

ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΔΙΑΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ

«ΝΑΥΤΙΚΗ ΚΑΙ ΘΑΛΑΣΣΙΑ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ ΚΑΙ ΕΠΙΣΤΗΜΗ»

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ:

«Τεχνοοικονομική Ανάλυση Σκοπιμότητας και Βιωσιμότητας από τη Χωροθέτηση ενός Υπεράκτιου Αιολικού Πάρκου στον Ελλαδικό Χώρο».

Κούλη Ρεβέκκα

Αγρονόμος και Τοπογράφος Μηχανικός Ε.Μ.Π.

Επιβλέπων Καθηγητής: Σουκισιάν Τακβόρ

Αθήνα, Ιούλιος 2016

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Με την ολοκλήρωση της παρούσας Διπλωματικής Εργασίας, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά, τον επιβλέποντα καθηγητή μου, Δρ. Σουκισιάν Τακβορ, Κύριο Ερευνητή στο Ινστιτούτο Ωκεανογραφίας του Ελληνικού Κέντρου Θαλασσίων Ερευνών, για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε αναθέτοντάς μου την παρούσα εργασία, για το ιδιαίτερο ενδιαφέρον του, καθώς και για τις πολύτιμες επιστημονικές του παρατηρήσεις και υποδείξεις. Ο ενθαρρυντικός του χαρακτήρας, η επιμονή και η ταυτόχρονη στήριξή του, ήταν αυτά που με οδήγησαν στην επίτευξη της παρούσας διπλωματικής.

Επιπλέον, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον κύριο Μαυράκο Σπυρίδωνα, Αναπληρωτή Πρύτανη του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου και Καθηγητή της σχολής Ναυπηγών Μηχανολόγων Μηχανικών, για την τιμή που μας κάνει να συμμετέχει ως μέλος στην τριμελή επιτροπή εξέτασης της παρούσας Διπλωματικής.

Ευχαριστώ θερμά τον Δρ. Χαβιαρόπουλο Παναγιώτη, Επικεφαλής στον τομέα Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, ΚΑΠΕ και Διδάκτωρ της Σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών Ε.Μ.Π., για τις πολύτιμες επιστημονικές του γνώσεις, που ήταν καθοριστικές για την ολοκλήρωση της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

Επίσης, εκφράζω τις ευχαριστίες μου, στον κύριο Μπελιμπασάκη Κωνσταντίνο Αναπληρωτή Καθηγητή της σχολής Ναυπηγών Μηχανολόγων Μηχανικών Ε.Μ.Π., μέλος της εξεταστικής μου επιτροπής, για τη μελέτη της διπλωματικής μου εργασίας και για τις εύστοχες παρατηρήσεις του.

Ευχαριστώ πάρα πολύ την Καραθανάση Φλώρα, Υποψήφια Διδάκτορα Ε.Μ.Π., για τις επιστημονικές της συμβουλές και για τη βοήθειά της, στην εκπόνηση της παρούσας εργασίας.

Η προσπάθεια αυτή είναι αφιερωμένη στη μητέρα μου! Χωρίς τη δική της στήριξη δε θα είχα φτάσει ποτέ ως το τέλος! Σ' ευχαριστώ μαμά!

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η αιολική ενέργεια είναι μία από τις σημαντικότερες Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, η οποία βρίσκεται σε μεγάλη αφθονία, σε κάθε μέρος του πλανήτη. Η αξιοποίησή της έχει ξεκινήσει από το 1851 όπου κατασκευάστηκαν οι πρώτοι ανεμόμυλοι. Όσο η τεχνολογία προχωρούσε, εξελισσόταν και ο σχεδιασμός των μηχανών. Έτσι το 1961 κατασκευάστηκε η πρώτη ανεμογεννήτρια με τη μορφή που συναντάται και σήμερα. Στο πέρασμα των δεκαετιών, παρατηρήθηκε μια συνεχής τάση για αύξηση του μεγέθους των ανεμογεννητριών ως προς το ύψος του πυλώνα (από 18m έχει φτάσει σήμερα στα 138m ύψος) και ως προς την καλυπτόμενη επιφάνεια της διαμέτρου του ρότορα (από 10m έχει φτάσει σήμερα στα 126m διάμετρο). Επιπλέον, παρατηρήθηκε αύξηση και στην ονομαστική ισχύ λειτουργίας των ανεμογεννητριών (από 25kW έχει φτάσει σήμερα στα 6-7MW παραγόμενη ισχύ).

Με το πέρασμα των δεκαετιών αυξήθηκαν κατά πολύ οι ανάγκες σε ενεργειακή κάλυψη και το γεγονός αυτό οδήγησε στην όλο και αυξανόμενη χρήση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Με την αναλυτική έρευνα του αιολικού δυναμικού σε παγκόσμια κλίμακα, παρατηρήθηκε ότι ο άνεμος στη θάλασσα είναι ισχυρότερος και σταθερότερος σε σχέση με τη ξηρά. Με βάση αυτό και με τη βοήθεια της τεχνολογίας, δημιουργήθηκαν τα πρώτα αιολικά πάρκα στη θάλασσα

Για τους παραπάνω λόγους καθίσταται επιτακτική η ανάγκη για μελέτη και σε βάθος έρευνα των Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων. Η παρούσα διπλωματική αποτελεί ένα βήμα για την περαιτέρω αξιοποίηση των υπαρχόντων δεδομένων που αφορούν στο διαθέσιμο αιολικό δυναμικό του Ελλαδικού χώρου, με σκοπό την παρουσίαση μιας ολοκληρωμένης πρότασης σχετικά με τη χωροθέτηση υπεράκτιων αιολικών πάρκων στην Ελλάδα.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στην παρούσα Διπλωματική εργασία, πραγματοποιήθηκε τεχνοοικονομική ανάλυση σκοπιμότητας και βιωσιμότητας από τη χωροθέτηση ενός Υπεράκτιου Αιολικού Πάρκου στον Ελλαδικό χώρο. Ο έλεγχος πραγματοποιήθηκε σε 6 προκαθορισμένα σημεία (Κύμη, Άγιος Ευστράτιος, Λήμνος, Οθωνοί, Σαμοθράκη, Αλεξανδρούπολη), τα οποία πληρούσαν ορισμένα συγκεκριμένα κριτήρια χωροθέτησης. Επιπλέον, χρησιμοποιήθηκαν 7 διαφορετικά μοντέλα ανεμογεννητριών (Vestas V90 3,0MW, Vestas V112 3,0MW, Vestas V164 7,0MW, Siemens SWT 2,3 82m, Nordex N90 2,3 MW, Nordex N100 2,5 MW, 5M Repower Senvion) και πραγματοποιήθηκε συγκριτική αξιολόγηση μεταξύ τους, με σκοπό την εύρεση του καταλληλότερου μοντέλου για την εκάστοτε περιοχή.

Αρχικά παρουσιάζονται οι βασικές έννοιες της αιολικής ενέργειας, όπως είναι η χωρική και χρονική της μεταβλητότητα, το φαινόμενο της τύρβης και οι χαρακτηριστικοί συντελεστές C_P, C_T. Η ανάλυση αυτή βοήθησε στην καλύτερη κατανόηση της αεροδυναμικής συμπεριφοράς καθώς και του τρόπου λειτουργίας των ανεμογεννητριών. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται αναλυτικά τα βασικά στοιχεία των ανεμογεννητριών, που αφορούν τη διάταξη και την περιγραφή των επιμέρους τμημάτων της ατράκτου, τα συστήματα ελέγχου και παρακολούθησης και τέλος τις τεχνικές προδιαγραφές που παρέχονταν από τον ίδιο τον κατασκευαστή για την κάθε ανεμογεννήτρια ξεχωριστά.

Παρουσιάζονται ακόμα τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα από την εγκατάσταση ενός αιολικού πάρκου, οι λόγοι που οδήγησαν στη δημιουργία αιολικών πάρκων στη θάλασσα, οι περιοχές που θεωρούνται απαγορευτικές για τη χωροθέτηση υπεράκτιων αιολικών πάρκων, καθώς και οι τρόποι εγκατάστασης των ανεμογεννητριών στο θαλάσσιο περιβάλλον. Εν συνεχεία, παρατίθενται αναλυτικά οι υποψήφιες περιοχές χωροθέτησης ενός Υπεράκτιου Αιολικού Πάρκου στον Ελλαδικό χώρο και αναφέρονται τα σημαντικότερα κριτήρια για την επιλογή τους. Επιπλέον, γίνεται παρουσίαση κάποιων ενδεικτικών σεναρίων, τα οποία αφορούν την ακριβή θέση, το μέγεθος και την πιθανή παραγόμενη ισχύ, για κάθε υποψήφιο αιολικό πάρκο ξεχωριστά.

Προχωρώντας στη μεθοδολογία ανάλυσης των δεδομένων αναφέρεται ότι οι επιμέρους υπολογισμοί πραγματοποιήθηκαν μέσω προγραμματιστικού κώδικα στο περιβάλλον του λογισμικού MATLAB. Στόχος είναι η εύρεση της καταλληλότερης περιοχής χωροθέτησης με βάση κάποια επιμέρους κριτήρια. Τα κριτήρια αυτά είναι, η μέση ετήσια ισχύς για κάθε μοντέλο ανεμογεννήτριας, η μέση ταχύτητα του ανέμου για ολόκληρη τη χρονοσειρά δεδομένων, ο δείκτης Mean Annual Variability (MAV), ο οποίος αφορά στην επίδραση της εποχικότητας, ο δείκτης Inter-annual Variability (IAV), ο οποίος αφορά στη διαχρονική μεταβλητότητα του ανέμου και τελευταίο κριτήριο, είναι τα ποσοστά λειτουργίας των ανεμογεννητριών ανά έτος και διαχρονικά.

Τέλος, πραγματοποιείται η συγκριτική αξιολόγηση των ανεμογεννητριών, με βάση το δείκτη Διαβαθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE). Για τον τελικό υπολογισμό του LCOE, ήταν απαραίτητη η εύρεση κάποιων επιμέρους στοιχείων, όπως είναι η καμπύλη της κατανομής πιθανότητας της ταχύτητας του ανέμου, οι απώλειες λόγω του φαινομένου του στροβιλισμού, τα βάρη των επιμέρους στοιχείων των ανεμογεννητριών, το συνολικό κόστος επενδυτικού κεφαλαίου (CAPEX), το κόστος λειτουργίας και συντήρησης του έργου (OPEX), τα κόστη ασφάλειας και απεγκατάστασης του έργου, καθώς και το Μέσο Σταθμικό Κόστος Κεφαλαίου (WACC).

Λέξεις κλειδιά: Υπεράκτιο αιολικό πάρκο, δείκτης Διαβαθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE), τεχνοοικονομική ανάλυση, αιολική ενέργεια.

ABSTRACT

Title: "Techno-economic analysis of feasibility and sustainability for siting an Offshore Wind Farm in Greece".

This Thesis aims to analyze and evaluate both financially and technically the viability and feasibility of the construction of an Offshore Wind Farm (OWF) in Greece. This aim will be fulfilled through the study of six predetermined locations in Greece (Kimi, Agios Eustratios, Lemnos, Othoni, Samothraki and Alexandroupolis), which meet specific siting criteria, by using seven different wind turbine models (Vestas V90 3,0MW, Vestas V112 3,0MW, Vestas V164 7,0MW, Siemens SWT 2,3 82m, Nordex N90 2,3 MW, Nordex N100 2,5 MW and 5M Repower Senvion). In this way, the most suitable wind turbine model will be identified for each location.

As a first step, the definition of some basic terms of wind energy resource such as spatial and temporal variability of wind speed, turbulence phenomena and characteristic power coefficient C_P and thrust coefficient C_T is given, in order to gain a deeper understanding of aerodynamic behavior and operating mode of wind turbines. Furthermore, a detailed presentation of the main features of wind turbines regarding nacelle arrangement, technical description of its individual parts, control and monitoring systems are also provided, along with some technical specifications obtained by the turbines' manufacturers.

Advantages and disadvantages from the installation of OWFs are identified, areas that are considered restricted for the development of OWFs are presented and different foundation types for offshore wind turbines are described. At the same time, potential areas for siting an OWF as well the most crucial criteria for their selection are provided. Moreover, some indicative scenarios concerning the exact location, size and potential wind power output, for each prospective OWF, are introduced in the context of this study.

It is worth mentioning that all the calculations as regards the proposed data analysis methodology were made in MATLAB environment. The aim of the methodology was to find the most suitable areas for OWF development, based on specific quantifiable criteria. These criteria included the mean annual wind power, the overall mean wind speed, the mean annual variability (MAV) and inter-annual variability (IAV) of wind speed, and both the annual and overall capacity factor for each wind turbine.

Finally, a comparative evaluation of different wind turbine models was conducted, based on the Levelized Cost of Energy (LCOE) index. For the calculation of LCOE, it was necessary to estimate the probability density function of wind speed, the wake losses and electrical losses, the weights of each component of the wind turbine, the Capital Expenditures (CAPEX), the Operational Expenditures (OPEX), the insurance costs, the decommissioning costs and the Weighted Average Cost of Capital (WACC).

Key Words: Offshore Wind Farm (OWF), Levelized Cost of Energy (LCOE), technoeconomic analysis, wind energy.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ1
1.1. Γενικά Στοιχεία
1.2. Σκοπός της Εργασίας2
1.3. Δομή της Εργασίας2
2. ΒΑΣΙΚΕΣ ΕΝΝΟΙΕΣ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ4
3. ΒΑΣΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ10
3.1. Ανεμογεννήτρια Siemens SWT_2.3_82m10
3.2. Ανεμογεννήτρια Vestas V90_3.0MW13
3.3. Ανεμογεννήτρια Vestas V112_3.0MW16
3.4. Ανεμογεννήτρια Vestas V164_7.0MW20
3.5. Ανεμογεννήτρια Nordex N90_2.3MW22
3.6. Ανεμογεννήτρια Nordex N100_2.5MW
3.7. Ανεμογεννήτρια Senvion Repower_5M_126m
4. ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ - ΥΠΟΨΗΦΙΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ
4.1. Εγκατάσταση ενός Αιολικού Πάρκου
4.1. Εγκατάσταση ενός Αιολικού Πάρκου
 4.1. Εγκατάσταση ενός Αιολικού Πάρκου

6.2. Υπολογισμός του LCOE με τη βοήθεια του Excel64
6.2.1. Υπολογισμός των απωλειών (Losses)67
6.2.2. Υπολογισμός των βαρών των επιμέρους στοιχείων μιας ανεμογεννήτριας
6.2.3. Υπολογισμός του CAPEX
6.2.4. Υπολογισμός του OPEX72
6.2.5. Υπολογισμός του WACC73
6.2.6. Παρουσίαση των τελικών αποτελεσμάτων του LCOE, για κάθε περιοχή μελέτης και κάθε μοντέλο τουρμπίνας74
7. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ78
7.1. Συμπεράσματα
7.2. Προοπτικές
8. ВІВЛІОГРАФІА80
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑi

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΕΙΚΟΝΩΝ

Εικόνα 1: Σ	χηματική απεικόνιση της κινητικής ενέργειας που δεσμεύεται από την τουρμπίνα και εξάγεται από αυτή σε ένα ρεύμα κυκλικής διατομής (stream- tube). (Πηγή: Wind Energy Handbook)
Εικόνα 2: Σ	χηματική απεικόνιση του τρόπου λειτουργίας του δίσκου κίνησης (actuator disc), καθώς και παρουσίαση της παραγόμενης ενέργειας που εξάγεται από αυτόν. (Πηγή: Wind Energy Handbook)8
Εικόνα 3:	Σχηματική απεικόνιση της τροχιάς κίνησης ενός σωματιδίου αέρα, το οποίο διέρχεται μέσα από το δίσκο του ρότορα της τουρμπίνας. (Πηγή: Wind Energy Handbook)
Εικόνα 4: Σ	χηματική απεικόνιση της εφαπτομενικής ταχύτητας, η οποία αναπτύσσεται κατά μήκος του δίσκου. (Πηγή: Wind Energy Handbook)
Εικόνα 5: Π	αρουσίαση της διάταξης των βασικών επιμέρους τμημάτων της ατράκτου, για την ανεμογεννήτρια Siemens SWT_2,3_82m. (Πηγή: Siemens - Wind Turbine SWT- 2.3-82)
Εικόνα 6: Α	ναλυτική παρουσίαση των τεχνικών χαρακτηριστικών και προδιαγραφών, για την ανεμογεννήτρια Siemens SWT_2,3_82m. (Πηγή: Siemens - Wind Turbine SWT-2.3-82)
Εικόνα 7: Π	αρουσίαση της διάταξης των βασικών επιμέρους τμημάτων της ατράκτου, για την ανεμογεννήτρια Vestas V90-3.0 MW. (Πηγή: Vestas - V90-3.0 MW® at a Glance) 14

Εικόνα 8: Αναλυτική παρουσίαση των τεχνικών χαρακτηριστικών και προδιαγραφών, για την ανεμογεννήτρια Vestas V90-3.0 MW. (Πηγή: Vestas - V90-3.0 MW® at a Glance)

Εικόνα 12: Παρουσίαση της εξέλιξης, όσον αφορά στο μήκος των πτερυγίων και γενικότερα στο σχεδιασμό των μοντέλων V90_3,0MW, V112_3,0MW και V164_7,0MW, της οικογένειας Vestas. (Πηγή: WIND POWER MONTHLY - Vestas V164 7MW).... 21

- Εικόνα 29: Απεικόνιση της ακριβούς θέσης χωροθέτησης, καθώς και του μεγέθους ενός Υπεράκτιου αιολικού πάρκου, στην περιοχή του Άγιου Ευστράτιου. (Πηγή: ΚΑΠΕ)
- Εικόνα 30: Απεικόνιση της ακριβούς θέσης χωροθέτησης, καθώς και του μεγέθους ενός Υπεράκτιου αιολικού πάρκου, στην περιοχή βόρεια της Λήμνου. (Πηγή: ΚΑΠΕ) 43
- Εικόνα 31: Απεικόνιση της ακριβούς θέσης χωροθέτησης, καθώς και του μεγέθους ενός Υπεράκτιου αιολικού πάρκου, στην περιοχή νότια της Λήμνου. (Πηγή: ΚΑΠΕ).. 43
- Εικόνα 33: Απεικόνιση της ακριβούς θέσης χωροθέτησης, καθώς και του μεγέθους ενός Υπεράκτιου αιολικού πάρκου, στην περιοχή της Σαμοθράκης. (Πηγή: ΚΑΠΕ) ... 44

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 1:	Παρουσίαση των 7 ανεμογεννητριών με τις χαρακτηριστικές τιμές ισχύος της καθεμίας, ανά μέτρο ταχύτητας
Πίνακας 2:	Παρουσίαση των τιμών για τη μέση ταχύτητα του ανέμου για ολόκληρη τη χρονοσειρά δεδομένων (15 χρόνια) και για τη μέση ετήσια ισχύ, σε όλα τα σημεία χωροθέτησης και για κάθε μοντέλο ανεμογεννήτριας
Πίνακας 3:	Παρουσίαση των δεικτών (MAV) και (IAV), ως κριτήρια αξιολόγησης της εκάστοτε περιοχής χωροθέτησης
Πίνακας 4:	Παρουσίαση των ποσοστών λειτουργίας όλων των ανεμογεννητριών, για κάθε έτος ξεχωριστά, στην περιοχή της Λήμνου
Πίνακας 5:	Παρουσίαση των ποσοστών λειτουργίας όλων των ανεμογεννητριών, για κάθε έτος ξεχωριστά, στην περιοχή της Αλεξανδρούπολης
Πίνακας 6:	Παρουσίαση των ποσοστών λειτουργίας όλων των ανεμογεννητριών, για κάθε έτος ξεχωριστά, στην περιοχή του Άγιου Ευστράτιου
Πίνακας 7:	Παρουσίαση των ποσοστών λειτουργίας όλων των ανεμογεννητριών, για κάθε έτος ξεχωριστά, στην περιοχή της Κύμης
Πίνακας 8:	Παρουσίαση των ποσοστών λειτουργίας όλων των ανεμογεννητριών, για κάθε έτος ξεχωριστά, στην περιοχή των Οθωνών
Πίνακας 9:	Παρουσίαση των ποσοστών λειτουργίας όλων των ανεμογεννητριών, για κάθε έτος ξεχωριστά, στην περιοχή της Σαμοθράκης
Πίνακας 1	0: Παρουσίαση των συγκεντρωτικών ποσοστών λειτουργίας όλων των ανεμογεννητριών, για όλα τα έτη, σε κάθε υποψήφια περιοχή χωροθέτησης ξεχωριστά
Πίνακας 1΄	1: Παρουσίαση του παράγοντα Shape Factor (k) για την εκάστοτε περιοχή χωροθέτησης63
Πίνακας 12	2: Παρουσίαση ορισμένων πραγματικών στοιχείων μελέτης του Excel, που αφορούν την ανεμογεννήτρια V112 3,0MW Vestas και την περιοχή χωροθέτησης της Κύμης

Πίνακας	13: וט	Παρουσίαση τι τολογισμό του τι	ων τιμών γ ελικού LCOE	ία τους	διαφορι	ετικούς	ς δείκτες	απωλειών,	отоv 68
Πίνακας	14: α\	Παρουσίαση /εμογεννητριών,	των τιμών με βάση την	για τα παροχή	βάρη ισχύος τ	των της καθ	επιμέρους θεμίας	τμημάτων	των 69
Πίνακας	15: тс	Παρουσίαση τ ουρμπίνας	του πίνακα	κοστολό	γησης	των	επιμέρους	τμημάτων	μιας 70
Πίνακας ΄	16: П тс	αρουσίαση του κόστος καλωδία	κόστους για ωσής τους	την εγκατ	άσταση	ι των α	ανεμογεννη	τριών, καθώ	ς και 71
Πίνακας ΄	17: П	αρουσίαση των	τιμών για τα	κόστη ορι	ισμένων	ν στοιχ	είων του ΕΙ	PC	71
Πίνακας ΄	18: N	αρουσίαση των	τιμών για τα	κόστη λει	τουργία	ς και σ	τυντήρησης	; του έργου	72
Πίνακας ΄	19: N	αρουσίαση του ό	δείκτη μείωσ	ης WACC	(Weigh	nted Av	verage Cos	t of Capital).	73
Πίνακας 2	20: П	αρουσίαση των	τελικών τιμά	ν του κόσ	τους LC	COE - I	Levelized C	Cost of Energ	yy.76

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1. Γενικά Στοιχεία

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) αποτελούν τις πιο ήπιες και καθαρές μορφές ενέργειας που υπάρχουν στη φύση. Ήπιες θεωρούνται γιατί η αξιοποίησή τους πραγματοποιείται με την ήδη υπάρχουσα ροή ενέργειας στη φύση και δεν απαιτείται κάποια ενεργητική παρέμβαση, όπως είναι η εξόρυξη και η καύση. Καθαρές θεωρούνται γιατί δεν προκαλούν αποδεσμεύσεις υδρογονανθράκων, διοξειδίου του άνθρακα και άλλων βλαβερών και ραδιενεργών αποβλήτων στην ατμόσφαιρα, με αποτέλεσμα να είναι αρκετά φιλικές προς το περιβάλλον. Αξίζει να αναφερθεί ότι η πιο σημαντική από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι η ηλιακή, γιατί από αυτήν προέρχονται πολλές από τις υπόλοιπες. Για παράδειγμα, η βιομάζα προέρχεται από την ηλιακή ενέργεια που δεσμεύεται στους ιστούς των φυτών μέσω της φωτοσύνθεσης. Η αιολική ενέργεια αξιοποιεί τη δύναμη των ανέμων, στην ουσία όμως οι άνεμοι προκαλούνται από τη διαφορά θερμοκρασίας των αέριων μαζών λόγω της ηλιακής ακτινοβολίας. Με την ίδια λογική αυτό συνεχίζεται και στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας από τη θάλασσα, όπως είναι η κυματική ενέργεια, γιατί το κύμα ουσιαστικά είναι αποτέλεσμα της αιολικής ενέργεια, το αυτός του κοι αραστικά είναι αποτέλεσμα της αιολικής ενέργειας.

Τα είδη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι τα εξής: ηλιακή ενέργεια (φωτοβολταϊκά), αιολική ενέργεια (ανεμογεννήτριες), γεωθερμική ενέργεια (φυσικές αναβλύζουσες πηγές ζεστού νερού, που δημιουργούνται από την ραδιενεργό αποσύνθεση των πετρωμάτων της γης), υδραυλική ενέργεια (υδροηλεκτρικά εργοστάσια, στα οποία αξιοποιείται η κινητική ενέργεια των ποταμών), βιομάζα (αξιοποίηση των αερίων που προκύπτουν από την καύση αποβλήτων και απορριμμάτων), κυματική ενέργεια (αξιοποίηση της κινητικής ενέργειας των κυμάτων), ενέργεια από τα ρεύματα και τις παλίρροιες και ενέργεια από του ωκεανούς.

Η αυξανόμενη παγκόσμια ζήτηση σε ενέργεια σε συνδυασμό όμως με την προστασία του περιβάλλοντος και την οικονομική ευημερία και αυτονομία των κρατών, έχουν οδηγήσει στην συνεχώς αυξανόμενη χρήση όλων των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Αξίζει να αναφερθεί πως σε εθνικό επίπεδο, η Ελλάδα έχει δεσμευθεί να εκπληρώσει τους στόχους της με βάση το Εθνικό Σχέδιο Δράσης 20-20-20. Το σχέδιο αυτό αναφέρει χαρακτηριστικά ότι το 20% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας πρέπει να προέρχεται από ΑΠΕ, μέχρι το έτος 2020. Για το λόγο αυτό, κρίθηκε επιτακτική η ανάγκη για περαιτέρω διερεύνηση αλλά και χρήση όλων των ανανεώσιμων μορφών ενέργειας.

Το τεράστιο αιολικό δυναμικό από την υπεράκτια αιολική ενέργεια είναι ευρέως αναγνωρισμένο από την παγκόσμια βιομηχανία. Το γεγονός αυτό συμβαίνει, γιατί ο άνεμος στη θάλασσα είναι πάντα ισχυρότερος και σταθερότερος, χωρίς να διαταράσσεται το πεδίο ροής του από το έντονο ανάγλυφο και τα εμπόδια που υπάρχουν στη ξηρά. Με τη σωστή στρατηγική μελέτη όσον αφορά τον κατάλληλο εξοπλισμό, τη σωστή εγκατάσταση και συντήρησή του, καθώς και τα βάθη εγκατάστασης και τις αποστάσεις από την ακτή, μπορεί να προκύψει μια πολύ αξιόλογη παραγόμενη ενέργεια από την κατασκευή ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Ταυτόχρονα, η πρόοδος στην τεχνολογία και η βιομηχανική ωρίμανση, έχουν οδηγήσει στη μείωση του κόστους για μια τέτοιου είδους επένδυση. Γεγονός που κάνει την υπεράκτια αιολική ενέργεια μια ολοένα και πιο ανταγωνιστική πηγή ενέργειας, που περιγράφεται ως «η ενέργεια του μέλλοντος».

1.2. Σκοπός της Εργασίας

Σκοπός της παρούσας Διπλωματικής Εργασίας ήταν η μελέτη και ανάλυση της αιολικής ενέργειας που προέρχεται από τη θάλασσα. Πιο συγκεκριμένα, μελετήθηκε το αιολικό δυναμικό σε συγκεκριμένες περιοχές του Ελλαδικού χώρου, με σκοπό τη χωροθέτηση ενός Υπεράκτιου Αιολικού Πάρκου και τη διερεύνηση της βιωσιμότητας από ένα τέτοιου είδους έργο. Επιλέχθηκαν 6 διαφορετικές υποψήφιες περιοχές χωροθέτησης, οι οποίες αναφορικά είναι η Κύμη, ο Άγιος Ευστράτιος, η Λήμνος, οι Οθωνοί, η Σαμοθράκη και η θαλάσσια περιοχή νότια της Αλεξανδρούπολης. Οι περιοχές αυτές επιλέχθηκαν με βάση κάποια πολύ σημαντικά κριτήρια, όπως είναι η διαθεσιμότητα σε αιολικό δυναμικό, η απόσταση από την ακτή, το βάθος εγκατάστασης, οι επιπτώσεις στο περιβάλλον και η δυνατότητα σύνδεσης με το ήδη υπάρχον δίκτυο τροφοδότησης. Επιπλέον, χρησιμοποιήθηκαν 7 διαφορετικά μοντέλα ανεμογεννητριών (Vestas V90 3,0MW, Vestas V112 3,0MW, Vestas V164 7,0MW, Siemens SWT 2,3 82m, Nordex N90 2,3 MW, Nordex N100 2,5 MW, 5M Repower Senvion), τα οποία ήταν υποψήφια για εγκατάσταση στις περιοχές αυτές.

Σκοπός ήταν η εύρεση της καταλληλότερης περιοχής χωροθέτησης, καθώς και η εύρεση της καταλληλότερης ανεμογεννήτριας ανά περιοχή μελέτης. Ως αρχικά δεδομένα, χρησιμοποιήθηκαν ανεμολογικά δεδομένα από το Ελληνικό Κέντρο Θαλασσίων Ερευνών (ΕΛ.ΚΕ.Θ.Ε.), τα οποία προήλθαν από αριθμητικά μοντέλα χωρικής ανάλυσης 0,1 deg και διάρκειας 15 ετών. Τα δεδομένα αυτά, περιείχαν πληροφορία σχετικά με την ταχύτητα του ανέμου και με βάση αυτά, υπολογίστηκε η μέση ετήσια ισχύς της κάθε τουρμπίνας, για την εκάστοτε περιοχή. Για την αξιολόγηση των περιοχών μελέτης χρησιμοποιήθηκαν και μερικά ακόμα κριτήρια, όπως οι δείκτες Mean Annual Variability (MAV) και Inter-annual Variability (IAV), καθώς και τα ποσοστά λειτουργία των ανεμογεννητριών ανά έτος και διαχρονικά, για την εκάστοτε περιοχή.

Ο τελικός στόχος ήταν η συγκριτική αξιολόγηση των ανεμογεννητριών μεταξύ τους, ώστε να προκύψει η καταλληλότερη για κάθε περιοχή μελέτης. Οι ανεμογεννήτριες ήταν διαφορετικής μάρκας, διαφορετικής ισχύος και διαφορετικού μεγέθους μεταξύ τους. Έτσι ο μόνος τρόπος για να ομογενοποιηθούν και να συγκριθούν, ήταν η μετατροπή τους σε αξία χρήματος. Για το λόγο αυτό, χρησιμοποιήθηκε ο δείκτης LCOE (Levelized Cost of Energy), ο οποίος αντιπροσωπεύει το άθροισμα όλων των δαπανών, κατά τη διάρκεια ζωής ενός αιολικού πάρκου. Ο δείκτης LCOE περιελάμβανε δύο επιμέρους κόστη, το CAPEX, το οποίο αφορούσε τις δαπάνες επενδυτικού κεφαλαίου, δηλαδή το κόστος κατασκευής του έργου και το ΟΡΕΧ, το οποίο αφορούσε το κόστος λειτουργίας και συντήρησης του έργου, καθ' όλη τη διάρκεια της ζωής του. Ως τελικό αποτέλεσμα προέκυπτε μια τιμή σε €/MWh, για κάθε μοντέλο ανεμογεννήτριας

1.3. Δομή της Εργασίας

Η παρούσα Διπλωματική εργασία διαμορφώθηκε σε επτά κεφάλαια. Το πρώτο κεφάλαιο είναι το παρών κεφάλαιο της Εισαγωγής. Ακολούθησε το δεύτερο κεφάλαιο, το οποίο αφορούσε στις βασικές έννοιες της αιολικής ενέργειας, οι οποίες ήταν απαραίτητες για την κατανόηση της λειτουργίας των ανεμογεννητριών. Στο τρίτο κεφάλαιο παρουσιάστηκαν αναλυτικά τα βασικά στοιχεία όλων των μοντέλων των ανεμογεννητριών, τα οποία αφορούσαν στα τεχνικά χαρακτηριστικά τους. Στο τέταρτο κεφάλαιο αναφέρθηκαν κάποια γενικά στοιχεία σχετικά με την εγκατάσταση αιολικών πάρκων και επιπλέον, αναλύθηκαν όλες οι υποψήφιες περιοχές χωροθέτησης ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Στο πέμπτο κεφάλαιο παρουσιάστηκε όλη η

μεθοδολογία που χρησιμοποιήθηκε και όλα τα επιμέρους κριτήρια που τέθηκαν, για την εύρεση της καταλληλότερης περιοχής χωροθέτησης, από τις 6 υποψήφιες. Στο έκτο κεφάλαιο πραγματοποιήθηκε η συγκριτική αξιολόγηση μεταξύ των επιμέρους μοντέλων των ανεμογεννητριών, με σκοπό την εύρεση της καταλληλότερης ανεμογεννήτριας για κάθε περιοχή χωροθέτησης χωριστά. Το γεγονός αυτό, επετεύχθη με τη βοήθεια του γενικού δείκτη υπολογισμού του κόστους (LCOE). Το έβδομο κεφάλαιο περιελάμβανε τα συμπεράσματα και τις προοπτικές από την εκτεταμένη έρευνα που πραγματοποιήθηκε σε αυτή τη διπλωματική εργασία, σχετικά με τη χωροθέτηση υπεράκτιων αιολικών πάρκων στον Ελλαδικό χώρο.

2. ΒΑΣΙΚΕΣ ΕΝΝΟΙΕΣ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η αιολική ενέργεια αποτελεί μία από τις σημαντικότερες Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας που υπάρχουν στη φύση. Η ταχύτητα του ανέμου είναι αυτή η οποία καθορίζει το αιολικό δυναμικό σε μια περιοχή. Το αιολικό δυναμικό είναι η βασική πτυχή για τη βέλτιστη αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας. Από το αιολικό δυναμικό καθορίζονται οι καταλληλότερες περιοχές χωροθέτησης ενός αιολικού πάρκου και η βιωσιμότητα ενός τέτοιου έργου από οικονομικής πλευράς. Το πιο περίπλοκο αλλά συνάμα και το πιο εντυπωσιακό χαρακτηριστικό της αιολικής ενέργειας είναι η μεταβλητότητά της, η οποία παρουσιάζει ένα πολύ ευρύ φάσμα κλιμάκων τόσο γεωγραφικά όσο και χρονικά. Το γεγονός αυτό, ενισχύεται με την κυβική σχέση που παρουσιάζει η αιολική ενέργεια με την ταχύτητα του ανέμου, όπως φαίνεται και στην παρακάτω σχέση:

$$P=\frac{1}{2}\;C_P\;\rho\;A\;U^3$$

Όπου

P, η ισχύς που παράγεται από μια ανεμογεννήτρια

ρ, η πυκνότητα του αέρα (1.2 kg/m³)

- C_p, ο συντελεστής ισχύος (power coefficient)
- A, το εμβαδόν που καλύπτουν τα πτερύγια της ανεμογεννήτριας (swept area)
- **U**, η ταχύτητα του ανέμου

Μεταβλητότητα της αιολικής ενέργειας

Η χωρική μεταβλητότητα του ανέμου είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με το γεωγραφικό πλάτος της κάθε περιοχής, το οποίο επηρεάζει την ποσότητα της ηλιακής ακτινοβολίας, η οποία λαμβάνεται, με αποτέλεσμα να διαμορφώνονται διαφορετικές κλιματολογικές συνθήκες σε περιοχές ανά τον κόσμο. Σε μικρότερη κλίμακα, τοπικά σε κάθε περιοχή, η διακύμανση του ανέμου εξαρτάται από τη φυσική γεωγραφία και την τοπογραφία η οποία επικρατεί (βουνά, πεδιάδες, βλάστηση, κτίρια, κτλ...). Όσον αφορά τις υπεράκτιες κατασκευές, με τις οποίες ασχολείται η παρούσα εργασία, δεν επηρεάζονται σε μεγάλο βαθμό από τις συνθήκες που επικρατούν στη ξηρά, εκτός βέβαια αν η απόσταση του πάρκου από τη ξηρά είναι αρκετά μικρή, οπότε η κατανομή του ανέμου διαμορφώνεται ανάλογα με τη μορφολογία της ακτής.

