



ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ & ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ

Τεχνοοικονομική ανάλυση εγκατάστασης υπεράκτιων αιολικών πάρκων

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Αικατερίνη Μητσάκου

Επιβλέπων καθηγητής: Σπύρος Παπαευθυμίου

Χανιά 2018



Ευχαριστίες

Θα ήθελα να ευχαριστήσω ιδιαιτέρως τον καθηγητή μου κ. Παπαευθυμίου για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε καθώς και για την σημαντική υποστήριξη του καθ' όλη τη διάρκεια της εργασίας. Επίσης, ευχαριστώ την οικογένεια μου και τους φίλους μου για την όλη υποστήριξη και βοήθεια που μου παρείχαν.

Περίληψη

Σκοπός της εργασίας αποτελεί η μελέτη υπεράκτιων συστημάτων αξιοποίησης αιολικής ενέργειας, αναλύοντας σε τεχνοοικονομικό επίπεδο τη διαδικασία της εγκατάστασης και της λειτουργίας τους. Αρχικά, γίνεται μια εισαγωγή στην υπεράκτια αιολική ενέργεια και έπειτα αναλύονται εκτενώς τα οικονομικά της κατασκευής και της λειτουργίας των υπεράκτιων αιολικών εγκαταστάσεων. Έπειτα, δίνεται έμφαση στα κριτήρια αξιολόγησης των υπεράκτιων αιολικών δυνατοτήτων σε εξεταζόμενες τοποθεσίες και αναλύονται τα κυριότερα μέρη των υπεράκτιων Α/Γ. Στην πορεία, ακολουθεί μια παρουσίαση των πλωτών αιολικών πάρκων που αποτελούν ακόμη μια νέα τεχνολογία που εφαρμόστηκε πρώτη φορά το 2017, και αναλύεται η ενσωμάτωση αιολικών πάρκων στο δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Σε κάθε κεφάλαιο παρουσιάζεται το περιεχόμενο που αφορά το βασικό θέμα, καθώς και οι μελλοντικοί στόχοι που έχουν τεθεί για περεταίρω ανάπτυξη για τις ερχόμενες δεκαετίες όχι μόνο σε ευρωπαϊκό αλλά και σε παγκόσμιο επίπεδο. Στο τέλος, ακολουθεί μια σύγκριση προσομοιώσεων μέσω του λογισμικού μοντελοποίησης Openwind, μεταξύ χερσαίων και υπεράκτιων αιολικών πάρκων.

Περιεχόμενα

Ευχαριστίες.....	2
Περίληψη.....	3
1. Εισαγωγή στην υπεράκτια αιολική ενέργεια	6
1.1 Υπεράκτια αιολική ενέργεια	6
1.2 Υπεράκτια αιολικά πάρκα	9
1.3 Κόστος ενέργειας	10
2. Τα οικονομικά της κατασκευής και της λειτουργίας των υπεράκτιων αιολικών πάρκων .	12
2.1 Ανάπτυξη της υπεράκτιας αιολικής ισχύος.....	12
2.2 Κόστος Επένδυσης (Capital Expenditure – CAPEX)	13
2.2.1 Η ανάπτυξη στο κόστος επένδυσης	13
2.2.2 Το κόστος επένδυσης χωρισμένο σε στοιχεία κόστους.....	14
2.3 Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης (Operation & Maintenance Costs – O&M)	18
2.4 Καθοριστικοί οικονομικοί παράγοντες για την υπεράκτια αιολική ενέργεια	19
2.4.1 Μέγεθος έργου.....	20
2.4.2 Ισχύς ανεμογεννήτριας	21
2.4.3 Διάρκεια ζωής έργου	23
2.4.4 Απόσταση από τη ξηρά και βάθος θάλασσας.....	23
2.4.5 Σταθμισμένο κόστος ενέργειας (Levelized Cost of Energy - LCOE)	25
3. Χαρακτηριστικά και αξιολόγηση των αιολικών δυνατοτήτων για τα υπεράκτια αιολικά πάρκα	28
3.1 Αξιολόγηση αιολικών πόρων	28
3.2 Η φύση του υπεράκτιου αιολικού περιβάλλοντος	30
3.3 Απαραίτητοι παράμετροι δεδομένων.....	34
3.3.1 Ο άνεμος και άλλες μετεωρολογικές μεταβλητές	35
3.3.2 Οι μεταβλητές που σχετίζονται με το νερό και το βυθό της θάλασσας.....	37
3.3.3 Συνδεδεμένα χαρακτηριστικά.....	38
4. Σχεδιασμός και Τμήματα Ανεμογεννητριών	40
4.1 Πτερύγια	40
4.1.1 Επίδραση του αριθμού των πτερυγίων	40
4.1.2 Δρομέας που στρέφεται ανάντη/κατάντη του ανέμου (upwind versus downwind)	41
4.1.3 Υλικά πτερυγίων	42
4.1.4 Δομή πτερυγίων	44
4.1.5 Φόρτιση πτερυγίων	45

4.1.6 Αστοχίες πτερυγίων.....	46
4.2 Σχεδιασμός του κιβωτίου ταχυτήτων	46
4.3 Γεννήτρια.....	47
4.3.1 Βασική λειτουργία της γεννήτριας.....	47
4.3.2 Κύρια χαρακτηριστικά μιας καλής γεννήτριας	48
4.3.3 Διαφορές ανάμεσα σε γεννήτριες χερσαίων και υπεράκτιων Α/Γ και οι προκλήσεις που καλούνται να αντιμετωπίσουν οι υπεράκτιες γεννήτριες.	49
4.4 Σχεδιασμός των πύργων	51
5. Πλωτά αιολικά πάρκα (Floating Offshore Wind – FOW).....	54
5.1 Πλεονεκτήματα και δυνατότητες.....	55
5.2 Μελλοντικοί Στόχοι	56
5.3 Μείωση κόστους	57
6. Ενσωμάτωση των υπεράκτιων αιολικών πάρκων στο δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.....	59
6.1 Διάταξη υπεράκτιων αιολικών πάρκων	59
6.2 Καλωδίωση της σύνδεσης των υπεράκτιων ανεμογεννητριών με τις χερσαίες εγκαταστάσεις.....	61
6.2.1 Καλώδια μεταξύ των συστοιχιών (Inter-array cables)	61
6.2.2 Καλώδια μεταξύ των θαλάσσιων πλατφορμών (Inter-platform arrays)	62
6.2.3 Καλώδια εξαγωγής (Export cables)	64
6.2.4 Διάταξη καλωδίων και χωροθέτηση	65
7. Προσομοίωση χερσαίων και υπεράκτιων αιολικών πάρκων μέσω του Openwind	66
7.1 Περιπτώσεις προσομοιώσεων	70
7.2 Συμπεράσματα	77
8. Βιβλιογραφία.....	78

1. Εισαγωγή στην υπεράκτια αιολική ενέργεια

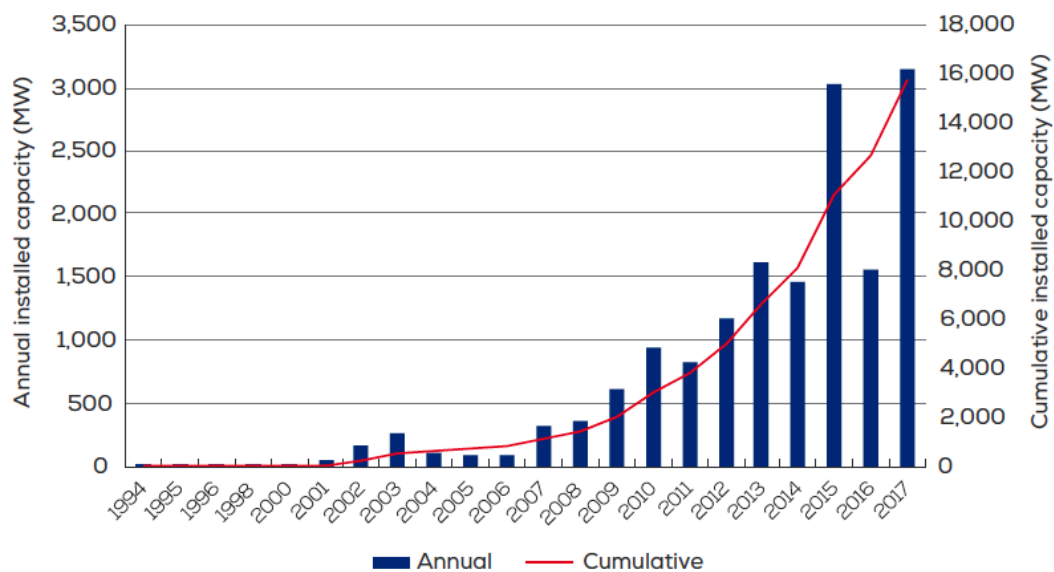
1.1 Υπεράκτια αιολική ενέργεια

Η ιστορία της χρήσης αιολικής ενέργειας ξεκίνησε με τη μορφή των ανεμόμυλων χιλιάδες χρόνια πριν. Στην σύγχρονη εποχή, η παραγωγή αιολικής ισχύος, είναι μια διαδικασία χρήσης της αιολικής ενέργειας προκειμένου να παράγουμε ηλεκτρική ενέργεια. Οι Α/Γ χρησιμοποιούνται ως μηχανισμός μετατροπής της κινητικής ενέργειας του ανέμου σε μηχανικό έργο και έπειτα σε ηλεκτρική ενέργεια με τη χρήση γεννήτριας. [1]

Ωστόσο, οι πιέσεις που ασκήθηκαν για την χρήση της γης και οι συντονισμένες εκστρατείες προκειμένου να εμποδιστούν οι κατασκευές νέων αιολικών πάρκων κατεύθυνε τους κατασκευαστές να σκεφτούν το ενδεχόμενο της ανάπτυξης αιολικών πάρκων στη θάλασσα. Στην πορεία όμως, αποδείχτηκε ότι τα υπεράκτια αιολικά πάρκα παρουσιάζουν σημαντικά πλεονεκτήματα. Καταρχήν, οι υπεράκτιοι άνεμοι έχουν περισσότερο στρωτή ροή (μικρότερη τύρβη) κάτι το οποίο αυξάνει τη διάρκεια ζωής των Α/Γ και μεγαλύτερες ταχύτητες κατά 20-25%. Επιπλέον, τα αιολικά πάρκα μπορούν να εγκατασταθούν σε σημεία που δεν εμφανίζουν οπτική και ακουστική όχληση. Τέλος, στη θάλασσα υπάρχει η δυνατότητα κατασκευής υπεράκτιων αιολικών πάρκων με εγκατεστημένη ισχύ της τάξης των 1,000 MW ή περισσότερο. [2]

Από τότε που αναπτύχθηκε το πρώτο υπεράκτιο αιολικό πάρκο στην Δανία στις αρχές του 1990, η χρήση του υπεράκτιου ανέμου ο οποίος πλεονεκτεί σε δύναμη και σταθερότητα αποτελούσε πάντα μέρος της ατζέντας ανάπτυξης της βιομηχανίας αιολικής ενέργειας.

Με την αυτοπεποίθηση και την τεχνική ικανότητα που είχε συσσωρευτεί λόγω της εμπειρίας στην ανάπτυξη χερσαίων αιολικών πάρκων, παρατηρήθηκε ότι η βιομηχανία υπεράκτιου αιολικού ανέμου ξεκίνησε να αναπτύσσεται σημαντικά στα μέσα του 2000, διπλασιάζοντας τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ της κάθε δύο με τέσσερα χρόνια. Σύμφωνα με την WindEurope, ο υπεράκτιος άνεμος στην Ευρώπη δείχνει μια καταγραφή 3,148 MW επιπρόσθετης εγκατεστημένης ισχύος το 2017. Αυτό αντιστοιχεί σε 560 νέες υπεράκτιες Α/Γ εγκατεστημένες σε 17 αιολικά πάρκα. Η Ευρώπη στη παρούσα φάση έχει μια συνολική εγκατεστημένη ισχύ της τάξης των 15,780 MW. Αυτό αντιστοιχεί σε 4,149 Α/Γ που βρίσκονται συνδεδεμένες εντός δικτύου σε έντεκα ευρωπαϊκές χώρες. Παρακάτω, στην **Εικόνα 1.1**, φαίνονται οι εγκαταστάσεις υπεράκτιων αιολικών πάρκων που έχουν δημιουργηθεί στην Ευρώπη από το 1994 έως το 2017. [3]



Source: WindEurope

Εικόνα 1.1: Σωρευτική και ετήσια εγκατάσταση υπεράκτιας αιολικής ενέργειας στην Ευρώπη. [3]

Το 2017 αποτέλεσε μια θεαματική χρονιά όσον αφορά τον τομέα του υπεράκτιου ανέμου σύμφωνα και με την GWEC (Global Wind Energy Council). Κατ' αρχήν, επιτεύχθηκε σημαντική μείωση τιμών με μηδενικές προσφορές για τον υπεράκτιο άνεμο στη Γερμανία, καθώς και μια ολοκληρωμένη προσφορά μηδενικής επιδότησης (subsidy-free) στην Ολλανδία. Επίσης, οι Α/Γ κατασκευάζονται σε ολοένα και μεγαλύτερο μέγεθος και το πλάνο της κατασκευής ενός νησιού υπεράκτιου ανέμου βρίσκεται σε εξέλιξη, το οποίο υπολογίζεται να έχει περισσότερη από τη διπλάσια υπεράκτια αιολική ισχύ που είναι ήδη εγκατεστημένη στην Ευρώπη. Από την άλλη, ο αριθμός των αγορών αυξάνεται με γρήγορο ρυθμό, έχοντας πλέον εισέλθει η Ινδία, η Αυστραλία, η Βραζιλία και η Τουρκία. Η γρήγορη ωρίμανση της τεχνολογίας σημαίνει ότι ο υπεράκτιος άνεμος αρχίζει να γίνεται μια δημοφιλής πηγή ενέργειας.

Μια ιστορική καταγραφή των 4,334 MW νέας υπεράκτιας αιολικής ισχύος εγκαταστάθηκε σε εννέα αγορές παγκοσμίως το 2017. Οπότε, αθροιστικά υπάρχουν πλέον 18,814 MW εγκατεστημένης υπεράκτιας αιολικής ισχύος σε 17 αγορές στο κόσμο, όπως φαίνεται και στην **Εικόνα 1.2**.

Στο τέλος του 2017, σχεδόν 84% (15,780 MW) υπεράκτιων εγκαταστάσεων βρίσκονταν στα νερά της ακτής έντεκα Ευρωπαϊκών χωρών. Το υπόλοιπο 16% ήταν εγκατεστημένο κυρίως σε Κίνα, ακολουθούμενο από Βιετνάμ, Ιαπωνία, Νότια Κορέα, Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής και Ταϊβάν.

Το Ηνωμένο Βασίλειο κατέχει τη πρώτη θέση στην παγκόσμια αγορά υπεράκτιας αιολικής ενέργειας και συγκεντρώνει πάνω από το 36% της

συνολικής εγκατεστημένης ισχύος στον κόσμο, ακολουθούμενο από τη Γερμανία που έρχεται δεύτερη με 28.5%. Η Κίνα βρίσκεται στην τρίτη θέση στην παγκόσμια κατάταξη με σχεδόν 15%. Στην συνέχεια η Δανία κατέχει το 6.8%, η Ολλανδία το 5.9%, το Βέλγιο το 4.7% και η Σουηδία το 1.1%. Οι υπόλοιπες αγορές, όπως το Βιετνάμ, η Φινλανδία, η Ιαπωνία, η Νότια Κορέα, οι Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής, η Ιρλανδία, η Ταϊβάν, η Ισπανία, η Νορβηγία και η Γαλλία δημιουργούν ισορροπία στην αγορά.

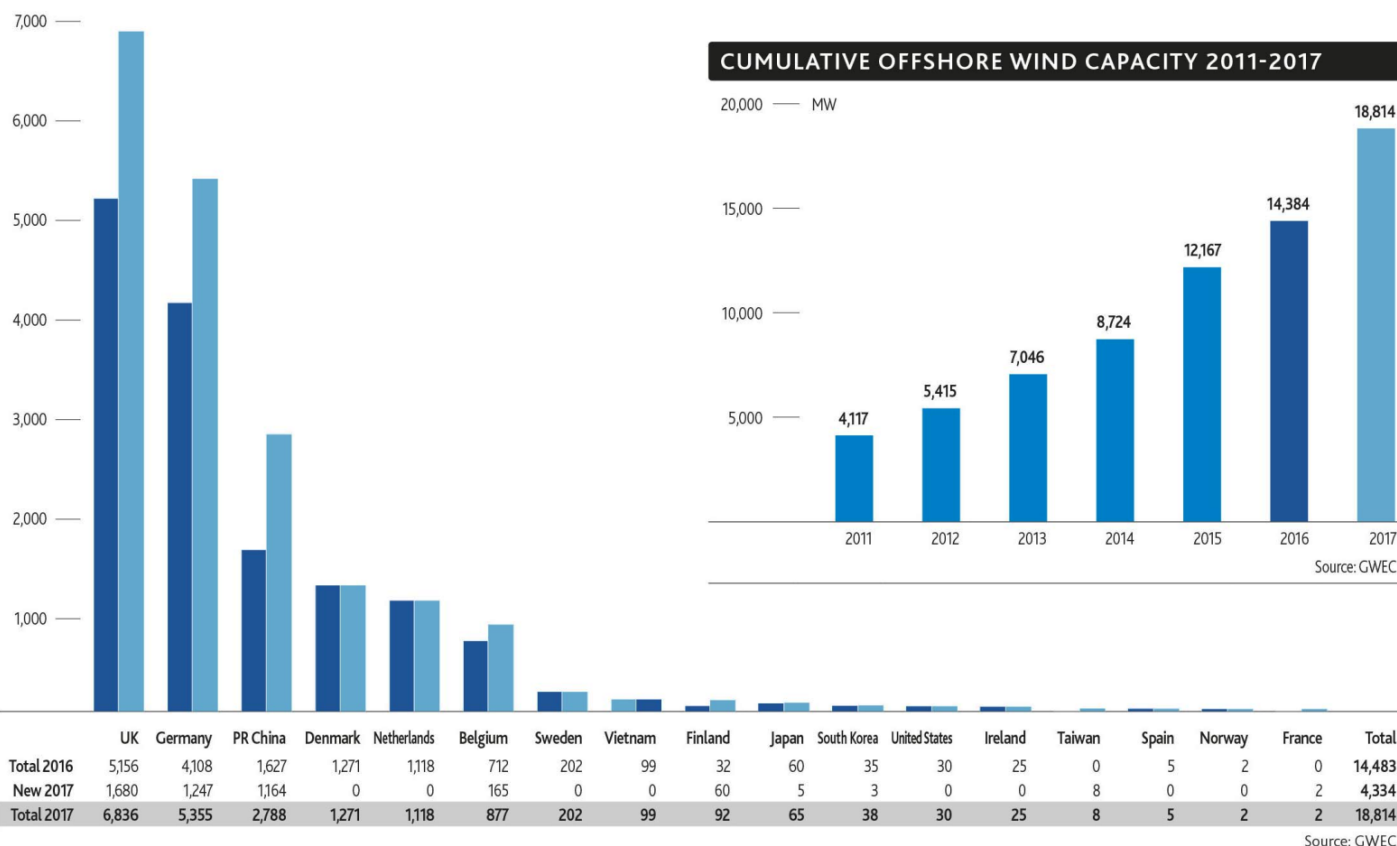
Η εξάπλωση της βιομηχανίας υπεράκτιου ανέμου πέρα από τη Βόρεια Ευρώπη, από όπου ξεκίνησε, προς Βόρεια Αμερική, Ανατολική Ασία, Ινδία και στις υπόλοιπες χώρες, αποτελεί πλέον γεγονός. Το πρώτο υπεράκτιο αιολικό πάρκο συνδέθηκε το 2016 στις ΗΠΑ, η βιομηχανία υπεράκτιου ανέμου στη Κίνα έχει πλέον απογειωθεί, και η Ταϊβάν έχει προγραμματίσει ένα αρκετά φιλόδοξο σχέδιο. Ο αριθμός των χωρών που προγραμματίζουν πιλοτικά έργα και η ανάπτυξη εμπορικών υπεράκτιων αιολικών πάρκων μεγάλης κλίμακας, ολοένα και αυξάνεται.

Εν τω μεταξύ, ο υπεράκτιος άνεμος έχει πλέον τις πρώτες του προσφορές με μηδενική τιμή (subsidy free), δηλαδή χωρίς επιδότηση για υπεράκτια έργα στη Γερμανία, καθώς και μια πλήρη προσφορά χωρίς επιδότηση στη Ολλανδία, με τους προνομιούχους της νέας υπεράκτιας εγκατεστημένης ισχύος να μην λαμβάνουν κάτι παραπάνω από τη χονδρική τιμή ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό πρακτικά σημαίνει ότι η εν λόγω τεχνολογία έχει κάνει άλματα σε όρους απόδοσης και θα συμμετέχει κανονικά στην αγορά από τα μέσα της επόμενης δεκαετίας. Οπότε, οι τιμές υπεράκτιου ανέμου για τα έργα που πρόκειται να ολοκληρωθούν μέσα στα επόμενα πέντε χρόνια ή παραπάνω είναι οι μισές από εκείνες της προηγούμενης πενταετίας, και αυτή η τάση είναι πολύ πιθανό να συνεχιστεί.

Οι βασικές αιτίες της όλης ανάπτυξης αποτελούν η ωρίμανση της βιομηχανίας, και η ανάπτυξη και εξέλιξη της τεχνολογίας και της διαχείρισης, που έχουν αναπτύξει ένα αίσθημα εμπιστοσύνης στους επενδυτές. Επιπλέον, ένας ακόμη βασικός λόγος αποτελεί η εισαγωγή και η ανάπτυξη μιας νέας γενιάς Α/Γ με υπερμεγέθη περιοχή σάρωσης και τεράστια παραγωγή. [4]

GLOBAL CUMULATIVE OFFSHORE WIND CAPACITY IN 2017

8,000 — MW Cumulative capacity 2016 Cumulative capacity 2017



Εικόνα 1.2: Σωρευτική εγκατάσταση υπεράκτιας αιολικής ενέργειας ανά χώρα το 2016 και το 2017, και αθροιστικά παγκοσμίως από το 2011 έως το 2017. [4]

1.2 Υπεράκτια αιολικά πάρκα

Η ανάπτυξη της υπεράκτιας αιολικής ισχύος μπορεί να χωριστεί σε δύο επίπεδα, στο επίπεδο του αιολικού πάρκου και σε εκείνο της Α/Γ. Όσον αφορά το επίπεδο του αιολικού πάρκου, η ισχύς που παράγεται από τις Α/Γ που το απαρτίζουν, συλλέγεται μέσω μιας σύνδεσης μεταξύ των διατάξεων σε έναν υπεράκτιο υποσταθμό, ή μερικές φορές σε περισσότερους από έναν υποσταθμούς. Η ηλεκτρική ενέργεια που δημιουργείται μεταφέρεται στην στεριά με τη μορφή εναλλασσόμενου (AC) ή συνεχούς ρεύματος (DC) μέσω ενός υποθαλάσσιου συστήματος μετάδοσης, το οποίο μερικές φορές αποτελείται από πολλαπλές συνδέσεις προκειμένου να αυξηθεί η διαθεσιμότητα και η ασφάλεια.

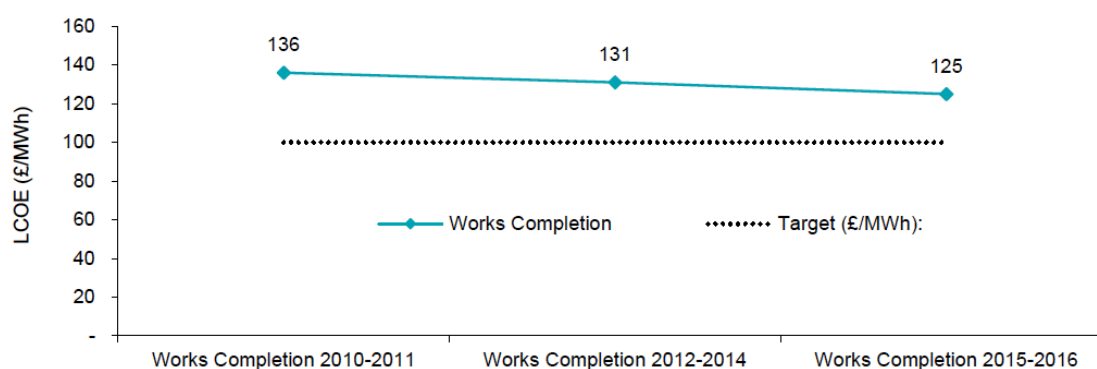
Τα πρώτα αιολικά πάρκα βρισκόταν περίπου στα 10km από τη στεριά και σε βάθος που δεν ξεπερνούσε τα 20m. Ωστόσο, όσο η διαθεσιμότητα τοποθεσιών με τις συγκεκριμένες προδιαγραφές εξαντλούνταν, νέα αιολικά πάρκα εγκαταστάθηκαν σε περιοχές που ήταν πιο απομακρυσμένες από τη στεριά και είχαν μεγαλύτερο βάθος. Για παράδειγμα, το “Dogger Bank”, το οποίο

θεωρείται ένα από τα μεγαλύτερα αιολικά πάρκα παγκοσμίως, και βρίσκεται υπό κατασκευή, είναι εγκατεστημένο σε απόσταση μεγαλύτερη των 100km από τη στεριά και η απόσταση που λαμβάνει από άκρη σε άκρη είναι πάνω από 260km. Γενικά, η ανάπτυξη μεγαλύτερων υπεράκτιων αιολικών πάρκων σε πιο μακρινή απόσταση από τη στεριά θα μπορούσε να επιτρέψει την είσπραξη υψηλότερων ποσοστών ενέργειας και κατά συνέπεια καλύτερη εξοικονόμηση κέρδους.

Η αύξηση του μεγέθους των αιολικών πάρκων και της απόστασης από τη στεριά αποτελούν βασικούς στόχους στην μελλοντική ανάπτυξη υπεράκτιων αιολικών πάρκων. Προκειμένου να μειωθεί η εξάρτηση που υπάρχει για εγκατάσταση σε μέρη με αβαθή ύδατα και να διερευνηθούν πηγές με υψηλά ποσά ανέμου που βρίσκονται σε πιο απομακρυσμένες και με μεγαλύτερο βάθος περιοχές στην θάλασσα, μια λύση αποτελούν οι πλωτές Α/Γ οι οποίες μάλιστα έχουν αναπτυχθεί πάρα πολύ τα τελευταία χρόνια. Τα προβλήματα που αφορούν αυτού του τύπου τις Α/Γ όπως μείωση του φορτίου τάσεων, υπολογισμός περιθωρίου σχεδιασμού και επιχειρησιακή σταθερότητα έχουν αρχίσει να διευθετούνται προκειμένου να γίνει εφικτή η πρακτικότητα τους. [1] [5]

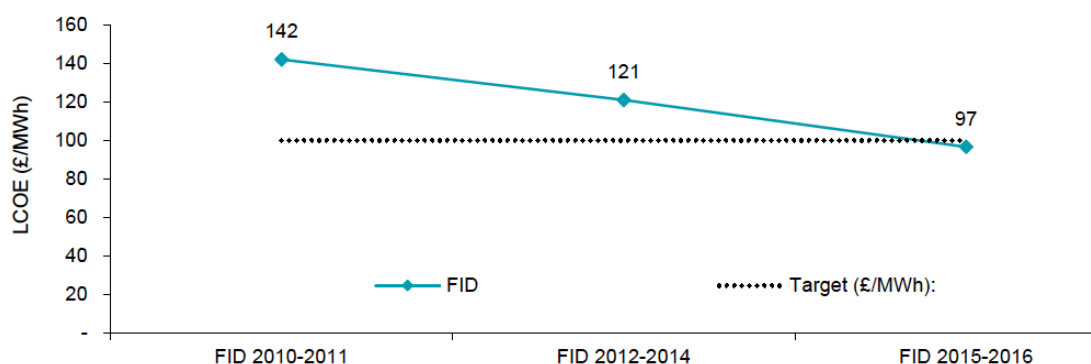
1.3 Κόστος ενέργειας

Είναι γνωστό ότι η επιτυχία ολόκληρης της βιομηχανίας παραγωγής εναλλακτικής ισχύος είναι άμεσα εξαρτημένη από το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (levelized cost of energy – LCOE). Το 2016, το Offshore Renewable Energy Catapult δημοσίευσε μια αξιολόγηση, παρουσιάζοντας μείωση της τιμής του LCOE για τον υπεράκτιο άνεμο η οποία υπολογίζονταν στις £136/MWh για τα έργα που ολοκληρώθηκαν το 2010-2011, και μειώθηκε μετά στις £131/MWh για τα έργα του 2012-2014, για να φτάσει τις £125/MWh για τα έργα του 2015-2016 (Εικόνα 1.3).



Εικόνα 1.3: Γράφημα που παρουσιάζει τη πορεία του σταθμισμένου κόστους (LCOE) για τα έργα που έχουν ολοκληρωθεί από το 2010 έως το 2016. [6]

Επίσης η τιμή του LCOE για τα έργα τα οποία λήφθηκε η τελική επενδυτική απόφαση το 2010-2011, δηλαδή με FID 2010-2011 (όπου FID: Final Investment Decision) ήταν £142/MWh, και για εκείνα με FID 2012-2014 το LCOE ήταν £121/MWh. Τέλος, τα πιο πρόσφατα έργα με FID 2015-2016 υπολογίστηκε ότι το LCOE τους ήταν £97/MWh, δηλαδή μειώθηκε 32% σε μια πενταετία (**Εικόνα 1.4**).



Εικόνα 1.4: Γράφημα που παρουσιάζει το μέσο σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE) σε σχέση με τα έργα με FID (Final Investment Decision) από το 2010 έως το 2016. [6]

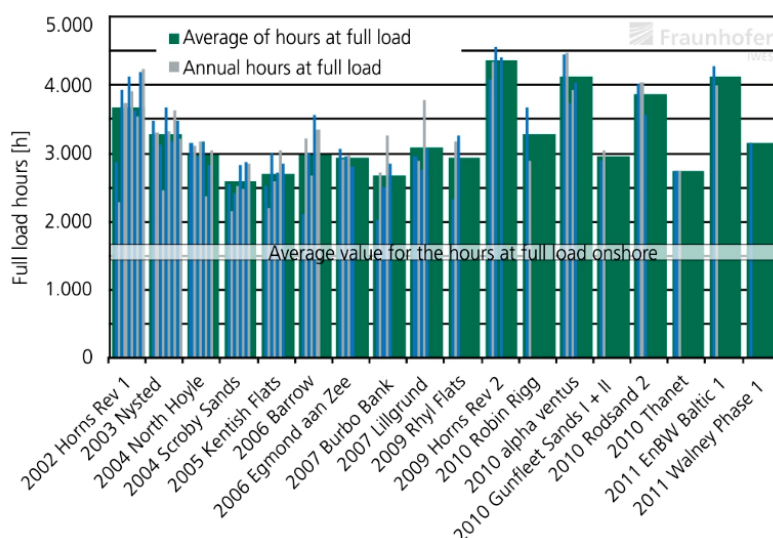
Η απόδοση, η οποία περιλαμβάνει την απόδοση του σχεδιασμού, την απόδοση του συστήματος, την επιχειρησιακή απόδοση και την διαθεσιμότητα του συστήματος, αποτελούν βασικά στοιχεία στην μείωση του κόστους της ισχύος από υπεράκτια αιολική ενέργεια. Μεταξύ άλλων παραμέτρων, η ετήσια διαθεσιμότητα και το OPEX (Operation and Maintenance Expenditure) των εργοστασίων παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος αποτελούν έναν από τους πιο απλούς δείκτες μέτρησης της απόδοσης όπου επηρεάζει το κόστος ενέργειας. Η βιομηχανία υπεράκτιου ανέμου (Offshore), εκτός του υψηλού κεφαλαίου επένδυσης (CAPEX - Capital Expenditure) που χρειάζεται, έχει και υψηλό OPEX, συγκρινόμενη με τη αντίστοιχη που βρίσκεται χερσαία (Onshore). Το OPEX κατά τη διάρκεια της ζωής ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου αποτελεί σχεδόν το 90% του CAPEX του. [1] [6]

2. Τα οικονομικά της κατασκευής και της λειτουργίας των υπεράκτιων αιολικών πάρκων

2.1 Ανάπτυξη της υπεράκτιας αιολικής ισχύος

Σε αρκετές χώρες, οι υπεράκτιες Α/Γ αρχίζουν να κατέχουν εξαιρετικά σημαντικό ρόλο στην ανάπτυξη αιολικής ισχύος, ειδικά στο βόρειο-δυτικό μέρος της Ευρώπης. Χωρίς καμία αμφιβολία, οι κύριοι λόγοι είναι ότι οι χερσαίες τοποθεσίες είναι περιορισμένες καθώς και το ότι η χρήση αυτών, σε ένα βαθμό, συναντά αντιδράσεις από τη τοπική κοινωνία. Οπότε, όλα τα προηγούμενα συν την αξιοσημείωτη παραγωγή υψηλών ποσών ενέργειας από τις Α/Γ που είναι εγκατεστημένες υπεράκτια, εν συγκρίσει με εκείνες που τοποθετούνται σε χερσαίες εκτάσεις, έχουν ανοίξει το δρόμο για επενδυτικό ενδιαφέρον στην ανάπτυξη υπεράκτιων αιολικών πάρκων.

