

Αποτίμηση Κόστους για Υπεράκτια

Αιολικά Πάρκα στην Ελλάδα

ΧΑΡΤΕΣ ΚΑΤΑΛΛΗΛΟΤΗΤΑΣ ΒΑΣΕΙ ΤΕΧΝΙΚΩΝ & ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΩΝ ΚΡΙΤΗΡΙΩΝ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΧΡΙΣΤΙΝΑ ΤΣΙΑΡΑ – ΑΕΜ: 01735

**ΕΠΙΒΛΕΠΟΥΣΑ ΚΑΘΗΓΗΤΡΙΑ:
ΒΑΝΕΣΣΑ ΚΑΤΣΑΡΔΗ**

ΒΟΛΟΣ, 2024

*Υπεβλήθη για την εκπλήρωση μέρους των απαιτήσεων για την απόκτηση του
Διπλώματος Πολιτικού Μηχανικού*

© 2024 Τσιάρα Χριστίνα

Η έγκριση της διπλωματικής εργασίας από το Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών της Πολυτεχνικής Σχολής του Πανεπιστημίου Θεσσαλίας, δεν υποδηλώνει αποδοχή των απόψεων του συγγραφέα (Ν. 5343/32 αρ. 202 παρ. 2).

Εγκρίθηκε από τα Μέλη της Τριμελούς Εξεταστικής Επιτροπής:

Πρώτος/η Εξεταστής/τρια (Επιβλέπουσα)	Δρ. Βανέσσα Κατσαρδή Επίκουρη Καθηγήτρια, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας	Τμήμα	Πολιτικών	Μηχανικών,
--	--	-------	-----------	------------

Δεύτερος/η Εξεταστής/τρια	Δρ. Λάμπρος Βασιλειάδης Επίκουρος Καθηγητής, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας	Τμήμα	Πολιτικών	Μηχανικών,
---------------------------	---	-------	-----------	------------

Τρίτος/η Εξεταστής/τρια	Δρ. Βασιλική Τσουκαλά Καθηγήτρια ΕΜΠ, Διευθύντρια Εργαστηρίου Λιμενικών Έργων, Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
-------------------------	---

Ευχαριστίες

Πρώτα και κύρια, ξεχωρίζω τη συνεισφορά της επιβλέπουσας καθηγήτριάς μου κας Βανέσσας Κατσαρδή, χωρίς την επιστημονική και συναισθηματική καθοδήγηση της οποίας, η δουλειά αυτή δε θα είχε πραγματοποιηθεί. Ακόμη, ευχαριστώ πολύ τον υποψήφιο διδάκτορα Γιώργο Σπηλιωτόπουλο, οι διευκρινίσεις του οποίου, γύρω από τις πλατφόρμες WindFloat, αλλά και τη μεθοδολογία υπολογισμού του κόστους, ήταν καθοριστικές. Είμαι ιδιαίτερα ευγνώμων επίσης, για τον καθηγητή μου κ. Λάμπρο Βασιλειάδη, καθώς η γνώση που αποκόμισα από τα μαθήματά του, καθόρισε την προσέγγιση που ακολούθησα για τη μοντελοποίηση και επεξεργασία των δεδομένων εισόδου, αλλά και μου έδωσε την ευκαιρία να απασχοληθώ επαγγελματικά. Οφείλω επίσης να ευχαριστήσω θερμά, την καθηγήτρια του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου κα. Βασιλική Τσουκαλά, το ακαδημαϊκό έργο της οποίας, ενίσχυσε σημαντικά την κατανόηση μου γύρω από ζητήματα θαλάσσιου χωροταξικού σχεδιασμού, γνώση πολύτιμη για την αξιολόγηση της καταλληλότητας των επιμέρους περιοχών.

Στο σημείο αυτό, θα ήθελα να διευκρινίσω ότι η παρούσα μελέτη είναι προϊόν σύνθεσης μιας σειράς συναφών διπλωματικών εργασιών, με επίβλεψη της κας Κατσαρδή, που προηγήθηκαν αυτής. Όπως αποτυπώνεται στα κεφάλαια που ακολουθούν, η ενδεδειγμένη έρευνα των Λεωνίδα, Μηνά, Μελίνας, Μαρίας και Δημήτρη, έθεσε τη βάση της εργασίας μου, διευκόλυνε κατά πολύ τη διαδικασία και ενέπνευσε τη δική μου προσέγγιση επί του θέματος.

Εκ των πραγμάτων, πολλοί άνθρωποι, χρειάστηκε να επιδείξουν πολλή υπομονή, μέχρι την ολοκλήρωση αυτής της διπλωματικής εργασίας. Νιώθω τυχερή για τους φίλους και τους γονείς μου, οι οποίοι με στήριξαν άμεσα ή έμμεσα, αλλά βασικά αυθόρμητα. Τέλος, δε θα είχα καταφέρει να ισορροπήσω στοιχειωδώς ανάμεσα στην ανάγκη για διαχείριση χρόνου/άγχους και την αντιπαραγωγική τελειομανία, χωρίς τον Κώστα και τη Ρόζα, οπότε δικαιωματικά, αφιερώνω την εργασία μου σε αυτούς.

Χριστίνα Τσιάρρα

ΑΠΟΤΙΜΗΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΓΙΑ ΥΠΕΡΑΚΤΙΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ - ΧΑΡΤΕΣ ΚΑΤΑΛΛΗΛΟΤΗΤΑΣ ΒΑΣΕΙ ΤΕΧΝΙΚΩΝ & ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΩΝ ΚΡΙΤΗΡΙΩΝ

Χριστίνα Τσιάρα

Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας, Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών, 2024

Επιβλέπουσα Καθηγήτρια: **Βανέσσα Κατσαρδή, Επίκουρη Καθηγήτρια**

Περίληψη

Στόχο της παρούσας διπλωματικής εργασίας, αποτέλεσε ο διεξοδικός υπολογισμός του κόστους, κατά τον πλήρη κύκλο ζωής ενός υπεράκτιου, πλωτού, αιολικού πάρκου στην Ελλάδα, με γνώμονα τις συνθήκες της αγοράς και εφαρμογή της μεθόδου Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE). Το σύνολο της πληροφορίας μοντελοποιήθηκε υπό μορφή Γεωγραφικού Πληροφοριακού Συστήματος (GIS). Σημαντικό άξονα αποτέλεσε η εφαρμογή πρακτικών χωροταξικού σχεδιασμού, με στόχο την επιλογή αποδεκτών περιοχών προς χωροθέτηση. Η καταλληλότητα εξαρτήθηκε από πληθώρα κριτηρίων, ορισμένα από τα οποία είχαν αποκλειστικά επιτρεπτικό ή αποτρεπτικό χαρακτήρα (π.χ. πλήρης εξαίρεση των περιοχών του δικτύου NATURA 2000), ενώ άλλα εξετάστηκαν δυναμικά (π.χ. ενίσχυση της καταλληλότητας με την αύξηση του αιολικού δυναμικού). Τέλος, περιλαμβάνεται συγκριτική αξιολόγηση των τεμαχίων της κρατικά μισθωμένης μελέτης, από την Ελληνική Διαχειριστική Εταιρεία Υδρογονανθράκων και Ενεργειακών Πόρων - ΕΔΕΥΕΠ ΑΕ. Συμπερασματικά, τόσο η επιλογή, όσο και η στάθμιση των κριτηρίων ενέχουν σημαντικούς βαθμούς αοριστίας, δεδομένης της μη συμπεριληπτικής νομοθεσίας, καθώς και της σπανιότητας των ενημερωμένων, λεπτομερών δεδομένων εισόδου.

Λέξεις Κλειδιά: *Γαλάζια Ενέργεια, Υπεράκτια Αιολικά Πάρκα, Κόστος Κύκλου Ζωής, Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας, Θαλάσσιος Χωροταξικός Σχεδιασμός, Γεωγραφικά Πληροφοριακά Συστήματα.*

COST ASSESSMENT FOR OFFSHORE WIND FARMS IN GREECE – SUITABILITY MAPS CONSIDERING TECHNICAL & ENVIRONMENTAL CRITERIA

Christina Tsiara

University of Thessaly, Civil Engineering Department, 2024

Supervisor: **Vanessa Katsardi, Assistant Professor**

Abstract

The present thesis aims towards the thorough calculation of the Life-Cycle cost of floating Offshore Wind Farms in Greece while taking into consideration the current market conditions. This process was carried out using the Levelized Cost of Energy method. The input and output data in their entirety were modeled using a Geographic Information System approach. Furthermore, spatial planning practices were applied for the determination of viable offshore sites. The suitability of the selected locations is a function of a plethora of criteria, some of which were applied in a dual, yes/no manner (e.g., the exclusion of the NATURA 2000 Network areas), whilst others were examined in a dynamic context (e.g., increase in suitability directly proportionate to wind potential). Lastly, a comparative review of the proposed plots resulting from the state-leased study by the Hellenic Hydrocarbons and Energy Resources Management Company - HEREMA is also included in this thesis. In conclusion, both the selection and the weighting of criteria involve significant degrees of uncertainty, given the non-inclusive legislation combined with the scarcity of up-to-date, detailed input data.

Keywords: *Blue Energy, Offshore Wind Farms, Life-Cycle Cost Analysis, Levelized Cost of Energy, Maritime Spatial Planning, Geographic Information Systems.*

Πίνακας Περιεχομένων

1.	Εισαγωγή.....	1
1.1.	Κίνητρο και υπόβαθρο.....	3
1.2.	Σκοπός της διπλωματικής εργασίας	4
1.3.	Οργάνωση διπλωματικής εργασίας	5
2.	Προσέγγιση για τον περιορισμό της αβεβαιότητας.....	6
2.1.	Παραδοχές	6
2.2.	Η τεχνολογία WindFloat	7
3.	Κριτήρια, Ζώνες Αποκλεισμού & Σενάρια	11
3.1.	Οικονομοτεχνικά κριτήρια.....	11
3.2.	Περιβαλλοντικά κριτήρια	14
3.3.	Κριτήρια όχλησης.....	16
3.4.	Σενάρια	21
3.5.	Αποτελέσματα & Συζήτηση	21
4.	Υπολογισμός κόστους κύκλου ζωής υπεράκτιου αιολικού πάρκου	25
4.1.	Κόστος Προσδιορισμού (C1).....	26
4.2.	Κόστος Σχεδιασμού & Ανάπτυξης (C2)	27
4.3.	Κόστος Κατασκευής (C3).....	28
4.4.	Κόστος Εγκατάστασης (C4)	34
4.5.	Κόστος Εκμετάλλευσης (C5)	37
4.6.	Κόστος Αποσυναρμολόγησης (C6)	39
4.7.	Υπολογισμός Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (Levelized Cost of Energy – LCOE)	41
4.8.	Εφαρμογή & Αποτελέσματα	43
5.	Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων	54
5.1.	Κατηγορία Κριτηρίων Α': Κριτήρια Αποκλεισμού.....	55
5.2.	Κατηγορία Κριτηρίων Β': Κριτήρια Προτεραιοποίησης.....	58
5.2.1.	Βαθυμετρία.....	58
5.2.2.	Ταχύτητα Ανέμου	59
5.2.3.	Διαθεσιμότητα Διασύνδεσης/Χωρητικότητας Ηλεκτρικού Δικτύου	59
5.2.4.	Εκτίμηση Ισχύος Συναρτήσεως της Απόστασης Μεταξύ των Ανεμογεννητριών	61
5.3.	Προτεινόμενες Περιοχές Οργανωμένης Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων (ΠΟΑΥΑΠ) 1ης φάσης & Πιλοτικά έργα	62

5.3.1.	Πιλοτικά έργα.....	64
5.3.2.	Περιοχές Οργανωμένης Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων (ΠΟΑΥΑΠ) 1ης φάσης 65	
6.	Συμπεράσματα.....	80
	Βιβλιογραφία.....	84
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ.....	88

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1:	Η πλατφόρμα WindFloat [23].	8
Εικόνα 2:	WindFloat Atlantic, Πορτογαλία.....	47

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1:	Τεχνολογίες έδρασης υπεράκτιων ανεμογεννητριών: (a) gravity bases foundation, (b) monopile, (c) jacket foundation, (d) tripod foundation, (e) multi-caisson foundation, (f) floating wind turbine [10].	2
Σχήμα 2:	Βαθμοί ελευθερίας κίνησης των πλωτών ανεμογεννητριών.....	3
Σχήμα 3:	Χρονική εξέλιξη της παγκόσμιας κατανάλωσης ενέργειας ανά πηγή. Energy Institute - Statistical Review of World Energy (2024); Smil (2017) – with major processing by Our World in Data	4
Σχήμα 4:	Εγκατάσταση αγκυρίων τεχνολογίας "drag embedment" [25].....	9
Σχήμα 5:	Η διαδρομή της πλατφόρμας WindFloat έως την εμπορική εκμετάλλευση, συναρτήσει της αθροιστικής ισχύος των εγχειρημάτων [22].	9
Σχήμα 6:	Σχηματική αποτύπωση της μεθοδολογίας των Castro – Santos et. al.....	26
Σχήμα 7:	Βασικά στοιχεία μιας υπεράκτιας αιολικής φάρμας (Castro-Santos et. Al, 2016)b.....	28
Σχήμα 8:	Απεικόνιση διαφόρων τεχνολογιών ανεμογεννητριών. Από αριστερά προς δεξιά: TLWT, WindFloat , TLB B, TLB X3, Hywind II, SWAY, Jacket, Monopile, Onshore. [42]	30
Σχήμα 9:	Σχηματική απεικόνιση κατηγοριών καλωδίων από τη θέση της υπεράκτιας φάρμας έως την ακτή (Casto-santos et al., 2016 [1]).....	32
Σχήμα 10:	Διάγραμμα πίτας για την κατανομή του κόστους κύκλου ζωής (LCS_{foref}) στις επιμέρους δαπάνες ανά φάση.	44

Σχήμα 11: Συσχέτιση κόστους κύκλου ζωής - απόστασης από ακτή.	45
Σχήμα 12: Καμπύλη ισχύος ανεμογεννητριών από πραγματικά δεδομένα ([45]).	46
Σχήμα 13: Σύγκριση του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE) για διάφορες τεχνολογίες έδρασης [42].	48
Σχήμα 14: Κόστος δομικού χάλυβα σε \$/τόνο από το 2016 έως σήμερα [49].	49
Σχήμα 15: Επιρροή υψηλού και χαμηλού σεναρίου για τη μεταβολή του κόστους του χάλυβα σε διάφορες τεχνολογίες έδρασης [42].	49

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1: Χαρακτηριστικά κριτηρίων αποκλεισμού κατηγορίας 1 - Οικονομοτεχνικά κριτήρια.	18
Πίνακας 2: Χαρακτηριστικά κριτηρίων αποκλεισμού κατηγορίας 2 - Περιβαλλοντικά κριτήρια.	18
Πίνακας 3: Χαρακτηριστικά κριτηρίων αποκλεισμού κατηγορίας 3 - Κριτήρια όχλησης.	19
Πίνακας 4: Ψηφιακοί τύποι πρωτογενών δεδομένων.	20
Πίνακας 5: Χαρακτηριστικές τιμές κόστους κύκλου ζωής (LCS_{foref}).	44
Πίνακας 6: Χαρακτηριστικές ταχύτητες πλατφόρμας WindFloat 46	46
Πίνακας 7: Χαρακτηριστικές τιμές Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE).	48
Πίνακας 8: Χαρακτηριστικές τιμές Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE) για σημεία εντός ελληνικών χωρικών υδάτων.	48
Πίνακας 9: Κριτήρια που συνυπολογίζονται έμμεσα στον αποκλεισμό 1 NM από την ακτογραμμή. Για τα κριτήρια σημειωμένα με (*) υπάρχει μέριμνα, αναφορικά με τις ζωνώσεις προστασίας τους.....	56
Πίνακας 10: Συγκεντρωτικός πίνακας χαρακτηριστικών πιλοτικών έργων & Περιοχών Οργανωμένης Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων – ΠΟΑΥΑΠ 1ης φάσης.....	76
Πίνακας 11: Συγκεντρωτικός πίνακας καταγραφής του ποσοστού συμφωνίας επί της έκτασης μεταξύ πιλοτικών έργων & Περιοχών Οργανωμένης Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων – ΠΟΑΥΑΠ 1ης φάσης, με τις προκύπτουσες κατάλληλες περιοχές της παρούσας έρευνας.	78

Κατάλογος Χαρτών

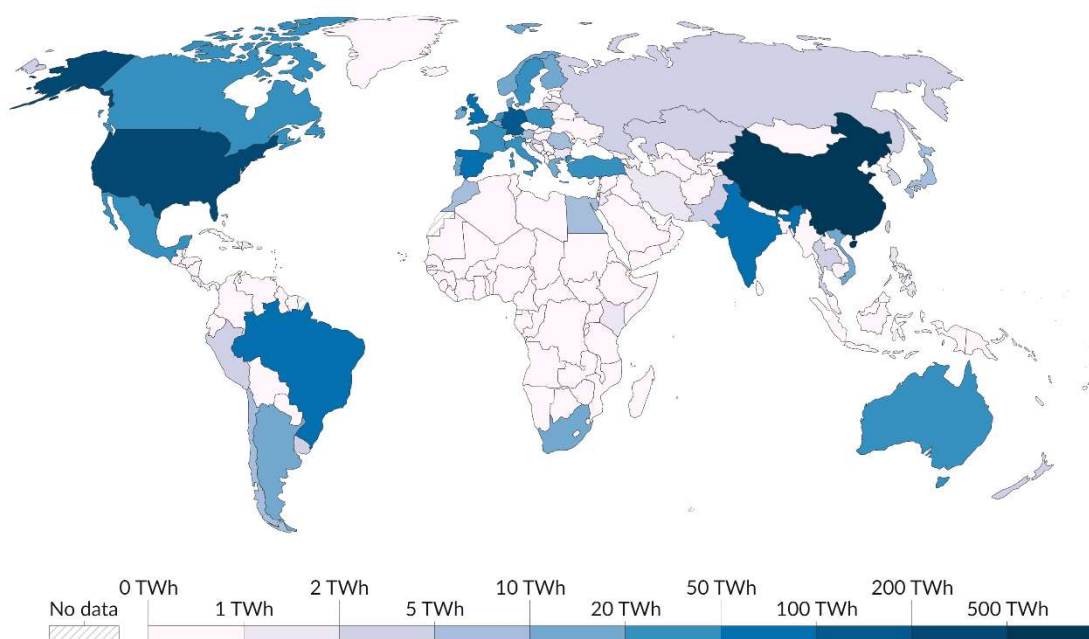
Χάρτης 1: Παγκόσμια παραγωγή ενέργειας από τον άνεμο κατά το 2023. Ember (2024); Energy Institute - Statistical Review of World Energy (2024) – with major processing by Our World in Data	1
Χάρτης 2: Κατάλληλες περιοχές προς χωροθέτηση ανεμογεννητριών σταθερής έδρασης, για τα τρία σενάρια παρέμβασης. (ΕΓΣΑ '87)	23
Χάρτης 3: Κατάλληλες περιοχές προς χωροθέτηση πλωτών ανεμογεννητριών, για τα τρία σενάρια παρέμβασης. (ΕΓΣΑ '87)	24
Χάρτης 4: Γραμμή απόστασης 3km από ακτή (κόκκινο χρώμα). Ακτογραμμή: μαύρο χρώμα. Υπόβαθρο: βαθυμετρία.	33
Χάρτης 5: Χάρτης χωρικής μεταβολής του Κόστους Κύκλου ζωής (LCS_{foref}) [€] σε σύστημα ΕΓΣΑ '87.	50
Χάρτης 6: Χάρτης χωρικής μεταβολής της εκτιμώμενης ετήσιας παραγόμενης ενέργειας (E_1) [kWh/έτος] σε σύστημα ΕΓΣΑ '87.	51
Χάρτης 7: Χάρτης χωρικής μεταβολής της εκτιμώμενης ετήσιας παραγόμενης ενέργειας (E) [MWh/έτος] σε σύστημα ΕΓΣΑ '87.	52
Χάρτης 8: Χάρτης χωρικής μεταβολής του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE) [€/MWh] σε σύστημα ΕΓΣΑ '87.	53
Χάρτης 9: Χάρτης ενδεικτικών σημείων διασύνδεσης και τομέων [28].	60
Χάρτης 10: Προτεινόμενες Περιοχές Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων - ΠΟΑΥΑΠ 1ης επιλογής & Πιλοτικά Έργα [28].	63
Χάρτης 11: Πιλοτικό 1 Έβρος (Σταθερής έδρασης). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.	64
Χάρτης 12: Πιλοτικό 2 Σαμοθράκη (Σταθερής έδρασης). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.	65
Χάρτης 13: Άγ. Ευστράτιος 1α (Σταθερής έδρασης), 1β, 2 (Πλωτά). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.	66
Χάρτης 14: Κύμη, Αγ. Απόστολοι (Πλωτά). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.	67

Χάρτης 15: Ψαρά, Χίος (Πλωτά). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.	67
Χάρτης 16: Γυάρος (Πλωτό). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.	68
Χάρτης 17: Ικαρία 1, 2 (Πλωτά). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.	69
Χάρτης 18: Κάρπαθος, Ρόδος (Πλωτά). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.	70
Χάρτης 19: Δονούσα 1, 2 (Πλωτά). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.	70
Χάρτης 20: Κάσος (Πλωτό). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.	71
Χάρτης 21: Κρήτη 1, 4 (Πλωτά). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.	72
Χάρτης 22: Κρήτη 2α (Σταθερής έδρασης), 2β, 3 (Πλωτά). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.	73
Χάρτης 23: Αντικύθηρα (Πλωτό). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.	74
Χάρτης 24: Πατραϊκός (Σταθερής έδρασης). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.	75
Χάρτης 25: Διαπόντια Νησιά (Σταθερής έδρασης). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.	76
Χάρτης 26: Απομόνωση των περιοχών, οι οποίες ικανοποιούν το κριτήριο βάθους πυθμένα Κ1.1. (ΕΓΣΑ '87)	88
Χάρτης 27: Απομόνωση των περιοχών, οι οποίες ικανοποιούν το κριτήριο μέσης ετήσιας ταχύτητας ανέμου Κ1.2. (ΕΓΣΑ '87)	89
Χάρτης 28: Αποκλεισμός των περιοχών, οι οποίες εμπίπτουν σε συνήθεις διαδρομές πλοίων. Εφαρμογή κριτηρίου Κ1.4. (ΕΓΣΑ '87)	90

Χάρτης 29: Αποκλεισμός των περιοχών, οι οποίες εμπίπτουν σε περιοχές Natura2000 ή στις ζώνες προστασίας τους.	91
Χάρτης 30: Αποκλεισμός των περιοχών, οι οποίες εμπίπτουν σε μεταναστευτικές διαδρομές πουλιών ή στις ζώνες προστασίας τους. Εφαρμογή κριτηρίου K2.2. (ΕΓΣΑ '87)	92
Χάρτης 31: Αθροιστική αποκλειόμενη επιφάνεια. Παράλληλη εφαρμογή κριτηρίων K1.4, K1.6, K2.1, K2.2, K2.3, K2.4, K2.5, K2.6, K3.1, K3.2, K3.3, K3.4. (ΕΓΣΑ '87)	93

1. Εισαγωγή

Εφαρμογές σε παγκόσμιο επίπεδο, επαληθεύουν την εκμετάλλευση αιολικής ενέργειας, ως μέρος μιας βιώσιμης εναλλακτικής, τόσο με περιβαλλοντικούς, όσο και με οικονομικούς όρους. Αξίζει να σημειωθεί, πως η απροσδόκητα σημαντική μείωση του κόστους των αιολικών και φωτοβολταϊκών συστημάτων παραγωγής ενέργειας κατά τα τελευταία έτη, είναι ενδεικτική για το σύνολο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, αλλά και των τεχνολογιών αποθήκευσης της, με αυτές να κοστολογούνται χαμηλότερα από τα ορυκτά καύσιμα, έως το 2030 [2]. Στο χάρτη που ακολουθεί, παρατίθενται παγκόσμια δεδομένα για την παραγωγή ενέργειας από τον άνεμο κατά το 2023, όπου και αποδεικνύεται η επικράτηση της Κίνας σε αυτή τη βιομηχανία.



Χάρτης 1: Παγκόσμια παραγωγή ενέργειας από τον άνεμο κατά το 2023. Ember (2024); Energy Institute - Statistical Review of World Energy (2024) – with major processing by Our World in Data

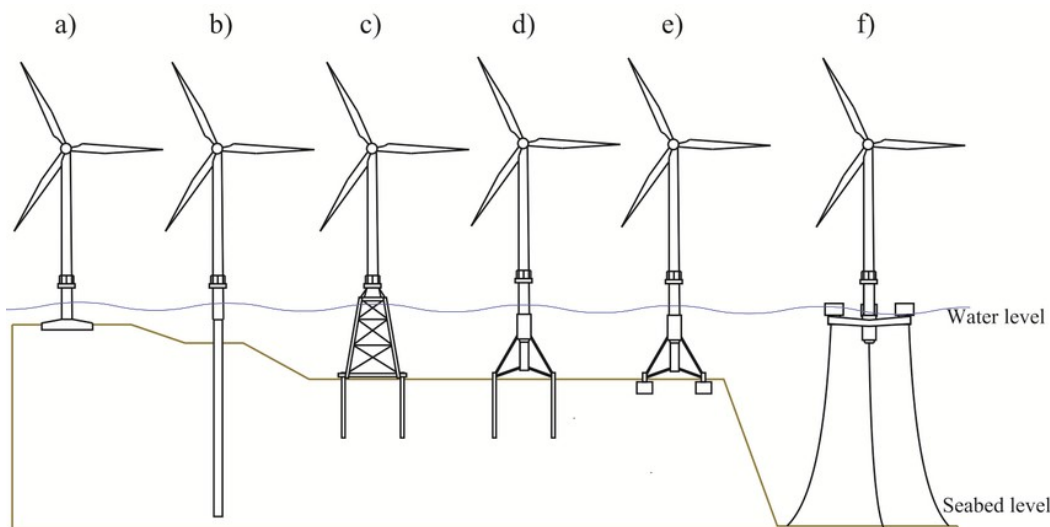
Με γνώμονα την τοποθεσία εγκατάστασης, οι ανεμογεννήτριες διακρίνονται σε χερσαίες και υπεράκτιες. Η διεθνής βιβλιογραφία ([3], [4], [5], [6]), έχει αποφανθεί προ ετών επ' αυτού του ζητήματος και πλέον, τα πλεονεκτήματα των υπεράκτιων αιολικών πάρκων, έναντι των χερσαίων, είναι αναμφισβήτητα.

Ενδεικτικά, οι υπεράκτιες ανεμογεννήτριες, με την προϋπόθεση του βιώσιμου και αποδοτικού σχεδιασμού των αντίστοιχων πάρκων:

- ενδείκνυνται για την αντιμετώπιση ζητημάτων οπτικής και ακουστικής όχλησης, γεγονός που συνδράμει προς την κατεύθυνση της κοινωνικής αποδοχής [7],
- εξασφαλίζουν την εκμετάλλευση ισχυρότερου αιολικού δυναμικού, το οποίο παρουσιάζει μικρότερη χρονική και χωρική διακύμανση έναντι του χερσαίου,
- είναι λιγότερο παρεμβατικές στο φυσικό περιβάλλον και τη βιοποικιλότητα.

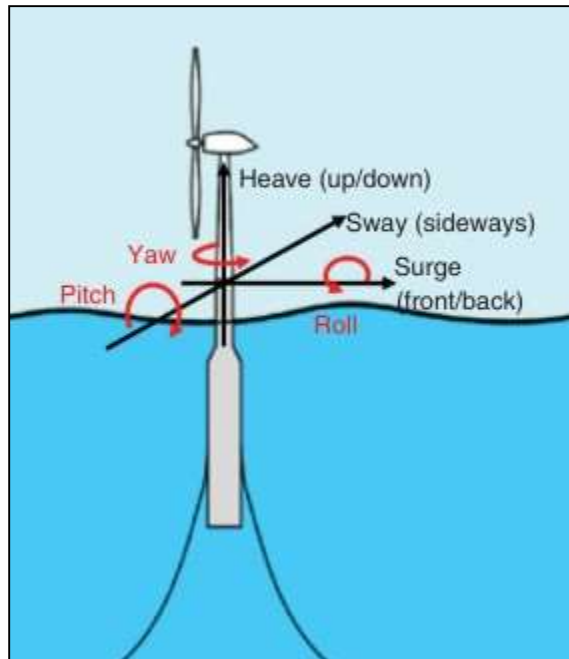
Τα συγκριτικά τους μειονεκτήματα έναντι των χερσαίων, έγκεινται στους παράγοντες που τις καθιστούν περισσότερο κοστοβόρες, όπως οι δαπάνες έδρασης, σύνδεσης στο δίκτυο και μεταφοράς. Είναι λογικό, η δυσχέρεια στην πρόσβαση να δημιουργεί πρακτικές δυσκολίες, ωστόσο η παρατηρούμενη τάση στη βιομηχανία, αφορά σε υπεράκτιες εγκαταστάσεις, και μάλιστα, σε όλο και βαθύτερα νερά [8], [9].

Ανάλογα την τεχνολογία έδρασης, οι ανεμογεννήτριες προς υπεράκτια εγκατάσταση διακρίνονται στις κατηγορίες του σχήματος που ακολουθεί. Οι συνθήκες της εκάστοτε τοποθεσίας προς χωροθέτηση, όπως το βάθος εγκατάστασης και τα χαρακτηριστικά του πυθμένα, καθορίζουν τον κατάλληλο τύπο έδρασης για κάθε εγχείρημα.



Σχήμα 1: Τεχνολογίες έδρασης υπεράκτιων ανεμογεννητριών: (a) gravity bases foundation, (b) monopile, (c) jacket foundation, (d) tripod foundation, (e) multi-caisson foundation, (f) floating wind turbine [10].

Στο ακόλουθο σχήμα, παρατίθενται οι βαθμοί ελευθερίας κίνησης των πλωτών ανεμογεννητριών [11].



Heave: ευθύγραμμη μετακίνηση πάνω – κάτω

Sway: ευθύγραμμη μετακίνηση κατά την πλάγια διεύθυνση

Surge: ευθύγραμμη μετακίνηση μπρος – πίσω

Pitch: γωνιακή μετακίνηση μπρος – πίσω

Yaw: γωνιακή μετακίνηση ως προς τον κάθετο άξονα

Roll: γωνιακή μετακίνηση κατά την πλάγια διεύθυνση

Σχήμα 2: Βαθμοί ελευθερίας κίνησης των πλωτών ανεμογεννητριών.

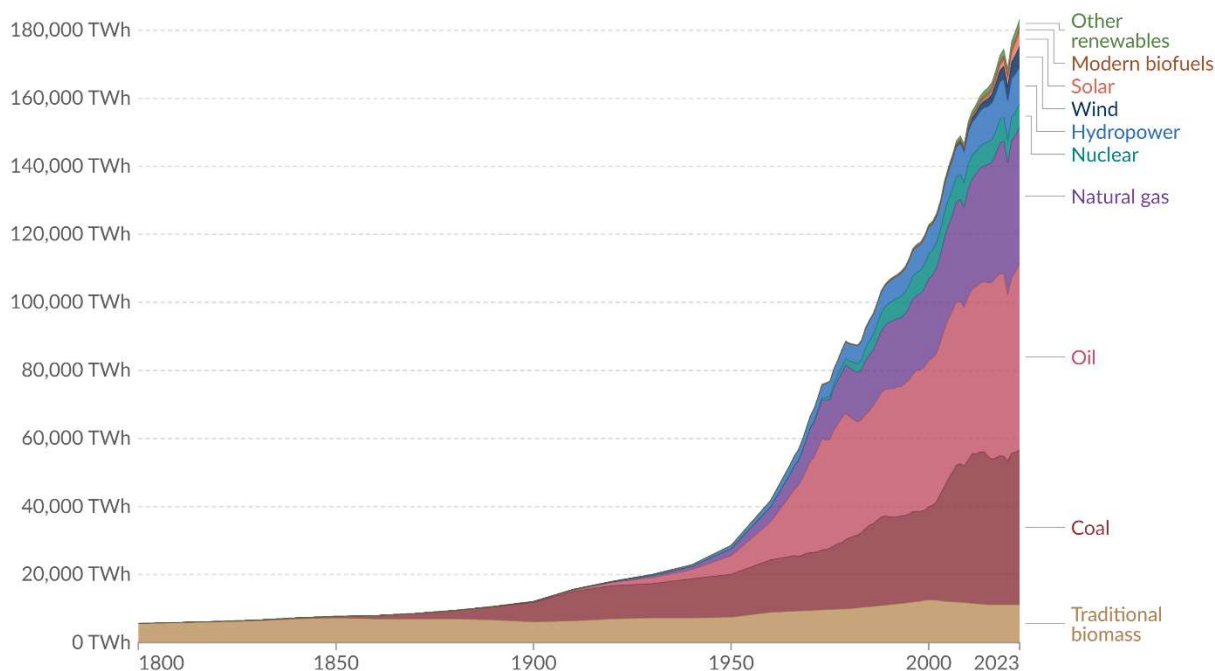
Αναφορικά με τη χωροθέτηση υπεράκτιων ανεμογεννητριών στην Ελλάδα, έχει δημοσιευτεί πληθώρα ερευνών και μελετών περίπτωσης ([12], [13], [14], [15]). Επίσης, σπουδαίο ερευνητικό έργο επί του θέματος, σε επίπεδο διπλωματικών εργασιών, έχει παράξει το Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών του Πανεπιστημίου Θεσσαλίας ([16], [17], [18], [19], [20]).

1.1. Κίνητρο και υπόβαθρο

Η ανθρωπογενής κλιματική κρίση, καθιστά τη μετάβαση από τα ορυκτά καύσιμα στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας – ΑΠΕ αναγκαιότητα. Η ευρωπαϊκή οδηγία προς την κατεύθυνση της ενεργειακής ανεξαρτησίας, αφορά σε σταδιακή αντικατάσταση των πηγών ενέργειας από τα ορυκτά καύσιμα σε ανανεώσιμες, έως το 2030, με ρεαλιστικό χρονικό ορίζοντα πλήρους ενεργειακής ουδετερότητας το 2040.

Κατά μία μακροσκοπική προσέγγιση, η ενεργειακή κρίση αποτελεί διττό ζήτημα. Αφενός, το μεγαλύτερο ποσοστό παραγόμενης ενέργειας προκύπτει από διεργασίες, οι οποίες απελευθερώνουν αέρια του θερμοκηπίου και αφετέρου, εκατοντάδες εκατομμύρια άνθρωποι ζουν χωρίς εγκαταστάσεις ηλεκτροδότησης. Η παροχή ηλεκτρικού ρεύματος οφείλει να λογίζεται ως αγαθό πρώτης ανάγκης, σταθμίζοντας το γεγονός, ότι ο σύγχρονος τρόπος ζωής έχει εκτοξεύσει την κατά κεφαλήν κατανάλωση. Το διάγραμμα που ακολουθεί, καταδεικνύει την

αυξητική τάση στην κατανάλωση ενέργειας ανά πηγή παραγωγής, η οποία ακολούθησε τη βιομηχανική επανάσταση.



Σχήμα 3: Χρονική εξέλιξη της παγκόσμιας κατανάλωσης ενέργειας ανά πηγή. Energy Institute - Statistical Review of World Energy (2024); Smil (2017) – with major processing by Our World in Data

1.2. Σκοπός της διπλωματικής εργασίας

Στόχο της παρούσας διπλωματικής εργασίας, αποτέλεσε ο διεξοδικός υπολογισμός του κόστους, κατά τον πλήρη κύκλο ζωής ενός υπεράκτιου, πλωτού, αιολικού πάρκου στην Ελλάδα, με γνώμονα τις συνθήκες της αγοράς και εφαρμογή της μεθόδου Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE). Ο εν λόγω υπολογισμός πραγματοποιήθηκε αποκλειστικά για τις υπεράκτιες τοποθεσίες, οι οποίες πληρούσαν τα κριτήρια καταλληλότητας, όπως αυτά περιγράφονται στο Κεφάλαιο 3.

Η συνεισφορά αυτής της εργασίας έγκειται κυρίως, στον υπολογισμό και την οπτικοποίηση των δεικτών κόστους, για κάθε κατάλληλο σημείο υπό το πρίσμα των παραδοχών (βλ. υποενότητα 2.12.1). Συγκεκριμένα, τα τελικά παραγόμενα αφορούν σε χάρτες χωρικής μεταβολής του Κόστους Κύκλου Ζωής (Life-cycle Cost System – LCS), του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (Levelized Cost Of Energy – LCOE), καθώς και της εκτιμώμενης ετήσιας παραγόμενης ενέργειας κάθε πάρκου. Επιπλέον, η Ελλάδα βρίσκεται σε διαδικασία χάραξης ενεργειακής πολιτικής, αναφορικά με τις υπεράκτιες ανεμογεννήτριες. Στη δημοσιότητα βρίσκεται η πρώτη

φάση της σχετικής μελέτης, τα προτεινόμενα τεμάχια της οποίας, αξιολογούνται σε κοινή βάση με τις κατάλληλες περιοχές της παρούσας έρευνας (βλ. Κεφάλαιο 5).

1.3. Οργάνωση διπλωματικής εργασίας

Το υπόλοιπο της παρούσας διπλωματικής εργασίας, διακρίνεται σε πέντε ενότητες, οι οποίες καταλαμβάνουν τα Κεφάλαια 2-6. Σε περισσότερη λεπτομέρεια, το Κεφάλαιο 2 αφορά στην προσαρμογή της μεθοδολογικής προσέγγισης, κατά τρόπο που να λαμβάνεται υπόψη η μακροσκοπική αντιμετώπιση που ακολουθήθηκε στο πλαίσιο αυτής της διπλωματικής εργασίας. Στο Κεφάλαιο 3, παρουσιάζονται διεξοδικά τα κριτήρια για την αξιολόγηση της καταλληλότητας των υπεράκτιων τοποθεσιών, ως προς τη χωροθέτηση υπεράκτιας, πλωτής ή σταθερής έδρασης φάρμας, υπό το πρίσμα των σεναρίων παρέμβασης που εξετάστηκαν. Στο Κεφάλαιο 4 παρατίθενται αφενός, η μεθοδολογία υπολογισμού του κόστους πλωτής, υπεράκτιας φάρμας και αφετέρου, τα συναφή αποτελέσματα, τόσο αριθμητικά, όσο και υπό τη μορφή χαρτών. Το Κεφάλαιο 5 αφορά το Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων και τη συμπληρωματική του Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων, καθώς περιλαμβάνει και τη συγκριτική αξιολόγηση των προτεινόμενων Περιοχών Οργανωμένης Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων (ΠΟΑΥΑΠ), με γνώμονα τις κατάλληλες περιοχές που προέκυψαν από την παρούσα μελέτη. Στο Κεφάλαιο 6 παρουσιάζονται οι τάσεις της έρευνας στο σχετικό κλάδο, σε συνδυασμό με τα συμπεράσματα που προέκυψαν κατά την εκπόνηση της διπλωματικής εργασίας. Ακολουθεί η Βιβλιογραφία και τέλος, το Παράρτημα, όπου και περιλαμβάνονται ενδεικτικοί χάρτες, για τη διαδικασία απομόνωσης των κατάλληλων περιοχών.

2. Προσέγγιση για τον περιορισμό της αβεβαιότητας

Κατά την παρούσα εργασία, ως περιοχή μελέτης λογίζεται το σύνολο των υπεράκτιων τοποθεσιών στην Ελλάδα. Επομένως, δεδομένης της μακροσκοπικής προσέγγισης, όφειλαν να οριστούν σαφείς παραδοχές, οι οποίες ενδεχομένως να μην είχαν εφαρμογή σε αντίστοιχη μελέτη περίπτωσης. Με βάση αυτό το σκεπτικό, οι τοποθεσίες αξιολογήθηκαν με οριζόντιο τρόπο, περιορίζοντας ορισμένους βαθμούς αοριστίας.

Με στόχο την ολιστική εκτίμηση του κόστους, κρίθηκε αναγκαίο να μελετηθεί συγκεκριμένη τεχνολογία πλωτής πλατφόρμας, ώστε τα τεχνικά χαρακτηριστικά και η απόδοση, να μεταβάλλονται αποκλειστικά συναρτήσει της εκάστοτε τοποθεσίας και των ιδιοτήτων της (βάθος, αιολικό δυναμικό κ.λπ.). Σε αυτή τη φιλοσοφία, όπως τίθεται στην παράγραφο των παραδοχών που ακολουθεί, στοιχειοθετήθηκε συγκεκριμένη γεωμετρία και πλήθος ανεμογεννητριών ανά πάρκο, γεγονός που επίσης επιτρέπει την οριζόντια σύγκριση του κόστους και κατ' επέκταση της καταλληλότητας των υπό μελέτη περιοχών.

2.1. Παραδοχές

Δεδομένου του εύρους της περιοχής μελέτης, η παρούσα έρευνα χρειάστηκε να εκπονηθεί υπό ορισμένες παραδοχές. Ειδικότερα:

1. Παρότι η διαδικασία προσδιορισμού των κατάλληλων περιοχών προς χωροθέτηση, αφορά τόσο πλωτές όσο και σταθερές έδρασης ανεμογεννήτριες, η εκτίμηση του κόστους αφορά αποκλειστικά τις πρώτες. Δυνητικά, η μεθοδολογία υπολογισμού του κόστους κύκλου ζωής των Castro-Santos et al., η οποία εφαρμόζεται στην παρούσα μελέτη (βλ. κεφάλαιο 4), προσαρμόζεται για σταθερές έδρασης ανεμογεννήτριες. Ωστόσο, η σύγκριση του κοστολογίου διαφορετικών τεχνολογιών, δεν αποτελεί αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας.
2. Η χωρική ανάλυση των κατάλληλων προς χωροθέτηση σημείων και συνεπώς, της παραγόμενης ενέργειας και της επιφάνειας κόστους, τέθηκε ίση με 1kmx1km.
3. Για την αποσαφήνιση των δαπανών πρόσδεσης και αγκύρωσης, κρίθηκε απαραίτητο να επιλεχθεί συγκεκριμένη πλατφόρμα, ώστε τα χαρακτηριστικά της να επηρεάζουν

οριζόντια τα αντίστοιχα κόστη, για κάθε αποδεκτό προς χωροθέτηση σημείο. Επιλέχθηκε πλατφόρμα τεχνολογίας WindFloat.

4. Η γεωμετρία της φάρμας, επηρεάζει πληθώρα μεταβλητών κατά τη μεθοδολογία υπολογισμού του κόστους. Ειδικότερα, η εκτίμηση του μήκους των καλωδίων, όπου και έχει εφαρμογή η ακριβής διάταξη του πάρκου, αποτελεί παράμετρο, η οποία καθορίζει την τάξη μεγέθους του αθροιστικού κόστους κύκλου ζωής. Έτσι, θεωρήθηκε πάρκο 20 ανεμογεννητριών, με 5 στήλες και 4 γραμμές.
5. Για τον υπολογισμό της παραγόμενης ενέργειας, ορίζονται ανεμογεννήτριες ισχύος 5MW.
6. Η θέση του υποσταθμού, κρίθηκε αδύνατο να οριστεί με σαφήνεια για το σύνολο των κατάλληλων σημείων. Έτσι, τέθηκε η οριζόντια απόσταση του υποσταθμού από την ακτή ίση με 3 χιλιόμετρα και βάθος στη θέση του υποσταθμού ίσο με 100 μέτρα.
7. Για την εκτίμηση της απόστασης από την ακτή, δε λαμβάνεται υπόψη η κλίση.

