

ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΤΕΧΝΗΤΩΝ ΧΡΟΝΟΪΣΤΟΡΙΩΝ ΦΟΡΤΙΟΥ ΑΝΕΜΟΥ ΕΠΙ ΠΥΛΩΝΩΝ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ

Κωνσταντίνα Γ. Κουλάτσου

Υποψήφια Διδάκτορας ΕΜΠ
Σχολή Πολιτικών Μηχανικών
Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
Αθήνα, Ελλάδα

e-mail: konkoulatsou@gmail.com

Ηλίας Δ. Θανάσουλας

Πολιτικός Μηχανικός ΕΜΠ
Σχολή Πολιτικών Μηχανικών
Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
Αθήνα, Ελλάδα

e-mail: iliasthana@gmail.com

Γεωργία Μαργαρίτη

Πολιτικός Μηχανικός ΕΜΠ
Σχολή Πολιτικών Μηχανικών
Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
Αθήνα, Ελλάδα

e-mail: gia_marg@hotmail.com

Χάρης Ι. Γαντές

Καθηγητής ΕΜΠ
Σχολή Πολιτικών Μηχανικών
Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
Αθήνα, Ελλάδα

e-mail: chgantes@central.ntua.gr

1. ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Μια συνοπτική περιγραφή της αεροδυναμικής θεωρίας υπολογισμού των φορτίων ανέμου επί των πτερυγίων ανεμογεννητριών και της μεταφοράς τους στην κορυφή του πυλώνα παρουσιάζονται στο παρόν άρθρο. Επίσης, παρουσιάζονται τρία ελεύθερα για το κοινό υπολογιστικά εργαλεία από το εργαστήριο National Renewable Energy Laboratory (NREL) και το κέντρο National Wind Technology Center (NTWC) των ΗΠΑ, τα οποία παράγουν τεχνητές χρονοϊστορίες ταχύτητας και φορτίου ανέμου καθ' ύψος αλλά και στην κορυφή των πυλώνων ανεμογεννητριών. Με τη χρήση των λογισμικών αυτών, πραγματοποιούνται παραμετρικές αναλύσεις διαφοροποιώντας κάθε φορά καίρια στοιχεία του προσομοιώματος, όπως η γεωμετρία του πυλώνα και των πτερυγίων, η ταχύτητα αναφοράς του ανέμου ή άλλα στοιχεία που επηρεάζουν το πεδίο του ανέμου και διάφορα μηχανολογικά στοιχεία της ανεμογεννήτριας και παρουσιάζονται τα αποτελέσματα και οι επιδράσεις τους.

2. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Σε μια προσπάθεια ανταπόκρισης στην αυξημένη ζήτηση ενέργειας, το ενδιαφέρον για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως η αιολική, αυξάνεται συνεχώς. Λόγω της ζήτησης ενέργειας και της εξέλιξης της τεχνολογίας, οι ανεμογεννήτριες μεγαλώνουν συνεχώς, τόσο σε προσβαλλόμενη από τον άνεμο επιφάνεια, αυξάνοντας το μήκος των πτερυγίων, όσο και σε ύψος, αυξάνοντας το ύψος των πυλώνων, προκειμένου να αξιοποιηθεί καλύτερο το αιολικό δυναμικό, με αποτέλεσμα να αυξάνονται και τα φορτία του ανέμου που καταπονούν τα δομικά μέρη των ανεμογεννητριών.

Μέχρι σήμερα, για την ανάλυση και κατανόηση της στατικής συμπεριφοράς των πυλώνων των ανεμογεννητριών, το κυρίαρχο φορτίο του ανέμου επιβάλλεται συνήθως ως στατική φόρτιση, καθώς αυτή η θεώρηση είναι απλούστερη τόσο για τον υπολογισμό του φορτίου, όσο και για την ανάλυση του πυλώνα, αφού ο απαιτούμενος χρόνος μειώνεται δραστικά. Ωστόσο, το κύριο χαρακτηριστικό του φορτίου του ανέμου είναι η δυναμική του φύση. Η παράβλεψη της δυναμικής φύσης του φορτίου ανέμου μπορεί να οδηγήσει και σε παράβλεψη κάποιων φαινομένων που μπορεί να οδηγήσουν σε αστοχία. Για παράδειγμα, ένας από τους κρισιμότερους μηχανισμούς αστοχίας των πυλώνων είναι η κόπωση των συνδέσεών τους, είτε των κοχλιών είτε των συγκολλήσεων, η οποία επηρεάζεται άμεσα από τη δυναμική φύση του φορτίου ανέμου και την εναλλαγή των αναπτυσσόμενων τάσεων στα μέσα σύνδεσης. Συνεπώς η παραγωγή αξιόπιστων και ρεαλιστικών χρονοϊστοριών φορτίου ανέμου και η εν συνεχεία εκτέλεση δυναμικών αναλύσεων είναι απαραίτητες για τη διερεύνηση της συμπεριφοράς των πυλώνων των ανεμογεννητριών.

Για το σκοπό αυτό, στο παρόν άρθρο, θα παρουσιαστεί συνοπτικά μια περιγραφή της αεροδυναμικής θεωρίας υπολογισμού του φορτίου ανέμου επί των πτερυγίων των ανεμογεννητριών και της μεταφοράς τους στην κορυφή του πυλώνα. Κατά καιρούς έχουν προταθεί αναλυτικοί υπολογισμοί τεχνητών χρονοϊστοριών ταχύτητας ανέμου [1], αλλά τόσο οι υπολογισμοί αυτοί όσο και η μετατροπή της ταχύτητας σε φορτίο ανέμου επί των πτερυγίων και στη συνέχεια επί της κορυφής του πυλώνα αποτελούν ένα πολύπλοκο πρόβλημα που ξεπερνά το αντικείμενο του πολιτικού μηχανικού. Έτσι, διερευνήθηκε κατά πόσο έχουν αναπτυχθεί, από ειδικότερους ερευνητές, λογισμικά που επιτρέπουν τους υπολογισμούς αυτούς και προέκυψαν τρία ελεύθερα για το κοινό υπολογιστικά εργαλεία από το εργαστήριο National Renewable Energy Laboratory (NREL) [2] και το κέντρο National Wind Technology Center (NTWC) [3] των ΗΠΑ, τα οποία παράγουν τεχνητές χρονοϊστορίες ταχύτητας και φορτίου ανέμου καθ' ύψος αλλά και στην κορυφή των πυλώνων ανεμογεννητριών. Τα τρία αυτά λογισμικά χρησιμοποιήθηκαν για παραμετρικές αναλύσεις με σκοπό την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων τους. Για το σκοπό αυτό, μεταβάλλονται καίρια στοιχεία του προσομοιώματος, όπως η γεωμετρία του πυλώνα και των πτερυγίων, η ταχύτητα αναφοράς του ανέμου ή άλλα στοιχεία που επηρεάζουν το πεδίο του ανέμου και διάφορα μηχανολογικά στοιχεία της ανεμογεννήτριας και παρουσιάζονται τα αποτελέσματα και οι επιδράσεις τους.

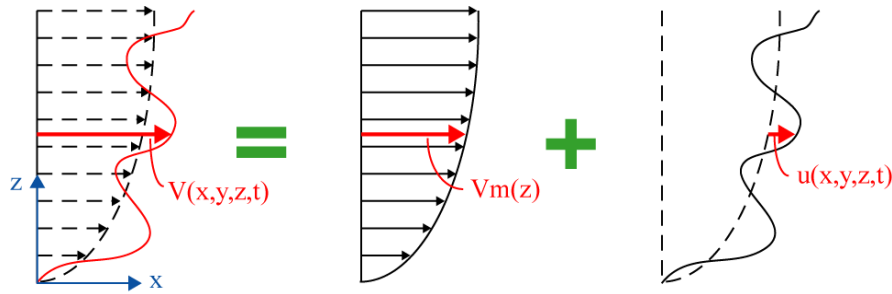
3. ΑΕΡΟΔΥΝΑΜΙΚΗ ΣΥΜΠΕΡΙΦΟΡΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ

Η πρώτη ενότητα της παρούσας εργασίας εστιάζει στην περιγραφή της αεροδυναμικής θεωρίας των πτερυγίων και στον υπολογισμό των φορτίων ανέμου επί αυτών, θεωρία στην οποία βασίζονται και τα λογισμικά που περιγράφονται στη συνέχεια. Η προσομοίωση της αεροδυναμικής θεωρίας των πτερυγίων βασίζεται στη θεωρία του δίσκου (Actuator disc theory), στη θεωρία των πτερυγίων (Rotor blade theory) και στη θεωρία της ώθησης των στοιχείων των πτερυγίων (Blade element momentum theory) [4, 5, 6]. Το πεδίο ανέμου περιγράφεται από τη μέση ταχύτητα του ανέμου και τις τυρβώδεις συνιστώσες του, οι οποίες αντιμετωπίζονται με στοχαστική ανάλυση [1].

