ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών

Διατμηματικό Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών

«Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας»

Ηρώων Πολυτεχνείου 9, 157 73, Ζωγράφου – 210-7723655 – epminfo@power.ece.ntua.gr

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

«ΣΥΜΒΟΛΗ ΣΤΗΝ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΜΟΝΤΕΛΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΥΠΕΡΑΚΤΙΩΝ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ»

Της Μεταπτυχιακής Φοιτήτριας

Ευαγγελίας Τσέλλου

Επιβλέπων

Βασίλειος Ριζιώτης, Αναπληρωτής Καθηγητής, Μηχανολόγων Μηχανικών

Αθήνα, Οκτώβριος 2024

Ευχαριστίες

Σε αυτό το σημείο της εργασίας, θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου σε όσες και όσους ήταν δίπλα μου κατά τη διάρκεια της πορείας και της εξέλιξής μου μέχρι σήμερα. Πρώτα απ' όλα, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα καθηγητή μου, κ. Βασίλη Ριζιώτη, για την ανεκτίμητη καθοδήγησή του στην εκπόνηση αυτής της εργασίας. Επίσης, ένα μεγάλο ευχαριστώ στον Γιάννη Σεραφείμ για την πολύτιμη βοήθειά του κατά τη διάρκεια εκπόνησης της παρούσας εργασίας.

Δεν θα μπορούσα να παραλείψω την οικογένειά μου, και ιδιαίτερα τον αδερφό μου Ανδρέα, που υπήρξε και συνεχίζει να είναι στήριγμά μου σε κάθε απόφαση που παίρνω. Φυσικά, οι φίλοι μου— παλιοί και νέοι— ή «οικογένεια» που επιλέγουμε να έχουμε, έχουν κι αυτοί τη δική τους θέση σε αυτές τις ευχαριστίες.

Ευαγγελία Τσέλλου

Περιεχόμενα

Περίληψη 6
1. Εισαγωγή 12
1.1 Αιολική ενέργεια 12
1.2 Ιστορική εξέλιξη των ανεμογεννητριών 13
1.3 Βασικά μέρη υπεράκτιων Ανεμογεννητριών 15
1.4 Κόστος αιολικής ενέργειας και μοντέλα κόστους 17
2. Δεδομένα για τις πρότυπες Ανεμογεννήτριες 21
2.1 Η Ανεμογεννήτρια NREL 5 MW 21
2.2 Η Ανεμογεννήτρια DTU 10 MW 23
2.3 Η Ανεμογεννήτρια IEA NREL 15 MW 26
3. Κοστολόγηση Πύργου 30
3.1 Περιγραφή μοντέλου 30
3.2 Εφαρμογή του μοντέλου για τη πρότυπη Α/Γ NREL 5 MW 35
3.3 Εφαρμογή του μοντέλου για τη πρότυπη Α/Γ DTU 10 MW 37
3.4 Εφαρμογή του μοντέλου για τη πρότυπη Α/Γ IEA 15 MW 39
3.5 Ανάλυση αποτελεσμάτων 41
4. Κοστολόγηση Μονόστυλου 43
4.1 Περιγραφή μοντέλου 43
4.2 Εφαρμογή του μοντέλου για τη πρότυπη Α/Γ NREL 5 MW 45
4.3 Εφαρμογή του μοντέλου για τη πρότυπη Α/Γ DTU 10 MW 48
4.4 Εφαρμογή του μοντέλου για τη πρότυπη Α/Γ IEA 15 MW NREL 51
4.5 Ανάλυση αποτελεσμάτων 54
5. Αξιολόγηση Μοντέλου 68
5.1 Αξιολόγηση Πύργου 68
5.2 Αξιολόγηση Μονόστυλου 70
6. Συμπεράσματα 74
Βιβλιογραφία 77

Περίληψη

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ:	**« Συμβολή στην ανάπτυξη μοντέλου κόστους υπεράκτιων Ανεμογεννητριών »**
ΦΟΙΤΗΤΗΣ:	**Ευαγγελία Τσέλλου**
ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ:	**Βασίλειος Ριζιώτης, Αναπληρωτής Καθηγητής, Μηχανολόγων Μηχανικών**
ΑΚΑΔΗΜΑΪΚΟ ΕΤΟΣ:	**2023-2024**

Σύνοψη

Η υπεράκτια αιολική ενέργεια, είναι ένας αναδυόμενος και ταχύτατα αναπτυσσόμενος τομέας των ανανεώσιμων μορφών ενέργειας, εξαιτίας των πιο δυνατών και συχνών ανέμων που συναντώνται στη θάλασσα. Τα υπεράκτια αιολικά πάρκα αποτελούνται από ανεμογεννήτριες ισχύος 5 -15 MW, αρκετά μεγαλύτερων από τα αντίστοιχα χερσαία αιολικά πάρκα. Αυτό δίνει τη δυνατότητα παραγωγής ενέργειας με λιγότερες ανεμογεννήτριες και λιγότερο απαιτούμενο χώρο. Σκοπός της παρούσας εργασίας, είναι να συμβάλει στο μοντέλο κόστους που έχει ήδη αναπτυχθεί από το εργαστήριο Αεροδυναμικής του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, προσθέτοντας σε αυτό την κοστολόγηση του πύργου των υπεράκτιων ανεμογεννητριών και των θεμελίων τύπου μονόστυλου (Monopile).

Ο Πύργος και το μονόστυλο έχουν παρόμοιο τρόπο κατασκευής και η κοστολόγηση τους, βασίζεται κυρίως στο κόστος της πρώτης ύλης αλλά και των συγκολλήσεων που απαιτούνται. Για τον πύργο, το κόστος του συνδέεται με την ισχύ της ανεμογεννήτριας καθώς επηρεάζει από το ύψος του. Για το μονόστυλο, το κόστος επηρεάζεται από διάφορους παράγοντες όπως το πάχος των τοιχωμάτων, η ακτίνα του μονόστυλου, το βάθος του βυθού και δεν εμφανίζει τόσο μεγάλη συσχέτιση με την ισχύ της ανεμογεννήτριας.

Το μοντέλο που αναπτύχθηκε, αξιολογήθηκε με βάση την υπάρχουσα βιβλιογραφία από σχέσεις που έχουν αναπτυχθεί αλλά και παραδείγματα εγκατεστημένων ανεμογεννητριών στα οποία έχει γίνει ανάλυση του κόστους των επιμέρους στοιχείων. Βρέθηκε ικανοποιητική συσχέτιση βιβλιογραφίας- μοντέλου κόστους, ωστόσο η κάθε βιβλιογραφική αναφορά πρέπει να εξετάζεται με ιδιαίτερη προσοχή καθώς στοιχεία του πύργου ή του μονόστυλου που δεν είναι γνωστά όπως το πάχος, μήκος πύργου κά, επηρεάζουν σημαντικά το κόστος.

Συνολικά, η εργασία προσφέρει χρήσιμα δεδομένα για τη βελτίωση της οικονομικής βιωσιμότητας των υπεράκτιων ανεμογεννητριών και προτείνει βελτιώσεις στο σχεδιασμό και την κατασκευή, ώστε να μειωθούν τα κόστη χωρίς να θυσιαστεί η απόδοση.

Περίληψη

Η αιολική ενέργεια, θεωρείται μία από τις πιο βιώσιμες λύσεις για τη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και την επίτευξη των στόχων για ανανεώσιμη ενέργεια σε πολλές χώρες. Λόγω των ισχυρών ανέμων που πνέουν στο θαλάσσιο χώρο, η υπεράκτια αιολική ενέργεια τείνει να αποτελέσει το σημαντικότερο μερίδιο της αιολικής ενέργειας. Η εγκατεστημένη ισχύς των υπεράκτιων αιολικών πάρκων το 2023 έφτασε τα 60 GW και οι παγκόσμιες προβλέψεις δείχνουν ότι μέχρι το 2030 θα έχει ξεπεράσει τα 270 GW. Ωστόσο, η ανάπτυξή τους αντιμετωπίζει διάφορες προκλήσεις, με το κόστος κατασκευής να είναι μία από τις σημαντικότερες. Για να κατανοηθεί το πραγματικό κόστος των υπεράκτιων ανεμογεννητριών και να εντοπιστούν οι τρόποι μείωσης του, θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν διάφορα μοντέλα κοστολόγησης τα οποία αναλύουν τη μελέτη, τα διάφορα μέρη της κατασκευής, εγκατάστασης και αποσυναρμολόγησης των ανεμογεννητριών.

Σκοπός της παρούσας εργασίας, είναι να συμβάλει στο μοντέλο κόστους, που έχει ήδη αναπτυχθεί από το εργαστήριο Αεροδυναμικής του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, μέσω της κοστολόγησης του πύργου και του μονόστυλου. Στην εργασία χρησιμοποιούνται ως βάση για την εφαρμογή του μοντέλου κοστολόγησης οι τρείς πρότυπες υπεράκτιες ανεμογεννήτριες NREL 5 MW, DTU 10 MW και NREL 15 MW. Στο μοντέλο κόστους που αναπτύχθηκε, αναλύονται οι παράμετροι κόστους, όπως τα υλικά, οι μέθοδοι συγκόλλησης, η βαφή, η προετοιμασία των υλικών και η εγκατάσταση. Τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν βασίζονται σε τεχνικές μελέτες και εκτιμήσεις για τις προδιαγραφές των πύργων και των θεμελίων των ανεμογεννητριών.

Η εργασία ξεκινά με μία ανασκόπηση της σημασίας της αιολικής ενέργειας ως μια ταχέως αναπτυσσόμενη ανανεώσιμη πηγή ενέργειας. Αναλύονται οι βασικές έννοιες γύρω από τις ανεμογεννήτριες, η ιστορική τους εξέλιξη, καθώς και τα οφέλη τους για το περιβάλλον και την οικονομία. Σημαντική έμφαση δίνεται στα υπεράκτια αιολικά πάρκα, τα οποία μπορούν να τοποθετηθούν σε βαθιά νερά, όπου οι άνεμοι είναι πιο ισχυροί και σταθεροί, αυξάνοντας έτσι την απόδοση των ανεμογεννητριών.

Στη συνέχεια, παρουσιάζονται οι βασικές προκλήσεις της ανάπτυξης υπεράκτιων ανεμογεννητριών, όπως η εύρεση κατάλληλων τοποθεσιών, η σύνδεση με τα δίκτυα ηλεκτροδότησης και το κόστος κατασκευής. Η εργασία εστιάζει στην κοστολόγηση, καθώς αποτελεί το κύριο ζήτημα για την βιωσιμότητα και την αποδοτικότητα των υπεράκτιων έργων.

Για τη διεξαγωγή της ανάλυσης, επιλέχθηκαν τρία μοντέλα ανεμογεννητριών: η NREL 5 MW, η DTU 10 MW και η IEA NREL 15 MW. Αυτά τα μοντέλα αντιπροσωπεύουν ανεμογεννήτριες διαφορετικής ισχύος και μεγέθους, γεγονός που επιτρέπει τη σύγκριση των κοστών ανάλογα με το μέγεθος και την απόδοση της κάθε μονάδας. Επιπλέον στο Κεφάλαιο 2, αναλύονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών, όπως η διάμετρος των πτερυγίων, το ύψος του πύργου, και τα θεμέλια που απαιτούνται. Για κάθε ανεμογεννήτρια, παρέχονται λεπτομέρειες σχετικά με τον όγκο και το βάρος των υλικών που χρησιμοποιούνται για την κατασκευή του πύργου και των θεμελίων.

Τα επόμενα κεφάλαια αποτελούν και τον πυρήνα της εργασίας, ξεκινώντας από το Κεφάλαιο 3 και την κοστολόγηση του πύργου. Η κοστολόγηση του πύργου των ανεμογεννητριών αποτελεί ένα από τα βασικά σημεία της εργασίας. Στην ενότητα αυτή, παρουσιάζεται ένα λεπτομερές μοντέλο κοστολόγησης, το οποίο λαμβάνει υπόψη τη μάζα του πύργου, την ποσότητα του χάλυβα που απαιτείται, τις εργατοώρες για τη συγκόλληση των υλικών, καθώς και τα επιμέρους κόστη για την προετοιμασία και τη βαφή των υλικών.

Η μεθοδολογία κοστολόγησης βασίζεται σε μαθηματικά μοντέλα που υπολογίζουν τον όγκο του πύργου και την απαιτούμενη μάζα υλικών με βάση τα τεχνικά χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών. Για κάθε μοντέλο ανεμογεννήτριας, υπολογίζεται το συνολικό κόστος υλικών, συγκόλλησης και βαφής.

Από την ανάλυση προκύπτει ότι οι μεγαλύτερες ανεμογεννήτριες, όπως η DTU 10 MW και η IEA NREL 15 MW, έχουν υψηλότερο κόστος κατασκευής λόγω του μεγέθους και του πάχους των υλικών που απαιτούνται για την κατασκευή τους. Εντούτοις, η μεγαλύτερη απόδοσή τους μπορεί να αντισταθμίσει αυτά τα αυξημένα κόστη.

Συνεχίζοντας στο επόμενο Κεφάλαιο, παρουσιάζεται το κόστος κατασκευής των θεμελίων τύπου μονόστυλου, τα οποία χρησιμοποιούνται ευρέως σε υπεράκτιες ανεμογεννήτριες λόγω της σταθερότητάς τους, του σχετικά χαμηλού κόστους τους και της ευκολίας στην εγκατάσταση. Για κάθε μοντέλο ανεμογεννήτριας, εξετάζεται το κόστος των υλικών και των εργασιών που απαιτούνται για την κατασκευή των θεμελίων.

Η ανάλυση δείχνει ότι το κόστος των θεμελίων εξαρτάται από το βάθος της θάλασσας και το μέγεθος της ανεμογεννήτριας. Στις μεγαλύτερες ανεμογεννήτριες, όπως η IEA NREL 15 MW, το κόστος των θεμελίων αυξάνεται σημαντικά λόγω του αυξημένου πάχους και του όγκου των υλικών που απαιτούνται. Αξίζει ακόμη να σημειωθεί ότι στην περίπτωση της πρότυπης ανεμογεννήτριας DTU 10 MW, το κόστος των θεμελίων ήταν μεγαλύτερο από το αντίστοιχο

κόστος για την ανεμογεννήτρια IEA NREL 15 MW. Αυτό είναι αρκετά λογικό καθώς το μονόστυλα και στις 2 περιπτώσεις έχουν παρόμοιο μήκος (εγκαθίσταται σε βυθό παρόμοιου βάθους) και στην περίπτωση της ανεμογεννήτριας DTU 10 MW το πάχος είναι αρκετά μεγαλύτερο.

Η αξιολόγηση του μοντέλου κοστολόγησης γίνεται μέσα από τη σύγκριση των αποτελεσμάτων με πραγματικά δεδομένα από υφιστάμενα υπεράκτια αιολικά πάρκα αλλά και σχέσεις που έχουν αναπτυχθεί σε αντίστοιχες μελέτες. Το μοντέλο της παρούσας εργασίας, για τον πύργο προβλέπει χαμηλότερη τιμή με βάση της σχέσεις από τη βιβλιογραφία που συγκρίνεται. Αυτό ενδέχεται να οφείλεται σε διάφορους παράγοντες, όπως η διαφορετική δομική ανάγκη των υπεράκτιων πύργων έναντι των χερσαίων, αλλά και οι διαφορετικές υποθέσεις σχετικά με το κόστος των συγκολλήσεων και της επεξεργασίας των υλικών.

Για το μονόστυλο το μοντέλο επίσης υπολογίζει χαμηλότερες τιμές από τις βιβλιογραφικές. Οι σχέσεις τις βιβλιογραφίας αλλά και τα δεδομένα από ήδη υπάρχοντα υπεράκτια αιολικά πάρκα, αφορούν ανεμογεννήτριες χαμηλότερης ισχύος, στις οποίες το μοντέλο εμφανίζει μια καλύτερη συμπεριφορά. Η εργασία αναλύει τις αποκλίσεις μεταξύ των υπολογισμών και των πραγματικών δαπανών, εντοπίζοντας τα σημεία όπου το μοντέλο μπορεί να βελτιωθεί.

Η εργασία καταλήγει ότι το μοντέλο κοστολόγησης που αναπτύχθηκε είναι αξιόπιστο για την εκτίμηση του κόστους κατασκευής υπεράκτιων ανεμογεννητριών. Οι κύριοι παράγοντες που επηρεάζουν το κόστος είναι το πάχος των υλικών, ο όγκος των θεμελίων και οι εργατοώρες για τις διαδικασίες συγκόλλησης και βαφής. Παρά τις προκλήσεις, οι υπεράκτιες ανεμογεννήτριες προσφέρουν μακροπρόθεσμη οικονομική βιωσιμότητα λόγω της αυξημένης απόδοσής τους.

Προτείνονται βελτιώσεις στον σχεδιασμό των πύργων και των θεμελίων για τη μείωση του κόστους, καθώς και η χρήση πιο σύγχρονων τεχνικών κατασκευής. Τέλος, αναφέρεται ότι η μείωση του κόστους παραγωγής και εγκατάστασης είναι κρίσιμη για την αύξηση της ανταγωνιστικότητας των υπεράκτιων αιολικών πάρκων σε σχέση με άλλες μορφές ανανεώσιμης ενέργειας.

Για την πληρότητα του μοντέλου στους μελλοντικούς στόχους, θα μπορούσε να συμπεριληφθεί η αναλυτική κοστολόγηση και των υπόλοιπων στοιχείων που απαρτίζουν μια ανεμογεννήτρια όπως η γεννήτρια, ο μειωτήρα, τα έδρανα έδρασης κά. Το κόστος εγκατάστασης, σύνδεσης με το δίκτυο αλλά και απεγκατάστασης μετά το τέλος λειτουργίας του αιολικού πάρκου, θα πρέπει να συμπεριληφθεί και αυτό στο μοντέλο κόστους. Η κοστολόγηση και των υπόλοιπων τύπων θεμελίωσης των υπεράκτιων ανεμογεννητριών θα συμβάλει στην επιλογή του καταταλληλότερου τύπου θεμελίων σε κάθε περίπτωση.

POST-GRADUATE THESIS:	**« Contribution to the development of a cost model for offshore wind turbines»**
STUDENT:	**Evangelia Tsellou**
SUPERVISOR:	**Vasileios Riziotis, Associate Professor, Mechanical Engineering**
ACADEMIC YEAR:	**2023-2024**

Abstract

Offshore wind energy is an emerging and rapidly growing sector of renewable energy due to the stronger and more consistent winds found at sea. Offshore wind farms consist of wind turbines with capacities ranging from 5 to 15 MW, significantly larger than those in onshore wind farms. This allows for energy production with fewer turbines and less required space. The purpose of this study is to contribute to the cost model already developed by the Aerodynamics Laboratory of the National Technical University of Athens (NTUA), by adding the cost estimation of the tower of offshore wind turbines and monopile-type foundations.

The tower and monopile have a similar construction method, and their cost estimation is primarily based on the cost of raw materials and the welding required. For the tower, the cost is associated with the turbine's capacity, as it influences its height. For the monopile, the cost is affected by various factors such as wall thickness, monopile radius, and seabed depth, and shows less correlation with the turbine's capacity.

The developed model was evaluated using existing literature, including established cost relationships and case studies of installed wind turbines where the cost of individual components has been analyzed. A satisfactory correlation was found between the literature and the cost model. However, each reference must be examined carefully, as unknown factors of the tower or monopile, such as thickness, tower length, etc., significantly impact the cost.

Overall, the study provides valuable data for improving the economic viability of offshore wind turbines and suggests enhancements in design and construction to reduce costs without compromising performance.

Summary

Wind energy is considered one of the most sustainable solutions for reducing carbon dioxide emissions and achieving renewable energy targets in many countries. Due to the strong winds in offshore areas, offshore wind energy is set to constitute the largest share of wind energy. The installed capacity of offshore wind farms reached 60 GW in 2023, and global forecasts indicate it will exceed 270 GW by 2030. However, their development faces various challenges, with construction costs being one of the most significant. To understand the true cost of offshore wind turbines and identify ways to reduce it, various cost models which the utilize the project building, components, installation, and decommissioning of turbines could be used.

The purpose of this study is to contribute to the cost model already developed by the Aerodynamics Laboratory of the National Technical University of Athens by incorporating the cost estimation of the tower and monopile foundation. The study uses three reference offshore wind turbines—NREL 5 MW, DTU 10 MW, and NREL 15 MW—as a basis for applying the cost model. The developed cost model analyzes parameters such as materials, welding methods, painting, material preparation, and installation. The data used are based on technical studies and specifications for the towers and foundations of wind turbines.

The study begins with a review of the importance of wind energy as a rapidly growing renewable energy source. It explores fundamental concepts of wind turbines, their historical evolution, and their environmental and economic benefits. Special emphasis is given to offshore wind farms, which can be located in deep waters where winds are stronger and more stable, thus increasing turbine efficiency.

The challenges of developing offshore wind turbines are then presented, including site selection, grid connection, and construction costs. The study focuses on cost estimation as it is critical for the viability and efficiency of offshore projects.

To conduct the analysis, three wind turbine models were selected: NREL 5 MW, DTU 10 MW, and IEA NREL 15 MW. These models represent turbines of varying capacities and sizes, allowing cost comparisons based on size and performance. Chapter 2 details the technical characteristics of the turbines, such as blade diameter, tower height, and required foundations. For each turbine, details on material volume and weight for the tower and foundation construction are provided.

The following chapters form the core of the study, starting with Chapter 3, which addresses the cost estimation of the tower. Tower cost estimation is a key focus, presenting a detailed cost model that considers tower mass, the required quantity of steel, labor hours for welding, and costs for material preparation and painting. The cost methodology is based on mathematical models calculating the tower volume and required material mass according to turbine specifications. For each turbine model, total costs for materials, welding, and painting are estimated.

The analysis reveals that larger turbines, such as the DTU 10 MW and IEA NREL 15 MW, have higher construction costs due to the size and thickness of materials required. However, their higher efficiency can offset these increased costs.

The subsequent chapter examines the cost of constructing monopile foundations, widely used for offshore turbines due to their stability, relatively low cost, and ease of installation. For each turbine model, the material and labor costs for constructing the foundations are analyzed.

The analysis shows that foundation costs depend on water depth and turbine size. Larger turbines, like the IEA NREL 15 MW, have significantly higher foundation costs due to the increased thickness and material volume required. Interestingly, the DTU 10 MW turbine's foundation cost exceeds that of the IEA NREL 15 MW, likely due to thicker monopiles despite similar lengths and seabed depths.

The cost model is evaluated by comparing results with real-world data from existing offshore wind farms and relationships developed in similar studies. For towers, the model predicts lower costs than literature values, potentially due to differences in structural requirements for offshore towers and assumptions about welding and material processing costs.

Similarly, the monopile cost model estimates lower values than those in the literature. The literature and existing offshore wind farm data primarily concern lower-capacity turbines, where the model demonstrates better performance. The study analyzes discrepancies between calculations and real-world costs, identifying areas for model improvement.

The study concludes that the developed cost model is reliable for estimating offshore wind turbine construction costs. Key cost factors include material thickness, foundation volume, and labor hours for welding and painting. Despite challenges, offshore wind turbines offer long-term economic sustainability due to their higher efficiency.

Recommendations include improving tower and foundation designs to reduce costs and adopting modern construction techniques. Additionally, incorporating installation, grid connection, and decommissioning costs is crucial for future model completeness. Detailed cost estimation of other turbine components, such as generators, gearboxes, and bearings, along with other foundation types, would further enhance the model's applicability in selecting the most suitable foundation type for each case.

1. Εισαγωγή

1.1Αιολική ενέργεια

Η αιολική ενέργεια είναι μια από τις ταχύτερα αναπτυσσόμενες ανανεώσιμες μορφές ενέργειας παγκοσμίως, εξαιτίας των χαμηλών περιβαλλοντικών επιπτώσεων και της δυνατότητάς της να μετριάζει την κλιματική αλλαγή. Οι ανεμογεννήτριες μετατρέπουν την κινητική ενέργεια σε ηλεκτρική, προσφέροντας μια καθαρή και βιώσιμη εναλλακτική σε σχέση με τα ορυκτά καύσιμα (Global Wind Energy Council (GWEC), 2023). Η χρήση της αιολικής ενέργειας έχει εξελιχθεί σημαντικά μέσα στους αιώνες ξεκινώντας από απλούς ανεμόμυλους για το άλεσμα των σιτηρών και την άντληση του νερού και φθάνοντας σε αιολικά πάρκα που τροφοδοτούν με ενέργεια ολόκληρες πόλεις. Ιστορικά η αιολική ενέργεια χρησιμοποιήθηκε από το 200 π.Χ. στην Περσία και την Κίνα. Ωστόσο μέσα στον 20^{ο} αιώνα αποτέλεσε μια σημαντική πηγή ηλεκτρισμού με την πρώτη σύγχρονη ανεμογεννήτρια να αναπτύσσεται τη δεκαετία του 1930. Η πετρελαϊκή κρίση τη δεκαετία του 70 καθώς και οι αυξανόμενες ανησυχίες σχετικά με την κλιματική αλλαγή στα τέλη του 90 οδήγησαν την αγορά στη συστηματική επένδυση και χρήση της αιολικής ενέργειας (Ackermann & Söder, 2002).

Η παγκόσμια χωρητικότητα της αιολικής ενέργειας έχει αυξηθεί σημαντικά τις 2 τελευταίες δεκαετίες, εξαιτίας των τεχνολογικών εξελίξεων και της πίεσης των κυβερνήσεων στη χρήση εναλλακτικών μορφών ενέργειας. Η απόδοση των ανεμογεννητριών συνεχίζει να βελτιώνεται και αυτό οδηγεί στη παραγωγή πιο ‘φθηνής’ ενέργειας. Τα υπεράκτια αιολικά πάρκα, θεωρείται ότι έχουν αρκετές προοπτικές εξαιτίας των πιο δυνατών και συνεχών ανέμων στο θαλάσσιο περιβάλλον που οδηγούν στην παραγωγή περισσότερης ενέργειας. Ωστόσο η ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας αντιμετωπίζει προκλήσεις συμπεριλαμβανομένων της εύρεσης κατάλληλων τοποθεσιών για τα αιολικά πάρκα, πιθανών περιβαλλοντικών επιπτώσεων για την άγρια ζωή και της δυσκολίας στη σύνδεση στα ήδη υπάρχοντα δίκτυα ηλεκτρισμού εξαιτίας της περιορισμένης χωρητικότητας τους (Energy Agency, 2021).

Σε περιβαλλοντικούς όρους, η παραγωγή της αιολικής ενέργεια δεν συνδέεται με την παραγωγή αερίων του θερμοκηπίου, ενισχύοντας την παγκόσμια προσπάθεια για τη μείωση του αποτυπώματος του άνθρακα. Τα αιολικά πάρκα καταλαμβάνουν λιγότερο χώρο και αποτελούν μια πιο αποδοτική χωροταξικά επιλογή σε σχέση με άλλες μορφές ενέργειας όπως οι μονάδες παραγωγής ενέργειας από άνθρακα, πετρέλαιο, φυσικό αέριο και τα φωτοβολταϊκά πάρκα που χρειάζονται περισσότερο χώρο από τα αιολικά πάρκα για την ίδια παραγωγή ισχύος. Παρόλα αυτά υπάρχουν αρκετές ανησυχίες για τα αιολικά πάρκα που σχετίζονται με την ηχορύπανση, την αισθητική υποβάθμιση του τοπίου και τον πιθανό κίνδυνο θανάτωσης για πουλιά και νυχτερίδες. Αυτές οι ανησυχίες έχουν οδηγήσει σε πρακτικές μετρίασης των φαινομένων όπως η αλλαγή του σχήματος και τοποθέτησης των πτερυγίων. Τα οικονομικά πλεονεκτήματα της αιολικής ενέργειας περιλαμβάνουν τη δημιουργία νέων θέσεων εργασίας στο κατασκευαστικό τομέα, την εγκατάσταση και τη συντήρηση των ανεμογεννητριών καθώς και τη μείωση του κόστους της ενέργειας μακροπρόθεσμα (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021).

Η αιολική ενέργεια από υπεράκτια αιολικά πάρκα είναι ένας αναδυόμενος και ταχύτατα αναπτυσσόμενος τομέας των ανανεώσιμων μορφών ενέργειας, εξαιτίας των πιο δυνατών και συχνών ανέμων που συναντώνται στη θάλασσα. Αποτελεί ένα ακρογωνιαίο λίθο για τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, προσφέροντας μια σημαντική προοπτική για την επίτευξη των παγκόσμιων ηλεκτρικών αναγκών (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021; Musial & Ram, 2010a; Sorensen, 1991). Σε αντίθεση με τις χερσαίες οι υπεράκτιες ανεμογεννήτριες, μπορούν να είναι μεγαλύτερες και πιο αποδοτικές, καθώς δεν υπάρχουν περιορισμοί στον χώρο που καταλαμβάνουν. Οι τελευταίες τεχνολογικές εξελίξεις έχουν βελτιώσει τη σκοπιμότητα των μεγάλης κλίμακας αιολικών πάρκων, τα οποία αναμένεται να παίξουν καθοριστικό ρόλο στην επίτευξη των ενεργειακών στόχων που σχετίζονται με τη μείωση των αερίων του θερμοκηπίου (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021) (Musial & Ram, 2010b).

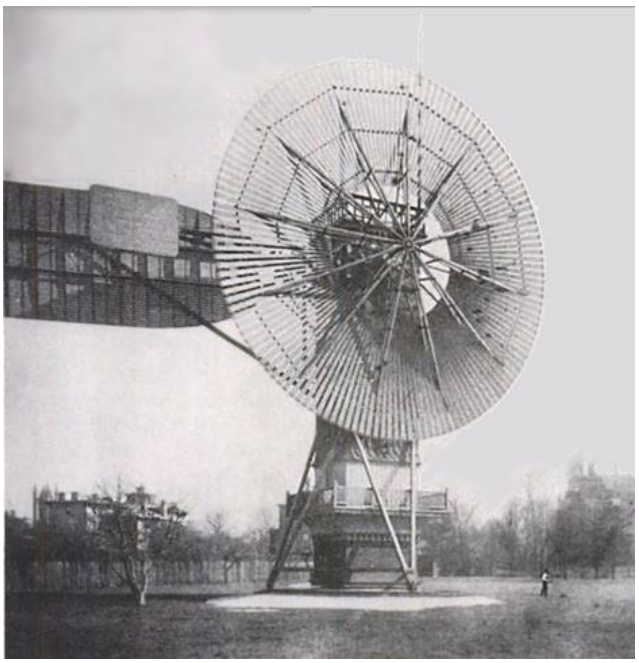
Σημαντικός παράγοντας για την επίτευξη των παραπάνω στόχων είναι το κόστος των υπεράκτιων αιολικών πάρκων. Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η αναβάθμιση του υπάρχοντος μοντέλου κοστολόγησης υπεράκτιων ανεμογεννητριών, με την ενσωμάτωση αναλυτικής εκτίμησης κόστους για τον πύργο και τα θεμέλια τύπου μονόστυλου. Το βελτιωμένο αυτό μοντέλο θα μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε αλγορίθμους βελτιστοποίησης ανεμογεννητριών, συμβάλλοντας στην ανάπτυξη υπεράκτιων αιολικών πάρκων με χαμηλότερο κόστος ενέργειας. Με αυτόν τον τρόπο θα αυξηθεί η εγκατεστημένη ισχύς των υπεράκτιων αιολικών πάρκων και θα παραχθεί περισσότερη πράσινη ενέργεια, μειώνοντας το ανθρακικό αποτύπωμα της παραγωγής ενέργειας.

1.2 Ιστορική εξέλιξη των ανεμογεννητριών

Η ιστορική εξέλιξη των ανεμογεννητριών, ξεκινά από τους αρχαίους χρόνους όταν η αιολική ενέργεια χρησιμοποιούνταν κυρίως για την άλεση σιτηρών και την άντληση του νερού. Οι πρώτοι ανεμόμυλοι αναπτύχθηκαν περίπου το 500-900 π.Χ. στην Περσία και την Κίνα και ήταν οριζοντίου άξονα. Κατά τη διάρκεια του μεσαίωνα, οι ανεμόμυλοι εξαπλώθηκαν στην Ευρώπη, εξελίχθηκαν και χρησιμοποιήθηκαν για αγροτικές και βιομηχανικές εφαρμογές. Το τέλος του 19 αιώνα, αποτέλεσε ένα κομβικό σημείο, με την πρώτη ανεμογεννήτρια παραγωγό ηλεκτρικής ενέργειας να αναπτύσσεται από τον Charles F. Brush το 1887. Η ανεμογεννήτρια αυτή (Εικόνα 1.2) είχε 144 πτερύγια και ισχύ 12 kW. Η ενέργεια αυτή ήταν ικανή για να καλύψει τις ανάγκες σε ρεύμα για παραπάνω από 3 νοικοκυριά (Business Insider, 2014). Με την αύξηση των αναγκών για ηλεκτρικό ρεύμα, ειδικά στις οικιστικές περιοχές, οι ανεμογεννήτριες εξελίχθηκαν από μηχανολογικές συσκευές σε μηχανές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Κατά τη διάρκεια του 20^{ο} αιώνα οι ανεμογεννήτριες χρησιμοποιούνταν για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλη κλίμακα. Τα αιολικά πάρκα μέχρι τότε ήταν επίγεια ((Ackermann & Söder, 2002; Paul Gipe, 2004).

Μέχρι σήμερα, η μεγαλύτερη σε ισχύ εγκατεστημένη χερσαία Α/Γ, είναι η Nordex N163/6.X η οποία έχει ισχύ 6.8 MW με το κάθε πτερύγιο της να είναι 80 m. Η Α/Γ αυτή είναι μέρος των αιολικών πάρκων του Zeebiestocht και Olsterwind στη περιοχή Flevoland της Ολλανδίας (Nordex SEx, 2022).

Εικόνα 1.1: Kinderdijk windmills. 19 Ανεμόμυλοι στην Ολλανδία, κατασκευάστηκαν το 1738 και 1940 για να κρατήσει το νερό έξω από το Πολντερ ((Kinderdijk Windmills, n.d.)



