



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ  
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ  
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ  
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Μέτρηση της καμπύλης ισχύος μικρών ανεμογεννητριών και  
βελτιστοποίηση του κόστους παραγωγής ενέργειας για  
εφαρμογές χαμηλού κόστους**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Αθανάσιος Ι. Γκράβας

**Επιβλέπων :** Νικόλαος Χατζηαργυρίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2011





ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ  
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ  
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ  
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Μέτρηση της καμπύλης ισχύος μικρών ανεμογεννητριών και  
βελτιστοποίηση του κόστους παραγωγής ενέργειας για  
εφαρμογές χαμηλού κόστους**

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

Αθανάσιος Ι. Γκράβας

**Επιβλέπων :** Νικόλαος Χατζηαργυρίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 10<sup>η</sup> Μαρτίου 2011.

.....

Νικόλαος Χατζηαργυρίου

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Σταύρος Παπαθανασίου

Επικ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Παύλος Γεωργιάκης

Λέκτορας Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2011

.....  
Αθανάσιος Ι. Γκράβας

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Αθανάσιος Ι. Γκράβας

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

## Περίληψη

Ο σκοπός αυτής της διπλωματικής εργασίας είναι η μελέτη κι η μέτρηση της καμπύλης ισχύος μικρών ανεμογεννητριών, όπως κι η βελτιστοποίηση του κόστους παραγωγής για την εγκατάσταση μικρών ανεμογεννητριών σε εφαρμογές χαμηλού κόστους και ενδιάμεσης τεχνολογίας. Στα πλαίσια αυτά διεξήχθησαν μετρήσεις για τον υπολογισμό της καμπύλης ισχύος σε αεροδυναμική σήραγγα και σε πεδίο δοκιμών στην οροφή του παλαιού κτιρίου της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Αρχικά, αναφέρονται τα βασικά χαρακτηριστικά των μικρών ανεμογεννητριών και πραγματοποιείται εκτενής ανάλυση για την εγκατάσταση τους στο αστικό περιβάλλον, η οποία ακολουθείται από μελέτη για την καταλληλότητα της θέσης μικρής ανεμογεννήτριας ονομαστικής ισχύος 850 W που εξετάζεται στο πεδίο δοκιμών στην οροφή του κτιρίου. Επιπροσθέτως, αναλύεται ο κύριος τρόπος παθητικού ελέγχου σε αυτές τις ανεμογεννήτριες, το γνωστό furling control κι η συσχέτιση αυτού με απορριπτικό φορτίο που συνδέεται στην ηλεκτρική έξοδο μίας ανεμογεννήτριας.

Εν συνεχεία, γίνεται αναφορά σε υπάρχοντες ελέγχους και δοκιμές, οι οποίοι πραγματοποιούνται για την πιστοποίηση των μικρών ανεμογεννητριών και γίνεται εκτενής ανάλυση των προδιαγραφών του προτύπου IEC Standard 61400 - 12 για τη μέτρηση της καμπύλης ισχύος.

Έπειτα, ακολουθεί η μέτρηση της καμπύλης ισχύος μικρής ανεμογεννήτριας ονομαστικής ισχύος 350 W σε αεροδυναμική σήραγγα και η σχεδίαση και κατασκευή μετρητικού συστήματος για τον υπολογισμό της καμπύλης ισχύος μικρής ανεμογεννήτριας ονομαστικής ισχύος 850 W σε πεδίο δοκιμών σε οροφή κτιρίου. Παρουσιάζονται αποτελέσματα σχετικά με την παραγόμενη ισχύ, την αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή και του αεροδυναμικού συντελεστής ισχύος τους.

Τέλος, πραγματοποιείται βελτιστοποίηση του κόστους παραγωγής έξι μικρών ανεμογεννητριών ενδιάμεσης τεχνολογίας ανάλογα με την περιοχή που πρόκειται να εγκατασταθούν. Προκύπτουν αποτελέσματα σχετικά με το πιο οικονομικά κατάλληλο ύψος εγκατάστασης μίας ανεμογεννήτριας και το πιο οικονομικά κατάλληλο μήκος των πτερυγίων της. Ενώ, παρουσιάζεται κι ο χρόνος απόσβεσης μίας τέτοιας επένδυσης για το διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας.

## Λέξεις κλειδιά

μικρές ανεμογεννήτριες, ενδιάμεση τεχνολογία, εφαρμογές χαμηλού κόστους, furling, μέτρηση καμπύλης ισχύος, αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος, αεροδυναμική σήραγγα, μετρητικό σύστημα, κόστος παραγωγής, αγροτική ηλεκτροδότηση

## **Abstract**

The scope of this thesis is the study and the measurement of the small wind turbines' power curve, as well as the optimization of the production cost for the installation of small wind turbines on low cost and adequate technology applications. In this framework, measurements were conducted for the determination of the power curve in a wind tunnel and in a test site at the roof of the old building of Electrical and Computer Engineering department of National Technical University of Athens.

Initially, the basic characteristics of small wind turbines are mentioned and comprehensive analysis is performed for their installation in the urban environment, which is followed by a study of the appropriateness of the position of a small wind turbine with nominal power 850 W which is examined in the test site of the building. An analysis of furling follows, as the primary way of passive control at these wind turbines and its correlation to dump load that connects to electrical output of a wind turbine.

Additionally, existent tests which take place for the certification of small wind turbines are described and the specs of the IEC Standard 61400 - 12 for power performance measurements are mentioned in a comprehensive reference.

Furthermore, the measurement in an aerodynamic tunnel of the power curve of a small wind turbine with rated power 350 W follows and the design as well as the development of an acquisition system for the power curve measurement of a small wind turbine with rated power 850 W, in a test site at the roof of a building is described. Also, results are presented for their produced power, their estimated annual energy production and their aerodynamic power coefficient.

Finally, an optimization of the production cost for six small wind turbines based on adequate technology is performed, according to the characteristics of the area in which they shall be installed. Results come up for the financially appropriate hub height of a wind turbine and the financially appropriate length of its rotor blades. Also, the depreciation time of such an investment is presented for the grid connected system of Greece.

## **Key words**

small wind turbines, adequate technology, low cost applications, furling control, power curve measurement, aerodynamic power coefficient, wind tunnel, acquisition system, production cost, rural electrification

## Ευχαριστίες

Θα ήθελα να εκφράσω πάνω από όλα τις θερμές μου ευχαριστίες στον Κώστα Λατούφη για τη βοήθεια, την καθοδήγηση και τη στήριξη κατά τη διάρκεια της εκπόνησης αυτής της διπλωματικής εργασίας, καθώς η συνεισφορά του ήταν καταλυτική για την πραγματοποίησή της. Θα ήθελα επίσης να ευχαριστήσω τον κ. Νικόλαο Χατζηαργυρίου, καθηγητή Ε.Μ.Π για τις υποδείξεις του και για την υποστήριξη της πρωτοβουλίας αυτής της διπλωματικής. Επίσης, ευχαριστώ τον υποψήφιο διδάκτορα Πάνο Κοτσαμπόπουλο και το Γιώργο Κατσαρό από το εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας για τη βοήθεια και τις συμβουλές τους όλο αυτό το διάστημα.

Επιπλέον, ευχαριστώ το εργαστήριο Αεροδυναμικής της Σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών Ε.Μ.Π. για την παραχώρηση της αεροδυναμικής σήραγγας με σκοπό τη διεξαγωγή μετρήσεων και κυρίως τον κ. Βασίλειο Ριζιώτη, Λέκτορα Ε.Μ.Π. για τις υποδείξεις του σχετικά με τη χρησιμοποίησή της. Ακόμη, ευχαριστώ το προσωπικό του εργαστηρίου Αιολικής Ενέργειας του Α.Τ.Ε.Ι. Ηρακλείου κι ιδιαίτερα τον Μανώλη Κατσαραγάκη και τον Νίκο Παπαδάκη για τη βοήθεια τους και την άψογη συνεργασία, όσον αφορά στο μετρητικό σύστημα που κατασκευάστηκε στα πλαίσια αυτής της διπλωματικής.

## ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 .....	13
ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	13
1.1 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας .....	13
1.2 Αιολική ενέργεια .....	13
1.2.1 Ο άνεμος.....	13
1.2.2 Διακύμανση του ανέμου .....	15
1.2.3 Χαρακτηριστικά του ανέμου στην Ευρώπη .....	16
1.2.4 Μέση ταχύτητα και σχετική κατανομή του ανέμου .....	16
1.2.5 Αύξηση της ταχύτητας του ανέμου με το ύψος.....	19
1.2.6 Τύρβη στον άνεμο .....	20
1.2.7 Μέτρηση του ανέμου.....	22
1.3 Ισχύς κι ετήσια ενεργειακή παραγωγή ανεμογεννητριών.....	25
1.3.1 Καμπύλη ισχύος ανεμογεννήτριας .....	25
1.3.2 Ετήσια αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή.....	29
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 .....	33
ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ.....	33
2.1 Βασικός διαχωρισμός ανεμογεννητριών.....	33
2.2 Χαρακτηριστικά ανεμογεννητριών οριζοντίου άξονα.....	33
2.3 Ανεμογεννήτριες σταθερών ή μεταβλητών στροφών .....	35
2.3.1 Ανεμογεννήτριες σταθερών στροφών .....	35
2.3.2 Ανεμογεννήτριες μεταβλητών στροφών .....	36
2.4 Τύποι ελέγχου των πτερυγίων των ανεμογεννητριών.....	37
2.4.1 Έλεγχος του βήματος πτερυγίου (pitch control) .....	38
2.4.2 Έλεγχος παθητικής απώλειας στήριξης (passive stall control) .....	39
2.4.3 Έλεγχος ενεργητικής απώλειας στήριξης (active stall control).....	39
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 .....	41
ΜΙΚΡΕΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ.....	41
3.1 Εισαγωγή.....	41
3.2 Διαφορετική τεχνολογία και σχεδιασμός.....	41
3.3 Χρήσεις και περιοχές τοποθέτησης.....	44
3.3.1 Μικρές ανεμογεννήτριες στο αστικό περιβάλλον .....	46



3.3.2 Καταλληλότητα της θέσης εγκατάστασης της υπό μελέτης ανεμογεννήτριας .....	49
3.4 Πτερύγια.....	55
3.5 Άλλα χαρακτηριστικά .....	57
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 .....	59
ΠΑΘΗΤΙΚΟΣ ΕΛΕΓΧΟΣ ΜΕ FURLING ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΜΕ ΑΠΟΡΡΙΠΤΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ.....	59
4.1 Παθητικό σύστημα ελέγχου με furling .....	59
4.2 Είδη παθητικού ελέγχου με furling .....	60
4.2.1 Μηχανισμός ανύψωσης του δρομέα.....	60
4.2.2 Σύστημα furling με ουρά και μη κεντραρισμένο δρομέα.....	61
4.2.3 Σύστημα furling με κύρια ουρά, κεντραρισμένο δρομέα και πλάγια ουρά.....	62
4.3 Λειτουργία furling.....	62
4.4 Απορριπτικό φορτίο .....	64
4.4.1 Λειτουργία και σύνδεση του απορριπτικού φορτίου.....	64
4.4.2 Τρόποι σύνδεσης του απορριπτικού φορτίου .....	66
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 .....	69
ΕΛΕΓΧΟΙ ΚΑΙ ΔΟΚΙΜΕΣ ΣΤΙΣ ΜΙΚΡΕΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ.....	69
5.1 Διαγνωστικοί έλεγχοι για μικρές ανεμογεννήτριες.....	69
5.2 Έλεγχοι της απόδοσης.....	69
5.3 Έλεγχοι των αντοχών .....	70
5.4 Έλεγχος της ασφαλούς λειτουργίας .....	72
5.5 Έλεγχος των ακουστικών εκπομπών θορύβου.....	73
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 .....	75
ΔΙΕΘΝΕΣ ΠΡΟΤΥΠΟ ΜΕΤΡΗΣΗΣ ΚΑΜΠΥΛΗΣ ΙΣΧΥΟΣ.....	75
6.1 Σκοπός του IEC STANDARD .....	75
6.2 Βασικά κριτήρια.....	76
6.2.1 Τοποθεσία πεδίου δοκιμών ανεμογεννήτριας .....	76
6.2.2 Τομέας έγκυρων μετρήσεων.....	76
6.2.3 Εξοπλισμός μετρήσεων .....	77
6.2.4 Επεξεργασία μετρήσεων - Βάση δεδομένων.....	78
6.2.5 Κανονικοποίηση δεδομένων.....	79
6.2.6 Καθορισμός της μετρούμενης καμπύλης ισχύος.....	80
6.2.7 Υπολογισμός της αναμενόμενης ενεργειακής παραγωγής (ΑΕΠ).....	81

6.2.8 Υπολογισμός βαθμού απόδοσης.....	82
6.2.9 Αξιολόγηση της αβεβαιότητας των μετρήσεων .....	82
6.3 Παρουσίαση αποτελεσμάτων - καμπύλης ισχύος.....	82
6.4 Μέτρηση καμπύλης ισχύος στις μικρές ανεμογεννήτριες .....	84
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 .....	87
ΜΕΤΡΗΣΗ ΚΑΜΠΥΛΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΜΙΚΡΗΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ ΣΤΗΝ ΑΕΡΟΣΗΡΑΓΓΑ .....	87
7.1 Αεροδυναμική σήραγγα .....	87
7.2 Περιγραφή της υπό μελέτη μικρής ανεμογεννήτριας .....	89
7.3 Περιγραφή των μετρήσεων .....	90
7.3.1 Περιγραφή της μέτρησης ηλεκτρικών μεγεθών .....	90
7.3.2 Περιγραφή της μέτρησης δυνάμεων και ροπών στο δρομέα .....	91
7.4 Παρουσίαση κι επεξεργασία αποτελεσμάτων.....	92
7.4.1 Καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας.....	92
7.4.2 Συνολικός βαθμός απόδοσης της ανεμογεννήτριας .....	97
7.4.3 Αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος της ανεμογεννήτριας.....	97
7.5 Σχόλια - Παρατηρήσεις.....	100
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8 .....	101
ΜΕΤΡΗΣΗ ΚΑΜΠΥΛΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΜΙΚΡΗΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ ΣΕ ΠΕΔΙΟ ΔΟΚΙΜΩΝ .....	101
8.1 Εισαγωγή.....	101
8.2 Περιγραφή της υπό μελέτη ανεμογεννήτριας .....	101
8.3 Σύνδεση της ανεμογεννήτριας στο μικροδίκτυο.....	102
8.4 Περιγραφή εξοπλισμού .....	104
8.4.1 Εξοπλισμός ηλεκτρικών μετρήσεων .....	104
8.4.2 Εξοπλισμός μετεωρολογικών μετρήσεων .....	105
8.4.3 Κάρτα καταγραφής σημάτων .....	106
8.5 Μετρητικό σύστημα .....	107
8.5.1 Μετεωρολογικός ιστός .....	108
8.5.2 Πλακέτα μέτρησης ηλεκτρικών μεγεθών .....	109
8.5.2.1 Σχεδίαση πλακέτας και διαστασιολόγηση των εξαρτημάτων της.....	109
8.5.2.2 Βαθμονόμηση αισθητήρων.....	113
8.5.3 Κάρτα και πρόγραμμα καταγραφής .....	114
8.6 Επεξεργασία δεδομένων.....	116

8.6.1	Πρώτο στάδιο επεξεργασίας δεδομένων .....	117
8.6.2	Δεύτερο στάδιο επεξεργασίας δεδομένων.....	120
8.7	Παρουσίαση αποτελεσμάτων.....	123
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9 .....		133
ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΧΑΜΗΛΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ.....		133
9.1	Περιγραφή των δεδομένων της βελτιστοποίησης.....	133
9.2	Περιγραφή των βημάτων και των υπολογισμών της βελτιστοποίησης .....	140
9.2.1	Υπολογισμός καμπύλης ισχύος .....	141
9.2.2	Υπολογισμός μέσης τιμής της ταχύτητας του ανέμου .....	144
9.2.3	Υπολογισμός κατανομής ανέμου .....	145
9.2.4	Υπολογισμός ετήσιας αναμενόμενης ενεργειακής παραγωγής.....	145
9.2.5	Υπολογισμός διαστάσεων υλικών εγκατάστασης και πτερυγίων .....	146
9.2.5.1	Υπολογισμός αριθμού και μήκους συρματόσχοινων στήριξης.....	146
9.2.5.2	Υπολογισμός διαστάσεων πτερυγίων.....	148
9.2.5.3	Υπολογισμός διαστάσεων βάσης στήριξης των συρματόσχοινων.....	149
9.2.6	Υπολογισμός κι επιλογή του κατάλληλου ιστού και των κατάλληλων συρματόσχοινων.....	151
9.2.7	Υπολογισμός κόστους παραγωγής της εγκατάστασης.....	152
9.2.8	Επιλογή της βέλτιστης λύσης εγκατάστασης σύμφωνα με το κόστος παραγωγής.....	155
9.2.8.1	Αποτελέσματα βάσει του κόστους παραγωγής .....	155
9.2.8.2	Αποτελέσματα βάσει του τελικού κόστους παραγωγής.....	161
9.2.9	Οικονομική αποδοτικότητα και χρόνια απόσβεσης των βέλτιστων λύσεων εγκατάστασης .....	165
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10 .....		169
ΒΕΛΤΙΩΤΙΚΕΣ ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΚΑΙ ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ .....		169
10.1	Εγκατάσταση περισσότερων ανεμογεννητριών και μέτρηση της καμπύλης ισχύος .....	169
10.2	Βελτίωση του μετρητικού συστήματος καμπύλης ισχύος .....	172
10.2.1	Εγκατάσταση δεύτερου ανεμομέτρου .....	172
10.2.2	Μέτρηση της γωνίας furling.....	172
10.2.3	Μέτρηση της παραγόμενης ισχύος στην είσοδο του αντιστροφέα .....	173
10.2.4	Βελτίωση του συστήματος επεξεργασίας δεδομένων .....	173

10.3 Συμπεράσματα .....	174
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ : ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ ΣΕ MATLAB.....	175
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α .....	175
Επεξεργασία ημερήσιων δεδομένων από το μετρητικό σύστημα και υπολογισμός για όλα τα μεγέθη μέσω των όρων για διάστημα ενός λεπτού.....	175
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β .....	178
Πρόγραμμα επεξεργασίας των συνολικών δεδομένων από το μετρητικό σύστημα, υπολογισμού καμπύλης ισχύος κι αναμενόμενης ενεργειακής παραγωγής.....	178
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ.....	181
Βελτιστοποίηση του κόστους παραγωγής ενέργειας για εφαρμογές χαμηλού κόστους .....	181
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ .....	188

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

## ΕΙΣΑΓΩΓΗ

### 1.1 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Η σύγχρονη εποχή χαρακτηρίζεται από την τεράστια κλιματική αλλαγή της τελευταίας εκατονταετίας εξαιτίας του φαινομένου του θερμοκηπίου που έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της παγκόσμιας θερμοκρασίας κι ως συνέπεια την αύξηση της στάθμης των θαλάσσιων υδάτων και την δημιουργία δυσμενών κι ακραίων καιρικών συνθηκών. Αιτία αυτού του φαινομένου είναι οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα, που προκύπτουν από την υπερεκμετάλλευση του πετρελαίου και των άλλων γνωστών ορυκτών καυσίμων για την παραγωγή ενέργειας. Απόρροια του γεγονότος αυτού, σε συνδυασμό με την αυξανόμενη ενεργειακή ζήτηση εξαιτίας της ραγδαίας αύξησης του παγκόσμιου πληθυσμού και σε συνάρτηση με τη μείωση των αποθεμάτων αυτών των καυσίμων, ήταν η ανθρωπότητα να στραφεί σε άλλες εναλλακτικές μορφές ενέργειας, τις γνωστές στο ευρύτερο κοινό κι ως Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Πλέον έχει γίνει κοινή συνείδηση όλων η χρήση αυτών των ανεξάντλητων και φυσικών μορφών ενέργειας που μόνο θετικά έχει να προσφέρει στο ανθρώπινο γένος και στο περιβάλλον του (χλωρίδα και πανίδα) αλλά και γενικότερα στον πλανήτη που κατοικεί.

Αυτή τη στιγμή, ο άνθρωπος έχει καταφέρει να εκμεταλλευθεί αρκετές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως την αιολική, την ηλιακή, τη γεωθερμία, την υδατόπτωση που την εκμεταλλεύεται με τα γνωστά υδροηλεκτρικά έργα, την κυματική, τη βιομάζα αλλά και τη χημική ενέργεια του υδρογόνου που μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια από διατάξεις που ονομάζονται κυψέλες καυσίμου ή υδρογόνου. Στην παρούσα εργασία μελετάται η αιολική ενέργεια και οι μηχανές που πραγματοποιούν την εν λόγω μετατροπή της ενέργειας του ανέμου σε ηλεκτρική ενέργεια, οι επονομαζόμενες Ανεμογεννήτριες (Α/Γ). Οι τελευταίες μαζί με τα φωτοβολταϊκά και τα υδροηλεκτρικά αποτελούν τις περισσότερες και τις πιο διαδεδομένες εγκαταστάσεις ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές σε παγκόσμιο επίπεδο.

### 1.2 Αιολική ενέργεια

#### 1.2.1 Ο άνεμος

Ο άνεμος προκαλείται ουσιαστικά από την κίνηση των αέριων μαζών που παρατηρείται στα στρώματα της ατμόσφαιρας κι η οποία κίνηση βασίζεται σε πολλές αιτίες. Η πρώτη και κυριότερη αυτών των αιτίων, είναι η άνιση θέρμανση της επιφάνειας της γης από τον ήλιο. Η χρήση της αιολικής ενέργειας, επομένως, θα

μπορούσε να ειπωθεί ότι είναι μία έμμεση μορφή χρησιμοποίησης της ηλιακής ενέργειας. Η ακτινοβολία από τον ήλιο απορροφάται από την επιφάνεια της γης κι επιστρέφεται πίσω στην ατμόσφαιρα. Από τη στιγμή που η επιφάνεια της γης δεν είναι ομοιογενής, αφού παρουσιάζει διαφορετικά τοπικά χαρακτηριστικά (έδαφος, ωκεανοί, έρημοι, δάση, βουνά, κτλ) η απορρόφηση της ηλιακής ενέργειας ποικίλλει σε σχέση με τη γεωγραφική κατανομή, την ώρα της ημέρας και την ετήσια κατανομή ανέμου. Αυτή η ανισοκατανομή της απορρόφησης της θερμότητας παράγει μεγάλες διαφορές στην ατμόσφαιρα σε σχέση με τη θερμοκρασία, την πυκνότητα και την πίεση του αέρα, με αποτέλεσμα να δημιουργούνται δυνάμεις οι οποίες μεταφέρουν τις αέριες μάζες από το ένα μέρος στο άλλο.

Γενικότερα, οι τροπικές περιοχές που βρίσκονται κοντά στον ισημερινό απορροφούν πολύ περισσότερη ηλιακή ενέργεια κατά τη διάρκεια του έτους από ότι οι περιοχές που βρίσκονται στους δύο πόλους της γης. Συνεπώς, ως αποτέλεσμα, οι τροπικές περιοχές γίνονται όλο και πιο θερμές, ενώ οι πολικές περιοχές γίνονται ολοένα και ψυχρότερες, λόγω αυτού δημιουργείται ένα δυνατό συνεχές ρεύμα μεταξύ αυτών των περιοχών. Κατά αυτόν τον τρόπο παράγονται οι λεγόμενοι πλανητικοί - παγκόσμιοι άνεμοι. Πέραν αυτής της γενικότερης κίνησης των αέριων μαζών, τα ρεύματα ανέμου επηρεάζονται επιπλέον από μικρότερης κλίμακας τοπικά γεωγραφικά χαρακτηριστικά. Λόγου χάρη, οι βουνοπλαγιές που προσανατολίζονται προς τον ήλιο, θερμαίνονται γρηγορότερα. Η θέρμανση κι η ψύξη μεγάλων δασικών εκτάσεων παρουσιάζει διαφορές από τις επιφάνειες υδάτινων περιοχών που βρίσκονται κοντά τους. Ειδικότερα, απότομες πλαγιές ή γκρεμοί μπορούν να συνεισφέρουν στην τοπική επιτάχυνση της ταχύτητας του ανέμου. Τέτοια τοπογραφικά χαρακτηριστικά, πρέπει να λαμβάνονται σοβαρά υπόψη, όταν υπολογίζονται οι τοπικές συνθήκες ανέμου και αποτελούν στοιχεία που προσφέρουν προσοδοφόρες και κατάλληλες περιοχές για εγκατάσταση ανεμογεννητριών.

Μόλις περίπου το 2% της ηλιακής ενέργειας των  $1,5 \cdot 10^{18}$  kWh που συλλαμβάνει η ατμόσφαιρα μετατρέπεται σε κινητική ενέργεια του ανέμου. Παρόλα αυτά, αυτό το 2% υπολογίζεται ότι αντιστοιχεί σε αιολική ενέργεια  $4 \cdot 10^{12}$  kWh. Αυτό το ποσό είναι περίπου εκατό φορές μεγαλύτερο από όλη την παραγόμενη ενέργεια από όλους τους σταθμούς παραγωγής του πλανήτη [1,2]. Για τη μελέτη της αιολικής ενέργειας και για το σχεδιασμό Α/Γ, το διάλυμα της ταχύτητας θεωρείται ότι αποτελείται από ένα σταθερό άνεμο συν τις διάφορες αποκλίσεις που λαμβάνουν χώρα σε σχέση με αυτόν το σταθερό άνεμο, οι οποίες αποτελούν τη λεγόμενη τύρβη. Για το σχεδιασμό Α/Γ λαμβάνονται υπόψη κι οι δύο αυτοί παράγοντες, ενώ ο υπολογισμός της ισχύος και της ενέργειας βασίζεται μόνο στη συνιστώσα του σταθερού ανέμου. Η ισχύς που βρίσκεται διαθέσιμη στον άνεμο εξαρτάται και μεταβάλλεται με τον κύβο της ταχύτητας του ανέμου. Ένα ευρέως διαδεδομένο μέγεθος μέτρησης είναι η πυκνότητα αιολικής ισχύος ή ισχύς ανά μονάδα επιφανείας ( $W/m^2$ ) που δίνεται από τη σχέση :

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_w^3 \quad (W/m^2) \quad (1.1)$$

Όπου,

- $\rho$ , η πυκνότητα του αέρα ( $kg/m^3$ )
- $v_w$ , η ταχύτητα του ανέμου ( $m/s$ )

Κύριος σκοπός είναι να εξάγεται η ενέργεια από τον άνεμο, για το λόγο αυτό η πιο σημαντική παράμετρος είναι η μέση ετήσια πυκνότητα αιολικής ισχύος :

$$\bar{P}_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \frac{1}{8760} \int_{\acute{\epsilon}\tau\omicron\varsigma} v_w^3 dt \quad (1.2)$$

Όπου 8760 είναι περίπου οι ώρες ενός έτους. Σε σχέση με την ετήσια κατανομή του ανέμου η μέση ετήσια πυκνότητα του ανέμου δίνεται από τη σχέση :

$$\bar{P}_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_w^3 \cdot f(v_w) \quad (1.3)$$

Όπου  $f(v_w)$ , είναι η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας του ανέμου, που προσεγγίζεται κατά κανόνα από μία συνάρτηση Weibull [1].

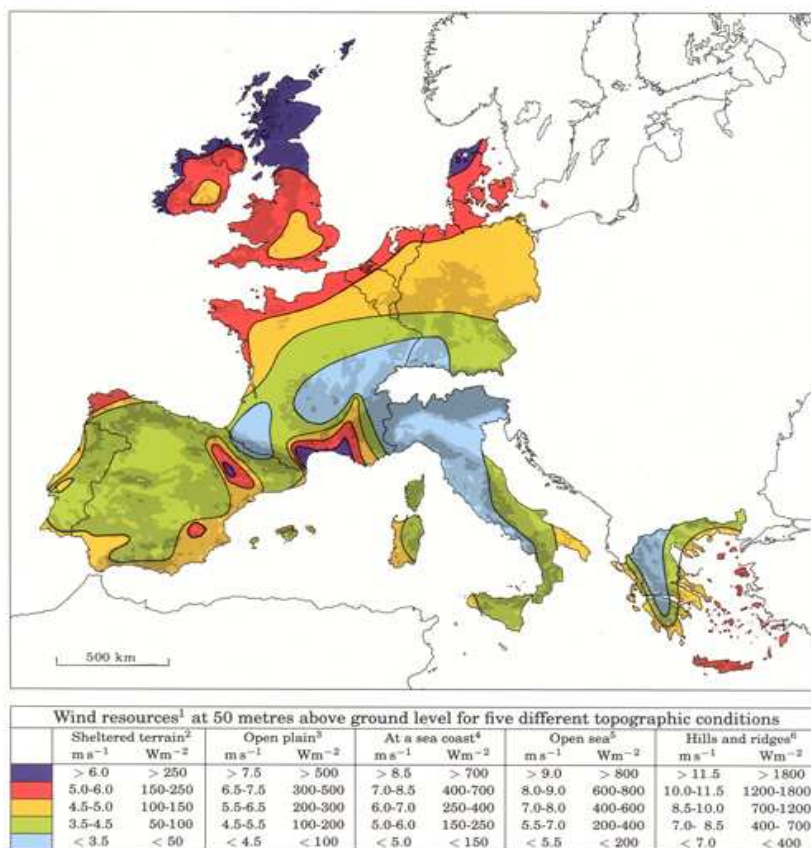
### 1.2.2 Διακύμανση του ανέμου

Ένα από τα σημαντικότερα πλεονεκτήματα κατά την εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας σε σχέση με την ηλιακή είναι ότι υπάρχει κατά τη διάρκεια όλης της ημέρας, σε αντίθεση με τις 10-12 ώρες που εμφανίζεται ηλιοφάνεια κατά τη διάρκεια του 24ώρου. Αλλά, το βασικό της μειονέκτημα της σε σχέση με την ηλιακή είναι η διακύμανση της.

Πολύ συχνά για την εκτίμηση της αιολικής πυκνότητας μίας περιοχής, χρησιμοποιούνται οι χάρτες ανέμου (Wind Atlas), που εμφανίζουν τις τάξεις της αιολικής ισχύος ή της μέσης ταχύτητας ανέμου που αναφέρονται στην ετήσια κατανομή τους (Σχήμα 1.1). Έτσι, έχουν διαμορφωθεί αυτοί οι χάρτες, βάσει μετεωρολογικών δεδομένων αρκετών ετών στο σύνηθες ύψος μέτρησης των 10 μέτρων. Η ανάγκη ύπαρξης αυτών των χαρτών εξηγείται από το πλέον χαρακτηριστικό γνώρισμα της αιολικής ενέργειας, τη διακύμανση της. Η αιολική διαθεσιμότητα μεταβάλλεται γεωγραφικά αλλά κι εποχιακά. Έχει προκύψει ότι η ετήσια πυκνότητα της αιολικής ισχύος είναι δυνατό να έχει απόκλιση έως και 13% από χρόνο σε χρόνο [1]. Αυτό οφείλεται στην κυβική σχέση της ταχύτητας του ανέμου με τη διαθέσιμη αιολική ισχύ. Παρατηρώντας μακροσκοπικά το φαινόμενο αυτό, επεξηγείται η ύπαρξη πολλών διαφορετικών κλιμάτων στις διάφορες περιοχές της υφηλίου. Όμως, ακόμα και στην ίδια κλιματική περιοχή υπάρχει μεγάλη ποικιλία στη συμπεριφορά του ανέμου, σε μικρότερη κλίμακα όμως σε σχέση με την παγκόσμια διαφορετικότητα, η οποία επηρεάζεται από τη γεωγραφία της περιοχής, το μέγεθος της υδάτινης και εδαφικής της επιφάνειας, την τοπογραφία και τη βλάστηση της. Ως γνωστόν, πάνω από τις θάλασσες και γενικότερα τις υδάτινες επιφάνειες οι ταχύτητες του ανέμου είναι μεγαλύτερες, ενώ μειώνονται σημαντικά πάνω από τις ηπειρωτικές επιφάνειες.

### 1.2.3 Χαρακτηριστικά του ανέμου στην Ευρώπη

Όσον αφορά στην Ευρώπη, οι συνθήκες ανέμου ποικίλλουν από το παραθαλάσσιο κλίμα της Βόρειας Ευρώπης και των Βρετανικών νήσων στο ηπειρωτικό κλίμα της Κεντρικής κι Ανατολικής Ευρώπης και στο Μεσογειακό κλίμα των νοτιότερων περιοχών. Με βάση τις συνθήκες ανέμου, η Ευρώπη μπορεί να χωριστεί σε δύο διαφορετικές περιοχές, την περιοχή με τα ευδιάκριτα παραθαλάσσια χαμηλής πίεσης ρεύματα που κινούνται από τα δυτικά προς τα ανατολικά και την περιοχή στην Νότια Ευρώπη που επηρεάζεται ελάχιστα από αυτά, καθώς επηρεάζεται σε μέγιστο βαθμό από τα θερμά ρεύματα της Μεσογείου [1].



Σχήμα 1.1 : Αιολικός χάρτης διάφορων χωρών της Ευρώπης

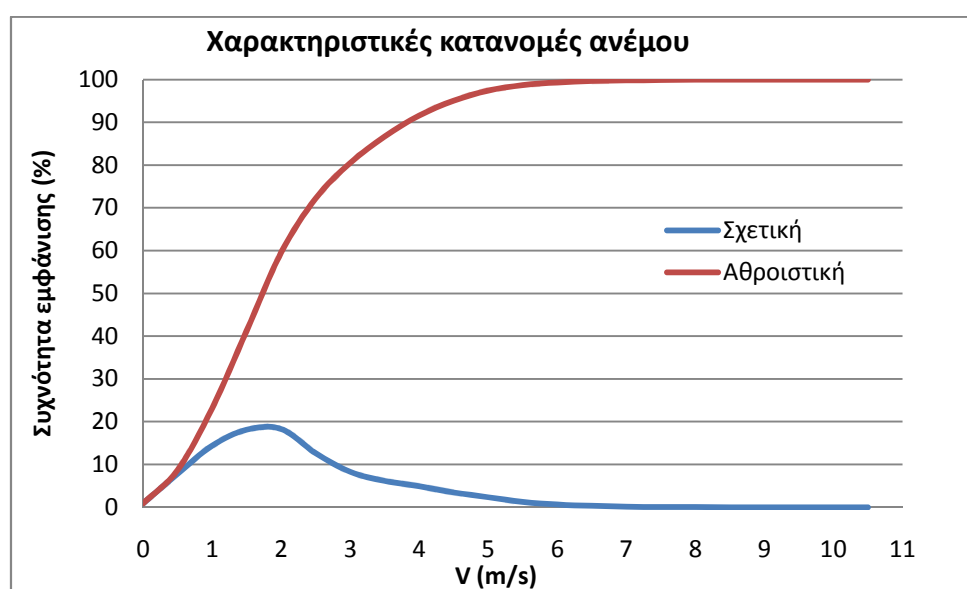
### 1.2.4 Μέση ταχύτητα και σχετική κατανομή του ανέμου

Ως χαρακτηριστικό, όπως αναφέρθηκε, για το αιολικό δυναμικό μίας περιοχής θεωρείται η μέση ταχύτητα του ανέμου. Όμως, η γνώση μόνο αυτής δεν αποτελεί από μόνη της κριτήριο για την εκτίμηση της αιολικής ενέργειας που μπορεί να προσφέρει μία περιοχή. Απαιτείται, επιπλέον, πληροφόρηση σχετικά με τη συχνότητα της κάθε ταχύτητας ανέμου. Η στατιστική κατανομή της ετήσιας ταχύτητας ανέμου μπορεί να προκύψει από ανεμολογικά δεδομένα μετρούμενα σε ένα καθορισμένο ύψος (10 μέτρα συνήθως). Κατά τη διαδικασία αυτή συνηθίζεται η χρήση μέσων τιμών



δεκαλέπτων, τα οποία αξιολογούνται σε διάστημα ενός έτους, ώστε να προκύψει η ετήσια μέση ταχύτητα ανέμου και η ετήσια σχετική κατανομή του.

Για να προκύψουν αξιόπιστα στατιστικά αποτελέσματα, χρειάζονται δεδομένα τουλάχιστον μερικών ετών, μέχρι δέκα σύμφωνα με τη μετεωρολογική επιστήμη. Η στατιστική κατανομή της συχνότητας της ταχύτητας του ανέμου συνηθίζεται να μετράται ως συνάρτηση της πυκνότητας πιθανότητας (συνεχής κατανομή) ή της αθροιστικής πυκνότητας πιθανότητας. Γραφικά, η πρώτη δείχνει απευθείας τις ταχύτητες ανέμου που εμφανίζονται περισσότερο σε μία περιοχή, ενώ η δεύτερη δείχνει ως ποσοστό την περίοδο μέσα στο διάστημα ενός χρόνου, κατά την οποία η ταχύτητα ανέμου πέφτει από την τιμή ενός συγκεκριμένου σημείου της εν λόγω καμπύλης (Σχήμα 1.2). Ένα επίσης χαρακτηριστικό μέγεθος, που χρησιμοποιείται, είναι ο όρος της ταχύτητας μέγιστης πιθανοφάνειας ( $V_{mode}$  ή  $V_{median}$ ) κι αποτελεί την ταχύτητα που βρίσκεται στην αιχμή της σχετικής κατανομής και αντίστοιχα στο 50% της αθροιστικής και συνήθως είναι χαμηλότερη της μέσης ταχύτητας κατά 0,3 - 0,5 m/s.



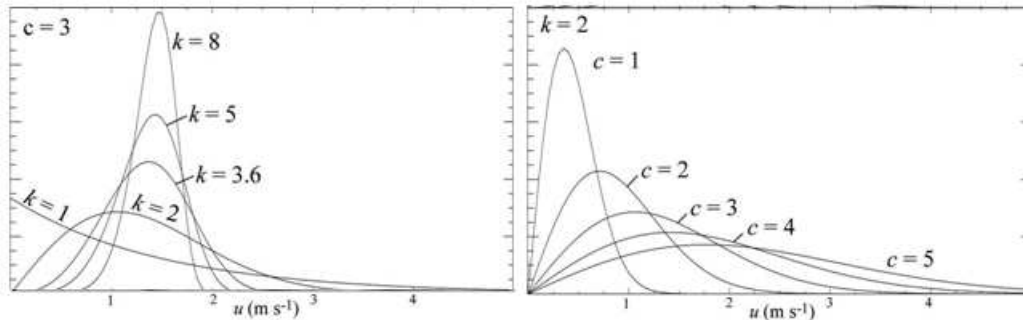
**Σχήμα 1.2 :** Σχετική κι αθροιστική κατανομή ανέμου για περίοδο ενός έτους (17 - 05 - 2009 έως 17 - 05 - 2010) στην περιοχή της Πολυτεχνειούπολης, στου Ζωγράφου. Η μέση ταχύτητα είναι  $V_{mean} = 2,23 \text{ m/s}$ , ενώ η ταχύτητα μέγιστης πιθανοφάνειας είναι  $V_{mode} \approx 1,90 \text{ m/s}$ .

Εξαιτίας των ελλιπών ιστορικών δεδομένων για την ταχύτητα ανέμου στις περισσότερες περιοχές, χρησιμοποιείται η μαθηματική συνάρτηση Weibull, για να χαρακτηρίσει το αιολικό δυναμικό μίας περιοχής, η οποία προσεγγίζει σε πολύ καλό βαθμό την κατανομή του ανέμου. Η συνάρτηση αυτή εξαρτάται από την παράμετρο κλίμακας  $c$ , η οποία καθορίζει την μέση ταχύτητα ανέμου και μετράται σε m/s, και την παράμετρο μορφής  $k$  που συνήθως παίρνει τιμές 1,5 - 2,5. Στον Ελλαδικό χώρο

συνήθως λαμβάνονται τιμές μεταξύ 1,5 και 2,0 [2]. Συχνά (όταν είναι γνωστή μόνο η μέση ταχύτητα του ανέμου) κι επειδή είναι δύσκολος ο υπολογισμός της παραμέτρου μορφής, λαμβάνεται η τιμή  $k=2$ , που τότε η κατανομή Weibull ονομάζεται κατανομή Rayleigh. Οι μαθηματικές εκφράσεις τους φαίνονται παρακάτω:

$$\text{Weibull : } h(v_w) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v_w}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v_w}{c}\right)^k} \quad (1.4)$$

$$\text{Rayleigh : } h(v_w) = \frac{2}{c^2} \cdot v_w \cdot e^{-\left(\frac{v_w}{c}\right)^2} \quad (1.5)$$



**Σχήμα 1.3 :** Μορφή της κατανομής Weibull για διάφορες τιμές της παραμέτρου μορφής  $k$  και της παραμέτρου κλίμακας  $c$  (Δεξιά εικόνα : Rayleigh).

Όσον αφορά στην κατανομή Rayleigh προκύπτει εύκολα από μαθηματικούς υπολογισμούς η σχέση που συνδέει την παράμετρο  $c$  με την μέση ταχύτητα ανέμου  $V_{\text{mean}}$  και την ταχύτητα μέγιστης συχνότητας  $V_{\text{mode}}$ .

Η μέση ταχύτητα ανέμου δίνεται από τη σχέση:

$$\bar{V} = \int_0^{+\infty} v \cdot f(v) dv \rightarrow \bar{V} = c \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (1.6)$$

Όπου για  $k=2$ , δίνει :

$$\bar{V} \approx 0,89 \cdot c \quad (1.7)$$

Επίσης, ισχύει :

$$V_{\text{mode}} = \frac{c}{\sqrt{2}}$$

Άρα,

$$V_{\text{mode}} = 0,707 \cdot c \approx 0,8 \cdot \bar{V} \quad (1.8)$$

### 1.2.5 Αύξηση της ταχύτητας του ανέμου με το ύψος

Ένα από τα σημαντικότερα φαινόμενα, που εκμεταλλεύεται ο άνθρωπος για την χρησιμοποίηση της αιολικής ενέργειας μέσω των Α/Γ, είναι η αύξηση της ταχύτητας ανέμου σε σχέση με το υψόμετρο (wind shear). Τα χαρακτηριστικά που επηρεάζουν την ταχύτητα του ανέμου είναι η θερμοκρασία, η υγρασία κι η πίεση, που καθορίζουν ουσιαστικά την πυκνότητα του αέρα. Όμως, ο κύριος παράγοντας που επηρεάζει την ταχύτητα του ανέμου είναι η τραχύτητα του εδάφους, η οποία μετράται σε μήκος τραχύτητας  $z_0$  (m) και κυμαίνεται σε τιμές από 0,0001 για τις επιφάνειες υδάτινων περιοχών μέχρι μεγαλύτερες τιμές από το 1 για τις πυκνοκατοικημένες αστικές περιοχές με υψηλά κτίρια κι ουρανοξύστες (Πίνακας 1.1). Η αύξηση του ανέμου σε σχέση με το ύψος, υπολογίζεται σύμφωνα με αυτό το μέγεθος και δίνεται από τη σχέση που ακολουθεί :

$$\bar{V}_H = \bar{V}_{ref} \cdot \frac{\ln \frac{H}{z_0}}{\ln \frac{H_{ref}}{z_0}} \quad (1.9)$$

Όπου,

- $\bar{V}_H$  , η μέση ταχύτητα του ανέμου (m/s) σε ύψος  $H$
- $\bar{V}_{ref}$  , η μέση ταχύτητα του ανέμου (m/s) στο ύψος αναφοράς (συνήθως  $H_{ref}=10$  m)
- $z_0$  , μήκος τραχύτητας που χαρακτηρίζει μία περιοχή (m)

Τύπος εδάφους	Μήκος τραχύτητας $z_0$ (m)
Θάλασσα στα ανοιχτά	0,0001
Παράκτια περιοχή	0,001
Ύπαιθρος χωρίς ψηλά κτίρια και πυκνή βλάστηση	0,01
Αραιοκατοικημένες περιοχές με λίγα σπίτια	0,05
Δάση και προάστια πόλεων	0,3
Κέντρα μεγάλων πόλεων	1-10

**Πίνακας 1.1** : Ενδεικτικές τιμές μήκους τραχύτητας διαφορετικών περιοχών [4]

Μία άλλη μαθηματική έκφραση για τον υπολογισμό της ταχύτητας συναρτήσει του υψομέτρου δίνεται με τη βοήθεια του εκθέτη Hellman, για τον οποίο ισχύει :

$$\alpha = \frac{1}{\ln\left(\frac{H_{ref}}{z_0}\right)} \quad (1.10)$$

Επομένως, η σχέση (1.9) γίνεται :

$$\bar{V} = \bar{V}_{ref} \cdot \left(\frac{H}{H_{ref}}\right)^\alpha \quad (1.11)$$

Οι σχέσεις αυτές δίνουν με σχετικά καλή ακρίβεια την τιμή της ταχύτητας του ανέμου μέχρι τα 100 μέτρα από το έδαφος. Από εκεί και πέρα, η ταχύτητα θα πρέπει να εκτιμάται ως λίγο μικρότερη από αυτήν που προκύπτει από τις μαθηματικές σχέσεις που περιγράφηκαν, ιδιαίτερα όταν γίνεται μελέτη για εγκατάσταση Α/Γ μεγάλης ισχύος, της τάξεως των MW, που ο δρομέας τους βρίσκεται σε ύψη ανώτερα των 100 μέτρων.

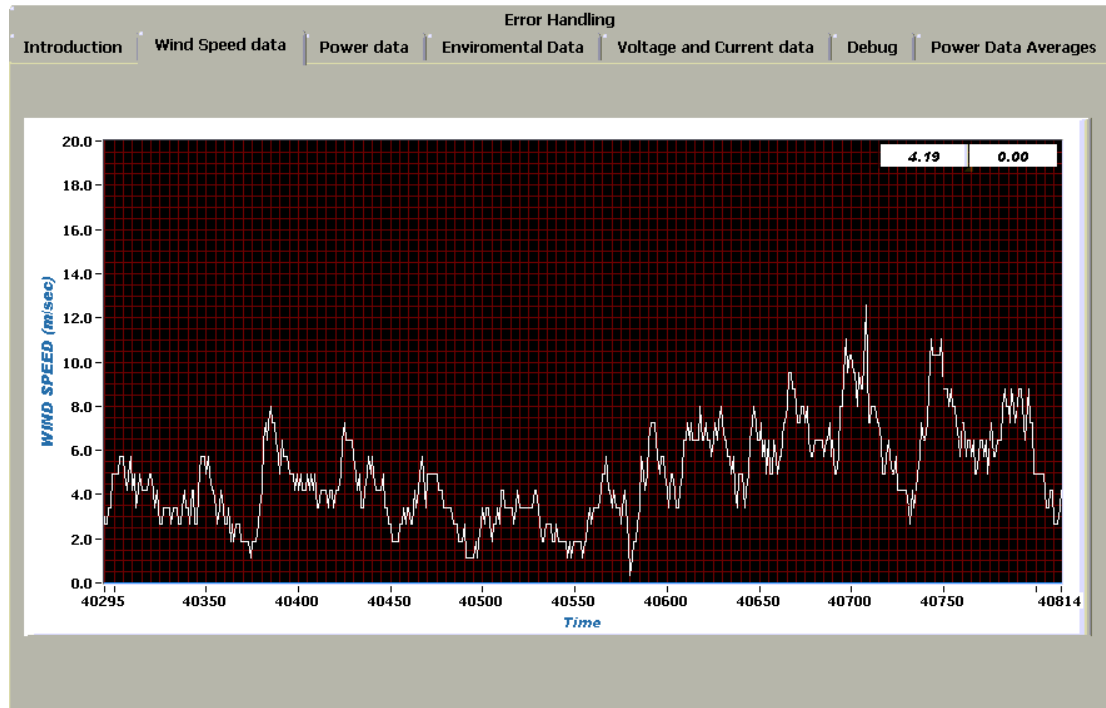
### 1.2.6 Τύρβη στον άνεμο

Όπως προαναφέρθηκε, η ταχύτητα του ανέμου συνηθίζεται να μετράται σε μέσες τιμές 10λέπτου. Οι στιγμιαίες τιμές του ανέμου, από τις οποίες προκύπτει η μέση τιμή, θεωρούνται ως το άθροισμα της μέσης τιμής συν την απόκλιση τους από αυτή τη μέση τιμή, τη λεγόμενη τυρβώδη συνιστώσα (Σχέση 1.12). Η τύρβη, λοιπόν αποτελεί τη διακύμανση της ταχύτητας του ανέμου γύρω από τη μέση τιμή της (Σχήμα 1.4). Είναι έντονη σε περιπτώσεις ξαφνικών ριπών ανέμου κι ακραίων καιρικών φαινομένων. Εξαρτάται από τη μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου κατά κύριο λόγο, από το μήκος τραχύτητας μίας περιοχής, την ατμοσφαιρική σταθερότητα αλλά και τα επιμέρους τοπογραφικά χαρακτηριστικά.

$$V_w(t) = \bar{V}_w + v(t) \quad (m/s) \quad (1.12)$$

Όπου,

- $V_w(t)$  , η στιγμιαία ταχύτητα του ανέμου
- $\bar{V}_w$  , η μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου
- $v(t)$  , η στιγμιαία τύρβη

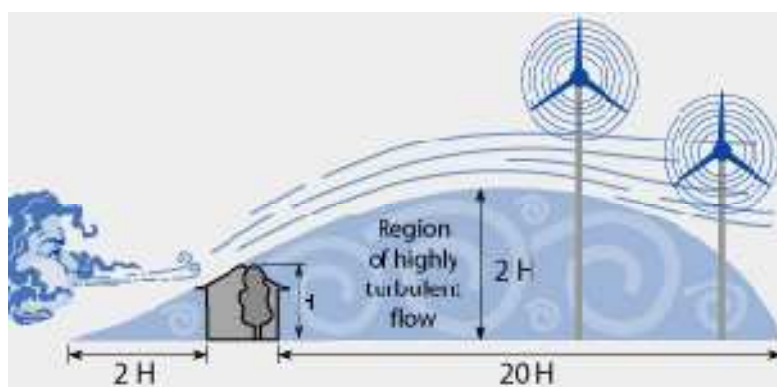


**Σχήμα 1.4 :** Διάγραμμα μέτρησης ταχύτητας ανέμου συναρτήσει του χρόνου από το ανεμόμετρο που βρίσκεται στην οροφή του παλαιού κτιρίου της σχολής ΗΜΜΥ του ΕΜΠ, στο οποίο φαίνεται ξεκάθαρα η τύρβη σε κάποιες στιγμές. Όπως φαίνεται η μέση τιμή είναι περίπου 5,5 m/s και λόγω ριπών ανέμου υπάρχουν στιγμές που η ταχύτητα ανέμου αποκλίνει από αυτή και φτάνει στα 10-12 m/s.

Η τύρβη αποτελεί έναν πολύ σημαντικό παράγοντα, που πρέπει να λαμβάνεται υπόψη κατά την επιλογή της τοποθεσίας εγκατάστασης μίας ανεμογεννήτριας, αφού επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό το μηχανικό και το ηλεκτρικό σύστημα ελέγχου. Λόγω της έντονης και ξαφνικής διακύμανσης της ταχύτητας του ανέμου, υπάρχει καταπόνηση κυρίως των πτερυγίων μίας Α/Γ, για το χρονικό διάστημα μερικών δευτερολέπτων μέχρι να ενεργοποιηθεί ο κατάλληλος μηχανισμός, όπως θα αναλυθεί παρακάτω, που διαθέτει η κάθε Α/Γ για την προφύλαξη των μηχανικών της υποσυστημάτων. Όσον αφορά στο ηλεκτρικό σύστημα ελέγχου, θα πρέπει να υπάρχει απορριπτικό φορτίο (dump load), τέτοιο ώστε να απορροφήσει την πλεονάζουσα ισχύ που θα παράγει η γεννήτρια για το προαναφερθέν χρονικό διάστημα των λίγων δευτερολέπτων, ώστε να μην κινδυνέψει ο αντιστροφέας που συνδέεται η Α/Γ.

Η παρουσία της τύρβης επηρεάζει σημαντικά την επιλογή της σωστής τοποθεσίας για την εγκατάσταση μίας Α/Γ, ιδιαίτερα όταν πρόκειται για χαμηλά ύψη και μικρής ισχύος Α/Γ, όπως θα αναλυθεί σε επόμενο κεφάλαιο. Πρακτικά, η τύρβη επηρεάζεται από την τραχύτητα του εδάφους, αλλά και την παρουσία "εμποδίων". Ως εμπόδιο, μπορεί να θεωρηθεί οτιδήποτε έχει σημαντικό ύψος σε σχέση με το ύψος μέτρησης του ανέμου, άρα και της τυρβώδους συνιστώσας του. Συνήθως, δέντρα και πυκνοί θάμνοι θεωρούνται εμπόδια όταν μελετάται η εγκατάσταση στην ύπαιθρο, ενώ οικίες και ψηλοί φράκτες για περιπτώσεις εγκατάστασης σε κατοικημένες περιοχές. Το ίχνος του ανέμου (wake), που δημιουργείται όταν ο άνεμος διαπερνάει αυτά τα

εμπόδια, παρουσιάζεται εξασθενημένο και αναταραγμένο, προκαλώντας ένα ρεύμα ανέμου που μόνο αρνητικές συνέπειες έχει για την παραγωγή μίας Α/Γ αλλά και για την αντοχή της [5]. Έτσι θα πρέπει να αποφεύγεται η εγκατάσταση, ιδιαίτερα μικρών Α/Γ σε απόσταση μικρότερη των 20 μέτρων από ένα σημαντικού ύψους εμπόδιο, αλλά θα πρέπει να τοποθετούνται σε μεγαλύτερη απόσταση και μάλιστα σε ύψος όπου το χαμηλότερο σημείο της φτερωτής να απέχει από το έδαφος 3 φορές τουλάχιστον το ύψος του εμποδίου (Σχήμα 1.5).



**Σχήμα 1.5 :** Μέγεθος τυρβώδους ανέμου μετά από πρόσκρουση σε εμπόδιο

Ο όρος που χρησιμοποιείται για να περιγράψει μαθηματικά την τύρβη λέγεται ένταση ή διασπορά τύρβης κι εξαρτάται από τη μέση τιμή της ταχύτητας ανέμου κι από τη διασπορά αυτής, ενώ παίρνει τιμές 5-20%. Για το σχεδιασμό των Α/Γ οι συνήθεις τιμές που λαμβάνονται είναι 16-18% [1].

$$I = \frac{\sigma_v}{\bar{v}_w} \quad (\%) \quad (1.13)$$

Όπου,  $\sigma_v$  η διασπορά της ταχύτητας του ανέμου από τη μέση τιμή στο διάστημα που υπολογίζεται η μέση τιμή και δίνεται από τη σχέση :

$$\sigma_v = \frac{\bar{v}_w}{\ln \frac{H}{z_0}} \quad (1.14)$$

Συνεπώς, η εξίσωση (1.13) μέσω της (1.14) γίνεται :

$$I = \frac{1}{\ln \frac{H}{z_0}} \quad (1.15)$$

Όπου,  $H$  το ύψος μέτρησης της ταχύτητας ανέμου κι επομένως γίνεται ο υπολογισμός της έντασης της τύρβης δίχως τη γνώση της μέσης τιμής της ταχύτητας. Συγκρίνοντας τις σχέσεις (1.10) και (1.15), προκύπτει ουσιαστικά ότι ο εκθέτης Hellman χαρακτηρίζει την τύρβη μίας περιοχής.

### 1.2.7 Μέτρηση του ανέμου

Όπως έχει γίνει ήδη κατανοητό, το σπουδαιότερο ρόλο για την απόδοση μίας εγκατάστασης παίζει η ταχύτητα του ανέμου. Άρα, είναι σημαντικός ο υπολογισμός της. Όπως, αναφέρθηκε, υπάρχουν οι αιολικοί χάρτες που έχουν προκύψει από

μετεωρολογικά δεδομένα ετών, αλλά από μόνος του ένας τέτοιος χάρτης δεν είναι ικανό κριτήριο για την επιλογή μίας τοποθεσίας με ικανοποιητικό αιολικό δυναμικό, καθώς δείχνει την τάξη του ανέμου που επικρατεί σε μία ευρύτερη περιοχή. Ο συνδυασμός του όμως με επί τόπου μετρήσεις κι η επεξεργασία αυτών από διάφορα μοντέλα πρόβλεψης αιολικής ισχύος, όπως το Wasp, μπορεί να έχει αξιόπιστα αποτελέσματα βάσει των οποίων είναι δυνατή η σωστή επιλογή μίας τοποθεσίας με καλές προοπτικές εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας.

Από τον υπολογισμό της ταχύτητας του ανέμου και την εκτίμηση της κατανομή της, μπορεί να προκύψει η αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή, για το λόγο αυτό απαιτούνται μετρήσεις αρκετών ετών, όπως αναφέρθηκε παραπάνω, για την εξαγωγή δεδομένων ακριβείας που είναι δυνατό μέσω των στατιστικών μοντέλων να υπολογίσουν με αρκετή ακρίβεια την μελλοντική παραγωγή μίας εγκατάστασης. Ιδιαίτερα, όταν πρόκειται για εγκατάσταση αιολικών πάρκων μεγάλης ισχύος, δαπανούνται αρκετά χρόνια μετρήσεων από τις εταιρείες μελετών, αφού πρόκειται για επενδύσεις εκατομμυρίων ευρώ που θα πρέπει να αποφέρουν κέρδη, ενώ ακόμα και για τη δανειοδότηση τέτοιων έργων από τραπεζικούς ομίλους απαιτούνται ικανοποιητικές μετρήσεις για να εγκριθούν τα εν λόγω δάνεια.

Επιπλέον, σημαντικό στοιχείο όταν πρόκειται για εγκατάσταση πολλών Α/Γ, παίζει κι η κατεύθυνση του ανέμου. Από δεδομένα μετεωρολογικών ινστιτούτων κι οργανισμών, πέρα από μετρήσεις που αφορούν στην ταχύτητα του ανέμου, μπορούν να αποκτηθούν δεδομένα και για την κύρια κατεύθυνση του ανέμου, την κατεύθυνση δηλαδή από που προέρχεται η μεγαλύτερη συχνότητα ανέμων αλλά κι από την οποία προέρχονται οι ισχυρότεροι άνεμοι. Αυτή η κατεύθυνση ονομάζεται επικρατούσα και χαρακτηρίζει τον άνεμο μίας περιοχής. Επομένως, η γνώση της παίζει σπουδαίο ρόλο όσον αφορά τον προσανατολισμό ενός αιολικού πάρκου, αφού μετά το "πέρασμα" ενός ανέμου από τη φτερωτή μίας Α/Γ δημιουργείται ένα διαταραγμένο ίχνος ανέμου, που ουσιαστικά φτάνει ασθενέστερο στην ακόλουθη Α/Γ, όπως ακριβώς πραγματοποιείται και με τα διάφορα εμπόδια. Συνεπώς, με τον ορθό προσανατολισμό αποφεύγεται αυτό το γεγονός, όταν ο άνεμος προέρχεται από την κύρια κατεύθυνσή του, κι είναι εκμεταλλεύσιμος από όλες τις Α/Γ ενός πάρκου. Αλλά και στις μικρές Α/Γ, η γνώση της κατεύθυνσης του ανέμου, παίζει ουσιώδη ρόλο, αφού θα πρέπει να αποφεύγεται η τοποθέτηση τους σε σημεία όπου τα τυχόν εμπόδια να βρίσκονται μπροστά τους σε σχέση με την επικρατούσα διεύθυνση του ανέμου.

Ένα απλός αλλά συνάμα ποιοτικός, σύμφωνα με τους ειδικούς μελετητές, τρόπος καθορισμού της κατεύθυνσης του αέρα, είναι η παρατήρηση της κλίσης των δέντρων [1], όταν πρόκειται για μέρη με ισχυρό αιολικό δυναμικό, αφού με την πάροδο των χρόνων τα δέντρα αποκτούν κλίση υποδεικνύοντας την κύρια κατεύθυνση του (Εικόνα 1.1).



**Εικόνα 1.1** : Δέντρα τα οποία μετά την πάροδο ετών έχουν αποκτήσει κλίση δείχνοντας την κύρια κατεύθυνση ανέμου της περιοχής.

Για τη μέτρηση των χαρακτηριστικών του ανέμου, χρειάζεται η εγκατάσταση μετεωρολογικού ιστού στη θέση ή σε μικρή απόσταση από τη θέση που επρόκειτο να τοποθετηθεί μία ανεμογεννήτρια. Το εγκατεστημένο μετρητικό σύστημα θα πρέπει να διαθέτει τουλάχιστον ανεμόμετρο κι ανεμοδείκτη, ενώ για περισσότερη ακρίβεια χρησιμοποιούνται αισθητήρια όργανα μέτρησης της πίεσης, της θερμοκρασίας και της υγρασίας του ανέμου. Επιπροσθέτως, το μετρητικό σύστημα θα πρέπει να περιλαμβάνει συσκευή καταγραφής των ληφθέντων δεδομένων. Ένα ακόμα σημαντικό στοιχείο είναι ότι η απόσταση του ανεμομέτρου από το έδαφος θα πρέπει να είναι ίση με το ύψος της πλήμνης του δρομέα της Α/Γ που πρόκειται να εγκατασταθεί. Αναλυτικότερη όμως περιγραφή για το σύστημα μετρήσεων γίνεται σε επόμενα κεφάλαια.

Αλλά και μετά την εγκατάσταση μίας ανεμογεννήτριας ή ενός αιολικού πάρκου είναι επιθυμητή η ύπαρξη μετρήσεων του ανέμου, προκειμένου να γίνεται σύγκριση των θεωρητικών δεδομένων, που αφορούν την αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή, με τα πραγματικά δεδομένα. Για το λόγο αυτό οι μεγάλης ισχύος Α/Γ διαθέτουν ειδικό κι ανεξάρτητο σύστημα μέτρησης ανέμου, το οποίο λαμβάνει δεδομένα για τον άνεμο στο ύψος όπου βρίσκεται ο δρομέας τους. Επιπλέον, σε μεγάλα αιολικά πάρκα, υπάρχουν ανεξάρτητα τέτοια συστήματα που χρησιμοποιούνται και για τη διαχείριση και την παρακολούθηση της ισχύος εξόδου όλου του πάρκου. Οι μετρήσεις αυτές, θα πρέπει να λαμβάνονται ανά δευτερόλεπτο, ώστε να μπορεί να εξεταστεί κι η συμπεριφορά μίας Α/Γ σε περιπτώσεις απότομης αυξομείωσης του ανέμου κι από



αυτές να προκύπτουν οι μέσοι όροι δεκαλέπτων ή και μεγαλύτερων διαστημάτων για τον υπολογισμό της μέσης ισχύος που παράγει μία Α/Γ.

### 1.3 Ισχύς κι ετήσια ενεργειακή παραγωγή ανεμογεννητριών

Όπως αναφέρθηκε στην τελευταία παράγραφο, είναι θεμιτή η μέτρηση του ανέμου και μετά την εγκατάσταση μίας ανεμογεννήτριας, αφού με αυτόν τον τρόπο γίνεται ο καλύτερος έλεγχος της απόδοσης της σε μία συγκεκριμένη τοποθεσία. Εκτιμάται η πραγματική επιρροή που μπορεί να έχουν τα πολλά εμπόδια μίας έκτασης (complex terrain), σε σύγκριση με τα θεωρητικά δεδομένα των διάφορων προσομοιώσεων και σημαντικότερο υπολογίζεται η πραγματική ενεργειακή παραγωγή κι άρα η ενεργειακή αποδοτικότητα μίας τέτοιας επένδυσης σε μία συγκεκριμένη περιοχή. Για τους υπολογισμούς αυτούς είναι αναγκαία η παρατήρηση της παραγομένης ισχύος σε σχέση με την ταχύτητα του υπάρχοντος ανέμου. Η σχέση αυτή απεικονίζεται γραφικά στην γνωστή *καμπύλη ισχύος* μίας Α/Γ.

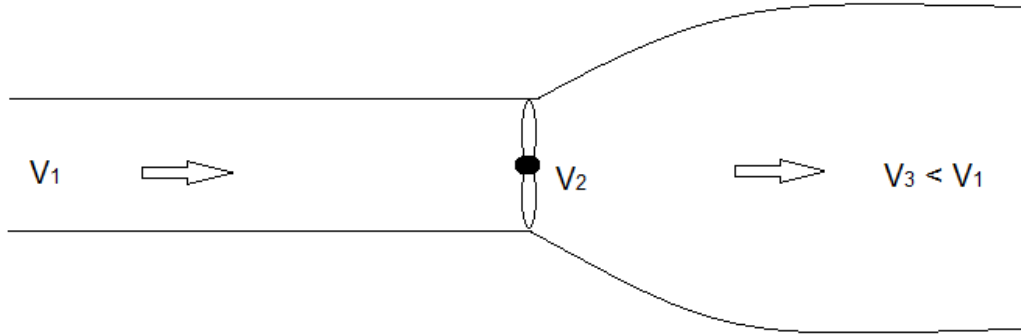
#### 1.3.1 Καμπύλη ισχύος ανεμογεννήτριας

Η καμπύλη ισχύος μίας Α/Γ αποτελεί το σημαντικότερο στοιχείο της και ουσιαστικά την χαρακτηρίζει, ενώ είναι το βέλτιστο κριτήριο για την σύγκριση μεταξύ διαφορετικών Α/Γ. Επίσης, είναι το στοιχείο αυτό που κρίνει την καταλληλότητα μίας Α/Γ συγκεκριμένης τεχνολογίας για μία συγκεκριμένη τοποθεσία, αφού διαφορετικές κατανομές ανέμου, προκαλούν διαφορετικές συμπεριφορές από τις Α/Γ κι άρα διαφορετική παραγωγή ενέργειας. Συνεπώς, η καμπύλη ισχύος βασίζεται σε διάφορα κριτήρια. Ανάλογα με την τεχνολογία της Α/Γ, βασίζεται στην αεροδυναμική της ποιότητα και στις μεμονωμένες αποδοτικότητες του μηχανικού και του ηλεκτρικού μέρους της κι ανάλογα με την τοποθεσία που βρίσκεται, εξαρτάται και βασίζεται στις επικρατούσες συνθήκες ανέμου και στα χαρακτηριστικά του εδάφους (μήκος τραχύτητας κι διάφορα εμπόδια) [5].

Η αεροδυναμική ποιότητα του δρομέα παρουσιάζεται μέσω του αεροδυναμικού συντελεστή ισχύος  $c_p$  κι εξαρτάται ουσιαστικά από τον αεροδυναμικό σχεδιασμό των πτερυγίων, μέσω των οποίων γίνεται ουσιαστικά η απορρόφηση της αιολικής ισχύος κι εμφανίζει απώλειες λόγω [1]:

- της αναπόφευκτης καθυστέρησης λόγω του yaw του δρομέα
- της επιδείνωσης της ποιότητας της επιφάνειας των πτερυγίων
- του φαινομένου της σκίασης του πύργου (tower shadow) (2-3%)

Ο αεροδυναμικός συντελεστής  $c_p$  μπορεί να πάρει μέγιστη τιμή  $c_{p,max} = 0,592$ , το οποίο αποτελεί το γνωστό όριο του Betz, σύμφωνα με τους παρακάτω υπολογισμούς που βασίζονται στο Σχήμα 1.6 :



**Σχήμα 1.6 :** Διαδρομή ενός ρεύματος ανέμου αρχικής ταχύτητας  $V_1$  και μείωση της τιμής του μετά το πέρασμα από τη φτερωτή μίας Α/Γ.