Επιπλέον, ο άνεμος παρουσιάζει μεταβλητότητα μεγάλης κλίμακας, η οποία αναφέρεται στις διακυμάνσεις της ταχύτητας του ανέμου από χρόνο σε χρόνο και ακόμα πιο πολύ από δεκαετία σε δεκαετία. Το φαινόμενο της κλιματικής αλλαγής λόγω της υπερθέρμανσης του πλανήτη, το οποίο προκαλείται από την ανεξέλεγκτη ανθρώπινη δραστηριότητα, επηρεάζει αναμφίβολα το ανεμολογικό κλίμα παγκοσμίως. Αυτός θεωρείται ο βασικότερος λόγος μεταβλητότητας του ανέμου σε μεγάλη κλίμακα. Το γεγονός αυτό, καθιστά δύσκολες τις προβλέψεις για την οικονομική βιωσιμότητα ενός αιολικού πάρκου το οποίο έχει διάρκεια ζωής περίπου 25-30 χρόνια. Οι εποχικές μεταβολές κατά τη διάρκειας ενός έτους, καθώς και οι ημερήσιες διακυμάνσεις κατά τη διάρκεια του 24ώρου είναι αρκετά πιο προβλέψιμες. Το γεγονός αυτό, επιτρέπει τη σωστή οργάνωση και την ενσωμάτωση μεγάλων ποσοτήτων αιολικής ενέργειας στο δίκτυο, τη χρονική περίοδο που αυτό είναι απαραίτητο.

Φαινόμενο της τύρβης

Το φαινόμενο της τύρβης (Turbulence) προκαλείται ουσιαστικά από τις διακυμάνσεις της ταχύτητας του ανέμου μέσα σε πολύ μικρά χρονικά διαστήματα (από λεπτό σε λεπτό ή από δευτερόλεπτο σε δευτερόλεπτο). Όταν οι διακυμάνσεις αυτές, ξεπεράσουν τη συχνότητα των 10 λεπτών, τότε παύει το φαινόμενο αυτό να αναφέρεται στην τύρβη. Το φαινόμενο αυτό, προκαλείται ουσιαστικά από 2 κύριες αιτίες. Η πρώτη αφορά στις διαταραχές στο πεδίο ροής του ανέμου, οι οποίες οφείλονται στη γεωμορφολογία του εδάφους στη ξηρά και η δεύτερη αφορά στις θερμικές επιδράσεις που προκαλούν κάθετη μετακίνηση αέριων μαζών, οι οποίες οδηγούν με τη σειρά τους σε έντονες διακυμάνσεις στην ταχύτητα και την πυκνότητα του ανέμου.

Η τύρβη είναι ένα πολύπλοκο φαινόμενο, το οποίο δεν μπορεί να αναπαρασταθεί με απλές εξισώσεις. Είναι σαφές ότι δεν υπακούει στους βασικούς νόμους της φυσικής όπως είναι η διατήρηση της ορμής, η διατήρηση της μάζας και η διατήρηση της ενέργειας. Είναι απαραίτητο να ληφθούν υπόψη και άλλες παράμετροι όπως είναι η θερμοκρασία, η πίεση, η πυκνότητα, η υγρασία και η κίνηση του ανέμου σε τρεις διαστάσεις. Αυτό μπορεί να αναπαρασταθεί με ένα σύνολο διαφορικών εξισώσεων, οι οποίες περιγράφουν τη διαχρονική πρόοδο του φαινομένου, θέτοντας ορισμένες αρχικές συνθήκες και φυσικά κάτω από ορισμένες οριακές συνθήκες. Η διαδικασία αυτή μπορεί να περιγραφεί και ως «χαοτική», γιατί μια μικρή παραλλαγή στις αρχικές ή τις οριακές συνθήκες, οδηγεί σε μεγάλες διαφορές στις προβλέψεις του ανέμου για το μέλλον. Για το λόγο αυτό είναι προτιμότερο, το φαινόμενο της τύρβης να περιγράφεται με στατιστικούς όρους, που εκφράζουν με πιθανότητες την έκβαση ενός αποτελέσματος ή μιας συνθήκης. Οι στατιστικοί όροι ποικίλουν και κυμαίνονται από κάτι αρκετά πολύπλοκο, όπως είναι η αναπαράσταση των 3 συνιστωσών της τύρβης, οι οποίες ποικίλουν στο χώρο και στο χρόνο, ως συνάρτηση της συχνότητας, μέχρι κάτι πολύ απλό, όπως είναι η αναπαράσταση της έντασης της τύρβης, η οποία περιγράφει ουσιαστικά ένα μέτρο του συνολικού επιπέδου της τύρβης και ορίζεται ως εξής:

$$I=\frac{\sigma}{\overline{U}}$$

Όπου,

σ, η τυπική απόκλιση των μεταβολών της ταχύτητας του ανέμου και

Ū, η μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου

Μπορεί να θεωρηθεί ότι η τύρβη ακολουθεί μια κανονική κατανομή Gaussian, πράγμα που σημαίνει ότι η διακύμανση της ταχύτητας είναι κανονικά κατανεμημένη, με τυπική απόκλιση σ και μέση ταχύτητα ανέμου U. Δεν ισχύει όμως το ίδιο και για τα άκρα της κατανομής, όπου η κατανομή Gauss δε δίνει καθόλου αξιόπιστες εκτιμήσεις.

Τέλος αξίζει να αναφερθεί ότι, το φαινόμενο της τύρβης προκαλεί σημαντικές επιπτώσεις στο σχεδιασμό και στις επιδόσεις της κάθε μεμονωμένης ανεμογεννήτριας, καθώς και στην ποιότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που διοχετεύεται στο δίκτυο.

Χαρακτηριστικοί συντελεστές C_P, C_T

Ο συντελεστής ισχύος (power coefficient C_p) περιγράφει ουσιαστικά τη δύναμη του ανέμου που μπορεί να μετατραπεί μέσω της τουρμπίνας σε μηχανικό έργο. Θεωρητικά μπορεί να φτάσει στη μέγιστη τιμή 0,593, στην πράξη όμως η τιμή του είναι πιο χαμηλή. Στη βιομηχανία παραγωγής ανεμογεννητριών πραγματοποιούνται διαρκείς βελτιώσεις στο σχεδιασμό των ανεμογεννητριών, με σκοπό τη βελτιστοποίηση του συντελεστή ισχύος. Με λεπτομερείς αλλαγές στο σχεδιασμό του ρότορα, καθώς και με τη λειτουργία της τουρμπίνας σε μεταβλητές ταχύτητες, επιτυγχάνεται η μεγιστοποίηση του συντελεστή ισχύος, πάνω από ένα εύρος ταχυτήτων ανέμου. Ο συντελεστής ισχύος ορίζεται ως εξής:

$$C_{\rm P} = \frac{{\rm P} \left({\rm Power} \right)}{\frac{1}{2} \rho \, {\rm A} U^3}$$

Τα μέτρα για μεγιστοποίηση του συντελεστή ισχύος, δεν μπορούν να επιφέρουν μεγάλη αύξηση της παραγόμενης ισχύος. Αυτά που μπορούν να επιφέρουν σημαντικές αυξήσεις στην παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, είναι η υψηλότερη ταχύτητα ανέμου και η αύξηση της σαρωμένης επιφάνειας των πτερυγίων του ρότορα (swept area). Για το λόγο αυτό τα τελευταία χρόνια, η διάμετρος του ρότορα παρουσιάζει μια συνεχή αύξηση, από μοντέλα με διάμετρο μικρότερη από 30m, σήμερα παρασκευάζονται μοντέλα ανεμογεννητριών με διάμετρο ρότορα μεγαλύτερη από 100m, ειδικά στα υπεράκτια αιολικά πάρκα.

Η δύναμη στο δίσκο κίνησης (actuator disc), που προκαλείται από την πτώση της πίεσης, μπορεί επίσης να είναι αδιάστατη και να δώσει έναν συντελεστή ώσης (thrust coefficient C_T), που δίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$C_{\rm T} = \frac{\rm Thrust}{\frac{1}{2} \rho \, A U^2}$$

Αεροδυναμική των ανεμογεννητριών

Η ανεμογεννήτρια αποτελεί ουσιαστικά τη συσκευή μετατροπής της κινητικής ενέργειας του ανέμου σε ηλεκτρική. Μια μάζα αέρα περνά μέσα από το σύστημα του ρότορα επιβραδύνει σε ταχύτητα και δεσμεύεται εκεί, ώστε να μετατραπεί αργότερα σε ηλεκτρική. Αυτή η μάζα αέρα διασπάται και ξεχωρίζει από την υπόλοιπα εναέρια μάζα, η οποία δεν περνά μέσα από τον ρότορα, αλλά συνεχίζει κανονικά την πορεία της. Οι δύο αυτές αέριες μάζες ξεχωρίζουν μεταξύ τους δημιουργώντας μια οριακή επιφάνεια. Η οριακή αυτή επιφάνεια είναι σαν να ακολουθεί περιμετρικά τον κυκλικό σχηματισμό της επιφάνειας σάρωσης της τουρμπίνας, δημιουργώντας έτσι ένα ρεύμα κυκλικής διατομής (stream - tube) γύρω από αυτή. Ο αέρας που δεσμεύεται μέσα στην οριακή επιφάνεια επιβραδύνει λόγω του εμποδίου που συναντά χωρίς όμως να συμπιέζεται, για το λόγο αυτό το εμβαδόν της κυκλικής διατομής επεκτείνεται για να φιλοξενήσει τη βραδύτερα κινούμενη αέρια μάζα. Πριν περάσει ο αέρας από το σύστημα του ρότορα, η στατική πίεσή του αυξάνεται για να απορροφήσει τη μείωση της κινητικής του ενέργειας. Αφού όμως περάσει από το σύστημα του ρότορα της τουρμπίνας, τότε η στατική του πίεση μειώνεται, έτσι ώστε ο αέρας κατά την έξοδο, να είναι σε επίπεδα χαμηλότερα της ατμοσφαιρικής πίεσης. Οι αέριες μάζες που εξάγονται ακολουθούν πλέον τυρβώδη ροή δημιουργώντας φαινόμενα απωλειών (wake losses) στις τουρμπίνες που έπονται σε ένα αιολικό πάρκο. Τελικά σε κάποια απόσταση από το σύστημα της τουρμπίνας, η στατική πίεση επανέρχεται στα ατμοσφαιρικά επίπεδα, επιτυγχάνοντας με αυτό τον τρόπο ισορροπία στο σύστημα. Για το λόγο αυτό, παίζει πολύ σημαντικό ρόλο η απόσταση που θα έχουν μεταξύ τους οι ανεμογεννήτριες μέσα σε ένα αιολικό πάρκο.

Η διαδικασία που περιγράφηκε παραπάνω φαίνεται σχηματικά στην Εικόνα 1, όπου η αέρια μάζα που δεσμεύεται στο σύστημα του ρότορα επιβραδύνει και εξάγεται από αυτόν, σε ένα ρεύμα κυκλικής διατομής μεγαλύτερης όμως επιφάνειας από το αντίστοιχο ρεύμα που εισάγεται στο σύστημα της τουρμπίνας.



Εικόνα 1: Σχηματική απεικόνιση της κινητικής ενέργειας που δεσμεύεται από την τουρμπίνα και εξάγεται από αυτή σε ένα ρεύμα κυκλικής διατομής (stream- tube). (Πηγή: Wind Energy Handbook)

Δίσκος κίνησης (actuator disc)

Είναι σημαντικό να αναφερθεί, τι συμβαίνει στην κινητική ενέργεια η οποία δεσμεύεται από το σύστημα της ανεμογεννήτριας, μελετώντας την αεροδυναμική συμπεριφορά της τουρμπίνας. Η συσκευή η οποία εκτελεί τη μετατροπή της αιολικής ενέργειας σε αποδοτική παραγωγή ισχύος, είναι ο δίσκος κίνησης (actuator disc). Ο ρυθμός ροής της αέριας μάζας που περνά από το δίσκο κίνησης πρέπει να είναι ο ίδιος παντού, δηλαδή και στα ανάντη του δίσκου (μικρή κυκλική διατομή πριν την είσοδο στο σύστημα) και στα κατάντη (μεγάλη κυκλική διατομή πριν την είσοδο στο σύστημα) και στα κατάντη μέσα από το δίσκο κίνησης.

$$\rho \ A_{\infty} U_{\infty} = \rho \ A_D \ U_D = \rho \ A_W \ U_W$$

Όπου

ρ, η πυκνότητα του αέρα

Α, το εμβαδό της εγκάρσιας διατομής

U, η ταχύτητα ροής του ανέμου

∞, το σύμβολο αυτό αναφέρεται στις συνθήκες ανάντη του δίσκου κίνησης (upstream)

, το σύμβολο αυτό αναφέρεται στις συνθήκες μέσα στο δίσκο κίνησης

w, το σύμβολο αυτό αναφέρεται στις συνθήκες κατάντη του δίσκου κίνησης (downstream)

Η παραπάνω διαδικασία φαίνεται σχηματικά στην Εικόνα 2, όπου παρουσιάζεται ο τρόπος λειτουργίας του δίσκου κίνησης (actuator disc), καθώς και οι συνθήκες πίεσης και ροής του αέρα που επικρατούν σε αυτόν.



Εικόνα 2: Σχηματική απεικόνιση του τρόπου λειτουργίας του δίσκου κίνησης (actuator disc), καθώς και παρουσίαση της παραγόμενης ενέργειας που εξάγεται από αυτόν. (Πηγή: Wind Energy Handbook)

Δίσκος περιστροφής (Wake rotation)

Ο αέρας που διέρχεται από το δίσκο κίνησης υφίσταται μια δύναμη ροπής ίσης και αντίθετης κατεύθυνσης, από αυτή που ασκεί ο ίδιος ο αέρας στον ρότορα. Λόγω αυτής της δύναμης ροπής που υφίσταται ο αέρας, ξεκινά να περιστρέφεται σε κατεύθυνση αντίθετη από εκείνη του ρότορα, προκαλώντας φαινόμενα στροφορμής στα σωματίδια του αέρα. Το φαινόμενο της στροφορμής, οδηγεί στη δημιουργία δύο συνιστωσών της ταχύτητας του ανέμου, μια συνιστώσα που εφάπτεται στην κατεύθυνση της περιστροφής και μια αξονική συνιστώσα κάθετη στη διεύθυνση της περιστροφής. Η εφαπτομενική συνιστώσα της ταχύτητας οδηγεί στην αύξηση της κινητικής ενέργειας, η οποία αντισταθμίζεται με την πτώση της στατικής πίεσης του αέρα, όπως έχει προαναφερθεί. Όλη αυτή η διαδικασία παρουσιάζεται στην Εικόνα 3, όπου φαίνεται σχηματικά η τροχιά κίνησης ενός σωματιδίου αέρα, ποιο διέρχεται μέσα από το δίσκο του ρότορα και οδηγείται σε περιστροφική κίνηση.



Εικόνα 3: Σχηματική απεικόνιση της τροχιάς κίνησης ενός σωματιδίου αέρα, το οποίο διέρχεται μέσα από το δίσκο του ρότορα της τουρμπίνας. (Πηγή: Wind Energy Handbook)

Όταν η αέρια μάζα εισέρχεται στο δίσκο κίνησης δεν έχει καμία περιστροφική κίνηση, αντίθετα όταν εξέρχεται από αυτόν έχει περιστροφική κίνηση, η οποία παραμένει σταθερή κατά μήκος του δίσκου. Η αλλαγή στην εφαπτομενική ταχύτητα εκφράζεται σε όρους ενός συντελεστής επαγωγικής ροή α. Όπως προαναφέρθηκε, πριν την είσοδο στο δίσκο η εφαπτομενική ταχύτητα είναι μηδέν, ενώ κατά την έξοδο η εφαπτομενική ταχύτητα παίρνει την τιμή 2rΩα, και στη μέση του δίσκου όπου η ακτινική απόσταση ισούται με r, παίρνει την τιμή rΩα. Η εφαπτομενική ταχύτητα δημιουργείται ως αντίδραση στη ροπή, για το λόγο αυτό αντιτίθεται στην κίνηση του ρότορα. Η παραπάνω διαδικασία περιγράφεται σχηματικά στην Εικόνα 4.



Εικόνα 4: Σχηματική απεικόνιση της εφαπτομενικής ταχύτητας, η οποία αναπτύσσεται κατά μήκος του δίσκου. (Πηγή: Wind Energy Handbook)

3. ΒΑΣΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ

Στο κεφάλαιο αυτό περιγράφηκαν αναλυτικά τα μοντέλα των ανεμογεννητριών που χρησιμοποιήθηκαν στη συγκεκριμένη Διπλωματική εργασία. Χρησιμοποιήθηκαν 7 διαφορετικά μοντέλα, συνοδευόμενα από την καμπύλη ισχύος τους και τον χαρακτηριστικό πίνακα με τις αναλυτικές τιμές ταχύτητας-ισχύος. Τα μοντέλα αυτά, είναι κατάλληλα για υπεράκτια αιολικά πάρκα και είναι τα εξής: V90 3,0MW Vestas, V112 3,0MW Vestas, V164 7,0MW Vestas, SWT 2,3 82m Siemens, N90 2,3 MW Nordex, N100 2,5 MW Nordex και 5M Repower Senvion. Τα επιμέρους τεχνικά χαρακτηριστικά, της κάθε ανεμογεννήτριας, που χρησιμοποιήθηκαν, πάρθηκαν από τις επίσημες ιστοσελίδες των εταιρειών Vestas, Siemens, Nordex και Repower-Senvion.

Τα αρχικά δεδομένα πάρθηκαν από δημοσιευμένη έρευνα του Imperial College of London και αφορούσαν στις καμπύλες ισχύος συγκεκριμένων ανεμογεννητριών του εμπορίου. Η συγκεκριμένη δημοσίευση περιείχε στατιστικά στοιχεία για 16 διαφορετικά μοντέλα ανεμογεννητριών τα οποία χρησιμοποιούνταν και σε χερσαία αιολικά πάρκα αλλά και σε υπεράκτια. Τα δεδομένα αυτά βασίστηκαν στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ στο Ηνωμένο Βασίλειο το 2012 και πάρθηκαν από τον οργανισμό British Wind Energy Association (BWEA).

Η ανεμογεννήτρια σαν μια από τις πιο χαρακτηριστικές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, παρέχει βέλτιστη αξιοπιστία στη παραγωγή ενέργειας, ίσης ή και ακόμα καλύτερης ποιότητας, από εκείνες των συμβατικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η ισχύς που παράγεται από τα αιολικά πάρκα θεωρείται η *ενέργεια του μέλλοντος*, γιατί είναι μία από τις πιο καθαρές και φιλικές προς το περιβάλλον μεθόδους παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος.

Αξίζει να αναφερθεί πως για την εγκατάσταση ενός αιολικού πάρκου επιβάλλεται να ληφθούν υπόψη και άλλοι πολύ σημαντικοί παράγοντες όπως είναι η ταχύτητα του ανέμου στην περιοχή, το βάθος εγκατάστασης, το μέγεθος του πάρκου που καθορίζει τη συνολική παραγόμενη ισχύ, καθώς και η μέθοδος εγκατάστασης, η οποία καθορίζει το συνολικό κόστος.

3.1. Ανεμογεννήτρια Siemens SWT_2.3_82m

Η ανεμογεννήτρια Siemens SWT_2,3_82m είναι ενεργειακής κλάσης (IEC Class IA) και αποτελεί μια πολύ αποτελεσματική και αξιόπιστη μηχανή, η οποία παρουσιάζει μια σταθερή μέθοδο σχεδιασμού, με υψηλής απόδοσης τεχνικά χαρακτηριστικά. Είναι ισχύος 2,3MW, διαθέτει ύψος μέχρι το κέντρο του στροφείου (hub height) 80m, διάμετρο της έλικας (rotor diameter) 82m, και συνολική επιφάνεια πτερυγίων (swept area) 5300m². Η τουρμπίνα αυτή θεωρείται κατάλληλη για σκληρές και απαιτητικές εφαρμογές υπεράκτιων αλλά και χερσαίων αιολικών πάρκων. Λόγω των χαμηλών εκπομπών θορύβου που παρουσιάζει, θεωρείται κατάλληλη για περιοχές με περιορισμούς στις εκπομπές θορύβου από τη λειτουργία ενός τέτοιου είδους έργου.

Στην Εικόνα 5 παρουσιάζονται όλα τα επιμέρους τμήματα και εξαρτήματα του εσωτερικού της ατράκτου της τουρμπίνας SWT_2,3_82m. Περιγράφεται αναλυτικά παρακάτω, η λειτουργία και η χρησιμότητα καθενός από αυτά ξεχωριστά.



Sales power curve

The power curve data are valid for standard conditions of 15°Celsius air temperature, 1013 mBar air pressure and 1.225 kg/m³ air density, clean rotor blades, and horizontal, undisturbed air flow.



Nacelle arrangement

1.	Spinner	10.	Coupling
2.	Spinner bracket	11.	Service crane
3.	Blade	12.	Generator
4.	Pitch bearing	13.	Meteorological sensors
5.	Rotor hub	14.	Yaw gear
6.	Main bearing	15.	Yaw ring
7.	Main shaft	16.	Tower
8.	Gearbox	17.	Nacelle bedplate
9.	Brake disc	18.	Canopy
		19.	Oil filter
		20.	Generator fan

21. Oil cooler

Εικόνα 5: Παρουσίαση της διάταξης των βασικών επιμέρους τμημάτων της ατράκτου, για την ανεμογεννήτρια Siemens SWT_2,3_82m. (Πηγή: Siemens - Wind Turbine SWT-2.3-82)

Το στροφείο (Rotor) διαθέτει 3 πτερύγια κάθετης κίνησης. Η ταχύτητά του είναι μεταβλητή προκειμένου να μεγιστοποιείται η αεροδυναμική απόδοση και να ελαχιστοποιούνται τα δυναμικά φορτία που δέχεται η κατασκευή λόγω της ταχύτητας ανέμου.

Τα πτερύγια (Blades) είναι κατασκευασμένα από γυαλί ενισχυμένο με ίνες, ειδικά κατασκευασμένα από τη Siemens. Τα καλούπια δημιουργούνται ουσιαστικά σε ένα κομμάτι, ιδιαίτερα ενισχυμένο στις αρθρώσεις, παρέχοντας έτσι την καλύτερη δυνατή ποιότητα σε σχέση με τις λεπίδες οι οποίες αποτελούνται από διαφορετικά κομμάτια, τα οποία ενώνονται μεταξύ τους. Ο δομικός αυτός σχεδιασμός αντιπροσωπεύει την αιχμή της τεχνολογίας, χωρίς φυσικά να παραλείπονται οι κανόνες ασφαλείας που απαιτούνται από την ίδια τη βιομηχανία και τους πελάτες.

Το *περικόχλιο του στροφείου (Rotor hub)* είναι κατασκευασμένο από σίδηρο και χρησιμοποιείται ουσιαστικά για να ενώνει τα πτερύγια με τον κεντρικό άξονα της ανεμογεννήτριας. Είναι αρκετά μεγάλο ώστε να παρέχεται ένα άνετο περιβάλλον εργασία για δύο τεχνικούς συντήρησης, οι οποίοι ελέγχουν τις συνδέσεις του κοχλία με τα πτερύγια (μπουλόνια, βίδες κτλ.).

Το σύστημα "Blade pitch system" χρησιμοποιείται για να ρυθμίζει και να βελτιστοποιεί την παραγόμενη ισχύ, με τη βοήθεια των πτερυγίων τα οποία ελαχιστοποιούν τα φορτία ανέμου σε περιπτώσεις ακραίων καιρικών συνθηκών. Με αυτό τον τρόπο, περιορίζεται αρκετά η κόπωση στη βασική άρθρωση (rotor hub) της ανεμογεννήτριας.

Ο κύριος άξονας (Main shaft and bearing) κατασκευάζεται από κράμα σιδήρου και χάλυβα. Στο εσωτερικό του είναι κούφιος, γιατί εξυπηρετεί στη μεταφορά όλης της παραγόμενης ισχύος μέσω καλωδίων. Διαθέτει σύστημα αυτόματης λίπανσης των επιμέρους εξαρτημάτων, ώστε να μην προκαλούνται μεγάλες τριβές στο εσωτερικό του.

Το κιβώτιο ταχυτήτων (Gearbox) χωρίζεται σε τρία στάδια. Το πρώτο είναι το στάδιο υψηλής ροπής, το δεύτερο είναι το ενδιάμεσο στάδιο και το τρίτο είναι το στάδιο υψηλής ταχύτητας του άξονα, στο οποίο επιτρέπεται η δίοδος ισχύος και σημάτων ελέγχου. Το κιβώτιο ταχυτήτων είναι εξοπλισμένο με συστήματα ψύξης και φιλτραρίσματος, τα οποία εξασφαλίζουν μέγιστη αποτελεσματικότητα κατά τη φάση λειτουργίας της τουρμπίνας.

Το μηχανικό φρένο (Mechanical brake) αποτελεί ουσιαστικά το δεύτερο σύστημα ασφαλείας της ανεμογεννήτριας. Είναι εξοπλισμένο με κιβώτιο ταχυτήτων και σε περίπτωση ακραίων καιρικών συνθηκών, σταματά τη λειτουργία της ανεμογεννήτριας, για να αποφευχθούν οι έντονοι κραδασμοί στο σύνολο της κατασκευής.

Το σύστημα εκτροπής (Yaw system) είναι υπεύθυνο για τον προσανατολισμό που έχει ο ρότορας της ανεμογεννήτριας σε σχέση με τον άνεμο. Αποτελεί ουσιαστικά το τμήμα της τουρμπίνας το οποίο βρίσκεται ανάμεσα στην άτρακτο (nacelle) και στον πύργο (tower).

Ο διαχειριστής (Controller) αποτελεί έναν πρότυπο βιομηχανικό υπολογιστή, που θεωρείται η βάση ελέγχου ολόκληρης της τουρμπίνας, ώστε σε περίπτωση βλάβης, να μπορούν να γίνουν εύκολα και γρήγορα οι έλεγχοι και οι απαραίτητες ρυθμίσεις για τη συντήρησή του.

Ο μετατροπέας ενέργειας (Power conversion) αποτελεί ουσιαστικά το σύστημα μετατροπής ενέργειας NetConverter, το οποίο επιτρέπει την παραγωγή ισχύος από τη γεννήτρια σε μεταβλητές ταχύτητες, συχνότητες και τάσεις, χρησιμοποιώντας ειδικούς μετασχηματιστές. Το σύστημα αυτό, έχει σπονδυλωτή διάταξη για εύκολη συντήρηση.

Ο πύργος (Tower) δεν είναι τίποτα άλλο από τον κωνικό σωληνοειδή πύργο από χάλυβα, πάνω στον οποίο τοποθετείται η τουρμπίνα.

Το σύστημα απομακρυσμένου ελέγχου (Remote control) αποτελεί ένα μοναδικό σύστημα (WebWPS SCADA system), το οποίο προσφέρει κάθε είδους πληροφορία σχετικά με χρήσιμα ηλεκτρολογικά και μηχανολογικά δεδομένα, με ενδείξεις σωστής λειτουργίας αλλά και βλάβης, με μετεωρολογικά δεδομένα, αλλά και δεδομένα σχετικά με το δίκτυο καλωδίωσης στην ευρύτερη περιοχή.

Το σύστημα παρακολούθησης της κατάστασης (Turbine Condition Monitoring) παρέχει ακριβείς διαγνωστικές αναφορές, σχετικά με τα κύρια εξαρτήματα της τουρμπίνας, αδιαλείπτως και σε πραγματικό χρόνο. Ελέγχει τα επιμέρους μέρη της τουρμπίνας σε σύγκριση με τα επίπεδα δόνησης και κραδασμών που αυτά υφίστανται και προειδοποιεί με διάφορα επίπεδα συναγερμού, ακόμα και για τη διακοπή της λειτουργίας του στροβίλου, όπου αυτό απαιτείται.

Η *λειτουργία (Operation)* της ανεμογεννήτριας είναι μια αυτόματη διαδικασία. Όταν η ταχύτητα του ανέμου φτάσει στη μέση τιμή που είναι τα 3-5 m/s, η τουρμπίνα ξεκινάει να λειτουργεί

αυτόματα. Όσο η τουρμπίνα λειτουργεί σε τιμές κάτω από την ονομαστική ισχύς της, πραγματοποιείται διαρκώς η προσπάθεια προσαρμογής του ρότορα, ώστε να μεγιστοποιηθεί η αεροδυναμική απόδοση της τουρμπίνας ακόμα και στις χαμηλές ταχύτητες ανέμου. Όταν επιτευχθούν ταχύτητες ανέμου από 13-14 m/s και πάνω, τότε η τουρμπίνα ρυθμίζεται αυτόματα σε ονομαστική ισχύ, δηλαδή παράγει ενέργεια στο μέγιστο των δυνατοτήτων της. Όταν η ταχύτητα του ανέμου φτάσει τα 25 m/s που είναι και το όριο λειτουργίας της τουρμπίνας, τότε διακόπτεται αυτόματα η λειτουργία της, για αποφυγή έντονων κραδασμών, που μπορούν να οδηγήσουν σε σοβαρές βλάβες. Όταν ο άνεμος επανέλθει σε τιμές μικρότερες από τη μέγιστη, πραγματοποιείται αυτόματη επαναφορά λειτουργίας της τουρμπίνας.

Στην Εικόνα 6 παρουσιάζονται αναλυτικά όλες οι τεχνικές προδιαγραφές της ανεμογεννήτριας Siemens SWT_2,3_82m, όπως αυτές παρέχονται από τον ίδιο τον κατασκευαστή της, δηλαδή τη Siemens.

Rotor		Generator		
Diameter Swept area Rotor speed Power regulation	82.4 m 5,300 m² 6–18 rpm Pitch regulation	Type Nominal power Voltage Cooling system	Asynchronous 2,300 kW 690 V Integrated heat exchanger	
Blades		Yaw system		
Type Length	840 40 m	Туре	Active	
Aerodynamic brake		Monitoring system		
Type	Full span pitch	Remote control	Full turbine control	
Activation Active, hydraulic		Tower		
Transmission System		Type Hub boight	Cylindrical and/or tapered tubular	
Gearbox ratio 1:91	1:91	Operational data	oo mor site-specific	
Gearbox oil filtering Gearbox cooling Oil volume	Inline and offline Separate oil cooler Approx. 400 l	Cut-in wind speed Nominal power at Cut-out wind speed Maximum 3 s gust	3–5 m/s 13–14 m/s	
Mechanical brake			25 m/s 55 m/s (standard version)	
Туре	Hydraulic disc brake	Shashing 2 2 gaze	70 m/s (IEC version)	
		Weights		
		Rotor Nacelle Tower	54 tons 82 tons Site-specific	

Εικόνα 6: Αναλυτική παρουσίαση των τεχνικών χαρακτηριστικών και προδιαγραφών, για την ανεμογεννήτρια Siemens SWT_2,3_82m. (Πηγή: Siemens - Wind Turbine SWT-2.3-82)

3.2. Ανεμογεννήτρια Vestas V90_3.0MW

Η ανεμογεννήτρια Vestas V90-3.0 MW βασίζεται σε μια δοκιμασμένη τεχνολογία, η οποία εξασφαλίζει αξιοπιστία, λειτουργικότητα και απόδοση στις μηχανές. Είναι ισχύος 3,0MW, διαθέτει ύψος μέχρι το κέντρο του στροφείου (hub height) 80m, διάμετρο της έλικας (rotor diameter) 90m, και συνολική επιφάνεια πτερυγίων (swept area) 6362m². Η τουρμπίνα αυτή διατίθεται σε ποικίλα ύψη (hub heights) 65m, 80m και 105m, όμως για τον Ελλαδικό χώρο προτιμήθηκαν οι τιμές κάτω από 100m ύψος, γι' αυτό και επιλέχθηκε η τιμή των 80m. Η καινοτόμα σχεδίαση της και το ολοκληρωμένο σύστημα κίνησης που διαθέτει, παρέχουν πολύ υψηλές αποδόσεις ενέργειας, χωρίς να έχουν αυξηθεί αισθητά το μέγεθος και το βάρος της.

Αυτό έχει ως αποτέλεσμα, να μην επιβαρύνεται η κατασκευή από επιπλέον φορτία και έτσι αυτομάτως, μειώνεται το συνολικό κόστος ενέργειας.

Στην Εικόνα 7 παρουσιάζονται όλα τα επιμέρους τμήματα και εξαρτήματα του εσωτερικού της ατράκτου της τουρμπίνας Vestas V90-3.0 MW. Αναφέρονται κάποιες βασικές πληροφορίες σχετικά με τη γεννήτρια, το σύστημα κίνησης, τα πτερύγια της ανεμογεννήτριας, τον πυλώνα, το σύστημα εκτροπής και το σύστημα ελέγχου.



Εικόνα 7: Παρουσίαση της διάταξης των βασικών επιμέρους τμημάτων της ατράκτου, για την ανεμογεννήτρια Vestas V90-3.0 MW. (Πηγή: Vestas - V90-3.0 MW® at a Glance)

Η πρωτοποριακή σχεδίαση των πτερυγίων από ίνες υαλοάνθρακα, την καθιστούν ως την ανεμογεννήτρια με τα ελαφρύτερα πτερύγια στην αγορά. Ο σχεδιασμό αυτός βελτιώνει την αεροδυναμική συμπεριφορά αυξάνοντας την παραγωγή ισχύος, ενώ ταυτόχρονα μειώνει την μεταφορά φορτίων προς τον θάλαμο της τουρμπίνας. Αξίζει να αναφερθεί ότι, η συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια είναι σχεδιασμένη για 12μηνη συντήρηση και όχι για 6μηνη όπως είναι τα περισσότερα μοντέλα ανεμογεννητριών. Αυτομάτως, αυτό σημαίνει ότι αποφεύγεται η συντήρηση του αιολικού πάρκου κατά τους χειμερινούς μήνες, που επιτυγχάνεται η μεγαλύτερη παραγωγή ισχύος μέσα στο έτος.

Η ανεμογεννήτρια Vestas V90-3.0 MW είναι σχεδιασμένη ώστε να μπορεί να μεταφέρεται ολόκληρη μέσω ειδικού τύπου πλοίων, σε οποιαδήποτε περιοχή σε όλο τον κόσμο. Όλα τα επιμέρους τμήματα και εξαρτήματά της, είναι σχεδιασμένα με βάση τους διεθνής κανονισμούς για εύκολη και απλή μετακίνηση με τα κατάλληλα μέσα μεταφοράς. Η άτρακτος (nacelle) μεταφέρεται αυτούσια χωρίς να απαιτείται επιτόπια συναρμολόγηση, μειώνοντας έτσι τον χρόνο και το κόστος εγκατάστασης. Χρησιμοποιούνται επιπλέον ειδικά συστήματα, τα οποία επιτρέπουν την ταχύτερη και απλούστερη ανέγερση του πυλώνα από το φορτηγό-πλοίο και την επανευθυγράμμισή του στο σημείο εγκατάστασης.

Η εταιρεία Vestas διαθέτει ένα ασυναγώνιστο τμήμα ελέγχων και δοκιμών (Highly Accelerated Life Testing - HALT), το οποίο πραγματοποιεί αδιαλείπτως ελέγχους στον τρόπο λειτουργίας της ατράκτου και των επιμέρους εξαρτημάτων της, μειώνοντας έτσι το συνολικό κόστος συντήρησης. Χρησιμοποιούνται ειδικοί μηχανισμοί που εντοπίζουν αστοχίες και αδυναμίες του συστήματος, ώστε να προλαμβάνονται οι βλάβες και τα ατυχήματα και να εξασφαλίζεται η άριστη ποιότητα της κατασκευής. Επιπλέον, μέσω των ελέγχων εξασφαλίζεται η δύναμη και η αντοχή για το κιβώτιο ταχυτήτων, τη γεννήτρια και το σύστημα εκτροπής. Σημαντικό είναι να αναφερθεί ότι, πραγματοποιούνται έλεγχοι στις διακυμάνσεις της κατασκευής, ώστε να διασφαλιστεί η βέλτιστη λειτουργία της τουρμπίνας, ανάλογα με την τοποθεσία χωροθέτησής της και τις συνθήκες περιβάλλοντος που επικρατούν εκεί.

