttükleri tekno-ekonomik değerlendirmelerde, Sinop gibi rüzgar rejiminin güçlü olduğu sahaların son derece kârlı yatırım fırsatları sunduğunu doğrulamıştır (Demirkol ve diğerleri, 2025). Ekonomik perspektiften bakıldığında, Köse ve

arkadaşları Konya ilindeki elektrik talebini karşılamak üzere rüzgar enerjisi potansiyelinin ekonomik fizibilitesini analiz etmiş ve iç bölgelerdeki sanayi talebinin yerel rüzgar kaynaklarıyla karşılanabilme potansiyelini öne çıkarmıştır (Kose ve diğerleri, 2014). Havai rüzgar enerjisi özelinde uluslararası fizibilite çalışmaları incelendiğinde ise, sistemin yüksek irtifadaki kararlı rüzgarlar sayesinde kapasite faktörünü artırdığı görülmektedir. Faggiani ve Schmehl, pompalama (pumping-kite) prensibiyle çalışan HRE parklarının finansal simülasyonunu yaparak, projelerin NBD'nin güçlü bir şekilde arttığını, ancak halat değişimi gibi hareketli parçalardan kaynaklanan yüksek OPEX'in hala bir ticari risk barındırdığını hesaplamıştır (Faggiani ve Schmehl, 2018). Lunney ve arkadaşları tarafından Kuzey İrlanda için gerçekleştirilen bir diğer kapsamlı HRE fizibilite çalışmasında ise, bu sistemin geleneksel çözümlerle rahatlıkla rekabet edebileceği sonucuna varılmıştır (Lunney, Ban, Duic ve Foley, 2017).

Uluslararası ve ulusal literatür bütüncül bir yaklaşımla değerlendirildiğinde, küresel çapta HRE sistemlerinin teknik, ekonomik ve çevresel üstünlükleri kanıtlanmış olmasına rağmen, bu teknolojinin Türkiye'nin kendine has meteorolojik, coğrafi ve lojistik şartlarında nasıl bir performans sergileyeceği halen büyük bir boşluktur. Mevcut Türkiye odaklı rüzgar çalışmaları geleneksel türbinlerin yüzeysel istatistiksel, çevresel ve finansal analizleriyle sınırlı kalmıştır. Yüksek irtifa rüzgarlarının oluşturduğu ağır kuyruk gibi matematiksel anomalileri Burr ve Gamma gibi spesifik istatistiksel dağılımlarla çözümleyen, Sivil Havacılık kısıtlamalarını gerçekçi bir şekilde hesaba katan ve kentlerin yerel sanayi ile lojistik dinamiklerini hem YDD hem de TEA modellerine entegre eden bütüncül bir Türkiye fizibilitesi literatürde yer almamaktadır. Rüzgar değerlendirmesi, yaşam döngüsü analizi ve tekno-ekonomik analizi bölgesel dinamiklerle tek bir çerçevede birleştiren bu doktora tezi, ilgili bilimsel eksikliği gidererek HRE sistemlerinin Türkiye için uygulanabilirliğini çok boyutlu olarak ortaya koymaktadır.

1.2. Tezin Özgün Değeri

Literatürde HRE sistemleri üzerine yapılan araştırmalar büyük ölçüde aerodinamik tasarım, yörünge kontrol mekanizmaları ve prototip ölçekli testler etrafında şekillenmektedir. Türkiye özelinde gerçekleştirilen rüzgar enerjisi çalışmaları ise ağırlıklı olarak YERT'nin bilinen istatistiksel ve finansal modellerle değerlendirilmesiyle sınırlı kalmıştır. Bu doktora tez çalışması, HRE teknolojisinin teorik mühendislik altyapısından çıkarılarak, spesifik bir coğrafyanın meteorolojik, çevresel, ekonomik ve yasal dinamikleriyle bütüncül olarak test edildiği kapsamlı bir karar destek modeli sunması bakımından literatürdeki önemli bir boşluğu doldurmaktadır. Çalışmanın özgünlüğü, rüzgar kaynağı modellenmesinden çevresel etki

değerlendirmesine ve tekno-ekonomik analize kadar her aşamada mevcut literatürün kısıtlı kaldığı noktalara getirilen bütünleşik ve yerel çözümlere dayanmaktadır.

Çalışmanın rüzgar potansiyeli değerlendirme aşamasındaki en temel özgünlüğü, ekstrem rüzgar hızlarını modellemede üstün başarı gösteren ağır kuyruklu (heavy-tail) olasılık dağılımlarının güç hesaplamalarında yarattığı teorik sorunlara getirdiği sayısal bir stabilizasyon tekniğidir. Literatürde, ekstrem rüzgar hızlarının modellenmesinde Burr Tip XII dağılımının klasik dağılımlara alternatif olarak önerilebildiği görülmektedir (Osatohanmwun, Oyegue ve Ogbonmwun, 2017). Ancak rüzgar sistemlerinden elde edilecek teorik güç, rüzgar hızının küpüyle orantılı olarak artmaktadır. Literatürde bilinen bu iraksama sorununun, yüksek irtifa rüzgar profillerinde HRE potansiyel tahminlerini sistematik olarak şişirdiği bu tez çalışması sürecinde nicel olarak gözlemlenmiş ve fiziksel bir sınır değerle giderilmiştir. İstatistiksel literatürde "moment iraksaması" olarak bilinen bu sorunu çözmek amacıyla, sayısal entegrasyon sürecine fiziksel olarak o bölgede ölçülen maksimum rüzgar hızını üst sınır kabul eden bir sınırlandırma yaklaşımı entegre edilmiştir. Geliştirilen bu çözüm, yüksek irtifadaki ekstrem rüzgar profillerini matematiksel olarak stabilize ederek HRE potansiyel hesaplamaları için çok daha güvenilir ve fiziksel gerçekliğe dayalı bir zemin oluşturmuştur.

Tezin YDD ayağındaki özgün değeri ise, jenerik ve ulusal ortalamalara dayalı klasik çevresel etki modellerini terk ederek, teze özgü bir "Şehir Bazlı Çevresel Etki Ölçeklendirme Metodolojisi" kurgulamasıdır. Literatürdeki mevcut YDD çalışmaları, bir enerji sisteminin karbon ayak izini değerlendirirken genellikle Avrupa merkezli veri tabanlarını veya tek tip ulusal katsayıları kullanmaktadır. Bu tez kapsamında, Türkiye gibi endüstriyel ve altyapısal çeşitliliğin yüksek olduğu bir ülkede çevresel etkilerin yerelleştirilmesi gerektiği savunulmuş; Yenilenebilir Enerji Katkısı, Sanayi Ağırlığı, Politika Etkisi, Enerji Verimliliği ve Lojistik Etkisi olmak üzere beş farklı rasyonel parametre üzerinden il bazlı bir ağırlıklandırma modeli oluşturulmuştur. Söz konusu beş parametrenin seçimi, bir enerji santralının marjinal çevresel faydasını belirleyen üç ana eksenin (yerel şebekenin karbon yoğunluğu, kurumsal iklim kapasitesi ve altyapısal uygunluk) her birini TEİAŞ, EPDK, ELDER ve Ulaştırma Bakanlığı gibi resmî kurumların düzenli yayımladığı verilerle ölçülebilir kılmak amacıyla yapılmış; parametre sayısı ise bu üç eksenin tamamını kapsayacak asgari temsil gücü ile aşırı öğrenme riskini önleyecek sadelik arasındaki metodolojik denge gözetilerek beş ile sınırlandırılmıştır. Resmi kurum verilerine dayandırılan bu ölçeklendirme yaklaşımı, bir enerji santralının çevresel performansının kurulduğu kentin sanayi altyapısına ve lojistik imkânlarına göre nasıl değiştiğini nicel olarak ortaya koyan özgün çalışmalardan biridir.

TEA ve yer seçimi aşamasında ise çalışma, HRE sistemlerinin ticari fizibilitesini sadece

rüzgar hızına indirgeyen tek boyutlu yaklaşımları aşarak çok disiplinli bir perspektif sunmaktadır. Sistemin hareketli yapısından ve periyodik halat değişiminden kaynaklanan OPEX ile havacılık malzemesi kullanımına dayalı CAPEX, 10 farklı pilot ilin lojistik engelleri ve sanayi kapasiteleriyle ağırlıklandırılarak bölgelere özgü hale getirilmiştir. Daha da önemlisi, HRE sistemlerinin uçuş halinde olan otonom hava araçları içermesi nedeniyle, Sivil Havacılık Genel Müdürlüğü (SHGM) kısıtlamaları ve uçuşa yasak bölgeler analiz sürecine bir mekânsal filtre olarak entegre edilmiştir. Teknolojinin yasal mevzuatla ve hava sahası güvenliğiyle olan bu zorunlu kesişiminin ekonomik fizibilite modeline yansıtılması, yatırımların kağıt üzerindeki teorik hesaplamalardan çıkarılarak gerçek dünya koşullarındaki uygulanabilirliğini test eden literatürdeki HRE fizibilite analizlerinde büyük ölçüde ihmal edilen havacılık kısıtlarını ekonomik modele sistematik olarak dahil eden bir yaklaşım sunmaktadır.

Bu doktora tezi; sınırlandırma işlemiyle stabilize edilmiş rüzgar istatistiklerini, yerel sosyo-ekonomik parametrelerle özelleştirilmiş çevresel etki katsayılarını ve yasal-mekânsal havacılık kısıtlarını içeren ekonomik fizibilite hesaplamalarını tek bir metodolojik çerçevede harmanlamaktadır. Çalışma, HRE teknolojisini salt bir aerodinamik konsept olmaktan çıkarıp, Türkiye'nin ulusal enerji planlamasına entegre edilebilecek, sınırları ve bölgesel potansiyelleri gerçekçi bilimsel verilerle çizilmiş yatırım kararlarına yönelik stratejik bir değerlendirme çerçevesi sunmaktadır.

Sonuç olarak bu tez çalışması, literatürdeki benzer araştırmalardan farklı olarak, ülkemiz özelinde SHGM kısıtlamalarını ve çoklu yükseklik verilerini entegre ederek özgün bir katkı sunmaktadır. Bulgular, HRE'nin Türkiye'de çevresel ve ekonomik avantajlarını vurgulayarak, politika yapıcılara ve yatırımcılara rehberlik etmeyi hedeflemektedir.

2. RÜZGAR ENERJİSİ

Rüzgar gücü tarihin çok eski dönemlerinden beri kullanılmıştır. Örneğin M.Ö. 3 binde Mısır'da yelkenli gemilerde kullanıldığı; M.Ö. 7. yüzyılda Mezopotamya'da ve M.Ö. 10. yüzyılda Çin'de sulama amaçlı yel değirmenleri kurulduğu bilinmektedir (Chrifi-Alaoui, Drid, Ouriagli ve Mehdi, 2023). Ayrıca rüzgar, gemi seyahatleri, tahıl öğütme, kereste kesimi ve su pompalama gibi pek çok işlev için de yüzyıllarca enerji kaynağı olarak kullanılmıştır (Gipe ve Möllerström, 2022). Orta Çağ'da Avrupa'da sabit değirmenler yaygınlaşmış, Hollanda başta olmak üzere birçok bölgede yel değirmeni endüstri devrimi öncesinde temel güç kaynağı olmuştur. 19. yüzyılın sonlarına doğru buluşçular rüzgar enerjisiyle elektrik üretimine yönelmiş; örneğin 1880'lerde dünyanın ilk elektrik üreten rüzgar türbinleri geliştirilmiştir (Gipe ve Möllerström, 2022). İkinci Dünya Savaşı sırasında Danimarka'da 1,25 MW'lık "Grandpa's Knob" türbini gibi örnek projeler yapılmışsa da savaş sonrası fosil yakıtların ucuzlaması rüzgar teknolojilerine ilgiyi azaltmıştır. 1973 petrol krizi ve çevresel bilinçlenmenin artmasıyla ise 1970'lerde rüzgar enerjisi yeniden popülerlik kazanmış, bu dönemde dünya genelinde türbin üretimi artmış ve maliyetler düşmeye başlamıştır (Kashem ve diğerleri, 2021).

1970'lerden itibaren bilimsel ve teknolojik ilerlemeyle modern rüzgar türbinleri geliştirilmiştir. 1980'lerde rüzgar çiftlikleri oluştu ve türbin büyüklükleri hızla artmıştır (Kashem ve diğerleri, 2021). 2000'li yıllarda üç kanatlı, döner bünyeli çok megavatlık türbinler yaygınlaşmıştır. 2024 yılında küresel çapta yılda 117 GW yeni rüzgar kapasitesi kurulmuş, toplam kurulu güç 1136 GW'a ulaşmıştır (Backwell ve diğerleri, 2025). Bu büyüme, Çin, ABD, Almanya, Hindistan ve Brezilya gibi ülkelerin öncülüğünde gerçekleşmiştir. Ayrıca petrol fiyatlarının yükselmesi ve iklim hedefleri, rüzgar enerjisine yatırımı teşvik etmiştir.

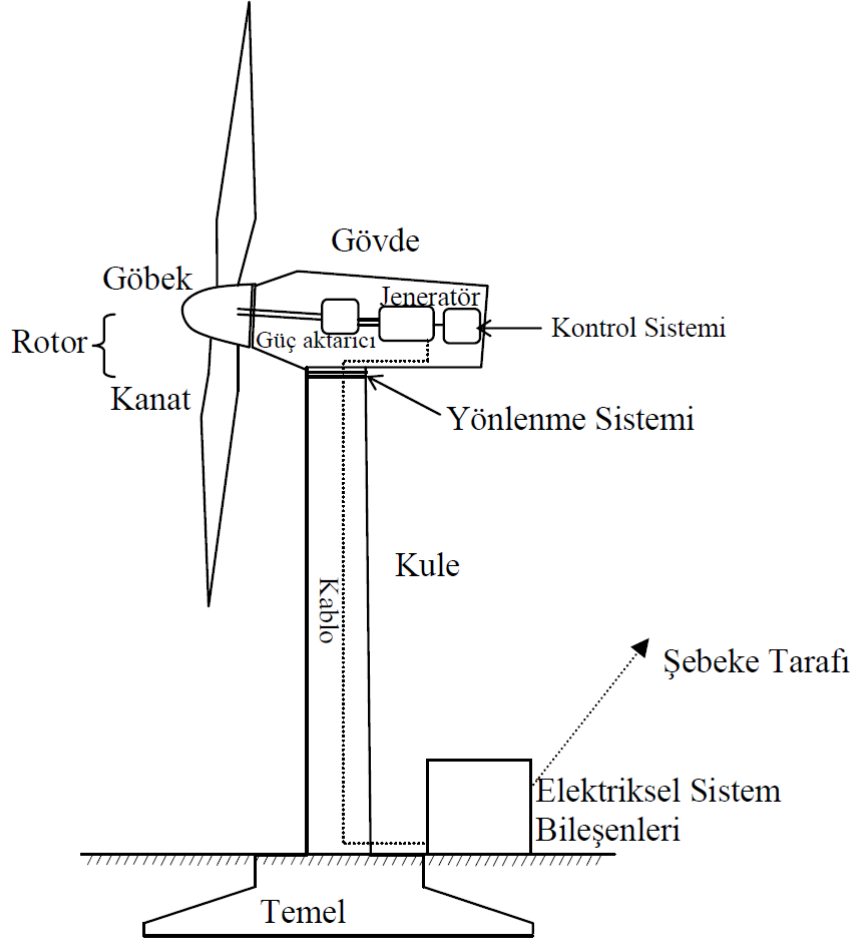
Küresel ölçekte rüzgar enerjisi hızla büyümektedir; 2024 yılında dünya rüzgar kapasitesi yaklaşık 1,14 TW olarak kaydedilmiş, bu da küresel elektrik üretiminin %7'sini karşılamaktadır (Backwell ve diğerleri, 2025; Khurshid ve diğerleri, 2025). Bölgesel bazda Asya (özellikle Çin) toplam kurulu gücün yaklaşık %40'ını, Avrupa ise %30'dan fazlasını elinde bulundurmaktadır (Kashem ve diğerleri, 2021).

2025 yılı başında Türkiye'de rüzgar enerjisi kurulu gücünde kayda değer bir artış gerçekleşmiş olup, yürütülen yatırımlar sonucunda rüzgar enerjisi kurulu gücünün 12.000 MW'ı aştığı belirtilmiştir. Rüzgar enerjisi kurulu gücü Ocak 2025 itibarıyla tam olarak 12.864 MW değerini görmüştür (Avgan, 2025).

2.1. Rüzgar Türbinleri ve Havai Rüzgar Enerji Sistemleri

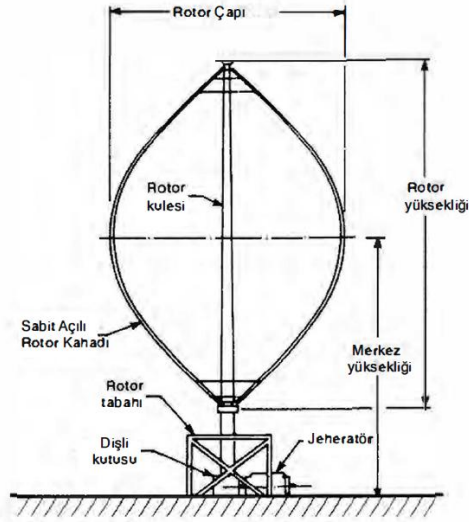
Rüzgar türbinleri dönme eksenine göre iki ana türe ayrılır: yatay ve dikey eksenli.

YERT’de dönme eksenini yere ve rüzgar yönüne paraleldir. Rotor kanatları öne döner ve kuleye (platforma) monte edilir (Kashem ve diğerleri, 2021). Şekil 2.1 ile YERT sisteminin temel bileşenleri gösterilmiştir. Kule, temel ve gövde gibi yoğun malzeme kullanımı gerektiren bileşenlere sahiptir. Dünyada en yaygın kullanılan tiptir; büyük güç üretiminde yükseklik ve aerodinamik avantajı nedeniyle verimlidir.



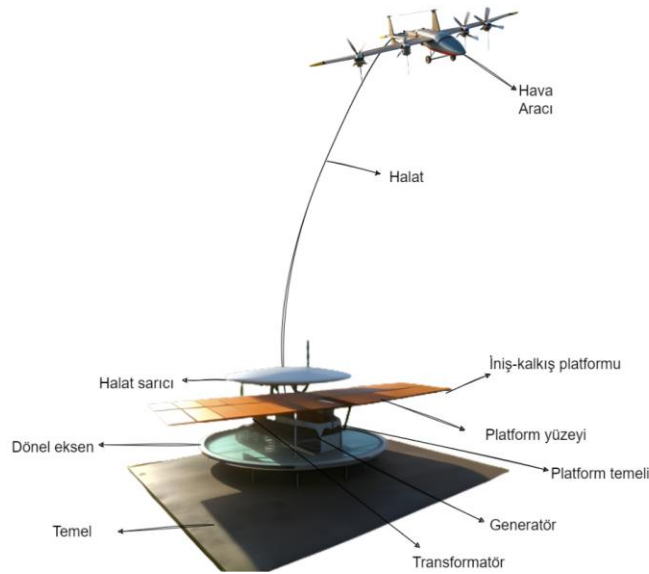
Şekil 2.1 YERT sistem bileşenleri (Albadi, 2010)

Dikey eksenli türbinlerde (DERT) ise dönme eksenini yere diktir. Rotor kanatları çevresindedir ve jeneratör genellikle tabanda bulunur (Kashem ve diğerleri, 2021). Bu tasarımda türbin rüzgarın yönünden bağımsız çalışabilir; yani bir yaw mekanizmasına gerek yoktur (Wong ve diğerleri, 2017). Basit yapılı, daha sessiz ve küçük boyutlu olduklarından kent içi ve türbülanslı alanlar için uygundur. Bununla birlikte, DERT’lerin aerodinamik verimi genellikle daha düşüktür ve kendiliğinden dönmeyi başlatma sorunları vardır (Wong ve diğerleri, 2017). YERT’lerde ise genellikle yüksek kapasite ve verim sağlanırken, sürekli rüzgar yönünün izlenmesi için yaw düzenekleri kullanılması gerekir. Şekil 2.2’de bir DERT sisteminin temel bileşenleri belirtilmiştir. YERT sistemlerine göre daha az bileşen kullansa da, ürettiği enerji de buna paralel olarak daha düşük seviyelerdedir.



Şekil 2.2 Dikey eksenli rüzgar türbini bileşenleri (Elmnefi ve Bofares, 2018)

HRE sistemleri, geleneksel türbinlerin erişemediği yükseklikteki güçlü rüzgarları kullanmak üzere geliştirilen yenilikçi bir teknolojidir. Bu sistemlerde yere bağlı kanatlar, dronlar veya planörler kullanılır; bunlar 200–500 m irtifada daha stabil ve güçlü esen rüzgarları yakalar (Cherubini ve diğerleri, 2015). Örneğin Dünya Ekonomik Forumu tarafından gerçekleştirilen bir değerlendirmeye göre bir HRE cihazı yaklaşık 450 MWh/yıl üreterek 150 haneye yetecek enerji sağlayabilir (World Economic Forum, 2023). HRE'ler denizde veya karada, şebekeden bağımsız çalışarak diğer yenilenebilir kaynakların üretim profillerini tamamlayabilir. Şekil 2.3 ile bir HERT sisteminin temel bileşenleri gösterilmiştir. Enerji üretiminin ana bileşenleri hava aracı, jeneratör ve halat en önemli parçalar olarak öne çıkmaktadır.



Şekil 2.3 HRE sisteminin bileşenleri

HRE araştırmaları 1970'lerde başlamış, 2000'lerden itibaren hızla yoğunlaşmıştır. Delft Teknik Üniversitesi'nden Wubbo Ockels gibi öncüler, kablo döngüsü sistemleri önererek bu alana öncülük etmiştir (Ockels, 2001). Yine Delft'ten çıkan AR-GE grupları Ampyx Power (2007) ve Kitepower (2016) gibi şirketleri oluşturmuş; dünya genelinde 2018'e kadar 60'ın üzerinde kurum AWE projeleri yürütmüştür (Schmehl, 2019). Google'ın desteklediği Makani Power projesi (ABD) ve Norveç'ten Kitemill gibi firmalar da bu alanda denemeler yapmıştır. Avrupa Birliği, Horizon 2020 ve benzeri programlarla HRE teknolojisine destek vermiştir. 2009'dan beri düzenlenen "Airborne Wind Energy" konulu Konferansları, alanındaki akademik ve endüstriyel işbirliğini beslemiştir (Schmehl, 2019).

Türkiye'de henüz ticari düzeyde bir HRE kurulumu bulunmamaktadır. Ancak akademik çalışmalar artmaktadır. Örneğin bir çalışmada Hatay bölgesinde bir HRE tesisinin potansiyelini incelenmiştir (Onay, Dokur ve Kurban, 2024). Bu vaka çalışmasında Hatay'ın 100 m yükseklikte ortalama rüzgar hızı 7 m/s'nin üzerinde bulunmuş ve HRE yatırımının, eşdeğer bir YERT santraline göre çevresel ve ekonomik açılardan avantajlı olacağı gösterilmiştir. Buna ek olarak, Türkiye genelinde farklı bölgelerde HRE sisteminin karşılaştırmalı analizleri gerçekteştirilmiştir (Onay ve Dokur, 2025). Bu çalışmada ise rüzgar hızları, yaşam döngüsü ve tekno ekonomik değerlendirmeleri gerçekteştirilerek; bu bölgeler arasında HRE sistemine teknik ve ekonomik açıdan uygun bölgeler belirlenmiştir.

Buna ek olarak Türkiye'de HRE sistemleri üzerine gerçekteştirilen bir diğer çalışmada ise 44 kW gücündeki havai rüzgâr enerjisi sistemi için sürekli mıknatıslı senkron jeneratörün elektromanyetik tasarımı ve optimizasyonu ele alınmıştır. Çalışmada farklı ünite ve güç konfigürasyonları üzerinden güç/ağırlık oranı ve verimlilik analiz edilmiş; Matlab ortamında genetik algoritma ile yapılan optimizasyon sonuçları Ansys-Maxwell sonlu elemanlar analiziyle doğrulanmış ve en uygun tasarım parametreleri ortaya konmuştur (Çelik ve Garip, 2022).

Türkiye'de HRE sistemleri üzerine gerçekteştirilen bir doktora tez çalışmasında ise bağlı uçak temelli havai rüzgâr enerjisi sistemlerinin modellenmesi ve denetleyici tasarımı ele alınmıştır. Tezde, uçağın aerodinamik ve dinamik modeli ayrıntılı biçimde oluşturulmuş, kuaterniyon tabanlı tutum denetleyicisi ve yörünge takip algoritmaları geliştirilerek simülasyon ortamında test edilmiştir. Bu kapsamlı çalışma, sistemin kararlılığını ve enerji üretim potansiyelini ortaya koyarak Türkiye'de havai rüzgâr enerjisi alanındaki akademik katkılardan biri olmuştur (Önen, 2024).

Türkiye'de HRE sistemleri üzerine gerçekteştirilen çalışmalar henüz ilerlemekte olup, bu tezin yazıldığı tarih itibariyle az önce belirtilenlerle sınırlıdır. Mevcut uluslararası çalışmalar

sistemin fiziksel, ekonomik ve teknik açıdan geliştirilmesi üzerine ilerlemektedir. Ülkemizde henüz akademik çalışmalara yansıtılan fiziksel bir örneği bulunmamakla birlikte, mevcut çalışmaların temelini attığı bu sistemin ülkemiz enerji altyapısında yer edinmeye başlayacağı düşünülmektedir.

YERT'lerine göre HRE sistemlerinin öne çıkan avantajları bulunmaktadır. Geleneksel türbinlerin erişemediği yüksek irtifa rüzgarlarından yararlanmaktadır, böylece yıl boyunca daha güçlü ve düzenli enerji üretme potansiyeli sunmaktadır (Cherubini ve diğerleri, 2015). Kule veya ağır beton altyapı yerine hafif kablolar kullanılmaktadır, bu sayede %90'a varan malzeme tasarrufu sağlanmaktadır (World Economic Forum, 2023). Bu hafif tasarım, tedarik zincirlerini basitleştirmekte ve daha düşük ön yatırım maliyeti getirmektedir (Khurshid ve diğerleri, 2025). Yağmur, kar gibi zorlu kara koşullarından daha az etkilenerek deniz üzerinde de rahatça çalışabilmektedir. Yaşam boyu çevreye karbon ayak izini ve enerji talebini azaltmaktadır; yaşam döngüsü analizlerine göre HRE'ler, eşdeğer YERT'lere kıyasla malzeme kullanımını %30–50, karbon emisyonunu %20–55 oranında azaltabilmektedir (World Economic Forum, 2023).

Öne çıkan dezavantajları ise; HRE teknolojisi henüz olgunlaşmamıştır. Uçuşun kontrolü, özellikle sert rüzgarlar ve iniş/kalkış durumlarında karmaşıktır. Model tahmine dayalı kontrol stratejileri geliştirilse de bu alandaki zorluklar sürmektedir (Khurshid ve diğerleri, 2025). Uzun bağlantı kablolarında sürükleme (drag) oluşmaktadır; dalga hareketleri ve titreşimler kablo direncini artırarak verimi düşürmektedir (ör. vortex etkisiyle sürüklenme %300'e varabilmektedir) (Onay ve diğerleri, 2024). Bazı HRE tiplerinde (özellikle kanatlı sistemlerde) kendiliğinden devinim sağlama sorunu görülebilmektedir. Yasal düzenlemeler de bir diğer engeldir; HRE'lerin ticari yaygınlığı için hava sahası kullanım izinleri ve güvenlik standartları henüz netleşmemiştir.

Teorik bağlamda Havai Rüzgar Enerjisi (HRE) sistemleri, geleneksel türbinlerin ulaşamadığı yüksek irtifalardaki kararlı rüzgar kinetiğini kullanarak ölçeklenebilir düzeyde büyük bir güç elde etme imkanı vadetmektedir. Nitekim bu teknolojinin temelini atan Loyd tarafından gerçekleştirilen klasik çapraz uçuş (crosswind) analizlerinde, yüksek irtifada 10 m/s arka plan rüzgar hızına maruz kalan 576 metrekare kanat alanına sahip bağlı bir sistemin teorik olarak 6,7 MW gibi son derece yüksek bir çekiş gücü üretebileceği matematiksel olarak kanıtlanmıştır (Loyd, 1980). Otonom uçuş algoritmaları ve esnek kanat yapılarındaki teknolojik ilerlemelerle desteklenen bu yüksek enerji yoğunluğu potansiyeli, HRE sistemlerinin günümüzde megavat ölçeğinde ticari enerji üretimi için küresel çapta en güçlü alternatiflerden biri konumuna gelmesini sağlamıştır. Yapılan yaşam döngüsü çalışmaları da HRE'in eşdeğer güce daha az malzeme harcadığını ve daha düşük çevresel etkiye sahip olduğunu göstermektedir

(Khurshid ve diğeri, 2025). Bununla birlikte, hâlihazırda HRE'lerin güç üretimi genellikle kW-MW düzeyindedir. Öte yandan yaşam döngüsü değerlendirmesi sonuçları, HRE'in üretim aşamasında daha az ham madde kullandığını ve düşük sera gazı etkisiyle çevreye daha az yük getirdiğini ortaya koymaktadır (Hagen, 2021). Sonuç olarak, HRE'ler teknik zorluklara rağmen yüksek rakımlı rüzgar gücünü ekonomik bir şekilde değerlendirme potansiyeli ile öne çıkmaktadır.

3. RÜZGAR HIZI KARAKTERİSTİĞİNİN DEĞERLENDİRMESİ

Rüzgar hız karakteristiğinin değerlendirilmesi, belirli bir sahada rüzgar rejimini istatistiksel olarak tanımlayarak enerji üretim potansiyelini ortaya koyan temel adımdır. Bu değerlendirme, rüzgar hızlarının zamana bağlı değişimini, frekans dağılımını ve bu dağılımdan türetilen güç yoğunluğu gibi büyüklükleri içerir; hem türbin seçimi hem de ekonomik fizibilite açısından başlangıç verisi niteliği taşır (James F. Manwell, McGowan ve Rogers, 2010). Literatürde rüzgar kaynak değerlendirmesinin, bir sahada yapılacak her türlü ön fizibilite, detaylı fizibilite ve uzun dönemli performans analizi için vazgeçilmez olduğu vurgulanır (Carta, Ramírez ve Velázquez, 2009). Rüzgar hızının ortalama değeri kadar, değişkenliği ve belirli hız aralıklarında ne kadar süreyle kaldığı da türbin verimini ve kapasite faktörünü doğrudan etkiler (Shu ve Jesson, 2021).

Rüzgar hızı değerlendirilmesi, belirli bir bölgedeki rüzgar hızı verilerinin istatistiksel olarak analiz edilerek, rüzgar enerjisi potansiyelinin belirlenmesi sürecini ifade eder. Bu değerlendirme, rüzgar hızlarının frekans dağılımını, ortalama değerlerini ve değişkenliğini modelleyerek, enerji üretim tahminleri için temel sağlar (Justus, Hargraves, Mikhail ve Graber, 1978). Özellikle yenilenebilir enerji projelerinde, site seçimi ve türbin tasarımı için kritik öneme sahiptir, çünkü rüzgar gücü hızın küpü ile orantılıdır; yani küçük hız artışları bile enerji çıktısında büyük farklar yaratır (Burton, Sharpe, Jenkins ve Bossanyi, 2001).

Rüzgar hız değerlendirilmesi, sadece enerji uygulamaları için yapılmaz. Atmosferik dağılım, karayolu ve denizcilik güvenliği, hava kalitesi modellenmesi ve yapı aerodinamiği gibi alanlarda da rüzgar hızının olasılık dağılımının bilinmesi gerekir. Örneğin, düşük hızlardaki rüzgar rejiminin doğru temsil edilememesi, kirletici dağılım modellerinde ciddi yanlılıklara yol açabilir; bu nedenle düşük rüzgar hızlarına sahip sahalarda uygun dağılım seçimi ve parametre tahmini ayrıca vurgulanmıştır (Deaves ve Lines, 1997).

Tarihsel olarak, rüzgar hızı değerlendirilmesi 19. yüzyılın sonlarında meteorolojik gözlemlerle başlamış olup, 20. yüzyılın ortalarında istatistiksel modellerin geliştirilmesiyle modern formuna kavuşmuştur. İlk sistematik çalışmalar, 1930'larda yel değirmenlerinin verimliliğini artırmak amacıyla yapılmış; 1970'lerdeki petrol kriziyle birlikte, rüzgar enerjisi yatırımlarını desteklemek için standartlaşmıştır (James F. Manwell ve diğerleri, 2010). Örneğin, Weibull dağılımının rüzgar verilerine uyarlanması, bu dönemde Justus ve arkadaşları tarafından popüler hale getirilmiştir, ki bu yaklaşım günümüzde de temel referans olarak kabul edilir (Justus ve diğerleri, 1978). Günümüzde, rüzgar hız değerlendirilmesi çoğu çalışmada şu adımları içerir: veri kalitesi kontrolü, uzun dönem temsil edilebilirlik analizi, dağılım seçimi, parametre tahmini

ve uygunluk testleri (R^2 , RMSE, χ^2 vb.) (Shi, Dong, Xiao ve Huang, 2021).

Bu tür çalışmaların temel amacı, ölçülen (veya yeniden analiz edilmiş) rüzgar verisini uygun bir olasılık dağılımı ile temsil etmek ve bu dağılımı kullanarak rüzgar güç yoğunluğunu, en olası rüzgar hızını, maksimum enerji taşıyan rüzgar hızını ve kapasite faktörü gibi göstergeleri tahmin etmektir (Shu ve Jesson, 2021). Saha potansiyelinin sınıflandırılması, türbin yerleşim planlarının çizilmesi ve uzun dönem tahminlerde belirsizliğin azaltılması, doğrudan bu istatistiksel değerlendirmeye bağlıdır (Shi ve diğerleri, 2021). Özellikle havai rüzgar enerjisi gibi daha yüksek irtifa rejimlerine ihtiyaç duyan teknolojilerde, klasik meteoroloji istasyonu verilerinin sınırları nedeniyle yeniden analiz veri setleri ve profil modelleriyle desteklenen rüzgar hız değerlendirmeleri kritik hale gelmektedir (Bechtle, Schelbergen, Schmehl, Zillmann ve Watson, 2019).

Bir bölgenin rüzgar enerjisi potansiyelinin istatistiksel dağılım modelleriyle incelenmesinden önce, rüzgar hızı ile bu kaynaktan elde edilebilecek teorik güç arasındaki fiziksel ve matematiksel ilişkinin basitten karmaşığa doğru tanımlanması gerekmektedir. Hareket halindeki bir hava kütlelerinin sahip olduğu kinetik enerji, temelde havanın kütlelerine ve hızına bağlıdır. Rüzgar enerjisi dönüşüm sistemlerinde, belirli bir kesit alanından birim zamanda geçen havanın kütleli debisi dikkate alınmaktadır. Kütleli debi matematiksel olarak aşağıdaki denklem ile ifade edilmektedir:

$$\dot{m} = \rho Av \quad (D.1)$$

Bu denklemde yer alan \dot{m} birim zamanda geçen havanın kütleli debisini (kg/s), ρ belirtilen irtifadaki havanın yoğunluğunu (kg/m^3), A rüzgar akımının geçtiği dairesel kesiti veya rotor süpürme alanını (m^2), v ise akışkanın sahip olduğu rüzgar hızını (m/s) temsil etmektedir. Hareket halindeki bu kütleli kinetik enerjisinin zamana göre değişimi, rüzgarın ürettiği mekanik gücü vermektedir. Kütleli debi formülü, standart kinetik enerji denklemine entegre edildiğinde temel rüzgar gücü denklemi elde edilmektedir:

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (D.2)$$

Burada P rüzgarın ürettiği teorik mekanik gücü (Watt) ifade etmektedir. Rüzgar enerjisi projelerinde, santralin kurulacağı sahanın karakteristik enerji potansiyelini kullanılacak türbinin rotor çapından veya sistemin fiziksel boyutlarından bağımsız bir şekilde değerlendirebilmek amacıyla "Rüzgar Güç Yoğunluğu" (WPD) metriği kullanılmaktadır. Rüzgar güç yoğunluğu, birim kesit alanına düşen rüzgar gücü miktarını ifade etmekte olup, güç denkleminin her iki

tarafının alana (A) bölünmesiyle aşağıdaki şekilde formülize edilmektedir:

$$WPD = \frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (D.3)$$

Denklemin açıkça gösterdiği üzere, rüzgardan elde edilecek güç, rüzgar hızının küpü (v^3) ile doğrudan orantılıdır. Ancak doğada rüzgar hızı sabit bir değerde esmemekte, zamana bağlı olarak sürekli değişkenlik göstermektedir. Bu noktada, sadece basit bir aritmetik ortalama rüzgar hızına güvenerek yapılacak bir hesaplama, hızın küpüyle olan üstel ilişki nedeniyle gerçek enerji potansiyelinin çok altında, yanıltıcı sonuçlar verecektir. Bu sorunu aşmak ve zaman içinde değişen rüzgar hızlarının ürettiği gerçek ortalama güç yoğunluğunu bulmak için, rüzgar hızının olasılık dağılım fonksiyonları ile entegre edilmesi gerekmektedir. İstatistiksel bir dağılım kullanılarak elde edilen gerçek ortalama rüzgar güç yoğunluğu denklemi şu şekilde tanımlanmaktadır:

$$\overline{WPD} = \frac{1}{2} \rho \int_0^{\infty} v^3 f(v) dv \quad (D.4)$$

Bu integral denkleminde $f(v)$, rüzgar hızının sürekli bir zaman dilimi içerisinde belirli bir sahada görülme olasılığını modelleyen olasılık yoğunluk fonksiyonudur. Gerçek rüzgar verileri ile hesaplanan bu enerji yoğunluğu ile, sadece ortalama rüzgar hızı kullanılarak hesaplanan teorik enerji yoğunluğu arasındaki matematiksel sapma, literatürde "Enerji Örüntü Faktörü" (Energy Pattern Factor) olarak adlandırılan bir katsayı ile formüle edilmektedir (Cruz-Estudillo, Nicolás-Balderas, Arenas-López, Villegas-Ortega ve Badaoui, 2026). Enerji Örüntü Faktörü (E_{pf}), rüzgar hızlarının küplerinin ortalamasının, ortalama rüzgar hızının küpüne oranı şeklinde ifade edilmektedir. Enerji Örüntü Faktörü ise, "3.1.4. Enerji Örüntü Faktörü Metodu" başlığı altında detaylı olarak işlenmiştir.

3.1. Weibull Dağılımı

Weibull dağılımı, adını Waloddi Weibull'dan alan, başlangıçta malzeme dayanımı ve yorulma ömrü gibi konularda kullanılan sürekli bir olasılık dağılımıdır. 1951 tarihli çalışmada, farklı uygulama alanlarından örneklerle üç parametrelili bir dağılım önerilmiş, bu fonksiyonun "Evrensel uygulanabilirlik" (wide applicability) ifadesiyle malzeme mukavemeti, boyut dağılımları ve yorulma deneyleri gibi çok çeşitli verileri açıklamak için kullanılabileceği ayrıntılı biçimde gösterilmiştir (Weibull, 1951). Aynı makalede, dağılımın parametrelerinin fiziksel yorumları tartışılmış ve o dönem baskın olan normal dağılıma alternatif bir istatistiksel araç sunulmuştur; daha sonraki değerlendirmelerde de bu çalışmanın, özellikle yorulma deneylerinin

istatistiksel analizi açısından klasik bir referans haline geldiği belirtilmektedir (Pedrosa, Correia, Rebelo ve Veljkovic, 2020). Malzeme bilimi literatüründe, yorulma dayanımı S–N eğrilerinin olasılıksal olarak tanımlanmasında Weibull fonksiyonunun halen yaygın şekilde kullanılması, bu tarihsel bağın güncel bir yansımasıdır.

Daha sonraki yıllarda, Weibull dağılımının yalnızca malzeme dayanımı değil, rüzgar hızı, yağış, hidrolojik tepki fonksiyonları ve genel güvenilirlik analizleri gibi geniş bir yelpazede kullanıldığına ilişkin çok sayıda çalışma yayımlanmıştır. Örneğin, rüzgar dışındaki bir bağlamda bile, Weibull’un “genel amaçlı” bir dağılım sınıfı olarak görüldüğü ve çeşitli fiziksel süreçlerin modellenmesinde uygulandığına dair değerlendirmeler yer almaktadır (Gittus, 1967; Lindquist, 1994). Bu tarihsel arka plan, rüzgar enerjisi alanında Weibull dağılımının benimsenmesini de kısmen açıklamaktadır: zaten farklı fiziksel sistemlerde denenmiş ve parametreleri yorumlanmış bir dağılım, rüzgar hızının istatistiksel modellenmesine de doğal bir aday olarak taşınmıştır.

Rüzgar hızı verisinin olasılık dağılımı ile temsiline yönelik erken çalışmalarda, Weibull dağılımı farklı aday fonksiyonlarla birlikte değerlendirilmiş ve sahaya ait hız frekanslarının istatistiksel olarak temsilinde kullanılabilir bir model olduğu gösterilmiştir. Bu çerçevede, bir çalışmada, farklı coğrafi bölgelerden elde edilen rüzgar hızı serileri için Weibull, Rayleigh ve diğer dağılımlar karşılaştırılmış, Weibull’un çok sayıda rüzgar rejiminde tatmin edici uyum verdiği rapor edilmiştir (Sohoni, Gupta ve Nema, 2016). Aynı makalede, iki parametrelili Weibull dağılımının rüzgar gücü uygulamalarında “en yaygın kullanılan ve çoğu doğal rüzgar rejimi için yeterince doğru” bir olasılık dağılımı olduğu değerlendirilmesine de yer verilmektedir. Benzer yaklaşımlar, Türkiye, Kuzey Afrika ve Asya’daki farklı sahalar için de rapor edilmekte; bu çalışmaların ortak noktası, Weibull dağılımını rüzgar hızının frekans dağılımını temsil eden temel model olarak seçip, türbin seçimi ve güç hesabını bu model üzerinden gerçekleştirmeleridir (Dokur, Salim ve Kurban, 2017).

Rüzgar enerjisi literatüründe en sık kullanılan biçim, iki parametrelili Weibull dağılımıdır. Rüzgar hızı $v \geq 0$ için bu dağılımın olasılık yoğunluk fonksiyonu şöyle verilir:

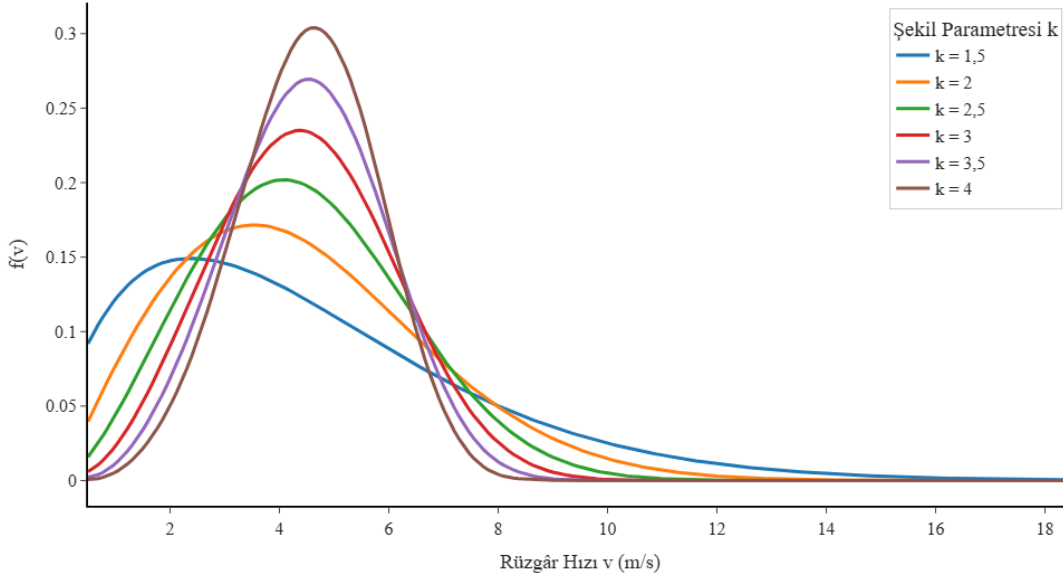
$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (D.5)$$

burada, v rüzgar hızı (genellikle m/s cinsinden), k şekil parametresi (boyutsuz), dağılımın biçimini belirleyen, hızların dar ya da geniş bir aralıkta toplanma eğilimini ifade eden büyüklük,

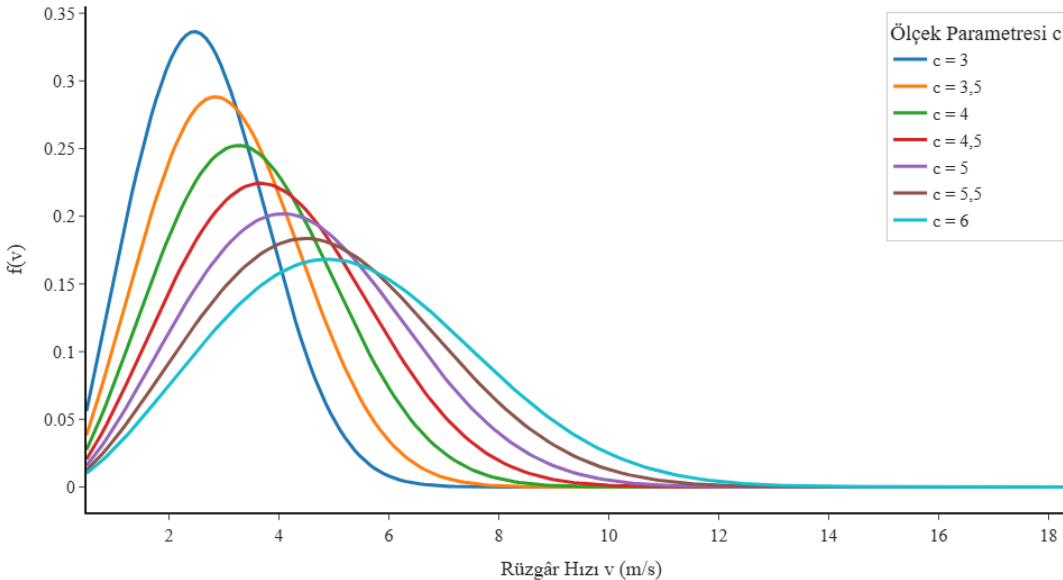
c ölçek parametresi (m/s), rüzgar hızlarının “karakteristik” seviyesini, kabaca rüzgarlılığın genel düzeyini temsil eden büyüklük, $f(v)$ belirli bir hız aralığında rüzgar görülme

olasılığı ile ilişkili olasılık yoğunluk değeridir.

Literatürde rüzgar kaynağı analizinde k parametresinin artması ile dağılımın daha dar bir hız aralığında yoğunlaştığı, c parametresinin artmasıyla da genel hız seviyesinin yukarı kaydığı ifade edilmektedir (James F. Manwell ve diğerleri, 2010). Weibull parametrelerinin bilinmesi, yalnızca dağılımın şeklinin çizilebilmesini değil, aynı zamanda ortalama rüzgar hızı ve rüzgar güç yoğunluğunun analitik ifadeler üzerinden hesaplanmasını da mümkün kılar.



Şekil 3.1 Weibull şekil parametresi k 'nin rüzgâr hızı olasılık dağılımına etkisi ($c=5$ m/s için)



Şekil 3.2 Weibull ölçek parametresi c 'nin rüzgâr hızı olasılık dağılımına etkisi ($k=2,5$ için)

İki parametrelili Weibull dağılımı için farklı parametre tahmin metotları geliştirilmiştir. Şekil ve ölçek parametreleri, bu metotlar yardımıyla belirlenmektedir. Hesaplanan şekil ve ölçek parametreleri, olasılık-yoğunluk fonksiyonu yardımıyla rüzgar hızlarına ait geçmiş verilerle

karşılaştırılmakta ve uyumları değerlendirilmektedir. Şekil 3.1 ve Şekil 3.2, Weibull şekil ve ölçek parametrelerindeki değişimlerin olasılık yoğunluk dağılımına etkisini göstermektedir. Belirli bir rüzgar hızına kadar (~6 m/s) olasılık yoğunluk dağılımında da artan değerlere sebep olurken, şekil ve ölçek parametrelerindeki artış daha yüksek rüzgar hızlarında olasılık yoğunluk fonksiyonunda düşük değerlere karşılık gelmektedir. Rüzgar hızının alındığı yükseklik, konum, rüzgar verisi kaynağı gibi birçok değişkene bağlı olarak, değerlendirme yapılan rüzgar verisine göre en iyi uyum sergileyen parametre tahmin metodu belirlenmektedir. Böylece analizi yapılan bölge ve veri seti için uygun parametre tahmin metodu seçilmiş olacaktır. Bu çalışmada 13 adet Weibull parametre tahmin metodu ve 3 adet ise Weibull alternatifi metot kullanılmış ve veri setine göre uygun metot belirlenmiştir (Tablo 3.1).

Tablo 3.1 Çalışmada kullanılan parametre tahmin metotları ve literatür kaynakları

Parametre Tahmin Metodu	Kısaltma	Kaynak
Grafik Metodu	GM	(Akdağ ve Dinler, 2009)
Maksimum Olabilirlik Metodu	MLM	(T. Arslan, Bulut ve Altın Yavuz, 2014)
Modifiye Edilmiş Maksimum Olabilirlik Metodu	MMLM	(Van Donk, Wagner, Skidmore ve Tatarko, 2005)
Enerji Örüntü Faktörü Metodu	EPFM	(J. F. Manwell, McGowan ve Rogers, 2009)
Rüzgar Enerjisi Yoğunlaştırma Metodu	WEIM	(Sumair, Aized, Gardezi, Rehman ve Rehman, 2020)
Justus Moment Metodu	JMM	(Akdağ ve Güler, 2015)
Güç Yoğunluğu Metodu	PD	(Azad, Rasul ve Yusaf, 2014)
Lysen Metodu	LM	(Mohammadi, Alavi, Mostafaeipour, Goudarzi ve Jalilvand, 2016)
Moment Metodu	MOM	(Costa Rocha, de Sousa, de Andrade ve da Silva, 2012)
Mabchour Metodu	MMAB	(Tonsie Djiela, Tiam Kapen ve Tehuen, 2020)
Alternatif Maksimum Olabilirlik Metodu	AML	(Christofferson ve Gillette, 1987)
Yeni Enerji Örüntü Faktörü Metodu	NEPFM	(Akdağ ve Güler, 2015)
En Küçük Kareler Metodu	LSM	(Ahmed, 2013)
Rayleigh Dağılımı	RAY	(Jowder, 2006)
Gamma Dağılımı	GAM	(Mert ve Karakuş, 2015)
Burr Metodu	BUR	(Mert ve Karakuş, 2015)

3.1.1. Grafik Metodu

Grafik metodu (GM), rüzgâr hızı verilerinden elde edilen ampirik birikimli dağılımı doğrusallaştırarak Weibull şekil ve ölçek parametrelerini tahmin etmeye dayanan bir yöntemdir. Önce rüzgâr hızları sınıflara ayrılır ve her sınıf için birikimli olasılık $F(v)$ hesaplanır, ardından her hız değeri için $Y = \ln[-\ln(1-F(v))]$ büyüklükleri elde edilir ve bu (X, Y) noktaları üzerine en küçük kareler doğrusu oturtulur. Böylece Weibull parametreleri, bu doğrunun eğim ve kesişim değerlerinden kapalı formda elde edilir (Seguro ve Lambert, 2000).

Grafik metodu, D.1 ile ifade edilen Weibull birikimli dağılım fonksiyonunun doğrusallaştırılmasına dayanır. Bu eşitlikten hareketle,

$$\ln[-\ln(1 - F(v))] = k \ln v - k \ln c \quad (D.6)$$

yazılabilir ve bu ifade

$$Y = aX + b \quad (D.7)$$

şeklindeki doğrusal form ile ilişkilendirilir. Burada

$$X = \ln v, \quad Y = \ln[-\ln(1 - F(v))] \quad (D.8)$$

tanımları yapıldığında, eğim ve kesişim değerleri ile Weibull parametreleri arasındaki ilişki

$$k = a, \quad c = e^{-\frac{b}{k}} \quad (D.9)$$

şeklinde elde edilir (Akdağ ve Dinler, 2009).

Bu denklemlerde v rüzgâr hızını, $F(v)$ ampirik birikimli olasılığı, k Weibull şekil parametresini, c ölçek parametresini, X rüzgâr hızının doğal logaritmasını, Y ise birikimli dağılımın çift logaritmik dönüşümünü temsil etmektedir; a doğrusal regresyon eğimi, b ise y-eksenini kesen noktadır.

3.1.2. Maksimum Olabilirlik Metodu

Maksimum olabilirlik metodu (MLM), Weibull dağılımının şekil ve ölçek parametrelerini, gözlenen rüzgâr hızı verileri için tanımlanan olabilirlik fonksiyonunu maksimize eden parametreler olarak tanımlayan istatistiksel bir tahmin tekniğidir (Seguro ve Lambert, 2000). Bu yöntemde, rüzgâr hızı gözlemlerinin her birinin bağımsız ve aynı Weibull dağılımına sahip olduğu varsayılır ve zaman serisi verileri doğrudan kullanılarak şekil parametresi k ile ölçek parametresi c , log-olabilirlik fonksiyonunun türevlerinden elde edilen denklemlerin sayısal çözümüyle bulunur (Kaplan, 2024). Rüzgâr enerjisi literatüründe yapılan karşılaştırmalı çalışmalarda, MLM'nin özellikle büyük örneklem boylarında daha düşük hata ve daha yüksek istatistiksel güvenilirlik sağladığı, bu nedenle Weibull parametre kestiriminde tercih edilen başlıca yöntemlerden biri olduğu gösterilmiştir (Guenoukpati, Salami, Kodjo ve Napo, 2020).

İki parametrelili Weibull dağılımı için maksimum olabilirlik esaslı parametre denklemleri, n adet rüzgâr hızı gözlemi $v_i (i=1,2,\dots,n)$ için aşağıdaki gibi ifade edilmektedir (Seguro ve Lambert, 2000).

$$\frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln v_i}{\sum_{i=1}^n v_i^k} - \frac{1}{k} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln v_i \quad (D.10)$$

$$c = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i \right)^{1/k} \quad (D.11)$$

D.10, log-olabilirlik fonksiyonunun şekil parametresi k ya göre türevinin sıfıra eşitlenmesiyle elde edilen ve kapalı form çözümü bulunmadığı için nümerik yöntemlerle çözülen eşitliktir. D.11 ise, k değeri belirlendikten sonra ölçek parametresi c 'nin doğrudan hesaplanmasını sağlayan kapalı form ifadesidir.

Bu denklemlerde v_i her bir rüzgâr hızı gözlemini (m/s), n toplam gözlem sayısını, k Weibull şekil parametresini, c Weibull ölçek parametresini göstermektedir. D.10'da yer alan $\sum_{i=1}^n v_i^k \ln v_i$ ve $\sum_{i=1}^n v_i^k$ terimleri, gözlemler üzerine tanımlanan ağırlıklı momentleri ifade ederken, sağ taraftaki $\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln v_i$ ifadesi gözlemlerin logaritmik ortalamasını temsil etmektedir. D.11'deki $\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i \right)^{1/k}$ terimi ise, belirli bir k değeri için olabilirlik fonksiyonunu maksimize eden ölçek parametresinin kapalı form ifadesi olarak yorumlanmaktadır

3.1.3. Modifiye Edilmiş Maksimum Olabilirlik Metodu

Rüzgâr hızı verilerinin zaman serisi yerine frekans dağılımı formatında mevcut olduğu durumlarda, standart Maksimum Olabilirlik Metodu'nun (MLM) uygulanması zorlaşabilmektedir. Bu durumlarda, Weibull parametrelerinin tahmini için MLM'nin bir varyasyonu olan Modifiye Edilmiş Maksimum Olabilirlik Metodu (MMLM) kullanılmaktadır. Seguro ve Lambert (2000) tarafından detaylandırılan bu yöntem, rüzgâr hızı verileri sınıflandırılmış (bin) formatta olduğunda, her bir hız aralığındaki frekans bilgisini kullanarak parametre tahmini yapar (Seguro ve Lambert, 2000).

$$k = \left[\frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln(v_i) f(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^k f(v_i)} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i) f(v_i)}{f(v \geq 0)} \right]^{-1} \quad (D.12)$$

$$c = \left[\frac{1}{f(v \geq 0)} \sum_{i=1}^n v_i^k f(v_i) \right]^{1/k} \quad (D.13)$$

burada, v_i rüzgâr hızı aralığının (bin) merkezindeki rüzgâr hızını (m/s), $f(v_i)$ aralığa düşen

rüzgar hızı frekansını, n toplam rüzgar hızı aralığı (bin) sayısını, $f(v \geq 0)$ rüzgar hızının sifıra eşit veya büyük olma olasılığını (genellikle toplam frekansların toplamına eşittir) ifade etmektedir. Denklemden de anlaşılacağı üzere, k parametresinin hesaplanması için denklem kapalı formdadır ve sayısal bir iterasyon yöntemi (örneğin Newton-Raphson) kullanılarak çözülmesi gerekmektedir. k değeri bulunduğundan sonra, c parametresi doğrudan ikinci denklem kullanılarak elde edilir. Veriler ham zaman serisi yerine frekans tablosu (histogram) formatına dönüştürüldüğünde, MMLM hesaplama yükünü azaltırken MLM'nin istatistiksel gücünü koruyan bir yöntemdir.

3.1.4. Enerji Örüntü Faktörü Metodu

Rüzgar enerjisi analizlerinde ve rüzgar türbini tasarımlarında rüzgar gücü yoğunluğunun ve dağılımının doğru belirlenmesi kritik bir öneme sahiptir. Enerji Örüntü Faktörü Metodu (EPFM), rüzgar hızı verilerinin ortalaması ile rüzgar hızlarının küplerinin ortalaması arasındaki ilişkiye dayanan ve parametre tahmininde yinelemeli prosedürler gerektirmeyen pratik bir yöntemdir (Akdağ ve Güler, 2015). Bu yöntem, karmaşık sayısal işlemler veya kutu bölme (binning) işlemleri gerektirmediğinden uygulanması daha basit bir yaklaşımdır (Kang, Khanjari, You ve Lee, 2021). EPFM, rüzgar hızı değişkenliğinin bir göstergesi olan Enerji Örüntü Faktörü (E_{pf}) parametresine dayanmaktadır. Bu faktör, rüzgar hızı küplerinin ortalamasının, ortalama rüzgar hızının küpüne oranı olarak tanımlanmaktadır (Tiam Kapen, Jeutho Gouajio ve Yemélé, 2020). Yöntemde, Weibull şekil parametresi (k) ve ölçek parametresi (c), E_{pf} değeri kullanılarak aşağıdaki denklemler aracılığıyla hesaplanmaktadır (Akdağ ve Güler, 2015; Chaurasiya, Ahmed ve Warudkar, 2018):

$$E_{pf} = \frac{\overline{v^3}}{(\bar{v})^3} = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^3}{\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i\right)^3} \quad (D.14)$$

$$k = 1 + \frac{3,69}{(E_{pf})^2} \quad (D.15)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (D.16)$$

Burada \bar{v} ortalama rüzgar hızını, $\overline{v^3}$ rüzgar hızı küplerinin ortalamasını, n toplam veri sayısını ve ise Γ Gama fonksiyonunu ifade etmektedir. Enerji örüntü faktörü (E_{pf}), rüzgar rejiminin değişkenliğine bağlı olarak farklılık göstermekte olup, Rayleigh dağılımı için bu değer 1,91 olduğu, daha düzensiz rüzgar rejimlerinde ise bu değer arttığı literatürde belirtilmektedir (Akdağ ve Güler, 2015). Şekil parametresi k , E_{pf} değerinden yarı deneysel formülle elde edildikten sonra, ölçek parametresi standart moment ilişkisi kullanılarak türetilmektedir (Kang ve diğerleri, 2021).

3.1.5. Rüzgar Enerjisi Yoğunlaştırma Metodu

Rüzgar Enerjisi Yoğunlaştırma Metodu (WEIM), rüzgar hızı verilerinin istatistiksel analizinde kullanılan ve rüzgar gücü yoğunluğunun daha hassas bir şekilde tahmin edilmesini amaçlayan alternatif bir parametre tahmin yöntemidir. Bu yöntem, ölçek parametresinin (c) ortalama rüzgar hızı (v) ile orantılı olduğu ($c \propto v$) ve rüzgar enerjisi yoğunlaştırıcısı (WEI) adı verilen bir katsayının tanımlandığı iki temel kabule dayanmaktadır (Sumair ve diğerleri, 2020). WEIM, özellikle ortalama rüzgar gücü ile ortalama rüzgar hızının gücü arasındaki farkı dikkate alarak, rüzgar enerjisi yoğunluğunu optimize etmeyi hedefler. Yöntemde Weibull parametreleri olan şekil (k) ve ölçek (c) faktörleri aşağıdaki ilişkilendirmeler kullanılarak hesaplanmaktadır:

$$WEI = \frac{\frac{1}{2} \rho \overline{v^3}}{\frac{1}{2} \rho (\bar{v})^3} = \frac{\int_0^{\infty} v^3 f(v) dv}{(\bar{v})^3} \quad (D.17)$$

$$c = \bar{v} \frac{\Gamma((1 + 1/k)^3)}{\Gamma(1 + 3/k)} \quad (D.18)$$

$$\ln(c) - \frac{1}{k} \ln(v^k) = 0 \quad (D.19)$$

burada, WEI rüzgar enerjisi yoğunlaştırıcısı (Wind Energy Intensifier), ρ hava yoğunluğunu (kg/m^3), ifade etmektedir.

WEIM yönteminde, k parametresinin hesaplanması genellikle analitik olarak doğrudan mümkün olmadığından, logaritmik dönüşümler ve moment ilişkileri kullanılarak sayısal yöntemlerle (iteratif çözüm) elde edilir. Şekil parametresi belirlendikten sonra, ölçek parametresi c yukarıdaki gama fonksiyonlu eşitlik aracılığıyla türetilmektedir (Sumair ve diğerleri, 2020).

Yapılan karşılaştırmalı çalışmalarda WEIM'in, rüzgar enerjisi yoğunluğu tahminlerinde Maksimum Olabilirlik Metodu (MLM) gibi geleneksel yöntemlere kıyasla daha düşük hata oranlarına sahip olduğu ve gerçek enerji yoğunluğuna en yakın sonuçları ürettiği rapor edilmiştir (Sumair ve diğerleri, 2020).

3.1.6. Justus Moment Metodu

Justus Moment Metodu (JMM), rüzgar verilerinin istatistiksel analizinde kullanılan Moment Metodu'nun (MM) sayısal iterasyon gerektiren karmaşık yapısına alternatif olarak geliştirilmiş ampirik bir yaklaşımdır. Moment Metodu, rüzgar hızı verilerinin ortalaması ve standart sapması ile Weibull dağılımının momentleri arasındaki ilişkiye dayanırken, şekil parametresinin bulunması için yinelemeli işlemler gerektirmektedir. JMM ise bu süreci basitleştirerek, şekil parametresini (k) doğrudan rüzgar hızının değişim katsayısı (coefficient of variation) ile ilişkilendiren analitik bir çözüm sunar (Akdağ ve Güler, 2015). Justus ve Mikhail tarafından önerilen bu yöntem, özellikle rüzgar enerjisi uygulamalarında pratikliği ve kabul edilebilir doğruluk seviyesi nedeniyle yaygın olarak tercih edilmektedir (Chaurasiya ve diğerleri, 2018). Yöntemde Weibull parametreleri aşağıdaki eşitlikler kullanılarak elde edilir:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (D.20)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (D.21)$$

Denklemden yer alan σ , rüzgar hızı verilerinin standart sapmasını ifade etmektedir. Bu yöntemde şekil parametresi k , standart sapmanın ortalama rüzgar hızına oranının (değişim katsayısı) ters kuvveti alınarak, deneysel olarak belirlenmiş “-1,086” katsayısı ile doğrudan hesaplanır (Kang ve diğerleri, 2021). Şekil parametresinin bu ampirik formülle belirlenmesinin ardından, ölçek parametresi c , dağılımın birinci moment eşitliği üzerinden türetilerek elde edilmektedir (Tiam Kapen ve diğerleri, 2020). JMM, iteratif sayısal kök bulma işlemlerine ihtiyaç duymaması sayesinde hesaplama yükünü hafifletirken, rüzgar profili analizlerinde Moment Metodu'na oldukça yakın sonuçlar vermesiyle bilinmektedir (Sumair ve diğerleri, 2020).

3.1.7. Güç Yoğunluğu Metodu

Güç Yoğunluğu Metodu (PD), rüzgar enerjisi potansiyelinin belirlenmesinde rüzgar hız

dağılımının şekil parametresinin (k) tahmin edilmesi için kullanılan ve enerji yoğunluğu tahminindeki hatayı minimize etmeyi amaçlayan bir yaklaşımdır. Bu yöntem, rüzgar hızı verilerinin Enerji Örüntü Faktörü (E_{pf}) ile Weibull dağılımının teorik momentleri arasındaki ilişkiye dayanmaktadır (Akdağ ve Güler, 2015). Yöntemin temel prensibi, Weibull dağılımı kullanılarak hesaplanan güç yoğunluğunun, ölçülen verilerden elde edilen gerçek güç yoğunluğuna eşitlenmesidir. Bu durum, dağılımın üçüncü momentinin (hızın küpünün ortalaması) korunmasını sağlar (Chaurasiya ve diğerleri, 2018). Yöntemde parametreler aşağıdaki eşitlikler aracılığıyla belirlenir:

$$E_{pf} = \frac{\overline{v^3}}{(\bar{v})^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (D.22)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (D.23)$$

Burada E_{pf} , rüzgar hızı küplerinin ortalamasının, ortalama rüzgar hızının küpüne oranı olarak tanımlanan aerodinamik bir parametredir. Literatürde bazı çalışmalarda k parametresi için E_{pf} 'ye bağlı basitleştirilmiş ampirik formüller (örneğin; $k = 1 + 3,69/E_{pf}^2$) önerilmiş olsa da (Kang ve diğerleri, 2021), daha hassas analizlerde yukarıdaki E_{pf} eşitliğinin sayısal yöntemlerle (iteratif olarak) çözülmesi tercih edilmektedir. Bu yöntemde k değeri bulunduktan sonra, ölçek parametresi c , birinci moment ilişkisi üzerinden hesaplanarak rüzgar güç yoğunluğu dağılımı modellenir (Sumair vd., 2020). PD metodu, özellikle rüzgar enerjisi yoğunluğunun doğru tahmin edilmesinin kritik olduğu fizibilite çalışmalarında, basit moment metoduna kıyasla enerjetik parametreleri daha iyi temsil etme yeteneğine sahiptir.

3.1.8. Lysen Metodu

Justus Moment Metodu'nun bir varyasyonu olarak kabul edilen Lysen Metodu (LM), rüzgar hızı verilerinin dağılım parametrelerinin tahmin edilmesinde kullanılan ve özellikle kısıtlı veri setlerinde pratik çözümler sunan ampirik bir yaklaşımdır. Bu yöntem, Justus yönteminde olduğu gibi şekil parametresinin (k) belirlenmesinde rüzgar hızının ortalaması ve standart sapması arasındaki ilişkiye dayanırken, ölçek parametresinin (c) hesaplanmasında farklı bir ampirik düzeltme faktörü kullanmaktadır (Tiam Kapen ve diğerleri, 2020). Yöntem, şekil parametresinin hesaplanmasında Justus'un önerdiği yaklaşımı korurken, ölçek parametresi için Gama fonksiyonunun karmaşık yapısını basitleştiren bir formülasyon önerir (Pérez Londo ve

diğerleri, 2025). Lysen Metodu'nda Weibull parametreleri aşağıdaki eşitlikler aracılığıyla elde edilir:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (\text{D.24})$$

$$c = \bar{v} \left(0,568 + \frac{0,433}{k}\right)^{-1/k} \quad (\text{D.25})$$

Denklemlerde yer alan ifadeler incelendiğinde, şekil parametresi k 'nın hesaplanması, Justus Moment Metodu ile aynı şekilde standart sapma ve ortalama hızın oranına bağlı olarak gerçekleştirilir (Chaurasiya ve diğerleri, 2018). Ölçek parametresi c ise ortalama rüzgar hızı ve hesaplanan k değerini içeren ampirik bir fonksiyonla türetilmektedir. Bu yaklaşım, sayısal integrasyon veya iterasyon gerektirmeden parametrelerin doğrudan hesaplanmasına olanak tanıdığından, hesaplama maliyeti düşük ve uygulanması kolay bir yöntem olarak literatürde yer bulmaktadır (Liu, Xiong, Fu ve Mohamed, 2026). Yapılan karşılaştırmalı çalışmalarda, Lysen Metodu'nun özellikle varyasyon katsayısının belirli aralıklarda olduğu durumlarda (genellikle 0,2 ile 0,4 arası) şekil parametresindeki sapmayı minimize ettiği ve rüzgar potansiyeli tahminlerinde güvenilir sonuçlar verdiği rapor edilmiştir (Cruz-Estudillo ve diğerleri, 2026; Pérez Londo ve diğerleri, 2025).

3.1.9. Moment Metodu

Moment Metodu (MOM), rüzgar hızı verilerinin örneklem momentlerini (ortalama ve varyans), Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonunun teorik momentlerine eşitleyerek parametre tahmini yapan, istatistikte yaygın olarak kullanılan bir yöntemdir. Bu yöntem, örneklemden elde edilen ortalama rüzgar hızı (\bar{v}) ve standart sapmanın (σ), Weibull dağılımının birinci ve ikinci momentlerine karşılık gelen teorik ifadelerle ilişkilendirilmesine dayanır (Tiam Kapen ve diğerleri, 2020). Justus ve Lysen gibi ampirik yöntemlerin aksine, standart Moment Metodu'nda şekil parametresinin (k) belirlenmesi genellikle kapalı formda bir denklemin sayısal yöntemlerle (iteratif olarak) çözülmesini gerektirir (Liu ve diğerleri, 2026). Yöntem, aşağıdaki temel moment eşitliklerini kullanır:

$$\bar{v} = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (\text{D.26})$$

$$\sigma = c \sqrt{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (\text{D.27})$$

Bu iki denklem birleştirildiğinde, ölçek parametresi c elenerek, sadece şekil parametresi k 'ya bağlı olan ve rüzgar verisinin değişim katsayısını (Coefficient of Variation - COV) ifade eden aşağıdaki eşitlik elde edilir (Akdağ ve Güler, 2015; Pérez Londo ve diğerleri, 2025):

$$\frac{\sigma}{\bar{v}} = \sqrt{\frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1} \quad (\text{D.28})$$

Analiz sürecinde, öncelikle yukarıdaki değişim katsayısı eşitliği sayısal kök bulma algoritmaları (örneğin Newton-Raphson veya benzeri optimizasyon yöntemleri) kullanılarak çözülür ve k parametresi belirlenir. Ardından, bulunan k değeri birinci moment denkleminde yerine konularak ölçek parametresi c hesaplanır (Vu ve Tran, 2023). Moment metodu, özellikle teorik dağılım ile gözlemlenen verilerin momentlerinin (ortalama ve varyans) uyumunu garanti altına aldığı için güvenilir bir yöntem olarak kabul edilmekle birlikte, şekil parametresinin hesaplanmasındaki iteratif süreç, basit ampirik yöntemlere göre daha fazla işlem yükü getirebilmektedir.

3.1.10. Mabchour Metodu

Mabchour Metodu (MMAB), rüzgar hızı dağılım parametrelerinin tahmininde kullanılan ve iteratif sayısal işlemler gerektirmeyen ampirik bir yaklaşımdır. Bu yöntem, şekil parametresinin (k) belirlenmesinde doğrudan ortalama rüzgar hızını kullanan spesifik bir korelasyona dayanmaktadır (Tiam Kapen ve diğerleri, 2020). Yöntem, özellikle hesaplama kolaylığı sağlaması ve rüzgar potansiyelinin hızlı bir şekilde değerlendirilmesine olanak tanınması nedeniyle tercih edilmektedir. MMAB yönteminde Weibull parametreleri aşağıdaki eşitlikler kullanılarak elde edilir:

$$k = 1 + [0,438(\bar{v} - 2)]^{0,51} \quad (\text{D.29})$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (\text{D.30})$$

Denklemlerde \bar{v} ortalama rüzgar hızını (m/s) ifade etmektedir. Şekil parametresi k 'nın

hesaplanmasında kullanılan bu ampirik formül, ortalama rüzgar hızının 2 m/s'den büyük olduğu durumlar için geliştirilmiş bir yaklaşım sunmaktadır. Şekil parametresinin belirlenmesinin ardından, ölçek parametresi c , Weibull dağılımının ortalama rüzgar hızı ile olan teorik ilişkisi üzerinden Gama fonksiyonu yardımıyla hesaplanmaktadır (Tiam Kapen ve diğerleri, 2020). Bu yöntem, karmaşık optimizasyon algoritmalarına ihtiyaç duymadan, sadece ortalama rüzgar hızı verisi ile dağılım parametrelerinin kestirimini mümkün kılar.

3.1.11. Alternatif Maksimum Olabilirlik Metodu

Maksimum Olabilirlik Metodu (MLM), parametre tahmininde yüksek doğruluk sağlamasına rağmen, şekil parametresinin (k) hesaplanması sürecinde karmaşık yinelemeli (iteratif) algoritmalar gerektirmektedir. Bu hesaplama yükünü hafifletmek amacıyla geliştirilen Alternatif Maksimum Olabilirlik Metodu (AML), MLM'nin basitleştirilmiş bir varyasyonu olarak literatürde yer almaktadır. Bu yöntem, Weibull parametrelerinin tahmininde yinelemeli prosedürlere ihtiyaç duymadan analitik bir çözüm sunarak işlem karmaşıklığını ortadan kaldırmayı hedefler (Akdağ ve Güler, 2015). AML metodunun temel prensibi, rüzgar hızı verilerinin logaritmik dönüşümü ile Weibull dağılımının özellikleri arasındaki ilişkiyi kullanarak şekil parametresini doğrudan hesaplamaktır. Yöntemde şekil (k) ve ölçek (c) parametreleri aşağıdaki eşitlikler kullanılarak elde edilir (Cruz-Estudillo ve diğerleri, 2026; Liu ve diğerleri, 2026):

$$k = \frac{\pi}{\sqrt{6}} \left[\frac{n(n-1)}{n \sum_{i=1}^n (\ln v_i)^2} \right]^{1/2} \quad (D.31)$$

$$c = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^k \right]^{1/k} \quad (D.32)$$

Burada n toplam veri sayısını, v_i ise i . zaman adımıdaki rüzgar hızını ifade etmektedir. İlk denklem incelendiğinde, şekil parametresi k 'nin, rüzgar hızı verilerinin doğal logaritmlarının standart sapması ile ters orantılı olduğu görülmektedir. Bu yaklaşım, MLM'de kullanılan olabilirlik fonksiyonunun türevlerinin sıfıra eşitlenmesi yerine, dağılımın logaritmik momentlerine dayalı kapalı formda bir çözüm sunar (Tiam Kapen ve diğerleri, 2020). Şekil parametresi belirlendikten sonra, ölçek parametresi c , standart Maksimum Olabilirlik Metodu'nda kullanılan formülün aynısı ile hesaplanır. AML metodu, özellikle büyük veri setlerinde iterasyon gerektirmemesi nedeniyle hesaplama hızı açısından avantaj sağlarken,

MLM'ye yakın sonuçlar üretebilme yeteneği ile bilinmektedir.

3.1.12. Yeni Enerji Örüntü Faktörü Metodu

Geleneksel Enerji Örüntü Faktörü (EPFM) ve Güç Yoğunluğu (PD) metotları, Weibull şekil parametresinin (k) belirli aralıklarında (genellikle $1 \leq k \leq 3$ veya benzeri dar aralıklar) yüksek doğruluk sağlarken, bu aralık dışındaki değerlerde sapmalar gösterebilmektedir. Bu sınırlamayı aşmak amacıyla Akdağ ve Güler (2015) tarafından geliştirilen Yeni Enerji Örüntü Faktörü Metodu (NEPFM), şekil parametresinin 1 ile 15 arasında değiştiği geniş bir aralıkta yüksek doğrulukla tahmin yapabilen gürbüz (robust) bir yaklaşımdır (Akdağ ve Güler, 2015). Yöntem, enerji örüntü faktörü (E_{pf}) ile şekil parametresi arasındaki ilişkiyi karmaşık iteratif işlemler yerine, yüksek dereceli rasyonel polinomlar kullanarak modeller. Bu sayede, şekil parametresi (k) ve ölçek parametresi (c), sayısal çözümlmeye ihtiyaç duyulmadan doğrudan analitik formüllerle hesaplanabilmektedir. NEPFM yönteminde Weibull parametreleri aşağıdaki eşitlikler kullanılarak elde edilir (Akdağ ve Güler, 2015):

$$E_{pf} = \frac{\bar{v}^3}{(\bar{v})^3} \quad (D.33)$$

$$k = \frac{a_4 E_{pf}^4 + a_3 E_{pf}^3 + a_2 E_{pf}^2 + a_1 E_{pf} + a_0}{b_4 E_{pf}^4 + b_3 E_{pf}^3 + b_2 E_{pf}^2 + b_1 E_{pf} + b_0} \quad (D.34)$$

$$c = \bar{v} \left(\frac{k^2 + d_1 k + d_0}{k^2 + c_1 k + c_0} \right) \quad (D.35)$$

Burada E_{pf} , rüzgar hızı küplerinin ortalamasının ortalama rüzgar hızının küpüne oranıdır. Şekil parametresi k 'nin hesabında kullanılan a_i ve b_i katsayıları ile ölçek parametresi c 'nin hesabında kullanılan c_i ve d_i katsayıları, k parametresinin 1 ile 15 aralığındaki değişimi için optimize edilmiş sabitlerdir. Akdağ ve Güler (2015) çalışmasında bu katsayılar; $a_4=0,590396$, $b_4=0,992007$ gibi hassas değerler olarak tanımlanmıştır. Özellikle ölçek parametresi c 'nin hesabında kullanılan rasyonel fonksiyon, standart Gama fonksiyonu yaklaşımına ($\bar{v}/\Gamma(1+1/k)$) alternatif olarak geliştirilmiş ve işlem kolaylığı sağlayan bir yaklaşımdır (Akdağ ve Güler, 2015). Bu yöntem, iterasyon gerektirmemesi ve geniş bir k aralığında kararlı sonuçlar üretmesi nedeniyle, rüzgar enerjisi potansiyelinin hızlı ve hassas bir şekilde belirlenmesinde etkili bir araç olarak literatürde yerini almıştır.

