

İZMİR DENİZÜSTÜ RÜZGAR YATIRIM ALANLARININ BELİRLENMESİ: ADIM 1: YERİNDE ÖLÇÜM KONUMLARININ BELİRLENMESİ

Ferhat Bingöl¹

¹İzmir Yüksek Teknoloji Enstitüsü, Enerji Sistemleri Mühendisliği Bölümü,
Gülbahçe Kampüsü C.Blok Oda No:128 Urla İzmir/Türkiye
¹ferhatbingol@iyte.edu.tr

ÖZET

Avrupa'da denizüstü (offshore) rüzgar enerjisi kapasitesi benzeri görülmemiş bir oranda büyümektedir. Önümüzdeki on yıl içinde, Avrupa'da şu anda mevcut karada olan kurulumla denk denizüstü rüzgar kapasitesinin kurulması beklenmektedir. Denizüstü rüzgar teknolojisi karasal teknoloji ile benzerlikle göstermesine karşın daha fazla bilinmeyen, maliyet ve çaba gerektirmektedir. Denizüstü teknolojileri konusunda Kuzey Denizi ve Baltık Denizi'ndeki projelerle geliştirilen iyi düzeyde araştırma ve teknik bilgi vardır ve pazar, Akdeniz, Ege Denizi ve Karadeniz'e sınırları olan ülkelere kadar genişlemiştir.

Türkiye, denizüstü tesisler için lisans vermeyi planlamakta ve bununla ilgili lisans sürecini başlatmıştır. Bu çalışmada, Türkiye denizüstü rüzgar teknolojilerine öncü olacak bir kaynağa sahip olan Ege kıyıları, İzmir özelinde ele alınmıştır. İzmir deniz sınırları içinde Sentinel-1 uydusundan alınan rüzgar ölçüm verileri ile yatırım alanlarının belirlenmesinde ilk adım olan ölçüm yapılacak noktaların belirlenmesi çalışması yapılmıştır. Bu çalışma, toplam maliyet ve kapasite konusunda bir cevap sunmayı hedeflememekte, elde edilen sonuç ileride bir yatırım yapılabilmesi için nerelerde yerinde-ölçüm yapılması gerektiği konusunda görüş bildirmeyi hedeflemektedir. Sonuçlara göre ölçüm yapılması gereken 4 bölgenin bilgisi paylaşılmıştır.

1. GİRİŞ

Denizüstü rüzgar enerji santralleri, son on yılda rüzgar enerjisinde Avrupa'da ana büyüme yatırımı olmuştur. Sektör, önümüzdeki yirmi yıl içinde dünyanın toplam kurulu kapasitesinin %30'unun denizüstü tesislerden oluşmasını beklemektedir [1, 2]. En büyük ilerleme, Avrupa'da Kuzey ve Baltık denizlerinde gerçekleşmiştir, ancak öngörülen genişlemeye ulaşmak için pazarın Kuzey Amerika ve Asya'da da büyümesi gerekmektedir. Şu anda, deniz sınırı olan her ülke, açık deniz rüzgar enerjisine yatırım olasılığını konusunda araştırmalar yürütmektedir. Akdeniz ülkeleri de bu genişlemenin bir parçasıdır. Fransa, İtalya, Yunanistan ve Türkiye, denizüstü yatırımlara hazırlanma konusunda ilerleme aşamasındadır. Bununla birlikte, Akdeniz örneği deniz derinliği ve rüzgar özellikleri açısından mevcut deneyimden farklıdır. Öncül araştırmalar, teknolojinin kaynak değerlendirmesini içeren birkaç farklı alt başlığında yeni zorlukların beklediğini ortaya koymaktadır. Türkiye'de en yüksek enerji gücünün Ege Denizi kıyılarında olduğu modeller aracılığıyla bilinmekle birlikte yerinde ölçümlerle henüz sağlaması yapılmamıştır. İzmir, rüzgar türbinlerinin parça ve bütün olarak üretildiği, liman ve nitelikli uzmanları sayesinde ve hali hazırda var olan yüksek enerji kapasitesiyle Türkiye'nin ilk denizüstü rüzgar santralleri yatırımına – yazarın görüşüne göre – en uygun bölgedir.

Ege Denizi ve İzmir kıyılarında denizüstü rüzgar tesisi yatırımının önünde çözümlenmesi gereken öncelikle iki bilinmez vardır. Birincisi, kıydan uzaklaştıkça deniz derinliği hızla artmakta ve yüzen rüzgar türbinleri için bile uygun olmayan seviyelere ulaşmaktadır. Bu koşullarda kullanılabilecek türbinler nasıl olmalıdır? İkincisi, Ege Denizi'nin her yerinde rüzgar kaynakları yüksek değildir. Çevredeki adalar, sahil şeridinin çok fazla girintili çıkıntılı olması bazı bölgeleri diğerlerinden çok daha az rüzgar kapasitesine sahip yapmaktadır. Yani, konumlandırma karada olduğunda da daha zor bir hal almaktadır. Bu tür koşullar, henüz operasyonel rüzgar santralleri olmadığı için net olmayan CAPEX ve OPEX değerlerinden dolayı yatırım öncesi aşamadaki çalışmaları bir muamma haline getirmektedir. Yatırımcılar ve geliştiriciler, Kuzey Denizi, Baltık Denizi ve Kuzey Amerika'daki rüzgar santrallerinin örneklerine ve finansal istatistiklerine yönelmekte, ancak bu, Ege Denizi'nin farklı etken faktörleriyle uyuşmamaktadır.

Bu belirsizliği yıkmamanın en doğru yolu, yatırım olasılığı olan bölgelerde yerinde ölçümler yapmak ve buradan yola çıkarak kullanılacak modellerin Ege Denizi'ne adaptasyonunu sağlamaktır. Ege Denizi'ndeki yatırım hızını yavaşlatan benzer örnekler vermek gerekirse, Yunanistan'ın 2010'dan beri sadece iki denizüstü rüzgar santralinin lisanslandığı genişleme planı ve Türkiye'nin 2018'deki başvuru eksikliği nedeniyle henüz tamamlamadığı lisanslama denemeleri verilebilir. Ege Denizi ve Akdeniz'de denizüstü rüzgar yatırım bölgelerinin nasıl seçilmesi gerektiği konusunda akademide veya endüstride ortak bir fikir birliği dahi henüz oluşmamıştır.

Bu çalışma, örnek olarak İzmir karasularını kullanarak yüksek belirsizliğe sahip yerlerde açık deniz rüzgar enerjisi için yatırım bölgeleri seçmek için mekansal bir metodoloji sağlamaya girişimidir. Yerinde ölçüm olmadığı için, Sentinel-1 uydularından alınan rüzgar ölçümleri kullanılmaktadır. Bir sonraki bölümde, uydu rüzgar haritalarının arka planı sunulmakta ve ardından İzmir çalışması hakkında bilgi verilmektedir. Ardından, coğrafi bilgi sistemi haritaları ile yerinde ölçüm konusunda nasıl seçim yapılacağı konusunda bir metot tavsiye edilmektedir. Bu metot sonucunda hazırlanan taslak yatırım alanları ve bu alanların realize edilmesi için ölçüm yapılması gereken noktalar projenin sonuçlar bölümünde yer almaktadır.

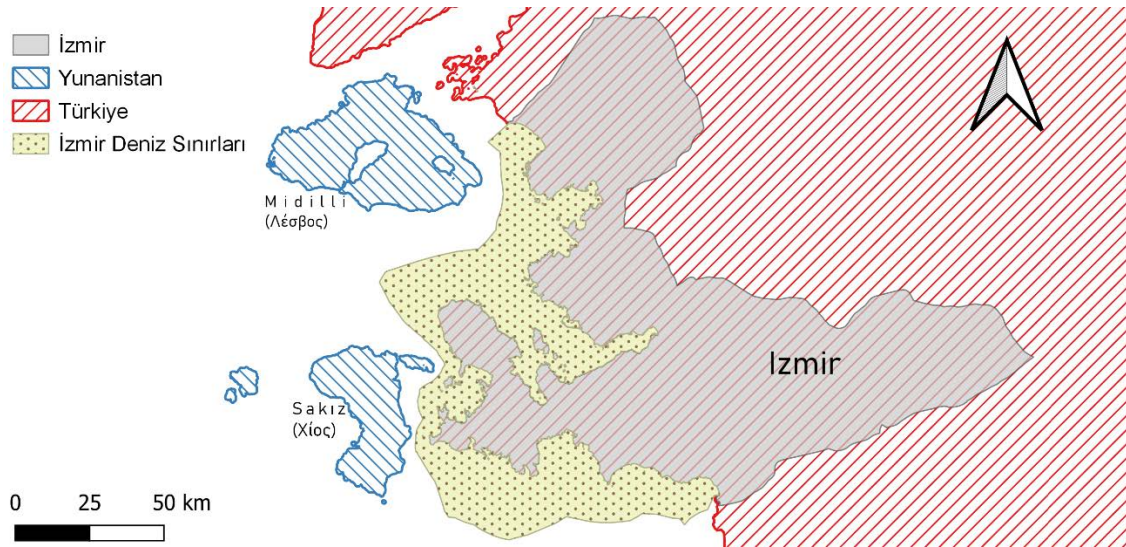
2. SENTINEL-1 UYDULARI VE RÜZGAR VERİLERİ