Επιπλέον, η Vestas διαθέτει ένα σύστημα Εποπτείας Ελέγχου και Συλλογής δεδομένων (Supervisory Control and Data Acquisition - SCADA) τελευταίας τεχνολογίας. Το ευέλικτο αυτό σύστημα περιλαμβάνει ένα ευρύ φάσμα παρακολούθησης του σταθμού, παρέχοντας αναλυτικές αναφορές σχετικά με τον έλεγχο της τάσης, τη ρύθμιση της ισχύος και την αναδιάταξη της ισχύος με σκοπό τη βελτιστοποίηση των επιπέδων παραγωγής ενέργειας. Το σύστημα αυτό συνεισφέρει σημαντικά στην πρόβλεψη βλαβών η οποία προλαμβάνει τις έκτακτες και πολύ δαπανηρές επισκευές, οι οποίες οδηγούν σε διακοπή της λειτουργίας των ανεμογεννητριών. Είναι ιδιαιτέρως σημαντική η ανάπτυξη αποτελεσματικών στρατηγικών, οι οποίες μπορούν να εξασφαλίζουν την αδιάκοπη παραγωγή ενέργειας από το αιολικό πάρκο.

Στην Εικόνα 8 παρουσιάζονται αναλυτικά όλες οι τεχνικές προδιαγραφές της ανεμογεννήτριας Vestas V90-3.0 MW, όπως αυτές παρέχονται από τον ίδιο τον κατασκευαστή της, δηλαδή τη Vestas.

OPERATING DATA	
Rated power	3.0 MW
Cut-in wind speed	3.5 m/s
Rated wind speed	15 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Re-cut in wind speed	20 m/s
Wind class	IEC IA and IEC IIA
Operating temperature range	standard range -20°C to 40°C
	low temperature option -30°C to 40°C
SOUND POWER	
(Mode 0, 10 m above ground, h	ub height 80 m,
air density 1,225 kg/m³)	
4 m/s 5 m/s	97.9 dB (A)
6m/s	104.2 dB(A)
7 m/s	106.1 dB(A)
8 m/s	107.0 dB(A)
9 m/s	106.9 dB (A)
ROTOR	2
Rotor diameter	90 m
Swept area	6,362 m ²
Nominal revolutions	16.1 rpm
Operational interval	8.6 - 18.4 rpm
Air brake	full blade feathering with
	3 pitch cylinders
ELECTRICAL	
ELECTRICAL Frequency	50/60 Hz

EARBOX				
Туре	two planetary stages and one helical stage			
TOWER				
Туре		tubular steel tower		
Hub heights	65 (m and 80 m (IECIA)		
		105 m (IEC IIA)		
BLADE DIMEN	ISIONS			
Length		44 m		
Max. chord		3.5 m		
NACELLE DIM	ENSIONS			
Height for tran	sport	4 m		
Length		9.65 m		
Width	3.65 n	n (3.85 m installed)		
HUB DIMENSI	ONS			
Max. diameter		3.6 m		
Max. width		4.2 m		
Length		4.4 m		
Max. weight pe	er unit for transportation	70 metric tonnes		

Εικόνα 8: Αναλυτική παρουσίαση των τεχνικών χαρακτηριστικών και προδιαγραφών, για την ανεμογεννήτρια Vestas V90-3.0 MW. (Πηγή: Vestas - V90-3.0 MW® at a Glance)

3.3. Ανεμογεννήτρια Vestas V112_3.0MW

Η ανεμογεννήτρια Vestas V112_3,0MW είναι σχεδιασμένη για χαμηλό και μέτριο άνεμο. Αυτό οφείλεται στη μοναδική καινοτομία που παρουσιάζει η καμπύλη ισχύος της, η οποία δίνει τη δυνατότητα στην τουρμπίνα να παράγει ισχύ για ταχύτητες ανέμου από 2 m/s, ενώ όλα τα υπόλοιπα μοντέλα ανεμογεννητριών ξεκινούν από τα 4 m/s. Είναι ισχύος 3,0MW και μπορεί να παράγει περισσότερη ισχύ από οποιαδήποτε άλλη ανεμογεννήτρια της σειράς 3MW της Vestas. Διαθέτει ύψος μέχρι το κέντρο του στροφείου (hub height) 94m, διάμετρο της έλικας (rotor diameter) 112m, και συνολική επιφάνεια πτερυγίων (swept area) 9852m². Η τουρμπίνα αυτή διατίθεται σε ποικίλα ύψη (hub heights) 84m, 94m και 119m, όμως για τον Ελλαδικό χώρο προτιμήθηκαν οι τιμές κάτω από 100m ύψος, γι' αυτό και επιλέχθηκε η τιμή των 94m. Είναι δημιούργημα δοκιμασμένης τεχνολογίας, από εμπειρία δεκαετιών στη βιομηχανία παραγωγής ανεμογεννητριών, χωρίς αυτό να σημαίνει ότι η ίδια δεν αποτελεί ένα πραγματικό επίτευγμα της σύγχρονης τεχνολογίας.

Μπορεί να ανταποκριθεί σε οποιεσδήποτε καιρικές και ανεμολογικές συνθήκες. Με τις εξαιρετικές αναλογίες πτερυγίων και γεννήτριας που διαθέτει, αυξάνει την αποτελεσματικότητά της και προσφέρει αξεπέραστη αξιοπιστία και λειτουργικότητα. Παρουσιάζει σημαντικές καινοτομίες σε αρκετά επιμέρους τμήματα του συστήματος όπως είναι ο σχεδιασμός των πτερυγίων, ο σχεδιασμός της ατράκτου και το σύστημα ψύξης.

Περιλαμβάνει το νέο βελτιωμένο Σύστημα παρακολούθησης της κατάστασης (Condition monitoring system), το οποίο διαθέτει πολύ σημαντικές λειτουργίες όπως είναι: οι ανιχνευτές καπνού, το σύστημα πυρόσβεσης της ατράκτου, το σύστημα ανίχνευσης πάγου και η δυνατότητα λειτουργίας της ανεμογεννήτριας ακόμα και σε πολύ χαμηλές θερμοκρασίες, κάτω από -30° C.

Διαθέτει προηγμένο σύστημα μετατροπής της παραγόμενης ισχύος από τον άνεμο, σε ηλεκτρικό ρεύμα. Το σύστημα αυτό, αυτομάτως αντιλαμβάνεται πότε οι καιρικές συνθήκες είναι ευνοϊκές, και τότε μόνο επιτρέπει προσωρινά στο σύστημα, τη δίοδο μεγαλύτερης ισχύος κατά της έξοδο, με αποτέλεσμα να αυξάνεται η τελική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο πρωτοποριακός σχεδιασμός της ατράκτου είναι χαρακτηριστικό παράδειγμα της σύγχρονης τεχνολογίας και της μεγάλης εμπειρίας που διαθέτει η Vestas. Η καινοτομία έγκειται στο γεγονός ότι, ο μετατροπέας ισχύος ενσωματώθηκε μέσα στο δάπεδο της ατράκτου παρέχοντας αυτομάτως περισσότερο χώρο εργασίας, κάνοντας έτσι ευκολότερη και ταχύτερη τη συντήρηση των επιμέρους τμημάτων της τουρμπίνας. Ο σχεδιασμός αυτός θεσπίζει νέα πρότυπα στην εργονομία και την ασφάλεια της ασφάλεια των εργαζομένων. Επιπλέον, ο σχεδιασμός αυτός παρέχει αρκετό χώρο για διαχείριση των επιμέρους ανταλλακτικών και εξαρτημάτων της τουρμπίνας.



Εικόνα 9: Ενσωμάτωση του μετατροπέα ισχύος στο δάπεδο της ατράκτου - Ανεμογεννήτρια Vestas V112_3,0MW. (Πηγή: Vestas V112_3,0MW)

Τα μειωμένα φορτία λειτουργίας παρέχουν επιπλέον ασφάλεια σε περιοχές με πολύ έντονες διακυμάνσεις ανέμου και βοηθούν στην αυτόματη προστασία της τουρμπίνας σε περιπτώσεις άσκοπης φθοράς και κόπωσης του συστήματος.

Ένα ακόμα χαρακτηριστικό της σύγχρονης τεχνολογίας που διαθέτει η συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια είναι το σύστημα ψύξης (CoolerTop). Το συγκεκριμένο σύστημα είναι ιδιαιτέρως φιλικό προς το περιβάλλον γιατί εκπέμπει πολύ χαμηλά επίπεδα θορύβου και εξοικονομεί ενέργεια, γιατί ουσιαστικά ψύχει το υγρό που βρίσκεται στο σύστημα ψύξης με τη διοχέτευση του ίδιου του ανέμου στο εσωτερικό του. Με αυτόν τον τρόπο, εξοικονομείται ενέργεια γιατί μειώνεται η λειτουργία όλων των μηχανοκίνητων εξαρτημάτων που διατίθενται στο σύστημα ψύξης, καθώς επίσης εξασφαλίζεται η επάρκεια σε ψύξη ακόμα και σε ακραίες συνθήκες περιβάλλοντος. Στα πολύ ψυχρά κλίματα, το σύστημα ψύξης της ανεμογεννήτρια, κιβώτιο ταχυτήτων, μετατροπέας ισχύος, υδραυλικό σύστημα πτερυγίων... κτλ.), ώστε κατά την αυτόματη εκκίνησή της να αποφευχθούν τυχόν βλάβες, λόγω της απότομης αλλαγής θερμοκρασίας των μηχανών. Επιπλέον, πολύ σημαντικό είναι το σύστημα λίπανσης, το οποίο μειώνει τις τριβές στη λειτουργία των κύριων τμημάτων της τουρμπίνας, με αποτέλεσμα να ενισχύεται η αξιοπιστία της μηχανής και να μειώνονται οι βλάβες στο σύστημα.



Εικόνα 10: Παρουσίαση του καινοτόμου σχεδιασμού της ατράκτου, για την ανεμογεννήτρια Vestas V112_3,0MW. (Πηγή: Vestas V112_3,0MW)

Όπως η προηγούμενη ανεμογεννήτρια της εταιρείας Vestas, έτσι και αυτή, είναι σχεδιασμένη ώστε να μπορεί να μεταφερθεί και να εγκατασταθεί παντού στον κόσμο. Δεν υπόκειται σε ειδικά τέλη ούτε σε περιορισμούς, οι οποίοι μπορούν να καθυστερήσουν τη μεταφορά της και να αυξήσουν το συνολικό κόστος εγκατάστασης.

Ένα πολύ σημαντικό άλμα στην αεροδυναμική συμπεριφορά της τουρμπίνας είναι ο σχεδιασμός των πτερυγίων της. Αποτελούν μερικές από τις ελαφρύτερες και πιο αποτελεσματικές λεπίδες στην παγκόσμια βιομηχανία, παράγοντας τη μεγαλύτερη δυνατή ισχύ, με την ελάχιστη καταπόνηση λόγω φορτίων, στο συνολικό σύστημα της ανεμογεννήτριας. Το πλάτος των πτερυγίων είναι το ίδιο με την ανεμογεννήτρια V90-3.0 MW, άλλαξε όμως το μήκος, από 44m σε 54,6m, αυξάνοντας έτσι ταυτόχρονα την επιφάνεια που μπορεί να σαρώσει η τουρμπίνα (swept area). Αυτό είχε ως αποτέλεσμα να παράγονται σημαντικά υψηλότερες αποδόσεις ενέργειας. Επιπλέον, τα πτερύγια σχεδιάστηκαν ώστε να είναι λιγότερα ευαίσθητα στη βρωμιά, στα έντομα, στα διάφορα σωματίδια της ατμόσφαιρας και φυσικά στο αλάτι, το οποίο αποτελεί τη σημαντικότερη αιτία βλαβών στις υπεράκτιες κατασκευές.

Αποτελεί μια από τις τουρμπίνες με τα χαμηλότερα επίπεδα παραγωγής θορύβου στον κόσμο, γεγονός που την καθιστά μοναδική για εγκατάσταση σε περιοχές με αυστηρούς περιορισμούς στην παραγωγή θορύβου. Μπορεί να λειτουργεί σε προκαθορισμένες κλίμακες θορύβου (decibel), χωρίς αυτό να επηρεάζει σημαντικά την παραγωγή της σε ισχύ. Διατηρεί χαμηλά επίπεδα θορύβου ακόμα και κατά τη μέγιστη παραγωγή ενέργειας (ονομαστική ισχύς λειτουργίας), αλλά είναι σαφώς πιο «ήσυχη», κατά τη λειτουργία της σε χαμηλές και μεσαίες ταχύτητες ανέμου.

Όπως έχει προαναφερθεί και για την ανεμογεννήτρια V90-3.0 MW, η Vestas διαθέτει ένα ασυναγώνιστο τμήμα ελέγχων και δοκιμών (Highly Accelerated Life Testing - HALT). Μια ομάδα ειδικών μηχανικών και τεχνικών, πραγματοποιούν συνεχής ελέγχους, με σκοπό να εξασφαλίσουν τη σωστή, ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία του συνολικού συστήματος και των επιμέρους εξαρτημάτων της ανεμογεννήτριας. Ακραίες διακυμάνσεις θερμοκρασίας σε συνδυασμό με έντονες δονήσεις, είναι μερικά μόνο από τα τεστ αντοχής τα οποία υφίστανται τα επιμέρους εξαρτήματα και στοιχεία της ανεμογεννήτριας, προκειμένου να ελεγχθούν και να πιστοποιηθούν από την εταιρεία. Όλες οι ανεμογεννήτριες δοκιμάζονται ώστε να αντέχουν σε όρια ανώτερα από αυτά των προδιαγραφών τους, με σκοπό να εντοπιστούν αδυναμίες και ατέλειες στην κατασκευή τους, πολύ πριν αυτές δοθούν στην αγορά.

Στην Εικόνα 11 παρουσιάζονται αναλυτικά όλες οι τεχνικές προδιαγραφές της ανεμογεννήτριας Vestas V112_3,0MW, όπως αυτές παρέχονται από τον ίδιο τον κατασκευαστή της, δηλαδή τη Vestas.

Power regulation	pitch regulated		
	with variable speed		
		Main dimensions	
Operating data			
Rated power	3,000 kW	Blade	
Cut-in wind speed	3 m/s	Length	54.6 m
Rated wind speed	12 m/s	Max. chord	4 m
Cut-out wind speed	25 m/s		
Wind Class - IEC	IIA/IIIA	Nacelle	
Max. altitude	1,500 m	Height for transport	3.3 m
Operational temperature range	standard range	Height installed	3.9 m
	-20°C to 40°C	Width	3.9 m
	low temperature option -30°C to 40°C	Length	14 m
		Tower	
Sound power		Max. section length	32.5 m
7 m/s	100 dB(A)	Max. diameter	4.2 m
8 m/s	102.8 dB(A)		
10 m/s	106.5 dB(A)	Hub	
By 95% rated power	106.5 dB(A)	Height	3.9 m
-		Diameter	3.2 m
Rotor			
Rotor diameter	112m	Max. weight per unit	
Swept area	9,852 m²	for transportation	70 metric tonnes
Tower			
Туре	tubular steel tower		
Hub heights	84, 94 and 119 m		
Electrical			
Frequency	50 Hz/60 Hz		
Converter type	full scale converter		
Generator type	permanent magnet		
	generator		

Εικόνα 11: Αναλυτική παρουσίαση των τεχνικών χαρακτηριστικών και προδιαγραφών, για την ανεμογεννήτρια Vestas V112_3,0MW. (Πηγή: Vestas – V112-3.0 MW)

3.4. Ανεμογεννήτρια Vestas V164_7.0MW

Η ανεμογεννήτρια Vestas V164_7,0MW είναι ειδικά και εξ' ολοκλήρου σχεδιασμένη για τα υπεράκτια περιβάλλοντα. Αποτελεί μια αξιόπιστη και αποδοτική επιλογή για όλη τη διάρκεια της ζωής της. Είναι ισχύος 7,0MW, διαθέτει ύψος μέχρι το κέντρο του στροφείου (hub height) το οποίο εξαρτάται από την περιοχή εγκατάστασης, αλλά μια μέση τιμή είναι τα 107m, η διάμετρος της έλικας (rotor diameter) είναι 164m, και η συνολική επιφάνεια των πτερυγίων (swept area) είναι 21124m².

Η τέλεια αναλογία μεταξύ του ρότορα και της γεννήτριας, σε συνδυασμό με το καινοτόμο σύστημα κίνησης που διαθέτει η τουρμπίνα, μεγιστοποιούν την παραγόμενη ποσότητα ενέργειας. Οι επαναστατικές αεροδυναμικές λεπίδες 80m που διαθέτει η τουρμπίνα, είναι πανομοιότυπα σχεδιασμένες με τη V112-3.0MW από ίνες άνθρακα, οι οποίες ενισχύουν την ακαμψία και βελτιστοποιούν την απόδοση της τουρμπίνας. Η συνολική μάζα των πτερυγίων είναι 35 τόνοι. Ένα ακόμα τεράστιο άλμα στην τεχνολογία αυτής της τουρμπίνας θεωρείται η καλυπτόμενη επιφάνεια των πτερυγίων (swept area), η οποία ισοδυναμεί με 3 γήπεδα ποδοσφαίρου, γεγονός που όπως είναι προφανές μεγιστοποιεί την παραγωγή ηλεκτρικής

ενέργειας και το κέρδος από μια τέτοιου είδους επένδυση. Στην Εικόνα 12, φαίνεται η πολύ μεγάλη διαφορά στο μήκος πτερυγίων που παρουσιάζει η V164_7,0MW σε σχέση με όλα τα υπόλοιπα μοντέλα ανεμογεννητριών της Vestas.



Εικόνα 12: Παρουσίαση της εξέλιξης, όσον αφορά στο μήκος των πτερυγίων και γενικότερα στο σχεδιασμό των μοντέλων V90_3,0MW, V112_3,0MW και V164_7,0MW, της οικογένειας Vestas. (Πηγή: WIND POWER MONTHLY - Vestas V164 7MW)

Η γεννήτρια της τουρμπίνας V164_7,0MW είναι σχεδιασμένη από μόνιμο μαγνήτη με υγρόψυκτο σύστημα και βασίζεται στις αρχές σχεδιασμού της προηγούμενης ανεμογεννήτριας V112_3,0MW. Ο μετατροπέας της τουρμπίνας και ο μετασχηματιστής είναι τοποθετημένοι στη βάση του πυλώνα. Αυτή η καινοτομία, στοχεύει στην εύκολη πρόσβαση σε περίπτωση συντήρησης ή επισκευής της. Επιπλέον, αυξάνει την αξιοπιστία της κατασκευής, λόγω του χαμηλότερου επιπέδου κραδασμών και της μειωμένης διακύμανσης της θερμοκρασίας που δέχεται η τουρμπίνα, σε σύγκριση με την τοποθέτησή τους στο εσωτερικό της ατράκτου.

Κατά τον σχεδιασμό της ακολουθήθηκαν δύο βασικές κατευθυντήριες γραμμές. Πρώτον, η ανεμογεννήτρια, αυτή που αντιπροσωπεύει μια νέα γενιά στις υπεράκτιες τουρμπίνες, είναι σχεδιασμένη ώστε να χρειάζεται όσο το δυνατόν λιγότερη συντήρηση κατά τη διάρκεια της ζωής της. Δεύτερον, όταν η συντήρηση αυτή είναι απαραίτητη, πραγματοποιείται με τον πιο ασφαλή, γρήγορο και αποδοτικό τρόπο από άποψη κόστους. Αυτό σημαίνει πρακτικά ότι, όλα τα επιμέρους τμήματα της ανεμογεννήτριας κατασκευάζονται με τον πιο ανθεκτικό τρόπο από άποψη μηχανικής και ελέγχονται με τους πιο αυστηρούς και ακριβείς ελέγχους, ώστε να πραγματοποιούνται όσο το δυνατόν λιγότερες έκτακτες συντηρήσεις, οι οποίες οδηγούν σε διακοπή της παραγόμενης ενέργειας.

Η μεγάλη ονομαστική ισχύς 7MW που διαθέτει, δίνει τη δυνατότητα παραγωγής της ίδιας ποσότητας ενέργειας, με την εγκατάσταση μικρότερου αριθμού ανεμογεννητριών. Με αυτό τον τρόπο, μειώνεται το κόστος εγκατάστασης και καλωδίωσης του πάρκου και κατά τη φάση λειτουργίας του, μειώνεται πολύ το κόστος συντήρησης των ανεμογεννητριών. Σημαντικό επίσης, για τη μείωση του κόστους και για την αποδοτικότερη και πιο αξιόπιστη λειτουργία της τουρμπίνας, ήταν η χρήση ενός κιβωτίου μέσης ταχύτητας. Η αγορά των ανεμογεννητριών αντιπροσωπεύει το 1/3 του συνολικού κεφαλαίου, που απαιτείται για τη δημιουργία ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Για το λόγο αυτό, η συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια

κατασκευάστηκε ως μια συμφέρουσα και οικονομική επιλογή, για τη συνολική επένδυση ενός τέτοιου έργου.

Όσον αφορά τις αδυναμίες και τις τυχόν βλάβες του συστήματος, ο ίδιος ο πρόεδρος της εταιρείας Vestas Finn Ström Madsen υποστηρίζει ότι: «Τα ελαττωματικά ηλεκτρικά συστήματα μπορούν να προκαλέσουν περισσότερες βλάβες και αστοχίες από το κιβώτιο ταχυτήτων. Επιπλέον, κι άλλα μηχανικά εξαρτήματα όπως είναι, τα φρένα ασφαλείας ή τα ρουλεμάν των πτερυγίων μπορούν να προκαλέσουν πιο συχνά διακοπή της λειτουργία της ανεμογεννήτριας σε σχέση με τα κιβώτια ταχυτήτων».

Στην Εικόνα 13 παρουσιάζονται αναλυτικά όλες οι τεχνικές προδιαγραφές της ανεμογεννήτριας Vestas V164_7,0MW, όπως αυτές παρέχονται από τον ίδιο τον κατασκευαστή της, δηλαδή τη Vestas.

POWER REGULATION pitch regulated with	variable speed	ELECTRICAL Frequency	50 Hz
		Converter type	Full scale converter
OPERATING DATA		Generator type	Permanent magnet
Rated power	7.0 MW	Nominal voltage	33 - 35 and 66 kV
Cut-in wind speed	4 m/s		
Operational rotor speed 4	4.8 - 12.1 rpm	<u>2</u>	
Nominal rotor speed	10.5 rpm	TOWER	
Operational temperature range	-10-+25°C	Туре	Tubular steel tower
Extreme temperature range	-15-+35℃	Hub heights	Site specific
DESIGN PARAMETERS	<u>></u>	BLADE DIMENSIONS	
WIND CLASS - IEC	IEC S	Length	80 m
Annual avg. Wind speed	11 m/s	Max. chord	5.4 m
Weibull shape parameter	k 2.2		
Weibull scale parameter	12.4 m/s		
Turbulence intensity	IEC B	NACELLE DIMENSIONS (INCL	HUB AND COOLERS)
1 year mean wind speed V1 (10 min avg.)	40 m/s	Height	, 7.5 m
50 year mean wind speed V50 (10 min avg.)	50 m/s	Length	24 m
Max inflow angle (vertical)	00	Width	12 m
Structural design lifetime	25 years		
		WEIGHTS	
ROTOR		Nacelle, including hub	390 ± 10% tonnes
Rotor diameter	164 m	Blade	35 tonnes
Swept area	21,124 m²	Tower	Site dependent

Εικόνα 13: Αναλυτική παρουσίαση των τεχνικών χαρακτηριστικών και προδιαγραφών, για την ανεμογεννήτρια Vestas V164_7,0MW (Πηγή: THE FUTURE BUILD - V164-7.0 MW)

3.5. Ανεμογεννήτρια Nordex N90_2.3MW

Η ανεμογεννήτρια Nordex N90_2,3MW είναι σχεδιασμένη περισσότερο για χαμηλές ταχύτητες ανέμου, χωρίς αυτό να σημαίνει ότι δεν μπορεί να ανταποκριθεί σε οποιαδήποτε ταχύτητα ανέμου, με στόχο τη μέγιστη δυνατή ενεργειακή απόδοση. Είναι ισχύος 2,3MW, διαθέτει ύψος μέχρι το κέντρο του στροφείου (hub height) 80m, διάμετρο της έλικας (rotor diameter) 90m,

και συνολική επιφάνεια πτερυγίων (swept area) 6362m². Η τουρμπίνα αυτή διατίθεται σε ποικίλα ύψη (hub heights) 70m, 80m, 100m και 105m, όμως για τον Ελλαδικό χώρο προτιμήθηκαν οι τιμές κάτω από 100m ύψος, γι' αυτό και επιλέχθηκε η τιμή των 80m.

Θεωρείται μια ιδιαιτέρως *αξιόπιστη* τουρμπίνα γιατί βασίζεται σε δοκιμασμένη τεχνολογία και εμπειρία πολλών ετών και επιπλέον γιατί είναι πιστοποιημένη από το σύστημα ελέγχου ποιότητας ISO 9001. Είναι *φιλική προς το περιβάλλον*, γιατί διαθέτει ένα ειδικό σύστημα συλλογής των αποβλήτων που παράγει η ίδια η ανεμογεννήτρια (λάδια, γράσο, λιπαντικές ουσίες), με αποτέλεσμα να μην καταλήγουν στο περιβάλλον βλαβερές και ανεπιθύμητες ουσίες. Επιπλέον, παρουσιάζει *χαμηλές εκπομπές θορύβου* λόγω της ελικοειδής μόχλευσης όλων των οδοντωτών τροχών που διαθέτει, με αποτέλεσμα να μειώνεται ο θόρυβος στο κιβώτιο ταχυτήτων. Επιπλέον, η γεννήτρια, το κιβώτιο ταχυτήτων και άλλα επιμέρους εξαρτήματα είναι συνδεδεμένα με τέτοιο τρόπο μεταξύ τους, ώστε να παράγονται και να μεταδίδονται λιγότερες δονήσεις.

Διαθέτει στροφείο (Rotor) με 3 πτερύγια κατασκευασμένα από ενισχυμένο πολυεστέρα με ίνες υάλου (glass-fibre- reinforced polyester - GRP). Από το ίδιο υλικό είναι κατασκευασμένο και το περίβλημα της ατράκτου της τουρμπίνας. Το σύστημα μετάδοσης της κίνησης (Drive chain) αποτελείται από τον άξονα του ρότορα, το κιβώτιο ταχυτήτων και τη γεννήτρια, τα οποία ενώνονται με ένα σύστημα ελαστικών αρθρώσεων μεταξύ τους. Επιπλέον, η ανεμογεννήτρια διαθέτει και υδραυλικό δισκόφρενο (σύστημα πέδησης), το οποίο παρέχει υποστήριξη στην περίπτωση της απότομης διακοπής στη λειτουργία της τουρμπίνας λόγω έκτακτης ανάγκης.

Ο πυλώνας της ανεμογεννήτριας είναι κατασκευασμένος από χάλυβα και έχει αρθρωτή μορφή (modular tower). Οι προδιαγραφές σχεδιασμού για το εσωτερικό του πυλώνα, περιλάμβαναν πληροφορίες σχετικά με τη σκάλα πρόσβασης, τις πλατφόρμες, τον εξοπλισμό ασφαλείας, καθώς και την εγκατάσταση του μετασχηματιστή, που μπορεί να τοποθετηθεί είτε εντός είτε εκτός του πύργου.

Είναι εξοπλισμένη με το Σύστημα ελέγχου (Nordex Control 2), το οποίο οπτικοποιεί όλα τα απαραίτητα δεδομένα, σαν μια ηλεκτρονική βάση δεδομένων, παρέχοντας εύκολη και άμεση διαχείριση ολόκληρου του συστήματος λειτουργίας της τουρμπίνας. Όλα αυτά τα δεδομένα συλλέγονται και παρακολουθούνται από μια οθόνη ελέγχου που βρίσκεται στον ηλεκτρολογικό πίνακα του συστήματος (switch cabinet). Στη συνέχεια, τα δεδομένα μεταδίδονται μέσω σημάτων ISDN σε απομακρυσμένους δέκτες, όπου με τη βοήθεια του απαραίτητου λογισμικού, τα σήματα αυτά αποκωδικοποιούνται και ελέγχονται από ειδικούς χειριστές, επιτρέποντας με αυτό τον τρόπο έναν άμεσο και ολοκληρωμένο έλεγχο της τουρμπίνας εξ' αποστάσεως.


Εικόνα 14: Οπτικοποίηση του συστήματος ελέγχου Nordex Control 2, για την ανεμογεννήτρια Nordex N90_2,3MW. (Πηγή: NORDEX – N90/2300)

Το σύστημα ψύξης και το σύστημα λίπανσης βοηθούν στη σωστή λειτουργία του κιβωτίου ταχυτήτων, της γεννήτριας και των ειδικών ρουλεμάν στήριξης των πτερυγίων, εξαρτήματα τα οποία θεωρούνται ζωτικής σημασίας για την εύρυθμη λειτουργία της τουρμπίνας. Αξίζει να αναφερθεί ότι, το σύστημα ψύξης της γεννήτριας και του μετατροπέα ισχύος, στηρίζει τη λειτουργία του σε ένα κύκλωμα νερού, το οποίο εξασφαλίζει τη βέλτιστη λειτουργία τους, κάτω από οποιεσδήποτε καιρικές συνθήκες.

Τέλος, αξίζει να αναφερθεί το μοναδικό σύστημα εκτροπής (Yaw system) που διαθέτει η συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια. Η κατεύθυνση του ανέμου παρακολουθείται συνεχώς από δύο αισθητήρες που βρίσκονται στην άτρακτο της τουρμπίνας. Αν υπάρξει υπέρβαση στο επιτρεπόμενο όριο απόκλισης της κατεύθυνσης του ανέμου σε σχέση με τον προσανατολισμό της τουρμπίνας, τότε η άτρακτος προσαρμόζεται αυτόματα μέσω δύο ενεργών στροφείων στη νέα γωνία κλίσης. Επιπλέον, για την προστασία της ανεμογεννήτριας και του πάρκου γενικότερα είναι αναγκαία η χρήση αλεξικέραυνων, ειδικά για τις υπεράκτιες κατασκευές, τα οποία προστατεύουν την τουρμπίνα από την υπέρταση που μπορεί να υποστεί σε περίπτωση κεραυνού.

Στην Εικόνα 15 παρουσιάζονται αναλυτικά όλες οι τεχνικές προδιαγραφές της ανεμογεννήτριας Nordex N90_2,3MW, όπως αυτές παρέχονται από τον ίδιο τον κατασκευαστή της, δηλαδή τη Nordex. Στην εικόνα περιγράφεται και μια ακόμα ανεμογεννήτρια της οικογένειας Nordex η N80/2500, η οποία παρουσιαζόταν στην ίδια δημοσίευση με την N90_2,3MW, από την εταιρεία. Η N80/2500 δεν συμμετέχει στην έρευνα της παρούσας εργασίας, για το λόγο αυτό δεν έχει περιγραφεί παραπάνω.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΒΑΣΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ

	N80/2500	N90/2300		N80/2500	N90/2300
Rotor			Yaw system		
Number of rotor blades	3	3	Bearing	Ball bearing	Ball bearing
Rotor speed	10.8 to 18.9 rpm	9.6 to 16.8 rpm	Brake	Hydraulic disc brake	Hydraulic disc brake
Rotor diameter	80 m	90 m	Drive	Two asynchronous mo	otors with an integrated brake
Swept area	5,026 m²	6,362 m²	Speed	Approx. 0.5 °/s	Approx. 0.5 °/s
Power regulation	Pitch	Pitch			
Cut-in wind speed	Approx. 3 m/s	Approx. 3 m/s	Control system		
Cut-out wind speed	25 m/s	25 m/s	Туре	PLC, Remote Field Cor	ntroller (RFC)
Rated power	From approx. 15 m/s	From approx. 13 m/s	Grid connection	Via IGBT converter	Via IGBT converter
Survival wind speed	70 m/s-IEC type class 1	59.5 m/s–IEC type class 2	Scope of monitoring	Remote monitoring of	more than 300 different
Pitch-regulation	Individual pitch	Individual pitch		parameters, e.g. tempe	erature, hydraulic pressure,
Weight	Approx. 52,000 kg	Approx. 55,000 kg		pitch parameters, winc	I speed and direction
Rotor blades			Recording	Production data, even and short-term trends	t lists with filter function, long
Lenath	38.8 m	43.8 m	Visualisation	Panel PC in control ca	binet and Web-based access
Material	GRP	GRP		possible from any PC.	adapter for laptop at the
Weight	Approx. 9,000 kg	Approx. 10,200 kg		bottom of tower and i	n nacelle
Gearbox			Brakes		
Туре	Planetary gearbox	Planetary gearbox	Primary	Rotor blade pitch	Rotor blade pitch
Gear ratio	1:68.7	1:77.44	Secondary	Hydraulic disc brake	Hydraulic disc brake
Weight	Approx. 18,500 kg	Approx. 18,500 kg	877 1		
Oil quantity	360	360 I	Tower		
Oil change	Semi-annual check, chang	e as required	Туре	Modular tubular steel	tower
Rotor shaft bearing	Cylindrical roller bearing	Cylindrical roller bearing		Lattice: hot-dip galvan	ised
Generator			Hub heights	Tubular tower 60 m, certificate IEC 1a	Tubular tower 70 m, certificate IEC 2a
Power	2,500 kW	2,300 kW		Tubular tower 70 m,	Tubular tower 80 m,
Voltage	660 V	660 V		certificate IEC 1a	certificate DIBt 3, IEC 2a, GL 2
Туре	Asynchronous double-fed	, liquid-cooled		Tubular tower 80 m,	Tubular tower 100 m,
Speed	740-1,300 rpm	740–1,300 rpm		certificate IEC 1a,	certificate DIBt 2, IEC 3a
Insulation class	IP 54	IP 54		DIBt 3, NVN 1a	Lattice tower 105 m,
Weight	Approx. 10,000 kg	Approx. 10,000 kg			certificate DIBt 2

Εικόνα 15: Αναλυτική παρουσίαση των τεχνικών χαρακτηριστικών και προδιαγραφών, για την ανεμογεννήτρια Nordex N90_2,3MW. (Πηγή: NORDEX – N90/2300)

3.6. Ανεμογεννήτρια Nordex N100_2.5MW

Η ανεμογεννήτρια Nordex N100_2,5MW είναι σχεδιασμένη για μέτριο άνεμο. Όμως, η προσαρμοστικότητα της κατασκευής της σε συνδυασμό με την ισχυρή τεχνολογία της, την καθιστούν αυτόματα ως μια ιδανική επιλογή για εγκατάσταση σε περιοχές, όπου επικρατεί ένα ευρύ φάσμα κλιματολογικών συνθηκών. Είναι εγκατεστημένη ήδη σε πολλές χώρες ανά τον κόσμο όπως είναι: η Γερμανία, η Γαλλία, η Ιταλία, η Σουηδία, η Τουρκία, η νότια Αφρική, οι ΗΠΑ, η Κίνα και το Πακιστάν.

Είναι ισχύος 2,5MW, διαθέτει ύψος μέχρι το κέντρο του στροφείου (hub height) 100m, διάμετρο της έλικας (rotor diameter) 100m, και συνολική επιφάνεια πτερυγίων (swept area) 7854m². Η βελτίωση της απόδοσης της ανεμογεννήτριας εξαρτάται από τις ανεμολογικές συνθήκες που επικρατούν στην περιοχή, αλλά εξαρτάται επίσης και από το ύψος τοποθέτησής της (hub height). Η τουρμπίνα αυτή διατίθεται σε ποικίλα ύψη (hub heights) 75m, 80m και 100m, όμως για υπεράκτιες κατασκευές προτιμήθηκε η τιμή των 100m.

Ανάλογα με την τοποθεσία χωροθέτησης και τις συνθήκες περιβάλλοντος που επικρατούν εκεί, η ανεμογεννήτρια εξοπλίζεται με τον κατάλληλο μηχανισμό. Υπάρχει ειδικός σχεδιασμός για τα πολύ κρύα κλίματα, ώστε να συνεχίζεται η λειτουργία της τουρμπίνας ακόμα και σε θερμοκρασίες κάτω των -30° C. Επίσης, υπάρχει και ειδικό σύστημα ανίχνευσης πάγου, το οποίο τοποθετείται στα πτερύγια της ανεμογεννήτριας και σταματά αυτόματα τη λειτουργία,

για να αποφευχθούν οι βλάβες από τη ρίψη του πάγου. Αντίστοιχα, στις περιοχές που επικρατούν πολύ υψηλές θερμοκρασίες, ακολουθείται ειδικός σχεδιασμός ώστε η λειτουργία της τουρμπίνας να συνεχίζεται ακόμα και σε θερμοκρασίες άνω των 45° C.

