



ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ

Σχολή Χημικών Μηχανικών και
Μηχανικών Περιβάλλοντος

Κατεύθυνση: Μηχανικών Περιβάλλοντος

**ΤΕΧΝΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΥΠΕΡΑΚΤΙΟΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ
ΠΑΡΚΟΥ.
ΜΕΛΕΤΗ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗΣ ΤΟΥ ΚΟΛΠΟΥ ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ, ΚΡΗΤΗ.**

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ
ΤΟΥ
ΔΗΜΗΤΡΗ ΦΩΤΙΟΥ**



ΧΑΝΙΑ, ΦΕΒΡΑΡΙΟΣ, 2024

Υπεύθυνη Δήλωση συγγραφέα

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για μη κερδοσκοπικό σκοπό, εκπαιδευτικού ή ερευνητικού χαρακτήρα, με την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για άλλη χρήση θα πρέπει να απευθύνονται προς το συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Πολυτεχνείου Κρήτης.



ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ

Σχολή Χημικών Μηχανικών και
Μηχανικών Περιβάλλοντος

Κατεύθυνση: Μηχανικών Περιβάλλοντος

**ΤΕΧΝΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΥΠΕΡΑΚΤΙΟΥ ΑΙΟΛΙΚΟΥ
ΠΑΡΚΟΥ.
ΜΕΛΕΤΗ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗΣ ΤΟΥ ΚΟΛΠΟΥ ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ, ΚΡΗΤΗ.**

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ
ΤΟΥ
ΔΗΜΗΤΡΗ ΦΩΤΙΟΥ**

ΤΡΙΜΕΛΗΣ ΕΠΙΤΡΟΠΗ:

ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ ΘΕΟΧΑΡΗΣ ΤΣΟΥΤΣΟΣ, (ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ)

ΑΝΑΠΛΗΡΩΤΗΣ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ ΑΠΟΣΤΟΛΟΣ ΒΟΥΛΓΑΡΑΚΗΣ

ΕΠΙΚΟΥΡΟΣ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙΨΑΚΗΣ

Περίληψη

Η παρούσα διπλωματική εργασία παρουσιάζει μια εκτενή και πολυεπίπεδη τεchnο-οικονομική μελέτη στον τομέα της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας, με μελέτη εφαρμογής στον κόλπο του Ηρακλείου Κρήτης. Η διπλωματική εργασία εστιάζει στην αξιολόγηση τριών διαφορετικών τεchnοοικονομικών σεναρίων για την εγκατάσταση και λειτουργία ανεμογεννητριών. Στο πρώτο σενάριο, αναλύεται το μοντέλο ανεμογεννήτριας Vestas V164-9.5MW σταθερής βάσης (fixed bottom) για βάθη έως 60 μέτρα και το μοντέλο ανεμογεννήτριας Siemens Gamesa SG154-6MW πλωτής βάσης (floating) για βάθος >60 μέτρων. Το δεύτερο σενάριο εξετάζει την Α/Γ Vestas V236-15MW σταθερής βάσης και την Α/Γ Siemens Gamesa SG154-6MW πλωτής βάσης. Το τρίτο σενάριο επικεντρώνεται στην Α/Γ Siemens Gamesa SG167-8MW σταθερής βάσης και στην Α/Γ Siemens Gamesa SG154-6MW πλωτής βάσης. Μέσω της χρήσης του προγράμματος WAsP, η ενεργειακή απόδοση των ανεμογεννητριών αναλύεται κάτω από διάφορες συνθήκες άνεμου, ενώ οι τεχνικές προδιαγραφές και ο εκτιμώμενος εξοπλισμός συμβάλλουν σε μια σφαιρική αξιολόγηση της απόδοσης των ανεμογεννητριών. Επιπρόσθετα, μέσα από την ανάλυση κόστους, όπως το Levelized Cost of Energy (LCOE), το κόστος εγκατάστασης (CAPEX), τα λειτουργικά έξοδα (OPEX), το κόστος απόσυρσης (DECEx), καθώς και δείκτες όπως ο χρόνος αποπληρωμής, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR), οι καθαρές ταμιακές ροές και η καθαρά παρούσα αξία (NPV), προκύπτει μια πλήρης εικόνα του οικονομικού και χρονικού προφίλ των επιλεγμένων τύπων ανεμογεννητριών. Η ανάλυση αποκαλύπτει ένα εύρος τιμών για την ενέργεια, εστιάζοντας στη μέση και την υψηλότερη τιμή. Αυτή η παρατήρηση βοηθά στον προσδιορισμό του ιδανικότερου σεναρίου για επενδυτική αποδοτικότητα. Η εργασία αυτή, μέσω της αναλυτικής της προσέγγισης, εξετάζει τους παράγοντες που επηρεάζουν την αποδοτικότητα, την αειφορία και την ανταγωνιστικότητα της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας σε αυτήν την ειδική περιοχή, αναδεικνύοντας τις ευκαιρίες και προκλήσεις που ενδέχεται να προκύψουν από την υιοθέτηση αυτής της τεχνολογίας. Τέλος, παρέχεται μια στρατηγική κατεύθυνση για τη λήψη αποφάσεων σε πολιτικό, οικονομικό και περιβαλλοντικό επίπεδο προς την κατεύθυνση της βιώσιμης ενέργειας.

Λέξεις Κλειδιά: Υπεράκτιο αιολικό πάρκο, Τεchnο-οικονομική μελέτη, Υπεράκτιες ανεμογεννήτριες

Abstract

This thesis presents an extensive and multi-level techno-economic study in the field of offshore wind energy, with an application study in the Gulf of Heraklion, Crete. The thesis focuses on the evaluation of three different techno-economic scenarios for the installation and operation of wind turbines. In the first scenario, the Vestas V164-9.5MW fixed-bottom wind turbine model for depths up to 60 m and the Siemens Gamesa SG154-6MW floating-bottom wind turbine model for depths >60 m are analyzed. The second scenario considers the Vestas V236-15MW fixed-base wind turbine and the Siemens Gamesa SG154-6MW floating-base wind turbine. The third scenario focuses on the Siemens Gamesa SG167-8MW fixed base and the Siemens Gamesa SG154-6MW floating base. Through the use of WAsP, the energy efficiency of the wind turbines is analyzed under different wind conditions, while the technical specifications and the estimated equipment contribute to a global evaluation of the wind turbine performance. In addition, through cost analysis, such as Levelized Cost of Energy (LCOE), installation costs (CAPEX), operating costs (OPEX), decommissioning costs (DECEX), as well as indicators such as payback time, internal rate of return (IRR), net cash flow and net present value (NPV), a complete picture of the economic and time profile of the selected wind turbine types is obtained. The analysis reveals a range of values for energy, focusing on the average and highest value. This observation helps to determine the most ideal scenario for investment return. This paper, through its analytical approach, examines the factors that influence the efficiency, sustainability and competitiveness of offshore wind energy in this specific region, highlighting the opportunities and challenges that may arise from the adoption of this technology. Finally, it provides a strategic direction for decision-making at political, economic and environmental levels towards sustainable energy.

Keywords: Offshore wind farm, Techno-economic study, Offshore wind turbines

Περιεχόμενα	
Περίληψη.....	4
1 Εισαγωγή	10
1.1 Υπεράκτια αιολικά πάρκα στην Ευρώπη.....	10
1.2 Υπεράκτια αιολικά πάρκα στην Ελλάδα.....	14
1.3 Υπεράκτια αιολικά πάρκα	15
1.4 Σκοπός της εργασίας	22
2 Μεθοδολογία	23
2.1 Επιλογή Περιοχής	33
2.2 Σχεδίαση στο AutoCAD.....	35
2.3 Διαμόρφωση Δεδομένων στο QGIS	35
2.4 Διαμόρφωση της περιοχής στο Google Earth	35
2.5 Χωροθέτηση Ανεμογεννητριών	35
2.6 Λήψη Άδειας και Χρήση Λογισμικού WASP	35
2.7 Μοντελοποίηση και Υπολογισμός Ενεργειακής Απόδοσης.....	36
2.8 Οικονομική Αξιολόγηση	36
2.9 Κόστος Ανεμογεννήτριας Α/Γ	37
2.9.1 Κόστος Σταθερής Υπεράκτιας Ανεμογεννήτριας (Fixed-Bottom)	38
2.9.2 Κόστος Πλωτής Υπεράκτιας Ανεμογεννήτριας (Floating)	38
3 Αποτελέσματα	39
3.1 Αποτελέσματα Ενεργειακής μελέτης του αιολικού πάρκου στο WASP.....	39
3.1.1 Ιεραρχική δομή ενός έργου στο WASP.....	45
3.1.2 Χώρος εργασίας (Workspace)	45
3.1.3 Ανάλυση εδάφους (Terrain analysis)	46
3.1.4 Γενικευμένο κλίμα ανέμου (Generalized wind climate)	47
3.1.5 Διάταξη Ανεμογεννητριών	47
3.1.6 Εμπόδια (Obstacles)	49
3.1.7 Αιολικό πάρκο (Windfarm).....	50
3.2 Αποτελέσματα από την οικονομική ανάλυση.....	67
3.2.1 Χρόνος αποπληρωμής του κάθε σεναρίου	72
3.2.2 Ανηγμένο Κόστος Ενέργειας (LCoE)	75
3.2.3 Καθαρή Παρούσα Αξία.....	76
4 Συζήτηση.....	79
5 Συμπεράσματα	81
5.1 Προβλήματα και Μελλοντική Έρευνα.....	82
Βιβλιογραφία.....	83
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ	87

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1 Συγκεντρωτική και ετήσια δυναμικότητα εγκατάστασης αιολικής ενέργειας υπεράκτια στην Ευρώπη από το 1994 έως το 2017. [2]	11
Εικόνα 2 Πρώτο υπεράκτιο αιολικού πάρκου στην Γαλλία Saint Nazaire, 2022. [3]	12
Εικόνα 3 Νέες χερσαίες και υπεράκτιες αιολικές εγκαταστάσεις στην Ευρώπη [4]	12
Εικόνα 4 Αριθμός ανεμογεννητριών που θα εγκατασταθούν το 2022 και μέση ισχύς τους [4].	13
Εικόνα 5 Νέες εγκαταστάσεις στην Ευρώπη - Τα σενάρια της WindEurope [4]	13
Εικόνα 6 Μέθοδοι στήριξης αιολικών ανεμογεννητριών σταθερού πυθμένα (fixed bottom) [7]	16
Εικόνα 7 Μέθοδοι στήριξης και σταθεροποίησης πλωτών ανεμογεννητριών [8]	17
Εικόνα 8 Πλωτή ανεμογεννήτρια Ημιβυθισμένη (Semi-submersible) [9]	18
Εικόνα 9 Πλωτή Ανεμογεννήτρια Τύπου σημαδούρας (Spar buoy) [10]	18
Εικόνα 10 Πλωτή ανεμογεννήτρια TLP (Tension-leg platform) [9]	19
Εικόνα 11 Πλωτή ανεμογεννήτρια τύπου Barge [11]	19
Εικόνα 12 Κατάσταση ετοιμότητας των τεχνολογιών για τις πλωτές βάσεις ανεμογεννητριών. [8] ...	20
Εικόνα 13 Σενάριο μείωσης σταθμισμένου κόστους LCOE. [8]	21
Εικόνα 14 Διάγραμμα διαδικασίας ανάλυσης της Μεθοδολογίας	32
Εικόνα 15 Διαθέσιμες περιοχές για χωροθέτηση OWF μετά την επιβολή κριτηρίων αποκλεισμού [1]	33
Εικόνα 16 Κατάταξη των διαθέσιμων περιοχών για τη χωροθέτηση Υπεράκτιων Ανεμογεννητριών Σύμφωνα με τους [1].	34
Εικόνα 17 Υπεράκτιο Αιολικό Πάρκο Μελέτη Περίπτωσης Κόλπος Ηρακλείου, Κρήτη απεικόνιση Google earth	35
Εικόνα 18 Κατανομή CAPEX, OPEX, DECEX της μελέτης	36
Εικόνα 19 Δημιουργία του προφίλ της Vestas V164 – 9,5MW στο Wind Turbine Editor	41
Εικόνα 20 Καμπύλη ισχύος Vestas V164 – 9,5 MW (WAsP 12.6.)	41
Εικόνα 21 Δημιουργία του προφίλ της Siemens Gamesa SG167 – 8MW στο Wind Turbine Editor	42
Εικόνα 22 Καμπύλη ισχύος SiemensGamesaSG167 - 8 MW (WAsP 12.6.)	42
Εικόνα 23 Δημιουργία του προφίλ της Vestas V236 – 15MW στο Wind Turbine Editor	43
Εικόνα 24 Καμπύλη ισχύος Vestas V236 – 15 MW (WAsP 12.6.)	43
Εικόνα 25 Δημιουργία του προφίλ της Siemens Gamesa SG154 – 6MW στο Wind Turbine Editor	44
Εικόνα 26 Καμπύλη ισχύος Siemens Gamesa SG154-6MW Floating (WAsP 12.6.)	44
Εικόνα 27 Ιεραρχική αναπαράσταση εργασιακού χώρου εργασίας στο λογισμικό WAsP, παρουσιάζοντας τη δομή δεδομένων.	46
Εικόνα 28 Ανάπτυξη τρισδιάστατης απεικόνισης εδαφικών σχηματισμών μέσω του WAsP	46
Εικόνα 29 Διάταξη τοποθέτησης Ανεμογεννητριών Σεναρίου 1	47
Εικόνα 30 Διάταξη τοποθέτησης Ανεμογεννητριών Σεναρίου 2	48
Εικόνα 31 Διάταξη τοποθέτησης Ανεμογεννητριών Σεναρίου 3	49
Εικόνα 34 Εμπόδια Σεναρίου 1: V164-9.5MW & SG154-6MW Εικόνα 35 Εμπόδια Σενάριο 2: V236-15MW & SG154-6MW Εικόνα 36 Εμπόδια Σενάριο 3: SG167-8MW & SG154-6MW	50
Εικόνα 32 Περιβάλλον εισαγωγής δεδομένων για τοποθέτηση ανεμογεννήτριας στο πεδίο εργασίας WAsP	50
Εικόνα 33 Τοποθέτηση Ανεμογεννητριών στο WAsP σεναρίου 1	50
Εικόνα 37 Ροδόγραμμα ανέμου που αναπαριστά την κατανομή και τη συχνότητα των κυρίαρχων κατευθύνσεων ανέμου για το Σενάριο 1	53
Εικόνα 38 Διευκρίνιση της Υπεράκτιας Αιολικής Ανεμογεννήτριας με όνομα A/Γ001	53
Εικόνα 39 Ροδόγραμμα απωλειών Σενάριο 1	61
Εικόνα 40 Ροδόγραμμα απωλειών Σενάριο 2	61
Εικόνα 41 Ροδόγραμμα απωλειών Σενάριο 3	62
Εικόνα 42 Απεικόνιση ροδογραμμάτων απωλειών σκίασης	63

Εικόνα 43 Διάγραμμα του Χρόνου αποπληρωμής μέσης και μέγιστης τιμής ενέργειας σε σύγκριση με τον χρόνο της επένδυσης Σενάριο 1	73
Εικόνα 44 Διάγραμμα του Χρόνου αποπληρωμής μέσης και μέγιστης τιμής ενέργειας σε σύγκριση με τον χρόνο της επένδυσης Σενάριο 2	73
Εικόνα 45 Διάγραμμα του Χρόνου αποπληρωμής μέσης και μέγιστης τιμής ενέργειας σε σύγκριση με τον χρόνο της επένδυσης Σενάριο 3	74
Εικόνα 46 Σύγκριση του ανηγμένου κόστους ενέργειας σε σχέση με τον χρόνο για κάθε σενάριο	76
Εικόνα 47 Σύγκριση Καθαρής Παρούσας Αξίας των σεναρίων μέσης και μέγιστης τιμής ενέργειας με τον χρόνο της επένδυσης	78

Κατάλογος Πινάκων

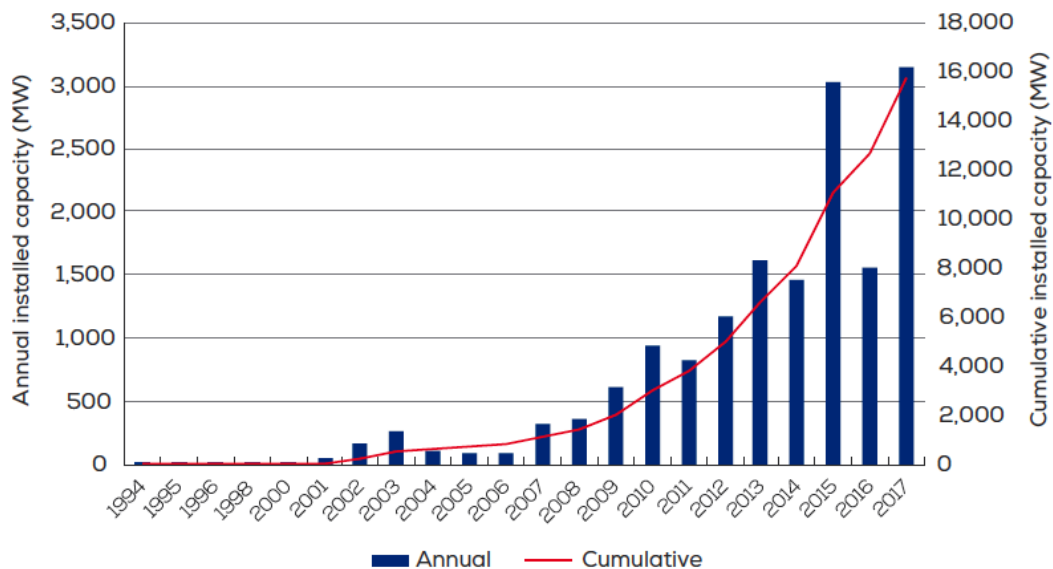
Πίνακας 1 Διαθέσιμο αιολικό δυναμικό (Carbon Trust, MOFA) [8].....	17
Πίνακας 2 Περιγραφή των σεναρίων	39
Πίνακας 3 Συγκριτικός Πίνακας Τεχνικών Χαρακτηριστικών Διάφορων Μοντέλων Ανεμογεννητριών.....	45
Πίνακας 4 Ανεμολογικά δεδομένα σεναρίου 1 (V164 – 9,5MW & SG154-6MW) (WAsP 12.6).....	52
Πίνακας 5 Αποτελέσματα από την ανάλυση ενεργειακής παραγωγής του Σεναρίου 1.....	56
Πίνακας 6 Ανεμολογικά δεδομένα σεναρίου 2 (V236-15MW & SG154-6MW).....	57
Πίνακας 7 Αποτελέσματα από την ανάλυση ενεργειακής παραγωγής του Σεναρίου 2.....	58
Πίνακας 8 Ανεμολογικά δεδομένα σεναρίου 3 (SG167-8MW & SG 154-6MW).....	59
Πίνακας 9 Αποτελέσματα από την ανάλυση ενεργειακής παραγωγής του Σεναρίου 3.....	60
Πίνακας 10 Πλήρη δεδομένα ανά ανεμογεννήτρια Σεναρίου 1.....	64
Πίνακας 11 Πλήρη δεδομένα ανά ανεμογεννήτρια Σεναρίου 2.....	65
Πίνακας 12 Πλήρη δεδομένα ανά ανεμογεννήτρια Σεναρίου 3.....	66
Πίνακας 13 Δεδομένα υπολογισμού των Κεφαλαιουχικών δαπανών (CAPEX) Σεναρίου 1 [25]& [30].....	68
Πίνακας 14 Αποτελέσματα Οικονομικής ανάλυσης του σεναρίου 1.....	69
Πίνακας 15 Δεδομένα υπολογισμού των Κεφαλαιουχικών δαπανών (CAPEX) Σεναρίου 2 [25] & [30].....	69
Πίνακας 16 Αποτελέσματα Οικονομικής ανάλυσης του σεναρίου 2.....	70
Πίνακας 17 Δεδομένα υπολογισμού των Κεφαλαιουχικών δαπανών (CAPEX) Σεναρίου 3 [25] & [30].....	71
Πίνακας 18 Αποτελέσματα Οικονομικής ανάλυσης του σεναρίου 3.....	71
Πίνακας 19 Χρόνος αποπληρωμής και εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR) κάθε σεναρίου για την μέση και την μέγιστη τιμή ενέργειας [26].....	72
Πίνακας 20 Συνολικά αποτελέσματα Καθαρής Παρούσας Αξίας κάθε σεναρίου για μέση και μέγιστη τιμή ενέργειας.....	77
Πίνακας 21 Δομή πολυκριτηριακών μεθόδων λήψης αποφάσεων.....	88

1 Εισαγωγή

Στη σύγχρονη εποχή, η ενεργειακή αναγκαιότητα και η προστασία του περιβάλλοντος έχουν εκτοξευθεί στο επίκεντρο του παγκόσμιου ενδιαφέροντος. Η αναζήτηση βιώσιμων, αποδοτικών και καθαρών πηγών ενέργειας αποτελεί πρόκληση αλλά και ευκαιρία για την ανάπτυξη της ανθρωπότητας. Σε αυτό το πλαίσιο, η ανανεώσιμη ενέργεια, και ειδικότερα η αιολική ενέργεια, έχει αναδυθεί ως ένας σημαντικός πυλώνας της ενεργειακής μετάβασης προς ένα πιο βιώσιμο μέλλον. Στο πλαίσιο αυτό, η παρούσα διπλωματική εργασία επικεντρώνεται στην τεχνο-οικονομική αξιολόγηση υπεράκτιων, ανεμογεννητριών στην περιοχή του κόλπου Ηρακλείου, στην Κρήτη. Η επιλογή αυτής της περιοχής δεν είναι τυχαία, καθώς επιλέχθηκε από πολλαπλά κριτήρια λήψης αποφάσεων [1]. Η κεντρική προσέγγιση της εργασίας βασίζεται στην σύγκριση τριών διαφορετικών σεναρίων: 1^ο σενάριο σταθερής έδρασης (fixed bottom) Vestas V164-9.5MW και πλωτές (floating) Siemens Gamesa SG154-6MW, 2^ο σενάριο σταθερής έδρασης (fixed bottom) SG167-8MW και πλωτές (floating) Siemens Gamesa SG154-6MW και 3^ο σενάριο (fixed bottom) Vestas V236-15MW και πλωτές (floating) Siemens Gamesa SG154-6MW. Μέσω της ανάλυσης των αποτελεσμάτων που προέκυψαν από το πρόγραμμα WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program), εξετάζονται η απόδοση, οι τεχνικοί παράγοντες και οι οικονομικές παράμετροι κάθε τύπου ανεμογεννήτριας. Οι παράγοντες αυτοί συμβάλλουν στη διαμόρφωση του τελικού κόστους παραγωγής ενέργειας και της βιωσιμότητας του κάθε έργου. Μέσα από την προσεκτική ανάλυση των αποτελεσμάτων, προσδιορίζονται οι πιθανές προκλήσεις και ευκαιρίες που προκύπτουν από την εφαρμογή κάθε τύπου ανεμογεννήτριας, με βάση τόσο τεχνολογικά όσο και οικονομικά κριτήρια. Η συγκριτική αξιολόγηση αυτών των αποτελεσμάτων αποτελεί τον πυρήνα της παρούσας μελέτης, προσφέροντας ουσιαστική κατανόηση για τη βέλτιστη επιλογή ανεμογεννήτριας σε αυτήν τη συγκεκριμένη περιοχή. Τέλος, η διπλωματική εργασία αντιπροσωπεύει μια πολύτιμη προσθήκη στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και της ενεργειακής ανάπτυξης. Η ανάλυση των τεχνο-οικονομικών παραμέτρων για υπεράκτιες ανεμογεννήτριες σε συνδυασμό με τη συγκεκριμένη γεωγραφική τοποθεσία, προσφέρει ενδελεχή εικόνα για την αποτελεσματικότητα της αιολικής ενέργειας σε αυτήν την περιοχή, συνεισφέροντας σημαντικά στην λήψη αποφάσεων για τη μελλοντική ενεργειακή στρατηγική

1.1 Υπεράκτια αιολικά πάρκα στην Ευρώπη

Από τη δημιουργία του πρώτου υπεράκτιου αιολικού πάρκου στη Δανία στις αρχές της δεκαετίας του 1990, η αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας στη θάλασσα έχει γίνει κεντρικό στοιχείο στην ανάπτυξη της αιολικής βιομηχανίας. Η συσσωρευμένη τεχνογνωσία και η προσήλωση που προέκυψε από την ανάπτυξη ξηράς αιολικών πάρκων οδήγησε σε μία εξαιρετική ανάπτυξη των υπεράκτιων αιολικών πάρκων κατά τη δεκαετία του 2000. Σύμφωνα με την Wind Europe, το 2017 ο υπεράκτιος αιολικός τομέας στην Ευρώπη κατέγραψε μια αύξηση κατά 3,148 MW στην εγκατεστημένη ισχύ, με την προσθήκη 560 νέων ανεμογεννητριών σε 17 πάρκα. Το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος στην Ευρώπη ανέρχεται περίπου στα 15,780 MW, με περίπου 4,149 υπεράκτιες ανεμογεννήτριες σε έντεκα ευρωπαϊκές χώρες. Η Εικόνα 1 που ακολουθεί παρουσιάζει την εξέλιξη των εγκαταστάσεων των υπεράκτιων αιολικών πάρκων στην Ευρώπη από το 1994 μέχρι το 2017.[2]



Source: WindEurope

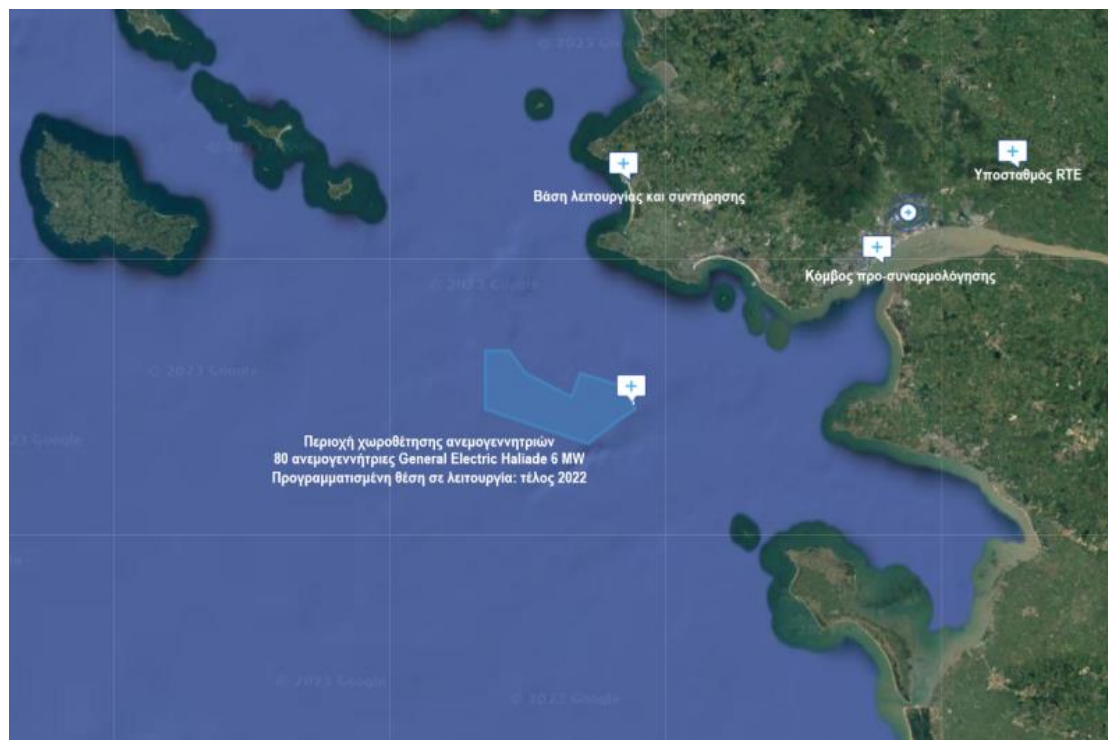
Εικόνα 1 Συγκεντρωτική και ετήσια δυναμικότητα εγκατάστασης αιολικής ενέργειας υπεράκτια στην Ευρώπη από το 1994 έως το 2017. [2]

Το 2022, η Ευρώπη βίωσε μια σημαντική αύξηση στις εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας, με συνολική προσθήκη ισχύος 19,1 GW. Αυτό περιλάμβανε 16,7 GW ισχύος από αιολικά πάρκα στη στεριά και 2,5 GW ισχύος από υπεράκτιες εγκαταστάσεις. Παρά τις οικονομικές προκλήσεις και τις δυσκολίες στην αλυσίδα εφοδιασμού, το φετινό έτος έθεσε ρεκόρ σε ευρωπαϊκές εγκαταστάσεις, σημειώνοντας αύξηση 4% σε σχέση με το προηγούμενο έτος.

Ωστόσο, αυτές οι εγκαταστάσεις δεν πληρούσαν τις προσδοκίες που είχαν τεθεί το 2021, καθώς έμειναν 12% κάτω από το προβλεπόμενο σενάριο. Επιπλέον, οι ρυθμοί εγκατάστασης που επιτεύχθηκαν δεν ήταν αρκετοί για να πληρούν τους φιλόδοξους στόχους της Ευρώπης σε θέματα κλίματος και ενέργειας. Για να επιτευχθεί ο στόχος της ΕΕ για 45% ανανεώσιμη ενέργεια μέχρι το 2030, οι εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας χρειάζεται να κυμαίνονται σε μέσο όρο 31 GW ετησίως μεταξύ 2023 και 2030, με στόχο συνολική εγκατεστημένη ισχύ αιολικής ενέργειας 440 GW [2]

Η Γερμανία ηγήθηκε το 2022 με τις υψηλότερες εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων στην Ευρώπη, από τις οποίες σχεδόν το 90% ήταν στη στεριά. Η τάση αυξανόταν, και οι συνολικές εγκαταστάσεις της Γερμανίας έφτασαν τα 2,7 GW, περιλαμβάνοντας και τη σύνδεση του υπεράκτιου αιολικού πάρκου Kaskasi με ισχύ 342 MW.[2]

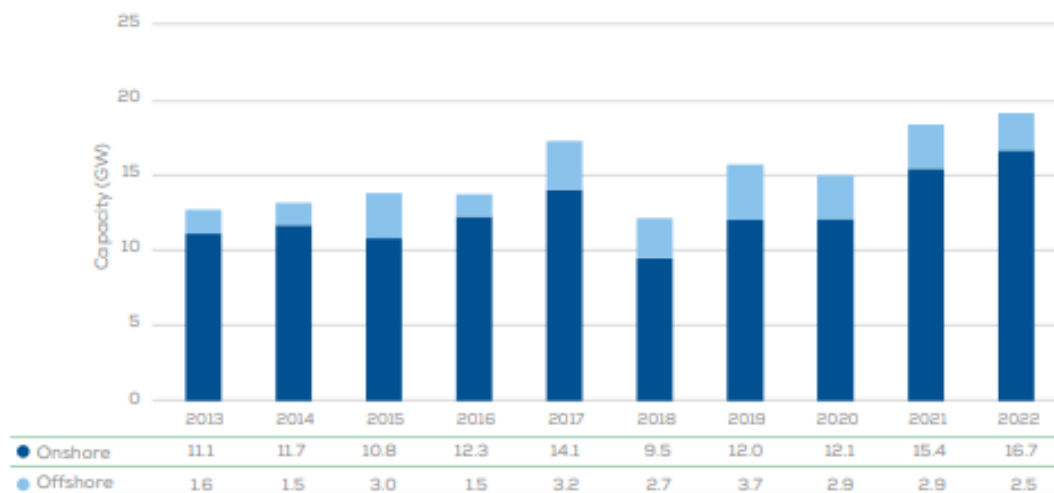
Και άλλες χώρες κατέγραψαν εντυπωσιακά ρεκόρ εγκαταστάσεων ισχύος. Η Σουηδία, η Φινλανδία και η Γαλλία εγκατέστησαν όλες 2,4 GW ισχύος, ενώ η Γαλλία εορτάζει επίσης την ολοκλήρωση του πρώτου υπεράκτιου αιολικού πάρκου Saint Nazaire με ισχύ 480 MW (Εικόνα 2) [3].



Εικόνα 2 Πρώτο υπεράκτιο αιολικό πάρκου στην Γαλλία Saint Nazaire, 2022. [3]

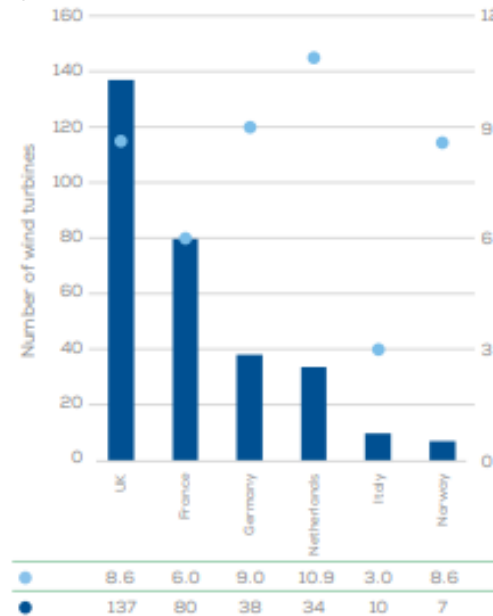
Οι υπεράκτιες εγκαταστάσεις ανέρχονται σε 13% των συνολικών εγκαταστάσεων στην Ευρώπη, με υπεράκτιες εγκαταστάσεις ισχύος 2,5 GW που συνδέθηκαν στο δίκτυο. Σχεδόν το ήμισυ της νέας συνδεδεμένης ισχύος ήταν στο Ηνωμένο Βασίλειο (1,2 GW), με το υπόλοιπο προερχόταν από τη Γαλλία (0,5 GW), τις Ολλανδία, Βέλγιο, Λουξεμβούργο (0,4 GW), τη Γερμανία (0,3 GW) και την Ιταλία με το πρώτο της υπεράκτιο αιολικό πάρκο Beleolico (30 MW) [4].

Το 2022, οι νέες αιολικές εγκαταστάσεις στην ΕΕ-27 ανέρχονται σε συνολική ισχύ 16,1 GW, αντιπροσωπεύοντας εντυπωσιακό 84% των συνολικών εγκαταστάσεων σε όλη την Ευρώπη. (Εικόνα 3) [4].



Εικόνα 3 Νέες χερσαίες και υπεράκτιες αιολικές εγκαταστάσεις στην Ευρώπη [4].

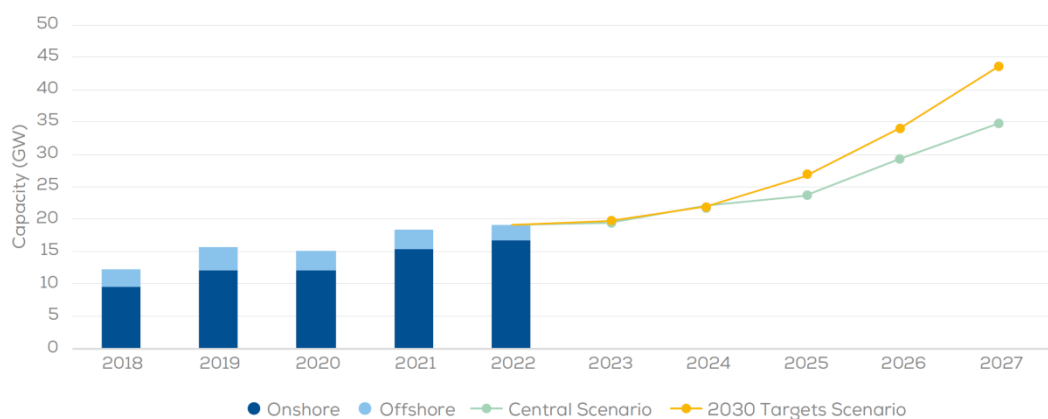
Κατά το έτος 2022, η μέση ισχύς των νεο-εγκατεστημένων ανεμογεννητριών υπερράκτια ήταν 8 MW, παραμένοντας συνεπής με τα στοιχεία που αναφέρθηκαν για το έτος 2021. Οι Κάτω Χώρες ξεχώρισαν με την υψηλότερη μέση ονομαστική ισχύ, φθάνοντας τα 10,9 MW. Αντίθετα, στην Ιταλία, το αιολικό πάρκο Beleolico, παρά τις εκτεταμένες καθυστερήσεις στην υλοποίησή του, εμφάνισε τη χαμηλότερη μέση ονομαστική ισχύ, περίπου 3 MW (Εικόνα 4) [4].



Εικόνα 4 Αριθμός ανεμογεννητριών που θα εγκατασταθούν το 2022 και μέση ισχύς τους [4].

Αναμένεται ότι η Ευρώπη θα εγκαταστήσει 129 GW νέων αιολικών πάρκων κατά την περίοδο 2023-2027 και η ΕΕ-27 θα εγκαταστήσει τα 98 GW από αυτά. Τα τρία τέταρτα των νέων προσθηκών ισχύος κατά την περίοδο 2023-27 θα είναι χερσαίες. Αναμένουμε ότι η ΕΕ θα κατασκευάζει κατά μέσο όρο 20 GW νέων αιολικών πάρκων ετησίως την περίοδο 2023-2027. Η ΕΕ θα πρέπει να κατασκευάζει κατά μέσο όρο πάνω από 30 GW ετησίως νέων αιολικών πάρκων για να επιτύχει τους στόχους της για το 2030 (Εικόνα 5) [4].

New installations in Europe – WindEurope's scenarios



Source: WindEurope

Εικόνα 5 Νέες εγκαταστάσεις στην Ευρώπη - Τα σενάρια της WindEurope [4].