3.1 Πεδίο ανέμου

Το πεδίο ανέμου $V(x,y,z,t)$, που περιγράφεται από την εξ. (1) και απεικονίζεται στο Σχ. 1, αποτελείται από τη μέση ταχύτητα του ανέμου $V_m(z)$ και τις τρεις συνιστώσες της

τυρβώδους ταχύτητας $u(x,y,z)$, $v(x,y,z)$ και $w(x,y,z)$ κατά τους τρεις άξονες x , y και z αντίστοιχα.



Σχ.1: Το πεδίο ανέμου σε επίπεδο xz

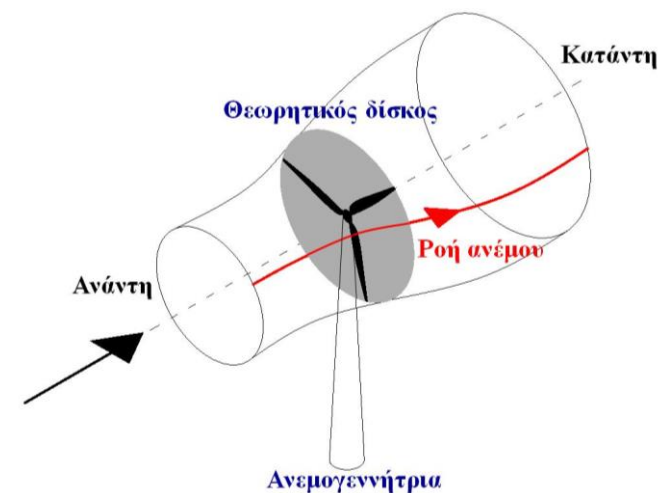
$$V(x, y, z) = V_m(z) + [u(x, y, z) + v(x, y, z) + w(x, y, z)] \quad (1)$$

$$V_m(z) = k_r \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) v_b \quad (2)$$

όπου k_r είναι ο συντελεστής κατηγορίας εδάφους, ο οποίος εξαρτάται από το μήκος τραχύτητας z_0 , z είναι το χαρακτηριστικό ύψος υπολογισμού της ταχύτητας ανέμου και v_b είναι η βασική ταχύτητα ανέμου. Οι τυρβώδεις συνιστώσες του πεδίου ανέμου μπορούν να περιγραφούν από κανονικοποιημένες στοχαστικές διαδικασίες, οι οποίες χαρακτηρίζονται πλήρως από τη συνάρτηση πυκνότητας φασματικής ισχύος (PSD – Power Spectral Density). Η στοχαστική διαδικασία που περιγράφει την τυρβώδη ροή του πεδίου ανέμου περιγράφεται αναλυτικά στο [1].

3.2 Η θεωρία του δίσκου (Actuator disc theory)

Η θεωρία που περιγράφει τη λειτουργία των ανεμογεννητριών βασίζεται στη θεωρία ενός θεωρητικού συμπαγούς δίσκου, όπως αυτός σχηματίζεται από τα πτερύγια (Σχ. 2), ο οποίος ονομάζεται «actuator disc». Ο θεωρητικός αυτός δίσκος θεωρείται ότι αποτελεί ένα μετατροπέα ενέργειας χωρίς απώλειες που λειτουργεί σε σταθερή και χωρίς τριβές ροή ανέμου, ενώ αυτή θεωρείται ιδεατή, ασυμπίεστη και μόνο αξονική.

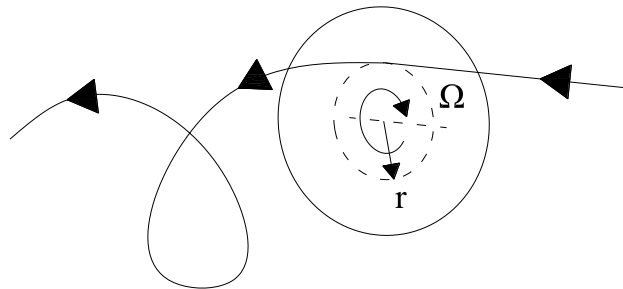


Σχ. 2: Θεωρητικός δίσκος και ρεύμα ανέμου ανεμογεννήτριας

Η μάζα του ανέμου που διαπερνά το δίσκο διαχωρίζεται από την υπόλοιπη μάζα, η οποία απεικονίζεται στο Σχ. 2 ως η μεταβαλλόμενη κυλινδρική επιφάνεια μεταξύ ανάντη και κατόντη της ανεμογεννήτριας. Συνεπώς, ορίζεται μια τρισδιάστατη επιφάνεια στο χώρο, η οποία οριοθετεί το ρεύμα του ανέμου ανάντη και κατόντη του ρότορα της ανεμογεννήτριας.

Καθώς ο άνεμος προσεγγίζει το ρότορα και το δίσκο, η ταχύτητά του μειώνεται και χάνει τμήμα της κινητικής του ενέργειας, η οποία μετατρέπεται σε μηχανική μέσω της λειτουργίας της ανεμογεννήτριας. Εφόσον η μάζα του ανέμου παραμένει σταθερή (γιατί η ροή του ανέμου παραμένει ασυμπίεστη) πριν και μετά τη διέλευσή του από το δίσκο, η τρισδιάστατη επιφάνεια του ρεύματος του ανέμου διαστέλλεται. Λίγο πριν το δίσκο, η δυναμική πίεση μειώνεται στιγμιαία και αμέσως μετά από αυτόν αυξάνεται πάλι. Η μείωση της ταχύτητας του ανέμου η οποία οφείλεται στο πέρασμα του ανέμου από το δίσκο περιγράφεται από έναν αξονικό συντελεστή επαγωγής «α» ως « $-aV_\infty$ », όπου V_∞ είναι η ταχύτητα του ανέμου ανάντη και αρκετά μακριά από την ανεμογεννήτρια.

Επίσης, ο δίσκος περιστρέφεται, όπως τα πτερύγια, με γωνιακή ταχύτητα Ω , με αποτέλεσμα, ο άνεμος που το διαπερνά να προκαλεί μια ροπή στο ρότορα ίση με « Ωr », όπου r είναι η ακτίνα του θεωρητικού δίσκου. Αντίστοιχα με το φαινόμενο δράσης-αντίδρασης, ο ρότορας επιβάλλει στον άνεμο μια ίση αλλά αντίθετη ροπή, με αποτέλεσμα το ρεύμα του ανέμου κατόντη να περιστρέφεται, όπως φαίνεται στο Σχ. 3.



Σχ. 3: Ρεύμα αέρα το οποίο περιστρέφεται κατόντη του ρότορα

Ο άνεμος με ταχύτητα V_∞ που εισέρχεται στο δίσκο δεν έχει στροφική κίνηση παρά μόνο αξονική συνιστώσα, ενώ ο άνεμος που εξέρχεται από το δίσκο περιστρέφεται και η ταχύτητά του περιγράφεται από μια αξονική και μία εφαπτομενική συνιστώσα. Ομοίως με την αξονική συνιστώσα της ταχύτητας, η μεταβολή της εφαπτομενικής συνιστώσας περιγράφεται από έναν εφαπτομενικό συντελεστή επαγωγής «α'» ως « $\alpha' \Omega r$ ».

3.3 Η θεωρία των πτερυγίων (Rotor blade theory)

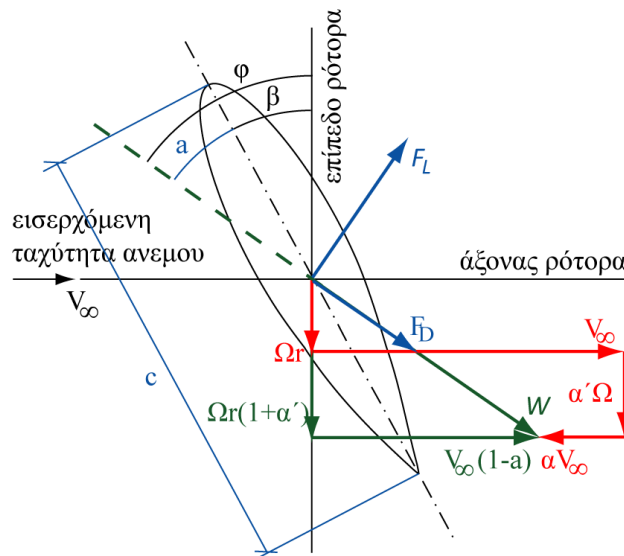
Όπως περιγράφηκε παραπάνω, καθώς ο άνεμος διαπερνά το ρότορα, προκαλούνται δύο μεταβολές στις συνιστώσες της ταχύτητας (Σχ. 4), μία αύξηση της εφαπτομενικής συνιστώσας ίση με « $\alpha' \Omega r$ » λόγω της στροφής του ρότορα και μία μείωση της αξονικής συνιστώσας « $-aV_\infty$ » λόγω της αξονικής επαφής. Σύμφωνα με τη θεωρία των πτερυγίων, οι δυνάμεις ανύψωσης F_L (lift forces) και τριβής F_D (drag forces), οι οποίες απεικονίζονται στο Σχ. 4, είναι υπεύθυνες για τις μεταβολές της αξονικής και γωνιακής ορμής του ανέμου που διέρχεται από την περιοχή σύρωσης των πτερυγίων.