Synthetic Aperture Radar (SAR), dünya yüzeyinin mikrodalga enerji darbelerini kullanan bir uzaktan algılama tekniğidir. Yüzey özellikleri nedeniyle sinyaller dağılır ve bileşen, genlik, polarizasyon, seyahat süresi ve faz farkıyla cihaza geri döner. SAR darbesinin veri toplaması, bulutlu veya hafif yağmurlu olsa bile gece ve gündüz yapılabilir. Veriler, veri indirme merkezleri tarafından işlenir ve nihai ürün, ortalama deniz seviyesinden 10 m yükseklikte ve 500 m alansal çözünürlüğe sahiptir. SAR'dan elde edilen rüzgar hızı ölçümlerinin bilinen doğruluğu ± 1 m/s'dir ve bu, bir rüzgar çiftliği için tam bir saha değerlendirmesi için yeterli değildir. Bununla birlikte, yerinde ölçümlerin olmadığı çoğu durumda, uydu rüzgar verileri, geniş uzaysal bölgelerin rüzgar haritalarını üretmek için kullanılır. Uydu rüzgar haritaları, bir bölgedeki nispeten yüksek rüzgar kaynaklarını belirlemek için kullanılabilir ve geliştiricilerin yerinde ölçümler için ölçüm direklerini nereye yerleştireceklerine veya yatırım bölgelerine karar vermelerine yardımcı olabilir.

Rüzgar verilerini toplamak için SAR teknolojisini kullanan en bilindik ölçümler ENVISAT-ASAR uydusu tarafından 10 yıl boyunca 2015'e kadar sunulmuştur. Görev sona erene kadar en çok kullanılan bu uydu sayesinde SAR verilerinin rüzgar hızlarına dönüştürülmesi için birçok çalışma yürütülmüş ve bugün kullandığımız uzaktan algılama yöntemine ulaşılmıştır [3] [4] [5] [6] [7]. En yeni ve gelişmiş SAR teknolojisine sahip uydu, Avrupa Uzay Ajansı'nın (European

Space Agency - ESA) Sentinel görev serisinin bir parçasıdır [8]. Sentinel-1¹, ESA'nın Avrupa Birliği'nin Dünya Gözlem Programı için geliştirdiği Copernicus² programındaki beş görevden ilki olan ikiz uydulardır (Sentinel-1A ve Sentinel-1B). Sentinel verisi, tüm veri tüketicilerine ücretsiz bir şekilde sunulur ve tüm veri ürünleri Avrupa için Sentinel Standart Arşiv Formatı (SAFE) formatında dağıtılır. Sentinel-1A ve Sentinel-1B uyduları sırasıyla 3 Nisan 2014 ve 25 Nisan 2016'da yörüngeye oturtulmuştur. Veriler, Mart 2017'den itibaren Copernicus Open Access Hub³ aracılığıyla son kullanıcıların kullanımına sunulmuştur. Sentinel görevlerinde toplanan verilerin üç seviye modu vardır ve "Level-2 OCN" ürünü denizüstü rüzgar verilerini bulundurmaktadır.

Bu çalışmada 1 Nisan 2017 ve 30 Nisan 2021 tarihleri arasında Sentinel-I taramalarından farklı saatlerde alınmış 1899 veri paketi kullanılmıştır. Veriler, World Geodetic System 1984 (WGS84) projeksiyonunda arşivlenmiş olup metrik hesaplamalarda kullanılmak üzere ED50 ("European Datum 1950") jeodezik koordinat sistemine dönüştürülmüştür. Dönüştürülen veriler "nokta bulutu" (point cloud) olarak Coğrafi Bilgi Sistemi (CBS) veritabanına aktarılmıştır. Belirtilen 4 senelik süre içerisinde İzmir Deniz sınırlarını bölgesinde (Şekil 1) yaklaşık 3 milyon ölçüm bulunmaktadır. Ölçümlerinin kıyı şeridinden 1 km mesafede doğru sonuç vermediği daha önceki çalışmalarda gözlemlenmiştir [3] [4], bu sebeple kıydan 1 km mesafedeki veriler için filtreleme uygulanmıştır.



Şekil 1: İzmir Deniz Sınırları

3. WEIBULL DAĞILIMI

İki parametrelili Weibull dağılımı rüzgar enerjileri mühendisliğinde uzun vadeli rüzgar özelliklerinin istatistiklerinin belirlemek için en popüler araç olmuştur çünkü doğal olasılık dağılımına en uygun dağılımdır. Toplanmış verilerin Weibull dağılımı parametrelerinin hesaplanması ve bu istatistiki sonuç üzerinden potansiyel enerji verimini hesaplamak için kullanılır [9] [10]. Weibull olasılık ve kümülatif dağılım fonksiyonları sırasıyla (1) ve (2) denklemlerinde olduğu gibi yazılır; burada A (m/s) skala ve k ise boyutsuz şekil parametreleridir. Hesaplanmış rüzgar hızı U (m/s), güç yoğunluğu P (W/m^2) (3) ve (4) denklemlerinde olduğu gibi hesaplanabilir, burada ρ (kg/m^3) hava yoğunluğudur.

¹ <https://sentinel.esa.int/web/sentinel/missions/sentinel-1>

² <https://www.copernicus.eu>

³ <https://scihub.copernicus.eu>

$$p(U) = \frac{AU^{A-1}}{k^A} \exp\left(-\left(\frac{U}{k}\right)^A\right) \quad (1)$$

$$f(U) = 1 - \exp^{-(U/A)^k} \quad (2)$$

$$U = A\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (3)$$

$$P = \frac{1}{2}\rho A^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (4)$$