Για την εκτίμηση της εγγύτητας με τον πλησιέστερο λιμένα με δυνατότητα υποστήριξης εγχειρημάτων αυτής της τάξεως, η απόσταση λήφθηκε ευθύγραμμη. Η εν λόγω παραδοχή επιφέρει σχετική υποεκτίμηση του μεγέθους.

2.2. Η τεχνολογία WindFloat

Η πλατφόρμα WindFloat αναπτύχθηκε από την εταιρεία Principle Power Inc.. Διακρίνεται για την κατασκευαστική της φιλοσοφία, ως προς τη συμβατότητα με εμπορικά διαθέσιμες ανεμογεννήτριες, διαφόρων κατασκευαστών. Συνακόλουθα, η πλατφόρμα είναι συμβατή με ανεμογεννήτριες διαφορετικής ισχύος [21]. Πρόκειται για ημιβυθμισμένη πλατφόρμα, κατασκευασμένη από χάλυβα, η οποία αποτελείται από τρεις, συνδεδεμένους μεταξύ τους στατικά, πυλώνες σταθεροποίησης [11]. Η ανεμογεννήτρια εγκαθίσταται πάνω σε έναν εκ των τριών πυλώνων, οι οποίοι όταν τοποθετηθούν στη μόνιμή τους θέση, σχηματίζουν ένα ισόπλευρο τρίγωνο.

Οι εν λόγω πυλώνες σταθεροποιούν την πλατφόρμα λόγω άνωσης. Η σταθεροποίηση προκύπτει από τη μάζα καθαυτών των πυλώνων, των πλακών εγκλωβισμού νερού στη βάση τους και το νερό. Η εν λόγω τεχνολογία, επιτρέπει την κατανομή του νερού σε κάθε έναν από τους τρεις πυλώνες, ώστε να αυξάνεται η φυσική περίοδος, σε μεγαλύτερη από αυτή του

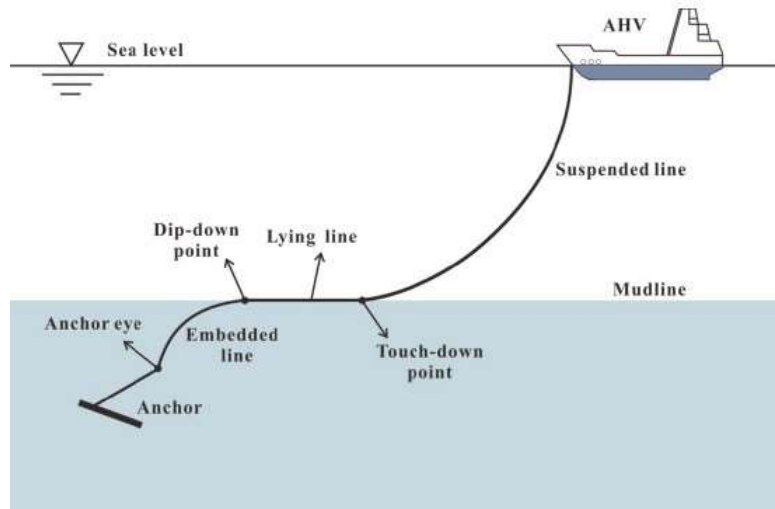
κυματισμού [22]. Επίσης, εξασφαλίζει τη σταθερότητα κατά τις αλλαγές στην ταχύτητα και διεύθυνση του ανέμου. Σε κάθε περίπτωση, στόχο αυτών των συστημάτων, αποτελεί η διατήρηση της κάθετης θέσης, κατά την οποία η απόδοση της ανεμογεννήτριας είναι η βέλτιστη.



Εικόνα 1: Η πλατφόρμα WindFloat [23].

Οι πλατφόρμες WindFloat στερεώνονται στον πυθμένα, μέσω ασύμμετρου συστήματος πρόσδεσης [24], το οποίο περιλαμβάνει συμβατικά, εύκολα στην εγκατάσταση εξαρτήματα. Πρόκειται για διάταξη αντίστοιχη με αυτή που χρησιμοποιείται σε πλατφόρμες εξόρυξης πετρελαίου. Για την αγκύρωσή τους, χρησιμοποιούνται άγκυρες τύπου “drag-embedment”, οι οποίες διαταράσσουν τον πυθμένα λιγότερο, συγκριτικά με άλλες τεχνολογίες και αποτίθενται, όπως φαίνεται στο Σχήμα 4. Ανταγωνιστικό πλεονέκτημα των εν λόγω αγκυρίων, αποτελεί η δυνατότητα εγκατάστασής τους σε διάφορους τύπους πυθμένα (άμμος, άργιλος, στρωματοποιημένα εδάφη), χωρίς να απαιτείται πλήρης γεωτεχνική έρευνα.

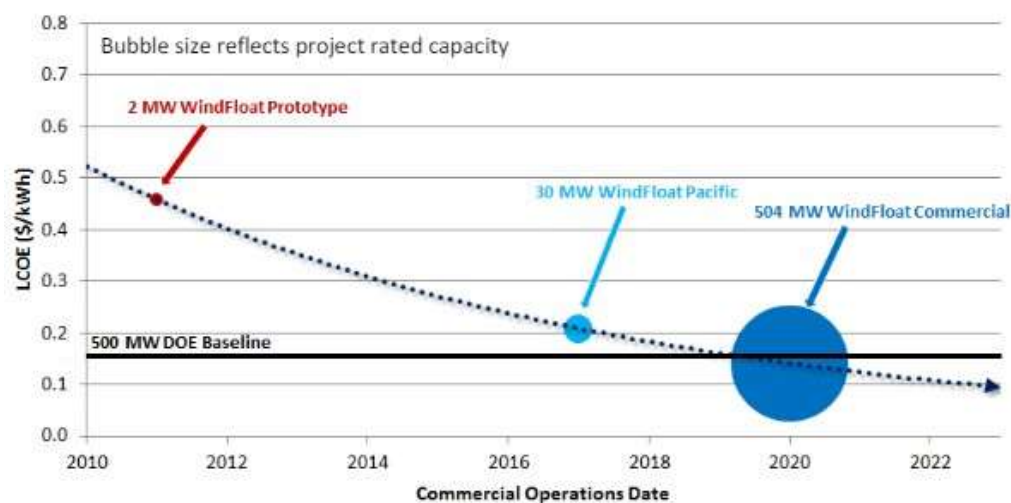
Σημαντικό πλεονέκτημα της πλατφόρμας WindFloat, αποτελεί η δυνατότητα συναρμολόγησης στη στεριά. Έπειτα, ο συναρμολογημένος σκελετός, ρυμουλκείται στην κατάλληλη θέση. Αυτό το χαρακτηριστικό, συνεπάγεται εξοικονόμηση στις δαπάνες εγκατάστασης συγκριτικά με τεχνολογίες σταθερής έδρασης ή τύπου jacket, για τις οποίες η συναρμολόγηση πραγματοποιείται στο πεδίο, γεγονός που προϋποθέτει τη λειτουργία εξοπλισμού ανύψωσης βαρέως φορτίου στο νερό, καθώς και ειδικά σκάφη μεταφοράς [22].



Σχήμα 4: Εγκατάσταση αγκυρίων τεχνολογίας "drag embedment" [25].

Ορισμένοι περιορισμοί προκύπτουν από την ευαισθησία της πλατφόρμας σε πιθανή σύγκρουση με σκάφος ανεφοδιασμού, την αδυναμία υποστήριξης βαρέων μηχανημάτων και τη φθορά λόγω συχνών μετακινήσεων [22]. Για τις παρούσες συνθήκες της αγοράς, σημαντικό μειονέκτημα της πλατφόρμας WindFloat, αποτελεί η εξάρτησή από χάλυβα κατά την κατασκευή της, όπως αναλύεται σε επόμενη ενότητα (βλ. υποενότητα 4.8).

Περνώντας από το πρωτότυπο της πλατφόρμας WindFloat, στα πιλοτικά εγχειρήματα και τέλος, σε κλίμακα εμπορικής εκμετάλλευσης, σαφώς παρατηρείται μείωση του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (Levelized Cost of Energy – LCOE), όπως απεικονίζεται στο παρακάτω διάγραμμα.



Σχήμα 5: Η διαδρομή της πλατφόρμας WindFloat έως την εμπορική εκμετάλλευση, συναρτήσεως της αθροιστικής ισχύος των εγχειρημάτων [22].

Παράγοντες κλειδιά και τεχνικές βελτιώσεις, που πρόκειται να οδηγήσουν σε περαιτέρω μακροπρόθεσμη μείωση του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας των πλατφορμών WindFloat αποτελούν οι εξής:

- Ανεμογεννήτριες μεγαλύτερου μεγέθους και ισχύος, οι οποίες μειώνουν τις ανάγκες καλωδίωσης και συνεπάγονται πιο αξιόπιστη παραγωγή ενέργειας.
- Μείωση της μάζας ανά κιλοβατώρα, παράμετρος που διευκολύνει την κατασκευαστική διαδικασία.
- Βελτιστοποίηση της ηλεκτρικής υποδομής των πλωτών εγχειρημάτων.

3. Κριτήρια, Ζώνες Αποκλεισμού & Σενάρια

Γενικά, οι βέλτιστες περιοχές προς εγκατάσταση υπεράκτιων αιολικών πάρκων προκύπτουν ως συνάρτηση πολλών παραμέτρων, εξαρτώμενων από την τοποθεσία. Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας, έγινε η προσπάθεια να ληφθούν υπόψη τα κατά το δυνατό περισσότερα, αντιπροσωπευτικά κριτήρια, προσεγγίζοντας έτσι ρεαλιστικούς περιορισμούς νομοθετικού, τεχνοοικονομικού, περιβαλλοντικού χαρακτήρα. Σε πρώτο χρόνο, αναπτύχθηκε μοντέλο σε περιβάλλον ArcMap, για την εκτίμηση των περιοχών αποκλεισμού. Πρόκειται για τις τοποθεσίες, στις οποίες δεν εξασφαλίζεται η βιωσιμότητα ενός δυνητικού έργου, είτε με οικονομικούς, είτε με περιβαλλοντικούς όρους. Συνεπώς, οι περιοχές αυτές αποκλείστηκαν οριζόντια, λαμβάνοντας υπόψιν κριτήρια αφορμώμενα από την τρέχουσα νομοθεσία, αλλά και τη διεθνή πρακτική και βιβλιογραφία. Στη συνέχεια, έχοντας καθορίσει το σύνολο των σημείων για τα οποία η χωροθέτηση θα ήταν δόκιμη, τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους (αιολικό δυναμικό, βάθος, απόσταση από ακτή) εξετάζονται ποιοτικά, εφαρμόζοντας τη μεθοδολογία υπολογισμού του κόστους (βλ. ενότητα 4.8). Με σκοπό τη διευκόλυνση του αναγνώστη, τα κριτήρια ομαδοποιούνται με γνώμονα τη φύση τους και διακρίνονται σε: οικονομοτεχνικά (κατηγορία 1), περιβαλλοντικά (κατηγορία 2) και κριτήρια όχλησης (κατηγορία 3). Στο τέλος της σχετικής υποενότητας, παρατίθενται συγκεντρωτικοί πίνακες (από σελ. 18), με τα χαρακτηριστικά των επιμέρους κριτηρίων (κατηγορία, πηγή πρωτογενών δεδομένων, φύση περιορισμού (Νομοθετικός/Βιβλιογραφικός)).

3.1. Οικονομοτεχνικά κριτήρια

Τα οικονομοτεχνικά (βλ. Πίνακας 1) αποτελούν την πλέον κρίσιμη κατηγορία κριτηρίων, αναφορικά με την κοστολόγηση των έργων υπεράκτιων αιολικών πάρκων. Μέσω των εν λόγω κριτηρίων, καθορίζεται η οικονομική βιωσιμότητα των δυνητικών εγχειρημάτων, καθώς και αποφεύγεται η εμπλοκή με ασύμβατες χρήσεις γης.

- K1.1 Βάθος πυθμένα

Γενικά, το βάθος πυθμένα αποτελεί ένα εκ των κριτηρίων, τα οποία διαμορφώνουν την τάξη μεγέθους του συνολικού κόστους ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Ενδεικτικά, χωροθετώντας ανεμογεννήτριες σταθερής έδρασης, από βάθη της τάξεως των 10-20

μέτρων σε βάθη μεταξύ 40-50 μέτρα, παρατηρείται τριπλασιασμός του κόστους θεμελίωσης, δεδομένης της αύξησης των επιμέρους δαπανών πρόσδεσης, αγκύρωσης και ηλεκτρικών καλωδίων [26]. Ωστόσο, η καταλληλότητα του βάθους πυθμένα εξαρτάται απόλυτα από την τεχνολογία έδρασης της ανεμογεννήτριας. Η συνήθης πρακτική κατά τη βιβλιογραφία [27], θέτει τα εξής βαθυμετρικά όρια:

- ≤ 40 μέτρα για ανεμογεννήτριες σταθερής έδρασης
- ≤ 100 μέτρα για ανεμογεννήτριες τεχνολογίας jacket
- ≤ 600 μέτρα για πλωτές ανεμογεννήτριες

Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας, μελετώνται τεχνολογίες σταθερής έδρασης και πλωτών ανεμογεννητριών. Για τη διευκόλυνση της συγκριτικής αξιολόγησης των κατάλληλων περιοχών της παρούσας έρευνας και των προτεινόμενων Περιοχών Οργανωμένης Ανάπτυξης – ΠΟΑΥΑΠ, του Εθνικού Προγράμματος Ανάπτυξης Υπεράκτιων αιολικών Πάρκων [28] (βλ. υποενότητα 5.3), λαμβάνονται ως βαθυμετρικοί περιορισμοί, αυτοί που τίθενται εντός της δημοσιευμένης έκθεσης. Δηλαδή:

- ≤ 70 μέτρα για ανεμογεννήτριες σταθερής έδρασης
- ≤ 1000 μέτρα για πλωτές ανεμογεννήτριες

Έχοντας πλέον καθορίσει τις μη συμφέρουσες περιοχές, με γνώμονα τα αντίστοιχα βάθη πυθμένα (βλ. Χάρτης 26), η προτεραιοποίηση των κατάλληλων περιοχών προκύπτει λαμβάνοντας υπόψιν το βάθος κάθε σημείου, κατά τον υπολογισμό του κόστους (βλ. υποενότητα 4.8).

- Κ1.2 Μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου

Το κριτήριο αποκλεισμού αναφορικά με τα αιολικό δυναμικό, έγκειται στην τιμή της μέσης ετήσιας ταχύτητας ανέμου. Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας, λαμβάνεται ως κατώφλι η τιμή των 6m/s, σε ύψος 10 μέτρων από τη μέση στάθμη της θάλασσας [29], [13]. Κάτω από την εν λόγω οριακή τιμή, κρίνεται ότι το εγχείρημα χαρακτηρίζεται από υψηλό επενδυτικό ρίσκο. Άλλοι ερευνητές, ορίζουν την ελάχιστη τιμή της μέσης ετήσιας ταχύτητας σε ύψος μεταξύ 80-100 μέτρων, προκειμένου να προσομοιωθεί η ανεμολογική συνθήκη στο ύψος της ανεμογεννήτριας [30]. Μία ακόμη εναλλακτική

προσέγγιση, αποτελεί η αξιολόγηση του αιολικού δυναμικού με όρους πυκνότητας ισχύος [27]. Όπως και για τα βαθυμετρικά δεδομένα, μετά τον αποκλεισμό των σημείων που δεν πληρούν το ανεμολογικό κριτήριο (βλ. Χάρτης 27), οι κατάλληλες περιοχές αξιολογούνται κατά τη μεθοδολογία υπολογισμού του κόστους, λαμβάνοντας υπόψιν την αντίστοιχη τιμή της μέσης ετήσιας ταχύτητας ανέμου.

- K1.3 Απόσταση από ακτή / λιμένα

Πρόκειται για κριτήριο προτεραιοποίησης των κατάλληλων περιοχών και όχι αποκλεισμού. Με στόχο την ακρίβεια των υπολογισμένων δεδομένων κατά την εκτίμηση του κόστους, αντί της κάθετης απόστασης από την ακτή, λαμβάνεται υπόψιν, κατόπιν επεξεργασίας, η απόσταση του εκάστοτε κατάλληλου σημείου προς χωροθέτηση από τον πλησιέστερο λιμένα, υπό τους όρους των παραδοχών (βλ. υποενότητα 2.1). Σε αυτή τη λογική, απομονώθηκαν από το σύνολο των λιμένων της Ελλάδας που περιλάμβαναν τα πρωτογενή δεδομένα, όσα λιμάνια ενδείκνυνται για την υποστήριξη έργων αυτής της τάξεως. Όπως τα σημειακά βαθυμετρικά και ανεμολογικά δεδομένα, έτσι και η απόσταση από τον πλησιέστερο λιμένα, αποτέλεσε δεδομένο εισόδου κατά τον υπολογισμό του κόστους. Συγκεκριμένα, από αυτή την παράμετρο εξαρτώνται καίριες μεταβλητές, οι οποίες καθορίζουν την τάξη μεγέθους του τελικού αποτελέσματος, όπως τα μήκη των ηλεκτρικών καλωδίων.

- K1.4 Διαδρομές πλοίων

Κατά το εν λόγω κριτήριο, αποκλείονται οι περιοχές που διατηρούν εμπλοκή με συνήθειες διαδρομές πλοίων. Τα σημεία αυτά εντοπίστηκαν απομονώνοντας από το πρωτογενές αρχείο πυκνότητας κυκλοφορίας για τις ελληνικές θάλασσες, τις κυρίαρχες γραμμές ναυσιπλοΐας, αλλά και όσα σημεία πληρούσαν την προϋπόθεση πυκνότητας (βλ. Χάρτης 28). Το κριτήριο ορίστηκε σχετικά αυθαίρετα, ωστόσο πραγματοποιήθηκε η υπόθεση ότι σε περίπτωση χωροθέτησης υπεράκτιου αιολικού πάρκου, σημεία χωρίς σημαντική κυκλοφορία, δυνητικά παρακάμπτονται.

- K1.5 Εθνικά Χωρικά Ύδατα

Πρόκειται για τις θαλάσσιες ζώνες εύρους 6 και 12 ναυτικών μιλίων από την ακτογραμμή, για το Αιγαίο και το Ιόνιο αντίστοιχα. Οποιαδήποτε εγκατάσταση, οφείλει να χωροθετείται εντός των ελληνικών χωρικών υδάτων. Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας, διακρίνονται τρία σενάρια παρέμβασης, όπως αναλύονται σε επόμενη ενότητα (βλ. υποενότητα 3.4).

- K1.6 Αεροδρόμια

Το εν λόγω κριτήριο, αποκλείει για λόγους ασφάλειας, ζώνη ακτίνας 2.5km [31] από όλα τα αεροδρόμια της ελληνικής επικράτειας.

3.2. Περιβαλλοντικά κριτήρια

Πρόκειται για την κατηγορία κριτηρίων, τα οποία μεριμνούν για την προστασία των περιοχών περιβαλλοντικού ενδιαφέροντος και της βιοποικιλότητας (βλ. Πίνακας 2). Δυστυχώς η τρέχουσα νομοθεσία (ν. 4964/2022, [32]), αφενός δεν είναι συμπεριληπτική ως προς το σύνολο των περιβαλλοντικά ευαίσθητων περιοχών και αφετέρου, δεν ορίζει ρητά γι' αυτές ζώνες προστασίας. Αντιθέτως, υπό συνθήκη και κατόπιν επισύναψης μελέτης περιβαλλοντικών επιπτώσεων, δυνητικά επιτρέπεται η χωροθέτηση υπεράκτιων αιολικών πάρκων εντός περιοχών Natura2000, Καταφυγίων Άγριας Ζωής και μεταναστευτικών διαδρομών πουλιών.

- K2.1 Περιοχές Natura2000

Πρόκειται για πανευρωπαϊκό δίκτυο προστατευόμενων περιοχών, το οποίο αποτελεί το μεγαλύτερο δίκτυο προστασίας φυσικών οικοσυστημάτων στον κόσμο. Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας διατηρείται απόσταση ασφαλείας 1km [30] (βλ. Χάρτης 29).

- K2.2 Μεταναστευτικές διαδρομές πουλιών

Τα αποδημητικά είδη πουλιών αποτελούν αναπόσπαστο κομμάτι των θαλάσσιων οικοσυστημάτων. Κατά τη μεθοδολογία της παρούσας εργασίας, λαμβάνεται ζώνη προστασίας 3km από τους μεταναστευτικούς διαδρόμους [30] (βλ. Χάρτης 30). Τα

τελευταία χρόνια καταβάλλονται σημαντικές προσπάθειες, στην κατεύθυνση της εύρεσης καινοτόμων λύσεων, για την προστασία των πουλιών από τη σύγκρουση με ανεμογεννήτριες [20]. Μία τέτοια λύση αποτελεί το Bird Monitoring System [33]. Πρόκειται για σύστημα συσκευών παρακολούθησης διαδρομής και εκπομπής αποτρεπτικών συχνοτήτων, με ιδιαίτερος ενθαρρυντικά αποτελέσματα για την αποφυγή συγκρούσεων. Ωστόσο, κρίνεται πως προηγμένα τεχνολογικά μέσα σαν αυτό, δεν είναι δόκιμο να λειτουργούν ως πανάκεια για τη χωροθέτηση εντός προστατευόμενων περιοχών, αλλά ως επιπλέον μέτρα προστασίας της βιοποικιλότητας εκτός τους.

- K2.3 Περιοχές Σημαντικές για τα Πουλιά – IBAs

Οι Σημαντικές Περιοχές για τα Πουλιά της Ελλάδας, συγκαταλέγονται σε ένα διεθνές δίκτυο περιοχών ζωτικής σημασίας για την προστασία απειλούμενων και ενδημικών ειδών, καθώς και ειδών, η επιβίωση των οποίων εξαρτάται άμεσα από τη διατήρηση συγκεκριμένων βιοτόπων [34]. Σκοπό της συγκρότησης του εν λόγω δικτύου, αποτελεί η εξασφάλιση και προστασία τόπων κατάλληλων για αναπαραγωγή, διαχείριση, καθώς και στάση κατά μήκος των μεταναστευτικών διαδρομών. Στο πρόγραμμα συμμετέχει η Ελληνική Ορνιθολογική Εταιρεία, ως συνεργάτης της παγκόσμιας πρωτοβουλίας BirdLife International (Important Bird Areas / IBAs). Όπως και για την προστασία των μεταναστευτικών διαδρομών, για το εν λόγω κριτήριο λαμβάνεται υπόψιν ζώνη αποκλεισμού 3km.

- K2.4 Καταφύγια Άγριας Ζωής - KAZ

Πρόκειται για τοποθεσίες (χερσαίες, υγροτοπικές, θαλάσσιες ή μικτές), οι οποίες ενδείκνυνται για την ανάπτυξη και διαφύλαξη πληθυσμών άγριας πανίδας και χλωρίδας, την αναπαραγωγή και διαχείρισή τους. Αφορούν επίσης, περιοχές αναπαραγωγής ψαριών και συγκέντρωσης γόνου [35]. Στα Καταφύγια Άγριας Ζωής, συχνά υπάγονται και οι οικολογικοί διάδρομοι που ενώνουν τις επιμέρους τοποθεσίες. Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας, λαμβάνεται ζώνη προστασίας των Καταφυγίων Άγριας Ζωής ακτίνας 3km [30], [29].

- K2.5 & K2.6 Υγροβιότοποι

Το κριτήριο K2.5 αφορά τους κηρυγμένους υγροβιότοπους της σύμβασης Ramsar, ενώ το K2.6, το ευρύτερο σύνολο των νησιώτικων υγροβιότοπων. Διατηρούνται ζώνες ασφαλείας, ακτίνας τριών και δύο χιλιομέτρων αντίστοιχα [30].

- K2.7 Λιβάδια Ποσειδωνίας

Τα υποθαλάσσια λιβάδια Ποσειδωνίας, είναι ενδημικά στη Μεσόγειο και αποτελούν τα πλέον παραγωγικά θαλάσσια οικοσυστήματα. Έχουν άμεσο αντίκτυπο στη θαλάσσια βιοποικιλότητα, καθώς φιλοξενούν πληθώρα ειδών χλωρίδας και πανίδας. Επιπλέον, δεσμεύουν έως και 35 φορές περισσότερο άνθρακα από τα τροπικά δάση, αλλά και σημαντικές ποσότητες μικροπλαστικών [36]. Τα λιβάδια Ποσειδωνίας απειλούνται κυρίως, από την ανεξέλεγκτη αγκυροβολία της τουριστικής περιόδου, καθώς και τις πρακτικές εντατικής ιχθυοκαλλιέργειας. Η χωρική κατανομή των λιβαδιών Ποσειδωνίας αφορά τα ρηχά νερά, καθώς πλαισιώνουν την ακτογραμμή. Εντοπίζονται κυρίως σε βάθη μικρότερα των 25-30 μέτρων [37]. Σχεδόν η συνολική επιφάνεια που καλύπτουν τα λιβάδια Ποσειδωνίας, τίθεται εκτός κατάλληλων περιοχών έμμεσα, δεδομένου του κριτηρίου αποκλεισμού ενός ναυτικού μιλίου από την ακτογραμμή.

3.3. Κριτήρια όχλησης

Πρόκειται για κριτήρια, τα οποία προκύπτουν στο σύνολό τους από τη νομοθεσία (ν. 4964/2022, [32]) και αφορούν στη διαφύλαξη περιοχών με ανθρώπινη δραστηριότητα (βλ. Πίνακας 3).

- K3.1 Αποκλεισμός παράκτιας ζώνης

Το εν λόγω κριτήριο συμπεκνώνεται στον αποκλεισμό ζώνης ενός ναυτικού μιλίου από την ακτογραμμή. Έμμεσα περιλαμβάνει πληθώρα άλλων κριτηρίων, όπως τα λιβάδια ποσειδωνίας, αλλά και προκύπτοντες από τη νομοθεσία περιορισμούς, όπως καταγράφονται υπό μορφή πίνακα σε επόμενη ενότητα (βλ. Πίνακας 9).

- K3.2 Μνημεία Παγκόσμιας Κληρονομιάς UNESCO

Για τις ανάγκες της παρούσας μελέτης, τίθεται περιορισμός 3km περιμετρικά του συνόλου των Μνημείων Παγκόσμιας Κληρονομιάς της UNESCO. Ως βελτίωση της παρούσας εργασίας, σε επόμενο στάδιο έρευνας, θα ήταν δόκιμο να εκτιμηθεί η πιθανότητα ορατότητας των περιοχών προς χωροθέτηση από κάθε χερσαίο σημείο [17], κριτήριο που κρίνεται χρήσιμο να εφαρμοστεί με τους πλέον αυστηρούς όρους για τους χώρους πολιτισμικού ενδιαφέροντος.

- K3.3 Ακτές με γαλάζια σημαία

Σε αυτό το σημείο, εφαρμόζεται ο -προκύπτων από τη νομοθεσία (ν. 4964/2022, [32]) περιορισμός- αναφορικά με τις ακτές κολύμβησης του προγράμματος παρακολούθησης της ποιότητας των νερών κολύμβησης. Έτσι, τίθεται ζώνη αποκλεισμού ακτίνας 1.5km.

- K3.4 Οικισμοί

Για το παρόν κριτήριο, τέθηκε ζώνη αποκλεισμού 1km. Ωστόσο, όλες οι επιμέρους κατηγορίες οικισμών (παραδοσιακοί, μεγαλύτεροι των 2000 κατοίκων κ.α.), περιλαμβάνονται εντός της ζώνης αποκλεισμού 1 ναυτικού μιλίου από την ακτογραμμή (βλ. Πίνακας 9).

- K3.5 Περιοχές στρατιωτικής χρήσης

Στο πλαίσιο της παρούσας εργασία, οι περιοχές στρατιωτικής χρήσης δεν αποκλείστηκαν εξ' ολοκλήρου, δεδομένου ότι αφορούν ιδιαίτερα σημαντικό ποσοστό των ελληνικών θαλάσσιων περιοχών. Έτσι, κρίθηκε χρήσιμο να εκτιμηθεί το κόστος και για τα σημεία υπερκάλυψης. Κατόπιν, με την υπέρθεση των σχετικών χαρτών, προκύπτει πως δεν υφίσταται σημαντική εμπλοκή.

Πίνακας 1: Χαρακτηριστικά κριτηρίων αποκλεισμού κατηγορίας 1 - Οικονομοτεχνικά κριτήρια.

1. Οικονομοτεχνικά κριτήρια

α/α	Αντικείμενο	Πηγή πρωτογενών δεδομένων	Φύση περιορισμού (Νομοθετικός / Βιβλιογραφικός)
1.1	Βάθος πυθμένα	GEBCO	B
1.2	Ταχύτητα ανέμου	Global Wind Atlas	B
1.3	Απόσταση από λιμένα	EMODnet	B
1.4	Διαδρομές πλοίων	EMODnet	N
1.5	Εθνικά Χωρικά Ύδατα	Ίδια επεξεργασία	N
1.6	Αεροδρόμια	Geodata gov	B

Πίνακας 2: Χαρακτηριστικά κριτηρίων αποκλεισμού κατηγορίας 2 - Περιβαλλοντικά κριτήρια.

2. Περιβαλλοντικά κριτήρια

α/α	Αντικείμενο	Πηγή πρωτογενών δεδομένων	Φύση περιορισμού (Νομοθετικός / Βιβλιογραφικός)
2.1	Περιοχές Natura2000	European Environment Agency	N
2.2	Μεταναστευτικοί Διάδρομοι Πουλίων	Ίδια επεξεργασία (ψηφιοποίηση)	N

2. Περιβαλλοντικά κριτήρια

α/α	Αντικείμενο	Πηγή πρωτογενών δεδομένων	Φύση περιορισμού (Νομοθετικός / Βιβλιογραφικός)
2.3	Σημαντικές Περιοχές για τα Πουλιά - IBAs	Ελληνική Ορνιθολογική Εταιρεία	B
2.4	Καταφύγια Άγριας Ζωής	Geodata gov	N
2.5	Υγροβιότοποι Ramsar	Ramsar Sites Information Service	N
2.6	Νησιώτικοι υγροβιότοποι	Υγροτόπιο νήσων - WWF	B
2.7	Λιβάδια Ποσειδωνίας	SEANOE	N

Πίνακας 3: Χαρακτηριστικά κριτηρίων αποκλεισμού κατηγορίας 3 - Κριτήρια όχλησης.

3. Κριτήρια όχλησης

α/α	Αντικείμενο	Πηγή πρωτογενών δεδομένων	Φύση περιορισμού (Νομοθετικός / Βιβλιογραφικός)
3.1	Αποκλεισμός παράκτιας ζώνης	Geodata gov	N
3.2	Μνημεία UNESCO	WHC UNESCO	N
3.3	Ακτές με γαλάζια σημαία	Geodata gov	N
3.4	Οικισμοί	Geodata gov	N

3. Κριτήρια όχλησης

α/α	Αντικείμενο	Πηγή πρωτογενών δεδομένων	Φύση περιορισμού (Νομοθετικός / Βιβλιογραφικός)
3.5	Περιοχές στρατιωκής χρήσης	EMODnet	N

Πίνακας 4: Ψηφιακοί τόποι πρωτογενών δεδομένων.

Ψηφιακοί τόποι δεδομένων

α/α	URL
1.1	https://www.gebco.net/
1.2	https://globalwindatlas.info/en
1.6, 2.4, 3.1, 3.3, 3.4	https://geodata.gov.gr/
1.4, 1.6, 3.5	https://ows.emodnet-humanactivities.eu/geonetwork/srv/eng/catalog.search#/home
2.1	https://www.eea.europa.eu/en/datahub?q=natura2000%20greece&size=n_10_n&filters%5B0%5D%5Bfield%5D=issued.date&filters%5B0%5D%5Bvalues%5D%5B0%5D=All%20time&filters%5B0%5D%5Btype%5D=any
2.3	https://ornithologiki.gr/el/
3.2	https://whc.unesco.org/
2.5	https://rsis Ramsar.org/
2.6	http://www.oikoskopio.gr/ygrotopio/el_GR/index.php
2.7	https://www.seanoe.org/data/00765/87740/

3.4. Σενάρια

Τον πιο δεσμευτικό και ακλόνητο νομοθετικά περιορισμό, αποτελούν τα όρια των Ελληνικών Χωρικών Υδάτων. Όπως αναφέρεται στη σχετική παράγραφο, πρόκειται για τις θαλάσσιες ζώνες εύρους 6 και 12 ναυτικών μιλίων από την ακτογραμμή, για το Αιγαίο και το Ιόνιο αντίστοιχα. Οποιαδήποτε εγκατάσταση, οφείλει να χωροθετείται εντός των ελληνικών χωρικών υδάτων. Ωστόσο, δεδομένης της κερδοφορίας που συνεπάγονται τα εγχειρήματα υπεράκτιων αιολικών πάρκων, κατά την παρούσα εργασία, λαμβάνεται υπόψη η πιθανότητα διακρατικών διαπραγματεύσεων και δυνητικά συμφωνιών. Σε αυτή τη λογική, διακρίνονται τρία σενάρια παρέμβασης στα Ελληνικά Χωρικά Ύδατα:

- α) ισχύον πλαίσιο για το Αιγαίο – Αποκλεισμός 6Nmi
- β) ισχύον πλαίσιο για το Ιόνιο – Αποκλεισμός 12Nmi
- γ) κανένας αποκλεισμός

Εφόσον μελετώνται οι κατάλληλες περιοχές χωροθέτησης, τόσο για τεχνολογίες σταθερής έδρασης, όσο και για πλωτές ανεμογεννήτριες, συνολικά προκύπτουν έξι σενάρια παρέμβασης.

3.5. Αποτελέσματα & Συζήτηση

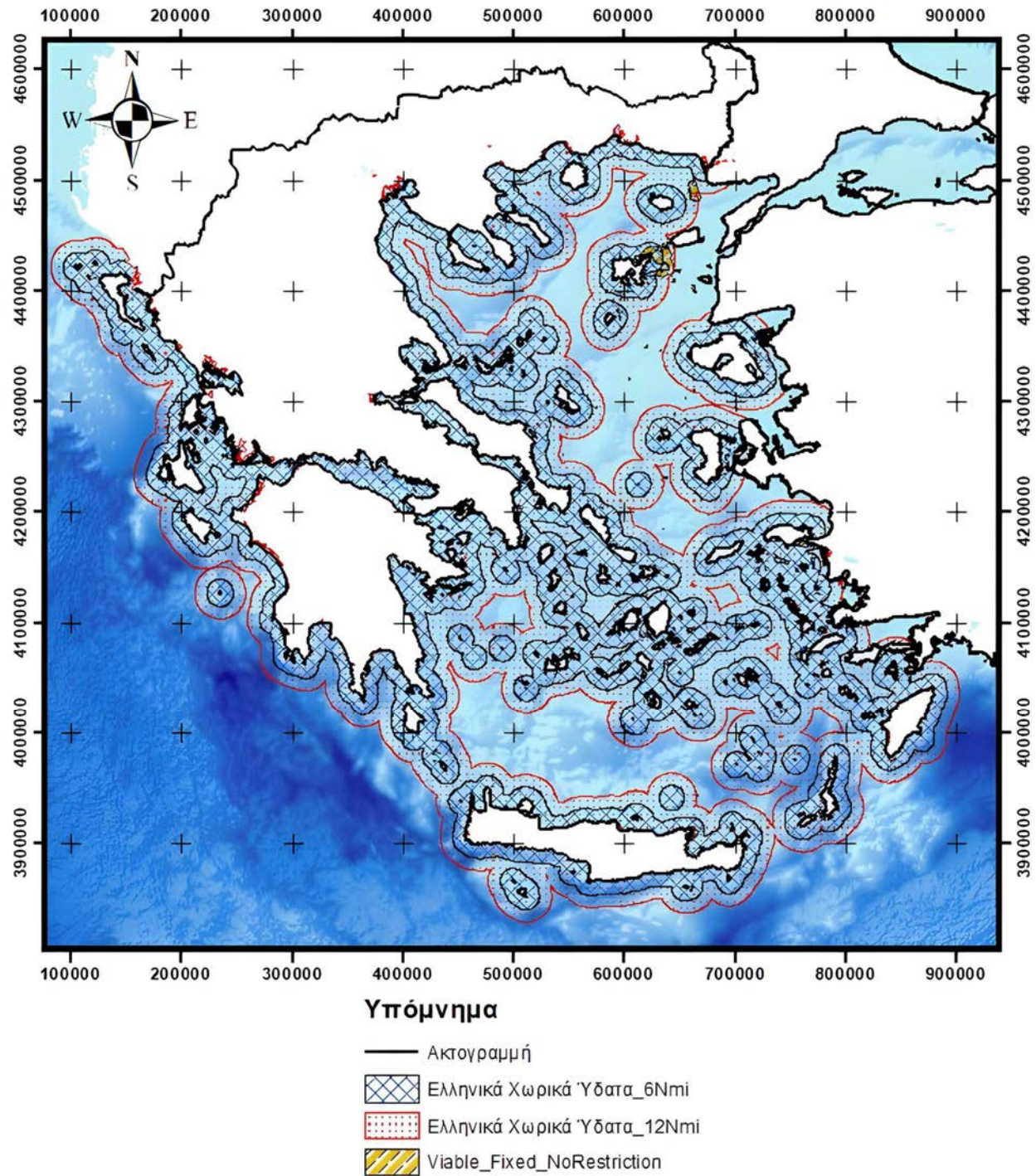
Δύο αξιοσημείωτες παραλείψεις της παρούσας εργασίας, αποτελούν η μέριμνα για την οπτική όχληση [17], καθώς και η αξιολόγηση της συνδεσιμότητας στο δίκτυο [18], ως κριτήρια προτεραιοποίησης. Ειδικά για την εκτίμηση της δυνατότητας διασύνδεσης, εφόσον οι σχετικές εγκαταστάσεις προς το παρόν δεν είναι υφιστάμενες και -σε ορισμένες περιπτώσεις- ούτε ρητά προγραμματισμένες, κρίθηκε αδύνατη η συμπερίληψη του κριτηρίου. Η εν λόγω παράλειψη, αφορμάται επίσης από τις ανάγκες της παρούσας έρευνας, για διάθεση δεδομένων για το σύνολο των υπεράκτιων τοποθεσιών και όχι για εφαρμογή σε μελέτη περίπτωσης. Ωστόσο, τα σχετικά δεδομένα συμπεριλαμβάνονται στο Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων [28], κατόπιν συνεννόησης με τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας – ΑΔΜΗΕ και παρατίθενται περιληπτικά στη σχετική υποενότητα (βλ. υποενότητα 5.2.3).

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, τα συναφή πρωτογενή δεδομένα με τα κριτήρια αποκλεισμού της προηγούμενης παραγράφου, επεξεργάστηκαν σε περιβάλλον ArcMap, όπου και κατασκευάστηκε το μοντέλο για την εκτίμηση των κατάλληλων περιοχών. Βάσει των έξι

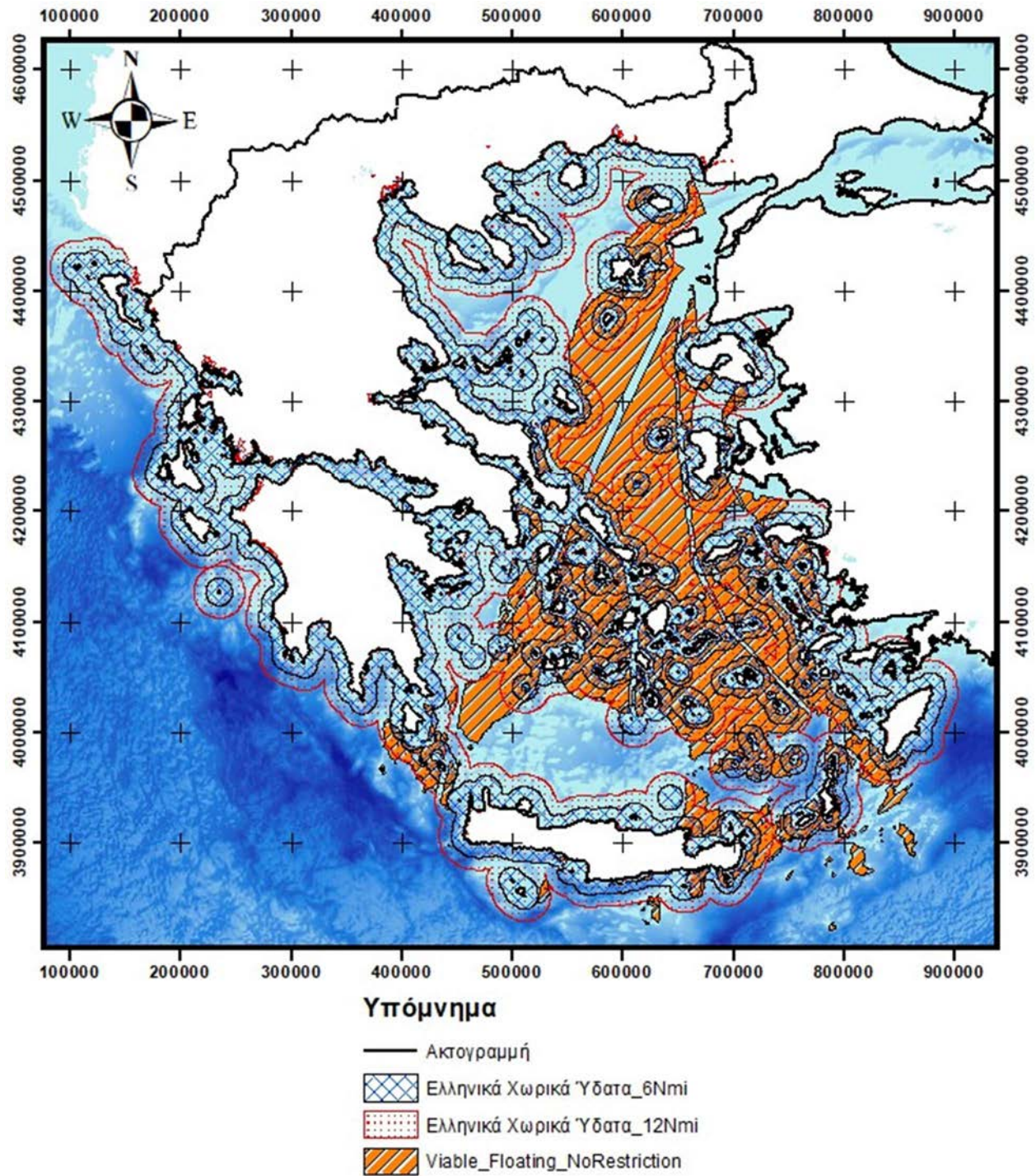
σεναρίων παρέμβασης που αναφέρθηκαν, προκύπτουν οι κατάλληλες προς χωροθέτηση περιοχές, όπως αποτυπώνονται στους χάρτες που ακολουθούν.

