

ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΠΤΥΧΙΑΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Αεροελαστική βελτιστοποίηση
υπεράκτιων ανεμογεννητριών
σταθερής θεμελίωσης

Συγγραφέας:
Νασίκας Ιωάννης

Επιβλέπων:
Αναπλ. Καθ. Βασίλειος
Ριζιώτης

Ιούλιος 9, 2023



NATIONAL TECHNICAL UNIVERSITY OF ATHENS

THESIS

Aeroelastic optimization of bottom fixed offshore wind turbines

Author:
Nasikas Ioannis

Supervisor:
Associate Professor Vasileios
Riziotis

July 10, 2023



Ευχαριστίες

Θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου στον επιβλέποντα της διπλωματικής μου εργασίας , κ. Βασίλειο Ριζιώτη και τον συνεπιβλέποντα διδακτορικό φοιτητή Ιωάννη Σεραφείμ που βοήθησαν να ξεπεραστούν οι δυσκολίες ώστε να περατωθεί η διπλωματική μου εργασία. Είμαι ευγνώμων για τον πολύτιμο χρόνο και την επιστημονική βοήθεια που μου αφιέρωσαν καθ' όλη τη διάρκεια της εκπόνησης της διπλωματικής μου εργασίας.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένειά μου, ιδιαιτέρως την μητέρα μου Ήργε Μύριαμ και τη γιαγιά μου Χρυσάνθη Ήργε. Τέλος θα ήθελα να ευχαριστήσω τους φίλους μου και τους συναδέλφους μου, που μου παρείχαν κάθε λογής βοήθεια κατά την διάρκεια των σπουδών μου.

Περιεχόμενα

Ευχαριστίες	3
Λίστα Διαγραμμάτων	8
Λίστα Πινάκων	9
Περίληψη	11
Abstract	13
Εισαγωγή	15
Ιστορική Εξέλιξη Αιολικής Ενέργειας	15
Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Ευρωπαϊκή Ένωση	15
Αιολική Ενέργεια	17
Βιβλιογραφική Έρευνα	19
Αριθμητικά Εργαλεία και Μεθοδολογία	21
Εργαλείο Σερβο-Υδρο-Αεροελαστικής Ανάλυσης <i>hGAST</i>	21
Σύστημα Συντεταγμένων	21
Εργαλείο Υπολογισμού Τάσεων-Παραμορφώσεων	23
Κριτήριο Tsai-Hill	23
Μοντέλο Κόστους	23
Βελτιστοποιητής	25
Ανεμογεννήτρια Αναφοράς - DTU 10MW RWT	29
Γεωμετρικά και Αεροδυναμικά χαρακτηριστικά πτέρυγας	30
Ανάλυση κόστους και δομικών χαρακτηριστικών πτέρυγας	33
Χερσαία Ανεμογεννήτρια	37
Βελτιστοποίηση χερσαίας Α/Γ	37
Οικονομική ανάλυση για την βελτιστοποιημένη Α/Γ	41
Υπεράκτια Ανεμογεννήτρια	43
Μοντελοποίηση του πύργου και του μονόστηλου	43
Ανάλυση κόστους υπεράκτιας Α/Γ	45
Ιδιοδιανυσματική ανάλυση	46
Τυρβώδης Άνεμος	48
Δυναμική Συμπεριφορά υπό Τυρβώδη Άνεμο	49
Δυναμική Συμπεριφορά με προσθήκη κύματος περιόδου $T = 10s$	52
Σύγκριση καταστάσεων φόρτισης της Α/Γ	53
Βελτιστοποίηση Υπεράκτιας Ανεμογεννήτριας	58
Ανάλυση κόστους βελτιστοποιημένης υπεράκτιας Α/Γ	63

Λυγισμός	65
Χερσαία Α/Γ	65
Προσομοίωση με Ansys	65
Υπεράκτια Α/Γ	66
Προσομοίωση με Ansys	67
Κόπωση	69
Πύργος	71
Πτερύγια	75
Συμπεράσματα και μελλοντική έρευνα	77
Βιβλιογραφία	78

Λίστα Διαγραμμάτων

1	Εξέλιξη μεγέθους και ισχύος A/Γ.	15
2	Κατανομή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Ε.Ε.[2]	16
3	Προβλεπόμενες εγκαταστάσεις A/Γ τα επόμενα χρόνια στην Ε.Ε.[3]	17
4	Σύγκριση χειρσαίων και υπεράκτιων A/Γ.[4]	18
5	Τύποι υπεράκτιων A/Γ. Απεικόνιση από NREL.	19
6	Σύστημα συντεταγμένων της A/Γ.	22
7	Λεπτομέρειες κατασκευής πύργου.	24
8	Σειρά κατεργασιών για την κατασκευή του πύργου. [25]	25
9	Σχηματική παρουσίαση σειράς εργασίας.	27
10	Γεωμετρικά χαρακτηριστικά αεροτομών της A/Γ.	30
11	Αδιάστατες ως προς την χορδή, αεροτομές σειράς FFA-W3-xxx [1].	30
12	Αεροδυναμικά χαρακτηριστικά αεροτομών της A/Γ.	32
13	Περιοχές πτερυγίου σε εγκάρσια τομή.	33
14	Περιοχές πτερυγίου κατά μήκος.	33
15	Πάχη κάθε υλικού σε κάθε τομή της πτέρυγας.	34
16	Πάχη κάθε υλικού κατά μήκος της πτέρυγας.	35
17	Πιθανοτική κατανομή ταχύτητας ανέμου στο ύψος του ρότορα.	37
18	Καμπύλη ισχύος της A/Γ που μοντελοποιήθηκε με βάση την DTU 10MW RWT.	38
19	Tsai Hill τιμές/στόχοι.	38
20	Βελτιστοποίηση παραμέτρων σχεδιασμού.	39
21	Levelized Cost of Energy συναρτήσει της ακτίνας του ρότορα.	40
22	Σύγκριση καμπύλης ισχύος πριν και μετά την βελτιστοποίηση.	40
23	Μερίδια συνεισφοράς εξαρτημάτων και υπηρεσιών στο LCOE.	41
24	Η DTU 10MW A/Γ υποστηριζόμενη από monopile σε βάθος 33 m.	43
25	Μερίδια συνεισφοράς εξαρτημάτων και υπηρεσιών στο LCOE για λειτουργία 20 χρόνων.	45
26	Modeshapes της A/Γ	47
27	Τυρβώδης άνεμος.	48
28	Ταχύτητα ανέμου κατά την x-κατεύθυνση στο ύψο του <i>hub</i>	48
29	Σύγκριση καμπυλικών δυνάμεων στην ρίζα του πτερυγίου.	49
30	Φάσμα συχνοτήτων ροπών που ασκούνται στον πύργο.	50
31	Φάσματα συχνοτήτων φορτίων και παραμορφώσεων στην ρίζα των πτερυγίων.	50
32	Φάσματα συχνοτήτων γραμμικών και στροφικών μετατοπίσεων που ασκούνται στο ακροπτερύγιο.	51
33	Φάσματα συχνοτήτων δυνάμεων και ροπών που ασκούνται στον χαμηλότερο σημείο του πύργου.	51
34	Φάσματα συχνοτήτων γραμμικών και στροφικών μετατοπίσεων στην κορυφή του πύργου.	52
35	Φάσμα κύμαστος πλήρως αναπτυγμένης θάλασσας (Μοντέλο Pierson-Moskowitz–1964).	52
36	Σύγκριση φάσματος συχνοτήτων ροπών με κύμα και χωρίς.	53

37	Σύγκριση combined καμπτικών ροπών στα σημεία ενδιαφέροντος ως συνάρτηση της γωνίας yaw.	55
38	Σύγκριση combined καμπτικών ροπών στα σημεία ενδιαφέροντος ως συνάρτηση της μέσης ταχύτητας του ανέμου στο ύψος του δρομέα. Case 1.6	56
39	Σύγκριση combined καμπτικών ροπών στα σημεία ενδιαφέροντος ως συνάρτηση της μέσης ταχύτητας του ανέμου στο ύψος του δρομέα. Case 1.3	56
40	Σύγκριση σεναρίων 1.3-1.6 στα σημεία ενδιαφέροντος	57
41	Καμπύλη ισχύος της υπεράκτιας Α/Γ που μοντελοποιήθηκε με βάση την DTU 10MW RW	58
42	Tsai Hill τιμές/στόχοι για τα πτερύγια και τον πύργο	59
43	Βελτιστοποίηση παραμέτρων σχεδιασμού που αφορούν τη μορφή και το μέγεθος του ρότορα	60
44	Βελτιστοποίηση πάχους, συναρτήσει της βελτιστοποιημένης διαμέτρου και ύψους του πύργου.	60
45	Σύγκριση πκαμπύλης ισχύος πριν και μετά την βελτιστοποίηση στην υπεράκτια Α/Γ	62
46	Μερίδια συνεισφοράς εξαρτημάτων και υπηρεσιών στο LCOE για λειτουργία 20 χρόνων.	63
47	Ο πύργος της Α/Γ με το σύστημα συντεταγμένων και το mesh που χρησιμοποιήθηκε.	66
48	Ιδιομορφές που αντιστοιχούν στα φορτία λυγισμού.	67
49	Πιθανοτική κατανομή ταχύτητας ανέμου.	70
50	Μετατροπή χρονοσειράς της thrust force σε ισοδύναμο φορτίο με συχνότητα 1 Hz (το σταθμισμένο φορτίο παρουσιάζεται ανά 50 σημεία).	71
51	Σύγκριση ισοδύναμων ροπών στην ρίζα του πτερυγίου.	72
52	Σύγκριση ισοδύναμων ροπών στην ρίζα του πύργου σε 3 διαφορετικές καταστάσεις ανέμου.	72
53	Σύγκριση ισοδύναμων φορτίων κόπωσης της Α/Γ αναφοράς με την βελτιστοποιημένη Α/Γ.	73
54	Σύγκριση κύριων τάσεων στην ρίζα του πύργου μεταξύ Α/Γ αναφοράς και βελτιστοποιημένης Α/Γ.	73
55	Σύγκριση φορτίων κοπώσεων σε διαφορετικούς χρόνους προσομείωσης.	74
56	Σύγκριση ροπών κόπωσης με διαφορετικό βήμα αλλαγής ταχύτητας.	74
57	Σύγκριση ισοδύναμων ροπών στην ρίζα του πτερυγίου σε 3 διαφορετικές καταστάσεις ανέμου.	75
58	Σύγκριση ισοδύναμων φορτίων κόπωσης της Α/Γ αναφοράς με την βελτιστοποιημένη Α/Γ.	75
59	Σύγκριση κύριων τάσεων στην ρίζα του πτερυγίου μεταξύ Α/Γ αναφοράς και βελτιστοποιημένης Α/Γ.	76

Λίστα πινάκων

1	Κύρια χαρακτηριστικά ανεμογεννήτριας αναφοράς.	29
2	Αεριομές κατά μήκος της πτέρυγας.	31
3	Δομικά χαρακτηριστικά υλικών πτέρυγας (DTU-10MW RWT).	34
4	Κόστος υλικών και κατασκευής πτέρυγας.	34
5	Σύγκριση A/Γ αναφοράς με βελτιστοποιημένη A/Γ	39
6	Μοντελοποίηση του πύργου και του μονόστηλου (DTU-10MW RWT)	44
7	Κόστη υπεράκτιας A/Γ.	45
8	Φυσικές ιδιοσυχνότητες ανεμογεννήτριας	46
9	Συνθήκες μελέτης A/Γ	54
10	Συνθήκες θάλασσας σε συνάρτηση με την ταχύτητα του ανέμου	54
11	Βελτιστοποίηση παραμέτρων	59
12	Συντελεστές μείωσης πάχους και συντελεστές Tsai Hill στις εγκάρσιες τομές του πτερυγίου της βελτιστοποιημένης A/Γ.	61
13	Συντελεστές μείωσης πάχους, συντελεστές Tsai Hill και διάμετρος στις εγκάρσιες τομές του πύργου της βελτιστοποιημένης A/Γ.	62
14	Κόστη βελτιστοποιημένης υπεράκτιας A/Γ και σύγκριση με την A/Γ αναφοράς.	63
15	Μηχανικές ιδιότητες του χάλυβα S355	65
16	Αποτελέσματα μελέτης λυγισμού.	67
17	Οι κατανομημένες ώρες κατά τη διάρκεια του χρόνου ζωής της A/Γ.	69
18	Επιλογή γωνίας βήματος πτερυγίων συναρτήσει της ταχύτητας ανέμου.	70

(Υπογραφή)

Νασίκας Ιωάννης

.....

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ' ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Έχω διαβάσει και κατανοήσει τους κανόνες για τη λογοκλοπή και τον τρόπο σωστής αναφοράς των πηγών που περιέχονται στον οδηγό συγγραφής Διπλωματικών Εργασιών. Δηλώνω ότι, από όσα γνωρίζω, το περιεχόμενο της παρούσας Διπλωματικής Εργασίας είναι προϊόν δικής μου εργασίας και υπάρχουν αναφορές σε όλες τις πηγές που χρησιμοποίησα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτή τη Διπλωματική εργασία είναι του συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις της Σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών ή του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου (Ε.Μ.Π.).

Περίληψη

Στόχος της παρούσας εργασίας αποτελεί η ελαχιστοποίηση του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (Levelized Cost of Energy) μιας υπεράκτιας ανεμογεννήτριας ονομαστικής ισχύος 10MW. Ως σημείο εκκίνησης για την εφαρμογή των διαφόρων τροποποιήσεων για τον βέλτιστο σχεδιασμό, χρησιμοποιήθηκε η Α/Γ αναφοράς DTU 10 MW RWT που σχεδιάστηκε στο Πολυτεχνείο της Δανίας (DTU) [1]. Δημιουργήθηκε ένα πιο λεπτομερές μοντέλο κόστους για τον πύργο της Α/Γ και έγινε μια εκ νέου βελτιστοποίηση. Στην συνέχεια μοντελοποιήθηκε μια υπεράκτια Α/Γ με μονόστηλο, μελετήθηκε ως προς τις ιδιοσυχνότητες της και βρέθηκαν ποιά από τα προβλεπόμενα σενάρια του κανονισμού είναι πιο επιβαρυντικά για την Α/Γ.

Στην συνέχεια ακολούθησε μια πολυπεδιακή βελτιστοποίηση με μεταβλητές σχεδιασμού την κατανομή χορδής του πτερυγίου, την κατανομή συστροφής του πτερυγίου, την ακτίνα των πτερυγίων και το πάχος τους, καθώς και το ύψος του πύργου, το πάχος των τοιχωμάτων του και την διάμετρο στην βάση του μονόστηλου. Αξίζει να σημειωθεί ότι το πάχος των πτερυγίων και το πάχος των τοιχωμάτων του πύργου καθορίζονται με τέτοιο τρόπο έτσι ώστε οι τάσεις που δέχονται να είναι ίδιες με αυτές που έχουν καθοριστεί από τον κατασκευαστή. Τέλος έγινε μια μελέτη λυγισμού στον πύργο της ανεμογεννήτριας και κόπωσης στον πύργο και στα πτερύγια της Α/Γ.

Λέξεις κλειδιά : Υπεράκτια ανεμογεννήτρια, βελτιστοποίηση, Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCoE). , ιδιοδιανυσματική ανάλυση, κόπωση, λυγισμός.

Abstract

The objective of this study is to minimize the Levelized Cost of Energy (LCoE) of a 10MW offshore wind turbine. As a starting point for implementing various modifications for optimal design, the DTU 10 MW RWT reference wind turbine, designed at the Technical University of Denmark (DTU) [1], was used.

A more detailed cost model was developed for the tower of the wind turbine, and a re-optimization was performed. Subsequently, an offshore wind turbine with a monopile foundation was modeled, and its natural frequencies were studied to determine which scenarios specified in the regulations are most demanding for the wind turbine.

Next, a multi-variable optimization followed, considering the design variables of the airfoil chord, airfoil twist, blade radius, tower height, thickness of the tower walls, and diameter at the base of the monopile. It is worth noting that the thickness of the blades and the thickness of the tower walls are determined in such a way that the stresses are equal to those resulting from a reference wind and wave in the reference wind turbine.

Finally, a study of tower buckling and fatigue in the tower and blades of the wind turbine was conducted.

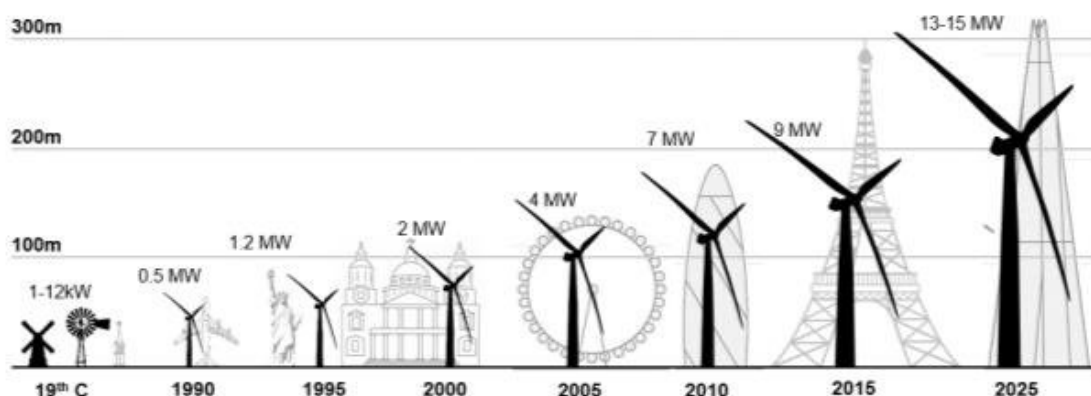
Εισαγωγή

Ιστορική Εξέλιξη Αιολικής Ενέργειας

Η αιολική ενέργεια χρησιμοποιείται από τον άνθρωπο για χιλιετίες. Χρησιμοποιήθηκε αρχικά στη ναυσιπλοΐα, μέσω των πανιών για την κίνηση των ιστιοφόρων. Η μεταφορά της χρήσης της στη στεριά δεν άργησε. Οι ανεμόμυλοι χρησιμοποιήθηκαν από τον μεσαίωνα μέχρι και την επικράτηση των μηχανών με ορυκτά καύσιμα και αποτελούσαν αναπόσπαστο κομμάτι των αγροτικών κοινοτήτων, με χρήση κυρίως στην άλεση σιταριού και την άντληση νερού.

Η σημερινή μορφή αξιοποίησης της αιολικής ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρισμού ξεκίνησε το 1888 στο Cleveland όπου δημιουργήθηκε όπου δημιουργήθηκε ο πρώτος ανεμόμυλος. Ο πρώτος αυτός ανεμόμυλος είχε διάμετρο πτερωτής 17 μέτρα και ισχύ 12 kW. Έκτοτε, η τεχνολογική εξέλιξη υπήρξε ραγδαία: πριν από περίπου 30 χρόνια μία τυπική ανεμογεννήτρια ήταν χωρητικότητας 0.5 MW, ενώ σήμερα αγγίζει έως και τα 15 MW.

Στη συνέχεια, το επόμενο τεχνολογικό άλμα που σημειώθηκε συνέβη κατά τη διάρκεια του 2ου Παγκοσμίου Πολέμου στην Δανία όπου παράχθηκαν δίπτερες και τρίπτερες Α/Γ, τα πτερύγια των οποίων είχαν για πρώτη φορά προφίλ αεροτομών. Μετά από ένα κενό 40 ετών, κατά τη διάρκεια των οποίων η εξάπλωση των συμβατικών καυσίμων ήταν ραγδαία, η πετρελαϊκή κρίση στις αρχές της δεκαετίας του '70 έφερε ξανά στο προσκήνιο τις ανανεώσιμες μορφές ενέργειας. Από τότε έως σήμερα σημειώνεται μια αλματώδης ανάπτυξη η οποία ενισχύεται και από την επιτακτική ανάγκη για την προστασία του περιβάλλοντος.



Σχήμα 1: Εξέλιξη μεγέθους και ισχύος Α/Γ.

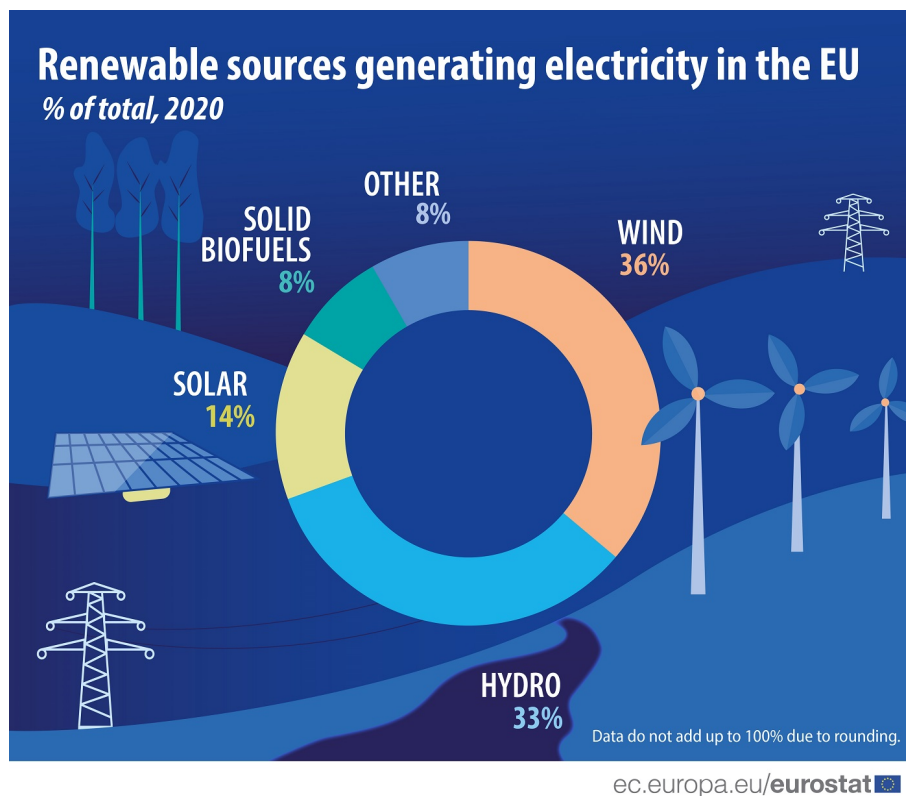
Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Ευρωπαϊκή Ένωση

Είναι γνωστό πως κάθε ανθρώπινη δραστηριότητα έχει αντίκτυπο στο περιβάλλον. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Α.Π.Ε.) δεν αποτελούν εξαίρεση στον κανόνα. Ωστόσο, τα πλεονεκτήματά τους έναντι στις καταστροφικές επιπτώσεις των ορυκτών καυσίμων είναι αναμφισβήτητα: η μείωση της χρήσης νερού και γης, η λιγότερη ρύπανση του αέρα και των υδάτων, οι μηδενικές ή χαμηλές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Επιπλέον, έχουν καθοριστικό ρόλο στην αποκέντρωση

της ενέργειας καθώς δίνουν την δυνατότητα ανάπτυξης σε τοπική κλίμακα, δημιουργώντας έτσι σημαντικά οφέλη για την οικονομία και τους ανθρώπους.

Δεν είναι τυχαίο ότι η ευρωπαϊκή ένωση έθεσε και πέτυχε τον στόχο της, το 2020 το ποσοστό της ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές να ξεπερνάει το 20% της συνολικά παραγόμενης ενέργειας [2]. Πλέον η Ε.Ε. καθόρισε έναν νέο δεσμευτικό στόχο ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για τα κράτη μέλη της για το 2030, ο οποίος είναι το ποσοστό αυτό να αυξηθεί τουλάχιστον έως και 32%. Για να επιτευχθούν ακόμα υψηλότερες φιλοδοξίες όσον αφορά τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως παρουσιάστηκε στην Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία τον Δεκέμβριο του 2019, απαιτούνται περαιτέρω αναθεωρήσεις του στόχου αυτού. Η Επιτροπή έτσι παρουσίασε τους νέους κλιματικούς στόχους της Ευρώπης για το 2030, συμπεριλαμβανομένης πρότασης για τροποποίηση του στόχου για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, στις 14 Ιουλίου 2021. Επιδιώκει λοιπόν να αυξήσει το ποσοστό σε τουλάχιστον 40% παραγόμενη ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στο συνολικό ενεργειακό μείγμα της ΕΕ έως το 2030.

Η αύξηση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράχθηκε από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας κατά την περίοδο 2011 έως 2021 αντανάκλασε σε μεγάλο βαθμό την επέκταση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε ολόκληρη την ΕΕ, και ειδικά της αιολικής και της ηλιακής ενέργειας. Το 2021, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αποτελούσαν το 37,5 % της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ, πολύ παρόμοια με το προηγούμενο έτος (37,4 % το 2020). [2].



Σχήμα 2: Κατανομή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Ε.Ε.[2]

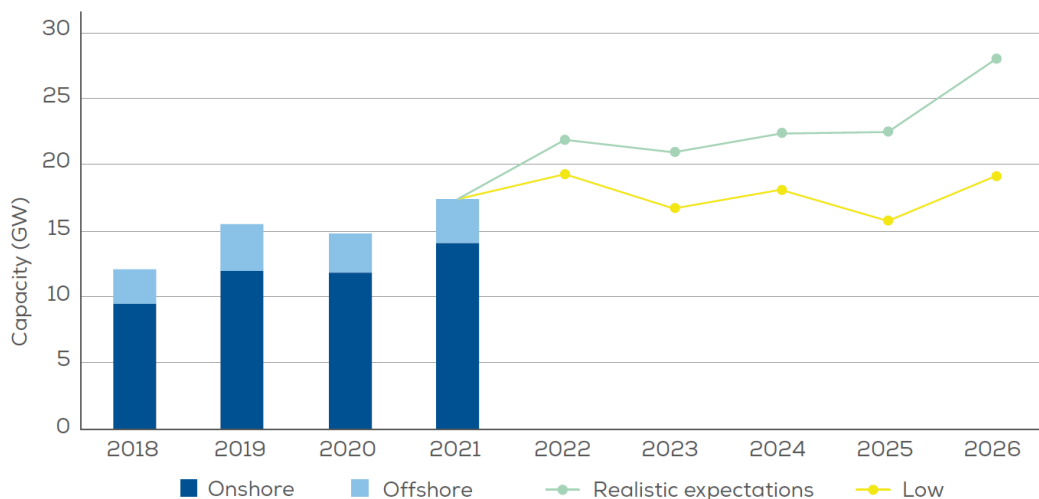
Πιο συγκεκριμένα το 2020 η αιολική και η υδροηλεκτρική ενέργεια αντιπροσώπευαν περίπου τα δύο τρίτα της συνολικής ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές (36 και 33 %, αντίστοιχα). Το υπόλοιπο ένα τρίτο της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προερχόταν από ηλιακή ενέργεια, στερεά βιοκαύσιμα και άλλες ανανεώσιμες πηγές.

Γίνεται αντιληπτό λοιπόν, ότι οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας θα έχουν όλο και μεγαλύτερο ρόλο στην παραγωγή ενέργειας μέχρι ακόμα και να μπορούν να αντικαταστήσουν πλήρως τις συμβατικές μεθόδους παραγωγής. Η αιολική ενέργεια όπως φαίνεται και από το διάγραμμα 2 έχει κομβικό ρόλο στην επίτευξη των στόχων της ΕΕ καθώς αποτελεί μια από τις δύο πιο παραγωγικές

ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Ειδικά η ανάπτυξη υπεράκτιας αιολικής ενέργειας βρίσκεται στον πυρήνα της υλοποίησης της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας. Η εγκατεστημένη υπεράκτια αιολική ισχύς στην ΕΕ ήταν 14,6 GW το 2021 και αναμένεται να αυξηθεί κατά τουλάχιστον 25 φορές έως το 2030.[3] Γίνεται, λοιπόν, εύκολα αντιληπτό ότι η ανάπτυξη υπεράκτιων εγκαταστάσεων αποτελεί το επίκεντρο του ενδιαφέροντος για την ΕΕ για τα επόμενα χρόνια, επομένως ότι οι τεχνολογίες που αναπτύσσονται και η έρευνα γύρω από αυτές είναι μεγάλης σημασίας.

