



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

**ΤΟΜΕΑΣ ΥΔΑΤΙΚΩΝ ΠΟΡΩΝ ΚΑΙ
ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ**

**«Μεθοδολογία Χωροθέτησης Υπεράκτιου Αιολικού Πάρκου με
Χρήση Μεθόδων GIS και Αξιολόγησή του για Κάλυψη
Ενεργειακών Αναγκών της νήσου Ρόδου»**



Πλούταρχος Γ. Μαρίνης

Επιβλέπων: Ευάγγελος Α. Μπαλτάς, Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2021



**NATIONAL TECHNICAL UNIVERSITY OF
ATHENS**

SCHOOL OF CIVIL ENGINEERING

**DEPARTMENT OF HYDROLOGY & WATER
RESOURCES MANAGEMENT**

**«GIS-Based Methodology for Offshore Wind Farm Siting and
Evaluation of its Capacity for the Energy Requirements of Rhodes
Island»**



Ploutarchos G. Marinis

Supervisor: Evangelos A. Baltas, Professor N.T.U.A.

Athens, October 2021

«...ἄριστος δ' οὐχ ὁ πρὸς αὐτὸν τῇ ἀρετῇ ἀλλὰ πρὸς ἕτερον· τοῦτο γὰρ ἔργον χαλεπὸν...»

(«...ὁ καλύτερος ἄνθρωπος εἶναι αὐτός που ἀσκεῖ τὴν ἀρετὴ του ὄχι πρὸς ὄφελος του εαυτοῦ του ἀλλὰ πρὸς ὄφελος του ἄλλου· γιατί αὐτό εἶναι ἓνα δύσκολο ἔργο...»)

Αριστοτέλης, Ἠθικά Νικομάχεια (1129b-1130a)

«ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ ΥΠΕΡΑΚΤΙΟΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΜΕΘΟΔΩΝ GIS ΚΑΙ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΟΥ ΓΙΑ ΚΑΛΥΨΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΑΝΑΓΚΩΝ ΤΗΣ ΝΗΣΟΥ ΡΟΔΟΥ»

Copyright © Μαρίνης Γ. Πλούταρχος, 2021

Email: ploutomarinis@gmail.com

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, με κάθε μέσο ηλεκτρονικό ή μη, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται ρητά η πηγή προέλευσης.

Το περιεχόμενο της ανά χειράς διπλωματικής εργασίας αποτελεί προϊόν της πνευματικής προσπάθειας του συγγραφέα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα. Η δημοσίευση σε αυτή υλικού τρίτων, δημοσιευμένου ή μη γίνεται με δόκιμη αναφορά στις πηγές, που δεν επιτρέπει ασάφειες ή παρερμηνείες. Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του επιβλέποντος, της εξεταστικής επιτροπής ή του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Αθήνα, Οκτώβριος 2021

«GIS-BASED METHODOLOGY FOR OFFSHORE WIND FARM SITING AND EVALUATION OF ITS CAPACITY FOR THE ENERGY REQUIREMENTS OF RHODES ISLAND»

Copyright © Marinis G. Ploutarchos, 2021

Copying, saving and distribution of the current Diploma Thesis, partially or as a whole, for non-profit, academic and research purpose is allowed given a respectful citation to the source. The content of the current Diploma Thesis is a result of the intellectual property of the writer. Reproduction of any third party's content in this thesis is properly cited. Opinions and conclusions included in this Thesis represent the writer only and not the supervisor, the examination committee or National Technical University of Athens.

Athens, October 2021

Ευχαριστίες

Η παρούσα διπλωματική εργασία αποτελεί τον επίλογο της πορείας μου στη Σχολή Πολιτικών Μηχανικών του Εθνικού Μετσοβίου Πολυτεχνείου. Η πορεία αυτή σφραγίστηκε από την γνωριμία μου με αξιομνημόνευτους καθηγητές και συμφοιτητές, οι οποίοι έπαιξαν καθοριστικό ρόλο στο πως αντιλαμβάνομαι σήμερα την έννοια του επιστήμονα.

Κατ' αρχάς, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Δάσκαλο, Καθηγητή κ. Ευάγγελο Μπαλτά για την εμπιστοσύνη που έδειξε στο πρόσωπό μου και την προτροπή του να ασχοληθούμε με την εκπόνηση του συγκεκριμένου θέματος. Η καθοδήγηση, οι συμβουλές και η υποστήριξή του κατά την συγγραφή της παρούσας εργασίας ήταν υπερπολύτιμη βοήθεια για μένα και τον εξήραν στα μάτια μου ως σπουδαίο επιστήμονα και άνθρωπο.

Επίσης, θέλω να εκφράσω τις πιο θερμές μου ευχαριστίες στην υποψήφια Διδάκτορα Σοφία Σκρουφούτα για την αμέριστη στήριξη και τις συμβουλές που μου προσέφερε σε όλα τα στάδια της διπλωματικής μου εργασίας με ειλικρινές ενδιαφέρον και περίσσεια ζήλου και μόχθου. Χωρίς την βοήθειά της, δεν θα ήταν εφικτή η επιτυχής ολοκλήρωση της εργασίας αυτής.

Θα ήταν λάθος να μην ευχαριστήσω την Αρχιτέκτονα Μηχανικό Χριστίνα Κατσέλη και την Δρ. Μηχανολόγο Μηχανικό Άννα Γεωργαντάκη για την παροχή δεδομένων και πληροφοριών, που ήταν καθοριστικής σημασίας κατά τη διάρκεια της παρούσης.

Η διαδρομή αυτή δεν θα ήταν η ίδια χωρίς τους επιστήθιους φίλους μου και πλέον Πολιτικούς Μηχανικούς Ανδρέα Τσιχριτζή, Άλκη Σιδέρη, Στέφανο Λάμπρου, Θεοδωρή Βινατσέλα, τον ξάδερφο μου και συνοδοιπόρο Γιώργο Ροντήρη και φυσικά τον παιδικό μου φίλο Αλέξη Μητρόπουλο που έχουμε περάσει μαζί, αλώβητοι, αμέτρητες χαρές και λύπες. Σας ευχαριστώ από τα βάθη της καρδιάς μου.

Κλείνοντας, θέλω να ευχαριστήσω τον αδερφό μου Λευτέρη που ήταν για μένα παράδειγμα ακέραιου ηθικού χαρακτήρα, αλλά και για την υπομονή του όσο φοιτούσα στο ΕΜΠ. Κυρίως όμως, ευχαριστώ τους δύο αγωνιστές γονείς μου Κατερίνα και Γιώργο, οι οποίοι με αυταπάρνηση θυσίασαν πολλά, ώστε να φτάσω σήμερα στο σημείο που έχω φτάσει.

Αθήνα, Οκτώβριος 2021

Πλούταρχος Γ. Μαρίνης

Περιεχόμενα

Ευχαριστίες.....	ix
Περίληψη.....	xiv
Extended Abstract.....	xv
Ευρετήριο Εικόνων.....	xxxviii
Ευρετήριο Πινάκων.....	xl
Ευρετήριο Χαρτών.....	xlii
Ευρετήριο Διαγραμμάτων.....	xliii
1. Εισαγωγή.....	1
1.1. Αντικείμενο της Εργασίας.....	1
1.2. Διάρθρωση της Εργασίας.....	2
2. Αιολική Ενέργεια.....	3
2.1. Γενικά Στοιχεία.....	3
2.2. Αιολική Ενέργεια στην Ελλάδα.....	6
2.3. Υπεράκτια Αιολική Ενέργεια.....	9
2.3.1. Υπεράκτια αιολική ενέργεια στην Ελλάδα.....	12
2.3.2. Πλεονεκτήματα υπεράκτιων αιολικών πάρκων.....	15
2.3.3. Μειονεκτήματα των Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων.....	16
2.3.4. Προκλήσεις Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων στην Ελλάδα.....	19
3. Μεθοδολογία Χωροθέτησης Πλωτού Θ.Α.Π.	20
3.1. Νομοθετικό Πλαίσιο Α. Π. Ε. Ελλάδας.....	20
3.1.1. Χωροταξικός Σχεδιασμός Αιολικών Πάρκων.....	21
3.1.2. Κριτήρια Αποστάσεων Χωροθέτησης Αιολικών Πάρκων.....	24
3.1.3. Ειδικά Κριτήρια Χωροθέτησης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων.....	28
3.2. Πρακτική εφαρμογή βέλτιστης χωροθέτησης Πλωτού Αιολικού Πάρκου στα ελληνικά χωρικά και διεθνή ύδατα.....	29
3.2.1. Περιοχή Μελέτης.....	30
3.2.2. Καθορισμός κριτηρίων χωροθέτησης – Περιοχές αποκλεισμού από την περιοχή μελέτης.....	30
3.2.2.1. Χάρτης Αιολικού Δυναμικού θαλάσσιου χώρου.....	31
3.2.2.2. Χάρτης βαθυμετρίας θαλάσσιου χώρου Ελλάδας.....	32
3.2.2.3. Χάρτης Υποβρυχίων Καλωδίων Διασύνδεσης.....	33
3.2.2.4. Χάρτης Γραμμών Ναυσιπλοΐας.....	34

3.2.2.5.	Χάρτης Περιοχών υπαγόμενων σε καθεστώς προστασίας	35
3.2.2.6.	Χάρτης περιοχών στρατιωτικών ασκήσεων.....	36
3.2.2.7.	Συνολικός Χάρτης Αποκλεισμένων Περιοχών	38
4.	Μεθοδολογία κάλυψης ενεργειακών αναγκών ν. Ρόδου μέσω ΘΑΠ	39
4.1.	Ρόδος – Γενικά Χαρακτηριστικά	39
4.2.	Γεωγραφικά – Διοικητικά Στοιχεία	39
4.3.	Δημογραφικά Στοιχεία.....	41
4.4.	Ενεργειακό Δίκτυο.....	41
4.5.	Εκτίμηση Παραγόμενης Ενέργειας.....	45
4.5.1.	Παραγωγή συνθετικής χρονοσειράς ανέμου.....	45
4.5.2.	Εκτίμηση ενεργειακών αναγκών.....	49
4.5.3.	Εκτίμηση παραγόμενης ενέργειας	58
4.5.4.	Αποθήκευση ενέργειας – Εκτίμηση παραγόμενης Υδροηλεκτρικής Ενέργειας.....	61
5.	Αποτελέσματα – Συζήτηση.....	64
5.1.	Θέση Επιλογής Χωροθέτησης Πλωτού Θ. Α. Π.....	64
5.2.	Εκτίμηση Κάλυψης Ενεργειακών Αναγκών ν. Ρόδου μέσω Θ. Α. Π.....	67
6.	Συμπεράσματα – Προτάσεις για Περαιτέρω Έρευνα	75
6.1.	Συμπεράσματα	75
6.1.1.	Γενικά Συμπεράσματα	75
6.1.2.	Ειδικά Συμπεράσματα από την εφαρμογή της μεθοδολογίας χωροθέτησης πλωτού Θ.Α.Π. 76	
6.1.3.	Ειδικά Συμπεράσματα από την εφαρμογή αξιολόγησης του ΘΑΠ για κάλυψη ενεργειακών αναγκών της ν. Ρόδου	76
6.2.	Προτάσεις για Περαιτέρω Έρευνα.....	77
	Βιβλιογραφία	79
	Ελληνική Βιβλιογραφία.....	79
	Ξενόγλωσση Βιβλιογραφία.....	82
	Πίνακας Νομοθεσίας – Νομολογίας.....	83

Περίληψη

Οι ενεργειακές ανάγκες της νησιωτικής Ελλάδα καλύπτονται σε πάρα πολύ μεγάλο ποσοστό από αυτόνομους ενεργειακούς σταθμούς που καταναλώνουν συμβατικά καύσιμα. Η αγκίστρωση σε αυτόν τον τρόπο παραγωγής ενέργειας συνεπάγεται την εξάρτηση των νησιών από απομακρυσμένες περιοχές και ενεργειακές αρρυθμίες δημιουργώντας ένα μέλλον με δυσοίωνες προβλέψεις. Παράλληλα, η αξιοποίηση των ΑΠΕ, και κυρίως της αιολικής ενέργειας, στο ενεργειακό μείγμα των νησιών αντιμετωπίζεται με καχυποψία και εγείρει συχνά τις αντιδράσεις των τοπικών κοινωνιών, όταν πρόκειται για εγκατάσταση ανεμογεννητριών στη στεριά.

Οι ελληνικές θάλασσες, ωστόσο, διαθέτουν ένα αιολικό δυναμικό αρκετά μεγαλύτερο από την ηπειρωτική Ελλάδα, ενώ συγχρόνως η εγκατάσταση αιολικών πάρκων σε κατάλληλες περιοχές αυτών, λύνει και πολλά από τα προβλήματα εγκατάστασής τους στη στεριά. Το γεγονός αυτό σε συνδυασμό με το όλο και αυξανόμενο ενδιαφέρον των επενδυτών για τα υπεράκτια αιολικά πάρκα υποδεικνύει πως είναι απαραίτητη η εξέταση της λύσης των υπεράκτιων αιολικών πάρκων, προς επίλυση της ενεργειακής εξάρτησης των άνυδρων νησιών της χώρας.

Ενώ η συντριπτική πλειοψηφία των ήδη εγκατεστημένων υπεράκτιων αιολικών πάρκων στον πλανήτη είναι σταθερής θεμελίωσης, οι ισχυρότεροι άνεμοι πνέουν σε βάθη που δεν επιτρέπουν την θεμελίωση ανεμογεννητριών στον πυθμένα της θάλασσας. Έτσι, φαίνεται πως δεδομένης και της τεχνολογική πρόοδο του τομέα, το μέλλον είναι τα πλωτά υπεράκτια αιολικά πάρκα που ξεπερνούν τους περιορισμούς που θέτει η βαθυμετρία στην κατασκευή και αξιοποιούν μεγαλύτερο αιολικό δυναμικό.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία, προτείνεται μία μεθοδολογία χωροθέτησης για τον εντοπισμό της ευνοϊκότερης θέσης για εγκατάσταση και λειτουργία ενός υπεράκτιου πλωτού αιολικού πάρκου στην ευρύτερη περιοχή του ελλαδικού θαλάσσιου χώρου. Τα κριτήρια που πρέπει να πληρούνται για την εγκατάσταση υπεράκτιου αιολικού πάρκου είναι απόρροια του Ειδικού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού, ενώ η ψηφιοποίηση και επεξεργασία τους έγιναν με χρήση της εφαρμογής *ArcGIS Pro*. Παράλληλα, μετά την επιλογή θέσης χωροθέτησης, εξετάζεται ένα ρεαλιστικό σενάριο διερεύνησης της λειτουργίας του πλωτού Θ.Α.Π. για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών της Ρόδου.

Extended Abstract

Introduction

Electric energy requirements of the islands of Greece are met to the greatest extent by facilities that consume conventional fuels, mainly coal. Attachment to this method of energy production entails the dependence of the Greek islands from remote areas and creates energy arrhythmias, thus creating predictions for an ominous future. In parallel, exploitation of renewable and sustainable resources, mainly wind power, is often treated with distrust and raises uproars from local communities when it comes to installing wind turbines onshore.

Greek seas provide a far greater wind capacity than the mainland and at the same time wind farm setting in appropriate sea areas surpasses the disadvantages that onshore wind farms come with. This fact combined with the increasing investment interest for offshore wind farms, suggests that examining the potential of offshore wind farms for relieving the energy dependence of the anhydrous Greek islands is of great significance.

Although stronger and steadier winds blow in depths where it can only be exploited by floating offshore wind farms, 99.7% of installed offshore wind farms are consisted of fixed-foundation offshore wind turbines. As a result, it seems clear that taking technological advancement in wind power installation, the future lies in conquering depths only approachable by floating wind farms.

In this diploma thesis a methodology for the sitting of a floating wind farm is proposed for locating the more favorable area for its installation and operation in the Aegean and Ionian Sea. The taken into account criteria for the sitting are a direct outcome of the Special Framework of Spatial Planning of Greece and their digitization and processing were carried out using the ArcGIS-Pro 2020 software. Following the choosing of the sitting area, a realistic operating scenario for the floating wind farm is examined in order to examine its potential to fulfill the energy requirements of Rhodes Island in the Dodecanese. This is proposed for two reasons. Firstly, electricity interconnection of Crete has already been carried out and secondly Rhodes is one of the biggest touristic destinations of the Mediterranean which leads to its electricity network to be greatly burdened during the summer months.

Study Area

Floating Wind Farm Methodology Sitting

The study area consists of the maritime space of the Aegean and Ionian Sea from the Greek coastline to the isobaths of 800 m. It must be underlined that the study area includes territorial as well as international waters.

Rhodes Island

Rhodes is located approximately 450 km southeast of Athens, 18 km south of the coast of Turkey and covers an area of 1.400,684 km² which is enclosed in a 253 km coastline thus ranking it as the largest island of the Dodecanese, the fourth largest in Greece and the ninth in the Mediterranean.

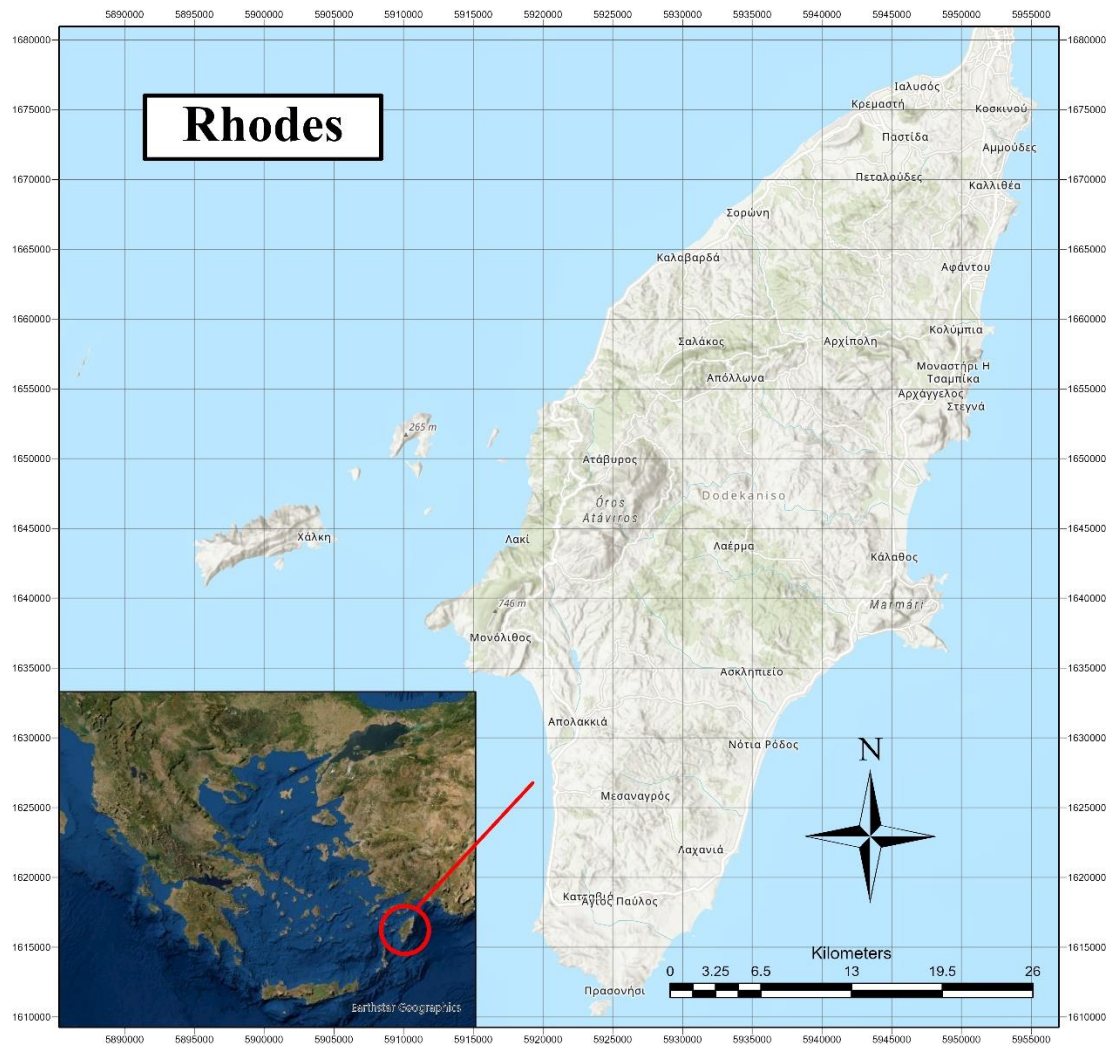


Figure 1: Map of Rhodes (Source: ArcGIS Pro)

Municipality of Rhodes, based in the city of Rhodes, includes the main island and the much smaller neighboring islands. According to the last official population census, the islands population is 115.490 inhabitants having a 17.63 % increase from the 1991 census and an 1.29% decrease from the 2001 census. Energy requirements are to the greatest extent met from the Public Power Corporation S.A. (P.P.C. S.A.) in the Soroni Facility (Total Installed capacity of 232.5 MW) which exploits coal, fuel oil and diesel for the power production of the island which is yet not interconnected to the Greek mainland. From 1996 to 2010 energy power production in the island has increased by 94.5%. Energy power demand from 2015 to 2020 is shown in *Figure 2* while a monthly demand fluctuation for the aforementioned years is shown in *Figure 3*.

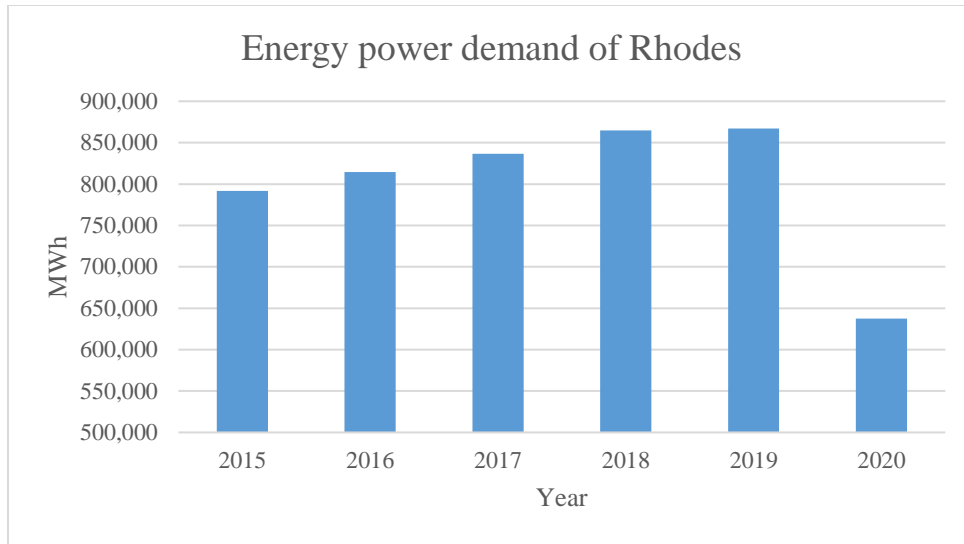


Figure 2: Energy power demand of Rhodes from 2015 to 2020 (Source: Hellenic Electricity Distribution Network Operator)

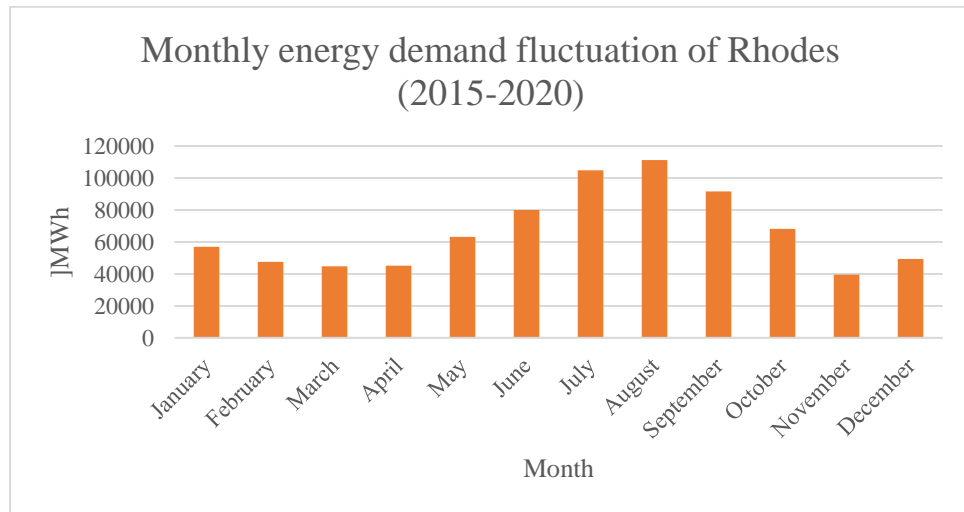


Figure 3: Monthly energy demand fluctuation of Rhodes (2015-2020) (Source: H.E.D.N.O)

According to H.E.D.N.O, renewable resources reached a total installed capacity of 66.71 MW from which 48.55 MW was produced by wind turbines meaning that 19.95% of energy production is based on renewable resources. It must be made clear that the wind capacity of the Dodecanese is one of the greatest in Greece with winds averaging constantly over 7 m/s.

Methodology

Siting criteria determination – Excluded Areas

The first series of exclusion criteria for the siting of the floating wind farm is buffer zones as specified in the “*Preliminary Wind Farms Siting – Phase I*” issued by the Hellenic Ministry of Environment and Energy:

1. Areas that appertain to the network of nature protection areas “Natura 2000” and a buffer radius of 800 m around them
2. Protected areas of eco-development and a 800 m buffer radius around them
3. Areas appertained to the jurisdiction of National Parks and a 800 m buffer radius around them
4. Areas appertained to International Treaties (i. e. Mount Athos) and a 800 m buffer radius around them
5. Areas bound by the Greek Army Forces for military training (shooting ranges) and a 2 km buffer radius around them (These areas are officially announced by the Hydrographic Service of the Hellenic Navy – H.N.H.S.)
6. The most dense maritime routes as depicted by *Marine Traffic* and an 1 km buffer radius around them
7. Sea areas at a 2 km buffer radius from the Greek coastline

Apart from the exclusion criteria, it must be noted that the criterion for the optimal sitting is the bathymetry of the Ionian and Aegean Sea. To be more specific, in the diploma thesis the research examines the finding of the optimal sitting of a floating wind farm bearing in mind the mitigation of the limitations that come with a fixed bottom offshore wind farm near the coastline and the exploitation of the winds that blow in greater depths of the Greek seas. As a result, depths of less than 140 m are excluded because they are mainly in distances from shore up to 20 km which means that obstacles of visual and noise nuisance, that wind turbines operation cause, are avoided. Also, this criterion means that appropriate distances from ports are met. The methodology includes a study are as deep as the 800 m isobath as international biography suggests this depth is technologically realistic for the sitting of a floating wind farm.

No weighting factor is assigned to each of the following exclusion criteria meaning that sea areas appertained to them, are to be rejected.

Wind Power Capacity Marine Map

Figure 4, as digitized through *ArcGIS Pro*, depicts a spatial allocation of the average values of wind power capacity as computed by the European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) (<https://globalwindatlas.info/about/method>). It is clear that the wind capacity of Greek seas at an absolute elevation of 150 m ranges from 1.5 m/s to 16.3 m/s. The areas with the greatest values are:

- In the northeastern part of the Cyclades (especially between Andros and Mykonos island)
- Between Lesvos (Mytilene) island and Lemnos
- Between the east of Crete and Karpathos island

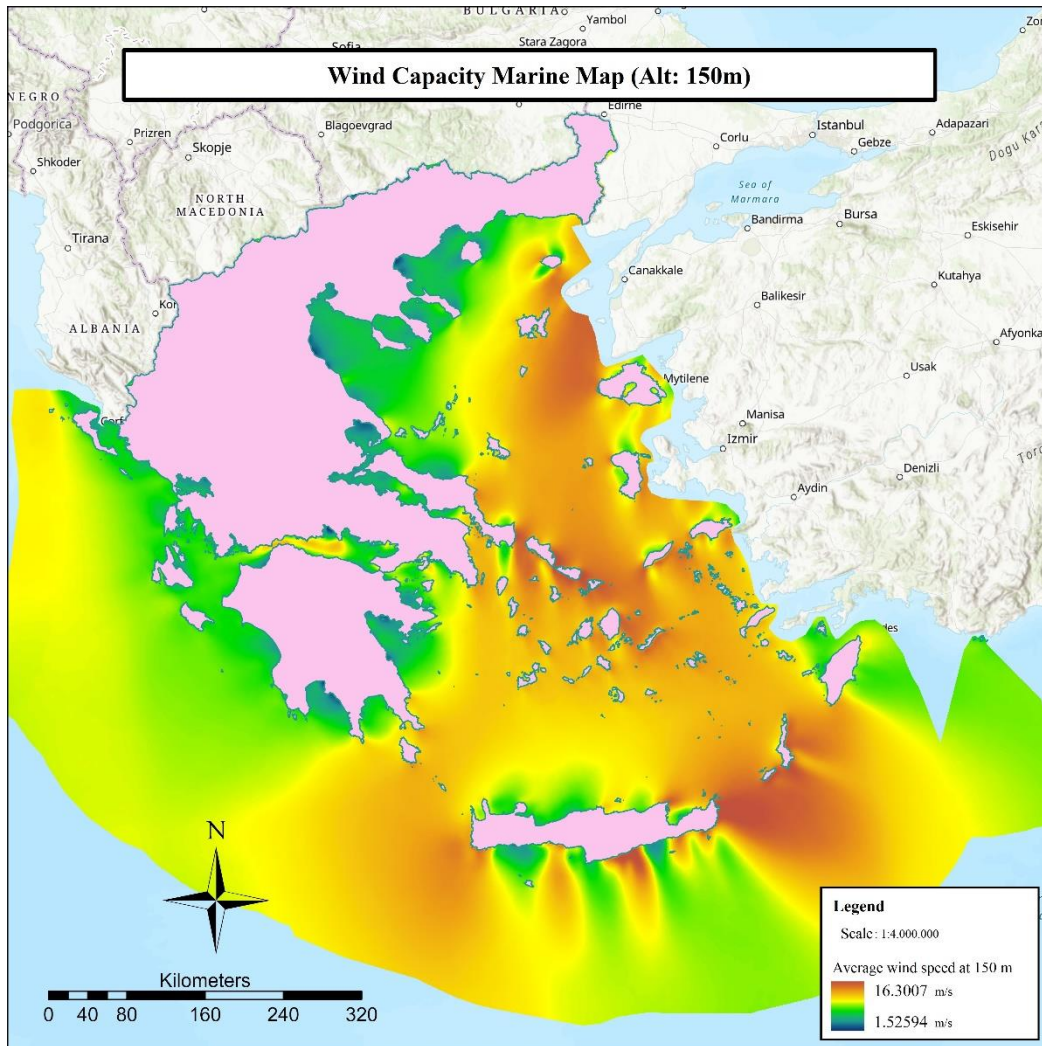


Figure 4: Wind power capacity Marine map of the Aegean and Ionian Sea at 150 m altitude (Source: ArcGIS Pro, ECMWF)

Marine bathymetry map

Bathymetry is one of the most important criterion as it defines the type of the offshore wind farm (fixed-bottom or floating). In this thesis depths of at least 140m are examined. It must be understood that in distances of 25 km from the coastline, depths in the greatest extent exceed 200m. Ongoing technological advancements suggests that a floating wind turbine could efficiently be placed at depths as deep as 800m which is the upper threshold for the analysis.

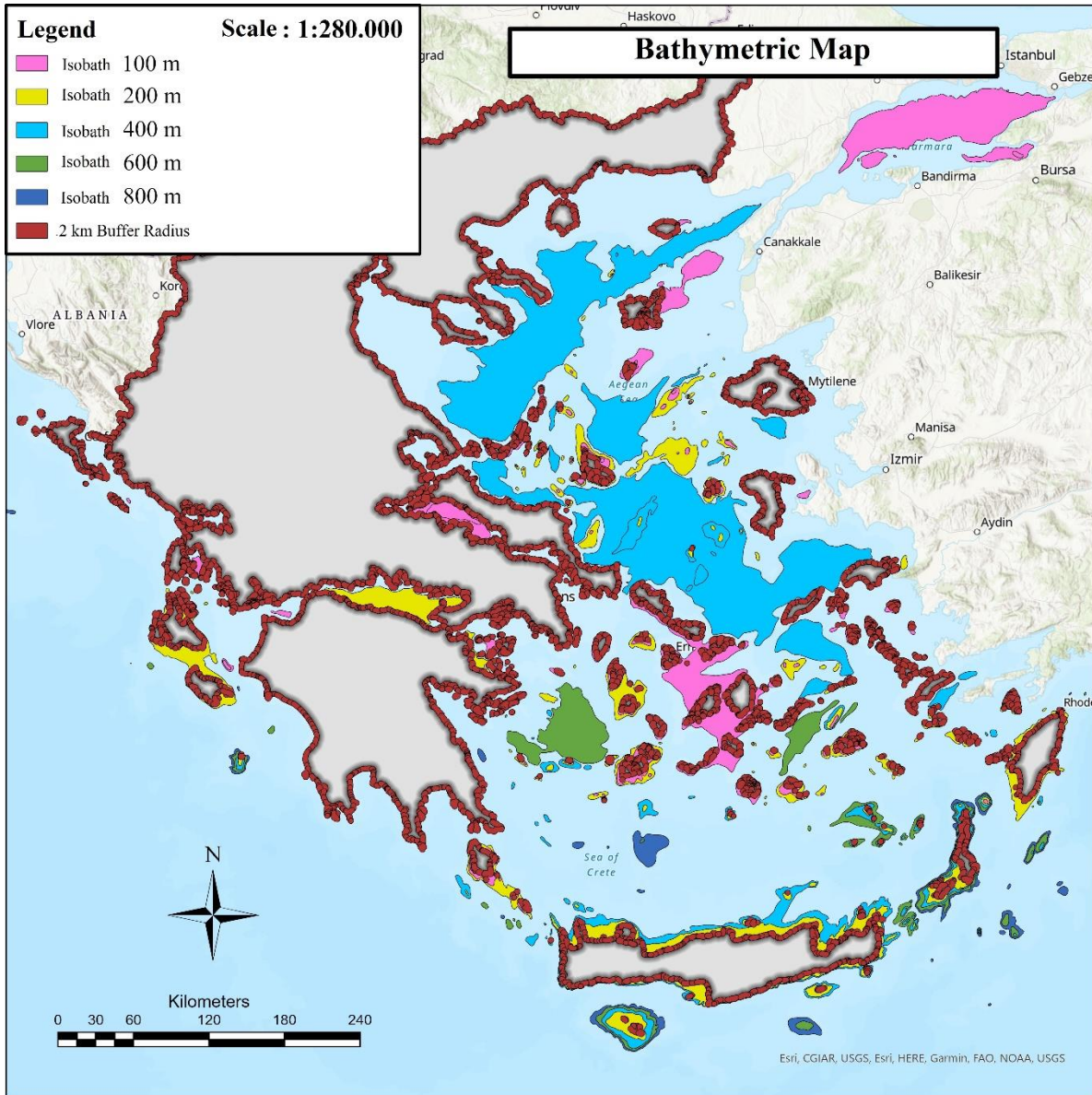


Figure 5

Submarine cables map

The submarine cables are an obstacle to the installation of the floating wind farm. A 250 m exclusion radius around them is digitized as suggested by Saleous et al. (2016). The location of the cables is provided by EMODnet (Pan-European Marine Data and Observation Network).

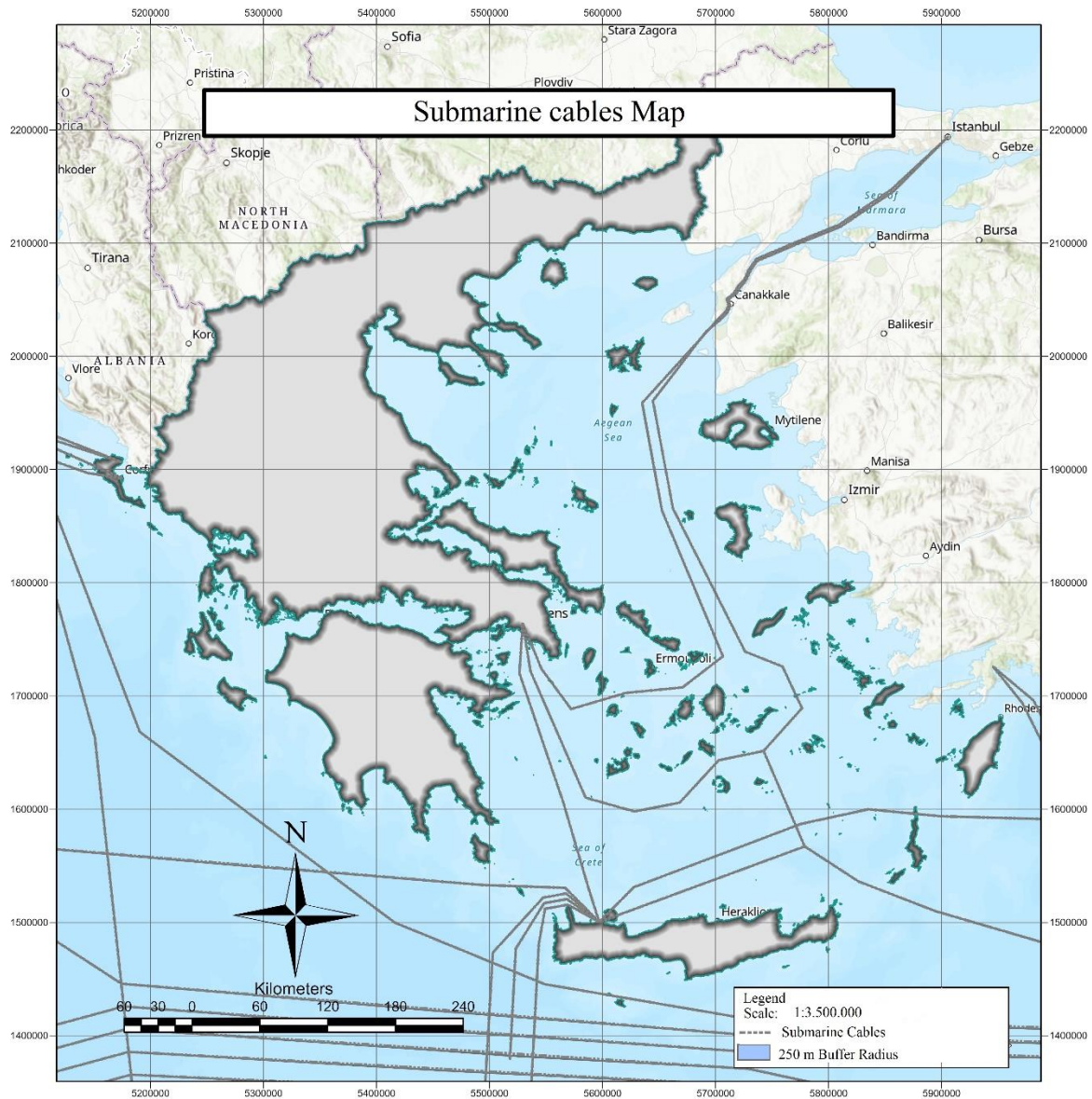


Figure 6: Submarine cables map of the Aegean and Ionian Sea (Source: EMODet)

Maritime shipping routes map

Maritime routes traces density is high at the Aegean as well as the Ionian Sea. Marine traffic depicts this density through the Automatic Identification System – AIS. This density was digitized using the ArcGIS Pro 2020 software to depict a clear maritime routes map (Figure 6) of the main traces in which, conservatively, a 3 km buffer radius was created.

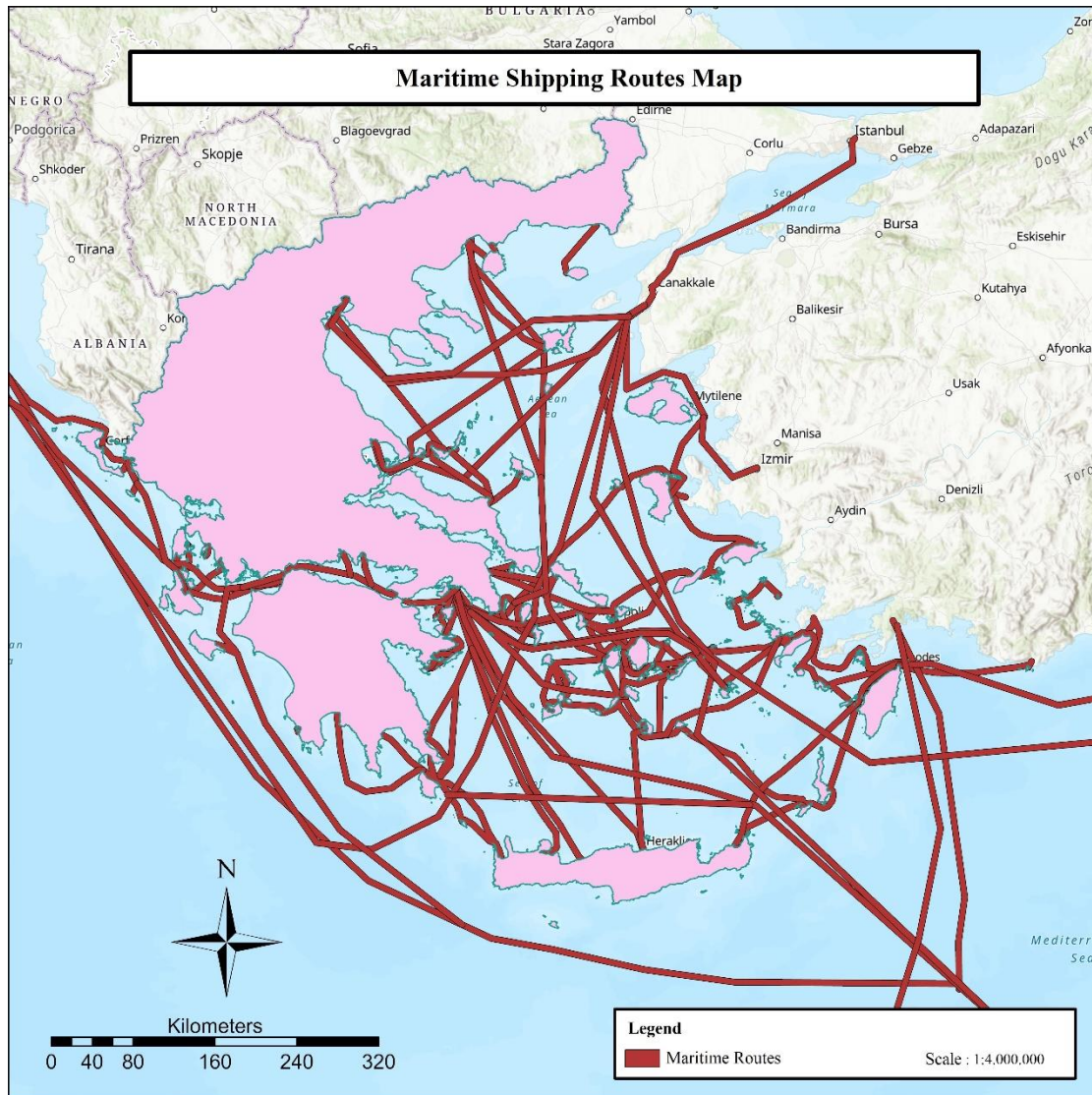


Figure 7: Maritime Routes Map of Greece as digitized using ArcGIS Pro (Source: Marine Traffic, ArcGIS Pro)

Areas appertained to protection regimes

Greece has one of the largest networks of protected areas in Europe. There are 443 areas appertained to the “Natura 2000” network which cover 27.1% of Greek spatial territory, 11 national parks, 2 protected sea parks, 10 wetlands protected under the “Ramsar Convention on Wetlands of International Importance”, 19 periurban (aesthetic) forests and countless monuments of cultural and environmental importance. Under the Special Legislative Framework of Spatial Planning it is clearly stated that no wind farm may operate at a 800 m buffer radius around those areas.

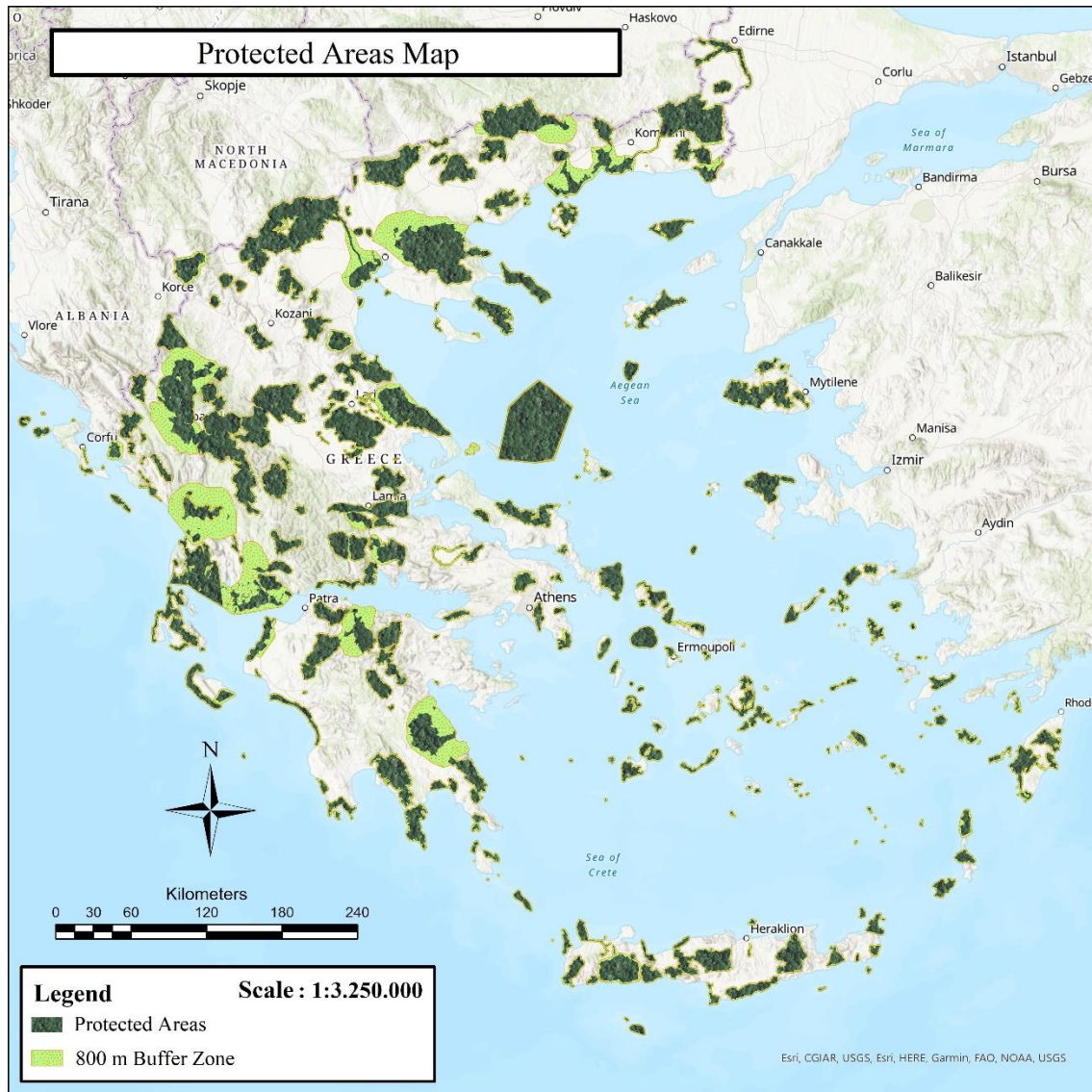


Figure 8

Map of military training

All shooting fields, of the Greek navy, the Greek Air Force and the Greek Infantry, may be temporary or permanent and are activated periodically or in emergency and thus are considered exclusion areas for the methodology. They are made known to the public and the shippers by the Hydrographic Service of the Hellenic Navy – H.N.H.S. The most extensive training areas are at the Sea of Crete, northeast of Andros and Tinos, southwest of Kefalonia and Zakynthos and northwest of Mount Athos. In order to be conservative a 2 km buffer radius is also taken into account at the methodology.

