

ΑΠΟΤΙΜΗΣΗ ΣΥΜΠΕΡΙΦΟΡΑΣ ΘΑΛΑΣΣΙΑΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ ΥΠΟ ΑΒΕΒΑΙΕΣ ΔΥΝΑΜΙΚΕΣ ΦΟΡΤΙΣΕΙΣ ΑΝΕΜΟΥ ΚΑΙ ΚΥΜΑΤΟΣ

Δημήτριος Β. Μπιλιώνης
Υποψήφιος Διδάκτωρ
Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
Αθήνα, Ελλάδα
dimbilionis@gmail.com

Δημήτριος Βαμβάτσικος
Λέκτορας
Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
Αθήνα, Ελλάδα
divamva@mail.ntua.gr

1. ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Οι θαλάσσιες ανεμογεννήτριες αποτελούν μια σύγχρονη λύση για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της αξιοποίησης της ισχύος του ανέμου. Οι θαλάσσιες ανεμογεννήτριες, πέρα από τα στατικά τους φορτία, υπόκεινται σε αβέβαιες φορτίσεις που προκαλούνται από συνδυασμό δυναμικών παραγόντων, όπως φορτίσεις ανέμου και θαλάσσιου κυματισμού. Συνεπώς, η σωστή αποτίμηση των φορτίσεων και ο ασφαλής σχεδιασμός έναντι αυτών, αποτελούν ιδιαίτερες προκλήσεις για τους μηχανικούς. Στόχος της παρούσας εργασίας είναι η παρουσίαση μιας μεθοδολογίας ανάλυσης της συμπεριφοράς πρότυπης θαλάσσιας ανεμογεννήτριας, θεμελιωμένης με μονοπάσσαλο σε συγκεκριμένη θαλάσσια περιοχή του Αιγαίου. Συγκεκριμένα, επιχειρείται μέσω της αξιοποίησης κατάλληλων ανεμολογικών δεδομένων και δεδομένων κυματισμών, έπειτα από στατιστική επεξεργασία, να προκύψουν χρονοσειρές φόρτισης και εν τέλει χρονοσειρές απόκρισης της κατασκευής, με τελικό σκοπό την εκτίμηση της ετήσιας φθοράς της κατασκευής λόγω κόπωσης, καθώς και της προβλεπόμενης διάρκειας ζωής λόγω κόπωσης.

2. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Τα αιολικά πάρκα μέσω της χρήσης ανεμογεννητριών συμβάλλουν στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αξιοποιώντας την ενέργεια του ανέμου με φιλικότερο τρόπο προς το περιβάλλον σε σχέση με άλλες συμβατικές μεθόδους, όπως π.χ. χρήση υδρογονανθράκων. Αιολικά πάρκα μπορούν να κατασκευαστούν τόσο στην ξηρά όσο και στη θάλασσα. Μάλιστα τα τελευταία έτη, η κατασκευή θαλάσσιων αιολικών πάρκων (offshore wind farms) έχει

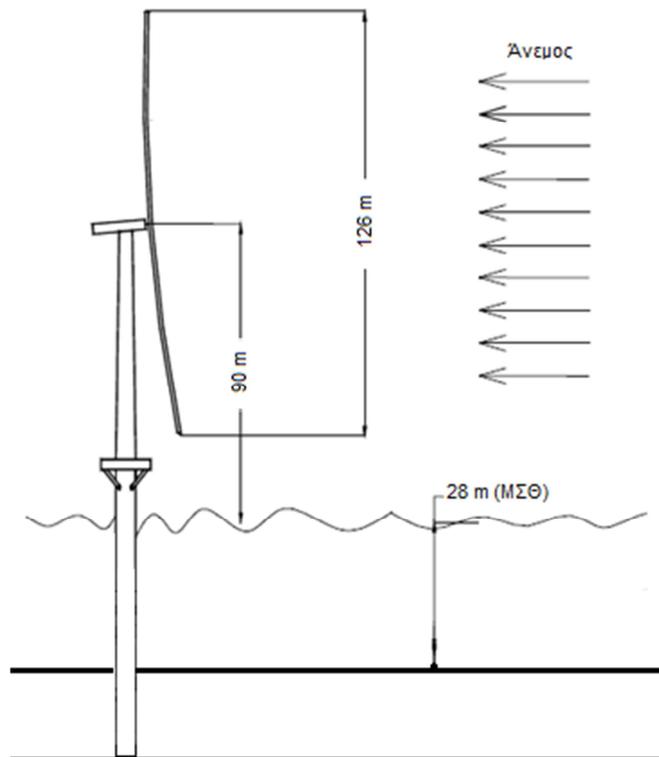
επεκταθεί ιδιαίτερα σε σχέση με την κατασκευή στην ξηρά (onshore wind farms). Τα θαλάσσια αιολικά πάρκα επίσης πλεονεκτούν έναντι αυτών της ξηράς για μια σειρά από λόγους όπως: μεγαλύτερη αποδοτικότητα λόγω των ισχυρότερων ανέμων πάνω από τα πελάγη, μεγαλύτερες διαθέσιμες εκτάσεις για εγκατάσταση σε θάλασσα από ότι σε ξηρά, καθώς και μικρότερη αισθητική όχληση.