Εικόνα 1.2: Η πρώτη Α/Γ παραγωγός που κατασκευάστηκε το 1887από Charles F. Brush στο Cleveland, Οχάιο (Business Insider, 2014)

Η ανάπτυξη των υπεράκτιων ανεμογεννητριών ήταν ένας πολύ καθοριστικός σταθμός στην εξέλιξη της αιολικής ενέργειας με το πρώτο αιολικό πάρκο να κατασκευάζεται το 1991 στην Δανία. Οι πρώτες υπεράκτιες ανεμογεννήτριες είχαν χαμηλή ισχύ, τυπικά κάτω από το 1 MW (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021; Musial & Ram, 2010a; Sorensen, 1991) . Οι εξελίξεις στην τεχνολογία των ανεμογεννητριών που σχετίζονται με τον σχεδιασμό των πτερυγίων, τα υλικά και την ισχύ των γεννητριών, οδήγησαν σε δραματική αύξηση της ισχύος των υπεράκτιων ανεμογεννητριών. Στις αρχές του 2000 οι υπεράκτιες ανεμογεννήτριες, είχαν ισχύ περίπου στα 3-5 MW, ενώ σήμερα η ισχύς των εγκατεστημένων Α/Γ, σε έργα όπως το Dogger Bank Wind Farm (Εικόνα 1.3), κυμαίνεται από 12 MW μέχρι 15 MW.

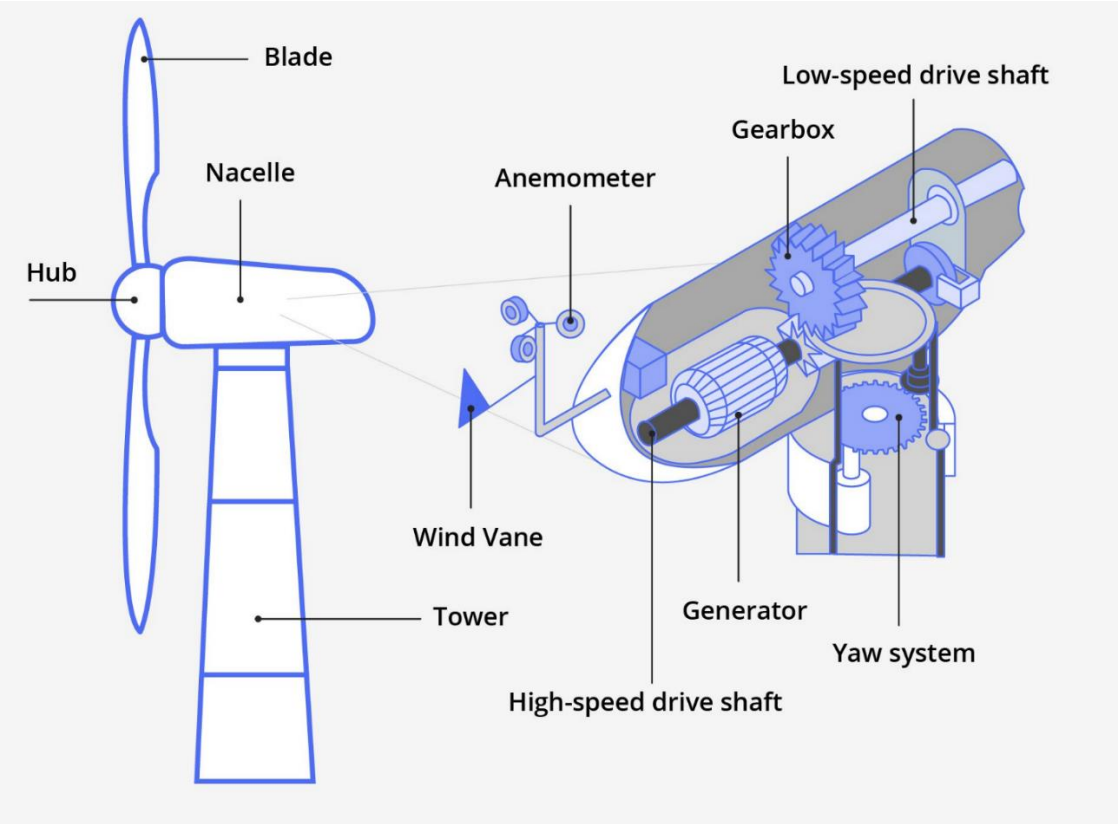
Το 2023 η παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύς από θαλάσσια αιολικά πάρκα ξεπέρασε τα 60 GW, ένα μεγάλο βήμα από το 2010 όπου η εγκατεστημένη ισχύς ήταν 3 GW. Η Ευρώπη οδηγεί την αγορά με χώρες όπως το Ηνωμένο Βασίλειο και η Γερμανία να φιλοξενούν τα μεγαλύτερα υπεράκτια αιολικά πάρκα. Το Ηνωμένο Βασίλειο έχει πάνω από 14 GW εγκατεστημένης ισχύος με το Dogger Bank Wing Farm που αναμένετε να προσθέσει επιπλέον 3.6 GW. Η Κίνα επίσης ραγδαία αυξάνει την ισχύ της στον τομέα των υπεράκτιων αιολικών πάρκων, φτάνοντας τα 25 GW το 2022. Η παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύς από αιολικά πάρκα, αναμένεται να μεγαλώσει ραγδαία με προβλέψεις που υποδηλώνουν ότι θα ξεπεράσει τα 270 GW μέχρι το 2030 (Global Wind Energy Council (GWEC), 2023; International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021).

Εικόνα 1.3: Αιολικό πάρκο Dogger Bank (Press reales, 2024)

1.3 Βασικά μέρη υπεράκτιων Ανεμογεννητριών

Στο κεφάλαιο αυτό θα παρουσιαστούν τα βασικά μέρη των υπεράκτιων ανεμογεννητριών. Η Εικόνα 1.4 παρουσιάζει τα μέρη αυτά εκτός από τα θεμέλια τα οποία θα εξετασθούν παρακάτω. Ο πύργος αποτελεί μέρος των θεμελίων για τις ανεμογεννήτριες, επιτρέποντας στο ρότορα να έχει πρόσβαση σε μεγάλες ταχύτητες ανέμου αρκετά ψηλότερα από το επίπεδο της θάλασσας. Οι πύργοι των ανεμογεννητριών είναι φτιαγμένοι από χάλυβα, προκειμένου να μπορέσουν να υποστηρίξουν το βάρος των πτερυγίων, του κυρίως σώματος και της πλήμνης. Συχνά ο πύργος της ανεμογεννήτριας ξεπερνά τα 100 m. Στις υπεράκτιες ανεμογεννήτριες, ο πύργος συχνά είναι μόλις λίγα μέτρα πιο μακρύς από τη διάμετρο των πτερυγίων, προκειμένου να ελαχιστοποιείται το κόστος της πρώτης ύλης για την κατασκευή της Α/Γ. Ο πύργος λόγω του μεγάλου ύψους του κατασκευάζεται σε 3 κομμάτια, τα οποία ενώνονται κατά τη διάρκεια της εγκατάστασης της ανεμογεννήτριας (Titanww, 2023).

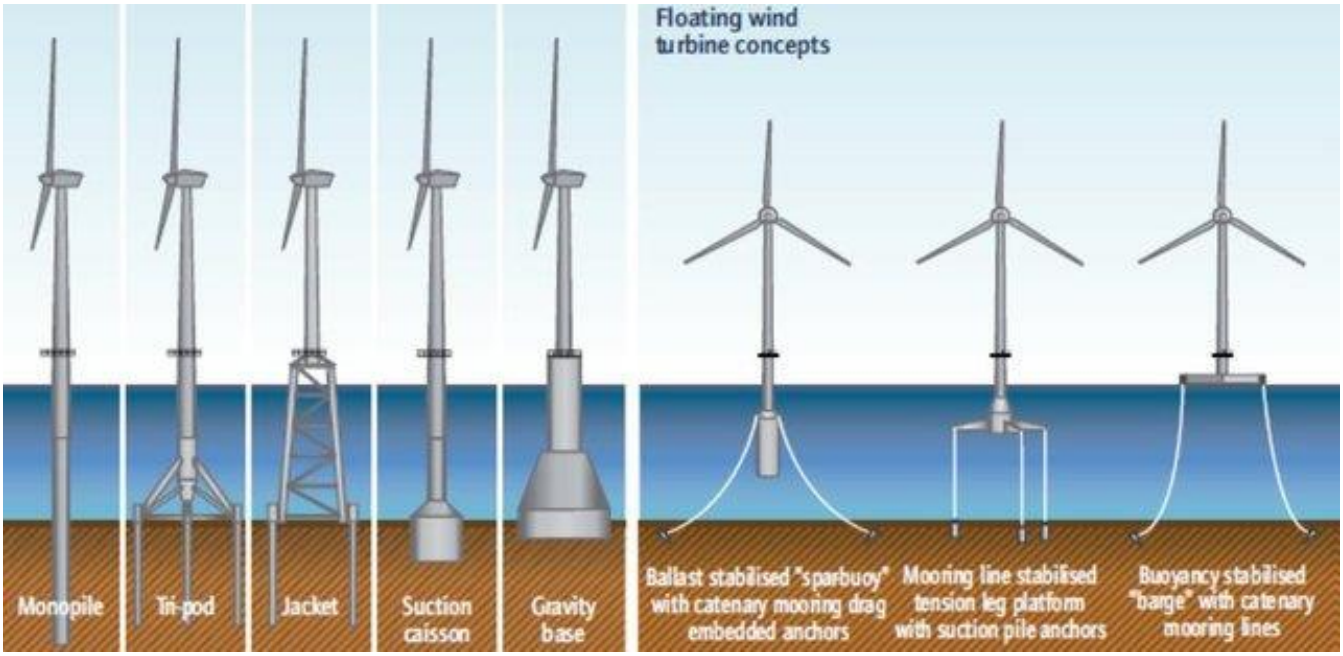
Ο κλωβός της ανεμογεννήτριας (nacelle) είναι το μέρος όπου εδράζεται όλος ο μηχανολογικός εξοπλισμός της ανεμογεννήτριας, ο οποίος μετατρέπει την κινητική ενέργεια των πτερυγίων σε ηλεκτρική. Παρόλο που το μέγεθος του είναι μικρό σε σχέση με τον ρότορα ή τον πύργο στην πραγματικότητα ζυγίζει πάνω από 50 ton εξαιτίας του εξοπλισμού που περιέχει. Μέσα στον κλωβό περιέχεται το κιβώτιο ταχυτήτων, το οποίο μετατρέπει τη σχετικά χαμηλή ταχύτητα περιστροφής του ρότορα σε μεγαλύτερες ταχύτητες για τη λειτουργία της γεννήτριας. Η γεννήτρια εδράζεται και αυτή στο κυρίως μέρος της ανεμογεννήτριας και μετατρέπει την κινητική ενέργεια των πτερυγίων σε ηλεκτρική (Titanww, 2023).



Εικόνα 1.4: Βασικά μέρη ανεμογεννητριών (Titanww, 2023).

Η πλήμνη είναι και αυτή βασικό μέρος στις ανεμογεννήτριες και διασφαλίζει ότι τα 3 πτερύγια συνδέονται με τον άξονα του κυρίως συστήματος της ανεμογεννήτριας. Η πλήμνη είναι από χυτοσίδηρο και μπορεί να ζυγίζει από 7 έως 14 τόνους (Titanww, 2023). Τέλος στα βασικά μέρη των ανεμογεννητριών είναι τα πτερύγια. Στις υπεράκτιες ανεμογεννήτριες τα πτερύγια μπορούν να φτάσουν τα 120 m, προκειμένου να πετύχουν περισσότερη παραγωγή ενέργειας. Στα πτερύγια υπάρχει και ο μηχανισμός ρύθμισης βήματος, ο οποίο βοηθάει στη βέλτιστη λειτουργία των πτερυγίων, ώστε οι πολύ ισχυροί άνεμοι να μην καταστρέψουν τις ανεμογεννήτριες.

Οι υπεράκτιες ανεμογεννήτριες χωρίζονται σε 2 μεγάλες κατηγορίες ανάλογα με το είδος των θεμελίων, σε αυτές που πακτώνονται στο βυθό και σε αυτές που είναι πλωτές. Στην πρώτη κατηγορία ανήκουν τα μονόστυλα (Monopiles), τα οποία αποτελούν το 70% των εγκατεστημένων υπεράκτιων ανεμογεννητριών εξαιτίας του χαμηλού κόστους τους και της απλοποιημένης διαδικασίας εγκατάστασης και κατασκευής. Εγκαθίστανται σε ρηχά και μέτριου βάθους νερά μέχρι τα 30 m και κατασκευάζονται από χάλυβα όπως ο πύργος. Ακολουθούν τα θεμέλια τύπου χωροδικυώματος (Jacket) τα οποία τα οποία είναι και αυτά χαλύβδινα. Χρησιμοποιούνται σε βάθη μεταξύ 30-60 m και σε όλων των τύπων τους βυθούς (σκληρά και μαλακά εδάφη) όταν τα μονόστυλα δεν είναι τόσο οικονομική επιλογή. Ενώ προσφέρουν αρκετή σταθερότητα και μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε ανεμογεννήτριες διαφορετικών μεγεθών, εμφανίζουν δυσκολίες στην μεταφορά και εγκατάσταση τους εξαιτίας του μεγέθους και της γεωμετρίας τους. Οι βάσεις βαρύτητας, (Gravity-Based Structures (GBS) είναι μεγάλες τσιμεντένιες ή σιδερένιες κατασκευές, οι οποίες βασίζονται στο βάρος τους για να παραμένουν αγκυρωμένες στο βυθό. Μαζί με τα χωροδικτυώματα, αποτελούν το 20 % περίπου των εγκατεστημένων υπεράκτιων ανεμογεννητριών.

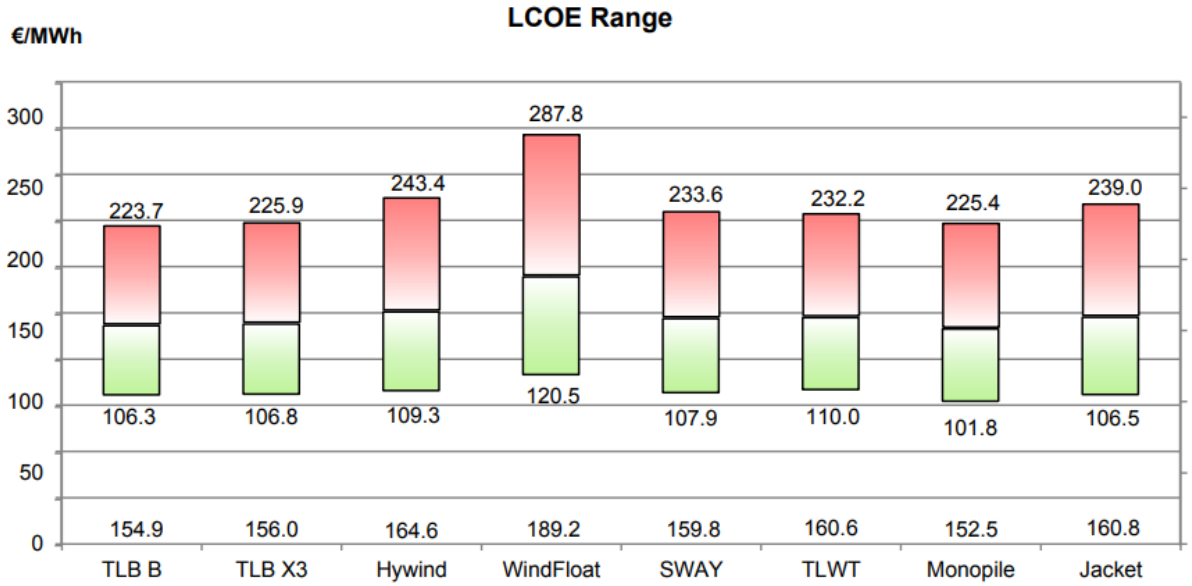


Εικόνα 1.5: Είδη θεμελίων για τις υπεράκτιες ανεμογεννήτριες (Edenhofer et al., 2012).

Η επόμενη μεγάλη κατηγορία υπεράκτιων ανεμογεννητριών είναι οι πλωτές ανεμογεννήτριες. Η τεχνολογία των πλωτών ανεμογεννητριών βασίζεται στην τεχνολογία των πλωτών πλατφορμών που χρησιμοποιούνται στην εξόρυξη του πετρελαίου. Οι πλωτές ανεμογεννήτριες μπορούν και εγκαθίστανται σε βάθη μεγαλύτερα από τα 60 m, όπου οι πακτωμένες ανεμογεννήτριες, δεν είναι εφικτό να εγκατασταθούν. Χωρίζονται σε 3 μεγάλες υποκατηγορίες, τις ημιβυθιζόμενες πλατφόρμες, τους πλωτήρες δοκού (spar buoy) και τις πλατφόρμες προεντεταμένης αγκύρωσης (tension leg platform). Όλες κατασκευάζονται από χάλυβα και έχουν ένα σύστημα αγκυρώσεων προκειμένου να παραμένουν σε ένα συγκεκριμένο χώρο. Στην περίπτωση των πλωτήρων δοκού και των πλατφορμών προεντεταμένη αγκύρωσης, το μεγαλύτερο μέρος του συστήματος θεμελίωσης είναι μέσα στη θάλασσα.

1.4 Κόστος αιολικής ενέργειας και μοντέλα κόστους

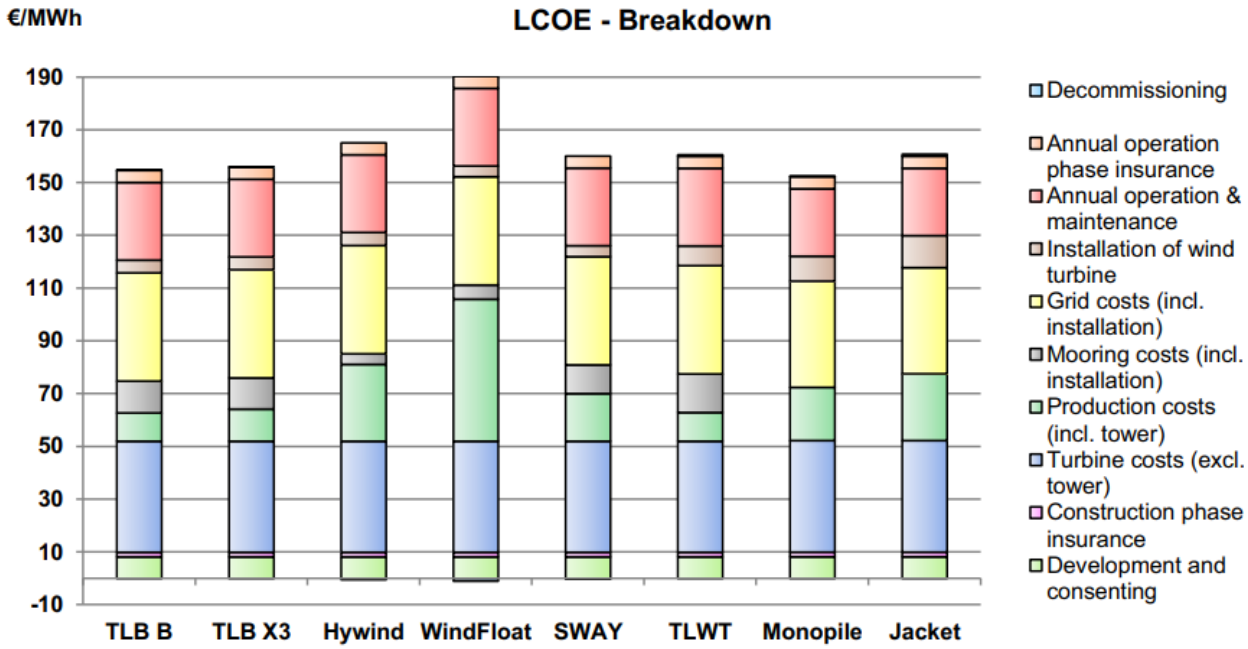
Το Σταθμισμένο Κόστος της Ενέργειας (Levelized Cost of Electricity) είναι ο παράγοντας που καθορίζει εάν μια επένδυση που αφορά την παραγωγή πράσινης ενέργειας είναι επικερδής ή όχι. Για τις χερσαίες ανεμογεννήτριες ισχύος 3.3 MW σύμφωνα με τους (Stehly et al., 2023) το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας είναι 39$ / MWh. Για τις υπεράκτιες ανεμογεννήτριες σταθερών θεμελίων 12 MW είναι 95$ / MWh ενώ για τις υπεράκτιες ανεμογεννήτριες 12 MW που είναι πλωτές 145 $/ MWh. Οι (Myhr et al., 2014) έκαναν μια ανάλυση όπου συνέκριναν το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE) υπεράκτιων ανεμογεννητριών διαφόρων τύπων θεμελίων (ημιβυθιζόμενες πλατφόρμες, πλωτήρες δοκού, πλατφόρμες προεντεταμένης αγκύρωσης κτλπ). Στην Εικόνα 1.6 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE) θεωρώντας το ίδιο πρότυπο αιολικό πάρκο σε κάθε περίπτωση. Η διακύμανση τους αφορά την καλύτερη/ χειρότερη πρόβλεψη. Οι τιμές του LCOE βασίζονται στις τιμές του κόστους κατασκευής (CAPEX), του κόστους διαχείρισης και



Εικόνα 1.6: Σταθμισμένο κόστος ενέργειας για κάθε περίπτωση στη καλύτερη και τη χειρότερη περίπτωση. (Myhr et al., 2014)

λειτουργίας (OPEX) και του κόστους αποσυναρμολόγησης (DECEX). Η λειτουργία του πάρκου θα είναι για 20 χρόνια και η βάση αναφοράς του αιολικού πάρκου είναι 100 ανεμογεννήτριες των 5 MW. Τα πλωτά θεμέλια τοποθετούνται σε βάθος 200 m, ενώ στη περίπτωση του μονόστυλου και του χωροδικτυώματος στα 30 m.

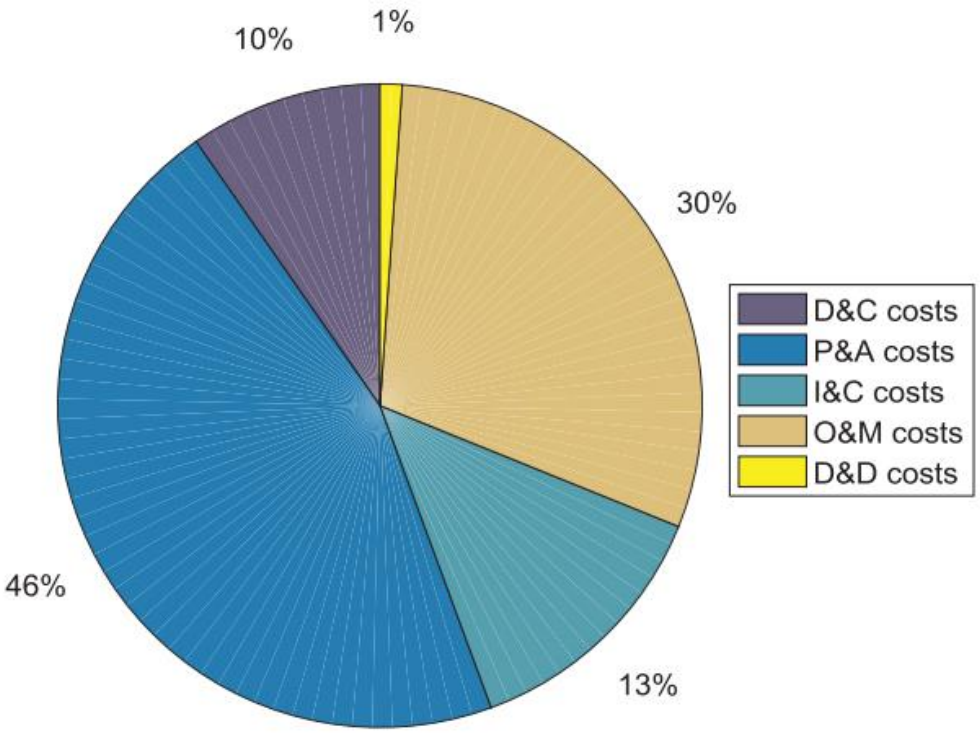
Στην Εικόνα 1.7 παρουσιάζεται η ανάλυση για τα επιμέρους κόστη για την κάθε περίπτωση. Είναι φανερό ότι σε κάθε περίπτωση το κόστος κατασκευής της τουρμπίνας, του ηλεκτρικού δικτύου σύνδεσης και το κόστος διαχείρισης και λειτουργίας είναι παρόμοιο.



Εικόνα 1.7: Ανάλυση του Σταθμισμένου κόστους ενέργειας στα επιμέρους στοιχεία. (Myhr et al., 2014)

Τα αποτελέσματα των (Myhr et al., 2014) υποδηλώνουν ότι η ενέργεια από τις πλωτές Α/Γ σε σύγκριση με τις υπεράκτιες σταθερής έδρασης θα μπορούσε να παράγεται με ίσο ή χαμηλότερο Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας. Υπάρχουν σταθεροί και αστάθμητοι παράγοντες που μπορούν να επηρεάσουν το Σταθμισμένο κόστος ενέργειας. Στους σταθερούς παράγοντες συγκαταλέγονται το προεξοφλητικό επιτόκιο, η απόσταση από την ακτή, το μέγεθος του αιολικού πάρκου και το βάθος στο οποίο θα στηθεί το αιολικό πάρκο. Από την άλλη η διακύμανση στο κόστος του χάλυβα και η ακρίβεια πρόβλεψης της παραγόμενης ενέργειας είναι οι αστάθμητοι παράγοντες που μπορούν να επηρεάσουν σημαντικά το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας. Για να μπορούν οι πλωτές ανεμογεννήτριες να είναι ανταγωνιστικές σε σχέση με αυτές που εδράζονται σε σταθερό σημείο, θα πρέπει το κόστος της παραγωγής και εγκατάστασης των πλωτών Α/Γ, να είναι αντίστοιχο ή χαμηλότερο με το κόστος παραγωγής του πύργου και θεμελίων για τις σταθερής έδρασης Α/Γ. Επιπλέον η συνολική μάζα του χάλυβα καθώς και η πολυπλοκότητα της κατασκευής στις πλωτές ανεμογεννήτριες θα πρέπει να μειωθούν, ώστε να είναι ανταγωνιστικές σε σχέση με της σταθερής έδρασης.

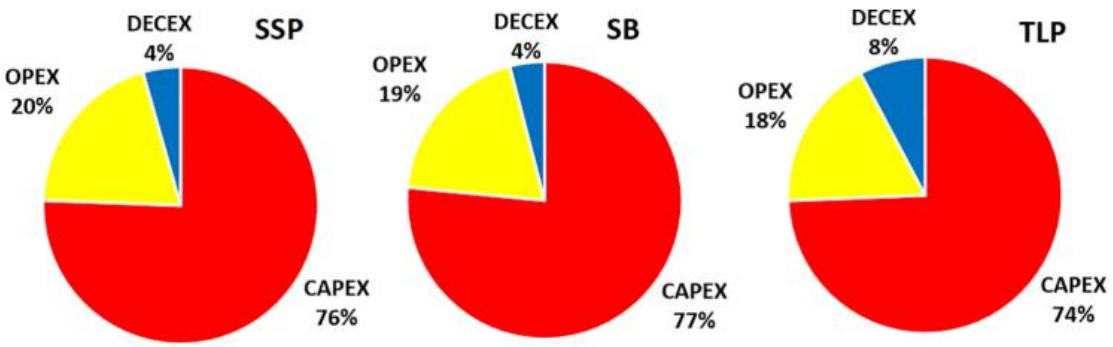
Οι (Ioannou et al., 2018) για την ανάλυση τους, ανέπτυξαν ένα τεχνοοικονομικό μοντέλο για την υπεράκτια αιολική ενέργεια. Το σενάριο για το οποίο έγινε η ανάλυση, αφορά ένα υπεράκτιο αιολικό πάρκο 36 km μακριά από την ακτή με συνολική ισχύ 504 MW, χρόνο λειτουργίας 25 χρόνια και χρόνο κατασκευής 5 έτη. Αποτελείται από 140 ανεμογεννήτριες με ισχύ 3.6 MW, οι οποίες εδράζονται σε μονόστυλο σε βάθος 26 m. Η Εικόνα 1.8 παρουσιάζει την ανάλυση του κόστους των επιμέρους στοιχείων. Το LCOE σε αυτήν την εργασία υπολογίστηκε 109 £/MWh. Είναι φανερό ότι το κόστος που αφορά την κατασκευή του πάρκου αποτελεί το 46%, ακολουθούν το κόστος για τη λειτουργία και τη διαχείριση στο 30%, το κόστος της εγκατάστασης με 13% και το κόστος για την ανάπτυξη και διαχείριση του project στο 10%. Το κόστος για την αποσυναρμολόγηση είναι αμελητέο



Εικόνα 1.8: Ανάλυση στα επιμέρους κόστη για το σενάριο των (Ioannou et al., 2018)

και αποτελεί το 1%. Συνολικά το κόστος κατασκευής για το αιολικό πάρκο CAPEX υπολογίστηκε σε 1.675 δισεκατομμύρια αγγλικές λίρες ενώ το κόστος για τη λειτουργία και διαχείριση 56.6 εκατομμύρια λίρες.

Οι (Maienza et al., 2020) στη δική τους ανάλυση, συνέκριναν και εφάρμοσαν το μοντέλο κόστους που ανέπτυξαν για τους 3 διαφορετικούς τύπους πλατφορμών, την ημιβυθιζόμενη, της προεντεταμένης αγκύρωσης και του πλωτήρα δοκού. Η Εικόνα 1.9 παρουσιάζει την ανάλυση για τα επιμέρους κόστη σε κάθε περίπτωση. Είναι φανερό ότι και στις 3 περιπτώσεις το κόστος κατασκευής αποτελεί το μεγαλύτερο μέρος του κύριου κόστους , ενώ το κόστος για την αποσυναρμολόγηση είναι αμελητέο. Από την έρευνα προέκυψε ακόμη ότι η περίπτωση της ημιβυθιζόμενης πλατφόρμας είχε το χαμηλότερο κόστος στα 482.97 M€. Η χειρότερη περίπτωση ήταν αυτή τη πλατφόρμα προεντεταμένης αγκύρωσης με συνολικό κόστος στα 541.63 M €. Τέλος για την περίπτωση του πλωτήρα δοκού το συνολικό κόστος ήταν 500.46 M €. Το Σταθμισμένο Κόστος ενέργειας υπολογίστηκε στα 9.74 €/ kWh αρκετά χαμηλό σε σχέση με το μέσο κόστος για τις πλωτές ανεμογεννήτριες, αλλά λίγο παραπάνω από τη μέση τιμή για τις υπεράκτιες ανεμογεννήτριες σταθερής έδρασης.



Εικόνα 1.9: Ανάλυση για τα επιμέρους κόστη για τις 3 περιπτώσεις, ημιβυθιζόμενη πλατφόρμα (SSP), Πλωτήρα δοκού (SP), Πλατφόρμα προεντεταμένης έδρασης (TL).(Maienza et al., 2020).

2. Δεδομένα για τις πρότυπες Ανεμογεννήτριες

Στην παρούσα διπλωματική εργασία, το μοντέλο για τον πύργο και τα θεμέλια που θα αναλυθεί, θα εφαρμοστεί σε τρεις Ανεμογεννήτριες με διαφορετικές ισχύεις. Οι ανεμογεννήτριες αυτές είναι οι πρότυπες ανεμογεννήτριες: 5 MW NREL, DTU 10 MW και IEA 15 MW NREL. Στο κεφάλαιο αυτό, θα παρουσιαστούν τα βασικά τους χαρακτηριστικά σύμφωνα με τις αντίστοιχες τεχνικές μελέτες.

Ο (Serafeim, 2023) στη διδακτορική του διατριβή, ανέπτυξε ένα μοντέλο κόστους για τις χερσαίες Ανεμογεννήτριες. Το μοντέλο κόστους υπολογίζει αναλυτικά το κόστος των πτερυγίων, μέσω σχέσεων που περιγράφουν τη γεωμετρία των πτερυγίων και τα υλικά που χρησιμοποιούνται σε αυτά. Τα κόστη που αφορούν τον πύργο, το κιβώτιο ταχυτήτων και τη γεννήτρια υπολογίζονται σε αυτό το μοντέλο από σχέσεις κλιμάκωσης χρησιμοποιώντας βάση αναφοράς τα αντίστοιχα κόστη της ανεμογεννήτριας 1.5 MW. Τέλος το κόστος των εργατικών, της πλήμνης, του μηχανισμού ρύθμισης βήματος και του επιταχυνσιόμετρου δίνεται από προσεγγιστικές σχέσεις. Ο (Serafeim, 2023) στη διδακτορική του διατριβή, παρουσίασε τα αποτελέσματα του μοντέλου για την πρότυπη χερσαία ανεμογεννήτρια DTU 10 MW. Για την περίπτωση της πρότυπης ανεμογεννήτριας 5 MW NREL, δεν υπάρχουν αποτελέσματα από το μοντέλο. Για την πρότυπη υπεράκτια Α/Γ IEA 15 MW NREL υπάρχουν τα αποτελέσματα του μοντέλου. Σε αυτή την περίπτωση αξίζει να σημειωθεί ότι έχει προστεθεί και το κόστος της πλατφόρμας μέσω προσεγγιστικών σχέσεων. Μια ανανεωμένη έκδοση του μοντέλου θα είναι αυτή στην οποία θα προστεθούν οι υπολογισμοί για το κόστος του πύργου και του μονόστυλου που θα αναπτυχθούν σε αυτή την εργασία.

2.1 Η Ανεμογεννήτρια NREL 5 MW

Το 2009, οι (Jonkman et al., 2009) παρουσίασαν την υπεράκτια ανεμογεννήτρια 5 MW, η οποία επιλέχθηκε λόγω των γνωστών χαρακτηριστικών και αναλύσεων που είχαν ήδη πραγματοποιηθεί για ανεμογεννήτριες αυτής της ισχύος. Συγκεκριμένα, μελέτες για πιθανές πλατφόρμες και θεμέλια για υπεράκτιες ανεμογεννήτριες εκείνης της εποχής βασίζονταν σε θεωρήσεις για ανεμογεννήτριες 5 MW. Ακόμη, μη δημοσιευμένες μελέτες για μοντέλα κόστους υπεράκτιων ανεμογεννητριών αναφέρονταν σε διαμέτρους πτερυγίων που αντιστοιχούσαν σε ανεμογεννήτριες ισχύος 5-6 MW. Επιπλέον, αρκετοί διεθνείς οργανισμοί, όπως η WindPACT, η RECOFF και η DOWEC, πρότειναν ανεμογεννήτριες με ισχύ 5 MW, και πολλές ανεμογεννήτριες ανά τον κόσμο είχαν κατασκευαστεί και εγκατασταθεί με βάση αυτή την ισχύ.