1.2 Υπεράκτια αιολικά πάρκα στην Ελλάδα

Στην Ελλάδα δεν υπάρχουν εγκαταστάσεις υπεράκτιων αιολικών πάρκων, αν και το δυναμικό του είναι υψηλό και υπάρχει ενδιαφέρον για αυτό. Γενικά, τα θαλάσσια αιολικά πάρκα έχουν ανώτερο κόστος εγκατάστασης σε σύγκριση με τα αιολικά πάρκα στην ξηρά. Αυτό το κόστος αυξάνεται ανάλογα με την απόσταση από την ακτή και το βάθος της θάλασσας, κάτι που οδηγεί μερικές φορές σε διπλάσια ή τριπλάσια κόστη σε σύγκριση με τα αιολικά πάρκα στην ξηρά [5].

Επιπλέον, τα υπεράκτια αιολικά πάρκα αντιμετωπίζουν δυσκολίες στη σύνδεσή τους με τα ευρύτερα δίκτυα ενέργειας. Στην πλειοψηφία των νησιών, δεν υπάρχει σύνδεση με τα κεντρικά δίκτυα, κάτι που περιορίζει τη δυνατότητα εγκατάστασης αιολικής ισχύος. Η αυτή σύνδεση βοηθά στη μεγιστοποίηση της απόδοσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, με ταυτόχρονη μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, μείωση του φόρτου των καταναλωτών για τη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας και μείωση της ρύπανσης του περιβάλλοντος [5].

Βάσει των κατευθύνσεων ενός ειδικού επταμελούς συμβουλίου για την Οργάνωση και Εξέλιξη Προγραμμάτων Υπεράκτιων Ανεμογεννητριών που έχει συσταθεί στο Ελληνικό Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, με σκοπό να παρέχει βοήθεια σε αρμόδιες αρχές που ενδιαφέρονται για τον σχεδιασμό τέτοιων έργων, όπως είναι η Ελληνική Εταιρεία Διαχείρισης Πηγών Ενέργειας. Σύμφωνα με το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα, προβλέπεται αύξηση της πράσινης ενέργειας κατά 2GW μέχρι το 2030 μέσω Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων. Έχει γίνει γενικά αποδεκτό ότι τα χερσαία αιολικά έργα δεν είναι αρκετά για να επιτευχθούν οι ενεργειακοί στόχοι της χώρας. Σημαντικές ενστάσεις έχουν εκφραστεί σχετικά με την ένταξη των χερσαίων αιολικών πάρκων στις τοπικές κοινότητες, με τις Κυκλάδες να αποτελούν χαρακτηριστικό παράδειγμα. Οι κάτοικοι των νησιών αντιτίθενται στην ανάπτυξη αιολικών πάρκων, τονίζοντας τον αντίκτυπο στο φυσικό τοπίο και στην τουριστική εικόνα των νησιών, καθώς και τα ζητήματα που προκύπτουν με τη διαδικασία αδειοδότησης [6]. Η απάντηση στα εν λόγω προβλήματα προέρχεται από την επιλογή να εξερευνηθεί η αιολική ενέργεια μέσω της χρήσης των θαλάσσιων περιοχών, μέσα από την τοποθέτηση πλωτών και υπεράκτιων αιολικών διατάξεων σε τοποθεσίες όπου η εμφάνιση εμποδίων είναι μειωμένη. Αυτός ο προσανατολισμός προτείνει την προοπτική μιας αειφόρου λύσης, προσφέροντας αποτελεσματικές απαντήσεις στις επιφυλάξεις και τις ανησυχίες που διατυπώνονται από τις τοπικές κοινότητες [5].

Ωστόσο, στην Ελλάδα υπάρχουν κάποιες δυσκολίες στην κατασκευή Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων λόγω των ιδιοτήτων της, όπως το μεγάλο βάθος της θάλασσας κοντά στη στεριά, που παρεμποδίζει την ανάπτυξή τους. Παρόλα αυτά, η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) έχει λάβει πολλές αιτήσεις για άδειες παραγωγής ισχύος πάνω από 3GW μέχρι τον Ιούνιο του 2010, όταν ο νόμος 3851/2010 εισήγαγε μια ενιαία διαδικασία αδειοδότησης για τα Υπεράκτια Αιολικά Πάρκα. Εντός των πλαισίων του νέου νόμου, η ΡΑΕ ολοκλήρωσε τον Ιούλιο του 2010 την προκαταρκτική διαδικασία για την επιλογή τοποθεσιών για Υπεράκτια Αιολικά Πάρκα για την περίοδο 2012-2017. Αυτή η διαδικασία περιελάμβανε την αξιολόγηση μεθόδων για τον προσδιορισμό της θέσης των αιολικών πάρκων, της θαλάσσιας περιοχής που καταλαμβάνουν και της μέγιστης εγκατεστημένης ισχύος τους. Ακολούθησε η Στρατηγική Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων από το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών & Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΚΑΠΕ), και τώρα βρίσκεται στο στάδιο μελέτης. Περαιτέρω, η Γενική Γραμματεία Έρευνας και Τεχνολογίας σχεδιάζει να ξεκινήσει σύντομα ένα πρόγραμμα μελέτης με τίτλο "Δημιουργία Εθνικού Προγράμματος Αξιοποίησης του Υπεράκτιου

Αιολικού", σε συνεργασία με ενεργειακές εταιρείες, με στόχους όπως η διερεύνηση του αιολικού και κυματικού δυναμικού και η βελτίωση των ηλεκτρικών συνδέσεων .

1.3 Υπεράκτια αιολικά πάρκα

1.3.1 Ανεμογεννήτριες σταθερής θεμελίωσης (Fixed-Bottom)

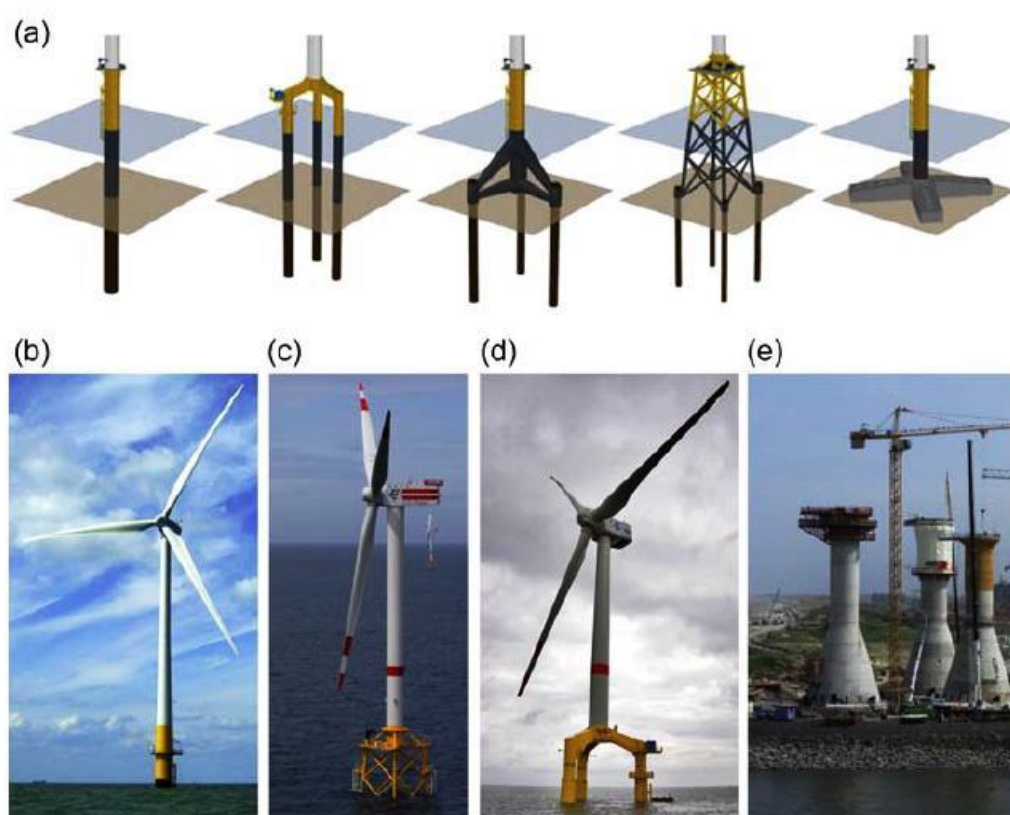
Η τεχνογνωσία που αναπτύχθηκε από τις χερσαίες ανεμογεννήτριες δεν μεταφέρεται απευθείας πλήρως στην μελέτη υπεράκτιων ανεμογεννητριών, διότι τα χαρακτηριστικά του θαλάσσιου περιβάλλοντος παρουσιάζουν ουσιώδεις διαφορές. Αυτές συμπεριλαμβάνουν διαφοροποιήσεις στις υποδομές υποστήριξης και στα θεμέλια, την αντιμετώπιση των υδροδυναμικών δυνάμεων, τις προκλήσεις του διαβρωτικού θαλάσσιου περιβάλλοντος και την ανάγκη για μειωμένη συχνότητα συντήρησης λόγω των αυξημένων λειτουργικών και συντηρητικών δαπανών .

Όσον αφορά τον τομέα της φόρτισης, οι διαφορές μεταξύ του εδαφικού και του θαλάσσιου περιβάλλοντος είναι επίσης εμφανείς. Στις υπεράκτιες θέσεις, τα προφίλ των ανέμων είναι πιο έντονα λόγω της χαμηλότερης επιφανειακής τραχύτητας, οδηγώντας σε πιο απότομες αλλαγές ταχύτητας ανέμου με το ύψος και σε μειωμένα αεροδυναμικά φορτία. Εντούτοις, τα κλιματικά δεδομένα των παράκτιων περιοχών, αναλυόμενα μέσω των κατανομών Weibull, αποκαλύπτουν υψηλότερες μέσες ταχύτητες ανέμου και αυξημένες πιθανότητες για ισχυρότερες ριπές. Συνεπώς, στο υπεράκτιο περιβάλλον, προκύπτει μεγαλύτερη παραγωγή ενέργειας και αυξημένη φόρτιση λόγω της αργότερης διάλυσης των ανεμολογικών ρευμάτων σε ένα περιβάλλον με μειωμένη τύρβη. Στις υπεράκτιες ανεμογεννήτριες, ένα σημαντικό ζήτημα είναι η επίδραση της διάβρωσης (scour) που επηρεάζει τις φυσικές συχνότητες του συστήματος, περιορίζοντας έτσι το εύρος του συντονισμού. Καταγραφές δείχνουν ότι τα βάθη της διάβρωσης φθάνουν έως και 1.3 φορές τη διάμετρο της θεμελιώδους στήλης. Επιπλέον, η ανάπτυξη υποθαλάσσιων οργανισμών στους πύργους αυξάνει τη μάζα και τα υδροδυναμικά φορτία της δομής. Οι διαστάσεις αυτών των οργανισμών ορίζονται από τα σχεδιαστικά πρότυπα κάθε τοποθεσίας. Επιπρόσθετα, ο κίνδυνος πρόσκρουσης από θαλάσσια σκάφη αντιμετωπίζεται με τη διασφάλιση ότι οι δομές αντέχουν στην πίεση κρούσης [7].

Για τη μεταφορά των υπεράκτιων Α/Γ, η άμεση πρόσβαση από προβλήτα ελαχιστοποιεί τις προκλήσεις. Η εμπειρία από χερσαία αιολικά συστήματα έχει οδηγήσει στη χρήση σωληνοειδών χαλύβδινων πύργων για υπεράκτιες εφαρμογές. Οι πύργοι αυτοί συνδέονται με τα θεμέλια, που μεταφέρουν τα φορτία από τον πύργο και τα υδροδυναμικά φορτία από κύματα και ρεύματα στο θαλάσσιο πυθμένα. Το τμήμα μετάβασης, που συνδέει πύργο και θεμελίωση, είναι κρίσιμο για την αξιόπιστη λειτουργία της Α/Γ [7].

Η διαδικασία τοποθέτησης των υπεράκτιων Α/Γ περιλαμβάνει συνήθως την εγκατάσταση ενός μονοπόδαρου συστήματος, με τη στήλη θεμελίωσης να βυθίζεται στον πυθμένα. Σε περιπτώσεις μεγαλύτερων βαθών και μεγαλύτερων μαζών, οι απαιτήσεις για την τοποθέτηση ενισχύονται, οδηγώντας σε αυξημένες διαστάσεις του μονοπόδαρου και αυξανόμενο οικονομικό κόστος. Αντίθετα, άλλες μορφές θεμελίωσης όπως τα δικτυώματα και τα βαρυτικά συστήματα θεμελίωσης παρέχουν εναλλακτικές λύσεις, ειδικά σε περιπτώσεις βαθύτερων νερών ή μεγαλύτερων φορτίων [7].

Η εικόνα 13 αποτυπώνει δύο διακριτές σειρές από απεικονίσεις που σχετίζονται με τις μεθόδους θεμελίωσης υπερράκτιων αιολικών γεννητριών σταθερού πυθμένα (fixed bottom). Στο πάνω μέρος της εικόνας (a), παρατηρούμε μια σειρά από εικονικές αποδόσεις πέντε διαφορετικών τύπων θεμελίωσης, ταξινομημένων από αριστερά προς τα δεξιά: monopile, tripile, tripod, jacket, και βαρυτικής θεμελίωσης. Κάθε μία από αυτές τις απεικονίσεις δείχνει τη δομή της θεμελίωσης που εισχωρεί στον θαλάσσιο πυθμένα, παρέχοντας σταθερή βάση για την υποστήριξη των ανεμογεννητριών. Στο κάτω μέρος της εικόνας, βλέπουμε : (b) monopile θεμελίωση, (γ) jacket θεμελίωση, (δ) μια tripile θεμελίωση, και (ε) βαρυτικές θεμελιώσεις. Κάθε μία από αυτές τις πραγματικές εγκαταστάσεις αντιπροσωπεύει μια μοναδική μέθοδο εδραίωσης αιολικής γεννήτριας, διαμορφωμένη για να ανταποκρίνεται στις συγκεκριμένες απαιτήσεις του υπερράκτιου περιβάλλοντος [7].



Εικόνα 6 Μέθοδοι στήριξης αιολικών ανεμογεννητριών σταθερού πυθμένα (fixed bottom) [7]

1.3.2 Πλωτές ανεμογεννήτριες

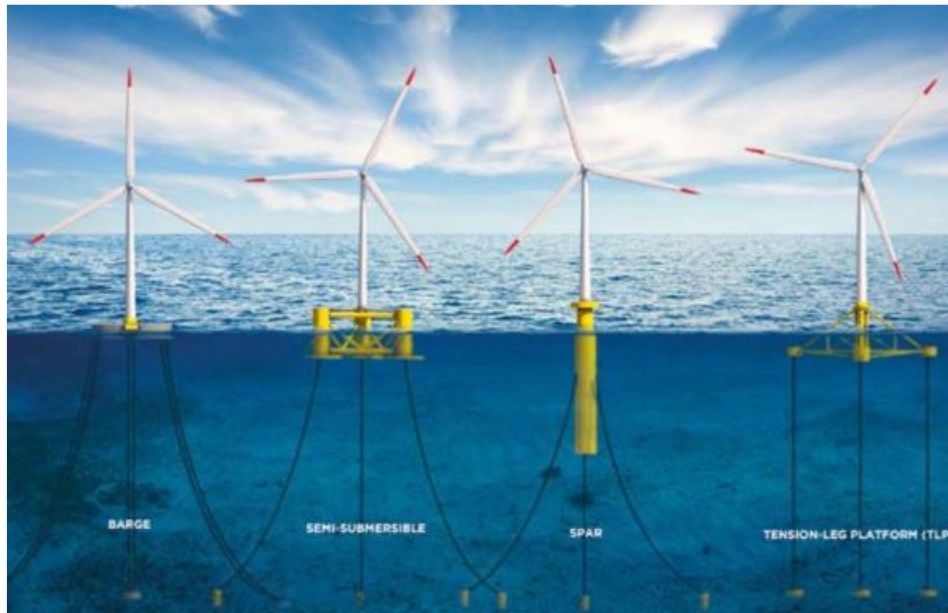
Η τεχνολογική πρόοδος έχει επιτρέψει την εγκατάσταση αιολικών πάρκων σε βάθη άνω των 50 μέτρων με χρήση πλωτών πλατφορμών. Αυτές οι πλωτές ανεμογεννήτριες βασίζονται στην εμπειρία των σταθερών αιολικών και των πλωτών πλατφορμών εξόρυξης υδρογονανθράκων. Το πρώτο παγκοσμίως πλωτό αιολικό πάρκο δημιουργήθηκε στη Σκωτία το 2017, με το όνομα "Hywind Scotland". Περιλαμβάνει 5 πλωτές ανεμογεννήτριες ισχύος 6 MW, με συνολική ονομαστική ισχύ 30 MW. Το συνολικό εγκατεστημένο υπερράκτιο αιολικό δυναμικό στην Ευρώπη ανέρχεται σε 62 MW μέχρι το 2020. Προβλέπεται ότι μέχρι το 2023 θα προστεθούν επιπλέον 251,5 MW πλωτών αιολικών. Την επόμενη δεκαετία, υπάρχει η εκτίμηση για την εγκατάσταση πλωτών αιολικών με συνολική ισχύ 7 GW. Αυτές οι πλωτές αιολικές πλατφόρμες

παρουσιάζουν ευελιξία στο βάθος εγκατάστασης και αντιμετωπίζουν προκλήσεις στην χωροθέτηση που παρουσιάζονται σε πλωτές και σταθερές υπεράκτιες αιολικές εγκαταστάσεις. Κατά τη γνώμη μου, αυτή η προσέγγιση είναι εξαιρετική και πιθανόν να προωθήσει την ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας στην Ευρώπη. Ο πίνακας 1 απεικονίζει τη διαθέσιμη υπεράκτια αιολική δυναμική σε περιοχές όπου είναι εφικτή η εγκατάσταση πλωτών αιολικών πάρκων.

Πίνακας 1 Διαθέσιμο αιολικό δυναμικό (Carbon Trust, MOFA) [8]

Χώρα/Περιοχή	ΜΕΡΙΣΜΑΤΩΝ ΥΠΕΡΑΚΤΙΩΝ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΟΡΩΝ ΣΕ ΒΑΘΟΣ +60m	ΔΥΝΑΜΙΚΟ ΓΙΑ ΠΛΩΤΗ ΑΙΟΛΙΚΗ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑ
Ευρώπη	80%	4000 GW
ΗΠΑ	60%	2450 GW
ΙΑΠΩΝΙΑ	80%	500 GW
ΤΑΪΒΑΝ	-	90 GW

Στη διαδικασία εγκατάστασης πλωτών αιολικών σταθμών, έχουν εφαρμοστεί τέσσερις κύριοι τύποι πλωτών βάσεων για τις ανεμογεννήτριες: οι ημιβυθισμένες πλατφόρμες (Semi – Submersible), οι πλατφόρμες τύπου σημαδούρας (Spar Buoy), οι πλατφόρμες τύπου TLP (Tension Leg Platform) και οι πλατφόρμες τύπου Barge. Αυτοί οι τύποι πλωτών βάσεων έχουν χρησιμοποιηθεί σε διάφορα πιλοτικά και εμπορικά έργα σε παγκόσμιο επίπεδο όπως απεικονίζονται στην Εικόνα 6 [8].



Εικόνα 7 Μέθοδοι στήριξης και σταθεροποίησης πλωτών ανεμογεννητριών [8]

Ημιβυθισμένη (Semi-submersible):

Τρία κυλινδρικά σώματα, εν μέρει γεμάτα με νερό και σκυρόδεμα, συνθέτουν αυτόν τον τύπο πλατφόρμας και είναι μεταξύ τους συνδεδεμένα. Η ανεμογεννήτρια φέρεται πάνω σε έναν από αυτούς τους κυλίνδρους, ενώ η ημιβυθισμένη κατάσταση της πλατφόρμας διατηρείται χάρη σε αυτούς. Η σταθεροποίηση της πλατφόρμας εξασφαλίζεται μέσω της χρήσης αλυσίδων και αγκυρώσεων που συνδέονται με τον

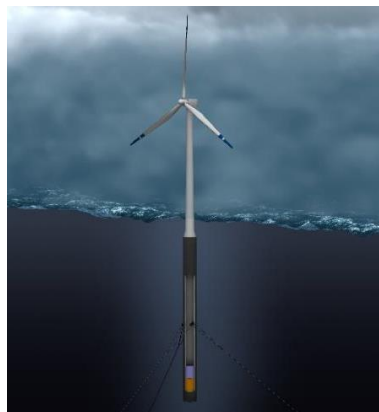
θαλάσσιο βυθό. Επιπλέον, η πλατφόρμα έχει την ικανότητα να κινείται ελαφρώς, διατηρώντας παράλληλα τη σταθερότητά της, και είναι σχεδιασμένη για να διευκολύνει τη ρυμούλκηση, την εγκατάσταση και τη συντήρηση [9]



Εικόνα 8 Πλωτή ανεμογεννήτρια Ημιβυθισμένη (Semi-submersible) [9]

Τύπου σημαδούρας (Spar buoy):

Στην περίπτωση της πλατφόρμας τύπου σημαδούρας (Spar buoy), η δομή της αποτελείται από έναν μεγάλο κύλινδρο, ο οποίος είναι εν μέρει γεμάτος με νερό και παραμένει σταθερός. Πάνω σε αυτόν τον κύλινδρο εγκαθίσταται η ανεμογεννήτρια. Η πλατφόρμα αυτή σταθεροποιείται με τη χρήση αγκυρώσεων και αλυσίδων. Αντίστοιχα με την προηγούμενη πλατφόρμα, μπορεί να εμφανίσει μικρές κινήσεις και διευκολύνει την ανέγερση. Ωστόσο, το βάθος βύθισης που απαιτείται για τη ρυμούλκηση και την τοποθέτηση της πλατφόρμας μπορεί να αντιπροσωπεύει μια σημαντική πρόκληση [10].



Εικόνα 9 Πλωτή Ανεμογεννήτρια Τύπου σημαδούρας (Spar buoy) [10]

TLP (Tension-leg plat form):

Οι πλατφόρμες τύπου Tension-leg platform (TLP) είναι κατασκευές που ημιβυθίζονται και εδράζονται στον πυθμένα της θάλασσας μέσω εντατικά τεντωμένων κατασκευών που λειτουργούν ως αλυσίδες. Η μικρότερη διάσταση και μάζα τους συντελεί στη μειωμένη κοστολόγηση σε σχέση με άλλα μοντέλα πλατφορμών, παρόλο που η σταθερότητά τους εξαρτάται αποκλειστικά από την ακεραιότητα των τάσεων αυτών

των κατασκευών, ενέχοντας τον κίνδυνο αποτυχίας. Ταυτόχρονα, η εγκατάσταση απαιτεί πιο προηγμένη τεχνική εξειδίκευση [9].



Εικόνα 10 Πλωτή ανεμογεννήτρια TLP (Tension-leg platform) [9]

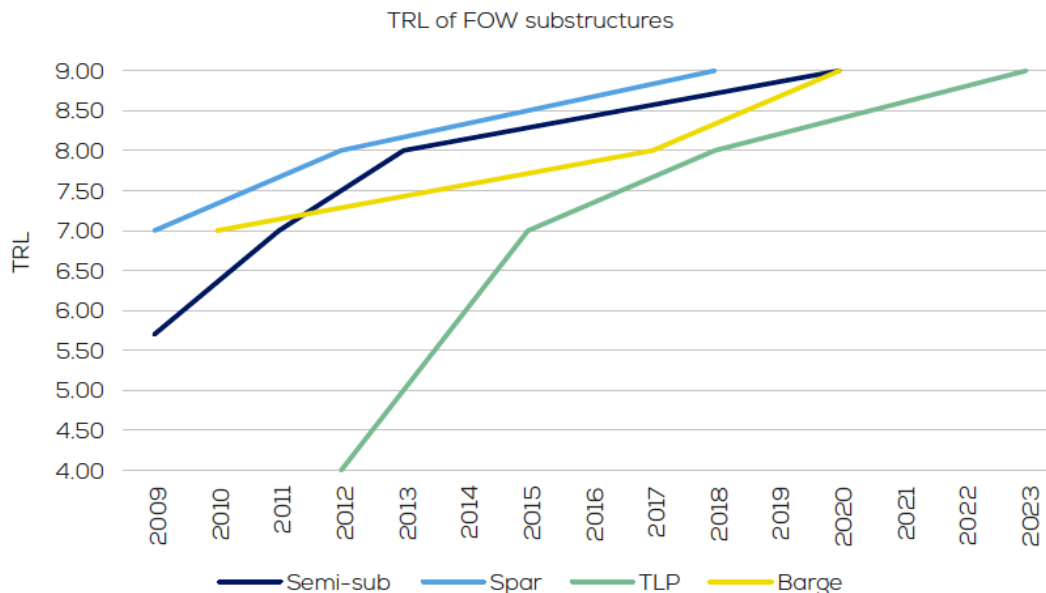
Τύπου Barge:

Οι πλατφόρμες τύπου φορτηγίδας (Barge), αυτές αποτελούνται από έναν τετραγωνικό πλωτήρα από σκυρόδεμα ή χάλυβα με κεντρική κοιλότητα που γεμίζεται με νερό για να προσδώσει επιπλέον σταθερότητα και να περιορίσει τις κινήσεις. Στην πλατφόρμα αυτή, η ανεμογεννήτρια εγκαθίσταται σε μια από τις τέσσερις γωνίες του τετραγώνου. Η σταθεροποίηση στον βυθό επιτυγχάνεται με αλυσίδες. Παρέχει το πλεονέκτημα της ευκολίας στην κατασκευή, αλλά μπορεί να ενέχει δυσκολίες στη ρυμούλκηση και την τοποθέτηση λόγω της απαίτησης για σημαντικό βάθος βύθισης.[11]



Εικόνα 11 Πλωτή ανεμογεννήτρια τύπου Barge[11]

Οι τεχνολογίες θεμελίωσης τύπου ημιβυθιζόμενη semi-submersible και σημαδούρα Spar buoy έχουν επιτύχει ένα υψηλό επίπεδο ετοιμότητας (>8), υποδηλώνοντας ότι είναι πλέον ώριμες για εμπορική αξιοποίηση και εφαρμογή, όπως καταγράφεται και στην αντίστοιχη εικόνα 11. Από την άλλη πλευρά, για τις τεχνολογίες barge και tension leg platform, η προβλεπόμενη ένταξή τους στο ίδιο επίπεδο ετοιμότητας αναμένεται να πραγματοποιηθεί στα επόμενα χρόνια, σύμφωνα με την τρέχουσα πορεία ανάπτυξης των τεχνολογιών αυτών.[8]



Source: The Crown Estate¹ and WindEurope

Εικόνα 12 Κατάσταση ετοιμότητας των τεχνολογιών για τις πλωτές βάσεις ανεμογεννητριών. [8]

Τα πλωτά αιολικά πάρκα επιτρέπουν την τοποθέτηση ανεμογεννητριών σε τοποθεσίες με σημαντικά υψηλότερες ταχύτητες ανέμου από μεγαλύτερες ριπές και πιο σταθερή ροή. Χρησιμοποιώντας τα πλωτά αιολικά πάρκα, οι αναπτυξιακοί φορείς μπορούν να αξιοποιήσουν μεγαλύτερες εκτάσεις, αποφεύγοντας έτσι τα φαινόμενα ανεμικής σκίασης που εμφανίζονται όταν οι ανεμογεννήτριες τοποθετούνται κοντά η μία στην άλλη ή κοντά σε άλλα αιολικά πάρκα [8].

Επιπλέον, οι νέες μεγαλύτερες ανεμογεννήτριες, με ικανότητες 12 – 15 MW, είναι ιδανικές για εγκατάσταση σε πλωτά αιολικά πάρκα. Ο σχεδιασμός αυτών των μεγαλύτερων ανεμογεννητριών, οι οποίες έχουν μακρύτερη διάρκεια ζωής και χρησιμοποιούνται σε μεγαλύτερα έργα, καθιστά τα οικονομικά των πλωτών αιολικών πάρκων όλο και πιο ανταγωνιστικά έναντι των παραδοσιακών υπερράκτιων αιολικών πάρκων με σταθερή θεμελίωση [8].

Επιπρόσθετα, τα πλωτά αιολικά πάρκα έχουν μικρότερη επίδραση στο τοπικό περιβάλλον. Λόγω της τοποθέτησής τους πιο μακριά από την ακτή, η οπτική και ακουστική ενόχληση είναι αισθητά μειωμένη [8].

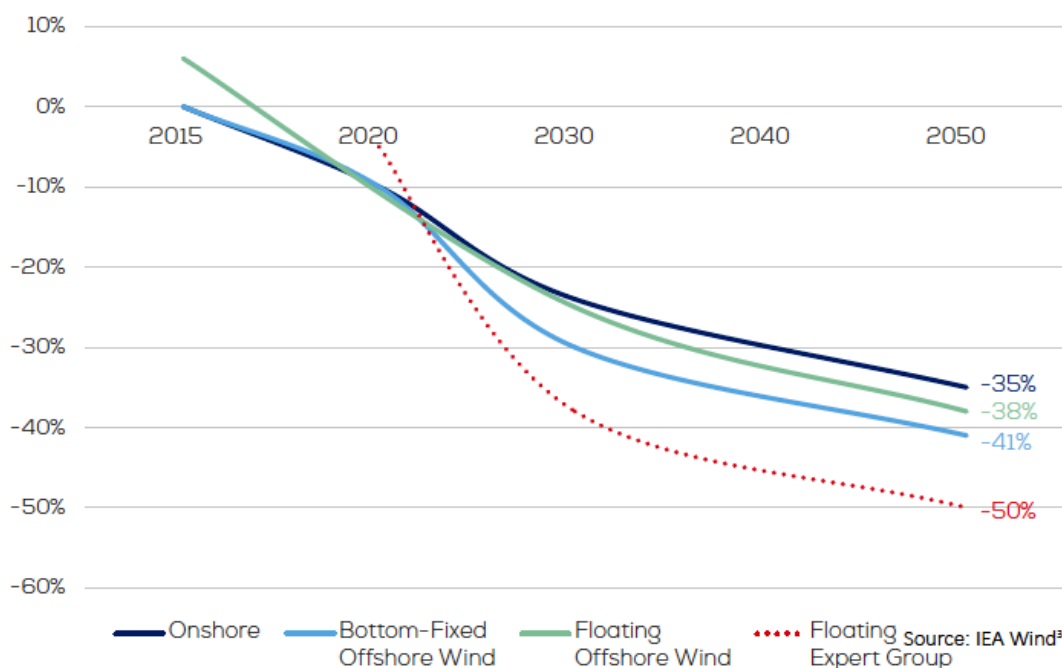
Τα τελευταία χρόνια, έχουν σημειωθεί αξιοσημείωτες μειώσεις κόστους τόσο στα χερσαία αιολικά πάρκα, όσο και στα παραδοσιακά υπερράκτια αιολικά πάρκα με σταθερή θεμελίωση. Αναμένεται ότι τα πλωτά αιολικά πάρκα θα ακολουθήσουν παρόμοια πορεία, με το κόστος να μειώνεται κατά περίπου 38% μέχρι το 2050. Ωστόσο, ειδικοί στο Διεθνές Ενεργειακό Οργανισμό (IEA) πιστεύουν ότι αυτές οι μειώσεις μπορεί να φτάσουν ακόμη και το 50% [8].

Υπάρχουν και άλλοι παράγοντες που μπορεί να οδηγήσουν σε περαιτέρω μειώσεις. Το πλεονέκτημα των πλωτών αιολικών πάρκων να τοποθετούνται σε περιοχές με υψηλότερες και σταθερότερες ταχύτητες ανέμου τους επιτρέπει να αξιοποιούν καλύτερα το αιολικό δυναμικό μιας περιοχής, βελτιώνοντας έτσι τον συντελεστή εκμετάλλευσης και την αποδοτικότητα παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος. Αυτό οδηγεί σε μείωση του σταθμισμένου κόστους ενέργειας (LCOE) [12].

Επιπλέον, η αύξηση του μεγέθους των ανεμογεννητριών αποτελεί έναν ακόμη παράγοντα μείωσης κόστους. Οι μεγαλύτερες ανεμογεννήτριες ταιριάζουν ιδανικά με τα πλωτά αιολικά πάρκα, καθώς μπορούν να αντέξουν σε μεγάλες ταχύτητες ανέμου, αυξάνοντας έτσι την απόδοση ανά ανεμογεννήτρια [13].

Η εισαγωγή των πλωτών αιολικών πάρκων μπορεί επίσης να μειώσει όχι μόνο το κόστος, αλλά και τον κίνδυνο που σχετίζεται με τις δραστηριότητες των παραδοσιακών υπερράκιων αιολικών πάρκων με σταθερή θεμελίωση, όπως η κατασκευή, η εγκατάσταση, η λειτουργία και η απόσυρση. Λόγω της χρήσης πλωτών δομών, αναμένεται να μειωθούν οι υποθαλάσσιες εργασίες, μειώνοντας έτσι τον κίνδυνο των εγκαταστάσεων και της συντήρησης των θεμελίωσεων. Επιπλέον, οι περισσότερες διαδικασίες απόσυρσης θα μπορούν να διεξαχθούν στην ξηρά, μειώνοντας το κόστος, τον κίνδυνο και τις περιβαλλοντολογικές επιπτώσεις [8].

Τέλος, τα πλωτά αιολικά πάρκα θα έχουν τη δυνατότητα να επωφεληθούν από τις οικονομίες κλίμακας που προέρχονται από τον υπάρχοντα και καλά ανεπτυγμένο τομέα των παραδοσιακών υπερράκιων αιολικών πάρκων με σταθερή θεμελίωση. Παράμετροι όπως ο σχεδιασμός των ανεμογεννητριών, οι υποδομές και η κατασκευή θα μπορούν να εκμεταλλευτούν από τα υπερράκια αιολικά πάρκα με σταθερή θεμελίωση. Έτσι, και οι δύο τομείς έχουν να κερδίσουν από περαιτέρω ανάπτυξη [8].



Εικόνα 13 Σενάριο μείωσης σταθμισμένου κόστους LCOE. [8]

1.4 Σκοπός της εργασίας

Ο σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η διεξαγωγή μιας εκτενούς τεχνο-οικονομικής μελέτης της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας στον κόλπο Ηρακλείου της Κρήτης. Αυτή η μελέτη αξιολογεί τα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά τριών διαφορετικών σεναρίων, προκειμένου να κατανοήσει τις τεχνικές, οικονομικές και περιβαλλοντικές παραμέτρους που τους επηρεάζουν. Μέσω προγράμματος ανάλυσης και υπολογισμού της ενεργειακής απόδοσης των ανεμογεννητριών, η εργασία επιδιώκει να προσφέρει μια ολοκληρωμένη αξιολόγηση της απόδοσής τους. Επιπλέον, μέσω της ανάλυσης δεικτών κόστους όπως το Ανηγγμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE), την Καθαρά Παρούσα Αξία (ΚΠΑ), το κόστος εγκατάστασης (CAPEX), τα λειτουργικά έξοδα (OPEX) και το κόστος απόσυρσης (DECEX), η εργασία παρουσιάζει μια σφαιρική εικόνα για το οικονομικό και χρονικό προφίλ αυτών των ανεμογεννητριών. Στόχος είναι η ανάδειξη των ευκαιριών και προκλήσεων που ενδέχεται να προκύψουν από την υιοθέτηση της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας σε περιοχές με παρόμοιο δυναμικό και η παροχή μιας στρατηγικής κατεύθυνσης για τη λήψη αποφάσεων σε πολιτικό, οικονομικό και περιβαλλοντικό επίπεδο προς την κατεύθυνση της βιώσιμης ενέργειας.

2 Μεθοδολογία

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται η λεπτομερής μεθοδολογία που ακολουθήθηκε στην έρευνα για την ενεργειακή παραγωγή από ανεμογεννήτριες στον κόλπο του Ηρακλείου Κρήτης. Η μεθοδολογία αυτή αποτελείται από διάφορες συνεχόμενες δράσεις και βήματα, τα οποία εξετάζονται πιο αναλυτικά παρακάτω.