2022-2026 new onshore and offshore wind installations in Europe – WindEurope’s scenarios

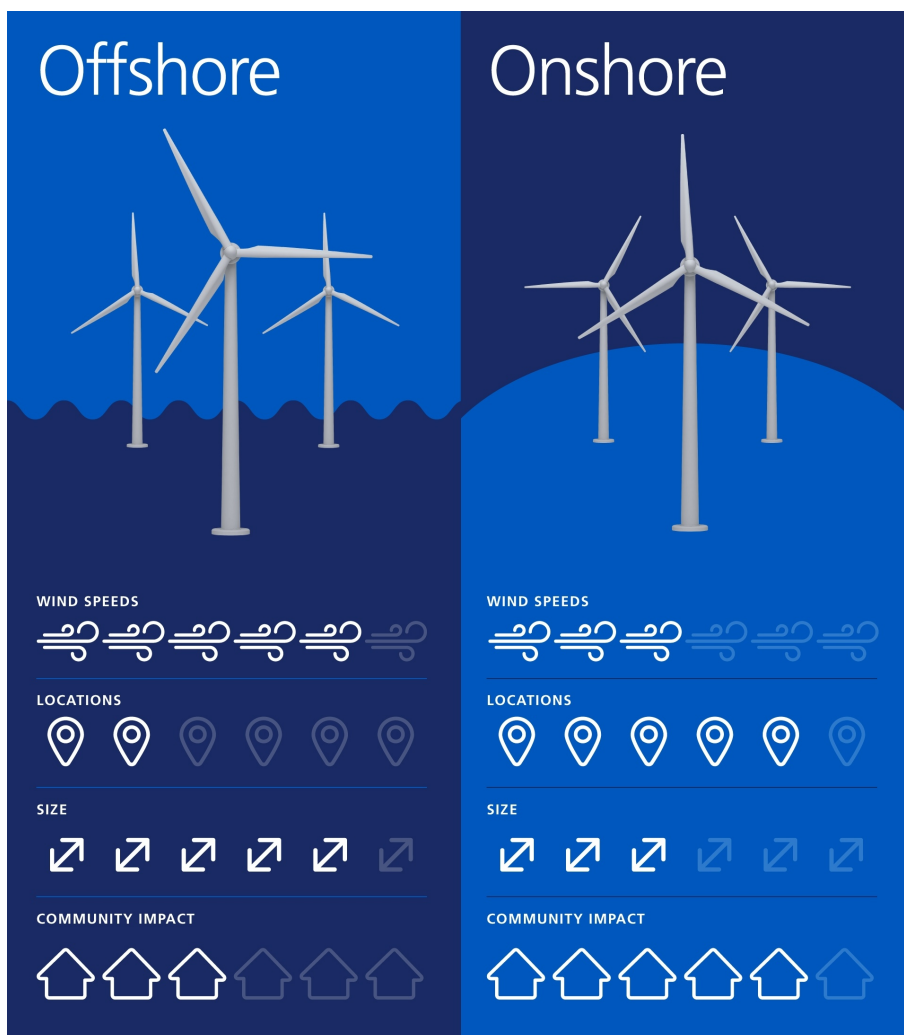


Source: WindEurope

Σχήμα 3: Προβλεπόμενες εγκαταστάσεις Α/Γ τα επόμενα χρόνια στην Ε.Ε.[3]

Αιολική Ενέργεια

Η αιολική ενέργεια, όπως φαίνεται και στην 2 αποτελεί πολύ σημαντικό κομμάτι της παραγωγής ενέργειας, και χωρίζεται σε δύο κατηγορίες, τα χερσαία και τα υπεράκτια αιολικά πάρκα. Η διαφορά μεταξύ χερσαίων και υπεράκτιων Α/Γ είναι απλή, οι χερσαίες εδράζονται στη γη και οι υπεράκτιες στην θάλασσα. Οι χερσαίες Α/Γ αποτελούν μια από τις φθηνότερες μορφές ανανεώσιμης ενέργειας (μαζί με τα φωτοβολταϊκά). Σε σχέση με τις υπεράκτιες έχουν φθηνότερες υποδομές και κόστη λειτουργίας και η εγκατάστασή τους είναι πιο γρήγορη. Για αυτό και τα χερσαία (on-shore) αιολικά πάρκα αποτελούν μια πιο διαδομένη πηγή παραγωγής ενέργειας, που υπάρχει σε περισσότερες χώρες στην Ε.Ε., ενώ τα υπεράκτια (off-shore) αιολικά πάρκα βρίσκονται σε φάση ωρίμανσης.



Σχήμα 4: Σύγκριση χερσαίων και υπεράκτιων Α/Γ.[4]

Ωστόσο, η ανάπτυξη υπεράκτιων αιολικών πάρκων αναμένεται να αυξηθεί τα επόμενα χρόνια καθώς περισσότερες χώρες αναπτύσσουν ή σχεδιάζουν να αναπτύξουν τα πρώτα τους υπεράκτια πάρκα, καθώς στην θάλασσα σημειώνονται μεγαλύτερες ταχύτητες ανέμου, η κατεύθυνση των οποίων είναι πιο σταθερή σε σύγκριση με τον άνεμο σε χερσαίο έδαφος. Επομένως σε ένα υδάτινο αιολικό πάρκο απαιτούνται λιγότερες ανεμογεννήτριες για να παράξουν την ίδια ποσότητα ενέργειας σε σχέση με τα χερσαία αιολικά πάρκα.

Ανάλογα με τις περιβαλλοντικές συνθήκες, υπάρχουν διάφορα είδη υπεράκτιων ανεμογεννητριών η διάκριση των οποίων είναι ευκρινής. [5]. Κάθε ένα από τα παρακάτω είδη έχει τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματά του, είναι κατάλληλο για συγκεκριμένα βάθη, συγκεκριμένες περιβαλλοντικές συνθήκες, το κόστος που απαιτεί, καθώς η κατασκευή του και η εγκατάστασή του διαφέρει από τα υπόλοιπα. Το μονόστηλο είναι το πιο διαδεδομένο είδος και αντιπροσωπεύει πάνω από το 70% των εγκατεστημένων υπεράκτιων Α/Γ παγκοσμίως. Αυτό συμβαίνει διότι λειτουργεί καλά σε έδαφος με άμμο και χαλί, είναι απλό στον σχεδιασμό και την εγκατάσταση, προσαρμόζεται εύκολα στο βάθος της θάλασσας και θεωρείται οικονομικό, ειδικά για εγκαταστάσεις μικρότερες των 40 μέτρων. Παρακάτω φαίνονται τα είδη υπεράκτιων Α/Γ που έχουν αναπτυχθεί μέχρι σήμερα. Παρουσιάζονται πρώτα οι Α/Γ που είναι εδρασμένες στο βυθό και στην συνέχεια οι πλωτές: Μονόστηλο, Χωροδικτύωμα, παλτφόρμα προεντεταμένης αγκύρωσης, ημιβυθιζόμενων πλωτήτων και πλωτήρα δοκού.



Σχήμα 5: Τύποι υπεράκτιων Α/Γ. Απεικόνιση από NREL.

Βιβλιογραφική Έρευνα

Οι ανεμογεννήτριες έχουν σχεδιαστεί για να μετατρέπουν την αιολική ενέργεια σε ηλεκτρική ενέργεια, αλλά η απόδοσή τους εξαρτάται από διάφορους παράγοντες, όπως η ταχύτητα του ανέμου, ο σχεδιασμός των πτερυγίων, το μέγεθος του ρότορα και ο προσανατολισμός του δρομέα. Για τη βελτιστοποίηση των ανεμογεννητριών, οι ερευνητές χρησιμοποιούν έναν συνδυασμό προσομοιώσεων υπολογιστή, φυσικών δοκιμών και ανάλυσης δεδομένων για να εντοπίσουν τους παράγοντες που επηρεάζουν την απόδοση της ανεμογεννήτριας και να βρουν τρόπους να τη βελτιώσουν. Οι πιο συνηθισμένοι τρόποι βελτιστοποίησης των ανεμογεννητριών είναι το σχήμα και το μέγεθος των πτερυγίων του δρομέα, το μέγεθος της διαμέτρου του δρομέα, καθώς και η τοποθέτηση της ανεμογεννήτριας σε σχέση με την κατεύθυνση του ανέμου σε συγκεκριμένη τοποθεσία. Συνολικά, η βελτιστοποίηση ανεμογεννητριών είναι μια διαδικασία που απαιτεί συνδυασμό μηχανικής τεχνογνωσίας, ανάλυσης δεδομένων και παρακολούθησης για να διασφαλιστεί η πιο αποτελεσματική απόδοση της μηχανής.

Για να καταστεί ακόμα πιο ανταγωνιστική η αιολική ενέργεια σε σχέση με άλλες παραδοσιακές πηγές ενέργειας, πρέπει να βελτιστοποιηθεί η απόδοση των ανεμογεννητριών, ένα αντικείμενο που έχει αποτελέσει το επίκεντρο πολλών ερευνητών τα τελευταία χρόνια. Η αεροδυναμική και η δομική βελτιστοποίηση ανεμογεννητριών αποτελεί αντικείμενο μεγάλου ενδιαφέροντος και περιλαμβάνει τον προσδιορισμό της γεωμετρίας μιας αεροδυναμικής διαμόρφωσης, που ικανοποιεί ορισμένες συναρτήσεις-στόχους που υπόκεινται σε περιορισμούς. Η συντριπτική πλειοψηφία αυτών των ερευνών χρησιμοποιεί την μέθοδο Δίσκου ορμής και στοιχείων πτερύγωσης (BEM). Το καθαρά δομικό πρόβλημα διαστασιολόγησης, που δίνει ένα αεροδυναμικό σχήμα έχει ήδη μελετηθεί [6], ενώ το ίδιο πρόβλημα έχει μελετηθεί αρκετές φορές με εξειδικευμένα μοντέλα πεπερασμένων στοιχείων FEM [7, 8], καθώς και με μοντέλα βελτιστοποίησης που χρησιμοποιούν μεθόδους υπολογιστικής ρευστομηχανικής CFD για την επίλυση της ροής γύρω από τον δρομέα με επιλύτη RANS (Reynolds averaged Navier Stokes solver).[9]

Η βέλτιστη σχεδίαση όμως δεν πρέπει να περιορίζεται στην αεροδυναμική απόδοση ή στα

δομικά χαρακτηριστικά αλλά πρέπει να ναι ένας συνδυασμός των δύο. Στο πέρας των τελευταίων 30 ετών, η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος έχει εξελιχθεί από την μεγιστοποίηση του συντελεστή ισχύος στο «βέλτιστο σημείο λειτουργίας» στη μεγιστοποίηση της ετήσιας παραγωγής ενέργειας [10, 11]. Δεδομένου όμως ότι η αιολική ενέργεια θα πρέπει να είναι όλο και περισσότερο ανταγωνιστική σε σχέση με τα ορυκτά καύσιμα, η αντικειμενική συνάρτηση έχει μετατοπιστεί προς την ελαχιστοποίηση του κόστους της ενέργειας. Πλέον, οι περισσότερες μελέτες που γίνονται αποτελούν πολυπαραμετρικά προβλήματα που χρησιμοποιούν αριθμητικούς αλγορίθμους βελτιστοποίησης και λαμβάνουν υπόψη το αεροδυναμικό σχήμα, τις ακραίες συνθήκες φόρτισης της ανεμογεννήτριας (Extreme Loads), τα φορτία κόπωσης (Fatigue) και το βέλτιστο μέγεθος όλων των δομικών χαρακτηριστικών της. [12–14]

Οι υπεράχτιες Α/Γ είναι μια τεχνολογία που έχει αναπτυχθεί ιδιαίτερα τα τελευταία χρόνια. Οι περισσότερες έρευνες γίνονται για την διάταξη που θα εγκατασταθούν οι Α/Γ, δηλαδή τις μεταξύ τους αποστάσεις [15], τη χωροθέτηση του αιολικού πάρκου. [16], την απόσταση από την ακτή, ακόμα και το βάθος του ωκεανού στο σημείο που θα τοποθετηθούν [17]. Στόχος αυτών των ερευνών συνήθως αποτελεί η ελαχιστοποίηση του κόστους ενέργειας μεγιστοποιώντας παράλληλα την παραγωγή ενέργειας του αιολικού πάρκου. Σημαντικό είναι να ληφθεί υπόψη η επίδραση του ομίχρου που έχει η μια Α/Γ στην άλλη, οι ηλεκτρικές απώλειες των καλωδίων και η διαθεσιμότητα των ανεμογεννητριών μέσα στον χρόνο.

Πέρα από την διάταξη τους, οι υπεράχτιες Α/Γ πρέπει να μελετηθούν λόγω των ακραίων καιρικών συνθηκών που καλούνται να αντέξουν. Στην θάλασσα σημειώνονται μεγαλύτερες ταχύτητες ανέμου, και κύματα μεγάλου ύψους, ιδίως κατά την διάρκεια καταιγίδων. Είναι, επομένως μεγάλης σημασίας να γίνει μελέτη για την κόπωση που δέχεται η υποδομή των Α/Γ. Ο σχεδιασμός κόπωσης είναι πολύ περίπλοκος σε υπεράχτιες κατασκευές, πρώτον, λόγω του στοχαστικού περιβάλλοντος του ωκεανού. Οι ερευνητές έχουν δοκιμάσει να αντιμετωπίσουν αυτό το πρόβλημα βρίσκοντας στατιστικά τις καμπύλες αντοχής σε κόπωση S-N [18], κάνοντας μελέτη ευαισθησίας (για τις περιβαλλοντικές συνθήκες) στην αντοχή του μονόστηλου [19] και μελετώντας την αντοχή των περιμετρικών συγκολλήσεων που υπάρχουν στα μονόστηλα χρησιμοποιώντας μοντέλα πεπερασμένων στοιχείων [20].

Αριθμητικά Εργαλεία και Μεθοδολογία

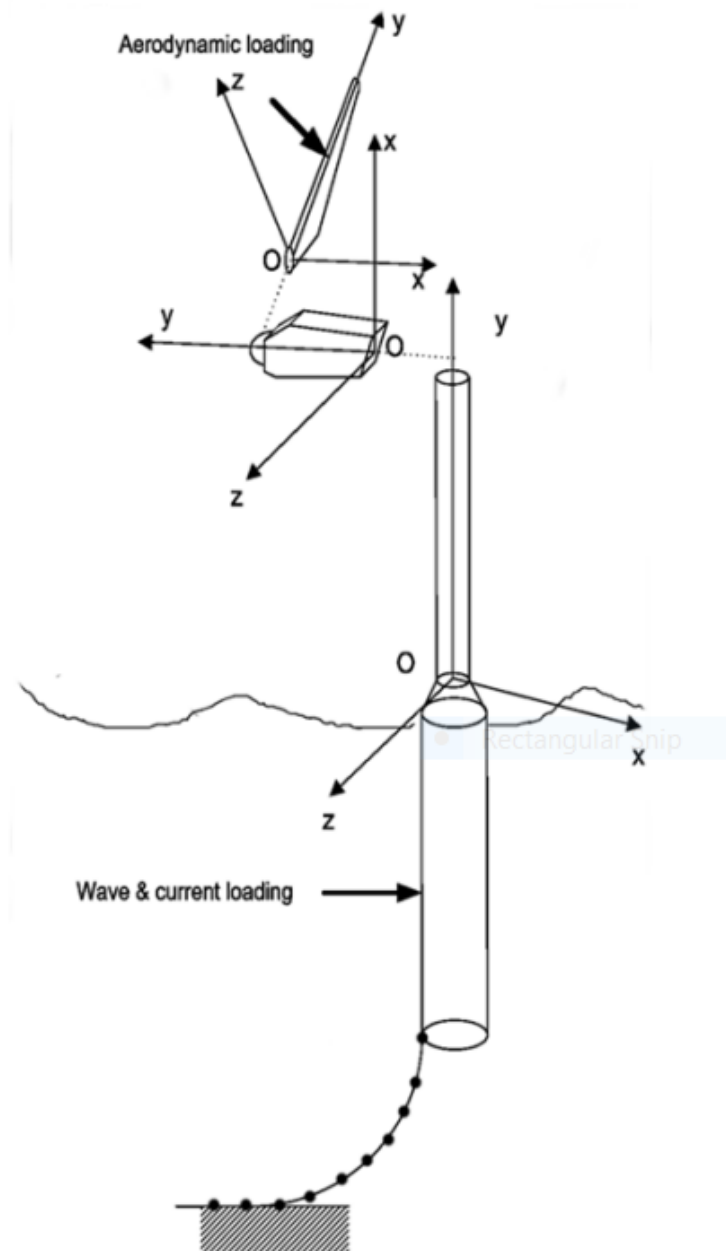
Εργαλείο Σερβο-Υδρο-Αεροελαστικής Ανάλυσης *hGAST*

Σε αυτήν την εργασία χρησιμοποιείται ο κώδικας *hGAST* που έχει αναπτυχθεί στο εργαστήριο αεροδυναμικής στο Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο [21]. Ο *hGAST* είναι ένας αεροελαστικός κώδικας που προσομοιώνει μια ανεμογεννήτρια, αλλά και το πεδίο ροής ανέμου και κυμάτων. Πιο συγκεκριμένα προσομοιώνει τα περιστρεφόμενα πτερύγια μιας Α/Γ, τον άξονα της, που συνδέει την νασέλα με τον πύργο και τον πύργο, καθώς και υποσυστήματα που βρίσκονται κάτω από την επιφάνεια της θάλασσας. Χρησιμοποιεί μια δυναμική ανάλυση πολλαπλών σωμάτων (*multi-body*) κατά την οποία μελετάται κάθε σώμα ξεχωριστά από το άλλο, όμως όταν αυτό κινείται υπόκειται σε γεωμετρικούς/κινηματικούς περιορισμούς που σχετίζονται με τις συνδέσεις του με άλλα σώματα. Επίσης όλα τα σώματα είναι ελαστικά επομένως μπορούν να αναλύονται με τη μέθοδο πεπερασμένων στοιχείων. Πιο συγκεκριμένα, τα σώματα μοντελοποιούνται ως δοκοί.

Ακόμα ο *hGAST* εκτελεί μια αεροδυναμική ανάλυση βασισμένη στο Μέθοδος δίσκου ορμής και στοιχείων περυγώσης μέσα από το οποίο προκύπτουν τα αεροδυναμικά φορτία και υπολογίζει και τα φορτία που προκύπτουν από τα κύματα που προσκρούουν πάνω στην Α/Γ.

Σύστημα Συντεταγμένων

Ο κώδικας *hGAST* υπολογίζει τα αεροδυναμικά χαρακτηριστικά σε κάθε πεπερασμένο στοιχείο που έχει οριστεί στην Α/Γ. Σε κάθε ανεξάρτητο σώμα ορίζεται ένα τοπικό σύστημα συντεταγμένων και εφαρμόζεται ανάλυση πεπερασμένων στοιχείων (FEM), όπου λύνονται οι γραμμικοποιημένες ελαστοδυναμικές και αεροδυναμικές εξισώσεις στους διακριτούς κόμβους. Παρακάτω φαίνεται το σύστημα συντεταγμένων της Α/Γ που μελετάται.



Σχήμα 6: Σύστημα συντεταγμένων της Α/Γ.

Για το πτερύγιο το τοπικό σύστημα συντεταγμένων ακολουθεί το περιστρεφόμενο πτερύγιο με τον άξονα $y'y$ να 'κοιτάει' πάντα προς την ακμή εκφυγής της αεροτομής, ενώ ο άξονας $x'x$ δείχνει την κατεύθυνση του ανέμου και ο άξονας $z'z$ να είναι κάθετος σε αυτούς τους δύο (δείχνει την κατεύθυνση περιστροφής).

Για τον πύργο ο άξονας $x'x$ παραμένει ο άξονας που δείχνει την κατεύθυνση του ανέμου, ενώ ο $y'y$ δείχνει την καθ' ύψος μεταβολή του πύργου. Ο $z'z$ είναι κάθετος στους δύο προηγούμενους.

Εργαλείο Υπολογισμού Τάσεων-Παραμορφώσεων

Για την ανάλυση των τάσεων τόσο στα πτερύγια όσο και στον πύργο χρησιμοποιείται ένας κώδικας που αναπτύχθηκε στο εργαστήριο αεροδυναμικής του Ε.Μ.Π. [22] ο οποίος είναι βασισμένος στη θεωρία λεπτότοιχων διατομών. Ο κώδικας υπολογίζει τα ισοδύναμα μεγέθη δυσκαμψίας και τις ιδιότητες μάζας κάθε διατομής, είτε αυτή αποτελείται από σύνθετο ανισότροπο υλικό (στα πτερύγια) είτε αποτελείται από ισότροπο μέταλλο (πύργος και μονόστηλο). Υπολογίζει λοιπόν τα μητρώα δυσκαμψίας λαμβάνοντας υπόψη την σύζευξη που δημιουργείται μεταξύ των στρώσεων του συνθέτου υλικού. Τέλος, υπολογίζει τις τάσεις με βάση το κριτήριο αστοχίας *Tsai-Wu* έχοντας ως είσοδο τα ολοκληρωμένα φορτία σε κάθε διατομή φορτία (3 δυνάμεις και 3 ροπές) που προκύπτουν από τον *hGAST* και τα δομικά χαρακτηριστικά της εκάστοτε διατομής.

Κριτήριο Tsai-Hill

Το κριτήριο αστοχίας Tsai-Hill είναι βασισμένο στο κριτήριο Von Mises και χρησιμοποιείται για σύνθετα υλικά. Λαμβάνει υπόψη τις αλληλεπιδράσεις μεταξύ των στρώσεων του συνθέτου υλικού και θεωρεί ότι όλες τις καταπονήσεις συμβάλλουν στην τελική αστοχία.

$$(\sigma_1/\sigma_{1u})^2 + (\sigma_2/\sigma_{2u})^2 - \sigma_1\sigma_2/\sigma_1^2 + (\tau_{12}/\tau_{12u})^2 \leq 1 \quad (1)$$

Όπου σ_i , σ_{iu} με $i=1,2$ η κύρια ορθή τάση και η κρίσιμη τάση αστοχίας κατά τον κύριο άξονα i , τ_{12} , τ_{12u} η διατμητική τάση σε επίπεδο κάθετο στον κύριο άξονα 1 και με την κατεύθυνση του κύριου άξονα 2 και η κρίσιμη διατμητική στο ίδιο επίπεδο.

Η αστοχία του υλικού συμβαίνει όταν η παράσταση λάβει την τιμή 1.

Μοντέλο Κόστους

Το μοντέλο κόστους που χρησιμοποιείται στην παρούσα εργασία αποτελεί σύνθεση ήδη υπάρχοντων μοντέλων (το κόστος υπολογίζεται σε US dollars). Το κόστος των πτερυγίων υπολογίζεται στο [23], ένα λεπτομερές μοντέλο για ανεμογεννήτριες για πτερύγια μεγαλύτερα από 30m σε μήκος. Λαμβάνει υπόψη το κόστος όλων των κυρίων δομικών υλικών όπως τα σύνθετα *TRIAx*, *BIAX*, *UNIAX*, *BALSA*, αλλά και τις βίδες, και την ρητίνη που χρησιμοποιείται. Επίσης συνυπολογίζει τις εργατο-ώρες, τα εργαλεία, την συντήρηση και το αρχικό κεφάλαιο που διατίθεται. Η κατεργασία των υλικών γίνεται με την διαδικασία *Vacuum-assisted Resin Transfer Molding* που είναι και ο πιο διαδεδομένος τρόπος κατεργασίας πτερυγίων τις σύγχρονες ανεμογεννήτριες. Να σημειωθεί ότι το μοντέλο που χρησιμοποιείται δεν συνυπολογίζει τη μεταφορά και την εγκατάσταση της ανεμογεννήτριας. Για τις εργατοώρες δίνεται μια πιο απλοποιημένη μορφή [14] από τον τύπο:

$$Labor + Others = 3.898 * R^{\gamma_{Labor}} \quad (2)$$

Όπου το γ_{Labor} είναι ίσο με $\gamma_{Labor} = 2.5225$ έτσι ώστε τα αποτελέσματα να συμβαδίζουν με το αναλυτικό μοντέλο κόστους που δίνεται στο [23].

Το κόστος της πλήμνης (hub), του αεροδυναμικού καλύμματος πλήμνης (spinner) και του μηχανισμού βήματος (pitch) δίνονται με βάση το [24]:

$$Hub = 5.757 * BladeMass + 34280.61 \quad (3)$$

$$Spinner = 292.65 * R - 4116.84 \quad (4)$$

$$PitchMechanism = 4.303 * R^{2.658} \quad (5)$$

Όπου R η ακτίνα των πτερυγίων.

Το κόστος των υπόλοιπων μερών της ανεμογεννήτριας δίνονται από το [24] χρησιμοποιώντας τους νόμους κλιμάκωσης όπως στο [14]. Για το κιβώτιο και την γεννήτρια:

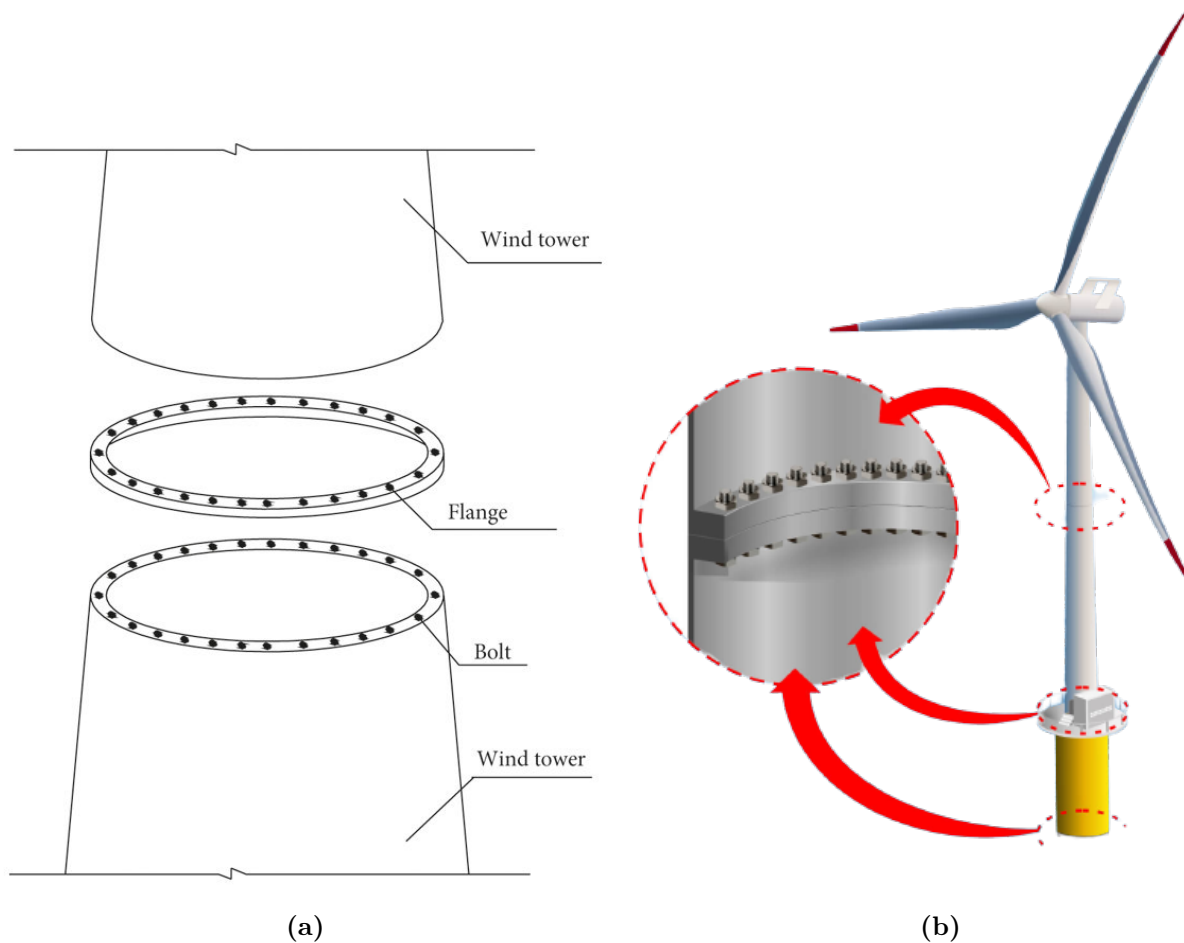
$$gearbox + generator = (gearbox + generator)_{ref} * \frac{P\Omega_{ref}}{P_{ref}\Omega} \quad (6)$$

όπου στην εξίσωση 6 το 'ref' αναφέρεται στην ανεμογεννήτρια που δίνεται στο [24] (1.5MW), το P στην ονομαστική ισχύ και το Ω στην γωνιακή ταχύτητα περιστροφής του ρότορα. Το κόστος των υπόλοιπων δομικών μερών θεωρείται ότι είναι ίσο με το 80% του αθροίσματος του κόστους του ρότορα, του gear box και της γεννήτριας.

Για τον πύργο επιλέγεται ένα αναλυτικό μοντέλο το οποίο συνυπολογίζει το κόστος του υλικού που χρησιμοποιείται, την κατεργασία που υπάγεται και το κόστος των υπόλοιπων εξαρτημάτων όπως φλάντζες και κοχλίες:

$$Tower = m_{tower} * d_{tower} + Manufacturing_{tower} + Rest \quad (7)$$

Όπου m η μάζα του πύργου, d η πυκνότητα του υλικού που χρησιμοποιείται (S355 Steel), $Manufacturing_{tower}$ το κόστος κατεργασιών και $Rest$ το κόστος των κοχλιών και φλαντζών που χρησιμοποιούνται.



Σχήμα 7: Λεπτομέρειες κατασκευής πύργου.