Ως προς τη θεμελίωση μιας θαλάσσιας ανεμογεννήτριας μπορούν να επιλεγούν διάφοροι τύποι θεμελίωσης. Ο συνηθέστερος τύπος, που απαντάται ιδίως σε μικρά βάθη (έως 30 m) είναι η χρήση μονοπάσσαλου (monopile). Η κατασκευή είναι σχετικά απλή: ο πυλώνας (tower) πάνω στον οποίο τοποθετούνται τα μηχανικά μέρη της ανεμογεννήτριας (θάλαμος, περύγια κλπ) αποτελείται από έναν μεταλλικό σωλήνα κυκλικής διατομής. Ο μεταλλικός αυτός σωλήνας στηρίζεται πάνω σε μεταλλικό πάσσαλο ανάλογης διατομής, ο οποίος προηγουμένως έχει εμπεχθεί στον πυθμένα της θάλασσας. Από πλευράς φορτίσεων (πέρα από τα στατικά φορτία) μια θαλάσσια ανεμογεννήτρια εκτίθεται σε ένα συνδυασμένο πεδίο δυναμικών φορτίσεων, με κυριότερες τις φορτίσεις που προκύπτουν από τον άνεμο και τους κυματισμούς. Ο παραπάνω συνδυασμός φορτίσεων, μπορεί να εγείρει αρκετά ζητήματα κατά τη διάρκεια ζωής και λειτουργίας μιας ανεμογεννήτριας, όπως φαινόμενα κόπωσης υλικού αλλά και αποδοτικότητας [1].

Με βάση τα παραπάνω, στόχος της παρούσας εργασίας είναι η παρουσίαση κατάλληλης μεθοδολογίας ανάλυσης της συμπεριφοράς μια πρότυπης θαλάσσιας ανεμογεννήτριας, θεμελιωμένης με μονοπάσσαλο, αξιοποιώντας χαρακτηριστικά φόρτισης που προσομοιάζουν σε συγκεκριμένη θαλάσσια περιοχή του Βορείου Αιγαίου. Σκοπός της ανάλυσης είναι να προσδιοριστεί η απόκριση της κατασκευής, η οποία υπόκειται σε συνδυασμένη φόρτιση ανέμου και κύματος και ιδίως η ετήσια φθορά λόγω κόπωσης, αλλά και η προβλεπόμενη διάρκεια ζωής λόγω κόπωσης.

3. ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΠΡΟΤΥΠΗΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ

Ως πρότυπη ανεμογεννήτρια επιλέχθηκε η NREL 5MW Baseline Wind Turbine [2]. Η ονομαστική ισχύς της ανεμογεννήτριας είναι 5 MW. Ο πυλώνας (tower) της ανεμογεννήτριας έχει κυλινδρική μορφή μεταβλητής διατομής και πάχους τοιχώματος. Η διάμετρος στη βάση είναι 6,00 m και το πάχος τοιχώματος 27 mm, ενώ σταδιακά στην κορυφή η διάμετρος καταλήγει σε 3,87 m με πάχος τοιχώματος 19 mm. Το συνολικό ύψος του πυλώνα (στο σημείο πάνω στο οποίο εδράζεται ο θάλαμος) είναι 87,60 m από τη Μέση Στάθμη της Θάλασσας (ΜΣΘ). Ο θεωρητικός δίσκος του στροφείου (rotor disk) έχει διάμετρο 126,00 m, ενώ το κέντρο του βρίσκεται σε ύψος 90,00 m (ύψος αναφοράς). Η συνολική μάζα του θαλάμου στην κορυφή της ανεμογεννήτριας (nacelle mass) είναι 240,00 tn, ενώ η συνολική μάζα του πυλώνα είναι 347,46 tn. Ο πυλώνας θεμελιώνεται με πάσσαλο διαμέτρου 6 m στον πυθμένα της θάλασσας σε βάθος 28 m (Σχ. 1).