3.1.13. En Küçük Kareler Metodu

En Küçük Kareler Metodu (LSM), rüzgar enerjisi literatüründe sıklıkla Grafik Yöntem (Graphical Method) ile ilişkilendirilen ve Weibull dağılım parametrelerinin tahmininde yaygın olarak kullanılan bir regresyon yaklaşımıdır. Bu yöntemin temel prensibi, Weibull kümülatif dağılım fonksiyonunun (CDF) çift logaritmik dönüşüm uygulanarak doğrusal bir forma dönüştürülmesine ve elde edilen veri noktaları arasına en uygun doğrunun yerleştirilmesine dayanır (Liu ve diğerleri, 2026). Yöntem, rüzgar hızı verilerinin kümülatif olasılıkları ile rüzgar hızları arasındaki ilişkiyi, hataların karelerinin toplamını minimize edecek şekilde modeller (Seguro ve Lambert, 2000). Weibull kümülatif dağılım fonksiyonuna çift doğal logaritma uygulandığında, denklem $y=ax+b$ formunda bir doğru denklemine dönüşür:

$$\ln[-\ln(1 - F(v))] = k \ln v - k \ln c \quad (D.36)$$

Bu denklemde bağımlı değişken $y=\ln[-\ln(1-F(v))]$, bağımsız değişken $x=\ln(v)$ olarak tanımlanır. Doğrunun eğimi şekil parametresini (k), y-eksenini kesim noktası ise $-k\ln(c)$ değerini verir (Jia, 2020). Rüzgar hızı verilerine uygulanan lineer regresyon analizi sonucunda, Weibull şekil parametresi (k) ve ölçek parametresi (c) aşağıdaki analitik ifadelerle hesaplanmaktadır (Chaurasiya ve diğerleri, 2018):

$$k = \frac{n \sum_{i=1}^n (x_i y_i) - (\sum_{i=1}^n y_i)}{n \sum_{i=1}^n x_i^2 - (\sum_{i=1}^n x_i)^2} \quad (D.37)$$

$$c = e^{\left(\frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} - \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{nk} \right)} \quad (D.38)$$

Burada n , rüzgar hızı veri noktalarının sayısını ifade etmektedir. LSM, hesaplama kolaylığı sağlaması ve matematiksel çözümünün basitliği nedeniyle tercih edilmekle birlikte, özellikle rüzgar hızı dağılımının kuyruk kısımlarında sapmalar gösterebildiği belirtilmektedir (Hong, 2013).

3.2. Rayleigh Dağılımı

Rüzgar enerjisi potansiyelinin belirlenmesinde en sık kullanılan dağılım Weibull olsa da daha basitleştirilmiş bir model olan Rayleigh Dağılımı da literatürde yaygın olarak yer almaktadır. Rayleigh Dağılımı, Weibull dağılımının şekil parametresinin (k) 2'ye eşit olduğu ($k=2$) özel bir durumunu ifade eder (Seguro ve Lambert, 2000). Bu dağılım, rüzgar verisinin

dağılımı hakkında detaylı bilginin olmadığı veya sadece ortalama rüzgar hızı verisinin mevcut olduğu durumlarda, rüzgar rejimini modellemek için pratik bir araç olarak kullanılır. Rayleigh modelinde, rüzgar hızı frekans dağılımı sadece tek bir parametreye, yani ölçek parametresine (c) bağlıdır ve bu parametre doğrudan ortalama rüzgar hızı ile ilişkilidir (Kang ve diğerleri, 2021).

Rayleigh dağılımı için olasılık yoğunluk fonksiyonu ve kümülatif dağılım fonksiyonu, Weibull denklemlerinde $k=2$ alınarak türetilir. Bu modelde şekil parametresi sabit kabul edildiğinden ($k=2$), ölçek parametresi (c) aşağıdaki analitik denklem ile hesaplanır (Ben Amar, Elamouri ve Dhifaoui, 2008):

$$k = 2 \quad (D.39)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma(1,5)} = \frac{2\bar{v}}{\sqrt{\pi}} \approx 1,128\bar{v} \quad (D.40)$$

Burada \bar{v} ortalama rüzgar hızını ve $\Gamma(\cdot)$ Gama fonksiyonunu ifade eder. Rayleigh metodu, karmaşık iteratif işlemler gerektirmediği ve sadece ortalama rüzgar hızına dayalı olduğu için hesaplama kolaylığı sağlar. Ancak, şekil parametresinin sabitlenmesi ($k=2$), rüzgar rejiminin değişkenliğinin (standart sapmasının) model tarafından esnek bir şekilde temsil edilmesini engeller. Ancak literatürde yapılan karşılaştırmalı analizler, Rayleigh modelinin Weibull dağılımı ile meteorolojik verilere iyi bir uyum sağladığını ve rüzgar hızı frekans dağılımlarının modellenmesinde yüksek determinasyon katsayıları (R^2) ile güvenilir sonuçlar verebildiğini göstermektedir (Ben Amar ve diğerleri, 2008). Ayrıca, farklı dağılım modellerinin kıyaslandığı çalışmalarda, Rayleigh dağılımının rüzgar profili analizlerinde Weibull ve Genelleştirilmiş Gama gibi daha karmaşık modellerle birlikte değerlendirilmesi gereken temel bir yöntem olduğu belirtilmektedir (Mert ve Karakuş, 2015).

3.3. Gamma Dağılımı

Rüzgar hızı verilerinin istatistiksel modellenmesinde Weibull dağılımına alternatif olarak kullanılan ve esnek yapısıyla dikkat çeken bir diğer model Gamma Dağılımı'dır. Gamma dağılımı, Pearson Tip III dağılım ailesine ait olup, rüzgar hızı gibi sadece pozitif değerler alan ve sağa çarpık (skewed) veri setlerinin temsil edilmesinde başarılı sonuçlar vermektedir (Aljeddani ve Mohammea, 2023; Güçyetmez ve Arıkan Yıldız, 2026). Bu dağılım, özellikle rüzgar hızı frekans dağılımının Weibull formundan sapma gösterdiği veya veri setinin kuyruk özelliklerinin farklılaştığı durumlarda tercih edilmektedir. Gamma dağılımı, şekil parametresi (α

veya k) ve ölçek parametresi (β veya θ) olmak üzere iki temel parametre ile tanımlanır. Rüzgar hızı v için Gamma olasılık yoğunluk fonksiyonu aşağıdaki gibi ifade edilir:

$$f(v) = \frac{v^{\alpha-1} e^{(-v/\beta)}}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} \quad (\text{D.41})$$

Burada v rüzgar hızını, α şekil parametresini, β ölçek parametresini ve $\Gamma(\cdot)$ ise Gama fonksiyonunu temsil etmektedir. Parametrelerin tahmini için literatürde Maksimum Olabilirlik ve Momentler Yöntemi sıklıkla kullanılmaktadır. Momentler Yöntemi kullanıldığında, dağılımın teorik momentleri (ortalama ve varyans), örneklemeden elde edilen istatistiklere eşitlenerek parametreler analitik olarak elde edilir. Bu yaklaşıma göre, şekil parametresi α ve ölçek parametresi β , ortalama rüzgar hızı (\bar{v}) ve varyans (σ^2) kullanılarak aşağıdaki denklemlerle hesaplanmaktadır (Güçyetmez ve Arıkan Yıldız, 2026):

$$\alpha = \left(\frac{\bar{v}}{\sigma}\right)^2 \quad (\text{D.42})$$

$$\beta = \frac{\sigma^2}{\bar{v}} \quad (\text{D.43})$$

Bu dağılımın rüzgar enerjisi potansiyelini belirlemedeki başarısı, özellikle rüzgar rejimi değişkenliğinin yüksek olduğu bölgelerde yapılan karşılaştırmalı analizlerde ortaya konmuştur. Bazı çalışmalarda, Gamma dağılımının Weibull dağılımı kadar yaygın kullanılsa da, rüzgar profili analizlerinde Genelleştirilmiş Gamma gibi türevleriyle birlikte değerlendirildiğinde, rüzgar hız dağılımının modellenmesinde güçlü bir alternatif olduğu vurgulanmaktadır (Mert ve Karakuş, 2015). Gamma dağılımı, veri setinin istatistiksel özelliklerine bağlı olarak, özellikle belirli rüzgar hızı aralıklarında Weibull dağılımından daha iyi uyum performansı gösterebilmektedir.

3.4. Burr Dağılımı

Rüzgar enerjisi literatüründe en sık kullanılan Weibull dağılımı, genellikle rüzgar verilerini modellemede başarılı olsa da, özellikle dağılımın kuyruk kısımlarında (çok yüksek veya çok düşük rüzgar hızlarında) ve çok modlu (multimodal) karakteristik gösteren verilerde yetersiz kalabilmektedir. Bu sınırlamaları aşmak amacıyla, Weibull dağılımına kıyasla daha esnek bir yapıya sahip olan ve üç parametre ile tanımlanan Burr Tip XII dağılımı (kısaca Burr dağılımı) alternatif bir model olarak kullanılmaktadır (Clarindo ve Guedes Soares, 2024; Liu,

Xiong ve Suganthan, 2025). Burr dağılımı, şekil ve ölçek parametrelerinin yanı sıra ek bir şekil parametresi daha içerdiğinden, rüzgar hızı verilerindeki çarpıklık ve basıklık özelliklerini modellemede Weibull dağılımından daha geniş bir kapsama alanına sahiptir (Mert ve Karakuş, 2015).

Burr Tip XII dağılımının olasılık yoğunluk fonksiyonu (PDF), rüzgar hızı v ($v>0$) için aşağıdaki gibi tanımlanır (Clarindo ve Guedes Soares, 2024; Liu ve diğerleri, 2025):

$$f(v) = \frac{kc}{\alpha} \left(\frac{v}{\alpha}\right)^{c-1} \left[1 + \left(\frac{v}{\alpha}\right)^c\right]^{-k-1} \quad (D.44)$$

burada α ölçek parametresini (m/s), c ve k dağılımın eğimini ve kuyruk yapısını kontrol eden boyutsuz şekil parametrelerini ifade etmektedir.

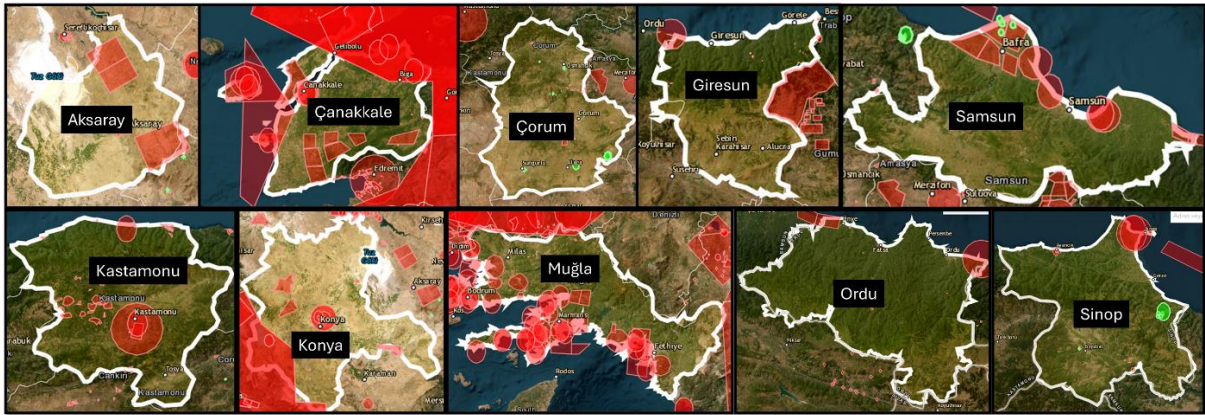
Literatürde bu dağılımın parametreleri farklı sembollerle gösterilebilmektedir. Örneğin, Clarindo ve Guedes Soares (2024) çalışmasında denklemdeki c parametresi β ile, k parametresi ise γ ile sembolize edilmiştir (Clarindo ve Guedes Soares, 2024). Ancak matematiksel yapı ve parametrelerin fiziksel anlamı, bu çalışmada kullanılan formülasyon ile birebir aynıdır.

Burr dağılımının parametrelerinin (k, c, α) tahmini için bu çalışmada, literatürde en güvenilir yöntem olarak kabul edilen Maksimum Olabilirlik Yöntemi (Maximum Likelihood Estimation - MLE) kullanılmıştır. MLE yöntemi, gözlemlenen rüzgar verilerinin olabilirlik fonksiyonunu maksimize eden parametre setini bulmayı amaçlar. Burr dağılımı için log-olabilirlik fonksiyonunun türevleri analitik olarak doğrudan çözülemediğinden, parametreler sayısal optimizasyon algoritmaları kullanılarak iteratif bir süreçle hesaplanır (Mert ve Karakuş, 2015). Yapılan güncel çalışmalarda, Burr Tip XII dağılımının özellikle rüzgar hızı histogramının tepe noktalarını (peak density) ve yüksek hızlardaki kuyruk bölgelerini modellemede Weibull dağılımına göre daha hassas sonuçlar verebildiği rapor edilmiştir. Örneğin, okyanus mühendisliği alanındaki uygulamalarda Burr modelinin, bazı veri setlerinde Weibull modeline kıyasla daha düşük hata oranlarına sahip olduğu ve rüzgar rejimini yüksek doğrulukla temsil ettiği görülmüştür (Clarindo ve Guedes Soares, 2024).

3.5. Rüzgar Kaynağı Değerlendirmesi ve Saha Seçim Kriterleri

HRE sistemlerinin enerji üretim potansiyelinin doğru tahmin edilmesi, atmosferik sınır tabakasının üst katmanlarındaki rüzgar profilinin modellenmesine bağlıdır. Bu çalışmada, atmosferik verilerin temini için NASA POWER (Prediction of Worldwide Energy Resources) LaRC (Langley Research Center) veri tabanı kullanılmıştır. HRE teknolojisinin konvansiyonel türbinlere göre en büyük avantajı olan yüksek irtifalara erişim kabiliyetini analiz etmek amacıyla,

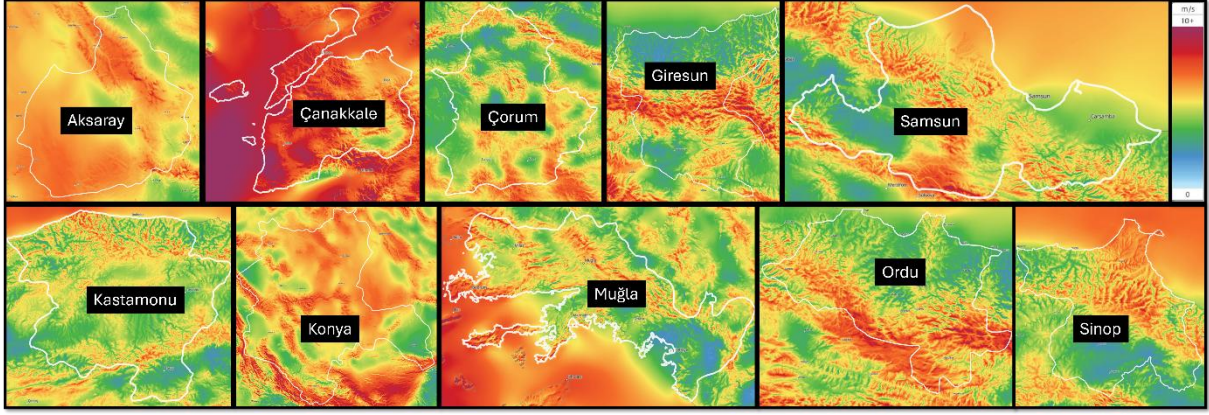
çalışmada 200 metre, 400 metre ve 600 metre yüksekliklerindeki rüzgar hızı verileri temel alınmıştır. Bu üç spesifik irtifa kademesinin seçilmesinin temel bilimsel nedeni; 200 metrenin geleneksel rüzgar türbinlerinin yapısal sınırlarını aşıp HRE sistemlerinin operasyonel avantajının başladığı alt limiti, 600 metrenin ise güncel sistem tasarımları için optimum teknolojik üst sınırı temsil etmesidir (Fechner ve Schmehl, 2018). Literatürdeki araştırmalar, 600 metrenin üzerindeki 800 veya 1000 metre gibi daha ekstrem irtifalara çıkıldığında rüzgar hızı artışının durağanlaştığını ve uzayan halatın (tether) yarattığı aerodinamik sürtünme ile kütleli ağırlığın yüksek irtifadan elde edilecek enerji kazanımlarını sönmlediğini kanıtlamaktadır (Archer, 2014; Argatov ve Silvennoinen, 2014). Enerji potansiyeli değerlendirmesinin birbirini tekrar eden çoklu yükseklikler yerine 200, 400 ve 600 metre olmak üzere üç ana irtifa ile yapılandırılması ise; hava araçlarının güç üretimi sırasındaki pompalama (pumping) döngüsünün taradığı dikey rüzgar kesme (wind shear) profilini 'alt, orta ve üst' uçuş matrisleri şeklinde istatistiksel bir çakışma yaratmadan eksiksiz bir biçimde temsil etmeyi sağlamıştır. Bu verilerin işlenmesi ve HRE sisteminin güç eğrisi ile eşleştirilmesi sonucunda, her bir lokasyon için spesifik kapasite faktörleri hesaplanmış ve bu değerler ilerleyen aşamalarda tekno-ekonomik analizin temel girdisi olarak kullanılmıştır.



Şekil 3.3 SHGM'den alınan uçuşa izinli bölge haritası (kırmızı uygun değil)

Analizler için Türkiye genelinde farklı coğrafi özelliklere sahip 10 pilot il belirlenmiştir: Aksaray, Çanakkale, Çorum, Giresun, Kastamonu, Konya, Muğla, Ordu, Samsun ve Sinop. Bu illerin seçiminde sadece rüzgar hızı potansiyeli değil, aynı zamanda yasal ve operasyonel kısıtlamalar da belirleyici olmuştur. Sivil Havacılık Genel Müdürlüğü (SHGM) tarafından yayınlanan uçuşa yasak ve kısıtlı bölgeler haritaları kriter alınarak, HRE sistemlerinin uçuş güvenliğini tehlikeye atmayacağı "uçuşa yasaklı olmayan" koridorlara sahip bölgeler tercih edilmiştir (Şekil 3.3). Şayet SHGM kısıtlamaları olmasaydı, Türkiye rüzgar atlasına göre çok daha yüksek rüzgar potansiyeline sahip bölgelerin seçilmesi mümkün olabilmesine karşın bu çalışma, teorik maksimumu değil, uygulanabilir gerçekliği modellemeyi hedeflediğinden, rüzgar

hızı ve hava sahası uygunluğu optimizasyonu ile bu 10 il üzerinde analizler gerçekleştirilmiştir.



Şekil 3.4 Çalışılan illere ait 150m yükseklikte rüzgar hız haritası (Davis ve diğerleri, 2023)

Belirtilen illere ait rüzgar hızları Şekil 3.4 ile gösterilmiştir. İller arasında, beklenildiği üzere kıyı bölgelerinde daha yüksek (>10 m/s) rüzgar hızları ölçülürken, iç bölgelerdeki illerde bu rüzgar hızları çoğunlukla belirli yüksekliğe sahip noktalarda görülmektedir.



Şekil 3.5 Çalışmada kullanılan illerin haritada görünümü

Gerçekleştirilen çalışmada veri setlerinden faydalanan illerin harita üzerinde gösterimi, Şekil 3.5 ile verilmiştir. 1 Ocak 2021 – 31 Aralık 2024 arasında, yaklaşık 35000 saatlik rüzgar hızı verileri, seçilen 10 şehir için temin edilmiş ve işlenmiştir.

3.5.1. Dikey Rüzgar Profiline Modellenmesi ve NASA Metodolojisi

Rüzgar hızının yükseklikle değişimi, HRE sistemlerinin performansını doğrudan etkileyen en kritik parametredir. NASA POWER veri tabanı, belirli bir referans yüksekliğindeki (genellikle 10 metre veya 50 metre) rüzgar verilerini daha yüksek irtifalara tahmin etmek için literatürde yaygın olarak kabul gören ve "Power Law" (Üs Yasası) olarak bilinen yöntemi kullanmaktadır. Bu yöntem, yüzey pürüzlülüğünün ve atmosferik kararlılığın rüzgar profili

üzerindeki etkisini matematiksel olarak ifade eder (Joshi, Von Terzi ve Schmehl, 2025). NASA metodolojisine uygun olarak, bu çalışmada da referans yükseklikteki rüzgar hızından hedef yükseklikteki (200m, 400m, 600m) hızı elde etmek için aşağıdaki eşitlik kullanılmıştır:

$$v = v_{ref} \left(\frac{h}{h_{ref}} \right)^\alpha \quad (D.45)$$

Bu denklemde v , hedeflenen h yüksekliğindeki rüzgar hızını; v_{ref} , referans yükseklikteki (h_{ref}) bilinen rüzgar hızını ve α ise rüzgar kesme katsayısını (wind shear exponent) temsil etmektedir (Jung ve Schindler, 2021). Rüzgar kesme katsayısı (α), arazinin topografik yapısına, bitki örtüsüne ve yapılaşma yoğunluğuna göre her şehir için özel olarak belirlenmiştir.

Tablo 3.2 Çalışmada kullanılan illerin arazi karakteristiği ve rüzgar kesme katsayıları (α)

İl	Arazi Karakteristiği ve Gerekçe	Rüzgar Kesme Katsayısı (α)
Aksaray	Düz, açık İç Anadolu platosu; minimum topografik engel.	0,14
Çanakkale	Kıyı şeridi ve boğaz etkisi; düşük pürüzlülük ve açık rüzgar koridoru.	0,12
Çorum	Karma arazi yapısı; geçiş iklimi, tarım arazileri ve dağınık ağaçlıklar.	0,17
Giresun	Kıydan hemen yükselen dağlar ve engebeli yapı.	0,20
Kastamonu	Yoğun orman örtüsü ve dağlık topografya; yüksek yüzey sürtünmesi.	0,19
Konya	Geniş ve düz ova yapısı (Bozkır); düşük yüzey sürtünmesi.	0,13
Muğla	Dağlık kıyı yapısı ve karma pürüzlülük; yer yer ormanlık alanlar.	0,18
Ordu	Dik topografya ve kıyı şeridindeki karmaşık yüzey yapısı.	0,21
Samsun	Kıyı şeridi ve nispeten düz iç kesim (Bafra/Çarşamba ovaları).	0,15
Sinop	Yarımada yapısı ve açık deniz etkisi; rüzgarın deniz üzerinden engelsiz gelmesi.	0,13

Bu tez çalışmasında, analiz edilen illerin coğrafi karakteristikleri dikkate alınarak her biri için farklı yüzey pürüzlülüğü ve rüzgar kesme katsayıları (α) tanımlanmıştır. İç Anadolu'nun geniş ve düz ovalarına sahip Konya ve Aksaray ile deniz etkisine açık Sinop için düşük

pürüzlülüğü temsil eden $\alpha=0,13$ ve $\alpha=0,14$ değerleri kullanılırken; boğaz etkisi ve kıyı şeridi özellikleriyle Çanakkale için $\alpha=0,12$ değeri esas alınmıştır. Topografik yapının daha karmaşık olduğu iç bölgelerden Çorum için $\alpha=0,17$, Kastamonu için $\alpha=0,19$ ve Muğla için $\alpha=0,18$ değerleri kullanılmıştır. Karadeniz'in engebeli ve ormanlık yapısına sahip Giresun ve Ordu illerinde ise rüzgarın yükseklikle değişiminin daha belirgin olduğu kabul edilerek sırasıyla $\alpha=0,20$ ve $\alpha=0,21$ katsayıları; Samsun için ise $\alpha=0,15$ değeri kullanılarak rüzgar profili modellenmesi gerçekleştirilmiştir. Veriler Tablo 3.2 ile ifade edilmiştir. Bu özelleştirilmiş katsayılar sayesinde, uydu verileri yerel coğrafi koşullara göre düzeltilmiş ve HRE sistemlerinin çalışacağı irtifalardaki enerji potansiyeli daha gerçekçi bir zemine oturtulmuştur.

Tabloda görüldüğü üzere, rüzgarın deniz üzerinden veya düz ovalardan estiği Çanakkale, Sinop ve Konya gibi illerde daha düşük α değerleri kullanılarak rüzgar hızının yükseklikle artışının daha stabil olduğu varsayılmış; Ordu ve Giresun gibi topografik engellerin yoğun olduğu bölgelerde ise yüksek α değerleri ile rüzgar profilindeki keskin değişimler modellenmiştir. Bu katsayılar, NASA'dan alınan 50 metre yükseklikteki rüzgar verileri baz alınarak D.45'de (Power Law) yerine konularak 200, 400 ve 600 metre irtifalarındaki rüzgar hızları hesaplanmıştır.

3.6. Rüzgar Verisi Analizi ve İstatistiksel Değerlendirme Metodolojisi

Atmosferik modelleme ve reanaliz yöntemleriyle elde edilen 50 metre yükseklikteki rüzgar verileri, her bir il için özelleştirilmiş rüzgar kesme katsayıları (α) kullanılarak 200 metre, 400 metre ve 600 metre irtifalarına taşınmıştır. Elde edilen bu ham rüzgar verilerinin enerji üretim potansiyelini doğru bir şekilde yansıtabilmesi için, verilerin istatistiksel bir dağılım modeline oturtulması gerekmektedir. Literatürde rüzgar hızı dağılımını modellemek için en yaygın kullanılan yöntem Weibull dağılımı olmakla birlikte, Rayleigh, Gamma ve Burr dağılımları da sıklıkla karşılaştırma amaçlı kullanılmaktadır. Bu çalışmada, rüzgar karakteristiğinin en doğru şekilde temsil edilmesini sağlamak amacıyla, Weibull dağılımı parametrelerini (şekil parametresi k ve ölçek parametresi c) tahmin etmek için literatürde yer alan 13 farklı sayısal yöntem kullanılmıştır. Ayrıca karşılaştırma grubuna Rayleigh, Gamma ve Burr dağılımları da dahil edilerek toplamda 16 farklı istatistiksel yaklaşım analiz edilmiştir.

3.6.1. İstatistiksel Hata Performans Analizi ve En Uygun Modelin Belirlenmesi

Her bir şehir ve yükseklik seviyesi için hesaplanan parametreler kullanılarak oluşturulan teorik olasılık yoğunluk fonksiyonları (PDF) ile ölçülen gerçek rüzgar verilerinin frekans dağılımları karşılaştırılmıştır. Modellerin başarısını nicel olarak değerlendirmek ve sıralamak amacıyla dört temel istatistiksel hata metriği kullanılmıştır: R-kare (R^2), Kök Ortalama Kare

Hatası ($RMSE$), Ki-kare (χ^2) ve Rüzgar Enerjisi Hatası (WEE).

Kök Ortalama Kare Hatası ($RMSE$): Tahmin edilen olasılık dağılımı ile gözlemlenen gerçek rüzgar verileri arasındaki sapmaların büyüklüğünü gösteren bu metrik, modelin uygunluğunu belirlemede yaygın olarak kullanılır ve sıfıra yakın değerler yüksek başarıyı işaret eder. $RMSE$ değeri aşağıdaki formül ile hesaplanmıştır (Aygün ve Köse, 2025):

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2} \quad (D.46)$$

Burada y_i i . aralıktaki gözlemlenen frekans değerini, x_i ise Weibull (veya diğer) dağılımından tahmin edilen frekans değerini, N ise veri noktası sayısını temsil eder.

Determinasyon Katsayısı (R^2): Modelin veriyi ne kadar iyi açıkladığını gösteren ve 0 ile 1 arasında değer alan bir metriktir. 1'e yakın değerler, modelin gözlemlenen verilerle yüksek korelasyon gösterdiğini ifade eder ve aşağıdaki eşitlikle bulunur (Liu ve diğerleri, 2025).

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2}{\sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2} \quad (D.47)$$

Burada \bar{y} , gözlemlenen frekans değerlerinin aritmetik ortalamasını temsil eder.

Ki-Kare Testi (χ^2): Gözlenen frekanslar ile teorik dağılımdan beklenen frekanslar arasındaki uyumu test etmek için kullanılan kritik bir metriktir. Özellikle rüzgar hızı dağılımının genel karakteristiğinin (kuyruk ve tepe noktaları) modele uygunluğunu belirlemede etkilidir. Düşük χ^2 değerleri, gözlemlenen ve tahmin edilen dağılımlar arasındaki farkın az olduğunu işaret eder. Hesaplama, literatürdeki standart yaklaşıma uygun olarak aşağıdaki formülle gerçekleştirilmiştir (Kang ve diğerleri, 2021):

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^N \frac{(y_i - \hat{y}_i)^2}{\hat{y}_i} \quad (D.48)$$

Bu denklemde y_i gözlemlenen (gerçek) frekans değerini, \hat{y}_i ise modelden elde edilen beklenen (tahmin) frekans değerini temsil eder. Formülde paydanın \hat{y}_i (beklenen değer) olması, sapmaların beklenen değere göre normalize edilmesini sağlar.

Rüzgar Enerjisi Hatası (WEE): Modelin sadece rüzgar hızını değil, rüzgar enerjisi yoğunluğunu ne kadar doğru tahmin ettiğini ölçen kritik bir metriktir. Rüzgar gücü, rüzgar

hızının küpü ile orantılı olduğundan, hız dağılımındaki küçük hatalar enerji hesabında büyük sapmalara neden olabilir. WEE, aşağıdaki formül ile hesaplanmıştır (Sumair ve diğerleri, 2020):

$$WEE = \left[\frac{WPD_{model} - WPD_{aktüel}}{WPD_{aktüel}} \right] \quad (D.49)$$

Bu denklemde WPD_{model} , istatistiksel dağılım kullanılarak hesaplanan rüzgar güç yoğunluğunu; $WPD_{aktüel}$ ise ölçülen ham verilerden hesaplanan gerçek rüzgar güç yoğunluğunu temsil etmektedir.

Literatürde, dağılım modellerinin uygunluğunu (goodness-of-fit) değerlendirmek için çok çeşitli hata metrikleri bulunmasına rağmen, tek bir hata metriğine (örneğin sadece RMSE'ye) dayalı olarak model seçimi yapmanın yanıltıcı ve eksik sonuçlar doğurabileceği vurgulanmaktadır (Liu ve diğerleri, 2025). Tek bir göstergenin getirebileceği şansa bağlı başarıları ortadan kaldırmak, analiz güvenilirliğini artırmak ve modeli çok boyutlu bir teste tabi tutmak amacıyla bu çalışmada özel olarak seçilmiş 4 farklı performans metriği kullanılmıştır.

4 adet hata performans kriterinin belirlenmesinin ve tam olarak RMSE, R^2 , χ^2 ve WEE metriklerinin seçilmesinin altında yatan istatistiksel ve mühendislik gerekçeleri şunlardır:

RMSE, tahmin edilen olasılık yoğunluk fonksiyonu ile gerçek rüzgar verisi arasındaki genel sapma miktarını ölçerken, R^2 bu iki veri seti arasındaki doğrusal ilişkinin gücünü ve eğri uyumunu gösterir. Her iki metrik, istatistiksel modellemenin temel taşlarıdır. RMSE'nin sıfıra, R^2 'nin ise 1'e yaklaşması, modelin rüzgar rejimini şekilsel olarak iyi kavradığını ifade eder (Mert ve Karakuş, 2015). Ancak bu iki metrik, verinin genel dağılımına odaklandığı için uç noktadaki (ekstrem rüzgarlar) veya spesifik sınıflardaki (bin) sapmaları gözden kaçırabilir.

RMSE ve R^2 'nin genel eğri uyumundaki başarısını doğrulamak için χ^2 istatistiksel hipotez testi modele dahil edilmiştir. χ^2 testi, rüzgar hızlarının ayrıklaştırıldığı her bir hız sınıfında (bin), gözlemlenen frekans ile beklenen (tahmin edilen) frekans arasındaki farkın karesini alarak ölçüm yapar. Bu sayede, modelin rüzgar verisinin sadece gövdesini değil, aynı zamanda belirli hız aralıklarındaki frekans hassasiyetini de ne kadar iyi yakaladığı tespit edilir.

Rüzgar enerjisi sistemlerinde (HRE veya geleneksel), rüzgar gücü rüzgar hızının küpü (v^3) ile orantılıdır. Bu fiziksel gerçeklik, istatistiksel olarak çok başarılı görünen (RMSE'si düşük, R^2 'si yüksek) bir modelin, özellikle yüksek rüzgar hızı sınıflarında yapacağı ufak bir tahmin hatasının, üretilecek enerji miktarında devasa sapmalara yol açabileceği anlamına gelir. Bu nedenle sadece istatistiksel uyumu (PDF uyumu) ölçmek yetersizdir. WEE, gerçek ölçümlerden elde edilen Rüzgar Enerji Yoğunluğu (WED) ile modellerin tahmini üzerinden hesaplanan WED

arasındaki farkı yüzdesel olarak ortaya koyar (Sumair ve diğerleri, 2020). WEE parametresinin eklenmesiyle analiz, salt bir matematiksel eğri uydurma problemi olmaktan çıkıp, TEA ve YDD aşamalarına doğru ve güvenilir girdi sağlayacak gerçek bir "Mühendislik Enerji Tahmini"ne dönüşmüştür.

Özetle; R^2 modelin şeklini, RMSE modelin genel hatasını, χ^2 modelin sınıf hassasiyetini denetlerken; WEE metriği bu istatistiksel verilerin gerçekte ne kadar "kullanılabilir enerjiye" dönüştüğünü kanıtlamaktadır.

3.7. İstatistiksel Dağılım Modelleri Üzerinden Rüzgar Güç ve Enerji Yoğunluğunun Hesabı

Rüzgar enerjisi potansiyelinin değerlendirilmesinde temel göstergelerden biri Rüzgar Güç Yoğunluğudur (WPD - Wind Power Density). Birim kesit alandan geçen rüzgarın kinetik enerjisini ifade eden güç yoğunluğu, rüzgar hızının küpü ile orantılı olduğundan, rüzgar hızının frekans dağılımını temsil eden Olasılık Yoğunluk Fonksiyonunun ($f(v)$) doğru modellenmesi büyük önem taşır.

Literatürde, Weibull veya Rayleigh gibi iki parametrelili standart dağılımların WED değerleri genellikle Gamma (Γ) fonksiyonu içeren analitik kapalı form (closed-form) denklemler kullanılarak hesaplanmaktadır. Ancak bu çalışmada; standart Weibull tabanlı 13 farklı parametre tahmin yönteminin yanı sıra, standart dışı olasılık yoğunluk fonksiyonlarına sahip Burr ve Gamma dağılımları da analize dahil edilmiştir (Mert ve Karakuş, 2015).

Burr ve Gamma gibi karmaşık yapıdaki dağılımların, rüzgar hızının beklenen değerini temsil eden 3. momentlerinin ($E[v^3]$) kapalı formda analitik olarak çözülmesi, matematiksel kısıtlar yaratmakta ve farklı PDF (Olasılık Yoğunluk Fonksiyonu) modellerinin birbiriyle adil bir şekilde karşılaştırılmasını zorlaştırmaktadır (Mert ve Karakuş, 2015).

Bu metodolojik zorluğu aşmak ve tüm dağılım modellerini (toplam 16 metot) eşit bir matematiksel düzlemde karşılaştırabilmek amacıyla, bu çalışmada MATLAB ortamında geliştirilen algoritma ile "Sayısal İntegrasyon (Numerical Integration / Discrete Summation)" yöntemi kullanılmıştır.

Herhangi bir sürekli olasılık dağılımı için teorik rüzgar güç yoğunluğunun genel integral denklemi aşağıdaki gibidir (Mert ve Karakuş, 2015):

$$WPD = \frac{1}{2} \rho \int_0^{\infty} v^3 f(v) dv \quad (D.50)$$

Bu çalışmada, özellikle Burr ve Gamma gibi kompleks olasılık yoğunluk fonksiyonlarının ($f(v)$) kübik rüzgar hızı (v^3) ile çarpımından doğan bu integral, analitik kısıtlamalara maruz kalmamak adına bilgisayar destekli adaptif sayısal entegrasyon (adaptive quadrature) algoritmaları kullanılarak sınırları arasında doğrudan çözülmüştür. Bu sayede her bir dağılım modelinin ürettiği eğrinin altında kalan net güç alanı, yuvarlama veya sınıflandırma (binning) hataları olmaksızın elde edilmiştir.

Elde edilen Rüzgar Güç Yoğunluğu (W/m^2) değeri, çalışılan zaman periyodu (T , yıllık bazda 8760 saat) ile çarpılarak bölgelerin ve ilgili modellerin rüzgar enerji yoğunluğu (WED , $kWh/m^2/yıl$) değerlerine ulaşılmıştır:

$$WED = WPD \times T \quad (D.51)$$

Bu yaklaşım, geleneksel literatürde sıklıkla kullanılan ve sadece Weibull dağılımı için geçerli olan $WED = \left[\frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \right] T$ formülünün sınırlarını ortadan kaldırmıştır. Modelin ayrıklaştırılmış (binned) veriler üzerinden sayısal olarak çözülmesi, özellikle rüzgarın ekstrem uç değerlerini (tail distributions) yakalamada Burr ve Gamma dağılımlarının performanslarının yüksek doğrulukla ve sistem yaklaşımıyla analiz edilmesine olanak tanımıştır

3.8. Kapasite Faktörü (CF) ve Yıllık Enerji Üretimi (AEP) Hesabı

Tekno-ekonomik analizin önemli bir girdisi olan CF, HRE sisteminin belirli bir zaman diliminde ürettiği enerjinin, sistemin tam kapasitede kesintisiz çalışması durumunda üreteceği teorik maksimum enerjiye oranını ifade eder. Bu çalışmada CF hesabı, sadece ortalama rüzgar hızına dayalı statik bir yaklaşım yerine, her bir lokasyon için belirlenen en uygun olasılık yoğunluk fonksiyonu ($f(v)$) ve HRE sistemine özgü güç eğrisi ($P(v)$) kullanılarak dinamik bir metodoloji ile gerçekleştirilmiştir.

Sistemin enerji üretim karakteristiğini belirleyen güç eğrisi ($P(v)$), rüzgar hızına bağlı olarak üç temel bölgeye ayrılır:

1. Devreye Girme Hızı (v_{in}): Sistemin enerji üretmeye başladığı minimum rüzgar hızıdır (Genellikle 3-4 m/s).

2. Nominal Güç Bölgesi: Sistemin tasarlandığı maksimum güç çıkışına ulaştığı hız aralığıdır.

3. Devreden Çıkma Hızı (v_{out}): Rüzgar hızının sistem güvenliğini tehdit edecek seviyeye ulaştığı ve üretimin durdurularak sistemin koruma moduna alındığı üst sınırdır. HRE sistemleri üzerine yapılan güncel çalışmalarda ve optimizasyon modellerinde bu hız değeri genellikle 25

m/s olarak kabul edilmektedir (Malz, Walter, Göransson ve Gros, 2022).

AEP, rüzgar hızı olasılık dağılımı ile sistemin güç eğrisinin entegrasyonu (veya ayrık veriler için toplamı) alınarak aşağıdaki gibi hesaplanmıştır (El Kihel ve El Kadri Elyamani, 2025):

$$AEP = T \int_{v_{in}}^{v_{out}} P(v) \cdot f(v) dv \quad (D.52)$$

Bu denklemde T , bir yıldaki toplam saat sayısını (8760 saat); v_{in} , sistemin enerji üretimine başladığı devreye girme rüzgar hızını; v_{out} , sistemin güvenli modda durduğu devreden çıkma rüzgar hızını; $P(v)$, v rüzgar hızındaki anlık güç çıktısını ve $f(v)$ ise o rüzgar hızının görülme olasılığını ifade eder. Böylelikle seçilen bölgelerin AEP değerleri, istatistiksel dağılım modellerinin (Weibull, Gamma vb.) ürettiği olasılık yoğunluk fonksiyonları ($f(v)$) ile varsayımsal HRE sisteminin güç eğrisinin ($P(v)$) birleştirilmesiyle elde edilmiştir.

Sistemin verimliliğini ve sahanın ekonomik potansiyelini özetleyen CF ise, hesaplanan yıllık enerji üretiminin, sistemin yıl boyunca sürekli tam kapasitede çalışması durumunda üreteceği maksimum enerjiye oranıdır. Bu çalışmada kullanılan CF formülü aşağıdaki eşitlikle ifade edilmiştir (Mert ve Karakuş, 2015):

$$CF = \frac{AEP}{P_r \cdot T} \quad (D.53)$$

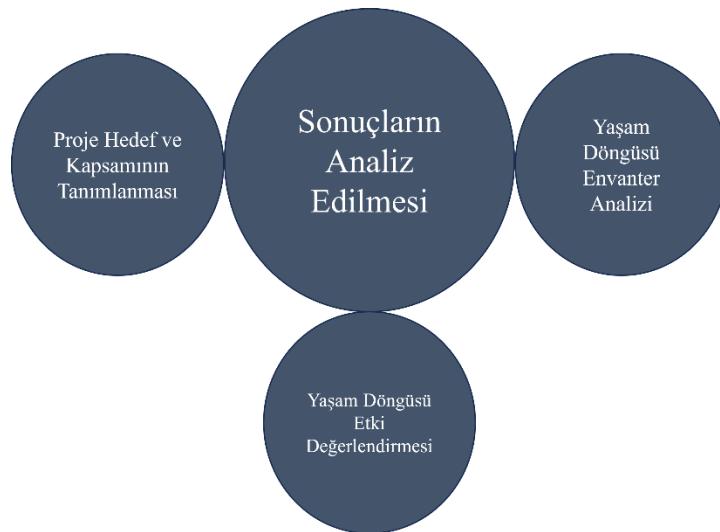
Burada AEP hesaplanan yıllık enerji üretimini (Wh veya kWh), P_r sistemin nominal gücünü ve T zaman periyodunu (yıl için 8760 saat) ifade eder. Bu yöntemle her bir şehir ve irtifa (200m, 400m, 600m) için ayrı ayrı hesaplanan CF değerleri, SEM'nin ve yatırım geri dönüş sürelerinin hesaplanmasında temel girdi olarak kullanılmıştır.

4. YAŞAM DÖNGÜSÜ DEĞERLENDİRMESİ (YDD)

4.1. YDD'nin Tanımı, Amacı ve Standartlar

Sürdürülebilir kalkınma hedeflerine ulaşma yolunda, ürün ve hizmetlerin çevresel etkilerinin sadece kullanım aşamasıyla sınırlı kalmayıp, tüm yaşam süreçleri boyunca ele alınması gerekliliği ortaya çıkmıştır. YDD, bir ürünün, prosesin veya faaliyetin hammadde eldesinden başlayarak üretim, kullanım ve bertaraf aşamalarına kadar olan "beşikten mezara" (cradle-to-grave) tüm süreçlerindeki çevresel etkilerini nicel olarak analiz eden bütüncül bir metodolojidir (Curran, 2013). Bu yöntem, bir ürünün yaşam döngüsünün herhangi bir aşamasında yapılan bir iyileştirmenin, başka bir aşamada veya farklı bir etki kategorisinde beklenmedik çevresel problemlere yol açıp açmadığını (problem shifting) tespit etmek ve karar vericilere şeffaf, bilimsel verilere dayalı bir yol haritası sunmak için kritik bir araçtır (Godskesen, Meron ve Rygaard, 2017).

YDD çalışmaları, uluslararası geçerliliği ve tutarlılığı sağlamak amacıyla ISO 14040 (Prensip ve Çerçeve) ve ISO 14044 (Gereklilikler ve Kılavuzlar) standartlarına dayandırılmaktadır. Bu standartlar, bir YDD çalışmasının dört temel aşamadan oluştuğunu tanımlar: Amaç ve kapsamın belirlenmesi, yaşam döngüsü envanter analizi (LCI), yaşam döngüsü etki değerlendirmesi (LCIA) ve yorumlama (Küçükkaraca ve Barutcu, 2022). Analiz sürecinde, sistemin enerji ve malzeme akışları, "Fonksiyonel Birim" olarak adlandırılan ortak bir referans noktasına (örneğin; şebekeye iletilen 1 kWh elektrik) göre normalize edilerek, farklı sistemlerin çevresel performanslarının objektif bir şekilde karşılaştırılmasına olanak sağlar (Godskesen ve diğerleri, 2017).



Şekil 4.1 Yaşam döngüsü değerlendirme aşamaları

YDD, birbiriyle bağlantılı dört aşamadan oluşmaktadır (Şekil 4.1). Öncelikle Proje Hedef

ve Kapsamının Tanımlanması; ilk planlama aşamasında, Türkiye'deki HRE sistemlerini değerlendirmek için amaç, sistem sınırları ve işlevsel birim belirlenmesini içerir. (de Oliveira, Lopes Silva, Puglieri ve Barrera Saavedra, 2021).

Ardından, Envanter Analizi adımı ile Türkiye'de teorik bir HRE sisteminin ilgili girdilerini ve çıktılarını nicel olarak belirlemek için geniş kapsamlı literatür araştırması, seçilen kaynaklardan veri çıkarımı, doğrulama ve veri derlemesini içermektedir (Godskesen, Meron ve Rygaard, 2017).

Sonrasında, Etki Değerlendirmesi aşaması, enerji tüketimi, sera gazı emisyonları ve her malzemenin kümülatif enerji talebi gibi çevresel etki göstergelerinin kaydedilmesi ve hesaplanmasını içermektedir (Curran, 2017).

Son aşama olan Sonuçların Analizi ise, envanter analizi ve etki değerlendirme sonuçlarının, belirlenen hedefler ve kapsamla ilişkili olarak özetlenmesi ve tartışılmasını içermektedir (Curran, 2017).

4.2. Veri Seti ve Yazılım Değerlendirmesi

Başlangıçta, YDD için yazılım seçeneklerini değerlendirmek üzere bir çalışma yürütülmüştür. Mevcut yazılımlar, analizi gerçekleştirme yetenekleri ve uyumlulukları açısından incelenmiştir. Ancak, tespit edilen programların çoğunun maliyeti ya da sınırlı veri tabanları nedeniyle HRE üzerinde gerçekleştirilecek olan YDD için gereken özelliklere sahip olmadığı görülmüştür. Veri edinimi konusunda, gelişmekte olan bir teknoloji olan HRE için erişilebilir verinin sınırlı olduğu tespit edilmiştir.

Çalışma kapsamında öne çıkan beş ana YDD yazılım seçeneğini değerlendirilmiştir, bunlar; GaBi, OpenLCA, SimaPro, Umberto ve Ecochain yazılımlarıdır. Veri kümeleri göz önünde bulundurularak ve mümkün olduğunda, openLCA gibi açık kaynaklı yazılımların veya deneme sürümlerinin kullanımıyla gerekli veri setleri oluşturulmuştur. Umberto NXT, SimaPro ve GaBi yazılımları, rüzgar enerji sistemleri için belirli çalışmalarda kullanılabilir (Schmehl, 2018; Wilhelm, 2018).

4.3. Rüzgar Enerjisi Sistemlerinde YDD Yaklaşımı

Yenilenebilir enerji teknolojileri, işletme aşamasında fosil yakıtlara kıyasla çok daha düşük emisyon değerlerine sahip olsalar da üretim ve kurulum süreçlerinde çevresel yükler neden olmaktadır. Rüzgar enerjisi sistemleri için yapılan YDD çalışmaları, çevresel etkilerin büyük bir kısmının hammadde temini, bileşen üretimi (özellikle kule ve temel yapımı) ve kurulum aşamalarında yoğunlaştığını göstermektedir (Ozsahin ve diğerleri, 2022). Literatürde

rüzgar türbinleri üzerine yapılan çok sayıda çalışma, türbinlerin boyutları büyüdükçe birim enerji başına düşen çevresel etkinin (örneğin CO2 emisyonu) azaldığını, ancak malzeme yoğunluğunun, özellikle çelik ve beton kullanımının, KIP ve KET gibi indikatörler üzerinde belirleyici faktörler olduğunu ortaya koymaktadır (Hagen ve diğerleri, 2023). Bu bağlamda YDD, rüzgar enerjisinin gerçekten "yeşil" bir seçenek olup olmadığını kanıtlamak ve sistemin karbon geri ödeme süresi (carbon payback time) ile enerji geri ödeme süresini (energy payback time) hesaplamak için standart bir prosedür haline gelmiştir.

Türkiye'de rüzgar enerjisi santrallerinin çevresel performansını YDD yöntemiyle inceleyen çalışmalar, yerel parametrelerin (lojistik, enerji karması, üretim yeri vb.) sonuçlar üzerindeki etkisini vurgulamaktadır. Örneğin, Ozsahin vd. (2022) tarafından Türkiye'deki 47,5 MW kurulu güce sahip bir rüzgar santrali (Nordex türbinleri) üzerinde yapılan "beşikten mezara" YDD çalışmasında, çevresel etkilerin %80'inden fazlasının üretim ve kurulum aşamalarından kaynaklandığı belirlenmiştir. Çalışma, özellikle kule üretiminde kullanılan çeliğin; abiyotik kaynak tükenmesi, asidifikasyon ve küresel ısınma potansiyeli üzerinde ana katkı sağlayıcı olduğunu raporlamıştır (Ozsahin ve diğerleri, 2022).

Benzer şekilde, Küçükkaraca ve Barutçu, Türkiye şartlarında 2 MW'lık bir yatay eksenli rüzgar türbini için yaptıkları çalışmada, alüminyum ve bakır iletken kablo kullanım senaryolarını ve yerli üretim ile ithalat durumlarını karşılaştırmışlardır. Bu çalışma, türbin bileşenlerinin (özellikle kule ve kanatların) taşınma mesafelerinin ve kullanılan malzeme türünün enerji geri ödeme sürelerini ve toplam karbon ayak izini doğrudan etkilediğini, Türkiye'de yerli üretim senaryolarının çevresel etkileri azaltma potansiyeline sahip olduğunu göstermiştir (Küçükkaraca ve Barutcu, 2022). Bu çalışmalar, Türkiye'nin enerji profilinde rüzgarın çevresel avantajlarını doğrulamakla birlikte, malzeme ve lojistik süreçlerin optimize edilmesinin önemine işaret etmektedir.

4.4. HRE Sistemlerinde YDD

YERT 'nin malzeme yoğunluğunu azaltmak ve daha yüksek irtifadaki rüzgarlara erişmek amacıyla geliştirilen HRE sistemleri, YDD çalışmalarında yeni bir araştırma alanı oluşturmuştur. HRE teknolojisinin temel çevresel vaadi, kule ve ağır temel yapılarını ortadan kaldırarak veya minimize ederek, üretilen enerji birimi başına düşen malzeme kütlelerini ve dolayısıyla çevresel etkileri radikal bir şekilde düşürmektir. Wilhelm (2018) tarafından yapılan öncü bir çalışmada, 1,8 MW kapasiteli bir HRE sisteminin, eşdeğer bir YERT sistemine kıyasla KIP ve KET açısından yaklaşık %45 daha düşük etkiye sahip olduğu hesaplanmıştır (Wilhelm, 2018).

Daha güncel ve kapsamlı bir çalışma olan Hagen vd. (2023) araştırmasında, Ampyx

Power tasarımı 5 MW'lık sabit kanatlı bir HRE sistemi ile geleneksel bir 5 MW YERT sistemi karşılaştırılmıştır. Bu çalışma, HRE sisteminin 20 yıllık ömrü boyunca üretilen MWh başına malzeme kütesinin YERT'e göre %70 daha düşük olduğunu (2,0 kg/MWh'e karşı 6,6 kg/MWh) ortaya koymuştur. Ancak çalışma aynı zamanda, HRE sistemlerinin karbon fiber takviyeli polimerler ve bataryalar gibi yüksek enerjili ve kompleks malzemeler kullanması nedeniyle, KIP ve KET değerlerindeki azalmanın (%35-40 civarında) kütledeki azalma kadar dramatik olmadığını da vurgulamıştır. Analizlerde, HRE sistemleri için çevresel "sıcak noktaların" hava aracı, halat (tether), fırlatma platformu ve hidrolik akümülatör sistemleri olduğu belirlenmiştir (Hagen ve diğerleri, 2023). Ayrıca, 100 kW ölçeğindeki daha küçük HRE sistemleri (yumuşak kanat/kite) üzerine yapılan analizler de, yer istasyonunun çevresel etkiye en büyük katkıyı sağladığını ve halat ile kanat gibi bileşenlerin sık değişimin işletme aşamasındaki yükü artırdığını göstermektedir (Coutinho, Joshi, Maharjan, Reitz ve Schmehl, 2024).

4.5. YDD Bulgularının Değerlendirilmesinde Temel İndikatörler

Rüzgar enerjisi sistemlerinin çevresel sürdürülebilirliği değerlendirilirken, sistemin sadece işletme aşamasındaki performansı değil, "beşikten mezara" tüm süreçlerde harcanan kaynaklar ve yaratılan emisyonlar dikkate alınmalıdır. Literatürdeki çalışmalar, HRE sistemlerinin konvansiyonel YERT ile kıyaslanmasında sistemin malzeme yoğunluğu, küresel ısınma potansiyeli ve kümülatif enerji talebi olmak üzere üç ana parametreye odaklanmaktadır.

Sistem kütlesi veya malzeme yoğunluğu, bir enerji üretim tesisinin inşası için gereken toplam hammadde miktarını ifade eder ve genellikle üretilen birim enerji başına düşen kütle (kg/MWh) olarak normalize edilir. Bu ölçüm, teknolojinin kaynak verimliliğini gösteren en somut indikatördür. Geleneksel YERT sistemlerinde kütlelerin çok büyük bir kısmı kule ve devasa beton temellerden kaynaklanırken, HRE sistemlerinde bu yapısal bileşenlerin elimine edilmesi veya küçültülmesi hedeflenmektedir (Hagen ve diğerleri, 2023). Yapılan kapsamlı analizler, HRE sistemlerinin YERT'lere kıyasla çok daha düşük malzeme yoğunluğuna sahip olduğunu doğrulamaktadır. Örneğin, 5 MW ölçeğindeki bir HRE sistemi (sabit kanatlı, yer istasyonlu sistem) ile eşdeğer bir YERT çiftliği üzerinde yapılan karşılaştırmalı çalışmada, HRE sisteminin 20 yıllık ömrü boyunca üretilen MWh başına malzeme kütesinin YERT'e göre yaklaşık %70 daha düşük olduğu hesaplanmıştır. YERT için bu değer 6,6 kg/MWh iken, HRE sisteminde 2,0 kg/MWh seviyesindedir (Hagen ve diğerleri, 2023).

KIP, sistemin yaşam döngüsü boyunca saldıgı tüm sera gazlarının (CO₂, CH₄, N₂O vb.), karbondioksit eşdeğeri (kgCO₂-eq) cinsinden kümülatif etkisini ifade eder. Rüzgar türbinlerinde KIP değeri, büyük ölçüde çelik ve beton üretimi gibi enerji yoğun imalat süreçlerinden

kaynaklanmaktadır (Ozsahin ve diğeri, 2022). Literatür, HRE sistemlerinin kütledeki büyük avantajının KIP değerlerine de yansıdığını, ancak bu yansımanın kullanılan malzemelerin türü nedeniyle kütledeki düşüş kadar keskin olmadığını göstermektedir. HRE sistemlerinde kullanılan hava araçları ve halatlar, karbon fiber takviyeli polimerler ve bataryalar gibi üretimi yüksek enerji gerektiren "yüksek etkili" malzemelerden oluşmaktadır. Buna rağmen, Hagen vd. (2023) çalışmasında, HRE sisteminin KIP değerinin YERT sistemine kıyasla %40 daha düşük olduğu rapor edilmiştir (Hagen ve diğeri, 2023). Benzer şekilde Wilhelm (2018), daha küçük ölçekli (1,8 MW) sistemler için yaptığı analizde HRE sisteminin YERT'e göre %48,8 daha az sera gazı emisyonuna neden olduğunu belirtmiştir (Wilhelm, 2018).

KET, sistemin hammadde çıkarımından bertarafına kadar tükettiği toplam birincil enerji miktarını (MJ veya kWh) ifade eder ve Enerji Geri Ödeme Süresi (EPBT) hesabının temelini oluşturur (Petrick, van Hagen, Schmehl ve Wilhelm, 2021). HRE sistemleri, daha az malzeme kullanımı ve lojistik kolaylıkları sayesinde daha düşük bir gömülü enerjiye sahiptir. Literatürdeki verilere göre, HRE sistemlerinin KET değeri, YERT sistemlerine kıyasla yaklaşık %35-45 oranında daha düşüktür. Bu durum enerji geri ödeme sürelerine de yansımakta; YERT sistemleri harcadıkları enerjiyi yaklaşık 13 ayda geri öderken, HRE sistemleri için bu sürenin 8,5 aya kadar düştüğü hesaplanmaktadır (Hagen ve diğeri, 2023).

Tablo 4.1 Literatürdeki YDD çalışmalarına göre HRE ve YERT sistemlerinin performans karşılaştırması

Kaynak Çalışma	Sistem Tipi	Kapasite (MW)	Sistem Kütlesi (kg/MWh)	KIP (kgCO ₂ - eq/MWh)	KET (MJ/MWh)	Geri Ödeme Süresi (Ay)
(Hagen ve diğeri, 2023)	HRE (Sabit Kanat)	5,0	2,0	7,8	127,5	8,5
	YERT	5,0	6,6	13,0	195,0	13,0
(Wilhelm, 2018)	HRE (Sabit Kanat)	1,8	Veri yok	5,6	82,0	Veri yok
	YERT	1,8	Veri yok	11,5	160,0	Veri yok
(Ozsahin ve diğeri, 2022)	YERT (Türkiye)	47,5	Veri yok	20,0	Veri yok	7,9
(Küçükcaraca, 2020)	YERT (Türkiye)	2,0	Veri yok	6,14 – 7,30	Veri yok	~5,0
(Ozsahin ve diğeri, 2022)	YERT (Türkiye)	2,0	Veri yok	7,3	Veri yok	Veri yok

Tablo 4.1'den görüleceği üzere, HRE sistemleri (Hagen ve diğeri, 2023; Wilhelm,

2018), eşdeğer güçteki YERT sistemlerine kıyasla hem malzeme yoğunluğunda (~%70 azalma) hem de KIP değerlerinde (%40-50 azalma) belirgin bir çevresel avantaj sunmaktadır. Türkiye özelinde yapılan YERT çalışmaları (Küçükkaraca, 2020; Ozsahin ve diğerleri, 2022) ise, yerel üretim, lojistik mesafeler ve rüzgar sahası verimliliğine bağlı olarak KIP değerlerinin 6,14 ile 20,0 kg CO₂-eq/MWh arasında geniş bir aralıkta değişebileceğini göstermektedir. Bu durum, HRE sistemlerinin Türkiye'ye uyarlanması durumunda yapılacak YDD analizlerinde yerel parametrelerin önemini vurgulamaktadır.

4.6. Şehir Bazlı Çevresel Etki Ölçeklendirme Metodolojisi

Literatürdeki standart YDD çalışmaları, genellikle ulusal ortalamalara veya jenerik veri tabanlarına (örneğin Ecoinvent "Rest of World" veya "Europe" veri setleri) dayanmaktadır. Ancak Türkiye gibi coğrafi, endüstriyel ve altyapısal çeşitliliğin yüksek olduğu bir ülkede, Hakkari'de kurulacak bir enerji sistemi ile İzmir'de kurulacak bir sistemin çevresel ayak izinin aynı olması beklenemez. Bu çalışmada, genel YDD sonuçlarını yerel gerçekliklere uyarlamak ve her bir pilot ilin (Aksaray, Çanakkale, Çorum, Giresun, Kastamonu, Konya, Muğla, Ordu, Samsun, Sinop) özgün koşullarını yansıtmak amacıyla özgün bir "Şehir Bazlı Ölçeklendirme Metodolojisi" geliştirilmiştir.

Bu metodoloji kapsamında, YDD analizinden elde edilen iki temel çevresel gösterge olan KIP ve KET, her il için tanımlanan beş farklı sosyo-ekonomik ve teknik parametre kullanılarak yeniden ölçeklendirilmiştir.

4.6.1. Yenilenebilir Enerji Katkısı (YEK)

İlgili şehirde tüketilen elektriğin ne kadarının yerel yenilenebilir kaynaklardan (Rüzgar, Güneş, Jeotermal, Biyokütle vb.) karşılandığını temsil eder. Yerel şebekede yenilenebilir enerji payının yüksek olması, o bölgedeki şebeke elektriği kullanılarak yapılan işlemlerin (işletme, montaj vb.) karbon yoğunluğunu düşürür. Türkiye'de bölgesel bazda yenilenebilir enerji potansiyelinin ve kurulu gücün değişkenlik gösterdiği bilinmektedir (Ozsahin ve diğerleri, 2022). YEK = %0, ilin elektriğinin tamamının fosil yakıttan üretildiği ve dolayısıyla KIP üzerinde herhangi bir yenilenebilir enerji indirimi sağlanmadığı anlamına gelirken; %100 değeri, ilin elektrik enerjisi ihtiyacının tamamının (%100'ünün) yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılandığı durumu temsil eder. Bu durum, ilin elektrik üretiminde fosil yakıtlara (doğal gaz, kömür, fuel oil) sıfır bağımlılık gösterdiği ideal senaryoyu ifade eder(Gulaydin ve Mourshed, 2025).

4.6.2. Sanayi Ağırlığı (SA)

Şehrin ekonomik yapısında enerji yoğun sanayi kollarının (çimento, demir-çelik, seramik vb.) payını ifade eder. Sanayi yoğunluğu yüksek olan bölgelerde, genel enerji talebi ve altyapı üzerindeki karbon baskısı artma eğilimindedir. %100 değeri, il ekonomisinin tamamının sanayi sektöründen oluştuğu ve toplam enerji tüketiminin tamamının sanayi tarafından gerçekleştirildiği teorik durumu ifade eder. Bu durum, tam sanayileşmiş bir ekonomiyi temsil eder. Türkiye’de en yüksek sanayi ağırlığına sahip iller (Kocaeli, İstanbul, Bursa) bu değere yaklaşmaktadır (T.C. Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı, 2024).

4.6.3. Politika Etkisi (PE)

Yerel yönetimlerin iklim değişikliği ile mücadele planları, sürdürülebilirlik hedefleri ve kurumsal farkındalık düzeyini (örneğin; Sürdürülebilir Enerji ve İklim Eylem Planı - SECAP varlığı) temsil eder. Bu parametre, ilin iklim eylemi konusundaki kurumsal hazır bulunuşluğunu ölçmektedir. Güçlü yerel politikalar, çevresel etkilerin azaltılmasında düzenleyici ve teşvik edici bir rol oynar. %100 değeri, ilin uluslararası standartlarda tam kapsamlı bir Sürdürülebilir Enerji ve İklim Eylem Planı (SECAP) sürecini tamamladığı, sera gazı envanterini çıkardığı, somut azaltım hedefleri belirlediği ve bu hedeflere yönelik aktif politikalar uyguladığı durumu ifade eder. AB İklim Projesi pilot ili statüsü, Küresel Belediye Başkanları Sözleşmesi tarafı olma ve Net Sıfır hedefleri bu değerlendirmede önemli kriterlerdir (Konya Büyükşehir Belediyesi, 2024; UNDP TÜRKİYE, 2024).

4.6.4. Enerji Verimliliği (EV)

Bölgedeki elektrik dağıtım şebekesinin kalitesi, kayıp-kaçak oranları ve sanayi tesislerindeki verimlilik uygulamalarını kapsar. Düşük kayıp-kaçak oranları ve yüksek verimlilik, birim enerji hizmeti için harcanan birincil enerjii (KET) azaltır. %100 değeri, elektrik dağıtım şebekesinde sıfır kayıp-kaçak oranı, tam akıllı şebeke entegrasyonu ve optimal enerji verimliliği uygulamalarının sağlandığı ideal durumu ifade eder. Türkiye’de en iyi performans gösteren dağıtım bölgelerinde kayıp-kaçak oranları %5-6 seviyelerine kadar düşürülmüştür (Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği, 2023).

4.6.5. Lojistik Etkisi (LE)

Şehrin limanlara, ana karayolu akslarına ve demiryolu ağlarına olan yakınlığı ile lojistik altyapısının kapasitesini ifade eder. HRE sistemlerinin bileşenlerinin taşınması ve kurulumu sırasındaki enerji tüketimi, lojistik mesafelere ve taşıma moduna (deniz, kara, demiryolu) doğrudan bağlıdır (Ozsahin ve diğerleri, 2022). %100 değeri, dört modlu (karayolu, demiryolu,

denizyolu, havayolu) tam entegre ulaşım altyapısına sahip, uluslararası standartlarda lojistik merkezlerin bulunduğu, HRE sistemlerinin kurulumu ve işletmesi için optimal lojistik koşulların sağlandığı durumu ifade eder. Türkiye’de Samsun ve Konya bu değere en yakın illerdir (Alragheb ve Güngör, 2021).

4.7. KIP ve KET Ölçeklendirme Modeli

Her bir şehir için belirlenen bu parametreler (0 ile 1 arasında normalize edilmiş değerler olarak), jenerik YDD sonuçlarını yerelleştirmek için aşağıdaki matematiksel modellerde kullanılmıştır.

KIP Ölçeklendirmesi: KIP değeri, şehrin yenilenebilir enerji profilinden ve çevre politikalarından olumlu (azaltıcı), sanayi yoğunluğundan ise olumsuz (artırıcı) yönde etkilenmektedir. Buna göre şehir bazlı KIP (KIP_{yerel}), ulusal ortalama değer (KIP_{ulusal}) üzerinden şu şekilde hesaplanmıştır:

$$KIP_{yerel} = KIP_{ulusal} \times (1 - YEK + SA - PE) \quad (D.54)$$

Bu formülasyona göre; Yenilenebilir Enerji Katkısı (YEK) ve Politika Etkisi (PE) arttıkça şehrin karbon ayak izi katsayısı düşmekte, Sanayi Ağırlığı (SA) arttıkça ise katsayı yükselmektedir.

KET Ölçeklendirmesi: KET değeri, sistemin yaşam döngüsü boyunca tükettiği birincil enerjiyi ifade eder ve büyük ölçüde enerji verimliliği ile lojistik süreçlere bağlıdır. Şehir bazlı KET (KET_{yerel}) şu şekilde modellenmiştir:

$$KET_{yerel} = KET_{ulusal} \times (1 - EV + LE) \quad (D.55)$$

Bu modelde; Enerji Verimliliği (EV) arttıkça (örneğin şebeke kayıplarının azalması) toplam enerji talebi düşmekte, buna karşılık zorlu coğrafi koşullar veya yetersiz altyapıdan kaynaklanan yüksek Lojistik Etkisi (LE) enerji talebini artırmaktadır.

Bu özgün yaklaşım sayesinde, örneğin rüzgar potansiyeli yüksek ancak lojistik altyapısı zayıf olan bir il ile, rüzgar potansiyeli daha düşük ancak sanayi ve lojistik altyapısı çok güçlü olan bir ilin HRE yatırımı açısından çevresel maliyetleri daha gerçekçi bir zeminde karşılaştırılabilmektedir.

4.8. Şehir Bazlı Ölçeklendirme Faktörlerinin Belirlenmesi ve Gerekçelenilmesi

4.8.1. Aksaray

- **Yenilenebilir Enerji Katkısı (%25):** Aksaray’ın YEK değeri %25 olarak

belirlenmiştir. Bu değer, ilin toplam elektrik enerjisi üretiminin dörtte birinin yenilenebilir kaynaklardan (güneş, rüzgar, hidroelektrik, biyokütle) karşılandığını ifade etmektedir. Aksaray, Türkiye'nin en yüksek güneş enerjisi potansiyeline sahip bölgelerinden biri olan Tuz Gölü havzasında yer almaktadır. Bir çalışmada, Aksaray Yapılcan köyü için 20.000 m² alanda güneş enerjisi radyasyon üretimi 1,65 milyon kWh/m²-yıl olarak hesaplanmış ve yatırımın geri ödeme süresi 4,5 yıl olarak belirlenmiştir(Taner ve Dalkilic, 2019). Bu veri, Aksaray'ın güneş enerjisi potansiyelinin yüksek olduğunu ancak mevcut kurulu gücün bu potansiyelin tamamını kullanmadığını göstermektedir. TEİAŞ verilerine göre, Aksaray'da güneş enerjisi santralleri (GES) önemli bir kurulu güce sahiptir. Ancak ilin toplam elektrik üretiminde fosil yakıtların payı hâlâ yüksektir.

• **Sanayi Ağırlığı (%22):** Aksaray'ın SA değeri %22 olarak belirlenmiştir. Bu değer, ilin toplam enerji tüketiminin %22'sinin sanayi sektörü tarafından gerçekleştirildiğini ifade etmektedir. Aksaray OSB, Mercedes-Benz Türk kamyon fabrikası gibi büyük sanayi tesislerine ev sahipliği yapmaktadır. Bu tesisler, yüksek enerji tüketimine sahiptir. Mercedes-Benz fabrikasının varlığı, yan sanayi tesislerinin gelişmesini tetiklemiş ve bölgedeki sanayi enerji tüketimini artırmıştır. Türkiye'de en yüksek sanayi ağırlığına sahip iller (Kocaeli, İstanbul) %60-70 seviyelerindedir. Aksaray'ın %22 değeri, orta düzeyde bir sanayi ağırlığına sahip olduğunu göstermektedir (T.C. Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı, 2024).

• **Politika Etkisi (%6):** Aksaray'ın PE değeri %6 olarak belirlenmiştir. Bu değer, ilin iklim değişikliği ve sürdürülebilir enerji politikaları konusundaki kurumsal kapasitesinin sınırlı olduğunu ifade etmektedir. Aksaray'da uluslararası standartlarda tam kapsamlı bir Sürdürülebilir Enerji ve İklim Eylem Planı (SECAP) bulunmamaktadır. Aksaray Belediyesi, Aksaray Üniversitesi ile "İklim Değişikliği Farkındalık İş Birliği Protokolü" imzalamıştır. Bu protokol kapsamında sera gazı salım envanteri hazırlama çalışmaları sürdürülmektedir (Aksaray Üniversitesi, 2022). Aksaray PE değeri, Konya (%12) ve Samsun (%11) gibi SECAP'ı tamamlamış illere kıyasla daha düşük bir değerdir.

• **Enerji Verimliliği (%12):** MEDAŞ bölgesindeki kayıp-kaçak oranının %5,77 gibi düşük bir seviyede olması, enerji verimliliği puanını desteklemektedir.

• **Lojistik Etki (%20):** Aksaray, kuzey-güney ve doğu-batı karayolu akslarının kesişim noktasında bulunmasıyla stratejik bir avantaja sahiptir. Ulukışla-Mersin demiryolu bağlantısı ve lojistik merkez potansiyeli, %20'lik lojistik etkisini gerekçelendirmektedir (InvestinAksaray, 2025). Uluslararası standartlarda bir lojistik merkez bulunmamaktadır. Samsun (%32) ve Konya (%25) gibi dört modlu lojistik altyapıya sahip illere kıyasla daha düşük bir değerdir.

4.8.2. Çanakkale

• **Yenilenebilir Enerji Katkısı (%48):** Bölgenin rüzgar enerjisi potansiyeli ve mevcut kurulu güç yoğunluğu literatürde sıkça vurgulanmaktadır (Çanakkale Belediyesi, 2024). Çanakkale, rüzgar enerjisi potansiyeli açısından Türkiye'nin en yüksek potansiyele sahip illerindedir. Bir çalışmada, Çanakkale için kış mevsiminde ortalama güç yoğunluğu 81,68 W/m² olarak ölçülmüştür (H. Arslan, Baltacı, Akkoyunlu, Karanfil ve Tayanc, 2020). Türkiye ortalaması YEK %40 civarındadır. Çanakkale'nin %48 değeri, ilin yenilenebilir enerji üretiminde ülke ortalamasının üzerinde olduğunu göstermektedir.

• **Sanayi Ağırlığı (%18):** Seramik ve demir-çelik sanayisinin varlığına rağmen turizm ve tarım dengesi nedeniyle sanayi ağırlığı orta seviyededir. Biga-Çan hattındaki termik santraller, ilin enerji tüketim profilini etkilemektedir. Çanakkale, turizm ve tarım sektörlerinin de güçlü olduğu bir il olduğundan, sanayi ağırlığı orta düzeydedir.

• **Politika Etkisi (%10):** "Yeşil Yerel Yönetim" ve kültür merkezi binası gibi projelerle desteklenen Yerel İklim Değişikliği Eylem Planı hazırlıkları, yüksek politika etkisini doğrulamaktadır (Çanakkale Belediyesi, 2024).

• **Enerji Verimliliği (%14):** UEDAŞ bölgesindeki %5,16'lık düşük kayıp oranı ve Gökçeada'daki akıllı şebeke pilot projeleri, yüksek enerji verimliliği skorunu destekler (UEDAŞ, 2023).

• **Lojistik Etki (%28):** 1915 Çanakkale Köprüsü'nün tamamlanmasıyla bölge uluslararası bir lojistik koridora dönüşmüştür (Çağlar, 2022; T.C. İletişim Başkanlığı, 2022). Çanakkale Limanı, bölgesel ticarete önemli bir rol oynamaktadır. Demiryolu altyapısı sınırlıdır. Samsun (%32) ve Konya (%25) gibi illere yakın bir değerdir. 1915 Köprüsü'nün varlığı lojistik kapasiteyi önemli ölçüde artırmaktadır.

4.8.3. Çorum

• **Yenilenebilir Enerji Katkısı (%20):** Çorum Belediyesi'nin RES, GES ve Biyokütle tesisleri ile tükettiği elektriğin %75'inden fazlasını karşılama hedefi, %20 YEK değerini doğrulamaktadır (T.C. Enerji Kentleri Birliği, 2023). Bir çalışmada, TR83 bölgesi (Çorum dahil) yenilenebilir enerji potansiyeli detaylı olarak analiz edilmiştir. Çorum'da 13 elektrik santrali ile yıllık 919 GWh elektrik üretimi gerçekleştirilmektedir (Aykut ve Dursun, 2024). Türkiye ortalaması YEK %40 civarındadır. Çorum'un %20 değeri, ilin yenilenebilir enerji potansiyelinin sınırlı olduğunu ancak belediye yatırımlarıyla bu alanda önemli adımlar attığını göstermektedir.

• **Sanayi Ağırlığı (%16):** Toprak ve makine sanayisine dayalı OSB yapısı orta seviye

sanayi ağırlığını göstermektedir (OSBÜK, 2026). Çorum sanayisi, özellikle toprak sanayi (tuğla ve kiremit) ile makine imalatı sektörlerinde uzmanlaşmıştır. Türkiye'nin tuğla ve kiremit ihtiyacının önemli bir kısmı Çorum'dan karşılanmaktadır. Çorum, tarım ve hayvancılık sektörlerinin de güçlü olduğu bir il olduğundan, sanayi ağırlığı düşük-orta düzeydedir.

• **Politika Etkisi (%8):** 2025-2029 Stratejik Planı'nda "İklim Değişikliği ve Sıfır Atık Müdürlüğü"nin kurulması ve aktif hedefler belirlenmesi politika etkisini artırmıştır. Çorum Belediyesi'nin 2025-2029 Stratejik Planı, iklim değişikliğine uyum ve sürdürülebilir çevre hedeflerini merkeze almaktadır. Yerel İklim Değişikliği Eylem Planı (YİDEP) hazırlama çalışmaları sürdürülmektedir (Çorum Belediyesi, 2025). Konya (%12) ve Samsun (%11) gibi SECAP'ı tamamlamış illere kıyasla daha düşük bir değerdir.

• **Enerji Verimliliği (%13):** YEDAŞ bölgesindeki %6,54'lük kayıp oranı ve SCADA yatırımları verimlilik puanını desteklemektedir (Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği, 2023).

• **Lojistik Etki (%14):** Demiryolu projesinin gündemde olması ancak henüz tamamlanmamış olması lojistik etkisini sınırlı tutmaktadır (Çorum Time, 2025). Çorum, Samsun Limanı'na olan yakınlığı ve iç bölgelere uzanan karayolu bağlantıları ile lojistik açıdan avantajlı bir konumdadır. 2024 yılında ihalesi yapılan Delice-Sungurlu-Çorum yüksek standartlı demiryolu projesi, lojistik kapasiteyi artıracaktır. Uluslararası standartlarda bir lojistik merkez bulunmamaktadır. Samsun (%32) ve Konya (%25) gibi illere kıyasla daha düşük bir değerdir.

4.8.4. Giresun

• **Yenilenebilir Enerji Katkısı (%35):** Bölgedeki HES potansiyeli ve Doğu Karadeniz Kalkınma Ajansı raporları, yenilenebilir enerji ağırlığını doğrulamaktadır (Doğu Karadeniz Kalkınma Ajansı, 2025). Giresun'un elektrik enerjisi üretim profili, neredeyse tamamen hidroelektrik santrallere (HES) dayanmaktadır. İldeki baraj ve HES'ler, yenilenebilir enerji üretiminde önemli bir rol oynamaktadır. Bir çalışmada, Türkiye'nin kuzeydoğu kıyılarındaki (Giresun dahil) rüzgar enerjisi potansiyeli analiz edilmiştir. Giresun için 70m yüksekliğinde yıllık ortalama rüzgar güç yoğunluğu 141 W/m² olarak belirlenmiştir (Akpınar, 2013). Türkiye ortalaması YEK %40 civarındadır. Giresun'un %35 değeri, ilin yenilenebilir enerji üretiminde ülke ortalamasına yakın olduğunu göstermektedir.

• **Sanayi Ağırlığı (%10):** Sanayi yapısının büyük oranda fındık işleme ve gıda üzerine kurulu olması, düşük karbon yoğunluklu sanayi ağırlığını (%10) açıklamaktadır (OSBÜK, 2026). Fındık işleme tesisleri, çimento veya demir-çelik gibi enerji yoğun sektörlerle kıyasla daha düşük enerji tüketimine sahiptir. Giresun, tarım ve turizm sektörlerinin güçlü olduğu bir il olduğundan, sanayi ağırlığı düşük düzeydedir.