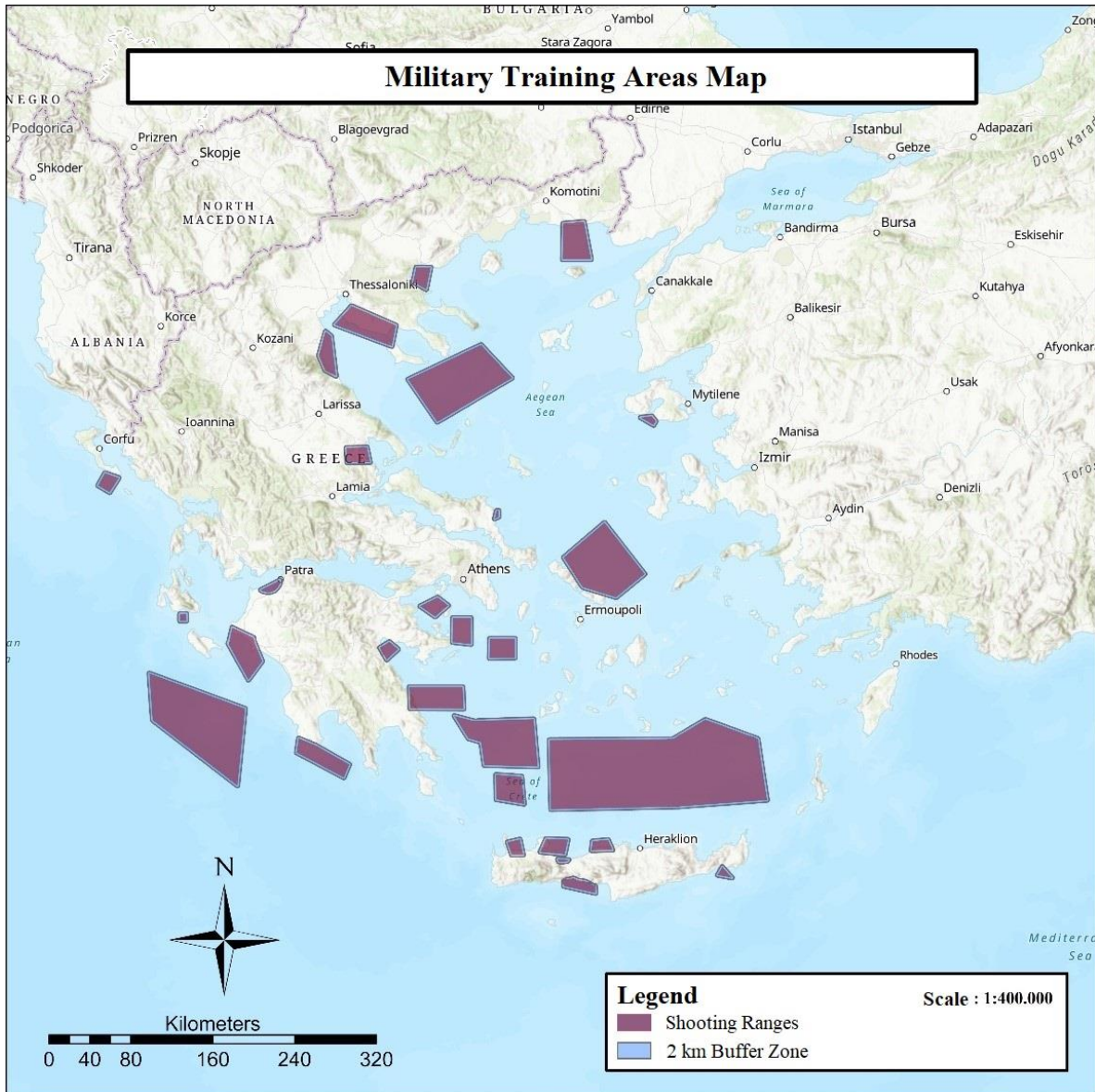


Figure 9: Military Training Areas Map of Greece as updated by the H.N.H.S. (Source: ArcGIS Pro)

Complete map of exclusion areas

Figure 9 is the last step of mapping procedure before the choosing of the appropriate areas for the sitting of the floating offshore wind farm at the Greek seas. It must be underlined that, according to international sea law, floating wind farms may be sited at international waters without the obligation to declare an EEC (Exclusive Economic Zone).

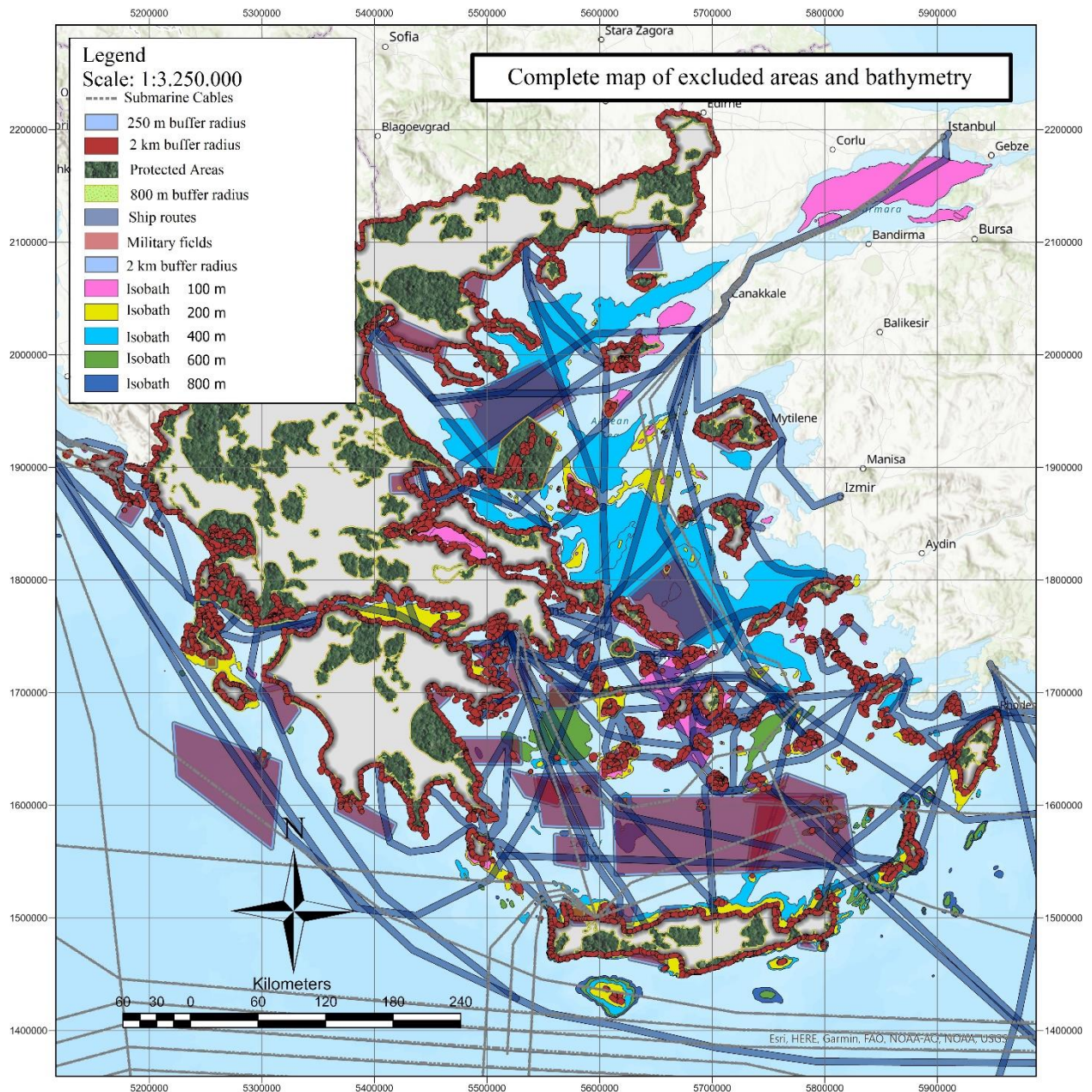


Figure 10: Complete map of areas of exclusion and bathymetry (Source: ArcGIS Pro)

Methodology

From the historical data, the synthetic wind time series is generated through the methodology proposed by Negra et al. (2007).

- The classification of historic wind speed data based on their speed
- The wind speed state probability
- The state frequency
- The average state duration
- The transition rates, one for the transition up and one for the transition down.

Once 12 probability tables for each month are defined, it is possible to produce synthetic wind speed time series. The step-by-step procedure is described as follows:

- The wind speed vector takes an initial value while the time variable receives the initial value of 0 hour. For the first simulation year, the initial wind speed vector takes the value that corresponds to the average historic wind speed.
- Calculation of time to up (TTU) and time to down (TTD). h represents the simulation period which is equal to one year.
- If $TTU < TTD$, the wind speed elevates to the upper state after TTU hours.
- If $TTD < TTU$, the wind speed descends to the lower state after TTD hours.
- The vector and variable t are updated.
- The procedure is repeated until t is equal to or greater than h .
- In each step, the initial wind speed vector takes the latest value of the previous synthetic wind speed time series.

The values of the historical time series are considered as input data for the method, in order to finally produce the year-long synthetic time series values in three-hourly steps. The study has a lifetime of 25 years, hence the procedure is repeated as many times as the number of years in the study. Finally, the three-hour synthetic is converted to an hourly step synthetic time series to match the hourly electricity demands and to draw reliable conclusions. The implementation of the model for the production of time series is carried out using the program *Microsoft Office Excel*. Figure 11 which shows the frequency-speed comparison between the two series (historical – synthetic), confirms the similarity of the historical with the synthetic and the reliability of the model.

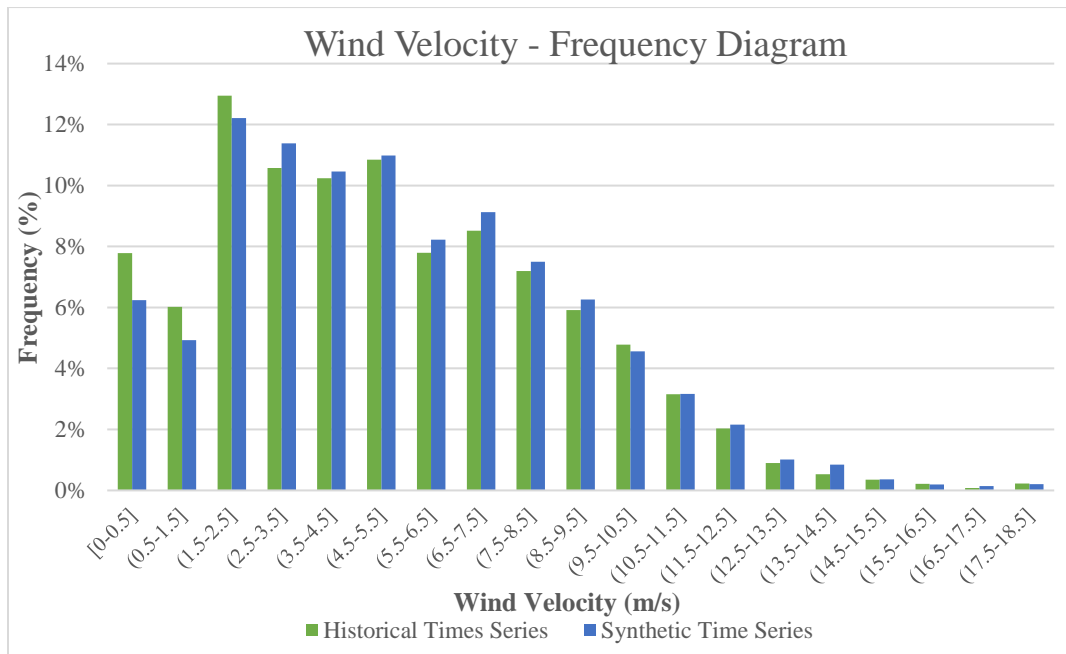


Figure 11: Wind velocity – Frequency Diagram

The reliability of the model also depends on the estimation of the electricity needs of the residents. The estimation of energy needs is based on the population characteristics of the island of Rhodes. Since the conservative life of the project is estimated to be 25 years, a regression must be made to estimate the future population of the island.

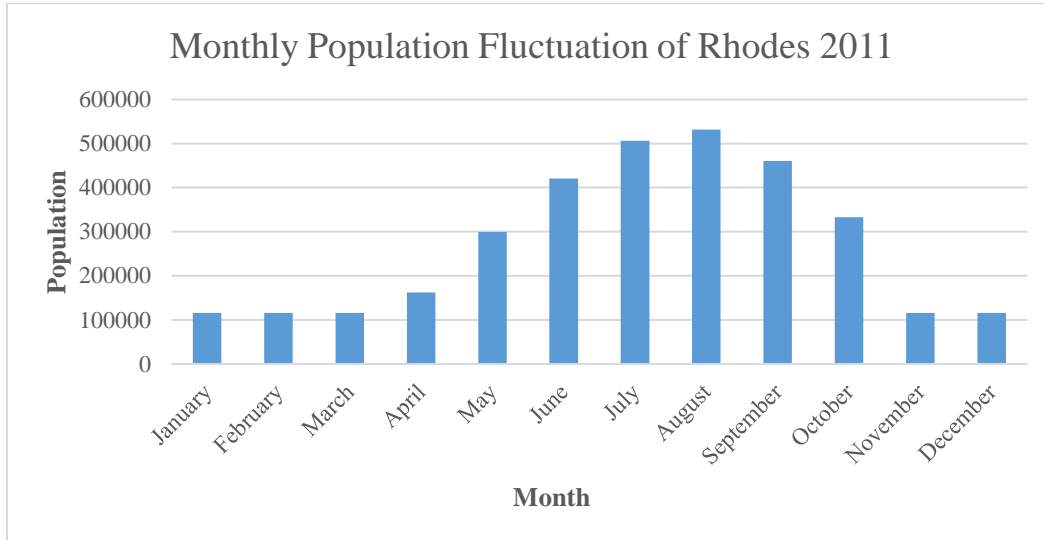


Figure 12: Monthly Population Fluctuation of Rhodes Island (Source: National Bank of Greece)

The total monthly demand of the island in MWh for 6 years, i.e. from 2015 to 2020, is used for the estimation of the energy needs, which are provided to the writer by the Hellenic Electricity Distribution Network Operator S.A.. The total monthly energy demand (MWh/d) of each month is considered as an input. It is then converted to a daily demand. In addition,, the daily variation in energy demand for a typical 24-hour period of each month for the year 2019 is also provided by HEDNO S.A., according to which, the previous time series of daily demand is converted to hourly demand. Finally, in order to make the energy demand estimate as accurate as possible for the lifetime of the project, once the average hourly energy consumption for one year is calculated, this annual time series is reduced to the expected population per year (25 years).

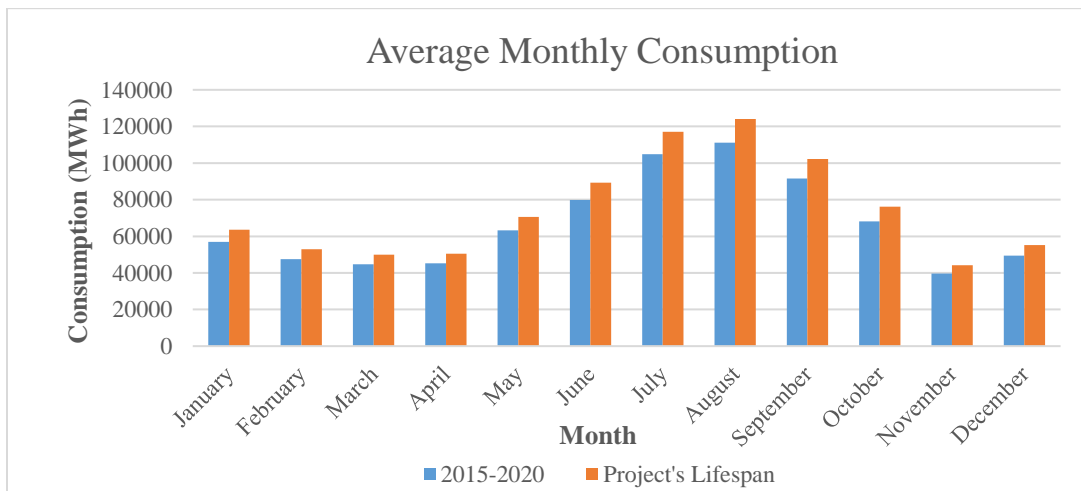


Figure 13: Average Monthly Energy Consumption: 2015-2020 vs Project's Lifespan

Estimation of Energy Production

In the present study, it is proposed to construct a floating wind farm in the selected siting area, with a total installed capacity of 90 MW. This capacity derives from 15 6 MW wind turbines (Model: SWT-6.0-154) from Siemens-Gamesa. The company has extensive international experience in the construction, installation and maintenance of offshore wind farms, having already installed 15 GW of offshore wind farms, with a turnover of 6.9 billion € and an additional 2.3 GW of projects planned. The 6 MW model is considered, for this study, the optimal solution given the limited options in offshore wind turbine models. The same type of wind turbine was installed at the Hywind floating wind farm (construction 2017) in Aberdeen, Scotland (total capacity 30 MW). The farm has managed to reach an efficiency factor of up to 65%. Note that linear interpolation is used for decimal wind values, to maintain accuracy in conversion into energy. Thus, the energy time series is produced from the wind time series. In Figure 7, the power curve of E – 101 model is shown.

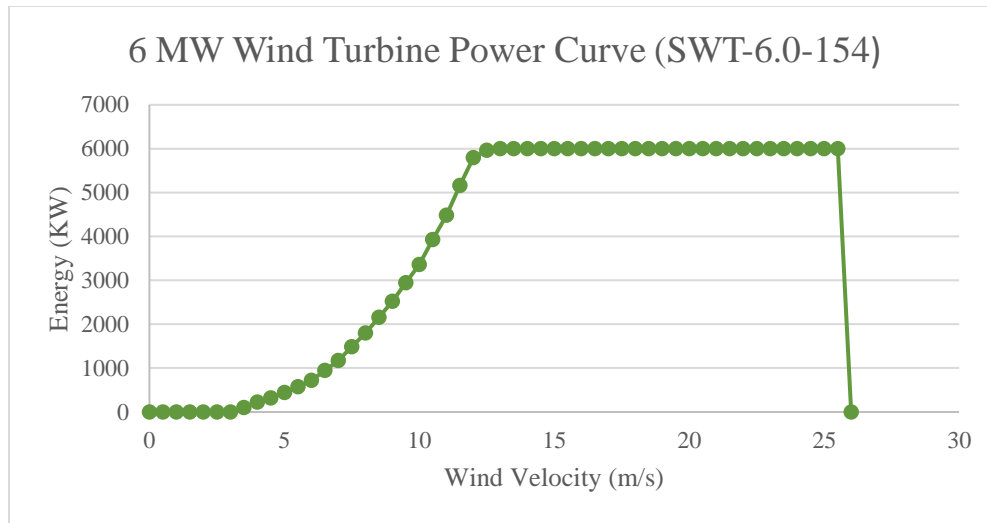


Figure 14: 6 MW (SWT-6.0-154) Wind Turbine Power Curve

Maintaining power generation in island systems is necessary when they are interconnected. Their interconnection and the use of RES in their energy mix, does not guarantee the security and stability of energy systems, due to the randomness of the availability of the primary energy source, in this case wind. Therefore, the present study requires the provision of a reversible hydroelectric power plant. The calculation of the hydropower of the project is done in hourly step, depending on the wind energy produced in the corresponding step. Specifically, the energy produced by the hydro turbine of the hydroelectric power plant (HPP) is given by the equation:

$$E = \gamma \cdot Q \cdot H \cdot n$$

where:

- γ : water specific gravity (9.81 kN/m³)
- Q : turbine flow rate (m³/s),

- H: the altitude difference between the upstream water level and the altitude of the downstream turbine,
- n: turbine efficiency coefficient.

Results

Floating Wind Farm Siting

In this study, the constraints, the exclusion criteria taken into account, as well as the map of the wind potential of the marine area and bathymetry, indicate the areas shown in as optimal in Greek waters. Initially, the following marine areas are selected as the most suitable:

- The first area selected, is southeast of Lemnos and northwest of Mytilene.
- The third area east of Crete and west of Kasos.

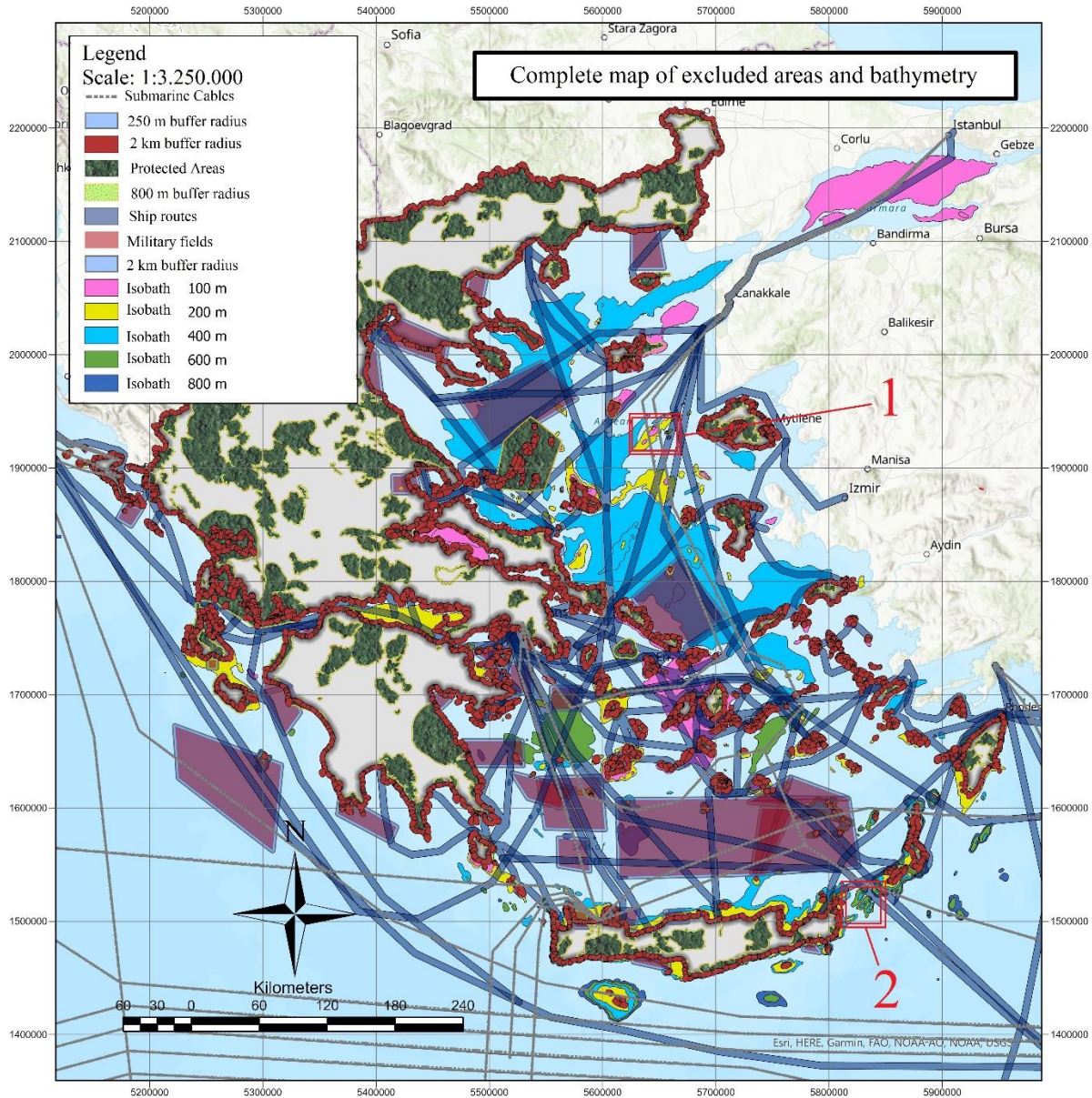


Figure 15: Possible areas that qualify for siting a floating wind farm (Source: ArcGIS Pro)

The optimal location, based on the criteria analyzed in the “Methodology Chapter”, is the area east of Crete, in particular the strait between the island of Crete and Kasos. Specifically, in this area, through ArcGIS Pro, the 3 areas shown in Map 8 are selected. Areas A, B, C are considered optimal, as they are located within the 400 m isobath.

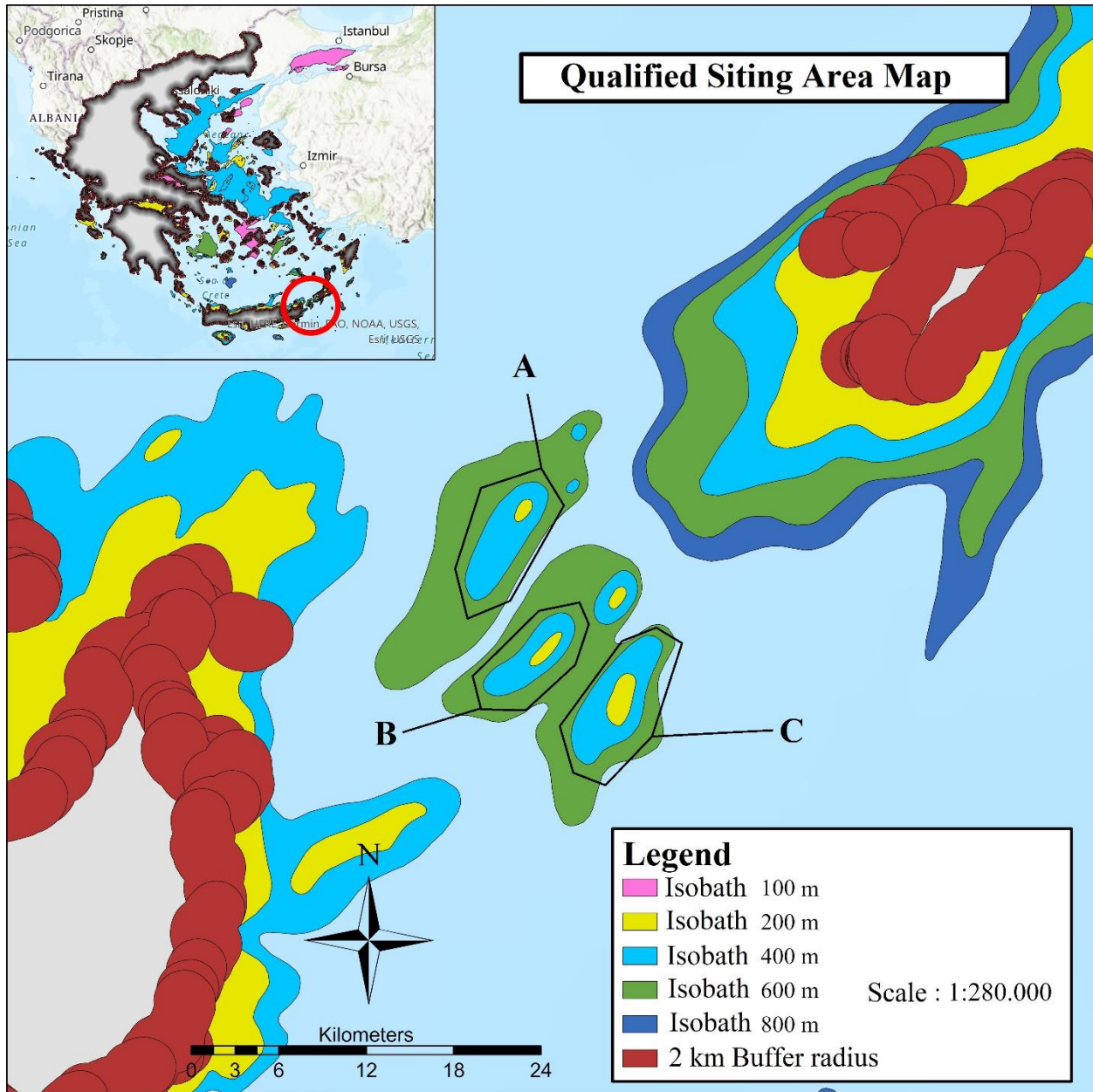


Figure 16: Final selected area for the siting of a floating wind farm (Source: ArcGIS Pro)

- Site A occupies a total area of 22.15 km². It is approximately 24.5 km from the nearest coast of Crete and 26.5 km from Kasos.
- Site B occupies a total area of 16 km². It is approximately 21.5 km from the nearest coast of Crete and 32 km from Kasos.

- Site C occupies a total area of 28.5 km². It is approximately 25.5 km from the nearest coast of Crete and 28 km from Kasos.

Given that the distance between the turbines is proposed to be 7 diameters and more (Meneveau, 2011), in order to be fully efficient and not to interact negatively with each other, it is proposed to install 15 Siemens-Gamesa 6 MW floating turbines with 150 m impeller diameter, divided in two rows. It should be noted that the proposed wind turbines will not be visible from the coast of Crete or Kasos.

Coverage of the power demands of Rhodes

To estimate the energy produced by the wind farm, the power curve depicted in Figure 13 is used. From the wind speed time series and given the power curve, the time series of the energy is on an hourly step. In Figure 14 and Figure 15, the results of wind energy production, demand are given as well as the mean monthly coverage of power demand percentage. The wind energy production reaches its peak in August and its nadir in May.

Month	Average Wind Energy Production (MWh/d)	Mean Value of Produced Wind Energy (MWh/h)	Standard Deviation of Produced Wind Energy (MWh/h)	Coverage of Demand (%)
January	1,405.61	58.57	35.95	64
February	1,154.14	48.09	35.54	56
March	1,197.76	49.91	36.64	61
April	1,058.21	44.09	36.67	54
May	787.28	32.80	34.86	34
June	1,185.81	49.41	37.68	41
July	1,597.11	66.55	31.80	44
August	1,645.4	68.56	31.62	42
September	1,146.89	47.79	35.71	35
October	1,033.27	43.05	35.71	42
November	1,078.88	44.95	36.32	57
December	1,068.63	44.53	34.80	54

Figure 17: Data on wind energy produced for each month in the project's lifespan

Month	Mean Energy Demand (MWh/d)
January	2,049.97
February	1,892.35
March	1,613.47

April	1,682.34
May	2,276.19
June	2,974.20
July	3,775.77
August	4,002.61
September	3,405.53
October	2,455.46
November	1,473.08
December	1,780.21

Figure 18: Daily Mean Energy Demand of Rhodes – Project’s Lifespan

Figure 16 depicts a comparison between the mean daily wind production and demand for the project’s lifespan.

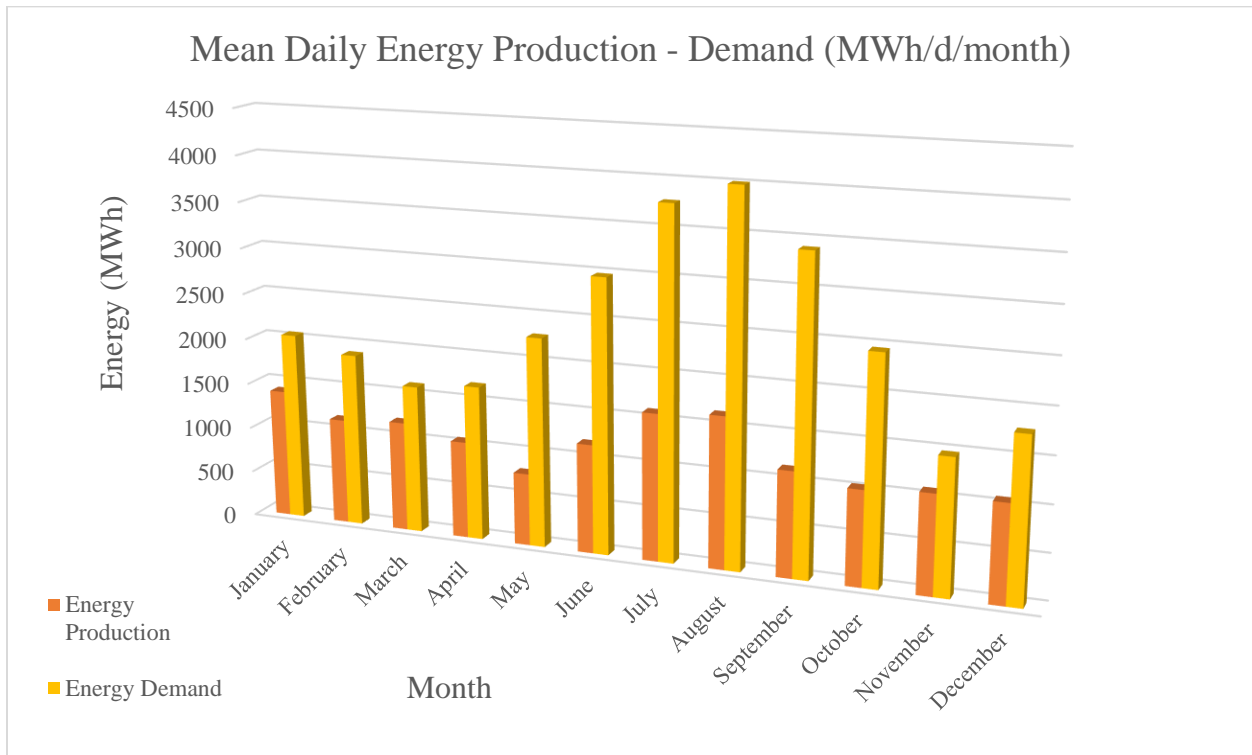


Figure 19: Comparison of energy production and demand for the project’s lifespan

Regarding the percentage of demand coverage by the floating wind farm, the overall percentage over the lifetime of the project (25 years) is 49%. In January, we have the highest coverage rate of 64% of demand, while in May we have the lowest rate of 34%. It should be stressed that Figure 16 and Figure 17, should not follow the same trend, as can be easily understood, since every month the energy demand varies. In Figure 18 it is clear that the values are distributed in the same way around the mean value.

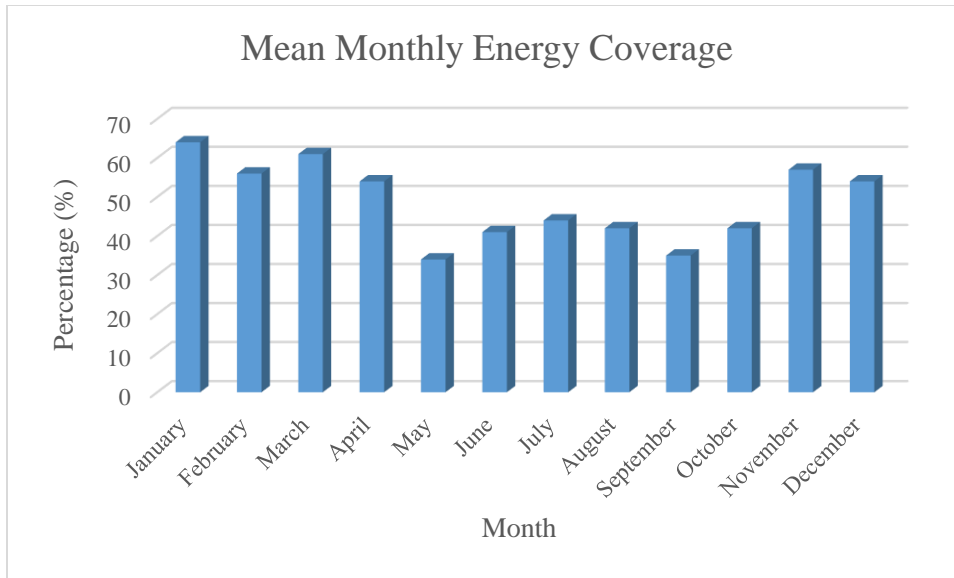


Figure 20: Mean Monthly Energy Coverage – Project’s Lifespan

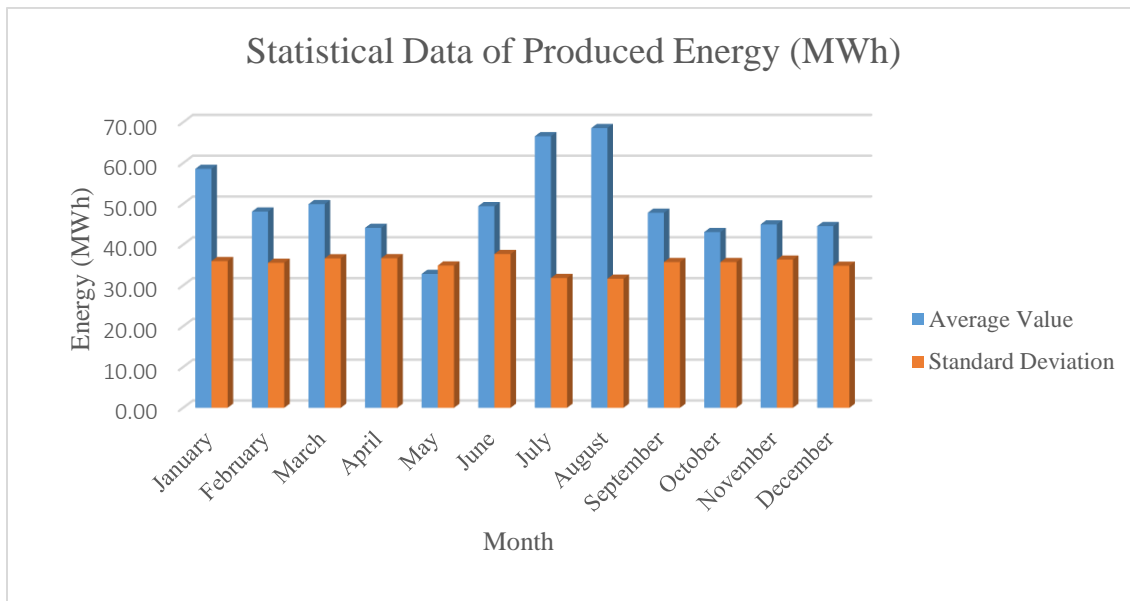


Figure 21: Statistical Date of Energy Production (MWh)

Figure 19 illustrates the surplus and deficit of produced wind energy in relation to demand for the 25th year of the study in hourly increments. The fact that deficits are much more than the surplus explains why the reverse hydroelectric station (Figure 21) does not increase the coverage percentage significantly, as indicated in Figure 20. Finally, Figure 22 depicts the mean percentage coverage of each year for the project’s lifespan.

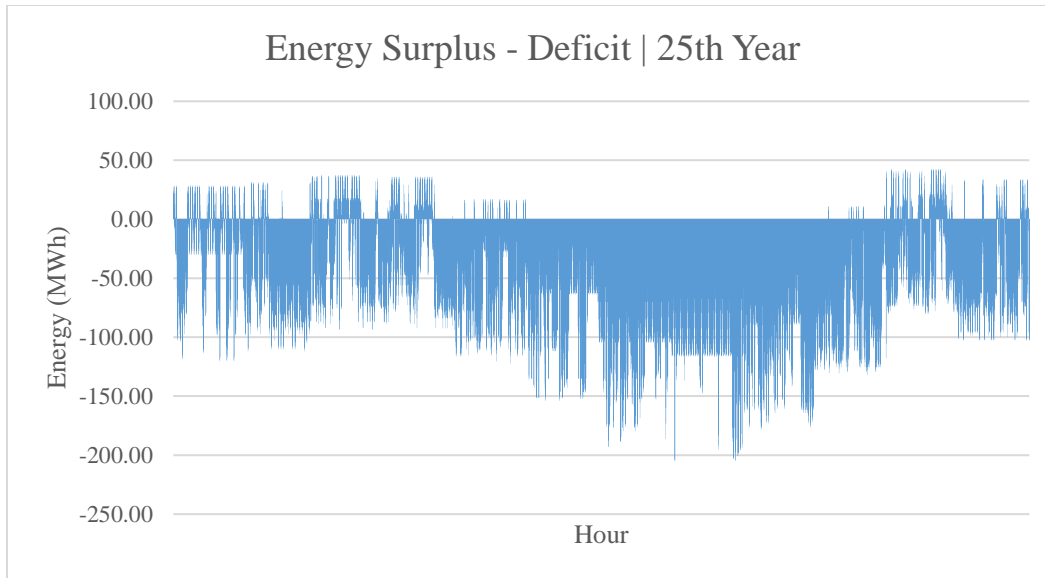


Figure 22: Energy surplus and deficit in the 25th year of the project

Reservoir Volume (m ³ *10 ³)	Coverage (%)	HES (MWh)	HES + Wind Power (MWh)
0	48.62		10,141,346
500	50.94	373,711	10,515,057
750	51.19	414,252	10,555,598
1,000	51.35	438,821	10,580,167
1,250	51.47	457,893	10,599,239
1,500	51.57	473,508	10,614,854
1,750	51.65	486,898	10,628,244
2,000	51.73	498,122	10,639,469
2,250	51.78	507,097	10,648,444
2,500	51.84	514,766	10,656,112
2,750	51.88	521,233	10,662,579
3,000	51.92	526,916	10,668,262

Figure 23: System efficiency for different initial reservoir volume values

Hydroelectric Facility	
Height (m)	200
Efficiency (%)	90
Hydraulic Loses (%)	5
KWh/m ³	0.466
KWh/m ³ – Pump	0.636

Figure 24: Hydroelectric facility features

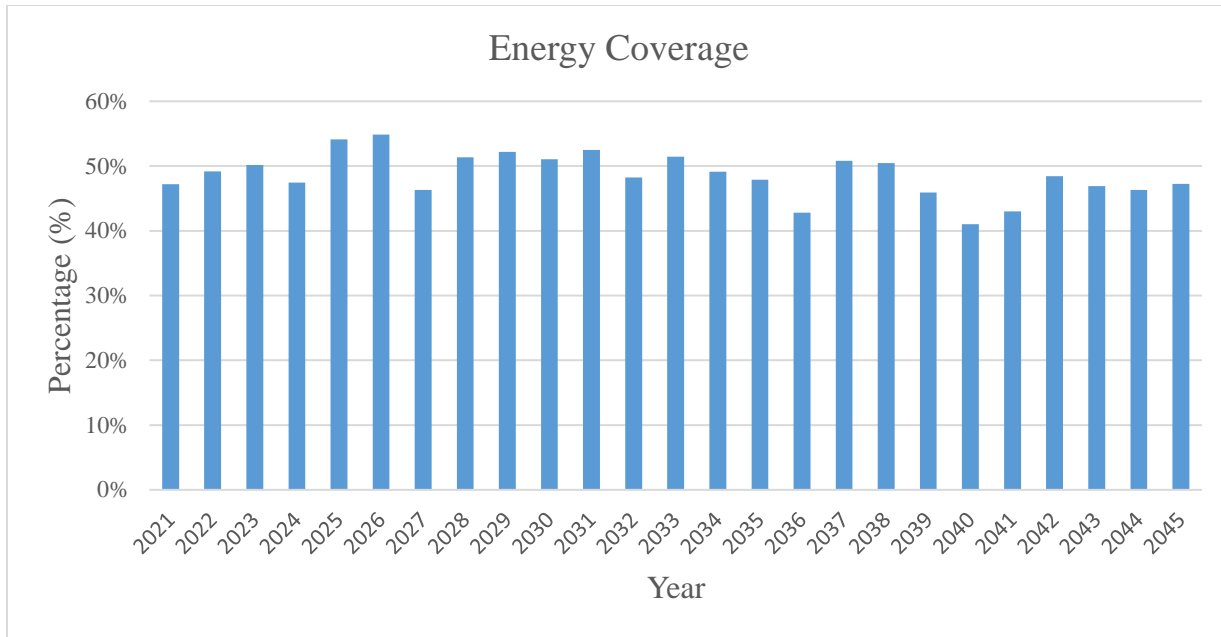


Figure 25: Energy coverage for the project's lifespan

The fact that deficits are the dominant trend explains why

Conclusions – Future Research

The diploma thesis has a dual purpose. Firstly, to suggest a methodological framework for the siting of a floating wind farm at the Greek seas. Secondly, to evaluate the capacity of a realistic (according to present technology) floating wind farm in relieving the power dependence of the Greek islands, through the example of Rhodes. Through the simulation model of this thesis, the following key conclusions were drawn:

- Although there are areas suitable for wind farm siting in the Greek seas, Greece is late in exploiting the high wind power capacity of its seas.
- If the Greek authorities wish to go along with the EU's energy goals, but also to take into account the strong social reactions to the installation of wind farms in onshore areas, they should seriously consider an integrated plan for the exploitation of Greece's offshore wind potential.
- The construction of fixed foundation wind farms may seem like a more economical and easier installation solution, but it faces many more spatial constraints than floating wind farms. In addition, it is unable to exploit the winds that blow in the great depths of the Greek seas. It is clear from the methodology followed in this study that suitable siting areas for the siting of floating wind farms, do not fall within the constraints of fixed foundation wind farms.