Σχ. 1: Σκαρίφημα κατασκευής και χαρακτηριστικές διαστάσεις

4. ΦΟΡΤΙΣΕΙΣ

Οι θαλάσσιες ανεμογεννήτριες πέρα από τα στατικά φορτία, καταπονούνται και από φορτία λόγω ανέμου και λόγω κυματισμών. Από το γεγονός ότι ο άνεμος είναι η γενεσιουργός αιτία των κυμάτων, το μέσο ύψος κύματος εξαρτάται κατά κύριο λόγο από τη μέση ταχύτητα του ανέμου. Όμως, για δεδομένη μέση ταχύτητα αναφοράς ανέμου, η στιγμιαία τιμή της ταχύτητας του ανέμου και τους ύψους του κύματος στην περιοχή της κατασκευής θεωρούνται ανεξάρτητες. Συνεπώς τα φορτία της κατασκευής λόγω ανέμου και κυματισμών μπορούν να υπολογιστούν ξεχωριστά και έπειτα να επαλληλιστούν και να εφαρμοστούν ταυτόχρονα στην κατασκευή.

4.1. Φόρτιση λόγω Ανέμου

Για τον προσδιορισμό των φορτίων λόγω ανέμου χρησιμοποιούνται χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου στο ύψος αναφοράς (που ισούται με το ύψος στο κέντρο του θεωρητικού δίσκου), το οποίο στην περίπτωσή μας είναι 90,00 m από τη ΜΣΘ. Οι χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου για δεδομένο χρονικό διάστημα (π.χ. 5 min), μπορούν να προσομοιωθούν με βάση κατάλληλο φάσμα ισχύος για δεδομένη μέση τιμή ταχύτητας ανέμου. Στη συνέχεια, με βάση τις χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου μπορούν να υπολογιστούν με δυναμική ανάλυση τα αντίστοιχα εντατικά μεγέθη (δυνάμεις, ροπές) και άλλα μεγέθη (π.χ. παραμορφώσεις) που

αναπτύσσονται στην κατασκευή εξαιτίας του ανέμου. Έτσι, προκύπτουν χρονοσειρές εντατικών μεγεθών σε συγκεκριμένα σημεία του πυλώνα (π.χ. κορυφή, βάση κλπ.)

4.2. Φόρτιση λόγω Κυματισμών

Για τον υπολογισμό των φορτίων από κυματισμούς πάνω σε κυλινδρικούς πυλώνες χρησιμοποιείται η εμπειρική εξίσωση Morison [3], της οποίας η γενική μορφή δίδεται από τον παρακάτω τύπο:

$$F = C_M \rho A \frac{du}{dt} + C_D \frac{1}{2} \rho D |u|u \quad (1)$$

C_M είναι ο συντελεστής αδράνειας, ρ είναι η πυκνότητα του ρευστού, A είναι το εμβαδόν της διατομής του πυλώνα, D είναι η χαρακτηριστική διάμετρος της διατομής του πυλώνα, C_D είναι ο συντελεστής αντίστασης της διατομής του πυλώνα, και u είναι η ταχύτητα του αστρόβιλου πεδίου ροής στο κέντρο βάρους της διατομής του πυλώνα.

Ο προσδιορισμός του παράγοντα της ταχύτητας μπορεί να γίνει μέσω του προσδιορισμού της ανύψωσης της επιφάνειας της θάλασσας από τη ΜΣΘ, για διάφορες τιμές ταχύτητας ανέμου. Συγκεκριμένα για δεδομένες ταχύτητες ανέμου προσδιορίζονται χρονοσειρές ανύψωσης $\eta(t)$ της επιφάνειας της θάλασσας από τη ΜΣΘ. Έτσι η εξίσωση (1) μπορεί να γραφεί ως εξής:

$$F(z) = C_M \rho \frac{\pi^2 D^2}{2T} \frac{\cosh(k(d+z))}{\sinh(kd)} \frac{d\eta}{dt} + C_D \rho \frac{2\pi^2 D}{T^2} \left(\frac{\cosh(k(d+z))}{\sinh(kd)} \right)^2 |\eta|\eta \quad (2)$$

όπου, z η κατακόρυφη συνισταμένη ($z = 0$ αντιστοιχεί στην ελεύθερη επιφάνεια της θάλασσας), T είναι η χαρακτηριστική περίοδος κύματος, d το βάθος της θάλασσας, k ο αριθμός κύματος και η η ανύψωση της επιφάνειας της θάλασσας.