• **Politika Etkisi (%7):** İklim Değişikliği ve Sıfır Atık Müdürlüğü'nün görev yönetmeliğinin yayınlanması kurumsal farkındalığı göstermektedir (Giresun Belediyesi, 2025). Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı ile koordineli olarak yürütülen Temiz Hava Eylem Planı (2025-2029) çalışmaları sürdürülmektedir. Uluslararası standartlarda tam kapsamlı bir SECAP süreci henüz başlatılmamıştır. Konya (%12) ve Samsun (%11) gibi SECAP'ı tamamlamış illere kıyasla daha düşük bir değerdir.

• **Enerji Verimliliği (%12):** Çoruh EDAŞ bölgesinde kayıp oranının %6,43 seviyesinde olması verimlilik skorunu destekler (Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği, 2023).

• **Lojistik Etki (%15):** Liman kapasitesinin artırılması hedefleri ve Ordu-Giresun Havalimanı varlığı lojistik etkisini belirlemiştir (Deniz Haber Ajansı, 2022). Deniz üzerine inşa edilen ilk havalimanı olmasıyla bölgeye personel ve acil kargo lojistiği açısından büyük avantaj sağlamaktadır. Demiryolu bağlantısı bulunmamaktadır. Samsun (%32) ve Konya (%25) gibi illere kıyasla daha düşük bir değerdir.

4.8.5. Kastamonu

• **Yenilenebilir Enerji Katkısı (%18):** Orman atıklarından biyokütle enerjisi potansiyeli ve HES'ler bu oranı destekler. Kastamonu ili için yapılan çalışmada rüzgar enerjisi yatırımlarının finansal fizibilitesi incelenmiş; özellikle İnebolu istasyonunda 2000 kW türbin yatırımlarının %50,7 kârlılık ve 2 yıl geri ödeme süresi ile en uygun seçenek olduğu ortaya konmuştur. Bu bulgu, ilin yenilenebilir enerji potansiyelinin yüksek olduğunu göstermektedir (Dayi, Yucel, Demirkol ve Cilesiz, 2024). Kastamonu Entegre gibi büyük sanayi tesislerinin, üretim süreçlerinde ortaya çıkan biyokütle atıklarını kullanarak kendi enerji ihtiyaçlarının %67'sini yenilenebilir kaynaklardan karşılaması önemli bir örnektir (Kastamonu Entegre, 2023). Türkiye ortalaması YEK %40 civarındadır. Kastamonu'nun %18 değeri, ilin yenilenebilir enerji potansiyelinin sınırlı olduğunu ancak biyokütle kaynakları açısından potansiyel taşıdığını göstermektedir.

• **Sanayi Ağırlığı (%16):** Kastamonu Entegre gibi büyük ölçekli ağaç sanayi tesislerinin varlığı, sanayi ağırlığını %16 seviyesinde tutmaktadır (Kastamonu Entegre, 2023). Ağaç işleme ve levha üretimi enerji yoğun süreçlerdir. Küre bölgesindeki bakır madenciliği (Eti Bakır) ve işleme tesisleri, ilin sanayi enerji tüketimini önemli ölçüde artırmaktadır.

• **Politika Etkisi (%9):** Yerel İklim Eylemi için AB Ortaklığı Projesi'nde pilot il olması, politika geliştirme kapasitesini artırmaktadır (Kastamonu Gazetesi, 2024). Kastamonu, Avrupa Birliği tarafından finanse edilen ve UNDP tarafından yürütülen "Türkiye'de Yerel İklim Eylemi için AB Ortaklığı Projesi" kapsamında seçilen 6 pilot ilden biridir (Yerel İklim, 2024). Yerel

İklim Değişikliği Eylem Planı hazırlama çalışmaları sürdürülmektedir. Konya (%12) ve Samsun (%11) gibi SECAP'ı tamamlamış illere yakın bir değerdir.

- **Enerji Verimliliği (%11):** Başkent EDAŞ bölgesindeki %5,54'lük kayıp oranı, verimlilik çalışmalarının başarısını göstermektedir (Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği, 2023).

- **Lojistik Etki (%12):** İnebolu Limanı yenileme çalışmaları lojistik potansiyeli artırmaktadır (İnebolu Pastası, 2025). Bu çalışmalar, limanın 7000-10000 tonluk gemileri ağırlayabilecek kapasiteye ulaşmasını sağlamıştır. Demiryolu bağlantısı bulunmamaktadır. Uluslararası bir havalimanı bulunmamaktadır. Samsun (%32) ve Konya (%25) gibi illere kıyasla daha düşük bir değerdir.

4.8.6. Konya

- **Yenilenebilir Enerji Katkısı (%50):** Karapınar GES ve "Güneş Başkenti" vizyonu, %50'lik en yüksek YEK değerinin temel dayanağıdır (Metgün Enerji, 2025). Konya, Karapınar YEKA GES projesi ile güneş enerjisi kurulu gücünde Türkiye'nin tartışmasız lideridir. Bir çalışmada, Karapınar YEKA-1 GES'in enerji verimliliği %75,50, ekserji verimliliği %21,98 olarak ölçülmüştür (Ozturk, Dogan ve Yesilyurt, 2023). Türkiye ortalaması YEK %40 civarındadır. Konya'nın %50 değeri, ilin yenilenebilir enerji üretiminde ülke ortalamasının üzerinde olduğunu ve Türkiye'nin lideri konumunda olduğunu göstermektedir.

- **Sanayi Ağırlığı (%26):** Geniş OSB alanları ve tarım makineleri sanayisi yüksek sanayi yoğunluğunu gösterir (Konya Büyükşehir Belediyesi, 2024). Konya, "KOBİ Başkenti" unvanının ötesine geçerek, makine imalatı, otomotiv yan sanayi, döküm, tarım makineleri ve gıda sanayi gibi alanlarda güçlü bir endüstriyel tabana sahiptir. Çok sayıda OSB ve özel sanayi sitelerine ev sahipliği yapmaktadır. Konya, Türkiye'nin en önemli sanayi merkezlerinden biri olarak orta-yüksek düzeyde bir sanayi ağırlığına sahiptir.

- **Politika Etkisi (%12):** Hazırlanan Sürdürülebilir Enerji ve İklim Eylem Planı (SECAP), en yüksek politika etkisini (%12) doğrulamaktadır (Konya Büyükşehir Belediyesi, 2024). İl genelinde sera gazı envanteri çıkarılması çalışmaları tamamlanmıştır. Belediye bünyesinde iklim değişikliği müdürlüğü kurulmuştur. Konya, Türkiye'de SECAP sürecini tamamlamış sayılı iller arasındadır ve %12 değeri ile en yüksek PE değerine sahip illerdendir.

- **Enerji Verimliliği (%16):** MEDAŞ'ın teknolojik altyapısı ve düşük kayıp oranları (%5,77) yüksek verimlilik puanını destekler (Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği, 2023).

- **Lojistik Etki (%25):** Kayacık Lojistik Merkezi ve banliyö hattı projeleri lojistik etkisini güçlendirmektedir (Konya Büyükşehir Belediyesi, 2025). Konya, demiryolu ağına güçlü

bir şekilde bağlıdır. Anadolu'nun merkezinde yer alması nedeniyle karayolu bağlantıları güçlüdür. Samsun (%32) gibi dört modlu lojistik altyapıya sahip illere kıyasla daha düşük bir değerdir ancak denizyolu bağlantısının olmaması bu değeri sınırlamaktadır.

4.8.7. Muğla

• **Yenilenebilir Enerji Katkısı (%22):** Yüksek güneş ve rüzgar potansiyeline rağmen termik santrallerin varlığı, oranın %22'de dengelenmesine neden olmuştur (Güney Ege Kalkınma Ajansı, 2019). Muğla'nın enerji üretiminde Yatağan, Kemerköy ve Yeniköy termik santralleri tarihsel olarak baskın bir role sahip olmuştur. Ancak il, rüzgar ve güneş enerjisi potansiyeli açısından Türkiye'nin en verimli bölgelerinden biridir. Türkiye ortalaması YEK %40 civarındadır. Muğla'nın %22 değeri, termik santrallerin varlığı nedeniyle yenilenebilir enerji payının sınırlı olduğunu ancak potansiyelin yüksek olduğunu göstermektedir.

• **Sanayi Ağırlığı (%12):** Zeytinyağı ve madencilik sektörüne dayalı sanayi yapısı (Güney Ege Kalkınma Ajansı, 2019). Muğla ekonomisi büyük ölçüde turizm, tarım ve madencilığe dayanmaktadır. Klasik anlamda imalat sanayisi (termik santraller hariç) sınırlıdır. Mermer ve doğal taş madenciliği ve işleme tesisleri, enerji yoğun bir sektör olarak öne çıkmaktadır. Muğla, turizm sektörünün güçlü olduğu bir il olduğundan, sanayi ağırlığı düşük düzeydedir.

• **Politika Etkisi (%9):** Muğla Büyükşehir Belediyesi, "Karbon Nötr 2050" hedefi doğrultusunda Sürdürülebilir Enerji ve İklim Eylem Planı (SECAP) hazırlık çalışmaları düzenlemiştir (Bia Haber Merkezi, 2025). SECAP hazırlama çalışmaları sürdürülmektedir. Konya (%12) ve Samsun (%11) gibi SECAP'ı tamamlamış illere yakın bir değerdir.

• **Enerji Verimliliği (%11):** ADM EDAŞ bölgesindeki %4,74'lük çok düşük kayıp oranı, verimlilik altyapısının gücünü kanıtlamaktadır (Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği, 2023).

• **Lojistik Etki (%16):** Turizm odaklı havalimanları ve deniz taşımacılığı lojistik etkisini oluşturur (Mirshipping, 2025). Bodrum, Marmaris, Fethiye ve Güllük limanları, hem kruvaziyer/yat turizmi hem de maden (mermer, feldspat) ihracatı için kritik öneme sahiptir. İki uluslararası havalimanına (Dalaman ve Milas-Bodrum) sahip olması, hava kargo ve personel lojistiği için büyük avantajdır. Demiryolu bağlantısı bulunmamaktadır. Samsun (%32) ve Konya (%25) gibi illere kıyasla daha düşük bir değerdir.

4.8.8. Ordu

• **Yenilenebilir Enerji Katkısı (%45):** Enerji ihtiyacının büyük kısmının HES'lerden karşılandığı raporlanmıştır (MetropolTV, 2024). Bir çalışmada, Darıca-2 HES'in yıllık ortalama

elektrik üretim kapasitesi 207 GWh olarak belirlenmiştir (İnal, Akkaya Oy ve Özdemir, 2023). Türkiye ortalaması YEK %40 civarındadır. Ordu'nun %45 değeri, ilin yenilenebilir enerji üretiminde ülke ortalamasının üzerinde olduğunu göstermektedir.

- **Sanayi Ağırlığı (%10):** Fındık entegre tesisleri ağırlıklı sanayi yapısı. Bentonit madenciliği ve ihracatı (dünya rezervlerinin önemli bir kısmı buradadır) önemli bir yer tutmaktadır. Ağır sanayi tesislerinin sınırlı olması ve sanayinin tarıma dayalı yapısı, enerji yoğunluğunu düşük tutmaktadır. Ordu, tarım sektörünün güçlü olduğu bir il olduğundan, sanayi ağırlığı düşük düzeydedir.

- **Politika Etkisi (%7):** Yerel İklim Değişikliği Eylem Planları projesinde pilot il olması (İklim Değişikliği Başkanlığı, 2024). SECAP hazırlama çalışmaları sürdürülmektedir. Konya (%12) ve Samsun (%11) gibi SECAP'ı tamamlamış illere kıyasla daha düşük bir değerdir.

- **Enerji Verimliliği (%11):** YEDAŞ bölgesi standartlarında verimlilik çalışmaları yürütülmektedir. Kayıp oranı %6,24 olduğu raporlanmıştır (Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği, 2023).

- **Lojistik Etki (%13):** Ordu-Giresun Havalimanı yolcu ve yük trafiği lojistik erişilebilirliği artırmaktadır (Ordulak Haber, 2025). Deniz üzerine inşa edilen ilk havalimanı olmasıyla bölgeye personel ve acil kargo lojistiği açısından büyük avantaj sağlamaktadır. Ünye Limanı'nda kapasite artış çalışmaları sürdürülmektedir. Demiryolu bağlantısı bulunmamaktadır. Samsun (%32) ve Konya (%25) gibi illere kıyasla daha düşük bir değerdir.

4.8.9. Samsun

- **Yenilenebilir Enerji Katkısı (%30):** Biyokütle, HES ve güneş enerjisi yatırımları dengeli bir dağılım sunmaktadır. Samsun, Altinkaya ve Derbent gibi büyük hidroelektrik barajlarına ev sahipliği yapmaktadır. Bir çalışmaya göre, Samsun'da 22 santral ile yıllık 10.645 GWh elektrik üretimi gerçekleştirilmektedir (Aykut ve Dursun, 2024). Türkiye ortalaması YEK %40 civarındadır. Samsun'un %30 değeri, ilin yenilenebilir enerji üretiminde ülke ortalamasının biraz altında olduğunu göstermektedir.

- **Sanayi Ağırlığı (%24):** Cerrahi aletler ve bakır sanayisi gibi katma değerli üretim, yüksek sanayi ağırlığını doğrular (OSBÜK, 2026). Bakır izabe tesisleri, otomotiv yedek parça, gıda ve kimya sanayi gibi çeşitli sektörlerde güçlü bir üretim altyapısına sahiptir. OSB'lerdeki doluluk oranları ve ihracat rakamları, sanayi sektörünün enerji tüketimindeki ağırlığını göstermektedir. Samsun, Türkiye'nin önemli sanayi merkezlerinden biri olarak orta-yüksek düzeyde bir sanayi ağırlığına sahiptir.

• **Politika Etkisi (%11):** 2025-2030 İklim Değişikliğine Uyum Stratejisi ve Eylem Planı'nın yayınlanmış olması, en yüksek politika skorlarından birini (%11) sağlamıştır (T.C. Çevre Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı, 2025). Uluslararası standartlarda tam kapsamlı bir SECAP süreci tamamlanmıştır. İklim değişikliği müdürlüğü kurulmuştur. Samsun, Türkiye'de SECAP sürecini tamamlamış sayılı iller arasındadır.

• **Enerji Verimliliği (%15):** YEDAŞ Genel Müdürlüğü'nün burada olması ve akıllı şebeke yönetimi. Kayıp oranı %6,24 olduğu raporlanmıştır (Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği, 2023)..

• **Lojistik Etki (%32):** Kara, hava, deniz ve demiryolu modlarının tamamına sahip olması ve Lojistik OSB projesi, %32 ile en yüksek lojistik etkisini gerekçelendirir (Orta Karadeniz Kalkınma Ajansı, 2024). Uluslararası standartlarda depolama, transfer ve gümrükleme hizmetleri sunmaktadır (UTİKAD, 2020). Karadeniz'in en önemli limanlarından biridir. Samsun Çarşamba Havalimanı, bölgesel hava kargo trafiğinde önemli bir rol oynamaktadır. Samsun, Türkiye'de dört modlu lojistik altyapıya sahip sayılı iller arasındadır ve %32 değeri ile en yüksek LE değerine sahiptir.

4.8.10. Sinop

• **Yenilenebilir Enerji Katkısı (%25):** Rüzgar potansiyeli ve mevcut santraller bu oranı desteklemektedir. Türkiye ortalaması YEK %40 civarındadır. Sinop'un %25 değeri, ilin yüksek rüzgar potansiyeline sahip olmasına rağmen mevcut kurulu gücün bu potansiyeli tam olarak kullanamadığını göstermektedir.

• **Sanayi Ağırlığı (%6):** Sanayi altyapısının sınırlı olması, hizmet ve ormancılık odaklı ekonomi en düşük SA değerini (%6) doğrular (A. Arslan ve Ünal, 2013). Sinop ekonomisi, sanayileşmeden ziyade balıkçılık, orman ürünleri ve turizme dayalıdır. Küçük ölçekli sanayi siteleri dışında büyük enerji tüketicisi ağır sanayi tesisleri sınırlıdır. Sinop, Türkiye'de sanayi ağırlığı en düşük iller arasındadır.

• **Politika Etkisi (%5):** İl genelini kapsayan bir SECAP'ın henüz olmaması politika etkisini sınırlı tutmaktadır (T.C. Çevre Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı, 2020). Sinop, Türkiye'de PE değeri en düşük iller arasındadır.

• **Enerji Verimliliği (%10):** YEDAŞ bölgesindeki genel iyileştirmelere rağmen coğrafi zorluklar verimlilik skorunu etkilemektedir. Kayıp oranı %6,24 olduğu raporlanmıştır (Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği, 2023).

• **Lojistik Etki (%9):** Liman kapasitesinin sınırlılığı ve demiryolu eksikliği en düşük

lojistik skorunu açıklamaktadır (A. Arslan ve Ünal, 2013). Karadeniz'in tek doğal limanı olmasına rağmen, iç kesim bağlantılarının zayıflığı nedeniyle ticari hacmi Samsun kadar yüksek değildir. İç bölgelere ulaşımı sağlayan karayolu ağının zorlu coğrafyası, lojistik kapasiteyi sınırlamaktadır.

Tablo 4.2 Parametre ağırlıklarının sistematik değişimine ilişkin duyarlılık analizi

İl	Baz Senaryo Çarpanı (Katsayılar: 1)	Senaryo 1: YEK Ağırlığı 0,5	Senaryo 2: YEK ve PE Çıkarılmış	Baz Sıralama	Sen. 1 Sıralama	Sen. 2 Sıralama
Çanakkale	0,44	0,68	0,82	1	1	1
Konya	0,36	0,61	0,74	2	2	2
Samsun	0,57	0,72	0,76	3	3	3
Ordu	0,52	0,75	0,90	4	5	5
Muğla	0,75	0,86	0,88	5	4	4
Aksaray	0,59	0,72	0,78	6	6	6
Giresun	0,62	0,80	0,90	7	8	8
Kastamonu	0,75	0,84	0,84	8	7	7
Çorum	0,72	0,82	0,84	9	9	9
Sinop	0,74	0,87	0,94	10	10	10

Buraya kadar detaylandırılan doğrusal ölçeklendirme modeli, her bir parametrenin KIP ve KET üzerindeki etkisinin eşit ağırlıklı ve birbirinden bağımsız olduğu kabulü üzerine inşa edilmiştir. Bu türden bir kabulün literatürde çok kriterli mekânsal değerlendirmelerde başlangıç aşaması için yaygın bir yaklaşım olduğu bilinmekle birlikte, metodolojik bir sınırlılık teşkil ettiği de açıktır. Bu sınırlılığın farkında olarak, parametre ağırlıklandırmasındaki belirsizliklerin nihai bulgular üzerinde yaratabileceği olası çarpıtmaları asgari düzeyde sınamak amacıyla bir duyarlılık analizi icra edilmiş ve sonuçları Tablo 4.2'de sunulmuştur. Analiz kapsamında, tüm iller için ortak olmak üzere, YEK parametresinin ağırlığı yarıya indirilmiş (Senaryo 1) ve buna ek olarak YEK ile PE parametreleri modelden bütünüyle dışlanmıştır (Senaryo 2). Tablodan izlenebileceği gibi, bu türden sistematik müdahaleler, bekleneneği üzere, illerin mutlak çarpan değerlerini değiştirmekte fakat bir bütün olarak sıralamada dramatik bir kırılmaya yol açmamaktadır. Çanakkale'nin en düşük çarpana sahip olma avantajı tüm senaryolarda korunmakta; yalnızca Ordu ile Muğla arasında, çarpan değerleri birbirine çok yakın olan orta sıralarda ikincil bir yer değişikliği gözlenmektedir. Bu bulgu, önerilen şehir bazlı ölçeklendirme

yaklaşımının, eşit ağırlık varsayımından kaynaklanan belirsizliklere karşı aşırı hassas olmadığını ve en azından politika önceliklendirmesi için gerekli olan karşılaştırmalı çerçevenin istikrarını muhafaza ettiğini göstermektedir. Elbette bu analiz, parametre ağırlıklarının illere özgü farklılaştırıldığı daha sofistike senaryoları kapsamamaktadır; ancak çalışmanın keşifsel doğası gereği, eşit ağırlıklandırmanın sonuçları temelden sarsmadığını belgelemek, metodolojik geçerlilik açısından asgari bir sağlama işlevi görmektedir.

Tablo 4.3 Şehirlere ait belirlenen ölçek parametreleri

Şehir	YEK (%)	SA (%)	PE (%)	EV (%)	LE (%)	KIP Ölçeği	KET Ölçeği
Aksaray	%25	%22	%6	%12	%20	0,91	1,08
Çanakkale	%48	%18	%10	%14	%28	0,60	1,14
Çorum	%20	%16	%8	%13	%14	0,88	1,01
Giresun	%35	%10	%7	%12	%15	0,68	1,03
Kastamonu	%18	%16	%9	%11	%12	0,89	1,01
Konya	%50	%26	%12	%16	%25	0,64	1,09
Muğla	%22	%12	%9	%11	%16	0,81	1,05
Ordu	%45	%10	%7	%11	%13	0,58	1,02
Samsun	%30	%24	%11	%15	%32	0,83	1,17
Sinop	%25	%6	%5	%10	%9	0,76	0,99

Tablo 4.3’de her bir şehir için belirlenen ölçek parametreleri gösterilmiştir. Ölçek parametrelerinin oluşturulmasında etkin rol oynayan YEK, SA, PE, EV ve LE değerleri de ayrıca belirtilmiştir.

5. TEKNO-EKONOMİK ANALİZ

TEA, bir enerji üretim sisteminin teknik performansını ve ekonomik sürdürülebilirliğini entegre bir yaklaşımla değerlendiren, mühendislik tasarımlarının maliyet ve fayda ekseninde optimize edilmesini sağlayan analitik bir süreçtir. Bu analiz yöntemi, sadece projenin ilk yatırım maliyetlerini değil, projenin tüm ekonomik ömrü boyunca oluşacak işletme giderlerini, bakım masraflarını, enerji üretim verimliliğini ve piyasa dinamiklerini kapsayarak yatırımcılara ve politika yapıcılara yol gösterici veriler sunmayı amaçlar (Short, Packey ve Holt, 1995). Enerji projelerinde TEA'nın temel hedefi, farklı teknolojilerin veya senaryoların finansal uygulanabilirliğini karşılaştırmak ve birim enerji başına düşen maliyeti minimize eden en uygun konfigürasyonu belirlemektir.

Rüzgar enerjisi projelerinde TEA, projenin finansal fizibilitesini belirlemek ve yatırım kararlarını şekillendirmek için kritik bir araç olarak kullanılmaktadır. YERT'de maliyet yapısı genellikle yüksek CAPEX ve görece düşük, öngörülebilir OPEX ile karakterize edilir. Bu sistemlerde yapılan analizler, türbin boyutu, kule yüksekliği ve kurulum sahasının rüzgar karakteristiği gibi teknik parametrelerin, SEM üzerindeki doğrudan etkisini ortaya koymaktadır (Celik, 2007). Özellikle Türkiye gibi gelişmekte olan rüzgar pazarlarında yapılan çalışmalar, rüzgar türbini yatırımlarının geri ödeme sürelerinin ve birim enerji maliyetlerinin, yerel teşvik mekanizmaları ve rüzgar potansiyeli ile yakından ilişkili olduğunu göstermektedir.

HRE sistemleri söz konusu olduğunda ise TEA çalışmaları, teknolojinin kendine has yapısal özellikleri nedeniyle geleneksel rüzgar sistemlerinden farklılaşan bir maliyet profili sunmaktadır. Literatürdeki çalışmalar, HRE sistemlerinin geleneksel türbinlere kıyasla devasa kule ve ağır temel yapılarına ihtiyaç duymaması sayesinde malzeme kullanımında %90'a varan tasarruf sağladığını ve bu durumun CAPEX açısından önemli bir düşüş potansiyeli yarattığını vurgulamaktadır (Hagen ve diğerleri, 2023). Bununla birlikte, HRE sistemlerinin dinamik çalışma prensibi, hava aracı (kanat/uçurtma), halat ve yer istasyonu bileşenlerinin daha sık bakım görmesini veya değiştirilmesini gerektirebilmektedir. Bu durum, HRE projelerinde OPEX'in toplam yaşam döngüsü maliyetleri içindeki payının geleneksel türbinlere göre daha yüksek olmasına neden olmaktadır (Joshi ve diğerleri, 2025). Yapılan güncel analizler, HRE sistemlerinin yüksek irtifa rüzgarlarına erişim yeteneği sayesinde elde ettiği yüksek kapasite faktörlerinin, artan işletme maliyetlerini dengeleyerek rekabetçi bir SEM değeri sunabileceğini ve özellikle rüzgarın güçlü olduğu bölgelerde ekonomik olarak uygulanabilir bir alternatif oluşturduğunu göstermektedir (BVG Associates, 2022).

5.1. Sermaye Harcamaları (CAPEX) Hesabı

CAPEX, enerji tesisinin planlama aşamasından ticari işletmeye geçiş anına kadar gerçekleşen toplam ilk yatırım maliyetini ifade eder. HRE sistemleri gibi gelişmekte olan teknolojilerde, piyasada oluşmuş standart bir "anahtar teslim" fiyatı bulunmadığından, CAPEX hesabı genellikle "aşağıdan yukarıya" (bottom-up) bir yaklaşımla, sistemin tüm alt bileşenlerinin maliyetlerinin toplanmasıyla elde edilir (Heilmann, 2012). Bu çalışmada kullanılan modelde CAPEX; hava aracı (kanat/uçurtma), halat, yer istasyonu (jeneratör, tambur, güç elektroniği) ve fırlatma/iniş platformu gibi temel donanım maliyetlerinin yanı sıra; nakliye, kurulum, arazi hazırlığı ve şebeke bağlantısı gibi "Tesis Dengesi" (Balance of System - BOS) maliyetlerini de kapsamaktadır. HRE sistemleri, geleneksel rüzgar türbinlerine kıyasla kule ve ağır temel yapılarının ortadan kalkmasıyla malzeme maliyetlerinde düşüş sağlasa da, yer istasyonu ve kontrol donanımlarının özelleşmiş yapısı, toplam yatırım maliyetinin önemli bir bileşenini oluşturmaktadır (Joshi ve diğerleri, 2025). Toplam CAPEX değeri, birim kurulu güç başına (USD/MW) normalize edilerek, farklı kapasitedeki sistemlerin ekonomik karşılaştırmasına olanak tanır ve aşağıdaki genel eşitlik ile ifade edilir (Salari, Zabihi ve Murphy, 2025):

$$CAPEX = \sum C_{donanım} + C_{kurulum} + C_{inşaat} + C_{şebeke} + C_{diğer} \quad (D.56)$$

Burada $C_{donanım}$, hava aracı, halat ve yer istasyonu bileşenlerini, $C_{kurulum}$ ve $C_{inşaat}$ montaj işçiliği ve arazi hazırlığını, $C_{şebeke}$; elektriksel bağlantı altyapısını temsil etmektedir. Örneğin, Salari vd. (2025) tarafından yapılan analizlerde, HRE sistemleri için CAPEX değerinin kW başına 599 Euro ile 956 Euro arasında değişebildiği ve bu maliyetin büyük kısmının yer istasyonu ve güç üretim birimlerinde yoğunlaştığı belirtilmektedir (Salari ve diğerleri, 2025).

5.2. İşletme Harcamaları (OPEX) Hesabı

OPEX, tesisin ekonomik ömrü boyunca işletilmesi, bakımı ve faal tutulması için gereken yıllık harcamaları kapsar. Geleneksel rüzgar türbinlerinde OPEX genellikle öngörülebilir sabit bir maliyet olarak modellenirken, HRE sistemlerinde bileşenlerin dinamik yükler altındaki çalışma koşulları nedeniyle farklı bir yaklaşım gerektirir. HRE sistemlerinde hava aracı ve halat gibi bileşenler, yüksek mekanik yorgunluğa maruz kaldıkları için tesisin ekonomik ömrü (örneğin 20 yıl) boyunca birden fazla kez değiştirilmeyi gerektirebilir (Heilmann, 2012). Bu nedenle, bu çalışmada OPEX hesabı; sigorta, arazi kirası, izleme ve yönetim giderlerini içeren "Sabit OPEX" ile parça değişimi (replacement costs), tamirler ve sarf malzemelerini içeren "Değişken OPEX" in toplamı olarak ele alınmıştır. Özellikle halatların ve hava aracının belirli periyotlarla yenilenmesi, HRE projelerinde işletme maliyetlerinin toplam yaşam döngüsü

maliyeti içindeki payını geleneksel sistemlere göre farklılaştıran en kritik faktördür (Joshi ve diğerleri, 2025). Toplam yıllık işletme maliyeti, aşağıdaki fonksiyonel ilişki ile hesaplamalara dahil edilmiştir (Short ve diğerleri, 1995):

OPEX hesabı şu genel formülle özetlenebilir:

$$OPEX_{yillik} = \sum C_{O\&M,sabit} + C_{değişim} + C_{sigorta} + C_{arazi} \quad (D.57)$$

Bu modellemede, sistemin karmaşıklığına bağlı olarak bakım ve onarım maliyetlerinin, sistemin ilk yatırım maliyetinin belirli bir yüzdesi veya üretilen enerji başına birim maliyet (USD/MWh) üzerinden tahmin edilmesi yaygın bir uygulamadır. Literatürde HRE sistemlerinin yıllık OPEX maliyetinin, bileşen değişim sıklığına bağlı olarak YERT sistemlerine göre oransal olarak daha yüksek olabildiği ve toplam proje maliyetinin önemli bir kısmını oluşturduğu vurgulanmaktadır. Örneğin, halatların ve kanatların belirli periyotlarla yenilenmesi, işletme maliyetlerini doğrudan artıran en kritik faktörlerdendir (Joshi ve diğerleri, 2025).

5.3. Net Bugünkü Değer (NBD) Hesabı

Enerji yatırımlarının uzun vadeli finansal performansını değerlendirmek için kullanılan en temel ve güvenilir dinamik yöntemlerden biri NBD analizidir. Bu yöntem, paranın zaman değerini dikkate alarak, projenin ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı nakit girişlerinin ve çıkışlarının bugünkü eşdeğer değerini hesaplar. Temel prensip, enflasyon ve sermaye maliyeti gibi faktörler nedeniyle gelecekte elde edilecek bir birim paranın, bugün elde edilen bir birim paradan daha düşük bir değere sahip olduğu gerçeğine dayanır (Short ve diğerleri, 1995). Bir yatırım kararı verilirken NBD sonucunun pozitif olması, projenin yatırım maliyetlerini ve işletme giderlerini karşıladıktan sonra yatırımcıya ek bir katma değer sağladığını ve finansal açıdan uygulanabilir olduğunu gösterir (Zolfaghari, Azarsina ve Kani, 2020). Özellikle HRE sistemleri gibi CAPEX ile OPEX arasında farklı dengelerin olduğu teknolojilerin, geleneksel sistemlerle (YERT) kıyaslanmasında NBD, projenin ömrü boyunca yaratacağı toplam değeri tek bir göstergeye indirgeyerek karar vericilere net bir perspektif sunar.

NBD hesaplamasında, projenin her yıl elde ettiği gelirlere yıllık işletme giderlerinin düşülmesiyle bulunan net nakit akışlarının, belirlenen bir iskonto oranıyla bugüne indirgenmesi ve bu toplamdan başlangıç yatırım maliyetinin çıkarılmasıyla hesaplanmıştır. Matematiksel olarak bu hesaplama aşağıdaki eşitlik kullanılarak gerçekleştirilir (El Kihel ve El Kadri Elyamani, 2025; Short ve diğerleri, 1995):

$$NBD = \sum_{t=1}^T \frac{R_t - C_{t,OPEX}}{(1-r)^t} - C_{CAPEX} \quad (D.58)$$

Bu denklemde R_t , sistemin ürettiği yıllık enerjinin satışından elde edilen geliri; $C_{t,OPEX}$, t yılındaki bakım, onarım, parça değişimi ve diğer işletme giderlerini; r , yatırımın riskini ve paranın alternatif maliyetini yansıtan reel iskonto oranını ve T projenin yıl cinsinden ekonomik ömrünü temsil etmektedir. Denklemdeki C_{CAPEX} terimi ise projenin başında yapılan toplam sermaye harcamasını ifade eder. HRE sistemlerinin analizinde, özellikle hava aracı ve halat gibi bileşenlerin periyodik değişim maliyetleri $C_{t,OPEX}$ terimi içerisinde yıllara sari olarak dikkate alınır ve bu durum projenin nakit akış diyagramını geleneksel rüzgar türbinlerine göre farklılaştırır (Zweers, 2024). Analiz sonucunda elde edilen NBD değeri, seçilen iskonto oranına (örneğin bu çalışmada %8-9,5 aralığı) oldukça duyarlıdır; yüksek iskonto oranları, gelecekteki gelirlerin bugünkü değerini düşürerek projenin fizibilitesini olumsuz etkileyebilir.

5.4. Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti (SEM)

Farklı yatırım maliyetlerine, işletme ömürlerine ve üretim profillerine sahip enerji üretim teknolojilerinin ekonomik olarak tutarlı bir zeminde karşılaştırılmasını sağlayan en temel gösterge SEM'dir. Literatürde LCOE (Levelized Cost of Energy) olarak bilinen bu kavram, bir enerji üretim tesisinin ekonomik ömrü boyunca ürettiği birim elektrik enerjisi başına düşen ortalama net bugünkü maliyeti ifade eder. SEM, yatırımcıya projenin tüm yaşam döngüsü maliyetlerini (kurulum, işletme, bakım ve finansman) karşılayabilmesi ve belirlenen getiri oranına ulaşabilmesi için elektriğin satılması gereken minimum "başabaş" (break-even) fiyatını gösterir (Short ve diğerleri, 1995). Özellikle HRE gibi CAPEX ile OPEX arasındaki dengenin geleneksel rüzgar türbinlerinden (YERT) farklı olduğu teknolojilerde, SEM analizi, teknolojinin uzun vadeli rekabetçiliğini ortaya koymak için kritik bir araçtır (Joshi, Kruijff ve Schmehl, 2023).

Bu çalışmada SEM hesabı, sadece maliyetlerin değil, üretilen enerjinin de zaman içindeki değerini dikkate alan "İndirgenmiş Nakit Akışı" yöntemiyle gerçekleştirilmiştir. Bu yaklaşım, projenin ömrü boyunca gerçekleşen tüm nakit çıkışlarının ve üretilen yıllık enerjinin, aynı iskonto oranı kullanılarak bugünkü değere (Net Present Value) indirgenmesi ve oranlanması prensibine dayanır. Kullanılan matematiksel model, uluslararası literatürle uyumlu olup aşağıdaki eşitlik ile ifade edilir (El Kihel ve El Kadri Elyamani, 2025; Joshi ve diğerleri, 2025):

$$SEM = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t + O_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (D.59)$$

Bu denklemde; C_t , t yılındaki yatırım harcamalarını (genellikle t=0 anında gerçekleşen CAPEX), O_t ve M_t , t yılındaki işletme ve bakım giderlerini (sabit ve değişken OPEX), E_t , sistemin t yılında ürettiği yıllık net elektrik enerjisi miktarını (MWh), r , Projenin finansal riskini ve sermaye maliyetini yansıtan reel iskonto oranını, n , sistemin ekonomik ömrünü (yıl) temsil etmektedir.

Literatürdeki çalışmalar da HRE sistemlerinin, yüksek irtifa rüzgarlarına erişim yeteneği sayesinde elde ettiği yüksek kapasite faktörlerinin, artan bakım maliyetlerini dengeleyerek rekabetçi SEM değerleri sunabildiğini doğrulamaktadır (BVG Associates, 2022).

5.5. İç Getiri Oranı (İGO)

Bir enerji yatırımı projesinin kârlılığını değerlendirmek için kullanılan en yaygın ve etkili dinamik yöntemlerden biri İGO analizidir. Literatürde IRR (Internal Rate of Return) olarak bilinen bu oran, projenin NBD'yi sifıra eşitleyen iskonto oranı olarak tanımlanır. Başka bir ifadeyle İGO, projenin ömrü boyunca sağlayacağı nakit girişlerinin bugünkü değerini, CAPEX'e eşitleyen faiz oranıdır (Short ve diğerleri, 1995). Bu yöntem, yatırımcıya projenin sağladığı gerçek getiri yüzdesini sunarak, bu oranın yatırımcının beklediği minimum getiri oranı (hurdle rate) veya sermaye maliyeti ile kıyaslanmasına olanak tanır. Eğer hesaplanan İGO değeri, sermaye maliyetinden veya belirlenen iskonto oranından büyükse, projenin ekonomik olarak uygulanabilir ve kârlı olduğu sonucuna varılır (Joshi ve diğerleri, 2023).

İGO hesaplaması, projenin nakit akışlarının zamansal dağılımına dayanan iteratif bir süreci gerektirir. Analitik olarak doğrudan bir çözümü bulunmadığından, NBD fonksiyonunu sıfır yapan değeri bulmak için sayısal yöntemler kullanılır. Bu çalışmada İGO, projenin ilk yatırım maliyeti ve yıllık net nakit akışları (gelirler eksi işletme giderleri) kullanılarak aşağıdaki eşitliği sağlayan r değeri olarak hesaplanmıştır (Short ve diğerleri, 1995; Zweers, 2024):

$$\sum_{t=1}^T \frac{R_t - C_{t,OPEX}}{(1 + İGO)^t} C_{CAPEX} = 0 \quad (D.60)$$

Bu denklemde R_t , t yılındaki enerji satışından elde edilen geliri; $C_{t,OPEX}$, t yılındaki bakım, onarım ve işletme giderlerini; C_{CAPEX} , projenin başlangıcındaki toplam yatırım maliyetini ve T projenin ekonomik ömrünü temsil etmektedir. HRE sistemlerinde, düşük CAPEX genellikle İGO

değerini yukarı çeken bir faktör olsa da işletme dönemindeki bileşen değişim maliyetleri (yüksek OPEX) nakit akışlarını baskılayabilir. Bu nedenle İGO, HRE sistemlerinin, yüksek CAPEX ancak düşük OPEX karakteristiğine sahip YERT ile kıyaslanmasında, projenin nakit yaratma potansiyelini sermaye verimliliği açısından ortaya koyan kritik bir göstergedir. Literatürdeki çalışmalar, HRE sistemlerinin ticarileşme sürecinde yatırımcı çekebilmesi için rekabetçi bir İGO sunması gerektiğini, bunun da ancak yüksek kapasite faktörleri ve optimize edilmiş bakım maliyetleri ile mümkün olabileceğini vurgulamaktadır (Joshi ve diğerleri, 2023).

5.6. Geri Ödeme Süresi (Payback Period)

Enerji projelerinin yatırım kararlarında, projenin likiditesi ve risk seviyesi hakkında hızlı bir öngörü sağlayan en anlaşılır göstergelerden biri Geri Ödeme Süresi'dir. Bu parametre, bir projeye yapılan CAPEX'in, projenin sağladığı net nakit akışları (gelirler eksi giderler) ile ne kadar sürede geri kazanılacağını ifade eder. Geri Ödeme Süresi, yatırımcının sermayesinin risk altında olduğu süreyi ölçtüğü için, özellikle teknolojik belirsizliklerin yüksek olduğu veya sermaye kısıtlarının bulunduğu durumlarda kritik bir karar destek aracıdır (Short ve diğerleri, 1995). Literatürde bu hesaplama, paranın zaman değerinin dikkate alınıp alınmamasına göre "Basit Geri Ödeme Süresi" (SPB) ve "İndirgenmiş Geri Ödeme Süresi" (DPB) olarak ikiye ayrılır; ancak temel prensip, kümülatif net nakit akışının pozitif değere ulaştığı zaman diliminin tespit edilmesine dayanır.

Bu çalışmada Geri Ödeme Süresi, projenin kümülatif net nakit akışlarının ilk yatırım maliyetini karşıladığı minimum zaman noktası olarak hesaplanmıştır. Matematiksel olarak, projenin başlangıcından itibaren her yıl elde edilen net nakit akışlarının toplanarak ilerlendiği ve bu toplamın sıfıra eşit veya büyük olduğu ilk yılın belirlendiği aşağıdaki algoritma kullanılmaktadır (Short ve diğerleri, 1995):

$$Geri\ Ödeme\ Süresi = \min \left\{ t \mid \sum_{i=1}^t (R_i - C_i) \geq C_{CAPEX} \right\} \quad (D.61)$$

Bu denklemde t geçen süreyi (yıl), R_i i. yıldaki gelirleri, C_i i. yıldaki işletme ve bakım giderleri ile vergileri, C_{CAPEX} ise başlangıç yatırım maliyetini temsil etmektedir. HRE sistemleri, YERT'lere kıyasla daha düşük CAPEX'e sahip oldukları için teorik olarak daha kısa geri ödeme süreleri vaat etmektedir. Ancak HRE sistemlerinde, bileşenlerin (örneğin batarya veya kanat) ömür döngüsü boyunca yenilenme ihtiyacı, nakit akışlarında dönemsel negatif dalgalanmalara yol açabilir ve bu durum geri ödeme süresini etkileyebilir. Örneğin, HRE sistemleri üzerine yapılan bir çalışmada, batarya depolama entegrasyonunun ve arbitraj gelirlerinin dahil

edilmesinin, projenin geri ödeme süresini 8-9 yıl bandına çekebildiği, ancak yüksek OPEX kalemlerinin bu süreyi uzatma riski taşıdığı belirtilmiştir (Zweers, 2024). Benzer şekilde, pompalamalı uçurtma (pumping kite) sistemleri için yapılan bir başka analizde, kredi geri ödemelerinin ve faiz oranlarının ilk yıllardaki nakit akışını baskılayarak geri ödeme süresini öteleyebildiği, ancak projenin 5. yıldan itibaren pozitif nakit akışı üreterek yatırımı amorti etme eğilimine girdiği rapor edilmiştir (Zolfaghari ve diğerleri, 2020).

5.7. YERT'lerde Ekonomik Görünüm

Yatay Eksenli Rüzgar Türbinleri, teknolojik olgunluğa erişmiş olmaları ve kurulu güçteki artışla gelen ölçek ekonomisi sayesinde, günümüzde en düşük SEM'e sahip enerji kaynaklarından biri haline gelmiştir. Bu sistemlerde maliyet yapısı sermaye yoğun (CAPEX ağırlıklı) bir karakter sergiler. Toplam proje maliyetinin büyük bir kısmı türbin kanatları, kule ve temel yapısı gibi malzeme yoğun bileşenlere harcanır. Türkiye özelinde yapılan önceki çalışmalarda, özellikle 500 kW ve üzeri türbinlerin birim enerji maliyetlerinin şebeke elektriği ile rekabet edebilir seviyelere (yaklaşık 0,15 \$/kWh ve altı) düştüğü belirtilmiştir (Celik, 2007). Güncel çalışmalarda ise, rüzgar potansiyeli yüksek bölgelerde YERT sistemlerinin LCOE değerlerinin, fosil yakıt kaynaklı üretim maliyetlerinin (örneğin 0,07-0,08 \$/kWh bandının) altına inebildiği ve en ekonomik seçeneklerden biri olduğu raporlanmaktadır (El Kihel ve El Kadri Elyamani, 2025).

5.8. HRE Sistemlerinde Ekonomik Görünüm

HRE sistemleri, YERT'lerin aksine işletme gideri yoğun (OPEX ağırlıklı) bir maliyet yapısına sahiptir. Kule ve ağır temellerin elimine edilmesiyle CAPEX'te teorik olarak büyük bir tasarruf potansiyeli sunsa da, sistemin dinamik doğası gereği hava aracı (kanat/uçurtma) ve halatların sık aralıklarla değiştirilmesi gerekliliği, işletme maliyetlerini artırmaktadır (Joshi ve diğerleri, 2025).

Salari vd. (2025) tarafından yapılan güncel bir çalışmada, 2 MW ölçeğindeki bir HRE sisteminin CAPEX değerinin, eşdeğer bir YERT sistemine göre daha düşük olabileceği (HRE için ~3,49 M€, YERT için ~4,29 M€), ancak OPEX değerlerinin HRE sisteminde YERT'e kıyasla belirgin şekilde yüksek olduğu tespit edilmiştir. Bu durum, HRE sistemlerinin ekonomik fizibilitesinin, yüksek irtifa rüzgarlarından elde edilen artırılmış enerji üretimi (yüksek kapasite faktörü) ile dengelenmesine bağlı olduğunu göstermektedir (Salari ve diğerleri, 2025). Ayrıca, Joshi ve arkadaşları, yer istasyonlu (ground-generation) HRE sistemleri için optimum ekonomik ölçeğin 100 kW ile 1000 kW arasında olduğunu, sistem boyutu büyüdükçe (örn. 2 MW üzeri) kanat kütlelerinin artmasının maliyet avantajını sınırlayabildiğini belirtmektedir (Joshi ve

diğerleri, 2025).

Tablo 5.1 HRE ve YERT sistemlerinin tekno-ekonomik karşılaştırması

Parametre	Birim	YERT (Konvansiyonel)	HRE (Havai Rüzgar)	Karşılaştırmalı Değerlendirme	Kaynaklar
Maliyet Yapısı	-	Yüksek CAPEX / Düşük OPEX	Düşük CAPEX / Yüksek OPEX	HRE, kule maliyetinden tasarruf ederken, bileşen değişimi (halat/kanat) nedeniyle işletme masrafı yüksektir.	(Joshi ve diğerleri, 2025; Salari ve diğerleri, 2025)
CAPEX	M€ / MW	~1,1 – 2,1	~0,6 – 1,7	HRE sistemlerinde malzeme tasarrufu nedeniyle ilk yatırım maliyeti %10-%30 daha düşük öngörülmektedir.	(BVG Associates, 2022; Salari ve diğerleri, 2025)
OPEX	€ / kW-yıl	~40 – 50	~50 – 100+	HRE sistemlerinde OPEX, toplam ömür maliyetinin %40'ından fazlasını oluşturabilir.	(Joshi ve diğerleri, 2025; Salari ve diğerleri, 2025)
Kapasite Faktörü	%	%30 – %45	%45 – %60+	HRE, daha yüksek irtifadaki sürekli rüzgarlara erişim sayesinde daha yüksek doluluk oranına sahiptir.	(Bechtle ve diğerleri, 2019; BVG Associates, 2022)
SEM (LCOE)	€ / MWh	33 – 50 (Onshore)	50 – 80 (2030 Hedefi)	HRE şu an daha pahalıdır, ancak 2030 sonrasında YERT ile rekabetçi hale gelmesi beklenmektedir.	(BVG Associates, 2022; El Kihel ve El Kadri Elyamani, 2025)
Optimum Ölçek	MW	3 MW – 6 MW+	0,1 MW – 2 MW	HRE için şimdilik daha küçük ve modüler sistemler ekonomik optimum noktadadır.	(Joshi ve diğerleri, 2025)

Tablo 5.1, literatürdeki güncel verilere dayanarak HRE ve YERT sistemlerinin tekno-ekonomik parametrelerini karşılaştırmalı olarak özetlemektedir.

6. BULGULAR VE TARTIŞMA

Bu bölümde, Türkiye'nin farklı coğrafi bölgelerini temsil eden ve yüksek rüzgar enerjisi potansiyeline sahip olduğu belirlenen 10 pilot il (Aksaray, Çanakkale, Çorum, Giresun, Kastamonu, Konya, Muğla, Ordu, Samsun ve Sinop) için gerçekleştirilen analiz sonuçları sunulmaktadır. Çalışma kapsamında elde edilen bulgular; Rüzgar Kaynağı Değerlendirmesi, YDD ve TEA olmak üzere üç ana başlık altında detaylandırılmıştır. Analizler, HRE sistemlerinin operasyonel irtifalarını temsil eden 200 m, 400 m ve 600 m yükseklik seviyeleri için özelleştirilmiştir.

6.1. Rüzgar Kaynağı Değerlendirmesi ve İstatistiksel Analiz Sonuçları

Rüzgar enerjisi sistemlerinin performans tahmininde en kritik adım, rüzgar hızı frekans dağılımının doğru modellenmesidir. Geleneksel rüzgar türbinleri için genellikle yüzey seviyesine yakın (10-100 m) veriler kullanılırken, HRE sistemleri için daha yüksek irtifalardaki (200 m ve üzeri) rüzgar rejiminin karakterize edilmesi gerekmektedir. Bu irtifalarda rüzgarın daha kararlı ve laminer bir akış sergilemesi beklenmekle birlikte, dağılım karakteristikleri yüzey sürtünmesinden uzaklaştıkça değişim gösterebilmektedir (He ve diğerleri, 2025).

Bu çalışmada, seçilen illerin rüzgar profillerini en iyi temsil eden istatistiksel modeli belirlemek amacıyla 13 farklı Weibull parametre tahmin metodu (Grafik Metodu-GM, Maksimum Olabilirlik-MLM, Enerji Örüntü Faktörü-EPFM vb.) ile Rayleigh, Gamma ve Burr gibi alternatif olasılık yoğunluk fonksiyonları (PDF) kullanılarak toplam 16 farklı yöntem karşılaştırılmıştır. Literatürde, rüzgar verilerinin çarpıklık (skewness) ve basıklık (kurtosis) değerlerine bağlı olarak, özellikle karmaşık rüzgar rejimlerinde Weibull dışındaki dağılımların (özellikle Burr ve Gamma) daha iyi uyum sağladığı belirtilmektedir (Mert ve Karakuş, 2015).

Modellerin performans sıralaması; RMSE, R^2 ve χ^2 performans testleri kullanılarak yapılmıştır. Hata metriklerinde R^2 değerinin 1'e, RMSE ve χ^2 değerlerinin ise 0'a yakınsaması, modelin başarısını gösteren temel ölçütlerdir (Akdağ ve Güler, 2015).

Değerlendirmeyi yapmak amacıyla bir Matlab kodu oluşturulmuştur. Her bir metot için çalışmanın başında belirtilen denklemler kod içerisinde kullanılmıştır. Çıktılar hata performans metrikleri yardımıyla değerlendirilerek bir sıralamaya koyulmuştur. Şehir ve rüzgar verisine bağlı olarak en uygun metot belirlenmiştir.

Bu çalışmada, Çanakkale gibi yüksek rüzgar hızına sahip bölgelerde WED hesaplanırken Burr Tip XII dağılımının gerçek dışı, aşırı yüksek değerler ürettiği tespit edilmiştir. Bunun temel nedeni, rüzgar gücünün hızın küpüyle (V^3) orantılı olması ve sonsuz üst sınırla yapılan

hesaplamalarda Burr dağılımının "Kalın Kuyruk" etkisine (3. moment iraksamasına) maruz kalmasıdır.

Bu matematiksel hatayı önlemek için, integral hesabındaki sonsuz (∞) üst sınır yerine fiziksel olarak ölçülen maksimum rüzgar hızı kullanılarak sınırlandırma (truncation) yapılmıştır. Bu müdahale ile dağılım stabilize edilmiş ve tüm bölgelerde gerçek enerji değerleriyle tam uyum sağlanmıştır.

Çanakkale gibi yüksek rüzgar hızlarına ve aşırı hava olaylarına sahip bölgelerde WED hesaplanırken, ekstrem değerleri modellemede başarılı olan Burr Tip XII dağılımının gerçek dışı ve aşırı yüksek enerji değerleri ürettiği tespit edilmiştir. Bunun temel matematiksel nedeni, elde edilecek teorik rüzgar gücünün hızın küpüyle orantılı olması ve sıfırdan sonsuza kadar uzanan üst sınırla yapılan integral hesaplamalarında Burr dağılımının ağır kuyruk etkisine, yani üçüncü moment iraksamasına maruz kalmasıdır. Rüzgar hızı olasılık dağılımlarının teorik olarak sonsuza uzanan bu yapısının yarattığı hesapsal tutarsızlıkları gidermek amacıyla, istatistiksel literatürde dağılım kuyruklarını kesen üstten sınırlandırılmış (upper-truncated) olasılık dağılım modelleri önerilmektedir (Kantar ve Usta, 2015). Bu bağlamda, ekstrem rüzgar hızlarının fiziksel maksimum limitlerini dikkate alarak olasılık sınırlarını daraltan güncel çalışmalar, sınırlandırılmış modellerin uç değerleri temsil etmedeki analitik başarısını kanıtlamıştır (Jahan, Masseran ve Zin, 2024). Mevcut literatürdeki bu istatistiksel çözüm yaklaşımı temel alınarak, bu tez çalışmasında karşılaşılan moment iraksaması problemini önlemek için integral hesabındaki teorik sonsuz üst sınır yerine, o bölgede fiziksel olarak ölçülen maksimum rüzgar hızı kullanılarak dağılıma bir sınırlandırma işlemi uygulanmıştır. Gerçekleştirilen bu analitik müdahale ile Burr dağılımı matematiksel olarak stabilize edilmiş, ağır kuyruk etkisinden kaynaklanan sapmalar giderilmiş ve incelenen tüm bölgelerde gerçek rüzgar enerji değerleriyle kusursuz bir analitik uyum sağlanmıştır.

200, 400 ve 600 metre yükseklikler için 10 şehrin her birinin değerlendirilmesi gerçekleştirilmiştir. Çıktıların yoğunluğunu azaltmak amacıyla sadece bir şehir çalışma içerisinde sunulmuş, diğer şehirlere ait çıktılar ise çalışmanın sonunda EK-1 ve EK-162 arasına dahil edilmiştir.

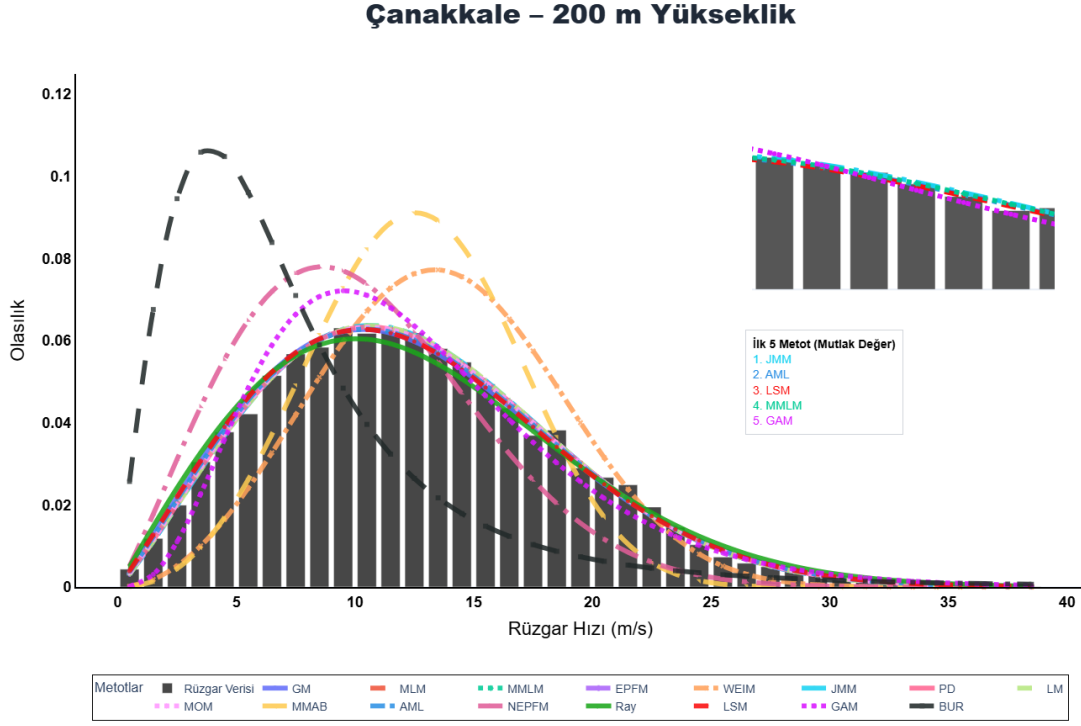
6.1.1. 200 Metre Yükseklik Veri Seti Analiz Sonuçları

6.1.1.1. Çanakkale

6.1.1.1.1. Metotların Gerçek Rüzgar Verilerine Uyumu

Analizi gerçekleştirilen metotların karşılaştırılması Çanakkale bölgesi için

gerçekleştirilmiştir. 16 farklı metodun 2021-2024 yılları arasında alınan 200 metre yükseklikteki rüzgar verilerine uyumu incelenmiştir.

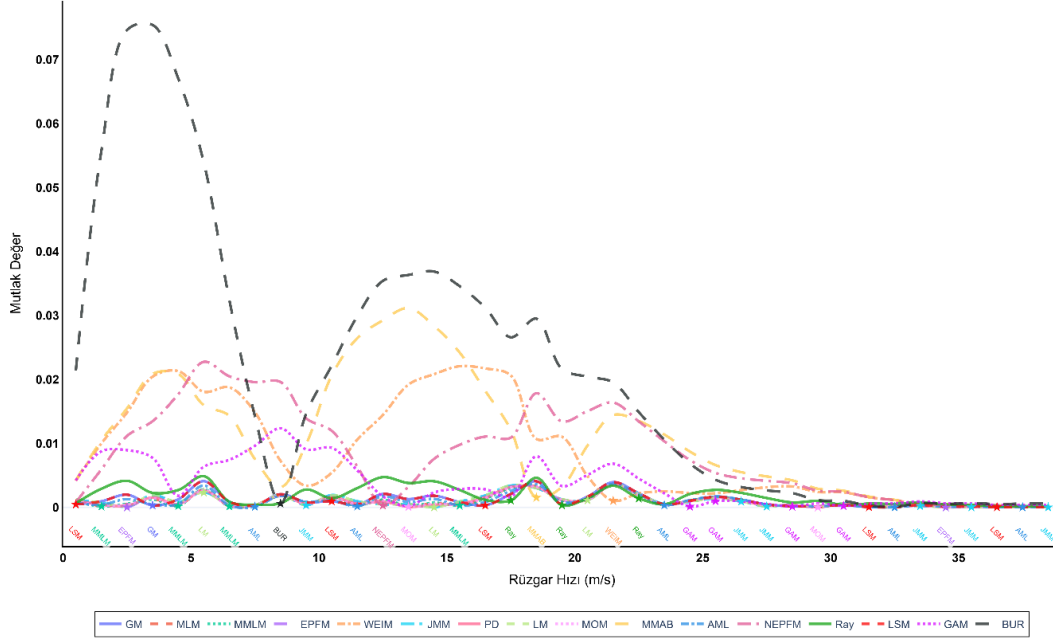


Şekil 6.1 ile her bir metodun uyumu değerlendirilmiştir. Metodlar tarafından bulunan olasılık değeri ve gözlenen rüzgar hızının olasılık değeri arasındaki farkın mutlak değerine göre bir sıralama yapılmış ve böylece gerçek değere en yakın hesaplama yapan metodlar belirlenerek sıralanmıştır. Sağ üstte gösterilen grafikte bu sıralamaya giren ilk 5 metod gösterilmiştir. Gösterilen kısım grafiğin sadece bir parçası ve sıralama ise grafiğin genelindeki değerleri baz aldığından dolayı gösterilen grafikte üst sıralarda bulunan metodların bire bir uyumlu görülmemesi tüm sonucu yansıtmamaktadır. Bununla birlikte; fikir edinilmesi amacıyla eklenmiştir.

Bu grafikte alınan sonuçlara göre, JMM metodu tüm veri setiyle en iyi uyumu sergilerken, sırasıyla bunu AML ve LSM metodları takip etmiştir.

Buna ek olarak, her bir rüzgar hızı sınıfında tüm metodların gerçekleştirdiği tahminlerin gözlenen rüzgar hızı verilerine uyumluluğu test edilmiştir. Bu, tahmin edilen değerlerin gerçek değerle arasındaki farkın mutlak değeri alınarak gerçekleştirilmiştir.

Çanakkale – 200 m Mutlak Hata Grafiği



Şekil 6.2 Metotların rüzgar hızı sınıfları içerisinde gerçek veriye yakınlığı (0'a yakınlık istenir)

Şekil 6.2, metotların tahmin ettiği değerlerin gerçek değerlere yakınlığının; aradaki farkın mutlak değerle hesaplanması sonucu oluşturulan grafiği göstermektedir. Burada, değer 0'a ne kadar yakınsa, o metot tarafından gerçekleştirilen tahmin gerçeğe o kadar yakın anlamına gelmektedir. Grafikte x ekseninin hemen altında, her bir rüzgar hızı sınıfı için en fazla başarımları gösteren metotlar belirtilmiştir.

Tablo 6.1 Metotların rüzgar hızı sınıflarında performansı (Şekil 6.2 ile bağlantılı)

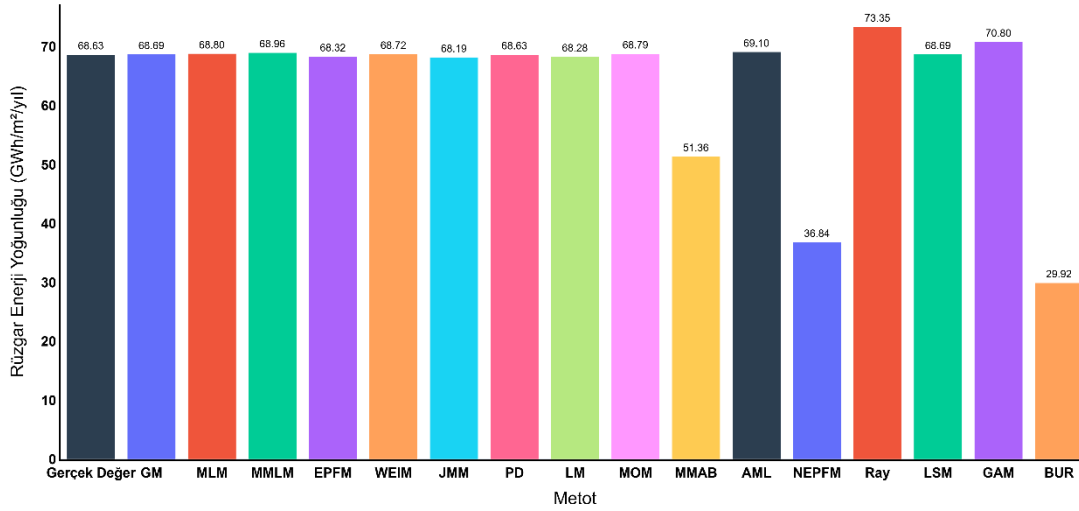
Metot	Veri Noktası Sayısı
JMM	6
AML	5
LSM	5
MMLM	4
GAM	4
LM	3
Ray	3
EPFM	2
MOM	2
GM	1
WEIM	1
MMAB	1
NEPFM	1
BUR	1
MLM	0
PD	0

Tablo 6.1 ise, Şekil 6.2 ile gösterilen grafikte her bir rüzgar hızı sınıfında mutlak değeri en düşük olan toplam veri noktasına sahip metotları listelemektedir. Burada en yüksek başarıyı JMM gösterirken, sonrasında AML ve LSM takip etmektedir. Sonuçları “0” olan metotlar ise, gerçek rüzgar hızı değerlerinin tahmininde hiçbir rüzgar hızı sınıfında en yüksek başarıyı gösterememiş anlamına gelmektedir.

6.1.1.1.2. Rüzgar Enerji Yoğunluğu Performansları

Metotlar tarafından gerçekleştirilen tahminler sonucunda hesaplanan rüzgar enerji yoğunluğu değerleri, WEE (rüzgar enerji hatası) değerlendirmesi öncesinde karşılaştırılmış ve her bir şehir ve veri seti için en iyi performans gösteren metot belirlenmiştir.

Çanakkale – 200 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



Şekil 6.3 Metotların tahminlerine bağlı rüzgar enerji yoğunluğu değerlerinin karşılaştırılması

Şekil 6.3 ile gösterilen grafikte bu karşılaştırma gösterilmektedir. Sonuçlara göre, PD gerçek değere en yakın sonuca sahiptir. Bunu GM ve LSM metotları takip etmiştir.

6.1.1.1.3. Hata Performans Değerlendirmesi

Metotların çıktılarını hata performans kriterleri kullanılarak değerlendirilmiştir. Her bir metodun 4 farklı hata performans metriğinden alınan çıktılar sunulmuştur.

Tablo 6.2 ile verilen çıktılar, Çanakkale 200 metre yükseklikteki rüzgar hızlarını içeren veri seti için değerlendirilen metotların farklı hata performans metriklerinden aldığı sonuçları göstermektedir. R^2 için çıktılarının 1'e, diğer metrikler için ise çıktılarının 0'a daha yakın olması istenmektedir.

Tablo 6.2 Metotların hata performans değerlendirme çıktıları

		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Çanakkale	GM	0,072787	0,999782	1,49E-06	0,000852
	MLM	0,043246	0,999973	1,86E-07	0,002491
	MMLM	0,042839	0,999974	1,79E-07	0,004779
	EPFM	0,049191	0,999955	3,11E-07	0,004571
	WEIM	0,254420	0,967488	2,23E-04	0,001218
	JMM	0,051482	0,999945	3,73E-07	0,006500
	PD	0,044650	0,999969	2,11E-07	1,26E-08
	LM	0,051314	0,999946	3,68E-07	0,005182
	MOM	0,043244	0,999973	1,86E-07	0,002275
	MMAB	0,247573	0,970849	2,00E-04	0,251618
	AML	0,054696	0,999931	4,76E-07	0,006872
	NEPFM	0,303595	0,934081	4,51E-04	0,463287
	RAY	0,101206	0,999186	5,57E-06	0,068697
	LSM	0,072787	0,999782	1,49E-06	0,000852
	GAM	0,131401	0,997274	1,87E-05	0,031635
	BUR	0,454838	0,667906	2,27E-03	0,564051

Tablo 6.3 ise, Tablo 6.2 ile belirtilen çıktıların, belirtilen 0'a ya da 1'e yakınlık durumlarına göre sıralanmasını ve en iyi performansa sahip metodun belirlenmesini göstermektedir. Hata performans metriklerine göre MMLM, MOM ve MLM metodlarının daha düşük hataya sahip oldukları belirlenmiştir.

Tablo 6.3 Alınan sonuçların performans değerlerine göre sıralanması

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	MMLM	MMLM	MMLM	PD	1	MMLM
2	MOM	MOM	MOM	GM	2	MOM
3	MLM	MLM	MLM	LSM	3	MLM
4	PD	PD	PD	WEIM	4	PD
5	EPFM	EPFM	EPFM	MOM	5	EPFM
6	LM	LM	LM	MLM	6	LM
7	JMM	JMM	JMM	EPFM	7	JMM
8	AML	AML	AML	MMLM	8	AML
9	GM	GM	GM	LM	9	GM
10	LSM	LSM	LSM	JMM	10	LSM
11	RAY	RAY	RAY	AML	11	RAY
12	GAM	GAM	GAM	GAM	12	GAM
13	MMAB	MMAB	MMAB	RAY	13	MMAB
14	WEIM	WEIM	WEIM	MMAB	14	WEIM
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	NEPFM	15	NEPFM
16	BUR	BUR	BUR	BUR	16	BUR

Çanakkale 200 metre yükseklikteki veri seti için, tüm değerlendirmeler göz önünde

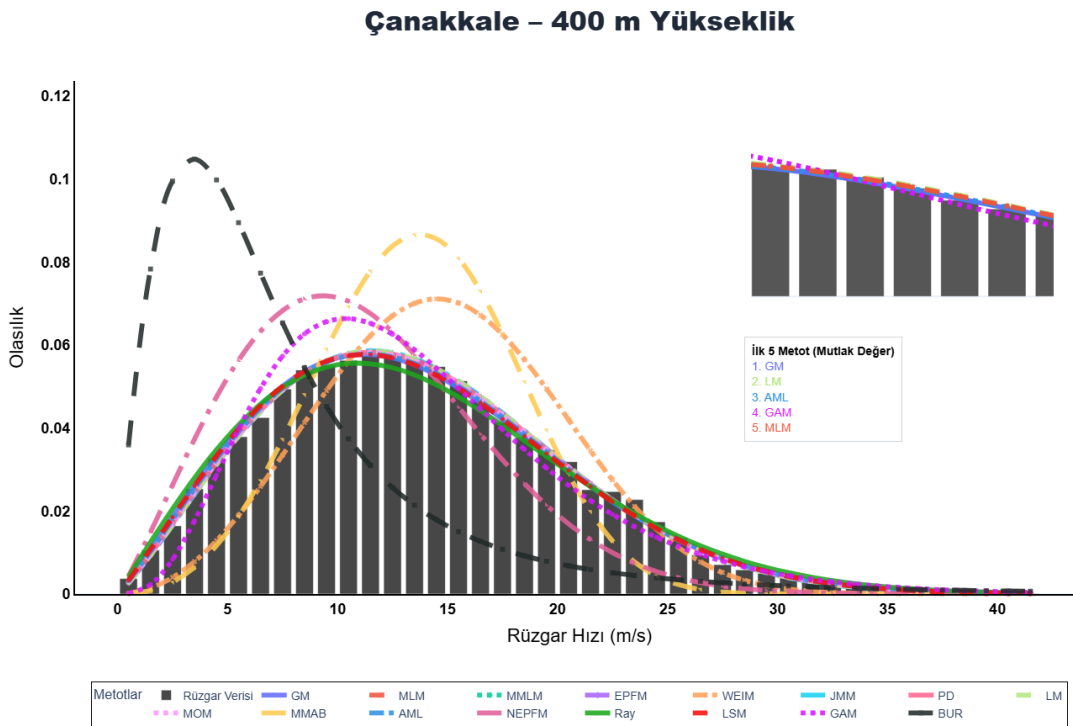
bulundurularak olasılık yoğunluk fonksiyonuna uyum açısından JMM, AML ve LSM; rüzgar enerji yoğunluğu hesabında PD ve GM ve LSM, hata performans metriklerinde ise MMLM metotlarının öne çıktığı görülmektedir. Çanakkale özelinde değerlendirme farklı alanlarda farklı metotların ön plana çıktığı sonuçlar verse de LSM metodu her iki değerlendirmede ilk 3'te olmakla birlikte; hata performans kriterlerinde kabul edilebilir sonuçlara sahiptir. Sonuç olarak bu veri seti için LSM uygun görülmüştür.

6.1.2. 400 Metre Yükseklik Veri Seti Analiz Sonuçları

6.1.2.1. Çanakkale

6.1.2.1.1. Metotların Gerçek Rüzgar Verilerine Uyumu

Analizi gerçekleştirilen metotların karşılaştırılması Çanakkale bölgesi için gerçekleştirilmiştir. 16 farklı metodun 2021-2024 yılları arasında alınan 400 metre yükseklikteki rüzgar verilerine uyumu incelenmiştir.



Şekil 6.4 Metotların rüzgar verisine uyumunun incelenmesi

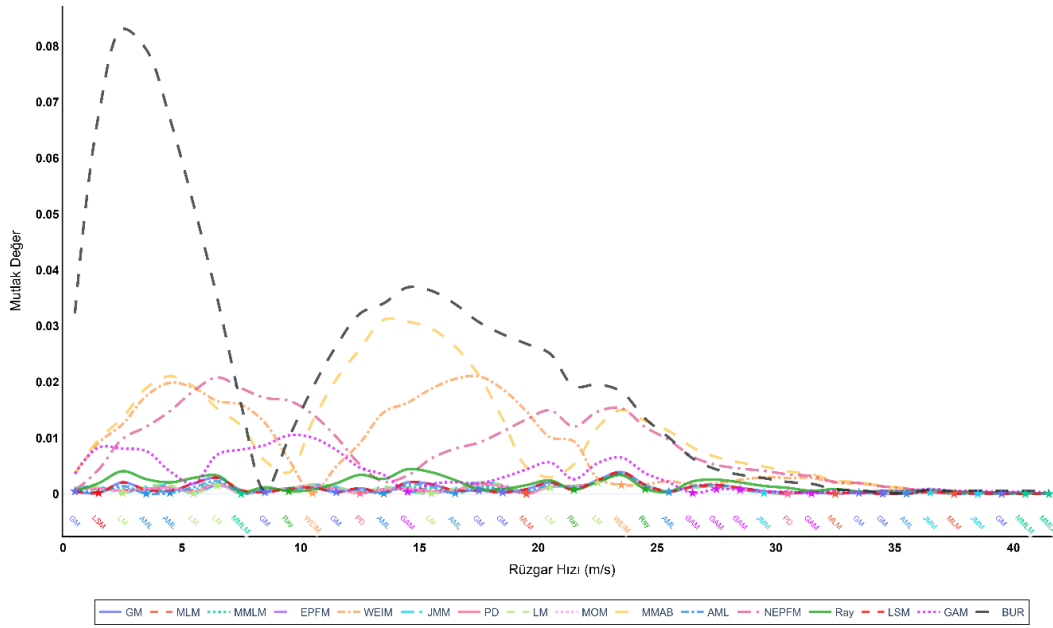
Şekil 6.4 ile her bir metodun uyumu değerlendirilmiştir. Metotlar tarafından bulunan olasılık değeri ve gözlenen rüzgar hızının olasılık değeri arasındaki farkın mutlak değerine göre bir sıralama yapılmış ve böylece gerçek değere en yakın hesaplama yapan metotlar belirlenerek sıralanmıştır. Sağ üstte gösterilen grafikte bu sıralamaya giren ilk 5 metot gösterilmiştir. Gösterilen kısım grafiğin sadece bir parçası ve sıralama ise grafiğin genelindeki değerleri baz aldığından dolayı gösterilen grafikte üst sıralarda bulunan metotların bire bir uyumlu

görülmemesi tüm sonucu yansıtmamaktadır. Bununla birlikte; fikir edinilmesi amacıyla eklenmiştir.

Bu grafikte alınan sonuçlara göre, GM metodu tüm veri setiyle en iyi uyumu sergilerken, sırasıyla bunu LM ve AML metotları takip etmiştir.

Buna ek olarak, her bir rüzgar hızı sınıfında tüm metotların gerçekleştirdiği tahminlerin gözlenen rüzgar hızı verilerine uyumluluğu test edilmiştir. Bu, tahmin edilen değerlerin gerçek değerle arasındaki farkın mutlak değeri alınarak gerçekleştirilmiştir.

Çanakkale – 400 m Mutlak Hata Grafiği



Şekil 6.5 Metotların rüzgar hızı sınıfları içerisinde gerçek veriye yakınlığı (0'a yakınlık istenir)

Şekil 6.5, metotların tahmin ettiği değerlerin gerçek değerlere yakınlığının; aradaki farkın mutlak değeriyle hesaplanması sonucu oluşturulan grafiği göstermektedir. Burada, değer 0'a ne kadar yakınsa, o metot tarafından gerçekleştirilen tahmin gerçeğe o kadar yakın anlamına gelmektedir. Grafikte x ekseninin hemen altında, her bir rüzgar hızı sınıfı için en fazla başarıyı gösteren metotlar belirtilmiştir.

Tablo 6.4 ise, Şekil 6.5 ile gösterilen grafikte her bir rüzgar hızı sınıfında mutlak değeri en düşük olan toplam veri noktasına sahip metotları listelemektedir. Burada en yüksek başarıyı GM gösterirken, sonrasında LM ve AML takip etmektedir. Sonuçları "0" olan metotlar ise, gerçek rüzgar hızı değerlerinin tahmininde hiçbir rüzgar hızı sınıfında en yüksek başarıyı gösterememiş anlamına gelmektedir.

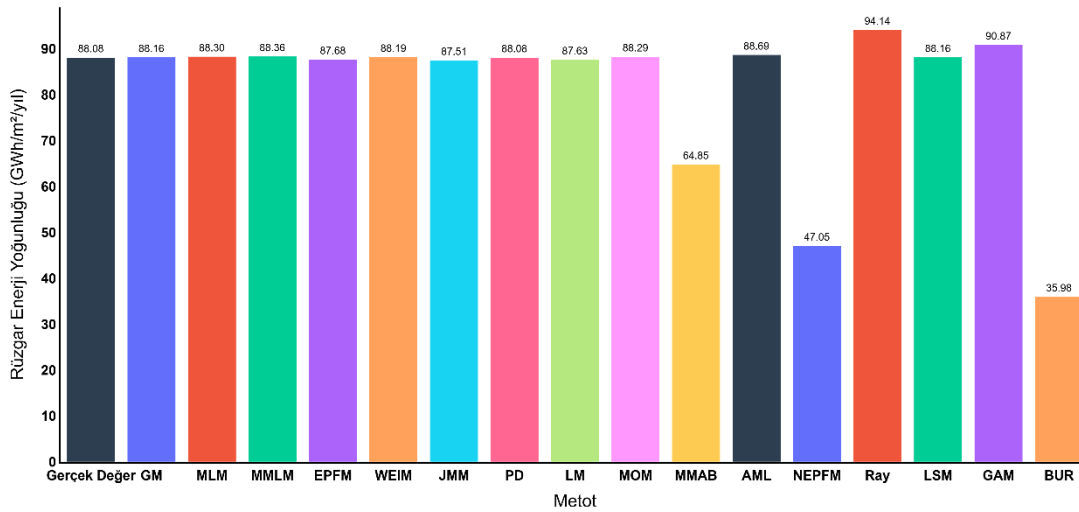
Tablo 6.4 Metotların rüzgar hızı sınıflarında performansı (Şekil 6.5 ile bağlantılı)

Metot	Veri Noktası Sayısı
GM	8
LM	6
AML	6
GAM	5
MLM	3
MMLM	3
JMM	3
Ray	3
WEIM	2
PD	2
LSM	1
EPFM	0
MOM	0
MMAB	0
NEPFM	0
BUR	0

6.1.2.1.2. Rüzgar Enerji Yoğunluğu Performansları

Metotlar tarafından gerçekleştirilen tahminler sonucunda hesaplanan rüzgar enerji yoğunluğu değerleri, WEE (rüzgar enerji hatası) değerlendirmesi öncesinde karşılaştırılmış ve her bir şehir ve veri seti için en iyi performans gösteren metot belirlenmiştir.

Çanakkale – 400 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



Şekil 6.6 Metotların tahminlerine bağlı rüzgar enerji yoğunluğu değerlerinin karşılaştırılması

Şekil 6.6 ile gösterilen grafikte bu karşılaştırma gösterilmektedir. Sonuçlara göre, PD gerçek değere en yakın sonuca sahiptir. Bunu GM ve LSM metotları takip etmiştir.

6.1.2.1.3. Hata Performans Değerlendirmesi

Metotların çıktılarını hata performans kriterleri kullanılarak değerlendirilmiştir. Her bir metodun 4 farklı hata performans metriğinden alınan çıktılar sunulmuştur.