Η γεννήτρια της τουρμπίνας χρησιμοποιεί ένα ειδικό σύστημα (double- fed asynchronous machine), το οποίο βελτιστοποιεί τη λειτουργία της τουρμπίνας σε διαφορετικές μεταβαλλόμενες ταχύτητες ανέμου. Το κύριο πλεονέκτημα αυτού του συστήματος είναι ότι μόνο το 25-30% της παραγόμενης ενέργειας, τροφοδοτείται στο δίκτυο μέσω του μετασχηματιστή. Το υπόλοιπο μετατρέπεται από την ίδια τη γεννήτρια και διοχετεύεται αυτομάτως στο δίκτυο, μειώνοντας με αυτό τον τρόπο το συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος. Ο *πυλώνας* της τουρμπίνας *(modular tower)* είναι κατασκευασμένος με τον ίδιο ακριβώς τρόπο όπως και η ανεμογεννήτρια Nordex N90_2,3MW.

Η άτρακτος (Nacelle) της τουρμπίνας είναι εργονομικά σχεδιασμένη, ώστε να προσφέρει ένα άνετο και εύχρηστο περιβάλλον εργασίας, στους τεχνικούς συντήρησης του συστήματος. Το εσωτερικό της ατράκτου είναι κατασκευασμένο από ενισχυμένο με υαλονήματα πλαστικό. Αποτελείται από το πλαίσιο της μηχανής, τη γεννήτρια και το αυτοδιαχειριζόμενο σύστημα του γερανού, το οποίο χρησιμοποιείται για την εύκολη και άμεση υποστήριξη του συστήματος στην περίπτωση βλάβης και αντικατάστασης με νέα ανταλλακτικά εξαρτήματα.



Εικόνα 16: Απεικόνιση του εσωτερικού τμήματος της ατράκτου, για την ανεμογεννήτρια Nordex N100_2,5MW. (Πηγή: NORDEX – N100/2500)

Η τουρμπίνα αυτή είναι σχεδιασμένη ώστε να χρειάζεται όσο το δυνατόν ελάχιστη συντήρηση, σε διάρκεια αλλά και σε συχνότητα. Η συντήρηση πραγματοποιείται στο εσωτερικό της ατράκτου με κλειστή την οροφή, άρα μπορεί να πραγματοποιηθεί οποτεδήποτε χωρίς να επηρεάζεται από τις καιρικές συνθήκες. Υπάρχει επαρκής χώρος εργασίας, για τους συντηρητές, μέσα στην άτρακτο και παρέχονται ειδικά συστήματα φωτισμού που επιτρέπουν μια γρήγορη και ασφαλή συντήρηση των εξαρτημάτων της τουρμπίνας. Όλα τα επιμέρους εξαρτήματα έχουν εύκολη πρόσβαση και μπορούν να αντικατασταθούν, σε περίπτωση βλάβης, εύκολα και με ασφάλεια, με τη βοήθεια ενός εσωτερικού γερανού που είναι προσαρτημένος στο εσωτερικό της ατράκτου. Επιπλέον, αναφέρεται ότι υπάρχουν εξαρτήματα τα οποία δεν χρειάζονται καθόλου συντήρηση σε όλη τη διάρκεια της ζωής του έργου, το γεγονός αυτό ενισχύει πολύ την αξιοπιστία της μηχανής και ταυτόχρονα μειώνει το χρόνο συντήρησής της.

Επιπλέον, η ανεμογεννήτρια χαρακτηρίζεται για την παροχή του βέλτιστου δυνατού ελέγχου στη διατήρηση της τάσης και στη σταθεροποίηση της συχνότητας, σύμφωνα με τους ισχύοντες κανονισμούς στο ευρωπαϊκό και στο διεθνές δίκτυο.

Διαθέτει ένα προηγμένο σύστημα παρακολούθησης της λειτουργίας του συστήματος εξ' αποστάσεως (Condition Remote Monitoring System). Το σύστημα αυτό, εντοπίζοντας οποιαδήποτε απόκλιση από την κανονική λειτουργία της μηχανής επεμβαίνει άμεσα. Ελέγχει την κατάσταση στα πιο κρίσιμα τμήματα της τουρμπίνας και αναλόγως προβαίνει στην απαραίτητη συντήρησή τους.

Το κέντρο Δοκιμών και Ελέγχων της Nordex (Nordex Test Centre) εγγυάται για την ανεμογεννήτρια Nordex N100_2,5MW, ως ένα πιστοποιημένο προϊόν άριστης ποιότητας. Τα επιμέρους υλικά έχουν υποστεί όλα τα απαραίτητα τεστ αντοχής, τα οποία πιστοποιούν με μεγάλη ακρίβεια τα όρια αντοχής της τουρμπίνας. Υπάρχουν μηχανήματα παραγωγής έντονων κραδασμών και δονήσεων, καθώς και ειδικοί προσομοιωτές ανέμου, που μπορούν να αναπαράγουν και τις πιο ακραίες συνθήκες περιβάλλοντος.

Το σύστημα ελέγχου, το σύστημα ψύξης, το σύστημα εκτροπής και το σύστημα πέδησης, λειτουργούν ακριβώς με τον ίδιο τρόπο όπως και στην ανεμογεννήτρια Nordex N90_2,3MW και περιγράφηκαν αναλυτικά στο προηγούμενο κεφάλαιο.

Στην Εικόνα 17 παρουσιάζονται αναλυτικά όλες οι τεχνικές προδιαγραφές της ανεμογεννήτριας Nordex N100_2,5MW, όπως αυτές παρέχονται από τον ίδιο τον κατασκευαστή της, δηλαδή τη Nordex.

	N100/2500 IEC 2a
Operating data	
Rated power	2,500 kW
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Rotor	
Diameter	99.8 m
Swept area	7,823 m²
Operating range rotational speed	9.6–16.8 rpm
Rated rotatinal speed	14.9 rpm
Tip speed	77 m/s
Speed control	Variable via microprocessor
Overspeed control	Pitch angle
Gearbox	
Туре	3-stage gearbox (planetary-planetary-spur gear) or 4-stage gearbox (planetary-planetary-differential-spur gear)
Generator	
Construction	Double fed asynchronous generator
Cooling system	Liquid/air cooling
Voltage	660 V
Grid frequency	50/60 Hz
Control	
Control centre	PLC controlled
Grid connection	Via IGBT converter
Distance control	Remote-controlled surveillance system
Brake system	
Main brake	Aerodynamic brake (Pitch)
Holding brake	Disk brake
Lightning protection	Fully compliant with EN 62305
-	
lower	
Construction	Tubular steel tower

Εικόνα 17: Αναλυτική παρουσίαση των τεχνικών χαρακτηριστικών και προδιαγραφών, για την ανεμογεννήτρια Nordex N100_2,5MW. (Πηγή: NORDEX – N100/2500)

3.7. Ανεμογεννήτρια Senvion Repower_5M_126m

Η ανεμογεννήτρια Senvion Repower_5M_126m, είναι μια από τις μεγαλύτερες και πιο ισχυρές ανεμογεννήτριες του κόσμου, σχεδιασμένη ειδικά για υπεράκτιες κατασκευές. Επανδρωμένη με ειδικά συστήματα ώστε να αντέχει στις ακραίες περιβαλλοντικές συνθήκες που επικρατούν στη θάλασσα. Είναι ισχύος 5,0MW, διαθέτει ύψος μέχρι το κέντρο του στροφείου (hub height) 95m, διάμετρο της έλικας (rotor diameter) 126m, και συνολική επιφάνεια πτερυγίων (swept area) 12469m². Η τουρμπίνα αυτή διατίθεται σε συγκεκριμένα ύψη (hub heights) για υπεράκτιες κατασκευές, 85m και 95m, για τη συγκεκριμένη εφαρμογή προτιμήθηκε η τιμή των 95m. Επίσης, έχει δοθεί μεγάλη σημασία στην προστασία των υλικών κατά της διάβρωσης και στη διαρκή παρακολούθηση του συστήματος για πρόληψη βλαβών. Είναι κατασκευασμένη με τους πιο αυστηρούς κανονισμούς όσον αφορά τη διάρκεια της ζωής της, την ομαλή λειτουργία της και τη βελτιστοποίηση της απόδοσής της.

Ένα αιολικό πάρκο με ανεμογεννήτριες αυτού του μεγέθους, μπορεί να παραγάγει ενέργεια, συγκρίσιμου μεγέθους με αυτήν που παράγεται από μια συμβατική μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Το γεγονός αυτό, θέτει υψηλές απαιτήσεις σχετικά με το σύστημα ελέγχου και παρακολούθησης των μηχανών, διότι η βέλτιστη ενσωμάτωση στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας είναι απαραίτητη.

Όσον αφορά το σύστημα κίνησης των πτερυγίων, το *στροφείο του ρότορα (Rotor bearing)* αποτελείται από ένα κινητό έδρανο (CARB™) και ένα σταθερό, τα οποία διαθέτουν αυτόματο σύστημα λίπανσης, για μείωση της τριβής. Το κινητό έδρανο (CARB™) είναι υπεύθυνο για την αξονική μετατόπιση και την κλίση του στροφείου, ώστε να μπορεί να προσαρμοστεί στην κατεύθυνση του ανέμου. Τα *πτερύγια* της τουρμπίνας έχουν ενισχυμένη σύνθεση για βέλτιστη αντοχή σε μεγάλα φορτία. Επιπλέον, διαθέτουν αντικεραυνική προστασία και ένα ειδικό σύστημα αποστράγγισης, για μέγιστη προστασία σε όλες τις συνθήκες περιβάλλοντος. Επίσης αναφέρεται ότι, το *περικόχλιο του στροφείου (Rotor hub)* είναι υπεύθυνο για τη ρύθμιση της ροής ισχύος, η οποία διέρχεται από το εσωτερικό του και καταλήγει στην τουρμπίνα.

Είναι σχεδιασμένη έχοντας ένα σύστημα προστασίας από τους κεραυνούς (Lightning protection), το οποίο υπόκειται σε όλους τους διεθνείς κανονισμούς προστασίας σε ακραίες συνθήκες. Στο εξωτερικό της ανεμογεννήτριας είναι τοποθετημένα αλεξικέραυνα, με σκοπό την προστασία των ευαίσθητων ηλεκτρικών εξαρτημάτων, ενώ ταυτόχρονα το εσωτερικό προστατεύεται με ειδικό μονωτικό υλικό, το οποίο προφυλάσσει όλο το ηλεκτρικό σύστημα της τουρμπίνας από την υπέρταση.

Ο μετασχηματιστής (Transformer) είναι κατασκευασμένος από χυτή ρητίνη και ξηρού τύπου υλικό, με εξαιρετικά οικολογικές ιδιότητες. Η διάταξη του εναλλάκτη θερμότητας είναι πλήρως κλειστή, εξασφαλίζοντας μια τάση εξόδου, η οποία ρυθμίζεται μεταξύ 20 και 33kV. Ο μετατροπέας (Converter) παρουσιάζει πολύ χαμηλά επίπεδα απωλειών, εξασφαλίζοντας την υψηλότερη δυνατή απόδοση, που φτάνει στο 20% της συνολικής. Η βελτιστοποιημένη κατασκευή του, ελαχιστοποιεί τους κραδασμούς και την ταλάντωση, ενώ ταυτόχρονα εξασφαλίζει την αδιάκοπη λειτουργία του συστήματος ακόμα και σε περίπτωση αστοχίας κάποιου επιμέρους εξαρτήματος.

Η γεννήτρια (Generator) παρουσιάζει μεταβλητό φάσμα ταχύτητας για βέλτιστες αποδόσεις, καθώς και σταθεροποιητή θερμοκρασίας στο εσωτερικό της, ώστε να επιτυγχάνεται η μέγιστη παραγωγή ενέργειας, ακόμα και σε πολύ υψηλές εξωτερικές θερμοκρασίες. Η λειτουργία χαμηλής τάσης που διαθέτει, εξασφαλίζει την εύρυθμη λειτουργία του συστήματος χωρίς πρόσθετο εξοπλισμό μεταγωγής.

Στην Εικόνα 18 παρουσιάζονται τα κυριότερα τμήματα και εξαρτήματα του εσωτερικού της ατράκτου της τουρμπίνας Senvion Repower_5M_126m, τα οποία περιγράφηκαν αναλυτικά στις παραπάνω παραγράφους.



Εικόνα 18: Απεικόνιση του εσωτερικού τμήματος της ατράκτου, για την ανεμογεννήτρια Senvion Repower_5M_126m. (Πηγή: Renugen)

Διατίθεται πλήρως αυτοματοποιημένο σύστημα πυροπροστασίας με ενεργά σήματα. Υπάρχουν τοποθετημένοι ανιχνευτές καπνού στην άτρακτο και στο δωμάτιο ελέγχου της τουρμπίνας, για έγκαιρη ειδοποίηση σε περίπτωση πυρκαγιάς. Η τουρμπίνα είναι εφοδιασμένη με αυτόματο εξοπλισμό καταστολής της πυρκαγιάς, για την άμεση προστασία των ευαίσθητων ηλεκτρονικών εξαρτημάτων που διαθέτει, αλλά και με απλούς πυροσβεστήρες τοποθετημένους στον πυλώνα και στην άτρακτο για επιπλέον προστασία.

Παρέχεται αξιόπιστη προστασία από την υγρασία και το αλάτι, με τη βοήθεια ενός προηγμένου συστήματος ψύξης (εναλλαγές κρύου και ζεστού αέρα/λαδιού). Επίσης, η συγκεκριμένη τουρμπίνα παράγει χαμηλά επίπεδα θορύβου και δονήσεων, λόγω ορισμένων ελαστικών εξαρτημάτων, τα οποία είναι τοποθετημένα στο στροφείο του ρότορα και απορροφούν τις παραγόμενες δονήσεις. Επιπλέον, το σύστημα λίπανσης που διατίθεται, εξασφαλίζει τη σωστή λειτουργία όλων των ηλεκτρικών και μηχανικών συστημάτων της.

Είναι μια τουρμπίνα πολύ *φιλική στο περιβάλλον*, διότι διαθέτει ένα σύστημα συλλογής των αποβλήτων (λάδια, λιπαντικές ουσίες) που παράγονται. Για επιπλέον προστασία, αναφέρεται ότι το σύστημα λίπανσης είναι κλειστό, όλα τα σχετικά καλώδια και οι αγωγοί είναι ειδικά θωρακισμένοι, ώστε να μην επιφέρεται η παραμικρή διαρροή λιπαντικών στο θαλάσσιο περιβάλλον.

Αποτελεί μια τουρμπίνα ειδικά σχεδιασμένη για υπεράκτιες κατασκευές, για το λόγο αυτό διαθέτει ένα εξελιγμένο σύστημα πρόληψης κατά της διάβρωσης. Είναι επιστρωμένη με πολλές στρώσεις ειδικού υλικού κατά της διάβρωσης, εγκεκριμένου από το σύστημα ποιότητας DIN EN ISO 12944 και πρόσθετα ενισχυμένη στα θεμέλια της κατασκευής και στον πυλώνα. Ο ηλεκτρικός εξοπλισμός είναι προστατευμένος μέσα στην άτρακτο, η οποία δεν έρχεται καθόλου σε επαφή με το θαλασσινό νερό, την υγρασία και τον αέρα.

Είναι εργονομικά σχεδιασμένη για εύκολη και άνετη συντήρηση όλων των επιμέρους εξαρτημάτων της τουρμπίνας. Σε περίπτωση βλάβης, μπορεί να πραγματοποιηθεί άμεση αντικατάσταση οποιουδήποτε εξαρτήματος, με τη βοήθεια του προσαρτημένου γερανού που βρίσκεται στο εσωτερικό της ατράκτου. Πρόκειται για έναν πλήρως υδραυλικό γερανό, με τη βοήθεια του σποίου μπορούν να ολοκληρωθούν όλες οι απαραίτητες εργασίες συντήρησης. Είναι πολύ μεγάλης αντοχής, καθώς μπορεί να σηκώσει πολύ υψηλά φορτία, σε μεγάλα ύψη ανύψωσης, διαθέτει απεριόριστο εύρος περιστροφής και τηλεχειριστήριο για ευέλικτη λειτουργία και έλεγχο όλων των μεταφορών, εξ' αποστάσεως. Επιπλέον, διατίθεται το

προηγμένο σύστημα μόνιμης παρακολούθησης της κατάστασης, το οποίο σε συνδυασμό με τους προγραμματισμένους ελέγχους συντήρησης, παρέχουν το πιο αξιόπιστο και ολοκληρωμένο πρόγραμμα ελέγχου και συντήρησης της τουρμπίνας.

Στην Εικόνα 19 παρουσιάζονται αναλυτικά όλες οι τεχνικές προδιαγραφές της ανεμογεννήτριας Senvion Repower_5M_126m, όπως αυτές παρέχονται από τον ίδιο τον κατασκευαστή της.

Rated power	5.075 kW
Cut-in speed	3.5 m/s
Rated wind speed	14.0 m/s
Cut-out speed	25.0 m/s onshore
cut-out speed	20.0 m/s offshore
Funa alasa	Offebare IEC ID DEpayor & Classes
rype class	Onshore IEC IB, Repower 5-Classes
	Unshore IEC IB, IEC IIA
Diametre	126.0 m
Rotor area	12,469 m ²
Rotor speed	7.7–12.1 rpm (+15.0 %)
ongth	61 F m
Lengui	CEDD chall construction are bent
туре	GFRP shell construction, pre-bent
Гуре	Externally geared four-point bearing
Órive svstem	Gear motors with multi-disc brakes
Stabilisation Disc brake v	vith hydraulically operated brake shoes
Georgestern Dung	Two bolical planetary stare
туре	and one cour gear stage
Francosicos ratio	and one spur gear stage
Iransmission ratio	1 = approx. 97
Generator type Doub	ple-fed asynchronous generator, 6-pole
Rated power	5,075 kW
Rated rotor voltage	660 V
Rated stator voltage	950 V
Rated speed	750–1,170 rpm (+15.0 %)
Generator protection class	IP 54
Converter type	Pulse-modulated IGBTs
Power control	
Principie Ei	ectrical blade angle adjustment – pitch
	and speed control
Гуре	Steel tube tower
Hub height	117 m onshore
approx. 85–95 m (offshore (depending on site conditions)
-oundation	Painforcad congrate foundation
form dation Onshore	Reinforced concrete foundation,
oundation Onshore	Reinforced concrete foundation, depending on site conditions

Εικόνα 19: Αναλυτική παρουσίαση των τεχνικών χαρακτηριστικών και προδιαγραφών, για την ανεμογεννήτρια Senvion Repower_5M_126m. (Πηγή: Renugen)

4. ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ - ΥΠΟΨΗΦΙΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ

4.1. Εγκατάσταση ενός Αιολικού Πάρκου

Στο κεφάλαιο αυτό, παρουσιάζονται τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα από την εγκατάσταση ενός αιολικού πάρκου. Αναφέρονται αναλυτικά οι λόγοι που οδήγησαν την παγκόσμια βιομηχανία, στην ανάπτυξη αιολικών πάρκων στο θαλάσσιο περιβάλλον. Παρουσιάζονται αναλυτικά τα βασικότερα κριτήρια για την επιλογή της καταλληλότερης περιοχής χωροθέτησης ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου, καθώς και οι περιοχές που θεωρούνται απαγορευτικές για μια τέτοιου είδους κατασκευή. Τέλος, αναφέρονται οι βασικότεροι τρόποι εγκατάστασης των ανεμογεννητριών στο υπεράκτιο περιβάλλον, είτε με απλή θεμελίωση είτε ως πλωτές κατασκευές.

4.1.1. Πλεονεκτήματα από την εγκατάσταση ενός αιολικού πάρκου

Η αιολική ενέργεια προσφέρει πολλά *πλεονεκτήματα* στο περιβάλλον, στην οικονομία και στην αυτονομία μιας χώρας, γι' αυτό θεωρείται μία από τις ταχύτερα αναπτυσσόμενες πηγές ενέργειας στον κόσμο.

- Είναι μια καθαρή πηγή ενέργειας, γιατί δεν μολύνει το περιβάλλον. Οι ανεμογεννήτριες δεν παράγουν ατμοσφαιρικούς ρύπους, όπως συμβαίνει με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι μονάδες αυτές βασίζονται στην καύση ορυκτών καυσίμων όπως είναι ο άνθρακας, ο λιγνίτης ή το φυσικό αέριο, τα οποία θεωρούνται ιδιαιτέρως ζημιογόνα για το περιβάλλον.
- ✓ Η αιολική ενέργεια δεν έχει σύνορα, είναι μια διαθέσιμη πηγή ενέργειας για όλες τις χώρες του κόσμου. Εν αντιθέσει με το πετρέλαιο, το οποίο είναι προνόμιο λίγων χωρών, οι οποίες διαθέτουν αξιοποιήσιμες πηγές εξόρυξης.
- Θεωρείται μία από τις οικονομικότερες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, γιατί η τεχνολογία παραγωγής που χρησιμοποιείται θεωρείται αρκετά προσιτή σήμερα, σε σχέση με το παρελθόν.

4.1.2. Μειονεκτήματα από την εγκατάσταση ενός αιολικού πάρκου

Η εγκατάσταση ενός αιολικού πάρκου έχει υψηλότερο επενδυτικό κόστος σε σχέση με την εγκατάσταση μιας συμβατικής μονάδας παραγωγής. Η τεχνολογία αιχμής που χρησιμοποιείται στα αιολικά πάρκα κάνει το κόστος εγκατάστασης αρκετά υψηλό, παρόλο που τα τελευταία 10 χρόνια έχει μειωθεί αρκετά και σε πολλές περιοχές που διαθέτουν υψηλό αιολικό δυναμικό, μπορεί να ανταγωνιστεί οικονομικά μια μονάδα συμβατικής παραγωγής ενέργειας. Ο άνεμος σαν ενέργεια δεν μπορεί να αποθηκευτεί και να αξιοποιηθεί τη στιγμή όπου υπάρχει μεγάλη ζήτηση για ηλεκτρικό ρεύμα. Επιπλέον, η αιολική ενέργεια χαρακτηρίζεται από μεγάλη μεταβλητότητα και έντονες διακυμάνσεις, για το λόγο αυτό δεν μπορεί να παραχθεί ηλεκτρική ενέργεια αδιαλείπτως. Η ζήτηση όμως για ηλεκτρική ενέργεια είναι αδιάλειπτη και εδώ τίθεται το θέμα της αυτονομίας, από μια τέτοιου είδους επένδυση. Τα αιολικά πάρκα για να είναι αποδοτικά και βιώσιμα, κατασκευάζονται σε απομακρυσμένες περιοχές ή σε υπεράκτιες περιοχές, όπου ο άνεμος είναι ισχυρότερος και δε συναντά πολλά εμπόδια. Στη συνέχεια όμως απαιτείται η σύνδεση των αιολικών πάρκων με το ήδη υπάρχον δίκτυο τροφοδότησης, αυξάνοντας με αυτόν τον τρόπο το κόστος εγκατάστασης.

Σε αυτό το σημείο, αξίζει να γίνει μια αναφορά συγκεκριμένα στα Υπεράκτια αιολικά πάρκα και σε κάποιες σημαντικές επιπτώσεις που επιφέρουν στο θαλάσσιο περιβάλλον, κυρίως κατά τη φάση κατασκευής τους.

- Έντονη ηχητική όχληση κατά τη φάση κατασκευής του έργου (γεωτρήσεις του πυθμένα, δραστηριότητες θεμελίωσης, κτλ....).
- Έντονη οπτική όχληση, ειδικά στις περιπτώσεις όπου το αιολικό πάρκο βρίσκεται αρκετά κοντά στην ακτή, καλό είναι να προτιμώνται αποστάσεις που να είναι αποδεκτές από το ανθρώπινο μάτι.
- Δυσκολία στην προσβασιμότητα, με αποτέλεσμα την αύξηση του κόστους συντήρησης, αλλά και του κόστους κατασκευής του αιολικού πάρκου.
- > Πρόκληση αστάθειας στα ιζημάτων, κατά τη φάση κατασκευής.
- Συγκρούσεις πτηνών στις τουρμπίνες των ανεμογεννητριών, κατά τη φάση λειτουργίας του πάρκου.
- Επιπτώσεις στη θαλάσσια πανίδα, λόγω της συνεχούς ηχητικής όχλησης, κατά τη φάση λειτουργίας του πάρκου.
- Μεταβολές του ηλεκτρομαγνητικού πεδίου (υποθαλάσσια καλώδια), που προκαλούν διαταραχές στον προσανατολισμό των θαλάσσιων ζώων.
- Θερμοκρασιακές μεταβολές (αύξηση της θερμοκρασίας του νερού), οι οποίες μπορούν να επηρεάσουν τις θαλάσσιες βιοκοινωνίες.
- Κατά τη φάση απεγκατάστασης και απόσυρσης του αιολικού πάρκου, μετά το τέλος της ζωής του, προκαλούνται οι ίδιες αρνητικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις, όπως στη φάση κατασκευής του έργου, κυρίως λόγω της χρήσης εκρηκτικών μηχανισμών.

4.1.3. Λόγοι δημιουργίας αιολικών πάρκων στη θάλασσα

Η ανάγκη για δημιουργία υπεράκτιων αιολικών πάρκων δημιουργήθηκε για τρεις βασικούς λόγους:

- Το ανάγλυφο του εδάφους στη ξηρά είναι εξαιρετικά ανώμαλο, με αποτέλεσμα να προκαλεί διαταραχές στο πεδίο ροής του ανέμου, οι οποίες οδηγούν σε απώλειες της αιολικής ενέργειας.
- Οι εκτάσεις στη ξηρά, οι οποίες πληρούν όλες τις απαραίτητες προϋποθέσεις για την εγκατάσταση ενός τέτοιου έργου, είναι πολύ περιορισμένες. Σε συνδυασμό με τα ιδιοκτησιακά καθεστώτα που επικρατούν στη ξηρά, οδηγούν σε πολύ χρονοβόρες διαδικασίες αδειοδότησης, μέχρι να γίνουν όλες οι απαραίτητες απαλλοτριώσεις στην περιοχή.
- Ο άνεμος στη θάλασσα είναι πάντα ισχυρότερος και σταθερότερος σε σχέση με τη ξηρά, γιατί δε συναντά εμπόδια. Ειδικά κοντά στην ακτή, η διαφορά θερμοκρασίας μεταξύ ξηράς και θάλασσας είναι εντονότερη, δημιουργώντας πολύ ισχυρά πεδία ανέμων.

4.1.4. Απαγορευτικές περιοχές για τη χωροθέτηση ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου

Για τη χωροθέτηση ενός Υπεράκτιου αιολικού πάρκου σε μια συγκεκριμένη περιοχή, δεν αρκεί μόνο η μελέτη του αιολικού δυναμικού, το οποίο επικρατεί στη συγκεκριμένη περιοχή. Είναι απαραίτητο να ληφθούν υπόψη κάποιοι επιπλέον παράγοντες, οι οποίοι είναι απαγορευτικοί για την εγκατάσταση ενός πάρκου στην περιοχή.

- Η ύπαρξη ποσειδωνίων (μεγάλα λιβάδια χλωρίδας στο βυθό), θεωρείται απαγορευτική για οποιαδήποτε κατασκευή στο θαλάσσιο περιβάλλον. Οι ποσειδώνιες αποτελούν ουσιαστικά μια πολύ πυκνή βλάστηση στον πυθμένα της θάλασσας, στην οποία δεν είναι δυνατόν να επιβιώσει καμία κατασκευή.
- Οι περιοχές με αρχαία θεωρούνται επίσης απαγορευτικές. Η αρχαιολογική υπηρεσία είναι υπεύθυνη για την έρευνα και τη μελέτη όλων των αρχαίων ευρημάτων και δεν δίνει άδεια για την κατασκευή οποιουδήποτε έργου σε αυτές τις περιοχές.
- Οι περιοχές οι οποίες αποτελούν πεδία βολής για το Ναυτικό. Γενικότερα οπουδήποτε υπάρχουν ναυτικές - στρατιωτικές βάσεις στη θάλασσα, θεωρούνται αυστηρά απόρρητες και δεν επιτρέπεται η πρόσβαση ούτε η προσέγγιση σε αυτές.
- Απαγορευτικές θεωρούνται και οι περιοχές, όπου πραγματοποιούνται τα δρομολόγια των πλοίων (γραμμές πλοίων).

Επιπλέον αναφέρεται ότι είναι καλό να αποφεύγονται ορισμένες προστατευόμενες περιοχές όπως είναι: οι περιοχές Natura 2000, οι περιοχές Ramsar, οι περιοχές Marine Protected Areas (MPA), καθώς και οι περιοχές οι οποίες είναι χαρακτηρισμένες ως σημαντικές περιοχές για τα πουλιά της Ευρώπης (Important Bird Areas in Europe)

Επιπλέον, σημαντικό ρόλο παίζουν η *σύσταση και η μορφολογία του πυθμένα* στην εκάστοτε περιοχή. Υπάρχουν 3 βασικά είδη σύστασης ενός πυθμένα, τα οποία είναι η άμμος, η ιλύς και ο βράχος. Ο καλύτερος πυθμένας για τη θεμελίωση των ανεμογεννητριών θεωρείται η άμμος, η οποία διαμορφώνει και την πιο οικονομική λύση για την εγκατάσταση ενός τέτοιου έργου. Το κόστος αυξάνεται σταδιακά όταν πρόκειται για πυθμένα από ιλύ και η πιο ακριβή επένδυση θεωρείται όταν πρόκειται για περιοχές με βραχώδη πυθμένα, στις οποίες οι γεωτρήσεις που είναι αναγκαίο να γίνουν είναι ιδιαιτέρως δαπανηρές, γιατί είναι απαραίτητο να χρησιμοποιηθούν πολύ ισχυρά γεωτρύπανα. Όσον αφορά τη μορφολογία του πυθμένα, ιδανικός θεωρείται ένας πυθμένας με μικρή κλίση (<1,5° – 2°), γιατί όσο αυξάνεται η κλίση του, αυξάνεται και το κόστος εγκατάστασης ενός τέτοιου έργου. Γενικά προτιμάται η ήπια μορφολογία στον πυθμένα, χωρίς ιδιαίτερες εξάρσεις και χωρίς φυσικά ή τεχνητά εμπόδια.

4.1.5. Τρόποι εγκατάστασης των ανεμογεννητριών στο θαλάσσιο περιβάλλον

Σε αυτό το κεφάλαιο, περιγράφονται ορισμένοι διαφορετικοί τρόποι εγκατάστασης μιας ανεμογεννήτριας, στο υπεράκτιο περιβάλλον. Η εγκατάσταση εξαρτάται από τη βαθυμετρία της περιοχής μελέτης. Για περιοχές με βάθος νερού 0-50m, πραγματοποιείται κανονική θεμελίωση των ανεμογεννητριών στο βυθό, ενώ για περιοχές με βάθος μεγαλύτερο από 50m προτιμώνται οι πλωτές ανεμογεννήτριες. Οι πλωτές ανεμογεννήτριες μπορούν να χωροθετηθούν σε αρκετά μεγάλη απόσταση από τη ξηρά, μειώνοντας σε μεγάλο βαθμό τις επιδράσεις από ένα τέτοιο έργο (π.χ. οπτική όχληση). Το μειονέκτημα τους αφορά στην έλλειψη εμπειρίας που επικρατεί προς το παρόν στη χρήση της σωστής τεχνολογίας, αλλά και στο αυξημένο κόστος εγκατάστασής τους.

Στη συνέχεια περιγράφονται αναλυτικά οι 8 σημαντικότεροι τρόποι εγκατάστασης των ανεμογεννητριών, στο υπεράκτιο περιβάλλον. Έτσι όπως παρουσιάζονται στην Εικόνα 20 αναφέρεται ότι από τα αριστερά προς τα δεξιά, πρόκειται για τους εξής τρόπους εγκατάστασης: TLWT, WindFloat, TLB B, TLB X3, Hywind II, SWAY, Jacket και Monopile. Αξίζει να αναφερθεί ότι, το σύστημα αγκύρωσης των πλωτών κατασκευών δεν είναι στη σωστή κλίμακα, όσον αφορά τον οριζόντιο άξονα.



Εικόνα 20: Απεικόνιση 8 διαφορετικών τρόπων εγκατάστασης μιας ανεμογεννήτριας στο υπεράκτιο περιβάλλον, από αριστερά προς τα δεξιά είναι οι εξής: TLWT, WindFloat, TLB B, TLB X3, Hywind II, SWAY, Jacket και Monopile. (Πηγή: Renewable Energy)

Ο πρώτος τρόπος θεμελίωσης αφορά στη διαδικασία η οποία είναι γνωστή με το όνομα *Tension Leg Wind Turbine (TLWT)*. Κατασκευάστηκε από τον διεθνή οργανισμό International Design, Engineering and Analysis Service (I.D.E.A.S) και η τεχνολογία του βασίστηκε στο σύστημα Tension Leg Platform (TLP), το οποίο εφαρμόζεται πολύ συχνά στις πλωτές εξέδρες εξόρυξης πετρελαίου. Διαθέτει ένα σύστημα με τρεις τεντωμένες άγκυρες, οι οποίες πακτώνονται στον πυθμένα της θάλασσας περιορίζοντας με αυτό τον τρόπο την κίνηση στον κατακόρυφο άξονα της ανεμογεννήτριας. Επιπλέον, διατίθεται ένα δεύτερο σύστημα αλυσοειδής αγκύρωσης για το περιορισμό της κίνησης στον οριζόντιο άξονα. Το σύστημα αυτό βρίσκεται σε αιώρηση, δεν είναι αυστηρά πακτωμένο, δίνοντας έτσι τη δυνατότητα για κάποιες μικροκινήσεις της ανεμογεννήτριας στο οριζόντιο επίπεδο.

Στη συνέχεια ακολουθεί το ημί-πλωτό σύστημα Wind Float (Semi- Submersible), το οποίο κατασκευάστηκε από την εταιρεία Principle Power. Διαθέτει μια πολύ ισχυρή πλωτή βάση από χάλυβα, η οποία ζυγίζει 2500 τόνους και μπορεί να εξασφαλίσει την σωστή άντωση, τη σταθερότητα καθώς και την εύκολη ρυμούλκηση ολόκληρης της κατασκευής. Η πλωτή αυτή κατασκευή μένει σταθερή στο χώρο, με τη βοήθεια ενός συστήματος αγκύρωσης με τέσσερις άγκυρες (Drag Embedded Anchors - DEA), οι οποίες περιορίζουν τις κινήσεις της ανεμογεννήτριας και στους δύο άξονες.

Το πλωτό σύστημα Tension Leg Buoy (TLB) αποτελεί έναν ακόμα τρόπο εγκατάστασης, το χαρακτηριστικό του οποίου είναι η σταθερότητα. Αποτελείται από έξι τεντωμένες ίνες, που συγκρατούνται από τρεις άγκυρες κάθετου φορτίου (Vertical Load Anchors - VLA), οι οποίες προσφέρουν υψηλή αξονική ακαμψία στο σύστημα. Η σταθερότητα και ο περιορισμός των κινήσεων που επικρατεί, συγκρίνεται με την ακαμψία των ανεμογεννητριών στη ξηρά. Το μειονέκτημα του συστήματος TLB είναι ότι διαθέτει ένα σύστημα αγκύρωσης, το οποίο έχει πολύ αυξημένο κόστος, ειδικά όσο αυξάνονται τα βάθη εγκατάστασης. Όπως φαίνεται στην Εικόνα 20 υπάρχουν δύο διαφορετικά είδη το *TLB B* και το *TLB X3*, τα οποία έχουν αναπτυχθεί από το Πανεπιστήμιο της Νορβηγίας (University of Life Science in Norway). Η διαφορά μεταξύ τους έγκειται στο ότι, το σύστημα TLB X3 πραγματοποιεί μετρήσεις που αφορούν στη μείωση των κυματικών φορτίων, ώστε να μειωθεί το συνολικό φορτίο που δέχεται το σύστημα αγκύρωσης από ολόκληρη την κατασκευή. Ένα πλωτό σύστημα είναι το Hywind II (Spar - Buoy), το οποίο αποτελεί τη βελτιωμένη εκδοχή του συστήματος Hywind που έχει ήδη εγκατασταθεί στις ακτές της Νορβηγίας από το 2009. Διαθέτει ένα σύστημα με τρεις αλυσίδες αγκύρωσης, οι οποίες εξασφαλίζουν τη σταθερότητα της κατασκευής. Επιπλέον, διαθέτει μια δομή υποστήριξης από ατσάλι, η οποία ζυγίζει 1700 τόνους.