Στο Πίνακα 2.1.1 συνοψίζονται τα χαρακτηριστικά της Α/Γ 5 MW με βάση την αντίστοιχη τεχνική έκθεση.

Πίνακας: 2.1.1: Χαρακτηριστικά της Ανεμογεννήτριας NREL 5 MW (Jonkman et al., 2009).

Rating	5 MW
Rotor Orientation, Configuration	Upwind, 3 Blades
Control	Variable Speed, Collective Pitch
Drivetrain	High Speed, Multiple-Stage Gearbox
Rotor, Hub Diameter	126 m, 3 m
Hub Height	90 m
Cut-In, Rated, Cut-Out Wind Speed	3 m/s, 11.4 m/s, 25 m/s
Cut-In, Rated Rotor Speed	6.9 rpm, 12.1 rpm
Rated Tip Speed	80 m/s
Overhang, Shaft Tilt, Precone	5 m, 5º, 2.5º
Rotor Mass	110,000 kg
Nacelle Mass	240,000 kg
Tower Mass	347,460 kg
Coordinate Location of Overall CM	(-0.2 m, 0.0 m, 64.0 m)

Πίνακας: 2.1.2: Δεδομένα για τον πύργο για την Α/Γ NREL 5 MW (Jonkman et al., 2009).

Ύψος [m]	**Εξωτερική διάμετρος [m]**	**Πάχος τοιχώματος [mm]**
0.00	3.00	35.10
8.76	2.89	34.10
17.52	2.79	33.10
26.28	2.68	32.00
35.04	2.57	31.00
43.80	2.47	30.00
52.56	2.36	29.00
61.32	2.25	27.90
70.08	2.15	26.90
78.84	2.04	25.90
87.60	1.94	24.70

Η ακτίνα της Ανεμογεννήτριας είναι 63 m και το ύψος της πλήμνης 90 m. Ο Πίνακας 2.1.2 παρουσιάζει τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά του πύργου για την Α/Γ 5 MW. Επειδή στη τεχνική έκθεση δεν προσδιορίζεται το είδος θεμελίων για την υπεράκτια Α/Γ, τα αποτελέσματα του πύργου αφορούν την αντίστοιχη χερσαία Α/Γ των 5 MW.

Τρόπο θεμελίωσης όπως σε όλες τις περιπτώσεις (Α/Γ 10 MW και Α/Γ 15 MW) χρησιμοποιείται το μονόστυλο, το οποίο είναι το πιο διαδεδομένο είδος θεμελίων στις υπεράκτιες Α/Γ . Τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά του μονόστυλου δεν αναφέρονται στην τεχνική έκθεση των (Jonkman et al., 2009). Χρησιμοποιώντας τις κατάλληλες σχέσεις αποκλιμάκωσης με δεδομένα βάσης αυτά της Α/Γ 10 MW (Bak et al., 2013), δημιουργήθηκαν τα δεδομένα του μονόστυλου και για την Α/Γ 5 MW. Όλη η διαδικασία και τα δεδομένα περιγράφονται πιο αναλυτικά στο Κεφάλαιο 4 της παρούσας εργασίας.

Τέλος, καθώς δεδομένα που μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως αρχεία εισόδου για το μοντέλο του (Serafeim, 2023) δεν υπήρχαν, δεν υπάρχουν αποτελέσματα σχετικά με το κόστος των πτερυγίων και λοιπών μερών της ανεμογεννήτριας από το μοντέλο αυτό.

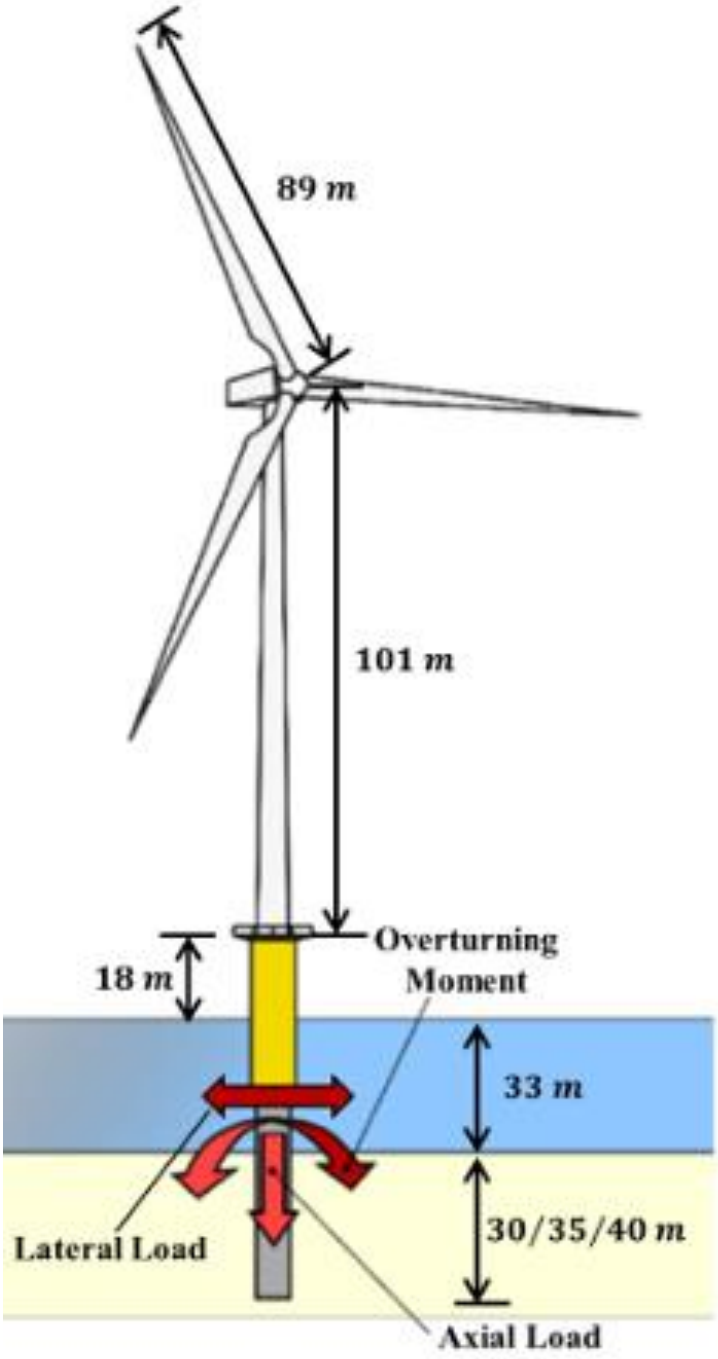
2.2 Η Ανεμογεννήτρια DTU 10 MW

Στην Εικόνα 2.1 παρουσιάζεται η πρότυπη ανεμογεννήτρια DTU 10 MW (Bak et al., 2013). Η ανεμογεννήτρια στερεώνεται σε μονόστυλο σε βάθος θάλασσας 33 m. Όπως φαίνεται από την εικόνα το μονόστυλο θεμελιώνεται μέσα στο βυθό σε βάθος 30, 35 ή 40 m. Σε αυτήν την εργασία θα θεωρείται ότι πακτώνεται μέσα στο βυθό στα 40 m. Στο Πίνακα 2.2.1 παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά της πρότυπης ανεμογεννήτριας. Η ακτίνα της ανεμογεννήτριας είναι περίπου 89 m, ενώ το ύψος της πλήμνης 119 m. Υπάρχουν δηλαδή 30 m μεταξύ του πτερυγίου και της θάλασσας. Συγκριτικά με την Α/Γ των 5 MW αυτή η απόσταση είναι μεγαλύτερη, γεγονός που θα επηρεάσει το συνολικό κόστος του πύργου και των θεμελίων.

Ο Πίνακας 2.2.2 παρουσιάζει τα δεδομένα για τον πύργο και τα θεμέλια. Η διάμετρος του μονόστυλου με βάση τον Πίνακα 2.2.1 είναι 7.5 m, ωστόσο με βάση τον Πίνακα 2.2.2 είναι 7.98 m. Για τους υπολογισμούς στην παρούσα εργασία θα χρησιμοποιηθούν τα δεδομένα του πίνακα 2.2.2 (Nassikas, 2023). Για το κομμάτι που είναι βυθισμένο στο βυθό η ακτίνα και το πάχος του Μονόστυλου παραμένουν σταθερά και ίσα με 85 mm.

Πίνακας: 2.2.1: Κύρια Χαρακτηριστικά της DTU 10 MW (Bak et al., 2013).

Parameters	Values
Rated power	10 MW
Rated wind speed	11.4 m/s
Cut-in, cut-out speed	4 m/s, 26 m/s
Controller	Variable-speed pitch control
Rotor speed	6 rpm–9.6 rpm
Rotor diameter	178.3 m
Hub height	119 m above MSL
Water depth	33 m
Embedded pile length	30, 35, 40 m
Monopile diameter	7.5 m
Monopile thickness	0.085 m
1st Nat.Freq, Damping	0.22 Hz, 5.8%
2nd Nat.Freq, Damping	0.23 Hz, 5.9%



Εικόνα 2.1: Η θεμελίωσης της DTU 10 MW (Bhattacharya et al., 2012).

Πίνακας: 2.2.2: Χαρακτηριστικά Πύργου και θεμελίων για την DTU 10 MW (Bak et al., 2013).

Ύψος [m]	Εξωτερική διάμετρος [m]	Πάχος τοιχώματος [mm]
0.00	7.96	85.00
11.00	7.96	85.00
11.00	7.96	85.00
18.00	7.96	85.00
18.00	7.96	38.00
24.00	7.80	38.00
24.00	7.80	36.00
30.00	7.66	34.00
30.00	7.66	34.00
36.00	7.51	34.00
36.00	7.51	34.00
42.00	7.36	32.00
42.00	7.36	32.00
48.00	7.22	32.00
48.00	7.22	32.00
54.00	7.07	30.00
54.00	7.07	30.00
60.00	6.93	30.00
60.00	6.93	30.00
66.00	6.78	28.00
66.00	6.78	28.00
72.00	6.64	28.00
72.00	6.64	26.00
78.00	6.49	26.00
78.00	6.49	26.00
84.00	6.35	24.00
84.00	6.35	24.00
90.00	6.20	24.00
90.00	6.20	24.00
98.00	6.01	22.00
98.00	6.01	22.00
108.00	5.77	22.00
108.00	5.77	20.00
119.00	5.50	20.00

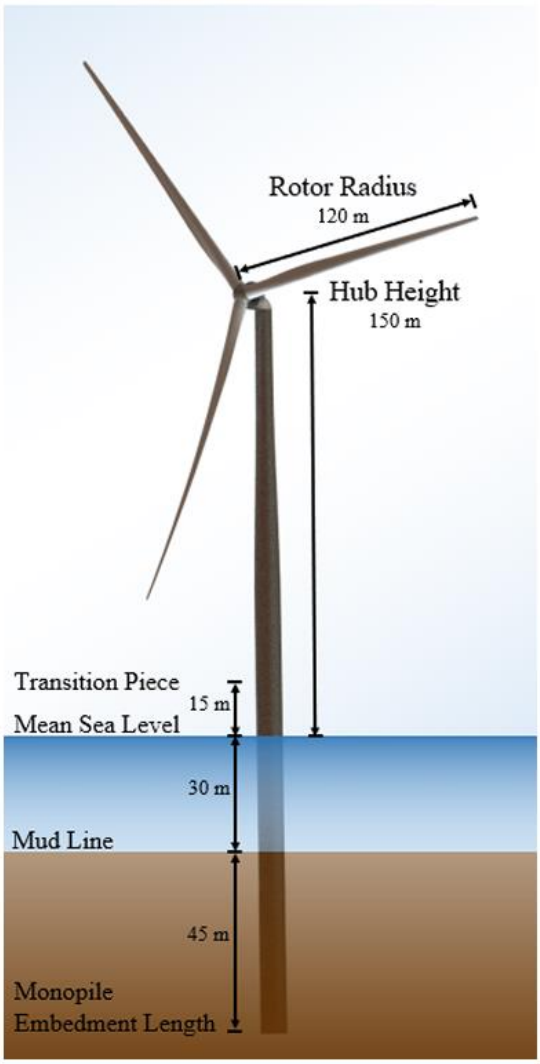
Στη συνέχεια, θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα από το τρέξιμο του ήδη υπάρχοντος μοντέλου όπου υπολογίζεται αναλυτικά το κόστος των πτερυγίων. Επιπλέον υπολογίζονται δεδομένα για το κόστος της πλήμνης, του μηχανισμού ρύθμισης βήματος και του επιταχυνσιόμετρου της Ανεμογεννήτριας 10 MW (Serafeim, 2023). Με προσεγγιστικές σχέσεις υπολογίζεται και το κόστος της γεννήτριας, του κιβωτίου ταχυτήτων και του πύργου της Ανεμογεννήτριας. Ο Πίνακας 2.2.3 συνοψίζει όλα τα παραπάνω. Το συνολικό κόστος της Ανεμογεννήτριας 10 MW αθροίζεται στα 14665 x 10^3 $(2019).

Πίνακας: 2.2.3: Επιμέρους κόστη της DTU 10 MW (Serafeim, 2023)

Πτερύγια (Συνολικό κόστος και για τα 3)	1365 x 10^3 $
Πλήμνη	265 x 10^3 $
Μηχανισμός Βήματος	656 x 10^3 $
Επιταχυνσιόμετρο	22 x 10^3 $
Γεννήτρια	1970 x 10^3 $
Κιβώτιο ταχυτήτων	3075 x 10^3 $
Πύργος	1431 x 10^3 $
Άλλα κόστη	5882 * 10^3 $

2.3 Η Ανεμογεννήτρια IEA NREL 15 MW

Η Εικόνα 2.2 παρουσιάζει την πρότυπη Α/Γ ΙΕΑ 15 MW της NREL. Στον Πίνακα 2.3.1 παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά της, ενώ στον Πίνακα 2.3.2 τα δεδομένα για τον πύργο και τα θεμέλια της ανεμογεννήτριας σύμφωνα με την τεχνική έκθεση (Gaertner et al., 2020). Η ακτίνα του ρότορα και συνεπώς το κάθε πτερύγιο είναι 120 m, ενώ το ύψος του δρομέα είναι 150 m.



Εικόνα 2.2: Η πρότυπη ανεμογεννήτρια ΙΕΑ 15 MW (Gaertner et al., 2020).

Πίνακας: 2.3.1: Χαρακτηριστικά της πρότυπης Ανεμογεννήτριας IEA 15 MW (Gaertner et al., 2020)

Parameter	IEA 15 MW Reference Wind Turbine
Power rating [MW]	15
Turbine class	IEC Class IB
Rotor diameter [m]	242.245
Specific rating [W/m^2]	325.47
Rotor orientation	Upwind
Number of blades	3.00
Control	Variable speed, Collective pitch
Cut-in wind speed [m/s]	3.00
Rated wind speed [m/s]	10.66
Cut-out wind speed [m/s]	25.00
Airfoil series	FFA-W3
Hub height [m]	150.00
Hub diameter [m]	7.94
Hub Overhang [m]	-12.03
Drive train	Low speed, Direct drive
Design tip speed ratio	9.00
Minimum rotor speed [rpm]	5.00
Maximum rotor speed [rpm]	7.56
Maximum tip speed [m/s]	95.00
Shaft tilt angle [deg]	6.00
Rotor cone angle [deg]	4.00
Tower top to hub flange height [m]	5.61
Generator rated efficiency [%]	0.96
Blade pre-bend [m]	-4.00
Blade mass [t]	68.42
Hub mass [t]	21.41
Generator mass [t]	368.84
Nacelle mass [t]	675.17
RNA mass [t]	949.78
Tower mass [t]	853.46
Tower base diameter [m]	10.00
Transition piece height [m]	15.00
Monopile embedment depth [m]	45.00
Monopile base diameter [m]	10.00
Monopile mass [t]	1309.95
Floating tower mass [t]	1483.07
Floating tower base diameter [m]	10.00
Floating transition piece height [m]	15.00

Πίνακας: 2.3.2: Χαρακτηριστικά πύργου και θεμελίων για την IEA 15 MW (Gaertner et al., 2020).

Ύψος [m]	Εξωτερική διάμετρος [m]	Πάχος τοιχώματος [mm]
-75.00	10.00	55.34
-30.00	10.00	55.34
-25.00	10.00	55.34
-25.00	10.00	53.45
-20.00	10.00	53.45
-20.00	10.00	51.51
-15.00	10.00	51.51
-15.00	10.00	49.53
-10.00	10.00	49.53
-10.00	10.00	47.52
-5.00	10.00	47.52
-5.00	10.00	45.52
0.00	10.00	45.52
0.00	10.00	43.53
5.00	10.00	43.53
5.00	10.00	42.24
10.00	10.00	42.24
10.00	10.00	41.06
15.00	10.00	41.06
15.00	10.00	39.50
28.00	10.00	39.50
28.00	10.00	36.46
41.00	9.93	36.46
41.00	9.93	33.78
54.00	9.44	33.78
54.00	9.44	32.19
67.00	8.83	32.19
67.00	8.83	30.71
80.00	8.15	30.71
80.00	8.15	29.10
93.00	7.39	29.10
93.00	7.39	27.21
106.00	6.91	27.21
106.00	6.91	24.01
119.00	6.75	24.01
119.00	6.75	20.83
132.00	6.57	20.83
132.00	6.57	24.00
144.39	6.50	24.00

Σε αυτήν τη περίπτωση, το βάθος της θάλασσας είναι στα 30 m. Χρησιμοποιείται ως τύπος θεμελίων το μονόστυλο το οποίο πακτώνεται μέσα στο βυθό στα 45 m. Το μονόστυλο μαζί με το μεταβατικό κομμάτι ενώ έχουν σταθερή ακτίνα ίση με 5 m, το πάχος ξεκινάει από τα 55.34 mm και φτάνει τα 41.058 mm στο σημείο σύνδεσης με τον πύργο. Αξίζει να σημειωθεί ότι με βάση την τεχνική έκθεση σε περίπτωση που χρησιμοποιηθεί ημιβυθιζόμενη πλατφόρμα για την έδραση της ανεμογεννήτριας, η γεωμετρία του πύργου θα αλλάξει, καθώς απαιτείται πύργος μεγαλύτερης δυσκαμψίας.

Ο Πίνακας 2.3.3 συνοψίζει τα αποτελέσματα από το τρέξιμο του μοντέλου του (Serafeim, 2023). Το συνολικό κόστος της ανεμογεννήτριας ανέρχεται στα 51891 x 10^3 $. Τα 3 πτερύγια συνολικά και ο πύργος έχουν παρόμοιο κόστος. Στη μελέτη του ο (Serafeim, 2023) έχει θεωρήσει ότι η Α/Γ εδράζεται σε πλατφόρμα, η οποία εκτοξεύει το συνολικό κόστος της Α/Γ.

Πίνακας: 2.3.3: Αποτελέσματα του τρεξίματος για την Α/Γ 15 MW (Serafeim, 2023) .

Πτερύγια (Κόστος του και για τα 3)	2175 x 10^3 $
Πλήμνη	414 x 10^3 $
Μηχανισμός Βήματος	1481 x 10^3 $
Επιταχυνσιόμετρο	31 x 10^3 $
Γεννήτρια	3773 x 10^3 $
Κιβώτιο ταχυτήτων	5891 x 10^3 $
Πύργος	2542 x 10^3 $
Πλατφόρμα	41475 x $10^3$$

3. Κοστολόγηση Πύργου

Σε αυτό το κεφάλαιο θα αναλυθεί το μοντέλο που αναπτύχθηκε για την κοστολόγηση του πύργου των υπεράκτιων Ανεμογεννητριών. Αρχικά θα περιγραφεί το μοντέλο που αναπτύχθηκε, ποιες εξισώσεις χρησιμοποιήθηκαν και ποια διαδικασία ακολουθήθηκε. Στη συνέχεια θα εφαρμοστεί το μοντέλο για τις 3 Ανεμογεννήτριες που εξετάζονται στην παρούσα εργασία. Σημαντική σημείωση αυτού του κεφαλαίου είναι ότι όλα τα κόστη αναφέρονται σε $ 2019.

3.1 Περιγραφή μοντέλου

Για την κοστολόγηση του πύργου της Α/Γ αναλύθηκαν οι επιμέρους εργασίες που χρειάζονται για να κατασκευαστεί ο πύργος. Η κάθε επιμέρους εργασία κοστολογήθηκε ξεχωριστά ανάλογα με τις εργατοώρες που απαιτούνται, τα υλικά που χρειάζονται και την περιπλοκότητα της εργασίας.

Αρχικά για την κοστολόγηση του πύργου, χρειάστηκε να υπολογιστεί η μάζα και συνεπώς το κόστος της πρώτης ύλης που χρησιμοποιήθηκε. Στη συνέχεια εξετάσθηκαν οι παρακάτω εργασίες προκειμένου να ολοκληρωθεί το μοντέλο της κοστολόγησης του πύργου (Jármai & Farkas, 1999). Αυτές είναι η συγκόλληση η οποία αποτελείται από το χρόνο προετοιμασίας της συγκόλλησης, τη συγκόλληση σαν διαδικασία και τις επιπλέον εργασίες που απαιτούνται μετά τη συγκόλληση, οι οποίες περιλαμβάνουν την αλλαγή των ηλεκτροδίων, αφαίρεση και κόψιμο του περιττού υλικού που επικολλήθηκε κατά τη συγκόλληση. Στη συνέχεια τα συγκολλημένα πλέον κομμάτια θα υποστούν την κατάλληλη επεξεργασία προκειμένου να λειανθούν και να ομαλοποιηθούν οι επιφάνειες τους. Η κατάλληλη επεξεργασία πριν τη βαφή των κομματιών του πύργου, περιλαμβάνει το καθαρισμό της επιφάνειας τους και την επικάλυψη τους με κατάλληλα σπρέι ώστε η επιφάνεια να είναι έτοιμη για την διαδικασία της βαφής. Τέλος μετά τη βαφή, ακολουθούνται διορθωτικές εργασίες για την ολοκλήρωση του πύργου που μπορεί να περιλαμβάνουν κόψιμο και τρίψιμο τυχόν ανωμαλιών στα κομμάτια του πύργου. Πιο αναλυτικά οι διεργασίες περιγράφονται παρακάτω.

Προσδιορισμός του κόστους της πρώτης ύλης

Ο πύργος της ανεμογεννήτριας είναι κυλινδρική κοιλοδοκός. Αποτελείται συνήθως από 3 ξεχωριστούς κυλίνδρους, οι οποίοι ενώνονται με φλάντζες για να συνθέσουν τον πύργο της ανεμογεννήτριας. Ο πύργος κατασκευάζεται από λαμαρίνες συγκεκριμένου πάχους, οι οποίες τυγχάνουν κατάλληλης επεξεργασίας ώστε να μετατραπούν σε κυλίνδρους. Κάθε ένα από τα 3 κομμάτια του πύργου της ανεμογεννήτριας, αποτελείται από επιμέρους κυλίνδρους, οι οποίοι έχουν συγκολληθεί μεταξύ τους. Στον υπολογισμό του κόστους της πρώτης ύλης του κυλίνδρου, συμπεριλαμβάνεται το κόστος για τις φλάντζες και τις βίδες που χρειάζονται για να ενώσουν τα 3 επιμέρους κομμάτια του πύργου.

Για τον πύργο θα υπολογιστεί πρώτα ο όγκος του κυλίνδρου και στη συνέχεια μέσω της πυκνότητας η οποία δίνεται για κάθε Α/Γ από την αντίστοιχη τεχνική μελέτη, θα προσδιοριστεί η μάζα του κυλίνδρου. Για κάθε Α/Γ που θα εξετασθεί, υπάρχουν δεδομένα για την εσωτερική και

εξωτερική διάμετρο και πως αυτή μεταβάλλεται ανάλογα με το ύψος του πύργου. Γνωστά σε όλες τις περιπτώσεις είναι η εξωτερική διάμετρος, και το πάχος στα αντίστοιχα ύψη για την κάθε Α/Γ.

Η εσωτερική ακτίνα υπολογίζεται από:

$$R_{int} = R_{ext} - Thickenss \qquad (3.1)$$

Με όλα τα μεγέθη να είναι σε mm.

Στη συνέχεια με τη Σχέση 3.2 υπολογίστηκε η επιφάνεια του κυλίνδρου στο κάθε σημείο του πύργου όπου δίνονται δεδομένα για τις διαστάσεις του.

$$A = \pi * (R_{ext}^2 - R_{int}^2) \qquad (3.2)$$

Όπου A η επιφάνεια που υπολογίζεται [m^2] και R η εξωτερική και η εσωτερική ακτίνα σε [m]. Στη συνέχεια το εμβαδόν υπολογίστηκε όπως το εμβαδόν ενός τραπεζίου στα σημεία όπου είχαμε δεδομένα για το ύψος του πύργου καθώς η διάμετρος αλλάζει λίγο ανάλογα με το ύψος και δεν δύναται να αντιμετωπιστεί ως κύλινδρος.

$$V_n = 0.5 * (Height_n - Height_{n-1}) * (A_n + A_{n-1}) \qquad (3.3)$$

$$V_{total} = \sum_{i=1}^{n} V \qquad (3.4)$$

Όπου ο δείκτης n υποδηλώνει το στοιχείο για το ύψος που υπάρχουν δεδομένα. Το ύψος είναι σε [m] και ο όγκος V σε [m^3].

Από την (3.5) υπολογίζεται η μάζα για τη δεδομένη πυκνότητα ρ [tn/m^3].

$$M_{total} = V_{total} * \rho \qquad (3.5)$$

Στη συνέχεια πολλαπλασιάζεται η μάζα με την τιμή του χάλυβα για το 2019, ώστε να βρεθεί το τελικό κόστος της πρώτης ύλης. Στην παρούσα εργασία, η τιμή του χάλυβα θεωρείται 680 $/tn (https://tradingeconomics.com/commodity/steel) θεωρώντας ότι συμπεριλαμβάνεται στη τιμή και η μεταφορά μέχρι το εργοστάσιο κατασκευής.

Για τον υπολογισμό του κόστους των φλαντζών, θεωρείται ότι ο πύργος αποτελείται από 3 κομμάτια. Συνεπώς χρειαζόμαστε 6 φλάντζες προκειμένου να ενωθούν όλα τα κομμάτια μεταξύ τους. Το πρώτο σετ φλαντζών ενώνει το πρώτο κομμάτι του πύργου με το μονόστυλο (θεμέλια του πύργου) , το δεύτερο σετ φλαντζών το δεύτερο κομμάτι του πύργου με το πρώτο και το τρίτο κομμάτι φλαντζών το δεύτερο κομμάτι του πύργου με το τρίτο. Η συναρμολόγηση των κομματιών και συνεπώς του πύργου, γίνεται κατά την ανέγερση του πύργου. Οι φλάντζες θα πρέπει να είναι πιο παχιές από το πάχος του πύργου στο κάθε σημείο. Θεωρήθηκε ότι το πάχος τους θα είναι 8 φορές μεγαλύτερο από το αντίστοιχο πάχος του πύργου στο σημείο σύνδεσης. Ακόμη το ύψος της κάθε φλάντζας θα είναι και αυτό 8 φορές το πάχος του πύργου στο αντίστοιχο σημείο. Έτσι ο όγκος της κάθε φλάντζας υπολογίζεται από τον τύπου του όγκου του κυλίνδρου.

$$V_{φλάντζας} = 2 * \pi * (R_{ext} - R_{int}) * 8 * H_{φλάντζας} \qquad (3.6)$$

Όπου $V_{φλάντζα;}$ [m^3], R η εξωτερική και η εσωτερική ακτίνα σε [m], και $H_{φλάντζας}$ το ύψος της φλάντζας με $H_{φλάντζας}$=8*Thickness [m].

Ο συνολικός υπολογιζόμενος όγκος για τις φλάντζες (3 σετ αποτελούμενο από 2 φλάντζες το καθένα,) πολλαπλασιάστηκε με το κόστος του χάλυβα για το 2019 σε $ (680 $/ tn) και στη συνέχεια με το 3 για να συμπεριληφθούν και τα κόστη κατασκευής των φλαντζών όπως αποτυπώνεται στη σχέση (3.7)

$$Συνολικό\ κόστος\ φλαντζών = V_{total\ για\ τις\ φλάντζες} * 3 * 680 \qquad (3.7)$$

Τέλος για τα περικόχλια και τις βίδες που θα χρησιμοποιηθούν για την σύνδεση των φλαντζών μεταξύ τους, θεωρήθηκε ότι ανά 15 cm στη περίμετρο της φλάντζας, χρησιμοποιείται ένα σετ το οποίο συνολικά κοστίζει 37$ (Serafeim, 2023).

Προσδιορισμός του κόστους των υπόλοιπων διεργασιών

Αφού προσδιορίστηκε το κόστος της πρώτης ύλης, στη συνέχεια θα περιγραφεί η υπόλοιπη διαδικασία κατασκευής του πύργου και συνεπώς η κοστολόγηση της. Η πρώτη ύλη που χρησιμοποιείται για τον πύργο, είναι σε μορφή λαμαρινών. Η κάθε λαμαρίνα, αφού κοπεί, στη συνέχεια μετά από κατάλληλη επεξεργασία αναδιπλώνεται ώστε να μετατραπεί σε ένα κύλινδρο ο οποίος για να κλείσει συγκολλούνται οι δύο άκρες του. Στη συνέχεια, συγκολλούνται μεταξύ τους οι επιμέρους κύλινδροι και οι αντίστοιχες φλάντζες, ώστε να σχηματιστούν τα 3 κομμάτια του πύργου. Το επόμενο βήμα είναι ο έλεγχος των υπόλοιπων ραφών και η τοποθέτηση της μεταλλικής πόρτας. Τέλος ακολουθεί και το βάψιμο και ο τελικός έλεγχος του κομματιού. Η Εικόνα 3.1 περιγράφει τη διαδικασία κατασκευής του πύργου.

Για την κοστολόγηση της παραπάνω διαδικασίας, χρησιμοποιήθηκε η ανάλυση των (Jármai & Farkas, 1999) οι οποίοι αρχικά προσδιορίζουν το χρόνο της κάθε διεργασίας και στη συνέχεια την κοστολογούν. Η διαδικασίας είναι ελαφρώς διαφορετική από ότι στην Εικόνα 3.1 καθώς η εργασία των (Jármai & Farkas, 1999) αναφέρεται γενικά στην κατασκευή μεταλλικών αντικειμένων που απαιτούν συγκόλληση.

Πρώτο βήμα της διαδικασίας είναι η εύρεση του χρόνου και συνεπώς του κόστους των συγκολλήσεων για την κάθε λαμαρίνα που αναδιπλώνεται αλλά και των κολλήσεων λαμαρίνας-λαμαρίνας, λαμαρίνας-φλάντζας. Ως τρόπος συγκόλλησης στους πύργου των ανεμογεννητριών, χρησιμοποιείται η μέθοδος συγκόλλησης με βυθισμένο τόξο ή Submerged Arc Welding (SAW) (Layus et al., 2014) , (Sahin, n.d.) κατά την οποία τόσο το σύρμα όσο και το μέταλλο βάσης λιώνουν κάτω από μια στρώση βόρακα. Αυτή η στρώση προστατεύει το σημείο συγκόλλησης και επικεντρώνει τη θερμότητα στην ένωση. Η μέθοδος αυτή συνίσταται σε εφαρμογές με ελάχιστο πάχος μετάλλου 2 mm χωρίς να υπάρχει κάποιο ανώτερο όριο.

Ο συνολικός χρόνος συγκόλλησης εμπεριέχει το χρόνο για την προετοιμασία του υλικού, το χρόνο για την συγκόλληση και το χρόνο για επιπρόσθετες εργασίες όπως η αλλαγή του ηλεκτροδίου, η τοποθέτηση και η απομάκρυνση του συγκολλούμενου αντικειμένου. Ο χρόνος προετοιμασίας του υλικού δίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$T_1 = \Theta_d \sqrt{\kappa * \rho * V} \qquad (3.8)$$

Εικόνα 3.1: Διαδικασία κατασκευής του πύργου (Kiswel LTD Broscure for welding solutions for wind turbine tower).

Όπου Θ_d ο συντελεστής δυσκολίας, κ ο αριθμός των κομματιών που συγκολλούνται, ρ [kg / m^3] η πυκνότητα του υλικού και V [m^3] ο όγκος των κομματιών που συγκολλούνται. Στην συγκεκριμένη εργασία, το κ=2 καθώς συγκολλούνται είτε δυο μεριές του φύλλου λαμαρίνας, είτε δυο κομμάτια μεταξύ τους. Επίσης Θ_d ισούται με 2 (Sahin, n.d.).

Ο χρόνος συγκόλλησης T_2 και ο χρόνος για τις επιπρόσθετες διεργασίες T_3 δίνονται από το παρακάτω τύπο:

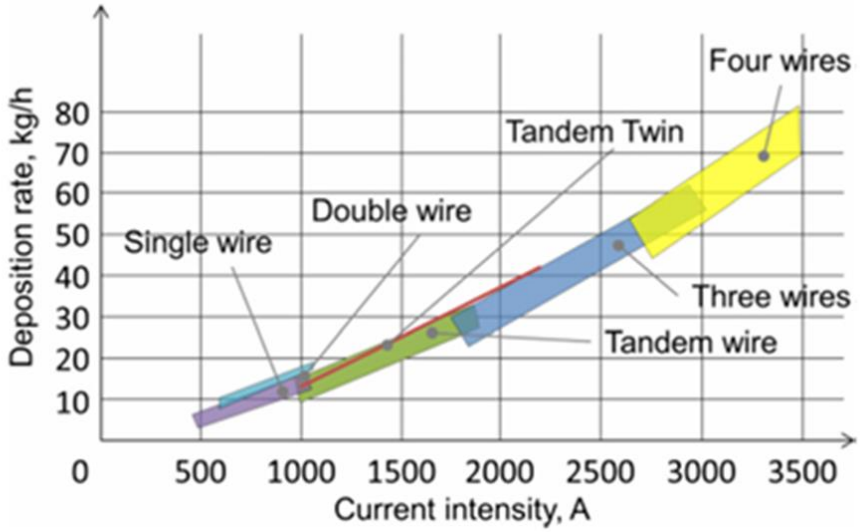
$$T_2 + T_3 = 1.3 * \sum C_{2i} * a_{wi}^n * L_{wi} \quad (3.9)$$

Με C_2 ο συντελεστής συγκόλλησης [min/mm^3] που ισούται με 0.1559 *10^{-3} min/mm^2 . Και a_{wi} το πάχος της συγκόλλησης [mm]. Ο συντελεστής n εξαρτάται από το είδος της συγκόλλησης και εδώ n=2 (Sahin, n.d.) , (Jármai & Farkas, 1999). Το L_{wi} είναι το μήκος της συγκόλλησης [m].