Tablo 6.5 Metotların hata performans değerlendirme çıktıları

		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Çanakkale	GM	0,072787	0,999782	1,49E-06	8,52E-04
	MLM	0,043246	0,999973	1,86E-07	2,49E-03
	MMLM	0,044941	0,999968	2,17E-07	3,09E-03
	EPFM	0,049191	0,999955	3,11E-07	4,57E-03
	WEIM	0,254420	0,967488	2,23E-04	1,22E-03
	JMM	0,051482	0,999945	3,73E-07	6,50E-03
	PD	0,044650	0,999969	2,11E-07	1,26E-08
	LM	0,051314	0,999946	3,68E-07	5,18E-03
	MOM	0,043244	0,999973	1,86E-07	2,28E-03
	MMAB	0,256228	0,966554	2,29E-04	2,64E-01
	AML	0,054696	0,999931	4,76E-07	6,87E-03
	NEPFM	0,304680	0,933133	4,58E-04	4,66E-01
	RAY	0,101206	0,999186	5,57E-06	6,87E-02
	LSM	0,072787	0,999782	1,49E-06	8,52E-04
	GAM	0,131401	0,997274	1,87E-05	3,16E-02
	BUR	0,476823	0,598894	2,75E-03	5,92E-01

Tablo 6.5 ile verilen çıktılar, Çanakkale 400 metre yükseklikteki rüzgar hızlarını içeren veri seti için değerlendirilen metotların farklı hata performans metriklerinden aldığı sonuçları göstermektedir. R² için çıktıların 1'e, diğer metrikler için ise çıktılarının 0'a daha yakın olması istenmektedir.

Tablo 6.6 Alınan sonuçların performans değerlerine göre sıralanması

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	MOM	MOM	MOM	PD	1	MMLM
2	MLM	MLM	MLM	LSM	2	MOM
3	PD	PD	PD	GM	3	MLM
4	MMLM	MMLM	MMLM	WEIM	4	PD
5	EPFM	EPFM	EPFM	MOM	5	EPFM
6	LM	LM	LM	MLM	6	LM
7	JMM	JMM	JMM	MMLM	7	JMM
8	AML	AML	AML	EPFM	8	AML
9	LSM	GM	LSM	LM	9	GM
10	GM	LSM	GM	JMM	10	LSM
11	RAY	RAY	RAY	AML	11	RAY
12	GAM	GAM	GAM	GAM	12	GAM
13	WEIM	WEIM	WEIM	RAY	13	MMAB
14	MMAB	MMAB	MMAB	MMAB	14	WEIM
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	NEPFM	15	NEPFM
16	BUR	BUR	BUR	BUR	16	BUR

Tablo 6.6 ise, Tablo 6.5 ile belirtilen çıktılarını, belirtilen 0'a ya da 1'e yakınlık durumlarına göre sıralanmasını ve en iyi performansa sahip metodun belirlenmesini göstermektedir. Hata performans metriklerine göre MMLM, MOM ve MLM metodlarının daha düşük hataya sahip oldukları belirlenmiştir.

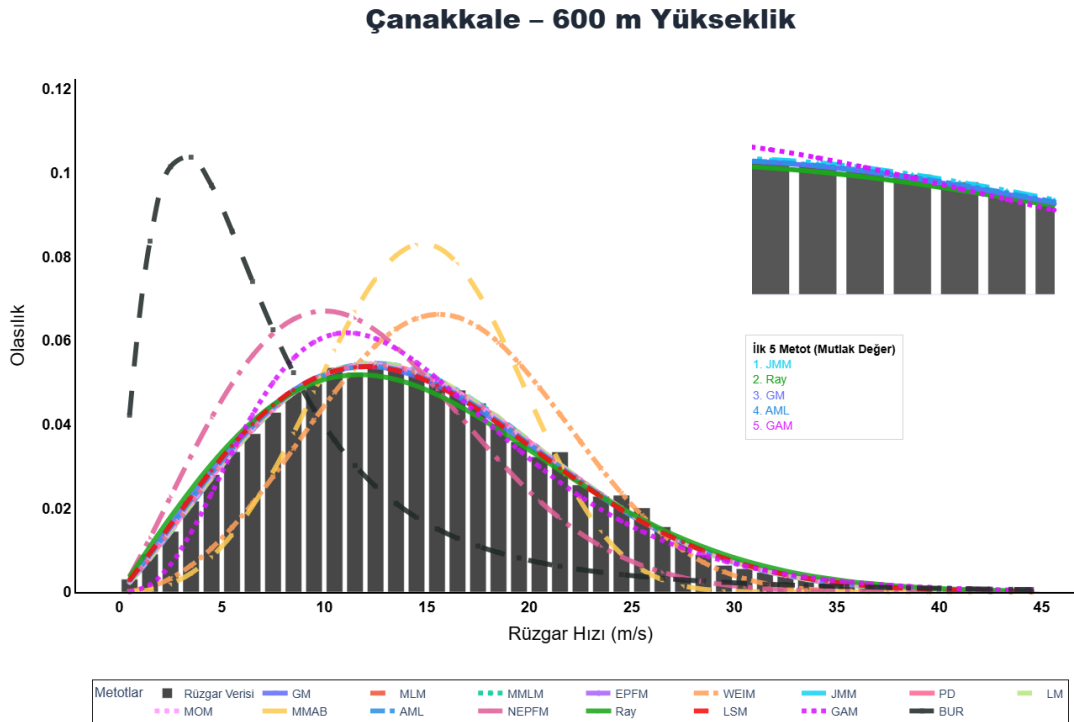
Çanakkale 400 metre yükseklikteki veri seti için, tüm değerlendirmeler göz önünde bulundurularak olasılık yoğunluk fonksiyonuna uyum açısından GM, LM ve AML; rüzgar enerji yoğunluğu hesabında PD ve GM ve LSM, hata performans metriklerinde ise MMLM metodlarının öne çıktığı görülmektedir. Çanakkale özelinde değerlendirme farklı alanlarda farklı metodların ön plana çıktığı sonuçlar verse de GM metodu her iki değerlendirmede ilk 3'te olmakla birlikte; hata performans kriterlerinde kabul edilebilir sonuçlara sahiptir. Sonuç olarak bu veri seti için LSM uygun görülmüştür.

6.1.3. 600 Metre Yükseklik Veri Seti Analiz Sonuçları

6.1.3.1. Çanakkale

6.1.3.1.1. Metodların Gerçek Rüzgar Verilerine Uyumu

Analizi gerçekleştirilen metodların karşılaştırılması Çanakkale bölgesi için gerçekleştirilmiştir. 16 farklı metodun 2021-2024 yılları arasında alınan 600 metre yükseklikteki rüzgar verilerine uyumu incelenmiştir.



Şekil 6.7 Metodların rüzgar verisine uyumunun incelenmesi

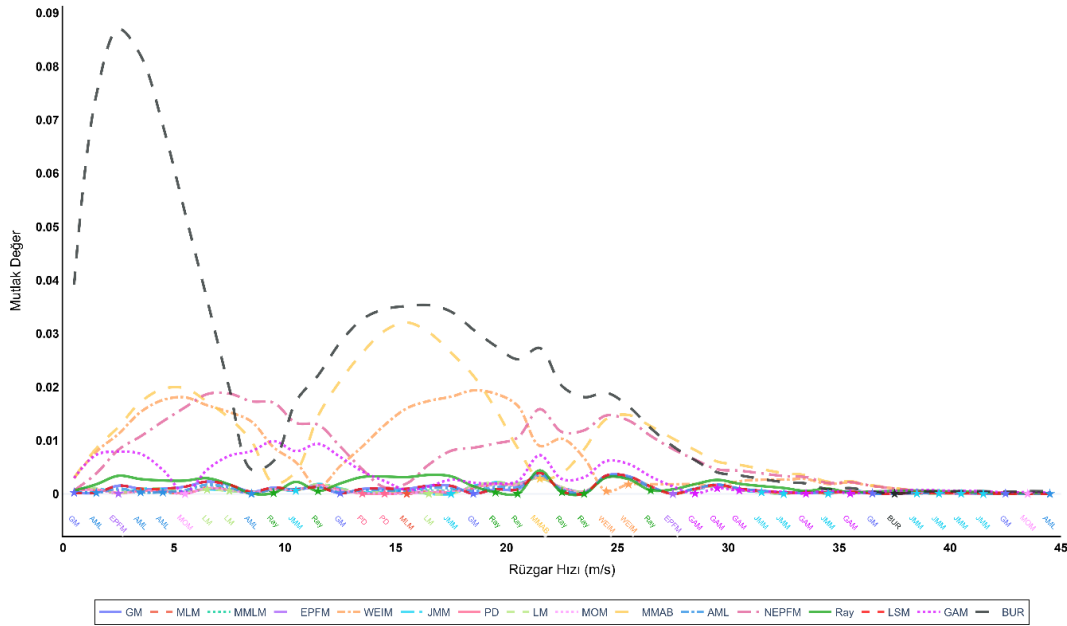
Şekil 6.7 ile her bir metodun uyumu değerlendirilmiştir. Metodlar tarafından bulunan

olasılık değeri ve gözlenen rüzgar hızının olasılık değeri arasındaki farkın mutlak değerine göre bir sıralama yapılmış ve böylece gerçek değere en yakın hesaplama yapan metotlar belirlenerek sıralanmıştır. Sağ üstte gösterilen grafikte bu sıralamaya giren ilk 5 metot gösterilmiştir. Gösterilen kısım grafiğin sadece bir parçası ve sıralama ise grafiğin genelindeki değerleri baz aldığından dolayı gösterilen grafikte üst sıralarda bulunan metotların bire bir uyumlu görülmemesi tüm sonucu yansıtmamaktadır. Bununla birlikte; fikir edinilmesi amacıyla eklenmiştir.

Bu grafikte alınan sonuçlara göre, JMM metodu tüm veri setiyle en iyi uyumu sergilerken, sırasıyla bunu RAY ve GM metotları takip etmiştir.

Buna ek olarak, her bir rüzgar hızı sınıfında tüm metotların gerçekleştirdiği tahminlerin gözlenen rüzgar hızı verilerine uyumluluğu test edilmiştir. Bu, tahmin edilen değerlerin gerçek değerle arasındaki farkın mutlak değeri alınarak gerçekleştirilmiştir.

Çanakkale – 600 m Mutlak Hata Grafiği



Şekil 6.8 Metotların rüzgar hızı sınıfları içerisinde gerçek veriye yakınlığı (0'a yakınlık istenir)

Şekil 6.8, metotların tahmin ettiği değerlerin gerçek değerlere yakınlığının; aradaki farkın mutlak değere hesaplanması sonucu oluşturulan grafiği göstermektedir. Burada, değer 0'a ne kadar yakınsa, o metot tarafından gerçekleştirilen tahmin gerçeğe o kadar yakın anlamına gelmektedir. Grafikte x ekseninin hemen altında, her bir rüzgar hızı sınıfı için en fazla başarıyı gösteren metotlar belirtilmiştir.

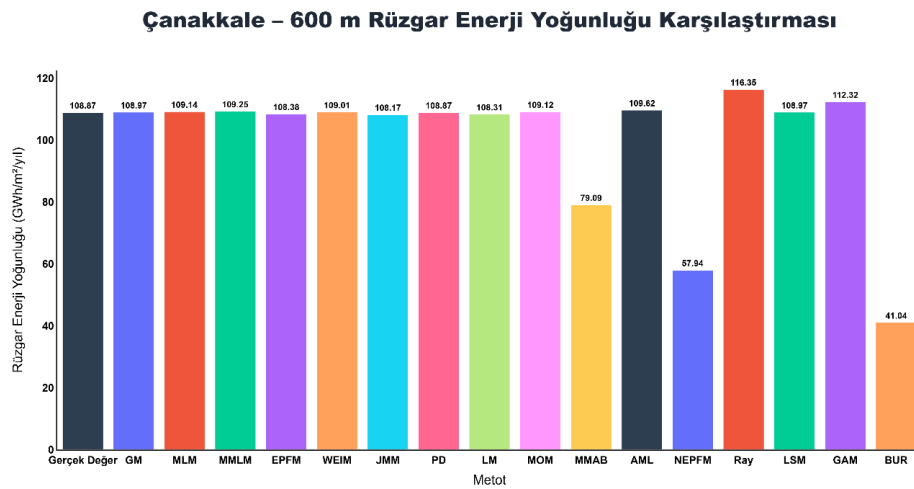
Tablo 6.7 Metotların rüzgar hızı sınıflarında performansı (Şekil 6.8 ile bağlantılı)

Metot	Veri Noktası Sayısı
JMM	9
Ray	7
GM	5
AML	5
GAM	5
LM	3
EPFM	2
WEIM	2
PD	2
MOM	2
MLM	1
MMAB	1
BUR	1
MMLM	0
NEPFM	0
LSM	0

Tablo 6.7 ise, Şekil 6.8 ile gösterilen grafikte her bir rüzgar hızı sınıfında mutlak değeri en düşük olan toplam veri noktasına sahip metotları listelemektedir. Burada en yüksek başarıyı JMM gösterirken, sonrasında RAY ve GM takip etmektedir. Sonuçları “0” olan metotlar ise, gerçek rüzgar hızı değerlerinin tahmininde hiçbir rüzgar hızı sınıfında en yüksek başarıyı gösterememiş anlamına gelmektedir.

6.1.3.1.2. Rüzgar Enerji Yoğunluğu Performansları

Metotlar tarafından gerçekleştirilen tahminler sonucunda hesaplanan rüzgar enerji yoğunluğu değerleri, WEE (rüzgar enerji hatası) değerlendirmesi öncesinde karşılaştırılmış ve her bir şehir ve veri seti için en iyi performans gösteren metot belirlenmiştir.



Şekil 6.9 Metotların tahminlerine bağlı rüzgar enerji yoğunluğu değerlerinin karşılaştırılması

Şekil 6.9 ile gösterilen grafikte bu karşılaştırma gösterilmektedir. Sonuçlara göre, PD gerçek değere en yakın sonuca sahiptir. Bunu GM ve LSM metotları takip etmiştir.

6.1.3.1.3. Hata Performans Değerlendirmesi

Metotların çıktılarını hata performans kriterleri kullanılarak değerlendirilmiştir. Her bir metodun 4 farklı hata performans metriğinden alınan çıktılar sunulmuştur.

Tablo 6.8 Metotların hata performans değerlendirme çıktıları

		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Çanakkale	GM	0,072787	0,999782	1,49E-06	8,52E-04
	MLM	0,043246	0,999973	1,86E-07	2,49E-03
	MMLM	0,043129	0,999973	1,84E-07	3,49E-03
	EPFM	0,049191	0,999955	3,11E-07	4,57E-03
	WEIM	0,254420	0,967488	2,23E-04	1,22E-03
	JMM	0,051482	0,999945	3,73E-07	6,50E-03
	PD	0,044650	0,999969	2,11E-07	1,26E-08
	LM	0,051314	0,999946	3,68E-07	5,18E-03
	MOM	0,043244	0,999973	1,86E-07	2,28E-03
	MMAB	0,263218	0,962752	2,55E-04	2,74E-01
	AML	0,054696	0,999931	4,76E-07	6,87E-03
	NEPFM	0,305532	0,932383	4,63E-04	4,68E-01
	RAY	0,101206	0,999186	5,57E-06	6,87E-02
	LSM	0,072787	0,999782	1,49E-06	8,52E-04
	GAM	0,131401	0,997274	1,87E-05	3,16E-02
	BUR	0,493643	0,539232	3,15E-03	6,23E-01

Tablo 6.8 ile verilen çıktılar, Çanakkale 600 metre yükseklikteki rüzgar hızlarını içeren veri seti için değerlendirilen metotların farklı hata performans metriklerinden aldığı sonuçları göstermektedir. R² için çıktılarının 1'e, diğer metrikler için ise çıktılarının 0'a daha yakın olması istenmektedir.

Tablo 6.9 ise, Tablo 6.8 ile belirtilen çıktılarının, belirtilen 0'a ya da 1'e yakınlık durumlarına göre sıralanmasını ve en iyi performansa sahip metodun belirlenmesini göstermektedir. Hata performans metriklerine göre MMLM, MOM ve MLM metotlarının daha düşük hataya sahip oldukları belirlenmiştir.

Çanakkale 600 metre yükseklikteki veri seti için, tüm değerlendirmeler göz önünde bulundurularak olasılık yoğunluk fonksiyonuna uyum açısından JMM, RAY ve GM; rüzgar enerji yoğunluğu hesabında PD ve GM ve LSM, hata performans metriklerinde ise MMLM, MOM, MLM metotlarının öne çıktığı görülmektedir. Çanakkale özelinde değerlendirme farklı alanlarda farklı metotların ön plana çıktığı sonuçlar vermektedir. Ancak GM, hem olasılık yoğunluk fonksiyonuna uyum açısından hem de güç yoğunluğu hesabında ilk üç metot

arasındadır. Sonuç olarak bu veri seti için GM uygun görülmüştür.

Tablo 6.9 Alınan sonuçların performans değerlerine göre sıralanması

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	MMLM	MMLM	MMLM	PD	1	MMLM
2	MOM	MOM	MOM	LSM	2	MOM
3	MLM	MLM	MLM	GM	3	MLM
4	PD	PD	PD	WEIM	4	PD
5	EPFM	EPFM	EPFM	MOM	5	EPFM
6	LM	LM	LM	MLM	6	LM
7	JMM	JMM	JMM	MMLM	7	JMM
8	AML	AML	AML	EPFM	8	AML
9	LSM	LSM	LSM	LM	9	LSM
10	GM	GM	GM	JMM	10	GM
11	RAY	RAY	RAY	AML	11	RAY
12	GAM	GAM	GAM	GAM	12	GAM
13	WEIM	WEIM	WEIM	RAY	13	WEIM
14	MMAB	MMAB	MMAB	MMAB	14	MMAB
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	NEPFM	15	NEPFM
16	BUR	BUR	BUR	BUR	16	BUR

6.2. Rüzgar Değerlendirmesi Genel Sonuçları

Bu çalışmada, HRE sistemlerinin operasyonel sınırlarını temsil eden 200, 400 ve 600 metre irtifalardaki rüzgar hız verileri kullanılarak, Türkiye'nin rüzgar potansiyeli yüksek 10 farklı bölgesi için rüzgar kaynağı değerlendirme yapılmıştır. Literatürde sıklıkla kullanılan 16 farklı istatistiksel dağılım ve parametre tahmin metodu; *RMSE*, *R²*, χ^2 ve *WEE* olmak üzere dört farklı performans metriği üzerinden test edilmiştir. Yapılan çoklu uygunluk analizleri sonucunda her bir bölge ve irtifa için istatistiksel olarak en yüksek başarıyı gösteren metotlar Tablo 6.10'da özetlenmiştir.

Burada görülebildiği üzere; her bölgede ve her yükseklikte her zaman aynı metotlar başarıyı gösterememektedir. Ancak, Aksaray, Kastamonu, Konya, Samsun ve Sinop şehirlerinde tek bir metot ön planda olmuştur. Bu çıktılar, belirlenen bir metodu bir şehir için tüm veri setlerinde tek uygulanabilir metot olmadığını, ancak aynı şartlarda (yükseklik, koordinat gibi) kullanılabilmesini göstermektedir. Bunun dışında yeni veri setleri için yeni analizlerin gerçekleştirilmesi daha sağlıklı olacaktır.

Metotların belirlenmesinin dışında, tüm bölgelerde farklı yükseklikler için rüzgar enerji yoğunluğu hesapları karşılaştırılmıştır.

Tablo 6.10 Rüzgar değerlendirilmesi farklı veri setlerinde başarımlı gösteren metotlar

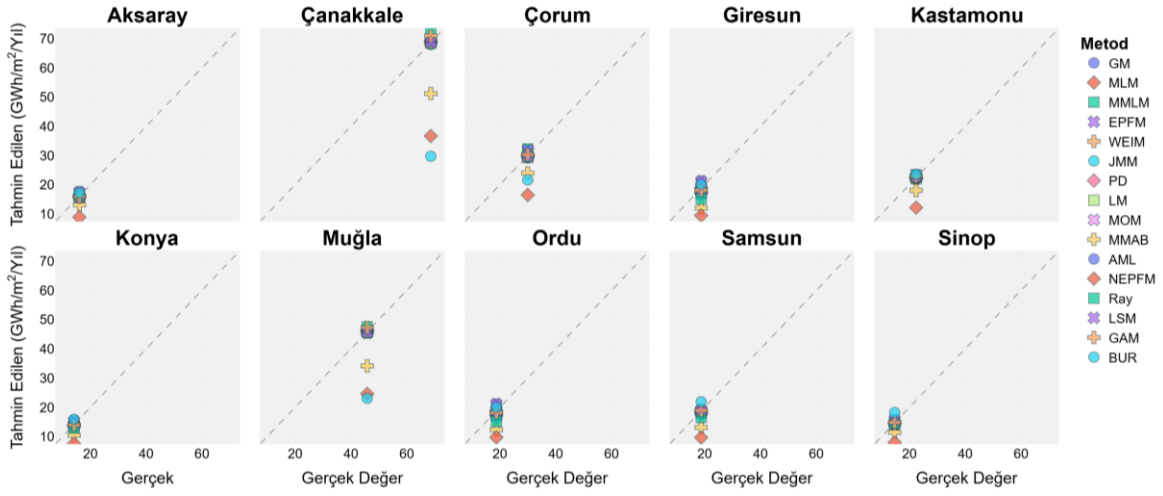
Aksaray	Başarı Gösteren Metot	Konya	Başarı Gösteren Metot
200 Metre	GAM	200 Metre	GAM
400 Metre	GAM	400 Metre	GAM
600 Metre	GAM	600 Metre	GAM
Çanakkale	Başarı Gösteren Metot	Muğla	Başarı Gösteren Metot
200 Metre	LSM	200 Metre	LM
400 Metre	LSM	400 Metre	MOM
600 Metre	GM	600 Metre	LM
Çorum	Başarı Gösteren Metot	Ordu	Başarı Gösteren Metot
200 Metre	PD	200 Metre	BUR
400 Metre	AML	400 Metre	GAM
600 Metre	PD	600 Metre	GAM
Giresun	Başarı Gösteren Metot	Samsun	Başarı Gösteren Metot
200 Metre	BUR	200 Metre	GAM
400 Metre	GAM	400 Metre	GAM
600 Metre	GAM	600 Metre	GAM
Kastamonu	Başarı Gösteren Metot	Sinop	Başarı Gösteren Metot
200 Metre	JMM	200 Metre	GAM
400 Metre	JMM	400 Metre	GAM
600 Metre	JMM	600 Metre	GAM

Sonuçlar incelendiğinde, metotların istatistiksel eğri uyumu (frekans dağılımı) ile enerji üretim tahmini başarımları arasında belirgin farklar olduğu tespit edilmiştir.

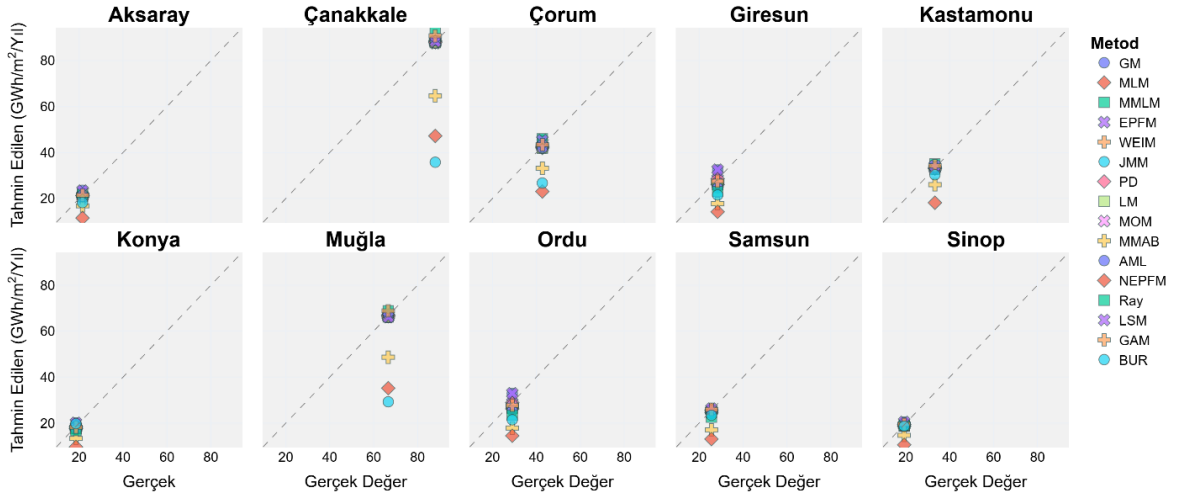
Şekil 6.10'da gösterildiği üzere, rüzgar hızı dağılımını modellemede Gamma (GAM) ve Justus (JMM) metotları birçok şehirde (örn. Konya, Aksaray) ön plana çıkarken; rüzgar enerji yoğunluğunu ve teorik rüzgar gücünü tahmin etme konusunda (WEE metriğine göre) Güç Yoğunluğu Metodu (PD) tüm irtifalarda ve şehirlerde en düşük hata oranını sağlayarak açık ara en yüksek performansı göstermiştir. PD metodunu, rüzgarın enerji örüntüsünü dikkate alan EPFM ve WEIM metotları takip etmiştir.

Kıyı topografyasına ve açık deniz rüzgar koridorlarına sahip Çanakkale'de (ve Muğla'da) rüzgar kesme katsayısının da etkisiyle 400 ve 600 metre irtifalarda enerji yoğunlukları önemli şekilde artmıştır. Buna karşın iç bölgelerde yer alan ve yüzey pürüzlülüğünün yüksek olduğu Aksaray, Konya ile rüzgar rejimi daha düzensiz olan Sinop'ta rüzgar enerji yoğunlukları nispeten daha düşük kalmıştır. Bu bulgular, HRE sistemlerinin özellikle yüksek irtifa rüzgarlarının kararlı ve güçlü estiği kıyı bölgelerinde, geleneksel rüzgar türbinlerine kıyasla çok daha yüksek bir kapasite potansiyeli sunduğunu göstermektedir.

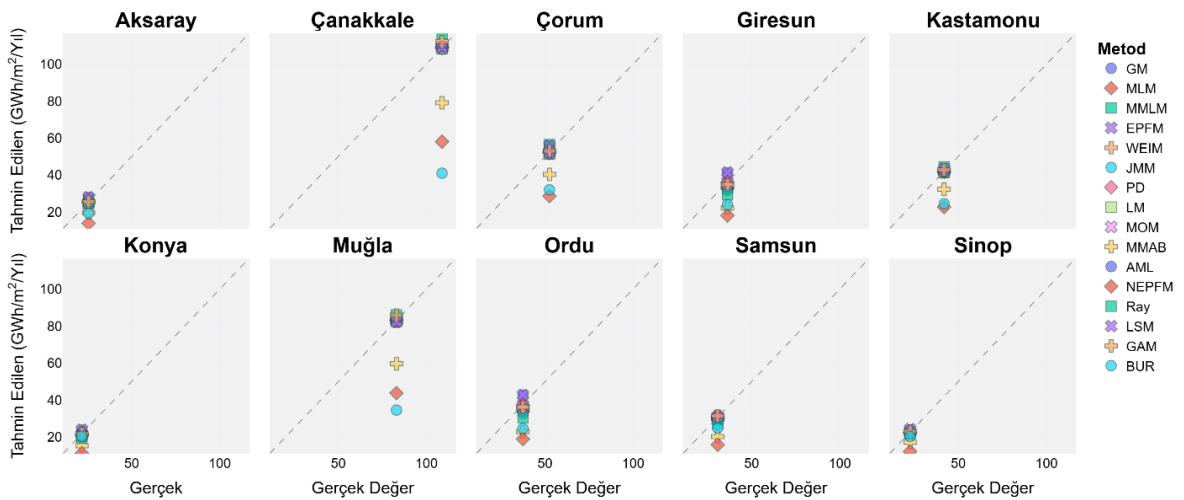
Rüzgar Enerji Yoğunluğunun Tahmin Metotları Performanslarının Karşılaştırılması - 200 Metre



Rüzgar Enerji Yoğunluğunun Tahmin Metotları Performanslarının Karşılaştırılması - 400 Metre



Rüzgar Enerji Yoğunluğunun Tahmin Metotları Performanslarının Karşılaştırılması - 600 Metre



Şekil 6.10 Farklı yüksekliklerde rüzgar enerji yoğunluğu hesabında metotların performansları

6.3. Yaşam Döngüsü Değerlendirmesi (YDD) Sonuçları ve Çevresel Etki Analizi

Bu bölümde, HRE sistemlerinin çevresel performansı ve sürdürülebilirlik potansiyeli, YERT ile karşılaştırmalı olarak analiz edilmiştir. Çalışmanın güvenilirliğini ve uluslararası geçerliliğini sağlamak amacıyla tüm değerlendirme süreci, Çevresel Yönetim ve Yaşam Döngüsü Değerlendirmesi standartları olan ISO 14040 (İlkeler ve Çerçeve) ve ISO 14044 (Gereksinimler ve Kılavuzlar) standartlarına uyumlu olarak gerçekleştirilmiştir.

Uluslararası standartların öngördüğü dört temel analitik aşama, bu tez çalışmasının spesifik parametrelerine aşağıdaki şekilde entegre edilmiştir:

ISO standartları gereği öncelikle sistemin sınırları ve fonksiyonel birimi (functional unit) netleştirilmiştir. Bu çalışmada fonksiyonel birim, şebekeye sağlanan "1 MWh elektrik enerjisi" olarak tanımlanmıştır. Analiz sınırları "beşikten mezara" (cradle-to-grave) yaklaşımıyla çizilmiş olup; hammadde eldesi, üretim, nakliye, saha kurulumu, işletme-bakım (O&M) ve ömür sonu bertaraf aşamalarının tamamı kapsama dahil edilmiştir. Model, Ampyx Power'a ait 10 adet 5 MW gücünde bir HRE sistemi (50 MW kurulu güce sahip varsayımsal bir çiftlik) temel alınarak kurgulanmıştır. Bu şekilde çalışmanın amaç ve kapsamı belirlenmiştir.

HRE ve YERT sistemlerinin her bir yaşam döngüsü fazı için madde ve enerji girdileri ile emisyon çıktıları OpenLCA yazılımı ve güncel çevresel veri tabanları kullanılarak detaylı bir envantere dönüştürülmüştür. Böylelikle yaşam döngüsü envanter analizine hazırlık yapılmıştır.

Envanter verileri kullanılarak çevresel yükler iki temel gösterge üzerinden sayısal değerlere dönüştürülmüştür: İklim değişikliğine etkiyi temsil eden KIP ve sistemin tükettiği birincil enerjiyi temsil eden KET değerleri kullanılarak yaşam döngüsü etki değerlendirmesi gerçekleştirilmiştir.

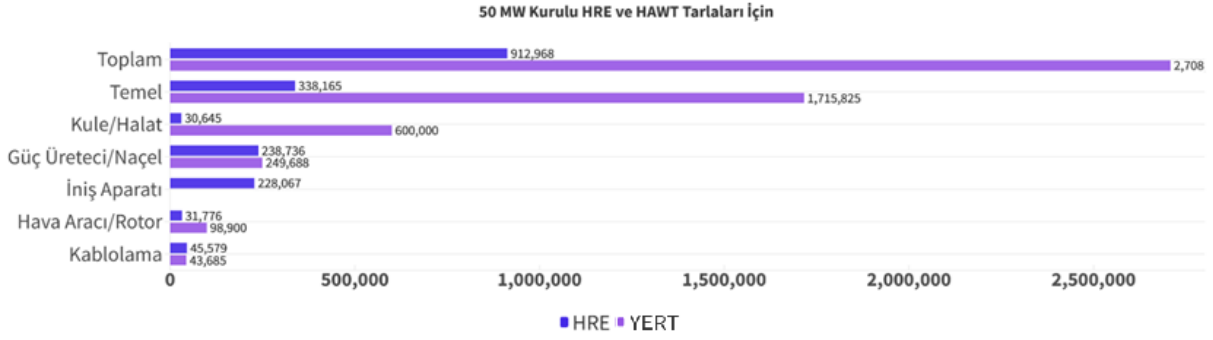
Elde edilen KIP ve KET sonuçları, çalışmanın en özgün katkılarından biri olan "Şehir Bazlı Ölçeklendirme Faktörleri" (YEK, SA, PE, EV, LE) kullanılarak 10 pilot ilin yerel dinamiklerine göre revize edilmiş ve elde edilen farklar tartışılmış ve sonuçlar yorumlanmıştır.

Özellikle, HRE sistemlerinin üretilen MWh başına malzeme kütesinin YERT'lere göre önemli ölçüde daha düşük olduğu, bunun da temel olarak kule ve temel gibi ağır bileşenlerin HRE sistemlerinde ya hiç bulunmaması ya da çok daha az malzeme gerektirmesinden kaynaklandığı belirlenmiştir. Bu durum, HRE'nin malzeme verimliliği açısından potansiyel bir üstünlüğe sahip olduğunu göstermektedir.

6.3.1. Sistem Bileşenlerinin Çevresel Yük Dağılımı

Envanter analizi sonuçlarına göre, HRE teknolojisinin YERT sistemlerine kıyasla en

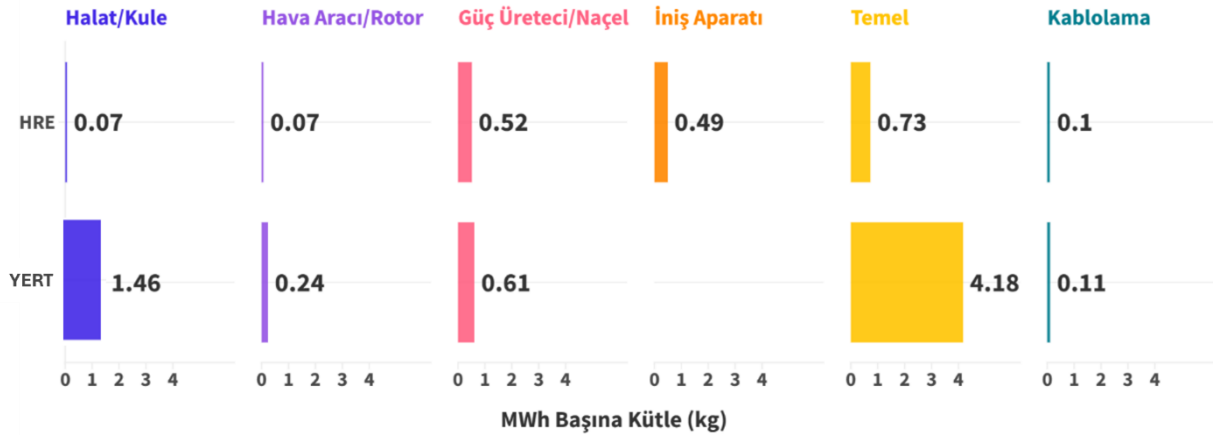
belirgin çevresel avantajı, sağladığı devasa malzeme verimliliğidir.



Şekil 6.11 HRE ve YERT sistemlerinin kütleleri (KG)

Şekil 6.11 ile görüleceği üzere, geleneksel rüzgar türbinlerinin rüzgarı yakalayabilmek için ihtiyaç duyduğu tonlarca ağırlıktaki beton temeller ve devasa çelik kuleler, HRE sistemlerinde bulunmamaktadır. Bu ağır yapı elemanlarının yerini, yüksek mukavemetli hafif polimerler ve karbon fiber destekli uçurtma/planör sistemleri almıştır. Malzeme kütlelerindeki bu dramatik düşüş, sistemin doğrudan üretim fazındaki sera gazı emisyonlarını ve kütle lojistiğine (nakliye) bağlı Kümülatif Enerji Talebini ciddi oranda aşağı çekmektedir.

HRE sisteminin yaşam döngüsü boyunca neden olduğu çevresel etkilerin bileşen bazında dağılımı, sistemin hangi aşamalarının karbon yoğun olduğunu anlamak açısından kritiktir. YERT sistemlerinin ihtiyaç duyduğu tonlarca ağırlıktaki beton temeller ve devasa çelik kuleler göz önüne alındığında, HRE sistemlerinin üretilen birim enerji (MWh) başına çok daha düşük kütlede hammadde tükettiği tespit edilmiştir

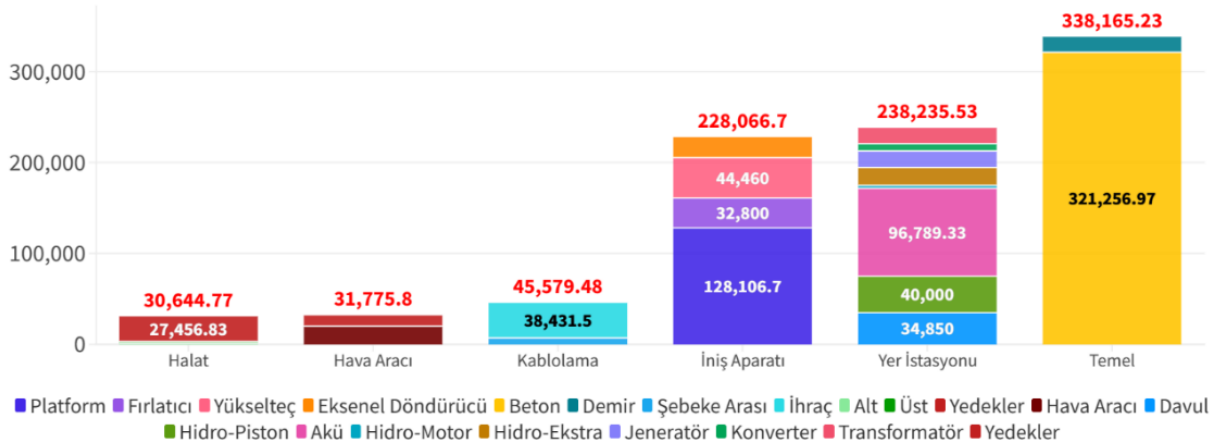


Şekil 6.12 Üretilen MWh başına HRE ve YERT sistemlerinin kütleleri

Beton temel, jeneratör ve güç elektroniği bileşenlerini içermesi nedeniyle, toplam sera gazı emisyonlarının ve enerji tüketiminin en büyük payına sahiptir. Ancak, geleneksel rüzgar türbinlerinin devasa kule ve temel yapılarına kıyasla bu yük büyük oranlarda daha düşüktür (Hagen ve diğerleri, 2023).

Şekil 6.12’de detaylandırıldığı üzere, kule ve temel gibi ağır yapı elemanlarının yerini yüksek mukavemetli hafif polimerler ve karbon fiber destekli uçurtma/planör sistemleri almıştır. Bu önemli kütle düşüşü, sistemin doğrudan üretim aşamasındaki sera gazı emisyonlarını ve kütle lojistiğine bağlı nakliye yüklerini minimize etmektedir. Alt bileşenler özelinde yapılan incelemeler ise, malzemenin sistem içindeki dağılımını daha net ortaya koymaktadır.

Yüksek mukavemetli hafif malzemelerin (karbon fiber, Dyneema vb.) kullanımı, üretim aşamasında yoğun enerji gerektirse de işletme aşamasında sağladığı yüksek kapasite faktörü ile bu yükü "Enerji Geri Ödeme Süresi" (EPBT) içinde hızla telafi etmektedir.

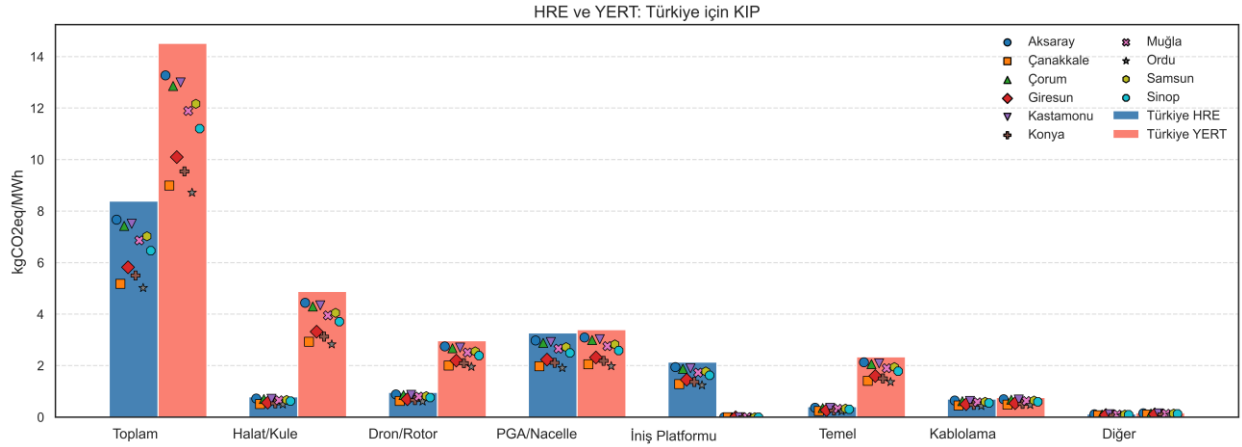


Şekil 6.13 Her alt bileşene göre HRE sisteminin kütleleri

Şekil 6.13’de verilen dağılıma göre, yer istasyonu (beton temel, jeneratör ve güç elektroniği) ile iniş aparatı bileşenleri HRE sistemleri için genel malzeme talebine en fazla katkıda bulunan unsurlardır; ancak bu değerler YERT gereksinimlerine kıyasla oldukça düşük seviyelerde kalmaktadır. Yüksek mukavemetli halat (tether) ve hava aracı kütleleri ise toplam malzeme kullanımında oransal olarak çok daha küçük bir paya sahiptir.

6.3.2. Şehir Bazlı Küresel Isınma Potansiyeli (KIP) Sonuçları

KIP, birim elektrik üretimi başına atmosfere salınan sera gazı miktarını (kgCO₂-eq/MWh) ifade eder. 10 pilot il için hesaplanan KIP değerleri, illerin CF ve yerel dinamikleri (Yenilenebilir Enerji Katkısı, Sanayi Ağırlığı, Politika Etkisi vb.) ile doğrudan bağlantılı olarak önemli farklılıklar göstermektedir.



Şekil 6.14 Üretilen MWh başına hem HRE hem de YERT için KIP

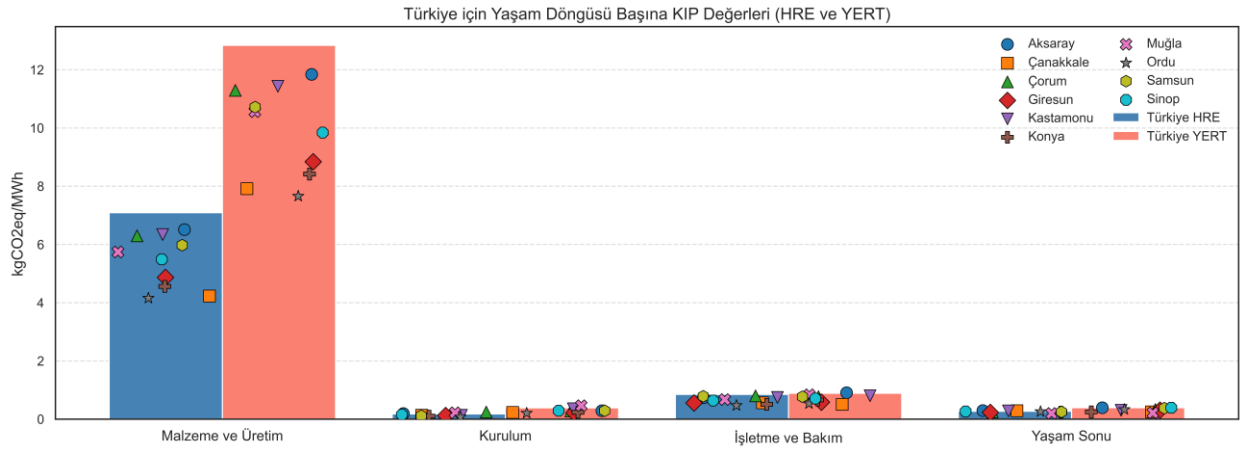
Şekil 6.14 ile MWh başına üretilen sera gazı emisyonları incelendiğinde, HRE sistemlerinin YERT sistemlerine kıyasla neredeyse yarı yarıya daha düşük bir Küresel Isınma Potansiyeline sahip olduğu görülmektedir. Özellikle rüzgar potansiyelinin Çanakkale gibi yüksek olduğu kıyı şeridi illerinde ve bölgesel şebekesi temiz enerjiye dayanan yörelerde (Konya) bu çevresel performans belirgin şekilde iyileşmektedir. Sistemin beşikten mezara toplam ömrü dikkate alındığında da benzer bir çevresel avantaj tablosu ortaya çıkmaktadır.

Tablo 6.11 Üretilen MWh başına hem HRE hem de YERT için KIP değerleri

	Aksaray		Çanakkale		Çorum		Giresun		Kastamonu		Türkiye	
	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT
Toplam	7,67	13,27	5,18	8,99	7,43	12,86	5,82	10,10	7,51	13,00	8,39	14,52
Halat/Kule	0,73	4,44	0,51	2,93	0,71	4,30	0,57	3,32	0,71	4,35	0,79	4,88
Dron/Rotor	0,89	2,75	0,63	2,01	0,86	2,68	0,70	2,20	0,87	2,70	0,96	2,97
PGA/Nacelle	2,98	3,09	1,98	2,05	2,88	2,99	2,24	2,32	2,92	3,03	3,27	3,40
İniş Platformu	1,94	0,00	1,28	0,00	1,88	0,00	1,45	0,00	1,90	0,00	2,14	0,00
Temel	0,37	2,13	0,24	1,41	0,36	2,06	0,28	1,60	0,36	2,09	0,40	2,34
KabloLama	0,65	0,70	0,45	0,49	0,63	0,68	0,50	0,54	0,63	0,69	0,70	0,76
Diğer	0,12	0,15	0,08	0,10	0,11	0,15	0,09	0,12	0,11	0,15	0,13	0,17
	Konya		Muğla		Ordu		Samsun		Sinop		Türkiye	
	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT
Toplam	5,50	9,55	6,87	11,89	5,02	8,72	7,03	12,17	6,46	11,20	8,39	14,52

Halat/Kule	0,54	3,12	0,66	3,95	0,50	2,83	0,67	4,05	0,62	3,71	0,79	4,88
Dron/Rotor	0,66	2,10	0,80	2,51	0,61	1,96	0,82	2,56	0,76	2,39	0,96	2,97
PGA/Nacelle	2,11	2,19	2,66	2,76	1,91	1,99	2,72	2,83	2,50	2,59	3,27	3,40
İniş Platformu	1,37	0,00	1,73	0,00	1,24	0,00	1,77	0,00	1,62	0,00	2,14	0,00
Temel	0,26	1,51	0,33	1,90	0,24	1,37	0,34	1,95	0,31	1,78	0,40	2,34
Kablolama	0,48	0,52	0,58	0,63	0,44	0,48	0,60	0,65	0,55	0,60	0,70	0,76
Diğer	0,08	0,11	0,10	0,14	0,07	0,10	0,11	0,14	0,10	0,13	0,13	0,17

Tablo 6.13’de Şekil 6.14 ile gösterilen MWh başına HRE ve YERT sistemlerinin KET değerlerinin karşılaştırılması için oluşturulan grafikte kullanılan veriler, detaylı inceleme için sunulmuştur.



Şekil 6.15 Yaşam döngüsü başına KIP değerleri

Şekil 6.15 ile gösterilen grafik ile, yaşam döngüsü genelindeki emisyonlar değerlendirildiğinde, HRE sistemlerinin malzeme ve üretim fazındaki üstünlüğü sayesinde YERT sistemlerinin önemli ölçüde altında bir karbon ayak izi bıraktığı görülmektedir. Sanayi Ağırlığı (SA) yüksek olan illerde (Örn: Konya, Aksaray) şebekeden çekilen enerjinin emisyon faktörü artsa dahi, HRE'nin hafif yapısından kaynaklanan emisyon tasarrufu sistemin fosil yakıtlı santrallere kıyasla ihmal edilebilir düzeylerde bir çevresel etki yaratmasını sağlamaktadır.

Tablo 6.12 Yaşam döngüsü başına KIP değerleri

	Aksaray		Çanakkale		Çorum		Giresun		Kastamonu		Türkiye	
	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT
Malzeme ve Üretim	6,47	11,73	4,31	7,89	6,26	11,36	4,87	8,88	6,33	11,48	7,09	12,84
Kurulum	0,16	0,36	0,11	0,23	0,16	0,34	0,12	0,27	0,16	0,35	0,18	0,39

İşletme ve Bakım	ve	0,77	0,81	0,51	0,53	0,75	0,78	0,58	0,61	0,76	0,79	0,85	0,89
Yaşam Sonu		0,27	0,38	0,25	0,33	0,27	0,37	0,26	0,34	0,27	0,38	0,27	0,39
		Konya		Muğla		Ordu		Samsun		Sinop		Türkiye	
		HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT
Malzeme Üretim	ve	4,59	8,39	5,77	10,49	4,17	7,64	5,91	10,74	5,42	9,87	7,09	12,84
Kurulum		0,11	0,25	0,14	0,32	0,10	0,23	0,15	0,32	0,14	0,30	0,18	0,39
İşletme ve Bakım	ve	0,54	0,57	0,69	0,72	0,49	0,52	0,71	0,74	0,65	0,68	0,85	0,89
Yaşam Sonu		0,25	0,34	0,26	0,36	0,25	0,33	0,26	0,37	0,26	0,36	0,27	0,39

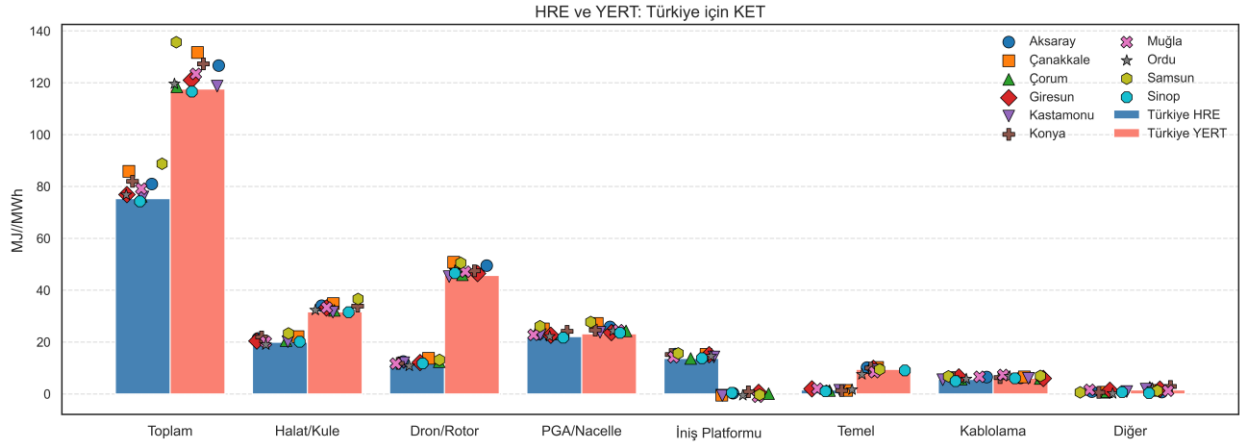
Tablo 6.14'de Şekil 6.15 ile gösterilen MWh başına HRE ve YERT sistemlerinin KET değerlerinin karşılaştırılması için oluşturulan grafikte kullanılan veriler, detaylı inceleme için sunulmuştur.

Buna ek olarak, Şekil 6.15'de gösterildiği gibi, YERT sisteminin işletme ve bakım faaliyetleri için HRE'lere kıyasla daha sık bakım ziyaretleri, bileşen değişimleri ve yağlama gereksinimleri nedeniyle daha yüksek bir KET değeri sergilemesi dikkat çekicidir.

6.3.3. Kümülatif Enerji Talebi (KET) ve Enerji Geri Ödeme Süresi

KET, sistemin yaşam döngüsü boyunca (hammadde çıkarımından bertarafa kadar) tükettiği birincil enerji miktarını (MJ_{prim}/MWh_{el}) temsil eder ve sistemin "enerji verimliliğinin" temel göstergelerinden biridir.

Şekil 6.16 ile birim elektrik üretimi (MWh) başına düşen KET değerlerine bakıldığında, HRE teknolojisinin malzeme tedariki ve üretim fazlarındaki düşük enerji tüketimi sayesinde genel toplamda YERT sistemlerinden çok daha az birincil enerjiye ihtiyaç duyduğu tespit edilmiştir. Ancak analizler, HRE sistemlerinin "İşletme ve Bakım" (O&M) evresinde geleneksel türbinlere kıyasla daha farklı bir operasyonel dinamik sergilediğini göstermektedir.



Şekil 6.16 Üretilen MWh başına HRE ve YERT için KET

Yaşam döngüsü KET dağılımı grafiği, HRE sistemlerinin işletme ve bakım aşamasındaki enerji talebinin YERT'lere göre daha yüksek olduğunu ortaya koymaktadır. Bunun temel nedeni, hava aracı ile yer istasyonu arasındaki fiziksel bağlantıyı sağlayan taşıyıcı halatların yoğun gerilim altında çalışması ve periyodik olarak değiştirilme zorunluluğudur. Ayrıca vinç sistemlerindeki hareketli parçaların yağlanma sıklığı ve bakım operasyonları, bu evredeki KET değerini geleneksel sistemlerin üzerine çıkarmaktadır (Şekil 6.17).

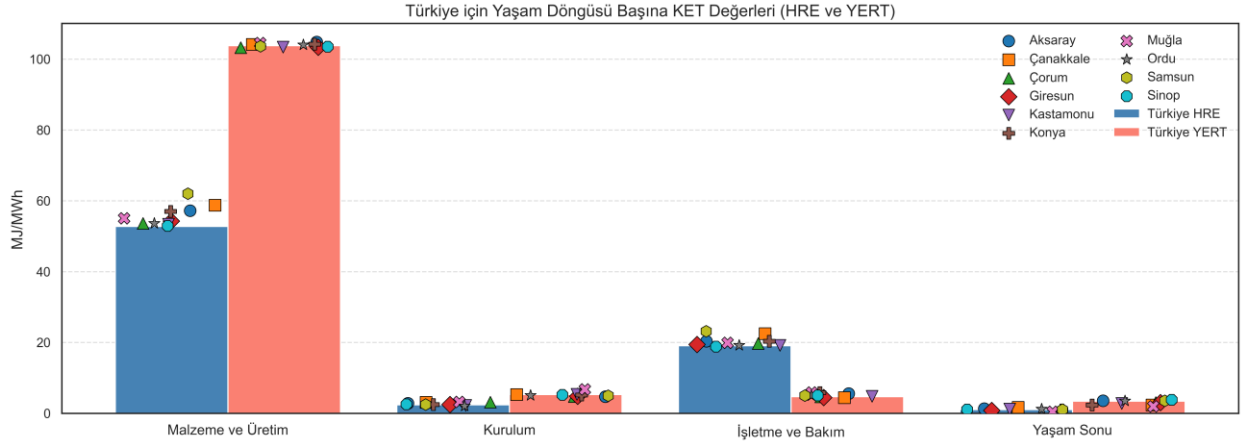
Tablo 6.13 Üretilen MWh başına HRE ve YERT için KET değerleri

	Aksaray		Çanakkale		Çorum		Giresun		Kastamonu		Türkiye	
	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT
Toplam	81,17	126,10	85,52	132,45	76,09	118,69	77,54	120,81	76,09	118,69	75,37	117,63
Halat/Kule	21,54	34,17	22,74	36,07	20,15	31,96	20,55	32,59	20,15	31,96	19,95	31,64
Dron/Rotor	12,44	48,53	13,01	50,65	11,77	46,05	11,96	46,76	11,77	46,05	11,67	45,69
PGA/Nacelle	23,88	25,04	25,19	26,41	22,36	23,45	22,79	23,91	22,36	23,45	22,14	23,22
İniş Platformu	14,80	0,00	15,62	0,00	13,84	0,00	14,11	0,00	13,84	0,00	13,70	0,00
Temel	1,65	10,16	1,74	10,68	1,56	9,56	1,58	9,73	1,56	9,56	1,54	9,47
KabloLama	6,04	6,50	6,36	6,85	5,66	6,09	5,76	6,21	5,66	6,09	5,60	6,04
Diğer	0,82	1,70	0,87	1,79	0,77	1,59	0,78	1,62	0,77	1,59	0,76	1,57

	Konya		Muğla		Ordu		Samsun		Sinop		Türkiye	
	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT
Toplam	81,90	127,16	78,99	122,93	76,82	119,75	87,70	135,63	74,64	116,58	75,37	117,63

Halat/Kule	21,74	34,49	20,94	33,22	20,35	32,27	23,34	37,02	19,75	31,33	19,95	31,64
Dron/Rotor	12,53	48,88	12,15	47,46	11,86	46,40	13,30	51,72	11,58	45,34	11,67	45,69
PGA/Nacelle	24,10	25,27	23,23	24,36	22,57	23,68	25,84	27,09	21,92	23,00	22,14	23,22
İniş Platformu	14,93	0,00	14,39	0,00	13,98	0,00	16,03	0,00	13,56	0,00	13,70	0,00
Temel	1,67	10,25	1,61	9,90	1,57	9,64	1,78	10,94	1,53	9,38	1,54	9,47
Kablolama	6,09	6,56	5,87	6,33	5,71	6,15	6,52	7,03	5,55	5,98	5,60	6,04
Diğer	0,83	1,71	0,80	1,65	0,78	1,60	0,89	1,84	0,75	1,55	0,76	1,57

Tablo 6.13’de Şekil 6.16 ile gösterilen MWh başına HRE ve YERT sistemlerinin KET değerlerinin karşılaştırılması için oluşturulan grafikte kullanılan veriler, detaylı inceleme için sunulmuştur.



Şekil 6.17 Yaşam döngüsü boyunca KET değerleri

Buna karşın, yapılan hesaplamalar sonucunda Lojistik Etkisi (LE) yüksek olan liman kentlerinde (Samsun, Çanakkale, Giresun vb.) donanımların taşınması ve zorlu coğrafi kurulumlar nedeniyle nakliye kaynaklı KET’in arttığı; sistemin 200-600 metre irtifalardaki kararlı rüzgarlara erişerek elde ettiği yüksek kapasite faktörünün ise kurulum ve işletme döneminde oluşan bu dezavantajı yaşam döngüsü bütününde fazlasıyla telafi ettiği görülmüştür. Sonuç itibarıyla HRE teknolojisi, tüm lokasyonlarda enerji geri ödeme süresini (EPBT) belirgin şekilde kısaltarak geleneksel rüzgar türbinlerine kıyasla çok daha sürdürülebilir bir sistem profili çizmektedir.

Tablo 6.14 Yaşam döngüsü boyunca KET değerleri

		Aksaray		Çanakkale		Çorum		Giresun		Kastamonu		Türkiye	
		HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT
Malzeme Üretim	ve	56,81	111,28	59,83	116,87	53,29	104,76	54,29	106,62	53,29	104,76	52,78	103,83
Kurulum		2,61	5,73	2,76	6,05	2,44	5,36	2,49	5,47	2,44	5,36	2,42	5,31
İşletme Bakım	ve	20,63	5,12	21,78	5,40	19,30	4,79	19,68	4,88	19,30	4,79	19,11	4,74
Yaşam Sonu		1,11	3,63	1,15	3,77	1,06	3,47	1,08	3,52	1,06	3,47	1,06	3,45

		Konya		Muğla		Ordu		Samsun		Sinop		Türkiye	
		HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT	HRE	YERT
Malzeme Üretim	ve	57,31	112,21	55,30	108,48	53,79	105,69	61,34	119,66	52,28	102,90	52,78	103,83
Kurulum		2,64	5,79	2,54	5,58	2,47	5,42	2,83	6,21	2,39	5,26	2,42	5,31
İşletme Bakım	ve	20,83	5,16	20,06	4,98	19,49	4,83	22,35	5,54	18,92	4,69	19,11	4,74
Yaşam Sonu		1,12	3,66	1,09	3,56	1,07	3,49	1,17	3,84	1,05	3,42	1,06	3,45

Tablo 6.14’de Şekil 6.17 ile gösterilen MWh başına HRE ve YERT sistemlerinin KET değerlerinin karşılaştırılması için oluşturulan grafikte kullanılan veriler, detaylı inceleme için sunulmuştur.

Tablo 6.14 ve Şekil 6.17 incelendiğinde, Türkiye jenerik HRE senaryosunda KET değeri 75,37 MJ/MWh iken, seçilen pilot illerin tamamına yakınında bu değer üzerine çıktığı (Örn: Giresun 87,70 MJ/MWh) görülmektedir. Bu durum Şehir Bazlı Ölçeklendirme formülündeki LE’nin, EV’den büyük olmasından kaynaklanmaktadır. HRE donanımlarını yüksek rüzgar verimine sahip zorlu coğrafyalara (dağlık veya yüksek lojistik trafikli bölgelere) taşımak, nakliye aşamasında daha fazla KET harcanmasına neden olmaktadır.

Ancak Şekil 6.15 (KIP) grafiğinde görüldüğü üzere, bu lojistik enerji yüküne katlanmanın karşılığında, illerin sahip olduğu yüksek YEK ve PE sayesinde sistemin KIP değeri düşürülmektedir. Bu bulgular, HRE yatırımlarında nakliye kaynaklı enerji tüketimindeki (KET) artışın, operasyonel karbon tasarrufuyla (KIP) telafi edildiği bir alış-veriş olduğunu göstermektedir.

6.4. Tekno-Ekonomik Analiz (TEA) Bulguları ve Yatırım Fizibilitesi

Bu bölümde, HRE sistemlerinin Türkiye'nin farklı coğrafi bölgelerindeki ekonomik uygulanabilirliği ve ticari potansiyeli değerlendirilmiştir. Analizler; SEM, NBD, İGO ve Geri Ödeme Süresi gibi temel finansal parametreler üzerinden gerçekleştirilmiştir. Yatırımın fizibilitesi, YERT ile kıyaslanabilir standart bir finansal model kullanılarak, 20 yıllık proje ömrü ve şehirlerin risk primlerine göre uyarlanmış %8 ile %9,5 arasındaki referans iskonto oranları temel alınarak hesaplanmıştır. Enerji satış fiyatları ise ulusal tarife ve YEKDEM (Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması) beklentileri doğrultusunda bölgesel olarak 72-77 \$/MWh bandında öngörülmüştür.

6.4.1. İlk Yatırım (CAPEX) ve İşletme (OPEX) Maliyetleri Analizi

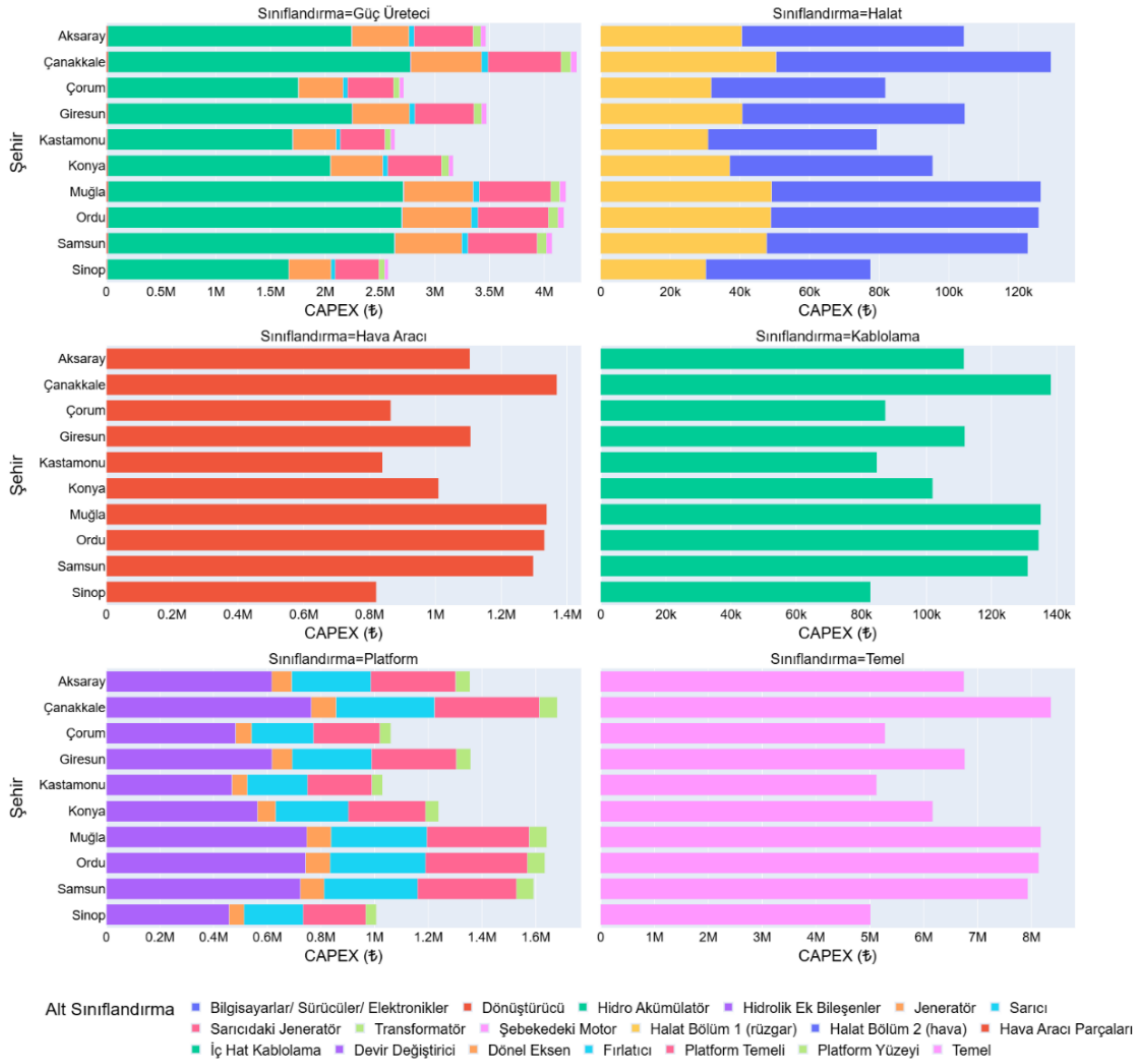
Tekno-ekonomik analiz modelinin en önemli iki bileşenini oluşturan CAPEX ve OPEX, bu çalışmanın özgün metodolojisi gereği ulusal ortalamalar üzerinden değil; hedeflenen 10 pilot ilin lojistik imkânları, sanayi altyapıları ve bölgesel risk faktörleri dikkate alınarak yerleştirilmiştir.

Bu yerleştirme işlemi yapılmadan önce, sistemin fiziksel altyapısının geleneksel rüzgar türbinlerinden ne kadar farklılaştığının incelenmesi gerekmektedir. HRE santralının bileşenleri şeması incelendiğinde, sistemin devasa kule ve temel yapılarından arındırılmış olduğu; temel olarak uçan bir hava aracı, yüksek mukavemetli halat (tether), halat sarıcı vinç, yer istasyonu platformu ve jeneratör/transformatör modüllerinden oluştuğu görülmektedir. Bu yapısal farklılık, maliyetlerin hem dağılımını hem de büyüklüğünü geleneksel yatay eksenli türbinlerden tamamen ayırmaktadır.

Sistem bileşenlerinin bu kendine has yapısı, yatırım ve işletme dönemlerindeki maliyet yüklerinin de belirli kalemlerde yoğunlaşmasına neden olmaktadır. Özellikle OPEX profili incelendiğinde, sistemin hareketli yapısı, sürekli bir döngü içinde (reel-in/reel-out) çalışması ve yoğun mekanik gerilime maruz kalması nedeniyle en yüksek maliyet kalemini açık ara farkla periyodik bakım ve servis faaliyetlerinin oluşturduğu tespit edilmiştir.

Şekil 6.18'de sunulan Şehir Başına OPEX Dağılımı grafiği ve alt sınıflandırma verileri bu durumu net bir şekilde ortaya koymaktadır. Rüzgar rejiminin ve kapasite faktörünün çok yüksek olduğu Çanakkale ilinde, operasyonel sürekliliğin bir sonucu olarak yıllık bakım ve servis (ulaşım) hizmetleri maliyeti 230.554,90 \$ seviyesine ulaşırken; bu kalemi 65.387,12 \$ maliyet ile ana taşıyıcı halatın periyodik değişimi (tether winding) ve 39.820,82 \$ ile elektriksel aktüatör değişimleri takip etmektedir.

Şehir Başına CAPEX (₺)



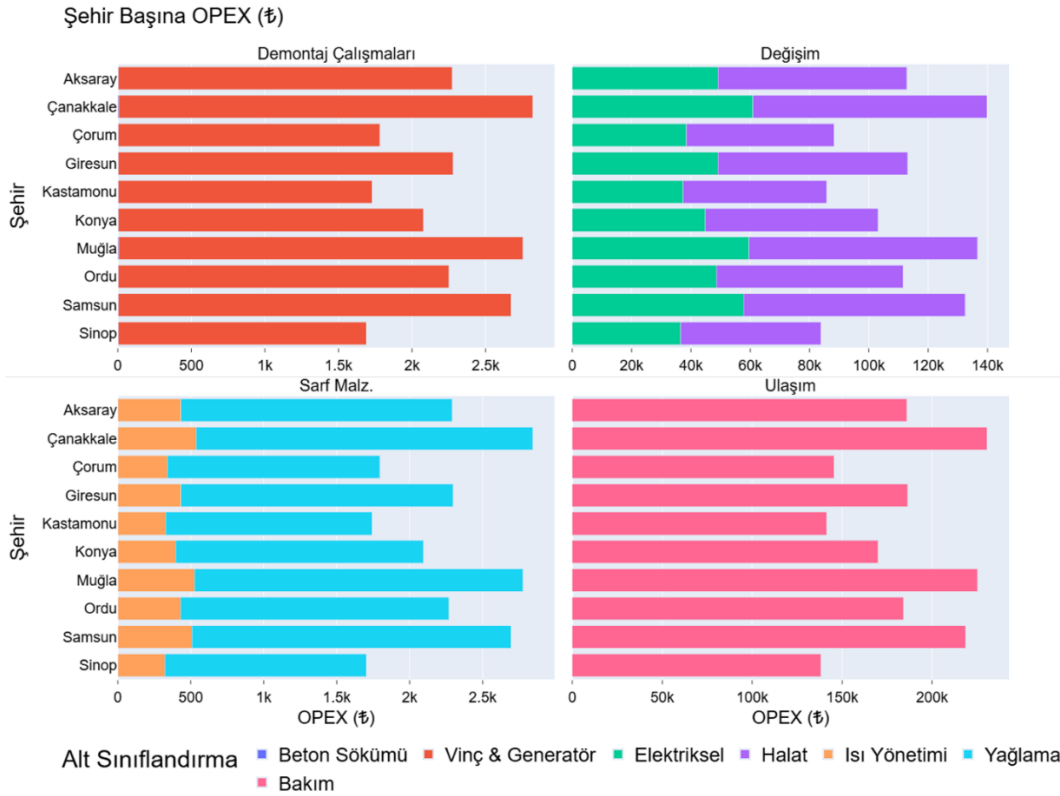
Şekil 6.18 HRE santralının tüm parçaları ve CAPEX üzerindeki etkileri

Rüzgar potansiyelinin nispeten daha düşük olduğu Sinop gibi illerde ise operasyonel yıpranma azalmakta, buna bağlı olarak bakım maliyeti 138.121,33 \$'a, halat değişimi ise 39.172,44 \$'a kadar gerilemektedir. Ancak her iki senaryoda da vinç ve jeneratör modüllerindeki hareketli parçaların yıpranma payları, OPEX profilinin ana omurgasını oluşturmaya devam etmektedir. İşletme giderlerindeki bu dinamik ve hareketli yapı, CAPEX 'te yerini yüksek teknoloji havacılık malzemelerine ve bölgesel lojistik farklılıklara bırakmaktadır.

Tablo 6.15 Şehir başına malzeme bazlı CAPEX değerleri

Sınıflandırma	Aksaray	Çanakkale	Çorum	Giresun	Kastamonu	Konya	Muğla	Ordu	Samsun	Sinop
Güç Üretici	3.465.706,50	4.297.240,40	2.713.523,43	3.472.249,76	2.634.006,26	3.167.433,94	4.197.843,93	4.178.880,76	4.071.941,75	2.574.368,38
Halat	104.365,87	129.406,58	81.714,72	104.562,91	79.320,15	95.383,73	126.413,37	125.842,32	122.621,97	77.524,22
Hava Aracı	1.104.448,83	1.369.441,45	864.743,67	1.106.534,03	839.403,20	1.009.395,55	1.337.765,85	1.331.722,68	1.297.643,44	820.397,84
Kablolama	111.539,29	138.301,13	87.331,25	111.749,87	84.772,09	101.939,77	135.102,19	134.491,88	131.050,19	82.852,72
Platform	1.354.727,77	1.679.770,32	1.060.703,08	1.357.285,50	1.029.620,20	1.238.134,48	1.640.916,73	1.633.504,11	1.591.702,18	1.006.308,05
Temel	6.747.305,66	8.366.200,20	5.282.897,43	6.760.044,57	5.128.087,25	6.166.605,54	8.172.687,47	8.135.768,50	7.927.571,35	5.011.979,61

Tablo 6.15'te Şekil 6.18'de gösterilen şehir başına malzeme bazlı CAPEX değerleri detaylandırılarak sunulmuştur.



Şekil 6.19 HRE tesisinin işletme giderleri

Şekil 6.19'da yer alan Şehir Başına CAPEX Dağılımı grafiği ve alt kalemleri incelendiğinde, ağır beton ve çelik kulelerin yerini alan hava aracının inşasında kullanılan Karbon Fiber Takviyeli Polimer (CFRP) ve titanyum bileşenlerin sistem bütçesinde önemli bir yer tuttuğu görülmektedir. Analiz verilerine göre, Çanakkale iline kurulacak bir sistemde hava aracının salt CFRP gövde maliyeti 129.794,53\$, titanyum parçaları ise 69.165,20\$ olarak hesaplanmış olup; topoğrafik olarak çok daha farklı bir profile sahip olan Ordu ilinde de bu bileşenlerin maliyetleri sırasıyla 126.219,58\$ ve 67.260,17\$ seviyelerinde gerçekleşerek büyük bir teknolojik maliyet paralelliği göstermiştir. Tablo 6.16'da Şekil 6.19'da gösterilen şehir başına OPEX değerleri detaylandırılmıştır.

Tablo 6.16 Şehir başına OPEX değerleri

Sınıflandırma	Aksaray	Çanakkale	Çorum	Giresun	Kastamonu	Konya	Muğla	Ordu	Samsun	Sinop
Değişim	112.797,69	139.865,77	88.319,55	113.012,84	85.726,99	103.092,44	136.630,68	111.607,67	132.532,38	83.790,95
Ulaşım	185.925,23	230.554,90	145.591,35	186.284,98	141.316,72	169.927,11	225.222,20	183.978,37	218.471,67	138.121,33
Sarf Malz.	2.292,03	2.842,32	1.794,92	2.296,50	1.742,16	2.094,80	2.776,58	2.268,09	2.693,39	1.702,80
Demontaj	2.273,76	2.819,65	1.780,20	2.278,59	1.727,86	2.078,10	2.754,43	2.249,60	2.671,50	1.689,21

Hava aracı üretim maliyetlerindeki bu teknolojik stabiliteye karşın, iller arasındaki asıl

büyük finansal uçurumu yaratan temel faktörün; yer istasyonlarının inşası, platform temelleri ve sistemin sahaya ulaştırılmasını kapsayan Lojistik Etkisi (LE) ve Sanayi Ağırlığı (SA) olduğu saptanmıştır. Lojistik ve liman altyapısı güçlü olan Çanakkale ve Samsun gibi kıyı illerinde taşıma ve saha hazırlık maliyetleri çok düşük seviyelerde tutulabilirken; Karadeniz'in engebeli topoğrafyasına ve zorlu kara ulaşım ağlarına sahip Ordu ve Giresun gibi illerde CAPEX değerleri zirve yapmaktadır. Şehirler arasındaki bu fiziksel malzeme ve nakliye maliyeti farklılaşması, çalışmanın sonraki aşamalarında gerçekleştirilen 200, 400 ve 600 metre irtifa fizibilite hesaplamalarında projelerin kârlılık durumunu (Net Bugünkü Değer ve İç Getiri Oranı) belirleyen en önemli unsur olarak öne çıkmaktadır.

6.4.2. 200 Metre Yükseklik İçin TEA

HRE sistemlerinin operasyonel başlangıç sınırını temsil eden 200 metre irtifa seviyesi, özellikle kıyı şeridi ve topoğrafik olarak rüzgar koridorunda yer alan bölgelerin ticari potansiyelini değerlendirmek adına kritik bir referans noktasıdır. HRE sistemlerinin ekonomik performansını belirleyen temel değişken, irtifadaki rüzgar hızına bağlı olarak değişen CF ve bölgenin lojistik/sanayi altyapısına göre şekillenen yerleştirilmiş yatırım maliyetleridir. Sistem performansını etkileyen bu çevresel ve ekonomik girdiler Tablo 6.17'de özetlenmiştir.