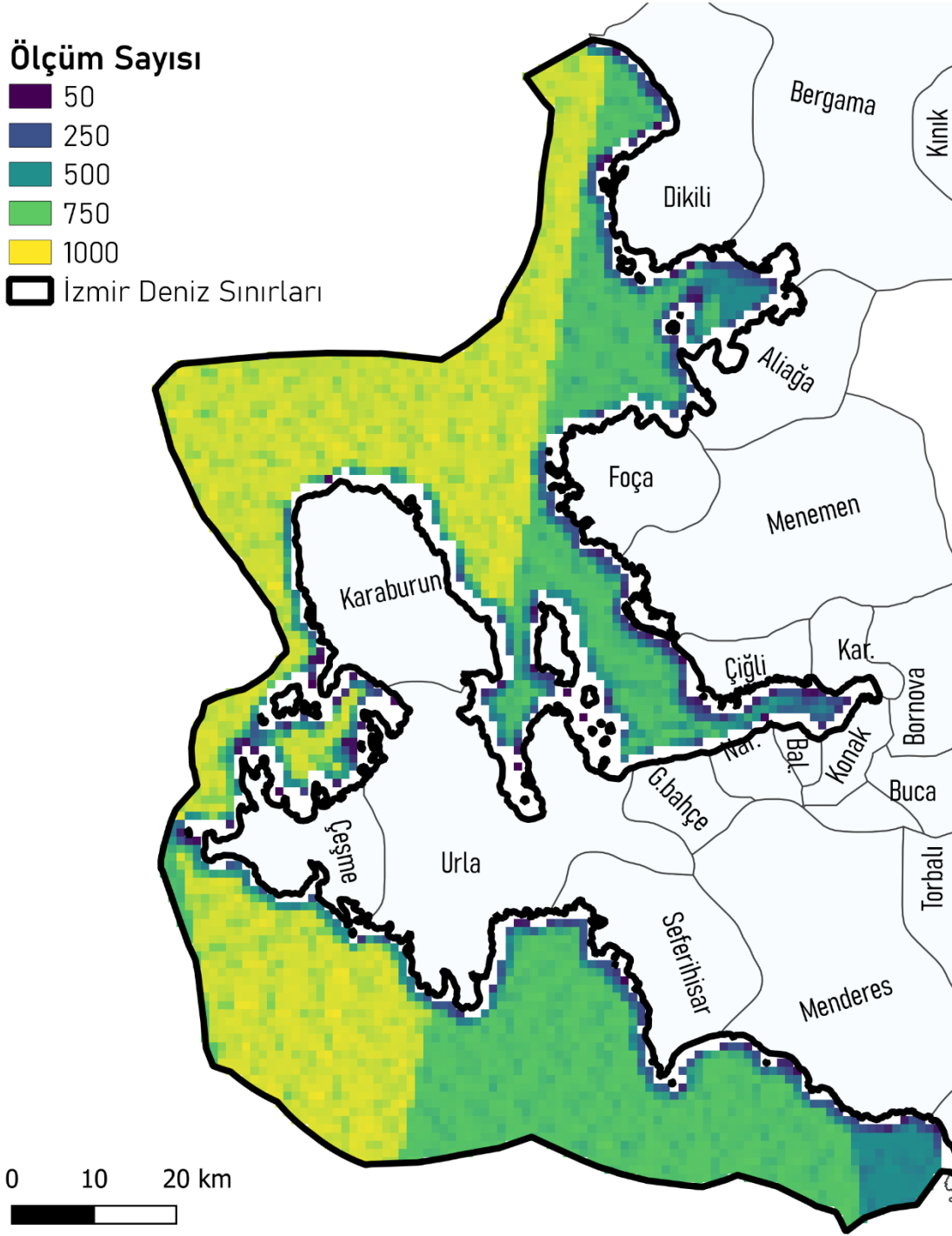
Weibull dağılım parametrelerinin hesaplanması için birçok teknik vardır. Ancak, güncel çalışmalar düşük rüzgar hızlarının yoğun olduğu ve ölçüm kayıplarının fazla olduğu durumlarda en iyi sonuçların “En büyük Olabilirlik Kestirimi” (Maximum Likelihood Estimation – MLE) metodu olduğunu göstermektedir [11]. Bu metotta öncelikle boyutsuz k parametresi (5) yardımıyla iterasyon yoluyla bulunur ve daha sonra hesaplanan k değeri kullanılarak (6) denklemiyle A parametresi hesaplanır.

$$\left[\frac{\sum_{i=1}^n U_i^k \ln(U_i)}{\sum_{i=1}^n U_i^k} - \frac{1}{k} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln(U_i) \right] \quad (5)$$

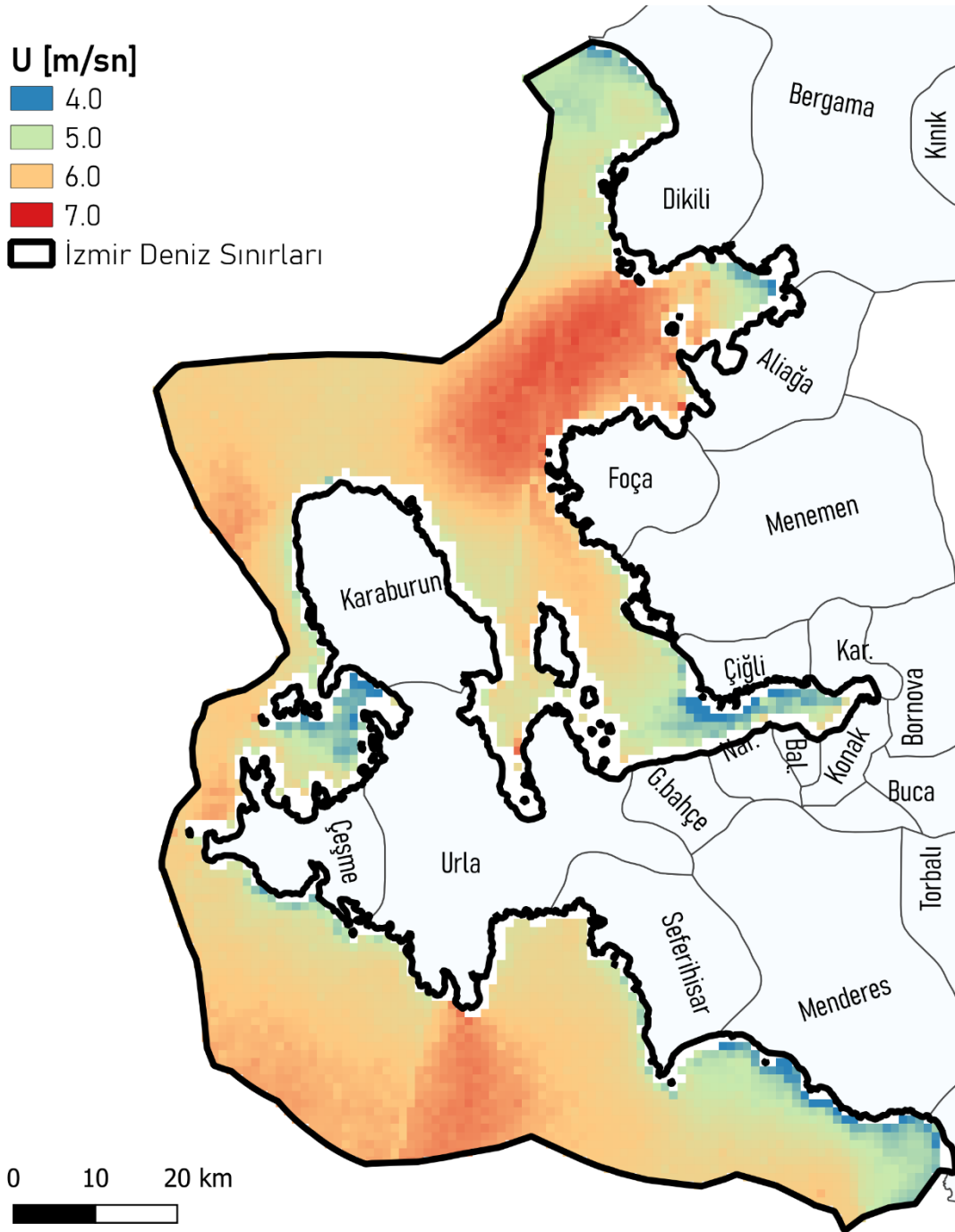
$$A = \left(\sum_{i=1}^n U_i^k \right) / n \quad (6)$$

4. RÜZGAR HARİTALARI

İzmir Deniz sınırları içindeki alanlar bir önceki bölümde anlatılan parametre hesaplamaları için 1km x 1km alanlara ayrılmıştır. Her hücrede en az 50 ölçüm olup olmadığı kontrol edilerek, 50 örnek alındaki hücreler hesaplama dahil edilmemiştir. Ortalama olarak her hücrede yer alan örnek sayısı asgari 50 azami 1000 olarak **Şekil 2**'de gösterilmiştir. Deniz kıyısından uzaklaştıkça ölçüm sayısı 400'ün üstüne çıkmaktadır. Alanlar arasındaki belirgin çizgilerin sebebi uydu rotasının bazı bölgelerden diğerlerine göre daha çok geçmesinden dolayıdır. Deniz seviyesinden 10 m yükseklik için rüzgar hızı değerleri (**Şekil 3**) bölgenin kapasitesi konusunda bir ön fikir vermektedir.



Şekil 2: 1km x 1km'lik hücreler içine düşen ölçüm sayısı



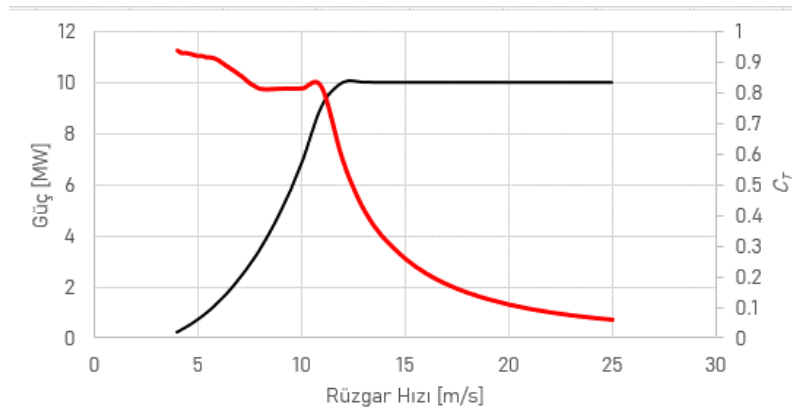
Şekil 3: Deniz seviyesinden 10m yükseklikte ortalama rüzgar hızları

5. METOT

Denizüstü rüzgar tarlalarının kurulumu için rüzgar enerji kapasitesinin yanı sıra iki önemli faktör derinlik ve kablolama/bakım/onarım maliyetine doğrudan etkiyen anakaraya uzaklıktır. Bu alt başlıkta bu üç karakterin ölçeklendirilebilmesi için basit bir tekno-ekonomik model önerilmektedir.