Όπως και στις χερσαίες Α/Γ, οι συνθήκες ανέμου που επικρατούν εκεί που είναι τοποθετημένες οι υπεράκτιες Α/Γ καθορίζουν τη παραγωγή της ισχύος και αποτελούν τον κυρίαρχο παράγοντα για το καθορισμό του κόστους ανά παραγόμενη μονάδα ηλεκτρικού ρεύματος. Γενικά, οι συνθήκες του ανέμου στη θάλασσα χαρακτηρίζονται από υψηλότερη μέση ταχύτητα και μεγαλύτερη σταθερότητα συγκρινόμενες με εκείνες του ανέμου της ξηράς. Για παράδειγμα στο υπεράκτιο αιολικό πάρκο “Horns Rev 2” στην Δανία, υπολογίστηκε ότι οι Α/Γ συμπληρώνουν πάνω από 4,200 ώρες χρόνο εκμετάλλευσης (full load hours) ανά έτος (αν υποθέσουμε μια μέση χρονιά ανέμου). Αυτό αντιστοιχεί σε συντελεστή εκμετάλλευσης (capacity factor) σχεδόν 50%, κάτι το οποίο είναι συγκρίσιμο με πολλά μικρά συμβατικά εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος. Για τα περισσότερα υπεράκτια αιολικά πάρκα εκτιμάται χρόνος εκμετάλλευσης πάνω από 3,000 ώρες τον χρόνο, δηλαδή πολύ πιο υψηλά από τα χερσαία αιολικά πάρκα, κάτι που ως αποτέλεσμα αντισταθμίζει το επιπλέον κόστος των πρώτων. [7]



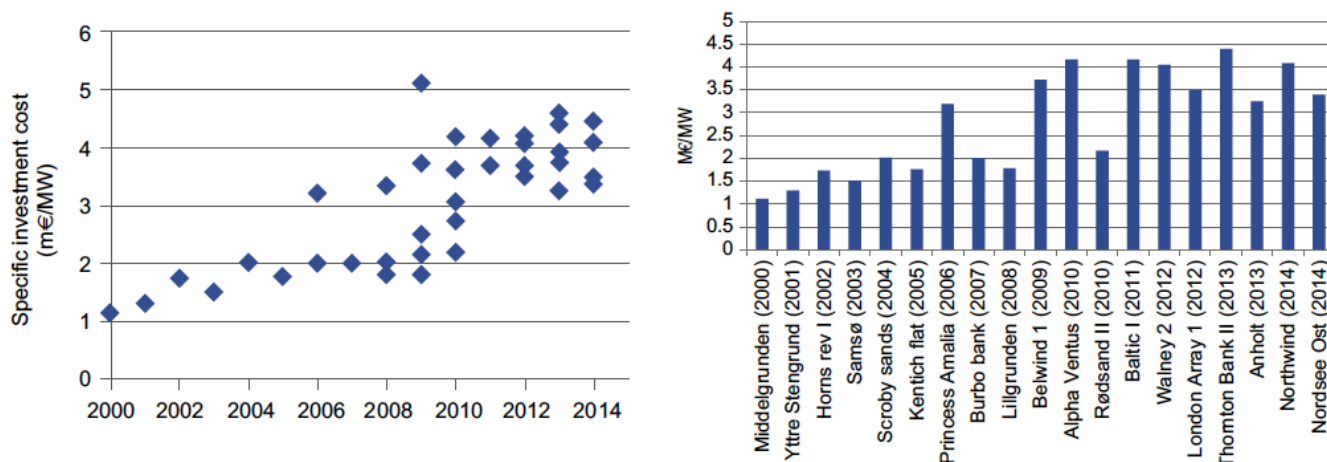
Εικόνα 2.1: Μέσος και ετήσιος χρόνος εκμετάλλευσης υπεράκτιων υπεράκτιων αιολικών πάρκων με μέση εγκατεστημένη ισχύ 45 MW. [8]

2.2 Κόστος Επένδυσης (Capital Expenditure – CAPEX)

2.2.1 Η ανάπτυξη στο κόστος επένδυσης

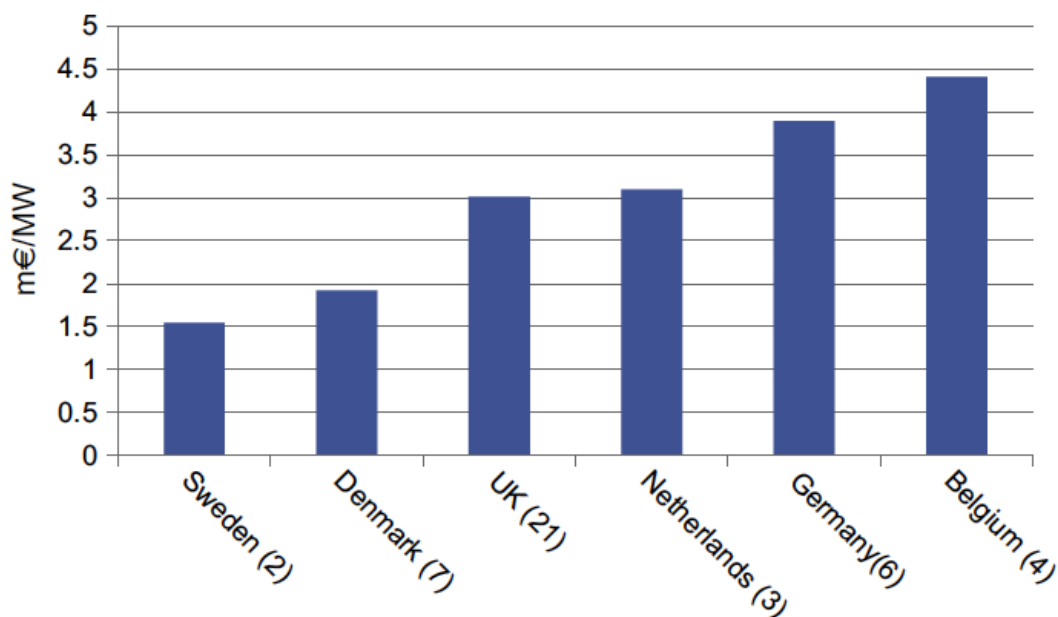
Τα υπεράκτια αιολικά πάρκα χαρακτηρίζονται ως επιχείρηση έντασης κεφαλαίου (capital-intensive). Ένας βασικός λόγος αποτελεί ότι τα άμεσα έξοδα επένδυσης αποτελούν περίπου το 75% του συνολικού κόστους κατά τη διάρκεια ζωής τους, κάτι το οποίο είναι εξαιρετικά υψηλό αν το συγκρίνουμε με άλλες τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος. Συνήθως τα έξοδα επένδυσης αποτελούν περίπου το 40% του κόστους ενέργειας σε ένα συμβατικό εργοστάσιο παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος. Επίσης, αναλύοντας την επένδυση από άποψη MW, ο υπεράκτιος άνεμος είναι 50% πιο ακριβός σε σχέση με τον χερσαίο. Το υψηλότερο κόστος κεφαλαίου στα υπεράκτια αιολικά πάρκα οφείλεται στις μεγαλύτερες κατασκευές και στην σύνθετη μεταφορά για εγκατάσταση των πύργων. Το κόστος της υποθαλάσσιας θεμελίωσης, της κατασκευής, των εγκαταστάσεων και της σύνδεσης δικτύου είναι σημαντικά πιο υψηλό από το αντίστοιχο για τα χερσαία αιολικά πάρκα. Κατά γενικό κανόνα, οι υπεράκτιες Α/Γ είναι κατά 20% πιο ακριβές και οι πύργοι με τις θεμελιώσεις κοστίζουν περίπου 2.5 φορές τη τιμή ενός έργου παρόμοιου μεγέθους που θα κατασκευαζόταν στη ξηρά.

Όπως φαίνεται στην **Εικόνα 2.2** τα ειδικά κόστη επένδυσης των υπεράκτιων αιολικών πάρκων έχουν αυξηθεί παρά τα κατά πολύ μεγαλύτερα αιολικά πάρκα και κατά συνέπεια τις προσδοκώμενες οικονομίες κλίμακας (economies of scale). Η βασική αιτία αποτελεί το ότι έχει αυξηθεί η απόσταση από τη στεριά καθώς και το βάθος της θάλασσας στις τοποθεσίες που πραγματοποιούνται εγκαταστάσεις. Επίσης, λίγο πριν το 2010 υπήρχε καθυστέρηση στις προμήθειες και αύξηση στις τιμές των εξαρτημάτων. Εν κατακλείδι, τα κόστη επένδυσης για τις υπεράκτιες εγκαταστάσεις δεν έχουν μειωθεί με τον ίδιο ρυθμό όπως είχε παρατηρηθεί τα προηγούμενα χρόνια να συμβαίνει στις χερσαίες.



Εικόνα 2.2: Ειδικά κόστη επένδυσης των υπεράκτιων αιολικών πάρκων στην Ευρώπη (M€/MW). Αριστερά: Όλα τα αιολικά πάρκα σε βάση δεδομένων. Δεξιά: Επιλεγμένα αιολικά πάρκα. [7]

Αξίζει να σημειωθεί ότι κάποιες χώρες έχουν σημαντικά χαμηλότερο κόστος επένδυσης σε σχέση με άλλες (**Εικόνα 2.3**). Πιο συγκεκριμένα το Βέλγιο φαίνεται να είναι η χώρα με το υψηλότερο κόστος επένδυσης ακολουθούμενη από την Γερμανία και την Ολλανδία. Στην άλλη άκρη με το χαμηλότερο κόστος επένδυσης βρίσκεται η Σουηδία και έπειτα η Δανία. Ένα μέρος αυτής της απόκλισης μπορεί να εξηγηθεί από τις διαφορές στο πότε εγκαταστάθηκαν τα αιολικά πάρκα, στο μέγεθος των Α/Γ, στο βάθος της θάλασσας και στην απόσταση από τη στεριά. [7]



Εικόνα 2.3: Μέσο ειδικό κόστος επένδυσης κατηγοριοποιημένο ανά χώρα. Στην παρένθεση αναφέρεται ο αριθμός των αιολικών πάρκων κάθε χώρας, που αναπαρίστανται στην βάση δεδομένων. [7]

2.2.2 Το κόστος επένδυσης χωρισμένο σε στοιχεία κόστους

Το κόστος επένδυσης για ένα υπεράκτιο αιολικό πάρκο τυπικά μοιράζεται σε συγκεκριμένα μέρη τα οποία περιλαμβάνουν την Α/Γ, την θεμελίωση, την καλωδίωση κλπ. Ο παρακάτω πίνακας (**Πίνακας 2.1**) παρουσιάζει έναν τρόπο κατηγοριοποίησης για αυτά τα κόστη και εξηγεί τι περιλαμβάνουν.

Οι Α/Γ αποτελούν το πιο δαπανηρό στοιχείο ενός έργου υπεράκτιου αιολικού πάρκου, και υπολογίζονται κάπου στο 40-60% του συνολικού κόστους. Τα πτερύγια των Α/Γ και οι πύργοι αποτελούν περίπου το μισό του συνολικού κόστους των Α/Γ. Η εγκατάσταση αποτελεί τυπικά το δεύτερο μεγαλύτερο κόστος μετά τις Α/Γ, καθώς κατέχει σχεδόν το ένα τέταρτο του συνολικού κόστους επένδυσης. Τα κόστη εγκατάστασης δεν είναι συχνά ορατά στις αναλύσεις κόστους, καθώς συχνά παρουσιάζονται ως ένα ενσωματωμένο μέρος του κόστους της Α/Γ, της θεμελίωσης και της καλωδίωσης αντίστοιχα. Το τρίτο

στοιχείο με μεγαλύτερο κόστος αποτελεί η θεμελίωση η οποία υπολογίζεται περίπου στο 20% του κόστους επένδυσης.

Συνολικά, περίπου το ένα τρίτο του κόστους συνολικής επένδυσης είναι το κόστος εργασίας, το άλλο ένα τρίτο είναι τα υλικά, και το υπόλοιπο ένα τρίτο περιλαμβάνει υπηρεσίες, ασφάλεια και άλλα γενικά έξοδα. Τα βασικά προϊόντα που περιλαμβάνονται στα κόστη υλικών είναι ο υαλοβάμβακας, το ατσάλι, ο σίδηρος, και ο χαλκός, τα οποία αποτελούν το 90% του κόστους υλικού της Α/Γ. [7]

Πίνακας 2.1: Το κόστος επένδυσης χωρισμένα σε στοιχεία κόστους. [7]

Στοιχεία Κόστους	Παραδείγματα λεπτομερών στοιχείων κόστους ανά κατηγορία
Ανάπτυξη και Διαχείριση Έργου	Σχεδιασμός, διαχείριση, συναίνεση, αμοιβή παροχής συμβουλευτικών υπηρεσιών
Α/Γ	Πύργος, πτερύγια, πλήμνη και έδρανα του στροφείου, κύριος άξονας, κύριος σκελετός, κιβώτιο ταχυτήτων, γεννήτρια, σύστημα εκτροπής, σύστημα ρύθμισης της κλίσης πτερυγίου, μετατροπέας ισχύος, μετασχηματιστής, σύστημα φρένων περιστροφής, θάλαμος ανεμογεννήτριας, καλωδίωση
Θεμελίωση	Θεμελίωση, τμήμα μετάβασης (transition piece)
Υπεράκτιες ηλεκτρικές εγκαταστάσεις (συμπεριλαμβανομένων των κινητών βοηθητικών συστημάτων – balance of plant, BOP)	Σύστημα συλλογής, σύστημα ενσωμάτωσης, υπεράκτιος υποσταθμός. Σύστημα μετάδοσης, σύστημα επανόρθωσης αντιδραστικής ισχύος, ηλεκτρικά εξαρτήματα, καλώδιο εξαγωγής (κύριο καλώδιο προς την ακτή)
Σύνδεση δικτύου στην ξηρά	Ειδικά καλώδια στην ξηρά, απομονωτές, διακόπτης υπό τον έλεγχο του διαχειριστή δικτύου στη ξηρά.
Εγκατάσταση (των Α/Γ, των θεμελιώσεων, των καλωδίων και του ηλεκτρικού εξοπλισμού)	Κόστος μεταφοράς, κόστος ναύλωσης πλοίων, εργατικό κόστος

Οικονομικά κόστη	Χρηματοδότηση, τραπεζικά τέλη, χρεόγραφα
Διάφορα	Υπηρεσίες, ασφάλιση και άλλα γενικά έξοδα

Όπως είναι αναμενόμενο, ο διαχωρισμός των στοιχείων κόστους διαφέρει αρκετά μεταξύ μελετών για διαφορετικά αιολικά πάρκα. Ωστόσο, για να επιτευχθεί πιο ολοκληρωμένη παρουσίαση της κατανομής των εξόδων, παρουσιάζονται δύο παραδείγματα. Το πρώτο αφορά τον μέσο όρο δύο δανέζικων υπεράκτιων αιολικών πάρκων, του Horns Rev I και του Nysted, και το δεύτερο είναι το σουηδικό υπεράκτιο αιολικό πάρκο Lillgrund.

Το Horns Rev I, το οποίο ολοκληρώθηκε το 2002, βρίσκεται περίπου 18 km από τη δυτική ακτή του Jutland (δυτικά του Esbjerg). Είναι εξοπλισμένο με 80×2 MW Α/Γ, δηλαδή συνολική του εγκατεστημένη ισχύς είναι 160 MW. Το Nysted, το οποίο ολοκληρώθηκε το 2003, βρίσκεται στην Βαλτική θάλασσα, νότια της νήσου Lolland, 11 km από την ακτή, και αποτελείται από 72×2.3 MW Α/Γ, δηλαδή η συνολική του εγκατεστημένη ισχύς είναι 165 MW. Και τα δύο αιολικά πάρκα διαθέτουν δικούς τους σταθμούς μετασχηματιστή, οι οποίοι είναι τοποθετημένοι στα αντίστοιχα μέρη, και είναι συνδεδεμένοι μέσω καλωδίων μεταφοράς στο δίκτυο υψηλής τάσης στην ακτή. Τα αιολικά πάρκα διαχειρίζονται από τους σταθμούς ελέγχου που βρίσκονται στην στεριά, οπότε και δεν απαιτείται προσωπικό που να εργάζεται στην θάλασσα.

Το Lillgrund βρίσκεται νότια της γέφυρας Oresund που συνδέει την Κοπεγχάγη και το Μάλμε, σχεδόν 8 km από την Σουηδική ακτή. Το Lillgrund είναι εξοπλισμένο με 48×2.3 MW Α/Γ, δηλαδή 110 MW συνολικά. Το μέσο κόστος επένδυσης που σχετίζεται με τα παραπάνω αιολικά πάρκα, παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα χωρισμένο σε κάποια κύρια στοιχεία (**Πίνακας 2.2**).

Πίνακας 2.2: Μέσα επενδυτικά κόστη ανά MW των υπεράκτιων αιολικών πάρκων Horns Rev I, Nysted και Lillgrund χωρισμένα σε στοιχεία κόστους.

[7]

	Horns Rev I & Nysted		Lillgrund	
	Επενδύσεις 1,000€/MW	Ποσοστό %	Επενδύσεις 1,000€/MW	Ποσοστό %
Α/Γ (συμπεριλαμβανομένης μεταφοράς και ανέγερσης)	872	49	1074	57

Σταθμός μετασηματιστή και κύριο καλώδιο προς την ακτή	289	16	244	13
Εσωτερικό δίκτυο μεταξύ των Α/Γ	91	5	-	-
Θεμελιώσεις	375	21	361	19
Σχεδιασμός, διαχείριση έργου	107	6	60	3
Περιβαλλοντολογική ανάλυση	54	3	-	-
Άλλοι ανάδοχοι έργου (contractors)	-	-	80	4
Διάφορα	11	<1	54	3
Σύνολο	1798	~100	1873	~100

Σημείωση: Τα Horns Rev και Nysted υπολογίστηκαν σε τιμές του 2007. (1 € = 7.45 DKK = 9.31 SEK)

Το συνολικό κόστος για κάθε ένα από τα δύο δανέζικα αιολικά πάρκα είναι σχεδόν 260 εκ. €, ενώ το κόστος για το σουηδικό πάρκο υπολογίζεται περίπου στα 215 εκ. €.

Οπότε, συγκρίνοντας τις υπεράκτιες με τις χερσαίες Α/Γ οι κύριες διαφορές στο κόστος κατασκευής αφορούν δύο θέματα.

- Οι θεμελιώσεις έχουν μεγαλύτερο κόστος για στις υπεράκτιες Α/Γ. Το κόστος εξαρτάται από το βάθος της θάλασσας και από τον τρόπο κατασκευής που θα επιλεγεί. Για παράδειγμα, στο Horns Rev I έχουν χρησιμοποιηθεί θεμελιώσεις μονής στήλης (monopiles) ενώ οι Α/Γ στο Nysted έχουν ανεγερθεί σε θεμελιώσεις σκυροδέματος. Για μια συμβατική Α/Γ που θα τοποθετηθεί στην στεριά, το ποσοστό που διατίθεται για τη θεμελίωση από το συνολικό κόστος είναι περίπου 5-9%. Σε ένα μέσο έργο εκ των τριών που αναφέρθηκαν παραπάνω, η θεμελίωση αποτελεί το 20%, κάτι που τη καθιστά πολύ πιο ακριβή από την αντίστοιχη στην ξηρά.

- Ο σταθμός μετασχηματιστή και τα υποθαλάσσια καλώδια μετάδοσης. Οι συνδέσεις από τις Α/Γ στον κεντρικά τοποθετημένο μετασχηματιστή, και από τον μετασχηματιστή στην ακτή έχουν επιπλέον κόσθη, τα οποία είναι σαφώς μικρότερα στα χερσαία αιολικά πάρκα. Για τα αιολικά πάρκα Horns Rev I, Nysted και Lillgrund, το μέσο ποσοστό κόστους για τον μετασχηματιστή και τα υποθαλάσσια καλώδια μετάδοσης είναι μεταξύ 13% και 21%. Στο Horns Rev I και στο Nysted ένα μικρό ποσοστό αυτού, γύρω στο 5% σχετίζεται με το εσωτερικό δίκτυο μεταξύ των Α/Γ. [7][5]

2.3 Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης (Operation & Maintenance Costs – O&M)

Μετά το κόστος επένδυσης, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης (operation & maintenance – O&M) αποτελεί ένα μεγάλο ποσοστό του συνολικού κόστους μιας Α/Γ. Συνεπώς, το κόστος O&M μπορεί εύκολα να αποτελέσει το 25-30% του συνολικού επιπέδου του κόστους ανά kWh που παράγεται κατά τη διάρκεια ζωής της Α/Γ. Εάν η Α/Γ είναι σχετικά καινούργια, το ποσοστό αυτό μπορεί να είναι 20-25%, αλλά αυτό μπορεί να αυξηθεί το λιγότερο σε 30-35% προς το τέλος της διάρκειας ζωής της. Σαν αποτέλεσμα το O&M κόστος προσελκύει μεγαλύτερη προσοχή καθώς οι κατασκευαστές προσπαθούν να το μειώσουν σημαντικά αναπτύσσοντας νέους σχεδιασμούς ανεμογεννητριών που θα απαιτούν λιγότερες επισκέψεις για επισκευές και λιγότερες διακοπές λειτουργίας, κάτι το οποίο είναι εξαιρετικά σημαντικό για τις υπεράκτιες Α/Γ. Επίσης, δίνεται μεγάλη έμφαση στην ανάπτυξη της τεχνολογίας παρακολούθησης της κατάστασης τους, αφού κάτι τέτοιο μπορεί να μπορεί να εφαρμοστεί τόσο στους νέους σχεδιασμούς όσο και στους ήδη υπάρχοντες.

Τα O&M κόστη για τα υπεράκτια αιολικά πάρκα περιλαμβάνουν:

- Ασφάλεια
- Τακτική συντήρηση
- Επιδιόρθωση
- Ανταλλακτικά
- Πρόσβαση στην αποβάθρα και τις Α/Γ
- Διαχείριση

Για τα υπεράκτια αιολικά πάρκα, ένα μέρος των O&M εξόδων είναι δύσκολο να υπολογιστεί. Εξαιτίας των περιορισμών πρόσβασης που σχετίζονται με τον καιρό και των μεγαλύτερων αποστάσεων για να επιτευχθεί πρόσβαση στις Α/Γ, το κόστος εργασίας είθισται να είναι σημαντικά υψηλότερο και λιγότερο προβλέψιμο συγκριτικά με τα χερσαία αιολικά πάρκα. Ενώ στα χερσαία αιολικά πάρκα μπορούν να επιτευχθούν μακροχρόνια συμβόλαια ασφάλισης και συχνή συντήρηση, στις υπεράκτιες εγκαταστάσεις τίποτα από τα δύο δεν είναι εξασφαλισμένο. Επιπρόσθετα, το κόστος που αφορά τη συντήρηση και τα

ανταλλακτικά που μπορεί να χρειαστούν στα υπεράκτια αιολικά πάρκα είναι δύσκολο να προβλεφτούν. Παρόλο που όλα τα έξοδα δείχνουν να αυξάνονται καθώς η Α/Γ παλιώνει, το κόστος επιδιόρθωσης και τα ανταλλακτικά συγκεκριμένα επηρεάζονται άμεσα από την ηλικία της Α/Γ, ξεκινώντας από χαμηλά επίπεδα και ανεβαίνοντας με τα πάροδο των χρόνων.

Στο παρελθόν, το μέσο κόστος O&M έχει υπολογιστεί σε ένα εύρος από 15 σε 49€/MWh. Ο **Πίνακας 2.3** παρουσιάζει κάποιες διαφορετικές εκτιμήσεις O&M από τη βιβλιογραφία. Επίσης, πρέπει να διευκρινιστεί ότι κάποια από τα ήδη υπάρχοντα δεδομένα των εξόδων O&M για τα υπεράκτια αιολικά πάρκα είναι κάπως θολά λόγω μιας σειράς απαιτούμενων και ακριβών μετασκευών σε κάποια από τα πιο παλιά υπεράκτια αιολικά πάρκα, καθώς αποτελούν εν μέρει αθέατα κόστη που καλύπτονται στο CAPEX μέσω περιόδων εγγύησης και πολιτικά καθοδηγημένης τιμολόγησης των αρχικών συμφωνιών επισκευής.

Πίνακας 2.3: Εκτιμήσεις O&M εξόδων για υπεράκτιες Α/Γ (όλες οι τιμές έχουν μετατραπεί σε ευρώ - €). [7]

	O&M cost (€/MWh)
Operating farms, EU, 2002–2009 (Morthorst et al., 2009)	18
Danish technology data catalogue, 2015 (DEA, 2014)	19
German projects, 2010 (KPMG, 2010)	27
Offshore farms in Europe (IRENA, 2012)	25–49

Κάποια συγκεκριμένα έξοδα O&M εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από την απόσταση από τη ξηρά, κάτι το οποίο επηρεάζει την τοποθεσία του προσωπικού που είναι υπεύθυνο για τις επισκευές και τις μεθόδους μεταφοράς, καθώς και τα δύο συνδέονται με αξιοσημείωτους προβληματισμούς υγείας και ασφάλειας. Για αποστάσεις μεγαλύτερες από 50 km από το λιμάνι, οι έννοιες συντήρησης που σχετίζονται με τη θάλασσα μπορεί να καταστούν αποτελεσματικότερες από τη συντήρηση στην ξηρά.

Οπότε τα O&M κόστη για τα υπεράκτια αιολικά πάρκα τείνουν να είναι πολύ συγκεκριμένα για το εκάστοτε αιολικό πάρκο, και οι υπολογισμοί μέσου κόστους είναι πολύ αβέβαιοι και θα πρέπει να χρησιμοποιούνται με προσοχή. [7]

2.4 Καθοριστικοί οικονομικοί παράγοντες για την υπεράκτια αιολική ενέργεια

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, το κόστος της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας διαχωρίζεται γενικά στο κόστος κεφαλαίου επένδυσης (CAPEX) και στο κόστος λειτουργίας και συντήρησης (O&M). Τα υπόλοιπα έξοδα, όπως το κόστος καυσίμων και το κόστος των εκπομπών CO₂ που μπορεί να αποτελέσουν

ουσιώδεις παράγοντες κόστους των εργοστασίων παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος μέσω ορυκτών καυσίμων, δεν υφίστανται στον υπεράκτιο άνεμο. Οπότε, τα οικονομικά του υπεράκτιου ανέμου (και των υπολοίπων τεχνολογιών που λειτουργούν χωρίς καύσιμα) είναι εντελώς διαφορετικά από τα οικονομικά των συμβατικών εργοστασίων παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος που λειτουργούν με ορυκτά καύσιμα.

Ένα από τα βασικά μέτρα σύγκρισης των τεχνολογιών μετατροπής ενέργειας, αποτελεί συχνά το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE). Γι αυτό, όλα τα στοιχεία κόστους μιας τεχνολογίας, κατά τη διάρκεια ζωής ενός έργου συναθροίζονται μέσω μιας απλής μονάδας μέτρησης (€/MWh). Ωστόσο οι μετρήσεις του LCOE συχνά δεν περιλαμβάνουν την ολοκληρωμένη τιμή της εισαγωγής υπεράκτιου ανέμου (ή άλλης τεχνολογίας) στο σύστημα ισχύος. Η ενσωμάτωση της αιολικής ισχύος στο σύστημα καθολικής ενέργειας υποδηλώνει επιπλέον κόστη, τα οποία καθορίζονται από δύο κύριες πτυχές, τις οποίες αποτελούν η ισορροπία των αναγκών και η υποδομή του δικτύου. Ο υπεράκτιος άνεμος έχει επίσης μια επίδραση στη μείωση τιμών στη χονδρική αγορά.

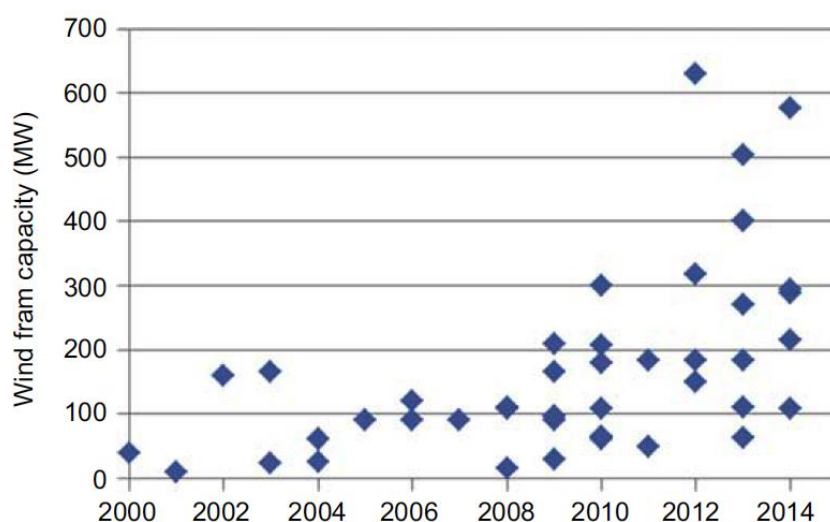
Επικεντρώνοντας στις πλευρές που σχετίζονται με την ανάπτυξη του έργου, προκύπτει το συμπέρασμα ότι τα οικονομικά του υπεράκτιου ανέμου επηρεάζονται από διαφορετικούς παράγοντες κόστους. Οι εγγενείς, δηλαδή οι εσωτερικοί καθοριστικοί παράγοντες περιλαμβάνουν το μέγεθος του έργου, την τοποθεσία του έργου (το βάθος της θάλασσας και την απόσταση από την ξηρά), τον σχεδιασμό της Α/Γ, τη διάρκεια ζωής των εξαρτημάτων, και τον σχεδιασμό μαζί με τη συμφωνία (συναίνεση). Αυτοί οι παράγοντες μπορεί να επηρεάζονται περισσότερο από την ανάπτυξη υπεράκτιου ανέμου μέσω τεχνολογίας ή επιλογών διαχείρισης. Οι εξωτερικοί καθοριστικοί παράγοντες περιλαμβάνουν το κόστος της χρηματοδότησης, τις ισοτιμίες συναλλάγματος, τις τιμές των αγαθών και τα προγράμματα υποστήριξης. Οι συγκεκριμένοι παράγοντες συχνά επηρεάζονται από εξωτερικές εξελίξεις και φορείς, όπως τους υπευθύνους χάραξης πολιτικής. [7]

2.4.1 Μέγεθος έργου

Το μέγεθος ενός έργου παίζει σημαντικό ρόλο διότι κάποια στοιχεία κόστους εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από το μέγεθος. Ως εκ τούτου, αναμένεται ότι όσο μεγαλύτερα είναι τα αιολικά πάρκα, τόσο μικρότερα είναι τα ειδικά επενδυτικά κόστη (σε m€/MW), δεδομένου ότι όλες οι άλλες παράμετροι παραμένουν σταθερές. Οι οικονομίες κλίμακας λοιπόν, μπορούν να μειώσουν το συνολικό κόστος ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου σημαντικά.

Τα εμπορικά αιολικά πάρκα στην Ευρώπη έχουν αυξηθεί σημαντικά σε μέγεθος με την πάροδο των χρόνων. Ενώ την πρώτη δεκαετία του 2000 το μέσο μέγεθος ενός έργου ήταν 88 MW (εφόσον υπήρχαν έργα από 10 έως 209 MW), τα

τελευταία χρόνια έχουν δείξει μια έντονη αύξηση του μεγέθους των έργων, η οποία παρουσιάζεται στην **Εικόνα 2.4**. Το μέσο μέγεθος υπεράκτιου αιολικού πάρκου μεταξύ 2010 και 2014 ήταν 244 MW, με έργα να κυμαίνονται από μεταξύ 48 και 630 MW. Στην μεγαλύτερη κλίμακα (630MW) άνηκε το London Array, το οποίο όταν ακόμη και σήμερα αποτελεί το μεγαλύτερο αιολικό πάρκο όχι μόνο στην Ευρώπη, αλλά και παγκοσμίως.



Εικόνα 2.4: Μεγέθη έργων ευρωπαϊκών υπεράκτιων αιολικών πάρκων. [7]

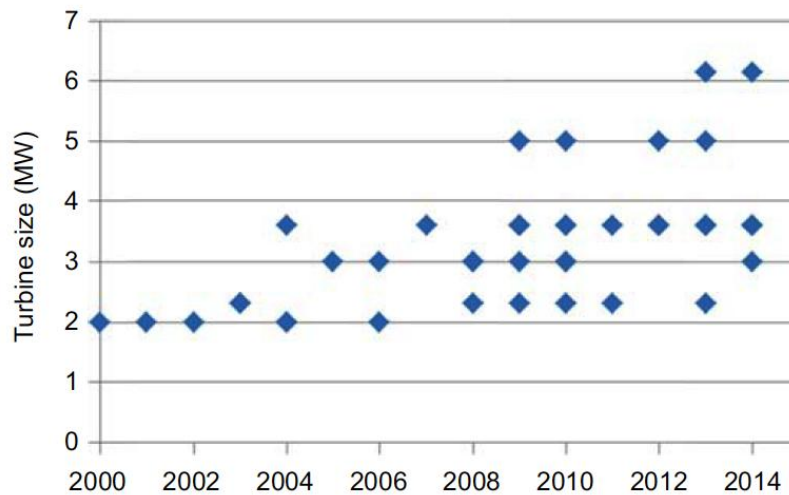
Σε μια προσπάθεια να υπολογιστούν οι οικονομίες κλίμακας εφαρμόζοντας ανάλυση παλινδρόμησης, χρησιμοποιήθηκε το ειδικό κόστος επένδυσης (m€/MW) ως εξαρτημένη μεταβλητή και η εγκατεστημένη ισχύς, η απόσταση από τη ξηρά, το βάθος της θάλασσας και το τεχνητό φορτίο (dummy load) ως εξηγόμενες μεταβλητές. Οι οικονομίες κλίμακας υπολογίστηκαν περίπου 0.08%, και έτσι προέκυψε το συμπέρασμα ότι μια αύξηση 10% στην εγκατεστημένη ισχύ του αιολικού πάρκου θα μπορούσε να συνεπάγεται μείωση κόστους 0.8%. Ωστόσο, μιας και ο συντελεστής εκμετάλλευσης δεν είναι αξιοσημείωτος, η συγκεκριμένη μελέτη είναι κάπως αβέβαιη. [7][5]

2.4.2 Ισχύς ανεμογεννήτριας

Το μέγεθος της Α/Γ αποτελεί καθοριστικό παράγοντα για τα οικονομικά του υπεράκτιου ανέμου. Κάποιες από τις κύριες μειώσεις στο κόστος της παραγωγής αιολικής ενέργειας έχουν προέλθει κατά κύριο λόγο από αύξηση της ισχύος της Α/Γ.