Οι συνολικές δυνάμεις που δρουν επί των πτερυγίων είναι αποτέλεσμα της ολοκλήρωσης των δυνάμεων πίεσεων και τριβής που αναπτύσσονται στα πτερύγια και μπορούν να υπολογιστούν μέσω κατάλληλων δισδιάστατων αεροδυναμικών συντελεστών C_L και C_D . Οι αεροδυναμικοί συντελεστές εξαρτώνται από τη γεωμετρία των πτερυγίων,

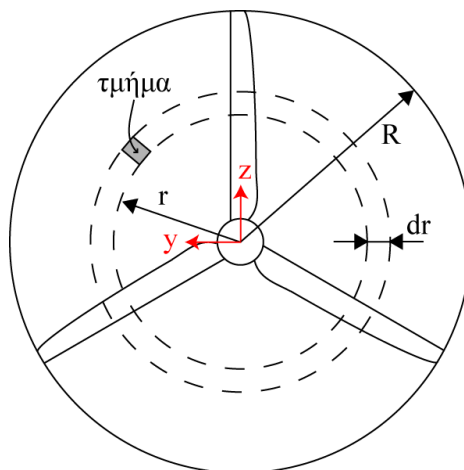
την γωνία πρόπτωσης του ανέμου α , η οποία καθορίζεται από την προσπίπτουσα ταχύτητα W , και καθορίζονται από τον κατασκευαστή των πτερυγίων.

Υποθέτοντας μία ανεμογεννήτρια με αριθμό πτερυγίων N , ακτίνα άκρης πτερυγίων R , μήκος χορδής c και γωνία κλίσης β (γωνία μεταξύ της μηδενικής γραμμής του πτερυγίου και του επιπέδου του ρότορα), η προσπίπτουσα ταχύτητα ανέμου επί των πτερυγίων υπολογίζεται από τη μειωμένη αξονική συνιστώσα της ταχύτητας και την αυξημένη εφαπτομενική συνιστώσα της, σύμφωνα με την εξ. (3).

$$W = \sqrt{V_\infty^2 (1-\alpha)^2 + \Omega^2 r^2 (1+\alpha')^2} \quad (3)$$



Σχ. 4: Προσπίπτουσα ταχύτητα ανέμου W και δυνάμεις ανύψωση, τριβής που δρουν στα πτερύγια



Σχ. 5: Ακτίνα άκρης των πτερυγίων και πεπερασμένο πάχος δακτυλίου dr

3.4 Η θεωρία ώθησης στοιχείων των πτερυγίων (Blade element momentum theory)

Μέσω της θεωρίας ώθησης στοιχείων των πτερυγίων υπολογίζονται οι συντελεστές επαγωγής και η γωνία πρόπτωσης του ανέμου. Η θεωρία βασίζεται στις ακόλουθες

απλοποιητικές παραδοχές, οι οποίες στη συνέχεια διορθώνονται μέσω κατάλληλων συντελεστών:

- ο Η περιοχή σάρωσης των πτερυγίων διαχωρίζεται σε ομόκεντρα δακτυλιοειδή στοιχεία με πεπερασμένο πάχος δακτυλίων dr (Σχ. 5), τα οποία θεωρούνται ανεξάρτητα μεταξύ τους, δηλαδή δεν πραγματοποιείται μεταφορά αέρα μεταξύ γειτονικών δακτυλίων).
- ο Η πίεση του ανέμου επί των δακτυλίων θεωρείται ομοιόμορφη, παραδοχή η οποία οδηγεί στην υπόθεση ότι η ανεμογεννήτρια έχει άπειρα πτερύγια.
- ο Καθένας από αυτούς τους δακτυλίους διαχωρίζεται σε επιμέρους τμήματα, τα οποία επίσης θεωρούνται ανεξάρτητα μεταξύ τους.

Οι δυνάμεις ανύψωσης και τριβής (Σχ. 4) ενός δακτυλίου πεπερασμένου πάχους dr υπολογίζονται σύμφωνα με τη θεωρία των πτερυγίων και τις εξ. (4) και (5) και στη συνέχεια μπορούν να μετατραπούν στο σύστημα αξόνων που ορίζεται από τον άξονα και το επίπεδο του ρότορα.

$$dF_L = 1/2 \rho W^2 c C_L dr \quad (4)$$

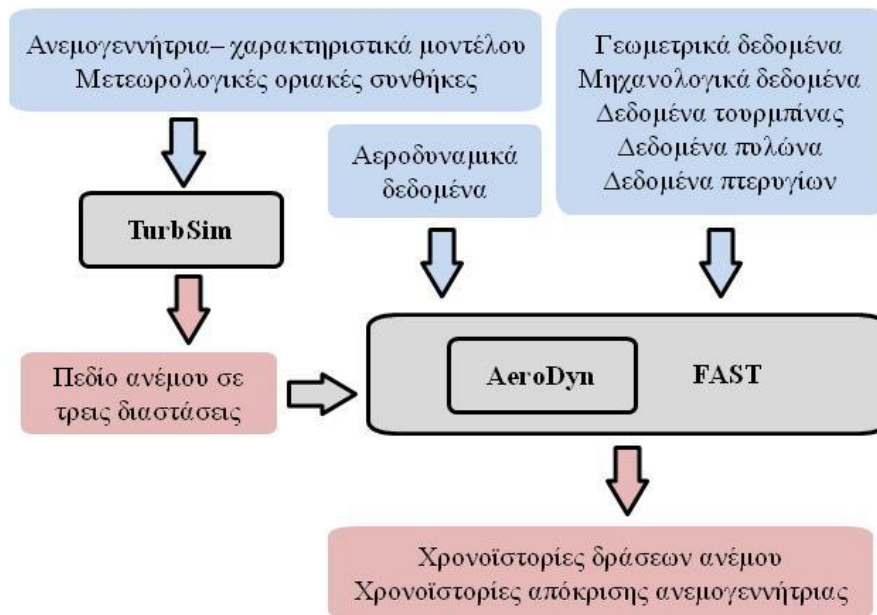
$$dF_D = 1/2 \rho W^2 c C_D dr \quad (5)$$

Σύμφωνα με τη θεωρία ώθησης στοιχείων των πτερυγίων, η αξονική δύναμη είναι ίση με το ρυθμό μεταβολής της αξονικής ορμής και της πρόσθετης δύναμης που προκαλείται από την απότομη πτώση της πίεσης αμέσως μετά τη διέλευση του ανέμου από το ρότορα. Αντίστοιχα, η ροπή του ρότορα είναι ίση με το ρυθμό μεταβολής της στροφορμής. Λύνοντας τις δύο αυτές εξισώσεις υπολογίζονται οι συντελεστές επαγωγής και η γωνία πρόπτωσης του ανέμου. Αναλυτικά, ο υπολογισμός των μεταβλητών αυτών περιγράφεται στα [4, 5].

4. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΤΕΧΝΗΤΩΝ ΧΡΟΝΟΪΣΤΟΡΙΩΝ ΑΝΕΜΟΥ

Στην ενότητα 3 περιγράφηκε συνοπτικά η θεωρία υπολογισμού των αεροδυναμικών φορτίων επί των πτερυγίων ανεμογεννητριών. Στην παρούσα ενότητα θα παρουσιαστούν τρία ελεύθερα για το κοινό υπολογιστικά εργαλεία από το εργαστήριο National Renewable Energy Laboratory (NREL) [2] και το κέντρο National Wind Technology Center (NTWC) [3] των ΗΠΑ, το TurbSim [7, 8], το AeroDyn [9, 10, 11] και το FAST [12, 13], με τα οποία μπορούν να παραχθούν αξιόπιστες και ρεαλιστικές τεχνητές χρονοϊστορίες ταχύτητας και φορτίου ανέμου στην κορυφή των πυλώνων ανεμογεννητριών. Με το λογισμικό TurbSim παράγεται ένα ρεαλιστικό πεδίο ανέμου, το λογισμικό AeroDyn εφαρμόζει την αεροδυναμική θεωρία των πτερυγίων (παράγραφος 3) και με το λογισμικό FAST υπολογίζονται τα δυναμικά φορτία που δρουν στην κορυφή του πυλώνα της ανεμογεννήτριας. Στο Σχ. 6 απεικονίζεται σχηματικά η λειτουργία των τριών λογισμικών.