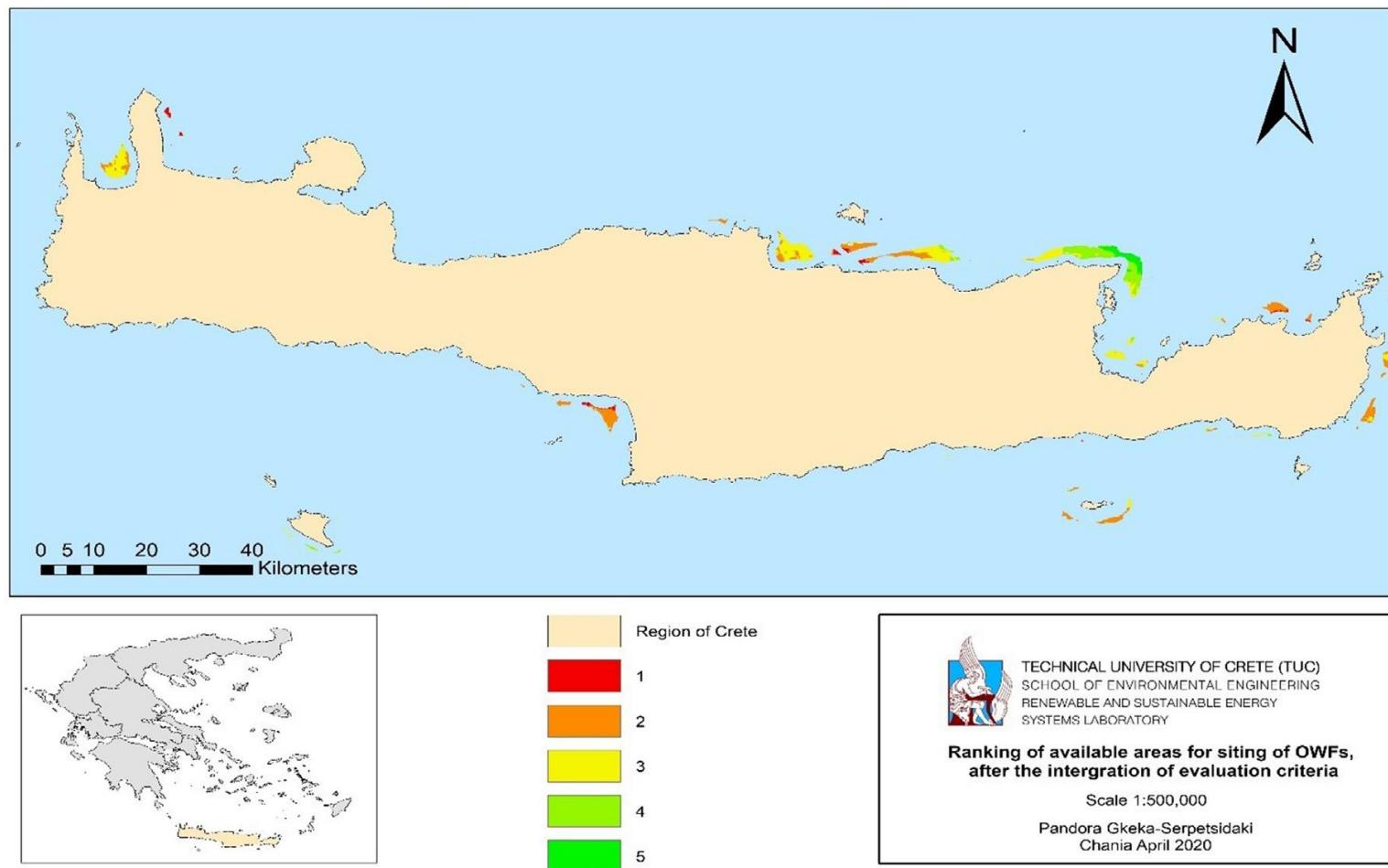
Εικόνα 14 Διάγραμμα διαδικασίας ανάλυσης της Μεθοδολογίας

2.1 Επιλογή Περιοχής

Στην αρχική φάση της μεθοδολογίας, η σημαντική επιλογή της γεωγραφικής περιοχής που θα μελετηθεί έγινε βάσει μιας πολυκριτήριας ανάλυσης αποφάσεων (MCDM). Αυτή η ανάλυση έδειξε ότι ο κόλπος του Ηρακλείου είναι μια κατάλληλη περιοχή για την εξέταση της ενεργειακής παραγωγής από ανεμογεννήτριες. Επισημαίνεται ότι η επιλογή αυτής της περιοχής προήλθε από έρευνα που είχε ήδη πραγματοποιηθεί [1].



Εικόνα 15 Διαθέσιμες περιοχές για χωροθέτηση ΟWF μετά την επιβολή κριτηρίων αποκλεισμού [1]



Εικόνα 16 Κατάταξη των διαθέσιμων περιοχών για τη χωροθέτηση Υπεράκτιων Ανεμογεννητριών Σύμφωνα με τους [1].

2.2 Σχεδίαση στο AutoCAD

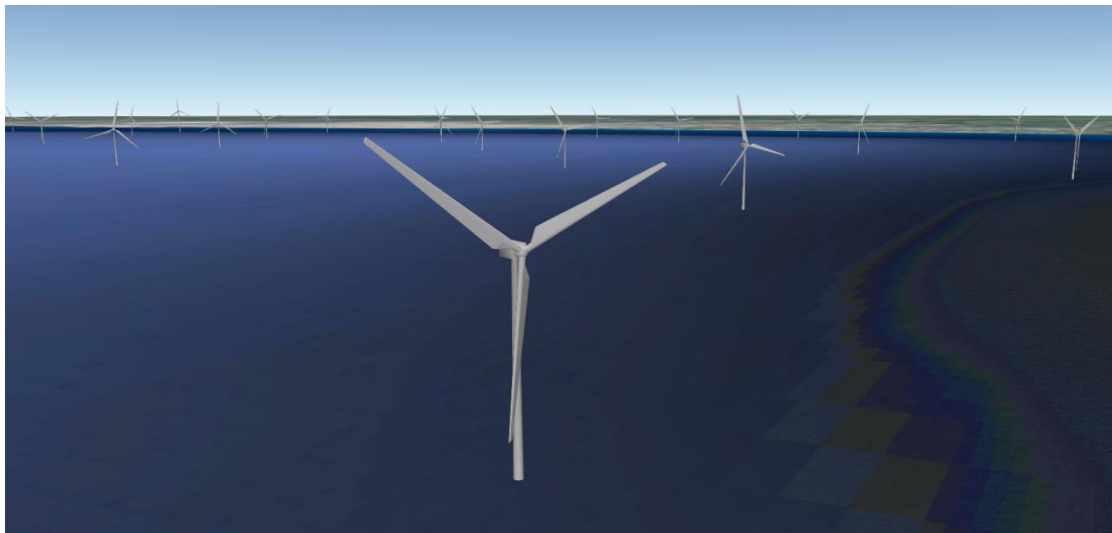
Στη συνέχεια, πραγματοποιήθηκε η σχεδίαση της επιλεγμένης περιοχής χρησιμοποιώντας το λογισμικό Autocad. Το Autocad χρησιμοποιήθηκε για τη δημιουργία μιας ακριβούς γεωγραφικής βάσης δεδομένων, που ήταν απαραίτητη για την επόμενη φάση της ανάλυσης.

2.3 Διαμόρφωση Δεδομένων στο QGIS

Τα γεωγραφικά δεδομένα που είχαν σχεδιαστεί στο Autocad εισήχθησαν και διαμορφώθηκαν στο QGIS, ένα δημοφιλές λογισμικό για γεωγραφική ανάλυση. Αυτή η διαδικασία περιλάμβανε την αντιστοίχιση των γεωγραφικών συντεταγμένων με τις αντίστοιχες περιοχές, προετοιμάζοντας τα δεδομένα για την επόμενη ανάλυση.

2.4 Διαμόρφωση της περιοχής στο Google Earth

Το υπεράκτιο πάρκο στον κόλπο του Ηρακλείου προστέθηκε στο Google Earth, ένα δημοφιλές εργαλείο για την οπτικοποίηση γεωγραφικών δεδομένων. Αυτό το βήμα βοήθησε στην καλύτερη κατανόηση της γεωγραφίας της περιοχής.



Εικόνα 17 Υπεράκτιο Αιολικό Πάρκο Μελέτη Περίπτωσης Κόλπος Ηρακλείου, Κρήτη απεικόνιση Google earth

2.5 Χωροθέτηση Ανεμογεννητριών

Έγινε υπολογισμός του βέλτιστου αριθμού ανεμογεννητριών που μπορούν να χωρέσουν στη συγκεκριμένη περιοχή για κάθε σενάριο. Οι ανεμογεννήτριες τοποθετήθηκαν με τέτοιο τρόπο ώστε η ελάχιστη απόσταση μεταξύ τους να είναι 7 διάμετροι ρότορα στην κατεύθυνση αντίθετου ανέμου και 7 διάμετροι στην κατεύθυνση του πλευρικού ανέμου προκειμένου να μετριάσουν οι υπάρχουσες απώλειες μεταξύ των ανεμογεννητριών [14].

2.6 Λήψη Άδειας και Χρήση Λογισμικού WAsP

Ο υπολογισμός της ενεργειακής απόδοσης στην εργασία πραγματοποιήθηκε με τη χρήση του λογισμικού WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program). Το λογισμικό αυτό χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της ενέργειας και της ενεργειακής απόδοσης στο αιολικά πάρκα. Για τη χρήση του σε ερευνητικό πλαίσιο, απαιτήθηκε η λήψη μιας ειδικής άδειας από το Πολυτεχνείο της Δανίας (DTU).

Η διαδικασία απόκτησης της άδειας απαιτούσε τη συνεργασία και τη συνεννόηση με τον καθηγητή, κ. Θεοχάρη Τσούτσο. Σε κοινή συνεννόηση, υποβλήθηκε αίτηση προς το DTU, όπου αναλύθηκε λεπτομερώς ο σκοπός της χρήσης του λογισμικού WAsP

στη διπλωματική εργασία. Επισημάνθηκε η ουσιαστική αναγκαιότητα της χρήσης αυτού του εργαλείου για την επιτυχή ολοκλήρωση της έρευνας και την ανάληψη των απαραίτητων μεθόδων και αναλύσεων.

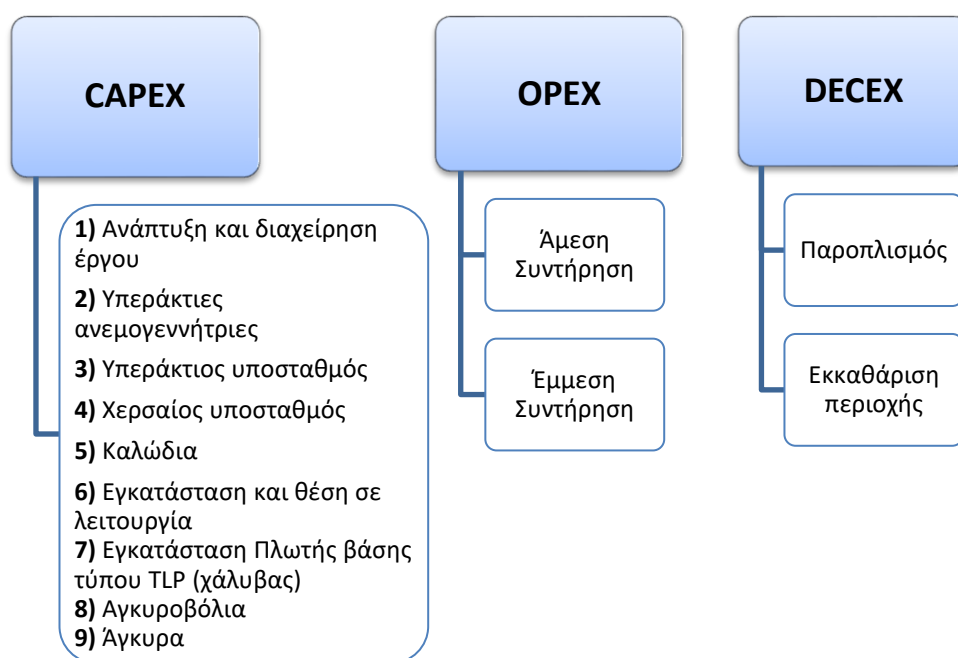
Η αίτηση εγκρίθηκε και χορηγήθηκε η απαιτούμενη άδεια. Αυτό επέτρεψε τη χρήση του λογισμικού WAsP για την πραγματοποίηση των αναλύσεων και την εξαγωγή των αποτελεσμάτων που απαιτούνταν για την ολοκλήρωση της διπλωματικής εργασίας. Η συνεργασία με τον καθηγητή και η συμμόρφωση προς τις διαδικασίες και τις άδειες του DTU αποτελούσαν θεμελιώδεις παράγοντες για την επιτυχή εκτέλεση της εργασίας.

2.7 Μοντελοποίηση και Υπολογισμός Ενεργειακής Απόδοσης

Χρησιμοποιώντας το WAsP, δημιουργήθηκε ένα μοντέλο του αιολικού πάρκου, λαμβάνοντας υπόψη τις γεωγραφικές παραμέτρους και τα μετεωρολογικά δεδομένα από το Global Wind Atlas. Στη συνέχεια, υπολογίστηκε η ενεργειακή απόδοση για κάθε τύπο ανεμογεννήτριας.

2.8 Οικονομική Αξιολόγηση

Το τελευταίο βήμα περιλάμβανε την οικονομική αξιολόγηση του έργου. Με βάση δεδομένα από παρόμοια έργα και επιστημονικά περιοδικά, υπολογίστηκαν τα κόστη εγκατάστασης, τα λειτουργικά έξοδα, τα έξοδα απόσυρσης, το επιπλέον κόστος ενέργειας και η καθαρή παρούσα αξία.



Εικόνα 18 Κατανομή CAPEX, OPEX, DECEX της μελέτης

Συμπεριλαμβάνονται οι βασικοί παράγοντες της οικονομίας της αιολικής ενέργειας για την εκτίμηση του συνολικού κόστους διάρκειας ζωής των υπεράκτιων αιολικών πάρκων. Αυτοί οι παράγοντες περιλαμβάνουν το κόστος κεφαλαίου (CAPEX), το κόστος λειτουργίας και συντήρησης (OPEX) και το κόστος αποκατάστασης (DECEX) [15]. Το CAPEX αποτελεί τον πιο κρίσιμο παράγοντα του συνολικού κόστους διάρκειας ζωής των αιολικών πάρκων και περιλαμβάνει όλα τα κεφαλαιακά έξοδα που εκδηλώνονται πριν από την εμπορική λειτουργία του πάρκου. Το OPEX περιλαμβάνει όλα τα έξοδα που σχετίζονται με τη λειτουργία μετά την εμπορική λειτουργία, πριν από

τον παροπλισμό, που απαιτούνται για την αποτελεσματική λειτουργία του έργου και την εγγύηση της απόδοσης της ανεμογεννήτριας [16].

Το CAPEX μπορεί να ανέρχεται έως 80% του συνολικού κόστους του αιολικού πάρκου κατά τη διάρκεια ζωής του και περιλαμβάνει το κόστος της υπεράκτιας ανεμογεννήτριας, την ανάπτυξη και διαχείριση του έργου, τον υπεράκτιο υποσταθμό, τον χερσαίο υποσταθμό, τα καλώδια, τα αγκυροβόλια, την εγκατάσταση και θέση σε λειτουργία [17].

Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης ανέρχεται σε περίπου 20% έως 30% του συνολικού κόστους ενός αιολικού πάρκου. Γενικώς, το κόστος O&M διακρίνεται σε άμεσα και έμμεσα. Τα άμεσα έξοδα περιλαμβάνουν διοικητικά έξοδα, ασφάλεια, τέλη πρόσβασης στο δίκτυο και συμβόλαια υπηρεσιών για προγραμματισμένη συντήρηση, ενώ το έμμεσο κόστος περιλαμβάνει την προγραμματισμένη και μη προγραμματισμένη συντήρηση που δεν καλύπτεται από τα σταθερά συμβόλαια, ανταλλακτικά και υλικά [18]. Για να εξασφαλιστεί μια ρεαλιστική προσέγγιση του κόστους λειτουργίας και συντήρησης κατά τη διάρκεια λειτουργίας του πάρκου 25 χρόνων, εισηχθη ένας συντελεστής αλλοίωσης 2%. Αυτός ο συντελεστής αποσκοπεί στην ακριβέστερη αντανάκλαση των αυξανόμενων εξόδων λειτουργίας και συντήρησης που προκύπτουν λόγω της φθοράς του εξοπλισμού και των εγκαταστάσεων, επιδιώκοντας μια πιο πραγματική και λιγότερο σφαλματική εκτίμηση των μελλοντικών κοστών [32].

Τέλος, το κόστος DECEX καλύπτει την τελευταία φάση του κύκλου ζωής του αιολικού πάρκου και ανέρχεται περίπου σε 1-3% [19]. Συμπεριλαμβάνονται όλες οι δαπάνες για τον καθαρισμό της περιοχής ή τυχόν επαναλειτουργία του υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Συχνά, μετά την αποσυναρμολόγηση των εγκαταστάσεων, υλικά όπως ο χάλυβας των πλωτών πλατφορμών ή το αλουμίνιο των ηλεκτρικών καλωδίων μπορούν να πωληθούν ως απορρίμματα, προσφέροντας έσοδα. Έτσι, προκύπτει ένα εισόδημα που μειώνει το συνολικό κόστος [12]. Πέραν της επαναχρησιμοποίησης, στοιχεία της αιολικής τουρμπίνας όπως οι μεταλλικοί πύργοι και τα μηχανολογικά μέρη μπορούν να ανακυκλωθούν. Παρά τις προκλήσεις στην ανακύκλωση των φτερών, ερευνητικές προσπάθειες και τεχνολογικές καινοτομίες εξελίσσονται προς την ανακύκλωσή τους, ώστε να ενισχυθεί η βιωσιμότητα των αιολικών πάρκων [20].

Η Εικόνα 18 παρουσιάζει την κατανομή των δαπανών σε CAPEX, OPEX, και DECEX αναδεικνύει τη σύνδεση μεταξύ τύπου υπεράκτιας εγκατάστασης και αναγκών επενδύσεων. Ανεξάρτητες από τη μορφή της εγκατάστασης παραμένουν οι δαπάνες για τις ανεμογεννήτριες, τους υποσταθμούς και τα καλώδια. Οι δαπάνες για τις υποδομές στήριξης των ανεμογεννητριών διαφέρουν σημαντικά ανάλογα με το αν το υπεράκτιο αιολικό πάρκο βρίσκεται σε ρηχά ή βαθιά νερά. Στην περίπτωση των ρηχών νερών, χρησιμοποιούνται συνήθως πασσαλοθεμελιώσεις, οι οποίες είναι κατασκευαστικά πιο απλές και οικονομικές. Ενώ, στα βαθιά νερά, απαιτούνται πιο περίπλοκα συστήματα αγκυροβολίας. Αυτή η διαφοροποίηση στο κόστος είναι κρίσιμη και δείχνει την ανάγκη για λεπτομερή ανάλυση και κατανόηση των επενδυτικών απαιτήσεων σε διάφορες τοποθεσίες, ενισχύοντας τη στρατηγική σημασία της επιλογής του τύπου της εγκατάστασης με βάση την τοποθεσία και τις ειδικές απαιτήσεις κάθε έργου [12].

2.9 Κόστος Ανεμογεννήτριας Α/Γ

Η οικονομική αποτίμηση υπεράκτιων ανεμογεννητριών αποτελεί μια σύνθετη διεργασία που λαμβάνει υπόψη πολλαπλά στοιχεία όπως το κόστος κατασκευής,

εγκατάστασης, σύνδεσης με το δίκτυο και συντήρησης. Το συνολικό κόστος επηρεάζεται από παράμετρους όπως η τεχνολογία, η τοποθεσία, το βάθος της θάλασσας και η απόσταση από την ακτή. Αναγνωρίζοντας την ανάγκη για λεπτομερή ανάλυση, το κόστος χωρίζεται σε δύο βασικές κατηγορίες: την πλωτή και την σταθερής έδρασης υπεράκτια ανεμογεννήτρια. Κάθε κατηγορία φέρει ιδιαίτερα χαρακτηριστικά και προκλήσεις, προσδιορίζοντας την οικονομική επιφάνεια της αιολικής ενέργειας στη θάλασσα.

2.9.1 Κόστος Σταθερής Υπεράκτιας Ανεμογεννήτριας (Fixed-Bottom)

Οι σταθερής έδρασης υπεράκτιες ανεμογεννήτριες αποτελούν την πλέον διαδεδομένη τεχνολογία για ρηχά νερά. Αν και το κόστος τους είναι χαμηλότερο σε σχέση με τις πλωτές ανεμογεννήτριες, περιορίζεται η εφαρμογή τους λόγω βάθους. Σύμφωνα με την έρευνα των [21], η LCOE των σταθερών έδρασης ανεμογεννητριών προβλέπεται να μειωθεί σημαντικά καθώς η τεχνολογία ωριμάζει και η συσσώρευση της εμπειρίας αυξάνεται, με το κόστος να πέφτει στα 28 ± 3 €/MWh μετά την εγκατάσταση 100 GW [22].

Με την έννοια «συσσωρευμένη ισχύ του 1 GW και μπορεί να μειωθεί στα 33 ± 6 €/MWh με την εγκατάσταση 100 GW» ισχύει ότι αν για παράδειγμα έχουμε μια πλωτή υπεράκτια ανεμογεννήτρια με ισχύ 1 MW, για να φτάσει την αρχική συσσωρευμένη ισχύ του 1 GW, θα χρειαζόταν 1000 τέτοιες ανεμογεννήτριες. Σε αυτή την αρχική φάση, η μέση κοστολογική αξιολόγηση της ενέργειας που παράγουν (LCOE) μπορεί να είναι περίπου 123 € για κάθε MWh ενέργειας. Όταν η τεχνολογία αναπτύσσεται και αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς σε 100 GW (δηλαδή 100.000 ανεμογεννήτριες των 1 MW), το κόστος παραγωγής ενέργειας ανά MWh μειώνεται στα 33 ± 6 €. Αυτή η μείωση του κόστους συμβαίνει επειδή η εμπειρία που αποκτιέται μέσα από την κατασκευή και λειτουργία περισσότερων ανεμογεννητριών οδηγεί σε βελτιώσεις στην τεχνολογία, μειώσεις στο κόστος υλικών και αποδοτικότερες διαδικασίες. Με άλλα λόγια, όσο περισσότερες ανεμογεννήτριες κατασκευάζονται και εγκαθίστανται, τόσο πιο αποδοτική και φθηνή γίνεται η διαδικασία παραγωγής ενέργειας [22].

2.9.2 Κόστος Πλωτής Υπεράκτιας Ανεμογεννήτριας (Floating)

Πλωτές υπεράκτιες ανεμογεννήτριες, παρά το αυξημένο αρχικό κόστος λόγω πολυπλοκότητας στην αγκύρωση και στις στατικές δομές, παρουσιάζουν πολλαπλά πλεονεκτήματα σε περιοχές βαθιών νερών. Με βάση μια πρόσφατη μελέτη [21] όπου αναφέρει ότι η LCOE για πλωτές ανεμογεννήτριες αρχίζει από 123 €/MWh για την αρχική συσσωρευμένη ισχύ του 1 GW και μπορεί να μειωθεί στα 33 ± 6 €/MWh με την εγκατάσταση 100 GW. Παρά τον υψηλό αρχικό κόστος, η τεχνολογία έχει το δυναμικό να φτάσει την κοστολογική της ισοδυναμία με τις σταθερής έδρασης ανεμογεννήτριες καθώς η τεχνολογία ωριμάζει και η κλίμακα των εγκαταστάσεων αυξάνεται [22].

3 Αποτελέσματα

Η ενότητα Αποτελέσματα οργανώνεται σε δύο κύρια μέρη τα Αποτελέσματα Ενεργειακής μελέτης του αιολικού πάρκου με χρήση WAsP και οικονομικά αποτελέσματα.

Πίνακας 2 Περιγραφή των σεναρίων

Τύπος	Σενάριο 1 ^ο	Σενάριο 2 ^ο	Σενάριο 3 ^ο
Σταθερής έδρασης	19 Vestas V164 – 9,5MW	11 Vestas V236 – 15MW	18 Siemens Gamesa SG167-8MW
Πλωτής βάσης	10 Siemens Gamesa SG154-6MW	8 Siemens Gamesa SG154-6MW	11 Siemens Gamesa SG154-6MW

3.1 Αποτελέσματα Ενεργειακής μελέτης του αιολικού πάρκου στο WAsP

Το WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) είναι ένα πρόγραμμα που αναπτύχθηκε και διατίθεται από το Τμήμα Αιολικής Ενέργειας στο (Technical University of Denmark - DTU), το οποίο είναι καταξιωμένο στον τομέα της αιολικής ενέργειας. Η πιο πρόσφατη έκδοση του λογισμικού, WAsP 12, χρησιμοποιήθηκε στην εν λόγω μελέτη.

Το WAsP είναι ένα εργαλείο που προβλέπει το αιολικό κλίμα και το αιολικό δυναμικό μιας περιοχής, καθώς και την παραγωγή ενέργειας από αιολικές Α/Γ ή αιολικά πάρκα. Οι προβλέψεις του βασίζονται σε αιολικά δεδομένα που έχουν συλλεχθεί από την ίδια την περιοχή. Το λογισμικό διαθέτει ένα προηγμένο μοντέλο για την προσομοίωση της ροής του αέρα σε ένα τοπίο με ανάγλυφο, ένα μοντέλο για την προσομοίωση των αλλαγών στην τραχύτητα του εδάφους και ένα μοντέλο που αξιολογεί την επίδραση των εμποδίων κοντά στις αιολικές ανεμογεννήτριες στην παραγωγή ενέργειας.

Το πρόγραμμα WAsP αποτελείται από μια σειρά από ειδικά μέρη λογισμικού που είναι αφιερωμένα στην ανάπτυξη διαφορετικών τμημάτων ενός έργου. Η ολοκλήρωση και η συνδυασμένη λειτουργία αυτών των επιμέρους στοιχείων παρέχει το τελικό προϊόν της προσομοίωσης της ενέργειας. Τα ειδικά μέρη του λογισμικού που χρησιμοποιήθηκαν περιλαμβάνουν:

- WAsP Map Editor
- WAsP Turbine Editor

Για την ανάλυση των κλιματικών δεδομένων στη συγκεκριμένη μελέτη δεν χρησιμοποιήθηκαν πρόσθετα λογισμικά. Αντ' αυτού, οι πληροφορίες ανακτήθηκαν απευθείας από την πλατφόρμα Global Wind Atlas. Η πλατφόρμα αυτή παρέχει δεδομένα Generalized Wind Climate (GWC) για διάφορες περιοχές. Τα εν λόγω δεδομένα GWC έχουν συλλεχθεί μέσω της εισαγωγής κλιματικών πληροφοριών στο λογισμικό WAsP και περιλαμβάνουν πληροφορίες σχετικές με τον άνεμο και ροδोगράμματα για διάφορα επίπεδα ύψους και τραχύτητας.

i. WAsP Map Editor

Το υποπρόγραμμα του λογισμικού WAsP Map Editor αξιοποιείται για την κατασκευή χαρτών που απεικονίζουν τα στοιχεία της επιφάνειας και της τοπογραφίας του εξεταζόμενου τόπου. Ο συγκεκριμένος χάρτης παράχθηκε μέσω της εισαγωγής τοπογραφικών δεδομένων της Κρήτης, τα οποία επεξεργάστηκαν μέσω του λογισμικού ArcGIS. Για την περιοχή της θάλασσας, η τραχύτητα καθορίστηκε σε 0,0002 μέτρα, ενώ για τις χερσαίες περιοχές η τραχύτητα ορίστηκε σε 0,1m.

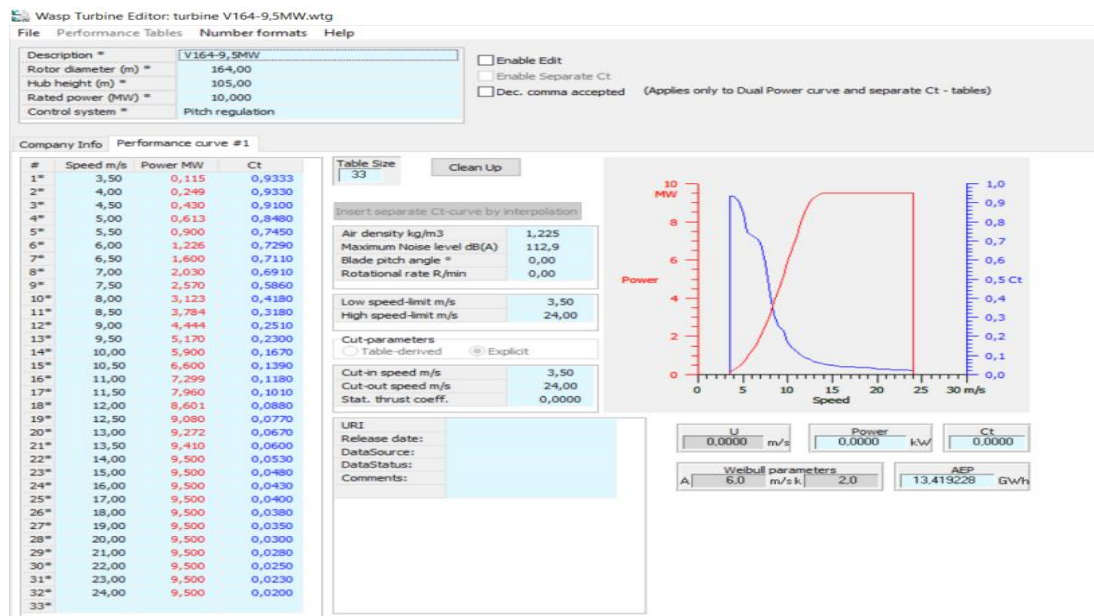
Εισάχθηκαν στο WAsP Map Editor δεδομένα όπως οι ισοϋψείς, που αντιπροσωπεύουν το ύψος του εδάφους σε διάφορα σημεία και δεδομένα τραχύτητας, που δείχνουν πόσο ανομοιογενές είναι το έδαφος σε σχέση με την αντίσταση που προκαλεί στη ροή του αέρα. Αυτά τα δεδομένα μπορεί να προέρχονται από διάφορες πηγές, όπως δορυφορικές εικόνες ή τοπογραφικές μελέτες και συχνά επεξεργάζονται πρώτα μέσω άλλων λογισμικών όπως το ArcGIS πριν την εισαγωγή τους στο WAsP.

Μετά την εισαγωγή των δεδομένων, το WAsP Map Editor μπορεί να χρησιμοποιήσει αυτές τις πληροφορίες για να δημιουργήσει έναν λεπτομερή χάρτη που θα χρησιμοποιηθεί για την προσομοίωση της ροής του αέρα και την αξιολόγηση του δυναμικού της αιολικής ενέργειας σε μια συγκεκριμένη περιοχή. Αυτός ο χάρτης είναι θεμελιώδης για την προσομοίωση και την ανάλυση στο WAsP, καθώς παρέχει τη βάση για τον υπολογισμό της διασποράς του ανέμου και της παραγωγής ενέργειας.

Το εργαλείο WAsP Map Editor είναι σχεδιασμένο για την επεξεργασία και την ανάλυση των χαρακτηριστικών του εδάφους. Χρησιμοποιείται για την εισαγωγή των δεδομένων που προκύπτουν από το WAsP Map Editor, με σκοπό τον καθορισμό της τοπογραφίας και της σχετικής ανωμαλίας της περιοχής.

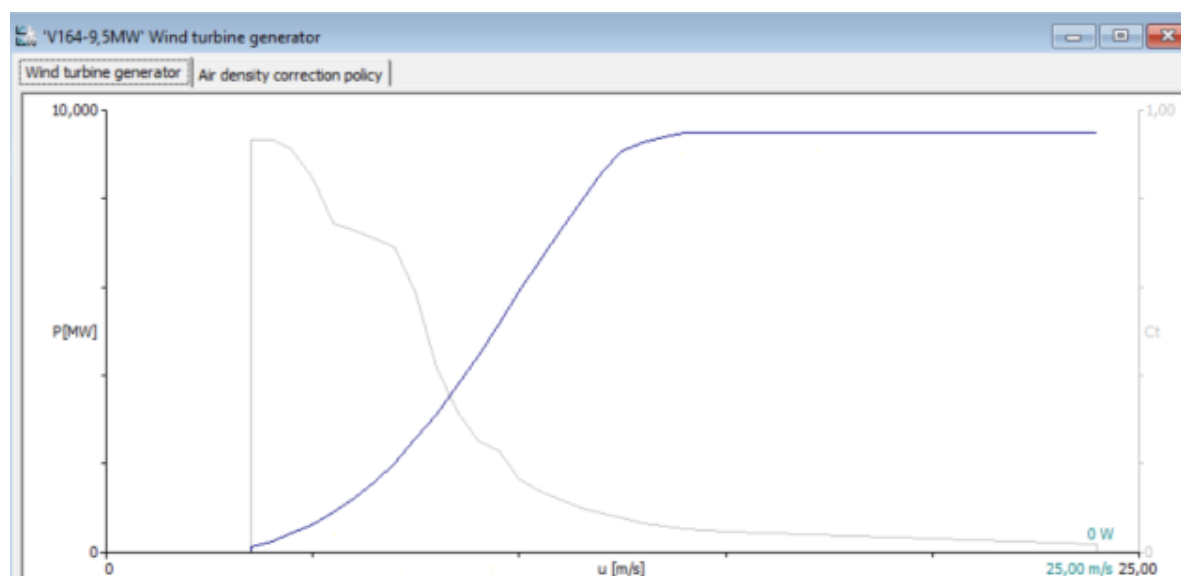
ii. WAsP Turbine Editor

Το μέρος λογισμικού Επεξεργαστής Ανεμογεννητριών WAsP είναι υπεύθυνο για τη δημιουργία και την παραμετροποίηση του μοντέλου της ανεμογεννήτριας που θα χρησιμοποιηθεί. Παράμετροι όπως το ύψος του πύργου, η διάμετρος του ρότορα, η ταχύτητα έναρξης και η ταχύτητα αποκοπής εισάγονται στο λογισμικό, καθώς και οι χαρακτηριστικές καμπύλες ισχύος και αντίστασης. Με τη χρήση του Turbine Editor WAsP, δημιουργήθηκαν τα μοντέλα για τις ανεμογεννήτριες *Vestas V164 – 9,5MW*, *Vestas V236 – 15MW*, *Siemens Gamesa SG167-8MW* και *Siemens Gamesa SG154-6MW*.

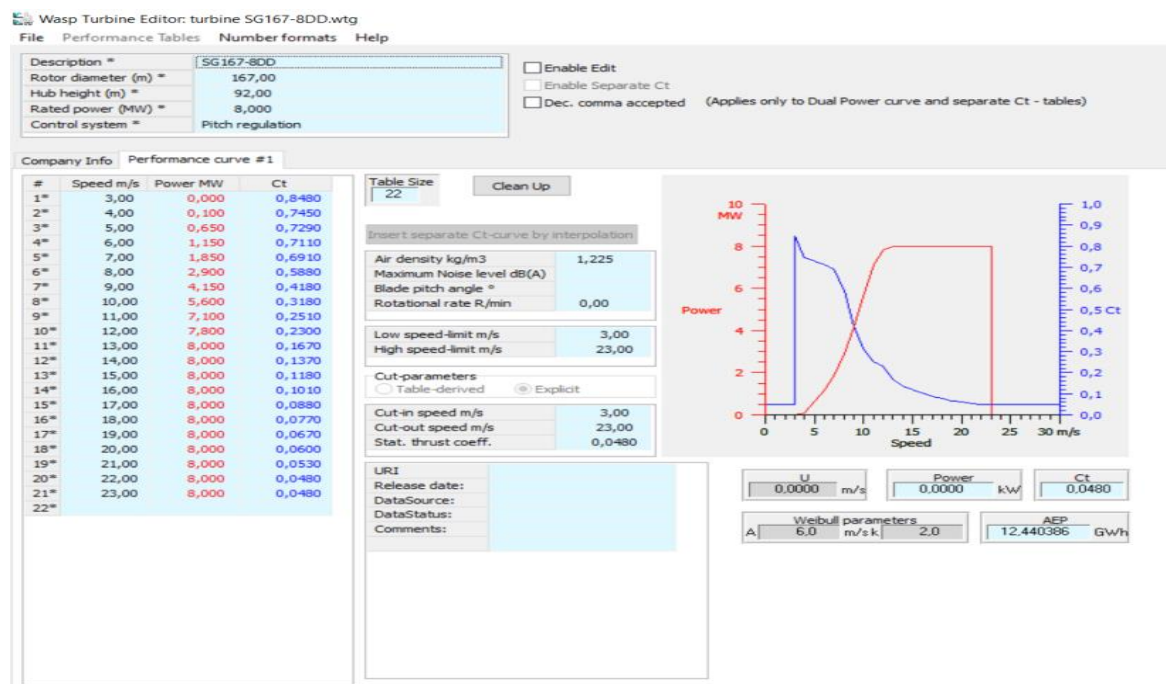


Εικόνα 19 Δημιουργία του προφίλ της Vestas V164 – 9,5MW στο Wind Turbine Editor

Η καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας Vestas V164 – 9,5 MW, η οποία διαμορφώθηκε στο υποπρόγραμμα του WAsP Wind Turbine Generator παρουσιάζεται στην (Εικόνα 20). Η συγκεκριμένη γεννήτρια έχει ονομαστική ισχύ 9,5 MW και διάμετρο ρότορα 164 μέτρων. Η καμπύλη ισχύος αναπαριστά τη σχέση μεταξύ της ταχύτητας του ανέμου και της ηλεκτρικής ισχύος που παράγεται, αρχίζοντας να παράγει ισχύ σε ταχύτητα ανέμου 3,5 m/s και φτάνει στην ονομαστική ισχύ της στα 14 m/s, ενώ η μέγιστη ταχύτητα ανέμου που μπορεί να αντέξει πριν απενεργοποιηθεί (cut-out) είναι 25 m/s [23].