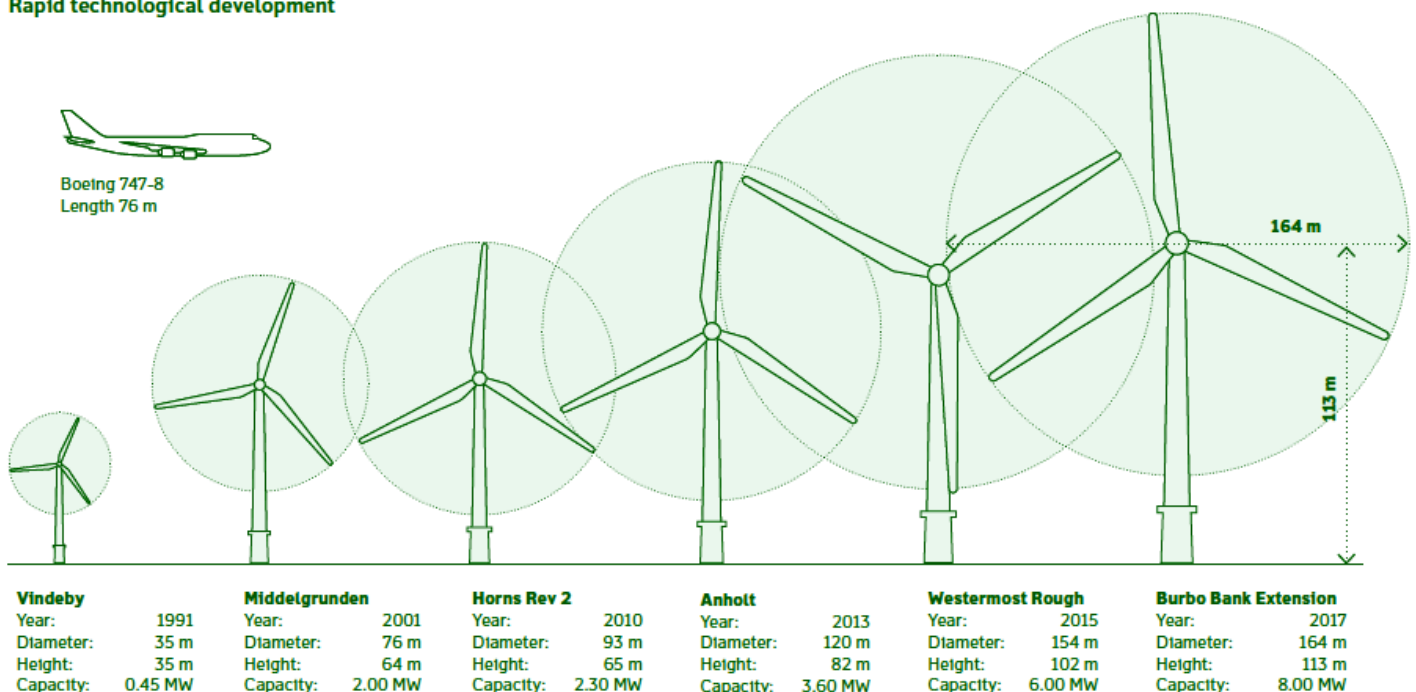
Στα περισσότερα εμπορικά αιολικά πάρκα που έχουν εγκατασταθεί μέχρι σήμερα, τα μεγέθη των Α/Γ κυμαίνονται από 2.0 έως 6.15 MW. Στην **Εικόνα 2.5** παρουσιάζονται τα μεγέθη των Α/Γ που έχουν χρησιμοποιηθεί σε βάθος χρόνου. Στα πρώτα αιολικά πάρκα στην Δανία και στο Ηνωμένο Βασίλειο είχαν χρησιμοποιηθεί Siemens και Vestas Α/Γ μεγέθους 2-3 MW. Οι μεγαλύτερες Α/Γ είχαν εγκατασταθεί πρώτα στο Βέλγιο στο έργο Thornton Bank (6 Α/Γ ×

5.075MW = 30MW), και στην Γερμανία στο Alpha Ventus (12 Α/Γ × 5 MW = 60 MW) και στο Nordsee Ost (48 Α/Γ × 6.15 MW = 295.2 MW) από το 2009 και έπειτα. Τέλος, οι μεγαλύτερες Α/Γ που παρουσιάζονται και στην **Εικόνα 2.6** βρίσκονται υπό κατασκευή στο αιολικό πάρκο Burbo Bank Extension (32Α/Γ × 8MW = 254.2MW) που είναι υπό κατασκευή και αναμένεται λειτουργήσει τέλη του 2018. [7][5]



Εικόνα 2.5: Η ισχύς Α/Γ σε διάφορα ευρωπαϊκά υπεράκτια αιολικά πάρκα. [7]

Rapid technological development



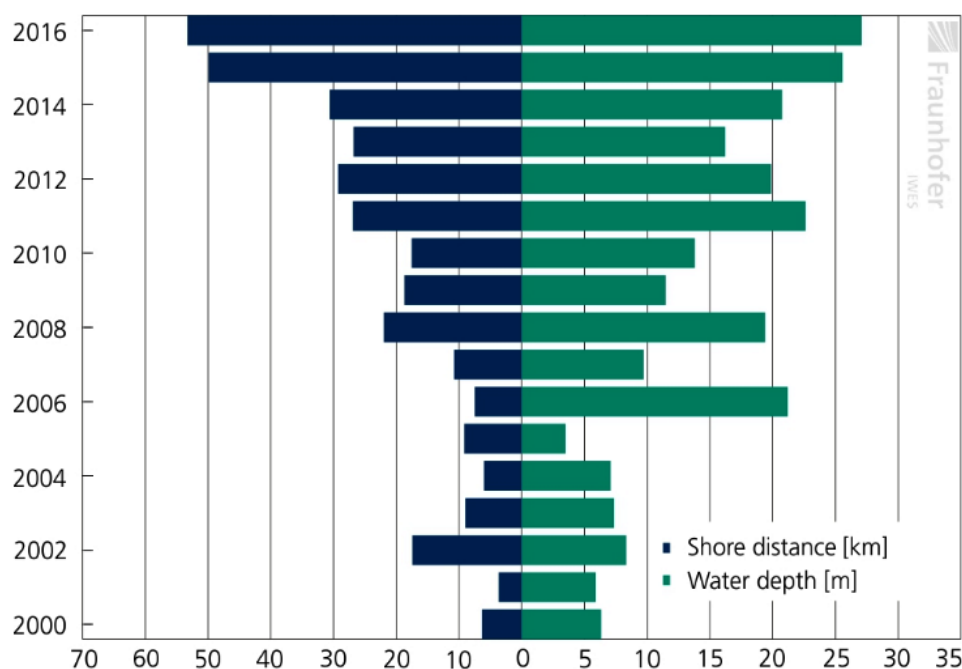
Εικόνα 2.6: Η αύξηση του μεγέθους των Α/Γ με την πάροδο του χρόνου μέσα από χαρακτηριστικά δείγματα που έχουν χρησιμοποιηθεί σε γνωστά υπεράκτια αιολικά πάρκα. [9]

2.4.3 Διάρκεια ζωής έργου

Στη θάλασσα, οι συνθήκες του ανέμου είναι πιο ομαλές σε σχέση με τη ξηρά. Οπότε, συνήθως πιστοποιείται ότι οι υπεράκτιες Α/Γ αντέχουν 25-30 χρόνια σε υπεράκτιες τοποθεσίες. Επίσης, λαμβάνοντας υπόψη το υψηλό κόστος εγκατάστασης στη θάλασσα, η αύξηση της διάρκειας ζωής αποτελεί μια λύση. [7]

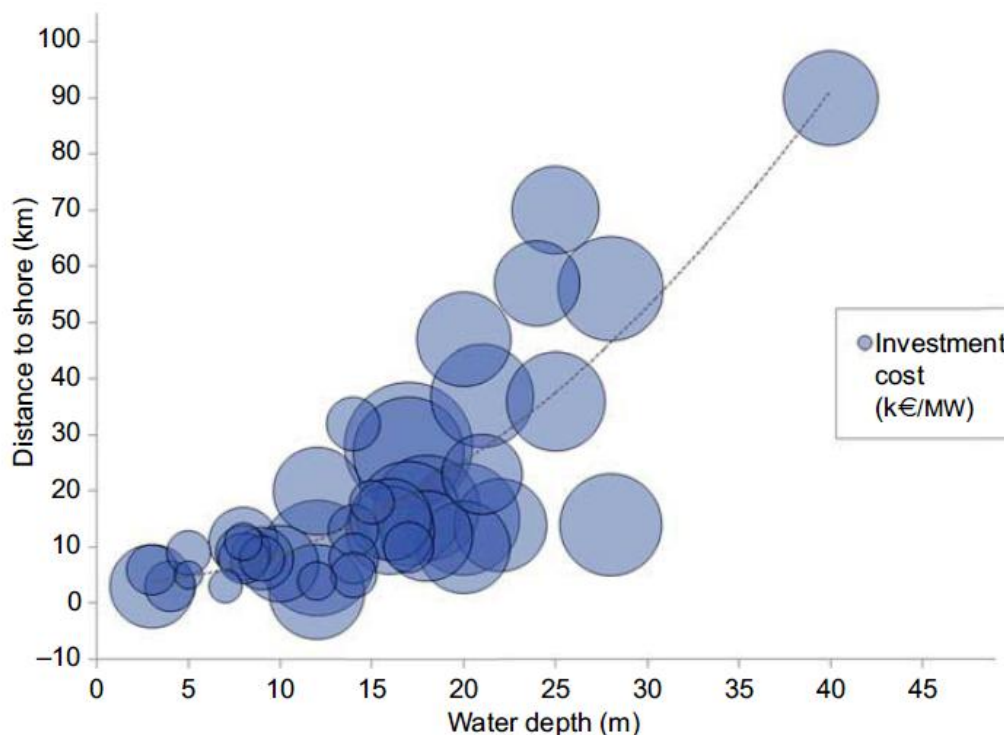
2.4.4 Απόσταση από τη ξηρά και βάθος θάλασσας

Τα περισσότερα εμπορικά υπεράκτια αιολικά πάρκα στην Ευρώπη είναι εγκατεστημένα περίπου 20km από τη στεριά, και σε βάθος που δεν ξεπερνά τα 20m. Η μέση απόσταση από τη στεριά των 45 μεγαλύτερων υπεράκτιων αιολικών πάρκων στην Ευρώπη είναι 18.8 km, και το μέσο βάθος του νερού 15 m. Από τα αιολικά πάρκα που λειτουργούν αυτή τη στιγμή το BARD Offshore 1 ξεχωρίζει με το να βρίσκεται 112 km από την ακτή και σε βάθος νερού 40 m. Η **Εικόνα 2.7** δείχνει την ανάπτυξη των δύο παραμέτρων για διάφορα υπεράκτια αιολικά πάρκα από το 2000 έως το 2016. [7][5]



Εικόνα 2.7: Η ανάπτυξη στην απόσταση από την ακτή και το βάθος νερού από το 2000 έως το 2016. [8]

Η απόσταση από τη στεριά και το βάθος νερού αποτελούν ταυτόχρονα επενδυτικά και O&M κόστη. Η **Εικόνα 2.8** παρουσιάζει τη σχέση που έχουν μεταξύ τους τα συγκεκριμένα κόστη επένδυσης. Συνήθως, όσο απομακρυνόμαστε από τη στεριά τόσο αυξάνεται και το βάθος της θάλασσας. Επίσης, το μέγεθος του κύκλου είναι ανάλογο του ειδικού επενδυτικού κόστους ανά MW που είναι εγκατεστημένο. Το κόστος τείνει να είναι μεγαλύτερο όσο αυξάνεται η απόσταση και το βάθος.



Εικόνα 2.8: Η σχέση μεταξύ απόστασης από τη ξηρά, βάθος νερού και ειδικά κόστη επένδυσης για Ευρωπαϊκά υπεράκτια αιολικά πάρκα. ($k=1000$). [7]

Αυξάνοντας την απόσταση από τη στεριά, επηρεάζονται κυρίως τα κόστη εγκατάστασης και τα κόστη της σύνδεσης δικτύου. Η αύξηση του κόστους εγκατάστασης οφείλεται στο ότι χρειάζεται περισσότερος χρόνος για την μετακίνηση από τον λιμένα εκμετάλλευσης στην τοποθεσία, και επειδή οι ενδεχόμενες δύσκολες καιρικές συνθήκες καθιστούν την εγκατάσταση δυσκολότερη (οι διακοπές λόγω καιρού όπου οι υπεράκτιες επιχειρήσεις σταματούν να λειτουργούν συνήθως αποτελεί το 20-30%). Τα κόστη της σύνδεσης δικτύου αυξάνονται λόγω του ότι αυξάνεται και το μήκος του καλωδίου εξαγωγής.

Αυξάνοντας το βάθος νερού επηρεάζεται κυρίως το κόστος θεμελίωσης. Τα κόστη θεμελίωσης (συμπεριλαμβανομένης και της εγκατάστασης) υπολογίζονται περίπου 1.5 - 2 m€/MW στα ρηχά νερά και αυξάνεται εκθετικά όσο αυξάνεται το βάθος νερού.

Χρησιμοποιώντας ανάλυση παλινδρόμησης, βρέθηκε ότι οι δύο μεταβλητές (απόσταση από τη ξηρά και βάθος νερού) έχουν μια αξιοσημείωτη σχέση μεταξύ τους. Και για τις δύο, ο συντελεστής είναι περίπου 0.1, υποδεικνύοντας ότι μια αύξηση 10% είτε στο βάθος της θάλασσας είτε στη απόσταση από τη ξηρά, συνεπάγεται αύξηση 1% στα ειδικά κόστη επένδυσης. Γενικά, ο συντελεστής για το βάθος νερού είναι καλύτερα προσδιορισμένος, και είναι στατιστικά

αξιοσημείωτος. Ωστόσο, εξαιτίας της πολυσυγγραμμικότητας (multi-collinearity) μεταξύ των δύο μεταβλητών δεν είναι εφικτό να τις χωρίσουμε.

Παρακάτω ακολουθεί ο **Πίνακας 2.4** που δημιουργήθηκε κάνοντας απλούς μερικούς υπολογισμούς σε μια βάση δεδομένων, ο οποίος υποδεικνύει αρκετά υψηλές αυξήσεις στο κόστος εξαιτίας της αύξησης της απόστασης από τη ξηρά και/ή του βάθους της θάλασσας. Υπενθυμίζεται ότι λόγω της μερικής φύσης αυτών των υπολογισμών, αρκετοί άλλοι παράμετροι που επηρεάζουν τα αποτελέσματα και τις μεγάλες διαφορές δεν μπορούν να συσχετιστούν μόνο με την απόσταση από τη ξηρά και το βάθος νερού. Για τον ίδιο λόγο, δεν μπορούν να συγκριθούν άμεσα με τα αποτελέσματα των στατιστικών αναλύσεων που αναφέρθηκαν. [7]

Πίνακας 2.4: Τα ειδικά επενδυτικά κόστη Ευρωπαϊκών υπεράκτιων αιολικών πάρκων σε σχέση με την απόσταση από τη ξηρά και το βάθος νερού. [7]

	Specific investment cost (m€/MW)
Overall	
Average	3.0
Min	1.1
Max	5.1
Distance to shore	
Average for:	
0–10 m	2.4
11–20 m	3.3
>20 m	3.8
Water depth	
Average for:	
0–10 m	2.2
11–20 m	3.2
>20 m	3.7

2.4.5 Σταθμισμένο κόστος ενέργειας (Levelized Cost of Energy - LCOE)

Το συνολικό κόστος ανά παραγόμενη kWh (μονάδα κόστους) υπολογίζεται προεξοφλώντας και ισοσταθμίζοντας τα επενδυτικά και τα λειτουργικά έξοδα κατά τη διάρκεια ζωής της Α/Γ, και έπειτα διαιρώντας τα με την ετήσια παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος. Κατά αυτόν τον τρόπο, εξάγεται το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE). Έτσι, το LCOE υπολογίζεται ως το μέσο κόστος κατά τη διάρκεια ζωής μιας Α/Γ. Στην πραγματικότητα, τα κόστη προκύπτουν μικρότερα από τον υπολογιζόμενο μέσο όρο στην αρχή λειτουργίας

της Α/Γ, εξαιτίας των χαμηλών λειτουργικών εξόδων, τα οποία κατά τη περίοδο χρήσης αυξάνονται με την πάροδο του χρόνου. Η παραγωγή ισχύος της Α/Γ αποτελεί τον πιο σημαντικό παράγοντα για τον καθορισμό του κόστους ανά μονάδα ισχύος που παράγεται. Εν ολίγοις, η κερδοφορία μιας Α/Γ εξαρτάται κυρίως από το εάν βρίσκεται σε τοποθεσία με καλές συνθήκες ανέμου.

Τα έξοδα για τα υπεράκτια αιολικά πάρκα είναι σημαντικά υψηλότερα από ότι για τα χερσαία. Ωστόσο, αυτή η διαφορά καλύπτεται μέχρι σε ένα συγκεκριμένο επίπεδο λόγω της μεγαλύτερης συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία οφείλεται στις μεγαλύτερες ταχύτητες υπεράκτιου ανέμου. Για χερσαία εγκατάσταση, ο χρόνος εκμετάλλευσης μηνιαίως υπολογίζεται συνήθως στις 2,000-2,300 ώρες το χρόνο, ενώ σε τυπική υπεράκτια εγκατάσταση είναι αντίστοιχα 3,000 ώρες ή περισσότερο.

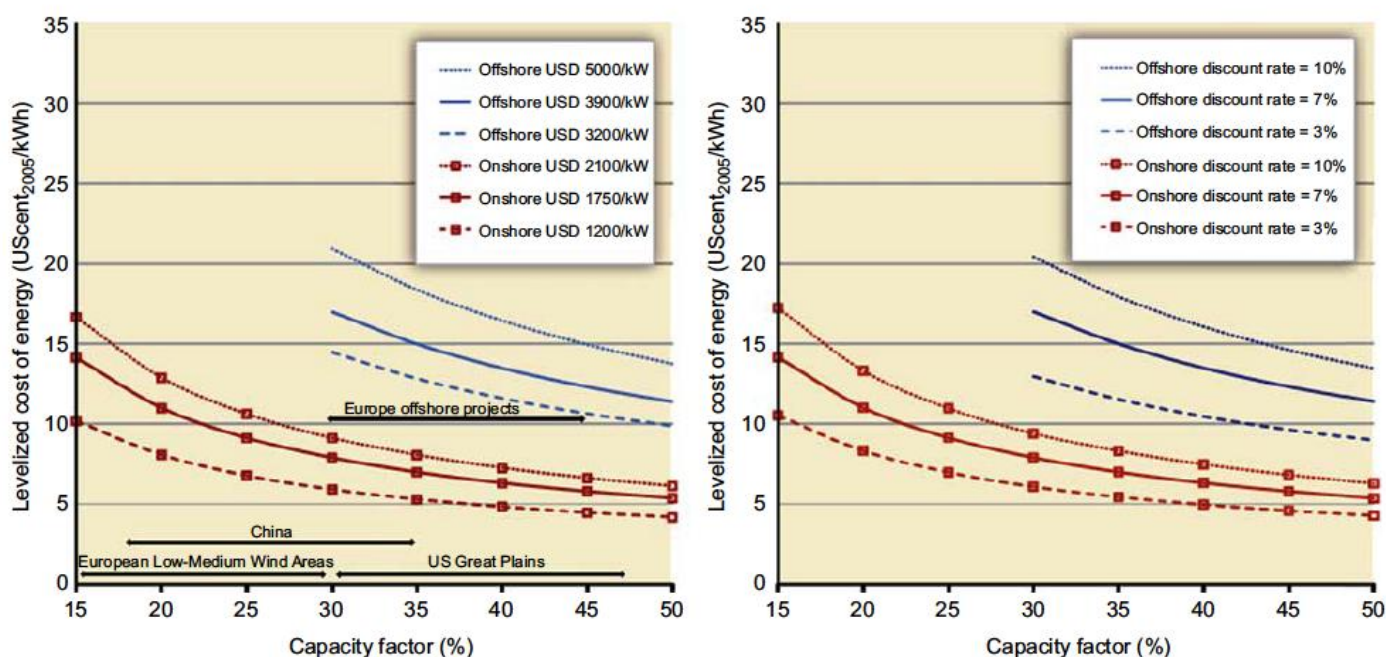
Ως παράδειγμα, το υπολογιζόμενο κόστος ανά kWh ηλεκτρικού ρεύματος που παράγεται ως συνάρτηση του αιολικού καθεστώτος σε επιλεγμένες τοποθεσίες παρουσιάζεται στην **Εικόνα 2.9** όπου το κόστος επένδυσης των Α/Γ εισάγεται σε μια βάση ευαισθησίας (αριστερά), μαζί με μια ανάλυση ευαισθησίας στο προεξοφλητικό επιτόκιο που έχει χρησιμοποιηθεί (δεξιά). Η ανάλυση ευαισθησίας καλύπτει τα κόστη επένδυσης για υπεράκτια αιολικά πάρκα από 3,200 US\$/kW μέχρι 5,000 US\$/kW χρησιμοποιώντας προεξοφλητικό επιτόκιο 7% ανά έτος (αριστερά). Η ανάλυση ευαισθησίας στο προεξοφλητικό επιτόκιο που κυμαίνεται από 3% σε 10% ανά έτος, χρησιμοποιεί ως μέσο επενδυτικό κόστος τα 3,900 US\$/kW (δεξιά).

Όπως παρουσιάζεται, οι αλλαγές του LCOE εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από τον συντελεστή εκμετάλλευσης, και κατ' επέκταση τα μεγέθη των ανέμων που έχει η εξεταζόμενη τοποθεσία. Για μια μέση υπεράκτια εγκατάσταση με επενδυτικό κόστος 3,900 US\$/kW, το κόστος κυμαίνεται από 15 UScent/kWh (13.5 c€/kWh) σε τοποθεσίες με μέσες ταχύτητες ανέμου (συντελεστής εκμετάλλευσης 35%) σε περίπου 11-12 UScent/kWh (10-11 c€/kWh) σε τοποθεσίες με εξαιρετικές συνθήκες ανέμου (συντελεστής εκμετάλλευσης 50%). Για παράδειγμα, το αιολικό πάρκο Horns Rev I στη Δανία έχει συντελεστή εκμετάλλευσης 50%. Η ανάλυση ευαισθησίας στο επενδυτικό κόστος, έδειξε ότι οι επενδύσεις που κυμαίνονται από 3,200 έως 5,000 US\$/kW συνεπάγονται ότι το LCOE θα κυμαίνεται περίπου από 13 UScent/kWh (11.5 c€/kWh) σε 18 UScent/kWh (16 c€/kWh). Το επίπεδο του προεξοφλητικού επιτοκίου έχει επίσης μια σημαντική επίδραση, καθώς αν αυξηθεί από 3% σε 10% ανά έτος, αυξάνεται και το LCOE από 12 UScent/kWh (10.5 c€/kWh) σε 18 UScent/kWh (16 c€/kWh), με συντελεστή εκμετάλλευσης 35%.

Όπως φαίνεται στην **Εικόνα 2.9** το κόστος της ενέργειας που παράγεται από υπεράκτιες Α/Γ υπερβαίνει αρκετά το αντίστοιχο κόστος από χερσαίες. Σε καλές παραλιακές περιοχές, οι χερσαίες Α/Γ μπορούν να φτάσουν τιμές LCOE της

τάξης των 6–7 UScent/kWh (5–6 c€/kWh). Στην Ευρώπη παραθαλάσσιες περιοχές σαν αυτές είναι πιο πιθανότερο να εντοπιστούν στο Ηνωμένο Βασίλειο, στην Ιρλανδία, στην Γαλλία, στην Δανία και στην Νορβηγία.

Το κόστος της εξισορρόπησης της παραγωγής ισχύος από τις Α/Γ δεν περιλαμβάνεται στους υπολογισμούς που έχουν γίνει. Σύμφωνα με παλαιότερες εμπειρίες στη Δανία, η εξισορρόπηση απαιτεί ένα κόστος περίπου 3.5 UScent/kWh (3 c€/kWh). Επίσης, τα κόστη εξισορρόπησης υπόκεινται σε υψηλή αβεβαιότητα και μπορεί να διαφέρουν ουσιαστικά από χώρα σε χώρα.



Εικόνα 2.9: Το εκτιμώμενο σταθμισμένο κόστος χερσαίας και υπεράκτιας αιολικής ενέργειας. Αριστερά: παρουσιάζεται ως συνάρτηση του συντελεστή εκμετάλλευσης και του κόστους επένδυσης. Δεξιά: παρουσιάζεται ως συνάρτηση του συντελεστή εκμετάλλευσης και του προεξοφλητικού επιτοκίου. [7]

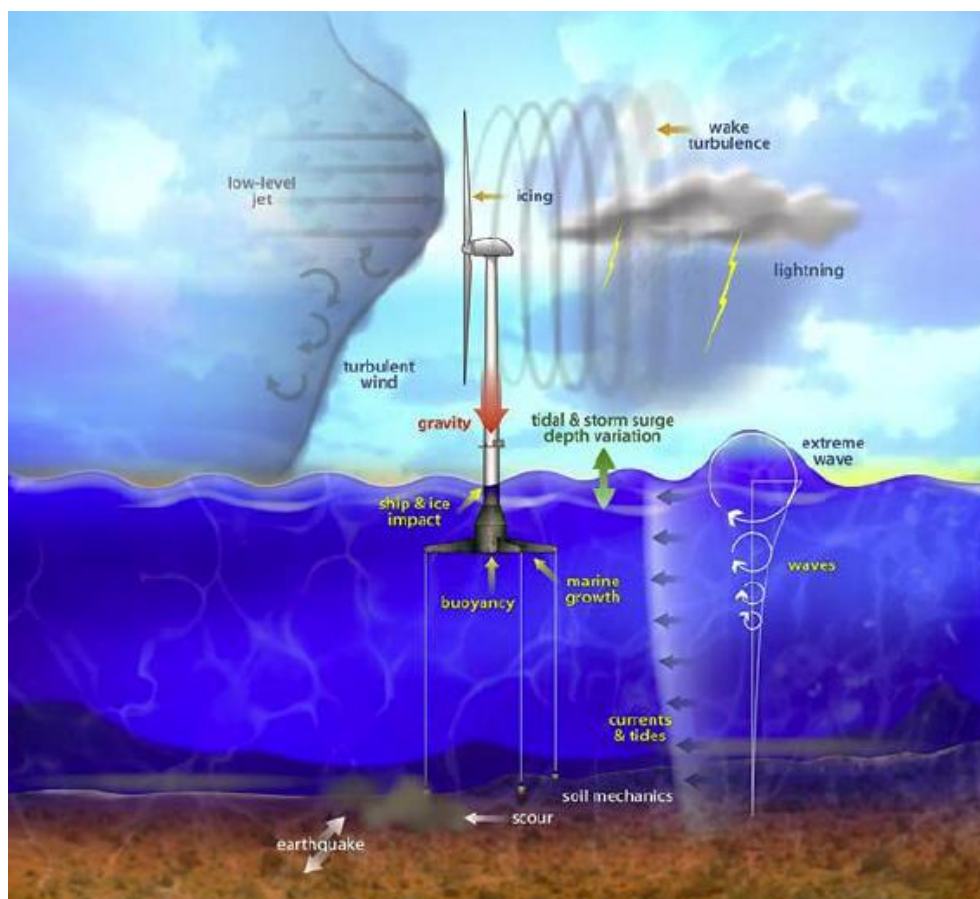
Τέλος, αξίζει να σημειωθεί ότι τα παραπάνω κόστη υπολογίζονται ως κρατικά, και όχι ως έξοδα ενός ιδιωτικού φορέα, ο οποίος θα έχει υψηλότερα χρηματικά κόστη και απαιτεί ένα ασφάλιστρο κινδύνου και κάποιο όφελος. Το ποσό των επιπλέον εξόδων που χρεώνεται ένας ιδιώτης επενδυτής εξαρτάται όχι μόνο από το διαφαινόμενο τεχνολογικό και πολιτικό ρίσκο ίδρυσης ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου, αλλά και από τον ανταγωνισμό μεταξύ κατασκευαστών και σχεδιαστών-προγραμματιστών. [7]

3. Χαρακτηριστικά και αξιολόγηση των αιολικών δυνατοτήτων για τα υπεράκτια αιολικά πάρκα

3.1 Αξιολόγηση αιολικών πόρων

Ο άνεμος αποτελεί το «καύσιμο» που οι Α/Γ χρησιμοποιούν προκειμένου να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια. Επίσης, αποτελεί μια από τις περιβαλλοντολογικές δυνάμεις όπου τα υπεράκτια αιολικά πάρκα πρέπει να υπομείνουν, προκειμένου να έχουν αξιόπιστη απόδοση κατά τη διάρκεια της ζωής τους. Η αξιολόγηση αιολικών πόρων αποτελεί μια διαδικασία χαρακτηρισμού του ατμοσφαιρικού περιβάλλοντος, μέσω μετρήσεων και μοντελοποιήσεων, προκειμένου να απαντηθεί το πλήθος των ερωτήσεων που αναπτύσσονται κατά τη διάρκεια της ανάπτυξης, της κατασκευής και των λειτουργικών φάσεων ενός αιολικού πάρκου. Αυτές οι ερωτήσεις σχετίζονται με την επιλογή τοποθεσίας, την δυνατότητα παραγωγής ενέργειας, την καταλληλότητα και το στήσιμο των Α/Γ, τον σχεδιασμό κινητών βοηθητικών συστημάτων (balance-of-plant), την προσβασιμότητα στην τοποθεσία, και άλλα στοιχεία του έργου.

Η θερμοκρασία του αέρα, ο υετός (precipitation), η υγρασία, η πίεση, και άλλες ατμοσφαιρικές μεταβλητές αποτελούν αναπόσπαστο τμήμα της αξιολόγησης αιολικών πόρων. Οι συγκεκριμένες παράμετροι επηρεάζουν όχι μόνο το ποσό της ισχύος που είναι διαθέσιμη στον άνεμο αλλά και την αποδοτικότητα των Α/Γ. Τα κύματα, τα ρεύματα και η θερμοκρασία στην επιφάνεια των ωκεανών αποτελούν κάποιες από τις παραμέτρους που σχετίζονται με το νερό και έχουν επίσης σημαντικό ρόλο. Όχι μόνο επιβάλλουν ισχυρά φορτία στις θεμελιώσεις και ελλοχεύουν κινδύνους για τα σκάφη, αλλά και επηρεάζουν άμεσα τη φύση της υπερκείμενης ατμόσφαιρας. Επί της ουσίας, η μελέτη του σχεδιασμού του υλικού και λειτουργικού περιβάλλοντος των αιολικών πάρκων πρέπει να προσεγγίζεται με έναν ενοποιημένο τρόπο, καθώς υπάρχει μια διαδραστική σχέση μετεωρολογικών και ωκεανογραφικών παραγόντων. Για παράδειγμα, τα σχεδιαστικά χαρακτηριστικά των Α/Γ μπορούν να καθοριστούν από την ταυτόχρονη εμφάνιση έντονων ανέμων και κυμάτων που προέρχονται από ισχυρές καταιγίδες. Στην **Εικόνα 3.1** παρουσιάζονται πολλοί από τους μετεωρολογικούς παράγοντες στον ωκεανό (metocean = meteorology + oceanography) στους οποίους οι υπεράκτιες Α/Γ οφείλουν να ανταπεξέρχονται.

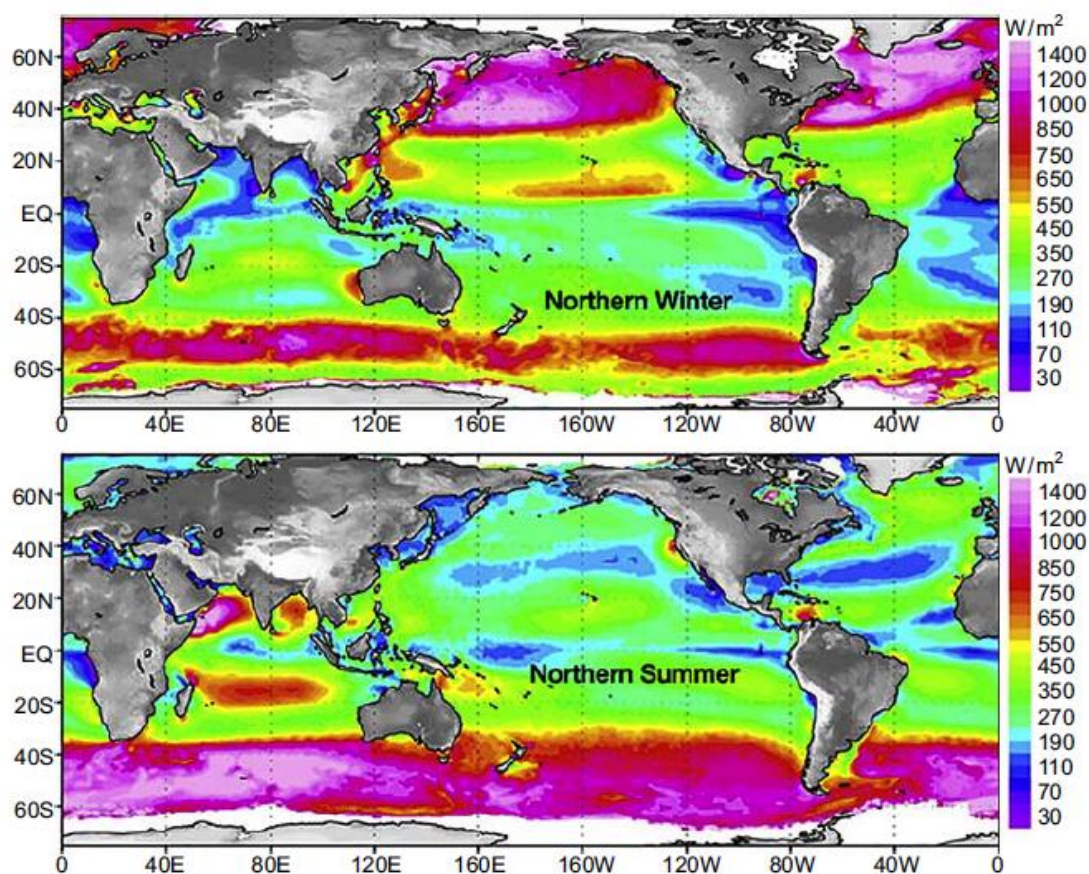


Εικόνα 3.1: Παρουσίαση των κυριότερων μετεωρολογικών παραγόντων του ωκεανού που επηρεάζουν μια πλωτή Α/Γ. [10]

Ωστόσο, τη μεγαλύτερη πρόκληση στην αξιολόγηση υπεράκτιων πόρων αποτελεί το ίδιο το θαλάσσιο περιβάλλον. Οι φυσικές μετρήσεις είναι υλικοτεχνικά δύσκολες και δαπανηρές, κάτι το οποίο εξηγεί για ποιο λόγο δεν πραγματοποιούνται συχνά. Οπότε ως αντιστάθμιση, δίνεται μεγάλη έμφαση σε μετεωρολογικούς δορυφόρους και αριθμητικά μοντέλα πρόγνωσης καιρού προκειμένου να εξεταστεί εάν το περιβάλλον του ωκεανού κρίνεται κατάλληλο για διάφορες θαλάσσιες δραστηριότητες. Ενώ αυτές οι τεχνικές είναι αποτελεσματικές για συγκεκριμένους σκοπούς, όπως ναυτιλία και αλιεία, όσον αφορά τις εφαρμογές υπεράκτιου ανέμου έχουν περισσότερο ποιοτική παρά ποσοτική αξία. Αυτό συμβαίνει διότι το στρώμα της ατμόσφαιρας που σχετίζεται με τις Α/Γ μεγάλης κλίμακας (που εκτείνονται το λιγότερο 150 m πάνω από την επιφάνεια του νερού), δεν μπορεί να καθοριστεί από τις περισσότερες μετρήσεις, οι οποίες επικεντρώνουν στην επιφάνεια του ωκεανού καθώς και κάποια μέτρα πάνω και κάτω από αυτήν. Έπειτα, επειδή οι υπεράκτιες Α/Γ είναι συνδεδεμένες είτε σταθερά στον πυθμένα της θάλασσας ή σε πλωτές θεμελιώσεις, οι μετρήσεις της στάθμης του νερού, παρότι απουσιάζουν σε μεγάλο βαθμό από μετεωρολογικά δίκτυα, κρίνονται απαραίτητες. [10]

3.2 Η φύση του υπεράκτιου αιολικού περιβάλλοντος

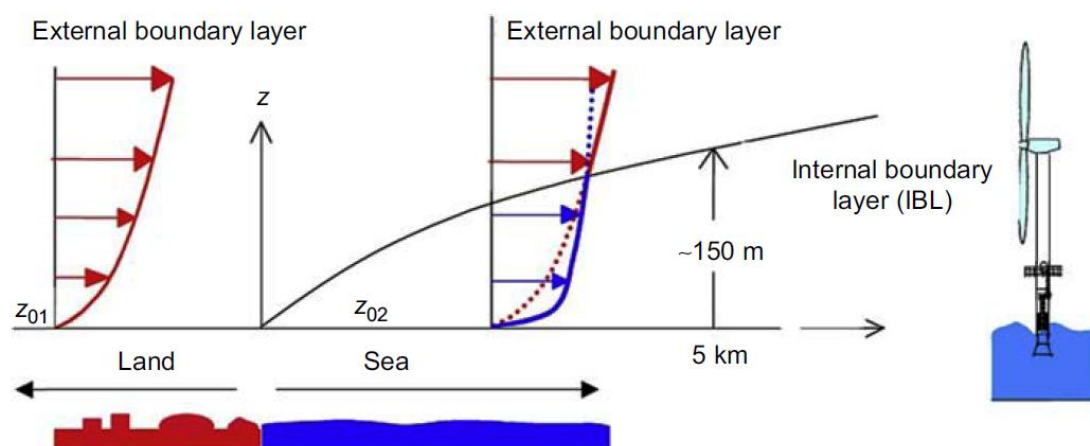
Ορισμένες από τις πιο προφανείς διακρίσεις του ωκεάνιου περιβάλλοντος σε σύγκριση με τη ξηρά αποτελούν η χαμηλή τραχύτητα επιφάνειας και η έλλειψη εδάφους. Αυτά τα χαρακτηριστικά συμβάλλουν σε δυνατότερους ανέμους με μεγαλύτερη οριζόντια ομοιομορφία, μικρότερες αλλαγές της ταχύτητας του ανέμου με το ύψος (διατμητικός άνεμος), και χαμηλότερα επίπεδα τύρβης. Στην **Εικόνα 3.2** απεικονίζονται οι μέσες συνθήκες ανέμου στους ωκεανούς οι οποίες προέρχονται από δορυφορικές εικόνες. Ένα μήκος τραχύτητας επιφάνειας της τάξης των 0.001 m είναι αντιπροσωπευτικό για μια θαλάσσια επιφάνεια με μικρούς κυματισμούς. Εν συγκρίσει, οι περισσότερες επιφάνειες στην ξηρά που καλύπτονται από βλάστηση έχουν μήκος τραχύτητας 0.03-1.0 m, το οποίο εξαρτάται από τον τύπο και το ύψος της βλάστησης. Το μήκος της τραχύτητας επιφάνειας αντιπροσωπεύει τον μεγαλύτερο όγκο των επιδράσεων των στοιχείων τραχύτητας επιφάνειας και συνήθως η τιμή του προκύπτει ως το ένα δέκατο του ύψους των συγκεκριμένων στοιχείων.