Εικόνα 21: Απεικόνιση ενός πραγματικού συστήματος Spar – Buoy, το οποίο είναι εγκατεστημένο στο θαλάσσιο περιβάλλον. (Πηγή: ΚΑΠΕ)

Το σύστημα SWAY διαθέτει μια τεντωμένη αλυσίδα (tension leg spar - TLS), η οποία συνδέεται με μία άγκυρα και με αυτό τον τρόπο διασφαλίζεται η σταθερότητα ολόκληρης της κατασκευής. Το ιδιαίτερο με αυτό το σύστημα, είναι ότι δεν υπάρχει καμία προφανής μετάβαση από τον πύργο της ανεμογεννήτριας στον πλωτήρα. Όπως φαίνεται και σχηματικά στην Εικόνα 20, η κατασκευή φαίνεται να έχει την ίδια περίπου διάταξη, στο τμήμα που βρίσκεται έξω από το νερό και στο βυθισμένο τμήμα, ενισχύοντας ολόκληρη την κατασκευή με ένα επιπλέον εξωτερικό σύστημα καλωδίωσης.

Ένας από τους σημαντικότερους τρόπους θεμελίωσης των ανεμογεννητριών σε μεσαία βάθη νερού (30-50m), είναι το σύστημα *Jacket*. Αναπτύχθηκε από τον οργανισμό Offshore Code Comparison Collaboration (OC3) σε συνεργασία με τον Διεθνή Οργανισμό Ενέργειας (International Energy Agency - IEA). Πρόκειται για ένα περίπλοκο σύστημα, η δομή του οποίου μοιάζει με γερανό, ο οποίος καταλήγει σε δύο πυλώνες που πακτώνονται βαθιά στο βυθό της θάλασσας, προσφέροντας μεγάλη σταθερότητα και αξιοπιστία στην κατασκευή.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ – ΥΠΟΨΗΦΙΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ



Εικόνα 22: Απεικόνιση ενός πραγματικού συστήματος Jacket, το οποίο είναι εγκατεστημένο στο θαλάσσιο περιβάλλον. (Πηγή: ΚΑΠΕ)



Εικόνα 23: Απεικόνιση της ιδιαίτερης δομής του πύργου που είναι βυθισμένος στη θάλασσα και μοιάζει με γερανό – Σύστημα Jacket. (Πηγή: ΚΑΠΕ)

Τέλος, αναφέρεται ο πιο απλός τρόπος θεμελίωσης μιας ανεμογεννήτριας σε υπεράκτιο περιβάλλον για ρηχά νερά (0-30m), το σύστημα *Monopile*. Ουσιαστικά αναφέρεται στη θεμελίωση του ίδιου του πυλώνα της ανεμογεννήτριας στο βυθό. Ο πυλώνας ενισχύεται με επιπλέον χάλυβα αυξάνοντας έτσι τη συνολική μάζα της βάσης του συστήματος, ώστε να αντέξει το βάρος ολόκληρης της κατασκευής. Το σύστημα αυτό δεν ενδείκνυται για βάθη μεγαλύτερα των 30m γιατί αυξάνεται κατά πολύ το συνολικό κόστος εγκατάστασης. Η ίδια τεχνολογία μπορεί να εφαρμοστεί με τρίποδα *Tripod* αντί για μονό πυλώνα, οποίος παρουσιάζει μεγαλύτερη αντοχή και θεωρείται καταλληλότερη σαν μέθοδος για πιο μεγάλες και βαριές ανεμογεννήτριες, σε σχέση με το σύστημα Monopile.



Εικόνα 24: Απεικόνιση του συστήματος Monopile, τη στιγμή που είναι έτοιμο να εγκατασταθεί και να πακτωθεί στον βυθό της θάλασσας. (Πηγή: ΚΑΠΕ)

Υπάρχει ακόμα ένα σύστημα το οποίο ονομάζεται *Gravity Base*, χρησιμοποιείται στα πολύ ρηχά νερά (0-15m) και όπως υποδεικνύεται από το όνομα του, δεν θεμελιώνεται στο βυθό απλά έχει μια πολύ ισχυρή βάση, η οποία ακουμπάει στο βυθό της θάλασσας και αντέχει τα φορτία ολόκληρης της κατασκευής. Αναφέρεται ότι η μεταφορά του βαρέως εξοπλισμού είναι αρκετά δύσκολη και απαιτείται μια προετοιμασία του βυθού πριν την τοποθέτησή του.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ – ΥΠΟΨΗΦΙΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ



Εικόνα 25: Απεικόνιση του τρόπου κατασκευής της βάσης βαρέως εξοπλισμού, που διαθέτει το σύστημα Gravity Base. (Πηγή: ΚΑΠΕ)

Όσον αφορά την παρούσα εργασία, οι υποψήφιες περιοχές χωροθέτησης ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου, βρίσκονται σε τέτοια βάθη και σε τέτοια απόσταση από τη ξηρά, όπου μόνο τα συστήματα θεμελίωσης σε μέτρια και ρηχά νερά (Jacket, Monopile, Tripod), έχουν πιθανότητα να χρησιμοποιηθούν.

4.2. Υποψήφιες Περιοχές Χωροθέτησης ενός Υπεράκτιου Αιολικού Πάρκου στην Ελλάδα

Τα σημαντικότερα κριτήρια που λήφθηκαν υπόψη στη διαδικασία επιλογής της καταλληλότερης θέσης χωροθέτησης ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου στον Ελλαδικό χώρο, ήταν τα εξής:

- Η χωροθέτηση πρέπει να γίνεται αυστηρά εντός των 6 ναυτικών μιλίων (περίπου 11km) από τη ξηρά και σε ελάχιστη επιτρεπτή απόσταση 1,5km από την ακτογραμμή.
- Ελαχιστοποίηση της οπτικής όχλησης από τις εγκαταστάσεις.
- Αποκλεισμός των περιοχών με βάθη μεγαλύτερα από 50m.
- Αποκλεισμός των περιοχών, όπου η ανάπτυξη αιολικών πάρκων είναι ασύμβατη με άλλες χρήσεις (π.χ. στρατιωτικές βάσεις, αλίευση κτλ....).
- Αποφυγή περιοχών με σημαντικές επιπτώσεις στο περιβάλλον (π.χ. Περιοχές Natura 2000).

Για να εξασφαλιστεί η ταχύτητα της κατασκευής, η αξιοπιστία και η βιωσιμότητα από ένα τέτοιου είδους έργο, προτιμήθηκε η τεχνολογία της θεμελίωσης των ανεμογεννητριών στο θαλάσσιο πυθμένα (Monopile, Jacket), *αποκλείοντας τις πλωτές ανεμογεννήτριες* και τα μεγάλα θαλάσσια βάθη.

Προφανώς και λήφθηκαν υπόψη οι απαγορευτικές περιοχές χωροθέτησης, οι οποίες αναλύθηκαν στο κεφάλαιο 4.1.4. Επιπλέον, αξίζει να αναφερθεί ότι προτιμήθηκαν οι περιοχές οι οποίες διαθέτουν εύκολη πρόσβαση σε λιμάνι, το οποίο να έχει βάθος μεγαλύτερο από 13m, γιατί απαιτείται η χρήση ειδικού τύπου πλοίων για τη μεταφορά όλων των απαραίτητων υλικών, τα οποία χρησιμοποιούνται για την εγκατάσταση αλλά και την μετέπειτα συντήρηση ολόκληρου του αιολικού πάρκου. Μερικά ακόμα ιδιαιτέρως σημαντικά κριτήρια που χρησιμοποιούνται για την εγκατάσταση αλλά και την μετέπειτα συντήρηση ολόκληρου του αιολικού πάρκου. Μερικά ακόμα ιδιαιτέρως σημαντικά κριτήρια που χρησιμοποιήθηκαν, ήταν η δυνατότητα εύκολης πρόσβαση στο ήδη υπάρχον δίκτυο τροφοδότησης, το μέγεθος του αιολικού πάρκου, το οποίο καθορίζει και τη συνολική ισχύ που μπορεί να παραχθεί (π.χ. 100 ανεμογεννήτριες × ισχύος 5 MW = 500MW), καθώς και το αιολικό δυναμικό που διαθέτει η εκάστοτε περιοχή χωροθέτησης (μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου). Η έντονη μορφολογία που επικρατεί στη ξηρά συνεχίζεται και στο θαλάσσιο χώρο, με αποτέλεσμα να περιορίζεται αρκετά η επιφάνεια που μπορούν να τοποθετηθούν ανεμογεννήτριες. Η βαθυμετρία είναι τόσο έντονη, με αποτέλεσμα το βάθος των 50m να συναντάται σε αρκετά κοντινές αποστάσεις από την ακτή. Για το λόγο αυτό, η διαθέσιμη έκταση εγκατάστασης είναι αρκετά περιορισμένη σε ορισμένες περιοχές.

Οι θαλάσσιες περιοχές οι οποίες πληρούσαν όλα τα παραπάνω κριτήρια ήταν οι εξής: Άγιος Ευστράτιος, Αλεξανδρούπολη, Θάσος, Κάρπαθος, Κέρκυρα-Οθωνοί, Κύμη, Λευκάδα, Λήμνος, Πεταλιοί, Σαμοθράκη και Φανάρι. Οι περιοχές αυτές είχαν περάσει από την πρώτη φάση της Προκαταρκτικής Χωροθέτησης ΘΑΠ και είχαν εγκριθεί με βάση το νόμο 3851/2010 για τις Α.Π.Ε., που αφορούσε στη διαδικασία αδειοδότησης των θαλάσσιων αιολικών πάρκων. Στην Εικόνα 26 παρουσιάζονται οι περιοχές αυτές πάνω στο χάρτη.



Εικόνα 26: Απεικόνιση των υποψήφιων περιοχών χωροθέτησης ενός Υπεράκτιου Αιολικού Πάρκου, στον Ελλαδικό χώρο. (Πηγή: ΥΠΕΚΑ)

KAIMAKA 1:1500000

Οι περιοχές αυτές αναθεωρήθηκαν ως προς την ακριβή τους θέση, την έκταση που θα καταλάμβαναν και τη μέγιστη εγκατεστημένη ισχύς τους. Η διαδικασία αυτή πραγματοποιήθηκε από ιδιωτικούς φορείς σε συνεργασία με το ΕΛ.ΚΕ.Θ.Ε., παρουσιάζοντας μια νέα πρόταση με αναθεωρημένα σχέδια χωροθέτησης (Σεπτέμβριος 2015), σε μια προσπάθεια εκπόνησης μιας Στρατηγικής Μελέτης Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων, για τις περιοχές αυτές.

Τα 6 επικρατέστερα σημεία χωροθέτησης ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου, τα οποία μελετήθηκαν και αναλύθηκαν στη συγκεκριμένη Διπλωματική εργασία ήταν τα εξής: η Κύμη, ο Άγιος Ευστράτιος, η Λήμνος, οι Οθωνοί, η Σαμοθράκη και η θαλάσσια περιοχή νότια της Αλεξανδρούπολης. Το κυριότερο κριτήριο με βάση το οποίο επιλέχθηκαν αυτά τα σημεία σε σχέση με τα υπόλοιπα, ήταν το αιολικό δυναμικό που επικρατούσε στην εκάστοτε περιοχή.

Με βάση το κριτήριο της ελαχιστοποίησης της οπτικής όχλησης από τις εγκαταστάσεις, σε συνδυασμό με το μέγεθος του αιολικού πάρκου, επιλέχθηκε ως ελάχιστη απόσταση από την ακτογραμμή τα 3km, για τις περιοχές του Άγιου Ευστράτιου, της Κύμης και των Οθωνών, ενώ για τις υπόλοιπες 3 περιοχές της Λήμνου, της Σαμοθράκης και της Αλεξανδρούπολης, εφαρμόστηκε αυστηρότερο κριτήριο ελάχιστης απόστασης τα 6km, γιατί η διαθέσιμη έκταση ήταν πολύ μεγαλύτερη. Το σενάριο που εφαρμόστηκε σε αυτή τη νέα πρόταση, αφορούσε ανεμογεννήτριες ισχύος 7MW, με διάμετρο ρότορα 154m και ύψος πυλώνα 125m. Στην αναλυτική παρουσίαση των αιολικών πάρκων ανά περιοχή υπάρχουν δύο ενδεικτικά σενάρια χωροθέτησης των ανεμογεννητριών. Το τυπικό σενάριο, στο οποίο οι ανεμογεννήτριες ισποθετούνται σε απόσταση 8D μεταξύ τους και το μέγιστο σενάριο όπου τοποθετούνται σε απόσταση 6D μεταξύ τους (όπου D = Διάμετρος του ρότορα).



Εικόνα 27: Παρουσίαση του κριτηρίου αποδοχής, όσον αφορά την οπτική όχληση από την εγκατάσταση των ανεμογεννητριών. (Πηγή: ΚΑΠΕ)

Η περιοχή της Κύμης αποτελεί μία από τις επικρατέστερες θέσεις χωροθέτησης ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Διαθέτει ένα αρκετά ισχυρό αιολικό δυναμικό, με ετήσια μέση τιμή ταχύτητας ανέμου περίπου στα 6,5m/s. Διαθέτει εύκολη και άμεση πρόσβαση στο ήδη υπάρχον δίκτυο τροφοδότησης, αλλά δυστυχώς το διαθέσιμο εμβαδό της προτεινόμενης περιοχής χωροθέτησης είναι μόλις 18,88km². Αυτό συμβαίνει, γιατί η βαθυμετρία του πυθμένα είναι έντονη στην συγκεκριμένη περιοχή και αυξάνει σχετικά γρήγορα σε βάθη μεγαλύτερα των 50m.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ – ΥΠΟΨΗΦΙΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ



Εικόνα 28: Απεικόνιση της ακριβούς θέσης χωροθέτησης, καθώς και του μεγέθους ενός Υπεράκτιου αιολικού πάρκου, στην περιοχή της Κύμης. (Πηγή: ΚΑΠΕ)

Στη συνέχεια ακολουθεί ο Άγιος Ευστράτιος, ο οποίο διαθέτει και αυτός με τη σειρά του, εξίσου ισχυρό αιολικό δυναμικό με την περιοχή της Κύμης, με ετήσια μέση τιμή ταχύτητας ανέμου περίπου στα 6,2m/s. Δεν διαθέτει άμεση πρόσβαση στο ήδη υπάρχον δίκτυο τροφοδότησης, με αποτέλεσμα να αυξάνεται το συνολικό κόστος εγκατάστασης. Επιπλέον, το διαθέσιμο εμβαδό της προτεινόμενης περιοχής χωροθέτησης είναι αρκετά μικρό, μόλις 8,66km², όπως συμβαίνει και στην περιοχή της Κύμης. Αυτό οφείλεται στη βαθυμετρία του πυθμένα που είναι αρκετά έντονη και αυξάνει σχετικά γρήγορα τα βάθη, σε τιμές μεγαλύτερες των 50m.



Εικόνα 29: Απεικόνιση της ακριβούς θέσης χωροθέτησης, καθώς και του μεγέθους ενός Υπεράκτιου αιολικού πάρκου, στην περιοχή του Άγιου Ευστράτιου. (Πηγή: ΚΑΠΕ)

Η περιοχή της Λήμνου αποτελεί μία από τις επικρατέστερες θέσεις χωροθέτησης ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου. Διαθέτει και αυτή, ένα αρκετά ισχυρό αιολικό δυναμικό, με ετήσια μέση τιμή ταχύτητας ανέμου, περίπου στα 6,0m/s. Δεν διαθέτει άμεση πρόσβαση στο ήδη υπάρχον δίκτυο τροφοδότησης, με αποτέλεσμα να αυξάνεται το συνολικό κόστος εγκατάστασης στη συγκεκριμένη περιοχή. Όπως φαίνεται και στις εικόνες, Εικόνα 30 και Εικόνα 31 το διαθέσιμο εμβαδό της προτεινόμενης περιοχής χωροθέτησης είναι αρκετά μεγάλο, περίπου 45,65km² στο βόρειο τμήμα και 14,37km² στο νότιο τμήμα, παρέχοντας μεγάλη ευελιξία στη διάταξη αλλά και στη συνολική παραγόμενη ισχύ του πάρκου.



Εικόνα 30: Απεικόνιση της ακριβούς θέσης χωροθέτησης, καθώς και του μεγέθους ενός Υπεράκτιου αιολικού πάρκου, στην περιοχή βόρεια της Λήμνου. (Πηγή: ΚΑΠΕ)



Εικόνα 31: Απεικόνιση της ακριβούς θέσης χωροθέτησης, καθώς και του μεγέθους ενός Υπεράκτιου αιολικού πάρκου, στην περιοχή νότια της Λήμνου. (Πηγή: ΚΑΠΕ)

Ακολουθεί η περιοχή των Οθωνών, η οποία διαθέτει μικρότερο αιολικό δυναμικό σε σχέση με τις προαναφερθείσες περιοχές, με μέση ετήσια τιμή ταχύτητας ανέμου, περίπου στα 5,0m/s. Διαθέτει εύκολη και άμεση πρόσβαση στο ήδη υπάρχον δίκτυο τροφοδότησης και το διαθέσιμο εμβαδό της προτεινόμενης περιοχής χωροθέτησης είναι στο σύνολό του ίσο με 24,17km². Όπως φαίνεται και στην Εικόνα 32 υπάρχουν δύο υποψήφιες περιοχές εγκατάστασης, η μία στα βορειοανατολικά και η άλλη στα νοτιοανατολικά του νησιού.



Εικόνα 32: Απεικόνιση της ακριβούς θέσης χωροθέτησης, καθώς και του μεγέθους ενός Υπεράκτιου αιολικού πάρκου, στην περιοχή των Οθωνών. (Πηγή: ΚΑΠΕ)

Στη συνέχεια ακολουθεί η Σαμοθράκη, η οποία διαθέτει μέτριο αιολικό δυναμικό με ετήσια μέση τιμή ταχύτητας ανέμου περίπου στα 4,5m/s. Παρέχεται σχετικά καλή πρόσβαση στο ήδη υπάρχον δίκτυο τροφοδότησης. Επιπλέον, το διαθέσιμο εμβαδό της προτεινόμενης περιοχής χωροθέτησης είναι αρκετά μεγάλο, περίπου 48,58km², παρέχοντας ευελιξία στη διάταξη αλλά και στη συνολική παραγόμενη ισχύ του πάρκου.



Εικόνα 33: Απεικόνιση της ακριβούς θέσης χωροθέτησης, καθώς και του μεγέθους ενός Υπεράκτιου αιολικού πάρκου, στην περιοχή της Σαμοθράκης. (Πηγή: ΚΑΠΕ)

Τέλος, παρουσιάζεται η θαλάσσια περιοχή νότια της Αλεξανδρούπολης η οποία διαθέτει αρκετά χαμηλό αιολικό δυναμικό, με ετήσια μέση τιμή ταχύτητας ανέμου, περίπου στα 3,3m/s. Διαθέτει εύκολη και άμεση πρόσβαση στο ήδη υπάρχον δίκτυο τροφοδότησης και το διαθέσιμο εμβαδό της προτεινόμενης περιοχής χωροθέτησης είναι πολύ μεγάλο, περίπου 116km². Παρόλο όμως την εύκολη πρόσβαση και τη μεγάλη έκταση, η περιοχή αυτή θεωρείται σχετικά ακατάλληλη για χωροθέτηση αιολικού πάρκου, γιατί το αιολικό δυναμικό της είναι τελείως ανεπαρκές.



Εικόνα 34: Απεικόνιση της ακριβούς θέσης χωροθέτησης, καθώς και του μεγέθους ενός Υπεράκτιου αιολικού πάρκου, στην θαλάσσια περιοχή νότια της Αλεξανδρούπολης. (Πηγή: ΚΑΠΕ)

Για λόγους πληρότητας, παρουσιάζεται στην Εικόνα 35, ο αναλυτικός πίνακας με τα εμβαδά των αρχικών πολυγώνων, με τα εμβαδά των νέων πολυγώνων και με τα εμβαδά των προτεινόμενων πολυγώνων χωροθέτησης, για κάθε περιοχή χωριστά.

A/A	Όνομα Θ.Α.Π.	Εμβαδό αρχικών πολυγώνων ΘΑΠ (km²)	Εμβαδό νέων πολυγώνων ΘΑΠ (km²)	Εμβαδό προτεινόμενων περιοχών χωροθέτησης Α/Γ (km²)
1	ΑΛΕΞΑΝΔΡΟΥΠΟΛΗΣ	246,16	245,72	116,01
2	ΣΑΜΟΘΡΑΚΗΣ	57,08	52,61	48,58
3	ΦΑΝΑΡΙΟΥ	180,78	180,76	89,65
4	ΘΑΣΟΥ	128,64	100,60	56,01
5	ΒΟΡΕΙΑΣ ΛΗΜΝΟΥ	111,50	69,74	45,65
6	ΝΟΤΙΑΣ ΛΗΜΝΟΥ	78,21	28,54	14,37
7	ΑΗ ΣΤΡΑΤΗ	23,12	10,2	8,66
8	κγμης	40,39	32,25	18,88
9	ΠΕΤΑΛΙΩΝ	78,97	4,7	0,65
10	ΚΑΡΠΑΘΟΥ	28,09	16,89	4,24
11	ΛΕΥΚΑΔΑΣ	68,09	38,83	10,99
12	ΟΘΩΝΩΝ	56,51	35,86	24,17

Εικόνα 35: Αναλυτική παρουσίαση των εμβαδών των πολυγώνων (αρχικών, νέων, προτεινόμενων), για κάθε περιοχή χωροθέτησης. (Πηγή: ΚΑΠΕ)

Επιπλέον, παρουσιάζεται στην Εικόνα 36, ο αναλυτικός πίνακας με τον αριθμό των εγκατεστημένων ανεμογεννητριών και την παραγόμενη ισχύ, από το τυπικό ενδεικτικό σενάριο και από το μέγιστο ενδεικτικό σενάριο χωροθέτησης ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου, σε καθεμία από τις υποψήφιες περιοχές χωριστά.

A/A	ΘΑΠ	Τυπικό ε σενάριο χω Α,	νδεικτικό υροθέτησης /Γ	Μέγιστο ενδεικτικό σενάριο χωροθέτησης Α/Γ		
		А/Г	MW	А/Г	MW	
1	ΑΛΕΞΑΝΔΡΟΥΠΟΛΗΣ	78	546	136	952	
2	ΣΑΜΟΘΡΑΚΗΣ	31	217	55	385	
3	ΦΑΝΑΡΙΟΥ	59	413	110	770	
4	ΘΑΣΟΥ	38	266	66	462	
5	ΒΟΡΕΙΑΣ ΛΗΜΝΟΥ	32	224	58	406	
6	ΝΟΤΙΑΣ ΛΗΜΝΟΥ	10	70	18	126	
7	ΑΗ ΣΤΡΑΤΗ	8	56	11	77	
8	ΚΥΜΗΣ	14	98	23	161	
9	ΠΕΤΑΛΙΩΝ	2	14	2	14	
10	ΚΑΡΠΑΘΟΥ	5	35	7	49	
11	ΛΕΥΚΑΔΑΣ	9	63	13	91	
12	οθωνων	20	140	27	189	

Εικόνα 36: Αναλυτική παρουσίαση του αριθμού των ανεμογεννητριών και της παραγόμενης ισχύος, για τα δύο ενδεικτικά σενάριο, σε κάθε περιοχή χωροθέτησης. (Πηγή: ΚΑΠΕ)

Σαν τελικό συμπέρασμα αξίζει να αναφερθεί ότι, το υπεράκτιο αιολικό δυναμικό στον Ελλαδικό χώρο είναι αρκετά σημαντικό και μπορεί άμεσα να αξιοποιηθεί. Αυτό φαίνεται και από την Εικόνα 37, όπου οι μέση ετήσια τιμή του ανέμου ξεπερνά τα 6 m/s, σε πολλές περιοχές του Αιγαίου.



Εικόνα 37: Χάρτης παρουσίασης του υπεράκτιου αιολικού δυναμικού για τη λεκάνη της Μεσογείου. (Πηγή: ΚΑΠΕ)

5. ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ

Η αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού, πραγματοποιήθηκε σε προκαθορισμένα σημεία του Ελληνικού θαλάσσιου χώρου, τα οποία πληρούν συγκεκριμένα αυστηρά κριτήρια και για τα οποία έχει προεγκριθεί η ανάπτυξη αιολικών πάρκων από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας. Τα 6 επικρατέστερα σημεία χωροθέτησης ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου, με βάση το αιολικό δυναμικό της εκάστοτε περιοχής, ήταν τα εξής: η Κύμη, ο Άγιος Ευστράτιος, η Λήμνος, οι Οθωνοί, η Σαμοθράκη και η θαλάσσια περιοχή νότια της Αλεξανδρούπολης.

5.1. Αρχική Επεξεργασία των Βασικών Χαρακτηριστικών των Ανεμογεννητριών

Στη συγκεκριμένη Διπλωματική εργασία, χρησιμοποιήθηκαν 7 μοντέλα ανεμογεννητριών συνοδευόμενα από την καμπύλη ισχύος τους και τον χαρακτηριστικό πίνακα με τις αναλυτικές τιμές ταχύτητας-ισχύος. Τα μοντέλα αυτά, είναι κατάλληλα για υπεράκτια αιολικά πάρκα και είναι τα εξής: V90 3,0MW Vestas, V112 3,0MW Vestas, V164 7,0MW Vestas, SWT 2,3 82m Siemens, N90 2,3 MW Nordex, N100 2,5 MW Nordex και 5M Repower Servion.

	V90 3,0MW Vestas	V112 3,0MW Vestas	N90 2,3 MW Nordex	N100 2,5 MW Nordex	SWT 2,3 82m Siemens	5M Repower Senvion	V164 7,0MW Vestas
V[m/s]	P[KW]	P[KW]	P[KW]	P[KW]	P[KW]	P[KW]	P[KW]
1	0	0	0	0	0	0	0
2	0	24	0	0	0	0	0
	0	104	0	0	0	0	0
4	75	244	35	50	42	141	101
5	187	451	175	221	136	343	461
6	348	709	352	431	276	636	902
7	574	1162	580	720	470	1067	1595
	875	1666	870	1102	727	1615	2513
9	1257	2269	1237	1575	1043	2289	3737
10	1688	2817	1623	2019	1394	3166	4988
11	2118	2980	2012	2304	1738	3984	5987
12	2514	3000	2230	2458	2015	4748	6698
13	2817	3000	2300	2500	2183	4978	6984
14	2958	3000	2300	2500	2260	4999	6985
15	2994	3000	2300	2500	2288	5000	6995
16	2999	3000	2300	2500	2297	5000	6995
17	3000	3000	2300	2500	2299	5000	6995
18	3000	3000	2300	2500	2300	5000	6995
19	3000	3000	2300	2500	2300	5000	6995

Πίνακας 1: Παρουσίαση των 7 ανεμογεννητριών με τις χαρακτηριστικές τιμές ισχύος της καθεμίας, ανά μέτρο ταχύτητας.

20	3000	3000	2300	2500	2300	5000	6995
21	3000	3000	2300	2500	2300	5000	6995
22	3000	3000	2300	2500	2300	5000	6995
23	3000	3000	2300	2500	2300	5000	6995
24	3000	3000	2300	2500	2300	5000	6995
25	3000	3000	2300	2500	2300	5000	6995
26	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0

Στη συνέχεια, σκοπός ήταν ο υπολογισμός των βασικών χαρακτηριστικών των ανεμογεννητριών, που δεν είναι άλλα, από τον συντελεστή ισχύος (power coefficient C_p), καθώς και τον συντελεστή ώσης (thrust coefficient C_t).

Η παροχή ισχύος (Ρ) μιας ανεμογεννήτριας, δίνεται από τον τύπο:

$$P=\frac{1}{2}\;C_P\;\rho\;A\;U^3$$

Όπου

ρ, η πυκνότητα του αέρα (1.2 kg/m³)

 C_p , ο συντελεστής ισχύος (power coefficient)

A, το εμβαδόν που καλύπτουν τα πτερύγια της ανεμογεννήτριας (swept area)

U, η ταχύτητα του ανέμου

Από τον παραπάνω τύπο, προκύπτει ουσιαστικά ο ορισμός του τύπου για τον συντελεστή ισχύος (power coefficient C_p). Η ισχύς της κάθε τουρμπίνας μετατράπηκε σε Watt, η πυκνότητα πάρθηκε ίση με p=1.2 kg/m³ και το εμβαδόν (swept area) της καθεμίας πάρθηκε σύμφωνα με τα δεδομένα του κατασκευαστή, για το εκάστοτε μοντέλο.

$$C_{\rm P} = \frac{P \,(Power)}{\frac{1}{2} \,\rho \,A \,U^3}$$

Με τη βοήθεια του τύπου και με την παροχή ισχύος (P) που δινόταν ως αρχικό δεδομένο, υπολογίστηκε ο συντελεστής C_p, για όλες τις ανεμογεννήτριες. Στην παραπάνω σχέση ο παρονομαστής αντιπροσωπεύει την ισχύ που διατίθεται στο αέρα, με την απουσία του δίσκου ενεργοποίησης (actuator disc). Επομένως προκύπτει ο παρακάτω τύπος:

$$C_P = 4\alpha (1 - \alpha)^2$$
 (1)
(1) $\Rightarrow 4a^3 - 8a^2 + 4a - C_p = 0$ (2)

Όπου

α, ο συντελεστής αξονικής επαγωγικής ροής, ή αλλιώς, παράγοντας εισροών

Η δύναμη στο δίσκο ενεργοποίησης, που προκαλείται από την πτώση της πίεσης, μπορεί επίσης να είναι αδιάστατη και να δώσει έναν συντελεστή ώσης (thrust coefficient C_T), που δίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$C_{\rm T} = \frac{\rm Thrust}{\frac{1}{2} \rho A U^2}$$
$$C_{\rm T} = 4\alpha (1 - \alpha) (3)$$

Στην Εικόνα 38 παρουσιάζεται η μεταβολή των συντελεστών Cp, Ct, σε σχέση με τον παράγοντα αξονικής επαγωγικής ροής α. Ο παράγοντας α, παρουσιάζει έναν περιορισμό στο εύρος τιμών του, δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερος από 0,5 (α<0,5), γιατί σε αυτές τις τιμές η ταχύτητα γίνεται μηδενική ή αρνητική.



Εικόνα 38: Παρουσίαση της μεταβολής των συντελεστών Cp, Ct, σε σχέση με τον παράγοντα επαγωγής α. (Πηγή: Wind Energy Handbook)

Με τη βοήθεια των παραπάνω τύπων γίνεται αντιληπτό, ότι υπολογίστηκε ο παράγοντας α (από τη σχέση 2), με δεδομένες τις τιμές του συντελεστή C_p και στη συνέχεια με δεδομένες τις τιμές του συντελεστή C_p και στη συνέχεια με δεδομένες τις τιμές του παράγοντα α, υπολογίστηκε ο συντελεστής C_T (από τη σχέση (3)), για όλα τα διαθέσιμα μοντέλα ανεμογεννητριών. Όλη αυτή η υπολογιστική διαδικασία επιλύθηκε με τη βοήθεια του προγράμματος Wolfram Mathematica 9.

5.2. Ανάλυση Προγραμματιστικού Κώδικα στο Λογισμικό MATLAB

Ως αρχικά δεδομένα χρησιμοποιήθηκαν ανεμολογικά δεδομένα από το Ελληνικό Κέντρο Θαλασσίων Ερευνών (ΕΛ.ΚΕ.Θ.Ε.), τα οποία προήλθαν από αριθμητικά μοντέλα χωρικής ανάλυσης 0,1 deg και διάρκειας 15 ετών. Τα δεδομένα αυτά, περιείχαν πληροφορία σχετικά με την ταχύτητα του ανέμου σε (m/s), καθώς και τη διεύθυνση του ανέμου σε μοίρες (°). Η πληροφορία αυτή, δινόταν σταθερά ανά διάστημα 3 ωρών (8 διαφορετικές τιμές μέσα στο 24ωρο) και για 15 χρόνια, από την 1/1/1995 μέχρι την 31/12/2009. Σκοπός της ανάλυσης που πραγματοποιήθηκε, ήταν ο υπολογισμός της μέσης ετήσιας ισχύος της κάθε τουρμπίνας, για την εκάστοτε περιοχή. Ο όγκος των δεδομένων ήταν πολύ μεγάλος, για το λόγο αυτό ο υπολογισμός πραγματοποιήθηκε μέσω προγραμματιστικού κώδικα στο περιβάλλον του λογισμικού MATLAB 7.10.0 (R2010a).

Στον κώδικα αρχικά διαβάστηκε το text file του εκάστοτε σημείου χωροθέτησης (π.χ. Λήμνος), το οποίο περιέχει 8 διαφορετικές στήλες με τις εξής πληροφορίες: έτος, μήνας, μέρα, ώρες, λεπτά-δευτερόλεπτα (τα οποία είναι μηδενικά, γιατί η κάθε μέτρηση καταγράφεται στο ακριβώς της ώρας), ταχύτητα ανέμου και διεύθυνση ανέμου. Το text file αυτό, μετατράπηκε σε κελί (cell), το οποίο περιέχει δεκαδικούς αριθμούς ως δεδομένα εισαγωγής. Στη συνέχεια έγινε η μετατροπή της κάθε στήλης του κελιού σε πίνακες και έτσι προέκυψαν 2 διαφορετικοί πίνακες, που ήταν έτοιμοι για επεξεργασία. Οι πίνακες αυτοί είναι οι εξής: ο πίνακας-στήλη {V_(43807×1)}, που περιέχει τις ταχύτητες του ανέμου και ο πίνακας {dates_times_(43807×4)}, που περιέχει τις ημερομηνίες (έτος, μήνας, μέρα) και τις ώρες.

Αξίζει να αναφερθεί, πως τα αρχικά ανεμολογικά δεδομένα αναφέρονται στην ταχύτητα ανέμου σε ύψος 10m από την επιφάνεια της θάλασσας. Για το λόγο αυτό, απαιτείται να γίνει αναγωγή της ταχύτητας στο ύψος της κάθε τουρμπίνας (hub height). Η αναγωγή πραγματοποιήθηκε χρησιμοποιώντας τον εξής τύπο:



Εικόνα 39: Λογαριθμική κατανομή της ταχύτητας του ανέμου με το ύψος z.