Tablo 6.17 TEA değerlendirmesinde kullanılan değerler (200 Metre)

Şehir	Aksaray	Çanakkale	Çorum	Giresun	Kastamonu
Kapasite Faktörü	0,281	0,620	0,4922	0,277	0,419
CAPEX (\$)	1.687.810,66	1.449.531,50	1.760.145,40	1.811.914,38	1.785.654,75
OPEX (\$)	15.164,44	18.804,13	11.874,30	15.193,64	11.525,69
Rüzgar Hızı (m/s)	7,63	12,57	9,57	7,45	8,62
İskonto Oranı	0,095	0,08	0,095	0,09	0,085
Enerji Fiyatı (\$/MWh)	72	76	72	73	74
Proje Ömrü (Yıl)	20	20	20	20	20
Şehir	Konya	Muğla	Ordu	Samsun	Sinop
Kapasite Faktörü	0,251	0,562	0,277	0,279	0,274
CAPEX (\$)	1.540.127,22	1.502.563,15	2.460.154,40	1.466.787,83	1.760.145,40
OPEX (\$)	13.859,62	18.369,19	15.005,19	17.818,45	11.265,21
Rüzgar Hızı (m/s)	7,01	10,87	7,45	7,64	7,33
İskonto Oranı	0,095	0,08	0,08	0,09	0,09
Enerji Fiyatı (\$/MWh)	77	75	74	75	73
Proje Ömrü (Yıl)	20	20	20	20	20

Tablo 6.17'deki veriler incelendiğinde, şehirlerin rüzgar rejimleri ve yerel altyapı kapasiteleri arasındaki derin farklar açıkça görülmektedir. Çanakkale, 12,57 m/s gibi oldukça yüksek bir rüzgar hızı ortalamasına ve bunun sonucunda 0,620 (%62,0) gibi olağanüstü bir kapasite faktörüne ulaşarak 200 metre bandında en yüksek enerji üretim potansiyeline sahip il

olmuştur. Benzer şekilde kıyı şeridinde yer alan Muğla, 10,87 m/s rüzgar hızı ile 0,562 (%56,2) kapasite faktörü sunmaktadır. Buna karşın, iç kesimlerde yer alan Konya (7,01 m/s) ve Karadeniz kıyısındaki Sinop (7,33 m/s) gibi illerde rüzgar hızlarının görece düşük kalması, kapasite faktörlerini sırasıyla 0,251 ve 0,274 seviyelerinde sınırlamıştır.

Bunun yanı sıra, tabloda dikkat çeken bir diğer önemli bulgu, Şehir Bazlı Ölçeklendirme faktörlerinin maliyetler (CAPEX ve OPEX) üzerindeki etkisidir. Lojistik ve sanayi altyapısı güçlü olan Çanakkale ve Samsun gibi illerde CAPEX 1,44- 1,46 Milyon dolar bandında seyrederken; coğrafi olarak engebeli ve lojistik imkanları kısıtlı olan Ordu ilinde bu maliyet 2.460.154 \$ seviyesine kadar çıkarak en yüksek yatırım bütçesini gerektirmiştir.

Bu meteorolojik ve ekonomik girdiler kullanılarak 20 yıllık proje ömrü üzerinden gerçekleştirilen TEA sonuçları Tablo 6.18’de sunulmaktadır.

Tablo 6.18 TEA sonuçları (200 Metre)

Şehir	Aksaray	Çanakkale	Çorum	Giresun	Kastamonu
NBD (\$)	-92.810,44	2.844.882,63	1.154.971,42	-155.093,82	946.817,16
SEM (\$/kWh)	0,076	0,028	0,044	0,079	0,049
İGO (%)	8,7%	30,0%	18,1%	7,8%	15,2%
Geri Ödeme Süresi	10 yıl 4 ay	4 yıl 4 ay	6 yıl 4 ay	11 yıl 0 ay	7 yıl 2 ay
Şehir	Konya	Muğla	Ordu	Samsun	Sinop
NBD (\$)	-10.118,47	2.324.323,83	-650.256,79	229.947,03	-95.129,85
SEM (\$/kWh)	0,077	0,031	0,099	0,066	0,077
İGO (%)	9,4%	25,7%	4,2%	11,1%	8,2%
Geri Ödeme Süresi	9 yıl 10 ay	4 yıl 10 ay	14 yıl 4 ay	8 yıl 11 ay	10 yıl 8 ay

Tablo 6.18’de sunulan finansal bulgular, 200 metre irtifadaki yatırımların kârlılığının coğrafyaya göre keskin bir şekilde ayrıştığını kanıtlamaktadır.

Çanakkale ve Muğla, 200 metre irtifada tartışmasız en uygulanabilir yatırım bölgeleridir. Çanakkale, ürettiği yüksek enerji sayesinde projenin NBD’sini 2.844.882 \$ gibi yüksek bir pozitif seviyeye taşımış ve SEM’ni 0,028 \$/kWh seviyesine kadar düşürerek geleneksel enerji kaynaklarıyla dahi doğrudan rekabet edebilir bir konuma gelmiştir. Projenin %30,0 olan İGO, ilk yatırımın 4 yıl 4 ay gibi enerji sektörü standartlarında çok kısa sayılabilecek bir sürede kendini amorti etmesini sağlamaktadır. Muğla ise 2.324.323 \$ NBD ve 4 yıl 10 aylık geri ödeme süresi ile Çanakkale’yi yakından takip etmektedir.

Çorum, Kastamonu ve Samsun, pozitif NBD değerleri ile finansal açıdan uygulanabilir bölgeler sınıfındadır. Çorum, 0,4922 kapasite faktörünün desteğiyle 1.154.971 \$ NBD’ye ulaşmış ve 6 yıl 4 ayda yatırımını geri ödeyebilmiştir. Kastamonu (%15,2 İGO) ve Samsun (%11,1 İGO) illeri de geleneksel finansman (banka faiz vb.) oranlarının üzerinde getiri sunarak mantıklı birer yatırım alternatifi oluşturmaktadır.

Rüzgar potansiyelinin düşük olduğu veya maliyetlerin yüksek seyrettiği Aksaray, Giresun, Konya, Ordu ve Sinop illeri 200 metre irtifa analizinde negatif NBD değerleri üreterek finansal uygulanabilirlik sınırının altında kalmıştır. Bu gruptaki en dramatik örnek, Karadeniz bölgesindeki topoğrafik zorluklardan kaynaklı çok yüksek CAPEX'e maruz kalan ve rüzgar hızı düşük olan Ordu ilidir. Ordu'nun NBD'si -650.256 \$ olarak gerçekleşmiş, SEM 0,099 \$/kWh'a fırlamış ve geri ödeme süresi 14 yıl 4 aya uzayarak projenin bu irtifada kesinlikle yapılmaması gerektiğini göstermiştir. İç Anadolu temsilcisi Konya ise -10.118 \$ NBD ile başa baş noktasına çok yakın olsa da 200 metre irtifada kâra geçmeyi başaramamıştır.

200 metre analiz sonuçları değerlendirildiğinde, kıyı şeridinde yer alan ve güçlü rüzgar rejimine sahip Çanakkale ve Muğla, sırasıyla %62,9 ve %55,8 gibi olağanüstü kapasite faktörlerine ulaşmıştır. Bu durum, Çanakkale'de SEM'nin 0,028 \$/kWh gibi oldukça rekabetçi bir seviyeye inmesini ve projenin ilk yatırım maliyetini 4 yıl 4 ay gibi kısa bir sürede (İGO: %30,0) amorti etmesini sağlamıştır. Buna karşın, İç Anadolu (Aksaray, Konya) ve bazı Karadeniz (Giresun, Ordu, Sinop) illerinde rüzgar hızlarının 7,0 – 7,6 m/s bandında kalması, buralardaki NBD sonuçlarının negatif çıkmasına neden olmuş ve 200 metre irtifanın bu bölgeler için ticari açıdan uygulanabilir olmadığını göstermiştir.

Özetle; 200 metre irtifada gerçekleştirilen analiz, HRE sistemlerinin güçlü rüzgar rejimine ve iyi lojistik altyapıya sahip bölgelerde geleneksel rüzgar türbinlerini geride bırakacak bir ticari potansiyel barındırdığını kanıtlamıştır. Ancak zarar eden (negatif NBD'ye sahip) iller için teknolojinin sunduğu daha yüksek irtifalara (400 m ve 600 m) çıkılarak rüzgar kapasitesinin artırılması gerektiği tespit edilmiştir.

6.4.3. 400 Metre Yükseklik İçin TEA

HRE teknolojisinin geleneksel rüzgar türbinlerine kıyasla sunduğu en büyük fiziksel avantaj, yüzey pürüzlülüğü ve topoğrafik engellerin etkisinin büyük oranda azaldığı 400 metre gibi yüksek irtifalardaki kararlı rüzgarlara erişim imkanıdır. Bu irtifa seviyesinde, sistemin ekonomik performansını doğrudan etkileyen rüzgar hızları, CF ve yerleştirilmiş maliyet girdileri (CAPEX, OPEX) önemli gelişimler göstermekte olup, söz konusu parametreler Tablo 6.19'da detaylandırılmıştır.

Tablo 6.19 incelendiğinde, irtifanın 200 metreden 400 metreye çıkmasıyla birlikte rüzgar hızlarındaki eksponansiyel artışın sistemlerin kapasite faktörlerine doğrudan yansıdığı görülmektedir. Çanakkale, 13,67 m/s seviyesine ulaşan olağanüstü rüzgar hızı ortalamasıyla 0,639 gibi çok yüksek bir kapasite faktörü yakalayarak enerji üretim potansiyelinde zirvedeki yerini korumuştur.

Tablo 6.19 TEA değerlendirmesinde kullanılan değerler (400 Metre)

Şehir	Aksaray	Çanakkale	Çorum	Giresun	Kastamonu
Kapasite Faktörü	0,281	0,639	0,566	0,281	0,509
CAPEX (\$)	1.687.810,66	1.449.531,50	1.760.145,40	1.811.914,38	1.785.654,75
OPEX (\$)	15.164,44	18.804,13	11.874,30	15.193,64	11.525,69
Rüzgar Hızı (m/s)	8,41	13,67	10,77	8,56	9,83
İskonto Oranı	0,095	0,08	0,095	0,09	0,085
Enerji Fiyatı (\$/MWh)	72	76	72	73	74
Proje Ömrü (Yıl)	20	20	20	20	20

Şehir	Konya	Muğla	Ordu	Samsun	Sinop
Kapasite Faktörü	0,281	0,611	0,281	0,278	0,248
CAPEX (\$)	1.540.127,22	1.502.563,15	2.460.154,40	1.466.787,83	1.760.145,40
OPEX (\$)	13.859,62	18.369,19	15.005,19	17.818,45	11.265,21
Rüzgar Hızı (m/s)	7,67	12,32	8,62	8,48	8,03
İskonto Oranı	0,095	0,08	0,08	0,09	0,09
Enerji Fiyatı (\$/MWh)	77	75	74	75	73
Proje Ömrü (Yıl)	20	20	20	20	20

Benzer şekilde, iç kesimlerde yer almalarına rağmen Çorum ve Kastamonu illeri de sırasıyla 10,77 m/s ve 9,83 m/s rüzgar hızlarına ulaşarak 0,566 ve 0,509 gibi oldukça verimli kapasite faktörleri elde etmiştir. Bu artan performans değerlerinin, 20 yıllık proje ömrü ve bölgesel iskonto oranları kullanılarak hesaplandığı finansal fizibilite sonuçları ise Tablo 6.20’de sunulmaktadır.

Tablo 6.20 TEA sonuçları (400 Metre)

Şehir	Aksaray	Çanakkale	Çorum	Giresun	Kastamonu
NBD (\$)	-96.173,120	2.979.626,660	1.603.674,960	-130.436,120	1.551.637,230
SEM (\$/kWh)	0,08	0,03	0,04	0,08	0,04
İGO (%)	0,09	0,31	0,21	0,08	0,19
Geri Ödeme Süresi	10 yıl 4 ay	4 yıl 3 ay	5 yıl 7 ay	10 yıl 10 ay	6 yıl 1 ay

Şehir	Konya	Muğla	Ordu	Samsun	Sinop
NBD (\$)	185.841,590	2.673.213,260	-623.373,070	218.335,960	-258.101,800
SEM (\$/kWh)	0,07	0,03	0,10	0,07	0,08
İGO (%)	0,11	0,28	0,04	0,11	0,07
Geri Ödeme Süresi	8 yıl 10 ay	4 yıl 6 ay	14 yıl 2 ay	8 yıl 11 ay	11 yıl 8 ay

Tablo 6.20’te yer alan veriler, 400 metre irtifanın HRE yatırımları açısından bölgesel ticari sınırları ne kadar genişlettiğini sayısal olarak göstermektedir. İlk analizde de kârlı olan kıyı illeri, 400 metrede finansal performanslarını çok daha ileriye taşımıştır; Çanakkale'nin NBD’si 2.979.626 \$ seviyesine tırmanırken, SEM 0,03 \$/kWh gibi geleneksel fosil yakıtlarla rekabeti imkansız kılan bir seviyeye inmiş ve yatırımın geri dönüş süresi 4 yıl 3 aya düşerek (İGO: %31) muazzam bir ticari başarı göstermiştir. Aynı doğrultuda Muğla ili de 2.673.213 \$ değerindeki yüksek NBD çıktısıyla Çanakkale'yi yakından takip etmiştir. Yüksek rüzgar hızlarına sahip bu

illerin yanı sıra, Çorum ve Kastamonu da güçlü finansal tablolar sunmuştur; Çorum 1.603.674 \$ NBD ve %21 İGO ile yatırımını 5 yıl 7 ayda amorti ederken, Kastamonu 1.551.637 \$ NBD ve %19 İGO ile 6 yıl 1 ay gibi makul bir geri ödeme süresi yakalamıştır.

400 metre irtifa analizinin önemli bir bulgusu ise, rüzgar rejiminin nispeten daha zayıf olduğu iç kesimlerde gerçekleşen ticari dönüşümdür. 200 metre analizinde negatif NBD (-10.118 \$) vererek ticari olarak uygulanabilir bulunmayan Konya ili, 400 metre irtifada rüzgar hızının artmasıyla birlikte 185.841 \$ tutarında pozitif NBD üretmiş ve "Yatırım Yapılabilir" bir bölge statüsüne geçiş yapmıştır. Aynı grupta yer alan Samsun da 218.335 \$ NBD ile finansal uygulanabilirlik sınırının güvenli tarafında yer almıştır.

Buna karşın, irtifa artışının getirdiği enerji kazanımları her bölge için yeterli olmamıştır; Aksaray (-96.173 \$), Giresun (-130.436 \$), Ordu (-623.373 \$) ve Sinop (-258.101 \$) illeri 400 metrede dahi yatırım maliyetlerini karşılayamayarak negatif NBD değerleri üretmeye devam etmiştir. Giresun'da kapasite faktörü 0,281'de kalmış ve projenin geri ödeme süresi 10 yıl 10 aya uzamıştır. Ordu ise topoğrafik zorluklardan kaynaklanan yüksek CAPEX (İlk Yatırım Maliyeti) ve görece düşük enerji üretiminin birleşmesiyle 400 metre irtifada dahi ticari fizibiliteden en uzak il olarak kayıtlara geçmiştir.

Özetle, 400 metre irtifa seviyesinde gerçekleştirilen tekno-ekonomik analiz, HRE teknolojisinin yalnızca yüksek rüzgar hızına sahip kıyı şeridinde değil, Konya gibi iç bölgelerde de ticari olarak kârlı projeler üretebileceğini ve kule boyu sınırlaması olan geleneksel yatay eksenli rüzgar türbinlerinin yetersiz kaldığı rüzgar rejimlerinde yüksek kapasite faktörleri sunarak yatırım fizibilitesini büyük ölçüde iyileştirdiğini doğrulamaktadır.

6.4.4. 600 Metre Yükseklik İçin TEA

HRE teknolojisinin bu çalışma kapsamında incelenen maksimum operasyon yüksekliği olan 600 metre irtifa, sistemin ticari sınırlarını ve maksimum kârlılık potansiyelini temsil etmektedir. İrtifanın bu seviyeye çıkarılması, yeryüzü sürtünmelerinin etkisini neredeyse tamamen ortadan kaldırarak rüzgar hızlarında ve dolayısıyla sistemin CF'nün en üst değerlere ulaşılmasını sağlamaktadır.

İrtifa artışına bağlı olarak uzayan halatın CAPEX üzerinde yarattığı etki ile rüzgar veriminden elde edilen kazanım arasındaki dengeyi gösteren çevresel ve ekonomik girdiler Tablo 6.21'te detaylandırılmıştır.

Tablo 6.21 TEA değerlendirmesinde kullanılan değerler (600 Metre)

Şehir	Aksaray	Çanakkale	Çorum	Giresun	Kastamonu
Kapasite Faktörü	0,281	0,644	0,601	0,269	0,556
CAPEX (\$)	1.687.810,66	1.449.531,50	1.760.145,40	1.811.914,38	1.785.654,75
OPEX (\$)	15.164,44	18.804,13	11.874,30	15.193,64	11.525,69
Rüzgar Hızı (m/s)	8,90	14,67	11,54	9,28	10,62
İskonto Oranı	0,095	0,08	0,095	0,09	0,085
Enerji Fiyatı (\$/MWh)	72	76	72	73	74
Proje Ömrü (Yıl)	20	20	20	20	20

Şehir	Konya	Muğla	Ordu	Samsun	Sinop
Kapasite Faktörü	0,281	0,634	0,269	0,274	0,281
CAPEX (\$)	1.540.127,22	1.502.563,15	2.460.154,40	1.466.787,83	1.760.145,40
OPEX (\$)	13.859,62	18.369,19	15.005,19	17.818,45	11.265,21
Rüzgar Hızı (m/s)	8,09	13,25	9,38	9,01	8,46
İskonto Oranı	0,095	0,08	0,08	0,09	0,09
Enerji Fiyatı (\$/MWh)	77	75	74	75	73
Proje Ömrü (Yıl)	20	20	20	20	20

Tablo 6.21 incelendiğinde, 600 metre irtifanın özellikle belirli bölgelerde kapasite faktörlerini olağanüstü seviyelere taşıdığı görülmektedir. Türkiye'nin önemli rüzgar koridorlarından birinde yer alan Çanakkale, 0,644 (%64,4) kapasite faktörüne ulaşarak tüm irtifa seviyeleri ve şehirler arasında en yüksek üretim potansiyelini kaydetmiştir. İç kesimlerde yer alan Çorum ve Kastamonu illeri ise 600 metre irtifada rüzgar verimini maksimize ederek sırasıyla 0,601 (%60,1) ve 0,556 (%55,6) gibi oldukça yüksek kapasite faktörlerine ulaşmış ve kıyı şeridiyle rekabet edebilir hale gelmiştir. Maliyetler açısından bakıldığında, coğrafi ve lojistik avantajlara sahip Çanakkale'nin CAPEX'i 1.449.531,50 \$ seviyesinde kalırken; topoğrafik zorlukları bulunan Giresun ilinde bu maliyet 1.811.914,38 \$ değerine çıkarak sistemin kurulum bütçesini önemli ölçüde artırmıştır. Bu teknik ve ekonomik parametreler ışığında hesaplanan finansal fizibilite sonuçları Tablo 6.16'da sunulmaktadır.

Tablo 6.22 TEA sonuçları (600 Metre)

Şehir	Aksaray	Çanakkale	Çorum	Giresun	Kastamonu
NBD (\$)	-90.792,83	3.018.094,14	1.821.576,50	-211.023,12	1.869.533,84
SEM (\$/kWh)	0,076	0,027	0,036	0,082	0,037
İGO (%)	8,7%	31,3%	22,7%	7,3%	21,2%
Geri Ödeme Süresi	10 yıl 4 ay	4 yıl 2 ay	5 yıl 4 ay	11 yıl 4 ay	5 yıl 7 ay

Şehir	Konya	Muğla	Ordu	Samsun	Sinop
NBD (\$)	189.045,48	2.833.786,13	-710.325,09	197.422,84	-48.704,03
SEM (\$/kWh)	0,069	0,028	0,102	0,067	0,075
İGO (%)	11,2%	29,2%	3,8%	10,8%	8,6%
Geri Ödeme Süresi	8 yıl 10 ay	4 yıl 5 ay	14 yıl 10 ay	9 yıl 1 ay	10 yıl 5 ay

Tablo 6.22'da yer alan veriler, 600 metre irtifanın HRE yatırımları açısından sunduğu

devasa ticari potansiyeli sayısal olarak kanıtlamaktadır. Çanakkale ili, ulaştığı yüksek üretim kapasitesinin doğrudan bir sonucu olarak NBD'sini 3.018.094,14 \$ gibi rekor bir seviyeye çıkarmıştır. Aynı bölgede SEM 0,027 \$/kWh değerine inerek, HRE teknolojisini sadece diğer yenilenebilir kaynaklarla değil, fosil yakıtlı konvansiyonel sistemlerle dahi rekabet edebilir, hatta onlardan daha ucuz bir konuma getirmiştir. İrtifa artışının ticari tabloyu en çok iyileştirdiği illerden olan Çorum ve Kastamonu da sırasıyla 1.821.576,50 \$ ve 1.869.533,84 \$ pozitif NBD üreterek yüksek kârlılığa sahip projeler sınıfında üst sıralarda yer almıştır. Çorum ilinin 0,036 \$/kWh, Kastamonu ilinin ise 0,037 \$/kWh olarak gerçekleşen SEM değerleri, iç bölgelerdeki ve Karadeniz geçiş hattındaki yatırımların da son derece uygulanabilir olabileceğini göstermektedir.

Diğer taraftan, 600 metre gibi maksimum bir irtifaya çıkılmasına rağmen rüzgar rejiminin yapısal olarak zayıf olduğu ve ilk yatırım maliyetlerinin yüksek seyrettiği bölgelerde ticari kârlılık sağlanamamıştır. Aksaray ili, 600 metre irtifada dahi 0,281 gibi düşük bir kapasite faktöründe kalarak -90.792,83 \$ negatif NBD üretmiş ve irtifa artışına rağmen yatırım maliyetlerini karşılayamamıştır. Benzer şekilde, hem rüzgar potansiyelinin düşük olduğu (CF: 0,269) hem de bölgesel şartlar nedeniyle CAPEX değerinin yüksek olduğu Giresun ilinde NBD -211.023,12 \$ olarak gerçekleşmiş ve Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti 0,082 \$/kWh seviyesinde kalarak yatırımın finansal açıdan uygulanabilir olmadığını kanıtlamıştır.

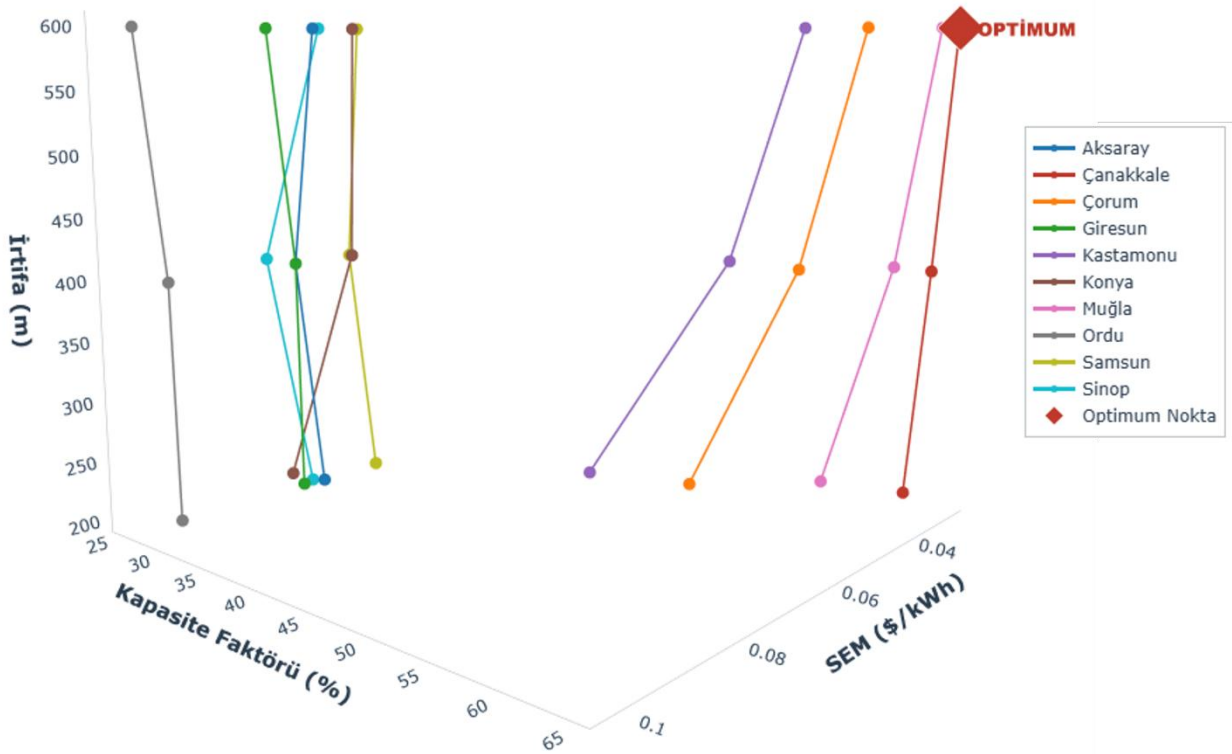
Özetle, 600 metre irtifa seviyesinde gerçekleştirilen tekno-ekonomik analiz, HRE sistemlerinin uygun lokasyonlarda muazzam bir ticari başarı yakalayabildiğini, Çanakkale, Çorum ve Kastamonu gibi illerde yatırımcılar için çok düşük enerji birim maliyetleri sunduğunu doğrulamaktadır. Ancak Giresun ve Aksaray gibi illerden elde edilen negatif sonuçlar, sadece operasyon irtifasını artırmanın fizibilite için tek başına yeterli olmadığını; yerel rüzgar karakteristiği ile yatırım ve işletme maliyetlerinin hassas bir dengede olması gerektiğini net bir şekilde ortaya koymaktadır.

6.5. TEA Değerlendirme Sonuçları

Çalışma dahilinde 200, 400 ve 600 metre irtifa seviyeleri için gerçekleştirilen tekno-ekonomik analizler, HRE teknolojisinin bölgesel uygulanabilirliğini ortaya koymaktadır. Elde edilen finansal tablolar ve performans bulguları incelendiğinde, projenin ekonomik fizibilitesinin yalnızca rüzgar hızına değil; rüzgar rejimi, CAPEX ve OPEX arasındaki dengeye dayandığı görülmektedir. Çanakkale, Muğla, Çorum ve Kastamonu gibi illerde irtifa artışıyla birlikte kapasite faktörlerinde yaşanan yükseliş, artan halat (tether) maliyetlerinin yarattığı yükü sönümlenmiş ve NBD çıktılarını pozitif alana taşımıştır. Buna karşın, Karadeniz Bölgesi'nin zorlu topografyasına sahip Ordu ve Giresun gibi illerde yüksek seyreden lojistik ve altyapı maliyetleri,

600 metre irtifada dahi projelerin finansal olarak kâra geçmesini engellemiş; rüzgar hızının nispeten düşük olduğu Aksaray gibi bölgelerde ise sistemin sadece irtifa artışıyla ticari bir başarı yakalayamayacağını göstermiştir.

Elde edilen bu bölgesel sonuçlar, YERT ile kıyaslandığında, teknolojinin yapısal ve aerodinamik farklılıkları daha net anlaşılmaktadır. Kapasite faktörü açısından bakıldığında HRE sistemleri, kule uzunluğu kısıtlamaları nedeniyle YERT'lerin fiziksel olarak ulaşamadığı 200 metre ile 600 metre arasındaki irtifalara erişim sağlamaktadır. Bu yüksek irtifalarda yeryüzü sürtünme etkilerinden arınmış, daha kararlı ve sürekli seyreden rüzgar akımları, enerji üretimindeki kesintileri azaltmaktadır. Kararlı rüzgar rejiminin sunduğu sürekli üretim imkanı, projelerin nakit akışını desteklemekte ve ilk yatırımın ortalama 6 yıl civarında, Çanakkale gibi verimli sahalarda ise 4 yılın biraz üzerinde bir sürede geri ödenmesine olanak tanımaktadır.



Şekil 6.20 10 Pilot İl İçin HRE Sistemlerinin İrtifaya Bağlı Maliyet-Verimlilik-Fayda Karşılaştırması

Maliyet yapısı bakımından yapılan değerlendirmeler, HRE sistemlerinin geleneksel türbinlere kıyasla sunduğu finansal esnekliği doğrulamaktadır. YERT sistemlerinin inşası için zorunlu olan ağır çelik kulelerin, yüksek tonajlı beton temellerin ve bu bileşenlerin taşınması için gereken lojistik operasyonların ortadan kalkması, HRE teknolojisinin megavat (MW) başına düşen CAPEX'i belirgin oranda aşağı çekmektedir. Sistem, işletme döneminde hareketli mekanizmalar ve periyodik halat değişimi gibi kendine has bazı bakım giderleri oluştursa da yüksek kapasite faktörleri sayesinde üretilen toplam enerji miktarı bu giderlerin birim maliyet

üzerindeki etkisini düşürmektedir.

HRE sistemlerinin ekonomik fizibilitesi ve operasyonel verimliliği arasındaki doğrusal olmayan ilişkiyi saptamak amacıyla; analiz edilen 10 pilot ilin 200, 400 ve 600 metre irtifalardaki performansı Şekil 6.20'de sunulan üç boyutlu grafik ile değerlendirilmiştir. Grafiğin eksenleri sırasıyla; sistemin operasyonel uçuş yüksekliğini (İrtifa - m), enerji üretim verimliliğini (Kapasite Faktörü - %) ve üretilen birim enerjinin maliyetini (SEM - \$/kWh) temsil etmektedir.

Grafik incelendiğinde, irtifa artışının genel bir eğilim olarak rüzgar hızını ve dolayısıyla kapasite faktörünü artırdığı görülmektedir. Ancak bu artış her il için aynı maliyet düşüşünü sağlamamaktadır. Özellikle düşük rüzgar rejimine ve zorlu topografyaya sahip illerde (örneğin Aksaray, Ordu), irtifanın 600 metreye çıkarılması halatın (tether) yarattığı aerodinamik sürtünme, kütleli ağırlık ve artan İşletme/Bakım (OPEX) yükleri sebebiyle maliyet verimliliğini sınırlandırmakta ve SEM değerlerinde beklenen düşüşü engelleyebilmektedir. Bu durum, grafikteki dağılımın belirli irtifalardan sonra bazı iller için yassılaştırılması (doyum noktasına ulaşması) ile kendini göstermektedir.

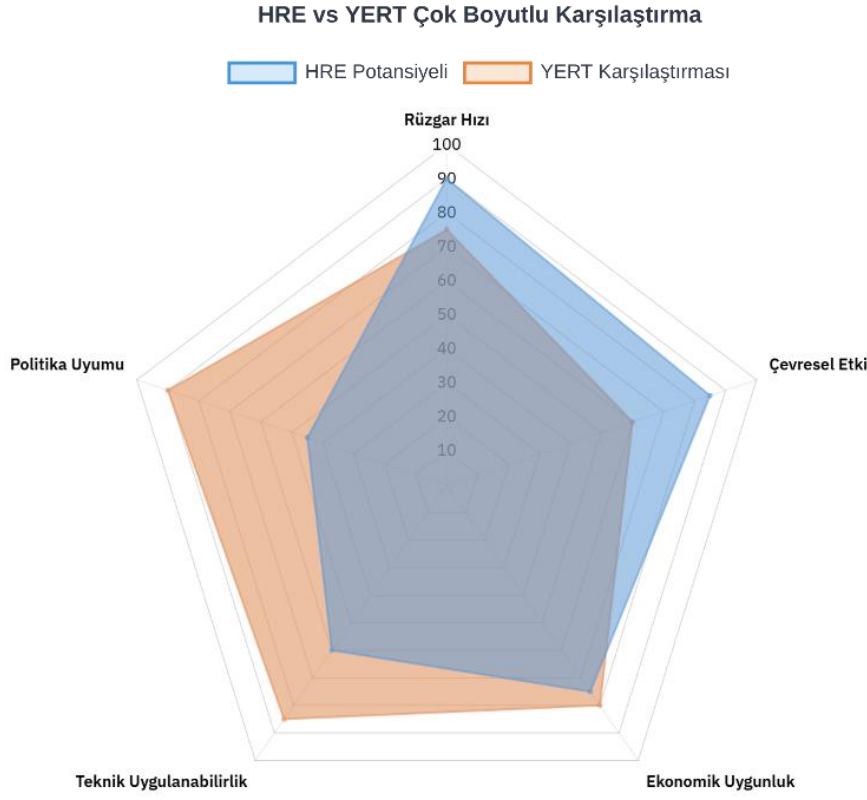
Buna karşın, üç eksenin kesiştiği ve maliyet-verimlilik dengesinin matematiksel olarak zirveye ulaştığı "Optimum Nokta (minimum maliyet/maksimum verimlilik noktası)", Çanakkale ilinin 600 metre irtifadaki verisi olarak tespit edilmiştir. Çanakkale'nin bu irtifada sunduğu 14,67 m/s'lik ekstrem rüzgar hızı, sistemin kapasite faktörünü çalışmadaki en yüksek seviye olan %64,4'e ulaştırmış; artan halat ve kurulum maliyetlerine rağmen yüksek üretim verimliliği sayesinde SEM'i 0,027 \$/kWh gibi çalışmanın minimum noktasına çekmeyi başarmıştır.

Sonuç olarak bu 3 boyutlu analiz; HRE yatırımlarında sadece irtifayı artırmanın tek başına maliyeti düşürmeye yetmeyeceğini, sistemin ekonomik olarak optimum noktaya ulaşabilmesi için Çanakkale 600 metre örneğinde olduğu gibi yüksek kapasite faktörü ile aerodinamik taşıma maliyetlerinin dengelenmesi gerektiğini kanıtlamaktadır

Sonuç itibarıyla, HRE teknolojisi en verimli operasyon irtifası olan 600 metrede, Çanakkale gibi uygun lokasyonlarda 0,027 \$/kWh düzeyinde bir SEM sunarak konvansiyonel santrallerle ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarıyla rekabet edebilir bir konuma gelmektedir. Tüm irtifa kademelerinden elde edilen bulgular, HRE sistemlerinin Türkiye için şebeke paritesi sunan, yatırımı geri dönüş süresi makul ve ekonomik açıdan uygulanabilir bir teknolojik alternatif olduğunu göstermektedir.

Şekil 6.21'deki çok kriterli değerlendirme incelendiğinde, HRE sistemlerinin aerodinamik yapısı gereği Rüzgar Hızı potansiyeli ve malzeme verimliliğinden kaynaklanan Çevresel Etki kriterlerinde geleneksel YERT sistemlerine karşı açık bir üstünlük kurduğu

görülmektedir.



Şekil 6.21 HRE ve YERT sistemlerinin çok boyutlu karşılaştırılması

Buna karşın, teknolojinin endüstriyel olgunluk seviyesinin henüz emekleme aşamasında olması, Teknik Uygulanabilirlik konusunda HRE sistemlerini YERT'lerin gerisinde bırakmaktadır. Otonom uçuş kontrolleri, halat yorulması ve uzun süreli dayanım gibi mühendislik zorlukları tam olarak çözülebilmiş değildir. Ekonomik Uygunluk başlığında ise, HRE sistemleri yüksek rüzgar alanlarında çok kârlı olsa da sık bakım gereksinimleri ve OPEX belirsizlikleri nedeniyle genel yatırımcı güveni açısından halen kendini kanıtlamış YERT sistemlerinin gerisinde kalmaktadır.

7. SONUÇLAR

Bu tez çalışmasında, Türkiye'nin farklı coğrafi, ekonomik ve meteorolojik karakteristiklere sahip 10 pilot ili (Aksaray, Çanakkale, Çorum, Giresun, Kastamonu, Konya, Muğla, Ordu, Samsun, Sinop) üzerinden HRE teknolojisinin potansiyeli; rüzgar kaynağı karakterizasyonu, Yaşam Döngüsü Değerlendirmesi ve Tekno-Ekonomik Analiz boyutlarıyla bütünlük bir yaklaşımla incelenmiştir. Elde edilen bulgular, HRE sistemlerinin enerji sektöründe devrim yaratabilecek yapısal avantajlara sahip olmakla birlikte, henüz geleneksel yatay eksenli rüzgar türbinlerinin yerini tamamen alabilecek hüviyette mutlak ve kusursuz bir çözüm olmadığını, aksine belirli coğrafyalara ve niş uygulamalara entegre edilmesi gereken bir geçiş teknolojisi olduğunu ortaya koymaktadır.

Çalışmanın ilk aşamasını oluşturan rüzgar kaynağı değerlendirmesinde, HRE sistemlerinin geleneksel türbin kulelerinin ulaşamadığı 200 metre ile 600 metre arasındaki irtifalarda sunduğu performans test edilmiştir. Yüzey pürüzlülüğünün ve topoğrafik engellerin etkisinin azaldığı bu irtifalarda, rüzgar hızı ve kararlılığında bir artış gözlemlenmiştir. İstatistiksel dağılım modelleri üzerinden yapılan analizlerde, özellikle Güç Yoğunluğu (PD) ve Gamma (GAM) metotlarının yüksek irtifa rüzgar davranışını modellemede başarı gösterdiği kanıtlanmıştır. Bununla birlikte analizler, salt irtifa artışının her coğrafyada aynı oranda enerji kazanımı sağlamadığını; rüzgar kesme (wind shear) katsayısının düşük olduğu bazı iç bölgelerde sistemin beklenen kapasite faktörlerine ulaşamadığını göstermiştir. Bu durum, HRE sistemlerinin kurulumu öncesinde noktasal sınır tabakası analizlerinin (LiDAR vb. yöntemlerle) YERT sistemlerinden çok daha önemli bir zorunluluk olduğunu kanıtlamaktadır.

Çevresel performans açısından yapılan YDD, HRE teknolojisinin en güçlü argümanını oluşturmaktadır. Ağır çelik kulelerin ve binlerce tonluk beton temellerin sistemden çıkarılması, MW başına düşen yapısal malzeme kullanımını önemli biçimde azaltmıştır. Bu malzeme verimliliği, sistemin üretim ve kurulum aşamalarındaki küresel ısınma potansiyeli ile kümülatif enerji talebini geleneksel türbinlere kıyasla neredeyse yarı yarıya düşürmüştür. Ancak sistemin bütüncül analizi, bu çevresel üstünlüğün işletme döneminde önemli şekilde zedelendiğini göstermektedir. Sistemin sürekli hareket halinde olması (reel-in/reel-out döngüleri), taşıyıcı halatların (tether) yoğun gerilime maruz kalması ve mekanik parçaların sık yıpranması, işletme dönemindeki karbon ayak izini ve bakım kaynaklı lojistik enerji talebini geleneksel türbinlerin üzerine çıkarmaktadır. Dolayısıyla HRE sistemleri üretimde ne kadar "yeşil" ise, operasyonda da bir o kadar zorlu bir çevresel ve mekanik yönetim gerektirmektedir.

Tekno-ekonomik analiz sonuçları da bu ikili yapıyı destekler niteliktedir. Çanakkale ve

Muğla gibi yüksek kapasite faktörüne ve güçlü lojistik altyapıya sahip illerde sistemin seviyelendirilmiş enerji maliyeti 0,027 \$/kWh seviyelerine inerek geleneksel fosil ve yenilenebilir kaynakları geride bırakmış, yatırımın geri dönüş süresi 4 yıl bandına gerilemiştir. Buna karşın, Karadeniz Bölgesi'nin zorlu topoğrafyasına sahip Ordu ve Giresun ile rüzgar rejiminin daha zayıf olduğu Aksaray gibi illerde, CAPEX'teki lojistik artışlar ve düşük üretim değerleri, 600 metre irtifada dahi net bugünkü değer negatif çıkmasına neden olmuştur. Bu ekonomik ayrışma, HRE teknolojisinin Türkiye'nin her bölgesi için uygun jenerik bir çözüm olmadığını; deniz üstü (offshore) rüzgar koridorları ile lojistik açıdan erişilebilir ve yüksek rüzgar alan spesifik havzalara konumlandırılması gerektiğini ispatlamaktadır.

Tüm bu disiplinler arası bulgular, geleneksel rüzgar türbinleri ile HRE sistemleri arasındaki rekabetin tek yönlü bir teknolojik üstünlükten ziyade, belirgin ödünleşimler içerdiğini göstermektedir.

Tüm bunların ötesinde, HRE sistemlerinin önündeki en büyük bariyerin Yasal Düzenleyici Uyum olduğu saptanmıştır. Özellikle analiz sürecinde Sivil Havacılık Genel Müdürlüğü (SHGM) haritaları üzerinden yapılan elemelerde görüldüğü üzere, 600 metre irtifada sürekli hareket eden bir hava aracının uçuş güvenliği ve hava sahası regülasyonları ile entegrasyonu, mevcut ulusal ve uluslararası mevzuatta henüz net bir karşılık bulmamıştır.

Sonuç itibarıyla bu tez çalışması; Havai Rüzgar Enerjisi teknolojisinin Türkiye için yüksek bir teorik enerji potansiyeli ve çevresel sürdürülebilirlik sunduğunu göstermektedir. Teknolojinin ticarileşme sürecinde; halat malzemelerinin ömrünü uzatacak Ar-Ge faaliyetlerine hız verilmesi, havacılık otoriteleri ile enerji planlamacıları arasında yeni bir "hava sahası kullanım mevzuatı" geliştirilmesi ve kurumların şebeke bağlantısının zor olduğu kıyı şeritleri ile ada/mikro-şebeke sistemlerine yönlendirilmesi, Türkiye'nin bu yenilikçi teknolojiye sağlayacağı faydayı artıracaktır.

KAYNAKÇA

- Ahmed, S. A. (2013). Comparative study of four methods for estimating Weibull parameters for Halabja, Iraq. *International Journal of Physical Sciences*, 8(5), 186–192.
- Akdağ, S. A. ve Dinler, A. (2009). A new method to estimate Weibull parameters for wind energy applications. *Energy Conversion and Management*, 50(7), 1761–1766.
- Akdağ, S. A. ve Güler, Ö. (2015). A novel energy pattern factor method for wind speed distribution parameter estimation. *Energy Conversion and Management*, 106, 1124–1133.
- Akgül, F. G., Şenoğlu, B. ve Arslan, T. (2016). An alternative distribution to Weibull for modeling the wind speed data: Inverse Weibull distribution. *Energy Conversion and Management*, 114, 234–240.
- Akpınar, A. (2013). Evaluation of wind energy potentiality at coastal locations along the north eastern coasts of Turkey. *Energy*, 50(1), 395–405.
- Aksaray Üniversitesi (2022). *Salim envanteri iklim değişikliği mücadelesine yol gösterecek*. [Erişim: 07.12.2025, <https://senna-2019-acikerisim.aksaray.edu.tr/salim-envanteri-iklim-degisikligi-mucadelesine-yol-gosterecek>]
- Albadi, M. H. H. (2010). *On techno-economic evaluation of wind-based DG*. (Doktora Tezi). University of Waterloo, Electrical and Computer Engineering, Waterloo.
- Aljeddani, S. M. A. ve Mohammea, M. A. (2023). A novel approach to Weibull distribution for the assessment of wind energy speed. *Alexandria Engineering Journal*, 78(June), 56–64.
- Alragheb, H. ve Güngör, H. C. (2021). An analysis of logistics villages in Turkey: Konya sample. *International Journal of Ecosystems and Ecology Science*, 11(1), 187–196.
- Archer, C. L. (2014). *An introduction to meteorology for airborne wind energy*. U. Ahrens, M. Diehl ve R. Schmehl (Ed.), *Airborne wind energy* içinde (s. 81-94). Springer.
- Argatov, I. ve Silvennoinen, R. (2014). *Efficiency of traction power conversion based on crosswind motion*. U. Ahrens, M. Diehl ve R. Schmehl (Ed.), *Airborne wind energy* içinde (s. 65-79). Springer.
- Arslan, A. ve Ünal, V. Z. (2013). *Sinop merkez ilçe analizi*. Sinop: Kuzey Anadolu Kalkınma Ajansı.
- Arslan, H., Baltacı, H., Akkoyunlu, B. O., Karanfil, S. ve Tayanc, M. (2020). Wind speed variability and wind power potential over Turkey: Case studies for Çanakkale and İstanbul. *Renewable Energy*, 145, 1020–1032.
- Arslan, T., Bulut, Y. M. ve Altın Yavuz, A. (2014). Comparative study of numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy potential. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, 820–825.
- Avgan, S. (2025). Türkiye'nin yenilenebilir enerji potansiyeli ve sürdürülebilir pazarlama uygulamaları: Sektörel bir değerlendirme. *Business, Economics and Management Research Journal*, 8(3), 166–188.
- Aygün, H. ve Köse, B. (2025). A novel mixed Rayleigh distribution model using PID based search algorithm for wind energy applications. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, 72(October).
- Aykut, E. ve Dursun, B. (2024). The significance, potential and the current use of renewable energy in TR83 region, Türkiye. *International Journal of Environmental Science and Technology*, 21(6), 5513–5528.
- Azad, A. K., Rasul, M. G. ve Yusaf, T. (2014). Statistical diagnosis of the best weibull methods for wind power assessment for agricultural applications. *Energies*, 7(5), 3056–3085.
- Backwell, B., Clarke, E., Ladwa, R., Mullin, S., Jayasurya, F., Hutchinson, M., ... & Benoit, M. (2025). *Global wind report 2025*. Global Wind Energy Council.
- Bechtle, P., Schelbergen, M., Schmehl, R., Zillmann, U. ve Watson, S. (2019). Airborne wind energy resource analysis. *Renewable Energy*, 141, 1103–1116.
- Ben Amar, F., Elamouri, M. ve Dhifaoui, R. (2008). Energy assessment of the first wind farm section of Sidi Daoud, Tunisia. *Renewable Energy*, 33(10), 2311–2321.

- Bia Haber Merkezi (2025). *Muğla İklim Eylem Planı Çalışmayı hedefi: Karbon nötr, dirençli ve yaşanabilir bir kent*. [Erişim: 07.12.2025, <https://bianet.org/haber/mugla-iklim-eylem-planı-calıstayi-hedefi-karbon-notr-direncli-ve-yasanabilir-bir-kent-312824>]
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N. ve Bossanyi, E. (2001). *Wind energy handbook*. Wiley.
- BVG Associates. (2022). *Getting airborne - the need to realise the benefits of airborne wind energy for net zero*. Airborne Wind Europe.
- Çağlar, M. B. (2022). Çanakkale ilinin lojistik üs olma potansiyeli açısından mevcut durum analizi. *Mersin Üniversitesi Denizcilik ve Lojistik Araştırmaları Dergisi*, 4(2), 234–253.
- Çanakkale Belediyesi. (2024). *2025-2029 stratejik planı*. [Erişim: 08.12.2026, <https://www.canakkale.bel.tr/file/705/xraT1eb1juvV8oNOCksQGwgamzGisZpm.pdf>]
- Carta, J. A., Ramírez, P. ve Velázquez, S. (2009). A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis. Case studies in the Canary Islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(5), 933–955.
- Celik, A. N. (2007). A techno-economic analysis of wind energy in Southern Turkey. *International Journal of Green Energy*, 4(3), 233–247.
- Çelik, E. ve Garip, M. (2022). Havai Rüzgar Enerji Sistemleri için Sürekli Miknatıslı Senkron Generator Tasarım ve Optimizasyonu. *European Journal of Science and Technology*, (33), 154–160.
- Chaurasiya, P. K., Ahmed, S. ve Warudkar, V. (2018). Comparative analysis of Weibull parameters for wind data measured from met-mast and remote sensing techniques. *Renewable Energy*, 115, 1153–1165.
- Cherubini, A., Papini, A., Vertechy, R. ve Fontana, M. (2015). Airborne Wind Energy Systems: A review of the technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 1461–1476.
- Chrifi-Alaoui, L., Drid, S., Ouriagli, M. ve Mehdi, D. (2023). Overview of Photovoltaic and Wind Electrical Power Hybrid Systems. *Energies*, 16(12), 1–35.
- Christofferson, R. ve Gillette, D. (1987). A simple estimator of the shape factor of the two-parameter Weibull distribution. *J Climate Appl Meteorol*, 26(2), 323–325.
- Clarindo, G. ve Guedes Soares, C. (2024). Environmental contours of sea states by the I-FORM approach derived with the Burr-Lognormal statistical model. *Ocean Engineering*, 291(October 2023), 116315.
- Çorum Belediyesi. (2025). *Çorum Belediyesi stratejik plan 2025-2029*. [Erişim: 07.12.2025, <https://www.corum.bel.tr/public/uploads/2024/10/cb-stp-2025-2029-13-kapakli.pdf>]
- Çorum Time (2025). *Demiryolu projesinde sevindiren gelişme*. [Erişim: 07.12.2025, <https://www.corumtime.com/demiryolu-projesinde-sevindiren-gelisme/>]
- Costa Rocha, P. A., de Sousa, R. C., de Andrade, C. F. ve da Silva, M. E. V. (2012). Comparison of seven numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy generation in the northeast region of Brazil. *Applied Energy*, 89(1), 395–400.
- Coutinho, K., Joshi, R., Maharjan, P., Reitz, L. ve Schmehl, R. (2024). Life-cycle analysis of a soft-kite airborne wind energy system. *10th International Airborne Wind Energy Conference (AWEC 2024)*, Madrid, Spain.
- Cruz-Estudillo, J. J., Nicolás-Balderas, E., Arenas-López, J. P., Villegas-Ortega, A. ve Badaoui, M. (2026). Comparative analysis of Weibull parameter estimation methods for wind resource assessment: A case study in Mexico. *Energy Reports*, 15(May 2025), 109036.
- Curran, M. A. (2013). Life Cycle Assessment: A review of the methodology and its application to sustainability. *Current Opinion in Chemical Engineering*, 2(3), 273–277.
- Davis, N. N., Badger, J., Hahmann, A. N., Hansen, B. O., Mortensen, N. G., Kelly, M., ... Drummond, R. (2023). The global wind atlas: a high-resolution dataset of climatologies and associated web-based application. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 104(8), E1507–E1525.

- Dayi, F., Yucel, M., Demirkol, Z. ve Cilesiz, A. (2024). Management of sustainable investments: A comprehensive financial evaluation of wind energy facilities in Kastamonu. *Energy for Sustainable Development*, 81(June), 101501.
- De Lellis, M., Mendonça, A. K., Saraiva, R., Trofino, A. ve Lezana. (2016). Electric power generation in wind farms with pumping kites: An economical analysis. *Renewable Energy*, 86, 163–172.
- Deaves, D. M. ve Lines, I. G. (1997). On the fitting of low mean windspeed data to the Weibull distribution. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 66(3), 169–178.
- Demirkol, Z., Dayi, F., Erdoğan, A., Yanık, A. ve Benek, A. (2025). A Techno-Economic Analysis of Power Generation in Wind Power Plants Through Deep Learning : A Case Study of Türkiye, 1–40.
- Deniz Haber Ajansı (2022). *Giresun Limanı, kapasitesini 5 katına çıkarmayı hedefliyor*. [Erişim: 07.12.2025, <https://www.denizhaber.net/giresun-limani-kapasitesini-5-katina-cikarmayi-hedefliyor-haber-106533.htm>]
- Doğu Karadeniz Kalkınma Ajansı (2025). *Bölgemiz Giresun*. [Erişim: 07.12.2025, https://www.doka.org.tr/doka.org.tr/bolgemiz_Giresun-TR.html]
- Dokur, E., Salim, C. ve Kurban, M. (2017). Using a new method based on Finsler Geometry for wind speed modelling. *International Journal of Energy Applications and Technologies*, 4(3), 110–116.
- El Kihel, B. ve El Kadri Elyamani, N. E. (2025). Original approach to the techno-economic optimization of wind-based electricity and green hydrogen production: Integrating Weibull analysis with multi-criteria decision-making. *Results in Engineering*, 28(November), 108397.
- Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği (2023). *Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği sektör raporu*. [Erişim: 07.12.2025, <https://www.elder.org.tr/Webkontrol/uploads/Fck/df7e73fd-07f2-4e84-b386-c846ecb499fa.pdf>]
- Elmnefi, M. S. ve Bofares, A. M. (2018). The techniques used for performance prediction of vertical-axis wind turbines (VAWTs). *Green Energy and Technology*, 171–188.
- Faggiani, P. ve Schmehl, R. (2018). Design and economics of a pumping kite wind park. *Airborne Wind Energy*, 0(0), 391–412. doi:10.1007/978-981-10-1947-0_16
- Fagiano, L. (2009). *Control of tethered airfoils for high-altitude wind energy generation*. (Doktora Tezi). Politecnico di Torino, Information and System Engineering, Torino.
- Fechner, U., Schmehl, R. (2018). Chapter 15. *Flight Path Planning In A Turbulent Wind Environment*, R. Schmehl (Ed.) *Airborne wind energy: advances in technology development and research*. green energy and technology. Springer, Delft, 361-390.
- Gipe, P. ve Möllerström, E. (2022). An overview of the history of wind turbine development: Part I—The early wind turbines until the 1960s. *Wind Engineering*, 46(6), 1973–2004.
- Giresun Belediyesi. (2025). *Giresun İklim Değişikliği ve Sıfır Atık Müdürlüğü görev ve çalışma yönetmeliği*. Giresun: Giresun Belediyesi.
- Gittus, J. H. (1967). On a class of distribution functions. *Journal of the Royal Statistical Society*, 16(1), 45–50.
- Godskesen, B., Meron, N. ve Rygaard, M. (2017). *LCA of drinking water supply*. M. Z. Hauschild, R. K. Rosenbaum ve S. I. Olsen (Ed.), *Life cycle assessment: Theory and practice* içinde (s. 835-860). Springer.
- Güçyetmez, M. ve Arıkan Yıldız, Y. (2026). Integrated assessment of green hydrogen production using Weibull and Gamma distributions: Technical, economic, and environmental perspectives. *International Journal of Hydrogen Energy*, 210(October 2025).
- Guenoukpati, A., Salami, A. A., Kodjo, M. K. ve Napo, K. (2020). Estimating weibull parameters for wind energy applications using seven numerical methods: Case studies of three coastal sites in West Africa. *International Journal of Renewable Energy Development*, 9(2), 217–226.

- Gulaydin, O. ve Mourshed, M. (2025). Net-zero Turkey: Renewable energy potential and implementation challenges. *Energy for Sustainable Development*, 87(February), 101744.
- Güney Ege Kalkınma Ajansı. (2019). *Güney Ege Bölgesi (Aydın, Denizli, Muğla) zeytinyağı sektörü raporu*. Güney Ege Kalkınma Ajansı.
- Hagen, L. van. (2021). *Life cycle assessment of multi-megawatt airborne wind energy*. (Yüksek Lisans Tezi). Delft University of Technology, Sustainable Energy Technology, Delft.
- Hagen, L. Van, Petrick, K., Wilhelm, S. ve Schmehl, R. (2023). Characteristics of wind profiles for airborne wind energy systems. *Energies*, 16(1750) 1–23.
- He, H., Niu, X., Li, X., Cai, Y., Li, L., Ye, X. ve Wang, J. (2025). Characteristics of Wind Profiles for Airborne Wind Energy Systems. *Energies*, 18(9).
- Heilmann, J. N. (2012). *The technical and economic potential of airborne wind energy*. (Yüksek Lisans Tezi). Utrecht University, Energy Science, Utrecht.
- Hong, H. P. (2013). Selection of regressand for fitting the extreme value distributions using the ordinary, weighted and generalized least-squares methods. *Reliability Engineering and System Safety*, 118, 71–80.
- İklim Değişikliği Başkanlığı (2024). *Yerel İklim Değişikliği Eylem Planları için hazırlıklar, Ordu ve Elâzığ saha ziyaretleri ile başladı*. [Erişim: 07.12.2025, <https://yereliklim.org/yerel-iklim-degisikligi-eylem-planlari-icin-hazirliklar-ordu-ve-elazig-saha-ziyaretleri-ile-basladi/>]
- İnal, S., Akkaya Oy, S. ve Özdemir, A. E. (2023). A neural network model for estimation of maximum next day energy generation capacity of a hydropower station: a case study from Turkey. *Celal Bayar Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi*, 19(3), 197–204.
- İnebolu Postası (2025). *İnebolu Limanında yenileme çalışmaları tamamlandı*. [Erişim: 07.12.2025, <https://www.inebolupostasi.com/inebolu-limaninda-yenileme-calismalari-tamamlandi>]
- InvestinAksaray (2025). *Aksaray-Ulukışla-Mersin demiryolu bağlantı projesinin olması*. [Erişim: 07.12.2025, <https://www.investinaksaray.com/neden-aksaray/stratejik-konum/aksaray-ulukisla-mersin-demiryolu-baglanti-projesinin-olmasi>]
- Jahan, S., Masseran, N. ve Zin, W. W. Z. (2024). Wind speed analysis using Weibull and lower upper truncated Weibull distribution in Bangladesh. *Energy Reports*, 11(November 2023), 5456–5465.
- Jia, X. (2020). Reliability analysis for Weibull distribution with homogeneous heavily censored data based on Bayesian and least-squares methods. *Applied Mathematical Modelling*, 83, 169–188.
- Joshi, R., Kruijff, M. ve Schmehl, R. (2023). Value-Driven system design of utility-scale airborne wind energy. *Energies*, 16(4), 1–19.
- Joshi, R., Von Terzi, D. ve Schmehl, R. (2025). System design and scaling trends in airborne wind energy demonstrated for a ground-generation concept. *Wind Energy Science*, 10(4), 695–718.
- Jowder, F. A. L. (2006). Weibull and Rayleigh distribution functions of wind speeds in Kingdom of Bahrain. *Wind Engineering*, 30(5), 439–446.
- Jung, C. ve Schindler, D. (2021). The role of the power law exponent in wind energy assessment: A global analysis. *International Journal of Energy Research*, 45(6), 8484–8496.
- Justus, C. G., Hargraves, W. R., Mikhail, A. ve Graber, D. (1978). Methods for estimating wind speed frequency distributions. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 17(3), 350–353.
- Kang, S., Khanjari, A., You, S. ve Lee, J. H. (2021). Comparison of different statistical methods used to estimate Weibull parameters for wind speed contribution in nearby an offshore site, Republic of Korea. *Energy Reports*, 7, 7358–7373.
- Kantar, Y. M. ve Usta, I. (2015). Analysis of the upper-truncated Weibull distribution for wind speed. *Energy Conversion and Management*, 96, 81–88.

- Kaplan, Y. A. (2024). Calculating weibull coefficients using the maximum likelihood method and comparing performance across sites. *Gazi University Journal of Science*, 37(1), 237–247.
- Kashem, S. B. A., Chowdhury, M. E. H., Majid, M. E., Ashraf, A., Hasan-Zia, M., Nashbat, M., ... Esmaeili, A. (2021). A comprehensive review and the efficiency analysis of horizontal and vertical axis wind turbines. *European Journal of Sustainable Development Research*, 5(3), em0163.
- Kastamonu Entegre. (2023). *Kastamonu Entegre sürdürülebilirlik raporu*. Kastamonu Entegre.
- Kastamonu Gazetesi (2024). *Yerel İklim Değişikliği Eylem Planıyla ilgili çalışmalar başladı*. [Erişim: 07.12.2025, <https://www.kastamonugazetesi.com.tr/yerel-iklim-degisikligi-eylem-planıyla-ilgili-calismalar-basladi/>]
- Khurshid, Y., Paul, P., Elhesasy, M., Ali, B., Kamra, M. M., Okasha, M. ve Dief, T. N. (2025). From inception to commercialization: A systematic review of airborne wind energy systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 83(June), 104623.
- Konya Büyükşehir Belediyesi. (2024). *Konya sürdürülebilir enerji ve iklim eylem planı*. Konya: Konya Büyükşehir Belediyesi.
- Konya Büyükşehir Belediyesi (2025). *Proje: Konya Kayacık Lojistik Merkezi*. [Erişim: 07.12.2025, <https://www.konya.bel.tr/proje/konya-kayacik-lojistik-merkezi/>]
- Kose, F., Aksoy, M. H. ve Ozgoren, M. (2014). An Assessment of Wind Energy Potential to Meet Electricity Demand and Economic Feasibility in Konya, Turkey, 5075.
- Küçükkaraca, B. (2020). *Life cycle assessment in wind turbines*. (Yüksek Lisans Tezi). İstanbul Teknik Üniversitesi, Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı, İstanbul.
- Küçükkaraca, B. ve Barutcu, B. (2022). Life cycle assessment of wind turbine in Turkey. *Balkan Journal of Electrical and Computer Engineering*, 10(3), 230–236.
- Lindquist, E. S. (1994). Strength of materials and the Weibull distribution. *Probabilistic Engineering Mechanics*, 9(3), 191–194.
- Liu, J., Xiong, G., Fu, X. ve Mohamed, A. W. (2026). Estimating the best-fit parameters of Weibull distribution with numerical methods for wind energy assessment: A case study in China. *Energy Strategy Reviews*, 63(May 2025).
- Liu, J., Xiong, G. ve Suganthan, P. N. (2025). Differential evolution-based mixture distribution models for wind energy potential assessment: A comparative study for coastal regions of China. *Energy*, 321(July 2024), 135151.
- Loyd, M. L. (1980). Crosswind kite power. *Journal of energy*, 4(3), 106–111.
- Lunney, E., Ban, M., Duic, N. ve Foley, A. (2017). A state-of-the-art review and feasibility analysis of high altitude wind power in Northern Ireland. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 68, 899–911.
- Malz, E. C., Walter, V., Göransson, L. ve Gros, S. (2022). The value of airborne wind energy to the electricity system. *Wind Energy*, 25(2), 281–299.
- Manwell, J. F., McGowan, J. G. ve Rogers, A. L. (2009). *Wind energy explained: Theory, design and application* (2. bs.). John Wiley & Sons.
- Manwell, J. F., McGowan, J. G. ve Rogers, A. L. (2010). *Wind energy explained: Theory, design and application*. Wiley.
- Mert, İ. ve Karakuş, C. (2015). A statistical analysis of wind speed data using Burr, generalized gamma, and Weibull distributions in Antakya, Turkey. *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, 23(6), 1571–1586.
- Metgün Enerji (2025). *Konya GES*. [Erişim: 07.12.2025, <https://metgunenerji.com.tr/konya-ges/>]
- MetropolTV (2024). *Ordu enerjisini HES'lerden alıyor*. [Erişim: 07.12.2025, <https://www.metropoltv.com.tr/ordu-enerjisini-heslerden-aliyor/>]
- Mirshipping (2025). *Muğla uluslararası taşımacılık*. [Erişim: 07.12.2025, <https://www.mirshipping.com/mugla-uluslararası-tasimacilik/>]
- Mohammadi, K., Alavi, O., Mostafaeipour, A., Goudarzi, N. ve Jalilvand, M. (2016). Assessing different parameters estimation methods of Weibull distribution to compute wind power

- density. *Energy Conversion and Management*, 108, 322–335.
- Ockels, W. J. (2001). Laddermill , a novel concept to exploit the energy in the airspace, 4, 81–97.
- Onay, A. E. ve Dokur, E. (2025). Airborne Wind Energy Potential in Türkiye: A Study of Wind Resource, Life Cycle Assessment, and Techno-Economic Analysis. *IEEE Access*, 13(October), 172638–172656.
- Onay, A. E., Dokur, E. ve Kurban, M. (2024). Airborne wind energy: trajectory tracking controller design of a tethered aircraft. *Elektronika ir Elektrotechnika*, 30(4), 35–42.
- Önen, A. S. (2024). *Uçak temelli rüzgar enerjisi sisteminin modellenmesi ve kontrolcü tasarımı*. (Doktora Tezi). Orta Doğu Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.
- Önen, A. S. ve Tekinalp, O. (2021). *Airborne wind energy: trajectory tracking controller design of a tethered aircraft*. Wind Energy Science Conference, Hannover, Germany.
- Oner, Y., Ozcira, S., Bekiroglu, N. ve Senol, I. (2013). A comparative analysis of wind power density prediction methods for Çanakkale, Intepe region, Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 23, 491–502.
- Ordulak Haber (2025). *Ordu-Giresun Havalimani, 2025'in ilk 9 ayında 864 bin yolcuyu ağırladı*. [Erişim: 07.12.2025, <https://www.orduulak.com/ordu-giresun-havalimani-2025-in-ilk-9-ayinda-864-bin-yolcuyu-agirladi/24777/>]
- Orta Karadeniz Kalkınma Ajansı. (2024). Lojistik OSB fizibilite raporu. Orta Karadeniz Kalkınma Ajansı.
- Osatohanmwen, P., Oyegue, F. O. ve Ogbonmwan, S. M. (2017). Confidence bounds for extreme wind speed estimates : a comparison for the Gumbel - Burr XII Distribution and classical extreme value distributions, 4(1), 259–271.
- OSBÜK (2026). *OSBÜK - organize sanayi bölgeleri üst kuruluşu*. [Erişim: 19.02.2026, <https://osbuk.org/view/sayilarlaosb/osbliste.php>]
- Ozsahin, B., Elginöz, N. ve Babuna, F. G. (2022). Life cycle assessment of a wind farm in Turkey. *Environmental Science end Pollution Research*, 29, 71000.
- Ozturk, M. C., Dogan, B. ve Yesilyurt, M. K. (2023). Energy, exergy, sustainability, and economic analyses of a grid-connected solar power plant consisting of bifacial PV modules with solar tracking system on a single axis. *Science and Technology for Energy Transition (STET)*, 78.
- Pedrosa, B., Correia, J. A. F. O., Rebelo, C. A. S. ve Veljkovic, M. (2020). Reliability of Fatigue Strength Curves for Riveted Connections Using Normal and Weibull Distribution Functions. *ASCE-ASME Journal of Risk and Uncertainty in Engineering Systems, Part A: Civil Engineering*, 6(3), 1–8.
- Pérez Londo, N. A., Lema Londo, D. S., Ormaza Hugo, R., Londo, F., Sánchez Salcán, N., Campoverde-Santos, D. K., ... Coello-Cabezas, J. (2025). Estimation of Weibull distribution parameters to assess the wind energy potential of high altitude sites in the Andean region of Ecuador. *Results in Engineering*, 27(June).
- Petrick, K., van Hagen, L., Schmehl, R. ve Wilhelm, S. (2021). Life-Cycle assessment of an airborne wind energy system, (September), 1–11.
- Rashid, M. R. (2022). *Rüzgar enerjisi üretimi için havadan rüzgar enerjisi sisteminin modellenmesi, simülasyonu ve yörünge kontrolü*. (Yüksek Lisans Tezi). Orta Doğu Teknik Üniversitesi, Lisansüstü Eğitim Enstitüsü, Kuzey Kıbrıs.
- Salari, M. E., Zabihi, M. ve Murphy, J. (2025). A techno-economic study on the utilisation of airborne wind energy for reverse osmosis seawater desalination. *Heliyon*, 11(2), e41814.
- Schmehl, R. (2019). Airborne Wind Energy An introduction to an emerging technology. <https://awesco.eu/awe-explained/> adresinden erişildi.
- Seguro, J. V. ve Lambert, T. W. (2000). Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 85(1), 75–84.
- Shi, H., Dong, Z., Xiao, N. ve Huang, Q. (2021). speed distributions used in wind energy

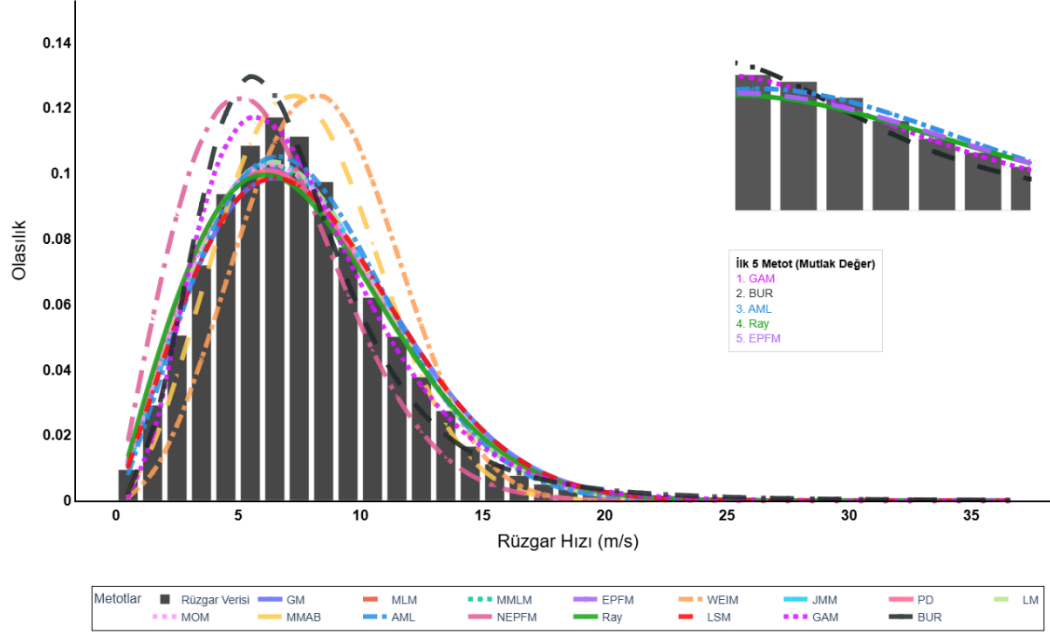
- assessment: a review. *Frontiers in Energy Research*, 9(November), 1–14.
- Short, W., Packey, D. ve Holt, T. (1995). A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies. *Renewable Energy*, 95(March), 73–81.
- Shu, Z. R. ve Jesson, M. (2021). Estimation of Weibull parameters for wind energy analysis across the UK. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 13(2).
- Sohoni, V., Gupta, S. ve Nema, R. (2016). A comparative analysis of wind speed probability distributions for wind power assessment of four sites. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, 24(6), 4724–4735.
- Sumair, M., Aized, T., Gardezi, S. A. R., Rehman, S. U. ur ve Rehman, S. M. S. (2020). A novel method developed to estimate Weibull parameters. *Energy Reports*, 6, 1715–1733.
- T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı. (2020). *Sürdürülebilir enerji ve iklim eylem planı (SECAP) - İyi uygulama örnekleri ve kamu destekleri*. Ankara: T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı.
- T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı. (2025). *Samsun yerel iklim değişikliğine uyum stratejisi ve eylem planı 2025-2030*. T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı.
- T.C. Enerji Kentleri Birliği (2023). *Çorum Belediyesinin yenilenebilir enerji dönüşümü*. [Erişim: 07.12.2025, <http://www.jkbb.org.tr/Icerik-388-CORUMBELEDIYESININYENILENEBILIRENERJIDONUSUMU>]
- T.C. İletişim Başkanlığı (2022). *1915 Çanakkale Köprüsü Pekin'den Londra'ya kadar kesintisiz uzanan ticaret yoluna katkı sağlayacak*. [Erişim: 07.12.2025, <https://www.iletisim.gov.tr/turkce/haberler/detay/1915-canakkale-koprusu-pekinden-londraya-kadar-kesintisiz-uzanan-ticaret-yoluna-katki-saglayacak>]
- T.C. Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı. (2024). *Bölgesel Gelişme Ulusal Stratejisi*. T.C. Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı.
- Taner, T. ve Dalkilic, A. S. (2019). A feasibility study of solar energy-techno economic analysis from Aksaray city, Turkey. *Journal of Thermal Engineering*, 5(1), 25–30.
- Tiam Kapen, P., Jeutho Gouajio, M. ve Yemélé, D. (2020). Analysis and efficient comparison of ten numerical methods in estimating Weibull parameters for wind energy potential: Application to the city of Bafoussam, Cameroon. *Renewable Energy*, 159, 1188–1198.
- Tonsie Djiela, R. H., Tiam Kapen, P. ve Tchuen, G. (2020). Wind energy of Cameroon by determining Weibull parameters: Potential of a environmentally friendly energy. *International Journal of Environmental Science and Technology*.
- UEDAŞ. (2023). *2023 faaliyet raporu*. UEDAŞ.
- UNDP TÜRKİYE. (2024). *UNDP Türkiye annual report 2024*. Ankara: UNDP Türkiye.
- UTİKAD (2020). *Tüm taşıma modları Samsun Lojistik Merkezi'nde olacak*. [Erişim: 07.12.2025, <https://www.utikad.org.tr/Detay/Sektor-Haberleri/28893/tum-tasima-modlari-samsun-lojistik-merkezi-nde-olacak>]
- Van Donk, S. J., Wagner, L. E., Skidmore, E. L. ve Tatarko, J. (2005). Comparison of the weibull model with measured wind speed distributions for stochastic wind generation. *Transactions of the American Society of Agricultural Engineers*, 48(2), 503–510.
- Vu, C. C. ve Tran, H. H. (2023). Performance analysis of methods to estimate Weibull parameters for the compressive strength of concrete. *Case Studies in Construction Materials*, 19(May), e02330.
- Weibull, W. (1951). A Statistical Distribution Function of Wide Applicability. *Journal of Applied Mechanics*, 1–5.
- Wilhelm, S. (2015). *Life Cycle Assessment of Electricity Production from Airborne Wind Energy*. University of Technology Hamburg.
- Wilhelm, S. (2018). Life cycle assessment of electricity production from airborne wind energy. *Green Energy and Technology*, 0(9789811019463), 727–750.
- Wong, K. H., Chong, W. T., Sukiman, N. L., Poh, S. C., Shiah, Y. C. ve Wang, C. T. (2017).

- Performance enhancements on vertical axis wind turbines using flow augmentation systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 73(January), 904–921.
- World Economic Forum (2023). *Why airborne wind energy can be a smart investment for net-zero*. [Erişim: 19.02.2026, <https://www.weforum.org/stories/2023/08/why-wind-power-makes-a-smart-investment-in-an-inclusive-and-sustainable-road-to-net-zero/>]
- Yerel İklim (2024). *İklim eylemi 6 pilot ilde yerel paydaşların katılımıyla güçleniyor - İklim için birlikte*. [Erişim: 19.02.2026, <https://yereliklim.org/iklim-eylemi-6-pilot-ilde-yerel-paydaslarin-katilimiyla-gucleniyor/>]
- Zolfaghari, M., Azarsina, F. ve Kani, A. (2020). Feasibility analysis of airborne wind energy system (AWES) pumping kite (PK). *Journal of Advanced Research in Fluid Mechanics and Thermal Sciences*, 74(1), 133–143.
- Zweers, B. J. (2024). *Value maximization of grid-connected hybrid power systems using ground-gen airborne wind energy: A techno-economic analysis of energy arbitrage utilizing power smoothing storage capacity*. (Yüksek Lisans Tezi). Delft University of Technology, Faculty of Electrical Engineering, Mathematics and Computer Science, Delft.