The analysis of an offshore wind farm operation scenario for the assessment of the coverage of the energy needs of Rhodes, leads to the following conclusions:

- The projection of a future small linear increase in the population of the island of Rhodes leads to estimates of energy needs that leans towards safety
- The installation of a reverse flow hydropower plant in the proposed location will only marginally increase the overall energy coverage of the island of Rhodes. This is because, in most steps of the analysis, there is no excess of wind generated energy.
- The operation of the proposed floating wind farm, with a total installed capacity of 90 MW, will significantly reduce the production of the PPC lignite power plant in Soroni and consequently the carbon dioxide emissions. In view of PPC's emission obligations, this will lead to financial relief for the company.

Throughout the study, some issues arise that need further analysis and research. This additional process leads to the improvement of the project and is the essence of the evolution of knowledge.

Initially, the assessment of the proposed locations of the floating wind farm should be reinforced in future with surveys and on-site measurements, in order to draw accurate conclusions (geological, geotechnical and environmental) on the morphology and suitability of the seabed. In addition, a thorough check for the very possible existence of archaeological finds in areas of the seabed should not be omitted.

The exact spatial placement of the proposed wind turbines in the selected locations east of Crete is of great significance, taking into account the distances between the wind turbines and their maximum efficiency.

Also, in order to estimate more accurately the wind characteristics, on which both the energy production of a wind farm and the longevity of its wind turbines depend, it is advisable to follow a better model for estimating future wind speeds through a network of modern marine stations using acoustic and electronic systems.

In order to meet the energy needs of Rhodes, a modelling that will count the electricity supply needs as stochastic quantities may be developed, in order to produce time series that describe these needs in a more realistic way.

Finally, it is advised to carry out a comprehensive study on the efficiency of a realistic hydroelectric power system in Crete and near the eastern coast adjacent to the wind farm, in order to analyze a scenario for a more efficient percentage power coverage.

Ευρετήριο Εικόνων

Εικόνα 1: Οι 3 πλωτές Α/Γ ΜΗΙ Vestas 8.4 MW στο αιολικό πάρκο 20 km από την ακτή του Viana do Castelo στην Πορτογαλία (Πηγή: EDP Renewables)	1
Εικόνα 2: Χωρική κατανομή της μέσης ετήσιας υπεράκτιας αιολικής ισχύος σε υψόμετρο 80m στο Αιγαίο και Ιόνιο Πέλαγος για την περίοδο 1995-2009 (Πηγή: AIMS Energy Journal)	4
Εικόνα 3: Το πλωτό αιολικό πάρκο συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 30MW στο Αμπερντίν της Σκωτίας (Πηγή: Wind Power Monthly).....	5
Εικόνα 4: Συνολική ετήσια εγκατεστημένη αιολική ισχύς σε MW στην Ελλάδα (Πηγή: HWEA Wind Energy Statistics)	8
Εικόνα 5: Χωρική κατανομή συνολικής εγκατεστημένης αιολικής ισχύος σε MW για την ελληνική επικράτεια (Πηγή: HWEA Wind Energy Statistics).....	8
Εικόνα 6: Νέες επενδύσεις υπεράκτιων αιολικών πάρκων και εγκατεστημένη ισχύς για την Ευρώπη την περίοδο 2010-2020 (Πηγή: WindEurope).....	9
Εικόνα 7: Ετήσια εγκατεστημένη ισχύς υπεράκτιων αιολικών πάρκων ανά χώρα της Ευρώπης για την περίοδο 2010-2020 (Πηγή: WindEurope)	10
Εικόνα 8: Τα είδη των υπεράκτιων Α/Γ ανάλογα με τον τρόπο θεμελίωσης στον πυθμένα (Πηγή: Walt Musial, NREL 2020).....	11
Εικόνα 9: Το πλωτό αιολικό πάρκο WindFloat Atlantic (8.4MW) στην Πορτογαλία. Το καλώδιο προς τον σταθμό ενέργειας στη Viana do Castelo έχει μήκος 20 km (Πηγή: ABS)	12
Εικόνα 10: Περιοχές ανάπτυξης ΘΑΠ σύμφωνα με ΕΠΑΘΑΠ 2010/2012 (Πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ) 14	
Εικόνα 11: Υπολογιζόμενη θνησιμότητα πτηνών για αιολικά πάρκα, θερμικούς σταθμούς και πυρηνική ενέργεια.(Πηγή: Sovacool, 2009.)	19
Εικόνα 12: Χάρτης με τα διασυνδεδεμένα και μη διασυνδεδεμένα νησιά του Αιγαίου και του Ιονίου Πελάγους (Πηγή: Panagiotidou et al, 2014).....	43
Εικόνα 13: Ο Α-Η.Σ. Σορωνής (Πηγή: Νίκος Κασερός).....	43
Εικόνα 14: Το αιολικό πάρκο στον Έμπωνα Ρόδου, συνολικής ισχύος 11.7 MW (Πηγή: AENAO SYSTEMS)	44
Εικόνα 15: Εκτίμηση «εν δυνάμει» δυναμικού ανά δήμο (Πηγή: Μελέτη για την προετοιμασία του εθνικού χωροταξικού σχεδίου για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, ΚΑΠΕ)	45
Εικόνα 16: Θέση του σταθμού της Σητείας στην Κρήτη (Πηγή: Google Earth).....	46

Εικόνα 17: Οι 5 Α/Γ των 6 MW στο Hywind της Σκωτίας (Πηγή: Equinor).....	59
Εικόνα 18: Σχετικό μέγεθος του ειδώλου μίας Α/Γ ως προς το οπτικό πεδίο του ανθρώπου από απόσταση 20.000 m (Πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ)	66

Ευρετήριο Πινάκων

Πίνακας 1: Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς Χωρών της ΕΕ για το τέλος του 2019 (Πηγή: EuroObservER 2020).....	6
Πίνακας 2: Ακαθάριστη διαθέσιμη ενέργεια ανά πηγή στην Ελλάδα, 2018 (%) (Πηγή: Eurostat, Ανάλυση IOBE).....	7
Πίνακας 3: Προγραμματισμένα πλωτά αιολικά πάρκα στην Ευρώπη (Πηγή: Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2020, WindEurope).....	11
Πίνακας 4: Ενδεικτικά σενάρια χωροθέτησης ΘΑΠ σταθερού θεμελίου στην Ελλάδα με βάση το ΕΠΑΘΑΠ 2010/12 (Πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ)	15
Πίνακας 5: Αποστάσεις για τη διασφάλιση της λειτουργικότητας των έργων και απόδοσης των αιολικών πάρκων (Πηγή: Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο).....	24
Πίνακας 6: Αποστάσεις από περιοχές περιβαλλοντικού ενδιαφέροντος (Πηγή: Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο).....	24
Πίνακας 7: Αποστάσεις από περιοχές και στοιχεία πολιτιστικής κληρονομιάς (Πηγή: Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο).....	25
Πίνακας 8: Αποστάσεις από οικιστικές δραστηριότητες (Πηγή: Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο) .	25
Πίνακας 9: Αποστάσεις από δίκτυα τεχνικής υποδομής και ειδικές χρήσεις (Πηγή: Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο).....	26
Πίνακας 10: Αποστάσεις από ζώνες ή εγκαταστάσεις παραγωγικών δραστηριοτήτων (Πηγή Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού).....	26
Πίνακας 11: Κριτήρια ένταξης αιολικών εγκαταστάσεων στο τοπίο (Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού)	27
Πίνακας 12: Απογραφές Μονίμου Πληθυσμού Ρόδου (Πηγή: ΕΛΣΤΑΣΤ)	41
Πίνακας 13: Εξέλιξη μόνιμου πληθυσμού του νησιού της Ρόδου στις τελευταίες 4 απογραφές (Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ)	50
Πίνακας 14: Διάρθρωση συνολικού πληθυσμού της Ρόδου ανά μήνα για το έτος του 2011 (Πηγή: ΤΕΕ).....	51
Πίνακας 15: Συντελεστές Αναγωγή του Συνολικού Πληθυσμού της Ρόδου για τα επόμενα 25 Έτη	53
Πίνακας 16: Στοιχεία αναγωγής πληθυσμού για την Ρόδο.....	53

Πίνακας 17: Πρόβλεψη Μηνιαίων Ενεργειακών Καταναλώσεων Ρόδου για το 1ο και 25ο έτος της μελέτης.....	55
Πίνακας 18: Ημερήσιες Ενεργειακές Καταναλώσεις Ρόδου για το 1ο και 25ο έτος	56
Πίνακας 19: Τυπικές Τιμές της παραμέτρου z_0 (Πηγή: Κουτσογιάννης, Δ., & Θ. Ξανθόπουλος†, 1999)	61
Πίνακας 20: Στοιχεία παραγόμενης αιολικής ενέργειας για κάθε μήνα στη διάρκεια ζωής του έργου	67
Πίνακας 21: Μέση ημερήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας Ρόδου για κάθε μήνα (MWh/d).....	68
Πίνακας 22: Μέση Τιμή Ετήσιας Κάλυψης από Αιολική Ενέργεια για την διάρκεια ζωής του έργου	72
Πίνακας 23: Γενικά χαρακτηριστικά προτεινόμενου ανάστροφου ΥΗΣ	73
Πίνακας 24: Αποδοτικότητα συστήματος για διαφορετικές αρχικές τιμές όγκου ταμιευτήρα ΥΗΣ	74

Ευρετήριο Χαρτών

Χάρτης 1: Χάρτης Αιολικού Δυναμικού θαλάσσιου χώρου Ελλάδας εντός ΑΟΖ σε υψόμετρο 150m (Πηγή: European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF)	32
Χάρτης 2: Χάρτης Βαθυμετρίας ελλαδικού θαλάσσιου χώρου από τα 100 m έως τα 800 m (Πηγή: GEODATA).....	33
Χάρτης 3: Θέσεις υποβρυχίων καλωδίων στον ελλαδικό θαλάσσιο χώρο (Πηγή: EMODnet) ...	34
Χάρτης 4: Χάρτης Κύριων Γραμμών Ναυσιπλοΐας ελλαδικού θαλάσσιου χώρου (Πηγή: Marine Traffic)	35
Χάρτης 5: Χάρτης ελληνικών περιοχών υπαγόμενων σε νομικό καθεστώς προστασίας (Πηγή: GEODATA).....	36
Χάρτης 6: Χάρτης περιοχών δεσμευμένων από τις ένοπλες δυνάμεις της Ελλάδας για ασκήσεις (Πηγή: Υδρογραφική υπηρεσία ΠΝ).....	37
Χάρτης 7: Συνολικός χάρτης αποκλεισμένων περιοχών και βαθυμετρίας.....	38
Χάρτης 8: Η θέση των Δωδεκανήσων και της Ρόδου (Πηγή: ArcGIS Pro).....	40
Χάρτης 9: Χάρτης προτεινόμενης θέσης εγκατάστασης ΥΗΣ (Πηγή, ArcGIS Pro)	63
Χάρτης 10: Πιθανές περιοχές που προκρίνονται για χωροθέτηση πλωτού αιολικού πάρκου (Πηγή: ArcGIS Pro)	64
Χάρτης 11: Τελική επιλεγμένη περιοχή χωροθέτησης πλωτού ΘΑΠ (Πηγή: ArcGIS Pro)	65

Ευρετήριο Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 1: Ετήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ΗΣ Ρόδου 2015-2020 (Πηγή ΔΕΔΔΗΕ)	41
Διάγραμμα 2: Μέση ετήσια διακύμανση ζήτησης ΗΣ Ρόδου (Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ)	42
Διάγραμμα 3: Σύγκριση ιστορικής και συνθετικής χρονοσειράς ανέμου	49
Διάγραμμα 4: Εξέλιξη μόνιμου πληθυσμού του νησιού της Ρόδου στις τελευταίες 4 απογραφές (Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ)	50
Διάγραμμα 5: Μηνιαία διακύμανση πληθυσμού Ρόδου 2011	52
Διάγραμμα 6: Συνολική ημερήσια κατανάλωση Ρόδου για το έτος 2019 (MWh/d) (Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ)	54
Διάγραμμα 7: Μέση Ωριαία Διακύμανση κατανάλωσης ηλεκτρικού ρεύματος Ρόδου για το έτος 2019 (Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ)	54
Διάγραμμα 8: Μέση μηνιαία ζήτηση ενέργειας (MWh/Month) για το 1 ^ο και 25 ^ο έτος της μελέτης	56
Διάγραμμα 9: Μέσες ημερήσιες καταναλώσεις ενέργειας (MWh/d/Month) για το 1 ^ο και 25 ^ο έτος της μελέτης	57
Διάγραμμα 10: Ημερήσια Διακύμανση Ενεργειακής Κατανάλωσης Ρόδου ανά Μήνα για το 1 ^ο έτος της μελέτης	57
Διάγραμμα 11: Ημερήσια Διακύμανση Ενεργειακής Κατανάλωσης Ρόδου ανά Μήνα για το 1 ^ο έτος της μελέτης	58
Διάγραμμα 12: Καμπύλη ισχύος προτεινόμενης Α/Γ προς εγκατάσταση (Πηγή: THE WINDPOWER)	59
Διάγραμμα 13: Μέση ημερήσια ζήτηση ενέργειας για κάθε μήνα και παραγόμενη ημερήσια ενέργεια από ΘΑΠ (MWh/d)	68
Διάγραμμα 14: Μέση τιμή μηνιαίας κάλυψης ενεργειακής ζήτησης Ρόδου από ΘΑΠ	69
Διάγραμμα 15: Μέση τιμή και τυπική απόκλιση ωριαίων τιμών παραγόμενης ενέργειας για κάθε μήνα	70
Διάγραμμα 16: Έλλειμα και περίσσεια αιολικής ενέργειας σε MWh για το 1 ^ο έτος της μελέτης σε ωριαίο βήμα	71
Διάγραμμα 17: Έλλειμα και περίσσεια αιολικής ενέργειας σε MWh για το 25 ^ο έτος της μελέτης σε ωριαίο βήμα	71

Διάγραμμα 18: Μέση Τιμή Ετήσιας Κάλυψης από Αιολική Ενέργεια για την διάρκεια ζωής του έργου	72
Διάγραμμα 19: Ετήσια Παραγωγή Ενέργειας από το Αιολικό Πάρκο	73
Διάγραμμα 20: Όγκος Ταμιευτήρα προτεινόμενου ΥΗΣ για το 10 ^ο έτος της μελέτης σε ωριαίο βήμα	74

1. Εισαγωγή

1.1. Αντικείμενο της Εργασίας

Αντικείμενο της παρούσας έρευνας είναι η ανάπτυξη μεθοδολογίας χωροθέτησης θαλάσσιων αιολικών πάρκων διακρίνοντας τις περιοχές που ενδείκνυνται για εγκατάσταση πλωτών αιολικών πάρκων, τόσο σε χωρικά όσο και σε διεθνή ύδατα της ελληνικής επικράτειας. Η ιεράρχηση επιλογών δεν γίνεται με κριτήρια διαφορετικής βαρύτητας αλλά κοινής, ως προς τον αποκλεισμό περιοχών χωροθέτησης. Η μέθοδος αυτή βοηθάει στην λήψη αποφάσεων, εξετάζοντας διαφορετικές εναλλακτικές επιλογές και αξιολογώντας διαφορετικές παραμέτρους, δηλαδή πολλαπλά κριτήρια.

Με την εύρεση και επιλογή της καταλληλότερης θέσης μέσω της μεθοδολογίας, ακολουθεί η μελέτη του πλωτού αιολικού πάρκου σε επίπεδο δυνατότητας κάλυψης των ενεργειακών αναγκών της νήσου Ρόδου. Το ζητούμενο της προσομοίωσης του θαλάσσιου αιολικού πάρκου (Θ.Α.Π.), είναι η εκτίμηση της αξιοπιστίας και της αποδοτικότητας αυτού του για τον ανωτέρω σκοπό. Λόγω της στοχαστικότητας του ανέμου που επηρεάζει και την απόδοση του ΘΑΠ, προτείνεται και η κατασκευή υδροηλεκτρικού σταθμού παραγωγής ενέργειας, ώστε να εξασφαλίζεται η απαραίτητη ενέργεια στο δίκτυο.



Εικόνα 1: Οι 3 πλωτές Α/Γ MHI Vestas 8.4 MW στο αιολικό πάρκο 20 km από την ακτή του Viana do Castelo στην Πορτογαλία (Πηγή: EDP Renewables)

1.2. Διάρθρωση της Εργασίας

Στο 2^ο Κεφάλαιο της διπλωματικής εργασίας, γίνεται εισαγωγή στις κύριες εξελίξεις σχετικά με την αιολική ενέργεια, με εμβάθυνση στα υπεράκτια έργα και την κατάσταση στην Ελλάδα. Στο πλαίσιο αυτό, αναλύονται τα βασικότερα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα των υπεράκτιων αιολικών πάρκων, ενώ το κεφάλαιο ολοκληρώνεται με τις κυριότερες μελλοντικές προκλήσεις των εν λόγω εγκαταστάσεων.

Στο 3^ο Κεφάλαιο, γίνεται μία εισαγωγή στο υπάρχον νομικό πλαίσιο και τις οδηγίες που καθορίζουν τους περιορισμούς εγκατάστασης ΘΑΠ, καθώς και τα ειδικά κριτήρια που αφορούν στην εγκατάσταση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στη θάλασσα. Εν συνεχεία, παρουσιάζονται τα επιλεχθέντα από τον μελετητή κριτήρια αναλυμένα και ψηφιοποιημένα σε περιβάλλον *ArcGIS Pro*, ώστε να προκύψει ο συνολικός χάρτης αποκλεισμού.

Στο 4^ο Κεφάλαιο της εργασίας, γίνεται εκτενής παρουσίαση της μεθοδολογίας που ακολουθείται για την προσομοίωση λειτουργίας του προτεινόμενου εγκατεστημένου πλωτού ΘΑΠ, με γνώμονα την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών της Ρόδου. Αρχικά, αναλύονται τα χαρακτηριστικά της περιοχής μελέτης που αφορούν τα ενεργειακά δεδομένα. Έπειτα, γίνεται εμβάθυνση στην επεξεργασία των ανεμολογικών δεδομένων, την διακύμανση του πληθυσμού για την διάρκεια ζωής του έργου και εκτιμάται η παραγόμενη ενέργεια από το ΘΑΠ. Τέλος, γίνεται παρουσίαση των παραπάνω δεδομένων εισόδου.

Στο 5^ο Κεφάλαιο, παρουσιάζονται και αναλύονται τα αποτελέσματα που προέκυψαν τόσο από την μεθοδολογία χωροθέτησης του πλωτού ΘΑΠ ως προς την επιλεχθείσα βέλτιστη θέση, όσο και από το μεθοδολογικό πλαίσιο που ακολουθείται, για να προβλεφθούν τα ποσοστά κάλυψης που μπορεί να παρέχει για τις ενεργειακές ανάγκες του νησιού της Ρόδου.

Στο 6^ο και τελευταίο κεφάλαιο της εργασίας, εξάγονται τα γενικά και ειδικά συμπεράσματα που προκύπτουν μέσα από το κάθε προαναφερθέν κεφάλαιο για τα δύο σκέλη της διπλωματικής εργασίας. Παράλληλα, η εργασία ολοκληρώνεται με προτάσεις για μελλοντική έρευνα σχετικά με την εγκατάσταση και λειτουργία πλωτών Θ.Α.Π. στην Ελλάδα.

2. Αιολική Ενέργεια

2.1. Γενικά Στοιχεία

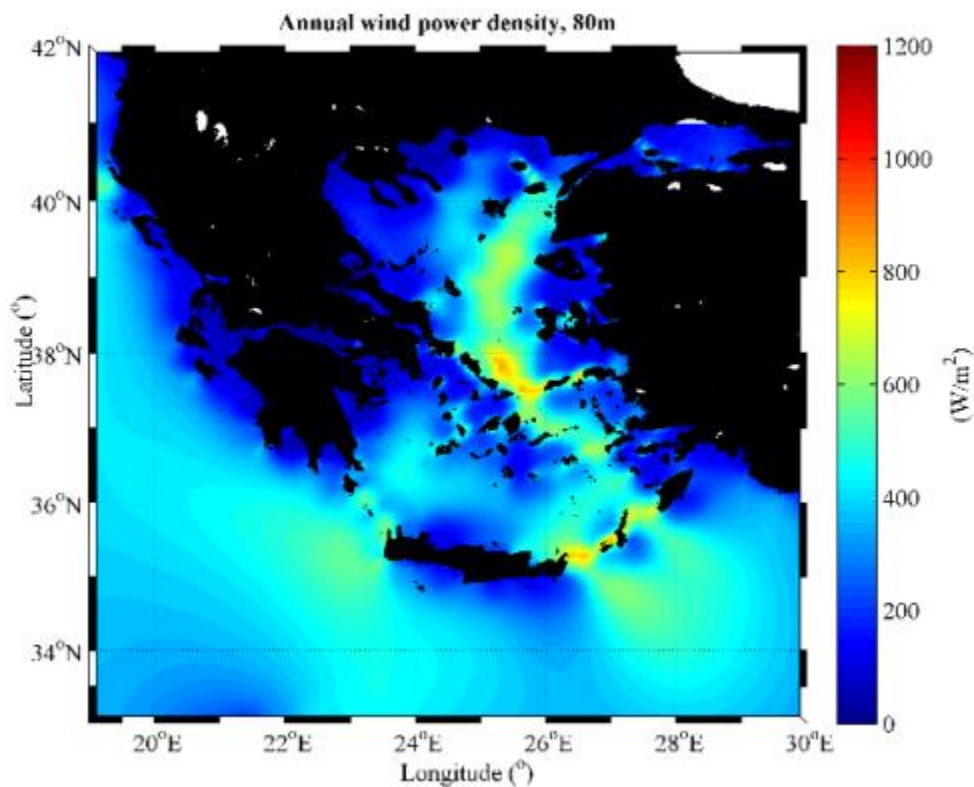
Οι αέριες μάζες, που κινούνται από μία περιοχή της γης σε άλλη, οφείλονται στην ανομοιομορφη θέρμανση της επιφάνειας της γης από τον ήλιο. Η ενέργεια που παράγεται από την κίνηση του πνέοντος ανέμου χαρακτηρίζεται ως “ήπια” και συγκαταλέγεται στις “καθαρές” πηγές ενέργειας, που δεν δεσμεύουν υδρογονάνθρακες και διοξείδιο του άνθρακα. Με τον όρο “ήπια” εννοείται πως για την εκμετάλλευσή της δεν απαιτείται ενεργητική παρέμβαση (εξόρυξη, άντληση ή καύση), αλλά αρκεί η αξιοποίηση της υπάρχουσας ροής ενέργειας (ΚΑΠΕ, 2020).

Η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας ακολουθεί τον άνθρωπο στα βάθη των αιώνων. Η πρώτη χρήση αιολικής ενέργειας έγινε στη ναυσιπλοΐα, ενώ οι πρώτοι ανεμόμυλοι χρησιμοποιήθηκαν για άλεσμα δημητριακών και άντληση νερού. Οι αρχαιότεροι ανεμόμυλοι (κατακόρυφου άξονα) κατασκευάστηκαν στην Περσία τον 6^ο έως τον 9ο αιώνα μ.Χ. Για εκατοντάδες χρόνια, η κίνηση των πλοίων εξαρτιόταν από το αιολικό δυναμικό, ενώ οι πρώτοι ανεμόμυλοι χρησιμοποιήθηκαν, ως κινητήριες μηχανές, για άντληση νερού και άλεσμα δημητριακών. Στην Ελλάδα (ειδικότερα στο Αιγαίο), η χρήση ανεμόμυλων χρονολογείται από τον 13^ο αιώνα. Πλέον, ο άνεμος μπορεί να αξιοποιηθεί για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, μέσω κατάλληλων διατάξεων και μηχανισμών, τις ανεμογεννήτριες (Α/Γ). Οι Α/Γ μετατρέπουν την κινητική ενέργεια του ανέμου σε μηχανική ενέργεια, μέσω της περιστροφικής κίνησης της πτερωτής, και στην συνέχεια σε ηλεκτρική, μέσω της γεννήτριας. Ο πρώτος ανεμόμυλος για την παραγωγή ηλεκτρισμού κατασκευάστηκε το 1888 στο Οχάιο του Κλίβελαντ στις Η.Π.Α., με εγκατεστημένη ισχύ 12 kW (Μαμάσης, Στεφανάκος, 2012). Σήμερα, η σημαντικότερη, οικονομικά, εφαρμογή των Α/Γ είναι η σύνδεσή τους στο ηλεκτρικό δίκτυο μιας χώρας. Δεδομένης και της κρισιμότητας της κλιματικής κρίσης όπως αποτυπώνεται και στην έκθεση της Διακυβερνητικής Επιτροπής του ΟΗΕ τον Αύγουστο του 2021, ο λόγος που σήμερα η αιολική ενέργεια γνωρίζει άνθηση στην Ελλάδα και τον κόσμο είναι τα γενικότερα οφέλη που προκύπτουν από τη χρήση της (Μπινόπουλος, Χαβιαρόπουλος, 2006):

1. Ο άνεμος αποτελεί ανεξάντλητη και δωρεάν πηγή ενέργειας.
2. Με την τεχνολογική πρόοδο, η αιολική ενέργεια καθίσταται τεχνολογικά ώριμη ενώ οικονομικά γίνεται ελκυστική και αναγνωστική.

3. Καθυστερεί την ρύπανση της γης από αέρια του θερμοκηπίου, καθώς αντικαθιστά κίλοβατώρες που θα παράγονταν από συμβατικούς σταθμούς.
4. Είναι σύμμαχος της Ελλάδας στον δρόμο για ενεργειακή ανεξαρτησία.
5. Συντελεί στην αποκέντρωση του ενεργειακού συστήματος, μειώνοντας παράλληλα τις απώλειες μεταφοράς ενέργειας.

Ο σημαντικότερος παράγοντας για να κριθεί οικονομικά βιώσιμη μία επένδυση αιολικού πάρκου είναι οι ανεμολογικές συνθήκες, δηλαδή το αιολικό δυναμικό μίας περιοχής. Εδώ έγκειται και το μεγαλύτερο μειονέκτημα της αιολικής ενέργειας, δηλαδή η στοχαστικότητα και η απρόβλεπτη διακύμανση του φαινομένου. Έτσι, δημιουργούνται στο δίκτυο διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας προβλήματα αστάθειας, τα οποία υπαγορεύουν πως είναι αδύνατη η χρήση αποκλειστικά Α/Γ για ένα ολοκληρωμένο σύστημα παραγωγής ενέργειας.



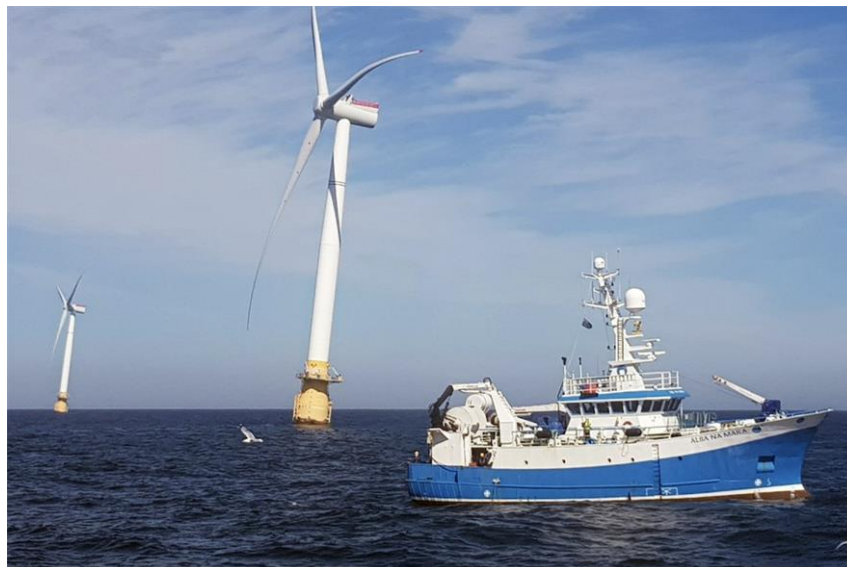
Εικόνα 2: Χωρική κατανομή της μέσης ετήσιας υπεράκτιας αιολικής ισχύος σε υψόμετρο 80m στο Αιγαίο και Ιόνιο Πέλαγος για την περίοδο 1995-2009 (Πηγή: AIMS Energy Journal)

Άλλοι παράγοντες, που λαμβάνονται υπόψιν για την χωροθέτηση των Α/Γ, είναι η προσβασιμότητα της τοποθεσίας και η δυνατότητα διασύνδεσης με το δίκτυο ηλεκτροδότησης.

Κάτι που επίσης οφείλει ο μελετητής να εξετάζει, είναι οι οικολογικές συνέπειες από την διάνοιξη οδικού δικτύου για τα έργα κατασκευής των Α/Γ και η απειλή προς την χλωρίδα και την πανίδα της περιοχής. Λόγω των παραπάνω, ο νομοθέτης έχει μεριμνήσει με απαγόρευση κατασκευής αιολικών πάρκων σε περιοχές προστασίας πουλιών, NATURA 2000, περιοχές RAMSAR ή ευαίσθητες γενικά οικολογικά περιοχές σύμφωνα με άλλες διατάξεις (*Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού για τις ΑΠΕ*).

Ραγδαία ανάπτυξη καταγράφεται παγκοσμίως στις ΑΠΕ από 3.4% το 2010 σε 11.7% το 2019. Το Νοέμβριο του 2010 η Ευρωπαϊκή Ένωση Αιολικής Ενέργειας (European Wind Energy Association μετονομάστηκε πλέον σε Wind EUROPE) συμφώνησε με την ανακοίνωση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για το σχέδιο «*Επένδυση στην ανάπτυξη τεχνολογιών χαμηλών ανθρακούχων εκπομπών (σχέδιο ΣΕΤ)*», όπου δηλώνει ότι η αιολική ενέργεια θα πρέπει να είναι ικανή να συμβάλει έως το 20% της ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ έως το 2020 και 33% μέχρι το 2030 (Van Hulle et al., 2010).

Στο τέλος του 2019 στην Ευρωπαϊκή Ένωση, η χώρα με την μεγαλύτερη εγκατεστημένη αιολική ισχύ ήταν η Γερμανία με 60,840 MW, ενώ η χώρα με την μεγαλύτερη εγκατεστημένη αιολική ισχύ σε υπεράκτια αιολικά πάρκα ήταν το Ηνωμένο Βασίλειο με 9,785 MW. Η Ελλάδα βρίσκεται στην 13^η θέση της σχετικής λίστας με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 3,607.4 MW (EurObserv'ER, 2020).



Εικόνα 3: Το πλωτό αιολικό πάρκο συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 30MW στο Αμπερντίν της Σκωτίας (Πηγή: Wind Power Monthly)

Πίνακας 1: Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς Χωρών της ΕΕ για το τέλος του 2019 (Πηγή: EuroObservER 2020)

	Cumulative capacity 2018	Of which Offshore	Cumulative capacity 2019	Of which Offshore	New installations 2019	Of which Offshore
Germany	58 843.0	6 396.0	60 840.0	7 507.0	2 074.0	1 111.0
Spain	23 594.0	5.0	25 742.0	5.0	2 148.0	0.0
United Kingdom	21 770.4	8 216.5	23 931.0	9 785.0	2 177.6	1 568.5
France	15 133.0	2.0	16 494.0	2.0	1 361.0	
Italy	10 230.2		10 512.0		281.8	
Sweden	7 300.0	203.0	8 984.0	192.5	1 684.0	
Denmark	6 116.1	1 700.8	6 112.1	1 700.8	28.0	
Poland	5 766.1		5 917		150.9	
Portugal	5 172.4	0.0	5 242.1	8.4	69.7	8.4
Netherlands	4 393.0	957.0	4 463.0	957.0	120.0	
Ireland	3 676.1	25.2	4 127.1	25.2	451.0	
Belgium	3 260.7	1 185.9	3 826.0	1 548.0	565.3	362.1
Greece	2 877.5		3 607.4		729.9	
Austria	3 132.7		3 159.0		58.3	
Romania	3 032.3		3 032.3		0.0	
Finland	2 041.0	72.7	2 284.0	72.7	243.0	
Bulgaria	698.9		698.9		0.0	
Croatia	586.3		646.2		59.9	
Lithuania	533.0		534.0		1.0	
Czechia	316.2		337.0		20.8	
Hungary	329.0		329.0		0.0	
Estonia	310.0		320.0		10.0	
Cyprus	157.7		157.7		0.0	
Luxembourg	122.9		127.0		4.1	
Latvia	78.2		78.2		0.0	
Slovenia	5.2		5.2		0.0	
Slovakia	3.0		3.0		0.0	
Malta	0.1		0.1		0.0	
Total EU 28	179 479.0	18 764.1	191 509.3	21 803.6	12 238.3	3 050.0
Total EU 27	157 708.6	10 547.6	167 578.3	12 018.6	10 060.6	1 481.5

* Cumulative capacity in each country reflects decommissioning in 2019: Germany (77 MW), Netherlands (50 MW), Denmark (32 MW), Austria (32 MW) and United Kingdom (17 MW). Sources: EuroObserv'ER 2020

2.2. Αιολική Ενέργεια στην Ελλάδα

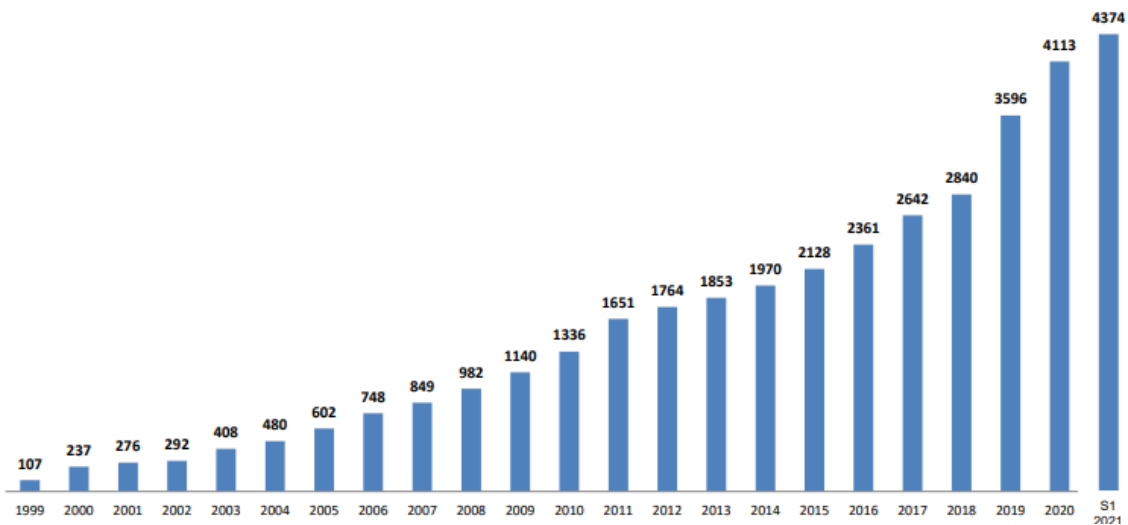
Η Ελλάδα παρουσιάζει βελτίωση στις τάσεις εκπομπών CO₂ και άλλων αερίων του θερμοκηπίου. Οι συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου προσέγγισαν το 2018 τα 96,1 εκατ. τόνους ισοδύναμου CO₂, καταγράφοντας μείωση κατά 31% σε σχέση με το 2005, ενώ σε απόλυτα μεγέθη ήταν χαμηλότερα κατά 9% από το επίπεδο του 1990 (διαΝΕΟσις, 2021). Ωστόσο, απαιτείται ριζικός μετασχηματισμός του ενεργειακού τομέα στην Ελλάδα, στο πλαίσιο της στρατηγικής της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την επίτευξη του μακροπρόθεσμου στόχου για κλιματική ουδετερότητα μέχρι το 2050, κάτι που περιλαμβάνει και περαιτέρω ανάπτυξη της παραγωγής ενέργειας με χρήση ΑΠΕ.

Σύμφωνα με στοιχεία της Eurostat για το 2018, η διαθέσιμη ακαθάριστη ενέργεια από αιολικά πάρκα στην Ελλάδα ανέρχεται μόλις στο 2.3%, ενώ το ποσοστό που προερχόταν από μη ανανεώσιμες πηγές ανέρχεται στο 85% (διαΝΕΟσις, 2021).

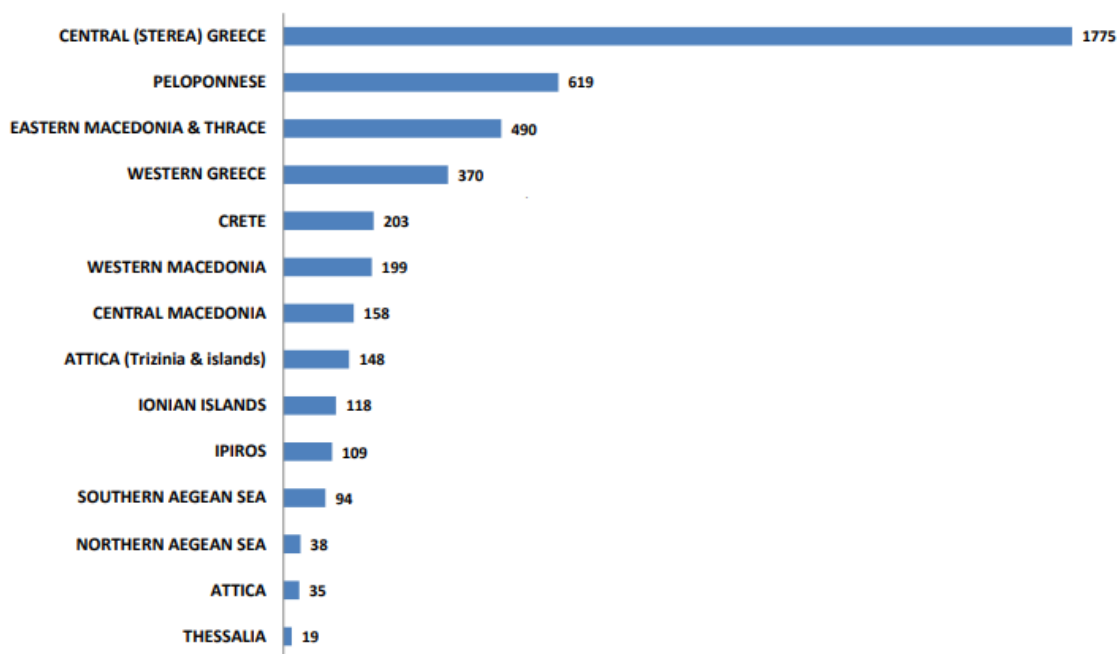
Πίνακας 2: Ακαθάριστη διαθέσιμη ενέργεια ανά πηγή στην Ελλάδα, 2018 (%) (Πηγή: Eurostat, Ανάλυση IOBE)



Συνεπώς, το πολύ πλούσιο αιολικό δυναμικό της Ελλάδας δεν αξιοποιείται επαρκώς. Παρόλα αυτά, το πρώτο εξάμηνο του 2021, στην ετήσια στατιστική της Ελληνικής Επιστημονικής Ένωσης Αιολικής Ενέργειας φαίνεται πως η αιολική ισχύς στην Ελλάδα έφτασε τις 4,374 MW με τις επενδύσεις που συνδέθηκαν στο δίκτυο να ανέρχονται σε 260 εκατ. €. Αυτό μεταφράζεται σε 97 νέες Α/Γ συνολικής αποδιδόμενης ισχύος 260.5MW, ενώ όσον αφορά στη γεωγραφική κατανομή της εγκατεστημένης ισχύος, προηγείται η Στερεά Ελλάδα με 1775 MW και ακολουθεί η Πελοπόννησος με 619 MW.



Εικόνα 4: Συνολική ετήσια εγκατεστημένη αιολική ισχύς σε MW στην Ελλάδα (Πηγή: HWEA Wind Energy Statistics)



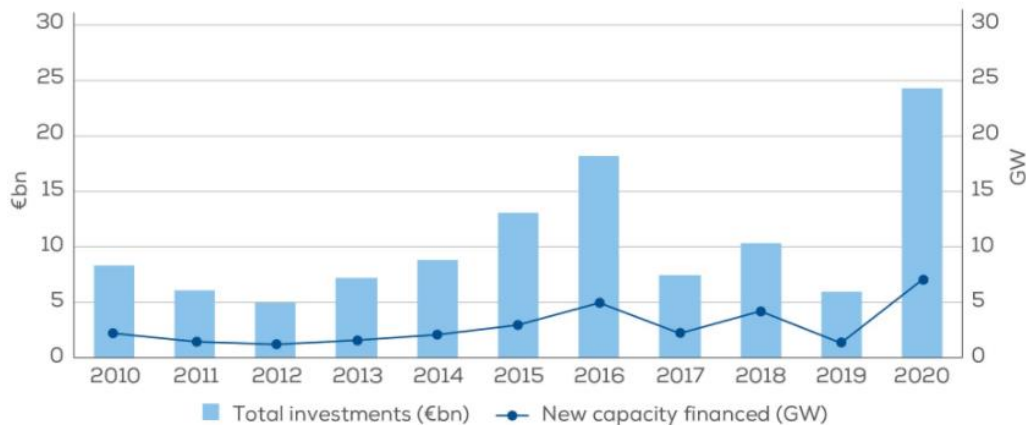
Εικόνα 5: Χωρική κατανομή συνολικής εγκατεστημένης αιολικής ισχύος σε MW για την ελληνική επικράτεια (Πηγή: HWEA Wind Energy Statistics)

Όσον αφορά στους κατασκευαστές ανεμογεννητριών που προμηθεύουν την Ελλάδα, η εικόνα είναι η εξής: η Vestas έχει προμηθεύσει το 45.2% της συνολικής αποδιδόμενης αιολικής ισχύος στην Ελλάδα. Ακολουθούν η Enercon με 25.5%, η Siemens-Gamesa με 17.4%, η Nordex με 7.2% και η GE Renewable Energy με 3.2%. Τα ανωτέρω αφορούν σε αιολική ισχύ που αποδίδεται στο δίκτυο (ΚΑΠΕ,2020).

2.3. Υπεράκτια Αιολική Ενέργεια

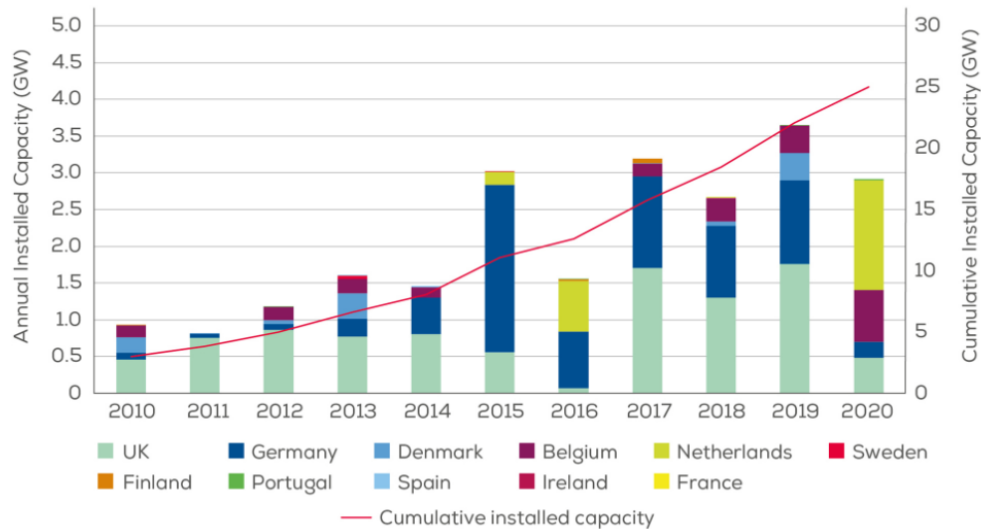
Η Ευρώπη, προπορεύεται παγκοσμίως στην υπεράκτια αιολική ενέργεια κυρίως όσον αφορά στις θαλάσσιες Α/Γ σταθερής έδρασης (θεμελιωμένων στον πυθμένα). Η θαλάσσια αιολική ενέργεια αναμένεται να είναι η σημαντικότερη πηγή παραγωγής του ηλεκτρισμού που θα καταναλώνει η Ευρώπη περί το 2040. Το ίδιο ισχύει και στον τομέα των πλωτών αιολικών πάρκων, με την εγκατεστημένη ισχύ να αγγίζει ήδη τα 45 MW. Το Hywind είναι πρώτο πλωτό αιολικό πάρκο στον κόσμο ανοιχτά των ακτών του Αμπερντίν της Σκωτίας και διαθέτει 6 Α/Γ των 5 MW έκαστη, ενώ ακολούθησαν το Windfloat Atlantic στην Πορτογαλία (8.4 MW), το Hywind demo της Νορβηγίας (2.3 MW), το Floatgen στο Λε Κρουαζίκ της Γαλλίας (2 MW) και το Kincardine Project στη Σκωτία (2 MW). Πολλά έργα είναι υπό ανάπτυξη και αναμένεται να συνδεθούν τα επόμενα έτη.

Η συνολική ισχύς των πλωτών Α/Γ στην Ευρώπη αναμένεται να φτάσει τα 300 MW έως το 2022 και τα 7 GW έως το 2030.