*Απόδειξη :*

Η ενέργεια που αφαιρείται από τον άνεμο λόγω της φτερωτής είναι :

$$E_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_a \cdot (v_1^2 - v_3^2) \quad (1.16) , \text{ όπου } V_a \text{ ο όγκος του αέρα}$$

Η αντίστοιχη αεροδυναμική ισχύς είναι :

$$P_w = \frac{dE_w}{dt} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (v_1^2 - v_3^2) \cdot \frac{dV_{a2}}{dt} \quad (1.17)$$

Όπου  $\frac{dV_{a2}}{dt} = A_R \cdot v_2$  , η παροχή του αέρα που περνάει από τη φτερωτή (όγκος ανά δευτερόλεπτο),  $A_R$  η διατομή της φτερωτής και  $v_2$  η ταχύτητα του ανέμου στο δρομέα.

Η ολική (αρχική) ισχύς του διερχόμενου αέρα είναι :

$$P_o = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^2 \cdot \frac{dV_{a1}}{dt} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_R \cdot v_1^3 \quad (1.18)$$

Συνεπώς, ο αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος ορίζεται ως το πηλίκο της απορροφημένης ισχύος προς την αρχική διερχόμενη ισχύ :

$$c_p \triangleq \frac{P_w}{P_o} = \frac{v_2}{v_1} \cdot \left[ 1 - \left( \frac{v_3}{v_1} \right)^2 \right] \quad (1.19)$$

Σύμφωνα με το όριο του Betz, το  $c_p$  γίνεται μέγιστο  $c_{p,max}$  όταν :

$$v_2 = \frac{2}{3} v_1 \quad \text{και} \quad v_3 = \frac{1}{3} v_1 \quad (1.20)$$

Άρα, η σχέση (1.19) δίνει :  $c_{p,max} = \frac{2}{3} \cdot \left[ 1 - \frac{1}{9} \right] = \frac{16}{27} \rightarrow c_{p,max} = 0,592$

Ο αεροδυναμικός συντελεστής εξαρτάται από το λόγο ταχύτητας ακροπτερυγίου  $\lambda$  που δίνεται από τη σχέση 1.21 κι από τη γωνία κλίσης (pitch) των πτερυγίων εάν υπάρχει.

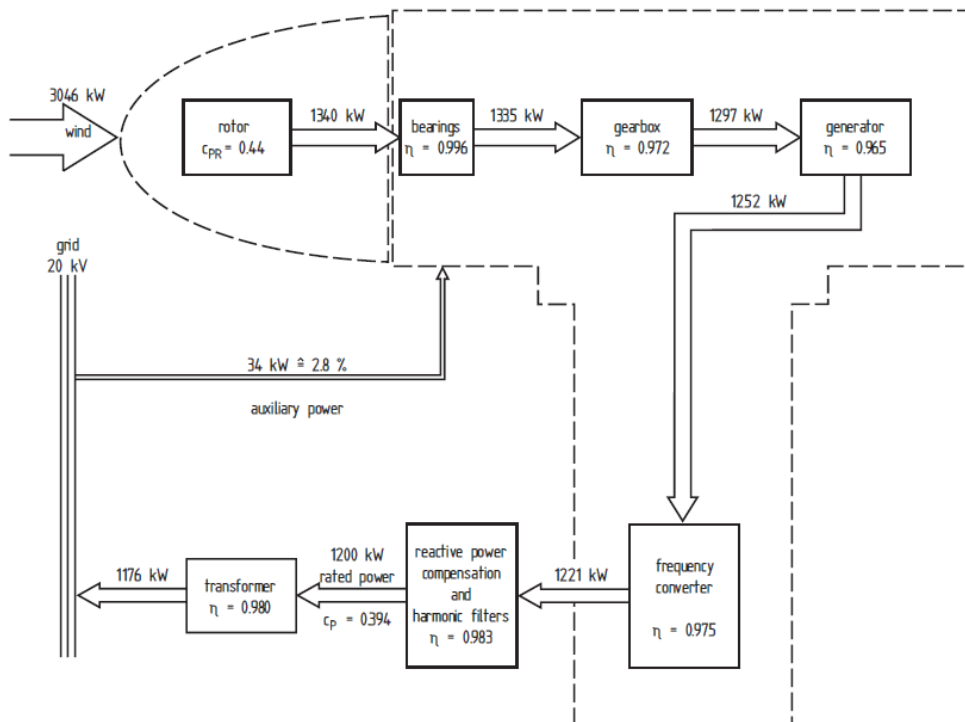
$$\lambda = \frac{R \cdot \omega_R}{v_w} \quad (1.21)$$

Όπου,

- $R$ , η ακτίνα πτερυγίου
- $\omega_R$ , η γωνιακή ταχύτητα περιστροφής του δρομέα
- $v_w$ , η ταχύτητα του ανέμου

Όσον αφορά στο μηχανικό - ηλεκτρικό κομμάτι μίας Α/Γ υπάρχουν απώλειες λόγω [1]:

- της τριβής στον άξονα του δρομέα
- της αποτελεσματικότητας του κιβωτίου ταχυτήτων (εάν υπάρχει)
- της αποδοτικότητας της ηλεκτρικής γεννήτριας και του αντιστροφέα που συνδέεται
- της μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο (για διασυνδεδεμένα συστήματα) ή στις μπαταρίες (για αυτόνομα συστήματα)
- της ανάγκης τροφοδότησης βοηθητικών λειτουργιών (εσωτερική κατανάλωση) και οργάνων μέτρησης που ενδεχομένως να υπάρχουν



**Σχήμα 1.7** : Ενδεικτικό σχεδιάγραμμα αποδόσεων κι απωλειών του μηχανικού κι ηλεκτρικού μέρους μίας Α/Γ

Από την αεροδυναμική ποιότητα των πτερυγίων, προκύπτει ο αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος (στο δρομέα)  $c_p$ , όπως είδαμε παραπάνω κι ο οποίος μέσω της συνολικής απόδοσης  $n$  των μηχανικών κι ηλεκτρικών μερών της Α/Γ δίνει την ηλεκτρική ισχύ εξόδου μίας Α/Γ (Εξίσωση 1.22).

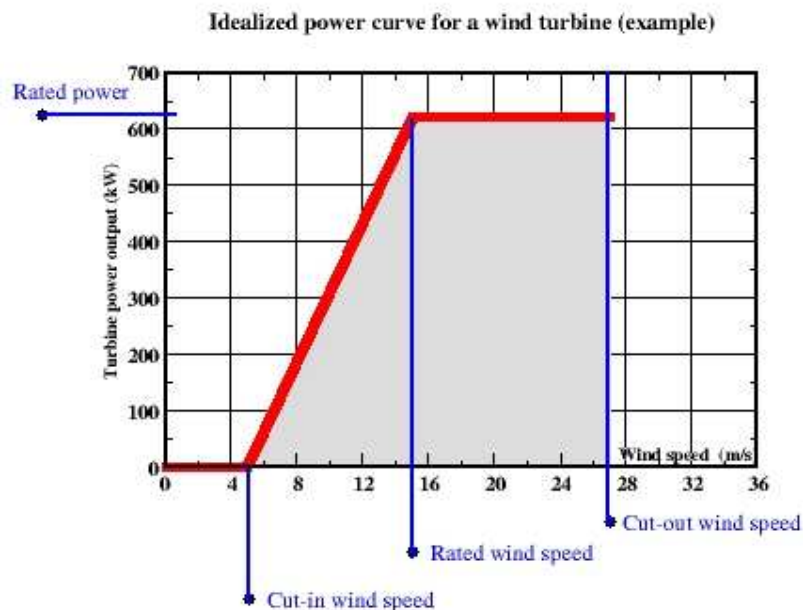
$$P_{el} = n \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot c_p \cdot v_w^3 \quad (1.22)$$

Όπου,

- $P_{el}$ , η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς (*Watt*)
- $n$ , η συνολική απόδοση της γεννήτριας
- $\rho$ , η πυκνότητα του ανέμου (για το επίπεδο της θάλασσας (MSL)  $\rho = 1,225 \text{ kgr/m}^3$ )
- $R$ , η ακτίνα πτερυγίου της Α/Γ (*m*)
- $c_p$ , ο αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος
- $v_w$ , η ταχύτητα του ανέμου (*m/s*)

Τα χαρακτηριστικά σημεία μίας καμπύλης ισχύος που την καθορίζουν και διακρίνονται εύκολα σε ένα διάγραμμα  $P(v_w) - v_w$  βρίσκονται σε τρεις χαρακτηριστικές, για κάθε Α/Γ, ταχύτητες ανέμου, οι οποίες είναι (Σχήμα 1.8) :

- η ταχύτητα ένταξης  $V_{cut-in}$ , η οποία αποτελεί την ταχύτητα κατά την οποία μία Α/Γ αρχίζει να λειτουργεί και να παράγει ισχύ,
- η ονομαστική ταχύτητα  $V_{nom}$ , η οποία αποτελεί την ταχύτητα κατά την οποία η Α/Γ ξεκινάει να λειτουργεί στα ονομαστικά της μεγέθη και να παράγει την ονομαστική της ισχύ,
- η ταχύτητα αποκοπής  $V_{cut-out}$ , η οποία αποτελεί την ταχύτητα κατά την οποία η Α/Γ σταματάει να λειτουργεί για λόγους ασφαλείας και για την αποφυγή μεγάλης καταπόνησης των υδραυλικών της κομματιών και κυρίως των πτερυγίων. Η ανάπτυξη μεγάλων ταχυτήτων στο δρομέα μπορεί να γίνει ανεξέλεγκτη, με κίνδυνο καταστροφής της γεννήτριας, εφόσον είναι δυνατόν να παραχθούν μεγάλα ρεύματα σε σχέση με τα μέγιστα της γεννήτριας, αλλά και κίνδυνο αποκόλλησης της φτερωτής κι άλλων μηχανικών κομματιών της με οδυνηρές συνέπειες για ότι βρίσκεται σε ακτίνα πολλών μέτρων (αναλόγως της διαμέτρου της έλικας και του ύψους ανύψωσης του δρομέα). Για το λόγο αυτό φρενάρεται μέσω συστημάτων πέδησης ή μέσω της απομάκρυνσης των πτερυγίων από την κατεύθυνση του πνέοντος ανέμου.



**Σχήμα 1.8 :** Καμπύλη ισχύος Α/Γ (pitch control) ονομαστικής ισχύος 600 kW , στην οποία είναι ευδιάκριτες οι χαρακτηριστικές ταχύτητες του ανέμου.

### 1.3.2 Ετήσια αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή

Κατά την περίοδο των μετρήσεων των δεδομένων του ανέμου και πριν την εγκατάσταση μίας Α/Γ, είναι δυνατό να υπολογιστεί η αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή, δηλαδή η ηλεκτρική ενέργεια που μπορεί να παραχθεί θεωρητικά για την κατανομή ανέμου μίας περιοχής και για μία συγκεκριμένη καμπύλη ισχύος Α/Γ. Επιπροσθέτως, και με μεγαλύτερη ακρίβεια, αυτός ο υπολογισμός μπορεί να γίνει και μετά την εγκατάσταση μίας Α/Γ και την παράλληλη μέτρηση της πραγματικής της καμπύλης ισχύος. Αναφέρεται ο όρος πραγματική καμπύλη ισχύος, αφού συχνά οι κατασκευαστικές καμπύλες ισχύος που συνοδεύουν μία Α/Γ είναι ιδανικότερες κι εξιδανικευμένες σε σχέση με την πραγματική συμπεριφορά της. Συνήθως, αυτός ο υπολογισμός γίνεται για περίοδο ενός έτους και για αυτό έχει καθιερωθεί ο όρος ετήσια αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή (Ετήσια ΑΕΠ) και δίνεται συνήθως από τη σχέση (1.23):

$$E = \frac{8760}{100} \cdot \sum_{V_{cut-in}}^{V_{cut-out}} P_{el}(v_w) \cdot H(v_w)$$

Όπου,

- $E$  , η ετήσια αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή (kWh)
- $h=8760$  , οι ώρες ενός έτους
- $P_{el}$  , η ηλεκτρική ισχύς εξόδου της Α/Γ (kW)

- ο  $H$  , η διακριτή και συνεχής κατανομή του ανέμου σε ποσοστά % (όταν δεν είναι γνωστά αρκετά στοιχεία, λαμβάνεται ως Rayleigh)

Πέραν της ετήσιας ΑΕΠ, υπάρχουν κι άλλα σημαντικά μεγέθη που παρουσιάζουν την απόδοση μίας Α/Γ ή ενός αιολικού πάρκου. Αρχικά, υπάρχει ο συντελεστής χρησιμοποίησης (capacity factor) που ουσιαστικά δείχνει το ποσοστό σε περίοδο ενός έτους που μία Α/Γ ή ένα Α/Π παράγει την ονομαστική ισχύ (Σχέση 1.24). Ο συντελεστής χρησιμοποίησης έχει ιδιαίτερη σημασία, αφού σχετίζεται άμεσα με τη βιωσιμότητα μίας ενεργειακής επένδυσης. Συνήθεις τιμές του είναι 25 - 35 %, δίχως να αποκλείονται χαμηλότερες τιμές [3]. Είναι προφανές, ότι εάν προκύπτουν τιμές χαμηλότερες αυτού του διαστήματος, τότε η επένδυση αποτυγχάνει και δύσκολα αποσβήνεται το αρχικό κεφάλαιο επένδυσης. Επιπλέον, οι μεγαλύτερες τιμές προκύπτουν, όπως γίνεται αντιληπτό για περιοχές με μεγάλη ετήσια ταχύτητα ανέμου, αλλά εξαρτάται επίσης από τη μορφή της καμπύλης ισχύος της Α/Γ κι από τη διαθεσιμότητα της.

$$CF = \frac{E}{8760 \cdot P_n} = \frac{\bar{P}}{P_n} \quad (1.24)$$

Όπου,

- ο  $CF$  , ο συντελεστής χρησιμοποίησης
- ο  $E$  , η ετήσια αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή ( $kWh$ )
- ο  $P_n$  , η ονομαστική ηλεκτρική ισχύς μίας Α/Γ ή ενός Α/Π ( $kW$ )
- ο  $\bar{P}$  , η μέση τιμή της παραγόμενης ισχύος ( $kW$ )

Ένα ακόμα χαρακτηριστικό μέγεθος είναι οι Συμβατικές Ανηγμένες Ώρες Λειτουργίας (ΣΑΩΛ). Αποτελούν χαρακτηριστικό ενός συστήματος κι ορίζονται ως το πηλίκο της μέγιστης δυνατής ετήσιας παραγωγής του προς την ονομαστική του ισχύ (Σχέση 1.25). Ουσιαστικά εκφράζουν τον ισοδύναμο χρόνο λειτουργίας του πάρκου υπό πλήρη ισχύ, ώστε να παράγει την μέγιστη δυνατή παραγωγή. Συνήθως, χρησιμοποιείται παράλληλα με τους συντελεστές διαθεσιμότητας και τους περιορισμούς διείσδυσης ενός συστήματος (μεμονωμένη Α/Γ ή Α/Π), όπως συμβαίνει άλλωστε και με όλα τα προαναφερθέντα μεγέθη.

$$\Sigma A \Omega \Lambda = \frac{E}{P_n} = 8760 \cdot CF \quad (1.25)$$

Συνοψίζοντας, δίνονται επιγραμματικά τα στοιχεία που επιδρούν σε μεγάλο βαθμό στην καμπύλη ισχύος και στην αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή :

- Αιολικό δυναμικό τοποθεσίας (μέση ταχύτητα ανέμου, στατιστική κατανομή του ανέμου, wind shear)
- Πυκνότητα αέρα (διαφορά ανάλογα με το υψόμετρο και τη θερμοκρασία), επισύρονται διορθώσεις στην κατασκευαστική καμπύλη ισχύος σύμφωνα με την επικρατούσα πυκνότητα ανέμου
- Τύρβη και τραχύτητα εδάφους (χαμηλότερη απόδοση της Α/Γ και καταπόνηση των αντοχών της)

- Διάμετρος φτερωτής (αύξηση της ισχύος με το τετράγωνο της καλυπτόμενης περιοχής  $\pi \cdot R^2$  (swept area) του δρομέα)
- Αεροδυναμικός συντελεστής  $c_p$  (εξαρτάται από την αεροδυναμική κι από τον αριθμό των πτερυγίων)
- Ταχύτητα περιστροφής δρομέα (μεταβλητών ή σταθερών στροφών)
- Σύστημα ελέγχου Α/Γ (pitch ή stall control)
- Εγκατεστημένη ισχύς της γεννήτριας
- Ύψος πλήμνης δρομέα (εξαρτάται από το wind shear και την τάξη τραχύτητας που παρουσιάζει μία περιοχή)
- Λειτουργικό φάσμα ταχυτήτων (όσο μεγαλύτερο, τόσο καλύτερο)





## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

### ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ

Στο κεφάλαιο αυτό γίνεται μία περιγραφή των κυριότερων στοιχείων που χαρακτηρίζουν μία Α/Γ. Επιπλέον αναφέρονται τα βασικότερα κριτήρια σύμφωνα με τα οποία είναι δυνατό να κατηγοριοποιηθούν.

#### 2.1 Βασικός διαχωρισμός ανεμογεννητριών

Μέχρι σήμερα έχουν χρησιμοποιηθεί και χρησιμοποιούνται πολλά είδη Α/Γ, οι οποίες κατατάσσονται σε δύο βασικές κατηγορίες ανάλογα με τον τρόπο που εκμεταλλεύονται τον άνεμο:

- **Οριζοντίου άξονα** : Στις Α/Γ οριζοντίου άξονα ο δρομέας είναι τύπου έλικα και βρίσκεται συνεχώς παράλληλος με την κατεύθυνση του ανέμου και του εδάφους.
- **Κάθετου άξονα** : Στις Α/Γ κάθετου άξονα, ο άξονας περιστροφής τους είναι κάθετος στην επιφάνεια της γης και κάθετος στη ροή του ανέμου.

Στην παγκόσμια αγορά έχουν επικρατήσει οι ανεμογεννήτριες οριζόντιου άξονα με δύο ή τρία πτερύγια σε μεγάλο ποσοστό της τάξεως του 90 %. Για το λόγο αυτό αναφέρονται τα κύρια χαρακτηριστικά μίας κλασσικής Α/Γ οριζοντίου άξονα.

#### 2.2 Χαρακτηριστικά ανεμογεννητριών οριζοντίου άξονα

Μία τυπική Α/Γ οριζοντίου άξονα αποτελείται από τα παρακάτω βασικά μέρη:

##### Δρομέας

Αποτελεί ίσως το σημαντικότερο ζήτημα στη σχεδίαση του όλου συστήματος. Στόχος είναι να βρεθεί ένας βέλτιστος συνδυασμός των διάφορων παραμέτρων που συνθέτουν το δρομέα : ταχύτητα περιστροφής, διάμετρος δρομέα, αριθμός πτερυγίων, κατανομή πλάτους πτερυγίου, κατάλληλη αεροτομή ή αεροτομές. Το κριτήριο επιλογής για το συνδυασμό είναι η μεγιστοποίηση της παραγόμενης ενέργειας. Συνήθως αποτελείται από δύο ή τρία πτερύγια από ενισχυμένο πολυεστέρα. Τα πτερύγια προσδένονται πάνω σε μια πλήμνη είτε σταθερά, είτε με τη δυνατότητα να περιστρέφονται γύρω από το διαμήκη άξονα τους μεταβάλλοντας το βήμα τους. Το μήκος τους εξαρτάται από την απαιτούμενη ονομαστική ισχύ της μηχανής και το αιολικό δυναμικό της περιοχής εγκατάστασης τους. Η γωνιακή ταχύτητα περιστροφής του δρομέα επιλέγεται έτσι ώστε ο λόγος ταχύτητας ακροπτερυγίου

προς την ονομαστική ταχύτητα του ανέμου να βρίσκεται στην περιοχή της βέλτιστης τιμής του αεροδυναμικού συντελεστή  $c_p$ .

### **Σύστημα μετάδοσης της κίνησης**

Αποτελείται από τον κύριο άξονα, τα έδρανα του και το κιβώτιο ταχυτήτων (στις μεγάλες Α/Γ), το οποίο προσαρμόζει την ταχύτητα περιστροφής του δρομέα στην σύγχρονη ταχύτητα της ηλεκτρογεννήτριας.

### **Σύστημα πέδησης**

Υπάρχουν διάφοροι τρόποι ακινητοποίησης του δρομέα [2] :

- Μεταβολή του βήματος του πτερυγίου ή του ακροπτερυγίου
- Στροφή του ίδιου του δρομέα ώστε να γυρίσει σε διαφορετική κατεύθυνση από αυτήν του ανέμου
- Αύξηση της αεροδυναμικής αντίστασης του πτερυγίου με την ενεργοποίηση αεροπέδης
- Πέδηση του άξονα που πραγματοποιείται με δισκόφρενο τύπου ασφάλειας αστοχίας που ενεργεί αυτόματα στον άξονα.

### **Ηλεκτρική γεννήτρια**

Ο μηχανισμός αυτός παράγει την ηλεκτρική ενέργεια όταν υπάρχει ικανοποιητικός αέρας για να περιστρέψει τα πτερύγια. Η ηλεκτρική ενέργεια μεταφέρεται στο επόμενο στάδιο (είτε για αποθήκευση, είτε στο σύστημα διανομής, είτε για άμεση χρήση) χρησιμοποιώντας καλωδίωση. Υπάρχουν δύο δυνατές λύσεις, σύγχρονη ή ασύγχρονη γεννήτρια, η οποία συνδέεται με την έξοδο του κιβωτίου πολλαπλασιασμού των στροφών μέσω ενός ελαστικού ή υδραυλικού συνδέσμου και μετατρέπει τη μηχανική ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική. Η θέση τοποθέτησης της είναι στην κορυφή του πύργου της Α/Γ. Συνήθως χρησιμοποιείται η ασύγχρονη γεννήτρια λόγω των πλεονεκτημάτων που παρουσιάζει όσον αφορά στο κόστος, στο βάρος, στην απλότητα κατασκευής, στην αξιοπιστία, στις ανάγκες συντήρησης, στην καλύτερη ποιότητα ισχύος και στις μεμονωμένες μηχανικές καταπονήσεις [3]. Η σύγχρονη γεννήτρια, η οποία μειονεκτεί στα παραπάνω, χρησιμοποιείται σε εφαρμογές όπου δεν υπάρχει σύνδεση με το δίκτυο, δηλαδή σε αυτόνομα συστήματα με συσσωρευτές για την αποθήκευση της ενέργειας, αφού η προτιμώμενη ασύγχρονη γεννήτρια χρειάζεται να παίρνει ρεύμα μαγνήτισης από το δίκτυο.

### **Σύστημα προσανατολισμού**

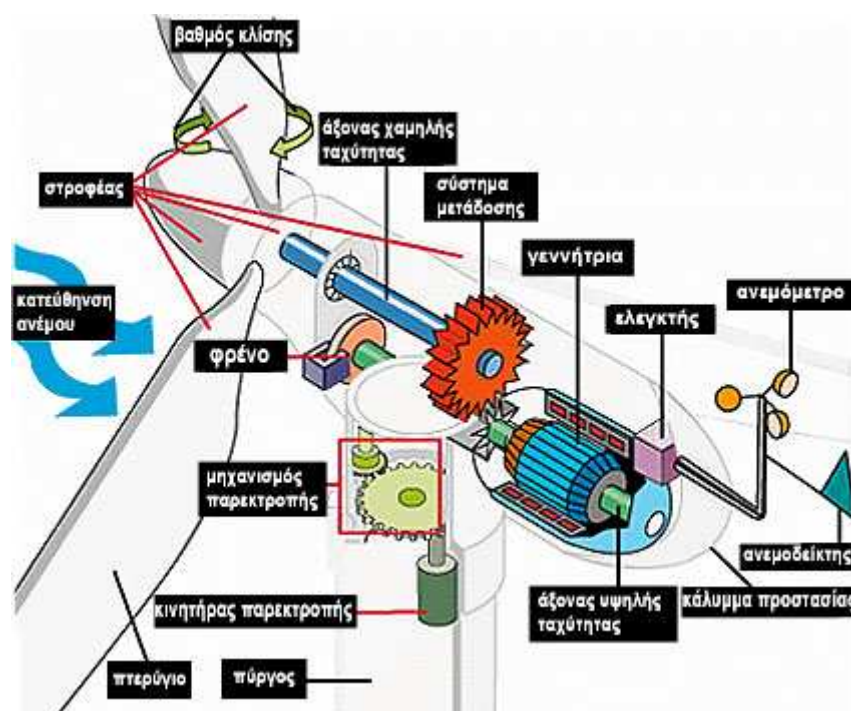
Οι Α/Γ οριζόντιου άξονα απαιτούν έναν μηχανισμό (yaw control system) που να τις τοποθετεί προς την κατεύθυνση του ανέμου. Οι μικρές ανεμογεννήτριες έχουν συνήθως μια ουρά που τις περιστρέφει προς την σωστή κατεύθυνση. Οι μεγάλες μηχανές έχουν συνήθως έναν σερβοκινητήρα ο οποίος ελέγχεται από τον ανεμοδείκτη του ανεμογράφου και που τις προσανατολίζει στην κατεύθυνση της μέγιστης αιολικής δύναμης.

## Πύργος

Ο πύργος στηρίζει όλη την παραπάνω ηλεκτρομηχανολογική εγκατάσταση. Δύο είναι οι κύριοι τύποι πύργων που έχουν επικρατήσει, ο σωληνωτός κι ο τύπου δικτυώματος. Ο δικτυώτος είναι ευκολότερος στην συναρμολόγηση κι ανάρτηση, ελαφρύτερος και φθηνότερος. Ο σωληνωτός, από την άλλη, είναι αισθητικά καλύτερος και το εσωτερικό του όταν πρόκειται για μεγάλες Α/Γ είναι δυνατό να αποτελέσει και το θάλαμο στέγασης όλων των οργάνων της Α/Γ, ενώ μπορεί να έχει εσωτερική σκάλα ή ανελκυστήρα για την πρόσβαση στο κουβούκλιο ( νασέλα ) στην κορυφή του.

## Πίνακας ελέγχου

Βρίσκεται συνήθως τοποθετημένος στη βάση του πύργου. Το σύστημα ελέγχου παρακολουθεί, συντονίζει κι ελέγχει όλες τις λειτουργίες της Α/Γ, έτσι ώστε να επιτυγχάνεται η βέλτιστη λειτουργία της.



Σχήμα 2.1 : Τα μηχανικά μέρη μίας τυπικής μεγάλης Α/Γ

## 2.3 Ανεμογεννήτριες σταθερών ή μεταβλητών στροφών

### 2.3.1 Ανεμογεννήτριες σταθερών στροφών

Είναι οι Α/Γ που έχουν πρακτικά σταθερή ταχύτητα περιστροφής ανεξαρτήτως ταχύτητας ανέμου. Αποτελούν τις πρώτες Α/Γ που άρχισαν να χρησιμοποιούνται, ενώ ακόμα και σήμερα υπάρχουν σε μεγάλο ποσοστό από τις ήδη εγκατεστημένες. Συνδυάζονται είτε με σύγχρονες γεννήτριες είτε με γεννήτριες επαγωγής. Η μεγάλη

εξάπλωσή τους οφείλεται στο κόστος τους, αφού για τη σύνδεση τους με το δίκτυο δεν απαιτούνται και δεν παρεμβάλλονται ηλεκτρονικοί μετατροπείς κι αντιστροφείς, των οποίων το κόστος μόνο αμελητέο δεν είναι. Η απευθείας με το δίκτυο σύνδεση έχει ως αποτέλεσμα η ταχύτητα του δρομέα να είναι σταθερή και πρακτικά ίση με τη σύγχρονη (Σχέση 2.1).

$$N_s = \frac{120 \cdot f_s}{p} = \text{σταθερή} \quad (2.1)$$

Όπου,

- $N_s$ , η ταχύτητα περιστροφής του δρομέα (*rpm*)
- $f_s$ , η συχνότητα στο στάτη, που ισούται με τη συχνότητα του δικτύου ( $f_s=50\text{Hz}$ )
- $p$ , ο αριθμός των πόλων της γεννήτριας (πάντα ζυγός)

Τα πλεονεκτήματα που παρουσιάζουν οι Α/Γ λειτουργίας σταθερών στροφών αφορούν στην εξαιρετική τους απλότητα, αξιοπιστία και στις ελάχιστες ανάγκες συντήρησης τους. Παράλληλα, όμως εμφανίζουν και κάποια μειονεκτήματα, τα σοβαρότερα εκ των οποίων είναι :

- Αδυναμία συνεχούς λειτουργίας με το μέγιστο αεροδυναμικό συντελεστή  $c_{p,max}$
- Αυξημένη μεταβλητότητα ισχύος εξόδου
- Χαμηλός συντελεστής ισχύος εξόδου
- Μεταβατικά φαινόμενα εκκίνησης και ζεύξης - απόζευξης

Εξαιτίας αυτών των αδυναμιών, οι κατασκευάστριες εταιρείες ξεκίνησαν την παραγωγή Α/Γ μεταβλητών στροφών, οι οποίες δίνουν λύση σε μεγάλο βαθμό στα προαναφερθέντα προβλήματα.

### 2.3.2 Ανεμογεννήτριες μεταβλητών στροφών

Στη λειτουργία αυτή, για να υπάρχει η καλύτερη απόδοση της Α/Γ, απαιτείται η ταχύτητα περιστροφής του δρομέα να είναι ανάλογη της ταχύτητας του ανέμου. Με αυτόν τον τρόπο υπάρχουν μεγάλες μεταβολές στην ταχύτητα περιστροφής των πτερυγίων. Για την πραγματοποίηση αυτής της αναλογίας (στροφές δρομέα - ταχύτητα ανέμου) χρησιμοποιούνται συστήματα ηλεκτρονικών αντιστροφών (*inverters*) που ελέγχουν τις στροφές του δρομέα, αποδεσμεύοντας έτσι την Α/Γ από τη συχνότητα του δικτύου κι επιτρέποντας της να κυμαίνεται σε μεγάλα διαστήματα συχνοτήτων με αποτέλεσμα τη βέλτιστη λειτουργία (Σχέση 2.2), αφού σε κάθε περίπτωση μπορεί να λειτουργεί με το μέγιστο αεροδυναμικό συντελεστή  $c_{p,max}$ , το οποίο επιτυγχάνεται μέσω του λόγου ταχυτήτων ακροπτερυγίου  $\lambda$  (Σχέση 2.3). Επιπροσθέτως, ο *inverter* επιτυγχάνει την ομαλή σύνδεση στο δίκτυο με την προσαρμογή της ισχύος εξόδου στην ονομαστική συχνότητα του δικτύου.

$$N_s = \frac{120 \cdot f_s}{p} = \text{μεταβαλλόμενη} \quad (2.2)$$

Όπου, η διαφορά της από τη σχέση 2.1 είναι στην :

- $f_s$  , τη συχνότητα στο στάτη που μεταβάλλεται κι ελέγχεται από τον αντιστροφέα, ο οποίος μεταβάλλει τις στροφές της Α/Γ σύμφωνα με τη σχέση:

$$N_s = \frac{60 \cdot v_w \cdot \lambda}{2\pi \cdot R} \quad (2.3)$$

Όπου,

- $v_w$  , η ταχύτητα του ανέμου
- $\lambda$  , ο λόγος ταχυτήτων ακροπτερυγίου (*tip speed ratio*)
- $R$  , η ακτίνα των πτερυγίων

Η χρήση τους γίνεται ολοένα και μεγαλύτερη και προτιμούνται πλέον από των σταθερών στροφών, καθώς παρουσιάζουν πολλά πλεονεκτήματα, τα σημαντικότερα εκ των οποίων είναι [3]:

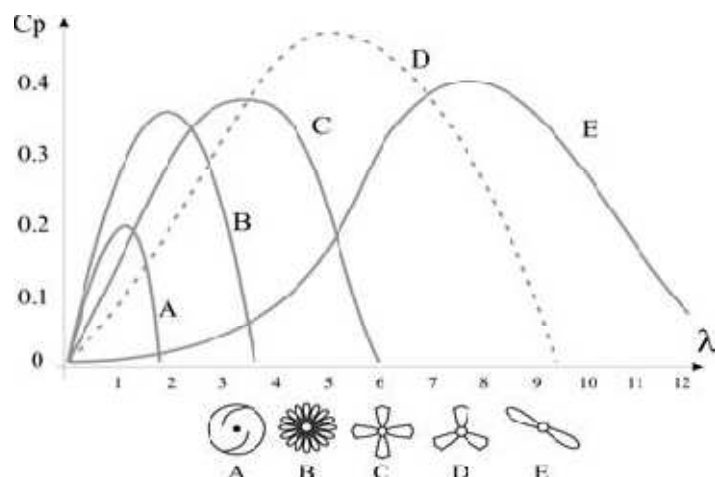
- Αύξηση ενεργειακής απόδοσης
- Μείωση των μηχανικών καταπονήσεων (πτερύγια, σύστημα μετάδοσης της κίνησης και δομικό σύστημα) - μεγαλύτερη διάρκεια ζωής
- Δυνατότητα απαλοιφής του κιβωτίου ταχυτήτων
- Μείωση του ακουστικού θορύβου
- Προσαρμογή της Α/Γ στις τοπικές συνθήκες ανέμου
- Καλύτερη ποιότητα ισχύος (Μείωση διακυμάνσεων ισχύος εξόδου)
- Δυνατότητα ελέγχου έργου ισχύος
- Δυνατότητα ρύθμισης τάσης (σε ασθενή δίκτυα) και της συχνότητας (σε αυτόνομα)
- Διευκόλυνση διαδικασιών εκκίνησης

Τα μειονεκτήματα τους αφορούν κυρίως τον οικονομικό τομέα, αφού απαιτούν σύνδεση ηλεκτρονικών ισχύος που, όπως φαίνεται και στο Κεφάλαιο 9, συνιστούν σημαντικό μέρος των εξόδων μίας εγκατάστασης τέτοιας Α/Γ. Επιπλέον, εμφανίζουν κι αδυναμίες που αφορούν στην αυξημένη πολυπλοκότητα των ηλεκτρονικών μετατροπέων, στην έγχυση αρμονικών στο δίκτυο και στην αύξηση των απωλειών λόγω της παραμόρφωσης των ρευμάτων της γεννήτριας.

## 2.4 Τύποι ελέγχου των πτερυγίων των ανεμογεννητριών

Όπως προαναφέρθηκε οι Α/Γ οριζοντίου άξονα συναντώνται με δύο και κυρίως με τρία πτερύγια, που αποτελούν τη φτερωτή ή την έλικα όπως επίσης είναι γνωστή. Η επιλογή των τριών πτερυγίων, που αποτελεί και την εικόνα που έχει ο περισσότερος κόσμος στο μυαλό του όταν σκέφτεται ή αναφέρεται σε Α/Γ, δεν είναι

αυθαίρετη, αλλά αποτελεί συνδυασμό διάφορων παραγόντων. Βασικό κριτήριο είναι ο αεροδυναμικός συντελεστής  $c_p$ , που παίρνει μεγάλες τιμές για αριθμό πτερυγίων ίσο με 3 (Σχήμα 2.2), το κόστος κατασκευής τους, τα δυναμικά φορτία που αναπτύσσονται στην πλήμνη του δρομέα, την ταχύτητα περιστροφής τους, τα επίπεδα θορύβου και το συνολικό βάρος τους.

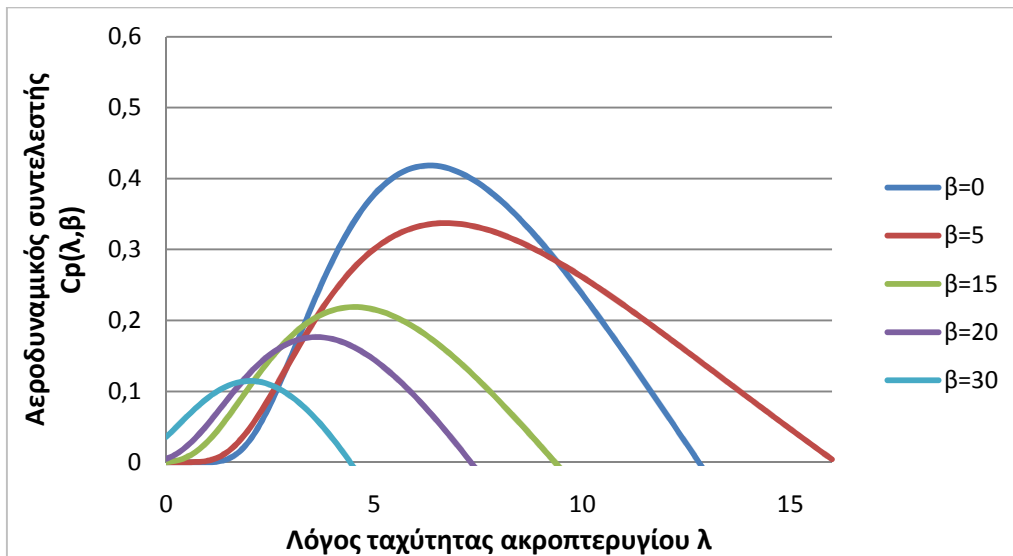


**Σχήμα 2.2 :** Μεταβολή του αεροδυναμικού συντελεστή  $c_p$  συναρτήσει του λόγου ταχυτήτων ακροπτερυγίου  $\lambda$  για διαφορετικό αριθμό πτερυγίων.

Πέραν όμως του αριθμού των πτερυγίων, το σημαντικότερο με το οποίο διαχωρίζονται οι Α/Γ είναι ο τύπος ελέγχου των πτερυγίων που χρησιμοποιούνται. Διακρίνονται τρεις βασικοί τύποι ελέγχου πτερυγίων που αναλύονται παρακάτω.

#### 2.4.1 Έλεγχος του βήματος πτερυγίου (pitch control)

Το χαρακτηριστικό αυτών των πτερυγίων είναι η δυνατότητα περιστροφής κατά το διαμήκη άξονα τους. Με αυτόν τον τρόπο είναι δυνατός ο έλεγχος της γωνίας πρόσπτωσης του ανέμου και κατά προέκταση της απορριφθείσας αεροδυναμικής ισχύος από το δρομέα. Σε αυτού του τύπου πτερύγια ο  $c_p$  αποτελεί συνάρτηση εκτός του  $\lambda$  και της γωνίας *pitch*. Έτσι επιτυγχάνεται περιορισμός της ισχύος πάνω από την ονομαστική ταχύτητα ανέμου, για λόγους ασφαλείας, ώστε η Α/Γ να παράγει την ονομαστική ισχύ για μεγαλύτερες ταχύτητες ανέμου λειτουργώντας στο νέο μέγιστο αεροδυναμικό συντελεστή που ορίζεται για τις διαφορετικές γωνίες *pitch* (Σχήμα 2.3). Με αυτόν τον τρόπο η Α/Γ λειτουργεί, σε αυτό το φάσμα ταχυτήτων ανέμου, στις ονομαστικές της στροφές, που αποτελεί ένα από τα σημαντικότερα πλεονεκτήματα αυτού του τύπου. Άλλα πλεονεκτήματα είναι η καλύτερη απόδοση σε χαμηλούς ανέμους και η μείωση των φορτίων κόπωσης στα πτερύγια και γενικότερα σε όλο το σύστημα της Α/Γ. Στα αρνητικά συγκαταλέγονται η αυξημένη πολυπλοκότητα λόγω του συστήματος ελέγχου τους, αλλά και λόγω της χρήσης υδραυλικών κι ηλεκτρομηχανικών μέσων, τα οποία αυξάνουν και την ανάγκη συντήρησης αυτών των πτερυγίων, ενώ κι η κόπωση των πτερυγίων λόγω αδρανειακής φόρτισης αποτελεί μειονέκτημά τους.



**Σχήμα 2.3 :** Μεταβολή του αεροδυναμικού συντελεστή  $c_p$  συναρτήσει του λόγου ταχυτήτων ακροπτερυγίου  $\lambda$  για διαφορετικές γωνίες βήματος των πτερυγίων

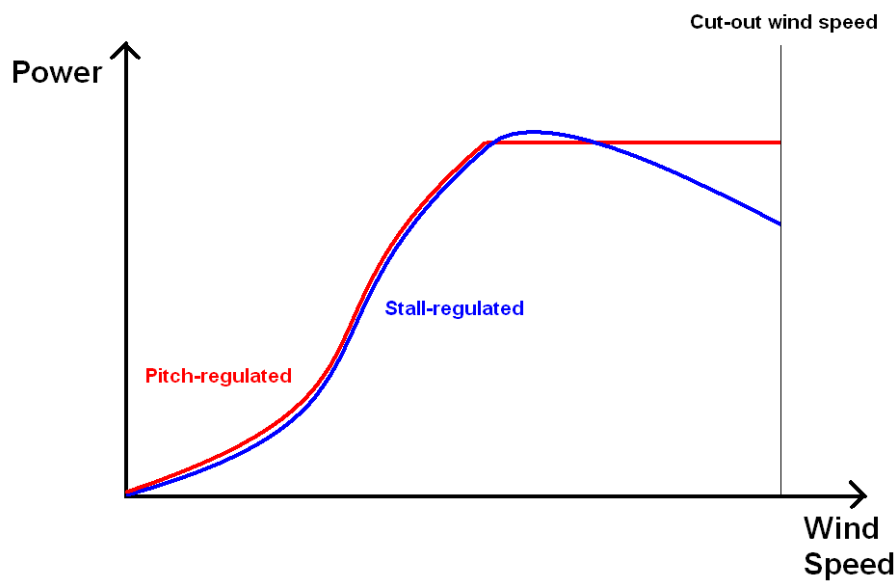
#### 2.4.2 Έλεγχος παθητικής απώλειας στήριξης (passive stall control)

Οι Α/Γ με αεροδυναμικό έλεγχο (*stall control*) της ροής και της ισχύος που δεσμεύει ο δρομέας διαθέτουν πτερύγια με σταθερή γωνία, τα οποία παρουσιάζουν απώλεια αεροδυναμικής στήριξης σε υψηλούς ανέμους. Με αυτόν τον τρόπο μειώνεται η αναπτυσσόμενη ροπή κι άρα η παραγόμενη ισχύς. Τύπος παθητικού *stall* αποτελεί και το *furling*, που θα αναλυθεί σε επόμενα κεφάλαια και συναντάται συχνά στις μικρές ανεμογεννήτριες, στο οποίο ο περιορισμός της ισχύος επιτυγχάνεται μέσω αλλαγής της γωνίας πρόσπτωσης της κύριας κατεύθυνσης ανέμου προς τη φτερωτή, το οποίο βασίζεται στην ουρά που διαθέτουν αυτού του τύπου Α/Γ. Τα θετικά αυτών των πτερυγίων αφορούν στην απλότητα, στο χαμηλό κόστος, στην αξιοπιστία και στην ελάχιστη ανάγκη συντήρησής τους. Τα κύρια μειονεκτήματά τους είναι τα υψηλότερα δυναμικά φορτία που δέχεται ο δρομέας κι η αδυναμία ελέγχου και ρύθμισης της ισχύος εξόδου. Επιπλέον, υπάρχει ελλιπής κατανόηση του δυναμικού φαινομένου *stall* κι είναι δυνατόν να εμφανιστούν μεταβολές της καμπύλης ισχύος με την πάροδο του χρόνου.

#### 2.4.3 Έλεγχος ενεργητικής απώλειας στήριξης (active stall control)

Τα τελευταία χρόνια έχει εμφανιστεί ο ενεργός έλεγχος της γωνίας βήματος των πτερυγίων. Ο έλεγχος *active stall* συνδυάζει ουσιαστικά τα θετικά των δύο παραπάνω ελέγχων, αφού βασίζεται στην ίδια αρχή με αυτή του *pitch*, αλλά χρησιμοποιώντας την ικανότητα της απώλειας της αεροδυναμικής στήριξης (*stall*) των πτερυγίων αποφεύγονται τα μεγάλα δυναμικά φορτία κι οι διακυμάνσεις της ισχύος, τα οποία λαμβάνουν χώρα στον κλασικό έλεγχο του βήματος των πτερυγίων. Η διαφορά τους έγκειται στο ότι η γωνία *pitch* μεταβάλλεται αντίθετα στον ενεργό έλεγχο,

μειώνοντας κατά αυτόν τον τρόπο το πλεόνασμα της αεροδυναμικής ισχύος που απορροφάται από την έλικα. Επομένως, παρουσιάζει γενικά μεγαλύτερη παραγωγή από τον παθητικό έλεγχο, αφού η γωνιά των πτερυγίων βελτιστοποιείται σύμφωνα με τον υπάρχον άνεμο. Η ικανότητα των πτερυγίων να αλλάζουν μέχρι και 90 μοίρες τη γωνία τους (*feathering*) μειώνει την ύπαρξη χαρακτηριστικά μεγάλων φορτίων κόπωσης, με αποτέλεσμα τη μεγαλύτερη διάρκεια ζωής τους. Με τη ρύθμιση της γωνίας των πτερυγίων είναι πιθανή η πιο ομαλή έγχυση ισχύος στο δίκτυο κατά την ταχύτητα ένταξης και η διακοπή παροχής ισχύος κατά το "κλείσιμο" της Α/Γ στην ταχύτητα αποκοπής, έχοντας ως αποτέλεσμα δημιουργία μικρότερου θορύβου στο δίκτυο σε αυτές τις δύο ακραίες περιπτώσεις. Ο έλεγχος αυτός χρησιμοποιείται κυρίως σε μεγάλης ονομαστικής ισχύος ανεμογεννήτριες της τάξεως των MW.



**Σχήμα 2.4 :** Διαφορά στην καμπύλη ισχύς των δύο βασικών τρόπων ελέγχου των πτερυγίων



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

### ΜΙΚΡΕΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ

#### 3.1 Εισαγωγή

Με τον όρο μικρές χαρακτηρίζονται οι ανεμογεννήτριες που έχουν ονομαστική ισχύ μέχρι 75 kW. Η κατηγορία αυτή αποτελείται από δύο υποκατηγορίες, τις πολύ μικρές, κατηγορία XS (extra small) των οποίων η παραγόμενη ισχύς φτάνει μέχρι τα 10 kW και με εμβαδό φτερωτής ή αλλιώς εκμεταλλεύσιμη - καλυπτόμενη περιοχή του ανέμου (swept area) μέχρι τα 40 m<sup>2</sup>. Η άλλη υποκατηγορία είναι η κατηγορία S (Small), η οποία αφορά Α/Γ που η ονομαστική ισχύς τους κυμαίνεται από 10 μέχρι 75 kW, με αντίστοιχο διάστημα επιφάνειας φτερωτών μεταξύ 40 και 200 τετραγωνικών μέτρων.

Αυτό το είδος Α/Γ, σε αντίθεση με τις μεγάλες, παρουσιάζει μεγάλη ποικιλία και διαφορετικότητα σε πολλούς τομείς όπως στο σχεδιασμό και στην τεχνολογία (διαφορετικός τρόπος λειτουργίας), στις χρήσεις και στις περιοχές εγκατάστασης, στα υλικά κατασκευής, στον αριθμό και το σχέδιο των πτερυγίων, στο σύστημα ελέγχου καθώς και σε άλλα δευτερεύοντα ζητήματα. Αυτή τη στιγμή υπάρχουν περίπου 560 διαφορετικά μοντέλα μικρών ανεμογεννητριών εργοστασιακής παραγωγής, τα οποία παρασκευάζονται από περίπου 200 κατασκευαστές από 30 χώρες, μες στις οποίες βρίσκεται κι η Ελλάδα [7,8]. Επίσης, είναι εφικτή η απευθείας κατασκευή τους από τον άνθρωπο όπως υπό τη μορφή της ενδιάμεσης τεχνολογίας βάσει της οποίας είναι σχεδιασμένες κι οι Α/Γ που μελετάμε σε επόμενα κεφάλαια ή ακόμα και με πιο απλούς τρόπους, με χρήση κινητήρων (μοτέρ) από παλιές μηχανές ή από ψυγεία, τρόποι που εμφανίζονται κυρίως στον αναπτυσσόμενο κόσμο. Αξίζει να σημειωθεί ότι ο κλάδος αυτός επικεντρώνει το ενδιαφέρον πολλών ανθρώπων, γεγονός που δικαιολογείται από τις πολλές ευρεσιτεχνίες που έχουν κατοχυρωθεί τα τελευταία χρόνια από σχεδιαστές από ολόκληρο τον πλανήτη. Η διάρκεια ζωής τους είναι κατά μέσο όρο 15 χρόνια περίπου, η οποία εξαρτάται από την ποιότητα κατασκευής τους αλλά και τις εργασίες συντήρησης τους. Τέλος, θεωρούνται πολύ πιο φιλικές προς το περιβάλλον σε σχέση με τις μεγαλύτερες, καθώς η εγκατάστασή τους συνοδεύεται από ελάχιστη ή μηδαμινή καταστροφή του φυσικού τοπίου και αμελητέα ενόχληση προς τη πανίδα της περιοχής τοποθέτησής τους.

#### 3.2 Διαφορετική τεχνολογία και σχεδιασμός

Ο βασικός διαχωρισμός που γίνεται στις μικρές Α/Γ αφορά τον άξονα περιστροφής τους. Όπως αναφέρθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, υπάρχουν ανεμοκινητήρες οριζοντίου και κατακόρυφου άξονα, στην κατηγορία όμως των

μικρών Α/Γ υπάρχουν κι εναλλακτικοί τύποι και πρωτότυπα σχέδια, όπως το λεγόμενο windwall το οποίο περιστρέφεται ουσιαστικά στο ίδιο επίπεδο με την κατεύθυνση του ανέμου κι αποτελεί κάτι ενδιάμεσο σε οριζοντίου και κάθετου άξονα, όπως φαίνεται στην Εικόνα 3.2. Το μεγαλύτερο ποσοστό είναι οριζοντίου άξονα, περίπου 88%, με το 76% να αντιστοιχεί σε προσήνεμες διατάξεις (upwind), ενώ το 12% σε υπήνεμες (downwind) Α/Γ, με το υπόλοιπο 12% να αντιστοιχεί στον κάθετο. Η διαφορά μίας προσήνεμης Α/Γ και μία υπήνεμης, έγκειται στο αν η φτερωτή βρίσκεται μπροστά ή πίσω, αντίστοιχα, από το δρομέα σε σχέση με την κατεύθυνση του πνέοντος ανέμου. Οι δύο κατηγορίες εμφανίζουν αρκετά πλεονεκτήματα η μία υπέρ της άλλης, αλλά το βασικό πλεονέκτημα των Α/Γ οριζοντίου άξονα είναι οι πολύ μεγαλύτερες αποδόσεις όσον αφορά στην εκμετάλλευση της αιολικής ισχύος που προσλαμβάνουν οι επιφάνειες τους, εμφανίζοντας αεροδυναμικούς συντελεστές της τάξεως του 30-45%, σε αντίθεση με το 15-20% που εμφανίζουν αυτές του κάθετου άξονα.



(α)

(β)

**Εικόνα 3.1 :** (α) οριζοντίου άξονα , (β) κάθετου άξονα



(α)

(β)



(γ)

**Εικόνα 3.2 :** (α) windwall 3kW , (β,γ) άλλα πρωτότυπα σχέδια

Επιπροσθέτως, υπάρχουν κι άλλα σημαντικά πλεονεκτήματα του οριζοντίου άξονα, τα οποία αποτελούν ταυτόχρονα μειονεκτήματα για τις Α/Γ κάθετου. Αρχικά, ισχύει ότι με πολύ μικρότερη επιφάνεια φτερωτής επιτυγχάνει ίδια ενεργειακή παραγωγή με μία κάθετου άξονα, η οποία θα χρειαζόνταν 3 φορές περίπου μεγαλύτερη επιφάνεια επαφής. Αυτό συνεπάγεται πολύ πιο μεγάλο όγκο και βάρος της όλης κατασκευής. Οπότε, προκύπτει και το επόμενο προτέρημα των Α/Γ οριζοντίου άξονα, το οποίο σχετίζεται με το κόστος, καθώς προσφέρουν καλύτερη οικονομική απόδοση, αφού περισσότερη ισχύς παράγεται επενδύοντας μικρότερα χρηματικά ποσά. Τέλος, αξιόλογο χαρακτηριστικό τους είναι ότι χρειάζονται χαμηλότερους ανέμους για να εκκινήσουν, σε αντίθεση με τις Α/Γ κάθετου άξονα που λόγω των χαμηλών στροφών που αναπτύσσουν απαιτούν ισχυρούς ανέμους για να αρχίσουν να παράγουν [9,10].

Παρόλα αυτά, εμφανίζουν και κάποιες αδυναμίες σε θέματα που υπερτερούν οι γεννήτριες κάθετου άξονα. Βασικό τους αρνητικό είναι ότι απαιτούν προσανατολισμό προς την κύρια κατεύθυνση του ανέμου κάθε φορά που ο τελευταίος αλλάζει φορά, στοιχείο που τις κάνει πιο ευαίσθητες σε ανέμους με έντονη τύρβη. Γεγονός που εξηγεί την ύπαρξη ουράς στο πίσω μέρος του δρομέα, η οποία χρησιμεύει και στο επόμενο τρωτό σημείο των Α/Γ οριζοντίου άξονα που είναι η ανάγκη για μηχανισμό πέδησης όταν επικρατούν δυνατοί άνεμοι, καθώς αναπτύσσουν υψηλές στροφές (rpm). Έτσι, εντάσσεται η έννοια του furling, σύστημα ελέγχου που περιγράφεται πιο αναλυτικά στο επόμενο κεφάλαιο. Απόρροια αυτών είναι η δυσκολότερη σχεδίαση και κατασκευή μίας Α/Γ με αυτά τα χαρακτηριστικά, καθώς δίνεται περισσότερη έμφαση στο κομμάτι της αεροδυναμικής. Επιπλέον, στα μείον μπορεί να προστεθεί ο θόρυβος που εκπέμπουν όταν περιστρέφονται με ψηλές στροφές (ίδιος σχεδόν με ένα πλυντήριο), το οποίο αποφεύγεται όταν ανυψώνονται σε μεγάλα ύψη κι ο οποίος εμφανίζεται σε πολύ χαμηλότερα επίπεδα στις χαμηλόστροφες Α/Γ κάθετου άξονα. Το τελευταίο και λιγότερης σημασίας μειονέκτημα αφορά την αισθητική τους, αφού μπορεί να θεωρηθεί ότι σε μερικές περιπτώσεις μπορεί να παραμορφώσει την εικόνα

ενός τοπίου ή να μην ταιριάζει με την εξωτερική όψη ενός κτίσματος, για αυτό και σε περιπτώσεις κτιρίων γίνεται μαζικότερη χρήση Α/Γ κάθετου άξονα που είναι πιο εύκολο να ενσωματωθούν στην αρχιτεκτονική τους [9,10].

### 3.3 Χρήσεις και περιοχές τοποθέτησης

Οι περιπτώσεις που μπορούν να χρησιμοποιηθούν μικρές Α/Γ είναι αρκετές, σε αντίθεση με τις μεγάλες που υπό τη μορφή χερσαίων ή θαλάσσιων (offshore) αιολικών πάρκων συνδέονται σε διασυνδεδεμένα συστήματα είτε στη Μέση (ΜΤ) είτε στην Υψηλή τάση (ΥΤ) ή ακόμα και στην Υπερυψηλή τάση (ΥΥΤ) όταν πρόκειται για αιολικά πάρκα τάξεως 1GW κι άνω. Ακόμα, οι μεγάλες Α/Γ μπορούν να συνδεθούν σε μεγάλα αυτόνομα συστήματα απομακρυσμένων περιοχών (δίκτυα νησιών) αποτελώντας κομμάτι ενός υβριδικού συστήματος, όπως στο παράδειγμα της Ικαρίας, αποθηκεύοντας ενέργεια υπό τη μορφή δυναμικής ενέργειας του νερού (αντλησιοταμίευση) σε μεγάλες φυσικές ή τεχνητές δεξαμενές (ταμιευτήρες) και εκμετάλλευσης της μέσω υδροστροβίλων όταν το φορτίο του συστήματος δεν καλύπτεται από την παραγωγή των Α/Γ (αιχμές φορτίου ή μέρες με χαμηλά μποφόρ) [11]. Βεβαίως, σε αυτόνομα συστήματα μικρότερης κλίμακας όμως (απομονωμένα χωριά ή πόλεις), μπορεί να γίνει χρήση και μικρών ανεμογεννητριών με παράλληλη χρήση φωτοβολταϊκών.

Εκτός των μικρών υβριδικών συστημάτων, οι χρήσεις των μικρών Α/Γ ποικίλλουν και βρίσκουν εφαρμογή σε πολλούς τομείς. Μπορούν, λοιπόν, να εγκατασταθούν σε μη διασυνδεδεμένες με το ηλεκτρικό δίκτυο περιοχές σε εφαρμογές όπως είναι οι μετεωρολογικοί και οι τηλεπικοινωνιακοί σταθμοί που βρίσκονται σε κορυφές βουνών, σε συστήματα φωτισμού εθνικών οδών που διασχίζουν ακατοίκητες περιοχές και σε μικροδίκτυα (απομακρυσμένα χωριά), όπως αναφέρθηκε λίγο παραπάνω, με συνδυασμό συμβατικών πηγών ενέργειας (ντιζελογεννήτριες) κι άλλων μορφών ΑΠΕ(φωτοβολταϊκά και μικρά υδροηλεκτρικά) με αποθήκευση της παραγόμενης ενέργειας σε συστήματα μπαταριών. Είναι γεγονός το φαινόμενο ότι το ένα τρίτο του πληθυσμού του πλανήτη δεν έχει πρόσβαση στον ηλεκτρισμό, κυρίως σε χώρες της Ασίας, Αφρικής και Νοτίου Αμερικής, με τις μικρές ανεμογεννήτριες να παίζουν πλέον καθοριστικό ρόλο και να αποτελούν κυρίαρχη επιλογή για την ηλεκτροδότηση τέτοιων περιοχών.

Επιπλέον, μπορούν να εγκατασταθούν σε offshore εφαρμογές, όπως σε συστήματα αφαλάτωσης του νερού (Εικόνα 3.3α) για μικρά νησιά, με την τοποθέτησή τους σε πλωτές βάσεις, τομέας που πρωτοπόρησε η Ελλάδα με την εγκατάσταση του πρώτου αυτόνομου σταθμού αφαλάτωσης, την "Υδριάδα" στη νήσο Ηρακλειά, αφού μελετήθηκε και κατασκευάστηκε εξ ολοκλήρου από Έλληνες και πλέον βρίσκει μεγάλη εφαρμογή στη χώρα μας [12]. Ακόμα μία offshore χρήση είναι σε πλατφόρμες άντλησης πετρελαίου, αλλά και τηλεπικοινωνιακούς σταθμούς (Εικόνα 3.3β) που βρίσκονται χιλιόμετρα μακριά από κάποια κοντινή ακτή, όπως και

σε πλωτούς φάρους. Επιπροσθέτως, μικρές Α/Γ, της τάξεως των 500 Watt τοποθετούνται πλέον και σε ιστιοπλοϊκά για κάλυψη των μικρών φορτίων που διαθέτουν (φωτισμός, ψυγεία, τηλεοράσεις, κτλ), με μεγάλη ενεργειακή παραγωγή μάλιστα, αφού οι φτερωτές τους "βλέπουν" μεγαλύτερη ταχύτητα ανέμου από αυτή που επικρατεί στην πραγματικότητα, λόγω της ταυτόχρονης κίνησης του ιστιοπλοϊκού.

Εξίσου σπουδαία είναι κι η χρήση μικρών Α/Γ στο διασυνδεδεμένο σύστημα, με οικονομικά μάλιστα οφέλη, αφού η τιμή πώλησης της αιολικής κιλοβατώρας στις δημόσιες εταιρείες ηλεκτρισμού είναι μεγαλύτερη από την τιμή αγοράς του ρεύματος από αυτές. Αποτέλεσμα αυτού του γεγονότος είναι η απόσβεση της επένδυσης να επιτυγχάνεται σε διάστημα μικρότερο των 10 ετών, ανάλογα με την επικρατούσα κατανομή ανέμου και την ονομαστική ισχύ της ανεμογεννήτριας. Επομένως, μετά το πέρας του διαστήματος απόσβεσης, μια μικρή Α/Γ μπορεί να μετατραπεί σε πηγή κέρδους για κάποιον ιδιώτη. Η εγκατάσταση τους μπορεί να γίνει στον προαύλιο χώρο μικρών βιομηχανιών, κτηνοτροφικών μονάδων, κλινικών, σχολείων, κτλ ή ακόμα στους κήπους εξοχικών κατοικιών ή μονοκατοικιών σε ημιαστικές περιοχές και προάστια πόλεων. Άλλο σημείο τοποθέτησης τους είναι στις οροφές σπιτιών και κτιρίων, υπό την αυστηρή τήρηση νομοθετικών διατάξεων και εγκεκριμένων προδιαγραφών όσον αφορά τους κανόνες ασφαλείας που απαιτείται να πληρούν. Τέλος, είναι δυνατόν να ενσωματωθούν και στην αρχιτεκτονική ενός κτιρίου.



(α)



(β)



(γ)

**Εικόνα 3.3 :** (α) αυτόνομος σταθμός αφαλάτωσης , (β) θαλάσσιος μετεωρολογικός σταθμός , (γ) μικρή Α/Γ σε στέγη σπιτιού

### 3.3.1 Μικρές ανεμογεννήτριες στο αστικό περιβάλλον

Σε αυτή την παράγραφο θα αναλυθεί περαιτέρω, η τοποθέτηση μικρών Α/Γ στις μεγάλες πόλεις σε ταράτσες κτιρίων ή στέγες μονοκατοικιών αλλά και σε προάστια μεγάλων πόλεων στις αυλές των σπιτιών. Δίνεται περισσότερο έμφαση σε αυτές τις περιπτώσεις, διότι μία τέτοια περίπτωση αποτελεί κι η ανεμογεννήτρια που έχει στηθεί στην οροφή του παλαιού κτιρίου της Σχολής ΗΜΜΥ κι η οποία μελετάται σε επόμενο κεφάλαιο.

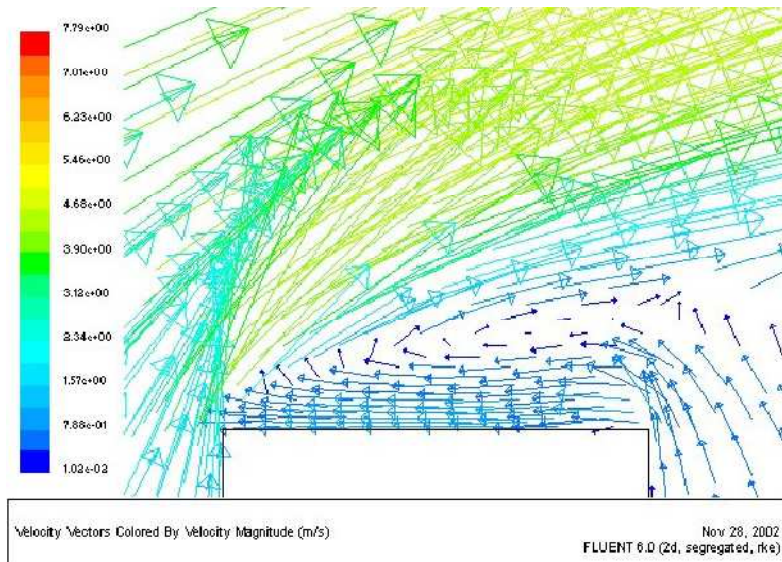
Αρχικά, πρέπει να τονιστεί ότι το αστικό περιβάλλον χαρακτηρίζεται από υψηλό μήκος τραχύτητας, άνω των 0,8m, με επακόλουθο σε χαμηλά ύψη από το έδαφος να εμφανίζονται σπάνια εκμεταλλεύσιμες ταχύτητες ανέμου. Επιπλέον, σε μια τέτοια περιοχή εμφανίζονται πολλά "εμπόδια", είτε αυτά είναι κτίρια είτε δέντρα. Ως συνέπεια των αυτών, διαμορφώνεται ένα τοπικό αέρινο ρεύμα με έντονη τύρβη και με μεγάλης κλίμακας ριπές ανέμου. Μεγάλης σημασίας είναι οι κανόνες ασφαλείας που διέπουν την εγκατάσταση Α/Γ σε πυκνοκατοικημένες περιοχές και οι προδιαγραφές που απαιτείται να ικανοποιούν.

Επομένως, έχουν διαμορφωθεί κάποιες γενικές αρχές σχετικά με το σχεδιασμό της εγκατάστασης Α/Γ στο περιβάλλον των πόλεων [13] :

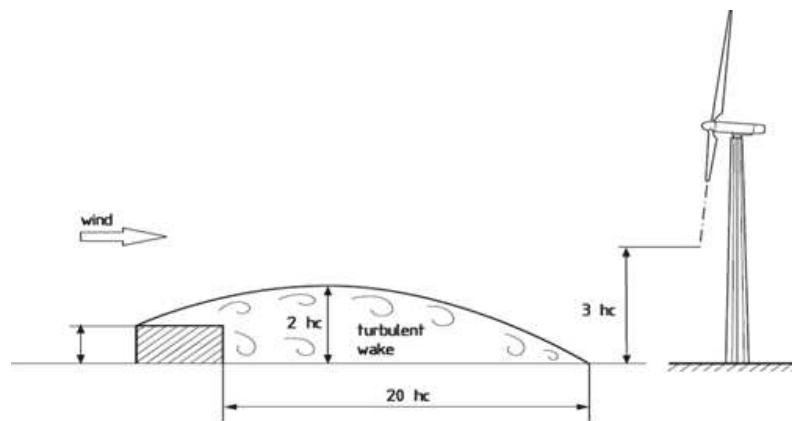
- Κατά προτίμηση να τοποθετούνται σε οροφές ψηλών κτιρίων με όσο το δυνατόν πιο επίπεδες και μεγάλες επιφάνειες.
- Πραγματοποίηση έρευνας σχετικά με το ποιος τύπος και μοντέλο Α/Γ είναι η καλύτερη επιλογή για το συγκεκριμένο κτίριο ή περιοχή.

- Εγκατάσταση περισσότερων όμοιων Α/Γ στην ίδια περιοχή εάν αυτό καθίσταται δυνατό.
- Έρευνα σχετικά με το αν το κτίριο και τα γειτονικά του κτίσματα είναι κατάλληλα για υλοποίηση ενός τέτοιου σχεδίου.
- Βεβαίωση για την ενσωμάτωση Α/Γ στη χωροταξική ανάπτυξη μίας περιοχής
- Μεγάλη προσοχή για την αισθητική άποψη, θα πρέπει να ενσωματώνονται ομαλά με την όψη του κτιρίου και της περιοχής.
- Αρκετή απόσταση από γειτονικά κτίρια, ώστε να μην υπάρχουν παράπονα για το θόρυβο που μπορεί να προκαλέσει η περιστροφή των πτερυγίων.