5.1 Kule Yüksekliği Kapasite Faktörü

Uydu verilerinden alınan rüzgar hızı verileri deniz seviyesinden 10 m yükseklikte hesaplandığı varsayılır. Yakın zamanda denizüstü tesislerde ortalama 8 ila 10 MW kapasiteli türbinler kullanıldığından (ya da kullanılmayı planlandığı) dolayı [12] kapasite faktörünün hesabı için Danimarka Teknik Üniversitesi tarafından modellenmiş olan 10MW'lık referans rüzgar türbini kullanılmıştır [13]. Bu türbinin, bilgileri **Şekil 4**'de verilmiştir. Referans türbinin kanat çapı 178.3m olup, kule yüksekliği 119m'dir [14]. Bu hesaplamaların sonucunda İzmir deniz sınırları içinde kalan bölgedeki rüzgar hızları ve güç yoğunluğu bilgileri sırasıyla **Şekil 5** ve **Şekil 6**'de verilmiştir.



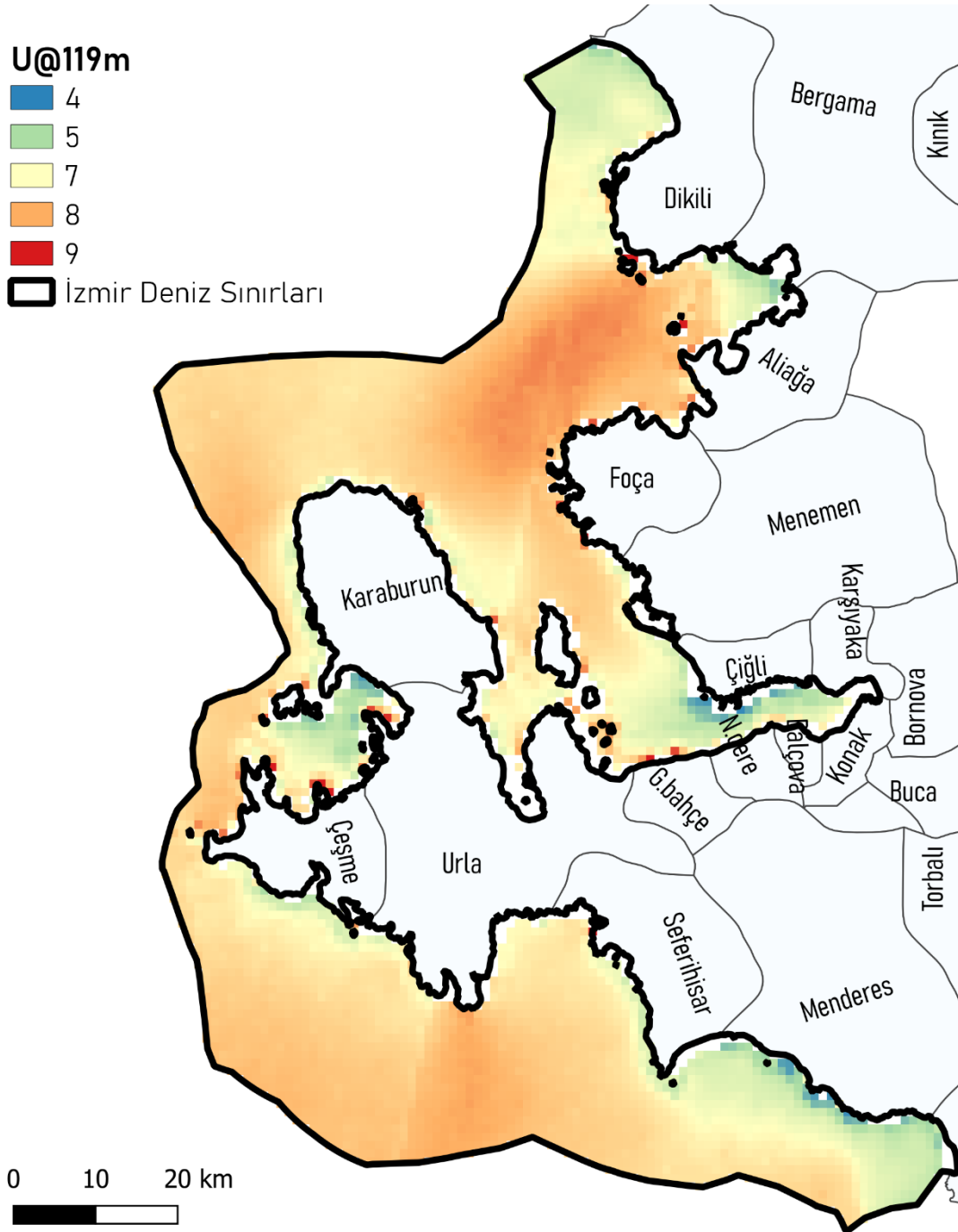
Şekil 4: DTU 10 MW güç eğrisi

Bu sebeple, ölçüm verilerinin 119m yüksekliğe aktarılması gerekmektedir. Bu çalışmada türbülansın düşük olduğu ve nötral hava koşulları altında geçerli olan bir hesaplama sistemi kullanılmıştır. Denklem (7) bu koşullara uygun olan logaritmik rüzgar profilini belirtmektedir. Burada; κ Von Karman sabiti olan 0.4 alınırken u_{SAR} ölçüm noktasındaki rüzgar hızı (m/sn), sürtünme hızı u_{*SAR} (m/sn) ve pürüzlülük yüksekliği z_0 (m) değerlerini simgeler. Denizüstü konumlarda pürüzlülük değerinin sürtünme hızına olan bağlantısı ise Charnock teoreminde denklem (8)'deki gibi verilmiştir [15]. g yerçekimi ivmesidir, α_c ise Charnock parametresi olarak bilinmektedir ve 0.0144 olarak alınabilir. u_{*SAR} ve z_0 basit bir iterasyon ile çözülebilmektedir.

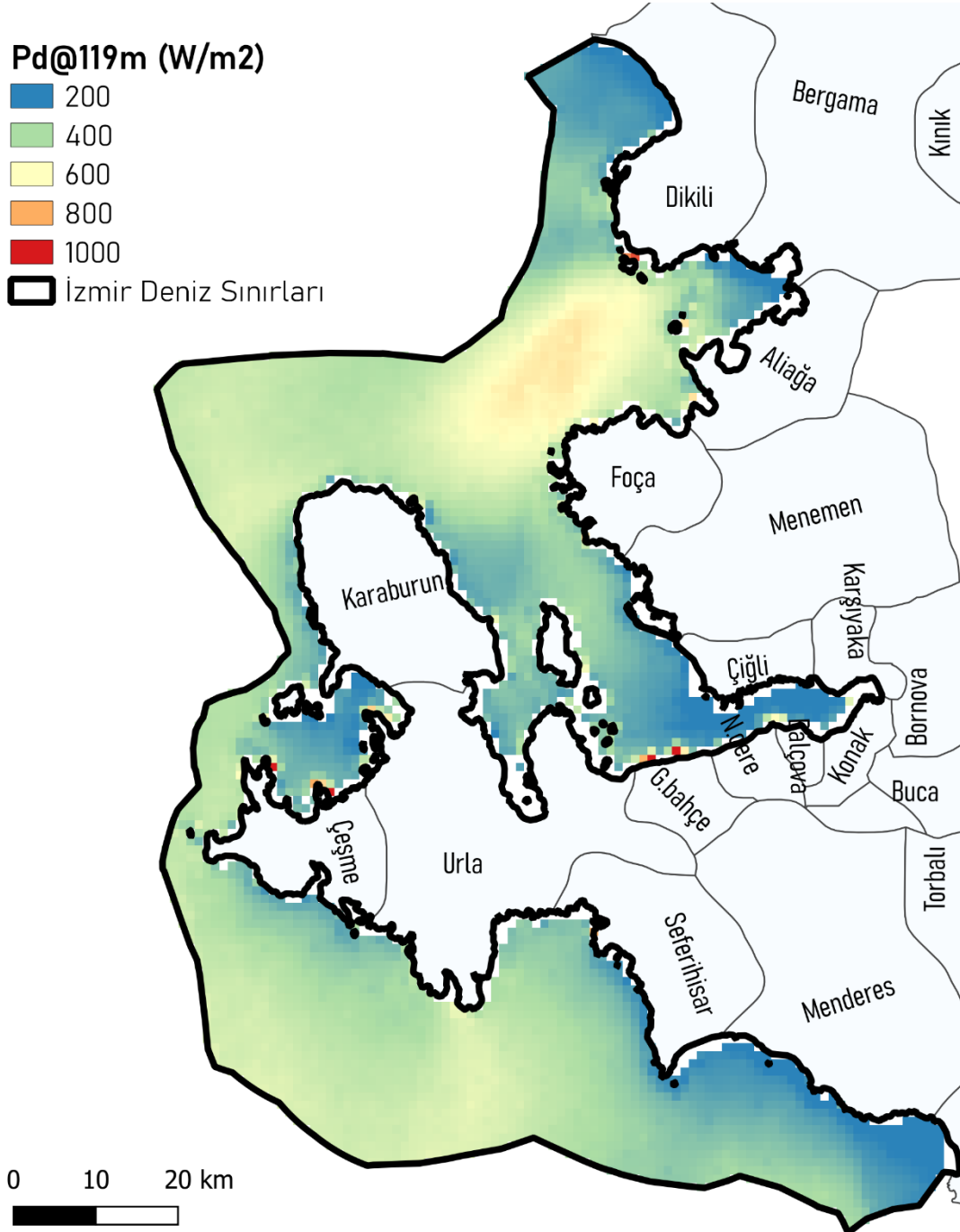
$$u_{SAR} = \frac{u_{*SAR}}{\kappa} \left[\ln \frac{10}{z_0} \right] \quad (7)$$