Σημειώνεται ότι τα λογισμικά FAST και AeroDyn έχουν αξιολογηθεί από τον Germanischer Lloyd Wind Energie και έχουν κριθεί κατάλληλα για «τον υπολογισμό των φορτίων ανεμογεννητριών στην ξηρά και για το σχεδιασμό και την πιστοποίηση». Οι ηλεκτρονικές εκδόσεις του εκδοθέντος πιστοποιητικού και έκθεσης είναι διαθέσιμες στην επίσημη ιστοσελίδα του NREL [14, 15].

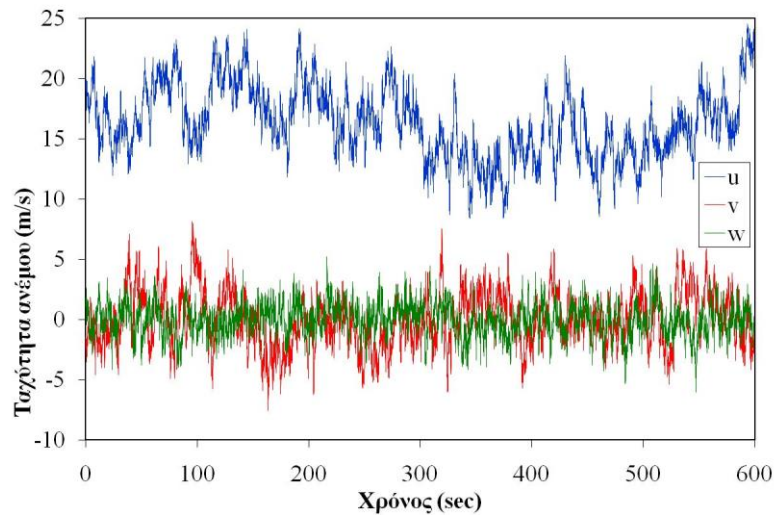


Σχ. 6: Σχηματική απεικόνιση λειτουργίας των τριών λογισμικών TurbSim, Aerodyn και FAST

4.1 Περιγραφή λογισμικού TurbSim

Οι χρονοϊστορίες ταχύτητας ανέμου παράγονται από το λογισμικό TurbSim. Το TurbSim είναι ένας στοχαστικός προσομοιωτής πλήρους και τυρβώδους πεδίου ανέμου, ο οποίος χρησιμοποιεί ένα στατιστικό μοντέλο για την αριθμητική προσομοίωση χρονοϊστοριών των τριών συνιστωσών της ταχύτητας ανέμου σε σημεία ενός δισδιάστατου, κάθετα στην κύρια διεύθυνση του ανέμου, ορθογωνικού πλέγματος, το οποίο θεωρείται σταθερό στο χώρο. Το πλέγμα πρέπει να περικλείει το θεωρητικό δίσκο (παράγραφος 3.2) που δημιουργείται από τη σάρωση των πτερυγίων. Τα απαραίτητα δεδομένα του TurbSim είναι τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας, τα οποία καθορίζουν το πλέγμα, όπως το ύψος της ανεμογεννήτριας, η διάμετρος του δίσκου, και τα μετεωρολογικά δεδομένα. Το τελευταίο περιλαμβάνει το μοντέλο τυρβώδους ροής, το προφίλ του ανέμου (κανονικό ή ακραίο) και την ταχύτητα αναφοράς του, η οποία χρειάζεται για να καθοριστεί το πεδίο του ανέμου, όπως αυτό ορίζεται στον ισχύοντα κανονισμό IEC [16]. Το TurbSim δημιουργεί χρονοϊστορίες για τις τρεις συνιστώσες ταχύτητας του ανέμου, τη συνιστώσα u , κατά την κύρια διεύθυνση του ανέμου κάθετα στο θεωρητικό δίσκο, τη συνιστώσα v , η οποία είναι οριζόντια και παράλληλη στο θεωρητικό δίσκο και τη συνιστώσα w , η οποία είναι κατακόρυφη και παράλληλη στο θεωρητικό δίσκο. Στο Σχ. 7 παρουσιάζονται τρεις χρονοϊστορίες ταχύτητας ανέμου κατά τις τρεις συνιστώσες οι οποίες παράχθηκαν μέσω του TurbSim.

Οι χρονοϊστορίες του Σχ. 7 αφορούν μία ανεμογεννήτρια 3 πτερυγίων μήκους $R=61.63\text{m}$ και χορδή $c=4.65\text{m}$ και με ύψος πλώνα ίσο με $H=84\text{m}$. Η ταχύτητα αναφοράς σε ύψος 10m λήφθηκε ίση προς $v_{ref}=12\text{m/s}$, η γωνιακή ταχύτητα $\Omega=20\text{rpm}$, ενώ χρησιμοποιήθηκε πλέγμα ίσο με $140\text{m} \times 140\text{m}$. Όπως ήταν αναμενόμενο, η συνιστώσα u της ταχύτητας κατά την κύρια διεύθυνση του ανέμου είναι αρκετά μεγαλύτερη από τις άλλες δύο και έχει μέση τιμή ίση με 16.323m/s , η οποία είναι σύμφωνη με την παραδοχή της ταχύτητας αναφοράς στα 10m ύψος και του λογαριθμικού προφίλ ανέμου. Οι άλλες δύο συνιστώσες v και w έχουν αρκετά μικρότερο μέγεθος και μέση τιμή περίπου ίση με το μηδέν, όπως αναμενόταν.



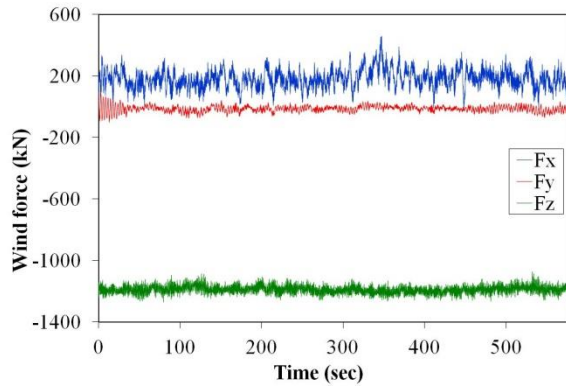
Σχ. 7: Χρονοϊστορίες ανέμου κατά τις τρεις διευθύνσεις

4.2 Περιγραφή λογισμικών AeroDyn και FAST

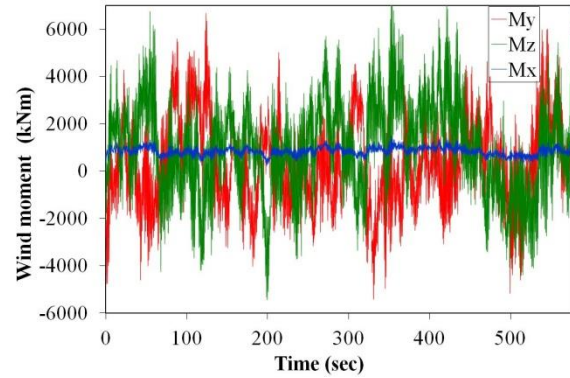
Τα αποτελέσματα του TurbSim, το πεδίο ανέμου, χρησιμοποιούνται στη συνέχεια από τα λογισμικά AeroDyn και FAST για τον υπολογισμό των χρονοϊστοριών του φορτίου ανέμου στην κορυφή του πυλώνα. Το AeroDyn, το οποίο λειτουργεί μέσα από το FAST, υπολογίζει σύμφωνα με την αεροδυναμική θεωρία των πτερυγίων, όπως περιγράφηκε στην ενότητα 3, τις δυνάμεις ανύψωσης F_L και τριβής F_D (Σχ. 4) και τις αντίστοιχες ροπές σε κάθε στοιχείο των πτερυγίων, οι οποίες αποτελούν κατανεμημένες δράσεις κατά μήκος των πτερυγίων. Σε συνδυασμό με το FAST, οι δράσεις αυτές ολοκληρώνονται κατά μήκος κάθε πτερυγίου και με τη μεταφορά τους ως δύναμη και ροπή στο κέντρο του ρότορα υπολογίζονται οι χρονοϊστορίες δυνάμεων και ροπών. Για το σκοπό αυτό, είναι απαραίτητα ως δεδομένα η γεωμετρία, τα μηχανολογικά χαρακτηριστικά της τουρμπίνας και τα αδρανειακά χαρακτηριστικά του πυλώνα της ανεμογεννήτριας. Στα στοιχεία αυτά περιλαμβάνονται:

- Παράμετροι λειτουργίας της ανεμογεννήτριας και βασική γεωμετρία, όπως, διάταξη και έλεγχος τουρμπίνας, περιβαλλοντικές και αρχικές συνθήκες, ύπαρξη συστήματος σημαίας και κίνησης, μάζα και αδράνεια.
- Στοιχεία γεωμετρίας και αδρανειακών χαρακτηριστικών του πυλώνα και των πτερυγίων της ανεμογεννήτριας.
- Δεδομένα πλατφόρμας, στην περίπτωση υπεράκτιων ανεμογεννητριών.
- Δεδομένα για την περίπτωση που η ανεμογεννήτρια έχει σύστημα αναδίπλωσης σε περίπτωση υπερτάχυνσης, όπως, αν υπάρχει ουρά, και τα γεωμετρικά και αδρανειακά χαρακτηριστικά της.