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, παρατηρείται ότι οι κατάλληλες περιοχές προς χωροθέτηση ανεμογεννητριών σταθερής έδρασης είναι ελάχιστες, συγκριτικά με τις αντίστοιχες υπεράκτιες τοποθεσίες προς εγκατάσταση πλωτών. Συγκεκριμένα, οι αποδεκτές τοποθεσίες για ανεμογεννήτριες σταθερής έδρασης, των οποίων το εμβαδό καθιστά δόκιμη τη χωροθέτηση, βρίσκονται ανατολικά - βορειοανατολικά της Λήμνου και ενδεχομένως, βορειοανατολικά της Σαμοθράκης και νοτιοδυτικά της Νάξου. Αντιθέτως, οι αποδεκτές τοποθεσίες προς εγκατάσταση πλωτών ανεμογεννητριών διατρέχουν το Αιγαίο και σημαντικό ποσοστό τους, εμπεριέχεται εντός της ζώνης των 6 ναυτικών μιλίων του Σεναρίου Παρέμβασης 1 (βλ. υποενότητα 3.4), δηλαδή των Εθνικών Χωρικών Υδάτων για το Αιγαίο. Το γεγονός αυτό δικαιολογείται, δεδομένου ότι η μορφολογία του πυθμένα και η βαθυμετρία του ελληνικού θαλάσσιου χώρου, δεν ενδείκνυνται για χωροθέτηση ανεμογεννητριών σταθερής έδρασης, τόσο λόγω των απότομων κλίσεων στα ρηχά ή σχετικά ρηχά νερά, όπου και προβλέπεται η χωροθέτησή τους, καθώς και σε ορισμένες περιπτώσεις, λόγω της εδαφικής σύστασης [38]. Επιπλέον, είναι γεγονός, ότι το αιολικό δυναμικό μειώνεται προοδευτικά προς τα ρηχότερα νερά.

Έχοντας πλέον αποκλείσει τις περιοχές που λογίζονται ακατάλληλες, βάσει των οικονομοτεχνικών, περιβαλλοντικών και των κριτηρίων όχλησης που λαμβάνονται υπόψη στην παρούσα μελέτη, σε επόμενη ενότητα (βλ. υποενότητα 4.8), η καταλληλότητά τους βαθμονομείται μέσω της διαδικασίας υπολογισμού του κόστους, σκέλος της οποίας αποτελεί η εκτίμηση της ετήσιας παραγώμενης ενέργειας κάθε κατάλληλου σημείου.



Χάρτης 2: Κατάλληλες περιοχές προς χωροθέτηση ανεμογεννητριών σταθερής έδρασης, για τα τρία σενάρια παρέμβασης.
(ΕΓΣΑ '87)



Χάρτης 3: Κατάλληλες περιοχές προς χωροθέτηση πλωτών ανεμογεννητριών, για τα τρία σενάρια παρέμβασης. (ΕΓΣΑ '87)

4. Υπολογισμός κόστους κύκλου ζωής υπεράκτιου αιολικού πάρκου

Σε αυτό το κεφάλαιο, παρατίθεται η μεθοδολογία για την εκτίμηση της οικονομικής βιωσιμότητας ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Ο υπολογισμός του κόστους των εν λόγω έργων κατά τον κύκλο ζωής τους (Life Cycle Cost – LCS), μπορεί να πραγματοποιηθεί υπό διάφορα πρίσματα, όπως με τεχνοοικονομικά ή περιβαλλοντικά κριτήρια, μεταξύ άλλων. Παράγοντες κλειδιά στο εκάστοτε εγχείρημα, αποτελούν η κατάστρωση μιας ολιστικής προσέγγισης αναφορικά με το έργο κατά τη φάση της προμελέτης, καθώς και η τοποθεσία. Η βιωσιμότητα τους επομένως, εξαρτάται από την εξασφάλιση μιας σειράς προϋποθέσεων (λ.χ. πόροι, υποδομές, παραλαβές εξοπλισμού κ.λπ.) και τις δαπάνες που αυτές συνεπάγονται σε βάθος χρόνου, οι οποίες μπορεί να αφορούν κόστη αναφορικά με το κεφάλαιο που διατίθεται (capital costs – CAPEX) ή λειτουργικά κόστη (operating costs – OPEX). Συνεπώς, η αθροιστική δαπάνη εξαρτάται από την τοποθεσία και τις γεωγραφικές συνθήκες αυτής, τον τεχνικό σχεδιασμό και τις συνθήκες της αγοράς.

Αμιγώς από οικονομικής άποψης, ο υπολογισμός του συνολικού κόστους, προκύπτει αθροίζοντας τις επιμέρους δαπάνες, τις οποίες συνεπάγεται κάθε φάση του κύκλου ζωής του έργου. Ειδικότερα, τις έξι φάσεις που λαμβάνονται υπόψη κατά τη μεθοδολογία των Castro-Santos et. al. ([39], [1], [40], [41]), η οποία εφαρμόστηκε στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας προσαρμοσμένη για αιολικό πάρκο και όχι υβριδική σύνθεση, σε περιβάλλον MATLAB, αποτελούν οι εξής: προσδιορισμός του έργου, σχεδιασμός και διαχείριση, κατασκευή, εγκατάσταση, εκμετάλλευση, αποσυναρμολόγηση. Κάθε μία από τις προαναφερθείσες φάσεις του κύκλου ζωής μιας υπεράκτιας εγκατάστασης, μεταφράζεται μέσω απλών σχέσεων σε κόστος, για την εκτίμηση του οποίου συνυπολογίζονται επιμέρους κόστη, συναφών εννοιολογικά δαπανών με την εκάστοτε φάση. Συνοψίζοντας, τα επιμέρους κόστη ανά φάση μελετήθηκαν και περιγράφηκαν ρεαλιστικά, προκειμένου να προκύψει η προαναφερθείσα μεθοδολογία υπολογισμού του συνολικού κόστους των πλωτών υπεράκτιων εγκαταστάσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, σε ευρώ [€], καθώς και το Σταθμισμένο Κόστος της Ενέργειας (Levelized Cost of Energy – LCOE), σε ευρώ ανά μεγαβατώρα [€/MWh], ως συνάρτηση ορισμένων παραμέτρων. Οι εν λόγω παράμετροι καθορίστηκαν από τη βιβλιογραφία ή – σε ορισμένες περιπτώσεις – από έρευνα δημοσιευμένων δεδομένων, τα οποία

αφορούν σε συναφή εγχειρήματα. Η εν λόγω μέθοδος (LCOE), δεδομένου ότι αδιαστατοποιεί το τελικό παραγόμενο, προσφέρεται για τη σύγκριση εναλλακτικών λύσεων ανανεώσιμων πηγών γαλάζιας ενέργειας.



Σχήμα 6: Σχηματική αποτύπωση της μεθοδολογίας των Castro – Santos et. al.

4.1. Κόστος Προσδιορισμού (C₁)

Το κόστος προσδιορισμού του έργου (C₁), έγκειται στην προκαταρκτική μελέτη αναφορικά με την ανάπτυξη του υπεράκτιου αιολικού πάρκου, δηλαδή αφορά στην έρευνα των ενεργειακών πόρων, οι οποίοι εξαρτώνται από την τοποθεσία του έργου. Έτσι, οι τρεις επιμέρους δαπάνες που συνθέτουν το κόστος προσδιορισμού, αφορούν στην έρευνα αγοράς (C_{1.1}), σε κόστη/φόρους που προβλέπει το εκάστοτε νομοθετικό πλαίσιο (C_{1.2}) και στο σχεδιασμό της φάρμας (C_{1.3}). Ο παραπάνω συλλογισμός αποτυπώνεται μαθηματικά ως εξής:

$$C_1 = C_{1.1} + C_{1.2} + C_{1.3} \quad (1)$$

Επιπλέον, η δαπάνη που σχετίζεται με την έρευνα αγοράς (C_{1.1}), αφορά τη μελέτη της οικονομικής βιωσιμότητας του έργου (C_{em}), η οποία, για τις ανάγκες αυτού του σταδίου, περιγράφει κατά πόσο ελκυστικό είναι το εκάστοτε εγχείρημα επενδυτικά, με γνώμονα το σχεδιασμό και την τοποθεσία του. Έτσι:

$$C_{1.1} = C_{em} \quad (1.1)$$

Βάσει του νομοθετικού πλαισίου της εκάστοτε χώρας, η φορολογική δαπάνη των εν λόγω εγχειρημάτων (C_{taxes}), έγκειται - μεταξύ άλλων - στις περιβαλλοντικές και κοινωνικές επιπτώσεις και τις δαπάνες αδειοδότησης. Μεταβάλλεται ανάλογα με το πλήθος των ανεμογεννητριών (N_{WT}) και τη μοναδιαία ισχύ (P_{WT}), ως εξής:

$$C_{1.2} = C_{taxes} \times N_{WT} \times P_{WT} \quad (1.2)$$

Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας, όπως αναφέρεται και στην υποενότητα των παραδοχών (βλ. υποενότητα 2.1), το υπό μελέτη υπεράκτιο πλωτό αιολικό πάρκο αριθμεί 20 ανεμογεννήτριες, μοναδιαίας ισχύος 5 μεγαβάτ (MW).

Ως προς το κόστος σχεδιασμού της φάρμας ($C_{1.3}$), λαμβάνονται υπόψη οι ενεργειακοί πόροι που διατίθενται ανά περιοχή (δηλ. το αιολικό δυναμικό), καθώς και τα κόστη αναφορικά με τη μετεωρολογική πληροφορία, όπως αυτά της συνολικής μετεωρολογικής εγκατάστασης (C_{emet}), των αισθητήρων (C_{smet}) και των βοηθητικών μετεωρολογικών συστημάτων (C_{samet}). Επιπλέον, προσμετράται η συναφής με τη φύση του πυθμένα δαπάνη, προσεγγίζοντάς την με γεωτεχνικά κριτήρια (C_{lm}). Έτσι:

$$C_{1.3} = C_{emet} + C_{smet} + C_{samet} + C_{lm} \times N_{WT} \times P_{WT} \quad (1.3)$$

Η οικονομική βιωσιμότητα του έργου, εξετάζεται στη φάση προσδιορισμού του και καθορίζει αν είναι συμφέρον επενδυτικά να υλοποιηθούν τα επόμενα στάδια της μελέτης και τελικά, να πραγματοποιηθεί το έργο.

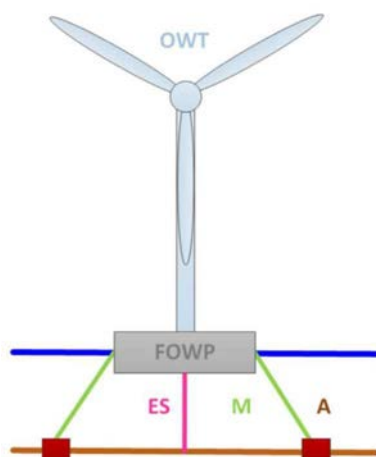
4.2. Κόστος Σχεδιασμού & Ανάπτυξης (C_2)

Το κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης ενός αιολικού πάρκου (C_2), συναποτελείται από τη δαπάνη που σχετίζεται με την ενδελεχή έρευνα της μηχανικής του συμπεριφοράς και τη μετέπειτα διαχείρισή του. Κατά την παρούσα μεθοδολογία, συντίθεται το κόστος σχεδιασμού και ανάπτυξης ανά μονάδα (C_{ga}), το οποίο στη συνέχεια πολλαπλασιάζεται με τον αριθμό των ανεμογεννητριών ($N_{WT} = 20$), ώστε να προκύψει το συνολικό κόστος σε επίπεδο φάρμας. Επομένως, η εν λόγω δαπάνη καθορίζεται τόσο από το μέγεθος του αιολικού πάρκου, όσο και από την ισχύ ($P_{WT} = 5 \text{ MW}$) που επιλέγεται κατά τη φάση προσδιορισμού του έργου, ανά ανεμογεννήτρια. Ειδικότερα, το εν λόγω κόστος (C_{ga}), έγκειται στο μοναδιαίο κόστος των πόρων και της μισθωτής εργασίας που συνεπάγεται η φάση σχεδιασμού και ανάπτυξης. Έτσι, σε αυτό περιλαμβάνονται μεταξύ άλλων η διεξοδική έρευνα καταλληλότητας των μονάδων που πρόκειται να απαρτίσουν το αιολικό πάρκο, ο υπολογισμός της απόστασης μεταξύ της πλατφόρμας και του πλησιέστερου δικτύου ηλεκτροδότησης, η εκτίμηση της μέσης ζήτησης σε ενέργεια των - όμορων στο έργο - περιοχών και τέλος, η διαστασιολόγηση και χωροθέτηση των ηλεκτρικών καλωδίων, του υποσταθμού και των αγκυρώσεων που προϋποθέτουν. Έτσι:

$$C_2 = C_{ga} \times N_{WT} \times P_{WT} \quad (2)$$

4.3. Κόστος Κατασκευής (C3)

Το κατασκευαστικό κόστος (C_3), συνίσταται υπολογίζοντας τις επιμέρους δαπάνες για την κατασκευή κάθε στοιχείου ενός αιολικού πάρκου. Παρατηρώντας την παρακάτω σχηματική απεικόνιση, προκύπτει ότι συστατικά μέρη μιας υπεράκτιας δομής αξιοποίησης αιολικής ενέργειας αποτελούν: οι ανεμογεννήτριες (κόστος $C_{3.1}$), η πλωτή υπεράκτια πλατφόρμα (κόστος $C_{3.2}$), η πρόσδεση (κόστος $C_{3.3}$), η αγκύρωση (κόστος $C_{3.4}$) και τέλος, η ηλεκτρική εγκατάσταση (κόστος $C_{3.5}$).



Σχήμα 7: Βασικά στοιχεία μιας υπεράκτιας αιολικής φάρμας (Castro-Santos et. Al, 2016)^b.

Τότε, το συνολικό κατασκευαστικό κόστος θα ισούται με:

$$C_3 = C_{3.1} + C_{3.2} + C_{3.3} + C_{3.4} + C_{3.5} \quad (3)$$

Το κόστος κατασκευής των ανεμογεννητριών ($C_{3.1}$), συντίθεται από το σταθμισμένο κόστος μονάδας, πολλαπλασιασμένο με τον αριθμό των ανεμογεννητριών του πάρκου ($N_{WT} = 20$), μέγεθος που έχει προαποφασιστεί κατά τη φάση προσδιορισμού του έργου. Η στάθμιση πραγματοποιείται βάσει του μοναδιαίου κόστους (δηλ. το κόστος μιας ανεμογεννήτριας σε μονάδες [€/MW], C_{MW}), επί τη μοναδιαία ισχύ ($P_{WT} = 5 \text{ MW}$), σε μεγαβάτ [MW]. Τελικά:

$$C_{3.1} = C_{MW} \times N_{WT} \times P_{WT} \quad (3.1)$$

Το κατασκευαστικό κόστος των πλατφορμών ($C_{3.2}$), αναφέρεται στις πλατφόρμες, οι οποίες θα παραλάβουν τις ανεμογεννήτριες, καθώς και τον υποσταθμό. Έτσι, το εν λόγω κόστος

εξαρτάται αφενός από τον αριθμό των ανεμογεννητριών ($N_{WT} = 20$), ο οποίος καθορίζει τον αριθμό των πλατφορμών και αφετέρου, από το πλήθος των πλωτών, υπεράκτιων πλατφορμών, οι οποίες απαιτούνται για την έδραση του υποσταθμού ($N_{sub} = 1$). Τότε:

$$C_{3.2} = C_{3.2.1_{pgenerator}} \times N_{WT} + C_{3.2.2_{psub}} \times N_{sub} \quad (3.2)$$

Το κατασκευαστικό κόστος των πλωτών πλατφορμών έδρασης ανεμογεννητριών ($C_{3.2.1_{pgenerator}}$), εκτιμάται «τμηματικά», σύμφωνα με τις ενέργειες που απαιτούνται για την κατασκευή τους (Activity-Based Cost – ABC) σε ένα συμβατικό ναυπηγείο. Πρόκειται για το πλέον καθοριστικό κόστος στην κατηγορία της κατασκευής. Συγκεκριμένα, προσμετρώνται οι συναφείς δαπάνες με: το ανθρώπινο δυναμικό (C_{DL}), τα υλικά (C_{MAT}), τη λειτουργία του ναυπηγείου (C_{ACT}) και το εμπορικό κέρδος (B_i). Οι τελικές εκτιμήσεις των άνωθεν μεταβλητών εξαρτώνται σημαντικά από την τεχνολογία πλατφόρμας που έχει επιλεγεί κατά το στάδιο του σχεδιασμού, δεδομένου ότι προκύπτουν διαφοροποιήσεις στην απαιτούμενη ποσότητα χάλυβα. Πιο συγκεκριμένα, οι εργατικές δαπάνες (C_{DL}) αποτελούν συνάρτηση της μάζας που καταλαμβάνει η πλατφόρμα ($m_{platform}$), της βρεχόμενης, μη βρεχόμενης και εσωτερικής επιφάνειάς της (S_{ov} , S_{om} και S_i αντίστοιχα), καθώς και του κόστους ανά ώρα εργασίας (C_{mo}). Κατά παρόμοια λογική, το κόστος των υλικών (C_{MAT}) εξαρτάται επίσης από τη μορφολογία της πλατφόρμας, με τη συνεκτίμηση της τιμής του χάλυβα σε ευρώ ανά τόνο. Τέλος, οι έμμεσες, λειτουργικές δαπάνες του ναυπηγείου (C_{ACT}) συμπεριλαμβάνουν την κατανάλωση ρεύματος και νερού, την απόσβεση των μηχανημάτων, διαχειριστικά κόστη κ.α.. Έτσι:

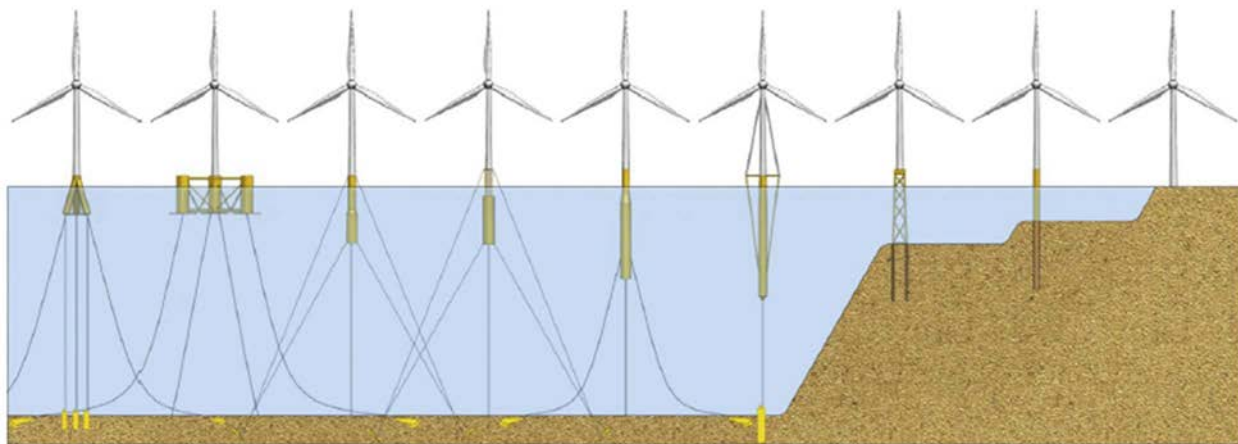
$$C_{3.2.1_{pgenerator}} = (C_{MAT} + C_{DL} + C_{ACT}) \times (1 + B_i) \quad (3.2.1)$$

Κατά την παρούσα μεθοδολογία, το κατασκευαστικό κόστος της πλατφόρμας του υποσταθμού ($C_{3.2.2_{psub}}$), λαμβάνεται ως σταθερά, με γνώμονα την κοστολόγησή του κατά το στάδιο της έρευνας αγοράς. Στην εν λόγω δαπάνη, συμπεριλαμβάνεται και το κατασκευαστικό κόστος αγκύρωσης και πρόσδεσης του υποσταθμού. Επομένως, παρότι θεωρητικά το κατασκευαστικό κόστος πρόσδεσης ($C_{3.3}$), προκύπτει από το άθροισμα των δαπανών για την πρόσδεση τόσο των πλωτών πλατφορμών ($C_{3.3.1}$), όσο και του υποσταθμού ($C_{3.3.2}$), το δεύτερο θεωρείται μηδενικό. Έτσι, το συνολικό κόστος για την κατασκευή της πρόσδεσης ($C_{3.3}$) αφορά στις πλατφόρμες και αποτελεί συνάρτηση της μάζας ανά μέτρο (p_{MOOR}), του μήκους (L_{MOOR}), της τιμής ανά κιλό (C_{MOOR}) και του αριθμού των καλωδίων πρόσδεσης ανά ανεμογεννήτρια (LP).

Τελικά, για την αναγωγή του κόστους σε επίπεδο φάρμας, το υπάρχον γινόμενο πολλαπλασιάζεται και με τον αριθμό των ανεμογεννητριών (N_{WT}):

$$C_{3.3} = C_{3.3.1} = (p_{MOOR} \times L_{MOOR} \times C_{MOOR} \times LP) \times N_{WT} \quad (3.3)$$

Γενικά, η εκτίμηση των αναγκών πρόσδεσης και αγκύρωσης ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου και κατά συνέπεια, η ενδελεχής διαστασιολόγηση και κοστολόγησή των υλικών, εξαρτώνται από τις δυνάμεις που επιδρούν στην πλωτή πλατφόρμα. Στην πραγματικότητα, η μορφολογία και η ποσότητα των καλωδίων πρόσδεσης, καθώς και των αγκυριών, προκύπτουν ως συνάρτηση των χαρακτηριστικών του κυματισμού σχεδιασμού, όπως η περίοδος και το ύψος, αλλά και της ταχύτητας ανέμου και δυνητικά των ρευμάτων, για την περιοχή μελέτης. Τα χαρακτηριστικά της πλατφόρμας WindFloat, η οποία κρίθηκε κατάλληλη για τη δεδομένη περιοχή μελέτης, απεικονίζονται στο παρακάτω σχήμα. Ειδικότερα, παρατηρείται ότι φέρει τέσσερα καλώδια πρόσδεσης ($LP = 4$), τα οποία σταθεροποιούνται στον πυθμένα από τέσσερα αγκύρια ($N_{ANC} = 4$) ανά ανεμογεννήτρια.



Σχήμα 8: Απεικόνιση διαφόρων τεχνολογιών ανεμογεννητριών. Από αριστερά προς δεξιά: TLWT, **WindFloat**, TLB B, TLB X3, Hywind II, SWAY, Jacket, Monopile, Onshore. [42]

Η εκτίμηση του κατασκευαστικού κόστους αγκύρωσης ($C_{3.4}$) ακολουθεί την ίδια φιλοσοφία με αυτή της πρόσδεσης ($C_{3.3}$). Επομένως, πρόκειται για το άθροισμα του κατασκευαστικού κόστους αγκύρωσης της εκάστοτε πλωτής υπεράκτιας πλατφόρμας ($C_{3.4.1}$) και του υποσταθμού ($C_{3.4.2}$):

$$C_{3.4} = C_{3.4.1} + C_{3.4.2} \quad (3.4)$$

Ωστόσο, όπως αναφέρθηκε παραπάνω, το κατασκευαστικό κόστος αγκύρωσης του υποσταθμού ($C_{3.4.2}$), συνεκτιμάται σε αυτό της πλατφόρμας του ($C_{3.2.2psub}$) και συνακόλουθα,

στην παρούσα περίπτωση τίθεται μηδενικό. Για το λόγο αυτό, το συνολικό κόστος για την κατασκευή της αγκύρωσης ($C_{3.4}$) αφορά στις υπεράκτιες πλατφόρμες έδρασης ανεμογεννητριών και αποτελεί συνάρτηση του αριθμού αγκυρίων που αντιστοιχούν σε κάθε ανεμογεννήτρια ($N_{ANC} = 4$), της τιμής μονάδας της άγκυρας Stevshark Mk5 (C_{ANC}) [42], η οποία χρησιμοποιείται ευρέως για την πρόσδεση των πλατφορμών WindFloat, καθώς και του πλήθους των ανεμογεννητριών (N_{WT}). Έτσι:

$$C_{3.4.1} = N_{ANC} \times C_{ANC} \times N_{WT} \quad (3.4.1)$$

Τελευταίο βήμα για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους κατασκευής (C_3) αποτελεί η συνεκτίμηση των δαπανών της ηλεκτρικής εγκατάστασης ($C_{3.5}$). Αφορά στο άθροισμα του κατασκευαστικού κόστους των ηλεκτρικών καλωδίων ($C_{3.5.1}$) και αυτό του υποσταθμού ($C_{3.5.2}$). Συνεπώς:

$$C_{3.5} = C_{3.5.1} + C_{3.5.2} \quad (3.5)$$

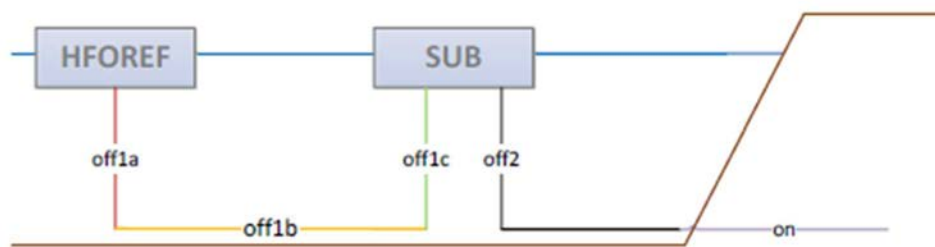
Αναφορικά με τα καλώδια, πρόκειται για σύνθετο σύστημα, το οποίο διακρίνεται σε διάφορες κατηγορίες, με γνώμονα τα σημεία ή τις «περιοχές» που συνδέουν, όπως παρατίθενται παρακάτω (βλ. Σχήμα 9).

- Κατηγορία καλωδίων “off1a”: Συνδέουν κάθε ανεμογεννήτρια με τον πυθμένα. Μεταφέρουν την ενέργεια που παράγει η κάθε ανεμογεννήτρια στο επίπεδο του πυθμένα. Το μήκος τους ισούται με το βάθος σε κάθε θέση.
- Κατηγορία καλωδίων “off1b”: Συνδέουν κάθε καλώδιο της κατηγορίας off1a που καταλήγει στον πυθμένα, με την επόμενη κατά σειρά ανεμογεννήτρια ή -στην περίπτωση της τελευταίας- με τον υποσταθμό, επίσης στο επίπεδο του πυθμένα. Μεταφέρουν την ενέργεια που παράγεται αθροιστικά από μια σειρά ανεμογεννητριών της φάρμας, στον υποσταθμό. Το μήκος τους ισούται με την οριζόντια απόσταση μεταξύ των ανεμογεννητριών στο επίπεδο του πυθμένα και στην περίπτωση της τελευταίας, με την απόσταση από τον υποσταθμό.
- Κατηγορία καλωδίων “off1c”: Συνδέουν κάθε καλώδιο της κατηγορίας off1b που καταλήγει στο επίπεδο του πυθμένα κάτω από τον υποσταθμό με τον υποσταθμό. Το μήκος τους ισούται με το βάθος στη θέση του υποσταθμού.

- Κατηγορία καλωδίων “off2”: Συνδέουν τον υποσταθμό με τη στεριά μεταφέροντας τη συνολική ενέργεια. Το μήκος τους ισούται με το άθροισμα του βάθους στη θέση του υποσταθμού και την απόστασή του από την ακτή.
- Κατηγορία καλωδίων “on”: Αποτελείται από το χερσαίο καλώδιο, το οποίο καταλήγει στο σημείο διασύνδεσης με το δίκτυο.

Λαμβάνοντας υπόψιν την παραπάνω διακριτοποίηση, το κατασκευαστικό κόστος των ηλεκτρικών καλωδίων προκύπτει ως συνάρτηση του πλήθους των γραμμών της φάρμας (NF), του αριθμού των ανεμογεννητριών ανά γραμμή μιας φάρμας (NAF), καθώς και του πλήθους (N), του μήκους (d) και της τιμής ανά μέτρο (C), για κάθε κατηγορία καλωδίου, ως εξής:

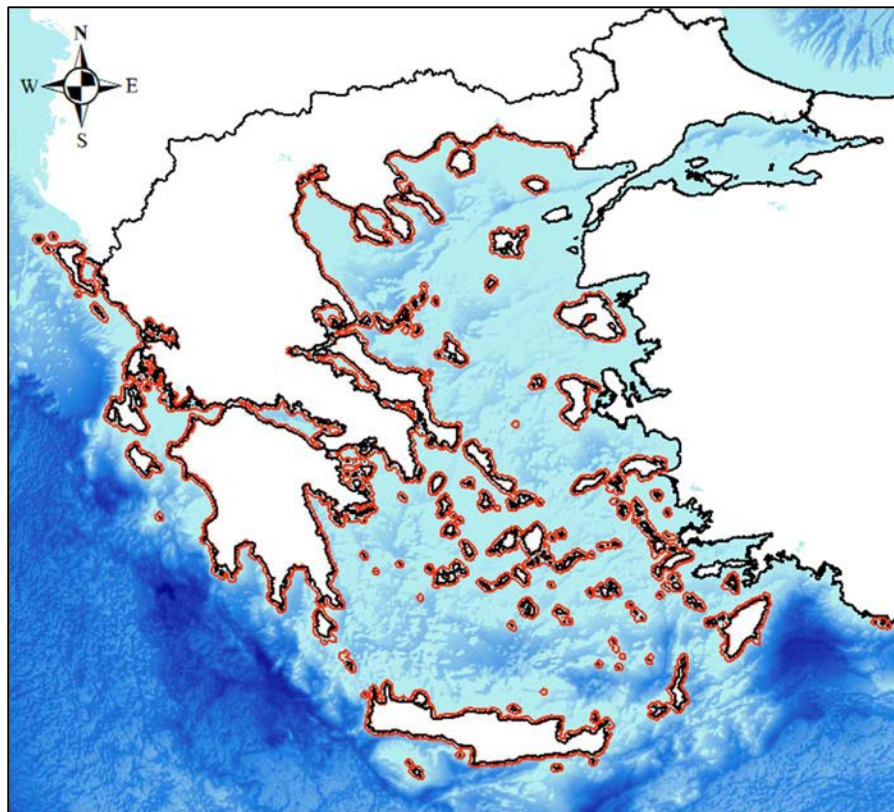
$$C_{3.5.1} = NF \times (N_{off1} \times d_{off1a} \times C_{off1a}) + \sum_{n=1}^{n=NAF} (N_{off1b} \times d_{off1b} \times C_{off1b} + N_{off1c} \times d_{off1c} \times C_{off1c} + N_{off2} \times d_{off2} \times C_{off2} + N_{on} \times d_{on} \times C_{on}) \quad (3.5.1)$$



Σχήμα 9: Σχηματική απεικόνιση κατηγοριών καλωδίων από τη θέση της υπεράκτιας φάρμας έως την ακτή (Casto-santos et al., 2016 [1]).

Δεδομένου του μεγέθους του ερευνητικού πεδίου κατά την παρούσα εργασία, δηλαδή το σύνολο των ελληνικών θαλάσσιων περιοχών, οι οποίες δεν εμπίπτουν στα κριτήρια αποκλεισμού (βλ. Χάρτης 3), όπως είναι αναμενόμενο, δεν προσδιορίστηκε για κάθε επιμέρους πιθανή τοποθεσία χωροθέτησης, σαφής θέση για τον υποσταθμό. Αντ’ αυτού, όπως αναφέρεται και στην υποενότητα των παραδοχών (βλ. υποενότητα 2.1), η απόσταση μεταξύ υποσταθμού και ακτής, τέθηκε σταθερή και ίση με τρία (3) χιλιόμετρα. Η ίδια ανάγκη, προέκυψε και για τον καθορισμό του βάθους στη θέση του υποσταθμού. Έτσι, προβλήθηκαν σε περιβάλλον GIS, τα νοητά σημεία που δημιουργούν τη γραμμή απόστασης 3 χιλιομέτρων από την ελληνική ακτογραμμή, καθένα από τα οποία, αντιστοιχεί σε συγκεκριμένη τιμή βάθους. Δεδομένου του

δείγματος, παρατηρήθηκαν σχετικά ασήμαντες στατιστικά αποκλίσεις και έτσι, το βάθος στη θέση του υποσταθμού τέθηκε, υπέρ της ασφάλειας ίσο με εκατό (100) μέτρα.



Χάρτης 4: Γραμμή απόστασης 3km από ακτή (κόκκινο χρώμα). Ακτογραμμή: μαύρο χρώμα. Υπόβαθρο: βαθυμετρία.

Η κατασκευαστική δαπάνη αναφορικά με τον υποσταθμό ($C_{3.5.2}$) έγκειται στον αριθμό (N_{TS}) και το κόστος (C_{TS}) των μετασχηματιστών, όπως επίσης και στο κόστος (C_{GIS}) του εξοπλισμού μεταγωγής με μόνωση αερίου (Gas Insulated Switchgear – GIS). Στην πράξη, οι μετασχηματιστές επιτελούν την αύξηση της χαμηλής τάσης εξόδου που προκύπτει από κάθε ανεμογεννήτρια, μέχρι την υψηλότερη τιμή τάσης του δικτύου διανομής [43]. Επιπλέον, το στοιχείο Gas Insulated Switchgear – GIS πρόκειται για μεταλλικό, κλειστό εξοπλισμό με μόνωση αερίου, ο οποίος περιλαμβάνει διακόπτες κυκλώματος, απομόνωσης, γείωσης, καθώς και μετασχηματιστές, αλεξικέραυνο, ζυγούς, βύσματα και εξερχόμενα τερματικά. Ο εξοπλισμός αποτρέπει πιθανή ηλεκτροπληξία και διηλεκτρικές βλάβες από κεραυνούς [16]. Επιπλέον, λαμβάνεται υπόψη ότι ο υποσταθμός τοποθετείται σε υπεράκτια τοποθεσία, γεγονός που συνεπάγεται δαπάνες συναφείς με την ταχύτερη διάβρωση, συγκριτικά με χερσαία χωροθέτηση. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω του συντελεστή K_{SUBE} , ο οποίος διορθώνει την τελική τιμή, υπέρ της ασφάλειας. Τελικά:

$$C_{3.5.2} = K_{SUBE} \times (N_{TS} \times C_{TS} + C_{GIS}) \quad (3.5.2)$$

4.4. Κόστος Εγκατάστασης (C4)

Ως φάση του κύκλου ζωής ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου, είναι αντιληπτό ότι η εγκατάσταση αφορά όλα τα επιμέρους στοιχεία που το απαρτίζουν. Συγκεκριμένα, το αθροιστικό κόστος εγκατάστασης (C₄) έγκειται στην εγκατάσταση των ανεμογεννητριών (C_{4.1}), των πλατφορμών (C_{4.2}), των στοιχείων πρόσδεσης και αγκύρωσης (C_{4.3}), της ηλεκτρικής διάταξης (C_{4.4}), καθώς και στο κόστος έναρξης λειτουργίας (C_{4.5}). Έτσι:

$$C_4 = C_{4.1} + C_{4.2} + C_{4.3} + C_{4.4} + C_{4.5} \quad (4)$$

Στα κόστη εγκατάστασης των ανεμογεννητριών (C_{4.1}) και πλατφορμών (C_{4.2}), υπάγονται οι σχετικές δαπάνες με το λιμάνι και το ναυπηγείο (C_{4.1pa}, C_{4.2pa}), τα μεταφορικά κόστη (C_{4.1transport}, C_{4.2transport}), καθώς και η καθαυτή δαπάνη εγκατάστασης (C_{4.1installation}, C_{4.2installation}). Υπό αυτή την έννοια:

$$C_{4.1} = C_{4.1pa} + C_{4.1transport} + C_{4.1installation} \quad (4.1)$$

$$C_{4.2} = C_{4.2pa} + C_{4.2transport} + C_{4.2installation} \quad (4.2)$$

Οι απόστασεις μεταξύ της υπεράκτιας τοποθεσίας, του λιμανιού και του ναυπηγείου, αποτελούν το πλέον κρίσιμο ζήτημα κατά τη φάση σχεδιασμού, υπό την έννοια ότι καθορίζουν την οικονομική βιωσιμότητα ενός αιολικού πάρκου. Έτσι, το κόστος των διεργασιών που λαμβάνουν χώρα στο λιμάνι ή το ναυπηγείο για την εγκατάσταση των ανεμογεννητριών (C_{4.1pa}), διαμορφώνεται ανάλογα τον αριθμό των ανεμογεννητριών (N_{WT}), την απόσταση από το ναυπηγείο στο λιμάνι (d_{shipyard-port}), την ταχύτητα ρυμούλκησης (v_{tug}), το μεταφορικό κόστος ανά ώρα έως το λιμάνι (C_{transport to port}), το χρόνο που απαιτείται για τη φόρτωση της ανεμογεννήτριας στο λιμάνι (t_{loadGENERATOR}), καθώς και το κόστος λειτουργίας του γερανού του λιμένα ανά ώρα (C_{crane}). Η εξάρτηση αυτή αποτυπώνεται ως εξής:

$$C_{4.1pa} = N_{WT} \times \left(\frac{2}{3600} \times \frac{d_{shipyard-port}}{v_{tug}} \times C_{transport to port} + t_{loadGENERATORS} \times C_{crane} \right) \quad (4.1a)$$

Ομοίως, το κόστος των διεργασιών που λαμβάνουν χώρα στο λιμάνι ή το ναυπηγείο για την εγκατάσταση των πλατφορμών (C_{4.2pa}), διαμορφώνεται ανάλογα τον αριθμό των

πλατφορμών (NA), την απόσταση από το ναυπηγείο στο λιμάνι ($d_{\text{shipyard-port}}$), την ταχύτητα ρυμούλκησης (v_{tug}), το μεταφορικό κόστος ανά ώρα έως το λιμάνι ($C_{\text{transport to port}}$), το χρόνο μίσθωσης των εγκαταστάσεων του ναυπηγείου ή του λιμένα για την αποθήκευση των πλατφορμών (t_{hirePLAT}), το εμβαδό της αντίστοιχης περιοχής (S_{hirePLAT}), το κόστος αποθήκευσης (C_{Sstorage}), το χρόνο που απαιτείται για τη φόρτωση των πλατφορμών στο λιμάνι (t_{loadPLAT}) και τέλος, το κόστος λειτουργίας του γερανού του λιμένα ανά ώρα (C_{crane}). Η εξάρτηση αυτή αποτυπώνεται ως εξής:

$$C_{4.2pa} = NA \times \left(\frac{2}{3600} \times \frac{d_{\text{shipyard-port}}}{v_{\text{tug}}} \times C_{\text{transport to port}} + t_{\text{loadPLAT}} \times C_{\text{crane}} \right) + t_{\text{hirePLAT}} \times S_{\text{hirePLAT}} \times C_{\text{Sstorage}} \quad (4.2a)$$

Το μεταφορικό κόστος για την εγκατάσταση των ανεμογεννητριών ($C_{4.1\text{transport}}$), τίθεται μηδενικό, υπό την παραδοχή ότι μετράται στο αντίστοιχο κόστος για τις πλωτές πλατφόρμες ($C_{4.2\text{transport}}$), δεδομένου ότι η ρυμούλκηση και των δύο στοιχείων συμβαίνει ταυτόχρονα. Έτσι:

$$C_{4.1\text{transport}} = 0 \quad (4.1b)$$

Το μεταφορικό κόστος για την εγκατάσταση των πλατφορμών ($C_{4.2\text{transport}}$) εκτιμάται με γνώμονα τον αριθμό των πλωτών πλατφορμών (NA), καθώς και το πλήθος ($N_{\text{vesselTPLAT}}$), το κόστος ανά ημέρα χρήσης ($C_{\text{vesselTPLAT}}$) και το κόστος μετακίνησης (C_{movTPLAT}) των σκαφών που απαιτούνται. Κατά συνέπεια:

$$C_{4.2\text{transport}} = (N_{\text{vesselTPLAT}} \times NA \times C_{\text{vesselTPLAT}}) + C_{\text{movTPLAT}} \quad (4.2b)$$

Το καθαυτό κόστος εγκατάστασης των ανεμογεννητριών ($C_{4.1\text{installation}}$) συνίσταται στο πλήθος τους (N_{WT}), το χρόνο που απαιτείται για τη φόρτωσή τους στο λιμάνι ($t_{\text{loadGENERATOR}}$) και τέλος, στο κόστος χρήσης του γερανού του λιμένα ανά ώρα (C_{crane}). Ο συσχετισμός αυτός αποτυπώνεται ως εξής:

$$C_{4.1\text{installation}} = N_{\text{WT}} \times t_{\text{loadGENERATOR}} \times C_{\text{crane}} \quad (4.1c)$$

Το αντίστοιχο κόστος εγκατάστασης για τις πλωτές πλατφόρμες ($C_{4.2\text{installation}}$) προκύπτει ως συνάρτηση του πλήθους των σκαφών που απαιτούνται για την εγκατάστασή τους ($N_{\text{vesselTPLAT}}$), το χρόνο που καταλαμβάνει η εγκατάσταση κάθε πλατφόρμας ($t_{\text{installationPLAT}}$), το πλήθος των πλατφορμών (NA) και το κόστος χρήσης ανά ώρα του γερανού στο ναυπηγείο ($C_{\text{crane shipyard}}$), ως εξής:

$$C_{4.2installation} = N_{vesselTPLAT} \times \frac{t_{installationPLAT}}{24} \times NA \times C_{crane shipyard} \quad (4.2c)$$

Για την εκτίμηση του κόστους εγκατάστασης των στοιχείων πρόσδεσης και αγκύρωσης ($C_{4.3}$), κατά την παρούσα μεθοδολογία, προσμετράται η χρήση ενός οχήματος χειρισμού αγκυρίων (Anchor Handling Vehicle – AHV). Το πλεονέκτημα του εν λόγω μηχανήματος έγκειται στο γεγονός ότι, κατά τη χρήση του δεν απαιτείται υποθαλάσσιος εξοπλισμός. Αντ' αυτού το AHV αποθέτει τα επιμέρους στοιχεία στις κατάλληλες θέσεις, χωρίς να απαιτείται περαιτέρω παρέμβαση, γεγονός που ελαχιστοποιεί σημαντικά το αντίστοιχο κόστος. Υπό αυτό το πρίσμα, το κόστος εγκατάστασης των συστημάτων πρόσδεσης και αγκύρωσης ($C_{4.3}$) εξαρτάται από το ημερήσιο κόστος χρήσης του σκάφους AHV (C_{aaAHV}), το πλήθος των αγκυρίων που εγκαθίστανται ημερησίως με τη χρήση συστήματος AHV ($T_{instAHV}$), τα ημερομίσθια του εργατικού δυναμικού (C_{aadL}), τις ημερήσιες δαπάνες για αντλίες και δύτες ($C_{aapumps\&divers}$) και σαφώς το συνολικό πλήθος των αγκυρίων ($N_{anchors} = 4 \times 20 = 80$, βλ. Σχήμα 8). Έτσι:

$$C_{4.3} = (C_{aaAHV} + C_{aadL} + C_{aapumps\&divers}) \times \left(\frac{N_{anchors}}{T_{instAHV}} \right) \quad (4.3)$$

Όπως είναι αντιληπτό, το συνολικό πλήθος των αγκυρίων ($N_{anchors}$) καθορίζεται από τον αριθμό των πλωτών πλατφορμών και κατ' επέκταση, το πλήθος των καλωδίων πρόσδεσης ανά πλατφόρμα (LP). Στην ίδια φιλοσοφία, προστίθενται τα απαραίτητα αγκύρια του υποσταθμού.