$$z_0 = \alpha_c \frac{u_*^2}{g} \quad (8)$$

Bu değerler bulunduğundan sonra logaritmik rüzgar profili kullanılarak istenilen yükseklikteki rüzgar hızı bulunabilir. Kule yüksekliği olan 119m’de ortalama rüzgar hızları **Şekil 5**’de verilmiştir. Denklem (5) ve (6) kullanılarak hesaplanmış olan Weibull k ve A parametreleri de denklem (4) ‘de kullanılarak enerji yoğunluğu P_d hesaplanmış (**Şekil 6**) ve bu hesaplama yapılırken standart atmosfer hava yoğunluğu değerleri olan 1.255 kg/m^3 alınmıştır. Rüzgar verilerinin kule yüksekliğine aktarılmasından sonra örnek DTU 10MW referans türbini kullanılarak kapasite faktörü (KF) hesaplanmıştır.



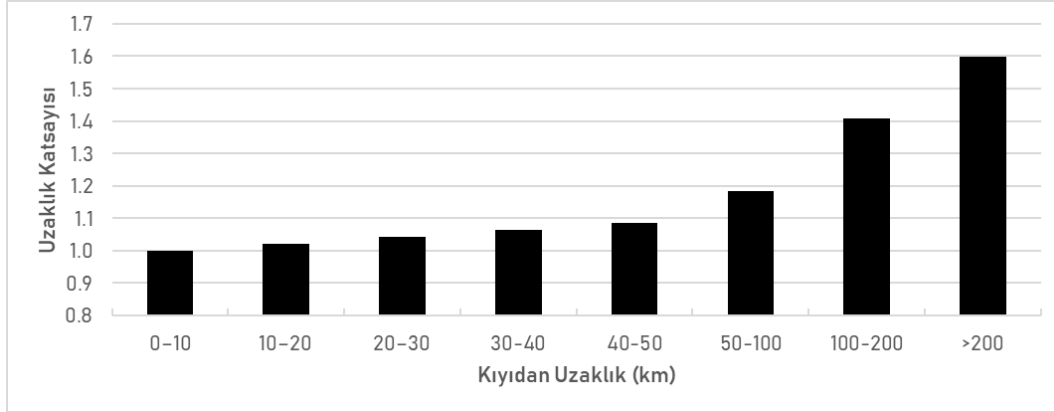
Şekil 5: Kule yüksekliğinde (119m) rüzgar hızlarının ortalaması



Şekil 6: Kule yüksekliğindeki (119m) güç yoğunluğu

5.2 Kıyıdan Uzaklık

İzmir deniz sınırları içinde ana karaya olan en uzak mesafe 24km'dir (**Şekil 8**). Yapılan çalışmalara göre kıyıdan olan uzaklığın önemi 50km'den sonra maliyete ve işletme giderlerine fark edilir bir etki yaratmaktadır [16]. Referans verilen çalışmadan yola çıkarak İzmir deniz sınırları içinde kıyıdan uzaklığın belirsizlik sınırları içinde benzer maliyetler doğuracağı kabulü ile sabit bir yatırım maliyeti olduğu varsayılmıştır.