Ολοκληρώνοντας, η συνισταμένη δύναμη δίδεται από τον τύπο:

$$F_T = \int_{-d}^0 F(z) dz = C_M \tanh(kd) \frac{\rho g D^2 T}{8} \frac{d\eta}{dt} + C_D \left(1 + \frac{2kd}{\sinh(kd)} \right)^2 \frac{\rho g D}{4} |\eta|\eta \quad (3)$$

Ενώ η ροπή ως προς τον πυθμένα:

$$\begin{aligned} M_T &= \int_{-d}^0 F(z)(d+z) dz = \\ &= C_M \rho \frac{\pi^2 D^2}{2T} \frac{kd \sinh kd - \cosh kd + 1}{k^2 \sinh(kd)} \frac{d\eta}{dt} + C_D \rho \frac{\pi^2 D}{2k^2 T^2} \left(\frac{2(kd)^2 + kd \sinh(2kd)}{\sinh^2(kd)} - 1 \right) |\eta|\eta \end{aligned} \quad (4)$$

5. ΚΟΠΩΣΗ

Ως κόπωση (fatigue) ορίζεται η φθορά d_i (damage) ενός δομικού στοιχείου μιας κατασκευής που προκαλείται λόγω ρηγμάτωσης, εξαιτίας της επιβολής επαναλαμβανόμενων κύκλων

φόρτισης, συνήθως λογιζόμενων στο επίπεδο των τάσεων [4]. Για τον υπολογισμό της φθοράς σε ένα δομικό στοιχείο για δεδομένη (χρονο)σειρά επιβολής φορτίων διαφορετικού μεγέθους, πρέπει με κατάλληλη μεθοδολογία να ομαδοποιηθούν τα διαφορετικού μεγέθους φορτία και να υπολογιστούν οι κύκλοι φόρτισης για κάθε ομάδα φορτίων. Μια ευρέως χρησιμοποιούμενη μέθοδο ομαδοποίησης αποτελεί ο «αλγόριθμος βροχοροής (Rainflow Counting)» [5-7]. Με τη μέθοδο αυτή υπολογίζονται οι κύκλοι φόρτισης για τα διαφορετικά εύρη τάσης. Έτσι, γνωρίζοντας τον αριθμό των κύκλων φόρτισης για κάθε επίπεδο τάσης, μπορούμε να υπολογίσουμε τη φθορά λόγω κόπωσης d_i που προκαλείται εξαιτίας του συγκεκριμένου εύρους τάσης. Η συνολική φθορά D προκύπτει αθροίζοντας όλες τις τιμές d_i , χρησιμοποιώντας τον κανόνα Palmgren-Miner:

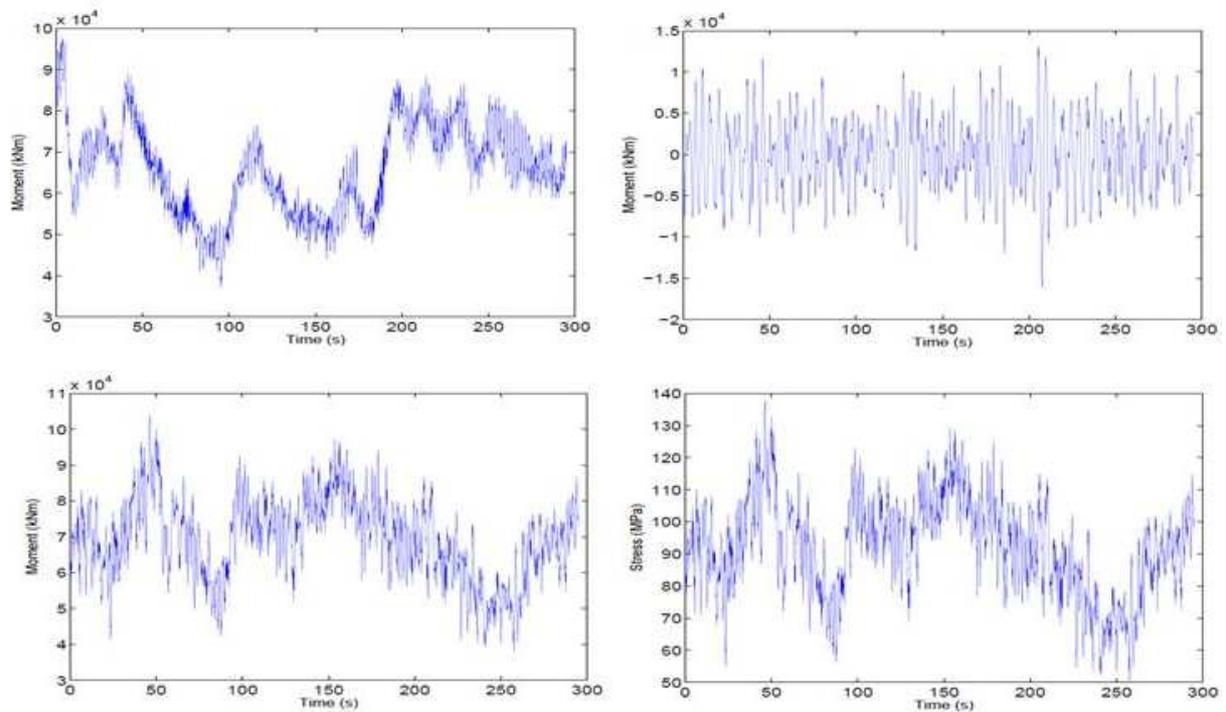
$$D = \sum_{i=1}^k d_i = \sum_{i=1}^k \frac{n_i}{N_{fi}} \quad (5)$$