EKLER

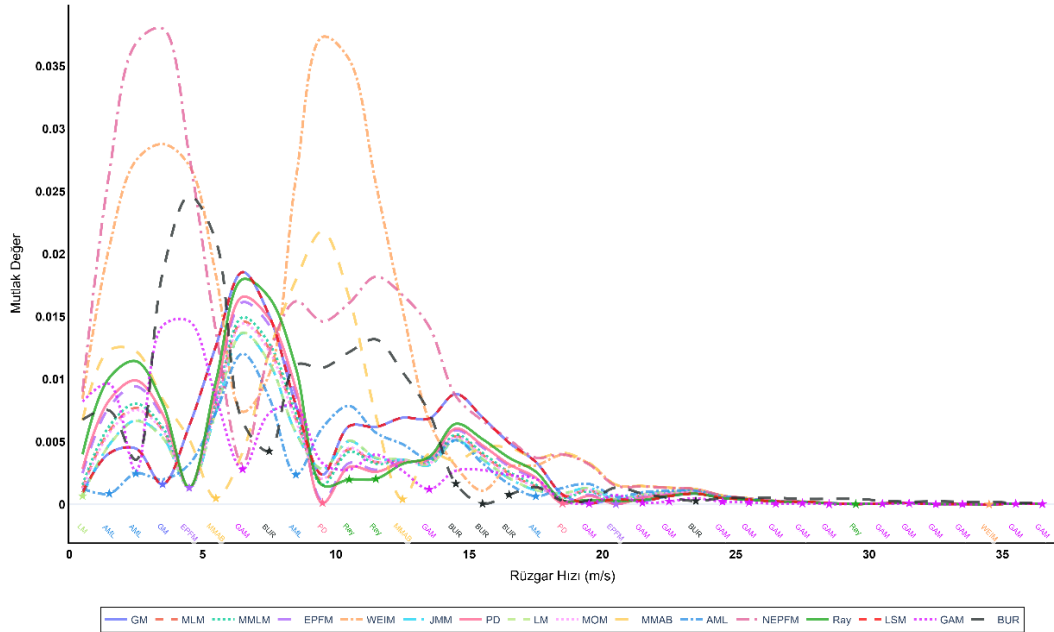
EK-1: AKSARAY 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ

Aksaray – 200 m Yükseklik



EK-2: AKSARAY 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

Aksaray – 200 m Mutlak Hata Grafiği

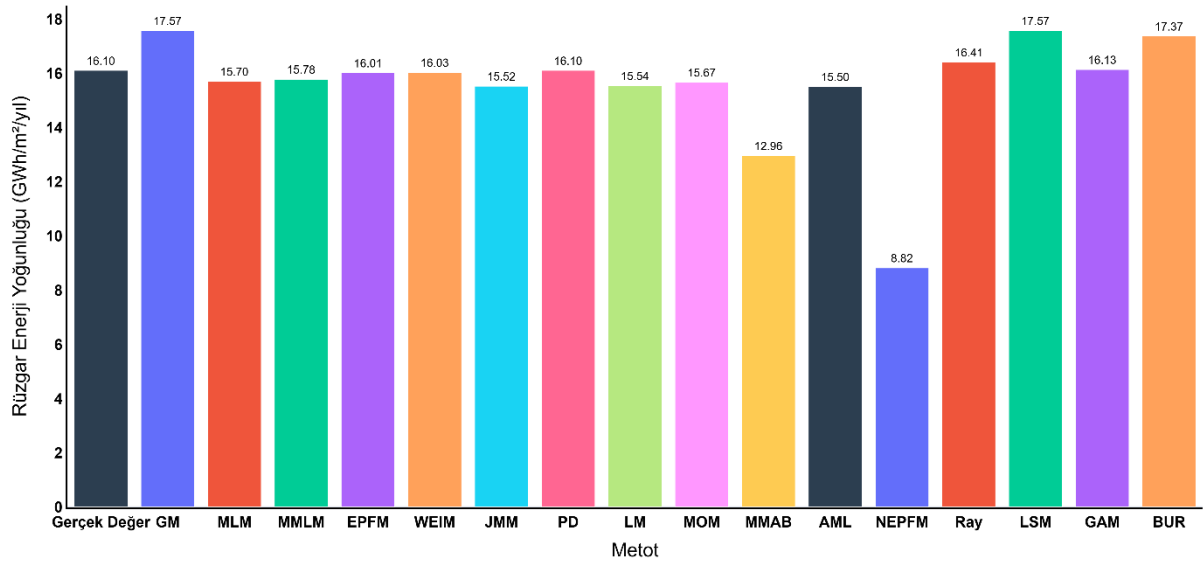


EK-3: AKSARAY 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
GAM	16
BUR	5
AML	4
Ray	3
EPFM	2
PD	2
MMAB	2
GM	1
WEIM	1
LM	1
MLM	0
MMLM	0
JMM	0
MOM	0
NEPFM	0
LSM	0

EK-4: AKSARAY 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Aksaray – 200 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



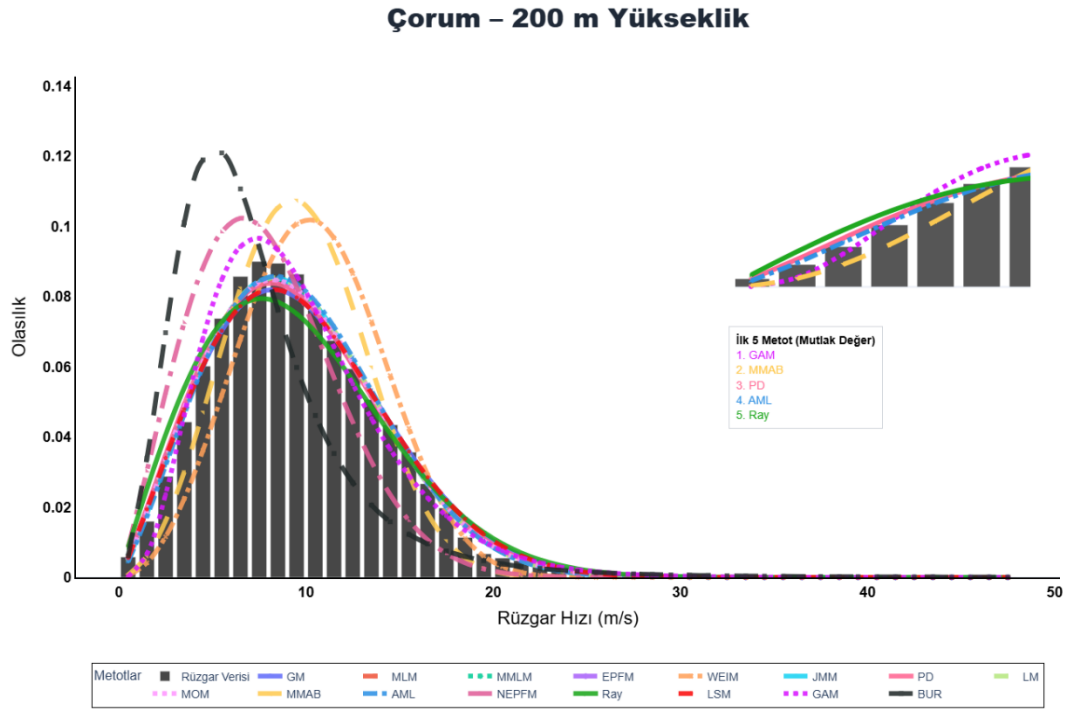
EK-5: AKSARAY 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Aksaray	GM	0,154326	0,995642	2,45E-05	0,091318
	MLM	0,110201	0,998867	6,38E-06	0,024974
	MMLM	0,112226	0,998781	6,86E-06	0,020334
	EPFM	0,119272	0,998445	8,75E-06	0,005640
	WEIM	0,254253	0,967896	1,81E-04	0,004710
	JMM	0,105326	0,999055	5,32E-06	0,036270
	PD	0,121930	0,998302	9,56E-06	0,000001
	LM	0,105815	0,999037	5,42E-06	0,034896
	MOM	0,109298	0,998904	6,17E-06	0,027086
	MMAB	0,162478	0,994646	3,01E-05	0,195153
	AML	0,113041	0,998746	7,06E-06	0,037355
	NEPFM	0,280705	0,952301	2,69E-04	0,452359
	RAY	0,130696	0,997758	1,26E-05	0,018943
	LSM	0,154326	0,995642	2,45E-05	0,091318
	GAM	0,095400	0,998673	7,47E-06	0,001916
	BUR	0,159026	0,995087	2,77E-05	0,078459

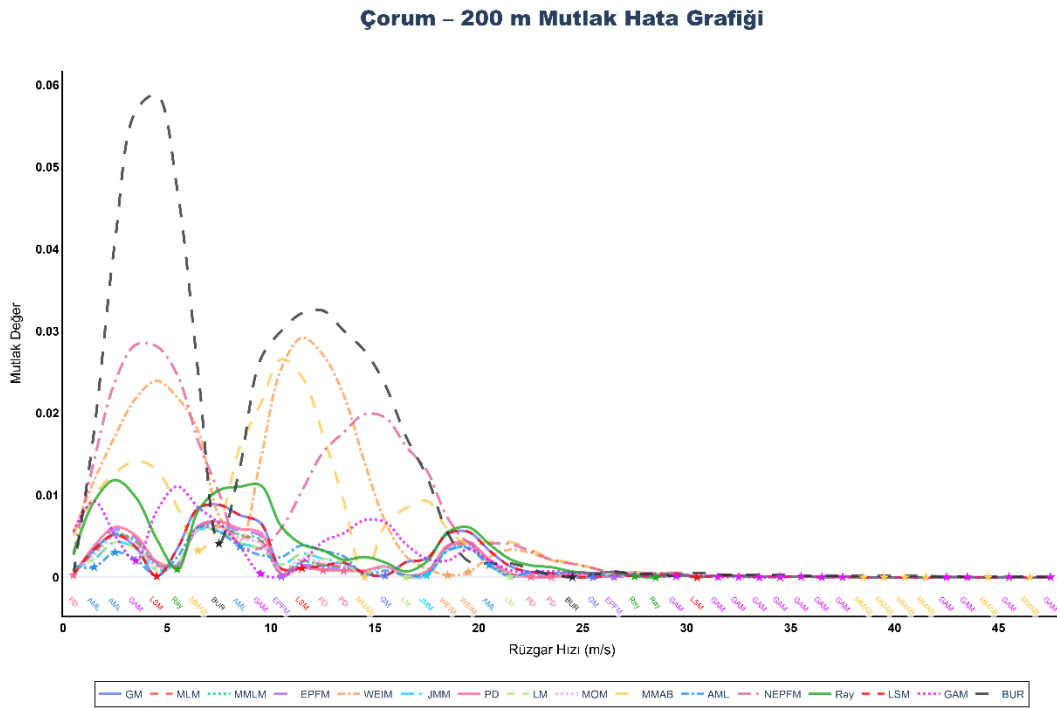
EK-6: AKSARAY 200 METRE YÜKSEKLİK - ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	GAM	JMM	JMM	PD	1	JMM
2	JMM	LM	LM	GAM	2	LM
3	LM	MOM	MOM	WEIM	3	MOM
4	MOM	MLM	MLM	EPFM	4	MLM
5	MLM	MMLM	MMLM	RAY	5	MMLM
6	MMLM	AML	AML	MMLM	6	AML
7	AML	GAM	GAM	MLM	7	GAM
8	EPFM	EPFM	EPFM	MOM	8	EPFM
9	PD	PD	PD	LM	9	PD
10	RAY	RAY	RAY	JMM	10	RAY
11	LSM	GM	LSM	AML	11	LSM
12	GM	LSM	GM	BUR	12	GM
13	BUR	BUR	BUR	GM	13	BUR
14	MMAB	MMAB	MMAB	LSM	14	MMAB
15	WEIM	WEIM	WEIM	MMAB	15	WEIM
16	NEPFM	NEPFM	NEPFM	NEPFM	16	NEPFM

EK-7: ÇORUM 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ



EK-8: ÇORUM 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

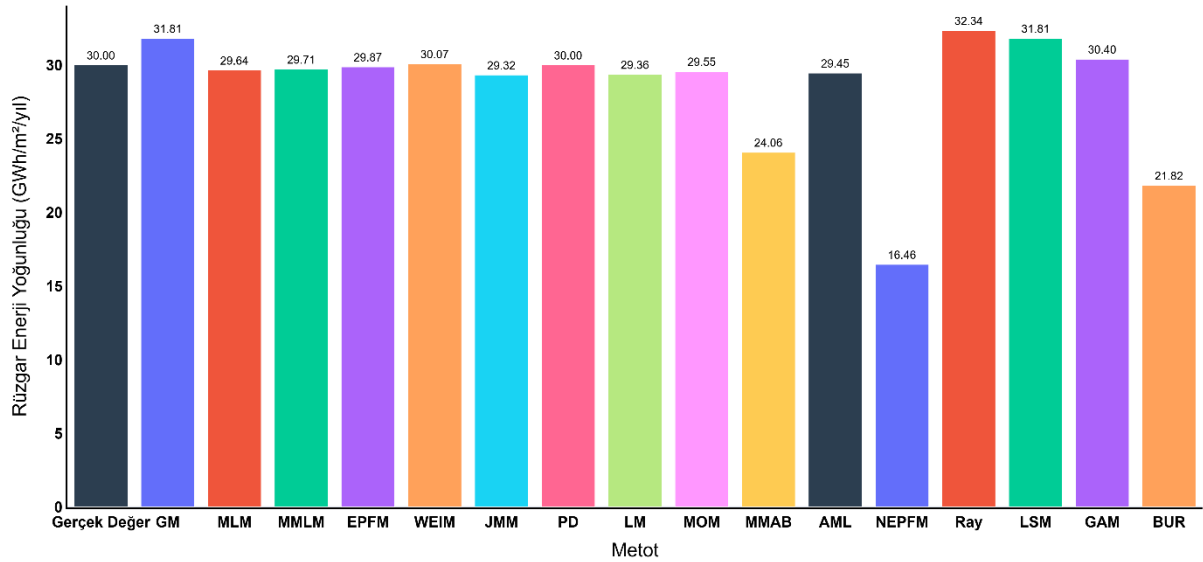


EK-9: ÇORUM 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
GAM	14
MMAB	8
PD	5
AML	4
Ray	3
LSM	3
GM	2
EPFM	2
WEIM	2
LM	2
BUR	2
JMM	1
MLM	0
MMLM	0
MOM	0
NEPFM	0

EK-10: ÇORUM 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Çorum – 200 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



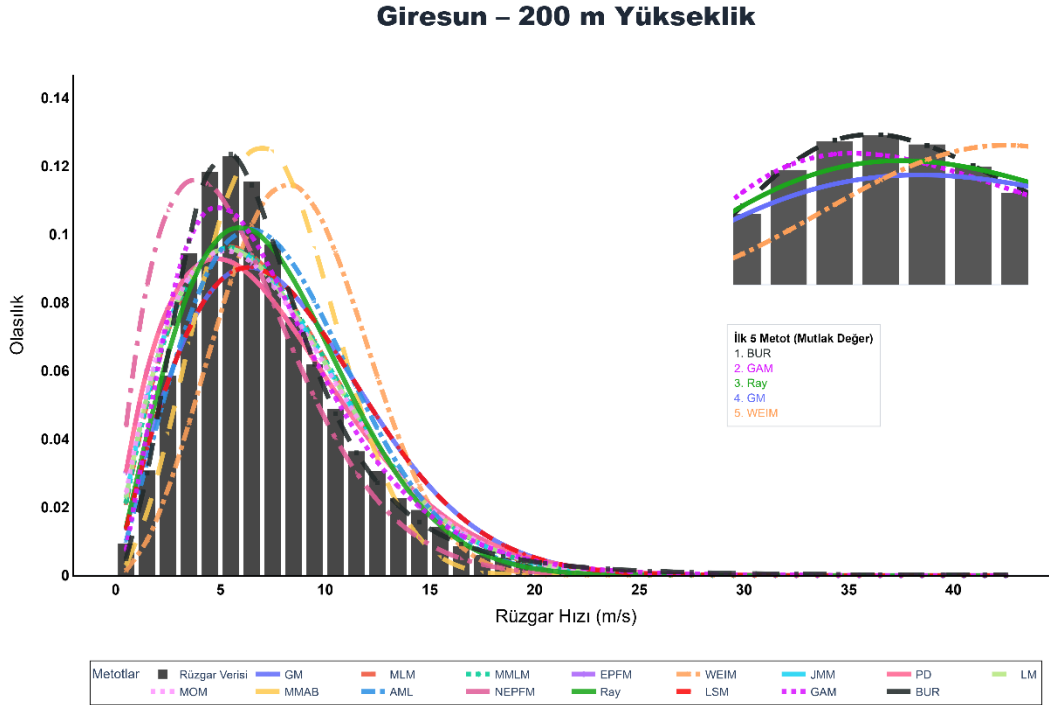
EK-11: ÇORUM 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Çorum	GM	0,117414	0,998572	8,43E-06	6,04E-02
	MLM	0,080645	0,999682	1,88E-06	1,19E-02
	MMLM	0,082027	0,999660	2,01E-06	9,65E-03
	EPFM	0,085783	0,999593	2,40E-06	4,24E-03
	WEIM	0,243712	0,973485	1,57E-04	2,40E-03
	JMM	0,074387	0,999770	1,36E-06	2,25E-02
	PD	0,088800	0,999533	2,76E-06	3,28E-08
	LM	0,075075	0,999761	1,41E-06	2,13E-02
	MOM	0,078657	0,999712	1,70E-06	1,48E-02
	MMAB	0,191550	0,989882	5,97E-05	1,98E-01
	AML	0,082483	0,999652	2,05E-06	1,82E-02
	NEPFM	0,291182	0,945970	3,19E-04	4,51E-01
	RAY	0,136531	0,997388	1,54E-05	7,80E-02
	LSM	0,117414	0,998572	8,43E-06	6,04E-02
	GAM	0,106666	0,998419	9,34E-06	1,33E-02
	BUR	0,350464	0,886615	6,70E-04	2,73E-01

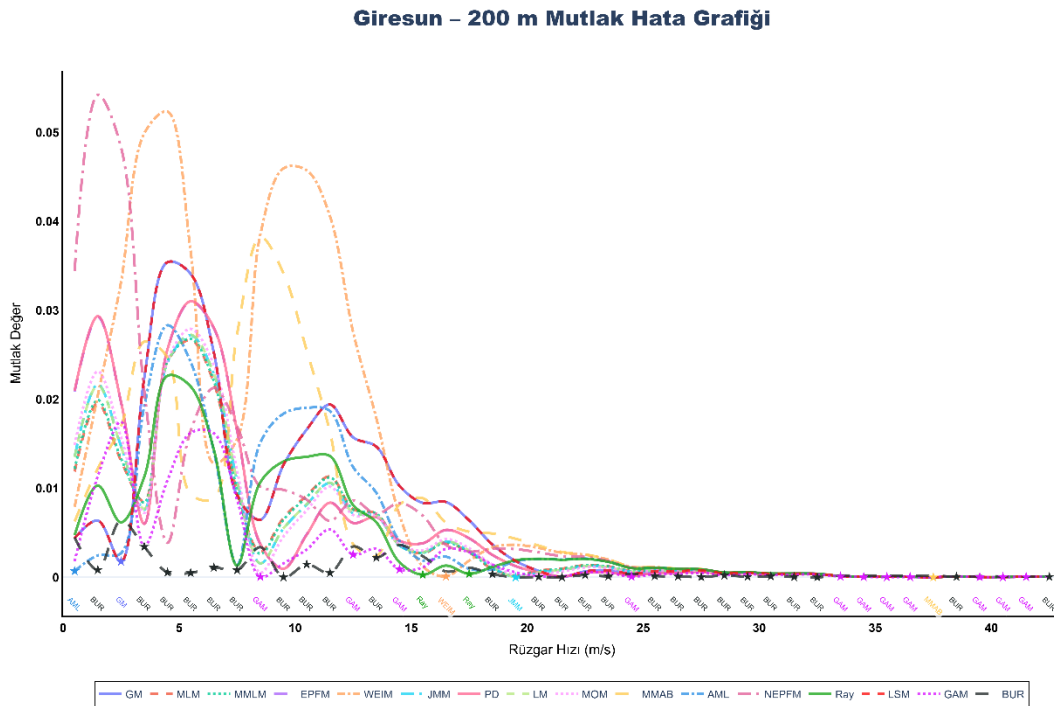
EK-12: ÇORUM 200 METRE YÜKSEKLİK - ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	JMM	JMM	JMM	PD	1	JMM
2	LM	LM	LM	WEIM	2	LM
3	MOM	MOM	MOM	EPFM	3	MOM
4	MLM	MLM	MLM	MMLM	4	MLM
5	MMLM	MMLM	MMLM	MLM	5	MMLM
6	AML	AML	AML	GAM	6	AML
7	EPFM	EPFM	EPFM	MOM	7	EPFM
8	PD	PD	PD	AML	8	PD
9	GAM	GM	GM	LM	9	GM
10	GM	LSM	LSM	JMM	10	LSM
11	LSM	GAM	GAM	GM	11	GAM
12	RAY	RAY	RAY	LSM	12	RAY
13	MMAB	MMAB	MMAB	RAY	13	MMAB
14	WEIM	WEIM	WEIM	MMAB	14	WEIM
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	BUR	15	NEPFM
16	BUR	BUR	BUR	NEPFM	16	BUR

EK-13: GİRESUN 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ



EK-14: GİRESUN 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

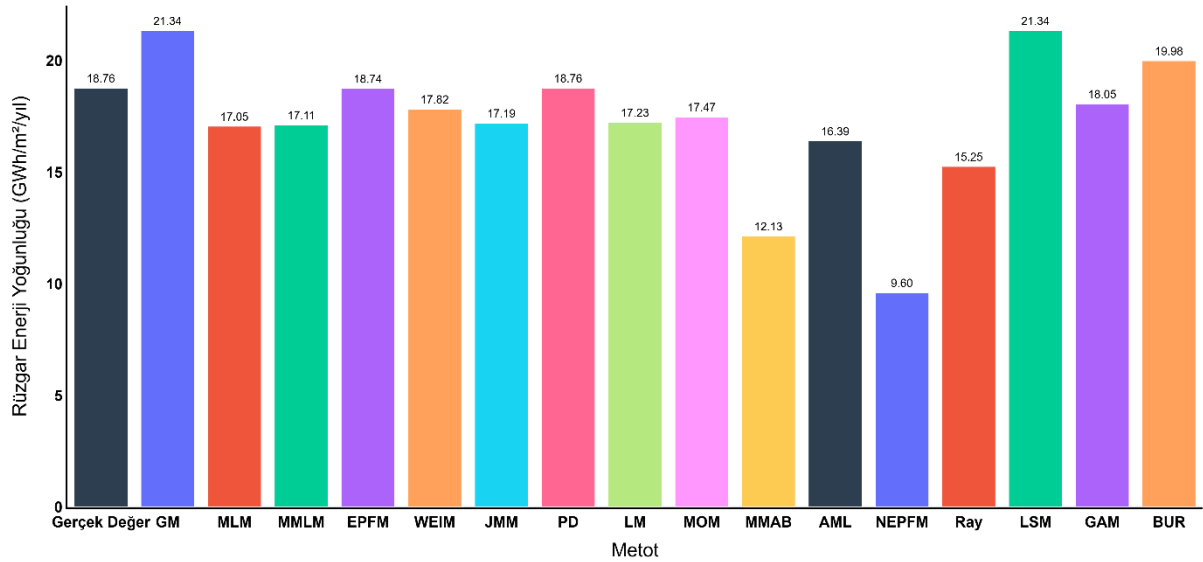


EK-15: GİRESUN 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
BUR	25
GAM	11
Ray	2
GM	1
WEIM	1
JMM	1
MMAB	1
AML	1
MLM	0
MMLM	0
EPFM	0
PD	0
LM	0
MOM	0
NEPFM	0
LSM	0

EK-16: GİRESUN 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Giresun – 200 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



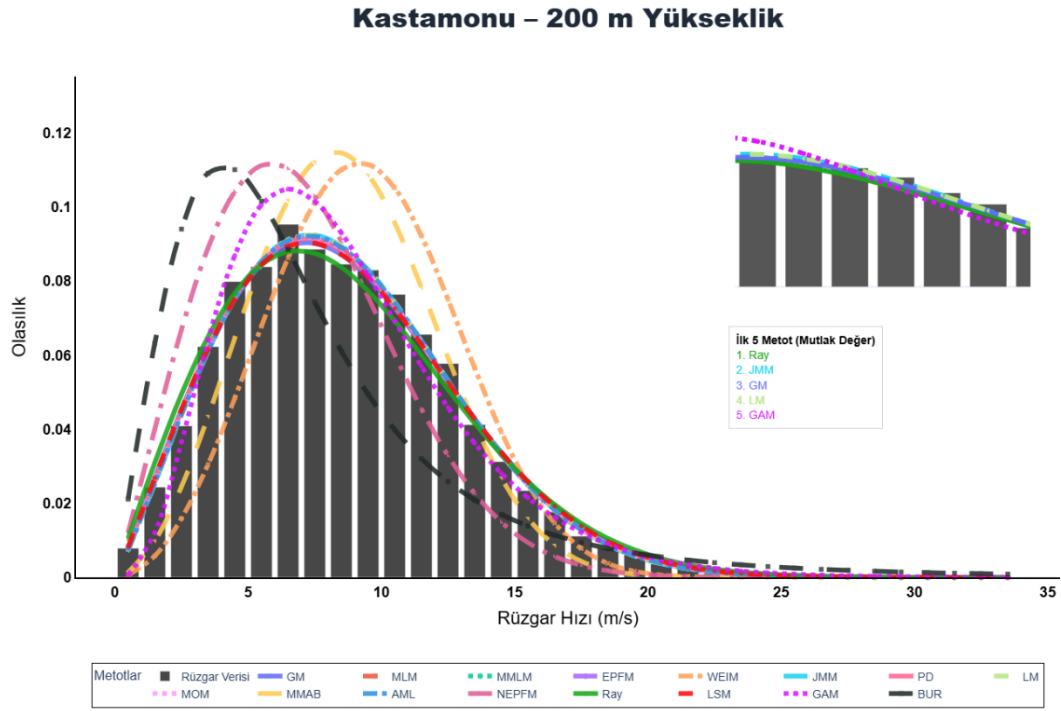
EK-17: GİRESUN 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Giresun	GM	0,230117	0,975566	1,22E-04	1,37E-01
	MLM	0,151262	0,995438	2,27E-05	9,11E-02
	MMLM	0,151634	0,995393	2,30E-05	8,81E-02
	EPFM	0,168441	0,992986	3,50E-05	1,10E-03
	WEIM	0,300232	0,929200	3,53E-04	5,01E-02
	JMM	0,151689	0,995387	2,30E-05	8,36E-02
	PD	0,168678	0,992946	3,52E-05	9,30E-08
	LM	0,152102	0,995336	2,33E-05	8,16E-02
	MOM	0,154395	0,995049	2,47E-05	6,86E-02
	MMAB	0,209836	0,983106	8,42E-05	3,54E-01
	AML	0,188809	0,988926	5,52E-05	1,26E-01
	NEPFM	0,267921	0,955102	2,24E-04	4,88E-01
	RAY	0,146913	0,995941	2,02E-05	1,87E-01
	LSM	0,230117	0,975566	1,22E-04	1,37E-01
	GAM	0,113286	0,999136	4,31E-06	3,77E-02
	BUR	0,062883	0,999864	6,79E-07	6,52E-02

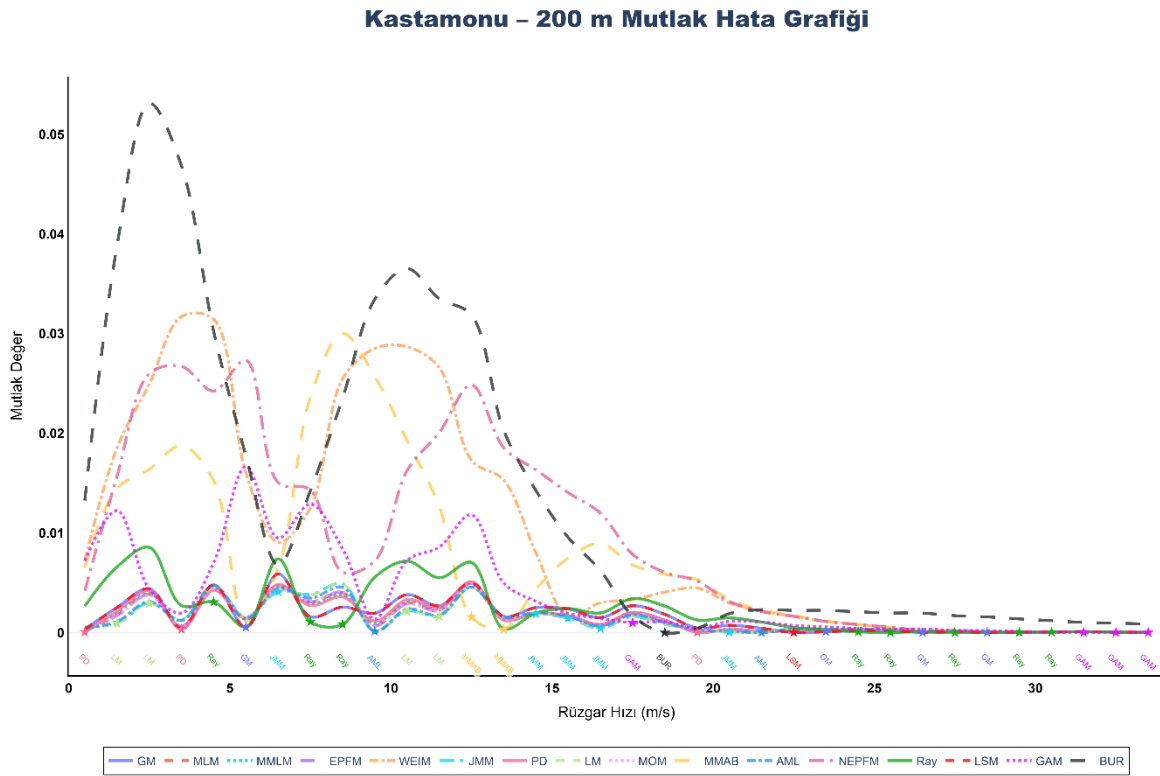
EK-18: GİRESUN 200 METRE YÜKSEKLİK - ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	BUR	BUR	BUR	PD	1	BUR
2	GAM	GAM	GAM	EPFM	2	GAM
3	RAY	RAY	RAY	GAM	3	RAY
4	MLM	MLM	MLM	WEIM	4	MLM
5	MMLM	MMLM	MMLM	BUR	5	MMLM
6	JMM	JMM	JMM	MOM	6	JMM
7	LM	LM	LM	LM	7	LM
8	MOM	MOM	MOM	JMM	8	MOM
9	EPFM	EPFM	EPFM	MMLM	9	EPFM
10	PD	PD	PD	MLM	10	PD
11	AML	AML	AML	AML	11	AML
12	MMAB	MMAB	MMAB	LSM	12	MMAB
13	LSM	LSM	LSM	GM	13	LSM
14	GM	GM	GM	RAY	14	GM
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	MMAB	15	NEPFM
16	WEIM	WEIM	WEIM	NEPFM	16	WEIM

EK-19: KASTAMONU 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ



EK-20: KASTAMONU 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

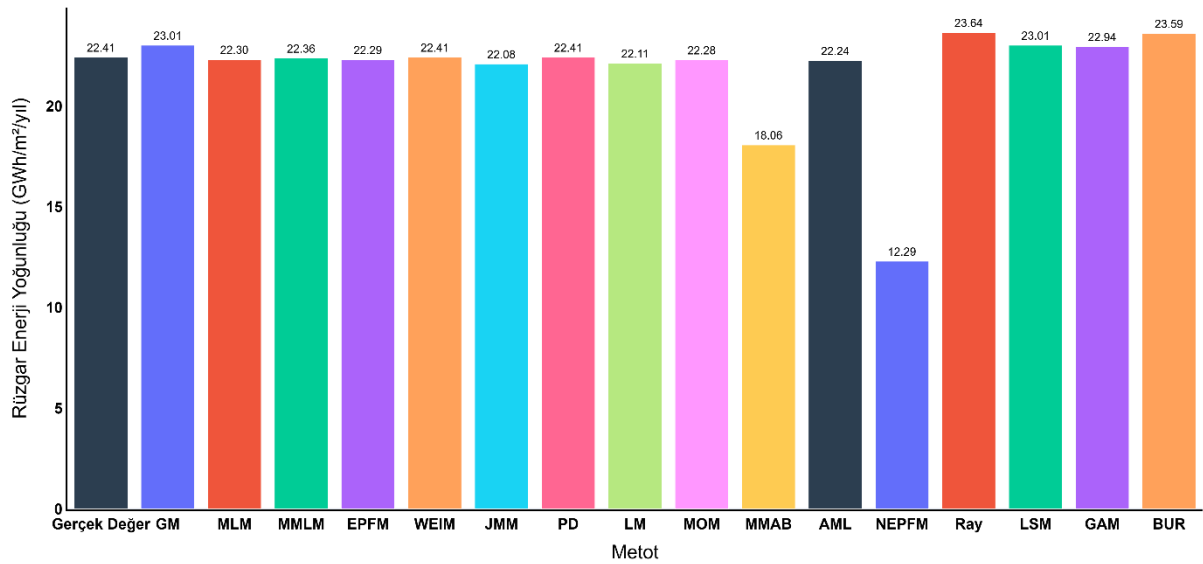


EK-21: KASTAMONU 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
Ray	8
JMM	5
GM	4
LM	4
GAM	4
PD	3
MMAB	2
AML	2
LSM	1
MLM	0
MMLM	0
EPFM	0
WEIM	0
MOM	0
NEPFM	0
BUR	0

EK-22: KASTAMONU 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Kastamonu – 200 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



EK-23: KASTAMONU 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

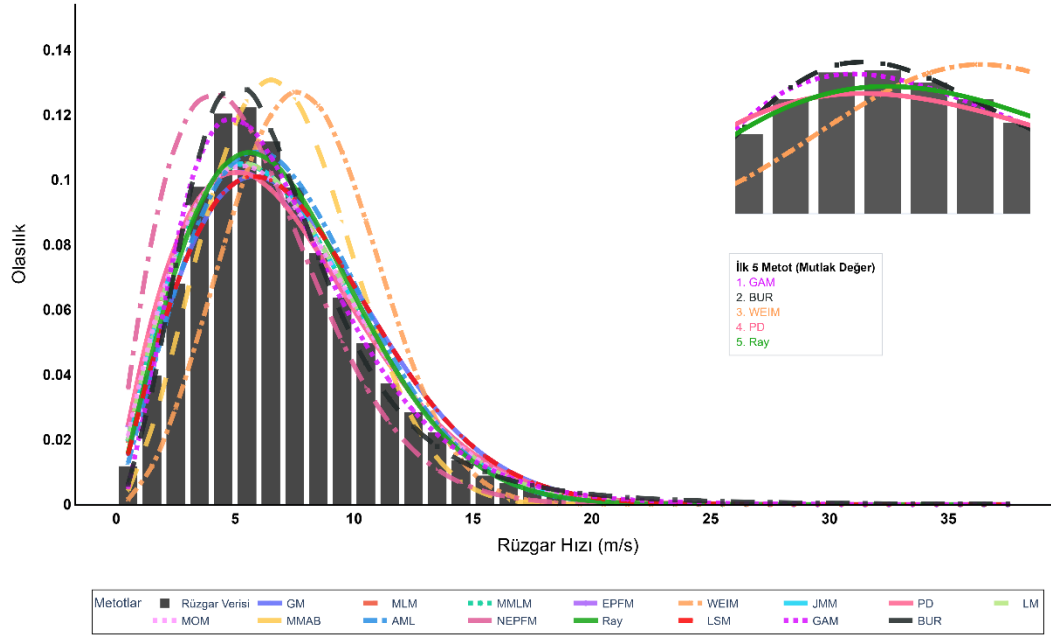
		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Kastamonu	GM	0,076129	0,999742	1,30E-06	2,69E-02
	MLM	0,054825	0,999931	3,50E-07	4,85E-03
	MMLM	0,056851	0,999920	4,04E-07	2,06E-03
	EPFM	0,054684	0,999931	3,46E-07	4,98E-03
	WEIM	0,251580	0,969186	1,55E-04	2,51E-05
	JMM	0,051062	0,999948	2,63E-07	1,45E-02
	PD	0,058798	0,999908	4,63E-07	2,35E-09
	LM	0,052071	0,999943	2,85E-07	1,31E-02
	MOM	0,054250	0,999933	3,35E-07	5,59E-03
	MMAB	0,194152	0,989070	5,50E-05	1,94E-01
	AML	0,054693	0,999931	3,46E-07	7,21E-03
	NEPFM	0,290176	0,945463	2,75E-04	4,51E-01
	RAY	0,104645	0,999078	4,64E-06	5,50E-02
	LSM	0,076129	0,999742	1,30E-06	2,69E-02
	GAM	0,121054	0,997912	1,05E-05	2,37E-02
	BUR	0,312139	0,926981	3,68E-04	5,27E-02

EK-24: KASTAMONU 200 METRE YÜKSEKLİK - ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	JMM	JMM	JMM	PD	1	JMM
2	LM	LM	LM	WEIM	2	LM
3	MOM	MOM	MOM	MMLM	3	MOM
4	EPFM	EPFM	EPFM	MLM	4	EPFM
5	AML	AML	AML	EPFM	5	AML
6	MLM	MLM	MLM	MOM	6	MLM
7	MMLM	MMLM	MMLM	AML	7	MMLM
8	PD	PD	PD	LM	8	PD
9	LSM	GM	LSM	JMM	9	LSM
10	GM	LSM	GM	GAM	10	GM
11	RAY	RAY	RAY	LSM	11	RAY
12	GAM	GAM	GAM	GM	12	GAM
13	MMAB	MMAB	MMAB	BUR	13	MMAB
14	WEIM	WEIM	WEIM	RAY	14	WEIM
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	MMAB	15	NEPFM
16	BUR	BUR	BUR	NEPFM	16	BUR

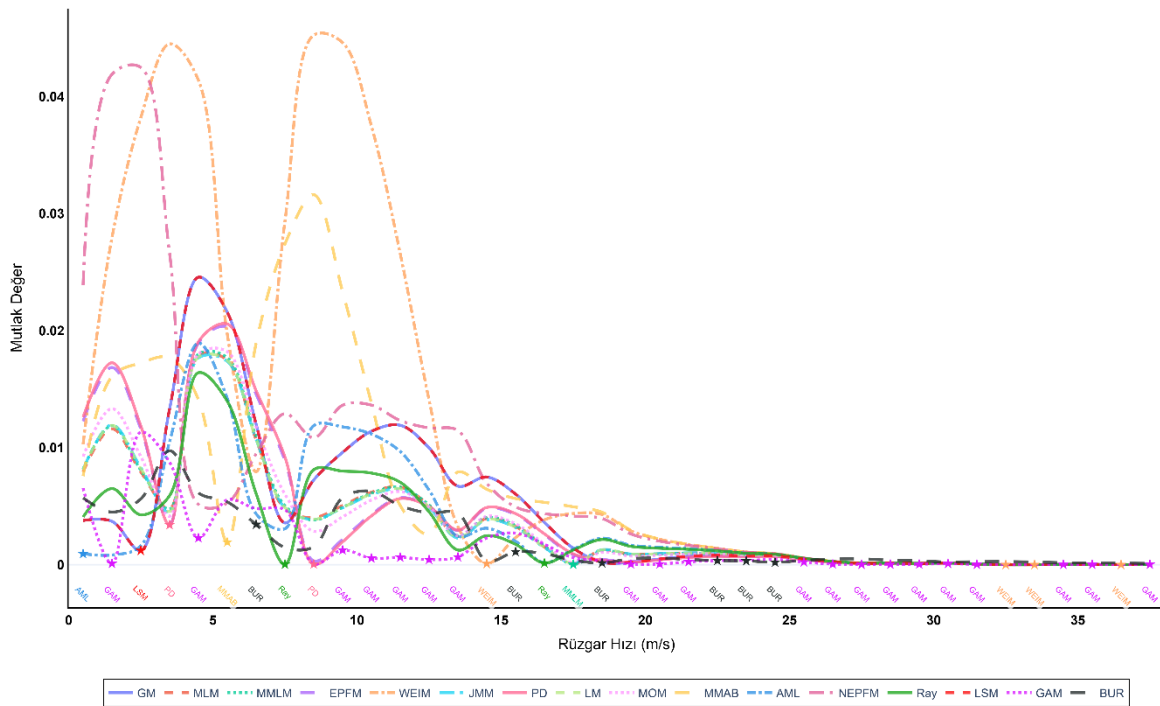
EK-25: KONYA 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ

Konya – 200 m Yükseklik



EK-26: KONYA 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

Konya – 200 m Mutlak Hata Grafiği

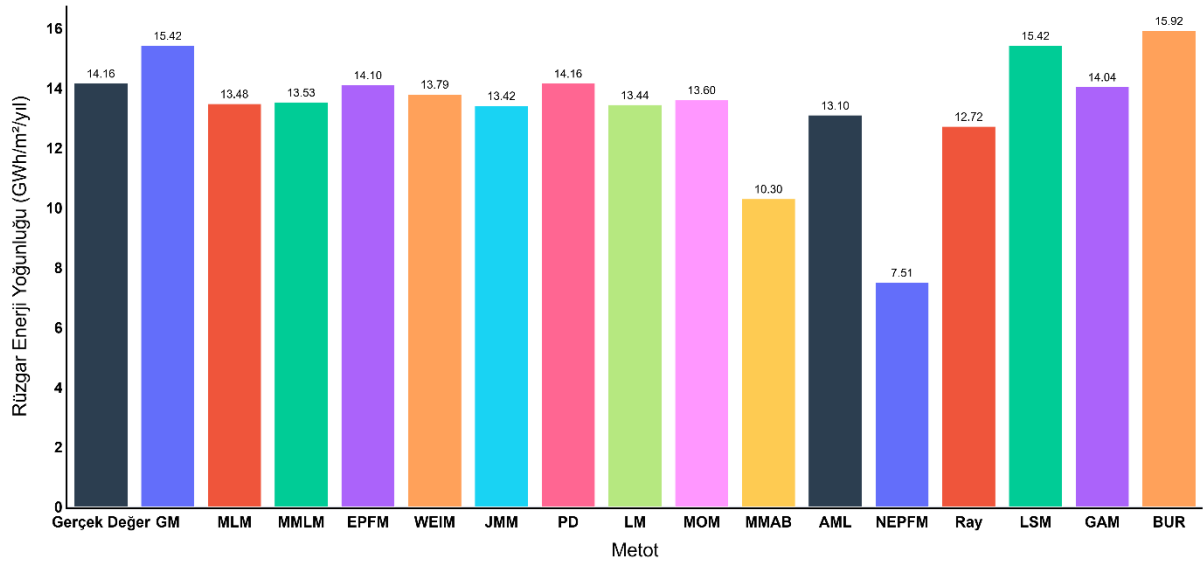


EK-27: KONYA 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
GAM	20
BUR	6
WEIM	4
PD	2
Ray	2
MMLM	1
MMAB	1
AML	1
LSM	1
GM	0
MLM	0
EPFM	0
JMM	0
LM	0
MOM	0
NEPFM	0

EK-28: KONYA 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Konya – 200 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



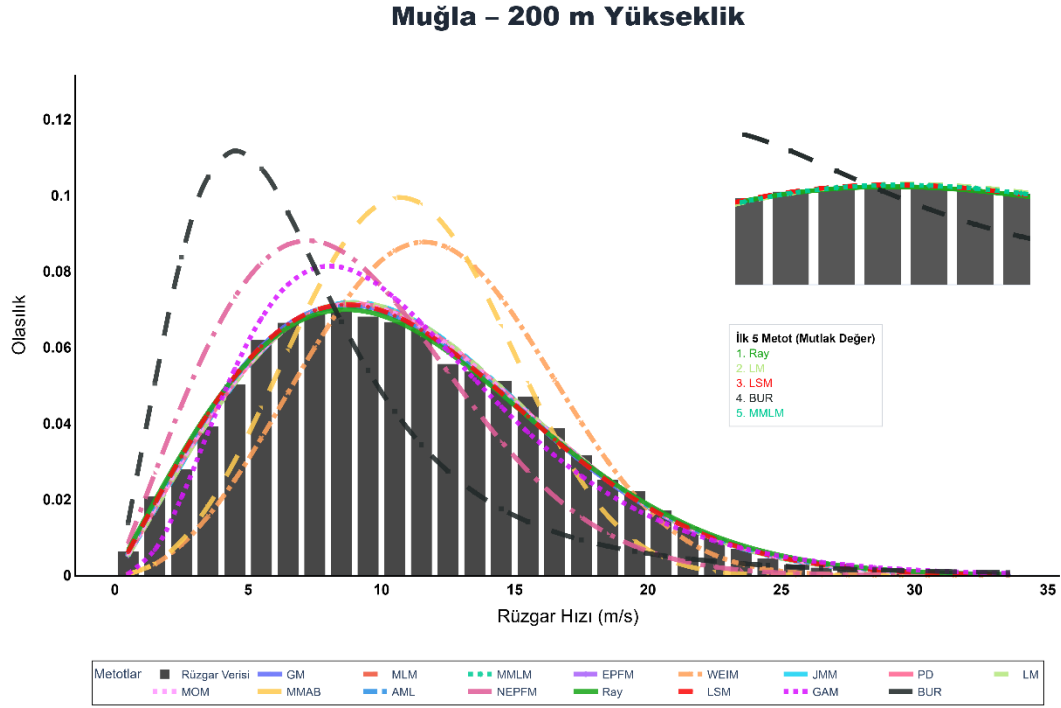
EK-29: KONYA 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Konya	GM	0,181437	0,991012	4,75E-05	8,90E-02
	MLM	0,122793	0,998114	9,96E-06	4,83E-02
	MMLM	0,123635	0,998062	1,02E-05	4,45E-02
	EPFM	0,134464	0,997289	1,43E-05	4,14E-03
	WEIM	0,284974	0,945298	2,89E-04	2,60E-02
	JMM	0,121377	0,998200	9,50E-06	5,26E-02
	PD	0,135728	0,997185	1,49E-05	1,57E-12
	LM	0,121918	0,998167	9,67E-06	5,07E-02
	MOM	0,124433	0,998011	1,05E-05	3,94E-02
	MMAB	0,192125	0,988699	5,97E-05	2,73E-01
	AML	0,147279	0,996098	2,06E-05	7,52E-02
	NEPFM	0,270742	0,955434	2,35E-04	4,70E-01
	RAY	0,117392	0,998425	8,32E-06	1,02E-01
	LSM	0,181437	0,991012	4,75E-05	8,90E-02
	GAM	0,071087	0,999680	1,69E-06	8,39E-03
	BUR	0,095361	0,999314	3,62E-06	1,24E-01

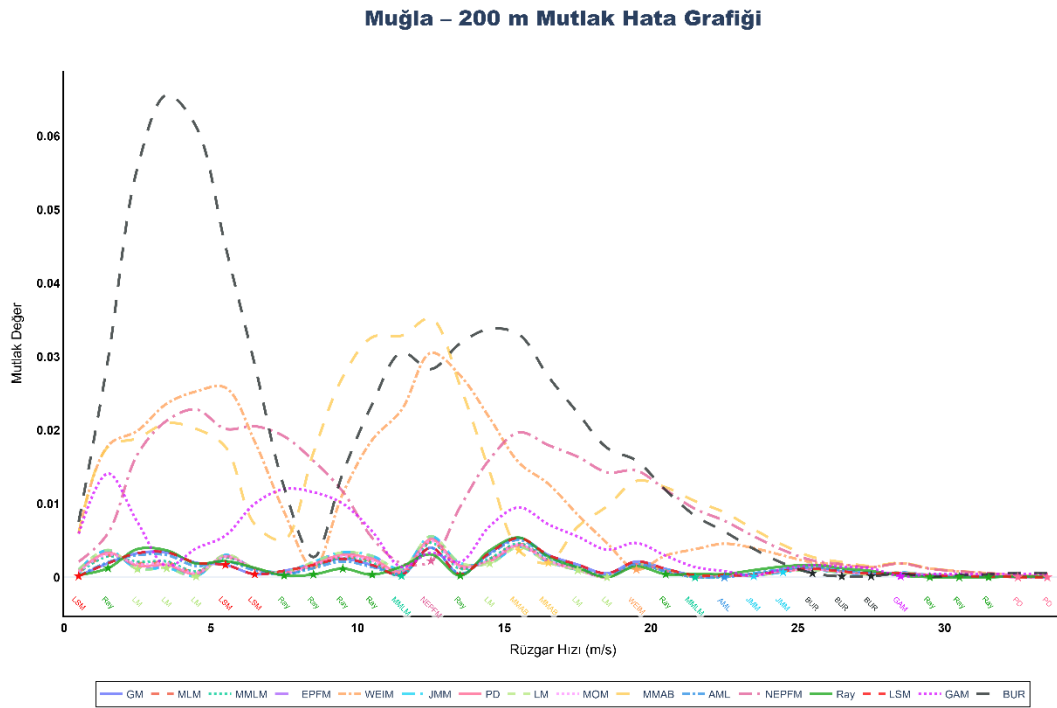
EK-30: KONYA 200 METRE YÜKSEKLİK - ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	GAM	GAM	GAM	PD	1	GAM
2	BUR	BUR	BUR	EPFM	2	BUR
3	RAY	RAY	RAY	GAM	3	RAY
4	JMM	JMM	JMM	WEIM	4	JMM
5	LM	LM	LM	MOM	5	LM
6	MLM	MLM	MLM	MMLM	6	MLM
7	MMLM	MMLM	MMLM	MLM	7	MMLM
8	MOM	MOM	MOM	LM	8	MOM
9	EPFM	EPFM	EPFM	JMM	9	EPFM
10	PD	PD	PD	AML	10	PD
11	AML	AML	AML	GM	11	AML
12	GM	GM	GM	LSM	12	GM
13	LSM	LSM	LSM	RAY	13	LSM
14	MMAB	MMAB	MMAB	BUR	14	MMAB
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	MMAB	15	NEPFM
16	WEIM	WEIM	WEIM	NEPFM	16	WEIM

EK-31: MUĞLA 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ



EK-32: MUĞLA 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

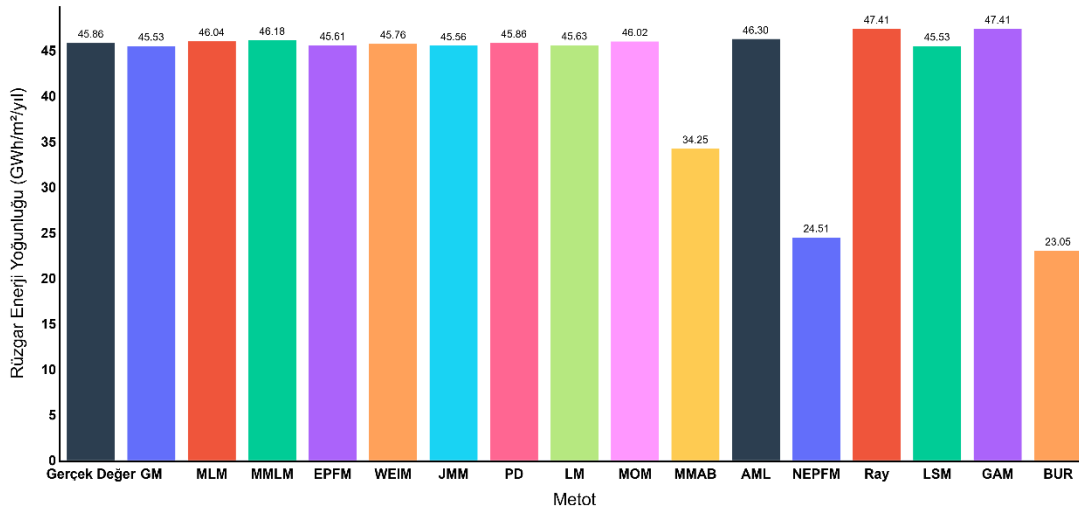


EK-33: MUĞLA 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
Ray	10
LM	6
LSM	3
BUR	3
MMLM	2
JMM	2
PD	2
MMAB	2
WEIM	1
AML	1
NEPFM	1
GAM	1
GM	0
MLM	0
EPFM	0
MOM	0

EK-34: MUĞLA 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Muğla – 200 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



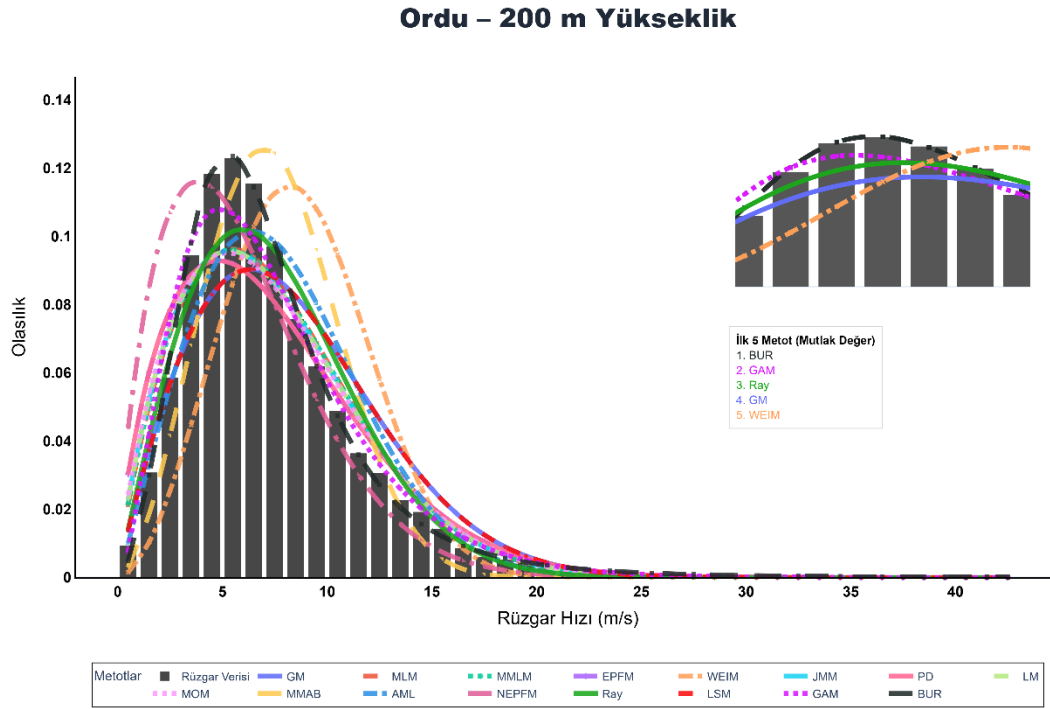
EK-35: MUĞLA 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Muğla	GM	0,074817	0,999750	1,55E-06	7,19E-03
	MLM	0,057218	0,999915	5,29E-07	4,07E-03
	MMLM	0,056460	0,999919	5,01E-07	7,04E-03
	EPFM	0,063085	0,999874	7,82E-07	5,43E-03
	WEIM	0,263440	0,961643	2,38E-04	2,09E-03
	JMM	0,063961	0,999867	8,26E-07	6,52E-03
	PD	0,059241	0,999902	6,08E-07	5,79E-11
	LM	0,063689	0,999869	8,12E-07	5,02E-03
	MOM	0,057413	0,999913	5,36E-07	3,58E-03
	MMAB	0,242828	0,972311	1,72E-04	2,53E-01
	AML	0,063190	0,999873	7,87E-07	9,62E-03
	NEPFM	0,300002	0,935493	4,00E-04	4,66E-01
	RAY	0,070108	0,999808	1,19E-06	3,40E-02
	LSM	0,074817	0,999750	1,55E-06	7,19E-03
	GAM	0,133444	0,997205	1,73E-05	3,39E-02
	BUR	0,399082	0,797996	1,25E-03	4,97E-01

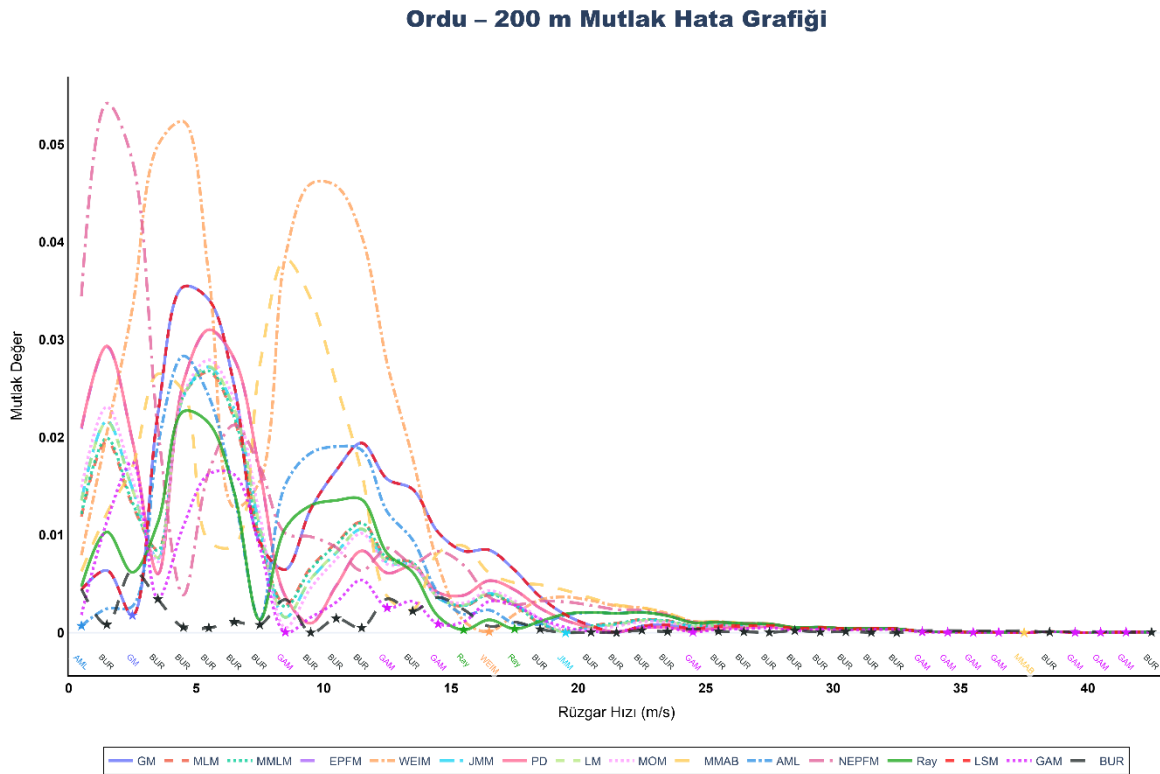
EK-36: MUĞLA 200 METRE YÜKSEKLİK - ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	MMLM	MMLM	MMLM	PD	1	MMLM
2	MLM	MLM	MLM	WEIM	2	MLM
3	MOM	MOM	MOM	MOM	3	MOM
4	PD	PD	PD	MLM	4	PD
5	EPFM	EPFM	EPFM	LM	5	EPFM
6	AML	AML	AML	EPFM	6	AML
7	LM	LM	LM	JMM	7	LM
8	JMM	JMM	JMM	MMLM	8	JMM
9	RAY	RAY	RAY	GM	9	RAY
10	GM	GM	GM	LSM	10	GM
11	LSM	LSM	LSM	AML	11	LSM
12	GAM	GAM	GAM	GAM	12	GAM
13	MMAB	MMAB	MMAB	RAY	13	MMAB
14	WEIM	WEIM	WEIM	MMAB	14	WEIM
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	NEPFM	15	NEPFM
16	BUR	BUR	BUR	BUR	16	BUR

EK-37: ORDU 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ



EK-38: ORDU 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

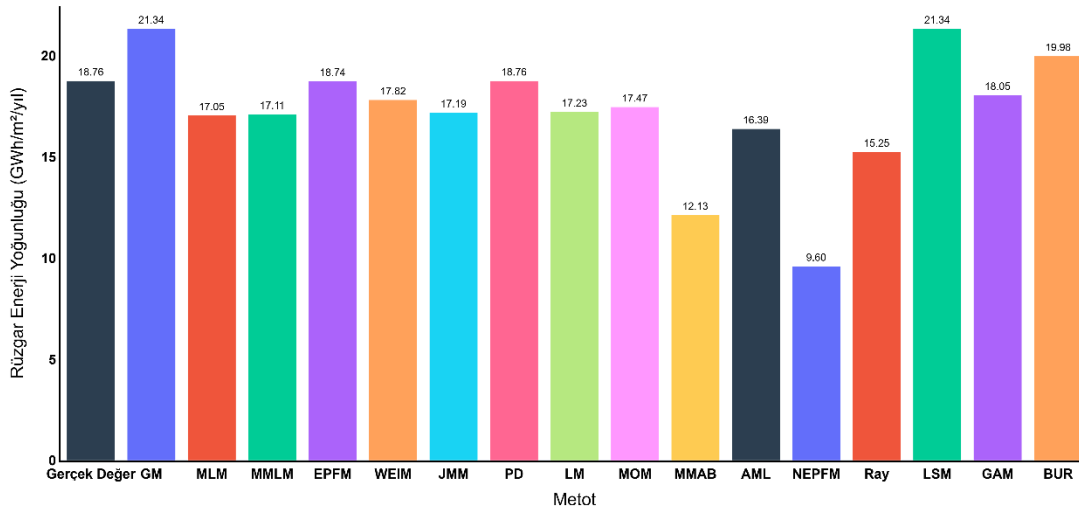


EK-39: ORDU 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
BUR	25
GAM	11
Ray	2
GM	1
WEIM	1
JMM	1
MMAB	1
AML	1
MLM	0
MMLM	0
EPFM	0
PD	0
LM	0
MOM	0
NEPFM	0
LSM	0

EK-40: ORDU 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Ordu – 200 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



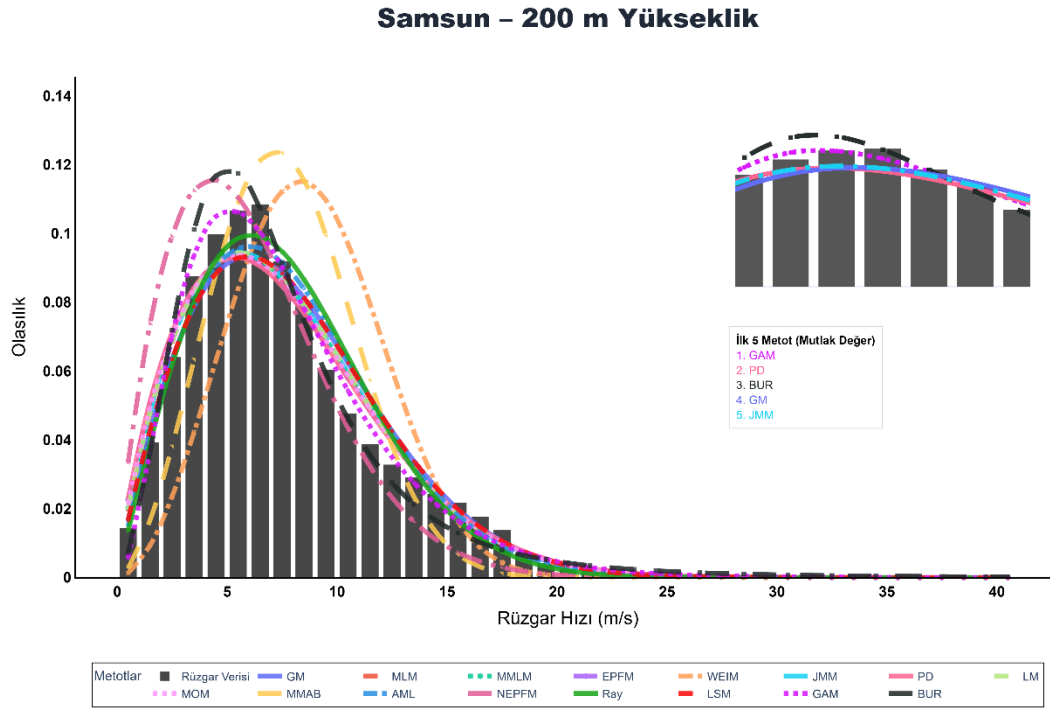
EK-41: ORDU 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Ordu	GM	0,230117	0,975566	1,22E-04	1,37E-01
	MLM	0,151262	0,995438	2,27E-05	9,11E-02
	MMLM	0,151634	0,995393	2,30E-05	8,81E-02
	EPFM	0,168441	0,992986	3,50E-05	1,10E-03
	WEIM	0,300232	0,929200	3,53E-04	5,01E-02
	JMM	0,151689	0,995387	2,30E-05	8,36E-02
	PD	0,168678	0,992946	3,52E-05	9,30E-08
	LM	0,152102	0,995336	2,33E-05	8,16E-02
	MOM	0,154395	0,995049	2,47E-05	6,86E-02
	MMAB	0,209836	0,983106	8,42E-05	3,54E-01
	AML	0,188809	0,988926	5,52E-05	1,26E-01
	NEPFM	0,267921	0,955102	2,24E-04	4,88E-01
	RAY	0,146913	0,995941	2,02E-05	1,87E-01
	LSM	0,230117	0,975566	1,22E-04	1,37E-01
	GAM	0,113286	0,999136	4,31E-06	3,77E-02
	BUR	0,062883	0,999864	6,79E-07	6,52E-02

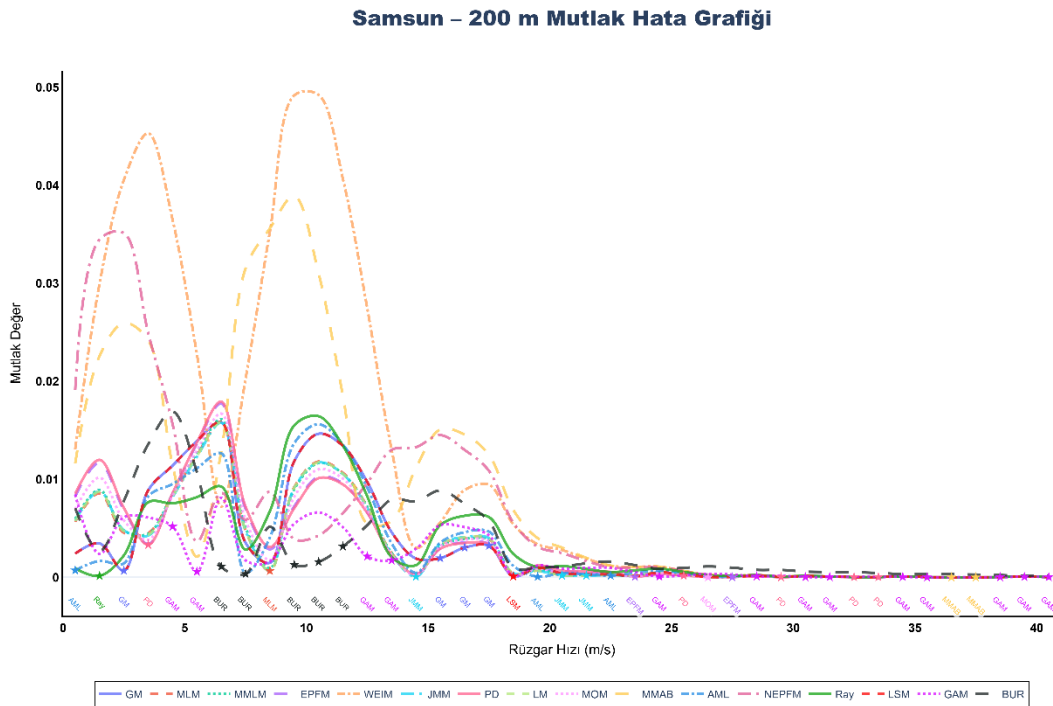
EK-42: ORDU 200 METRE YÜKSEKLİK - ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	BUR	BUR	BUR	PD	1	BUR
2	GAM	GAM	GAM	EPFM	2	GAM
3	RAY	RAY	RAY	GAM	3	RAY
4	MLM	MLM	MLM	WEIM	4	MLM
5	MMLM	MMLM	MMLM	BUR	5	MMLM
6	JMM	JMM	JMM	MOM	6	JMM
7	LM	LM	LM	LM	7	LM
8	MOM	MOM	MOM	JMM	8	MOM
9	EPFM	EPFM	EPFM	MMLM	9	EPFM
10	PD	PD	PD	MLM	10	PD
11	AML	AML	AML	AML	11	AML
12	MMAB	MMAB	MMAB	LSM	12	MMAB
13	LSM	LSM	LSM	GM	13	LSM
14	GM	GM	GM	RAY	14	GM
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	MMAB	15	NEPFM
16	WEIM	WEIM	WEIM	NEPFM	16	WEIM

EK-43: SAMSUN 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ



EK-44: SAMSUN 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

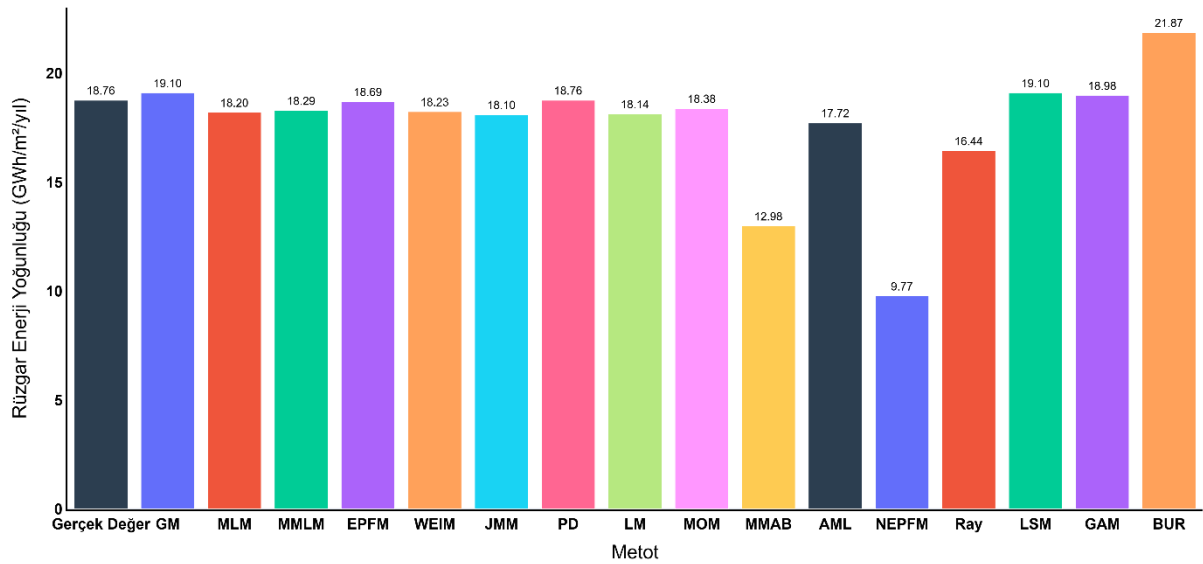


EK-45: SAMSUN 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
GAM	13
PD	5
BUR	5
GM	4
JMM	3
AML	3
EPFM	2
MMAB	2
MLM	1
MOM	1
Ray	1
LSM	1
MMLM	0
WEIM	0
LM	0
NEPFM	0

EK-46: SAMSUN 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Samsun – 200 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



EK-47: SAMSUN 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

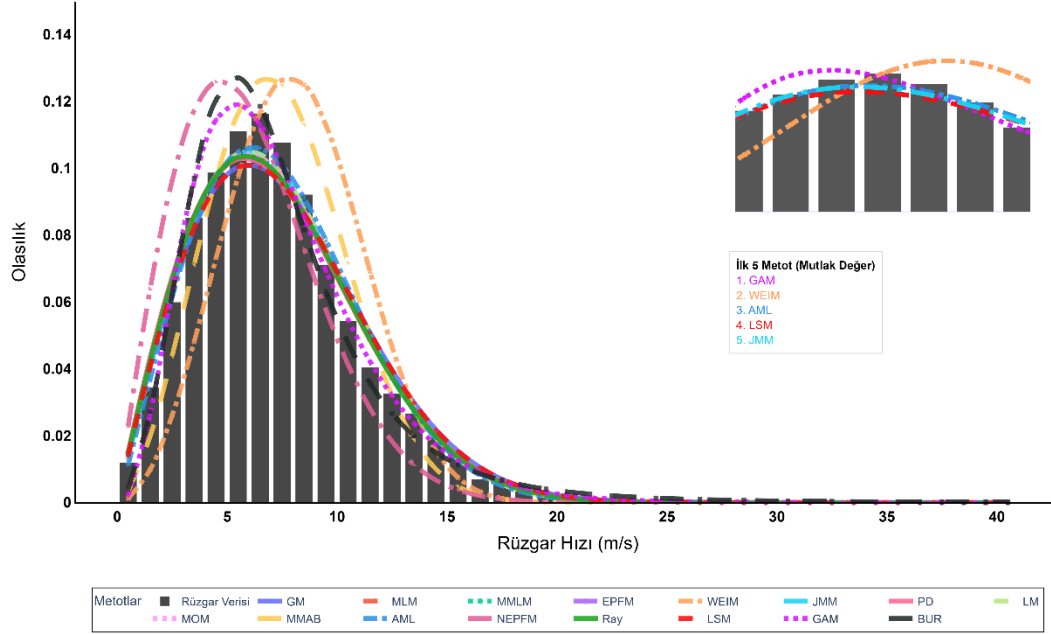
		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Samsun	GM	0,146230	0,996099	1,85E-05	1,84E-02
	MLM	0,115358	0,998489	7,16E-06	2,99E-02
	MMLM	0,115531	0,998480	7,20E-06	2,50E-02
	EPFM	0,115911	0,998460	7,29E-06	3,43E-03
	WEIM	0,300340	0,930577	3,29E-04	2,78E-02
	JMM	0,113901	0,998564	6,80E-06	3,51E-02
	PD	0,116434	0,998432	7,43E-06	4,57E-11
	LM	0,114405	0,998538	6,92E-06	3,30E-02
	MOM	0,114161	0,998551	6,86E-06	2,02E-02
	MMAB	0,231230	0,975609	1,16E-04	3,08E-01
	AML	0,137818	0,996922	1,46E-05	5,54E-02
	NEPFM	0,275001	0,951204	2,31E-04	4,79E-01
	RAY	0,137301	0,996968	1,44E-05	1,23E-01
	LSM	0,146230	0,996099	1,85E-05	1,84E-02
	GAM	0,078882	0,999645	1,68E-06	1,21E-02
	BUR	0,143611	0,996371	1,72E-05	1,66E-01

EK-48: SAMSUN 200 METRE YÜKSEKLİK - ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	GAM	GAM	GAM	PD	1	GAM
2	JMM	JMM	JMM	EPFM	2	JMM
3	MOM	MOM	MOM	GAM	3	MOM
4	LM	LM	LM	LSM	4	LM
5	MLM	MLM	MLM	GM	5	MLM
6	MMLM	MMLM	MMLM	MOM	6	MMLM
7	EPFM	EPFM	EPFM	MMLM	7	EPFM
8	PD	PD	PD	WEIM	8	PD
9	RAY	RAY	RAY	MLM	9	RAY
10	AML	AML	AML	LM	10	AML
11	BUR	BUR	BUR	JMM	11	BUR
12	LSM	GM	LSM	AML	12	LSM
13	GM	LSM	GM	RAY	13	GM
14	MMAB	MMAB	MMAB	BUR	14	MMAB
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	MMAB	15	NEPFM
16	WEIM	WEIM	WEIM	NEPFM	16	WEIM

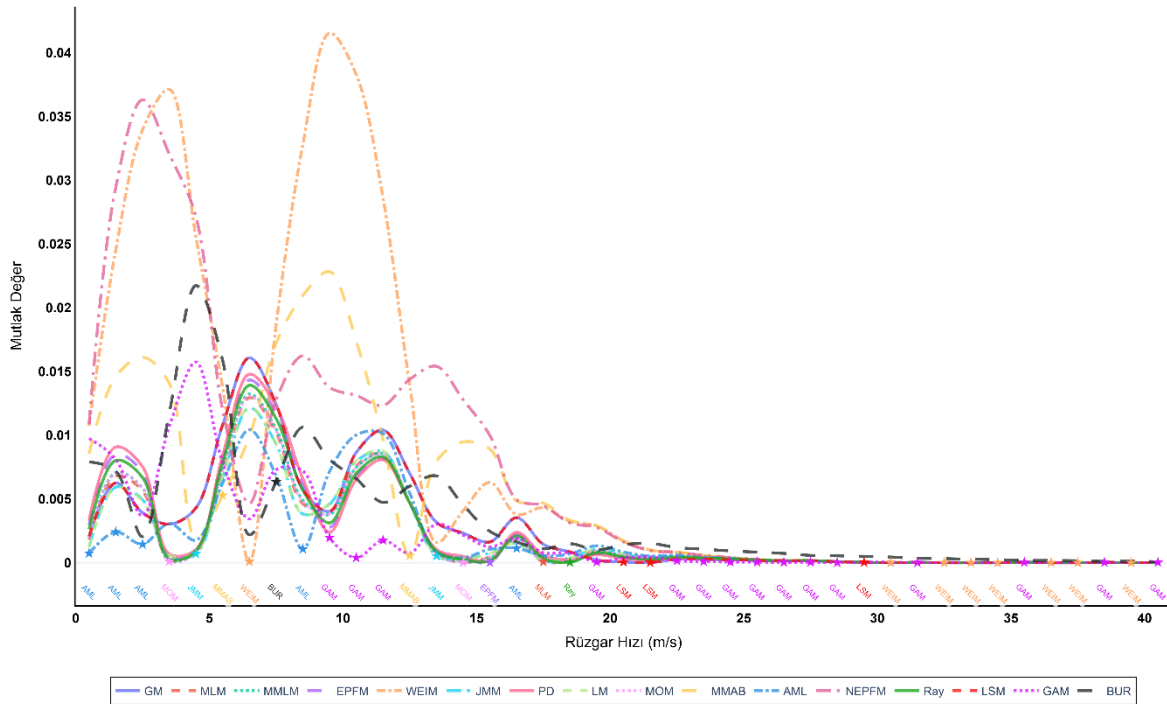
EK-49: SİNOP 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ

Sinop – 200 m Yükseklik



EK-50: SİNOP 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

Sinop – 200 m Mutlak Hata Grafiği

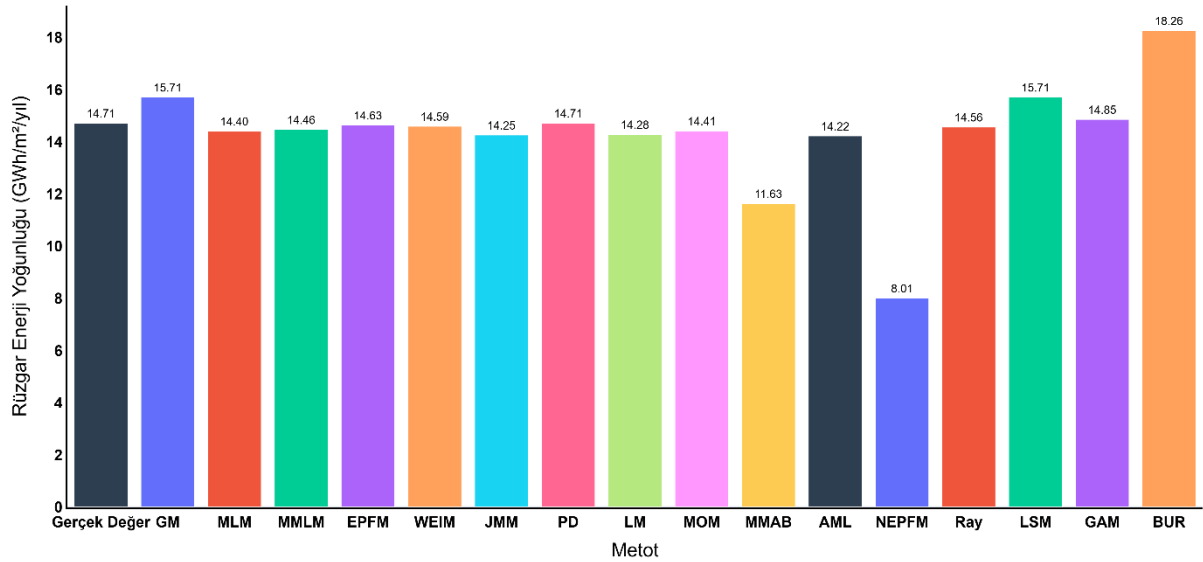


EK-51: SİNOP 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
GAM	15
WEIM	8
AML	5
LSM	3
JMM	2
MOM	2
MMAB	2
MLM	1
EPFM	1
Ray	1
BUR	1
GM	0
MMLM	0
PD	0
LM	0
NEPFM	0

EK-52: SİNOP 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Sinop – 200 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



EK-53: SİNOP 200 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

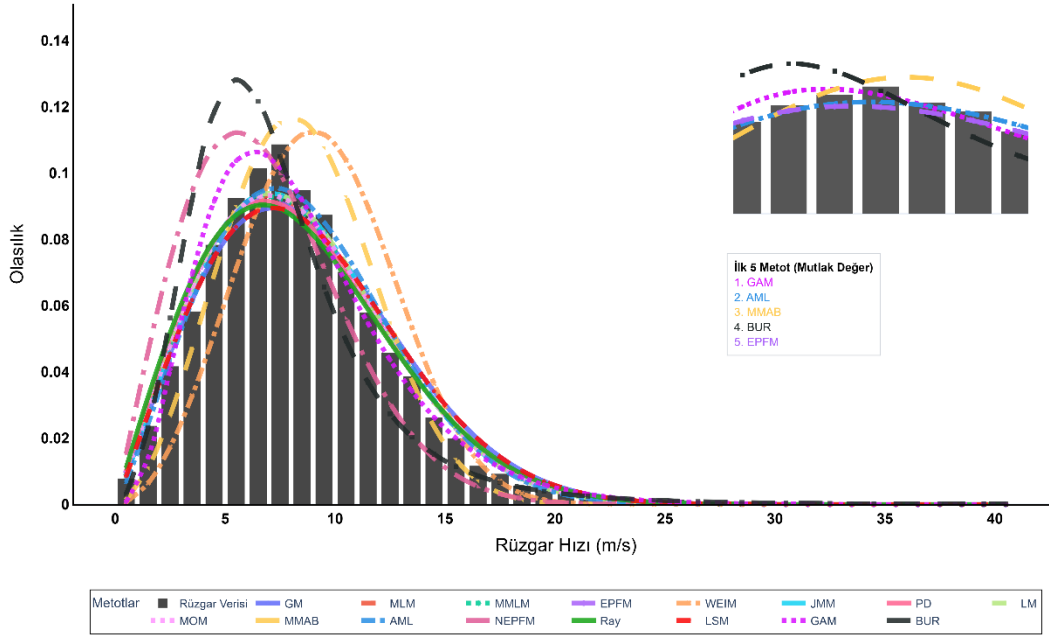
		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Sinop	GM	0,134127	0,997451	1,15E-05	6,74E-02
	MLM	0,100453	0,999198	3,62E-06	2,12E-02
	MMLM	0,101751	0,999156	3,81E-06	1,73E-02
	EPFM	0,106220	0,998997	4,53E-06	5,76E-03
	WEIM	0,265464	0,960890	1,77E-04	8,58E-03
	JMM	0,097512	0,999288	3,21E-06	3,13E-02
	PD	0,108611	0,998904	4,95E-06	6,69E-08
	LM	0,098099	0,999271	3,29E-06	2,97E-02
	MOM	0,100623	0,999193	3,65E-06	2,07E-02
	MMAB	0,178537	0,991999	3,61E-05	2,09E-01
	AML	0,107537	0,998947	4,76E-06	3,36E-02
	NEPFM	0,278087	0,952904	2,13E-04	4,56E-01
	RAY	0,104262	0,999069	4,20E-06	1,07E-02
	LSM	0,134127	0,997451	1,15E-05	6,74E-02
	GAM	0,088184	0,999014	4,45E-06	9,45E-03
	BUR	0,129912	0,997757	1,01E-05	2,41E-01