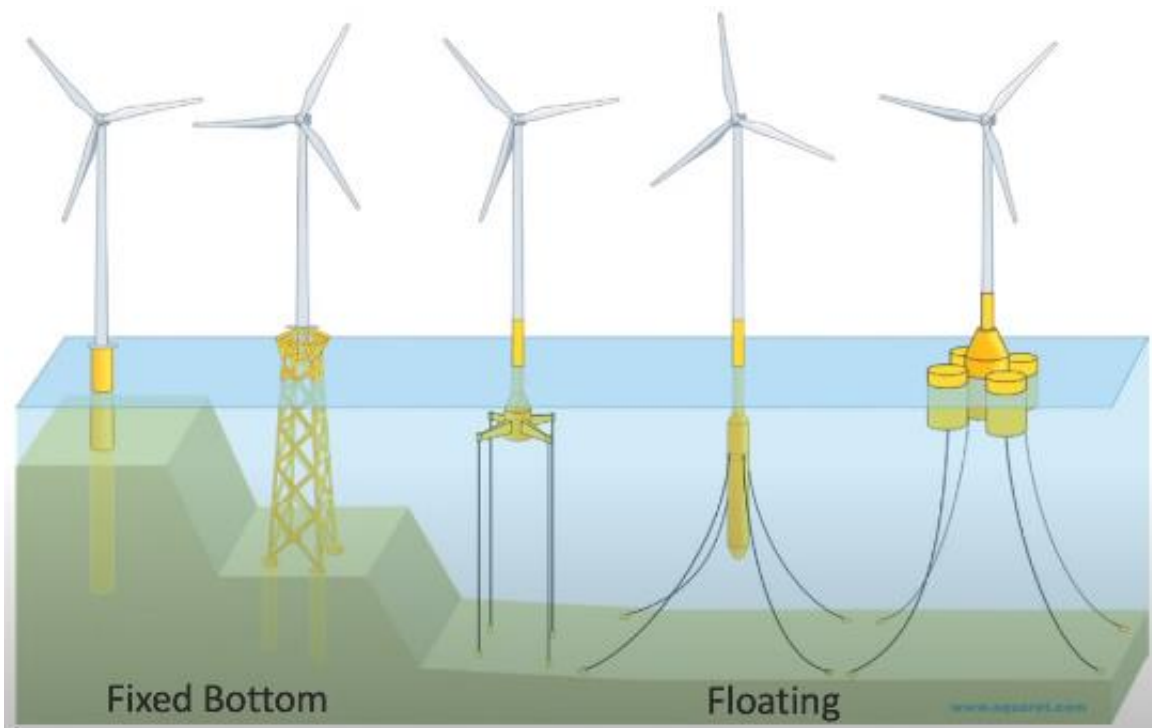
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Total investments (€bn)	8.4	6.1	5	7.2	8.8	13.1	18.2	7.5	10.3	6	24.2
New capacity financed (GW)	2.2	1.5	1.3	1.6	2.1	3	5	2.3	4.2	1.4	7.1

Εικόνα 6: Νέες επενδύσεις υπεράκτιων αιολικών πάρκων και εγκατεστημένη ισχύς για την Ευρώπη την περίοδο 2010-2020 (Πηγή: WindEurope)



Εικόνα 7: Ετήσια εγκατεστημένη ισχύς υπεράκτιων αιολικών πάρκων ανά χώρα της Ευρώπης για την περίοδο 2010-2020 (Πηγή: WindEurope)

Η τεχνολογία εγκατάστασης πλωτών Α/Γ είναι σε προχωρημένο στάδιο ημι-εμπορικής εφαρμογής, με την πλήρως εμπορική εφαρμογή να έχει ήδη δρομολογηθεί. Οι κατασκευές αυτές αξιοποιούν την εμπειρία της ναυπηγικής βιομηχανίας και της εξόρυξης υδρογονανθράκων δημιουργώντας πλωτές κατασκευές που πάνω τους εδράζονται Α/Γ. Οι υπεράκτιες Α/Γ σταθερής θεμελίωσης περιορίζονται σε ένα βάθος πυθμένα έως 60 m και από την εμπειρία καθίστανται αντικοινομικές για μεγαλύτερα βάθη όπου την λύση στην κατασκευή δίνουν τα πλωτά αιολικά πάρκα. Οι Α/Γ σταθερής θεμελίωσης χωρίζονται στις Monopile και τις 4-legged Jacket ενώ οι πλωτές στις Tension Leg Platform, τις Spar Buoy (πλωτή θεμελίωση) και τις Semi-submersible (ημι-βυθιζόμενες). Για τις πλωτές Α/Γ μόλις το 40% του κόστους αφορά στην προμήθεια της Α/Γ, κάτι που σημαίνει πως το υπόλοιπο 60% του εξοπλισμού (π.χ. οι πλωτές εξέδρες ή τα συστήματα αγκύρωσης) μπορεί να δημιουργήσει εγχώρια προστιθέμενη αξία. (Λαδακάκος, ΕΛΕΤΑΕΝ, 2014)



Εικόνα 8: Τα είδη των υπεράκτιων Α/Γ ανάλογα με τον τρόπο θεμελίωσης στον πυθμένα (Πηγή: Walt Musial, NREL 2020)

Πίνακας 3: Προγραμματισμένα πλωτά αιολικά πάρκα στην Ευρώπη (Πηγή: Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2020, WindEurope)

	ΘΑΠ	ΙΣΧΥΣ (MW)	ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ ΠΛΩΤΗΣ ΚΑΤΑΣΚΕΥΗΣ	ΣΥΝΔΕΣΗ
ΗΝ. ΒΑΣΙΛΕΙΟ	HYWIND	30	Spar	2017
ΠΟΡΤΟΓΑΛΙΑ	WINDFLOAT	25	Semi-Submersible	2020
ΓΑΛΛΙΑ	EOLIENNES FLOTTANTES DE GROIX	28.5	Semi-Submersible	2022
	EFGL	30	Semi-Submersible	2023
	EOLMED	30	Barge	2023
	PROVENCE GRAND LARGE	25	TLP	2023
ΗΝ. ΒΑΣΙΛΕΙΟ	KINCARDINE	50	Semi-Submersible	2021
ΝΟΡΒΗΓΙΑ	HYWIND TAMPEN	88	Spar Buoy	2022

Τα μειονεκτήματα τέτοιων κατασκευών είναι, πολλές φορές, η αυξημένη δυσκολία της κατασκευής, σε συνδυασμό με το υψηλό κόστος συντήρησης. Ωστόσο, προσπερνούν πολλά από τα αρνητικά των χερσαίων Α/Γ και τείνουν να γίνουν πιο αποδοτικές, αφού προσεγγίζουν βάρη τα οποία είναι αδύνατα για κατασκευή σταθερούς θεμελίωσης και στα οποία πνέουν οι πλέον ισχυρότεροι άνεμοι των θαλασσών.



Εικόνα 9: Το πλωτό αιολικό πάρκο WindFloat Atlantic (8.4MW) στην Πορτογαλία. Το καλώδιο προς τον σταθμό ενέργειας στη Viana do Castelo έχει μήκος 20 km (Πηγή: ABS)

Σημαντική παράμετρος της εγκατάστασης και του ποσοστού του κόστους κατασκευής ενός ΘΑΠ είναι η ηλεκτρική σύνδεση, πρώτον μεταξύ των Α/Γ και εν συνεχεία από το πάρκο στο ηλεκτρικό καλώδιο του δικτύου. Μεταξύ των Α/Γ, υπάρχει η δυνατότητα το καλώδιο σύνδεσης να μην είναι θαμμένο στον πυθμένα, ωστόσο δεν γίνεται το ίδιο με το καλώδιο σύνδεσης. Αυτό συμβαίνει διότι μπορεί να διατρέχει μήκη από 8 έως και 50 km και κατά συνέπεια αλληλεπιδρά αρνητικά με αλιευτικά και την ναυσιπλοΐα γενικότερα. Συνεπώς, η θεμελίωση και συντήρηση του καλωδίου απαιτεί ειδικό εξοπλισμό, πλοία και προσωπικό που είναι υψηλού κόστους, αλλά και περιορισμένα.

2.3.1. Υπεράκτια αιολική ενέργεια στην Ελλάδα

Παρά το πλούσιο αιολικό δυναμικό της Ελλάδας και των εκτεταμένων θαλάσσιων εκτάσεων, αυτή τη στιγμή η συνολική υπεράκτια αιολική ισχύς στην χώρα μας είναι μηδενική.

Η εγκατάσταση ΘΑΠ στην Ελλάδα προβλέφθηκε αρχικά με το ν. 3468/2006 ο οποίος στο άρθρο 7 (που δεν έχει τροποποιηθεί από την ψήφισή του και εξακολουθεί να ισχύει το 2021) προέβλεπε ότι «οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. καθώς και κάθε έργο που συνδέεται με την κατασκευή και τη λειτουργία τους, συμπεριλαμβανομένων και των έργων σύνδεσης τους

με το Σύστημα ή το Δίκτυο, επιτρέπεται να εγκαθίστανται και να λειτουργούν σε αιγιαλούς, παραλίες, θάλασσες ή σε πυθμένα τους, εφόσον έχει παραχωρηθεί το δικαίωμα χρήσης τους σύμφωνα με το άρθρο 14 του ν. 2971/2001».

Ακολούθως, στο τέλος του 2008, θεσπίστηκε το «Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Α.Π.Ε.»¹ που περιλαμβάνει πρόβλεψη για θαλάσσια αιολικά πάρκα² και θέτει αρχικά κριτήρια χωροθέτησης για αυτά³ (ΕΛΕΤΕΑΝ, 2013). Έπειτα, με τροποποίηση του νόμου του 2006 ορίζεται ότι επιτρέπεται η εγκατάσταση ΘΑΠ, σύμφωνα με τις ρυθμίσεις του άρθρου 10 του ΕΧΠ-ΑΠΕ και έπειτα από ειδικό σχέδιο που υποβάλλεται σε διαδικασία Στρατηγικής Περιβαλλοντικής Εκτίμησης (ΣΜΠΕ) και εγκρίνεται με Π.Δ., με το οποίο καθορίζεται η ακριβής θέση των θαλάσσιων αιολικών πάρκων, η θαλάσσια έκταση που καταλαμβάνουν και η μέγιστη εγκατεστημένη ηλεκτρική ισχύς τους.

Το Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Θαλάσσιων Αιολικών Πάρκων (ΕΠΑΘΑΠ), ήταν το πρόγραμμα ανάπτυξης θαλάσσιων αιολικών πάρκων στο πλαίσιο του άρθρου 6Α του ν.3851/2010 και προσπάθησε να καθορίσει την ακριβή θέση των θαλάσσιων αιολικών πάρκων, τη θαλάσσια έκταση που καταλαμβάνουν και τη μέγιστη εγκατεστημένη ηλεκτρική ισχύ τους. Το γεγονός ότι εξετάστηκαν μόνο αιολικά πάρκα με έδραση στον πυθμένα, είχε ως συνέπεια τη μη βέλτιστη εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της μελέτης, η συνολική ισχύς των θαλάσσιων αιολικών πάρκων με έδραση στον πυθμένα που θα μπορούσαν πιθανά να εγκατασταθούν στον ελληνικό χώρο κυμαίνεται από 1,700 MW (τυπικό σενάριο) έως 3,600 MW (μέγιστο σενάριο).

Για την μελέτη εξετάστηκαν μόνο λύσεις Α/Γ σταθερού θεμελίου (για βάθη από 30 έως 50 m) καθώς η πλωτή τεχνολογία ΘΑΠ κρίθηκε τότε, ανώριμη. Πλωτές λύσεις ενδέχεται να εξεταστούν σε δεύτερη φάση του αντίστοιχου προγράμματος (ορίζοντας έως το 2025), εφόσον κριθεί σκόπιμο (ΚΑΠΕ, 2012).

Τα κριτήρια που ακολουθήθηκαν για την χωροθέτηση ήταν:

¹ ΕΧΠ-ΑΠΕ, ΚΥΑ 49828/2008, άρθρο 10

² Άρθρο 5, παρ. 1δ

³ Άρθρο 10

1. Το διαθέσιμο αιολικό δυναμικό,
2. Η συμβατότητα της ανάπτυξης των πάρκων με άλλες χρήσεις του συγκεκριμένου χώρου εντός 6 ναυτικών μιλίων,
3. Οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις (εξαιρέσεις περιοχών Natura),
4. Η τεχνική δυνατότητα εγκατάστασης στην συγκεκριμένη θέση (σε μικρότερα βάθη των 50 m)
5. Η ευκολία σύνδεσης με το δίκτυο και τις μελετώμενες επεκτάσεις του (απόσταση 1.5 km από την ακτή),
6. Η ελαχιστοποίηση της οπτικής όχλησης και
7. Αποκλεισμός περιοχών που δεσμεύονται από τις Ένοπλες Δυνάμεις



Εικόνα 10: Περιοχές ανάπτυξης ΘΑΠ σύμφωνα με ΕΠΑΘΑΠ 2010/2012 (Πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ)

Πίνακας 4: Ενδεικτικά σενάρια χωροθέτησης ΘΑΠ σταθερού θεμελίου στην Ελλάδα με βάση το ΕΠΙΑΘΑΠ 2010/12 (Πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ)

α/α	Όνομα ΘΑΠ	Τυπικό σενάριο χωροθέτησης Α/Γ		Μέγιστο σενάριο χωροθέτησης Α/Γ	
		Α/Γ	MW	Α/Γ	MW
1	Αλεξανδρούπολης	78	546	136	952
2	Σαμοθράκης	31	217	55	385
3	Φαναρίου	59	413	110	770
4	Θάσου	38	266	66	462
5	Βόρειας Λήμνου	32	224	58	406
6	Νότιας Λήμνου	10	70	18	126
7	Αη Στράτη	8	56	11	77
8	Κύμης	14	98	23	161
9	Πεταλιών	2	14	2	14
10	Καρπάθου	5	35	7	49
11	Λευκάδας	9	63	13	91
12	Οθωνών	20	140	27	189

Σε έκθεση του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, αναφέρεται πως στον χρονικό ορίζοντα μέχρι το 2025 θα εξεταστούν και πιθανές λύσεις κατασκευής πλωτών αιολικών πάρκων.

Η WWF Ελλάς αναφέρει για τη διαδικασία χωροθέτησης και αδειοδότησης, όπως αυτή προβλέπεται από το ν.3851/2010, ότι είναι η βέλτιστη δυνατή για τη χώρα, λόγω των πολλών τεχνικών, κοινωνικοοικονομικών και περιβαλλοντικών δυσκολιών και ασάφειας που διέπουν την ανάπτυξη θαλάσσιων αιολικών πάρκων (Γιαννακά, 2010).

2.3.2. Πλεονεκτήματα υπεράκτιων αιολικών πάρκων

Τα υπεράκτια αιολικά πάρκα (σταθερού θεμελίου και πλωτά) κερδίζουν όλο και περισσότερο έδαφος σε σχέση με την εγκατάσταση Α/Γ στη στεριά, καθώς τα πλεονεκτηματά τους θεωρείται ότι υπερτερούν των μειονεκτημάτων τους και ξεπερνούν εμπόδια και αρνητικές επιπτώσεις των

χερσαίων αιολικών πάρκων. Από τα πλεονεκτήματα των υπεράκτιων πλωτών αιολικών πάρκων τα σημαντικότερα είναι:

1. Όσον αφορά στις περιβαλλοντικές επιπτώσεις, υπό ορισμένες προϋποθέσεις τα σταθερά θεμέλια ή οι αγκυρώσεις των Α/Γ μπορούν να μετατραπούν σε βιοτόπους συντελώντας στην αύξηση της θαλάσσιας χλωρίδας και πανίδας. Παρόλο που υπάρχουν αποδείξεις ότι οι δομές αιολικών πάρκων σχετίζονται με μεγαλύτερη ποικιλομορφία στους βενθικούς⁴ οργανισμούς (Lindeboom et al., 2011) και υψηλές συγκεντρώσεις αλιευμάτων εμπορικής σημασίας (Reubens et al., 2013), ενδέχεται επίσης να μεταβάλλουν τα χαρακτηριστικά της σύνθεσης και της βιολογικής δομής των τοπικών ειδών (Petersen, Malm, 2006). Ταυτόχρονα, εφόσον σε περιοχές κοντά στα υπεράκτια αιολικά πάρκα απαγορεύεται η εκτεταμένη αλιεία, αυτές μετατρέπονται σε περιοχές προστασίας της άγριας ζωής (Esteban et al, 2011)
2. Οι άνεμοι που πνέουν στη θάλασσα και ειδικά στα βαθιά νερά είναι κατά κανόνα ισχυρότεροι και σταθερότεροι από τους χερσαίους και παραθαλάσσιους. Αποτέλεσμα είναι οι στρόβιλοι των Α/Γ να υπόκεινται σε καταπόνηση που οδηγεί σε μειωμένες φθορές τους. Ταυτόχρονα, η αύξηση της ταχύτητας του ανέμου οδηγεί σε αύξηση της ισχύος του ΘΑΠ από 25% έως 40% (Snyder, Kaiser, 2009)
3. Χωροταξική λύση στην εγκατάσταση των Α/Γ. Η έλλειψη χώρου στη στεριά οφείλεται στην ανάγκη χρήσης γης για διάφορους λόγους. Παράλληλα, λύνεται το ζήτημα της ακουστικής ρύπανσης από τους στρόβιλους, αλλά και το πρόβλημα της οπτικής όχλησης, ειδικά αν οι Α/Γ τοποθετηθούν σε μεγάλη απόσταση από την ακτή, που στα 25 km δεν είναι οριακά ορατές λόγω της καμπυλότητας της γης. Συνέπεια αυτού είναι ό,τι δεν υπάρχει όριο στο μέγεθος των Α/Γ, παρά μόνο από τους περιορισμούς που βάζει η απόσταση μεταξύ τους (Bilgili et al. 2011).

2.3.3. Μειονεκτήματα των Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων

Όπως και οι υπόλοιπες ΑΠΕ, αν και θεωρούνται φιλικότερες πηγές ενέργειας προς το περιβάλλον, τα Υπεράκτια Αιολικά Πάρκα παρουσιάζουν ορισμένα αρνητικά στοιχεία. Αυτές οι δυνητικές επιπτώσεις πρέπει να λαμβάνονται υπόψη κατά την ανάπτυξη ή επανεξέταση ενός υπεράκτιου σχεδίου ή έργου αιολικής ενέργειας. Ωστόσο, επειδή ο εντοπισμός των ενδεχομένως σημαντικών

⁴ Με τον όρο βένθος χαρακτηρίζεται το σύνολο των έμβιων οργανισμών, που ζουν και αναπτύσσονται στο βυθό των ωκεανών και των θαλασσών ή και των λιμνών και κατά τελευταίο ακόμη προσδιορισμό από το σημείο που παρατηρείται παλίρροια μέχρι τις πλέον βαθιές υποθαλάσσιες τάφρους.

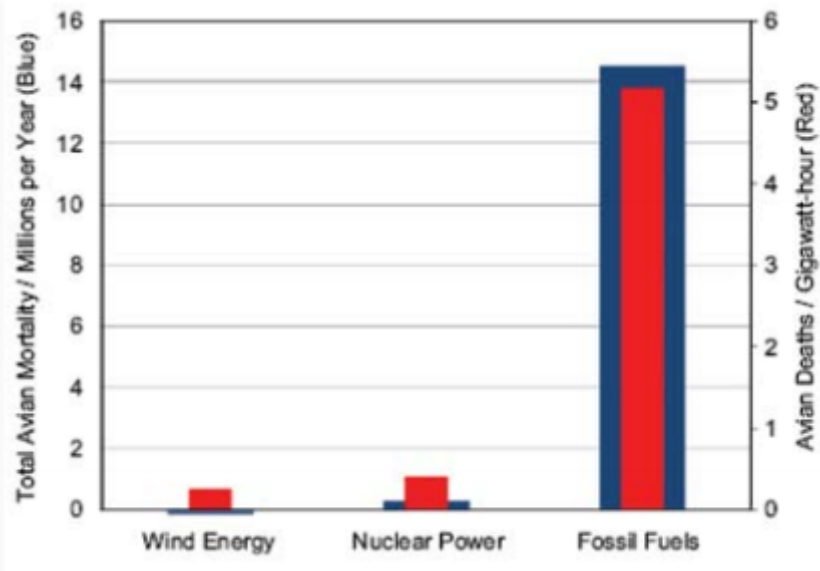
επιπτώσεων διενεργείται πάντοτε κατά περίπτωση, η πραγματική επίπτωση ενός έργου αιολικής ενέργειας στα προστατευόμενα είδη και τους οικοτόπους διαφέρει σε πολύ μεγάλο βαθμό.

1. Δεν έχει ακόμα επαρκώς αναλυθεί και ερευνηθεί το επίπεδο επηρεασμού και διαταραχής των θαλάσσιων θηλαστικών. Οι επιπτώσεις σε οικοτόπους και είδη μπορεί να είναι προσωρινές ή μόνιμες. Για τα μετακινούμενα είδη, οι επιπτώσεις ενδέχεται δυνητικά να επηρεάσουν οργανισμούς μακριά από τους σχετικούς τόπους Natura 2000, όπως θαλάσσια θηλαστικά ή θαλάσσια πτηνά που αναζητούν τροφή διανύοντας μεγάλες αποστάσεις μακριά από την αναπαραγωγική τους αποικία. (Ψωμάς, 2003)
2. Οι σύγχρονες Α/Γ, η σωστή χωροθέτησή τους και η δημιουργία έργων όπως η εγκατάσταση υπόγειων καλωδίων, μειώνουν σημαντικά την πιθανότητα σύγκρουσης πουλιών με Α/Γ (Ψωμάς, 2003). Ωστόσο, το αιολικό πάρκο λειτουργεί ως αδιάβατη περιοχή για τα ιπτάμενα πτηνά, με αποτέλεσμα την αύξηση των αποστάσεων πτήσης και την αύξηση της ενεργειακής δαπάνης τους κάτι που μπορεί να οδηγήσει σε υποβάθμιση οικοτόπων.
3. Ηχορύπανση από την λειτουργία και εγκατάσταση των Α/Γ. Στη φάση της εγκατάστασης πρέπει να λαμβάνεται υπόψη ότι ο θόρυβος από τα πλοία και τις φορτηγίδες μπορεί να επηρεάσει το κοντινό οικοσύστημα. Οι πιθανές επιρροές στους θαλάσσιους οργανισμούς εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από την ευαισθησία των ειδών των κοντινών περιοχών. Το μεγαλύτερο και ισχυρότερο ποσοστό θορύβου παράγεται στη διάρκεια των έργων θεμελίωσης (ήτοι εμπηγγμός πασσάλων) καθώς παράγονται ήχοι υψηλού εύρους (20Hz έως 20kHz) (Nedwell, Howell, 2004; Madsen et al., 2006) Στη φάση λειτουργίας: Από μετρήσεις σε Α/Γ (μέγιστης ισχύος 2MW) σε Σουηδία και Δανία παρατηρήθηκε ότι ο ήχος είναι πολύ μικρότερης έντασης απ' ότι στη φάση εγκατάστασης. Μία Α/Γ 1.5 MW σε απόσταση 110 m από τον ρότορα σε ανέμους μέτριας ταχύτητας (12 m/s ή 6 Beaufort) παρατηρήθηκαν τιμές 115 SPL για 50 Hz και 160 Hz. Από μετρήσεις θορύβου που πραγματοποιήθηκαν από το Γερμανικό Υπουργείο Περιβάλλοντος (Thomsen et al., 2006), τα επίπεδα θορύβου δεν φαίνεται να προκαλούν ζημιά στα ακουστικά όργανα των θαλάσσιων θηλαστικών σε απόσταση μεγαλύτερη από 100 m από την πηγή, αλλά δεν είναι σίγουρα γνωστό πόσο μπορούν να επηρεάσουν την συμπεριφορά τους στην περιοχή γύρω από τις Α/Γ. (Λιούμη, 2010).
4. Τα υδρόβια ζώα (ψάρια και θαλάσσια θηλαστικά) που έχουν ευαισθησία σε ηλεκτρικά και μαγνητικά πεδία, μπορούν να αλληλεπιδρούν με τα καλώδια τροφοδοσίας υψηλής τάσης

εναλλασσόμενου (AC) και συνεχούς (DC) ρεύματος. Κατά συνέπεια, αποπροσανατολίζονται, αφού χρησιμοποιούν το μαγνητικό πεδίο της γης για πλοήγηση. (Gill, 2005)

5. Είναι γεγονός πως οι Α/Γ, η στοίχισή τους και η περιστροφή των πτερυγίων οδηγούν πολλές φορές σε οπτική και αισθητική υποβάθμιση του περιβάλλοντος που βρίσκονται. Φυσικά, αυτό υπάγεται στα αισθητικά πρότυπα που είναι υποκειμενικά, αλλά και στην υποκειμενική αισθητική αντίληψη του καθένα. Κάτι εμφανές και ορατό δεν είναι αναγκαστικά και αντιαισθητικό. Μετριασμός του φαινομένου μπορεί να υπάρξει μέσω κατάλληλης χωροθέτησης και κατασκευής μακριά από το οικιστικό δίκτυο και περιοχές τουριστικού και πολιτιστικού ενδιαφέροντος. Επίσης, οι μοντέρνες Α/Γ χαρακτηρίζονται από μεγαλύτερες δυνατότητες οπτικής αποδοχής σε σχέση με αυτές παλαιότερης τεχνολογίας, καθότι:
 - α) είναι λεπτές και κομψές στο σχεδιασμό τους, σε σύγκριση με τα πρώτα μοντέλα που ήταν ογκώδη ή στηρίζονταν σε μεταλλικά δικτυώματα,
 - β) η γωνιακή ταχύτητα περιστροφής των πτερυγίων τους είναι μικρότερη, γεγονός που δημιουργεί πιο ευχάριστο οπτικό αποτέλεσμα και
 - γ) τοποθετούνται σε μεγαλύτερες αποστάσεις η μία από την άλλη, λόγω της αυξημένης ισχύος τους, επιτυγχάνοντας έτσι πιο αραιές κατανομές σε σύγκριση με τις πιο πυκνές ομαδοποιήσεις, που παρουσίαζαν παλαιότερα αιολικά πάρκα. (ΕΛΕΤΑΕΝ, 2009)
6. Η αλληλεπίδραση μεταξύ πτηνών και υπεράκτιων έργων αιολικής ενέργειας έχει μελετηθεί εκτενώς εντός και εκτός ΕΕ. Στην Ελλάδα, σύμφωνα με το ΕΠΧΣΑΑ για τις ΑΠΕ, «επιτρέπεται η χωροθέτηση αιολικών εγκαταστάσεων εντός των Ζωνών Ειδικής Προστασίας (ΖΕΠ) της ορνιθοπανίδας της Οδηγίας 79/409/ΕΟΚ, ύστερα από τη σύνταξη ειδικής ορνιθολογικής μελέτης και σύμφωνα με τις ειδικότερες προϋποθέσεις και περιορισμούς που θα καθορίζονται στην οικεία πράξη έγκρισης περιβαλλοντικών όρων». Ωστόσο, το γεγονός αυτό δεν μειώνει την ανάγκη για προσεκτικά στοχοθετημένες έρευνες σε τοπικό επίπεδο, για την αιτιολόγηση εκτιμήσεων σε επίπεδο έργου (Perrow, 2019). Οι επιπτώσεις για τα πτηνά μπορεί δυνητικά να επηρεάσουν την μεμονωμένη επιβίωση ή και την αναπαραγωγική διαδικασία-επιτυχία. Αρχικά, το αιολικό πάρκο λειτουργεί ως αδιάβατη περιοχή για τα ιπτάμενα πτηνά, με αποτέλεσμα την αύξηση των αποστάσεων πτήσης και την αύξηση της ενεργειακής δαπάνης. Επιπρόσθετα, μία πιθανή συνέπεια είναι η απομάκρυνση ή ο κατακερματισμός οικοτόπου υποστήριξης τον οποίον σε άλλη περίπτωση θα χρησιμοποιούσαν τα πτηνά. Το 2001, στις Ηνωμένες Πολιτείες της Αμερικής

πραγματοποιήθηκε έρευνα για τη διερεύνηση του κατά πόσο αληθεύει πως οι Α/Γ μειώνουν το πληθυσμό των πτηνών. Τα συμπεράσματα ήταν πως για κάθε μία ανεμογεννήτρια αντιστοιχούν 2.2 θάνατοι πουλιών σε ετήσια βάση. Ωστόσο, αυτό το νούμερο αντιστοιχεί σε ποσοστό 0.01- 0.02 % των συνολικών θανάτων πουλιών από τις υπόλοιπες ανθρώπινες κατασκευές (Λειβαδάρας 2016). Σε άλλη διετή έρευνα της WWF Ελλάδος, στο πλαίσιο του προγράμματος Life, πολύ λίγες περιπτώσεις πρόσκρουσης παρατηρήθηκαν και καμία πρόσκρουση δεν παρατηρήθηκε σε αρπακτικά πουλιά, γεγονός που υποδηλώνει ότι η θνησιμότητα πουλιών από αιολικά πάρκα είναι μικρή. Η μελέτη αφορούσε στην παρακολούθηση δύο γειτονικών αιολικών πάρκων (73 Α/Γ συνολικά) το 2004 και 5 γειτονικών αιολικών πάρκων το 2005 (117 Α/Γ συνολικά, συμπεριλαμβανομένων και των 2 αιολικών πάρκων που μελετήθηκαν το 2005). Τα αιολικά πάρκα χωροθετούνται στην ορεινή περιοχή μεταξύ των Νομαρχιών Έβρου και Ροδόπης, κοντά στο Εθνικό Πάρκο της Δαδιάς.



Εικόνα 11: Υπολογιζόμενη θνησιμότητα πτηνών για αιολικά πάρκα, θερμικούς σταθμούς και πυρηνική ενέργεια. (Πηγή: Sovacool, 2009.)

2.3.4. Προκλήσεις Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων στην Ελλάδα

Τα κυριότερα ζητήματα σχετικά με την κατασκευή και εγκατάσταση που πρέπει να διασφαλίζει ένα εγκεκριμένο ρυθμιστικό πλαίσιο για τα ΘΑΠ (σταθερού θεμελίου ή πλωτού) είναι:

1. Χωροταξικός σχεδιασμός: η εφαρμογή του πρέπει να διασφαλίζει τη βέλτιστη αξιοποίηση του διαθέσιμου πόρου, με σεβασμό στην προστασία του περιβάλλοντος και σε αρμονία με άλλες δραστηριότητες στον θαλάσσιο χώρο, π.χ. αλιεία, τουρισμός, ναυσιπλοΐα.
2. Αδειοδότηση – Χρήση Θάλασσας: είναι σημαντική η διαδικασία και η κατανομή μεταξύ των εμπλεκόμενων της ευθύνης, του κινδύνου και του κόστους της αδειοδότησης των ΘΑΠ.
3. Διασύνδεση: ήτοι με ποιες διαδικασίες και με ποιο σχέδιο θα γίνεται η σύνδεση των ΘΑΠ με το δίκτυο του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ). Η ανάπτυξη ΘΑΠ στον θαλάσσιο χώρο απαιτεί μεγάλες επενδύσεις στο δίκτυο. Η περίπτωση ενός αποκεντρωμένου μοντέλου, επιτρέπει στους επενδυτές να αναλάβουν οι ίδιοι τη μελέτη, ανάπτυξη και κατασκευή των έργων σύνδεσης των πάρκων τους. Παράλληλα, στην ελληνική περίπτωση πρέπει να ληφθεί υπόψη ότι ήδη υπάρχει ένα πρόγραμμα διασύνδεσης των νησιών του Αιγαίου (ΕΛΕΤΑΕΝ, 2021)

3. Μεθοδολογία Χωροθέτησης Πλωτού Θ.Α.Π.

3.1. Νομοθετικό Πλαίσιο Α. Π. Ε. Ελλάδας

Στο ελληνικό θεσμικό πλαίσιο, οι ΑΠΕ, εντάσσονται πρώτη φορά το 1985 με τον νόμο ν.1559/1985 *«Ρύθμιση θεμάτων εναλλακτικών μορφών ενέργειας και ειδικών θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις»*. Ωστόσο, ο νόμος δεν επέφερε μεγάλες και ουσιαστικές αλλαγές καθώς η Δ.Ε.Η κατέχοντας το μονοπώλιο, επέβαλε χαμηλές τιμές πώλησης στο ρεύμα από ΑΠΕ, σε μια προσπάθεια αποθάρρυνσης των ανταγωνιστών της (Παπακωνσταντίνου, 2012).

11 χρόνια αργότερα, η θεσμοθέτηση του νόμου Ν.2244/1994 *«Ρύθμιση θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις»* υποχρέωσε την Δ.Ε.Η. να δώσει προτεραιότητα στην αγορά ενέργειας από ΑΠΕ (Ψύλλος, 2012).

Ο Ν. 2773/99 *«Απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας - Ρύθμιση θεμάτων ενεργειακής πολιτικής και λοιπές διατάξεις»*, «ελευθέρωσε» την αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Έτσι, ιδρύθηκε η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργεια (Ρ.Α.Ε.), ως ανεξάρτητη διοικητική αρχή καθώς και ο Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. Α.Ε),

μια ανεξάρτητη εταιρία για την διαχείριση του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικού ρεύματος (Μπαϊλάς, 2008).

Η Ρ.Α.Ε. έχει την γενική εποπτεία του ηλεκτρικού συστήματος, φροντίζει, εισηγείται και προωθεί τον υγιή ανταγωνισμό και γνωμοδοτεί για την χορήγηση των αδειών παραγωγής και προμήθειας σε τομείς της αγοράς (Λειβαδάρας, 2016).

Η Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. Α.Ε. είναι υπεύθυνη για τη λειτουργία, συντήρηση και ανάπτυξη του συστήματος μεταφοράς του ρεύματος από τους παραγωγούς στο δίκτυο. Έτσι, ουσιαστικά μπαίνει τέλος στο μονοπώλιο της Δ.Ε.Η., αφού οποιαδήποτε εταιρία να διοχετεύσει το ρεύμα που παράγει στην ελληνική αγορά (Παπακωνσταντίνου, 2012).

Με τον ν. 3486/2006 «*Παραγωγή Ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις*», αναπτύχθηκε στην Ελλάδα ο τομέας αιολικής και ηλιακής ενέργειας. Ο νόμος αυτός, θέσπισε σταθερές (υψηλές) τιμές πώλησης της ανανεώσιμης ενέργειας (Παπακωνσταντίνου, 2012).

Τέλος, με τον ν. 3851/2010, «*Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής*», μέχρι το 2020, το 20% ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ενέργειας πρέπει να καλύπτεται από τις ΑΠΕ.

3.1.1. Χωροταξικός Σχεδιασμός Αιολικών Πάρκων

Στο ειδικό πλαίσιο χωροταξικού σχεδιασμού και αειφόρου ανάπτυξης για τις Α.Π.Ε. που εγκρίθηκε με την Κ.Υ.Α. 49828/2008⁵, παρέχονται ειδικές κατευθύνσεις για τη χωροθέτηση όλων των τεχνολογικά ώριμων μορφών ΑΠΕ (αιολική, ηλιακή, μικρά υδροηλεκτρικά, γεωθερμία, βιομάζα/βιοαέριο) στον εθνικό χώρο. Παράλληλα, στο ίδιο γίνονται προβλέψεις και για τις νέες μορφές ΑΠΕ που βρίσκονται σε πειραματικό στάδιο, όπως η ενέργεια από την θάλασσα (κυματική, παλιρροιακή, ενέργεια των θαλάσσιων ρευμάτων).

Σκοπός του Ειδικού Πλαισίου είναι:

1. η διαμόρφωση πολιτικών χωροθέτησης έργων ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε., ανά κατηγορία δραστηριότητας και κατηγορία χώρου,

⁵ ΦΕΚ Β' 2464

2. η καθιέρωση κανόνων και κριτηρίων χωροθέτησης που θα επιτρέπουν αφενός την δημιουργία βιώσιμων εγκαταστάσεων Α.Π.Ε. και αφετέρου την αρμονική ένταξή τους στο φυσικό και ανθρωπογενές περιβάλλον και
3. η δημιουργία ενός αποτελεσματικού μηχανισμού χωροθέτησης των εγκαταστάσεων Α.Π.Ε., ώστε να επιτευχθεί ανταπόκριση στους στόχους των εθνικών και ευρωπαϊκών πολιτικών

Όσον αφορά στη χωροθέτηση μεμονωμένων αιολικών μονάδων, δηλαδή μεμονωμένης Α/Γ, λαμβάνονται υπόψη τα εξής κριτήρια:

1. Προσδιορίζονται οι κατάλληλες αποστάσεις για την διασφάλιση της λειτουργικότητας και απόδοσης των ανεμογεννητριών.
2. Τήρηση ελάχιστης απόστασης από τα όρια ζωνών ασυμβατότητας/αποκλεισμού. Εντός των ζωνών αυτών απαγορεύεται η εγκατάσταση Α/Γ.
3. Προσδιορίζεται η επιτρεπόμενη πυκνότητα Α/Γ ανά κατηγορία χώρου, με στόχο την αποφυγή “μονοκαλλιέργειας” από δραστηριότητες ΑΠΕ.
4. Προσδιορίζονται κανόνες ένταξης των αιολικών εγκαταστάσεων στο τοπίο, ώστε να αμβλύνεται το πρόβλημα της οπτικής όχλησης και υποβάθμισης του τοπίου.

Με βάση περιβαλλοντικά και χωροταξικά κριτήρια, στο ειδικό πλαίσιο ο εθνικός χώρος χωρίζεται στις εξής 4 κατηγορίες:

1. στην ηπειρωτική χώρα, συμπεριλαμβανομένης της Εύβοιας,
2. στην Αττική, που αποτελεί ειδικότερη κατηγορία της ηπειρωτικής χώρας λόγω του μητροπολιτικού χαρακτήρα της,
3. στα κατοικημένα νησιά του Ιονίου και του Αιγαίου Πελάγους, συμπεριλαμβανομένης της Κρήτης και
4. στον υπεράκτιο θαλάσσιο χώρο και τις ακατοίκητες νησίδες.

Στο κεφάλαιο Β΄ στη παράγραφο 1 του Άρθρου 6, στο Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης, αναφέρονται περιοχές αποκλεισμού και ζώνες ασυμβατότητας σε όλες τις κατηγορίες περιοχών που αναφέρθηκαν πιο πάνω. Οι περιοχές που αποκλείονται από τη χωροθέτηση αιολικών εγκαταστάσεων βρίσκονται εντός:

1. Των κηρυγμένων διατηρητέων μνημείων της παγκόσμιας πολιτιστικής κληρονομιάς και των άλλων μνημείων μείζονος σημασίας⁶, καθώς και των οριοθετημένων αρχαιολογικών ζωνών προστασίας Α που έχουν καθορισθεί κατά τις διατάξεις του άρθρου 91 του ν. 1892/1991 ή καθορίζονται κατά τις διατάξεις του ν. 3028/2002.
2. Των περιοχών απολύτου προστασίας της φύσης και προστασίας της φύσης που καθορίζονται κατά τις διατάξεις των άρθρων 19 παρ. 1 και 2 και 21 του ν. 1650/1986.
3. Των ορίων των Υγροτόπων Διεθνούς Σημασίας (Υγρότοποι Ραμσάρ).
4. Των πυρήνων των εθνικών δρυμών και των κηρυγμένων μνημείων της φύσης και των αισθητικών δασών που δεν περιλαμβάνονται στις περιοχές της περιπτώσεως β' του παρόντος άρθρου.
5. Των οικοτόπων προτεραιότητας περιοχών της Επικράτειας που έχουν ενταχθεί ως τόποι κοινοτικής σημασίας στο δίκτυο ΦΥΣΗ 2000 σύμφωνα με την απόφαση 2006/613/ΕΚ της Επιτροπής⁷
6. Των εντός σχεδίων πόλεων και ορίων οικισμών προ του 1923 ή κάτω των 2.000 κατοίκων περιοχών.
7. Των Π.Ο.Τ.Α. του άρθρου 29 του ν. 2545/1997, των Περιοχών Οργανωμένης Ανάπτυξης Παραγωγικών Δραστηριοτήτων του τριτογενούς τομέα του άρθρου 10 του ν. 2742/1999, των θεματικών πάρκων και των τουριστικών λιμένων.
8. Των ατύπως διαμορφωμένων, στο πλαίσιο της εκτός σχεδίου δόμησης, τουριστικών και οικιστικών περιοχών. Ως ατύπως διαμορφωμένες τουριστικές και οικιστικές περιοχές για την εφαρμογή του παρόντος νοούνται οι περιοχές που περιλαμβάνουν 5 τουλάχιστον δομημένες ιδιοκτησίες με χρήση τουριστική ή κατοικία, οι οποίες ανά δύο βρίσκονται σε απόσταση μικρότερη των 100 m και συνολική δυναμικότητα 150 κλίνες τουλάχιστον. Για τον υπολογισμό της δυναμικότητας, κάθε δομημένη ιδιοκτησία με χρήση κατοικίας θεωρείται ισοδύναμη με 4 κλίνες ανεξαρτήτως εμβαδού. Οι ανωτέρω περιοχές θα αναγνωρίζονται στο πλαίσιο της οικείας Π.Π.Ε.Α.
9. Των ακτών κολύμβησης που περιλαμβάνονται στο πρόγραμμα παρακολούθησης της ποιότητας των νερών κολύμβησης που συντονίζεται από το Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε.

⁶της παρ. 5 ββ) του άρθρου 50 του ν. 3028/2002

⁷EE L 259 της 21.9.2006, σ. 1

10. Των τμημάτων των λατομικών περιοχών και μεταλλευτικών και εξορυκτικών ζωνών που λειτουργούν επιφανειακά.
11. Άλλων περιοχών ή ζωνών που υπάγονται σήμερα σε ειδικό καθεστώς χρήσεων γης, βάσει του οποίου δεν επιτρέπεται η χωροθέτηση αιολικών εγκαταστάσεων και για όσο χρόνο ισχύουν.

3.1.2. Κριτήρια Αποστάσεων Χωροθέτησης Αιολικών Πάρκων

Σε όλες τις προαναφερθείσες περιοχές, πρέπει να τηρούνται ελάχιστες αποστάσεις από υποδομές, ανθρωπογενείς δραστηριότητες, συγκεκριμένες χρήσεις γης κλπ. Αυτές καθορίζονται αναλυτικά στο Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο:

Πίνακας 5: Αποστάσεις για τη διασφάλιση της λειτουργικότητας των έργων και απόδοσης των αιολικών πάρκων (Πηγή: Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο)

Μέγιστη απόσταση από υφιστάμενη οδό χερσαίας προσπέλασης οποιασδήποτε κατηγορίας	Για εγκατεστημένη ισχύ/μονάδα κάτω των 10 MWe: Σε Π.Α.Π. και Αττική: 20 km μήκους όδευσης Σε άλλες εκτός Π.Α.Π. περιοχές: 15 km ανεξάρτητα από την εγκατεστημένη ισχύ / μονάδα Σε νησιά: 10 km ανεξάρτητα από την εγκατεστημένη ισχύ / μονάδα
Μέγιστη απόσταση από το σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας	Όπως ορίζει ο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. στους όρους σύνδεσης της εγκατάστασης (υψηλή τάση) και η Δ.Ε.Η. (μέση και χαμηλή τάση)
Ελάχιστη απόσταση (Α) μεταξύ των Α/Γ	2.5 φορές τη διάμετρο (d) της φτερωτής της ανεμογεννήτριας (A=2.5d)

Πίνακας 6: Αποστάσεις από περιοχές περιβαλλοντικού ενδιαφέροντος (Πηγή: Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο)

ΑΣΥΜΒΑΤΗ ΧΡΗΣΗ	ΕΛΑΧΙΣΤΗ ΑΠΟΣΤΑΣΗ
Περιοχές απολύτου προστασίας της Φύσης του άρθρου 19 παρ.1,2 Ν.1650/86 (Α'160)	Σύμφωνα με την εγκεκριμένη Ε.Π.Μ. ή το σχετικό π.δ. (του άρθρου 21 του ν. 1650/86) ή την σχετική Κ.Υ.Α. (ν. 3044/02)
-Πυρήνες των Εθνικών Δρυμών, κηρυγμένα μνημεία της φύσης, αισθητικά δάση που δεν περιλαμβάνονται στις περιοχές απολύτου προστασίας της φύσης και προστασίας της	Κρίνεται κατά περίπτωση στο πλαίσιο της Ε.Π.Ο

φύσης των παρ. 1 και 2 του αρ. 19 του Ν. 1650/1986. -Οι υγρότοποι RAMSAR -Οι οικότοποι προτεραιότητας περιοχών της Επικράτειας που έχουν ενταχθεί στον κατάλογο των τόπων κοινοτικής σημασίας του δικτύου ΦΥΣΗ 2000 σύμφωνα με την απόφαση 2006/613/Ε.Κ. της Επιτροπής (Ε.Ε. L 259 της 21.9.2006, σ. 1)	
Αξιόλογες ακτές και παραλίες	1,500 m ⁸
Περιοχές Ζ.Ε.Π. ορνιθοπανίδας (SPA)	Κρίνεται κατά περίπτωση στο πλαίσιο της Ε.Π.Ο., μετά από ειδική ορνιθολογική μελέτη

Πίνακας 7: Αποστάσεις⁹ από περιοχές και στοιχεία πολιτιστικής κληρονομιάς (Πηγή: Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο)

ΑΣΥΜΒΑΤΗ ΧΡΗΣΗ	ΕΛΑΧΙΣΤΗ ΑΠΟΣΤΑΣΗ
Εγγεγραμμένα στον Κατάλογο Παγκόσμιας Κληρονομιάς και άλλα μείζονος σημασίας μνημεία, αρχαιολογικοί χώροι και ιστορικοί τόποι. της παρ. 5. εδάφιο ββ του άρθρου 50 του Ν. 3028/02	3,000 m
Ζώνη απολύτου προστασίας (Ζώνη Α) λοιπών αρχαιολογικών χώρων	A=7d, όπου (d) η διάμετρος της φτερωτής της Α/Γ, τουλάχιστον 500 m
Κηρυγμένα πολιτιστικά μνημεία και ιστορικοί τόποι	A=7d, όπου (d) η διάμετρος της φτερωτής της Α/Γ, τουλάχιστον 500 m

Πίνακας 8: Αποστάσεις από οικιστικές δραστηριότητες (Πηγή: Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο)

ΑΣΥΜΒΑΤΗ ΧΡΗΣΗ	ΕΛΑΧΙΣΤΗ ΑΠΟΣΤΑΣΗ
Πόλεις και οικισμοί με πληθυσμό >2000 κατοίκων ή οικισμοί με πληθυσμό < 2000 κατοίκων που χαρακτηρίζονται ως δυναμικοί, ή και τουριστικοί ή και αξιόλογοι	1,000 m από το όριο ¹⁰ του οικισμού ή του σχεδίου πόλης
Παραδοσιακοί οικισμοί	1,500 m από το όριο του οικισμού

⁸ Η αναφερόμενη απόσταση δεν λαμβάνεται υπόψη στην περίπτωση που η άτρακτος της Α/Γ δεν είναι ορατή από την ασύμβατη χρήση.

⁹ Η αναφερόμενη απόσταση δεν λαμβάνεται υπόψη σε περιπτώσεις όπου η άτρακτος της ανεμογεννήτριας δεν είναι ορατή από την ασύμβατη χρήση.

¹⁰ Στις περιπτώσεις που δεν έχει οριοθετηθεί ο οικισμός η απόσταση υπολογίζεται από το κέντρο του οικισμού προσαυξημένη κατά 500 m και, σε κάθε περίπτωση, σε απόσταση μεγαλύτερη των 500m από την τελευταία κατοικία του οικισμού.