Η σειρά κατεργασιών που δέχεται το ακατέργαστο μέταλλο μέχρι να φτάσει στην μορφή του πύργου φαίνεται παρακάτω:



Σχήμα 8: Σειρά κατεργασιών για την κατασκευή του πύργου. [25]

Τέλος, υπολογίζεται το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (Levelized Cost of Energy):

$$LCoE = \frac{(ICC + BoP) \frac{i}{1-(1+i)^{-N}} + O\&M}{AEP} \quad (8)$$

Με:

- ICC -> Αρχικό Κεφάλαιαο Κόστος
- BoP -> Ισοζύγιο εργοστασίου, $BoP = 281 \frac{\$}{kW}$ (assumed)
- O&M -> Κόστη λειτουργίας και συντήρησης, $O\&M = 0.05 * ICC$
- AEP -> Ετήσια παραγωγή ενέργειας
- N -> Χρόνος ζωής
- i -> Ποσοστό μείωσης

Βελτιστοποιητής

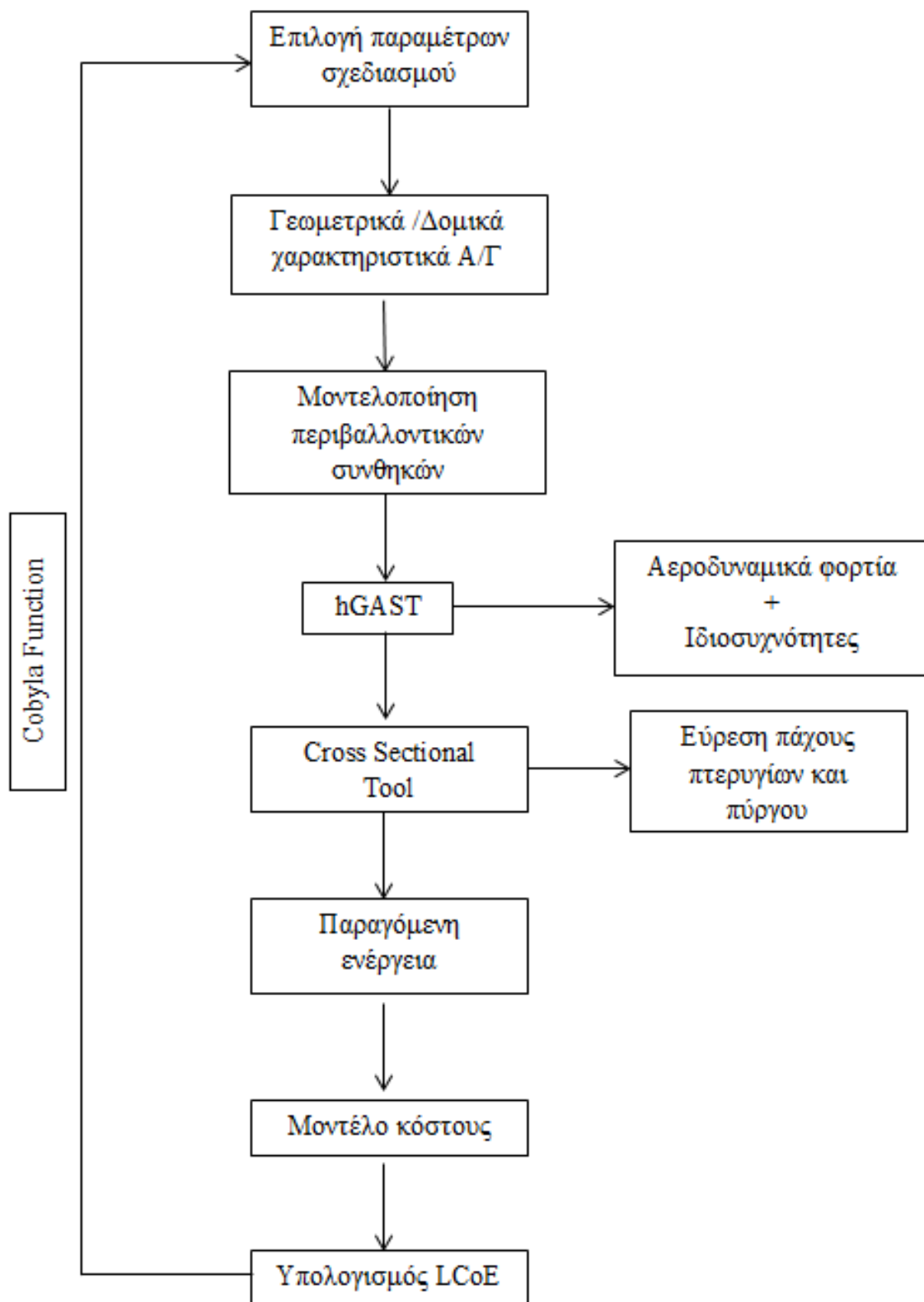
Το πρόβλημα βελτιστοποίησης είναι πολυπεδικακό (*Multidisciplinary Optimization*) και έχει ως μοναδική συνάρτηση στόχο (*Single Objective Optimization*) την ελαχιστοποίηση του LCoE. Ο κώδικας *h-GAST* υπολογίζει τα φορτία σε όλα τα σημεία της ανεμογεννήτριας και την παραγόμενη ισχύ της. Έπειτα χρησιμοποιείται το εργαλείο λεπτότοιχων διατομών που υπολογίζει όλα τα δομικά χαρακτηριστικά των τομών των πτερυγίων και του πύργου και τις κατανομές των τάσεων σε αυτά. Έτσι μπορεί να υπολογιστεί το κριτήριο αστοχίας *Tsai-Hill* και τα αντίστοιχα

πάχη σε κάθε τομή. Τέλος εκτιμάται το ολικό *CAPEX* για κάθε διαφορετικό σχεδιασμό της ανεμογεννήτριας.

Σαν εργαλείο βελτιστοποίησης επιλέγεται η Python και πιο συγκεκριμένα η *built-in* βιβλιοθήκη *scipy library*. Από αυτήν επιλέγονται ο βελτιστοποίησης "*COBYLA*" (Constrained optimization by linear approximation).

Η βελτιστοποίηση γίνεται σε δύο στάδια. Πρώτα προσδιορίζονται οι γεωμετρικές παράμετροι των πτερυγίων (χορδή, συστροφή, ακτίνα) και του πύργου (διάμετρος, ύψος, πάχος). Σε ένα εσωτερικό βρόχο βελτιστοποίησης υπολογίζεται το πάχος των υλικών των πτερυγίων και του πύργου με τα εξής βήματα. Αρχικά υπολογίζονται οι ιδιότητες και τα πάχη κάθε διατομής με το εργαλείο λεπτότοιχων διατομών. Ο σχεδιασμός αυτός πραγματοποιείται υπό τον περιορισμό ότι σε κάθε τομή οι μέγιστες τιμές του κριτηρίου *Tsai Hill* πρέπει να είναι ίδιες με αυτές που υπολογίζονται για την Α/Γ αναφοράς (έχει γίνει ξεχωριστή μελέτη σε πτερύγιο αναφοράς για να προκύψουν αυτές οι τιμές). Αξίζει να σημειωθεί ότι ο παραπάνω περιορισμός καθιστά την ανάλυση αρκετά συντηρητική καθώς δεν συνυπολογίζεται το γεγονός ότι το πτερύγιο αναφοράς μπορεί να έχει ήδη σχεδιαστεί με κάποιο συντελεστή ασφαλείας. Έπειτα υπολογίζονται οι μέγιστες δυνάμεις που ασκούνται σε κάθε τομή κατά μήκος του πτερυγίου και τελικά προκύπτει η κατανομή των τάσεων και οι τιμές του κριτηρίου αστοχίας *Tsai Hill*. Στην συνέχεια έχοντας υπολογισμένα τα πάχη του πύργου και των πτερυγίων εφαρμόζονται κατάλληλα μοντέλα κόστους και υπολογίζεται το Σταθμισμένο Κόστος Εμέργειας, που είναι και ο συνάρτηση στόχος της βελτιστοποίησης.

Παρουσιάζεται το δομικό διάγραμμα της διαδικασίας βελτιστοποίησης :



Σχήμα 9: Σχηματική παρουσίαση σειράς εργασίας.

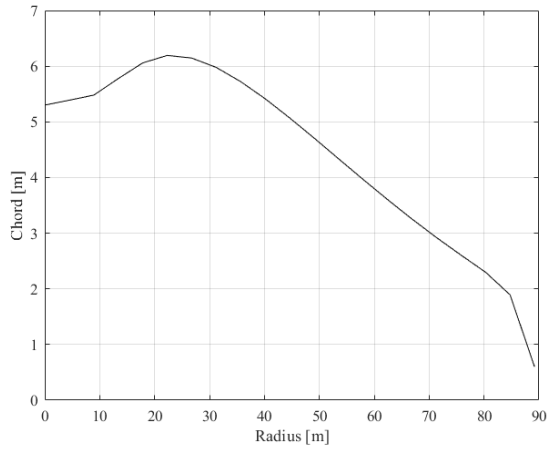
Ανεμογεννήτρια Αναφοράς - DTU 10MW RWT

Οι κατασκευαστές των Α/Γ δεν παρέχουν εύκολα στοιχεία για τις Α/Γ που αναπτύσσουν. Αυτό έχει οδηγήσει την επιστημονική κοινότητα στην μελέτη και το σχεδιασμό ανεμογεννητριών αναφοράς που προσομοιάζουν τις εμπορικές Α/Γ. Μια από αυτές είναι η DTU 10MW RWT [1], η οποία θα αποτελεί την Α/Γ αναφοράς της εργασίας αυτής. Μερικά από τα χαρακτηριστικά της παρουσιάζονται παρακάτω:

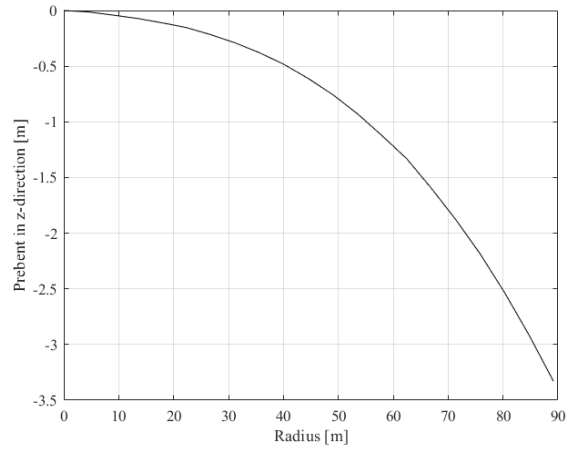
Parameter	DTU 10MW RWT
Τύπος	HAWT
Περιστροφή ρότορα	Δεξιόστροφη
Ταχύτητα εκκίνησης	4m/s
Ταχύτητα διακοπής λειτουργίας	25m/s
Ονομαστική ταχύτητα περιστροφής	11.4 m/s
Ονομαστική Ισχύς	10MW
Αριθμός πτερυγίων	3
Ύψος δρομέα	119.0m
Drivetrain	Medium Speed ,Multiple Stage Gearbox
Ακτίνα πτερυγίων	89.167m
Διάμετρος πύργου	5.6m
Ελάχιστη ταχύτητα περιστροφής	6.0 RPM
Μέγιστη ταχύτητα περιστροφής	9.0 RPM
Λόγος στροφών κιβωτίου ταχυτήτων	50
Μέγιστη ταχύτητα στο tip	90 m/s
Μάζα ρότορα	227,962 kg
Μάζα ασέλας	446,036 kg
Μάζα πύργου	628,442 kg
Γωνία Precone ρότορα	-2.5 deg.

Πίνακας 1: Κύρια χαρακτηριστικά ανεμογεννήτριας αναφοράς.

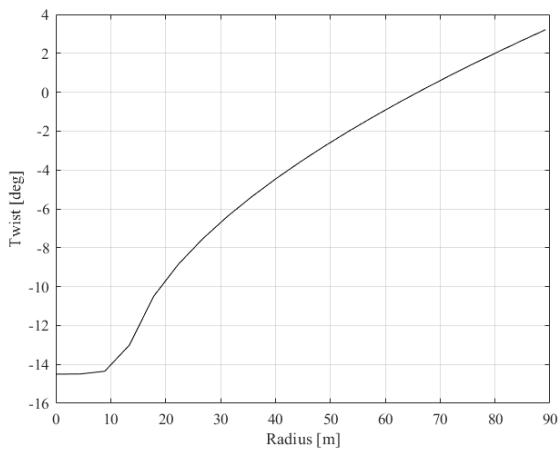
Γεωμετρικά και Αεροδυναμικά χαρακτηριστικά πτέρυγας



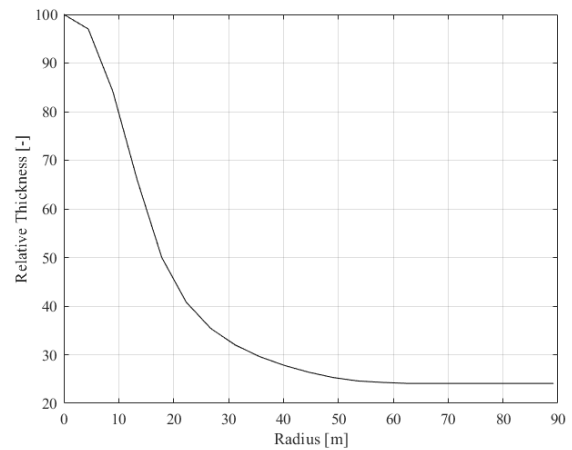
(a)



(b)



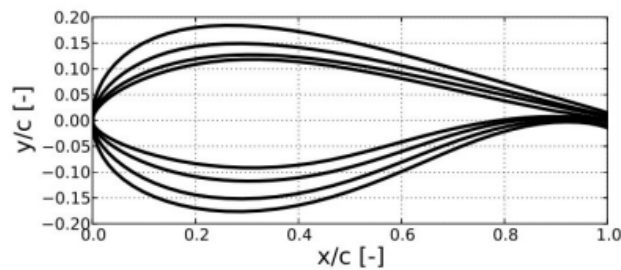
(c)



(d)

Σχήμα 10: Γεωμετρικά χαρακτηριστικά αεροτομών της Α/Γ.

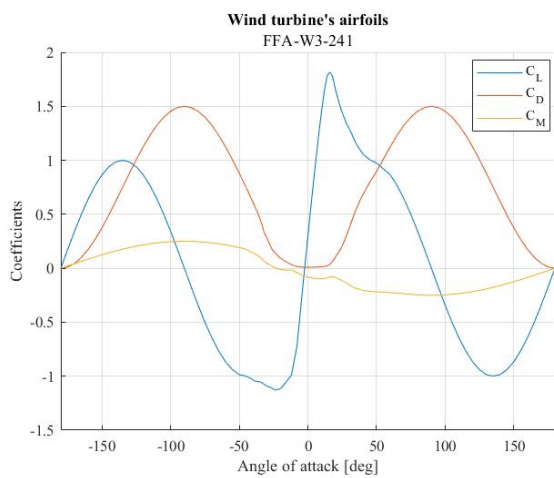
Η ανεμογεννήτρια κατά το μήκος των πτερυγίων της χρησιμοποιεί 5 διαφορετικές αεροτομές.



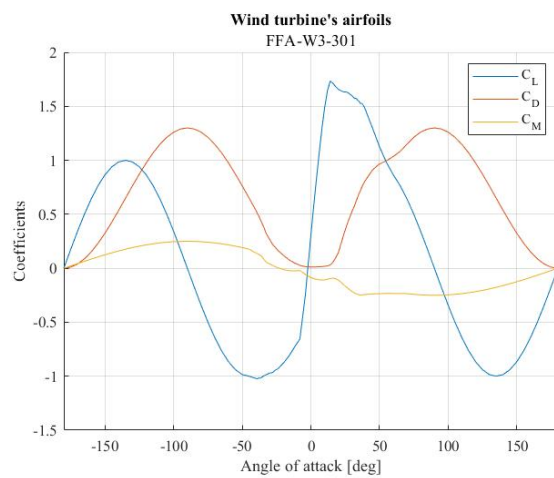
Σχήμα 11: Αδιάστατες ως προς την χορδή, αεροτομές σειράς FFA-W3-xxx [1].

Radius [m]	Τύπος Αεροτομής
0	-
2.8	-
17.180	FFA-W3-600
20.884	FFA-W3-480
28.165	FFA-W3-360
36.337	FFA-W3-301
63.453	FFA-W3-241
89.167	FFA-W3-241

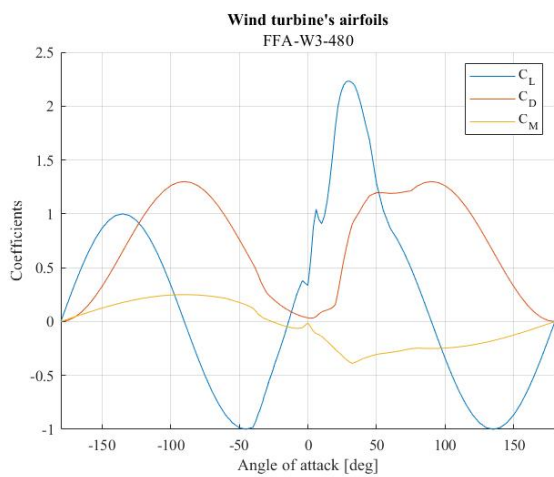
Πίνακας 2: Αεροτομές κατά μήκος της πτέρυγας.



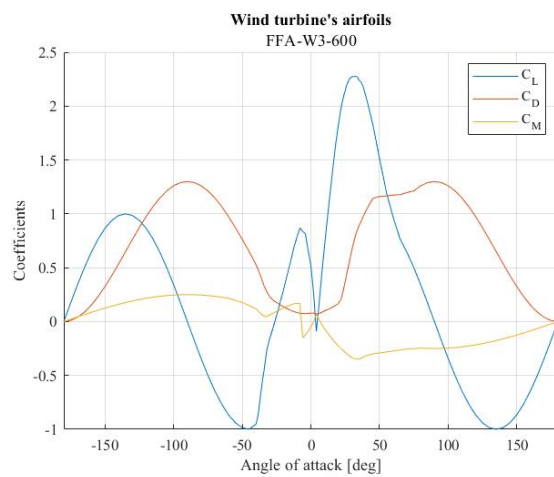
(a)



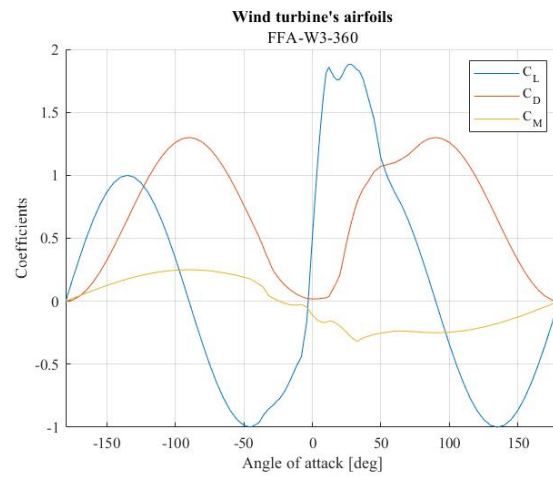
(b)



(c)



(d)



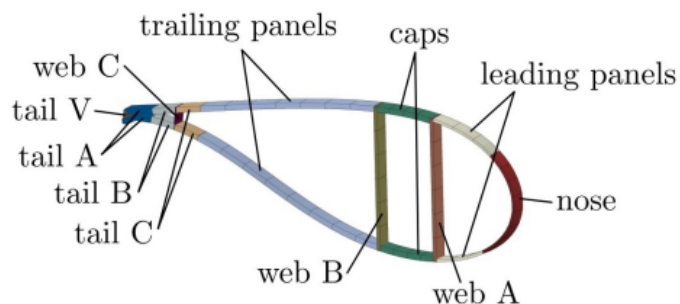
(e)

Σχήμα 12: Αεροδυναμικά χαρακτηριστικά αεροτομών της Α/Γ.

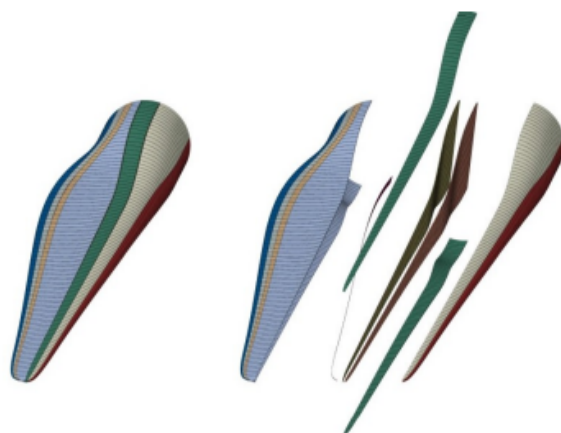
Ανάλυση κόστους και δομικών χαρακτηριστικών πτέρυγας

Τα πτερύγια είναι κατασκευασμένα από σύνθετο υλικό το οποίο έχει στρώσεις τοποθετημένες σε διάφορες κατευθύνσεις έτσι ώστε να αυξηθεί η αντοχή το πτερυγίου σε φορτίσεις προς όλες τις διευθύνσεις. Κύριο υλικό είναι το μπάλσα (BALSA) και ενισχύεται από στρώσεις εποξικής ρητίνης με υαλονήματα. (*TRIAX, UNIAX, BIAx, BALSA*).

Το πτερύγιο 'χωρίζεται' σε έντεκα τμήματα.



Σχήμα 13: Περιοχές πτερυγίου σε εγκάρσια τομή.



Σχήμα 14: Περιοχές πτερυγίου κατά μήκος.

Το πτερύγιο δηλαδή αποτελείται από: tail V, tail A, tail B, tail C, trailing panels, spar caps, leading panels, nose, web A, web B, web C.

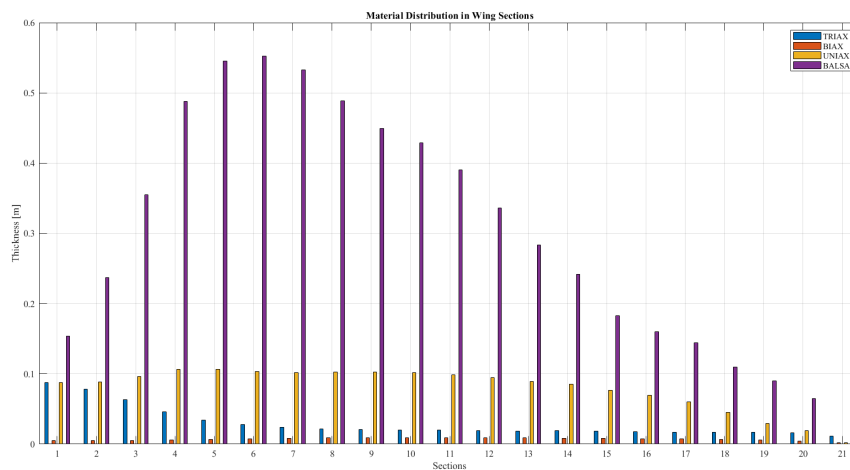
Στους παρακάτω πίνακες 3 φαίνονται οι ιδιότητες και τα κόστη των υλικών που χρησιμοποιούνται παρακάτω στην μελέτη.

	TRIAX	BIAX	UNIAX	BALSA
Πυκνότητα [kg/m^3]	1845	1845	1916	110
$E_{11}[N/m^2]$	21.8E+9	13.9E+9	41.6E+9	50.0E+6
$E_{22}[N/m^2]$	14.7E+9	13.9E+9	14.9E+9	50.0E+6
$G_{12}[Nm/m^2]$	9.4E+9	11.5E+9	5.1E+9	16.7E+9
$G_{13}[Nm/m^2]$	4.5E+9	4.5E+9	5.1E+9	15.0E+7
$G_{23}[Nm/m^2]$	4.5E+9	4.5E+9	5.5E+9	15.0E+7
$\nu_{12}[-]$	0.48	0.49	0.24	0.49
$X_c[N/m^2]$	1.8E+8	9.5E+7	2.8E+8	1.8E+5
$X_t[N/m^2]$	2.2E+8	1.0E+8	4.0E+8	3.1E+5
$Y_c[N/m^2]$	6.9E+7	9.5E+7	8.6E+7	1.8E+5
$Y_t[N/m^2]$	4.1E+7	1.0E+8	3.4E+7	3.1E+5
$S[N/m^2]$	3.1E+7	5.0E+7	3.1E+7	5.0E+5

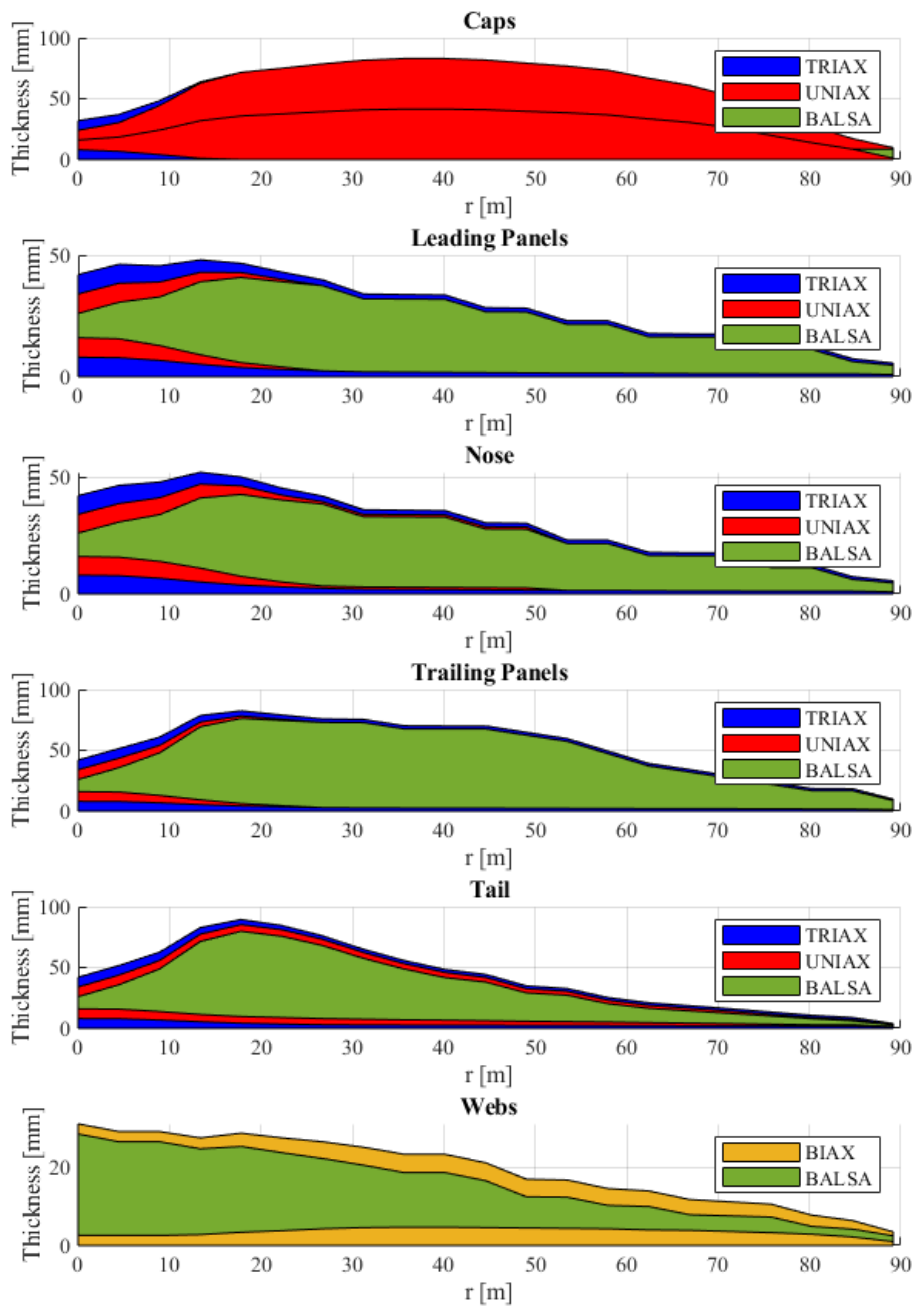
Πίνακας 3: Δομικά χαρακτηριστικά υλικών πτέρυγας (DTU-10MW RWT).

Material	Price
UNIAX [$\$/kg$]	2.86
BIAX [$\$/kg$]	3.00
TRIAX [$\$/kg$]	1.87
BALSA [$\$/kg$]	7.23
Resin&Hardener [$\$/kg$]	3.63
Adhesive [$\$/kg$]	9.00
Paint [$\$/kg$]	7.23
T-bolts&nuts [$\$/\#$]	37.00
Lighting protection [$\$/m$]	40.00

Πίνακας 4: Κόστος υλικών και κατασκευής πτέρυγας.



Σχήμα 15: Πάχη κάθε υλικού σε κάθε τομή της πτέρυγας.

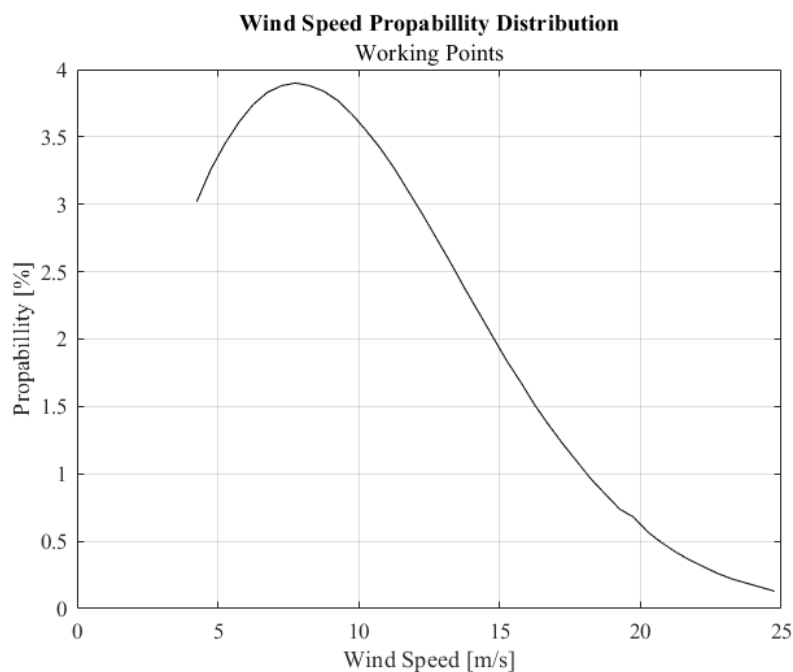


Σχήμα 16: Πάχη κάθε υλικού κατά μήκος της πτέρυγας.