Γενικά, οι περιοχές τοποθέτησης πρέπει να παρουσιάζουν μέση τιμή ταχύτητας ανέμου άνω των 5,5 m/s. Σε πυκνοκατοικημένους τόπους όμως, η μέση αυτή ταχύτητα μπορεί να διαφέρει αισθητά λόγω των διάφορων εμποδίων και της χωροταξικής διάταξης, με συνέπεια η εγκατάσταση Α/Γ ακόμα και στην ίδια οροφή να παρουσιάζει μεγάλες διαφορές στην αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή για αποστάσεις λίγων μέτρων. Σημαντικό είναι επίσης και το ύψος που βρίσκεται ο δρομέας, καθώς πιο ψηλά αποφεύγονται τα φαινόμενα τύρβης και παράλληλα ο άνεμος είναι έστω και λίγο πιο δυνατός, το οποίο όμως έχει ορατά αποτελέσματα στην παραγόμενη ισχύ, αφού η τελευταία εξαρτάται από τον κύβο της ταχύτητας ανέμου. Ένα ακόμα αξιοσημείωτο στοιχείο που πρέπει να ελεγχθεί είναι η κύρια κατεύθυνση από την οποία προέρχονται οι υψηλές ταχύτητες ανέμου, αφού σε κάθε περιοχή διαφέρουν, οπότε η τοποθέτηση των Α/Γ όταν υπάρχουν εμπόδια θα πρέπει να γίνεται με τέτοιο τρόπο ώστε ο άνεμος να συναντά πρωτίστως την Α/Γ και στη συνέχεια τα διάφορα εμπόδια. Πρέπει, επίσης να ληφθεί υπόψη η τύρβη που δημιουργεί το ίδιο το κτίριο, από την οποία προκύπτει ότι ο δυνατότερος και πιο σταθερός άνεμος βρίσκεται στο κέντρο της οροφής και σε ύψος άνω του 30% του ύψους του κτιρίου (Σχήμα 3.1). Τέλος, η βάση της Α/Γ θα πρέπει να απέχει τουλάχιστον 20 μέτρα από τα εμπόδια ή τα άλλα κτίρια που βρίσκονται στην εγγύς περιοχή και θα πρέπει το χαμηλότερο σημείο της φτερωτής να απέχει από το έδαφος τουλάχιστον 3 φορές το ύψος του εμποδίου, ώστε να αποφεύγεται το "διαταραγμένο" ρεύμα ανέμου που δημιουργείται λόγω αυτών [1] (Σχήμα 3.2) .



**Σχήμα 3.1 :** Προσομοίωση ανέμου που συναντά κτίριο : όπως φαίνεται από την αριστερή κλίμακα, οι μεγαλύτερες και πιο σταθερές κατεύθυνσης τιμές ταχύτητας ανέμου εμφανίζονται στο κέντρο της οροφής και σε κάποιο ύψος από αυτήν.



**Σχήμα 3.2 :** Σωστή τοποθέτηση Α/Γ σε σχέση με τα γύρω εμπόδια

Συνοψίζοντας όλες αυτές τις προϋποθέσεις, διαμορφώνονται τα κριτήρια που θα πρέπει να ακολουθηθούν για την επιτυχημένη τοποθέτηση μίας μικρής Α/Γ [13]:

- Η μέση ταχύτητα ανέμου στην περιοχή θα πρέπει να φτάνει τουλάχιστον τα 5,5 m/s.
- Η κορυφή του ιστού (για τις περιπτώσεις εγκατάστασης στο έδαφος) ή η οροφή του κτιρίου (για τις περιπτώσεις εγκατάστασης σε στέγη κτίσματος) θα πρέπει να βρίσκεται τουλάχιστον 50% πιο ψηλά από τα γειτονικά εμπόδια ή κτίσματα.
- Οι Α/Γ θα πρέπει να τοποθετούνται κοντά στο κέντρο μίας οροφής και προς την πλευρά της επικρατέστερης κατεύθυνσης του ανέμου.



- Το χαμηλότερο σημείο του δρομέα από την οροφή θα πρέπει να βρίσκεται σε ύψος τουλάχιστον 30% του ύψους του κτιρίου.
- Εάν είναι δυνατό, ο προσανατολισμός του κτιρίου θα πρέπει να είναι προς την κατεύθυνση από όπου φυσάει συχνότερα.
- Απαιτείται ότι η οροφή θα πρέπει να αντέχει στις δυνάμεις που αναπτύσσονται στο δρομέα.
- Τοποθέτηση περισσότερων Α/Γ στην ίδια περιοχή ή κτίσμα εάν είναι δυνατόν, ώστε να αυξηθεί η ενεργειακή παραγωγή.
- Εξασφάλιση ότι η ποσότητα της παραγόμενης ενέργειας είναι σε αναλογία με τις ενεργειακές ανάγκες της εκάστοτε περιοχής ή κτιρίου.
- Τοποθέτηση αποθηκευτικών μέσων (συσσωρευτών) πριν την εγκατάσταση
- Λήψη μέτρων σχετικά με το flicker, το θόρυβο και τις δονήσεις
- Αισθητική αποδοχή των Α/Γ από τους γείτονες

### 3.3.2 Καταλληλότητα της θέσης εγκατάστασης της υπό μελέτης ανεμογεννήτριας

Βάσει των προαναφερθέντων κριτηρίων διερευνάται η καταλληλότητα και κατά πόσο επιτυχημένη είναι η επιλογή της εγκατάστασης της μικρής Α/Γ στην ταράτσα του παλαιού κτιρίου της Σχολής ΗΜΜΥ του ΕΜΠ, που στεγάζεται στην Πολυτεχνειούπολη.

- *Μέση ταχύτητα ανέμου*

Στην Πολυτεχνειούπολη λειτουργούν τα τελευταία χρόνια δύο μετεωρολογικοί σταθμοί που έχουν κατασκευαστεί για εκπαιδευτικούς λόγους. Μάλιστα, ο ένας από τον οποίο και χρησιμοποιήθηκαν τα ιστορικά ανεμολογικά δεδομένα [14], βρίσκεται σε κοντινή απόσταση από τη θέση που βρίσκεται το παλαιό κτίριο της Σχολής ΗΜΜΥ, σε απόσταση περίπου 200 - 250 μέτρων νοτιοανατολικά του. Ο μετεωρολογικός σταθμός ΙΤΙΑ βρίσκεται σε χαμηλότερο υψόμετρο από αυτό της πλήμνης του δρομέα κι αν και σε κοντινή απόσταση η τοπογραφία της θέσης τους είναι τελείως διαφορετική. Δενδρύλλια και θάμνοι περιβάλλουν το σταθμό, ενώ κτίρια βόρεια και δυτικά και λόφος μικρού υψομέτρου στα ανατολικά χαρακτηρίζουν το περιβάλλον της θέσης της Α/Γ.

Έπειτα από επεξεργασία παλιότερων μετρήσεων του σταθμού για μία περίοδο δυόμισι ετών περίπου (12-09-2007 έως 17-05-2010) προέκυψε μία πολύ χαμηλή μέση τιμή ταχύτητας ανέμου 2,06 m/s. Αφότου, όμως, έγινε η εγκατάσταση του μετεωρολογικού ιστού στην ταράτσα του κτιρίου και σε κοντινή απόσταση από την Α/Γ, ήταν δυνατή η συλλογή δεδομένων και η σύγκριση τους με αυτά του σταθμού. Ως εκ τούτου, για ένα σύνολο μετρήσεων 3 ωρών (18 μέσες τιμές δεκαλέπτου) για όσο το δυνατόν διαφορετικές τάξεις ταχυτήτων ανέμου, προέκυψε, όπως ήταν αναμενόμενο εξαιτίας της υψομετρικής διαφοράς, μετά από σύγκριση των δεδομένων των δύο σημείων, ότι η ταχύτητα στην θέση του δρομέα είναι μεγαλύτερη και προσεγγίζεται βέλτιστα από τη γραμμική σχέση:  $V_{A/Y} = 1,3798 \cdot V_{ITIA} + 0,1905$

(3.1) με απόκλιση 10% περίπου. Έγινε επιλογή της γραμμικής σχέσης, λόγω της εξίσωσης του wind shear :  $V = V_{ref} \left( \frac{H}{H_{ref}} \right)^a$ , που δείχνει ότι οι δύο ταχύτητες ανέμου έχουν γραμμική σχέση μεταξύ τους. Το offset που προκύπτει στην προσεγγιστική σχέση, δικαιολογείται από το σφάλμα που περιέχεται κατά τη διαδικασία υπολογισμού της, το οποίο πηγάζει από το μικρό αριθμό των συγκρινόμενων δεδομένων κι από το γεγονός ότι το ίδιο ακριβώς ρεύμα αέρα δε γίνεται να βρίσκεται στιγμιαία (σε διάστημα δευτερολέπτου) πάνω κι από τα δύο σημεία και μάλιστα έχει χρόνο καθυστέρησης ανάλογο με την ταχύτητα του κάθε φορά κι είναι εξαρτώμενο από τη διεύθυνση από την οποία προέρχεται. Συνεπώς οι μετρήσεις των δύο ανεμομέτρων ακόμα κι αν ήταν στο ίδιο ύψος δεν θα ήταν δυνατό να μετρούν τον ίδιο ακριβώς άνεμο. Γίνεται λεπτομερής καταγραφή των διαφορών ανάμεσα στους δύο μετεωρολογικούς ιστούς, για να εμπεδωθεί ότι αυτή η σύγκριση μπορεί να είναι μόνο ενδεικτική και σε καμία περίπτωση επακριβής. Στον Πίνακα 3.1 δίνονται και τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για τη εν λόγω σύγκριση σε αύξουσα σειρά για να διαπιστωθεί η διαφορετικότητα που παρουσιάζουν οι μετρήσεις από σημείο σε σημείο.

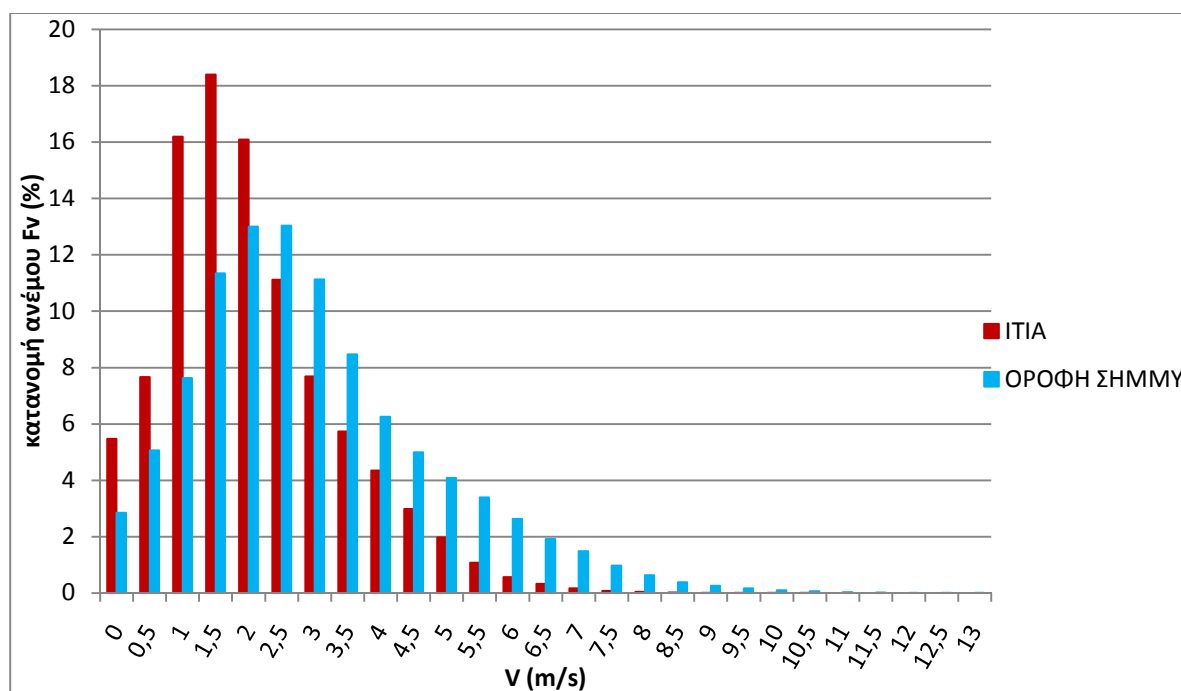
V <sub>AΓ</sub>	V <sub>ITIA</sub>	V <sub>AΓ</sub>	V <sub>ITIA</sub>	V <sub>AΓ</sub>	V <sub>ITIA</sub>
1,3966	0,90	5,5365	3,52	8,7458	7,13
2,2559	1,58	5,7609	4,56	8,9599	7,54
2,5301	1,99	5,9879	5,04	9,9557	7,55
3,4991	2,43	8,3160	5,49	11,7241	7,68
5,1884	3,01	8,4460	5,83	12,2864	7,71
5,3414	3,25	8,6756	6,41	12,2762	7,85

**Πίνακας 3.1** : Μετρήσεις ανέμου (m/s) από το μετεωρολογικό ιστό της οροφής που είναι εγκατεστημένη η A/Γ (V<sub>AΓ</sub>) και από το μετεωρολογικό σταθμό ITIA (V<sub>ITIA</sub>).

Από τις παραπάνω τιμές, αλλά κι από παρατήρηση άλλων, φαίνεται ότι για ίδιες περίπου τιμές ανέμου από το ένα ανεμόμετρο, το άλλο κατέγραψε τιμές με μεγάλη απόκλιση, αλλά και το αντίστροφο. Αυτό οφείλεται στα τοπικά χαρακτηριστικά του κάθε σημείου σε συνδυασμό με την κύρια κατεύθυνση ανέμου που καταγράφηκε για την κάθε μέτρηση. Ήτοι, για ένα δεδομένο άνεμο που επικρατεί στην ευρύτερη περιοχή της Πολυτεχνειούπολης, η ταχύτητα που θα μετρήσει το ανεμόμετρο του συστήματος μας θα δείξει μικρότερη τιμή εάν έρχεται από βόρεια και δυτικά, που βρίσκονται άλλα κτίρια σε κοντινή απόσταση και μεγαλύτερη εάν προέρχεται από τα ανατολικά που βρίσκεται λόφος σε μεγαλύτερη απόσταση. Οπότε, μπορεί να γίνει καλύτερη ανάλυση των δεδομένων, αφού θα υπάρξει ικανοποιητικός αριθμός μετρήσεων.

Εφαρμόζοντας την προσεγγιστική εξίσωση (3.1) για τα δεδομένα από το σταθμό για την ίδια περίοδο, υπολογίστηκαν οι προσεγγιστικές μέσες τιμές δεκαλέπτων ταχύτητας ανέμου που είχε η θέση που πλέον βρίσκεται το ανεμόμετρο στην οροφή του κτιρίου HMMY. Η μέση τιμή για αυτήν την περίοδο εκτιμήθηκε στα

3,1 m/s. Άρα, η επιλογή της συγκεκριμένης τοποθεσίας αρχικά δείχνει ότι δεν θα έχει τα επιθυμητά αποτελέσματα από άποψη ενεργειακής παραγωγής. Φυσικά, λόγω της προσέγγισης της παραπάνω μεθόδου, δεν είναι δυνατό να αποφανθούμε ακόμα με σιγουριά για την μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου στο σημείο που μας ενδιαφέρει, αλλά μόνο όταν θα υπάρχουν δεδομένα ετών για το συγκεκριμένο σημείο. Πάντως, αυτή η μέθοδος, έστω και προσεγγιστική, δείχνει εμφανή ανομοιότητα μεταξύ των κατανομών ανέμου για τα δύο διαφορετικά σημεία. (Σχήμα 3.3)



**Σχήμα 3.3 :** Κατανομές ανέμου για μία περίοδο δυόμιση ετών περίπου (12-09-2007 έως 17-05-2010), πραγματική του σταθμού ITIA και προσεγγιστική για την παρούσα θέση της Α/Γ

- *Ύψος οροφής σε σχέση με γειτονικά κτίρια*

Η οροφή του κτιρίου βρίσκεται στο ίδιο ύψος με την οροφή ενός κτιρίου από βόρεια κι ενός από δυτικά που βρίσκονται σε απόσταση 20 - 25 μέτρα κατά προσέγγιση. Από ανατολικά υπάρχει ένας λόφος μικρού υψομέτρου, αλλά σε απόσταση 100 μέτρων περίπου από το σημείο ενδιαφέροντος (Εικόνα 3.4). Άρα, το κριτήριο του ύψους του κτιρίου δεν καλύπτεται.

- *Ύψος εγκατάστασης της Α/Γ σε σχέση με τα γύρω "εμπόδια"*

Στην οροφή του κτιρίου υπάρχουν δύο μεγάλα κοντέινερ ύψους 2,6 μέτρων προς το νότιο μέρος της, τα οποία μπορούν να θεωρηθούν ως εμπόδια της Α/Γ για άνεμο νότιας διεύθυνσης. Σύμφωνα με τα παραπάνω κι όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.2, αυτά τα εμπόδια προκαλούν άνεμο με έντονη τύρβη για απόσταση 20 μέτρων από

αυτά και μέγιστου ύψους 2 φορές το ύψος τους. Οπότε, τα συγκεκριμένα εμπόδια δημιουργούν διαταραγμένο ρεύμα ανέμου με μέγιστο ύψος τα 5,2 μέτρα από την επιφάνεια της οροφής. Η απόσταση της Α/Γ και του νοτιότερου σημείου του κοντινότερου εμποδίου είναι περίπου 40 μέτρα, η οποία είναι πολύ μεγαλύτερη από τα 20 μέτρα που διατρέχει το ρεύμα που έχει αναταραχθεί λόγω του εμποδίου.

Επίσης, θα πρέπει το νοτιότερο τμήμα της φτερωτής να απέχει από το έδαφος 3 φορές το ύψος του εμποδίου. Στην προκειμένη περίπτωση, θα πρέπει να απέχει 7,8 μέτρα. Ο δρομέας βρίσκεται στα 8,4 μέτρα από το έδαφος κι έχει ακτίνα φτερωτής 1,2 μέτρα, οπότε το νοτιότερο της τμήμα απέχει 7,2 μέτρα από την επιφάνεια της ταράτσας, το επίπεδο του εμποδίου όμως βρίσκεται λίγο πιο χαμηλά, περί τα 20 εκατοστά από το επίπεδο που είναι τοποθετημένη η Α/Γ, άρα καταλήγουμε σε μία απόσταση 7,4 μέτρα του νοτιότερου τμήματος του δρομέα από το επίπεδο που βρίσκονται τα δύο εμπόδια. Λόγω όμως της μεγάλης απόστασης του σημείου που βρίσκεται η Α/Γ (40 μέτρα), είναι ασφαλές να θεωρήσουμε ότι το κριτήριο αυτό ικανοποιείται.

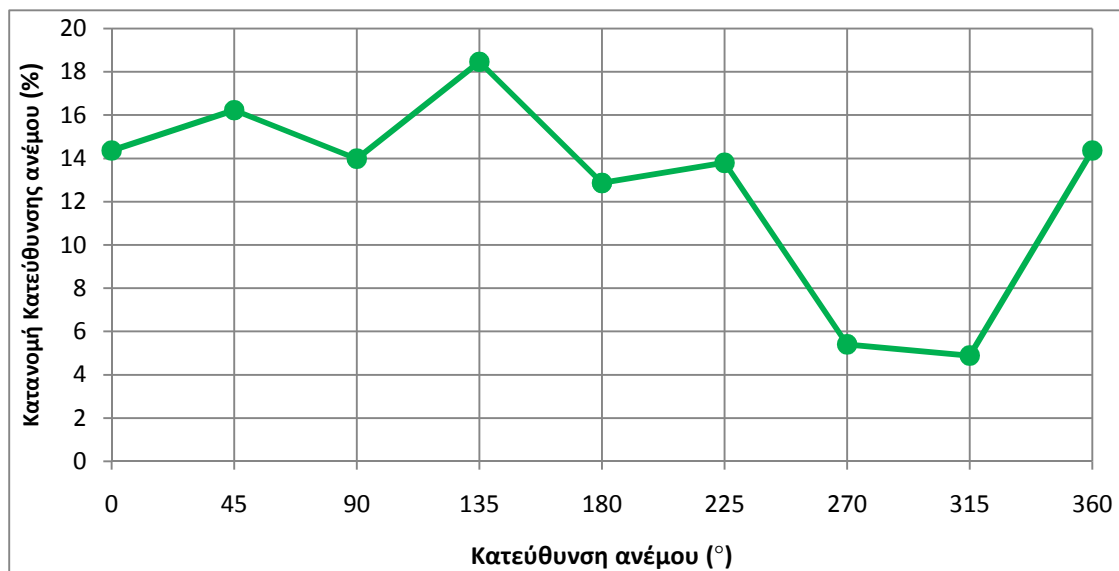
- *Σημείο τοποθέτησης Α/Γ στην οροφή*

Η οροφή του κτιρίου έχει μήκος 63,4 μέτρα, πλάτος στην μεγαλύτερη επιφάνεια της 8,5 μέτρα, 16,4 μέτρα στο βόρειο τμήμα της και 32 μέτρα στο νότιο. Η Α/Γ βρίσκεται 15,4 μέτρα βόρεια από το κέντρο της οροφής και προς τα ανατολικά του κτιρίου. Όλα τα παραπάνω φαίνονται στην Εικόνα 3.4.

Όσον αφορά στην επικρατέστερη κατεύθυνση του ανέμου, από την επεξεργασία των ιστορικών δεδομένων του σταθμού ΙΤΙΑ προέκυψε ότι κύριες κατευθύνσεις ανέμου προέρχονται από τα νοτιοανατολικά και βορειοανατολικά, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 3.4. Βεβαίως το σημαντικότερο στοιχείο είναι από ποια κατεύθυνση προέρχονται οι πιο ισχυροί άνεμοι, από τους οποίους μια Α/Γ παράγει τα μεγαλύτερα ποσά ενέργειας. Αυτό γίνεται αντιληπτό από τη σχεδίαση του Wind rose, στο Σχήμα 3.5. Όπως φαίνεται, μπορεί από νοτιοανατολικά να προέρχεται πιο συχνά ο άνεμος, αλλά από βορειοδυτικά κυρίως και βόρεια και νοτιοδυτικά δευτερευόντως προέρχονται οι μεγαλύτερες ταχύτητες ανέμου.

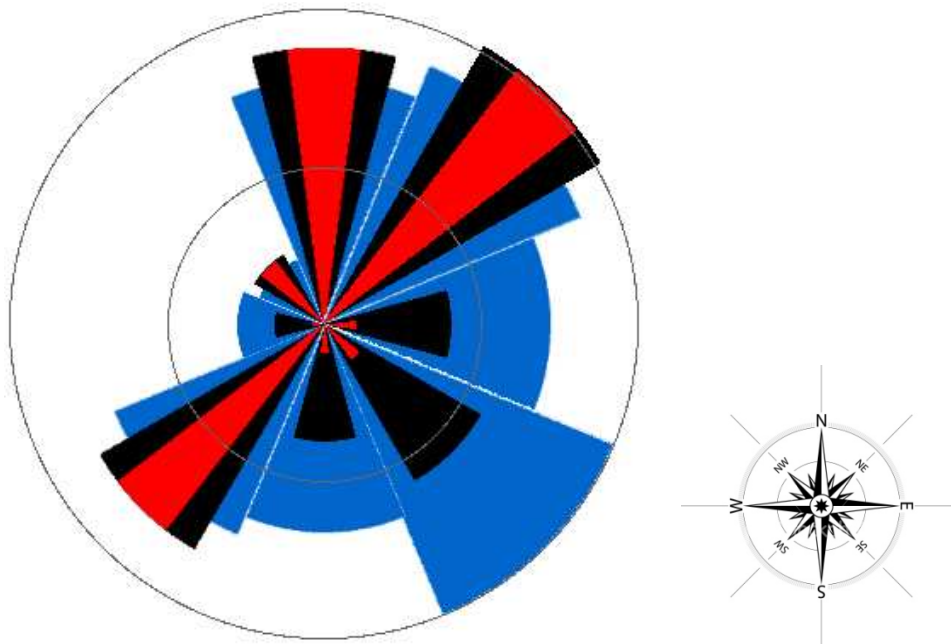


**Εικόνα 3.4 :** Στην αεροφωτογραφία φαίνονται οι διαστάσεις της οροφής του παλιού κτιρίου της Σχολής ΗΜΜΥ, η θέση της εγκατεστημένης Α/Γ, οι αποστάσεις από τα γειτονικά κτίρια βόρεια και δυτικά και από το λόφο στα ανατολικά. Επίσης φαίνεται η απόσταση από το εμπόδιο Ε που υπάρχει στην οροφή. (Φωτογραφία πριν την εγκατάσταση του μετεωρολογικού ιστού)

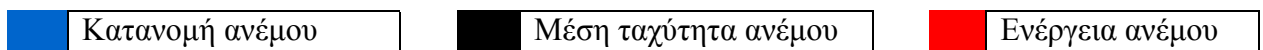


**Σχήμα 3.4 :** Κατανομή της κατεύθυνσης του ανέμου στην περιοχή της Πολυτεχνειούπολης, Ζωγράφου για την περίοδο : 12-09-2007 έως 17-05-2010.

Βόρεια	0°	Νοτιοανατολικά	135°	Δυτικά	270°
Βορειοανατολικά	45°	Νότια	180°	Βορειοδυτικά	315°
Ανατολικά	90°	Νοτιοδυτικά	225°	Βόρεια	360°



**Σχήμα 3.5 :** Wind rose για την ίδια περίοδο (εφαρμογή από [15])



Συνοψίζοντας τα παραπάνω, προκύπτει ότι ο προσανατολισμός της θέσης της Α/Γ επί της οροφής είναι αρκετά ικανοποιητικός, αφού βρίσκεται κοντά στο κέντρο της τελευταίας και πλησιέστερα στην βορειοανατολική πλευρά της, από που προέρχεται ο άνεμος με τη μεγαλύτερη προσφορά αιολικής ισχύος. Επίσης, από νοτιοδυτικά που υπάρχει καλό ποσοστό ενεργειακού περιεχομένου, υπάρχει χαμηλό κτίριο στο 50% περίπου από το ύψος που βρίσκεται η οροφή, άρα ο άνεμος αυτός είναι εκμεταλλεύσιμος χωρίς μεγάλες απώλειες λόγω τύρβης. Επομένως, μόνο από τη μία από τις τρεις ενεργειακά προσοδοφόρες πλευρές, τη βόρεια πλευρά, δεν είναι εφικτή η πλήρης εκμετάλλευση του ανέμου, αφού υπάρχει κτίριο ίδιου ύψους σε κοντινή απόσταση.

Επιπλέον, ικανοποιητικό είναι και το κριτήριο του προσανατολισμού του κτιρίου αφού έχει βόρειο προσανατολισμό, μία κατεύθυνση που αποτελεί από τις επικρατέστερες στην ευρύτερη περιοχή.

- *Ύψος χαμηλότερου σημείου του δρομέα από οροφή*

Το κτίριο στο οποίο είναι εγκατεστημένη η Α/Γ έχει ύψος 13,5 μέτρα. Επομένως, θα πρέπει το χαμηλότερο σημείο της φτερωτής να απέχει από την οροφή το 30% του ύψους του κτιρίου, δηλαδή 4,05 μέτρα, το οποίο συμβαίνει, αφού παραπάνω υπολογίστηκε ότι απέχει 7,2 μέτρα. Συνεπώς και το κριτήριο αυτό καλύπτεται.

- *Υπόλοιπα κριτήρια*

Όσον αφορά στα υπόλοιπα κριτήρια, δεν έχουν σχέση με την ενεργειακή αποδοτικότητα, επομένως δε θα αναλυθούν περαιτέρω. Αποτελούν θέματα, τα οποία έχουν μελετηθεί πριν την εγκατάσταση της Α/Γ και εκτιμήθηκε ότι ικανοποιούνται.

### 3.4 Πτερύγια

Τα πτερύγια αποτελούν ίσως το σημαντικότερο κομμάτι μίας Α/Γ, αφού οι γεννήτριες παρουσιάζουν μικρές διαφορές στην απόδοση τους. Βάσει του μήκους τους καθορίζεται η τάξη μεγέθους της παραγόμενης ισχύος, ενώ ο αριθμός κι ο αεροδυναμικός τους σχεδιασμός καθορίζουν τον αεροδυναμικό συντελεστή ισχύος και το βέλτιστο λόγο ταχυτήτων ακροπτερυγίου μίας ανεμογεννήτριας. Όπως και στις μεγαλύτερες ανεμογεννήτριες, τα πτερύγια των μικρών Α/Γ είναι στην συντριπτική πλειοψηφία τους τρία, ενώ σύνηθες αριθμός είναι και τα δύο πτερύγια. Μεγαλύτερος αριθμός πτερυγίων συναντάται κυρίως στου κάθετου άξονα Α/Γ. Ο σχεδιασμός τους παίζει σπουδαία σημασία στην ικανότητα δέσμευσης της αιολικής ενέργειας κι όσο πιο αεροδυναμικά σωστός είναι τόσο μεγαλύτερο συντελεστή  $c_p$  εμφανίζουν, με μέγιστες τιμές για τις μικρές ανεμογεννήτριες το 0,45. Υπάρχουν διάφορα μοντέλα σχεδίασης και τρόποι υπολογισμού των διάφορων διαστάσεων των πτερυγίων, όπως το μαθηματικό μοντέλο που έχει αναπτύξει ο Glauert.

Στα πτερύγια όμως πέραν του αριθμού και του σχεδιασμού τους παίζουν σπουδαίο ρόλο και τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά που εμφανίζουν. Έτσι, θα πρέπει να είναι αρκετά δυνατά κι ανθεκτικά ώστε να αντέχουν στις μεγάλες πιέσεις και στα δυναμικά φορτία που τους ασκούνται, δίχως την πιθανότητα να σπάσουν. Η αντοχή αυτή θα πρέπει να έχει και μεγάλη διάρκεια, αφού τα φορτία που δέχονται είναι χρονικά μεταβαλλόμενα, με την έννοια ότι η δύναμη της ώσης που τους ασκείται μεταβάλλεται με την ταχύτητα του ανέμου, η οποία μπορεί να παρουσιάσει μεγάλη διακύμανση μες σε διάστημα λίγων δευτερολέπτων. Επίσης, θα πρέπει να είναι αρκετά δύσκαμπτα σε περιπτώσεις ακραίων φαινομένων για την αποφυγή της σύγκρουσης με τον πύργο μίας ανεμογεννήτριας. Ιδιαίτερα σκληρά κι αλύγιστα θα πρέπει να είναι και κάποια συγκεκριμένα μέρη των πτερυγίων που δέχονται τις μεγαλύτερες πιέσεις. Για τη μείωση του κόστους παραγωγής της ηλεκτρικής ισχύος θα πρέπει τα πτερύγια να είναι όσο το δυνατόν ελαφρύτερα, το οποίο βέβαια θα πρέπει να προκύπτει από τη βελτιστοποίηση μεταξύ της δομής, των διαστάσεων και της επιλογής του υλικού κατασκευής τους [16].

Συνεπώς, συνοψίζοντας τις παραπάνω ιδιότητες τα υλικά κατασκευής των πτερυγίων θα πρέπει να διαθέτουν σκληρότητα, ώστε να είναι δύσκαμπτα, μικρή πυκνότητα ώστε να είναι ελαφριά κι αντοχή στη διάρκεια του χρόνου ώστε να μη σπάνε σε μεγάλα φορτία για αρκετά χρόνια. Τα υλικά που χρησιμοποιούνται κυρίως είναι φυσικά όπως το ξύλο ή τεχνητά όπως διάφορα σύνθετα υλικά.

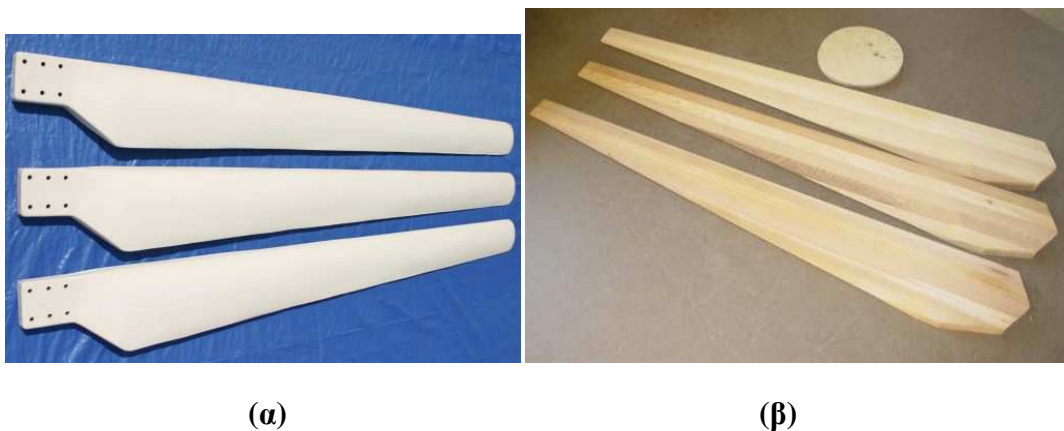
Το ξύλο, που χρησιμοποιείται κυρίως σε ιδιοκατασκευές, παρουσιάζει το πλεονέκτημα ότι βρίσκεται στη φύση και δε χρειάζεται πολλά στάδια επεξεργασίας για να το αποκτήσει κανείς. Υπάρχει δηλαδή το ακατέργαστο φυσικό ξύλο, αλλά και το εμποτισμένο με ρητίνη ξύλο που χρησιμοποιείται αρκετά [17]. Επιπλέον, είναι ένα φυσικό προϊόν το οποίο παρουσιάζει αρκετά καλή σκληρότητα, κάνοντας το πιο κατάλληλο για τις μικρές ανεμογεννήτριες ιδιαίτερα όταν τα ξύλα ενισχύονται με ίνες κυτταρίνης. Για μεγαλύτερα πτερύγια δεν παρουσιάζει τόσο μεγάλη δυσκαμψία, με αποτέλεσμα να μην αναιρούνται οι ελαστικές αποκλίσεις για πιο ογκώδη πτερύγια. Σημαντικό, όμως, χαρακτηριστικό του ξύλου είναι η χαμηλή του πυκνότητα που προσφέρει ελαφρότητα στα πτερύγια, με αποτέλεσμα την καλύτερη επιτάχυνση τους από τον άνεμο. Ακόμη, παρουσιάζει πολύ καλές μηχανικές ιδιότητες, αφού δεν καταπονείται ακόμα και σε πολύ μεγάλες πιέσεις κι η εσωτερική του δομή το βοηθά να απορροφά τους κραδασμούς κι άρα να τους αποσβήνει. Το εσωτερικό του αποτελείται από επάλληλα στρώματα ξύλου τα οποία λειτουργούν όπως κι οι σούστες στο σύστημα αναρτήσεων των αυτοκινήτων. Βεβαίως, γίνονται έρευνες και δοκιμές για διαφορετικά είδη ξύλων ως προς τις αντοχές τους [18]. Επιπροσθέτως, η τιμή του είναι πολύ ελκυστική σε σχέση με τα υπόλοιπα υλικά κατασκευής πτερυγίων, ενώ σε χώρες κυρίως του αναπτυσσόμενου κόσμου φαντάζει ως μόνη λύση για την κατασκευή πτερυγίων [19]. Παρόλα αυτά επειδή αποτελεί φυσικό προϊόν είναι δύσκολη η επεξεργασία του, η υψηλή ποιότητα αεροδυναμικού του σχεδιασμού κι η συνεχής παραγωγή του, στοιχεία που απαιτούνται για μία σταθερή κι οικονομική βιομηχανική του εκμετάλλευση [20]. Τέλος, τα ξύλινα πτερύγια είναι ευαίσθητα στην υγρασία και στη βροχή, αλλά με κατάλληλη και συχνή συντήρηση, μπορούν να ανταπεξέλθουν για αρκετά χρόνια, δίχως να παρουσιάσουν ιδιαίτερα προβλήματα.

Τα κυρίαρχα υλικά που χρησιμοποιούνται στην κατασκευή πτερυγίων και στις μεγάλες, αλλά και στις μικρότερες Α/Γ είναι τα σύνθετα υλικά που βασίζονται σε ενισχυμένα με ίνες πολυμερή. Η ενίσχυση αυτών των υλικών γίνεται με ίνες γυαλιού ή άνθρακα ή και των δύο ταυτόχρονα. Οι ίνες αυτές συνδυάζονται στην κατασκευή των διάφορων στρωμάτων του εσωτερικού των πτερυγίων με ρητίνες που διαμορφώνονται ανάλογα με τη θερμοκρασία είτε γενικότερα με πολυεστέρα και βινυλεστέρα ή εποξειδική ρητίνη. Τα προκύπτοντα υλικά είναι γνωστά ως ενισχυμένα με γυαλί πλαστικά (glass reinforced plastic - GRP) κι ενισχυμένα με άνθρακα πλαστικά (carbonfiber reinforced plastic - CFRP). Αυτά παρουσιάζουν μεγάλη ακαμψία, χαμηλή πυκνότητα, άρα και λίγο βάρος, και πολύ καλή αντοχή στα μεγάλα δυναμικά φορτία [17]. Τα πτερύγια, που κατασκευάζονται από αυτά τα πολυμερή, εμφανίζουν το πλεονέκτημα ότι διαμορφώνουν αεροδυναμικά αποδοτικά σχέδια αφού κατασκευάζονται μέσα σε προσχηματισμένα καλούπια, προσφέροντας με αυτόν τον τρόπο μεγαλύτερους αεροδυναμικούς συντελεστές.

Επιπλέον, χρησιμοποιούνται πτερύγια από αλουμίνιο, χρώμιο κι άλλα μέταλλα. Παράλληλα, ερευνάται η χρησιμοποίηση νέων βιώσιμων υλικών από βιολογικούς πόρους. Στο πνεύμα της οικολογικής ανάπτυξης, δοκιμάζονται νέα συνθετικά υλικά από φυσικές ίνες, προερχόμενες από ξύλα ή μπαμπού και κορμούς διάφορων φυτών.



Κατά αυτόν τον τρόπο, δύναται να προκύψουν πτερύγια με όλες τις προαναφερθείσες ιδιότητες που θα αποτελούνται από βιολογικά πολυμερή, το οποίο φαίνεται ιδανικό για τις μελλοντικές ανάγκες των ανανεώσιμων και της ανακύκλωσης γενικότερα [20].



**Εικόνα 3.5 :** Σχέδια πτερυγίων μικρών ανεμογεννητριών :(α) από GRP , (β) από φυσικό ξύλο

### 3.5 Άλλα χαρακτηριστικά

Άλλα χαρακτηριστικά που συνθέτουν τη δομή μίας μικρής ανεμογεννήτριας είναι ο τύπος γεννήτριας, το σύστημα ελέγχου και προσανατολισμού των πτερυγίων της. Το μεγαλύτερο ποσοστό των μικρών Α/Γ διαθέτουν σύγχρονη γεννήτρια είτε αξονικής ροής, που αποτελεί πιο εύκολη κατασκευή είτε ακτινικής. Οι ασύγχρονες (επαγωγής) συναντώνται σε πολύ μικρότερο ποσοστό στις μικρής ισχύος ανεμογεννήτριες.

Όσον αφορά στο σύστημα ελέγχου των μικρών ανεμογεννητριών κυριαρχεί ο παθητικός έλεγχος με κύριο σύστημα το furling, ενώ σε μικρότερα ποσοστά εμφανίζεται ο έλεγχος του βήματος των πτερυγίων είτε ενεργός είτε παθητικός κι ο έλεγχος stall. Ο κύριος τρόπος προσανατολισμού τους γίνεται με ειδικά προσαρμοσμένη ουρά που στρέφει μέσω παθητικού μηχανισμού τη φτερωτή προς την επικρατούσα διεύθυνση του ανέμου.

Επιπροσθέτως, εμφανίζονται διάφορες παραλλαγές πύργων, πάνω στους οποίους τοποθετούνται οι μικρές Α/Γ. Ο κλασικός σωληνοειδής ιστός μπορεί να είναι υποστηριζόμενος από συρματόσχοινα ή είναι δυνατόν να έχει μεγαλύτερη διατομή, ώστε να στηρίζεται μόνο στη βάση του. Ομοίως, υπάρχουν πλεγματοειδείς ιστοί που συνδέονται με συρματόσχοινα και πιο ογκώδεις πλεγματοειδείς κατασκευές που προσδένονται με το έδαφος μόνο στη βάση τους.



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

### ΠΑΘΗΤΙΚΟΣ ΕΛΕΓΧΟΣ ΜΕ FURLING ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΜΕ ΑΠΟΡΡΙΠΤΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ

#### 4.1 Παθητικό σύστημα ελέγχου με furling

Η διαδικασία της απομάκρυνσης των πτερυγίων μίας ανεμογεννήτριας εκτός της κύριας κατεύθυνσης του ανέμου με σκοπό να μειωθεί η ταχύτητα περιστροφής των πτερυγίων ή ακόμα και να μηδενιστεί, σε περιπτώσεις μεγάλων ταχυτήτων ανέμου που υπερβαίνουν την ταχύτητα αποκοπής ( $V_{cut-out}$ ), ονομάζεται furling κι επειδή αντίστοιχη ονομασία στα Ελληνικά δεν υπάρχει, θα μπορούσε να περιγραφεί ως σύστημα συστελλόμενης ή περιστρεφόμενης ουράς. Το furling λειτουργεί μειώνοντας τη γωνία υποδοχής του ανέμου από τη φτερωτή, γεγονός που ελαχιστοποιεί την προκληθείσα ώση (thrust) στο δρομέα καθώς και την πλάγια δύναμη (side force) που δέχεται, δηλαδή την κάθετη δύναμη στον άξονα yaw της Α/Γ. Μεγάλο ζήτημα κατά τη σχεδίαση Α/Γ είναι η κατασκευή πτερύγιων τα οποία να μπορούν να πραγματοποιούν stall ή furl αρκετά γρήγορα, καθώς ριπές ανέμου μπορούν να προκαλέσουν ξαφνική επιτάχυνση τους, με αποτέλεσμα την ανεξέλεγκτη κι απότομη αύξηση της παραγόμενης ισχύος καθώς και τη μεγαλύτερη καταπόνηση τους. Το furling αποτελεί είδος παθητικού ελέγχου (passive control).

Η λογική ύπαρξης αυτού του συστήματος βασίζεται στο γεγονός ότι η αύξηση της ταχύτητας του ανέμου, παραπάνω από κάποιο όριο μπορεί να προκαλέσει πρόβλημα υπερφόρτωσης σε όλο το σύστημα μίας Α/Γ. Με τον όρο υπερφόρτωση εννοείται αρχικά η υπερθέρμανση που είναι δυνατό να λάβει χώρα στο εσωτερικό της γεννήτριας και των διόδων του ανορθωτή λόγω ροής μεγάλων ρευμάτων, η υπερβολική επιτάχυνση της ταχύτητας περιστροφής των πτερυγίων κι η ανάπτυξη μεγάλων δυναμικών φορτίων στις πλάγιες πλευρές της Α/Γ καθώς και στον ιστό της. Γενικά, η παραγόμενη ισχύς από την Α/Γ οφείλεται στη δύναμη της ώθησης ή ώσης που ασκείται στα πτερύγια της, η οποία εξαρτάται από το τετράγωνο της ταχύτητας του ανέμου (Σχέση 4.1), κι επομένως η τιμή αυτής της δύναμης είναι ενδεικτική για το ποσό της παραγόμενης ισχύος. Όμως, όταν η ώση φτάσει σε μία συγκεκριμένη τιμή κι ο άνεμος συνεχίζει να γίνει ισχυρότερος, θα πρέπει να αποτραπεί με κάποιον τρόπο η παραπάνω αύξηση της ισχύος ώστε να μην υπάρξουν τα προαναφερθέντα προβλήματα. Ιδανικά, είναι επιθυμητό η Α/Γ να συνεχίζει να παράγει το ονομαστικό της φορτίο και για ταχύτητες ανέμου μεγαλύτερες από την ονομαστική της ταχύτητα ανέμου. Συνεπώς, με το σύστημα furling επιδιώκεται η βελτιστοποίηση ανάμεσα στην παραγόμενη ισχύ και στην ασφαλή λειτουργία της Α/Γ, όπως άλλωστε συμβαίνει και με τα υπόλοιπα παθητικά αλλά και τα ενεργητικά συστήματα ελέγχου που υπάρχουν.

$$T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_t \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^2 \quad (4.1)$$

Όπου,

- $T$ , η δύναμη της ώσης (thrust) ( $N$ )
- $\rho$ , η πυκνότητα του αέρα ( $kg/m^3$ )
- $C_t$ , ο συντελεστής του thrust
- $R$ , η ακτίνα της έλικας ( $m$ )
- $V$ , η ταχύτητα του ανέμου ( $m/s$ )

## 4.2 Είδη παθητικού ελέγχου με furling

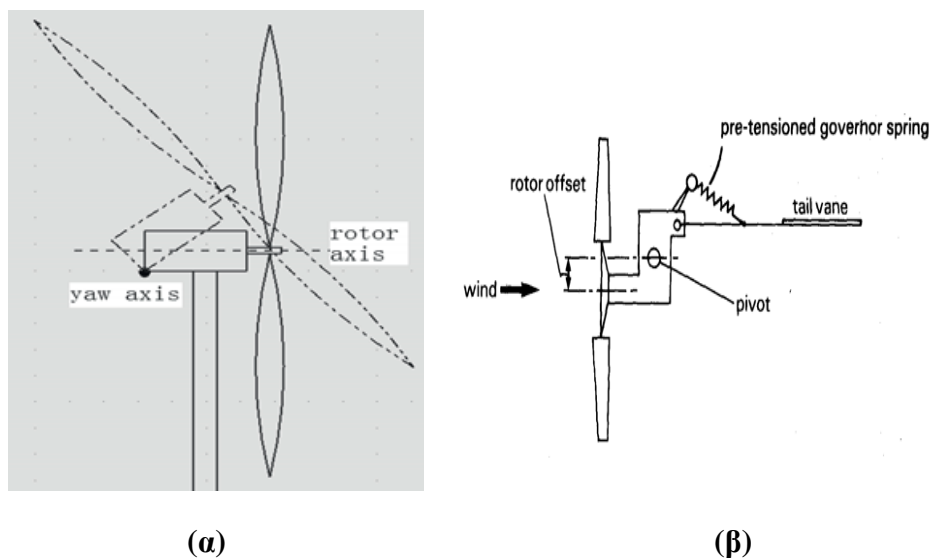
Υπάρχουν διάφοροι τύποι παθητικού ελέγχου στις μικρές ανεμογεννήτριες κι ιδιαίτερα διάφορα είδη furling, αλλά όλα στηρίζονται στην ίδια ιδέα, η οποία ουσιαστικά πηγάζει από τους νόμους της φυσικής περί ισορροπίας συστημάτων λόγω των ασκούμενων δυνάμεων και των προκληθέντων από αυτές ροπών πάνω στα διάφορα μέρη μίας ανεμογεννήτριας. Αναλυτικότερα, υπάρχουν οι παρακάτω μηχανισμοί παθητικού ελέγχου και furling στις μικρές ανεμογεννήτριες [21]:

- μηχανισμός ανύψωσης του άξονα του δρομέα (tilt up) χωρίς ουρά
- μηχανισμός με ουρά εφοδιασμένη με ελατήριο και μη κεντραρισμένο δρομέα
- μηχανισμός με ουρά εφοδιασμένη με ελατήριο, κεντραρισμένο δρομέα και πλάγιο πτερύγιο - ουρά
- μηχανισμός με συστελλόμενη ουρά και μη κεντραρισμένο δρομέα
- μηχανισμός με συστελλόμενη ουρά, κεντραρισμένο δρομέα και πλάγιο πτερύγιο - ουρά

### 4.2.1 Μηχανισμός ανύψωσης του δρομέα

Στο μηχανισμό tilt up, ο άξονας του δρομέα έχει τη δυνατότητα ανύψωσης, ώστε να μεγαλώσει η ακτίνα πρόσκρουσης της ταχύτητας του ανέμου με την επιφάνεια της φτερωτής (Σχήμα 4.1α), ώστε η τελευταία να δέχεται ουσιαστικά μικρότερης τιμής συνιστώσα της ταχύτητας του ανέμου, ώστε να επιβραδύνεται η ταχύτητα περιστροφής του δρομέα. Ουσιαστικά αυτό που συμβαίνει είναι ότι η ώση, που δέχεται η φτερωτή μετά από μία ταχύτητα κι άνω, γίνεται μεγαλύτερη από το βάρος της διάταξης του δρομέα, με αποτέλεσμα, ο δρομέας να ανυψωθεί. Προφανώς, η ταχύτητα που ενεργοποιείται αυτός ο έλεγχος, μπορεί να καθοριστεί από το βάρος της διάταξης, αφού μεγαλύτερο βάρος σημαίνει ότι απαιτείται μεγαλύτερη δύναμη ανύψωσης, η οποία επιτυγχάνεται με μεγαλύτερη ταχύτητα του ανέμου, όπως φαίνεται κι από τη σχέση 4.1. Αυξανόμενη της ταχύτητας του ανέμου, αυξάνεται η γωνία πρόσκρουσης, μέχρι αυτή να φτάσει σε μία μεγάλη τιμή, στην ταχύτητα αποκοπής της Α/Γ, όπου πλέον τα πτερύγια δεν θα μπορούν να περιστραφούν άλλο, αφού θα δέχονται μηδαμινή ώθηση. Το σύστημα αυτό ανταποκρίνεται αρκετά καλά

στη ρύθμιση της ταχύτητας περιστροφής, αλλά υστερεί στον προσανατολισμό της Α/Γ προς την επικρατούσα κατεύθυνση του ανέμου.



**Σχήμα 4.1** : Είδη παθητικού ελέγχου μικρής ανεμογεννήτριας : (α) μηχανισμός ανύψωσης του δρομέα , (β) μηχανισμός με ουρά εφοδιασμένη με ελατήριο και μη κεντραρισμένο δρομέα

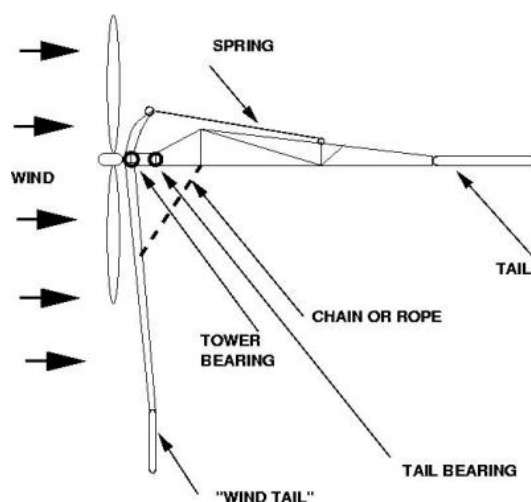
#### 4.2.2 Σύστημα furling με ουρά και μη κεντραρισμένο δρομέα

Στο σύστημα αυτό, ο άξονας του δρομέα δεν βρίσκεται στο κέντρο, δηλαδή ο δρομέας κι η ουρά δεν είναι στην ίδια ευθεία (Σχήμα 4.1β). Σε κανονικούς ανέμους, όταν η γεννήτρια προσπαθεί να εκτραπεί από τον άνεμο λόγω της μη εκκεντρότητας της, η ουρά μετακινείται σε μία θέση όπου παράγει μία δύναμη ανύψωσης. Αυτή η δύναμη ανύψωσης τείνει να επαναφέρει τη γεννήτρια στην αρχική της θέση κι έτσι το όλο σύστημα ισορροπεί. Όσο αυξάνεται η ταχύτητα του ανέμου, αυξάνεται κι η ώση που τείνει να περιστρέψει το δρομέα. Ωστόσο, αυξάνεται κι η δύναμη ανύψωσης στην ουρά με αποτέλεσμα να εξακολουθεί να υπάρχει ισορροπία. Όταν, όμως, η δύναμη ανύψωσης ξεπεράσει ένα σημείο, μετακινεί την ουρά σε μία νέα θέση. Σε αυτή τη θέση, η φτερωτή στρέφεται μακριά από τον άνεμο, η ώση μικραίνει και μία νέα ισορροπία αποκαθίσταται [22]. Η διαφορά του να υπάρχει ελατήριο συνδεδεμένο με την ουρά και τον άξονα yaw (προσανατολισμού) και να μην υπάρχει έγκειται στο γεγονός ότι η ευθυγράμμιση σε περίπτωση προσανατολισμού του δρομέα κι η απομάκρυνση του από την κύρια κατεύθυνση σε ισχυρούς ανέμους, οφείλεται και στη δύναμη λόγω επιμήκυνσης του ελατηρίου πέραν από το βάρος της ουράς. Πρακτικά, η διαφορά είναι ότι επιτυγχάνεται μείωση των διαστάσεων και της μάζας της ουράς, αφού προστίθεται κι η δύναμη του ελατηρίου στο σύστημα ισορροπίας. Συνεπώς, η επιλογή της ταχύτητας που θα γίνει furling εξαρτάται από το μέγεθος της ουράς και του ελατηρίου, εάν υπάρχει, αφού μεγαλύτερο βάρος απαιτεί μεγαλύτερη ώση, άρα και μεγαλύτερη ταχύτητα ανέμου για να περιστραφεί. Το μειονέκτημα της μεθόδου με το ελατήριο είναι ότι αυτό σκουριάζει πολύ εύκολα, με συνέπεια τη δυσλειτουργία του όλου συστήματος, για το λόγο αυτό δε συστήνεται για παράκτιες περιοχές με

πολύ μεγάλους ανέμους [21]. Το σύστημα αυτό χωρίς ελατήριο χρησιμοποιείται και στις δύο Α/Γ που θα εξετάσουμε σε επόμενα κεφάλαια.

#### 4.2.3 Σύστημα furling με κύρια ουρά, κεντραρισμένο δρομέα και πλάγια ουρά

Η διαφορά αυτού του συστήματος με το προηγούμενο είναι ότι ο δρομέας είναι κεντραρισμένος με την ευθεία της κύριας ουράς (άξονας yaw) και το ρόλο της μη εκκεντρότητας που είχε ο δρομέας τον έχει μία πλάγια ουρά μικρότερης επιφάνειας από την κύρια (Σχήμα 4.2). Στηρίζεται, επομένως, στην ίδια λογική θεωρώντας ότι η ώση που ασκούνται στο δρομέα κι έπειτα να τον εκτρέψει, ασκείται σε αυτήν την περίπτωση στην πλάγια ουρά. Συνεπώς, το ρόλο του προσανατολισμού της Α/Γ τον έχει κι εδώ η μεγαλύτερη ουρά. Επιπροσθέτως, το ελατήριο λειτουργεί με τον ίδιο τρόπο, εάν υπάρχει, και σε αυτήν την περίπτωση.



Σχήμα 4.2 : Σύστημα furling με ελατήριο και πλάγια μικρή ουρά

Από τους παραπάνω μηχανισμούς έχει καθιερωθεί ότι οι μικρές ανεμογεννήτριες με συστελλόμενη ουρά και μη κεντραρισμένο δρομέα αποτελούν τον απλούστερο κι οικονομικότερο τρόπο παθητικού ελέγχου στις μικρές Α/Γ [21] για αυτό οι επόμενες αναφορές θα είναι για αυτό το σύστημα.

#### 4.3 Λειτουργία furling

Ουσιαστικά, όπως εξηγήθηκε παραπάνω, το furling στηρίζεται στη κύρια ουρά που βρίσκεται πάντα στον άξονα προσανατολισμού, αφού πέραν της παθητικής πέδησης που προκαλεί στην ταχύτητα περιστροφής του δρομέα, ευθυγραμμίζει και τη φτερωτή στην κύρια κατεύθυνση του ανέμου, όταν αυτός είναι σε χαμηλότερες ή ίσες ταχύτητες από την ονομαστική. Όμως, πάνω από την ονομαστική ταχύτητα, ξεκινά το ρόλο του ως παθητικό φρένο. Όπως ήδη αναφέρθηκε η ταχύτητα που εκκινεί αυτό το σύστημα ελέγχου εξαρτάται από το συνολικό βάρος της ουράς αφού σε αυτήν την ταχύτητα το thrust το ξεπερνάει. Η ταχύτητα αυτή συμβολίζεται με  $V_t$  (Velocity

trigger), οπότε στις περιπτώσεις όπου ισχύει ότι  $V < V_t$ , ο άξονας του δρομέα είναι παράλληλος με τον άξονα της ουράς. Όταν, όμως, θα ισχύει  $V \geq V_t$ , το ανεμούριο ανυψώνεται κι αποκλίνει από την κύρια διεύθυνση του ανέμου, δημιουργώντας μία γωνία  $\delta$  μεταξύ της κύριας κατεύθυνσης του ανέμου και του δρομέα. Στη νέα πλέον διεύθυνση, η έλικα δέχεται ταχύτητα ανέμου που είναι ίση με τη συνιστώσα  $V \cdot \cos \delta$ , οπότε παράγει ισχύ ανάλογη του κύβου αυτής της ταχύτητας (Σχέση 4.2). Η γωνία  $\delta$  μεγαλώνει καθώς η συνιστώσα αυτή ξεπερνάει την ταχύτητα  $V_t$  και συνήθως φτάνει μέχρι και τις 60 μοίρες (Εικόνα 4.1) όπου έχει μειώσει πλήρως τις στροφές της Α/Γ, ενώ υπάρχουν περιπτώσεις Α/Γ που μπορεί να φτάσει και τις 90 μοίρες κι ουσιαστικά η ουρά είναι τελείως ανυψωμένη κι έρχεται παράλληλα με τη φτερωτή.

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot c_p \cdot (V \cdot \cos \delta)^3 \quad (4.2)$$



**Εικόνα 4.1 :** Ανύψωση της ουράς και επιβράδυνση της ταχύτητας περιστροφής μίας μικρής Α/Γ

Επιπροσθέτως, όταν υπάρχει μη μηδενική γωνία  $\delta$ , η εξίσωση 4.1 που ισχύει για την ώση γίνεται :

$$T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_t \cdot \pi \cdot R^2 \cdot (V \cdot \cos \delta)^2 \quad (4.3)$$

Πλέον, αναπτύσσεται και μία μικρότερης τιμής πλάγια δύναμη που δίνεται από τη σχέση :

$$F_s = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_s \cdot A_s \cdot (V \cdot \sin \delta)^2 \quad (4.4)$$

Όπου,

- $C_s$ , ο συντελεστής της πλάγιας δύναμης (*side force*)
- $A_s$ , η πλάγια επιφάνεια του δρομέα ( $m^2$ )

Επιπλέον, όταν η ουρά δεν είναι ευθυγραμμισμένη με την κατεύθυνση του ανέμου, αλλά βρίσκεται σε μία γωνία  $\alpha$ , ασκείται σε αυτή μία αεροδυναμική δύναμη, η οποία δίνεται από τη σχέση :

$$F_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_N \cdot (1 - a)^2 \cdot A_v \cdot V^2 \quad (4.5)$$

Όπου,

- $a$  , ο συντελεστής του άξονα εισαγωγής (axis induction) [συνήθως ίσος με 0,3]
- $C_N$  , ο συντελεστής της αεροδυναμικής κανονικής δύναμης (*normal force*) [όταν η γωνία  $\alpha$  είναι από 0 έως 40 μοίρες, ισούται με 2,6α]
- $A_v$  , η επιφάνεια της ουράς ( $m^2$ )

Από την εξίσωση των ροπών αυτών των δυνάμεων προκύπτει κάθε φορά η νέα θέση ισορροπίας για μία ταχύτητα  $V \geq V_t$ , συναρτήσει των γωνιών  $\delta$  και  $\alpha$  [21].

## 4.4 Απορριπτικό φορτίο

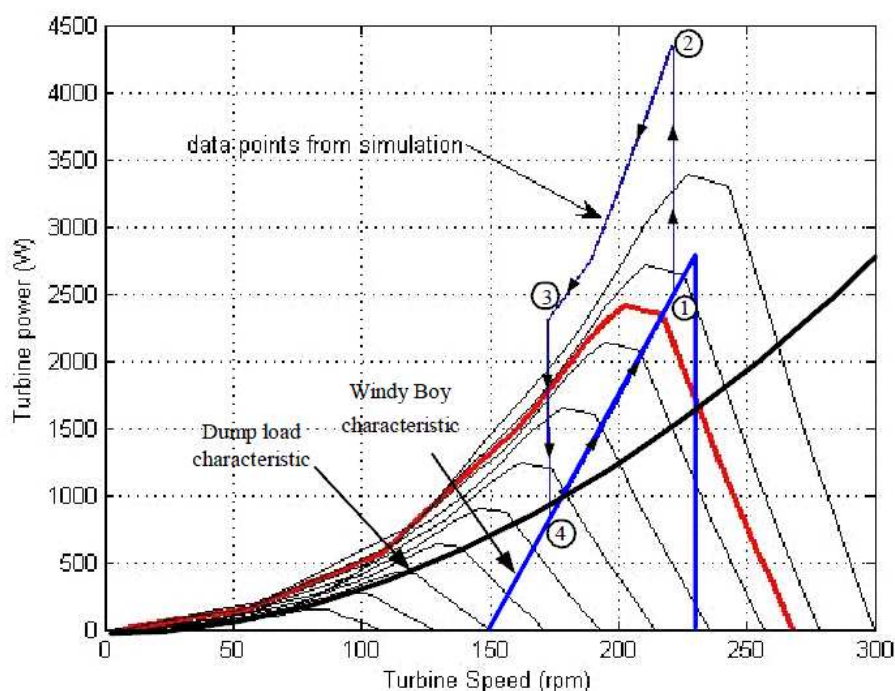
### 4.4.1 Λειτουργία και σύνδεση του απορριπτικού φορτίου

Μία μικρή ανεμογεννήτρια, όπως έχει ήδη αναφερθεί, μπορεί να συνδεθεί είτε στο ηλεκτρικό δίκτυο είτε σε αυτόνομα συστήματα με συστοιχία συσσωρευτών. Σε κάθε περίπτωση είναι αναγκαία η σύνδεση της με αντιστροφέα για τον ηλεκτρικό έλεγχο και τη ρύθμιση της συχνότητας της παραγόμενης ισχύος. Ο κάθε αντιστροφέας, όμως, απαιτεί μία ελάχιστη τιμή dc τάσης για να συνδεθεί με την Α/Γ και να λειτουργήσει. Επίσης, διαθέτει ένα συγκεκριμένο εύρος τάσεων λειτουργίας, ελέγχοντας έτσι την παραγόμενη ισχύ που τροφοδοτεί στο εκάστοτε δίκτυο κι οδηγώντας την Α/Γ μέσω αυτής της dc τάσης, καθορίζει την ταχύτητα περιστροφής του δρομέα της, άρα και τον τρόπο λειτουργίας της, εννοώντας το λόγο  $\lambda$  με τον οποίο μπορεί αυτή να λειτουργήσει. Όμως, ο αντιστροφέας δεν είναι από μόνος του ικανός να ελέγχει σε όλες τις πιθανές περιπτώσεις την Α/Γ. Για το λόγο αυτό συνδέεται πριν από αυτόν και το απορριπτικό φορτίο (dump load).

Το dump load είναι συνήθως μεταβλητές αντιστάσεις, οι οποίες συνδέονται με το κύκλωμα στις περιπτώσεις που ο αντιστροφέας δεν μπορεί να ανταπεξέλθει είτε επειδή δεν είναι συνδεδεμένος είτε επειδή υπάρχει απότομη αύξηση της παραγόμενης ισχύος από την Α/Γ, λόγω ριπαίων ανέμων. Η σύνδεση με απορριπτικό φορτίο είναι σπουδαίας σημασίας όταν πρόκειται και για Α/Γ με το παθητικό σύστημα που αναλύθηκε παραπάνω. Το furling όπως αναλύθηκε, θεωρείται ο ιδανικότερος μηχανικός έλεγχος των στροφών στις μικρές Α/Γ, όμως η απόκριση του μπορεί να μην ταυτίζεται με τις απαιτήσεις του αντιστροφέα κι επομένως κρίνεται αναγκαία η σύνδεση και με επιπλέον ηλεκτρικό έλεγχο που επιτυγχάνεται με το απορριπτικό φορτίο.



Το dump load λειτουργεί ως ελεγκτής της ταχύτητας περιστροφής σε δύο βασικές περιπτώσεις. Αρχικά, σε περιπτώσεις, τις οποίες ο αντιστροφέας δεν είναι σε λειτουργία λόγω χαμηλών ανέμων κι η Α/Γ είναι ουσιαστικά ανοιχτοκυκλωμένη κι ανεξέλεγκτη. Τότε είναι δυνατό να υπάρξει απότομη αύξηση της ταχύτητας του ανέμου, άρα και ταυτόχρονη αύξηση της ταχύτητας περιστροφής του δρομέα, αφού λόγω ανοιχτοκύκλωσης, άρα μηδενικών ρευμάτων, αναπτύσσει πολύ πιο γρήγορα μεγάλη ταχύτητα περιστροφής. Επομένως, στο διάστημα που μεσολαβεί μέχρι να ενεργοποιηθεί ο αντιστροφέας, ενεργοποιούνται και συνδέονται οι απορριπτικές αντιστάσεις, με αποτέλεσμα τη ροή ρευμάτων με απόρροια την έγκαιρη μείωση των στροφών της Α/Γ. Σε αυτήν την περίπτωση, το furling μπορεί να μην έχει ενεργοποιηθεί αν η ταχύτητα του ανέμου δεν είναι μεγαλύτερη από την ταχύτητα  $V_t$  κι άρα ο έλεγχος των στροφών επιτυγχάνεται αποκλειστικά από το dump load. Στην άλλη περίπτωση, ο αντιστροφέας είναι σε λειτουργία, και δέχεται dc τάση ανάλογη με την ισχύ που παράγει η Α/Γ, όμως σε περίπτωση μεγάλων ριπών ανέμου, ξεπερνιέται αυτή η μέγιστη dc τάση που μπορεί να δεχτεί ο αντιστροφέας κι έτσι ενεργοποιείται το απορριπτικό φορτίο για να απορροφήσει την πλεονάζουσα ισχύ (Σχήμα 4.3), ώστε στην είσοδο του ο αντιστροφέας να βλέπει αποδεκτή dc τάση [23]. Σε αυτήν την περίπτωση, μπορεί να ενεργοποιηθεί το furling, αλλά η απόκριση του να μην είναι έγκυρη ώστε να μειωθούν αποτελεσματικά οι στροφές της Α/Γ.