Το κόστος εγκατάστασης του ηλεκτρικού εξοπλισμού ($C_{4.4}$) αφορά τα επιμέρους καλώδια ($C_{4.4cable}$), καθώς και τον υποσταθμό ($C_{4.4sub}$). Επομένως:

$$C_{4.4} = C_{4.4cables} + C_{4.4sub} \quad (4.4)$$

Το κόστος εγκατάστασης των ηλεκτρικών καλωδίων ($C_{4.4cable}$) είναι συνάρτηση της σταθεράς K_{inst} , η οποία υποδηλώνει τον ημερήσιο ρυθμό εγκατάστασης των καλωδίων σε μέτρα, του αριθμού των γραμμών του υπεράκτιου αιολικού πάρκου (NF), του καθαυτού κόστους εγκατάστασης (C_{inst}), του μήκους (d) και του πλήθους (N) των ηλεκτρικών καλωδίων. Στην ίδια φιλοσοφία με τον υπολογισμό του κατασκευαστικού κόστους των καλωδίων ($C_{3.5.1}$), κάθε επιμέρους κατηγορία φέρει διακριτά χαρακτηριστικά (βλ. Σχήμα 9). Συνεπώς διαμορφώνεται η σχέση υπολογισμού:

$$\begin{aligned}
 C_{4.4cable} = & C_{inst20kV} \times \frac{1}{K_{inst20kV}} \\
 & \times \left(NF \times N_{off1a} \times d_{off1a} + \sum_{n=1}^{n=NF} N_{off1bn} \times d_{off1bn} \right. \\
 & \left. + N_{off1c} \times d_{off1c} \right) + C_{inst220kV} \times \frac{1}{K_{inst220kV}} \times N_{off2} \times d_{off2} \\
 & + C_{instonshore} \times N_{on} \times d_{on}
 \end{aligned} \tag{4.4a}$$

Το κόστος εγκατάστασης του υποσταθμού ($C_{4.4sub}$) εξαρτάται από τον αριθμό των πλατφορμών του ($P_{sub} = 1$), τις συναφείς με τον υποσταθμό δαπάνες στο λιμένα ($C_{isubport}$), το μεταφορικό κόστος ($C_{isubtransport}$) και τέλος, το καθαυτό κόστος εγκατάστασης του υποσταθμού. Έτσι:

$$C_{4.4sub} = P_{sub} \times C_{isubport} + C_{isubtransport} + P_{sub} \times C_{isubinstallation} \tag{4.4b}$$

Το τελευταίο κόστος, το οποίο προσμετράται στη φάση της εγκατάστασης, είναι το κόστος έναρξης λειτουργίας ($C_{4.5}$). Περιλαμβάνει τις δαπάνες σύνδεσης της υπεράκτιας πλατφόρμας στο δίκτυο και τίθεται σταθερό και ίσο με τη μεταβλητή $C_{start-up}$.

$$C_{4.5} = C_{start-up} \tag{4.5}$$

4.5. Κόστος Εκμετάλλευσης (C_5)

Το πέμπτο σκέλος κατά τον υπολογισμό του κόστους κύκλου ζωής ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου, αφορά την εκμετάλλευσή του. Ειδικότερα, το κόστος εκμετάλλευσης (C_5) συνίσταται στις επιμέρους δαπάνες ασφάλισης ($C_{5.1}$), διαχείρισης ($C_{5.2}$), λειτουργίας και συντήρησης ($C_{5.3}$). επομένως, προκύπτει αθροιστικά ως εξής:

$$C_5 = C_{5.1} + C_{5.2} + C_{5.3} \tag{5}$$

Η δαπάνη ασφάλισης ($C_{5.1}$), εκτιμάται ως ποσοστό του αθροιστικού κόστους των προηγούμενων φάσεων, δηλαδή αυτών του προσδιορισμού (C_1), του σχεδιασμού και ανάπτυξης (C_2), της κατασκευής (C_3) και τέλος, της εγκατάστασης (C_4). Συγκεκριμένα:

$$C_{5.1} = 0.01 \times (C_1 + C_2 + C_3 + C_4) \tag{5.1}$$

Οι διαχειριστικές δαπάνες ($C_{5.2}$) προκύπτουν ως συνάρτηση της διάρκειας ενός πλήρη κύκλου ζωής της υπεράκτιας φάρμας σε έτη (N_{farm}), του ετήσιου διαχειριστικού κόστους (C_{gADM}) και του ποσού που διατίθεται για νομικά ζητήματα ανά χρόνο (C_{gLEGAL}). Συνεπώς:

$$C_{5.2} = N_{farm} \times (C_{gADM} + C_{gLEGAL}) \quad (5.2)$$

Ο υπολογισμός του κόστους λειτουργίας και συντήρησης ($C_{5.3}$), αποτελεί κρίσιμη παράμετρο για το κόστος εκμετάλλευσης (C_5). Κατά βάση περιλαμβάνει την εκτίμηση του ρυθμού φθοράς της υπεράκτιας εγκατάστασης, δεδομένο ιδιαίτερα δύσκολο να προσεγγιστεί, εφόσον δεν υπάρχει διαθέσιμη πληθώρα σχετικών στατιστικών από πραγματικά πάρκα. Κατά την παρούσα μεθοδολογία, οι πρακτικές συντήρησης διακρίνονται σε προληπτικές και πιθανές, διορθωτικές ενέργειες. Τελικά, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης ($C_{5.3}$) έγκειται στα αντίστοιχα ετήσια κόστη των προληπτικών ενεργειών συντήρησης ($C_{5.3.1}$) και των διορθωτικών ενεργειών συντήρησης ($C_{5.3.2}$), καθώς και στη διάρκεια ενός πλήρη κύκλου ζωής της υπεράκτιας φάρμας σε έτη (N_{farm}).

$$C_{5.3} = N_{farm} \times (C_{5.3.1} + C_{5.3.2}) \quad (5.3)$$

Αναφορικά με τις προληπτικές ενέργειες συντήρησης, πρόκειται για περιοδικά προγραμματισμένους ελέγχους σε όλα τα στοιχεία του εξοπλισμού, βάσει των προδιαγραφών του εκάστοτε κατασκευαστή, συνήθως κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, όποτε και οι συνθήκες δεν επιβαρύνουν το κόστος. Ενδεικτικά, περιλαμβάνουν αντικατάσταση ή καθαρισμό υλικού, καλιμπράρισμα αισθητήρων κ.α.. Το αντίστοιχο ετήσιο κόστος ($C_{5.3.1}$) υπολογίζεται με γνώμονα τα μεταφορικά κόστη (CMP_{TRANSP}), την αξία των υλικών (CMP_{MATP}) και το κόστος της χειρωνακτικής εργασίας (CMP_{DLP}). Τα μεταφορικά κόστη (CMP_{TRANSP}) συνυπολογίζονται μία φορά, καθώς κρίνεται ότι η μεταφορά των επιμέρους στοιχείων πραγματοποιείται ταυτόχρονα. Ωστόσο, η αξία των υλικών (CMP_{MATP}) και το κόστος της χειρωνακτικής εργασίας (CMP_{DLP}), διακριτοποιούνται με γνώμονα το στοιχείο που αφορά η επισκευή. Ειδικότερα, τίθενται:

- $p=1$, για επισκευή των ανεμογεννητριών,
- $p=2$, για επισκευή των πλατφορμών,
- $p=3$, για επισκευή των γραμμών πρόσδεσης,
- $p=4$, για επισκευή του συστήματος αγκύρωσης,
- $p=5$, για επισκευή του ηλεκτρικού συστήματος.

Έτσι, το ετήσιο κόστος προληπτικών ενεργειών συντήρησης ($C_{5.3.1}$) θα ανέρχεται σε:

$$C_{5.3.1} = CMP_{TRANSP} + \sum_{p=1}^{p=5} (CMP_{MATp} + CMP_{DLp}) \quad (5.3.1)$$

Αντιθέτως, οι διορθωτικές ενέργειες συντήρησης προκύπτουν κατόπιν αστοχίας και όχι βάσει προγραμματισμού. Το αντίστοιχο ετήσιο κόστος ($C_{5.3.2}$), εξαρτάται από το ημερομίσθιο του προσωπικού επισκευής (CMC_{DLp}), το μεταφορικό κόστος ($CMC_{TRANSPp}$), τις δαπάνες για υλικά (CMC_{MATp}) και την πιθανότητα αστοχίας του στοιχείου p ($P_{failurep}$), όπως ορίζεται ανωτέρω. Μια παρόμοια προσέγγιση, διακρίνει τις αστοχίες σε τρεις κατηγορίες βάσει τη σοβαρότητας της βλάβης. Έτσι:

- $n=1$, για αμελητέα επισκευή
- $n=2$, για σημαντική επισκευή
- $n=3$, για αντικατάσταση στοιχείου

Τελικά:

$$C_{5.3.2} = \sum_{p=1}^{p=5} (CMC_{DLp} + CMC_{TRANSPp} + CMC_{MATp})$$

ή:

$$C_{5.3.2} = \sum_{n=1}^{n=3} (CMC_{DLn} + CMC_{TRANSPn} + CMC_{MATn}) \quad (5.3.2a, b)$$

4.6. Κόστος Αποσυναρμολόγησης (C_6)

Ο πλήρης κύκλος ζωής ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου, συμπεριλαμβάνει και την τελική φάση αποσυναρμολόγησης. Στόχο της εν λόγω φάσης, αποτελεί η εκκαθάριση του χώρου και η επαναφορά του στην αρχική κατάσταση. Σε πρώτο χρόνο, αποσυναρμολογούνται τα κύρια στοιχεία της εγκατάστασης, καθώς και συλλέγονται οι βασικές πρώτες ύλες (π.χ. χάλυβας, αλουμίνιο). Το κόστος αποσυναρμολόγησης (C_6) συνίσταται στις δαπάνες αποσυναρμολόγησης των επιμέρους στοιχείων, δηλαδή των ανεμογεννητριών ($C_{6.1}$), των πλωτών πλατφορμών ($C_{6.2}$), των εξαρτημάτων πρόσδεσης και αγκύρωσης ($C_{6.3}$) και του ηλεκτρολογικού εξοπλισμού ($C_{6.4}$). Επιπρόσθετα, λαμβάνει υπόψιν τα κόστη εκκαθάρισης του χώρου ($C_{6.5}$) και τέλος, τη δαπάνη που σχετίζεται με την απομάκρυνση των υλικών ($C_{6.6}$), ως εξής:

$$C_6 = C_{6.1} + C_{6.2} + C_{6.3} + C_{6.4} + C_{6.5} + C_{6.6} \quad (6)$$

Γενικά, τα επιμέρους κόστη αποσυναρμολόγησης κάθε στοιχείου της πλωτής αιολικής φάρμας ($C_{6.1}$, $C_{6.2}$, $C_{6.3}$, $C_{6.4}$), υπολογίζονται στην ίδια φιλοσοφία με τα αντίστοιχα κόστη για την εγκατάστασή τους. Δεδομένου ότι η πρακτική της αποσυναρμολόγησης χαρακτηρίζεται εν γένει από χαμηλότερες απαιτήσεις σε ακρίβεια, σχεδιασμό και κατ' επέκταση χρόνο, οι σχετικές δαπάνες, αποτελούν μικρότερο ποσοστό των αντίστοιχων, κατά τη φάση της εγκατάστασης. Σ' αυτή τη λογική, κατ' αντιστοιχία με την εξίσωση (4.1), το κόστος αποσυναρμολόγησης των ανεμογεννητριών ($C_{6.1}$), δίνεται από τη σχέση:

$$C_{6.1} = C_{6.1pa} + C_{6.1transport} + C_{6.1dismantling} \quad (6.1)$$

Ομοίως, το κόστος αποσυναρμολόγησης των πλωτών πλατφορμών ($C_{6.2}$) προκύπτει ως εξής (βλ. εξίσωση (4.2)):

$$C_{6.2} = C_{6.2pa} + C_{6.2transport} + C_{6.2dismantling} \quad (6.2)$$

Στο ίδιο πλαίσιο, το κόστος αποσυναρμολόγησης των συστημάτων πρόσδεσης και αγκύρωσης ($C_{6.3}$) εκτιμάται από τη σχέση (βλ. εξίσωση (4.3)):

$$C_{6.3} = (C_{aaAHV} + C_{aaDL} + C_{aapumps\&divers}) \times \left(\frac{N_{anchors}}{T_{dismantlingAHV}} \right) \quad (6.3)$$

Το κόστος αποσυναρμολόγησης του ηλεκτρολογικού εξοπλισμού, βάσει αυτό της εγκατάστασης, θα ισούται με (βλ. εξίσωση (4.4)):

$$C_{6.4} = C_{6.4cables} + C_{6.4sub} \quad (6.4)$$

Όπως αναφέρθηκε και στην παράγραφο των παραδοχών (βλ. υποενότητα 2.1), η μακροσκοπική προσέγγιση της παρούσας εργασίας, συνεπάγεται σχετική αβεβαιότητα, ως προς το σχήμα, την περίμετρο και την επιφάνεια κάθε συγκεκριμένου υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Για το λόγο αυτό, το κόστος εκκαθάρισης του χώρου μετά την αποσυναρμολόγηση ($C_{6.5}$), λαμβάνεται ως σταθερή τιμή, συμβατή με αντίστοιχης τάξης μεγέθους πάρκα και πλατφόρμες εξόρυξης πετρελαίου.

Τέλος, το κόστος αναφορικά με την απομάκρυνση των υλικών ($C_{6.6}$) προκύπτει από το άθροισμα των δαπανών διαλογής ($C_{6.6processing}$), του μεταφορικού κόστους ($C_{6.6transport}$), καθώς και του κόστους για την απόθεσή τους ($C_{6.6elimination}$), ως εξής:

$$C_{6.6} = C_{6.6processing} + C_{6.6transportation} + C_{6.6elimination} \quad (6.6)$$

Αναφορικά με την απόθεση των βασικών πρώτων υλών, υπάρχει η πρόβλεψη, είτε να μεταφερθούν σε χωματερή, είτε να μεταπωληθούν ως σκραπ. Στο πλαίσιο της παρούσας μελέτης, επιλέχθηκε η πρακτική της μεταπώλησης, αφενός επειδή αποτελεί την πιο οικολογική εναλλακτική και αφετέρου, επειδή συνεπάγεται έσοδο για τον τελικό προϋπολογισμό, το οποίο λογίζεται στο αθροιστικό κόστος ($C_{6.6}$), αρνητικά προσημασμένο. Για τον υπολογισμό αυτού του μεγέθους, λαμβάνονται υπόψη οι συνολικοί τόνοι πρώτων υλών (κυρίως χάλυβα και αλουμινίου) και οι τιμές τους ανά κιλό σε σκραπ.

Τελικά, το αθροιστικό κόστος κύκλου ζωής μιας υπεράκτιας αιολικής φάρμας (LCS_{foref}), προκύπτει λαμβάνοντας υπόψιν τις επιμέρους δαπάνες των σταδίων Προσδιορισμού (C_1), Σχεδιασμού και Ανάπτυξης (C_2), Κατασκευής (C_3), Εγκατάστασης (C_4) και Αποσυναρμολόγησης (C_6), ως εξής:

$$LCS_{foref} = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 + C_6 \quad (7)$$

4.7. Υπολογισμός Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (Levelized Cost of Energy – LCOE)

Τα υπεράκτια αιολικά πάρκα αποτελούν κοστοβόρα εγχειρήματα, η αποπληρωμή των οποίων, συμβαίνει αρκετά χρόνια από την αρχή της λειτουργίας τους. Επομένως, όπως προσδιορίστηκε στις προηγούμενες υποενότητες, για την εκτίμηση της οικονομικής τους βιωσιμότητας, απαιτείται η ποσοτικοποίηση των επιμέρους δαπανών ανά φάση του εκάστοτε εγχειρήματος. Στη συνέχεια, το τελικό παραγόμενο της διαδικασίας, δηλαδή το αθροιστικό κόστος κύκλου ζωής (LCS_{foref}), χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (Levelized Cost of Energy – LCOE). Το LCOE λειτουργεί ως δείκτης για τη σύγκριση των διαφόρων τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με τεχνοοικονομικούς όρους. Ιδιαίτερα χρήσιμο είναι επίσης, όταν η εφαρμογή του αφορά συγκεκριμένη μελέτη περίπτωσης, όπου τα χαρακτηριστικά της περιοχής δεν αποτελούν μεταβλητό δεδομένο εισόδου, άρα η τιμή του δείκτη, εξαρτάται τελικά μόνο από την απόδοση των διαφόρων τεχνολογιών (λιγνίτης, φυσικό αέριο, πυρηνική ενέργεια, υδροηλεκτρικά, φωτοβολταϊκά, αιολικά κ.α.). Με τη χρήση του LCOE ως εργαλείο λήψης αποφάσεων, ενισχύεται η ακρίβεια κατά τη φάση σχεδιασμού, με άμεσα αποτελέσματα τη βελτιστοποίηση της διαδικασίας και τη συνεπαγόμενη μείωση του αθροιστικού κόστους [8]. Έτσι, το LCOE ως μεθοδολογία, συμβάλει στον εντοπισμό των

παραμέτρων εκείνων, οι οποίες διαμορφώνουν την τάξη μεγέθους του κόστους, πριν ακόμη πραγματοποιηθεί η επένδυση.

Ο υπολογισμός του LCOE πραγματοποιείται εκτιμώντας την ετήσια συνιστώσα του αθροιστικού κόστους κύκλου ζωής (LCS_{foref}) και συσχετίζοντάς τη με την εκτιμώμενη, ετήσια, παραγόμενη ενέργεια (E). Γίνεται επομένως εύκολα αντιληπτό, ότι αποτελεί συνάρτηση της διάρκειας του κύκλου ζωής ($N_{farm} = 20$ έτη), καθώς και του κεφαλαιακού κόστους (r). Έτσι:

$$LCOE = \frac{\sum_{n=0}^{n=N_{farm}} \frac{LCS_{forefn}}{(1+r)^n}}{\sum_{n=0}^{n=N} \frac{E}{(1+r)^n}} \quad (8)$$

Η ετήσια συνιστώσα του κόστους κύκλου ζωής (LCS_{forefn}), διαφέρει ανά χρόνο, δεδομένων των διαφορετικών διεργασιών που πραγματοποιούνται, ανά φάση λειτουργίας του εγχειρήματος. Ειδικότερα, το αρχικό χρονολογικά κόστος, δηλαδή αυτό του έτους 0, αποτελείται από το αθροιστικό κόστος κύκλου ζωής (LCS_{foref}), έχοντας αφαιρέσει τις δαπάνες εκμετάλλευσης (C_5) και αποσυναρμολόγησης (C_6). Έτσι, για το έτος 0 θα ισχύει:

$$LCS_{foref0} = LCS_{foref} - C_5 - C_6 \quad (8.1)$$

Κατά παρόμοια λογική, τα ετήσια κόστη των ενδιάμεσων ετών ($LCS_{foref1-n}$) θα συνίστανται στο κόστος εκμετάλλευσης (C_5) ανά έτος. Συνεπώς:

$$LCS_{foref1-n} = \frac{C_5}{N_{farm}} \quad (8.2)$$

Τέλος, η ετήσια συνιστώσα του κόστους κύκλου ζωής για το τελευταίο έτος του εγχειρήματος, θα λαμβάνει επιπλέον υπόψη τη δαπάνη αποσυναρμολόγησης (C_6), ως εξής:

$$LCS_{forefN_{farm}} = \frac{C_5}{N_{farm}} + C_6 \quad (8.3)$$

Όπως είναι λογικό, ο δείκτης LCOE που αντιστοιχεί σε μια υπεράκτια, αιολική φάρμα είναι ιδιαίτερα μεταβλητός, ανάλογα την τιμή που τίθεται για την εκτιμώμενη, ετήσια, παραγόμενη ενέργεια (E). Πρόκειται για το γινόμενο της ενέργειας που παράγει μία ανεμογεννήτρια ετησίως (E_1), με τον αριθμό των ανεμογεννητριών του πάρκου (N_{WT}) και τους συντελεστές απομείωσης, λόγω διαθεσιμότητας ($\eta_{availability}$) και αποδοτικότητας της μετάδοσης ($\eta_{transmission}$).

Έτσι:

$$E = N_{WT} \times \left(\frac{E_1}{1000} \right) \times \eta_{availability} \times \eta_{transmission} \quad (8.4)$$

Η εκτίμηση της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας προκύπτει με γνώμονα τα χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας που επιλέχθηκε κατά τη φάση του σχεδιασμού, καθώς και τα ανεμολογικά δεδομένα για το σύνολο των ελληνικών θαλασσών. Πρόκειται για σχετικά περίπλοκο υπολογισμό, ο οποίος προσεγγίζεται διεξοδικά στην επόμενη υποενότητα. Ειδικότερα, η εξίσωση υπολογισμού της ενέργειας E_1 έγκειται στην καμπύλη ισχύος ($P_{CP(v)}$) και τις χαρακτηριστικές ταχύτητες (v_{cut-in} , $v_{cut-out}$, v_{rated}) της ανεμογεννήτριας, την κατανομή των ανεμολογικών δεδομένων κατά Weibull ($p_{Weibull}(v, c, k)$), καθώς και το σύνολο των ωρών ενός έτους (NHAT), για τη μετατροπή του μεγέθους σε μονάδες κιλοβατώρας ανά έτος. Τελικά:

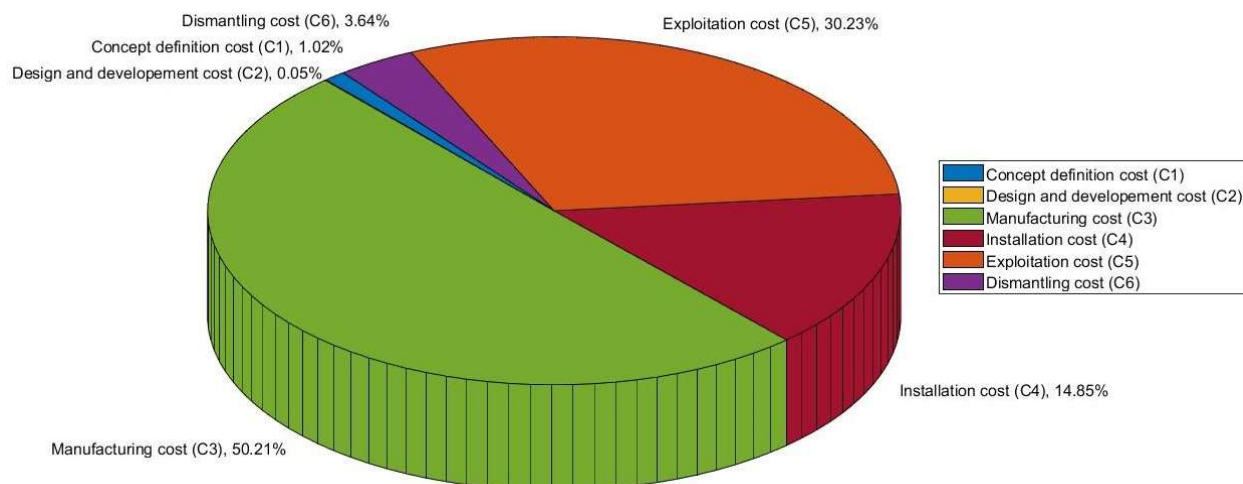
$$E_1 = NHAT \times \int_0^{v_{cut-out}} P_{CP(v)} \times p_{Weibull}(v, c, k) dv \quad (8.5)$$

4.8. Εφαρμογή & Αποτελέσματα

Η μεθοδολογία υπολογισμού του Κόστους Κύκλου Ζωής ενός υπεράκτιου πλωτού αιολικού πάρκου (LCS_{foref}), καθώς και του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE), εφαρμόστηκε σε περιβάλλον Matlab. Δεδομένης της μακροσκοπικής προσέγγισης της παρούσας εργασίας, σε πρώτο χρόνο, λήφθηκαν υπόψη οι αποδεκτές περιοχές με γνώμονα τα κριτήρια του κεφαλαίου 3, ως σημεία στο χάρτη, με χωρική ανάλυση 1kmx1km. Για τα εν λόγω σημεία, συγκροτήθηκαν υπό μορφή πίνακα με το λογισμικό ArcMap τα εξής χαρακτηριστικά: βάθος (m), ταχύτητα ανέμου (m/s) και απόσταση από τον πλησιέστερο λιμένα με δυνατότητα υποστήριξης του εγχειρήματος (m) (βλ. υποενότητα 3.1). Στη συνέχεια, ο σχετικός πίνακας χρησιμοποιήθηκε στο Matlab, για την εκτίμηση όλων των μεταβλητών με εξάρτηση από την τοποθεσία, δηλαδή του μήκους των καλωδίων διασύνδεσης, καθώς και της ετήσιας παραγωγής ενέργειας. Έτσι, εξασφαλίστηκε ότι το σύνολο των υπολογισμών αφορά όλα τα επιμέρους σημεία, υπό το πρίσμα των παραδοχών του κεφαλαίου 1.

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, το κόστος κύκλου ζωής ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου (LCS_{foref}) συνίσταται στις επιμέρους δαπάνες Προσδιορισμού (C_1), Σχεδιασμού και Ανάπτυξης (C_2), Κατασκευής (C_3), Εγκατάστασης (C_4) και Αποσυναρμολόγησης (C_6). Στον παρακάτω πίνακα

και διάγραμμα αποτυπώνονται, η μέγιστη, ελάχιστη και μέση υπολογισμένη τιμή για το κόστος κύκλου ζωής (LCS_{foref}), καθώς και η εξάρτησή του από τις επιμέρους δαπάνες ανά φάση του αιολικού πάρκου.

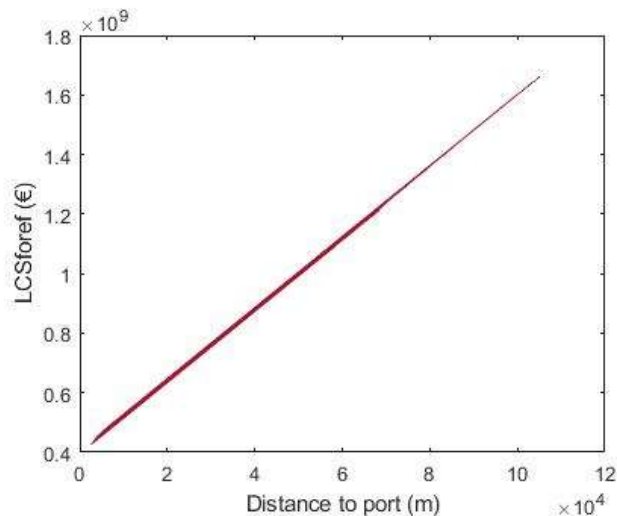


Σχήμα 10: Διάγραμμα πίτας για την κατανομή του κόστους κύκλου ζωής (LCS_{foref}) στις επιμέρους δαπάνες ανά φάση.

Πίνακας 5: Χαρακτηριστικές τιμές κόστους κύκλου ζωής (LCS_{foref}).

$LCS_{forefmax}$	[€]	1664056238.01
$LCS_{forefmin}$	[€]	428557154.12
$LCS_{forefmean}$	[€]	761614338.52

Παρατηρείται ότι, η πλέον κοστοβόρα φάση του κύκλου ζωής ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου είναι αυτή της κατασκευής, γεγονός που συνάδει με τη διεθνή βιβλιογραφία ([42], [1]). Μετά από περεταίρω έλεγχο, προκύπτει πως την παράμετρο που δικαιολογεί την τάξη μεγέθους του κατασκευαστικού κόστους (C_3), αποτελεί το μήκος των καλωδίων, δηλαδή όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, η απόσταση από το πλησιέστερο λιμάνι που πληροί τις προδιαγραφές για ανάλογα εγχειρήματα. Είναι άλλωστε ευρέως γνωστή, η απόλυτη συσχέτιση του βάθους με το κόστος, ως ανάλογα μεγέθη. Το διάγραμμα που ακολουθεί (βλ. Σχήμα 11), επαληθεύει και αριθμητικά πλέον, αυτόν τον ισχυρισμό. Έπειτα, τα υπολογισμένα μεγέθη οπτικοποιούνται και πάλι σε περιβάλλον ArcMap, όπως παρατίθενται υπό μορφή χάρτη στο τέλος της παρούσας ενότητας (βλ. Χάρτης 5).



Σχήμα 11: Συσχέτιση κόστους κύκλου ζωής - απόστασης από ακτή.

Για τον υπολογισμό του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE), προέχει η εκτίμηση της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας από μία ανεμογεννήτρια (E_1). Σε πρώτο χρόνο απομονώθηκαν από τα ανεμολογικά δεδομένα για το σύνολο της Ελλάδας, με το λογισμικό ArcMap, αυτά που αφορούν σε υπεράκτιες περιοχές. Χάριν συμβατότητας με τα δεδομένα κόστους, διατηρήθηκε χωρική ανάλυση 1kmx1km. Έπειτα, υπολογίστηκαν οι παράμετροι σχήματος (k) και κλίμακας (c) κατά Weibull, ως συνάρτηση των ταχυτήτων ανέμου. Ενδεικτικά:

$$k = \left(\frac{\sigma_v}{v_{avg}} \right)^{-1.086} \quad (8.6)$$

$$c = v_{avg} \times \left(0.568 + \frac{0.433}{k} \right)^{-\frac{1}{k}} \quad (8.7)$$

Όπου,

σ_v : η τυπική απόκλιση των ανεμολογικών δεδομένων (m/s)

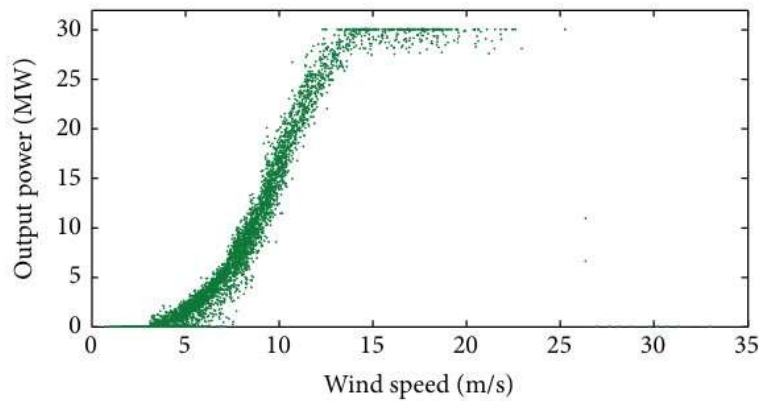
v_{avg} : η μέση ταχύτητα ανέμου (m/s)

Έτσι, καταστρώθηκε η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας κατά Weibull ([44], [45]):

$$p_{Weibull} = \frac{k}{c} \times \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-\frac{v^k}{c}} \quad (8.8)$$

Η καμπύλη ισχύος ($P_{CP(v)}$), πρόκειται για τη συνάρτηση που συνδέει την παραγόμενη ενέργεια από μία ανεμογεννήτρια, με την ταχύτητα ανέμου. Χαρακτηρίζεται εν γένει, από τη μορφή της καμπύλης του σχήματος 12, αλλά οι επιμέρους τιμές διακρίνονται, με γνώμονα τις

χαρακτηριστικές ταχύτητες (v_{cut-in} , $v_{cut-out}$, v_{rated}) και την ονομαστική ισχύ (P_{WT}), της συγκεκριμένης τεχνολογίας ανεμογεννήτριας που επιλέχθηκε κατά τη φάση σχεδιασμού.



Σχήμα 12: Καμπύλη ισχύος ανεμογεννητριών από πραγματικά δεδομένα ([45]).

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας, επιλέχθηκε πλατφόρμα τεχνολογίας WindFloat (βλ. υποενότητα 2.2) και ανεμογεννήτρια ισχύος 5 MW, δεδομένα που διατρέχουν την υπολογιστική διαδικασία. Το σχήμα 12 καταδεικνύει ότι η καμπύλη ισχύος ($P_{CP(v)}$) διακρίνεται σε τρία διαστήματα, ανάλογα την απόδοσή της ανά ταχύτητα ανέμου. Είναι γνωστό, πως οι χαμηλές ταχύτητες ανέμου δεν συνεισφέρουν στην παραγωγή ενέργειας, καθώς και οι πολύ υψηλές δυνητικά προκαλούν φθορά. Οι συγκεκριμένες χαρακτηριστικές ταχύτητες, προκύπτουν από τις προδιαγραφές της πλατφόρμας. Για τις πλατφόρμες WindFloat, η ταχύτητα έναρξης λειτουργίας (v_{cut-in}), η ονομαστική ταχύτητα (v_r) και η ταχύτητα λήξης λειτουργίας, λαμβάνουν τις εξής τιμές:

Πίνακας 6: Χαρακτηριστικές ταχύτητες πλατφόρμας WindFloat

v_{cut-in}	[m/s]	3
v_r	[m/s]	11.4
$v_{cut-out}$	[m/s]	25

Τότε, η καμπύλη ισχύος παίρνει την εξής μορφή [46]:

$$P_{cp(v)} = \begin{cases} 0, & 0 \leq v \leq v_{cut-in} \\ P_{WT} \times 10^6 \times \frac{v^3}{v_r^3}, & v_{cut-in} \leq v \leq v_r \\ P_{WT} \times 10^6, & v_r \leq v \leq v_{cut-out} \end{cases} \quad (8.9)$$

Έτσι, ο υπολογισμός του ολοκληρώματός της κατά τη σχέση (8.5), πραγματοποιείται διακρίνοντάς το στα τρία διαστήματα. Εισάγοντας εκ νέου τα υπολογισμένα δεδομένα για την

εκτιμώμενη, ετήσια παραγόμενη ενέργεια (E_1) σε μονάδες kWh/έτος, προκύπτει ο Χάρτης 6. Επιπλέον, εκτελώντας το γινόμενο της εξίσωσης (8.4), προκύπτει η αθροιστική ενέργεια ανά πάρκο (E) σε μονάδες MWh/έτος, όπως αποτυπώνεται στο χάρτη 7. Τα μετρούμενα μεγέθη συνάδουν με την τάξη μεγέθους των πραγματικών δεδομένων του πιλοτικού πάρκου WindFloat Atlantic. Πρόκειται για την πρώτη υπεράκτια πλωτή αιολική φάρμα της Ευρώπης με ημιβυθισμένη πλατφόρμα, η οποία βρίσκεται ανοιχτά της ακτής Viana do Castelo, στην Πορτογαλία και αποτελείται από τρεις ανεμογεννήτριες, ισχύος 8.4 MW. Η λειτουργία της ξεκίνησε το 2020 και η παραχθείσα ενέργεια έφτασε τις 74 και 78 GWh, κατά τον πρώτο και το δεύτερο χρόνο αντίστοιχα [47].



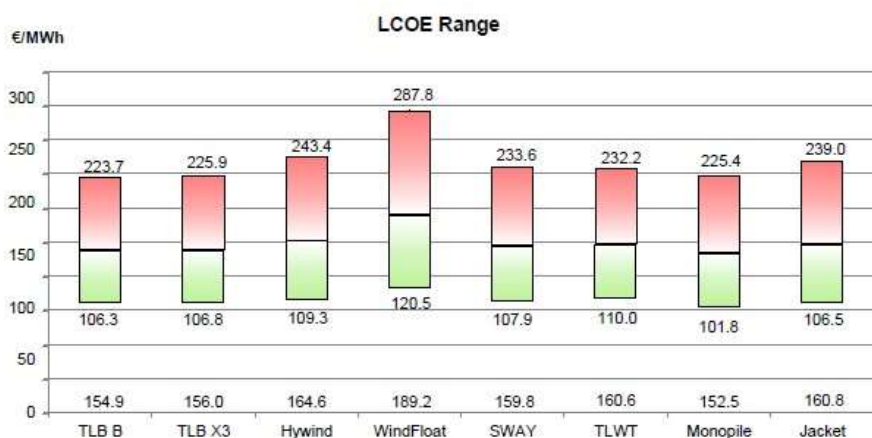
Εικόνα 2: WindFloat Atlantic, Πορτογαλία.

Έχοντας πλέον υπολογίσει το σύνολο των δεδομένων εισόδου για την εκτίμηση του δείκτη LCOE [€/MWh], από την εφαρμογή της σχέσης (8) συγκροτείται ο σχετικός χάρτης (βλ. Χάρτης 8). Στον παρακάτω πίνακα, αποτυπώνονται η μέγιστη, η ελάχιστη και μέση υπολογισμένη τιμή για το δείκτη LCOE.

Πίνακας 7: Χαρακτηριστικές τιμές Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE).

LCOE _{max}	[€/MWh]	866.89
LCOE _{min}	[€/MWh]	95.36
LCOE _{mean}	[€/MWh]	364.62

Στο παρακάτω διάγραμμα, παρατίθενται τα Σταθμισμένα Κόστη Ενέργειας (LCOE) διαφόρων τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας σε €/MWh. Παρατηρείται πως το άνω όριο για το δείκτη LCOE (LCOE_{max}) της παρούσας έρευνας, ξεπερνά κατά πολύ αυτό του σχήματος 13. Ωστόσο, αυτό συμβαίνει δεδομένου ότι για τον υπολογισμό του κόστους κύκλου ζωής (LCS_{foref}) και κατ' επέκταση, του σταθμισμένου κόστους ενέργειας (LCOE), δεν λήφθηκε υπόψιν ο χωραταξικός περιορισμός των ελληνικών χωρικών υδάτων, για λόγους πληρότητας και εκπλήρωσης των σεναρίων επέμβασης (βλ. υποενότητα 3.4). Πράγματι, υπολογίζοντας τις χαρακτηριστικές τιμές του δείκτη LCOE, αποκλειστικά για τα σημεία τα οποία εμπίπτουν εντός του ορίου των 6 ναυτικών μιλίων των ελληνικών χωρικών υδάτων στο Αιγαίο, προσεγγίζεται το εύρος του σχήματος 13, όπως προκύπτει από τον πίνακα 8.



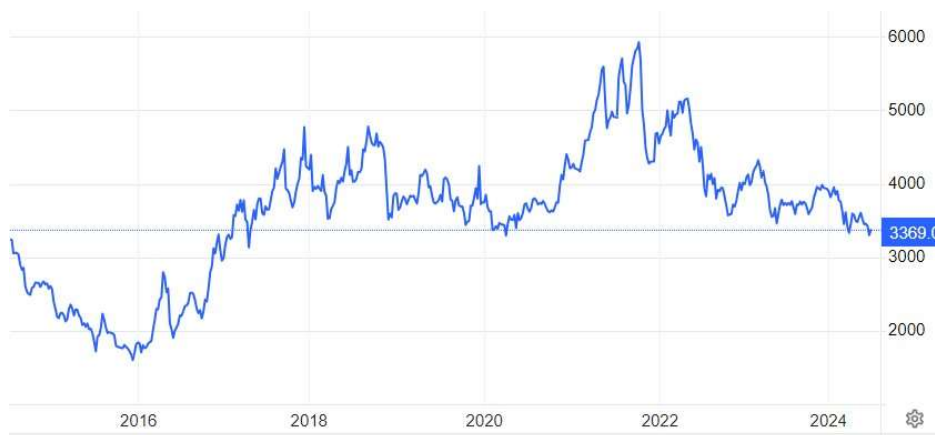
Σχήμα 13: Σύγκριση του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE) για διάφορες τεχνολογίες έδρασης [42].

Πίνακας 8: Χαρακτηριστικές τιμές Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE) για σημεία εντός ελληνικών χωρικών υδάτων.

LCOE _{max(d<6nm)}	[€/MWh]	341.69
LCOE _{min(d<6nm)}	[€/MWh]	95.36
LCOE _{mean(d<6nm)}	[€/MWh]	237.55

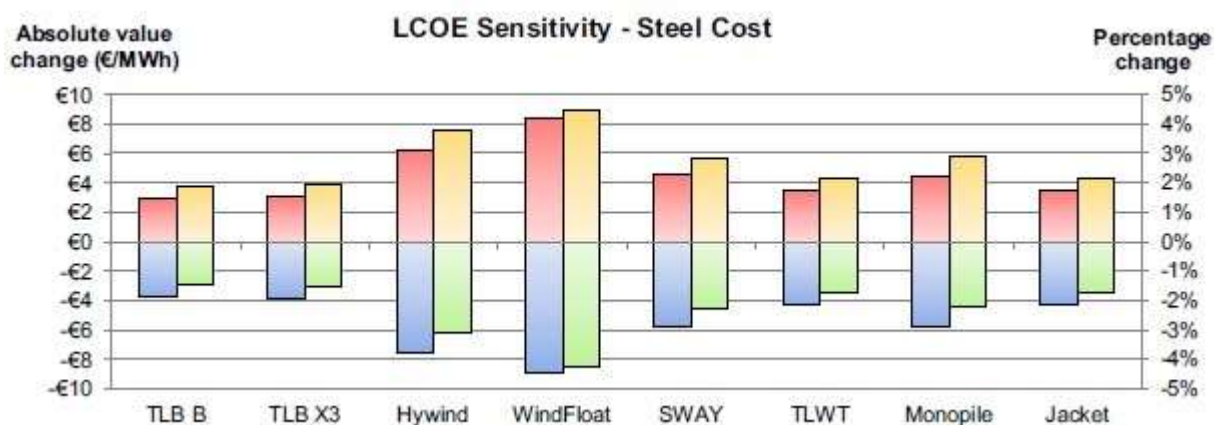
Πλην του βάθους, της συνεπαγόμενης απόστασης από την ακτή και της ταχύτητας ανέμου, ιδιαίτερα επιδραστικό μέγεθος για την τιμή του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας

(LCOE) αποτελεί η τιμή ανά τόνο του χάλυβα [48]. Όπως καταδεικνύει και το σχήμα 14, τα τελευταία χρόνια η τιμή του χάλυβα αποσταθεροποιήθηκε και κατά περιόδους αυξήθηκε κατακόρυφα, χωρίς να ακολουθεί ανάλογη πορεία η τιμή του σε σκραπ, ώστε να αμβλύνεται η επίπτωση στα υπολογισμένα μεγέθη, κατόπιν της συνεκτίμησης της μεταπώλησης των πρώτων υλών.