Αφού υπολογιστεί ο χρόνος για τη συγκόλληση, πολλαπλασιάζεται με το κόστος των εργατικών ανά ώρα που εδώ θεωρείται 20 $ / h για τον υπολογισμό του κόστους των εργατικών. Το κόστος των υλικών χωρίζεται σε 2 μέρη. Για το T_1 το κόστος των υλικών προκύπτει από τον πολλαπλασιασμό της επιφάνειας εξωτερικής και εσωτερικής του πύργου με την μέση τιμή κόστους των υλικών που θα χρησιμοποιηθούν και θεωρείται 8 $/ m^2. Η τιμή αυτή έχει προκύψει από έρευνα στην αγορά και με αναγωγή των τιμών σε $ (2019). Για το T_2 και T_3 και τον υπολογισμό του κόστους των ηλεκτροδίων, πολλαπλασιάζεται ο χρόνος T_2 και T_3 με το κόστος των υλικών και το ρυθμό εναπόθεσης του υλικού. Σύμφωνα με την εικόνα 3.2, (Layus et al., 2014) θεωρείται για την παραπάνω διεργασία, συγκόλληση 2 ηλεκτροδίων και ο ρυθμό εναπόθεσης ίσος με 20 kg/h. Ακόμη το κόστος για το υλικό από σχετική έρευνα στο διαδίκτυο και αναγωγή σε $ (2019) θεωρείται ίσο με 15$ /kg. Το κόστος των

μηχανημάτων θεωρείται 15 $/ kg. Έτσι το συνολικό κόστος πριν και κατά την συγκόλληση προκύπτει αθροίζοντας, το κόστος των εργατικών, το κόστος των υλικών και το κόστος των μηχανημάτων.

Για τις υπόλοιπες διεργασίες, η μεθοδολογία εύρεσης του κόστους της διεργασίας είναι η εξής. Αφού προσδιοριστεί ο χρόνος της κάθε διεργασίας, πολλαπλασιάζεται το ωριαίο κόστος των εργατικών για να υπολογιστούν το εργατικό κόστος της διεργασίας. Η συνολική επιφάνεια (εσωτερική και εξωτερική) πολλαπλασιάζεται με το κόστος των υλικών [$/ m^2] για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους των υλικών ενώ για τα κόστος των μηχανημάτων πολλαπλασιάζεται το ωριαίο κόστος του εκάστοτε μηχανήματος με το χρόνο της εκάστοτε διεργασίας. Το συνολικό κόστος της διεργασίας, είναι το άθροισμα των 3 επιμέρους κοστών, μηχανημάτων, υλικών και εργατικών.



Εικόνα 3.2: Ρυθμός εναπόθεσης υλικού για διαφορερικές μεθόδος SAW συγκόλλησης.(Layus et al., 2014)

Το επόμενο κόστος που θα πρέπει να υπολογιστεί είναι το κόστος για την διαδικασία λείανσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση και αποτελείται από το κόστος των εργατικών, των υλικών και των μηχανημάτων. Το κόστος των εργατικών γι' αυτή τη διεργασία είναι ίσο 18 $/h. Το κόστος των υλικών υπολογίζεται από σχετική έρευνα και αναγωγή σε $ [2019] ίσο με το 4 $/$m^2$. Τέλος όμοια το κόστος των μηχανημάτων θεωρείται ίσο με 12$ /h.

Στη συνέχει θα προσδιοριστεί το κόστος της προετοιμασίας των υλικών πριν την βαφή. Ο χρόνος για αυτή τη διαδικασία, εξαρτάται από τις διαστάσεις του πύργου. Το κόστος των εργατικών εδώ θεωρείται ότι αφορά απλή διεργασία και ισούται με 18 $/h. Το κόστος της πρώτης ύλης είναι ίσο με 2 $/$m^2$ και το κόστος των μηχανημάτων 4 $/h. Το συνολικό κόστος της διεργασίας αυτής υπολογίζεται όπως και προηγουμένως.

Για το προσδιορισμό του κόστους της βαφής, αξιοποιήθηκε η συμβολή της εταιρείας Hempel σε υπάρχων έργο, στο οποίο η βαφή του πύργου έγινε με προϊόντα Hempel. Η τεχνική του έκθεση της Hempel, έδωσε σημαντικά στοιχεία για το είδος της βαφής και τη ποσότητα της βαφής που χρειάζεται ένας πύργος υπεράκτιας ανεμογεννήτριας (*Hempel---Vestas-Case-Study*, n.d.). Η ποσότητα της βαφής σε [L] που χρειάζεται προκύπτει με αναγωγή, από τη μελέτη της Hempel, στο ύψος του εκάστοτε πύργου που μελετάτε. Το κόστος των υλικών θεωρείται ίσο με 25 $/L έπειτα από έρευνα

σε τιμοκαταλόγους για αντίστοιχες βαφές, το κόστος των μηχανημάτων ισούται με 4 $/lt και τα εργατικά (αφορά απλή διεργασία) είναι ίσα με 18 $/ h. Οι ώρες για αυτή τη διεργασία ισούται με 80-50 ώρες ανάλογα το μέγεθος του πύργου.

Η τελευταία διεργασία της κοστολόγησης του πύργου αφορά τις διορθωτικές διεργασίες για την ολοκλήρωση του πύργου. Περιλαμβάνουν το κόψιμο και τρίψιμο τυχόν ανωμαλιών στα κομμάτια του πύργου και καθαρισμό του πύργου. Η διάρκεια τους εξαρτάται από τις διαστάσεις του πύργου και κυμαίνεται 120 ώρες μέχρι 80 ώρες. Το κόστος των εργατικών σε αυτή τη περίπτωση είναι 18 $/h, το κόστος των υλικών είναι 4 $/$m^2$ και το κόστος των μηχανημάτων 4 $/$m^2$.

3.2 Εφαρμογή του μοντέλου για τη πρότυπη Α/Γ NREL 5 MW

Για την εφαρμογή του μοντέλου χρησιμοποιήθηκαν τα δεδομένα του πύργο από την πρότυπη Ανεμογεννήτρια για υπεράκτιες εφαρμογές του NREL (Jonkman et al., 2009) τα οποία παρουσιάζονται στον Πίνακα 2.1.2.

Εφαρμόζοντας το μοντέλο για την κοστολόγηση της πρώτης ύλη που περιεγράφηκε παραπάνω, προκύπτει ότι ο συνολικός όγκος του πύργου ισούται με 32.82 m3 και γνωρίζοντας από τη τεχνική έκθεση του NREL ότι η πυκνότητα ισούται με 8.5 tn/m3, προκύπτει ότι η συνολική μάζα του πύργου είναι ίση με 278.97 tn . Ο πύργος ξεκινάει μετά το μεταβατικό κομμάτι (το κομμάτι που ενώνει τον πύργο με το μονόστυλο) σε ύψος 13 m. Να σημειωθεί ακόμη ότι θεωρούμε ότι οι λαμαρίνες έχουν μήκος όσο η περίμετρος του κάθε σημείου για το οποίο υπάρχουν δεδομένα και πλάτος όσο η διαφορά μεταξύ του ύψους του σημείου αυτού με το προηγούμενο σημείο. Έτσι η πρώτη λαμαρίνα της κατασκευής του πύργου έχει πλάτος 4.52 m (π= 8.76 -0) και μήκος 18.85 m (μ = 2*π* 3).

Η συνολική μάζα των φλαντζών είναι 20.32 tn και συνολικά χρειάζονται 329 set για περικόχλια και κοχλίες.

Λαμβάνοντας υπόψιν ότι η τιμή του χάλυβα ισούται με 680 $/tn, και σύμφωνα με το μοντέλο που περιεγράφηκε παραπάνω προκύπτει ότι το συνολικό κόστος για την πρώτη ύλη του πύργου ισούται με 290,428 $.

Στη συνέχεια υπολογίστηκε ο χρόνος για τις συγκολλήσεις με βάση τη μεθοδολογία που περιεγράφηκε παραπάνω και ισούται με 727 ώρες.

Η διάρκεια των υπόλοιπων διεργασιών κατόπιν παραδοχών διαμορφώνεται ως εξής: Οι επιπλέον εργασίες μετά τη συγκόλληση έχουν διάρκεια 70 h, η προετοιμασία πριν την βαφή έχει διάρκεια 56 ώρες, η διαδικασία της βαφής έχει διάρκεια 50 ώρες και οι τελικές διεργασίες (κοψίματα και επιδιορθώσεις) 80 ώρες. Ακόμη υπολογίστηκε η συνολική εξωτερική επιφάνεια του πύργου ίση με 1119 m2 και η εσωτερική επιφάνεια ίση με 1106 m2.

Ο Πίνακας 3.2.1 και η Εικόνα 3.3 συνοψίζει όλα τα κόστη για την κατασκευή του πύργου. Είναι φανερό ότι το μεγαλύτερο κόστος είναι αυτό της συγκόλλησης. Ακολουθεί το κόστος του υλικού και τρίτο στη σειρά είναι το κόστος της βαφής. Για τις υπόλοιπες διεργασίες τα κόστη είναι μικρά και δεν επηρεάζουν ιδιαίτερα το συνολικό κόστος της κατασκευής του πύργου.

Κατηγορίες	Χρόνος της διεργασίας [h]	Κόστος των εργατικών [$ 2019]	Κόστος των υλικών [$ 2019]	Κόστος των μηχανημάτων [$ 2019]	Συνολικό κόστος [$ 2019]
Προετοιμασία για τη συγκόλληση	727	14545	17806	14545	265074
Συγκόλληση			218178		
Επιπλέον διεργασίες μετά τη συγκόλληση					
Διεργασίες διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	70	1260	8903	840	11003
Προετοιμασία πριν την βαφή	56	1008	8903	224	10135
Βαφή	50	900	41786	6687	49371
Τελικές διεργασίες διαμόρφωσης των κομματιών	80	1440	8903	800	11143
Κόστος πρώτης ύλης					243329
Σύνολο	983	19153	304478.	23095	590055

Πίνακας: 3.2.1: Αποτελέσματα εφαρμογής του μοντέλου κόστους του Πύργου.

Εικόνα 3.3: Διαμοιρασμών του κόστους των διεργασιών κατασκευής του πύργου της Α/Γ 5 MW.

3.3 Εφαρμογή του μοντέλου για τη πρότυπη Α/Γ DTU 10 MW

Τα δεδομένα για την πρότυπη υπεράκτια ανεμογεννήτρια των 10 MW παρουσιάζονται στο Πίνακα 2.2.2 (Bak et al., 2013) . Τα δεδομένα αυτά χρησιμοποιήθηκαν στην εφαρμογή του μοντέλου για τον πύργο. Παρατηρείται ότι το πάχος των τοιχωμάτων του πύργου μέχρι τα 18 m είναι αρκετά μεγάλο και ίσο με 85 mm. Όσο αυξάνεται η απόσταση ενός σημείου του πύργου από το ύψος της θάλασσας, το πάχος του μειώνεται. Αυτό υποδηλώνει ότι το κομμάτι με το μεγαλύτερο πάχος είναι το μεταβατικό κομμάτι σύνδεσης του μονόστυλου με το πύργο. Ο πύργος συνεπώς ξεκινάει από τα 18m.

Εφαρμόζοντας το μοντέλο όπως παρουσιάστηκε παραπάνω, προκύπτει ότι ο συνολικός όγκος του πύργου είναι 60.38 m^3 . Η πυκνότητα του χάλυβα και σε αυτή τη περίπτωση είναι 8.5 tn/ m^3. Η μάζα του πύργου συνεπώς είναι 513.23 tn.

Η συνολική μάζα για τις φλάντζες υπολογίστηκε ίση με 60.33 tn και συνολικά χρειάζονται 449 σετ από περικόχλια και κοχλίες για την συναρμολόγηση του πύργου.

Το κόστος του χάλυβα είναι 680 $/tn και συνεπώς το κόστος της πρώτης ύλης για όλα τα παραπάνω αθροίζεται σε 488681 $ [2019].

Σε αυτή τη περίπτωση γίνεται η παραδοχή ότι ο πύργος κατασκευάζεται από λαμαρίνες με πλάτος από 6 m έως 11 και μήκος όσο η περίμετρος του πύργου στο κάθε τμήμα του. Έτσι για παράδειγμα το κομμάτι του πύργου σε ύψος από τη θάλασσα μεταξύ 18 και 24 m, έχει πλάτος 6 m και μήκος 25 m. Οι πληροφορίες αυτές είναι σημαντικές καθώς καθορίζουν τον αριθμό των συγκολλήσεων που θα πρέπει να γίνουν για την κατασκευή του πύργου. Συνολικά και εδώ θεωρείται ότι ο πύργος αποτελείται από 3 κομμάτια και 6 φλάντζες. Οι φλάντζες συνδέουν τα κομμάτια του πύργου μεταξύ τους αλλά και το πύργο με το μεταβατικό κομμάτι των θεμελίων. Για αυτόν τον πύργο απαιτούνται συνολικά 1260ώρες συγκολλήσεων.

Η διάρκεια των υπόλοιπων διεργασιών κατόπιν παραδοχών διαμορφώνεται ως εξής: Οι επιπλέον εργασίες μετά τη συγκόλληση έχουν διάρκεια 75 h, η προετοιμασία πριν την βαφή έχει διάρκεια 60 ώρες, η διαδικασία της βαφής έχει διάρκεια 60 ώρες και η τελικές διεργασίες κοψίματα και επιδιορθώσεις 90 ώρες. Ακόμη υπολογίστηκε η συνολική εξωτερική επιφάνεια του πύργου ίση με 2105.89 m^2 και η εσωτερική επιφάνεια ίση με 2088.48 m^2.

Στο Πίνακα 3.3.1 και Εικόνα 3.4 παρουσιάζονται τα συνολικά αποτελέσματα εφαρμογής του μοντέλου για την πρότυπη Α/Γ DTU 10 MW. Το συνολικό κόστους του πύργου αθροίζεται σε 1068382 $ εκ των οποίων 488681$ είναι το κόστος της πρώτης ύλης και 462047 $ το κόστος των συγκολλήσεων. Και σε αυτή τη περίπτωση είναι φανερό ότι οι συγκολλήσεις και το κόστος της πρώτης ύλης καθορίζουν σε μεγάλο βαθμό το κόστος του πύργου της Α/Γ. Οι υπόλοιπες διεργασίες έχουν δευτερεύοντα ρόλο.

Πίνακας: 3.3.1: Αποτελέσματα εφαρμογής του μοντέλου για την Α/Γ 10 MW

Κατηγορίες	Χρόνος της διεργασίας [h]	Κόστος των εργατικών [$ 2019]	Κόστος των υλικών [$ 2019]	Κόστος των μηχανημάτων [$ 2019]	Συνολικό κόστος [$ 2019]
Προετοιμασία για τη συγκόλληση	1260	25205	33555	25205	462047
Συγκόλληση			378081		
Επιπλέον διεργασίες μετά τη συγκόλληση					
Διεργασίες διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	75	1350	16777	900	19027
Προετοιμασία πριν την βαφή	60	1080	16777	240	18097
Βαφή	60	1080	55250	4903	61233
Τελικές διεργασίες διαμόρφωσης των κομματιών	90	1620	16777	900	19297
Κόστος πρώτης ύλης					4886801
Σύνολο	1545	30335	517218	32148	1068382

Εικόνα 3.4: Διαμοιρασμών του κόστους των διεργασιών κατασκευής του πύργου της Α/Γ 10 MW

3.4 Εφαρμογή του μοντέλου για τη πρότυπη Α/Γ IEA 15 MW

Σε αυτή τη παράγραφο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα για το μοντέλο χρησιμοποιώντας τα δεδομένα της πρότυπης Ανεμογεννήτριας IEA NREL 15 MW (Gaertner et al., 2020). Τα δεδομένα αυτά παρουσιάζονται στον Πίνακα 2.3.2. Σε αυτή τη περίπτωση παρατηρείται ότι ο πύργος έχει σημαντικά μικρότερο πάχος σε σχέση με την πρότυπη Α/Γ 10 MW. Ακόμη είναι γνωστό ότι το μεταβατικό κομμάτι που ενώνει τον πύργο με το μονόστυλο, εκτείνεται μέχρι τα 15 m πάνω από τη θάλασσα. Συνεπώς ο πύργος ξεκινάει από τα 15 m. Αξίζει κανείς να παρατηρήσει το συνολικό ύψος του πύργου (144 m) , ο οποίος είναι σχετικά κοντός (η ακτίνα του πύργου είναι 120 m) προκειμένου να μειωθούν τα κατασκευαστικά του έξοδα.

Σε αυτή τη περίπτωση εφαρμόζοντας το μοντέλο, προκύπτει ότι ο συνολικός όγκος του πύργου είναι 102.26 m3. Με δεδομένο ότι η πυκνότητα του χάλυβα είναι 7.85 tn/m3, η μάζα του πύργου είναι 803.74 tn.

Η συνολική μάζα για τις φλάντζες υπολογίστηκε ίση με 21tn και συνολικά χρειάζονται 540 σετ από περικόχλια και κοχλίες για την συναρμολόγηση του πύργου.

Το κόστος του χάλυβα είναι 680 $/tn και συνεπώς το κόστος της πρώτης ύλης για όλα τα παραπάνω αθροίζεται σε 608820 $.

Σε αυτό τον πύργο θεωρούμε ότι οι λαμαρίνες που αποτελούν τον πύργο έχουν πλάτος 13 m και το μήκος τους είναι η περίμετρος του κύκλου που σχηματίζει η εξωτερική ακτίνα στο εκάστοτε σημείου του πύργου. Όπως αναφέρθηκε και νωρίτερα, οι διαστάσεις των λαμαρινών που αποτελούν τον πύργο, επηρεάζουν τον αριθμό των συγκολλήσεων και συνεπώς το κόστος του πύργου. Συνεπώς απαιτούνται συνολικά 1437 h συγκολλήσεων και το κόστος της διαδικασίας της συγκόλλησης ανέρχεται στα 534682$.

Η διάρκεια των υπόλοιπων διεργασιών κατόπιν παραδοχών διαμορφώνεται ως εξής: Οι επιπλέον εργασίες μετά τη συγκόλληση έχουν διάρκεια 80 h, η προετοιμασία πριν την βαφή έχει διάρκεια 64 ώρες, η διαδικασία της βαφής έχει διάρκεια 80 ώρες και η τελικές διεργασίες κοψίματα και επιδιορθώσεις 120 ώρες. Ακόμη υπολογίστηκε η συνολική εξωτερική επιφάνεια του πύργου ίση με 3345.37 m^2 και η εσωτερική επιφάνεια ίση με 3321.14 m^2.

Στο Πίνακα 3.4.1 και στην Εικόνα 3.5, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της εφαρμογής του μοντέλου. Ομοίως με τις υπόλοιπες περιπτώσεις, η αγορά της πρώτης ύλης μαζί με το κόστος της συγκόλλησης αποτελούν τα βασικότερα επιμέρους κόστη της κατασκευής του πύργου. Ακολουθεί στη τρίτη θέση η βαφή του πύργου καθώς είναι αρκετά εξειδικευμένη προκειμένου να πληροί όλες τις απαραίτητες προδιαγραφές.

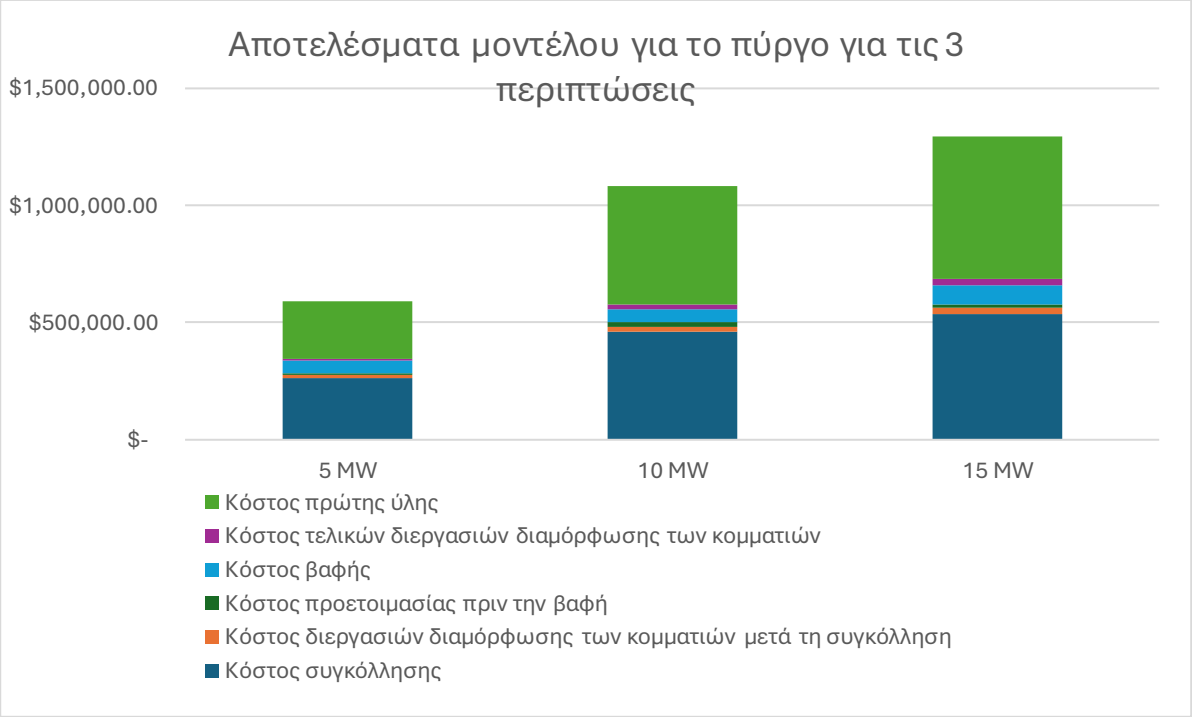
Πίνακας: 3.4.1: Αποτελέσματα εφαρμογής του μοντέλου για την Α/Γ 15 MW

Κατηγορίες	Χρόνος της διεργασίας [h]	Κόστος των εργατικών [$ 2019]	Κόστος των υλικών [$ 2019]	Κόστος των μηχανημάτων [$ 2019]	Συνολικό κόστος [$ 2019]
Προετοιμασία για τη συγκόλληση	1437	28737	53332	21553.97	534682
Συγκόλληση			431059		
Επιπλέον διεργασίες μετά τη συγκόλληση					
Διεργασίες διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	80	1440	26666	960	29066
Προετοιμασία πριν την βαφή	64	1152	13333	256	14741
Βαφή	80	1440	66850	10696	78986
Τελικές διεργασίες διαμόρφωσης των κομματιών	120	2160	26666	1200	30026
Κόστος πρώτης ύλης					608820
Σύνολο	1781	34929	617906	34665	1296321

Εικόνα 3.5: Διαμοιρασμών του κόστους των διεργασιών κατασκευής του πύργου της Α/Γ 15 MW

3.5 Ανάλυση αποτελεσμάτων

Στην Εικόνα 3.6 και τον Πίνακα 3.5.1 συνοψίζονται τα αποτελέσματα του μοντέλου κόστους για τις τρεις ανεμογεννήτριες που εξετάστηκαν. Όπως είναι αναμενόμενο, το κόστος του πύργου αυξάνεται με την αύξηση της ισχύος των ανεμογεννητριών. Και στις τρεις περιπτώσεις, το κόστος του υλικού και των συγκολλήσεων αποτελεί τον κύριο παράγοντα διαμόρφωσης του συνολικού κόστους του πύργου. Μεταξύ των ανεμογεννητριών 10 MW και 15 MW, το κόστος παραμένει παρόμοιο, καθώς ο πύργος της ανεμογεννήτριας των 15 MW είναι μόνο κατά 20 μέτρα μεγαλύτερος. Επιπλέον, στην ανεμογεννήτρια των 10 MW ο πύργος αποτελείται από 16 κομμάτια (με χρήση περισσότερων μικρότερων λαμαρινών), ενώ στην ανεμογεννήτρια των 15 MW αποτελείται από 10 κομμάτια. Αυτό επηρεάζει το κόστος των συγκολλήσεων, καθώς για την ανεμογεννήτρια των 10 MW απαιτούνται περισσότερες συγκολλήσεις, γεγονός που αυξάνει το συνολικό κόστος.

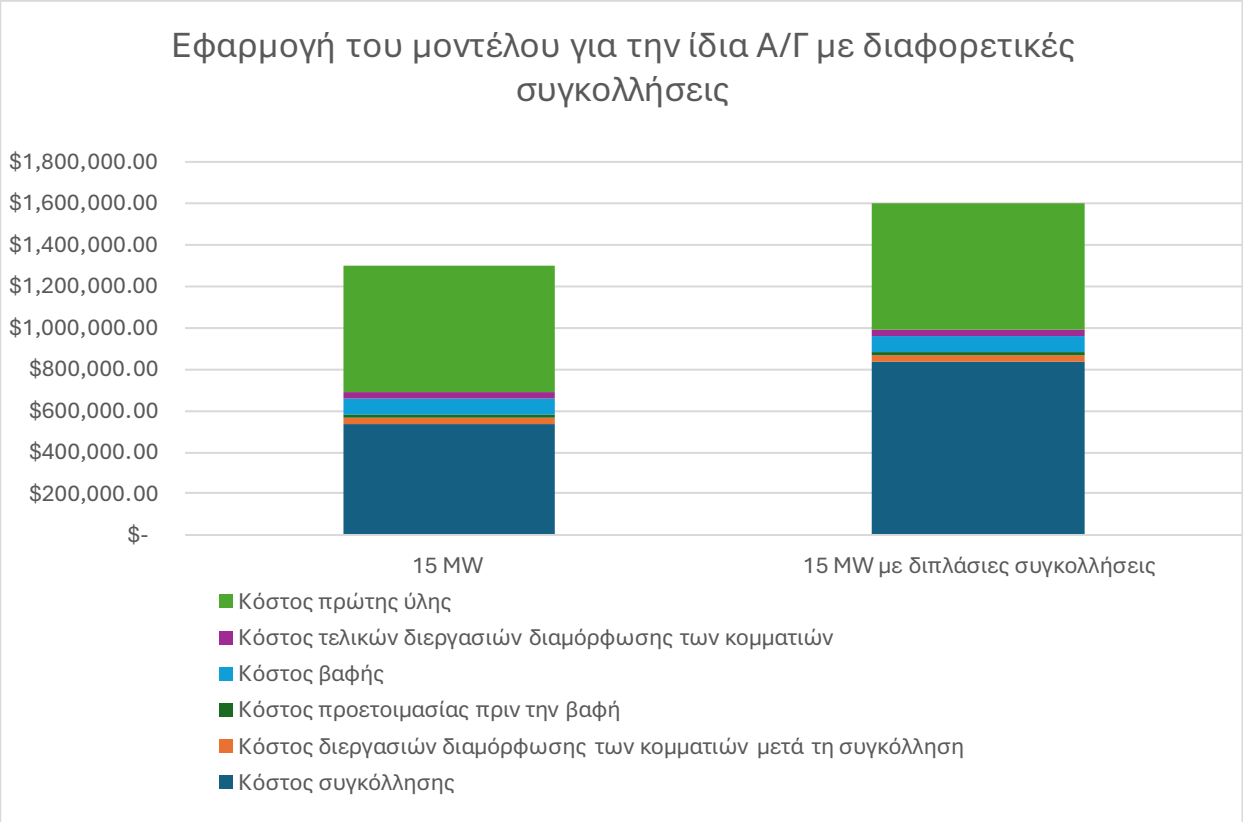


Εικόνα 3.6: Αποτελέσματα μοντέλου κοστολόγησης πύργου και για τις 3 Α/Γ που εξετάσθηκαν.

Πίνακας: 3.5.1: Αποτελέσματα μοντέλου κόστους πύργου για τις 3 Α/Γ που εξετάσθηκαν.

	5 MW ($)	10 MW ($)	15 MW ($)
Κόστος συγκόλλησης	302183	462046	534682
Κόστος διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	12900	19027	29066
Κόστος προετοιμασίας πριν την βαφή	12032	18097	14741
Κόστος βαφής	49371	61233	78986
Κόστος τελικών διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών	13040	19297	30026
Κόστος πρώτης ύλης	290427	505294	608820

Για να εκτιμηθεί η επίδραση του αριθμού των συγκολλήσεων στο συνολικό κόστος της ανεμογεννήτριας, εξετάστηκε μια εναλλακτική περίπτωση για την ανεμογεννήτρια 15 MW, όπου θεωρήθηκε ότι τα κομμάτια που συνθέτουν τον πύργο είναι διπλάσια. Συγκεκριμένα, ο αριθμός των κομματιών αυξήθηκε σε 20, καθώς οι λαμαρίνες που αποτελούν τον πύργο έχουν πλέον το μισό μήκος. Ο χρόνος που απαιτείται για τις συγκολλήσεις αυξήθηκε σε 2360 ώρες. Οι επιπλέον ώρες αφορούν τις συγκολλήσεις μεταξύ των επιμέρους κυλινδρικών τμημάτων του πύργου και όχι τις συγκολλήσεις που μετατρέπουν τις λαμαρίνες σε κυλινδρικά τμήματα. Το συνολικό κόστος του πύργου αυξάνεται κατά 304,977 δολάρια, λόγω του αυξημένου κόστους των επιπλέον συγκολλήσεων.



Εικόνα 3.7: Αποτελέσματα μοντέλου για ίδια Α/Γ με διαφορά στον αριθμό των συγκολλήσεων.

Πίνακας: 3.5.2: Αποτελέσματα μοντέλου για ίδια Α/Γ με διαφορά στον αριθμό των συγκολλήσεων.

	15 MW ($)	15 MW ($) Διπλάσιες συγκολλήσεις
Κόστος συγκόλλησης	534682	839659
Κόστος διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	29066	29066
Κόστος προετοιμασίας πριν την βαφή	14741	14741
Κόστος βαφής	78986	78986
Κόστος τελικών διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών	30026	30026
Κόστος πρώτης ύλης	608820	608820

4. Κοστολόγηση Μονόστυλου

Σε αυτό το κεφάλαιο θα περιγραφεί το μοντέλο που αναπτύχθηκε για την εκτίμηση του κόστους του μονόστυλου. Το μονόστυλο (monopile) είναι ο πιο διαδεδομένος τύπος θεμελίωσης για υπεράκτιες ανεμογεννήτριες, όπως αναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 1. Παρόμοια με την κοστολόγηση του πύργου, θα κοστολογηθούν οι επιμέρους εργασίες που απαιτούνται για την κατασκευή του μονόστυλου, ακολουθώντας την ίδια μεθοδολογία με τον πύργο. Κάθε εργασία εξετάστηκε ξεχωριστά, λαμβάνοντας υπόψη τις απαιτούμενες εργατοώρες, τα αναγκαία υλικά και την πολυπλοκότητα της διαδικασίας.

Η γεωμετρία του μονόστυλου δεν διαφέρει σημαντικά από αυτή του πύργου, καθώς πρόκειται για έναν κύλινδρο, με ένα τμήμα του να είναι θαμμένο στον πυθμένα της θάλασσας και ένα άλλο τμήμα του, το μεταβατικό κομμάτι (transition piece), να συνδέεται με τον πύργο. Συνεπώς, η διαδικασία κοστολόγησης του πύργου εφαρμόστηκε και στο μονόστυλο. Οι διεργασίες που περιλαμβάνονται στο μοντέλο είναι οι ίδιες: αρχικά υπολογίζεται το κόστος των πρώτων υλών, και στη συνέχεια το κόστος των εργασιών συγκόλλησης, των μεταγενέστερων εργασιών που έπονται της συγκόλλησης, της βαφής και των τελικών διορθωτικών εργασιών στα τελικά κομμάτια.

4.1 Περιγραφή μοντέλου

Προσδιορισμός του κόστους της πρώτης ύλης

Το μονόστυλο και το μεταβατικό κομμάτι της Ανεμογεννήτριας είναι δύο κοιλοδοκοί. Το μονόστυλο και το μεταβατικό κομμάτι ενώνονται με φλάντζες μεταξύ τους. Τα δύο αυτά κομμάτια κατασκευάζονται από λαμαρίνες δεδομένου πάχους οι οποίες υφίστανται κατάλληλη επεξεργασία ώστε να μετατραπούν σε κυλίνδρους. Στη συνέχεια συγκολλούνται μεταξύ τους ώστε να σχηματιστούν τα επιμέρους κομμάτια του μονόστυλου. Επιπλέον στο κόστος της πρώτης ύλης συμπεριλαμβάνεται το κόστος, για τις φλάντζες και τις βίδες που χρειάζονται για να ενώσουν τα επιμέρους κομμάτια.