Εικόνα 3.2: Η πυκνότητα της αιολικής ισχύος στους ωκεανούς τη χειμερινή και τη καλοκαιρινή περίοδο. [10]

Οι ειδικές λειτουργικές συνθήκες της IEC (International Electro-technical Commission) για υπεράκτιες Α/Γ λαμβάνουν υπόψη έναν δείκτη ισχύος διατμητικού ανέμου της τάξης των 0.14, με ένα κατώτατο όριο της τάξης του 0.11, ειδικά για ακραίες συνθήκες. Στην πραγματικότητα, ο διατμητικός άνεμος αλλάζει ανάλογα με τις ατμοσφαιρικές συνθήκες και οι τιμές του συνήθως κυμαίνονται από 0.06 μέχρι 0.16, όπως έχουν παρατηρηθεί στην Βόρεια Θάλασσα και στον δυτικό Ατλαντικό ωκεανό. Οι τιμές του τυπικού διατμητικού ανέμου στην ξηρά συνήθως είναι σημαντικά υψηλότερες, ξεκινώντας από 0.14 έως 0.30. Η ένταση ανατάραξης/τύρβης (Turbulence Intensity - TI), η οποία καθορίζεται ως η τυπική απόκλιση των δειγμάτων ταχύτητας ανέμου σε σχέση με τον καταγεγραμμένο μέσο όρο, συνήθως κυμαίνεται στο υπεράκτιο περιβάλλον από 0.05 έως 0.10. Τα μεγάλα κύματα που δημιουργούνται από ανέμους υψηλής έντασης αυξάνουν την τραχύτητα της επιφάνειας, η οποία με τη σειρά της αυξάνει την ένταση ανατάραξης (TI). Οι τιμές της τύρβης στην ξηρά είναι ουσιαστικά διπλάσιες.

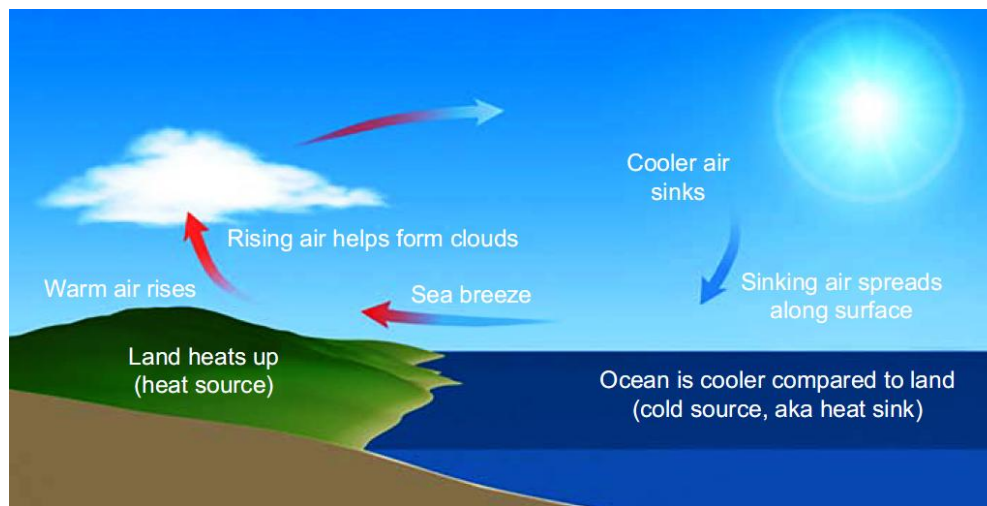
Οι υπεράκτιοι άνεμοι που αναπτύσσονται κοντά στις ακτές και τα νησιά, επηρεάζονται περισσότερο από την ξηρά και με διαφορετικούς τρόπους. Όταν ο άνεμος έχει ένα υπεράκτιο τμήμα, δημιουργείται μια ζώνη μετάβασης στο συνοριακό στρώμα μεταξύ θάλασσας και ατμόσφαιρας (marine atmospheric boundary level - MABL) η οποία εκτείνεται προς τη θάλασσα για μερικά ή δεκάδες χιλιόμετρα. Η ζώνη μετάβασης, η οποία είναι γνωστή και ως εσωτερικό συνοριακό στρώμα, ξεκινά από το σημείο συνάντησης ξηράς και θάλασσας (land water interface) και βοηθάει στην διάδοση (εξάπλωση) της διάτμησης και της τύρβης της ξηράς, τα οποία στην συνέχεια αναμιγνύονται και απομακρύνονται εξασθενώντας όπως φαίνεται και στην **Εικόνα 3.3**.



Εικόνα 3.3: Αναπαράσταση της διαμόρφωσης του εσωτερικού συνοριακού στρώματος καθώς πνέει ο άνεμος από την ακτή προς τον ωκεανό. [10]

Η αντίθεση στην θερμοκρασία μεταξύ της επιφάνειας του νερού και της υπερκείμενης ατμόσφαιρας είναι ένα σημαντικό χαρακτηριστικό στο περιβάλλον του ωκεανού. Η συγκεκριμένη αντίθεση επηρεάζει τη σταθερότητα, δηλαδή την τάση κάθετης ανάμιξης του MABL. Όταν ο θερμός αέρας μετακινείται στο ψυχρό νερό, όπως συμβαίνει συχνά την άνοιξη και το καλοκαίρι στα μεσαία γεωγραφικά πλάτη του βορειότερου ημισφαιρίου, τα χαμηλότερα στρώματα του MABL γίνονται θερμικά σταθερά. Αυτή η καταστολή, που είναι αποτέλεσμα της ανάμιξης, οδηγεί σε διαστρωμάτωση και απόζευξη των ανέμων που βρίσκονται ψηλά από εκείνους που είναι κοντά στην επιφάνεια. Η ομίχλη της θάλασσας και η καταστολή του σχηματισμού νεφελωμάτων αποτελούν χαρακτηριστικά αυτής της κατάστασης. Η συγκεκριμένη κατάσταση μπορεί επίσης να οδηγήσει στο σχηματισμό πιδάκων χαμηλού επιπέδου, οι οποίοι είναι ζώνες ανέμων υψηλών ταχυτήτων στα ανώτερα στρώματα του MABL. Το βάθος ενός σταθερού στρώματος εξαρτάται από τη διάρκεια των συνθηκών καιρού που συμβάλουν σε αυτό, τη διαδρομή του ανέμου, και άλλους παράγοντες, και μπορεί να είναι κατά σειρά του ύψους των Α/Γ. Συμπερασματικά, οι δρομείς των Α/Γ μπορεί να δεχτούν μεγάλα φορτία διατμητικού ανέμου κατά τη διάρκεια σταθερών συνθηκών, τα οποία μπορεί να κρατήσουν για μέρες ή εβδομάδες συνεχόμενα. Εάν η μέτρηση των ανέμων δεν εξετάζει τι συμβαίνει σε ύψος που καλύπτει ολόκληρή την επιφάνεια σάρωσης των πτερυγίων του δρομέα (μέχρι 150-200m πάνω από την επιφάνεια), οι καταστάσεις υψηλής διάτμησης μπορεί να υποτιμηθούν.

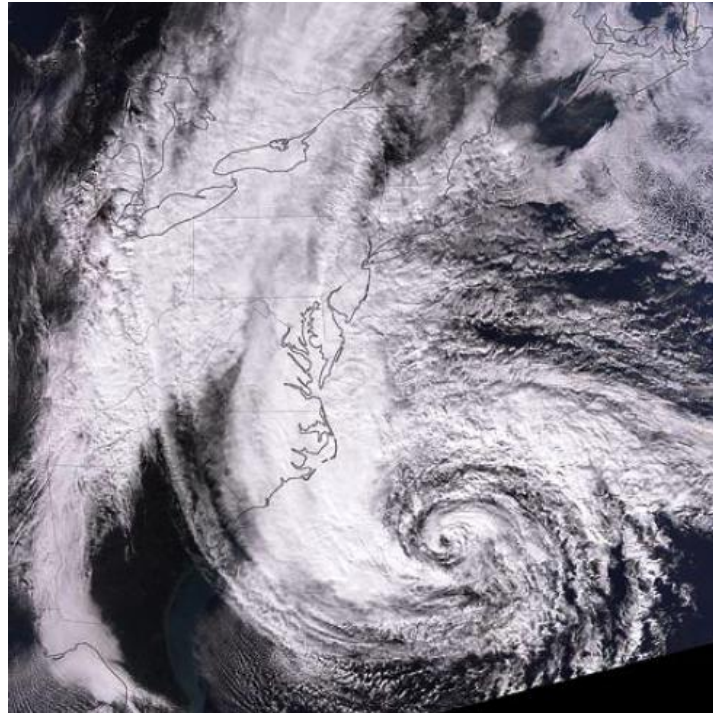
Οι ίδιες καταστάσεις μπορεί να προκαλέσουν διακινήσεις θαλάσσιας αύρας (sea breeze), ειδικά όταν οι βαθμίδες τοπικής πίεσης είναι ασθενείς, όπως παρουσιάζεται στην **Εικόνα 3.4**. Αυτό συνήθως συμβαίνει κατά την επίδραση συστήματος υψηλής πίεσης και όταν ο ουρανός είναι σχετικά καθαρός. Κατά τη διάρκεια της ημέρας, η υψηλή ηλιακή θερμότητα της ξηράς κατά μήκος της ακτής προκαλεί ανύψωση του υπερκείμενου ανέμου. Ο αέρας ρέει πάνω από το νερό προς την ενδοχώρα για να αντικαταστήσει τον ανερχόμενο αέρα, και μέσα σε λίγες ώρες αναπτύσσεται μια κυκλοφορία που διεισδύει βαθύτερα στην ενδοχώρα, καθώς ο αέρας απορροφάται από όλο και μεγαλύτερη απόσταση από τη ξηρά. Αυτό το φαινόμενο μπορεί να βελτιώσει τις ταχύτητες υπεράκτιου ανέμου μέχρι και 40km από την ακτή για αρκετές ώρες. Καθώς πλησιάζει η δύση του ηλίου, αρχίζει να πέφτει και η θερμοκρασία του εδάφους και έτσι η θαλάσσια αύρα εξασθενεί. Κατά τη διάρκεια της νύχτας, μια αντίστροφη αλλά ασθενέστερη διαδικασία κυκλοφορίας του αέρα μπορεί να αναπτυχθεί, η οποία είναι γνωστή και ως απόγειος αύρα (land breeze).



Εικόνα 3.4: Αναπαράσταση του κύκλου της θαλάσσιας αύρας. [10]

Η αντίθετη εναλλαγή στις θερμοκρασίες αέρα και νερού – κρύος αέρας σε ζεστό νερό – συνηθίζεται το φθινόπωρο και το χειμώνα (στο βόρειο ημισφαίριο). Αυτή η κατάσταση δημιουργεί ασταθείς συνθήκες στο χαμηλότερο MABL, με κάθετη ανάμιξη η οποία χαρακτηρίζεται συχνά από αυξημένη δημιουργία νεφελώματος. Η κάθετη ανάμιξη προωθεί επίσης την ομοιογένεια στο MABL, καθώς συνοδεύεται από σχετικά χαμηλό διατμητικό άνεμο. Οι μικρές διαφορές στη θερμοκρασία αέρα-νερού προωθούν μια ουδέτερη σταθερότητα, η οποία συνήθως συμβαίνει πιο συχνά σε σύγκριση με σταθερές και ασταθείς συνθήκες.

Οι δυνατές καταιγίδες μεταφέρουν τις ακραίες συνθήκες ανέμου και κυμάτων που υπάρχουν στο υπεράκτιο περιβάλλον. Οι δύο κύριοι τύποι καταιγίδας είναι οι τροπικοί και εξωτροπικοί κυκλώνες (tropical cyclones and extratropical cyclones). Οι τροπικοί κυκλώνες είναι μη μετωπιαίες καταιγίδες με θερμό πυρήνα οι οποίες αντλούν την ενέργεια τους από την απελευθέρωση της λανθάνουσας θερμότητας της συμπύκνωσης. Επίσης, πηγάζουν από τα θερμά νερά και μπορούν να αποκτήσουν εξωτροπικά χαρακτηριστικά καθώς κινούνται προς τους πόλους, όπως φαίνεται και στην **Εικόνα 3.5**. Οι ισχυροί τροπικοί κυκλώνες είναι κατηγοριοποιημένοι ως ανεμοστρόβιλοι (hurricanes), τυφώνες (typhoons) ή κυκλώνες (cyclones), εξαρτώμενοι από τη τοποθεσία, αφού μπορούν να επιτύχουν παρατεταμένους ανέμους με ταχύτητα 33m/s ή περισσότερο. Οι ανεμοστρόβιλοι (hurricanes) συμβαίνουν στον Ατλαντικό και στον βορειοανατολικό Ειρηνικό ωκεανό, οι τυφώνες (typhoons) στον βορειοδυτικό Ειρηνικό ωκεανό, και οι κυκλώνες (cyclones) στον νότιο Ειρηνικό και στον Ινδικό ωκεανό. Οι τροπικοί κυκλώνες συμβαίνουν με μεγαλύτερη συχνότητα κατά της διάρκεια του καλοκαιριού και στην αρχή του φθινοπώρου όταν οι θερμοκρασίες του ωκεανού είναι πιο υψηλές.



Εικόνα 3.5: Δορυφορική εικόνα του τυφώνα Sandy. [10]

Οι εξωτροπικοί κυκλώνες έχουν πυρήνες ψυχρού αέρα και μετωπικά χαρακτηριστικά, και αντλούν την ενέργεια τους κατά κύριο λόγο από τη διαφορά θερμοκρασίας μεταξύ των αέριων μαζών. Επίσης οι εξωτροπικοί κυκλώνες είναι συχνά μεγαλύτεροι σε μέγεθος ακτίνας συγκριτικά με τους τροπικούς κυκλώνες, με ισχυρούς ανέμους που επεκτείνονται μακριά από το κέντρο της καταιγίδας. Οι συγκεκριμένοι κυκλώνες, εκτός των χαμηλών θερμοκρασιών αέρα, περιλαμβάνουν επίσης και διάφορους τύπους υετών, οι οποίοι στη παγωμένη τους μορφή μπορεί να συσσωρευτούν στις κατασκευές και στα πτερύγια των Α/Γ. [10]

3.3 Απαραίτητοι παράμετροι δεδομένων

Ο σχεδιασμός των υπεράκτιων αιολικών πάρκων βασίζεται σε μια πλήρη κατανόηση των μετεωρολογικών παραγόντων στο τοπικό περιβάλλον που είναι υπό εξέταση στον ωκεανό. Αυτό το περιβάλλον αποτελείται από ένα φάσμα ατμοσφαιρικών και ωκεανογραφικών συνθηκών που αλλάζουν ανάλογα με τον χώρο και τον χρόνο. Η φύση αυτών των συνθηκών, συμπεριλαμβανομένων των ακραίων φαινομένων που μπορεί να συμβούν κατά τη διάρκεια ζωής του πάρκου, πρέπει να καθοριστεί εκ των προτέρων προκειμένου να διασφαλιστεί η μακροπρόθεσμη μεταφορά ενέργειας από το αιολικό εργοστάσιο καθώς και η επιβίωση του μετά από μια ενδεχόμενη θύελλα. Οι παράμετροι δεδομένων που χρησιμοποιούνται προκειμένου να καθοριστούν οι μετεωρολογικές συνθήκες του ωκεανού μπορούν να χωριστούν σε τρεις κατηγορίες, τις οποίες αποτελούν ο άνεμος και οι άλλες μετεωρολογικές μεταβλητές, οι μεταβλητές που σχετίζονται με το νερό και τον πυθμένα της θάλασσας και τα συνδεδεμένα

χαρακτηριστικά. Μερικές από τις παραμέτρους μπορούν να μετρηθούν απευθείας, ενώ κάποιες άλλες προκύπτουν από μια ή περισσότερες παρατηρήσεις.

3.3.1 Ο άνεμος και άλλες μετεωρολογικές μεταβλητές

Η μέτρηση της ταχύτητας και της κατεύθυνσης οριζόντιου ανέμου είναι πολύ σημαντική στο ύψος του κεντρικού άξονα της Α/Γ, και ιδανικά σε διαφορετικά σημεία του ύψους, περιλαμβάνοντας εγκαρσίως το μέσο ύψος του δρομέα της Α/Γ. Οι διαφορές της ταχύτητας και της κατεύθυνσης ανέμου αναλόγως με το ύψος οδηγεί στην παραγωγή διατμητικού ανέμου και ανέμου εκτροπής (wind veer) αντίστοιχα. Οι προδιαγραφές πρωτοκόλλων όσον αφορά τη μέτρηση ανέμου χρησιμοποιεί ρυθμό δειγματοληψίας των 1–2 s και ένα διάστημα καταγραφής των 10 min. Η τυπική απόκλιση των δειγμάτων ταχύτητας σε κάθε μέσο διάστημα διαιρούμενη από τη μέση ταχύτητα αποδίδει την τύρβη (Turbulence Intensity), που είναι μια άλλη εξαγόμενη παράμετρος. Οι ακραίες ριπές προέρχονται από δειγματοληπτικά δεδομένα, καθώς στατιστικές μέθοδοι όπως η κατανομή ακραίων τιμών του Gumbel, χρησιμοποιούνται για να υπολογιστούν ακραίες τιμές για δοθείσες περιόδους επιστροφής (συνήθως 50 και 100 χρόνια).

Άλλες σημαντικές μετρήσεις που επιτυγχάνονται με άμεση μέτρηση από την ατμόσφαιρα είναι η θερμοκρασία του αέρα, η ατμοσφαιρική πίεση και η σχετική υγρασία. Και οι τρεις εξ αυτών χρησιμοποιούνται για καθοριστεί η πυκνότητα του αέρα, η οποία επηρεάζει άμεσα την απόδοση της Α/Γ, και γι αυτό οι συγκεκριμένες μετρήσεις θα πρέπει να γίνονται στο ύψος του κεντρικού άξονα της Α/Γ. Ωστόσο, εάν αυτό δεν είναι εφικτό, οι προσαρμογές του ύψους μπορούν να γίνουν χρησιμοποιώντας απλές υποθέσεις. Η σχετική υγρασία και θερμοκρασία επηρεάζουν επίσης τη δυνητική διάβρωση των υλικών και των επιστρώσεων. Η θερμοκρασία του αέρα είναι επίσης ένας παράγοντας που καθορίζει την πιθανότητα μιας Α/Γ να υπερβεί τα όρια της ασφαλούς λειτουργίας της. Το κάθετο προφίλ της θερμοκρασίας μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί προκειμένου να υπολογιστεί η θερμική σταθερότητα της ατμόσφαιρας, καθώς και η διαφορά θερμοκρασίας μεταξύ της επιφάνειας της θάλασσας και του υπερκείμενου αέρα.

Για περιπτώσεις όπου ο άνεμος και άλλες μετεωρολογικές μεταβλητές δεν παρατηρούνται στο ύψος του κεντρικού σημείου, οι τεχνικές εξαγωγής είναι διαθέσιμες προκειμένου να προσαρμοστούν τιμές από άλλα ύψη. Για παράδειγμα, οι μετρήσεις της ταχύτητας ανέμου μπορούν να προσαρμοστούν στο ύψος του κεντρικού άξονα χρησιμοποιώντας την υπόθεση του λογαριθμικού προφίλ ανέμου ή τον νόμο της ισχύος χρησιμοποιώντας έναν κατάλληλο δείκτη διάτμησης. Και οι δύο τεχνικές εξαγωγής είναι ευαίσθητες στην ατμοσφαιρική

σταθερότητα και δουλεύουν περισσότερο αξιόπιστα κάτω από ουδέτερες συνθήκες σταθερότητας. Για να ελαχιστοποιηθούν οι αβεβαιότητες που σχετίζονται με την εξαγωγή, οι μετρήσεις πρέπει να είναι όσο το δυνατόν πιο κοντά στο επιθυμητό ύψος.

Οι επιπρόσθετες παράμετροι καιρού που μπορούν να επηρεάσουν τα αιολικά πάρκα και τη λειτουργία τους, περιλαμβάνουν τον υετό, την ηλιακή ακτινοβολία, τις αστραπές και την ορατότητα. Ο υετός μπορεί να έχει πολλές μορφές, όπως βροχή, παγωμένη βροχή, χαλάζι, χιόνι κλπ., και μπορεί να επηρεάσει την απόδοση της Α/Γ, με συσσώρευση πάγου στα πτερύγια. Τα δεδομένα της ηλιακής ακτινοβολίας μπορούν να χρησιμοποιηθούν είτε για να προσεγγιστούν τα επίπεδα αλλοίωσης των πτερυγίων, είτε για βοηθητικές υπηρεσίες που αφορούν τη προμήθεια ισχύος, καθώς επίσης και σαν δεδομένο εισόδου για κάποιες μεθόδους κατηγοριοποίησης ατμοσφαιρικής σταθερότητας. Η συχνότητα και τα χαρακτηριστικά των αστραπών είναι επίσης σημαντικά για τον υπολογισμό πιθανού ρίσκου βλάβης και διακοπής λειτουργίας. Τα δεδομένα ορατότητας σχετίζονται με τις απαιτήσεις σηματοδότησης πλοήγησης του αιολικού πάρκου, για αξιολόγηση οπτικών επιδράσεων από τη ξηρά, και για υποστήριξη λειτουργίας των σκαφών για κατασκευή και λειτουργία του αιολικού πάρκου.

Στον **Πίνακα 3.1** παρακάτω παραθέτονται οι παράμετροι μετεωρολογικών δεδομένων που μπορούν να μετρηθούν ή να εξαχθούν. Οι περισσότερες παράμετροι που δεν εξαρτώνται από τον άνεμο δειγματοληπτούνται και καταγράφονται με την ίδια συχνότητα όπως τα δεδομένα ανέμου. Τα στατιστικά δεδομένα σχετικά με τις αστραπές έχουν αποκτηθεί από κυβερνητικά ή ιδιωτικά δίκτυα ανίχνευσης. Τα στατιστικά δεδομένα σχετικά με ανεμοστρόβιλους (hurricanes), τυφώνες (typhoons) και κυκλώνες (cyclones) είναι διαθέσιμα από κυβερνητικά μετεωρολογικά γραφεία. [10]

Πίνακας 3.1: Δεδομένα μετεωρολογικών παραμέτρων. [10]

Μετρήσιμα δεδομένα	Εξαγόμενα (Derived) δεδομένα
<ul style="list-style-type: none"> • Οριζόντια ταχύτητα ανέμου σε διάφορα ύψη • Κατεύθυνση ανέμου σε διάφορα ύψη • Κάθετη ταχύτητα ανέμου • Κεκλιμένη ροή (εκτός άξονα) • Βαρομετρική πίεση • Σχετική υγρασία • Θερμοκρασία • Αστραπές – Κεραυνοί 	<ul style="list-style-type: none"> • Διανομή ταχύτητας ανέμου και σταθερή απόκλιση • Ένταση της ανατάραξης του ανέμου/τύρβη • Διατμητικός άνεμος • Ακραία τιμή ριπής λειτουργίας • Ακραία συνεκτική ριπή με αλλαγή κατεύθυνσης • Διανομή κατεύθυνσης ανέμου

- | | |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Υετός (βροχοπτώσεις κλπ) • Ηλιακή ακτινοβολία • Ορατότητα | <ul style="list-style-type: none"> • Εκτροπή ανέμου (wind veer) • Πυκνότητα ανέμου • Θερμική σταθερότητα • Συχνότητα φαινομένων της κατηγορίας hurricane/typhoon/cyclone |
|---|--|

3.3.2 Οι μεταβλητές που σχετίζονται με το νερό και το βυθό της θάλασσας

Τα κύματα, τα ρεύματα, και τα επίπεδα στάθμης του νερού αποτελούν τις βασικές υδρογραφικές παραμέτρους. Τα βραχυπρόθεσμα χαρακτηριστικά των κυμάτων δίνονται από ένα φάσμα, το οποίο χρησιμοποιείται για να καθοριστεί η ενέργεια των κυμάτων που περιέχεται σε διαφορετικές συχνότητες ή κατευθύνσεις. Αυτές οι παράμετροι πηγάζουν από παρατηρήσεις αξιοσημείωτου ύψους, περιόδου, και κατεύθυνσης κύματος. Η απότομη κλίση και τα breaking κύματα (τα κύματα που ένα μεγάλο ποσό της ενέργειας τους μετατρέπεται σε τυρβώδη κινητική ενέργεια) είναι ειδικές περιπτώσεις που σχετίζονται με τις επιδράσεις που υπάρχουν από χτύπημα κύματος στις θεμελιώσεις. Μια μακροπρόθεσμη κλιματολογία κύματος συνήθως προέρχεται ταιριάζοντας μια συνάρτηση διανομής σε δεδομένα που παρατηρούνται σε μια τοποθεσία (Rayleigh, Weibull ή Gumbel). Οι ακραίες τιμές στατιστικής μπορούν να υπολογιστούν χρησιμοποιώντας μετρήσεις παραμέτρων που έχουν παρατηρηθεί μαζί με εμπειρικές φόρμουλες, ή ταιριάζοντας παρατηρήσεις σε μοντέλα διανομής και προβάλλοντας χρόνους επιστροφής που βασίζονται σε παρατηρούμενη συχνότητα γεγονότων σε μια δοθείσα περίοδο αναφοράς.

Τα ρεύματα σε μια στήλη νερού, τα οποία μπορεί να μεταβάλλονται με το βάθος, αναφέρονται ως προφίλ ρεύματος. Το προφίλ ενός ρεύματος αποτελείται από ρεύματα βρίσκονται κοντά στην επιφάνεια της θάλασσας και παράγονται από το άνεμο, ρεύματα που βρίσκονται κάτω από την επιφάνεια και κοντά στην ακτή. Τα ρεύματα που βρίσκονται κάτω από την επιφάνεια προξενούνται από παλιρροιακές διακυμάνσεις, μεγάλης κλίμακας κυκλοφορίες, ή βαθμίδες πυκνότητας. Το εύρος τιμών σχετικά με τη στάθμη του νερού εξαρτάται από μια αστρονομική διακύμανση παλίρροιας των επιπέδων του νερού που αναμένονται σε μια τοποθεσία και οποιαδήποτε μορφή θύελλας.

Άλλες μεταβλητές που σχετίζονται με το νερό είναι η θερμοκρασία, η πυκνότητα, η αλμυρότητα, η αγωγιμότητα, και ο πάγος. Οι παράμετροι που επηρεάζουν την πυκνότητα του νερού της θάλασσας όπως η αλμυρότητα και η θερμοκρασία, επηρεάζουν επίσης και το φορτίο κατασκευής εξαιτίας της ροής του νερού.

Επιπλέον, η παρουσία του πάγου της θάλασσας και οι φυσικές του ιδιότητες μπορούν να επηρεάσουν σε μεγάλο βαθμό το φορτίο της κατασκευής σε ψυχρά κλίματα.

Η πιθανότητα διάβρωσης των κατασκευών μπορεί να υπολογιστεί αναλύοντας τη χημική σύσταση ή την μόλυνση του νερού, καθώς και την αλμυρότητα. Οι μετρήσεις της αγωγιμότητας του νερού χρησιμοποιούνται συχνά για να υπολογιστεί η αλμυρότητα του. Επίσης, ένας άλλος παράγοντας που επηρεάζει τη διάβρωση είναι η θερμοκρασία του νερού.

Ο **Πίνακας 3.2** συνοψίζει το σύνολο των ωκεανογραφικών δεδομένων που σχετίζονται με τα υπεράκτια αιολικά πάρκα. [10]

Πίνακας 3.2: Δεδομένα ωκεανογραφικών παραμέτρων. [10]

Μετρήσιμα δεδομένα	Εξαγόμενα (Derived) δεδομένα
<ul style="list-style-type: none"> • Ύψος κύματος • Περίοδος κυρίαρχου κύματος • Μέση ταχύτητα κυμάτων • Κατεύθυνση και κατευθυντήριο φάσμα κυμάτων • Ρεύματα σε διαφορετικά βάθη • Επίπεδο νερού σε ηρεμία • Δεδομένα παλίρροιας • Μετακίνηση του βυθού της θάλασσας • Θερμοκρασία • Αλμυρότητα • Αγωγιμότητα • Πάχος πάγου (και άλλα σχετικά στοιχεία) • Βαθυμετρία • Τύπος εδάφους • Διάβρωση (Scour) 	<ul style="list-style-type: none"> • Σημαντικό ύψος κύματος • Φάσμα συχνότητας • Κύμα θύελλας (storm surge) • Πυκνότητα νερού • Ρίσκο σεισμού/τσουνάμι

3.3.3 Συνδεδεμένα χαρακτηριστικά

Ο συνδυασμός των μετεωρολογικών παραγόντων του ωκεανού καθοδηγεί τη διαδικασία ανάλυσης φορτίων, τη διάταξη των Α/Γ στο αιολικό πάρκο και την παραγωγή ενέργειας. Επίσης, απαιτείται ανάλυση παραμέτρων που σχετίζονται με διάφορους συνδυασμούς ανέμου – μετεωρολογίας, ανέμου - νερού, και νερού – νερού. Για παράδειγμα, σε έναν σχεδιασμό ανάλυσης φορτίων μπορεί να αξιολογηθεί το συμπίπτον ύψος κύματος και η ταχύτητα ανέμου. Σε κάποιον άλλο σχεδιασμό μπορεί να αξιολογηθεί το φορτίο κόπωσης υπό συνθήκες όπου ο άνεμος και οι κατευθύνσεις κυμάτων διαφέρουν μεταξύ τους. Η διάταξη ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου επηρεάζεται σε μεγάλο βαθμό από την κατανομή συχνότητας της συνδεδεμένης «ταχύτητας - κατεύθυνσης», η οποία χρησιμοποιείται για την βελτιστοποίηση της χωροθέτησης των Α/Γ,

προκειμένου να ελαχιστοποιηθούν οι απώλειες παραγωγής, εξαιτίας της επίδρασης του απορρεύματος των Α/Γ (wake effect). Η απόδοση των Α/Γ είναι μια συνάρτηση τριών συμπτωματικών παραγόντων, τους οποίους αποτελούν η ταχύτητα ανέμου, η πυκνότητα αέρα και η ένταση της ανατάραξης του ανέμου/τύρβη.

Ο **Πίνακας 3.3** παρουσιάζει τις συνδεδεμένες μετεωρολογικές παραμέτρους στον ωκεανό. Οι επιθυμητές παράμετροι, οι εφαρμογές τους και οι διαθέσιμες τεχνολογίες μέτρησης και μοντελοποίησης βρίσκονται υπό εξέλιξη, καθώς αναπτύσσεται η βιομηχανία υπεράκτιου ανέμου.

Πίνακας 3.3: Συνδεδεμένες παράμετροι δεδομένων. [10]

Συνδεδεμένες κατανομές

- Κατεύθυνση ανέμου – κατεύθυνση κύματος
- Κατεύθυνση ανέμου – ταχύτητα ανέμου
- Χαρακτηριστικό ύψος κύματος – περίοδος κορυφής φάσματος – ανά κατεύθυνση κύματος
- Ρεύματα που δημιουργούνται από τον άνεμο – ταχύτητα ανέμου
- Ύψος κύματος – ταχύτητα ανέμου

Αξίζει να σημειωθεί ότι πολλές από τις παραμέτρους που παρουσιάστηκαν στους **Πίνακες 3.1, 3.2 και 3.3** είναι κοινές σε πολλαπλές αναφορές, συνιστώμενες πρακτικές και εφαρμογές. Ωστόσο, ο τρόπος μέτρησης, υπολογισμού και ανάλυσης τους διαφέρει σημαντικά. Τα πρότυπα σχεδιασμού και οι κατευθυντήριες γραμμές παρέχουν διαδικασίες για ορισμένες παραμέτρους για τις οποίες υπάρχει συναίνεση κοινής γνώμης ή βέλτιστες βιομηχανικές πρακτικές. Μεταξύ των αναφορών ωστόσο, υπάρχουν διαφορές στις διαδικασίες και τις απαιτήσεις και πολλοί δεν αντιμετωπίζουν τις παραμέτρους με τον ίδιο τρόπο. Ορισμένες μετεωρολογικές παράμετροι για παράδειγμα, μπορεί να κληθούν ως σχετικές για τον σχεδιασμό χωρίς να υπάρχει καθοδήγηση για τον τρόπο συλλογής, ανάλυσης ή ερμηνείας τους. Σε άλλες περιπτώσεις, χαρακτηριστικά ορισμένων μετεωρολογικών μεταβλητών του ωκεανού επηρεάζονται από τη τοποθεσία του έργου καθώς και από το τρόπο εφαρμογής τους. [10]

4. Σχεδιασμός και Τμήματα Ανεμογεννητριών

4.1 Πτερύγια

4.1.1 Επίδραση του αριθμού των πτερυγίων

Από οικονομικής άποψης, οι δρομείς με δύο ή τρία πτερύγια προσφέρουν παρόμοιο κόστος ενέργειας. Ο ελάχιστος μειωμένος συντελεστής ισχύος των δρομέων με δύο πτερύγια εξισορροπείται από τη μειωμένη χρήση υλικών για δύο πτερύγια αφενός επειδή είναι μικρότερος ο αριθμός των πτερυγίων και αφετέρου επειδή το βέλτιστο σχέδιο για δύο πτερύγια έχει μεγαλύτερο μήκος χορδής και κατά συνέπεια πάχος, πράγμα που αυξάνει την κατασκευαστική απόδοση.

Ένα μειονέκτημα των Α/Γ με δύο πτερύγια είναι ότι ο διατμητικός άνεμος και η σκίαση του πύργου (tower shadow) συμβαίνουν ταυτόχρονα όταν ο δρομέας είναι σε κάθετη θέση κάτι το οποίο έχει σοβαρές επιπτώσεις στο φορτίο κοπώσεως. Αυτό μπορεί να μειωθεί με έλεγχο κλίσης του κάθε πτερυγίου ή χρήση μιας αιωρούμενης πλήμνης (teetering hub).