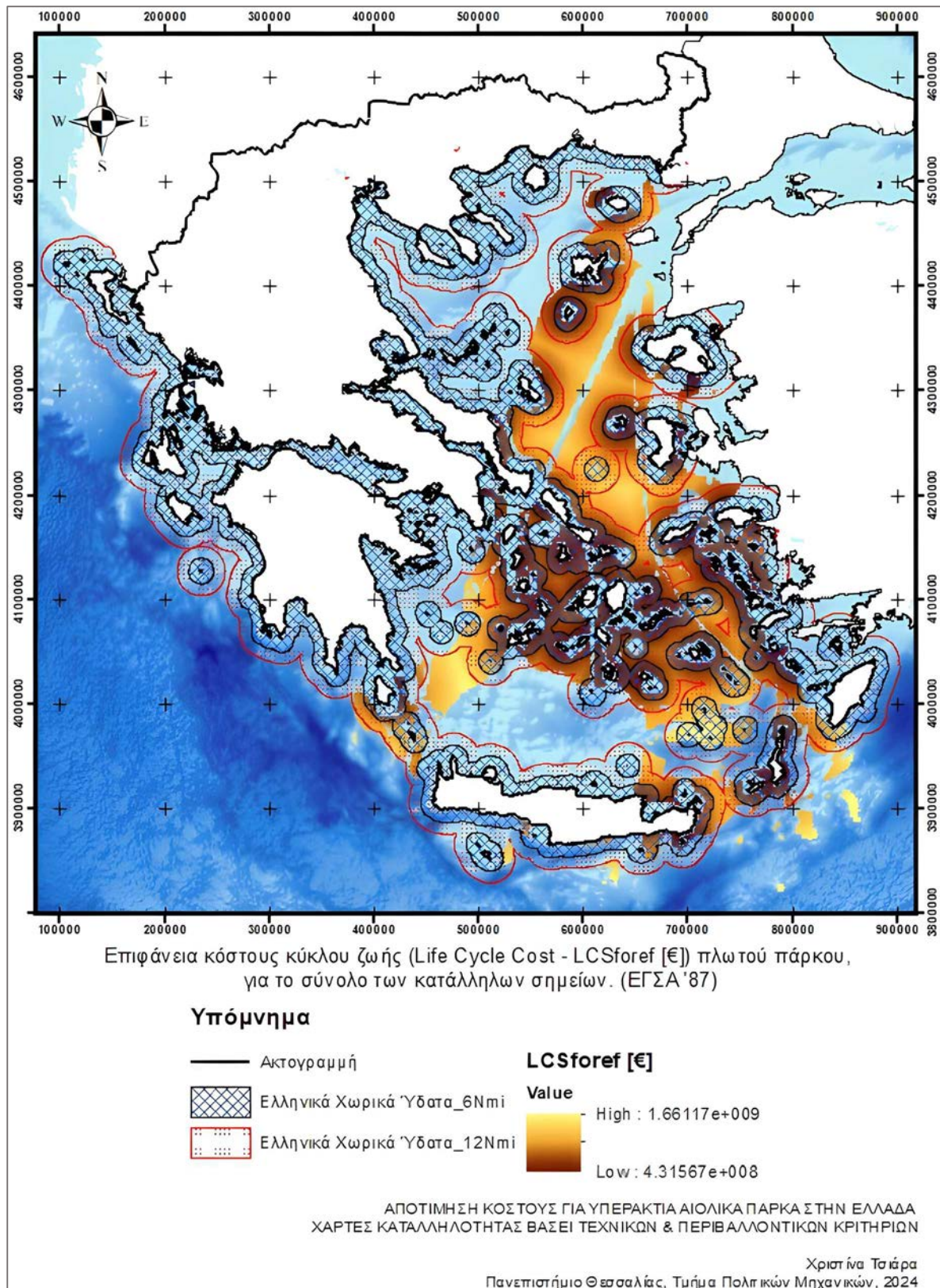


Σχήμα 14: Κόστος δομικού χάλυβα σε €/τόνο από το 2016 έως σήμερα [49].

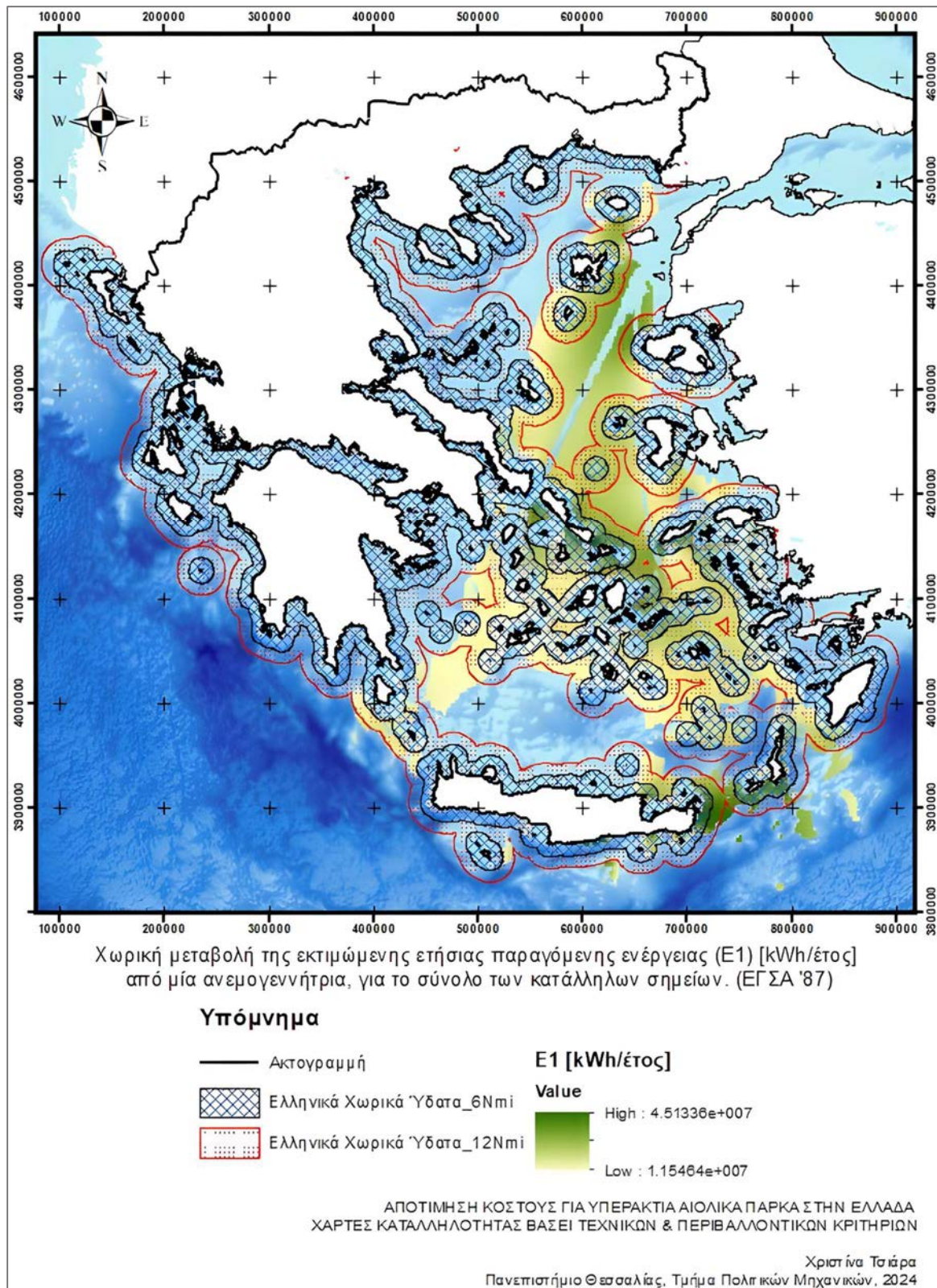
Όπως γίνεται εύκολα αντιληπτό, η επιρροή της αύξησης του κόστους του χάλυβα, είναι πιο αισθητή, για τεχνολογίες με υψηλότερο ποσοστό χάλυβα στην κατασκευή τους, όπως η πλατφόρμα WindFloat. Το σχήμα 15 καταδεικνύει αυτόν τον συσχετισμό. Ωστόσο, πιο πρόσφατα δεδομένα των οποίων έχει προηγηθεί η απότομη αύξηση της τιμής του χάλυβα, επαληθεύουν αύξηση του δείκτη LCOE ως και κατά 5% [48].



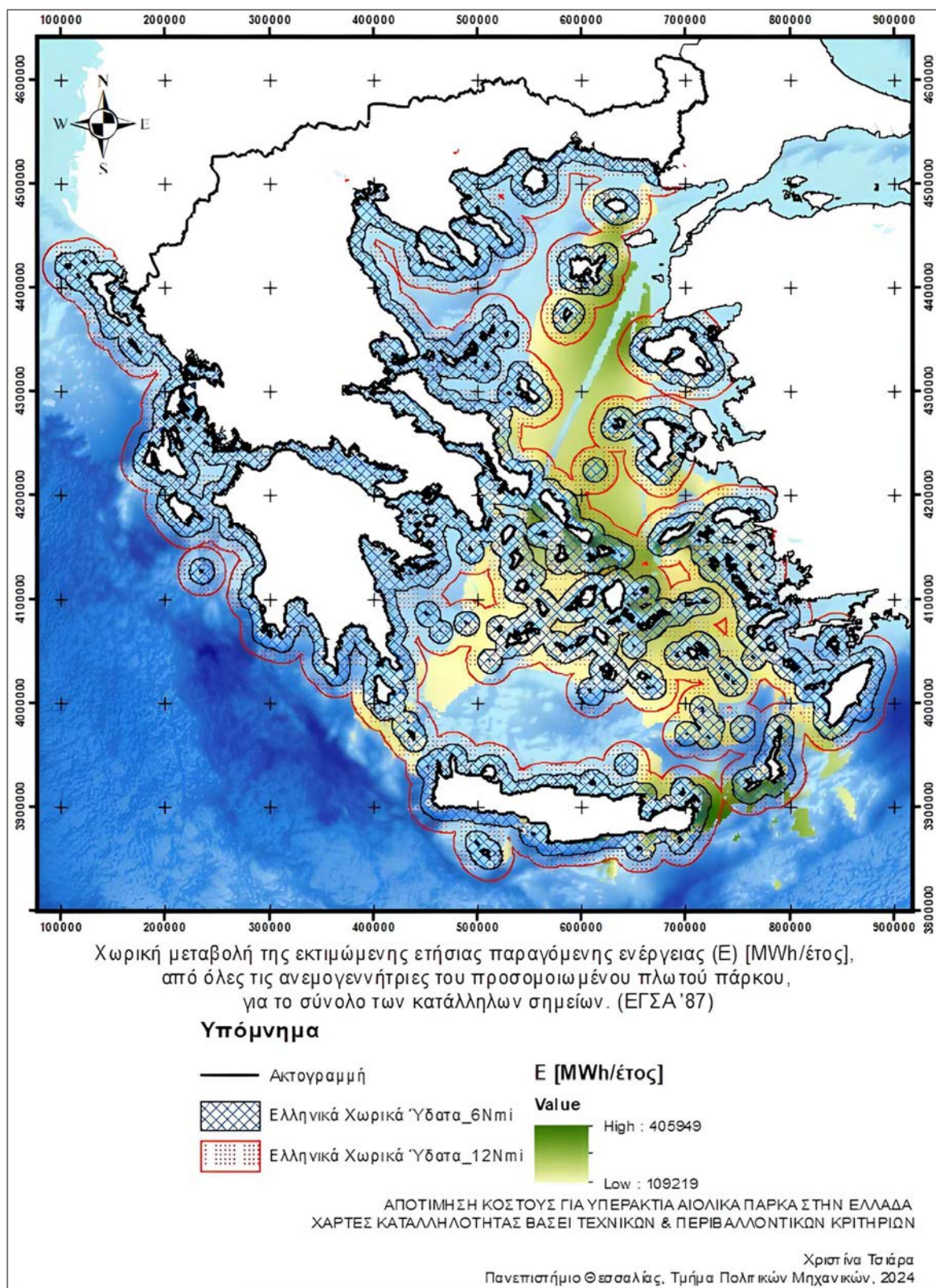
Σχήμα 15: Επιρροή υψηλού και χαμηλού σεναρίου για τη μεταβολή του κόστους του χάλυβα σε διάφορες τεχνολογίες έδρασης [42].



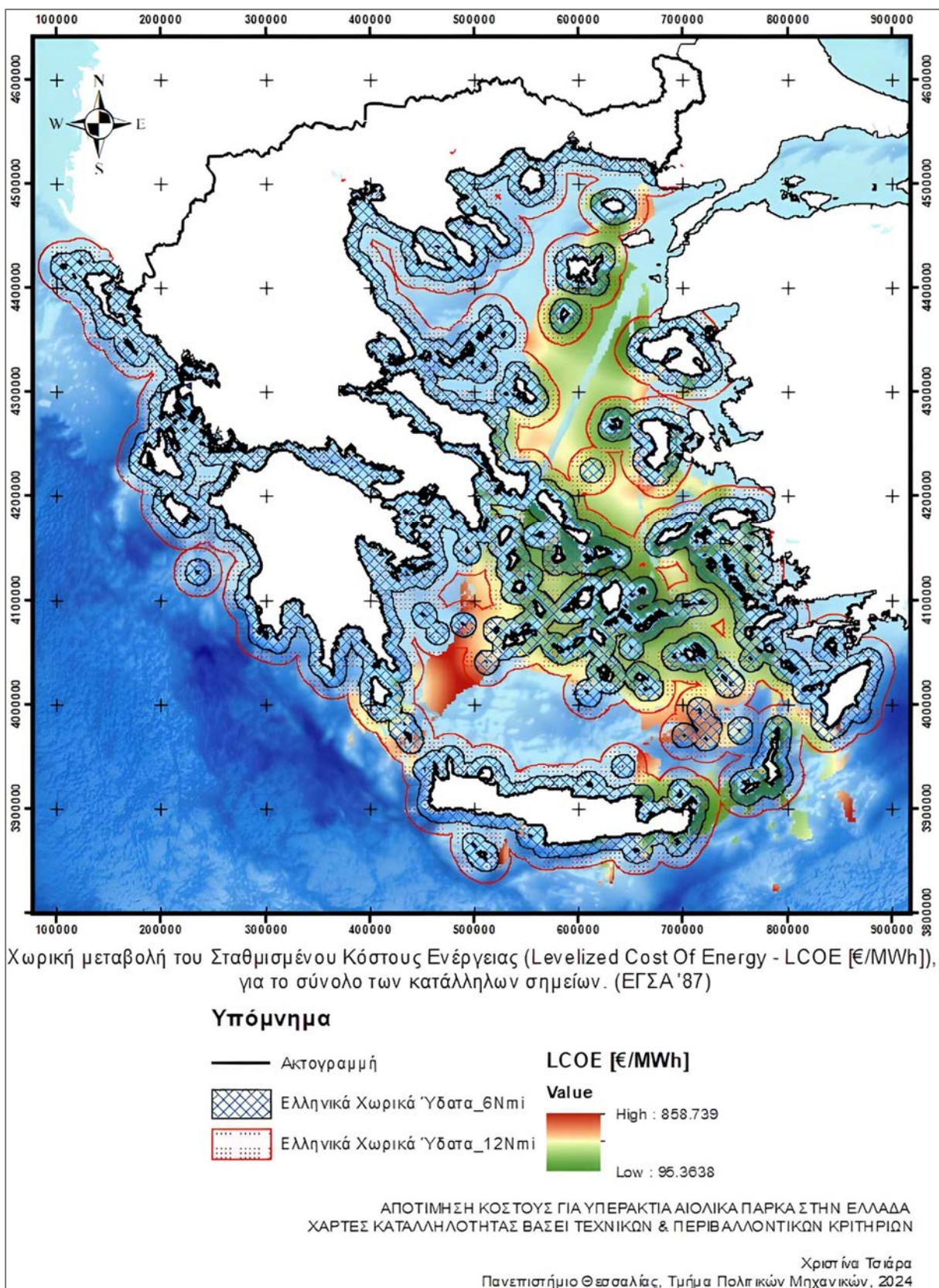
Χάρτης 5: Χάρτης χωρικής μεταβολής του Κόστους Κύκλου ζωής (LCS_{foref}) [€] σε σύστημα ΕΓΣΑ '87.



Χάρτης 6: Χάρτης χωρικής μεταβολής της εκτιμώμενης ετήσιας παραγόμενης ενέργειας (E_1) [kWh/έτος] σε σύστημα ΕΓΣΑ '87.



Χάρτης 7: Χάρτης χωρικής μεταβολής της εκτιμώμενης ετήσιας παραγόμενης ενέργειας (E) [MWh/έτος] σε σύστημα ΕΓΣΑ '87.



Χάρτης 8: Χάρτης χωρικής μεταβολής του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE) [€/MWh] σε σύστημα ΕΓΣΑ '87.

5. Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων

Η Γενική Γραμματεία Ενέργειας και Ορυκτών Πρώτων Υλών του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας, ανέθεσε στην Ελληνική Διαχειριστική Εταιρεία Υδρογονανθράκων και Ενεργειακών Πόρων – ΕΔΕΥΕΠ ΑΕ, τη συγκρότηση μελέτης αναφορικά με την εκμετάλλευση του υπεράκτιου αιολικού δυναμικού των ελληνικών χωρικών υδάτων. Παράγωγα της πρώτης φάσης της εν λόγω μελέτης, αποτελούν δύο τεχνικές εκθέσεις, καθώς και οι προτεινόμενες Περιοχές Οργανωμένης Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων - ΠΟΑΥΑΠ, υπό μορφή πολυγώνων. Πρόκειται για το «Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων (ΕΠΑ-ΥΑΠ)» [28], σε συνδυασμό με τη συμπληρωματική του «Στρατηγική Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (ΣΜΠΕ)» [50].

Η έκθεση του Εθνικού προγράμματος Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων, διακρίνει τέσσερα σενάρια παρέμβασης στα ελληνικά χωρικά ύδατα. Συγκεκριμένα, πρόκειται για δύο σενάρια μηδενικής παρέμβασης (Do nothing scenario, Business as usual scenario), τα οποία αφορούν στην οπισθοχώρηση από έργα Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων, δηλαδή στη μη αξιοποίηση του σημαντικού αιολικού δυναμικού των ελληνικών θαλασσών και της συνεπαγόμενης, παραγόμενης ενέργειας. Στην περίπτωση αυτή, το αιολικό δυναμικό του τόπου, θα αξιοποιούνταν με συντήρηση των υπαρχόντων και μακροπρόθεσμα, με περαιτέρω επένδυση σε χερσαίες τεχνολογίες, για τις οποίες η διεθνής βιβλιογραφία έχει ήδη αποφανθεί, ότι είναι λιγότερο αποδοτικές, δεδομένου του χαμηλότερου αιολικού δυναμικού στη στεριά και περισσότερο παρεμβατικές στο φυσικό περιβάλλον ([3], [4], [5], [6]).

Τα υπολειπόμενα δύο σενάρια, τα οποία αφορούν σε χωροθέτηση Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων, περιλαμβάνουν τη λύση, η οποία σχολιάζεται αναλυτικά σε επόμενη παράγραφο (βλ. υποενότητα 5.3). Οι διαφοροποιήσεις μεταξύ τους έγκεινται στη συνολική, αξιοποιήσιμη έκταση του εκάστοτε τεμαχίου, με όρους αντίστοιχης εγκατεστημένης ισχύος, καθώς και στην τεχνολογία έδρασης, ανά περίπτωση.

Η τελική επιλογή και χάραξη των Περιοχών Οργανωμένης Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων στηρίχθηκε στην εφαρμογή πληθώρας κριτηρίων, βάσει της παρ. 1 του άρθρου 67 του ν. 4964/2022 [32]. Άμεση συνέπεια της ένταξης των εν λόγω κριτηρίων και κατευθύνσεων στη μελέτη της ΕΔΕΥΑΠ ΑΕ, αποτελεί η χάραξη εν δυνάμει Περιοχών

Οργανωμένης Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων - ΠΟΑΥΑΠ με υψηλή πιθανότητα έγκρισης από αρμόδιους φορείς, γεγονός που συνεπάγεται την επίσπευση και διευκόλυνση των σχετικών αδειοδοτήσεων.

Στις επόμενες παραγράφους, προσεγγίζονται ξεχωριστά οι ευρύτερες κατηγορίες κριτηρίων χωροθέτησης, με γνώμονα τη φύση τους. Συγκεκριμένα:

- Κατηγορία Α': Κριτήρια αποκλεισμού περιοχών
- Κατηγορία Β': Κριτήρια προτεραιοποίησης περιοχών
- Κατηγορία Γ': Κριτήρια αξιολόγησης περιοχών σε επόμενα στάδια μελέτης

5.1. Κατηγορία Κριτηρίων Α': Κριτήρια Αποκλεισμού

Η εν λόγω κατηγορία κριτηρίων χωροθέτησης αφορά τις περιοχές, για τις οποίες συνίσταται η αποφυγή χάραξης εν δυνάμει ΠΟΑΥΑΠ. Ο αποκλεισμός έγκειται είτε στη μη συναίνεση αρμόδιων φορέων, με δυνατότητα να αποτρέψουν την αδειοδότηση των έργων ΑΠΕ στις υπό εξέταση περιοχές, είτε στη μη ικανοποίηση των ελάχιστων τεχνικών προϋποθέσεων, οι οποίες αφενός μειώνουν το ρίσκο των επενδύσεων και αφετέρου, δημιουργούν τις συνθήκες για οικονομοτεχνική βιωσιμότητα των έργων ΥΑΠ.

Παρακάτω παρατίθεται η λίστα του συνόλου των κριτηρίων αποκλεισμού, όπως αυτά ομαδοποιούνται και εφαρμόζονται στο Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων (ΕΠΑ-ΥΑΠ).

- Απόσταση από γραμμή βάσης / ακτογραμμή

1) Αποκλεισμός παράκτιων υδάτων εύρους 1 NM από τη γραμμή βάσης:

Το παρόν κριτήριο αποκλείει τη χωροθέτηση ΥΑΠ στη ζώνη 1 NM (1852 m) από την ακτογραμμή, δηλαδή στα παράκτια ύδατα, όπως αυτά ορίζονται στην Οδηγία Πλαίσιο για τα Ύδατα 2000/60/ΕΚ [51]. Έτσι, πεδίο εφαρμογής της μελέτης, αποτελεί η περιοχή ανάμεσα στο όριο του 1 NM και αυτό των ελληνικών χωρικών υδάτων (6 NM για το Αιγαίο και 12 NM για το Ιόνιο). Στον εν λόγω αποκλεισμό ικανοποιούνται έμμεσα και άλλες οδηγίες του Ειδικού Χωροταξικού Πλαισίου για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, δεδομένου ότι οι προτεινόμενες ζώνες αποκλεισμού των σχετικών κριτηρίων, υπερκαλύπτονται από την απόσταση του 1 NM από την ακτογραμμή.

Πίνακας 9: Κριτήρια που συνυπολογίζονται έμμεσα στον αποκλεισμό 1 ΝΜ από την ακτογραμμή. Για τα κριτήρια σημειωμένα με (*) υπάρχει μέριμνα, αναφορικά με τις ζωνώσεις προστασίας τους

Κριτήριο	Ζώνη Αποκλεισμού (m)
*Ακτές κολύμβησης του προγράμματος παρακολούθησης ποιότητας νερών κολύμβησης	1500
*Ζώνες απολύτου προστασίας αρχαιολογικών χώρων	1652
*Κηρυγμένα πολιτιστικά μνημεία, ιστορικοί τόποι	1652
*Πόλεις/οικισμοί με πληθυσμό >2000 κατοίκων ή οικισμοί με πληθυσμό <2000 κατοίκων που χαρακτηρίζονται ως δυναμικοί, τουριστικοί ή αξιόλογοι	1000
*Παραδοσιακοί οικισμοί	1500
*Λοιποί οικισμοί	500
*Οργανωμένη δόμηση Α΄ ή Β΄ κατοικίας (ΠΕΡΠΟ, Συνεταιρισμοί κ.λπ.) ή διαμορφωμένες περιοχές Β΄ κατοικίας	1000
*Ιερές μονές	500
Μεμονωμένες κατοικίες (νομίμως υφιστάμενες)	500
*Λατομικές ζώνες	150
Λειτουργούσες επιφανειακά μεταλλευτικές - εξορυκτικές ζώνες	500
*ΠΟΤΑ και άλλες Περιοχές Οργανωμένης Ανάπτυξης Παραγωγικών Δραστηριοτήτων του τριτογενούς τομέα, θεματικά πάρκα, τουριστικοί λιμένες και άλλες θεσμοθετημένες ή διαμορφωμένες τουριστικά περιοχές, τουριστικά καταλύματα, ειδικές τουριστικές υποδομές	1000
Ελάχιστη απόσταση από την ακτή, λαμβανομένου του πολυγώνου του υπεράκτιου ΑΣΠΗΕ, προκειμένου να αφήνεται ελεύθερη θαλάσσια ζώνη επί της ακτής	826
Αποστάσεις από Βιομηχανίες SEVEZO	1000
Γραμμές υψηλής τάσεως	354
Κύριοι οδικοί άξονες, οδικό δίκτυο αρμοδιότητας των ΟΤΑ και σιδηροδρομικές γραμμές	354

- Περιβαλλοντικές συνθήκες

Αποκλείονται:

2) Περιοχές απολύτου προστασίας της Φύσης και προστασίας της φύσης των παρ. 1 και 2 του άρθρου 19 του ν. 1650/1986 (Α'160)

3) Πυρήνες των Εθνικών Δρυμών, κηρυγμένα μνημεία της φύσης, αισθητικά δάση που δεν περιλαμβάνονται στις περιοχές απολύτου προστασίας της φύσης και προστασίας της φύσης των παρ. 1 και 2 του άρθρου 19 του ν. 1650/1986

4) Υγρότοποι RAMSAR

5) Οι οικότοποι προτεραιότητας περιοχών της Επικράτειας που έχουν ενταχθεί στον κατάλογο των τόπων κοινοτικής σημασίας του δικτύου Natura 2000, σύμφωνα με την απόφαση 2006/613/EK της Επιτροπής (ΕΕ L 259 της 21.9.2006, σ. 1, συμπεριλαμβανομένων των Λιβαδιών Ποσειδωνίας)

- Πολιτιστικές δράσεις

Αποκλείονται:

6) Μνημεία 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

- Δίκτυα υποδομών

Αποκλείονται:

7) Υποδομές τηλεπικοινωνιών (κεραίες) και ραντάρ

8) Εγκαταστάσεις ή δραστηριότητες της αεροπλοΐας

- Παραγωγικές ζώνες

Αποκλείονται:

9) Υδατοκαλλιέργειες συμπεριλαμβανομένων των ιχθυοκαλλιεργειών

- Κανόνες του Ειδικού Χωροταξικού Πλαισίου για τις ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΕΧΠ-ΑΠΕ)

Αποκλείονται:

10) Θεσμοθετημένα θαλάσσια και υποθαλάσσια πάρκα καθώς και καταδυτικά πάρκα

11) Βεβαιωμένες γραμμές επιβατικής ναυσιπλοΐας

12) Κλειστοί κόλποι με εύρος μικρότερο των 1500 m

- Προτάσεις της Διεύθυνσης Χωροταξικού Σχεδιασμού του Υπουργείου Ενέργειας

Αποκλείονται:

13) Περιοχές γεωπάρκων

14) Τοπία Ιδιαίτερου Φυσικού Κάλλους (ΤΙΦΚ)

- Προτάσεις αρμόδιων φορέων

Αποκλείονται:

15) Πεδία βολών και στρατιωτικών ασκήσεων, άλλες απαγορευμένες περιοχές για λόγους εθνικής ασφάλειας

16) Ενάλιες αρχαιότητες

17) Ναυάγια και ζωνώσεις προστασίας τους

18) Υποθαλάσσια ηλεκτρικά καλώδια, δίκτυα τηλεπικοινωνιών, αγωγοί (φυσικού αερίου), άλλες προβλεπόμενες οδεύσεις και ζωνώσεις προστασίας τους

- Τεχνικές παράμετροι

Αποκλείονται περιοχές με:

19) Βάθος πυθμένα μεγαλύτερο από 1000 m

20) Μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου μικρότερη από 6.5 m/s για σταθερής έδρασης και 8 m/s για πλωτής έδρασης αιολικά πάρκα (σε ύψος 100 m από τη μέση στάθμη της θάλασσας)

5.2. Κατηγορία Κριτηρίων Β': Κριτήρια Προτεραιοποίησης

Γενικά, η έρευνα της ΕΔΕΥΕΠ ΑΕ καταλήγει σε τέσσερα κριτήρια αξιολόγησης/προτεραιοποίησης του συνόλου των περιοχών που θεωρούνται δυνητικά εκμεταλλεύσιμες, κατόπιν της εφαρμογής των κριτηρίων αποκλεισμού. Με περαιτέρω διακριτοποίηση αυτών, προκύπτει ο χρονικός ορίζοντας των επιμέρους έργων, κατατάσσονται δηλαδή σε μεσοπρόθεσμα (2030-2032) και μακροπρόθεσμα.

5.2.1. Βαθυμετρία

Όπως προκύπτει από τη διεθνή βιβλιογραφία, καθώς και την παρούσα εργασία (βλ. υποενότητα 4.8), το βάθος πυθμένα σε συνάρτηση με την απόσταση από την ακτή, αποτελούν τον πλέον καθοριστικό συσχετισμό κατά την κοστολόγηση ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου.

Στο πλαίσιο του Εθνικού Προγράμματος Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων, τίθενται οι εξής περιορισμοί βαθυμετρίας:

- Ανεμογεννήτριες σταθερής έδρασης χωροθετούνται σε παράκτιες περιοχές με βάθη μικρότερα των 70m. Τα πάρκα σταθερής έδρασης αφορούν στην πλειοψηφία τους μεσοπρόθεσμα έργα, με εξαίρεση την ΠΟΑΥΠ «Άγιος Ευστράτιος 1α», μέσου βάθους 62m (μέσης ετήσιας ταχύτητας ανέμου 8.5m/s).
- Πλωτές ανεμογεννήτριες, βάσει της τεχνικής έκθεσης, χωροθετούνται σε βάθη 60-500m και 500-1000m, για μεσοπρόθεσμη και μακροπρόθεσμη εκμετάλλευση αντίστοιχα. Ωστόσο, ορισμένες χαραγμένες ΠΟΑΥΑΠ για πλωτές εγκαταστάσεις και βάθη μικρότερα των 500m, προορίζονται για μακροπρόθεσμη εκμετάλλευση (Ικαρία 1, 2 και Δονούσα 1).

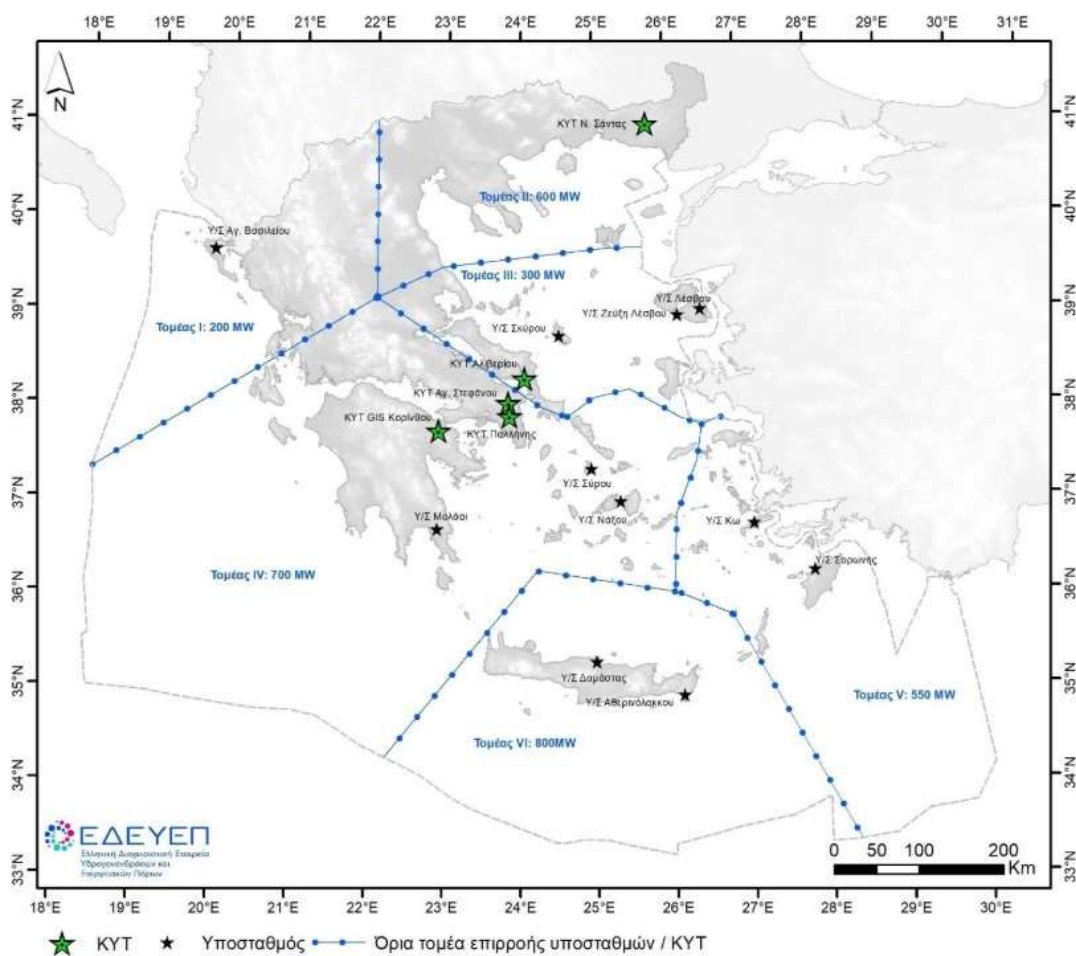
5.2.2. Ταχύτητα Ανέμου

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, η ταχύτητα ανέμου αποτελεί την κρισιμότερη μεταβλητή για την εκτίμηση της παραγόμενης ενέργειας ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου και συνακόλουθα, καθορίζει το χρόνο αποπληρωμής του. Παρότι τυχαίνει τα ανεμολογικά δεδομένα να είναι κοινά για την παρούσα εργασία και την έκθεση της ΕΔΕΥΕΠ ΑΕ, στη δεύτερη προτιμάται η προτεραιοποίηση των εν δυνάμει ΠΟΑΥΑΠ, με γνώμονα την ταχύτητα ανέμου στα 100m από τη μέση στάθμη της θάλασσας. Έτσι, το κριτήριο αξιολόγησης για τα πλωτά εγχειρήματα, θέτει στα μεσοπρόθεσμα, όσα χαρακτηρίζονται από μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου μεγαλύτερη των 9m/s, ενώ για τα πάρκα σταθερής έδρασης δεν διευκρινίζεται ο αντίστοιχος περιορισμός. Ειδικότερα, στις σταθερής έδρασης ΠΟΑΥΑΠ, παρατηρούνται τα 9m/s στο έργο «Κρήτη 2α» και τα 7m/s στα Διαπόντια Νησιά, ως μέγιστη και ελάχιστη μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου αντίστοιχα. Το ανεμολογικό κριτήριο για τα πλωτά έργα, δεν τηρείται οριζόντια, καθώς οι ΠΟΑΥΑΠ Χίου, Αγίων Αποστόλων και Ρόδου, χαρακτηρίζονται από μέσες ετήσιες ταχύτητες ανέμου μικρότερες των 9m/s.

5.2.3. Διαθεσιμότητα Διασύνδεσης/Χωρητικότητας Ηλεκτρικού Δικτύου

Η διασύνδεση των υπεράκτιων αιολικών πάρκων με το δίκτυο επιτυγχάνεται μέσω του Σημείου Διασύνδεσης της εκάστοτε ΠΟΑΥΑΠ. Παράμετρο ιδιαίτερης σημασίας αποτελεί η εγγύτητα κάθε έργου με Κέντρο Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ) ή Υποσταθμό (Υ/Σ). Επιπλέον

προϋπόθεση για να χαρακτηριστεί μια ΠΟΑΥΑΠ ως μεσοπρόθεσμη, αποτελεί η δυνατότητα των εν λόγω εγκαταστάσεων να ικανοποιούν τις ανάγκες μεταφοράς και απορρόφησης της παραγόμενης ενέργειας. Δεδομένου ότι τα έργα διασύνδεσης δεν είναι στο σύνολό τους υφιστάμενα, πρόκειται για μη διαθέσιμες πληροφορίες στο ευρύ κοινό. Έτσι, ο φορέας ΕΔΕΥΕΠ ΑΕ παρέλαβε από τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) τον παρακάτω χάρτη με τα ενδεικτικά σημεία διασύνδεσης, καθώς και πληροφορίες γύρω από τη μέγιστη εγκατεστημένη ισχύ που δυνητικά απορροφάται στο δίκτυο, με γνώμονα τον τρέχων σχεδιασμό.



Χάρτης 9: Χάρτης ενδεικτικών σημείων διασύνδεσης και τομέων [28].

Η ελληνική επικράτεια διακρίνεται σε έξι επιμέρους τομείς (βλ. Χάρτης 9), η χάραξη των οποίων καθορίζει τη συνολική μέγιστη εγκατεστημένη ισχύ που δυνητικά δέχονται τα ενδεικτικά σημεία σύνδεσης. Η μορφολογία των τομέων πρόκυπτει από την ικανή και αναγκαία συνθήκη να αποτελούν γεωμετρικό τόπο του συνόλου των σημείων με κοντινότερο/ους υποσταθμό/ούς,

αποκλειστικά αυτόν/ούς που περικλείεται/ονται στα όρια του εκάστοτε τομέα. Κατά την έκθεση του Εθνικού Προγράμματος Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων, οι επιμέρους τομείς φέρουν τα εξής χαρακτηριστικά:

- Τομέας I: 200 MW (με ενδεικτικό σημείο σύνδεσης τον Υ/Σ Αγ. Βασιλείου)
- Τομέας II: 600 MW (ΚΥΤ Ν. Σάντας). Πρόκειται για τον τομέα διασύνδεσης των πιλοτικών έργων (Έβρος, Σαμοθράκη)
- Τομέας III: 300 MW (ΚΥΤ Αλιβερίου, Υ/Σ Σκύρου, Υ/Σ Λέσβου)
- Τομέας IV: 700 MW (ΚΥΤ Αγ. Στεφάνου, ΚΥΤ Παλλήνης, Υ/Σ Σύρου, Υ/Σ Νάξου, Νέο ΚΥΤ)
- Τομέας V: 550 MW (Υ/Σ Κω, Υ/Σ Σορωνής)
- Τομέας VI: 800 MW (Υ/Σ Δαμάστας, Υ/Σ Αθερινόλακκου)

Οι πλωτές ΠΟΑΥΑΠ, τίθενται μεσοπρόθεσμες εάν χωροθετούνται εντός ακτίνας 50 χιλιομέτρων από σημεία διασύνδεσης. Ωστόσο, τα έργα σταθερής έδρασης προτεραιοποιούνται με μοναδικό κριτήριο τη διαθεσιμότητα διασύνδεσης.

5.2.4. Εκτίμηση Ισχύος Συναρτήσεως της Απόστασης Μεταξύ των Ανεμογεννητριών

Τέταρτο και τελευταίο κριτήριο προτεραιοποίησης κατά την τεχνική έκθεση του Εθνικού Προγράμματος Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων, αποτελεί η πυκνότητα ισχύος, μέγεθος συναρτώμενο με το εμβαδό του πολυγώνου της εκάστοτε ΠΟΑΥΑΠ. Ειδικότερα, το Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας [32], επιτάσσει ελάχιστη απόσταση μήκους $10D$ μεταξύ των ανεμογεννητριών (D : διάμετρος φτερωτής). Έτσι, στο πλαίσιο της μελέτης της ΕΔΕΥΕΠ ΑΕ, ορίζεται πυκνότητα ισχύος 5MW/km^2 .

Έτσι, αναφορικά με τα μεσοπρόθεσμα πλωτά αιολικά πάρκα του προγράμματος, τίθεται ο περιορισμός να καταλαμβάνουν έκταση τουλάχιστον ίση με 60 km^2 , άρα να χαρακτηρίζονται από εκτιμώμενη ισχύ μεγαλύτερη των 300MW . Δεν διευκρινίζεται αντίστοιχος περιορισμός για τις ΠΟΑΥΑΠ που πρόκειται να υποδεχθούν σταθερής έδρασης ανεμογεννήτριες.