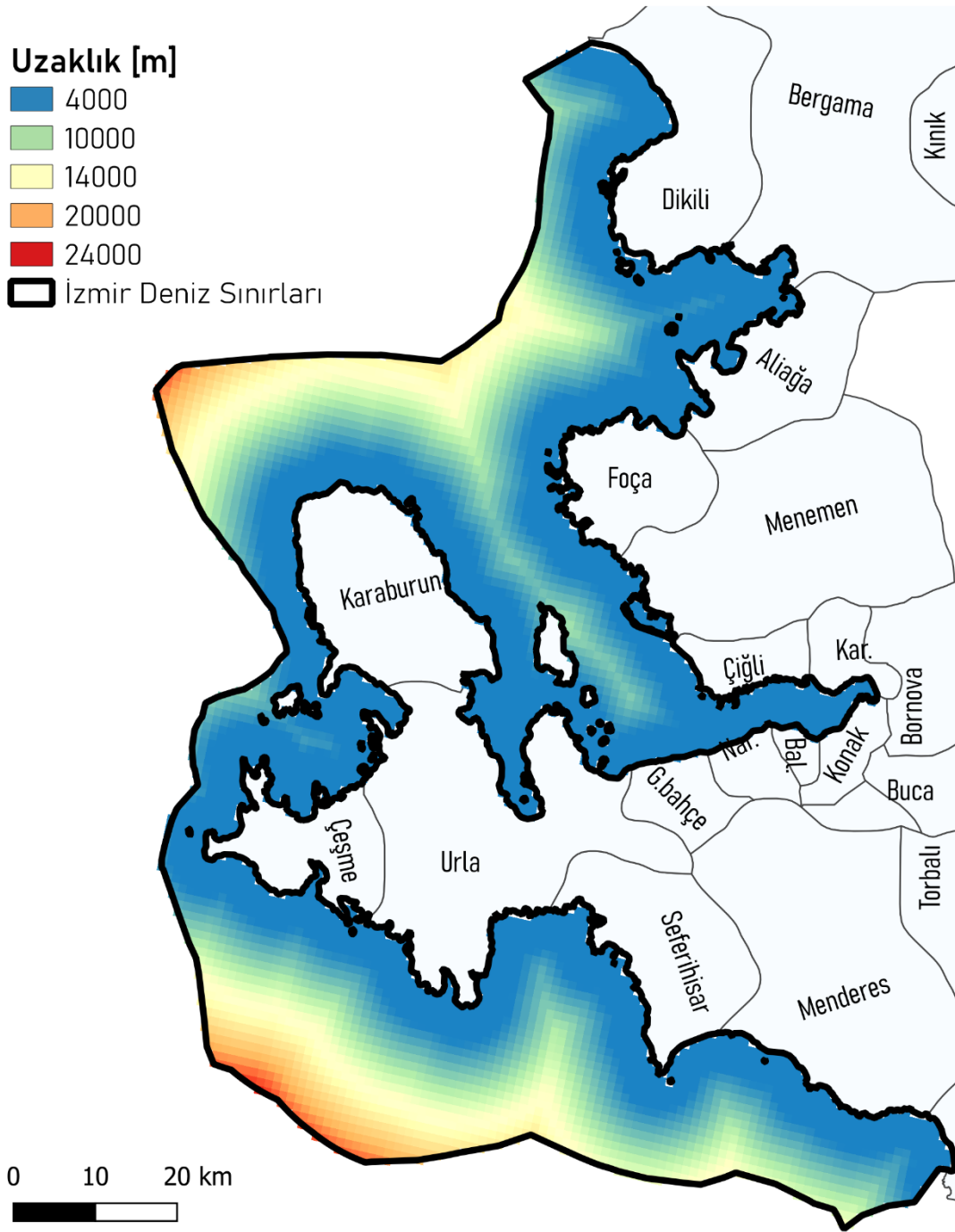


Şekil 7: Kıyıdan uzaklık aralığına göre maliyet katsayısı

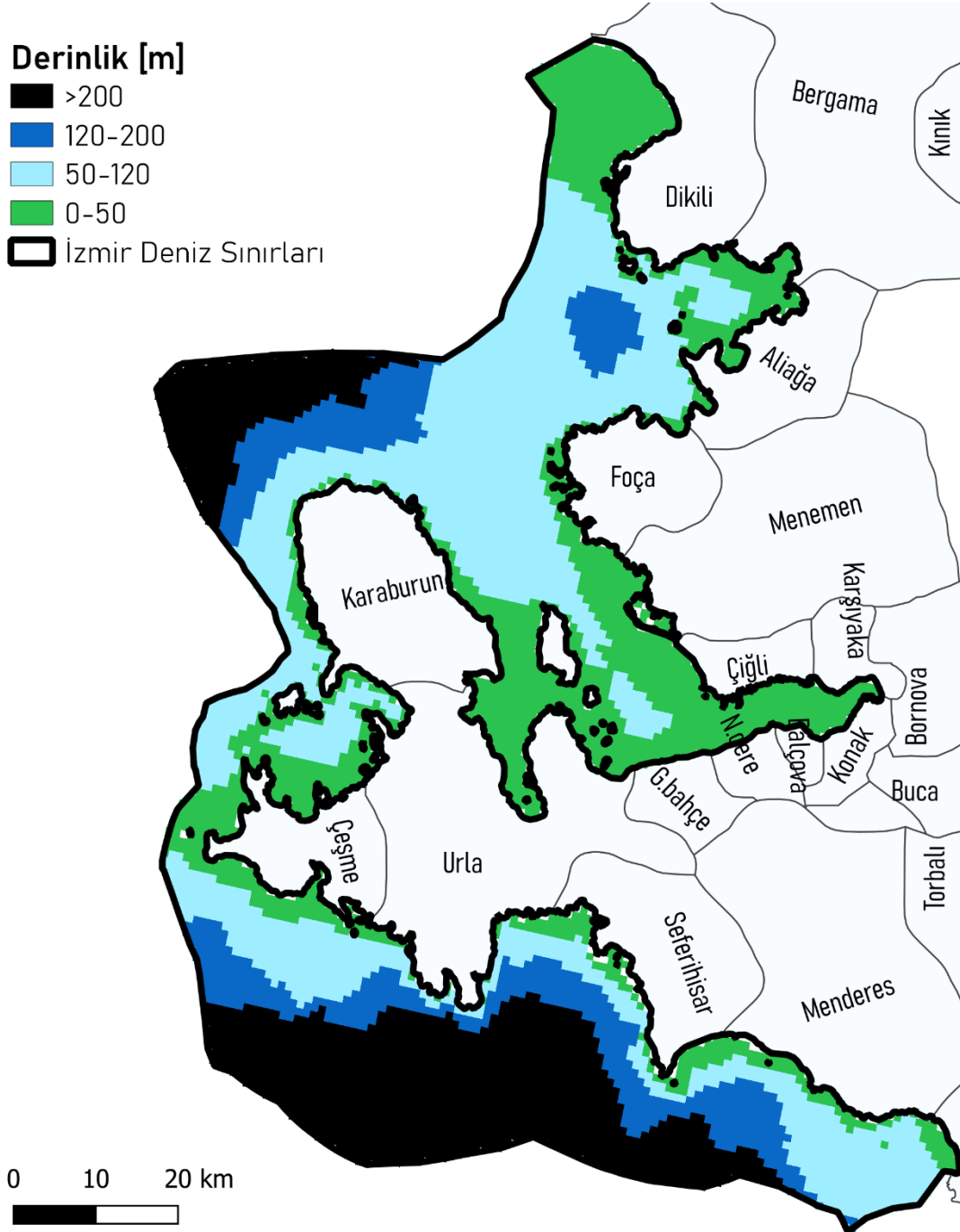
5.3 Deniz Derinliği

Deniz derinliği kullanılacak denizüstü tesis teknolojinin seçimi ve dolayısıyla maliyeti için temel kriterlerden biridir. Günümüzde, geleneksel denizüstü kurulum tiplerine ek olarak yüzer rüzgar türbinleri de kullanmak mümkündür. İzmir deniz sınırlarının derinlik değerleri General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO) projesinin 2021 sürümünden alınmıştır [17] (**Şekil 9**).

Geleneksel metotlarda zemine yerleştirilen temellere sahip rüzgar türbinleri için 0-50m arası en ideal ve maliyeti düşük seçimdir [16] [17]. Bu derinliklerden sonra, yüzer tarlaların kullanılması zaruridir. Günümüzde hali hazırda kurulu yüzer rüzgar enerji tarlalarının çoğu en çok 120m derinliktedir [12] Yeni planlanan tesislerin bir bölümü ise 120 ila 200m derinliklere kurulması planlanmaktadır. Yüzer tarlaların maliyetleri ve kuruldukları derinliğin buna olan katma maliyeti konusunda detaylı bir bilgiye ulaşılamamıştır. Kurulan ilk yüzer tarlaların maliyetinin MW başına sığ bölgelerde kurulan tesislere maliyetinin 1.5 katına yakın olduğu bilgisi mevcuttur [17] [18] ancak bu genel tanımlama derinliğe göre artacak deniz yatağına sabitleme kabloları ve bakım onarım maliyetleri gibi belirsizlikler yüzünden bu çalışmada kullanılmamıştır.



Şekil 8: Adalar dikkate alınmayarak oluşturulmuş anakaraya olan mesafe.



Şekil 9: Deniz taban derinlikleri

5.4 Sınıflandırmalar

Bölüm 5.1 - 5.3'te sunulan referans bilgilerinden yola çıkılarak sınıflandırma tablosu hazırlanmaya çalışılmıştır (**Tablo 1**). Bu tablo, kapasite faktörü karasal rüzgar tarlalarına benzer olan %30-%40 aralığı için deniz derinliğine göre A ve B ve C sınıflarını, benzer derinliklere göre %40 üstü kapasite faktörü gözlemlenen bölgelere is A+, B+ ve C+ sınıfları olarak ayrılmasından ibarettir. A ve A+, hali hazırda var olan ve 20 seneyi aşkındır kullanılmış ve geliştirilmiş monopile, jacket gibi teknolojiler kullanarak yatırım yapılabilen bölgelerdir. B ve B+ sınıfları günümüzde kurulmuş yüzer rüzgar tarlalarının kullandığı teknolojilerin kullanılabileceği bölgelerdir. C+ yakın zamanda geliştirilmesi beklenen ve bu sebeple yatırım maliyetlerinin düşürülmesiyle yatırım yapılabilen bölgeleri simgelerken C sınıfı ise gerek günümüz teknolojisinin yetersizliği gerekse kapasite faktörünün düşüklüğünden dolayı yatırım yapılamayacak alanları simgeler. Ayrıca, belirtmek gerekir ki, B+ ve C+ sınıflarının güncel teknolojilere göre yatırım yapılabilir olması için kapasite faktörlerinin örnek tesisler gibi %50'ye yakın olması gerekmektedir [2] [13] [17].

Tablo 1: Maliyet katsayı tablosu

		Derinlik (m)		
		Sabit Temel	Yüzer	
		0-50	50-120	120-200
Kapasite Faktörü (%)	> 40	A+	B+	C+
	30-40	A	B	C

6. BULGULAR ve GÖRÜŞLER

Bir önceki alt başlıkta derlenen bilgilere göre **Tablo 1**'de belirlenen sınıflandırmalar mevcut kapasite faktörü ve derinlik haritasına uygulandığında **Şekil 10**'deki "Yatırıma Uygunluk Sınıfları" haritası oluşturulmuştur. Günümüz teknolojisi ile C sınıfı alanlar hariç yatırım yapılabilen düşünüldürse, İzmir denizinin yatırım kapasitesinin 10GW'ın üstünde olduğu söylenebilir. Son 20 yılda kullanılmış teknolojiler ile kurulabilecek kapasite yaklaşık 1,25GW, günümüz yüzer teknolojileriyle kurulabilecek kapasite yaklaşık 8,5 GW olarak görünmektedir. Kısa bir zaman sonra geliştirilmesi beklenen yeni yüzer teknolojiler ile toplam kapasite 10 GW üstü mertebesinde.