EK-54: SİNOP 200 METRE YÜKSEKLİK - ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	GAM	JMM	JMM	PD	1	JMM
2	JMM	LM	LM	EPFM	2	LM
3	LM	MLM	MLM	WEIM	3	MLM
4	MLM	MOM	MOM	GAM	4	MOM
5	MOM	MMLM	MMLM	RAY	5	MMLM
6	MMLM	RAY	RAY	MMLM	6	RAY
7	RAY	GAM	GAM	MOM	7	GAM
8	EPFM	EPFM	EPFM	MLM	8	EPFM
9	AML	AML	AML	LM	9	AML
10	PD	PD	PD	JMM	10	PD
11	BUR	BUR	BUR	AML	11	BUR
12	LSM	GM	LSM	GM	12	LSM
13	GM	LSM	GM	LSM	13	GM
14	MMAB	MMAB	MMAB	MMAB	14	MMAB
15	WEIM	WEIM	WEIM	BUR	15	WEIM
16	NEPFM	NEPFM	NEPFM	NEPFM	16	NEPFM

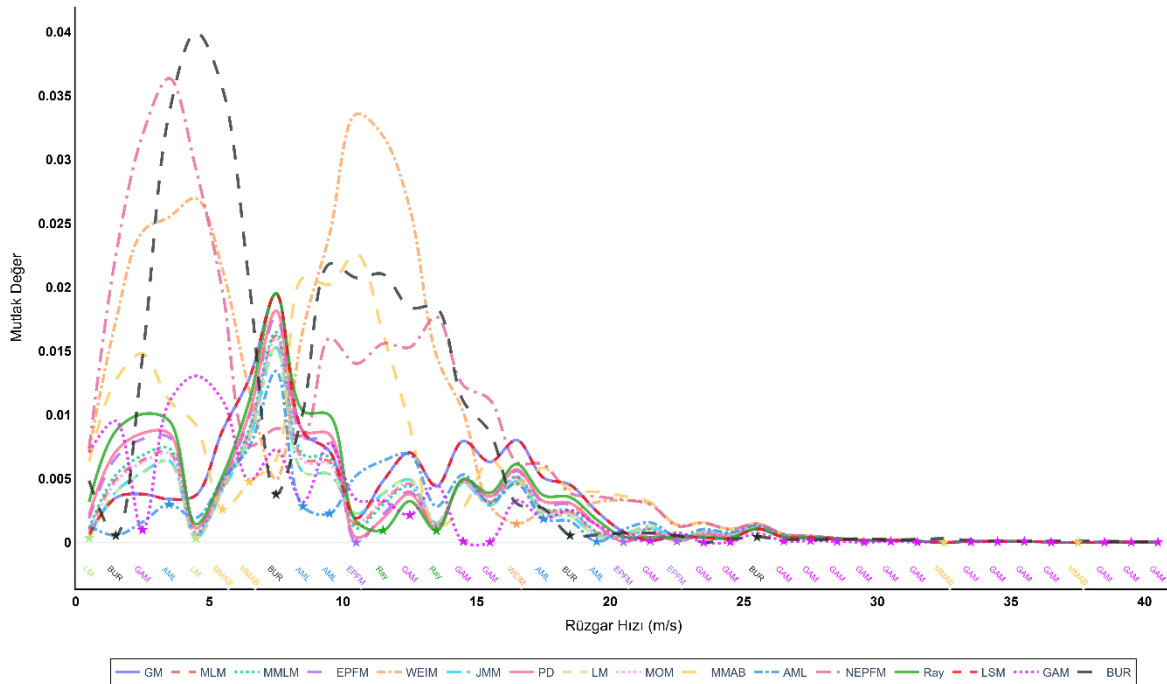
EK-55: AKSARAY 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ

Aksaray – 400 m Yükseklik



EK-56: AKSARAY 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

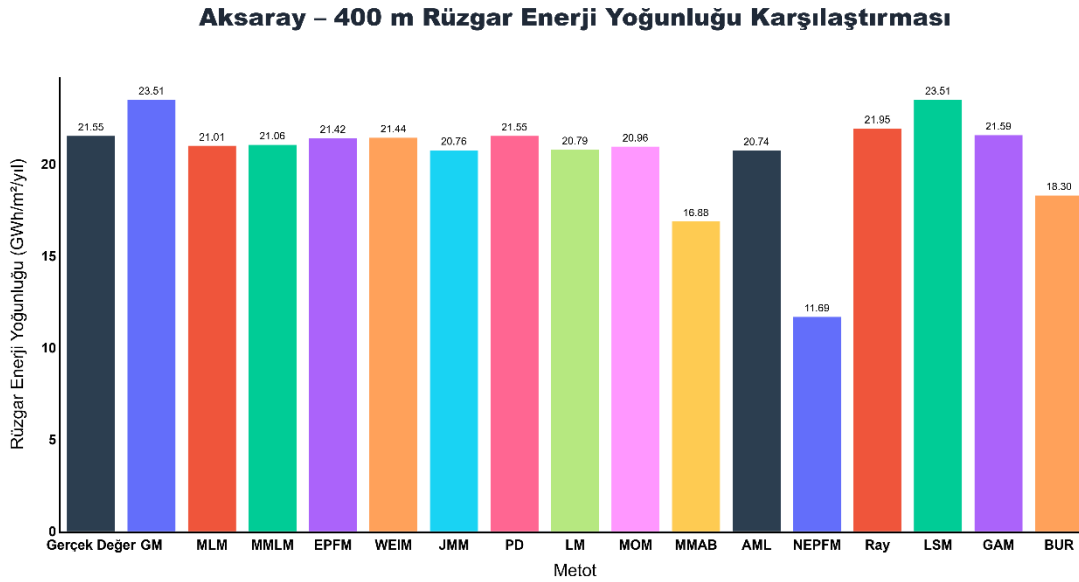
Aksaray – 400 m Mutlak Hata Grafiği



EK-57: AKSARAY 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
GAM	20
AML	5
MMAB	4
BUR	4
EPFM	3
LM	2
Ray	2
WEIM	1
GM	0
MLM	0
MMLM	0
JMM	0
PD	0
MOM	0
NEPFM	0
LSM	0

EK-58: AKSARAY 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI



EK-59: AKSARAY 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

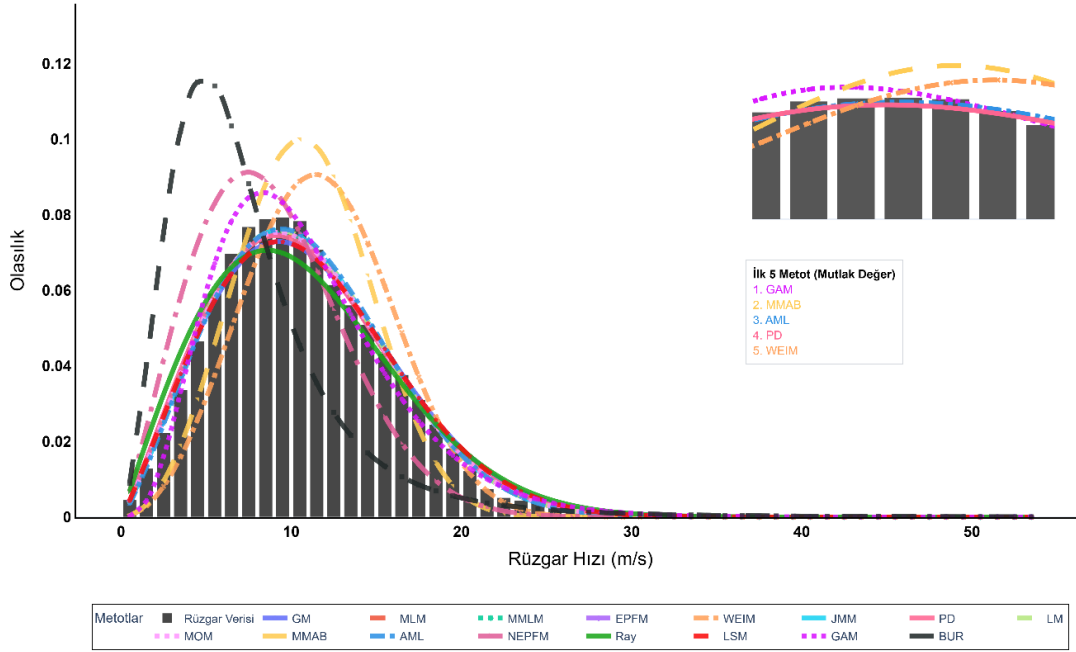
		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Aksaray	GM	0,154326	0,995642	2,45E-05	9,13E-02
	MLM	0,110201	0,998867	6,38E-06	2,50E-02
	MMLM	0,111553	0,998810	6,70E-06	2,26E-02
	EPFM	0,119272	0,998445	8,75E-06	5,64E-03
	WEIM	0,254253	0,967896	1,81E-04	4,71E-03
	JMM	0,105326	0,999055	5,32E-06	3,63E-02
	PD	0,121930	0,998302	9,56E-06	5,87E-07
	LM	0,105815	0,999037	5,42E-06	3,49E-02
	MOM	0,109298	0,998904	6,17E-06	2,71E-02
	MMAB	0,177170	0,992431	4,26E-05	2,16E-01
	AML	0,113041	0,998746	7,06E-06	3,74E-02
	NEPFM	0,282816	0,950850	2,77E-04	4,57E-01
	RAY	0,130696	0,997758	1,26E-05	1,89E-02
	LSM	0,154326	0,995642	2,45E-05	9,13E-02
	GAM	0,095400	0,998673	7,47E-06	1,92E-03
	BUR	0,249863	0,970056	1,69E-04	1,51E-01

EK-60: AKSARAY 400 METRE YÜKSEKLİK - ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	GAM	JMM	JMM	PD	1	JMM
2	JMM	LM	LM	GAM	2	LM
3	LM	MOM	MOM	WEIM	3	MOM
4	MOM	MLM	MLM	EPFM	4	MLM
5	MLM	MMLM	MMLM	RAY	5	MMLM
6	MMLM	AML	AML	MMLM	6	AML
7	AML	GAM	GAM	MLM	7	GAM
8	EPFM	EPFM	EPFM	MOM	8	EPFM
9	PD	PD	PD	LM	9	PD
10	RAY	RAY	RAY	JMM	10	RAY
11	GM	GM	GM	AML	11	GM
12	LSM	LSM	LSM	GM	12	LSM
13	MMAB	MMAB	MMAB	LSM	13	MMAB
14	BUR	BUR	BUR	BUR	14	BUR
15	WEIM	WEIM	WEIM	MMAB	15	WEIM
16	NEPFM	NEPFM	NEPFM	NEPFM	16	NEPFM

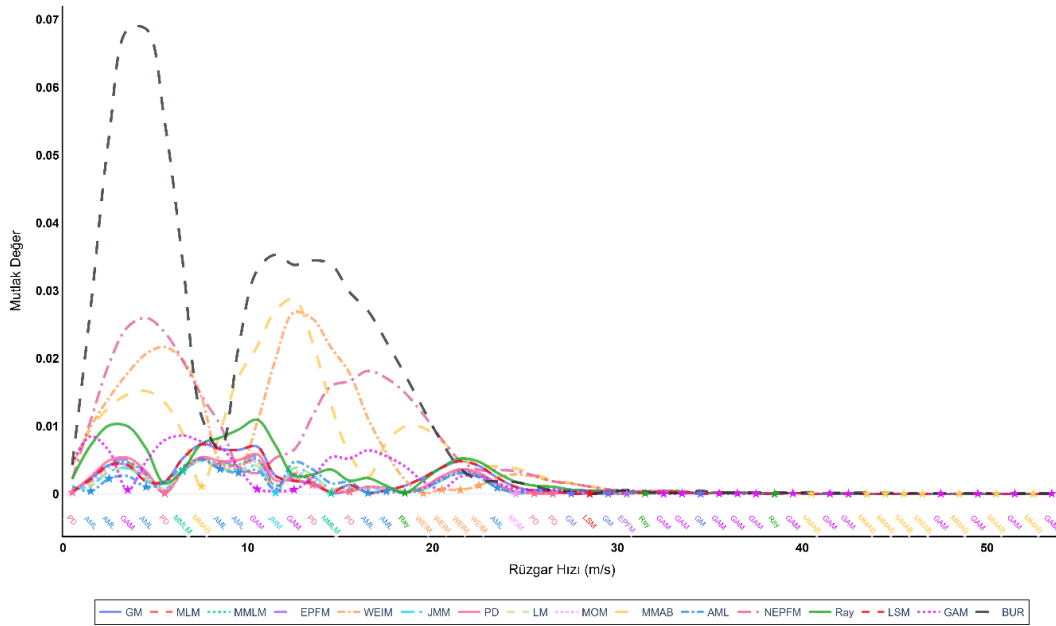
EK-61: ÇORUM 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ

Çorum – 400 m Yükseklik



EK-62: ÇORUM 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

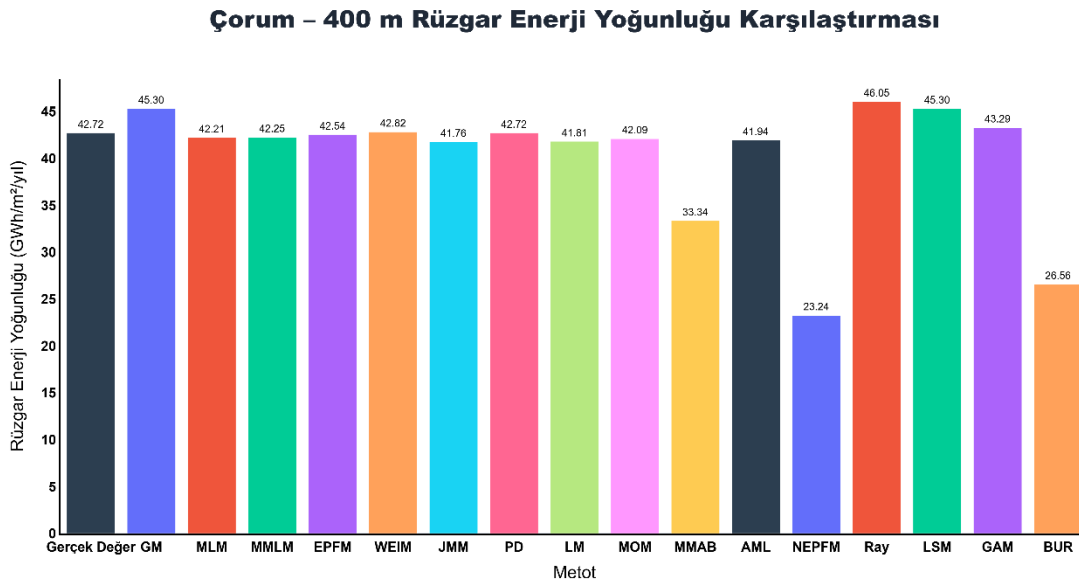
Çorum – 400 m Mutlak Hata Grafiği



EK-63: ÇORUM 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
GAM	15
MMAB	9
AML	8
PD	6
WEIM	4
GM	3
Ray	3
MMLM	2
EPFM	1
JMM	1
MOM	1
LSM	1
MLM	0
LM	0
NEPFM	0
BUR	0

EK-64: ÇORUM 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI



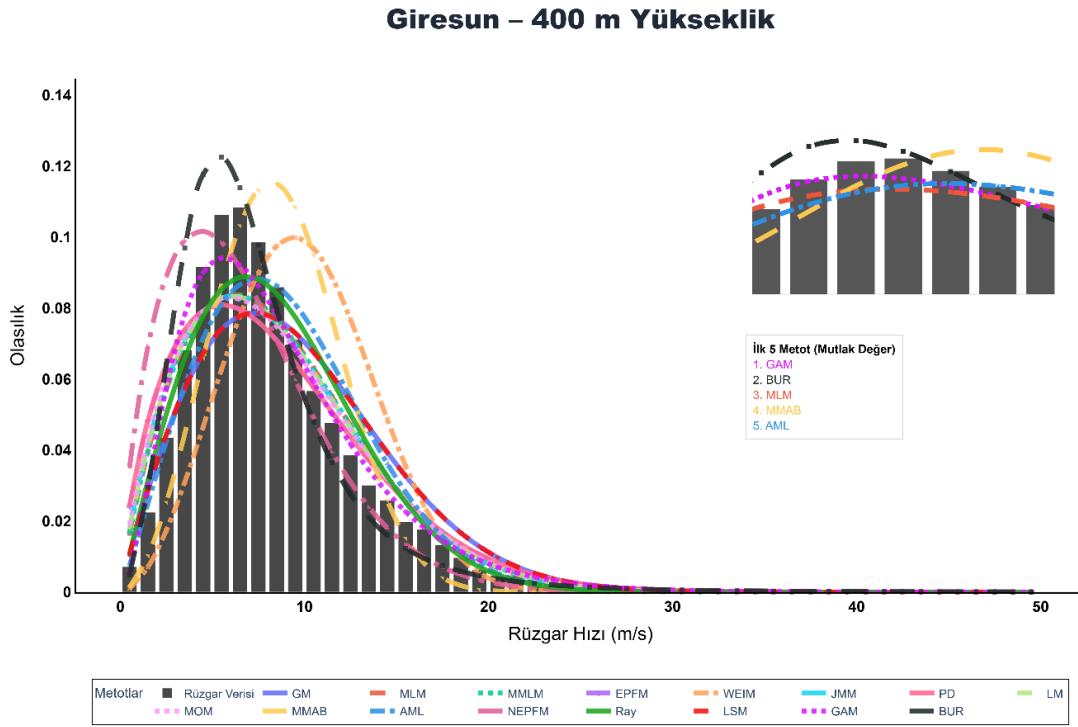
EK-65: ÇORUM 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Çorum	GM	0,117413	0,998572	8,43E-06	6,04E-02
	MLM	0,080645	0,999682	1,88E-06	1,19E-02
	MMLM	0,081522	0,999668	1,96E-06	1,10E-02
	EPFM	0,085783	0,999593	2,40E-06	4,24E-03
	WEIM	0,243712	0,973485	1,57E-04	2,40E-03
	JMM	0,074387	0,999770	1,36E-06	2,25E-02
	PD	0,088800	0,999533	2,76E-06	3,28E-08
	LM	0,075075	0,999761	1,41E-06	2,13E-02
	MOM	0,078657	0,999712	1,70E-06	1,48E-02
	MMAB	0,207458	0,986078	8,22E-05	2,20E-01
	AML	0,082483	0,999652	2,05E-06	1,82E-02
	NEPFM	0,293202	0,944454	3,28E-04	4,56E-01
	RAY	0,136531	0,997388	1,54E-05	7,80E-02
	LSM	0,117413	0,998572	8,43E-06	6,04E-02
	GAM	0,106666	0,998419	9,34E-06	1,33E-02
	BUR	0,398549	0,810369	1,12E-03	3,78E-01

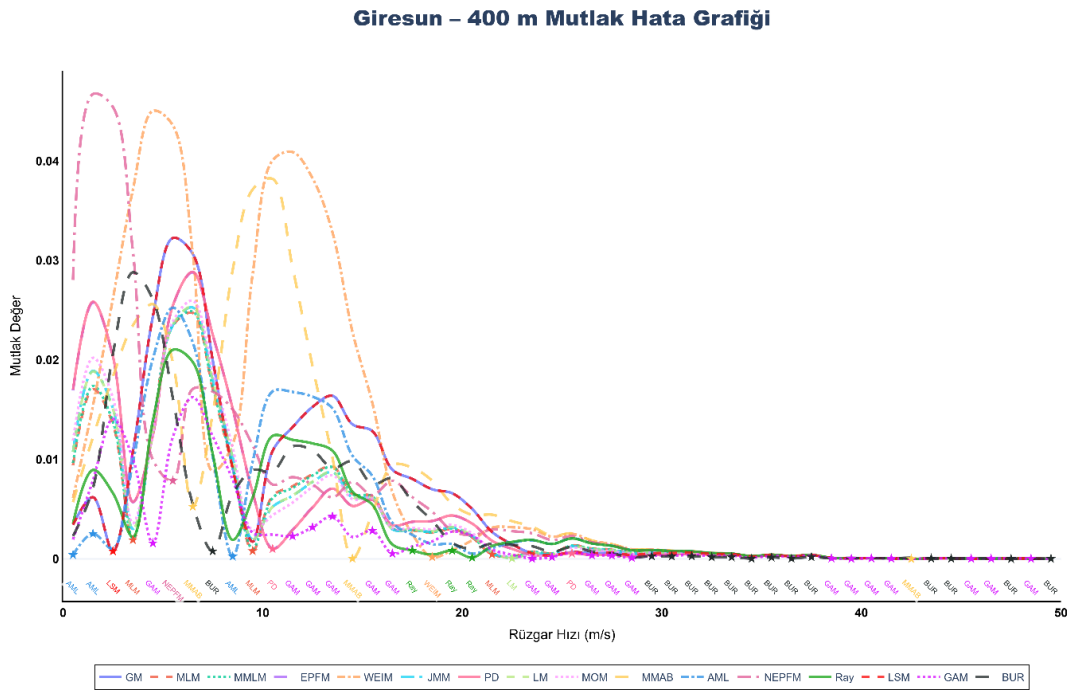
EK-66: ÇORUM 400 METRE YÜKSEKLİK - ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	JMM	JMM	JMM	PD	1	JMM
2	LM	LM	LM	WEIM	2	LM
3	MOM	MOM	MOM	EPFM	3	MOM
4	MLM	MLM	MLM	MMLM	4	MLM
5	MMLM	MMLM	MMLM	MLM	5	MMLM
6	AML	AML	AML	GAM	6	AML
7	EPFM	EPFM	EPFM	MOM	7	EPFM
8	PD	PD	PD	AML	8	PD
9	GAM	GM	GM	LM	9	GM
10	GM	LSM	LSM	JMM	10	LSM
11	LSM	GAM	GAM	GM	11	GAM
12	RAY	RAY	RAY	LSM	12	RAY
13	MMAB	MMAB	MMAB	RAY	13	MMAB
14	WEIM	WEIM	WEIM	MMAB	14	WEIM
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	BUR	15	NEPFM
16	BUR	BUR	BUR	NEPFM	16	BUR

EK-67: GİRESUN 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ



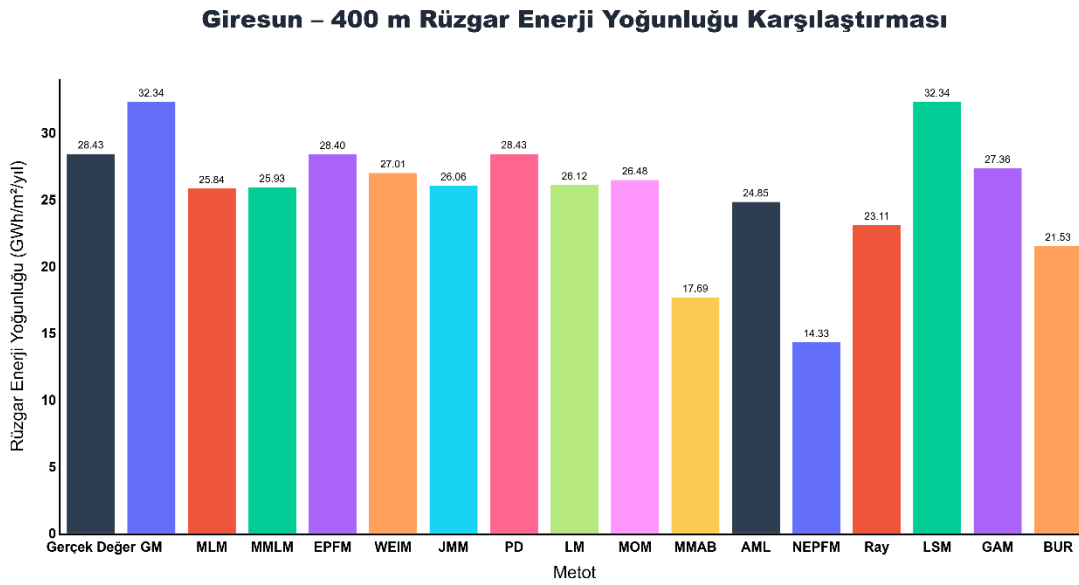
EK-68: GİRESUN 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ



EK-69: GİRESUN 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
GAM	18
BUR	14
MLM	3
MMAB	3
AML	3
Ray	3
PD	2
WEIM	1
LM	1
NEPFM	1
LSM	1
GM	0
MMLM	0
EPFM	0
JMM	0
MOM	0

EK-70: GİRESUN 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI



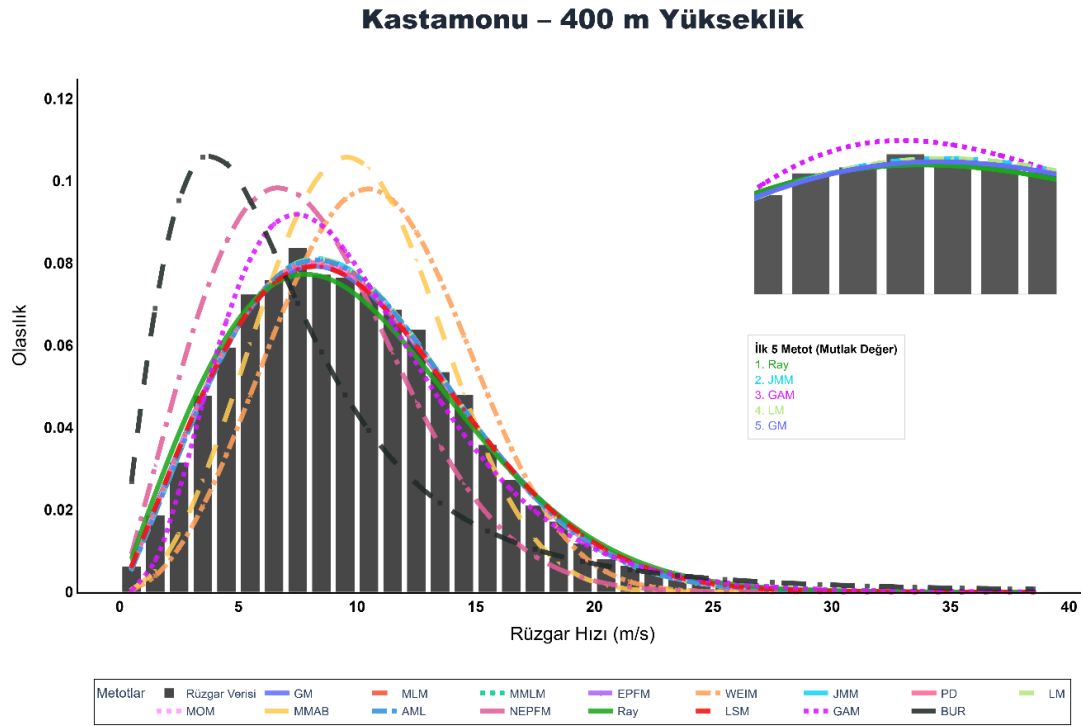
EK-71: GİRESUN 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Giresun	GM	0,230117	0,975566	1,22E-04	1,37E-01
	MLM	0,151262	0,995438	2,27E-05	9,11E-02
	MMLM	0,151634	0,995393	2,30E-05	8,81E-02
	EPFM	0,168441	0,992986	3,50E-05	1,10E-03
	WEIM	0,300232	0,929200	3,53E-04	5,01E-02
	JMM	0,151689	0,995387	2,30E-05	8,36E-02
	PD	0,168678	0,992946	3,52E-05	9,30E-08
	LM	0,152102	0,995336	2,33E-05	8,16E-02
	MOM	0,154395	0,995049	2,47E-05	6,86E-02
	MMAB	0,223541	0,978241	1,08E-04	3,78E-01
	AML	0,188809	0,988926	5,52E-05	1,26E-01
	NEPFM	0,270695	0,953214	2,33E-04	4,96E-01
	RAY	0,146913	0,995941	2,02E-05	1,87E-01
	LSM	0,230117	0,975566	1,22E-04	1,37E-01
	GAM	0,113286	0,999136	4,31E-06	3,77E-02
	BUR	0,219903	0,979624	1,02E-04	2,43E-01

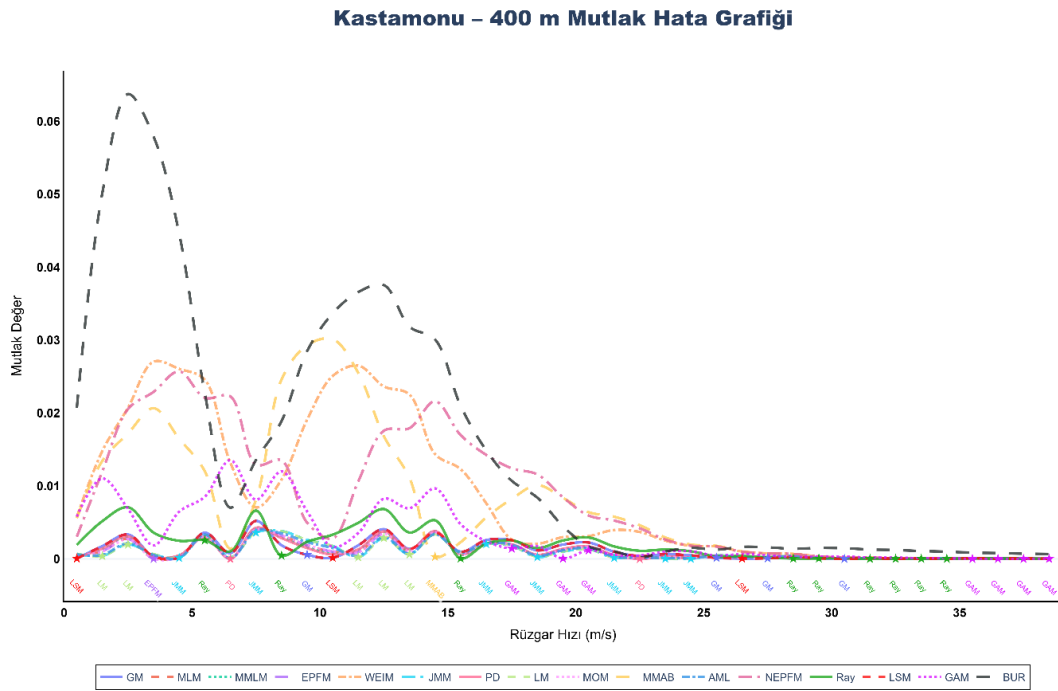
EK-72: GİRESUN 400 METRE YÜKSEKLİK - ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	GAM	GAM	GAM	PD	1	GAM
2	RAY	RAY	RAY	EPFM	2	RAY
3	MLM	MLM	MLM	GAM	3	MLM
4	MMLM	MMLM	MMLM	WEIM	4	MMLM
5	JMM	JMM	JMM	MOM	5	JMM
6	LM	LM	LM	LM	6	LM
7	MOM	MOM	MOM	JMM	7	MOM
8	EPFM	EPFM	EPFM	MMLM	8	EPFM
9	PD	PD	PD	MLM	9	PD
10	AML	AML	AML	AML	10	AML
11	BUR	BUR	BUR	GM	11	BUR
12	MMAB	MMAB	MMAB	LSM	12	MMAB
13	GM	GM	GM	RAY	13	GM
14	LSM	LSM	LSM	BUR	14	LSM
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	MMAB	15	NEPFM
16	WEIM	WEIM	WEIM	NEPFM	16	WEIM

EK-73: KASTAMONU 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ



EK-74: KASTAMONU 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

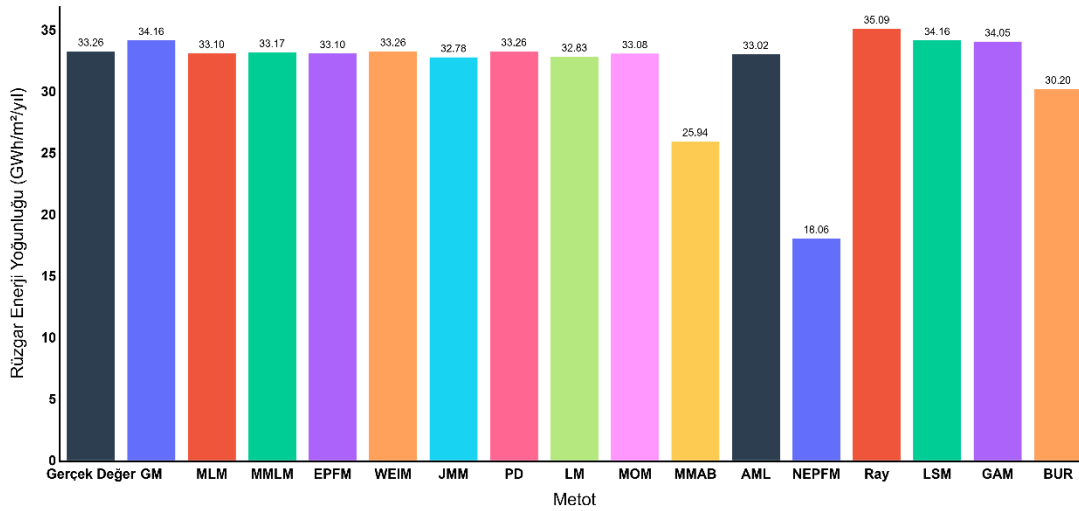


EK-75: KASTAMONU 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
Ray	9
JMM	7
GAM	7
LM	5
GM	4
LSM	3
PD	2
EPFM	1
MMAB	1
MLM	0
MMLM	0
WEIM	0
MOM	0
AML	0
NEPFM	0
BUR	0

EK-76: KASTAMONU 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Kastamonu – 400 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



EK-77: KASTAMONU 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

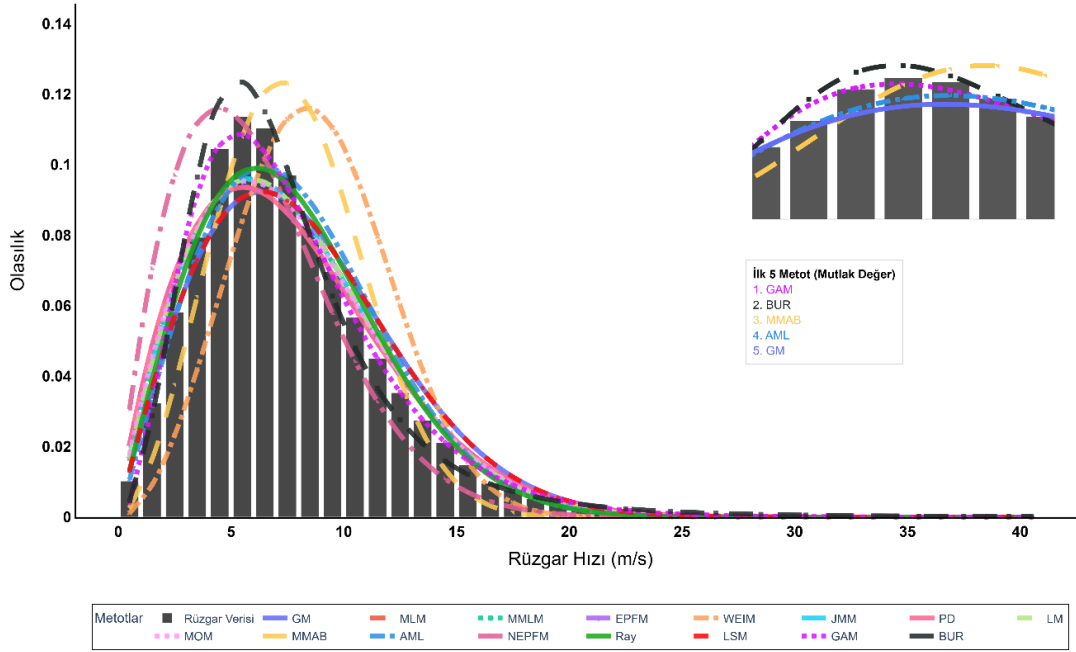
		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Kastamonu	GM	0,076129	0,999742	1,30E-06	2,69E-02
	MLM	0,054825	0,999931	3,50E-07	4,85E-03
	MMLM	0,056947	0,999919	4,07E-07	2,80E-03
	EPFM	0,054684	0,999931	3,46E-07	4,98E-03
	WEIM	0,251580	0,969186	1,55E-04	2,51E-05
	JMM	0,051062	0,999948	2,63E-07	1,45E-02
	PD	0,058798	0,999908	4,63E-07	2,36E-09
	LM	0,052071	0,999943	2,85E-07	1,31E-02
	MOM	0,054250	0,999933	3,35E-07	5,59E-03
	MMAB	0,212025	0,984455	7,82E-05	2,20E-01
	AML	0,054693	0,999931	3,46E-07	7,21E-03
	NEPFM	0,292649	0,943580	2,84E-04	4,57E-01
	RAY	0,104645	0,999078	4,64E-06	5,50E-02
	LSM	0,076129	0,999742	1,30E-06	2,69E-02
	GAM	0,121054	0,997912	1,05E-05	2,37E-02
	BUR	0,362212	0,867599	6,66E-04	9,20E-02

EK-78: KASTAMONU 400 METRE YÜKSEKLİK - ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	JMM	JMM	JMM	PD	1	JMM
2	LM	LM	LM	WEIM	2	LM
3	MOM	MOM	MOM	MMLM	3	MOM
4	EPFM	EPFM	EPFM	MLM	4	EPFM
5	AML	AML	AML	EPFM	5	AML
6	MLM	MLM	MLM	MOM	6	MLM
7	MMLM	MMLM	MMLM	AML	7	MMLM
8	PD	PD	PD	LM	8	PD
9	LSM	GM	LSM	JMM	9	LSM
10	GM	LSM	GM	GAM	10	GM
11	RAY	RAY	RAY	LSM	11	RAY
12	GAM	GAM	GAM	GM	12	GAM
13	MMAB	MMAB	MMAB	RAY	13	MMAB
14	WEIM	WEIM	WEIM	BUR	14	WEIM
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	MMAB	15	NEPFM
16	BUR	BUR	BUR	NEPFM	16	BUR

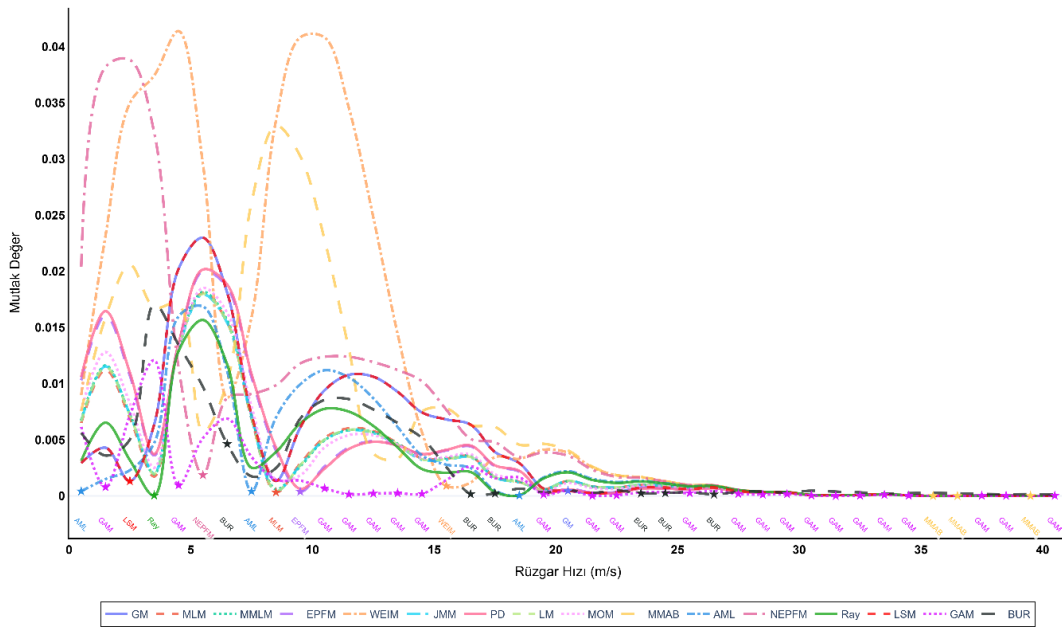
EK-79: KONYA 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ

Konya – 400 m Yükseklik



EK-80: KONYA 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

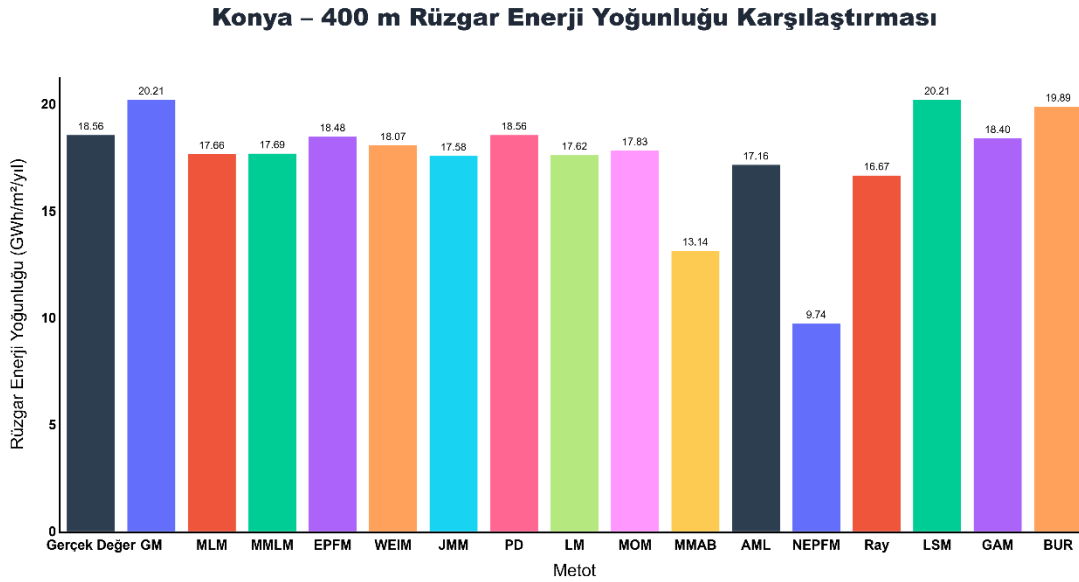
Konya – 400 m Mutlak Hata Grafiği



EK-81: KONYA 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
GAM	22
BUR	6
MMAB	3
AML	3
GM	1
MLM	1
EPFM	1
WEIM	1
NEPFM	1
Ray	1
LSM	1
MMLM	0
JMM	0
PD	0
LM	0
MOM	0

EK-82: KONYA 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI



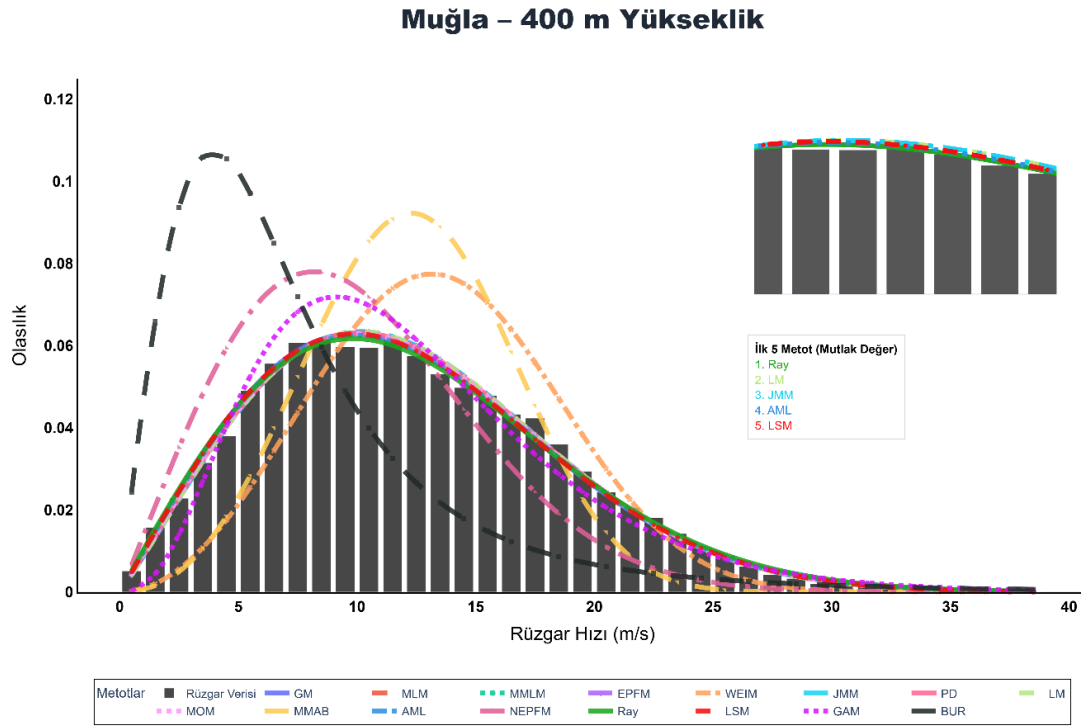
EK-83: KONYA 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Konya	GM	0,181437	0,991012	4,75E-05	8,90E-02
	MLM	0,122793	0,998114	9,96E-06	4,83E-02
	MMLM	0,122894	0,998108	9,99E-06	4,68E-02
	EPFM	0,134464	0,997289	1,43E-05	4,14E-03
	WEIM	0,284974	0,945298	2,89E-04	2,60E-02
	JMM	0,121377	0,998200	9,50E-06	5,26E-02
	PD	0,135728	0,997185	1,49E-05	1,55E-12
	LM	0,121918	0,998167	9,67E-06	5,07E-02
	MOM	0,124433	0,998011	1,05E-05	3,94E-02
	MMAB	0,203355	0,985816	7,49E-05	2,92E-01
	AML	0,147279	0,996098	2,06E-05	7,52E-02
	NEPFM	0,272848	0,954031	2,43E-04	4,75E-01
	RAY	0,117392	0,998425	8,32E-06	1,02E-01
	LSM	0,181437	0,991012	4,75E-05	8,90E-02
	GAM	0,071087	0,999680	1,69E-06	8,39E-03
	BUR	0,138193	0,996975	1,60E-05	7,17E-02

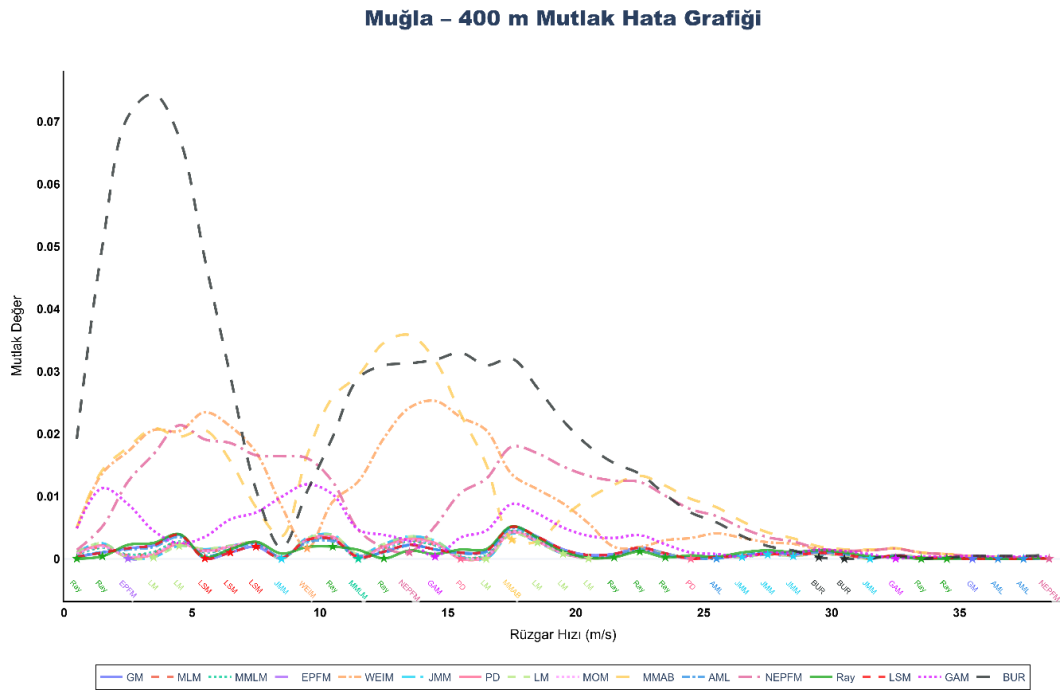
EK-84: KONYA 400 METRE YÜKSEKLİK - ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	GAM	GAM	GAM	PD	1	GAM
2	RAY	RAY	RAY	EPFM	2	RAY
3	JMM	JMM	JMM	GAM	3	JMM
4	LM	LM	LM	WEIM	4	LM
5	MLM	MLM	MLM	MOM	5	MLM
6	MMLM	MMLM	MMLM	MMLM	6	MMLM
7	MOM	MOM	MOM	MLM	7	MOM
8	EPFM	EPFM	EPFM	LM	8	EPFM
9	PD	PD	PD	JMM	9	PD
10	BUR	BUR	BUR	BUR	10	BUR
11	AML	AML	AML	AML	11	AML
12	LSM	LSM	LSM	LSM	12	LSM
13	GM	GM	GM	GM	13	GM
14	MMAB	MMAB	MMAB	RAY	14	MMAB
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	MMAB	15	NEPFM
16	WEIM	WEIM	WEIM	NEPFM	16	WEIM

EK-85: MUĞLA 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ



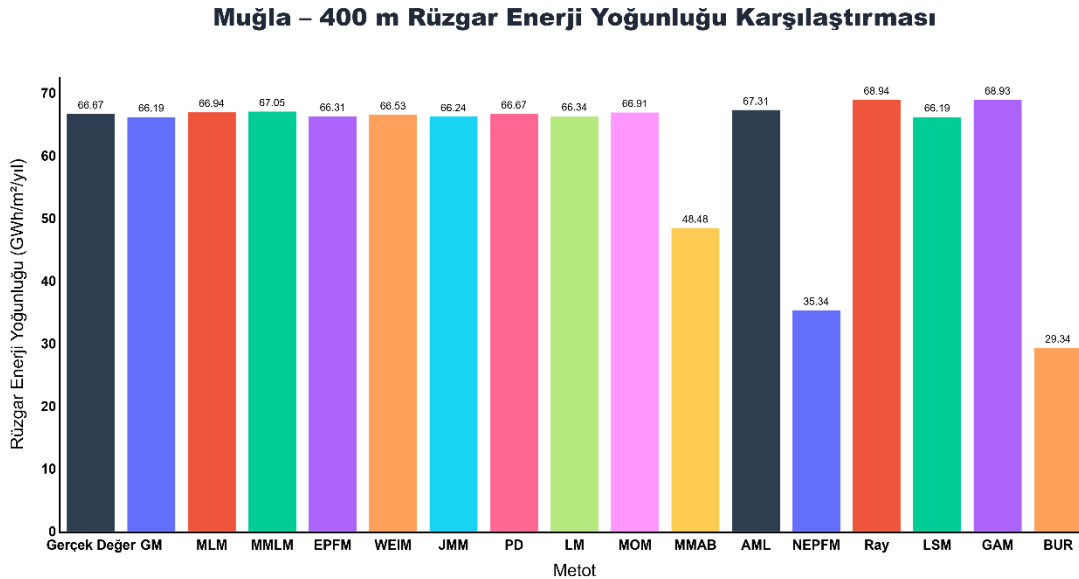
EK-86: MUĞLA 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)



EK-87: MUĞLA 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
Ray	9
LM	6
JMM	5
AML	3
LSM	3
PD	2
NEPFM	2
GAM	2
BUR	2
GM	1
MMLM	1
EPFM	1
WEIM	1
MMAB	1
MLM	0
MOM	0

EK-88: MUĞLA 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI



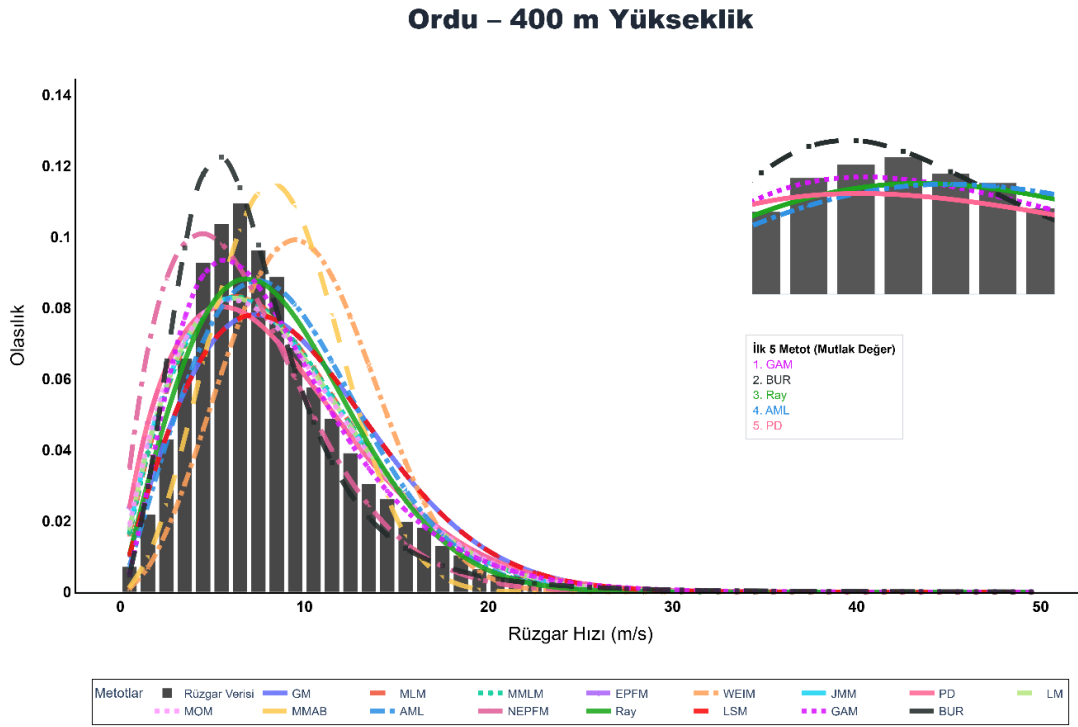
EK-89: MUĞLA 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Muğla	GM	0,074817	0,999750	1,55E-06	7,19E-03
	MLM	0,057218	0,999915	5,29E-07	4,07E-03
	MMLM	0,056837	0,999917	5,15E-07	5,74E-03
	EPFM	0,063085	0,999874	7,82E-07	5,43E-03
	WEIM	0,263440	0,961643	2,38E-04	2,09E-03
	JMM	0,063961	0,999867	8,26E-07	6,52E-03
	PD	0,059241	0,999902	6,08E-07	5,78E-11
	LM	0,063689	0,999869	8,12E-07	5,02E-03
	MOM	0,057413	0,999913	5,36E-07	3,58E-03
	MMAB	0,256146	0,965718	2,12E-04	2,73E-01
	AML	0,063190	0,999873	7,87E-07	9,62E-03
	NEPFM	0,301839	0,933898	4,10E-04	4,70E-01
	RAY	0,070108	0,999808	1,19E-06	3,40E-02
	LSM	0,074817	0,999750	1,55E-06	7,19E-03
	GAM	0,133444	0,997205	1,73E-05	3,39E-02
	BUR	0,441034	0,698700	1,87E-03	5,60E-01

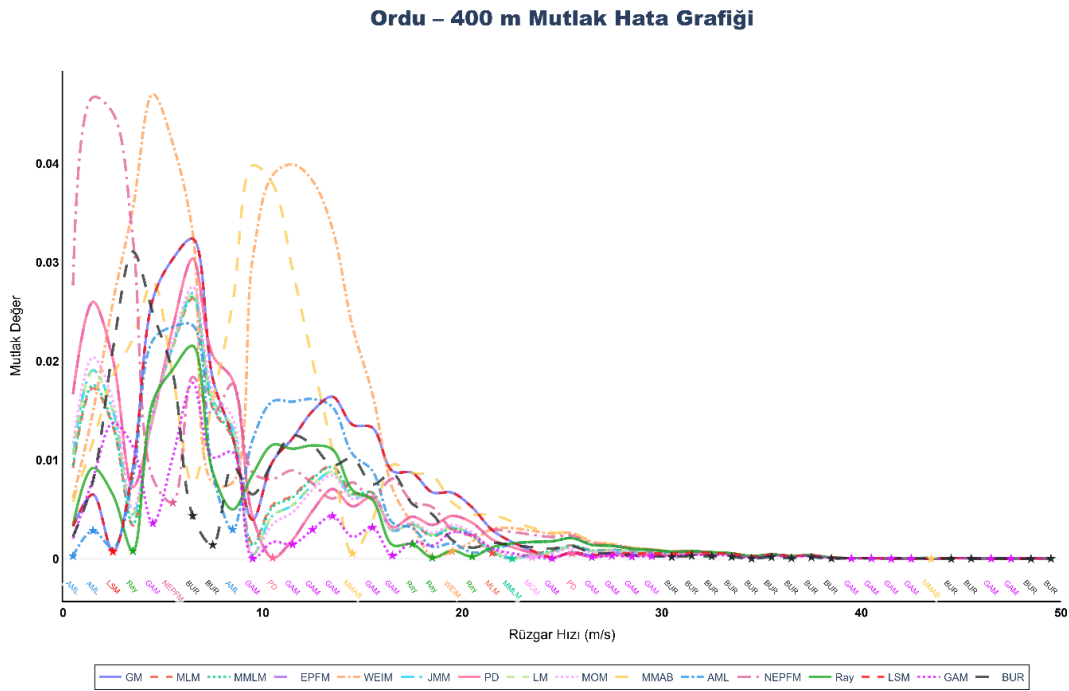
EK-90: MUĞLA 400 METRE YÜKSEKLİK - ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	MMLM	MMLM	MMLM	PD	1	MMLM
2	MLM	MLM	MLM	WEIM	2	MLM
3	MOM	MOM	MOM	MOM	3	MOM
4	PD	PD	PD	MLM	4	PD
5	EPFM	EPFM	EPFM	LM	5	EPFM
6	AML	AML	AML	EPFM	6	AML
7	LM	LM	LM	MMLM	7	LM
8	JMM	JMM	JMM	JMM	8	JMM
9	RAY	RAY	RAY	GM	9	RAY
10	GM	GM	GM	LSM	10	GM
11	LSM	LSM	LSM	AML	11	LSM
12	GAM	GAM	GAM	GAM	12	GAM
13	MMAB	MMAB	MMAB	RAY	13	MMAB
14	WEIM	WEIM	WEIM	MMAB	14	WEIM
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	NEPFM	15	NEPFM
16	BUR	BUR	BUR	BUR	16	BUR

EK-91: ORDU 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ



EK-92: ORDU 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

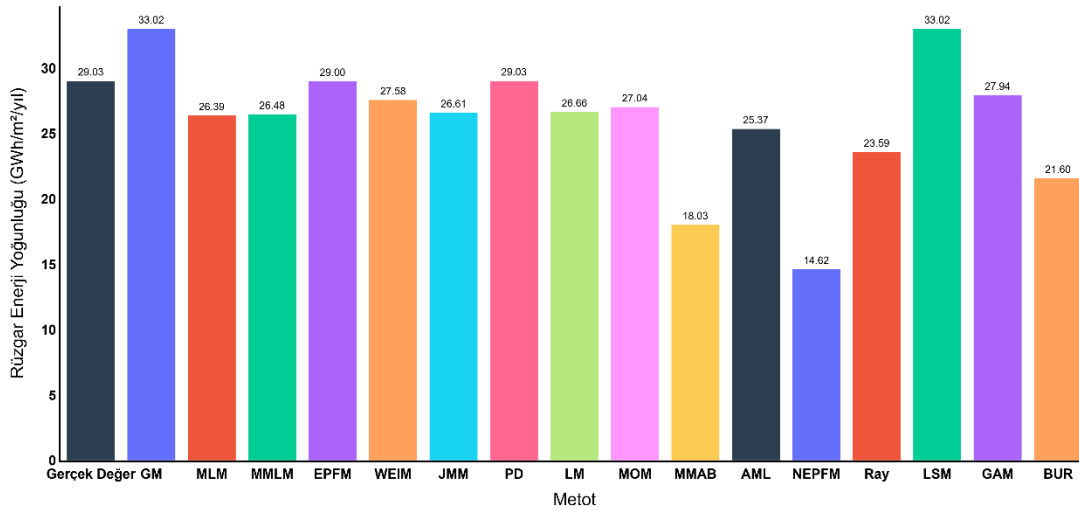


EK-93: ORDU 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
GAM	18
BUR	15
Ray	4
AML	3
PD	2
MMAB	2
MLM	1
MMLM	1
WEIM	1
MOM	1
NEPFM	1
LSM	1
GM	0
EPFM	0
JMM	0
LM	0

EK-94: ORDU 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Ordu – 400 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



EK-95: ORDU 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

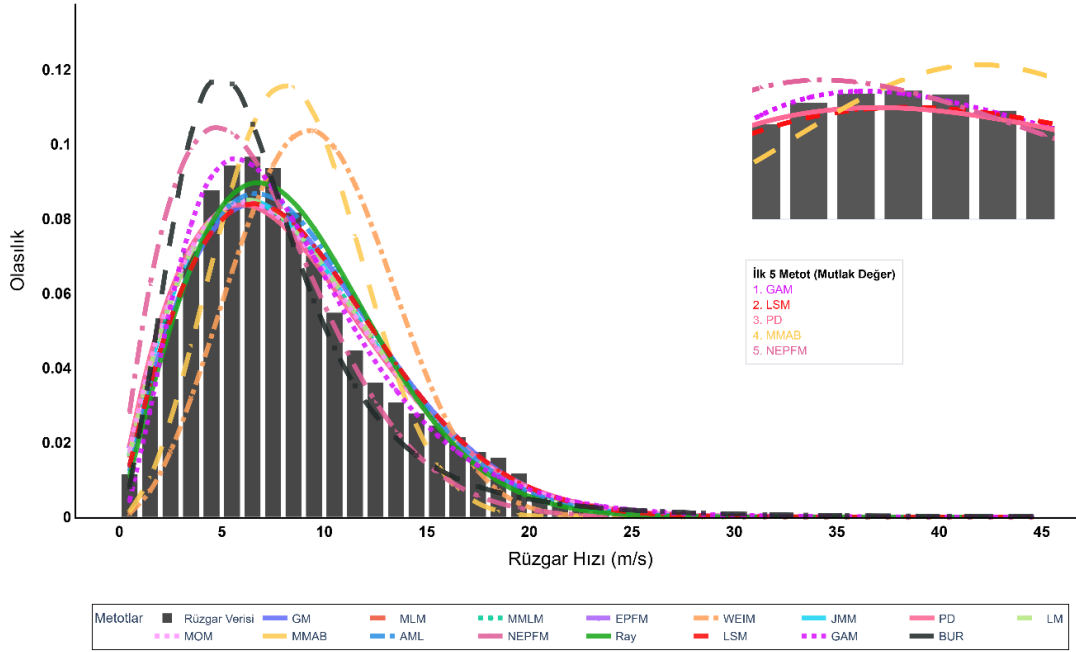
		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Ordu	GM	0,230117	0,975566	1,22E-04	1,37E-01
	MLM	0,151262	0,995438	2,27E-05	9,11E-02
	MMLM	0,151673	0,995389	2,30E-05	8,79E-02
	EPFM	0,168441	0,992986	3,50E-05	1,10E-03
	WEIM	0,300232	0,929200	3,53E-04	5,01E-02
	JMM	0,151689	0,995387	2,30E-05	8,36E-02
	PD	0,168678	0,992946	3,52E-05	9,30E-08
	LM	0,152102	0,995336	2,33E-05	8,16E-02
	MOM	0,154395	0,995049	2,47E-05	6,86E-02
	MMAB	0,224200	0,977984	1,10E-04	3,79E-01
	AML	0,188809	0,988926	5,52E-05	1,26E-01
	NEPFM	0,270823	0,953125	2,34E-04	4,96E-01
	RAY	0,146913	0,995941	2,02E-05	1,87E-01
	LSM	0,230117	0,975566	1,22E-04	1,37E-01
	GAM	0,113286	0,999136	4,31E-06	3,77E-02
	BUR	0,225165	0,977602	1,12E-04	2,56E-01

EK-96: ORDU 400 METRE YÜKSEKLİK - ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	GAM	GAM	GAM	PD	1	GAM
2	RAY	RAY	RAY	EPFM	2	RAY
3	MLM	MLM	MLM	GAM	3	MLM
4	MMLM	MMLM	MMLM	WEIM	4	MMLM
5	JMM	JMM	JMM	MOM	5	JMM
6	LM	LM	LM	LM	6	LM
7	MOM	MOM	MOM	JMM	7	MOM
8	EPFM	EPFM	EPFM	MMLM	8	EPFM
9	PD	PD	PD	MLM	9	PD
10	AML	AML	AML	AML	10	AML
11	MMAB	MMAB	MMAB	LSM	11	MMAB
12	BUR	BUR	BUR	GM	12	BUR
13	LSM	LSM	LSM	RAY	13	LSM
14	GM	GM	GM	BUR	14	GM
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	MMAB	15	NEPFM
16	WEIM	WEIM	WEIM	NEPFM	16	WEIM

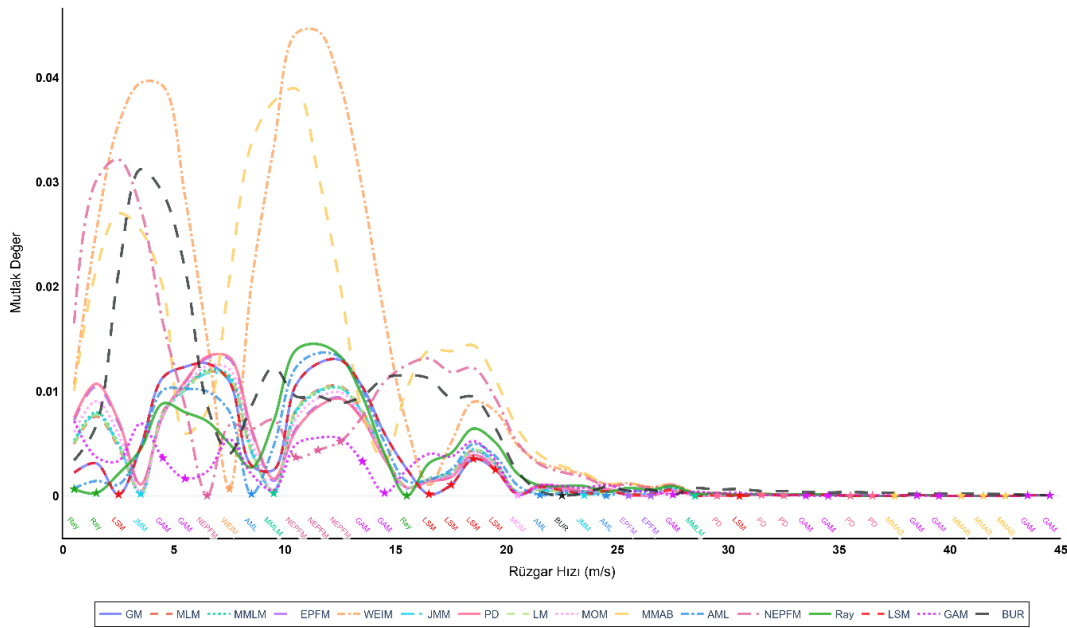
EK-97: SAMSUN 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ

Samsun – 400 m Yükseklik



EK-98: SAMSUN 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

Samsun – 400 m Mutlak Hata Grafiği

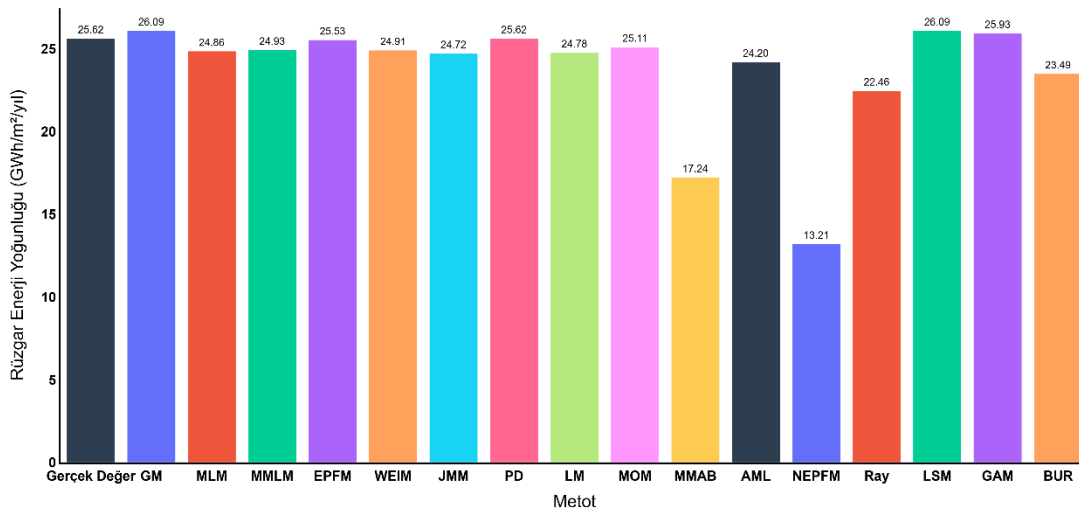


EK-99: SAMSUN 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
GAM	11
LSM	6
PD	5
MMAB	4
NEPFM	4
AML	3
Ray	3
MMLM	2
EPFM	2
JMM	2
WEIM	1
MOM	1
BUR	1
GM	0
MLM	0
LM	0

EK-100: SAMSUN 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Samsun – 400 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



EK-101: SAMSUN 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

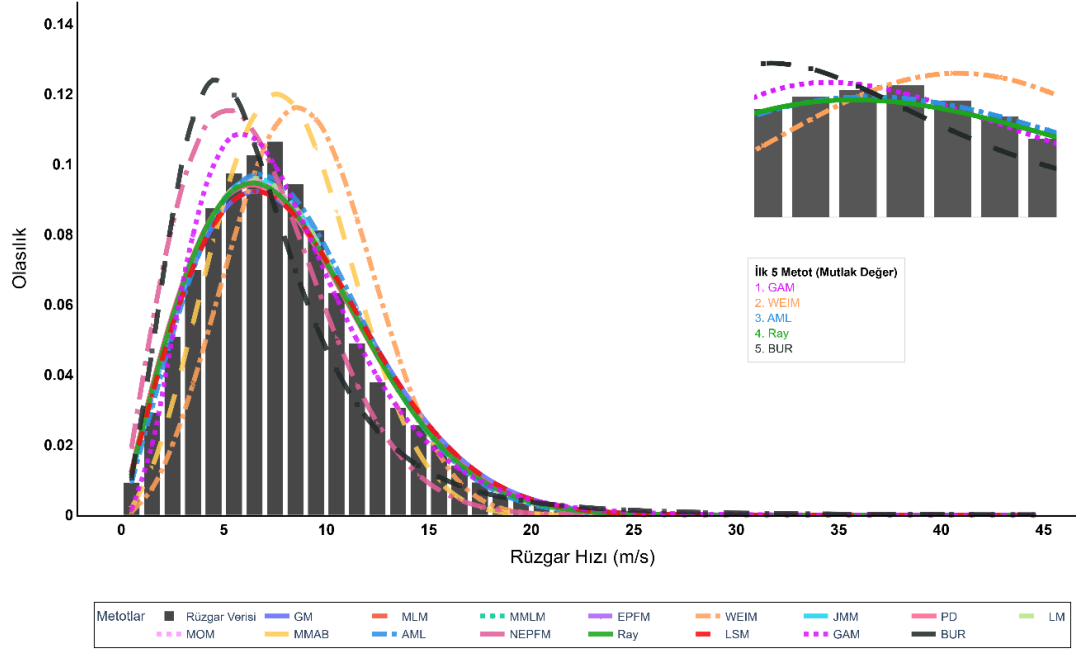
		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Samsun	GM	0,146230	0,996099	1,85E-05	1,84E-02
	MLM	0,115358	0,998489	7,16E-06	2,99E-02
	MMLM	0,114876	0,998514	7,04E-06	2,71E-02
	EPFM	0,115911	0,998460	7,29E-06	3,43E-03
	WEIM	0,300340	0,930577	3,29E-04	2,78E-02
	JMM	0,113901	0,998564	6,80E-06	3,51E-02
	PD	0,116434	0,998432	7,43E-06	4,59E-11
	LM	0,114405	0,998538	6,92E-06	3,30E-02
	MOM	0,114161	0,998551	6,86E-06	2,02E-02
	MMAB	0,242323	0,970581	1,39E-04	3,27E-01
	AML	0,137818	0,996922	1,46E-05	5,54E-02
	NEPFM	0,277220	0,949610	2,39E-04	4,85E-01
	RAY	0,137301	0,996968	1,44E-05	1,23E-01
	LSM	0,146230	0,996099	1,85E-05	1,84E-02
	GAM	0,078882	0,999645	1,68E-06	1,21E-02
	BUR	0,238160	0,972551	1,30E-04	8,33E-02

EK-102: SAMSUN 400 METRE YÜKSEKLİK - ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	GAM	GAM	GAM	PD	1	GAM
2	JMM	JMM	JMM	EPFM	2	JMM
3	MOM	MOM	MOM	GAM	3	MOM
4	LM	LM	LM	GM	4	LM
5	MMLM	MMLM	MMLM	LSM	5	MMLM
6	MLM	MLM	MLM	MOM	6	MLM
7	EPFM	EPFM	EPFM	MMLM	7	EPFM
8	PD	PD	PD	WEIM	8	PD
9	RAY	RAY	RAY	MLM	9	RAY
10	AML	AML	AML	LM	10	AML
11	LSM	GM	LSM	JMM	11	LSM
12	GM	LSM	GM	AML	12	GM
13	BUR	BUR	BUR	BUR	13	BUR
14	MMAB	MMAB	MMAB	RAY	14	MMAB
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	MMAB	15	NEPFM
16	WEIM	WEIM	WEIM	NEPFM	16	WEIM

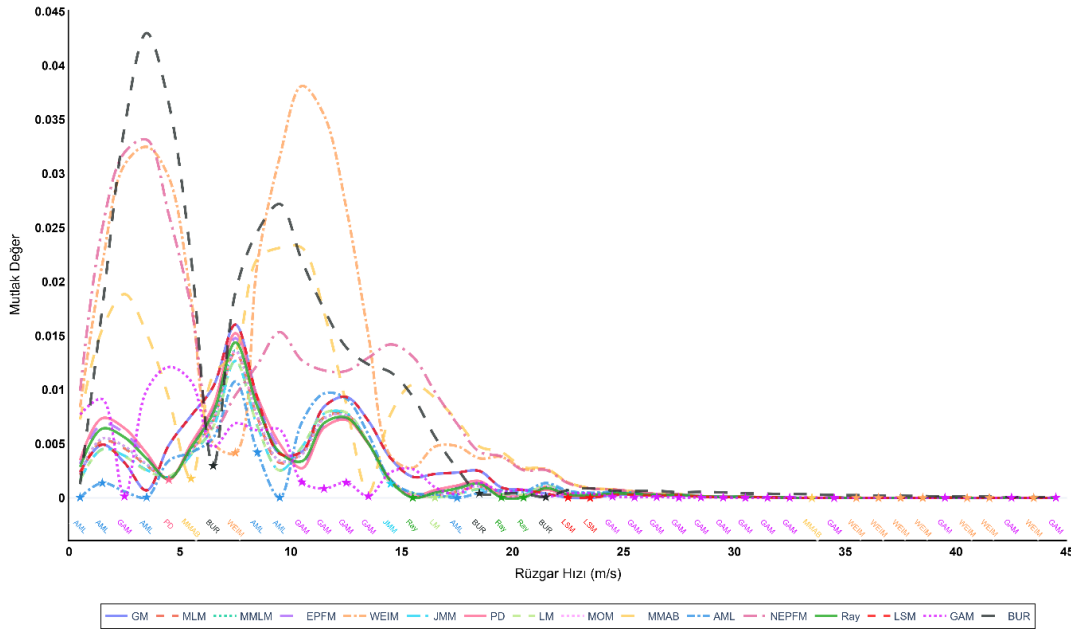
EK-103: SİNOP 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ