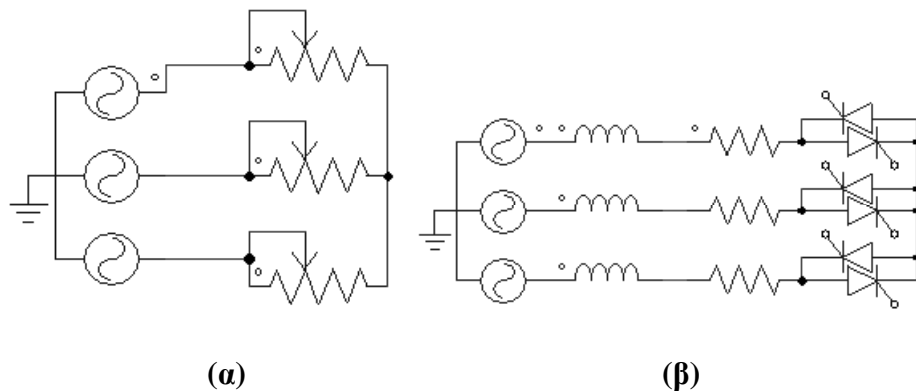


**Σχήμα 4.3 :** Ενεργοποίηση dump load : Αύξηση της ταχύτητας περιστροφής του δρομέα και της ισχύος εξόδου του αντιστροφέα μέχρι τη μέγιστη dc τάση εισόδου στο σημείο (1), σύνδεση του απορριπτικού φορτίου στη μέγιστη dc τάση εισόδου του αντιστροφέα και αύξηση της παραγόμενης ισχύος από την Α/Γ μέχρι το σημείο (2) ως το άθροισμα της ισχύος στο dump load και στην ισχύ εξόδου του inverter. Η παραγωγή όμως της Α/Γ μπορεί να φτάσει λίγο παραπάνω από την ονομαστική της ισχύ, για αυτό μειώνεται η ταχύτητα περιστροφής της μέχρι η dc τάση να φτάσει σε

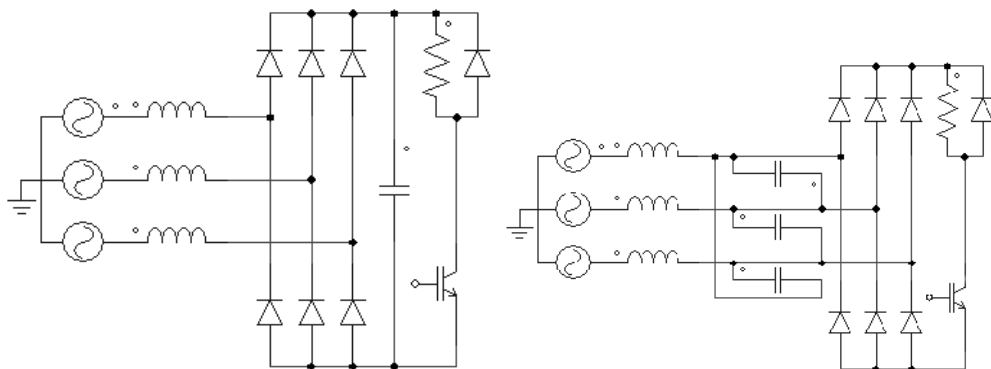
τιμή που ανήκει στο εύρος λειτουργίας του αντιστροφέα στο σημείο (3). Μετά από αυτή τη μείωση, οι αντιστάσεις αποσυνδέονται κι η παραγόμενη ισχύς της Α/Γ πέφτει στο σημείο (4) σε ισχύ που καθορίζεται και πάλι από τη χαρακτηριστική λειτουργίας του αντιστροφέα.

#### 4.4.2 Τρόποι σύνδεσης του απορριπτικού φορτίου

Ανάλογα με την ανεμογεννήτρια υπάρχουν διάφορα είδη απορριπτικού φορτίου και τρόποι σύνδεσης του με την έξοδο αυτής [24]. Μερικοί από αυτούς τους τρόπους φαίνονται στα επόμενα σχήματα και περιγράφονται παρακάτω.



**Σχήμα 4.4 :** Είδη σχεδιασμού τριφασικών απορριπτικών φορτίων : **(α)** με χρήση μεταβλητών αντιστάσεων (ροοστατών), **(β)** με χρήση συγκεκριμένης τιμής αντιστάσεων σε σύνδεση με αντιπαράλληλα θυρίστορ



**Σχήμα 4.5 :** Με χρήση ανορθωτικής διάταξης γέφυρας διόδων

Συνεπώς, το απορριπτικό φορτίο μπορεί να πραγματοποιηθεί με απλή σύνδεση μεταβλητών αντιστάσεων (Σχήμα 4.4α), η οποία έχει το πλεονέκτημα της μη εμφάνισης αρμονικών στο κύριο δίκτυο, αλλά δεν μπορεί να εφαρμοστεί σε τριφασικές AC συνδέσεις, καθώς απαιτείται πιο πολύπλοκος μηχανισμός. Επιπλέον, μπορεί να γίνει με σύνδεση αντιπαράλληλων θυρίστορ και συγκεκριμένες αντιστάσεις (Σχήμα 4.4β). Μέσω του ελέγχου των θυρίστορ, μπορεί να μεταβληθεί η τάση που δέχονται οι αντιστάσεις, γεγονός που προκαλεί την απομάκρυνση των ρευμάτων από το κύριο κύκλωμα μέσω των απορριπτικών αντιστάσεων. Το πλεονέκτημα αυτής της μεθόδου είναι ότι είναι αρκετά απλή, αλλά προκαλεί την ανάπτυξη πολλών

αρμονικών στις χαμηλότερες συχνότητες. Άλλος τρόπος συνδεσμολογίας είναι με μονοφασική ή τριφασική γέφυρα διόδων συνδεδεμένη με αντίσταση, η οποία λειτουργεί ως απορριπτικό φορτίο και συνδέεται με δυναμικό διακόπτη (braking chopper) (Σχήμα 4.5). Πολλές φορές χρειάζεται η παράλληλη σύνδεση μίας διόδου σε αυτήν την αντίσταση για την αντιστάθμιση της επαγωγικής της συμπεριφοράς. Τότε, ο διακόπτης πρέπει να τοποθετείται σε μεγαλύτερη απόσταση για αποφυγή υπερθέρμανσης των ηλεκτρολυτικών πυκνωτών. Γενικότερα, υπάρχει μεγάλη ποικιλία στις διάφορες τοπολογίες κυκλωμάτων που στηρίζονται σε αυτή τη συνδεσμολογία. Σε μία από αυτές, μπορεί να συνδέεται στην πλευρά της DC σύνδεσης (DC-link), πυκνωτής με στόχο τη μείωση της επιρροής των εναλλασσόμενων κυματοειδών ρευμάτων στην επαγωγή του κυκλώματος. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα, το κύκλωμα να λειτουργεί ως χωρητικά εξομαλυμένος ανορθωτής στην AC πλευρά (Σχήμα 4.5α). Σε άλλη περίπτωση, ο πυκνωτής συνδέεται στην AC πλευρά ως χωρητική απόζευξη στην είσοδο των γεφυρών διόδων, με στόχο τον περιορισμό της υπέρτασης (Σχήμα 4.5β). Σε αυτήν την περίπτωση μειώνονται αρκετά καλά οι αρμονικές στο ρεύμα της πλευράς AC, με αποτέλεσμα το κύκλωμα να λειτουργεί ως επαγωγικά εξομαλυμένος ανορθωτής.

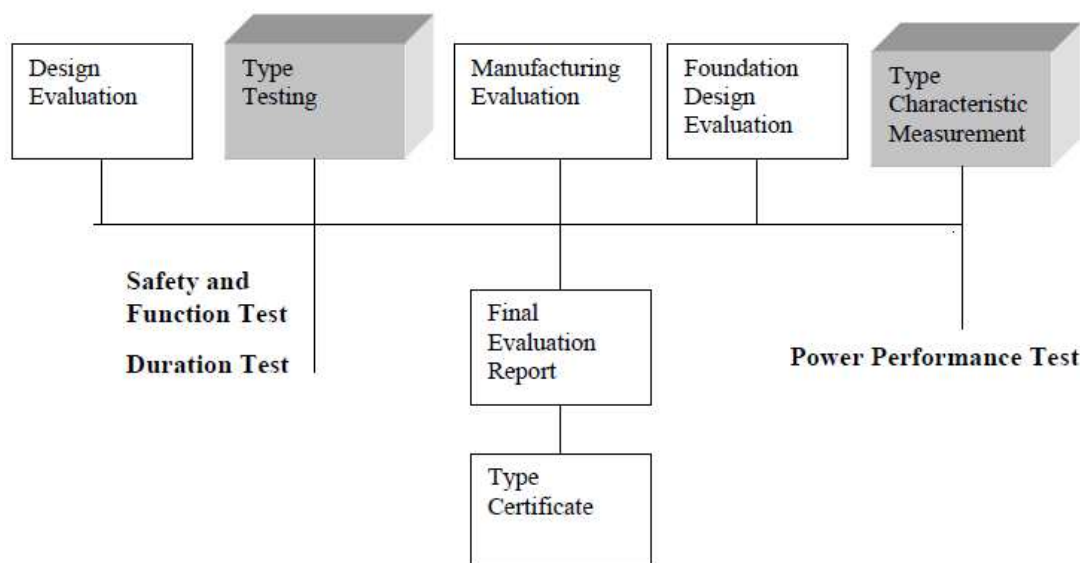


## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

### ΈΛΕΓΧΟΙ ΚΑΙ ΔΟΚΙΜΕΣ ΣΤΙΣ ΜΙΚΡΕΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ

#### 5.1 Διαγνωστικοί έλεγχοι για μικρές ανεμογεννήτριες

Στις μικρές ανεμογεννήτριες πέραν της μέτρησης της καμπύλης ισχύος τους, την οποία θα αναλύσουμε διεξοδικά στα επόμενα κεφάλαια, πραγματοποιούνται κι άλλα τεστ που αφορούν στην απόδοσή τους, στις αντοχές τους, στις προδιαγραφές ασφαλείας τους και σε άλλα χαρακτηριστικά τους. Πολλοί από αυτούς τους ελέγχους γίνονται είτε από ειδικά εργαστήρια είτε από οργανισμούς αιολικής ενέργειας που υπάρχουν σε πολλές χώρες. Στην Ελλάδα, πραγματοποιούνται από το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ) ή από άλλα πιστοποιημένα εργαστήρια. Οι έλεγχοι αυτοί ζητούνται συνήθως από τις κατασκευάστριες εταιρείες πριν προωθήσουν κάποια Α/Γ στο εμπόριο ή σπανιότερα από ιδιώτες για να διαπιστωθούν το κατά πόσο οι πραγματικές δυνατότητες των Α/Γ τους προσεγγίζουν τα θεωρητικά δεδομένα των εγχειριδίων που τις συνοδεύουν κατά την πώληση τους.



**Σχήμα 5.1** : Κάποιοι απαιτούμενοι έλεγχοι για την πιστοποίηση των μικρών ανεμογεννητριών

#### 5.2 Έλεγχοι της απόδοσης

Η μέτρηση της καμπύλης ισχύος ανήκει σε αυτήν την κατηγορία δοκιμών και πολλές φορές γίνεται ώστε να υπάρξει σύγκριση των πραγματικών δυνατοτήτων της Α/Γ σε σχέση με την καμπύλη ισχύος που παρέχεται από τον κατασκευαστή της.

Κατά τη διεξαγωγή των μετρήσεων, μπορεί να γίνεται και καταγραφή της συχνότητας μέσω της οποίας προκύπτει η ταχύτητα περιστροφής, όταν πρόκειται για σύγχρονες γεννήτριες, ούτως ώστε να μπορεί να προκύψει ο λόγος ταχυτήτων ακροπερυγίου  $\lambda$ . Παράλληλα, γνωρίζοντας την απόδοση της γεννήτριας αναλόγως των στροφών ή του ρεύματος, είναι δυνατό να υπολογιστεί ο αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος  $c_p$ , με τελικό αποτέλεσμα τον υπολογισμό της καμπύλης  $c_p - \lambda$  που αφορά την αεροδυναμική ικανότητα των πτερυγίων. Αυτή η μέτρηση πραγματοποιήθηκε συμπληρωματικά με την μέτρηση καμπύλης ισχύος και στην παρούσα διπλωματική εργασία.

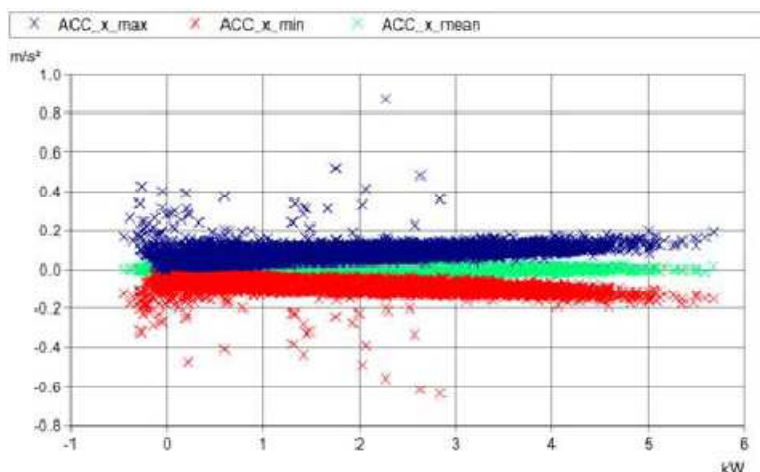
Ένας ακόμα έλεγχος που μπορεί να γίνει στις τριφασικές Α/Γ είναι ο έλεγχος της ποιότητας ισχύος, που πραγματοποιείται σύμφωνα με το πρότυπο IEC standard 61400-21. Το τεστ αυτό περιλαμβάνει μετρήσεις της άεργου ισχύος, του flicker (οπτικό τρεμούλιασμα), των μεταβολών και των διακυμάνσεων της τάσεως και των αρμονικών που παράγονται. Μετά την επεξεργασία αυτών των μετρήσεων, συμπεραίνεται το κατά πόσο τα μεγέθη αυτά παρουσιάζονται στα επιθυμητά επίπεδα που ορίζονται από το πρότυπο IEC [25].

Σπουδαίας σημασίας αποτελεί και ο έλεγχος της διάρκειας των Α/Γ. Η δοκιμή διάρκειας εκτελείται για να προκύψει η απόδοση της Α/Γ κατά τη διάρκεια μακροπρόθεσμων περιόδων. Τα πειραματικά δεδομένα ταξινομούνται μηνιαία στις κατηγορίες χρόνου που διευκρινίζονται από τα πρότυπα και τα οποία υποβάλλονται σε μια άτυπη έκθεση. Η δοκιμή διάρκειας εκτελείται σύμφωνα με το πρότυπο IEC standard 61400-2. Το τεστ αυτό μπορεί να αντικαταστήσει τους ελέγχους των πτερυγίων και των δυναμικών φορτίων που αναπτύσσονται σε μία μικρή Α/Γ. Με αυτόν τον τρόπο μειώνεται και κατά πολύ το κόστος των συνολικών ελέγχων που μπορούν να διεξαχθούν για μία μικρή Α/Γ. Προφανώς, οι έλεγχοι αυτοί διαρκούν μεγάλο χρονικό διάστημα, περίπου 6 μήνες ή περισσότερο μέχρι να υπάρξει ικανοποιητικός αριθμός δεδομένων ιδιαίτερα για τις μεγαλύτερες ταχύτητες ανέμου [26].

### 5.3 Έλεγχοι των αντοχών

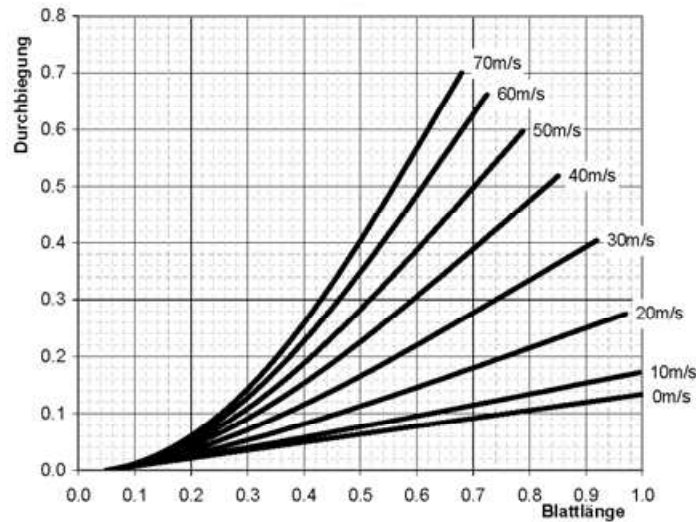
Ο κύριος έλεγχος που αφορά την αντοχή των Α/Γ, είναι η μέτρηση των δυναμικών φορτίων που αναπτύσσονται σε αυτές. Γίνεται καταγραφή των φορτίων στα διάφορα τμήματα μίας Α/Γ και συσχέτιση τους με τα ποσοτικά και ποιοτικά χαρακτηριστικά του πνέοντος ανέμου (ταχύτητα, ένταση τύρβης, κτλ) και με τα λειτουργικά χαρακτηριστικά της (ταχύτητα περιστροφής, ρυθμίσεις ελέγχου, κτλ) με στόχο την ανάλυση της δυναμικής και κοπωτικής συμπεριφοράς της Α/Γ. Αυτές οι μετρήσεις αποτελούν έναν κρίσιμο παράγοντα για τον έλεγχο του σχεδιασμού μίας Α/Γ ή για τη βελτίωση των κατασκευαστικών της χαρακτηριστικών. Συνήθως, τέτοιου είδους μετρήσεις ζητούνται από τους κατασκευαστές των ανεμογεννητριών προκειμένου να ελεγχθούν τα νέα προϊόντα τους και να αποκτήσουν το πιστοποιητικό

από τους οργανισμούς πιστοποίησης ανεμογεννητριών. Τα εν λόγω φορτία που υπολογίζονται, μετρούνται με τη βοήθεια ηλεκτρικών επιμηκυνσιομέτρων (strain gages), τα οποία τοποθετούνται σε κατάλληλα επιλεγμένα σημεία των τμημάτων της Α/Γ (στα πτερύγια, στον πύργο, στον κύριο άξονα, κτλ). Οι μετρήσεις και επεξεργασία αυτών γίνεται με το πρότυπο IEC standard 61400-13, διαρκούν περίπου τέσσερις μήνες και στόχος είναι η προσομοίωση όλων εκείνων των περιπτώσεων λειτουργίας (load cases) που έχουν προβλεφθεί από τον κατασκευαστή [27].



**Σχήμα 5.2 :** Έλεγχος της αντοχής του πύργου : διάγραμμα της επιτάχυνσης του πύργου συναρτήσει της παραγόμενης ισχύος της Α/Γ aeroSmart5 [28]

Ένα εξίσου σημαντικό τεστ είναι κι η δοκιμή των πτερυγίων μίας Α/Γ. Κατά τη δοκιμή αυτή πραγματοποιείται πειραματικός προσδιορισμός της στατικής, δυναμικής και κοπωτικής συμπεριφοράς των πτερυγίων σύμφωνα με το πρότυπο IEC 61400-23. Αναλυτικότερα, γίνεται εφαρμογή στατικών κι εναλλασσόμενων φορτίων κάτω από ελεγχόμενες συνθήκες με στόχο την πιστοποίηση της δυσκαμψίας κι αντοχής του πτερυγίου κι εφαρμογή δυναμικών φορτίων συγκεκριμένης μορφής με στόχο τον προσδιορισμό των ιδιοσυχνοτήτων, των ιδιομορφιών και των συντελεστών απόσβεσης αυτού. Κατά τη διάρκεια των δοκιμών καταγράφονται οι παραμορφώσεις, οι μετατοπίσεις, οι κλίσεις κι οι επιταχύνσεις που αναπτύσσονται από το πτερύγιο, οι επιβαλλόμενες δυνάμεις κι οι επικρατούσες περιβαλλοντολογικές συνθήκες για τον προσδιορισμό της συμπεριφοράς του πτερυγίου.



**Σχήμα 5.3 :** Δοκιμή της εκτροπής των πτερυγίων για μεγάλα δυναμικά φορτία σε υψηλούς ανέμους

#### 5.4 Έλεγχος της ασφαλούς λειτουργίας

Ο σκοπός του ελέγχου ασφαλείας και λειτουργίας μίας Α/Γ είναι να επιβεβαιωθεί ότι διαθέτει τις κατάλληλες δυνατότητες να λειτουργήσει με ασφάλεια υπό όλες τις δυνατές συνθήκες, ώστε να μην υπάρχει κίνδυνος για οποιονδήποτε κι οτιδήποτε βρίσκεται κοντά σε αυτήν. Διεξάγεται σύμφωνα με το πρότυπο IEC standard 61400-2. Κατά τη διάρκεια των διάφορων δοκιμών, ελέγχονται ακραίες καταστάσεις, όπως η επείγουσα διακοπή λειτουργίας και η αεροδυναμική ικανότητα του stall των πτερυγίων σε πολύ μεγάλους ανέμους [26]. Επιπλέον, αυτές οι προδιαγραφές θα πρέπει να εξασφαλίζουν [29]:

- Το συνεχή έλεγχο της ισχύος και της ταχύτητας περιστροφής της Α/Γ
- Τον έλεγχο της περιστροφής γύρω από τον πυλώνα της Α/Γ
- Τη σωστή συμπεριφορά του συστήματος στην περίπτωση διακοπής της σύνδεσης με το φορτίο
- Την προστασία σε περίπτωση υπερτάχυνσης της πτερύγωσης
- Την επιβράδυνση της Α/Γ σε περίπτωση εκτάκτου κινδύνου

Επιπροσθέτως, θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη κατά την επιβεβαίωση των παραπάνω προδιαγραφών :

- Οι εξωτερικές συνθήκες της περιοχής εγκατάστασης, δηλαδή η μέση ετήσια ταχύτητα κι οι ακραίες τιμές ταχύτητας ανέμου, ο ριπαιός άνεμος, το ποσοστό της τύρβης, οι ακρότατες θερμοκρασίες, η σεισμικότητα της περιοχής, το είδος του εδάφους, κτλ.

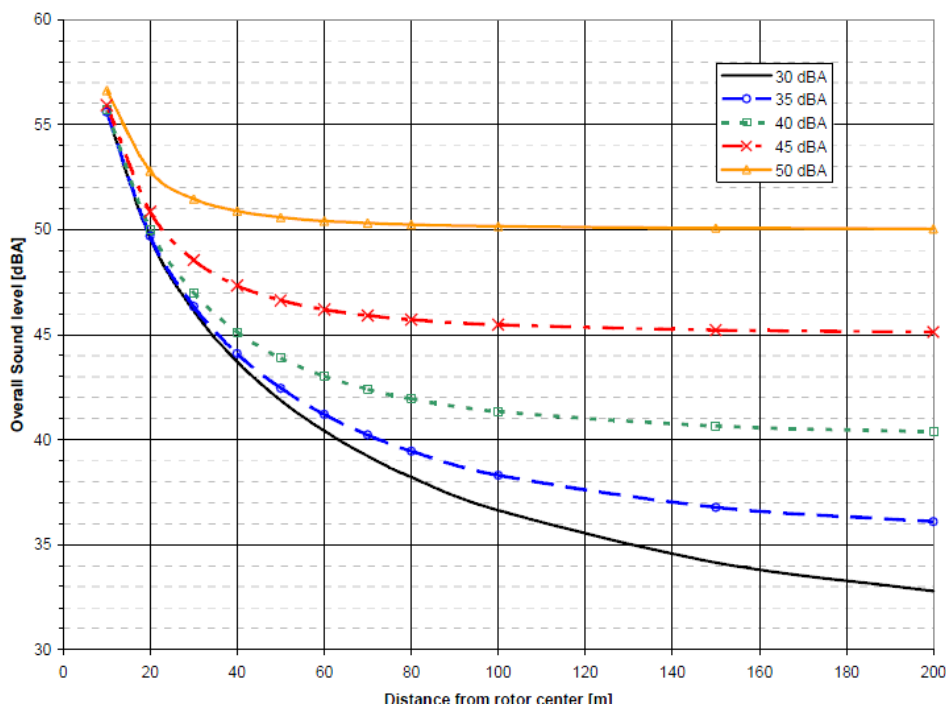


- Η συμπεριφορά των διάφορων τμημάτων του συστήματος στις πιο δυσμενείς συνθήκες λειτουργίας, όπως προκύπτουν από τους συνδυασμούς φορτίων, κοπωτικών ή μη.

## 5.5 Έλεγχος των ακουστικών εκπομπών θορύβου

Ένα σύνηθες τεστ είναι κι αυτό της μέτρησης της ακουστικής ισχύος του θορύβου που εκπέμπεται από τη λειτουργία μίας ανεμογεννήτριας και συσχέτισή του με τα ποσοτικά και ποιοτικά χαρακτηριστικά του πνέοντος ανέμου καθώς και τα λειτουργικά χαρακτηριστικά της Α/Γ. Στόχος των δοκιμών αυτών είναι να διαπιστωθούν τα επίπεδα του παραγόμενου θορύβου σε έναν νέο τύπο Α/Γ προκειμένου να χρησιμοποιηθούν στη διαδικασία πιστοποίησης της ή να επιβεβαιωθεί η "εγγύηση" ακουστικών εκπομπών που δίνει ο κατασκευαστής της κι οι τιμές της οποίας χρησιμοποιούνται για την πρόβλεψη των αναμενόμενων επιπέδων θορύβου στη γύρω περιοχή. Οι μετρήσεις που πραγματοποιούνται, γίνονται σύμφωνα με το πρότυπο IEC standard 61400-11. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης των μετρήσεων περιλαμβάνουν [27]:

- Τη στάθμη της εκπεμπόμενης ακουστικής ισχύος
- Την ηχοστάθμη ακουστικής πίεσης για το εύρος ταχυτήτων 6 - 10 m/s
- Την ανάλυση ανά 3dB του εκπεμπόμενου ακουστικού φάσματος
- Την ανάλυση τονικότητας του εκπεμπόμενου ακουστικού φάσματος



**Σχήμα 5.4** : Έλεγχος των ακουστικών εκπομπών θορύβου : διάγραμμα που αναπαριστά τα επίπεδα θορύβου μίας Α/Γ σε συνάρτηση με την απόσταση από το δρομέα της [30].



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

### ΔΙΕΘΝΕΣ ΠΡΟΤΥΠΟ ΜΕΤΡΗΣΗΣ ΚΑΜΠΥΛΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

#### 6.1 Σκοπός του IEC STANDARD

Από το 1998 έχει καθιερωθεί το διεθνές πρότυπο IEC standard 61400-12 για τη μέτρηση της καμπύλης ισχύος μίας ανεμογεννήτριας, το οποίο ανανεώνεται κι αναβαθμίζεται ανά τακτά χρονικά διαστήματα, ώστε να καλύπτονται οι ορθές προδιαγραφές για έναν πιο ολοκληρωμένο υπολογισμό της καμπύλης ισχύος που χαρακτηρίζει μία Α/Γ και την περιοχή τοποθέτησης της. Στο κεφάλαιο αυτό γίνεται μία προσπάθεια να αναφερθούν τα πιο βασικά κι ουσιώδη σημεία που αφορούν στις αρχές που απαιτείται να ακολουθηθούν για πιστοποιημένες καμπύλες ισχύος.

Το πρότυπο αυτό καθορίζει μία συγκεκριμένη διαδικασία για τη μέτρηση των χαρακτηριστικών απόδοσης της ισχύος μίας μεμονωμένης Α/Γ. Αφορά όλες τις Α/Γ ανεξαρτήτως ονομαστικής ισχύος, υπάρχουν ξεχωριστά κριτήρια βέβαια για κάθε τάξη Α/Γ, και για σύνδεση είτε με το ηλεκτρικό δίκτυο είτε με σύστημα συσσωρευτών. Η διαδικασία αυτή μπορεί να χρησιμοποιηθεί είτε για εκτίμηση της απόδοσης μίας συγκεκριμένης ανεμογεννήτριας σε συγκεκριμένη τοποθεσία είτε για την εξαγωγή γενικών συμπερασμάτων για τη σύγκριση μεταξύ διάφορων τύπων Α/Γ.

Η απόδοση μίας Α/Γ καθορίζεται από τη μέτρηση και τον υπολογισμό της καμπύλης ισχύος και την αναμενόμενη ετήσια ενεργειακή παραγωγή (ΑΕΠ), όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 1. Η καμπύλη ισχύος υπολογίζεται από τη συλλογή ταυτόχρονων μετρήσεων της ταχύτητας ανέμου και της παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος για μια συγκεκριμένη τοποθεσία και για όσο το δυνατόν μεγαλύτερο χρονικό διάστημα, ώστε να σχηματιστεί μια καλή εικόνα, η οποία θα περιλαμβάνει μία επαρκή στατιστικά βάση δεδομένων για ένα φάσμα ταχυτήτων και για διαφορετικές ανεμικές κι ατμοσφαιρικές συνθήκες. Η ΑΕΠ προκύπτει από το συνδυασμό της καμπύλης ισχύος με την κατανομή συχνότητας της ταχύτητας ανέμου, θεωρώντας 100% διαθεσιμότητα της Α/Γ, άρα και της παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος. Επιπροσθέτως, πρέπει να τονιστεί το πρότυπο αυτό περιγράφει μία μεθοδολογία μέτρησης που απαιτείται ο υπολογισμός της καμπύλης ισχύος και της προκύπτουσας ενεργειακής παραγωγής να συμπληρώνεται από την αξιολόγηση της αβεβαιότητας των μετρούμενων δεδομένων [6].

## **6.2 Βασικά κριτήρια**

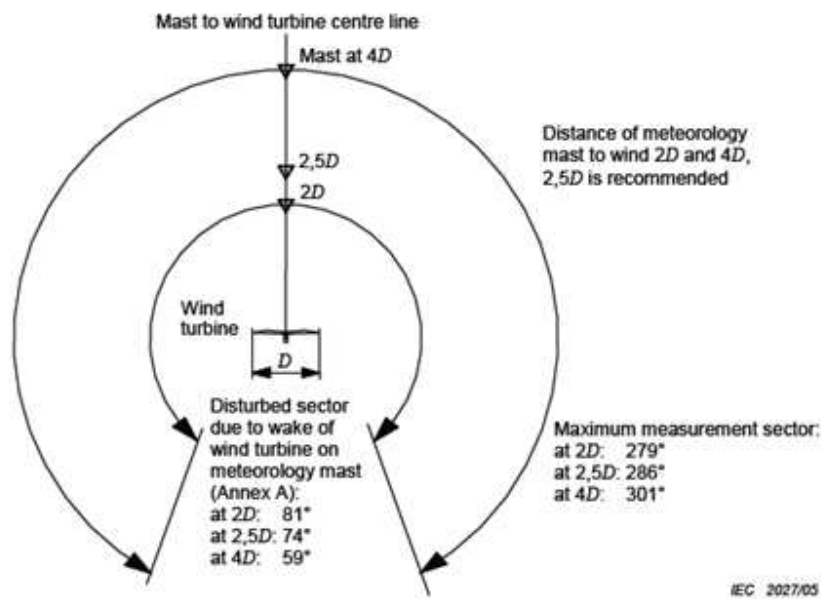
### **6.2.1 Τοποθεσία πεδίου δοκιμών ανεμογεννήτριας**

Στην τοποθεσία αυτή πρέπει να τοποθετηθεί ένας μετεωρολογικός ιστός κοντά στην Α/Γ για να καθοριστεί η ταχύτητα του ανέμου που χρησιμοποιείται από την Α/Γ. Ο τόπος αυτός παίζει σπουδαίο ρόλο κι έχει σημαντική επίδραση στη μετρούμενη απόδοση ισχύος της Α/Γ. Ειδικότερα, η διαστρέβλωση της ροής του ανέμου μπορεί να προκαλέσει διαφοροποίηση της ταχύτητας ανέμου όσον αφορά στο μετεωρολογικό ιστό και στο δρομέα της Α/Γ, για αυτό θα πρέπει να αναφερθούν οι παράγοντες που μπορεί να προκαλέσουν ριπές ανέμου, όπως είναι η τοπογραφική ανομοιομορφία, οι γειτονικές Α/Γ και τα διάφορα "εμπόδια" (κτίρια, δέντρα, κτλ.)

Ιδιαίτερη προσοχή πρέπει να δοθεί στην τοποθέτηση του μετεωρολογικού ιστού. Δεν θα πρέπει να τοποθετηθεί πολύ κοντά στην Α/Γ, καθώς η ταχύτητα του ανέμου θα επηρεαστεί μπροστά από την Α/Γ. Επίσης, δεν πρέπει να τοποθετηθεί πολύ μακριά από την Α/Γ, αφού η συσχέτιση της ταχύτητας ανέμου και της ηλεκτρικής εξόδου (παραγωγής) θα μειωθεί κατά πολύ. Κατάλληλη απόσταση μεταξύ μετεωρολογικού ιστού κι Α/Γ είναι 2 - 4 φορές τη διάμετρο της πτερωτής και συνίσταται ως βέλτιστη επιλογή η απόσταση να είναι ίση με 2,5 φορές το μήκος διαμέτρου του δρομέα. Επίσης, πριν ξεκινήσουν οι μετρήσεις, θα πρέπει να ληφθεί υπόψη να αποκλειστούν οι μετρήσεις από όλους τους τομείς στους οποίους είτε ο ιστός είτε η Α/Γ θα υποβληθούν σε ριπές ανέμου. Στις περισσότερες περιπτώσεις, η καλύτερη τοποθέτηση του μετεωρολογικού ιστού είναι upwind (προσήνεμη διάταξη), δηλαδή μπροστά από την Α/Γ (από τη μεριά της φτερωτής), στην κατεύθυνση στην οποία αναμένεται ο επικρατέστερος άνεμος κατά τη διάρκεια των δοκιμών.

### **6.2.2 Τομέας έγκυρων μετρήσεων**

Θα πρέπει να αποκλειστούν κατευθύνσεις που έχουν σημαντικά εμπόδια κι άλλες Α/Γ, είτε στη μεριά του ιστού είτε της Α/Γ. Επιπλέον, απαιτείται να αποκλειστούν οι αλλοιωμένοι τομείς, λόγω του «ίχνους» ανέμου από την Α/Γ (Σχήμα 6.1). Όλοι οι λόγοι της μείωσης του τομέα πρέπει να καταγράφονται ξεκάθαρα.

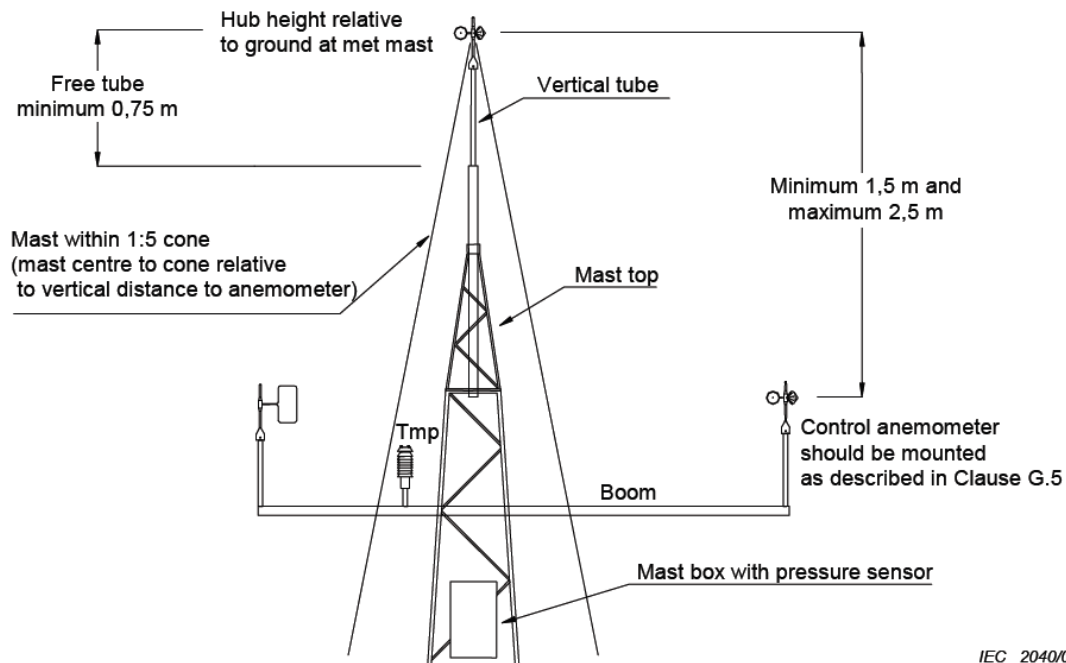


**Σχήμα 6.1** : Οι αλλοιωμένοι τομείς που πρέπει να αποκλειστούν, λόγω του «ίχνους» ανέμου από την Α/Γ.

### 6.2.3 Εξοπλισμός μετρήσεων

Όσον αφορά στη διαδικασία των ηλεκτρικών μετρήσεων θα πρέπει να λαμβάνονται δεδομένα, άρα και να υπάρχουν μετρητικά όργανα ισχύος ή ρεύματος και τάσης για κάθε φάση της ανεμογεννήτριας. Η ακρίβεια τους θα πρέπει να είναι τουλάχιστον της τάξεως του 0,5. Επιπλέον, θα πρέπει να καθορίζεται στην τελική αναφορά σε ποιο σημείο του κυκλώματος της σύνδεσης με το ηλεκτρικό δίκτυο ή του συστήματος μπαταριών λαμβάνουν χώρα οι μετρήσεις, λόγω χάρη αν γίνονται πριν τον αντιστροφέα ή μετά, αν υπάρχει ανορθωτική διάταξη σε ποια μεριά του Μ/Σ, κτλ.

Όσον αφορά στην καταγραφή των μετεωρολογικών δεδομένων απαιτείται κυπελλοφόρο ανεμόμετρο τάξεως 1,7 Α ή και καλύτερο. Επίσης, θα πρέπει να έχει πραγματοποιηθεί βαθμονόμηση του, αλλά και να επαναλαμβάνεται καλιμπράρισμα ανά δύο χρόνια περίπου. Επιπλέον, μπορεί να χρησιμοποιηθεί και δεύτερο ανεμόμετρο για την επιβεβαίωση των μετρήσεων του πρώτου (control anemometer). Επιπροσθέτως, χρειάζεται ανεμοδείκτης για τη μέτρηση της κατεύθυνσης του ανέμου και αισθητήρια μέτρησης της πίεσης, της θερμοκρασίας και της υγρασίας (όχι κατά ανάγκη απαραίτητο). Η τοποθέτηση τους στον ιστό παρουσιάζεται στο σχήμα 6.2.



**Σχήμα 6.2 :** Τοποθέτηση μετεωρολογικών αισθητήρων πάνω στον ιστό

Τα προ επεξεργασίας δεδομένα των παραπάνω αισθητηρίων θα πρέπει να συλλέγονται και να αποθηκεύονται από ένα ψηφιακό καταγραφικό σύστημα με ρυθμό δειγματοληψίας για κάθε κανάλι (σήμα) τουλάχιστον 1 Hz (μετρήσεις δευτερολέπτου). Μπορούν να αποθηκεύονται είτε τα δειγματοληπτικά δεδομένα είτε στατιστικά 10 λεπτών με χαρακτηριστικά που να αφορούν στα ακόλουθα :

- Μέση τιμή
- Διακύμανση τιμών στα 10 λεπτά
- Μέγιστη τιμή
- Ελάχιστη τιμή

#### **6.2.4 Επεξεργασία μετρήσεων - Βάση δεδομένων**

Μετά τον υπολογισμό των μέσων τιμών δεκαλέπτου για κάθε μέγεθος, θα πρέπει να γίνει διαχωρισμός των δεδομένων χρησιμοποιώντας τη " μέθοδο των διαστημάτων (bins) " για την ταχύτητα του ανέμου. Σύμφωνα με τη μέθοδο αυτή, το φάσμα των μετρούμενων ταχυτήτων θα πρέπει να χωριστεί σε συνεχόμενα διαστήματα πλάτους 0,5 m/s το καθένα, στα οποία το κέντρο τους θα είναι πολλαπλάσιο των 0,5 m/s. Τα αποκτηθέντα δεδομένα θα πρέπει να καλύπτουν ένα φάσμα ταχυτήτων που να κυμαίνεται από 1 m/s πιο χαμηλά από την ταχύτητα ένταξης της A/Γ μέχρι την ταχύτητα που ισούται με 1,5 φορές την ταχύτητα του ανέμου που αντιστοιχεί στο 85% της ονομαστικής ισχύος της A/Γ. Διαφορετικά, η ταχύτητα του ανέμου θα πρέπει να εκτείνεται από το 1 m/s πιο χαμηλά από την ταχύτητα  $V_{cut-in}$  μέχρι την ταχύτητα στην οποία η "μετρούμενη ΑΕΠ" είναι μεγαλύτερη ή ίση με το 95% της

"προσεγγιστικής ΑΕΠ", ορισμοί για την αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή που θα εξηγηθούν λίγο παρακάτω. Επιπλέον, στην αναφορά θα πρέπει να δηλώνεται ποιος από τους δύο ορισμούς έχει χρησιμοποιηθεί για τον υπολογισμό της καμπύλης ισχύος.

Η βάση δεδομένων, άρα κι η μέτρηση της καμπύλης ισχύος, θεωρείται ολοκληρωμένη κι επαρκής, όταν πλέον θα πληροί τα παρακάτω δύο κριτήρια :

- κάθε bin (διάστημα) τιμών να περιέχει τουλάχιστον δεδομένα 30 λεπτών
- η βάση δεδομένων να περιλαμβάνει τουλάχιστον συνολικά δεδομένα 180 ωρών

Εάν υπάρχει ένα διάστημα για το οποίο δεν υπάρχουν δεδομένα, είναι δυνατό να ολοκληρωθεί η καμπύλη ισχύος με εύρεση της τιμής του bin από γραμμική παρεμβολή των δύο γειτονικών του διαστημάτων. Με αυτόν τον τρόπο μπορεί εξίσου να διευρυνθεί το εύρος των ταχυτήτων ανέμου για ταχύτητες μεγαλύτερες από το φάσμα που ορίστηκε παραπάνω.

### 6.2.5 Κανονικοποίηση δεδομένων

Τα αποκτηθέντα δεδομένα θα πρέπει να κανονικοποιηθούν σε δύο διαφορετικές πυκνότητες αέρα. Η πρώτη πυκνότητα θα είναι η πυκνότητα που είναι καθορισμένη στο επίπεδο της θάλασσας (Mean Sea Level) κι ισούται με  $1,225 \text{ kg/m}^3$ . Η δεύτερη, η πραγματική, θα πρέπει να είναι η πυκνότητα που προκύπτει ως μέση τιμή των μετρούμενων πυκνοτήτων αέρα για την περίοδο μετρήσεων, στρογγυλοποιημένη στο κοντινότερο  $0,05 \text{ kg/m}^3$ . Βέβαια, σε περίπτωση που η πραγματική μέση πυκνότητα είναι  $1,225 \pm 0,05 \text{ kg/m}^3$  δεν χρειάζεται να γίνει κανονικοποίηση των αποτελεσμάτων σε αυτή, παρά μόνο στην πρώτη πυκνότητα που ορίζεται για το επίπεδο της θάλασσας. Η πυκνότητα του αέρα υπολογίζεται από τη θερμοκρασία, την πίεση και την υγρασία του ανέμου, σύμφωνα με την σχέση 6.1.

$$\rho_{10min} = \frac{1}{T_{10min}} \left( \frac{B_{10min}}{R_0} - \varphi \cdot P_w \left( \frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (6.1)$$

Όπου,

- $T_{10min}$ , η μέση τιμή 10 λεπτών της θερμοκρασίας (K)
- $B_{10min}$ , η μέση τιμή 10 λεπτών της βαρομετρικής πίεσης (Pa)
- $\varphi$ , η σχετική υγρασία (εύρος : 0 - 1)
- $R_0$ , η σταθερά του ξηρού αέρα ( $287,05 \text{ J/kg}\cdot\text{K}$ )
- $R_w$ , η σταθερά των υδρατμών ( $461,5 \text{ J/kg}\cdot\text{K}$ )
- $P_w$ , η πίεση του ατμού (Pa), η οποία εξαρτάται από τη μέση θερμοκρασία του αέρα :

$$P_w = 0,0000205 \cdot \exp(0,0631846 \cdot T) \quad (6.2)$$

Συγκεκριμένα, για τις Α/Γ που ρυθμίζονται με έλεγχο stall, η κανονικοποίηση των δεδομένων πρέπει να γίνει για την παραγόμενη ισχύ, σύμφωνα με τη σχέση 6.3 :

$$P_n = P_{10min} \frac{\rho_0}{\rho_{10min}} \quad (6.3)$$

Όπου,

- $P_n$  , η κανονικοποιημένη παραγόμενη ισχύς
- $P_{10min}$  , η μετρούμενη μέση τιμή ισχύος για 10 λεπτά
- $\rho_0$  , η πυκνότητα αναφοράς του αέρα

Για τις Α/Γ με ενεργό έλεγχο (pitch controlled ή active stall), η κανονικοποίηση πρέπει να γίνεται για την ταχύτητα ανέμου, σύμφωνα με τη σχέση 6.4.

$$V_n = V_{10min} \cdot \left( \frac{\rho_{10min}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (6.4)$$

Όπου,

- $V_n$  , η κανονικοποιημένη ταχύτητα ανέμου
- $V_{10min}$  , η μετρούμενη μέση τιμή της ταχύτητα ανέμου για 10 λεπτά

### 6.2.6 Καθορισμός της μετρούμενης καμπύλης ισχύος

Η μετρούμενη καμπύλη ισχύος καθορίζεται χρησιμοποιώντας τη μέθοδο των διαστημάτων για τα κανονικοποιημένα σύνολα δεδομένων κι υπολογίζοντας τις μέσες τιμές των κανονικοποιημένων τιμών της ταχύτητας του ανέμου και της ηλεκτρικής ισχύος για κάθε bin ξεχωριστά, σύμφωνα με τις παρακάτω σχέσεις :

$$V_i = \frac{1}{N_i} \cdot \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad (6.5)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \cdot \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (6.6)$$

Όπου,

- $V_i$  , η κανονικοποιημένη μέση τιμή της ταχύτητας ανέμου στο bin  $i$
- $V_{n,i,j}$  , η κανονικοποιημένη ταχύτητα ανέμου του συνόλου δεδομένων  $j$  στο bin  $i$
- $P_i$  , η κανονικοποιημένη μέση τιμή της παραγόμενης ισχύος στο bin  $i$
- $P_{n,i,j}$  , η κανονικοποιημένη παραγόμενη ισχύς του συνόλου δεδομένων  $j$  στο bin  $i$
- $N_i$  , το πλήθος των συνόλων των δεκαλέπτων που ανήκουν στο bin  $i$



### 6.2.7 Υπολογισμός της αναμενόμενης ενεργειακής παραγωγής (ΑΕΠ)

Η αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή εκτιμάται εφαρμόζοντας την υπολογισμένη καμπύλη ισχύος σε διαφορετικές σχετικές κατανομές ανέμου. Συνίσταται να χρησιμοποιείται η στατιστική κατανομή Rayleigh, για την οποία έγινε λόγος σε προηγούμενο κεφάλαιο, που αποτελεί κατανομή Weibull με παράμετρο μορφής  $k=2$ . Η εκτίμηση της ΑΕΠ ενδείκνυται να γίνεται για κατανομές ανέμου με μέση τιμή ταχύτητας ανέμου 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 και 11 m/s, σύμφωνα με τη σχέση 6.7.

$$AEP = N_h \frac{1}{1000} \cdot \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \cdot \left( \frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (6.7)$$

Όπου,

- $AEP$ , η ετήσια αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή ( $kWh$ )
- $N_h$ , οι ώρες ενός έτους  $N_h \approx 8760 h$
- $N$ , ο αριθμός των bins ταχυτήτων
- $V_i$ , η ταχύτητα που αντιστοιχεί στο bin  $i$  (m/s)
- $F(V_i)$ , η τιμή της αθροιστικής συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας Rayleigh για το bin  $i$  (σχέση 5.8)
- $P_i$ , η ηλεκτρική ισχύς που αντιστοιχεί στο bin  $i$  (Watt)

$$F(V) = 1 - e^{\left[ -\frac{\pi}{4} \left( \frac{V}{V_{mean}} \right)^2 \right]} \quad (6.8)$$

Όπου,

- $V_{mean}$ , η μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου στο ύψος του δρομέα (m/s)

Όπως απλά αναφέρθηκε λίγο παραπάνω, υπάρχουν δύο διαφορετικοί τρόποι υπολογισμού της ΑΕΠ, οπότε υπάρχει η "μετρούμενη ΑΕΠ" κι η "προσεγγιστική ΑΕΠ". Η πρώτη προκύπτει κανονικά από τη μετρούμενη καμπύλη ισχύος και σύμφωνα με τις σχέσεις 6.7 και 6.8, θεωρώντας μηδενική παραγόμενη ισχύ για όλους τους ανέμους που βρίσκονται εκτός του διαστήματος ταχυτήτων ανέμου για το οποίο υπολογίστηκε η καμπύλη ισχύος. Η προσεγγιστική προκύπτει θεωρώντας μηδενική παραγωγή για τις χαμηλότερες, από την ταχύτητα ένταξης, ταχύτητες και σταθερή παραγόμενη ισχύ για τις ταχύτητες από τη μέγιστη, για την οποία υπάρχουν δεδομένα, μέχρι και την ταχύτητα αποκοπής. Η σταθερή αυτή παραγόμενη ισχύς θα πρέπει να είναι ίση με την υπολογισμένη ισχύ που προκύπτει για το διάστημα με την μεγαλύτερη ταχύτητα ανέμου, θυμίζοντας την καμπύλη ισχύος μίας Α/Γ με έλεγχο του βήματος των πτερυγίων (pitch control). Τέλος, για τον υπολογισμό τους θα πρέπει να θεωρείται 100% διαθεσιμότητα της Α/Γ και θα πρέπει επιπλέον να σημειώνεται για κάθε κατανομή ανέμου για την οποία υπολογιστήκαν οι δύο διαφορετικές ΑΕΠ ο χαρακτηρισμός ως ανεπαρκούς ή ανολοκλήρωτης καμπύλης ισχύος, εάν η μετρούμενη ΑΕΠ προκύπτει μικρότερη από το 95% της προσεγγιστικής.

### 6.2.8 Υπολογισμός βαθμού απόδοσης

Ένα άλλο μέγεθος που απαιτείται να υπάρχει στην τελική αναφορά, σύμφωνα με το πρότυπο, είναι ο βαθμός απόδοσης  $C_p$ , που ουσιαστικά αποτελεί το γινόμενο της συνολικής απόδοσης της Α/Γ επί τον αεροδυναμικό συντελεστή ισχύος  $c_p$ . Εκφράζει το λόγο της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος προς την διαθέσιμη αιολική ισχύ που υπάρχει στο ρεύμα ανέμου που προσκρούει στην επιφάνεια της φτερωτής. Επομένως υπολογίζεται από τη σχέση :

$$C_{p,i} = \frac{P_i}{\frac{1}{2} \rho_0 \cdot A \cdot V_i^3} \quad (6.9)$$

Όπου,

- $C_{p,i}$ , ο συντελεστής απόδοσης για το bin  $i$
- $V_i$ , η ταχύτητα που αντιστοιχεί στο bin  $i$  (m/s)
- $P_i$ , η ηλεκτρική ισχύς που αντιστοιχεί στο bin  $i$  (Watt)
- $\rho_0$ , η πυκνότητα αναφοράς του αέρα ( $\text{kg/m}^3$ )
- $A$ , η επιφάνεια της φτερωτής που ισούται με  $\pi \cdot R^2$  ( $\text{m}^2$ )

### 6.2.9 Αξιολόγηση της αβεβαιότητας των μετρήσεων

Τελευταίο κομμάτι της επεξεργασίας των μετρούμενων δεδομένων είναι η εκτίμηση της αβεβαιότητας των μετρήσεων που διεξάχθηκαν. Η καμπύλη ισχύος, η οποία έχει προκύψει, θα πρέπει να συνοδεύεται από την αβεβαιότητα αυτή. Ο υπολογισμός πρέπει να γίνεται βάσει του οδηγού ISO, ώστε να είναι πιστοποιημένα ορθός.

Σύμφωνα με τον οδηγό αυτό, υπάρχουν δύο τύποι αβεβαιότητας. Η αβεβαιότητα κατηγορίας Α, της οποίας το μέγεθος μπορεί να συναχτεί από τις μετρήσεις και της κατηγορίας Β, της οποίας εκτιμάται από άλλα μέσα, όπως είναι η ακρίβεια των οργάνων, οι εξωτερικές συνθήκες, κτλ. Από τις δύο αυτές κατηγορίες προκύπτει η συνδυασμένη αβεβαιότητα των τελικών αποτελεσμάτων. Τα μεγέθη στα οποία χρειάζεται να γίνει αξιολόγηση της αβεβαιότητας είναι η μετρούμενη και κανονικοποιημένη καμπύλη ισχύος της ηλεκτρικής ισχύος κι η αναμενόμενη ετήσια ενεργειακή παραγωγή. Αναλυτικότερα οι υπολογισμοί της παρουσιάζονται στο κεφάλαιο 8.

## 6.3 Παρουσίαση αποτελεσμάτων - καμπύλης ισχύος

Έπειτα από την επεξεργασία των αποτελεσμάτων, θα πρέπει να συνταχτεί μία αναφορά σχετικά με τα στοιχεία που προέκυψαν από τις μετρήσεις. Σε αυτήν πέραν των εξαγόμενων δεδομένων, συνίσταται από το πρότυπο IEC η παρουσίαση κι άλλων

παραγόντων που σχετίζονται με την όλη εγκατάσταση. Τα στοιχεία που απαιτείται να παρουσιαστούν δίνονται επιγραμματικά :

- *Περιγραφή της ανεμογεννήτριας στην οποία έλαβαν χώρα οι μετρήσεις*
  - διάμετρος φτερωτής
  - τύπος άξονα(οριζοντίου ή κάθετου)
  - εύρος ταχυτήτων περιστροφής (σταθερών ή μεταβλητών στροφών)
  - ονομαστική ισχύς και ταχύτητα ανέμου
  - στοιχεία για τα πτερύγια(αριθμός, σταθερή γωνία ή pitch)
  - ύψος δρομέα και τύπος ιστού
  - σύστημα ελέγχου (αντιστροφέας)
  - περιγραφή του δικτύου που συνδέεται (συχνότητα και τάση δικτύου)
  
- *Περιγραφή του πεδίου δοκιμών*
  - φωτογραφίες όλων των τομέων μετρήσεων
  - γεωγραφικός χάρτης ή δορυφορική φωτογραφία της ευρύτερης περιοχής (γεωγραφικά χαρακτηριστικά, εμπόδια, άλλες Α/Γ)
  - όρια των τομέων των έγκυρων μετρήσεων
  
- *Περιγραφή του εξοπλισμού*
  - περιγραφή των αισθητήρων και του καταγραφικού συστήματος (συμπεριλαμβανομένου της βαθμονόμησης των οργάνων)
  - περιγραφή και σχέδιο της θέσης του κάθε οργάνου στο μετεωρολογικό ιστό
  
- *Περιγραφή της διαδικασίας μετρήσεων*
  - ρυθμός δειγματοληψίας, περίοδος μετρήσεων, έλεγχος του μετρητικού συστήματος
  - ημερολόγιο καταγραφής όλων των σημαντικών γεγονότων που έλαβαν χώρα (διαδικασίες συντήρησης, πλύσιμο φτερών)
  
- *Παρουσίαση των αποτελεσμάτων*
  - διαγράμματα με την μέση, τη σταθερή διακύμανση της, τη μέγιστη και την ελάχιστη παραγόμενη ισχύ συναρτήσει του ανέμου
  - διαγράμματα μέσης ταχύτητας κι έντασης τύρβης συναρτήσει της κατεύθυνσης του ανέμου
  - διαγράμματα ταχύτητας περιστροφής και γωνίας pitch (εάν μετρήθηκαν) συναρτήσει της ταχύτητας του ανέμου

- *Παρουσίαση της μετρούμενης καμπύλης ισχύος για την πυκνότητα αναφοράς του αέρα στο επίπεδο της θάλασσας και για την πυκνότητα της περιοχής μετρήσεων*
  - Πίνακας που να περιέχει :
    1. την κανονικοποιημένη μέση τιμή της ταχύτητας ανέμου
    2. την κανονικοποιημένη μέση τιμή της παραγόμενης ισχύος
    3. τον αριθμό των δεδομένων σε κάθε bin
    4. τον συνολικό βαθμό απόδοσης  $C_p$
    5. τις αβεβαιότητες της κατηγορίας A
    6. τις αβεβαιότητες της κατηγορίας B
    7. τις συνδυασμένες αβεβαιότητες
  - διάγραμμα της καμπύλης ισχύος με τις κανονικοποιημένες μέσες τιμές ηλεκτρικής ισχύος και τις αντίστοιχες συνδυασμένες αβεβαιότητες
  - διάγραμμα της καμπύλης του συνολικού βαθμού απόδοσης συναρτήσει της κανονικοποιημένης ταχύτητας ανέμου
  
- *Παρουσίαση της αναμενόμενης ενεργειακής παραγωγής για την πυκνότητα αναφοράς του αέρα στο επίπεδο της θάλασσας και για την πυκνότητα της περιοχής μετρήσεων*
  - Πίνακας για τις διαφορετικές κατανομές Rayleigh (μέση τιμή : 4-11 m/s) που να περιέχει :
    1. τη μετρούμενη ΑΕΠ
    2. την αβεβαιότητα της μετρούμενης ΑΕΠ
    3. την προσεγγιστική ΑΕΠ
    4. την ένδειξη "ανολοκλήρωτη" στη μέση τιμή ανέμου της κάθε κατανομής, εάν η μετρούμενη ΑΕΠ είναι μικρότερη από το 95% της προσεγγιστικής ΑΕΠ
  
- *Παρουσίαση των πιθανών αποκλίσεων από τις προδιαγραφές που ορίζονται από το IEC Standard*

#### **6.4 Μέτρηση καμπύλης ισχύος στις μικρές ανεμογεννήτριες**

Όσα αναφέρθηκαν στις προηγούμενες παραγράφους ισχύουν γενικά για όλες τις ανεμογεννήτριες, παρόλα αυτά για τις μικρές ισχύος Α/Γ, σύμφωνα με το πρότυπο IEC είναι αναγκαίο να υπάρχουν κάποιες τροποποιήσεις και ειδική μέριμνα όσον αφορά τη μέτρηση καμπύλης ισχύος τους. Στην παράγραφο αυτή αναφέρονται οι σημαντικότερες εξ αυτών.

- Για την ελαχιστοποίηση των διαφορών στα αποτελέσματα λόγω της καλωδίωσης μεταξύ της Α/Γ και του φορτίου, η σύνδεση του φορτίου δεν θα πρέπει να είναι σε μικρότερη απόσταση από τη βάση του ιστού της Α/Γ και σε μεγαλύτερη απόσταση από το τριπλάσιο μήκος του πυλώνα. Εάν δεν υπάρχουν προδιαγραφές για τη διάμετρο των καλωδίων που πρέπει να χρησιμοποιηθούν, θα πρέπει να γίνει διαστασιοποίηση τους ώστε η πτώση τάσης μεταξύ Α/Γ και φορτίου να είναι ίση με το 10% της τάσης εξόδου.
- Στις μικρές ανεμογεννήτριες, εάν είναι πιο πρακτικό, το ανεμόμετρο μπορεί να τοποθετηθεί σε βραχίονα πάνω στον ιστό της Α/Γ, χωρίς την εγκατάσταση μετεωρολογικού ιστού. Για την ελαχιστοποίηση της επιρροής από το "ίχνος" ανέμου του ανεμόμετρου, ο ανεμοδείκτης απαιτείται να τοποθετείται τουλάχιστον 3 μέτρα μακριά από το χαμηλότερο σημείο του δρομέα. Επιπλέον, το ανεμόμετρο και τα άλλα αισθητήρια θα πρέπει να τοποθετούνται σε απόσταση από το ύψος της γεννήτριας περίπου 1,5 φορές μεγαλύτερη από τη διάμετρο της φτερωτής.
- Τα προ-επεξεργασμένα δεδομένα θα πρέπει να είναι διάρκειας ενός λεπτού. Στις μικρές Α/Γ οι αναφορές που έγιναν στις προηγούμενες παραγράφους σε μέσες τιμές δεκαλέπτων θα πρέπει να γίνονται για μέσες τιμές ενός λεπτού, λόγω της μεγάλης διακύμανσης των μετρήσεων και των πολλών στροφών που αναπτύσσονται στο δρομέα.
- Η μελέτη της καμπύλης ισχύος σε μικρή ανεμογεννήτρια θεωρείται ολοκληρωμένη, όπως αντίστοιχα κριτήρια ισχύουν για τις μεγαλύτερες Α/Γ τα οποία αναφέρθηκαν στην παράγραφο 6.2.4, όταν πληροί τα παρακάτω κριτήρια :
  - Κάθε διάστημα (bin) ταχύτητας ανέμου μεταξύ της ταχύτητας που είναι 1 m/s χαμηλότερα από τη  $V_{cut-in}$  και τα 14 m/s θα πρέπει να περιέχει τουλάχιστον δεδομένα 10 λεπτών (δέκα δεδομένα του ενός λεπτού).
  - Η συνολική βάση δεδομένων θα πρέπει να περιέχει σύνολα δεδομένων τουλάχιστον 60 ωρών λειτουργίας της Α/Γ.
  - Σε περιπτώσεις Α/Γ με furling, η βάση δεδομένων θα πρέπει να περιέχει ολοκληρωμένα δεδομένα για τα bins ταχυτήτων, στα οποία η Α/Γ βρίσκεται σε κατάσταση furling, ώστε να φαίνεται στην καμπύλη ισχύος η μείωση της παραγόμενης ισχύος μετά την ονομαστική ταχύτητα ανέμου.
- Για τις ανεμογεννήτριες με παθητικό έλεγχο πτερυγίων, θα πρέπει να γίνεται κανονικοποίηση και της ισχύος εξόδου και της ταχύτητας ανέμου σύμφωνα με τις σχέσεις 6.3 και 6.4 αντίστοιχα.
- Σε περιπτώσεις που η μικρή Α/Γ δε σταματάει να λειτουργεί σε υψηλούς ανέμους, η μετρούμενη κι η προσεγγιστική ΑΕΠ πρέπει να υπολογίζονται θεωρώντας ως ταχύτητα αποκοπής τη μέγιστη ταχύτητα που έχει καταγραφεί κι υπάρχει σε bin με πλήρη δεδομένα (10 τουλάχιστον δεδομένα ενός λεπτού) ή τα 25 m/s, αναλόγως ποια από τις δύο ταχύτητες είναι μεγαλύτερη.



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

### ΜΕΤΡΗΣΗ ΚΑΜΠΥΛΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΜΙΚΡΗΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ ΣΤΗΝ ΑΕΡΟΣΗΡΑΓΓΑ

#### 7.1 Αεροδυναμική σήραγγα

Οι πρώτες πειραματικές μετρήσεις καμπύλης ισχύος μικρής ανεμογεννήτριας που έλαβαν χώρα, πραγματοποιήθηκαν στην αεροδυναμική σήραγγα, η οποία βρίσκεται στο εργαστήριο Αεροδυναμικής της Σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου. Η εν λόγω σήραγγα είναι κλειστού κυκλώματος με συνολικό μήκος περίπου 32 m και τρεις διακριτούς τομείς (θέσεις) δοκιμών. Ο τομέας, ο οποίος διεξήχθησαν οι μετρήσεις έχει τετραγωνική διατομή 8,75 m<sup>2</sup>, με πλάτος 3,50 m, ύψος 2,50 m και μήκος 10,8 m, με μέγιστη αναπτυσσόμενη ταχύτητα ανέμου τα 13 m/s.

Ο έλεγχος της ταχύτητας του ανέμου έγινε μέσω συστήματος ελέγχου των στροφών (Εικόνα 7.1) του κινητήρα, ο οποίος είναι υπεύθυνος για την παραγωγή ροής αέρα στην αεροσήραγγα. Η μέτρηση της ταχύτητας του ανέμου πραγματοποιήθηκε μέσω της μέτρησης της πίεσης του με ειδικό μανόμετρο (Εικόνα 7.2) εύρους ±2000 Pascal κι ακρίβειας ακεραίου ψηφίου, το οποίο συνδεόταν με δύο σωλήνες Pitot, οι οποίοι κατέληγαν στο εσωτερικό της σήραγγας. Επομένως, η διαδικασία, περιελάμβανε αύξηση των στροφών του κινητήρα της αεροσήραγγας και παρακολούθηση του μανομέτρου, ώστε μέσω της σχέσης 7.1 να διαπιστωθεί η ταχύτητα του ανέμου που έρεε στον τομέα των δοκιμών. Πρακτικά, έγινε βαθμονόμηση των στροφών του κινητήρα συναρτήσει των επιθυμητών ταχυτήτων ανέμου, ώστε το μανόμετρο να χρησιμοποιείται ως δεύτερος τρόπος υπολογισμού και παρακολούθησης της ταχύτητας του ανέμου.

$$B = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_w^2 \quad (7.1)$$

Όπου,

- $B$ , η πίεση του ανέμου (Pa)
- $\rho$ , η πυκνότητα του αέρα (kg/m<sup>3</sup>)
- $v_w$ , η ταχύτητα του ανέμου (m/s)

Η πυκνότητα του αέρα της αεροσήραγγας υπολογιζόταν μέσω της θερμοκρασίας, που επικρατούσε στο εσωτερικό της και μέσω της σχέσης 7.2 :

$$\rho = \frac{B_o}{R_o \cdot (273+T)} \quad (7.2)$$

Όπου,

- ο  $B_o$  , η ατμοσφαιρική πίεση ( $B_o=101325 Pa$ )
- ο  $R_o$  , η σταθερά του ξηρού αέρα ( $R_o=287,05 J/kg\cdot K$ )
- ο  $T$  , η θερμοκρασία ( $^{\circ}C$ )



**Εικόνα 7.1** : Σύστημα ελέγχου των στροφών του κινητήρα του στροβίλου παραγωγής ροής αέρα της αεροδυναμικής σήραγγας



**Εικόνα 7.2** : Ψηφιακό μανόμετρο για τη μέτρηση της πίεσης του ανέμου στην αεροσήραγγα



## 7.2 Περιγραφή της υπό μελέτη μικρής ανεμογεννήτριας

Η ανεμογεννήτρια που εξετάστηκε είναι ονομαστικής ισχύος 350 W με ονομαστική ταχύτητα τα 11,5 m/s κι η κατασκευή της βασίζεται ακριβώς στα ίδια σχέδια κατασκευής με την Α/Γ που εξετάζεται στο κεφάλαιο 8. Αποτελείται από σύγχρονη ηλεκτρική γεννήτρια μονού δρομέα - στάτη κι είναι αξονικής ροής με μόνιμους μαγνήτες, αριθμώντας 8 ζεύγη πόλων στο εσωτερικό της. Τα πτερύγια της είναι τρία κι έχουν μήκος 0,6 μέτρα το καθένα, ενώ το υλικό κατασκευής τους είναι το ξύλο. Χρησιμοποιήθηκε αυτή η Α/Γ καθότι έχει μικρότερη διάμετρο δρομέα, από αυτήν που μετρήθηκε κανονικά στο πεδίο δοκιμών (Κεφάλαιο 8), καθώς δεν ήταν ασφαλές να μετρηθεί σε αυτόν τον τομέα Α/Γ που θα χωρούσε οριακά.