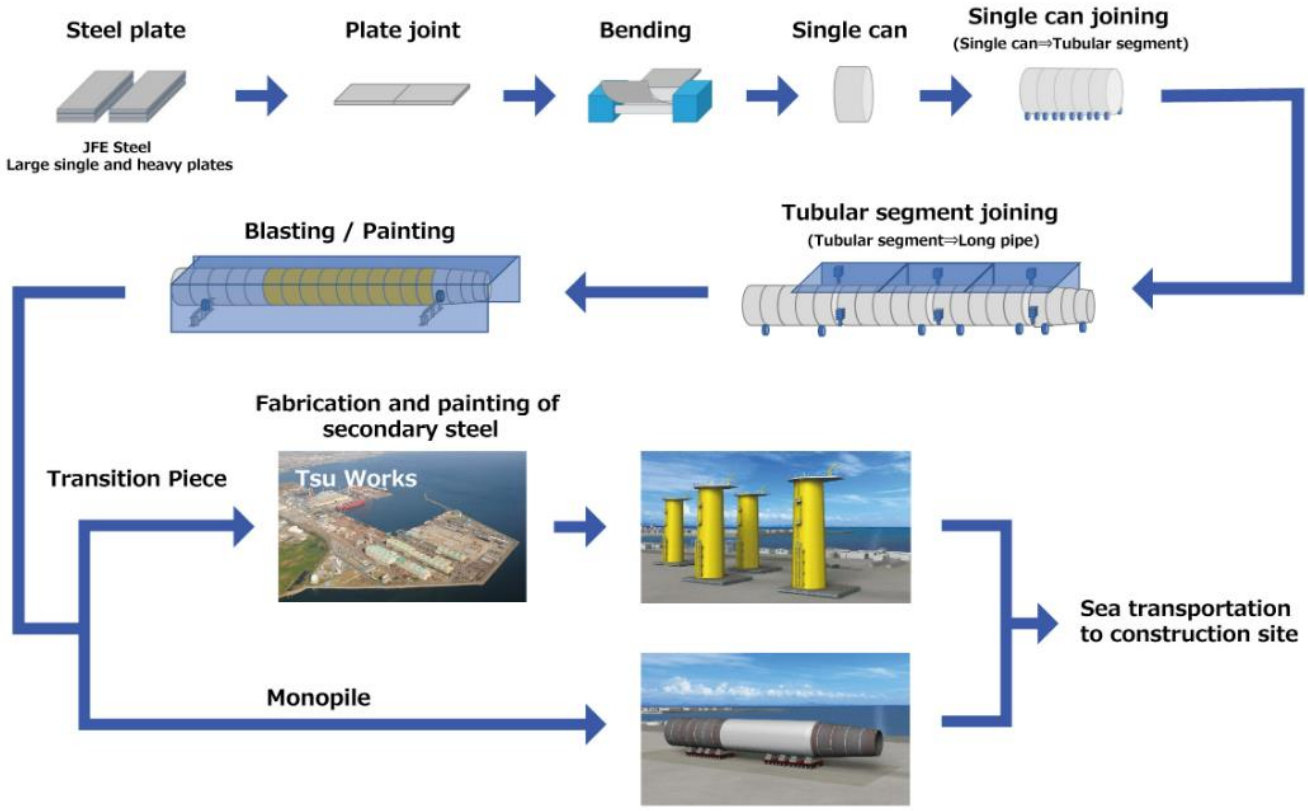
Για το μονόστυλο και το μεταβατικό κομμάτι θα υπολογιστεί πρώτα ο όγκος των κυλίνδρων και στη συνέχεια μέσω της πυκνότητας η οποία δίνεται για κάθε Α/Γ που εξετάζεται θα προσδιοριστεί η μάζα τους. Για τη διαδικασία υπολογισμού της μάζας του μονόστυλου και του μεταβατικού κομματιού χρησιμοποιούνται οι ίδιες σχέσεις με την περίπτωση του πύργου. Η μόνη διαφορά υπάρχει στον υπολογισμό της μάζας των φλαντζών.

Για τον υπολογισμό του κόστους των φλαντζών, θεωρούμε ότι συνδέεται το μονόστυλο με το μεταβατικό κομμάτι με φλάντζες και το transition piece με το πύργο. Το σετ φλαντζών για τη σύνδεση του μονόστυλου με τον πύργο, έχει υπολογιστεί στο κοστολόγιο του πύργου. Συνεπώς χρειαζόμαστε 2 φλάντζες προκειμένου να ενωθούν όλα τα κομμάτια μεταξύ τους. Οι φλάντζες θα πρέπει να είναι

πιο παχιές από το πάχος στο κάθε σημείο. Θεωρήθηκε και σε αυτή την περίπτωση ότι το πάχος τους θα είναι 8 φορές μεγαλύτερο από το αντίστοιχο στο σημείο σύνδεσης. Οι σχέσεις υπολογισμού της μάζας της φλάντζας και της κοστολόγησης των φλαντζών είναι όμοιες με αυτές των φλαντζών του πύργου.

Προσδιορισμός του κόστους των υπολοίπων στοιχείων της διαδικασίας κατασκευής

Η υπόλοιπη διαδικασία κατασκευής του μονόστυλου και συνεπώς η κοστολόγηση των διαδικασιών περιγράφεται παρακάτω. Η πρώτη ύλη που χρησιμοποιείται , είναι σε μορφή λαμαρινών. Η Εικόνα 4.1 περιγράφει την διαδικασία κατασκευής του κομματιών. Όπως είναι φανερό από την εικόνα η διαδικασία κατασκευής του μονόστυλου και του μεταβατικού κομματιού είναι παρόμοια με αυτή του πύργου που περιεγράφηκε αναλυτικά στο Κεφάλαιο 3. Η κάθε λαμαρίνα, αφού κοπεί, στη συνέχεια μετά από κατάλληλη επεξεργασία αναδιπλώνεται και συγκολλούνται οι άκρες του ώστε να μετατραπεί σε ένα κύλινδρο. Στη συνέχεια αφού ελεγθεί η ραφή που έχει προκύψει, συγκολλούνται μεταξύ τους οι επιμέρους κύλινδροι. Τέλος ακολουθεί και το βάψιμο και ο τελικός έλεγχος του κομματιού.



Εικόνα 4.1: Διαδικασία κατασκευής του πύργου. (https://www.jfe-eng.co.jp , χ.χ.)

Για την κοστολόγηση της παραπάνω διαδικασίας και σε αυτή την περίπτωση, χρησιμοποιήθηκε η ανάλυση των (Jármai & Farkas, 1999), οι οποίοι αρχικά προσδιορίζουν το χρόνο της κάθε διεργασίας και στη συνέχεια την κοστολογούν. Οι επιμέρους διαδικασίες είναι όμοιες με αυτές για τον πύργο και χρησιμοποιήθηκαν οι ίδιες σχέσεις υπολογισμών. Αξίζει να διευκρινιστεί ότι ως μέθοδος συγκόλλησης και σε αυτή τη περίπτωση χρησιμοποιείται η Μέθοδος Συγκόλλησης με Βυθισμένο Τόξο (SAW).

Όλες οι εξισώσεις που χρησιμοποιήθηκαν για τον υπολογισμό του κόστους του μονόστυλου και του μεταβατικού κομματιού είναι ίδιες με εκείνες που εφαρμόστηκαν για τον πύργο. Επιπλέον, το ωριαίο κόστος εργασίας παραμένει το ίδιο σε κάθε διεργασία, όπως και το κόστος των υλικών και των μηχανημάτων. Η μόνη διαφοροποίηση μεταξύ των ανεμογεννητριών που εξετάζονται αφορά τον αριθμό των απαιτούμενων ωρών εργασίας για κάθε διεργασία. Λόγω διαφορών στη γεωμετρία μεταξύ μονόστυλου και πύργου, προκύπτουν και οι αντίστοιχες διαφοροποιήσεις στις ώρες που απαιτούνται για κάθε επιμέρους εργασία.

4.2 Εφαρμογή του μοντέλου για τη πρότυπη Α/Γ NREL 5 MW

Για την πρότυπη υπεράκτια Α/Γ των 5 MW , δεν υπάρχουν δεδομένα για το μονόστυλο και το μεταβατικό κομμάτι στη τεχνική αναφορά (Jonkman et al., 2009). Προκειμένου να εξετάσουμε το μοντέλο, θα γίνουν κάποιες παραδοχές. Το μονόστυλο θεωρείται ότι πακτώνεται μέσα στο βυθό για 30 m καθώς τόσο η Α/Γ των 10 MW όσο και των 15 MW πακτώνονται στα 30 m σύμφωνα με τις αντίστοιχες τεχνικές μελέτες (Bak et al., 2013) (Gaertner et al., 2020) . Επομένως είναι φανερό ότι το ύψος του πύργου δεν καθορίζει το πόσο θα πακτωθεί το μονόστυλο μέσα στο βυθό. Ακόμη, η Α/Γ θα τοποθετηθεί σε βάθος στα 30 m όπως και στις υπόλοιπες περιπτώσεις που θα εξετασθούν. Το ύψος του ενδιάμεσου κομματιού, θα υπολογιστεί κάνοντας υποκλιμάκωση της Α/Γ των 10 MW χρησιμοποιώντας την τεχνική μελέτη για τα 10 MW (Bak et al., 2013). Σύμφωνα με τη μελέτη αυτή κατά την υποκλιμάκωση, της Α/Γ 10 MW σε αυτή των 5 MW, το μήκος του πύργου και του μεταβατικού κομματιού, είναι αντιστρόφως ανάλογο με το συντελεστή sf.

$$Μήκος = \frac{1}{sf} \qquad (4.1)$$

Όπου Μήκος σε [m]. Ο συντελεστής sf δίνεται από τη Σχέση 4.9.

$$sf = \sqrt{\frac{P_2}{P_1}} \qquad (4.2)$$

Με P_2 η ισχύς της Α/Γ που θεωρείται ως βάση και P_1 η ισχύς της Α/Γ που θέλουμε να υπολογίσουμε το μήκος. Έτσι σε αυτή τη περίπτωση sf = $\sqrt{2}$ και συνεπώς Μήκος= 12.72 m που στρογγυλοποιούνται στα 13 m.

Για το πάχος των τοιχωμάτων, δεν θα χρησιμοποιηθεί σαν αναφορά η Α/Γ των 10 MW, καθώς από τις τεχνικές εκθέσεις για τα 10 MW και 15 MW, είναι φανερό ότι δεν εξαρτάται από το ύψος του πύργου. Στην Α/Γ 10 MW τα τοιχώματα για μονόστυλο και το μεταβατικό κομμάτι, έχουν πάχος 85 mm, το οποίο διατηρείται σταθερό σε όλη την έκταση των κομματιών. Αντίθετα στην Α/Γ των 15 MW το πάχος μεταβάλλεται από τα 55 mm στο κομμάτι που πακτώνεται μέσα στο βυθό της

θάλασσας στα 41 mm για το κομμάτι που θα ενωθεί με τον πύργο. Επομένως θα εξετασθούν διάφορες περιπτώσεις Α/Γ για πάχη σταθερά σε όλο το κομμάτι από 85 mm έως 55 mm. Στο Πίνακα 4.2.1, τα δεδομένα της πρώτης περίπτωσης που θα εξετασθεί.

Εφαρμόζοντας το μοντέλο για την κοστολόγηση της πρώτης ύλης που περιεγράφηκε παραπάνω, προκύπτει ότι ο συνολικός όγκος των 2 κομματιών ισούται με 74.98 m^3 και γνωρίζοντας από τη τεχνική έκθεση του NREL ότι η πυκνότητα ισούται με 8.5 tn/m^3, προκύπτει ότι η συνολική μάζα του πύργου είναι ίση με 637.39 tn . Να σημειωθεί ακόμη ότι οι λαμαρίνες έχουν μήκος όσο η περίμετρος του κάθε σημείου και πλάτος όσο η διαφορά μεταξύ του προηγούμενου και του σημείου που μελετάται.

Η συνολική μάζα των φλαντζών είναι 20.68 tn και συνολικά χρειάζονται 126 set για περικόχλια και κοχλίες.

Λαμβάνοντας υπόψιν τη τιμή του χάλυβα στα 680 $/tn, και σύμφωνα με το μοντέλο που περιεγράφηκε παραπάνω προκύπτει ότι το συνολικό κόστος για την πρώτη ύλη του πύργου ισούται με 480,274 $.

Για να υπολογιστεί ο χρόνος συγκόλλησης, χρειάζεται να ξεκαθαριστεί από πόσα κομμάτια αποτελείται το μονόστυλο και το μεταβατικό κομμάτι. Για τα δεδομένα του Πίνακα 4.2.1 ο χρόνος των συγκολλήσεων ισούται με 3646 ώρες.

Πίνακας: 4.2.1: Δεδομένα Monopile για την Α/Γ 5 MW

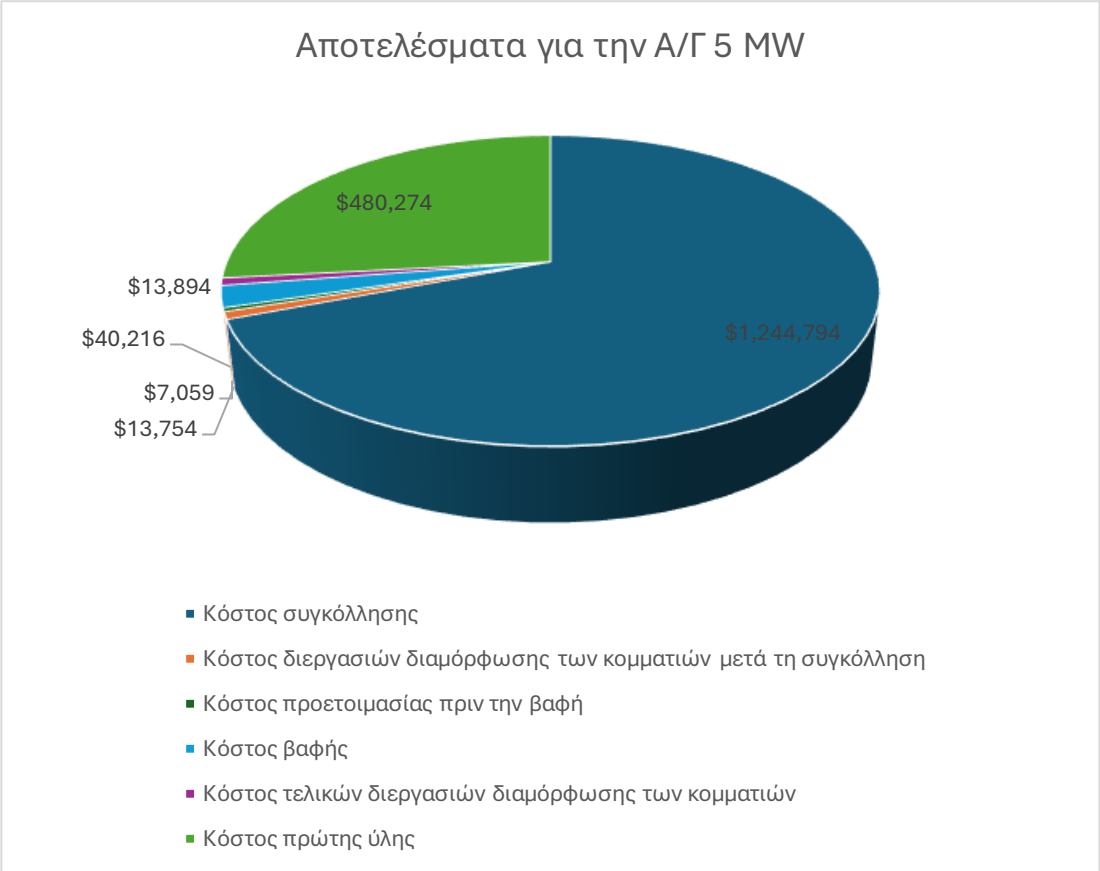
Ύψος [m]	**Εξωτερική διάμετρος [m]**	**Πάχος τοιχώματος [mm]**
-60	6	55
-55	6	55
-50	6	55
-45	6	55
-40	6	55
-35	6	55
-30	6	55
-25	6	55
-20	6	55
-15	6	55
-10	6	55
-5	6	55
0	6	55
5	6	55
10	6	55
13	6	55

Πίνακας: 4.2.2: Αποτελέσματα μοντέλου για Α/Γ 5 MW.

Κατηγορίες	Χρόνος της διεργασίας [h]	Κόστος των εργατικών [$ 2019]	Κόστος των υλικών [$ 2019]	Κόστος των μηχανημάτων [$ 2019]	Συνολικό κόστος [$ 2019]
Προετοιμασία για τη συγκόλληση	3646	72925	23309	54693	1244794
Συγκόλληση			1093868		
Επιπλέον διεργασίες μετά τη συγκόλληση					
Διεργασίες διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	70	1260	11654	840	13754
Προετοιμασία πριν την βαφή	56	1008	5827	224	7059
Βαφή	50	900	33893	5423	40216
Τελικές διεργασίες διαμόρφωσης των κομματιών	80	1440	11654	800	13894
Κόστος πρώτης ύλης					480274
Σύνολο	3902	77533	1180205	61980	1799991

Η διάρκεια των υπόλοιπων διεργασιών κατόπιν παραδοχών διαμορφώνεται ως εξής: Οι επιπλέον εργασίες μετά τη συγκόλληση έχουν διάρκεια 70 h, η προετοιμασία πριν την βαφή έχει διάρκεια 56 ώρες, η διαδικασία της βαφής έχει διάρκεια 50 ώρες και η τελικές διεργασίες κοψίματα και επιδιορθώσεις 80 ώρες. Ακόμη υπολογίστηκε η συνολική εξωτερική επιφάνεια του πύργου ίση με 1470 m^2 και η εσωτερική επιφάνεια ίση με 1443 m^2.

Τα αποτελέσματα της εφαρμογής του μοντέλου συνοψίζονται στο Πίνακα 4.2.2 και στην Εικόνα 4.3. Όπως και στο πύργο τα 3 κόστη που καθορίζουν το κόστος των θεμελίων στο μεγαλύτερο ποσοστό. Καταλαμβάνοντας περισσότερο από το 50 % του κόστους, πρώτο είναι το κόστος της συγκόλλησης, ακολουθεί το κόστος των υλικών και τρίτο το κόστος της βαφής.



Εικόνα 4.2: Αποτελέσματα της Α/Γ 5 MW.

4.3 Εφαρμογή του μοντέλου για τη πρότυπη Α/Γ DTU 10 MW

Για την πρότυπη Α/Γ DTU 10 MW τα δεδομένα για το μονόστυλο και το μεταβατικό κομμάτι (Bak et al., 2013), περιγράφονται στο Πίνακα 4.3.1. Είναι γνωστό από τα δεδομένα ότι ο πύργος ξεκινάει στα 18 m. Επίσης όπως παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 2, παρατηρείτε ότι μέρος του μεταβατικού κομματιού είναι βυθισμένο στη θάλασσα. Ακόμη κατά την παραδοχή 40 m του μονόστυλου είναι πακτωμένα μέσα στο βυθό. Το πάχος τόσο του μονόστυλου όσο και του μεταβατικού κομματιού είναι ίσο με 85 mm. Σε επόμενο κεφάλαιο, θα εξετασθεί πώς μεταβάλετε το κόστος ανάλογα με το πάχος, το βάθος και τον αριθμό των συγκολλήσεων για το μονόστυλο και το μεταβατικό κομμάτι. Αξίζει να σημειωθεί ότι τα τμήματα μεταξύ -33 και του -73 είναι χωρισμένα όχι με βάση τα δεδομένα αλλά κατόπιν παραδοχών.

Πίνακας: 4.3.1: Δεδομένα για τη Α/Γ DTU 10 MW

Ύψος [m]	Εξωτερική διάμετρος [m]	Πάχος τοιχώματος [mm]
-73.00	7.96	85.00
-60.00	7.96	85.00
-50.00	7.96	85.00
-50.00	7.96	85.00
-40.00	7.96	85.00
-40.00	7.96	85.00
-33.00	7.96	85.00
-33.00	7.96	85.00
-22.00	7.96	85.00
-22.00	7.96	85.00
-11.00	7.96	85.00
-11.00	7.96	85.00
0.00	7.96	85.00
0.00	7.96	85.00
11.00	7.96	85.00
11.00	7.96	85.00
18.00	7.96	85.00
18.01	7.96	38.00

Πρώτο βήμα όπως και στις υπόλοιπες περιπτώσεις είναι να βρεθεί το κόστος της πρώτης ύλης του μονόστυλου και του μεταβατικού κομματιού. Εφαρμόζοντας το μοντέλο, προκύπτει ότι ο συνολικός όγκος ισούται με 191.40 m^3. Πολλαπλασιάζοντας με την πυκνότητα 8.5 tn/m^3, προκύπτει ότι η συνολική μάζα του μονόστυλου είναι ίση με 1626.93 tn .

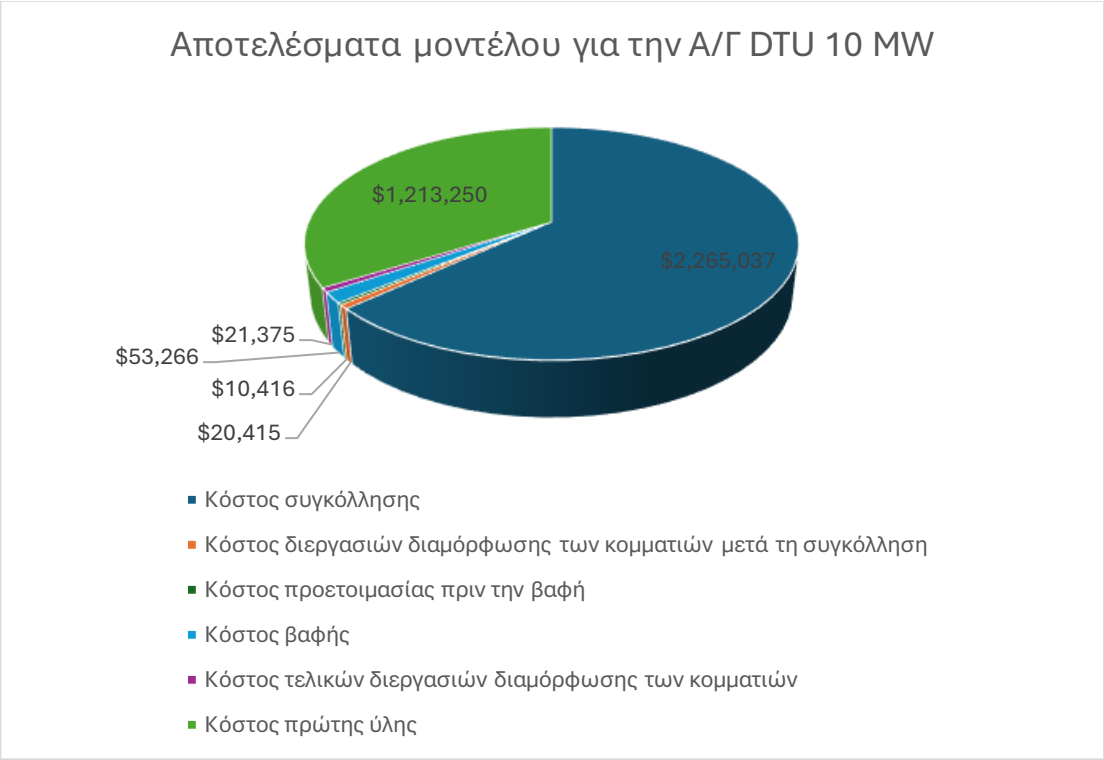
Σημειώνεται ακόμη ότι η φλάντζα σύνδεσης του πύργου με το μεταβατικό κομμάτι δεν προσμετράτε καθώς έχει υπολογιστεί το κόστος της στην κοστολόγηση του πύργου. Η συνολική μάζα των φλαντζών είναι 49.39 tn και συνολικά χρειάζονται 167 set από περικόχλια και κοχλίες.

Λαμβάνοντας υπόψιν ότι η τιμή του χάλυβα ισούται με 680 $/tn, και σύμφωνα με το μοντέλο που περιεγράφηκε παραπάνω προκύπτει ότι το συνολικό κόστος για την πρώτη ύλη του πύργου ισούται με 1,213,250 $.

Ο χρόνος των συγκολλήσεων αξιοποιώντας τα δεδομένα του Πίνακα 4.3.1 και θεωρώντας ότι υπάρχουν 12 τμήματα που αποτελούν το μονόστυλο και το μεταβατικό κομμάτι , ισούται με 6654 ώρες.

Η διάρκεια των υπόλοιπων διεργασιών κατόπιν παραδοχών διαμορφώνεται ως εξής: Οι επιπλέον εργασίες μετά τη συγκόλληση έχουν διάρκεια 80 h, η προετοιμασία πριν την βαφή έχει διάρκεια 64 ώρες, η διαδικασία της βαφής έχει διάρκεια 60 ώρες και η τελικές διεργασίες κοψίματα

και επιδιορθώσεις 120 ώρες. Ακόμη υπολογίστηκε η συνολική εξωτερική επιφάνεια του πύργου ίση με 2276 m^2 και η εσωτερική επιφάνεια ίση με 2228 m^2.



Εικόνα 4.3: Αποτελέσματα Α/Γ DTU 10 MW.

Πίνακας: 4.3.2: Αποτελέσματα Α/Γ 10 MW.

Κατηγορίες	Χρόνος της διεργασίας [h]	Κόστος των εργατικών [$ 2019]	Κόστος των υλικών [$ 2019]	Κόστος των μηχανημάτων [$ 2019]	Συνολικό κόστος [$ 2019]
Προετοιμασία για τη συγκόλληση	6654	133075	36030	99806	2265037
Συγκόλληση			1996126		
Επιπλέον διεργασίες μετά τη συγκόλληση					
Διεργασίες διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	80	1440	18015	960	20415
Προετοιμασία πριν την βαφή	64	1152	9008	256	10416
Βαφή	60	1080	42250	6760	50090
Τελικές διεργασίες διαμόρφωσης των κομματιών	120	2160	18015	1200	21375
Κόστος πρώτης ύλης					1213250
Σύνολο	6978	138907	2119443	108982	3580583

Ο Πίνακας 4.3.2 και η Εικόνα 4.5, συνοψίζουν τα αποτελέσματα του μοντέλου. Όπως σε όλες τις περιπτώσεις, τα 3 κόστη συγκολλήσεων, πρώτης ύλης και βαψίματος καθορίζουν το κόστος των θεμελίων. Είναι φανερό ότι το κόστος των συγκολλήσεων είναι σχεδόν διπλάσιο από το κόστος της πρώτης ύλης και αποτελεί το 63% του συνολικού κόστους των θεμελίων, υποδεικνύοντας τον καθοριστικό ρόλο των συγκολλήσεων στο μοντέλο.

4.4 Εφαρμογή του μοντέλου για τη πρότυπη Α/Γ IEA 15 MW NREL

Η πρότυπη ανεμογεννήτρια IEA 15 MW NREL σύμφωνα με την τεχνική αναφορά (Gaertner et al., 2020) εδράζεται σε βάθος 30 m και είναι πακτωμένη 45 m μέσα στη θάλασσα. Το μεταβατικό κομμάτι που συνδέει το μονόστυλο με το πύργο φτάνει στα 15 m πάνω από τη θάλασσα. Το πάχος των δύο αυτών κομματιών ξεκινάει από 55.34 mm στο κομμάτι που είναι πακτωμένο στο βυθό της θάλασσας και φτάνει τα 41.06 mm στο κομμάτι σύνδεσης με τον πύργο (Πίνακας 4.4.1). Αξίζει ακόμη να σημειωθεί ότι σε όλο το μήκος το κομματιών η ακτίνα είναι σταθερή και ίση με 5 m.

Το κόστος της πρώτης ύλης του μονόστυλου και του μεταβατικού κομματιού, εφαρμόζοντας το μοντέλο, προκύπτει ότι είναι 808320.92 $ καθώς ο συνολικός όγκος ισούται με 144.97 m^3, η πυκνότητα είναι ίση με 7.85 tn/m^3 και η συνολική μάζα των 2 κομματιών είναι ίση με 1138 tn. Η τιμή του χάλυβα ισούται με 680 $/tn όπως και στις προηγούμενες περιπτώσεις.

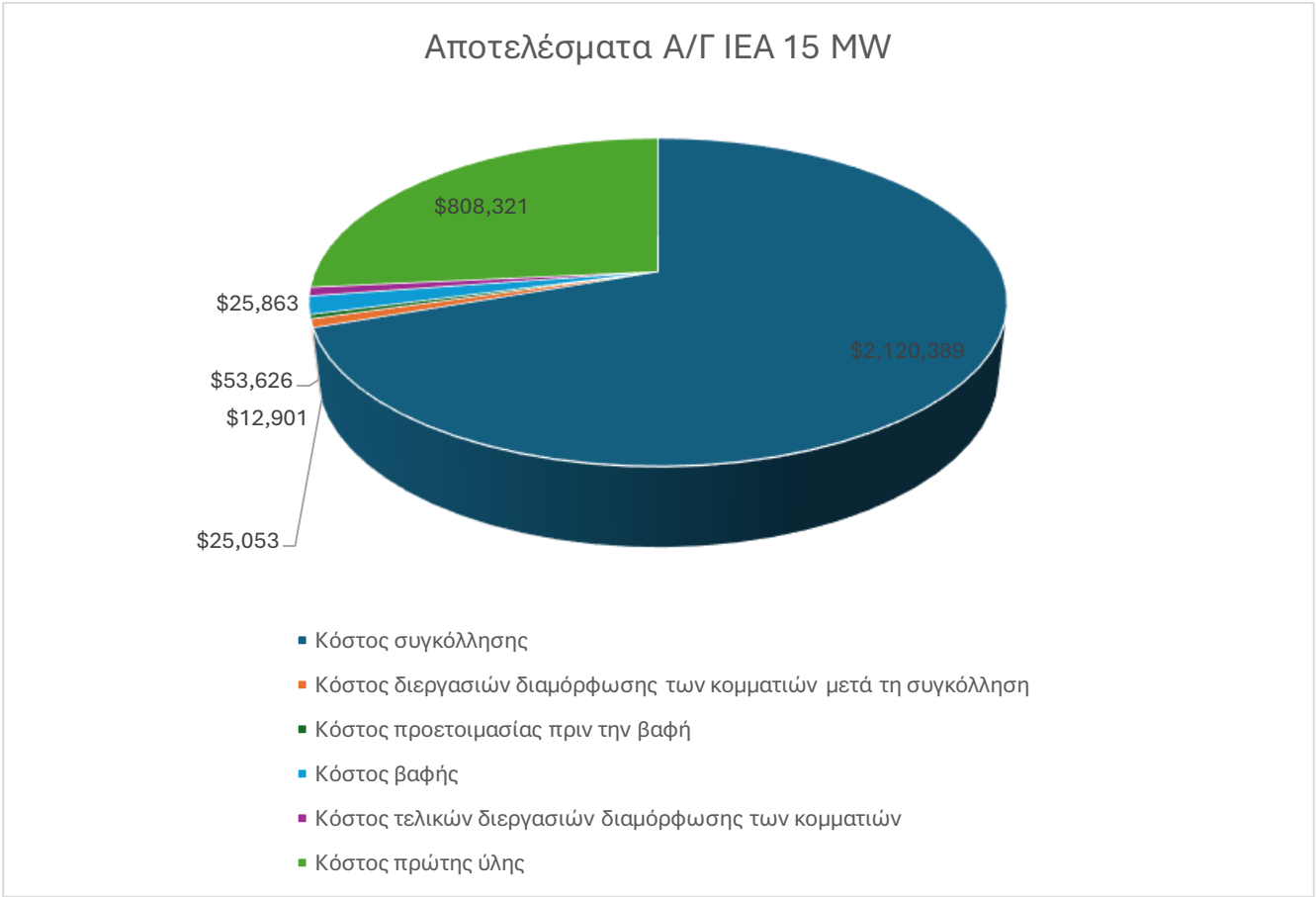
Πίνακας: 4.4.1: Δεδομένα πρότυπης Α/Γ IEA 15 MW

Ύψος [m]	Εξωτερική διάμετρος [m]	Πάχος τοιχώματος [mm]
-75.00	10.00	55.34
-30.00	10.00	55.34
-25.00	10.00	55.34
-25.00	10.00	53.45
-20.00	10.00	53.45
-20.00	10.00	51.51
-15.00	10.00	51.51
-15.00	10.00	49.53
-10.00	10.00	49.53
-10.00	10.00	47.52
-5.00	10.00	47.52
-5.00	10.00	45.52
0.00	10.00	45.52
0.00	10.00	43.53
5.00	10.00	43.53
5.00	10.00	42.24
10.00	10.00	42.24
10.00	10.00	41.06
15.00	10.00	41.06

Η συνολική μάζα των φλαντζών είναι 13.08 tn και συνολικά χρειάζονται 210 set για περικόχλια και κοχλίες.

Επόμενο βήμα στην ανάλυση είναι ο υπολογισμός του κόστους των συγκολλήσεων. Με βάση τα δεδομένα του Πίνακα 4.4.1, θεωρούμε ότι οι λαμαρίνες που αποτελούν το μονόστυλο και το μεταβατικό κομμάτι έχουν 5 m πλάτος και μήκος 31.41 m. Επομένως υπάρχουν 19 κομμάτια που συνθέτουν το μονόστυλο και το μεταβατικό κομμάτι. Αυτό υποδεικνύει ότι το κόστος των συγκολλήσεων θα είναι αυξημένο. Συνολικά απαιτούνται 6159 ώρες για τις συγκολλήσεις

Η διάρκεια των υπόλοιπων διεργασιών κατόπιν παραδοχών διαμορφώνεται ως εξής: Οι επιπλέον εργασίες μετά τη συγκόλληση έχουν διάρκεια 85 h, η προετοιμασία πριν την βαφή έχει διάρκεια 75 ώρες, η διαδικασία της βαφής έχει διάρκεια 80 ώρες και οι τελικές διεργασίες κοψίματα και επιδιορθώσεις 120 ώρες. Ακόμη υπολογίστηκε η συνολική εξωτερική επιφάνεια του πύργου ίση με 2827 m^2 και η εσωτερική επιφάνεια ίση με 2798 m^2.



Εικόνα 4.4: Αποτελέσματα Α/Γ IEA 15 MW.

Τα αποτελέσματα της εφαρμογής του μοντέλου συνοψίζονται στο Πίνακα 4.4.2 και την Εικόνα 4.6. Το κόστος των συγκολλήσεων και της πρώτης ύλης καθορίζουν το κόστος του μονόστυλου και του μεταβατικού κομματιού. Το κόστος της βαφής συμμετέχει στο συνολικό κόστος σε μικρότερο ποσοστό αλλά σημαντικό. Πιο αναλυτικά το κόστος των συγκολλήσεων είναι σχεδόν μιάμιση φορά μεγαλύτερο από το κόστος της πρώτης ύλης και αποτελεί το 69.69% του συνολικού κόστους των θεμελίων. Το κόστος των υλικών αποτελεί το 26.56 % του συνολικού κόστους. Κόστος συγκολλήσεων και πρώτης ύλης, αποτελούν το 96.25 % του συνολικού κόστους των θεμελίων.

Πίνακας: 4.4.2: Αποτελέσματα Α/Γ IEA 15 MW.