Χερσαία Ανεμογεννήτρια

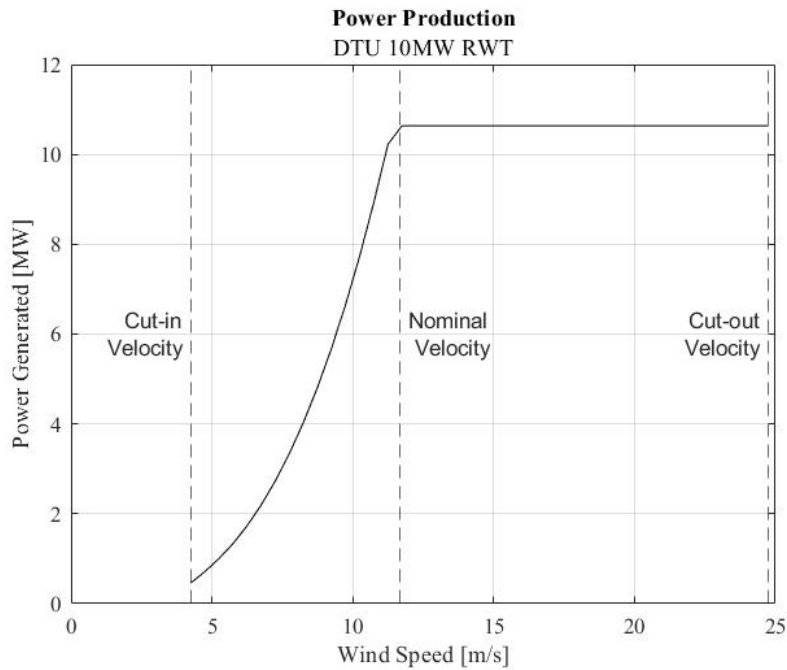
Βελτιστοποίηση χερσαίας Α/Γ

Σε αυτό το κεφάλαιο διερευνάται η χερσαία Α/Γ αναφοράς [1] και πραγματοποιείται μια βελτιστοποίηση με στόχο την ελαχιστοποίηση του σταθμισμένου κόστους ενέργειας. Στόχος του κεφαλαίου είναι να βρεθεί πως επηρεάζει το νέο μοντέλο κόστους του πύργου τον σχεδιασμό. Παράμετροι σχεδιασμού είναι η ακτίνα του ρότορα, η συστροφή του πτερυγίου και η χορδή του. Το πάχος και το ύψος του πύργου παραμένει σταθερό. Η Α/Γ λειτουργεί σε ταχύτητες ανέμου που βρίσκονται ανάμεσα στις τιμές $U = 4m/s$ (Cut-in Velocity) και $U = 25m/s$ (Cut-out velocity) και έχει ονομαστική ισχύ $10MW$. Η ταχύτητα του ανέμου στην τοποθεσία που επιλέχθηκε έχει την εξής κατανομή Weibull:



Σχήμα 17: Πιθανοτική κατανομή ταχύτητας ανέμου στο ύψος του ρότορα.

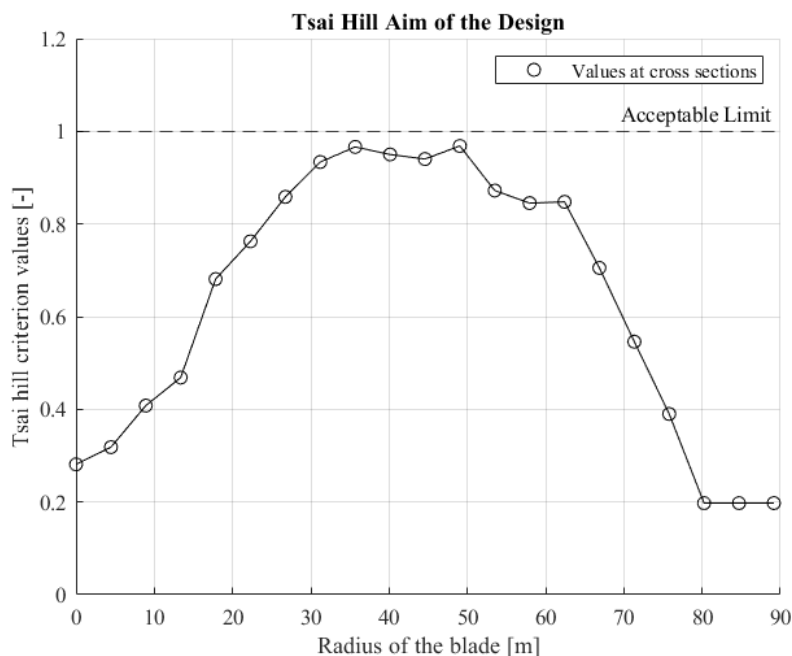
Στην συνέχεια παρουσιάζεται το διάγραμμα παραγωγής ενέργειας σε συνάρτηση με την ταχύτητα του ανέμου στο ύψος για την Α/Γ αναφοράς.



Σχήμα 18: Καμπύλη ισχύος της Α/Γ που μοντελοποιήθηκε με βάση την DTU 10MW RWT.

Στο σχήμα 18 φαίνονται καθαρά τα σημεία λειτουργίας της Α/Γ.

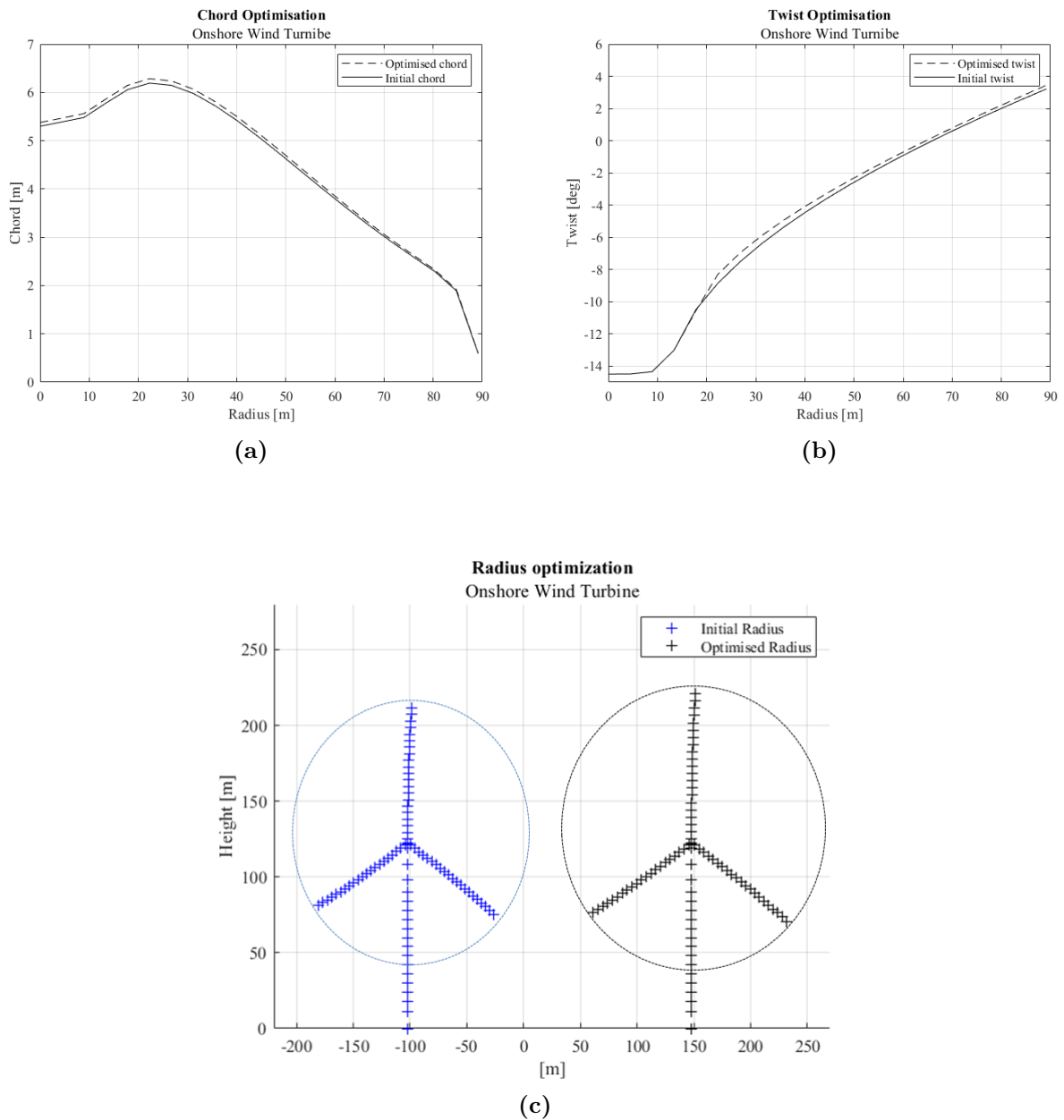
Ο σχεδιασμός όπως αναφέρθηκε και στο υποκεφάλαιο 'Βελτιστοποιητής' γίνεται με τα πάχη του περυγίου να αλλάζουν έτσι ώστε η τιμή του κριτηρίου διαρροής Tsai-Hill να είναι ίδια με την τιμή που υπολογίστηκε, για τα περύγια της Α/Γ αναφοράς.



Σχήμα 19: Tsai Hill τιμές/στόχοι.

Οι δύο τελευταίες τομές του περυγίου (που αντιστοιχούν σε ποσοστό ακτίνας περυγίου 95% μέχρι και το τέλος του) έχουν πολύ μικρό πάχος από κατασκευής τους επομένως θεωρείται ότι παραμένουν αμετάβλητα κατά την διάρκεια της βελτιστοποίησης.

Όσον αφορά τη βελτιστοποιημένη μορφή του περυγίου, αναμένονται αποτελέσματα αρκετά κοντά στην A/Γ αναφοράς καθώς αυτή είναι ήδη βελτιστοποιημένη. Στο μήκος του περυγίου αναμένεται μια μικρή αύξηση καθώς εφαρμόστηκε άλλο μοντέλο κόστους για τον πύργο, κατά το οποίο το κόστος κατασκευής του πύργου αυξήθηκε.

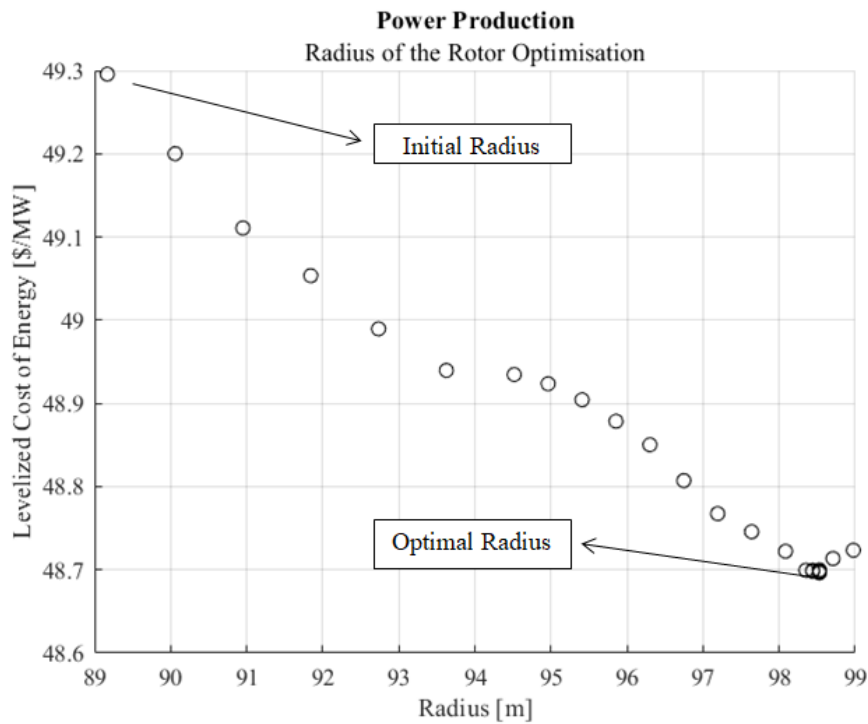


Σχήμα 20: Βελτιστοποίηση παραμέτρων σχεδιασμού.

Όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως οι αλλαγές που έγιναν στην χορδή και τη συστροφή του περυγίου είναι πολύ μικρές. Την μεγαλύτερη επίδραση στο LCoE έχει η ακτίνα:

	DTU 10MW RWT	Βελτιστοποιημένη A/Γ
Ακτίνα Ρότορα [m]	89.167	98.502
LCoE [\$/MW]	49.296	48.696

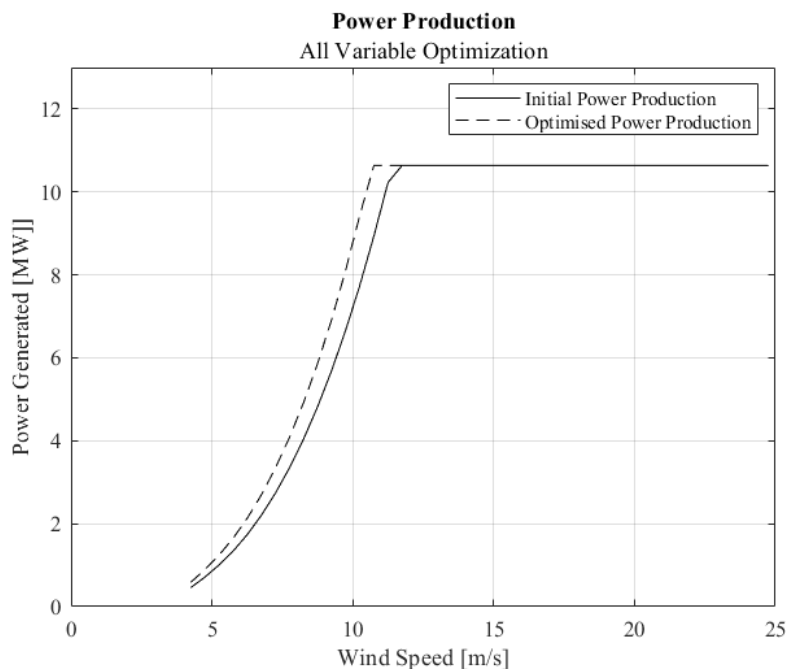
Πίνακας 5: Σύγκριση A/Γ αναφοράς με βελτιστοποιημένη A/Γ



Σχήμα 21: Levelized Cost of Energy συναρτήσεως της ακτίνας του ρότορα.

Παρατηρείται ότι το LCoE είναι σχεδόν αμετάβλητο, κάτι που είναι αναμενόμενο καθώς η Α/Γ που μελετάται είναι ήδη βελτιστοποιημένη στον σχεδιασμό της.

Στο σχήμα 22 παρουσιάζεται η καμπύλη ισχύος της βελτιστοποιημένης Α/Γ σε σύγκριση με την Α/Γ αναφοράς:

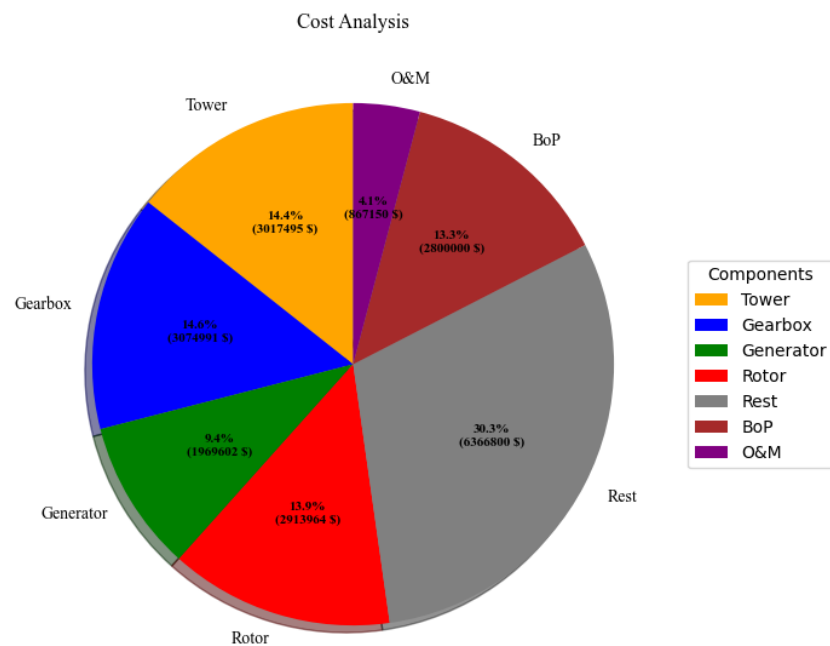


Σχήμα 22: Σύγκριση καμπύλης ισχύος πριν και μετά την βελτιστοποίηση.

Παρατηρείται ότι με τις αλλαγές που έγιναν και εφόσον δεν άλλαξε η ονομαστική ισχύς, η καμπύλη ισχύος 'μετατοπίζεται' προς τα αριστερά με αποτέλεσμα να αλλάζει πλέον και η ονομαστική ταχύτητα $U_{new} = 10.5m/s$.

Οικονομική ανάλυση για την βελτιστοποιημένη Α/Γ

Στη συνέχεια ακολουθεί η οικονομική για την βελτιστοποιημένη Α/Γ. Το LCoE χωρίζεται σε τρεις κύριες κατηγορίες — το CapEx της μηχανής CapEx του BoP (Balance of Plant) και το OpEx—και πολλές υποκατηγορίες αυτών. Το CapEx της μηχανής περιλαμβάνει τον ρότορα, το κιβώτιο ταχυτήτων, την γεννήτρια και τον πύργο της Α/Γ. Το BoP περιλαμβάνει την ανάπτυξη του έργου, ηλεκτρική υποδομή, τα θεμέλια της Α/Γ και την εγκατάσταση της. Το OpEx αφορά τα κόστη συντήρησης και λειτουργίας της Α/Γ. Τα υπόλοιπα κόστη αφορούν τις υπόλοιπες συνειστώσες εξαρτήματα της Α/Γ, ασφάλιση του έργου και τα απρόβλεπτα κόστη που παρουσιάζονται κατά την διάρκεια των έργων. Παρακάτω φαίνονται αναλυτικά τα κόστη κάθε εξαρτήματος και η ποσοστιαία συνεισφορά τους στο LCoE.

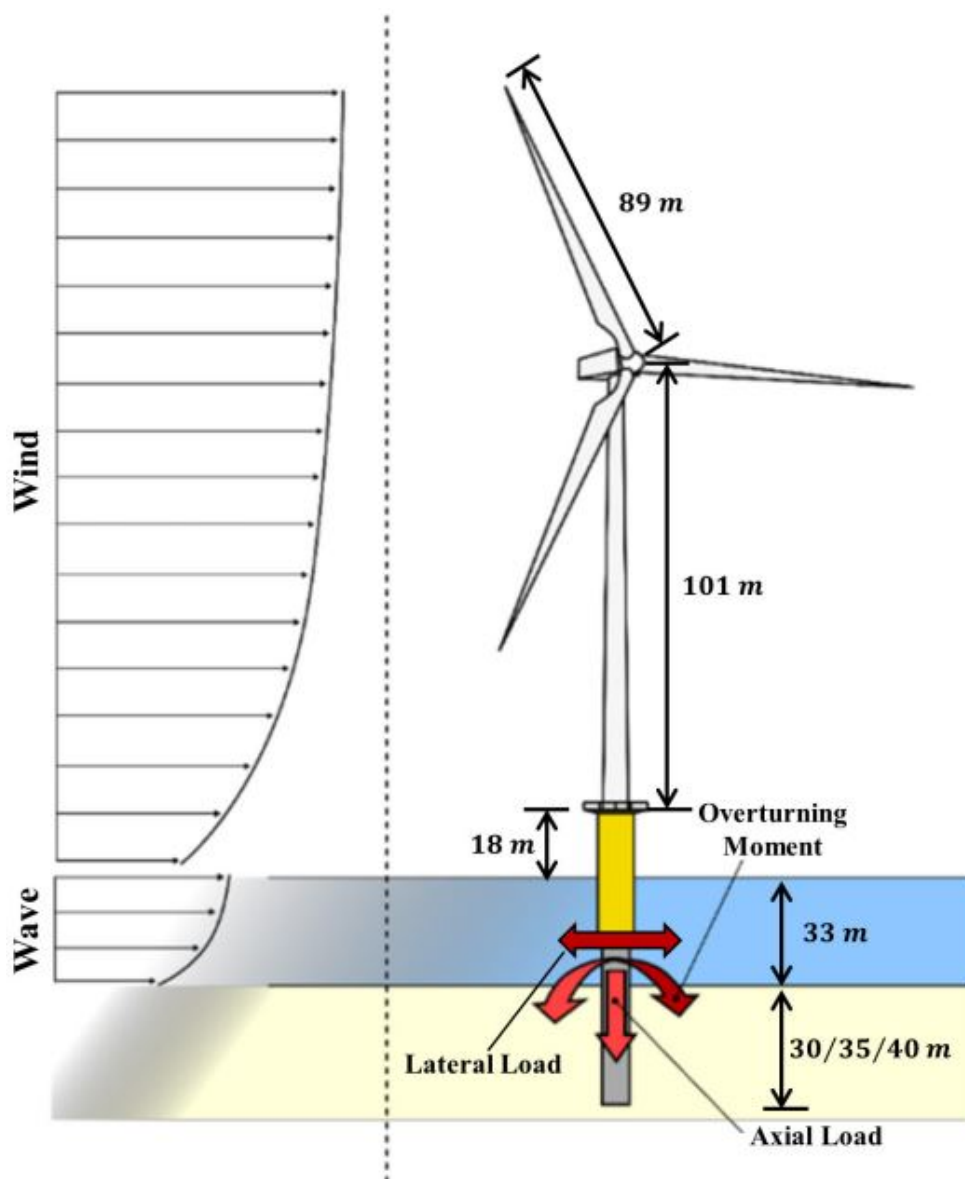


Σχήμα 23: Μερίδια συνεισφοράς εξαρτημάτων και υπηρεσιών στο LCOE.

Υπεράκτια Ανεμογεννήτρια

Μοντελοποίηση του πύργου και του μονόστηλου

Η υπεράκτια Α/Γ μελετάται για σταθερό βάθος θάλασσας 33m [26]. Επίσης ο πύργος άλλαξε και έχει πλέον ύψος ίσο με $H = 101.0m$.



Σχήμα 24: Η DTU 10MW Α/Γ υποστηριζόμενη από monopile σε βάθος 33 m.

Τα δομικά χαρακτηριστικά του πύργου και του μονόστηλου φαίνονται στον παρακάτω πίνακα:

Height m	Outer Diameter m	Wall Thickness m	Mass per Length kg/m
-33.000	7.961	85.0	17877.858
-22.000	7.961	85.0	17877.858
-22.001	7.961	85.0	17877.858
-11.000	7.961	85.0	17877.858
-11.001	7.961	85.0	17877.858
0.000	7.961	85.0	17877.858
0.001	7.961	85.0	17877.858
11.000	7.961	85.0	17877.858
11.001	7.961	85.0	17877.858
18.000	7.961	85.0	17877.858
18.001	7.961	38.0	7618.904
24.000	7.804	38.0	7468.442
24.001	7.804	36.0	7468.442
30.000	7.655	34.0	6919.397
30.001	7.655	34.0	6919.397
36.000	7.509	34.0	6919.397
36.001	7.509	34.0	6919.397
42.000	7.364	32.0	6787.484
42.001	7.364	32.0	6787.484
48.000	7.219	32.0	6265.776
48.001	7.219	32.0	6265.776
54.000	7.074	30.0	5642.980
54.001	7.073	30.0	5642.980
60.000	6.928	30.0	5526.587
60.001	6.928	30.0	5526.587
66.000	6.783	28.0	5051.009
66.001	6.783	28.0	5051.009
72.000	6.638	28.0	4942.375
72.001	6.638	26.0	4942.375
78.000	6.492	26.0	4489.863
78.001	6.492	26.0	4489.863
84.000	6.347	24.0	4052.655
84.001	6.347	24.0	4052.655
90.000	6.202	24.0	3959.541
90.001	6.202	24.0	3959.541
98.000	6.008	22.0	3516.947
98.001	6.008	22.0	3516.947
108.000	5.7669	22.0	3068.966
108.001	5.766	20.0	3068.966
119.000	5.500	20.0	2926.708

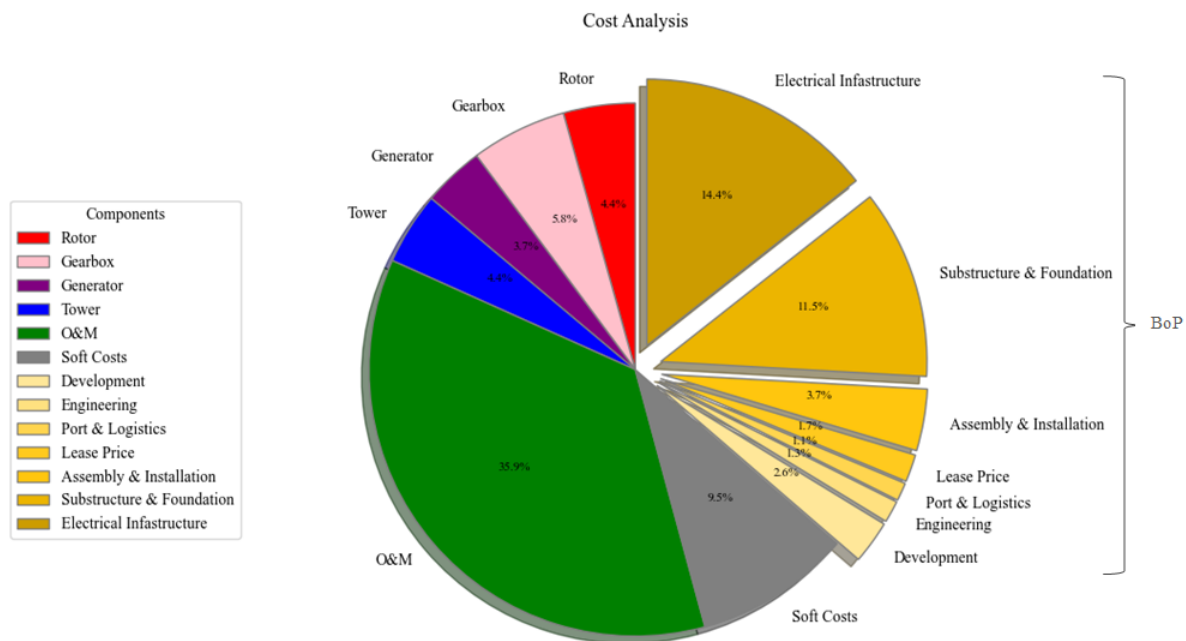
Πίνακας 6: Μοντελοποίηση του πύργου και του μονόστηλου (DTU-10MW RWT)

Ανάλυση κόστους υπεράκτιας Α/Γ

Το κόστος της Α/Γ διαμορφώνεται ως εξής [27]:

Κόστος	Α/Γ αναφοράς
Rotor $\$/kW$	230.4
Generator $\$/kW$	197.0
Gearbox $\$/kW$	307.5
Tower $\$/kW$	232.5
Soft Costs $\$/kW$	550
BoP $\$/kW$	2421
OpEx $\$/kW/year$	2000
AEP $MWhr$	50196.20
Total LCoE $\\$/MWh$	103.38

Πίνακας 7: Κόστη υπεράκτιας Α/Γ.



Σχήμα 25: Μερίδια συνεισφοράς εξαρτημάτων και υπηρεσιών στο LCOE για λειτουργία 20 χρόνων.

Το κιβώτιο ταχυτήτων, η γεννήτρια, ο ρότορας και ο πύργος παραμένουν ίδια με αυτά της χερσαίας Α/Γ 23.

Συγκριτικά με την χερσαία Α/Γ φαίνονται κάποιες σημαντικές διαφορές στα κόστη 23. Αρχικά παρατηρείται μεγάλη αύξηση στο O&M, κάτι που οφείλεται στην δυσκολότερη πρόσβαση των υπεράκτιων από τις χερσαίες Α/Γ. Αυτό καθιστά πιο δαπανηρή τη μεταφορά προσωπικού και εξοπλισμού από και προς τις Α/Γ. Επίσης οι υπεράκτιες ανεμογεννήτριες εκτίθενται σε πιο σκληρές συνθήκες λειτουργίας, συμπεριλαμβανομένων των ισχυρών ανέμων, της θαλασσοταραχής και της διάβρωσης λόγω του αλμυρού νερού, παράγοντες που μπορεί να οδηγήσουν σε συχνότερη συντήρηση και επισκευή. Ακόμα δεν υπάρχει πρόσβαση στο ηλεκτρικό δίκτυο και αν προκληθεί βλάβη η επισκευή είναι πιο δαπανηρή.

Το BoP εμφανίζεται και αυτό αυξημένο, κυρίως γιατί η σύνδεση με το ηλεκτρικό δίκτυο είναι πιο δύσκολη καθώς τα καλώδια είναι υποθαλάσσια, η δομή υποστήριξης της κατασκευής πρέπει να

είναι πιο στιβαρή για να υποστηρίζονται τα μεγαλύτερα φορτία που εμφανίζονται λόγω έντονων κυμάτων και η συναρμολόγηση είναι πιο δύσκολη καθώς γίνεται στο σημείο τοποθέτησης της Α/Γ.

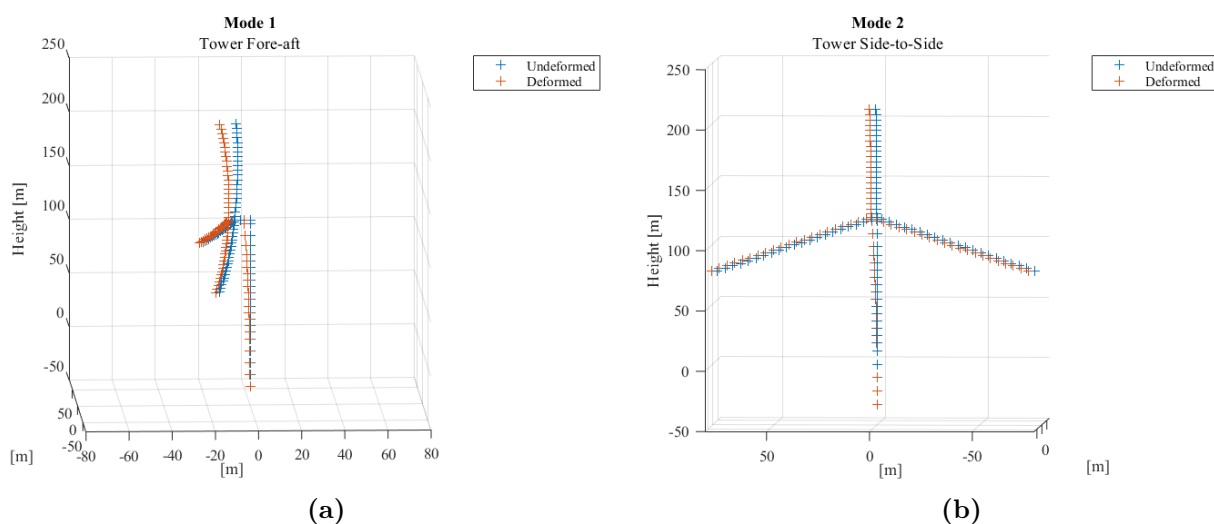
Ιδιοδιανυσματική ανάλυση

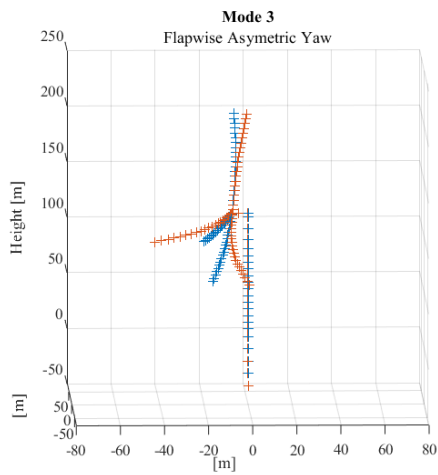
Ακολουθεί μια ιδιοδιανυσματική ανάλυση ολόκληρης της ανεμογεννήτριας κατά την οποία υπολογίστηκαν οι φυσικές ιδιοσυχνότητες του συστήματος (*natural frequencies*), καθώς και οι αντίστοιχες ιδιομορφές σε αυτές τις συχνότητες. Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται οι 8 κύριες ιδιοσυχνότητες.