	Κατά παρέκκλιση από τα παραπάνω είναι δυνατή η μείωση της ως άνω απόστασης μέχρι τα 1000 m ¹¹
Λοιποί οικισμοί	500 μ. από το όριο του οικισμού ¹⁰
Οργανωμένη δόμηση Α΄ ή Β΄ κατοικίας (Π.Ε.Ρ.ΠΟ., Συνεταιρισμοί κλπ) ή και διαμορφωμένες περιοχές Β΄ κατοικίας, όπως αναγνωρίζονται στο πλαίσιο της Μ. Π. Ε. ¹² κάθε μεμονωμένης εγκατάστασης αιολικού πάρκου	1.000 m από τα όρια του σχεδίου ή της διαμορφωμένης περιοχής αντίστοιχα
Ιερές Μονές	500 m από τα όρια της Μονής
Μεμονωμένη κατοικία (νομίμως υφιστάμενη)	Εξασφάλιση θορύβου έως 45 dB

Για τους παραδοσιακούς οικισμούς, εφ' όσον υπάρχει ήδη αιολική εγκατάσταση, ή πάρκο κεραιών ή ραντάρ, σε απόσταση μικρότερη των 1,500 m, τότε ορίζεται ως ελάχιστη απόσταση τα 2,500 m.

Παράλληλα, για κάθε περίπτωση πρέπει να εξασφαλίζεται το ελάχιστο επίπεδο θορύβου των 45 dB.

Πίνακας 9: Αποστάσεις από δίκτυα τεχνικής υποδομής και ειδικές χρήσεις (Πηγή: Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο)

ΑΣΥΜΒΑΤΗ ΧΡΗΣΗ	ΕΛΑΧΙΣΤΗ ΑΠΟΣΤΑΣΗ
Οδικό Δίκτυο (Κύριοι άξονες, οδικό αρμοδιότητας Ο.Τ.Α, σιδηροδρομικές γραμμές)	Απόσταση ασφαλείας 1.5d από τα όρια της ζώνης απαλλοτρίωσης της οδού ή του σιδηροδρομικού δικτύου αντίστοιχα
Γραμμές υψηλής τάσεως	Απόσταση ασφαλείας 1.5d από τα όρια από τα όρια διέλευσης των γραμμών Υ.Τ.
Υποδομές τηλεπικοινωνιών (κεραίες, Radar)	Έπειτα από γνωμοδότηση του αρμόδιου φορέα
Εγκαταστάσεις ή δραστηριότητες της αεροπλοΐας	Έπειτα από γνωμοδότηση του αρμόδιου φορέα
Λιμενικές εγκαταστάσεις και δραστηριότητες	Απόσταση ασφαλείας 1.5 d από τα όρια της χερσαίας και της θαλάσσιας ζώνης τουριστικού λιμένα.

Πίνακας 10: Αποστάσεις από ζώνες ή εγκαταστάσεις παραγωγικών δραστηριοτήτων (Πηγή Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού)

ΑΣΥΜΒΑΤΗ ΧΡΗΣΗ	ΕΛΑΧΙΣΤΗ ΑΠΟΣΤΑΣΗ
Αγροτική γη υψηλής παραγωγικότητας, ζώνες αναδασμού, αρδευόμενες εκτάσεις	Απόσταση ασφαλείας 1.5d
Μονάδες εσταυλισμένης κτηνοτροφίας	Απόσταση ασφαλείας 1,5d

¹¹ Με απόφαση του Γ.Γ. ΥΠΕΧΩΔΕ ύστερα από εισήγηση της αρμόδιας Δ/σης του Υπουργείου, εφόσον ο αριθμός των κατοίκων είναι μικρότερος από 20

¹² Μελέτης Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων

Ιχθυοκαλλιέργειες	Απόσταση ασφάλειας 1.5d
Λειτουργούσες λατομικές ζώνες και δραστηριότητες	Όπως ορίζεται στην κείμενη νομοθεσία
Μεμονωμένες βιομηχανικές/ βιοτεχνικές μονάδες	Απόσταση ασφάλειας 1.5d
Λειτουργούσες επιφανειακά μεταλλευτικές, εξορυκτικές ζώνες και δραστηριότητες	500 m
ΠΟΤΑ, και άλλες περιοχές οργανωμένης ανάπτυξης παραγωγικών δραστηριοτήτων του τριτογενούς τομέα θεματικά πάρκα, τουριστικοί λιμένες και άλλες θεσμοθετημένες ή διαμορφωμένες τουριστικά περιοχές	1.000 m από τα όρια της ζώνης/ περιοχής
Τουριστικά καταλύματα μεσαίου και μεγάλου μεγέθους, ειδικές τουριστικές υποδομές	1.000 m

Υποσημειώνεται πως για τις περιοχές οργανωμένης ανάπτυξης παραγωγικών δραστηριοτήτων κλπ η αναφερόμενη απόσταση δεν λαμβάνεται υπόψη, στην περίπτωση που η άτρακτος της Α/Γ δεν είναι ορατή από την ασύμβατη χρήση. Επίσης, οι αναφερόμενες αποστάσεις μπορούν να μειώνονται με τη σύμφωνη γνώμη του φορέα της ασύμβατης χρήσης (Ασημακοπούλου, 2007).

Για την εκτίμηση της επίπτωσης μίας υπό αδειοδότηση αιολικής μονάδας στο τοπίο, λαμβάνεται υπόψη η οπτική παρεμβολή της από τα σημεία «ιδιαίτερου ενδιαφέροντος», που βρίσκονται εντός κύκλου που ορίζεται με κέντρο την μονάδα και ακτίνα που διαφοροποιείται ανάλογα με την σημασία και την ποιότητα του σημείου ιδιαίτερου ενδιαφέροντος. Στη συνέχεια, (Πίνακας 11) ορίζονται οι μέγιστες αποστάσεις, πέραν από τις οποίες η οπτική όχληση του έργου κρίνεται αμελητέα:

Πίνακας 11: Κριτήρια ένταξης αιολικών εγκαταστάσεων στο τοπίο (Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού)

Σημεία Ιδιαίτερου Ενδιαφέροντος	Εντός Αττικής και Θαλάσσιου Χώρου	Κατοικημένα Νησιά
Πλησιέστερο όριο των εγγεγραμμένων στον κατάλογο Παγκόσμιας Κληρονομιάς και άλλων μείζονος σημασίας μνημείων, αρχαιολογικών χώρων και ιστορικών τόπων	6 km	6 km
Θεσμοθετημένο πυρήνα Εθνικού Δρυμού, ή αισθητικού δάσους ή άλλου σημείου ιδιαίτερου φυσικού ενδιαφέροντος	0.8 km	1 km

Πλησιέστερο όριο θεσμοθετημένου παραδοσιακού οικισμού	6 km	6 km
Πλησιέστερα όρια πόλεων ή οικισμών >2000 κατοίκων και οικισμών	2 km	3 km
Πλησιέστερο όριο θεσμοθετημένης ή διαμορφωμένης τουριστικής περιοχής τουριστικά καταλύματα μεσαίου και μεγάλου μεγέθους, ειδικές τουριστικές υποδομές, τουριστικοί λιμένες	2 km	3 km

3.1.3. Ειδικά Κριτήρια Χωροθέτησης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων

Τα ειδικά κριτήρια χωροθέτησης αιολικών μονάδων στο θαλάσσιο χώρο και τις ακατοίκητες νησίδες αναφέρονται στο Άρθρο 10 του «Ειδικού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού» και είναι:

1. Επιτρέπεται η χωροθέτηση ΘΑΠ σε όλες τις θαλάσσιες περιοχές με προϋποθέσεις αξιοποίησης της αιολικής ενέργειας. Οι περιοχές αυτές δεν πρέπει να εντάσσονται σε κάποιο θεσμικό καθεστώς ρητής απαγόρευσης της εγκατάστασης ή να αποτελούν ζώνη αποκλεισμού, όπως θεσμοθετημένα θαλάσσια ή υποθαλάσσια πάρκα ή βεβαιωμένες γραμμές ναυσιπλοΐας.
2. Να τηρούνται οι ελάχιστες αποστάσεις για τη διασφάλιση της λειτουργικότητας και της αποδοτικότητας των αιολικών σταθμών όπως αυτές καταγράφηκαν στον *Πίνακα 4*.
3. Απαγορεύεται η εγκατάσταση Α/Γ σε απόσταση μικρότερη των 1,500 m από τις ακτές που περιλαμβάνονται στο πρόγραμμα παρακολούθησης της ποιότητας των νερών κολύμβησης του Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε
4. Απαγορεύεται η εγκατάσταση Α/Γ σε κλειστούς κόλπους με εύρος ανοίγματος μικρότερο των 1.500 μέτρων.
5. Ορίζεται ελάχιστη απόσταση από περιβαλλοντικού ενδιαφέροντος, σύμφωνα με τον *Πίνακα 6*.
6. Ορίζεται ελάχιστη απόσταση από περιοχές και στοιχεία πολιτιστικής κληρονομιάς, όπως αυτές παρουσιάζονται στον *Πίνακα 7*.
7. Ορίζεται ελάχιστη απόσταση από οικιστικές περιοχές, όπως αναλύονται στον *Πίνακα 8*.
8. Να τηρούνται οι ελάχιστες αποστάσεις, όπως αυτές παρουσιάζονται στον *Πίνακα 10*, αναφορικά με παραγωγικές ζώνες και δραστηριότητες του τριτογενή τομέα παραγωγής.

9. Ορίζεται ως μέγιστη απόσταση 20 km χερσαίας όδευσης από υποσταθμό διασύνδεσης.
10. Να εφαρμόζονται οι κανόνες του τοπίου (αποφυγή οπτικής όχλησης), όπως παρουσιάζονται στον Πίνακα 11.
11. Με την κατασκευή του ΘΑΠ, πρέπει να εξασφαλίζεται η επαρκής διασύνδεση και η μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας είτε με το σύστημα της ηπειρωτικής χώρας είτε με το δίκτυο των μη διασυνδεδεμένων νησιών.
12. Το βάθος θεμελίωσης ή αγκύρωσης της βάσης της Α/Γ, προσδιορίζεται από τις δυνατότητες της τρέχουσας τεχνολογίας και τις αντίστοιχες μελέτες στατικής και δυναμικής συμπεριφοράς των κατασκευών.

Τέλος σύμφωνα με το Αρ. 6Α του ν. 3851/2010, καθορίζεται¹³ η ακριβής θέση των θαλάσσιων αιολικών πάρκων, η θαλάσσια έκταση που καταλαμβάνουν και η μέγιστη εγκατεστημένη ηλεκτρική ισχύς τους. Στη Στρατηγική Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων που εκπονείται κατά τη διαδικασία αυτή, εκτιμώνται ιδίως η προστασία του θαλάσσιου φυσικού και πολιτιστικού περιβάλλοντος και των εν γένει οικοσυστημάτων του, με έμφαση στη βιωσιμότητα της θαλάσσιας χλωρίδας, πανίδας και ορνιθοπανίδας, η εθνική ασφάλεια, η κατά προτεραιότητα ενεργειακή εξασφάλιση των νησιών και η ασφάλεια των θαλάσσιων μεταφορών.

3.2. Πρακτική εφαρμογή βέλτιστης χωροθέτησης Πλωτού Αιολικού Πάρκου στα ελληνικά χωρικά και διεθνή ύδατα

Η διαδικασία χωροθέτησης πραγματοποιείται μέσω Γεωγραφικών Συστημάτων Πληροφοριών (ΓΣΠ) και συγκεκριμένα μέσω του λογισμικού προγράμματος *ArcGIS Pro* της ESRI (Environmental Systems Research Institute) και των επεκτάσεών του.

Το πρόγραμμα επεξεργάζεται και αναλύει χωρικά δεδομένα και περιγραφικά χαρακτηριστικά με τελικό σκοπό την εξαγωγή χαρτογραφικού προϊόντος. Η ποιότητα και η ακρίβεια των αποτελεσμάτων καθορίζονται από την αντίστοιχη των δεδομένων που εισάγονται στο σύστημα. Ο ανθρώπινος παράγοντας είναι σημαντικός τόσο στη διαχείριση των δεδομένων και στην ανάλυση, όσο και στην επίλυση των χωρικών προβλημάτων και στην χαρτογραφική απόδοση (Κουτσόπουλος, 2002, Νάκου, 2007,).

¹³ Με ειδικά σχέδια που υποβάλλονται σε διαδικασία Στρατηγικής Περιβαλλοντικής Εκτίμησης, κατά τις διατάξεις της κυα Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε./ΕΥΠΕ/οικ.107017/2006 (ΦΕΚ 1225 Β'),

3.2.1. Περιοχή Μελέτης

Ως περιοχή μελέτης ορίζεται ο θαλάσσιος χώρος του Αιγαίου και Ιονίου Πελάγους από την ελληνική ακτογραμμή έως την ισοβαθή των 800 m. Στην περιοχή μελέτης εντάσσονται τόσο τα διεθνή όσα και τα ελληνικά χωρικά ύδατα.

3.2.2. Καθορισμός κριτηρίων χωροθέτησης – Περιοχές αποκλεισμού από την περιοχή μελέτης

Αρχικά, ως ζώνες αποκλεισμού θεωρούνται οι περιοχές που ορίζονται στην «Προκαταρκτική Χωροθέτηση Αιολικών Πάρκων – Φάση 1^η» του ΥΠΕΚΑ και είναι:

1. Οι περιοχές που εντάσσονται στο δίκτυο NATURA 2000 και ακτίνα 800 m γύρω από αυτές,
2. Οι προστατευόμενες περιοχές οικοανάπτυξης και ακτίνα 800 m γύρω από αυτές,
3. Οι περιοχές που υπάγονται στην δικαιοδοσία εθνικών δρυμών και ακτίνα 800 m γύρω από αυτές,
4. Οι περιοχές υπαγόμενες σε διεθνείς συνθήκες (π.χ. Άγιο Όρος) και ακτίνα 800 m γύρω από αυτές,
5. Οι περιοχές στρατιωτικών ασκήσεων και τα πεδία βολής των τριών σωμάτων του ελληνικού στρατού, όπως ανακοινώνονται κάθε χρόνο από αγγελίες τις υδρογραφικής υπηρεσίας του Πολεμικού Ναυτικού, και ακτίνα 2 km γύρω από αυτές,
6. Οι περιοχές που επιβεβαιωμένα είναι γραμμές διέλευσης ναυσιπλοΐας, δηλαδή τα σημεία μεγάλης πυκνότητας της ναυτικής κίνησης και ακτίνα 3 km υπέρ της ασφαλείας,
7. Οι θαλάσσιες περιοχές που απέχουν έως 2 km από την ελληνική ακτογραμμή

Παράλληλα, κριτήρια για την βέλτιστη χωροθέτηση είναι η βαθυμετρία του Ιονίου και Αιγαίου Πελάγους και το αιολικό δυναμικό των εκάστοτε περιοχών τους. Στην παρούσα μελέτη ερευνάται κατάλληλη θέση για χωροθέτηση πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου με το σκεπτικό τον μετριασμό των περιορισμών που θέτει η χωροθέτηση Α/Γ σταθερού θεμελίου κοντά σε ακτές. Έτσι, αποκλείονται βάθη μικρότερα των 100 m, καθώς βρίσκονται, κατά κύριο λόγο, σε αποστάσεις μικρότερες των 20 km από την ακτή, εξαλείφοντας πρακτικά ζητήματα οπτικής όχλησης (λόγω της καμπυλότητας της γης) και θορύβου από την λειτουργία των Α/Γ. Ταυτόχρονα, αυτή η απόσταση εξασφαλίζει την χωροθέτηση υπεράκτιου πλωτού πάρκου μακριά από κάποιο

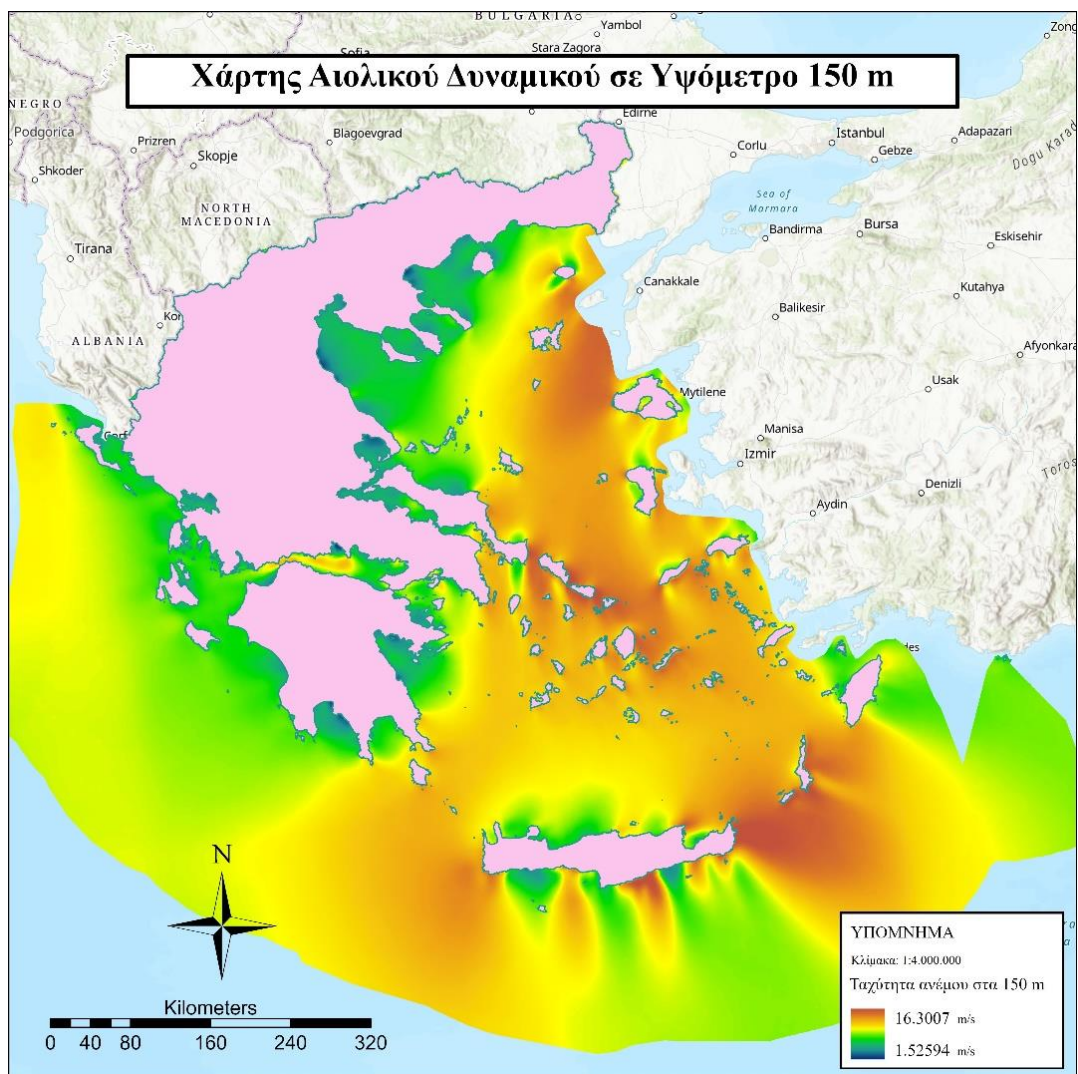
λιμένα ή προβλήτα. Επιπρόσθετα, τίθεται ανώτατο όριο βάθους έως την ισοβαθή καμπύλη των 800 m, καθώς αυτό είναι το ανώτατο όριο για την σύγχρονη τεχνολογία εγκατάστασης πλωτών Α/Γ.

Στα επιλεχθέντα, για την χωροθέτηση, κριτήρια δεν αντιστοιχούν συντελεστές βαρύτητας και αυτομάτως περιοχές που υπάγονται στα κριτήρια αποκλεισμού, προκρίνονται ως ακατάλληλα για χωροθέτηση.

3.2.2.1. Χάρτης Αιολικού Δυναμικού θαλάσσιου χώρου

Το πρώτο κριτήριο που σε αντίθεση με τα υπόλοιπα, δεν είναι κριτήριο αποκλεισμού, αλλά βέλτιστης θέσης χωροθέτησης, είναι η αιολική ισχύς της περιοχής μελέτης. Ο Χάρτης 1 παρουσιάζει μία χωρική κατανομή των μέσων τιμών αιολικής ισχύος για την Ελλάδα όπως μετρήθηκαν (2008-2017) από το European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) (<https://globalwindatlas.info/about/method>). Τα αποτελέσματα δείχνουν πως στην Ελλάδα το αιολικό δυναμικό στα 150 m απόλυτου υψομέτρου κυμαίνεται από 1,5 m/s έως 16,3 m/s. Εστιάζοντας στον θαλάσσιο χώρο, είναι εμφανές πως οι περιοχές που παρουσιάζουν τις υψηλότερες τιμές ταχύτητας ανέμου είναι:

- στις Κυκλάδες (ιδιαίτερα στην περιοχή από την Άνδρο έως τη Μύκονο),
- στην περιοχή ανάμεσα στην Λέσβο και την Λήμνο και τέλος
- ανάμεσα στην Κρήτη και την Κάρπαθο.

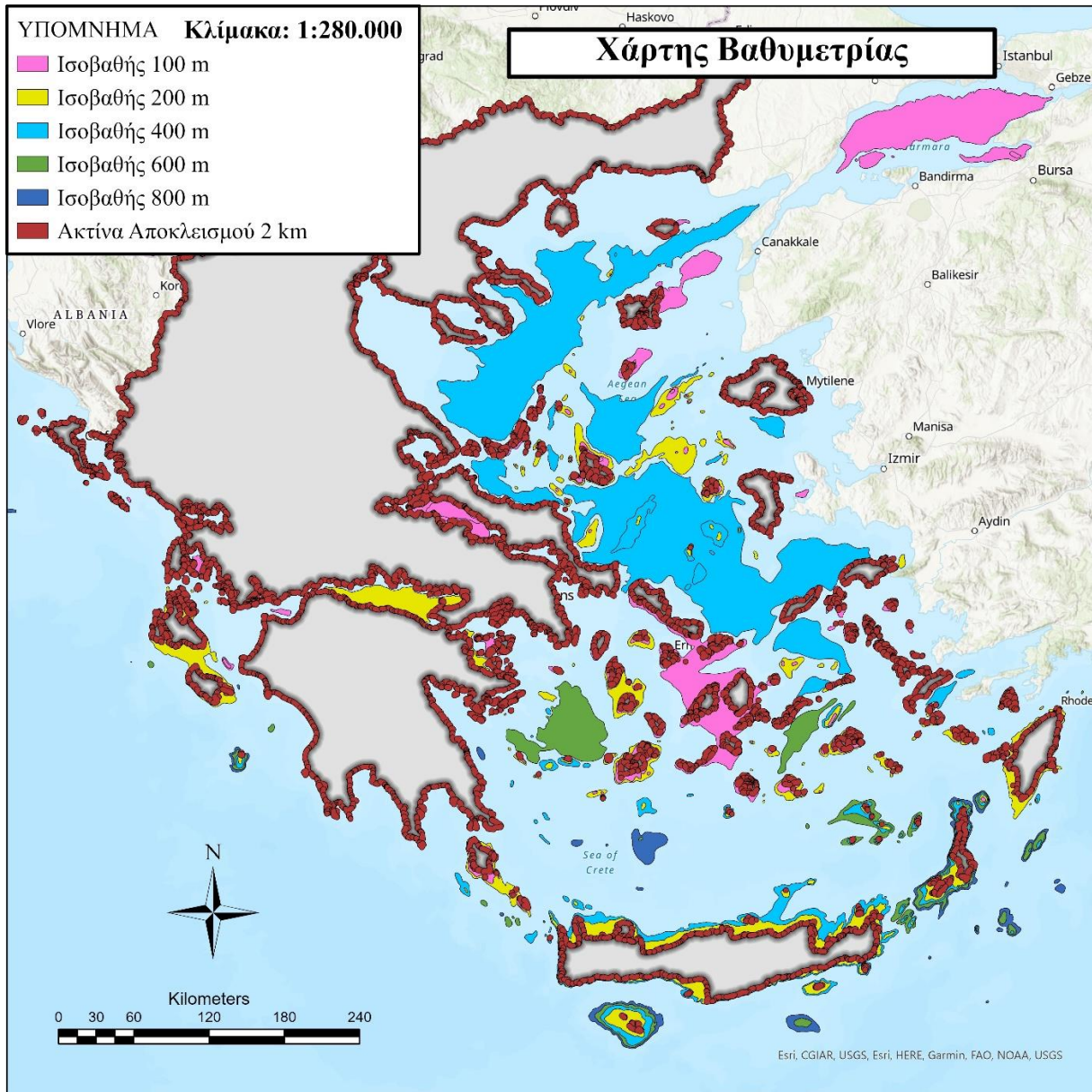


Χάρτης 1: Χάρτης Αιολικού Δυναμικού θαλάσσιου χώρου Ελλάδας εντός ΑΟΖ σε υψόμετρο 150m (Πηγή: European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF))

3.2.2.2. Χάρτης βαθυμετρίας θαλάσσιου χώρου Ελλάδας

Η βαθυμετρία είναι πολύ σημαντικό κριτήριο της χωροθέτησης του πλωτού Θ.Α.Π., καθώς καθορίζει το είδος του υπεράκτιου πάρκου (σταθερού θεμελίου ή πλωτού) που μπορεί να κατασκευαστεί. Συγκεκριμένα, στην παρούσα μελέτη ενδιαφέρουν βάθη μεγαλύτερα των 100 m καθώς μέχρι αυτό το βάθος είναι δυνατή και η κατασκευή Θ.Α.Π. σταθερού θεμελίου, αλλά έτσι δεν αξιοποιείται το ισχυρό αιολικό δυναμικό ανέμων σταθερής ταχύτητας πνοής, που εντοπίζονται πέραν της ισοβαθούς των 100 m. Σε απόσταση μεγαλύτερη των 25 km από την ακτογραμμή τα βάθη κατά κύριο λόγο ξεπερνούν τα 200 m. Με την σύγχρονη τεχνολογία κατασκευής πλωτών

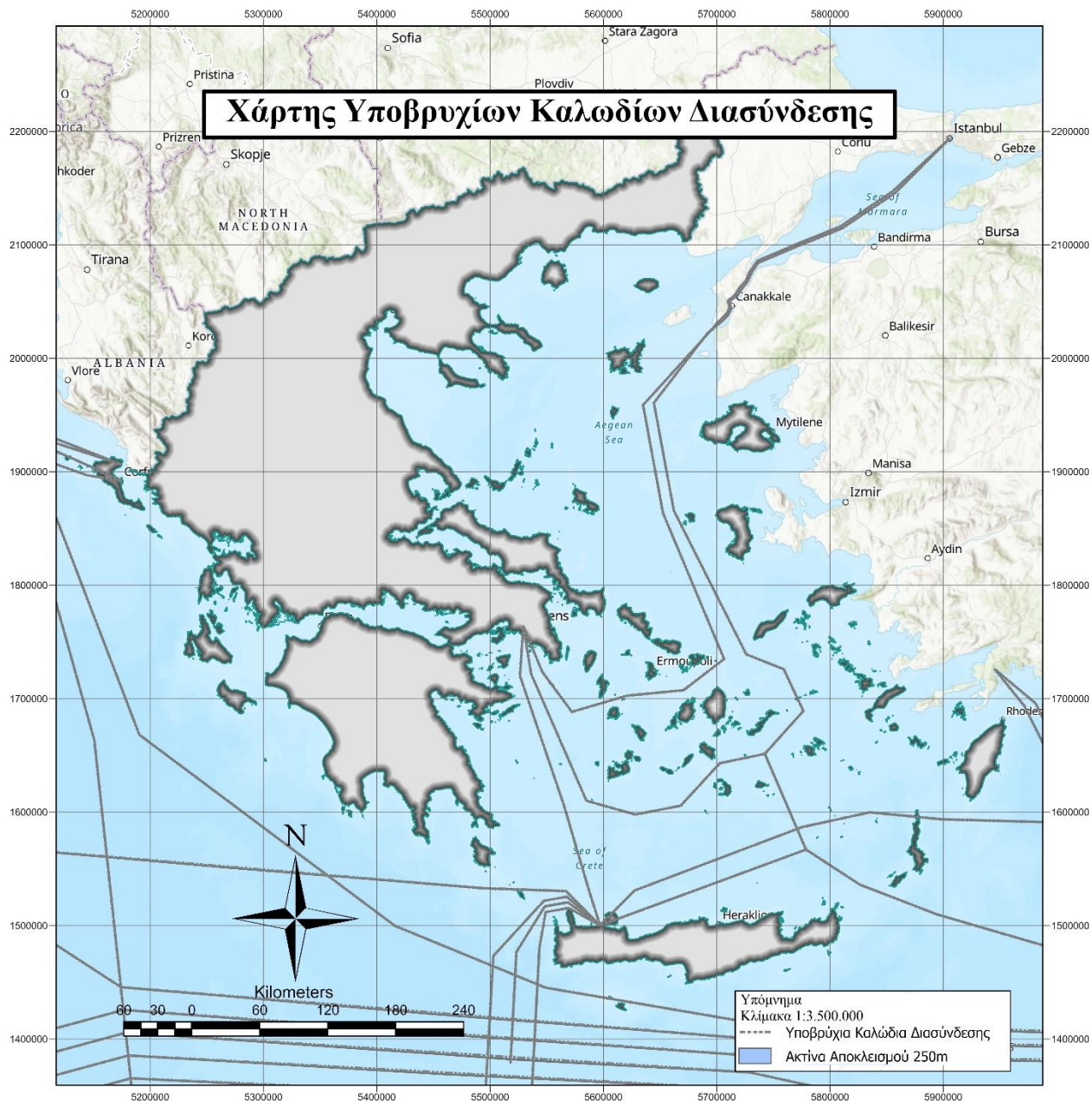
αιολικών πάρκων, τα ακύρια των Α/Γ μπορούν να θεμελιωθούν ασφαλώς και ικανοποιητικά έως και τα 800 m.



Χάρτης 2: Χάρτης Βαθυμετρίας ελλαδικού θαλάσσιου χώρου από τα 100 m έως τα 800 m (Πηγή: GEODATA)

3.2.2.3. Χάρτης Υποβρυχίων Καλωδίων Διασύνδεσης

Τα υποθαλάσσια καλώδια αποτελούν εμπόδιο στην εγκατάσταση του ΘΑΠ. Ψηφιοποιείται ακτίνα αποκλεισμού σε ζώνη 250 μέτρων γύρω από αυτά όπως προτείνουν οι Saleous et al. (2016). Η θέση των καλωδίων παρέχεται από το EMODnet (Πανευρωπαϊκό Δίκτυο Δεδομένων και Παρατηρήσεων από το θαλάσσιο χώρο).

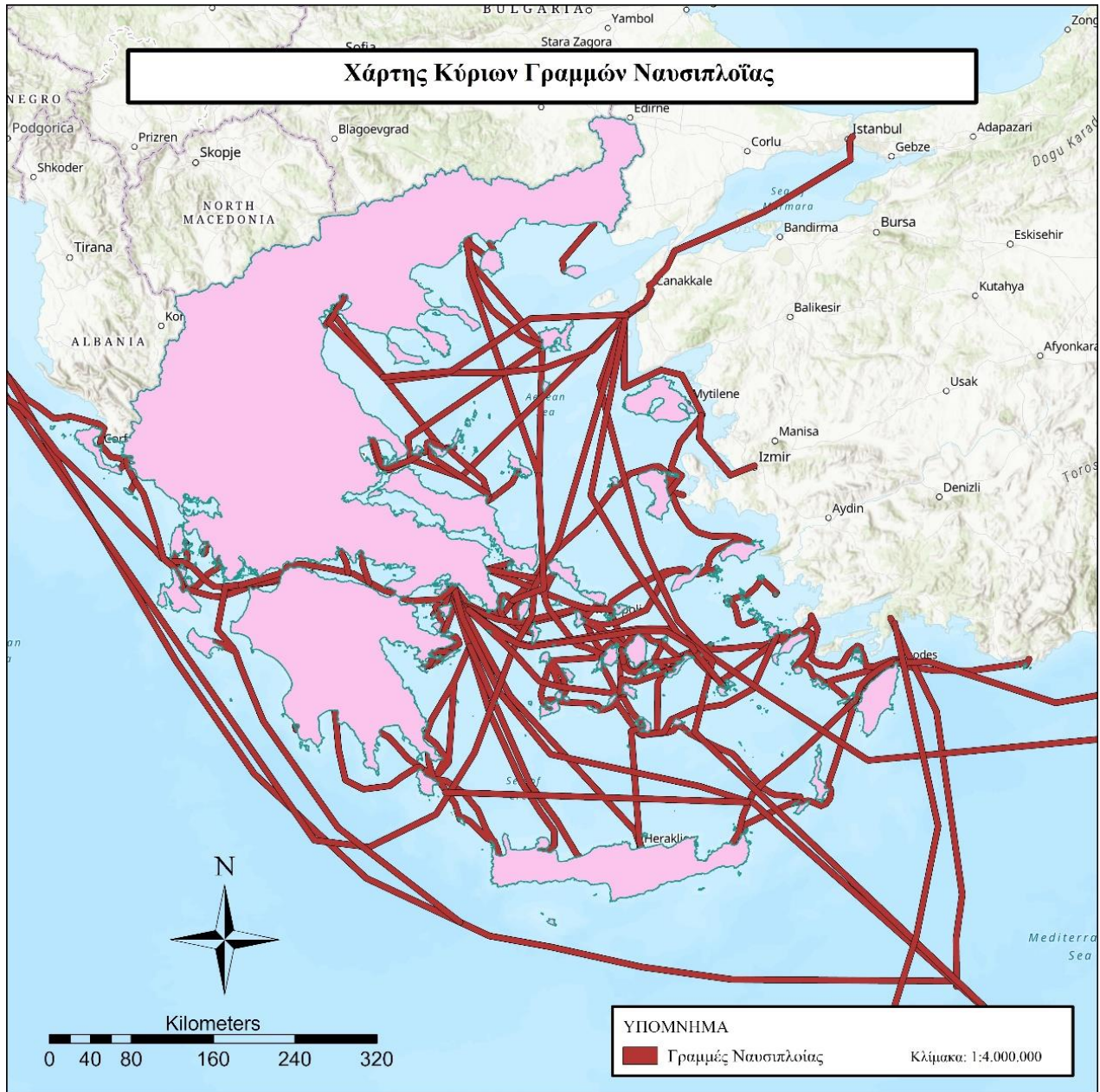


Χάρτης 3: Θέσεις υποβρυχίων καλωδίων στον ελλαδικό θαλάσσιο χώρο (Πηγή: EMODnet)

3.2.2.4. Χάρτης Γραμμών Ναυσιπλοΐας

Η πυκνότητα της ναυσιπλοΐας είναι υψηλή στο Αιγαίο και το Ιόνιο Πέλαγος. Το Marine Traffic αποτυπώνει την πυκνότητα της ναυσιπλοΐας μέσω του Αυτόματου Συστήματος Αναγνώρισης (Automatic Identification System – AIS). Μέσω του ArcGIS για την παρούσα μελέτη,

ψηφιοποιείται ο χάρτης πυκνότητας, αποτυπώνοντας τις βασικότερες γραμμές διέλευσης πλοίων, ενώ παράλληλα δημιουργείται και μία ακτίνα αποκλεισμού 3 km εκατέρωθεν της γραμμής υπέρ της ασφαλείας.



Χάρτης 4: Χάρτης Κύριων Γραμμών Ναυσιπλοΐας ελλαδικού θαλάσσιου χώρου (Πηγή: Marine Traffic)

3.2.2.5. Χάρτης Περιοχών υπαγόμενων σε καθεστώς προστασίας

Η Ελλάδα διαθέτει ένα από τα μεγαλύτερα δίκτυα προστατευόμενων περιοχών σε όλη την Ευρώπη. Έχει συνολικά 443 περιοχές που ανήκουν στο δίκτυο Natura 2000 και καλύπτουν το

27.1% της ελληνικής έκτασης, 11 εθνικούς δρυμούς, 2 μεγάλα θαλάσσια πάρκα, 10 υγρότοπους διεθνούς σημασίας που προστατεύονται από τη συνθήκη Ραμσάρ, 19 αισθητικά δάση και πολλά μνημεία μεγάλης περιβαλλοντικής αξίας και πολιτιστικής κληρονομιάς. Σύμφωνα με τον Πίνακα 11: Κριτήρια ένταξης αιολικών εγκαταστάσεων στο τοπίο), που προκύπτει από το ειδικό πλαίσιο χωροταξικού σχεδιασμού, απαιτείται ελάχιστη απόσταση 800 m για εγκατάσταση αιολικού πάρκου στις προαναφερθείσες περιοχές.

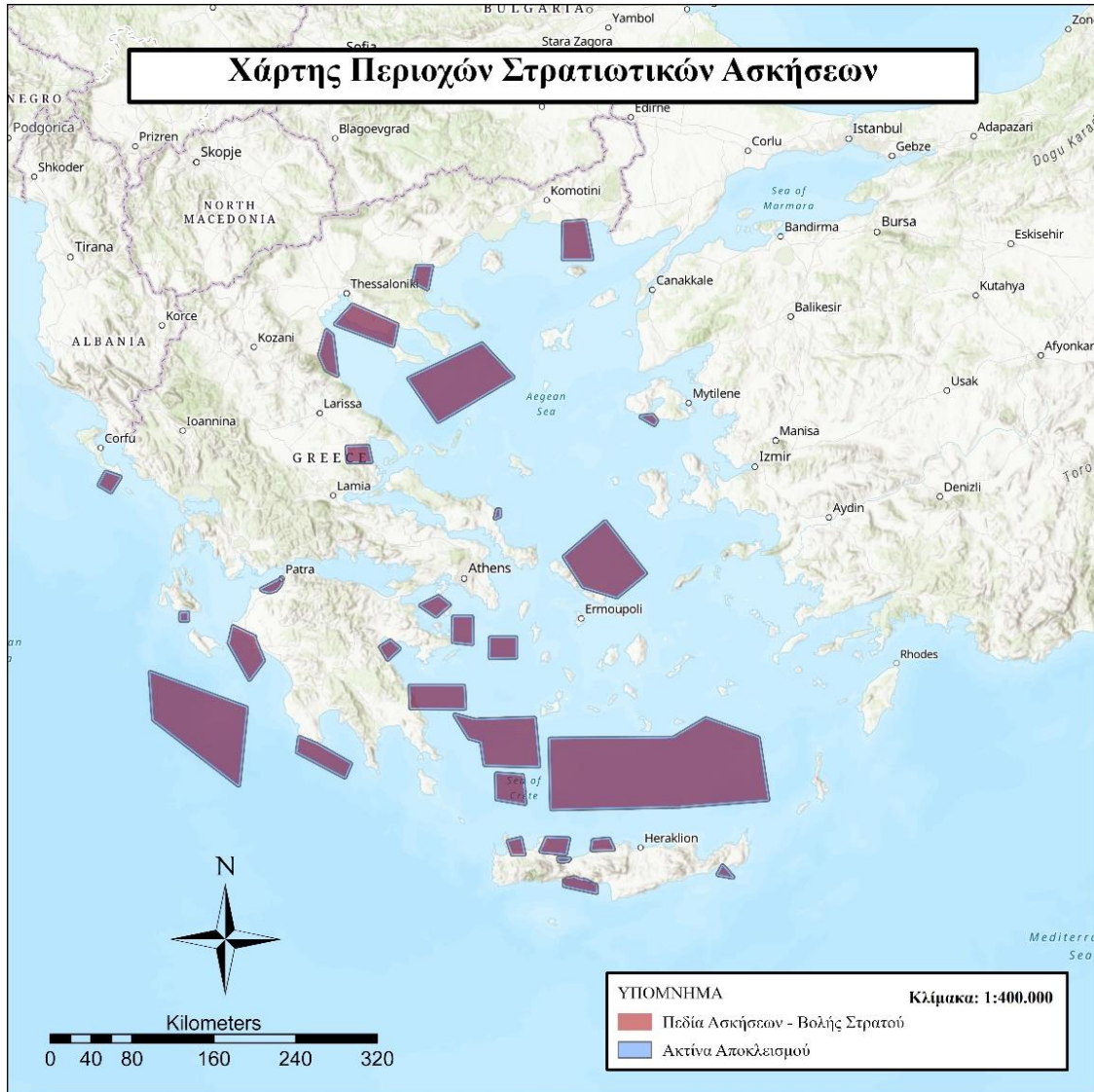


Χάρτης 5: Χάρτης ελληνικών περιοχών υπαγόμενων σε νομικό καθεστώς προστασίας (Πηγή: GEODATA)

3.2.2.6. Χάρτης περιοχών στρατιωτικών ασκήσεων

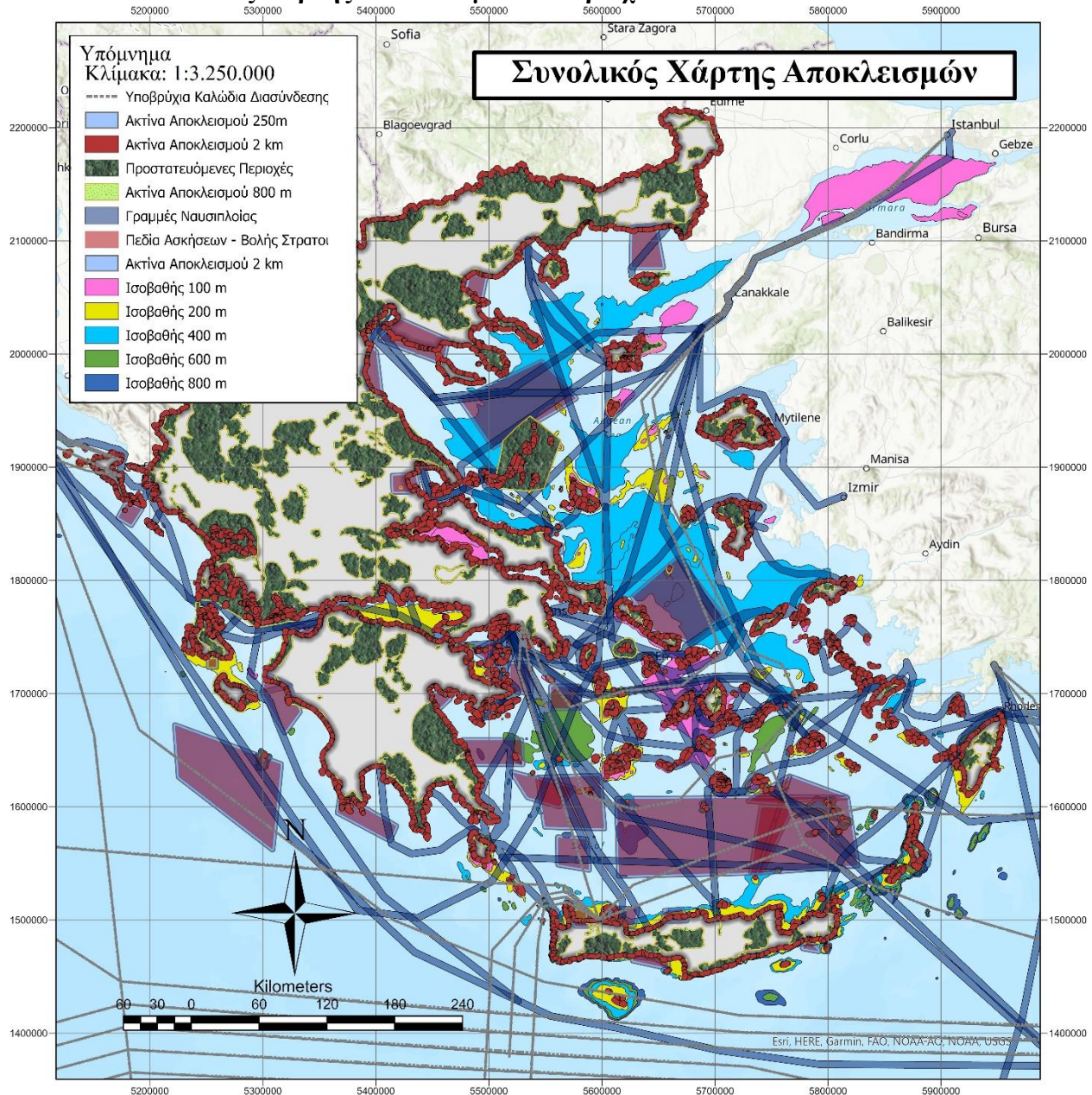
Όλα τα πεδία βολών (πολεμικής αεροπορίας, στρατού ξηράς και πολεμικού ναυτικού) μπορεί να είναι πρόσκαιρα ή μόνιμα και να ενεργοποιούνται περιοδικά ή έκτακτα και θεωρούνται περιοχές

αποκλεισμού για χωροθέτηση ΘΑΠ. Ανακοινώνονται για τους ναυτιλλόμενους από την υδρογραφική υπηρεσία του ναυτικού. Οι μεγαλύτερες περιοχές πεδίων βολών και ασκήσεων βρίσκονται βόρεια της Κρήτης και Νότια των Κυκλάδων, βορειοανατολικά της Άνδρου και της Τήνου, νοτιοδυτικά της Κεφαλλονιάς και της Ζακύνθου και νοτιοδυτικά της Χερσονήσου του Αθω. Ψηφιοποιείται υπέρ της ασφαλείας μία ακτίνα 2 km γύρω από τις περιοχές (Ακτίνα Αποκλεισμού).



Χάρτης 6: Χάρτης περιοχών δεσμευμένων από τις ένοπλες δυνάμεις της Ελλάδας για ασκήσεις (Πηγή: Υδρογραφική υπηρεσία Π.Ν)

3.2.2.7. Συνολικός Χάρτης Αποκλεισμένων Περιοχών



Χάρτης 7: Συνολικός χάρτης αποκλεισμένων περιοχών και βαθυμετρίας

Ο εν λόγω χάρτης αποτελεί το τελικό βήμα χαρτογράφησης πριν την εξαγωγή των επιλέξιμων περιοχών χωροθέτησης πλωτού ΘΑΠ στο ελληνικό θαλάσσιο χώρο. Έτσι λοιπόν, με βάση όλα τα κριτήρια αποκλεισμού, είναι δυνατός ο προσδιορισμός της επιλέξιμης περιοχής. Πρέπει να τονιστεί ότι, σύμφωνα με το Διεθνές Δίκαιο της Θάλασσας, η δυνατότητα εγκατάστασης Α/Γ σταθερού θεμελίου σε διεθνή ύδατα ισχύει μόνο στην περίπτωση που μια χώρα έχει κηρυγμένη Αποκλειστική Οικονομική Ζώνη (ΑΟΖ). Αντιθέτως, οι πλωτές Α/Γ επιτρέπεται να εγκατασταθούν

σε διεθνή ύδατα, χωρίς αυτό να προϋποθέτει την κήρυξη ΑΟΖ, καθώς σύμφωνα με τη Σύμβαση για το Δίκαιο της Θάλασσας¹⁴, στα διεθνή ύδατα μεταξύ άλλων ελευθεριών περιλαμβάνεται η κατασκευή τεχνητών νησιών και λοιπών εγκαταστάσεων, μεταξύ των οποίων συγκαταλέγονται και τα πλωτά αιολικά πάρκα.