Έπειτα διαβάστηκε το text file της κάθε τουρμπίνας το οποίο περιέχει τα βασικά χαρακτηριστικά της, δηλαδή, την ισχύ (P [W]) που παράγει σε κάθε μέτρο ταχύτητας, τον συντελεστή ισχύος (power coefficient Cp), καθώς και τον συντελεστή ώσης (thrust coefficient Ct). Τα στοιχεία αυτά μετατράπηκαν σε 4 διαφορετικούς πίνακες-στήλες (swt_V, swt_P, swt_Cp, swt_Ct), που ήταν έτοιμοι για επεξεργασία. Στη συνέχεια, ήταν απαραίτητο να υπολογιστεί η ισχύς που παράγει η τουρμπίνα για την κάθε δοθείσα τιμή της ταχύτητας του ανέμου στην εκάστοτε περιοχή. Για το λόγο αυτό εφαρμόστηκε γραμμική παρεμβολή μεταξύ ταχύτητας και ισχύος της τουρμπίνας με βάση την κάθε δοθείσα τιμή ταχύτητας του ανέμου στην περιοχή. Χρησιμοποιήθηκε η έτοιμη συνάρτηση {interp1} του MATLAB, η οποία δίνει τα ίδια αποτελέσματα με την κλασική Μέθοδο Γραμμικής Παρεμβολής:

$$y(x) = f(x_1) + \frac{f(x_1) - f(x_2)}{x_1 - x_2} * (x - x_1)$$

Για τον υπολογισμό της μέσης ετήσιας ισχύος κάθε τουρμπίνας (mean_annual_P), ήταν απαραίτητος ο υπολογισμός της μέσης τιμής της ισχύος ανά έτος (mean_P_per_year), έτσι με την παρακάτω σχέση προέκυψε το τελικό ζητούμενο αποτέλεσμα.

mean annual P =
$$\frac{\sum_{i=1}^{15} \text{mean}_P \text{per}_y \text{ear}(i)}{15}$$

Η παραπάνω διαδικασία εφαρμόστηκε κυκλικά για όλα τα μοντέλα των ανεμογεννητριών, σε όλα τα σημεία χωροθέτησης και με αυτό τον τρόπο προέκυψαν τα τελικά αποτελέσματα, τα οποία παρουσιάζονται στον Πίνακας 2. Επιπλέον, στον πίνακα εμφανίζονται οι τιμές για τη μέση ταχύτητα του ανέμου καθ' όλη τη διάρκεια των 15 ετών, τα οποία αποτελούν ολόκληρη τη χρονοσειρά των δεδομένων ανέμου, τα οποία διατίθενται ως αρχικά δεδομένα για επεξεργασία.

Πίνακας 2: Παρουσίαση των τιμών για τη μέση ταχύτητα του ανέμου για ολόκληρη τη χρονοσειρά δεδομένων (15 χρόνια) και για τη μέση ετήσια ισχύ, σε όλα τα σημεία χωροθέτησης και για κάθε μοντέλο ανεμογεννήτριας.

Points	Turbines	Mean Wind Speed (m/s)	mean_annual_P (W)
	SWT_2,3_82m	5,942	502572,045
	V90_3,0MW	5,942	629502,516
	V112_3,0MW	6,016	1010332,782
point_Lemnos	V164_7,0MW	6,076	1760897,518
	N90_2,3MW	5,942	571932,193
	N100_2,5MW	6,045	701845,016
	Repower_5M 126m	6,021	1174325,536
	SWT_2,3_82m	3,247	124125,731
	V90_3,0MW	3,247	157087,677
	V112_3,0MW	3,288	326175,224
point_Alexandroupolis	V164_7,0MW	3,321	446767,296
	N90_2,3MW	3,247	146188,756
	N100_2,5MW	3,304	188289,084
	Repower_5M 126m	3,291	300683,968
	SWT_2,3_82m	6,116	527431,941
	V90_3,0MW	6,116	659444,509
	V112_3,0MW	6,192	1062310,953
point_AgEustratios	V164_7,0MW	6,254	1852774,418
	N90_2,3MW	6,116	601774,496
	N100_2,5MW	6,222	739871,882
	Repower_5M 126m	6,197	1232089,517

	SWT_2,3_82m	6,438	622790,190
	V90_3,0MW	6,438	776902,484
	V112_3,0MW	6,519	1206914,294
point_Kimis	V164_7,0MW	6,584	2186202,299
	N90_2,3MW	6,438	708080,039
	N100_2,5MW	6,550	862272,132
	Repower_5M 126m	6,524	1454228,657
	SWT_2,3_82m	4,950	339756,547
	V90_3,0MW	4,950	423734,314
	V112_3,0MW	5,012	752584,133
point_Othoni	V164_7,0MW	5,061	1217219,302
	N90_2,3MW	4,950	395297,617
	N100_2,5MW	5,035	497176,949
	Repower_5M 126m	5,016	803758,439
	SWT_2,3_82m	4,444	276123,767
	V90_3,0MW	4,444	346411,963
	V112_3,0MW	4,499	609767,287
point_Samothraki	V164_7,0MW	4,544	977912,354
	N90_2,3MW	4,444	317904,126
	N100_2,5MW	4,521	396708,610
	Repower_5M 126m	4,503	652169,861

Όπως φαίνεται από τα παραπάνω αποτελέσματα, προκύπτει μια κατάταξη για τις επιμέρους υποψήφιες περιοχές χωροθέτησης. Η κατάταξη αυτή βασίζεται και στα 2 κριτήρια όπως είναι προφανές, γιατί το ένα κριτήριο εξαρτάται άμεσα από το άλλο. Έτσι προκύπτει ότι η καταλληλότερη περιοχή χωροθέτησης ενός Υπεράκτιου Αιολικού Πάρκου είναι η Κύμη, η οποία παρουσιάζει τη μεγαλύτερη μέση τιμή στην ταχύτητα ανέμου (6,5 m/s), με αποτέλεσμα να δίνει τις μεγαλύτερες τιμές μέσης ετήσιας ισχύος, για κάθε υποψήφια τουρμπίνα. Ακολουθούν με σειρά κατάταξης ο Άγιος Ευστράτιος, η Λήμνος, οι Οθωνοί, η Σαμοθράκη και τελευταία στην κατάταξη, καθώς αποτελεί την πλέον ακαταλληλότερη επιλογή χωροθέτησης, από άποψη έντασης ανέμου και βιωσιμότητας ενός τέτοιου έργου, είναι η περιοχή νότια της Αλεξανδρούπολης.

5.3. Δείκτες Mean Annual Variability (MAV) - Inter-annual Variability (IAV)

Χρησιμοποιήθηκαν ακόμα, 2 σημαντικοί δείκτες, ως κριτήρια αξιολόγησης της εκάστοτε περιοχής χωροθέτησης, που περιγράφουν το ανεμολογικό κλίμα, στο σύνολό του. Ο δείκτης *Mean Annual Variability (MAV)* και ο δείκτης *Inter-annual Variability (IAV)*. Η μέση ετήσια μεταβλητότητα *MAV* αναφέρεται ουσιαστικά στην επίδραση της εποχικότητας στην παροχή ισχύος, μέσα σε ένα έτος. Αυτός ο δείκτης είναι ιδιαίτερα χρήσιμος γιατί η μεταβλητότητα της ταχύτητας του ανέμου από εποχή σε εποχή μέσα στον ίδιο χρόνο, είναι αρκετά μεγάλη.

$$MAV = (\frac{1}{J}) \sum_{j=1}^{J} \frac{s_u(j)}{m_u(j)}$$

Όπου

S_u, η τυπική απόκλιση της ταχύτητας του ανέμου ανά έτος,

 m_u , η μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου ανά έτος και

J, τα συνολικά έτη (στη δική μας περίπτωση J=15)

Όπως φαίνεται και στην Εικόνα 40 οι τυπικές τιμές του δείκτη MAV για το Ελλαδικό χώρο, κυμαίνονται από 50% έως 70%.



Εικόνα 40: Παρουσίαση τυπικών της μέσης ετήσιας μεταβλητότητας της ταχύτητας του ανέμου (MAV), στη λεκάνη της Μεσογείου. (Πηγή: Satellite Based Offshore Wind Resource Assessment in the Mediterranean Sea.)

Η διαχρονική μεταβλητότητα *IAV* υποδεικνύει ουσιαστικά, ένα μέτρο της μεταβλητότητας της ταχύτητας του ανέμου στην περιοχή, ανάμεσα στα έτη. Αυτός ο δείκτης είναι ιδιαίτερα χρήσιμος γιατί η χρονοσειρά των τιμών της ταχύτητας που χρησιμοποιήθηκε περιέχει δεδομένα 15 ετών.

$$IAV = \frac{s_{m_u(j)}}{\widetilde{m}_u}$$

Όπου

 s_{m_u} , η τυπική απόκλιση των ετήσιων μέσων τιμών της ταχύτητας του ανέμου και

m̃_u, η συνολική μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου, για τα 15 έτη της χρονοσειράς των δεδομένων



Όπως φαίνεται και στην Εικόνα 41 οι τυπικές τιμές του δείκτη IAV για το Ελλαδικό χώρο, κυμαίνονται από 4% έως 7%.

Εικόνα 41: Παρουσίαση τυπικών τιμών της διαχρονικής μεταβλητότητας της ταχύτητας του ανέμου (IAV), στη λεκάνη της Μεσογείου. (Πηγή: Satellite Based Offshore Wind Resource Assessment in the Mediterranean Sea.)

Στην Εικόνα 42 παρουσιάζεται η μέση ετήσια τιμή της ταχύτητας του ανέμου, αλλά και της διεύθυνσης του ανέμου, στη λεκάνη της Μεσογείου. Όπως παρατηρείται οι περιοχές που παρουσιάζουν τις μεγαλύτερες τιμές ταχυτήτων είναι η Ελλάδα και η περιοχή στα νότια παράλια της Γαλλίας. Στον Ελλαδικό χώρο, οι μεγαλύτερες τιμές σημειώνονται στο κεντρικό Αιγαίο καθώς και στο νότιο Αιγαίο κοντά στην Κρήτη και στην Κάρπαθο. Επιπλέον, παρουσιάζονται οι διακυμάνσεις της εποχικότητας στην ταχύτητα του ανέμου. Όπως φαίνεται και στους χάρτες, οι μεγαλύτερες τιμές της ταχύτητας ανέμου παρατηρούνται κατά τη διάρκεια του χειμώνα, σημειώνοντας μεγάλη διαφορά σε σχέση με τις υπόλοιπες εποχές. Ακολουθούν με μέσες τιμές το φθινόπωρο και οι άνοιξη, οι δύο ενδιάμεσες εποχές, με μικρές διαφορές μεταξύ τους. Ενώ το καλοκαίρι, όπως είναι λογικό, έπεται με τις μικρότερες τιμές της ταχύτητας ανέμου, που σημειώνονται στην περιοχή.



Εικόνα 42: (a) Παρουσίαση της μέσης ετήσιας ταχύτητας του ανέμου και της διεύθυνσης του ανέμου στη λεκάνη της Μεσογείου, καθώς και η παρουσίαση των ίδιων τιμών ανά εποχή, στην εικόνα (b) για το χειμώνα, (c) για την άνοιξη, (d) για το καλοκαίρι και (e) για το φθινόπωρο. Οι τιμές αυτές ισχύουν για ύψος 10m από την επιφάνεια της θάλασσας, για τη χρονική περίοδο 1995-2014. (Πηγή: Satellite Based Offshore Wind Resource Assessment in the Mediterranean Sea.)

Περιοχές Χωροθέτησης	MAV	MAV (%)	IAV	IAV (%)
Λήμνος	0,61957136	62%	0,04807706	5%
Αλεξανδρούπολη	0,72551631	73%	0,06093765	6%
Άγιος Ευστράτιος	0,59372476	59%	0,04328342	4%
Κύμη	0,58769631	59%	0,04814375	5%
Οθωνοί	0,62089693	62%	0,04355631	4%
Σαμοθράκη	0,69208305	69%	0,05877400	6%

Πίνακας 3: Παρουσίαση των δεικτών (MAV) και (IAV), ως κριτήρια αξιολόγησης της εκάστοτε περιοχής χωροθέτησης.

Η όσο το δυνατόν μικρότερη τιμή μεταβλητότητας και στους 2 δείκτες αξιολόγησης, αυτομάτως υποδεικνύει ότι επικρατεί μικρότερη διακύμανση τιμών ανάμεσα στις εποχές του έτους (δείκτης MAV), αλλά και από έτος σε έτος (δείκτης IAV). Αυτό ακριβώς είναι και το

ζητούμενο, γιατί μια περιοχή χωροθέτησης κρίνεται γενικά στο σύνολό της. Για τη χωροθέτηση ενός Υπεράκτιου Αιολικού Πάρκου σε μια περιοχή, απαιτείται οι τιμές της ταχύτητας του ανέμου να είναι υψηλές αλλά και σταθερές, με τις λιγότερες δυνατές διακυμάνσεις, σε όλη τη διάρκεια του έτους, αλλά και σε βάθος χρόνου σε όλη τη διάρκεια ζωής του έργου.

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 2, οι περιοχές με την μικρότερη επίδραση της εποχικότητας (MAV (%)), που κρίνονται ως καταλληλότερες για την χωροθέτηση ενός θαλάσσιου πάρκου, είναι η Κύμη και ο Άγιος Ευστράτιος, ενώ η περιοχή με τη μεγαλύτερη επίδραση της εποχικότητας στην παροχή ισχύος είναι η Αλεξανδρούπολη, που θεωρείται η πλέον ακατάλληλη επιλογή χωροθέτησης ενός ΘΑΠ. Με τον ίδιο τρόπο αξιολογούνται οι περιοχές με τη μικρότερη διαχρονική μεταβλητότητα (IAV (%)), όπου είναι ο Άγιος Ευστράτιος και οι Οθωνοί, ενώ οι περιοχές με τη μεγαλύτερη διαχρονική μεταβλητότητα (IAV (%)), όπου είναι ο Άγιος Ευστράτιος και η Αλεξανδρούπολη και η Σαμοθράκη.

5.4. Ποσοστά Λειτουργίας Ανεμογεννητριών ανά Έτος και Συνολικά

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται τα ποσοστά λειτουργίας των ανεμογεννητριών ανά έτος, για κάθε υποψήφια περιοχή χωροθέτησης ενός αιολικού πάρκου. Στο τέλος του κεφαλαίου παρουσιάζεται ένας συγκεντρωτικός πίνακας με τα ποσοστά λειτουργίας της κάθε ανεμογεννήτριας συνολικά για όλα τα έτη. Το ποσοστό λειτουργία μιας ανεμογεννήτριας σε μια συγκεκριμένη περιοχή εγκατάστασης, θεωρείται και αυτό ένα σημαντικό κριτήριο αξιολόγησης. Πρώτον, γιατί αναζητείται η αποδοτικότερη επιλογή ανεμογεννήτριας για το εκάστοτε σημείο χωροθέτησης και δεύτερον, γιατί θεωρείται ένα μέτρο της ποιότητας και της μεταβλητότητας του ανέμου στη συγκεκριμένη περιοχή. Το ιδανικό είναι να μπορεί να επιτευχθεί η αδιάκοπη λειτουργία της ανεμογεννήτριας όλο το έτος (24/365), γιατί με αυτό τον τρόπο επιτυγχάνεται η μεγιστοποίηση της παραγόμενης ισχύος. Αυτό δεν είναι εύκολα εφικτό, γι' αυτό αρκεί τα ποσοστά να είναι όσο το δυνατόν πιο υψηλά και ευνοϊκά για μια περιοχή.

Η διαδικασία αυτή πραγματοποιήθηκε με τη βοήθεια του προγράμματος ΜΑΤLAB, όπου ο αναλυτικός κώδικας παρουσιάζεται στο Παράρτημα αυτής της εργασίας. Ουσιαστικά, τα ποσοστά υπολογίστηκαν από τις μηδενικές τιμές ισχύος της κάθε ανεμογεννήτριας, οι οποίες προέκυπταν όταν η ταχύτητα του ανέμου ήταν αρκετά χαμηλή, δηλαδή σε τιμές χαμηλότερες από την ταχύτητα έναρξης της λειτουργίας της τουρμπίνας (Cut-in wind speed). Όπως φαίνεται αναλυτικά και στους πίνακες τα ποσοστά λειτουργίας των ανεμογεννητριών SWT 2,3 82m Siemens, V90 3,0MW Vestas και N90 2,3MW Nordex, ταυτίζονται. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι και οι 3 ανεμογεννήτριες παρουσιάζουν το ίδιο ύψος (hub height). Το ίδιο συμβαίνει και με τις ανεμογεννήτριες V164 7,0MW Vestas, N100 2,5 MW Nordex και 5M Repower Senvion, οι οποίες παρουσιάζουν ύψος εγκατάστασης κοντά στην τιμή των 100m, με αποτέλεσμα τα ποσοστά λειτουργίας και σε αυτές να ταυτίζονται. Η ανεμογεννήτρια η οποία ουσιαστικά διαφέρει από όλες τις υπόλοιπες, είναι η Vestas V112 3,0MW, η οποία λόγω της μοναδικής καμπύλης ισχύος της, παρουσιάζει ταχύτητα έναρξης ίση με 2m/s (Cut-in wind speed = 2 m/s), ενώ όλες οι υπόλοιπες ξεκινούν τη λειτουργία τους στα 4m/s. Για το λόγο αυτό, η συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια παρουσιάζει ποσοστά λειτουργίας που πλησιάζουν το 100%, σε πολλές από τις υποψήφιες περιοχές.

Λήμνος	Ποσοστά λειτουργίας Ανεμογεννητριών ανά έτος (%)							
Years	SWT 2,3 82m Siemens	V90 3,0MW Vestas	V112 3,0MW Vestas	V164 7,0MW Vestas	N90 2,3 MW Nordex	N100 2,5 MW Nordex	5M Repower Senvion	
1995	78,7	78,7	96,5	79,9	78,7	79,9	79,9	
1996	79,4	79,4	96,1	80,5	79,4	80,5	80,5	
1997	76,7	76,7	96,4	78,1	76,7	78,1	78,1	
1998	76,2	76,2	95,8	77,3	76,2	77,3	77,3	
1999	77,0	77,0	96,3	78,6	77,0	78,6	78,6	
2000	74,6	74,6	95,2	75,9	74,6	75,9	75,9	
2001	80,0	80,0	95,9	81,4	80,0	81,4	81,4	
2002	72,9	72,9	94,8	74,2	72,9	74,2	74,2	
2003	78,0	78,0	96,3	79,0	78,0	79,0	79,0	
2004	75,6	75,6	95,8	76,9	75,6	76,9	76,9	
2005	75,8	75,8	96,2	77,0	75,8	77,0	77,0	
2006	75,7	75,7	95,1	77,4	75,7	77,4	77,4	
2007	76,8	76,8	96,0	78,1	76,8	78,1	78,1	
2008	77,5	77,5	95,1	78,2	77,5	78,2	78,2	
2009	76,7	76,7	94,7	77,8	76,7	77,8	77,8	

Πίνακας 4: Παρουσίαση των ποσοστών λειτουργίας όλων των ανεμογεννητριών, για κάθε έτος ξεχωριστά, στην περιοχή της Λήμνου.

Πίνακας 5: Παρουσίαση των ποσοστών λειτουργίας όλων των ανεμογεννητριών, για κάθε έτος ξεχωριστά, στην περιοχή της Αλεξανδρούπολης.

Αλεξανδρούπολη	Ποσοστά λειτουργίας Ανεμογεννητριών ανά έτος (%)						
Years	SWT 2,3 82m Siemens	V90 3,0MW Vestas	V112 3,0MW Vestas	V164 7,0MW Vestas	N90 2,3 MW Nordex	N100 2,5 MW Nordex	5M Repower Senvion
1995	46,1	46,1	88,1	48,1	46,1	48,1	48,1
1996	47,1	47,1	87,4	49,1	47,1	49,1	49,1
1997	44,6	44,6	86,7	46,8	44,6	46,8	46,8
1998	41,3	41,3	86,2	43,4	41,3	43,4	43,4
1999	43,1	43,1	88,0	45,4	43,1	45,4	45,4
2000	39,7	39,7	84,4	41,9	39,7	41,9	41,9
2001	49,2	49,2	89,1	51,1	49,2	51,1	51,1
2002	37,4	37,4	85,5	39,7	37,4	39,7	39,7
2003	46,4	46,4	88,1	48,3	46,4	48,3	48,3

2004	45,3	45,3	88,3	47,3	45,3	47,3	47,3
2005	42,9	42,9	86,3	45,3	42,9	45,3	45,3
2006	39,1	39,1	83,8	40,6	39,1	40,6	40,6
2007	41,0	41,0	85,9	42,9	41,0	42,9	42,9
2008	38,4	38,4	84,0	40,4	38,4	40,4	40,4
2009	42,9	42,9	85,7	45,5	42,9	45,5	45,5

Πίνακας 6: Παρουσίαση των ποσοστών λειτουργίας όλων των ανεμογεννητριών, για κάθε έτος ξεχωριστά, στην περιοχή του Άγιου Ευστράτιου.

Αγ. Ευστράτιος	Ποσοστά λειτουργίας Ανεμογεννητριών ανά έτος (%)							
Years	SWT 2,3 82m Siemens	V90 3,0MW Vestas	V112 3,0MW Vestas	V164 7,0MW Vestas	N90 2,3 MW Nordex	N100 2,5 MW Nordex	5M Repower Senvion	
1995	80,8	80,8	96,9	81,9	80,8	81,9	81,9	
1996	79,8	79,8	96,4	81,2	79,8	81,2	81,2	
1997	79,8	79,8	97,3	81,2	79,8	81,2	81,2	
1998	77,9	77,9	95,5	78,9	77,9	78,9	78,9	
1999	77,5	77,5	96,1	79,0	77,5	79,0	79,0	
2000	77,5	77,5	96,6	78,9	77,5	78,9	78,9	
2001	81,2	81,2	96,8	82,3	81,2	82,3	82,3	
2002	76,0	76,0	96,4	77,1	76,0	77,1	77,1	
2003	79,5	79,5	96,5	80,8	79,5	80,8	80,8	
2004	76,9	76,9	96,4	77,9	76,9	77,9	78,0	
2005	79,1	79,1	96,4	80,2	79,1	80,2	80,2	
2006	77,5	77,5	95,6	78,7	77,5	78,7	78,7	
2007	77,3	77,3	96,2	78,4	77,3	78,4	78,4	
2008	79,7	79,7	96,2	80,9	79,7	80,9	80,9	
2009	78,2	78,2	96,0	79,5	78,2	79,5	79,5	

Πίνακας 7: Παρουσίαση των ποσοστών λειτουργίας όλων των ανεμογεννητριών, για κάθε έτος ξεχωριστά, στην περιοχή της Κύμης.

Κύμη	Ποσοστά λειτουργίας Ανεμογεννητριών ανά έτος (%)							
Years	SWT 2,3 82m Siemens	V90 3,0MW Vestas	V112 3,0MW Vestas	V164 7,0MW Vestas	N90 2,3 MW Nordex	N100 2,5 MW Nordex	5M Repower Senvion	
1995	77,7	77,7	96,0	78,9	77,7	78,9	78,9	

1996	79,2	79,2	95,9	80,0	79,2	80,0	80,0
1997	77,8	77,8	96,1	79,0	77,8	79,0	79,0
1998	77,3	77,3	95,2	78,3	77,3	78,3	78,3
1999	76,4	76,4	95,8	77,7	76,4	77,7	77,7
2000	77,6	77,6	95,5	79,0	77,6	79,0	79,0
2001	79,7	79,7	96,6	81,0	79,7	81,0	81,0
2002	75,7	75,7	94,1	77,0	75,7	77,0	77,0
2003	80,3	80,3	96,5	81,0	80,3	81,0	81,0
2004	75,8	75,8	94,5	76,6	75,8	76,6	76,6
2005	78,2	78,2	95,4	79,7	78,2	79,7	79,7
2006	79,7	79,7	95,9	80,7	79,7	80,7	80,7
2007	78,0	78,0	94,3	79,0	78,0	79,0	79,0
2008	78,4	78,4	95,6	79,5	78,4	79,5	79,5
2009	79,1	79,1	95,7	80,2	79,1	80,2	80,2

Πίνακας 8: Παρουσίαση των ποσοστών λειτουργίας όλων των ανεμογεννητριών, για κάθε έτος ξεχωριστά, στην περιοχή των Οθωνών.

Οθωνοί	Ποσοστά λειτουργίας Ανεμογεννητριών ανά έτος (%)							
Years	SWT 2,3 82m Siemens	V90 3,0MW Vestas	V112 3,0MW Vestas	V164 7,0MW Vestas	N90 2,3 MW Nordex	N100 2,5 MW Nordex	5M Repower Senvion	
1995	69,7	69,7	94,8	70,9	69,7	70,9	70,9	
1996	71,6	71,6	96,6	73,5	71,6	73,5	73,5	
1997	71,5	71,5	95,5	73,0	71,5	73,0	73,0	
1998	66,9	66,9	95,1	69,1	66,9	69,1	69,1	
1999	63,6	63,6	93,5	65,1	63,6	65,1	65,1	
2000	67,4	67,4	95,2	69,3	67,4	69,3	69,3	
2001	71,6	71,6	95,5	73,1	71,6	73,1	73,1	
2002	65,5	65,5	93,9	67,1	65,5	67,1	67,1	
2003	66,1	66,1	94,8	67,9	66,1	67,9	67,9	
2004	70,9	70,9	95,8	72,6	70,9	72,6	72,6	
2005	67,6	67,6	95,1	69,1	67,6	69,1	69,1	
2006	62,6	62,6	94,9	64,7	62,6	64,7	64,7	
2007	66,0	66,0	95,4	68,0	66,0	68,0	68,0	
2008	65,2	65,2	94,5	66,8	65,2	66,8	66,8	
2009	65,8	65,8	95,0	67,6	65,8	67,6	67,6	
Σαμοθράκη	Ποσοστά λειτουργίας Ανεμογεννητριών ανά έτος (%)							
-----------	--	------------------------	-------------------------	-------------------------	-------------------------	--------------------------	--------------------------	--
Years	SWT 2,3 82m Siemens	V90 3,0MW Vestas	V112 3,0MW Vestas	V164 7,0MW Vestas	N90 2,3 MW Nordex	N100 2,5 MW Nordex	5M Repower Senvion	
1995	58,8	58,8	96,2	61,2	58,8	61,2	61,2	
1996	60,9	60,9	95,4	63,1	60,9	63,1	63,1	
1997	58,9	58,9	96,0	60,8	58,9	60,8	60,8	
1998	58,1	58,1	95,4	60,8	58,1	60,8	60,8	
1999	56,0	56,0	95,0	58,1	56,0	58,1	58,1	
2000	55,2	55,2	95,2	57,2	55,2	57,2	57,2	
2001	62,7	62,7	95,5	64,7	62,7	64,7	64,7	
2002	56,2	56,2	94,8	58,2	56,2	58,2	58,2	
2003	62,2	62,2	94,9	64,2	62,2	64,2	64,2	
2004	60,1	60,1	94,5	62,0	60,1	62,0	62,0	
2005	57,0	57,0	95,5	59,0	57,0	59,0	59,0	
2006	53,3	53,3	94,7	55,2	53,3	55,2	55,2	
2007	56,6	56,6	94,6	58,2	56,6	58,2	58,2	
2008	56,0	56,0	93,8	57,8	56,0	57,8	57,8	
2009	56,7	56,7	93,9	58,7	56,7	58,7	58,7	

Πίνακας 9: Παρουσίαση των ποσοστών λειτουργίας όλων των ανεμογεννητριών, για κάθε έτος ξεχωριστά, στην περιοχή της Σαμοθράκης.

Μετά τους αναλυτικούς πίνακες που προηγήθηκαν, ακολουθεί ο συγκεντρωτικός πίνακας με τα ποσοστά λειτουργίας της κάθε ανεμογεννήτριας χωριστά, για όλη τη διάρκεια της χρονοσειράς των δεδομένων (15 έτη). Τα ποσοστά αυτά, προέκυψαν με τη βοήθεια του MATLAB, ως μέση όροι των παραπάνω αντίστοιχων τιμών.

Πίνακας	10:	Παρουσίαση	των	συγκεντρωτικών	ποσοστών	λειτουργίας	όλων	των
ανεμογεν	νητρ	<mark>οιών, για όλα</mark> τ	rα έτη	, σε κάθε υποψήφ	ια περιοχή χ	ωροθέτησης	ξεχωρι	στά.

Points	Turbines	Net operation time - overall (%)
	SWT_2,3_82m	76,8
	V90_3,0MW	76,8
	V112_3,0MW	95,7
Λήμνος	V164_7,0MW	78,0
	N90_2,3MW	76,8
	N100_2,5MW	78,0
	Repower_5M 126m	78,0

	SWT_2,3_82m	43,0
	V90_3,0MW	43,0
	V112_3,0MW	86,5
Αλεξανδρούπολη	V164_7,0MW	45,1
	N90_2,3MW	43,0
	N100_2,5MW	45,1
	Repower_5M 126m	45,1
	SWT_2,3_82m	78,6
	V90_3,0MW	78,6
	V112_3,0MW	96,4
Άγιος Ευστράτιος	V164_7,0MW	79,8
	N90_2,3MW	78,6
	N100_2,5MW	79,8
	Repower_5M 126m	79,8
	SWT_2,3_82m	78,1
	V90_3,0MW	78,1
	V112_3,0MW	95,6
Κύμη	V164_7,0MW	79,2
	N90_2,3MW	78,1
	N100_2,5MW	79,2
	Repower_5M 126m	79,2
	SWT_2,3_82m	67,5
	V90_3,0MW	67,5
	V112_3,0MW	95,0
Οθωνοί	V164_7,0MW	69,2
	N90_2,3MW	67,5
	N100_2,5MW	69,2
	Repower_5M 126m	69,2
	SWT_2,3_82m	57,9
	V90_3,0MW	57,9
	V112_3,0MW	95,0
Σαμοθράκη	V164_7,0MW	59,9
	N90_2,3MW	57,9
	N100_2,5MW	59,9
	Repower_5M 126m	59,9

Από τα αποτελέσματα προκύπτει ότι, η περιοχή με τα μεγαλύτερα ποσοστά λειτουργίας διαχρονικά και για όλα τα μοντέλα ανεμογεννητριών, είναι ο Άγιος Ευστράτιος. Στη συνέχεια της κατάταξης ακολουθούν με μικρή διαφορά μεταξύ τους, η Κύμη και η Λήμνος, όπου και αυτές με τη σειρά τους, παρουσιάζουν πολύ υψηλά ποσοστά λειτουργίας διαχρονικά. Στη συνέχεια ακολουθούν οι Οθωνοί και η Σαμοθράκη, οι οποίες παρουσιάζουν μέτρια αποτελέσματα, με ποσοστά λειτουργίας που κυμαίνονται γύρω στο 60-70%. Τελευταία στην κατάταξη είναι η Αλεξανδρούπολη η οποία παρουσιάζει πολύ χαμηλά ποσοστό λειτουργίας, τα οποία οφείλονται γενικότερα, στο πολύ χαμηλό αιολικό δυναμικό που διαθέτει η συγκεκριμένη περιοχή χωροθέτησης. Όπως έχει προαναφερθεί, η ανεμογεννήτρια που ξεχωρίζει σε όλες τις περιοχές εγκατάστασης, είναι η Vestas V112_3,0MW, η οποία παρουσιάζει πολοιθούν, η οποία

6. ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ

6.1. Βασικά Οικονομικά Στοιχεία

Για τη σύγκριση των ανεμογεννητριών μεταξύ τους, ώστε να προκύψει ποια είναι η καταλληλότερη για εγκατάσταση στην εκάστοτε περιοχή, γεννήθηκε η ανάγκη ομογενοποίησης τους. Πρόκειται για ανεμογεννήτριες διαφορετικών εταιρειών, διαφορετικής ισχύος με διαφορετικό ύψος πτερωτής (hub height) και διαφορετικό εμβαδό καλυπτόμενης επιφάνειας της πτερωτής (swept area). Ο μόνος τρόπος ομογενοποίησης τους, ήταν η μετατροπή τους σε οικονομικά στοιχεία.

Ο καταλληλότερος δείκτης για τη μετατροπή αυτή, ήταν το Διαβαθμισμένο Κόστος Ενέργειας – Levelized Cost of Energy (LCOE). Ο δείκτης αυτός, αντιπροσωπεύει το άθροισμα όλων των δαπανών κατά τη διάρκεια ζωής ενός αιολικού πάρκου, οι οποίες ανάγονται στο οικονομικό καθεστώς της παρούσας εποχής (προσαρμογή στον πληθωρισμό), και τελικά διαμορφώνονται με βάση την ετήσια παραγωγή ενέργειας. ο δείκτης LCOE είναι ειδικός στις μετρήσεις του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από μια ανεμογεννήτρια και ορίζεται ως εξής:

LCOE = $\frac{\text{Annualised CAPEX} + \text{Annualised OPEX}}{\text{Average Annual Energy Production}}$

Το CAPEX (Capital Expenditures) αντιπροσωπεύει όλες τις δαπάνες επενδυτικού κεφαλαίου (αγορά και εγκατάσταση ανεμογεννητριών, ασφάλεια κατά την κατασκευή, καλωδίωση, κόστος επίβλεψης του έργου, απεγκατάσταση), που απαιτούνται για την εγκατάσταση ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου και το OPEX (Operational Expenditures) αντιπροσωπεύει το κόστος λειτουργίας και συντήρησης του έργου (μεταφορές, επισκευές, ανταλλακτικά, μισθοί, ασφάλεια κατά τη λειτουργία του έργου), καθ' όλη τη διάρκεια της ζωής του.

Για να υπολογιστεί το LCOE, είναι αναγκαίο να υπολογιστεί πρώτα, ο παράγοντας Weibull Shape Factor (k). Όπως είναι γνωστό, ο άνεμος δεν είναι σταθερός, είναι ένα διαρκώς μεταβαλλόμενο στοιχείο. Προκειμένου λοιπόν να υπολογιστεί η μέση ετήσια ισχύς που παράγεται από την τουρμπίνα, σύμφωνα με την καμπύλη ισχύος της, είναι απαραίτητο να είναι γνωστή η καμπύλη κατανομής πυκνότητας-πιθανότητας της ταχύτητας του ανέμου. Όπως γίνεται αντιληπτό από τα παραπάνω, ο παράγοντας k καθορίζει ουσιαστικά το σχήμα της καμπύλης "Wind probability". Ένας από τους συνηθέστερους τρόπους μέτρησης μιας ασταθής συνιστώσας τυχαίας μεταβλητής, όπως είναι η ταχύτητα του ανέμου, είναι η τυπική απόκλιση. Έτσι ο παράγοντας k, ορίζεται ως εξής:

$$k = \left(\frac{0.9874}{\frac{\sigma}{U}}\right)^{1.0983}$$

Όπου

σ, η τυπική απόκλιση της ταχύτητας του ανέμου, για όλη τη χρονοσειρά δεδομένων και

U, η μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου, για όλη τη χρονοσειρά (15 έτη) των διαθέσιμων δεδομένων

Αξίζει να αναφερθεί πως τα δεδομένα για την εύρεση του παράγοντα k (σ,U), προέκυψαν με τη βοήθεια του προγράμματος MATLAB. Στην Εικόνα 43 παρουσιάζεται το διάγραμμα μεταβολής του λόγου της τυπικής απόκλισης της ταχύτητας με τη μέση ταχύτητα του ανέμου, σε σχέση με τον παράγοντα (shape factor) k.



Εικόνα 43: Διάγραμμα μεταβολής του λόγου της τυπικής απόκλισης της ταχύτητας με τη μέση ταχύτητα του ανέμου, σε σχέση με τον παράγοντα (shape factor) k. (Πηγή: Wind Power Program - Wind statistics and the Weibull distribution)

Στον Πίνακας 11 παρουσιάζονται οι τιμές για τον παράγοντα Shape Factor (k), ο οποίος υπολογίστηκε με τη βοήθεια όλων όσων προαναφέρθηκαν.

Πίνακας 11: Παρουσίαση του παράγοντα Shape Factor (k) για την εκάστοτε περιοχή χωροθέτησης.

Περιοχές Χωροθέτησης	Shape factor K
Λήμνος	1,658647441
Αλεξανδρούπολη	1,393731606
Άγιος Ευστράτιος	1,738873459
Κύμη	1,759028705
Οθωνοί	1,660475446
Σαμοθράκη	1,465322079

Έχοντας προσδιοριστεί ο παράγοντας k, είναι απαραίτητο να υπολογιστεί και η συνάρτηση Γ για την τιμή (1+1/k), έτσι ώστε να μπορεί να χρησιμοποιηθεί στην εξίσωση για την κατανομή πυκνότητας πιθανότητας της ταχύτητας του ανέμου. Η συνάρτηση Γ είναι αρκετά πολύπλοκη, αλλά ευτυχώς για τη συγκεκριμένη εφαρμογή, είναι απαραίτητο να υπολογιστούν οι τιμές της συνάρτησης μόνο για ένα μικρό εύρος τιμών του (1+1/k). Στην Εικόνα 44 παρουσιάζεται το διάγραμμα μεταβολής της συνάρτησης Γ σε σύγκριση με μια απλή πολυωνυμική εξίσωση.