Στα Σχ. 8 και 9 απεικονίζονται οι χρονοϊστορίες φορτίου και ροπής ανέμου αντίστοιχα, οι οποίες αντιστοιχούν στη ανεμογεννήτρια με γεωμετρικά δεδομένα και πεδίο ανέμου της παραγράφου 4.1.



Σχ. 8: Χρονοϊστορίες φορτίου ανέμου επί της κορυφής του πυλώνα



Σχ. 9: Χρονοϊστορίες ροπής λόγω του φορτίου ανέμου επί της κορυφής του πυλώνα

Όσον αφορά το φορτίο ανέμου, η κατακόρυφη δύναμη F_z είναι η μεγαλύτερη κατά απόλυτη τιμή, γιατί κυρίως αντιπροσωπεύει τα ίδια βάρη των πτερυγίων, του ρότορα και το θάλαμο του μηχανολογικού εξοπλισμού, όπως προκύπτει και από την πολύ μικρή διακύμανση που έχει. Η οριζόντια δύναμη F_x κατά την κύρια διεύθυνση του ανέμου έχει μέση τιμή 182.2kN και μεγάλη διακύμανση. Στην περίπτωση που πολλαπλασιάσουμε την επιφάνεια του θεωρητικού δίσκου με τη μέση ταχύτητα που προέκυψε από την παράγραφο 4.1, κάτι που αποτελεί συνήθη πρακτική εκτίμησης του φορτίου ανέμου για στατικές αναλύσεις ανεμογεννητριών, η δύναμη F_x προκύπτει από την εξ. (6).

$$F_{x,st} = \frac{1}{2} \rho u_x^2 A = \frac{1}{2} \left(0.00125 \frac{\text{kNs}^2}{\text{m}^4} \right) \left(16.323 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right)^2 (11932.58 \text{m}^2) = 1987.1 \text{kN} \quad (6)$$

Η δύναμη που προκύπτει από τον απλοποιητικό υπολογισμό είναι σχεδόν μία τάξη μεγέθους μεγαλύτερη από τη δύναμη που προκύπτει από την ακριβέστερη αριθμητική ανάλυση, συνεπώς ο απλοποιητικός υπολογισμός είναι υπερβολικά συντηρητικός και δεν συνιστάται, εκτός αν λαμβάνεται παράλληλα υπόψη κατάλληλος μειωτικός συντελεστής που περιγράφει την ακριβή δύναμη ανέμου που δρα στο ρότορα προς τη θεωρητική που υπολογίζεται από την εξ. (6). Ο συντελεστής αυτός, ο οποίος ονομάζεται συντελεστής ώθησης (thrust coefficient) περιγράφεται στην εξ. (7) και προτείνεται στη βιβλιογραφία στα [16] και [17]. Η οριζόντια δύναμη F_y κάθετα στη διεύθυνση του ανέμου έχει μέση τιμή -12.71kN, πολύ μικρότερη από την F_x .

$$C_T = 7c/V_{hub} \quad (7)$$

όπου c είναι μια σταθερά που επιτρέπεται να λαμβάνεται 1m/s και V_{hub} είναι η ταχύτητα ανέμου στο ύψος του ρότορα.

Όσον αφορά τις ροπές που προκαλούνται λόγω του φορτίου ανέμου, η μέση τιμή της ροπής M_y , περί τον άξονα y , η οποία προκαλείται από τη βασική συνιστώσα δύναμης ανέμου F_x , είναι ίση με 957.81kNm και είναι μεγαλύτερη από τις μέσες τιμές των ροπών M_x , περί τον άξονα x , και M_z , περί τον άξονα z , οι οποίες είναι ίσες με 839.75kNm και 326.01kNm, αντίστοιχα. Επίσης, η ροπή M_x έχει σχετικά μικρή διακύμανση σε σχέση με τις άλλες δύο ροπές M_y και M_z .

5. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΕΣ ΑΝΑΛΥΣΕΙΣ

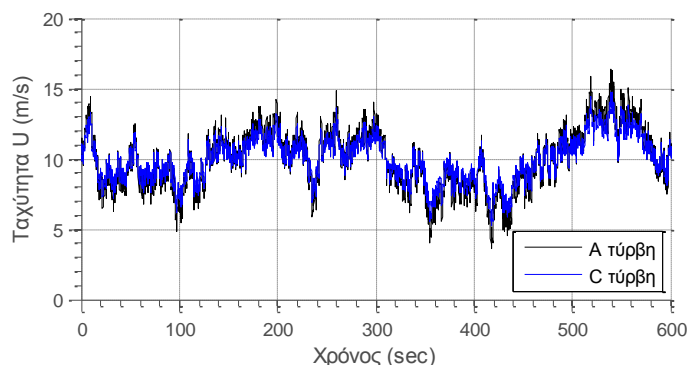
Για το τελευταίο μέρος της παρούσας εργασίας πραγματοποιήθηκαν παραμετρικές αναλύσεις με σκοπό την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων των τριών λογισμικών. Κάθε φορά μεταβάλλονται καίρια στοιχεία του προσομοιώματος, όπως η γεωμετρία του πυλώνα και των πτερυγίων, η ταχύτητα αναφοράς του ανέμου ή άλλα στοιχεία που επηρεάζουν το πεδίο του ανέμου και διάφορα μηχανολογικά στοιχεία της ανεμογεννήτριας και παρουσιάζονται τα αποτελέσματα και οι επιδράσεις τους. Η ανεμογεννήτρια που χρησιμοποιήθηκε για τις παραμετρικές αναλύσεις είναι μια τυπική ανεμογεννήτρια 1.5MW 3 πτερυγίων με τα χαρακτηριστικά του Πίν. 1. Η συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια διαθέτει συστήματα ελέγχου κλίσης πτερυγίων και περιστροφής του ρότορα.

Χαρακτηριστικά	Τιμή
Ύψος ρότορα (m)	84.29
Ύψος πυλώνα (m)	82.39
Διάμετρος θεωρητικού δίσκου (m)	70.00
Μέγιστη εξωτερική διάμετρος πυλώνα στη βάση (m)	5.625
Ελάχιστη εξωτερική διάμετρος πυλώνα στην κορυφή (m)	2.831
Διάμετρος ρότορα (m)	3.50
Μάζα πυλώνα (kg)	123003.39
Μάζα πτερυγίου (ένα από τρία) (kg)	3912.59
Μάζα ρότορα (kg)	15148.00
Μάζα θαλάμου μηχανολογικών (kg)	51170.00
Συνολική μάζα θεωρητικού δίσκου (kg)	26885.77
Συνολική μάζα στην κορυφή του πυλώνα (kg)	78055.77
Συνολική μάζα (kg)	201059.16

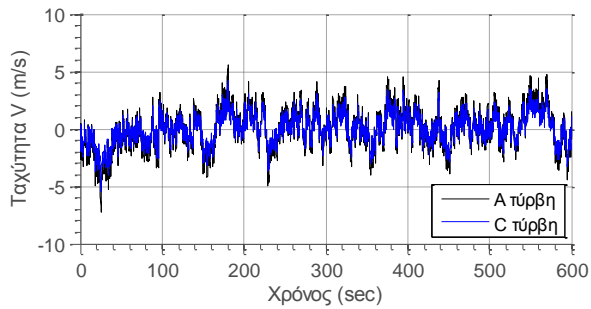
Πίν. 1: Χαρακτηριστικά ανεμογεννήτριας που χρησιμοποιήθηκε για τις παραμετρικές αναλύσεις

5.1 Παραμετρικές αναλύσεις χρονοϊστοριών ταχύτητας ανέμου

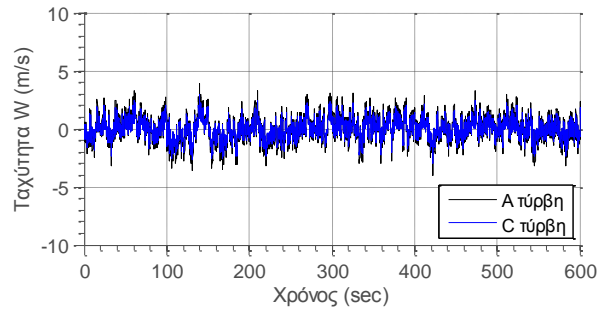
Όλες οι χρονοϊστορίες που υπολογίζονται αφορούν κανονικές συνθήκες ανέμου στο ύψος του ρότορα και υπολογίζονται σύμφωνα με τον IEC 61400-1 [16]. Γίνεται σύγκριση δύο χρονοϊστοριών ταχύτητας ανέμου για μέση ταχύτητα 10m/s και για δύο κατηγορίες τύρβης, A και C (Σχ. 10, 11 και 12). Η τυπική απόκλιση υπολογίζεται από το IEC και επιβεβαιώνεται από τις χρονοϊστορίες.