Mode	Description	Frequency [Hz]
1	1st Tower Fore-Aft	0.222
2	1st Tower Side-to-Side	0.225
3	1st Blade Flapwise Asymmetric Yaw	0.562
4	1st Blade Flapwise Asymmetric Tilt	0.620
5	1st Blade Flapwise Symmetric	0.680
6	1st Blade Edgewise Asymmetric Vertical	0.956
7	1st Blade Edgewise Asymmetric Horizontal	0.978
8	1st Blade Edgewise Symmetric	2.003

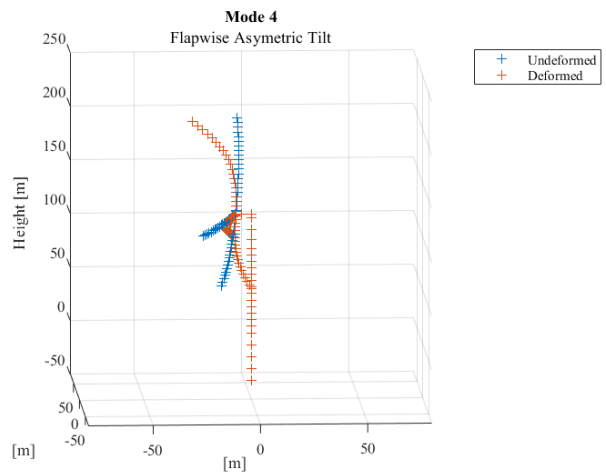
Πίνακας 8: Φυσικές ιδιοσυχνότητες ανεμογεννήτριας

Παρακάτω στο διάγραμμα 26 φαίνεται πως θα παραμορφωθεί η Α/Γ αν ταλαντωθεί σε αυτές τις συχνότητες. Αυτά τα μεγέθη είναι πολύ σημαντικό να προσδιοριστούν καθώς οι παραμορφώσεις που προκαλούνται είναι πολύ μεγάλες και μπορεί να προκαλέσουν ακόμα και αστοχία της Α/Γ.

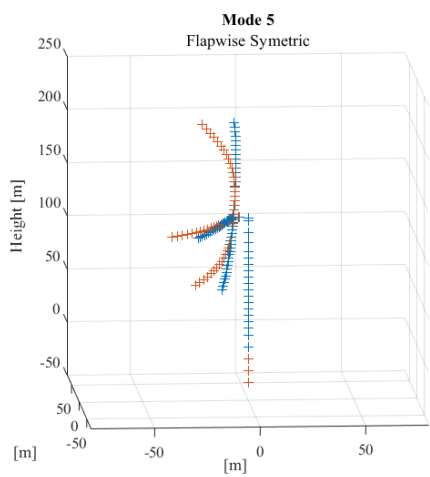




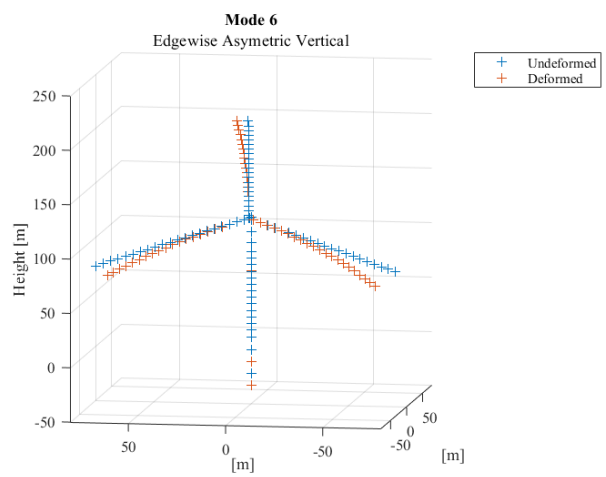
(c)



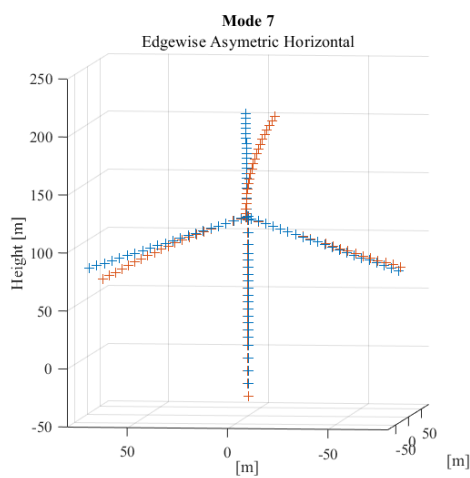
(d)



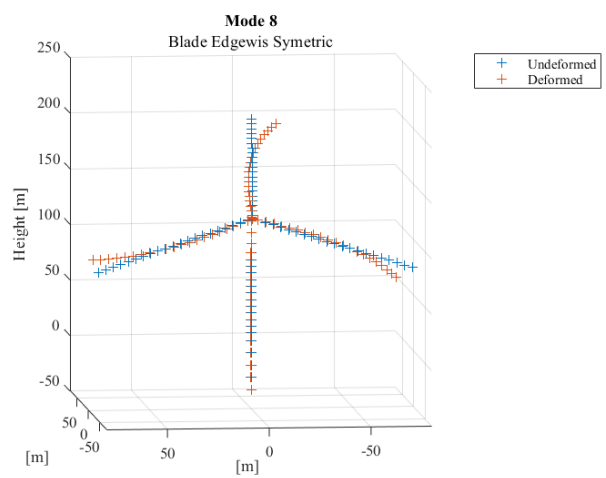
(e)



(f)



(g)

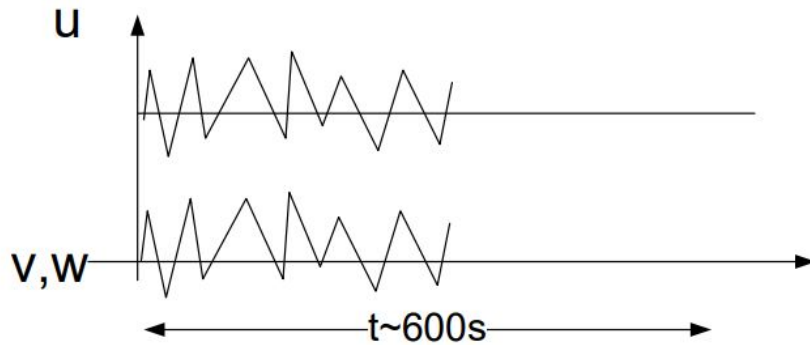


(h)

Σχήμα 26: Modeshapes της A/Γ

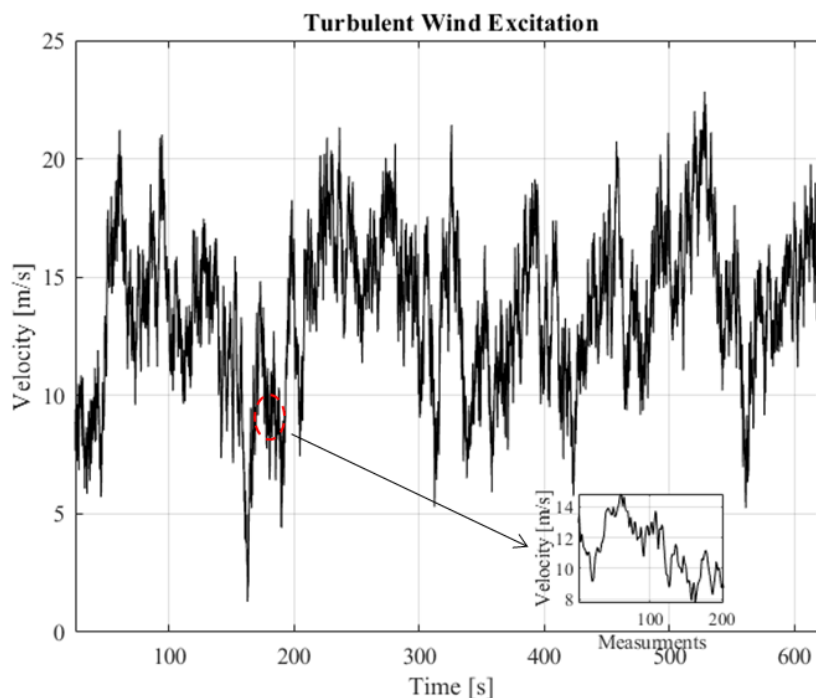
Τυρβώδης Άνεμος

Για την προσομοίωση των αεροδυναμικών φορτίων και των εσωτερικών ελαστικών αντιδράσεων της ανεμογεννήτριας επιλέγεται τυρβώδης άνεμος μέσης τιμής $u = 13m/s$. Η ανεμογεννήτρια έχει γωνιακή ταχύτητα περιστροφής του ρότορα $9.6RPM$ και η γωνία βήματος του κάθε πτερυγίου είναι ίση με 7° . Επίσης ο άνεμος που επιλέχθηκε είναι έντονα τυρβώδης:



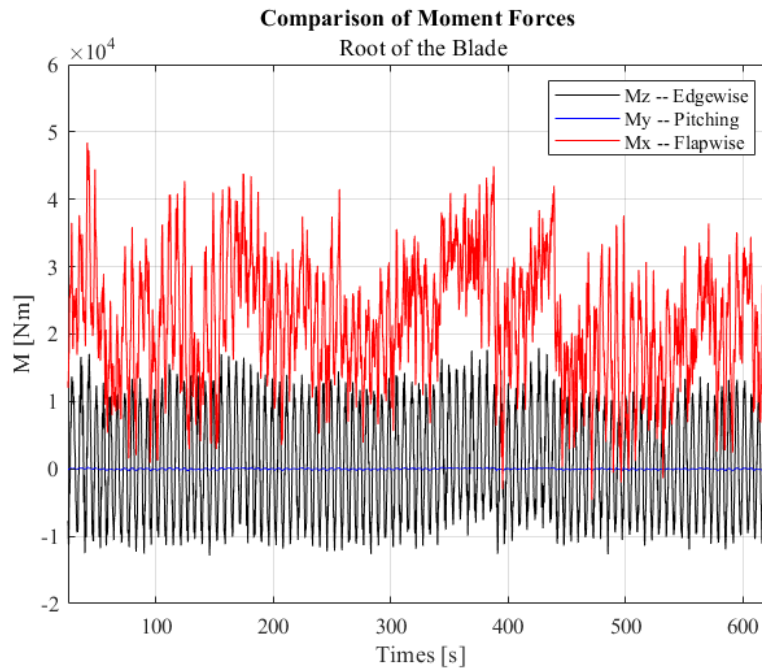
Σχήμα 27: Τυρβώδης άνεμος.

Κατά την διάρκεια των $600s$ που έγινε η μελέτη, η ταχύτητα του ανέμου κατά την κατεύθυνση που είναι κάθετη στον ρότορα στο ύψος του *hub*:



Σχήμα 28: Ταχύτητα ανέμου κατά την x-κατεύθυνση στο ύψος του *hub*.

Παρακάτω παρουσιάζεται το αποτέλεσμα της φόρτισης της ανεμογεννήτριας με τυρβώδη άνεμο στην ρίζα του πτερυγίου :



Σχήμα 29: Σύγκριση καμπτικών δυνάμεων στην ρίζα του πτερυγίου.

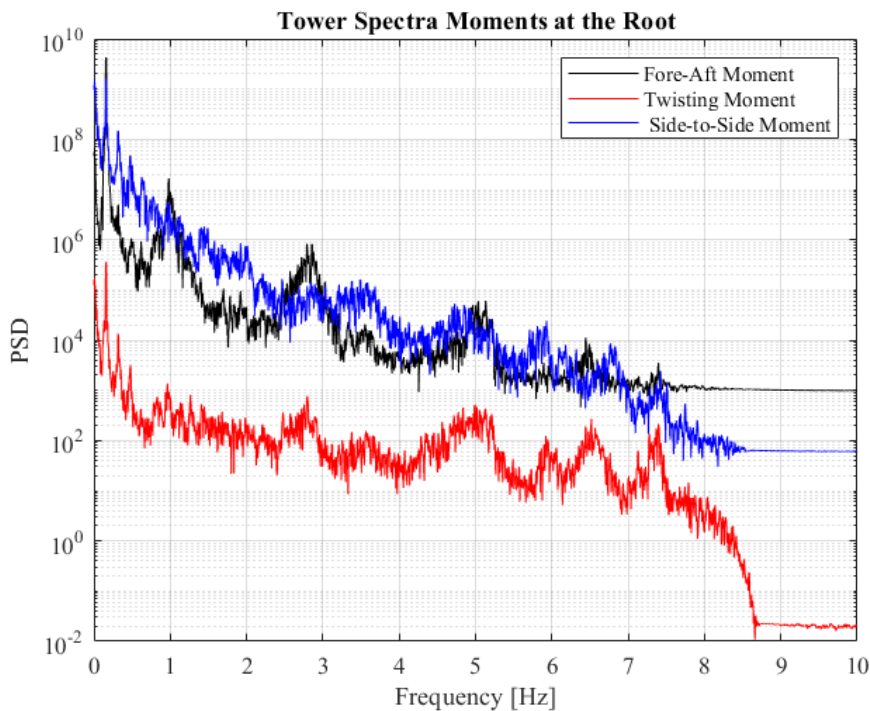
Όπως φαίνεται από την εικόνα 29 η στρεπτική ροπή είναι πολύ μικρότερη σε σχέση με τις άλλες δύο. Επίσης φαίνεται ότι η ροπή στην κατεύθυνση περιστροφής επηρεάζεται λίγο από τις ταλαντώσεις του ανέμου, σε αντίθεση με την ροπή στην κατεύθυνση πτερύγισης η οποία περίπου ακολουθεί τις διακυμάνσεις του. Η κατεύθυνση περιστροφής επηρεάζεται άμεσα από την συχνότητα περιστροφής των πτερυγίων, καθώς προκαλείται από το βάρος των πτερυγίων και όχι από τις αλλαγές στον άνεμο. Ακόμα η κατεύθυνση της πτερύγισης επηρεάζεται άμεσα από την άνωση που δέχεται το πτερύγιο και η άνωση εξαρτάται άμεσα από την ταχύτητα του ανέμου.

Δυναμική Συμπεριφορά υπό Τυρβώδη Άνεμο

Στην ενότητα αυτή εξετάζεται η επίδραση του τυρβώδους ανέμου στην λειτουργία της ανεμογεννήτριας που περιστρέφεται με $9.6RPM$. Ο κώδικας *hGAST* δίνει χρονοσειρές δυνάμεων και παραμορφώσεων σε όλους τους κόμβους πεπερασμένων στοιχείων στην Α/Γ, παρόλα αυτά, τα αποτελέσματα δεν μπορούν να ερμηνευτούν εύκολα φυσικά.

Έτσι ακολουθεί μια μετατροπή των σημαντικότερων χρονοσειρών φορτίων και παραμορφώσεων σε διαγράμματα συχνότητας. Η διαδικασία αυτή γίνεται με χρήση του γρήγορου μετασχηματισμού Fourier (FFT), και αποσκοπεί στον εντοπισμό όσων περισσότερων κύριων συχνοτήτων γίνεται, που αντιστοιχούν στις ιδιομορφές που υπολογίστηκαν παραπάνω 26.

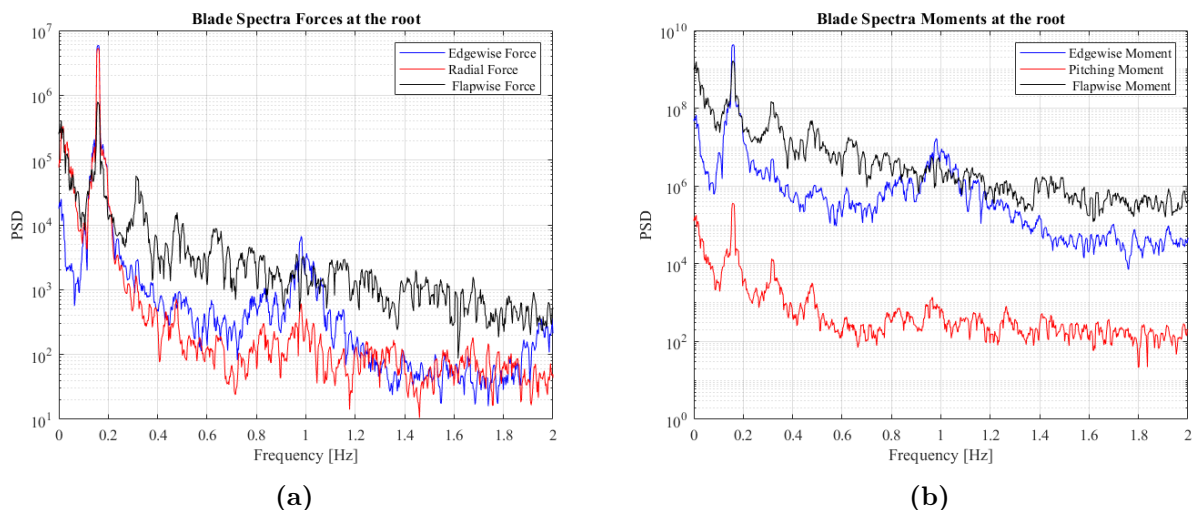
Η μελέτη έγινε για κύμα αμελητέου ύψους και άνεμο έντονα τυρβώδη.



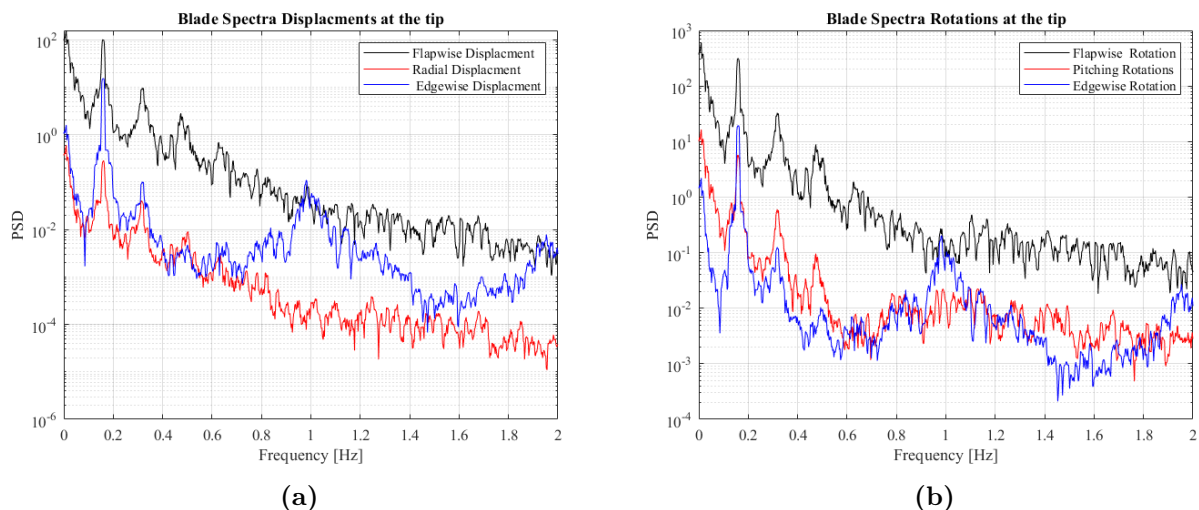
Σχήμα 30: Φάσμα συχνοτήτων ροπών που ασκούνται στον πύργο.

Όπως φαίνεται και στο παραπάνω διάγραμμα η περισσότερη ενέργεια και τα μεγαλύτερα μέτρα εμφανίζονται έως και 2 Hz, επομένως παρακάτω τα *fft*'s γίνονται στο διάστημα 0 – 2Hz. Παρουσιάζονται τα φάσματα συχνοτήτων, των δυνάμεων, των ροπών, των γραμμικών μετατοπίσεων και των στρωφικών μετατοπίσεων στην ρίζα του πτερυγίου, όπου εκεί είναι μέγιστες οι καταπονήσεις, και στο ακροπερύγιο, όπου εκεί είναι μέγιστες οι μετατοπίσεις.

Κατά την περιστροφή του πτερυγίου, το διάνυσμα του βάρους, και συνεπώς η καμπτική ροπή γύρω από τον άξονα z/z (κατεύθυνση περιστροφής) μεταβάλλονται στις διαφορετικές θέσεις του πτερυγίου. Η μεταβολή αυτή, λόγω του κυκλικού χαρακτήρα που έχει η επίδραση του βάρους στην κάμψη, έχει συχνότητα ίση με την συχνότητα περιστροφής της ανεμογεννήτριας, δηλαδή $f_{harmonic} = 0.16Hz$. Στην συχνότητα αυτή και στα αέραια πολλαπλάσια της αναμένεται απότομες αιχμές στο φάσμα, κυρίως του φορτίου στην κατεύθυνση περιστροφής.



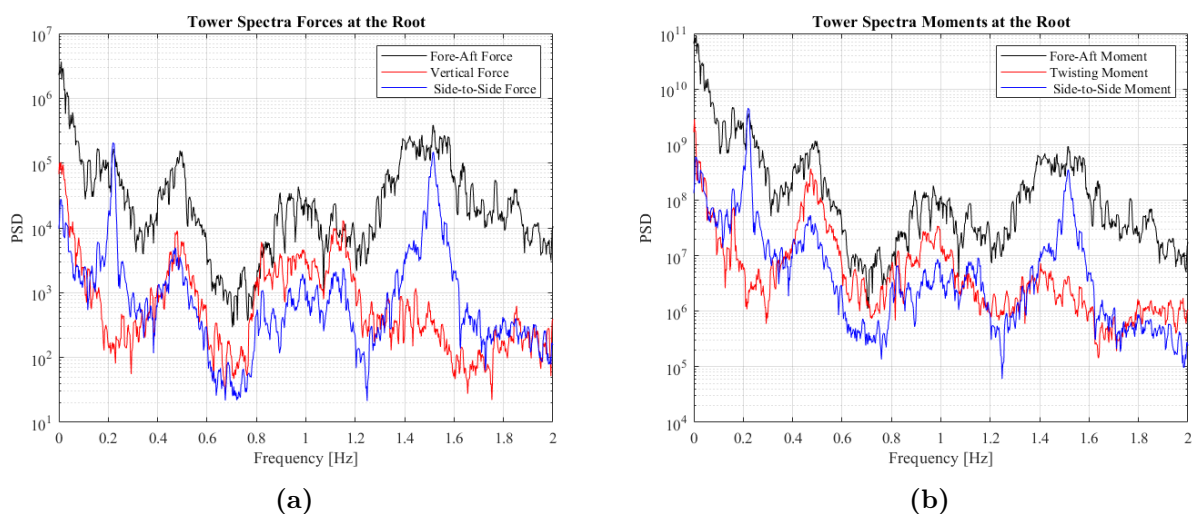
Σχήμα 31: Φάσματα συχνοτήτων φορτίων και παραμορφώσεων στην ρίζα των πτερυγίων.



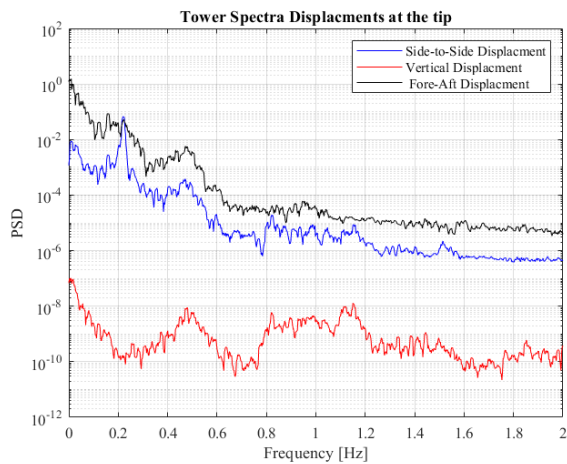
Σχήμα 32: Φάσματα συχνοτήτων γραμμικών και στροφικών μετατοπίσεων που ασκούνται στο ακροπτερύγιο.

Στα παραπάνω διαγράμματα είναι εμφανής, όπως αναμενόταν, η απόκριση στη συχνότητα περιστροφής, δηλαδή η συχνότητα διέγερσης $f = 0.16Hz$ καθώς και οι αρμονικές της συχνότητας, δηλαδή όλα τα ακέραια πολλαπλάσια της. Εμφανίζονται όταν το πτερύγιο είναι έστω και λίγο οριζόντιο και τότε δημιουργείται μια καμπτική δύναμη μεγάλου μέτρου λόγω του βάρους κατά την κατεύθυνση περιστροφής. Επίσης φαίνεται διακριτά και η πρώτη ιδιοσυχνότητα του πτερυγίου κατά την κατεύθυνση περιστροφής $f = 0.956Hz$. Εκεί μάλιστα συμβαίνει και συντονισμός (με την θp) για αυτό παρατηρείται τόσο μεγάλη αύξηση και στις δυνάμεις και στις ροπές. Ακόμα διακρίνονται η πρώτη ιδιοσυχνότητα του πτερυγίου *flapwise symmetric*, $f = 0.680$, και η πρώτη *flapwise asymmetric* του πτερυγίου $f = 0.620Hz$. Οι ιδιομορφές ταλάντωσης που σχετίζονται με τη διέγερση του συστήματος σε αυτές τις συχνότητες φαίνονται στα διαγράμματα 26.

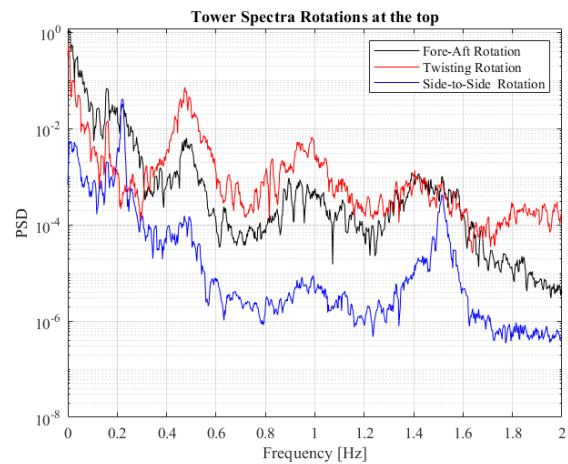
Στον πύργο αντίστοιχα τα φορτία είναι μέγιστα στο χαμηλότερο σημείο του (σημείο σύνδεσης με το έδαφος) και οι μετατοπίσεις του στο ψηλότερο σημείο του (σημείο σύνδεσης με τον άξονα):



Σχήμα 33: Φάσματα συχνοτήτων δυνάμεων και ροπών που ασκούνται στον χαμηλότερο σημείο του πύργου.



(a)



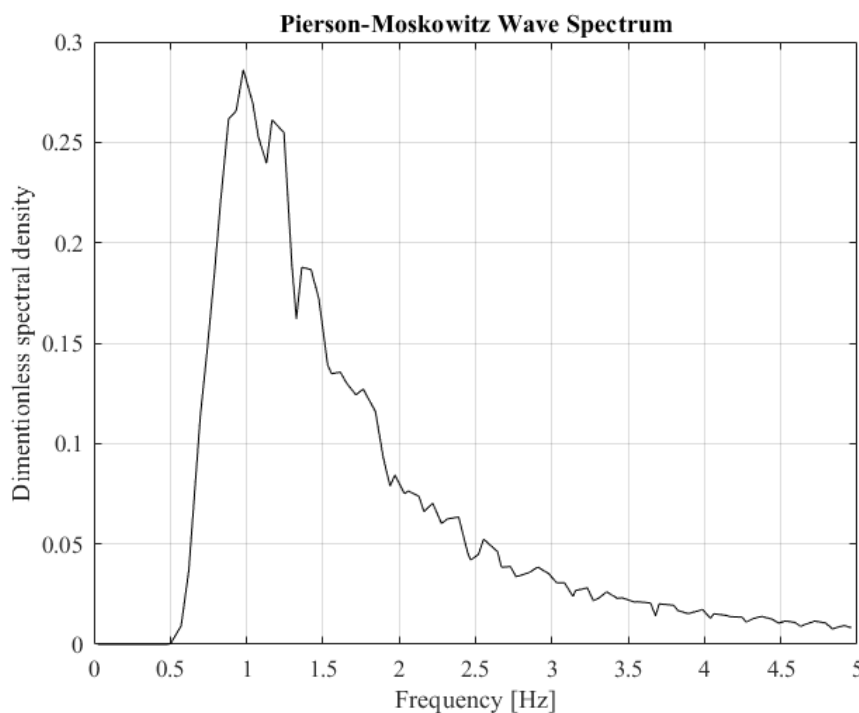
(b)

Σχήμα 34: Φάσματα συχνοτήτων γραμμικών και στροφικών μετατοπίσεων στην κορυφή του πύργου.