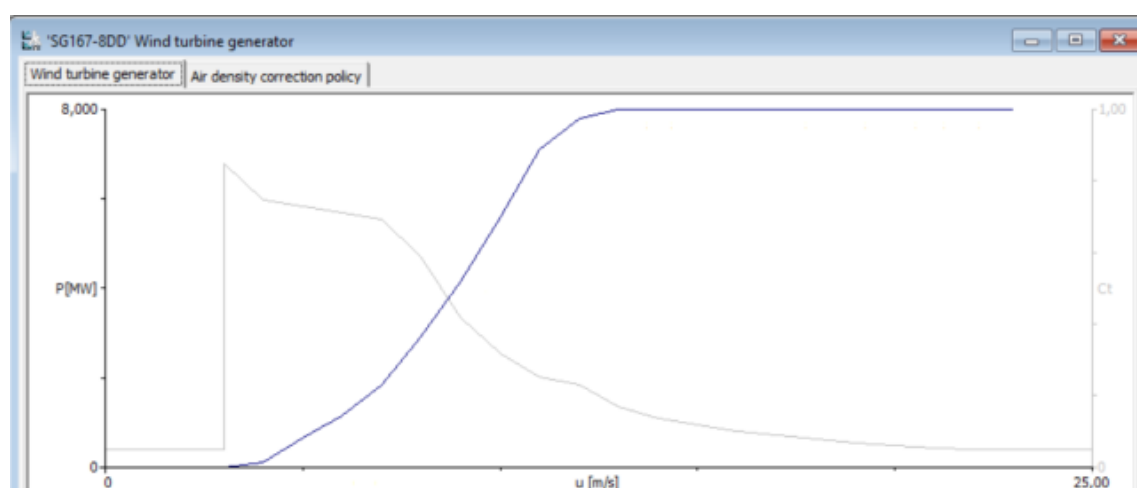


Εικόνα 20 Καμπύλη ισχύος Vestas V164 – 9,5 MW (WAsP 12.6.)

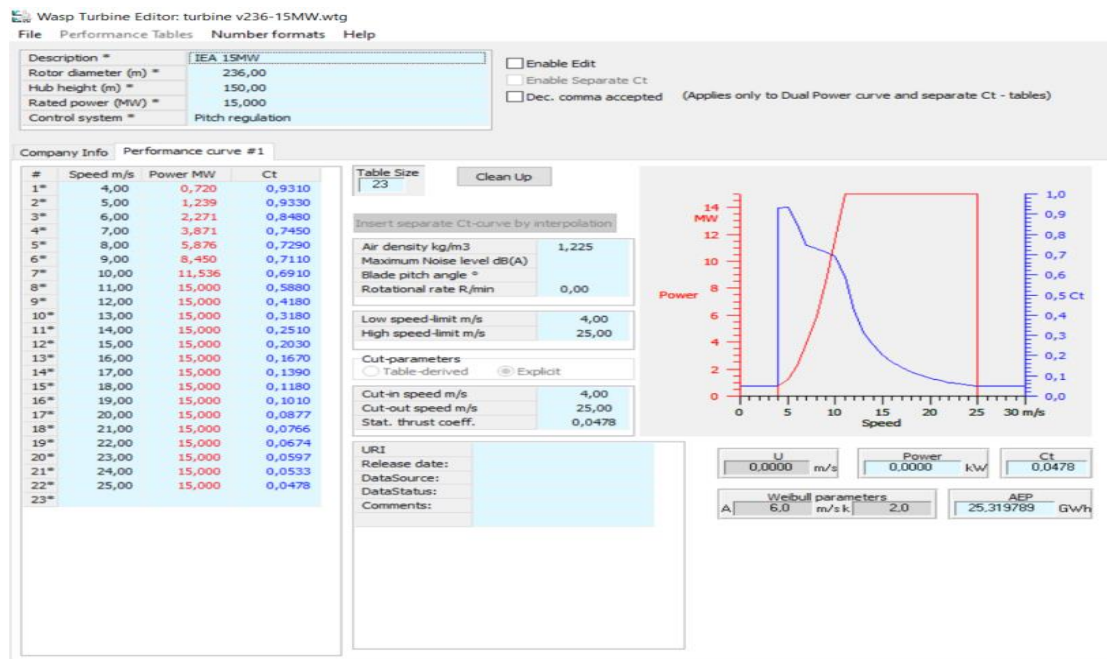


Εικόνα 21 Δημιουργία του προφίλ της Siemens Gamesa SG167 – 8MW στο Wind Turbine Editor

Η καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD, η οποία διαμορφώθηκε στο υποπρόγραμμα του WAsP Wind Turbine Generator (Εικόνα 22), είναι ένα βασικό στοιχείο για την κατανόηση της απόδοσής της σε διάφορες συνθήκες ανέμου. Αυτό το μοντέλο ανεμογεννήτριας έχει ονομαστική ισχύ 8,0 MW και διάμετρο ρότορα 167 μέτρων. Η αρχή της παραγωγής ενέργειας αρχίζει από μια ταχύτητα ανέμου μόλις 3 m/s, ενώ η ταχύτητα ανέμου για την ονομαστική ισχύ είναι 12 m/s. Το σύστημα απενεργοποιείται (cut-off) σε ταχύτητες ανέμου που ξεπερνούν τα 25 m/s.[23]

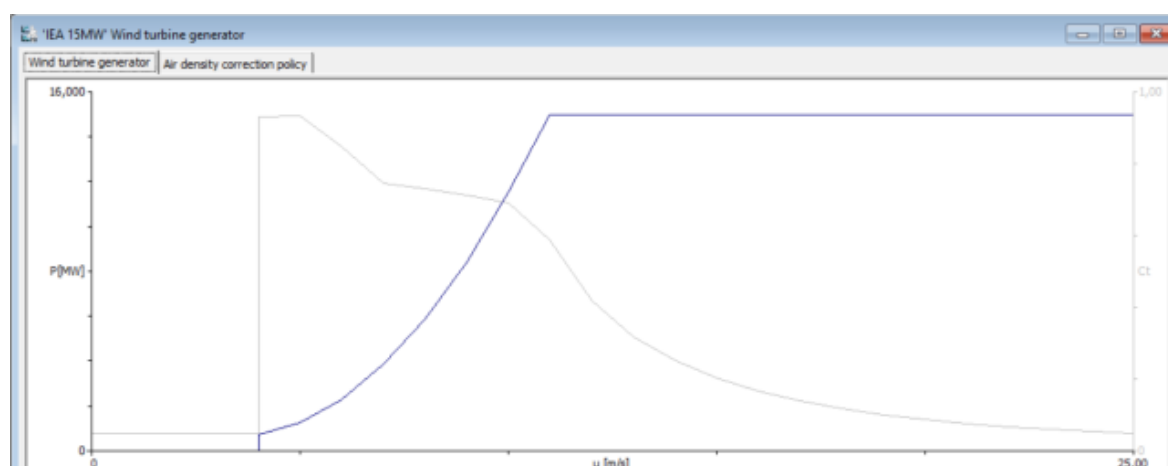


Εικόνα 22 Καμπύλη ισχύος SiemensGamesaSG167 - 8 MW (WAsP 12.6.)

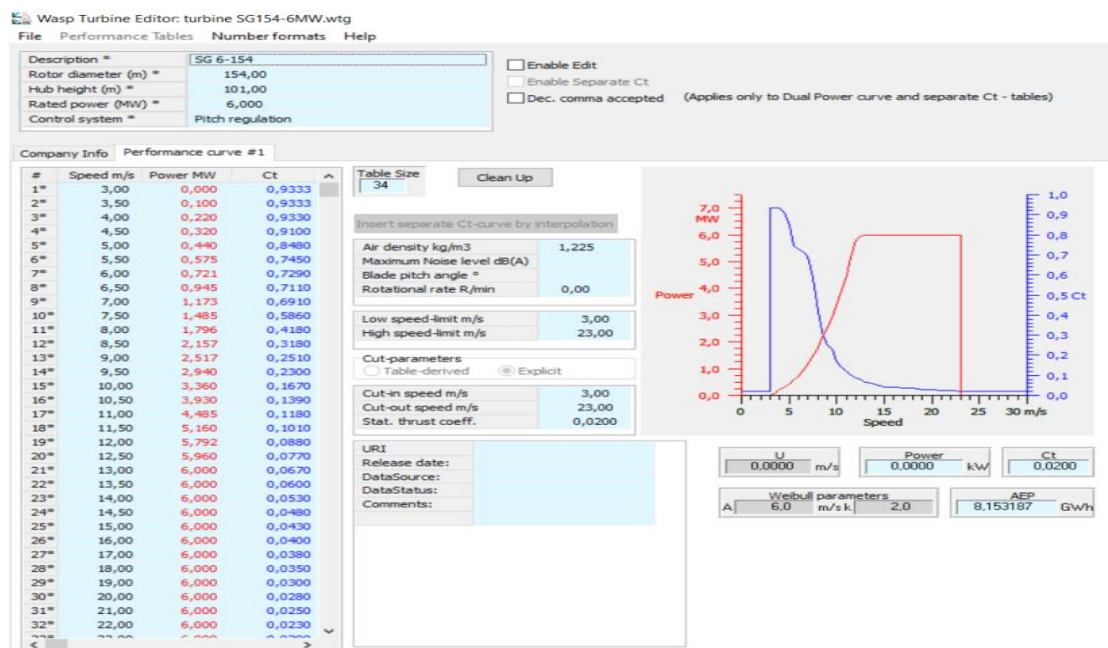


Εικόνα 23 Δημιουργία του προφίλ της Vestas V236 – 15MW στο Wind Turbine Editor

Η καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας Vestas V236 – 15 MW , η οποία διαμορφώθηκε στο υποπρόγραμμα του WAsP Wind Turbine Generator (Εικόνα 24). Η εν λόγω ανεμογεννήτρια διαθέτει ονομαστική ισχύ 15 MW και έχει την μεγαλύτερη διάμετρο ρότορα που έχει καταγραφεί παγκοσμίως στα 236 μέτρα. Η καμπύλη ισχύος εκφράζει τη σχέση της ταχύτητας ανέμου προς την παραγόμενη ηλεκτρική ισχύ, με την ανεμογεννήτρια να ξεκινά την παραγωγή ισχύος σε ταχύτητα ανέμου 3 m/s και να φτάνει την ονομαστική ισχύ στα 12 m/s, ενώ η μέγιστη ταχύτητα ανέμου που αντέχει πριν απενεργοποιηθεί (cut-off) είναι 30 m/s.[23]

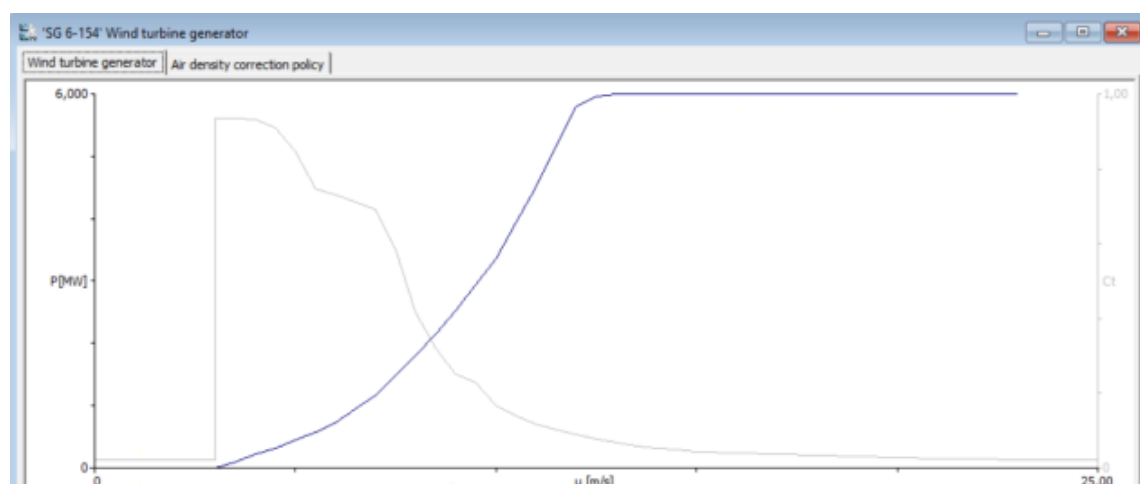


Εικόνα 24 Καμπύλη ισχύος Vestas V236 – 15 MW (WAsP 12.6.)



Εικόνα 25 Δημιουργία του προφίλ της Siemens Gamesa SG154 – 6MW στο Wind Turbine Editor

Η καμπύλη ισχύος του αιολικού σταθμού Siemens Gamesa SG 6.0-154 6MW διαμορφώθηκε στο υποπρόγραμμα του WAsP Wind Turbine Generator (Εικόνα 26). Αυτό το μοντέλο έχει ονομαστική ισχύ 6 MW και διάμετρο ρότορα 154 μέτρων. Η ανεμογεννήτρια ξεκινά να παράγει ισχύ σε ταχύτητες ανέμου 4 m/s και φτάνει την ονομαστική ισχύ στα 13 m/s.[23]



Εικόνα 26 Καμπύλη ισχύος Siemens Gamesa SG154-6MW Floating (WAsP 12.6.)

Οι πληροφορίες που προκύπτουν από τις επιμέρους εφαρμογές, καθώς και τα μετεωρολογικά στοιχεία που λαμβάνονται από την ηλεκτρονική διεύθυνση του Global Wind Atlas, καταχωρούνται στο πρόγραμμα WAsP. Εντός αυτού του πλαισίου, τα στοιχεία αυτά υφίστανται ανάλυση μέσω των εργαλειακών Terrain Analysis και Wind Farm, με τελικό σκοπό την ακριβή εκτίμηση των ενεργειακών παραμέτρων του αιολικού πάρκου.

Στα πλαίσια της ενεργειακής ανάλυσης θα εξεταστούν τέσσερις διαφορετικές ανεμογεννήτριες Vestas V164 – 9,5MW, Vestas V236 – 15MW, Siemens Gamesa SG167-8MW, οι οποίες θα τοποθετηθούν με σταθερή έδραση (fixed bottom) και η Siemens Gamesa SG154-6MW, η οποία θα είναι πλωτής βάσης (floating). Τα χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών παρουσιάζονται στον πίνακα 3.

Πίνακας 3 Συγκριτικός Πίνακας Τεχνικών Χαρακτηριστικών Διάφορων Μοντέλων Ανεμογεννητριών

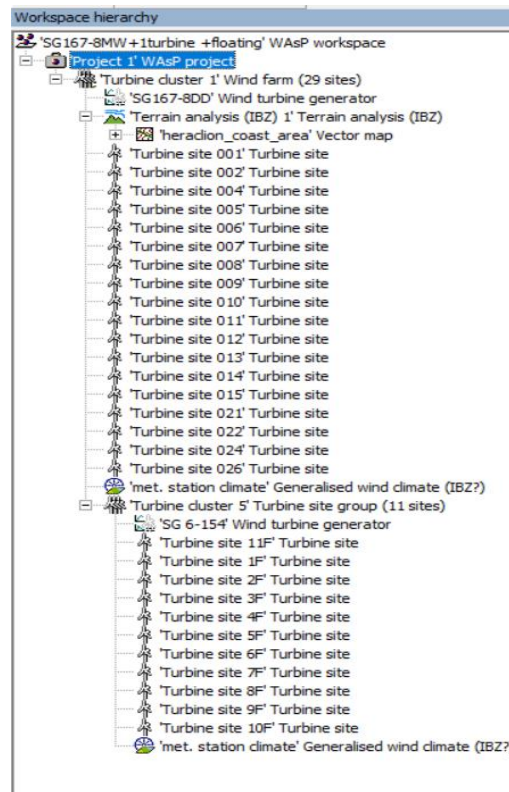
Συγκριτικός Πίνακας Τεχνικών Χαρακτηριστικών Διάφορων Μοντέλων Ανεμογεννητριών				
Χαρακτηριστικά ανεμογεννητριών Ανεμογεννήτρια	Vestas V164 – 9,5MW	Siemens Gamesa SG 8.0-167DD	Vestas V236 –15MW	Siemens Gamesa SG6.0-154DD
Μέγιστη Ισχύς	9,5 MW	8 MW	15 MW	6 MW
Ταχύτητα Έναρξης	3,5 m/s	3 m/s	4 m/s	3 m/s
Ταχύτητα Αποκοπής	24 m/s	23 m/s	24 m/s	23 m/s
Ύψος Πύργου	105m	92m	150m	101m
Διάμετρος Ρότορα	164m	167m	236m	154m
Σαρωμένη περιοχή	20,3	20,3	20,3	20,3
Τύπος	Fixed Bottom Σταθερής έδρασης	Fixed Bottom Σταθερής έδρασης	Fixed Bottom Σταθερής έδρασης	Floating Πλωτή

3.1.1 Ιεραρχική δομή ενός έργου στο WAsP

Μετά την ανάλυση των διάφορων υποπρογραμμάτων που απαιτούνται για την εκπόνηση της ενεργειακής ανάλυσης ενός αιολικού πάρκου, το επόμενο βήμα είναι η σύνθεση του κεντρικού προγράμματος μέσα στο περιβάλλον του WAsP. Σε αυτό το στάδιο, τα διάφορα στοιχεία που έχουν σχεδιαστεί στα προηγούμενα στάδια θα ενσωματωθούν ως είσοδοι στο κύριο πρόγραμμα. Η οργανωτική δομή που το λογισμικό ακολουθεί είναι κρίσιμη για την άρτια λειτουργία του, καθώς καθορίζει τις σχέσεις μεταξύ των διάφορων συστατικών του. Επιπλέον, οι οδηγίες χρήσης του WAsP παρέχουν καθοδήγηση για τον κατάλληλο τρόπο δημιουργίας αυτών των συνδέσεων.

3.1.2 Χώρος εργασίας (Workspace)

Στο WAsP, η δημιουργία ενός αιολικού πάρκου πραγματοποιείται μέσα σε έναν Χώρο Εργασίας (Workspace), όπου τα επιμέρους στοιχεία του προγράμματος ταξινομούνται σε μια καθορισμένη ιεραρχική σειρά, όπως παρουσιάζεται στην Εικόνα 27. Η διαδικασία ξεκινά με τον καθορισμό ενός Έργου (Project) εντός του Χώρου Εργασίας, το οποίο θα συγκεντρώνει και θα διαχειρίζεται όλες τις υπόλοιπες υπο-ενότητες.



Εικόνα 27 Ιεραρχική αναπαράσταση εργασιακού χώρου εργασίας στο λογισμικό WAsP, παρουσιάζοντας τη δομή δεδομένων.

3.1.3 Ανάλυση εδάφους (Terrain analysis)

Στο πλαίσιο του Έργου που έχει οριστεί στο WAsP, προστίθεται ο χάρτης της περιοχής που μελετάται, παρέχοντας στο λογισμικό τις απαραίτητες πληροφορίες για το ανάγλυφο και την επιφανειακή τραχύτητα της περιοχής. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω της διεξαγωγής μιας ανάλυσης του εδάφους, γνωστής ως Terrainanalysis (IBZ) (Εικόνα 28) στην οποία ενσωματώνεται ο χάρτης που έχει δημιουργηθεί. Είναι σημαντικό να τονιστεί ότι στο WAsP υπάρχουν δύο είδη ανάλυσης εδάφους: IBZ και CFD. Η μέθοδος IBZ, η οποία εφαρμόζεται στην παρούσα μελέτη, ακολουθεί τα παραδοσιακά μοντέλα των προηγούμενων εκδόσεων του WAsP, όπου η μεταβολή της τραχύτητας είναι βασισμένη στη θεωρία της εσωτερικής οριακής στρώσης και στο γραμμικοποιημένο μοντέλο ροής BZ, αποτελώντας τον πυρήνα του WAsP από την αρχική του δημιουργία το 1987. Αντίθετα, η επιλογή CFD είναι μια πιο πρόσφατη ενσωμάτωση, η οποία υπολογίζει την τραχύτητα του εδάφους χρησιμοποιώντας τεχνικές υπολογιστικής ρευστοδυναμικής.



Εικόνα 28 Ανάπτυξη τρισδιάστατης απεικόνισης εδαφικών σχηματισμών μέσω του WAsP

3.1.4 Γενικευμένο κλίμα ανέμου (Generalized wind climate)

Είναι σημαντικό να τονιστεί πως δεν υπήρξε ανάγκη χρήσης ειδικευμένου λογισμικού για τη διαμόρφωση των κλιματολογικών στοιχείων, δεδομένου ότι αυτά ελήφθησαν άμεσα μέσω της διαδικτυακής πλατφόρμας Global Wind Atlas. Τα εν λόγω στοιχεία διατίθενται υπό τη μορφή Γενικευμένου Κλίματος Ανέμου (Generalized Wind Climate - GWC) για τη συγκεκριμένη περιοχή ενδιαφέροντος και αναπαράγονται με την ενσωμάτωση κλιματικών δεδομένων στο λογισμικό WAsP. Αυτά τα δεδομένα περιλαμβάνουν πληροφορίες ανεμολογικού χαρακτήρα και διαγράμματα ανέμου για διάφορα επίπεδα ύψους και μήκη τραχύτητας.

3.1.5 Διάταξη Ανεμογεννητριών

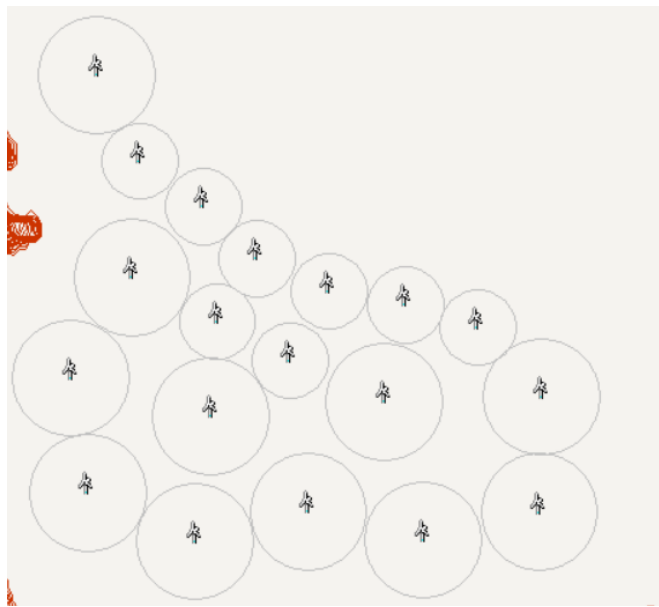
Η διάταξη τοποθέτησης σε κάθε σενάριο είναι τέτοια ώστε οι ανεμογεννήτριες να έχουν μέτωπο προς την κύρια διεύθυνση του ανέμου, δηλαδή προς τον βορειοδυτικό. Οι ανεμογεννήτριες σταθερού πυθμένα *Vestas V164 – 9,5 MW* έχουν απόσταση 7 διαμέτρων ρότορα στην κύρια διεύθυνση του ανέμου που ισούται με 1148m και 7 διαμέτρων στην κατεύθυνση που είναι κάθετη στην κύρια δηλαδή 1148 m, επίσης οι Πλωτές ανεμογεννήτριες *Siemens Gamesa SG154-6MW* έχουν απόσταση 7 διαμέτρων ρότορα στην κύρια διεύθυνση του ανέμου που ισούται με 1078m και 7 διαμέτρων στην κατεύθυνση που είναι κάθετη στην κύρια δηλαδή 1078m. Βάσει της συγκεκριμένης διάταξης μπορούν να εγκατασταθούν 19 ανεμογεννήτριες των 9,5 MW σταθερής βάσης και 10 ανεμογεννήτριες των 6MW πλωτής βάσης δηλαδή συνολικά 29 ανεμογεννήτριες. Οι κύκλοι που φαίνονται στην εικόνα αποτελούν ακτίνες περιορισμού για την απόσταση ανάμεσα σε αυτές όπως αναφέρεται παραπάνω. Η διάταξη εντός της περιοχής «Κόλπος Ηρακλείου» παρουσιάζεται στην εικόνα 29.



Εικόνα 29 Διάταξη τοποθέτησης Ανεμογεννητριών Σεναρίου 1.

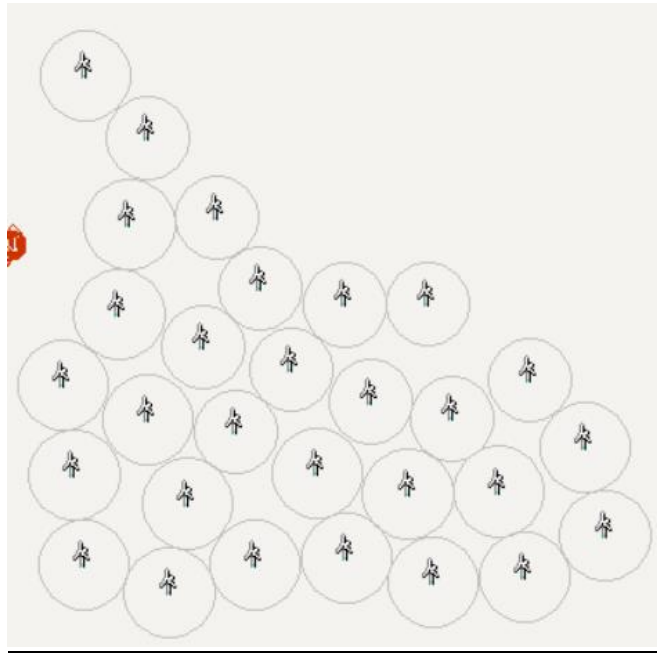
Οι ανεμογεννήτριες σταθερού πυθμένα *Vestas V236 – 15 MW* έχουν απόσταση 7 διαμέτρων ρότορα στην κύρια διεύθυνση του ανέμου που ισούται με 1652m και 7 διαμέτρων στην κατεύθυνση που είναι κάθετη στην κύρια δηλαδή 1652 m, επίσης οι

Πλωτές ανεμογεννήτριες Siemens Gamesa SG154-6MW έχουν απόσταση 7 διαμέτρων ρότορα στην κύρια διεύθυνση του ανέμου που ισούται με 1078m και 7 διαμέτρων στην κατεύθυνση που είναι κάθετη στην κύρια δηλαδή 1078m. Βάσει της συγκεκριμένης διάταξης μπορούν να εγκατασταθούν 11 ανεμογεννήτριες των 15 MW σταθερής βάσης και 8 ανεμογεννήτριες των 6MW πλωτής βάσης, δηλαδή 19 ανεμογεννήτριες συνολικά. Οι κύκλοι που φαίνονται στην εικόνα αποτελούν ακτίνες περιορισμού για την απόσταση ανάμεσα σε αυτές όπως αναφέρετε παραπάνω. Η διάταξη εντός της περιοχής «Κόλπος Ηρακλείου» παρουσιάζεται στην εικόνα 30.



Εικόνα 30 Διάταξη τοποθέτησης Ανεμογεννητριών Σεναρίου 2.

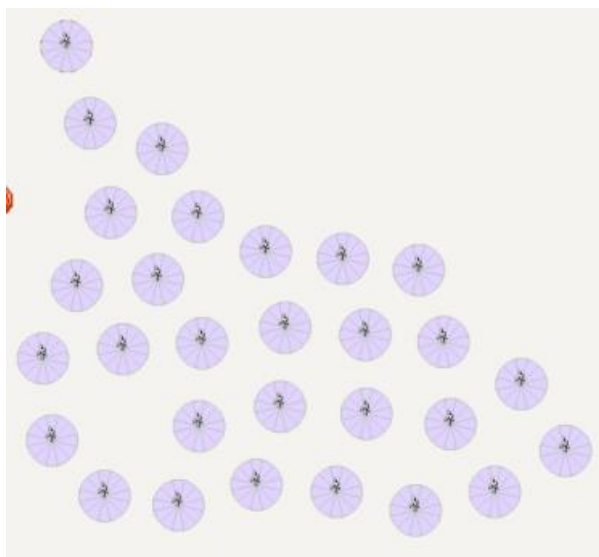
Οι ανεμογεννήτριες σταθερού πυθμένα Siemens Gamesa SG167-8MW έχουν απόσταση 7 διαμέτρων ρότορα στην κύρια διεύθυνση του ανέμου που ισούται με 1169m και 7 διαμέτρων στην κατεύθυνση που είναι κάθετη στην κύρια δηλαδή 1169 m, επίσης οι Πλωτές ανεμογεννήτριες Siemens Gamesa SG154-6MW έχουν απόσταση 7 διαμέτρων ρότορα στην κύρια διεύθυνση του ανέμου που ισούται με 1078m και 7 διαμέτρων στην κατεύθυνση που είναι κάθετη στην κύρια δηλαδή 1078 m. Βάσει της συγκεκριμένης διάταξης μπορούν να εγκατασταθούν 18 ανεμογεννήτριες των 8MW σταθερής βάσης και 11 ανεμογεννήτριες 6MW πλωτής βάσης, δηλαδή συνολικά 29 ανεμογεννήτριες. Οι κύκλοι που φαίνονται στην εικόνα αποτελούν ακτίνες περιορισμού για την απόσταση ανάμεσα σε αυτές όπως αναφέρετε παραπάνω. Η διάταξη εντός της περιοχής «Κόλπος Ηρακλείου» παρουσιάζεται στην εικόνα 31.



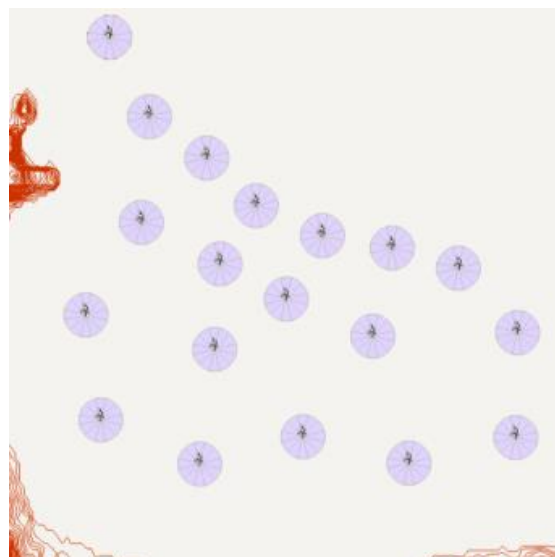
Εικόνα 31 Διάταξη τοποθέτησης Ανεμογεννητριών Σεναρίου 3.

3.1.6 Εμπόδια (Obstacles)

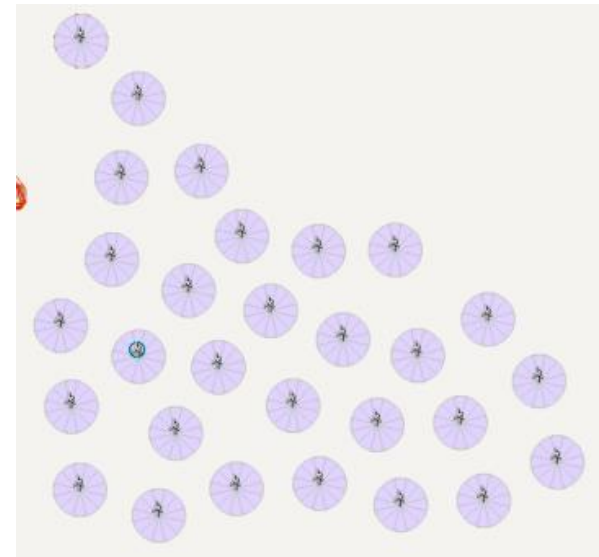
Το WAsP προσφέρει την επιλογή να μοντελοποιήσει φυσικά εμπόδια που μπορεί να μειώσουν το αιολικό δυναμικό που είναι διαθέσιμο για εκμετάλλευση σε μια δεδομένη περιοχή. Οι απώλειες από τη σκίαση που προκαλούνται στις ανεμογεννήτριες προέρχονται από την αμοιβαία επίδραση που έχουν η μία στην άλλη, μειώνοντας την ταχύτητα του ανέμου που φτάνει στα πτερύγια τους. Για να αντιμετωπιστούν αυτές οι απώλειες, στην προκαταρκτική μελέτη ορίστηκαν ελάχιστες αποστάσεις μεταξύ των ανεμογεννητριών. Συγκεκριμένα, σε όλα τα σενάρια εφαρμόστηκε ο κανόνας όπου η ελάχιστη απόσταση μεταξύ των ανεμογεννητριών θα πρέπει να είναι 7 διαμέτρους του ρότορα στην κατεύθυνση αντίθετου ανέμου και 7 διαμέτρους του ρότορα για την πλευρική κατεύθυνση του ανέμου, με στόχο τη μείωση των απωλειών από την αλληλεπίδραση των ανεμογεννητριών (Εικόνα 34, Εικόνα 35, Εικόνα 36).



Εικόνα 32 Εμπόδια Σεναρίου 1: V164-9.5MW & SG154-6MW



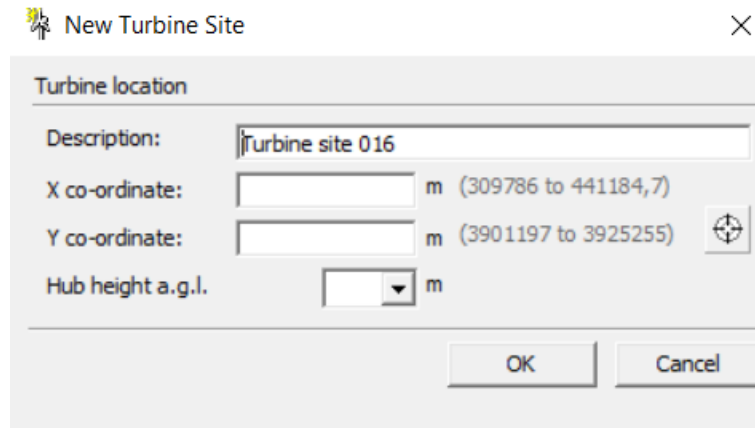
Εικόνα 33 Εμπόδια Σενάριο 2: V236-15MW & SG154-6MW



Εικόνα 34 Εμπόδια Σενάριο 3: SG167-8MW & SG154-6MW

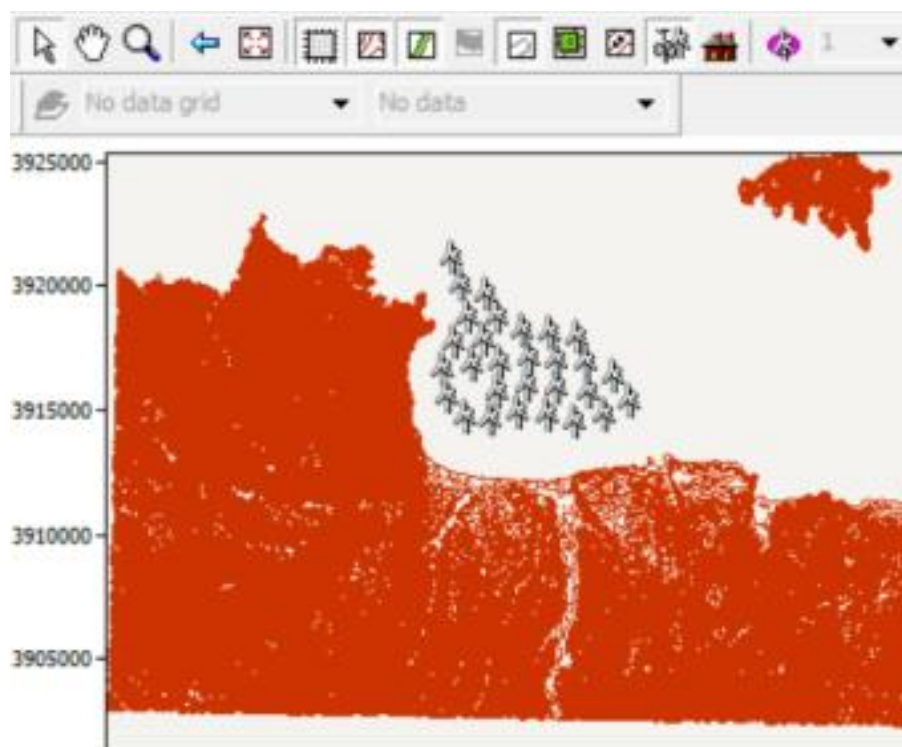
3.1.7 Αιολικό πάρκο (Windfarm)

Στη συνέχεια της διαδικασίας, προχωράμε στην καθορισμό της ακριβούς τοποθεσίας και του μοντέλου των ανεμογεννητριών που θα συγκροτήσουν το αιολικό πάρκο. Αυτό επιτυγχάνεται εισάγοντας τις συντεταγμένες και τις θέσεις των ανεμογεννητριών (Turbine sites) (Εικόνα 32)



Εικόνα 35 Περιβάλλον εισαγωγής δεδομένων για τοποθέτηση ανεμογεννήτριας στο πεδίο εργασίας WAsP

Εφόσον εισάγονται το προφίλ της ανεμογεννήτριας, οι συντεταγμένες και τα κλιματικά δεδομένα τοποθετούνται οι ανεμογεννήτριες στον χάρτη. Η εικόνα που ακολουθεί είναι ενδεικτικά το Σενάριο 1 (Εικόνα 33).



Εικόνα 36 Τοποθέτηση Ανεμογεννήτριών στο WAsP σεναρίου 1

Ο εικονιζόμενος πίνακας 4 παρέχει μια εκτενή ανάλυση των ανεμολογικών συνθηκών σχετικά με το Σενάριο 1 της παρούσας μελέτης, όπου λαμβάνονται υπόψη δύο

διαφορετικά μοντέλα ανεμογεννητριών σταθερής έδρασης (fixed bottom) Vestas V164 – 9,5 MW και πλωτές (floating) Siemens Gamesa SG154–6MW. Οι γωνίες που αναγράφονται στον πίνακα αντιστοιχούν στις κατευθύνσεις από τις οποίες προέρχεται ο άνεμος, εκφρασμένες σε μοίρες.

Η στήλη 'Συχνότητα' δείχνει το ποσοστό εμφάνισης του ανέμου από κάθε κατεύθυνση, παρέχοντας μια εικόνα για τη συχνότητα των πιο επικρατούντων ανεμολογικών συνθηκών.

Οι παράμετροι Weibull-A και Weibull-k αποτελούν σημαντικά μέρη της κατανομής Weibull, η οποία χρησιμοποιείται ευρέως για να προσομοιώσει την ταχύτητα του ανέμου και να εκτιμήσει την ενεργειακή παραγωγή από ανεμογεννήτριες.