Elbette ki bu alanların tümü ekonomik olarak yatırıma elverişli ya da doğal hayat ya da benzeri bir sebepten yatırıma uygun olmayabilir. Bu sebeple, yazarın kendi deneyimlerine göre tercih edilmesini tavsiye ettiği başlangıç tesisleri ve yerinde ölçüm noktaları sırasıyla **Tablo 2** ve **Tablo 3**'de verilmiştir. Bunlardan özellikle 6-9 nolu bölgeler prototip yatırımlar için elverişli olabilir. Bu yatırım alanlarını temsil edecek noktalarda ölçümlerin yapılması için beş adet ölçüm direği önerisi yapılmıştır. Ölçüm direklerinden elde edilecek verilerle uydudan alınan rüzgar verilerinin sağlaması yapılabilen gibi orta ölçek ve mikro ölçek atlaslarında sağlaması yapılabilir.

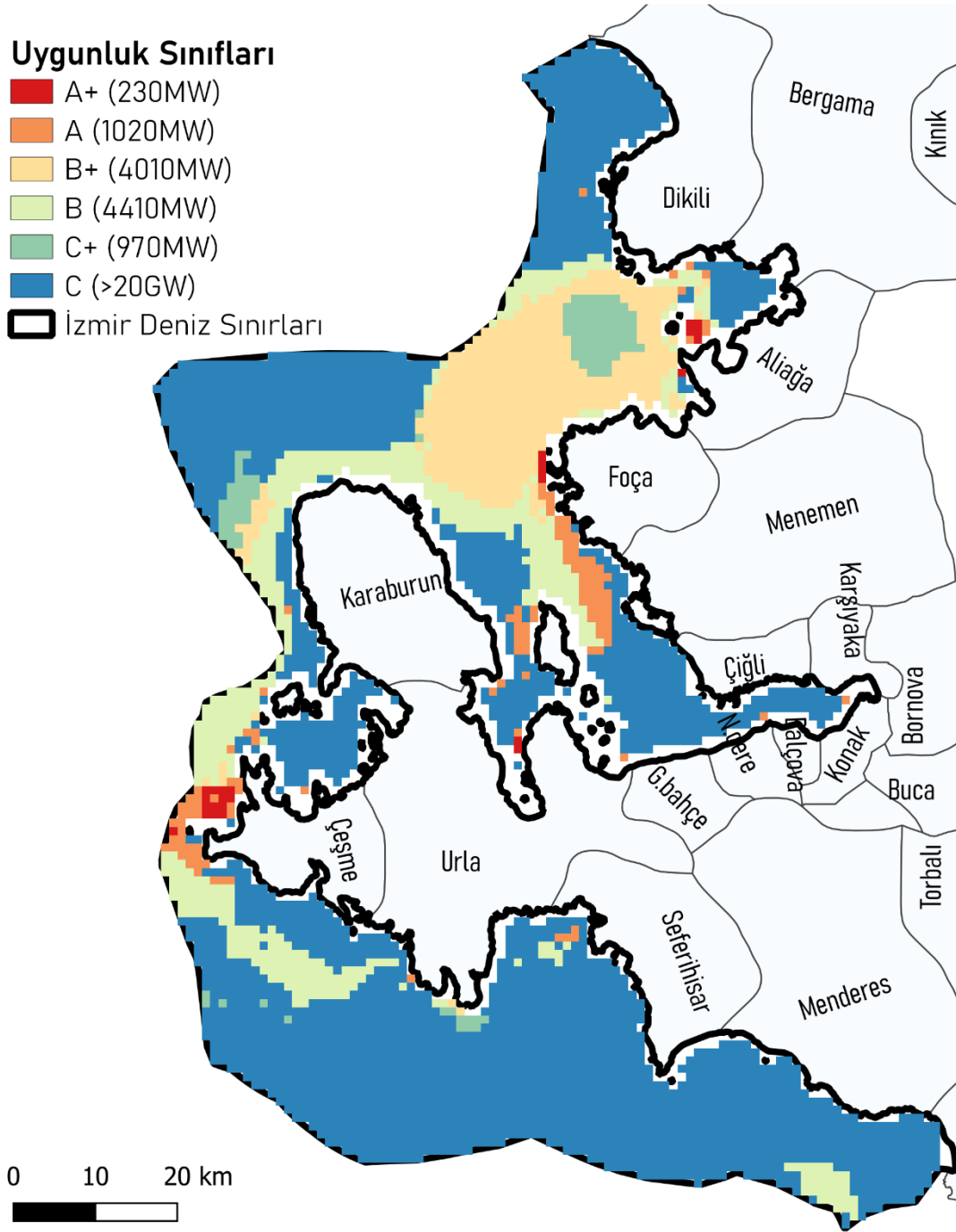
Tablo 2: Yatırım bölgeleri⁴

	Bölge	Merkez Noktası		Sınıf	Sınır Uzunluğu (km)	Alan (km ²)	Azami (MW)
		X	Y				
1	ÇANDARLI	474118	4294088	B+	97	511	4210
2	MENEME-ÇİĞLI	479369	4270150	A	38	54	480
3	SELÇUK	508772	4195657	C	25	31	280
4	ÇEŞME	433688	4242527	A+	23	27	230
5	KARABURUN	436927	4278331	B	24	32	130
6	SEFERİHİSAR	477286	4226264	A	10	4	40
7	FOÇA	473985	4283587	A+	10	4	40
8	URLA	471602	4263733	A	19	15	40
9	ALİAĞA	492613	4300197	A+	10	5	30

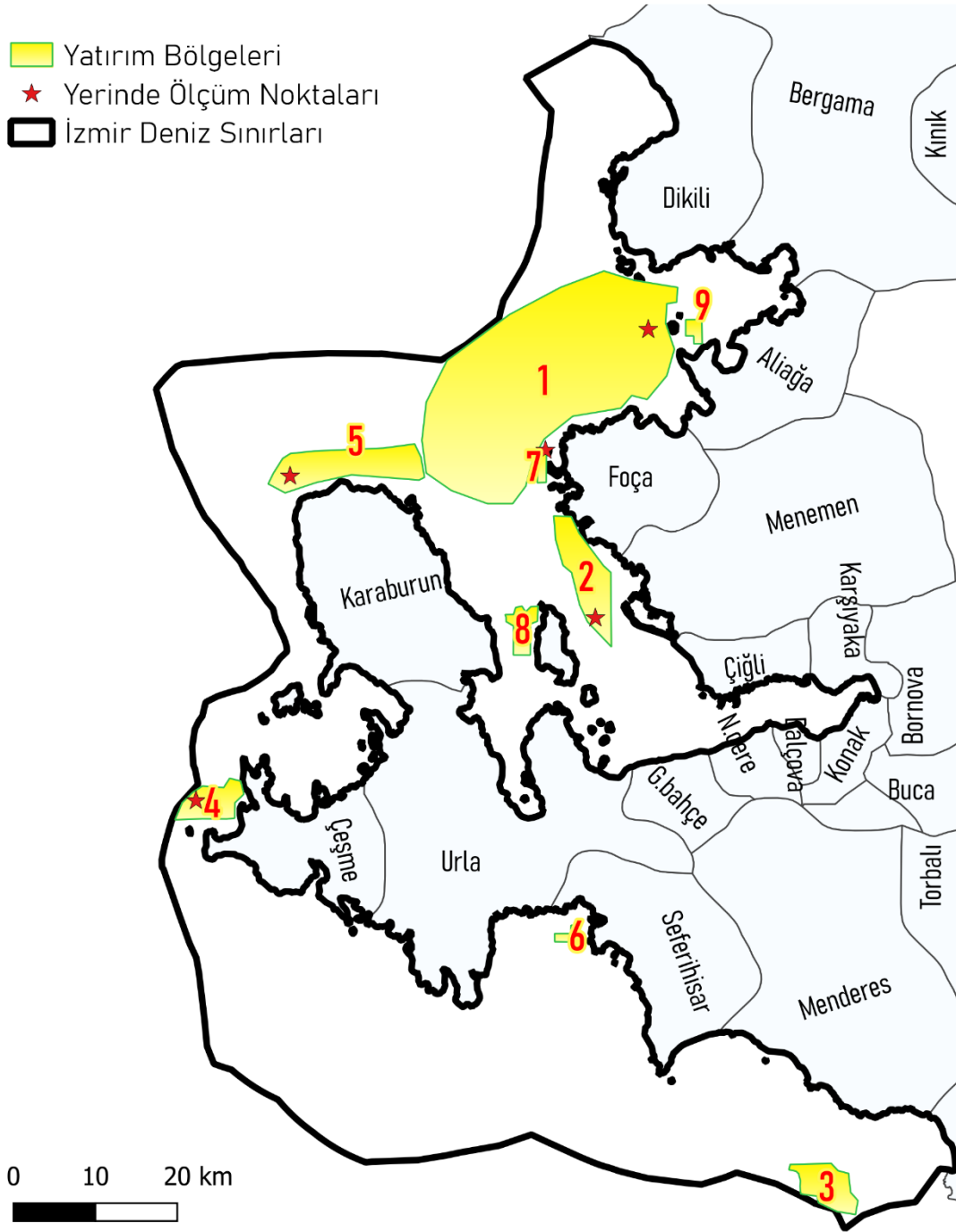
Tablo 3: Tavsiye edilen yerinde ölçüm noktaları⁴