όπου: n_i είναι ο αριθμός των περιόδων επιβολής (κύκλων φόρτισης) του συγκεκριμένου εύρους τάσης i και N_{fi} η αντίστοιχη ικανότητα του υλικού σε κύκλους φόρτισης i πριν να επέλθει αστοχία.

Η διάρκεια ζωής λόγω κόπωσης (fatigue life) ενός δομικού στοιχείου, αντιστοιχεί στο χρονικό διάστημα μέχρι την αστοχία για συγκεκριμένη φόρτιση. Εφόσον είναι γνωστή η συνολική φθορά D που προκαλείται σε ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα τότε μπορεί να υπολογιστεί και η αντίστοιχη διάρκεια ζωής. Για παράδειγμα, εάν η φθορά σε ένα τυπικό έτος ισούται με D , τότε η αντίστοιχη διάρκεια ζωής λόγω κόπωσης σε έτη ισούται, χοντρικά, με $1/D$.

6. ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΗΝ ΠΡΟΤΥΠΗ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ

Στην παρούσα εργασία στην πρότυπη ανεμογεννήτρια εφαρμόστηκε η παραπάνω μεθοδολογία με στόχο τον υπολογισμό των εντατικών μεγεθών, καθώς και τον υπολογισμό της φθοράς και της προβλεπόμενης διάρκειας ζωής λόγω κόπωσης του φορέα στο επίπεδο της θεμελίωσης της κατασκευής. Αρχικά, υπολογίστηκαν τα εντατικά μεγέθη που προκύπτουν λόγω δυναμικής φόρτισης ανέμου. Συγκεκριμένα, αναπτύχθηκαν χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου διάρκειας 5 min στο ύψος αναφοράς για διάφορες τιμές μέσης ταχύτητας ανέμου (5, 10, 15, 20, 25 m/s), με χρήση του λογισμικού TurbSim [8]. Στη συνέχεια, οι χρονοσειρές αυτές αποτέλεσαν την είσοδο (input) στο λογισμικό FAST [9], το οποίο υπολογίζει εντατικά μεγέθη σε χαρακτηριστικά σημεία του πυλώνα. Έτσι προέκυψαν οι ροπές ανατροπής στη στάθμη του πυθμένα για τον πυλώνα. Μια τυπική μορφή χρονοσειράς ροπής στη βάση του πυλώνα για ταχύτητα 10 m/s φαίνεται στο Σχ. 2α. Στην επόμενη φάση, υπολογίστηκαν τα εντατικά μεγέθη λόγω κυματισμών. Έτσι, αναπτύχθηκαν χρονοσειρές ανύψωσης της επιφάνειας της θάλασσας από τη ΜΣΘ που αντιστοιχούν σε κάθε μια από τις παραπάνω τιμές ταχύτητας ανέμου με το λογισμικό MIKE [10]. Στη συνέχεια, από τις εξισώσεις (2) – (4) προέκυψαν οι ροπές στη θεμελίωση λόγω των κυματισμών (Σχ. 2β). Τέλος, από επαλληλία προέκυψε η συνολική ροπή στη θεμελίωση (Σχ. 2γ).