Εικόνα 44: Παρουσίαση ενός διαγράμματος μεταβολής της συνάρτησης Γ σε σχέση με μια απλή πολυωνυμική εξίσωση. (Πηγή: Wind Power Program - Wind statistics and the Weibull distribution)

Με δεδομένα τη συνάρτηση Γ(x) και την ετήσια μέση τιμή της ταχύτητας προκύπτει ο παράγοντας Weibull Scale, με τη βοήθεια μιας σχέσης εκθετικής μορφής.

Weibull Scale =
$$\frac{U_{yearly average}}{e^{\ln \Gamma \left(1 + \frac{1}{k}\right)}}$$

6.2. Υπολογισμός του LCOE με τη βοήθεια του Excel

Αξίζει να αναφερθεί πως για τον τελικό υπολογισμό του LCOE, χρησιμοποιήθηκε ένα φύλλο Excel, όπου συνυπολογίστηκαν όλα τα κόστη για τα επιμέρους στοιχεία του CAPEX και του OPEX. Η διαδικασία αυτή πραγματοποιήθηκε για καθεμία τουρμπίνα ξεχωριστά και για όλες τις περιοχές μελέτης. Το Excel αυτό, δημιουργήθηκε για το ερευνητικό πρόγραμμα COCONET, το οποίο αφορά στα δίκτυα των προστατευόμενων περιοχών και στο θαλάσσιο αιολικό δυναμικό, στην περιοχή της Μεσογείου και της Μαύρης Θάλασσας.

Στο Excel αυτό, δόθηκαν ως αρχικά δεδομένα η καμπύλη ισχύος της τουρμπίνας, η ετήσια μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου και οι 2 παράγοντες k,Γ (Shape factor, Weibull Scale). Στη συνέχεια χρησιμοποιήθηκε η *συνάρτηση αθροιστικής κατανομής Weibull*, η οποία ορίζεται ως εξής:

$$F(x; \alpha, \beta) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\beta}\right)^{\alpha}}$$

Όπου

x, η ταχύτητα του ανέμου (wind speed), παίρνει διαδοχικά τιμές από 1 - 30m/s

α, ο παράγοντας k (Shape Factor)

β, ο παράγοντας Γ (Weibull Scale)

Η συνάρτηση αθροιστικής κατανομής Weibull εκφράζει ουσιαστικά την ποσοστιαία πιθανότητα κατανομής της ταχύτητας του ανέμου, ανά μονάδα ταχύτητας, μέσα σε ένα έτος. Αν λοιπόν είναι γνωστό, ότι μία τουρμπίνα λειτουργεί με ταχύτητα 5m/s, σε ποσοστό 10% μέσα στο χρόνο, τότε είναι πολύ εύκολο να προκύψουν οι ώρες λειτουργίας (*Number of hours per year*) της τουρμπίνας ανά έτος (στη συγκεκριμένη ταχύτητα (5m/s)), πολλαπλασιάζοντας με το σύνολο των ωρών ανά έτος (365×24 hours). Αξίζει να αναφερθεί πως τα ποσοστά αυτά, αφορούν στην παραγόμενη ισχύ της τουρμπίνας με βάση τον άνεμο και *δεν* συμπεριλαμβάνονται ακόμα οι απώλειες μέχρι την παραγωγή καθαρής ισχύος σε μορφή ηλεκτρικού ρεύματος. Στη συνέχεια προκύπτει η παραγωγή ισχύος της τουρμπίνας (σε MW), ως εξής:

Power Production (MWh) = Number of hours per year * Power Curve (MW)

Πίνακας 12: Παρουσίαση ορισμένων πραγματικών στοιχείων μελέτης του Excel, που αφορούν την ανεμογεννήτρια V112 3,0MW Vestas και την περιοχή χωροθέτησης της Κύμης.

V112 3,0MW Vestas	Rated Power (MW)	Shape Factor k	Yearly average wind speed (m/s)	Weibull Scale (m/s)
Κύμη	3,000	1,759	6,519	7,322
Wind speed (m/s)	Probability (%)	Number of hours per year	Power Curve (kW)	Power Production (MWh)
0	0,9%	78	0	0
1	5,1%	445	0	0
2	8,1%	706	24	17
3	9,9%	865	104	90
4	10,7%	939	244	229
5	10,8%	943	451	425
6	10,2%	893	709	633
7	9,2%	806	1162	937
8	8,0%	699	1666	1.165
9	6,7%	585	2269	1.327
10	5,4%	473	2817	1.332
11	4,2%	371	2980	1.105
12	3,2%	283	3000	848
13	2,4%	210	3000	629
14	1,7%	151	3000	454
15	1,2%	107	3000	320
16	0,8%	73	3000	220
17	0,6%	49	3000	148
18	0,4%	32	3000	97
19	0,2%	21	3000	62
20	0,1%	13	3000	39
21	0,1%	8	3000	24
22	0,1%	5	3000	14

23	0,0%	3	3000	9
24	0,0%	2	3000	5
25	0,0%	1	3000	3
26	0,0%	1	0	0
27	0,0%	0	0	0
28	0,0%	0	0	0
29	0,0%	0	0	0
30	0,0%	0	0	0



Εικόνα 45: Παράλληλη παρουσίαση των καμπυλών της κατανομής πιθανότητας της ταχύτητας του ανέμου σε σχέση με την κατανομή της καμπύλης ισχύος της τουρμπίνας V112_3MW_Vestas, στην περιοχή της Κύμης.

Προχωρώντας στην ανάλυση του Excel για τον υπολογισμό του τελικού LCOE, αξίζει να αναφερθεί ότι όλοι οι υπολογισμοί έγιναν για ένα υποθετικό σενάριο, όπου εγκαθίσταται ένα υπεράκτιο αιολικό πάρκο στην εκάστοτε περιοχή μελέτης, το οποίο αποτελείται από 100 ανεμογεννήτριες.

Αρχικά, δόθηκαν στο excel κάποια δεδομένα παραγωγής, όπως είναι η ονομαστική ισχύς λειτουργίας της κάθε τουρμπίνας (turbine capacity), η οποία αφορά στη μέγιστη ισχύ που μπορεί να παραχθεί από μια τουρμπίνα, αν αυτή λειτουργεί στο μέγιστο των δυνατοτήτων της. Στη συνέχεια υπολογίστηκε αυτόματα στο excel, η ετήσια ακαθάριστη παραγωγή ισχύος όλου του αιολικού πάρκου (σε MWh). Αυτή προκύπτει ως το άθροισμα της στήλης power production όπως φαίνεται στο Πίνακας 12, πολλαπλασιασμένο με τον συνολικό αριθμό των τουρμπινών που εγκαθίσταται στο αιολικό πάρκο. Συγκεκριμένα ορίζεται ως εξής:

Annual Gross Power Production per farm =
$$100 * \sum$$
 Power Production

6.2.1. Υπολογισμός των απωλειών (Losses)

Στη συνέχεια ήταν απαραίτητο να συμπεριληφθούν στους υπολογισμούς, οι απώλειες ενέργειας κατά τη μετατροπή της παραγόμενης ισχύος με βάση τον άνεμο, σε καθαρή ισχύς υπό τη μορφή ηλεκτρικού ρεύματος. Μία από τις σημαντικότερες μορφές απώλειας είναι το φαινόμενο του στροβιλισμού (turbulence) που συμβαίνει από μια μπροστινή τουρμπίνα στις τουρμπίνες που έπονται πίσω από αυτή (*Wake losses*), στη διεύθυνση πάντα του ανέμου. Ο άνεμος πίσω από μια τουρμπίνα ακολουθεί τυρβώδη ροή, η οποία αυτομάτως οδηγεί σε μείωση της παραγόμενης ενέργειας στο πέρασμά του. Η ώση που δημιουργείται λόγω της τυρβώδους ροής οδηγεί σε απώλεια της ορμής μέσα στην τουρμπίνα και αυτό έχει ως αποτέλεσμα οι πισινές τουρμπίνες να παρουσιάζουν μείωση της ονομαστικής τους ισχύος σε σχέση με τις μπροστινές, οι οποίες μπορούν να παράξουν το μέγιστο των δυνατοτήτων τους. Για το λόγο αυτό, είναι πολύ σημαντική η διάταξη των τουρμπινών κατά τη χωροθέτηση ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου, καθώς και η ελάχιστη απόσταση μεταξύ τους που πρέπει να τηρηθεί, ώστε να ελαχιστοποιηθεί το φαινόμενο του στροβιλισμού, το οποίο προκαλεί μεγάλες απώλειες ισχύος και τελικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από έχει ος απώλειες ισχύος και τελικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ένα τέτοιου είδους έργο.



Εικόνα 46: Απεικόνιση του φαινομένου του στροβιλισμού α) στην αριστερή εικόνα σε πραγματικές συνθήκες υπεράκτιου αιολικού πάρκου (Πηγή: Wind Measurement International) και β) στη δεξιά εικόνα σχηματικά (Πηγή: Cleantechnica)

Μια άλλη πολύ σημαντική κατηγορία απωλειών ήταν οι ηλεκτρικές απώλειες μέσω καλωδίων (*Electrical Losses*). Οι ανεμογεννήτριες παράγουν σε αρχική μορφή, ρεύμα χαμηλής τάσης, το οποίο μεταφέρεται μέσω των καλωδίων στο σημείο σύνδεσης (σταθμός μεταγωγής) του αιολικού πάρκου με τη ξηρά. Στο σημείο σύνδεσης μετράται η μείωση της ηλεκτρικής ενέργειας λόγω απωλειών, από έναν μετρητή εξαγωγής, και αυτό παρουσιάζεται ως μια συνολική ηλεκτρική απόδοση, που βασίζεται στο μακροπρόθεσμο μέσο όρο του αναμενόμενου ρυθμού παραγωγής του αιολικού πάρκου.

Ένας ακόμα σημαντικός παράγοντας ήταν η αναμενόμενη μέση διαθεσιμότητα των τουρμπινών του αιολικού πάρκου (*Availability*), συνολικά για ολόκληρη τη διάρκεια ζωής του έργου. Ο παράγοντας αυτός αντιπροσωπεύει ουσιαστικά ένα ποσοστό, το οποίο πρέπει να εφαρμοστεί στην ακαθάριστη παραγόμενη ενέργεια (Annual gross power production per farm), ώστε να προκύψει η καθαρή παραγόμενη ενέργεια, που σχετίζεται με το χρονικό διάστημα στο οποίο οι τουρμπίνες βρίσκονται σε λειτουργία.

Στον Πίνακας 13 παρουσιάζονται οι τιμές των απωλειών που εφαρμόστηκαν στο κάθε μοντέλο τουρμπίνας ξεχωριστά. Όπως φαίνεται και στον πίνακα, οι ηλεκτρικές απώλειες (Electrical Losses) και η διαθεσιμότητα (Availability), δεν επηρεάστηκαν από την ονομαστική ισχύ της κάθε τουρμπίνας, γι' αυτό και παρέμειναν σταθερές. Ενώ οι απώλειες *Wake Losses* διαμορφώθηκαν αναλογικά με βάση μια τουρμπίνα 3MW ή οποία παρουσιάζει απώλειες 8%

και μία τουρμπίνα 7MW, η οποία παρουσιάζει απώλειες της τάξης του 6%. (Πηγή: Π.Κ. Χαβιαρόπουλος - Προσωπική επικοινωνία)

	N90 2,3 MW Nordex	SWT 2,3 82m Siemens	N100 2,5 MW Nordex	V90 3,0MW Vestas	V112 3,0MW Vestas	5M Repower Senvion	V164 7,0MW Vestas
Wake Losses	8,35%	8,35%	8,25%	8%	8%	7%	6%
Electrical Losses	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Availability	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%

Πίνακας 13: Παρουσίαση των τιμών για τους διαφορετικούς δείκτες απωλειών, στον υπολογισμό του τελικού LCOE.

Άλλοι παρόμοιοι παράγοντες είναι ο παράγοντας "Balance of Plant", ο οποίος σχετίζεται με τη δυνατότητα ηλεκτρικής υποδομής στον εκάστοτε τόπο χωροθέτησης ενός αιολικού πάρκου και ο παράγοντας "Grid Availability", ο οποίος σχετίζεται με τη διαθεσιμότητα του ήδη υπάρχοντος δικτύου καλωδίωσης, καθώς και με την προσβασιμότητα σε αυτό, ώστε να μεταφερθεί όλη η παραγόμενη ενέργεια προς τη ξηρά, με λιγότερο κόστος. Οι παράγοντες αυτοί, δε συμπεριλαμβάνονται στον υπολογισμό του τελικού LCOE στο συγκεκριμένο excel, για λόγους πληρότητας όμως, κρίθηκε απαραίτητο απλά να αναφερθούν.

Με τη βοήθεια των απωλειών, όπως περιγράφηκαν παραπάνω, προέκυψε η καθαρή ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (*Annual net power production per farm*) (σε MWh), ολόκληρου του αιολικού πάρκου και ορίστηκε ως εξής:

Annual net power production

= Annual gross power production * (1 – Wake losses – Electrical losses)

* Availability

Τέλος, υπολογίστηκε και ο παράγοντας *Capacity Factor*, ο οποίος αναφέρεται στο πραγματικό ποσοστό λειτουργίας των ανεμογεννητριών, μέσα σε ένα έτος. Ο παράγοντας αυτός ορίστηκε ως εξής:

Capacity Factor = (Annual net power production/rated power capacity per farm)/(365/24)

6.2.2. Υπολογισμός των βαρών των επιμέρους στοιχείων μιας ανεμογεννήτριας

Για τον υπολογισμό του CAPEX, ήταν απαραίτητο αρχικά να υπολογιστούν τα βάρη των επιμέρους στοιχείων-μερών μιας ανεμογεννήτριας. Η διαδικασία αυτή επιτεύχθηκε με τους νόμους ομοιότητας που αφορούν στη σύγκριση δύο μηχανών διαφορετικής ισχύος μεταξύ τους. Η σύγκριση πραγματοποιήθηκε χρησιμοποιώντας μια πρότυπη ανεμογεννήτρια ισχύος 6 *MW*, για την οποία όλες οι τιμές των βαρών ήταν γνωστές ως δεδομένα εξ' αρχής.

Ένα τμήμα της ανεμογεννήτριας, για το οποίο υπολογίστηκε το βάρος, ήταν το βυθισμένο – υποθαλάσσιο κομμάτι του πυλώνα (*Submerged tower weight*). Το βάρος αυτού του τμήματος υπολογίστηκε με τον εξής τύπο: (Πηγή: Π.Κ. Χαβιαρόπουλος - Προσωπική επικοινωνία)

 $\frac{\mathbf{m}_{\text{submerged}}}{\mathbf{m}_{s_6MW}} = \frac{\mathbf{P}_{MW}}{\mathbf{6}_{MW}}$

Ένα ακόμα τμήμα για το οποίο πραγματοποιήθηκαν υπολογισμοί, ήταν το κυρίως τμήμα του πυλώνα (*Pylon weight*), μέχρι το ύψος της πτερωτής. Πρόκειται ουσιαστικά για το τμήμα του πυλώνα που βρίσκεται έξω από τη θάλασσα. Το βάρος αυτού του τμήματος υπολογίστηκε με τον εξής τύπο: (Πηγή: Π.Κ. Χαβιαρόπουλος - Προσωπική επικοινωνία)

$$\frac{m_{pylon}}{m_{p_{-}6MW}} = \left(\frac{P_{MW}}{6_{MW}}\right)^{\frac{2.6}{2}}$$

Οι υπολογισμοί συνεχίστηκαν, με το τμήμα της ανεμογεννήτριας που αποτελείται από την πτερωτή-άτρακτο (Nacelle) καθώς και τα πτερύγια (Blades) της ανεμογεννήτριας (Wind turbine weight), που αποτελεί ουσιαστικά το τμήμα εκείνο της ανεμογεννήτριας στο οποίο γίνεται η μετατροπή της αιολικής ενέργειας σε ηλεκτρική. Το βάρος αυτού του τμήματος υπολογίστηκε με τον εξής τύπο: (Πηγή: Π.Κ. Χαβιαρόπουλος - Προσωπική επικοινωνία)

$$\frac{\mathbf{m}_{\text{wind turbine}}}{\mathbf{m}_{t_6MW}} = \left(\frac{\mathbf{P}_{MW}}{\mathbf{6}_{MW}}\right)^{\frac{3}{2}}$$

Τέλος, υπολογίστηκε το βάρος όλων των υλικών εγκατάστασης και θεμελίωσης της ανεμογεννήτριας (*Foundation weight*). Ουσιαστικά, το βάρος αυτό αφορά σε όλο τον εξοπλισμό υποστύλωσης της κάθε ανεμογεννήτριας. Το βάρος των στοιχείων αυτών υπολογίστηκε ως εξής: (Πηγή: Π.Κ. Χαβιαρόπουλος - Προσωπική επικοινωνία)

$$\mathbf{m}_{foundation} = \mathbf{m}_{submerged} * \mathbf{P}_{MW}$$

Στον Πίνακας 14 παρουσιάζονται αναλυτικά οι τιμές των βαρών για όλα τα επιμέρους μέρη της ανεμογεννήτριας, όπως αυτά περιγράφηκαν στους παραπάνω τύπους. Στον πίνακα αναφέρονται και οι τιμές για την πρότυπη ανεμογεννήτρια ισχύος 6MW, με τη βοήθεια της οποίας υπολογίστηκαν όλα τα υπόλοιπα βάρη.

Πίνακας 14: Παρουσίαση των τιμών για τα βάρη των επιμέρους τμημάτων των ανεμογεννητριών, με βάση την παροχή ισχύος της καθεμίας.

Weights (tons/unit)	6 MW	2,3 MW	2,5 MW	3,0 MW	5 MW	7 MW
Submerged tower weight	200	77	83	100	167	233
Pylon weight	200	58	64	81	158	244
Wind turbine weight	380	90	102	134	289	479
Foundation weight		176	208	300	833	1.633

6.2.3. Υπολογισμός του CAPEX

Όπως έχει προαναφερθεί το CAPEX αφορά στο συνολικό κόστος επενδυτικού κεφαλαίου, που απαιτείται για τη δημιουργία ενός τέτοιου έργου. Πιο αναλυτικά, στο excel υπολογισμού που χρησιμοποιήθηκε, συμπεριλήφθηκαν το κόστος αγοράς και εγκατάστασης των ανεμογεννητριών, το κόστος καλωδίωσης και σύνδεσης του πάρκου με το ήδη υπάρχων δίκτυο καλωδίωσης, η ασφάλιση κατά τη διάρκεια κατασκευής του έργου, οι εγγυήσεις κατά την απεγκατάσταση-παρόπλιση του έργου, τα κόστη για την επιλογή του καταλληλότερου σημείου χωροθέτησης, καθώς και τα κόστη για τη συνολική διαχείριση του έργου.

Όσον αφορά *τα κόστη για την αγορά των ανεμογεννητριών* προκύπτουν από τα αντίστοιχα βάρη που υπολογίστηκαν παραπάνω, συνοδευόμενα από έναν πίνακα κοστολόγησης των επιμέρους υλικών και τμημάτων της τουρμπίνας, που δινόταν ως αρχικό δεδομένο. Ο πίνακας κοστολόγησης περιείχε τυπικές τιμές κόστους (€/kg) σε περίπτωση εγκατάστασης υπεράκτιου αιολικού πάρκου, το οποίο περιελάμβανε 100 τουρμπίνες, όπως ήταν το αρχικό υποθετικό σενάριο.

Πίνακας 15: Παρουσίαση του πίνακα κοστολόγησης των επιμέρους τμημάτων μιας τουρμπίνας.

Typical Cost for 100 units amount	€/kg
Submerged tower	4,5
Pylon	4,0
Wind turbine	25,0
Foundation	4,5

Για παράδειγμα, στην περίπτωση υπολογισμού του *κόστους του κυρίως τμήματος του πυλώνα* μιας τουρμπίνας, ισχύος *3MW*, οι πράξεις με βάση τους πίνακες Πίνακας 14 και Πίνακας 15 γίνονται ως εξής:

Cost of Pylon = $\frac{81 * 4}{1000}$ = 0.324 (M€/unit)

Όσον αφορά τα κόστη εγκατάστασης των τουρμπινών, αξίζει να σημειωθεί ότι, για βάθη εγκατάστασης της τάξεως των 30-50m περίπου, στα οποία αναφέρεται η παρούσα εργασία, εφαρμόζονται συνήθως οι τρόποι εγκατάστασης *Monopile* και Jacket, οι οποίοι έχουν αναλυθεί στο Κεφάλαιο 4.1.5. Άρα ουσιαστικά, τα συγκεκριμένα κόστη κατασκευής και υποστύλωσης της κάθε ανεμογεννήτριας, αναφέρονται στις συγκεκριμένες μεθόδους. Επιπλέον, υπολογίζονται ξεχωριστά τα κόστη καλωδίωσης της κάθε τουρμπίνα διαφορετικής ισχύος, διαμορφώθηκαν αναλογικά με βάση μια τουρμπίνα 6MW, για τις οποίες οι τιμές δίνονταν εξ' αρχής, ως αρχικά δεδομένα. (Πηγή: Π.Κ. Χαβιαρόπουλος - Προσωπική επικοινωνία)

Όπως φαίνεται στον Πίνακας 16, το κόστος εγκατάστασης των ανεμογεννητριών, καθώς και το κόστος καλωδίωσης τους, εξαρτώνται από την ονομαστική ισχύ λειτουργίας της καθεμίας.

6 MW 2.3 MW 2.5 MW 3.0 MW **5 MW** 7 MW CAPEX (M€ / unit) Foundation installation 3,0 1,7666 1,8333 2 2,6666 3,3333 **Submerged tower** installation Pylon & turbine 3,0 1,7666 1,8333 2 2,6666 3,3333 installation Array cabling 2,5 0,9583 1,0417 1,25 2,0833 2,9167

Πίνακας 16: Παρουσίαση του κόστους για την εγκατάσταση των ανεμογεννητριών, καθώς και το κόστος καλωδίωσής τους.

Το *Capex* υπολογίστηκε ουσιαστικά, αθροίζοντας όλα τα παραπάνω κόστη που έχουν προαναφερθεί και παρουσιαστεί στους πίνακες: Πίνακας 14, Πίνακας 15 και Πίνακας 16. Με τον τρόπο αυτό προέκυψε:

 $CAPEX = \sum (Foundation + Submerged tower + Pylon + Wind turbine$ + Foundation & submerged tower installation + Pylon & turbine installation+ Array cabling)

Στη συνέχεια υπολογίστηκε η ασφάλιση κατά τη διάρκεια κατασκευής του έργου. Η ασφάλιση όπως φαίνεται και από τον τύπο υπολογισμού της παρακάτω, συνυπολογίζει το κόστος αγοράς της τουρμπίνας, το κόστος εγκατάστασης, καθώς και το κόστος καλωδίωσης. Η τελική τιμή προκύπτει ανά τουρμπίνα γι' αυτό είναι σε μονάδες (Μ€/ unit).

Insurance during construction =

= 0,8% * (Pylon + Wind turbine) + 1,65% * (Submerged tower + Pylon & turbine installation + Array cabling)

Τέλος, στον Πίνακας 17 παρουσιάζονται ορισμένα ακόμα κόστη, τα οποία δίνονταν ως αρχικά δεδομένα στο excel υπολογισμού. Τα κόστη αυτά αφορούν στις εγγυήσεις κατά την απεγκατάσταση-παρόπλιση του έργου, στα κόστη για την επιλογή του καταλληλότερου σημείου χωροθέτησης, στο κόστος σύνδεσης του πάρκου με το ήδη υπάρχων δίκτυο καλωδίωσης, καθώς και στο κόστος για τη συνολική διαχείριση του έργου κατά την κατασκευή του.

Πίνακας 17: Παρουσίαση	των τιμών για τα	κόστη ορισμένων	στοιχείων του ΕΡC.

EPC Costs	
Decommissioning guarantee (M€/unit)	0,5
Project management (M€)	10,0
Site development (M€)	10,0
Grid connection costs (M€)	200,0

Όλα τα επιμέρους προαναφερόμενα κόστη συνυπολογίστηκαν σε ένα, το EPC (Engineering, Procurement and Construction cost). Το EPC αναφέρεται ουσιαστικά στα κόστη κεφαλαίου για την κατασκευή ολόκληρου του έργου. Πιο συγκεκριμένα, οι κεφαλαιουχικές δαπάνες-CAPEX, ο σχεδιασμός του έργου, οι προμήθειες, η κατασκευή, το κόστος εξοπλισμού και υλικών, η σύνδεση του πάρκου με το ήδη υπάρχων δίκτυο καλωδίωσης, καθώς και τα κόστη για τη συνολική διαχείριση του έργου, περιλαμβάνονται όλα στο τελικό κόστος EPC (σε Μ€). Στο excel υπολογισμού, το EPC ορίστηκε ως εξής:

 $EPC = \left((CAPEX + Insurance during construction + Decommissioning guarantee) * 100 turbines + \sum (Project management + Site development + Grid connection costs) \right)$

6.2.4. Υπολογισμός του ΟΡΕΧ

Όπως έχει προαναφερθεί το OPEX αφορά στο κόστος λειτουργίας και συντήρησης του έργου, καθ' όλη τη διάρκεια της ζωής του. Πιο αναλυτικά, στο excel υπολογισμού που χρησιμοποιήθηκε, συμπεριλήφθηκαν οι μισθοί του μόνιμου προσωπικού που εργάζεται στο έργο (υπολογίστηκε πως για ένα αιολικό πάρκο με 100 τουρμπίνες εργάζονται 10 άτομα το χρόνο), τα ανταλλακτικά μέρη, τα κόστη μεταφοράς, τα πλοία ειδικού τύπου που συχνά χρησιμοποιούνται σε τέτοιου είδους έργα, καθώς και τα κόστη ασφάλισης του αιολικού πάρκου ανά έτος.

Επειδή πρόκειται για υπεράκτια κατασκευή, τα κόστη μεταφοράς αυξάνονται κατά πολύ σε σύγκριση με τη ξηρά. Κατά τη διάρκεια ζωής του έργου, πραγματοποιείται διαρκής συντήρηση των ανεμογεννητριών και παρακολούθηση της λειτουργίας τους, με αποτέλεσμα να πραγματοποιούνται συχνές μεταφορές με φορτηγά πλοία. Επιπλέον, πολλές φορές δημιουργείται η ανάγκη επισκευής των ανεμογεννητριών με ανταλλακτικά μέρη τα οποία απαιτούν τη χρήση ειδικών τύπων πλοία για τη μεταφορά τους (π.χ. Σκάφη με προσαρτημένους μεγάλους γερανούς).

Στον Πίνακας 18 παρουσιάζονται τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης του έργου, τα οποία δίνονταν ως αρχικά δεδομένα στο excel υπολογισμού.

Πίνακας	18:	Παρουσίαση	των	τιμών	για	тα	κόστη	λειτουργίας	και	συντήρησης	του
έργου.											

OPEX Costs	M€/year
Total salaries	3,0
Transport vessel cost	1,0
Spares parts	8,0
Special vessels	3,0

Επιπλέον υπολογίστηκαν *τα έξοδα ασφάλισης του αιολικού πάρκου* (σε Μ€/year), που όπως φαίνεται από τον τύπο υπολογισμού του, εξαρτώνται από το κόστος EPC, το οποίο έχει αναλυθεί πιο πάνω.

Farm insurance costs = 0,7% * EPC

Τελικά, προέκυψαν τα *συνολικά ετήσια κόστη λειτουργίας και συντήρησης ενός υπεράκτιου* αιολικού πάρκου (σε Μ€/year), σαν ένα άθροισμα όλων των παραπάνω επιμέρους τιμών.

Total annual O&*M* costs per farm =

 $= \sum_{i=1}^{n} (\text{Total salaries} + \text{Transport vessel cost} + \text{Spares parts} + \text{Special vessels})$

+ Farm insurance costs)

6.2.5. Υπολογισμός του WACC

Το Μέσο Σταθμικό Κόστος Κεφαλαίου ή Weighted Average Cost of Capital (WACC), αναφέρεται ουσιαστικά στο ονομαστικό προεξοφλητικό επιτόκιο (Discount Rate) για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου. Καθορίζεται από την κεφαλαιακή δομή, δηλαδή από το μερίδιο του χρέους (Debt share) και το επιτόκιο του χρέους (Debt interest rate), καθώς και από το κόστος χρηματοδότησης των ιδίων κεφαλαίων (Equity cost).

Αξίζει να σημειωθεί ότι, με δεδομένη την ένταση κεφαλαίου των υπεράκτιων αιολικών πάρκων, το κόστος του κεφαλαίου αποτελεί κινητήριο μοχλό, για τον καθορισμό του LCOE. Η μείωση κατά μια ποσοστιαία μονάδα στο WACC, ισοδυναμεί με μείωση του LCOE κατά 6%.

Όσο η βιομηχανία των υπεράκτιων αιολικών έργων κερδίζει σε εμπειρία και σε γνώσεις βασικών κινδύνων, τόσο πιο πολύ βελτιώνεται η συνολική διαχείριση τέτοιου είδους έργων. Επίσης, το συνολικό προφίλ κινδύνων από ένα υπεράκτιο αιολικό πάρκο περιορίζεται και μειώνεται, όσο αυξάνονται η εμπειρία και οι γνώσεις. Οποιαδήποτε τέτοια μείωση του συστηματικού κινδύνου (systematic risk) αντικατοπτρίζεται σε χαμηλότερο κόστος των ιδίων κεφαλαίων και ως εκ τούτου σε μείωση του WACC.

Όσον αφορά τα ευρωπαϊκά projects μια μέση τιμή για το κόστος WACC θεωρείται το 10%, με προβλέψεις ότι μέχρι το 2020 θα μειωθεί στο 9%, πάντα σε σχέση με τα τεχνολογικά επιτεύγματα και το ρυθμό ανάπτυξης της αγοράς. Για το συγκεκριμένο project που μελετάται στην παρούσα εργασία, το WACC παίρνει τιμές μεταξύ 12% - 13%, οι οποίες θεωρούνται πιο ρεαλιστικές για την οικονομία της Ελλάδας (Πηγή: Π.Κ. Χαβιαρόπουλος - Προσωπική επικοινωνία).

Με βάση όσα προαναφέρθηκαν, υπολογίστηκε ο δείκτης μείωσης του LCOE, ως εξής:

WACC = (Debt share * Debt interest rate) + Equity cost * (1 - Debt share)

Στον Πίνακας 19 παρουσιάζονται οι τιμές για τα επιμέρους κόστη και επιτόκια χρέους, που είναι απαραίτητα για τον υπολογισμό του μέσου σταθμικού κόστους κεφαλαίου (WACC). Αναφέρεται πως οι τιμές αυτές δίνονταν ως αρχικά δεδομένα στο excel υπολογισμού (Πηγή: Π.Κ. Χαβιαρόπουλος - Προσωπική επικοινωνία) και διατηρήθηκαν σταθερές και ανεξάρτητες από τις επιμέρους περιοχές χωροθέτησης και τα εκάστοτε μοντέλα ανεμογεννητριών.

Πίνακας 19: Παρουσίαση του δείκτη μείωσης WACC (Weighted Average Cost of Capital).

Discount Rate	%
Debt interest rate	8%
Equity cost	17%
Debt share	50%
WACC	12,5%

6.2.6. Παρουσίαση των τελικών αποτελεσμάτων του LCOE, για κάθε περιοχή μελέτης και κάθε μοντέλο τουρμπίνας

Όλα όσα προαναφέρθηκαν σε προηγούμενες παραγράφους, αφορούσαν σε ένα σενάριο δημιουργίας ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου, το οποίο υποθετικά περιείχε 100 ανεμογεννήτριες και είχε διάρκεια ζωής 20 χρόνια (+2 χρόνια για την κατασκευή του). Για το λόγο αυτό, όλα τα επιμέρους κόστη που αφορούν το CAPEX, το OPEX και το δείκτη μείωσης WACC, καταγράφηκαν αναλυτικά για κάθε χρονιά και στο τέλος συνυπολογίστηκαν για να προκύψει η τελική τιμή του κόστους LCOE, που είναι και ο ζητούμενος δείκτης συγκριτικής αξιολόγησης των αποτελεσμάτων.

Η ετήσια παραγωγή - Production (σε GWh) είναι το "Annual net power production" που έχει ήδη υπολογιστεί παραπάνω. Για τα 2 πρώτα έτη, που ακόμα βρίσκεται σε εξέλιξη η κατασκευή του αιολικού πάρκου, αναφέρεται ότι η εγκατεστημένη ισχύς αποτελεί το 33% και το 67% της ολικής, αντίστοιχα για τον 1° και τον 2° χρόνο.

Το *CAPEX* (σε M€) αναφέρεται ουσιαστικά στην τιμή του "EPC", που έχει υπολογιστεί παραπάνω, το οποίο διαιρείται δια 2 και καταγράφεται σαν τιμή του CAPEX για τον 1° και τον 2° χρόνο αντίστοιχα. Επιπλέον στο CAPEX συμπεριλαμβάνεται και το κόστος απεγκατάστασης ("Decommissioning costs") του πάρκου, το οποίο καταγράφεται προφανώς μόνο στον 22° χρόνο ζωής του έργου και υπολογίζεται ως εξής:

Decommissioning costs = 0, 3 (M \in /unit) * 100(turbines) = 30 (M \in)

Το OPEX (σε M€) περιλαμβάνει το Maintenance at sea (το αντίστοιχο "Continuous O&M costs per farm" που υπολογίστηκε παραπάνω) και το Insurance cost (το αντίστοιχο "Farm insurance costs" που υπολογίστηκε παραπάνω), τα οποία αθροιστικά οδηγούν στο Total annual O&M costs, που έχει υπολογιστεί και αυτό παραπάνω. Τα κόστη αυτά καταγράφηκαν για τα 20 χρόνια κανονικής λειτουργίας του πάρκου, δηλαδή από τον 3° χρόνο έως τον 22° χρόνο.

Οι *ροές δαπανών - Cost flows* (σε Μ€) υπολογίστηκαν από το άθροισμα του CAPEX και του OPEX, για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου. Πιο αναλυτικά υπολογίστηκαν ως εξής:

Cost flows = CAPEX + Maintenance at sea + Insurance cost + Total annual O&*M* costs

Στη συνέχεια υπολογίστηκε ο δείκτης μείωσης του κόστους WACC για κάθε έτος ξεχωριστά, με βάση τον παρακάτω τύπο:

Discount ratio =
$$\frac{1}{(1 + WACC)^{year}}$$

Όπου year = 1,2,3 ανάλογα για ποιο έτος γίνεται ο υπολογισμός, 1°, 2°, 3° έτος

Με τη βοήθεια του δείκτη μείωσης του κόστους WACC, προέκυψαν οι καθαρές ροές δαπανών - Discounted Costs flows (σε Μ€), οι οποίες είναι προσαρμοσμένες στην οικονομία της κάθε χώρας, με βάση τα επιτόκια, τα κόστη δανεισμού και τον πληθωρισμό της καθεμίας. Ο υπολογισμός πραγματοποιήθηκε με βάση τον παρακάτω τύπο:

Discounted Costs flows =
$$\sum_{y=1}^{y=22}$$
 (Cost flows * Discount ratio)

Επιπλέον με τη βοήθεια του δείκτη μείωσης του κόστους WACC, προέκυψε η καθαρή παραγόμενη ισχύς - Discounted production (σε GWh) για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου, η οποία υπολογίστηκε ως εξής:

Discounted production =
$$\sum_{y=1}^{y=22}$$
 (Production * Discount ratio)

Όλοι οι παραπάνω υπολογισμοί πραγματοποιήθηκαν με σκοπό τον υπολογισμό του τελικού κόστους *LCOE - Levelized Cost of Energy (*σε €/MWh), που αποτελεί κριτήριο σύγκρισης των διαφορετικών μοντέλων ανεμογεννητριών μεταξύ τους, με σκοπό τη χρήση της καταλληλότερης για την εκάστοτε περιοχή μελέτης. Ο υπολογισμός πραγματοποιήθηκε με βάση τον παρακάτω τύπο:

$$LCOE = \frac{Discounted Costs flows}{Discounted production} * 1000$$

Τέλος αναφέρεται για λόγους πληρότητας, ότι όπως υπολογίστηκε η ισχύς Discounted production με τον ίδιο τρόπο υπολογίστηκαν και τα Discounted Capex και Discounted Opex. Αυτό είχε ως στόχο να υπολογιστεί η *συνεισφορά του Capex* (Capex contribution) και *του Opex* (Opex contribution) αντίστοιχα, στο τελικό και συνολικό κόστος LCOE. Οι υπολογισμοί πραγματοποιήθηκαν με τη βοήθεια των παρακάτω τύπων:

Capex contribution = $\frac{\text{Discounted Capex}}{\text{Discounted production}} * 1000$

Opex contribution = $\frac{\text{Discounted Opex}}{\text{Discounted production}} * 1000$

Στον Πίνακας 20 παρουσιάζονται οι τελικές τιμές για το κόστος LCOE για κάθε περιοχή μελέτης και κάθε μοντέλο ανεμογεννήτριας ξεχωριστά.