4. Μεθοδολογία κάλυψης ενεργειακών αναγκών ν. Ρόδου μέσω ΘΑΠ

Δεδομένου ότι η προτεινόμενη θέση χωροθέτησης πλωτού ΘΑΠ βρίσκεται κοντά στο νησί της Ρόδου, κρίνεται σκόπιμη μία εκτίμηση των δυνατοτήτων του να καλύψει μέρος των ενεργειακών αναγκών της Ρόδου. Πρέπει να τονιστεί ότι, η διασύνδεση της Κρήτης με την ηπειρωτική έχει ήδη υλοποιηθεί. Παράλληλα, η Ρόδος είναι από τα τουριστικότερα νησιά της Μεσογείου με αποτέλεσμα το ηλεκτρικό της δίκτυο να επιβαρύνεται σημαντικά από τον Μάιο έως τον Σεπτέμβριο, δεδομένων των χιλιάδων τουριστών που επισκέπτονται το νησί.

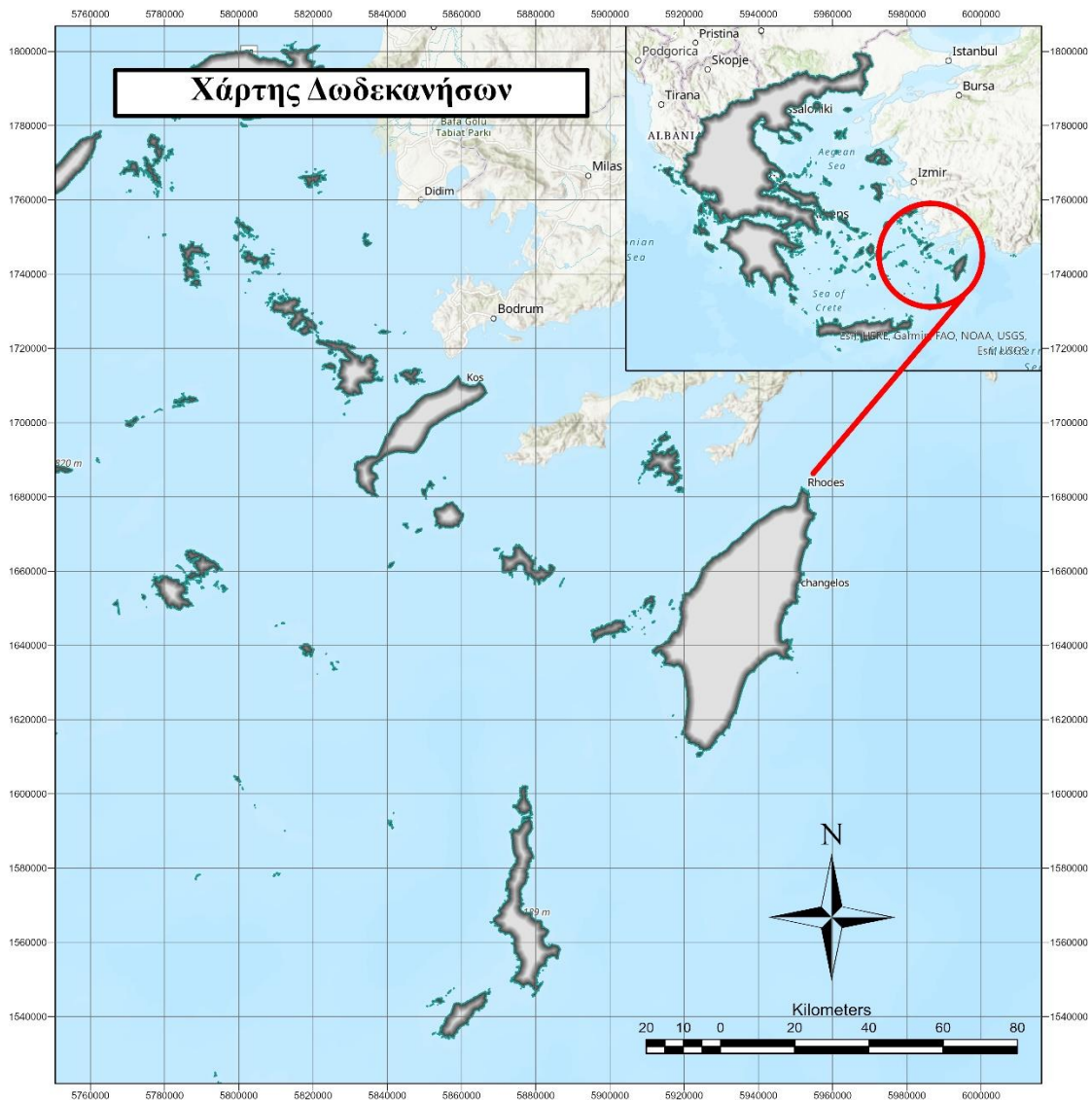
4.1. Ρόδος – Γενικά Χαρακτηριστικά

Η Ρόδος σε απόσταση 450 km από την Αθήνα και 18 km από τις ακτές της Τουρκίας, με έκταση 1,400.684 km² και ακτογραμμή 253 km, είναι το μεγαλύτερο νησί των Δωδεκανήσων, το τέταρτο μεγαλύτερο της Ελλάδας και το ένατο της Μεσογείου.

4.2. Γεωγραφικά – Διοικητικά Στοιχεία

Η Ρόδος βρίσκεται στο νοτιοανατολικό άκρο του Αιγαίου Πελάγους και στο νοτιοανατολικό των Δωδεκανήσων, ανάμεσα στα νησιά της Τήλου, Σύμης και το Καστελόριζο. Ο Δήμος Ρόδου περιλαμβάνει το νησί της Ρόδου και τις γειτονικές νησίδες με έδρα την πόλη της Ρόδου.

¹⁴ Άρθρο 87



Χάρτης 8: Η θέση των Δωδεκανήσων και της Ρόδου (Πηγή: ArcGIS Pro)

Ο Δήμος Ρόδου δημιουργήθηκε με το Πρόγραμμα Καλλικράτης από τη συνένωση των προϋπαρχόντων δήμων του νησιού (σε παρένθεση οι 3 μεγαλύτερες δημοτικές ενότητες στην απογραφή του 2011), των δήμων Ροδίων (50,636 κάτοικοι), Αρχαγγέλου, Ατταβύρου, Αφάντου, Ιαλυσού (11,331 κάτοικοι), Καλλιθέας, Καμείρου, Λινδίων, Νότιας Ρόδου και Πεταλούδων (14,962 κάτοικοι).

4.3. Δημογραφικά Στοιχεία

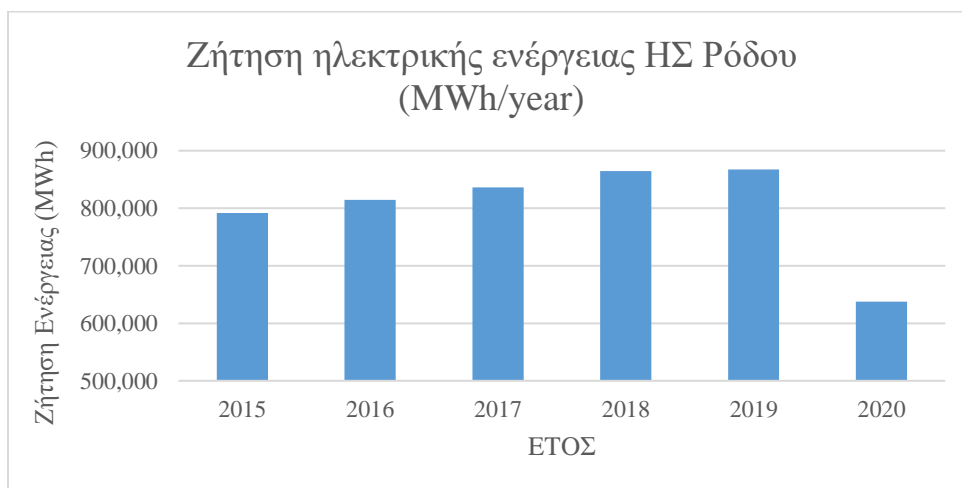
Σύμφωνα με την τελευταία επίσημη απογραφή του 2011 από την ΕΛΣΤΑΤ, ο μόνιμος πληθυσμός της Ρόδου ανέρχεται σε 115,490 κατοίκους. Η εξέλιξη του μόνιμου πληθυσμού φαίνεται στον Πίνακα 12.

Πίνακας 12: Απογραφές Μόνιμου Πληθυσμού Ρόδου (Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ)

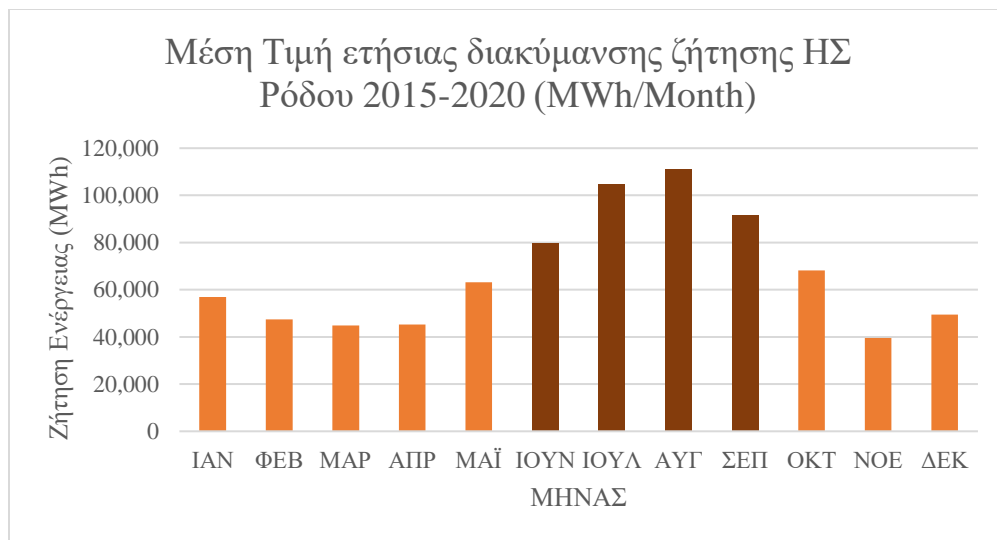
	Απογραφή 1981	Απογραφή 1991	Απογραφή 2001	Απογραφή 2011
Νήσος Ρόδος	90,963	98,181	117,007	115,490
Δημοτική Κοινότητα Ρόδου	41,425	43,558	53,709	50,636
Δωδεκάνησα	145,071	163,474	190,071	242,270

4.4. Ενεργειακό Δίκτυο

Η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας στο νησί γίνεται κατά κύριο λόγο από τη ΔΕΗ με καύση ορυκτών καυσίμων, μαζούτ και ντίζελ. Το σύστημα παραγωγής ενέργειας της Ρόδου είναι απομονωμένο (μη διασυνδεδεμένο). Πριν από την οικονομική κρίση του 2010, λόγω της ραγδαίας αύξησης του τουρισμού παρατηρείται η ανάλογη μεγάλη αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.



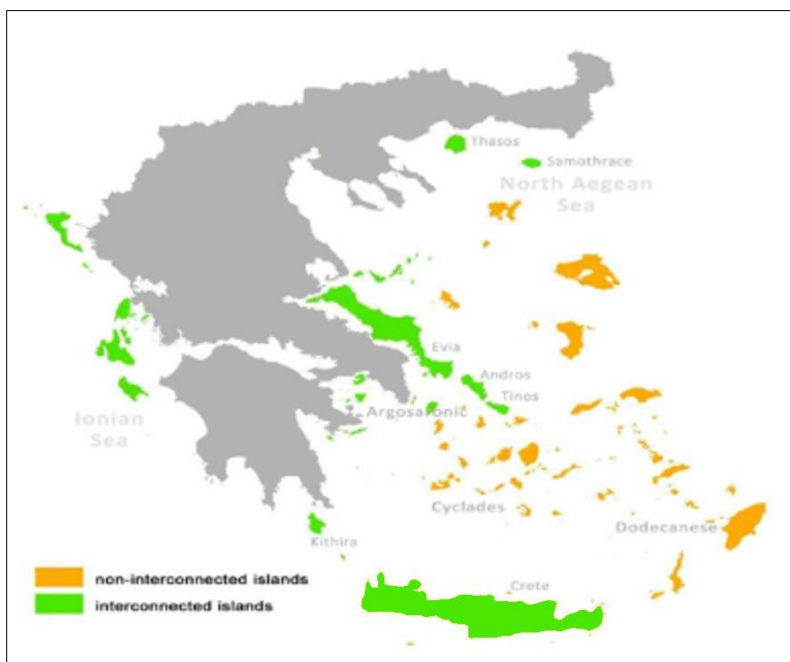
Διάγραμμα 1: Ετήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ΗΣ Ρόδου 2015-2020 (Πηγή ΔΕΔΔΗΕ)



Διάγραμμα 2: Μέση ετήσια διακύμανση ζήτησης ΗΣ Ρόδου 2015-2020 (Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ)

Πιο συγκεκριμένα, από το 1996 έως το 2010 καταγράφηκε αύξηση 94.5% στην παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια (από 393,205 MWh σε 764,593 MWh). Παράλληλα, από το 2015 έως το 2019, παρατηρήθηκε και αύξηση της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας από 791.768 MWh σε 867,271 MWh (το 2020 λόγω της πανδημίας του κορωνοϊού, δεν είναι αντιπροσωπευτική χρονιά με 637,567 MWh).

Η ενέργεια αυτή παράγεται κυρίως στον σταθμό της ΔΕΗ στη Σορωνή (Συνολικής Εγκατεστημένης Ισχύος 232.5 MW) ο οποίος ενισχύεται τους θερινούς μήνες με ηλεκτροπαραγωγή ζεύγη εγκατεστημένα εκτός του σταθμού.



Εικόνα 12: Χάρτης με τα διασυνδεδεμένα και μη διασυνδεδεμένα νησιά του Αιγαίου και του Ιονίου Πελάγους (Πηγή: Panagiotidou et al, 2014)

Ο σταθμός βρίσκεται 2.5 km βορειοανατολικά της κοινότητας Σορωνής και 23 km νοτιοδυτικά της πόλης της Ρόδου (Πελεκάνος, 2018).

Σύμφωνα με τον ΔΕΔΔΗΕ, η εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ στο νησί το καλοκαίρι του 2020 ανερχόταν σε 66.71 MW, με τα 48.55 MW να παράγεται από Α/Γ. Αυτό σημαίνει ότι, το ποσοστό συμμετοχής ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή ανέρχεται στο 19.95%.

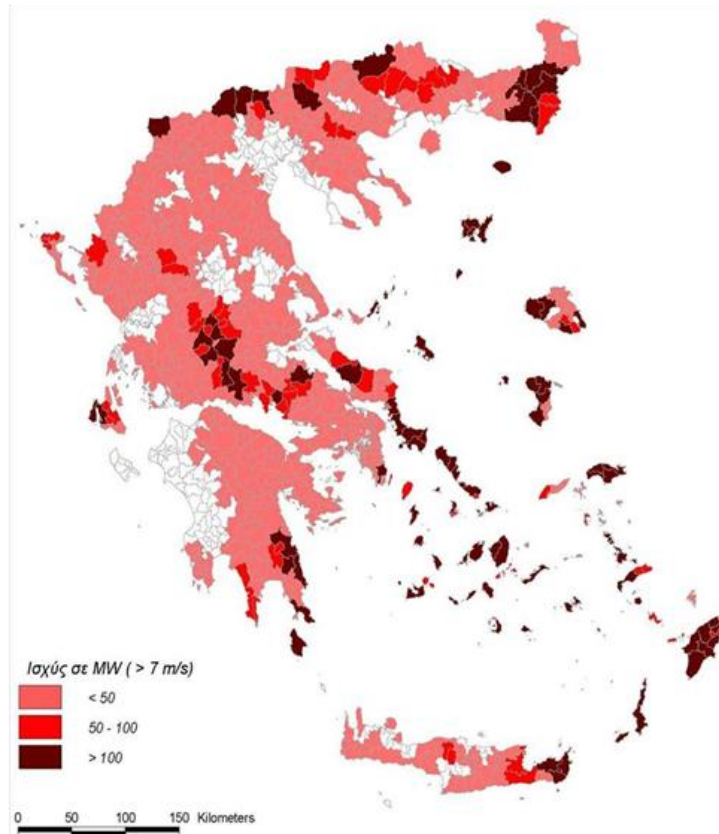


Εικόνα 13: Ο Α-Η.Σ. Σορωνής (Πηγή: Νίκος Κασερίης)



Εικόνα 14: Το αιολικό πάρκο στον Έμπωνα Ρόδου, συνολικής ισχύος 11.7 MW (Πηγή: AENAOS SYSTEMS)

Για την διασύνδεση των Δωδεκανήσων, σύμφωνα με τον ΑΔΜΗΕ (Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας) υπάρχουν δύο σενάρια. Το πρώτο είναι η απευθείας σύνδεση με την ηπειρωτική χώρα και το δεύτερο η διασύνδεση μέσω της Κρήτης. Παράλληλα, πρέπει να τονιστεί πως τα Δωδεκάνησα διαθέτουν από τα υψηλότερα αιολικά δυναμικά του ελλαδικού χώρου, με σταθερές ταχύτητες πάνω από 7 m/s.



Εικόνα 15: Εκτίμηση «εν δυνάμει» δυναμικού ανά δήμο (Πηγή: Μελέτη για την προετοιμασία του εθνικού χωροταξικού σχεδίου για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, ΚΑΠΕ)

4.5. Εκτίμηση Παραγόμενης Ενέργειας

4.5.1. Παραγωγή συνθετικής χρονοσειράς ανέμου

Η δυναμικότητα και η απόδοση του πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου καθορίζεται από τα ανεμολογικά δεδομένα δηλαδή από τις τιμές έντασης του ανέμου και την συχνότητα εμφάνισής των αντίστοιχων τιμών. Απαιτείται, κατ' επέκταση, η συλλογή και επεξεργασία της ιστορικής χρονοσειράς του ανέμου.

Τα δεδομένα (σε m/s) συλλέγονται σε τρίωρη βάση (χρονικό βήμα) από τον μετεωρολογικό σταθμό της Εθνικής Μετεωρολογικής Υπηρεσίας (ΕΜΥ) στη Σητεία της Κρήτης που βρίσκεται σε γεωγραφικό μήκος 26.095, γεωγραφικό πλάτος 35.205 και σε απόλυτο υψόμετρο 34 m.



Εικόνα 16: Θέση του σταθμού της Σητείας στην Κρήτη (Πηγή: Google Earth)

Μετά από ανάλυση των δεδομένων προκύπτει ότι περίπου πολλές τιμές που θα έπρεπε να είχαν καταγράψει το όργανο, λείπουν. Οι ελλείψεις συμπληρώνονται έτσι ώστε να παραμείνει η έντονη εποχικότητα και η ημερήσια διακύμανση του ανέμου. Υπολογίζεται αρχικά, από τις αξιόπιστες μετρήσεις, η μέση τιμή της κάθε ημέρας για κάθε μήνα. Έτσι, δημιουργείται η διακύμανση του γεμάτου από τις τιμές ημερολογιακού έτους. Για τη βελτίωση της ιστορικής χρονοσειράς, υπολογίζεται από τις αξιόπιστες μετρήσεις η μέση τιμή κάθε ώρας ανά μέρα για κάθε μήνα, ώστε να προκύψει το ποσοστό κάθε ώρας και μέρας ως προς τη μέση ημερήσια τιμή. Με βάση τα ποσοστά αυτά, συμπληρώνεται η ιστορική χρονοσειρά.

Από τα ιστορικά δεδομένα, παράγεται η συνθετική χρονοσειρά του ανέμου, μέσω της μεθοδολογίας που προτείνεται από τους Negra et al. (2007). Ως δεδομένα εισόδου για τη μέθοδο θεωρούνται οι τιμές της ιστορικής χρονοσειράς, ώστε να παραχθούν τελικά οι τιμές της συνθετικής χρονοσειράς μήκους 1 έτους σε τρίωρο βήμα. Η μελέτη έχει διάρκεια ζωής 25 έτη, κατ' επέκταση η διαδικασία επαναλαμβάνεται όσες φορές όσες και τα χρόνια της μελέτης. Τέλος, η τρίωρη συνθετική μετατρέπεται σε συνθετική χρονοσειρά ωριαίου βήματος ώστε να ταυτίζεται με τις ωριαίες ζητήσεις ηλεκτρικής ενέργειας και να εξαχθούν αξιόπιστα συμπεράσματα.

Όσον αφορά στα βήματα της προτεινόμενης μεθοδολογίας, αυτά είναι τα εξής (Negra et al, 2007):

1. Δημιουργείται πίνακας κλάσεων ανάλογα με την τιμή της ταχύτητας του ανέμου.
2. Υπολογίζεται η πιθανότητα εμφάνισης μίας κλάσης (State Probability), εφεξής $p_{ws,i}$ από τη σχέση:

$$p_{ws,i} = \frac{\sum_{j=1}^{M_{ws}} D_{ws,ij}}{\sum_{k=1}^{M_{ws}} \sum_{j=1}^{M_{ws}} D_{ws,kj}} \quad (1)$$

όπου:

- $p_{ws,i}$: η πιθανότητα εμφάνισης και
- $D_{ws,i,j}$: ο χρόνος παραμονής στην κάθε κλάση πριν την μετάβαση στην επόμενη

Επόμενο βήμα είναι ο υπολογισμός της συχνότητας εμφάνισης. Με τον όρο αυτό εννοείται το πόσο συχνά η τιμή του ανέμου μετακινείται στην εξεταζόμενη κλάση από επόμενη ή προηγούμενη κλάση. Η διαδικασία υλοποιείται μέσω της σχέσης:

$$f_{ws,i} = N_{ws,i,j} + N_{ws,i,j-1} \quad (2)$$

όπου:

- $f_{ws,i}$: η συχνότητα εμφάνισης
- $N_{ws,i,j}$: μετακίνηση στην εξεταζόμενη κλάση από επόμενη
- $N_{ws,i,j-1}$: μετακίνηση στην εξεταζόμενη κλάση από προηγούμενη

3. Στη συνέχεια, υπολογίζονται δύο συχνότητες. Η πρώτη αφορά το πόσο συχνά ο άνεμος μετακινείται από προηγούμενη κλάση στην εξεταζόμενη κλάση (Up) και η δεύτερη από προηγούμενη κλάση στην εξεταζόμενη (Down).
4. Η μέση διάρκεια παραμονής σε κάθε κλάση υπολογίζεται από τη σχέση:

$$d_{ws,i} = \frac{p_{ws,i}}{f_{ws,i}} \quad (3)$$

όπου: $d_{ws,i}$: η μέση διάρκεια παραμονής

5. Οι συντελεστές $\lambda_{ws,i+}$ και $\lambda_{ws,i-}$ σχετίζονται με την πιθανότητα να υπάρξει μετακίνηση στην αμέσως προηγούμενη ή αμέσως επόμενη κλάση και υπολογίζονται από την εξίσωση:

$$\lambda_{ws,i\pm 1} = N_{ws,i\pm 1}/p_{ws,i} \quad (4)$$

Έτσι, προσδιορίζονται όλες οι απαραίτητες παράμετροι και ταξινομούνται σε πίνακες. Ακολουθεί η μεθοδολογία για την παραγωγή της συνθετικής χρονοσειράς στο αντίστοιχο χρονικό βήμα της υπάρχουσας ιστορικής:

1. Δίνεται στο διάνυσμα της ταχύτητας του ανέμου μία αρχική τιμή που για το πρώτο βήμα ισούται με την μέση τιμή ταχύτητας ανέμου της ιστορικής χρονοσειράς.
2. Για κάθε χρονικό βήμα, δημιουργούνται δύο τυχαίοι αριθμοί U_1^i και U_2^i που παίρνουν τιμές στο διάστημα $[0,1]$. Αυτοί οι αριθμοί αντιπροσωπεύουν την πιθανότητα το διάνυσμα της ταχύτητας να μετατοπιστεί στην αμέσως επόμενη ή αμέσως προηγούμενη κλάση.

3. Μέσω των σχέσεων:

$$TTU^i = \frac{h}{\lambda_{up}} \ln(U_1^i) \quad (5)$$

$$TTD^i = \frac{h}{\lambda_{down}} \ln(U_2^i) \quad (6)$$

όπου :

- TT: ο χρόνος μετάβασης
 - h: η ιστορική χρονοσειρά (περίοδος προσομοίωσης σε τρίωρα), υπολογίζεται ο χρόνος μετάβασης στην αμέσως επόμενη και αμέσως προηγούμενη κλάση. Από το ποια από τις τιμές των (5) και (6) θα είναι η μικρότερη, καθορίζεται σε ποια κατάσταση θα βρεθεί το νέο διάνυσμα της ταχύτητας του ανέμου.
4. Εφόσον μία εκ των 2 τιμών(TTU ή TTD) ισούται με μηδέν, τότε ακολουθείται η εξής διαδικασία. Σε περίπτωση που $TTU^i = 0$, τότε θεωρείται ότι ο άνεμος δε μπορεί να μετατοπιστεί σε μεγαλύτερη κλάση και επομένως μετατοπίζεται στην αμέσως χαμηλότερη σε χρονικό διάστημα TTD^i . Αντίθετα, σε περίπτωση που $TTD^i = 0$, τότε θεωρείται ότι ο άνεμος δε μπορεί να μετατοπιστεί σε μικρότερη κλάση και επομένως “μετατοπίζεται” στην αμέσως μεγαλύτερη σε χρονικό διάστημα TTU^i . Αυτό που πρακτικά υλοποιεί αυτή η διαδικασία είναι η εξής: όταν η τιμή της ταχύτητας του ανέμου είναι μηδενική, τότε την μετατοπίζει σε μεγαλύτερη κλάση. Αντίστοιχα, ο άνεμος δε μπορεί να λάβει τιμές μεγαλύτερες από αυτές που δεν έχουν παρατηρηθεί ποτέ στην ιστορική χρονοσειρά.
5. Αν ισχύει $TTU < TTD$, τότε το διάνυσμα της ταχύτητας του ανέμου αυξάνεται κατά μία μονάδα (η τρέχουσα κατάσταση της ταχύτητας του ανέμου “ανεβαίνει” κλάση μετά από TTU ώρες) και το διάνυσμα ws και η μεταβλητή t αλλάζουν ώστε να ισχύει:
- $t^i = t^{i-1} + TTU^i$ (7)
 - $ws(t^{i-1}; t^i) = ws^{i-1} + 1$ (8)

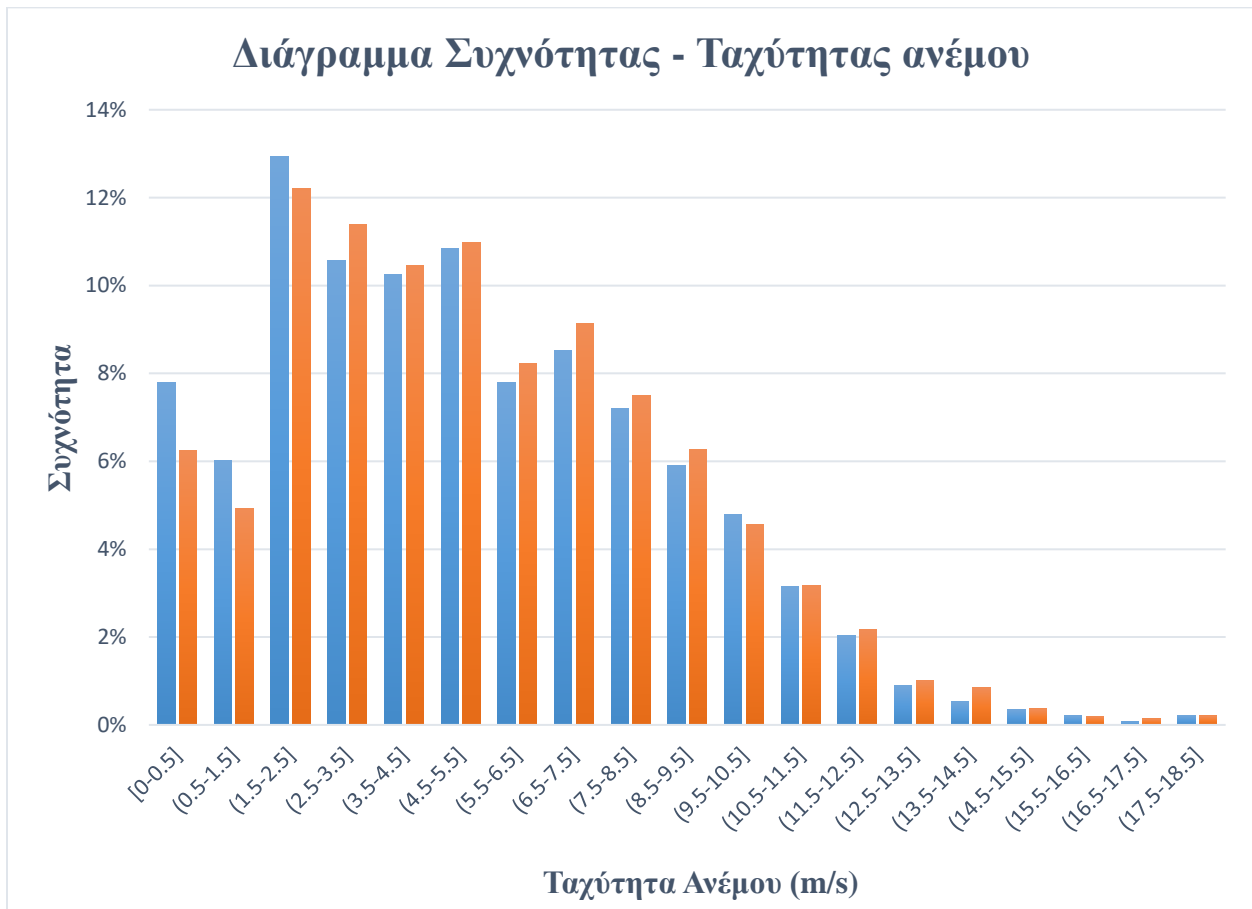
όπου με τον όρο $(t^{i-1}; t^i)$ εννοείται «μεταξύ των χρονικών στιγμών t^{i-1} και t^i

6. Τα βήματα επαναλαμβάνονται ωστόσο ισχύει ότι το t είναι μεγαλύτερο ή ίσο του h .

Η παραπάνω διαδικασία εκτελείται με χρήση του προγράμματος υπολογιστικών φύλλων *Excel 2013* της *Microsoft*.

Απαιτείται έλεγχος αξιοπιστίας του μοντέλου που χρησιμοποιείται για την παραγωγή της συνθετικής χρονοσειράς και είναι κρίσιμο να διατηρηθεί η ωριαία διακύμανση και η εποχικότητα του ανέμου. Η σύγκριση της ιστορικής και της συνθετικής χρονοσειράς φαίνεται στο *Διάγραμμα 3* και προκύπτει το συμπέρασμα ότι το μοντέλο είναι αρκετά αξιόπιστο.

Τέλος, θεωρείται, για την μετατροπή της χρονοσειράς σε χρονοσειρά ωριαίου βήματος, ότι εντός τριώρου πνέει σταθερός άνεμος.



Διάγραμμα 3: Σύγκριση ιστορικής και συνθετικής χρονοσειράς ανέμου

4.5.2. Εκτίμηση ενεργειακών αναγκών

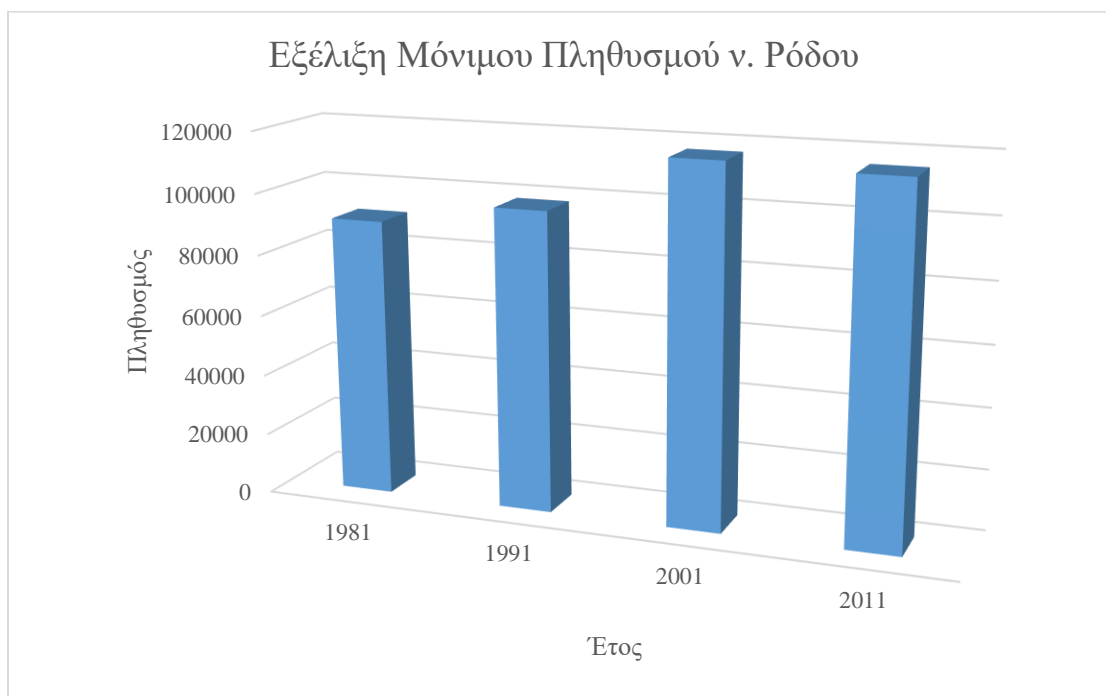
Η αξιοπιστία του μοντέλου εξαρτάται, επίσης, από την εκτίμηση των αναγκών σε ηλεκτροδότηση των κατοίκων. Η εκτίμηση των ενεργειακών αναγκών βασίζεται στα πληθυσμιακά

χαρακτηριστικά του νησιού της Ρόδου. Εφόσον συντηρητικά εκτιμάται μία διάρκεια ζωής του έργου ίση με 25 έτη, πρέπει να γίνει μία αναγωγή για να εκτιμηθεί ο μελλοντικός πληθυσμός του νησιού. Για το μοντέλο των αναγκών σε ηλεκτροδότηση χρησιμοποιείται ωριαίο βήμα, όπως και στην συνθετική χρονοσειρά του ανέμου.

Σύμφωνα με επίσημα στοιχεία της Ελληνικής Στατιστικής Αρχής, η διακύμανση του πληθυσμού της Ρόδου από την απογραφή του 1981 και έπειτα είναι η εξής:

Πίνακας 13: Εξέλιξη μόνιμου πληθυσμού του νησιού της Ρόδου στις τελευταίες 4 απογραφές (Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ)

Νήσος Ρόδος	Απογραφή 1981	Απογραφή 1991	Απογραφή 2001	Απογραφή 2011
		90,963	98,181	117,007



Διάγραμμα 4: Εξέλιξη μόνιμου πληθυσμού του νησιού της Ρόδου στις τελευταίες 4 απογραφές (Πηγή: ΕΛΣΤΑΤ)

Εκτός από τους μόνιμους κατοίκους, πρέπει να ληφθεί υπόψη και ο αριθμός των τουριστικών εισροών, δεδομένου ότι η Ρόδος είναι από τα τουριστικότερα νησιά της Μεσογείου (375,000 τουρίστες την επισκέφθηκαν σύμφωνα με στοιχεία της Τράπεζας της Ελλάδος τον Αύγουστο του 2011), με αποτέλεσμα ο πληθυσμός στο νησί να πολλαπλασιάζεται την τουριστική σεζόν επιβαρύνοντας σημαντικά το δίκτυο. Η τουριστική σεζόν στην Ρόδο διαρκεί 7 μήνες από τον

Απρίλιο έως και τον Οκτώβριο και κορυφώνεται τον Ιούλιο και τον Αύγουστο. Οι παραθεριστές θεωρούνται για την μελέτη ίσοι με το 11% των τουριστών, υπέρ της ασφαλείας.

Πίνακας 14: Διάρθρωση συνολικού πληθυσμού της Ρόδου ανά μήνα για το έτος του 2011 (Πηγή: ΤΕΕ)

	ΤΟΥΡΙΣΤΕΣ	ΠΑΡΑΘΕΡΙΣΤΕΣ	ΜΟΝΙΜΟΙ	ΣΥΝΟΛΟ
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	0	0	115,490	115,490
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	0	0	115,490	115,490
ΜΑΡΤΙΟΣ	0	0	115,490	115,490
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	42,000	4,620	115,490	162,110
ΜΑΙΟΣ	166,000	18,260	115,490	299,750
ΙΟΥΝΙΟΣ	275,000	30,250	115,490	420,740
ΙΟΥΛΙΟΣ	352,000	38,720	115,490	506,210
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	375,000	41,250	115,490	531,740
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	311,000	34,210	115,490	460,700
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	196,000	21,560	115,490	333,050
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	0	0	115,490	115,490
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	0	0	115,490	115,490



Διάγραμμα 5: Μηνιαία διακύμανση πληθυσμού Ρόδου 2011

Η πρόβλεψη του μελλοντικού πληθυσμού στο τέλος της περιόδου βασίζεται στα ιστορικά απογραφικά δεδομένα. Ο προσδιορισμός των πληθυσμιακών χαρακτηριστικών στο τέλος της διάρκειας ζωής του έργου γίνεται με την ασφαλή και συντηρητική θεώρηση ότι ο μέγιστος πληθυσμός, μόνιμος και εποχιακός, ακολουθεί σταθερή γεωμετρική αύξηση ανά έτος. Η αύξηση αυτή, για κάθε έτος i , υπολογίζεται μέσω της αναδρομικής σχέσης (Τσακίρης, 2010):

$$P_i = a \cdot P_{i-1} \quad (9)$$

όπου:

$$a = 1 + \gamma \quad (10)$$

$$\gamma = \frac{P_i - P_{i-1}}{P_{i-1}} \quad (11)$$

Στους Πίνακες 19 και 20 φαίνονται τα στοιχεία της πληθυσμιακής αναγωγής και η αναγωγή του μέγιστου εκτιμώμενου ετήσιου πληθυσμού για τα επόμενα 25 έτη.

Πίνακας 15: Συντελεστές Αναγωγή του Συνολικού Πληθυσμού της Ρόδου για τα επόμενα 25 Έτη

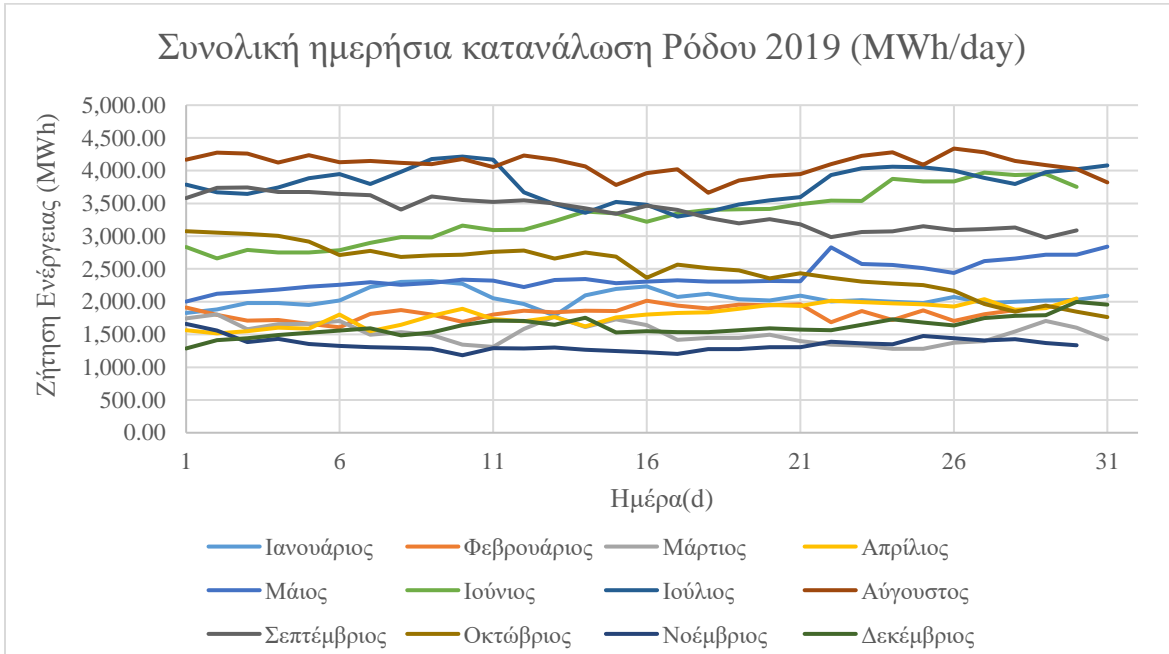
A/A	ΕΤΟΣ	ΠΛΗΘΥΣΜΟΣ	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΑΝΑΓΩΓΗΣ	A/A	ΕΤΟΣ	ΠΛΗΘΥΣΜΟΣ	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΑΝΑΓΩΓΗΣ
1	2021	121,396	1.051	14	2034	129,528	1.121
2	2022	122,003	1.056	15	2035	130,176	1.127
3	2023	122,613	1.061	16	2036	130,827	1.132
4	2024	123,226	1.066	17	2037	131,481	1.138
5	2025	123,842	1.072	18	2038	132,138	1.144
6	2026	124,462	1.077	19	2039	132,799	1.149
7	2027	125,084	1.083	20	2040	133,463	1.155
8	2028	125,709	1.088	21	2041	134,130	1.161
9	2029	126,338	1.093	22	2042	134,801	1.167
10	2030	126,970	1.099	23	2043	135,475	1.173
11	2031	127,604	1.104	24	2044	136,152	1.178
12	2032	128,242	1.110	25	2045	136,883	1.184
13	2033	128,884	1.115				

Πίνακας 16: Στοιχεία αναγωγής πληθυσμού για την Ρόδο

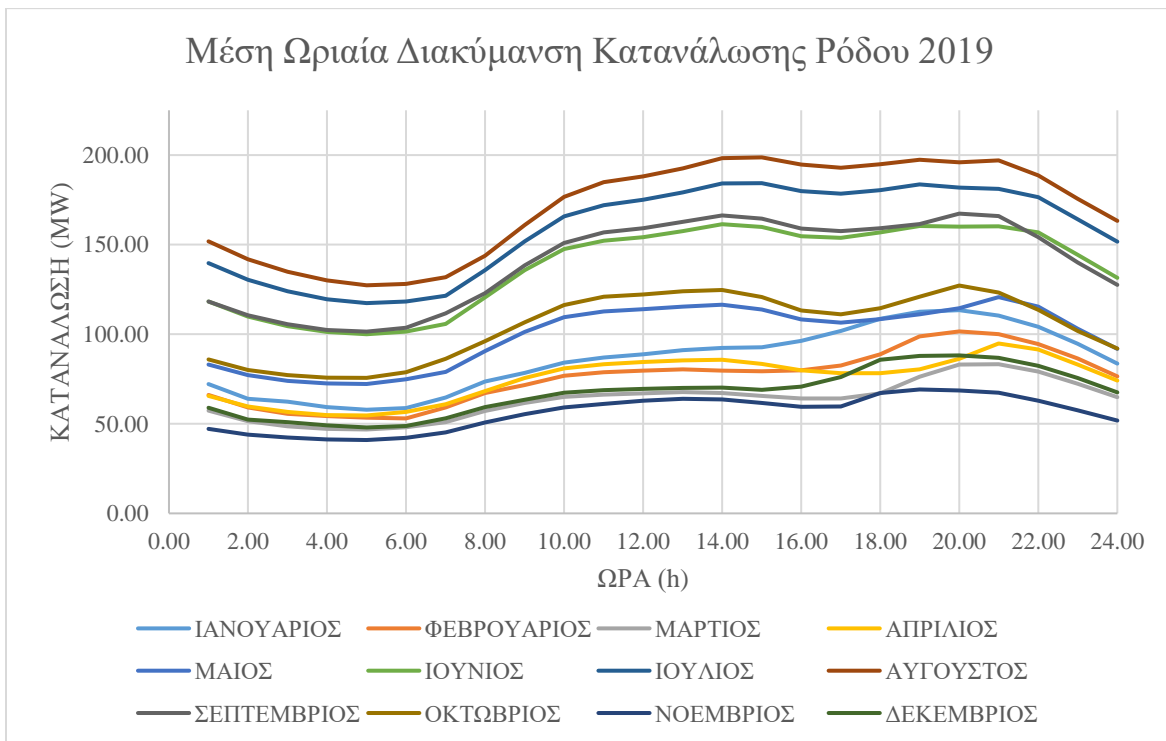
ΑΝΑΓΩΓΗ ΠΛΗΘΥΣΜΟΥ	
P ₀	115,490
P ₃₅	136,883
α	1.005
γ	0.005
n	34
Συνολική Αύξηση Πληθυσμού	18%

Για την εκτίμηση των ενεργειακών αναγκών χρησιμοποιούνται οι συνολικές μηνιαίες ζητήσεις του νησιού σε MWh για 6 έτη, δηλαδή από το 2015 έως το 2020, οι οποίες παρέχονται από τον ΔΕΔΔΗΕ στον γράφοντα. Δεδομένο αποτελεί η συνολική μηνιαία ζήτηση ενέργειας (MWh/d) κάθε μήνα, η οποία στη συνέχεια μετατρέπεται σε ημερήσια ζήτηση. Επιπρόσθετα, είναι γνωστή η ημερήσια διακύμανση της ζήτησης της ενέργειας για ένα τυπικό εικοσιτετράωρο κάθε μήνα για το έτος 2019, σύμφωνα με το οποίο μετατρέπεται η προηγούμενη χρονοσειρά ημερήσιας ζήτησης σε ωριαία. Τέλος, για να είναι η εκτίμηση των ενεργειακών αναγκών όσο το δυνατόν πιο ακριβής για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου, αφού υπολογίζεται η μέση ωριαία κατανάλωση σε ενέργεια

για ένα έτος, γίνεται αναγωγή αυτής της ετήσιας χρονοσειράς στον προσδοκώμενο πληθυσμό ανά έτος (25 έτη).