Σχ. 10: Ταχύτητα στην διαμήκη διεύθυνση x : $u=10m/s$, $\sigma_A=2.0961$, $\sigma_C= 1.5721$



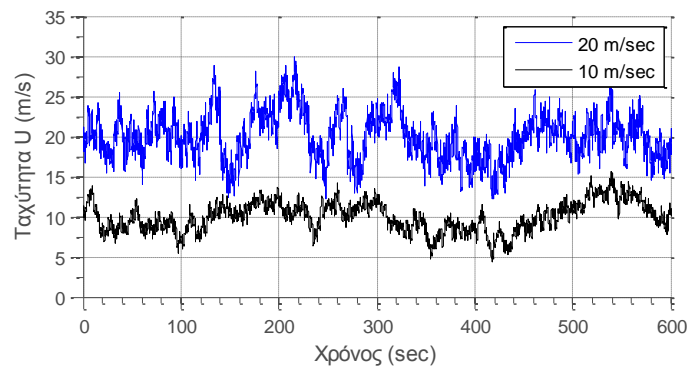
Σχ. 11: Ταχύτητα στην εγκάρσια διεύθυνση y :
 $v=0 \text{ m/s}$, $\sigma_A=1.6769$, $\sigma_C=1.2576$



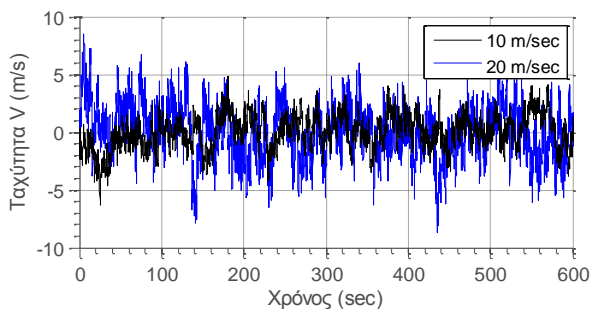
Σχ. 12: στην κατακόρυφη διεύθυνση z : $w=0 \text{ m/s}$, $\sigma_A=1.0480$, $\sigma_C=0.7860$

Όπως είναι αναμενόμενο, οι χρονοϊστορίες για τύρβη κατηγορίας A έχουν μεγαλύτερη διακύμανση, εφόσον η κατηγορία A είναι η περισσότερη τυρβώδης κατηγορία και η C η λιγότερη. Επίσης, παρατηρείται ότι για την κύρια διεύθυνση του ανέμου η μέση τιμή είναι ίση με $u=10\text{m/s}$, ίση με αυτή που ορίστηκε αρχικά στο λογισμικό και ότι ενώ για τις άλλες δύο συνιστώσες η μέση τιμή είναι ίση με το μηδέν, και υπάρχει μόνον η τυρβώδης συνιστώσα.

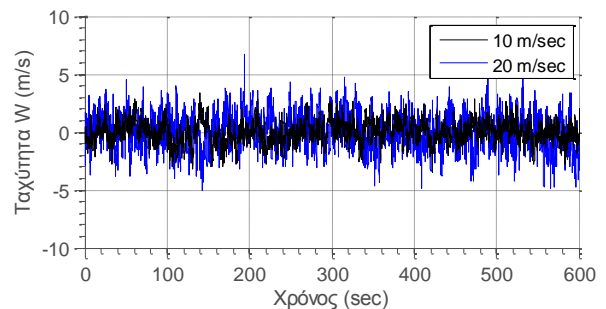
Στη συνέχεια γίνεται σύγκριση δύο χρονοϊστοριών ταχύτητας ανέμου με μέσες τιμές 10m/s και 20m/s για κατηγορία τύρβης B (Σχ. 13, 14 και 15). Παρατηρείται ότι η χρονοϊστορία ταχύτητας u κατά την κύρια διεύθυνση με μέση τιμή 20m/s έχει μεγαλύτερες τιμές από την αντίστοιχη με μέση τιμή 10m/s . Επίσης, και για τις τρεις διευθύνσεις, η τυπική απόκλιση για μέση ταχύτητα 20m/s είναι μεγαλύτερη από αυτή της μέσης ταχύτητας 10m/s .



Σχ. 13: Χρονοϊστορία ταχύτητας κατά την κύρια διεύθυνση του ανέμου x με B τύρβη: $\sigma_{10}=1.8341$, $\sigma_{20}=2.8854$



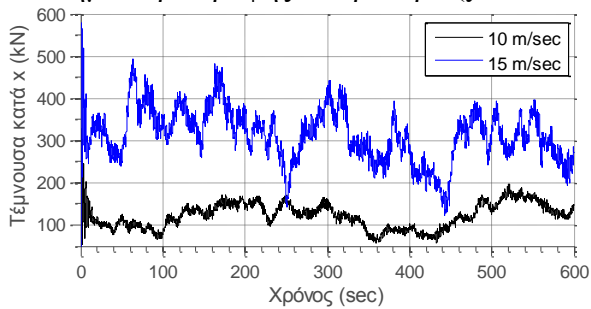
Σχ. 14: Χρονοϊστορία ταχύτητας στη διεύθυνση y με B τύρβη: $\sigma_{10}=1.4673$, $\sigma_{20}=2.3082$



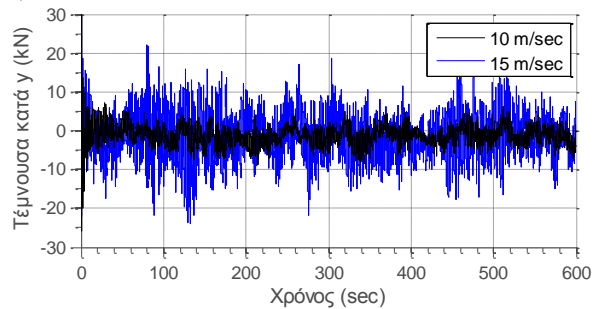
Σχ. 15: Χρονοϊστορία ταχύτητας διεύθυνση z με B τύρβη: $\sigma_{10}=0.9170$, $\sigma_{20}=1.4421$

5.2 Παραμετρικές αναλύσεις χρονοϊστοριών απόκρισης

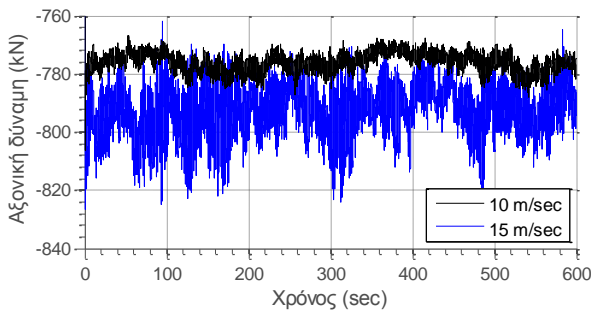
Οι χρονοϊστορίες που υπολογίστηκαν παραπάνω χρησιμοποιήθηκαν στη συνέχεια για να πραγματοποιηθούν παραμετρικές αναλύσεις για την απόκριση της ανεμογεννήτριας. Αρχικά συγκρίνονται οι χρονοϊστορίες των αποκρίσεων (Σχ. 16 ως 21) για ταχύτητες ανέμου που αντιστοιχούν σε μέσες ταχύτητες 10m/s και 15m/s, για τύρβη κατηγορίας B και για ανεμογεννήτρια χωρίς σύστημα κλίσης πτερυγίων (pitch control) και χωρίς σύστημα περιστροφής του ρότορα (yaw control).