Περιοχές Χωροθέτησης	Μοντέλα Ανεμογεννητριών	LCOE (€/MWh)
	V112_3,0MW	260
	N100_2,5MW	323
Κύμη	V164_7,0MW	331
	Repower_5M 126m	344
	N90_2,3MW	373
	V90_3,0MW	407
	SWT_2,3_82m	423
	V112_3,0MW	281
Άγιος Ευστράτιος	N100_2,5MW	354
	V164_7,0MW	365
	Repower_5M 126m	381
	N90_2,3MW	412
	V90_3,0MW	452
	SWT_2,3_82m	470
	V112_3,0MW	295
Λήμνος	N100_2,5MW	372
	V164_7,0MW	384
	Repower_5M 126m	399
	N90_2,3MW	432
	V90_3,0MW	473
	SWT_2,3_82m	492
	V112_3,0MW	406
	N100_2,5MW	543
	V164_7,0MW	577
Οθωνοί	Repower_5M 126m	604
	N90_2,3MW	648
	V90_3,0MW	727
	SWT_2,3_82m	755
	V112_3,0MW	484
	N100_2,5MW	655
	V164_7,0MW	695
Σαμοθράκη	Repower_5M 126m	725
	N90_2,3MW	781
	V90_3,0MW	870
	SWT_2,3_82m	906
	V112_3,0MW	851
	N100_2,5MW	1427
	V164_7,0MW	1576
Αλεξανδρούπολη	Repower_5M 126m	1623
	N90_2,3MW	1757
	V90_3,0MW	1976
	SWT 2,3 82m	2082

Πίνακας	20:	Παρουσίαση	των	τελικών	τιμών	του	κόστους	LCOE	- Levelized	Cost of
Energy.										

Όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα του Πίνακας 20 ισχύει η ίδια κατάταξη μεταξύ των ανεμογεννητριών, για όλες τις πιθανές περιοχές χωροθέτησης ενός Υπεράκτιου Αιολικού Πάρκου. Πιο συγκεκριμένα, η καταλληλότερη και πιο συμφέρουσα επιλογή ανεμογεννήτριας, σύμφωνα με το γενικό δείκτη υπολογισμού του κόστους (LCOE), είναι η ανεμογεννήτρια **Vestas V112_3,0MW.** Η ανεμογεννήτρια αυτή, είναι ισχύος 3MW, αλλά υπερισχύει σε σύγκριση με τις ανεμογεννήτριες μεγαλύτερης ισχύος, λόγω του σχεδιασμού της. Η καμπύλη ισχύος της είναι η μοναδική όπου ξεκινάει να παράγει ενέργεια μόλις από την τιμή ταχύτητας 2 m/s, ενώ όλες οι άλλες ξεκινούν από την τιμή 4m/s. Αυτό έπαιξε πολύ σημαντικό ρόλο στην παρούσα μελέτη, γιατί διαπιστώθηκε πως ο άνεμος δεν ήταν αρκετά επαρκής σε πολλές από τις περιοχές χωροθέτησης.

Δεύτερη στην κατάταξη ακολούθησε η ανεμογεννήτρια Nordex N100_2,5MW, η οποία λόγω της χαμηλής ονομαστικής ισχύς λειτουργίας της, κέρδιζε σε τιμή κόστους λόγω του χαμηλού CAPEX – EPC και του OPEX, που παρουσίαζε. Τρίτη στην κατάταξη έρχεται η ανεμογεννήτρια Vestas V164_7,0MW, η οποία κέρδιζε στην ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας λόγω της υψηλής ονομαστικής ισχύς λειτουργίας της. Στη συνέχεια ακολούθησαν με τη σειρά οι ανεμογεννήτριες: Senvion Repower_5M 126m, Nordex N90_2,3MW, Vestas V90_3,0MW και η πλέον ακαταλληλότερη επιλογή με βάση το κόστος LCOE, θεωρήθηκε η ανεμογεννήτρια Siemens SWT_2,3_82m.

7. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ

7.1. Συμπεράσματα

Στην παρούσα Διπλωματική πραγματοποιήθηκε έλεγχος σκοπιμότητας και βιωσιμότητας από τη δημιουργία ενός Υπεράκτιου Αιολικού Πάρκου στην Ελλάδα. Ο έλεγχος πραγματοποιήθηκε σε 6 προκαθορισμένα σημεία (Κύμη, Άγιος Ευστράτιος, Λήμνος, Οθωνοί, Σαμοθράκη, Αλεξανδρούπολη), τα οποία πληρούν συγκεκριμένα κριτήρια χωροθέτησης. Χρησιμοποιήθηκαν 7 διαφορετικά μοντέλα ανεμογεννητριών (V90 3,0MW Vestas, V112 3,0MW Vestas, V164 7,0MW Vestas, SWT 2,3 82m Siemens, N90 2,3 MW Nordex, N100 2,5 MW Nordex και 5M Repower Senvion) και πραγματοποιήθηκε συγκριτική αξιολόγηση μεταξύ τους, με σκοπό την εύρεση του καταλληλότερου μοντέλου για την εκάστοτε περιοχή.

Ως αρχικά δεδομένα χρησιμοποιήθηκαν η καμπύλη ισχύος της κάθε τουρμπίνας, καθώς και οι συντελεστές ισχύος (C_p) και ώσης (C_t). Έπειτα, θεωρήθηκε απαραίτητη η επεξεργασία των αρχικών ανεμολογικών δεδομένων στο λογισμικό MATLAB, με στόχο τον υπολογισμό της μέσης ετήσιας ισχύος της κάθε τουρμπίνας, καθώς και της μέσης ταχύτητας του ανέμου για ολόκληρη τη χρονοσειρά δεδομένων. Τα δύο αυτά στοιχεία, αποτέλεσαν τα σημαντικότερα κριτήρια αξιολόγησης για την επιλογή της καταλληλότερης περιοχής χωροθέτησης ενός αιολικού πάρκου. Με τη βοήθεια των αποτελεσμάτων που παρουσιάστηκαν στο αντίστοιχο κεφάλαιο, προέκυψε ότι η Κύμη αποτελεί την καταλληλότερη επιλογή, με μέση ταχύτητα ανέμου που φτάνει τα 6,5 m/s. Ακολούθησαν με σειρά κατάταξης: ο Άγιος Ευστράτιος, η Λήμνος, οι Οθωνοί, η Σαμοθράκη και τελευταία στην κατάταξη, ως η πλέον ακατάλληλη επιλογή, προέκυψε η Αλεξανδρούπολη, η οποία παρουσίαζε πολύ μικρές τιμές μέσης ταχύτητας ανέμου, της τάξης των 3 m/s.

Χρησιμοποιήθηκαν δύο επιπλέον κριτήρια αξιολόγησης της εκάστοτε περιοχής χωροθέτησης ο δείκτης MAV, που αφορά στην επίδραση της εποχικότητας και ο δείκτης IAV, που αφορά στη διαχρονική μεταβλητότητα. Από τα αποτελέσματα των δεικτών προέκυψε ότι ο Άγιος Ευστράτιος και η Κύμη ήταν οι δύο επικρατέστερες περιοχές για τη χωροθέτηση ενός αιολικού πάρκου. Χρησιμοποιήθηκε ακόμα ένα κριτήριο αξιολόγησης, το οποίο ήταν τα ποσοστά λειτουργίας της κάθε ανεμογεννήτριας, ανά έτος και συνολικά για όλη τη χρονοσειρά δεδομένων (15 έτη). Από τα τελικά αποτελέσματα προέκυψε ότι, η περιοχή με τα μεγαλύτερα ποσοστά λειτουργίας διαχρονικά και για όλα τα μοντέλα ανεμογεννητριών, ήταν ο Άγιος Ευστράτιος. Στη συνέχεια της κατάταξης ακολούθησαν με μικρή διαφορά μεταξύ τους, η Κύμη και η Λήμνος, οι οποίες παρουσίαζαν πολύ ικανοποιητικά ποσοστά λειτουργίας, διαχρονικά. Η ανεμογεννήτρια που ξεχώρισε σε όλες τις περιοχές εγκατάστασης, ήταν η Vestas V112_3,0MW, η οποία παρουσίασε ποσοστά λειτουργίας που κυμάνθηκαν από 87% - 97%. Αυτό οφείλεται στη μοναδική καμπύλη ισχύος της, η οποία παρουσιάζει ταχύτητα έναρξης ίση με 2m/s (Cut-in wind speed = 2 m/s), ενώ όλες οι υπόλοιπες ξεκινούν τη λειτουργία τους στα 4m/s.

Στη συνέχεια πραγματοποιήθηκε η συγκριτική αξιολόγηση των ανεμογεννητριών, με τη βοήθεια του Διαβαθμισμένου Κόστους Ενέργειας – Levelized Cost of Energy (LCOE). Όπως έχει προαναφερθεί και στο αντίστοιχο κεφάλαιο, για τον υπολογισμό του τελικού LCOE υπολογίστηκαν πρώτα ορισμένα επιμέρους στοιχεία, όπως είναι ο παράγοντας Weibull Shape Factor (k) από τον οποίο καθορίζεται το σχήμα της καμπύλης κατανομής πυκνότηταςπιθανότητας της ταχύτητας του ανέμου, οι απώλειες (Wake losses, Electrical Losses), το CAPEX (αγορά και εγκατάσταση των ανεμογεννητριών, καλωδίωση και σύνδεση με το δίκτυο, ασφάλεια, κόστος απεγκατάστασης), το OPEX (κόστη λειτουργίας και συντήρησης του έργου, κόστη μεταφοράς, μισθοί εργαζομένων), καθώς και το Μέσο Σταθμικό Κόστος Κεφαλαίου (WACC), το οποίο αποτελεί έναν δείκτη μείωσης του LCOE, ώστε να μπορεί να προσαρμοστεί στην οικονομία της κάθε χώρας, με βάση τα επιτόκια, τα κόστη δανεισμού και τον πληθωρισμό της.

Με βάση τα τελικά αποτελέσματα της συγκριτικής αξιολόγησης που πραγματοποιήθηκε, προέκυψε ότι το καταλληλότερο μοντέλο ανεμογεννήτριας ήταν η Vestas V112_3,0MW, η οποία βγήκε πρώτη στην κατάταξη και στις 6 διαθέσιμες περιοχές χωροθέτησης. Στη συνέχεια ακολούθησαν με σειρά καταλληλότητας τα μοντέλα ανεμογεννητριών: Nordex N100_2,5MW, Vestas V164_7,0MW, Senvion Repower_5M 126m, Nordex N90_2,3MW, Vestas V90_3,0MW, SWT_2,3_82m. Η σειρά καταλληλότητας, προέκυψε ίδια για όλα τα διαθέσιμα σημεία χωροθέτησης.

Σαν συνολικό συμπέρασμα, αξίζει να αναφερθεί ότι με τα δεδομένα ανέμου της εκάστοτε περιοχής μελέτης, καμία από τις διαθέσιμες ανεμογεννήτριες δε δίνει πραγματικά βιώσιμο και επικερδή δείκτη κόστους (LCOE). Μια μέση ρεαλιστική τιμή κόστους για ένα Υπεράκτιο Αιολικό Πάρκο συνολικής ισχύος 500MW, είναι 160 €/MWh. Όπως προκύπτει από τα τελικά αποτελέσματα συγκριτικής αξιολόγησης, η μικρότερη τιμή που παρουσιάστηκε ήταν στα 260€/MWh, για πάρκο συνολικής ισχύος 300 MW. Αυτή η τιμή είναι σχεδόν απαγορευτική για τη βιωσιμότητα ενός τέτοιου έργου.

7.2. Προοπτικές

Λαμβάνοντας υπόψη όσα έχουν περιγραφεί στα προηγούμενα κεφάλαια και με δεδομένα τα αποτελέσματα της συγκεκριμένης διπλωματικής εργασίας, αναφέρονται ορισμένες προτάσεις για μελλοντική έρευνα :

- Μελέτη της διεύθυνσης του ανέμου στις εκάστοτε περιοχές χωροθέτησης, με σκοπό τη σωστή διάταξη των τουρμπινών, για την συνολικά αποδοτικότερη λειτουργία ολόκληρου του αιολικού πάρκου. Η γενικότερη διάταξη του πάρκου αλλά και ειδικότερα η σωστή χωροθέτηση κάθε τουρμπίνας ξεχωριστά, ελαχιστοποιεί τις απώλειες ενέργειας λόγω του φαινομένου του στροβιλισμού (*Wake losses*). Απαιτείται όσο το δυνατόν βέλτιστη ευθυγράμμιση των ανεμογεννητριών στην κατεύθυνση του ανέμου, καθώς και μελέτη των φορτίων του ανέμου, προκειμένου να εκτιμηθούν με ακρίβεια τα ποσοστά κόπωσης των τουρμπινών από αυτό το φαινόμενο.
- Τα ανεμολογικά δεδομένα που πάρθηκαν από το ΕΛ.ΚΕ.Θ.Ε., προήλθαν από αριθμητικά μοντέλα χωρικής ανάλυσης 0,1 deg. Τα μοντέλα αυτά, εικάζεται ότι σε ορισμένες περιοχές υποεκτιμούν την ταχύτητα του άνεμου, σε άλλες περιοχές την υπερεκτιμούν και σε άλλες περιοχές συμφωνούν με την πραγματική ταχύτητα. Για το λόγο αυτό, προτείνεται η επανεκτίμηση των τιμών του μοντέλου με βάση κάποιες πραγματικές τιμές μετρήσεων από σημαδούρες, που διαθέτει το ΕΛ.ΚΕ.Θ.Ε. Με τον τρόπο αυτό, θα έβγαιναν καινούρια συμπεράσματα όσον αφορά στη βιωσιμότητα από τη δημιουργία ενός τέτοιου έργου.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

8. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

ΕΚΔΟΣΕΙΣ - ΔΗΜΟΣΙΕΥΣΕΙΣ

- Anders M., Catho B., Anders Å., Tor A. Nygaard, 2014. Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. Renewable Energy. Volume 66, June 2014, Pages 714–728.
- Chaviaropoulos P., and Natarajan A., 2014. Definition of Performance Indicators (PIs) and Target Values. Deliverable D1.2.2 Dissemination Level PU, Innwind.EU.
- Hermann-Josef W., Jyotirmay M., 2013. Introduction to Wind Energy Systems. Basics, Technology and Operation. Second Edition, pp. 1-4,
- Newell S., Hagerty M., Spees K., Pfeifenberger J., Liao Q., Ungate C., Wroble J., The Brattle Group, May 15 2014. Cost of New Entry Estimates for Combustion Turbine and Combined Cycle Plants in PJM. PJM Interconnection, L.L.C.
- Rt Hon Edward Davey MP, Alison Nimmo, May 2012. Offshore Wind Cost Reduction. Pathways Study. The Crown Estate. (cover image)
- Soukissian T., Karathanasi F., Axaopoulos P., 2016, "Satellite-Based Offshore Wind Resource Assessment in the Mediterranean Sea", IEEE Journal of Oceanic Engineering, vol. PP, no. 99, pp.1-14, http://dx.doi.org/10.1109/JOE.2016.2565018
- Spiropoulou I., Karamanis D., Kehayias G., 2014. Offshore wind farms development in relation to environmental protected areas. Sustainable Cities and Society 14 (2014) 305–312
- Wind Energy Explained, Theory, Design and Application, Second Edition. J. F. Manwell and J. G. McGowan, A. L. Rogers. This edition first published 2009 © 2009 John Wiley & Sons Ltd. ISBN: 978-0-470-01500-1 (Hbk). pp. 1-21.
- Wind Energy Handbook, Second Edition. Tony Burton, Nick Jenkins, David Sharpe and Ervin Bossanyi. © 2011 John Wiley & Sons, Ltd. Published 2011 by John Wiley & Sons, Ltd. ISBN: 978-0-470-69975-1. pp. 36-38, 41-43, 46-48, 71-78.

ΔΙΑΔΙΚΤΥΑΚΟΙ ΧΩΡΟΙ

COCONET - Towards COast to COast NETworks of Marine Protected Areas, Coupled with Sea-Based Wind Energy Potential - Offshore Wind Farm development in the Mediterranean and Black Seas

<u>http://www.coconet-fp7.eu/</u> (Προσπελάστηκε 20/01/2016)

Wind Power Program - Wind statistics and the Weibull distribution <u>http://www.wind-power-program.com/wind_statistics.htm</u> (Προσπελάστηκε 16/05/2016)

Windustry - Wake Losses <u>http://www.windustry.org/resources/wake-losses</u> (Προσπελάστηκε 25/05/2016)

Wind Measurement International – Wake Effects <u>http://www.windmeasurementinternational.com/wind-analysis/wake-effects.php</u> (Προσπελάστηκε 25/05/2016)

Cleantechnica - Turbine Spacing Affects Wind Energy Output <u>http://cleantechnica.com/2013/08/05/wind-energy-research-facility-launched-to-boost-wind-farm-output/</u> [Προσπελάστηκε 25/05/2016]

Wind Energy THE FACTS – Loss Factors <u>http://www.wind-energy-the-facts.org/detailed-loss-factors.html</u> (Προσπελάστηκε 25/05/2016)

ACADEMIA - Wind Turbine Power Curves <u>https://www.academia.edu/1489838/Wind_Turbine_Power_Curves</u> (Προσπελάστηκε 20/01/2016)

Siemens - Wind Turbine SWT-2.3-82 http://www.energy.siemens.com/hq/en/renewable-energy/wind-power/platforms/g2platform/wind-turbine-swt-2-3-82-vs.htm (Προσπελάστηκε 25/01/2016)

Vestas - V90-3.0 MW® at a Glance <u>https://www.vestas.com/en/products/turbines/v90-3_0_mw</u> (Προσπελάστηκε 25/01/2016)

Vestas – V112-3.0 MW <u>http://www.niko-brno.cz/files/V112-30.pdf</u> (Προσπελάστηκε 25/01/2016)

THE FUTURE BUILD - V164-7.0 MW https://www.thefuturebuild.com/assets/images/uploads/products/1715/v1647.0_mw1.pdf (Προσπελάστηκε 26/01/2016) WIND POWER MONTHLY – Close up - the Vestas V164 7MW offshore turbine <u>http://www.windpowermonthly.com/article/1065676/close---vestas-v164-7mw-offshore-turbine</u> (Προσπελάστηκε 26/01/2016)

NORDEX - N90/2300

<u>http://www.nordex-online.com/fileadmin/MEDIA/Produktinfos/EN/Nordex_N90_2300_GB.pdf</u> (Προσπελάστηκε 30/01/2016)

NORDEX - N100/2500 (2.5 Megawatt) http://www.nordex-online.com/fileadmin/MEDIA/Gamma/Nordex_Gamma_en.pdf

<u>http://www.nordex-online.com/en/produkte-service/wind-turbines/n100-25-mw/product-data-sheet-n100-25mw.html?no_cache=1</u> (Προσπελάστηκε 30/01/2016)

Renugen - renewable generation - Repower 5M The 5-megawatt power plant with 126 metre rotor diameter <u>http://www.renugen.co.uk/content/large_wind_turbine_brochures/large_wind_turbine_brochur</u> <u>es/repower_5m.pdf</u> (Προσπελάστηκε 30/01/2016)

ΥΠΕΚΑ – «Προκαταρκτική χωροθέτηση θαλάσσιων αιολικών πάρκων» http://www.ypeka.gr/Default.aspx?tabid=362&sni%5B524%5D=420 (Προσπελάστηκε 20/06/2016)

YΠΕΚΑ - ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ <u>http://www.ypeka.gr/?tabid=285</u> (Προσπελάστηκε 25/06/2016)

ΚΑΠΕ - Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας - Εκπόνηση Μελετών για τη Στρατηγική Περιβαλλοντική Εκτίμηση του Εθνικού Προγράμματος Ανάπτυξης Θαλάσσιων Αιολικών Πάρκων», MIS 375406

http://www.cres.gr/kape/publications/xrisima.htm

(Προσπελάστηκε 25/06/2016)

Βικιπαίδεια – Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας <u>https://el.wikipedia.org/wiki/%CE%91%CE%BD%CE%B1%CE%BD%CE%B5%CF%8E%CF</u> <u>%83%CE%B9%CE%BC%CE%B5%CF%82_%CF%80%CE%B7%CE%B3%CE%AD%CF%88</u> <u>2_%CE%B5%CE%BD%CE%AD%CF%81%CE%B3%CE%B5%CE%B9%CE%B1%CF%82</u> (Προσπελάστηκε 25/06/2016)

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ

SWT 2,3 82m	A (swept area) (m ²)	ρ (density of air) (kg/m³)	Hub Height (m)	Rotor Diameter (m)
Siemens	5300	1,2	80	82
V (m/s)	P (W)	C _P	Cτ	а
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	42000	0,206367925	0,219111425	0,0581605
5	136000	0,342138365	0,383281921	0,1073430
6	276000	0,401816911	0,463950520	0,1339230
7	470000	0,430900123	0,506117138	0,1486160
8	727000	0,446516313	0,529755166	0,1571280
9	1043000	0,449914158	0,535004207	0,1590470
10	1394000	0,438364780	0,517319658	0,1526240
11	1738000	0,410624253	0,476489868	0,1382300
12	2015000	0,366694328	0,415652891	0,1177870
13	2183000	0,312461533	0,345443275	0,0954766
14	2260000	0,258998478	0,280242892	0,0758075
15	2288000	0,213184253	0,226879695	0,0603637
16	2297000	0,176349376	0,185380753	0,0487187
17	2299000	0,147151633	0,153268400	0,0399099
18	2300000	0,124017565	0,128272282	0,0331682
19	2300000	0,105448380	0,108474652	0,0278969
20	2300000	0,090408805	0,092604680	0,0237135
21	2300000	0,078098525	0,079720487	0,0203440
22	2300000	0,067925473	0,069142050	0,0175951
23	2300000	0,059445257	0,060370659	0,0153276
24	2300000	0,052319910	0,053032795	0,0134388
25	2300000	0,046289308	0,046844558	0,0118516
26	0	0	0	0
27	0	0	0	0
28	0	0	0	0
29	0	0	0	0
30	0	0	0	0
31	0	0	0	0
32	0	0	0	0

V90 3,0MW	A (swept area) (m ²)	ρ (density of air) (kg/m³)	Hub Height (m)	Rotor Diameter (m)
Vestas	6362	1,2	80	90
V (m/s)	P (W)	C _P	Cτ	а
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	75000	0,306998585	0,338615980	0,0933724
5	187000	0,391910301	0,450065036	0,1292120
6	348000	0,422066203	0,493070240	0,1440050
7	574000	0,438402334	0,517378016	0,1526450
8	875000	0,447706270	0,531591165	0,1577980
9	1257000	0,451713255	0,537801258	0,1600740
10	1688000	0,442208949	0,523157271	0,1547310
11	2118000	0,416872249	0,485500794	0,1413570
12	2514000	0,381133059	0,435199653	0,1242340
13	2817000	0,335901447	0,375217253	0,1047840
14	2958000	0,282402897	0,308358943	0,0841752
15	2994000	0,232398384	0,249007560	0,0667009
16	2999000	0,191810158	0,202658514	0,0535301
17	3000000	0,159966696	0,167282429	0,0437332
18	3000000	0,134759324	0,139831675	0,0362737
19	3000000	0,114581773	0,118183219	0,0304745
20	3000000	0,098239547	0,100849626	0,0258823
21	3000000	0,084863015	0,086788887	0,0221896
22	3000000	0,073808826	0,075252357	0,0191810
23	3000000	0,064594097	0,065691400	0,0167018
24	3000000	0,056851590	0,057696081	0,0146383
25	3000000	0,050298648	0,050956182	0,0129056
26	0	0	0	0
27	0	0	0	0
28	0	0	0	0
29	0	0	0	0
30	0	0	0	0
31	0	0	0	0
32	0	0	0	0

V112 3,0MW	A (swept area) (m ²)	ρ (density of air) (kg/m³)	Hub Height (m)	Rotor Diameter (m)
Vestas	9852	1,2	94	112
V (m/s)	P (W)	C _P	Cτ	а
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
2	24000	0,507511165	0,631660252	0,1965450
3	104000	0,651619274	0,879121399	0,3261620
4	244000	0,644962106	0,880216174	0,3269510
5	451000	0,610366761	0,885933043	0,3311310
6	709000	0,555286136	0,731537158	0,2409330
7	1162000	0,573107846	0,780571461	0,2657840
8	1666000	0,550464584	0,719930425	0,2353920
9	2269000	0,526539933	0,668182527	0,2119820
10	2817000	0,476552984	0,577692378	0,1750740
11	2980000	0,378758646	0,431957413	0,1231570
12	3000000	0,293698591	0,322159656	0,0883447
13	3000000	0,231001896	0,247387188	0,0662337
14	3000000	0,184953049	0,194971149	0,0513830
15	3000000	0,150373679	0,156780574	0,0408651
16	3000000	0,123904093	0,128150528	0,0331356
17	3000000	0,103299647	0,106198419	0,0272946
18	3000000	0,087021805	0,089050395	0,0227816
19	3000000	0,073992005	0,075442751	0,0192305
20	3000000	0,063438896	0,064496304	0,0163928
21	3000000	0,054800903	0,055584158	0,0140947
22	3000000	0,047662581	0,048251858	0,0122121
23	3000000	0,041712104	0,042161186	0,0106538
24	3000000	0,036712324	0,037058906	0,0093522
25	3000000	0,032480715	0,032751118	0,0082559
26	0	0	0	0
27	0	0	0	0
28	0	0	0	0
29	0	0	0	0
30	0	0	0	0
31	0	0	0	0
32	0	0	0	0

V164 7,0MW	A (swept area) (m ²)	ρ (density of air) (kg/m³)	Hub Height (m)	Rotor Diameter (m)
Vestas	21124	1,2	107	164
V (m/s)	P (W)	CP	Cτ	а
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	101000	0,124512797	0,128803269	0,0333104
5	461000	0,290980244	0,318824119	0,0873331
6	902000	0,329477208	0,366976086	0,1021860
7	1595000	0,366892774	0,415918880	0,1178740
8	2513000	0,387253292	0,443609321	0,1270420
9	3737000	0,404453092	0,467683840	0,1352000
10	4988000	0,393549202	0,452346719	0,1299820
11	5987000	0,354898197	0,399973151	0,1126930
12	6698000	0,305825712	0,337155544	0,0929237
13	6984000	0,250811107	0,270550770	0,0729610
14	6985000	0,200842165	0,212844575	0,0563911
15	6995000	0,163525894	0,171196603	0,0448068
16	6995000	0,134741185	0,139812013	0,0362684
17	6995000	0,112334601	0,115789647	0,0298377
18	6995000	0,094633041	0,097047743	0,0248810
19	6995000	0,080463609	0,082188483	0,0209876
20	6995000	0,068987487	0,070243537	0,0178806
21	6995000	0,059593985	0,060524197	0,0153672
22	6995000	0,051831320	0,052530597	0,0133098
23	6995000	0,045360392	0,045893017	0,0116080
24	6995000	0,039923314	0,040334076	0,0101873
25	6995000	0,035321593	0,035642062	0,0089914
26	0	0	0	0
27	0	0	0	0
28	0	0	0	0
29	0	0	0	0
30	0	0	0	0
31	0	0	0	0
32	0	0	0	0

N90 2,3MW	A (swept area) (m ²)	ρ (density of air) (kg/m³)	Hub Height (m)	Rotor Diameter (m)
Nordex	6362	1,2	80	90
V (m/s)	P (W)	C _P	Cτ	а
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	35000	0,143266006	0,149043564	0,0387635
5	175000	0,366760977	0,415741561	0,1178160
6	352000	0,426917539	0,500207558	0,1465200
7	580000	0,442984936	0,524341498	0,1551600
8	870000	0,445147949	0,527654449	0,1563630
9	1237000	0,444526091	0,526700031	0,1560160
10	1623000	0,425180761	0,497645087	0,1456150
11	2012000	0,396008954	0,455781005	0,1311440
12	2230000	0,338077454	0,378024868	0,1056730
13	2300000	0,274253933	0,298498272	0,0812215
14	2300000	0,219583050	0,234210141	0,0624529
15	2300000	0,178529153	0,187805035	0,0493907
16	2300000	0,147103489	0,153216132	0,0398957
17	2300000	0,122641134	0,126796843	0,0327733
18	2300000	0,103315482	0,106215058	0,0272990
19	2300000	0,087846026	0,089914909	0,0230081
20	2300000	0,075316986	0,076821853	0,0195892
21	2300000	0,065061645	0,066175022	0,0168269
22	2300000	0,056586767	0,057423482	0,0145681
23	2300000	0,049522141	0,050159128	0,0127011
24	2300000	0,043586219	0,044077290	0,0111435
25	2300000	0,038562297	0,038945248	0,0098330
26	0	0	0	0
27	0	0	0	0
28	0	0	0	0
29	0	0	0	0
30	0	0	0	0
31	0	0	0	0
32	0	0	0	0

N100 2,5MW	A (swept area) (m ²)	ρ (density of air) (kg/m³)	Hub Height (m)	Rotor Diameter (m)
Nordex	7854	1,2	100	100
V (m/s)	P (W)	CP	Cτ	а
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	50000	0,165786011	0,173687366	0,0454913
5	221000	0,375180375	0,427093307	0,1215470
6	431000	0,423429753	0,495070379	0,1447080
7	720000	0,445447196	0,528113436	0,1565300
8	1102000	0,456740461	0,545675471	0,1629820
9	1575000	0,458469957	0,548407936	0,1639970
10	2019000	0,428444105	0,502467270	0,1473200
11	2304000	0,367334968	0,416511790	0,1180680
12	2458000	0,301853345	0,332222404	0,0914117
13	2500000	0,241472570	0,259581398	0,0697621
14	2500000	0,193336456	0,204374891	0,0540109
15	2500000	0,157189700	0,164235435	0,0428992
16	2500000	0,129520321	0,134183894	0,0347538
17	2500000	0,107981933	0,111162100	0,0286090
18	2500000	0,090966261	0,093190608	0,0238673
19	2500000	0,077345857	0,078935602	0,0201395
20	2500000	0,066314405	0,067472567	0,0171627
21	2500000	0,057284876	0,058142561	0,0147533
22	2500000	0,049822994	0,050467856	0,0127803
23	2500000	0,043602797	0,044094497	0,0111479
24	2500000	0,038376392	0,038755603	0,0097846
25	2500000	0,033952975	0,034248783	0,0086368
26	0	0	0	0
27	0	0	0	0
28	0	0	0	0
29	0	0	0	0
30	0	0	0	0
31	0	0	0	0
32	0	0	0	0

5M Repower	A (swept area) (m ²)	ρ (density of air) (kg/m³)	Hub Height (m)	Rotor Diameter (m)
Senvion	12469	1,2	95	126
V (m/s)	P (W)	CP	Cτ	а
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	141000	0,294480311	0,323120613	0,0886366
5	343000	0,366776272	0,415762963	0,1178230
6	636000	0,393568643	0,452373360	0,1299910
7	1067000	0,415802814	0,483950290	0,1408170
8	1615000	0,421618531	0,492414998	0,1437750
9	2289000	0,419696540	0,489609779	0,1427920
10	3166000	0,423182827	0,494709338	0,1445810
11	3984000	0,400090647	0,461514078	0,1330920
12	4748000	0,367268851	0,416423178	0,1180390
13	4978000	0,302860029	0,333470467	0,0917937
14	4999000	0,243509638	0,261966777	0,0704557
15	500000	0,198021959	0,209656597	0,0554937
16	500000	0,163165066	0,170799262	0,0446977
17	500000	0,136031775	0,141206352	0,0366444
18	500000	0,114596041	0,118198620	0,0304786
19	500000	0,097437543	0,100003601	0,0256593
20	500000	0,083540514	0,085404624	0,0218276
21	500000	0,072165437	0,073543314	0,0187369
22	500000	0,062765224	0,063799780	0,0162128
23	500000	0,054929244	0,055716319	0,0141287
24	500000	0,048345205	0,048951803	0,0123915
25	500000	0,042772743	0,043245270	0,0109308
26	0	0	0	0
27	0	0	0	0
28	0	0	0	0
29	0	0	0	0
30	0	0	0	0
31	0	0	0	0
32	0	0	0	0

```
clc
clear
% Open and read a text file
fileId = fopen('point Lemnos.txt');
% Convert the text file to cell contains
% floating numbers for inputs
fclose(fileId);
% Create table V contains wind speed values
V = table(1, 7);
V = V\{1\};
% Create table dates contains 3 different columns
% of year, month and day
date = table(:, 1:3);
date y = date\{1\};
date m = date\{2\};
date d = date{3};
dates = horzcat(date_y,date_m,date_d);
% Create column-table times contains hours
time = table(1, 4);
times = time{1};
% Join the 2 different tables "dates" and "times"
dates times = horzcat(dates, times);
% Extrapolation of wind speed to specific hub height
z = 94;
Vz = zeros(size(V));
  for i = 1:size(V)
      Vz(i) = V(i) *logm(z/0.0002)/logm(10/0.0002);
  end
% Read a text file of wind turbine characteristics
fileId2 = fopen('V112_3.0MW.txt');
table2 = textscan(fileId2, '%f %f %f %f');
fclose(fileId2);
% Create 4 column-tables that contain wind speed,
% power, power coefficient, thrust coefficient
swtV = table2(1,1);
swt V = swtV{1};
swtP = table2(1,2);
swt P = swtP\{1\};
swtCp = table2(1,3);
swt Cp = swtCp\{1\};
swtCt = table2(1,4);
swt Ct = swtCt\{1\};
% Apply linear interpolation to calculate the power
%at any given wind speed from the turbine power curve
Pz = zeros(size(Vz));
for i = 1:size(Vz)
    Pz(i) = interp1(swt_V,swt_P,Vz(i),'linear');
end
% Calculate the mean turbine power per year
j = 0;
 for ii = min(dates times(:,1)):max(dates_times(:,1));
        j = j + 1;
```

```
iyr = find(dates times(:,1)==ii);
        mean P per year(j,:) = nanmean(Pz(iyr, 1:end));
  end
% Calculate the mean annual turbine power
mean annual P = nanmean(mean P per year)
% Calculate the standard deviation (Su) and the mean value (Mu)
% of wind speed, per year
j = 0;
  for ii =min(dates times(:,1)):max(dates times(:,1));
        j = j+1;
        iyr = find(dates times(:,1)==ii);
        Mu(j,:) = nanmean(Vz(iyr, 1:end));
        Su(j,:) = nanstd(Vz(iyr, 1:end));
  end
% Calculate the Mean annual variability (MAV)
MAV each year = Su./Mu;
MAV = (sum(MAV each year)/j)*100
% Calculate the standard deviation of the annual mean wind speed
% and the overall mean value of wind speed
SMu = std(Mu);
Mu overall = mean(Vz);
Su overall = std(Vz);
% Calculate the Inter-annual variability (IAV)
IAV = (SMu/Mu overall)*100
%Calculate the weibull shape factor (k)
weibull k = Su overall/Mu overall
%Calculate the net operating time (percentage %) of turbines, per
year
 j = 0;
 k = 0;
   for ii = min(dates times(:,1)):max(dates times(:,1))
         j = j+1;
         iyr = find(dates times(:,1)==ii);
         L = length(iyr);
         a = 0;
            for i = k+1:k+L
                 if Pz(i) == 0
                      a = a+1;
                 end
            end
         k = k + L;
         perc ef per year(j,:) = 100-(a*100/L);
   end
%Calculate the net operating time for all the years (overall)
perc effective overall = mean(perc ef per year)
```