	Ölçüm Noktası	X	Y
1	ÇANDARLI	486952	4300270
2	FOÇA	474404	4285521
3	KARABURUN	443217	4282365
4	ÇEŞME	431733	4242740
5	MENEME-ÇİĞLI	480494	4265047

⁴ Koordinat sistemi: ED50 UTM 35N



Şekil 10: Çalışmada belirlenen sınıflara göre yatırım alanları



Şekil 11: İzmir deniz sınırları içinde tavsiye edilen başlangıç yatırım bölgeleri ve buna bağlı belirlenmiş olan yerinde ölçüm noktaları

7. SONUÇLAR

Çalışmada kısıtlı bilgiler ile olası yatırım bölgelerinin realizasyonu için yapılması gereken yerinde ölçümlerin konumlarını belirlemede kullanılabilecek uydu rüzgar verilerine ve deniz derinliğine dayalı, coğrafi bilgi sistemleri ile uygulanabilir bir yöntem sunulmuştur. Yöntem, dünyanın herhangi bir bölgesi için de kullanılabilir. Rüzgar kapasitesi, deniz derinliği bilgileri gibi girdilerin daha iyi çözünürlük ve kalitede edinilmesi (ör: yerinde ölçüm) ve başka diğer kriterlerinde eklenmesiyle metot tekrarlanarak daha net sonuçlara ulaşılabilir. Bu makalede sunulan sonuçlar yöntemi örneklemek amaçlı nihai yatırım kararı verilmesinde kullanılamayacak belirsizliktedir.

Sonuçlara göre İzmir deniz sınırları 30GW üstü kapasiteye sahip olup, bunun 10GW'lık bölümü şu anda mevcut ve yakın gelecekte sahip olunacak teknolojilerle yatırım yapılabilir alanlardan oluşmaktadır. Bu alanların getirisini ölçmek için oluşturulan sınıflandırma sistemi, daha güncel ve detaylı verilerin yerinde ölçümlerle sağlanması durumunda daha fazla sayıda sınıflara ayrılabilir. Farklı katmanlar ve kriterler eklenerek detaylandırmak mümkündür.

İzmir deniz sınırlarının Kuzey bölgesi, genel anlamda yatırıma daha elverişli görünmektedir. Bu çalışmada hakim rüzgar yönleri bir kriter olarak alınmamış olsa dahi, İzmir ve çevresinin doğal yapısından dolayı Güney bölgeler, örneğin Seferihisar körfezi, çok yüksek oranda karadan-denize rüzgar akımı içerebilir ve bu durum sahile yakın denizüstü bölgelerde türbülansa yol açabilir. Bu bölgede belirtilen iki yatırım bölgesinin analizi yerinde ölçümle yapılabilir ancak yazarın görüşüne göre diğer bölgelerle karşılaştırıldığında öncelikli değildir. Dünya'da bu konuda daha önce yaşanmış sorunlardan örnek alınmalıdır [19].

TEŞEKKÜR

Bu çalışma İzmir Kalkınma Ajansı'nın (İZKA) "İzmir için yeşil ve mavi büyüme yaklaşımları temelinde bilgi üretmek, öncü, özgün ve örnek projeler geliştirmek" misyonuna uygun olarak; Ajansın Temiz Enerji ve Temiz Teknolojiler Sonuç Odaklı Programı'nın (TETSOP), İzmir Deniz Üstü Rüzgâr Enerjisi Sektörü Geliştirme Faaliyetleri kapsamında yürütülmektedir.

KAYNAKLAR

- [1] C. Walsh, . L. Ramírez, D. Fraile ve G. Brindley, «Offshore Windin Europe: Key trends and statistics 2019,» WindEurope, 2020.
- [2] J. Lee, F. Zhao, A. Dutton, B. Backwell, L. Qiao, S. Lim, A. Lathigaralead ve W. Liang, *Global Offshorewind Report 2020*, 2020.
- [3] C. B. Hasager, E. Dellwik, M. Nielsen and B. R. Furevik, "Validation of ERS-2 SAR offshore wind-speed maps in the North Sea," *International Journal of Remote Sensing*, vol. 25, p. 3817–3841, 10 2004.
- [4] M. Badger, J. Badger, M. Nielsen, C. B. Hasager and A. Peña, "Wind Class Sampling of Satellite SAR Imagery for Offshore Wind Resource Mapping," *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, vol. 49, p. 2474–2491, 12 2010.
- [5] C. B. Hasager, M. Badger, A. Peña, X. G. Larsén and F. Bingöl, "SAR-Based Wind Resource Statistics in the Baltic Sea," *Remote Sensing*, vol. 3, p. 117–144, 1 2011.
- [6] C. B. Hasager, M. Badger, N. Nawri, B. R. Furevik, G. N. Petersen, H. Bjornsson ve N.-E.

- Clausen, «Mapping Offshore Winds Around Iceland Using Satellite Synthetic Aperture Radar and Mesoscale Model Simulations,» *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing*, cilt 8, p. 5541–5552, 12 2015.
- [7] P. Doubrawa, R. J. Barthelmie, S. C. Pryor, C. B. Hasager, M. Badger and I. Karagali, "Satellite winds as a tool for offshore wind resource assessment: The Great Lakes Wind Atlas," *Remote Sensing of Environment*, vol. 168, p. 349–359, 10 2015.
- [8] Tobias Ahsbahr and Merete Badger and Ioanna Karagali and Xiaoli Larsén, "Validation of Sentinel-1A SAR Coastal Wind Speeds Against Scanning LiDAR," *Remote Sensing*, vol. 9, p. 552, 6 2017.
- [9] W. Weibull, «A Statistical Distribution Function Of Wide Applicability,» *Journal of Applied Mechanics*, 1951.
- [10] K. Conradsen, L. B. Nielsen ve L. P. Prahm, «Review of Weibull Statistics for Estimation of Wind Speed Distributions,» *Journal of Climate and Applied Meteorology*, cilt 23, p. 1173–1183, 1984.
- [11] F. Bingöl, «Comparison of Weibull Estimation Methods for Diverse Winds,» *Advances in Meteorology*, cilt 2020, p. 11, 7 2020.
- [12] R. O’Sullivan, L. Ramírez, D. Fraile ve G. Brindley, «Offshore Wind in Europe: Key trends and statistics 2020,» WindEurope, Brüksel, 2021.
- [13] F. Bingöl, «Feasibility of large scale wind turbines for offshore gas platform installation,» *AIMS Energy*, cilt 6, no. 6, pp. 967-978, 18 November 2018.
- [14] C. Bak, F. Zahle, R. Bitsche, T. Kim, A. Yde, L. C. Henriksen, M. H. Hansen, J. P. A. A. Blasques, M. Gaunaa ve A. Natarajan, «The DTU 10-MW Reference Wind Turbine,» Technical University of Denmark, Department of Wind Energy, Roskilde, Denmark, 2013.
- [15] D. V. P. F. K. D. A.-S. S. L. Mahrt, «Sea-surface aerodynamic roughness,» *Journal of Geophysical Research*, cilt 108, no. C6, 2003.
- [16] EEA, «Europe's onshore and offshore wind energy potential: An assessment of environmental and economic constraints,» European Environment Agency, Copenhagen, 2009.
- [17] «GEBCO Digital Atlas,» British Oceanographic Data Centre, 2003.
- [18] G. Hughes, *Wind Power Economics Rhetoric & Reality*, Edinburgh, UK: Renewable Energy Foundation, 2020.
- [19] *Hywind Scotland Limited: Director' Annual Report and Financial Statements*, London, UK, 2017.
- [20] R. J. Barthelmie, . S. . T. Frandsen, M. N. Nielsen, S. C. Pryor, . P.-E. Rethore ve H. E. Jørgensen, «Modelling and measurements of power losses and turbulence intensity in wind turbine wakes at Middelgrunden offshore wind farm,» *Wind Energy*, cilt 10, no. 6, pp. 517-528, 2007.