Εφαρμογή Κριτηρίων

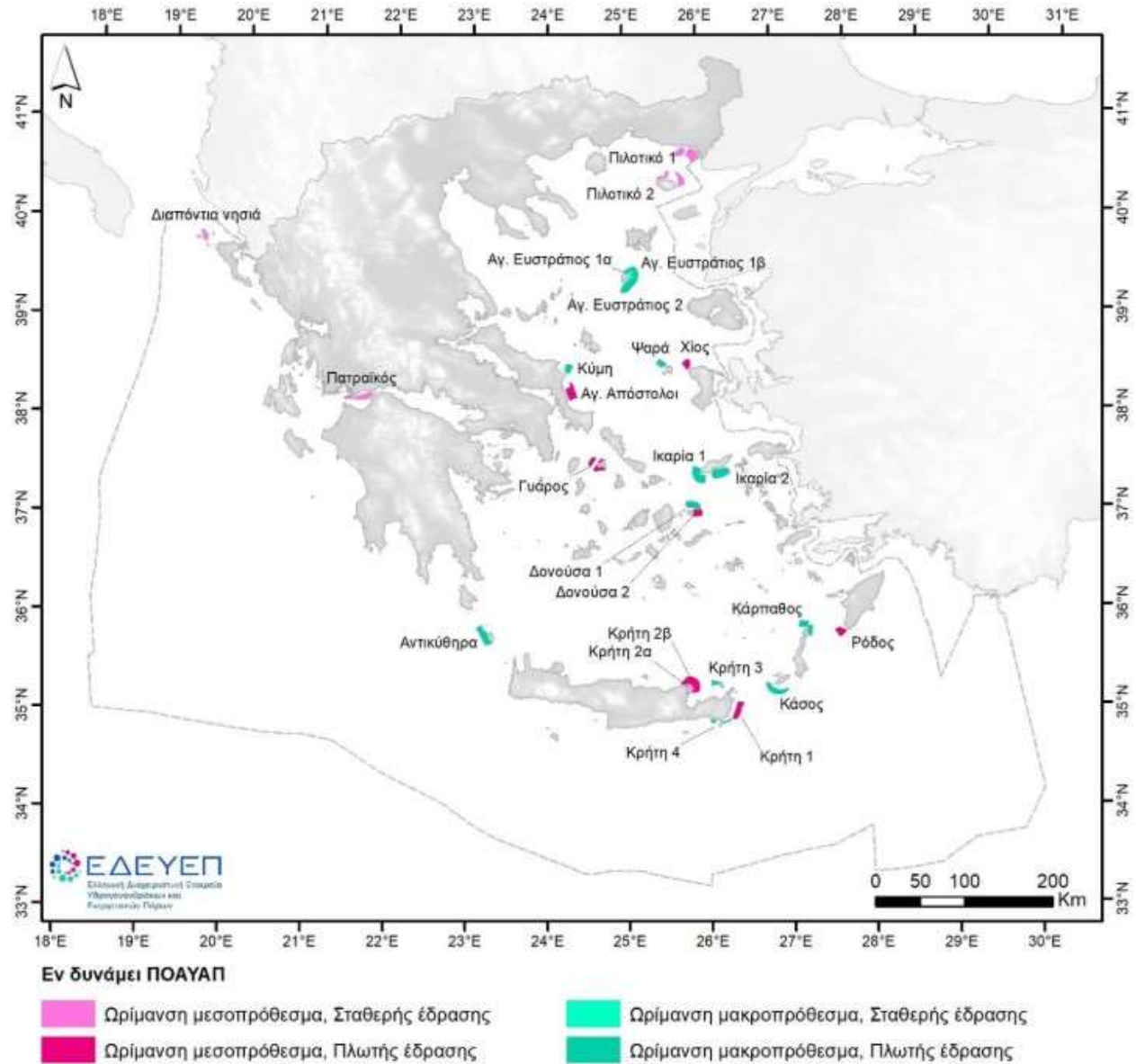
Ο λόγος για τον οποίο τα κριτήρια προτεραιοποίησης δεν ίσχυσαν οριζόντια για τις εγκεκριμένες Περιοχές Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων (ΠΟΑΥΑΠ), έγκειται στη μεθοδολογία εφαρμογής τους. Η εν λόγω μεθοδολογία, θέτει το σύνολο των σταθερής έδρασης

πάρκων ως μεσοπρόθεσμα, με αποκλειστική προϋπόθεση τη διαθεσιμότητα ηλεκτρικού χώρου στο δίκτυο. Αναφορικά με τα πλωτά εγχειρήματα, ορίζεται χρονοδιάγραμμα, με γνώμονα το πλήθος των παρακάτω κριτηρίων που ικανοποιούν. Συγκεκριμένα, τουλάχιστον τρία και δύο ή λιγότερα από τα κριτήρια αξιολόγησης οφείλουν να πληρούνται για την εκάστοτε ΠΟΑΥΑΠ πλωτής τεχνολογίας, ώστε να υλοποιηθεί μεσοπρόθεσμα και μακροπρόθεσμα αντίστοιχα. Έτσι, τα κριτήρια αξιολόγησης εφαρμόζονται ως εξής:

- μέσο βάθος πυθμένα μικρότερο των 350m
- μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου μεγαλύτερη των 9m/s στα 100 μέτρα από τη μέση στάθμη της θάλασσας
- εκτιμώμενη αθροιστική ισχύς μεγαλύτερη των 300MW
- εντός ακτίνας 50km από σημείο διασύνδεσης, διαθεσιμότητα ηλεκτρικού χώρου στο δίκτυο

5.3. Προτεινόμενες Περιοχές Οργανωμένης Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων (ΠΟΑΥΑΠ) 1ης φάσης & Πιλοτικά έργα

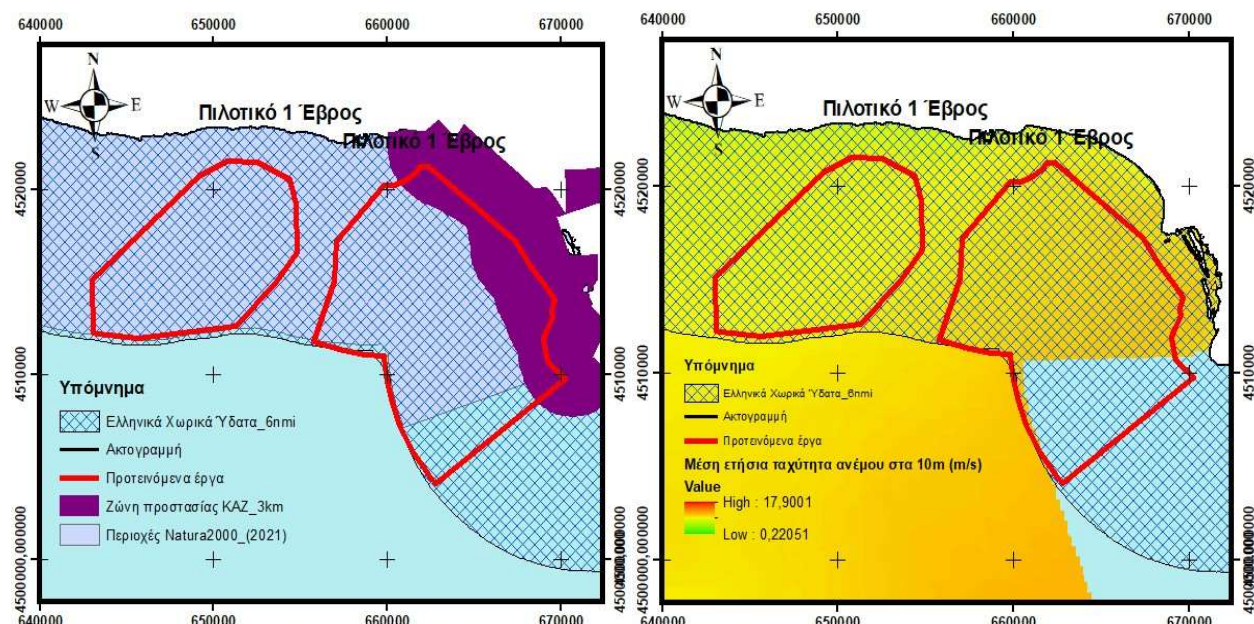
Σε αυτή την ενότητα, παρατίθενται και αξιολογούνται τα πολύγωνα των δύο πιλοτικών έργων, καθώς και των Περιοχών Οργανωμένης Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων - ΠΟΑΥΑΠ πρώτης επιλογής. Τα πιλοτικά έργα (Πιλοτικό 1 Έβρος, Πιλοτικό 2 Σαμοθράκη) συνίστανται σε δύο τεμάχια ανά εγχείρημα, τα οποία πρόκειται να υποδεχτούν αιολικά πάρκα σταθερής έδρασης, με αθροιστική εγκαταστημένη ισχύ 200MW και 600MW κατ' ελάχιστο και μέγιστο αντίστοιχα, κατά τον ν. 4964/2022 [32]. Οι ΠΟΑΥΑΠ πρώτης επιλογής αποτελούνται από 23 τεμάχια δυνητικής χωροθέτησης. Πρόκειται για δέκα περιοχές μεσοπρόθεσμης ανάπτυξης (έως 2030-2032) και δεκατρείς περιοχές μακροπρόθεσμης ανάπτυξης. Περιλαμβάνονται επτά και δώδεκα πλωτά έργα στα εγχειρήματα μεσοπρόθεσμης και μακροπρόθεσμης ανάπτυξης αντίστοιχα. Στο τέλος της ενότητας παρατίθενται συγκεντρωτικοί πίνακες για τα χαρακτηριστικά κάθε έργου (βλ. Πίνακας 10), καθώς και για το ποσοστό συμφωνίας επί της έκτασης που καταλαμβάνουν τα προτεινόμενα τεμάχια, συγκριτικά με τις κατάλληλες περιοχές που προέκυψαν από την παρούσα έρευνα (βλ. Πίνακας 11).



Χάρτης 10: Προτεινόμενες Περιοχές Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων - ΠΟΑΥΑΠ 1ης επιλογής & Πιλοτικά Έργα [28].

5.3.1. Πιλοτικά έργα

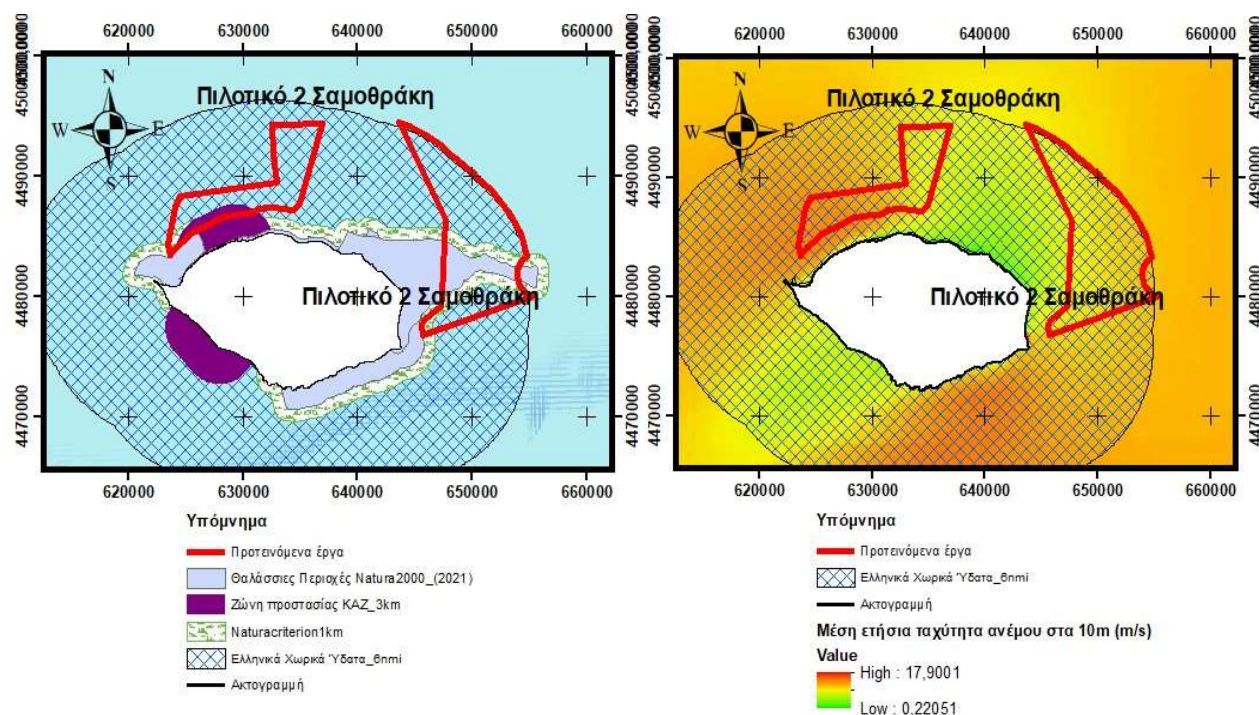
Πιλοτικό 1, Έβρος (Σταθερής έδρασης):



Χάρτης 11: Πιλοτικό 1 Έβρος (Σταθερής έδρασης). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.

Πρόκειται για το έργο στο οποίο έχει ασκηθεί η πλέον δριμεία κριτική [52], κυρίως λόγω του γεγονότος ότι σχεδόν το σύνολο της έκτασης βρίσκεται εντός της περιοχής Natura2000 με κωδικό «Θαλάσσια Περιοχή Θράκης - GR1110013». Όπως καταδεικνύουν και οι παραπάνω χάρτες, προκύπτει επίσης εμπλοκή με το Καταφύγιο Άγριας Ζωής «Δέλτα Έβρου και Δυτικός Βραχίονας – GR1110007» και τη συνεπαγόμενη ζώνη προστασίας του. Επιπλέον στην περιοχή βρίσκεται Περιοχή Σημαντική για τα Πουλιά – IBA, όπως την ορίζει η Ελληνική Ορνιθολογική Εταιρεία. Τέλος, βάσει των ανεμολογικών δεδομένων, αλλά και της τόσο κοντινής απόστασης από την ακτή, δεν προκύπτει ιδιαίτερα ισχυρή ταχύτητα ανέμου (< των 6m/s στα 10m από τη μέση στάθμη της θάλασσας). Η έκθεση του Εθνικού Προγράμματος Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων λαμβάνει υπόψη τις περιοχές Natura ως κριτήριο αποκλεισμού, ωστόσο σύμφωνα με το ν. 4964/2022 [32] για τις περιοχές Natura2000, τα Καταφύγια Άγριας Ζωής (ΚΑΖ) και τους μεταναστευτικούς διαδρόμους πουλιών, δεν εφαρμόζεται καθολικός αποκλεισμός, αλλά εξετάζονται κατά περίπτωση. Επιπλέον, οι ζώνες προστασίας για τις περιοχές περιβαλλοντικού ενδιαφέροντος, αλλά και όλα τα κριτήρια αποκλεισμού, θα οριστούν σε επόμενη φάση της μελέτης.

Πιλοτικό 2, Σαμοθράκη (Σταθερής έδρασης):



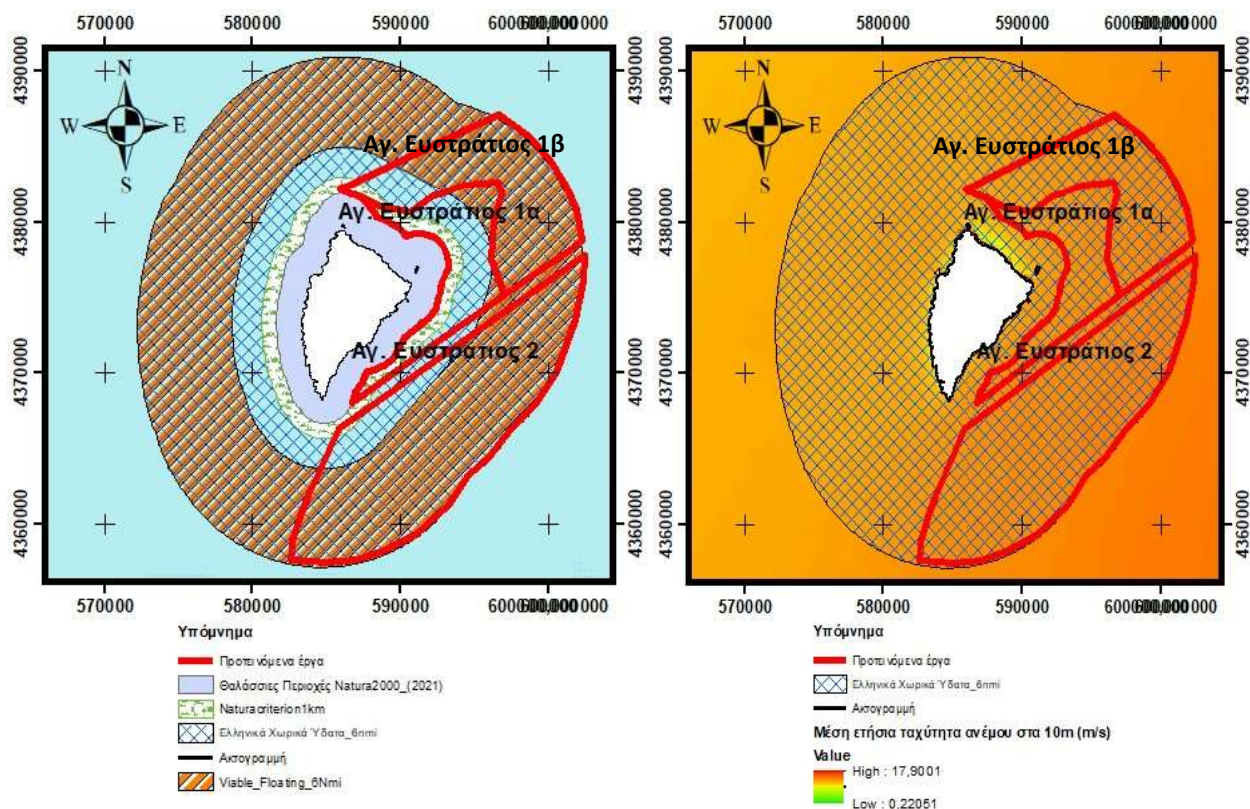
Χάρτης 12: Πιλοτικό 2 Σαμοθράκη (Σταθερής έδρασης). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.

Για το έργο «Πιλοτικό 2 Σαμοθράκη», παρατηρείται εμπλοκή με την περιοχή Natura2000 με κωδικό «Σαμοθράκη: Όρος Φεγγάρι και Παράκτια Ζώνη – GR1110012» και τη συνεπαγόμενη ζώνη προστασίας της, όπως και με τις ζώνες αποκλεισμού των Καταφυγίων Άγριας Ζωής «Κατσαμπάς Δήμου Σαμοθράκης – Κ751» και «Αλωνούδια Δήμου Σαμοθράκης – Κ752». Επιπλέον εντός της περιοχής Natura2000, υφίσταται Περιοχή Σημαντική για τα Πουλιά – IBA, όπως την ορίζει η Ελληνική Ορνιθολογική Εταιρεία. Όπως προκύπτει και από τον παραπάνω ανεμολογικό χάρτη, για το μεγαλύτερο μέρος της επιφάνειας που καλύπτουν τα πολύγωνα χωροθέτησης, δεν παρουσιάζεται ιδιαίτερα ισχυρή ταχύτητα ανέμου (< των 6m/s στα 10m από τη μέση στάθμη της θάλασσας).

5.3.2. Περιοχές Οργανωμένης Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων (ΠΟΑΥΑΠ) 1ης φάσης Άγιος Ευστράτιος 1α, 1β, 2:

Από τις Περιοχές Οργανωμένης Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων – ΠΟΑΥΑΠ του Αγίου Ευστρατίου, οι 1β και 2 αφορούν σε πλωτές εγκαταστάσεις, ενώ η «Αγ. Ευστράτιος 1α», στα ρηχότερα νερά, προορίζεται για χωροθέτηση ανεμογεννητριών σταθερής έδρασης. Ωστόσο, και τα τρία τεμάχια πρόκειται να αξιοποιηθούν σε μακροπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα. Όπως

προκύπτει από τους χάρτες που ακολουθούν, τα πολύγωνα του Αγίου Ευσταθίου ευθυγραμμίζονται σε μεγάλο ποσοστό, με τις αποδεκτές περιοχές της παρούσας μελέτης. Οι διαφορές δικαιολογούνται από τη ζώνη προστασίας της περιοχής Natura2000 με κωδικό «Νήσος Άγιος Ευστράτιος και Θαλάσσια Ζώνη», καθώς και από το γεγονός ότι πλησιάζοντας προς το νησί, η μέση ετήσια ταχύτητα λαμβάνει τιμές μικρότερες των 6m/s στα 10m από την επιφάνεια της θάλασσας.

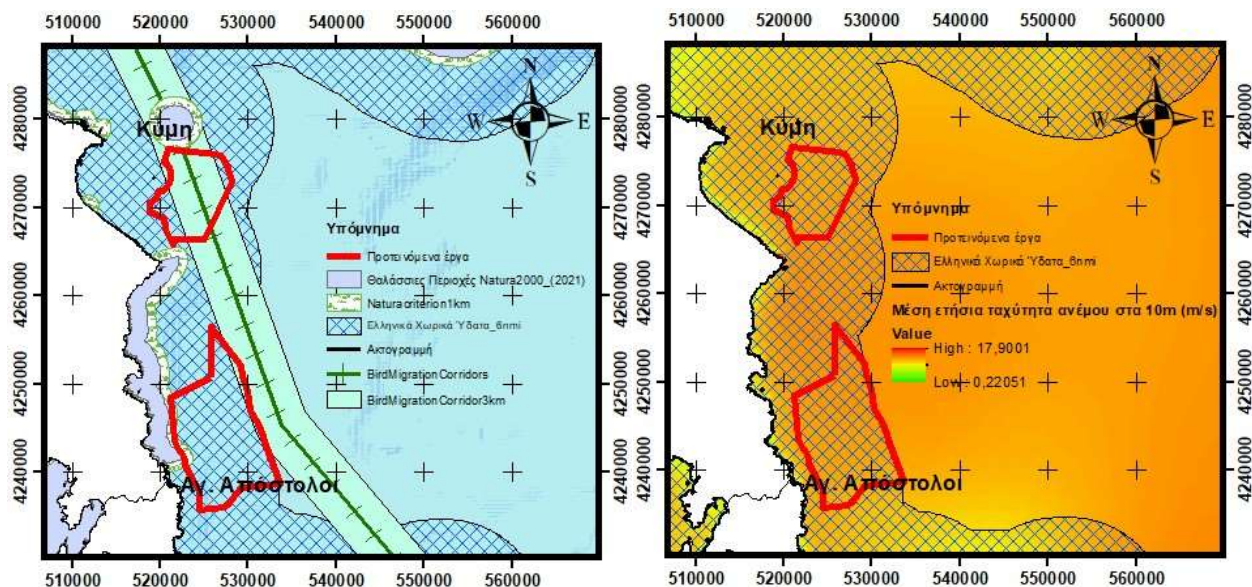


Χάρτης 13: Αγ. Ευστράτιος 1α (Σταθερής έδρασης), 1β, 2 (Πλωτά). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.

Κύμη, Άγιοι Απόστολοι:

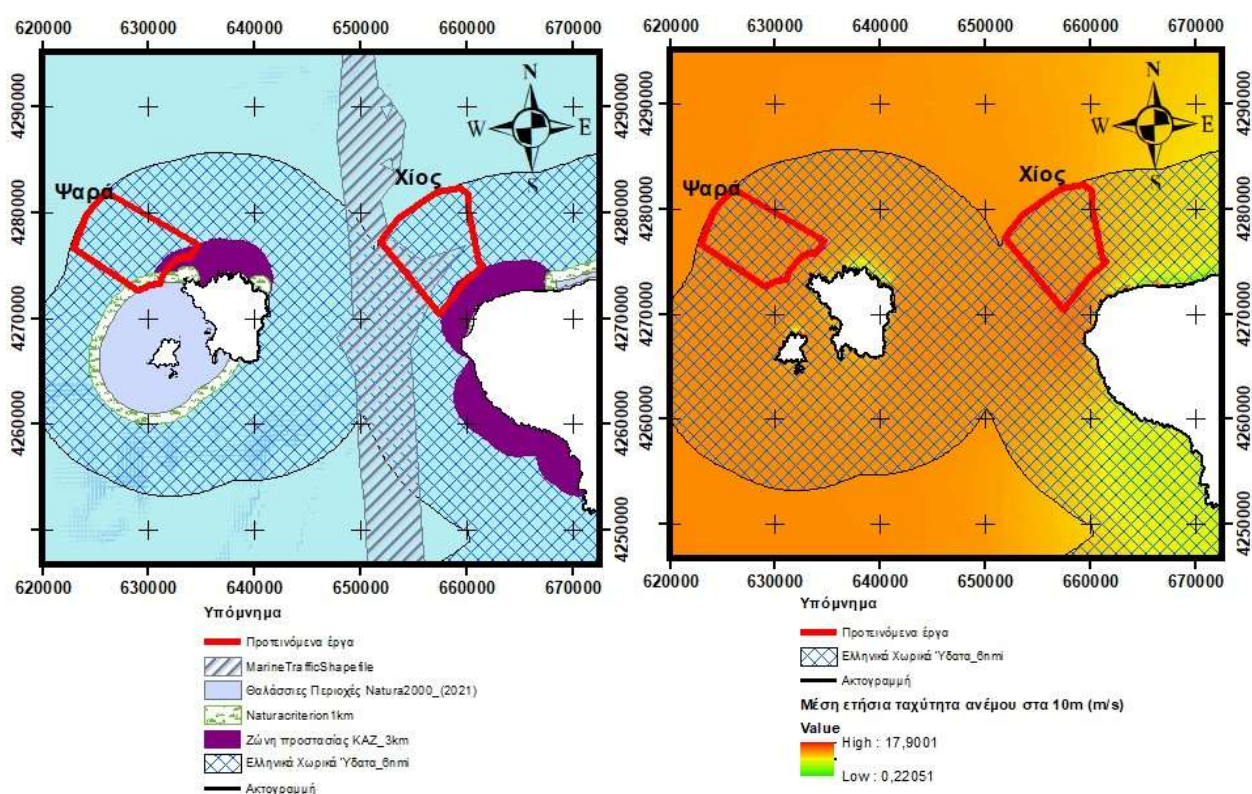
Πρόκειται για πλωτά πάρκα, εκ των οποίων της Κύμης τοποθετείται σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα και των Αγίων Αποστόλων σε μεσοπρόθεσμο. Την ΠΟΑΥΑΠ Κύμης διατρέχει μεταναστευτικός διάδρομος πουλιών και η αντίστοιχη ζώνη προστασίας, ωστόσο όπως αναφέρθηκε στο κεφάλαιο των περιοχών αποκλεισμού (βλ. υποενότητα 3.2), πρόκειται για ψηφιοποίηση παλιών δεδομένων, χαμηλής ακρίβειας, οπότε η γεωαναφορά τους είναι αμφισβητήσιμη. Η ΠΟΑΥΑΠ Αγίων αποστόλων εμπλέκεται στην άκρη της με τη ζώνη προστασίας

της περιοχής Natura2000 με κωδικό «Θαλάσσια ζώνη Ανατολικής Εύβοιας από άκρα Οκτωνιά Εύβοιας έως Ζάρακες – GR2420015».



Χάρτης 14: Κύμη, Αγ. Απόστολοι (Πλωτά). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.

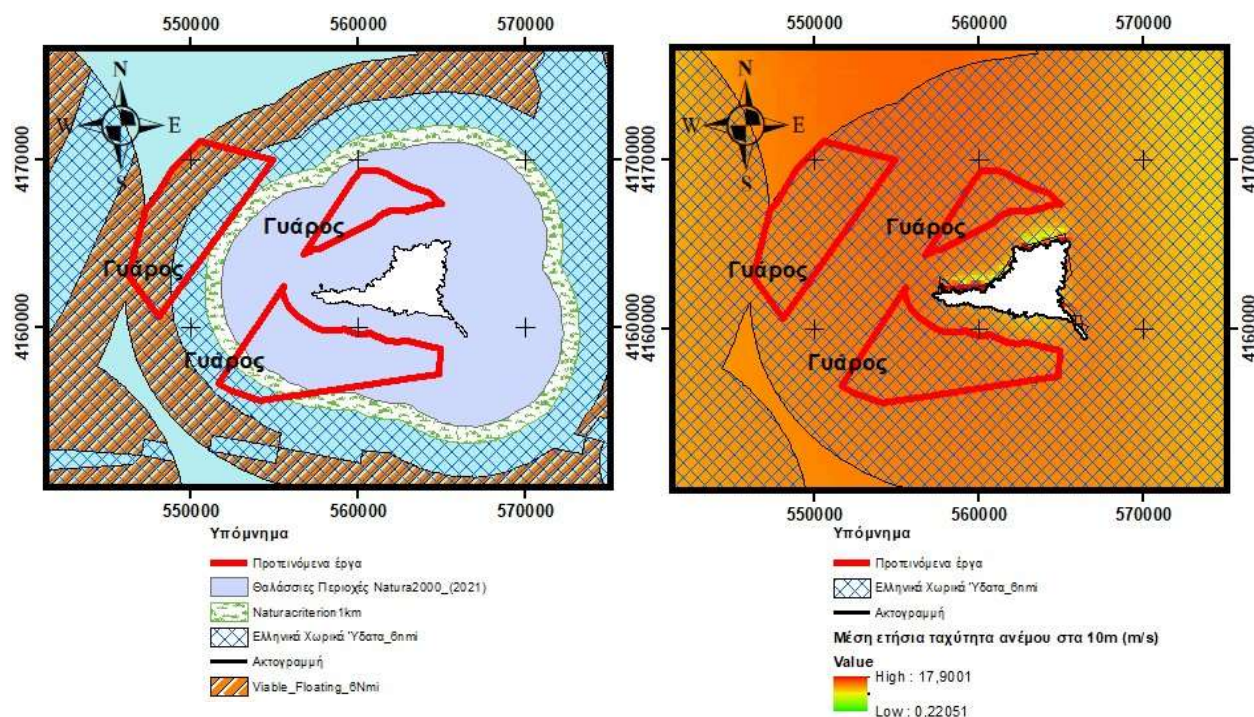
Ψαρά, Χίος:



Χάρτης 15: Ψαρά, Χίος (Πλωτά). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.

Πρόκειται για πλωτά πάρκα, εκ των οποίων των Ψαρών τοποθετείται σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα και της Χίου σε μεσοπρόθεσμο. Όπως προκύπτει από τους σχετικούς χάρτες, το πολύγωνο της ΠΟΑΥΑΠ των Ψαρών φέρει εμπλοκή με τη ζώνη προστασίας της περιοχής Natura2000 με κωδικό «Νησιά Αντίψαρα και Νησίδες Δασκαλιό, Μαστρογιώργη, Πρασονήσι, Κάτω Νησί, Μεδιακό, Κουτσουλιά και Θαλάσσια Ζώνη – GR4130002», καθώς με αυτή του Καταφυγίου Άγριας Ζωής «Ξερόκαμπος – Φτέλια (Ψαρρών) – K350». Το τεμάχιο της ΠΟΑΥΑΠ Χίου στα δυτικά του βρίσκεται εντός περιοχής με υψηλή κινητικότητα πλοίων, ενώ στα νοτιοδυτικά του καλύπτει τη ζώνη προστασίας του Καταφυγίου Άγριας Ζωής «Κουρούνια – Νενητούρια – K352».

Γυάρος (Μεσοπρόθεσμο, Πλωτό):

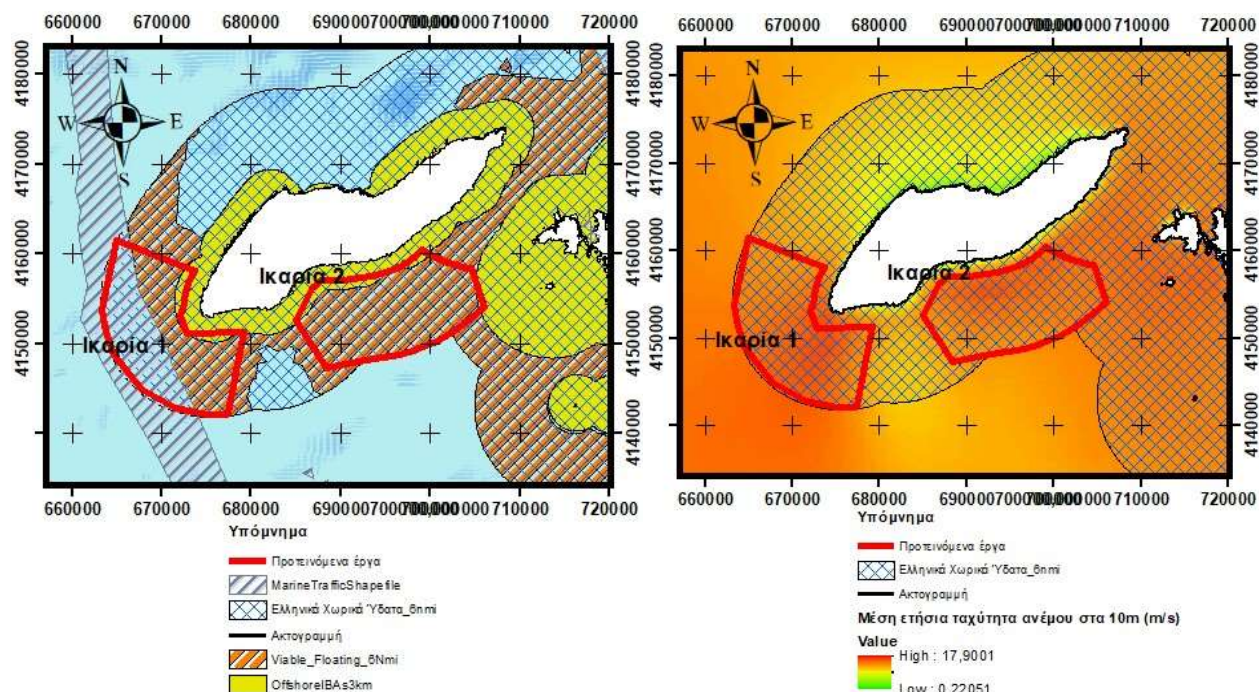


Χάρτης 16: Γυάρος (Πλωτό). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.

Οι ΠΟΑΥΑΠ Γυάρου αφορούν τα τρία πολύγωνα των παραπάνω χαρτών. Τα δύο τεμάχια πλησιέστερα στο νησί, εμπίπτουν σχεδόν εξ' ολοκλήρου στην περιοχή Natura2000 με κωδικό «Νήσος Γυάρος και Θαλάσσια Ζώνη – GR4220033», καθώς και τη ζώνη προστασίας της. Η συγκεκριμένη περιοχή Natura2000 συγκαταλέγεται στις Σημαντικές Περιοχές για τα Πουλιά – IBAs, όπως τις ορίζει η Ελληνική Ορνιθολογική Εταιρεία. Ο λόγος για τον οποίο το πλέον δυτικό

τεμάχιο, δεν ταυτίζεται απόλυτα με τις αποδεκτές περιοχές της παρούσας εργασίας, είναι ότι τέθηκε ζώνη προστασίας των IBAs ίση με 3km.

Ικαρία 1, 2 (Μακροπρόθεσμα, Πλωτά):



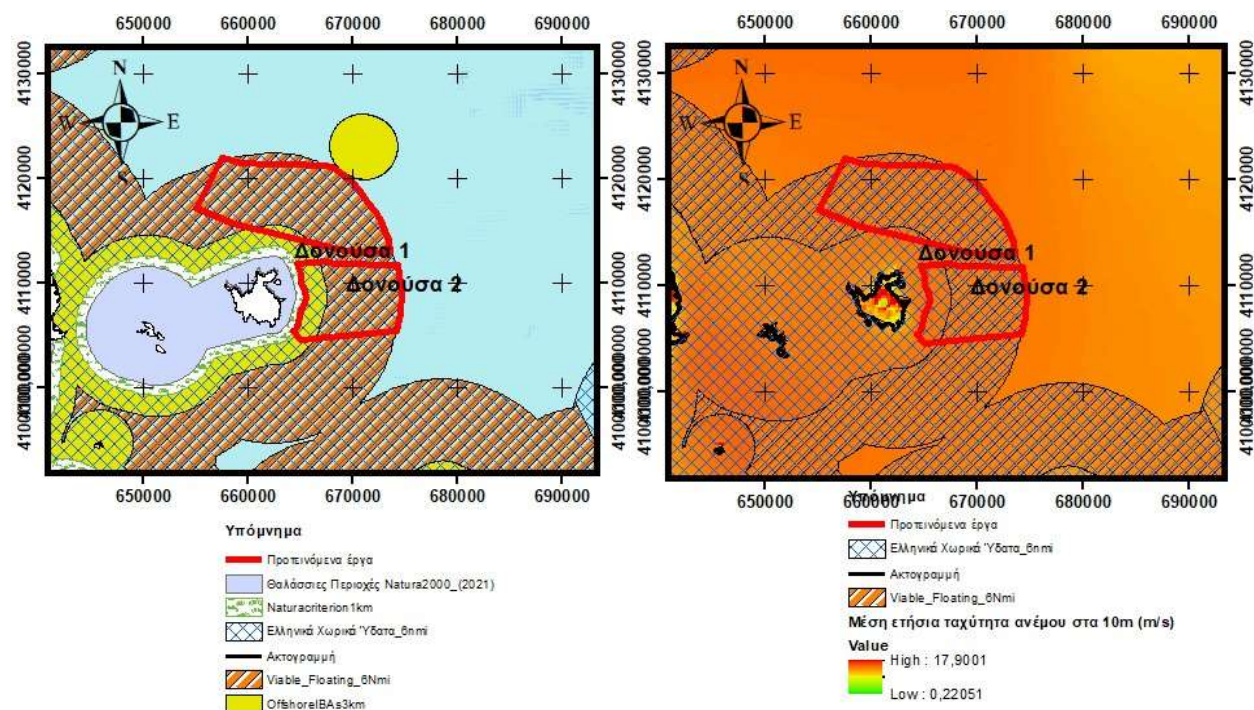
Χάρτης 17: Ικαρία 1, 2 (Πλωτά). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.

Ο λόγος για τον οποίο δεν συμπίπτουν απόλυτα τα πολύγωνα Ικαρία 1 και 2 με τις κατάλληλες περιοχές της παρούσας εργασίας, είναι διττός. Αφενός, το δυτικό τεμάχιο χωροθετήθηκε εντός περιοχής συχνής διέλευσης πλοίων και αφετέρου, τα πολύγωνα παρουσιάζουν εμπλοκή με ζώνη προστασίας 3km από Περιοχή Σημαντική για τα Πουλιά - IBA.

Δονούσα 1, 2:

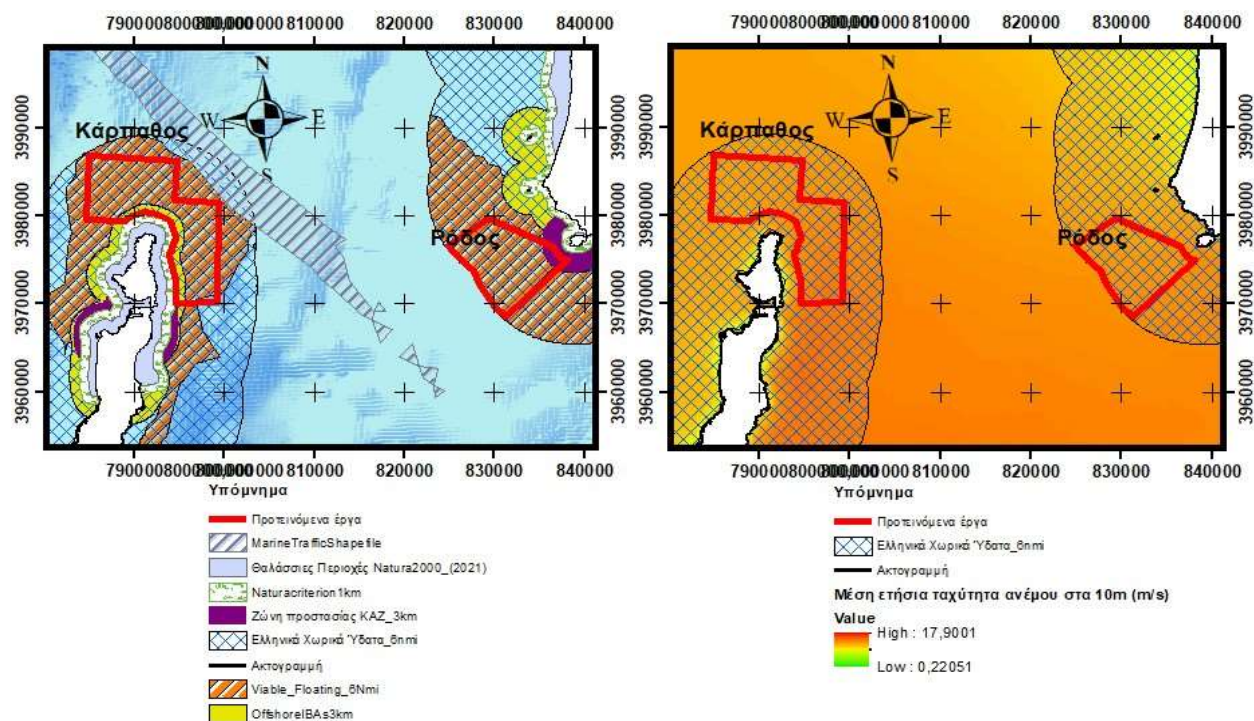
Πρόκειται για πλωτά πάρκα, εκ των οποίων το τεμάχιο 1 τοποθετείται σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα και τεμάχιο 2 σε μεσοπρόθεσμο. Ο λόγος για τον οποίο δεν συμπίπτουν απόλυτα τα πολύγωνα Δονούσα 1 και 2 με τις κατάλληλες περιοχές της παρούσας εργασίας, αφορά το γεγονός ότι η εφαιπτόμενη στο έργο περιοχή Natura2000 με κωδικό «Μικρές Κυκλάδες, Βορειοανατολική Αμοργός, Ανατολικές Ακτές Δονούσας, γύρω Νησίδες και Θαλάσσια

Περιοχή – GR4220021», αποτελεί επίσης Περιοχή Σημαντική για τα Πουλιά – IBA, από την οποία, όπως έχει ήδη αναφερθεί, τίθεται ζώνη προστασίας 3km.



Χάρτης 19: Δονούσα 1, 2 (Πλωτά). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.

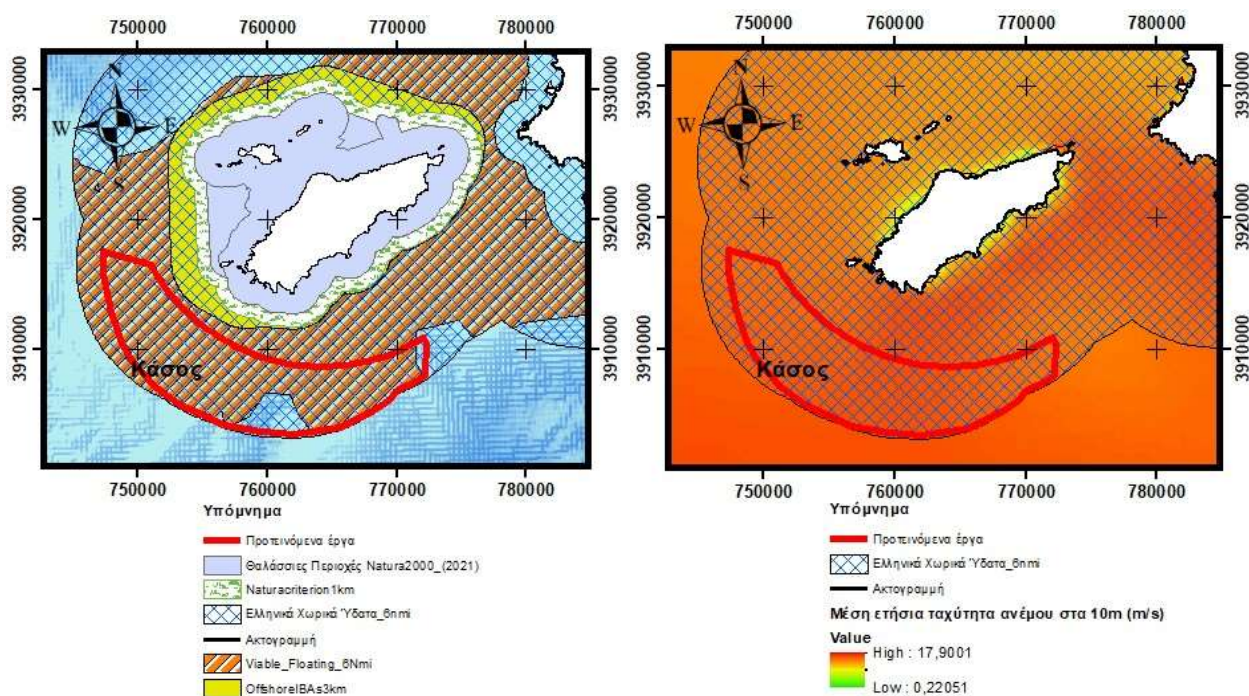
Κάρπαθος, Ρόδος:



Χάρτης 18: Κάρπαθος, Ρόδος (Πλωτά). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.

Πρόκειται για πλωτά πάρκα, εκ των οποίων η ΠΟΑΥΑΠ Καρπάθου τοποθετείται σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα και η ΠΟΑΥΑΠ Ρόδου σε μεσοπρόθεσμο. Ο λόγος για τον οποίο το τεμάχιο της Ρόδου δεν συμπίπτει απόλυτα με τις κατάλληλες περιοχές της παρούσας εργασίας, αφορά στη ζώνη προστασίας του Καταφυγίου Άγρια Ζωής «Πρασονήσι Δημοτικού Διαμερίσματος Καταβιάς Νήσου Ρόδου – Κ745». Επιπλέον, το εν λόγω ΚΑΖ ταυτίζεται με Περιοχή Σημαντική για τα Πουλιά. Ομοίως, το πολύγωνο της Καρπάθου εφάπτεται στη ζώνη προστασίας της περιοχής Natura2000 με κωδικό «Βόρεια Κάρπαθος και Σαρία και Παράκτια Θαλάσσια Ζώνη – GR4210003), η οποία όμως, αποτελεί επίσης, Περιοχή Σημαντική για τα Πουλιά. Συνεπώς, η ζώνη αποκλεισμού της τίθεται στα 3km και καλύπτει το νότιο σύνορο του εν λόγω τεμαχίου.