Αρχικά φαίνονται οι δύο πρώτες ιδιοσυχνότητες του πύργου, $f = 0.222\text{Hz}$ και $f = 0.225\text{Hz}$, η διαμήκης και η πλευρική αντίστοιχα. Επίσης φαίνεται ενίσχυση στα $f = 0.481\text{Hz}$ που προκαλείται από την επίδραση που έχουν τα πτερύγια στον πύργο και αντιστοιχεί στην τριπλάσια συχνότητα από αυτήν της περιστροφής των πτερυγίων.

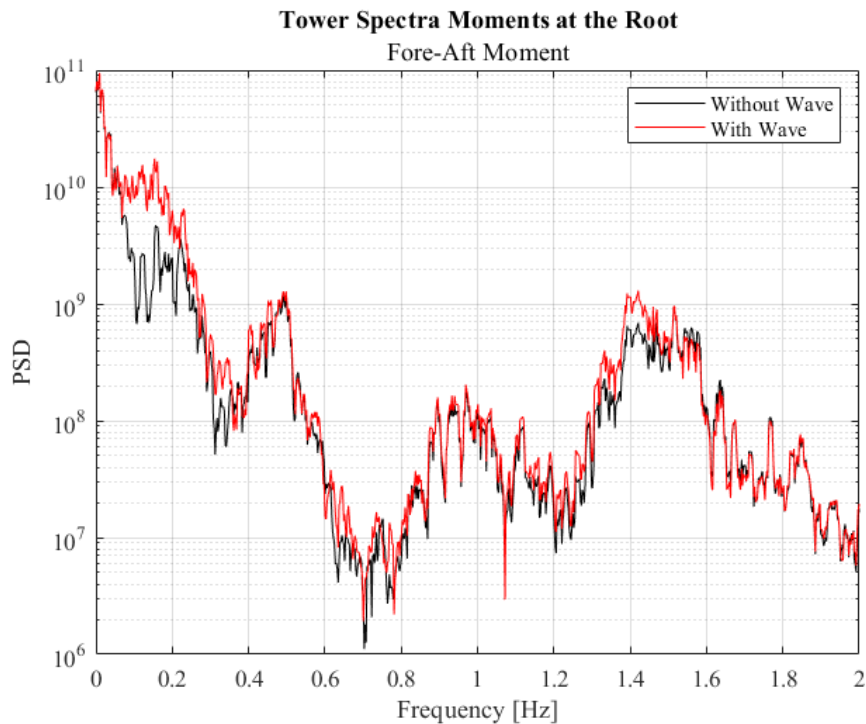
Δυναμική Συμπεριφορά με προσθήκη κύματος περιόδου $T=10\text{s}$

Τώρα η μελέτη θα γίνει προσθέτοντας κύμα ύψους $H_s = 6\text{m}$ και περιόδου $T = 10\text{s}$. Παρακάτω παρουσιάζεται το φάσμα των κυμάτων στο οποίο υπόκειται η ανεμογεννήτρια.



Σχήμα 35: Φάσμα κύματος πλήρως αναπτυγμένης θάλασσας (Μοντέλο Pierson-Moskowitz-1964).

Παρατηρείται απότομη (εκθετική) αύξηση μέχρι την μέγιστη συχνότητα $f = 1\text{Hz}$ και στην συνέχεια μια πιο ομαλή απόσβεση.



Σχήμα 36: Σύγκριση φάσματος συχνοτήτων ροπών με κύμα και χωρίς.

Όπως αναμενόταν το φάσμα των ροπών κοντά στην συχνότητα $f = 0.1\text{Hz}$ (καθώς το κύμα εισάγεται με αυτή την συχνότητα) είναι εμφανώς αυξημένα στην περίπτωση που η Α/Γ υπόκειται στην φόρτιση του κύματος.

Σύγκριση καταστάσεων φόρτισης της Α/Γ

Μια υπεράκτια Α/Γ πρέπει να σχεδιάζεται έτσι ώστε να αντέχει με ασφάλεια τις συνθήκες ανέμου και τις θαλάσσιες συνθήκες που έχουν υιοθετηθεί με βάση τους κανονισμούς [28]. Η κατάσταση του ανέμου και της θάλασσας για λόγους ασφάλειας χωρίζονται σε κανονικές συνθήκες που εμφανίζονται συχνά κατά την κανονική λειτουργία μιας Α/Γ, και τις ακραίες συνθήκες που εμφανίζονται μια φορά στα 50 χρόνια.

Στις χερσαίες Α/Γ είναι γνωστό ότι πιο επιβαρυντικό σενάριο ανέμου είναι το ETM (Extreme Turbulence Model). Για την υπεράκτια Α/Γ επιλέγεται να μελετηθούν οι συνθήκες που θεωρούνται πιο επιβαρυντικές τόσο για τα πτερύγια, όσο και για τον πύργο:

Design situation	DLC	Wind Condition	Waves	Wind and wave directionality	Other conditions	Partial safety factor
Power Production	1.3	Extreme Turbulence Model (ETM)	Normal Sea State (NSS)	Co-directional Uni-directional	-	Normal (N)
Power Production	1.6	Normal Turbulence Model (ETM)	Severe Sea State (SSS)	Co-directional Uni-directional	-	Normal (N)
Parked (standing still or idling)	6.1	Extreme Wind Speed Model (EWM)	Extreme Sea State (ESS)	Co-directional Uni-directional	-	Normal (N)
Parked (idling)	6.3	Extreme Wind Speed Model (EWM)	Extreme Sea State (ESS)	Multi-directional Misaligned	Extreme yaw misalignment	Abnormal (A)

Πίνακας 9: Συνθήκες μελέτης Α/Γ

Ο συντελεστής ασφαλείας των δυνάμεων ισούται με $N = 1.35$ και στην περίπτωση 6.3 με $A = 1.1$. Αυτό συμβαίνει καθώς η περίπτωση 6.3 αφορά ακραία καιρικά φαινόμενα τα οποία ο κανονισμός ορίζει ότι σημειώνονται μια φορά κάθε 50 χρόνια.

Για την κατάσταση της θάλασσας ισχύει:

Sea State	NSS	SSS
$U_{hub} = 9m/s$		
Ύψος [m]	2.16	8.95
Περίοδος [s]	5.52	10.79
$U_{hub} = 11m/s$		
Ύψος [m]	2.46	9.13
Περίοδος [s]	7.13	12.13
$U_{hub} = 13m/s$		
Ύψος [m]	2.88	9.82
Περίοδος [s]	7.73	12.30
$U_{hub} = 15m/s$		
Ύψος [m]	3.82	10.40
Περίοδος [s]	8.55	13.60
$U_{hub} = 17m/s$		
Ύψος [m]	4.07	11.72
Περίοδος [s]	8.72	14.12

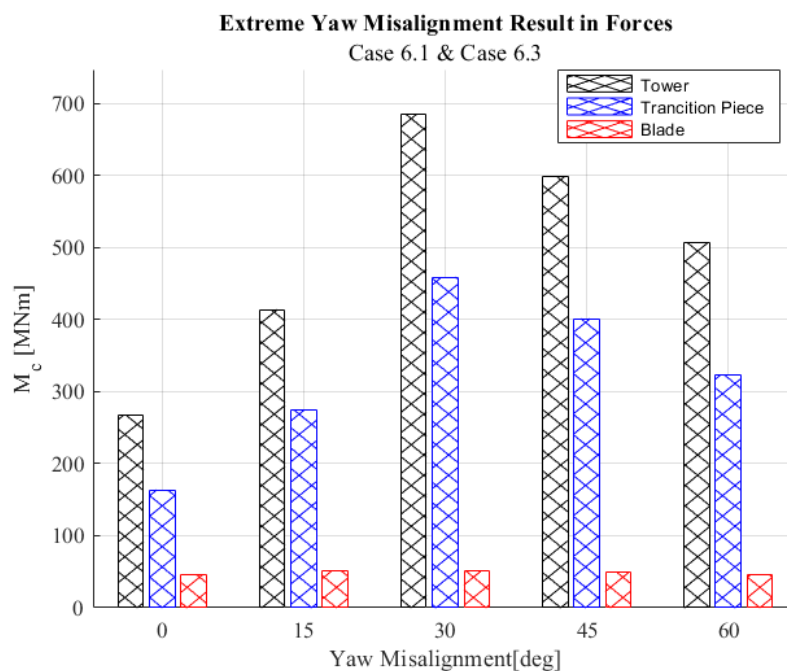
Πίνακας 10: Συνθήκες θάλασσας σε συνάρτηση με την ταχύτητα του ανέμου

Η κατάσταση ESS θεωρείται ίδια με την την SSS σε ταχύτητα $U_{hub} = 17m/s$

Σε αυτό κομμάτι λοιπόν της μελέτης θα συγκριθούν διάφορες καταστάσεις φόρτισης για την Α/Γ όπως προβλέπονται από τον κανονισμό [28]. Η μελέτη θα γίνει για Υακραιές οριακές καταστάσεις (ULS) κατά την οποία μελετούνται τα μέγιστα φορτία που σημειώνονται στην Α/Γ,

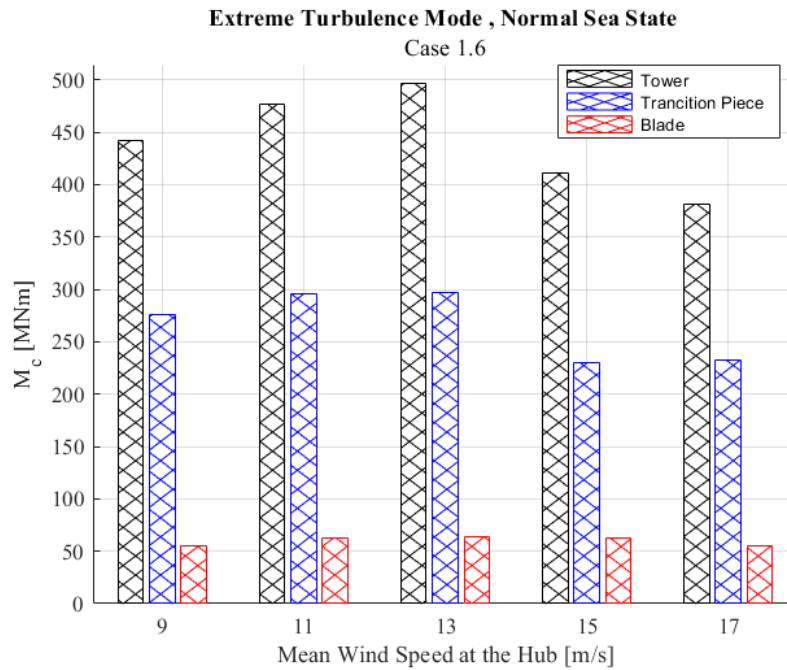
δηλαδή στην ρίζα του πύργου και στην ρίζα του πτερυγίου. Επίσης μελετάται και το μεταβατικό στοιχείο που συνδέει το μονόστηλο με τον πύργο.

Αρχικά μελετήθηκε σε για ποια γωνία απόκλισης (yaw angle) σημειώνονται τα μεγαλύτερα φορτία, δηλαδή τα σενάρια 6.1 και 6.3



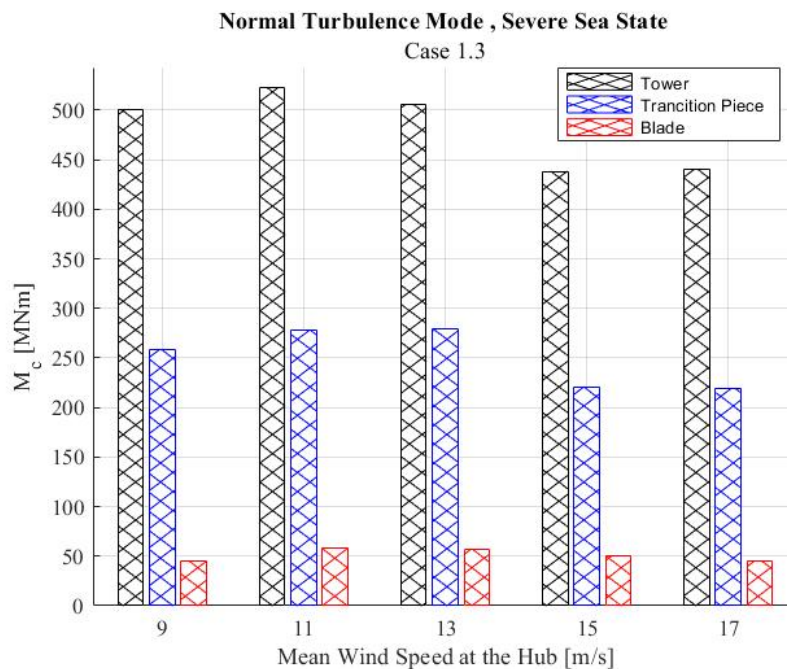
Σχήμα 37: Σύγκριση combined καμπτικών ροπών στα σημεία ενδιαφέροντος ως συνάρτηση της γωνίας yaw.

Παρατηρείται ότι από τα σενάρια 6.1 , 6.3 πιο επιβαρυντικό για την Α/Γ είναι το 6.3 και μάλιστα όταν η γωνία απόκλισής της, δηλαδή η γωνία που σχηματίζει η κύρια κατεύθυνση του ανέμου με τον άξονα του δρομέα είναι ίση με 30 μοίρες. Στην συνέχεια θα ακολουθήσει η μελέτη για το σενάριο 1.6:



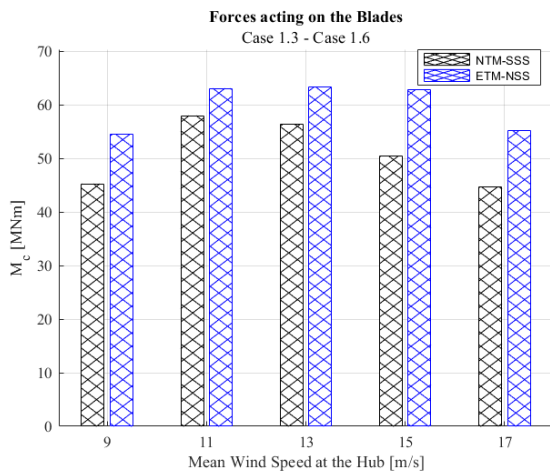
Σχήμα 38: Σύγκριση combined καμπτικών ροπών στα σημεία ενδιαφέροντος ως συνάρτηση της μέσης ταχύτητας του ανέμου στο ύψος του δρομέα. Case 1.6

Φαίνεται ότι μέγιστη καταπόνηση σε όλα τα σημεία ενδιαφέροντος σημειώνεται όταν η μέση ταχύτητα του ανέμου είναι ίση με 13 m/s. Και τέλος θα αναλυθεί το σενάριο 1.3:

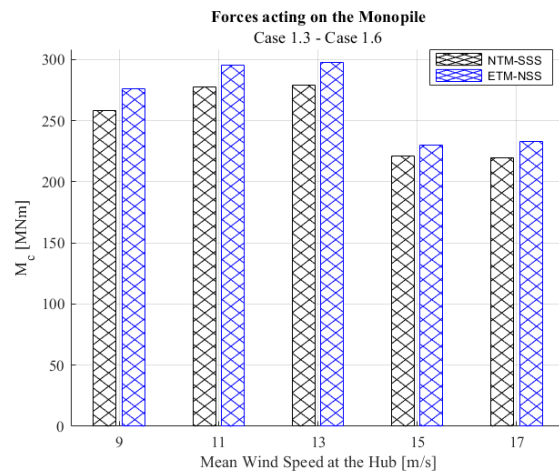


Σχήμα 39: Σύγκριση combined καμπτικών ροπών στα σημεία ενδιαφέροντος ως συνάρτηση της μέσης ταχύτητας του ανέμου στο ύψος του δρομέα. Case 1.3

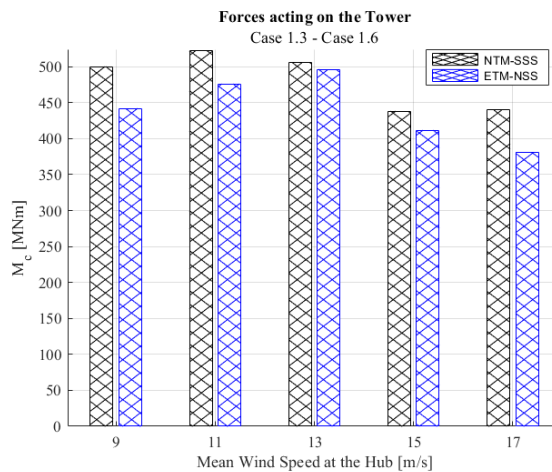
Σε αυτό το σενάριο μέγιστη καταπόνηση στα πτερύγια και στο μονόστηλο έχουμε πάλι για μέση ταχύτητα ανέμου ίση με 13m/s. Όμως στον πύργο μεγαλύτερα είναι τα φορτία για 11m/s.



(a)



(b)



(c)

Σχήμα 40: Σύγκριση σεναρίων 1.3-1.6 στα σημεία ενδιαφέροντος

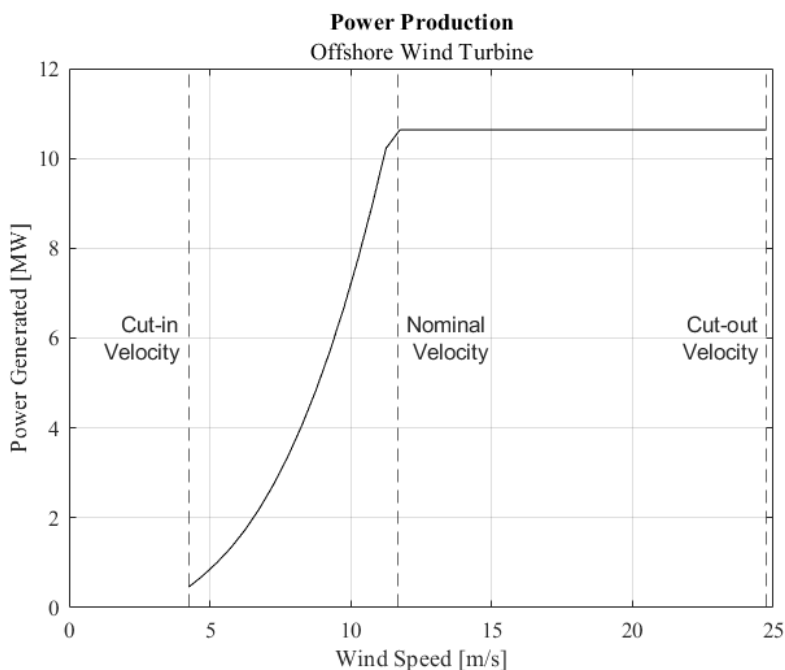
Όπως αναμενόταν το σενάριο χωρίς έντονο κύμα, αλλά με έντονα τυρβώδη άνεμο επηρεάζει πιο πολύ τα πτερύγια και το μονόστηλο στο σημείο που ενώνεται με τον πύργο (καθώς εκεί δεν δέχεται την επίδραση του κύματος), αλλά στο σενάριο με κύμα μεγάλου ύψους στο σημείο που εδράζεται ο πύργος στον βυθό σημειώνονται μεγαλύτερες καμπτικές ροπές.

Επομένως η βελτιστοποίηση της υπεράκτιας Α/Γ πρέπει να γίνει ταυτόχρονα και για τα δύο σενάρια: Case 1.3 και Case 6.3 καθώς αυτά επιβαρύνουν πιο πολύ τα πτερύγια και τον πύργο αντίστοιχα.

Βελτιστοποίηση Υπεράκτιας Ανεμογεννήτριας

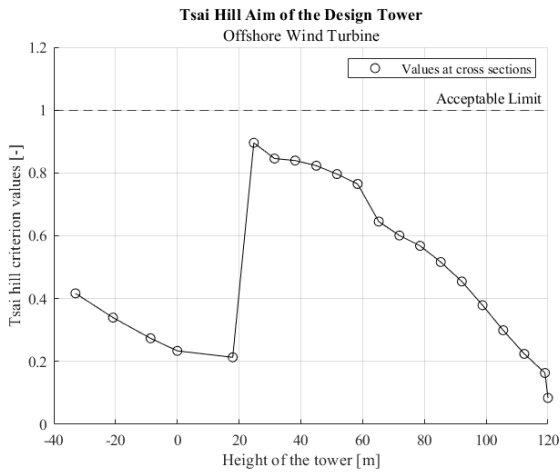
Σε αυτή την παράγραφο παρουσιάζεται μια βελτιστοποίηση της υπεράκτιας Α/Γ με στόχο την ελαχιστοποίηση του σταθμισμένου κόστους ενέργειας. Παράμετροι σχεδιασμού είναι η ακτίνα του ρότορα, η συστροφή του πτερυγίου, η χορδή του και το πάχος του, καθώς και το ύψος του πύργου, η διάμετρος του και το πάχος των τοιχωμάτων του. Να σημειωθεί ότι σε κάθε κύκλο βελτιστοποίησης λαμβάνονται τα μέγιστα φορτία μεταξύ του σεναρίου 1.3 (ETM & NSS) στα 13 m/s και στα 11 m/s και του 6.3 (EWM & ESS). Ενώ είναι γνωστό από την μελέτη στο προηγούμενο κεφάλαιο ότι τα μέγιστα φορτία της υπεράκτιας Α/Γ αναφοράς στο σενάριο 1.3 είναι στα 13 m/s, είναι αναγκαίο να διερευνηθεί και η ταχύτητα των 11 m/s καθώς αυξάνοντας το μέγεθος των πτερυγίων, η καμπύλη ισχύος μετατοπίζεται προς τα αριστερά, μετατοπίζοντας έτσι και τα , μέγιστα φορτία σε μικρότερες ταχύτητες.

Η Α/Γ 24 αρχικά έχει την εξής καμπύλη ισχύος:



Σχήμα 41: Καμπύλη ισχύος της υπεράκτιας Α/Γ που μοντελοποιήθηκε με βάση την DTU 10MW RW

Αρχικά καθορίζονται οι τιμές/στόχοι του κριτηρίου Tsai Hill οι οποίες στον εσωτερικό βρόχο της βελτιστοποίησης καθορίζουν το πάχος των τοιχωμάτων του συνθέτου υλικού στα πτερύγια και το πάχος του πύργου έτσι ώστε οι τάσεις να παραμείνουν ίσες με αυτές που αντιστοιχούν στην Α/Γ αναφοράς. Να σημειωθεί ότι το κριτήριο Tsai Hill είναι εφαρμόσιμο και για υλικά όπως το ασάλι που χρησιμοποιείται στον πύργο. Αυτό συμβαίνει καθώς αν υποθέσουμε την ισοτροπία του υλικού στο κριτήριο αστοχίας το κριτήριο Tsai Hill μεταπίπτει στο Von Mises το κριτήριο Von Mises.



(a)



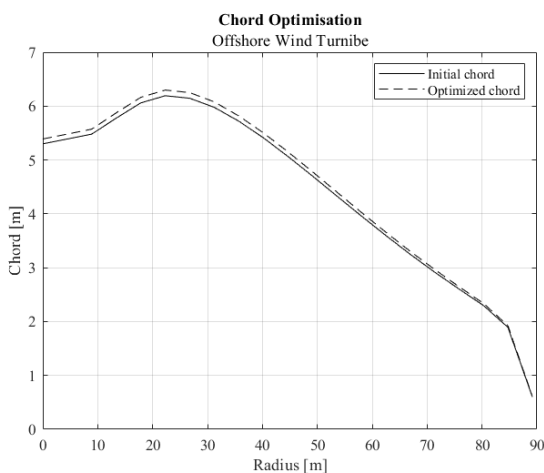
(b)

Σχήμα 42: Tsai Hill τιμές/στόχοι για τα πτερύγια και τον πύργο

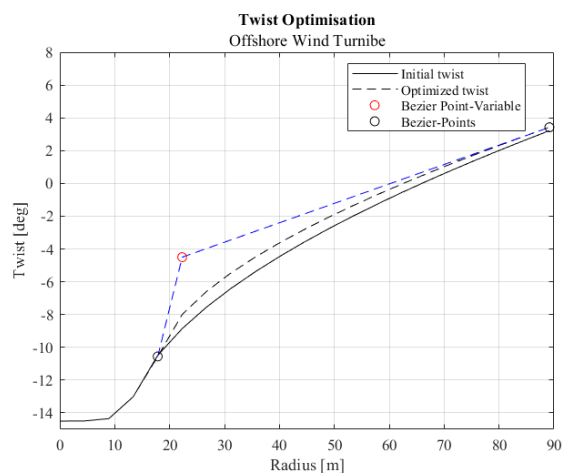
Προφανώς το πάχος και η διάμετρος του μονόστηλου δεν μπορούν να μειώνονται όσο αυξάνεται το ύψος του. Επομένως γίνεται η θεώρηση ότι σε όλο το μονόστηλο έχουμε ίδια διάμετρο και ίδιο πάχος σε όλα τα σημεία. Αυτά τα δύο χαρακτηριστικά επιλέγονται με βάση το σημείο που πακτώνεται το μονόστηλο με το έδαφος, καθώς εκεί σημειώνονται οι μεγαλύτερες δυνάμεις. Ο σχεδιασμός άρα μπορεί να θεωρηθεί συντηρητικός. Ακόμα θεωρείται ότι ο πύργος στο χαμηλότερο σημείο του έχει ίδια διάμετρο με το μονόστηλο. Στην συνέχεια έγινε βελτιστοποίηση όλων των παραμέτρων ξεχωριστά. Στον παρακάτω σχήματα εμφανίζονται οι αλλαγές που έγιναν στα δομικά χαρακτηριστικά της Α/Γ και το αντίστοιχο LCoE που υπολογίστηκε. Η αρχική τιμή του LCoE είναι 103.38\$/MWh.

Property	Αρχική τιμή	Βελτιστοποιημένη Τιμή	Νέο LCoE \$/MWh
Διάμετρος D_{bottom} [m]	7.961	9.16	99.55
Ύψος πύργου [m]	101	105.17	100.19
Ακτίνα Ρότορα [m]	89.167	111.46	94.99

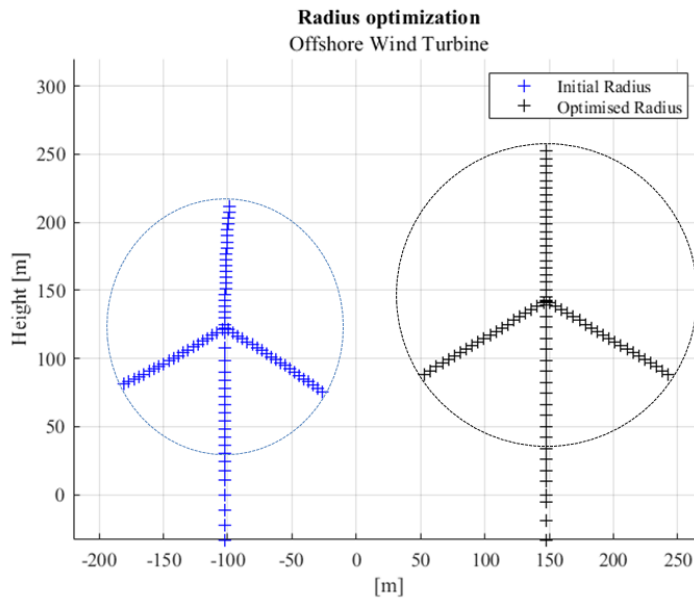
Πίνακας 11: Βελτιστοποίηση παραμέτρων



(a)



(b)

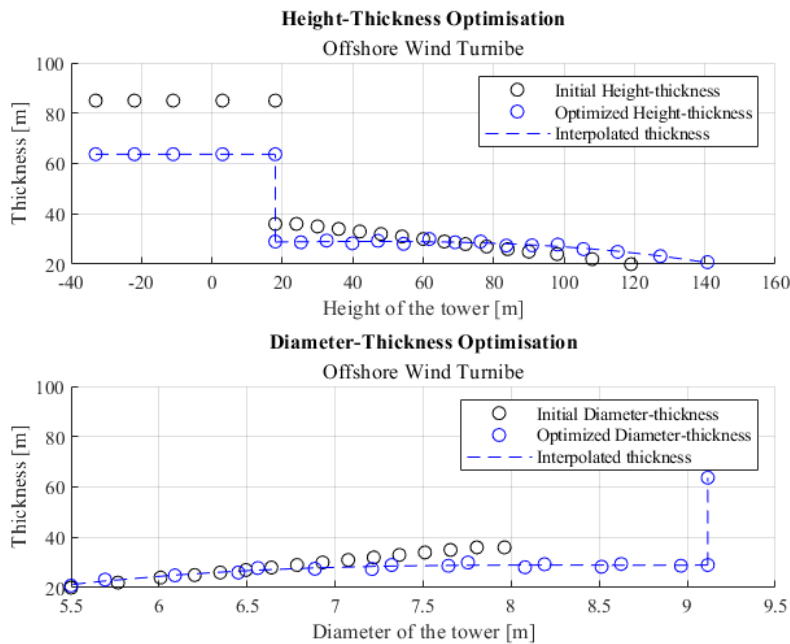


(c)

Σχήμα 43: Βελτιστοποίηση παραμέτρων σχεδιασμού που αφορούν τη μορφή και το μέγεθος του ρότορα

Να σημειωθεί ότι όταν έγινε ξεχωριστή μελέτη για την ακτίνα του ρότορα, υπήρχε συνθήκη η απόσταση του ακτοπτερυγίου από την θάλασσα όταν είναι σε ευθυγράμμιση με τον πύργο να είναι σταθερή και ίση με 29.3 m, όση είναι και στην Α/Γ αναφοράς.

Ταυτόχρονα έγινε βελτιστοποίηση και ως προς την διάμετρο του μονόστηλο, το ύψος του πύργου και το πάχος του. Στην τελική μορφή του πύργου είναι απαραίτητο το πάχος να μην αυξάνεται παραπάνω από 2mm. Κάνοντας μια παρεμβολή τρίτου βαθμού μεταξύ των σημείων του πύργου και λαμβάνοντας τα σημεία της παρεμβολής αυτό επιτυγχάνεται.



Σχήμα 44: Βελτιστοποίηση πάχους, συναρτήσε της βελτιστοποιημένης διαμέτρου και ύψους του πύργου.