Ο δρομέας έχει επίσης διαφορετική ροπή αδράνειας ανάλογα με τη γωνία αζιμούθιου, πράγμα το οποίο μπορεί να αποτελέσει πρόκληση από δυναμικής πλευράς. Παρόλα αυτά, τα σύγχρονα συστήματα ελέγχου είναι σε καλύτερη θέση να αντιμετωπίσουν αυτό το ζήτημα σε σχέση με εκείνα που χρησιμοποιήθηκαν το πρώτο καιρό της βιομηχανίας χερσαίων Α/Γ, όταν το ζήτημα δύο έναντι τριών πτερυγίων ήταν στο απόγειο του.

Οι Α/Γ με τρία πτερύγια κυριαρχούν στην βιομηχανία χερσαίου ανέμου επειδή περιστρέφονται πιο αργά σε μια δεδομένη περιοχή σάρωσης, με αποτέλεσμα να μειώνεται η οπτική και ακουστική όχληση λόγω της παρουσίας τους. Επίσης, όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως, η δυναμική συμπεριφορά των συγκεκριμένων Α/Γ είναι πιο εύκολο να μοντελοποιηθεί. Αυτοί οι παράγοντες οδήγησαν στο να αποτελούν οι Α/Γ με τρία πτερύγια νόρμα σε χερσαίο επίπεδο. Ωστόσο, αυτός ο σχεδιασμός προχώρησε και υπεράκτια, καθώς οι καινοτόμοι σχεδιασμοί αυξάνουν το ρίσκο που σχετίζεται με τα έργα αιολικών πάρκων.

Οι Α/Γ με δύο πτερύγια, πλέον επανεξετάζονται από διάφορες εταιρίες που αναπτύσσουν μεγάλες υπεράκτιες πλατφόρμες. Ένα βασικό πλεονέκτημα των Α/Γ με δύο πτερύγια σχετίζεται με τη μεταφορά και την εγκατάστασή τους. Σε μια Α/Γ δύο πτερυγίων, ο θάλαμος και ο δρομέας μπορούν να εγκατασταθούν με μια ανύψωση γερανού, ενώ σε Α/Γ με τρία πτερύγια χρειάζονται τουλάχιστον δύο ανυψώσεις, η μια εκ των οποίων θα πρέπει να γίνει σε μη κάθετο επίπεδο.

[11]

4.1.2 Δρομέας που στρέφεται ανάντη/κατάντη του ανέμου (upwind versus downwind)

Οι χερσαίες Α/Γ είθισται να έχουν δρομείς που στρέφονται ανάντη του ανέμου (upwind), επειδή έτσι μειώνεται η επίδραση της σκίασης του πύργου (tower shadow), και κατά συνέπεια ένα αξιοσημείωτο ποσοστό θορύβου και κόπωσης. Το τελευταίο πρόβλημα μπορεί να μειωθεί μέσω της χρήσης υποστηρικτικών πύργων, οι οποίοι γενικά δεν είναι αποδεκτοί στη ξηρά για αισθητικούς λόγους. Οι αιωρούμενες πλήμνες (teetering hubs), οι οποίες διευκολύνουν τα πτερύγια μπορούν να στρέφονται γύρω από ένα άξονα ο οποίος είναι κάθετος στον άξονα περιστροφής, μειώνουν σε μεγάλο βαθμό τα φορτία κόπωσης στη βάση των πτερυγίων, με κόστος επιπρόσθετης πολυπλοκότητας.

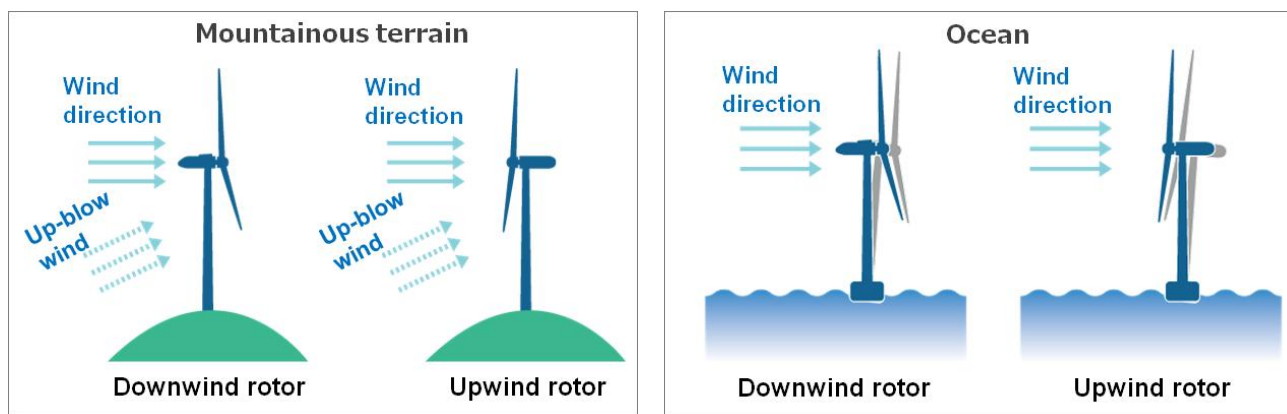
Αυτό σημαίνει ότι στη θάλασσα με το να μην υπάρχουν οι περιορισμοί οπτικής και ακουστικής όχλησης, η προοπτική χρήσης δρομέων που στρέφονται κατάντη του ανέμου είναι πιο ελκυστική. Ο σχεδιασμός των πτερυγίων στην προκειμένη περίπτωση θα έχει ως στόχο τη στιβαρότητα παρά την αποφυγή πρόσκρουσης στον πύργο (σχεδιασμός βασισμένος στην ακαμψία). Αυτό θα μπορούσε εν δυνάμει να οδηγήσει σε μείωση του βάρους του πτερυγίου.

Επίσης, οι δρομείς των Α/Γ είναι γενικά «κωνοειδείς» προκειμένου να αυξηθεί η απόσταση αποφυγής του πύργου (tower clearance). Για ένα δρομέα που στρέφεται ανάντη του ανέμου, το να διαμορφωθούν τα πτερύγια με κωνοειδή μορφή σημαίνει ότι η φυγόκεντρος δύναμη οξύνει την αεροδυναμική κάμψη των πτερυγίων (aerodynamic bending moment) προκαλώντας κάμψη προς την ίδια κατεύθυνση. Αντιθέτως, οι Α/Γ που στρέφονται κατάντη του ανέμου δημιουργούν φυγόκεντρο που αμβλύνει την αεροδυναμική κάμψη.

Τέλος, οι Α/Γ που στρέφονται κατάντη του ανέμου, έχουν δυνητικά το πλεονέκτημα μιας Α/Γ χωρίς ασταθείς ελιγμούς. Σε αυτή τη περίπτωση, τα φορτία ελιγμών πρέπει να υπολογιστούν προσεκτικά, καθώς η εκκίνηση ισχύος για ένα όριο περιστροφής και πάνω, δεν είναι διόλου ασήμαντη.

Μέχρι στιγμής, οι υπεράκτιες Α/Γ έχουν κατά κύριο λόγο εξελιχθεί μέσα από σχέδια Α/Γ χερσαίου τύπου, με αποτέλεσμα οι Α/Γ που στρέφονται κατάντη του ανέμου να αποτελούν ένα σπάνιο φαινόμενο. [11]

Παρακάτω παρουσιάζονται οπτικά στην **Εικόνα 4.1** οι διαφορές μεταξύ upwind και downwind Α/Γ στη ξηρά και στη θάλασσα.



Εικόνα 4.1: Διαφορές upwind και downwind Α/Γ σε ξηρά και θάλασσα. [12]

4.1.3 Υλικά πτερυγίων

Πολλά υλικά έχουν χρησιμοποιηθεί κατά καιρούς για την κατασκευή πτερυγίων των Α/Γ. Κατά τις απαρχές της βιομηχανίας, ο χάλυβας χρησιμοποιούνταν κατά κύριο λόγο εξαιτίας της μεγάλης ακαμψίας του και των καλά καθιερωμένων τεχνικών κατεργασίας του. Ωστόσο, η ειδική στιβαρότητα του είναι πολύ χαμηλή και η διαμόρφωση βέλτιστης συστροφής πτερυγίων είναι πολύ δύσκολη. Το αλουμίνιο χρησιμοποιούνταν επίσης, αλλά εντοπίστηκε να είναι πολύ ευαίσθητο στην κόπωση και ανεπαρκώς σκληρό. Το ξύλο χρησιμοποιούνταν ευρέως σε μικρότερες Α/Γ, αλλά οι ευμετάβλητες ιδιότητες του το καθιστούν αναξιόπιστο στον σχεδιασμό, οπότε αν και έχει εξαιρετικές ιδιότητες κόπωσης σπάνια χρησιμοποιείται σε μεγάλη ποσότητα στα πτερύγια μοντέρνων Α/Γ.

Τα υλικά που επικρατούν στις σύγχρονες Α/Γ είναι είδη πλαστικών ενισχυμένα με ίνες, που επί τις ουσίας είναι ένα σύμπλεγμα πολυμερών ενισχυμένο με ίνες. Η επιλογή των συγκεκριμένων έχει γίνει λόγω της υψηλής ειδικής ακαμψίας που διαθέτουν, των καλών ιδιοτήτων όσον αφορά τη κόπωση, τη χαμηλή πυκνότητα και την ικανότητα προσαρμογής των ιδιοτήτων του υλικού προς διαφορετικές κατευθύνσεις.

Το E-glass (το πιο συνηθισμένο είδος γυαλιού για την κατασκευή υαλοβάμβακα) χρησιμοποιείται κατά κύριο λόγο ως υλικό ενίσχυσης. Επίσης, το ανθρακόνημα χρησιμοποιείται περιστασιακά ως υλικό ενίσχυσης αλλά αν και είναι πιο δυνατό, άκαμπτο και ανθεκτικό στη κόπωση συγκριτικά με το E-glass, κοστίζει αρκετά παραπάνω, με αποτέλεσμα η χρήση του σε εμπορικές Α/Γ να έχει περιοριστεί σε τοπική ενίσχυση και στο κεντρικό τμήμα του πτερυγίου. Οι τυπικές ιδιότητες αυτών των δύο συμπλεγμάτων ινών παρουσιάζονται στον **Πίνακα 4.1**.

Πίνακας 4.1: Ιδιότητες συμπλεγμάτων ινών. [11]

	E-Glass	Carbon
Stiffness (GPa)	72	350
Tensile strength (MPa)	3500	4000
Density (kg/m ³)	2540	1770

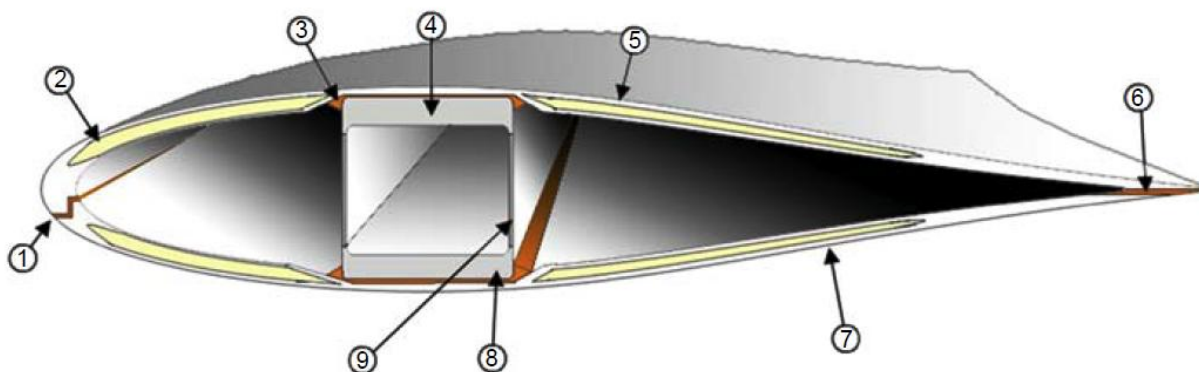
Ο ρόλος του συμπλέγματος πολυμερών είναι να δέσει τις ίνες μεταξύ τους, ώστε να λειτουργούν ενιαία. Το πολυμερές μπορεί να είναι είτε θερμοσκληρυνόμενο, είτε θερμοπλαστικό, και στην προκειμένη περίπτωση και τα δύο είδη υλικών έχουν σχετικά χαμηλό μέτρο ελαστικότητας Young (τυπικά λιγότερο από 4 GPa). Έτσι, το σύμπλεγμα προσφέρει τη σύνθετη βελτιωμένη σκληρότητα.

Τα θερμοσκληρυνόμενα υλικά συμπλέγματος υφίστανται κατεργασία με συνδυασμό ρητίνης με κάποιο σκληρυντικό, το οποίο αντιδρά με την ρητίνη προκειμένου να προάγει την διασταυρούμενη σύνδεση (cross-linking) μεταξύ των αλυσίδων του πολυμερούς. Αυτή η αντίδραση σκλήρυνσης είναι μη αντιστρέψιμη, και γι αυτό το λόγο τα θερμοσκληρυνόμενα πλαστικά είναι πιο δύσκολο να ανακυκλωθούν. Τα υλικά συμπλέγματος που χρησιμοποιούνται είναι συνήθως πολυεστέρες, βινυλεστέρες και εποξικά, και έχουν ανθεκτικότητα στην αστοχία περίπου 5 - 8%. Οι πολυεστέρες χρησιμοποιούνται ευρέως από τα πρώτα χρόνια της βιομηχανίας, αλλά οι εποξικές ρητίνες αποτελούν πλέον τα υλικά με την ευρύτερη χρήση.

Τα θερμοπλαστικά υλικά συμπλέγματος δεν χρησιμοποιούνται ευρέως σήμερα σε πτερύγια Α/Γ μεγάλης κλίμακας, επειδή το μεγάλο τους μέγεθος καθιστά δύσκολη την κατεργασία σε υψηλές θερμοκρασίες, που απαιτείται στα υλικά συμπλέγματος με τις απαιτούμενες ιδιότητες. Ωστόσο, η ικανότητα της ευκολότερης ανακύκλωσης των πτερυγίων στο τέλος της ζωής τους, καθιστά τα θερμοπλαστικά μια ελκυστική επιλογή, οπότε η εύρεση τρόπων χρήσης των συγκεκριμένων υλικών για την κατασκευή πτερυγίων αποτελεί ένα ενεργό πεδίο έρευνας. [11]

4.1.4 Δομή πτερυγίων

Παρακάτω παρουσιάζεται η διατομή ενός τυπικού πτερυγίου μιας μεγάλης Α/Γ. Τα πτερύγια αποτελούνται από μια δοκό (spar) που υφίσταται το φορτίο και αεροδυναμικές όψεις, αν και ορισμένοι κατασκευαστές ενσωματώνουν τη δοκό στήριξης στις αεροδυναμικές όψεις και έχουν ξεχωριστούς ιστούς διάτμησης. Για παράδειγμα η Siemens κατασκευάζει τα πτερύγια της σε μια μονοκόμματα διαδικασία.



Εικόνα 4.2: Τυπική δομή πτερυγίου. [11]

Στην **Εικόνα 4.2** τα τμήματα του πτερυγίου που είναι αριθμημένα είναι τα εξής:

1. Σημείο συγκόλλησης μπροστινής άκρης.
2. Αεροδυναμικό πάνελ σε μορφή σάντουιτς, που στη μέση έχει ένα πυρήνα από αφρό ή ξύλο μπάλσα, ο οποίος αυξάνει τη στιγμιαία ροπή αδράνειας (second moment of area) του πάνελ καθιστώντας το ανθεκτικό στη κατάρρευση (τσαλάκωμα). Τα προστατευτικά στρώματα τυπικά αποτελούνται από επιστρώσεις $\pm 45^\circ$ σε ένα μεγάλο ποσοστό.
3. Σημείο συγκόλλησης μεταξύ πλευρικού καλουπιού αναρρόφησης (suction side moulding) και της δοκού στήριξης.
4. Πλευρά αναρρόφησης δοκού. Αυτό αποτελείται σε μεγάλο βαθμό από επιστρώσεις ινών σε στοίχιση 0° που ως στόχο έχει να μεγιστοποιήσει την ακαμψία προς αυτή τη κατεύθυνση. Τα καπάκια της δοκού (spar caps) συνήθως κατασκευάζονται από πιο ακριβά υλικά υψηλής ελαστικότητας, όπως για παράδειγμα πλαστικό ενισχυμένο με ανθρακονήματα, με σκοπό να ελαττωθεί το βάρος τους, και τοποθετούνται κατά προτίμηση με τέτοιο τρόπο ώστε να βρίσκονται στο πιο φαρδύ τμήμα της αεροτομής.
5. Πλευρικό καλούπι αναρρόφησης (suction-side moulding). Τα πρόσθια και οπίσθια τμήματα του πτερυγίου κατασκευάζονται ξεχωριστά και έπειτα συγκολλούνται. Σε μερικές περιπτώσεις, τα καπάκια της δοκού στήριξης ενσωματώνονται στο καλούπι και τα δίκτυα διάτμησης βρίσκονται σε

διαφορετικά τμήματα. Σε άλλες περιπτώσεις, η δοκός στήριξης ουσιαστικά διαμορφώνεται από τα δίκτυα διάτμησης και τα καπάκια της δοκού.

6. Σημείο συγκόλλησης οπίσθιας άκρης του πτερυγίου. Ο ενδελεχής έλεγχος των κατασκευαστικών ανοχών είναι απαραίτητος προκειμένου να διασφαλιστεί η σωστή λειτουργία των αρμών.
7. Καλούπι πλευρικής πίεσης. Καθώς αυτή η πλευρά βρίσκεται υπό συνεχή πίεση σε συνθήκες λειτουργίας, η κόπωση αποτελεί μεγαλύτερο πρόβλημα για το συγκεκριμένο τμήμα του πτερυγίου απ' ότι για την πρόσθια πλευρά.
8. Καπάκι δοκού πλευράς πίεσεως. Και σε αυτή τη περίπτωση η κόπωση αποτελεί μεγαλύτερο πρόβλημα από ότι στην πλευρά αναρρόφησης.
9. Ιστοί διάτμησης (shear webs). Ο ρόλος των ιστών διάτμησης είναι να επωμιστούν τις διατμητικές δυνάμεις που προκαλούνται από τα αεροδυναμικά φορτία. Τυπικά αποτελούνται από επιστρώσεις $\pm 45^\circ$ σε ένα μεγάλο ποσοστό με σκοπό με σκοπό την αύξηση της διατμητικής ακαμψίας. Δεν είναι δε σπάνιο να έχουμε διαφορετικούς αριθμούς από διατμητικούς ιστούς σε διάφορα σημεία του πτερυγίου, καθώς η σύνδεση σε πολλά σημεία των δύο πλευρών πίεσης και αναρρόφησης είναι ένας πολύ καλός τρόπος να βελτιώσουμε την αντοχή κατάρρευσης του αεροδυναμικού πλαισίου. [11]

4.1.5 Φόρτιση πτερυγίων

Τα φορτία που δέχονται τα πτερύγια μιας Α/Γ δεν είναι αποκλειστικά κάτω από τα πτερύγια αυτά καθαυτά, καθώς εξαρτώνται από το σχεδιασμό ολόκληρης της Α/Γ. Για παράδειγμα, ο μετατροπέας ισχύος και ο έλεγχος μπορεί να έχει μεγάλη επίδραση στη φόρτιση των πτερυγίων σε περίπτωση διατάραξης δικτύου. Εάν αφαιρεθούν τα φορτία που ασκούνται, η Α/Γ θα αρχίσει να επιταχύνει, πράγμα που σημαίνει ότι όταν επανέλθει η σύνδεση του δικτύου (ενεργώντας σαν φρένο στον άξονα) η αδράνεια των πτερυγίων προκαλεί τεράστια φορτία κάμψης στα άκρα.

Ως εκ τούτου, η διαδικασία σχεδιασμού των πτερυγίων ξεκινά με τη παραγωγή ενός συνόλου περιπτώσεων φόρτισης που παράγονται από λογισμικό αεροελαστικών προσομοιώσεων, που λαμβάνει υπόψη τη αεροδυναμική και δυναμική κατασκευαστική συμπεριφορά των πτερυγίων, την αδράνεια των περιστρεφόμενων στοιχείων στο θάλαμο, τη δυναμική συμπεριφορά της κατασκευής του πύργου και των θεμελιώσεων, τη δυναμική ηλεκτρισμού της γεννήτριας, τον μετατροπέα ισχύος και το δίκτυο, τη συμπεριφορά του συστήματος ελέγχου και το περιβάλλον (σε χερσαίο επίπεδο περιλαμβάνει το τμήμα του ανέμου, ενώ στην θάλασσα αφορά τον άνεμο, τα κύματα και τη παλίρροια). Αυτή η διαδικασία είναι απαραίτητη, καθώς υπάρχει περίπτωση τα πτερύγια να συστραφούν και να λυγίσουν κάτω υπό την επίδραση των δυνάμεων του ανέμου. Οι περιπτώσεις φόρτισης συνήθως πηγάζουν από

προσομοιώσεις χρόνου της Α/Γ με τα σχετικά αποτελέσματα φόρτισης ως ιστορικό.

Πλέον είναι διαθέσιμοι διάφοροι κώδικες ανάλυσης Α/Γ. Αυτοί οι κώδικες κατά κύριο λόγο μοντελοποιούν την κατασκευαστική δυναμική της Α/Γ χρησιμοποιώντας μια σύνθεση πολλαπλών στοιχείων, τη μέθοδο πεπερασμένων στοιχείων ή κάποια άλλη τροπική/βοηθητική προσέγγιση. Η αεροδυναμική μοντελοποίηση συνήθως εκτελείται χρησιμοποιώντας το element momentum theory του πτερυγίου, με κάποιους κώδικες που επιτρέπουν ένα γενικευμένο δυναμικό απόηχο (dynamic wake). [11]

4.1.6 Αστοχίες πτερυγίων

Τα πτερύγια μπορεί να αστοχήσουν με διάφορους τρόπους, οι οποίοι μπορεί να είναι:

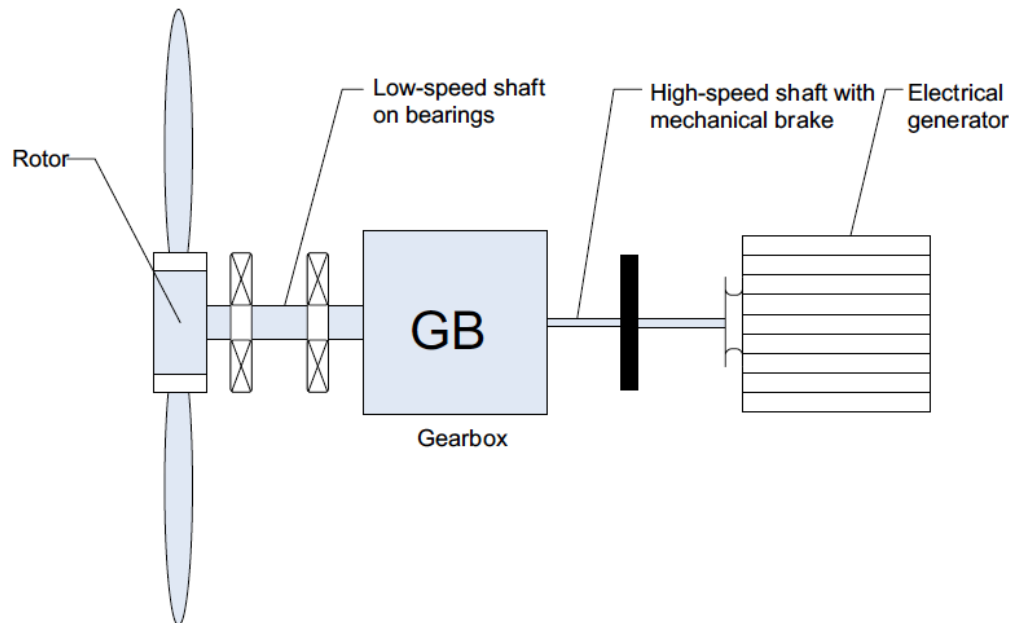
- Εσωτερική αστοχία στα ελάσματα εξαιτίας των υπερφόρτωσης
- Εσωτερική αστοχία στα ελάσματα εξαιτίας των φορτίων κόπωσης
- Αστοχία εξαιτίας αποκόλλησης
- Αστοχία στις ακμές κόλλησης
- Αστοχία λόγω κατάρρευσης
- Αστοχία λόγω διάβρωσης

Ο σχεδιαστής των πτερυγίων πρέπει να κατανοήσει τις αιτίες κάθε μιας από τις παραπάνω αστοχίες, προσπαθώντας να τις αποφύγει με κατάλληλο σχεδιασμό και ταυτόχρονα να σιγουρέψει ότι το πτερύγιο μπορεί να κατασκευαστεί με την ελάχιστη δυνατή χρήση υλικών. [11]

4.2 Σχεδιασμός του κιβωτίου ταχυτήτων

Το κιβώτιο ταχυτήτων (Gearbox-GB) αποτελεί αναπόσπαστο μέρος του συστήματος μετάδοσης κίνησης σε μεγάλης κλίμακας Α/Γ (Wind Turbine Generator Systems – WTGS). Τα κιβώτια ταχυτήτων χρησιμοποιούνται στη πλειονότητα των WTGS με εγκατεστημένες σύγχρονες ή επαγωγικές γεννήτριες, για παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος. Οι μικροί δρομείς των Α/Γ, που στρέφονται με ταχύτητες της τάξης των εκατοντάδων περιστροφών ανά λεπτό, μπορεί να μην απαιτούν κιβώτιο ταχυτήτων. Σε αυτές τις περιπτώσεις, γνωστές ως «άμεσης μετάδοσης» (direct drive) οι γεννήτριες μόνιμου μαγνήτη ή οι σύγχρονες/ταυτόχρονες γεννήτριες με επαρκώς υψηλό αριθμό πόλων, μπορεί να είναι άμεσα συζευγμένες με τον δρομέα. Ωστόσο, για τις μεγάλες Α/Γ που στρέφονται πιο αργά, ένα κιβώτιο ταχυτήτων αποτελεί μια πρακτική αναγκαιότητα. Οι Α/Γ οριζόντιου άξονα (Horizontal Axis Wind Turbines – HAWT) με ονομαστική ισχύ άνω των 500 kW διαθέτουν ειδικό πρότυπο ISO/IEC

για το σχεδιασμό του κιβωτίου ταχυτήτων. Η **Εικόνα 4.3** παρουσιάζει μια σχηματική διάταξη των κύριων υποσυστημάτων που απαρτίζουν ένα τυπικό HAWT. Το κιβώτιο ταχυτήτων συνδέεται με τον δρομέα μέσω του άξονα χαμηλής ταχύτητας και με τη γεννήτρια μέσω του άξονα υψηλής ταχύτητας.



Εικόνα 4.3: Σχηματική παρουσίαση των κύριων υποσυστημάτων στο σύστημα κίνησης. [13]

Η βασική λειτουργία του κιβωτίου ταχυτήτων είναι να μεταδίδει την ισχύ του μηχανικού άξονα από τη πλευρά του δρομέα, που τρέχει σε χαμηλές ταχύτητες (περίπου 10 – 18 rpm για υπεράκτιες Α/Γ) προς την γεννήτρια που τρέχει σε υψηλότερες ταχύτητες (1,800 rpm για 60 Hz ή 1,500 rpm για 50 Hz, υποθέτοντας μια τετραπολική σύγχρονη γεννήτρια). Για λόγους ασφαλείας, μπορεί να χρησιμοποιηθεί μηχανικό φρένο που εγκαθίσταται στον άξονα υψηλής ταχύτητας. Ωστόσο, σε περιπτώσεις εγκατάστασης ή συντήρησης, υπάρχει ένα σύστημα κλειδώματος του δρομέα, το οποίο είναι επίσης εγκατεστημένο στον άξονα χαμηλής ταχύτητας (κύριος άξονας). [13]

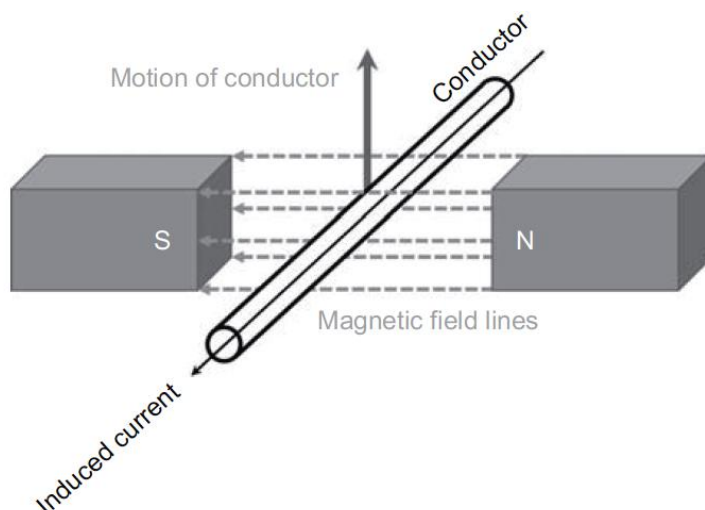
4.3 Γεννήτρια

4.3.1 Βασική λειτουργία της γεννήτριας

Η ηλεκτρική γεννήτρια αποτελεί μια συσκευή που χρησιμοποιεί μηχανική ενέργεια για την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος. Στο πλαίσιο των υπεράκτιων Α/Γ η μηχανική ενέργεια αποκτάται λαμβάνοντας την ενέργεια του ανέμου μέσω ενός δρομέα Α/Γ, και σε κάποιες Α/Γ μετατρέποντας την υψηλή ροπή και χαμηλή ταχύτητα σε χαμηλή ροπή και υψηλή ταχύτητα, χρησιμοποιώντας ένα

κιβώτιο ταχυτήτων (ή κάποιον άλλο μετατροπέα ροπής ταχύτητας). Σε άλλες περιπτώσεις, η μηχανική ενέργεια μπορεί να προέλθει από διάφορες πηγές. Στα πιο συμβατικά εργοστάσια ενέργειας, η μηχανική ενέργεια προέρχεται από αρχικές πηγές κινητήριων δυνάμεων που τροφοδοτούνται από μηχανές εσωτερικής καύσης, ατμομηχανές, υδροστροβίλους και αεριοστροβίλους.

Η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται μέσω μιας μηχανικής διαδικασίας που περιλαμβάνει την κίνηση ενός αγωγού μέσα από ένα μαγνητικό πεδίο και βασίζεται στον νόμο του Faraday για την ηλεκτρομαγνητική επαγωγή. Αυτή η διαδικασία δημιουργεί μια δυνητική διαφορά (τάση) μεταξύ των άκρων του αγωγού. Από τον νόμο του Ohm, είναι γνωστό ότι το ηλεκτρικό ρεύμα θα αρχίσει να ρέει όταν τα άκρα του αγωγού συνδεθούν σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο με μια αντίσταση. Η ροή του ρεύματος αλληλεπιδρά με το μαγνητικό πεδίο, παράγοντας μια δύναμη που αντιτίθεται στην κίνηση του αγωγού. Προκειμένου να συνεχιστεί η κίνηση του αγωγού με την ίδια ταχύτητα, πρέπει να υπάρχει μια αντίρροπη μηχανική δύναμη ίδιου μεγέθους προς την κατεύθυνση της κίνησης. Το αποτέλεσμα είναι ότι η μηχανική ισχύς ($force \times speed$) μετατρέπεται σε ηλεκτρική ισχύ ($voltage \times current$). [14]



Εικόνα 4.4: Ένας αγωγός που κινείται διαμέσου ενός μαγνητικού πεδίου. [14]

4.3.2 Κύρια χαρακτηριστικά μιας καλής γεννήτριας

Μια γεννήτρια υπεράκτιας Α/Γ θεωρείται καλή εάν είναι:

- αρκετά αποτελεσματική, τόσο σε ονομαστική ισχύ όσο και σε όλη τη καμπύλη ισχύος,
- αξιόπιστη, με χαμηλό βαθμό αστοχίας και μικρό μέσο χρόνο επιδιόρθωσης,
- αποδοτική, τόσο στην αγορά όσο και στην λειτουργία και τη συντήρηση,
- ελαφριά, μικρού μεγέθους και εύκολη στην εγκατάσταση,

- ικανή να λειτουργεί σε ποικιλία υψηλών ταχυτήτων και ορμής.

Όπως συμβαίνει σε πολλά μηχανικά συστήματα, ένα ποσοστό αυτών των ιδιοτήτων αλληλοσυμπληρώνονται μεταξύ τους και σε κάποιες άλλες περιπτώσεις η ύπαρξη μιας ιδιότητας αντιβαίνει τη παρουσία της άλλης. Για παράδειγμα, μια πιο αξιόπιστη γεννήτρια να μεν μπορεί να έχει μικρότερο κόστος συντήρησης, αλλά επίσης μπορεί να είναι λιγότερο αποδοτική και πιο ακριβή στην αγορά. Οπότε καταλήγουμε στο συμπέρασμα ότι χρειάζεται ισορροπία προκειμένου να επιβεβαιωθεί ότι μια γεννήτρια κατέχει τα κατάλληλα χαρακτηριστικά για ένα συγκεκριμένο σκοπό. Μια προσέγγιση στη λύση του προβλήματος επιλογής κατάλληλης γεννήτριας, είναι η σκέψη του πως ο σχεδιασμός γεννήτριας επηρεάζει το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE). [14]

4.3.3 Διαφορές ανάμεσα σε γεννήτριες χερσαίων και υπεράκτιων Α/Γ και οι προκλήσεις που καλούνται να αντιμετωπίσουν οι υπεράκτιες γεννήτριες.

Οι γεννήτριες διαφέρουν αρκετά όταν εφαρμόζονται σε χερσαίο ή υπεράκτιο περιβάλλον. Οι κύριες αιτίες αυτών των διαφορών αφορούν προβλήματα προσβασιμότητας σχετικά με το υπεράκτιο περιβάλλον, μεγαλύτερα κόστη ανύψωσης εξοπλισμού καθώς και τη δυνατότητα χρήσης μεγαλύτερων πτερυγίων.

Ο υπεράκτιος άνεμος έχει μεγαλύτερο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας συγκριτικά με τον χερσαίο και ένας από τους παράγοντες που συνεισφέρει σε αυτό είναι το υψηλότερο κόστος λειτουργίας και συντήρησης. Επίσης, τα νεότερα υπεράκτια αιολικά πάρκα τείνουν να τοποθετούνται σε ολοένα και μεγαλύτερες αποστάσεις από τη ξηρά σε σχέση με τα πρώτα πάρκα στις δεκαετίες του 1990 και του 2000. Η τάση αυτή συνήθως σημαίνει ότι οι τοποθεσίες που επιλέγονται έχουν μεγαλύτερη μέση ταχύτητα ανέμων και υπόκεινται σε μεγαλύτερα μέσα ύψη κυμάτων. Έτσι, καθώς τα σκάφη συντήρησης και επιδιόρθωσης έχουν λειτουργικά όρια ταχύτητας ανέμου και ύψους κύματος, οι εν λόγω τοποθεσίες είναι λιγότερο προσβάσιμες από αυτές που βρίσκονται πιο κοντά στην στεριά, οι οποίες με την σειρά τους είναι λιγότερο προσβάσιμες από ότι οι χερσαίες. Οι παραπάνω δυσκολίες έχουν οδηγήσει τους κυριότερους κατασκευαστές Α/Γ να αναπτύξουν διαφορετικούς τύπους γεννητριών για την υπεράκτια αγορά, σε σχέση με εκείνους που απευθύνονται στα χερσαία αιολικά πάρκα. Οι κατασκευαστές εστιάζουν στην κατασκευή υπεράκτιων γεννητριών με γνώμονα την αξιοπιστία, εισάγοντας χαρακτηριστικά όπως ο πλεονασμός και η επέκταση χρόνου μεταξύ των επισκευών συντήρησης (service), προκειμένου να εξασφαλίσουν ότι οι υπεράκτιες γεννήτριες δεν θα χρειάζονται συχνές επισκέψεις όπως οι χερσαίες.