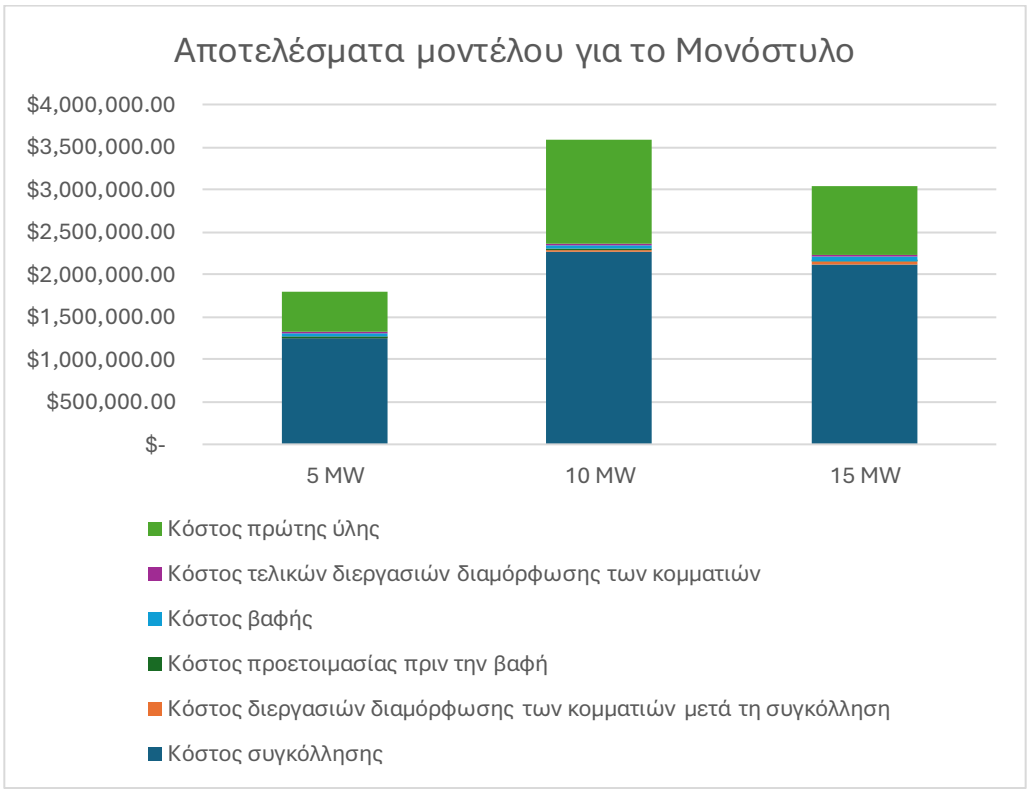
Κατηγορίες	Χρόνος της διεργασίας [h]	Κόστος των εργατικών [$ 2019]	Κόστος των υλικών [$ 2019]	Κόστος των μηχανημάτων [$ 2019]	Συνολικό κόστος [$ 2019]
Προετοιμασία για τη συγκόλληση	6195	123904	45006	92928	2120389
Συγκόλληση			1858552		
Επιπλέον διεργασίες μετά τη συγκόλληση					
Διεργασίες διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	85	1530	22503	1020	25053
Προετοιμασία πριν την βαφή	75	1350	11251	300.00	12901
Βαφή	80	1440	41786	6686	49911
Τελικές διεργασίες διαμόρφωσης των κομματιών	120	2160.	22503	1200	25863
Κόστος πρώτης ύλης					808321
Σύνολο	6555	130383	2001601	102133.31	3042438

4.5 Ανάλυση αποτελεσμάτων

Αρχικά θα συγκρίνουμε τα αποτελέσματα για τις 3 πρότυπες ανεμογεννήτριες των 5, 10 και 15 MW. Τα αποτελέσματα συνοψίζονται στον Πίνακα 4.5.1 και στην Εικόνα 4.17. Είναι φανερό ότι το κόστος για την A/Γ DTU 10 MW είναι το μεγαλύτερο και αυτό συμβαίνει διότι το πάχος του μονόστυλου σε αυτή την περίπτωση είναι 85 mm σε όλο το μήκος του. Για την NREL 15 MW ανεμογεννήτρια το πάχος ξεκινάει από τα 55 mm και καταλήγει στα 35 mm. Όπως θα εξετασθεί και παρακάτω αυτό είναι ικανό για να μεταβάλει το κόστος σημαντικά. Στη περίπτωση όπου το πάχος των τοιχωμάτων είναι σταθερό και ίσο με 85 mm και για την A/Γ των 15 MW το συνολικό κόστος είναι 7,161,511 $.

Πίνακας: 4.5.1: Αποτελέσματα μοντέλου για το Μονόστυλο για τις 3 πρότυπες περιπτώσεις.

	5 MW [$]	10 MW [$]	15 MW [$]
Κόστος συγκόλλησης	1244794	2265037	2120389
Κόστος διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	13754	20415	25053
Κόστος προετοιμασίας πριν την βαφή	7059	10416	12901
Κόστος βαφής	40216	50090	49911
Κόστος τελικών διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών	13894	21375	25863
Κόστος πρώτης ύλης	480274	1213250	808321
Συνολικό κόστος	1799991	3580583	3042438



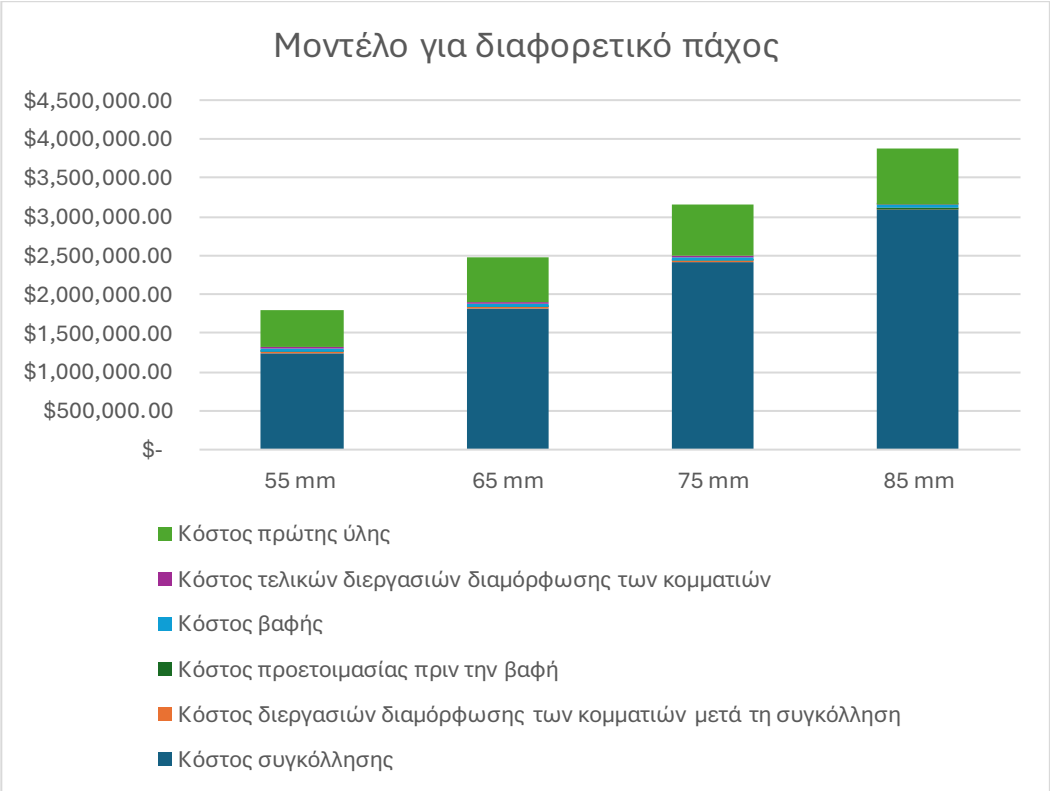
Εικόνα 4.5: Αποτελέσματα μοντέλου για το Μονόστυλο για τις 3 πρότυπες περιπτώσεις.

Ανάλυση ευαισθησίας των παραμέτρων της Ανεμογεννήτριας NREL 5 MW

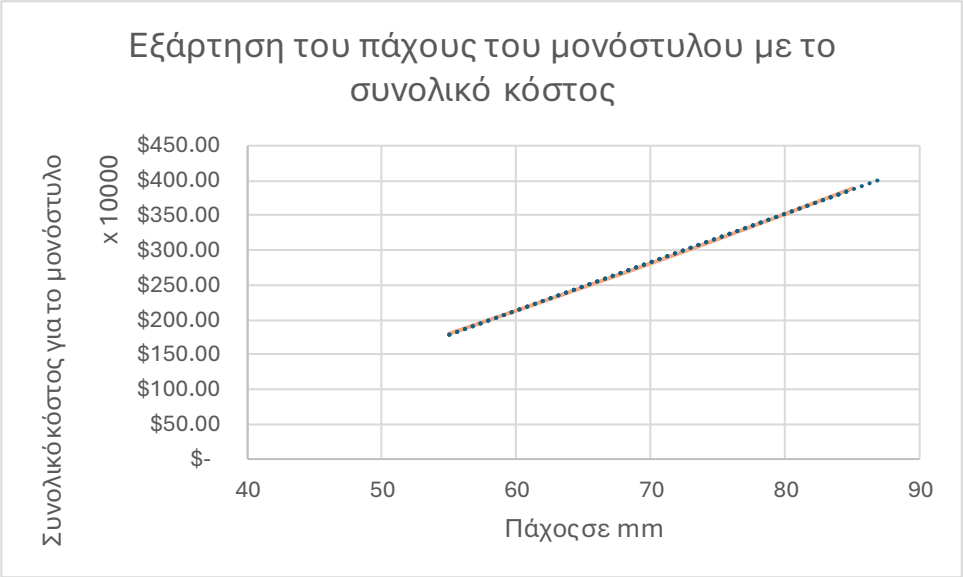
Σε αυτό το κεφάλαιο θα εξεταστεί πως μεταβάλουν το κόστος τα διάφορα χαρακτηριστικά των θεμελίων. Πρώτα εξετάζεται το πάχος του μονόστυλου και του μεταβατικού κομματιού. Ο Πίνακας 4.5.2 και η Εικόνα 4.8, συνοψίζουν τα αποτελέσματα. Αυξάνοντας το πάχος, αυξάνεται το κόστος της πρώτης ύλης και των συγκολλήσεων. Τα υπόλοιπα επειδή εξαρτώνται από την επιφάνεια των κομματιών και το συνολικό τους ύψος παραμένουν σταθερά. Η αύξηση φαίνεται να είναι γραμμική (Εικόνα 4.7). Για το μονόστυλο με πάχος 55 mm, το συνολικό κόστος κατασκευής είναι 1,799,999 $ και φτάνει τα 3,886,699 $ όταν το πάχος είναι στα 85 mm.

Πίνακας: 4.5.2: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου αλλάζοντας το πάχος του Μονόστυλου.

	Διαφορετικό πάχος			
	55 mm [$]	65 mm [$]	75 mm [$]	85 mm [$]
Κόστος συγκόλλησης	1244794	1818265	2411965	3090422
Κόστος διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	13754	13735	13715	13695
Κόστος προετοιμασίας πριν την βαφή	7059	7049.35	7039	7030
Κόστος βαφής	40216	40216	40216	40216
Κόστος τελικών διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών	13894	13875	13855	13835
Κόστος πρώτης ύλης	480274	574952	672154	721501



Εικόνα 4.6: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου αλλάζοντας το πάχος του Μονόστυλου.



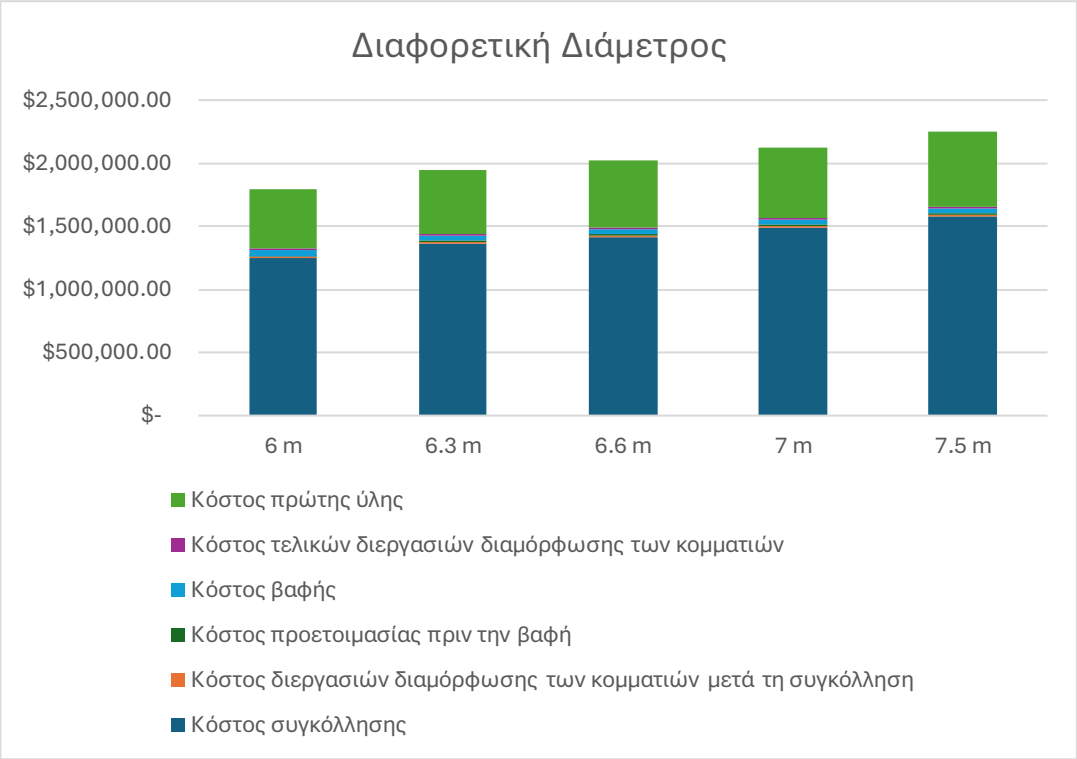
Εικόνα 4.7 :Γραμμική εξάρτηση του πάχους των θεμελίων με το συνολικό τους κόστος.

.

Στη συνέχεια εξετάσθηκε πως επηρεάζει η διάμετρος του μονόστυλου, το συνολικό του κόστος. Τέσσερις διαφορετικές περιπτώσεις ελέγχθηκαν. Ανεμογεννήτριες με διάμετρο 6 m, 6.3 m, 6.6 m, 7m και 7.5 m . Τα αποτελέσματα συνοψίζονται στην Εικόνα 4.9 και στο Πίνακα 4.5.3. Αυξάνοντας τη διάμετρο, αυξάνεται και το κόστος σε όλες τις διεργασίες. Το κόστος για την πρώτη περίπτωση είναι 1,799,999 $ ενώ για διάμετρο 7.5 m 2,245,635 $. Η διαφορά ανάμεσα σε αυτές τις δύο περιπτώσεις είναι 445,643 $ με τα 109,359 $ να αφορούν το κόστος της πρώτης ύλης και τα 328,933 $ το κόστος για τις συγκολλήσεις.

Πίνακας: 4.5.3: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου για διαφορετικές ακτίνες του Μονόστυλου.

	Διαφορετική Διάμετρος				
	6 m [$]	6.3 m [$]	6.6 m [$]	7 m [$]	7.5 m [$]
Κόστος συγκόλλησης	1244794	1362203	1415087	1485596	1573727
Κόστος διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	13754	14342	14931	15715	16695
Κόστος προετοιμασίας πριν την βαφή	7059	7353	7647	8039	8529
Κόστος βαφής	40216	40216	40216	40216	40216
Κόστος τελικών διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών	13894	14482	15071	15855	16835
Κόστος πρώτης ύλης	480274	502146	524017	553180	589633

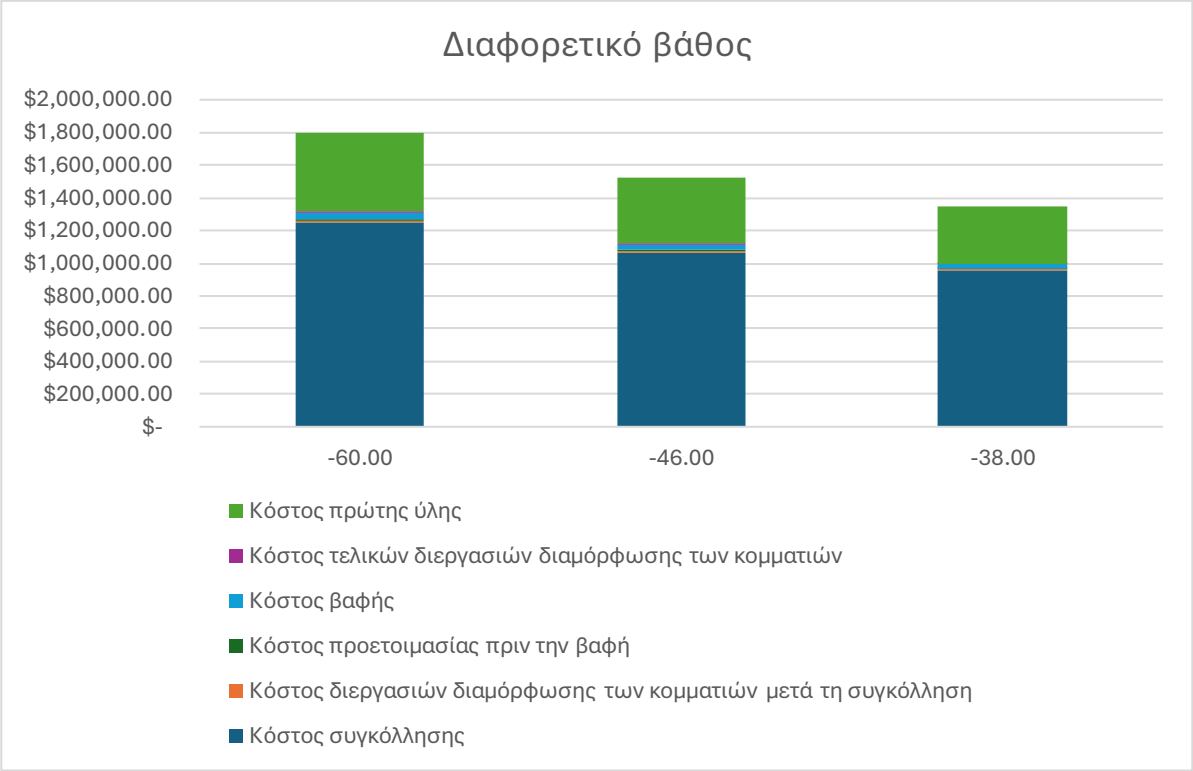


Εικόνα 4.8: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου για διαφορετικές ακτίνες του Μονόστυλου.

Πίνακας: 4.5.4:Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου για διαφορετικά βάθη τοποθέτησης του Μονόστυλου.

	Διαφορετικό Βάθος		
	-60 m [$]	- 46 m [$]	- 38 m [$]
Κόστος συγκόλλησης	1244794	1062913	956937
Κόστος διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	13754	11663	4789
Κόστος προετοιμασίας πριν την βαφή	7059	6013	2577
Κόστος βαφής	40216	32676	28367
Κόστος τελικών διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών	13894	11803	4929
Κόστος πρώτης ύλης	480274	397151	349652

Η επόμενη ανάλυση έγινε για να εξετασθεί πως μεταβάλετε το κόστους του πύργου ανάλογα με το βάθος της εγκατάστασης. Εξετάσθηκαν δυο επιπλέον περιπτώσεις εκτός της αρχικής. Σε όλες τις περιπτώσεις θεωρείται ότι το μονόστυλο πακτώνεται μέσα στο βυθό στα 30 m. Έτσι στη βασική περίπτωση, το βάθος είναι 30 m, στην επόμενη περίπτωση που εξετάζεται το βάθος του βυθού είναι 16 m ενώ στην τελευταία περίπτωση 8 m. Όλα τα υπόλοιπα μεγέθη (ακτίνα μονόστυλου, πάχος) διατηρούνται σταθερά. Ακόμη οι συγκολλήσεις γίνονται για κομμάτια ίδιων διαστάσεων. Συνεπώς μονόστυλα που τοποθετούνται σε μεγαλύτερα βάθη έχουν μεγαλύτερο μήκος (περισσότερα κομμάτια που συγκολλούνται) και άρα απαιτούνται περισσότερες κολλήσεις. Τα αποτελέσματα συνοψίζονται στο Πίνακα 4.5.4 και στην Εικόνα 4.11. Όπως είναι αναμενόμενο για πύργο σε μεγαλύτερο βάθος το κόστος του είναι μεγαλύτερο. Από τα δύο παραπάνω παραδείγματα προκύπτει ότι για κάθε επιπλέον μέτρο το κόστος αυξάνεται περίπου κατά 20,000 $.

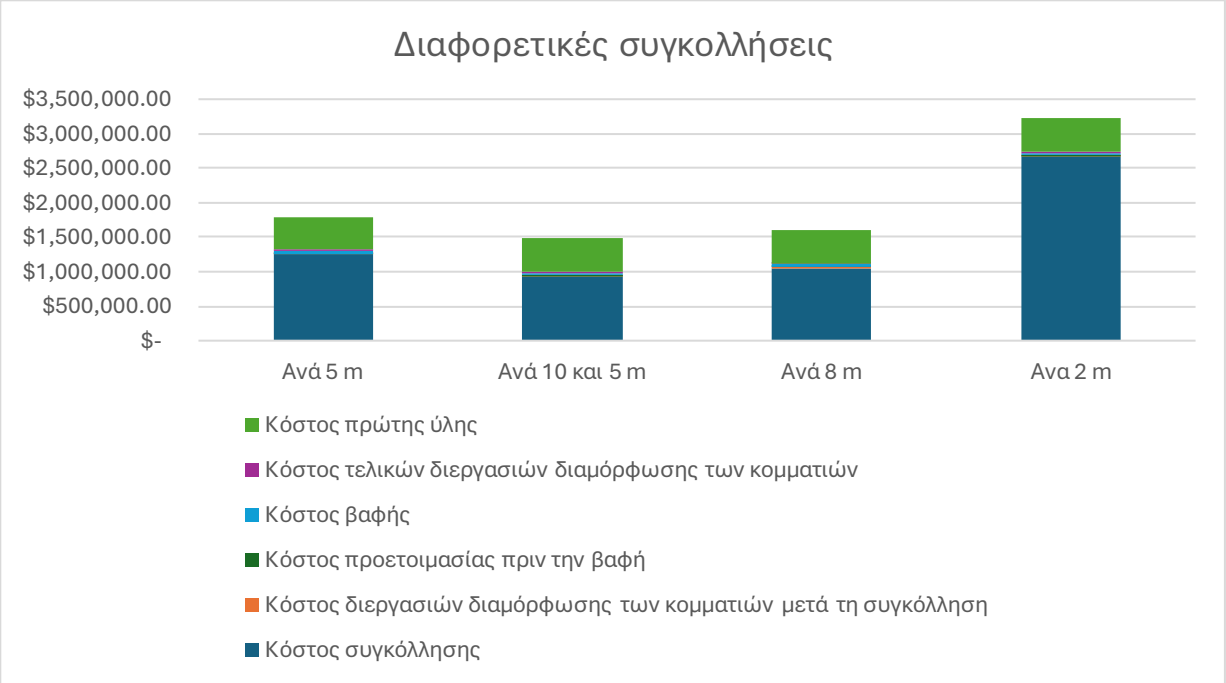


Εικόνα 4.9: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου για διαφορετικά βάθη τοποθέτησης του Μονόστυλου.

Τέλος εξετάσθηκε πως επηρεάζει ο αριθμός των συγκολλήσεων το συνολικό κόστος του πύργου. Στη βασική περίπτωση θεωρήθηκε ότι το μήκος από τη κάθε λαμαρίνα που μετά την κατάλληλη επεξεργασία, μετατρέπεται σε ένα από τα κομμάτια του μονόστυλου, είναι 5 m. Έτσι συνολικά υπάρχουν 15 κομμάτια που αποτελούν το μονόστυλο. Στη πρώτη περίπτωση που εξετάσθηκε, θεωρήθηκε ότι το μονόστυλο αποτελείται από μεγαλύτερα κομμάτια που το μήκος τους είναι στα 10 m ενώ το μεταβατικό κομμάτι όπως και στην βασική περίπτωση αποτελείται από λαμαρίνες με μήκος 5 m. Τα συνολικά κομμάτια που αποτελούν το πύργο σε αυτή την περίπτωση είναι 8. Στη δεύτερη περίπτωση, τα συνολικά κομμάτια είναι 10 και το κάθε τμήμα του μονόστυλου έχει μήκος 8 m ενώ για το μεταβατικό κομμάτι 5 m. Τέλος εξετάσθηκε και η περίπτωση, όπου τα επιμέρους τμήματα του μονόστυλου και μεταβατικού κομμάτι, είναι 2 m. Εδώ τα κομμάτια είναι 36 αρκετά περισσότερα από κάθε άλλη περίπτωση. Τα αποτελέσματα για όλες τις περιπτώσεις συνοψίζονται στο Πίνακα 4.554 και στην Εικόνα 4.12. Σε όλες τις περιπτώσεις όλα τα κόστη εκτός από το κόστος των συγκολλήσεων είναι ίδια. Είναι φανερό πως στην περίπτωση των συγκολλήσεων ανά 2 m το κόστος εκτοξεύεται καθώς χρειάζεται να συγκολληθούν πολλά περισσότερα κομμάτια μεταξύ τους.

Πίνακας: 4.5.5: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου για διαφορετικό αριθμό συγκολλήσεων.

	Διαφορετικές συγκολλήσεις			
	Ανά 5 m [$]	Ανά 10 και 5 m [$]	Ανά 8 m [$]	Ανα 2 m [$]
Κόστος συγκόλλησης	1244794	921288	1050683	2664854
Κόστος διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	13754	13754	13754	13754
Κόστος προετοιμασίας πριν την βαφή	7059	7059	7059	7059
Κόστος βαφής	40216	40216	40216	40216
Κόστος τελικών διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών	13894	13894	13894	13894
Κόστος πρώτης ύλης	480274	480274	480274	480274



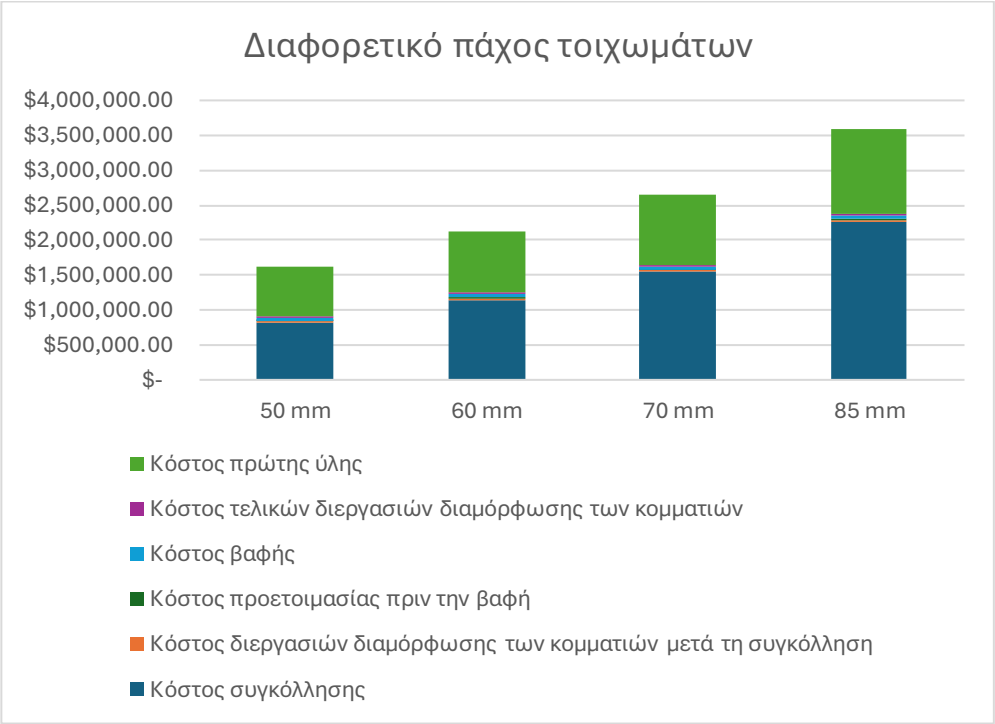
Εικόνα 4.10:Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου για διαφορετικό αριθμό συγκολλήσεων.

Ανάλυση ευαισθησίας των παραμέτρων της ανεμογεννήτρια 10 MW

Όμοια ανάλυση θα ακολουθηθεί και στη περίπτωση της πρότυπης Α/Γ DTU 10 MW. Πρώτα από όλα θα εξετασθεί πως μεταβάλετε το κόστος ανάλογα με το πάχος των τοιχωμάτων. Τα αποτελέσματα συνοψίζονται στο Πίνακα 4.5.6 και την Εικόνα 4.11. Αυξάνοντας το πάχος του μονόστυλου, αυξάνεται και το κόστος του. Εκτός από το κόστος για το βάψιμο (το οποίο εξαρτάται από το μήκος του μονόστυλου), αυξάνονται όλα τα επιμέρους κόστη. Οι μεγαλύτερες διαφορές παρατηρούνται στο κόστος των συγκολλήσεων, που για μονόστυλο πάχους 50 mm είναι 809,426$ ενώ στη περίπτωση πάχους 85 mm είναι 2,265,037 $. Είναι φανερό ότι το κόστος έχει σχεδόν τριπλασιαστεί. Μεγάλες διαφορές παρατηρούνται και στο κόστος της πρώτης ύλης. Στη περίπτωση μονόστυλου πάχους 50 mm είναι 700,898 $ ενώ για πάχος 85 mm είναι 1,213,250 $.

Πίνακας: 4.5.6: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου αλλάζοντας το πάχος του Μονόστυλου.

	Διαφορετικό πάχος			
	50 mm [$]	60 mm [$]	70 mm [$]	85 mm [$]
Κόστος συγκόλλησης	809426	1148378	1548877	2265037
Κόστος διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	20495	20472	20449	20415
Κόστος προετοιμασίας πριν την βαφή	10456	10444	10433	10416
Κόστος βαφής	50090	50090	50090	50090
Κόστος τελικών διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών	21455	21432	21409	21375
Κόστος πρώτης ύλης	700898	871079	993514	1213250

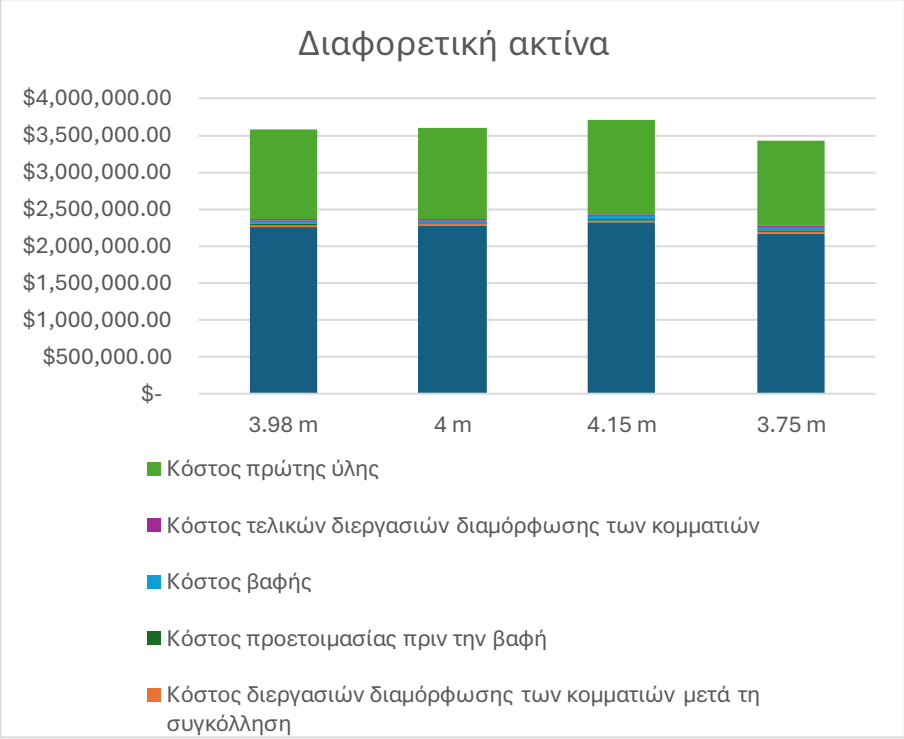


Εικόνα 4.11: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου αλλάζοντας το πάχος του Μονόστυλου.

Στην συνέχεια εξετάσθηκε πως επηρεάζει η ακτίνα το συνολικό κόστος του μονόστυλου. Σε αυτή τη περίπτωση, το κόστος δεν διαφοροποιείται σημαντικά (Εικόνα 4.12, Πίνακα 4.5.7.). Στην περίπτωση όπου η ακτίνα είναι ίση με 3.75 m το συνολικό κόστος είναι 3,434,242 $ ενώ στην περίπτωση της ακτίνας ίσης με 4.15 m είναι 3,698,916 $. Η διαφορά τους είναι μόνο 264,674 $ η οποία κυρίως εντοπίζεται στο κόστος της πρώτης ύλης (διαφορά ίση με 112,373 $) και στο κόστος των συγκολλήσεων (διαφορά ίση με 147,725$) . Για τις υπόλοιπες διεργασίες οι διαφορές στα κόστη για τις διάφορες ακτίνες είναι μικρές.

Πίνακας: 4.5.7: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου για διαφορετικές ακτίνες του Μονόστυλου.

	Διαφορετική ακτίνα			
	3.98 m [$]	4 m [$]	4.15 m [$]	3.75 m [$]
Κόστος συγκόλλησης	2265037	2272239	2327635	2179909
Κόστος διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	20415	20504	21190	19361
Κόστος προετοιμασίας πριν την βαφή	10416	10460	10803	9888
Κόστος βαφής	50090	50090	50090	50090
Κόστος τελικών διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών	21375	21464	22150	20320
Κόστος πρώτης ύλης	1213250	1224907	1267047	1154674



Εικόνα 4.12: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου για διαφορετικές ακτίνες του Μονόστυλου.