Sinop – 400 m Yükseklik



EK-104: SİNOP 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

Sinop – 400 m Mutlak Hata Grafiği

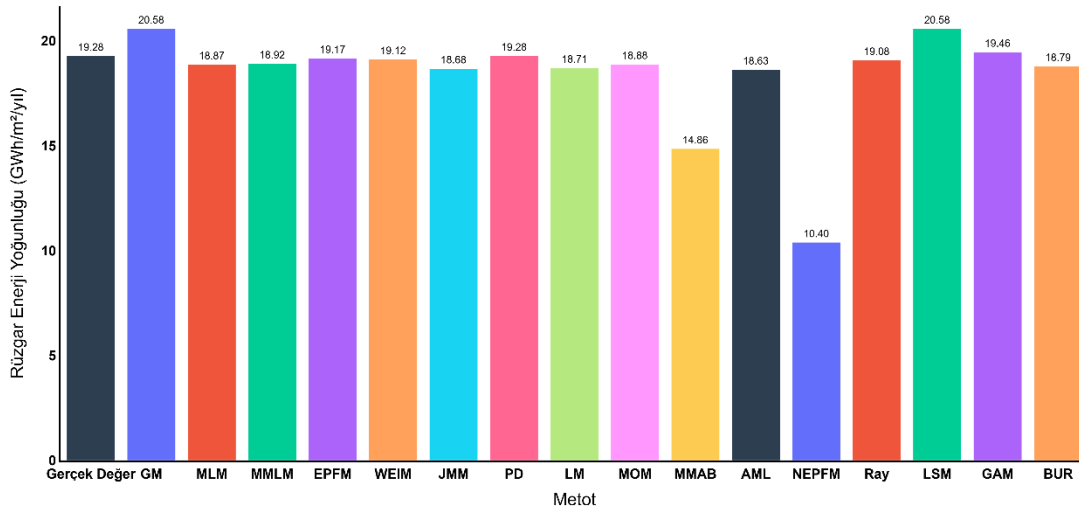


EK-105: SİNOP 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
GAM	18
WEIM	8
AML	6
Ray	3
BUR	3
MMAB	2
LSM	2
JMM	1
PD	1
LM	1
GM	0
MLM	0
MMLM	0
EPFM	0
MOM	0
NEPFM	0

EK-106: SİNOP 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Sinop – 400 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



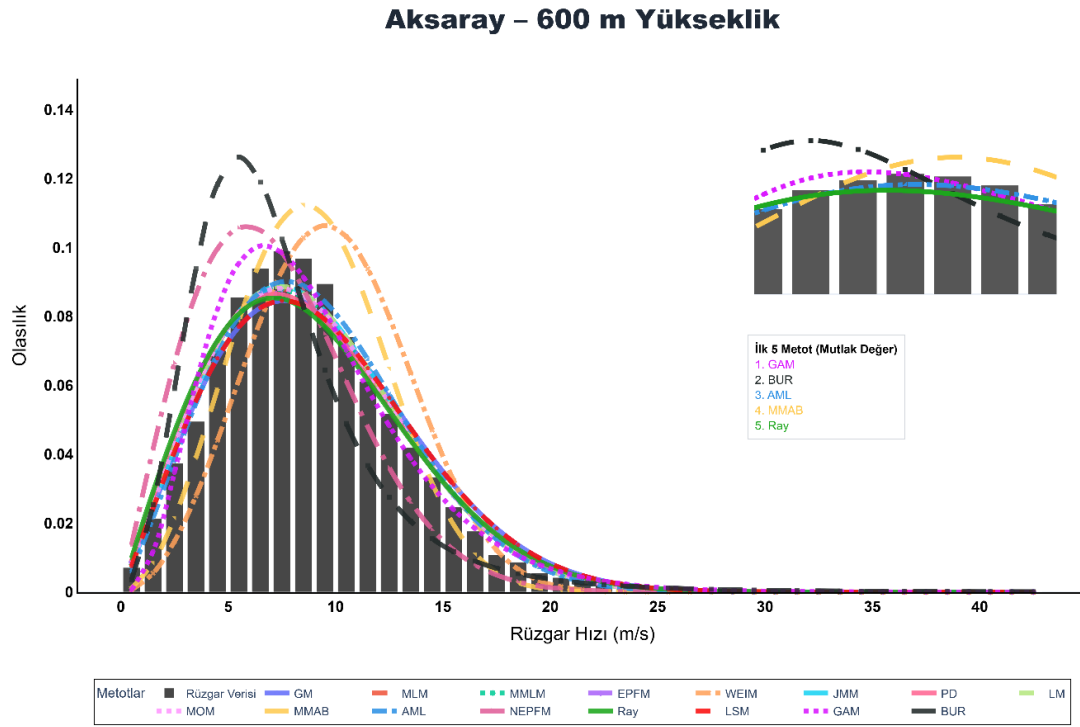
EK-107: SİNOP 400 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Sinop	GM	0,134126	0,997451	1,15E-05	6,74E-02
	MLM	0,100454	0,999198	3,62E-06	2,12E-02
	MMLM	0,101227	0,999173	3,73E-06	1,88E-02
	EPFM	0,106220	0,998997	4,53E-06	5,76E-03
	WEIM	0,265464	0,960890	1,77E-04	8,58E-03
	JMM	0,097512	0,999288	3,21E-06	3,13E-02
	PD	0,108611	0,998904	4,95E-06	6,69E-08
	LM	0,098099	0,999271	3,29E-06	2,97E-02
	MOM	0,100623	0,999193	3,65E-06	2,07E-02
	MMAB	0,191304	0,989452	4,76E-05	2,29E-01
	AML	0,107532	0,998947	4,75E-06	3,36E-02
	NEPFM	0,280135	0,951501	2,19E-04	4,61E-01
	RAY	0,104262	0,999069	4,20E-06	1,07E-02
	LSM	0,134126	0,997451	1,15E-05	6,74E-02
	GAM	0,088184	0,999014	4,45E-06	9,45E-03
	BUR	0,266955	0,960004	1,81E-04	2,56E-02

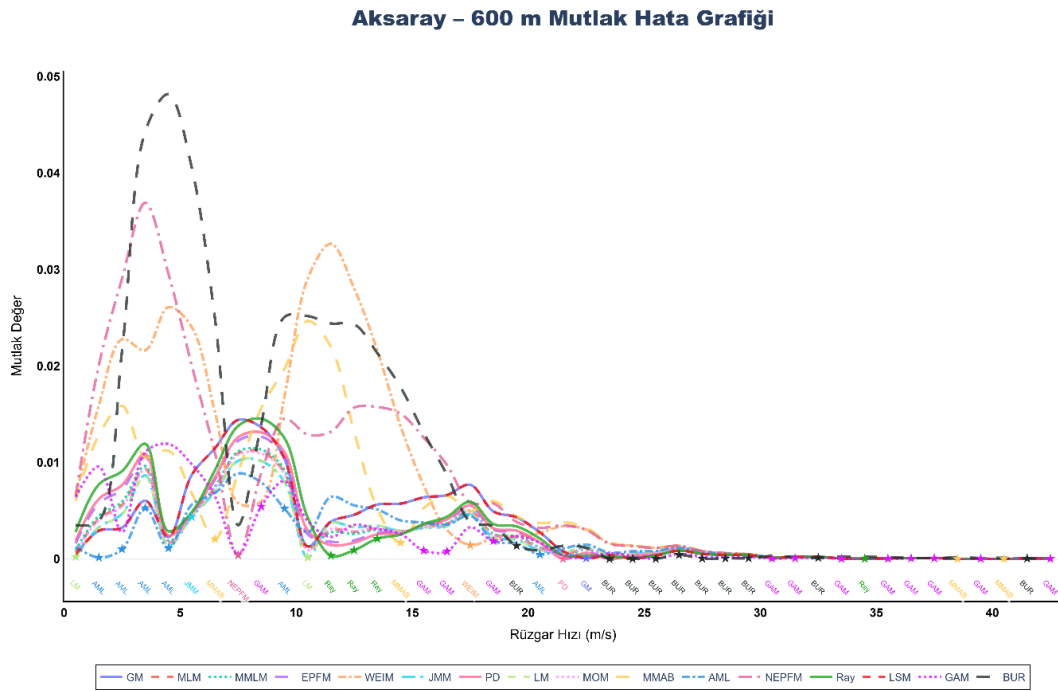
EK-108: SİNOP 400 METRE YÜKSEKLİK - ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	GAM	JMM	JMM	PD	1	JMM
2	JMM	LM	LM	EPFM	2	LM
3	LM	MLM	MLM	WEIM	3	MLM
4	MLM	MOM	MOM	GAM	4	MOM
5	MOM	MMLM	MMLM	RAY	5	MMLM
6	MMLM	RAY	RAY	MMLM	6	RAY
7	RAY	GAM	GAM	MOM	7	GAM
8	EPFM	EPFM	EPFM	MLM	8	EPFM
9	AML	AML	AML	BUR	9	AML
10	PD	PD	PD	LM	10	PD
11	GM	GM	GM	JMM	11	GM
12	LSM	LSM	LSM	AML	12	LSM
13	MMAB	MMAB	MMAB	LSM	13	MMAB
14	WEIM	WEIM	WEIM	GM	14	WEIM
15	BUR	BUR	BUR	MMAB	15	BUR
16	NEPFM	NEPFM	NEPFM	NEPFM	16	NEPFM

EK-109: AKSARAY 600 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ



EK-110: AKSARAY 600 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

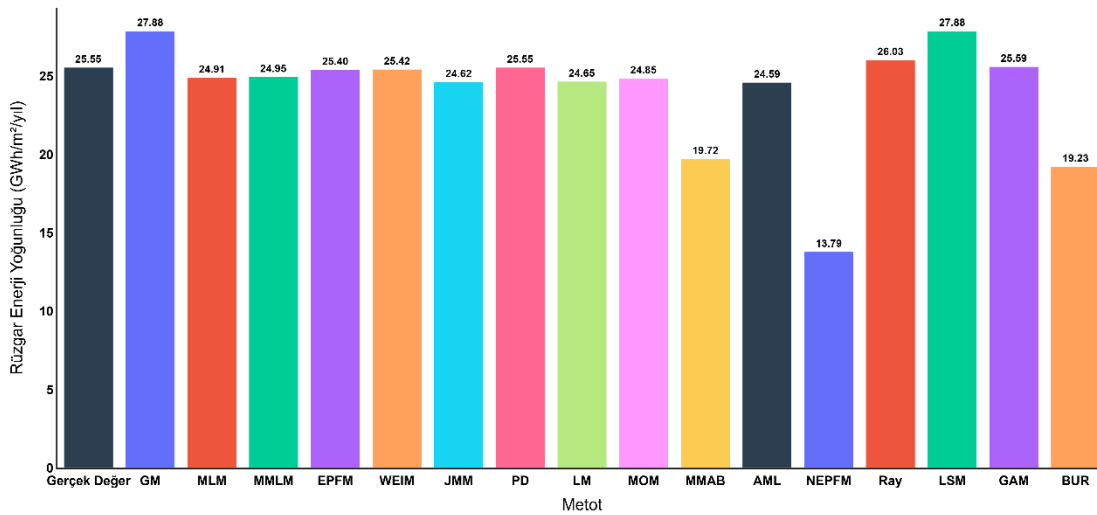


EK-111: AKSARAY 600 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
GAM	12
BUR	10
AML	6
MMAB	4
Ray	4
LM	2
GM	1
WEIM	1
JMM	1
PD	1
NEPFM	1
MLM	0
MMLM	0
EPFM	0
MOM	0
LSM	0

EK-112: AKSARAY 600 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Aksaray – 600 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



EK-113: AKSARAY 600 METRE YÜKSEKLİK - METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

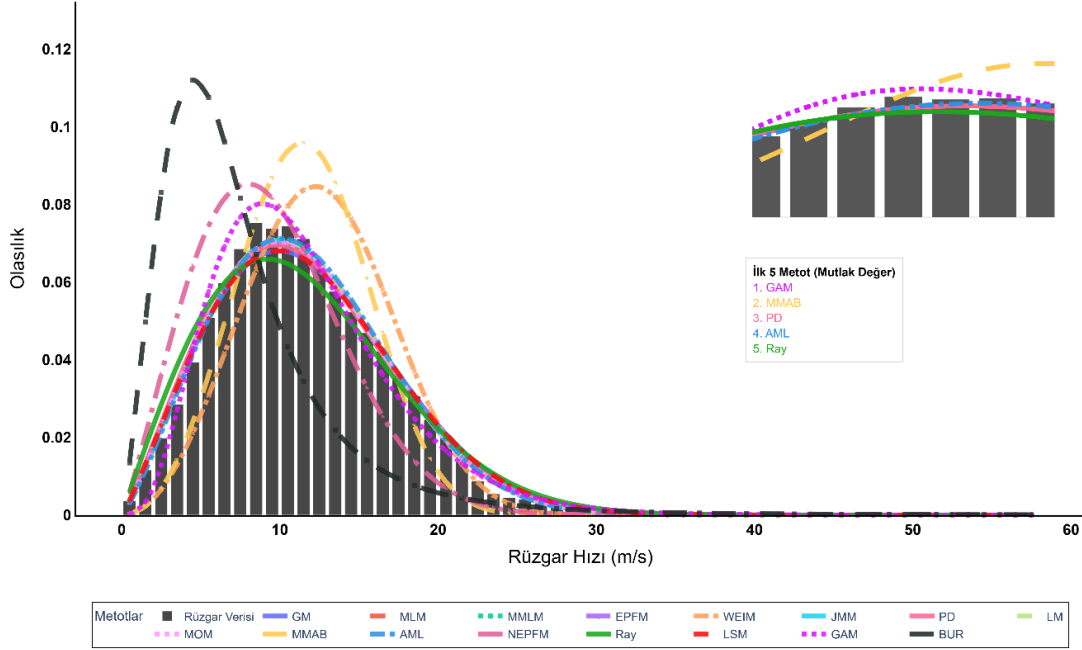
		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Aksaray	GM	0,154326	0,995642	2,45E-05	9,13E-02
	MLM	0,110201	0,998867	6,38E-06	2,50E-02
	MMLM	0,111235	0,998824	6,62E-06	2,34E-02
	EPFM	0,119272	0,998445	8,75E-06	5,64E-03
	WEIM	0,254253	0,967896	1,81E-04	4,71E-03
	JMM	0,105326	0,999055	5,32E-06	3,63E-02
	PD	0,121930	0,998302	9,56E-06	5,87E-07
	LM	0,105815	0,999037	5,42E-06	3,49E-02
	MOM	0,109298	0,998904	6,17E-06	2,71E-02
	MMAB	0,185156	0,990971	5,08E-05	2,28E-01
	AML	0,113041	0,998746	7,06E-06	3,74E-02
	NEPFM	0,283954	0,950055	2,81E-04	4,60E-01
	RAY	0,130696	0,997758	1,26E-05	1,89E-02
	LSM	0,154326	0,995642	2,45E-05	9,13E-02
	GAM	0,095400	0,998673	7,47E-06	1,92E-03
	BUR	0,290089	0,945597	3,06E-04	2,47E-01

EK-114: AKSARAY 600 METRE YÜKSEKLİK - ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R2	X2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	GAM	JMM	JMM	PD	1	JMM
2	JMM	LM	LM	GAM	2	LM
3	LM	MOM	MOM	WEIM	3	MOM
4	MOM	MLM	MLM	EPFM	4	MLM
5	MLM	MMLM	MMLM	RAY	5	MMLM
6	MMLM	AML	AML	MMLM	6	AML
7	AML	GAM	GAM	MLM	7	GAM
8	EPFM	EPFM	EPFM	MOM	8	EPFM
9	PD	PD	PD	LM	9	PD
10	RAY	RAY	RAY	JMM	10	RAY
11	GM	GM	GM	AML	11	GM
12	LSM	LSM	LSM	LSM	12	LSM
13	MMAB	MMAB	MMAB	GM	13	MMAB
14	WEIM	WEIM	WEIM	MMAB	14	WEIM
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	BUR	15	NEPFM
16	BUR	BUR	BUR	NEPFM	16	BUR

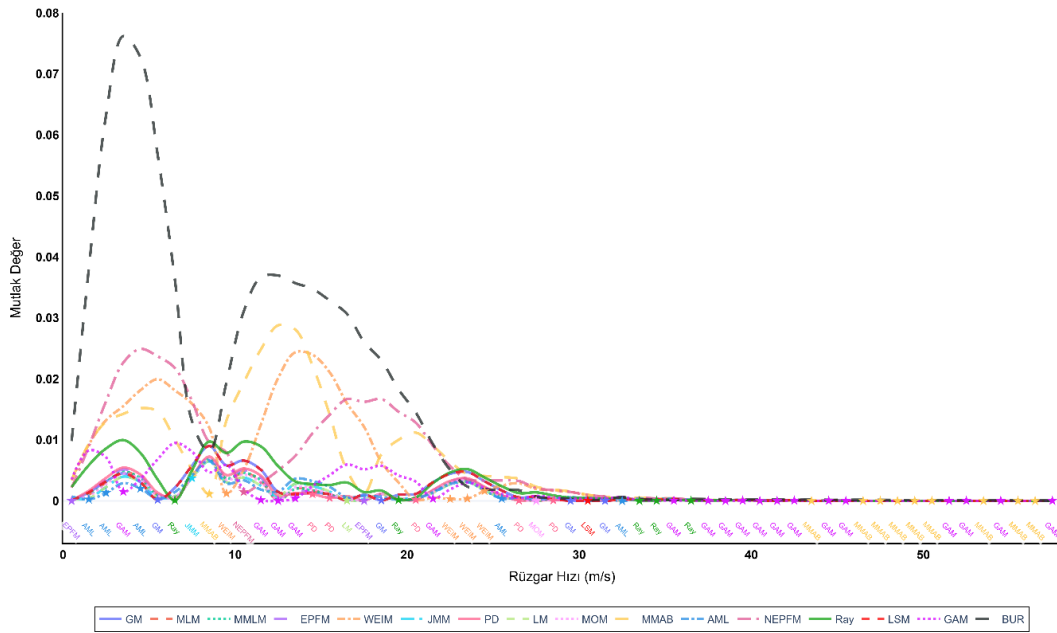
EK-115: ÇORUM 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ

Çorum – 600 m Yükseklik



EK-116: ÇORUM 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

Çorum – 600 m Mutlak Hata Grafiği

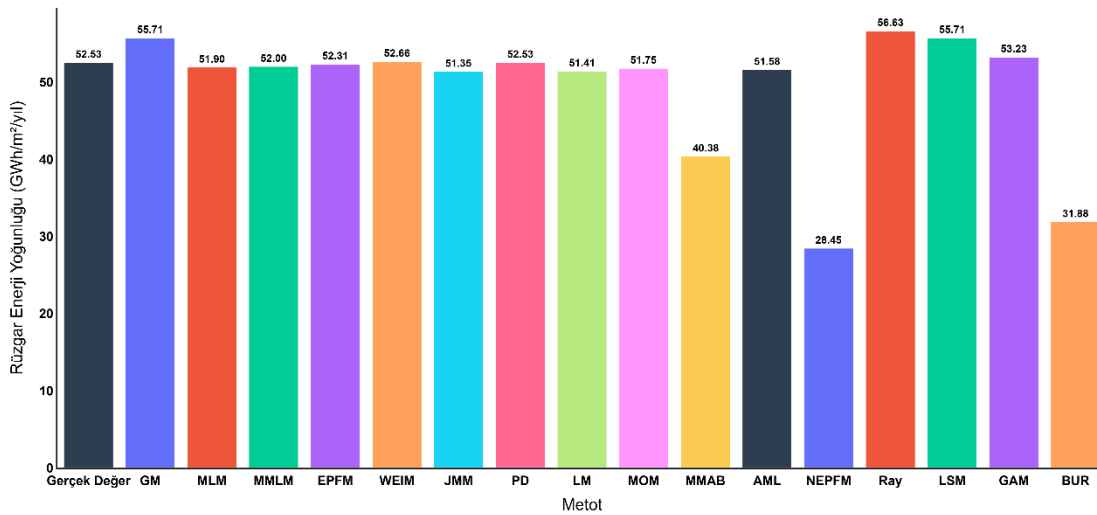


EK-117: ÇORUM 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
GAM	18
MMAB	10
PD	5
AML	5
Ray	5
GM	4
WEIM	4
EPFM	2
JMM	1
LM	1
MOM	1
NEPFM	1
LSM	1
MLM	0
MMLM	0
BUR	0

EK-118: ÇORUM 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Çorum – 600 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



EK-119: ÇORUM 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

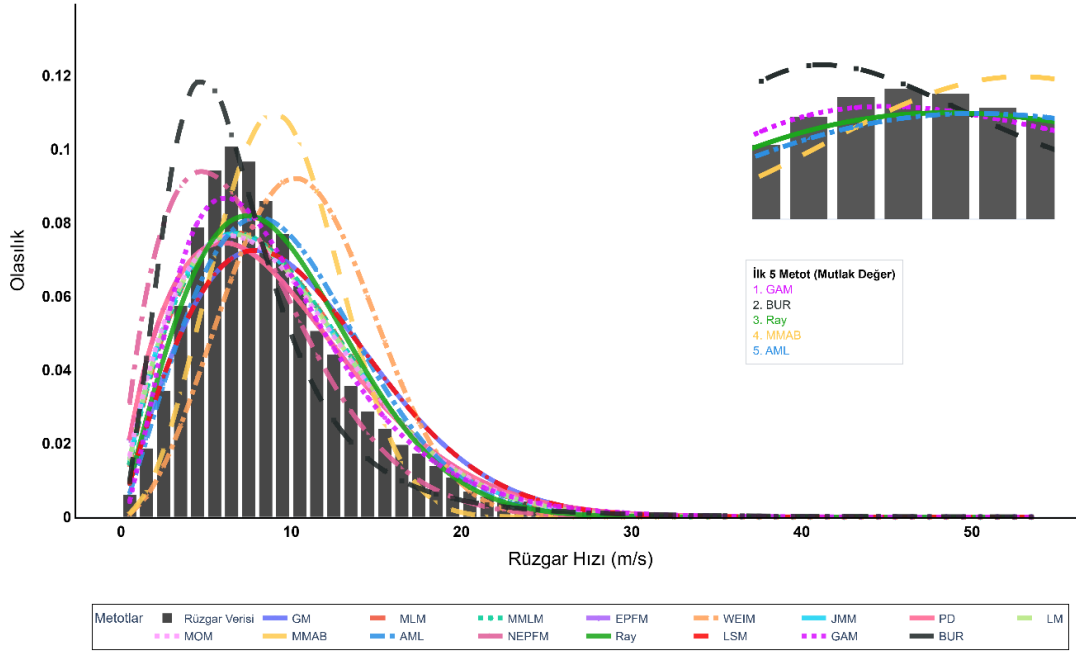
		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Çorum	GM	0,117414	0,998572	8,43E-06	6,04E-02
	MLM	0,080645	0,999682	1,88E-06	1,19E-02
	MMLM	0,081605	0,999667	1,97E-06	1,01E-02
	EPFM	0,085783	0,999593	2,40E-06	4,24E-03
	WEIM	0,243712	0,973485	1,57E-04	2,40E-03
	JMM	0,074387	0,999770	1,36E-06	2,25E-02
	PD	0,088800	0,999533	2,76E-06	3,28E-08
	LM	0,075075	0,999761	1,41E-06	2,13E-02
	MOM	0,078657	0,999712	1,70E-06	1,48E-02
	MMAB	0,216037	0,983628	9,67E-05	2,31E-01
	AML	0,082483	0,999652	2,05E-06	1,82E-02
	NEPFM	0,294274	0,943638	3,33E-04	4,58E-01
	RAY	0,136531	0,997388	1,54E-05	7,80E-02
	LSM	0,117414	0,998572	8,43E-06	6,04E-02
	GAM	0,106666	0,998419	9,34E-06	1,33E-02
	BUR	0,424243	0,756533	1,44E-03	3,93E-01

EK-120: ÇORUM 600 METRE YÜKSEKLİK – ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	JMM	JMM	JMM	PD	1	JMM
2	LM	LM	LM	WEIM	2	LM
3	MOM	MOM	MOM	EPFM	3	MOM
4	MLM	MLM	MLM	MMLM	4	MLM
5	MMLM	MMLM	MMLM	MLM	5	MMLM
6	AML	AML	AML	GAM	6	AML
7	EPFM	EPFM	EPFM	MOM	7	EPFM
8	PD	PD	PD	AML	8	PD
9	GAM	GM	GM	LM	9	GM
10	GM	LSM	LSM	JMM	10	LSM
11	LSM	GAM	GAM	GM	11	GAM
12	RAY	RAY	RAY	LSM	12	RAY
13	MMAB	MMAB	MMAB	RAY	13	MMAB
14	WEIM	WEIM	WEIM	MMAB	14	WEIM
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	BUR	15	NEPFM
16	BUR	BUR	BUR	NEPFM	16	BUR

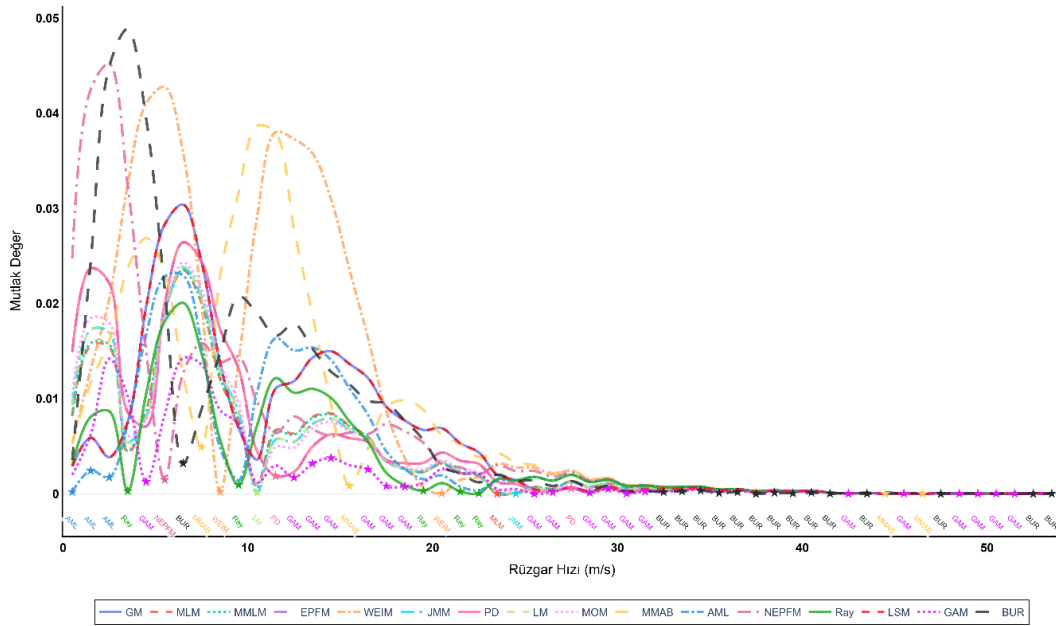
EK-121: GİRESUN 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ

Giresun – 600 m Yükseklik



EK-122: GİRESUN 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

Giresun – 600 m Mutlak Hata Grafiği



EK-123: GİRESUN 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
GAM	19
BUR	15
RAY	5
MMAB	4
AML	3
WEIM	2
PD	2
MLM	1
JMM	1
LM	1
NEPFM	1
GM	0
MMLM	0
EPFM	0
MOM	0
LSM	0

EK-124: GİRESUN 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Giresun – 600 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



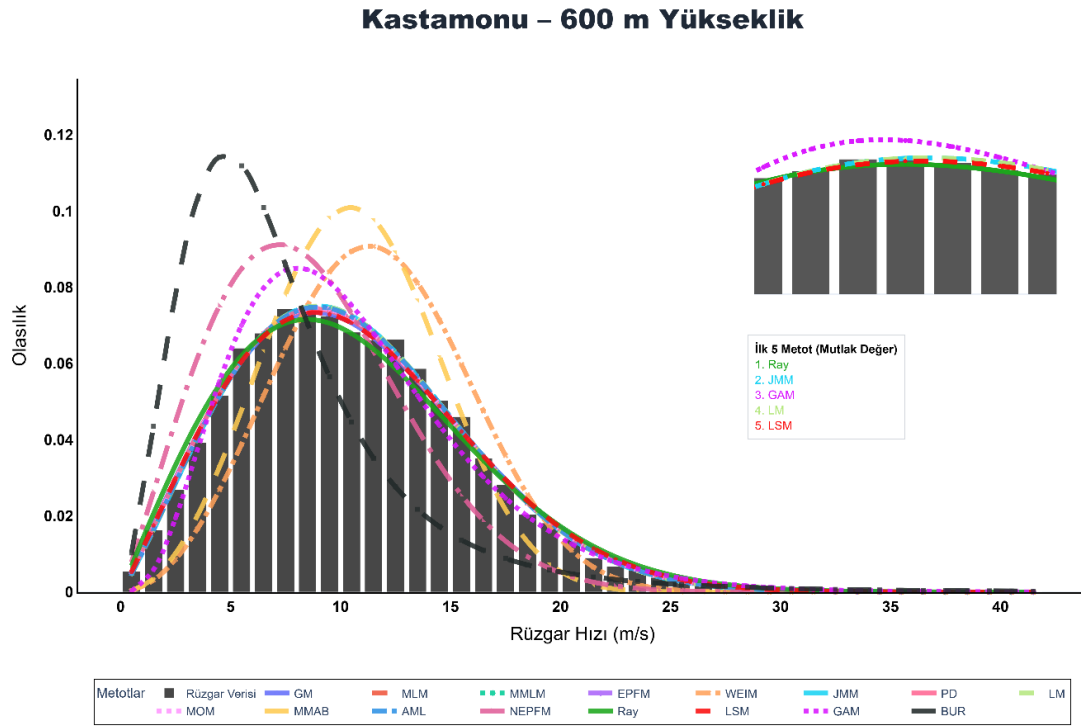
EK-125: GİRESUN 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Giresun	GM	0,230117	0,975566	1,22E-04	1,37E-01
	MLM	0,151262	0,995438	2,27E-05	9,11E-02
	MMLM	0,151288	0,995435	2,28E-05	8,97E-02
	EPFM	0,168441	0,992986	3,50E-05	1,10E-03
	WEIM	0,300232	0,929200	3,53E-04	5,01E-02
	JMM	0,151689	0,995387	2,30E-05	8,36E-02
	PD	0,168678	0,992946	3,52E-05	9,30E-08
	LM	0,152102	0,995336	2,33E-05	8,16E-02
	MOM	0,154395	0,995049	2,47E-05	6,86E-02
	MMAB	0,231091	0,975150	1,24E-04	3,91E-01
	AML	0,188809	0,988926	5,52E-05	1,26E-01
	NEPFM	0,272142	0,952205	2,38E-04	5,00E-01
	RAY	0,146913	0,995941	2,02E-05	1,87E-01
	LSM	0,230117	0,975566	1,22E-04	1,37E-01
	GAM	0,113286	0,999136	4,31E-06	3,77E-02
	BUR	0,290015	0,938357	3,07E-04	3,38E-01

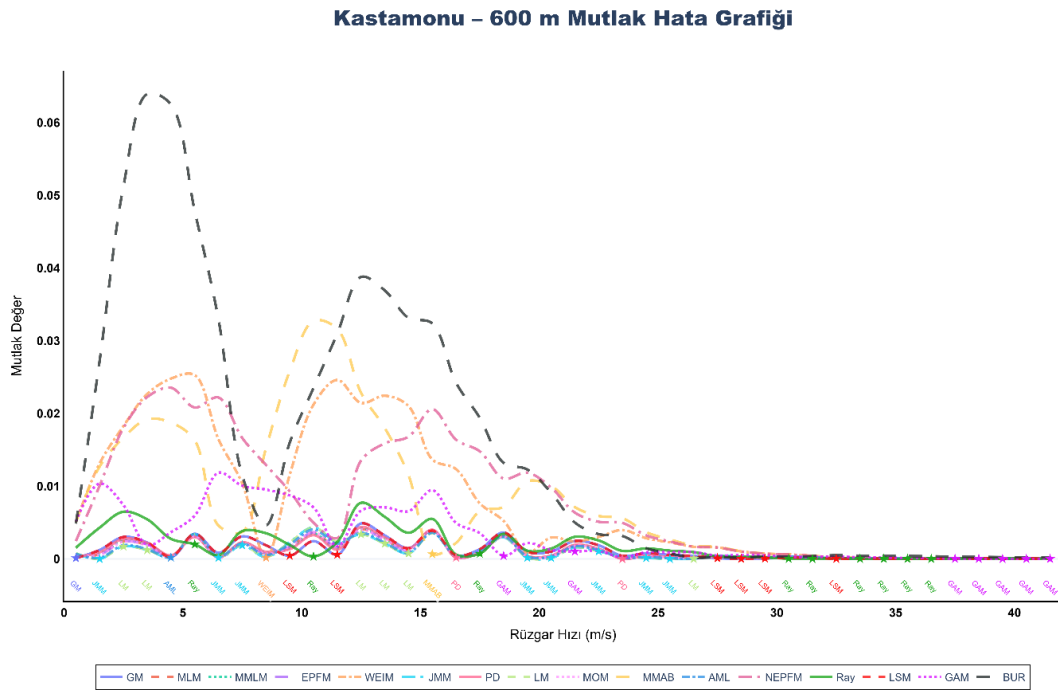
EK-126: GİRESUN 600 METRE YÜKSEKLİK – ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	GAM	GAM	GAM	PD	1	GAM
2	RAY	RAY	RAY	EPFM	2	RAY
3	MLM	MLM	MLM	GAM	3	MLM
4	MMLM	MMLM	MMLM	WEIM	4	MMLM
5	JMM	JMM	JMM	MOM	5	JMM
6	LM	LM	LM	LM	6	LM
7	MOM	MOM	MOM	JMM	7	MOM
8	EPFM	EPFM	EPFM	MMLM	8	EPFM
9	PD	PD	PD	MLM	9	PD
10	AML	AML	AML	AML	10	AML
11	LSM	LSM	LSM	GM	11	LSM
12	GM	GM	GM	LSM	12	GM
13	MMAB	MMAB	MMAB	RAY	13	MMAB
14	NEPFM	NEPFM	NEPFM	BUR	14	NEPFM
15	BUR	BUR	BUR	MMAB	15	BUR
16	WEIM	WEIM	WEIM	NEPFM	16	WEIM

EK-127: KASTAMONU 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ



EK-128: KASTAMONU 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

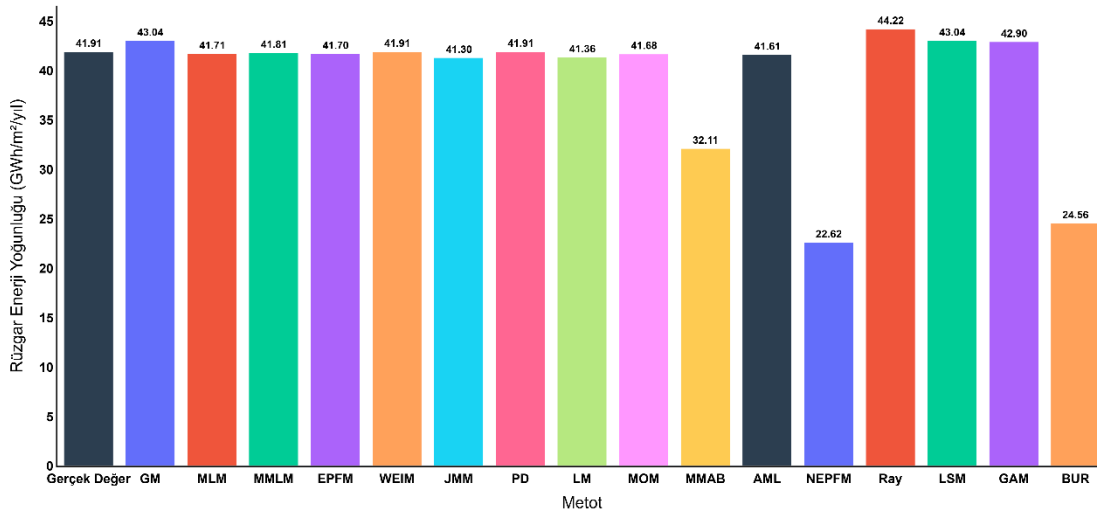


EK-129: KASTAMONU 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
Ray	9
JMM	8
GAM	7
LM	6
LSM	6
PD	2
GM	1
WEIM	1
MMAB	1
AML	1
MLM	0
MMLM	0
EPFM	0
MOM	0
NEPFM	0
BUR	0

EK-130: KASTAMONU 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Kastamonu – 600 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



EK-131: KASTAMONU 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

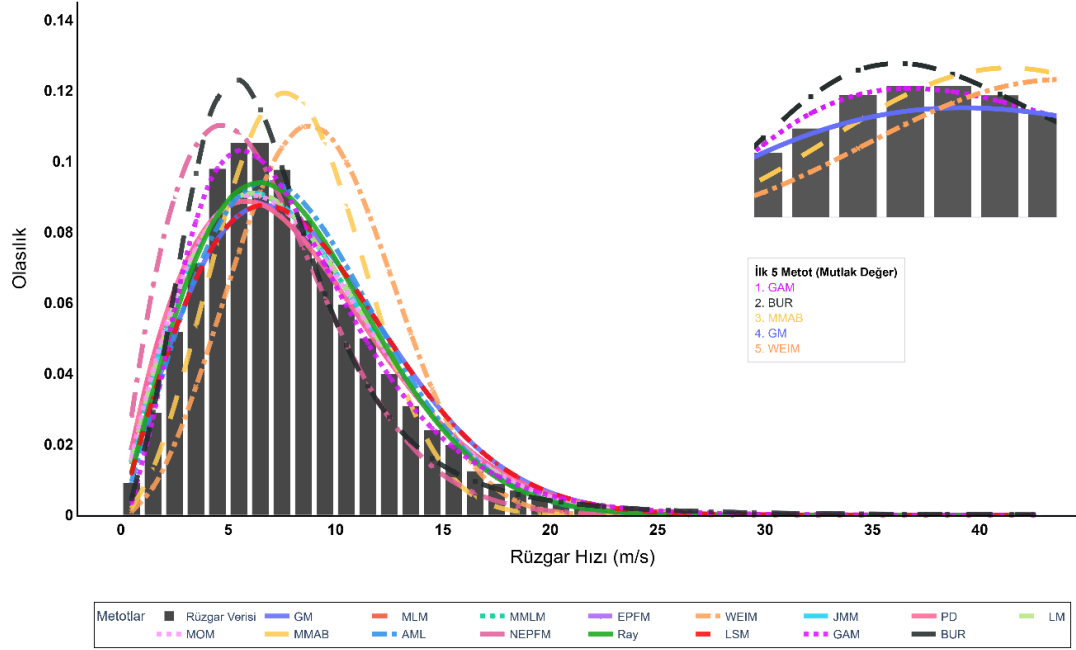
		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Kastamonu	GM	0,076129	0,999742	1,30E-06	2,69E-02
	MLM	0,054825	0,999931	3,50E-07	4,85E-03
	MMLM	0,056644	0,999921	3,99E-07	2,50E-03
	EPFM	0,054684	0,999931	3,46E-07	4,98E-03
	WEIM	0,251580	0,969186	1,55E-04	2,51E-05
	JMM	0,051062	0,999948	2,63E-07	1,45E-02
	PD	0,058798	0,999908	4,63E-07	2,35E-09
	LM	0,052071	0,999943	2,85E-07	1,31E-02
	MOM	0,054250	0,999933	3,35E-07	5,59E-03
	MMAB	0,221557	0,981465	9,33E-05	2,34E-01
	AML	0,054693	0,999931	3,46E-07	7,21E-03
	NEPFM	0,293945	0,942574	2,89E-04	4,60E-01
	RAY	0,104645	0,999078	4,64E-06	5,50E-02
	LSM	0,076129	0,999742	1,30E-06	2,69E-02
	GAM	0,121054	0,997912	1,05E-05	2,37E-02
	BUR	0,388631	0,824534	8,83E-04	4,14E-01

EK-132: KASTAMONU 600 METRE YÜKSEKLİK – ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	JMM	JMM	JMM	PD	1	JMM
2	LM	LM	LM	WEIM	2	LM
3	MOM	MOM	MOM	MMLM	3	MOM
4	EPFM	EPFM	EPFM	MLM	4	EPFM
5	AML	AML	AML	EPFM	5	AML
6	MLM	MLM	MLM	MOM	6	MLM
7	MMLM	MMLM	MMLM	AML	7	MMLM
8	PD	PD	PD	LM	8	PD
9	GM	GM	GM	JMM	9	GM
10	LSM	LSM	LSM	GAM	10	LSM
11	RAY	RAY	RAY	GM	11	RAY
12	GAM	GAM	GAM	LSM	12	GAM
13	MMAB	MMAB	MMAB	RAY	13	MMAB
14	WEIM	WEIM	WEIM	MMAB	14	WEIM
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	BUR	15	NEPFM
16	BUR	BUR	BUR	NEPFM	16	BUR

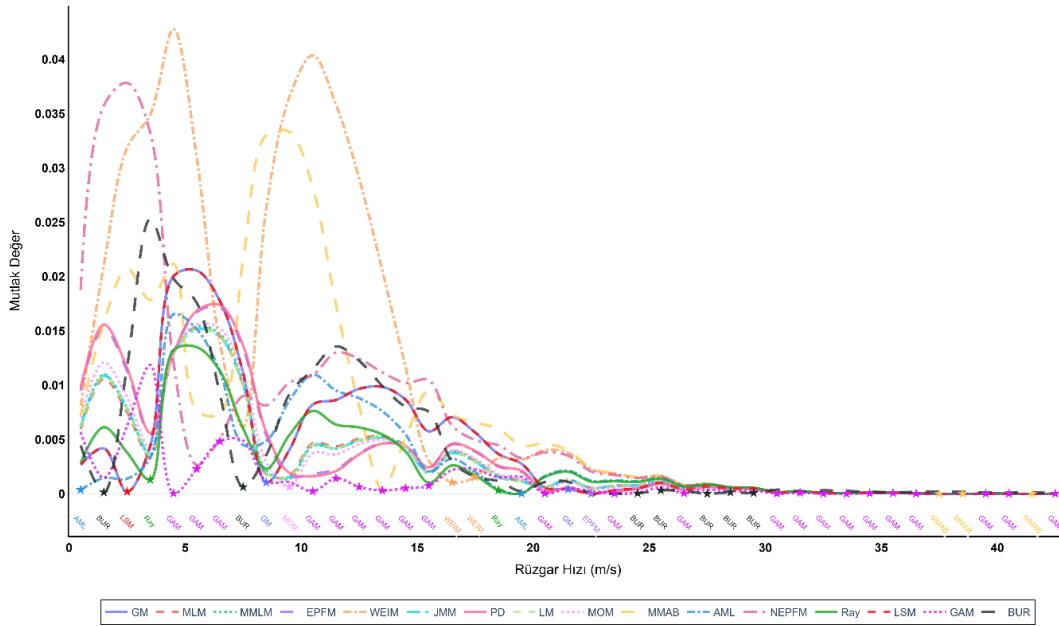
EK-133: KONYA 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ

Konya – 600 m Yükseklik



EK-134: KONYA 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

Konya – 600 m Mutlak Hata Grafiği

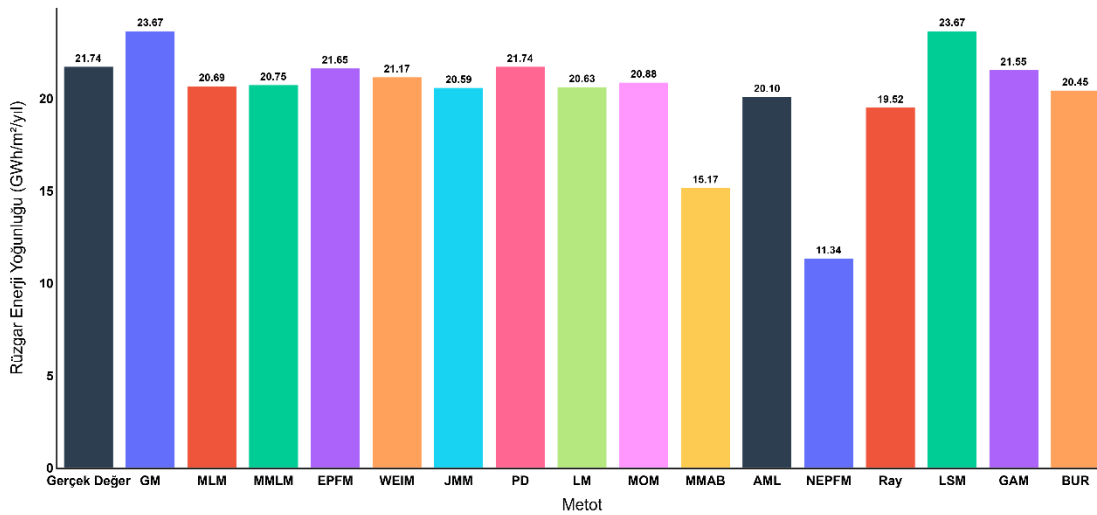


EK-135: KONYA 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
GAM	22
BUR	7
MMAB	3
GM	2
WEIM	2
AML	2
Ray	2
EPFM	1
MOM	1
LSM	1
MLM	0
MMLM	0
JMM	0
PD	0
LM	0
NEPFM	0

EK-136: KONYA 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Konya – 600 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



EK-137: KONYA 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Konya	GM	0,181437	0,991012	4,75E-05	8,90E-02
	MLM	0,122793	0,998114	9,96E-06	4,83E-02
	MMLM	0,123212	0,998088	1,01E-05	4,56E-02
	EPFM	0,134464	0,997289	1,43E-05	4,14E-03
	WEIM	0,284974	0,945298	2,89E-04	2,60E-02
	JMM	0,121377	0,998200	9,50E-06	5,26E-02
	PD	0,135728	0,997185	1,49E-05	1,56E-12
	LM	0,121918	0,998167	9,67E-06	5,07E-02
	MOM	0,124433	0,998011	1,05E-05	3,94E-02
	MMAB	0,209572	0,984000	8,45E-05	3,02E-01
	AML	0,147279	0,996098	2,06E-05	7,52E-02
	NEPFM	0,273990	0,953257	2,47E-04	4,78E-01
	RAY	0,117392	0,998425	8,32E-06	1,02E-01
	LSM	0,181437	0,991012	4,75E-05	8,90E-02
	GAM	0,071087	0,999680	1,69E-06	8,39E-03
	BUR	0,193303	0,988419	6,11E-05	5,91E-02

EK-138: KONYA 600 METRE YÜKSEKLİK – ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

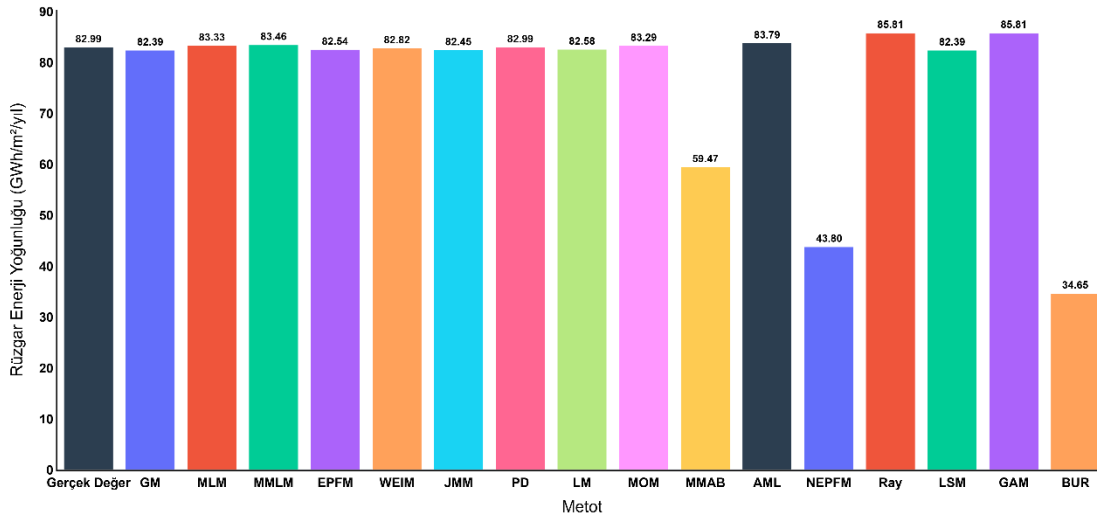
SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	GAM	GAM	GAM	PD	1	GAM
2	RAY	RAY	RAY	EPFM	2	RAY
3	JMM	JMM	JMM	GAM	3	JMM
4	LM	LM	LM	WEIM	4	LM
5	MLM	MLM	MLM	MOM	5	MLM
6	MMLM	MMLM	MMLM	MMLM	6	MMLM
7	MOM	MOM	MOM	MLM	7	MOM
8	EPFM	EPFM	EPFM	LM	8	EPFM
9	PD	PD	PD	JMM	9	PD
10	AML	AML	AML	BUR	10	AML
11	LSM	LSM	LSM	AML	11	LSM
12	GM	GM	GM	LSM	12	GM
13	BUR	BUR	BUR	GM	13	BUR
14	MMAB	MMAB	MMAB	RAY	14	MMAB
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	MMAB	15	NEPFM
16	WEIM	WEIM	WEIM	NEPFM	16	WEIM

EK-141: MUĞLA 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
RAY	14
LM	6
AML	4
JMM	3
BUR	3
PD	2
GAM	2
GM	1
MLM	1
MMLM	1
WEIM	1
MOM	1
MMAB	1
NEPFM	1
LSM	1
EPFM	0

EK-142: MUĞLA 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Muğla – 600 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



EK-143: MUĞLA 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

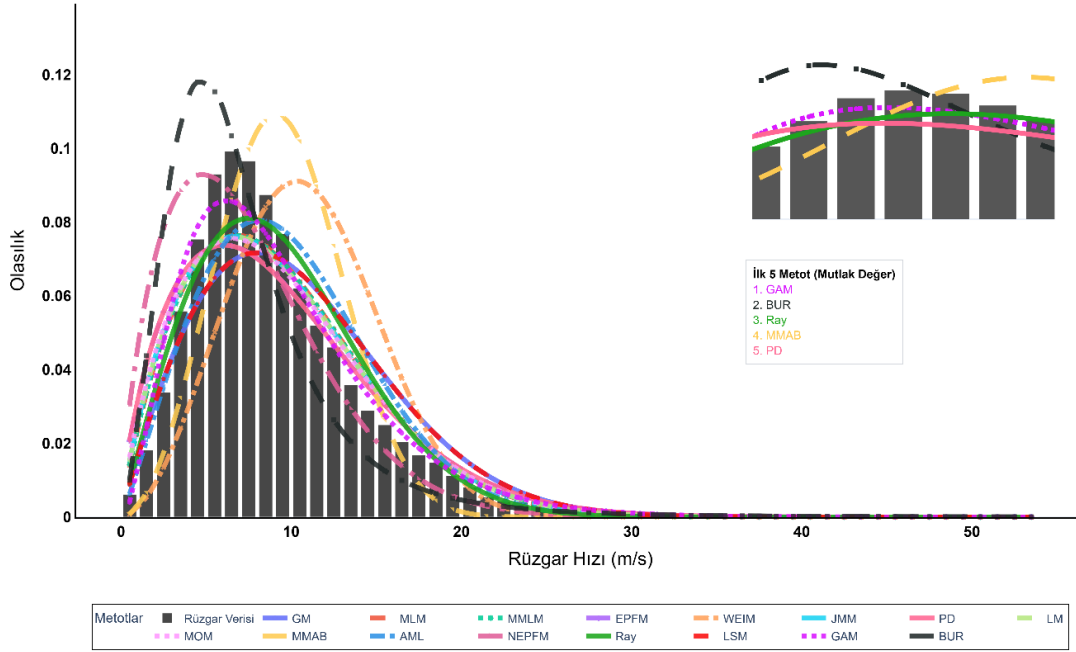
		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Muğla	GM	0,074817	0,999750	1,55E-06	7,19E-03
	MLM	0,057218	0,999915	5,29E-07	4,07E-03
	MMLM	0,056998	0,999916	5,21E-07	5,66E-03
	EPFM	0,063085	0,999874	7,82E-07	5,43E-03
	WEIM	0,263440	0,961643	2,38E-04	2,09E-03
	JMM	0,063961	0,999867	8,26E-07	6,52E-03
	PD	0,059241	0,999902	6,08E-07	5,81E-11
	LM	0,063689	0,999869	8,12E-07	5,02E-03
	MOM	0,057413	0,999913	5,36E-07	3,58E-03
	MMAB	0,263439	0,961644	2,38E-04	2,83E-01
	AML	0,063190	0,999873	7,87E-07	9,62E-03
	NEPFM	0,302808	0,933046	4,15E-04	4,72E-01
	RAY	0,070108	0,999808	1,19E-06	3,40E-02
	LSM	0,074817	0,999750	1,55E-06	7,19E-03
	GAM	0,133444	0,997205	1,73E-05	3,39E-02
	BUR	0,461187	0,639736	2,23E-03	5,83E-01

EK-144: MUĞLA 600 METRE YÜKSEKLİK – ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	MMLM	MMLM	MMLM	PD	1	MMLM
2	MLM	MLM	MLM	WEIM	2	MLM
3	MOM	MOM	MOM	MOM	3	MOM
4	PD	PD	PD	MLM	4	PD
5	EPFM	EPFM	EPFM	LM	5	EPFM
6	AML	AML	AML	EPFM	6	AML
7	LM	LM	LM	MMLM	7	LM
8	JMM	JMM	JMM	JMM	8	JMM
9	RAY	RAY	RAY	LSM	9	RAY
10	GM	GM	GM	GM	10	GM
11	LSM	LSM	LSM	AML	11	LSM
12	GAM	GAM	GAM	GAM	12	GAM
13	MMAB	MMAB	MMAB	RAY	13	MMAB
14	WEIM	WEIM	WEIM	MMAB	14	WEIM
15	NEPFM	NEPFM	NEPFM	NEPFM	15	NEPFM
16	BUR	BUR	BUR	BUR	16	BUR

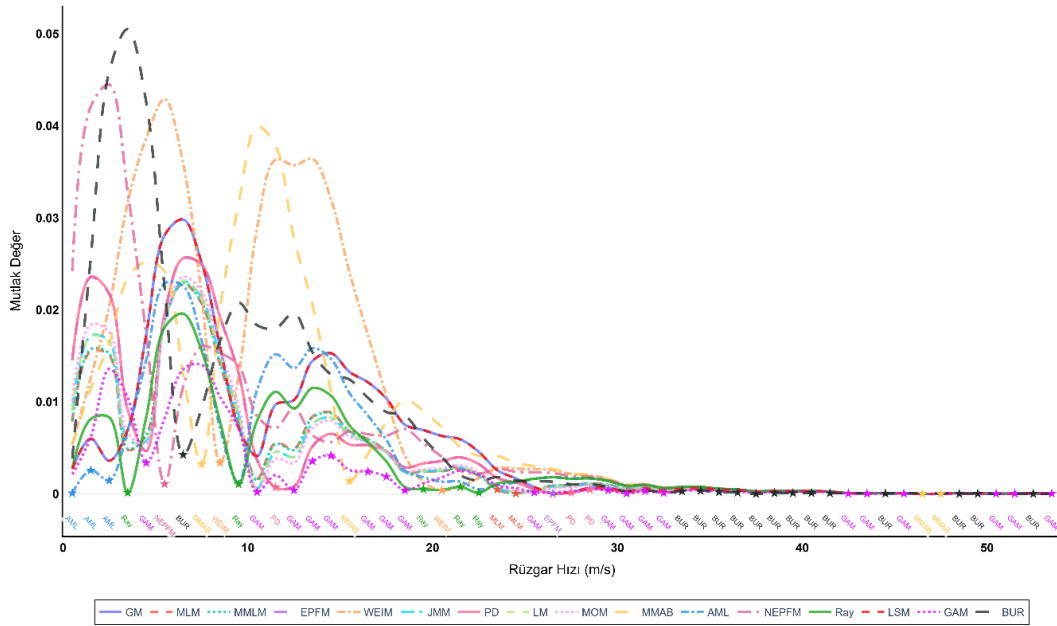
EK-145: ORDU 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ

Ordu – 600 m Yükseklik



EK-146: ORDU 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

Ordu – 600 m Mutlak Hata Grafiği

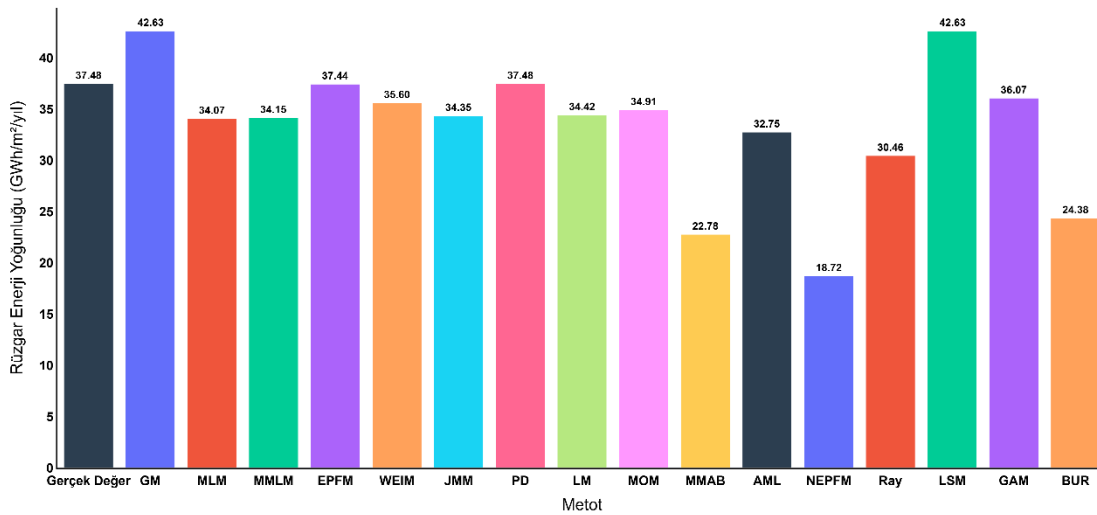


EK-147: ORDU 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
GAM	19
BUR	14
RAY	5
MMAB	4
PD	3
AML	3
MLM	2
WEIM	2
EPFM	1
NEPFM	1
GM	0
MMLM	0
JMM	0
LM	0
MOM	0
LSM	0

EK-148: ORDU 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Ordu – 600 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



EK-149: ORDU 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

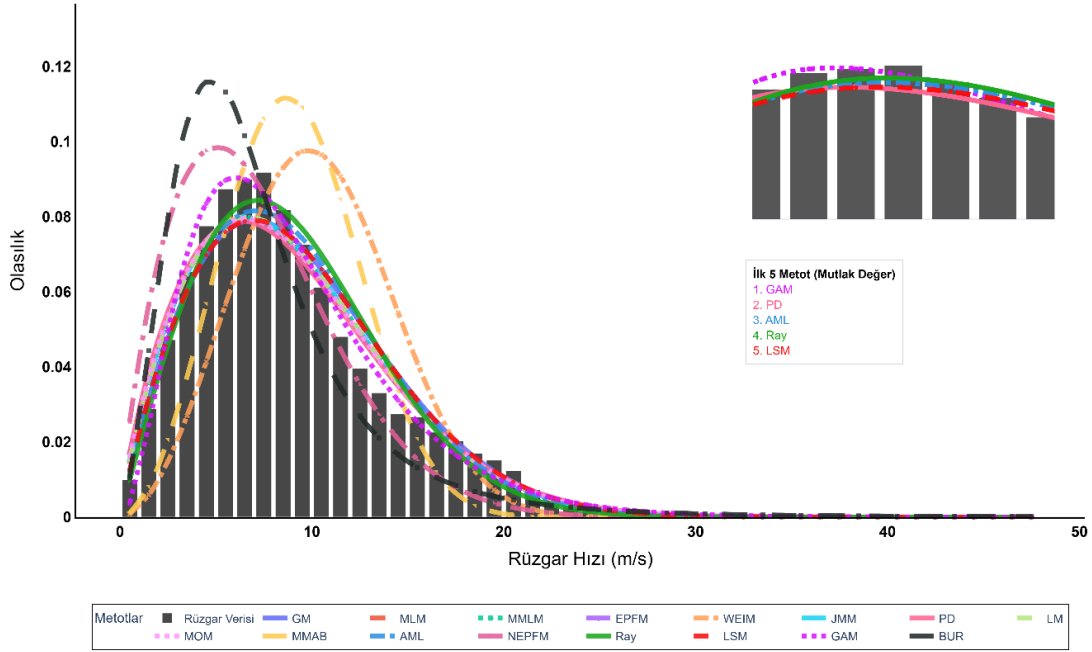
		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Ordu	GM	0,230117	0,975566	1,22E-04	1,37E-01
	MLM	0,151262	0,995438	2,27E-05	9,11E-02
	MMLM	0,151558	0,995403	2,29E-05	8,88E-02
	EPFM	0,168441	0,992986	3,50E-05	1,10E-03
	WEIM	0,300232	0,929200	3,53E-04	5,01E-02
	JMM	0,151689	0,995387	2,30E-05	8,36E-02
	PD	0,168678	0,992946	3,52E-05	9,30E-08
	LM	0,152102	0,995336	2,33E-05	8,16E-02
	MOM	0,154395	0,995049	2,47E-05	6,86E-02
	MMAB	0,232089	0,974718	1,26E-04	3,92E-01
	AML	0,188809	0,988926	5,52E-05	1,26E-01
	NEPFM	0,272329	0,952073	2,39E-04	5,00E-01
	RAY	0,146913	0,995941	2,02E-05	1,87E-01
	LSM	0,230117	0,975566	1,22E-04	1,37E-01
	GAM	0,113286	0,999136	4,31E-06	3,77E-02
	BUR	0,295676	0,933401	3,32E-04	3,50E-01

EK-150: ORDU 600 METRE YÜKSEKLİK – ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	GAM	GAM	GAM	PD	1	GAM
2	RAY	RAY	RAY	EPFM	2	RAY
3	MLM	MLM	MLM	GAM	3	MLM
4	MMLM	MMLM	MMLM	WEIM	4	MMLM
5	JMM	JMM	JMM	MOM	5	JMM
6	LM	LM	LM	LM	6	LM
7	MOM	MOM	MOM	JMM	7	MOM
8	EPFM	EPFM	EPFM	MMLM	8	EPFM
9	PD	PD	PD	MLM	9	PD
10	AML	AML	AML	AML	10	AML
11	LSM	LSM	LSM	LSM	11	LSM
12	GM	GM	GM	GM	12	GM
13	MMAB	MMAB	MMAB	RAY	13	MMAB
14	NEPFM	NEPFM	NEPFM	BUR	14	NEPFM
15	BUR	BUR	BUR	MMAB	15	BUR
16	WEIM	WEIM	WEIM	NEPFM	16	WEIM

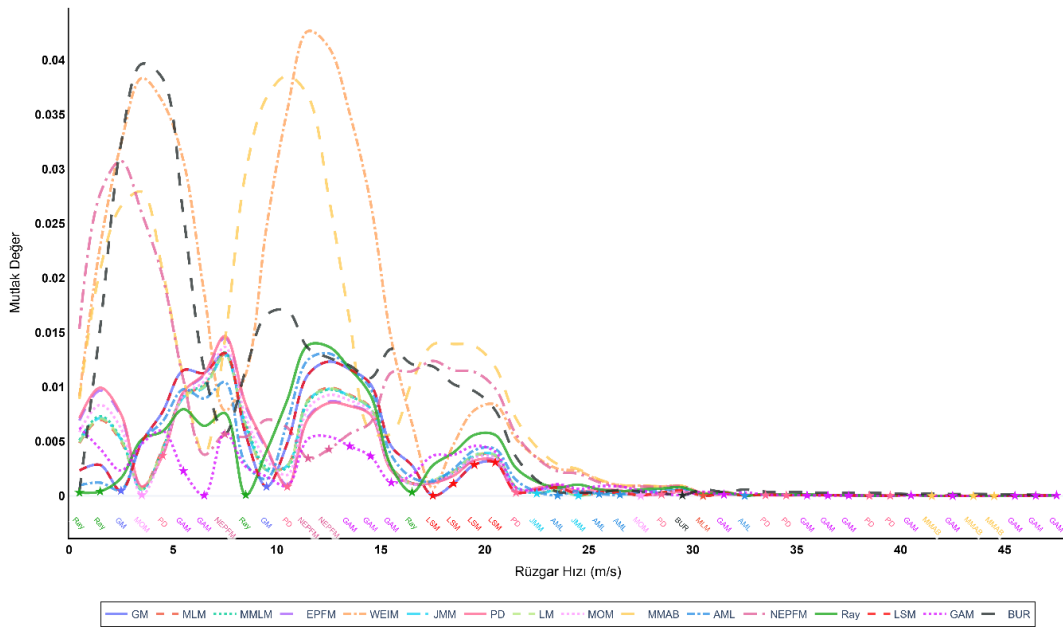
EK-151: SAMSUN 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ

Samsun – 600 m Yükseklik



EK-152: SAMSUN 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

Samsun – 600 m Mutlak Hata Grafiği

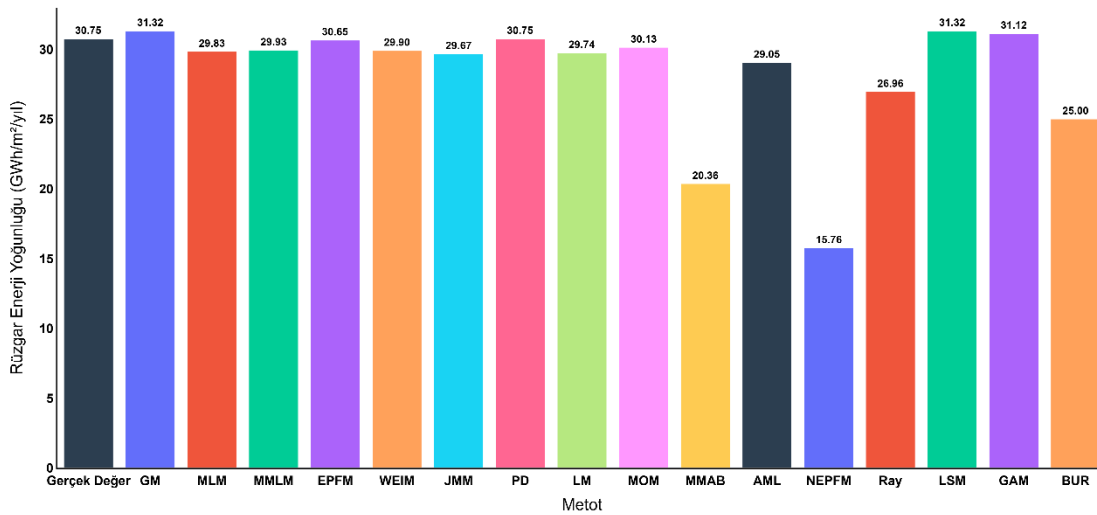


EK-153: SAMSUN 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
GAM	14
PD	8
AML	4
Ray	4
LSM	4
MMAB	3
NEPFM	3
GM	2
JMM	2
MOM	2
MLM	1
BUR	1
MMLM	0
EPFM	0
WEIM	0
LM	0

EK-154: SAMSUN 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Samsun – 600 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



EK-155: SAMSUN 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

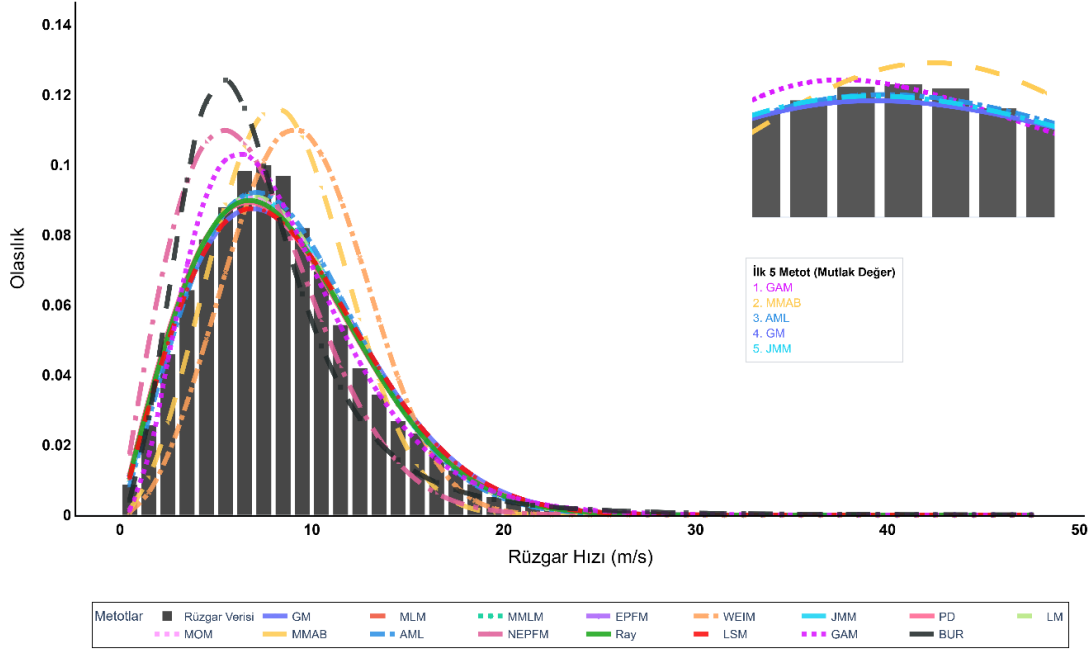
		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Samsun	GM	0,146230	0,996099	1,85E-05	1,84E-02
	MLM	0,115358	0,998489	7,16E-06	2,99E-02
	MMLM	0,115079	0,998504	7,09E-06	2,66E-02
	EPFM	0,115911	0,998460	7,29E-06	3,43E-03
	WEIM	0,300340	0,930577	3,29E-04	2,78E-02
	JMM	0,113901	0,998564	6,80E-06	3,51E-02
	PD	0,116434	0,998432	7,43E-06	4,57E-11
	LM	0,114405	0,998538	6,92E-06	3,30E-02
	MOM	0,114161	0,998551	6,86E-06	2,02E-02
	MMAB	0,248436	0,967498	1,54E-04	3,38E-01
	AML	0,137818	0,996922	1,46E-05	5,54E-02
	NEPFM	0,278409	0,948740	2,43E-04	4,88E-01
	RAY	0,137301	0,996968	1,44E-05	1,23E-01
	LSM	0,146230	0,996099	1,85E-05	1,84E-02
	GAM	0,078882	0,999645	1,68E-06	1,21E-02
	BUR	0,282028	0,946022	2,56E-04	1,87E-01

EK-156: SAMSUN 600 METRE YÜKSEKLİK – ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	GAM	GAM	GAM	PD	1	GAM
2	JMM	JMM	JMM	EPFM	2	JMM
3	MOM	MOM	MOM	GAM	3	MOM
4	LM	LM	LM	GM	4	LM
5	MMLM	MMLM	MMLM	LSM	5	MMLM
6	MLM	MLM	MLM	MOM	6	MLM
7	EPFM	EPFM	EPFM	MMLM	7	EPFM
8	PD	PD	PD	WEIM	8	PD
9	RAY	RAY	RAY	MLM	9	RAY
10	AML	AML	AML	LM	10	AML
11	LSM	GM	LSM	JMM	11	LSM
12	GM	LSM	GM	AML	12	GM
13	MMAB	MMAB	MMAB	RAY	13	MMAB
14	NEPFM	NEPFM	NEPFM	BUR	14	NEPFM
15	BUR	BUR	BUR	MMAB	15	BUR
16	WEIM	WEIM	WEIM	NEPFM	16	WEIM

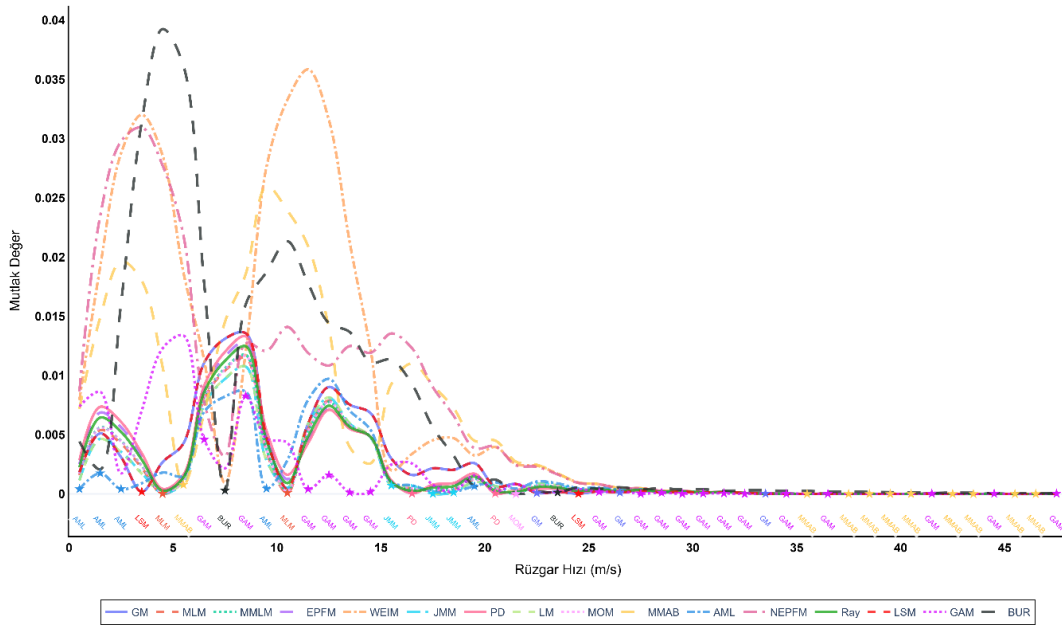
EK-157: SİNOP 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR VERİSİNE UYUMUNUN İNCELENMESİ

Sinop – 600 m Yükseklik



EK-158: SİNOP 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARI İÇERİSİNDE GERÇEK VERİYE YAKINLIĞI (0'A YAKINLIK İSTENİR)

Sinop – 600 m Mutlak Hata Grafiği

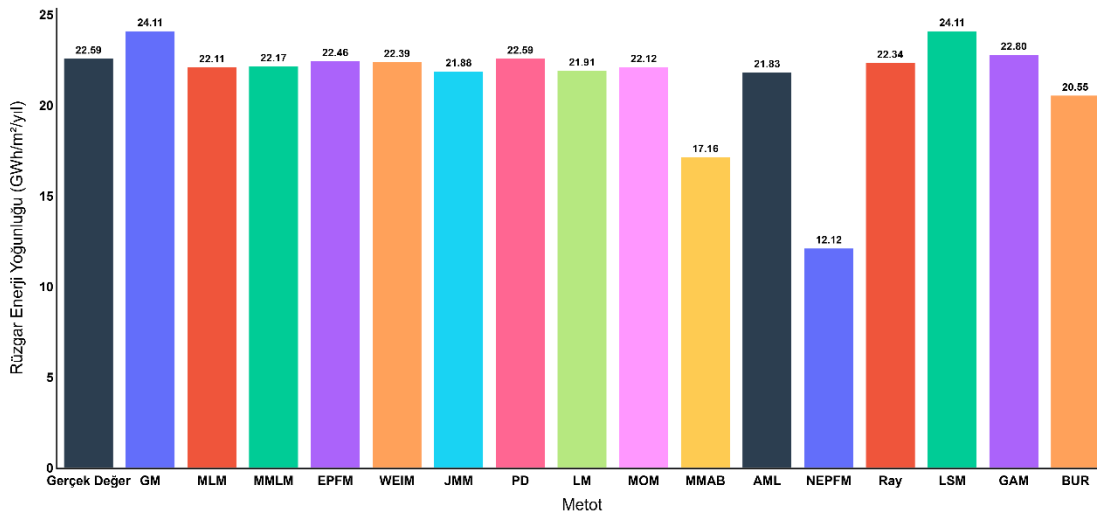


EK-159: SİNOP 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN RÜZGAR HIZI SINIFLARINDA PERFORMANSI

Metot	Veri Noktası Sayısı
GAM	18
MMAB	10
AML	5
GM	3
JMM	3
MLM	2
PD	2
LSM	2
BUR	2
MOM	1
MMLM	0
EPFM	0
WEIM	0
LM	0
NEPFM	0
Ray	0

EK-160: SİNOP 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN TAHMİNLERİNE BAĞLI RÜZGAR ENERJİ YOĞUNLUĞU DEĞERLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Sinop – 600 m Rüzgar Enerji Yoğunluğu Karşılaştırması



EK-161: SİNOP 600 METRE YÜKSEKLİK – METOTLARIN HATA PERFORMANS DEĞERLENDİRME ÇIKTILARI

		RMSE	R ²	χ^2	WEE
Sinop	GM	0,134126	0,997451	1,15E-05	6,74E-02
	MLM	0,100454	0,999198	3,62E-06	2,12E-02
	MMLM	0,101305	0,999171	3,75E-06	1,86E-02
	EPFM	0,106220	0,998997	4,53E-06	5,76E-03
	WEIM	0,265464	0,960890	1,77E-04	8,58E-03
	JMM	0,097512	0,999288	3,21E-06	3,13E-02
	PD	0,108611	0,998904	4,95E-06	6,69E-08
	LM	0,098099	0,999271	3,29E-06	2,97E-02
	MOM	0,100623	0,999193	3,65E-06	2,07E-02
	MMAB	0,198286	0,987826	5,50E-05	2,40E-01
	AML	0,107528	0,998947	4,75E-06	3,36E-02
	NEPFM	0,281245	0,950728	2,22E-04	4,64E-01
	RAY	0,104262	0,999069	4,20E-06	1,07E-02
	LSM	0,134126	0,997451	1,15E-05	6,74E-02
	GAM	0,088184	0,999014	4,45E-06	9,45E-03
	BUR	0,250284	0,969098	1,40E-04	9,01E-02

EK-162: SİNOP 600 METRE YÜKSEKLİK – ALINAN SONUÇLARIN PERFORMANS DEĞERLERİNE GÖRE SIRALANMASI

SIRALAMA	RMSE	R ²	χ^2	WEE	GENEL SONUÇ	
1	GAM	JMM	JMM	PD	1	JMM
2	JMM	LM	LM	EPFM	2	LM
3	LM	MLM	MLM	WEIM	3	MLM
4	MLM	MOM	MOM	GAM	4	MOM
5	MOM	MMLM	MMLM	RAY	5	MMLM
6	MMLM	RAY	RAY	MMLM	6	RAY
7	RAY	GAM	GAM	MOM	7	GAM
8	EPFM	EPFM	EPFM	MLM	8	EPFM
9	AML	AML	AML	LM	9	AML
10	PD	PD	PD	JMM	10	PD
11	LSM	GM	LSM	AML	11	LSM
12	GM	LSM	GM	LSM	12	GM
13	MMAB	MMAB	MMAB	GM	13	MMAB
14	BUR	BUR	BUR	BUR	14	BUR
15	WEIM	WEIM	WEIM	MMAB	15	WEIM
16	NEPFM	NEPFM	NEPFM	NEPFM	16	NEPFM