Διάγραμμα 6: Συνολική ημερήσια κατανάλωση Ρόδου για το έτος 2019 (Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ)



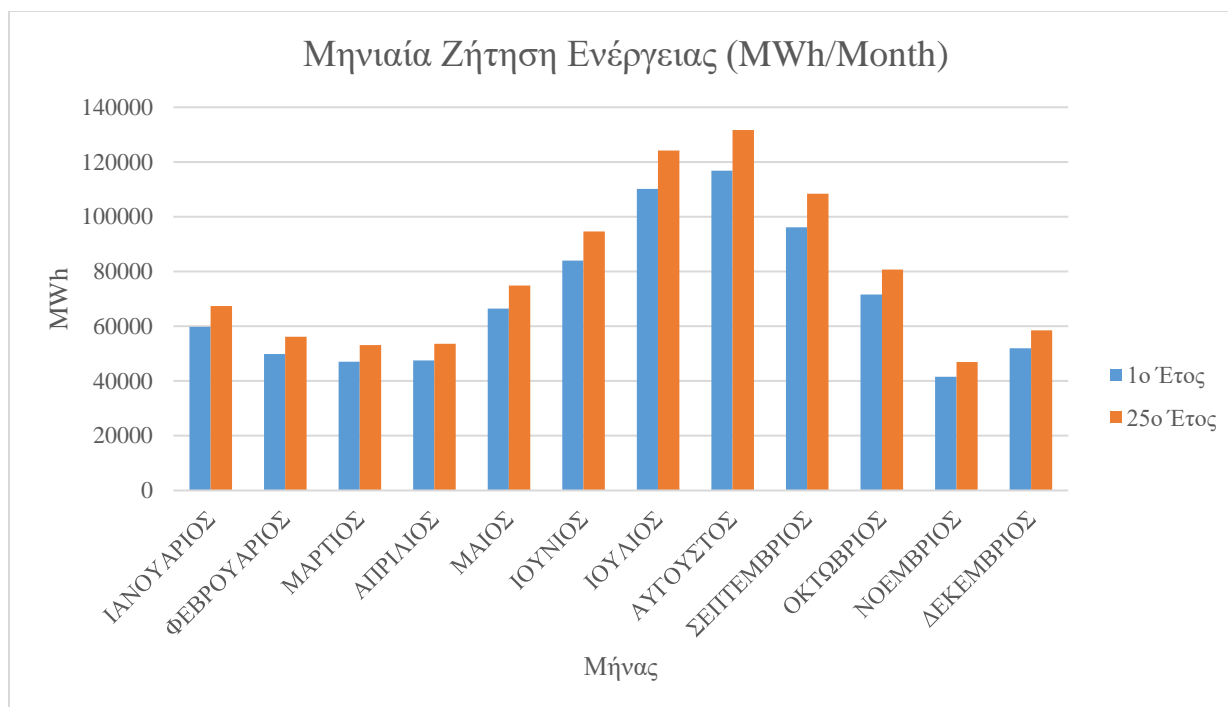
Διάγραμμα 7: Μέση Ωριαία Διακύμανση κατανάλωσης ηλεκτρικού ρεύματος Ρόδου για το έτος 2019 (Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ)

Τα δεδομένα αυτά ανάγονται στην προσδοκώμενη γεωμετρική αύξηση του πληθυσμού του νησιού ανά έτος και έτσι προκύπτει η χρονοσειρά ενεργειακών αναγκών, με ωριαίο βήμα, για την περίοδο διάρκειας ζωής του έργου, δηλαδή 25 χρόνια.

Στον Πίνακα 17 και Πίνακα 18 καθώς και στα Διαγράμματα 8 και 9, παρουσιάζονται οι εκτιμήσεις του μοντέλου για τις μηνιαίες και ημερήσιες καταναλώσεις ενέργειας αντίστοιχα, τόσο στο πρώτο έτος της προσομοίωσης όσο και στο 25^ο. Όπως φαίνεται και αναμενόταν, τον μήνα Αύγουστο η ζήτηση στο νησί κορυφώνεται. Η ποσοστιαία αύξηση στη διάρκεια ζωής του έργου εκτιμήθηκε ίση με 12.7%.

Μήνας	Μέση Μηνιαία Ζήτηση 1ου Έτους (MWh/month)	Μέση Μηνιαία Ζήτηση 25ου Έτους (MWh/month)
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	59,825	67,432
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	49,873	56,215
ΜΑΡΤΙΟΣ	47,082	53,068
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	47,507	53,548
ΜΑΙΟΣ	66,420	74,866
ΙΟΥΝΙΟΣ	83,988	94,668
ΙΟΥΛΙΟΣ	110,178	124,188
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	116,797	131,649
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	96,168	108,397
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	71,651	80,762
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	41,598	46,888
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	51,947	58,553

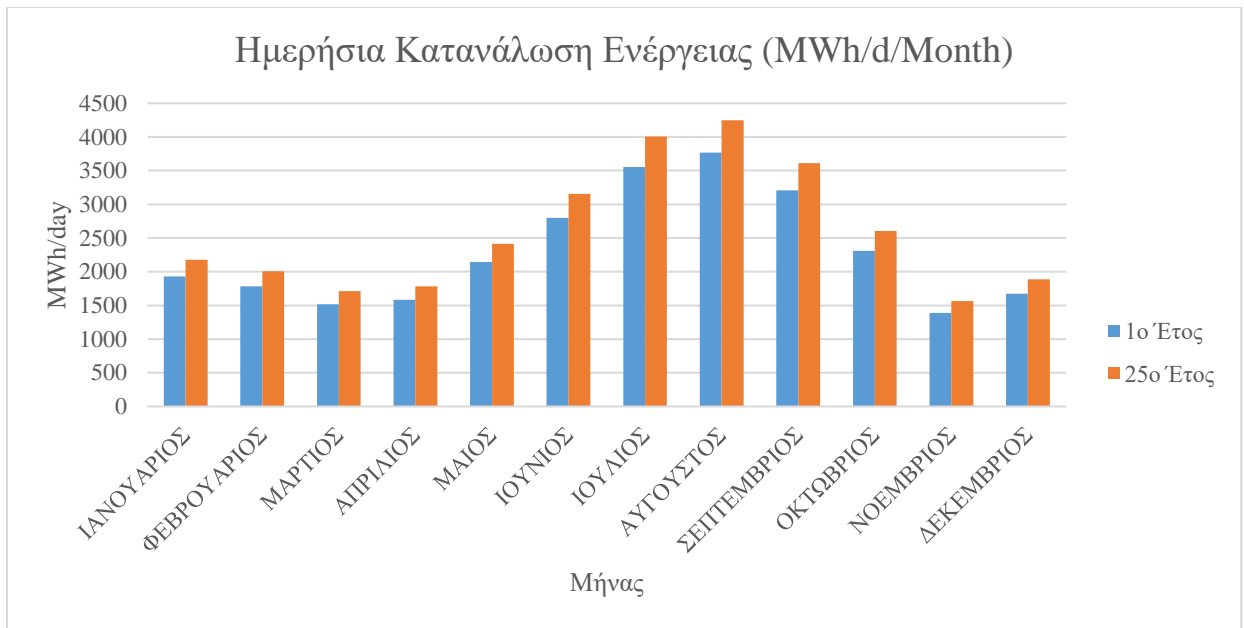
Πίνακας 17: Πρόβλεψη Μηνιαίων Ενεργειακών Καταναλώσεων Ρόδου για το 1ο και 25ο έτος της μελέτης



Διάγραμμα 8: Μέση μηνιαία ζήτηση ενέργειας (MWh/Month) για το 1^ο και 25^ο έτος της μελέτης

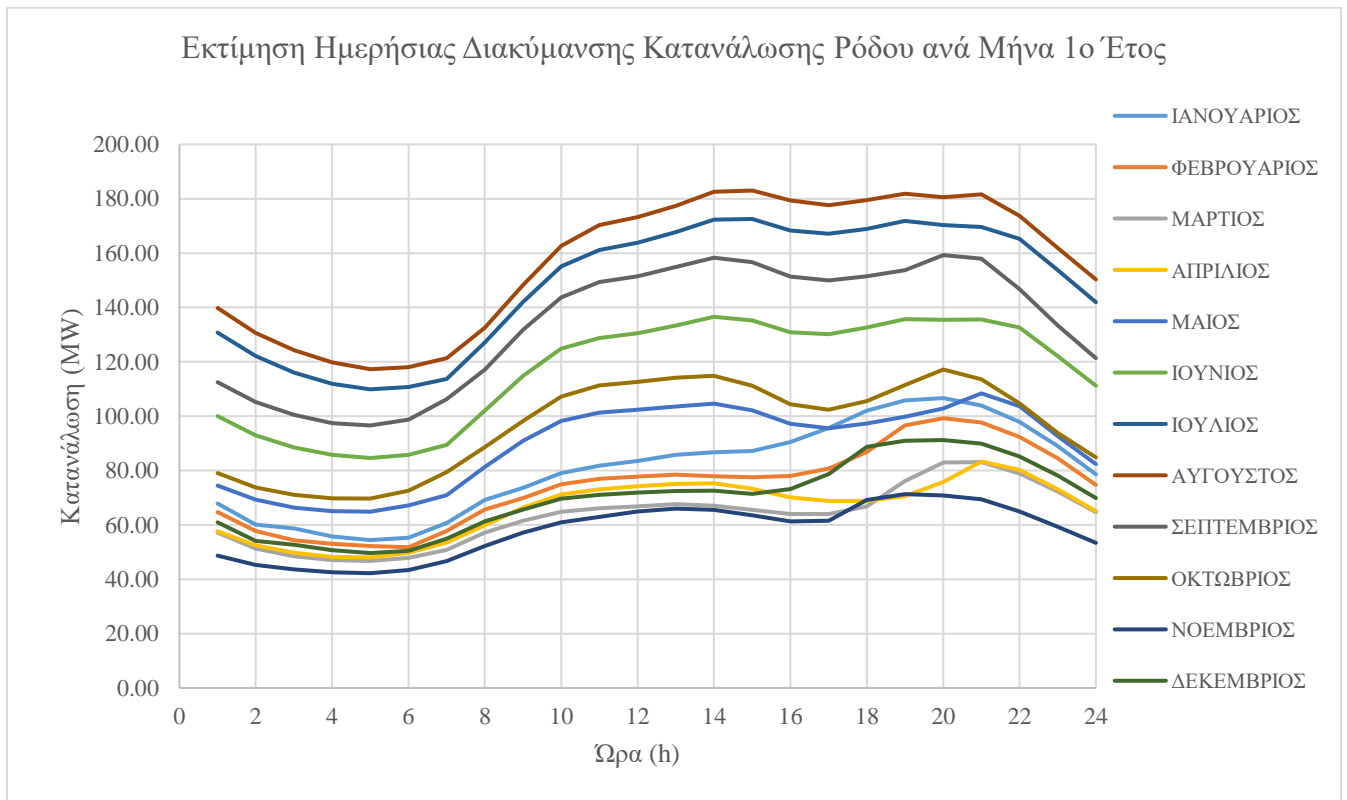
Μήνας	Ημερήσια Κατανάλωση 1ο Έτος (MWh/d)	Ημερήσια Κατανάλωση 25ο Έτος (MWh/d)
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	1,930	2,175
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	1,781	2,008
ΜΑΡΤΙΟΣ	1,519	1,712
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	1,584	1,785
ΜΑΙΟΣ	2,143	2,415
ΙΟΥΝΙΟΣ	2,800	3,156
ΙΟΥΛΙΟΣ	3,554	4,006
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	3,768	4,247
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	3,206	3,613
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	2,311	2,605
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	1,387	1,563
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	1,676	1,889

Πίνακας 18: Ημερήσιες Ενεργειακές Καταναλώσεις Ρόδου για το 1ο και 25ο έτος

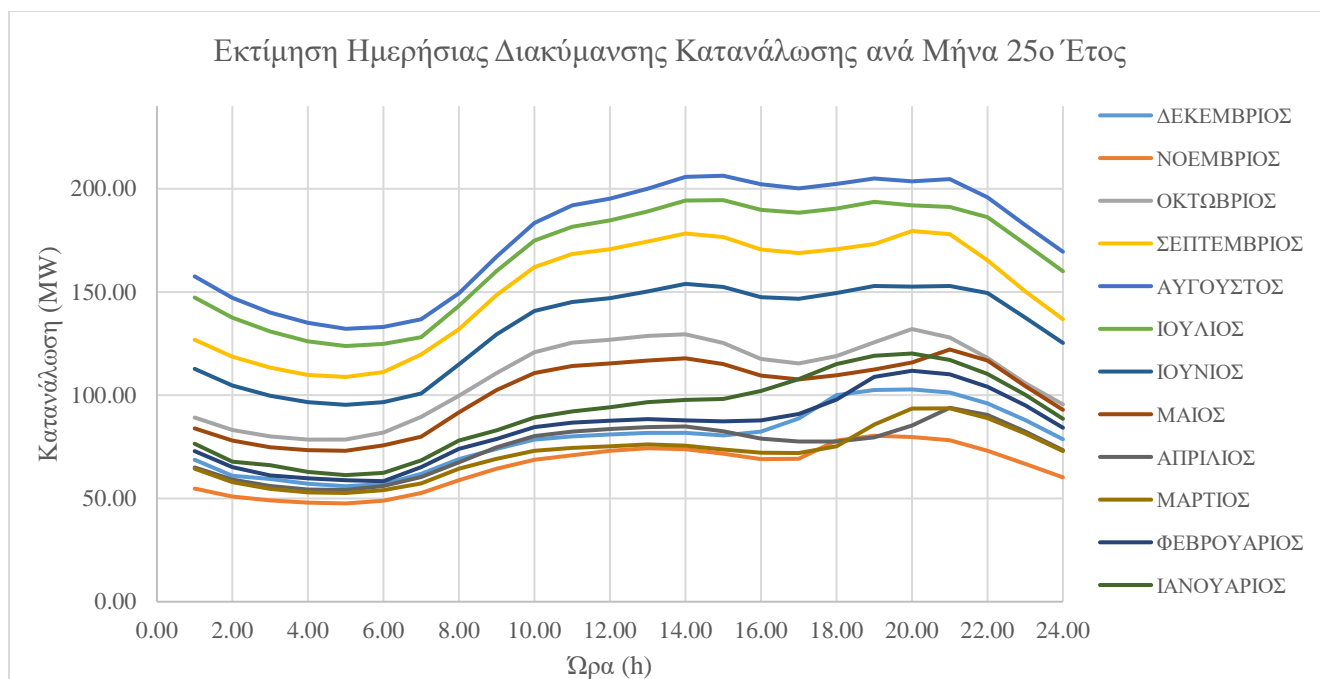


Διάγραμμα 9: Μέσες ημερήσιες καταναλώσεις ενέργειας (MWh/d/Month) για το 1^ο και 25^ο έτος της μελέτης

Στο Διάγραμμα 10 φαίνονται οι μέσες ημερήσιες ενεργειακές καταναλώσεις του πρώτου έτους και στο Διάγραμμα 11, οι μέσες ημερήσιες ενεργειακές καταναλώσεις του τελευταίου έτους.



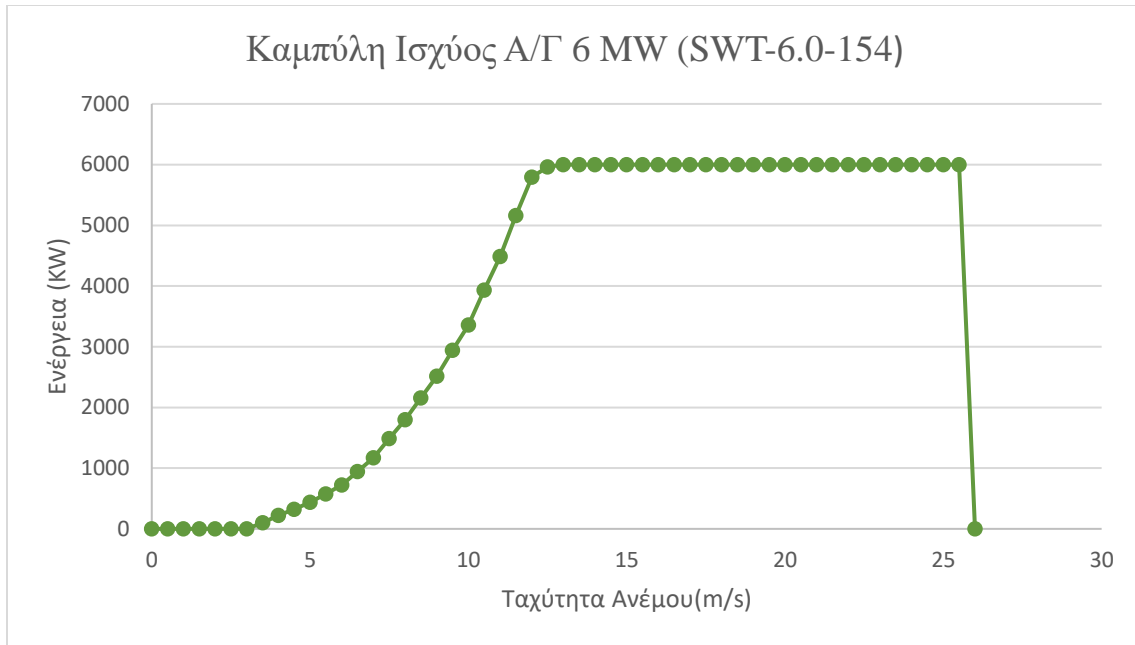
Διάγραμμα 10: Ημερήσια Διακύμανση Ενεργειακής Κατανάλωσης Ρόδου ανά Μήνα για το 1ο έτος της μελέτης



Διάγραμμα 11: Ημερήσια Διακύμανση Ενεργειακής Κατανάλωσης Ρόδου ανά Μήνα για το 1ο έτος της μελέτης

4.5.3. Εκτίμηση παραγόμενης ενέργειας

Στην παρούσα μελέτη, προτείνεται η κατασκευή πλωτού αιολικού πάρκου στις προτεινόμενες περιοχές χωροθέτησης συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 90 MW. Αυτή η ισχύς προκύπτει από 15 Α/Γ των 6 MW (Μοντέλο: SWT-6.0-154) της εταιρίας Siemens-Gamesa. Η εταιρία έχει μεγάλη διεθνή εμπειρία σε κατασκευή, εγκατάσταση και συντήρηση υπεράκτιων Α/Γ, έχοντας ήδη εγκαταστήσει 15 GW υπεράκτιων αιολικών πάρκων, με κύκλους εργασιών 6.9 δισεκατομμυρίων ευρώ και προγραμματισμένα έργα επιπρόσθετα 2.3 GW. Το μοντέλο ονομαστικής ισχύος 6 MW θεωρείται, για την παρούσα μελέτη, η βέλτιστη λύση δεδομένου και των περιορισμένων επιλογών σε μοντέλα offshore Α/Γ. Ο ίδιος τύπος Α/Γ εγκαταστάθηκε και στο πλωτό αιολικό πάρκο του Hywind (κατασκευή 2017) στο Άμπερντιν της Σκωτίας (συνολική ισχύς 30 MW). Το πάρκο έχει καταφέρει να φτάσει συντελεστή απόδοσης μέχρι και 65%. Το προτεινόμενο ΘΑΠ της μελέτης φτάνει το 55%.



Διάγραμμα 12: Καμπύλη ισχύος προτεινόμενης Α/Γ προς εγκατάσταση (Πηγή: THE WINDPOWER)

Η πτερωτή της Α/Γ σταματά να περιστρέφεται για να μην καταστραφεί στα 25 m/s. Οι εγκατεστημένες Α/Γ έχουν συνολικό υψόμετρο 253 m και διάμετρο ρότορα 154 m, ενώ το καλώδιο σύνδεσης με το δίκτυο έχει μήκος μεγαλύτερο από 30 km.



Εικόνα 17: Οι 5 Α/Γ των 6 MW στο Hywind της Σκωτίας (Πηγή: Equinor)

4.5.3.1. Υψομετρική διόρθωση καμπύλης ισχύος

Το υψόμετρο του ρότορα της Α/Γ είναι περίπου 150 m από την επιφάνεια της θάλασσας, ενώ ο σταθμός της Σητείας είναι, σύμφωνα με το Εθνικό Αστεροσκοπείο, στα 30 m. Συνεπώς, εφόσον είναι γνωστά πλέον, τόσο το υψόμετρο του μετεωρολογικού σταθμού από όπου προέρχονται οι ανεμολογικές παρατηρήσεις, όσο και το υψόμετρο τοποθέτησης των Α/Γ, εφαρμόζεται η υψομετρική διόρθωση της παραχθείσας συνθετικής χρονοσειράς του ανέμου, χρησιμοποιώντας τη σχέση (Κουτσογιάννης, Ξανθόπουλος†, 1999):

$$u_2 = u_1 \cdot \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \quad (12)$$

όπου στην πρώτη διόρθωση

- u_2 : η διορθωμένη ταχύτητα του ανέμου σε υψόμετρο $z_2 = 10$ m, που αντιστοιχεί στο υψόμετρο που είναι γνωστή μέση ταχύτητα ανέμων στο σημείο που προτείνεται η κατασκευή Θ.Α.Π.,
- u_1 : η ταχύτητα από τη συνθετική χρονοσειρά που αναφέρεται αντίστοιχα στο υψόμετρο του σταθμού που έγιναν οι μετρήσεις $z_1 = 30$ m και
- z_0 : η παράμετρος τραχύτητας του εδάφους, οι τιμές της οποίας μεταβάλλονται σύμφωνα με τον Πίνακα 23. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, θεωρείται ίση με 0.002, (ο σταθμός είναι σε ασφαλτοστρωμένη επιφάνεια όπως φαίνεται από αεροφωτογραφίες στις συντεταγμένες του σταθμού)

και στην δεύτερη διόρθωση:

- u_2 : η διορθωμένη ταχύτητα του ανέμου σε υψόμετρο $z_2 = 150$ m, που αντιστοιχεί στο υψόμετρο του ρότορα των ανεμογεννητριών Siemens-Gamesa SWT-6.0-154,
- u_1 : η ταχύτητα από τη συνθετική χρονοσειρά που αναφέρεται σε υψόμετρο $z_1 = 10$ m στη θάλασσα και
- z_0 : η παράμετρος τραχύτητας του εδάφους, οι τιμές της οποίας μεταβάλλονται σύμφωνα με τον Πίνακα 23. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, θεωρείται ίση με 0.03, καθώς στη θέση των ανεμογεννητριών έχουμε υδάτινη επιφάνεια.

Πίνακας 19: Τυπικές Τιμές της παραμέτρου z_0 (Πηγή: Κουτσογιάννης, Δ., & Θ. Ξανθόπουλος†, 1999)

Τυπικές τιμές παραμέτρου τραχύτητας z_0 για διάφορες φυσικές επιφάνειες (cm)	
Πάγος	0.001
Ασφαλτοστρωμένη Επιφάνεια	0.002
Υδάτινη Επιφάνεια	0.01-0.06
Χλόη Ύψους έως 1 cm	0.1
Χλόη Ύψους έως 1-10 cm	0.1-0.2
Χλόη - σιτηρά ύψους 10-50 cm	2-5
Φυτοκάλυψη ύψους 1 - 2 m	20
Δένδρα Ύψους 10 -15 m	40-70

Η τιμή της συνθετικής χρονοσειράς ανέμου στην θάλασσα όπου και χωροθετείται το έργο, διορθώνεται σε σχέση με την χρονοσειρά στο σημείο του σταθμού της Σητείας. Σύμφωνα, με εκτιμήσεις μοντέλων στην περιοχή χωροθέτησης η μέση τιμή ταχύτητας ανέμου είναι 7.60 m/s (για 10 m υψόμετρο) ενώ από την υψομετρική διόρθωση προκύπτει μέσος όρος ταχύτητας ανέμου 5.41 m/s στην περιοχή της Σητείας (πάλι για 10 m υψόμετρο). Έτσι, η ποσοστιαία μεταβολή είναι ίση με 40%, οπότε και διορθώνεται αντιστοίχως η χρονοσειρά.

4.5.4. Αποθήκευση ενέργειας – Εκτίμηση παραγόμενης Υδροηλεκτρικής Ενέργειας

Η διατήρηση παραγωγής ισχύος στα νησιωτικά συστήματα είναι αναγκαία, όταν αυτά διασυνδεθούν. Η διασύνδεση τους και η χρήση ΑΠΕ στο ενεργειακό τους μείγμα, δεν εγγυάται εξασφάλιση της ασφάλειας και ευστάθειας των ενεργειακών συστημάτων, λόγω της τυχαιότητας της διαθεσιμότητας της πρωτογενούς πηγής ενέργειας, στην συγκεκριμένη περίπτωση του ανέμου. Συνεπώς, απαιτείται στα πλαίσια της παρούσας μελέτης, η πρόβλεψη εγκατάστασης αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού σταθμού.

Ο υπολογισμός της υδροηλεκτρικής ενέργειας του έργου γίνεται σε ωριαίο βήμα, ανάλογα με την αιολική ενέργεια που παράχθηκε στο αντίστοιχο βήμα. Συγκεκριμένα, η παραγόμενη ενέργεια από τον υδροστρόβιλο του Υδροηλεκτρικού Σταθμού (ΥΗΣ) προκύπτει από τη σχέση:

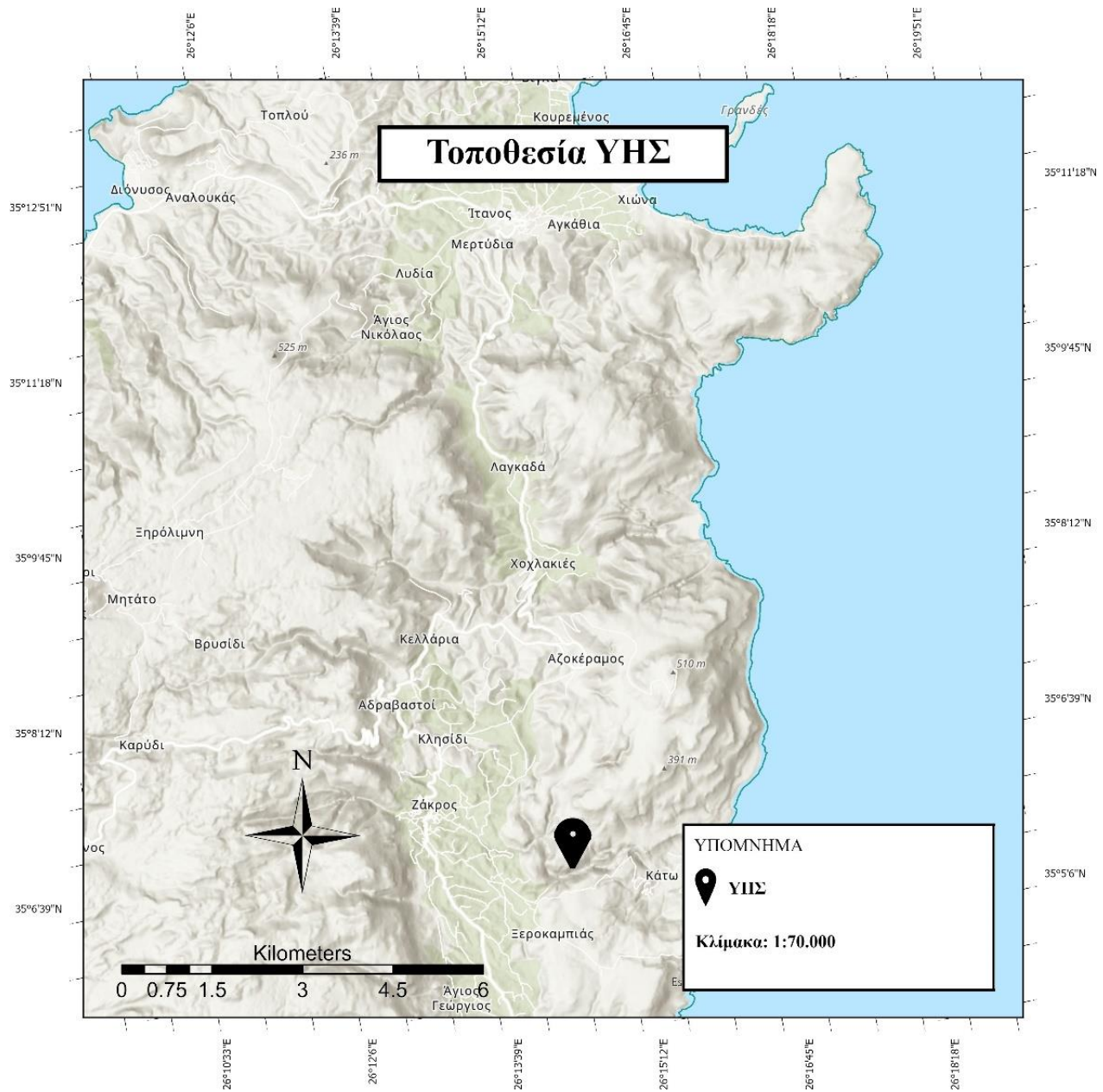
$$E = \gamma \cdot Q \cdot H \cdot n \quad (13)$$

όπου:

- γ : το ειδικό βάρος του νερού (9.81 kN/m^3),
- Q : η παροχή που διέρχεται από τον στρόβιλο (m/s),
- H : η υψομετρική διαφορά μεταξύ της στάθμης του νερού ανάντη και του υψομέτρου του υδροστρόβιλου κατάντη,
- n : ο συντελεστής απόδοσης του στροβίλου.

4.5.4.1. Επιλογή θέσης ΥΗΣ

Είναι απαραίτητο το υδροηλεκτρικό έργο να χωροθετηθεί όσο το δυνατόν πιο κοντά στην προτεινόμενη θέση των Α/Γ ώστε να επιτελείται ο στόχος του, όπως περιγράφεται στην Ενότητα 5.2.. Η ευρύτερη περιοχή της Κρήτης ανήκει στην υδρολογική λεκάνη EL1341 όπου κατά κύριο λόγο εντοπίζονται ποτάμια κατηγορίας R-M5, δηλαδή χαρακτηρίζονται ως μικροί και εποχικοί ποταμοί με πρόσκαιρο καθεστώς ροής. Προτείνεται η κατασκευή του αναστρέψιμου ΥΗΣ, περίπου στο σημείο που φαίνεται στον *Χάρτης 9* και από όπου περνάει το ρέμα του Φαραγγιού του Ζάκρου, το οποίο παρουσιάζει μία μέση ετήσια απορροή ίση με 3.14 hm^3 .



Χάρτης 9: Χάρτης προτεινόμενης θέσης εγκατάστασης ΥΗΣ (Πηγή, ArcGIS Pro)

Από αεροφωτογραφίες φαίνεται ότι πέρα του χωριού του Ζάκρου και κατά μήκος της κοίτης του ποταμού, η δημιουργία του ταμιευτήρα δεν οδηγεί στην ανάγκη απαλλοτρίωσης κτισμάτων, αλλά ενδέχεται να απαιτηθεί απαλλοτρίωση εκτάσεων με καλλιέργειες.

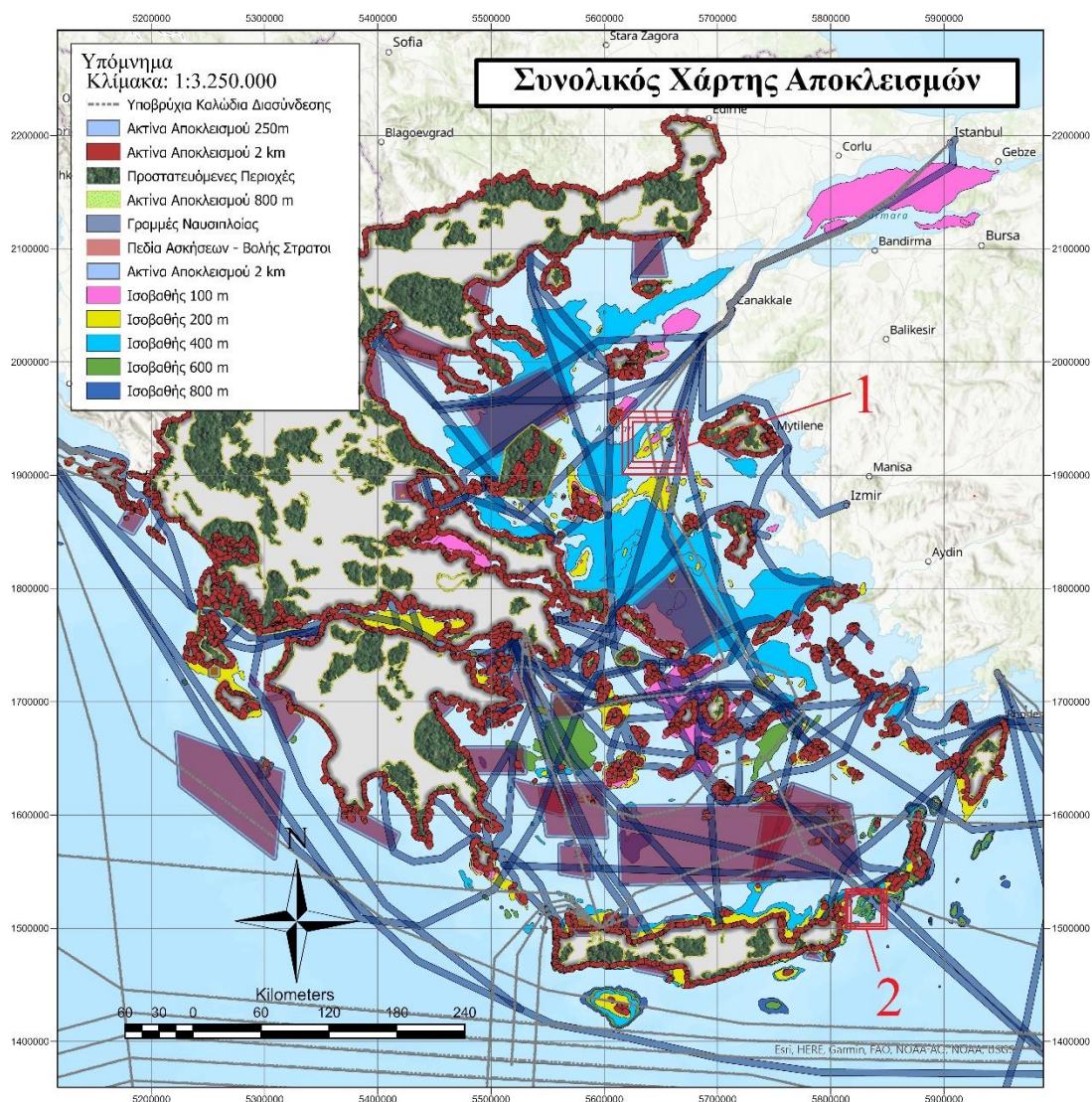
5. Αποτελέσματα – Συζήτηση

5.1. Θέση Επιλογής Χωροθέτησης Πλωτού Θ. Α. Π.

Στην παρούσα μελέτη, οι περιορισμοί, τα κριτήρια αποκλεισμού που λαμβάνονται υπόψη, καθώς και ο χάρτης του αιολικού δυναμικού και της βαθυμετρίας του θαλάσσιου χώρου, υποδεικνύουν τις περιοχές που φαίνονται στον *Error! Reference source not found.* ως βέλτιστες στα ελληνικά ύδατα.

Αρχικά, επιλέγονται οι εξής θαλάσσιες περιοχές ως καταλληλότερες:

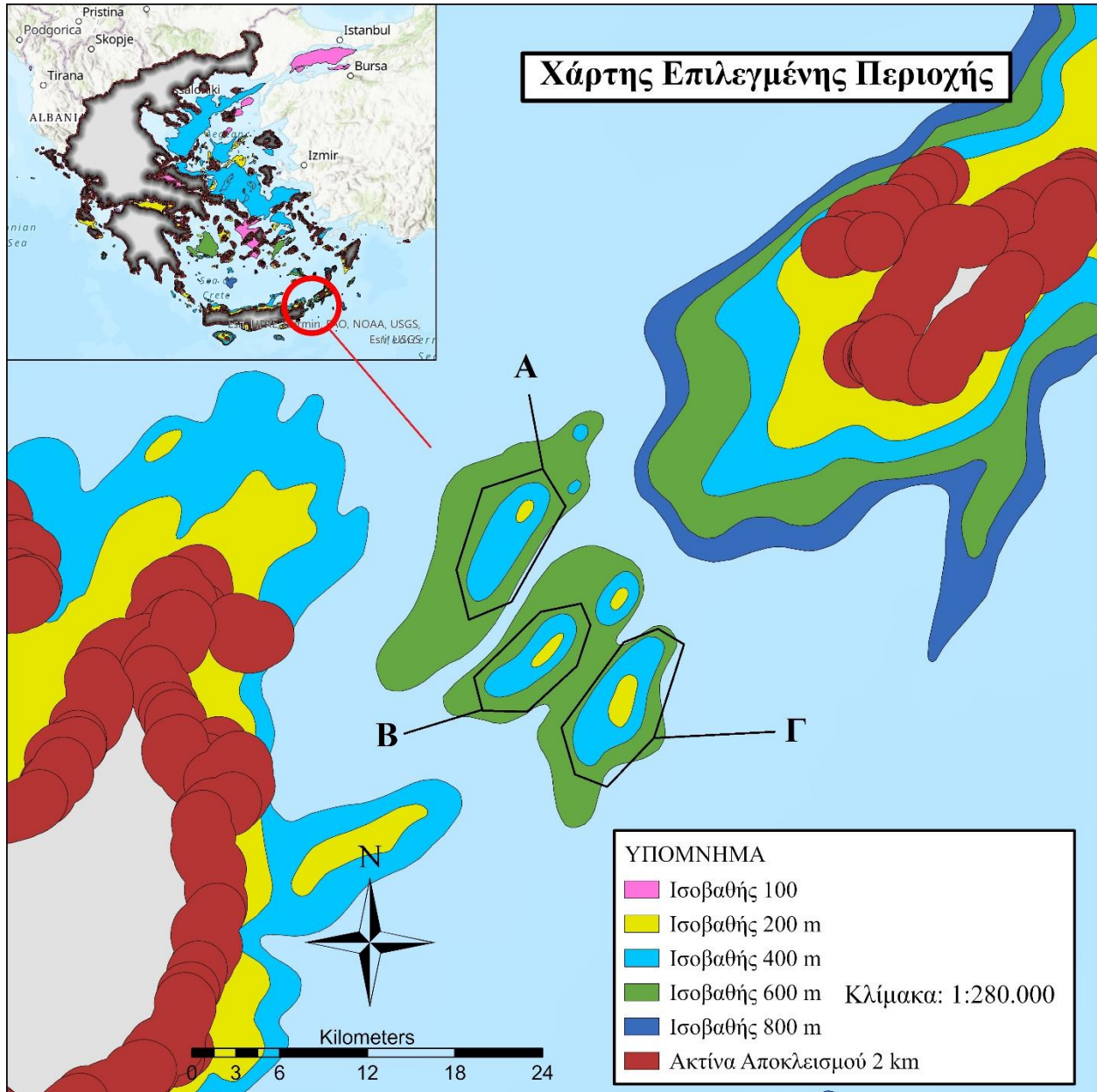
- Η πρώτη περιοχή που επιλέγεται ως καταλληλότερη είναι νοτιοανατολικά της Λήμνου και βορειοδυτικά της Μυτιλήνης.
- Η δεύτερη περιοχή ανατολικά της Κρήτης και δυτικά της Κάσου



Χάρτης 10: Πιθανές περιοχές που προκρίνονται για χωροθέτηση πλωτού αιολικού πάρκου (Πηγή: ArcGIS Pro)

Ως περιοχή βέλτιστης χωροθέτησης, με βάση τα κριτήρια που αναλύθηκαν στο Κεφάλαιο 3, προκρίνεται η περιοχή Ανατολικά της Κρήτης και συγκεκριμένα το στενό μεταξύ του νησιού της Κρήτης και της Κάσου.

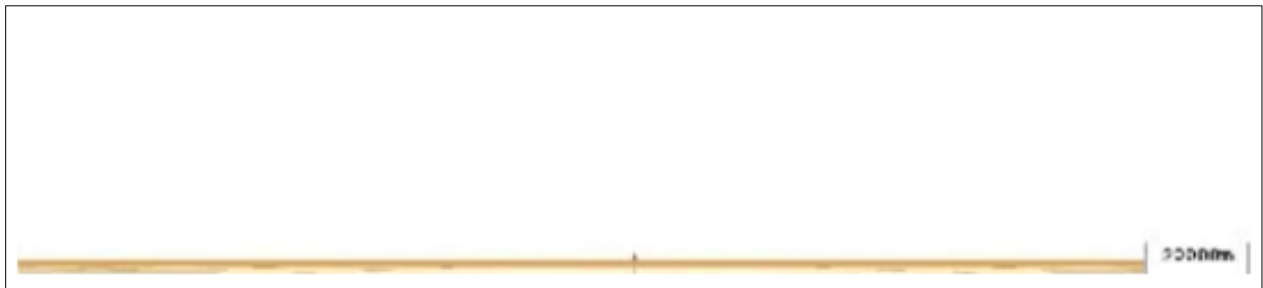
Συγκεκριμένα, στην εν λόγω περιοχή, μέσω του ArcGIS, επιλέγονται οι 3 περιοχές που παρουσιάζονται στον Χάρτη 8. Βέλτιστες θεωρούνται οι περιοχές Α, Β, Γ που βρίσκονται εντός της ισοβαθούς καμπύλης των 400 m.



Χάρτης 11: Τελική επιλεγμένη περιοχή χωροθέτησης πλωτού ΘΑΠ (Πηγή: ArcGIS Pro)

- Η **περιοχή Α** καταλαμβάνει συνολική έκταση 22.15 km². Απέχει περίπου 24.5 km από την κοντινότερη ακτή της Κρήτης και 26.5 km από της Κάσου
- Η **περιοχή Β** καταλαμβάνει συνολική έκταση 16 km². Απέχει περίπου 21.5 km από την κοντινότερη ακτή της Κρήτης και 32 km από της Κάσου
- Η **περιοχή Γ** καταλαμβάνει συνολική έκταση 28.5 km². Απέχει περίπου 25.5 km από την κοντινότερη ακτή της Κρήτης και 28 km από της Κάσου

Δεδομένου ότι η απόσταση των Α/Γ προτείνεται να είναι από 7 διαμέτρους και μεγαλύτερη (Meneveau, 2011) για να είναι πλήρως αποδοτικές και να μην αλληλεπιδρούν αρνητικά μεταξύ τους, προτείνεται η εγκατάσταση 15 πλωτών Α/Γ της εταιρίας Siemens-Gamesa των 6 MW με διάμετρο περωτής 150 m, χωρισμένες σε δύο σειρές. Πρέπει να τονιστεί πως οι Α/Γ, που προτείνονται προς εγκατάσταση, δεν θα είναι ορατές στις ακτές της Κρήτης και της Κάσου. Μία εικόνα της επίδρασης μίας Α/Γ σε απόσταση 20,000 m για το ανθρώπινο μάτι φαίνεται στην Εικόνα 18.



Εικόνα 18: Σχετικό μέγεθος του ειδώλου μίας Α/Γ ως προς το οπτικό πεδίο του ανθρώπου από απόσταση 20.000 m (Πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ)

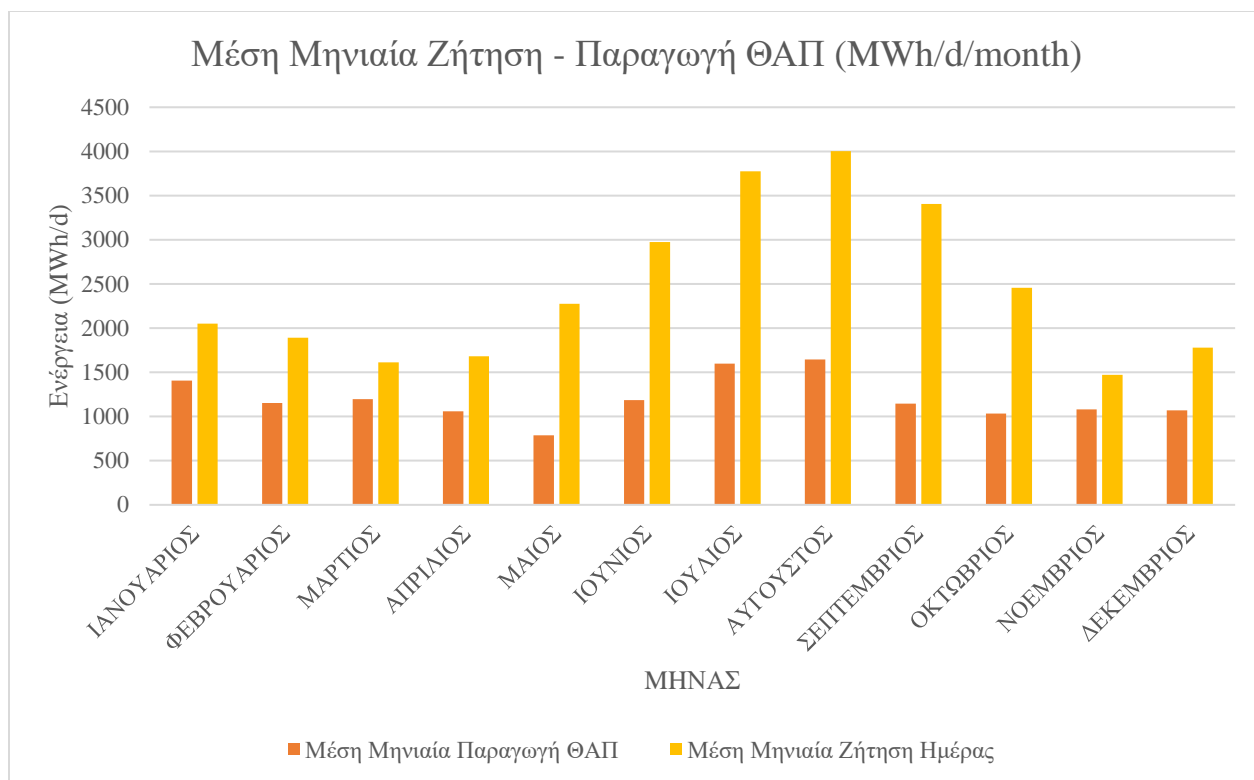
5.2. Εκτίμηση Κάλυψης Ενεργειακών Αναγκών ν. Ρόδου μέσω Θ. Α. Π.