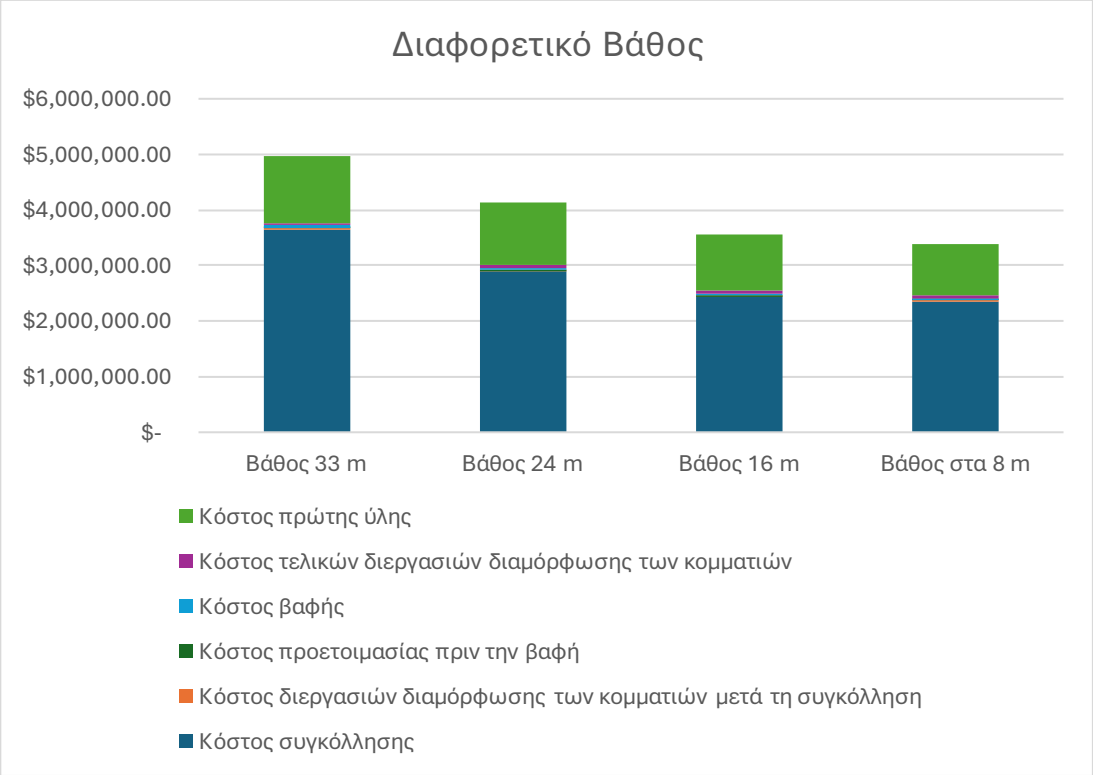
Το κόστος του μονόστυλου σε σχέση με το βάθος εγκατάστασής του εξετάζεται παρακάτω. Για την ανάλυση της επίδρασης του βάθους, υποτίθεται ότι οι συγκολλήσεις πραγματοποιούνται κάθε 5-6 μέτρα, ενώ τα θεμέλια είναι πακτωμένα σε βάθος 30 μέτρων στον βυθό. Το κόστος της πρώτης ύλης και των συγκολλήσεων αποτελεί καθοριστικό παράγοντα των διαφορών στο συνολικό κόστος. Με την αύξηση του βάθους, αυξάνεται και το μήκος του μονόστυλου, γεγονός που συνεπάγεται μεγαλύτερη χρήση υλικού. Επιπλέον, αυτό συνεπάγεται αυξημένο αριθμό συγκολλήσεων και μεγαλύτερη ποσότητα υλικού για αυτές.

Για παράδειγμα, σε βάθος βυθού 33 μέτρων, το συνολικό μήκος του μονόστυλου είναι 91 μέτρα, με συνολικό κόστος 4.970.346 $ (εκ των οποίων 3.648.621 $ αφορούν τις συγκολλήσεις και 1.219.429 $ την πρώτη ύλη). Αντίστοιχα, σε βάθος 8 μέτρων, το μονόστυλο έχει μήκος 66 μέτρα και

συνολικό κόστος 3.373.486 $ (2.360.946 $ για τις συγκολλήσεις και 915.521 $ για την πρώτη ύλη). Τα αποτελέσματα για τα υπόλοιπα βάθη παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.5.8 και στην Εικόνα 4.13.

Πίνακας: 4.5.8: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου για διαφορετικά βάθη τοποθέτησης του Μονόστυλου.

	Διαφορετικό Βάθος (Συγκόλληση ανα 5-6 m)			
	Βάθος 33 m [$]	Βάθος 24 m [$]	Βάθος 16 m [$]	Βάθος στα 8 m [$]
Κόστος συγκόλλησης	3648621	2891610	2429717	2360946
Κόστος διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	20415	18634	17050	15466
Κόστος προετοιμασίας πριν την βαφή	10416	9525	8733	7941
Κόστος βαφής	50090	45603	41294	36986
Κόστος τελικών διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών	21375	45243	40934	36626
Κόστος πρώτης ύλης	1219429	1110022	1012772	915521



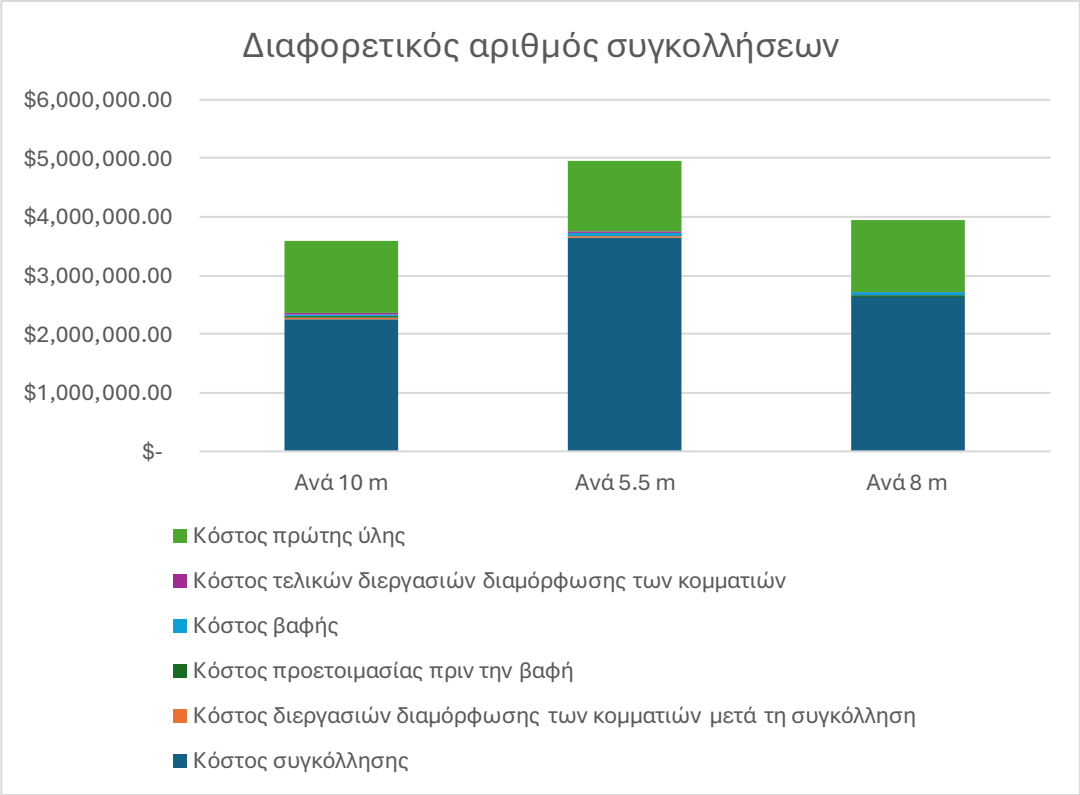
Εικόνα 4.13: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου για διαφορετικά βάθη τοποθέτησης του Μονόστυλου.

Τέλος εξετάσθηκε πως επηρεάζουν οι συγκολλήσεις το κόστος του μονόστυλου στην περίπτωση της πρότυπης Α/Γ DTU 10 MW. Τα αποτελέσματα συνοψίζονται στο Πίνακα 4.5.9 και στην Εικόνα 4.14. Το κόστος των συγκολλήσεων στη περίπτωση κομματιών με μήκος 10 m είναι ίσο με 2,265,037 $ ενώ στη περίπτωση που τα κομμάτια έχουν μήκος 5.5 m είναι ίσο με 3,648,621 $. Αυξάνεται δηλαδή κατά 50 % το κόστος των συγκολλήσεων και αυτό συνεπάγεται αύξηση στο συνολικό κόστος του μονόστυλου κατά περίπου 39%. Στην περίπτωση που τα επιμέρους κομμάτια του μονόστυλου έχουν μήκος 8 m τότε το κόστος των συγκολλήσεων είναι ίσο με 2,625,454 $ και

αντιστοιχεί σε αύξηση 16% από το αντίστοιχο κόστος της συγκόλλησης της βασικής περίπτωσης (πρότυπη Α/Γ DTU 10 MW) . Συνολικά το κόστος του μονόστυλου αυξάνεται κατά 10%.

Πίνακας: 4.5.9: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου για διαφορετικό αριθμό συγκολλήσεων.

	Διαφορετικός αριθμός συγκολλήσεων		
	Ανά 10 m [$]	Ανά 5.5 m [$]	Ανά 8 m [$]
Κόστος συγκόλλησης	2265037	3648621	2625454
Κόστος διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	20415	20415	20415
Κόστος προετοιμασίας πριν την βαφή	10416	10416	10416
Κόστος βαφής	50090	50090	50090
Κόστος τελικών διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών	21375	21375	21375
Κόστος πρώτης ύλης	1213250	1213250	1213250



Εικόνα 4.14: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου για διαφορετικό αριθμό συγκολλήσεων.

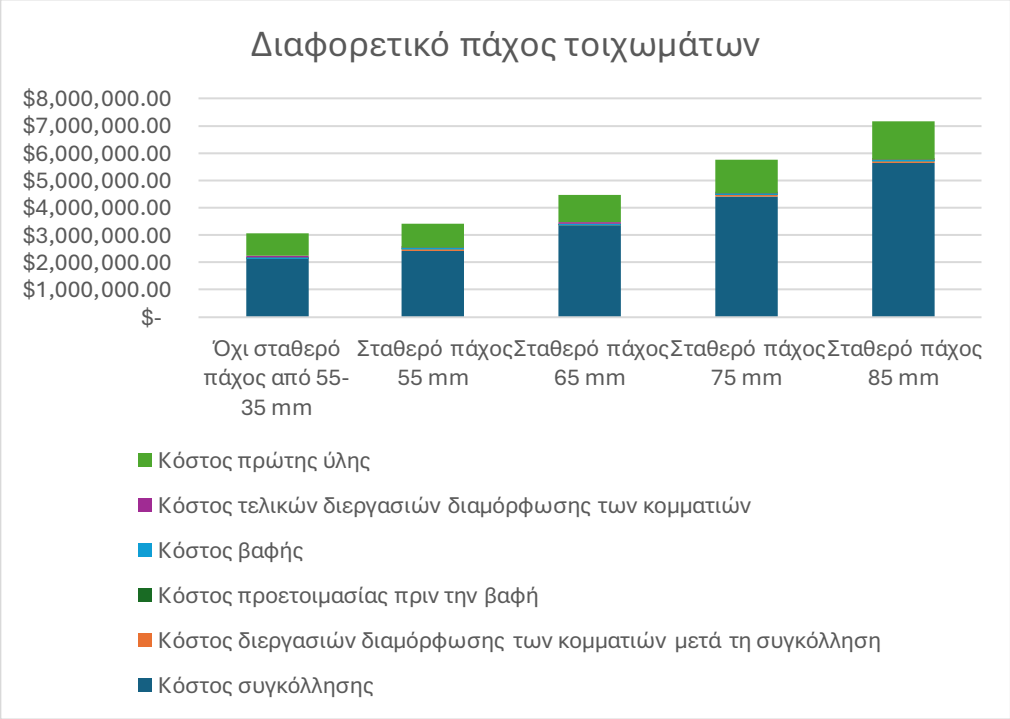
Ανάλυση της ευαισθησίας των παραμέτρων της Ανεμογεννήτριας 15 MW

Στον Πίνακα 4.5.10 και στην Εικόνα 4.15 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα για τα διαφορετικά πάχη του μονόστυλου και η επίδρασή τους στο συνολικό κόστος. Στην πρώτη περίπτωση, το πάχος μεταβάλλεται σύμφωνα με τα στοιχεία της τεχνικής έκθεσης, ενώ στη δεύτερη περίπτωση το πάχος του μονόστυλου θεωρείται σταθερό και ίσο με 55 mm, όσο και το πιο παχύ σημείο του μονόστυλοθ της πρότυπης ανεμογεννήτριας. Η συνολική διαφορά κόστους μεταξύ των δύο περιπτώσεων είναι 387.704 $. Η διαφορά αυτή προκύπτει από το κόστος των συγκολλήσεων και της πρώτης ύλης. Όταν το πάχος αυξάνεται στα 85 mm, το συνολικό κόστος αυξάνεται ραγδαία, φτάνοντας τα 7.161.511 $, περισσότερο από το διπλάσιο του κόστους της πρότυπης ανεμογεννήτριας (3.042.438 $)

.

Πίνακας: 4.5.10: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου αλλάζοντας το πάχος του Μονόστυλου.

	Διαφορετικό πάχος τοιχωμάτων				
	Όχι σταθερό πάχος από 55-35 mm [$]	Σταθερό πάχος 55 mm [$]	Σταθερό πάχος 65 mm [$]	Σταθερό πάχος 75 mm [$]	Σταθερό πάχος 85 mm
Κόστος συγκόλλησης	2120389	2431213	3335140	4423749	5667785
Κόστος διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	25053	24894	24872	24850	24827
Κόστος προετοιμασίας πριν την βαφή	12901	12655	12644	12633	12622
Κόστος βαφής	49911	49911	49911	49911	49911
Κόστος τελικών διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών	25863	25854	25832	25810	25787
Κόστος πρώτης ύλης	808321	885615	1044613	1211459	1380579



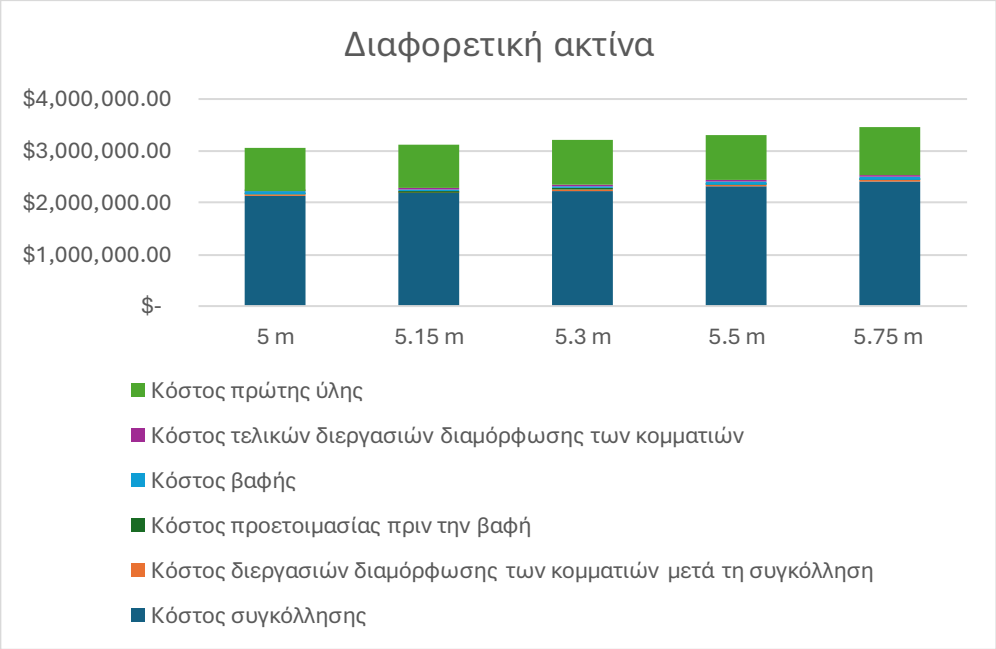
Εικόνα 4.15: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου αλλάζοντας το πάχος του Μονόστυλου.

Στη συνέχεια εξετάσθηκε πως επηρεάζει η διαφορετική ακτίνα το συνολικό κόστος του μονόστυλου (Εικόνα 4.16 και Πίνακας 4.5.11). Όπως και στις περιπτώσεις των Α/Γ 5 και 10 MW

αυξάνοντας την ακτίνα, αυξάνεται και το συνολικό κόστος του μονόστυλου, ωστόσο αυτή η αύξηση δεν είναι πολύ μεγάλη. Εξετάσθηκαν 5 περιπτώσεις για ακτίνες 5 m, 5.15 m, 5.3 m, 5.5 m, 5.75 m. Από τον πίνακα προκύπτει ότι για κάθε 0.05 m που αυξάνεται η ακτίνα, το κόστος αυξάνεται κατά περίπου 28,000 $.

Πίνακας: 4.5.11: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου για διαφορετικές ακτίνες του Μονόστυλου.

	Διαφορετική ακτίνα				
	5 m [$]	5.15 m [$]	5.3 m [$]	5.5 m [$]	5.75 m [$]
Κόστος συγκόλλησης	2120389	2175729	2231068	2304852	2397078
Κόστος διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	25053	25581	26260	27165	28296
Κόστος προετοιμασίας πριν την βαφή	12901	12999	13338	13790	14356
Κόστος βαφής	49911	49911	49911	49911	49911
Κόστος τελικών διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών	25863	26541	27220	28125	29256
Κόστος πρώτης ύλης	808321	839428	862766	893883	932778

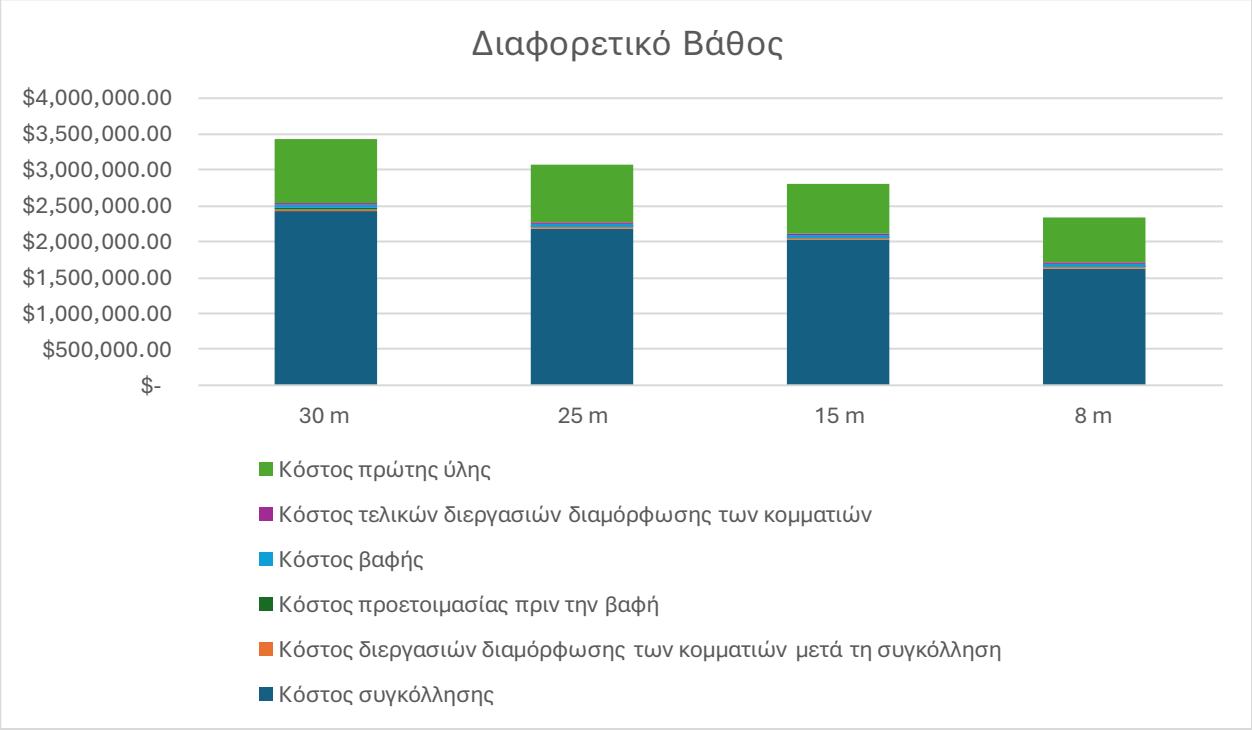


Εικόνα 4.16: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου για διαφορετικές ακτίνες του Μονόστυλου.

Τα αποτελέσματα του κόστους του μονόστυλου για τα διαφορετικά βάθη του βυθού παρουσιάζονται στο Πίνακα 4.5.12 και την Εικόνα 4.17. Για να είναι σωστή η σύγκριση στη περίπτωση βάθους 30 m, χρησιμοποιούνται τα δεδομένα για το μονόστυλο με σταθερό πάχος στα 55 mm. Όμοια και στις υπόλοιπες περιπτώσεις το πάχος του μονόστυλου είναι ίσο με 55 mm. Μεγαλύτερο πάχος συνεπάγεται και μακρύτερο μονόστυλο, συνεπώς περισσότερη πρώτη ύλη και περισσότερος αριθμός συγκολλήσεων. Το κόστος της πρώτης ύλης αυξάνεται γραμμικά ενώ η αύξηση για το κόστος των συγκολλήσεων όχι.

Πίνακας: 4.5.12: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου για διαφορετικά βάθη τοποθέτησης του Μονόστυλου.

	Διαφορετικό Βάθος			
	30 m [$]	25 m [$]	15 m [$]	8 m [$]
Κόστος συγκόλλησης	2431213	2173181	2023992	1630754
Κόστος διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	24894	22395	19896	18146
Κόστος προετοιμασίας πριν την βαφή	12655	11405	10156	9281
Κόστος βαφής	49911	44526	39140	35370
Κόστος τελικών διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών	25854	23355	20856	19106
Κόστος πρώτης ύλης	885615	793322	701030	636426

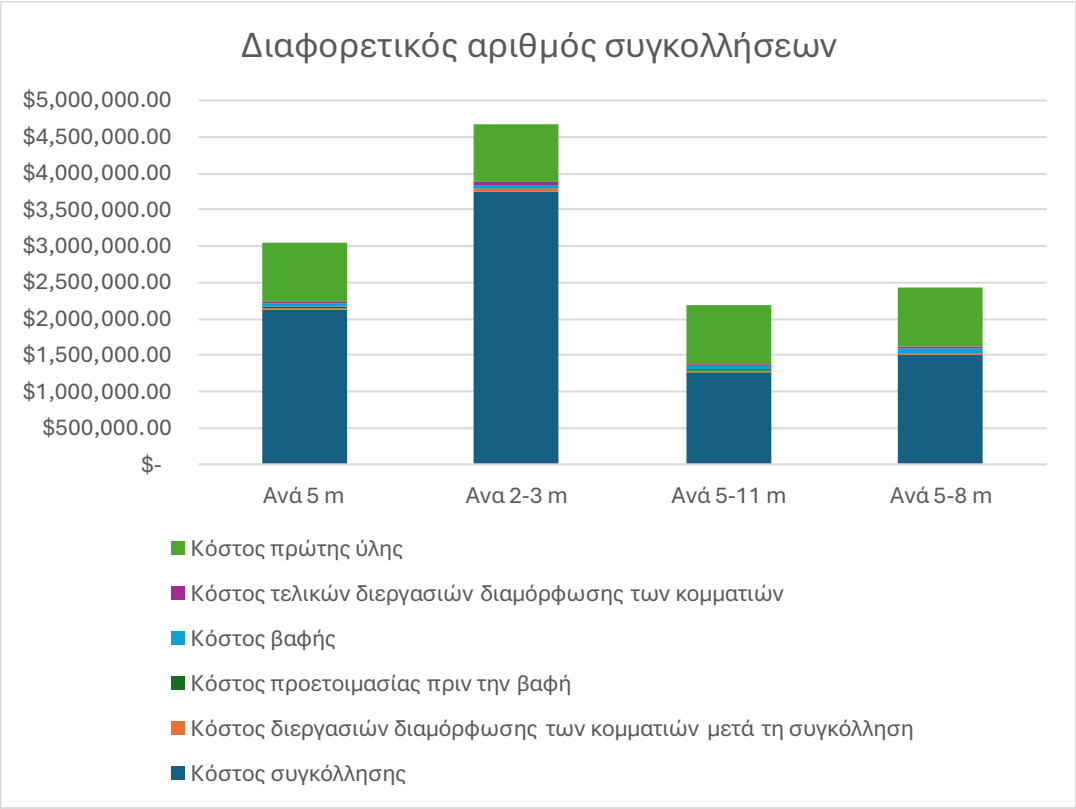


Εικόνα 4.17: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου για διαφορετικά βάθη τοποθέτησης του Μονόστυλου.

Τέλος, εξετάζεται πώς επηρεάζει ο αριθμός των συγκολλήσεων το συνολικό κόστος του μονόστυλου. Από τον Πίνακα 4.5.13 και την Εικόνα 4.18 είναι εμφανές ότι, όταν στην περίπτωση όπου τα κομμάτια που αποτελούν το μονόστυλο και το μεταβατικό κομμάτι έχουν μήκος 2 ή 3 μέτρων, το κόστος αυξάνεται δραματικά καθώς ο αριθμός των απαραίτητων συγκολλήσεων αυξάνεται. Στην τρίτη περίπτωση, για την κατασκευή του μονόστυλου, χρησιμοποιούνται κομμάτια με μήκος 11 m για το τμήμα που βρίσκεται κάτω από την επιφάνεια της θάλασσας, ενώ για το τμήμα πάνω από τη θάλασσα (0-15 μέτρα) χρησιμοποιούνται κομμάτια μήκους 5 m. Συνολικά, υπάρχουν 11 τμήματα που πρέπει να συγκολληθούν. Σε σύγκριση με την πρώτη περίπτωση, το συνολικό κόστος των συγκολλήσεων διπλασιάζεται. Αυτό είναι αναμενόμενο, καθώς στην πρώτη περίπτωση απαιτείται η συγκόλληση 19 τμημάτων, ενώ στην τρίτη μόνο 11.

Πίνακας: 4.5.13: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου για διαφορετικό αριθμό συγκολλήσεων.

	Διαφορετικός αριθμός συγκολλήσεων			
	Ανά 5 m [$]	Ανα 2-3 m [$]	Ανά 5-11 m [$]	Ανά 5-8 m [$]
Κόστος συγκόλλησης	2120389	3756795	1264066	1498738
Κόστος διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών μετά τη συγκόλληση	25053	25304	25053	25054
Κόστος προετοιμασίας πριν την βαφή	12901	13027	12902	12902
Κόστος βαφής	49911	49911	49911	49911
Κόστος τελικών διεργασιών διαμόρφωσης των κομματιών	25863	26114	25863	25864
Κόστος πρώτης ύλης	808321	808321	808321	808321



Εικόνα 4.18: Διαφορετικά αποτελέσματα του μοντέλου για διαφορετικό αριθμό συγκολλήσεων.

5. Αξιολόγηση Μοντέλου

Στο κεφάλαιο αυτό, θα συγκριθούν τα αποτελέσματα του μοντέλου για τον πύργο και το μονόστυλο που περιγράφηκαν στα προηγούμενα κεφάλαια, με τις υπάρχουσες τιμές της αντίστοιχης βιβλιογραφίας. Αυτή η σύγκριση θα συμβάλει στον έλεγχο της ακρίβειας του μοντέλου και θα υποδείξει πιθανές βελτιώσεις που μπορούν να γίνουν στο μέλλον για την περαιτέρω βελτίωση της ακρίβειάς του.

5.1 Αξιολόγηση Πύργου

Ο (Serafeim, 2023) στη διδακτορική του διατριβή χρησιμοποίησε την εμπειρική σχέση 5.1 για τον υπολογισμό το κόστους του πύργου.

$$Tower = Tower^{ref}\left[0.90 \times \left(\frac{R_{tip}}{R_{tip}^{ref}}\right)^{\gamma_s - u} + 0.10\right] \quad (5.1)$$

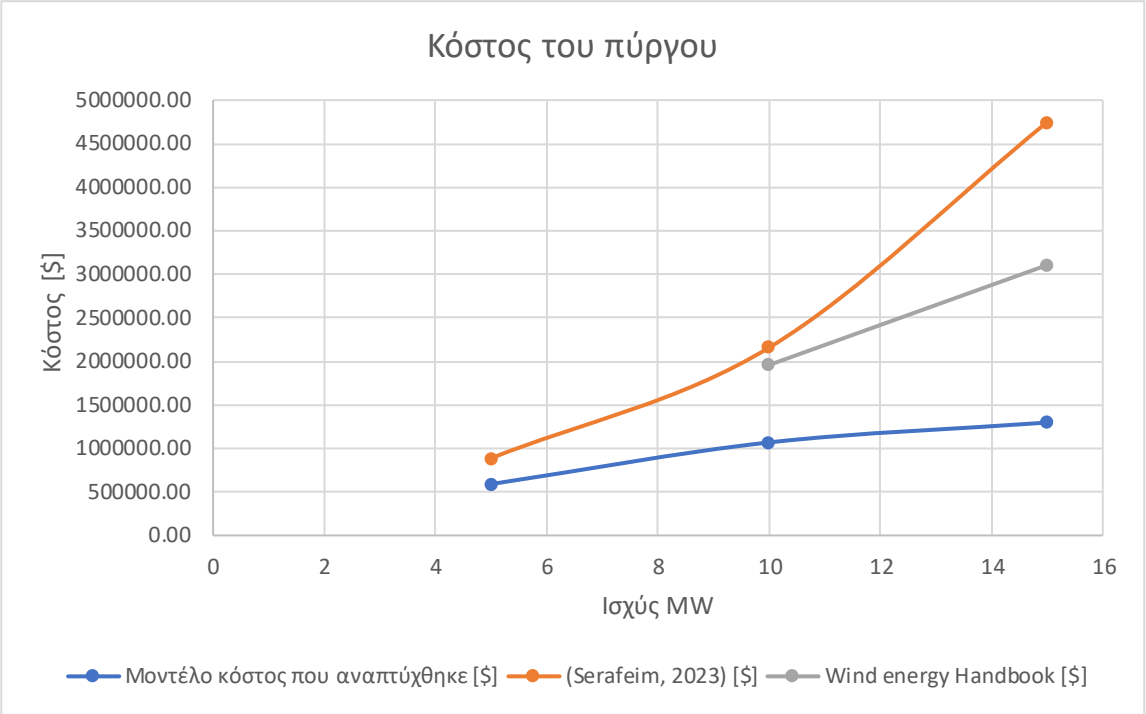
Με $\gamma_{s\text{-}u}$ = 2.6 και με τον συντελεστή ref οι τιμές αναφοράς για την ανεμογεννήτρια 1.5 MW RWT η οποία έχει R_{tip}^{ref} = 35 m και $Tower^{ref}$ = 208,740 $.

Ακόμη από το (Tony Burton, 2001) το κόστος του πύργου αποτελεί το 17.5 % ενώ τα πτερύγια το 12.2%. Από το μοντέλο του (Serafeim, 2023) , και τα αποτελέσματα του για τις ανεμογεννήτριες των 10 και 15 MW, με αναγωγική σχέση, θα υπολογιστεί και το κόστος του πύργου. Τα αποτελέσματα της σχέσης 5.1 , από το (Tony Burton, 2001) όπως και της εφαρμογής του μοντέλου που αναπτύχθηκε στο κεφάλαιο 3 παρουσιάζονται στο Πίνακα 5.1.1. Το μοντέλο κόστους που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, φαίνεται να προβλέπει χαμηλότερο κόστους πύργου σε σχέση με τις 2 σχέσεις. Με δεδομένο ότι και οι 2 σχέσεις που χρησιμοποιούνται για σύγκριση αναφέρονται σε χερσαίες ανεμογεννήτριες, η διαφορά αυτή μπορεί να οφείλεται σε 2 λόγους: Το μήκος του πύργου στις υπεράκτιες ανεμογεννήτριες είναι μικρότερο σε σχέση αυτό των αντίστοιχων χερσαίων. Επιπλέον η παραδοχή σχετικά με τις συγκολλήσεις καθορίζει σε μεγάλο βαθμό το κόστος του πύργου.

Πίνακας: 5.1.1: Σύγκριση αποτελεσμάτων μοντέλου με την υπάρχουσα Βιβλιογραφία.

	Μοντέλο κόστος που αναπτύχθηκε x10^3 [$]	(Serafeim, 2023) x10^3 [$]	Wind energy Handbook x10^3 [$]
5 MW	590055	886951	
10 MW	1068382	2157862	1957992
15 MW	1296321	4646202	3105533

Σε αρκετά μοντέλα κόστους, το κόστος του πύργου περιλαμβάνεται στο συνολικό κόστος της τουρμπίνας (Dicorato et al., 2011; Gonzalez-Rodriguez, 2017; Maienza et al., 2020). Οι (Myhr et al., 2014) για λόγους απλούστευσης θεωρήσαν, ότι τόσο για τον πύργο όσο και για τα θεμέλια, το κόστος είναι ανάλογο της μάζας του χάλυβα που χρησιμοποιήθηκε. Η μάζα για την ανεμογεννήτρια 5 MW



Εικόνα 5.1: Σύγκριση αποτελεσμάτων μοντέλου με την υπάρχουσα Βιβλιογραφία.

ήταν 250 tn και το κόστος του χάλυβα είναι 1000 € / ton (η τιμή του χάλυβα ήταν 775 €/tn συμπεριλαμβανομένης της μεταφοράς του και σε αυτό το πόσο προστέθηκαν 225 € /tn εξαιτίας της ειδικής του επεξεργασίας για να είναι κατάλληλος για θαλάσσια περιβάλλοντα). Ωστόσο αξίζει να σημειωθεί ότι το κόστος του χάλυβα είναι χρηματιστηριακό προϊόν και μεταβάλλετε συνεχώς. Στην περίπτωση που εξετάσθηκε σε αυτή την εργασία, υπολογίστηκε η μάζα του πύργου στους 280 tn ενώ η τιμή του χάλυβα στα 680 $ [2019]/ tn.

Για υπεράκτια ανεμογεννήτρια 3.6 MW με διάμετρο στύλου 6 m, ύψος πύργου 77.5 MW τοποθετημένη σε βάθος 26 m, οι (Ioannou et al., 2018) υπολόγισαν κόστος 720,000 £. Η προσέγγιση αυτή προέκυψε από τους (BVG Associates on behalf of the Crown Estate, 2010) που σύμφωνα με αυτούς για ανεμογεννήτρια 5 MW το κόστος του πύργου είναι περίπου 1,000,000 £ [2010] το οποίο αντιστοιχεί σε περίπου 1,800,000 $ (2019).

Τέλος σύμφωνα με (The Crown Estate, 2019) για υπεράκτιες ανεμογεννήτριες 10 MW το κόστος του πύργου είναι 700,000 £ το οποίο αντιστοιχεί σε 922,352 $ [2019]. Ο πύργος της ανεμογεννήτριας είχε ύψος 110 m, μάζα περίπου 600 tn. Η διάμετρος του πύργου ξεκινάει από τα 7-8 m στη βάση και φτάνει τα 5-6 m στην κορυφή. Συγκριτικά με το μοντέλο που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, το κόστος του πύργου είναι μικρότερο αλλά συγκρίσιμο.