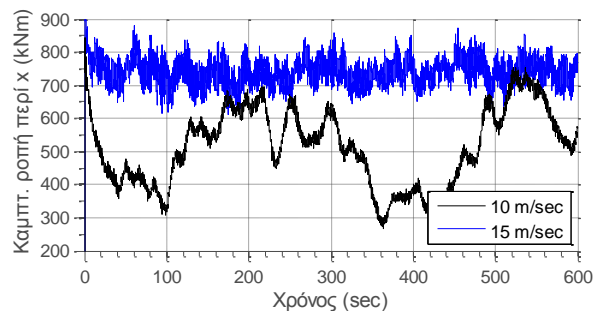
Σχ. 16: Δύναμη ανέμου κατά x στην κορυφή του πυλώνα



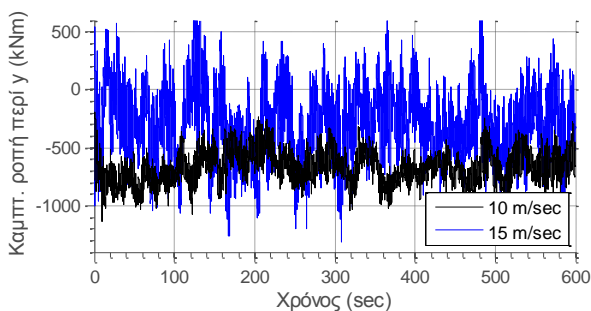
Σχ. 17: Δύναμη ανέμου κατά y στην κορυφή του πυλώνα



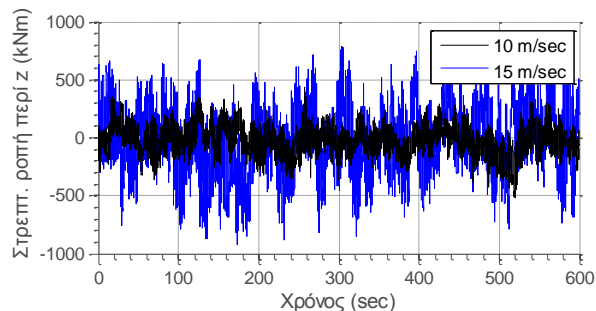
Σχ. 18: Κατακόρυφη δύναμη κατά z στην κορυφή του πυλώνα



Σχ. 19: Ροπή λόγω του φορτίου ανέμου περί τον άξονα x στην κορυφή του πυλώνα

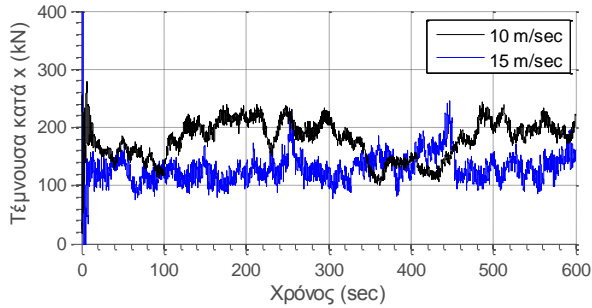


Σχ. 20: Ροπή λόγω του φορτίου ανέμου περί τον άξονα y στην κορυφή του πυλώνα

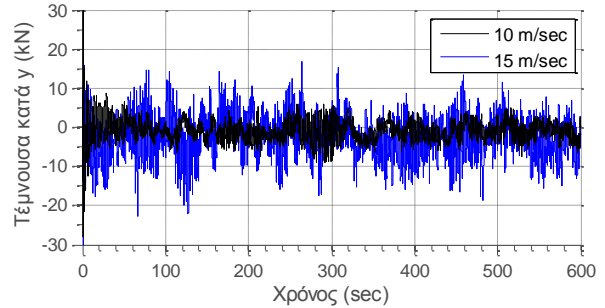


Σχ. 21: Ροπή λόγω του φορτίου ανέμου περί τον άξονα z στην κορυφή του πυλώνα

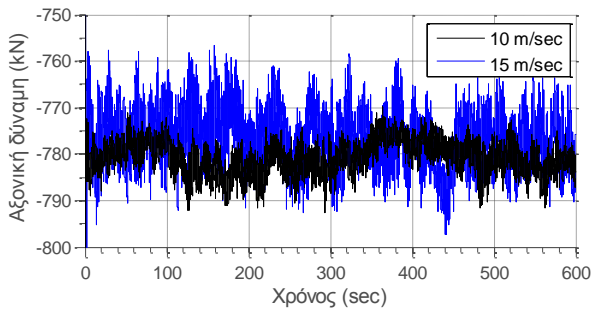
Όπως αναμένεται, η επικρατούσα δύναμη ανέμου F_x και η επικρατούσα ροπή M_y για μέση ταχύτητα ανέμου 15m/s είναι μεγαλύτερες από τις αντίστοιχες για 10m/s. Στη συνέχεια για τα ίδια δεδομένα ανεμογεννήτριας και πεδίου ανέμου, διαφοροποιείται το σύστημα ύπαρξης κλίσης των πτερυγίων (pitch control), που στην περίπτωση αυτή υπάρχει. Σύστημα περιστροφής του ρότορα (yaw control) εξακολουθεί να μην υπάρχει. Οι χρονοϊστορίες που εξήχθησαν παρουσιάζονται στα Σχ. 22 ως 27.



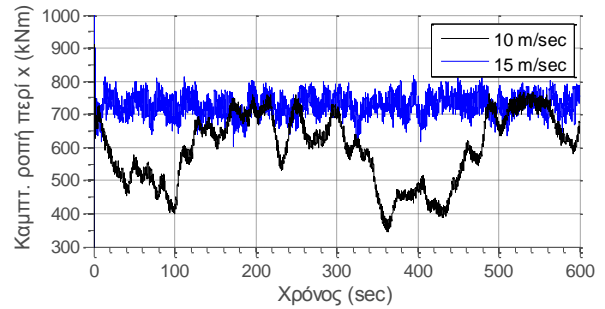
Σχ. 22: Δύναμη ανέμου κατά τη διεύθυνση x στην κορυφή του πυλώνα



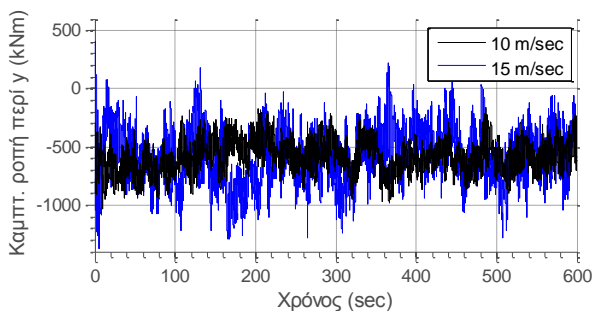
Σχ. 23: Δύναμη ανέμου κατά τη διεύθυνση y στην κορυφή του πυλώνα



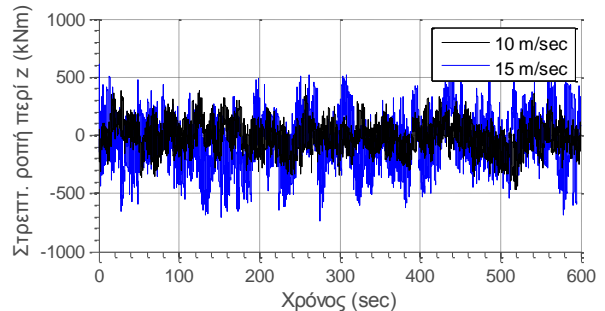
Σχ. 24: Κατακόρυφη δύναμη κατά τη διεύθυνση z στην κορυφή του πυλώνα



Σχ. 25: Ροπή λόγω φορτίου ανέμου περί τον άξονα x στην κορυφή του πυλώνα



Σχ. 26: Ροπή λόγω φορτίου ανέμου περί τον άξονα y στην κορυφή του πυλώνα



Σχ. 27: Ροπή λόγω φορτίου ανέμου περί τον άξονα z στην κορυφή του πυλώνα

Από τις χρονοϊστορίες με το σύστημα κλίσης των πτερυγίων παρατηρείται ότι για την κύρια διεύθυνση του ανέμου κατά x, η δύναμη που αναπτύσσεται αρχικά κατά την εκκίνηση της ανεμογεννήτριας είναι μεγαλύτερη για μέση τιμή ταχύτητας ανέμου 15m/s, ενώ αμέσως μετά τα πρώτα βήματα, μεγαλύτερες τιμές δύναμης ανέμου παρουσιάζει η χρονοϊστορία με μέση τιμή ταχύτητας 10m/s. Η αλλαγή αυτή οφείλεται στο σύστημα κλίσης των πτερυγίων, το οποίο ρυθμίζεται κατά τη διάρκεια λειτουργίας της ανεμογεννήτριας και περιστρέφει τα πτερύγια της, ούτως ώστε να αποφεύγεται ταχύτητα περιστροφής μεγαλύτερη από την ονομαστική ταχύτητα του ρότορα. Έτσι, για μέση ταχύτητα ανέμου 15m/s, η επικρατέστερη δύναμη F_x και η επικρατέστερη ροπή M_y στην κορυφή του πυλώνα είναι ιδιαίτερα αυξημένες στην περίπτωση που δεν υπάρχει σύστημα κλίσης πτερυγίων.

6. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στην παρούσα εργασία περιγράφηκε συνοπτικά η αεροδυναμική θεωρία υπολογισμού των φορτίων ανέμου επί των πτερυγίων και η μεταφορά τους στην κορυφή του πυλώνα. Επίσης, παρουσιάστηκαν τρία υπολογιστικά εργαλεία με ελεύθερη πρόσβαση στο κοινό,

τα οποία παράγουν τεχνητές χρονοϊστορίες ταχύτητας και φορτίου ανέμου καθ' ύψος αλλά και στην κορυφή των πυλώνων ανεμογεννητριών. Σκοπός του παρόντος άρθρου είναι να παρουσιάσει υπολογιστικά εργαλεία παραγωγής τεχνητών χρονοϊστοριών ταχύτητας και φορτίου ανέμου, έτσι ώστε να λαμβάνεται υπόψη η δυναμική φύση του φορτίου ανέμου στην κατανόηση της στατικής συμπεριφοράς των ανεμογεννητριών, καθώς η δυναμική φύση του φορτίου ανέμου είναι υπεύθυνη για έναν από τους δύο πιο σημαντικούς μηχανισμούς αστοχίας των ανεμογεννητριών, την κόπωση των συνδέσεών τους. Με χρήση αυτών των λογισμικών πραγματοποιήθηκε μεγάλος αριθμός αναλύσεων διαφοροποιώντας στοιχεία της ανεμογεννήτριας και του πεδίου ανέμου για να αξιολογηθεί η επιρροή των διαφόρων παραμέτρων. Το σύστημα ελέγχου κλίσης πτερυγίων που διαθέτουν οι σύγχρονες ανεμογεννήτριες δρα ευμενώς στην μείωση της έντασης στον πυλώνα, αφού όχι μόνο μειώνει την δύναμη αντίστασης (drag force) των πτερυγίων που είναι η κυρίαρχη αιτία κάμψης του πυλώνα, αλλά επιπλέον σε υψηλές ταχύτητες ανέμου μειώνει αρκετά τη διακύμανση των εντατικών μεγεθών, καθώς επιδιώκεται η ταχύτητα περιστροφής να είναι ίση με την ονομαστική ταχύτητα της ανεμογεννήτριας. Το μέτρο της ταχύτητας ανέμου λοιπόν δεν αποτελεί μείζονος σημασίας παράγοντα για την αστοχία του πυλώνα σε ανεμογεννήτρια με σύστημα ελέγχου πτερυγίων, αντίθετα με το συχνοτικό περιεχόμενο του ανέμου που είναι πιθανόν να οδηγήσει σε αστοχία λόγω κόπωσης. Τέλος, το σύστημα ελέγχου περιστροφής της ατράκτου ανακουφίζει τον πυλώνα από στρεπτικές ροπές, αυξάνει την απόδοση της ανεμογεννήτριας, αλλά προκαλεί αξιοσημείωτη καμπτική ένταση και κατά την εγκάρσια διεύθυνση.

7. ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Η παρούσα έρευνα έχει συγχρηματοδοτηθεί από την Ευρωπαϊκή Ένωση (Ευρωπαϊκό Κοινωνικό Ταμείο – ΕΚΤ) και από εθνικούς πόρους μέσω του Επιχειρησιακού Προγράμματος «Εκπαίδευση και Δια Βίου Μάθηση» του Εθνικού Στρατηγικού Πλαισίου Αναφοράς (ΕΣΠΑ) – Ερευνητικό Χρηματοδοτούμενο Έργο: ΘΑΛΗΣ. Επένδυση στην κοινωνία της γνώσης μέσω του Ευρωπαϊκού Κοινωνικού Ταμείου.

8. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] Di Paola M., “Digital simulation of wind field velocity”, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol. 74-76, 1998, pp. 91-109
- [2] National Renewable Energy Laboratory, NREL, <http://www.nrel.gov/>
- [3] National Wind Technology Center, NWTC, <http://www.nrel.gov/nwtc/>
- [4] Burton T., Sharpe D., Jenkins N. and Bossanyi E., “Wind energy handbook”, John Wiley & Sons, New York, USA, 2001
- [5] DNV-Riso, “Guidelines for design of wind turbines” (2nd edition), Jydsk Centraltrykkeri, Copenhagen, Denmark, 2002
- [6] European Committee for Standardization (CEN), “EN1991 (Eurocode 1): Actions on structures - Part 1-4: General actions - Wind actions”, Brussels, Belgium, 2003
- [7] NWTC Computer-Aided Engineering Tools (TurbSim by Neil Kelley, Bonnie Jonkman). <http://wind.nrel.gov/designcodes/preprocessors/turbsim/>, Last modified 30 May 2013, accessed 1 Nov. 2013
- [8] Jonkman B.J., Kilcher L., “TurbSim User's Guide”, Technical Report, September 2012
- [9] NWTC Computer-Aided Engineering Tools (AeroDyn by David J. Laino, Ph.D.), <http://wind.nrel.gov/designcodes/simulators/aerodyn/>, Last modified 23 Feb. 2013, accessed 1 Nov. 2013
- [10] Laino D. J., Hansen A. C., “User's Guide to the Wind Turbine Aerodynamics Computer Software AeroDyn“, December 2002

- [11] Moriarty P. J., Hansen A. C., “AeroDyn Theory Manual”, NREL/EL-500-36881, December 2005
- [12] NWTTC Computer-Aided Engineering Tools (FAST by Jason Jonkman, Ph.D.). <http://wind.nrel.gov/designcodes/simulators/fast/>, Last modified 28 Oct. 2013, accessed 1 Nov. 2013
- [13] Jonkman J. M., Buhl M. L. Jr, “FAST User’s Guide”, Technical report, NREL/EL-500-38230, August 2005
- [14] <http://wind.nrel.gov/designcodes/simulators/fast/>
- [15] Manjock, A., “Evaluation Report: Design Codes FAST and ADAMS for Load Calculations of Onshore Wind Turbines”, Report No. 72042, Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, Humburg, Germany, May 26, 2005
- [16] IEC 61400-1, “Wind turbines, Part I – Design requirements”, International standard, 3rd edition, 2005
- [17] Frohboese P., Schmuck C., “Thrust coefficients used for estimation of wake effects for fatigue load calculation”, European Wind Energy Conference 2010, Warsaw, Poland, 2010

ARTIFICIAL WIND LOAD TIME HISTORIES GENERATION ON WIND TURBINES TOWERS

Konstantina G. Koulatsou

NTUA PhD Candidate
School of Civil Engineering
National Technical University of Athens
Athens, Greece
e-mail: konkoulatsou@gmail.com

Ilias D. Thanasoulas

NTUA Civil Engineer
School of Civil Engineering
National Technical University of Athens
Athens, Greece
e-mail: konkoulatsou@gmail.com

Georgia Margariti

NTUA Civil Engineer
School of Civil Engineering
National Technical University of Athens
Athens, Greece
e-mail: konkoulatsou@gmail.com

Charis J. Gantes

NTUS Professor
School of Civil Engineering
National Technical University of Athens
Athens, Greece
e-mail: konkoulatsou@gmail.com

SUMMARY

The main characteristic of wind load is its dynamic nature. Ignoring the dynamic nature of wind load can lead to ignoring some events that can lead to failure such as one of the most critical failure mechanisms of wind turbines connections, fatigue. Wind turbine connections are directly affected by the dynamic nature of the wind load and the alternation of the developing stresses on the connections elements. As result, the production of reliable and realistic wind load time histories and then perform subsequent dynamic analysis is necessary to investigate the behavior of the pillars of wind turbines.

In the present article, the aerodynamic approach in order to calculate wind loads acting on the blades of wind turbines is described in summary. In order to take into account the dynamic nature of wind loads, three public domain software tools produced by the National Renewable Energy Laboratory (NREL) and the National Wind Technology Center (NTWC) are presented. These software produce realistic artificial wind velocities and loads time histories on the hub or on the top of the wind turbine tower employing the aerodynamic approach of the blades, using appropriate wind input data as well as aerodynamic input data for the blades combined with structural and mechanical data for the wind turbine to model the wind field and obtain wind forces acting on the wind turbine blades and transmitted to the hub. Then parametric analysis are performed by differentiating critical elements of the model such as the geometry of the wind turbine and blades, elements influencing the wind field such as the basic wind velocity or mechanical elements of wind turbines and results are illustrated. The results of parametric analyses are found reasonable, in the sense of proper use of the software.