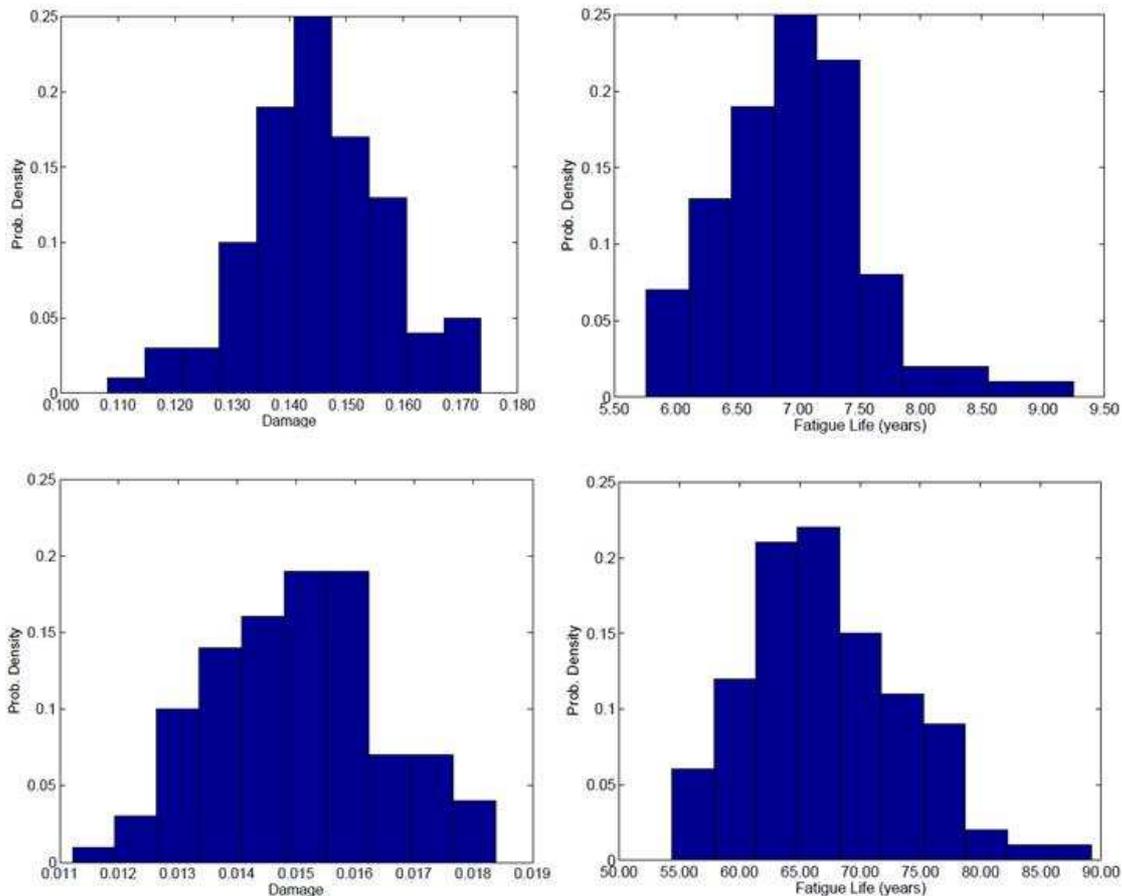
Σχ. 2: α) Χρονοσειρά ροπής λόγω ανέμου, β) Χρονοσειρά ροπής λόγω κυματισμών, γ) Χρονοσειρά συνολικής ροπής στη θεμελίωση, δ) Χρονοσειρά ορθών τάσεων στη θεμελίωση

Για τον υπολογισμό της φθοράς λόγω κόπωσης απαιτείται ο υπολογισμός των τάσεων. Έτσι, από τις ροπές στη θεμελίωση υπολογίστηκαν οι αντίστοιχες (ορθές) τάσεις στη διατομή του πασσάλου (Σχ. 2δ). Εδώ πρέπει να σημειωθεί ότι στην παρούσα εργασία δεν ελήφθη υπόψη η δυναμική του συστήματος κάτω από την επιφάνεια του νερού (υδροδυναμική μάζα, κλπ.), φαινόμενα τα οποία μειώνουν τις δράσεις που φθάνουν στη θεμελίωση. Συνεπώς τα αποτελέσματα της παρούσας εργασίας είναι συντηρητικά.

Στη χρονοσειρά των τάσεων εφαρμόστηκε ο «αλγόριθμος βροχοροής» για τον υπολογισμό των κύκλων φόρτισης λόγω συγκεκριμένων φορτίων και στη συνέχεια με χρήση του κανόνα Palmgren-Miner υπολογίστηκε η συνολική φθορά εξαιτίας συγκεκριμένης χρονοσειράς τάσεων, αντίστοιχη σε δεδομένη ταχύτητα ανέμου. Η παραπάνω διαδικασία εφαρμόστηκε για κάθε ταχύτητα ανέμου. Για τον υπολογισμό της κόπωσης επιλέχθηκε να εξεταστούν δύο κατηγορίες λεπτομέρειας, με αντοχή 40 MPa και 71 MPa στους 2×10^6 κύκλους κατά EN1993-1-9 [4]. Από τα αποτελέσματα φάνηκε ότι η κατανομή της φθοράς λόγω κόπωσης για δεδομένη ταχύτητα ανέμου ακολουθεί λογαριθμοκανονική κατανομή με παραμέτρους που μεταβάλλονται ανάλογα με την ταχύτητα του ανέμου και φυσικά την κατηγορία λεπτομέρειας.