Άλλο ένα χαρακτηριστικό που επηρεάζει τον σχεδιασμό των υπεράκτιων γεννητριών είναι το κόστος αντικατάστασης τους σε περίπτωση αστοχίας. Ενώ σε αυτές τις περιπτώσεις στην ξηρά χρησιμοποιούνται γερανοί, στην θάλασσα απαιτούνται ανυψωτικά σκάφη μεγάλων βαρών, η ενοικίαση των οποίων κοστίζει πάνω από £100,000 ημερησίως. Για την αντιμετώπιση αυτού του προβλήματος οι κατασκευαστές στοχεύουν σε αρθρωτές κατασκευές, ώστε οι τυχόν επισκευές και αντικαταστάσεις να γίνονται με περιορισμένη έως καθόλου χρήση ανυψωτικών σκαφών.

Σε γενικές γραμμές, οι υπεράκτιες γεννήτριες διαθέτουν δρομείς μεγαλύτερης διαμέτρου απ' ό,τι οι χερσαίες, προκειμένου να αμβλύνουν τα έξοδα των παράκτιων θεμελιώσεων και καλωδίωσης, αυξάνοντας τον δείκτη ισχύος της κάθε γεννήτριας και κατά συνέπεια την ετήσια παραγωγή ενέργειας τους. Η μείωση της πυκνότητας ισχύος του δρομέα οδηγεί σε μεγαλύτερες επιφάνειες σάρωσης, πράγμα που βοηθάει στην βελτίωση της ισχύος της γεννήτριας καθώς και την εκμετάλλευση των καλωδίσεων μετάδοσης. Επίσης λόγω του ότι υπάρχουν λιγότερες αντιδράσεις από την τοπική κοινωνία για την εγκατάσταση των υπεράκτιων αιολικών πάρκων, οι κατασκευαστές έχουν τη δυνατότητα να παρέχουν Α/Γ με μεγαλύτερα πτερύγια που έχουν μεγαλύτερο δείκτη ισχύος. Αυτό είναι εμφανές στο portfolio κορυφαίων κατασκευαστών οι οποίοι προσφέρουν Α/Γ των 7-8 MW με δρομείς διαμέτρου 154 m (Siemens D7) και 164 m (Vestas V164) για υπεράκτιες εφαρμογές, ενώ στη ξηρά οι μεγαλύτερες γεννήτριες φτάνουν μέχρι και 7,5 MW με δρομείς διαμέτρου 126 m (Enercon E-126). Παρακάτω στην **Εικόνα 4.5** παρουσιάζεται μια σύγκριση μεγέθους χερσαίων και υπεράκτιων Α/Γ. [14]



Εικόνα 4.5: Μέγεθος χερσαίας Α/Γ έναντι υπεράκτιας Α/Γ. [14]

4.4 Σχεδιασμός των πύργων

Η μεγάλη εμπειρία που έχει αποκτηθεί από τις χερσαίες Α/Γ μπορεί μόνο εν μέρει να εφαρμοστεί στις υπεράκτιες Α/Γ, καθώς υπάρχουν σημαντικές διαφορές μεταξύ ξηράς και θάλασσας. Κάποιες από αυτές τις διαφορές αφορούν τη ποικιλία της κατασκευής υποστήριξης (Support Structure – SSt) και των θεμελιώσεων, τη πρόσθεση των υδροδυναμικών φορτίων, το ακραία διαβρωτικό περιβάλλον και την ανάγκη μείωσης της συντήρησης σε μεγαλύτερο βαθμό από ότι στη ξηρά, εξαιτίας των εξαιρετικά μεγάλων εξόδων λειτουργίας και συντήρησης (O&M).

Από άποψη φόρτισης, υπάρχουν επίσης σημαντικές διαφορές μεταξύ ξηράς και θάλασσας. Οι υπεράκτιες τοποθεσίες τείνουν να έχουν προφίλ ανέμου με πιο απότομη διάτμηση και μικρότερη τύρβη εξαιτίας της χαμηλότερης τραχύτητας. Αυτά τα χαρακτηριστικά σε συνδυασμό με τη δυνατότητα για χαμηλότερο ύψος πλήμνης (hub height) μειώνουν τα αεροδυναμικά περιοδικά φορτία. Ωστόσο, το κλίμα στις παράκτιες περιοχές χαρακτηρίζεται γενικά από κατανομές ανέμου Weibull με συντελεστές μεγαλύτερης κλίμακας και σχήματος, οι οποίοι οδηγούν σε υψηλότερες μέσες ταχύτητες ανέμου και υψηλότερες συνολικές πιθανότητες για μεγαλύτερες ταχύτητες και ριπές ανέμου. Επιπλέον, υπάρχει περίπτωση το απόρρευμα του ανέμου (wake effects) της διάταξης των Α/Γ προς την εισροή των στροβίλων να είναι πιο σημαντικός στη θάλασσα, καθώς τα σώματα απορρεύματος (wake structures) εξανεμίζονται πιο αργά σε περιβάλλον με μικρότερη τύρβη. Ως εκ τούτου, στην ανοικτή θάλασσα αναμένεται μεγαλύτερη παραγωγή ισχύος αλλά και υψηλότερα επίπεδα φόρτισης.

Επιπλέον, η απουσία σημαντικής απόσβεσης όταν ο δρομέας είναι σταθμευμένος ή αδρανής μπορεί να αποτελέσει σχεδιαστική πρόκληση για τους υπεράκτιους πύργους. Σε κάποιες περιπτώσεις, όπως σε μεγάλο ύψος πλήμνης και μεγαλύτερο βάθος θάλασσας, τα υδροδυναμικά φορτία μπορεί να υπερσχύσουν έναντι των αντίστοιχων φορτίων κόπωσης. Εάν μια Α/Γ είναι απενεργοποιημένη κατά τη διάρκεια υψηλών ανέμων, η σχετιζόμενη ακραία καιρική κατάσταση της θάλασσας μπορεί να προκαλέσει δονήσεις στην υποστήριξη κατασκευής, οι οποίες είναι σημαντικά αναπόσβεστες (δεν εκτονώνονται στον βαθμό που πρέπει). Μια παρόμοια κατάσταση μπορεί να συμβεί και σε συνθήκες λειτουργίας, εάν ο άνεμος και τα κύματα δεν έχουν καλή ευθυγράμμιση, οπότε και οι πλευρικές ταλαντώσεις υφίστανται μικρή απόσβεση. Αυτή η περίπτωση απαιτεί περισσότερη διερεύνηση σε σχέση με την ξηρά όπου η απόσβεση αποτελεί κατά κύριο λόγο μια καλοήγη κατάσταση. Οπότε, οι υπεράκτιες κατασκευές χρήζουν εφαρμογής στρατηγικών δυναμικού ελέγχου και συσκευών απόσβεσης.

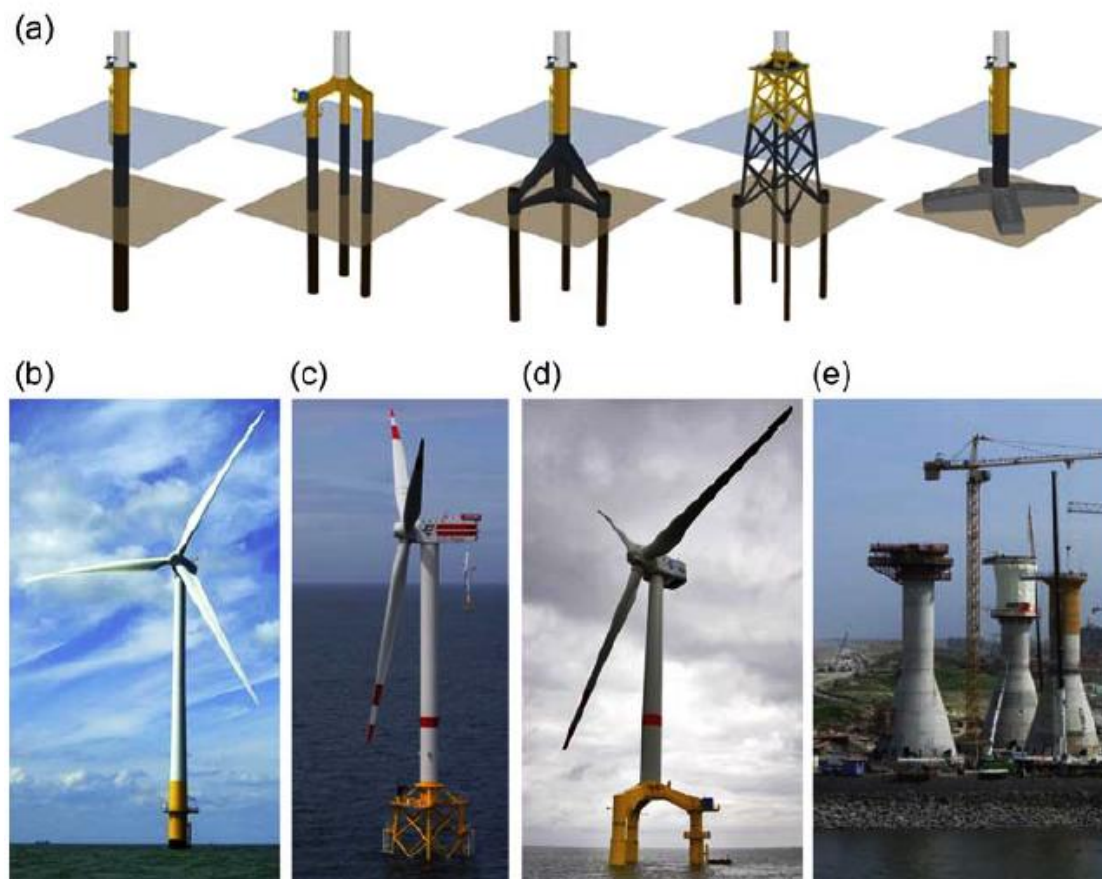
Κάποια άλλα χαρακτηριστικά σχετικά με τις υπεράκτιες Α/Γ περιλαμβάνουν την διάβρωση (scour), την ανάπτυξη της υποθαλάσσιας χλωρίδας/πανίδας που

αναπτύσσεται στα τοιχώματα των πύργων και την πιθανή πρόσκρουση θαλάσσιου σκάφους. Η διάβρωση (scouring) μπορεί να μειώσει τις φυσικές συχνότητες του υπεράκτιου συστήματος με πιθανό περιορισμό του φάσματος συντονισμού (resonance-band). Μετρήσεις έχουν αποκαλύψει βάθη κυματικών αρόσεων μέχρι και 1.3 φορές τη διάμετρο της στήλης θεμελίωσης (embedded pile). Επίσης, η υποθαλάσσια χλωρίδα/πανίδα αυξάνει τη μάζα και τα υδροδυναμικά φορτία στο τμήμα της κατασκευής υποστήριξης. Το πάχος και το βάθος των υποθαλάσσιων οργανισμών δίνεται από σχεδιαστικά έγγραφα της συγκεκριμένης τοποθεσίας ή σχετικά πρότυπα. Η πιθανή πρόσκρουση σκάφους προβλέπεται να εξομαλυνθεί από την πλαστική κρούση από τα παραβλήματα σκαφών, και οι ατυχείς προσκρούσεις σε άλλα σημεία δεν θα πρέπει να υπερβαίνουν τα όρια αντοχής σύγκρουσης.

Για παράκτιες εφαρμογές, οι περιορισμοί μεταφοράς μπορούν να αποφευχθούν σε μεγάλο βαθμό εάν υπάρχει άμεση πρόσβαση μέσω αποβάθρας. Γι αυτό το λόγο, και εξαιτίας της μεγάλης εμπειρίας που έχει αποκτηθεί στα χερσαία αιολικά συστήματα, έχουν χρησιμοποιηθεί κυρίως σωληνοειδής χαλύβδινοι πύργοι στην κατασκευή υπεράκτιων Α/Γ. Οι πύργοι είναι συνδεδεμένοι στα θεμέλια (substructure), τα οποία μεταφέρουν τα φορτία ανέμου και αδράνειας από τη βάση του πύργου, καθώς και τα υδροδυναμικά φορτία από θαλάσσια κύματα και ρεύματα στα θεμέλια που βρίσκονται στο πυθμένα της θάλασσας. Η σύνδεση μεταξύ πύργου και θεμελίωσης διασφαλίζεται από το τμήμα μετάβασης (transition piece), ένα εξάρτημα το οποίο μπορεί να πάρει διάφορα σχήματα και είναι αναγκαίο για την εξασφάλιση της αξιόπιστης λειτουργίας της Α/Γ.

Ο πιο απλός τρόπος για την τοποθέτηση μιας Α/Γ στη θάλασσα είναι η επέκταση ενός σωληνοειδούς πύργου κάτω από τη θάλασσα, χρησιμοποιώντας την αποκαλούμενη διάταξη «μονής στήλης» (monopole). Καθώς η στήλη πρέπει να βυθιστεί στο έδαφος μέσω μηχανών τοποθέτησης πασάλων θεμελίωσης, είναι πιο πρακτικό να χωριστεί η στήλη θεμελίωσης από το μέρος του πύργου που βρίσκεται πάνω από τη θάλασσα και να ενώσουμε τα δύο κομμάτια μέσω ενός τμήματος μετάβασης, το οποίο θα είναι προσκολλημένο στη στήλη με ρευστοκονίαμα. Νεότερες καινοτομίες ενσωματώνουν το τμήμα μετάβασης εντός του εξαρτήματος μονής στήλης, κάτι το οποίο επισπεύδει την εγκατάσταση, αλλά απαιτεί μεγαλύτερο πάχος στην κορυφή της στήλης ώστε να διασφαλιστεί ότι η διαδικασία της τοποθέτησης των στηλών δεν θα θέσει σε κίνδυνο τα συνδετικά στοιχεία της θεμελίωσης του πύργου. Τα μεγαλύτερα υποθαλάσσια βάθη και οι μεγαλύτερες μάζες δρομέα-θαλάμου (rotor nacelle assembly) που σχετίζονται με μεγαλύτερες Α/Γ, έχουν πιο αυστηρές απαιτήσεις στον τρόπο τοποθέτησης, οι οποίες καθιστούν αναγκαίες πολύ μεγάλες κατασκευές μονής στήλης, κάτι που τις καθιστά ασύμφορες οικονομικά.

Άλλες κατασκευές σταθερής θεμελίωσης περιλαμβάνουν πλέγματα θεμελιώσεων (τρίποδες/tripod ή δικτυώματα/jackets) και βαρυτικού τύπου θεμελίωση. Στην περίπτωση των δικτυωμάτων (jackets) το τμήμα μετάβασης πρέπει να μεταφέρει τα φορτία στα κύρια μέλη της υποστηρικτικής κατασκευής (πόδια) της θεμελίωσης και να προωθεί τη μεταφορά φορτίων από πολλαπλά μέλη σε σχήματα μόνου σωλήνα. Οι πύργοι σκυροδέματος δεν έχουν χρησιμοποιηθεί σε παράκτιες εφαρμογές μέχρι στιγμής, αν και έχει γίνει χρήση οπλισμένου σκυροδέματος σε «βαρυτικού τύπου» θεμελίωση. Επίσης, οι συνδέσεις τμήματος μετάβασης μέσω ρευστοκονιάματος μπορούν να θεωρηθούν ειδικές περιπτώσεις των κατασκευών οπλισμένου σκυροδέματος. [15]

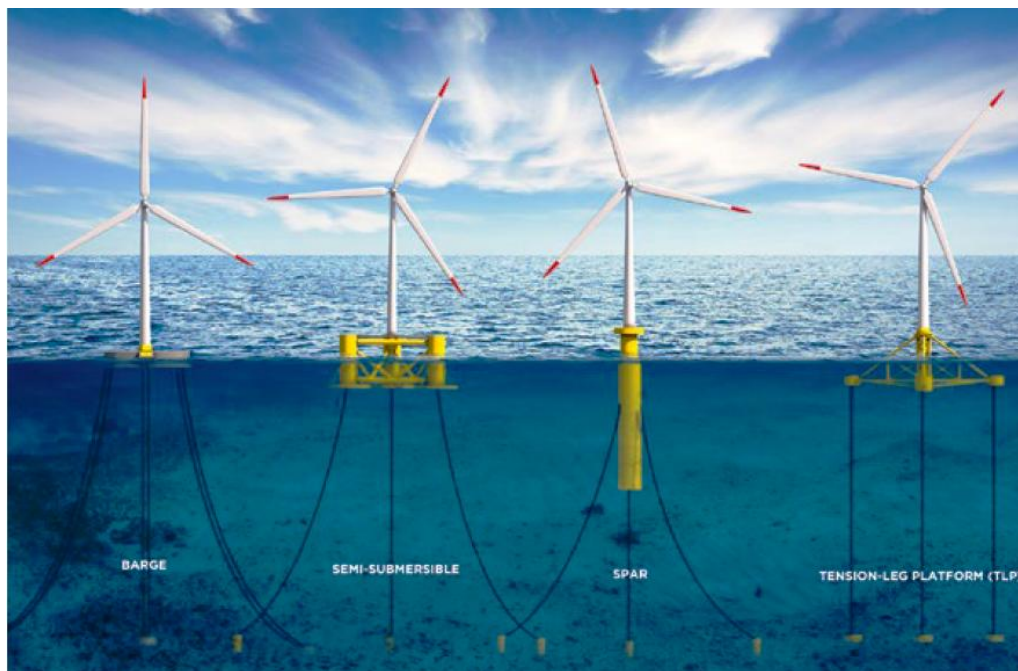


Εικόνα 4.6: Παραδείγματα συστημάτων που τοποθετούνται σταθερά στον πυθμένα της θάλασσας: (α) από αριστερά προς τα δεξιά monopile, tripile, tripod, jacket, και θεμελίωση βαρυτικού τύπου. Παραδείγματα πραγματικών υπεράκτιων εγκαταστάσεων Α/Γ με σταθερή θεμελίωση: (b) monopile, (c) jacket, (d) tripile, (e) θεμελιώσεις βαρυτικού τύπου υπό κατασκευή στην αποβάθρα. [15]

5. Πλωτά αιολικά πάρκα (Floating Offshore Wind – FOW)

Το 80% του υπεράκτιου αιολικού δυναμικού βρίσκεται σε βάθος μεγαλύτερο των 60 m στις ευρωπαϊκές θάλασσες, όπου οι παραδοσιακές θεμελιώσεις που τοποθετούνται σταθερά στον πυθμένα της θάλασσας δεν είναι οικονομικά ελκυστικές. Κάτω από κατάλληλες συνθήκες, τα πλωτά αιολικά πάρκα μπορούν να αποτελέσουν μια αξιοσημείωτη κινητήρια δύναμη υποστήριξης της μετατροπής ενέργειας. Εφόσον η Ευρώπη έχει σκοπό να διατηρήσει την ηγετική της θέση στον υπεράκτιο άνεμο σε τεχνολογικό επίπεδο παγκοσμίως, χρειάζεται να κινηθεί γρήγορα προκειμένου να αξιοποιήσει το υπεράκτιο αιολικό δυναμικό μέσω των πλωτών αιολικών πάρκων, ώστε να εκμεταλλευτεί τις τεράστιες δυνατότητες.

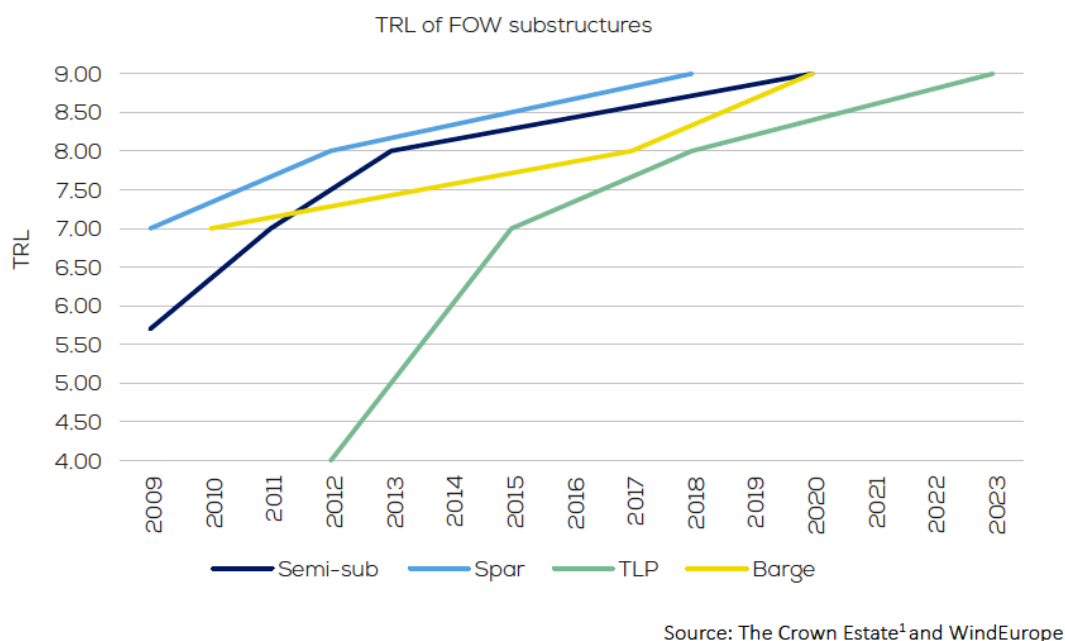
Αυτή τη στιγμή υπάρχουν τέσσερις σχεδιασμοί θεμελιώσεων για πλωτές Α/Γ, τους οποίους αποτελούν οι “barge”, “semi-submersible”, “spar buoy” και “tension leg platform” και παρουσιάζονται στην **Εικόνα 5.1**. Οι πρώτες τρεις τοποθετούνται χαλαρά αγκυροβολημένες στον πυθμένα της θάλασσας, επιτρέποντας ευκολότερη εγκατάσταση, ενώ η “tension leg platform” είναι πιο σταθερά δεμένη στον πυθμένα, κάτι που επιτρέπει μια πιο σταθερή κατασκευή.



Εικόνα 5.1: Σχεδιασμοί θεμελιώσεων πλωτών Α/Γ. [16]

Η συγκεκριμένη τεχνολογία έχει αναπτυχθεί σε τέτοιο βαθμό, που πλέον στόχος αποτελεί η ένταξη της στο κύριο δίκτυο παροχής ηλεκτρικού ρεύματος. Το επίπεδο ετοιμότητας τεχνολογίας (Technology Readiness Level – TRL) που σχετίζεται με τις θεμελιώσεις “semi-submersible” και “spar buoy” έχει περάσει τη φάση (>8) στην οποία η τεχνολογία θεωρείται έτοιμη για προώθηση και

λειτουργία, όπως φαίνεται και στην **Εικόνα 5.2**. Όσον αφορά τις θεμελιώσεις “barge” και “tension leg platform”, εκείνες σχεδιάζεται να φτάσουν σε αυτό το επίπεδο μέσα στα επόμενα έτη. [16]



Εικόνα 5.2: Επίπεδο ετοιμότητας τεχνολογίας (Technology Readiness Level) για τις θεμελιώσεις πλωτών Α/Γ. [16]

5.1 Πλεονεκτήματα και δυνατότητες

Τα πλωτά αιολικά πάρκα επιτρέπουν την τοποθέτηση Α/Γ σε τοποθεσίες με πολύ υψηλότερες ταχύτητες ανέμου. Ο άνεμος που βρίσκεται σε μεγαλύτερες αποστάσεις από τη ξηρά έχει μεγαλύτερη ριπή και πιο σταθερή ροή. Χρησιμοποιώντας τα πλωτά αιολικά πάρκα, οι κατασκευαστές μπορούν να χρησιμοποιήσουν μεγαλύτερες περιοχές αποφεύγοντας τον απόηχο του ανέμου (wake effects) από τις κοντινές Α/Γ ή άλλα αιολικά πάρκα.

Επίσης, οι μεγαλύτερες Α/Γ που σχεδιάζεται να αναπτυχθούν στο κοντινό μέλλον, της τάξης των 12 – 15 MW, μπορούν να εγκατασταθούν στα πλωτά αιολικά πάρκα. Ο σχεδιασμός μεγαλύτερων Α/Γ με υψηλότερη διάρκεια ζωής που χρησιμοποιούνται σε μεγαλύτερα έργα, καθιστούν τα οικονομικά των πλωτών αιολικών πάρκων εξίσου ελκυστικά με εκείνα των υπεράκτιων αιολικών πάρκων σταθερής θεμελίωσης.

Επιπλέον, τα πλωτά αιολικά πάρκα έχουν μικρότερη επίδραση στο τοπικό περιβάλλον, καθώς χρησιμοποιούνται σε έργα που είναι πιο απομακρυσμένα από την ακτή, και έτσι η οπτική και ακουστική όχληση είναι σαφώς μειωμένη,

Όπως παρουσιάζεται και στον **Πίνακα 5.1**, η Ευρώπη έχει εξαιρετικά υψηλή δυναμική για πλωτά αιολικά πάρκα. Η δυνατότητα για εγκατάσταση ισχύος

4GW που αντιστοιχεί στην Ευρώπη είναι σημαντικά περισσότερη ακόμη και από το συνδυασμό της δυνατότητας για εγκατάσταση ισχύος σε ΗΠΑ και Ιαπωνία. Η τεχνολογία των πλωτών αιολικών πάρκων θα επιτρέψει και σε χώρες με χαμηλή δυναμική για υπεράκτια αιολικά πάρκα σταθερής θεμελίωσης, όπως η Νορβηγία, η Πορτογαλία και η Ισπανία να εισέλθουν στη βιομηχανία υπεράκτιου ανέμου. [16]

Πίνακας 5.1: Δυναμική για πλωτά αιολικά πάρκα. [16]

COUNTRY / REGION	SHARE OF OFFSHORE WIND RESOURCE IN +60m DEPTH	POTENTIAL FOR FLOATING WIND CAPACITY
Europe	80%	4,000 GW
USA	60%	2,450 GW
Japan	80%	500 GW
Taiwan	-	90 GW

5.2 Μελλοντικοί Στόχοι

Οι ευρωπαίοι ηγέτες έχουν δεσμευτεί να φτάσουν ένα ευρωπαϊκό στόχο για το 2030, όπου τουλάχιστον το 27% της συνολικής ενέργειας θα συγκεντρώνεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Προκειμένου να επιτευχθεί αυτός ο στόχος και να ενισχυθεί περισσότερο η μετάβαση της ενέργειας είναι πολύ σημαντικό για τους φορείς πολιτικής χάραξης να γνωρίζουν την δυναμική διάφορων τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων και τα πλωτών αιολικών πάρκων.

Τα πλωτά αιολικά πάρκα μπορούν να αποτελέσουν ένα εξαιρετικό τμήμα της ενεργειακού τομέα, καθώς προσφέρουν μια συνεχή και σταθερή παροχή ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία προκύπτει από τα χαρακτηριστικά ανέμου που είναι διαθέσιμα σε παράκτιες τοποθεσίες με μεγαλύτερο βάθος και σε μεγαλύτερη απόσταση από την ξηρά. Ορισμένα έργα που βρίσκονται σε προ-εμπορικό επίπεδο έχουν ξεκινήσει παγκοσμίως. Στην Ευρώπη, η Πορτογαλία και η Γαλλία έχουν παρουσιάσει έργα τα οποία είναι πιθανό να συνδεθούν εντός δικτύου μέσα στο 2018. Στην Σκωτία το πρώτο αιολικό πάρκο λειτουργεί από το 2017. [16]

Πίνακας 5.2: Έργα πλωτών αιολικών πάρκων στην Ευρώπη. [16]

PROJECT NAME	CAPACITY	COUNTRY	EXPECTED COMMISSIONING DATE
Dounreay Tri	2 x 5 MW	Scotland	2018
Gaelectic	30 MW	Ireland	2021
Hywind Scotland	30 MW	Scotland	2017
WindFloat Atlantic	30 MW	Portugal	2018-2019
Kincardine	48 MW	Scotland	From 2018
French pre-commercial farms	4 x 25 MW	France	2020
Atlantis / Ideol project	100 MW	UK	2021

5.3 Μείωση κόστους

Τα τελευταία χρόνια έχουν σημειωθεί σημαντικές μειώσεις κόστους τόσο στα χερσαία αιολικά πάρκα, όσο και στα υπεράκτια αιολικά πάρκα σταθερής θεμελίωσης. Όσον αφορά τα πλωτά αιολικά πάρκα, αναμένεται και εκείνα να έχουν μια εξίσου καθοδική πορεία, και πιο συγκεκριμένα μείωση κόστους της τάξης του 38% μέχρι το 2050. Ωστόσο, οι ειδικοί στο IEA (International Energy Agency) υποστηρίζουν ότι αυτή η μείωση μπορεί να φτάσει και το 50%.

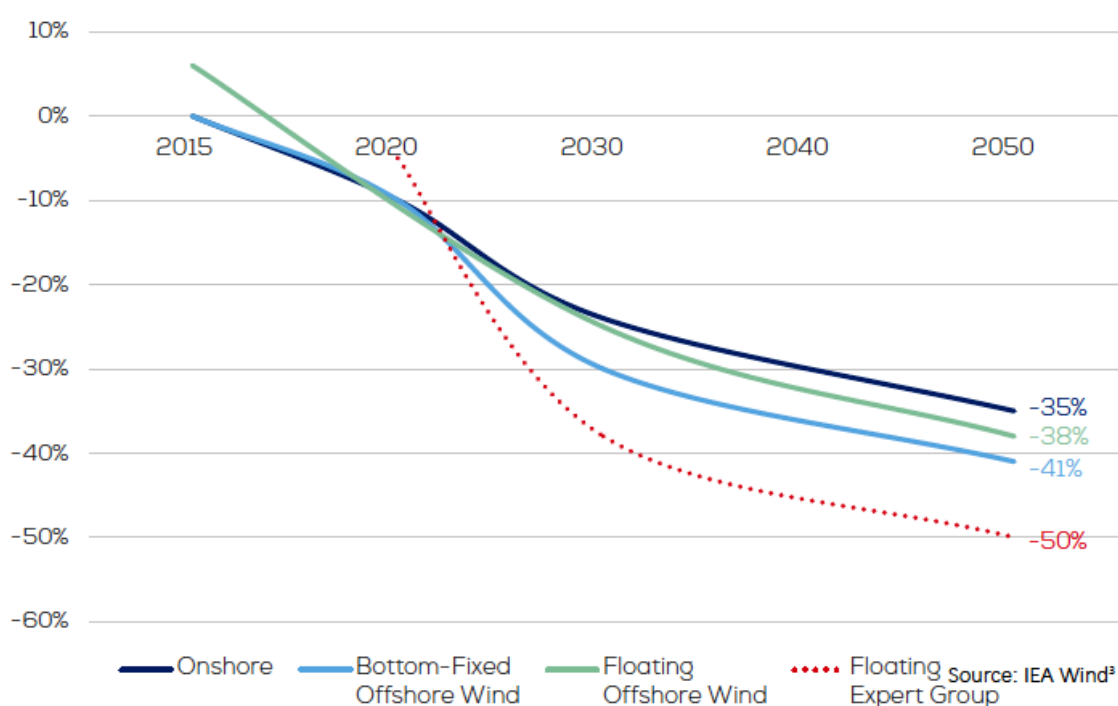
Από την άλλη πλευρά, υπάρχουν και άλλοι παράγοντες που μπορεί να οδηγήσουν σε περαιτέρω μειώσεις. Το πλεονέκτημα των πλωτών αιολικών πάρκων να τοποθετούνται σε περιοχές με υψηλότερες ταχύτητες ανέμου, τους δίνει τη δυνατότητα να αξιοποιούν καλύτερα το αιολικό δυναμικό μιας περιοχής χωρίς περιορισμούς που σχετίζονται με το βάθος. Ο συντελεστής εκμετάλλευσης μπορεί επίσης να βελτιωθεί και να οδηγήσει σε μια βελτιωμένη γενιά παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος. Οπότε οι μεγαλύτεροι συντελεστές εκμετάλλευσης θα επιφέρουν και μείωση στο σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE).

Έναν επιπλέον παράγοντα μείωσης κόστους αποτελεί η αύξηση του μεγέθους των Α/Γ. Οι μεγάλες Α/Γ ταιριάζουν σε μεγάλο βαθμό με τα πλωτά αιολικά πάρκα καθώς μπορούν να υποστούν μεγάλες ταχύτητες ανέμου, και ως αποτέλεσμα να αυξηθεί η απόδοση ανά Α/Γ.

Επίσης, η εισαγωγή στα πλωτά αιολικά πάρκα μπορεί να μειώσει όχι μόνο το κόστος, αλλά και το ρίσκο που σχετίζεται με τις ενέργειες που αφορούν τα υπεράκτια αιολικά πάρκα σταθερής θεμελίωσης, όπως η κατασκευή, η εγκατάσταση, η λειτουργία και η απόσυρση. Καθώς οι Α/Γ βρίσκονται σε πλωτές κατασκευές, αναμένεται να είναι λιγότερες και οι λειτουργίες που θα λάβουν μέρος κάτω από τη θάλασσα, οπότε οι εγκαταστάσεις και η συντήρηση των θεμελιώσεων θα έχουν λιγότερη επικινδυνότητα να διεξαχθούν. Επιπλέον,

οι περισσότερες από τις διαδικασίες που σχετίζονται με την απόσυρση θα μπορούν διεξαχθούν στην ξηρά, μειώνοντας το κόστος, το ρίσκο και τις περιβαλλοντολογικές επιπτώσεις.

Τέλος, τα πλωτά αιολικά πάρκα θα είναι σε θέση να επωφεληθούν από τις οικονομίες κλίμακας από τον υπάρχοντα και καλά ανεπτυγμένο τομέα των υπεράκτιων αιολικών πάρκων σταθερής θεμελίωσης. Αρκετά στοιχεία όπως ο σχεδιασμός της Α/Γ, οι υποδομές και η κατασκευή θα αντισταθμιστούν με τα αντίστοιχα των υπεράκτιων αιολικών πάρκων σταθερής θεμελίωσης. Οπότε, και οι δύο τομείς έχουν να επωφεληθούν εξίσου από περεταίρω ανάπτυξη. [16]



Εικόνα 5.3: Σενάριο μείωσης σταθμισμένου κόστους LCOE. [16]

6. Ενσωμάτωση των υπεράκτιων αιολικών πάρκων στο δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας

6.1 Διάταξη υπεράκτιων αιολικών πάρκων

Ένας παράκτιος συλλέκτης αποτελείται από υποθαλάσσια καλωδίωση που συνδέει όλες τις Α/Γ του αιολικού πάρκου μιας κατασκευής διάταξης, επιτρέποντας τη μεταφορά της ενέργειας από την κάθε μονάδα προς ένα κεντρικό σταθμό. Το σύστημα αυτό αναφέρεται και ως σύστημα “interturbine/interarray”.