Ο συντελεστής πάχους που παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα είναι ουσιαστικά ο συντελεστής που πρέπει να πολλαπλασιαστεί το πάχος των περυγίων στην Α/Γ αναφοράς έτσι ώστε να επιτευχθούν οι Tsai-Hill τιμές-στόχοι που φαίνονται στον παρακάτω πίνακα. Οι δύο τελευταίες τομές του περυγίου θεωρείται ότι είναι ήδη αρκετά λεπτές και δεν αλλάζουν το πάχος τους κατά την διάρκεια της βελτιστοποίησης.

r/R	Thickness Coefficient	Tsai Hill
0.00	1.324	0.3154
0.05	1.310	0.3549
0.10	1.292	0.4553
0.15	1.263	0.5375
0.20	1.217	0.7744
0.25	1.262	0.8462
0.30	1.293	0.9022
0.35	1.291	0.9623
0.40	1.287	0.9735
0.45	1.281	0.9406
0.50	1.252	0.9314
0.55	1.240	0.9660
0.60	1.239	0.8718
0.65	1.242	0.8366
0.70	1.244	0.8313
0.75	1.292	0.6840
0.80	1.318	0.5213
0.85	1.321	0.3641
0.90	1.284	0.1892

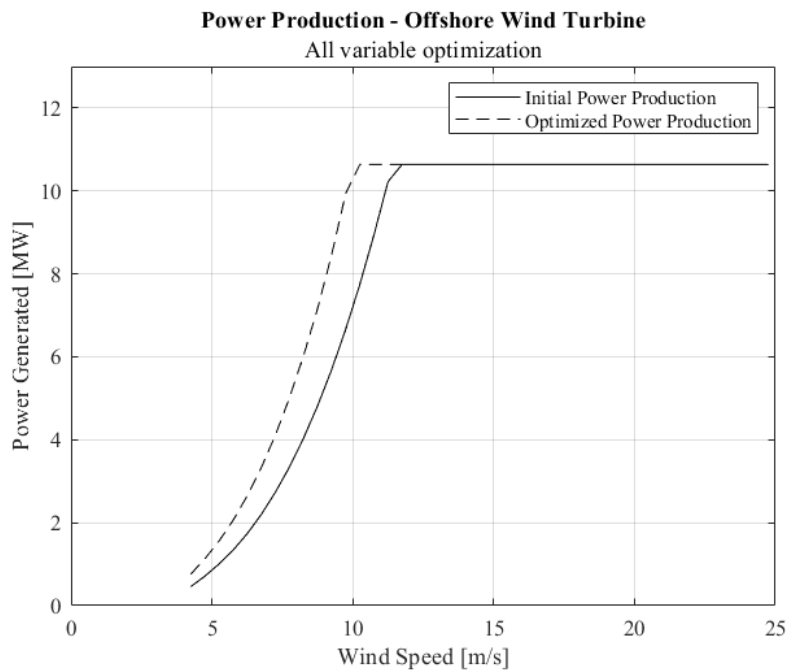
Πίνακας 12: Συντελεστές μείωσης πάχους και συντελεστές Tsai Hill στις εγκάρσιες τομές του περυγίου της βελτιστοποιημένης Α/Γ.

Για τον πύργο ισχύει :

r/R	Thickness Coefficient	Tsai Hill	Diameter [m]
0.000	0.7486	0.4167	9.113
0.080	0.7486	0.3397	9.113
0.160	0.7486	0.2736	9.113
0.190	0.7486	0.2336	9.113
0.250	0.7486	0.2131	9.113
0.294	0.8048	0.8956	9.113
0.341	0.8019	0.8455	8.961
0.388	0.8346	0.8391	8.621
0.435	0.8264	0.8230	8.510
0.482	0.8593	0.7964	8.186
0.529	0.8507	0.7649	8.076
0.576	0.9449	0.6453	7.752
0.623	0.9339	0.6009	7.641
0.670	0.9783	0.5680	7.318
0.717	0.9631	0.5164	7.207
0.765	1.0051	0.4545	6.884
0.812	1.0549	0.3790	6.560
0.859	1.0325	0.2992	6.449
0.906	1.0420	0.2242	6.089
0.953	1.0499	0.1633	5.693
1.000	1.1752	0.1240	5.500

Πίνακας 13: Συντελεστές μείωσης πάχους, συντελεστές Tsai Hill και διάμετρος στις εγκάρσιες τομές του πύργου της βελτιστοποιημένης Α/Γ.

Με τις αλλαγές που αποτυπώθηκαν διαγραμματικά παραπάνω, η καμπύλη ισχύος παίρνει την εξής μορφή:



Σχήμα 45: Σύγκριση καμπύλης ισχύος πριν και μετά την βελτιστοποίηση στην υπεράκτια Α/Γ

Όπως αναμενόταν, η καμπύλη ισχύος μετατοπίζεται προς τα αριστερά, και πλέον είναι φανερό

ότι η ταχύτητα στην οποία πιάνει η Α/Γ την ονομαστική ισχύ της είναι τα 10m/s .

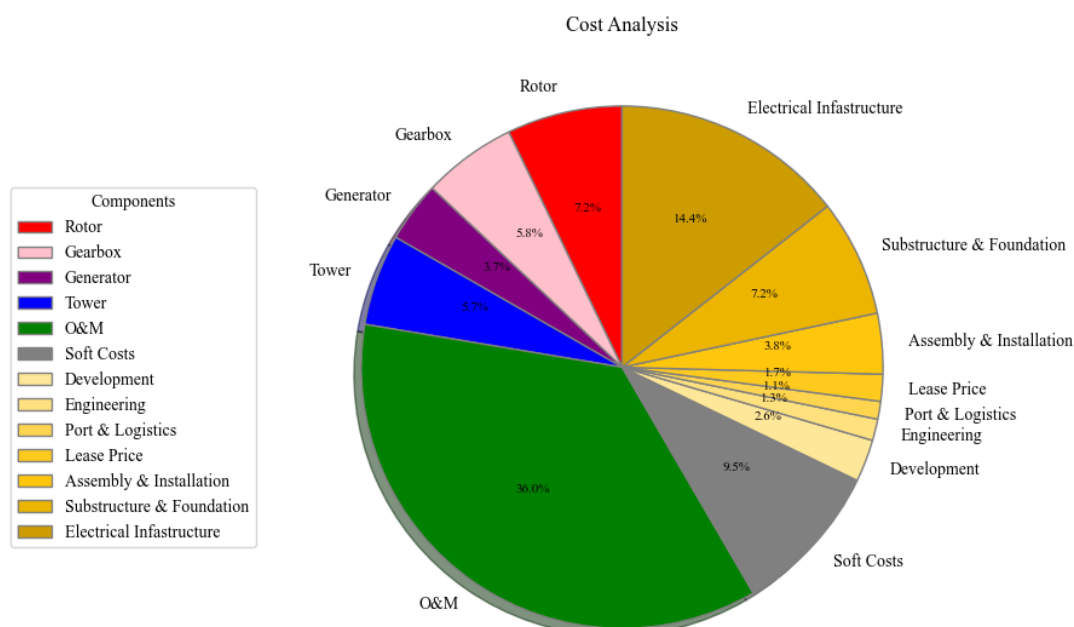
Ανάλυση κόστους βελτιστοποιημένης υπεράκτιας Α/Γ

Εφόσον ακόμα η ονομαστική ισχύς είναι ίδια θεωρείται ότι η Α/Γ χρησιμοποιεί την ίδια γεννήτρια. Επίσης γίνεται η θεώρηση ότι χρησιμοποιείται το ίδιο κιβώτιο ταχυτήτων και ότι τα soft costs και η συντήρηση και οι επισκευές είναι σταθερά, προκύπτει η παρακάτω οικονομική ανάλυση :

Κόστος	Α/Γ αναφοράς	Βελτιστοποιημένη Α/Γ	Ποσοστιαία μεταβολή [%]
Rotor \$/kW	230.4	377.48	+38.94
Generator \$/kW	197.0	197.0	-
Gearbox \$/kW	307.5	307.5	-
Tower \$/kW	232.5	298.14	+22.02
Soft Costs \$/kW	550	550	-
BoP \$/kW	2421	1924.6	-20.53
OpEx \$/kW/year	2000	2000	-
AEP MWhr	50196.20	57452.71	+ 12.62
Total LCoE \$/MWh	103.38	92.59	-11.65

Πίνακας 14: Κόστη βελτιστοποιημένης υπεράκτιας Α/Γ και σύγκριση με την Α/Γ αναφοράς.

Το LCoE της βελτιστοποιημένης Α/Γ έχει μειωθεί περισσότερο από 11% μικρότερο από αυτό της υπεράκτιας Α/Γ αναφοράς. Η βελτιστοποίηση επομένως ήταν ζωτικής σημασίας.



Σχήμα 46: Μερίδια συνεισφοράς εξαρτημάτων και υπηρεσιών στο LCOE για λειτουργία 20 χρόνων.

Ενώ το κόστος του πύργου και των πτερυγίων αυξήθηκαν κατ' αντιστοιχία 22% και 38% φαίνεται ότι η μείωση του BoP σε συνάρτηση με την αύξηση του ΑΕΡ που φαίνεται διαγραμματικά στο 45 προκαλούν την μείωση του LCoE.

Λυγισμός

Χερσαία Α/Γ

Στην παράγραφο αυτή μελετάται η αντοχή του πύργου της Α/Γ σε λυγισμό. Οι πύργοι από χάλυβα είναι η πιο κοινή σχεδιαστική λύση για την υποστήριξη ανεμογεννητριών μεγάλου ύψους. Ένας από τους πιο συνηθισμένους τρόπους αστοχίας τους είναι ο λυγισμός που προκαλείται από τις μεγάλες θλιπτικές και καμπτικές δυνάμεις που δημιουργεί το βάρος των πτερυγίων, της νασέλας και όλων των εξαρτημάτων μέσα σε αυτήν. Οι μελέτες λυγισμού συνήθως προσεγγίζονται πρώτα υπολογιστικά και εντοπίζονται τα φορτία λυγισμού και στην συνέχεια γίνεται μια επαλήθευση με ένα μοντέλο FEA [29].

Ο λυγισμός του πύργου μελετήθηκε χρησιμοποιώντας γραμμική ανάλυση λυγισμού ιδιοτιμών (Linear eigenvalue buckling analysis):

$$(K_0^{MN} + \lambda_i K_{\Delta}^{MN}) u_i^M = 0 \quad (9)$$

- Όπου K_0^{MN} είναι το μητρώο ακαμψίας, που περιέχει όμως την επίδραση της προφόρτισης.
- K_{Δ}^{MN} το μητρώο διαφορικής αρχικής τάσης και ακαμψίας φορτίου.
- u_i^M Οι ιδιομορφές λυγισμού.

Στην παρούσα εργασία αρχικά μελετήθηκε η χερσαία Α/Γ αναφοράς [1] και στην συνέχεια συγκρίθηκε με την βελτιστοποιημένη υπεράκτια Α/Γ που σχεδιάστηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο.

Ο πύργος είναι κατασκευασμένος από χάλυβα S355. Οι ιδιότητες του φαίνονται στον παρακάτω πίνακα.

Property	Value	Unit
Young's modulus E	210	GPa
Mass density ρ	8500	kg/m^3
Poisson's ratio ν	0.3	-
Minimum yield strength σ_y	355	MPa

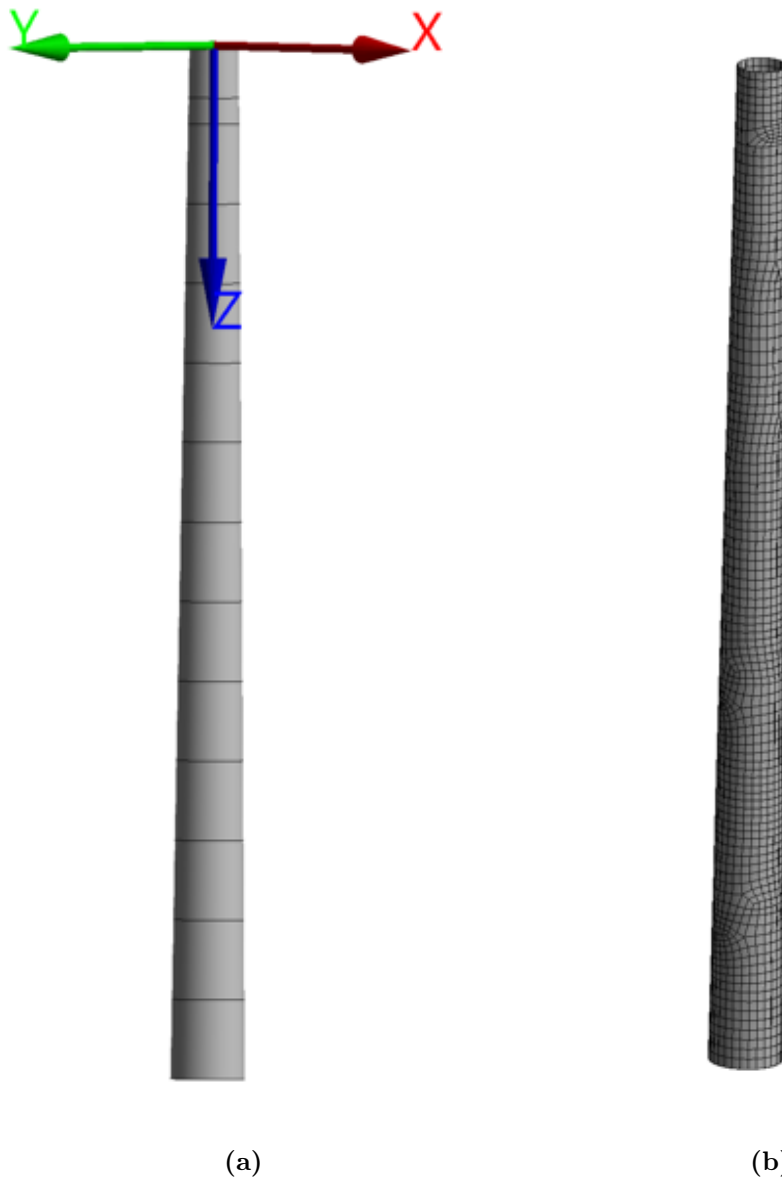
Πίνακας 15: Μηχανικές ιδιότητες του χάλυβα S355

Να σημειωθεί ότι η πυκνότητα του εμφανίζεται περίπου 8% αυξημένη για να ληφθούν υπόψη οι μάζες δευτερευουσών δομών (όπως φλάντζες και κοχλίες).

Προσομοίωση με Ansys

Για το πλέγμα επιλέχθηκαν να χρησιμοποιηθούν στοιχεία κελύφους καθώς η κατασκευή είναι λεπτότοιχη.

Αρχικά έγινε μια σύγκριση της χερσαίας Α/Γ με την Α/Γ αναφοράς [1].



Σχήμα 47: Ο πύργος της Α/Γ με το σύστημα συντεταγμένων και το mesh που χρησιμοποιήθηκε.

Λαμβάνοντας τις δυνάμεις από το [1] και εφαρμόζοντας τες στο μοντέλο λαμβάνεται φορτίο λυγισμού ίσο με 14090 KN, δηλαδή 3.06 φορές την δύναμη ώσης που ασκήθηκε. Το φορτίο λυγισμού που βρέθηκε είναι 2.8% μικρότερο σε σύγκριση με τα αποτελέσματα του [1]. Αυτό μπορεί να οφείλεται στις μικρές γεωμετρικές διαφορές που έχουν τα δύο μοντέλα.

Υπεράκτια Α/Γ

Εφόσον επιβεβαιώθηκε ότι το μοντέλο είναι σωστό και τα αποτελέσματα συνάδουν με προηγούμενες μελέτες, έγινε η ίδια μελέτη και για την υπεράκτια βελτιστοποιημένη Α/Γ.

Η μελέτη έγινε για ένα σενάριο φορτίσεων. Οι φορτίσεις και οι οριακές συνθήκες που εφαρμόστηκαν φαίνονται παρακάτω:

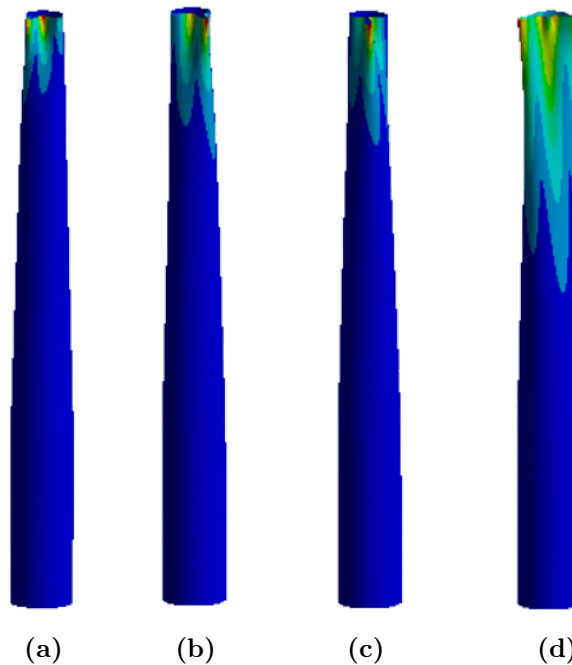
- Η μεγαλύτερη καμπτική ροπή M_c που σημειώθηκε στο ψηλότερο σημείο του πύργου ισούται με $M = 63710.5KNm$ και ταυτόχρονα η δύναμη ώσης (thrust) ήταν ίση με $F_x =$

2404.5kN, η πλευρική δύναμη $F_y = 2132.9kN$, μια ροπή στρέψης ίση με $M_y = 2138.6kNm$ και μια κάθετη δύναμη $F_z = -10121.75kN$.

- Ασκείται βαρυτική δύναμη στο κέντρο βάρους της κατασκευής.
- Το μοντέλο είναι παχτωμένο στην ρίζα του.

Προσομοίωση με Ansys

Για το πλέγμα επιλέχθηκαν να χρησιμοποιηθούν στοιχεία κελύφους καθώς η κατασκευή είναι λεπτότοιχη. Συνολικά υπάρχουν 16832 κόμβοι και 16124 στοιχεία. Προκύπτει πολλαπλασιαστής φορτίου ίσος με 2.0365, δηλαδή για να συμβεί λυγισμός τα φορτία πρέπει να πολλαπλασιαστούν με 2.0365. Παρακάτω φαίνονται οι πρώτες τέσσερις ιδιομορφές που αντιστοιχούν στα πρώτα τέσσερα φορτία λυγισμού που αντιστοιχούν ανά δύο σε πολλαπλασιαστές φορτίου ίσους με 2.0365 και 2.6818:



Σχήμα 48: Ιδιομορφές που αντιστοιχούν στα φορτία λυγισμού.

Ιδιομορφή	Load Multiplier	Μέγιστη Παραμόρφωση [m]
a	2.0365	1.0246
b	2.0365	1.0348
c	2.6818	1.0304
d	2.6819	1.1616

Πίνακας 16: Αποτελέσματα μελέτης λυγισμού.

Επομένως η βελτιστοποιημένη κατασκευή μπορεί να θεωρηθεί αρκετά ασφαλής ως προς τον λυγισμό.

Κόπωση

Η αστοχία λόγω κόπωσης είναι αυτή που συνήθως οδηγεί το σχεδιασμό των πύργων. Οι αιτίες της κόπωσης στους πύργους ανεμογεννητριών περιλαμβάνουν την παραμόρφωση του πύργου λόγω του αέρα και τη δυναμική καταπόνηση λόγω των φορτίων των πτερυγίων.

Η κόπωση μπορεί να οδηγήσει σε σοβαρές ζημιές στον πύργο, ιδίως στο σημείο της σύνδεσης με την ασέλα της ανεμογεννήτριας. Αυτό μπορεί να οδηγήσει σε αστοχία του πύργου και στην κατάρρευση του συστήματος.

Για την αντιμετώπιση της κόπωσης στους πύργους των ανεμογεννητριών, πραγματοποιούνται τακτικοί έλεγχοι και συντηρήσεις στα κομμάτια του πύργου, ώστε να ελαχιστοποιηθεί η πιθανότητα καταστροφής του συστήματος. Επίσης, ο σχεδιασμός των πύργων λαμβάνει υπόψη τις κυκλικές φορτίσεις που αυτός δέχεται. Οι μελέτες αυτές γίνονται συνήθως με την μέθοδο rain-flow counting και στην συνέχεια χρησιμοποιείται η θεωρία φόρτισης λόγω κόπωσης για να υπολογιστεί ο συνολικός χρόνος ζωής της Α/Γ [30, 31].

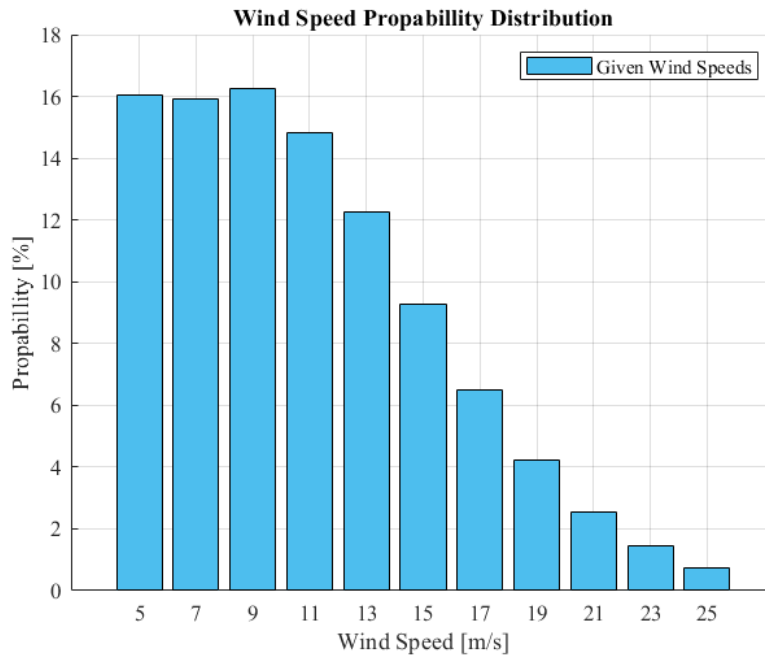
Σκοπός αυτής της μελέτης αποτελεί η εισαγωγή ενός νέου περιορισμού λόγω κόπωσης στην διαδικασία της βελτιστοποίησης. Όμως επειδή είναι εξαιρετικά χρονοβόρα διαδικασία, είναι ανέφικτο να μελετώνται όλες οι ταχύτητες του ανέμου (από 5m/s έως και 25m/s ανά δύο m/s σε προσημείωση των 10 λεπτών που προβλέπει ο κανονισμός σε κάθε κύκλο βελτιστοποίησης). Επομένως θα γίνει μια μελέτη για αλλάζοντας την ταχύτητα ανά 4m/s ή και παραπάνω, σε μικρότερο χρονικό διάστημα προσομοίωσης για να μελετηθεί αν μπορεί να εκτιμηθεί σωστά η συνολική κόπωση.

Η κόπωση θα βρεθεί για τρεις διαφορετικές υλοποιήσεις ανέμου. Να σημειωθεί επίσης ότι το σενάριο ανέμου είναι NTM (Normal Turbulence Model) και το η θάλασσα βρίσκεται σε NSS (Noarmal Sea State).

Wind Speed Range [m/s]	Working Hours [hr]	Total Percentage [%]
4-6	12867.4	16.03
6-8	12764	15.90
8-10	13043	16.25
10-12	11879	14.80
12-14	9823	12.24
14-16	7451	9.28
16-18	5217	6.50
18-20	3387	4.22
20-22	2044	2.54
22-24	1149	1.43
24-26	603	0.75

Πίνακας 17: Οι κατανεμημένες ώρες κατά τη διάρκεια του χρόνου ζωής της Α/Γ.

Παρουσιάζεται η πιθανοτική κατανομή ταχυτήτων στο ύψος του ρότορα σε διάρκεια ζωής 20 χρόνων :



Σχήμα 49: Πιθανοτική κατανομή ταχύτητας ανέμου.

Wind Speed [m/s]	Pitch [deg.]	RPM
5	1.800	6.000
7	0.000	6.000
9	0.000	7.225
11	0.000	8.837
13	7.088	9.600
15	10.598	9.600
17	13.376	9.600
19	15.824	9.600
21	18.071	9.600
23	20.181	9.600
25	22.175	9.600

Πίνακας 18: Επιλογή γωνίας βήματος πτερυγίων συναρτήσει της ταχύτητας ανέμου.

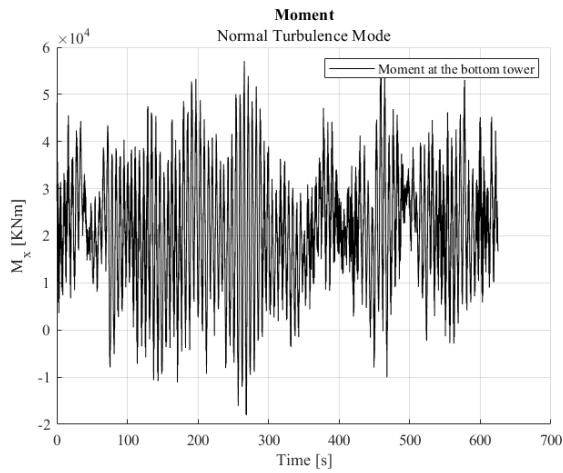
Τα φορτία κόπωσης δίνονται ως ισοδύναμο φορτίο κόπωσης (Damage Equivalent Load) 10^7 κύκλων φόρτισης, N_{ref} , που αντιστοιχούν σε διάρκειας ζωής 20 ετών.

Η κόπωση (Damage Equivalent Load) υπολογίζεται ως εξής:

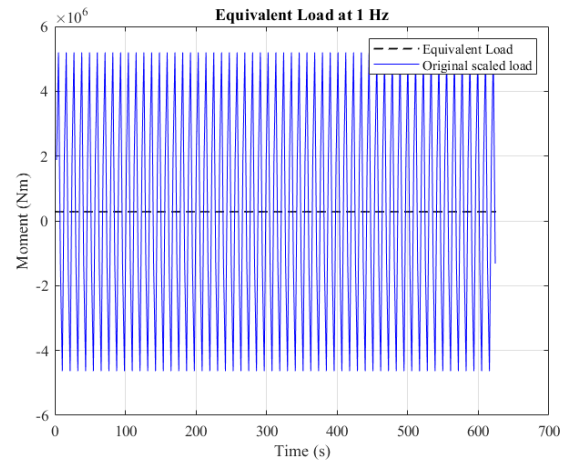
$$DEL = (1/N_{REF} \sum_{1..n_{sim}} (T_{life,i}/T_{sim,i} \sum_{1..n_k} N_{i,k} S_{i,k}^m))^{(1/m)} \quad (10)$$

όπου το $N_{eq}L_{eq}$ Για το πτερύγιο χρησιμοποιήθηκε εκθέτης $m = 10$ και για τον πύργο $m = 4$.

Για να υπολογιστεί ο το $N_{eq}L_{eq}$ πρέπει να γίνει μετατροπή της χρονοσειράς των φορτίων σε χρονοσειρά με συχνότητα ίση με 1Hz :



(a)



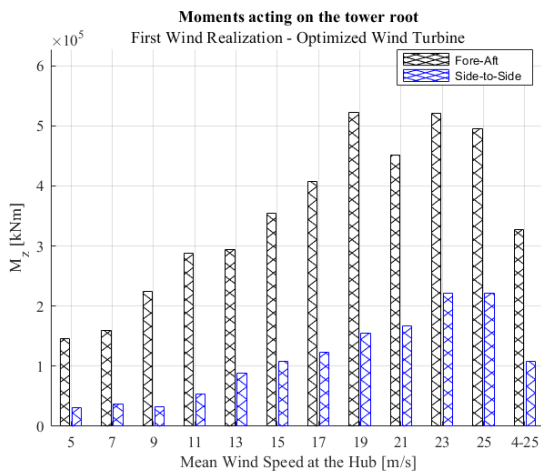
(b)

Σχήμα 50: Μετατροπή χρονοσειράς της thrust force σε ισοδύναμο φορτίο με συχνότητα 1 Hz (το σταθμισμένο φορτίο παρουσιάζεται ανά 50 σημεία).

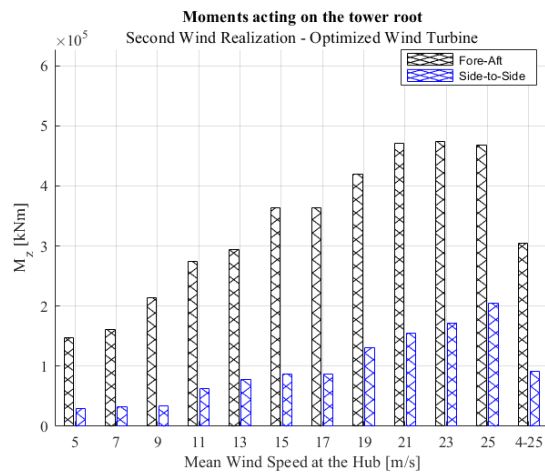
Όπου το N_{eq} αποτελεί τον αριθμό των ισοδύναμων φορτίσεων και το L_{eq} το ισοδύναμο φορτίο.

Πύργος

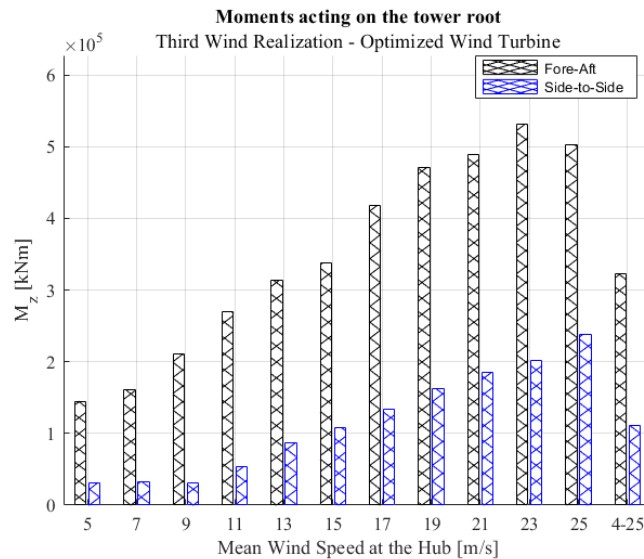
Η μελέτη έγινε για την βελτιστοποιημένη Α/Γ στην ρίζα του πύργου και διερευνήθηκε η διαμήκης ροπή M_z και η πλευρική ροπή M_x .