Ο παράγοντας Weibull-A αντιστοιχεί στην κλίμακα της κατανομής και είναι στενά συνδεδεμένος με τη μέση ταχύτητα του ανέμου. Μια υψηλότερη τιμή του Weibull-A υποδηλώνει μια γενικά υψηλότερη ταχύτητα ανέμου σε μια περιοχή, πράγμα που είναι θετικό για την παραγωγή ενέργειας από ανεμογεννήτριες.

Ο παράγοντας Weibull-k αντιστοιχεί στο σχήμα της κατανομής και δίνει μια ένδειξη για τη σταθερότητα της ταχύτητας του ανέμου. Υψηλότερη τιμή Weibull-k δείχνει πιο σταθερές συνθήκες ανέμου, με λιγότερη διακύμανση της ταχύτητας, ενώ μια χαμηλότερη Weibull-k δείχνει περισσότερη αβεβαιότητα και μεγαλύτερη διασπορά στις ταχύτητες του ανέμου. Αναλύοντας τα δεδομένα Weibull-k από τον πίνακα ανεμολογικών στοιχείων, παρατηρούμε ότι οι υψηλότερες τιμές Weibull-k που αντιστοιχούν σε στενότερες κατανομές ταχυτήτων ανέμου, εντοπίζονται στις κατευθύνσεις των 270° και 300° με τιμές 3,15 και 2,96 αντίστοιχα. Επιπλέον, η συχνότητα εμφάνισης των ανέμων από αυτές τις κατευθύνσεις είναι η υψηλότερη στο σύνολο της μελέτης, με τιμές 21,9% και 38,8% αντιστοίχως. Αυτές οι παρατηρήσεις υποδεικνύουν ότι οι πιο συνεπείς και σταθεροί άνεμοι προέρχονται από τη βορειοδυτική κατεύθυνση. Συνεπώς, η στρατηγική τοποθέτησης των ανεμογεννητριών έγινε κατάλληλα επιλέγοντας τη βορειοδυτική κατεύθυνση, ώστε να μεγιστοποιηθεί η απόδοση της ενεργειακής παραγωγής από τις κυρίαρχες ανεμολογικές συνθήκες.

Η στήλη 'Μέση ταχύτητα ανέμου' δείχνει τη μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου σε μέτρα ανά δευτερόλεπτο για κάθε δοσμένη κατεύθυνση. Αυτό είναι ένα θεμελιώδες δεδομένο για την ανάλυση της αιολικής απόδοσης, καθώς οι ταχύτητες ανέμου αποτελούν βασικό παράγοντα στην πρόβλεψη της παραγόμενης ενέργειας.

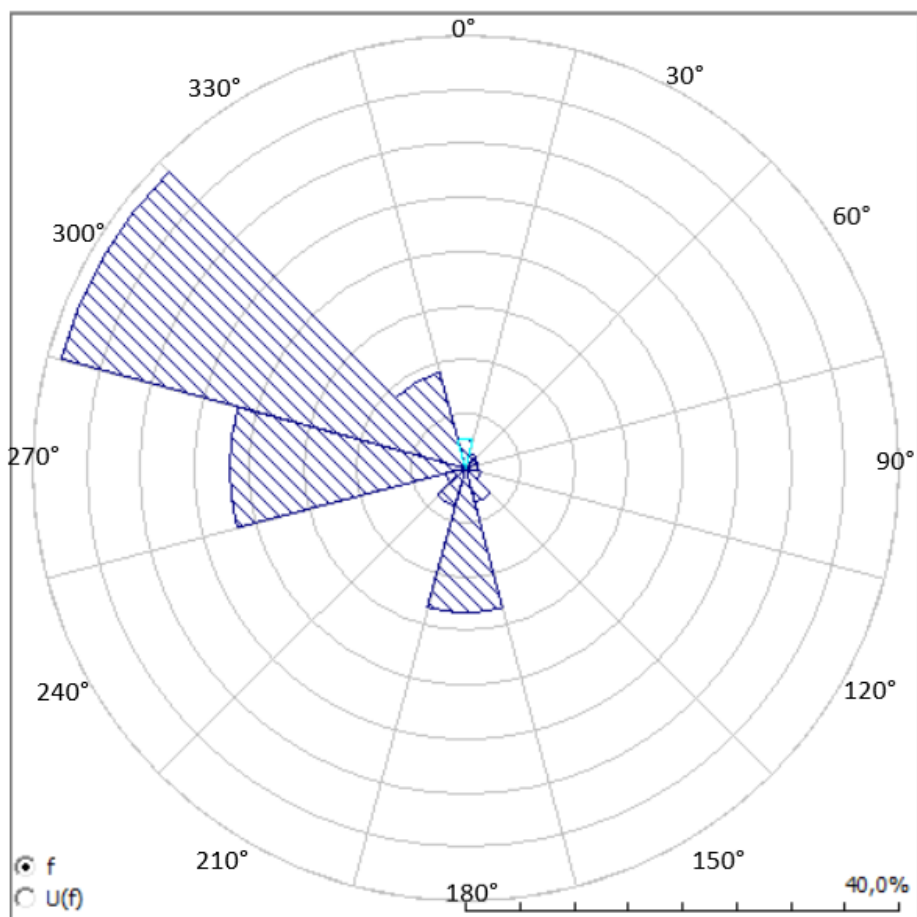
Πίνακας 4 Ανεμολογικά δεδομένα σεναρίου 1 (V164 – 9,5MW &SG154-6MW) (WAsP 12.6)

Σενάριο 1 (V164 – 9,5MW &SG154-6MW)				
Γωνία [°]	Συχνότητα[%]	Weibull-A [m/s]	Weibull-k	Μέση ταχύτητα ανέμου [m/s]
0°	2,7	4	1,36	3,7
30	1,4	2,5	1,19	2,32
60	1,2	2,9	1,26	2,65
90	1,1	3,6	1,36	3,29
120	1,5	2,8	1,33	2,58
150	3,3	4,3	0,95	4,36
180	13,4	9,8	1,56	8,85
210	3,6	3,7	0,94	3,79
240	2	3,2	1,02	3,14
270	21,9	9,7	3,15	8,68
300	38,8	8,4	2,96	7,54
330	9,2	6,7	1,84	5,94
Σύνολο				7,13

Το διάγραμμα που παρουσιάζεται (Εικόνα 38) είναι ένα ροδόγραμμα (windrose), το οποίο απεικονίζει την κατανομή της συχνότητας και της διεύθυνσης των ανέμων για μια δεδομένη τοποθεσία, συγκεκριμένα της μελέτης περίπτωσης του κόλπου Ηρακλείου, στην Κρήτη. Σε αυτό το διάγραμμα, οι διαφορετικές γωνίες αντιστοιχούν στις κατευθύνσεις από τις οποίες πνέουν οι άνεμοι, ενώ η ακτινική απόσταση από το κέντρο δείχνει τη συχνότητα εμφάνισης ανέμων από αυτές τις κατευθύνσεις.

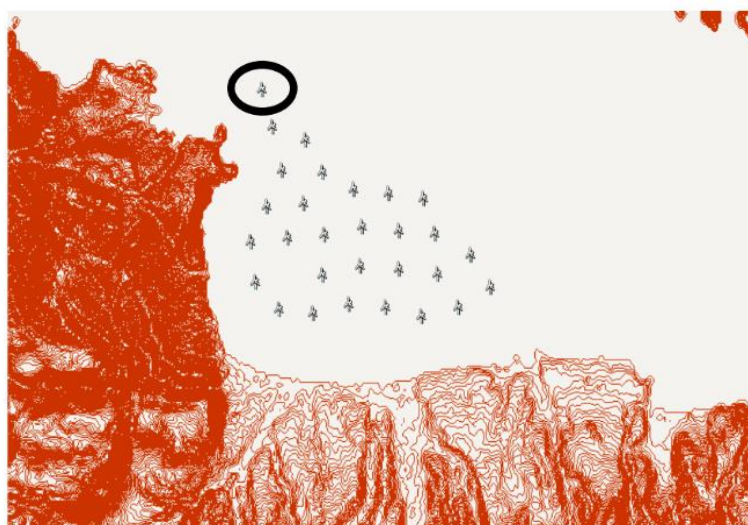
Τα μπλε μοτίβα υποδεικνύουν τα διαστήματα κατεύθυνσης με τη μεγαλύτερη συχνότητα, δίνοντας μια οπτική αναπαράσταση της διασποράς των ανέμων στην περιοχή μελέτης. Το διάγραμμα δείχνει ότι οι κυριότερες κατευθύνσεις των ανέμων είναι περίπου στα 270° και 300°, πράγμα που σημαίνει ότι οι άνεμοι πνέουν συχνά από τη δυτική προς τη βορειοδυτική κατεύθυνση.

Αυτός ο τύπος ανάλυσης είναι ουσιαστικός για το σχεδιασμό και την τοποθέτηση ανεμογεννητριών, καθώς η αποδοτικότητα τους εξαρτάται άμεσα από την κατεύθυνση και τη συχνότητα των ανέμων. Η κατανόηση του ανεμολογικού προφίλ είναι απαραίτητη για τη βέλτιστη αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας στην επιλεγμένη περιοχή, και το ροδόγραμμα είναι ένα ιδανικό εργαλείο για να παρέχει αυτήν την πληροφορία.



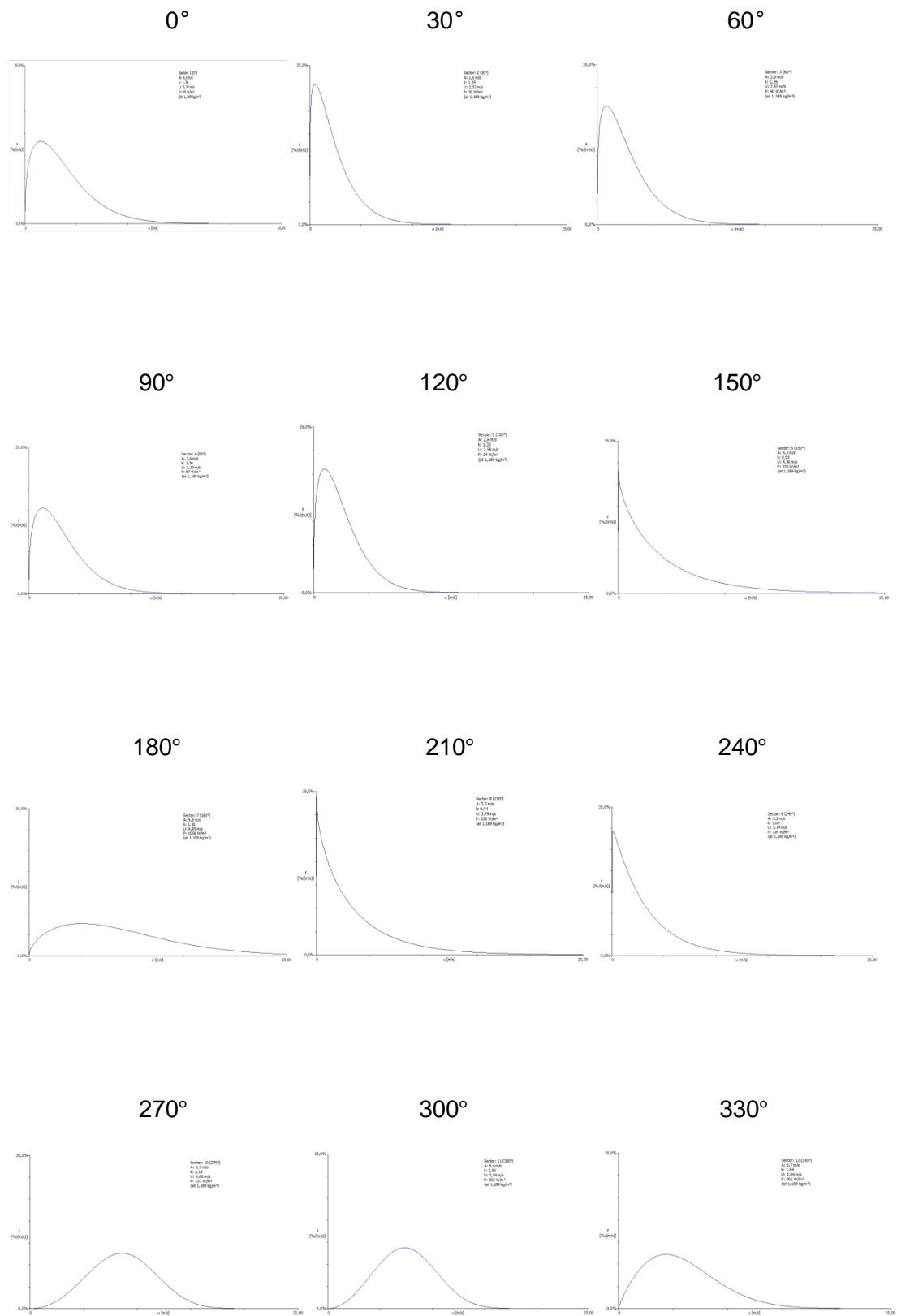
Εικόνα 37 Ροδόγραμμα ανέμου που αναπαριστά την κατανομή και τη συχνότητα των κυρίαρχων κατευθύνσεων ανέμου για το Σενάριο 1

Το λογισμικό παρέχει τη δυνατότητα ανάλυσης των ανεμολογικών στοιχείων για κάθε κατεύθυνση, ξεκινώντας από το βόρειο άξονα, όπως αναγράφεται και απεικονίζεται στα παρακάτω διαγράμματα για μια από τις ανεμογεννήτριες του αιολικού πάρκου, συγκεκριμένα για την Turbine site 001 η οποία είναι σταθερής έδρασης (fixed bottom) για το σενάριο 1 (Εικόνα 38).



Εικόνα 38 Διευκρίνιση της Υπεράκτιας Αιολικής Ανεμογεννήτριας με όνομα Α/Γ001

Διαγράμματα Συχνότητας Ανέμου Ανά Κατεύθυνση για Διάφορες Γωνίες Μέτρησης
Turbine stite 001 σενάριο 1.



Ο παρακάτω πίνακας 5 απεικονίζει τα συνολικά αποτελέσματα από την ανάλυση ενεργειακής παραγωγής του Σεναρίου 1. Περιλαμβάνονται οι πλωτές (floating) ανεμογεννήτριες της Siemens Gamesa SG154-6MW και οι σταθερής έδρασης (fixed-bottom) της Vestas V164-9,5MW. Η ανάλυση δίνει το συνολικό αριθμό των ανεμογεννητριών και παρέχει στατιστικά δεδομένα όπως το συνολικό καθαρό και ακαθάριστο προβλεπόμενο ετήσιο ενεργειακό προϊόν σε GWh.

Συγκεκριμένα, ο πίνακας δείχνει τη συνολική ακαθάριστη ενεργειακή παραγωγή (Total gross AEP), τη συνολική καθαρή ενεργειακή παραγωγή (Total net AEP) λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες από τον ανεμοστρόβιλο (wake loss), και τις αντίστοιχες ελάχιστες και μέγιστες τιμές τους. Επίσης, παρατίθεται ο παράγοντας ικανότητας (capacity factor), η μέση ταχύτητα του ανέμου με και χωρίς τις μειώσεις (wake-reduced), η πυκνότητα του αέρα και η πυκνότητα ισχύος, καθώς και ο δείκτης RIX, ο οποίος αφορά τον κίνδυνο από το περιβάλλον και την επικινδυνότητα της τοποθεσίας.

Αυτά τα δεδομένα είναι απαραίτητα για την εκτίμηση της συνολικής απόδοσης των ανεμογεννητριών και για την προσδιοριστική αξιολόγηση της βιωσιμότητας της επένδυσης στην αιολική ενέργεια στην εν λόγω περιοχή. Η ανάλυση αυτή προσφέρει μια ολοκληρωμένη εικόνα για την προσδοκώμενη ενεργειακή απόδοση και είναι κρίσιμη για την λήψη αποφάσεων σχετικά με την πιθανή ανάπτυξη του αιολικού πάρκου.

Ο παράγοντας ικανότητας αντιπροσωπεύει την αναλογία της πραγματικής ενεργειακής παραγωγής ενός αιολικού πάρκου σε σχέση με την ιδανική, θεωρητική παραγωγή εάν οι ανεμογεννήτριες λειτουργούσαν συνεχώς στη μέγιστη ισχύ τους. Η τιμή του παράγοντα ικανότητας για το παρόν αιολικό πάρκο είναι 27,7%, η οποία θεωρείται ανταγωνιστική για την αιολική βιομηχανία και υποδηλώνει μια σταθερή και αξιόπιστη αιολική παραγωγή στο διάστημα της λειτουργίας [24].

Η συνολική ακαθάριστη ενεργειακή παραγωγή (Total gross AEP), το οποίο ανέρχεται σε 635,447 GWh, αντικατοπτρίζει την ονομαστική παραγωγική ικανότητα του αιολικού πάρκου και υποδηλώνει τον όγκο της παραγόμενης ενέργειας πριν από την εφαρμογή τυχόν απωλειών. Αυτή η τιμή είναι σημαντική για την αξιολόγηση της συνολικής ενεργειακής αποδοτικότητας και της ενεργειακής συνεισφοράς του πάρκου στο ενεργειακό δίκτυο.

Σε αντίθεση με την ακαθάριστη ενεργειακή παραγωγή, η συνολική καθαρή ενεργειακή παραγωγή (Total net AEP) αντικατοπτρίζει την ποσότητα της ενέργειας που πραγματικά διατίθεται για χρήση μετά την εξαίρεση όλων των λειτουργικών απωλειών. Η τιμή που έχει καταγραφεί για τη καθαρή ενεργειακή παραγωγή είναι 607,945 GWh, δείχνοντας ότι το αιολικό πάρκο διατηρεί υψηλά επίπεδα αποδοτικότητας με σχετικά χαμηλές απώλειες. Αυτός ο δείκτης είναι θεμελιώδης για την κατανόηση της πραγματικής ενεργειακής προσφοράς του πάρκου και την αξιολόγηση του αντίκτυπού του στην ενεργειακή αγορά.

Πίνακας 5 Αποτελέσματα από την ανάλυση ενεργειακής παραγωγής του Σεναρίου 1

Ανάλυση ενεργειακής παραγωγής του Σεναρίου 1				
Floating Wind Turbines	Siemens Gamesa SG154-6MW	10		
Fixed-Bottom Wind Turbines	Vestas V164-9,5MW	19		
Σύνολο Ανεμογεννητριών		29		
Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	635,45	21,91	15,24	26,35
Total net AEP [GWh]	607,95	20,96	14,22	26,21
Proportional wake loss [%]	4,33	-	0,33	7,65
Capacity factor [%]	27,7	-	26,9	29,9
Mean speed [m/s]	-	7,02	6,86	7,13
Mean speed (wake-reduced) [m/s]	-	6,84	6,71	7,11
Air density [kg/m³]	-	1,19	1,19	1,19
Power density [W/m²]	-	432	409	447
RIX [%]	-	-	0	5,1

Παρόμοια με τον Πίνακα 4, ο Πίνακας 6 παρουσιάζει την ανεμολογική ανάλυση για το Σενάριο 2, αξιοποιώντας τα μοντέλα ανεμογεννητριών Vestas V236 – 15MW σταθερής έδρασης βάσης και Siemens Gamesa SG154 – 6MW πλωτής βάσης. Στον πίνακα αυτόν, οι κατευθύνσεις των ανέμων, η συχνότητα εμφάνισης και οι παράμετροι Weibull-A και Weibull-k καταγράφονται με τον ίδιο τρόπο, αλλά με διαφορετικά δεδομένα αντίστοιχα για το δεύτερο σενάριο. Συγκρίνοντας τα δύο σενάρια, παρατηρούμε ότι στο Σενάριο 2, η συχνότητα των ανέμων από τις βασικές κατευθύνσεις 270° και 300° παραμένει υψηλή, διατηρώντας την σημασία της βορειοδυτικής κατεύθυνσης για την απόδοση της ενεργειακής παραγωγής.

Ειδικά για το Σενάριο 2, τονίζεται η εμφάνιση υψηλότερων τιμών Weibull-k στις κατευθύνσεις των 270° και 300°, ενισχύοντας το συμπέρασμα ότι οι άνεμοι είναι συνεπείς και σταθεροί. Αυτό υποδηλώνει επίσης ότι οι ταχύτητες των ανέμων σε αυτές τις κατευθύνσεις παρουσιάζουν λιγότερη διακύμανση σε σχέση με το Σενάριο 1, παρέχοντας μια πιο σταθερή βάση για την προβλεπόμενη ενεργειακή παραγωγή. Οι μέσες ταχύτητες ανέμου επίσης διαφέρουν, καταδεικνύοντας τις προκλήσεις και τις ευκαιρίες που παρέχει το κάθε σενάριο για την αξιοποίηση της αιολικής δυναμικότητας της περιοχής.

Πίνακας 6 Ανεμολογικά δεδομένα σεναρίου 2 (V236-15MW & SG154-6MW)

Σενάριο 2 (V236-15MW & SG154-6MW)				
Γωνία [°]	Συχνότητα[%]	Weibull-A [m/s]	Weibull-k	Μέση ταχύτητα ανέμου [m/s]
0	2,7	4,5	1,46	4,05
30	1,4	2,8	1,29	2,59
60	1,2	3	1,39	2,7
90	1,1	4	1,49	3,6
120	1,5	3,3	1,61	2,96
150	3,3	4,6	1	4,56
180	13,4	11,1	1,73	9,93
210	3,6	3,8	0,93	3,98
240	2	3,2	0,94	3,25
270	21,9	10,5	3,13	9,39
300	38,7	8,9	3,03	7,99
330	9,2	7	1,92	6,23
Συνολικά	-	-	-	7,68

Ο παρακάτω πίνακας 7 απεικονίζει τα συνολικά αποτελέσματα από την ανάλυση ενεργειακής παραγωγής για του Σεναρίου 2. Συγκεκριμένα, ο πίνακας περιλαμβάνει τις πλωτές ανεμογεννήτριες (floating) Siemens Gamesa SG154-6MW και τις σταθερής έδρασης ανεμογεννήτριες (fixed bottom) Vestas V236-15MW, με το συνολικό αριθμό ανεμογεννητριών να φτάνει τις 19.

Για το σενάριο 2, το συνολικό ακαθάριστο ετήσιο ενεργειακό προϊόν AEP είναι 708,644 GWh, δείχνοντας μια ελαφρώς αυξημένη προβλεπόμενη παραγωγική ικανότητα σε σύγκριση με το σενάριο 1. Αυτό υποδηλώνει μια αναμενόμενη αύξηση στην παραγωγή ενέργειας, πιθανώς λόγω του μεγαλύτερου μεγέθους ή της βελτιωμένης τεχνολογίας των ανεμογεννητριών.

Το καθαρό ετήσιο ενεργειακό προϊόν για το σενάριο 2 είναι 676,314 GWh, παρέχοντας μια ακόμη ενδεικτική μέτρηση της αποδοτικότητας του αιολικού πάρκου. Αν και το καθαρό AEP είναι μικρότερο από το ακαθάριστο, λόγω των αναπόφευκτων λειτουργικών απωλειών, η απόδοση παραμένει εξαιρετικά υψηλή.

Ο παράγοντας ικανότητας (Capacity Factor) για το σενάριο 2 είναι 36,2%, μια σημαντική αύξηση σε σχέση με το σενάριο 1. Αυτός ο αυξημένος παράγοντας υποδεικνύει ότι το αιολικό πάρκο λειτουργεί με μεγαλύτερη συνέπεια στον μέγιστο ονομαστικό ρυθμό του, οπότε η επιλογή των ανεμογεννητριών και η τοποθεσία τους είναι πιο βέλτιστες σε αυτό το σενάριο.

Τα δεδομένα αυτά, συνολικά, αντανακλούν την ενεργειακή αποδοτικότητα του σχεδιασμού του αιολικού πάρκου κάτω από τις συνθήκες του δεύτερου σεναρίου και αποτελούν ένδειξη της βελτιωμένης απόδοσης σε σχέση με το πρώτο σενάριο.

Πίνακας 7 Αποτελέσματα από την ανάλυση ενεργειακής παραγωγής του Σεναρίου 2

Ανάλυση ενεργειακής παραγωγής του Σεναρίου 2				
Floating Wind Turbines	SG154-6MW	8		
Fixed-Bottom Wind Turbines	V236-15MW	11		
Σύνολο Ανεμογεννητριών		19		
Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	708,64	37,30	15,3	54,94
Total net AEP [GWh]	676,31	35,60	13,98	54,47
Proportional wake loss [%]	4,56	-	0,37	8,65
Capacity factor [%]	36,2	-	26,6	41,4
Mean speed [m/s]	-	7,33	7	7,68
Mean speed (wake-reduced) [m/s]	-	7,16	6,71	7,64
Air density [kg/m³]	-	1,19	1,18	1,19
Power density [W/m²]	-	484	429	540
RIX [%]	-	-	0	5,4

Στο Σενάριο 3, η ανεμολογική ανάλυση επικεντρώνεται στην απόδοση δύο τύπων ανεμογεννητριών, οι σταθερής έδρασης (fixed bottom) Siemens Gamesa SG167-8MW και οι πλωτές (floating) Siemens Gamesa SG154-6MW. Αναλύοντας τα στοιχεία του Σεναρίου 3, παρατηρούμε ότι οι τιμές Weibull-k και Weibull-A είναι χαμηλότερες σε σχέση με τα Σενάρια 1 και 2, ειδικά στις σημαντικές κατευθύνσεις των 270° και 300°. Αυτό συνηγορεί σε μια πιο μεγάλη διακύμανση των ταχυτήτων ανέμου στο Σενάριο 3, δείχνοντας ότι οι ανεμολογικές συνθήκες ενδέχεται να μην είναι τόσο ιδανικές για αιολική παραγωγή όσο στα προηγούμενα σενάρια. Παρόλα αυτά, η συχνότητα εμφάνισης ανέμων είναι παρόμοια, υποδηλώνοντας ότι οι άνεμοι πνέουν ακόμα συχνά από αυτές τις κατευθύνσεις, αλλά με μεγαλύτερη αβεβαιότητα στις ταχύτητες τους. Αυτό μπορεί να επηρεάσει τη σχεδίαση και την αποδοτικότητα του αιολικού πάρκου στο συγκεκριμένο σενάριο.

Πίνακας 8 Ανεμολογικά δεδομένα σεναρίου 3 (SG167-8MW & SG 154-6MW)

Σενάριο 3 (SG167-8MW & SG 154-6MW)				
Γωνία [°]	Συχνότητα[%]	Weibull-A [m/s]	Weibull- k	Μέση ταχύτητα ανέμου [m/s]
0	2,8	3,9	1,32	3,62
30	1,4	2,4	1,15	2,27
60	1,2	2,7	1,21	2,56
90	1	3,4	1,31	3,09
120	1,4	2,6	1,27	2,4
150	2,9	3,2	0,88	3,44
180	13,9	9,6	1,52	8,68
210	3,7	3,6	0,93	3,72
240	1,9	3	1,01	3,02
270	21,7	9,1	3,1	8,14
300	37,3	8	2,88	7,1
330	10,6	6,7	1,89	5,94
Σύνολο				6,78

Στην ανάλυση των ανεμολογικών σεναρίων που πραγματοποιήθηκε, εντοπίστηκαν διαφοροποιήσεις στα δεδομένα που μπορεί να οφείλονται σε σφάλματα μέτρησης ή ερμηνείας, αλλά και σε πραγματικές ανεμολογικές διακυμάνσεις λόγω της διαφορετικής αλληλεπίδρασης των ανεμογεννητριών με το ανεμολογικό πεδίο, λόγω των διαφορών στο ύψος του ρότορα και της μεταβλητότητας των συντεταγμένων τοποθέτησης. Η επιδίωξη για τοποθέτηση του μέγιστου αριθμού ανεμογεννητριών στη διαθέσιμη έκταση είχε ως αποτέλεσμα την τοποθέτηση τους σε ελαφρώς διαφορετικές συντεταγμένες, κάτι που πιθανώς επηρέασε τα μετρούμενα ανεμολογικά δεδομένα, προσδίδοντας μια πρόσθετη μεταβλητότητα στην απόδοσή τους.

Ο παρακάτω πίνακας 9 απεικονίζει τα συνολικά αποτελέσματα από την ανάλυση ενεργειακής παραγωγής για το Σενάριο 3. Το σενάριο περιλαμβάνει πλωτές ανεμογεννήτριες (floating wind turbines) τύπου SG154-6MW και σταθερής έδρας (fixed-bottom wind turbines) τύπου SG167-8MW, με τον συνολικό αριθμό των ανεμογεννητριών να φτάνει τις 29.

Το συνολικό ακαθάριστο ετήσιο ενεργειακό προϊόν (Total gross AEP) για το σενάριο 3 είναι 562,469 GWh, το οποίο είναι μικρότερο σε σύγκριση με τα προηγούμενα δύο σενάρια. Αυτό μπορεί να αντανakλά μια μικρότερη προβλεπόμενη παραγωγική ικανότητα, η οποία μπορεί να οφείλεται στον τύπο και τις προδιαγραφές των ανεμογεννητριών, ή σε άλλους παράγοντες όπως οι μετεωρολογικές συνθήκες και η απόδοση της τοποθεσίας.

Το καθαρό ετήσιο ενεργειακό προϊόν (Total net AEP) για το Σενάριο 3 είναι 537,3 GWh, επίσης μικρότερο από τα Σενάρια 1 και 2, πράγμα που δείχνει τις λειτουργικές απώλειες και αντανakλά την ενεργειακή απόδοση μέσα στο πλαίσιο του εν λόγω σεναρίου.

Ο παράγοντας ικανότητας (Capacity Factor) είναι 29,2%, ο οποίος, αν και μειωμένος σε σχέση με το Σενάριο 2, παραμένει ανώτερος από το Σενάριο 1. Αυτή η τιμή υποδηλώνει μια σχετικά καλή απόδοση του αιολικού πάρκου σε σχέση με την ονομαστική του ικανότητα, παρόλο που υπάρχει χώρος για βελτίωση.

Συνολικά, τα δεδομένα του Σεναρίου 3 αντικατοπτρίζουν μια συντηρητικότερη προσέγγιση στην προβλεπόμενη ενεργειακή παραγωγή από το αιολικό πάρκο. Παρόλο που δεν φτάνει τα επίπεδα του Σεναρίου 2, ενδέχεται να προσφέρει άλλα πλεονεκτήματα, όπως μικρότερο κόστος ή μειωμένη περιβαλλοντική επίδραση, τα οποία θα πρέπει να αξιολογηθούν στο πλαίσιο της συνολικής επιχειρηματικής και περιβαλλοντικής στρατηγικής.

Πίνακας 9 Αποτελέσματα από την ανάλυση ενεργειακής παραγωγής του Σεναρίου 3

Ανάλυση ενεργειακής παραγωγής του Σεναρίου 3				
Floating Wind Turbines	SG154-6MW	11		
Fixed-Bottom Wind Turbines	SG167-8MW	18		
Σύνολο Ανεμογεννητριών		29		
Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	562,47	19,40	15,22	22,80
Total net AEP [GWh]	537,30	18,53	14,43	22,65
Proportional wake loss [%]	4,47	-	0,25	8,08
Capacity factor [%]	29,20	-	27,4	32,3
Mean speed [m/s]	-	6,88	6,64	7,05
Mean speed (wake-reduced) [m/s]	-	6,73	6,57	6,95
Air density [kg/m³]	-	1,19	1,19	1,19
Power density [W/m²]	-	414	381	437
RIX [%]	-	-	0	5,2

Οι ακόλουθες εικόνες παρουσιάζουν τα Ροδογράμματα της παραγόμενης ακαθάριστης ενέργειας και των απωλειών από σκίαση για τρία διαφορετικά σενάρια, καθώς αναπαράγονται μέσω του λογισμικού WAsP 12.6

Το Σενάριο 1 δείχνει ότι οι απώλειες λόγω σκίασης κυμαίνονται από 0,33% έως 7,65% και συνολικά 4,33% (Πίνακας 5). Το γεγονός ότι η μέγιστη τιμή δεν υπερβαίνει το 8% είναι ενδεικτικό ότι η σχεδίαση των ανεμογεννητριών έχει γίνει με τρόπο που περιορίζει τις απώλειες από τη σκίαση σε αποδεκτά επίπεδα.

Στο Σενάριο 2, οι απώλειες από σκίαση είναι ελαφρώς αυξημένες, κυμαίνονται από 0,37% έως 8,65% με συνολικές απώλειες 4,56% (Πίνακας 7), με το μέσο ποσοστό απώλειας να είναι αυξημένο σε σύγκριση με το Σενάριο 1. Αυτό μπορεί να υποδηλώνει ότι η διάταξη των ανεμογεννητριών ή η τοπογραφία της περιοχής σε αυτό το σενάριο οδηγεί σε μεγαλύτερες απώλειες λόγω σκίασης.

Τέλος, το Σενάριο 3 παρουσιάζει απώλειες από σκίαση μεταξύ 0,25% και 8,08% με συνολικές απώλειες 4,47%, παρόμοιες με το Σενάριο 1 (Πίνακας 9). Αυτό υποδεικνύει ότι ο σχεδιασμός του Σεναρίου 3 έχει παρόμοια αποδοτικότητα με το Σενάριο 1 όσον αφορά τον περιορισμό των απωλειών από σκίαση.

Συνοπτικά, τα Σενάρια 1 και 3 φαίνονται να έχουν παρόμοια αποτελέσματα στις απώλειες λόγω σκίασης, ενώ το Σενάριο 2 δείχνει ελαφρώς υψηλότερες απώλειες. Οι διαφορές αυτές μπορεί να οφείλονται στη διάταξη των ανεμογεννητριών, τις διαφορές

στα μοντέλα των ανεμογεννητριών. Η ανάλυση των απωλειών λόγω σκίασης είναι σημαντική για την βελτιστοποίηση της απόδοσης και της αξιοπιστίας των αιολικών πάρκων.



Εικόνα 39 Ροδόγραμμα απωλειών Σενάριο 1

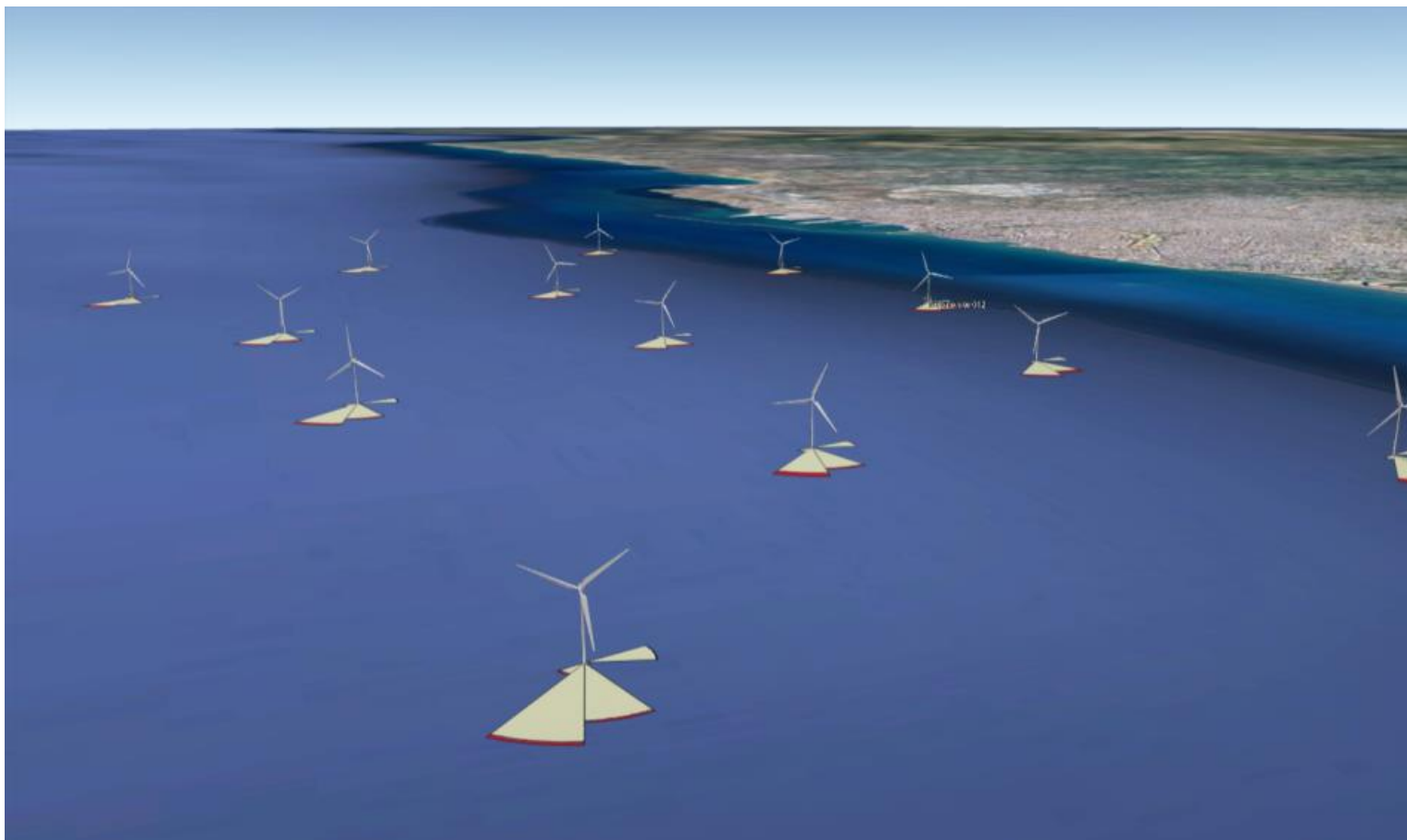


Εικόνα 40 Ροδόγραμμα απωλειών Σενάριο 2



Εικόνα 41 Ροδόγραμμα απωλειών Σενάριο 3

Στην εικόνα 42, είναι αποτυπωμένο το ροδόγραμμα ενός αιολικού σεναρίου μέσα από την διαδραστική πλατφόρμα του Google Earth. Τα γεωμετρικά σχήματα που φαίνονται δείχνουν τις παραγόμενες ενεργειακές αποδόσεις και τις σκιαστικές απώλειες ανά ανεμογεννήτρια, αποκαλύπτοντας έτσι μια ολοκληρωμένη εικόνα της αποδοτικότητας του σχεδίου.