Για να υπολογιστεί η ετήσια φθορά έπρεπε οι τιμές της φθοράς που υπολογίστηκαν παραπάνω να αναχθούν σε ημερήσιες τιμές φθοράς και στη συνέχεια σε ετήσιες, αξιοποιώντας μια κατανομή ημερήσιων μέσων τιμών ταχύτητας ανέμου στην περιοχή. Για την αναγωγή των τιμών της φθοράς θεωρήθηκε ότι η μέση ταχύτητα ανέμου ήταν η ίδια καθόλη τη διάρκεια της ημέρας, άρα και για τα 288 5-λεπτα που τη συνθέτουν, ενώ για τις ημερήσιες τιμές ταχύτητας

ανέμου στην περιοχή θεωρήθηκε ότι ακολουθούν λογαριθμοκανονική κατανομή με μέση τιμή 7,19 m/s και τυπική απόκλιση 4,10 m/s [11]. Με βάση τις παραπάνω υποθέσεις προσομοιώθηκαν ταχύτητες ανέμου για κάθε ημέρα του έτους και για μια περίοδο 100 ετών. Στη συνέχεια εφαρμόζοντας την προαναφερθείσα μεθοδολογία προσομοίωσης Μόντε-Κάρλο υπολογίστηκε η ημερήσια φθορά και στη συνέχεια η ετήσια φθορά μετά από άθροιση των 365 τιμών της ημερήσιας φθοράς για κάθε έτος. Έτσι, υπολογίστηκαν οι τιμές της ετήσιας φθοράς για κάθε ένα από τα 100 έτη.



Σχ. 3: (α, β) Κατανομή ετήσιας φθοράς και προβλεπόμενης διάρκειας ζωής λόγω κόπωσης για κατηγορία λεπτομέρειας 40 (γ, δ) Κατανομή ετήσιας φθοράς και προβλεπόμενης διάρκειας ζωής λόγω κόπωσης για κατηγορία 71

Στο Σχ. 3 φαίνονται οι κατανομές της ετήσιας φθοράς και της διάρκειας ζωής λόγω κόπωσης για κάθε μία από τις δύο κατηγορίες. Από τα αποτελέσματα προκύπτει ότι για κατηγορία λεπτομέρειας 40 (Σχ. 3α,β) η μέση ετήσια φθορά είναι $D = 0.143$ (τυπική απόκλιση 0,0123), ενώ η προβλεπόμενη διάρκεια ζωής λόγω κόπωσης είναι 6,95 έτη (τυπική απόκλιση 0,60 έτη). Αντίστοιχα, για κατηγορία λεπτομέρειας 71 (Σχ. 3γ,δ), προκύπτει μέση ετήσια φθορά ίση με 0,015 (τυπική απόκλιση 0,0015), και προβλεπόμενη διάρκεια ζωής λόγω κόπωσης 67,15 έτη (τυπική απόκλιση 6,65 έτη). Συνεπώς παρατηρείται ότι η κατηγορία λεπτομέρειας επηρεάζει

σε μεγάλο βαθμό την τιμή της φθοράς λόγω κόπωσης και μάλιστα δυσανάλογα ως προς το μέγεθός της.

7. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στην παρούσα εργασία παρουσιάστηκε ένας υπολογιστικά σύνθετος τρόπος υπολογισμού της φθοράς λόγω κόπωσης στη θεμελίωση μιας πρότυπης θαλάσσιας ανεμογεννήτριας θεμελιωμένης με πάσσαλο. Συγκεκριμένα, η ανεμογεννήτρια ελέγχθηκε σε συνδυασμένη φόρτιση λόγω ανέμου και κυματισμών και υπολογίστηκαν η ετήσια φθορά λόγω κόπωσης, αλλά και η προβλεπόμενη διάρκεια ζωής με χρήση αριθμητικών μεθόδων. Επίσης, θεωρήθηκαν δύο διαφορετικές κατηγορίες λεπτομέρειας, δείχνοντας ότι για τη χαμηλότερη κατηγορία λεπτομέρειας η διάρκεια ζωής της ανεμογεννήτριας είναι σημαντικά κατώτερη της επιθυμητής. Η μεθοδολογία που προτείνεται είναι γενική και μπορεί να εφαρμοστεί σε ανάλογες περιπτώσεις σχεδιασμού θαλάσσιων ανεμογεννητριών.