Τοποθετήθηκε σε σωληνοειδή ιστό, ώστε το κέντρο του δρομέα να είναι όσο το δυνατόν πιο κοντά (απόκλιση λίγων εκατοστών) με το κέντρο της διατομής της αεροδυναμικής σήραγγας κι ευθυγραμμίστηκε στη διατομή της αεροσήραγγας, ώστε ο άνεμος να προσκρούει κάθετα στην επιφάνεια του δρομέα. Ο ιστός στηρίζονταν σε βάση που βρισκόταν κάτω από την επιφάνεια της σήραγγας κι η οποία με τη σειρά της ήταν τοποθετημένη πάνω σε ειδικό ζυγό μέτρησης των δυνάμεων και των ροπών που επρόκειτο να ασκηθούν στο δρομέα.



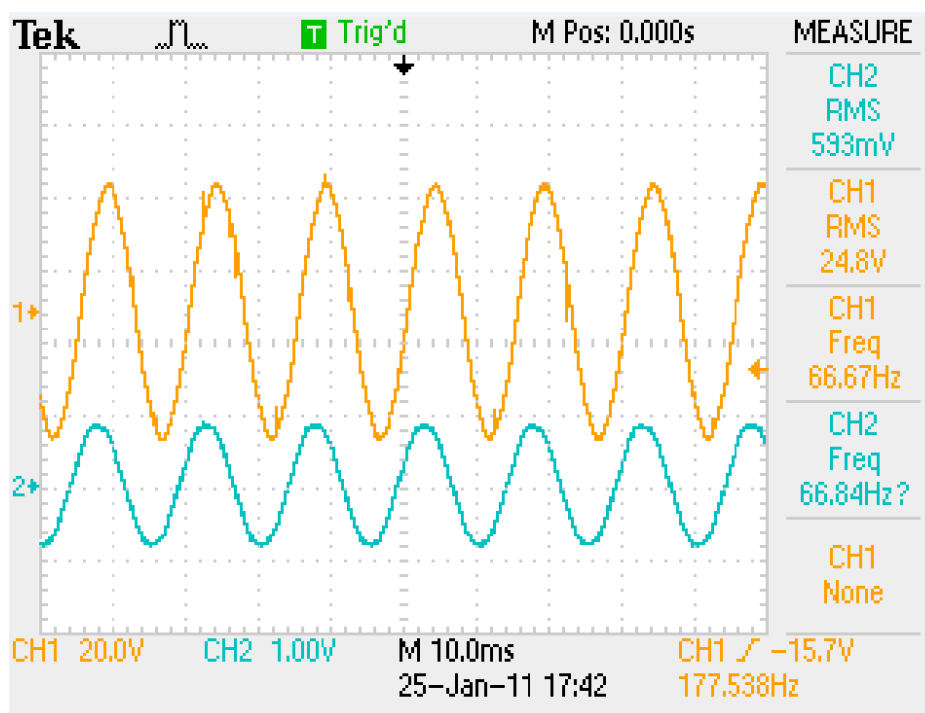
**Εικόνα 7.3 :** Τοποθέτηση της μικρής ανεμογεννήτριας σε ιστό στο εσωτερικό της αεροδυναμικής σήραγγας

### 7.3 Περιγραφή των μετρήσεων

Στόχος του όλου εγχειρήματος ήταν η εκτίμηση της καμπύλης ισχύος και η εύρεση της σχέσης του αεροδυναμικού συντελεστή ισχύος  $c_p$  των πτερυγίων συναρτήσει του λόγου ταχυτήτων ακροπτερυγίου  $\lambda$ . Οι μετρήσεις περιελάμβαναν μέτρηση των ηλεκτρικών μεγεθών (τάση και ρεύμα), μέτρηση της ταχύτητας ανέμου, όπως περιγράφηκε παραπάνω και ταυτόχρονη μέτρηση των δυνάμεων και ροπών που ασκούνταν στη φτερωτή.

#### 7.3.1 Περιγραφή της μέτρησης ηλεκτρικών μεγεθών

Οι υπολογισμοί της ηλεκτρικής ισχύος προέκυπταν από τις μετρήσεις πολικής τάσης και ρεύματος γραμμής μίας φάσης της Α/Γ. Το βασικό όργανο που χρησιμοποιήθηκε για αυτό το σκοπό ήταν ο ψηφιακός παλμογράφος Tektronix 2024 C που χρησιμοποιήθηκε για τη μέτρηση της πολικής τάσης, του ρεύματος μίας φάσης και της συχνότητας της μετρούμενης τάσης. Για λόγους ελέγχου και σωστής εξακρίβωσης αποτελεσμάτων χρησιμοποιήθηκε παράλληλα το πολύμετρο FLUKE 867B, με το οποίο μετρούταν η RMS τιμή κι η συχνότητα της πολικής τάσης.



**Εικόνα 7.4** : Στιγμιότυπο μέτρησης από τον ψηφιακό παλμογράφο, σε ταχύτητα ανέμου 10 m/s, στις 1000 ΣΑΑ ( $f = 66,67$  Hz) και σε  $\lambda = 6,28$  : CH1 RMS :  $V_{\pi} = 24,8$  V CH2 RMS :  $I = 5,93$  A (Λόγος μετασχηματισμού :  $10$  mV =  $0,1$  A)

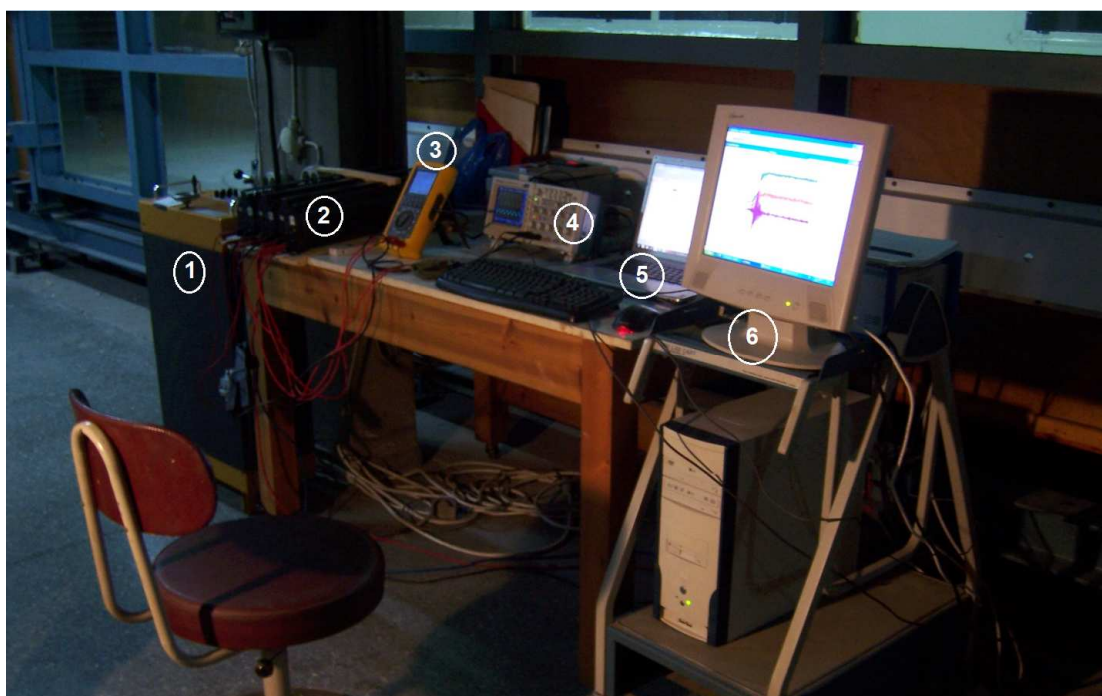
Για τον έλεγχο της ταχύτητας περιστροφής του δρομέα χρησιμοποιήθηκαν δύο τριφασικές συμμετρικές μεταβλητές αντιστάσεις (ροοστάτες) διαφορετικού μεγέθους, ώστε να επιτευχθούν όσο το δυνατόν περισσότερες τιμές στροφών περιστροφής. Ο έλεγχος στηρίχτηκε στην απλή λογική της μείωσης του ρεύματος, άρα και της ηλεκτρομαγνητικής ροπής, με την αύξηση της αντίστασης που συνδεόταν σε

συνδεσμολογία αστέρα με τις τρεις φάσεις της Α/Γ. Επομένως, και λόγω της αντίστροφης σχέσης ρεύματος - ταχύτητας περιστροφής, αυξάνοντας την αντίσταση, επιτυγχάνεται αύξηση των στροφών και προφανώς αύξηση της θερματικής τάσης. Οι στροφές περιστροφής υπολογίζονται από τη συχνότητα του δρομέα σύμφωνα με τη γνωστή σχέση 7.3 για αριθμό πόλων  $p = 16$  :

$$N_s = \frac{120 \cdot f}{p/2} \quad (7.3)$$

Στόχος ήταν η επίτευξη όσο το δυνατόν περισσότερων διαφορετικών τιμών ταχύτητας περιστροφής, ώστε να προκύψουν περισσότερες τιμές για το λόγο  $\lambda$  αφού τα δύο αυτά μεγέθη αποτελούν ανάλογα ποσά (Σχέση 7.4), ώστε να χαραχθεί εν τέλει μια καμπύλη για μεγάλο εύρος λόγων ταχυτήτων  $\lambda$ .

$$\lambda = \frac{2\pi \cdot R \cdot N_s}{60 \cdot V_w} \quad (7.4)$$



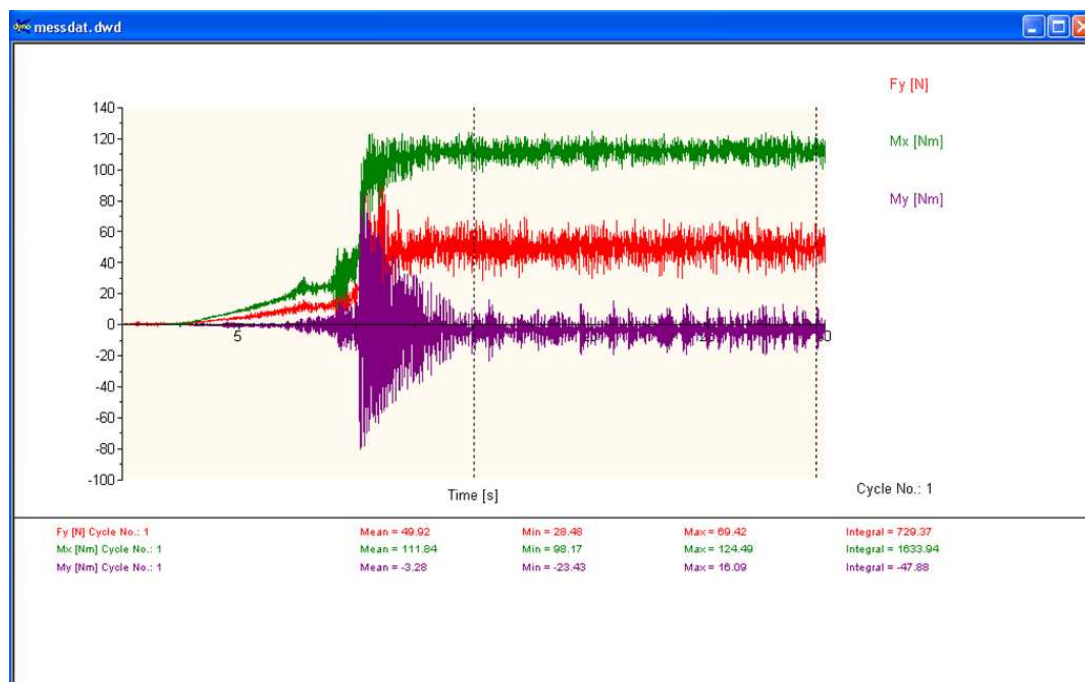
**Εικόνα 7.5 :** Εξοπλισμός μετρήσεων :

- (1),(2) μεταβλητές αντιστάσεις
- (3) Πολύμετρο FLUKE
- (4) Ψηφιακός Παλμογράφος
- (5) Η/Υ για την καταγραφή των ηλεκτρικών μετρήσεων
- (6) Η/Υ για την καταγραφή των ασκούμενων δυνάμεων και ροπών

### 7.3.2 Περιγραφή της μέτρησης δυνάμεων και ροπών στο δρομέα

Οι μετρήσεις αυτές γίνονται μέσω του ειδικού ζυγού, που αναφέρθηκε παραπάνω, ο οποίος συνδεόταν με κατάλληλη κάρτα καταγραφής σημάτων κι η οποία με τη

σειρά της συνδεόταν με ηλεκτρονικό υπολογιστή (Εικόνα 7.5). Η επεξεργασία των σημάτων του ζυγού έγινε με το λογισμικό Dynoware κι ο σκοπός καταγραφής αυτών των μεγεθών ήταν η διόρθωση της ταχύτητας του ανέμου λόγω του φαινομένου "blockage", το οποίο θα αναλυθεί λίγο παρακάτω. Με το ζυγό μετρήθηκαν η δύναμη της ώσης (thrust) που δέχεται η φτερωτή, η οποία ουσιαστικά ασκείται κάθετα στην επιφάνεια του δρομέα, καθώς κι η κάθετη κι η οριζόντια ροπή που τείνουν να την περιστρέψουν στους αντίστοιχους άξονες. Από αυτές τις μετρήσεις, μέσω της ώσης προέκυψαν κι οι διορθώσεις στην ταχύτητα, όπως παρουσιάζεται παρακάτω.



**Εικόνα 7.6 :** Μέτρηση της ώσης και των ροπών (κάθετης κι οριζόντιας) στη φτερωτή με το λογισμικό Dynoware

## 7.4 Παρουσίαση κι επεξεργασία αποτελεσμάτων

### 7.4.1 Καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας

Οι μετρήσεις που διεξήχθησαν έγιναν για ταχύτητες ανέμου από 4 μέχρι 11,5 m/s, αφού για μεγαλύτερες ταχύτητες ήταν αδύνατο να ελεγχθεί η ταχύτητα περιστροφής του δρομέα με τις διαθέσιμες αντιστάσεις. Από τις ηλεκτρικές μετρήσεις που πραγματοποιήθηκαν, προέκυψε η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς, σύμφωνα με τη γνωστή σχέση :  $P_{el} = \sqrt{3} \cdot V_{\pi} \cdot I$ . Ενδεικτικά, στον Πίνακα 7.1 παρουσιάζονται κάποιες από αυτές για διαφορετικές ταχύτητες ανέμου και για λόγο ταχυτήτων περίπου  $\lambda = 6$ , το οποίο αποτελεί και το θεωρητικό βέλτιστο tip speed ratio για τα πτερύγια αυτής της Α/Γ.

Vw (m/s)	N (rpm)	$\lambda$	Vπ (V)	I (A)	Pel (W)
4,0	399,30	6,27219	11,4	0,141	2,784098
4,5	449,70	6,278997	13,0	0,377	8,488781
5,0	499,95	6,282557	14,2	0,69	16,97063
5,5	500,70	5,719983	13,7	1,24	29,42408
6,0	600,45	6,287898	16,7	1,52	43,96638
6,5	650,00	6,283185	18,1	1,52	47,65218
7,0	699,60	6,279595	19,8	1,68	57,61494
7,5	750,00	6,283185	20,8	2,09	75,29571
8,0	750,00	5,890486	19,5	3,75	126,6562
8,5	799,50	5,90989	20,6	4,31	153,7819
9,0	850,35	5,936563	21,1	5,16	188,5788
9,5	901,50	5,962412	22,0	6,01	229,0118
10,0	950,55	5,972482	22,6	6,31	247,0008
10,5	1000,05	5,984285	23,0	7,61	303,1609
11,0	1048,95	5,991588	24,0	8,24	342,5304
11,5	1048,95	5,731085	23,4	9,24	374,4971

**Πίνακας 7.1** : Ενδεικτικές μετρήσεις που έλαβαν χώρα στην αεροδυναμική σήραγγα

Η εύρεση όμως της καμπύλης ισχύος από αυτά τα αποτελέσματα θα ήταν λάθος, καθώς στην αεροσήραγγα παρουσιάζεται το φαινόμενο blockage, όπως προαναφέρθηκε. Κατά το φαινόμενο αυτό, η πραγματική ταχύτητα που βλέπει ο δρομέας είναι ελαφρώς μεγαλύτερη της μετρούμενης στην αεροσήραγγα. Ο πρώτος που ασχολήθηκε με το θέμα αυτό αλλά και με άλλους διορθωτικούς συντελεστές, ήταν ο Glauert. Η θεωρία του λέει ότι σε μία κλειστή αεροσήραγγα δοκιμών, η ώση που δημιουργεί ο αέρας στον δρομέα είναι μεγαλύτερη αυτής που θα δημιουργούσε αέρας ίδιας επ' άπειρον ταχύτητας σε ελεύθερη ροή. Λόγω της εξίσωσης της συνέχειας, η παροχή μπροστά και πίσω από τον δρομέα πρέπει να είναι η ίδια. Όμως, δεδομένου ότι η επ' άπειρον ροή του αέρα πίσω από το δρομέα περιορίζεται από τα τοιχώματα της σήραγγας, ρέει σε μια διατομή μικρότερη της επ' άπειρον αντίστοιχης και λόγω της εξίσωσης της συνέχειας αποκτά μεγαλύτερη ταχύτητα. Εξαιτίας αυτής της μεγαλύτερης ταχύτητας, η στατική πίεση θα είναι μικρότερη έξω από τον ιδεατό σωλήνα ροής του αέρα παρ' ότι μέσα σε αυτόν. Συνεπώς, η αναπτυσσόμενη ώση θα ισούται με αυτήν μιας μεγαλύτερης ταχύτητας ανέμου  $V_{corr}$  σε ελεύθερη ροή. Η διόρθωση κατά Glauert περιγράφεται μαθηματικά από την παρακάτω σχέση [31]:

$$\frac{V_{corr}}{V} = 1 + \left( \frac{\tau_4 \cdot \alpha_1}{\sqrt{2 \cdot (1 + 2 \cdot \tau_4)}} \right) \quad (7.5)$$

Όπου,

- $V_{corr}$ , η διορθωμένη ταχύτητα ανέμου
- $V$ , η μετρούμενη ταχύτητα ανέμου
- $\tau_4$ , ο συντελεστής που σχετίζεται με την ώση  $T$  στη φτερωτή, σύμφωνα με τη σχέση :

$$\tau_4 = \frac{T}{\rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^2} \quad (7.6)$$

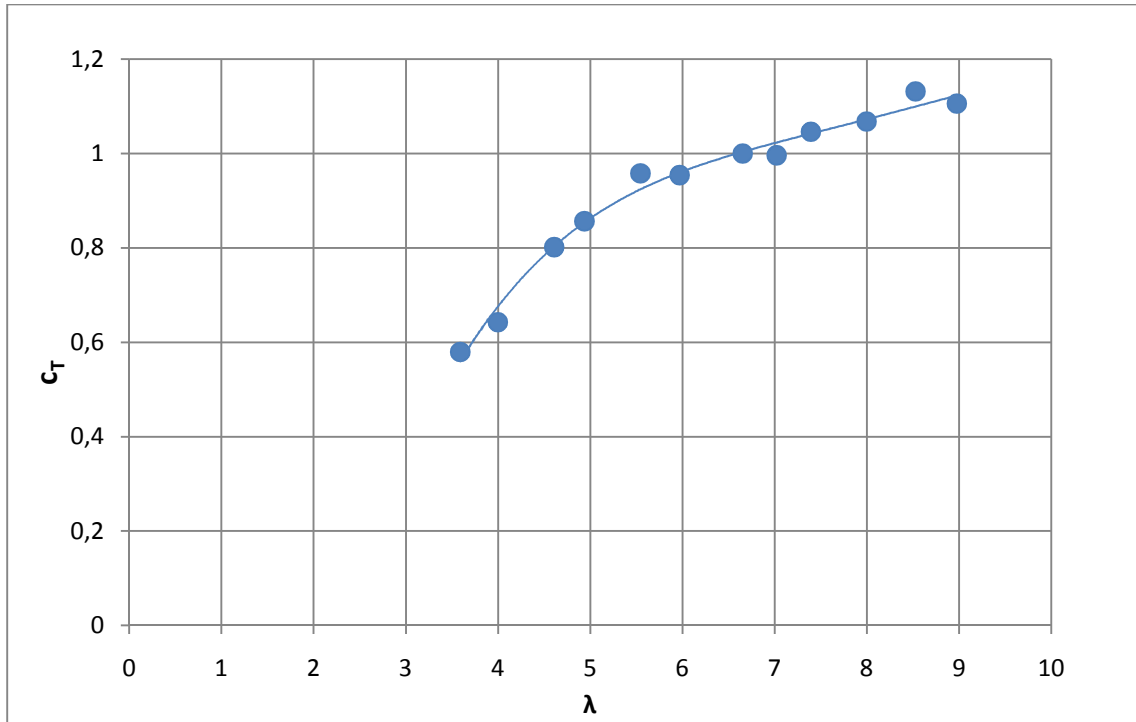
- ο  $\alpha_1$  , ο λόγος blockage (λόγος διαμέτρου φτερωτής προς διατομή σήραγγας), που δίνεται από τη σχέση :

$$\alpha_1 = \frac{\pi \cdot R^2}{A_{windtunnel}} = \frac{\pi \cdot 0,6^2}{2,5 \cdot 3,5} = 0,129254 \quad (7.7)$$

Για τον υπολογισμό του συντελεστή  $\tau_4$  έγιναν μετρήσεις του thrust με τη φτερωτή, αλλά και χωρίς αυτήν, δηλαδή μόνο με τη γεννήτρια (δύναμη drag στο δρομέα), ώστε να προκύψει μόνο η ώση που ασκείται στα πτερύγια από τη διαφορά αυτών των δυνάμεων. Επιπλέον, από τις μετρήσεις της ώσης στην Α/Γ, προέκυψε άλλο ένα ενδιαφέρον μέγεθος, που αφορά τα πτερύγια. Το μέγεθος αυτό είναι ο συντελεστής ώσης  $c_t$  των πτερυγίων, που εξαρτάται από το λόγο ταχυτήτων ακροπτερυγίου  $\lambda$  (Σχήμα 7.1), με τον οποίο λειτουργεί μία Α/Γ.

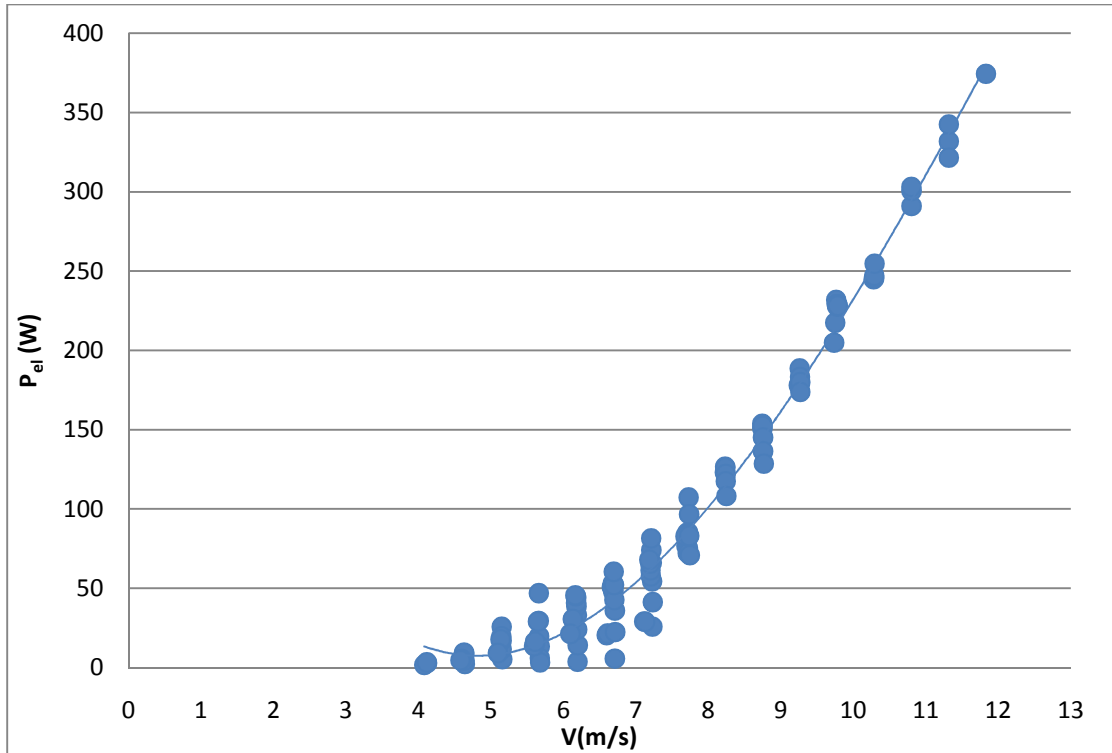
THRUST								
V (m/s)	T (°C)	$\rho$ (kgr/m <sup>3</sup> )	N (rpm)	$\lambda$	Thrust (N)	$c_t$	Drag (N)	Thrust-drag (N)
5,5	15	1,226	350	3,998391	13,47	0,642359	2,34	11,13
5,5	15	1,226	700	7,996781	22,39	1,067737	2,34	20,05
7,0	15	1,226	400	3,590392	19,69	0,579676	3,43	16,26
7,0	15	1,226	550	4,936788	29,09	0,856413	3,43	25,66
7,0	15	1,226	950	8,52718	38,43	1,131383	3,43	35,00
7,0	15	1,226	1000	8,975979	37,56	1,105770	3,43	34,13
7,5	15	1,226	550	4,607669	31,26	0,801681	3,91	27,35
8,5	15	1,226	750	5,543987	47,98	0,957983	4,74	43,24
8,5	15	1,226	900	6,652784	50,09	1,000112	4,74	45,35
8,5	15	1,226	950	7,022384	49,90	0,996318	4,74	45,16
8,5	15	1,226	1000	7,391983	52,4	1,046234	4,74	47,66
10,0	15	1,226	950	5,969026	66,15	0,954257	6,24	59,91

**Πίνακας 7.2 :** Μετρήσεις thrust και drag που ασκούνται στη φτερωτή και στο δρομέα αντίστοιχα.

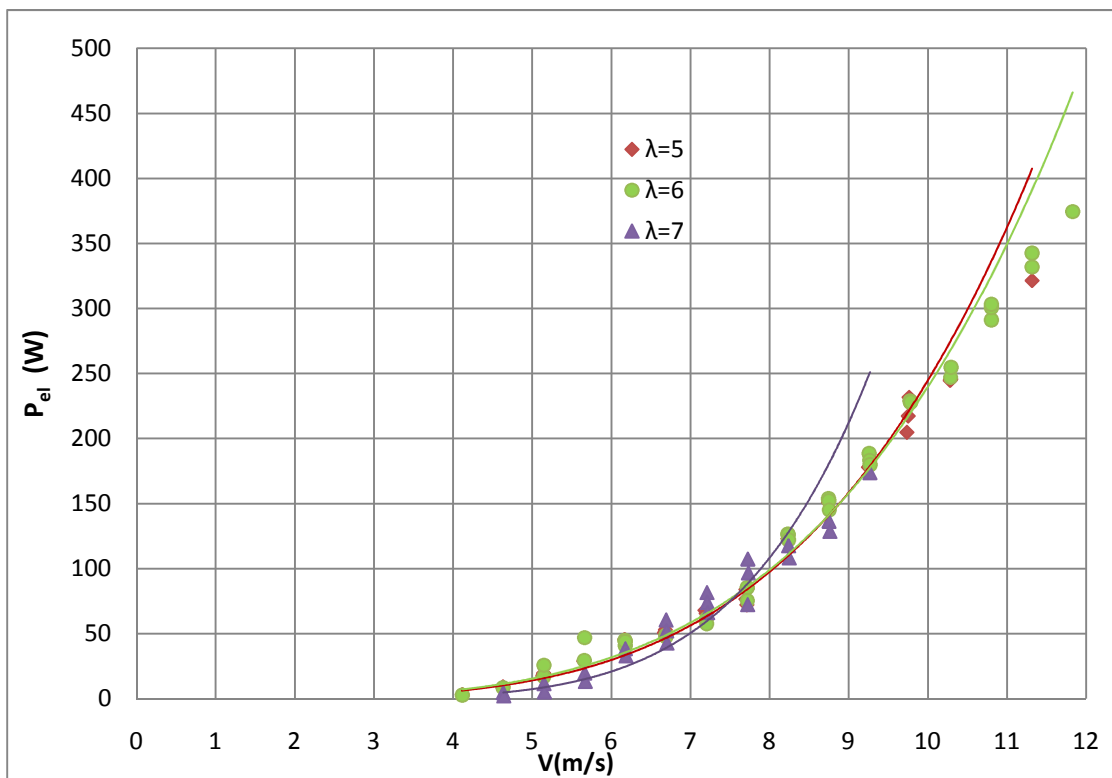


**Σχήμα 7.1** : Καμπύλη συντελεστή ώσης  $c_t$  συναρτήσει του λόγου ταχυτήτων ακροπτερυγίου  $\lambda$

Συνεπώς, μέσω των παραπάνω σχέσεων, έγινε η διόρθωση της ταχύτητας του ανέμου. Λόγω της διόρθωσης αυτής επήλθε διόρθωση και σε εξαρτώμενα από αυτό μεγέθη, όπως το  $\lambda$ . Βάσει αυτών των διορθώσεων ήταν δυνατόν πλέον, να σχεδιαστεί η καμπύλη ισχύος της μικρής ανεμογεννήτριας κι η οποία παρατίθεται στα επόμενα σχήματα, αρχικά για όλες τις μετρήσεις που λήφθηκαν και στη συνέχεια για τρεις διαφορετικές τιμές του  $\lambda$ .



**Σχήμα 7.3** : Καμπύλη ισχύος της μικρής ανεμογεννήτριας ονομαστικής ισχύος 350 W από μετρήσεις στην αεροδυναμική σήραγγα του ΕΜΠ



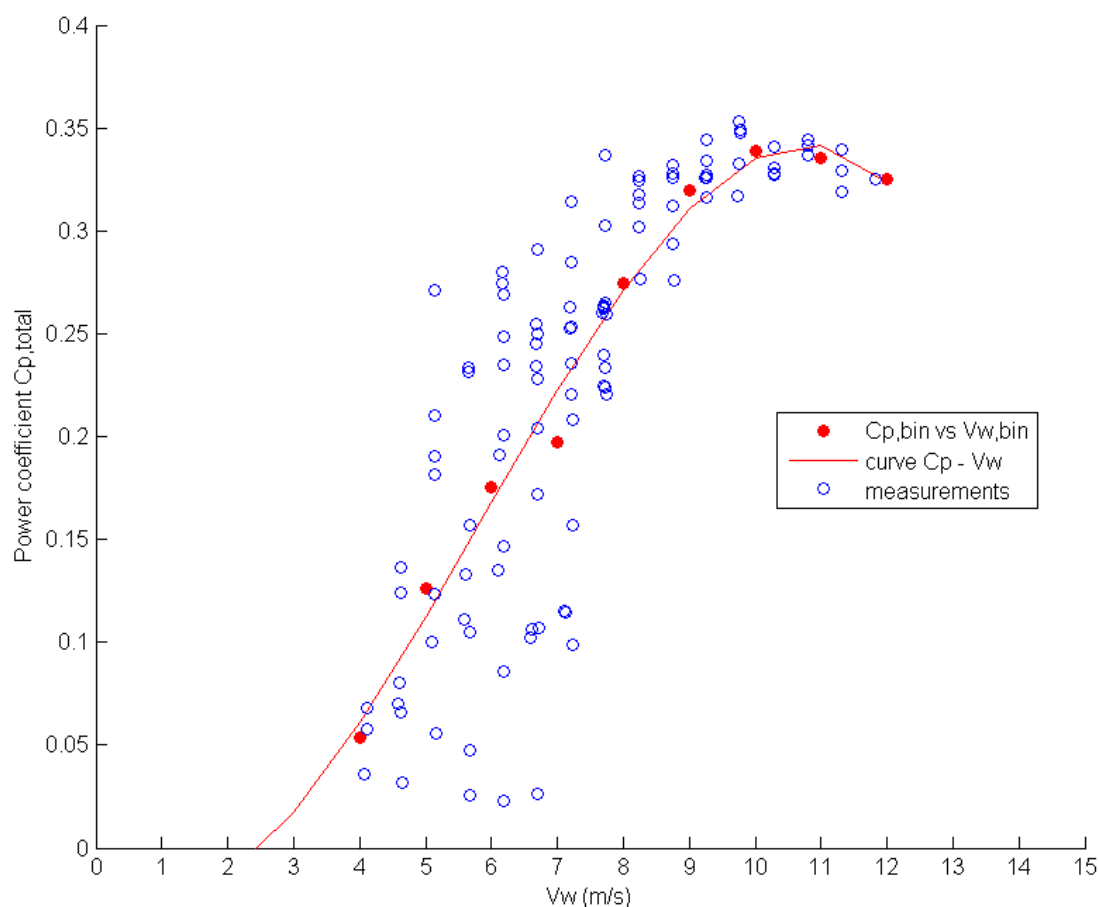
**Σχήμα 7.4** : Καμπύλες ισχύος για τους τρεις βέλτιστους λόγους ταχυτήτων ακροπερυγίου



### 7.4.2 Συνολικός βαθμός απόδοσης της ανεμογεννήτριας

Από τα αποτελέσματα των μετρήσεων ήταν δυνατός και ο υπολογισμός του συνολικού βαθμού απόδοσης  $C_P$  της Α/Γ συναρτήσει της ταχύτητας του ανέμου, μέγεθος που, όπως είδαμε στο κεφάλαιο 5, ζητείται στην αναφορά μίας καμπύλης ισχύος σύμφωνα με το πρότυπο IEC. Ο συντελεστής αυτός, ο οποίος ουσιαστικά εκφράζει την ποσοστό της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος από τη διαθέσιμη αιολική ισχύ του ανέμου που προσπίπτει στην επιφάνεια του δρομέα, προκύπτει από τη σχέση:

$$C_P = \frac{P_{el}}{0,5 \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_w^3} \quad (7.8)$$



**Σχήμα 7.5 :** Συνολικός συντελεστής ισχύος συναρτήσει της ταχύτητας ανέμου

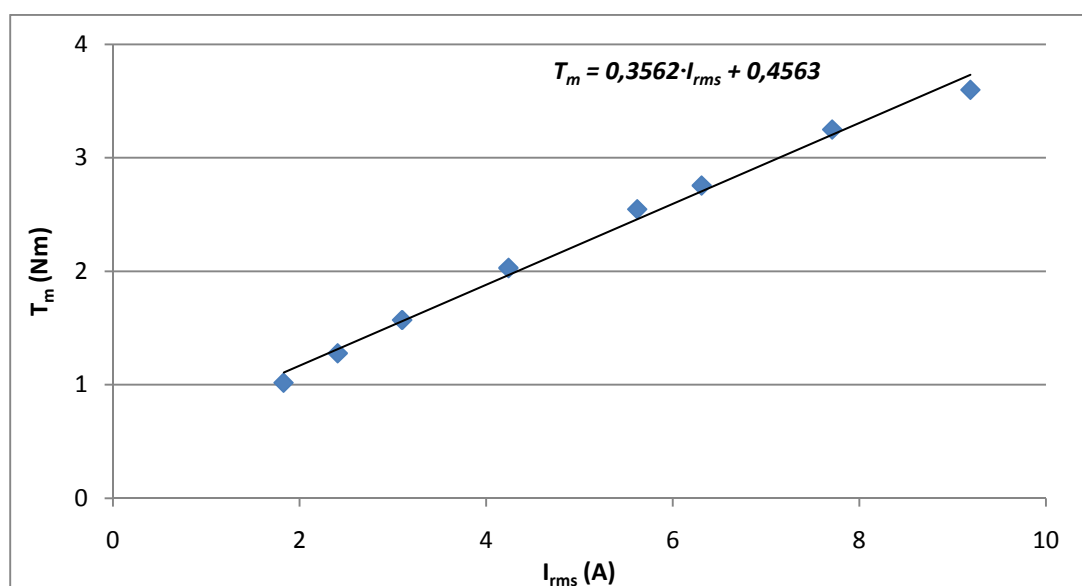
### 7.4.3 Αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος της ανεμογεννήτριας

Για την εύρεση του αεροδυναμικού συντελεστή, απαιτούνταν ο υπολογισμός της μηχανικής ισχύος που δεσμεύουν τα πτερύγια από τον άνεμο. Από τη μέτρηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος, η μηχανική ισχύς προκύπτει γνωρίζοντας το ηλεκτρικό βαθμό απόδοσης. Όμως, ο βαθμός απόδοσης δεν είναι σταθερός και μεταβάλλεται συναρτήσει του ρεύματος και της ταχύτητας περιστροφής. Επιπλέον,

λόγω της μη διαθεσιμότητας των ακριβών ηλεκτρικών χαρακτηριστικών αυτής της Α/Γ, έγινε μία προσέγγιση για τον υπολογισμό της μηχανικής της ροπής μέσω της οποίας είναι δυνατό να προκύψει η μηχανική ισχύς. Για το λόγο αυτό χρησιμοποιήθηκε η καμπύλη βαθμού απόδοσης - ρεύματος από προσομοίωση [32] που είχε γίνει για την ανεμογεννήτρια των 850 W, η οποία αναλύεται στο επόμενο κεφάλαιο κι έχει σχεδιαστεί σύμφωνα με τα ίδια κριτήρια με την εν λόγω Α/Γ των 350 W. Οπότε γίνεται η θεώρηση ότι παρουσιάζει την ίδια συμπεριφορά η καμπύλη αυτή για την Α/Γ των 350 W για τα αντίστοιχα ρεύματα. Επομένως, έγινε αντιπαραβολή των ρευμάτων της μεγαλύτερης Α/Γ στις ονομαστικές της στροφές ( $N_{850W}=550$  ΣΑΛ) με τα ρεύματα που προκύπτουν στις ονομαστικές στροφές ( $N_{350W}\approx 950$  ΣΑΛ) της μικρότερης, υπολογίζοντας τον αντίστοιχο βαθμό απόδοσης κι έτσι προέκυψε για την υπό εξέταση Α/Γ η καμπύλη μηχανικής ροπής - ρεύματος, η οποία ισχύει ανεξαρτήτως στροφών.

V (m/s)	N (rpm)	$I_{350W}$ (A)	$P_{el}$ (W)	$T_{el}$ (Nm)	$I_{850W}$ (A)	n	$T_m$ (Nm)
7,5	950,55	1,83	83,04491	0,834275	1,294	0,818458	1,019326
8,0	950,55	2,41	108,1129	1,086110	1,704	0,849941	1,277865
8,5	950,55	3,10	136,3817	1,370101	2,192	0,871935	1,571333
9,0	950,55	4,24	179,9254	1,807544	2,998	0,890509	2,029788
9,5	949,95	5,62	227,7785	2,289725	3,974	0,899215	2,546360
10,0	950,55	6,31	247,0008	2,481389	4,463	0,900695	2,754971
10,5	950,55	7,71	291,1196	2,924609	5,453	0,900267	3,248602
11,0	951,75	9,19	321,5344	3,226086	6,500	0,896674	3,597837

**Πίνακας 6.3** : Εύρεση της μηχανικής ροπής μέσω του βαθμού απόδοσης

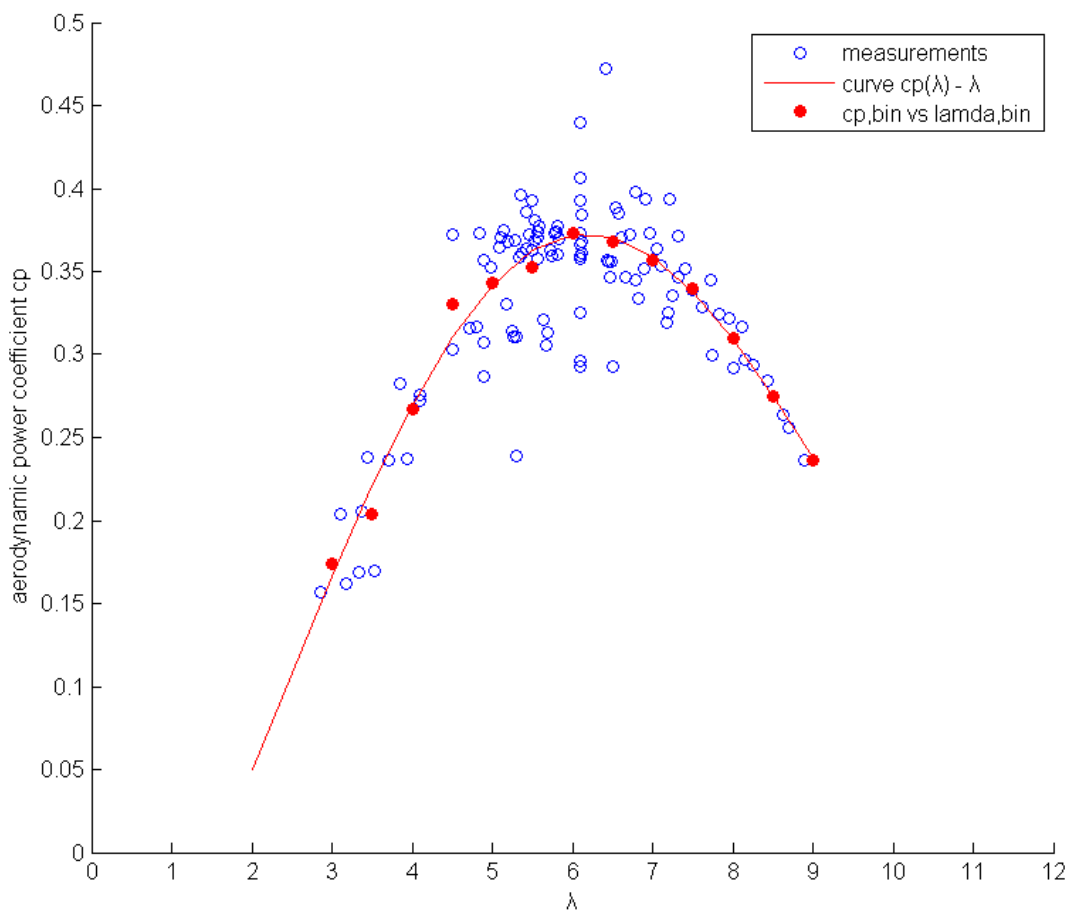


**Σχήμα 7.6** : Καμπύλη μηχανικής ροπής συναρτήσεως του ρεύματος για τη μικρή ανεμογεννήτρια

Βάσει αυτής της γραμμικής σχέσης, υπολογίστηκε η μηχανική ροπή για όλες τις μετρήσεις κι ακολούθως η μηχανική ισχύς που δεσμεύεται από τη φτερωτή μέσω της ταχύτητας περιστροφής (Σχέση 7.9). Εν συνεχεία από τη γνωστή σχέση 7.10 υπολογίστηκε ο αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος  $c_p$  και τέλος χαράχτηκε η καμπύλη  $c_p$ - $\lambda$ , που αποτελεί χαρακτηριστικό της αεροδυναμικής ποιότητας των πτερυγίων.

$$P_w = \frac{T_m \cdot 2\pi \cdot N}{60} \quad (7.9)$$

$$c_p = \frac{P_w}{0,5 \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_w^3} \quad (7.10)$$



**Σχήμα 7.7 :** Καμπύλη αεροδυναμικού συντελεστή ισχύος συναρτήσει του λόγου ταχυτήτων ακροπτερυγίου.

## 7.5 Σχόλια - Παρατηρήσεις

Η διακύμανση των τιμών των μετρήσεων όπως φαίνεται από το διάγραμμα του σχήματος 7.7, οφείλεται στο σφάλμα των μετρήσεων. Κύρια αιτία ήταν ο μη ακριβής υπολογισμός της ταχύτητας του ανέμου, καθώς το μανόμετρο που χρησιμοποιήθηκε δεν είχε ακρίβεια δεκαδικών ψηφίων, με συνέπεια η ταχύτητα αυτή να μην είναι ουσιαστικά αυτή που θεωρήσαμε, αλλά να διαφέρει κάποια δεκαδικά ψηφία, γεγονός όμως που σε συνδυασμό με την κυβική εξάρτηση της ισχύος από την ταχύτητα ανέμου δίνει αρκετά σημαντικό σφάλμα ιδιαίτερα για τον υπολογισμό των δύο συντελεστών που παρουσιάστηκαν γραφικά παραπάνω και μικρότερης σημασίας σφάλμα για τον υπολογισμό της καμπύλης ισχύος.

Επιπρόσθετα, η τοποθέτηση του ζυγού μέτρησης δυνάμεων δεν έγινε ακριβώς στον προσανατολισμό της σήραγγας, όπως έδειξαν οι μετρήσεις των ροπών και το οποίο φαίνεται γραφικά στην Εικόνα 7.6, αφού η ροπή  $M_x$ , θα έπρεπε να είναι αμελητέα, ενώ όπως φαίνεται παρουσιάζει έντονα μεγάλη τιμή, λόγω της συνιστώσας του thrust στον άξονα της. Η ροπή αυτή είναι πρακτικά η ροπή που τείνει να περιστρέψει την Α/Γ στο επίπεδο που ορίζει η διατομή του τομέα μετρήσεων. Επομένως, η διεύθυνση του ζυγού, άρα και της βάσης στήριξης της Α/Γ παρέκλινε μερικά εκατοστά από τη νοητή ευθεία που ορίζει η αεροσήραγγα. Σε συνδυασμό με την ευθυγράμμιση του δρομέα, η οποία είναι δυνατό να άλλαζε λόγω των ασκούμενων πιέσεων στους μεγαλύτερους ανέμους, η γωνία πρόσκρουσης του ανέμου στο δρομέα άλλαζε κι απόρροια αυτών των λόγων ήταν η μη κάθετη πρόσκρουση του ανέμου στη φτερωτή της Α/Γ.

Αντίθετα, η δυνατότητα σταθεροποίησης της ταχύτητας του ανέμου σε μία συγκεκριμένη τιμή με πολύ μικρές διακυμάνσεις λόγω της ελάχιστης τύρβης της σήραγγας, μας έδωσε την ευχέρεια της ακριβούς εκτίμησης της συμπεριφοράς της Α/Γ για αυτήν την ταχύτητα (όποια τιμή και να είχε), χωρίς να χρειάζεται να υπολογιστούν μέσοι όροι ταχύτητας ανέμου, όπως συμβαίνει στον υπολογισμό της καμπύλης ισχύος σε εξωτερικούς χώρους, όπου η τιμή του ανέμου μεταβάλλεται συνεχώς.

Τέλος, πρέπει να τονιστεί ότι οι μετρήσεις έγιναν για μία φάση της Α/Γ, άρα υπάρχει μικρή απόκλιση στον ακριβή υπολογισμό της ισχύος που παράγαγε η Α/Γ, αφού οι τρεις φάσεις της δεν παράγουν ακριβώς την ίδια ισχύ, αλλά υπάρχει μία μικρή διαφορά στην ισχύ ανά φάση.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8

### ΜΕΤΡΗΣΗ ΚΑΜΠΥΛΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΜΙΚΡΗΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ ΣΕ ΠΕΔΙΟ ΔΟΚΙΜΩΝ

#### 8.1 Εισαγωγή

Κύριος στόχος της παρούσας διπλωματικής εργασίας ήταν η μέτρηση καμπύλης ισχύος της μικρής ανεμογεννήτριας ονομαστικής ισχύος 850 W που έχει κατασκευαστεί από φοιτητές σύμφωνα με τα πρότυπα του σχεδιαστή μικρών ανεμογεννητριών Hugh Piggot [33,34]. Η Α/Γ αυτή μετράει ήδη ένα χρόνο λειτουργίας, περίπου, στην οροφή του παλαιού κτιρίου της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών (ΗΜΜΥ) του Ε.Μ.Π. στην Πολυτεχνειούπολη στου Ζωγράφου. Συνδέεται στο μικροδίκτυο, το οποίο υπάρχει εγκατεστημένο στο εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ), στο οποίο συνδέονται επίσης συστοιχία φωτοβολταϊκών πλαισίων και συστοιχία συσσωρευτών.

Η σχεδίαση του μετρητικού συστήματος βασίστηκε κατά ένα μέρος στα σχέδια των μετρητικών διατάξεων που λειτουργούν εδώ και χρόνια, πιστοποιημένα σύμφωνα με τα πρότυπα ΕΛΟΤ EN ISO 9001 / IEC 17025, στο εργαστήριο Αιολικής Ενέργειας του Α.Τ.Ε.Ι. Ηρακλείου της Κρήτης. Οι υπολογισμοί της καμπύλης ισχύος και της αναμενόμενης ετήσιας ενεργειακής παραγωγής πραγματοποιήθηκαν βάσει του προτύπου IEC Standard 61400-12 με κάποιες μικρές αποκλίσεις, οι οποίες δεν ήταν δυνατό να ξεπεραστούν λόγω κόστους και χρόνου κι οι οποίες αναφέρονται στα αντίστοιχα εδάφια του παρόντος κεφαλαίου.

#### 8.2 Περιγραφή της υπό μελέτη ανεμογεννήτριας

Η ανεμογεννήτρια που εξετάζεται, όπως αναφέρθηκε, είναι ονομαστικής ισχύος 850 W με ονομαστική ταχύτητα τα 10 m/s κι έχει κατασκευαστεί κανονικά για σύνδεση κι αποθήκευση της παραγόμενης ενέργειας σε συστοιχία μπαταριών. Αποτελείται από σύγχρονη ηλεκτρική γεννήτρια αξονικής ροής μόνιμων μαγνητών, αριθμώντας 12 ζεύγη πόλων στο εσωτερικό της. Τα πτερύγια της είναι τρία κι έχουν μήκος 1,2 μέτρα το καθένα, ενώ το υλικό κατασκευής τους είναι το ξύλο και συγκεκριμένα ξύλο από σουηδικό πεύκο. Επιπλέον, διαθέτει ουρά (ανεμούριο), επίσης κατασκευασμένη από ξύλο, η οποία χρησιμεύει στον προσανατολισμό της στην κύρια κατεύθυνση του ανέμου, αλλά και στην απομάκρυνση της από αυτή όταν πνέουν υψηλοί άνεμοι στο ύψος του δρομέα της για την ασφαλή κι έγκυρη μείωση της ταχύτητας περιστροφής των πτερυγίων της έλικας της. Το σύστημα αυτό ονομάζεται furling κι αποτελεί είδος παθητικού ελέγχου (passive control) των πτερυγίων (Κεφάλαιο 4). Μέχρι πρότινος ήταν ανυψωμένη στα 5,5 μέτρα από την

οροφή του κτιρίου, αλλά μετά από μελέτη για τη σωστή εγκατάσταση Α/Γ πάνω σε κτίρια (παράγραφος 3.2.1) αποφασίστηκε να ανυψωθεί στα 8,50 μέτρα περίπου (8,40 για την ακρίβεια) αφού αρχικά είχαν διενεργηθεί οι απαραίτητες λειτουργίες συντήρησης στη φτερωτή και στο ανεμούριο, ξύσιμο κι εμποτισμός με βερνίκι στα ξύλινα μέρη κι επάλειψη με γράσο στα στρεφόμενα μέρη (άξονα περιστροφής της Α/Γ και της ουράς).

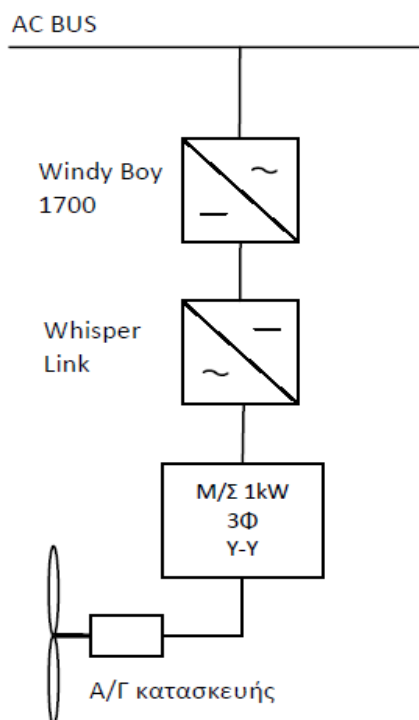


**Εικόνα 8.1 :** Η υπό μελέτη μικρή ανεμογεννήτρια που κοσμεί την οροφή της Σχολής ΗΜΜΥ.

### **8.3 Σύνδεση της ανεμογεννήτριας στο μικροδίκτυο**

Η ανεμογεννήτρια, όπως αναφέρθηκε παραπάνω, συνδέεται στο μικροδίκτυο του εργαστηρίου και συγκεκριμένα στον αντιστροφέα, της εταιρείας SMA, Windy boy 1700, ο οποίος για να λειτουργήσει σε "turbine mode" χρειάζεται DC τάση εισόδου 150 V. Επειδή η Α/Γ είχε σχεδιαστεί για τη φόρτιση συσσωρευτών, για το λόγο αυτό χρησιμοποιήθηκε μετασχηματιστής ανύψωσης συνδεσμολογίας Y-Y (αστέρα -

αστέρα), ονομαστικής ισχύος 1kW για τον πολλαπλασιασμό της τάσης επί 3,5 φορές ώστε να είναι δυνατό να λειτουργήσει ο αντιστροφέας.



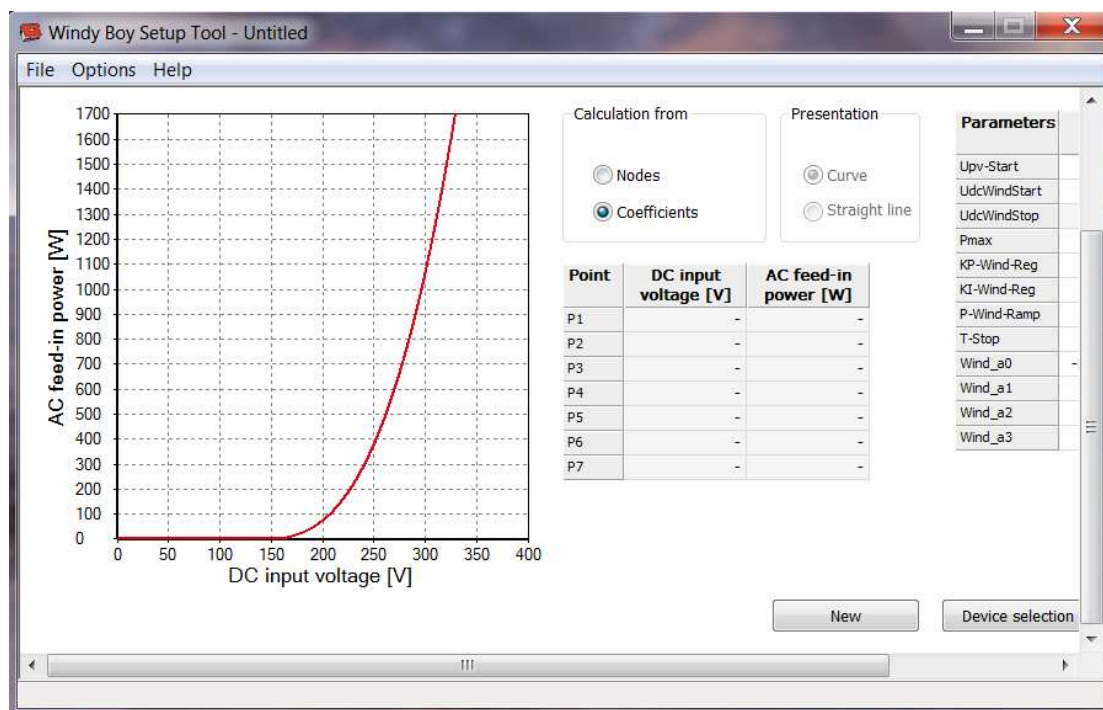
**Σχήμα 8.1** : Σχεδιάγραμμα σύνδεσης της υπό εξέταση A/G στο μικροδίκτυο του εργαστηρίου ΣΗΕ

Βέβαια, όπως φαίνεται κι από το παραπάνω σχήμα, πριν τον αντιστροφέα παρεμβάλλεται ανορθωτής, ο οποίος διαθέτει κι απορριπτικό φορτίο για την ομαλή είσοδο της ισχύος, κατά την έναρξη λειτουργίας της A/G, στον inverter και για την απορρόφηση της περίσσειας ισχύος όταν η παραγόμενη ισχύς υπερβαίνει την ονομαστική ισχύ του Windy boy (1700 W) στις περιπτώσεις ριπών ανέμου που προκαλούν μεγάλη κι απότομη αύξηση της ηλεκτρικής ισχύος εξόδου της ανεμογεννήτριας. Ο ανορθωτής, μοντέλο Whisper Link, μετατρέπει την ανυψωμένη τριφασική εναλλασσόμενη τάση, που προέρχεται από το M/Σ ανύψωσης, σε DC ανορθωμένη κατά 1,35 φορές για την είσοδο της στον αντιστροφέα [35]. Συνεπώς, προκύπτει η σχέση υπολογισμού της DC τάσης εισόδου στον Windy boy συναρτήσει της πολικής τάσης εξόδου της A/G :

$$V_{dc} = 3,5 \cdot 1,35 \cdot V_{\pi,rms} \quad (8.1)$$

Επιπλέον, στον αντιστροφέα δίνεται η δυνατότητα αλλαγής της χαρακτηριστικής ισχύος - τάσης εισόδου που χρησιμοποιεί εσωτερικά ο inverter ώστε να λειτουργεί στη βέλτιστη καμπύλη της κάθε A/G (MPPT). Η ρύθμιση αυτή μπορεί να γίνει μέσω του προγράμματος Windy Boy Setup Tool με σύνδεση ενός H/Y μέσω καλωδίου RS232 με τον αντιστροφέα. Προφανώς, αν αυτή η χαρακτηριστική λειτουργίας

αναφέρεται σε ψηλότερα σημεία από αυτά που δύναται να δώσει η A/Γ, τότε αυτή θα λειτουργεί με βέλτιστο MPPT ώστε να κατορθώσει να προσεγγίσει τα σημεία αυτά. Η καμπύλη λειτουργίας που ήταν ενσωματωμένη στον αντιστροφέα κατά τη διεξαγωγή των μετρήσεων φαίνεται στο παρακάτω σχήμα.



**Σχήμα 8.2 :** Καμπύλη λειτουργίας του αντιστροφέα κατά τη διεξαγωγή των μετρήσεων (Εικόνα από Windy Boy Setup Tool)

## 8.4 Περιγραφή εξοπλισμού

Κατά τη διαδικασία σχεδίασης της μετρητικής διάταξης, δόθηκε ιδιαίτερη σημασία στην επιλογή του κατάλληλου εξοπλισμού με τον οποίο θα ήταν δυνατό να έχουμε αξιόπιστα αποτελέσματα στις μετρήσεις. Η επιλογή των διάφορων μετρητικών οργάνων έγινε βάσει συνδυασμού των απαιτήσεων που επιτάσσει το IEC standard για την ακρίβειά τους, του κόστους αγοράς τους, της αξιοπιστίας της εταιρείας κατασκευής τους και του χρόνου παραλαβής τους, ώστε να είναι έτοιμο το όλο σύστημα σε χρονικό διάστημα μερικών μηνών. Για το λόγο αυτό υπάρχουν μικρές αποκλίσεις από το διεθνές πρότυπο, όσον αφορά στην ακρίβεια μερικών αισθητηρίων, οι οποίες επηρεάζουν ελάχιστα το τελικό αποτέλεσμα.

### 8.4.1 Εξοπλισμός ηλεκτρικών μετρήσεων

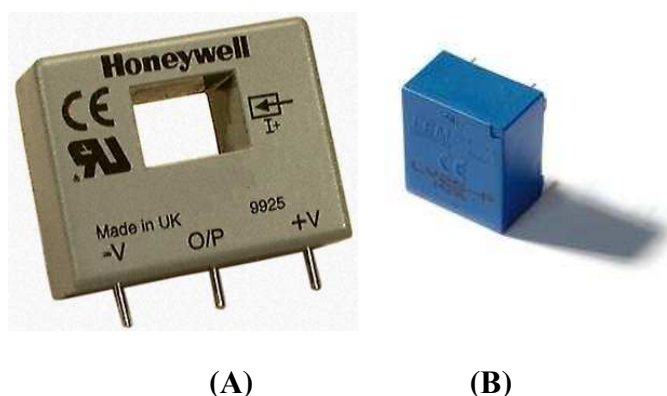
Οι ηλεκτρικές μετρήσεις πραγματοποιήθηκαν χρησιμοποιώντας 3 αισθητήρια μέτρησης του ρεύματος και 3 της τάσης, όσες δηλαδή κι οι φάσεις της ανεμογεννήτριας.



Τα αισθητήρια ρεύματος που χρησιμοποιήθηκαν είναι τα CSNR151 της Honeywell, τα οποία είναι τοροειδούς σχήματος ώστε να περνάει το καλώδιο από την εσοχή που διαθέτουν και τοποθετούνται πάνω σε πλακέτα (PCB). Μετρούν το ρεύμα του διερχόμενου καλωδίου κι έχουν ως έξοδο σήμα σε Volt. Το εύρος των ρευμάτων που μπορούν να μετρήσουν με ακρίβεια 0,5% είναι  $\pm 200$  A, με ονομαστικό ρεύμα μέτρησης τα 125 A, ενώ το σήμα εξόδου εξαρτάται από την αντίσταση που συνδέεται στην έξοδο τους (10 - 100  $\Omega$ ). Η τάση τροφοδοσίας τους κυμαίνεται από  $\pm 12$  Vdc έως  $\pm 15$  Vdc.

Τα αισθητήρια τάσης που χρησιμοποιήθηκαν είναι τα LV 25-P / SP5 της LEM, τα οποία μπορούν να μετρήσουν τάσεις μέχρι 1500 Volt με ακρίβεια 0,8% και συνδέονται παράλληλα με την τάση που επιθυμείται να μετρηθεί, ενώ επίσης τοποθετούνται πάνω σε πλακέτα (PCB). Την μέγιστη ακρίβεια τους την εμφανίζουν για ονομαστικό ρεύμα 10 mA, το οποίο δημιουργείται συνδέοντας σε σειρά, με το θετικό πόλο της μετρούμενης τάσης, αντίσταση ισχύος της τάξεως των k $\Omega$  και μεγέθους ανάλογου των μέγιστων τάσεων που επρόκειτο να μετρηθούν. Επιπλέον, έχουν ως έξοδο σήμα σε Volt το οποίο εξαρτάται από την αντίσταση εξόδου που θα συνδεθεί (100 - 340  $\Omega$ ). Η τάση τροφοδοσίας τους είναι  $\pm 15$  Vdc.

Η επιλογή των κατάλληλων αντιστάσεων καθώς κι η βαθμονόμηση αυτών των οργάνων αναφέρεται στην περιγραφή της μετρητικής διάταξης.



**Εικόνα 8.2 :** Αισθητήρια ηλεκτρικών μετρήσεων: (A) ρεύματος , (B) τάσης

#### 8.4.2 Εξοπλισμός μετεωρολογικών μετρήσεων

Για τη μέτρηση των μετεωρολογικών μετρήσεων χρησιμοποιήθηκαν όλοι οι αισθητήρες που αναφέρονται στο IEC standard στο αντίστοιχο κεφάλαιο, υποχρεωτικοί και μη (υγρασιόμετρο). Ειδικότερα, χρησιμοποιήθηκαν αισθητήρες περιβαλλοντολογικών μετρήσεων της εταιρείας NRG, οι οποίοι τοποθετήθηκαν σε μετεωρολογικό ιστό, όπως περιγράφεται σε επόμενη παράγραφο.

Για τη μέτρηση της ταχύτητας του ανέμου, χρησιμοποιήθηκε το ανεμόμετρο #40C, το οποίο έχει ως έξοδο ημιτονοειδές σήμα ανάλογο της συχνότητας περιστροφής του. Για τη μετατροπή του σε αναγνώσιμο σήμα κι επειδή δε συνδέεται

με τροφοδοσία, συνδέθηκε με τον μετατροπέα τετραγωνικού παλμού #892E, ο οποίος παράγει ψηφιακό σήμα σε Volt.

Για τη μέτρηση της κατεύθυνσης του ανέμου, χρησιμοποιήθηκε ο ανεμοδείκτης 200P, ο οποίος διαθέτει αντίσταση ποτενσιόμετρου κι αναλόγως της διεύθυνσης που δείχνει αυξομειώνει την αντίσταση αυτή ώστε να δημιουργείται η κατάλληλη πτώση τάσης, ώστε να διαβάζεται ένα αναλογικό σήμα εξόδου μετρούμενο σε Volt. Για τη θερμοκρασία χρησιμοποιήθηκε ο αισθητήρας 110S, ο οποίος μετράει θερμοκρασίες από -40°C έως 52,5°C, για την βαρομετρική πίεση, ο αισθητήρας BP-20 και τέλος για την υγρασία χρησιμοποιήθηκε ο αισθητήρας RH-5. Κι οι τρεις αυτοί αισθητήρες παράγουν αναλογικό σήμα σε Volt. Αναλυτικότερα, κάποια τεχνικά χαρακτηριστικά αυτών των οργάνων φαίνονται στον παρακάτω πίνακα:

Αισθητήρας	Μετρούμενο μέγεθος	Εύρος μέτρησης	Τάση εισόδου (Vdc)	Εύρος σήματος εξόδου
#40C	Ταχύτητα ανέμου	0,78-96 m/s	-	0-125 Hz
892E	-	-	3-15	Ίδιο με την τάση εισόδου
200P	Διεύθυνση ανέμου	0-360°	1-15	0-12 Vdc
110S	Θερμοκρασία	-40 - 52,5 °C	4-35	0-2,5 Vdc
BP-20	Πίεση	15 - 115 kPa	7-35	0-5 Vdc
RH-5	Υγρασία	0 - 95 %	10-36	0-5 Vdc

**Πίνακας 8.1 :** Βασικά χαρακτηριστικά μετεωρολογικών αισθητήρων

#### 8.4.3 Κάρτα καταγραφής σημάτων

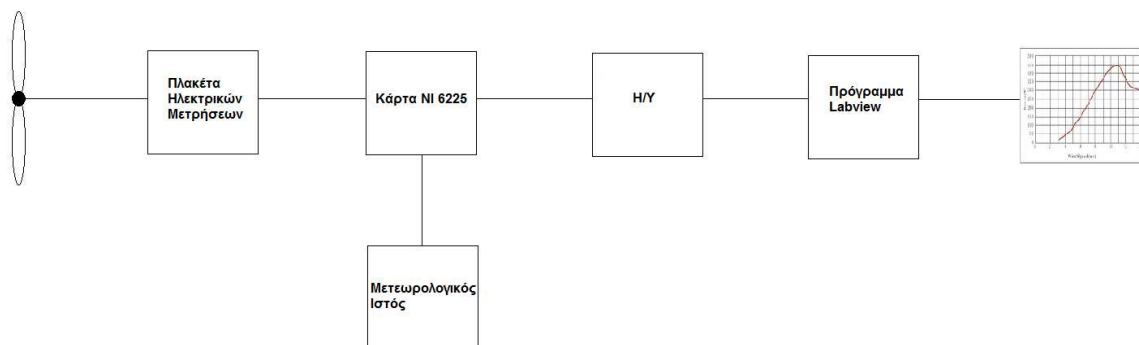
Για τη συλλογή και καταγραφή των σημάτων χρησιμοποιήθηκε η κάρτα USB 6225 της National Instruments, η οποία διαθέτει 80 κανάλια για αναλογικές εισόδους, 24 για ψηφιακές και 2 για αναλογικές εξόδους. Τα μέγιστα αναλογικά σήματα που δέχεται είναι πλάτους 12 Volt, ενώ τα μέγιστα ψηφιακά μέχρι πλάτος 5 Volt. Η κάρτα αυτή συνδέθηκε με ηλεκτρονικό υπολογιστή στο εργαστήριο ΣΗΕ κι είναι συμβατή με το πρόγραμμα Labview, μέσω του οποίου γίνεται κι η αποθήκευση των σημάτων, όπως θα επεξηγηθεί σε επόμενη παράγραφο. Σημειώνεται σε αυτό το σημείο, ότι προτιμήθηκε και χρησιμοποιήθηκε αυτός ο τρόπος καταγραφής των δεδομένων, αντί της εγκατάστασης έτοιμου εμπορικού καταγραφικού συστήματος (data logger), που θα έδινε μόνο μέσες τιμές δεκαλέπτων, καθώς κρίθηκε απαραίτητο να χρησιμοποιηθεί μεγαλύτερος ρυθμός δειγματοληψίας, ο οποίος θα μας επέτρεπε τη δυνατότητα παρακολούθησης κι ελέγχου του συστήματος ανά πάσα στιγμή.