Αυτή η καλωδίωση λειτουργεί σε τάσεις της τάξης των 33 kV στο Ηνωμένο Βασίλειο και 20 kV στην υπόλοιπη Ευρώπη, διοχετεύοντας την παραγόμενη ενέργεια από κάθε Α/Γ στον πλησιέστερο υποσταθμό. Ένα σημαντικό χαρακτηριστικό των αιολικών πάρκων είναι ότι οι Α/Γ πρέπει να έχουν απόσταση ίση με συγκεκριμένο αριθμών φορών της διαμέτρου του δρομέα τους λόγω του κατάλοιπου του απορρεύματος του ανέμου (wake effect). Αυτό συχνά οδηγεί στην ανάπτυξη αιολικών πάρκων που εκτείνονται για δεκάδες χιλιόμετρα, τα οποία απαιτούν καλωδίωση ανάλογου μήκους προκειμένου να συνδεθούν όλες οι Α/Γ στους υποσταθμούς. Έτσι, καθώς τα καλώδια του συστήματος συλλογής εκτείνονται κατά μήκος όλης της τοποθεσίας, οι σχετικές ενεργειακές απώλειες του συστήματος συλλογής αποτελούν το μεγαλύτερο ποσοστό των συνολικών απωλειών του αιολικού πάρκου. Ως εκ τούτου, η ελαχιστοποίηση των παραπάνω απωλειών είναι ύψιστης σημασίας καθώς κάτι τέτοιο συνεπάγεται σημαντική μείωση των συνολικών απωλειών του πάρκου, καθιστώντας το αιολικό πάρκο πιο αποδοτικό. Ένας τρόπος μείωσης των εν λόγω απωλειών αποτελεί η αναδιάταξη των καλωδίων σύνδεσης μεταξύ των Α/Γ.

Η σχεδίαση του συστήματος συλλογής έπεται της τοποθέτησης Α/Γ και υποσταθμών στις κατάλληλες θέσεις. Για την κατασκευή ενός πάρκου, οι μηχανικοί πρέπει να περάσουν από πολλά στάδια σχεδιασμού, εκ των οποίων το ένα θα είναι η σχεδίαση του συστήματος συλλογής. Αυτό είναι μια πολύπλοκη διαδικασία βελτιστοποίησης, καθώς οι μηχανικοί καλούνται να βρουν τη χρυσή τομή μεταξύ της μείωσης των απωλειών των καλωδιώσεων συλλογής και την ελαχιστοποίηση του κόστους ανάπτυξης της υποθαλάσσιας καλωδίωσης.

Όσον αφορά τις εκτιμήσεις περί σχεδιασμού, το σύστημα ηλεκτρολογικής διάταξης πρέπει να σχεδιάζεται ώστε να καλύπτει τα παρακάτω κριτήρια:

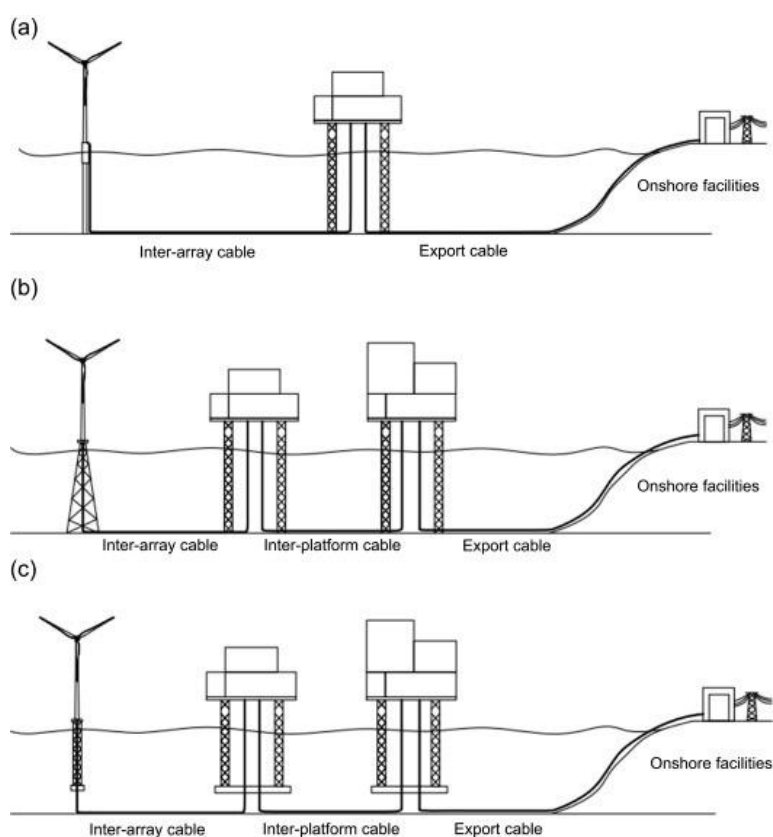
- Υγεία και Ασφάλεια: το σύστημα πρέπει να σχεδιάζεται με τρόπο που να ελαχιστοποιεί το ρίσκο της αρνητικής επιρροής στην υγεία και την ασφάλεια του προσωπικού και δημοσίου κοινού, καθώς και να τηρεί όλους τους νομοθετημένους κανονισμούς σχετικά με την υγεία και την ασφάλεια.

- Συμμόρφωση με όλους τους σχετικούς κανονισμούς/κώδικες, όπως εθνικούς κώδικες ενεργειακού δικτύου, κώδικες διανομής, STC (System Operator – Transmission Owner Code), καθώς και πρότυπα κανονισμού όπως IEC, IEEE.
- Η εξαγωγή ισχύος να είναι τουλάχιστον ίση με το 100% της απόδοσης του αιολικού πάρκου.
- Ελαχιστοποίηση του CAPEX (κόστος επένδυσης).
- Ελαχιστοποίηση του OPEX (κόστος λειτουργίας).
- Μεγιστοποίηση διαθεσιμότητας και αξιοπιστίας.
- Μικρή περιβαλλοντολογική επιβάρυνση.
- Στιβαρό σύστημα σχεδιασμού εξαρτημάτων.
- Προσαρμόσιμο σχέδιο σε διαφορετικές Α/Γ και αιολικά πάρκα διαφορετικού σκέλους.
- Πλεονασματική εφεδρεία σε κατάσταση μονής βλάβης (single fault) ώστε να παρέχεται βοηθητική ισχύς.

Επιπλέον, οι διμερείς συμφωνίες μπορεί να ορίσουν συγκεκριμένες προϋποθέσεις για το έργο, ανάλογα με την τοποθεσία του πάρκου ή το σημείο σύνδεσης στο δίκτυο. [17]

6.2 Καλωδίωση της σύνδεσης των υπεράκτιων ανεμογεννητριών με τις χερσαίες εγκαταστάσεις

Το σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στις υπεράκτιες τεχνολογίες περιλαμβάνει καλώδια που χρησιμοποιούνται μεταξύ των συστοιχιών Α/Γ και μεταξύ των θαλάσσιων πλατφορμών, και καλώδια εξαγωγής που χρησιμοποιούνται κυρίως στους υπεράκτιους συλλέκτες ή υποσταθμούς και στις θαλάσσιες πλατφόρμες μετατροπέα. Η **Εικόνα 6.1** παρουσιάζει διαφορετικές λειτουργίες των συστημάτων καλωδίωσης υπεράκτιων αιολικών πάρκων με σταθερή θεμελίωση ή πλωτή βάση. [18]



Εικόνα 6.1: Καλώδια υπεράκτιων αιολικών πάρκων για Α/Γ με σταθερή βάση (a, b) και πλωτές Α/Γ (c), υποσταθμούς (a – c) και θαλάσσιες πλατφόρμες μετατροπέων (b, c). [18]

6.2.1 Καλώδια μεταξύ των συστοιχιών (Inter-array cables)

Τα καλώδια συστοιχιών ενώνουν αρκετές Α/Γ σε θαλάσσιους υποσταθμούς, ώστε η παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος της κάθε Α/Γ να συλλεχθεί και να μετατραπεί κατάλληλα για τη μεταφορά της στις χερσαίες εγκαταστάσεις. Εντός του πύργου της Α/Γ, κάθε απόληξη καλωδίου καταλήγει στον διακόπτη υψηλής τάσης, ο οποίος έχει τη δυνατότητα να απομονώνει καλωδιακές αστοχίες από τα υπόλοιπα μέρη της Α/Γ, ώστε να διατηρείται η ομαλή λειτουργία τους. Τα καλώδια μεταξύ των Α/Γ έχουν σχετικά μικρό μήκος που δεν ξεπερνά τα 1500 m, αναλόγως της διαμέτρου του δρομέα των Α/Γ (D_R) και το ελάχιστο όριο

απόστασης κυμαίνεται συνήθως στα 5 – 7 D_R μεταξύ των Α/Γ. Στην περίπτωση όμως των υπεράκτιων συστημάτων, τα παραπάνω καλώδια ενδέχεται να φτάνουν και τα 3000 m.

Τα καλώδια συστοιχιών αποτελούνται κατά βάση από χάλκινους αγωγούς τριών πυρήνων με χαλύβδινη θωράκιση και αγωγή/μονωτικά υλικά. Η ονομαστική τάση λειτουργίας αυτού του καλωδιακού συστήματος κατατάσσεται σε μέσο επίπεδο τάσης της τάξης των 33 kV. Τα καλώδια αυτού του τύπου θεωρούνται η πρότυπη μέθοδος για διανομή στα υπεράκτια αιολικά συστήματα. Παρόλα αυτά, ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζεται προς τα καλώδια υψηλότερης τάσης (66 kV), που είναι υπό εξέταση για μελλοντική χρήση από τη βιομηχανία υπεράκτιας αιολικής ενέργειας σε αιολικά πάρκα μεγάλης κλίμακας, με Α/Γ υψηλού δείκτη απόδοσης. Τα καλώδια υψηλότερης τάσης (66 kV) με μικρότερη εγκάρσια διατομή και χαμηλότερο ρεύμα παρέχουν τη δυνατότητα μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος και μείωσης των συνολικών απωλειών του συστήματος. Επιπλέον, θα είναι απαραίτητοι αρκετά λιγότεροι υποσταθμοί με σημαντικά ελαφρύτερους μετασχηματιστές, πράγμα που συνεπάγεται ανάλογες περικοπές στα αναγκαία εξαρτήματα καλωδίωσης. Η βελτιστοποίηση διάταξης των Α/Γ σε επίπεδο απόστασης μεταξύ τους, καθώς και σε επίπεδο σχεδιασμού καλωδίωσης, σε συνδυασμό με τη μεταφορά μέσω καλωδίων υψηλότερης τάσης, μπορεί να ρίξει σημαντικά το κόστος του κύκλου ζωής. Επίσης, αν γίνει χρήση αγωγών αλουμινίου το κόστος μπορεί να μειωθεί επιπλέον 33%. Ωστόσο, λόγω του μειωμένου βάρους του αλουμινίου, πρέπει να δοθεί ιδιαίτερη προσοχή σε θέματα όπως αυξημένη δυναμική κίνηση καλωδίου και εύρος κάμψης κατά την εγκατάσταση στη θάλασσα.

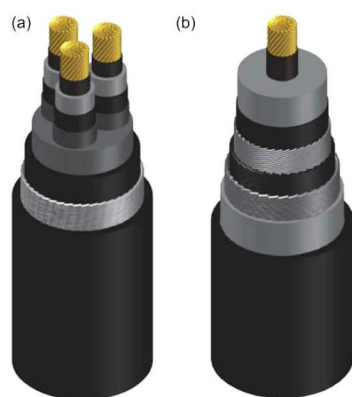
Πρόσφατα, η UK Carbon Trust υπολόγισε ότι η χρήση καλωδίων συστοιχιών των 66 kV μπορεί να μειώσει το κόστος παραγωγής της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας κατά 1.5%. Κατά συνέπεια, αρκετοί κατασκευαστές πλέον στοχεύουν σε σχεδιασμό που πληροί τις προϋποθέσεις και πιστοποιεί την ενσωμάτωση καλωδίων 66 kV σε σχετικούς διακόπτες και μετασχηματιστές, των οποίων οι προδιαγραφές είναι διαθέσιμες στα 66 kV. [18]

6.2.2 Καλώδια μεταξύ των θαλάσσιων πλατφορμών (Inter-platform arrays)

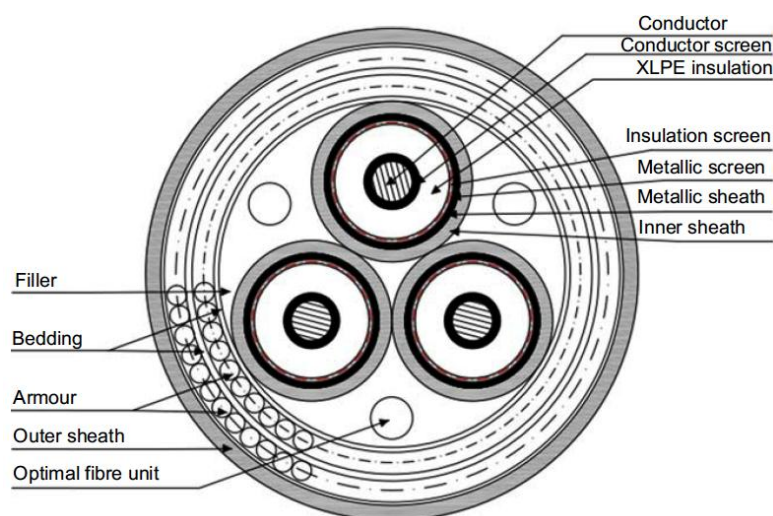
Η συγκέντρωση της παραγόμενης ισχύος των Α/Γ εΐθισται να γίνεται με χρήση αρκετών θαλάσσιων πλατφορμών συλλογής μέσω καλωδίων συστοιχιών. Για την ελαχιστοποίηση των απωλειών μετάδοσης ανεξαρτήτως της απόστασης από την ακτή, οι μετασχηματιστές ανύψωσης τάσης των πλατφόρμων συλλογής αυξάνουν την τάση στη μεγαλύτερη κλίμακα (132 kV και πάνω). Σε περίπτωση που τα HVDC (high-voltage/υψηλής τάσης, direct-current/συνεχούς ρεύματος) καλώδια εξαγωγής καλύπτουν τις ανάγκες ενός πάρκου που βρίσκεται σε μεγάλη απόσταση από τη στεριά (πάνω από 60-100 km), το ηλεκτρικό ρεύμα

μεταδίδεται από τις θαλάσσιες πλατφόρμες συλλογής διαμέσου HVAC (high-voltage/υψηλής τάσης, alternating-current/εναλλασσόμενου ρεύματος) καλώδια μεταξύ θαλάσσιων πλατφορμών, προς την πλατφόρμα του μετατροπέα. Το HVAC μετατρέπεται σε HVDC με ονομαστική τάση που κυμαίνεται στα ± 525 kV.

Τα “interarray” και τα “interplatform” καλώδια τριών πυρήνων παρουσιάζουν αρκετές ομοιότητες, με εξαίρεση το πάχος των μονωτικών διαστρωματώσεων. Οπότε, η βασική τους διαφορά αποτελεί η εξωτερική διάμετρος, η οποία διαφέρει ανάλογα με την τάση του ρεύματος που τα διατρέχει και μπορεί να φτάσει τα 250 mm στα interarray καλώδια και τα 300 mm στα interplatform. Για HVAC (high-voltage/υψηλής τάσης, alternating-current/εναλλασσόμενου ρεύματος) “interplatform” καλωδίωση επιτρέπεται ο σχεδιασμός με καλώδια μονού πυρήνα. Η **Εικόνα 6.2(a)** παρουσιάζει ένα καλώδιο interarray τριών πυρήνων (XLPE, 33 kV). Η **Εικόνα 6.3** παρουσιάζει τη διατομή του καλωδίου τριών πυρήνων XLPE, 66 kV που έχει προταθεί για χρήση στο υπεράκτιο αιολικό πάρκο της Φουκουσίμα. [18]



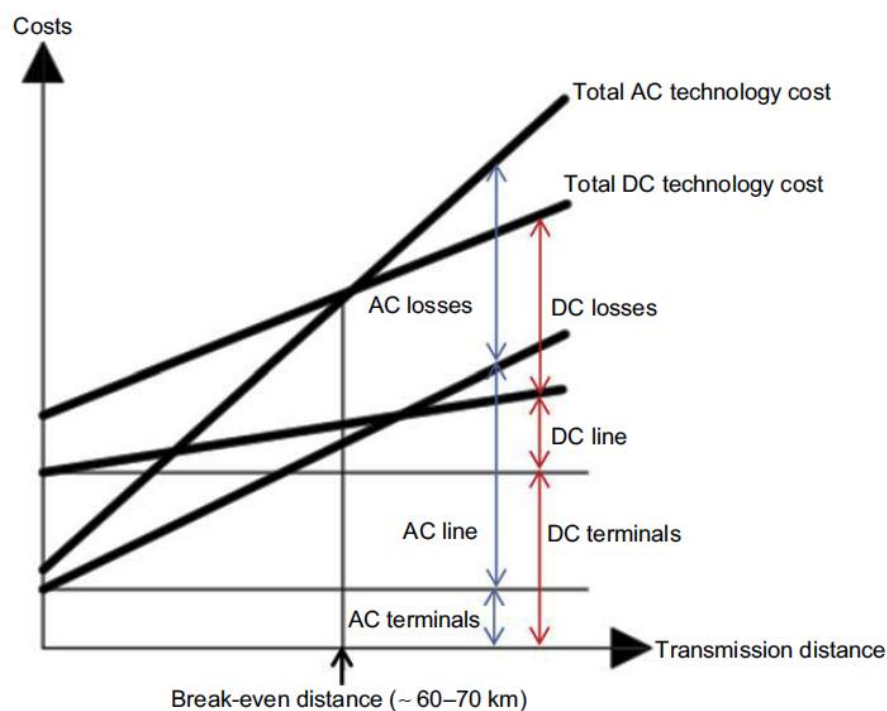
Εικόνα 6.2: Παράδειγμα (a) καλωδίου interarray τριών πυρήνων, (b) καλωδίου μονού πυρήνα HVDC. [18]



Εικόνα 6.3: Διατομή του καλωδίου τριών πυρήνων XLPE, 66 kV. [18]

6.2.3 Καλώδια εξαγωγής (Export cables)

Η κύρια λειτουργία των καλωδίων εξαγωγής είναι η αποτελεσματική και ανέξοδη μεταφορά της ηλεκτρικής ισχύος με την ελάχιστη δυνατή απώλεια από το υπεράκτιο αιολικό πάρκο προς τις εγκαταστάσεις ζεύξης στο σημείο αφίξεως. Τα καλώδια εξαγωγής μπορούν να λειτουργήσουν είτε με HVDC τεχνολογία μονού πυρήνα (**Εικόνα 6.2(b)**), είτε με HVAC τεχνολογία μονού ή τριπλού πυρήνα. Η επιλογή εξαρτάται από διάφορους παράγοντες στάθμισης, όπως η απόσταση της υπεράκτιας τοποθεσίας από τη στεριά, η συνολική παραγόμενη ισχύος του πάρκου, τα υλικά και τα λειτουργικά έξοδα. Τα HVDC καλώδια χρειάζονται υπεράκτιους (AC/DC) και χερσαίους (DC/AC) σταθμούς μετατροπής, η έγερση των οποίων είναι αρκετά δαπανηρή. Ωστόσο, τα HVDC καλώδια παρέχουν σημαντικά πλεονεκτήματα για μεταφορές μεγάλου όγκου ισχύος σε μεγαλύτερες αποστάσεις λόγω του ότι έχουν λιγότερες απώλειες μετάδοσης σε σχέση με τα HVAC, όπως φαίνεται και στην **Εικόνα 6.4**. Ακόμη, τα HVDC συστήματα έχουν λιγότερους περιορισμούς προμήθειας, πράγμα που προσφέρει τη δυνατότητα καλύτερης διαχείρισης σε περιπτώσεις δυνατών ριπών ανέμου όσον αφορά τη μετάδοση. [18]

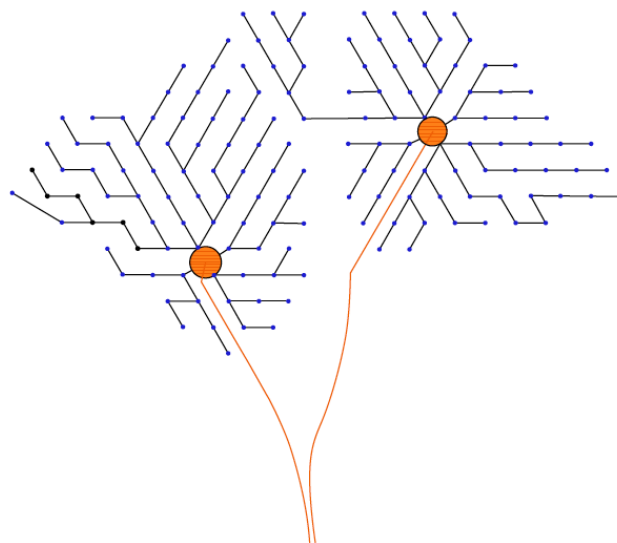


Εικόνα 6.4: Σύγκριση κόστους μεταξύ τεχνολογιών καλωδίωσης HVDC και HVAC. [18]

6.2.4 Διάταξη καλωδίων και χωροθέτηση

Για γνωστές τοποθεσίες υπεράκτιων Α/Γ που εξαρτώνται κατά βάση από την κυρίαρχη κατεύθυνση του ανέμου και τις γεωτεχνικές ιδιότητες, τα καλώδια συστοιχιών είναι πιο περιορισμένα από τα καλώδια υπεράκτιων πλατφορμών και εξαγωγής, από άποψη διάταξης και αποστάσεων εντός του πάρκου. Από οικονομικής πλευράς, πρέπει να καθοριστούν προσεκτικά οι τοποθεσίες των πλωτών υποσταθμών όσον αφορά τα καλώδια συστοιχιών προκειμένου να βελτιστοποιηθούν υπό το πρίσμα πιθανών μελλοντικών σχεδίων ανάπτυξης, λαμβάνοντας υπόψη διάφορους παράγοντες και εκτιμήσεις ρίσκου. Μέχρι τώρα οι Α/Γ αρκετών αιολικών πάρκων είναι χωροθετημένες σε συγκεκριμένες αποστάσεις μεταξύ τους, πράγμα που επηρεάζει υπερκείμενες δραστηριότητες όπως η εγκατάσταση καλωδίων και η συντήρηση της υποθαλάσσιας κατασκευής των Α/Γ. Καθότι οι πληροφορίες και οι συνθήκες της τοπικής περιοχής είναι συγκεκριμένες για την τοποθεσία του κάθε αιολικού πάρκου, η ανάλυση διάταξης και χωροθέτησης των καλωδίων πρέπει να επιτελείται κατά περίπτωση.

Ανάλογα με τον αριθμό των Α/Γ ανά σειρά (string), τον αριθμό των σειρών, των υποσταθμών, των μετατροπών, καθώς και τον προσανατολισμό των καλωδίων εξαγωγής, προσφέρονται διάφοροι τύποι υποθαλάσσιας διάταξης για τα καλώδια συστοιχίας. Οι κύριες κατηγορίες, όπως παρουσιάζονται και στην **Εικόνα 6.5**, περιλαμβάνουν ακτινική διάταξη (ανοικτού βρόγχου), ακτινική διάταξη με διακλαδώσεις, και δακτύλιο (κλειστού βρόγχου). Δίνοντας προσοχή στα μήκη των καλωδίων, στο CAPEX (κόστος επένδυσης) και τις λειτουργικές απώλειες ισχύος, τα ακτινικά δίκτυα διακλαδώσεων δύναται να αποτελούν τη βέλτιστη επιλογή για Α/Γ σταθερής τοποθεσίας. [18]



Εικόνα 6.5: Παράδειγμα υποθαλάσσιας διάταξης των καλωδίων μεταξύ συστοιχιών και καλωδίων εξαγωγής ενός υπεράκτιου αιολικού πάρκου. (παρεμφερής με τη διάταξη του αιολικού πάρκου *Gwynnt y Môr*). [18]

7. Προσομοίωση χερσαίων και υπεράκτιων αιολικών πάρκων μέσω του Openwind

Το Openwind αποτελεί ένα εργαλείο λογισμικού που χρησιμοποιείται για σχεδίαση και αξιολόγηση αιολικών πάρκων πραγματικής κλίμακας. Πιο συγκεκριμένα, αναφέρεται σε αιολικά πάρκα που αποτελούνται από δεκάδες ή εκατοντάδες Α/Γ με ισχύ άνω του ενός MW (10^6 W) ανά Α/Γ και ύψος πάνω από 100 m. Το συγκεκριμένο λογισμικό συνδυάζει πληροφορίες σχετικά με τις συνθήκες ανέμου (ταχύτητα ανέμου, θερμοκρασία, σχετική υγρασία) μέσω ενός μετεωρολογικού ιστού (meteorological mast). Επίσης, σημαντικό ρόλο παίζει και το πώς μεταβάλλεται ο άνεμος στην περιοχή η οποία μας ενδιαφέρει (από ένα μοντέλο ροής ανέμου το οποίο λαμβάνει υπόψη αλλαγές στο ύψος του εδάφους και στην τραχύτητα), καθώς και το που υπάρχει διαθέσιμη έκταση ή περιβαλλοντολογικοί περιορισμοί. Επίσης, πρέπει να μπορούν να υπολογιστούν οι απώλειες λόγω του απορρεύματος των Α/Γ (wake losses), καθώς και άλλοι τύποι απωλειών. Τέλος, αξίζει να σημειωθεί πως η αξιολόγηση των τοποθεσιών για εγκατάσταση αιολικού πάρκου γίνεται με κριτήρια όπως το να μην είναι πολύ απότομες και να μην βρίσκονται κοντά σε κατοικίες, και εξίσου σημαντικός είναι και ο υπολογισμός του πως οι διαφορετικές διατάξεις Α/Γ επηρεάζουν το κόστος του αιολικού πάρκου. [19]

Η περιοχή που εξετάζεται αφορά ένα πραγματικό τμήμα της Νέας Σκωτίας (Nova Scotia), η οποία αποτελεί μια χερσόνησο που βρίσκεται στην ανατολική πλευρά του Καναδά, στον Ατλαντικό ωκεανό.

Στις προσομοιώσεις που ακολουθούν, τοποθετούνται 10 Α/Γ των 5 MW σε διάφορα σημεία στη ξηρά και στην θάλασσα, κάνοντας χρήση των επιπέδων (layers) που αφορούν το υψόμετρο (elevation), την τραχύτητα (roughness), τη βλάστηση (vegetation), την ταχύτητα ανέμου (wind speed) και τις γωνίες εισροής (inflow angles). Η γωνία εισροής ουσιαστικά είναι η γωνία που διαμορφώνεται ξεκινώντας από την οριζόντια θέση, στην οποία η μέση ροή ανέμου συναντά τον δρομέα της Α/Γ. Οι υψηλές γωνίες εισροής τυπικά αφορούν αποτέλεσμα απότομων κλίσεων.

Ο τρόπος που διεξάγεται μια προσομοίωση είναι να τοποθετηθούν τυχαία 10 Α/Γ των 5 MW στον χάρτη και έπειτα σχεδιάζοντας ένα πολύγωνο (το οποίο λειτουργεί ως όριο χωροθέτησης) στην περιοχή που μας ενδιαφέρει να γίνει βελτιστοποίηση της θέσης των Α/Γ. Όταν ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης κάνει αρκετές επαναλήψεις και το αποτέλεσμα είναι ικανοποιητικό ολοκληρώνουμε τη διαδικασία και λαμβάνουμε μια αναφορά που παραθέτει διάφορα σημαντικά στοιχεία.

Όσον αφορά τις προσομοιώσεις των υπεράκτιων αιολικών πάρκων διεξάχθηκαν τρεις προσομοιώσεις, καθώς χωρίσαμε τη θάλασσα σε τρία διαφορετικά

τμήματα. Έπειτα θέσαμε ως όρο την τοποθέτηση Α/Γ μόνο στο επίπεδο της θάλασσας και πραγματοποιήσαμε τις προσομοιώσεις.

Όσον αφορά τις προσομοιώσεις των χερσαίων αιολικών πάρκων, διεξάχθηκαν πάλι τρεις προσομοιώσεις. Ωστόσο, στην προκειμένη θέσαμε ως όρο να αποκλειστεί το θαλάσσιο τμήμα που εμπεριέχονταν στο πολύγωνο καθώς και να τηρηθούν ορισμένοι περιορισμοί που ορίσαμε για τις αποστάσεις που πρέπει να τηρούνται από κτήρια, δρόμους και λοιπά, οι οποίοι απεικονίζονται στον **Πίνακα 7.1**.

Πίνακας 7.1: Περιορισμοί χερσαίων αιολικών πάρκων. [19]

Layer	Inside/Outside	Buffer (m)
Buildings	Outside	500
Local roads	Outside	70
Major roads	Outside	130
Trails	Outside	50
Water courses	Outside	30
Water Bodies	Outside	30
Wetlands	Outside	20

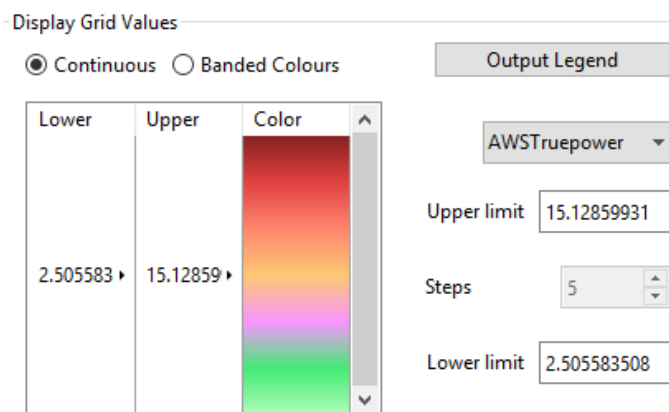
Το μοντέλο της Α/Γ που χρησιμοποιούμε στις προσομοιώσεις είναι η Gamesa 5 MW. Ακολουθούν τα τεχνικά της χαρακτηριστικά:

Gamesa 5MW					
This is not a warranted power curve. It is for demonstration purposes only. If you need a warranted power curve, please contact your turbine manufacturer.					
In particular we made up the thrust curve for this turbine.					
Pitch regulated					
IEC air density extrapolation					
IEC 61400-1	Ed3				
Class	I b				
WeibullShapeK	2				
Cut in m/s	3				
Cut Out m/s	30				
Diameter	128				
Hub Height	80				
Capacity	5 000				
Peak Output	5 000				
Power Uncertainty %	2.4				
Number Of Blades	3				
Blade Width Maximum	4				
Blade Width At 90% Of Radius	1				
RotorTiltDegrees	5				
Rotor Equivalent Wind Speed	OFF				
Automatically Adjusted For TI	OFF				

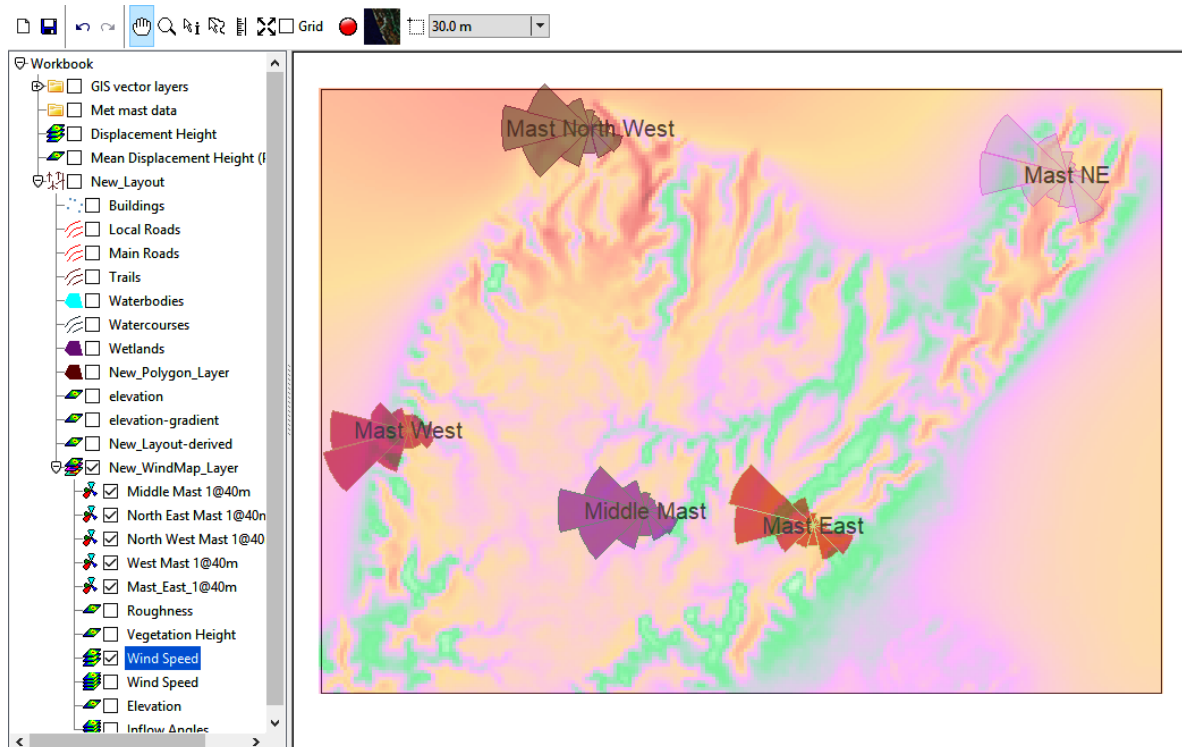
Εικόνα 7.1: Τεχνικά χαρακτηριστικά της Α/Γ Gamesa 5MW.

Ένα από τα βασικότερα επίπεδα (layers) αφορά εκείνο που σχετίζεται με την ταχύτητα του ανέμου (wind speed), το οποίο όπως θα δούμε και παρακάτω παίζει κυρίαρχο ρόλο στην βελτιστοποίηση.

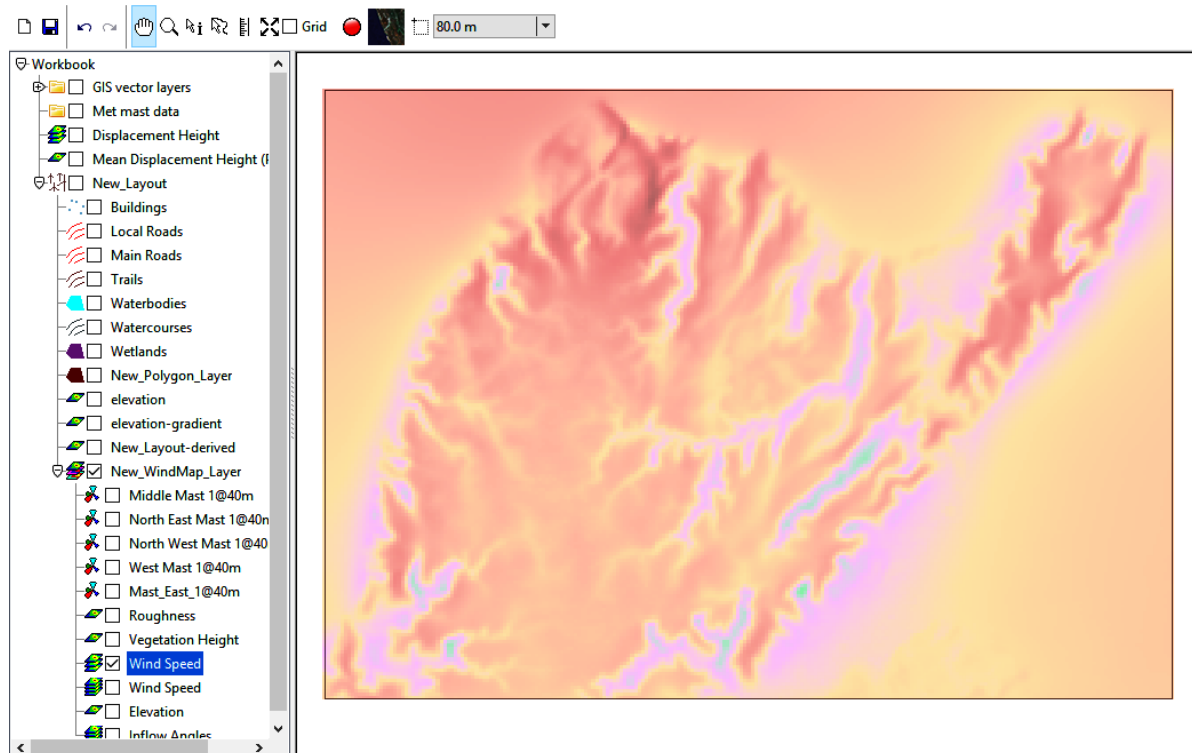
Οπότε, για να υπάρχει μια αίσθηση του αιολικού δυναμικού στην εξεταζόμενη περιοχή στις **Εικόνες 7.3** και **7.4** απεικονίζεται μόνο το επίπεδο “wind speed” σε υψόμετρο 30 m και 80 m. Να τονίζουμε ότι η Α/Γ που χρησιμοποιούμε (Gamesa 5 MW) έχει “hub height” στα 80 m. Στην **Εικόνα 7.2** παρουσιάζεται η αντιστοίχιση χρώματος με ταχύτητα ανέμου προκειμένου να γίνουν πιο κατανοητοί οι χάρτες του αιολικού δυναμικού.