Εικόνα 42 Απεικόνιση ροδογραμμάτων απωλειών σκίασης

Στους παρακάτω πίνακες 10, 11 και 12 περιγράφεται ένα ολοκληρωμένο σύνολο δεδομένων για τις ανεμογεννήτριες για κάθε σενάριο, υποδηλώνοντας την περίπλοκη φύση της ανάλυσης της απόδοσης αιολικών πάρκων. Το ποσοστό RIX χρησιμεύει ως ένα κομβικό σημείο αναφοράς, που αντανάκλα τη λειτουργική αξιοπιστία ή την αποδοτικότητα κάθε ανεμογεννήτριας. Οι ακαθάριστες και καθαρές τιμές AEP, εκφρασμένες σε GWh, παρέχουν μια ουσιαστική σύγκριση των θεωρητικών έναντι των πραγματικών ενεργειακών αποδόσεων, αποτυπώνοντας την πρακτική παραγωγή. Ιδιαίτερα διορατική είναι η ποσοστιαία τιμή Wake Loss, η οποία ποσοτικοποιεί το βαθμό στον οποίο η αεροδυναμική παρεμβολή μεταξύ των ανεμογεννητριών μειώνει τη συνολική απόδοση του αιολικού πάρκου. Το ποσοστό του συντελεστή δυναμικότητας Capacity Factor είναι μια πρόσθετη κρίσιμη τιμή, που προσφέρει ένα φακό μέσω του οποίου μπορεί να μετρηθεί η πραγματική απόδοση των ανεμογεννητριών σε σχέση με τη μέγιστη δυνατή παραγωγή τους. Αυτές οι μετρικές διευκολύνουν συλλογικά την αποχρωματισμένη κατανόηση της δυναμικής των αιολικών πάρκων, η οποία είναι απαραίτητη για τη βελτιστοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Πίνακας 10 Πλήρη δεδομένα ανά ανεμογεννήτρια Σενάριο 1

	Site description	X-location [m]	Y-location [m]	RIX [%]	Height. [m]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake Loss [%]	CF [%]
Σταθερής έδρασης (Fixed Bottom)	A/Γ 001	323680	3920600	0,6	105	26,35	26,207	0,54	31,5
	A/Γ 002	324023	3919502	0,9	105	26,013	25,582	1,66	30,7
	A/Γ 004	324309	3918232	1,5	105	25,527	25,302	0,88	30,4
	A/Γ 005	323823	3917196	3,3	105	24,824	24,545	1,13	29,5
	A/Γ 006	323340	3916150	5,1	105	24,029	23,804	0,94	28,6
	A/Γ 007	323476	3914993	4,5	105	23,954	23,876	0,33	28,7
	A/Γ 008	324215	3914199	2	105	24,387	23,959	1,75	28,8
	A/Γ 009	325276	3914068	0,2	105	24,919	23,959	3,85	28,8
	A/Γ 010	326391	3914350	0	105	25,28	24,412	3,43	29,3
	A/Γ 011	327535	3914259	0	105	25,419	23,574	7,26	28,3
	A/Γ 012	328653	3913997	0	105	25,477	23,679	7,06	28,4
	A/Γ 013	329786	3914253	0	105	25,66	24,216	5,63	29,1
	A/Γ 014	330788	3914834	0	105	25,843	24,272	6,08	29,1
	A/Γ 015	330158	3915797	0	105	25,943	24,356	6,12	29,2
	A/Γ 022	327947	3915368	0	105	25,686	23,891	6,99	28,7
	A/Γ 020	329154	3915227	0	105	25,783	24,463	5,12	29,4
	A/Γ 023	326727	3915470	0	105	25,557	23,724	7,17	28,5
	A/Γ 025	325569	3915190	0	105	25,291	24,172	4,42	29
	A/Γ 027	324491	3916289	2	105	25,098	24,248	3,39	29,1
	A/Γ 2F	325619	3916374	0	101	15,24	14,23	6,63	27,1

Πλωτές (Floating)	A/Γ 3F	326797	3916597	0	101	15,398	14,221	7,65	27
	A/Γ 4F	326525	3917679	0	101	15,474	14,633	5,44	27,8
	A/Γ 5F	324982	3917287	1,1	101	15,247	14,709	3,53	28
	A/Γ 6F	327939	3916489	0	101	15,46	14,279	7,64	27,1
	A/Γ 7F	329053	3916392	0	101	15,5	14,315	7,65	27,2
	A/Γ 8F	328698	3917418	0	101	15,579	14,861	4,61	28,3
	A/Γ 9F	327616	3917574	0	101	15,527	14,779	4,82	28,1
	A/Γ 10F	325552	3918179	0,2	101	15,454	14,799	4,24	28,1
	A/Γ 1F	325049	3919132	0,4	101	15,528	14,882	4,16	28,3

Πίνακας 11 Πλήρη δεδομένα ανά ανεμογεννήτρια Σενάριο 2

	Site description	X-location [m]	Y-location [m]	RIX [%]	Height. [m]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake Loss [%]	CF [%]
Σταθερής έδρασης (Fixed Bottom)	A/Γ 001	323684	3920593	0,6	150	54,941	54,473	0,85	41,4
	A/Γ 005	329999	3916028	0	150	54,241	50,722	6,49	38,6
	A/Γ 006	329965	3914399	0	150	53,817	49,673	7,7	37,8
	A/Γ 007	328316	3913998	0	150	53,424	49,125	8,05	37,4
	A/Γ 008	326682	3914407	0	150	53,279	49,986	6,18	38
	A/Γ 009	325079	3913983	0,4	150	52,443	49,772	5,09	37,9
	A/Γ 010	323554	3914667	4,3	150	51,084	50,896	0,37	38,7
	A/Γ 011	323319	3916297	5,4	150	51,208	50,672	1,05	38,5
	A/Γ 012	324182	3917725	2,2	150	53,197	52,763	0,82	40,1
	A/Γ 013	325307	3915757	0	150	53,323	51,114	4,14	38,9
	A/Γ 014	327762	3915961	0	150	53,964	50,539	6,35	38,4
Πλωτές (Floating)	A/Γ 1F	324294	3919371	0,8	101	15,529	15,106	2,73	28,7
	A/Γ 2F	325955	3917991	0	101	15,459	14,533	5,99	27,6
	A/Γ 3F	325192	3918728	0,4	101	15,484	14,908	3,71	28,3
	A/Γ 4F	325393	3917094	0,2	101	15,3	13,977	8,65	26,6
	A/Γ 6F	326423	3916543	0	101	15,351	14,283	6,95	27,2
	A/Γ 7F	326979	3917522	0	101	15,496	14,533	6,22	27,6
	A/Γ 8F	328063	3917333	0	101	15,548	14,563	6,34	27,7
	A/Γ 9F	329088	3917014	0	101	15,556	14,677	5,65	27,9

Πίνακας 12 Πλήρη δεδομένα ανά ανεμογεννήτρια Σενάριο 3

	Site description	X-location [m]	Y-location [m]	RIX [%]	Height. [m]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake Loss [%]	CF [%]
Σταθερής έδρασης (Fixed Bottom)	A/Γ 001	324485	3916137	1,9	92	21,651	20,83	3,79	29,7
	A/Γ 002	323679	3920602	0,6	92	22,804	22,651	0,67	32,3
	A/Γ 004	324254	3918668	1,3	92	22,185	21,846	1,53	31,2
	A/Γ 005	324120	3917503	2,5	92	21,714	21,512	0,93	30,7
	A/Γ 006	323386	3916580	5,2	92	20,82	20,599	1,06	29,4
	A/Γ 007	323538	3915425	4,3	92	20,819	20,61	1	29,4
	A/Γ 008	323661	3914261	3,9	92	20,605	20,553	0,25	29,3
	A/Γ 009	324772	3913899	0,9	92	21,265	20,525	3,48	29,3
	A/Γ 010	325883	3914268	0	92	21,745	20,551	5,49	29,3
	A/Γ 011	327057	3914342	0	92	21,946	20,48	6,68	29,2
	A/Γ 012	328191	3914041	0	92	21,982	20,334	7,5	29
	A/Γ 013	329369	3914106	0	92	22,133	20,345	8,08	29
	A/Γ 014	330412	3914640	0	92	22,293	20,617	7,52	29,4
	A/Γ 015	330159	3915784	0	92	22,428	21,125	5,81	30,1
	A/Γ 021	329037	3915210	0	92	22,275	20,588	7,57	29,4
	A/Γ 022	327861	3915177	0	92	22,156	20,678	6,67	29,5
	A/Γ 024	326678	3915452	0	92	22,08	20,665	6,41	29,5
	A/Γ 026	325011	3915053	0,2	92	21,661	20,811	3,93	29,7
Πλωτές (Floating)	A/Γ 11F	324485	3919789	0,6	101	15,625	15,159	2,99	28,8
	A/Γ 1F	325379	3918752	0,3	101	15,507	14,895	3,95	28,3
	A/Γ 2F	325955	3917846	0	101	15,443	14,895	3,55	28,3
	A/Γ 3F	327038	3917630	0	101	15,508	14,719	5,08	28
	A/Γ 4F	328113	3917640	0	101	15,569	14,912	4,22	28,4
	A/Γ 5F	329432	3916661	0	101	15,541	14,797	4,79	28,1
	A/Γ 6F	328433	3916153	0	101	15,457	14,523	6,05	27,6
	A/Γ 7F	327377	3916375	0	101	15,395	14,433	6,25	27,4
	A/Γ 8F	326353	3916791	0	101	15,371	14,589	5,09	27,7
	A/Γ 9F	325200	3917075	0,5	101	15,268	14,567	4,59	27,7
	A/Γ 10F	325625	3915985	0	101	15,221	14,492	4,79	27,6

3.2 Αποτελέσματα από την οικονομική ανάλυση

Η παρούσα ενότητα παρουσιάζει την οικονομική ανάλυση τριών σεναρίων ανάπτυξης ενός υπερράκτιου αιολικού πάρκου. Η ανάλυση εστιάζει στην αξιολόγηση της κεφαλαιουχικής δαπάνης (CAPEX), της λειτουργικής δαπάνης (OPEX), του κόστους απόσυρσης (DECEX), και της απόδοσης της επένδυσης μέσω των μετρήσεων όπως η Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV), το Εσωτερικό Επιτόκιο Απόδοσης (IRR), και το Κόστος Ενέργειας (LCOE). Η ανάλυση βασίζεται σε δεδομένα που λήφθηκαν από το λογισμικό WAsP και από εκτιμήσεις κόστους που προέρχονται από [25] και άλλες αξιόπιστες πηγές. Λήφθηκε ένα εύρος τιμών ενέργειας από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (PAE) για τον Σεπτέμβριο του 2023, με μέση τιμή ενέργειας να είναι 101,96€/MWh και τη μέγιστη τιμή να είναι 128,88€/MWh. Κατόπιν τηλεφωνικής ενημέρωσης από εκπρόσωπο της PAE, συνιστάθηκε η χρήση αυτών των τιμών από την αγορά Επόμενης Ημέρας, που καταγράφει συναλλαγές «χονδρικής» ηλεκτρικής ενέργειας μέσω ΑΠΕ για την Ελλάδα, για την εκτίμηση στη διπλωματική [26].

Η Κεφαλαιουχική δαπάνη (CAPEX) υπολογίστηκε με βάση τα δεδομένα που προσφέρονται στο [25], και τις εξής αναλυτικές κατηγορίες κόστους: Ο πίνακας παρουσιάζει μια αναλυτική κατανομή του κεφαλαιουχικού κόστους (CAPEX) για την ανάπτυξη ενός υπερράκτιου αιολικού πάρκου, με δύο τύπους τουρμπινών: V164-9,5MW και SG154-6MW. Αναγνωρίζονται διάφορες κατηγορίες δαπανών, από την ανάπτυξη και διαχείριση του έργου έως την ίδια την εγκατάσταση του εξοπλισμού.

Στην κατηγορία της ανάπτυξης και διαχείρισης του έργου, το κόστος περιλαμβάνει την ανάπτυξη και τις υπηρεσίες αδειοδότησης, τις αξιολογήσεις περιβαλλοντικών επιπτώσεων και άλλες συναφείς εργασίες. Στη συνέχεια, το κόστος των υπερράκτιων τουρμπινών αντικατοπτρίζει την αγορά των φυσικών μονάδων, με σταθερές τουρμπίνες να κοστίζουν λιγότερο ανά MW σε σχέση με τις πλωτές. Το κόστος της υποδομής, όπως οι υπερράκτιοι και χερσαίοι υποσταθμοί, καθώς και τα καλώδια, είναι επίσης σημαντικό. Αυτά τα στοιχεία είναι κρίσιμα για την παράδοση της ενέργειας από τις τουρμπίνες στο δίκτυο. Τέλος, η εγκατάσταση και η θέση σε λειτουργία αντιπροσωπεύουν ένα μεγάλο μέρος του κόστους, με την εγκατάσταση της θεμελίωσης και των καλωδίων να είναι ιδιαίτερα σημαντική.

Κατά τη διαδικασία σύνθεσης του συνολικού κεφαλαίου εξόδων (CAPEX) για την εγκατάσταση της πλωτής βάσης, απαιτήθηκε η λεπτομερής ανάλυση των κόστους συστατικών στοιχείων. Συγκεκριμένα, για την πλωτή βάση χρησιμοποιήθηκε μια δομή τύπου TLP (Tension Leg Platform) κατασκευασμένη από χάλυβα, η οποία αποτέλεσε τον πυρήνα της μελέτης για την εκτίμηση του κόστους. Η ανάλυση επεκτάθηκε επίσης στα συστήματα αγκυροβόλησης, περιλαμβάνοντας τον υπολογισμό κόστους για τα αγκυροβόλια, το συνθετικό σχοινί, την αλυσίδα, το συρματόσχοινο και την άγκυρα. Η ανάλυση αυτή ενισχύθηκε και υποστηρίχθηκε από [27], παρέχοντας ένα στέρεο επιστημονικό υπόβαθρο για την κατανόηση και την εφαρμογή των καλύτερων πρακτικών στην εκτίμηση του CAPEX. Η προσέγγιση αυτή επιτρέπει την ακριβή εκτίμηση του κόστους, λαμβάνοντας υπόψη σημαντικές παραμέτρους όπως η μέση απόσταση από την ακτή (2000 μέτρα) και το μέσο βάθος τοποθέτησης των πλωτών ανεμογεννητριών (90 μέτρα), καθώς και την κατανομή τους κατά μήκος της ακτής, ώστε να διασφαλίζεται η βέλτιστη απόδοση και λειτουργικότητα του έργου.

Συνολικά, το CAPEX αποτελεί ένα σημαντικό μέρος της οικονομικής ανάλυσης για την ανάπτυξη του υπερράκτιου αιολικού πάρκου, δίνοντας μια ολιστική εικόνα του κόστους που απαιτείται για την ανέγερση και λειτουργία του. Η λειτουργική δαπάνη υπολογίστηκε ως το 3% του συνολικού κόστους επένδυσης βάσει της μελέτης

Σπυριδωνίδου κ.ά. (2020) [28]. Το κόστος απόσυρσης (DECEX) εκτιμήθηκε ως το 2% του συνολικού κόστους επένδυσης [29].

Για την ανάλυση των οικονομικών δεδομένων της μελέτης, έγινε μετατροπή από βρετανικές λίρες σε ευρώ, χρησιμοποιώντας την ισοτιμία 1 λίρα ίσο με 0,86 ευρώ για κάθε σενάριο.

Πίνακας 13 Δεδομένα υπολογισμού των Κεφαλαιουχικών δαπανών (CAPEX) Σενάριο 1 [25]& [30]

Δεδομένα υπολογισμού των Κεφαλαιουχικών δαπανών (CAPEX) Σενάριο 1			
Ανάπτυξη και διαχείριση έργων	120.000	£/MW	£28.860.000
Υπηρεσίες ανάπτυξης και αδειοδότησης	50.000	£/MW	£12.025.000
(i) Περιβαλλοντικές έρευνες (=4000£) (ii) Αξιολόγηση των πόρων (=4000£) (iii) Γεωλογικές και υδρολογικές έρευνες (=4000£) (iv) Μηχανική και συμβουλευτικές υπηρεσίες (=4000£)	8.000	£/MW	£3.848.000
Λοιπά (περιλαμβάνει ώρες προσωπικού του φορέα ανάπτυξης και άλλες εργασίες υπεργολαβίας)	42.000	£/MW	£12.987.000
Υπεράκτιες τουρμπίνες (ατράκτος, ρότορας, πύργος, άλλα			
10 Σταθερής έδρασης ανεμογεννήτριες	1.000.000	£/MW	£180.500.000
19 Πλωτής βάσης ανεμογεννήτριες	1.300.000	£/MW	£78.000.000
Υπεράκτιος υποσταθμός (ηλεκτρικό σύστημα, εγκαταστάσεις, δομή)	120.000	£/MW	£28.860.000
Χερσαίος υποσταθμός (Κτίρια, πρόσβαση και ασφάλεια, άλλα)	30.000	£/MW	£7.215.000
Καλώδια (Εξαγωγή & στοιχειοθέτηση & αγκυροβόληση & προστασία)	170.000	£/MW	£40.885.000
Εγκατάσταση και θέση σε λειτουργία	650.000	£/MW	£156.325.000
Εγκατάσταση θεμελίων	100.000	£/MW	£24.050.000
Εγκατάσταση υπεράκτιου υποσταθμού	35.000	£/MW	£8.417.500
Κατασκευή χερσαίου υποσταθμού	25.000	£/MW	£6.012.500
Χερσαία εγκατάσταση καλωδίων εξαγωγής	5.000	£/MW	£1.202.500
Εγκατάσταση υπεράκτιου καλωδίου	220.000	£/MW	£52.910.000
Εγκατάσταση τουρμπίνας	50.000	£/MW	£9.025.000
Υπεράκτια εφοδιαστική	3.000	£/MW	£541.500
Άλλα	212.000	£/MW	£38.266.000
Εγκατάσταση Πλωτής βάσης τύπου TLP (χάλυβας)	108.663	£/MW	£6.519.767
Αγκυροβόλια			£481.395
Συνθετικό σχοινί	1.860	M£	£334.884
Αλυσίδα	698	M£	£125.581
Συρματόσχοινο	116	M£	£20.930
Άγκυρα	132.558	M£	£265.116
TOTAL CAPEX	3.390.000	£/MW	£488.911.279
	3.941.860	€/MW	568.501.487€

Πίνακας 14 Αποτελέσματα Οικονομικής ανάλυσης του σεναρίου 1

Συνολικά	Διάρκεια (χρόνια)	Κόστος
CAPEX	8	568.501.487€
OPEX	25	546.278.191 €
DECEX	3	22.295.594 €
Κόστος (CAPEX+OPEX+DECEX)	36	1.137.075.272 €
Καθαρές Ταμιακές Ροές Μέσης τιμής ενέργειας	36	412.424.547 €
Καθαρές Ταμιακές Ροές Μέγιστη τιμής ενέργειας	36	821.723.518 €
Ετήσια παραγωγή ενέργειας (MWh)	25	15.198.625
NPV Καθαρή Παρούσα Αξία μέσης τιμής ενέργειας	36	-119.076.472 €
NPV Καθαρή Παρούσα Αξία μέγιστης τιμής ενέργειας	36	20.112.388 €

Το Σενάριο 1 παρουσιάζει τις εξής οικονομικές παραμέτρους: Συνολικό Κεφαλαιουχικό Κόστος (CAPEX) 568.501.487€ €, Λειτουργικές Δαπάνες (OPEX) 546.278.191 € και Δαπάνες Απόσυρσης (DECEX) 22.295.594 € συνθέτοντας ένα Συνολικό Κόστος 1.137.075.272 €. Η συνολική Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) για την μέση τιμή ενέργειας ανέρχεται σε -119.076.472 €, καθιστώντας την επένδυση οικονομικά μη ελκυστική, και η Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) για την μέγιστη τιμή ενέργειας ανέρχεται σε 20.112.388 €. Η ετήσια παραγωγή ενέργειας αναφέρεται στα 15.198.625 MWh, παράγοντας ετήσια έσοδα 1.549.499.819 € βάσει της μέσης τιμής ενέργειας και 1.958.798.790 € βάσει της μέγιστης τιμής.

Πίνακας 15 Δεδομένα υπολογισμού των Κεφαλαιουχικών δαπανών (CAPEX) Σενάριο 2 [25] & [30]

Δεδομένα υπολογισμού των Κεφαλαιουχικών δαπανών (CAPEX) Σενάριο 2			
Ανάπτυξη και διαχείριση έργων	120.000	€/MW	£25.560.000
Υπηρεσίες ανάπτυξης και αδειοδότησης	50.000	€/MW	£10.650.000
(i) Περιβαλλοντικές έρευνες (=4000£) (ii) Αξιολόγηση των πόρων (=4000£) (iii) Γεωλογικές και υδρολογικές έρευνες (=4000£) (iv) Μηχανική και συμβουλευτικές υπηρεσίες (=4000£)	16.000	€/MW	£3.408.000
Λοιπά (περιλαμβάνει ώρες προσωπικού του φορέα ανάπτυξης και άλλες εργασίες υπεργολαβίας)	42.000	€/MW	£8.946.000
Υπεράκτιες τουρμπίνες (ατράκτος, ρότορας, πύργος, άλλα)			
11 Σταθερής έδρασης ανεμογεννήτριες	1.000.000	€/MW	£165.000.000
8 Πλωτής βάσης ανεμογεννήτριες	1.300.000	€/MW	£62.400.000
Υπεράκτιος υποσταθμός (ηλεκτρικό σύστημα, εγκαταστάσεις, δομή)	120.000	€/MW	£25.560.000
Χερσαίος υποσταθμός (Κτίρια, πρόσβαση και ασφάλεια, άλλα)	30.000	€/MW	£6.390.000
Καλώδια (Εξαγωγή & στοιχειοθέτηση & αγκυροβόληση & προστασία)	170.000	€/MW	£36.210.000
Εγκατάσταση και θέση σε λειτουργία σταθερής έδρασης	650.000	€/MW	£107.250.000
Εγκατάσταση θεμελίων	100.000	€/MW	£16.500.000
Εγκατάσταση υπεράκτιου υποσταθμού	35.000	€/MW	£5.775.000

Κατασκευή χερσαίου υποσταθμού	25.000	€/MW	£4.125.000
Χερσαία εγκατάσταση καλωδίων εξαγωγής	5.000	€/MW	£825.000
Εγκατάσταση υπεράκτιου καλωδίου	220.000	€/MW	£36.300.000
Εγκατάσταση τουρμπίνας	50.000	€/MW	£8.250.000
Υπεράκτια εφοδιαστική	3.000	€/MW	£495.000
Άλλα	212.000	€/MW	£34.980.000
Εγκατάσταση Πλωτής βάσης τύπου TLP (χάλυβας)	108.663	€/MW	£5.215.814
Αγκυροβόλια			£481.395
Συνθετικό σχοινί	1.860	Μ€	£334.884
αλυσίδα	698	Μ€	£125.581
Συρματόσχοινο	116	Μ€	£20.930
Άγκυρα	132.558	Μ€	£265.116
TOTAL CAPEX	3.390.000	€/MW	£434.332.326
	3.941.860	€/MW	505.037.588 €

Πίνακας 16 Αποτελέσματα Οικονομικής ανάλυσης του σεναρίου 2

Συνολικά	Διάρκεια (χρόνια)	Κόστος
CAPEX	8	505.037.588 €
OPEX	25	485.295.159 €
DECEX	3	19.806.655 €
Κόστος (CAPEX+OPEX+DECEX)	36	1.010.139.402 €
Καθαρές Ταμιακές Ροές Μέσης τιμής ενέργειας	36	713.615.905 €
Καθαρές Ταμιακές Ροές Μέγιστης τιμής ενέργειας	36	1.168.944.306 €
Ετήσια παραγωγή ενέργειας (MWh)	33	16.907.850
NPV Καθαρή Παρούσα Αξία Μέσης τιμής ενέργειας	25	12.298.372 €
NPV Καθαρή Παρούσα Αξία Μέγιστης τιμής ενέργειας	25	167.140.297 €

Για το Σενάριο 2, τα οικονομικά δεδομένα που παρουσιάζονται είναι τα εξής: το Κεφαλαιουχικό Κόστος (CAPEX) ανέρχεται σε 505.037.588 €, το Λειτουργικό Κόστος (OPEX) σε 485.295.159 € και το Κόστος Απόσυρσης (DECEX) σε 19.806.655 €, καταλήγοντας σε ένα Συνολικό Κόστος 1.010.139.402 €. Η συνολική Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) για την μέση τιμή ενέργειας ανέρχεται σε 12.298.372 €, και η Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) για την μέγιστη τιμή ενέργειας ανέρχεται σε 167.140.297 €. Αυτό δείχνει ότι, ανεξάρτητα από την τιμή ενέργειας που θα επικρατήσει, το σενάριο 2 προσφέρει μεγαλύτερη οικονομική αποδοτικότητα, καθιστώντας το προτιμότερη επιλογή για επένδυση. Η σημαντικά υψηλότερη ΚΠΑ στο σενάριο 2, υποδεικνύει ότι η επένδυση θα μπορούσε να αντέξει ακόμη και σε περιβάλλοντα με υψηλότερο κόστος ενέργειας, ενισχύοντας την ελκυστικότητα του σεναρίου 2. Η ετήσια παραγωγή ενέργειας εκτιμάται στα 16.907.850 MWh, παράγοντας ετήσια έσοδα 1.723.755.308 € βάσει της μέσης τιμής ενέργειας και

2.179.083.708 € βάσει της μέγιστης τιμής. Οι καθαρές ταμιακές ροές για τη μέση τιμή ενέργειας ανέρχονται σε 713.615.905 € και για τη μέγιστη τιμή σε 1.168.944.306 €.

Πίνακας 17 Δεδομένα υπολογισμού των Κεφαλαιουχικών δαπανών (CAPEX) Σενάριο 3 [25] & [30]

Δεδομένα υπολογισμού των Κεφαλαιουχικών δαπανών (CAPEX) Σενάριο 3			
Ανάπτυξη και διαχείριση έργων	120.000	£/MW	£25.200.000
Υπηρεσίες ανάπτυξης και αδειοδότησης	50.000	£/MW	£10.500.000
(i) Περιβαλλοντικές έρευνες (=4000£) (ii) Αξιολόγηση των πόρων (=4000£) (iii) Γεωλογικές και υδρολογικές έρευνες (=4000£) (iv) Μηχανική και συμβουλευτικές υπηρεσίες (=4000£)	16.000	£/MW	£3.360.000
Λοιπά (περιλαμβάνει ώρες προσωπικού του φορέα ανάπτυξης και άλλες εργασίες υπεργολαβίας)	42.000	£/MW	£8.820.000
Υπεράκτιες τουρμπίνες (ατράκτος, ρότορας, πύργος, άλλα)			
11 Σταθερές έδρασης ανεμογεννήτριες	860.000	£/MW	£144.000.000
8 Πλωτής βάσης ανεμογεννήτριες	1.300.000	£/MW	£85.800.000
Υπεράκτιος υποσταθμός (ηλεκτρικό σύστημα, εγκαταστάσεις, δομή)	120.000	£/MW	£25.200.000
Χερσαίος υποσταθμός (Κτίρια, πρόσβαση και ασφάλεια, άλλα)	30.000	£/MW	£6.300.000
Καλώδια (Εξαγωγή & στοιχειοθέτηση & αγκυροβόληση & προστασία)	170.000	£/MW	£35.700.000
Εγκατάσταση και θέση σε λειτουργία σταθερές έδρασης	650.000	£/MW	£93.600.000
Εγκατάσταση θεμελίων	100.000	£/MW	£14.400.000
Εγκατάσταση υπεράκτιου υποσταθμού	35.000	£/MW	£5.040.000
Κατασκευή χερσαίου υποσταθμού	25.000	£/MW	£3.600.000
Χερσαία εγκατάσταση καλωδίων εξαγωγής	5.000	£/MW	£720.000
Εγκατάσταση υπεράκτιου καλωδίου	22.0000	£/MW	£31.680.000
Εγκατάσταση τουρμπίνας	50.000	£/MW	£7.200.000
Υπεράκτια εφοδιαστική	3.000	£/MW	£432.000
Άλλα	212.000	£/MW	£30.528.000
Εγκατάσταση Πλωτής βάσης TLP (χάλυβας)	108.663	£/MW	£7.171.744
Αγκυροβόλια			£481.395
Συνθετικό σχοινί	1.860	Μ£	£334.884
Αλυσίδα	698	Μ£	£125.581
Συρματόσχοινο	116	Μ£	£20.930
Άγκυρα	132.558	Μ£	£265.116
TOTAL CAPEX	3.390.000	£/MW	£423.718.256
	3.941.860	€/MW	492.695.646 €

Πίνακας 18 Αποτελέσματα Οικονομικής ανάλυσης του σεναρίου 3

Συνολικά	Διάρκεια (χρόνια)	Κόστος
----------	-------------------	--------

CAPEX	8	492.695.646 €
OPEX	25	473.435.677 €
DECEX	3	19.322.626 €
Κόστος (CAPEX+OPEX+DECEX)	36	985.453.949 €
Καθαρές Ταμιακές Ροές Μέσης τιμής ενέργειας	36	383.989.426 €
Καθαρές Ταμιακές Ροές Μέγιστη τιμής ενέργειας	36	745.726.651 €
Ετήσια παραγωγή ενέργειας (MWh)	25	13.432.500
NPV Καθαρή Παρούσα Αξία Μέσης τιμής ενέργειας	36	-94.166.631 €
NPV Καθαρή Παρούσα Αξία Μέγιστη τιμής ενέργειας	36	28.848.073 €

Το Σενάριο 3 παρουσιάζει τις εξής οικονομικές παραμέτρους: Συνολικό Κεφαλαιουχικό Κόστος (CAPEX) 492.695.646 € , Λειτουργικές Δαπάνες (OPEX) 473.435.677 € και Δαπάνες Απόσυρσης (DECEX) 19.322.626 € συνθέτοντας ένα Συνολικό Κόστος 985.453.949 €. Η συνολική Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) για την μέση τιμή ενέργειας ανέρχεται σε -94.166.631 €, καθιστώντας την επένδυση οικονομικά μη ελκυστική καθώς η τιμή της ΚΠΑ είναι αρνητική, και η Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) για την μέγιστη τιμή ενέργειας ανέρχεται σε 28.848.073 €. Η ετήσια παραγωγή ενέργειας αναφέρεται στα 13.432.500 MWh, παράγοντας ετήσια έσοδα 1.369.443.375 € βάσει της μέσης τιμής ενέργειας και 1.731.180.600 € βάσει της μέγιστης τιμής.

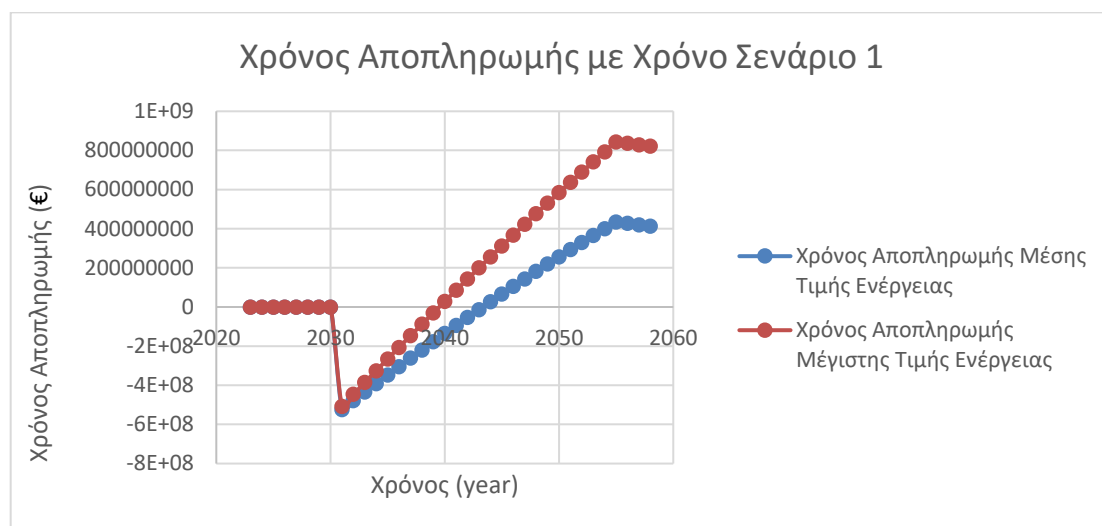
3.2.1 Χρόνος αποπληρωμής του κάθε σεναρίου

Στην πολύπλοκη και δυναμική αγορά ενέργειας, οι εταιρείες και οι επενδυτές αναζητούν συνεχώς αξιόπιστους δείκτες για να αξιολογήσουν την απόδοση των ενεργειακών τους επενδύσεων. Ένας τέτοιος δείκτης είναι ο χρόνος αποπληρωμής, ο οποίος παρέχει μια κατανοητή εκτίμηση του χρόνου απαιτούμενου για την επανάκτηση των αρχικά επενδυμένων κεφαλαίων.

Πίνακας 19 Χρόνος αποπληρωμής και εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR) κάθε σεναρίου για την μέση και την μέγιστη τιμή ενέργειας [26]

Σενάριο	Χρόνος αποπληρωμής για Μέση τιμή ενέργειας (years)	Τελευταία Αρνητική Τιμή (€)	Πρώτη Θετική Τιμή (€)	Χρόνος αποπληρωμής για Μέγιστη τιμή ενέργειας (years)	Τελευταία Αρνητική Τιμή (€)	Πρώτη Θετική Τιμή (€)
1 ^ο	Μεταξύ 13 ^{ου} -14 ^{ου}	-13.135.291	26.782.183	Μεταξύ 9 ^{ου} -10 ^{ου}	-29.699.546	28.270.048
	IRR _{μέσης}	3,74%		IRR _{μέγιστης}	6,33%	

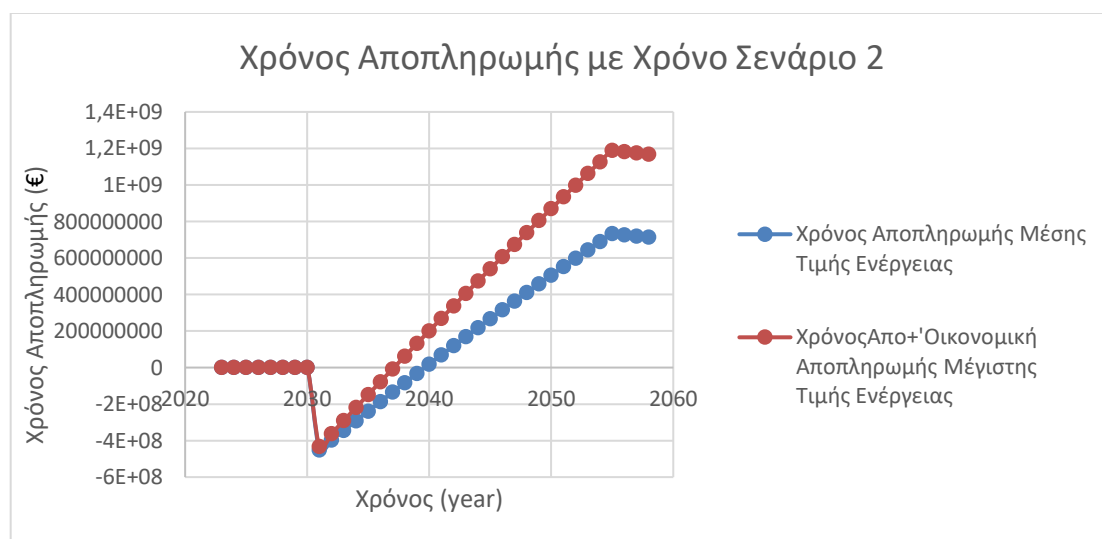
2 ^ο	Μεταξύ 9 ^{ου} -10 ^{ου}	-32.279.298	18.563.915	Μεταξύ 7 ^{ου} -8 ^{ου}	-7.531.926	62.227.539
	IRR _{μέσης}	6,23%		IRR _{μέγιστης}	8,78%	
3 ^ο	Μεταξύ 12 ^{ου} -13 ^{ου}	-33.605.173	2.426.846	Μεταξύ 9 ^{ου} -10 ^{ου}	-13.652.519	37.930.198
	IRR _{μέσης}	3,97%		IRR _{μέγιστης}	6,55%	



Εικόνα 43 Διάγραμμα του Χρόνου αποπληρωμής μέσης και μέγιστης τιμής ενέργειας σε σύγκριση με τον χρόνο της επένδυσης Σενάριο 1

Για τη μέση τιμή ενέργειας, παρατηρείται ότι ο χρόνος αποπληρωμής γίνεται θετικός μεταξύ του 13ου και 14ου έτους. Συγκεκριμένα, η τελευταία αρνητική τιμή είναι −13.135.291 € και η πρώτη θετική είναι 26.782.183 €. Αυτό σημαίνει ότι ο χρόνος αποπληρωμής είναι κάπου μέσα στο 13ο έτος.