**Εικόνα 8.3 :** (1) Κάρτα καταγραφής σημάτων NI 6225 USB, (2) Μετατροπέας τετραγωνικού παλμού NRG #892E, ο οποίος συνδέεται με το ανεμόμετρο.

### 8.5 Μετρητικό σύστημα

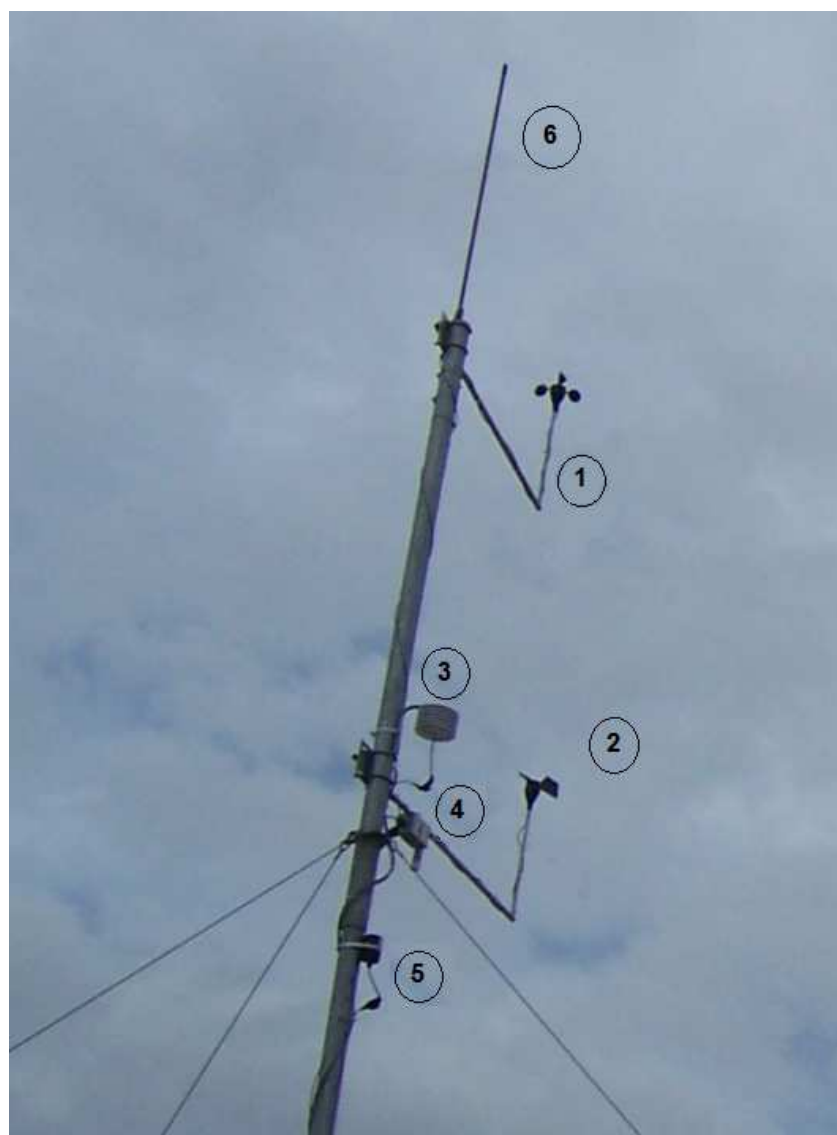
Το μετρητικό σύστημα που σχεδιάστηκε και κατασκευάστηκε αποτελείται από διάφορα μέρη, όπως φαίνεται στο σχήμα 8.3. Γενικότερα, αποτελείται από την υπό εξέταση Α/Γ, τον μετεωρολογικό ιστό, την πλακέτα καταγραφής των ηλεκτρικών μετρήσεων, την κάρτα καταγραφής όλων των σημάτων, τον ηλεκτρονικό υπολογιστή και το πρόγραμμα Labview που χρησιμοποιείται για την επεξεργασία των σημάτων των αισθητήρων. Το σύστημα αυτό ξεκίνησε την πλήρη λειτουργία του στις 24 Φεβρουαρίου 2011 και μετράει συνεχώς από τότε.



**Σχήμα 8.3 :** Σχεδιάγραμμα Μετρητικού συστήματος

### 8.5.1 Μετεωρολογικός ιστός

Στο μετεωρολογικό ιστό έχουν στηθεί τα αισθητήρια των περιβαλλοντολογικών μεγεθών σύμφωνα με τις προδιαγραφές που αναφέρονται στο IEC 61400-12. Επομένως, το ανεμόμετρο έχει τοποθετηθεί σε ύψος 8,40 (ύψος δρομέα) από την οροφή του κτιρίου και τα υπόλοιπα αισθητήρια σε απόσταση 2 μέτρων περίπου από αυτό. Επιπροσθέτως, τοποθετήθηκε ακίδα αντικεραυνικής προστασίας στην κορυφή του ιστού, αφού τα γειτονικά αλεξικέραυνα είναι χαμηλότερα σε ύψος, κι η οποία συνδέθηκε με την γείωση του κτιρίου. Η μεταφορά των σημάτων των αισθητήρων γίνεται με καλώδια διαμέτρου 3mm<sup>2</sup> και μήκους 60 μέτρων περίπου, με αμελητέα πτώση τάσης όπως μετρήθηκε πριν την ανύψωση του μετεωρολογικού ιστού. Τα καλώδια αυτά καταλήγουν στο εργαστήριο και συγκεκριμένα στην κάρτα καταγραφής όπως φαίνεται στην εικόνα 8.3 και στο σχήμα 8.3.



**Εικόνα 8.4** : Μετεωρολογικός ιστός : (1) Ανεμόμετρο, (2) Ανεμοδείκτης, (3) Θερμόμετρο, (4) Υγρασιόμετρο, (5) Αισθητήρας βαρομετρικής πίεσης, (6) Ακίδα αντικεραυνικής προστασίας

Η τοποθέτηση του ιστού στην οροφή έγινε προς τα δυτικά του ιστού της Α/Γ και σε απόσταση 6 μέτρων, δηλαδή 2,5 φορές της διαμέτρου της φτερωτής της (διάμετρος φτερωτής = 2,4 μέτρα), όπως συνίσταται από το διεθνές πρότυπο.



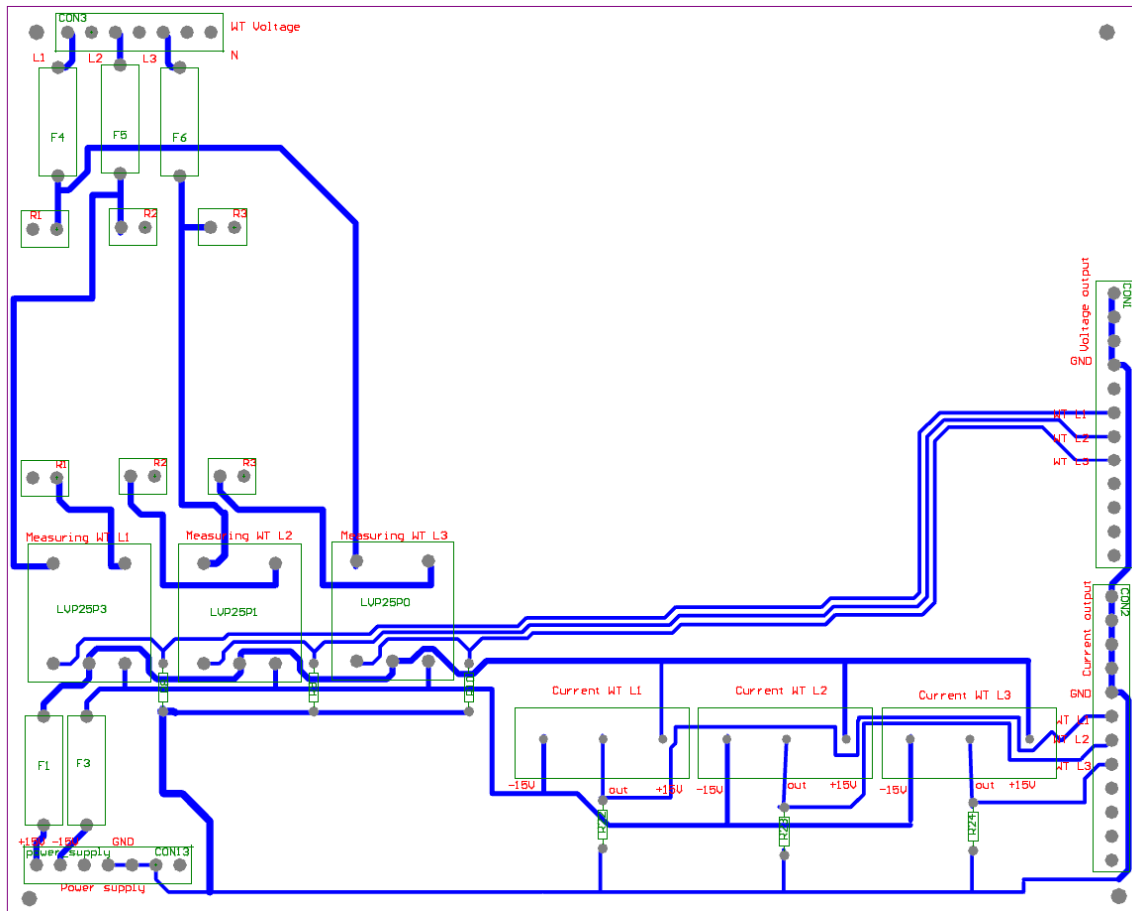
**Εικόνα 8.5 :** Η μικρή ανεμογεννήτρια κι ο μετεωρολογικός ιστός στην οροφή του παλαιού κτιρίου της Σχολής ΗΜΜΥ (φωτογραφία από την βόρεια πλευρά του κτιρίου)

## **8.5.2 Πλακέτα μέτρησης ηλεκτρικών μεγεθών**

### **8.5.2.1 Σχεδίαση πλακέτας και διαστασιολόγηση των εξαρτημάτων της**

Τα αισθητήρια που περιγράφηκαν στην παράγραφο 8.4.1, απαιτούν την τοποθέτησή τους πάνω σε πλακέτες (PCB). Λόγω του κόστους και της ευαισθησίας τους, αποφασίστηκε να μην τοποθετηθούν σε μία απλή διάτρητη πλακέτα, αλλά να σχεδιαστεί και να "τυπωθεί" ειδική πλακέτα για την εγκατάστασή τους. Η πλακέτα σχεδιάστηκε στο πρόγραμμα Altium Designer v.9.4, έτσι ώστε να μετράει πολικές τάσεις (Σχήμα 8.4) κι αφού τυπώθηκε, πραγματοποιήθηκαν οι απαραίτητες κολλήσεις

των αισθητηρίων οργάνων, των αντιστάσεων, των ασφαλειών και των θυρών (κλέμες) στις οποίες συνδέονταν τα σήματα εισόδου κι εξόδου (Εικόνα 8.6).



**Σχήμα 8.4 :** Σχέδιο πλακέτας ηλεκτρικών αισθητήρων. Σχεδιασμένο στο πρόγραμμα Altium Designer.

Η επιλογή των αντιστάσεων εξόδου έγινε βάσει του μέγιστου πλάτους σήματος των 10 Volt που μπορεί να δεχτεί η κάρτα καταγραφής. Επομένως, για την αντίσταση εξόδου των αισθητήρων ρεύματος, γνωρίζοντας ότι για το λόγο μετασχηματισμού τους ισχύει ότι τα 12 A αντιστοιχούν σε ρεύμα εξόδου 62,5 mA και θεωρώντας μέγιστο ρεύμα εξόδου της Α/Γ τα 30 A, για λόγους ασφαλείας, το οποίο έχει ως ρεύμα εξόδου τα 0,15625 A και το οποίο επιθυμούμε να αντιστοιχεί στο μέγιστο πλάτος σήματος των 10 Volt, υπολογίστηκε η αντίσταση εξόδου :

$$R_{I,out} = \frac{10 V}{0,15625 A} = 64 \Omega \quad (8.2)$$

Επειδή δεν κυκλοφορεί αντίσταση με τέτοιο μέγεθος, τοποθετήθηκαν αντιστάσεις των 68 Ω.

Ομοίως, στους αισθητήρες τάσης, γνωρίζοντας ότι το ονομαστικό ρεύμα εξόδου τους είναι 25 mA, υπολογίστηκε η αντίσταση εξόδου :

$$R_{V,out} = \frac{10 \text{ V}}{0,025 \text{ A}} = 400 \ \Omega \quad (8.3)$$

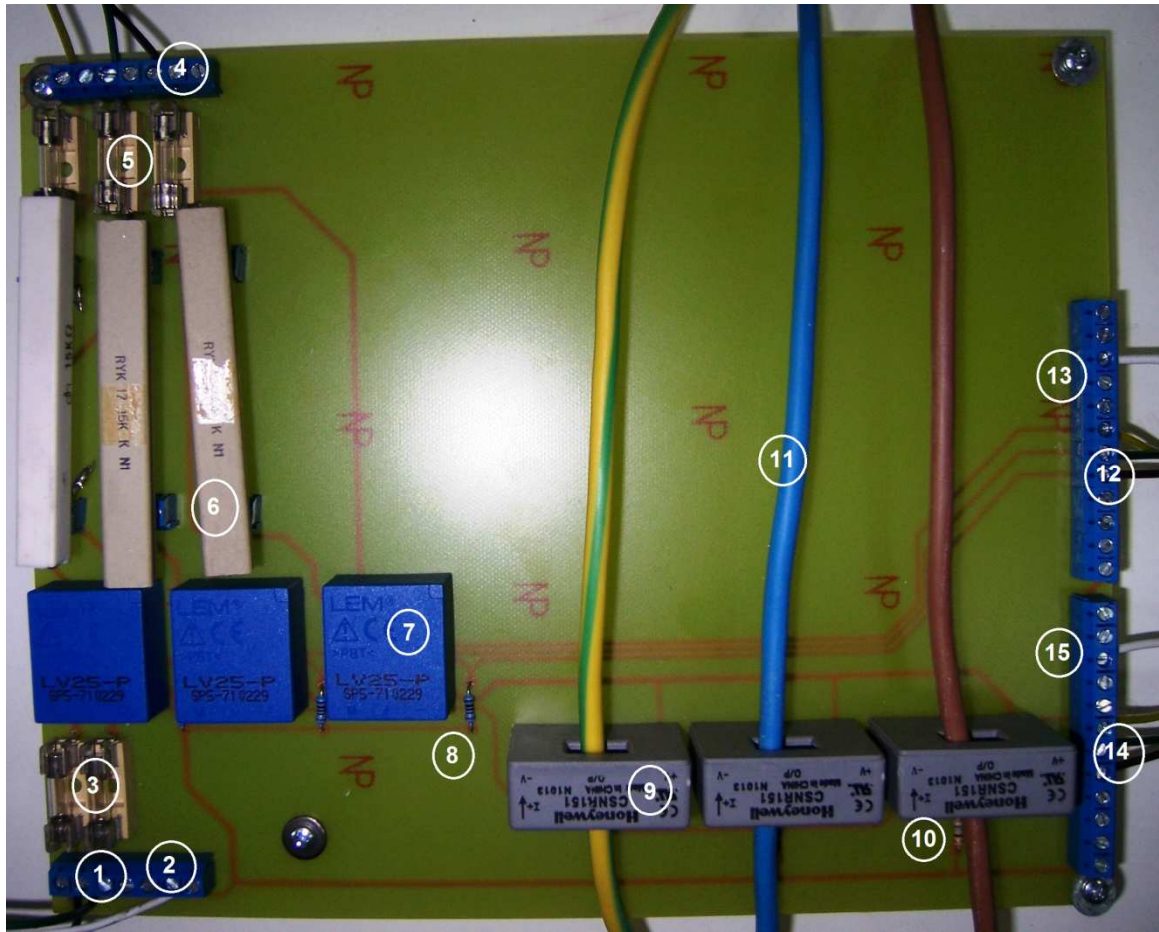
Η μέγιστη όμως αντίσταση, σύμφωνα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους, είναι 340  $\Omega$ , αλλά δεν κυκλοφορεί κι έτσι εν τέλει επιλέχθηκε, αντίσταση των 330  $\Omega$  για την έξοδο των μετρητικών τάσης.

Για την είσοδο των αισθητήρων τάσης, απαιτούνται αντιστάσεις τέτοιες ώστε να εμφανίζεται στα LV25 ονομαστικό ρεύμα εισόδου 10 mA για τη μέγιστη τάση που πρόκειται να μετρήσουν. Στο ρεύμα αυτό εμφανίζεται κι η μέγιστη ακρίβεια μέτρησης 0,8%. Μετά από την παρατήρηση των προσομοιώσεων [32] που είχαν γίνει για την εν λόγω Α/Γ, διαπιστώθηκε ότι μέγιστη πολική τάση που μπορεί να εμφανιστεί είναι περίπου 120 V, έτσι για λόγους ασφαλείας θεωρήθηκε ανώτερο όριο των πολικών τάσεων της Α/Γ τα 150 V και βάσει αυτού έγινε ο υπολογισμός των αντιστάσεων εισόδου:

$$R_{V,in} = \frac{150 \text{ V}}{0,01 \text{ A}} = 15 \text{ k}\Omega \quad (8.4)$$

Εξαιτίας της μεγάλης ισχύος που αναπτύσσεται στις αντιστάσεις αυτές ( $150\text{V} \cdot 0,01\text{A} = 1,5 \text{ W}$ ), χρησιμοποιήθηκαν αντιστάσεις ισχύος 17 W, ώστε να υπάρχει σιγουριά για την ασφάλεια και τη μη υπερθέρμανση τους. Κατά τη σχεδίαση της πλακέτας, προνοήθηκε να μην κολληθούν αυτές οι αντιστάσεις απευθείας σε αυτήν, αλλά να τοποθετηθούν κλέμες στις οποίες και θα μπορούν να μπουν αντιστάσεις διάφορων μεγεθών, ώστε με την ίδια πλακέτα να πραγματοποιηθούν μετρήσεις στο μέλλον κι άλλων Α/Γ με διαφορετικές πολικές τάσεις.

Επιπροσθέτως, προστέθηκαν ασφάλειες τήξης 0,5 A στην είσοδο της τροφοδοσίας και στην είσοδο της τάσης των 3 φάσεων της Α/Γ, για τη διασφάλιση της ακεραιότητας των αισθητήρων. Ακόμη, τοποθετήθηκαν κλέμες για την είσοδο της τροφοδοσίας στην πλακέτα και για την είσοδο κι έξοδο των σημάτων των αισθητήρων.



**Εικόνα 8.6 :** Πλακέτα ηλεκτρικών αισθητήρων :

- (1) Τροφοδοσία  $\pm 15 Vdc$
- (2) Γείωση πλακέτας
- (3) Ασφάλειες τήξης  $0,5 A$  για την ασφαλή τροφοδοσία των αισθητήρων
- (4) Θύρες εισόδου των τριών φάσεων για τη μέτρηση της τάσης
- (5) Ασφάλειες τήξης  $0,5 A$  για την ασφάλεια των εισόδων των *LV25-P*
- (6) Αντιστάσεις  $15k\Omega$  ισχύος  $17 W$
- (7) Αισθητήρες τάσης *LV25-P/SP5*
- (8) Αντιστάσεις εξόδου  $330 \Omega$  των αισθητήρων τάσης
- (9) Αισθητήρες ρεύματος *CSNR151*
- (10) Αντιστάσεις εξόδου  $68 \Omega$  των αισθητήρων ρεύματος
- (11) Καλώδια των τριών φάσεων για τη μέτρηση των ρευμάτων
- (12) Θύρες εξόδου σημάτων αισθητήρων τάσεως
- (13) Γείωση σημάτων αισθητήρων τάσεως
- (14) Θύρες εξόδου σημάτων αισθητήρων ρεύματος
- (15) Γείωση σημάτων αισθητήρων ρεύματος



### 8.5.2.2 Βαθμονόμηση αισθητήρων

Οι αισθητήρες γενικότερα εμφανίζουν κάποια σχέση μετασχηματισμού μεταξύ του σήματος εισόδου και του σήματος εξόδου. Συνήθως, η σχέση αυτή είναι γραμμική, όπως συμβαίνει και με τους αισθητήρες ηλεκτρικών μετρήσεων που χρησιμοποιήθηκαν στο μετρητικό σύστημα. Για την εύρεση αυτής της γραμμικής σχέσης απαιτείται βαθμονόμηση των οργάνων, κατά την οποία ουσιαστικά εκτελούνται μετρήσεις γνωστών τιμών, ώστε να εξακριβωθεί τι σήμα θα έχουν οι αισθητήρες για αυτές τις τιμές.

Για το λόγο αυτό, πραγματοποιήθηκαν μετρήσεις βαθμονόμησης και προέκυψαν οι συναρτήσεις μεταφοράς για κάθε ένα από τα μετρητικά αισθητήρια. Για τους αισθητήρες τάσης, χρησιμοποιήθηκε ένα τροφοδοτικό και το πολύμετρο υψηλής ακρίβειας FLUKE 867B, ενώ για του αισθητήρες ρεύματος χρησιμοποιήθηκε επιπλέον μία αντίσταση, ώστε να είναι δυνατή η παραγωγή ρεύματος από το τροφοδοτικό.

Η διαδικασία για τους αισθητήρες τάσης περιελάμβανε 4 μετρήσεις στα 0,15,20 και 30 Volt περίπου. Αρχικά, μετρούταν η έξοδος του τροφοδοτικού με το πολύμετρο και στη συνέχεια η έξοδος του κάθε LV25. Με αυτόν τον τρόπο, προέκυψαν οι συναρτήσεις μεταφοράς που παρουσιάζονται στον Πίνακα 8.2.

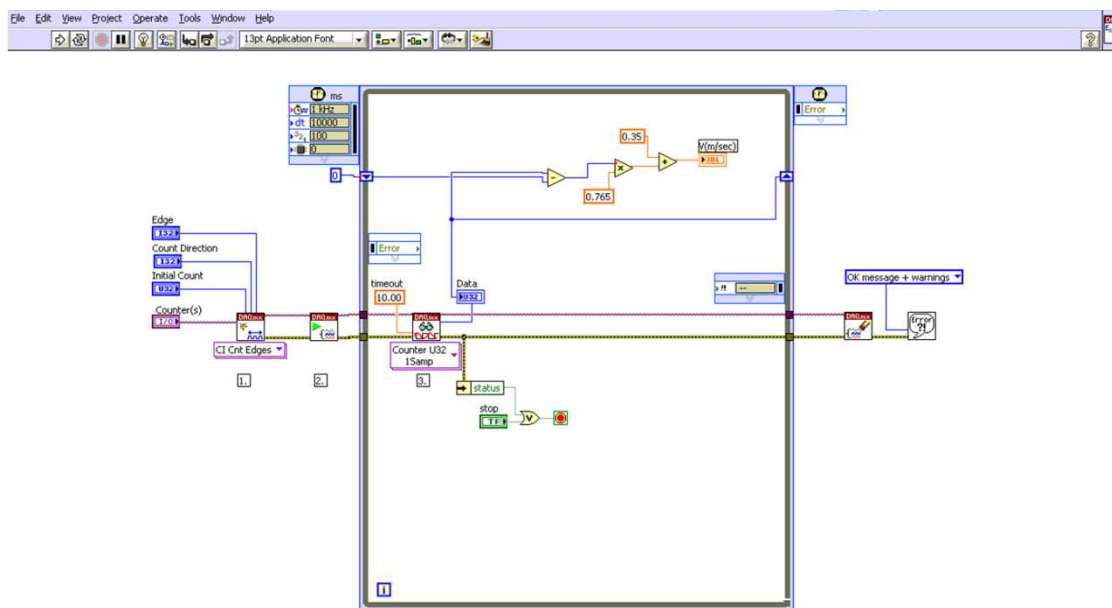
Η διαδικασία για τους αισθητήρες ρεύματος περιελάμβανε 4 μετρήσεις στα 0,1,2 και 3 Ampere περίπου. Για την παραγωγή ρεύματος συνδέθηκε σε σειρά με το τροφοδοτικό μία μεταβλητή αντίσταση που είχε ρυθμιστεί στα 5 Ω. Το τροφοδοτικό που χρησιμοποιήθηκε έχει τη δυνατότητα ρύθμισης κι ελέγχου του ρεύματος, για το λόγο αυτό δε χρειαζόταν να αλλάζει η τιμή της αντίστασης κάθε φορά. Έτσι, αρχικά πραγματοποιούνταν μέτρηση του ρεύματος συνδέοντας το πολύμετρο σε σειρά (λειτουργία αμπερομέτρου) κι έπειτα συνδεότανε το πολύμετρο (σε λειτουργία βολτομέτρου) παράλληλα με την έξοδο του εκάστοτε αισθητήρα ρεύματος, ώστε να μετρηθεί το σήμα εξόδου του για το δεδομένο ρεύμα.

Αισθητήρας	Συνάρτηση μετασχηματισμού
LV25-P 1	$V_1 = 19,605 \cdot V_{LV1,out} + 0,2855$
LV25-P 2	$V_2 = 18,258 \cdot V_{LV2,out} + 1,0155$
LV25-P 3	$V_3 = 18,585 \cdot V_{LV3,out} + 0,7922$
CNSR151 1	$I_1 = 28,196 \cdot V_{CNSR1,out} + 0,0259$
CNSR151 2	$I_2 = 29,612 \cdot V_{CNSR2,out} + 0,0326$
CNSR151 3	$I_3 = 31,088 \cdot V_{CNSR3,out} - 0,0178$

**Πίνακας 8.2** : Αποτελέσματα βαθμονόμησης των αισθητήρων ηλεκτρικών μετρήσεων (Η αρίθμηση των φάσεων γίνεται από αριστερά προς τα δεξιά, όπως φαίνονται στην εικόνα 8.6)

### 8.5.3 Κάρτα και πρόγραμμα καταγραφής

Όπως προαναφέρθηκε, χρησιμοποιήθηκε η κάρτα NI 6225 για την απόκτηση των σημάτων των διάφορων αισθητήρων, η οποία συνδέεται σε ηλεκτρονικό υπολογιστή του εργαστηρίου ΣΗΕ. Η μετατροπή των σημάτων σε πραγματικά μεγέθη κι η αποθήκευση αυτών γίνεται από πρόγραμμα σε Labview. Το πρόγραμμα αυτό έχει προκύψει μετά από κάποιες τροποποιήσεις και διαμορφώσεις (Σχήμα 8.5), ώστε να είναι συμβατό με το δικό μας μετρητικό σύστημα, από το υπάρχον πρόγραμμα που λειτουργεί στις μετρήσεις του εργαστηρίου Αιολικής Ενέργειας του Α.Τ.Ε.Ι. Ηρακλείου. Το πρόγραμμα "διαβάζει" ουσιαστικά το κάθε σήμα και μέσω μίας συνάρτησης μετασχηματισμού, όπως παρουσιάστηκε για τους αισθητήρες τάσης και ρεύματος στον Πίνακα 8.2, τα μετατρέπει στα αντίστοιχα μεγέθη. Οι συναρτήσεις μεταφοράς για τους μετεωρολογικούς αισθητήρες φαίνονται στον Πίνακα 8.3.



**Σχήμα 8.5** : Υποπρόγραμμα (.vi) που δημιουργήθηκε σε Labview για την καταγραφή και μετατροπή του ψηφιακού σήματος του ανεμομέτρου, το οποίο ενσωματώθηκε στο κύριο πρόγραμμα καταγραφής.

Αισθητήρας	Μετρούμενο μέγεθος	Συνάρτηση μετασχηματισμού
40C + 892E	Ταχύτητα ανέμου	$V_w = 0,765 \cdot f_{out} + 0,36$
200P	Διεύθυνση ανέμου	$Deg = 30 \cdot V_{200P,out} + 20$
110S	Θερμοκρασία	$T = 55,55 \cdot V_{110S,out} - 86,38$
BP-20	Πίεση	$B = 21,79 \cdot V_{BP-20,out} + 10,37$
RH-5	Υγρασία	$\varphi = 20 \cdot V_{RH-5,out}$

**Πίνακας 8.3 :** Συναρτήσεις μετασχηματισμού των σημάτων κάθε μετεωρολογικού αισθητήρα

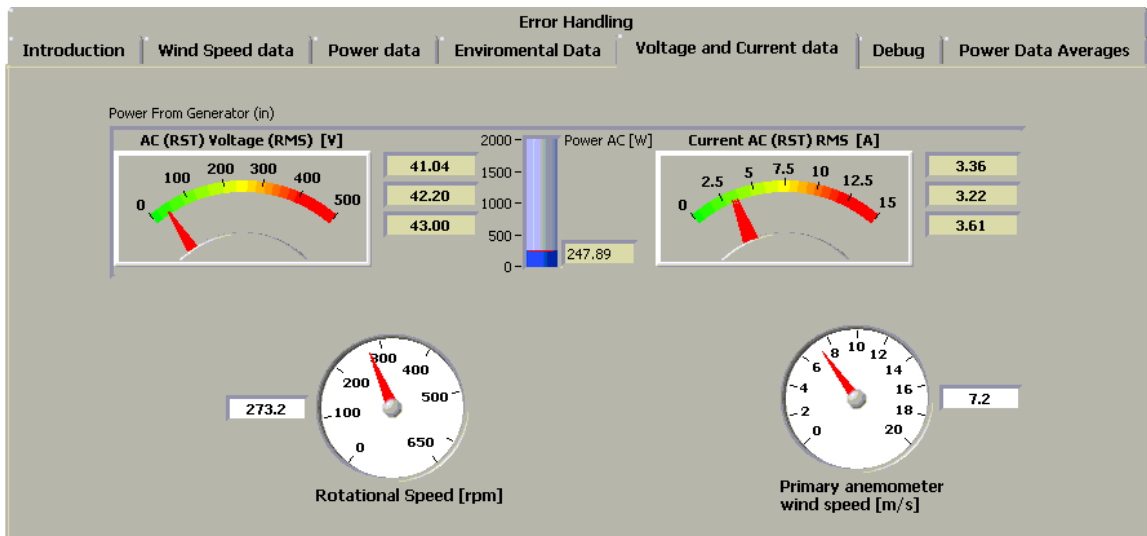
Το πρόγραμμα λαμβάνει δεδομένα ανά ένα δευτερόλεπτο (συχνότητα 1 Hz) και τα αποθηκεύει, αφού έχουν μετατραπεί σε πραγματικά μεγέθη, σε απλό αρχείο text. Είναι συγχρονισμένο με την ώρα κι ημερομηνία του Η/Υ και έτσι δημιουργεί ξεχωριστό αρχείο για την κάθε μέρα κι ουσιαστικά ξαναεκκινεί αυτόματα μόλις περάσει η ώρα 00:00. Επιπλέον, συνδέοντας τον Η/Υ στο διαδίκτυο και μέσω απλού προγράμματος απομακρυσμένης διαχείρισης (TeamViewer v.6.0) είναι δυνατός ο έλεγχος κι η διαχείριση των οποιονδήποτε σφαλμάτων παρουσιάζονται ανά πάσα στιγμή κι η απόκτηση των αρχείων με τα καθημερινά δεδομένα από οποιοδήποτε μέρος με διαθέσιμη σύνδεση διαδικτύου, χωρίς να είναι αναγκαία η παρουσία στο εργαστήριο. Αξίζει να σημειωθεί ότι χάρις σε αυτήν τη λειτουργία, το καταγραφικό σύστημα ξεκίνησε τη σωστή λειτουργία του την ημερομηνία που αναφέρθηκε παραπάνω και ώρα 21:30 περίπου από χώρο εκτός Πολυτεχνειούπολης, μετά από τις τελικές ρυθμίσεις που έπρεπε να γίνουν κι επειδή δεν ήταν δυνατή η πρόσβαση στο εργαστήριο βραδινές ώρες.

Στο πρόγραμμα, επίσης λαμβάνεται μέριμνα για τον υπολογισμό και την καταγραφή της ταχύτητας περιστροφής της Α/Γ, αφού η συχνότητα του σήματος της τάσης αντιστοιχεί στη σύγχρονη συχνότητα λειτουργίας της. Η καταγραφή κρίθηκε σκόπιμη, ώστε να μπορεί να υπολογιστεί η καμπύλη του αεροδυναμικού συντελεστή  $c_p$  συναρτήσει του λόγου ταχυτήτων ακροπτερυγίου  $\lambda$  (Σχέση 8.6). Συνεπώς από τη σχέση 8.5 είναι δυνατή η εύρεση των στροφών ανά λεπτό (rpm) της Α/Γ, αφού είναι γνωστό ότι διαθέτει 12 ζεύγη πόλων.

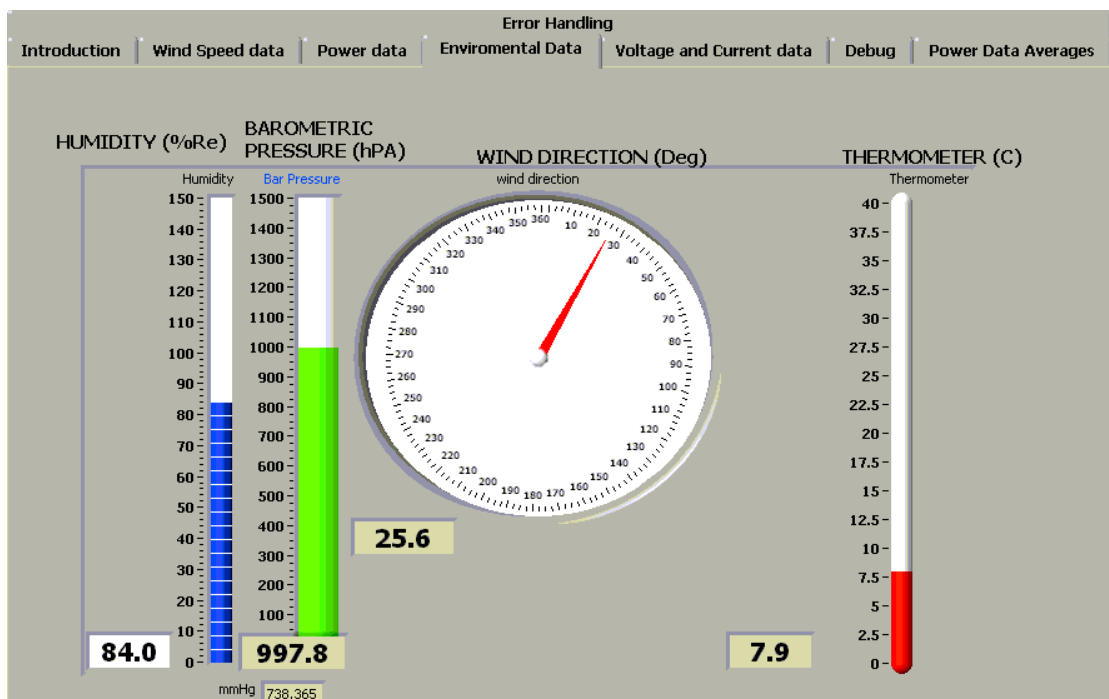
$$N_s = \frac{120 \cdot f}{12} \quad (8.5)$$

$$\lambda = \frac{2\pi \cdot R \cdot N_s}{60 \cdot V_w} \quad (8.6)$$

Κατά τη λειτουργία του προγράμματος είναι δυνατή η παρακολούθηση των στιγμιαίων μετρήσεων στο ειδικό προγραμματιστικό περιβάλλον που έχει διαμορφωθεί, δίνοντας έτσι τη δυνατότητα στο χειριστή του συστήματος αλλά και στον κάθε επισκέπτη του εργαστηρίου να παρακολουθήσει την Α/Γ σε λειτουργία, παρατηρώντας ταυτόχρονα την ταχύτητα του ανέμου κι όλα τα άλλα μετεωρολογικά μεγέθη, όπως φαίνεται στις εικόνες 8.7 και 8.8 αντίστοιχα.



**Εικόνα 8.7 :** Παρακολούθηση των στιγμιαίων μεγεθών των τάσεων και των ρευμάτων των τριών φάσεων, της στιγμιαίας παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος, της ταχύτητας περιστροφής και της ταχύτητας ανέμου.



**Εικόνα 8.8 :** Παρακολούθηση των μετεωρολογικών μεγεθών

## 8.6 Επεξεργασία δεδομένων

Έπειτα από την καταγραφή κι αποθήκευση των διάφορων δεδομένων ακολουθεί η επεξεργασία τους, ώστε να προκύψει η καμπύλη ισχύος της μικρής ανεμογεννήτριας και τα υπόλοιπα ζητούμενα. Η επεξεργασία αυτή πραγματοποιήθηκε σε δύο στάδια χρησιμοποιώντας προγράμματα Matlab που γράφτηκαν για αυτό το σκοπό. Το πρώτο

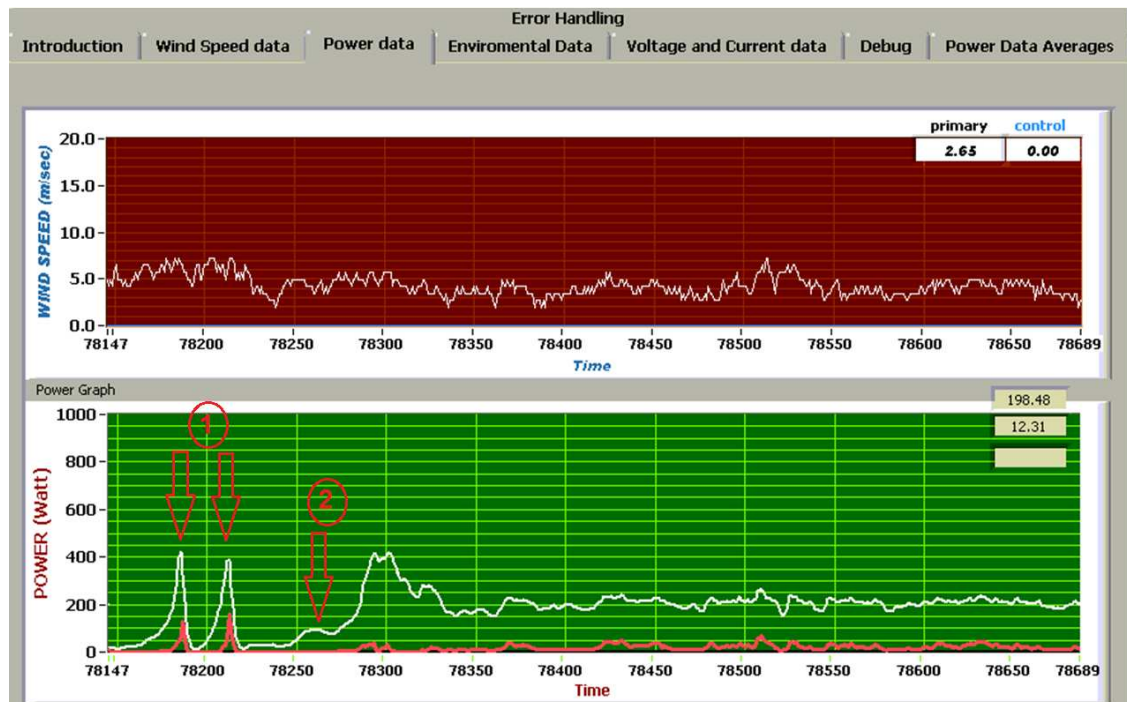
στάδιο αφορά στην επεξεργασία των μετρήσεων μίας ημέρας και το δεύτερο στον τελικό υπολογισμό όλων των ζητούμενων βάσει του προτύπου IEC.

### 8.6.1 Πρώτο στάδιο επεξεργασίας δεδομένων

Στο στάδιο αυτό πραγματοποιείται η επεξεργασία των ημερήσιων μετρήσεων. Η διαδικασία που ακολουθείται είναι η είσοδος του κάθε ημερήσιου αρχείου σε πρόγραμμα Matlab, η επεξεργασία του κι ο υπολογισμός των απαιτούμενων μέσω των τιμών και τέλος η αποθήκευση των αποτελεσμάτων του σε μία απλή βάση δεδομένων Excel, η οποία περιέχει τα συνολικά δεδομένα των μετρήσεων που έχουν πραγματοποιηθεί μέχρι την προηγούμενη ημέρα, από αυτή του εκάστοτε αρχείου. Σημειώνεται εδώ, ότι οι υπολογισμοί έγιναν για μέσες τιμές ενός λεπτού, όπως επιτάσσει το IEC 61400-12 για τις μικρές Α/Γ, αλλά και για μέσες τιμές 10 λεπτών, για ερευνητικούς λόγους και για τη δυνατότητα σύγκρισης των δύο μεθόδων. Συνεπώς, γράφτηκαν δύο όμοια προγράμματα με μόνη διαφορά το χρόνο για τον οποίο υπολογίζουν τους μέσους όρους τους. Για το λόγο αυτό, περιγράφεται η γενικότερη μορφή του αλγορίθμου που ισχύει και για τις δύο περιπτώσεις, ενώ στο Παράρτημα Α βρίσκεται το πρόγραμμα που βασίζεται στον υπολογισμό μέσω όρων ενός λεπτού.

Ιδιαίτερη βαρύτητα για την υλοποίηση αυτού του αλγορίθμου, δόθηκε στη σύνδεση της Α/Γ με τον αντιστροφέα Windy Boy για το σωστό υπολογισμό της παραγόμενης ισχύος. Ο λόγος είναι ότι ο inverter αυτός λειτουργεί για DC τάση εισόδου 150 V, όπως αναφέρθηκε στην παράγραφο 8.3. Συγκεκριμένα, για να ξεκινήσει να λειτουργεί χρειάζεται να δέχεται αυτήν ή μεγαλύτερη τιμή τάσης για διάστημα δέκα δευτερολέπτων, αφήνοντας ουσιαστικά "ανοιχτοκυκλωμένη" την Α/Γ, όση ώρα αυτός βρίσκεται εκτός λειτουργίας. Παρουσιάστηκε, επομένως το πρόβλημα ότι στους χαμηλούς ανέμους, όταν η Α/Γ ξεκινάει να κινείται, δεν παράγει πρακτικά ηλεκτρική ισχύ, αφού λόγω ανοιχτοκύκλωσης δεν εμφανίζονται ρεύματα. Όμως, λόγω της μεγάλης ταχύτητας περιστροφής που είναι δυνατό να αναπτύξει ο δρομέας για ριπές ανέμου μέσα σε διάστημα ελάχιστων δευτερολέπτων, λιγότερων από δέκα, μπορεί να παραχθεί τάση στις φάσεις της Α/Γ, η οποία πολλαπλασιαζόμενη με το θόρυβο που είναι δυνατό να μετρούν οι αισθητήρες ρεύματος να δίνει ουσιαστικά μη μηδενικές τιμές ισχύος. Το αποτέλεσμα αυτό θα είχε μικρές αλλοιώσεις στην καμπύλη ισχύος, αλλά μεγάλο σφάλμα στον υπολογισμό του λόγου  $\lambda$  και του αντίστοιχου  $c_p$ , αφού το  $\lambda$  εξαρτάται από την ταχύτητα περιστροφής της Α/Γ (Σχέση 8.6). Αυτό το πρόβλημα, εξαλείφτηκε μηδενίζοντας το θόρυβο για τις περιπτώσεις μη λειτουργίας του αντιστροφέα, όπως θα περιγραφεί παρακάτω.

Υπάρχουν βέβαια περιπτώσεις μη λειτουργίας του αντιστροφέα, στις οποίες αναπτύσσονται πολλές στροφές και μεγάλες τάσεις από την Α/Γ και στις οποίες για λόγους προστασίας ενεργοποιείται το απορριπτικό φορτίο ώστε να την "φρενάρει", δημιουργώντας έτσι κύκλωμα κι επιτρέποντας τη ροή ρευμάτων στις φάσεις της Α/Γ. Αυτές οι περιπτώσεις δεν είναι αποδεκτές αλλά συνυπολογίζονται στους υπολογισμούς, προκαλώντας κάποιες αλλοιώσεις όπως θα φανεί παρακάτω.



**Εικόνα 8.9 :** Στιγμιότυπο από τη λειτουργία της Α/Γ με παράλληλη παρακολούθηση του ανέμου. (1) Στιγμές που ενεργοποιείται το dump load (ροή ρευμάτων - απότομη αύξηση της ισχύος), ενώ ο αντιστροφέας είναι εκτός λειτουργίας, (2) Ενεργοποίηση του αντιστροφέα κι έλεγχος της ισχύος σύμφωνα με την καμπύλη λειτουργίας του

Αρχικά, το πρόγραμμα καλεί το ημερήσιο αρχείο που επιθυμούμε να επεξεργαστούμε. Εν συνεχεία, αποθηκεύει τις τιμές του αρχείου σε μονοδιάστατους πίνακες που αφορούν ο καθένας ένα μετρούμενο μέγεθος. Στο στάδιο αυτό επίσης γίνεται ο υπολογισμός της στιγμιαίας παραγόμενης ισχύος (Σχέση 8.7), αφού πρώτα έχει υπολογιστεί ο μέσος όρος των RMS τιμών των τάσεων και των ρευμάτων, με την προϋπόθεση ότι το προκύπτον ρεύμα είναι μεγαλύτερο από 0,16 A, αφού μέχρι αυτήν την τιμή υπολογίστηκε και παρατηρήθηκε ότι μπορεί να φτάσει ο θόρυβος στους αισθητήρες ρεύματος, όταν η Α/Γ είναι ανοιχτοκυκλωμένη. Ακόμη, μετρήθηκε η αντίσταση των καλωδίων, αφού καλύπτουν απόσταση 60 μέτρων περίπου, ίση με 0,35 Ω, συνεπώς η τάση σε κάθε φάση υπολογίστηκε λαμβάνοντας υπόψη την προκληθείσα πτώση τάσης, ώστε να έχουμε όσο το δυνατόν πιο πραγματικά δεδομένα. Επιπλέον, υπολογίζεται και η DC τάση εισόδου του αντιστροφέα, όπως στη σχέση 8.1, για να διαπιστωθεί πως συμπεριφέρεται η Α/Γ σε σχέση με την καμπύλη λειτουργίας που έχει προγραμματιστεί ο Windy Boy να λειτουργεί για το συγκεκριμένο διάστημα μετρήσεων.

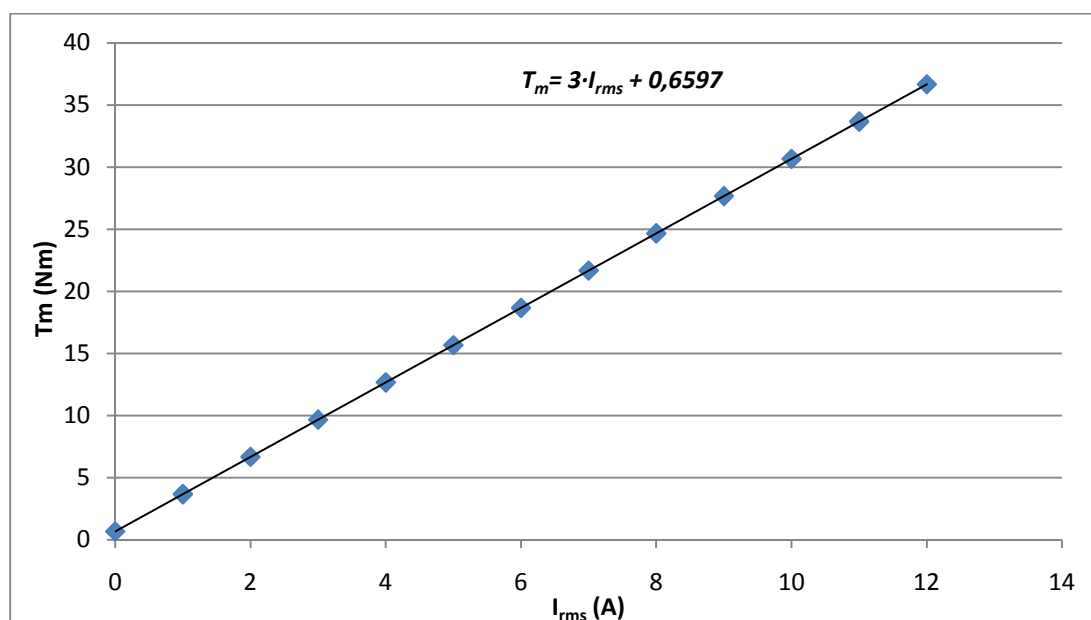
$$P_{el} = \sqrt{3} \cdot V_{\pi,RMS} \cdot I_{RMS} \quad (8.7)$$

Εν συνεχεία, το πρόγραμμα υπολογίζει πόσα σύνολα μέσων τιμών θα προκύψουν από τις μετρήσεις που περιέχει το αρχείο. Αυτό γίνεται, διότι λόγω σφαλμάτων το αρχείο μπορεί να περιείχε λιγότερα από 86400 δεδομένα (όσα και τα δευτερόλεπτα

μίας ημέρας). Μετά τον υπολογισμό αυτό, ξεκινάει ο υπολογισμός των μέσων τιμών όλων των μεγεθών για το αντίστοιχο διάστημα (1 λεπτό ή 10 λεπτά).

Σε αυτό το στάδιο, ο υπολογισμός της μέσης κατεύθυνσης γίνεται με διαφορετική λογική από αυτήν της κλασσικής εύρεσης του μέσου όρου. Αρκεί να σκεφτεί κανείς ότι δύο τιμές 0 και 360 μοιρών που υποδεικνύουν βόρεια διεύθυνση ανέμου, με την κλασσική μέθοδο θα έδιναν μέσο όρο 180 μοίρες, δηλαδή Νότο, το οποίο φυσικά κι είναι λάθος. Για το λόγο αυτό οι μετρούμενες τιμές διαχωρίζονταν σε διαστήματα  $5^\circ$ , υπολογίζοντας ταυτόχρονα τη συχνότητα εμφάνισης του κάθε διαστήματος αλλά και τη μέση τιμή του, ώστε να προκύψει η επικρατούσα κατεύθυνση του ανέμου στο χρονικό διάστημα υπολογισμού των μέσων όρων. Σημειώνεται ότι η μέθοδος αυτή περιέχει σφάλμα στον ακριβή υπολογισμό των μοιρών της επικρατούσας κατεύθυνσης, αλλά δείχνει με αρκετή ακρίβεια το γενικότερο τομέα από τον οποίο προέρχεται ο άνεμος για το εκάστοτε χρονικό διάστημα, για αυτό και χρησιμοποιήθηκε.

Επιπροσθέτως, μετά τον υπολογισμό της μέσης τιμής για κάθε μετρούμενο μέγεθος και την αποθήκευση του σε αντίστοιχο μονοδιάστατο πίνακα, γίνεται κι ο υπολογισμός της μέσης τιμής κάποιων επιπλέον χρήσιμων μεγεθών. Τα μεγέθη αυτά είναι η μηχανική ροπή που ασκείται στην Α/Γ, ο αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος, ο λόγος ταχυτήτων ακροπερυγίου (Σχέση 8.6) και η πυκνότητα του αέρα. Αρχικά, πραγματοποιείται ο υπολογισμός της μέσης μηχανικής ροπής από τη μέση τιμή του ρεύματος που παράγει η Α/Γ, σύμφωνα με τη σχέση που προέκυψε από προσομοίωση για τη γεννήτρια [32] κι η οποία φαίνεται στο σχήμα 8.6.



**Σχήμα 8.6** : Σχέση μηχανικής ροπής και παραγόμενου ρεύματος μετά από προσομοίωση στις ονομαστικές στροφές ( $N_{nom}=550RPM$ )

Η μέση μηχανική ροπή χρησιμοποιείται, ώστε να προκύψει με πολλαπλασιασμό αυτής και της γωνιακής ταχύτητας περιστροφής η μηχανική ισχύς

που δεσμεύουν τα πτερύγια από τη διαθέσιμη αιολική ενέργεια του ανέμου, της οποίας το μεγαλύτερο ποσοστό μετατρέπεται σε ηλεκτρική, αναλόγως του βαθμού απόδοσης που εμφανίζει η Α/Γ σε κάθε τιμή ρεύματος. Επομένως, από τη γνωστή σχέση 8.10 προκύπτει ο υπολογισμός του αεροδυναμικού συντελεστή ισχύος των πτερυγίων.

$$\omega_{R,mean} = \frac{2 \cdot \pi \cdot N_{s,mean}}{60} \quad (rad/s) \quad (8.8)$$

$$P_{w,mean} = T_{m,mean} \cdot \omega_{R,mean} \quad (W) \quad (8.9)$$

$$C_{p,mean} = \frac{P_{w,mean}}{0,5 \cdot \rho_{mean} \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_{mean}^3} \quad (8.10)$$

Η πυκνότητα του αέρα υπολογίστηκε από τις μετρήσεις της θερμοκρασίας, της βαρομετρικής πίεσης και της υγρασίας, σύμφωνα με τη σχέση 6.1 που περιγράφεται στο IEC standard.

Τέλος και μετά τον υπολογισμό των μέσων όρων όλων των επιθυμητών μεγεθών, τα επεξεργασμένα, από αυτό το πρόγραμμα, αποτελέσματα της κάθε ημέρας, αποθηκεύονται στη συνολική βάση δεδομένων Excel που οδηγείται στο 2ο στάδιο επεξεργασίας.

### 8.6.2 Δεύτερο στάδιο επεξεργασίας δεδομένων

Στο στάδιο αυτό, επεξεργάστηκαν τα συνολικά επεξεργασμένα δεδομένα από πρόγραμμα σε Matlab, το οποίο και βρίσκεται στο Παράρτημα Β, ώστε να προκύψει η καμπύλη ισχύος κι άλλα χρήσιμα αποτελέσματα, όπως θα παρουσιαστούν στη συνέχεια. Αρχικά, εισέρχεται το αρχείο με όλα τα σύνολα μέσων τιμών. Έπειτα και σύμφωνα με τη μέθοδο των bin, όπως περιγράφηκε στο κεφάλαιο 6, το πρόγραμμα υπολογίζει την καμπύλη ισχύος, για διαστήματα ταχύτητας ανέμου πλάτους 0,5 m/s, κανονικοποιημένη ως προς την πυκνότητα αναφοράς του αέρα στο επίπεδο της θάλασσας, δηλαδή για  $\rho_0 = 1,225 \text{ kgr/m}^3$ . Γίνεται κανονικοποίηση και για την ισχύ, αλλά και για την ταχύτητα του ανέμου, όπως επιτάσσει το πρότυπο για τις μικρές ανεμογεννήτριες. Στον ίδιο βρόγχο, γίνεται κι ο υπολογισμός της καμπύλης του αεροδυναμικού συντελεστή συναρτήσεως του λόγου ταχυτήτων ακροπτερυγίου, ομοίως με τη μέθοδο των διαστημάτων με βήμα  $\lambda=0,5$ . Οι σχέσεις που χρησιμοποιήθηκαν για την κανονικοποίηση, οι οποίες επεξηγούνται πιο αναλυτικά στο κεφάλαιο 6 είναι :

$$P_n = P_{10min} \frac{\rho_0}{\rho_{10min}} \quad (8.11)$$

$$V_n = V_{10min} \cdot \left( \frac{\rho_{10min}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (8.12)$$

Επίσης, σε αυτό το σημείο υπολογίζεται κι η συχνότητα της κάθε διεύθυνσης ανέμου. Πρέπει να σημειωθεί ότι δεν αγνοήθηκαν μετρήσεις που προέρχονται από την ανατολική διεύθυνση, δηλαδή από τη διεύθυνση ανέμου για την οποία η Α/Γ



βρίσκεται μπροστά από το μετεωρολογικό ιστό, αφού πρόκειται για μικρή ανεμογεννήτρια, στην οποία κάλλιστα θα μπορούσε να είχε τοποθετηθεί απλά ένα ανεμόμετρο στον ίδιο ιστό και πολύ χαμηλότερα από το ύψος του δρομέα. Για το λόγο αυτό κι επειδή επίσης ήταν μικρό το διάστημα των μετρήσεων, χρησιμοποιήθηκαν όλα τα δεδομένα για τον υπολογισμό της καμπύλης ισχύος.

Στη συνέχεια υπολογίζεται ο συνολικός συντελεστής ισχύος για κάθε διάστημα ταχυτήτων ανέμου  $i$ , σύμφωνα με τη σχέση :

$$C_{P,i} = \frac{P_i}{\frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot A \cdot V_i^3} \quad (8.13)$$

Από τα δεδομένα για την καμπύλη ισχύος που προκύπτουν, υπολογίζεται κι η αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή για κατανομές Rayleigh με μέσες τιμές ταχύτητας ανέμου από 4 έως 11 m/s και για τα διαστήματα ανέμου στα οποία υπάρχουν δεδομένα, από τη σχέση :

$$AEP = N_h \frac{1}{1000} \cdot \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \cdot \left( \frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (kWh) \quad (8.14)$$

$$\text{όπου } F(V) = 1 - e^{\left[ -\frac{\pi}{4} \left( \frac{V}{V_{\text{mean}}} \right)^2 \right]} \quad (8.15)$$

Έπειτα, ακολουθούν οι υπολογισμοί για τις αβεβαιότητες των μετρήσεων σύμφωνα με τις διατάξεις του IEC 61400-12 [6]. Αναλυτικότερα, γίνονται οι υπολογισμοί της αβεβαιότητας για κάθε διάστημα ταχυτήτων ανέμου, οι οποίοι βασίζονται στα εξής :

Στην κατηγορία A, υπάρχει μόνο αβεβαιότητα όσον αφορά στην ηλεκτρική ισχύ και δίνεται από τη σχέση :

$$S_{P,i} = \frac{\sigma_{P,i}}{\sqrt{N_i}} \quad (8.16)$$

Όπου,

$$\sigma_{P,i} = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1} \sum_{j=1}^{N_i} (P_i - P_{n,i,j})^2} \quad (8.17)$$

- $\sigma_{P,i}$  , η διακύμανση των κανονικοποιημένων δεδομένων της ισχύος στο bin  $i$
- $N_i$  , ο αριθμός των συνόλων δεδομένων σε ένα bin  $i$
- $P_i$  , η κανονικοποιημένη μέση τιμή ισχύος στο bin  $i$
- $P_{n,i,j}$  , η κανονικοποιημένη ισχύς του συνόλου δεδομένων  $j$  στο bin  $i$

Στην κατηγορία B, υπάρχουν διάφορες αβεβαιότητες. Σε πολλά σημεία έχουν χρησιμοποιηθεί οι τιμές αβεβαιότητας που θεωρεί το πρότυπο για λόγους ευκολίας, καθώς ήταν δύσκολο να βρεθούν, αφού απαιτούνταν μετρήσεις και βαθμονομήσεις διάφορων παραγόντων, το οποίο δεν ήταν εφικτό στα πλαίσια μίας διπλωματικής εργασίας. Οι αβεβαιότητες της κατηγορίας B είναι οι εξής:

Καταγραφικό σύστημα :  $u_{d,i} = 0,001$

$$\text{Ισχύς} : u_{P,i} = \sqrt{u_{P1,i}^2 + u_{P2,i}^2} = \sqrt{(0,00289 \cdot P_i)^2 + (0,00462 \cdot P_i)^2} \quad (8.18)$$

Όπου,

- $u_{P1,i}$  , η αβεβαιότητα των αισθητήρων ρεύματος για ακρίβεια 0,5%, προκύπτει :  $u_{P1,i} = \frac{0,5\% \cdot P_i}{\sqrt{3}} = 0,289\% \cdot P_i$  [kW]
- $u_{P2,i}$  , η αβεβαιότητα των αισθητήρων τάσης για ακρίβεια 0,8%, προκύπτει :  $u_{P2,i} = \frac{0,8\% \cdot P_i}{\sqrt{3}} = 0,462\% \cdot P_i$  [kW]

$$\text{Ταχύτητα ανέμου} : u_{V,i} = \sqrt{u_{V1,i}^2 + u_{V2,i}^2 + u_{V3,i}^2 + u_{V4,i}^2 + u_{d,i}^2} = \sqrt{0,1^2 + (0,072 + 0,0072 \cdot V_i)^2 + (0,01 \cdot V_i)^2 + (0,03 \cdot V_i)^2 + (0,001 \cdot 30)^2} \quad (8.19)$$

Οι αβεβαιότητες αυτές οφείλονται σε βαθμονόμηση, σε ακρίβεια του οργάνου κι άλλα λειτουργικά χαρακτηριστικά, οι τιμές τους έχουν θεωρηθεί βάσει του IEC.

Παρόμοια υπολογίζονται και η θερμοκρασία κι η πίεση, ενώ για την υγρασία χρειάζεται υπολογισμός της αβεβαιότητας όταν υπάρχουν μεγάλες θερμοκρασίες άνω των 30 ° C, το οποίο δε συνέβη στις μετρήσεις μας.

$$\text{Θερμοκρασία} : u_{T,i} = 2,3 \text{ K}$$

$$\text{Πίεση} : u_{B,i} = 1,54 \text{ hPa}$$

Επομένως, η συνολική αβεβαιότητα κατηγορίας B για κάθε bin i προκύπτει από τη σχέση :

$$u_i = \sqrt{u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2} \quad (8.20)$$

Όπου,

- $c_{V,i} = \left| \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}} \right|$  , ο παράγοντας ευαισθησίας της ταχύτητας του ανέμου
- $c_{T,i} = \frac{P_i}{288,15} \left[ \frac{\text{kW}}{\text{K}} \right]$  , ο παράγοντας ευαισθησίας της θερμοκρασίας
- $c_{B,i} = \frac{P_i}{1013} \left[ \frac{\text{kW}}{\text{hPa}} \right]$  , ο παράγοντας ευαισθησίας της βαρομετρικής πίεσης

Η συνδυασμένη αβεβαιότητα για την ισχύ εξόδου προκύπτει :

$$u_{c,i} = \sqrt{s_i^2 + u_i^2} \quad (8.21)$$

Η συνδυασμένη αβεβαιότητα για την αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή δίνεται από τη σχέση:

$$u_{AEP} = N_h \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^N (f_i^2 \cdot s_i^2) + (\sum_{i=1}^N f_i \cdot u_i)^2} \quad (8.22)$$

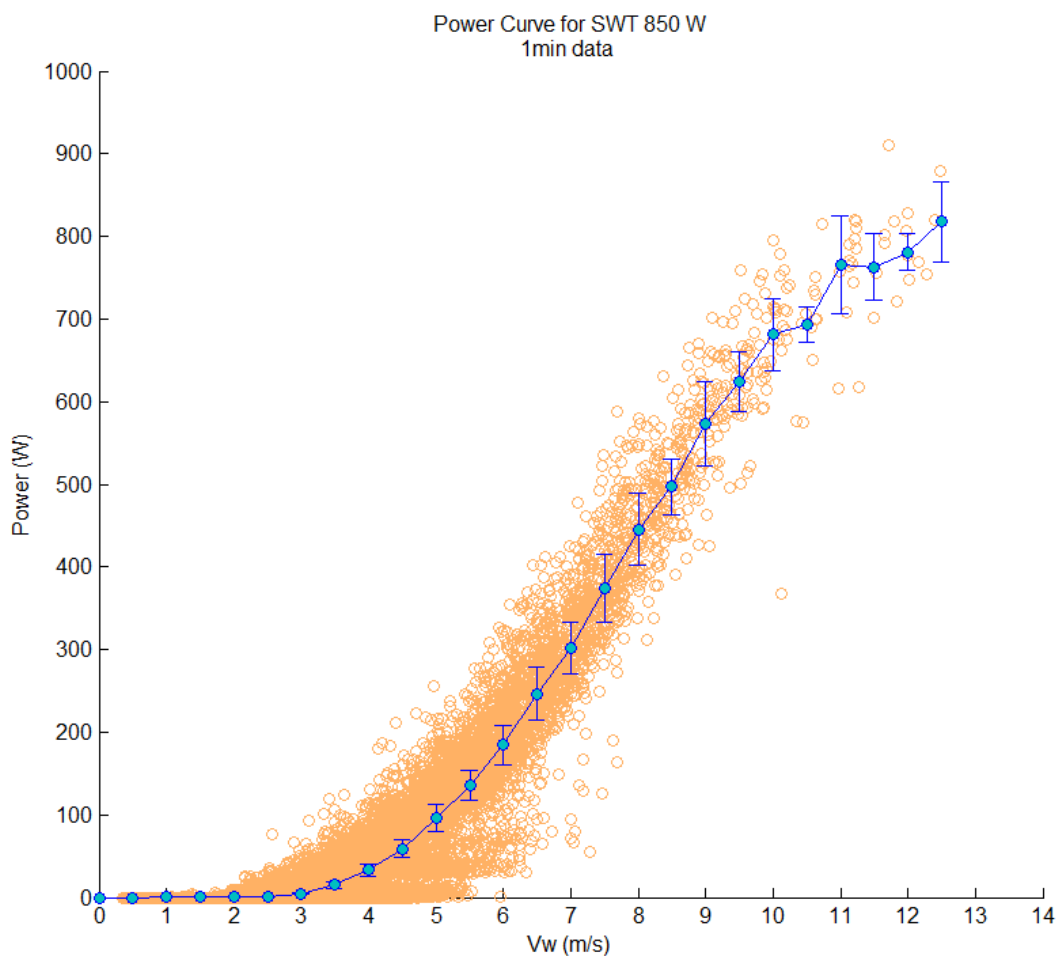
Όπου,

- $N_h$ , οι ώρες ενός έτους ( $N_h \approx 8760 h$ )
- $f_i$ , η μέση πιθανότητα της ταχύτητας ανέμου στο bin  $i$  και δίνεται από τη σχέση :  $f_i = \frac{((F_{i+1}-F_i)+(F_i-F_{i-1}))}{2}$ , όπου  $F$ , η αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας Rayleigh

Όλες αυτές οι σχέσεις ενσωματώθηκαν στον αλγόριθμο για τον υπολογισμό της αβεβαιότητας των μετρήσεων.