(a)



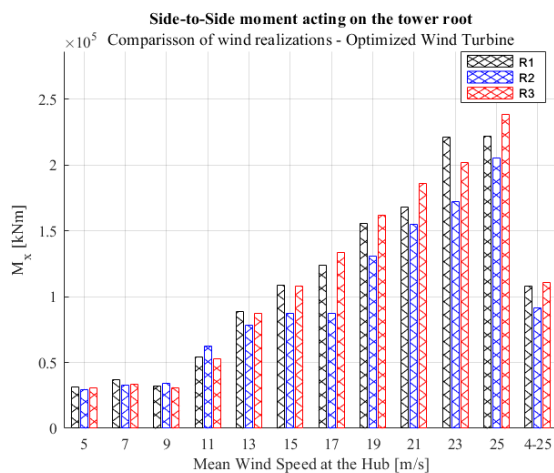
(b)



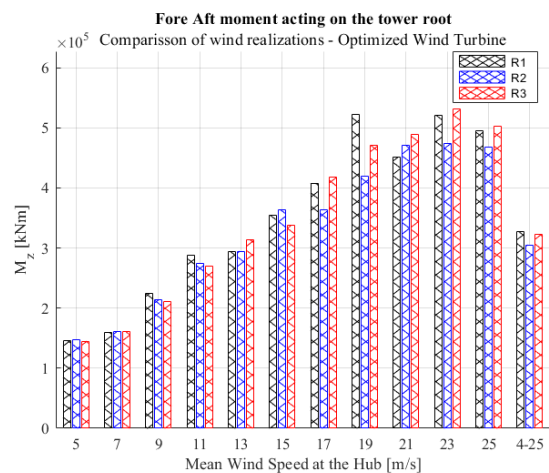
(c)

Σχήμα 51: Σύγκριση ισοδύναμων ροπών στην ρίζα του πτερυγίου.

Και στην συνέχεια συγκρίθηκαν τα 3 σενάρια ανέμου μεταξύ τους.



(a)

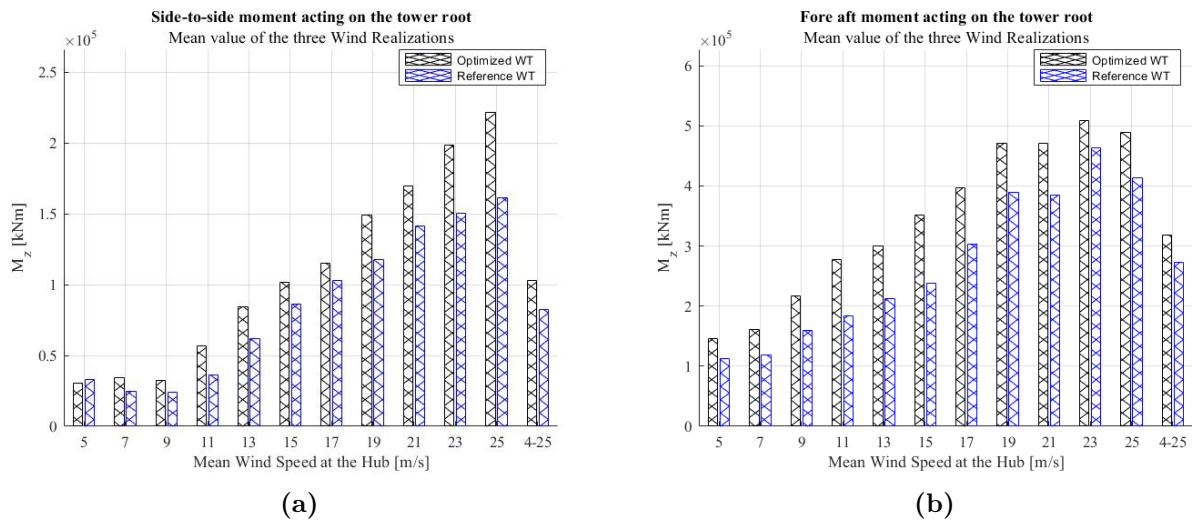


(b)

Σχήμα 52: Σύγκριση ισοδύναμων ροπών στην ρίζα του πύργου σε 3 διαφορετικές καταστάσεις ανέμου.

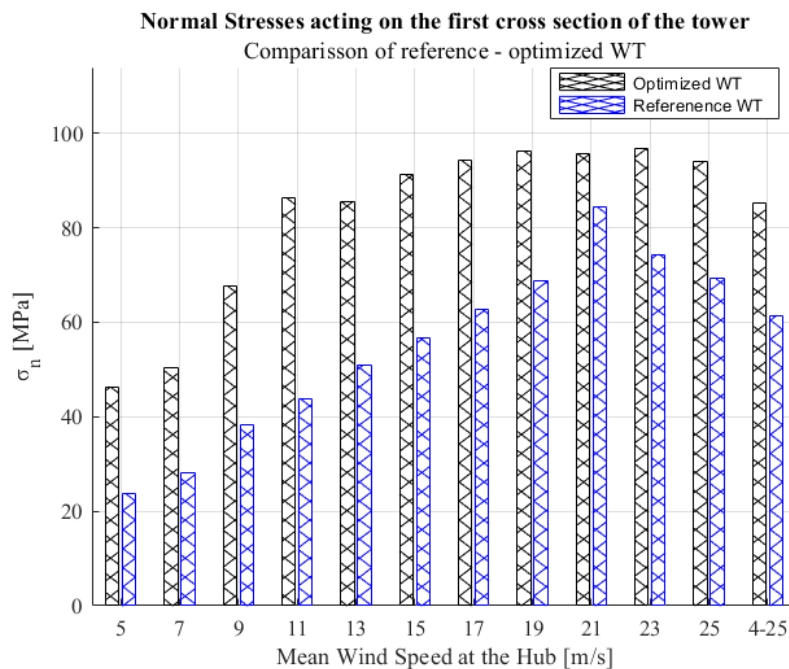
Γενικά τα τρία σενάρια προβλέπουν παρόμοιες τιμές στα φορτία κόπωσης επομένως η μελέτη θα μπορεί να γίνεται μόνο σε ένα από αυτά χωρίς κάποια σοβαρή αλλοίωση στο τελικό αποτέλεσμα.

Στην συνέχεια συγκρίθηκαν τα αποτελέσματα της βελτιστοποιημένης Α/Γ με την υπεράκτια Α/Γ αναφοράς [26].



Σχήμα 53: Σύγκριση ισοδύναμων φορτίων κόπωσης της Α/Γ αναφοράς με την βελτιστοποιημένη Α/Γ.

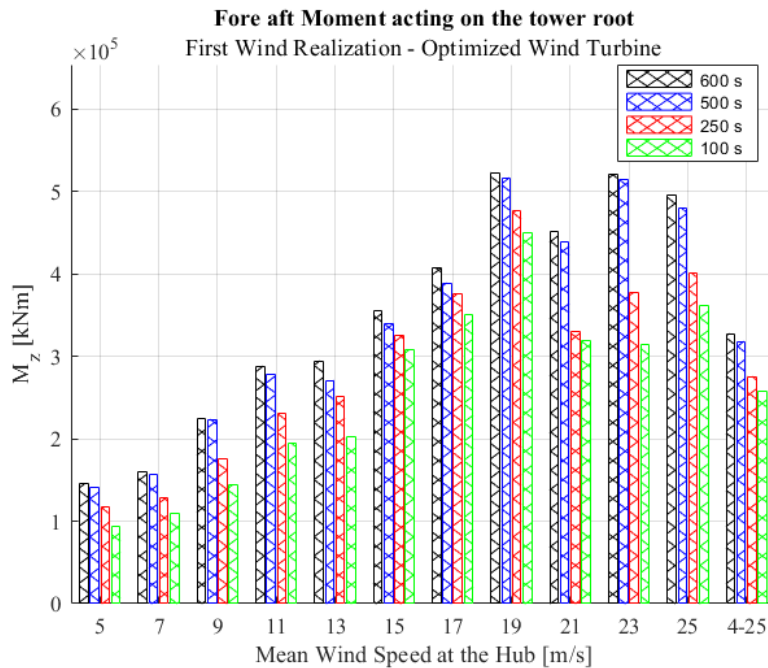
Όπως αναμενόταν τα ισοδύναμα φορτία κόπωσης που δέχεται η Α/Γ είναι αυξημένα καθώς στο σύνολο η κατασκευή είναι πιο βαριά και φτάνει σε μεγαλύτερο ύψος. Επομένως θα πρέπει να γίνει ξεχωριστά μελέτη για το αν οι τάσεις κόπωσης ξεπερνούν τις τάσεις κόπωσης της Α/Γ αναφοράς.



Σχήμα 54: Σύγκριση κύριων τάσεων στην ρίζα του πύργου μεταξύ Α/Γ αναφοράς και βελτιστοποιημένης Α/Γ.

Ο σχεδιασμός του πύργου καθορίζεται από την κόπωση. Εφόσον φαίνεται στο παραπάνω διάγραμμα ότι η τάση κόπωσης της βελτιστοποιημένης Α/Γ ξεπερνά κατά 28% την τάση κόπωσης της Α/Γ αναφοράς, πρέπει να γίνει μια νέα μελέτη που να θέτει ως όριο την τάση κόπωσης της Α/Γ αναφοράς.

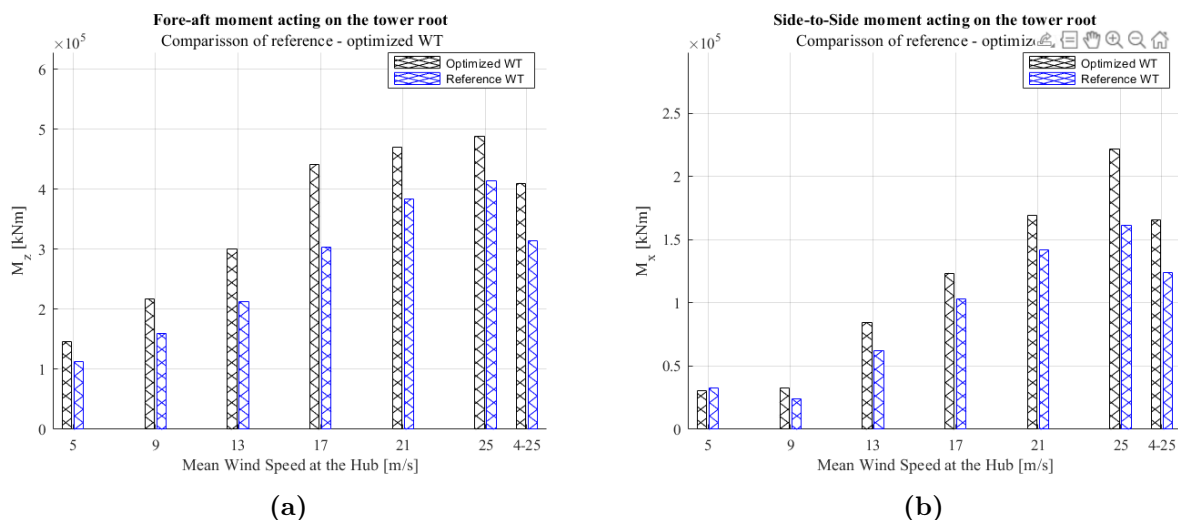
Στην συνέχεια μελετήθηκε αν είναι εφικτό οι προσομοιώσεις να γίνονται σε χρόνους μικρότερους των 10 λεπτών που προβλέπονται από τον κανονισμό. Η μελέτη έγινε στο πρώτο σενάριο ανέμου.



Σχήμα 55: Σύγκριση φορτίων κόπωσης σε διαφορετικούς χρόνους προσομοίωσης.

Όπως φαίνεται στο παραπάνω διάγραμμα η μείωση του χρόνου της προσομοίωσης έχει σαν απόρροια την μείωση στο αποτέλεσμα της κόπωσης, όμως η μορφή παραμένει ίδια, επομένως σε μια διαδικασία βελτιστοποίησης θα ήταν εφικτό να βρεθεί η βέλτιστη λύση και μετά σε αυτήν να επικυρωθεί το αποτέλεσμα με μια προσομοίωση των 10 λεπτών που προβλέπονται από τον κανονισμό.

Ακόμα διερευνήθηκε αν λαμβάνοντας υπόψη ταχύτητες ανά 4 m/s και όχι ανά 2 m/s, υπάρχει η ίδια μορφή στα φορτία μεταξύ της βελτιστοποιημένης Α/Γ και της Α/Γ αναφοράς.

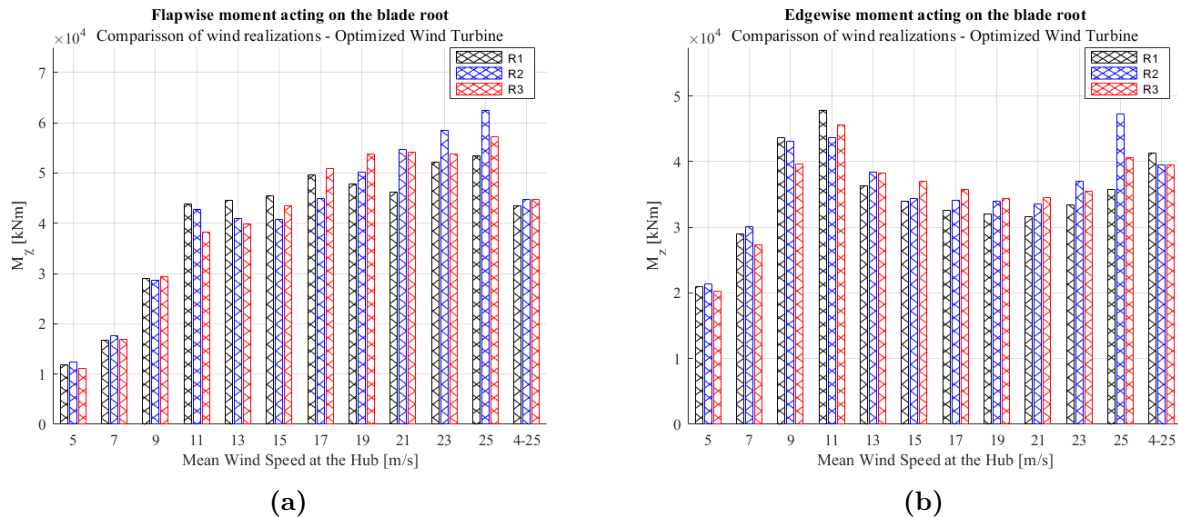


Σχήμα 56: Σύγκριση ροπών κόπωσης με διαφορετικό βήμα αλλαγής ταχύτητας.

Όπως προηγουμένως, φαίνεται ότι τα φορτία ακολουθούν συγκεκριμένη μορφή μεταξύ της Α/Γ αναφοράς και της βελτιστοποιημένης Α/Γ, επομένως είναι εφικτό η βελτιστοποίηση να γίνει σε μειωμένο αριθμό ταχυτήτων, να βρεθεί το αποτέλεσμα που παρουσιάζεται η βέλτιστη λύση και στην συνέχεια για να βρεθεί το κανονικό DEL (Damage Equivalent Load).

Πτερύγια

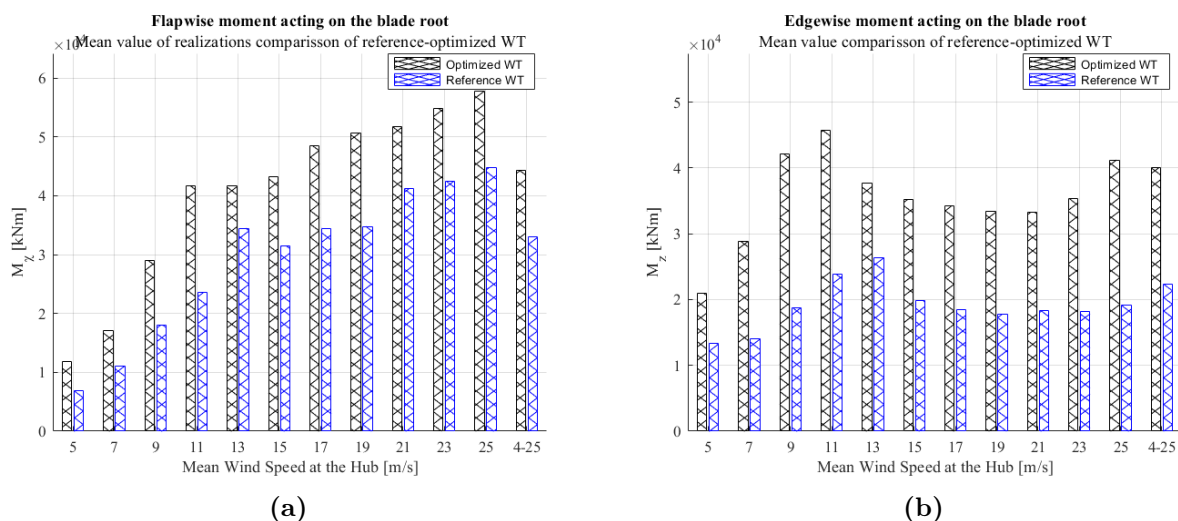
Στην συνέχεια έγινε μελέτη κόπωσης στα πτερύγια. Η μελέτη έγινε στην ρίζα του πτερυγίου για την ροπή στην κατεύθυνση της πτερυγίσης και την ροπή στην κατεύθυνση της περιστροφής. Αρχικά συγκρίθηκαν τα τρία σενάρια ανέμου μεταξύ τους.



Σχήμα 57: Σύγκριση ισοδύναμων ροπών στην ρίζα του πτερυγίου σε 3 διαφορετικές καταστάσεις ανέμου.

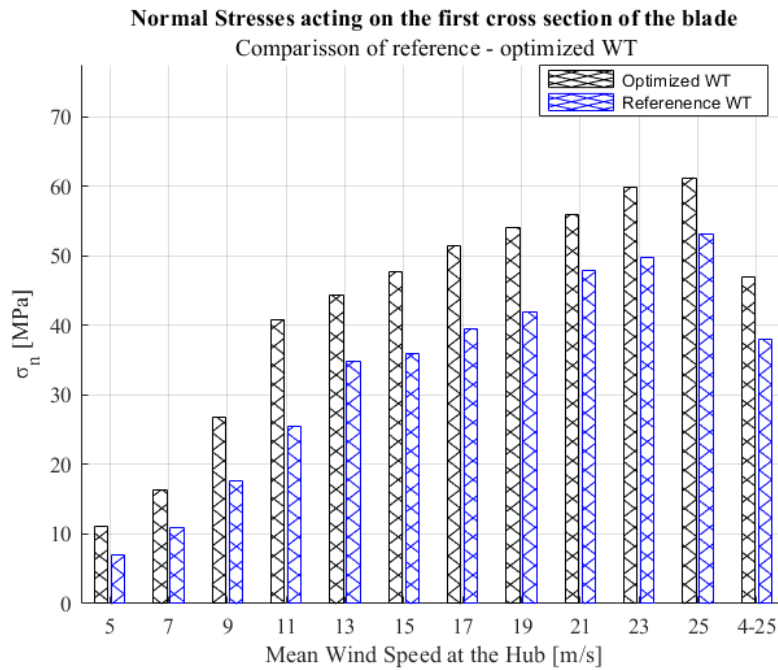
Όπως φαίνεται παραπάνω τα τρία σενάρια παράγουν παρόμοια φορτία κόπωσης επομένως η μελέτη μπορεί να γίνει σε ένα σενάριο ανέμου και τα αποτελέσματα να είναι ρεαλιστικά.

Στην συνέχεια συγκρίθηκαν τα αποτελέσματα της βελτιστοποιημένης Α/Γ με την υπεράκτια Α/Γ αναφοράς [26].



Σχήμα 58: Σύγκριση ισοδύναμων φορτίων κόπωσης της Α/Γ αναφοράς με την βελτιστοποιημένη Α/Γ.

Όπως αναμένεται οι η βελτιστοποιημένη Α/Γ έχει μεγαλύτερα φορτία, κάτι που οφείλεται στην αύξηση του βάρους των πτερυγίων. Όπως στον πύργο έτσι και εδώ πρέπει να συγκριθούν οι κύριες τάσεις κόπωσης μεταξύ της Α/Γ αναφοράς και της βελτιστοποιημένης Α/Γ.



Σχήμα 59: Σύγκριση κύριων τάσεων στην ρίζα του πτερυγίου μεταξύ A/Γ αναφοράς και βελτιστοποιημένης A/Γ.

Τα πτερύγια έχουν σχεδιαστεί έτσι ώστε να αντέχουν σε έντονα τυρβώδη άνεμο. Οι τάσεις που προκύπτουν μεγαλύτερες από αυτές της A/Γ αναφοράς δεν αποτελεί κάτι που χρειάζεται να μελετηθεί περαιτέρω καθώς αυτό δε σημαίνει ότι θα διαρρεύσουν. Έχουν σχεδιαστεί έτσι ώστε να αντέχουν ακραίες καιρικές συνθήκες και με όριο ζωής μεγαλύτερο από αυτό των 20 χρόνων για τον οποίο έγινε η μελέτη.

Συμπεράσματα και μελλοντική έρευνα

Στο κεφάλαιο αυτό συνοψίζονται μερικά συμπεράσματα σχετικά με τις μελέτες που έγιναν κατά την διάρκεια της εργασίας αυτής. Στην υπεράκτια Α/Γ επιτεύχθηκε μια μείωση του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας κατά 11.65% με αλλαγές στα δομικά χαρακτηριστικά της Α/Γ αναφοράς. Οι αλλαγές που έγιναν στην συστροφή και την χορδή του πτερυγίου δεν προκάλεσαν μεγάλη μεταβολή στο Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας, κάτι αναμενόμενο καθώς τα πτερύγια ήταν ήδη βελτιστοποιημένα. Μεγάλη μεταβολή προκάλεσαν η ακτίνα του ρότορα, το πάχος των πτερυγίων, το πάχος του πύργου και του μονόστηλου, καθώς και η διάμετρος τους.

Όσον αφορά τον λυγισμό, ο σχεδιασμός του πύργου της βελτιστοποιημένης μορφής θεωρείται αρκετά ασφαλής καθώς προέκυψε ένα πολλαπλασιαστής φορτίου ίσος με 2.0365, δηλαδή όλα τα φορτία πρέπει τουλάχιστον να διπλασιαστούν μέχρι να επέλθει λυγισμός και αστοχία του πύργου.

Στο κομμάτι της κόπωσης έγινε μια μελέτη με τελικό στόχο σε μελλοντική έρευνα να ενταχθεί στην διαδικασία της βελτιστοποίησης. Καθώς στην βελτιστοποιημένη υπεράκτια Α/Γ οι δυνάμεις που ασκούνται είναι μεγαλύτερες από αυτές της Α/Γ αναφοράς, κυρίως λόγω της αύξησης του βάρους, κρίθηκε αναγκαίο να μελετηθούν οι ορθές τάσεις που προκαλούνται και να συγκριθούν με αυτές της υπεράκτιας Α/Γ αναφοράς. Εφόσον αυτές βρέθηκαν μεγαλύτερες, επιβάλλεται να γίνει μια εκ νέου μελέτη, κυρίως για τον πύργο, που είναι γνωστό ότι οδηγείται από την αστοχία με κόπωση και όχι με μέγιστα φορτία, που να εντάσσει στην διαδικασία της βελτιστοποίησης τον περιορισμό να μην ξεπερνιούνται οι τάσεις που δημιουργούνται στην Α/Γ αναφοράς.

Πέρα από το κομμάτι της κόπωσης σε μελλοντική έρευνα θα μπορούσε να ενταχθεί στην διαδικασία της βελτιστοποίησης σαν παράμετρος σχεδιασμού κάποιο μέγεθος από τον controller, να γίνει ένα πιο λεπτομερές μοντέλο κόστους για τον πύργο και να διερευνηθεί το μονόστηλο εκτενέστερα στο πως αλληλεπιδρά με το έδαφος. Στην συνέχεια θα μπορούσε να γίνει ένα up-scale της Α/Γ σε 15MW και να γίνει μια εκ νέου βελτιστοποίηση, ιδιοδιανυσματική ανάλυση και μελέτη για κόπωση και λυγισμό.

Βιβλιογραφία

1. Christian Bak , Frederik Zahle, Robert Bitsche, Taeseong Kim ,Anders Yde, Lars C. Henriksen, Anand Natarajan and Morten Hansen. Description of the DTU 10 MW Reference Wind Turbine. *DTU Wind Energy*.
2. Eurostat. Renewable energy statistics.
3. European Comission. Offshore renewable energy.
4. *Comparisson between onshore and offshore wind power.* ://www.edfenergy.com/energywise/all-you-need-to-know-about-wind-power.
5. Matilda Kreider, Frank Oteri, Amy Robertson, Chloe Constant, and Elizabeth Gill. Offshore Wind Energy: Technology Below the Water.
6. M.Jureczko M.Pawlak, A. Optimisation of wind turbine blades. *Journal of Materials Processing Technology*.
7. Kevin Coxa, A. E. Structural design and analysis of a 10MW wind turbine blade. *Deep Wind*.
8. El Mouhsine, S., Oukassou, K., Ichenial, M., Kharbouch, B. & Hajraoui, A. Aerodynamics and structural analysis of wind turbine blade. *Procedia Manufacturing* **22**, 747–756 (Jan. 2018).
9. Tristan Dhert, T. A. & Martins, J. R. R. A. Aerodynamic shape optimization of wind turbine blades using a Reynolds-averaged Navier–Stokes model and an adjoint method. *Wind Energy*.
10. Vučina, D., Marinic-Kragic, I. & Milas, Z. Numerical models for robust shape optimization of wind turbine blades. *Renewable Energy* **87** (Oct. 2015).
11. Ozge Polat, I. H. Aerodynamic Shape Optimization of Wind Turbine Blades Using a Parallel Genetic Algorithm. *Procedia Engineering*.
12. P. Fuglsang, H. M. Optimization method for wind turbine rotors. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*.
13. M. Grujicic G. Arakere, B. P. Multidisciplinary Design Optimization for Glass-Fiber Epoxy-Matrix Composite 5 MW Horizontal-Axis Wind-Turbine Blade. *Journal of Materials Engineering and Performance*.
14. Serafeim, G. Multidisciplinary aeroelastic optimization of a 10MW-scale wind turbine rotor targeting to reduced LCoE. *Journal of Physics: Conference Series*. ISSN: 2265 042051.
15. Zhang Yong, Qian shengli. A Practical Optimization for Offshore Wind Farm Layout.
16. Davide Cazzaro and Alessio Trivella and Francesco Corman and David Pisinger. Multi-scale optimization of the design of offshore wind farms.
17. Christopher N. Elkinton , James Manwell,Jon G. McGowan. Offshore Wind Farm Layout Optimization (OWFLO) Project: Preliminary Results.

18. Danial Haselibozechaloe , José Correia , P. Mendes , Abilio de Jesus , F. Berto. A review of fatigue damage assessment in offshore wind turbine support structure. *International Journal of Fatigue*.
19. Stian H. Sørnum, George Katsikogiannis, Erin E. Bachynski-Polić, Jørgen Amdahl, Ana M. Page, Rasmus T. Klinkvort. Fatigue design sensitivities of large monopile offshore wind turbines.
20. Biswal, R. & Mehmanparast, A. Fatigue damage analysis of offshore wind turbine monopile weldments. *Procedia Structural Integrity* **17**, 643–650 (Jan. 2019).
21. D. I. Manolas V. A. Riziotis, S. G. V. Assessing the Importance of Geometric Nonlinear Effects in the Prediction of Wind Turbine Blade Loads. *COMPUTATIONAL AND NON LINEAR DYNAMICS*.
22. Saravanos, D., Varelis, D., Plagianakos, T. & Chrysochoidis, N. A shear beam finite element for the damping analysis of tubular laminated composite beams. *Journal of Sound and Vibration* **291**, 802–823. ISSN: 0022-460X. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0022460X05007145> (2006).
23. P. Bortolotti D. Berry, R. M., Gaertner, E., D. Jenne, R. D., Barter, G. & Dykes, K. A Detailed Wind Turbine Blade Cost Model. *National Renewable Energy Laboratory*. ISSN: 5000-73585.
24. L. Fingersh, M. H. & Laxson, A. Wind Turbine Design Cost and Scaling Model. *National Renewable Energy Laboratory*. ISSN: NREL/TP-500-40566.
25. *Wint turbine tower, proccecing* <https://ei-spark.lbl.gov/generation/onshore-wind/turb/tower/info/>.
26. Wang, S. Assessment of offshore wind turbines in extreme weather conditions. *DTU Wind Energy*.
27. Tyler Stehly, Philipp Beiter, and Patrick Duffy. 2019 Cost of Wind Energy Review. *National Renewable Energy Laboratory*.
28. IEC. Wind energy generation systems – Part 3-1: Design requirements for fixed offshore wind turbines.
29. Yang Ma , Pedro Martinez-Vazquez ,Charalampos C. Baniotopoulos. Buckling Analysis for Wind Turbine Tower Design: Thrust Load Versus Compression Load Based on Energy Method. *energies*.
30. Gao, Q., Liu, S., Fan, J. & Shen, Z. Wind-induced fatigue analysis of wind turbine steel tower. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* **310**, 032007. <https://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/310/3/032007> (Aug. 2019).
31. Fu, B. *et al.* Fatigue reliability analysis of wind turbine tower under random wind load. *Structural Safety* **87**, 101982. ISSN: 0167-4730. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167473020300618> (2020).