Εικόνα 7.2: Αντιστοίχιση χρώματος με ταχύτητα ανέμου.



Εικόνα 7.3: Το αιολικό δυναμικό που χαρακτηρίζει την εξεταζόμενη περιοχή σε ύψος 30m.

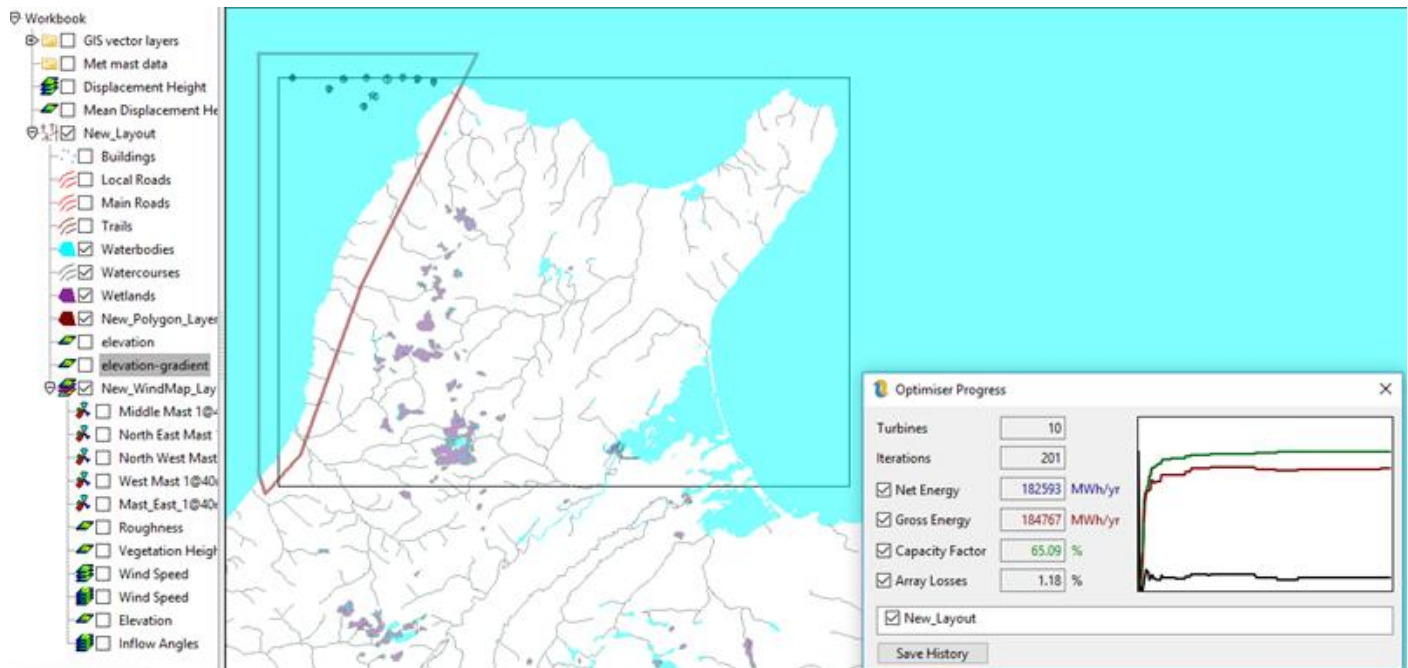


Εικόνα 7.4: Το αιολικό δυναμικό που χαρακτηρίζει την εξεταζόμενη περιοχή σε ύψος 80m.

Όταν ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης κάνει αρκετές επαναλήψεις (περίπου 200) και το αποτέλεσμα είναι ικανοποιητικό ολοκληρώνουμε τη διαδικασία και λαμβάνουμε μια αναφορά που παραθέτει διάφορα σημαντικά στοιχεία, όπως η τιμή της Net Energy (GWh), του Capacity Factor (%) και της Gross Energy (GWh). Η τιμή της μεταβλητής της ενέργειας δικτύου (Net Energy) είναι το συνολικό ποσό ενέργειας που παράγεται από ένα αιολικό πάρκο σε ένα χρόνο. Το Openwind αναφέρει αυτή τη τιμή σε GWh, όπου 1 GWh είναι το ποσό της ενέργειας που χρειάζεται προκειμένου να παρέχεται ένα GW ισχύος σταθερά για μια ώρα. Ο συντελεστής εκμετάλλευσης (Capacity Factor) υπολογίζεται ως το ποσοστό της ενέργειας δικτύου (Net Energy) σε σχέση με το ποσό της ενέργειας που θα παραγόταν εάν οι Α/Γ δούλευαν συνεχώς με τη μέγιστη τους ισχύ (π.χ. $200 \text{ A/Γ} \times 5 \text{ MW} \times 8766 \text{ ώρες}$). Τέλος, η ακαθάριστη ενέργεια (Gross Energy) είναι η ακαθάριστη τιμή της παραγόμενης ενέργειας.

7.1 Περιπτώσεις προσομοιώσεων

1^η Προσομοίωση: 10 Α/Γ εντός του πολυγώνου που καταλαμβάνει την περιοχή της θάλασσας που βρίσκεται στα δυτικά της έκτασης της ξηράς.

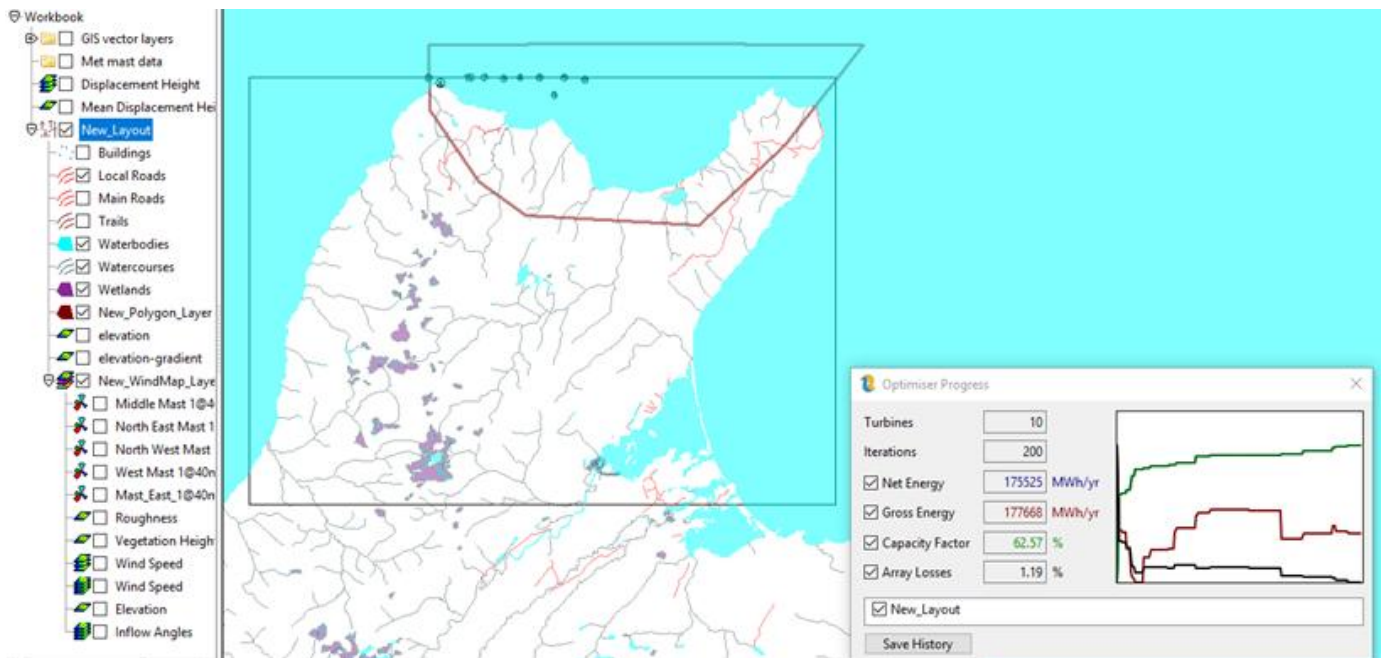


Εικόνα 7.5: Screenshot από την ολοκλήρωση της 1^{ης} προσομοίωσης.

Standard Energy Capture Report				
Openwind Version	01.08.00.2465			
Optimiser for cost of energy	Present			
Enterprise version of Openwind				
Licensed to	Wind For Schools			
CPU	64 Bit			
OS version	MS Windows			
Mapping Datum	WGS84			
UTM Zone	20N			
Time Zone	UTC+0			
Workbook Path	C:\Users\katerina\Documents\OPENWIND\NovaScotia11.blb			
Ideal Energy [GWh]	171.065 303			
Theoretical Gross Energy [GWh]	185.499 754			
Gross Energy [GWh]	185.499 754			
Net Energy [GWh]	183.229 722			
Capacity Factor [%]	65.319 744			
Topographic Efficiency [%]	108.437 977			
Array Efficiency [%]	98.776 643			

Εικόνα 7.6: Αναφορά που περιέχει τις σημαντικές παραμέτρους της 1^{ης} προσομοίωσης.

2^η Προσομοίωση: 10 Α/Γ εντός του πολυγώνου που καταλαμβάνει την περιοχή της θάλασσας που βρίσκεται βόρεια της έκτασης της ξηράς.

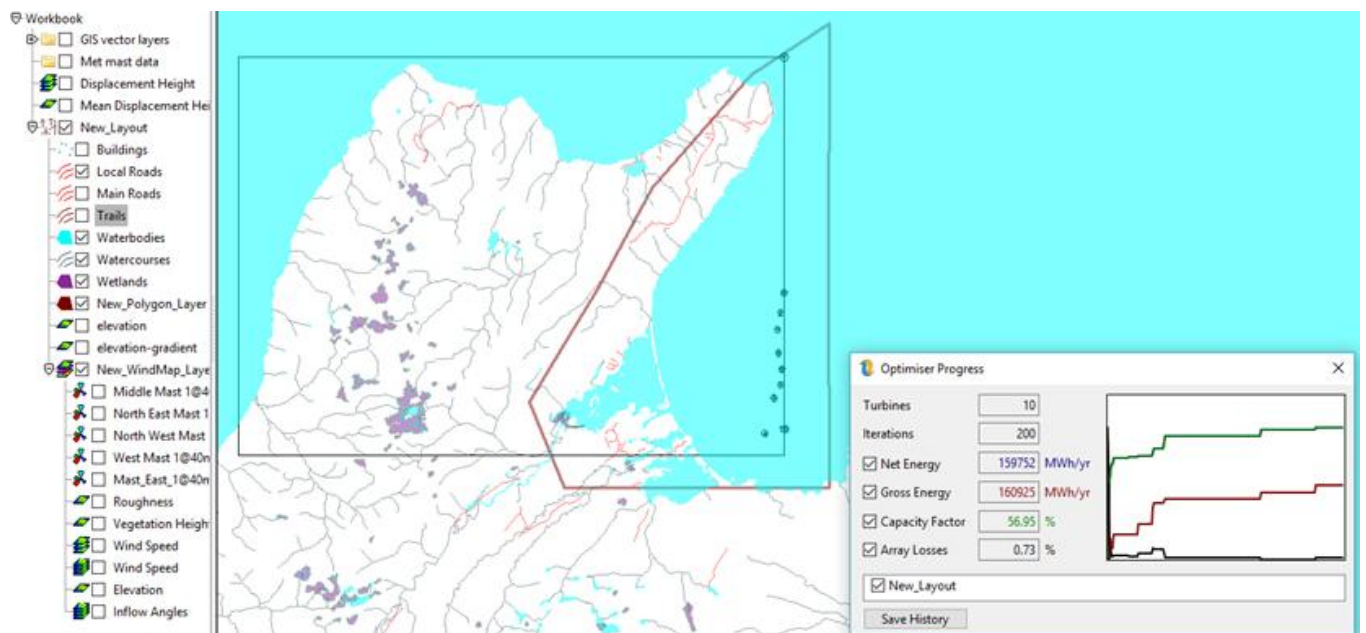


Εικόνα 7.7: Screenshot από την ολοκλήρωση της 2^{ης} προσομοίωσης.

Standard Energy Capture Report				
Openwind Version	01.08.00.2465			
Optimiser for cost of energy	Present			
Enterprise version of Openwind				
Licensed to	Wind For Schools			
CPU	64 Bit			
OS version	MS Windows			
Mapping Datum	WGS84			
UTM Zone	20N			
Time Zone	UTC+0			
Workbook Path	C:\Users\katerina\Documents\OPENWIND\NovaScotia11.blb			
Ideal Energy [GWh]	171.065 303			
Theoretical Gross Energy [GWh]	178.275 832			
Gross Energy [GWh]	178.275 832			
Net Energy [GWh]	176.009 508			
Capacity Factor [%]	62.745 804			
Topographic Efficiency [%]	104.215 074			
Array Efficiency [%]	98.742 287			

Εικόνα 7.8: Αναφορά που περιέχει τις σημαντικές παραμέτρους της 2^{ης} προσομοίωσης.

3^η Προσομοίωση: 10 Α/Γ εντός του πολυγώνου που καταλαμβάνει την περιοχή της θάλασσας που βρίσκεται στα ανατολικά της έκτασης της ξηράς.

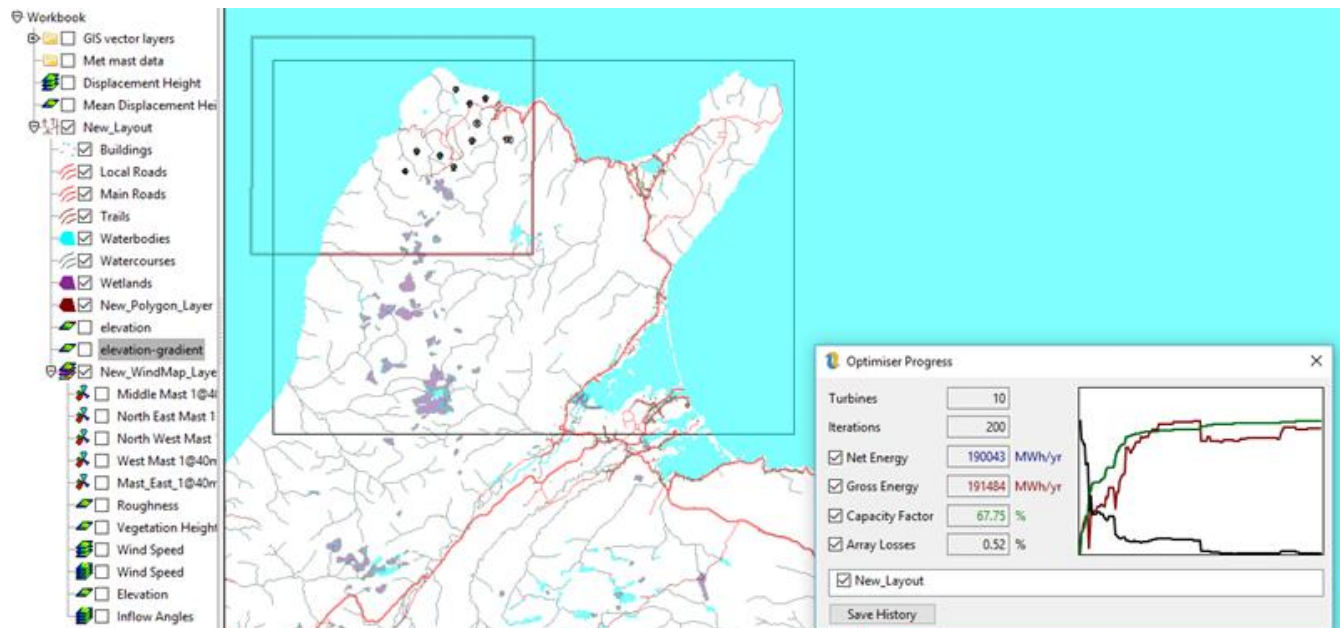


Εικόνα 7.9: Screenshot από την ολοκλήρωση της 3^{ης} προσομοίωσης.

Standard Energy Capture Report				
Openwind Version	01.08.00.2465			
Optimiser for cost of energy	Present			
Enterprise version of Openwind				
Licensed to	Wind For Schools			
CPU	64 Bit			
OS version	MS Windows			
Mapping Datum	WGS84			
UTM Zone	20N			
Time Zone	UTC+0			
Workbook Path	C:\Users\katerina\Documents\OPENWIND\NovaScotia11.blb			
Ideal Energy [GWh]	171.065 303			
Theoretical Gross Energy [GWh]	161.273 069			
Gross Energy [GWh]	161.273 069			
Net Energy [GWh]	160.033 862			
Capacity Factor [%]	57.050 63			
Topographic Efficiency [%]	94.275 734			
Array Efficiency [%]	99.226 287			

Εικόνα 7.10: Αναφορά που περιέχει τις σημαντικές παραμέτρους της 3^{ης} προσομοίωσης.

4^η Προσομοίωση: 10 Α/Γ τοποθετημένες εντός του πολυγώνου που καταλαμβάνει την βορειοδυτική πλευρά της ξηράς.

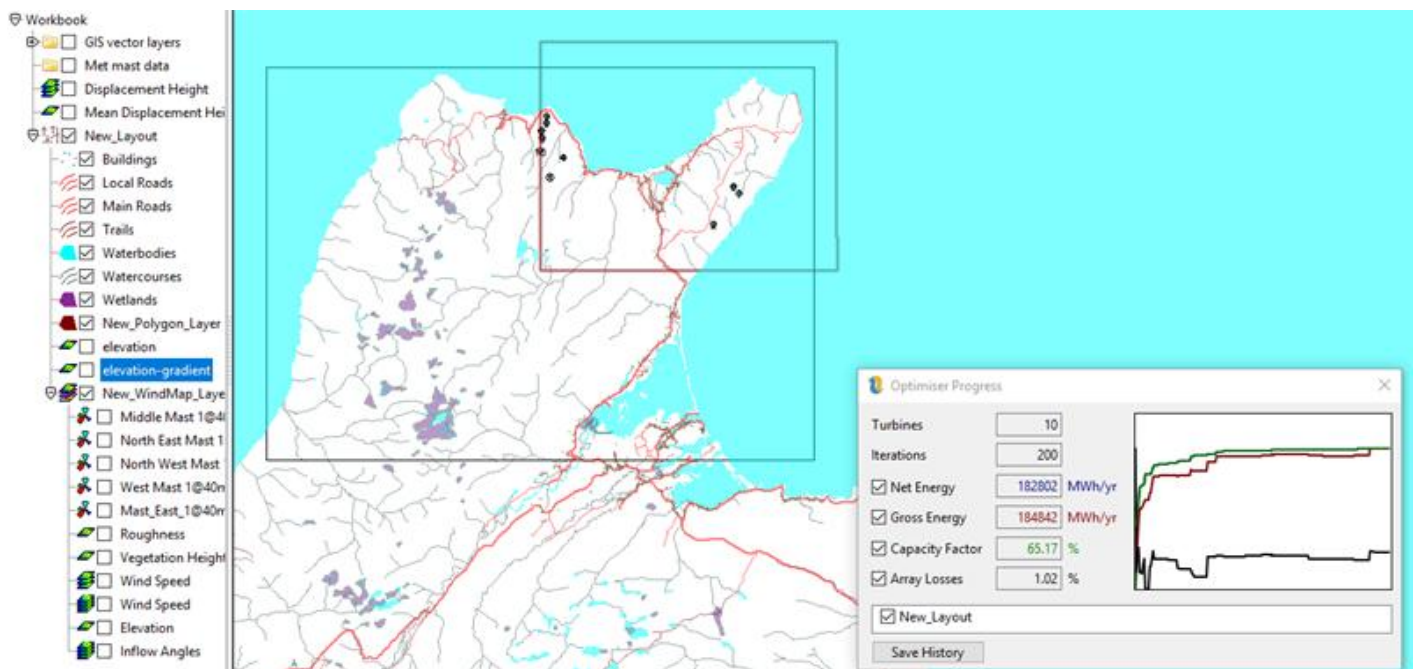


Εικόνα 7.11: Screenshot από την ολοκλήρωση της 4^{ης} προσομοίωσης.

Standard Energy Capture Report				
Openwind Version	01.08.00.2465			
Optimiser for cost of energy	Present			
Enterprise version of Openwind				
Licensed to	Wind For Schools			
CPU	64 Bit			
OS version	MS Windows			
Mapping Datum	WGS84			
UTM Zone	20N			
Time Zone	UTC+0			
Workbook Path	C:\Users\katerina\Documents\OPENWIND\NovaScotia11.blb			
Ideal Energy [GWh]	171.065 303			
Theoretical Gross Energy [GWh]	192.700 675			
Gross Energy [GWh]	192.700 675			
Net Energy [GWh]	191.020 17			
Capacity Factor [%]	68.096 969			
Topographic Efficiency [%]	112.647 434			
Array Efficiency [%]	99.364 135			

Εικόνα 7.12: Αναφορά που περιέχει τις σημαντικές παραμέτρους της 4^{ης} προσομοίωσης.

5^η Προσομοίωση: 10 Α/Γ τοποθετημένες εντός του πολυγώνου που καταλαμβάνει την βορειοανατολική πλευρά της ξηράς.

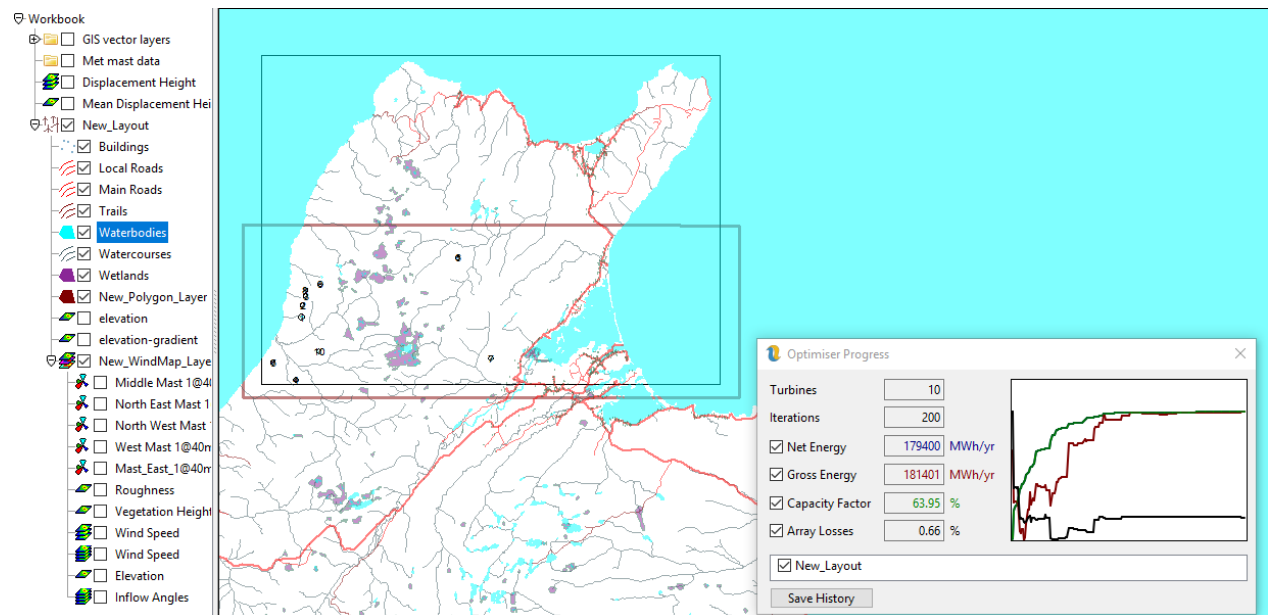


Εικόνα 7.13: Screenshot από την ολοκλήρωση της 5^{ης} προσομοίωσης.

Standard Energy Capture Report				
Openwind Version	01.08.00.2465			
Optimiser for cost of energy	Present			
Enterprise version of Openwind				
Licensed to	Wind For Schools			
CPU	64 Bit			
OS version	MS Windows			
Mapping Datum	WGS84			
UTM Zone	20N			
Time Zone	UTC+0			
Workbook Path	C:\Users\katerina\Documents\OPENWIND\NovaScotia11.blb			
Ideal Energy [GWh]	171.065 303			
Theoretical Gross Energy [GWh]	185.707 237			
Gross Energy [GWh]	185.707 237			
Net Energy [GWh]	183.034 356			
Capacity Factor [%]	65.250 099			
Topographic Efficiency [%]	108.559 266			
Array Efficiency [%]	98.646 549			

Εικόνα 7.14: Αναφορά που περιέχει τις σημαντικές παραμέτρους της 5^{ης} προσομοίωσης.

6^η Προσομοίωση: 10 Α/Γ τοποθετημένες εντός του πολυγώνου που καταλαμβάνει την νότια πλευρά της ξηράς.



Εικόνα 7.15: Screenshot από την ολοκλήρωση της 6^{ης} προσομοίωσης.

Standard Energy Capture Report				
Openwind Version	01.08.00.2465			
Optimiser for cost of energy	Present			
Enterprise version of Openwind				
Licensed to	Wind For Schools			
CPU	64 Bit			
OS version	MS Windows			
Mapping Datum	WGS84			
UTM Zone	20N			
Time Zone	UTC+0			
Workbook Path	C:\Users\katerina\Documents\OPENWIND\NovaScotia11.blb			
Ideal Energy [GWh]	171.065 303			
Theoretical Gross Energy [GWh]	182.123 093			
Gross Energy [GWh]	182.123 093			
Net Energy [GWh]	179.801 511			
Capacity Factor [%]	64.097 618			
Topographic Efficiency [%]	106.464 075			
Array Efficiency [%]	99.162 513			

Εικόνα 7.16: Αναφορά που περιέχει τις σημαντικές παραμέτρους της 6^{ης} προσομοίωσης.

Αποτελέσματα

- 1^η προσομοίωση: Net Energy = 183.23 GWh, Capacity Factor = 65.32% , Gross Energy = 185.5 GWh
- 2^η προσομοίωση: Net Energy = 176.01 GWh, Capacity Factor = 62.75% , Gross Energy = 178.28 GWh
- 3^η προσομοίωση: Net Energy = 160.03 GWh, Capacity Factor = 57.05% , Gross Energy = 161.27 GWh
- 4^η προσομοίωση: Net Energy = 191.02 GWh, Capacity Factor = 68.1% , Gross Energy = 192.7 GWh
- 5^η προσομοίωση: Net Energy = 183.03 GWh, Capacity Factor = 65.25% , Gross Energy = 185.71 GWh
- 6^η προσομοίωση: Net Energy = 179.8 GWh, Capacity Factor = 64.1% , Gross Energy = 182.12 GWh

7.2 Συμπεράσματα

Οι προσομοιώσεις που πραγματοποιήθηκαν στην θάλασσα ήταν τρεις, προκειμένου να διερευνήσουμε τις αιολικές δυνατότητες σε κάθε θαλάσσια πλευρά που περιβάλλει τη χερσόνησο. Η 1^η προσομοίωση, που περιελάμβανε το τμήμα της δυτικής θάλασσας έδειξε ότι το ποσό της αιολικής ενέργειας που παράγεται από το αιολικό πάρκο σε ένα χρόνο, δηλαδή η μεταβλητή Net Energy προέκυψε 183.23 GWh και το Capacity Factor = 65.32%. Στην 2^η προσομοίωση, που αφορούσε το βόρειο τμήμα της θάλασσας είχαμε Net Energy = 176.01 GWh και Capacity Factor = 62.75%, ενώ στην 3^η προσομοίωση (ανατολικό τμήμα θάλασσας) προέκυψαν οι μεταβλητές Net Energy = 160.03 GWh και Capacity Factor = 57.05%. Τα αποτελέσματα επαληθεύονται από το αιολικό δυναμικό που παρουσιάζεται στις Εικόνες 7.3 και 7.4.

Από την άλλη, στην ξηρά πραγματοποιήθηκαν επίσης τρεις προσομοιώσεις, προκειμένου να διερευνήσουμε τις αιολικές δυνατότητες στην βορειοδυτική, στην βορειοανατολική, και στην νότια περιοχή, η οποία απ' ό,τι φάνηκε έχει πιο χαμηλό αιολικό δυναμικό σε σύγκριση με τις 2 πρώτες. Στην 4^η προσομοίωση, το ποσό της αιολικής ενέργειας που παράγεται από το αιολικό πάρκο σε ένα χρόνο, δηλαδή η μεταβλητή Net Energy προέκυψε 191.02 GWh και το Capacity Factor = 68.1%. Στην 5^η προσομοίωση, είχαμε Net Energy = 183.03 GWh και Capacity Factor = 65.25%, ενώ στην 6^η προσομοίωση προέκυψαν οι μεταβλητές Net Energy = 179.8 GWh και Capacity Factor = 64.1%. Και σε αυτή τη περίπτωση τα αποτελέσματα επαληθεύονται από τις Εικόνες 7.3 και 7.4.

Εν κατακλείδι, τα αποτελέσματα στην ξηρά μπορεί να παρουσιάζουν μεγαλύτερη απόδοση συγκριτικά με τα αποτελέσματα στην θάλασσα, όμως θα πρέπει να λάβουμε υπόψη δύο σημαντικές παραμέτρους. Πρώτον, η ξηρά παρέχει περιορισμένες τοποθεσίες λόγω αρκετών περιορισμών, όπως κατοικίες, δρόμοι, οπτική και ακουστική όχληση και περιβαλλοντικούς περιορισμούς. Επιπλέον, στη θάλασσα όσο πιο πολύ μετακινούμαστε σε απόσταση αυξάνεται και το αιολικό δυναμικό, κάτι το οποίο φαίνεται στις παραπάνω προσομοιώσεις καθώς μετά τη βελτιστοποίηση οι Α/Γ τοποθετούνται κατά κύριο λόγο στα όρια του τετραγώνου που καλύπτει την περιοχή την οποία εξετάζουμε. Αν και στο παρελθόν αποτελούσε σοβαρό περιορισμό η απόσταση από τη ξηρά και η αύξηση του βάθους της θάλασσας, οι πλωτές Α/Γ που έχουν αρχίσει να μπαίνουν ενεργά στην αγορά, δίνουν πλέον τη δυνατότητα να εξεταστούν και πιο απομακρυσμένες θαλάσσιες περιοχές για εγκατάσταση υπεράκτιων αιολικών πάρκων.

8. Βιβλιογραφία

- [1] “Introduction to Offshore Wind Energy”, C. Ng (Offshore Renewable Energy Catapult, Northumberland, UK), L. Ran (University of Warwick, Coventry, UK) *by the book Chong Ng and Li Ran, “Offshore Wind Farms: Technologies, Design & Operation”, 1st edition, Woodhead Publishing, 2016*
- [2] Bent Sørensen, Paul Breeze, Truman Storvick et al., “Renewable Energy Focus Handbook”, 1st edition, Academic Press, 2009
- [3] WindEurope, “Offshore Wind in Europe: Key trends and statistics 2017”, Published February 2018
- [4] GWEC – Global Wind Energy Council, “Global Wind 2017 Report | A Snapshot of Top Wind Markets in 2017: Offshore Wind”
- [5] www.4coffshore.com
- [6] Catapult – Offshore Renewable Energy, “Cost Reduction Monitoring Framework – Quantitative Assessment Report”, 2016
- [7] “Economics of building and operating offshore wind farms”, P.E. Morthorst, L. Kitzing (Technical University of Denmark, Roskilde, Denmark) *by the book Chong Ng and Li Ran, “Offshore Wind Farms: Technologies, Design & Operation”, 1st edition, Woodhead Publishing, 2016*
- [8] http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_de/
- [9] Dong Energy Annual Report 2016
- [10] “Wind resources for offshore wind farms: characteristics and assessment”, B.H. Bailey (AWS Truepower LLC, Albany, NY, United States) *by the book Chong Ng and Li Ran, “Offshore Wind Farms: Technologies, Design & Operation”, 1st edition, Woodhead Publishing, 2016*
- [11] “Design of offshore wind turbine blades”, P. Greaves (Offshore Renewable Energy Catapult, Northumberland, UK) *by the book Chong Ng and Li Ran, “Offshore Wind Farms: Technologies, Design & Operation”, 1st edition, Woodhead Publishing, 2016*
- [12] <http://www.hitachi.com/>
- [13] “Wind turbine gearbox design with drivetrain dynamic analysis”, S. McFadden (Ulster University, Magee Campus, Northern Ireland, UK), B. Basu (Trinity College Dublin, Dublin, Ireland) *by the book Chong Ng and Li Ran, “Offshore Wind Farms: Technologies, Design & Operation”, 1st edition, Woodhead Publishing, 2016*

- [14] “Design of generators for offshore wind turbines”, A. McDonald, J. Carroll (University of Strathclyde, Glasgow, UK) *by the book Chong Ng and Li Ran, “Offshore Wind Farms: Technologies, Design & Operation”, 1st edition, Woodhead Publishing, 2016*
- [15] “Design of offshore wind turbine towers”, R. R. Damiani (RRD Engineering, Arvada, CO, United States) *by the book Chong Ng and Li Ran, “Offshore Wind Farms: Technologies, Design & Operation”, 1st edition, Woodhead Publishing, 2016*
- [16] WindEurope, “Floating Offshore Wind Vision Statement”, Published June 2017
- [17] “Offshore wind farm arrays”, O. Anaya-Lara (University of Strathclyde, Glasgow, UK) *by the book Chong Ng and Li Ran, “Offshore Wind Farms: Technologies, Design & Operation”, 1st edition, Woodhead Publishing, 2016*
- [18] “Cabling to connect offshore wind turbines to onshore facilities”, Narakorn Srinil (Newcastle University, UK) *by the book Chong Ng and Li Ran, “Offshore Wind Farms: Technologies, Design & Operation”, 1st edition, Woodhead Publishing, 2016*
- [19] AWS Truepower, “Wind for Schools – Lesson Plan for Openwind”, Nick Robinson, Director of Openwind