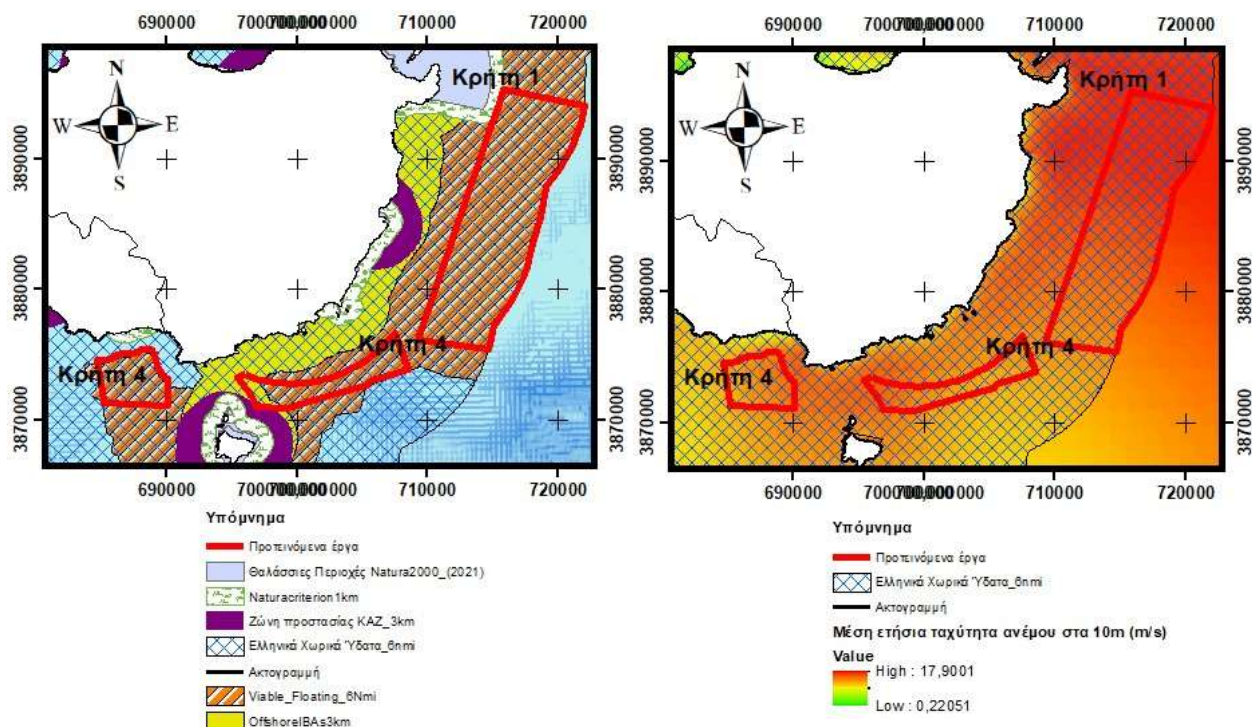
Κάσος, (Μακροπρόθεσμο, Πλωτό):



Χάρτης 20: Κάσος (Πλωτό). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.

Η μόνη απόκλιση που παρατηρείται ανάμεσα στην ΠΟΑΥΑΠ Κάσου και τις κατάλληλες περιοχές της παρούσας έρευνας, αφορά το νότιο τμήμα του τεμαχίου και προκύπτει λόγω απότομης αύξησης του βάθους, το οποίο φτάνει έως τα 1530m.

Κρήτη 1, 4:



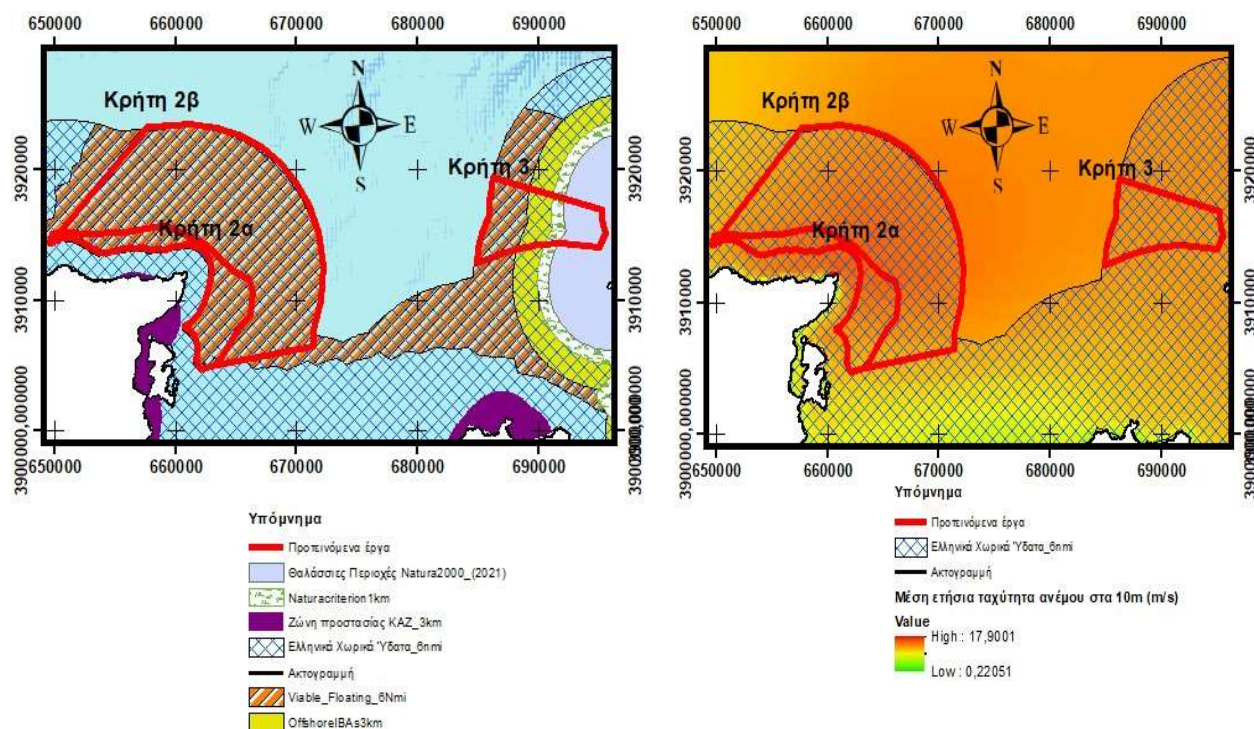
Χάρτης 21: Κρήτη 1, 4 (Πλωτά). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.

Πρόκειται για πλωτά πάρκα, εκ των οποίων οι δύο ΠΟΑΥΑΠ του έργου «Κρήτη 4» τοποθετούνται σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα, ενώ η ΠΟΑΥΑΠ για το εγχείρημα «Κρήτη 1» σε μεσοπρόθεσμο. Το δυτικό πολύγωνο του έργου «Κρήτη 4», όπως επίσης και το τεμάχιο «Κρήτη 1», ταυτίζονται απόλυτα με τις κατάλληλες θαλάσσιες περιοχές της παρούσας έρευνας. Το ανατολικό τεμάχιο του εγχειρήματος «Κρήτη 4» διαφοροποιείται ελαφρώς, δεδομένου ότι υπερκαλύπτει ζώνη προστασίας Περιοχής Σημαντική για τα Πουλιά – IBA. Επιπλέον, τέμνει ελάχιστα τη ζώνη προστασίας του Καταφυγίου Άγριας Ζωής «Νησί Κουφονήσι – K581».

Κρήτη 2α, 2β, 3:

Οι ΠΟΑΥΑΠ Κρήτη 2α και 2β αφορούν σε μεσοπρόθεσμο εγχειρήματα, εκ των οποίων το έργο 2α, στα ρηχότερα νερά, προορίζεται για ανεμογεννήτριες σταθερής έδρασης, ενώ το 2β για πλωτές εγκαταστάσεις. Όπως αποτυπώνεται στο χάρτη που ακολουθεί, τα εν λόγω τεμάχια ταυτίζονται απόλυτα με τις κατάλληλες περιοχές της παρούσας μελέτης. Η ΠΟΑΥΑΠ Κρήτη 3, πρόκειται για πολύγωνο εκμετάλλευσης πλωτών ανεμογεννητριών και τίθεται σε μακροπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα. Στο εν λόγω τεμάχιο, πρατηρείται εμπλοκή με τη ζώνη

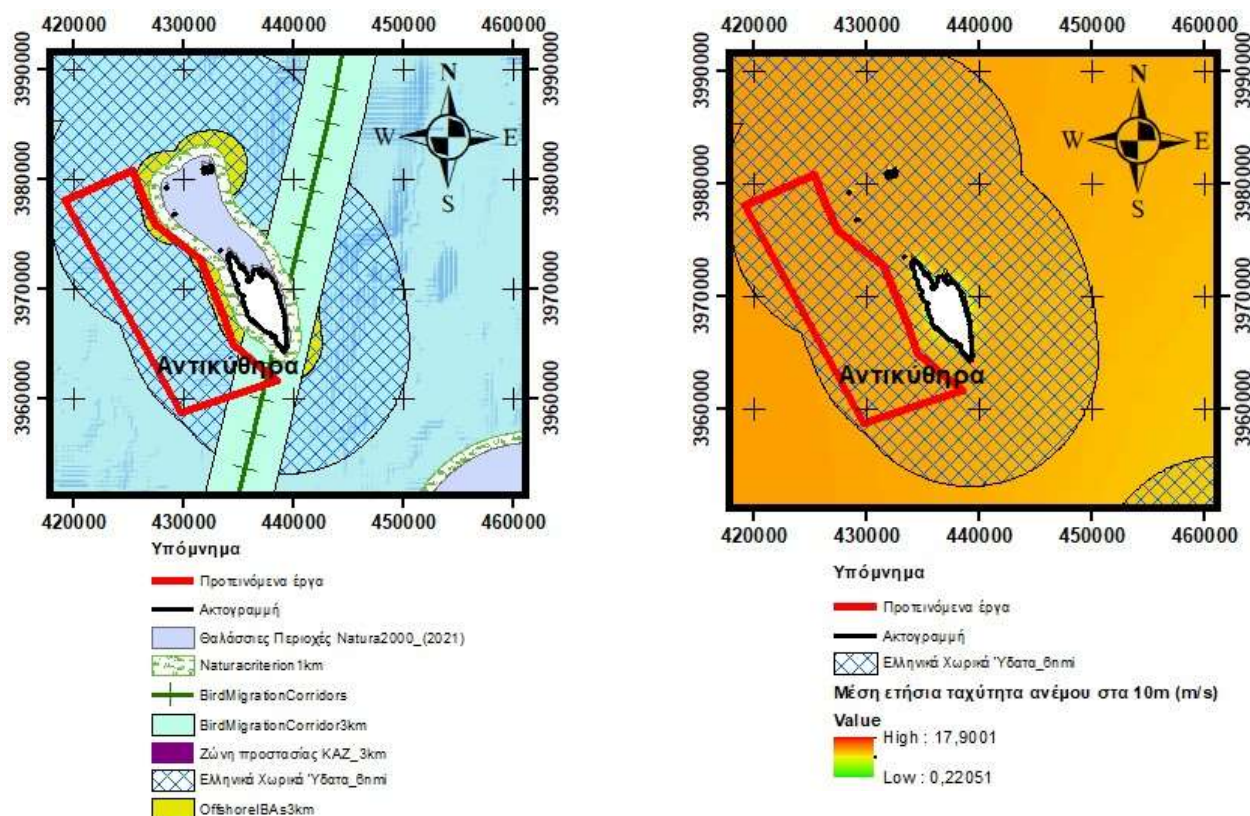
προστασίας του Καταφυγίου Άγριας Ζωής «Διονυσάδες Νήσοι Δήμου Σητείας – Κ921», καθώς και με τις περιοχές Natura2000 με κωδικούς «Βορειοανατολικό Άκρο Κρήτης: Διονυσάδες, Ελάσα και Χερσόνησος Σίδερο (Άκρα Μαυρομουρί – Βάι – Άκρα Πλάκας) και Θαλάσσια ζώνη – GR4320006» και «Διονυσάδες Νήσοι και Παράκτια Ζώνη – GR4320011». Η συνολική επιφάνεια που καλύπτει η δεύτερη, ταξινομείται επίσης και ως Σημαντική Περιοχή για τα Πουλιά, επομένως το τεμάχιο Κρήτη 3 τέμνεται και με την αντίστοιχη ζώνη προστασίας.



Χάρτης 22: Κρήτη 2α (Σταθερές έδρασης), 2β, 3 (Πλωτά). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.

Αντικύθηρα, (Μακροπρόθεσμο, Πλωτό):

Πρόκειται για εγχείρημα, το οποίο προκάλεσε ισχυρές αντιδράσεις τόσο από την επιστημονική, όσο και από την τοπική κοινότητα των Αντικυθήρων [53]. Η εν λόγω ΠΟΑΥΑΠ υπερκαλύπτει αφενός ζώνη προστασίας Περιοχής Σημαντικής για τα Πουλιά – IBA, όπως ορίζεται από την Ελληνική Ορνιθολογική Εταιρεία και αφετέρου, μεταναστευτικό διάδρομο. Παρότι με μια πρώτη ματιά η εμπλοκή δεν δείχνει να αφορά μεγάλη έκταση, το νησί των Αντικυθήρων προσελκύει ετησίως πληθώρα μεταναστευτικών ειδών, καθώς επίσης φιλοξενεί τον Ορνιθολογικό Σταθμό Αντικυθήρων, υπό την αιγίδα της Ορνιθολογικής Εταιρείας [54].

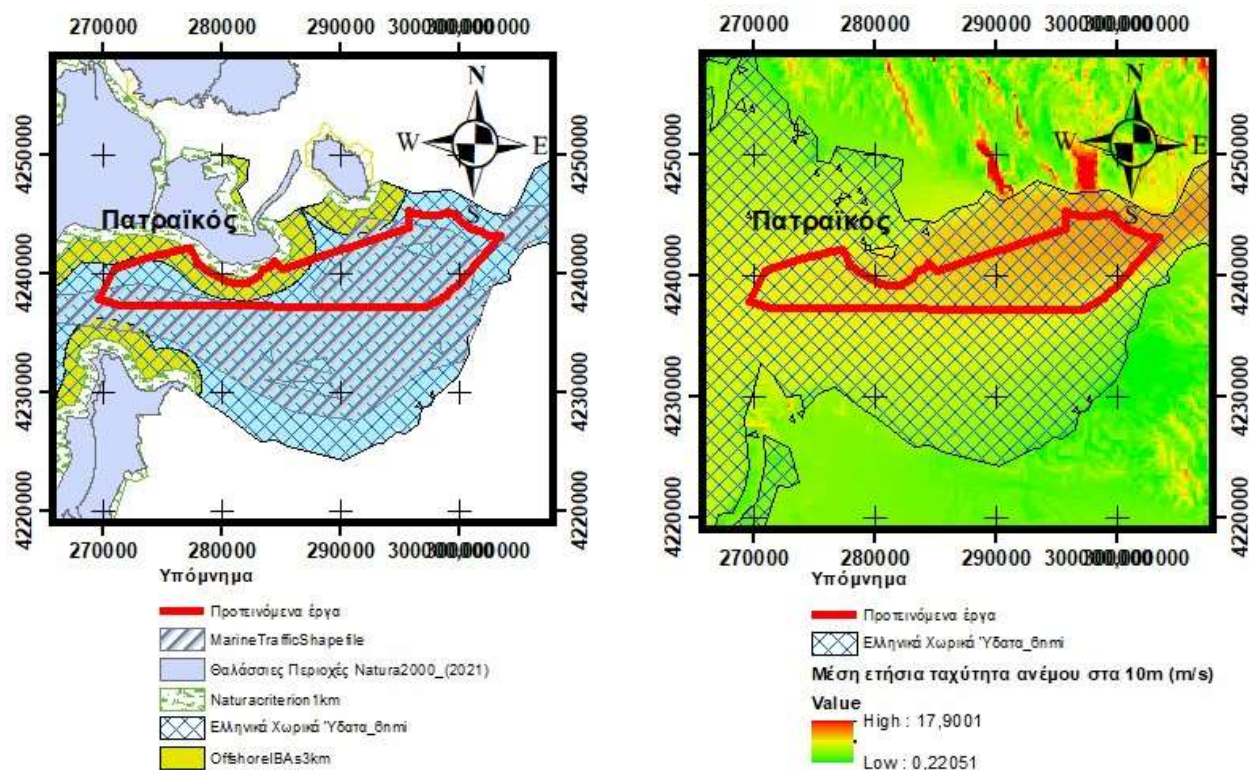


Χάρτης 23: Αντικύθηρα (Πλωτό). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.

Πατραϊκός, (Μεσοπρόθεσμο, Σταθερής έδρασης):

Κατά το ΦΕΚ 258/Α/2020, ο Πατραϊκός δεν αποτελεί κηρυγμένο κλειστό κόλπο [55]. Ωστόσο, όπως προκύπτει και από τους παρακάτω χάρτες, πρόκειται για στενό πέρασμα, στο οποίο παρατηρείται ιδιαίτερα συχνή διέλευση πλοίων, δεδομένου του λιμένα Πάτρας. Επιπλέον, στα δυτικά του τεμαχίου προς χωροθέτηση, βρίσκεται η λιμνοθάλασσα Μεσολογίου, καθώς και το δέλτα του Αχελώου. Πρόκειται για τόπο ιδιαίτερης φυσικής σημασίας, ο οποίος ταξινομείται ως περιοχή Natura2000 με κωδικό «Δέλτα Αχελώου, Λιμνοθάλασσα Μεσολογίου – Αιτωλικού και Εκβολές Ευήνου, Νήσοι Εχινάδες, Νήσος Πεταλάς, Δυτικός Αράκυνθος και Στενά Κλεισούρας – GR2310015», αλλά και ως Περιοχή Σημαντική για τα Πουλιά – IBA. Για την ΠΟΑΥΑΠ Πατραϊκού, παρατηρείται εμπλοκή με τις ζώνες αποκλεισμού των περιοχών προστασίας που αναφέρθηκαν. Τέλος, όπως γίνεται εύκολα αντιληπτό, το αιολικό δυναμικό του σημείου δεν είναι ιδιαίτερα ενθαρρυντικό. Συγκεκριμένα, το μεγαλύτερο ποσοστό της επιφάνειας του

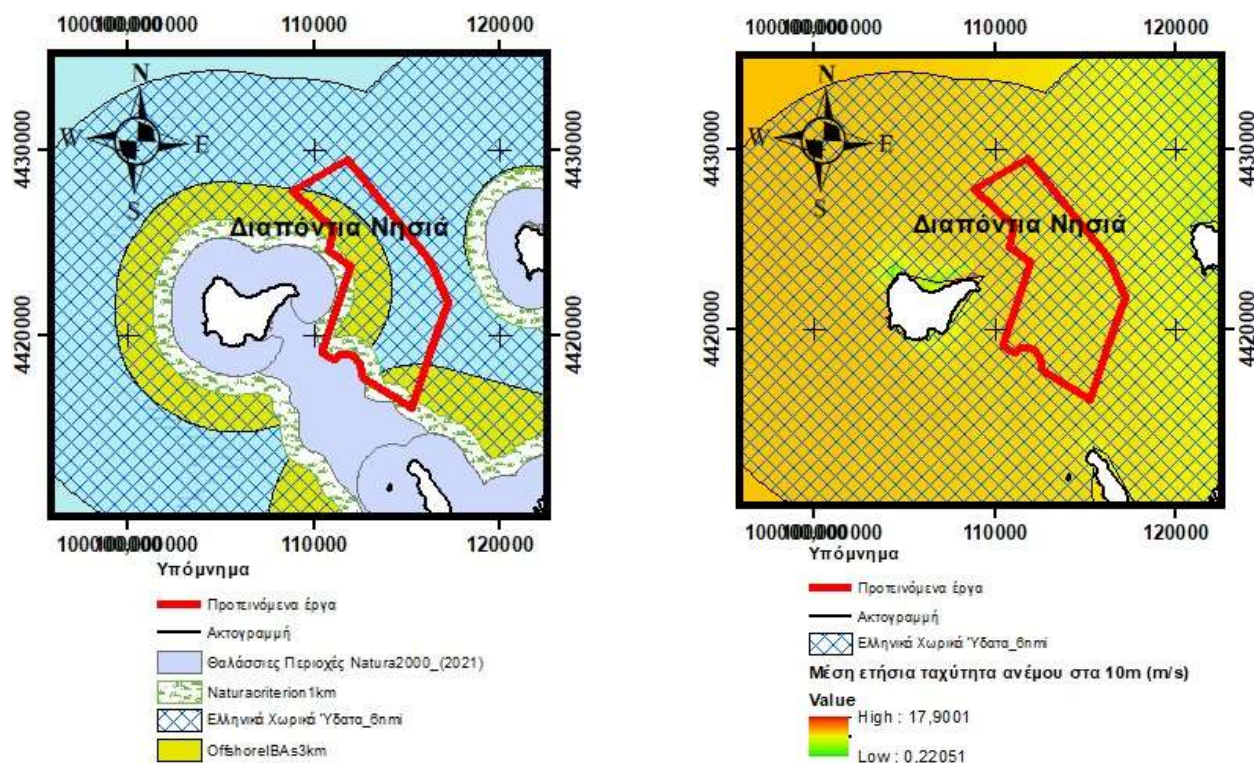
χωροθετημένου πολυγώνου, χαρακτηρίζεται από μέσες ετήσιες ταχύτητες ανέμου μικρότερες των 6m/s, στα 10m από τη μέση στάθμη της θάλασσας.



Χάρτης 24: Πατραϊκός (Σταθερής έδρασης). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.

Διαπόντια Νησιά, (Μεσοπρόθεσμο, Σταθερής έδρασης):

Η ΠΟΑΥΑΠ Διαπόντιων νησιών, όπως προκύπτει από τους παρακάτω χάρτες, υπερκαλύπτει τη ζώνη προστασίας των περιοχών Natura2000 με κωδικούς «Θαλάσσια Περιοχή Διαπόντιων Νήσων – GR2230010» και «Διαπόντια Νησιά (Οθωνοί, Ερεϊκούσα, Μαθράκι και Βραχονησίδες – GR2230008). Επιπλέον, στις νήσους του συμπλέγματος διατηρούνται Περιοχές Σημαντικές για τα Πουλιά – IBAs, οι ζώνες προστασίας των οποίων, επίσης υπερβαίνουν τα όρια του χωροθετημένου πολυγώνου. Τέλος, η επιφάνεια που καλύπτει το τεμάχιο, χαρακτηρίζεται εξ' ολοκλήρου από μέσες ετήσιες ταχύτητες ανέμου μικρότερες των 6m/s, στα 10m από τη μέση στάθμη της θάλασσας.



Χάρτης 25: Διαπόντια Νησιά (Σταθερής έδρασης). Αριστερά: εμπλοκή με κριτήρια αποκλεισμού, δεξιά: αιολικό δυναμικό.

Πίνακας 10: Συγκεντρωτικός πίνακας χαρακτηριστικών πιλοτικών έργων & Περιοχών Οργανωμένης Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων – ΠΟΑΥΑΠ 1ης φάσης.

Κωδική Ονομασία	Προτεραιοποίηση	Τύπος έδρασης	Μέσο βάθος πυθμένα (m)	Μέση ταχύτητα ανέμου στα 100 m (m/s)	Έκταση (km ²)	Εκτιμώμενη ισχύς (MW)	Τομέας σύνδεσης - Μέγιστη ισχύς τομέα (MW)	Ενδεικτικό σημείο σύνδεσης	Απόσταση από σημείο σύνδεσης (km)	Απόσταση από ακτή (m)
Πιλοτικό 1 Έβρος	Πιλοτικό	Σταθερή	-27.0	7.1	219	600 αθροιστικά με το Πιλοτικό 2	2 - 600	ΚΥΤ Ν. Σάντας	30-34	2084.70 / 1853.25
Πιλοτικό 2 Σαμοθράκη	Πιλοτικό	Σταθερή	-66.5	7.1	134	600 αθροιστικά με το Πιλοτικό 1	2 - 600	ΚΥΤ Ν. Σάντας	57-58	1855.11 / 1852.24
Αγ. Ευστράτιος 1α	Μακροπρόθεσμη	Σταθερή	-61.4	8.5	20	250	3 - 300	Υ/Σ Σκύρου	80	1852.26
Αγ. Ευστράτιος 1β	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	-91.0	8.5	75	375	3 - 300	Υ/Σ Σκύρου	91	1873.05

Κωδική Ονομασία	Προτεραιοποίηση	Τύπος έδρασης	Μέσο βάθος πυθμένα (m)	Μέση ταχύτητα ανέμου στα 100 m (m/s)	Έκταση (km ²)	Εκτιμώμενη ισχύς (MW)	Τομέας σύνδεσης - Μέγιστη ισχύς τομέα (MW)	Ενδεικτικό σημείο σύνδεσης	Απόσταση από σημείο σύνδεσης (km)	Απόσταση από ακτή (m)
Αγ. Ευστράτιος 2	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	-146.6	8.7	161	805	3 - 300	Υ/Σ Σκύρου	69	2367.67
Κύμη	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	-240.2	8.2	65	325	3 - 300	ΚΥΤ Αλιβερίου	23	1852.51
Αγ. Απόστολοι	Μεσοπρόθεσμη	Πλωτή	-316.2	8.4	134	670	3 - 300	ΚΥΤ Αλιβερίου	16	1852.23
Ψαρά	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	-269.1	8.7	58	290	3 - 300	Υ/Σ Ζέυξη Λέσβου	70	1852.13
Χίος	Μεσοπρόθεσμη	Πλωτή	-237.3	8.4	66	330	3 - 300	Υ/Σ Ζέυξη Λέσβου	50	2378.43
Γυάρος	Μεσοπρόθεσμη	Πλωτή	-214.2	9.0	100	500	4 - 700	Υ/Σ Σκύρου	24-40	1852.24 / 1852.26 / 6526.80
Ικαρία 1	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	-369.7	9.1	181	905	4 - 700	Υ/Σ Νάξου	63	1852.25
Ικαρία 2	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	-389.7	9.1	171	855	4 - 700	Υ/Σ Νάξου	81	1852.12
Δονούσα 1	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	-216.2	9.1	108	540	4 - 700	Υ/Σ Νάξου	38	3050.49
Δονούσα 2	Μεσοπρόθεσμη	Πλωτή	-195.4	9.1	65	325	4 - 700	Υ/Σ Νάξου	45	1853.18
Κάρπαθος	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	-432.6	8.6	124	620	5 - 550	Υ/Σ Σορωνής	66	1862.57
Ρόδος	Μεσοπρόθεσμη	Πλωτή	-284.1	8.4	75	375	5 - 550	Υ/Σ Σορωνής	50	1852.97
Κάσος	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	-702.8	9.6	141	705	6 - 800	Υ/Σ Αθερινόλακκου	64	4600.60
Κρήτη 1	Μεσοπρόθεσμη	Πλωτή	-400.7	9.9	118	590	6 - 800	Υ/Σ Αθερινόλακκου	14	4619.98
Κρήτη 2α	Μεσοπρόθεσμη	Σταθερή	-66.4	9.0	40	200	6 - 800	Υ/Σ Δαμάστας	59	1852.15
Κρήτη 2β	Μεσοπρόθεσμη	Πλωτή	-250.3	9.0	187	935	6 - 800	Υ/Σ Δαμάστας	60	2289.94
Κρήτη 3	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	-548.5	8.6	41	205	6 - 800	Υ/Σ Αθερινόλακκου	38	1852.26
Κρήτη 4	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	-498.2	8.5	41	205	6 - 800	Υ/Σ Αθερινόλακκου	2	1852.07 / 1853.32

Κωδική Ονομασία	Προτεραιοποίηση	Τύπος έδρασης	Μέσο βάθος πυθμένα (m)	Μέση ταχύτητα ανέμου στα 100 m (m/s)	Έκταση (km ²)	Εκτιμώμενη ισχύς (MW)	Τομέας σύνδεσης - Μέγιστη ισχύς τομέα (MW)	Ενδεικτικό σημείο σύνδεσης	Απόσταση από σημείο σύνδεσης (km)	Απόσταση από ακτή (m)
Αντικύθηρα	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	-466.9	8.2	165	825	4 - 700	Υ/Σ Μολάοι	93	2109.46
Πατραϊκός	Μεσοπρόθεσμη	Σταθερή	-69.0	7.3	139	695	4 - 700	Νέο Σημείο	-	1852.07
Διαπόντια Νησιά	Μεσοπρόθεσμη	Σταθερή	-67.3	7.0	54	270	1 -200	Υ/Σ Αγ. Βασιλείου	28	1890.92

Πίνακας 11: Συγκεντρωτικός πίνακας καταγραφής του ποσοστού συμφωνίας επί της έκτασης μεταξύ πιλοτικών έργων & Περιοχών Οργανωμένης Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων – ΠΟΑΥΑΠ 1ης φάσης, με τις προκύπτουσες κατάλληλες περιοχές της παρούσας έρευνας.

Κωδική Ονομασία	Προτεραιοποίηση	Τύπος έδρασης	Έκταση (km ²)	Ποσοστό συμφωνίας επί της έκτασης (%)	Αιτιολόγηση
Πιλοτικό 1 Έβρος	Πιλοτικό	Σταθερή	219	0.00	Περιοχή Natura 2000 Καταφύγιο Άγριας Ζωής Σχετικά χαμηλό αιολικό δυναμικό
Πιλοτικό 2 Σαμοθράκη	Πιλοτικό	Σταθερή	134	5.91	Περιοχή Natura 2000 Καταφύγιο Άγριας Ζωής Περιοχή σημαντική για τα πουλιά Σχετικά χαμηλό αιολικό δυναμικό
Αγ. Ευστράτιος 1α	Μακροπρόθεσμη	Σταθερή	20	45.25	Περιοχή Natura 2000 Σχετικά χαμηλό αιολικό δυναμικό
Αγ. Ευστράτιος 1β	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	75	85.07	Περιοχή Natura 2000 Σχετικά χαμηλό αιολικό δυναμικό
Αγ. Ευστράτιος 2	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	161	88.57	Περιοχή Natura 2000 Σχετικά χαμηλό αιολικό δυναμικό
Κύμη	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	65	17.98	Μεταναστευτικός διάδρομος πουλιών
Αγ. Απόστολοι	Μεσοπρόθεσμη	Πλωτή	134	92.28	Μεταναστευτικός διάδρομος πουλιών Περιοχή Natura 2000
Ψαρά	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	58	72.38	Περιοχή Natura 2000 Καταφύγιο Άγριας Ζωής

Κωδική Ονομασία	Προτεραιοποίηση	Τύπος έδρασης	Έκταση (km ²)	Ποσοστό συμφωνίας επί της έκτασης (%)	Αιτιολόγηση
Χίος	Μεσοπρόθεσμη	Πλωτή	66	71.38	Συνήθης διαδρομή πλοίων Καταφύγιο Άγριας Ζωής
Γυάρος	Μεσοπρόθεσμη	Πλωτή	100	25.83	Περιοχή Natura 2000 Περιοχή σημαντική για τα πουλιά
Ικαρία 1	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	181	48.76	Περιοχή σημαντική για τα πουλιά Συνήθης διαδρομή πλοίων
Ικαρία 2	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	171	92.11	Περιοχή σημαντική για τα πουλιά
Δονούσα 1	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	108	96.75	Περιοχή Natura 2000 Περιοχή σημαντική για τα πουλιά
Δονούσα 2	Μεσοπρόθεσμη	Πλωτή	65	75.98	Περιοχή Natura 2000 Περιοχή σημαντική για τα πουλιά
Κάρπαθος	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	124	85.27	Περιοχή Natura 2000 Περιοχή σημαντική για τα πουλιά
Ρόδος	Μεσοπρόθεσμη	Πλωτή	75	94.92	Καταφύγιο Άγριας Ζωής
Κάσος	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	141	90.36	Βάθος μεγαλύτερο των 1000 m
Κρήτη 1	Μεσοπρόθεσμη	Πλωτή	118	100	-
Κρήτη 2α	Μεσοπρόθεσμη	Σταθερή	40	100	-
Κρήτη 2β	Μεσοπρόθεσμη	Πλωτή	187	100	-
Κρήτη 3	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	41	43.88	Καταφύγιο Άγριας Ζωής Περιοχή Natura 2000 Περιοχή σημαντική για τα πουλιά
Κρήτη 4	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	41	91.66	Καταφύγιο Άγριας Ζωής Περιοχή σημαντική για τα πουλιά
Αντικύθηρα	Μακροπρόθεσμη	Πλωτή	165	88.87	Περιοχή σημαντική για τα πουλιά Μεταναστευτικός διάδρομος πουλιών
Πατραϊκός	Μεσοπρόθεσμη	Σταθερή	139	6.01	Συνήθης διαδρομή πλοίων Περιοχή Natura 2000 Περιοχή σημαντική για τα πουλιά Σχετικά χαμηλό αιολικό δυναμικό
Διαπόντια Νησιά	Μεσοπρόθεσμη	Σταθερή	54	0.00	Περιοχή Natura 2000 Περιοχή σημαντική για τα πουλιά Σχετικά χαμηλό αιολικό δυναμικό

6. Συμπεράσματα

Η ευρωπαϊκή οδηγία προς την κατεύθυνση της ενεργειακής ανεξαρτησίας, αφορά σε σταδιακή αντικατάσταση των πηγών ενέργειας από τα ορυκτά καύσιμα σε ανανεώσιμες, έως το 2030, με ρεαλιστικό χρονικό ορίζοντα πλήρους ενεργειακής ουδετερότητας το 2040. Βασικές προκλήσεις αυτού του σχεδιασμού, αποτελούν οι ανεπαρκείς εγκαταστάσεις αποθήκευσης ενέργειας, όπως επίσης, η έλλειψη απαραίτητων υποδομών δικτύου. Το εξ' ολοκλήρου βασισμένο σε Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας πρόγραμμα, κάνει λόγο για αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας κυρίως στο βόρειο τμήμα της ηπείρου και της ηλιακής στο νότιο.

Σε παγκόσμια κλίμακα, τα εγχειρήματα πλωτών υπεράκτιων αιολικών πάρκων επιδεικνύουν ιδιαίτερο ενδιαφέρον, προς την κατεύθυνση της απολιγνιτοποίησης. Στο παρόν στάδιο ανάπτυξης των επιμέρους τεχνολογιών, η βιωσιμότητα των εγχειρημάτων με τεχνικούς όρους, έχει αξιολογηθεί και επαληθευτεί από πληθώρα πρακτικών εφαρμογών. Η οικονομική βιωσιμότητα εξαρτάται απόλυτα από την τοποθεσία του έργου, γεγονός που την καθιστά λιγότερο δεδομένη. Κυρίαρχη τάση αυτής της φάσης ανάπτυξης των τεχνολογιών υπεράκτιας εκμετάλλευσης αιολικού δυναμικού, αποτελεί η χωροθέτηση σε βαθύτερα νερά, με στόχο την εγκατάσταση ανεμογεννητριών υψηλότερης ισχύος [8], [9]. Το γεγονός αυτό, αποτελεί έναν εκ των λόγων, για τους οποίους τα πιο πρόσφατα πιλοτικά έργα αφορούν πλωτές ανεμογεννήτριες.

Στην Ελλάδα, η μορφολογία του πυθμένα δεν ευνοεί την εγκατάσταση ανεμογεννητριών σταθερής έδρασης. Πράγματι, οι κατάλληλες περιοχές προς χωροθέτηση ανεμογεννητριών τύπου “monopile”, είναι εκ των πραγμάτων λίγες (βλ. Χάρτης 2). Βασικό τους πλεονέκτημα έναντι των πλωτών ανεμογεννητριών, αποτελεί το γεγονός ότι πρόκειται για λιγότερο κοστοβόρα εγχειρήματα και κατ' επέκταση, επενδύσεις χαμηλότερου ρίσκου. Το γεγονός αυτό προκύπτει αφενός, από τα μικρότερα βάθη εγκατάστασης και αφετέρου, από τη χαμηλότερη εξάρτηση από το κόστος του χάλυβα.

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, η τιμή ανά τόνο του χάλυβα, αποτελεί ιδιαίτερα επιδραστικό μέγεθος, κατά τον υπολογισμό του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE) για πλωτά αιολικά πάρκα. Είναι γνωστό άλλωστε, ότι τα τελευταία χρόνια η τιμή του χάλυβα αποσταθεροποιήθηκε και κατά περιόδους αυξήθηκε κατακόρυφα. Λόγω αυτού, πρόσφατες δημοσιεύσεις εκτιμούν αύξηση του LCOE έως και κατά 5% [48].

Γενικά, η μέθοδος Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (Levelized Cost of Energy - LCOE), αποτελούσε για χρόνια την πλέον συνήθη προσέγγιση υπολογισμού, δεδομένου ότι αδιαστατοποιεί το τελικό παραγόμενο και επομένως, προσφέρεται για τη σύγκριση εναλλακτικών λύσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Ωστόσο, δημοσιεύσεις των τελευταίων χρόνων, καταδεικνύουν μια τάση απαξίωσης της εν λόγω μεθόδου. Κυρίαρχη αιτία αυτής της απαξίωσης αποτελεί το γεγονός, ότι η μέθοδος LCOE δεν λαμβάνει υπόψη την τιμή της παραγόμενης ενέργειας που απορροφάται τελικά από το δίκτυο. Επιπλέον, η μεθοδολογία χωλαίνει, δεδομένου ότι αδιαστατοποιεί ως προς τον χρόνο ζωής ενός εγχειρήματος και έτσι, επιτρέπει τη σύγκριση του κόστους μεταξύ τεχνολογιών, με διαφορετική πρακτική εφαρμογή, μεροληπτώντας υπέρ όσων χαρακτηρίζονται από συντομότερη διάρκεια κύκλου ζωής [56]. Μία ακόμη παράμετρο, η οποία δικαιολογεί την απομάκρυνση της επιστημονικής κοινότητας από τη μέθοδο LCOE, αποτελεί η παράβλεψη του γεγονότος ότι οι περισσότερες τεχνολογίες ΑΠΕ, παράγουν ενέργεια διαλειμματικά [57]. Ειδικότερα, το ημερήσιο προφίλ παραγωγής ενέργειας από αιολική εκμετάλλευση, εμφανίζει το μέγιστο του τις βραδινές ώρες, όποτε και παρατηρούνται ισχυρότερες ταχύτητες ανέμου. Αντιθέτως, η φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις, εξ' ορισμού παράγουν ενέργεια μόνο κατά τις ώρες με ηλιοφάνεια, ωστόσο τότε παρατηρείται και η υψηλότερη ζήτηση [58]. Δεδομένης της ανεπάρκειας των εγκαταστάσεων αποθήκευσης, γίνεται εύκολα αντιληπτό, ότι κατά τη μέθοδο LCOE υποτιμάται το πραγματικό κόστος εγχειρημάτων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Η διαλειμματικότητα που διέπει την παραγωγή ενέργειας από τον άνεμο, σε συνδυασμό με την έλλειψη αποδοτικών πρακτικών αποθήκευσής της, υπαγορεύουν ότι η χωροθέτηση αποκλειστικά παράκτιων ανεμογεννητριών, δεν ικανοποιεί τις συνολικές ανάγκες που ορίζονται από τη ζήτηση. Αντιθέτως, πρακτικές που προσομοιώνονται με ιδιαίτερος ενθαρρυντικά αποτελέσματα, αφορούν σε υβριδικές διατάξεις [59], [60]. Πρόκειται για σύνθετα συστήματα με ευέλικτες πλατφόρμες, οι οποίες υποστηρίζουν ταυτόχρονα διαφορετικές τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας (π.χ. ανεμογεννήτριες και φωτοβολταϊκά ή συσκευές εκμετάλλευσης κυματικής ενέργειας). Στην ίδια φιλοσοφία ενίσχυσης της αποδοτικότητας ανά επιφάνεια, ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι περιοχές πολλαπλών χρήσεων γης (multi-use areas). Η ανάπτυξη της θαλάσσιας οικονομίας εν γένει, δημιουργεί ανάγκες εξοικονόμησης και

κατάλληλης κατανομής χώρου. Συνηθέστερη εφαρμογή των πολλαπλών χρήσεων γης, αποτελεί η παράλληλη χωροθέτηση ανεμογεννητριών και εγκαταστάσεων εμπορικής ιχθυοκαλλιέργειας [61].

Παρότι δεν έχουν ολοκληρωθεί όλα τα στάδια των μελετών και τα όρια των δημοσιευμένων πολυγώνων χωροθέτησης δεν είναι αμετακλήτως ορισμένα, εξάγονται κάποια πρωταρχικά συμπεράσματα για το Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων [28] και τη συμπληρωματική του Στρατηγική Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων [50]. Κομβική παράμετρο για την αξιολόγηση του προγράμματος, αποτελεί η ισχύουσα νομοθεσία (ν. 4964/2022, [32]). Συγκεκριμένα, η χωροθέτηση εντός προστατευόμενων περιοχών, πρακτική που απαντάται σε πολλά από τα προτεινόμενα έργα (βλ. υποενότητα 5.3), είναι απόρροια άρθρων της νομοθεσίας του 2022 και παλαιότερων σε ισχύ διατάξεων, κατά τις οποίες, επιτρέπονται οι οικονομικές δραστηριότητες εντός περιοχών Natura2000, Καταφυγίων Άγριας Ζωής και μεταναστευτικών διαδρομών πουλιών, υπό την προϋπόθεση ότι κατατίθεται Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων. Επιπλέον, η νομοθεσία του 2022, δεν εντάσσει τα κριτήρια οπτικής όχλησης στα κριτήρια αποκλεισμού. Επομένως, δεν επηρεάζουν τη διαδικασία επιλογής των κατάλληλων περιοχών. Έτσι, η οπτική όχληση λαμβάνεται υπόψη αποκλειστικά για ήδη εγκεκριμένα έργα και αφορά σε ενέργειες ένταξης τους στο πεδίο.

Πέραν των ζητημάτων που αφορμώνται από τη νομοθεσία, προέκυψαν ορισμένες παρατηρήσεις για την εφαρμογή της μεθοδολογίας καθορισμού των Περιοχών Οργανωμένης Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων - ΠΟΑΥΑΠ. Παρότι στις ορισμένες ΠΟΑΥΑΠ της πρώτης φάσης, υπερισχύουν αριθμητικά αυτές που αφορούν πλωτές ανεμογεννήτριες, η επιλογή τεχνολογίας έδρασης, πραγματοποιείται με μεθοδολογικά αυθαίρετο τρόπο, μεροληπτώντας υπέρ των σταθερής έδρασης ανεμογεννητριών. Όπως έχει ήδη αναφερθεί, μοναδικό κριτήριο για τη χωροθέτηση ανεμογεννητριών σταθερής έδρασης, αποτελεί η διαθεσιμότητα ηλεκτρικού χώρου στο δίκτυο. Αντιθέτως, για τις πλωτές εφαρμόζονται τα τέσσερα κριτήρια προτεραιοποίησης (βλ. υποενότητα 5.2) και με εξίσου αυθαίρετο τρόπο, δηλαδή ανάλογα τον αριθμό των κριτηρίων που ικανοποιούνται, διακρίνονται σε μεσοπρόθεσμης και μακροπρόθεσμης ανάπτυξης. Ωστόσο, όλα τα σταθερής έδρασης εγχειρήματα πλην ενός, αφορούν μεσοπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα (έως 2030-2032), χωρίς να διευκρινίζεται ο λόγος.