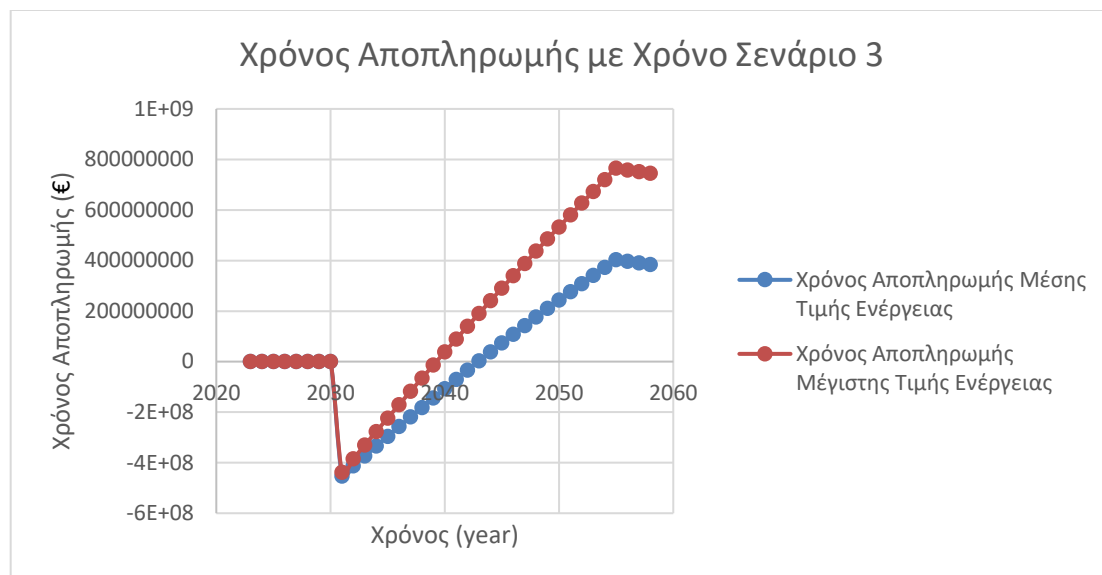
Για τη μέγιστη τιμή ενέργειας, ο χρόνος αποπληρωμής επίσης γίνεται θετικός μεταξύ του 9ου και 10ου έτους. Η τελευταία αρνητική τιμή είναι −29.699.546€ και η πρώτη θετική είναι 28.270.048€, δείχνοντας ότι ο χρόνος αποπληρωμής είναι κάπου μέσα στο 9ο έτος.



Εικόνα 44 Διάγραμμα του Χρόνου αποπληρωμής μέσης και μέγιστης τιμής ενέργειας σε σύγκριση με τον χρόνο της επένδυσης Σενάριο 2

Για τη μέση τιμή ενέργειας, βλέπουμε ότι ο χρόνος αποπληρωμής γίνεται θετικός μεταξύ του 9ου και 10ου έτους. Συγκεκριμένα, η τελευταία αρνητική τιμή είναι $-32.279.298 \text{ €}$ και η πρώτη θετική είναι $18.563.915 \text{ €}$. Αυτό σημαίνει ότι ο χρόνος αποπληρωμής είναι κάπου μέσα στο 9ο έτος.

Για τη μέγιστη τιμή ενέργειας, ο χρόνος αποπληρωμής επίσης γίνεται θετικός μεταξύ του 7ου και 8ου έτους. Η τελευταία αρνητική τιμή είναι $-7.531.926 \text{ €}$ και η πρώτη θετική είναι $62.227.539 \text{ €}$, δείχνοντας ότι ο χρόνος αποπληρωμής είναι κάπου μέσα στο 7ο έτος.



Εικόνα 45 Διάγραμμα του Χρόνου αποπληρωμής μέσης και μέγιστης τιμής ενέργειας σε σύγκριση με τον χρόνο της επένδυσης Σενάριο 3

Για τη μέση τιμή ενέργειας, παρατηρείται ότι ο χρόνος αποπληρωμής γίνεται θετικός μεταξύ του 12ου και 13ου έτους. Συγκεκριμένα, η τελευταία αρνητική τιμή είναι $-33.605.173 \text{ €}$ και η πρώτη θετική είναι $2.426.846 \text{ €}$. Αυτό σημαίνει ότι ο χρόνος αποπληρωμής είναι κάπου μέσα στο 12ο έτος.

Για τη μέγιστη τιμή ενέργειας, ο χρόνος αποπληρωμής επίσης γίνεται θετικός μεταξύ του 9ου και 10ου έτους. Η τελευταία αρνητική τιμή είναι $-13.652.519 \text{ €}$ και η πρώτη θετική είναι $37.930.198 \text{ €}$, δείχνοντας ότι ο χρόνος αποπληρωμής είναι κάπου μέσα στο 9ο έτος.

Η ανάλυση των χρόνων αποπληρωμής για τις μέσες και μέγιστες τιμές ενέργειας σε τρία διαφορετικά σενάρια αποκαλύπτει σημαντικές διακυμάνσεις που επηρεάζουν την οικονομική βιωσιμότητα και την επιστροφή της επένδυσης. Στο πρώτο σενάριο, οι χρόνοι αποπληρωμής κυμαίνονται σημαντικά μεταξύ της μέσης και της μέγιστης τιμής ενέργειας, με την μέγιστη τιμή να προσφέρει ταχύτερη επιστροφή. Αυτό το μοτίβο επαναλαμβάνεται στα επόμενα σενάρια, με το σενάριο 2 να δείχνει την ταχύτερη αποπληρωμή για τη μέγιστη τιμή ενέργειας, και το σενάριο 3 να προσφέρει μια ισορροπημένη εικόνα μεταξύ των δύο κατηγοριών τιμών.

Από την ανάλυση αυτή, το σενάριο 2 αναδεικνύεται ως το πιο ελκυστικό, λόγω της γρηγορότερης επιστροφής επένδυσης, κυρίως στην περίπτωση της μέγιστης τιμής ενέργειας. Το σενάριο 1 θεωρείται λιγότερο ελκυστικό λόγω του αργότερου χρόνου αποπληρωμής, ενώ το σενάριο 3 προσφέρει μια ισορροπημένη προοπτική, καθιστώντας το μια ενδιάμεση επιλογή. Η τελική επιλογή σεναρίου εξαρτάται από την

προτίμηση του επενδυτή για ταχεία επιστροφή επένδυσης έναντι μακροπρόθεσμης οικονομικής ασφάλειας, τις προσδοκίες για τις διακυμάνσεις των τιμών ενέργειας, και την αντοχή στον κίνδυνο.

Οι τιμές του εσωτερικού ρυθμού απόδοσης (IRR) που παρέχονται για τα τρία σενάρια αντανakλούν διαφορετικές προβλέψεις για την επενδυτική απόδοση των έργων ενέργειας. Το σενάριο 2 δείχνει το υψηλότερο εσωτερικό ρυθμό απόδοσης τόσο για τη μέση όσο και για τη μέγιστη τιμή της ενέργειας, κάνοντάς το ιδιαίτερα ελκυστικό από την άποψη της οικονομικής απόδοσης. Η υψηλότερη αυτή επιστροφή υποδηλώνει ότι το συγκεκριμένο σενάριο έχει τη δυνατότητα να παράγει περισσότερα κέρδη ανά επενδυμένο ευρώ σε σχέση με τα άλλα δύο σενάρια. Ωστόσο, το σενάριο 1 και 3 παρουσιάζουν χαμηλότερα IRR, υποδεικνύοντας μια πιο συντηρητική προσέγγιση με μικρότερη αναμενόμενη απόδοση.

3.2.2 Ανηγμένο Κόστος Ενέργειας (LCoE)

Παρακάτω αναλύονται τρία διαφορετικά σενάρια που αφορούν το Ανηγμένο κόστος ενέργειας (LCoE) κατά την υποτιθέμενη διάρκεια λειτουργίας από το 2031 έως το 2055. Τα σενάρια αυτά αποτελούν σημαντικό κομμάτι της αξιολόγησης της οικονομικής βιωσιμότητας του εν λόγω έργου και έχουν ως στόχο την προσέλευση πιθανών επενδυτών. Κάθε σενάριο παρουσιάζεται με γραφική παράσταση που απεικονίζει τη μείωση του LCoE κατά τη διάρκεια λειτουργίας του πάρκου, και θα εξετάσουμε τις κύριες παραμέτρους και τις εξελίξεις που επηρεάζουν το κόστος παραγωγής ενέργειας σε κάθε περίπτωση. Αυτή η ανάλυση θα μας δώσει σημαντική ενδεικτική πληροφορία για την οικονομική απόδοση του έργου και θα αποτελέσει τη βάση για τη λήψη αποφάσεων σχετικά με την επένδυση σε αυτό. [31]

Ο τύπος για το LCOE είναι:

$$LCoE = \sum_{t=0}^t \frac{\frac{CAPEX+OPEX+DECEX}{(1+i)^t}}{\frac{\text{Ετήσια Παραγωγή ενέργειας}}{(1+i)^t}}$$

όπου:

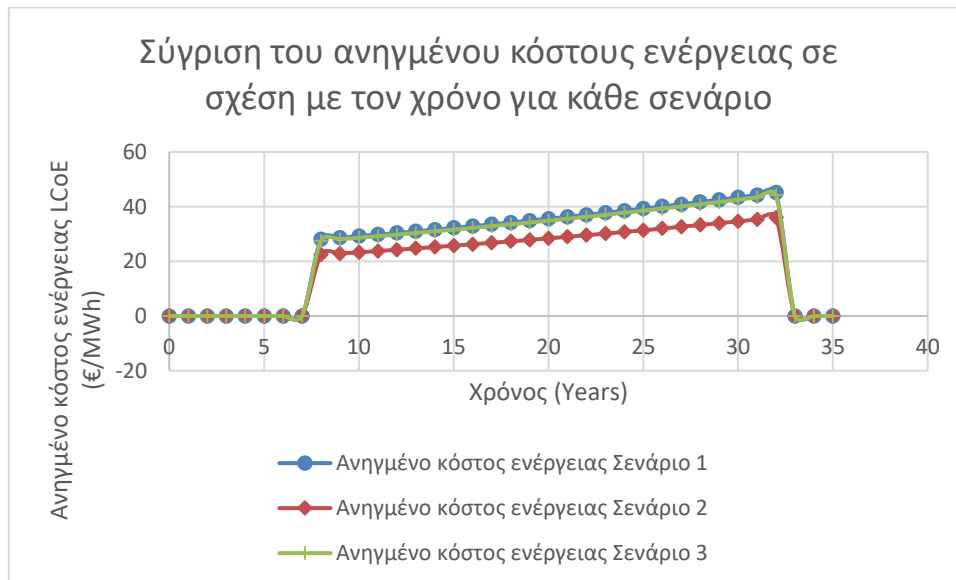
CAPEX + OPEX + DECEX:

είναι οι κεφαλαιουχικές οι λειτουργικές δαπάνες και οι δαπάνες απόσυρσης

i: είναι το επιτόκιο και είναι ίσο με 0,06 [32]

t: είναι ο χρόνος που κυμαίνεται απο 0 έως 35 χρόνια

Ετήσια Παραγωγή ενέργειας σε MWh



Εικόνα 46 Σύγκριση του ανηγμένου κόστους ενέργειας σε σχέση με τον χρόνο για κάθε σενάριο

Η ανάλυση του ανηγμένου κόστους ενέργειας που παρέχονται για τρία σενάρια σε ορίζοντα 36 ετών αποκαλύπτει διαφορετικές οικονομικές δυναμικές για το καθένα, οι οποίες είναι καθοριστικής σημασίας για τον προσδιορισμό της πιο βιώσιμης και οικονομικά αποδοτικής στρατηγικής για την ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας.

Στο σενάριο 1, το ανηγμένο κόστος ενέργειας ξεκινάει στο έτος 8 με τιμή 28,05 €/MWh, αυξάνεται σταθερά έως την κορυφή των 45,12 €/MWh, πριν πέσει στο μηδέν. Αυτό θα μπορούσε να συμβολίζει το αποκορύφωμα ενός έργου ή τη μετάβαση σε μια φάση λειτουργίας χωρίς πρόσθετο κόστος, ίσως λόγω απόσβεσης των επενδύσεων ή λήξης των οικονομικών υποχρεώσεων. Το μοτίβο υποδηλώνει μια σταδιακή ανάκτηση της αρχικής κεφαλαιακής δαπάνης με την πάροδο του χρόνου.

Το σενάριο 2 αναδεικνύεται ως το πλέον οικονομικά βιώσιμο, ξεκινώντας με χαμηλότερο ανηγμένο κόστος ενέργειας 22,40 €/MWh και αυξάνοντας σε 36,03 €/MWh, πριν επίσης μειωθεί στο μηδέν. Τα χαμηλότερα σημεία έναρξης και λήξης, σε σύγκριση με το σενάριο 1, υποδηλώνουν ανώτερη αποδοτικότητα κόστους και ενδεχομένως χαμηλότερο οικονομικό κίνδυνο ή καλύτερα διαχειρίσιμο λειτουργικό κόστος.

Το σενάριο 3 προσφέρει μια μέση λύση μεταξύ των σεναρίων 1 και 2, ξεκινώντας από 27,51 €/MWh και κλιμακούμενο σε 44,25 €/MWh. Παρά την ενδιάμεση τοποθέτησή του, παραμένει λιγότερο ευνοϊκό από το σενάριο 2 λόγω του υψηλότερου προφίλ κόστους.

3.2.3 Καθαρή Παρούσα Αξία

Η ΚΠΑ για την μέση και την μέγιστη τιμή ενέργειας αντίστοιχα υπολογίστηκε ως εξής:

$$ΚΠΑ = \sum_{t=0}^{35} \frac{Καθαρές\ Ταμιακές\ Ροές_{Μέσης\ Τιμής\ Ενέργειας}}{(1+i)^t} - (CAPEX + OPEX + DECEX)$$

$$ΚΠΑ = \sum_{t=0}^{35} \frac{Καθαρές\ Ταμιακές\ Ροές_{Μέγιστης\ Τιμής\ Ενέργειας}}{(1+i)^t} - (CAPEX + OPEX + DECEX)$$

όπου:

$CAPEX + OPEX + DECEX$

: είναι η κεφαλαιουχικές, οι λειτουργικές δαπάνες και δαπάνες απόσβεσης

i : είναι το επιτόκιο και είναι ίσο με 0,06 [32]

t : είναι ο χρόνος που κυμαίνεται από 0 έως 35 χρόνια

Η ΚΠΑ αποτελεί έναν ολοκληρωμένο δείκτη που αποτιμά την παρούσα αξία των μελλοντικών ταμειακών ροών ενός έργου και παρέχει μια ξεκάθαρη εικόνα του αναμενόμενου κέρδους ή απώλειας που θα προκύψει από την επένδυση (Knöke et al., 2020).

Η ανάλυση της ΚΠΑ επιτρέπει στους επενδυτές να κρίνουν την επικερδοποίηση ενός έργου και να καθορίσουν εάν το εν λόγω έργο είναι ικανό να παραγάγει θετική αξία πέρα από το κόστος του κεφαλαίου. Επιπλέον, η ΚΠΑ αποτελεί μια ενδεικτική μετρική για την σύγκριση διαφορετικών επενδυτικών σεναρίων, προσδιορίζοντας το ποιο έργο προσφέρει τη μεγαλύτερη αποδοτικότητα υπό δεδομένες συνθήκες [32].

Στη συνέχεια της ανάλυσης, θα παρουσιαστεί ένας συνοπτικός πίνακας με τις συνολικές τιμές της ΚΠΑ για την μέση και την μέγιστη τιμή ενέργειας, σύμφωνα με τις εκτιμήσεις της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ) [26].

Σενάριο	ΚΠΑ Μέσης Τιμής Σύνολο (€)	ΚΠΑ Μέγιστης Τιμής Σύνολο (€)
1	-119.076.472 €	20.112.388 €
2	12.298.372 €	167.140.297 €
3	-94.166.631 €	28.848.073 €

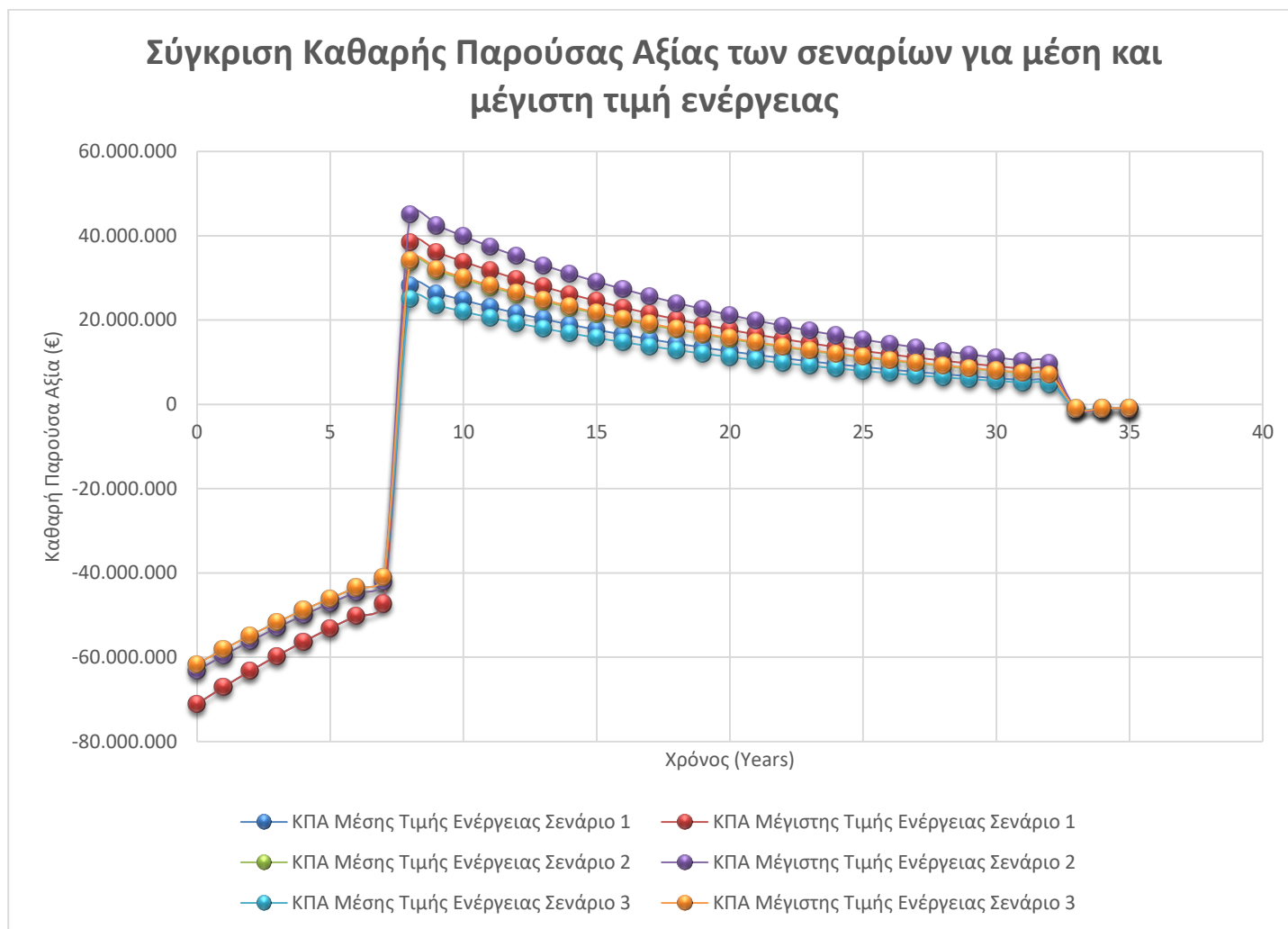
Πίνακας 20 Συνολικά αποτελέσματα Καθαρής Παρούσας Αξίας κάθε σεναρίου για μέση και μέγιστη τιμή ενέργειας

Για το πρώτο σενάριο, η μέση τιμή ενέργειας ανέρχεται σε -119.076,472 €, δηλώνοντας μία αρνητική ΚΠΑ, ενώ η μέγιστη τιμή είναι 20.112.380 €. Παρά την υψηλή μέγιστη τιμή, η αρνητική μέση τιμή ενδέχεται να σημαίνει ότι υπάρχουν υψηλού κινδύνου περιόδους ή συνθήκες που μπορούν να οδηγήσουν σε απώλειες.

Στο δεύτερο σενάριο, η μέση τιμή είναι θετική και φτάνει τα 12.298.372 €, με τη μέγιστη να είναι επίσης θετική και υψηλή (167.140.297 €), υποδηλώνοντας ένα σενάριο με σταθερά κέρδη και μεγάλο δυναμικό απόδοσης.

Το τρίτο σενάριο έχει μία μέση ΚΠΑ -94.166.631 € που είναι αρνητική, ενώ η μέγιστη είναι 28.848.073 €. Παρόλο που η μέγιστη τιμή είναι θετική, η αρνητική μέση τιμή σηματοδοτεί ρίσκο για απώλειες.

Βάσει της σύγκρισης των μέσων και μέγιστων τιμών ενέργειας από κάθε σενάριο, το δεύτερο σενάριο προκύπτει ως το πιο ελκυστικό, αφού παρουσιάζει την υψηλότερη μέση ΚΠΑ που είναι θετική και τη μέγιστη τιμή που είναι επίσης η υψηλότερη από όλα τα σενάρια. Αυτό υποδηλώνει ότι το συγκεκριμένο σενάριο προσφέρει την καλύτερη ισορροπία μεταξύ κινδύνου και απόδοσης, κάνοντάς το πιο ελκυστικό για επένδυση.



Εικόνα 47 Σύγκριση Καθαρής Παρούσας Αξίας των σεναρίων μέσης και μέγιστης τιμής ενέργειας με τον χρόνο της επένδυσης

4 Συζήτηση

Το Σενάριο 1 αναδεικνύει ένα συνολικό κεφαλαιουχικό κόστος (CAPEX) 568.501.487€, λειτουργικές δαπάνες (OPEX) 546.278.191€ και δαπάνες απόσυρσης (DECEX) 22.295.594€, φτάνοντας σε ένα συνολικό κόστος 1.137.075.272€. Η Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) για την μέση τιμή ενέργειας είναι αρνητική -119.076.472€, καθιστώντας την επένδυση οικονομικά μη ελκυστική. Ωστόσο, η NPV για την μέγιστη τιμή ενέργειας ανέρχεται σε 20.112.388€, προσδίδοντας κάποια οικονομική ελκυστικότητα υπό ιδανικές συνθήκες. Αυτό υποδηλώνει ότι η οικονομική βιωσιμότητα του Σεναρίου 1 εξαρτάται σημαντικά από τις διακυμάνσεις της τιμής ενέργειας. Η προοδευτική αύξηση του ανηγμένου κόστους ενέργειας από 28,05 €/MWh έως 45,12 €/MWh αντανάκλα μια σταδιακή μεταβίβαση του κόστους από την αρχική επένδυση προς την λειτουργική φάση. Η τελική μείωση στο μηδέν υποδηλώνει την επίτευξη της πλήρους απόσβεσης του κεφαλαίου, σηματοδοτώντας ένα κρίσιμο σημείο για την οικονομική αποδοτικότητα του έργου.

Το Σενάριο 2 παρουσιάζει ένα κατώτερο συνολικό κόστος σε σύγκριση με το Σενάριο 1, με CAPEX 505.037.588€, OPEX 485.295.159€ και DECEX 19.806.655€. Η συνολική NPV για την μέση τιμή ενέργειας είναι θετική 12.298.372€, και για την μέγιστη τιμή ενέργειας αυξάνεται σημαντικά 167.140.297€, κάνοντας το Σενάριο 2 εξαιρετικά ελκυστικό για επένδυση. Η συγκεκριμένη ανάλυση υποδεικνύει ότι το Σενάριο 2 προσφέρει την καλύτερη οικονομική αποδοτικότητα ανεξαρτήτως της τιμής ενέργειας. Η εκκίνηση με ένα χαμηλότερο ανηγμένο κόστος ενέργειας 22,40 €/MWh και η σταδιακή αύξηση σε 36,03 €/MWh, πριν την μείωση στο μηδέν, υποδηλώνει μια υψηλότερη αρχική οικονομική αποδοτικότητα και μια γρηγορότερη επίτευξη της απόσβεσης, καθιστώντας το Σενάριο 2 το πιο ελκυστικό από οικονομικής πλευράς.

Το Σενάριο 3 δείχνει το χαμηλότερο CAPEX (492.695.646€) από τα τρία σενάρια, με OPEX 473.435.677€ και DECEX 19.322.626€. Παρά την αρνητική NPV για την μέση τιμή ενέργειας -94.166.631€, η NPV για την μέγιστη τιμή ενέργειας ανέρχεται σε 28.848.073€, προσδίδοντας μια μέτρια οικονομική ελκυστικότητα σε ιδανικές συνθήκες. Αυτό το σενάριο προσφέρει μια ενδιάμεση λύση μεταξύ των δύο πρώτων, καθώς το ανηγμένο κόστος ενέργειας ξεκινά από 27,51 €/MWh και φτάνει στα 44,25 €/MWh, δείχνοντας μια συμβιβαστική προσέγγιση μεταξύ του κόστους και της αποδοτικότητας.

Αναλύοντας τα τρία σενάρια, το Σενάριο 2 φαίνεται να προσφέρει την καλύτερη οικονομική αποδοτικότητα και το ταχύτερο χρόνο αποπληρωμής, καθιστώντας το την προτιμότερη επιλογή για επένδυση. Το Σενάριο 1 και το Σενάριο 3 παρουσιάζουν μεγαλύτερο ρίσκο λόγω των αρνητικών NPV στη μέση τιμή ενέργειας, αν και το Σενάριο 3 προσφέρει μια ενδιάμεση λύση με λιγότερο κόστος και μέτρια οικονομική

ελκυστικότητα στην μέγιστη τιμή ενέργειας. Το Σενάριο 2 προκύπτει ως το πιο βιώσιμο και οικονομικά αποδοτικό, προσφέροντας την καλύτερη ισορροπία μεταξύ κόστους, απόδοσης και κινδύνου. Η χαμηλότερη έναρξη και το υψηλότερο τέλος του LCoE, σε συνδυασμό με την υψηλότερη και θετική NPV, καθιστούν το Σενάριο 2 την προτιμότερη επιλογή για επενδυτές που επιδιώκουν την μέγιστη αποδοτικότητα με ελάχιστο κίνδυνο. Το Σενάριο 1 και 3, παρόλο που προσφέρουν δυνατότητες, φέρουν μεγαλύτερο κίνδυνο και απαιτούν πιο προσεκτική ανάλυση και διαχείριση.

Στην επέκταση της παρούσας ανάλυσης με δύο επιπλέον χρόνια περιθωρίου, η εστίαση μετατοπίζεται στην αξιοποίηση τεχνολογικών καινοτομιών, την προσαρμογή στις μεταβαλλόμενες αγοραίες ενέργειας και την εκμετάλλευση των ευκαιριών που προκύπτουν από τις νέες ενεργειακές πολιτικές. Η ενσωμάτωση προηγμένων τεχνολογιών μπορεί να οδηγήσει στη μείωση του κεφαλαιουχικού κόστους (CAPEX) και των λειτουργικών δαπανών (OPEX), ενισχύοντας έτσι την οικονομική ελκυστικότητα κάθε σεναρίου. Παράλληλα, η πιο λεπτομερής αξιολόγηση των ενεργειακών τιμών και η δυνατότητα για προσαρμογή σε νέες ενεργειακές πολιτικές και ρυθμίσεις μπορεί να αυξήσει την Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV), ενισχύοντας την οικονομική βιωσιμότητα των επενδύσεων. Η προσεκτική διαχείριση κινδύνων και η εκμετάλλευση των ευκαιριών που προκύπτουν από την αγορά ενέργειας και τις ενεργειακές πολιτικές μπορεί να οδηγήσουν σε βελτιστοποίηση των αποδόσεων της επένδυσης, καθιστώντας την πιο ελκυστική για τους επενδυτές. Η αύξηση του χρονικού περιθωρίου έχει τη δυνατότητα να ενισχύσει την προσαρμοστικότητα και την ανθεκτικότητα του έργου στις διακυμάνσεις της αγοράς, ενώ παράλληλα επιτρέπει την εφαρμογή βελτιωμένων στρατηγικών διαχείρισης κινδύνων.

Ας υποθέσουμε ότι η μείωση του ανέμου κατά 20% οδηγεί σε αντίστοιχη μείωση της ετήσιας παραγωγής ενέργειας. Παραδείγματος χάριν το Σενάριο 1, η ετήσια παραγωγή είναι 15.198.625 MWh. Μια μείωση κατά 20% σημαίνει ότι η νέα παραγωγή θα είναι το 80% της αρχικής, δηλαδή:

$$\text{Νέα ετήσια παραγωγή} = 15.198.625 \text{ MWh} * 0.8 = 12.158.900 \text{ MWh}$$

Αυτή η μείωση στην παραγωγή θα επηρεάσει άμεσα τις Καθαρές Ταμιακές Ροές και την Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV). Αν υποθέσουμε ότι η μείωση της παραγωγής θα έχει ανάλογη επίδραση στις Καθαρές Ταμιακές Ροές, αυτό θα σήμαινε:

Για τη μέση τιμή ενέργειας, οι αρχικές Καθαρές Ταμιακές Ροές είναι 412.424.547 €. Με μείωση 20%, θα είναι: $412.424.547 \text{ €} * 0.8 = 329.939.638 \text{ €}$

Για τη μέγιστη τιμή ενέργειας, οι αρχικές Καθαρές Ταμιακές Ροές είναι 821.723.518 €. Με μείωση 20%, θα είναι: $821.723.518 \text{ €} * 0.8 = 657.378.814 \text{ €}$

Η μείωση των Καθάρων Ταμιακών Ροών θα έχει αρνητικό αντίκτυπο επενδυτικά για το σενάριο 1, ομοίως και υπόλοιπα σενάρια. Για την αντιμετώπιση των αναπάντεχων σεναρίων, όπως η σημαντική μείωση της παραγωγής ενέργειας λόγω μειωμένης ταχύτητας του ανέμου κατά 20%, μια αποτελεσματική προσέγγιση θα ήταν η ενίσχυση του έργου μέσω χρηματοδότησης ή επιδοτήσεων. Αυτή η στήριξη μπορεί να παρέχει την απαραίτητη οικονομική ασφάλεια για την εξασφάλιση της βιωσιμότητας του έργου, επιτρέποντας την προσαρμογή σε δυσμενείς συνθήκες και την εξασφάλιση της συνεχούς λειτουργίας του. Η υποστήριξη, είτε μέσω άμεσων χρηματοδοτήσεων είτε μέσω φορολογικών κινήτρων και επιδοτήσεων, μπορεί να διαδραματίσει καθοριστικό ρόλο στην ενίσχυση της οικονομικής ελκυστικότητας και στη μείωση του κινδύνου για τους επενδυτές. Αυτό με τη σειρά του διευκολύνει την επίτευξη των οικολογικών και ενεργειακών στόχων, ενώ παράλληλα εξασφαλίζει την οικονομική βιωσιμότητα των ανανεώσιμων ενεργειακών έργων.

5 Συμπεράσματα

Η διπλωματική εργασία αυτή προσέγγισε με εξαιρετική μεθοδικότητα και ακρίβεια την εκτενή τεχνο-οικονομική ανάλυση ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου στον κόλπο Ηρακλείου Κρήτης. Μέσω της εφαρμογής εργαλείων όπως WAsP, AutoCAD, QGIS, και Google Earth, κατέστη δυνατή η αναλυτική μελέτη της εγκατάστασης και λειτουργίας ανεμογεννητριών με σταθερή και πλωτή βάση. Η επιλογή των ανεμογεννητριών των μοντέλων σταθερής βάσης Vestas V164-9.5MW, Vestas V236-15MW, Siemens Gamesa SG167-8MW για τις περιοχές με βάθη έως 60 μέτρα και του μοντέλου ανεμογεννήτριας πλωτής βάσης Siemens Gamesa SG154-6MW για βάθη μεγαλύτερα των 60 μέτρων, επισημαίνει την ανάγκη για προσαρμοστικότητα στην τεχνολογική επιλογή ανάλογα με τις θαλάσσιες συνθήκες, αναδεικνύει την κρίσιμη σημασία της τεχνολογικής προσαρμοστικότητας και της ακριβούς επιλογής εξοπλισμού για την επίτευξη βέλτιστης ενεργειακής απόδοσης και βιωσιμότητας.

Η οικονομική ανάλυση έδειξε την εφικτότητα του έργου μέσω της εκτίμησης κόστους εγκατάστασης (CAPEX), λειτουργίας (OPEX), απόσυρσης (DECEX), της καθαρής παρούσας αξίας (ΚΠΑ), του ανηγμένου κόστους ενέργειας (LCoE), του χρόνου αποπληρωμής και του IRR, προσφέροντας μια σφαιρική εικόνα για το οικονομικό και χρονικό προφίλ των επιλεγμένων τύπων ανεμογεννητριών. Ειδικά, η παρουσίαση του κόστους για πλωτές και σταθερές ανεμογεννήτριες αναδεικνύει τη δυνατότητα της τεχνολογίας να γίνει ανταγωνιστική με την αύξηση της κλίμακας των εγκαταστάσεων και την ωρίμανση της τεχνολογίας.

Η μεθοδολογία που χρησιμοποιήθηκε στην εργασία αποδείχθηκε αποτελεσματική στην αποτύπωση της πολυπλοκότητας και της ολιστικής προσέγγισης που απαιτείται για την ανάπτυξη υπεράκτιων αιολικών πάρκων. Ωστόσο, αναδείχθηκαν και πεδία για

μελλοντική έρευνα, όπως η βελτίωση της ακρίβειας στην εκτίμηση του ανεμολογικού δυναμικού και η ανάγκη για συνεχή εξέλιξη και ανάπτυξη των τεχνολογιών των ανεμογεννητριών.

5.1 Προβλήματα και Μελλοντική Έρευνα

Η εργασία αναδεικνύει επίσης την ανάγκη για μελλοντική έρευνα στην περαιτέρω βελτίωση της βιωσιμότητας και της οικονομικής αποδοτικότητας των υπεράκτιων αιολικών πάρκων. Ειδικότερα, η έρευνα θα μπορούσε να επικεντρωθεί στην ανάλυση κύκλου κόστους ζωής των υλικών (Life Cycle Costing - LCC) και στην εξέταση των κοινωνικών προκλήσεων και επιπτώσεων που συνεπάγεται η ανάπτυξη τέτοιων έργων.

Επιπρόσθετα, η εξερεύνηση νέων τεχνολογιών για την αύξηση της αποδοτικότητας και την μείωση του κόστους των ανεμογεννητριών θα μπορούσε να συμβάλει σημαντικά στην προώθηση της ανανεώσιμης ενέργειας στην περιοχή και πέρα από αυτή.

Η κοινωνική αποδοχή και η διαλογή με τις τοπικές κοινότητες παίζουν κρίσιμο ρόλο στην επιτυχία του υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Μελλοντικές έρευνες θα πρέπει να εστιάσουν στην κατανόηση και διαχείριση των προκλήσεων που συνδέονται με την κοινωνική αποδοχή

Βιβλιογραφία

- [1] P. Gkeka-Serpetsidaki and T. Tsoutsos, "A methodological framework for optimal siting of offshore wind farms: A case study on the island of Crete," *Energy*, vol. 239, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.122296.
- [2] I. Pineda, "Offshore Wind in Europe WindEurope Business Intelligence Tom Remy (Construction highlights) Ariola Mbistrova (Financing highlights) Courtesy of Øyvind Gravås Statoil-Floating Offshore Wind Farm: Hywind Scotland," 2018.
- [3] "Saint-Nazaire Offshore Wind Project in the Loire-Atlantique region, coastal France." [Online]. Available: <https://www.enbridge.com/projects-and-infrastructure/projects/saint-nazaire-offshore-wind-project>.
- [4] G. Costanzo, G. Brindley, and P. Cole, "Wind energy in Europe: 2022 Statistics and the outlook for 2023-2027," WindEurope, Feb. 2023. [Online]. Available: windeurope.org.
- [5] Joint Research Centre's Emissions Database for Global Atmospheric Research (EDGAR). "Renewable Energy Sources." [Online]. Available: <http://edgar.jrc.ec.europa.eu>.
- [6] Τζανετής, Γ. (2017, Μάρτιος 11). Αποψη: Τουρισμός και ανεμογεννήτριες στις Κυκλάδες. Καθημερινή. Retrieved from <https://www.kathimerini.gr/economy/local/900167/apopsi-toyrismos-kai-anemogennitries-stis-kyklades/>
- [7] Damiani, R.R. (2016). Design of offshore wind turbine towers. In *Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation* (pp. 263-357). <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100779-2.00010-6>
- [8] WindEurope. (2017, June). Floating Offshore Wind Vision Statement. WindEurope. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100779-2.00010-6>.
- [9] Telsnig, T., & Vazquez Hernandez, C. (2019). Wind Energy Technology Market Report. Luxembourg: European Commission. EUR 29922 EN. ISBN 978-92-76-12569-3. doi:10.2760/223306.
- [10] K. Wright, J. Mair, R. Watret, and J. Drewery, "SeaShare: Hywind Static Fishing Gear Trials Photo credit: K. Wright," 2023.
- [11] BWideol. (2021, September). Investissement to create joint offshore floating wind development company. Retrieved from www.bwideol.com
- [12] C. Maienza, A. M. Avossa, F. Ricciardelli, D. Coiro, G. Troise, and C. T. Georgakis, "A life cycle cost model for floating offshore wind farms," *Appl Energy*, vol. 266, May 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114716.
- [13] A. P. Crowle and P. R. Thies, "Floating offshore wind turbines port requirements for construction," *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers Part M: Journal of Engineering for the Maritime Environment*, 2022, doi: 10.1177/14750902221078425.