Για την εκτίμηση της παραγόμενης ενέργειας από τις Α/Γ, χρησιμοποιείται η καμπύλη ισχύος του *Διάγραμμα 12* του υπό εξέταση μοντέλου. Από την χρονοσειρά του ανέμου και με δεδομένη την καμπύλη ισχύος, παράγεται η χρονοσειρά της παραγόμενης ενέργειας του Θ.Α.Π. με ωριαίο βήμα. Από την ανάλυση των δεδομένων προκύπτουν τα εξής στοιχεία που παρουσιάζονται σε πινακοποιημένη και διαγραμματική μορφή:

- Μέση συνολική παραγόμενη αιολική ενέργεια σε MWh για κάθε μήνα στην διάρκεια ζωής του έργου (*Πίνακας 20* και *Διάγραμμα 13*)
- Μέση τιμή παραγόμενης αιολικής ενέργειας σε MWh και ωριαίο βήμα για κάθε μήνα ξεχωριστά (*Πίνακας 20* και *Διάγραμμα 15*)
- Τυπική Απόκλιση παραγόμενης αιολικής ενέργειας σε MWh και ωριαίο βήμα για κάθε μήνα ξεχωριστά (*Πίνακας 20* και *Διάγραμμα 15*)
- Μέση Τιμή κάλυψης ενέργειας σε ποσοστό επί τοις εκατό της παραγόμενης αιολικής ενέργειας προς την ωριαία τιμή ζήτησης MWh για κάθε μήνα (*Διάγραμμα 14* και *Πίνακας 20*)

Μήνας	Μέση Συνολική Ημερήσια Παραγόμενη Αιολική Ενέργεια (MWh)	ΜΤ Παραγόμενης Αιολικής Ενέργειας (MWh/h)	Τυπική Απόκλιση Παραγόμενης Αιολικής Ενέργειας (MWh/h)	Μέση Τιμή Κάλυψης (%)
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	1,405.61	58.57	35.95	64
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	1,154.14	48.09	35.54	56
ΜΑΡΤΙΟΣ	1,197.76	49.91	36.64	61
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	1,058.21	44.09	36.67	54
ΜΑΙΟΣ	787.28	32.80	34.86	34
ΙΟΥΝΙΟΣ	1,185.81	49.41	37.68	41
ΙΟΥΛΙΟΣ	1,597.11	66.55	31.80	44
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	1,645.4	68.56	31.62	42
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	1,146.89	47.79	35.71	35
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	1,033.27	43.05	35.71	42
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	1,078.88	44.95	36.32	57
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	1,068.63	44.53	34.80	54

Πίνακας 20: Στοιχεία παραγόμενης αιολικής ενέργειας για κάθε μήνα στη διάρκεια ζωής του έργου



Διάγραμμα 13: Μέση ημερήσια ζήτηση ενέργειας για κάθε μήνα και παραγόμενη ημερήσια ενέργεια από ΘΑΠ (MWh/d)

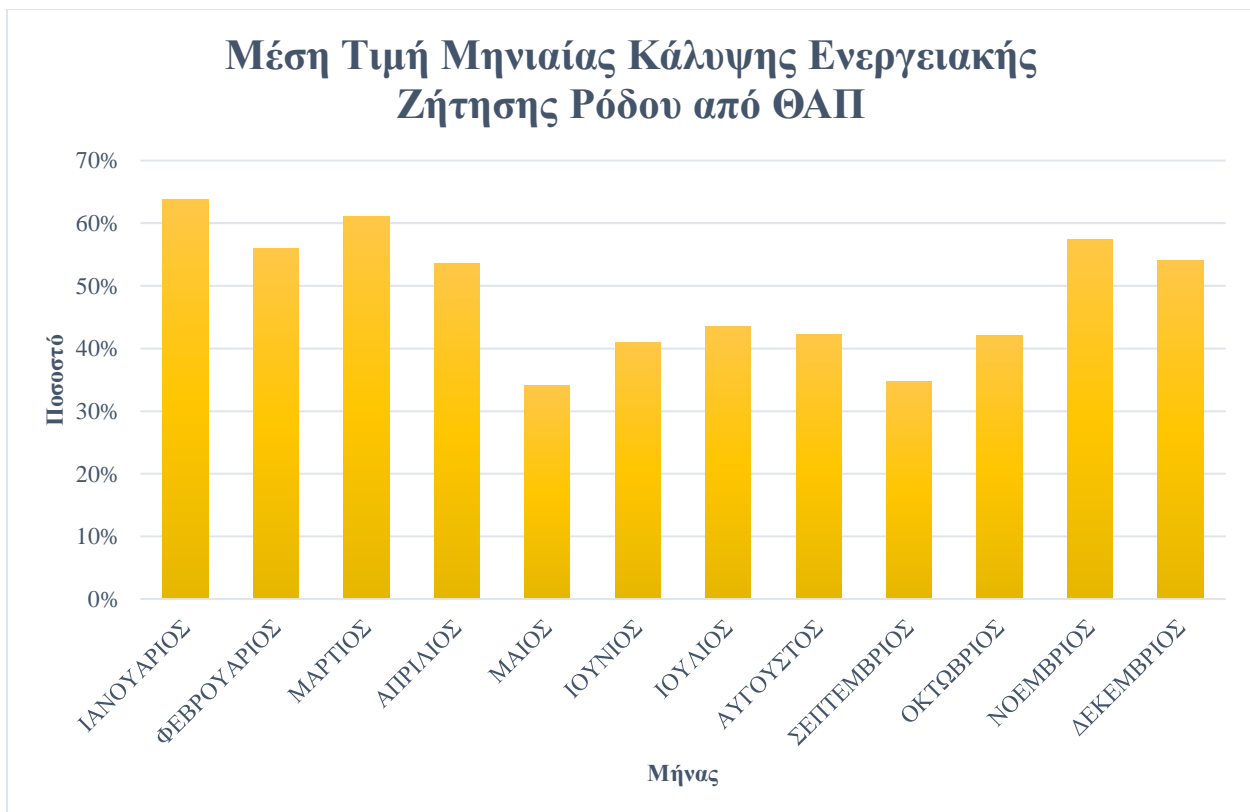
Πίνακας 21: Μέση ημερήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας Ρόδου για κάθε μήνα (MWh/d)

Μήνας	Μέση Μηνιαία Ζήτηση Ημέρας (MWh/d)
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	2,049.97
ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	1,892.35
ΜΑΡΤΙΟΣ	1,613.47
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	1,682.34
ΜΑΙΟΣ	2,276.19
ΙΟΥΝΙΟΣ	2,974.20
ΙΟΥΛΙΟΣ	3,775.77
ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	4,002.61
ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	3,405.53
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	2,455.46
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	1,473.08
ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	1,780.21

Επίσης, στον Πίνακα 21 απεικονίζεται η εκτίμηση για τις οι μέσες ημερήσιες καταναλώσεις ηλεκτρικού ρεύματος του νησιού για κάθε μήνα στη διάρκεια ζωής του έργου.

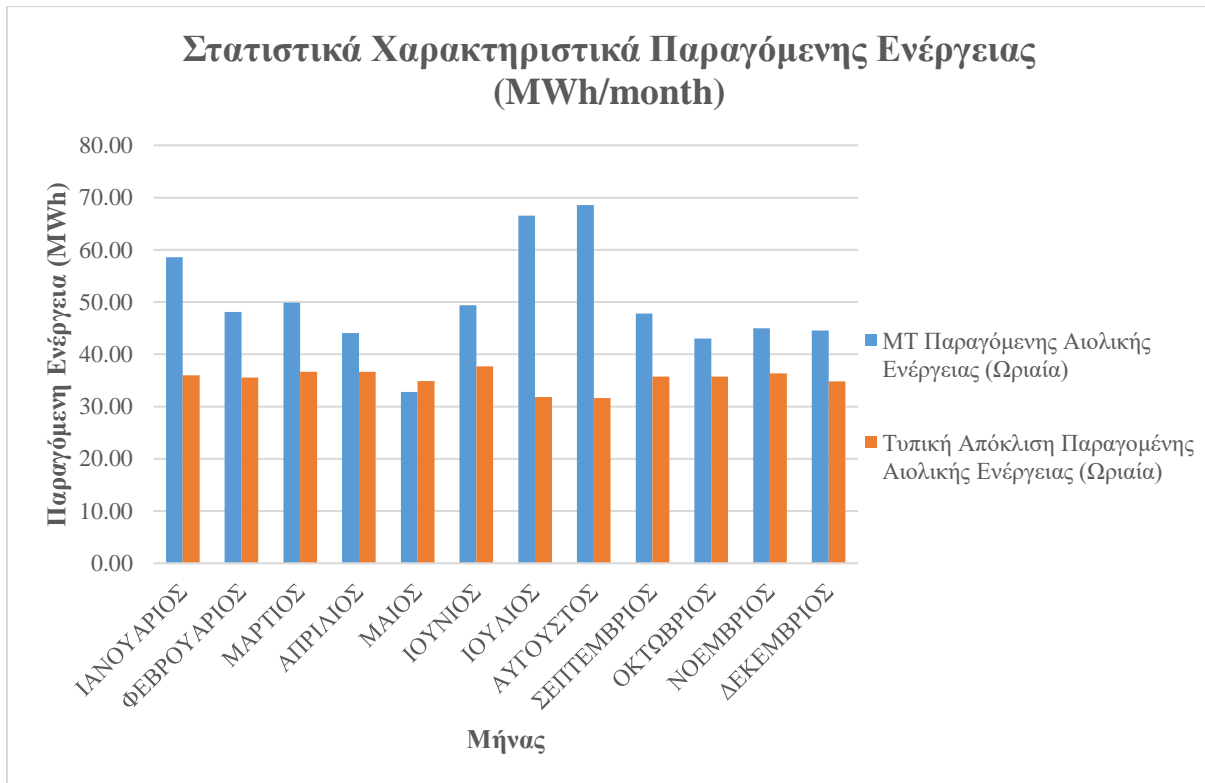
Ενδιαφέρον παρουσιάζει το γεγονός πως τους 2 μήνες που παρατηρείται η μεγαλύτερη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στο νησί της Ρόδου, δηλαδή τον Ιούλιο και τον Αύγουστο, η ανάλυση έδειξε πως εμφανίζονται και οι υψηλότερες τιμές παραγόμενης ημερήσιας ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό οφείλεται στις υψηλές τιμές ταχύτητας ανέμου τους αντίστοιχους μήνες.

Όσον αφορά στο ποσοστό κάλυψης της ζήτησης από το ΘΑΠ, το συνολικό ποσοστό στη διάρκεια ζωής του έργου (25 χρόνια) ανέρχεται σε 49%. Τον Ιανουάριο, έχουμε το υψηλότερο ποσοστό κάλυψης με 64% επί της ζήτησης, ενώ τον Μάιο έχουμε το χαμηλότερο δηλαδή 34%. Πρέπει να τονιστεί ότι τα Διαγράμματα 13 και 14 δεν πρέπει να ακολουθούν την ίδια τάση, όπως γίνεται εύκολα κατανοητό, αφού κάθε μήνα διαφοροποιείται η ζήτηση ενέργειας.



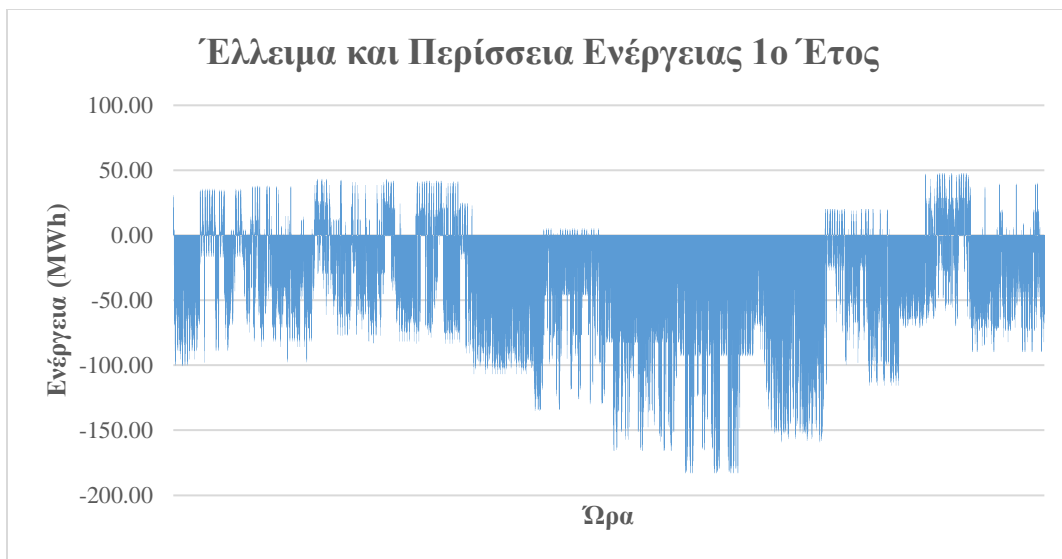
Διάγραμμα 14: Μέση τιμή μηνιαίας κάλυψης ενεργειακής ζήτησης Ρόδου από ΘΑΠ

Τα στατιστικά δεδομένα των ωριαίων τιμών παραγόμενης ενέργειας παρουσιάζονται στο Διάγραμμα 15. Οι τιμές των τυπικών αποκλίσεων παρουσιάζουν αρκετά μικρή διακύμανση ενώ δεν συμβαίνει το ίδιο με τις μέσες τιμές, όπου οι υψηλότερες τιμές εντοπίζονται τον Ιούλιο και τον Αύγουστο με 66.55 και 68.56 MWh, αντίστοιχα.

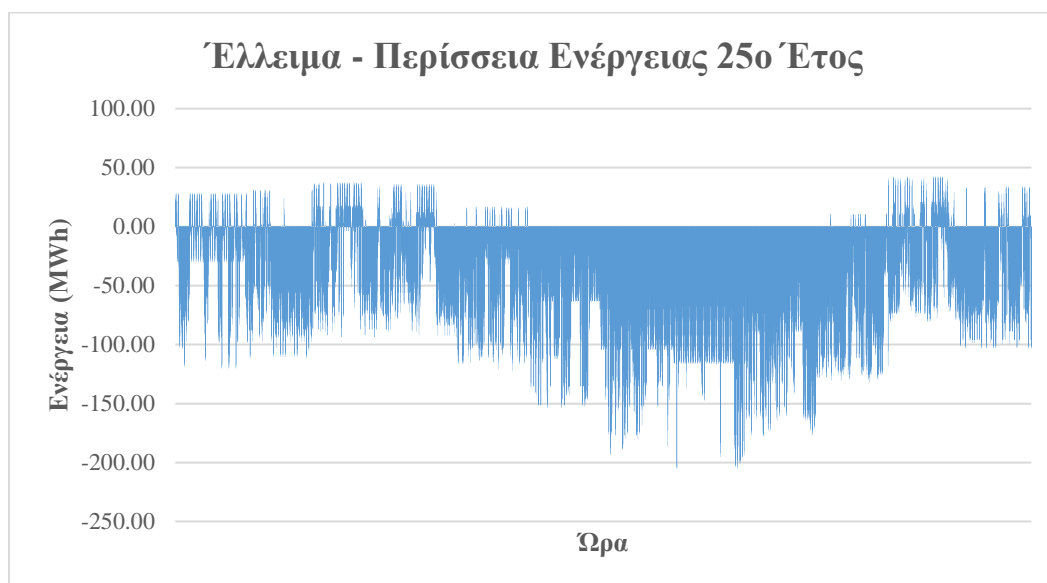


Διάγραμμα 15: Μέση τιμή και τυπική απόκλιση ωριαίων τιμών παραγόμενης ενέργειας για κάθε μήνα

Επίσης, στα Διαγράμματα 16 και 17 απεικονίζεται η περίσσεια και το έλλειμα παραγόμενης αιολικής ενέργειας σε σχέση με την ζήτηση για το 1^ο και το 25^ο έτος της μελέτης σε ωριαίο βήμα.



Διάγραμμα 16: Έλλειμμα και περίσσεια αιολικής ενέργειας σε MWh για το 1^ο έτος της μελέτης σε ωριαίο βήμα



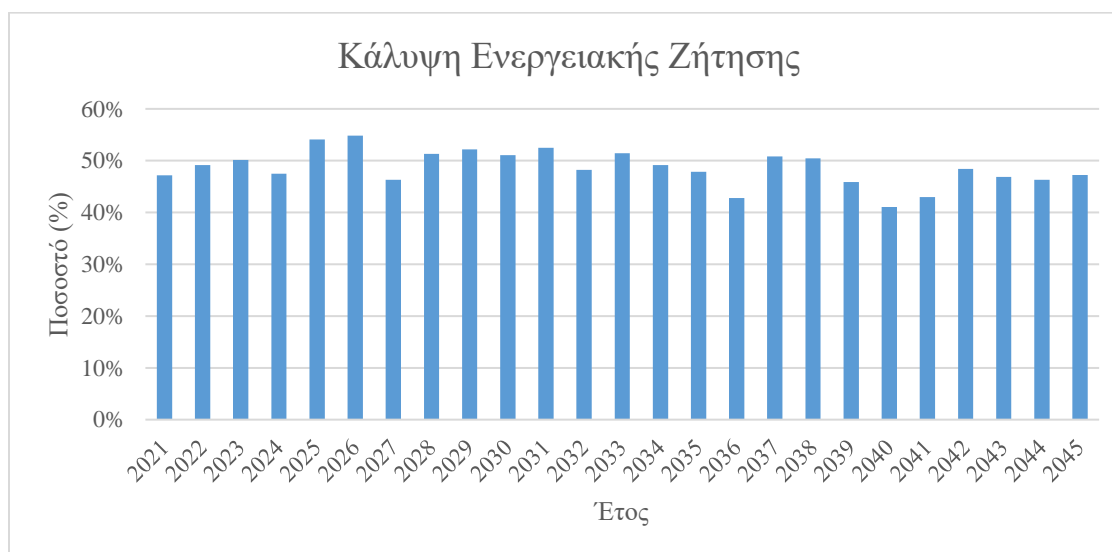
Διάγραμμα 17: Έλλειμμα και περίσσεια αιολικής ενέργειας σε MWh για το 25^ο έτος της μελέτης σε ωριαίο βήμα

Η περίσσεια φαίνεται στις θετικές τιμές του άξονα των MWh ενώ το έλλειμμα στις αρνητικές. Για το 1^ο έτος υπολογίζονται περίπου σταθερές τιμές ωριαίας περίσσειας με την μέγιστη τιμή να ανέρχεται σε 47.78 MWh, ενώ στα ελλείματα παρατηρείται μία μεγαλύτερη διακύμανση στο έτος με μέγιστη τιμή ελλείματος τις 183.04 MWh. Το 25^ο έτος η μέγιστη περίσσεια υπολογίστηκε ίση με 42.41 MWh, ενώ το μέγιστο έλλειμμα ίσο με 204.95 MWh.

Η μέση τιμή της ετήσιας ενεργειακής κάλυψης για τα 25 έτη της μελέτης έχει μικρή διακύμανση με την χαμηλότερη τιμή της να είναι 41% και υψηλότερη 52%. Αναλυτικά, ο μέσος όρος των ετήσιων ποσοστών κάλυψης φαίνεται στον Πίνακα 25 και το Διάγραμμα 18. Στο Διάγραμμα 19, φαίνεται η συνολική ετήσια παραγωγή του αιολικού πάρκου για το σύνολο ζωής του έργου και ακολουθεί την τάση του Διαγράμματος 18.

Πίνακας 22: Μέση Τιμή Ετήσιας Κάλυψης από Αιολική Ενέργεια για την διάρκεια ζωής του έργου

Μέση Τιμή Ετήσιας Κάλυψης από Αιολική Ενέργεια			
2021	47%	2034	49%
2022	49%	2035	48%
2023	50%	2036	43%
2024	47%	2037	51%
2025	54%	2038	50%
2026	55%	2039	46%
2027	46%	2040	41%
2028	51%	2041	43%
2029	52%	2042	48%
2030	51%	2043	47%
2031	52%	2044	46%
2032	48%	2045	47%
2033	51%		



Διάγραμμα 18: Μέση Τιμή Ετήσιας Κάλυψης από Αιολική Ενέργεια για την διάρκεια ζωής του έργου



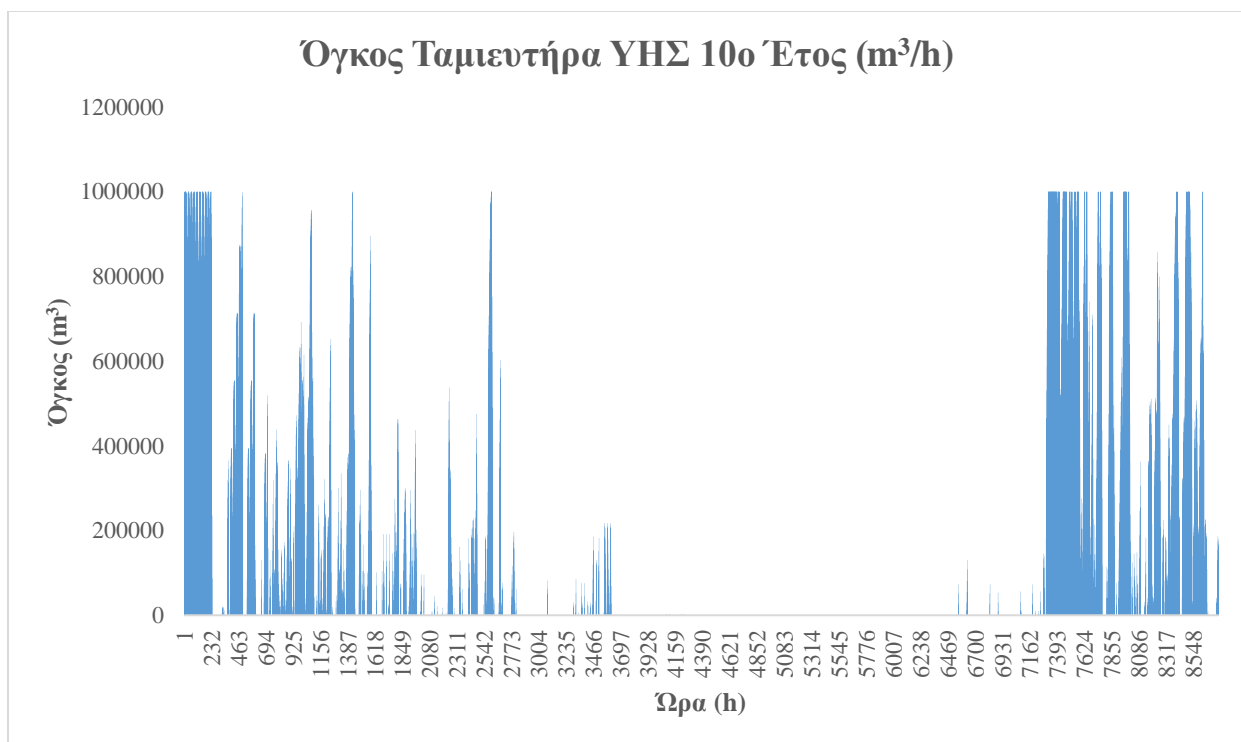
Διάγραμμα 19: Ετήσια Παραγωγή Ενέργειας από το Αιολικό Πάρκο

Για την αποθήκευση της παραγόμενης αιολικής ενέργειας, προτείνεται ανάστροφο ΥΗΣ ενδεικτικού ύψους πτώσης 200 m και αποδοτικότητας 90%, δύο χαρακτηριστικά που θεωρούνται ρεαλιστικά για την παρούσα μελέτη. Τα χαρακτηριστικά του ΥΗΣ φαίνονται στον Πίνακα 27.

Πίνακας 23: Γενικά χαρακτηριστικά προτεινόμενου ανάστροφου ΥΗΣ

ΥΗΣ	
Μέγιστο Ύψος Πτώσης (m)	200
Αποδοτικότητα (%)	90
Υδραυλικές Απώλειες (%)	5
KWh/m ³	0.466
KWh/m ³ – Άντληση	0.636

Ενδεικτικά, στο Διάγραμμα 20, φαίνεται ο όγκος του ταμιευτήρα σε ωριαίο βήμα για το 10^ο έτος της μελέτης (2030) με αρχικό απόθεμα 1,00,000 m³ και μέγιστη χωρητικότητα 1,000,000 m³.



Διάγραμμα 20: Όγκος Ταμιευτήρα προτεινόμενου ΥΗΣ για το 10^ο έτος της μελέτης σε ωριαίο βήμα

Καθώς από την ανάλυση των δεδομένων παρατηρείται πως η ένταξη του προαναφερθέντος ΥΗΣ στο σύστημα προσαυξάνει την κάλυψη ενέργειας κατά μόνο 2.5%, μελετώνται και άλλοι αρχικοί όγκοι ταμιευτήρα και τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον Πίνακα 24. Η παραγόμενη ενέργεια είναι η συνολική για την διάρκεια ζωής του αιολικού πάρκου, ήτοι 25 έτη.

Πίνακας 24: Αποδοτικότητα συστήματος για διαφορετικές αρχικές τιμές όγκου ταμιευτήρα ΥΗΣ

Όγκος Ταμιευτήρα (m ³ *10 ³)	Κάλυψη (%)	ΥΗΕ (MWh)	ΥΗΕ + Αιολική Ενέργεια (MWh)
0	48.62		10,141,346
500	50.94	373,711	10,515,057
750	51.19	414,252	10,555,598
1,000	51.35	438,821	10,580,167
1,250	51.47	457,893	10,599,239
1,500	51.57	473,508	10.614,854
1,750	51.65	486,898	10,628,244
2,000	51.73	498,122	10,639,469
2,250	51.78	507,097	10,648,444
2,500	51.84	514,766	10,656,112
2,750	51.88	521,233	10,662,579
3,000	51.92	526,916	10,668,262

6. Συμπεράσματα – Προτάσεις για Περαιτέρω Έρευνα

6.1. Συμπεράσματα

Η παρούσα διπλωματική εργασία είχε διπτό στόχο. Πρώτον, να προτείνει ένα μεθοδολογικό πλαίσιο εντοπισμού της καταλληλότερης θέσης χωροθέτησης ενός πλωτού Θ.Α.Π. στα ελληνικά χωρικά ύδατα. Οι συγκεκριμένες εγκαταστάσεις πλεονεκτούν σημαντικά ως προς τις αντίστοιχες χερσαίες και αξιοποιούν το μεγάλο αιολικό δυναμικό των ελληνικών θαλασσών. Δεύτερον, να αξιολογήσει, μέσω του παραδείγματος της Ρόδου και με ολοκληρωμένη στοχαστική ανάλυση, το κατά πόσο ένα ρεαλιστικό (με βάση την παρούσα τεχνολογία εγκατάστασης πλωτών Θ.Α.Π.) σενάριο κατασκευής και λειτουργίας των εν λόγω Α/ Γ, θα οδηγήσει σε μερική λύση της ενεργειακής εξάρτησης των νησιών της Ελλάδας.

6.1.1. Γενικά Συμπεράσματα

Από την έρευνα που διενεργείται στα πλαίσια της εργασίας, όσον αφορά και στις δύο θεματικές που εξετάστηκαν, προκύπτουν τα κάτωθι, σημαντικότερα γενικά συμπεράσματα:

- Η Ελλάδα ενώ διαθέτει περιοχές που προκρίνονται για την εγκατάσταση πλωτών και σταθερού θεμελίου ΘΑΠ, έχει αργήσει χαρακτηριστικά να αξιοποιήσει την αιολική ενέργεια στο θαλάσσιο χώρο
- Εφόσον οι ελληνικοί φορείς επιθυμούν να συμπορευτούν με τους ενεργειακούς στόχους της ΕΕ, αλλά και να λάβουν υπόψη τις ισχυρές κοινωνικές αντιδράσεις που γεννούν οι εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων σε χερσαίες περιοχές, οφείλουν να λάβουν σοβαρά υπόψη ένα ολοκληρωμένο σχέδιο αξιοποίησης του θαλάσσιου αιολικού δυναμικού της Ελλάδας
- Η κατασκευή ΘΑΠ σταθερού θεμελίου μπορεί να φαντάζει ως πιο οικονομική και εύκολη λύση εγκατάστασης, αλλά προσκρούει σε πολλούς περισσότερους χωρικούς περιορισμούς σε σχέση με τα πλωτά αιολικά πάρκα. Επιπρόσθετα, αδυνατεί να αξιοποιήσει τους ανέμους που πλέουν στα μεγάλα βάθη των ελληνικών θαλασσών. Όπως φαίνεται και από την μεθοδολογία που ακολουθήθηκε στην παρούσα εργασία, οι κατάλληλες περιοχές χωροθέτησης ΘΑΠ δεν εμπίπτουν σε περιορισμούς των ΘΑΠ σταθερού θεμελίου.

6.1.2. Ειδικά Συμπεράσματα από την εφαρμογή της μεθοδολογίας χωροθέτησης πλωτού Θ.Α.Π.

Όσον αφορά την μεθοδολογία χωροθέτησης του πλωτού αιολικού πάρκου στα ελληνικά χωρικά και διεθνή ύδατα, από την μελέτη εξάγονται τα εξής συμπεράσματα:

- Η περιοχή χωροθέτησης ανατολικά της Κρήτης που κρίθηκε ως βέλτιστη αξιολογείται κυρίως με βάση κριτήρια:
 1. περιβαλλοντικά,
 2. ενεργειακής απόδοσης (μέγιστο αιολικό δυναμικό) αλλά και
 3. κοινωνικά (οπτική, ηχητική, αισθητική όχληση).
- Οι περιοχές που προτείνονται στην παρούσα διπλωματική εργασία για χωροθέτηση πλωτού ΘΑΠ ικανοποιούν όλα τα κριτήρια που εμπεριέχονται στο ΕΠΧΣΑΑ για τις ΑΠΕ, αλλά και τα επιπρόσθετα κριτήρια που τέθηκαν στην μελέτη όπως:
 1. Πυκνότητα ακτοπλοϊκών συνδέσεων
 2. Απόσταση από την ακτογραμμή
 3. Περιοχές στρατιωτικών ασκήσεων
- Η λογική εκτίμηση του μελετητή θέτει τα κριτήρια αποκλεισμού με ίση βαρύτητα με αποτέλεσμα ο καθοριστικός παράγοντας επιλογής να είναι το αιολικό δυναμικό της εκάστοτε περιοχής του θαλάσσιου χώρου.
- Οι αποστάσεις από την ακτογραμμή, που αφορούν βάθη κατάλληλα για χωροθέτηση πλωτού ΘΑΠ, δεν αφορούν κλειστούς κόλπους, κάτι που θα έθετε πολλαπλούς περιορισμούς στην επιλογή.
- Οι 3 συγκεκριμένες περιοχές ανατολικά της Κρήτης, όπως παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 5, διαθέτουν την απαραίτητη έκταση για να χωροθετηθεί εντός τους ένας ρεαλιστικός αριθμός πλωτών Α/Γ, σύμφωνα με την σύγχρονη τεχνολογία και με γνώμονα την τήρηση των απαραίτητων αποστάσεων μεταξύ τους

6.1.3. Ειδικά Συμπεράσματα από την εφαρμογή αξιολόγησης του ΘΑΠ για κάλυψη ενεργειακών αναγκών της ν. Ρόδου

Η ανάλυση ενός σεναρίου λειτουργίας του υπεράκτιου αιολικού πάρκου για την εκτίμηση κάλυψης των ενεργειακών αναγκών της Ρόδου, οδηγεί στα εξής συμπεράσματα:

- Η πρόβλεψη για μελλοντική μικρή γραμμική αύξηση του πληθυσμού του νησιού της Ρόδου οδηγεί σε εκτιμήσεις ενεργειακών αναγκών υπέρ της ασφαλείας.
- Η εγκατάσταση ανάστροφου ΥΗΣ στην προτεινόμενη θέση αυξάνει ελάχιστα το συνολικό ποσοστό ενεργειακής κάλυψης του νησιού της Ρόδου. Αυτό συμβαίνει διότι, στα περισσότερα βήματα της ανάλυσης δεν έχουμε περίσσεια ενέργειας.
- Η λειτουργία του προτεινόμενου Θ.Α.Π. συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 90MW, θα μειώσει αισθητά την παραγωγή του σταθμού της ΔΕΗ στη Σορωνή και κατ' επέκταση τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Λόγω των υποχρεώσεων της ΔΕΗ σχετικά με τις εκπομπές, αυτό θα οδηγήσει σε μερική οικονομική ανακούφιση της εταιρίας

6.2. Προτάσεις για Περαιτέρω Έρευνα

Η μεθοδολογία που ακολουθείται, στην παρούσα διπλωματική εργασία, εξάγει συμπεράσματα με βάση τα κριτήρια και τα δεδομένα που λαμβάνονται υπόψη από τον μελετητή. Παρόλαυτά, όπως γίνεται αντιληπτό, από την έρευνα ανέρχονται ζητήματα τα οποία χρήζουν μελλοντικής ανάλυσης και έρευνας, με γνώμονα την πρακτική εφαρμογή ενός πλωτού ΘΑΠ στην Ελλάδα.

Αρχικά, η αξιολόγηση των προτεινόμενων θέσεων χωροθέτησης πλωτού ΘΑΠ πρέπει να ενισχυθεί σε μελλοντικές έρευνες από εκπόνηση μελετών και με επί τόπου μετρήσεις, ώστε να εξαχθούν ακριβή συμπεράσματα για την μορφολογία και καταλληλότητα του πυθμένα, όσων αφορά:

- γεωλογικές, (καταλληλότητα αγκυρίων θεμελίωσης)
- γεωτεχνικές και
- περιβαλλοντικές παραμέτρους (περιβαλλοντικές επιπτώσεις των ΘΑΠ στα οικοσυστήματα του βυθού),

ενώ δεν πρέπει να παραλειφθεί και έλεγχος για την πολύ πιθανή ύπαρξη αρχαιολογικών ευρημάτων σε περιοχές του βυθού.

Ιδιαίτερης χρησιμότητας είναι, παράλληλα, η ακριβής χωρική τοποθέτηση των προτεινόμενων Α/Γ στις επιλεγείσες τοποθεσίες ανατολικά της Κρήτης, λαμβάνοντας υπόψη:

- τις αποστάσεις των ανεμογεννητριών μεταξύ τους αλλά και
- την μέγιστη αποδοτικότητά τους.

Επίσης, με γνώμονα την ακριβέστερη εκτίμηση των ανεμολογικών χαρακτηριστικών από τα οποία εξαρτάται και η παραγωγή ενέργειας ενός ΘΑΠ και η μακροβιότητα των Α/Γ του, ενδείκνυται να ακολουθηθεί ένα καλύτερο μοντέλο εκτίμησης των μελλοντικών ταχυτήτων ανέμου μέσω δικτύου σύγχρονων θαλάσσιων σταθμών που θα χρησιμοποιούν ακουστικά και ηλεκτρονικά συστήματα.

Για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών της Ρόδου, είναι ενδιαφέρον να αναπτυχθεί μία μοντελοποίηση που θα προσμετρά τις ανάγκες ηλεκτροδότησης ως στοχαστικά μεγέθη, ώστε να αναπτυχθούν χρονοσειρές που περιγράφουν με ρεαλιστικότερο τρόπο αυτές τις ανάγκες.

Τέλος, είναι σημαντικό να γίνει μία ολοκληρωμένη μελέτη για την αποτελεσματικότητα ενός ρεαλιστικού ΥΗΣ στην Κρήτη και κοντά στις ανατολικές ακτές που γειτνιάζουν με το ΘΑΠ, ώστε να αναλυθεί ένα σενάριο για μεγαλύτερη αποδοτικότητα κάλυψης του συστήματος του αιολικού πάρκου και του υδροηλεκτρικού έργου.

Βιβλιογραφία

Ελληνική Βιβλιογραφία

Ψύλλος Α., Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας: Σύγχρονο πλαίσιο και η σχέση με τον χωροταξικό σχεδιασμό και την περιφερειακή πολιτική στην Ελλάδα, ΤΜΧΑ, 2012

Ευρωπαϊκή Επιτροπή, Έγγραφο καθοδήγησης για τα έργα αιολικής ενέργειας και τη νομοθεσία της ΕΕ για την προστασία της φύσης, 2020

ΚΑΠΕ, Στρατηγική Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων Εθνικού Προγράμματος Ανάπτυξης Θαλάσσιων Αιολικών Πάρκων. ENVECO Α.Ε. Προστασία, Διαχείριση και Οικονομία Περιβάλλοντος, 2015

Λιούμη, Χ.-Ι., 2010, Περιβαλλοντική Διερεύνηση Των Παράκτιων Εγκαταστάσεων Ανανεώσιμης Πηγής Ενέργειας Με Έμφαση Στις Φυσικές Επιπτώσεις. Διπλωματική Εργασία: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2010

ΕΛΕΤΑΕΝ, Θεσμικό Πλαίσιο για Θαλάσσια Αιολικά Πάρκα: Η Διεθνής Εμπειρία και οι Βασικές Αρχές Σχεδιασμού για την Ελλάδα, 2021

Λειβαδάρας Θ. Νικόλαος, Χωροθέτηση Θαλάσσιων Αιολικών Πάρκων στην Περιοχή των Κυκλάδων, Διεπιστημονικό – Διατμηματικό Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών (Δ.Π.Μ.Σ.) "Περιβάλλον Και Ανάπτυξη", 2016

Μπαϊλάς Ε., Πολύ-κριτηριακή Αξιολόγηση Των Ανανεώσιμων Πηγών Στην Ελλάδα, Πάντειο Πανεπιστήμιο, 2008

Ψωμάς, Σ., Αιολική Ενέργεια ή Κλιματικές Αλλαγές; Μία έκθεση του ελληνικού γραφείου της Greenpeace. Β' Έκδοση, Απρ. 2003,

Ψωμάς, Σ., Ενέργεια , Περιβάλλον & Επιχειρηματικότητα. Μία Έκθεση του Εθνικού Κέντρου Περιβάλλοντος και Αειφόρου Ανάπτυξης (ΕΚΠΑΑ).

Μαμάσης Ν., Κουτσογιάννης Δ. και Ευστρατιάδης Α. «Ανανεώσιμη Ενέργεια και Υδροηλεκτρικά Έργα», 8ο εξάμηνο Σχολής Πολιτικών Μηχανικών, Τομέας Υδατικών Πόρων & Περιβάλλοντος, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Ακαδημαϊκό έτος 2019-20.

Παπασταματίου Π., Λαδακάκος Π., Βλαμάκης Α., Αγγελοπούλου Α., Ανάλυση Επιπτώσεων από την Εγκατάσταση Και Λειτουργία Αιολικών Πάρκων, ΕΛΕΤΑΕΝ, 2009

Παπακωνσταντίνου Β., (2012), Τεχνολογίες Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και παραδείγματα από τον διεθνή χώρο, Ερευνητική Εργασία ΤΜΧΑ, ΑΠΘ, Βέροια, 2012

Παπακωνσταντίνου Β., (2012), Χωροθέτηση εγκαταστάσεων ΑΠΕ στον δήμο Βέροιας, με την χρήση Συστημάτων Γεωγραφικών Πληροφοριών, Διπλωματική Εργασία ΤΜΧΑ, ΑΠΘ, Βέροια, 2012

Ασημακόπουλος Γ., Ειδικό Πλαίσιο Αειφόρου Ανάπτυξης και Χωροταξικού Σχεδιασμού για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας., 2007

Γιαννακά Γ., , «Χαρακτηριστικά Αιολικής Ενέργειας: Περιγραφή και Χωροθέτηση Θαλάσσιων Αιολικών Πάρκων» Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία, Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών Ειδίκευσης «Προστασία Περιβάλλοντος και Βιώσιμη Ανάπτυξη» Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών, ΑΠΘ, Θεσσαλονίκη, Οκτώβριος 2012

Σκρουφούτα Σ., Διπλωματική Εργασία, «Διερεύνηση Διαστασιολόγησης Υβριδικού Συστήματος ΑΠΕ για τη Διασφάλιση των Ενεργειακών και Υδατικών Αναγκών στο Νησί της Καρπάθου, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Πολιτικών Μηχανικών, Διατμηματικό Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών «Επιστήμη & Τεχνολογία Υδατικών Πόρων», 2020

Μαντζουράνης Ε., Διπλωματική Εργασία, ΕΜΠ, Ολοκληρωμένη Αξιολόγηση ενός Υβριδικού Συστήματος Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στη Νήσο Σκύρο στο πλαίσιο Απολιγνιτοποίησης, Μάρτιος 2021

Λεμονής Α., Διπλωματική Εργασία, ΕΜΠ, Ανάπτυξη Μεθοδολογίας Εφαρμογής Υβριδικού Συστήματος για την Κάλυψη Υδατικών και Ενεργειακών Αναγκών στη Νήσο Λέρο, Νοέμβριος 2020

Πελεκάνος Γ., «Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στον αυτόνομο θερμικό σταθμό παραγωγής στο νησί της Ρόδου», Π.Α.Δ.Α., Απρίλιος 2018

ΔΕΔΔΗΕ, Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τον Ιούνιο 2020, 2020

Τράπεζα της Ελλάδος – Διεύθυνση Στατιστικής & Quantos S.A., Το προφίλ του Τουρισμού στη Ρόδο βάσει της Έρευνας Συνόρων της Τράπεζας της Ελλάδος, 2011

Τσακίρης, Γ.: Υδραυλικά Έργα, Σχεδιασμός & Διαχείριση, Τόμος 1: Αστικά Υδραυλικά Έργα, Εκδόσεις Συμμετρία, Αθήνα, 2010

Τσακίρης, Γ: Υδατικοί Πόροι: 1. Τεχνική Υδρολογία, Εκδόσεις Συμμετρία, Αθήνα., 1995

Βασιλείου Μ., Πολυκριτηριακή Ανάλυση Συνδυασμένη Με Γεωγραφικά Συστήματα Πληροφοριών Για Χωροθέτηση Και Εκτίμηση Κόστους Υβριδικών Συστημάτων Εκμετάλλευσης Υπεράκτιας Αιολικής Και Κυματικής Ενέργειας Στην Ελλάδα, Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης Πολυτεχνική Σχολή Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών Μεταπτυχιακό Πρόγραμμα Διοίκησης Και Διαχείρισης Τεχνικών Έργων, 2015

Κουτσογιάννης, Δ., & Θ. Ξανθόπουλος†, Τεχνική Υδρολογία, Έκδοση 3, ΕΜΠ, Αθήνα 1999

Πολεμικό Ναυτικό, Υδρογραφική Υπηρεσία, «Ετήσιες (Μόνιμες) Αγγελίες προς Ναυτιλλόμενους», 2021

ΥΠΕΝ, Προσχέδιο διαχείρισης των λεκανών απορροής ποταμών του υδατικού διαμερίσματος Κρήτης GR13, Τυπολογία, τυποχαρακτηριστικές συνθήκες αναφοράς και ταξινόμηση της ποιοτικής κατάστασης, Μάρτιος 2013

ΥΠΕΝ, Αναλυτικό Κείμενο Τεκμηρίωσης 1ης Αναθεώρησης ΣΔΛΑΠ ΥΔ Κρήτης (EL 13), Χαρακτηρισμός, Τυπολογία, Τυπο-Χαρακτηριστικές Συνθήκες Αναφοράς Και Αξιολόγηση/ Ταξινόμηση της κατάστασης όλων των κατηγοριών Επιφανειακών Υδατικών Συστημάτων, Μάρτιος 2017

Ξενόγλωσση Βιβλιογραφία

M.D. Esteban, J.S. López-Gutiérrez, J.J. Diez and V. Negro, Offshore Wind Farms: Foundations, Madrid, 2011

Snyder, B. and Kaiser, M., Ecological and Economic Cost-Benefit Analysis of Offshore Wind Energy. Renewable Energy, 2009

Ed Feo, Ludmir Josh, Challenges in the Development and Financing of Offshore Wind Energy, 2009

Mehmet Bilgili, Abdulkadir Yasar, Erdogan Simsek, Offshore wind farm development in Europe and its comparison with onshore counterpart, 2011

Thomsen, F., Lüdemann, K., Kafemann, R. and Piper, W., Effects of offshore wind farm noise on marine mammals and fish, biola, Hamburg, Germany on behalf of COWRIE Ltd., 2006

Soukissian T., Papadopoulos A., Skrimizeas P., Karathanasi F., Axaopoulos P., Avgoustoglou E., Hara Kyriakidou, Christos Tsalis, Antigoni Voudouri, Flora Gofa, and Petros Katsafados, Assessment of offshore wind power potential in the Aegean and Ionian Seas based on high-resolution hind cast model results, AIMS Press, 2017

Gill Andrew B., Offshore renewable energy: ecological implications of generating electricity in the coastal zone, 2005

Perrow R. Martin, Wildlife and Wind Farms - Conflicts and Solutions: Offshore: Potential Effects (Volume 3), Pelagic Publishing, 2019

Sovacool K. Benjamin, The importance of comprehensiveness in renewable electricity and energy-efficiency policy, Energy Policy, vol. 37, issue 4, 1529-1541, 2009

Lindeboom J. Han, Kouwenhoven J. H., Bergman M. J. N., Bouma S., Short-term ecological effects of an offshore wind farm in the Dutch coastal zone; a compilation, 2011

Negra, N.B., Birgitte, B.J., Sorensen, P., Model of a Synthetic Wind Speed Time Series Generator, 2007.

Panagiotidou M., George X., Koroneos J. C., Environmental Siting Framework for Wind Farms: A Case Study in the Dodecanese Islands, 2016

Hellenic Transmission System Operator, Interconnections Study of the Aegean Islands to the mainland energy system-Phase I-General Design. 2010.

Saleous N., Gis-Based Wind Farm Site Selection Model Offshore Abu Dhabi Emirate, Uae, 2016

Πίνακας Νομοθεσίας – Νομολογίας

- ΦΕΚ 2464/3-12-2008: Έγκριση ειδικού πλαισίου χωροταξικού σχεδιασμού και αειφόρου ανάπτυξης για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και της στρατηγικής μελέτης περιβαλλοντικών επιπτώσεων αυτού.
- ν. 2742/1999 «Χωροταξικός σχεδιασμός και αειφόρος ανάπτυξη και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ 207 Α΄).