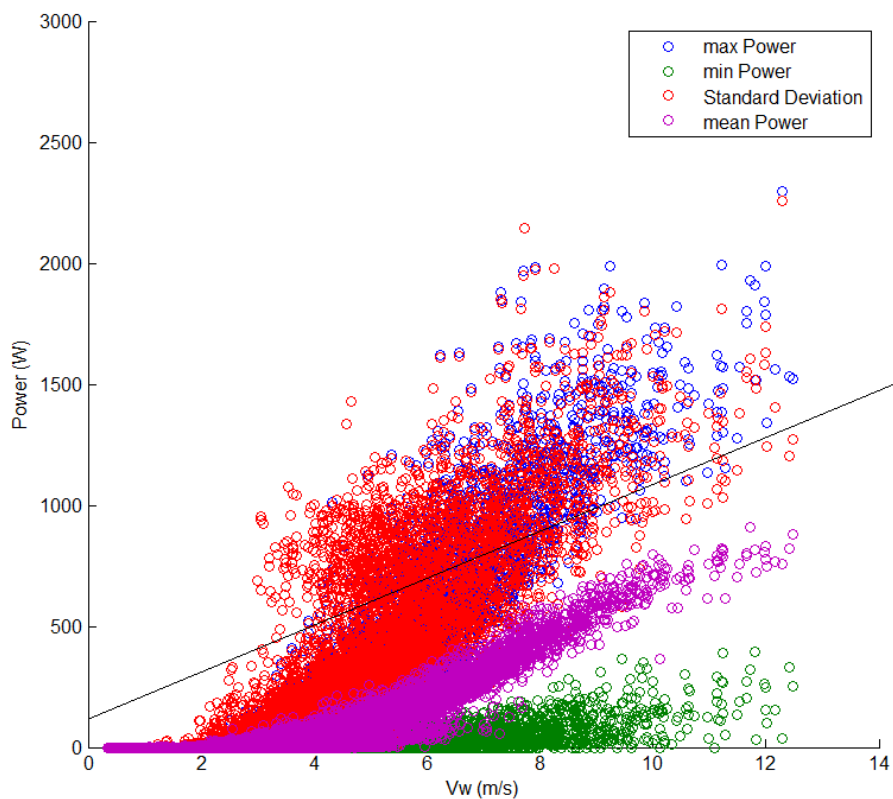
## 8.7 Παρουσίαση αποτελεσμάτων

Στην παράγραφο αυτή παρουσιάζονται γραφικά αλλά και σε πίνακες τα αποτελέσματα των μετρήσεων που έλαβαν χώρα από 24-02-2011 μέχρι 08-03-2011.



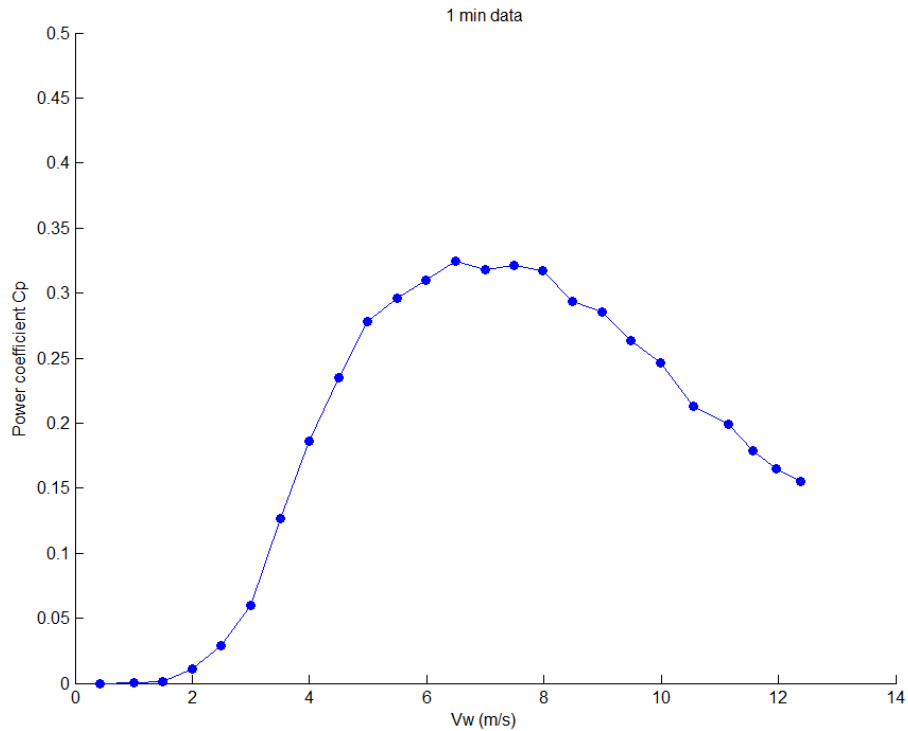
**Σχήμα 8.7 :** Δεδομένα μέσωσν όρων ενός λεπτού και προκύπτουσα καμπύλη ισχύος

Όπως, φαίνεται από το παραπάνω διάγραμμα, για ταχύτητες άνω των 11 m/s υπάρχει μεγάλη αβεβαιότητα, η οποία οφείλεται στο μικρό αριθμό δεδομένων για αυτές τις ταχύτητες, όπως φαίνεται αναλυτικότερα παρακάτω στον Πίνακα 8.4.

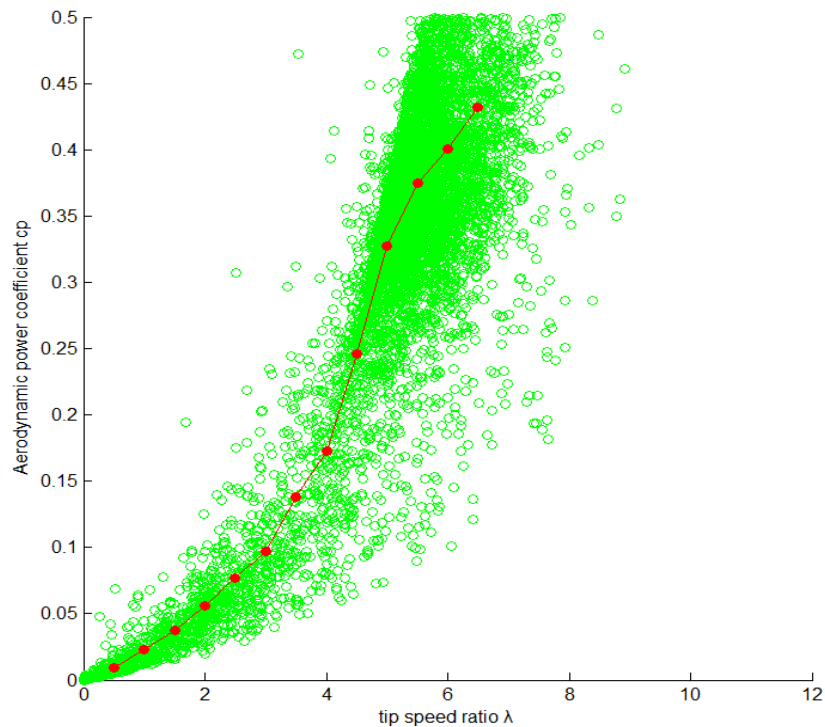


**Σχήμα 8.8 :** Στατιστικά δεδομένα για τους μέσους όρους της ισχύος, τις μέγιστες κι ελάχιστες τιμές της και για τη διακύμανση της στη διάρκεια του κάθε συνόλου ενός λεπτού. Πάνω περίπου από την ευθεία γραμμή δεδομένα λόγω ενεργοποίησης του απορριπτικού φορτίου.

Όπως φαίνεται από το παραπάνω διάγραμμα, στις μετρήσεις μας υπεισέρχεται κι η ισχύς που αναπτύσσεται λόγω απορριπτικού φορτίου. Επομένως, κι όπως προτείνεται στο κεφάλαιο 10, θα πρέπει να γίνονται παράλληλες μετρήσεις στην DC είσοδο του αντιστροφέα, για να διαπιστωθεί η επακριβής παραγόμενη ισχύς από την ανεμογεννήτρια.



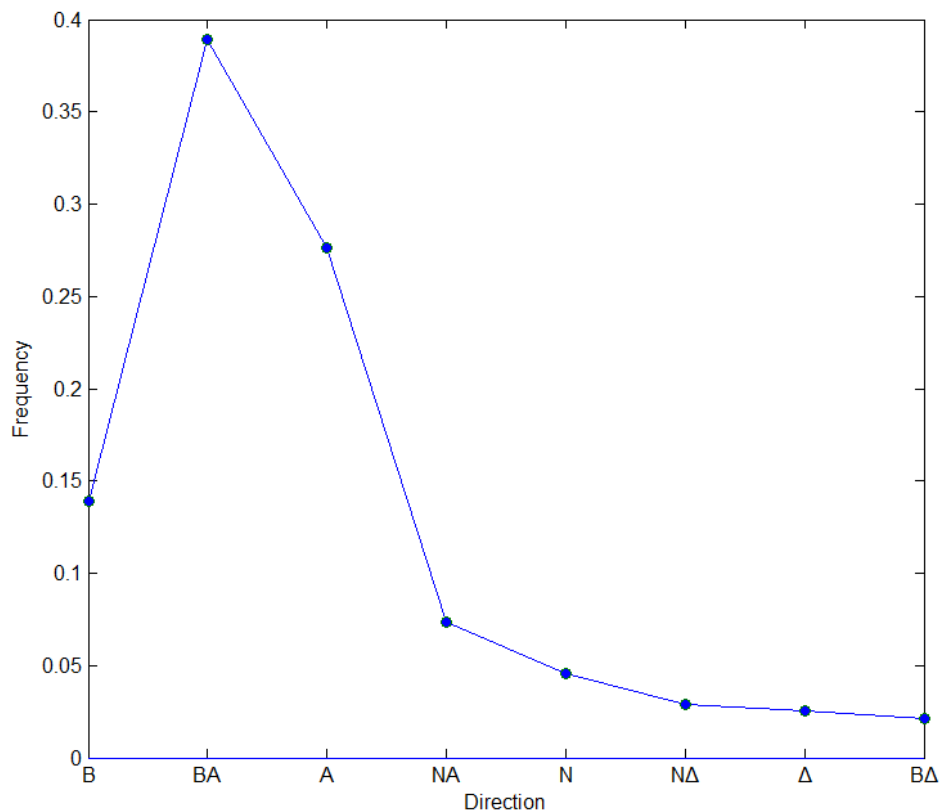
**Σχήμα 8.9 :** Συντελεστής ισχύος συναρτήσει της μέσης ταχύτητας ανέμου κάθε διαστήματος ταχυτήτων για δεδομένα μέσωσων όρων ενός λεπτού



**Σχήμα 8.10 :** Αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος συναρτήσει του λόγου ταχυτήτων ακροπτερυγίου για δεδομένα μέσωσων όρων ενός λεπτού

Από το παραπάνω διάγραμμα φαίνεται το μεγάλο σφάλμα που υπήρχε στη μέτρηση του αεροδυναμικού συντελεστή ισχύος, καθώς εμπεριέχονταν στις

μετρήσεις και τα ρεύματα που αναπτύσσονταν λόγω ενεργοποίησης του dump load. Έτσι, προέκυπτε μεγάλη μηχανική ροπή και εν συνεχεία μεγάλη μηχανικής ισχύς (Σχέση 8.9), οπότε μεγάλες και μη αποδεκτές τιμές του  $cr$ . Επίσης, μικρό σφάλμα προκύπτει κι από τον τρόπο υπολογισμού της μηχανικής ροπής, αφού η δεδομένη καμπύλη που χρησιμοποιήθηκε βασίζεται σε προσομοίωση κι όχι πραγματικά δεδομένα. Επιπλέον, επηρεάζεται και ο λόγος  $\lambda$ , αφού στις περιπτώσεις μη λειτουργίας του αντιστροφέα λόγω χαμηλών ανέμων, ήταν δυνατό να αναπτυχθούν μεγάλες ταχύτητες περιστροφής στο δρομέα, λόγω ξαφνικών ριπών ανέμου, με αποτέλεσμα να εισέρχεται στο κύκλωμα το dump load, δίνοντας μεγάλες τιμές για το  $\lambda$ , αφού πολλές στροφές με μικρές ταχύτητες ανέμου δίνουν μεγαλύτερα  $\lambda$ , όπως φαίνεται κι από τη σχέση 8.6. Γενικά, με τη λειτουργία του αντιστροφέα και χωρίς την ενεργοποίηση του απορριπτικού φορτίου, η A/Γ λειτουργούσε για τιμές του λόγου ταχυτήτων ακροπερυγίου μέχρι περίπου 6,5, για αυτό και σχεδιάζεται μέχρι αυτήν την τιμή η εν λόγω καμπύλη, όπως φαίνεται στο παραπάνω διάγραμμα.



**Σχήμα 8.11 :** Κατανομή της διεύθυνσης του ανέμου για το διάστημα των μετρήσεων

$\rho_0=1,225 \text{ kgr/m}^3$				1min data	Αβεβαιότητες		
Αριθμός bin	$V_{\text{mean}}$ (m/s)	$P_{\text{el}}$ (W)	$C_P$	Αριθμός συνόλων δεδομένων	$s_i$ (W)	$u_i$ (W)	$u_{c,i}$ (W)
5	2,00	0,25	0,011	1312	0,05	0,07	0,09
6	2,49	1,23	0,029	1565	0,12	0,31	0,34
7	3,00	4,45	0,060	1691	0,26	1,09	1,12
8	3,50	14,99	0,127	1675	0,52	3,81	3,84
9	4,00	32,91	0,186	1459	0,84	6,90	6,95
10	4,50	59,19	0,235	1226	1,16	10,78	10,85
11	4,99	95,87	0,278	1057	1,40	16,00	16,07
12	5,49	135,76	0,296	841	1,72	18,49	18,57
13	5,99	184,53	0,310	627	2,36	23,95	24,06
14	6,50	246,46	0,324	413	3,04	32,15	32,29
15	7,00	301,94	0,318	308	3,35	30,41	30,59
16	7,49	374,08	0,321	238	4,15	41,62	41,83
17	7,97	445,25	0,317	143	4,87	43,17	43,44
18	8,49	497,38	0,294	114	5,20	33,23	33,63
19	8,98	573,12	0,285	70	7,04	50,48	50,97
20	9,49	624,25	0,264	47	8,00	35,72	36,60
21	9,99	681,00	0,246	35	12,71	41,34	43,25
22	10,56	693,20	0,213	12	19,61	9,97	22,00
23	11,15	765,36	0,200	13	15,18	56,93	58,92
24	11,56	762,98	0,179	6	40,50	4,59	40,75
25	11,97	781,21	0,165	7	14,68	16,04	21,75
26	12,39	817,86	0,155	3	35,79	32,55	48,37

**Πίνακας 8.4 :** Παρουσίαση καμπύλης ισχύος στα πρότυπα του IEC για μέσους όρους ενός λεπτού

Σύμφωνα με το πρότυπο IEC, συμπεράσματα για την καμπύλη ισχύος μπορούν να προκύψουν για διαστήματα ταχυτήτων που έχουν τουλάχιστον 10 σύνολα δεδομένων ενός λεπτού. Συνεπώς, μέχρι τα 11 m/s προκύπτει με μεγαλύτερη ακρίβεια η εν λόγω καμπύλη ισχύος.

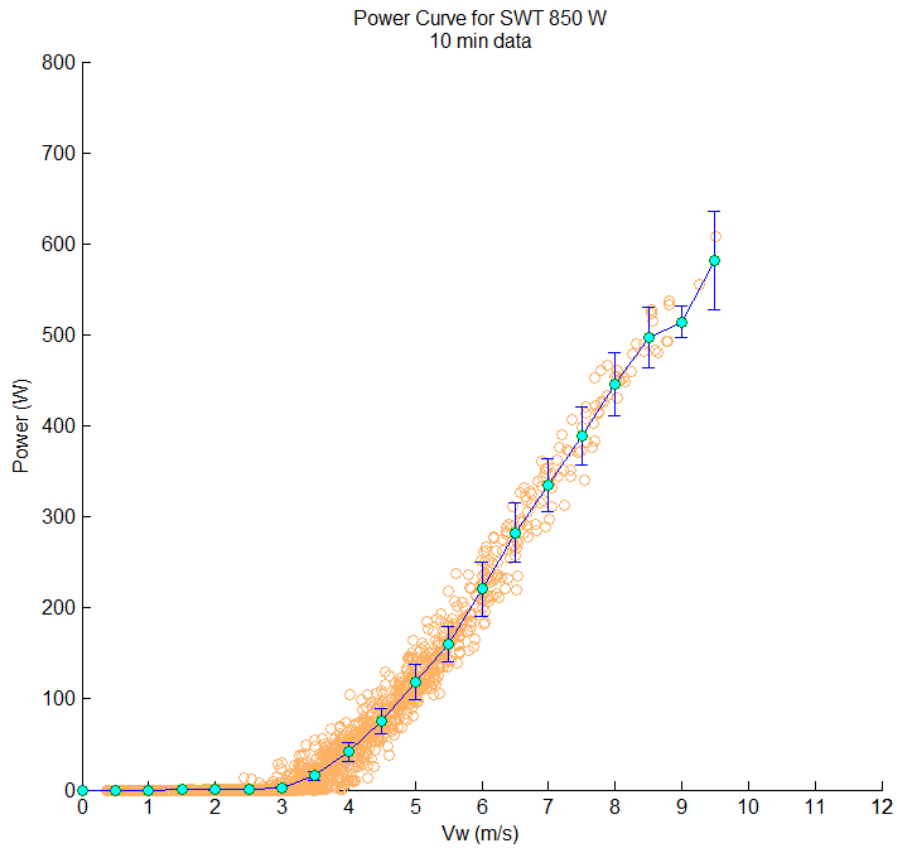
ΑΕΠ μέχρι ταχύτητα $V_w=12,5$ m/s $\rho_0=1,225$ kgr/m <sup>3</sup>			
Μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου (Rayleigh) (m/s)	Μετρούμενη Αναμενόμενη Ενεργειακή Παραγωγή (kWh)	Αβεβαιότητα της ΑΕΠ (kWh)	Αβεβαιότητα της ΑΕΠ (%)
4	798,25	95,38	11,95
5	1431,00	152,18	10,63
6	1988,40	213,27	10,73
7	2347,80	268,48	11,44
8	2505,90	307,69	12,28
9	2514,90	328,53	13,06
10	2430,80	333,96	13,74
11	2296,60	328,47	14,30

**Πίνακας 8.5** : Αποτελέσματα Αναμενόμενης Ενεργειακής Παραγωγής μέχρι ταχύτητα 12,5 m/s για δεδομένα ενός λεπτού

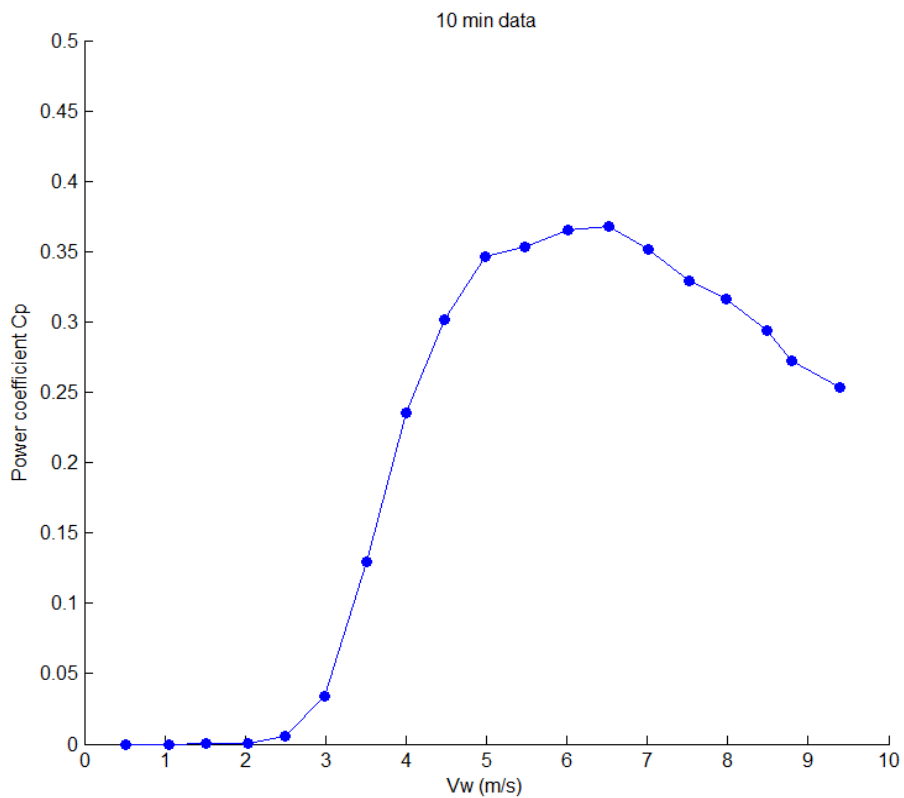
Όπως είναι φανερό ο υπολογισμός της ΑΕΠ θεωρείται "ανολοκλήρωτος" σύμφωνα με το πρότυπο IEC standard 61400-12, αφού θα έπρεπε να υπάρχουν δεδομένα τουλάχιστον μέχρι 14 m/s. Για τη συγκεκριμένη όμως περιοχή τοποθέτησης της Α/Γ θα είναι δύσκολο να υπάρξουν τέτοια δεδομένα, αφού χαρακτηρίζεται από χαμηλή μέση ταχύτητα ανέμου, όπως είδαμε και στο κεφάλαιο 3. Συνεπώς, από το συγκεκριμένο πίνακα η ΑΕΠ προσεγγίζεται καλύτερα για τις κατανομές με τις χαμηλότερες ετήσιες μέσες τιμές ταχύτητας ανέμου, όπου δεν εμφανίζονται συχνά ταχύτητες ανέμου πάνω από τα 14 m/s, όπως και στην περιοχή εγκατάστασης της εν λόγω ανεμογεννήτριας.

Στη συνέχεια δίνονται κάποια διαγράμματα που προέκυψαν από τον υπολογισμό των δεδομένων για μέσες τιμές 10 λεπτών.

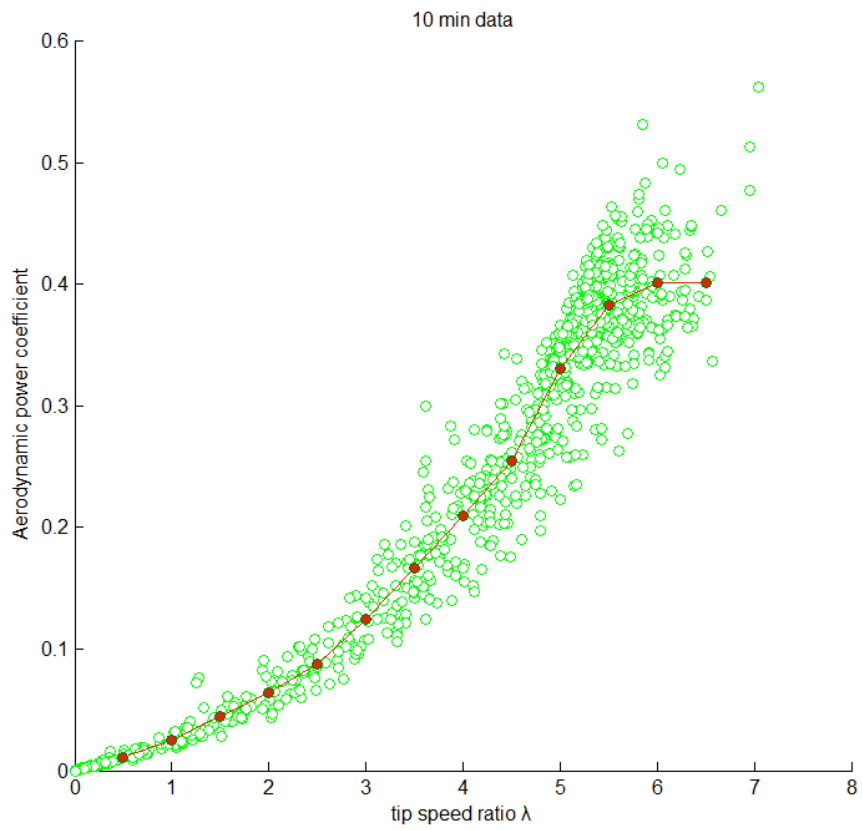




**Σχήμα 8.12 :** Δεδομένα μέσωσν όρων δεκαλέπτου και προκύπτουσα καμπύλη ισχύος



**Σχήμα 8.13 :** Συντελεστής ισχύος συναρτήσει της μέσης ταχύτητας ανέμου κάθε διαστήματος ταχυτήτων για δεδομένα μέσωσν όρων 10 λεπτών



**Σχήμα 8.15 :** Αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος συναρτήσει του λόγου ταχυτήτων ακροπτερυγίου για δεδομένα μέσω 10 λεπτών

$\rho_0=1,225 \text{ kgr/m}^3$				10 min data	Αβεβαιότητες		
Αριθμός bin	$V_{\text{mean}}$ (m/s)	$P_{\text{el}}$ (W)	$C_P$	Αριθμός συνόλων δεδομένων	$s_i$ (W)	$u_i$ (W)	$u_{c,i}$ (W)
5	2,03	0,00	0,001	118	0,00	0,01	0,00
6	2,50	0,25	0,006	149	0,13	0,08	0,15
7	2,99	2,48	0,034	152	0,48	0,76	0,90
8	3,51	15,49	0,130	193	1,08	4,69	4,82
9	4,00	41,83	0,236	169	1,49	10,15	10,26
10	4,48	75,09	0,302	125	1,82	13,65	13,77
11	4,99	119,02	0,346	141	1,80	19,17	19,26
12	5,47	160,39	0,353	87	2,75	19,18	19,37
13	6,02	220,47	0,366	60	3,84	29,50	29,75
14	6,52	282,28	0,368	38	5,33	32,10	32,54
15	7,01	334,61	0,351	23	5,86	28,70	29,29
16	7,52	388,83	0,329	18	7,04	31,32	32,10
17	7,98	445,88	0,317	15	4,08	34,64	34,88
18	8,48	496,85	0,294	9	6,52	32,49	33,14
19	8,80	514,04	0,272	4	12,29	11,78	17,02
20	9,39	581,68	0,253	2	26,19	47,13	53,92

**Πίνακας 8.5 :** Παρουσίαση καμπύλης ισχύος στα πρότυπα του IEC για μέσους όρους δέκα λεπτών

Σύμφωνα με το πρότυπο IEC, συμπεράσματα για την καμπύλη ισχύος μπορούν να προκύψουν για διαστήματα ταχυτήτων που έχουν τουλάχιστον 3 σύνολα δεδομένων δέκα λεπτών. Συνεπώς, μέχρι τα 9 m/s προκύπτει με μεγαλύτερη ακρίβεια η εν λόγω καμπύλη ισχύος.

ΑΕΠ μέχρι ταχύτητα $V_w=9,5 \text{ m/s}$ $\rho_0=1,225 \text{ kgr/m}^3$			
Μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου (Rayleigh) (m/s)	Μετρούμενη Αναμενόμενη Ενεργειακή Παραγωγή (kWh)	Αβεβαιότητα της ΑΕΠ (kWh)	Αβεβαιότητα της ΑΕΠ (%)
4	817,93	108,95	13,32
5	1225,80	174,69	14,25
6	1430,80	225,15	15,74
7	1466,90	250,40	17,07
8	1405,50	254,88	18,13
9	1299,90	246,45	18,96
10	1180,50	231,37	19,60
11	1062,80	213,62	20,10

**Πίνακας 8.6 :** Αποτελέσματα Αναμενόμενης Ενεργειακής Παραγωγής μέχρι ταχύτητα 9,5 m/s για δεδομένα ενός λεπτού

Προφανώς ο υπολογισμός της ΑΕΠ θεωρείται "ανολοκλήρωτος" για μέσες τιμές δεκαλέπτου, αφού υπάρχουν έγκυρα δεδομένα μέχρι 9 m/s.

Γενικά, από τη σύγκριση των δύο μεθόδων (μέσες τιμές ενός λεπτού και δέκα λεπτών) προκύπτουν ενδιαφέροντα ζητήματα. Αρχικά, από τις δύο διαφορετικές καμπύλες ισχύος φαίνεται να ακολουθείται η ίδια πορεία, αν και για τη δεύτερη δεν υπάρχουν δεδομένα για ταχύτητες μεγαλύτερες των 9 m/s. Εν συνεχεία, παρατηρώντας τους δύο συντελεστές ισχύος  $C_p$ , προκύπτει ότι ακολουθούν σχεδόν την ίδια πορεία αφού παρουσιάζουν μέγιστο για ταχύτητα ανέμου 6,5 m/s. Βέβαια, υπάρχει μία διαφορά στην μέγιστη τιμή τους, καθώς στη δεύτερη μέθοδο εμφανίζεται μέγιστος συντελεστής ισχύος 0,37 σχεδόν, ενώ στην πρώτη 0,32. Επιπλέον, στο σχήμα 8.15 φαίνεται ότι ο αεροδυναμικός συντελεστής παίρνει τη μέγιστη τιμή του για  $\lambda=6$ , ενώ τα δεδομένα που υπάρχουν προκύπτει ότι είναι σαφώς πιο ανεξάρτητα από το σφάλμα που επισύρει η ενεργοποίηση του απορριπτικού φορτίου, όπως συνέβη με την πρώτη μέθοδο. Όσον αφορά στα αποτελέσματα της αναμενόμενης ενεργειακής παραγωγής, η ανυπαρξία δεδομένων για μεγαλύτερες ταχύτητες ανέμου, δεν αφήνει περιθώρια αξιοπιστίας αυτών. Συνεπώς, όπως προκύπτει από όλα τα παραπάνω, απαιτούνται περισσότερες μετρήσεις για ιδιαίτερα μεγάλες ταχύτητες ανέμου.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9

### ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΧΑΜΗΛΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ

Σπουδαίας σημασίας, όπως έχουμε προαναφέρει, αποτελεί η ενεργειακή απόδοση ενός αιολικού έργου είτε πρόκειται για αιολικό πάρκο πολλών MW είτε πρόκειται για μία μεμονωμένη μικρή Α/Γ της τάξεως των μερικών εκατοντάδων Watt. Πέραν τούτου, καίριο ζήτημα είναι κι η οικονομική απόδοση μίας επένδυσης, δηλαδή η οικονομική αποτελεσματικότητα και τα χρηματικά οφέλη από μία εγκατάσταση, σε σχέση με την ενεργειακή παραγωγή του κάθε έργου.

Κάθε επένδυση απαιτεί ένα αρχικό κεφάλαιο, το οποίο ο παραγωγός αποσκοπεί να αποσβέσει όσο το δυνατό σε μικρότερο χρονικό διάστημα. Σε αυτό το αρχικό κεφάλαιο προστίθεται κάθε χρόνο ένα ποσοστό περίπου 2-3% αυτού του κεφαλαίου για έξοδα συντήρησης και δαπάνες λειτουργίας, ενώ το κέρδος του παραγωγού προκύπτει από την ετήσια ενεργειακή παραγωγή η οποία μετράται σε kWh/χρόνο. Αυτή τη στιγμή η τιμή της αιολικής Κιλοβατώρας στην Ελλάδα σύμφωνα με υπουργική διάταξη [36], είναι 0,09945€ για χερσαίες εγκαταστάσεις ονομαστικής ισχύος άνω των 50 kW και 0,25€ για έργα εγκατεστημένης ισχύος ίσης ή μικρότερης των 50 kW. Έτσι, τα χρόνια απόσβεσης του έργου υπολογίζονται όταν το κέρδος από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας είναι πλέον μεγαλύτερο από τα έξοδα (αρχικό κεφάλαιο και ετήσια έξοδα). Βέβαια, σε αυτή τη μελέτη συμπεριλαμβάνονται κι άλλα οικονομικά μεγέθη, όπως κρατική επιδότηση, τραπεζικό δάνειο κτλ., τα οποία όμως στη συγκεκριμένη εργασία δε θα ληφθούν υπόψη, αφού ασχολούμαστε με μικρές Α/Γ στις οποίες δεν υπάρχει κρατική επιχορήγηση στην Ελλάδα και λόγω του μικρού κόστους τους (1500-3000€), εάν υπάρχει δάνειο μπορούμε να το προσθέσουμε στο αρχικό κόστος-κεφάλαιο χωρίς μεγάλη αλλοίωση των αποτελεσμάτων.

Σε αυτό το κεφάλαιο της εργασίας, γίνεται μία προσπάθεια εύρεσης της βέλτιστης λύσης όσον αφορά στην ετήσια ενεργειακή παραγωγή μίας μικρής Α/Γ σε συνάρτηση με το κόστος κατασκευής κι εγκατάστασης της σε μια περιοχή. Επίσης, υπολογίζεται κι η οικονομική απόδοση από ένα τέτοιο έργο και τα χρόνια απόσβεσης της "πράσινης" επένδυσης.

#### 9.1 Περιγραφή των δεδομένων της βελτιστοποίησης

Αρχικά η ιδέα ήταν να πραγματοποιηθεί ένα πρόγραμμα σε MATLAB, το οποίο να υπολογίζει για 6 μικρές Α/Γ, διαφορετικής ονομαστικής ισχύος, ανάλογα με την περιοχή που επρόκειτο να εγκατασταθούν, τη βέλτιστη λύση όσον αφορά στο ύψος ανύψωσης τους αλλά και το μήκος των πτερυγίων τους. Στη συνέχεια, βέβαια,

προέκυψαν κι άλλα ενδιαφέροντα αποτελέσματα που αφορούν σε οικονομικά μεγέθη και συμπεράσματα για το αν μία τέτοια επένδυση πέραν του οικολογικού οφέλους μπορεί να αποφέρει και χρηματικά κέρδη σε οποιονδήποτε θέλει να πραγματοποιήσει μία κίνηση τέτοιου είδους. Οι ανεμογεννήτριες που μελετούνται στο πρόγραμμα είναι αξονικής ροής μόνιμων μαγνητών, με παθητικό σύστημα furling, έχοντας δηλαδή ουρά (ανεμούριο), αποτελούν προϊόντα της "ενδιάμεσης" τεχνολογίας (intermediate technology) και βασίζονται στα πρότυπα του σχεδιαστή μικρών Α/Γ Hugh Piggot, όπως κι οι μικρές ανεμογεννήτριες των οποίων την καμπύλη ισχύος εξετάσαμε σε προηγούμενα κεφάλαια. Οι Α/Γ που μελετήθηκαν είχαν ονομαστικές τιμές ισχύος και μέγιστες τιμές ισχύος, που υπολογίστηκαν με λειτουργία MPPT για κάποια ενδεικτική ακτίνα πτερυγίου και για ονομαστική ταχύτητα ανέμου 10m/s, οι τιμές των οποίων φαίνονται στον Πίνακα 9.1 .

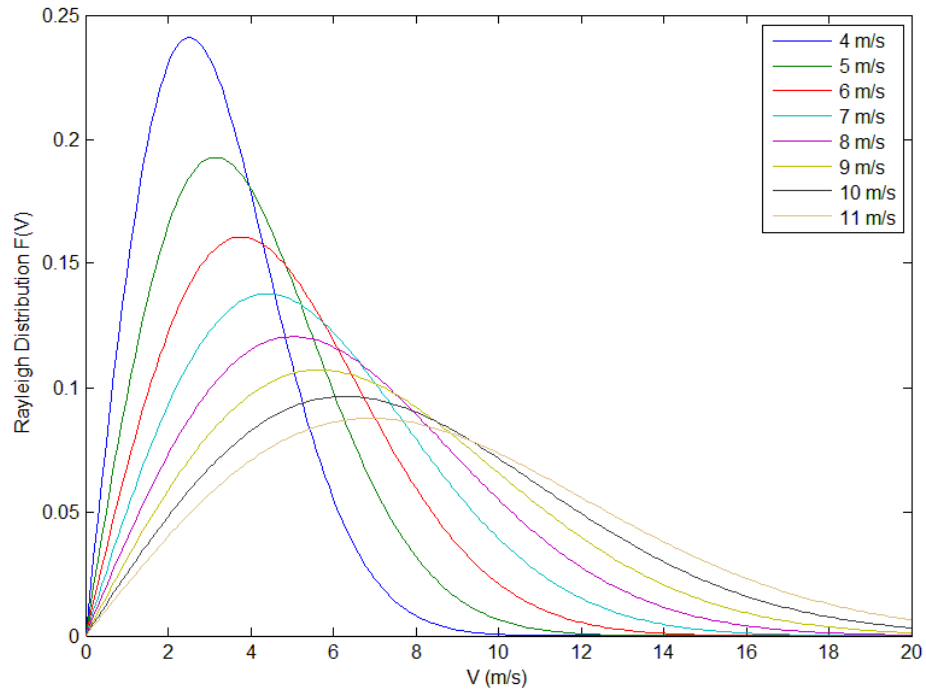
$P_{nom}$ (W)	$P_{MPPT}$ (W)	R (m)
220	213,4	0,6
480	480,1	0,9
850	853,4	1,2
1330	1333,5	1,5
1920	1920,2	1,8
2610	2613,6	2,1

**Πίνακας 9.1 :** Ονομαστική και μέγιστη ισχύς καθώς και μία ενδεικτική ακτίνα πτερωτής για κάθε μία από τις έξι Α/Γ που χρησιμοποιήθηκαν στη βελτιστοποίηση.

Μελετήσαμε την περίπτωση εγκατάστασης της Α/Γ σε ιστό υποστηριζόμενο από συρματόσχοινα (guyed tower), όπως ακριβώς είναι εγκατεστημένη η Α/Γ στην οροφή του παλαιού κτιρίου της σχολής ΗΜΜΥ του ΕΜΠ. Τα ύψη που μπορούν να ανυψωθούν μικρές Α/Γ με αυτού του είδους πυλώνα και τα οποία συμπεριλήφθηκαν στον αλγόριθμο, κυμαίνονται από τα 6 m μέχρι τα 30 m, με βήμα 0,5 m. Επίσης, τα μήκη των πτερυγίων που εξετάστηκαν κυμαίνονται από 0,5 m μέχρι 3 m, με βήμα 0,05 m. Όπως είναι φυσικό, αυτό το φάσμα ακτινών δεν είναι κατάλληλο και για τις έξι Α/Γ, αλλά μόνο ένα διάστημα εξ αυτών για κάθε περίπτωση, ωστόσο παρακάτω θα δοθούν αναλυτικά οι κατάλληλες διαμέτροι πτερωτών για κάθε μία Α/Γ, αλλά κι ο τρόπος υπολογισμού για την συμβατότητα γεννήτριας με κάποια πτερωτή.

Ένα άλλο σημαντικό χαρακτηριστικό του προγράμματος είναι η περιοχή τοποθέτησης των Α/Γ. Αυτή είναι δυνατό να περιγραφεί από την κατανομή του ανέμου και την τραχύτητα του εδάφους. Ως κατανομή ανέμου θεωρήσαμε την κατανομή Rayleigh, δηλαδή κατανομή Weibull με παράμετρο μορφής  $k=2$ , η οποία συναντάται πιο συχνά και χαρακτηρίζεται επιπλέον από την μέση τιμή της ταχύτητας ανέμου που συνδέεται με την παράμετρο κλίμακας  $c$  με τη σχέση:  $\bar{V} \cong 0,89 \cdot c$ . Οι κατανομές που χρησιμοποιήσαμε στους υπολογισμούς μας έχουν μέσες τιμές ταχύτητας ανέμου από 4 έως 11 m/s [6] και φαίνονται στο Σχήμα 9.1. Η τραχύτητα

του εδάφους, όπως έχουμε αναφέρει παραπάνω, μετράται σε μήκος τραχύτητας  $z_0$ . Χρησιμοποιήσαμε τις οχτώ διαφορετικές τάξεις μήκους τραχύτητας, όπως έχουν καθιερωθεί [37] κι οι οποίες δίνονται στον Πίνακα 9.2 συνοδευόμενες με μία σύντομη περιγραφή.



**Σχήμα 9.1** : Διάγραμμα κατανομών ανέμου Rayleigh για μέσες τιμές ταχύτητας ανέμου από 4 έως 11 m/s

Τάξη τραχύτητας	Μήκος τραχύτητας (m)	Ενεργειακός συγκριτικός δείκτης (%)	Περιγραφή τοπίου
0	0,0002	100	Επιφάνεια υδάτων
0,5	0,0024	73	Απολύτως "ανοιχτή" έκταση, π.χ. διάδρομοι απογείωσης αεροδρομίου, έκταση με κοντό γρασίδι, κτλ.
1	0,03	52	Ανοιχτή γεωργική περιοχή χωρίς φράκτες και πολύ διεσπαρμένα κτίρια. Μόνο ομαλής επιφάνειας (στρογγυλεμένοι) λόφοι
1,5	0,055	45	Αγροτική γη με μερικά σπίτια και φράκτες προστασίας μέχρι 8 μέτρα ύψος σε απόσταση περίπου 1250 μέτρων
2	0,1	39	Αγροτική γη με μερικά σπίτια και φράκτες προστασίας μέχρι 8 μέτρα ύψος σε απόσταση περίπου 500 μέτρων
2,5	0,2	31	Αγροτική γη με πολλά σπίτια, θάμνους και εγκαταστάσεις, ή με διαχωριστικούς φράχτες προστασίας μέχρι 8 μέτρα ύψος σε απόσταση περίπου 250 μέτρων
3	0,4	24	Χωριά, μικρές πόλεις, αγροτική γη με πολλούς ή ψηλούς διαχωριστικούς φράχτες προστασίας, δάση και πολύ τραχιές και ανώμαλης επιφάνειας εκτάσεις
3,5	0,8	18	Μεγαλύτερες πόλεις με ψηλά κτίρια
4	1,6	13	Πολύ μεγάλες πόλεις με ψηλά κτίρια κι ουρανοξύστες

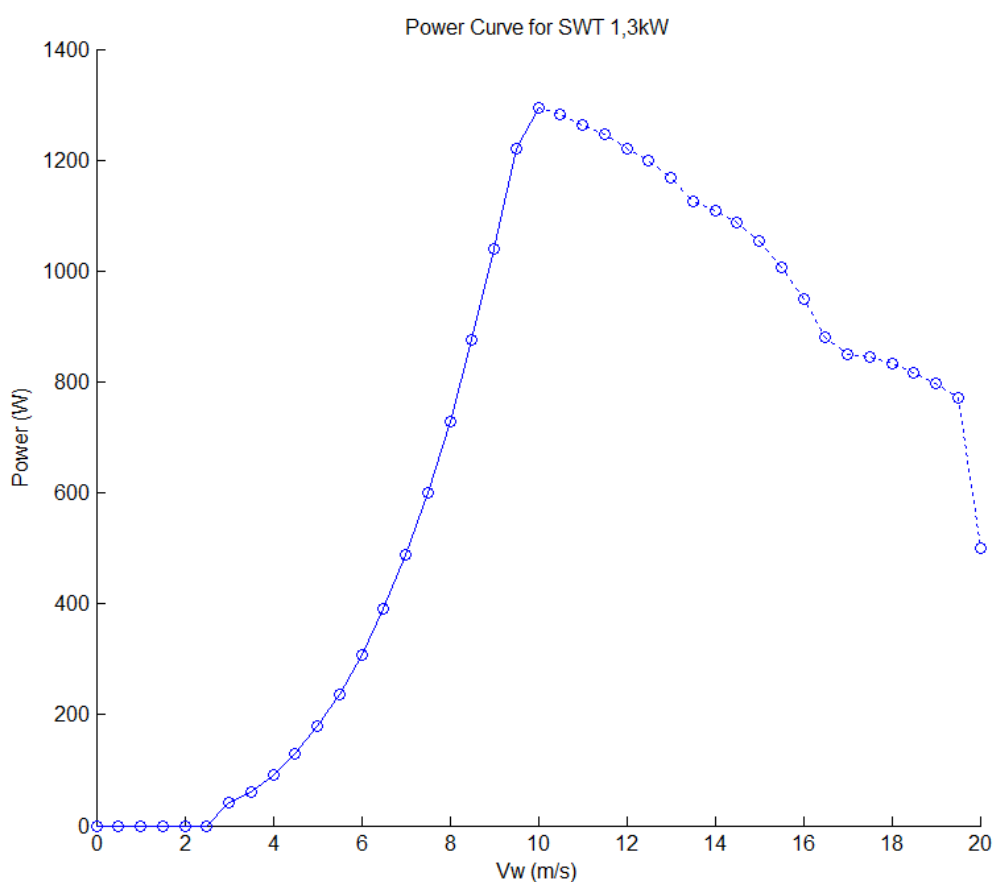
**Πίνακας 9.2 :** Μήκη τραχύτητας που αντιστοιχούν στις τάξεις τραχύτητας, που έχουν οριστεί με μία σύντομη περιγραφή των χαρακτηριστικών των τοποθεσιών που εμφανίζουν αντίστοιχα το κάθε ένα από αυτά τα μήκη τραχύτητας.

Επομένως, διαμορφώνονται 72 διαφορετικές περιοχές για κάθε μία από τις οποίες βρέθηκε η βέλτιστη λύση όσον αφορά στο ύψος ανύψωσης και το μήκος πτερυγίου για κάθε γεννήτρια σε σχέση με το κόστος παραγωγής. Όπως είναι φυσικό, στην κατηγορία 0 του παραπάνω πίνακα, η οποία αναφέρεται στην επιφάνεια υδάτινων περιοχών, δεν είναι δυνατό να έχουμε την εγκατάσταση την οποία

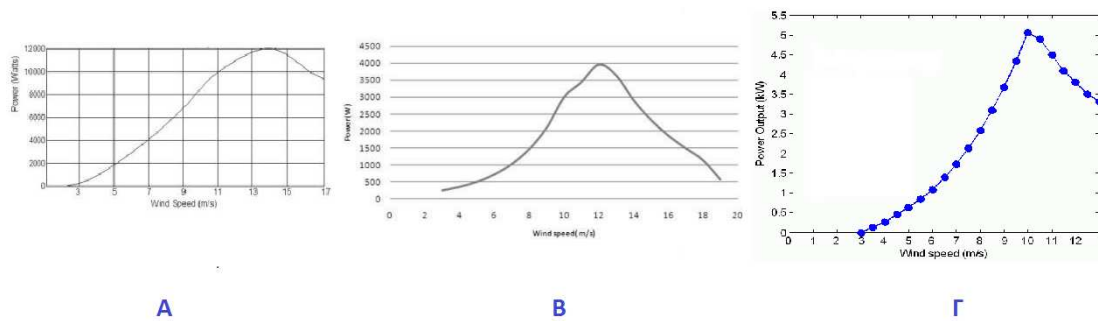


μελετάμε, αλλά μόνο ειδικές εγκαταστάσεις συνήθως με πλωτές βάσεις. Παρόλα αυτά χρησιμοποιείται στη βελτιστοποίηση ως σημείο αναφοράς, για το οποίο ορίζονται, όπως φαίνεται παρακάτω, το ύψος κι η ταχύτητα αναφοράς που χρησιμοποιούνται στους υπολογισμούς που πραγματοποιούνται.

Σε αυτό το σημείο κρίνεται σκόπιμο να διευκρινιστεί ότι οι ταχύτητες ανέμου για τις οποίες υπολογίζεται με ακρίβεια η αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή κυμαίνονται από την ταχύτητα ένταξης μέχρι την ονομαστική, αφού η καμπύλη ισχύος είναι εύκολο να υπολογιστεί. Για τις μεγαλύτερες ταχύτητες ανέμου, χρησιμοποιείται ένας αλγόριθμος που βασίζεται στις σχέσεις που είδαμε στο κεφάλαιο 4, δηλαδή στην αλλαγή της γωνίας του προσπίπτοντος ανέμου, όπως θα δούμε παρακάτω. Αυτό γίνεται διότι για την τιμή της ισχύος συναρτήσει του ανέμου για μεγαλύτερες τιμές από την ονομαστική δεν υπάρχουν ακόμα τα απαιτούμενα δεδομένα για αυτού του τύπου Α/Γ για να μπορέσει να προσομοιωθεί, καθώς ενεργοποιείται το σύστημα furling. Παρόλα αυτά η συνολική καμπύλη ισχύος που προκύπτει προσεγγίζει αρκετά τη συμπεριφορά που παρουσιάζουν Α/Γ με τέτοιο σύστημα παθητικού ελέγχου (Σχήμα 9.3).



**Σχήμα 9.2 :** Μορφή καμπύλης ισχύος που χρησιμοποιήθηκε στη βελτιστοποίηση Α/Γ 1,3 kW με ακτίνα πτερυγίων 1,55 m.



**Σχήμα 9.3 :** Τυπικές καμπύλες ισχύος για μικρές A/Γ του εμπορίου με σύστημα furling. **A:** ZZ-10KW , **B:** LiTEN 3kW , **Γ:** Aerogenesis-Changdong 5 kW

Όσον αφορά στα υλικά τα οποία χρησιμοποιήθηκαν στην εφαρμογή αυτή και τα οποία χρειάζονται για τον υπολογισμό του οικονομικού κόστους κάθε ανεμογεννήτριας αλλά και του κόστους για την ανύψωση τους σε κάποιο ύψος, πραγματοποιήθηκε έρευνα αγοράς, ώστε να βασίζεται σε αληθινά οικονομικά δεδομένα το όλο πρόγραμμα. Ως εκ τούτου, στη βελτιστοποίηση χρησιμοποιούνται τα κόστη για τις γεννήτριες, τους inverters και το απορριπτικό φορτίο, τα πτερύγια, τους ιστούς και τα αντίστοιχα παρελκόμενα. Στις τιμές (εκτός των τιμών των γεννητριών και των inverter) που παρατίθενται δεν έχει προστεθεί ο Φόρος Προστιθέμενης Αξίας (ΦΠΑ), αλλά χρησιμοποιείται σα μεταβλητή στον τελικό υπολογισμό του κόστους της κάθε περίπτωσης. Για την κατασκευή των ξύλινων πτερυγίων χρησιμοποιείται σουηδικό πεύκο, καθώς αποτελεί ένα φθινό και με μεγάλες αντοχές ξύλο, το οποίο κοστίζει 550 €ανά κυβικό μέτρο. Επίσης, η ουρά κατασκευάζεται από ξύλο, αλλά το κόστος της είναι αμελητέο, αφού η επιφάνεια της είναι περίπου 5% της επιφάνειας της φτερωτής, οπότε παραλείπεται χωρίς την παραμικρή αλλοίωση των τελικών αποτελεσμάτων. Για τις γεννήτριες χρησιμοποιείται αντίστοιχα μία τιμή που προκύπτει από τα κόστη των υλικών που χρειάζονται για την κατασκευή της, με το κόστος των μαγνητών να διαμορφώνει ουσιαστικά αυτήν την τιμή. Οι αντιστροφείς που χρησιμοποιήθηκαν στην βελτιστοποίηση είναι σύμφωνοι με τη διαστασιολόγηση που χρησιμοποιεί η εταιρεία SMA (inverter που χρησιμοποιούνται και στο μικροδίκτυο του εργαστηρίου Σ.Η.Ε. του Ε.Μ.Π.) για τους αντιστροφείς Windy Boy κι οι ενδεικτικές τους τιμές φαίνονται στον Πίνακα 9.4, ενώ το κόστος του απορριπτικού φορτίου (Windy boy protection box) είναι στα 1245 € ανεξαρτήτως ονομαστικής ισχύος.

$P_{nom}$ (W)	Κόστος (€)
220	140
480	200
850	345
1330	415
1920	615
2610	675

**Πίνακας 9.3 :** Ενδεικτικά κόστη για τις υπό εξέταση γεννήτριες

Windy Boy model name [P <sub>out,max</sub> (W)]	Windy Boy P <sub>in,max</sub> (W)	Κόστος (€)
1200	1050	985
1700	1400	1165
2500	2100	1530
3000	2500	1665
3300	3100	1810

**Πίνακας 9.4 :** Ενδεικτικά κόστη για τα διαθέσιμα μοντέλα του Windy Boy με P<sub>in,max</sub> για 2500 ώρες πλήρους φορτίου σε ένα έτος

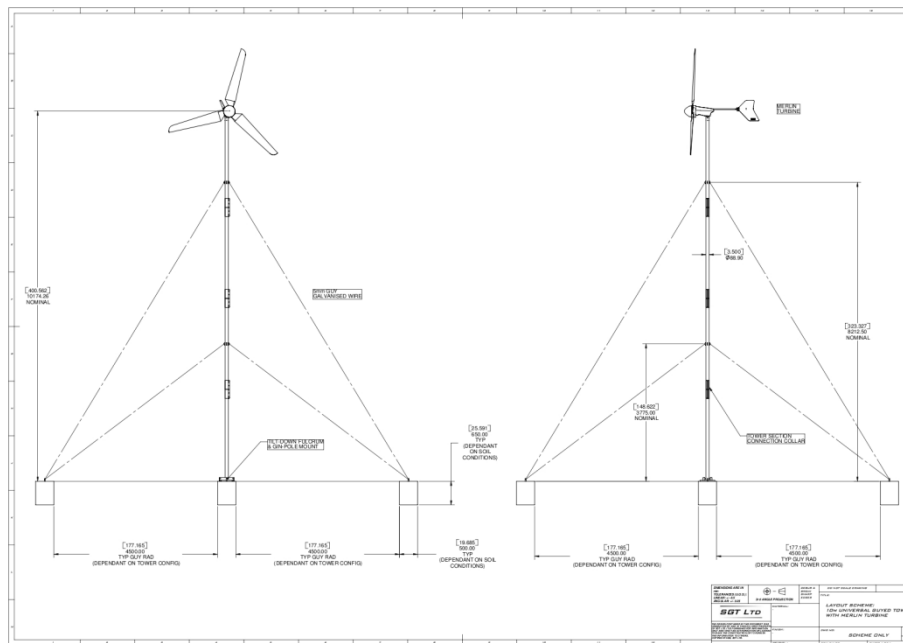
Για την εγκατάσταση χρησιμοποιούνται ανοξείδωτοι σωλήνες διάφορων διαμέτρων, ανάλογα με τη διάμετρο της φτερωτής. Επιπλέον, χρησιμοποιούνται σειρές συρματόσχοινων με κάθε μία σειρά να αποτελείται από 4 συρματόσχοινα, με το πλήθος των σειρών να εξαρτάται από το ύψος ανύψωσης και την διάμετρο τους από την δύναμη της ώσης που ασκείται στη φτερωτή. Επιπροσθέτως, χρησιμοποιούνται σφιγκτήρες (τρεις για κάθε συρματόσχοινο) και εντατήρες (έναν για κάθε συρματόσχοινο). Οι υπολογισμοί για κάθε περίπτωση αναλύονται στην επόμενη παράγραφο. Τέλος, από την ώση εξαρτάται και ο όγκος του μπετό στο οποίο "δένουν" τα συρματόσχοινα, ενώ η βάση του ιστού μπορεί να τοποθετηθεί σε βάση από μπετό όγκου 5% του όγκου που χρησιμοποιείται για τη στήριξη των συρματόσχοινων, αφού οι δυνάμεις που δέχεται ο πύργος εξαλείφονται από την ύπαρξη των συρματόσχοινων. Το μπετό αποτελείται περίπου κατά 43% από άμμο, 43% από χαλίκι και 14% από τσιμέντο, ενώ για αυτήν την αναλογία υλικών προκύπτει μπετό με πυκνότητα 2400 kg/m<sup>3</sup>. Οπότε, μετά τους απαραίτητους υπολογισμούς η τιμή του μπετό ανά κυβικό μέτρο διαμορφώνεται στα 126,4 €.

Διάμετρος ιστού (mm)	Κόστος (€/m)
48,3	6,38
60,3	8,61
73,6	10,88
88,9	14,19
101,0	16,67
114,3	20,26
165,1	33,66

**Πίνακας 9.5 :** Κόστη ανά μέτρο των σωλήνων που χρησιμοποιούνται στη βελτιστοποίηση.

Διάμετρος συρματόσχοινου (mm)	Μάζα συρματόσχοινων (kgr/m)	Κόστος (€/kgr)	Κόστος εντατήρα (€)	Κόστος Σφιγκτήρα (€)
4,2	0,075	4,0	0,4	0,06
5	0,09	3,5	0,4	0,06
6	0,13	3,3	1,0	0,08
8	0,25	3,3	1,0	0,11
10	0,35	3,2	1,6	0,13
12	0,5	2,4	1,6	0,15
14	0,7	2,4	2,0	0,17
16	0,9	2,4	2,0	0,19

**Πίνακας 9.6:** Κόστη συρματόσχοινων και των αντίστοιχων εντατήρων και σφιγκτήρων



**Σχήμα 9.4 :** Παράδειγμα ιστού Α/Γ υποστηριζόμενο (στα 6 και 12 μέτρα) από δύο σειρές συρματόσχοινων (guyed tower)

## 9.2 Περιγραφή των βημάτων και των υπολογισμών της βελτιστοποίησης

Στην παράγραφο αυτή περιγράφονται αναλυτικά τα επί μέρους βήματα του προγράμματος που γράφτηκε σε MATLAB και βρίσκεται με τα απαραίτητα σχόλια στο Παράρτημα Γ. Επιπλέον, παρατίθενται ενδεικτικά κάποια διαγράμματα και κάποιοι πίνακες τιμών για τους επιμέρους υπολογισμούς για να είναι δυνατή η κατανόηση των τελευταίων.

### 9.2.1 Υπολογισμός καμπύλης ισχύος

Αρχικά, το πρόγραμμα ξεκινάει υπολογίζοντας τον τύπο του inverter που αντιστοιχεί σε κάθε γεννήτρια, βάσει της ονομαστικής ισχύος της γεννήτριας και της συνιστώμενης μέγιστης ισχύος που δέχεται ο αντιστροφέας για 2500 ώρες πλήρους φορτίου ετησίως [38], διότι λόγω του furling θα είναι δύσκολο να ξεπεράσει τις ώρες αυτές, αφού τα ονομαστικά της εμφανίζονται για μικρό φάσμα ταχυτήτων.

$P_{gen,nom}$ (W)	Windy Boy model name [ $P_{out,max}$ (W)]
220	1200
480	1200
850	1200
1330	1700
1920	2500
2610	3300

**Πίνακας 9.7 :** Αντιστροφέας που αντιστοιχούν στις υπό εξέταση Α/Γ για 2500 ώρες πλήρους φορτίου ετησίως.

Έπειτα, υπολογίζει ποιες ακτίνες πτερυγίων είναι συμβατές με την κάθε γεννήτρια. Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, οι ακτίνες που εμπεριέχονται στη βελτιστοποίηση κυμαίνονται από 0,5 μέχρι 3 μέτρα μήκος. Για αυτού του τύπου Α/Γ συμβατά είναι τα πτερύγια για τα οποία εμφανίζεται η ονομαστική ισχύς σε ταχύτητες ανέμου από 7 έως 11 m/s. Οπότε για να εκτιμηθεί η καταλληλότητα της κάθε φτερωτής με την κάθε γεννήτρια, γίνεται ο έλεγχος για το αν ο συνδυασμός μίας συγκεκριμένης φτερωτής με μία συγκεκριμένη γεννήτρια έχει ως αποτέλεσμα η ονομαστική ταχύτητα του ανέμου για το όλο σύστημα της Α/Γ να είναι στο διάστημα 7-11 m/s. Ο υπολογισμός της ονομαστικής ταχύτητας, σύμφωνα με [39], γίνεται από την εξίσωση :

$$V_{new} = \sqrt[3]{\frac{R_{ref}^2}{R_{new}^2} \cdot V_{ref}^3} \quad (9.1)$$

Στην εξίσωση αυτή έχουν χρησιμοποιηθεί ως ακτίνες αναφοράς ( $R_{ref}$ ) για κάθε γεννήτρια, οι ακτίνες που φαίνονται στον Πίνακα 9.1 και για τις οποίες οι Α/Γ έχουν ονομαστική ταχύτητα ανέμου τα 10 m/s, η οποία αποτελεί και την ονομαστική ταχύτητα αναφοράς ( $v_{ref}$ ) για τον υπολογισμό της παραπάνω εξίσωσης. Κατά αυτόν τον τρόπο, υπολογίζονται οι ακτίνες κι ο αριθμός των πτερυγίων που χρησιμοποιούνται στα επόμενα βήματα του προγράμματος και παρουσιάζονται στον επόμενο πίνακα :

$P_{nom}$ (W)	$R_{min}$ (m)	$R_{max}$ (m)	Αριθμός ακτινών
220	0,55	1,00	10
480	0,80	1,50	15
850	1,05	2,00	20
1330	1,35	2,55	25
1920	1,60	3,00	29
2610	1,85	3,00	24

**Πίνακας 9.8 :** Μικρότερη και μεγαλύτερη ακτίνα πτερυγίων με την οποία μπορεί να λειτουργήσει η κάθε μία από τις 6 γεννήτριες.

Έπειτα, το πρόγραμμα συνεχίζει στον υπολογισμό της καμπύλη ισχύος για τις έξι μικρές ανεμογεννήτριες και για κάθε ακτίνα λειτουργίας της για το φάσμα ταχυτήτων από 0 έως 20 m/s με βήμα 0,1 m/s. Η καμπύλη ισχύος χαρακτηρίζεται από την ταχύτητα ένταξης  $V_{cut-in}$  που ισούται με 3 m/s και την ονομαστική ταχύτητα  $V_{nom}$  που για κάθε φτερωτή είναι διαφορετική όπως υπολογίστηκε με την εξίσωση 9.1. Ενώ, όπως εξηγήσαμε παραπάνω υπολογίζεται η καμπύλη ισχύος με ακρίβεια μέχρι τη  $V_{nom}$  κι όχι μέχρι την ταχύτητα αποκοπής  $V_{cut-out}$  που για αυτές τις Α/Γ είναι περίπου στα 20 m/s λόγω του furling, όπου η ουρά κλείνει κι έρχεται παράλληλα με τη φτερωτή φέρνοντας την τελείως εκτός της διεύθυνσης του ανέμου (off-yaw) ώστε να μην περιστρέφεται καθόλου, για λόγους ασφαλείας. Η μείωση της ισχύος μετά την ονομαστική ταχύτητα ανέμου βασίζεται στην αλλαγή της γωνίας πρόσληψης του ανέμου από την φτερωτή και πραγματοποιείται για να δείξει το stall που λαμβάνει χώρα λόγω των πτερυγίων και της ουράς (Σχήμα 9.2). Η παραγόμενη ισχύς υπολογίζεται λοιπόν για τις ταχύτητες από  $V_{cut-in}$  μέχρι  $V_{nom}$  από τη σχέση :

$$P_{el} = n \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot c_{p_{max}} \cdot V_w^3 \quad (9.2)$$

Όπου,

- $P_w$  , η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς (Watt)
- $n$  , η ηλεκτρική απόδοση (που βάσει προσομοιώσεων [32] που έλαβαν χώρα για την ανεμογεννήτρια η οποία μελετήθηκε σε προηγούμενα κεφάλαια, θεωρήθηκε ηλεκτρική απόδοση  $n=0,88$ )
- $\rho=1,225 \text{ kgr/m}^3$  , η πυκνότητα του αέρα στο επίπεδο της θάλασσας MSL (Mean Sea Level) και για θερμοκρασία  $T=15^\circ\text{C}$  [DIN 5450] [1]
- $R$  , το μήκος ακτίνας πτερυγίου (m)
- $c_{p_{max}} = 0,35$  , ο συντελεστής αεροδυναμικής ισχύος για λόγο ακροπτερυγίου  $\lambda=7$  (MPPT)
- $V_w$  , η ταχύτητα του ανέμου (m/s)

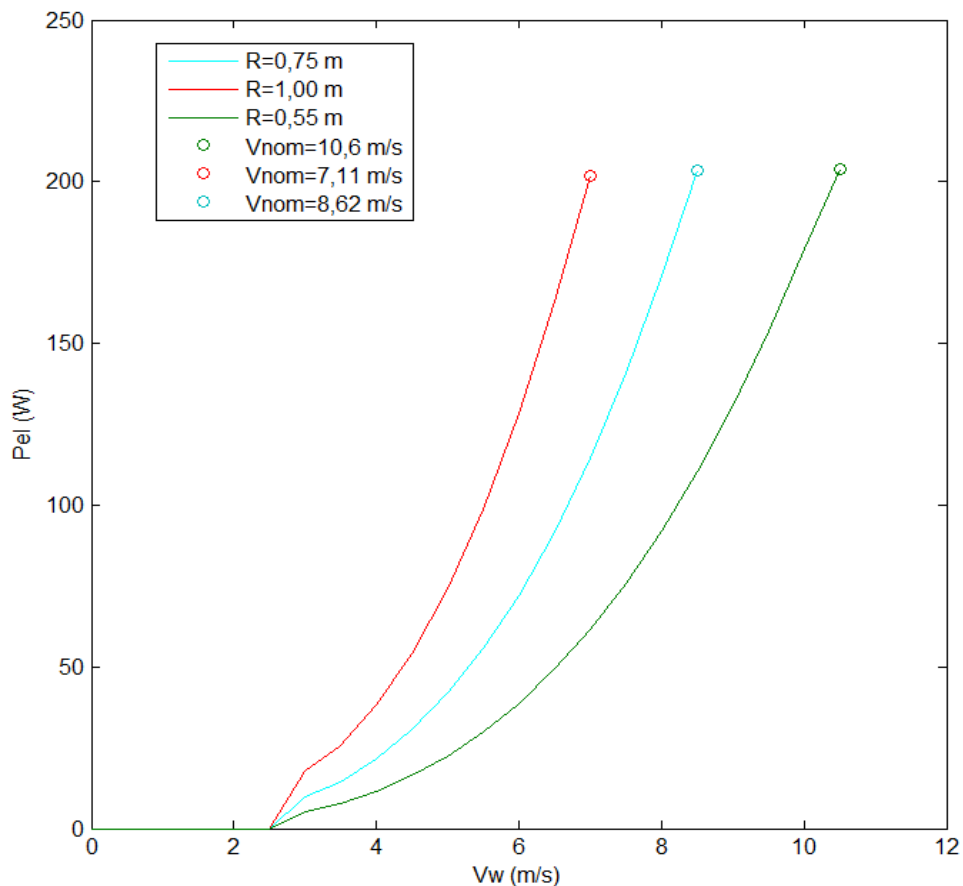
Ενώ, από τη  $V_{nom}$  μέχρι τα 20 m/s δίνεται από τη σχέση 9.3 ώστε η καμπύλη ισχύος να έχει τη μορφή που φαίνεται στο Σχήμα 9.2.

$$P_{el} = n \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot c_{p_{max}} \cdot (V_w \cdot \cos \delta)^3 \quad (9.3)$$

Όπου,

- ο  $\delta$ , η γωνία του προσπίπτοντος ανέμου με την επιφάνεια της φτερωτής

Ουσιαστικά, η γωνία  $\delta$  αυξάνεται όσο αυξάνεται η ταχύτητα του ανέμου πάνω από την ονομαστική ταχύτητα, ώστε η παραγόμενη ισχύς να μειώνεται. Η μείωση αυτή γίνεται ανά  $0,2^\circ$  ή περισσότερο αν χρειάζεται ώστε σε κάθε περίπτωση αυξανόμενης της ταχύτητας να μειώνεται η ισχύς εξόδου. Εν τέλει, στα 20 m/s, η γωνία αυτή φτάνει στις  $73,3^\circ$ , όπου είναι μία λογική τιμή, όπως είδαμε στο κεφάλαιο 4.