- [14] J. Serrano González, Á. L. Trigo García, M. Burgos Payán, J. Riquelme Santos, and Á. G. González Rodríguez, "Optimal wind-turbine micro-siting of offshore wind farms: A grid-like layout approach," *Appl Energy*, vol. 200, pp. 28–38, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.05.071.
- [15] A. Ioannou, A. Angus, and F. Brennan, "Parametric CAPEX, OPEX, and LCOE expressions for offshore wind farms based on global deployment parameters," *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, vol. 13, no. 5, pp. 281–290, May 2018, doi: 10.1080/15567249.2018.1461150.
- [16] C. Maienza, A. M. Avossa, F. Ricciardelli, F. Scherillo, and C. T. Georgakis, "A Comparative Analysis of Construction Costs of Onshore and Shallow- and Deep-Water Offshore Wind Farms," 2019, pp. 440–453. doi: 10.1007/978-3-030-12815-9_35.
- [17] M. I. Blanco, "The economics of wind energy," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 6–7, pp. 1372–1382, Aug. 2009, doi: 10.1016/j.rser.2008.09.004.
- [18] I. Renewable Energy Agency, "RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES Volume 1: Power Sector Acknowledgement," 2012. [Online]. Available: www.irena.org/Publications
- [19] E. Topham and D. McMillan, "Sustainable decommissioning of an offshore wind farm," *Renew Energy*, vol. 102, pp. 470–480, Mar. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2016.10.066.
- [20] E. Topham, D. McMillan, S. Bradley, and E. Hart, "Recycling offshore wind farms at decommissioning stage," *Energy Policy*, vol. 129, pp. 698–709, Jun. 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.01.072.
- [21] S. Santhakumar, G. Smart, M. Noonan, H. Meerman, and A. Faaij, "Technological progress observed for fixed-bottom offshore wind in the EU and UK," *Technol Forecast Soc Change*, vol. 182, p. 121856, Sep. 2022, doi: 10.1016/j.techfore.2022.121856.
- [22] "Technological learning potential of offshore wind technology and underlying cost drivers".
- [23] The Wind Power. About The Wind Power. Retrieved from https://www.thewindpower.net/about_en.php
- [24] J. Serrano González, Á. L. Trigo García, M. Burgos Payán, J. Rique lme Santos, and Á. G. González Rodríguez, "Optimal wind-turbine micro-siting of offshore wind farms: A grid-like layout approach," *Appl Energy*, vol. 200, pp. 28–38, Aug. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.05.071.
- [25] C. J. Crabtree, D. Zappalá, and S. I. Hogg, "Wind energy: UK experiences and offshore operational challenges," *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, vol. 229, no. 7, pp. 727–746, Nov. 2015, doi: 10.1177/0957650915597560.
- [26] "Guide to an offshore wind farm Updated and extended Published on behalf of The Crown Estate and the Offshore Renewable Energy Catapult The Crown Estate Offshore Renewable Energy Catapult," 2019. [Online]. Available: www.thecrownestate.co.uk

- [27] "PAE." Accessed: Jan. 31, 2024. [Online]. Available: <https://www.rae.gr/anafores-hondrikis-agoras-ilektrikis-energeias-2023/>
- [28] H. Díaz and C. Guedes Soares, "Cost and financial evaluation model for the design of floating offshore wind farms," *Ocean Engineering*, vol. 287, p. 115841, Nov. 2023, doi: 10.1016/j.oceaneng.2023.115841.
- [29] S. Spyridonidou, D. G. Vagiona, and E. Loukogeorgaki, "Strategic planning of offshore wind farms in Greece," *Sustainability (Switzerland)*, vol. 12, no. 3, Feb. 2020, doi: 10.3390/su12030905.
- [30] M. Programme, "The socio-economic impact of offshore wind energy in Greece Offshore wind energy in Greece: Estimating the socio-economic impact," 2021. [Online]. Available: www.eliamep.gr
- [31] A. Ghigo, L. Cottura, R. Caradonna, G. Bracco, and G. Mattiazzo, "Platform Optimization and Cost Analysis in a Floating Offshore Wind Farm," *J Mar Sci Eng*, vol. 8, no. 11, p. 835, Oct. 2020, doi: 10.3390/jmse8110835.
- [32] J. Aldersey-Williams and T. Rubert, "Levelised cost of energy – A theoretical justification and critical assessment," *Energy Policy*, vol. 124, pp. 169–179, Jan. 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2018.10.004.
- [33] T. Knoke, E. Gosling, and C. Paul, "Use and misuse of the net present value in environmental studies," *Ecological Economics*, vol. 174, p. 106664, Aug. 2020, doi: 10.1016/j.ecolecon.2020.106664.
- [34] L. G. Vargas, "An overview of the analytic hierarchy process and its applications," *Eur J Oper Res*, vol. 48, no. 1, 1990, doi: 10.1016/0377-2217(90)90056-H.
- [35] S. Kheybari, F. M. Rezaie, and H. Farazmand, "Analytic network process: An overview of applications," *Appl Math Comput*, vol. 367, 2020, doi: 10.1016/j.amc.2019.124780.
- [36] J. Deng, J. Zhan, and W.-Z. Wu, "A ranking method with a preference relation based on the PROMETHEE method in incomplete multi-scale information systems," *Inf Sci (N Y)*, vol. 608, pp. 1261–1282, Aug. 2022, doi: 10.1016/j.ins.2022.07.033.
- [37] A. Kobryń, "DEMATEL as a weighting method in multi-criteria decision analysis," *Multiple Criteria Decision Making*, vol. 12, pp. 153–167, 2017, doi: 10.22367/mcdm.2017.12.11.
- [38] L. Botti and N. Peypoch, "Multi-criteria ELECTRE method and destination competitiveness," *Tour Manag Perspect*, vol. 6, pp. 108–113, Apr. 2013, doi: 10.1016/j.tmp.2013.01.001.
- [39] K. Zhang and J. Dai, "A novel TOPSIS method with decision-theoretic rough fuzzy sets," *Inf Sci (N Y)*, vol. 608, pp. 1221–1244, Aug. 2022, doi: 10.1016/j.ins.2022.07.009.
- [40] J. Pill, "THE DELPHI METHOD: SUBSTANCE, CONTEXT, A CRITIQUE AND AN ANNOTATED BIBLIOGRAPHY."

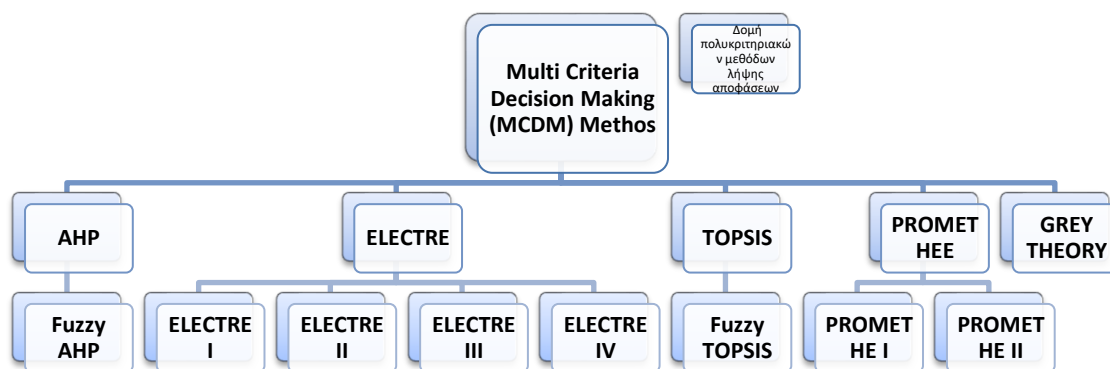
- [41] M. Niederberger and S. Köberich, "Coming to consensus: the Delphi technique," *European Journal of Cardiovascular Nursing*, vol. 20, no. 7, pp. 692–695, Oct. 2021, doi: 10.1093/eurjcn/zvab059.
- [42] J. Rezaei, O. Kothadiya, L. Tavasszy, and M. Kroesen, "Quality assessment of airline baggage handling systems using SERVQUAL and BWM," *Tour Manag*, vol. 66, pp. 85–93, Jun. 2018, doi: 10.1016/j.tourman.2017.11.009.
- [43] X. Peng, H. Garg, and Z. Luo, "When content-centric networking meets multi-criteria group decision-making: Optimal cache placement policy achieved by MARCOS with q-rung orthopair fuzzy set pair analysis," *Eng Appl Artif Intell*, vol. 123, Aug. 2023, doi: 10.1016/j.engappai.2023.106231.
- [44] J. Kaur, O. Singh, A. Anand, and M. Agarwal, "A goal programming approach for agile-based software development resource allocation," *Decision Analytics Journal*, vol. 6, p. 100146, Mar. 2023, doi: 10.1016/j.dajour.2022.100146.
- [45] H.-W. Lo, C.-C. Hsu, B.-C. Chen, and J. J. H. Liou, "Building a grey-based multi-criteria decision-making model for offshore wind farm site selection," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 43, p. 100935, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.seta.2020.100935.
- [46] I. Ben Brahim, S.-A. Addouche, A. El Mhamedi, and Y. Boujelbene, "Cluster-based WSA method to elicit expert knowledge for Bayesian reasoning—Case of parcel delivery with drone," *Expert Syst Appl*, vol. 191, p. 116160, Apr. 2022, doi: 10.1016/j.eswa.2021.116160.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Πολυκριτηριακές μέθοδοι για την επιλογή βέλτιστης χωροθέτησης υπεράκτιων ανεμογεννητριών

Οι μεθοδολογίες TOPSIS, AHP, ANP, PROMETHEE, DEMATEL, ELECTRE, DELPHI, BWM, MARCOS, Goal Programming, GREY και WSA είναι διάφορες τεχνικές από τον τομέα της πολυκριτηριακής ανάλυσης αποφάσεων, οι οποίες χρησιμοποιούνται για να επιλέξουν τη βέλτιστη επιλογή ανάμεσα σε διάφορες επιλογές, βασιζόμενες σε ένα σύνολο κριτηρίων που έχουν οριστεί εκ των προτέρων. Οι μεθοδολογίες αυτές επιτρέπουν την ανάλυση των πλεονεκτημάτων και των μειονεκτημάτων της κάθε επιλογής και την κατανόηση της βέλτιστης επιλογής βάσει των συγκεκριμένων αναγκών ή στόχων. Κάθε μεθοδολογία έχει τα δικά της πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα, και η επιλογή της κατάλληλης μεθοδολογίας εξαρτάται από τη φύση του προβλήματος και τις ανάγκες του αναλυτή.

Πίνακας 21 Δομή πολυκριτηριακών μεθόδων λήψης αποφάσεων



Κάθε μέθοδος λήψης αποφάσεων έχει τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματά της και η καταλληλότητα μιας συγκεκριμένης μεθόδου εξαρτάται από το συγκεκριμένο πρόβλημα που αντιμετωπίζεται, την μελέτη περίπτωσης και το πλαίσιο στο οποίο εφαρμόζεται. Ως εκ τούτου, είναι σημαντικό να εξετάζεται προσεκτικά το συγκεκριμένο πρόβλημα και να αξιολογούνται τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα κάθε μεθόδου πριν από την επιλογή της καταλληλότερης. Για παράδειγμα, εάν το πρόβλημα απόφασης περιλαμβάνει πολλαπλά κριτήρια που είναι δύσκολο να ποσοτικοποιηθούν ή να συγκριθούν, η Διαδικασία Αναλυτικής Ιεράρχησης (AHP) ή η Διαδικασία Αναλυτικού Δικτύου (ANP) μπορεί να είναι πιο κατάλληλες από άλλες μεθόδους. Από την άλλη πλευρά, εάν το πρόβλημα απόφασης απαιτεί συμβιβασμούς μεταξύ αντικρουόμενων κριτηρίων, η Τεχνική Διάταξης Προτιμήσεων με βάση την Ομοιότητα με την Ιδανική Λύση (TOPSIS) ή η Μέθοδος Οργάνωσης Κατάταξης Προτιμήσεων για την Αξιολόγηση Εμπλουτισμού (PROMETHEE) μπορεί να είναι καταλληλότερες. Εν κατακλείδι, δεν υπάρχει μία μόνο μέθοδος λήψης αποφάσεων που να είναι καθολικά καλύτερη από τις άλλες. Η καταλληλότερη μέθοδος εξαρτάται από το συγκεκριμένο πρόβλημα και το πλαίσιο στο οποίο εφαρμόζεται

Μέθοδος	Περιγραφή Μεθόδου	Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα
TOPSIS	Βρίσκει την καλύτερη επιλογή από μια λίστα βασιζόμενη σε ιδανικά και αντι-ιδανικά σημεία για κάθε κριτήριο.	1. Διαισθητικό 2. Απλό στον χρήστη	1. Ευαισθησία
AHP	Δομημένη τεχνική που βοηθά στη λήψη πολύπλοκων αποφάσεων με τη διάσπασή τους σε μικρότερα μέρη.	1. Σαφή και δομημένη προσέγγιση για τη λήψη αποφάσεων 2. Ευέλικτο πλαίσιο για τη λήψη αποφάσεων, προσαρμογή σε ευρύ φάσμα τύπων προβλημάτων	1. Πολυπλοκότητα 2. Υποκειμενικότητα

ANP	Είναι μέθοδος λήψης αποφάσεων που αξιολογεί σύνθετες εναλλακτικές λύσεις με βάση πολλαπλά κριτήρια και τις ιεραρχεί	1. Αντιμετωπίζει περίπλοκα προβλήματα	1. Χρονοβόρα 2. Υποκειμενική αξιολόγηση
PROMETHEE	Βασίζεται στη σύγκριση εναλλακτικών βάσει πολλαπλών κριτηρίων, χρησιμοποιώντας μαθηματικές τεχνικές και προτεραιότητες προτίμησης για την ανάδειξη της βέλτιστης λύσης.	1. Ευέλικτο πλαίσιο για τη λήψη αποφάσεων, προσαρμογή σε ευρύ φάσμα τύπων προβλημάτων 2. Εύκολο στη χρήση	1. Υποκειμενικότητα 2. Πολυπλοκότητα
DEMATEL	Αναλύει την σχέση αιτίου-αποτελέσματος μεταξύ παραγόντων σε ένα πολύπλοκο σύστημα.	1. Οπτική αναπαράσταση 2. Αξιολόγηση επιπτώσεων	1. Χρονοβόρα 2. Υποκειμενικότητα
ELECTRE	Μέθοδος λήψης αποφάσεων που βασίζεται σε πολλαπλά κριτήρια και αξιολογεί εναλλακτικές λύσεις, χρησιμοποιείται σε προβλήματα με ασάφειες.	1. Χειρίζεται πολλές εναλλακτικές λύσεις	1. Χρονοβόρο
DELPHI	Δομημένη τεχνική πρόβλεψης, πραγματοποίηση μιας πρόβλεψης για το μέλλον.	1. Ευέλικτο πλαίσιο για τη λήψη αποφάσεων, προσαρμογή σε ευρύ φάσμα τύπων προβλημάτων	1. Ελλιπή δεδομένα 2. Κόστος
BWM	Πολυκριτήρια τεχνική λήψης αποφάσεων που συγκρίνει και ιεραρχεί ένα σύνολο εναλλακτικών λύσεων	1. Συνεργασία 2. Ευέλικτο πλαίσιο για τη λήψη αποφάσεων, προσαρμογή σε ευρύ φάσμα τύπων προβλημάτων	1. Χρονοβόρα 2. Έλλειψη δομής
MARCOS	Εργαλείο λήψης αποφάσεων επιλογή εναλλακτικών λύσεων με βάση πολλαπλά κριτήρια, λαμβάνοντας υπόψη την αβεβαιότητα και τον κίνδυνο.	1. Ολοκληρωμένη ανάλυση των εναλλακτικών λύσεων 2. Λαμβάνει υπόψη την αβεβαιότητα και τον κίνδυνο	1. Χρονοβόρα
Goal Programming	Τεχνική μαθηματικού προγραμματισμού που βοηθά στην επιτυχία πολλαπλών στόχων ταυτόχρονα, ελαχιστοποιώντας τις αποκλίσεις από προκαθορισμένους στόχους.	1. Απλό στη χρήση 2. Ευέλικτο πλαίσιο για τη λήψη αποφάσεων, προσαρμογή σε ευρύ φάσμα τύπων προβλημάτων	1. Χρονοβόρα
GREY	Μαθηματική προσέγγιση μοντελοποίησης που χρησιμοποιείται για την ανάλυση και την πρόβλεψη της συμπεριφοράς συστημάτων με περιορισμένες πληροφορίες.	1. Μπορεί να χειριστεί αβέβαιες και ελλιπείς πληροφορίες	1. Περιορισμένη εφαρμοσιμότητα

WSA	Τεχνική λήψης αποφάσεων με πολλαπλά κριτήρια που αξιολογεί και κατατάσσει τις εναλλακτικές λύσεις.	1. Απλόστη χρήση	1. Περιορισμένη ευελιξία
-----	--	------------------	--------------------------

Διαδικασία αναλυτικής ιεραρχίας (AHP)

Η διαδικασία αναλυτικής ιεράρχιας (AHP) περιλαμβάνει τη διάσπαση πολύπλοκων προβλημάτων λήψης αποφάσεων σε μια ιεραρχία κριτηρίων, υποκριτηρίων και εναλλακτικών λύσεων και στη συνέχεια τη διεξαγωγή συγκρίσεων ανά ζεύγη μεταξύ αυτών των στοιχείων για να προσδιοριστεί η σχετική σημασία τους. Η διαδικασία περιλαμβάνει την κανονικοποίηση των συγκρίσεων, τον υπολογισμό των διανυσμάτων προτεραιότητας για κάθε επίπεδο της ιεραρχίας και τον έλεγχο της συνέπειας των προτεραιοτήτων. Η μέθοδος AHP έχει ένα ευρύ φάσμα εφαρμογών στις επιχειρήσεις και τη διοίκηση, τη μηχανική, την υγειονομική περίθαλψη και τη λήψη περιβαλλοντικών αποφάσεων. Μπορεί να χρησιμοποιηθεί για σύγκριση και αξιολόγηση διαφορετικών επιλογών, ιεράρχηση πόρων, κατανομή χρηματοδότησης και λήψη στρατηγικών αποφάσεων. Η AHP είναι χρήσιμη σε καταστάσεις όπου οι υπεύθυνοι λήψης αποφάσεων πρέπει να λάβουν υπόψη πολλαπλά κριτήρια και να κάνουν συμβιβασμούς μεταξύ αντικρουόμενων στόχων (Vargas, 1990).

Διαδικασία αναλυτικού δικτύου (ANP)

Η διαδικασία αναλυτικού δικτύου (ANP) είναι μια μέθοδος λήψης αποφάσεων που αποτελεί επέκταση της Διαδικασίας Αναλυτικής Ιεραρχίας (AHP). Η διαδικασία αναλυτικού δικτύου (ANP) έχει σχεδιαστεί για να χειρίζεται προβλήματα λήψης αποφάσεων που περιλαμβάνουν αλληλεξαρτήσεις και βρόχους ανατροφοδότησης μεταξύ κριτηρίων και εναλλακτικών λύσεων, τα οποία δεν μπορούν να αποτυπωθούν με μια απλή ιεραρχία. Η ANP περιλαμβάνει τη διάσπαση του προβλήματος απόφασης σε ένα δίκτυο συμπλεγμάτων και στοιχείων και στη συνέχεια τη διεξαγωγή συγκρίσεων ανά ζεύγη μεταξύ αυτών των στοιχείων για να προσδιοριστεί η σχετική σημασία τους. Η διαδικασία περιλαμβάνει την κανονικοποίηση των συγκρίσεων, τον υπολογισμό των διανυσμάτων προτεραιότητας για κάθε επίπεδο του δικτύου και τον έλεγχο της συνέπειας των προτεραιοτήτων. Μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την αξιολόγηση πολύπλοκων συστημάτων, την ιεράρχηση πόρων, την κατανομή χρηματοδότησης και τη λήψη στρατηγικών αποφάσεων που λαμβάνουν υπόψη τις αλληλεξαρτήσεις και τους βρόχους ανατροφοδότησης μεταξύ κριτηρίων και εναλλακτικών. Η ANP είναι χρήσιμο σε καταστάσεις όπου οι υπεύθυνοι λήψης αποφάσεων πρέπει να λάβουν υπόψη πολλαπλά κριτήρια και τις αλληλεπιδράσεις τους και να κάνουν συμβιβασμούς μεταξύ αντικρουόμενων στόχων σε ένα περίπλοκο περιβάλλον.[34]

Μέθοδος οργάνωσης κατάταξης προτίμησης για τον εμπλουτισμό των αξιολογήσεων (PROMETHEE)

Η Μέθοδος οργάνωσης κατάταξης προτίμησης για τον εμπλουτισμό των αξιολογήσεων (PROMETHEE) είναι μια πολυκριτήρια μέθοδος λήψης αποφάσεων που χρησιμοποιείται για την κατάταξη ενός συνόλου εναλλακτικών λύσεων με βάση ένα σύνολο κριτηρίων. Περιλαμβάνει τη διάσπαση του προβλήματος απόφασης σε ένα σύνολο κριτηρίων και εναλλακτικών λύσεων και στη συνέχεια τη χρήση

συναρτήσεων προτίμησης για τον προσδιορισμό του βαθμού προτίμησης ή αδιαφορίας μεταξύ κάθε εναλλακτικής με βάση κάθε κριτήριο. Έπειτα, η PROMETHEE συγκεντρώνει τις προτιμήσεις για κάθε εναλλακτική λύση για να δημιουργήσει μια κατάταξη των εναλλακτικών. Η μέθοδος παρέχει επίσης ανάλυση ευαισθησίας για την αξιολόγηση της ευρωστίας των αποτελεσμάτων κατάταξης. Μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την αξιολόγηση και την κατάταξη εναλλακτικών λύσεων με βάση πολλαπλά κριτήρια, λαμβάνοντας υπόψη τις προτιμήσεις και την αδιαφορία των υπευθύνων λήψης αποφάσεων για κάθε κριτήριο. Το PROMETHEE είναι χρήσιμο σε καταστάσεις όπου οι υπεύθυνοι λήψης αποφάσεων πρέπει να κάνουν επιλογές μεταξύ εναλλακτικών που έχουν διαφορετικά πλεονεκτήματα και αδυναμίες με βάση πολλαπλά κριτήρια.[35]

Εργαστήριο δοκιμής και αξιολόγησης αποφάσεων (DEMATEL)

Το DEMATEL (Εργαστήριο δοκιμής και αξιολόγησης λήψης αποφάσεων) είναι μια μέθοδος που χρησιμοποιείται για την ανάλυση των σχέσεων αιτίου-αποτελέσματος μεταξύ ενός συνόλου κριτηρίων σε ένα σύνθετο πρόβλημα λήψης αποφάσεων. Περιλαμβάνει την κατανομή του προβλήματος απόφασης σε ένα σύνολο κριτηρίων και υποκριτηρίων και στη συνέχεια τη χρήση της μεθόδου DEMATEL για την κατασκευή ενός κατευθυνόμενου γραφήματος που αντιπροσωπεύει τις σχέσεις μεταξύ αυτών των κριτηρίων. Η μέθοδος επιτρέπει στους λήπτες αποφάσεων να εντοπίσουν τους κινητήριους παράγοντες και τα κρίσιμα ζητήματα που είναι πιο σημαντικά στη διαδικασία λήψης αποφάσεων. Η μέθοδος DEMATEL παρέχει επίσης έναν τρόπο προσδιορισμού της σχετικής σημασίας κάθε κριτηρίου και υπο-κριτηρίου υπολογίζοντας τον βαθμό επιρροής και εξάρτησής του στη διαδικασία λήψης αποφάσεων. Μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να υποστηρίξει τις διαδικασίες λήψης αποφάσεων βοηθώντας τους υπεύθυνους λήψης αποφάσεων να εντοπίσουν τα πιο κρίσιμα ζητήματα και παράγοντες που πρέπει να ληφθούν υπόψη σε ένα πρόβλημα απόφασης, καθώς και να σταθμίσει τη σημασία των διαφορετικών κριτηρίων με δομημένο και διαφανή τρόπο.[36]

Εξάλειψη και επιλογές που αντικατοπτρίζουν στην πραγματικότητα (ELECTRE)

Η μέθοδος ELECTRE (Elimination and Choice Expressing Reality) είναι μια προσέγγιση λήψης αποφάσεων πολλαπλών κριτηρίων που. Η μέθοδος περιλαμβάνει τη σύγκριση πολλαπλών εναλλακτικών με βάση ένα σύνολο κριτηρίων και την κατάταξή τους με σειρά προτίμησης. Το προτεινόμενο μοντέλο, που ονομάζεται Intuitionistic Fuzzy ELECTRE (IF-ELECTRE), χρησιμοποιεί IFS για να αναπαραστήσει τα κριτήρια και τις εναλλακτικές λύσεις και ενσωματώνει έναν πίνακα αποφάσεων για τον υπολογισμό των βαθμών υπεροχής των εναλλακτικών. Η μέθοδος IF-ELECTRE περιλαμβάνει διάφορα στάδια, συμπεριλαμβανομένης της κατασκευής ενός πίνακα σχέσεων προτίμησης με βάση το IFS, τον υπολογισμό των τιμών καθαρής ροής για κάθε εναλλακτική λύση και τον προσδιορισμό της τελικής κατάταξης χρησιμοποιώντας ένα σχήμα στάθμισης. Το μοντέλο IF-ELECTRE παρέχει ένα χρήσιμο πλαίσιο για τους υπεύθυνους λήψης αποφάσεων ώστε να αξιολογούν πολλαπλές εναλλακτικές λύσεις και να λαμβάνουν τεκμηριωμένες αποφάσεις σε καταστάσεις όπου υπάρχει αβεβαιότητα και ανακρίβεια στα κριτήρια και τις εναλλακτικές λύσεις.[37]

Τεχνική για τη σειρά προτίμησης με βάση την ομοιότητα με την ιδανική λύση (TOPSIS)

Το TopSIS θεωρεί ότι η χρησιμότητα κάθε κριτηρίου αυξάνεται ή μειώνεται μονοτονικά, γεγονός που καθιστά εύκολο τον εντοπισμό θετικών και αρνητικών ιδανικών λύσεων. Η σειρά προτίμησης των εναλλακτικών λύσεων μπορεί να προσδιοριστεί με τη σύγκριση αυτών των σχετικών αποστάσεων. Σύμφωνα με το TOPSIS, οι διάφορες διαστάσεις των κριτηρίων μετατρέπονται πρώτα σε μη-διαστατικά κριτήρια με τον ίδιο τρόπο όπως το ELECTRE. Ως αποτέλεσμα του TOPSIS, η επιλεγμένη εναλλακτική λύση θα πρέπει να έχει τη μικρότερη απόσταση από τη θετική ιδανική λύση (PIS) και τη μεγαλύτερη απόσταση από την αρνητική ιδανική λύση (NIS). Μια πολυκριτήρια μέθοδος λήψης αποφάσεων που χρησιμοποιεί αυτή τη μέθοδο χρησιμοποιείται για σκοπούς κατάταξης και για την επίτευξη της καλύτερης απόδοσης.[38]

DELPHI

Το Delphi είναι μια μεθοδολογική προσέγγιση που χρησιμοποιείται για τη διευκόλυνση της ομαδικής λήψης αποφάσεων και των διαδικασιών οικοδόμησης συναίνεσης. Περιλαμβάνει μια σειρά από επαναληπτικούς γύρους ερευνών ή ερωτηματολογίων, τα οποία αποστέλλονται σε μια ομάδα εμπειρογνομόνων ή ενδιαφερομένων με στόχο τη συλλογή και τη σύνθεση των απόψεων και των σχολίων τους. Το Delphi είναι μια μεθοδολογική προσέγγιση που χρησιμοποιείται για τη διευκόλυνση επαναληπτικών συζητήσεων σχετικά με μελλοντικές προσαρμοστικές στρατηγικές, με ρητή θεώρηση θεσμικών και πολλαπλών διαστάσεων για τη δημιουργία περιεκτικών οδών προσαρμογής που καλύπτουν τις ανάγκες [39]. Η μέθοδος Delphi χρησιμοποιείται για την οικοδόμηση συναίνεσης και την εισαγωγή τρόπων σκέψης στους τοπικούς ενδιαφερόμενους, η οποία περιλαμβάνει δομημένες συζητήσεις σχετικά με τις μελλοντικές προτιμήσεις και τις επιλογές προσαρμογής. Αυτή η μεθοδολογία διεγείρει συζητήσεις σχετικά με τις κανονιστικές διαφορές μεταξύ και εντός των ομάδων ενδιαφερομένων, τονίζοντας τις υποκείμενες αξίες που καθορίζουν τις μελλοντικές οδούς και τις θεσμικές προσαρμογές που είναι απαραίτητες για την ενεργοποίηση των στρατηγικών προσαρμογής με την πάροδο του χρόνου. Η μέθοδος Delphi παρουσιάζεται ως χρήσιμο εργαλείο στη διαδικασία δημιουργίας συμμετοχικών μονοπατιών προσαρμογής, προσφέροντας έναν δομημένο τρόπο εισαγωγής της σκέψης μονοπατιών στους τοπικούς ενδιαφερόμενους και συμβάλλει στην οικοδόμηση συναίνεσης σχετικά με τις μελλοντικές προτιμήσεις και επιλογές προσαρμογής. [40]

Η Καλύτερη-Χειρότερη Μέθοδος (BWM)

Η μέθοδος (BWM) είναι μια προσέγγιση λήψης αποφάσεων που περιλαμβάνει την κατάταξη ενός συνόλου εναλλακτικών επιλογών με βάση τη σχετική σημασία ή την προτίμησή τους. Η BWM συνήθως περιλαμβάνει την παρουσίαση στους ερωτηθέντες με ένα σύνολο εναλλακτικών λύσεων και τη ζήτηση τους να εντοπίσουν τις καλύτερες και τις χειρότερες εναλλακτικές από αυτό το σύνολο. Στη συνέχεια, οι ερωτηθέντες βαθμολογούν τις εναλλακτικές με βάση τη σημασία ή την προτίμησή τους. Οι βαθμολογίες χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό των βαρών σημασίας κάθε εναλλακτικής λύσης, οι οποίες μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την ιεράρχηση της λήψης αποφάσεων και την ανάλογη κατανομή πόρων. Η μέθοδος BWM είναι ιδιαίτερα χρήσιμη σε καταστάσεις όπου υπάρχουν πολλαπλά χαρακτηριστικά που πρέπει να αξιολογηθούν και εμπλέκονται υποκείμενικές προτιμήσεις. Παρέχει μια πιο

ολοκληρωμένη και ακριβή αξιολόγηση των κριτηρίων λήψης αποφάσεων και βοηθά τους υπεύθυνους λήψης αποφάσεων να εντοπίσουν τους πιο κρίσιμους τομείς για βελτίωση [41]

Μέτρηση των εναλλακτικών λύσεων και κατάταξη σύμφωνα με τη συμβιβαστική λύση (MARCOS)

Η μέτρηση εναλλακτικών λύσεων και η κατάταξη σύμφωνα με τη συμβιβαστική λύση (MARCOS) είναι μια μέθοδος λήψης αποφάσεων που χρησιμοποιείται για την αξιολόγηση και την κατάταξη εναλλακτικών λύσεων με βάση πολλαπλά κριτήρια. Η μέθοδος μετρά την ελκυστικότητα κάθε εναλλακτικής λύσης με βάση τα κριτήρια ή τους παράγοντες που εξετάζονται. Επίσης, η μέθοδος κατατάσσει τις εναλλακτικές λύσεις σύμφωνα με μια συμβιβαστική λύση. Στη συνέχεια, οι εναλλακτικές κατατάσσονται σύμφωνα με τη συνολική τους βαθμολογία, με την εναλλακτική με την υψηλότερη βαθμολογία να θεωρείται η πιο ελκυστική. Συνολικά, η μέθοδος έχει αποδειχθεί ότι παρέχει ένα χρήσιμο εργαλείο στους υπεύθυνους λήψης αποφάσεων για την αξιολόγηση εναλλακτικών λύσεων και τον εντοπισμό περιοχών προς βελτίωση [42].

Προγραμματισμός στόχων (Goal Programming)

Ο προγραμματισμός στόχων (Goal Programming) είναι μια τεχνική λήψης αποφάσεων που χρησιμοποιείται για την εύρεση της καλύτερης δυνατής λύσης σε ένα πρόβλημα με πολλαπλούς, αντικρουόμενους στόχους. Το μοντέλο προγραμματισμού στόχων περιλαμβάνει τον προσδιορισμό ενός συνόλου στόχων, οι οποίοι μπορεί να είναι αντικρουόμενοι, και την ανάθεση βαρών προτεραιότητας σε κάθε στόχο. Το μοντέλο επιδιώκει να ελαχιστοποιήσει τις αποκλίσεις από αυτούς τους στόχους, υπόκεινται σε περιορισμούς. Οι στόχοι μπορεί να περιλαμβάνουν την ελαχιστοποίηση του κόστους κατανομής των πόρων, τη μεγιστοποίηση της αποτελεσματικότητας της χρήσης των πόρων και την τήρηση των προθεσμιών του έργου. Το μοντέλο προγραμματισμού στόχων που χρησιμοποιείται για την κατανομή στην ευέλικτη ανάπτυξη λογισμικού που περιλαμβάνει τον προσδιορισμό των στόχων και των περιορισμών, τον καθορισμό των βαρών προτεραιότητας για κάθε στόχο και τη διαμόρφωση του μοντέλου προγραμματισμού στόχων. Στη συνέχεια, το μοντέλο επιλύεται χρησιμοποιώντας έναν μαθηματικό αλγόριθμο βελτιστοποίησης για τον προσδιορισμό του βέλτιστου σχεδίου κατανομής πόρων. Η προσέγγιση προγραμματισμού στόχων παρέχει ένα χρήσιμο εργαλείο για τους υπεύθυνους λήψης αποφάσεων για την κατανομή πόρων με τρόπο που εξισορροπεί πολλαπλούς, ανταγωνιστικούς στόχους [44].

GREY

Στο πλαίσιο της λήψης αποφάσεων πολλαπλών κριτηρίων, το "γκρίζο" αναφέρεται στη μέθοδο γκρι σχεσιακής ανάλυσης. Η μέθοδος είναι μια τεχνική για την αξιολόγηση των σχέσεων μεταξύ πολλαπλών μεταβλητών και τον εντοπισμό εκείνων των μεταβλητών που σχετίζονται περισσότερο με το επιθυμητό αποτέλεσμα. Η μέθοδος λειτουργεί συγκρίνοντας κάθε μεταβλητή με τη μεταβλητή αναφοράς, η οποία είναι συνήθως η μεταβλητή που αντιπροσωπεύει το επιθυμητό αποτέλεσμα. Η μέθοδος χρησιμοποιεί έναν γκρίζο αριθμό για να αναπαραστήσει κάθε μεταβλητή, ο οποίος αντιπροσωπεύει τόσο τις γνωστές όσο και τις άγνωστες πληροφορίες σχετικά με τη μεταβλητή. Ο γκρίζος αριθμός χρησιμοποιείται στη συνέχεια για τον υπολογισμό του γκρίζου

σχεσιακού συντελεστή μεταξύ κάθε μεταβλητής και της μεταβλητής αναφοράς. Ο γκρίζος σχεσιακός συντελεστής υποδεικνύει τον βαθμό συσχέτισης μεταξύ κάθε μεταβλητής και της μεταβλητής αναφοράς, με υψηλότερο γκρίζο σχεσιακό συντελεστή να υποδηλώνει ισχυρότερη συσχέτιση. Οι μεταβλητές με τους υψηλότερους γκρίζους σχεσιακούς συντελεστές θεωρούνται ότι είναι οι πιο σημαντικές για την επίτευξη του επιθυμητού αποτελέσματος και μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τη λήψη αποφάσεων. Η μέθοδος χρησιμοποιείται για την αξιολόγηση των σχέσεων μεταξύ πολλαπλών κριτηρίων [45].

Αλγόριθμος σταθμισμένου αθροίσματος

Ο Αλγόριθμος σταθμισμένου αθροίσματος (Weighted Sum Algorithm) είναι μια μέθοδος συγκέντρωσης πολλαπλών κριτηρίων ή παραγόντων που χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση εναλλακτικών λύσεων σε μια διαδικασία λήψης αποφάσεων. Στη μέθοδο WSA, σε κάθε κριτήριο αποδίδεται ένα βάρος που αντανάκλα τη σχετική σημασία του στη διαδικασία λήψης αποφάσεων. Στη συνέχεια, τα βάρη χρησιμοποιούνται για να συνδυαστούν οι βαθμολογίες για κάθε κριτήριο, με αποτέλεσμα μια σταθμισμένη βαθμολογία αθροίσματος για κάθε εναλλακτική. Η εναλλακτική με την υψηλότερη βαθμολογία σταθμισμένου αθροίσματος θεωρείται η καλύτερη επιλογή. Η μέθοδος WSA είναι ένα χρήσιμο εργαλείο για τους υπεύθυνους λήψης αποφάσεων για τη συγκέντρωση πολλαπλών κριτηρίων και τη λήψη τεκμηριωμένων αποφάσεων με βάση τη σχετική σημασία κάθε κριτηρίου (Ben Brahim et al., 2022).