Δικαίως λοιπόν, εξάγεται η υπόθεση ότι τα έργα σταθερής έδρασης ενδέχεται να προτεραιοποιούνται, λόγω υψηλότερου επενδυτικού ενδιαφέροντος, το οποίο προκύπτει από το μικρότερο επενδυτικό ρίσκο.

Γενικά, λέγεται ρητά εντός του κειμένου του προγράμματος, ότι η εκδήλωση επενδυτικού ενδιαφέροντος επηρεάζει τη διαδικασία χωροθέτησης. Δεδομένου ότι το Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων συστάθηκε, με στόχο τη χάραξη της εθνικής ενεργειακής πολιτικής, ο ισχυρισμός αυτός είναι ήδη προβληματικός. Πέραν αυτού, παρατίθεται αυτούσιο το παρακάτω απόσπασμα:

«...Επισημαίνεται ότι λόγω του ειδικού πλαισίου, τα τελικά όρια των ΠΟΑΥΑΠ και των Περιοχών Εγκατάστασης για τα πιλοτικά Έργα ΥΑΠ εντός των ΠΟΑΥΑΠ θα καθοριστούν από τον επενδυτή ΥΑΠ κατόπιν οριστικής έγκρισης από τους ανωτέρω αρμόδιους φορείς (ΥΠΑ και ΓΕΕΘΑ) καθώς και από άλλες δράσεις, όπου κρίνεται απαραίτητο, για να διασφαλιστεί η ομαλή λειτουργία δραστηριοτήτων στην περιοχή.».

Βιβλιογραφία

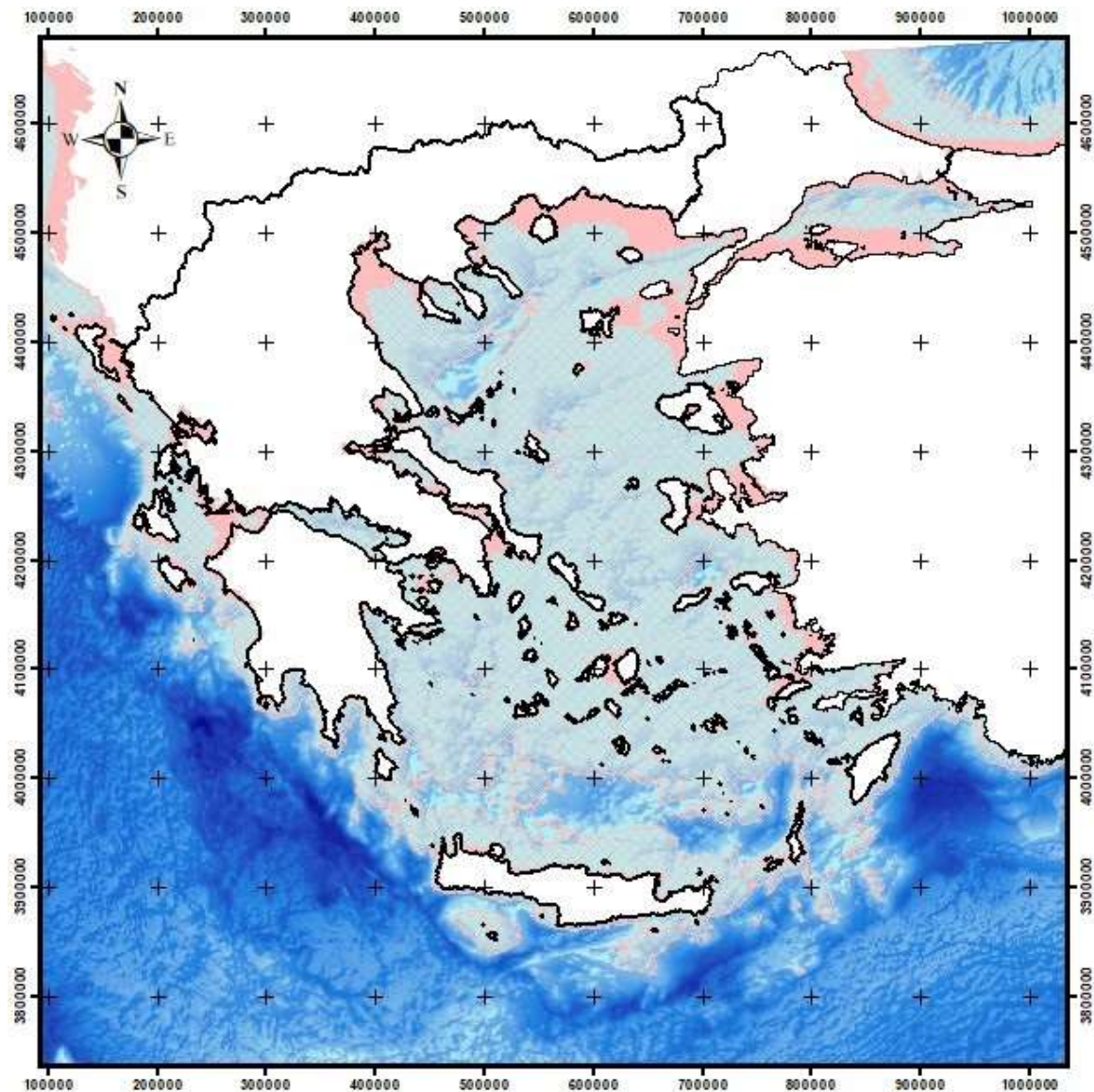
1. Castro-Santos, L., E. Martins, and C. Guedes Soares, *Cost assessment methodology for combined wind and wave floating offshore renewable energy systems*. Renewable Energy, 2016. **97**: p. 866-880.
2. Ram, M., et al., *A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015-2030*. Journal of Cleaner Production, 2018. **199**: p. 687-704.
3. Bilgili, M., A. Yasar, and E. Simsek, *Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2011. **15**(2): p. 905-915.
4. Hevia-Koch, P. and H. Klinge Jacobsen, *Comparing offshore and onshore wind development considering acceptance costs*. Energy Policy, 2019. **125**: p. 9-19.
5. Khan Afridi, S., et al., *Winds of Progress: An In-Depth Exploration of Offshore, Floating, and Onshore Wind Turbines as Cornerstones for Sustainable Energy Generation and Environmental Stewardship*. IEEE Access, 2024. **12**: p. 66147-66166.
6. Kaldellis, J.K. and D. Apostolou, *Life cycle energy and carbon footprint of offshore wind energy. Comparison with onshore counterpart*. Renewable Energy, 2017. **108**: p. 72-84.
7. Loukogeorgaki, E., D.G. Vagiona, and A. Lioliou, *Incorporating Public Participation in Offshore Wind Farm Siting in Greece*. Wind, 2022. **2**(1): p. 1-16.
8. Ebenhoch, R., et al., *Comparative Levelized Cost of Energy Analysis*. Energy Procedia, 2015. **80**: p. 108-122.
9. Barooni, M., et al., *Floating Offshore Wind Turbines: Current Status and Future Prospects*. Energies, 2022. **16**(1).
10. Mandolini, A., *Change in elastic properties of sands under very large number of low amplitude multiaxial cyclic loading*. 2018, University of Bristol.
11. Tande, J.O.G., et al., *Floating offshore turbines*. WIREs Energy and Environment, 2014. **4**(3): p. 213-228.
12. Loukogeorgaki, E., D.G. Vagiona, and M. Vasileiou, *Site Selection of Hybrid Offshore Wind and Wave Energy Systems in Greece Incorporating Environmental Impact Assessment*. Energies, 2018. **11**(8).
13. Vasileiou, M., E. Loukogeorgaki, and D.G. Vagiona, *GIS-based multi-criteria decision analysis for site selection of hybrid offshore wind and wave energy systems in Greece*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017. **73**: p. 745-757.
14. Tsoutsos, T., et al., *Sustainable energy planning by using multi-criteria analysis application in the island of Crete*. Energy Policy, 2009. **37**(5): p. 1587-1600.
15. Tsoutsos, T., et al., *Sustainable siting process in large wind farms case study in Crete*. Renewable Energy, 2015. **75**: p. 474-480.
16. Τσιπουράς, Λ.Δ., *Τεχνο-οικονομική ανάλυση της γαλάζιας ενέργειας στο Αιγαίο Πέλαγος: αιολική και υβριδική ενέργεια*. 2021.
17. Γαβαλάς, Μ.Ν., *Μοντέλο χωροθέτησης Θαλάσσιων Αιολικών Πάρκων (ΘΑΠ) στο νησιωτικό σύμπλεγμα Κυκλάδων*. 2023.

18. Χριστοφόρου, Μ.Α., *Βιώσιμη χωροθέτηση πλωτού υπεράκτιου αιολικού πάρκου συνδεδεμένο με τον υποσταθμό ΥΤ ΜΤ της Σύρου*. 2023.
19. Ιντζελέρ, Μ.Κ., *Συγκριτική τεχνοοικονομική μελέτη μεταξύ πλωτών και σταθερών ανεμογεννητριών σε υπεράκτια φάρμα στη Λήμνο*. 2023.
20. Κόλλιας, Δ., *Περιβαλλοντικά βιώσιμη χωροθέτηση υπεράκτιων αιολικών πάρκων στο Αιγαίο πέλαγος*. 2023.
21. Roddier, D., et al., *WindFloat: A floating foundation for offshore wind turbines*. Journal of Renewable and Sustainable Energy, 2010. **2**(3).
22. Banister, K., *WindFloat Pacific Project, Final Scientific and Technical Report*. 2017, Principle Power, Inc., Emeryville, CA (United States).
23. Kvittem, M.I., E.E. Bachynski, and T. Moan, *Effects of Hydrodynamic Modelling in Fully Coupled Simulations of a Semi-submersible Wind Turbine*. Energy Procedia, 2012. **24**: p. 351-362.
24. Roddier, D. and C. Cermelli, *Asymmetric mooring system for support of offshore wind turbines*. United States.
25. Wang, L.-z., et al., *Integrated analysis of drag embedment anchor installation*. Ocean Engineering, 2014. **88**: p. 149-163.
26. Argin, M., et al., *Exploring the offshore wind energy potential of Turkey based on multi-criteria site selection*. Energy Strategy Reviews, 2019. **23**: p. 33-46.
27. Soukissian, T., et al., *Marine Renewable Energy in the Greek Seas*. 2020, Springer.
28. Στεφάτος, Α., et al., *Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων (ΥΑΠ)*. 2023: Web, <https://herema.gr/>.
29. Vagiona, D. and M. Kamilakis, *Sustainable Site Selection for Offshore Wind Farms in the South Aegean—Greece*. Sustainability, 2018. **10**(3).
30. Spyridonidou, S., D.G. Vagiona, and E. Loukogeorgaki, *Strategic Planning of Offshore Wind Farms in Greece*. Sustainability, 2020. **12**(3).
31. Tercan, E., et al., *A GIS-based multi-criteria model for offshore wind energy power plants site selection in both sides of the Aegean Sea*. Environ Monit Assess, 2020. **192**(10): p. 652.
32. Διατάξεις για την απλοποίηση της περιβαλλοντικής αδειοδότησης, θέσπιση πλαισίου για την ανάπτυξη των Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων, την αντιμετώπιση της ενεργειακής κρίσης, την προστασία του περιβάλλοντος και λοιπές διατάξεις., in Ν. 4964/2022. 2022.
33. *Bird Monitoring System*. Available from: <https://nvisionist.com/nvbird-wtg/>.
34. Εταιρεία, Ε.Ο. *Σημαντικές Περιοχές για τα Πουλιά*. Available from: <https://ornithologiki.gr/el/oi-drases-mas/diatirisi-erevna/simantikes-perioxes-gia-ta-poulia-tis-elladas>.
35. Ο.ΦΥ.ΠΕ.Κ.Α. *Προστατευόμενες περιοχές στην Ελλάδα*. Available from: <https://necca.gov.gr/aksones-drasis/prostatevomenes-perioches/>.
36. Conservation, Α.Ι.Ο.Μ. *Θαλάσσια Λιβάδια Ποσειδωνίας: Τα Πολύτιμα Δάση των Θαλασσών μας*. Available from: <https://archipelago.gr/el/thalassia-livadia-poseidonias-ta-polytima-dasi-ton-thalasson-mas/>.
37. Panayotidis, P., et al., *Seagrass meadows in the Greek Seas: presence, abundance and spatial distribution*. Botanica Marina, 2022. **65**(4): p. 289-299.

38. Melissas, D. and N. Vasilakos, *An optimal strategy for initiating and efficiently developing the floating offshore wind energy sector in Greece*. Renewable Energy Law and Policy Review, 2022. **10**(3-4): p. 25-31.
39. Castro-Santos, L. and V. Diaz-Casas, *Life-cycle cost analysis of floating offshore wind farms*. Renewable Energy, 2014. **66**: p. 41-48.
40. Castro-Santos, L., et al., *Economic feasibility of floating offshore wind farms*. Energy, 2016. **112**: p. 868-882.
41. Castro-Santos, L., E. Martins, and C. Guedes Soares, *Methodology to Calculate the Costs of a Floating Offshore Renewable Energy Farm*. Energies, 2016. **9**(5).
42. Myhr, A., et al., *Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective*. Renewable Energy, 2014. **66**: p. 714-728.
43. Jose, G. and R. Chacko. *A review on wind turbine transformers*. in *2014 Annual International Conference on Emerging Research Areas: Magnetics, Machines and Drives (AICERA/iCMMD)*. 2014. IEEE.
44. Gualtieri, G. and S. Secci, *Methods to extrapolate wind resource to the turbine hub height based on power law: A 1-h wind speed vs. Weibull distribution extrapolation comparison*. Renewable Energy, 2012. **43**: p. 183-200.
45. Sohoni, V., S.C. Gupta, and R.K. Nema, *A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy Systems*. Journal of Energy, 2016. **2016**: p. 1-18.
46. Castro-Santos, L. and V. Diaz-Casas, *Economic influence of location in floating offshore wind farms*. Ocean Engineering, 2015. **107**: p. 13-22.
47. WindFloat Atlantic. Available from: <https://www.windfloat-atlantic.com/>.
48. Castro-Santos, L., et al. *The economic feasibility of a floating offshore wind energy farm considering different steel prices. The case of study of the Canary Islands*. in *2023 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*. 2023. IEEE.
49. TRADING ECONOMICS. Available from: <https://tradingeconomics.com/commodity/steel>.
50. Νικολόπουλος, Κ., et al., *Στρατηγική Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων*. 2023: Web, <https://herema.gr/>.
51. Οδηγία - Πλαίσιο για τα Ύδατα, in 2000/60/ΕΚ. 2000, Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο.
52. Οικολογική Εταιρεία Έβρου: Αλεξανδρούπολη και Σαμοθράκη αντί για θάλασσα θα βλέπουν ανεμογεννήτριες. 2023; Available from: <https://focustonevro.gr/%CE%BF%CE%B9%CE%BA%CE%BF%CE%BB%CE%BF%CE%B3%CE%B9%CE%BA%CE%AE-%CE%B5%CF%84%CE%B1%CE%B9%CF%81%CE%B5%CE%AF%CE%B1-%CE%AD%CE%B2%CF%81%CE%BF%CF%85-%CE%B1%CE%BB%CE%B5%CE%BE%CE%B1%CE%BD%CE%B4%CF%81%CE%BF/>.
53. Υπεράκτιο αιολικό πάρκο απειλεί τα Αντικύθηρα. 2023; Available from: <https://kythira-windturbines.com/el/offshore-wind-park-threat-antikythera/>.
54. Εταιρεία, Ο. Αντικύθηρα. Available from: <https://ornithologiki.gr/el/oi-draseis-mas/diatisi-erevna/prostasia-perioxon/72-antikythera>.
55. Περί κλεισίματος κόλπων και χάραξης ευθειών γραμμών βάσης στη θαλάσσια περιοχή του Ιονίου και των Ιονίων Νήσων μέχρι το Ακρωτήριο Ταίναρο της Πελοποννήσου., in ΦΕΚ Α 258/27.12.2020. 2020.

56. Emblemsvåg, J., *On the levelised cost of energy of windfarms*. International Journal of Sustainable Energy, 2020. **39**(7): p. 700-718.
57. Loth, E., et al., *Why we must move beyond LCOE for renewable energy design*. Advances in Applied Energy, 2022. **8**.
58. Joskow, P.L., *Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies*. American Economic Review, 2011. **101**(3): p. 238-241.
59. Hu, J., et al., *Optimal design and performance analysis of a hybrid system combining a floating wind platform and wave energy converters*. Applied Energy, 2020. **269**.
60. Edwin, M., M.S. Nair, and S. Joseph Sekhar, *A comprehensive review for power production and economic feasibility on hybrid energy systems for remote communities*. International Journal of Ambient Energy, 2020. **43**(1): p. 1456-1468.
61. Bocci, M., et al., *Multi-use of the sea: A wide array of opportunities from site-specific cases across Europe*. PLoS One, 2019. **14**(4): p. e0215010.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ



ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΜΕ ΒΑΘΟΣ ΠΥΘΜΕΝΑ ΜΙΚΡΟΤΕΡΟ ΤΩΝ 70 m (για σταθερής έδρασης ανεμογεννήτριες)
ΚΑΙ ΤΩΝ 1000 m (για πλωτές ανεμογεννήτριες).
(ικανοποίηση κριτηρίου K1.1)

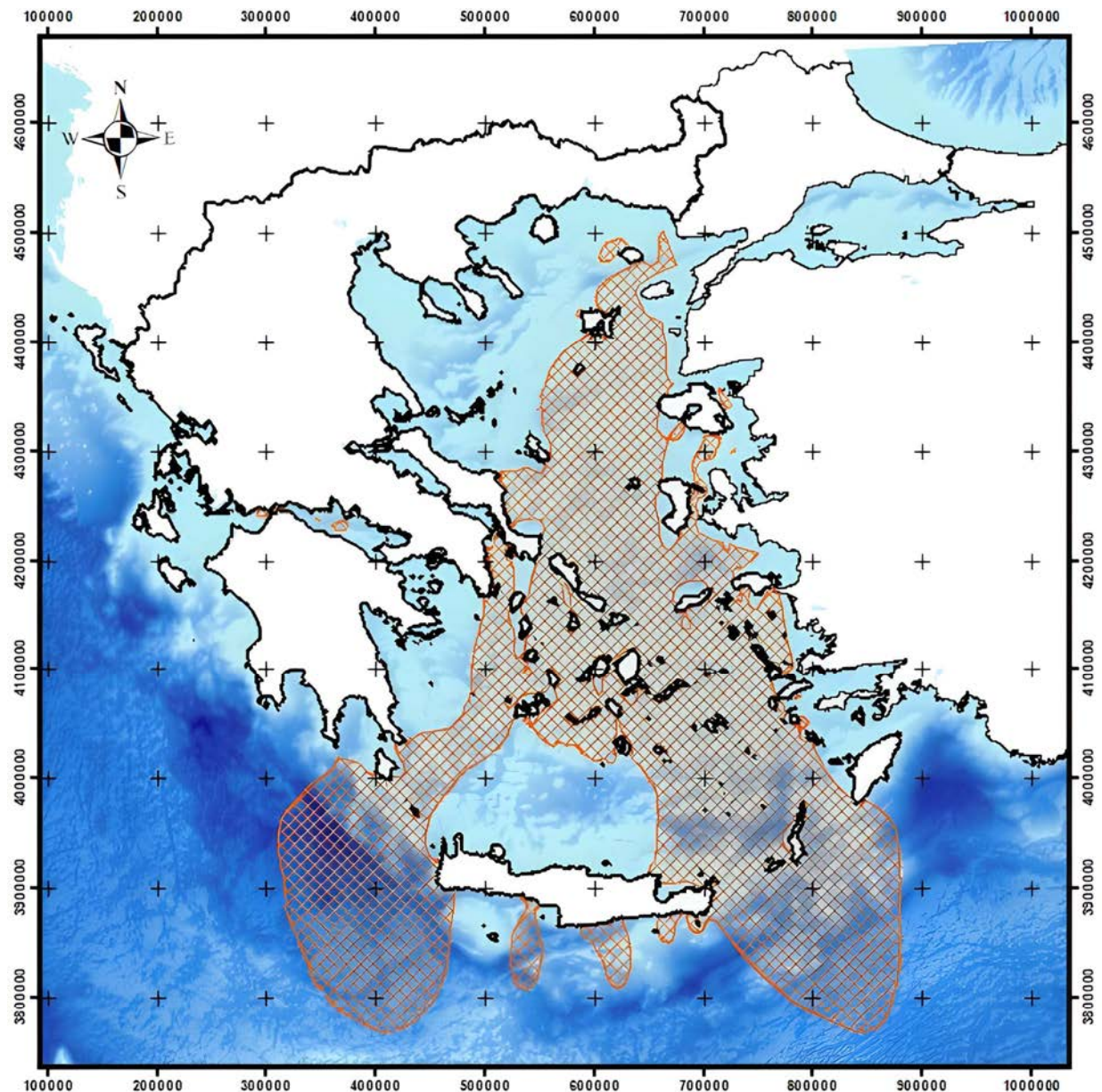
Υπόμνημα

- Ακτογραμμή
- Depth70polygon
- Depth1000polygon

ΑΠΟΤΙΜΗΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΓΙΑ ΥΠΕΡΑΚΤΙΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ
ΧΑΡΤΕΣ ΚΑΤΑΛΛΗΛΟΤΗΤΑΣ ΒΑΣΕΙ ΤΕΧΝΙΚΩΝ & ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΩΝ ΚΡΙΤΗΡΙΩΝ

Χριστίνα Τσιάντα
Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας, Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών, 2024

Χάρτης 26: Απομόνωση των περιοχών, οι οποίες ικανοποιούν το κριτήριο βάθους πυθμένα K1.1. (ΕΓΣΑ '87)



ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΜΕ ΜΕΣΗ ΕΤΗΣΙΑ ΤΑΧΥΤΗΤΑ ΑΝΕΜΟΥ ΜΕΓΑΛΥΤΕΡΗ ΤΩΝ 6 m/s
ΣΕ ΥΨΟΣ ΔΕΚΑ ΜΕΤΡΩΝ ΑΠΟ ΤΗ ΣΤΑΘΜΗ ΤΗΣ ΘΑΛΑΣΣΑΣ.
(ικανοποίηση κριτηρίου K1.2)

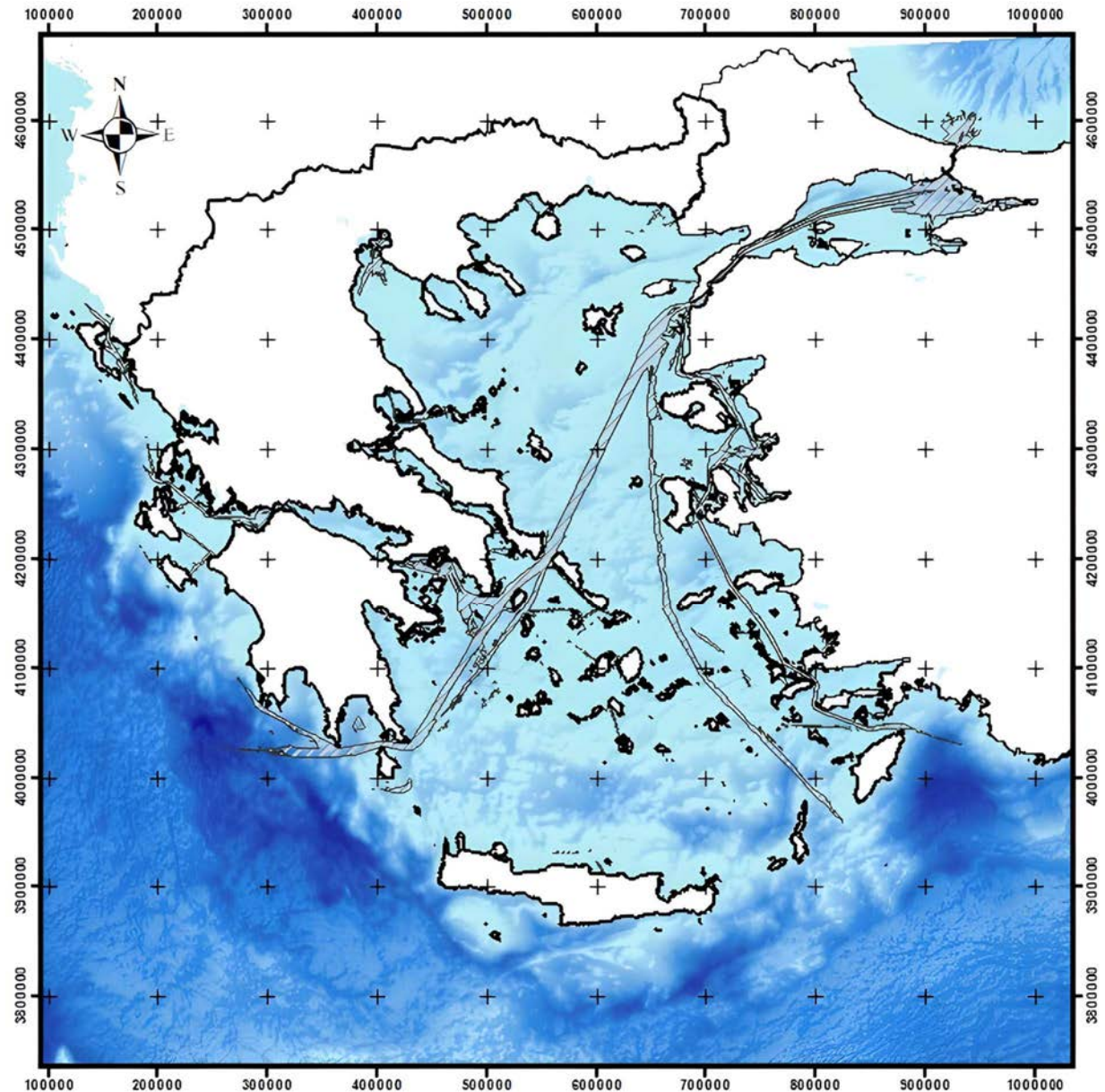
Υπόμνημα

- Ακτογραμμή
- WindSpeed6Shapefile

ΑΠΟΤΙΜΗΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΓΙΑ ΥΠΕΡΑΚΤΙΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ
ΧΑΡΤΕΣ ΚΑΤΑΛΛΗΛΟΤΗΤΑΣ ΒΑΣΕΙ ΤΕΧΝΙΚΩΝ & ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΩΝ ΚΡΙΤΗΡΙΩΝ

Χριστίνα Τσιάρρα
Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας, Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών, 2024

Χάρτης 27: Απομόνωση των περιοχών, οι οποίες ικανοποιούν το κριτήριο μέσης ετήσιας ταχύτητας ανέμου K1.2. (ΕΓΣΑ '87)



ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΑΠΟΚΛΕΙΣΜΟΥ ΑΠΟ ΕΞΑΙΡΕΣΗ ΣΥΝΗΘΩΝ ΔΙΑΔΡΟΜΩΝ ΠΛΟΙΩΝ.
(εφαρμογή κριτηρίου K1.4)

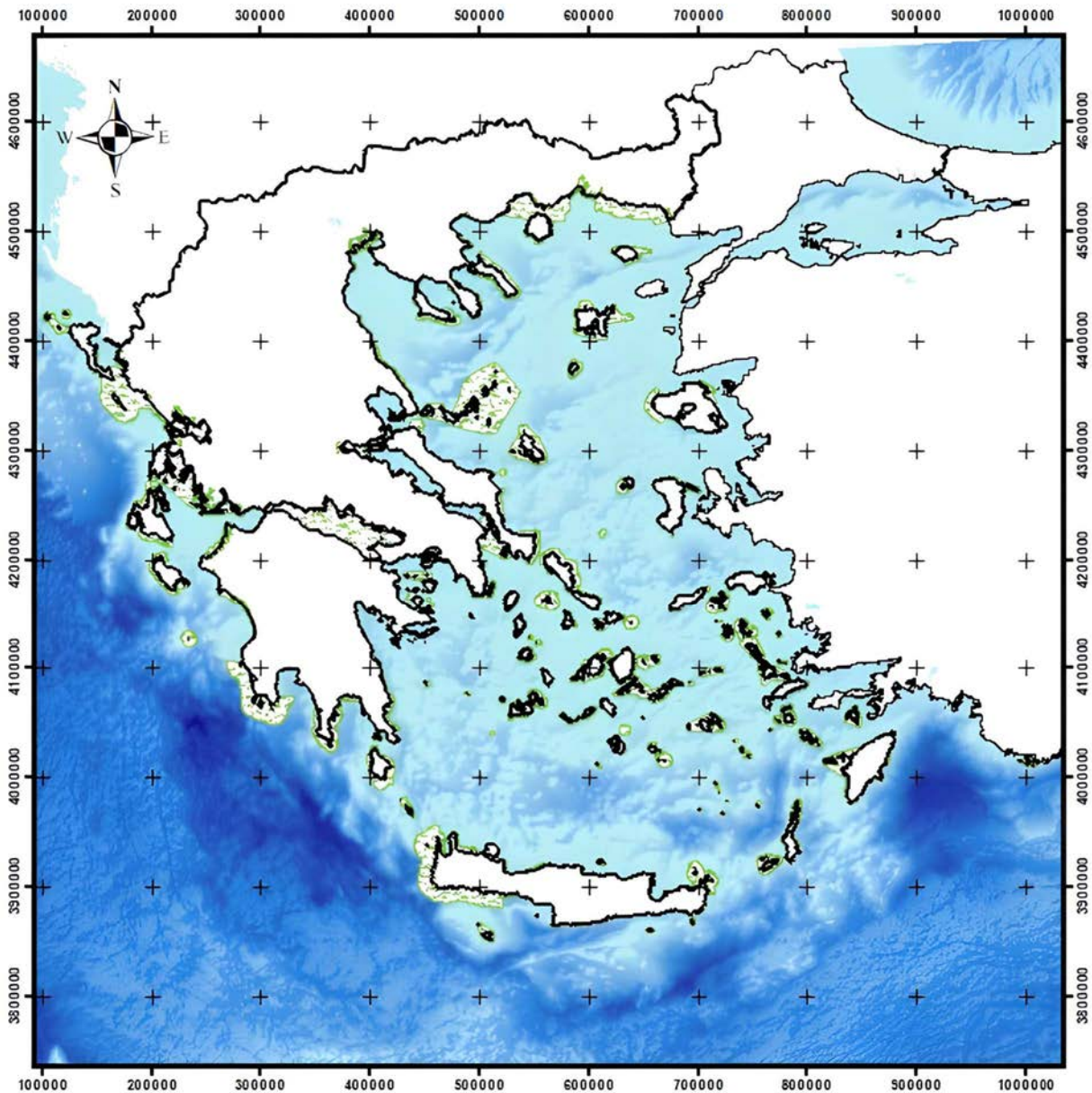
Υπόμνημα

- Ακτογραμμή
- ▨ MarineTrafficShapefile

ΑΠΟΤΙΜΗΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΓΙΑ ΥΠΕΡΑΚΤΙΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ
ΧΑΡΤΕΣ ΚΑΤΑΛΛΗΛΟΤΗΤΑΣ ΒΑΣΕΙ ΤΕΧΝΙΚΩΝ & ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΩΝ ΚΡΙΤΗΡΙΩΝ

Χριστίνα Τσιάρα
Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας, Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών, 2024

Χάρτης 28: Αποκλεισμός των περιοχών, οι οποίες εμπίπτουν σε συνήθεις διαδρομές πλοίων. Εφαρμογή κριτηρίου K1.4. (ΕΓΣΑ '87)



ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΑΠΟΚΛΕΙΣΜΟΥ ΑΠΟ ΕΞΑΙΡΕΣΗ ΠΕΡΙΟΧΩΝ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ NATURA2000
ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΥΣΑΣ ΖΩΝΗΣ ΠΡΟΣΤΑΣΙΑΣ ΕΝΟΣ (1) ΧΙΛΙΟΜΕΤΡΟΥ.
(εφαρμογή κριτηρίου K2.1)

Υπόμνημα

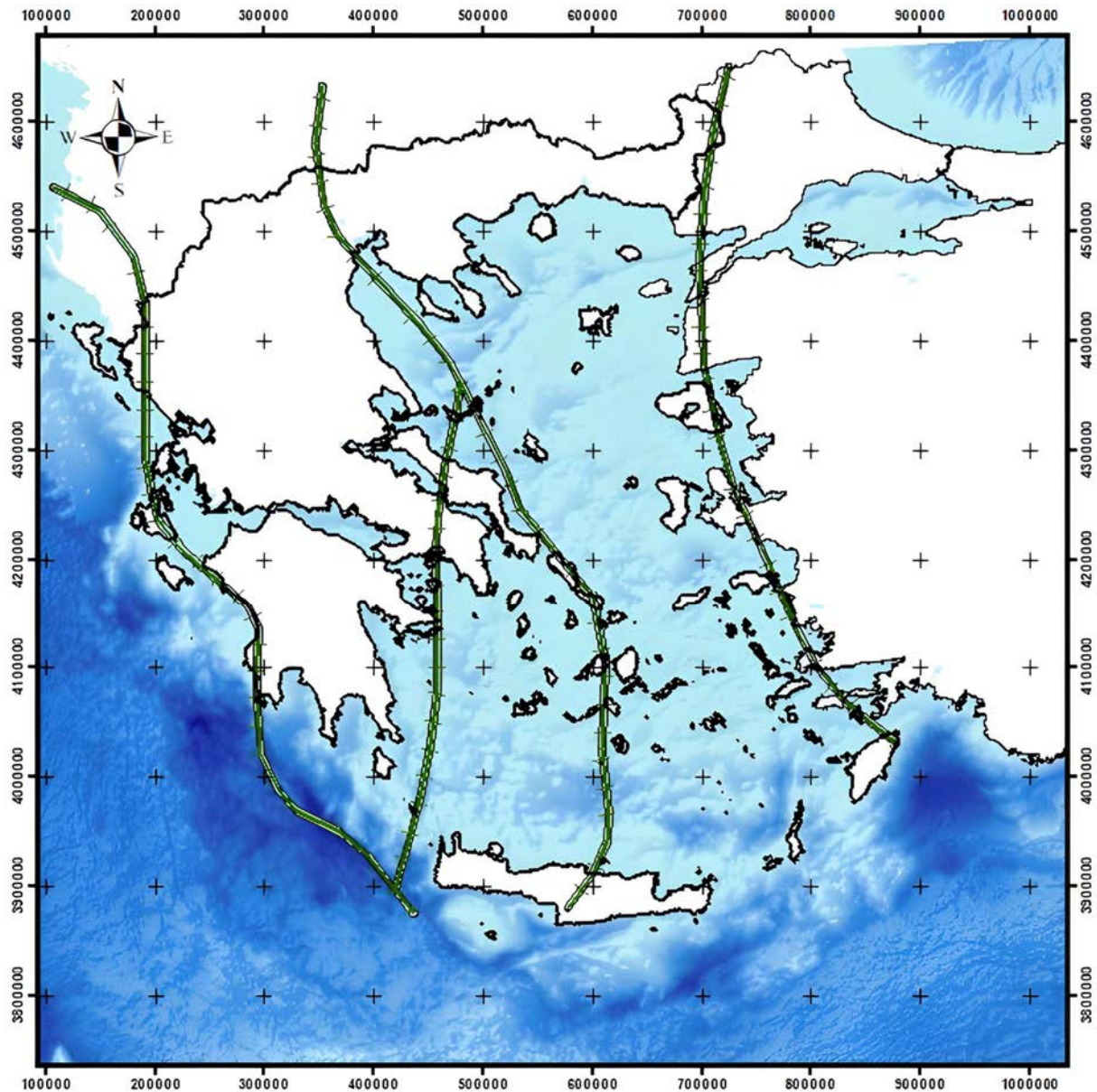
- Ακτογραμμή
-  Naturacriterion 1km

ΑΠΟΤΙΜΗΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΓΙΑ ΥΠΕΡΑΚΤΙΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ
ΧΑΡΤΕΣ ΚΑΤΑΛΛΗΛΟΤΗΤΑΣ ΒΑΣΕΙ ΤΕΧΝΙΚΩΝ & ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΩΝ ΚΡΙΤΗΡΙΩΝ

Χριστίνα Τσιάρα

Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας, Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών, 2024

Χάρτης 29: Αποκλεισμός των περιοχών, οι οποίες εμπίπτουν σε περιοχές Natura2000 ή στις ζώνες προστασίας τους.
Εφαρμογή κριτηρίου K2.1. (ΕΓΣΑ '87)



ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΑΠΟΚΛΕΙΣΜΟΥ ΑΠΟ ΕΞΑΙΡΕΣΗ ΜΕΤΑΝΑΣΤΕΥΤΙΚΩΝ ΔΙΑΔΡΟΜΩΝ ΠΟΥΛΙΩΝ
ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΥΣΑΣ ΖΩΝΗΣ ΠΡΟΣΤΑΣΙΑΣ ΤΡΙΩΝ (3) ΧΙΛΙΟΜΕΤΡΩΝ.
(εφαρμογή κριτηρίου K2.2)

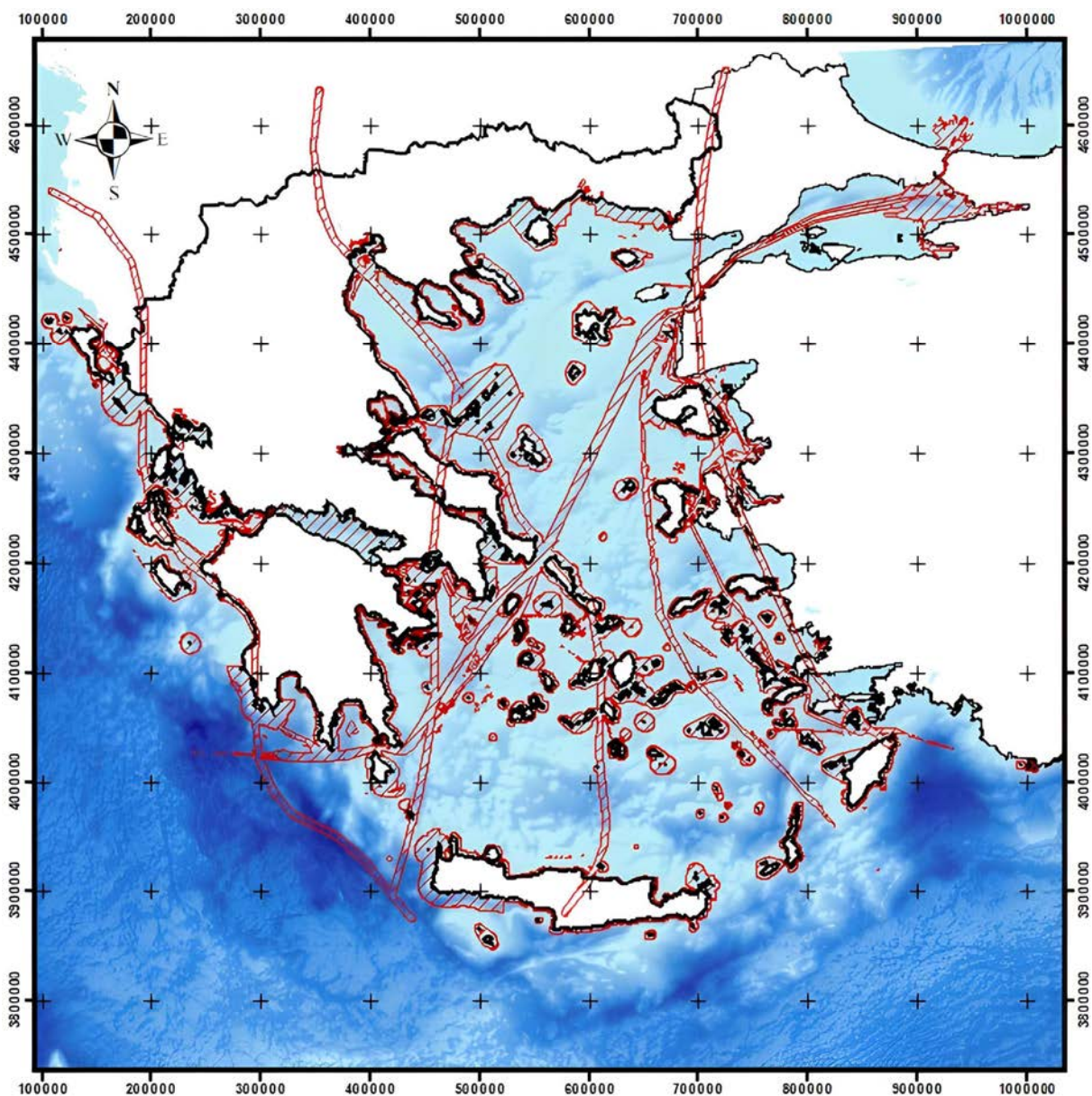
Υπόμνημα

- Ακτογραμμή
- Bird Migration Corridors
- Bird Migration Corridor 3km

ΑΠΟΤΙΜΗΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΓΙΑ ΥΠΕΡΑΚΤΙΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ
ΧΑΡΤΕΣ ΚΑΤΑΛΛΗΛΟΤΗΤΑΣ ΒΑΣΕΙ ΤΕΧΝΙΚΩΝ & ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΩΝ ΚΡΙΤΗΡΙΩΝ

Χριστίνα Τσιάρρα
Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας, Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών, 2024

Χάρτης 30: Αποκλεισμός των περιοχών, οι οποίες εμπίπτουν σε μεταναστευτικές διαδρομές πουλιών ή στις ζώνες προστασίας τους. Εφαρμογή κριτηρίου K2.2. (ΕΓΣΑ '87)



ΑΘΡΟΙΣΤΙΚΗ ΑΠΟΚΛΕΙΟΜΕΝΗ ΕΠΙΦΑΝΕΙΑ.
(εφαρμογή κριτηρίων K1.4, K1.6, K2.1, K2.2, K2.3, K2.4, K2.5, K2.6, K3.1, K3.2, K3.3, K3.4)

Υπόμνημα

- Ακτογραμμή
- TotalExclusionArea

ΑΠΟΤΙΜΗΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΓΙΑ ΥΠΕΡΑΚΤΙΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ
ΧΑΡΤΕΣ ΚΑΤΑΛΛΗΛΟΤΗΤΑΣ ΒΑΣΕΙ ΤΕΧΝΙΚΩΝ & ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΩΝ ΚΡΙΤΗΡΙΩΝ

Χριστίνα Τσιόρα

Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας, Τμήμα Πολιτικών Μηχανικών, 2024

Χάρτης 31: Αθροιστική αποκλειόμενη επιφάνεια. Παράλληλη εφαρμογή κριτηρίων K1.4, K1.6, K2.1, K2.2, K2.3, K2.4, K2.5, K2.6, K3.1, K3.2, K3.3, K3.4. (ΕΓΣΑ '87)