8. ΑΝΑΦΟΡΕΣ

Η παρούσα εργασία εκπονήθηκε στα πλαίσια του ερευνητικού προγράμματος Seawind, που χρηματοδοτείται από την Ελλάδα και την Ευρωπαϊκή Ένωση μέσω του ΕΣΠΑ 2007-2013/ΔΡΑΣΗ «ΔΙΜΕΡΗΣ Ε&Τ ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑ ΕΛΛΑΔΑΣ – ΚΙΝΑΣ 2012 -2014». Τέλος, οι συγγραφείς θα ήθελαν να ευχαριστήσουν τον κ. Αθανάσιο Δήμα, Καθηγητή του Τμήματος Πολιτικών Μηχανικών του Πανεπιστημίου Πατρών, για την υποστήριξη του στην ανάπτυξη των φορτίσεων λόγω κυματισμών.

9. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] Jonkman, J.M. “*Dynamics of Offshore Floating Wind Turbines—Model Development and Verification*”. Wind Energ. Vol. 12, 2009; pp.459-492
- [2] Jonkman J., Butterfield, S., Musial W., and Scott G.. “*Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*”. Technical Report NREL/TP-500-38060. NREL Technical Report, Golden, Colorado, 2009.
- [3] Δήμας, Α.Α. “*Εισαγωγή στην Μελέτη Λιμενικών Έργων*”. Πανεπιστημιακές Σημειώσεις για το Μάθημα «Λιμενικά Έργα»: 7^ο Εξάμηνο Τμήματος Πολιτικών Μηχανικών Πανεπιστημίου Πατρών, 2012.
- [4] EN 1993: “*Eurocode 3: Design of Steel Structures, Part 1.9 Fatigue Strength of Steel Structures*”, CEN Central Secretariat, Rue de Stassart 36, B-1050 Brussels, Belgium, 2002.
- [5] ASTM E 1049-85 (Reapproved 1997). “*Standard practices for cycle counting in fatigue Analysis*”, in: Annual Book of ASTM Standards, Vol. 03.01, Philadelphia 1999, pp. 710-718
- [6] Niesłony A., “*Determination of fragments of multiaxial service loading strongly influencing the fatigue of machine components*”, Mechanical Systems and Signal Processing, Vol. 23(8), 2009, pp. 2712-2721
- [7] Niesłony A., “*Rainflow Counting Method, set of functions with user guide for use with MATLAB*”, /<http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/3026S>.
- [8] *NWTC Computer-Aided Engineering Tools (TurbSim by Neil Kelley, Bonnie*

- Jonkman*). <http://wind.nrel.gov/designcodes/preprocessors/turbsim/>. Last modified 30-May-2013; accessed 14-June-2014.
- [9] *NWTC Computer-Aided Engineering Tools (FAST by Jason Jonkman, Ph.D.)*. <http://wind.nrel.gov/designcodes/simulators/fast/>. Last modified 28-October-2013; accessed 14-June-2014.
- [10] DHI, MIKE ZERO Waves, MIKE by DHI, Denmark, 2014.
- [11] Arwade, S.R., Lackner, M.A. and Grigoriu, M.D. “*Probabilistic Models for Wind Turbine and Wind Farm Performance*”, ASME Journal of Solar Energy Engineering, Vol. 133, No. 4: 041006, 2011.

ASSESSING THE BEHAVIOUR OF AN OFFSHORE WIND TURBINE UNDER UNCERTAIN WIND AND WAVE DYNAMIC LOADING

Dimitrios V. Bilonis

PhD Student

National Technical University of Athens

Athens, Greece

dimbilonis@gmail.com

Dimitrios Vamvatsikos

Lecturer

National Technical University of Athens

Athens, Greece

divamva@mail.ntua.gr

SUMMARY

Offshore wind turbines constitute a modern solution for the production of energy using wind power. However, they are subject to uncertain loads due to the combination of dynamic parameters, such as wind and waves. For this reason, the valid assessment and appropriate design against those parameters are real challenges for the engineers. The purpose of this paper is to present a methodology for the analysis of a standard offshore wind turbine sited at a specific area in the Aegean Sea. In specific, the loads due to the combination of wind and waves are calculated by statistically processing anemological and wave data of the area using appropriate software. Finally, the calculated loads are used in order to specify the annual fatigue damage and the predicted fatigue life of the structure.