Συμπερασματικά το μοντέλο που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, φαίνεται να υπολογίζει ικανοποιητικά το κόστος του πύργου. Επειδή κάθε περίπτωση πύργου είναι διαφορετική (διαφορετικό ύψος, διαφορετικό πάχος τοιχωμάτων, διαφορετική διάμετρος), η σύγκριση με τη βιβλιογραφία πρέπει να γίνεται προσεκτικά. Οι χερσαίες ανεμογεννήτριες, έχουν μεγαλύτερο κόστος πύργου καθώς ο πύργος είναι ψηλότερος. Τέλος είναι φανερό ότι το κόστος του πύργου μειώνεται

καθώς περνούν τα χρόνια εξαιτίας των τεχνολογικών εξελίξεων και της βελτίωσης του σχεδιασμού του πύργου. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την ελαχιστοποίηση του LCOE στις υπεράκτιες Ανεμογεννήτριες.

5.2 Αξιολόγηση Μονόστυλου

Η πλειονότητα των υπεράκτιων αιολικών πάρκων που έχουν ήδη εγκατασταθεί χρησιμοποιεί το μονόστυλο ως βασική μέθοδο θεμελίωσης για τις ανεμογεννήτριες. Στο παρόν κεφάλαιο, θα συγκρίνουμε τα αποτελέσματα των μεθόδων κοστολόγησης του μονόστυλου, όπως έχουν προκύψει από προηγούμενες μελέτες και το κόστος των μονόστυλων από παρόμοια έργα, με τα αποτελέσματα του μοντέλου που αναπτύχθηκε στη συγκεκριμένη εργασία. Αυτή η σύγκριση θα επιτρέψει την αξιολόγηση της ακρίβειας και της αξιοπιστίας του μοντέλου.

Οι (Elkinton et al., 2006) ανέπτυξαν την Σχέση 5.2 για την κοστολόγηση του μονόστυλου:

$$c_f = 8.171D + 389.3 \qquad (5.2)$$

Όπου D το βάθος της θάλασσα σε m και c_f το κόστος του μονόστυλου σε [k€ /MW].

Στην εργασία των (Nielsen, 2003) θεωρώντας ως επίπεδο βάσης τη μέση τιμή των 320 €/kW, το κόστος των θεμελίων περιγράφεται από την Σχέση 5.3.

$$c_f = 320 * P_{WT}\left(1 + 0.02 * (D - 8)\right) * \left(1 + 0.8 * 10^{-6} * \left(h * \left(\frac{d}{2}\right)^2 - 10^5\right)\right) \qquad (5.3)$$

Όπου D [m] το βάθος της θάλασσας, h [m] το ύψος της πλήμνης, d [m] η διάμετρος των πτερυγίων. Το PWT εδώ αναφέρεται στην ισχύ της Α/Γ [MW] και cf στο κόστος [k €].

Σύμφωνα με τη Danish Wind Energy Association το κόστος για τα μονόστυλα δίνεται από τη Σχέση 5.4.

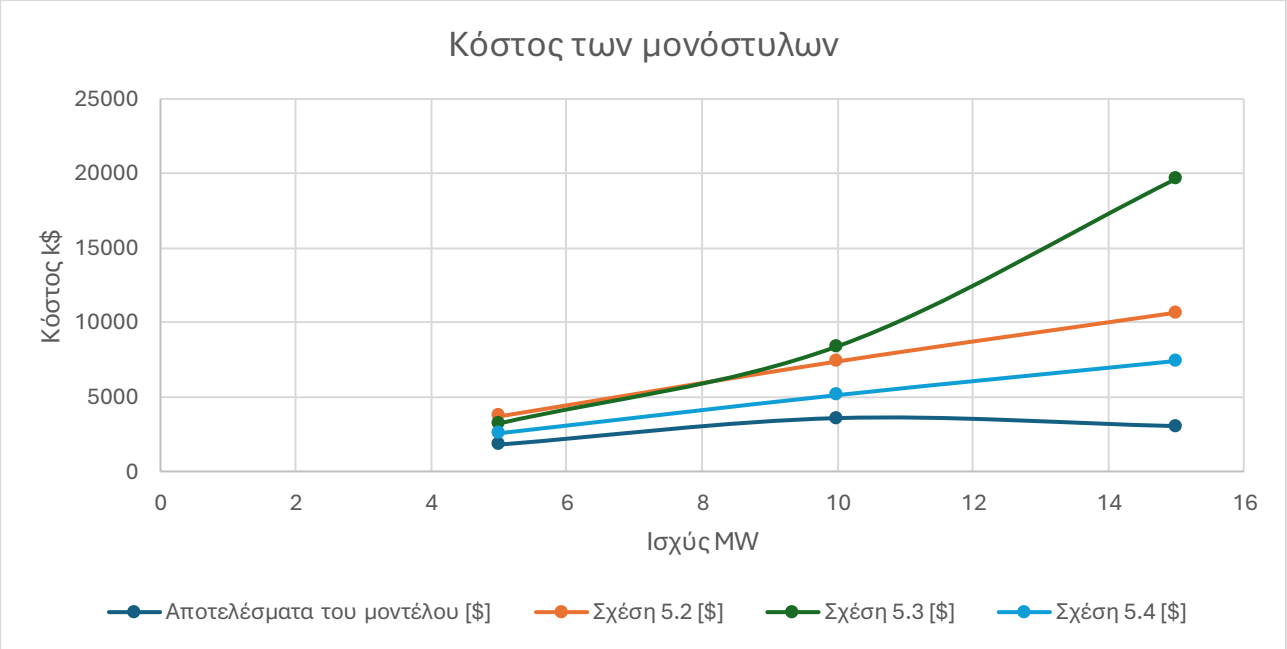
$$c_f = 5.382 * (D - 5) + 306.77 \qquad (5.4)$$

Όπου D το βάθος της θάλασσα σε m και c_f το κόστος του μονόστυλου σε [k€ /MW].

Οι παραπάνω σχέσεις εφαρμόστηκαν στις 3 περιπτώσεις των ανεμογεννητριών που εξετάσθηκαν στην παρούσα εργασία. Αξίζει να σημειωθεί ότι έγιναν οι κατάλληλες μετατροπές ώστε όλα τα κόστη να είναι σε $ 2019. Τα αποτελέσματα συνοψίζονται στον Πίνακα 5.2.1 και την Εικόνα 5.2.

Πίνακας: 5.2.1: Σύγκριση αποτελεσμάτων μοντέλου με την υπάρχουσα Βιβλιογραφία.

	Αποτελέσματα του μοντέλου x10^3 [$]	Σχέση 5.2 x10^3 [$]	Σχέση 5.3 x10^3 [$]	Σχέση 5.4 x10^3 [$]
5 MW	1799.999	3690.081	3220.621	2561.810
10 MW	3580.582	7380.162	8398.258	5123.619
15 MW	3042.438	10658.424	19639.082	7414.176

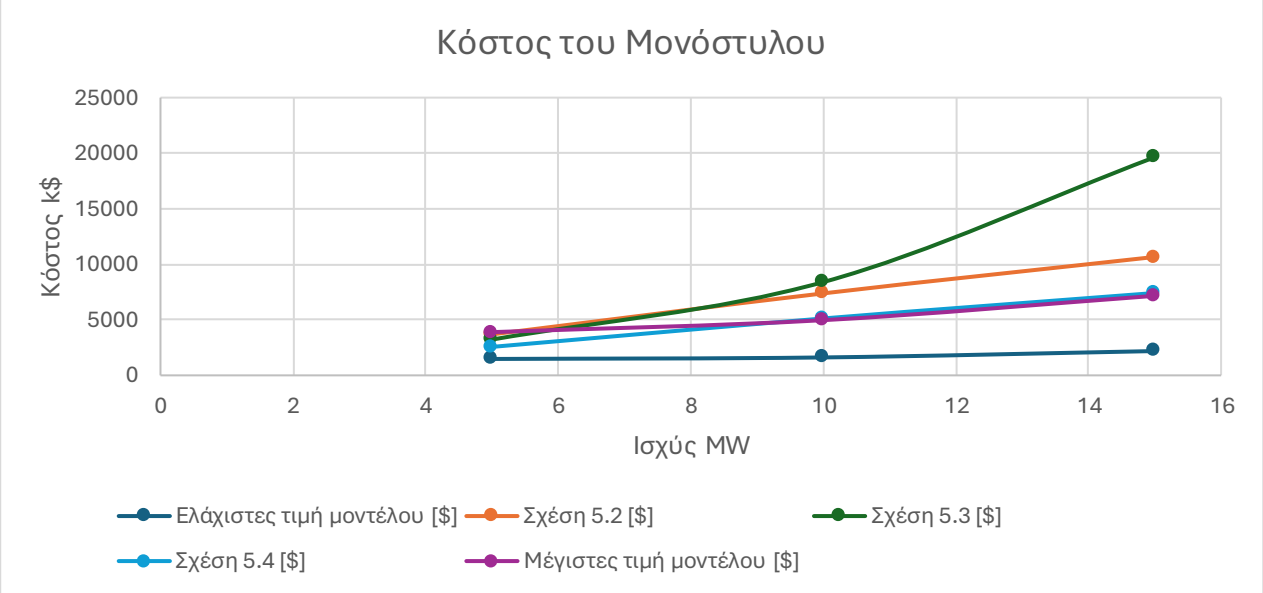


Εικόνα 5.2: Σύγκριση αποτελεσμάτων μοντέλου με την υπάρχουσα Βιβλιογραφία.

Είναι φανερό ότι και στις 3 περιπτώσεις το μοντέλο της παρούσας εργασίας, προβλέπει χαμηλότερο κόστος σε σχέση τις παραπάνω σχέσεις. Αξίζει ακόμη να σημειωθεί ότι όπως εξετάσθηκε στο Κεφάλαιο 4 το κόστος του μονόστυλου επηρεάζεται κυρίως από το πάχος των τοιχωμάτων και τον αριθμό των συγκολλήσεων. Στην Εικόνα 5.3, εκτός από τα αποτελέσματα των 3 σχέσεων που περιεγράφηκαν παραπάνω, παρουσιάζονται και τα αποτελέσματα για την μέγιστη και ελάχιστη τιμή των θεμελίων από τις περιπτώσεις που εξετάσθηκαν στο Κεφάλαιο 4. Οι μέγιστες και ελάχιστες τιμές, καθώς και συμπληρωματικά δεδομένα για την εφαρμογή των σχέσεων 5.2, 5.3, 5.4 παρουσιάζονται στο Πίνακα 5.2.2. Όπως φαίνεται από την Εικόνα 5.3, οι μέγιστες τιμές, είναι κοντινές με την Σχέση 5.4, υποδηλώνοντας ότι το μοντέλο που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, προβλέπει σωστά το κόστος. Ειδικά στην περίπτωση της Α/Γ 5 MW, τα αποτελέσματα του μοντέλου είναι αρκετά κοντινά με αυτά της βιβλιογραφίας.

Πίνακας: 5.2.2: Συμπληρωματικά δεδομένα.

	Hub Height [m]	Rotor Diameter [m]	Ελάχιστες τιμή μοντέλου x10^3 [$]	Μέγιστες τιμή μοντέλου x10^3 [$]
5 MW	87.6	126	1476.49	3889.7
10 MW	101	178.3	1612.82	4970.35
15 MW	129.38	242	2186.12	7161.511



Εικόνα 5.3: Σύγκριση μέγιστων και ελάχιστων προβλέψεων του μοντέλου κόστους με την υπάρχουσα Βιβλιογραφία.

Οι (Dicorato et al., 2011) συγκέντρωσαν και συνέκριναν τις σχέσεις 5.2, 5.3, 5.4 με πραγματικά δεδομένα από εγκατεστημένα υπεράκτια αιολικά πάρκα. Βρήκαν ότι η σχέση 5.3 είναι η πιο αντιπροσωπευτική για τα δεδομένα. Όλες οι περιπτώσεις που εξετάσθηκαν αποτελούνταν από ανεμογεννήτριες με ισχύ μικρότερη από τα 5 MW (Gerdes Albrecht Tiedemann drs Sjoerd Zeelenberg, 2005).

Οι (Myhr et al., 2014) στην ανάλυση τους, στην περίπτωση που σαν θεμέλια χρησιμοποιείται το μονόστυλο, υπολόγισαν το συνολικό κόστος σε 2400 k €. Η κάθε ανεμογεννήτρια είχε ισχύ 5 MW και το βάθος του βυθού ήταν στα 30 m. Η συνολική μάζα του μονόστυλου ήταν 1200 t, το κόστος του υλικού υπολογίστηκε στα 1,200,000 € και το κόστος της κατασκευής στα 1,200,000 €. Στην περίπτωση της Ανεμογεννήτριας που εξετάσθηκε παραπάνω, η συνολική μάζα του μονόστυλου, είναι 637 tn και κατά αντιστοιχία με την ανάλυση των (Myhr et al., 2014), το κόστος του μονόστυλου θα ήταν 1274 k€. Η τιμή αυτή αντιστοιχεί σε 1829.85 k$ 2019 και είναι πολύ κοντά στο 1799.99 k$ που υπολογίστηκε στο Κεφάλαιο 4.

Ο (Gonzalez-Rodriguez, 2017) στην έρευνά του, παρουσιάζει συγκεντρωτικά το κόστος για διάφορα είδη θεμελίων, προκειμένου να καταλήξει σε μια γενική σχέση για το κόστος των θεμελίων

ανεξάρτητα από το είδος. Εφόσον στην παρούσα εργασία αναλύετε μόνο το μονόστυλο δεν κρίνεται σκόπιμο να χρησιμοποιηθεί αυτή η σχέση.

Σύμφωνα με τους (Loman et al., 2009) το μονόστυλο για Α/Γ 5 MW για βάθος 35 m κοστίζει 3100 k € το οποίο αντιστοιχεί σε 3969 $2019 αρκετά υψηλότερη από την τιμή που υπολογίστηκε για την πρότυπη Α/Γ 5 MW αλλά όχι αρκετά υψηλή σε σχέση με τη μέγιστη τιμή του μοντέλου όπως φαίνεται στο Πίνακα 5.2.2. Στη μελέτη τους οι (Gonzalez-Rodriguez, 2017) κατέληξαν ότι για ανεμογεννήτριες 5 MW όπου το βάθος του βυθού είναι 30 – 39 m, είναι 972 k€2016 /MW το οποίο αντιστοιχεί σε 1138.17 k$2019 / MW ή για την ανεμογεννήτρια 5 MW 5690 k$2019 . Η τιμή αυτή είναι αρκετά μεγαλύτερη από όσες τιμές παρουσιάστηκαν παραπάνω και υπολογίστηκαν από το μοντέλο. Ωστόσο επειδή δεν αναφέρονται περαιτέρω στοιχεία για το μονόστυλο, η σύγκριση δεν είναι απόλυτα σωστή. Τέλος σύμφωνα με (Douglas - Westwood, 2010) το κόστος για το μονόστυλο είναι 4.33 M NOK2010 / MW το οποίο για μια Ανεμογεννήτρια 5 MW αντιστοιχεί σε 3407 k$2019 το οποίο είναι και αυτό αρκετά μεγάλο όμως εντός των ελαχίστων και μεγίστων ορίων του Πίνακα 5.2.2. Και σε αυτή τη περίπτωση δεν υπάρχουν περαιτέρω δεδομένα για τα θεμέλια τα οποία θα έκαναν την σύγκριση με το μοντέλο σωστότερη.

Συμπερασματικά είναι φανερό ότι το μοντέλο προβλέπει ικανοποιητικά το κόστος των μονόστυλων. Επειδή χαρακτηριστικά του μονόστυλου όπως το πάχος των τοιχωμάτων, το βάθος του βυθού καθώς και η ακτίνα του μονόστυλου επηρεάζουν το κόστος και διαφέρουν από περίπτωση σε περίπτωση, η σύγκριση δεδομένων της βιβλιογραφίας με το μοντέλο πρέπει να γίνεται προσεκτικά. Περισσότερα δεδομένα από τη βιβλιογραφία για το κόστος μονόστυλων για ανεμογεννήτριες ισχύος μεγαλύτερη από 5 MW, θα βοηθούσαν στην καλύτερη αξιολόγηση του μοντέλου. Τα τελευταία χρόνια κατασκευάζονται τέτοια αιολικά πάρκα, επομένως οι περιπτώσεις είναι λίγες και τα δεδομένα όχι εύκολο να βρεθούν.

6. Συμπεράσματα

Το μοντέλο κόστους για τον πύργο και το μονόστυλα υπεράκτιων ανεμογεννητριών που αναπτύχθηκε και εξετάσθηκε για τις πρότυπες Ανεμογεννήτριες 5 MW, 10 MW, 15 MW ανέδειξε αρκετά κρίσιμα στοιχεία. Η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε για τον υπολογισμό του κόστους, εμπεριέχει υπολογισμούς για το κόστος της πρώτης ύλης, των διαδικασιών κατασκευής και των εργατικών που συνδέονται σε κάθε βήμα της κατασκευής για τον πύργο και τα θεμέλια των Ανεμογεννητριών.

Η ανάλυση του κόστους, υπέδειξε μια σαφή συσχέτιση μεταξύ της ισχύος της ανεμογεννήτριας και των συναφούς κόστους των πύργων. Όσο η ισχύς αυξάνεται από τα 5 MW στα 15 MW, το συνολικό κόστος αυξάνεται κυρίως λόγω της αύξησης της πρώτης ύλης και της πιο πολύπλοκης διαδικασίας κατασκευής. Το κόστος της πρώτης ύλης, αποτελεί ένα σημαντικό μέρος του συνολικού κόστους του πύργου και συνδέεται όχι μόνο με την ποιότητα του χάλυβα που απαιτείται αλλά και με τη ποσότητα των άλλων υλικών όπως οι φλάντζες και τα σετ περικοχλίου-κοχλιών.

Οι συγκολλήσεις, ιδιαίτερα η συγκόλληση τύπου SAW αντιπροσωπεύει ένα μεγάλο μέρος του κόστους. Το κόστος των εργατικών του βήματος αυτού, είναι το μεγαλύτερο από όλα τα εργατικά κόστη των υπόλοιπων εργασιών. Τα ευρήματα αυτού του κεφαλαίου υπογραμμίζουν την σημαντικότητα για την βελτίωση της τεχνικής συγκόλλησης και της διερεύνησης προηγμένων τεχνικών κατασκευής και συγκόλλησης για τα μειωθούν τα κόστη και να βελτιωθεί η απόδοση. Επιπλέων η ανάλυση υπογραμμίζει την προοπτική της μείωσης του κόστους μέσω της βελτίωση του σχεδιασμού του πύργου. Για παράδειγμα, για μεγαλύτερα κομμάτια που αποτελούν τον πύργο, συνεπάγονται λιγότερες συγκολλήσεις άρα μικρότερο κόστος συγκολλήσεων. Ωστόσο μεγαλύτερα κομμάτια λαμαρινών είναι δύσκολο τόσο να κατασκευαστούν αλλά και να μεταφερθούν. Εγκαταστάσεις κατασκευής λαμαρινών πολύ κοντά στα μηχανουργεία κατασκευής των πύργων θα μπορούσαν να λύσουν αυτό το πρόβλημα.

Στο επόμενο κεφάλαιο πραγματοποιήθηκε μια εις βάθος ανάλυση του κόστους για τα θεμέλια υπεράκτιων ανεμογεννητριών τύπου μονόστυλου (Monopile) . Όπως και στη περίπτωση του πύργου το μοντέλο κόστους εστίασε ιδιαίτερα στα κόστη συγκόλλησης προετοιμασίας επιφανειών και άλλων εργασιών για την κατασκευή του μονόστυλου. Όσον αφορά την κατασκευή όπως και στον πύργο, το κόστος συγκολλήσεων (κόστος εργατικών και ηλεκτροδίων) και το κόστος της πρώτης ύλης, καθορίζουν κυρίως το κόστος του μονόστυλου.

Από την υποενότητα 4.5 όπου έγινε ανάλυση ευαισθησίας για τους παράγοντες που μπορούν να επηρεάσουν το κόστος του μονόστυλου προέκυψαν τα παρακάτω αποτελέσματα.

1. Το κόστος των συγκολλήσεων, συνεισφέρει το μεγαλύτερο ποσοστό στο συνολικό κόστος των θεμελίων των ανεμογεννητριών. Αυξάνοντας τα κομμάτια που θα συγκολληθούν, αυξάνεται κατά πολύ και το αντίστοιχο κόστος.

2. Τα κόστη των μονόστυλων των πρότυπων ανεμογεννητριών είναι διαφορετικά μεταξύ τους αλλά δεν εξαρτούνται από την ισχύ των ανεμογεννητριών. Όπως προκύπτει από την ανάλυση, το κόστος για την DTU 10 MW είναι το υψηλότερο μεταξύ των τριών, εξαιτίας του μεγάλου πάχους του μονόστυλου (85 mm). Στην περίπτωση της IEA NREL 15 MW, το πάχος μειώνεται σταδιακά από 55 mm σε 35 mm, γεγονός που μειώνει το κόστος του υλικού.
3. Τα κόστη για την προετοιμασία των επιφανειών και τη βαφή παραμένουν σχετικά σταθερά ανάμεσα στα τρία μοντέλα. Για παράδειγμα, το κόστος βαφής για την DTU 10 MW ανέρχεται στα 50.090 δολάρια, ποσό το οποίο δεν παρουσιάζει σημαντικές διακυμάνσεις μεταξύ των μοντέλων.
4. Η ακτίνα του μονόστυλου επηρεάζει το κόστος του. Η ανάλυση έδειξε ότι μικρές αλλαγές στην ακτίνα μπορούν να οδηγήσουν σε αξιοσημείωτες διακυμάνσεις στο κόστος. Για παράδειγμα, με αύξηση της ακτίνας από 3,98 m σε 4,15 m, το κόστος των υλικών αυξάνεται από 1.213.250 δολάρια σε 1.267.047 δολάρια.

Όπως και στην κοστολόγηση του πύργου, έτσι και για την ανάλυση του μονόστυλου, τα ευρήματα δείχνουν, ότι για τη βελτίωση του μοντέλου και την μείωση του κόστους, το κόστος συγκολλήσεων και υλικών πρέπει να ελέγχεται και να περιορίζεται όσο το δυνατόν περισσότερο, καθώς αποτελούν τους κύριους παράγοντες διαμόρφωσης του συνολικού κόστους. Προτείνεται η περαιτέρω μείωση του κόστους μέσα από την αναθεώρηση των προδιαγραφών του μοντέλου και την εφαρμογή νέων, πιο αποδοτικών μεθόδων παραγωγής.

Στο Κεφάλαιο 5 της εργασίας αυτής, διενεργήθηκε μια εκτενής αξιολόγηση και σύγκριση του μοντέλου κόστους για τους πύργους και τα μονόστυλα των υπεράκτιων ανεμογεννητριών με τις αντίστοιχες βιβλιογραφικές τιμές. Η αξιολόγηση έδειξε ότι το αναπτυχθέν μοντέλο προβλέπει με ικανοποιητική ακρίβεια για το κόστος των πύργων και των μονόστυλων, ενώ παράλληλα αναδείχθηκαν και περαιτέρω ευκαιρίες βελτίωσης του μοντέλου μέσα από την ανάλυση των αποκλίσεων που παρατηρήθηκαν μεταξύ των υπολογισμών και των πραγματικών δεδομένων.

Οι πύργοι των υπεράκτιων ανεμογεννητριών παρουσίασαν συστηματικά χαμηλότερο κόστος στις εκτιμήσεις του μοντέλου σε σχέση με τις βιβλιογραφικές αναφορές. Αυτό ενδέχεται να οφείλεται σε διάφορους παράγοντες, όπως η διαφορετική δομική ανάγκη των υπεράκτιων πύργων έναντι των χερσαίων, αλλά και οι διαφορετικές υποθέσεις σχετικά με το κόστος των συγκολλήσεων και της επεξεργασίας των υλικών. Επίσης, το βάθος κατασκευής και η χρήση διαφορετικών μεθόδων εκτίμησης του κόστους συμβάλλουν στη διαφορά των αποτελεσμάτων.

Όσον αφορά τα μονόστυλα, το μοντέλο επίσης εμφάνισε χαμηλότερες τιμές σε σύγκριση με τις βιβλιογραφικές αναφορές. Το βάθος της θάλασσας, το ύψος της πλήμνης, η διάμετρος των πτερυγίων, καθώς και το πάχος των τοιχωμάτων είναι κρίσιμοι παράγοντες που επηρεάζουν το κόστος. Η διαφορά μπορεί να αποδοθεί στην πολυπλοκότητα των μονόστυλων ως μορφής θεμελίωσης, τις διαφορές στις τεχνικές κατασκευής και στο εύρος των υλικών που χρησιμοποιούνται.

Η ανάλυση αυτή καταδεικνύει τη σημαντικότητα της εφαρμογής και της διαρκούς βελτίωσης των κόστος-αποδοτικών μοντέλων στη βιομηχανία της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας. Τα ευρήματα

του κεφαλαίου αυτού θα πρέπει να ληφθούν υπόψιν στην περαιτέρω ανάπτυξη και βελτίωση του μοντέλου, ειδικά όσον αφορά την προσαρμογή στις παραμέτρους και τις συνθήκες που επικρατούν στις υπεράκτιες εγκαταστάσεις. Το μοντέλο θα μπορούσε να βελτιωθεί, προσθέτοντας της αναλυτική κοστολόγηση και άλλων μερών της ανεμογεννήτριας όπως η γεννήτρια και τα στοιχεία έδρασης. Θα μπορούσε ακόμη να προστεθεί αναλυτικά το κόστος της εγκατάστασης της ανεμογεννήτριας και της σύνδεσής της στο υπάρχων δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Τέλος για την πληρότητα του μοντέλου, ως μελλοντικά βήματα, θα ήταν και η κοστολόγηση των υπόλοιπων τύπων θεμελίωσης υπεράκτιων ανεμογεννητριών. Με αυτή τη προσθήκη, θα μπορούσε να εξετασθεί ποιος τύπος θεμελίων είναι καταλληλότερος και συμβάλει στη μείωση του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας.

Ταυτόχρονα, η διεξαγωγή περαιτέρω εμπειρικών μελετών και η συλλογή δεδομένων από τα πραγματικά έργα θα βοηθήσουν στην ακριβέστερη εκτίμηση του κόστους και θα συνεισφέρουν στην πιο αποτελεσματική εφαρμογή των μοντέλων στην πράξη. Αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό σε έναν τομέα όπου οι επενδύσεις είναι υψηλές και το κόστος πρέπει να κατανέμεται αποδοτικά για τη βιωσιμότητα των έργων.

Συμπερασματικά, το μοντέλο κόστους που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία, παρουσιάζει σημαντικές πληροφορίες για τους οικονομικούς παράγοντες που επηρεάζουν την κατασκευή των πύργων και μονόστυλων για τις υπεράκτιες ανεμογεννήτριες. Με την κατανόηση αυτών των παραγόντων, η βιομηχανία μπορεί να ενθαρρύνει καινοτόμες λύσεις και πρακτικές που θα βελτιώσουν τη βιωσιμότητα και την αποδοτικότητα της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας, καθιστώντας την έναν κρίσιμο και βιώσιμο πυλώνα στο παγκόσμιο ενεργειακό μίγμα.

Βιβλιογραφία

Ackermann, T., & Söder, L. (2002). An overview of wind energy-status 2002. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 6). www.elsevier.com/locate/rser

Bak, C. ;, Zahle, F. ;, Bitsche, R. ;, Kim, T. ;, Yde, A. ;, Henriksen, L. C., Hansen, M. H., Blasques, J. P. A. A., Gaunaa, M. ;, & Natarajan, A. (2013). The DTU 10-MW Reference Wind TurbineMW Reference Wind Turbine. Sound/Visual production (digital). In *Citation*. APA.

Bellone, S., Dorian Dale, S., & Director, E. (2007). *Town of Babylon Cost Accounting: Long Island Offshore Wind Project*. www.dti.gov.uk/files/file32844.pdf,

Bhattacharya, S., Nikitas, G., Arany, L., & Nikitas, N. (2012). Soil–Structure Interactions for Offshore Wind Turbines. *Engineering & Technology Reference*, *1*(1). https://doi.org/10.1049/etr.2016.0019

Business Insider. (2014). *First power generating wind turbine*.

BVG Associates on behalf of the Crown Estate. (2010). *A guide to an offshore wind farm, .*

C. A. Morgan, H. M. S. (2003). *OFFSHORE WIND Economies of scale, engineering resource and load factors*.

Dicorato, M., Forte, G., Pisani, M., & Trovato, M. (2011). Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation. In *Renewable Energy* (Vol. 36, Issue 8, pp. 2043–2051). https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.01.003

Douglas - Westwood. (2010). *Offshore Wind Asessment For Norway Final Report Offshore Wind Asessment for Norway*.

Edenhofer, Ottmar., Pichs Madruga, R., & Sokona, Y. . (2012). *Renewable energy sources and climate change mitigation : special report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press.

Elkinton, C. N., Manwell, J. F., & McGowan, J. G. (2006). Offshore Wind Farm Layout Optimization (OWFLO) project: Preliminary results. *Collection of Technical Papers - 44th AIAA Aerospace Sciences Meeting*, *16*, 11964–11972. https://doi.org/10.2514/6.2006-998

Energy Agency, I. (2021). *Renewables 2021 - Analysis and forecast to 2026*. www.iea.org/t&c/

Gaertner, E., Rinker, J., Sethuraman, L., Zahle, F., Anderson, B., Barter, G., Abbas, N., Meng, F., Bortolotti, P., Skrzypinski, W., Scott, G., Feil, R., Bredmose, H., Dykes, K., Shields, M., Allen, C., & Viselli, A. (2020). *Definition of the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine Technical Report*. www.nrel.gov/publications.

Gerdes Albrecht Tiedemann drs Sjoerd Zeelenberg, G. (2005). *Final Report Case Study: European Offshore Wind Farms-A Survey for the Analysis of the Experiences and Lessons Learnt by Developers of Offshore Wind Farms-Final Report Case Study Case Study i Contents*.

Global Wind Energy Council (GWEC). (2023). *Global Wind Report*.

Gonzalez-Rodriguez, A. G. (2017). Review of offshore wind farm cost components. In *Energy for Sustainable Development* (Vol. 37, pp. 10–19). Elsevier B.V. https://doi.org/10.1016/j.esd.2016.12.001

hempel---vestas-case-study. (n.d.).

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2021). *Offshore renewables : an action agenda for deployment*. International Renewable Energy Agency.

Ioannou, A., Angus, A., & Brennan, F. (2018). A lifecycle techno-economic model of offshore wind energy for different entry and exit instances. *Applied Energy*, *221*, 406–424. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.143

Jármai, K., & Farkas, J. (1999). Cost calculation and optimisation of welded steel structures. In *Journal of Constructional Steel Research* (Vol. 50).

Jonkman, J., Butterfield, S., Musial, W., & Scott, G. (2009). *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*. http://www.osti.gov/bridge

Layus, P., Kah, P., Martikainen, J., Gezha, V. V., & Bishokov, R. V. (2014). Multi-wire SAW of 640 MPa Arctic shipbuilding steel plates. *International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, *75*(5–8), 771–782. https://doi.org/10.1007/s00170-014-6147-2

Loman, G., Stalin, T., Gravesen, H., & Carlbro, G. |. (2009). *Conceptual Foundation Study for Kriegers Flak or A Marathon race in 15 minutes*.

Maienza, C., Avossa, A. M., Ricciardelli, F., Coiro, D., Troise, G., & Georgakis, C. T. (2020). A life cycle cost model for floating offshore wind farms. *Applied Energy*, *266*. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114716

Musial, W., & Ram, B. (2010a). *Large-Scale Offshore Wind Power in the United States: Assessment of Opportunities and Barriers, NREL (National Renewable Energy Laboratory)*. http://www.osti.gov/bridge

Musial, W., & Ram, B. (2010b). *Large-Scale Offshore Wind Power in the United States: Assessment of Opportunities and Barriers, NREL (National Renewable Energy Laboratory)*. http://www.osti.gov/bridge

Myhr, A., Bjerkseter, C., Ågotnes, A., & Nygaard, T. A. (2014). Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a lifecycle perspective. *Renewable Energy*, *66*, 714–728. https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.017

Nassikas, I. (2023). *Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο Αεροελαστική βελτιστοποίηση υπεράκτιων ανεμογεννητριών σταθερής θεμελίωσης*. NTUA.

Nielsen, P. (2003). *SEAWIND-Altener project-Feasibility Study Guidelines Offshore Wind Energy Projects Feasibility Study Guidelines SEAWIND*. www.emd.dk

Nordex SEx. (2022). *Nordex Group installs first N163/6.X turbine*. https://www.nordex-online.com/en/2022/05/nordex-se-nordex-group-installs-first-n163-6-x-turbine/

ODE. (2007). *STUDY OF THE COSTS OF OFFSHORE WIND GENERATION A Report to the Renewables Advisory Board & DTI*.

Paul Gipe. (2004). *Wind Power: Renewable Energy for Home, Farm, and Business*. Chelsea Green Publishing.

Press reales. (2024). *SSE and Equinor establish commercial terms of seabed lease for Dogger Bank D, subject to HRA*. Https://Doggerbank.Com/Category/Press-Releases/.

Sahin, S. (n.d.). *Wind Turbine Tower Structure Analysis According to Wind Load in Terms of Cost "EMSHIP" Erasmus Mundus Master Course in "Integrated Advanced Ship Design."*

Serafeim, G. (2023). *NATIONAL TECHNICAL UNIVERSITY OF ATHENS SCHOOL OF MECHANICAL ENGINEERING LABORATORY OF AERODYNAMICS A THESIS SUBMITTED FOR THE DEGREE OF DOCTOR OF ENGINEERING Multi-disciplinary design optimization of wind turbine blades including passive load control techniques*.

Sorensen, B. (1991). *A history of renewable energy technology*.

Stehly, T., Duffy, P., & Mulas Hernando, D. (2023). *2022 Cost of Wind Energy Review*.
The Crown Estate, O. R. E. C. (2019). *Guide to an offshore wind farm*. www.thecrownestate.co.uk
Titanww. (2023). *Understanding the Key Parts of a Wind Turbine*. https://titanww.com/understanding-the-key-parts-of-a-wind-turbine/
Tony Burton, D. S. N. J. E. B. (2001). *WIND ENERGY HANDBOOK*.