**Σχήμα 9.5 :** Καμπύλες ισχύος μέχρι την ονομαστική ταχύτητα ανέμου για την Α/Γ 220 W για 3 διαφορετικές της ακτίνες

Στη συνέχεια, το πρόγραμμα χωρίζει σε διαστήματα (bins) των 0,5 m/s τις ταχύτητες του ανέμου και υπολογίζει την ισχύ του κάθε διαστήματος ως μέσο όρο για τις ταχύτητες που ανήκουν στο ίδιο bin. Αυτό γίνεται για τον υπολογισμό της ενεργειακής παραγωγής, που ακολουθεί παρακάτω.

### 9.2.2 Υπολογισμός μέσης τιμής της ταχύτητας του ανέμου

Όπως προαναφέρθηκε η βελτιστοποίηση πραγματοποιείται για 72 διαφορετικές περιοχές όπου καθεμία χαρακτηρίζεται από ένα ξεχωριστό συνδυασμό μέσης τιμής ταχύτητας ανέμου και μήκους τραχύτητας του εδάφους. Ως εκ τούτου, έχουν υπολογιστεί οι μέσες ταχύτητες ανέμου σε κάθε ύψος ανάλογα με την τραχύτητα που παρουσιάζει κάθε περιοχή, σύμφωνα με την εξίσωση που ισχύει για το wind shear (Σχέση 9.5). Θεωρήθηκε ως αναφορά τα 10 μέτρα ύψος (ύψος μέτρησης ανέμου) στην περιοχή με τη χαμηλότερη τραχύτητα, δηλαδή το επίπεδο της θάλασσας. Λόγω της διαφοράς του μήκους τραχύτητας για τις εννιά διαφορετικές τάξεις τραχύτητας, η πραγματική μέση τιμή ανέμου σε κάθε περίπτωση είναι μικρότερη της μέσης ταχύτητας που χαρακτηρίζει μία κατανομή, όπως φαίνεται στον Πίνακα 9.9. Προηγουμένως, υπολογίστηκαν οι τιμές της εντάσεως της τύρβης για κάθε μήκος τραχύτητας, ο λεγόμενος εκθέτης του Hellman, σύμφωνα με τη σχέση 9.4, όπως φαίνονται στον Πίνακα 9.10.

$$\alpha = \frac{1}{\ln\left(\frac{H_{ref}}{z_0}\right)} \quad (9.4)$$

$$V_{mean} = V_{ref} \cdot \left(\frac{H}{H_{ref}}\right)^\alpha \quad (9.5)$$

	Μήκος τραχύτητας (m)								
	0,0002	0,0024	0,03	0,055	0,1	0,2	0,4	0,8	1,6
Μέση τιμή ταχύτητας ανέμου (m/s)	4	3,55	2,93	2,75	2,55	2,28	2,00	1,66	1,30
	5	4,44	3,66	3,43	3,18	2,85	2,50	2,08	1,63
	6	5,33	4,44	4,12	3,82	3,42	3,00	2,50	1,95
	7	6,22	5,13	4,80	4,46	3,99	3,50	2,92	2,28
	8	7,10	5,86	5,49	5,09	4,56	4,00	3,33	2,60
	9	7,99	6,59	6,18	5,73	5,13	4,50	3,75	2,93
	10	8,88	7,33	6,86	6,37	5,70	5,00	4,16	3,25
	11	9,77	8,06	7,55	7,00	6,26	5,50	4,58	3,58

**Πίνακας 9.9 :** Μέσες τιμές ανέμου στα 10 m για τις 72 διαφορετικές περιοχές, σύμφωνα με [40]. Φαίνεται ξεκάθαρα ότι όσο αυξάνεται η τραχύτητα του εδάφους, οι ταχύτητες του ανέμου μειώνονται σημαντικά, δείχνοντας ότι κάποιες περιπτώσεις υστερούν σε αιολικό δυναμικό.



$z_0(\text{m})$	$\alpha$
0,0002	0,0924
0,0024	0,1200
0,03	0,1721
0,055	0,1922
0,1	0,2171
0,2	0,2556
0,4	0,3107
0,8	0,3959
1,6	0,5457

**Πίνακας 9.10 :** Τιμές του εκθέτη Hellman  $\alpha$  για τα διαφορετικά μήκη τραχύτητας

### 9.2.3 Υπολογισμός κατανομής ανέμου

Στο πρόγραμμα μετά τους παραπάνω υπολογισμούς ακολουθούν οι υπολογισμοί που αφορούν στην κατανομή του ανέμου. Αρχικώς, υπολογίζεται η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας Rayleigh (Σχέση 9.6) για τις οχτώ διαφορετικές μέσες τιμές ανέμου (4-11 m/s), η οποία φαίνεται γραφικά παραπάνω στο Σχήμα 9.1. Έπειτα, υπολογίζονται οι αντίστοιχες συναρτήσεις της αθροιστικής πυκνότητας πιθανότητας (Σχέση 9.7).

$$f(V) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (9.6)$$

$$F(V) = 1 - e^{\left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{v_{\text{mean}}}\right)^2\right]} \quad (9.7)$$

Εν συνεχεία, το πρόγραμμα υπολογίζει τις ίδιες συναρτήσεις για όλα όμως τα ύψη και τις τραχύτητες που εμπεριέχονται στη βελτιστοποίηση, ούτως ώστε να υπολογιστεί αργότερα η αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή για την κάθε περίπτωση.

### 9.2.4 Υπολογισμός ετήσιας αναμενόμενης ενεργειακής παραγωγής

Στο κομμάτι αυτό υπολογίζεται το αναμενόμενο energy yield ως συνάρτηση πέντε διαφορετικών μεταβλητών, οι οποίες είναι: η ισχύς κάθε A/Γ, η ακτίνα κάθε φτερωτής που είναι κατάλληλη για κάθε A/Γ, το ύψος ανύψωσης της A/Γ, η μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου και το μήκος τραχύτητας κάθε περιοχής σύμφωνα με τη σχέση 9.8.

$$AEP = N_h \frac{1}{1000} \cdot \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \cdot \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2}\right) \quad (9.8)$$

Όπου,

- $AEP$ , η ετήσια αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή (kWh)
- $N_h$ , οι ώρες ενός έτους  $N_h \approx 8760 \text{ h}$

- ο  $N$ , ο αριθμός των bins ταχυτήτων
- ο  $V_i$ , η ταχύτητα που αντιστοιχεί στο bin  $i$  (m/s)
- ο  $F(V_i)$ , η τιμή της αθροιστικής συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας Rayleigh για το bin  $i$
- ο  $P_i$ , η ηλεκτρική ισχύς που αντιστοιχεί στο bin  $i$  (Watt)

Αντίστοιχα, για τις ίδιες μεταβλητές υπολογίζεται κι ο συντελεστής χρησιμοποίησης (capacity factor) (εξίσωση 9.9), που αποτελεί συχνά ένα μέτρο περιγραφής της απόδοσης μίας Α/Γ σε μία συγκεκριμένη περιοχή με τυπικές τιμές για τις μικρές ανεμογεννήτριες που κυμαίνονται από 20-35% [39], οπότε κάτι λιγότερο δεν θα είναι και τόσο αποδοτικό, ενώ δεν αποκλείονται και μεγαλύτερες τιμές, που σαφώς κι είναι ενεργειακά επιθυμητές.

$$CF(\%) = \frac{AEP}{P_{nom} \cdot 8760} \quad (9.9)$$

	R=1,3m, H=20m, z <sub>0</sub> =0,4m, V <sub>nom</sub> =7,83m/s			R=1,0m, H=20m, z <sub>0</sub> =0,4m, V <sub>nom</sub> =9,32m/s		R=1,3m, H=12m, z <sub>0</sub> =0,4m, V <sub>nom</sub> =7,83m/s		R=1,3m, H=20m, z <sub>0</sub> =0,03m, V <sub>nom</sub> =7,83m/s	
V <sub>mean</sub> - 10m (m/s)	V <sub>mean</sub> (m/s)	AEP (MWh)	V <sub>mean</sub> (m/s)	AEP (MWh)	V <sub>mean</sub> (m/s)	AEP (MWh)	V <sub>mean</sub> (m/s)	AEP (MWh)	
4	2,48	0,2292	2,48	0,1359	2,12	0,1284	3,30	0,5658	
5	3,10	0,4710	3,10	0,2842	2,65	0,2852	4,12	1,0011	
6	3,72	0,7818	3,72	0,4931	3,17	0,5052	5,00	1,4663	
7	4,34	1,1199	4,34	0,7503	3,70	0,7728	5,78	1,8170	
8	4,96	1,4456	4,96	1,0307	4,23	1,0610	6,60	2,1045	
9	5,58	1,7343	5,58	1,3084	4,76	1,3443	7,43	2,3068	
10	6,20	1,9753	6,20	1,5647	5,29	1,6049	8,26	2,4346	
11	6,82	2,1664	6,82	1,7885	5,82	1,8332	9,08	2,4965	

**Πίνακας 9.11** : Ετήσια αναμενόμενη ενεργειακή παραγωγή για την Α/Γ 480 W σε τέσσερις περιπτώσεις, αλλάζοντας κάθε φορά μία μεταβλητή και διατηρώντας τις άλλες δύο σταθερές. Επιπλέον, καταγράφεται η μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου για το ύψος του δρομέα ανάλογα με την περιοχή που βρίσκεται.

## 9.2.5 Υπολογισμός διαστάσεων υλικών εγκατάστασης και πτερυγίων

### 9.2.5.1 Υπολογισμός αριθμού και μήκους συρματόσχοινων στήριξης

Σε αυτό το μέρος του προγράμματος, υπολογίζονται, αρχικά, ο αριθμός και το μήκος των συρματόσχοινων, τα οποία χρειάζονται για να συγκρατούν τον ιστό της Α/Γ. Ο υπολογισμός πραγματοποιείται βάσει του ύψους ανύψωσης και της ακτίνας

πτερυγίου της Α/Γ. Οι κανόνες ασφαλείας που ακολουθήθηκαν [34] και κωδικοποιήθηκαν αντίστοιχα στο πρόγραμμα είναι :

- Η σειρά συρματόσχοινων που τοποθετείται πιο ψηλά, θα πρέπει να απέχει από την κορυφή του ιστού απόσταση ίση με την ακτίνα της φτερωτής. Όχι πολύ μεγαλύτερη διότι το πάνω μέρος του ιστού θα ταλαντώνεται πιο πολύ, με κίνδυνο να σπάσει ο ιστός, αλλά ούτε πολύ μικρότερη διότι παρόλο που απέχουν τα πτερύγια κάποια απόσταση από τον ιστό σε κατάσταση ακινησίας τους, υπάρχει ο κίνδυνος λόγω της ταλάντωσης τους (μείωση της απόστασης τους από τον ιστό) να κόψουν τα συρματόσχοινα, με οδυνηρές συνέπειες και στις δύο περιπτώσεις για ότι βρίσκεται σε απόσταση αρκετών μέτρων αφού θα εκσφενδονιστούν η φτερωτή, κομμάτι του πυλώνα και τα συρματόσχοινα με μεγάλη ταχύτητα.
- Η σειρά συρματόσχοινων που τοποθετείται πιο ψηλά, η οποία δέχεται το μεγαλύτερο ποσοστό της δύναμης της ώσης, θα πρέπει να έχει τέτοιο μήκος ώστε να σχηματίζει γωνία  $45^\circ$  με τον πυλώνα. Επομένως, οι επόμενες σειρές θα σχηματίζουν μεγαλύτερες γωνίες και θα έχουν μικρότερα μήκη, αφού προσδένονται στο ίδιο σημείο με αυτήν.
- Τα σημεία τα οποία τοποθετούνται οι σειρές συρματόσχοινων πέραν της κύριας που εξαρτάται από το μήκος της ακτίνας των πτερυγίων, είναι σε ύψος πολλαπλάσιο των έξι μέτρων. Άρα, η πρώτη σειρά τοποθετείται στα 6 μέτρα ιστού, η δεύτερη στα 12 μέτρα, η τρίτη στα 18 μέτρα, κοκ.
- Ο αριθμός των τετράδων συρματόσχοινων αυξάνεται κατά ένα κάθε έξι μέτρα ανύψωσης περίπου, τα όρια φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 9.12.

Πλήθος σειρών συρματόσχοινων	$H_{\min}$ (m)	$H_{\max}$ (m)
1	6	9
2	9,5	15
3	15,5	21
4	21,5	27
5	27,5	30

**Πίνακας 9.12 :** Αντιστοιχία πλήθους συρματόσχοινων κι ύψους ανύψωσης

Στο τέλος της διαδικασίας αυτής υπολογίζεται το συνολικό μήκος συρματόσχοινων που χρειάζονται για τη στήριξη του ιστού σε κάθε περίπτωση. Γενικά, ως κανόνας ασφαλείας θα πρέπει να αποφεύγεται η εγκατάσταση των μεγάλων φτερωτών στα μικρότερα ύψη, λόγω της μικρής τους απόστασης από το έδαφος κι ακόμα μικρότερης απόστασης από έναν άνθρωπο που βρίσκεται κοντά στον πυλώνα της Α/Γ. Ως κατώτατο όριο ασφαλείας, θεωρείται η περίπτωση της τρίμετρης ακτίνας φτερωτής σε τοποθέτηση ιστού έξι μέτρων.

### 9.2.5.2 Υπολογισμός διαστάσεων πτερυγίων

Η επόμενη διαδικασία σε αυτό το κομμάτι του προγράμματος αφορά τον υπολογισμό του όγκου του ξύλου, από το οποίο μετά από επεξεργασία προκύπτει ένα ξύλινο πτερύγιο. Για να είναι δυνατός αυτός ο υπολογισμός, απαιτείται η εκτίμηση κάποιων χαρακτηριστικών πρώτα του πτερυγίου, που κατασκευάζεται σύμφωνα με αυτόν τον τρόπο [33,41]. Γενικά σύμφωνα με τα σχέδια κατασκευής πτερυγίων, ένα πτερύγιο χωρίζεται σε μερικά ισομήκη κομμάτια, για τα οποία πρέπει να καθοριστούν η απόσταση τους από το κέντρο του δρομέα, η γωνία τοποθέτησης βήτα ( $\beta$ ), η χορδή και το πάχος τους (Σχήμα 9.6). Στην βελτιστοποίηση θεωρήθηκε η κατασκευή έξι σταθμών (κομματιών) μήκους ίσου με το ένα έκτο της ακτίνας του πτερυγίου. Για τον υπολογισμό του όγκου του προ επεξεργασίας ξύλου, χρειάζεται μόνο το παχύτερο κομμάτι, δηλαδή αυτό που απέχει λιγότερο από το κέντρο της φτερωτής, το οποίο κι ισούται με το ένα έκτο της ακτίνας. Τα παραπάνω μεγέθη για αυτό το κομμάτι υπολογίζονται από τις σχέσεις :

$$angle_{beta} = \tan^{-1} \left( \frac{D}{B \cdot R_s \cdot \lambda} \right) \cdot \left( \frac{180}{\pi} \right) - angle_{alpha} \quad (9.10)$$

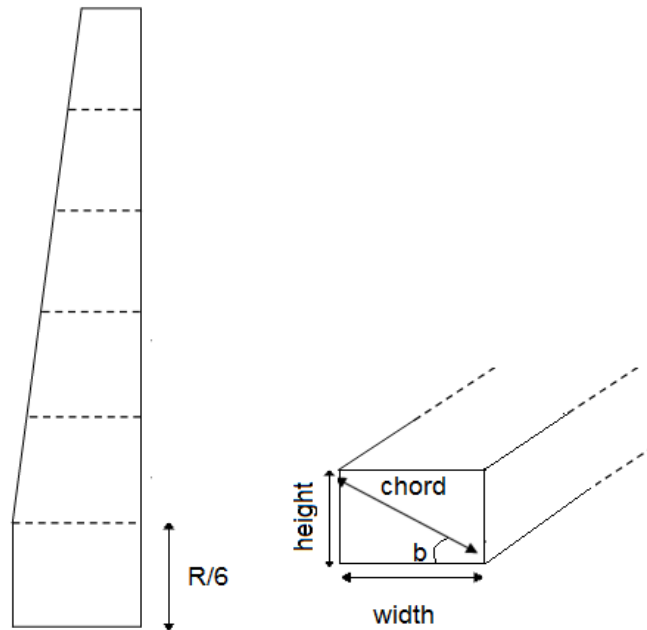
Όπου,

- $D$ , η διάμετρος της φτερωτής
- $B$ , ο αριθμός των πτερυγίων ( $B=3$ )
- $R_s$ , το μήκος του σταθμού (στην περίπτωση μας, μόνο  $R_s=R/6$ )
- $\lambda$ , ο λόγος ακροπτερυγίου  $\lambda=7$
- $180/\pi$ , ο λόγος μετατροπής των ακτινίων σε μοίρες
- $angle_{alpha}$ , η γωνία υποδοχής του ανέμου (συνήθης τιμή  $\alpha=4$ )

$$chord = \frac{1,4 \cdot D^2}{(R_s \cdot \cos(angle_{beta} \cdot \pi / 180))^2 \cdot \lambda^2 \cdot B \cdot C_l} \quad (9.11)$$

Όπου,

- $C_l$ , ο συντελεστής ανύψωσης ( lift coefficient, συνήθης τιμή  $C_l = 0,8$  )



**Σχήμα 9.6 :** Σχέδιο της πρόσοψης και της πλάγιας όψης του πτερυγίου με εμφανή τα χαρακτηριστικά σχεδίασης του

Αφού υπολογίστηκαν τα δύο μεγέθη, εύκολα προέκυψε από τις απλές τριγωνομετρικές σχέσεις (Εξισώσεις 9.12 - 9.14) το πάχος, το ύψος και τελικά ο όγκος του ξύλου, που απαιτείται για την κατασκευή ενός πτερυγίου.

$$width = \cos(\text{angle}_{beta}) \cdot chord \quad (9.12)$$

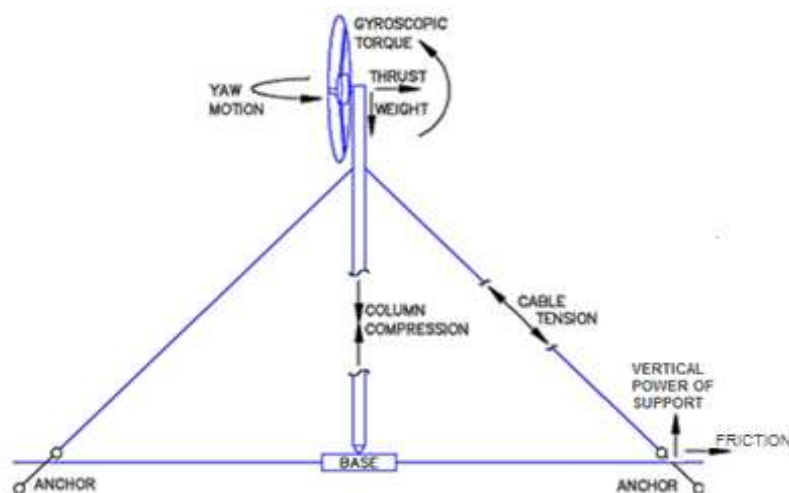
$$height = \sin(\text{angle}_{beta}) \cdot chord \quad (9.13)$$

$$V_{wood} = width \cdot height \cdot R \quad (9.14)$$

### 9.2.5.3 Υπολογισμός διαστάσεων βάσης στήριξης των συρματόσχοινων

Στον ίδιο βρόγχο (loop) με την εκτίμηση των διαστάσεων του πτερυγίου, υπολογίζεται επίσης ο όγκος της βάσης από μετό στην οποία προσδένονται τα συρματόσχοινα. Για τον υπολογισμό αυτό, απαιτείται η εκτίμηση των δυνάμεων που ασκούνται στα διάφορα μέρη της εγκατάστασης. Ως ακραία περίπτωση που εμφανίζονται κι οι μεγαλύτερες δυνάμεις στα συρματόσχοινα, την οποία και εξετάζει το πρόγραμμα, είναι η κατεύθυνση του ανέμου να έχει την ίδια διεύθυνση με τη θέση που έχει τοποθετηθεί μία βάση στήριξης. Αυτό διότι, η ώση διαμοιράζεται σε δύο μόνο αντικρινά συρματόσχοινα, ενώ σε διαφορετική περίπτωση το φορτίο της ώσης διαμοιράζεται στα τέσσερα συρματόσχοινα με φυσικό επακόλουθο μικρότερες δυνάμεις σε αυτά. Αρχικά, υπολογίζεται η ώση, η δύναμη που είναι γνωστή ως thrust κι η οποία εξαρτάται κυρίως από την ταχύτητα του ανέμου και το εμβαδό της φτερωτής (Εξίσωση 9.15). Από το thrust υπολογίζεται η δύναμη της τάσης που δέχεται το συρματόσχοινο (σχεδόν ολόκληρη η συνιστώσα της ώσης μεταφέρεται

στην πάνω σειρά συρματόσχοινων) και από αυτή το βάρος της βάσης στην οποία προσδένεται, με απλή ανάλυση των δυνάμεων ώστε το όλο σύστημα να παραμένει σε ακινησία για ταχύτητες ανέμου μέχρι 89 m/s περίπου, όπως φαίνονται στο Σχήμα 9.7 και θεωρώντας τη γωνία μεταξύ ιστού και συρματόσχοινου 45°, για τους λόγους που εξηγήθηκαν παραπάνω.



**Σχήμα 9.7 :** Ανάλυση των δυνάμεων που δέχονται τα μέρη της εγκατάστασης. Το thrust διαμοιράζεται κατά ίση τιμή (λόγω γωνίας 45 μοιρών) στα δύο απέναντι συρματόσχοινα.

Ο υπολογισμός του thrust έγινε για ασφαλή λειτουργία μέχρι την ταχύτητα 40 m/s, καθώς τα συρματόσχοινα αντέχουν πέντε φορές μεγαλύτερη δύναμη από αυτήν της ασφαλής λειτουργίας τους. Έτσι, προκύπτει ότι αντέχουν μέχρι στιγμιαίες ταχύτητες που φτάνουν τα 89 m/s. Όπως, φαίνεται επίσης από το παραπάνω σχήμα, ο ιστός δέχεται μόνο τη δύναμη του βάρους του και του βάρους της φτερωτής, για αυτό η βάση του έχει βάρος 5% μόνο σε σχέση με το βάρος των βάσεων των συρματόσχοινων. Επιπροσθέτως, θεωρείται ότι όλη η δύναμη που δέχεται η βάση του μπετό, εξαλείφεται από τη δύναμη του βάρους του. Αυτό διότι, ο συντελεστής στατικής τριβής  $\mu_s$  αλλάζει από έδαφος σε έδαφος και κυμαίνεται σε τιμές κάτω της μονάδας. Για το λόγο αυτό η στατική τριβή λόγω της σχέσης  $F = \mu_s \cdot N$  (όπου N η κάθετη δύναμη της βάσης που ισούται με το βάρος της), θα ήταν μικρότερη από την αντίστοιχη οριζόντια αντίθετης κατεύθυνσης κινητική δύναμη που θα προκαλούταν εάν θεωρούταν ως βάρος της βάσης αυτό που αντιστοιχεί στην κάθετη συνιστώσα της μέγιστης τάσης που δέχεται το συρματόσχοινο. Οι σχέσεις που χρησιμοποιήθηκαν ήταν :

$$thrust = 0,5 \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_{max}^2 \cdot C_t \quad (N) \quad (9.15)$$

Όπου,

- ο  $\rho = 1,225 \text{ kgr/m}^3$  , η πυκνότητα του αέρα στο επίπεδο της θάλασσας MSL (Mean Sea Level) και για θερμοκρασία  $T = 15^\circ\text{C}$  [DIN 5450] [1]

- $R$  , το μήκος ακτίνας πτερυγίου ( $m$ )
- $V_{max}$  , η μέγιστη ταχύτητα ασφαλείας ( $V_{max}=40\text{ m/s}$ )
- $C_t$  , ο συντελεστής του thrust (μετά από μετρήσεις στην αεροσήραγγα, υπολογίστηκε για  $\lambda=7$ ,  $C_t \approx 1$ )

$$wirope_{tendency} = thrust \cdot \cos(45^\circ) \quad (N) \quad (9.16)$$

$$V_{beto} = \frac{wirope_{tendency}}{(p_{beto} \cdot g)} \quad (m^3) \quad (9.17)$$

Όπου,

- $p_{beto}$  , η πυκνότητα του μπετό που χρησιμοποιήθηκε για τη μετατροπή των κιλών σε κυβικά μέτρα ( $p_{beto} = 2400\text{ kgr/m}^3$ )
- $g$  , η επιτάχυνση της βαρύτητας που χρειάστηκε για τη μετατροπή των Newton σε kgr ( $g \approx 10\text{m/s}^2$ )

## 9.2.6 Υπολογισμός κι επιλογή του κατάλληλου ιστού και των κατάλληλων συρματόσχοινων

Στο μέρος αυτό της βελτιστοποίησης γίνεται αρχικά η επιλογή της κατάλληλης διατομής του ιστού που εξαρτάται από τη διάμετρο της φτερωτής. Το πρόγραμμα κάνει αυτήν την επιλογή βασιζόμενο στα στοιχεία του Πίνακα 9.13, στοιχεία από [34,41].

Διάμετρος ιστού (mm)	$D_{min}$ (m)	$D_{max}$ (m)
48,3	1,0	1,5
60,3	1,6	2,7
73,6	2,8	3,3
88,9	3,4	3,9
101,0	4,0	4,5
114,3	4,6	5,1
165,1	5,2	6

**Πίνακας 9.13 :** Διάμετρος ιστού ανάλογα με την διάμετρο της φτερωτής

Στη συνέχεια, το πρόγραμμα επιλέγει την κατάλληλη διάμετρο συρματόσχοινων και τα αντίστοιχα παρελκόμενα (εντατήρες και σφιγκτήρες), βάσει του μέγιστου break load (φορτίο ανοχής) που αντέχουν, το οποίο όπως αναφέραμε είναι πέντε φορές μεγαλύτερο από το φορτίο που αντέχουν τα συρματόσχοινα σε κανονική λειτουργία (safe load). Η μέγιστη δύναμη που μπορούν να δεχτούν τα συρματόσχοινα αντιστοιχεί στο μισό της ώσης που δέχεται μία φτερωτή (γωνία 45 μοιρών μεταξύ ιστού και συρματόσχοινου). Τα συρματόσχοινα που χρησιμοποιούνται είναι γαλβανιζέ κι έχουν τα παρακάτω χαρακτηριστικά :

Διάμετρος συρματόσχοινου (mm)	Safe load (kgr)	Break load (kgr)
4,2	177	885
5	276	1380
6	398	1990
8	708	3540
10	1106	5530
12	1594	7970
14	2160	10800
16	2840	14200

**Πίνακας 9.14 :** Ασφαλές φορτίο και φορτίο αντοχής για τα συρματόσχοινα

### 9.2.7 Υπολογισμός κόστους παραγωγής της εγκατάστασης

Το κομμάτι αυτό είναι το πιο σημαντικό, καθώς υπολογίζονται τα τελικά αποτελέσματα που αφορούν στο κόστος παραγωγής για δύο περιπτώσεις : (α) μέχρι την έξοδο της Α/Γ και (β) μέχρι την έξοδο του inverter (συμπεριλαμβανομένου του απορριπτικού φορτίου). Για λόγους ευκολίας, θα χρησιμοποιείται ο όρος κόστος παραγωγής για την περίπτωση (α) κι όρος τελικό κόστος παραγωγής για την περίπτωση (β). Αρχικά και στον ίδιο βρόγχο (για λόγους εξοικονόμησης χρόνου εκτέλεσης του αλγορίθμου) με την επιλογή του κατάλληλου εξοπλισμού, που περιγράφηκε στην προηγούμενη παράγραφο, υπολογίζεται το χρηματικό ποσό (έξοδα) που κοστίζει η κάθε περίπτωση εγκατάστασης ως συνάρτηση της ακτίνας πτερυγίου, του ύψους ανύψωσης και της ονομαστικής ισχύος της κάθε γεννήτριας για τον ισχύον ΦΠΑ της Ελλάδος που ισούται με 23%. Η διαφορά στα δύο μεγέθη, έγκειται στο ότι στο τελικό κόστος παραγωγής προστίθενται το κόστος αγοράς του dump load και του αντιστροφέα. Το κόστος της εγκατάστασης μέχρι και την Α/Γ, υπολογίζεται από τον τύπο :

$$\begin{aligned}
 \text{cost} = & \\
 & \left( \text{wirerope}_{\text{total length}} \cdot \text{choice}_{\text{of wire}} + 4 \cdot \text{choice}_{\text{of turnbuckle}} \cdot \text{number}_{\text{of wireropes}} + 12 \cdot \right. \\
 & \left. \text{choice}_{\text{of rope grip}} \cdot 12 \cdot \text{number}_{\text{of wireropes}} + H \cdot \text{pipe}_{\text{price}} + 3 \cdot V_{\text{wood}} \cdot \text{wood}_{\text{price}} + \right. \\
 & \left. (4 \cdot V_{\text{beto}} + 0.05 \cdot V_{\text{beto}}) \cdot \text{beto}_{\text{price}} \right) \cdot \text{FPA} + \text{gen}_{\text{cost}} \quad (9.18)
 \end{aligned}$$

Όπως γίνεται εύκολα αντιληπτό, τα έξοδα του τελικού κόστους παραγωγής δίνονται από τη σχέση 9.19 συν το αντίστοιχο κόστος απορριπτικού φορτίου και το κόστος του αντίστοιχου inverter.

$$\begin{aligned}
 \text{total}_{\text{cost}} = & \\
 & \left( \text{wirerope}_{\text{total length}} \cdot \text{choice}_{\text{of wire}} + 4 \cdot \text{choice}_{\text{of turnbuckle}} \cdot \text{number}_{\text{of wireropes}} + 12 \cdot \right. \\
 & \left. \text{choice}_{\text{of rope grip}} \cdot 12 \cdot \text{number}_{\text{of wireropes}} + H \cdot \text{pipe}_{\text{price}} + 3 \cdot V_{\text{wood}} \cdot \text{wood}_{\text{price}} + \right.
 \end{aligned}$$



$$(4 \cdot V_{\text{beto}} + 0.05 \cdot V_{\text{beto}}) \cdot \text{beto}_{\text{price}} \cdot \text{FPA} + \text{gen}_{\text{cost}} + \text{dumpload}_{\text{cost}} + \text{inverter}_{\text{cost}} \quad (9.19)$$

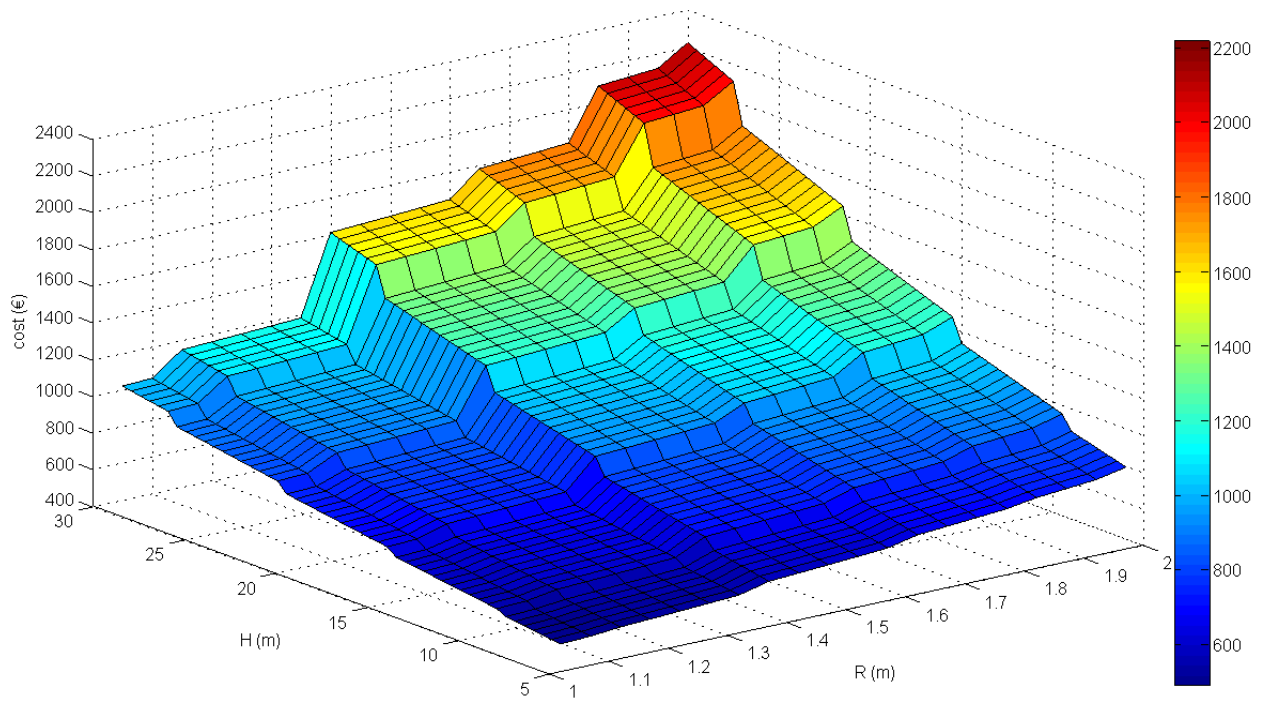
Ενδεικτικά παρατίθενται οι παρακάτω πίνακες για να φανεί πως μεταβάλλεται το κόστος συναρτήσει του ύψους ανύψωσης και της ακτίνας της φτερωτής. Προφανώς, η αύξηση αυτών των μεγεθών προκαλεί κι αύξηση του κόστους μίας εγκατάστασης, όπως φαίνεται στα τρισδιάστατα σχήματα 9.8 και 9.9.

Έξοδα κόστους παραγωγής (€)						
	220 W		480 W		850 W	
H (m)	0,80 m	1,00 m	1,15 m	1,50 m	1,55 m	2,00 m
6	257,0	280,6	369,0	461,9	617,5	786,7
12	354,6	379,6	482,7	632,3	787,7	1030,5
18	472,6	500,0	625,5	858,6	1013,8	1350,2
24	611,0	641,6	797,4	1140,8	1295,8	1745,8
30	770,6	804,6	998,4	1478,9	1633,7	2217,3

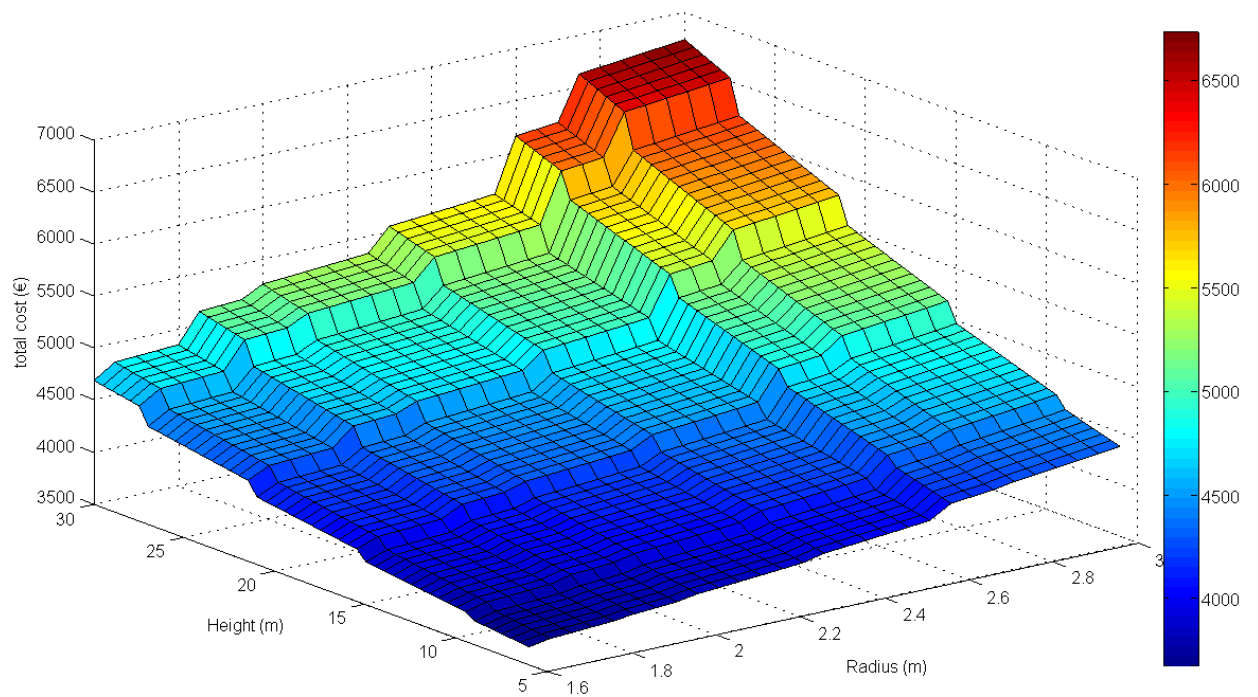
**Πίνακας 9.15 :** Έξοδα κόστους παραγωγής της εγκατάστασης για Α/Γ ονομαστικής ισχύος 220 W, 480 W και 850 W για δύο ακτίνες πτερυγίου ( $R_{\min}$  και  $R_{\max}$ ) που καλύπτουν όλο το φάσμα των κατάλληλων φτερωτών και για πέντε χαρακτηριστικά ύψη.

Έξοδα τελικού κόστους παραγωγής (€)						
	1,3 kW		1,9 kW		2,6 kW	
H (m)	1,35 m	2,55 m	1,60 m	3,00 m	1,85 m	3,00 m
6	1782,8	2241,8	2427,5	3120,0	2866,3	3461,0
12	1896,1	2517,6	2597,5	3540,3	3092,5	3881,3
18	2038,5	2874,6	2823,4	4074,1	3394,6	4415,1
24	2210,0	3312,9	3105,3	4721,8	3772,7	5062,8
30	2410,6	3832,5	3443,0	5483,3	4226,6	5824,3

**Πίνακας 9.16 :** Έξοδα τελικού κόστους παραγωγής για Α/Γ ονομαστικής ισχύος 1,3 kW, 1,9 kW και 2,6 kW για δύο ακτίνες πτερυγίου ( $R_{\min}$  και  $R_{\max}$ ) που καλύπτουν όλο το φάσμα των κατάλληλων φτερωτών και για πέντε χαρακτηριστικά ύψη.



**Σχήμα 9.8 :** Διάγραμμα κόστους εγκατάστασης για την Α/Γ 850 W, συναρτήσει του ύψους και της ακτίνας πτερυγίου



**Σχήμα 9.9 :** Διάγραμμα τελικού κόστους εγκατάστασης για την Α/Γ 1,9 kW, συναρτήσει του ύψους και της ακτίνας πτερυγίου

### 9.2.8 Επιλογή της βέλτιστης λύσης εγκατάστασης σύμφωνα με το κόστος παραγωγής

Στο μέρος αυτό λαμβάνει χώρα η βελτιστοποίηση που αφορά στην επιλογή κατάλληλης εγκατάστασης για κάθε περιοχή, όπου η τελευταία διαμορφώνεται από τη μέση ταχύτητα ανέμου και την τραχύτητα του εδάφους. Πραγματοποιήθηκε και για τις δύο περιπτώσεις κόστους παραγωγής, όπως ορίστηκαν παραπάνω, διότι η επιλογή αντιστροφέα και απορριπτικού φορτίου μπορεί να μεταβάλλει τα αποτελέσματα λόγω της αυξημένης τιμής τους κι επειδή στην αγορά κυκλοφορούν διάφοροι τύποι και μάρκες και σε διάφορες τιμές. Η συγκεκριμένη βελτιστοποίηση του τελικού κόστους παραγωγής γίνεται ενδεικτικά και με σκοπό να παρουσιαστεί το κατά πόσο η επιλογή inverter και dump load επηρεάζουν το τελικό κόστος μίας εγκατάστασης.

Όσον αφορά στο προγραμματιστικό κομμάτι, ο αλγόριθμος υπολογίζει αρχικά το κόστος παραγωγής και το τελικό κόστος παραγωγής σύμφωνα με τις σχέσεις 9.20 και 9.21 αντίστοιχα. Στη συνέχεια, βρίσκει το ελάχιστο κόστος παραγωγής και το ελάχιστο τελικό κόστος παραγωγής και παρουσιάζει το ύψος ανύψωσης και το μήκος της ακτίνας πτερυγίου με τα οποία επιτυγχάνεται η βέλτιστη λύση για κάθε περιοχή. Στις επόμενες παραγράφους ακολουθούν πίνακες με όλα τα αποτελέσματα που προέκυψαν για κάθε Α/Γ ξεχωριστά και για τα δύο διαφορετικά κόστη παραγωγής.

$$\text{κόστος παραγωγής} = \frac{\text{Έξοδα κόστους παραγωγής}}{\text{Αναμενόμενη Ενεργειακή Παραγωγή}} \quad (\text{€/kWh})$$

(9.20)

$$\text{τελικό κόστος παραγωγής} = \frac{\text{Έξοδα τελικού κόστους παραγωγής}}{\text{Αναμενόμενη Ενεργειακή Παραγωγή}} \quad (\text{€/kWh})$$

(9.21)

#### 9.2.8.1 Αποτελέσματα βάσει του κόστους παραγωγής

Διευκρινίζεται ότι η πρώτη στήλη που αντιστοιχεί σε μήκος τραχύτητας  $z_o=0,0002$  κι αντιστοιχεί στην επιφάνεια υδάτων, προφανώς και δεν μπορεί να υλοποιηθεί αφού η εγκατάσταση που εξετάζεται σε αυτό το κεφάλαιο, αναφέρεται σε επιφάνεια εδάφους (guyed tower). Ο λόγος που υπάρχει στους πίνακες είναι για να παρουσιαστεί καλύτερα η γενικότερη τάση των αποτελεσμάτων.

		220 W									
		Μήκος τραχύτητας (m)									
		0,0002	0,0024	0,03	0,055	0,1	0,2	0,4	0,8	1,6	
Μέση τιμή ταχύτητας (m/s)	4	H	6,00	7,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00	30,00
		R	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	5	H	6,00	6,00	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00	30,00
		R	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	6	H	6,00	6,00	8,00	9,00	9,00	15,00	15,00	27,00	27,00
		R	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	7	H	6,00	6,00	6,00	7,50	9,00	9,00	15,00	21,00	27,00
		R	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	8	H	6,00	6,00	6,00	6,00	8,00	9,00	15,00	21,00	27,00
		R	0,75	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	9	H	6,00	6,00	6,00	6,00	6,50	9,00	9,00	15,00	21,00
		R	0,75	0,75	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	10	H	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	7,50	9,00	15,00	21,00
		R	0,75	0,75	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	11	H	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,50	9,00	14,50	21,00
		R	0,75	0,75	0,75	0,75	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

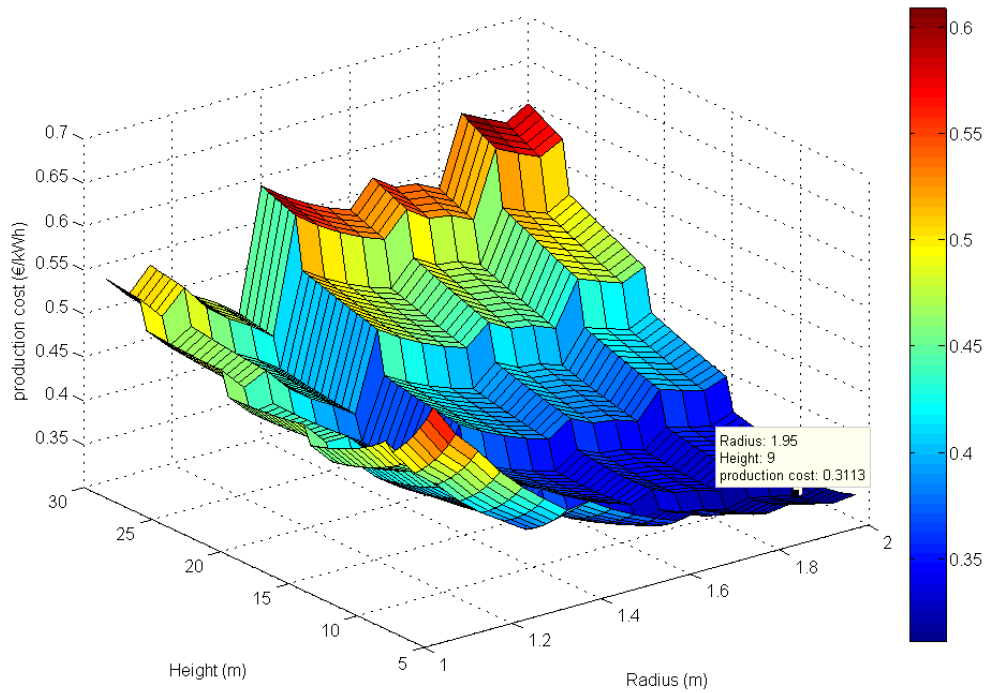
		480 W									
		Μήκος τραχύτητας (m)									
		0,0002	0,0024	0,03	0,055	0,1	0,2	0,4	0,8	1,6	
Μέση τιμή ταχύτητας (m/s)	4	H	6,00	8,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00	30,00
		R	1,50	1,50	1,50	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
	5	H	6,00	8,00	9,00	9,00	15,00	21,00	21,00	27,00	30,00
		R	1,35	1,35	1,50	1,50	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
	6	H	6,00	6,00	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00	30,00
		R	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
	7	H	6,00	6,00	9,00	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00
		R	1,30	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
	8	H	6,00	6,00	7,00	9,00	9,00	9,00	15,00	21,00	27,00
		R	1,10	1,30	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
	9	H	6,00	6,00	6,00	7,00	9,00	9,00	15,00	21,00	27,00
		R	1,05	1,10	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
	10	H	6,00	6,00	6,00	6,00	7,50	9,00	9,00	15,00	21,00
		R	1,00	1,05	1,30	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
	11	H	6,00	6,00	6,00	6,00	6,50	9,00	9,00	15,00	21,00
		R	0,90	1,00	1,10	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35

		850 W									
		Μήκος τραχύτητας (m)									
		0,0002	0,0024	0,03	0,055	0,1	0,2	0,4	0,8	1,6	
Μέση τιμή ταχύτητας (m/s)	4	H	6,50	9,00	15,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00	30,00
		R	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95
	5	H	6,00	7,00	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00	30,00
		R	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95
	6	H	6,00	6,00	9,00	9,00	9,00	15,00	15,00	27,00	30,00
		R	1,80	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,80	1,80
	7	H	6,00	6,00	8,00	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00
		R	1,35	1,60	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,80
	8	H	6,00	6,00	9,00	9,00	9,00	9,00	15,00	21,00	27,00
		R	1,35	1,35	1,60	1,80	1,95	1,95	1,95	1,80	1,80
	9	H	6,00	6,00	9,00	9,00	9,00	9,00	15,00	27,00	27,00
		R	1,35	1,35	1,35	1,60	1,60	1,95	1,80	1,35	1,35
	10	H	6,00	6,00	8,00	9,00	9,00	9,00	15,00	21,00	27,00
		R	1,20	1,35	1,35	1,35	1,35	1,80	1,35	1,35	1,35
	11	H	6,00	6,00	6,50	8,50	9,00	9,00	15,00	21,00	27,00
		R	1,20	1,35	1,35	1,35	1,35	1,60	1,35	1,35	1,35

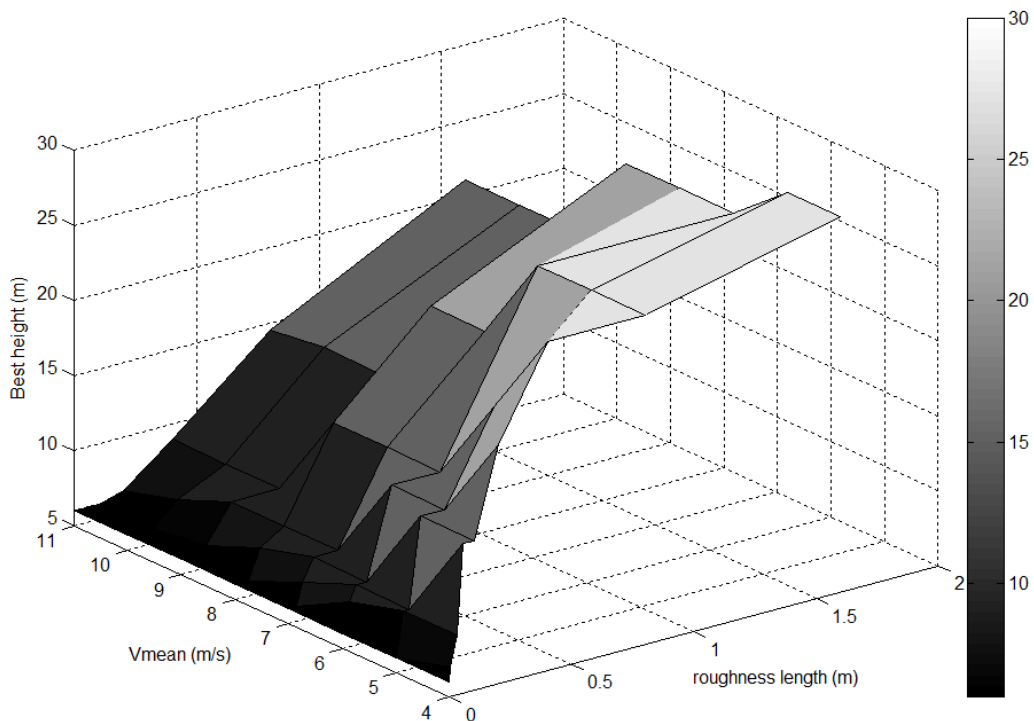
		1,3 kW									
		Μήκος τραχύτητας (m)									
		0,0002	0,0024	0,03	0,055	0,1	0,2	0,4	0,8	1,6	
Μέση τιμή ταχύτητας (m/s)	4	H	6,50	9,00	15,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00	30,00
		R	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
	5	H	6,00	7,50	9,00	15,00	15,00	21,00	21,00	27,00	30,00
		R	2,25	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
	6	H	6,00	6,50	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00
		R	2,25	2,25	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
	7	H	6,00	6,00	9,00	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00
		R	1,75	2,25	2,25	2,25	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
	8	H	6,00	6,00	8,00	9,00	9,00	9,00	15,00	21,00	27,00
		R	1,60	1,75	2,25	2,25	2,25	2,55	2,55	2,55	2,55
	9	H	6,00	6,00	8,00	8,00	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00
		R	1,35	1,60	1,80	2,25	2,25	2,25	2,25	2,55	2,55
	10	H	6,00	6,00	8,00	8,50	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00
		R	1,35	1,35	1,60	1,80	1,80	2,25	2,25	2,25	2,25
	11	H	6,00	6,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	15,00	27,00
		R	1,35	1,35	1,35	1,35	1,60	1,90	2,25	2,25	1,35

		1,9 kW									
		Μήκος τραχύτητας (m)									
		0,0002	0,0024	0,03	0,055	0,1	0,2	0,4	0,8	1,6	
Μέση τιμή ταχύτητας (m/s)	4	H	6,00	9,00	15,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00	30,00
		R	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	2,55	3,00	3,00
	5	H	6,50	9,00	15,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00	30,00
		R	2,55	2,55	2,55	2,55	3,00	2,55	2,55	2,55	2,55
	6	H	6,00	8,00	9,00	15,00	15,00	21,00	21,00	27,00	30,00
		R	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
	7	H	6,00	7,00	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00
		R	2,25	2,25	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
	8	H	6,00	6,00	9,00	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00
		R	1,80	2,25	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
	9	H	6,00	6,00	9,00	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00
		R	1,80	2,10	2,25	2,25	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
	10	H	6,00	6,00	7,50	9,00	9,00	9,00	15,00	21,00	27,00
		R	1,60	1,80	2,25	2,55	2,25	2,55	2,55	2,55	2,55
	11	H	6,00	6,00	8,00	7,50	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00
		R	1,60	1,60	1,80	2,25	2,25	2,25	2,25	2,55	2,55

		2,6 kW									
		Μήκος τραχύτητας (m)									
		0,0002	0,0024	0,03	0,055	0,1	0,2	0,4	0,8	1,6	
Μέση τιμή ταχύτητας (m/s)	4	H	7,50	9,00	15,00	15,00	21,00	21,00	27,00	27,00	30,00
		R	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
	5	H	8,00	8,50	15,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00	30,00
		R	2,55	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	2,55	3,00	2,55
	6	H	6,00	9,00	15,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00	30,00
		R	2,50	2,50	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
	7	H	6,00	7,50	9,00	15,00	15,00	15,00	21,00	27,00	30,00
		R	2,50	2,50	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
	8	H	6,00	6,00	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00
		R	2,25	2,50	2,50	2,50	2,50	2,55	2,55	2,55	2,55
	9	H	6,00	6,00	9,00	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00
		R	1,95	2,25	2,50	2,50	2,50	2,50	2,55	2,55	2,55
	10	H	6,00	6,00	9,00	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00
		R	1,95	1,95	2,25	2,50	2,50	2,50	2,50	2,55	2,55
	11	H	6,00	6,00	7,50	9,00	9,00	9,00	15,00	21,00	27,00
		R	1,95	1,95	2,25	2,25	2,25	2,50	2,50	2,50	2,50



**Σχήμα 9.10 :** Βέλτιστη επιλογή και μεταβολή του κόστους παραγωγής συναρτήσει του ύψους ανύψωσης της Α/Γ ονομαστικής ισχύος 850 W και της ακτίνας των πτερυγίων της για αγροτική περιοχή ( $z_0=0,055$  m) με μέση τιμή ταχύτητας ανέμου τα 7 m/s (πραγματική μέση ταχύτητα στο ύψος αναφοράς : 4,8 m/s)



**Σχήμα 9.11 :** Μεταβολή του βέλτιστου ύψους εγκατάστασης της μικρής Α/Γ των 220 W, ανάλογα με την μέση ταχύτητα της κατανομής ανέμου και του μήκους τραχύτητας μίας περιοχής.

## **Παρατηρήσεις - Συμπεράσματα**

1. Από τα αποτελέσματα των παραπάνω πινάκων φαίνεται ότι οι βέλτιστες τεχνοοικονομικές λύσεις αλλάζουν ανάλογα με την περιοχή που είναι δυνατό να εγκατασταθεί μία Α/Γ.
2. Μεγάλη διακύμανση παρουσιάζεται όσον αφορά στο ύψος ανύψωσης μίας Α/Γ, ανεξάρτητα από την ονομαστική ισχύ της. Παρατηρείται η γενικότερη τάση να αυξάνεται το ύψος ανύψωσης όσο μικρότερη είναι η μέση τιμή ανέμου κι όσο μεγαλύτερο είναι το μήκος τραχύτητας στην περιοχή τοποθέτησης, το οποίο κι αναμενόταν.
3. Από την παρατήρηση των τιμών των υψών, φαίνεται ότι όσο αυξάνονται τα βέλτιστα ύψη τόσο πιο συγκεκριμένες τιμές υψών ανύψωσης λαμβάνονται. Με άλλα λόγια εμφανίζονται όλες οι τιμές από 6 έως 9 μέτρα (με βήμα 0,5 μέτρα) κι έπειτα μόνο τα συγκεκριμένα ύψη 15, 21, 27 και 30 μέτρα.
4. Με παράλληλη παρατήρηση με τον Πίνακα 9.12 (Αριθμός σειρών συρματόσχοινων αναλόγως του ύψους ανύψωσης), δικαιολογείται η ύπαρξη των μεμονωμένων υψών άνω των 15 μέτρων, καταλήγοντας στο συμπέρασμα ότι από τα 15 μέτρα και πάνω το πλήθος των συρματόσχοινων παίζει καθοριστικό ρόλο στην επιλογή του ύψους. Επίσης, γίνεται αντιληπτό ότι είναι προτιμότερη η ανύψωση όσον το δυνατόν ψηλότερα με το μικρότερο αριθμό συρματόσχοινων, αφού αυξάνεται σημαντικά η ενεργειακή παραγωγή για μικρές διαφορές στα μήκη των συρματόσχοινων.
5. Από τις επιλογές ακτινών που προκύπτουν, παρατηρείται μείωση της διαμέτρου της φτερωτής καθώς αυξάνεται η μέση τιμή της ταχύτητας ανέμου και παράλληλα καθώς μειώνεται η τραχύτητα του εδάφους.
6. Με σύγκριση των παραπάνω αποτελεσμάτων που αφορούν την ακτίνα και του Πίνακα 9.13 (Διάμετρος σωλήνα αναλόγως διαμέτρου έλικας), παρατηρείται ότι το κόστος του σωλήνα που θα τοποθετηθεί η Α/Γ παίζει σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση των τελικών εξόδων της εγκατάστασης και συγκεκριμένα στην επιλογή του μήκους των περυγίων, αφού οι περισσότερες ακτίνες που εμφανίζονται στους πίνακες αποτελούν τα μέγιστα όρια για την επιλογή της διαμέτρου του ιστού.
7. Συνοψίζοντας, προκύπτει το γενικό συμπέρασμα ότι όσο χαμηλότεροι άνεμοι πνέουν σε μία περιοχή και παράλληλα όσο πιο μεγάλη ανομοιομορφία παρουσιάζει το έδαφος, οι Α/Γ συμφέρει να ανυψώνονται σε μεγαλύτερα ύψη και να εξοπλίζονται με φτερωτές μεγαλύτερων διαμέτρων, έτσι ώστε να παράγουν την ονομαστική τους ισχύ σε ταχύτητες ανέμου όσο το δυνατόν μικρότερες.



### 9.2.8.2 Αποτελέσματα βάσει του τελικού κόστους παραγωγής

		220 W									
		Μήκος τραχύτητας (m)									
		0,0002	0,0024	0,03	0,055	0,1	0,2	0,4	0,8	1,6	
Μέση τιμή ταχύτητας (m/s)	4	H	21,00	27,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
		R	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	5	H	15,00	21,00	27,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
		R	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	6	H	15,00	15,00	27,00	27,00	27,00	30,00	30,00	30,00	30,00
		R	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	7	H	9,00	15,00	21,00	27,00	27,00	27,00	30,00	30,00	30,00
		R	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	8	H	6,50	9,00	15,00	21,00	21,00	27,00	30,00	30,00	30,00
		R	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	9	H	6,00	8,00	15,00	15,00	21,00	21,00	27,00	30,00	30,00
		R	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	10	H	6,00	6,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00	30,00
		R	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	11	H	6,00	6,00	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00	30,00
		R	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

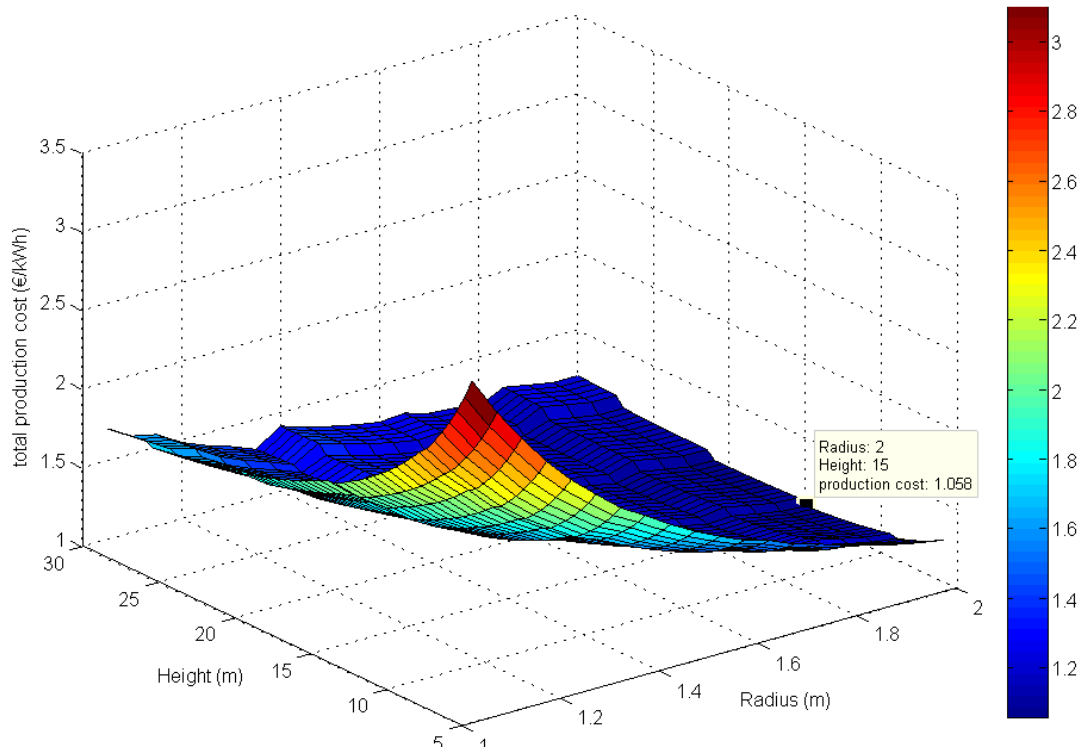
		480 W									
		Μήκος τραχύτητας (m)									
		0,0002	0,0024	0,03	0,055	0,1	0,2	0,4	0,8	1,6	
Μέση τιμή ταχύτητας (m/s)	4	H	15,00	21,00	27,00	27,00	27,00	30,00	30,00	30,00	30,00
		R	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
	5	H	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00	27,00	30,00	30,00	30,00
		R	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
	6	H	9,00	15,00	21,00	21,00	27,00	27,00	27,00	30,00	30,00
		R	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
	7	H	8,00	9,00	15,00	21,00	21,00	27,00	27,00	30,00	30,00
		R	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,35	1,50	1,35	1,50
	8	H	6,00	9,00	15,00	15,00	15,00	27,00	27,00	30,00	30,00
		R	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,35	1,35	1,35	1,35
	9	H	6,00	6,50	9,00	15,00	15,00	27,00	27,00	30,00	30,00
		R	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,35	1,35	1,35	1,35
	10	H	6,00	6,00	9,00	9,00	15,00	21,00	27,00	27,00	30,00
		R	1,30	1,50	1,50	1,50	1,50	1,35	1,35	1,35	1,35
	11	H	6,00	6,00	8,50	9,00	9,00	15,00	21,00	27,00	30,00
		R	1,30	1,30	1,50	1,50	1,50	1,50	1,35	1,35	1,35

		850 W									
		Μήκος τραχύτητας (m)									
		0,0002	0,0024	0,03	0,055	0,1	0,2	0,4	0,8	1,6	
Μέση τιμή τραχύτητας (m/s)	4	H	15,00	15,00	27,00	27,00	27,00	27,00	30,00	30,00	30,00
		R	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
	5	H	9,00	15,00	21,00	21,00	27,00	27,00	30,00	30,00	30,00
		R	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
	6	H	9,00	9,00	15,00	21,00	21,00	27,00	27,00	30,00	30,00
		R	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
	7	H	6,50	9,00	15,00	15,00	21,00	21,00	27,00	27,00	30,00
		R	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
	8	H	6,00	8,00	14,50	15,00	15,00	21,00	21,00	27,00	30,00
		R	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
	9	H	6,00	6,00	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00
		R	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,95	2,00
	10	H	6,00	6,00	9,00	9,00	14,00	15,00	21,00	27,00	27,00
		R	1,70	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,80	2,00
	11	H	6,00	6,00	7,00	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00
		R	1,50	1,70	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,80

		1,3 kW									
		Μήκος τραχύτητας (m)									
		0,0002	0,0024	0,03	0,055	0,1	0,2	0,4	0,8	1,6	
Μέση τιμή τραχύτητας (m/s)	4	H	15,00	15,00	27,00	27,00	27,00	30,00	30,00	30,00	30,00
		R	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
	5	H	9,00	15,00	21,00	21,00	27,00	27,00	30,00	30,00	30,00
		R	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
	6	H	9,00	9,00	15,00	21,00	21,00	27,00	27,00	30,00	30,00
		R	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
	7	H	6,50	9,00	15,00	15,00	21,00	21,00	27,00	27,00	30,00
		R	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
	8	H	6,00	7,50	14,50	15,00	15,00	21,00	21,00	27,00	30,00
		R	2,50	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
	9	H	6,00	6,00	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00
		R	2,25	2,50	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
	10	H	6,00	6,00	9,00	9,00	13,50	15,00	21,00	21,00	27,00
		R	2,20	2,25	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
	11	H	6,00	6,00	7,00	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00
		R	1,75	2,20	2,50	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55

		1,9 kW									
		Μήκος τραχύτητας (m)									
		0,0002	0,0024	0,03	0,055	0,1	0,2	0,4	0,8	1,6	
Μέση τιμή τραχύτητας (m/s)	4	H	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00	27,00	30,00	30,00	30,00
		R	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
	5	H	9,00	15,00	21,00	21,00	27,00	27,00	27,00	30,00	30,00
		R	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
	6	H	8,00	9,00	15,00	21,00	21,00	27,00	27,00	30,00	30,00
		R	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
	7	H	6,00	9,00	15,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00	30,00
		R	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
	8	H	6,50	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00	30,00
		R	2,55	2,55	3,00	3,00	3,00	3,00	2,55	3,00	3,00
	9	H	6,00	8,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00	30,00
R		2,55	2,55	3,00	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	
10	H	6,00	6,00	9,00	15,00	15,00	21,00	21,00	27,00	30,00	
	R	2,25	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	
11	H	6,00	6,00	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00	
	R	2,25	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	

		2,6 kW									
		Μήκος τραχύτητας (m)									
		0,0002	0,0024	0,03	0,055	0,1	0,2	0,4	0,8	1,6	
Μέση τιμή τραχύτητας (m/s)	4	H	15,00	21,00	27,00	27,00	27,00	30,00	30,00	30,00	30,00
		R	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
	5	H	9,00	15,00	21,00	27,00	27,00	27,00	30,00	30,00	30,00
		R	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
	6	H	9,00	14,50	21,00	21,00	21,00	27,00	27,00	30,00	30,00
		R	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
	7	H	7,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00	30,00	30,00
		R	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
	8	H	9,00	8,50	15,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00	30,00
		R	2,55	2,55	3,00	3,00	3,00	3,00	2,55	3,00	3,00
	9	H	6,00	9,00	9,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00	30,00
R		2,55	2,55	3,00	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	
10	H	6,00	8,00	15,00	15,00	15,00	21,00	27,00	27,00	30,00	
	R	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	
11	H	6,00	6,00	9,00	15,00	15,00	21,00	21,00	27,00	30,00	
	R	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	



**Σχήμα 9.12** : Βέλτιστη επιλογή και μεταβολή του τελικού κόστους παραγωγής συναρτήσει του ύψους ανύψωσης της Α/Γ ονομαστικής ισχύος 850 W και της ακτίνας των πτερυγίων της για αγροτική περιοχή ( $z_0=0,055$  m) με μέση τιμή ταχύτητας ανέμου τα 7 m/s (πραγματική μέση ταχύτητα στο ύψος αναφοράς : 4,8 m/s)

### Παρατηρήσεις - Συμπεράσματα

1. Όπως φαίνεται υπάρχουν αλλαγές με την προσθήκη του κόστους του αντιστροφέα και του απορριπτικού φορτίου στο τελικό κόστος παραγωγής, όσον αφορά στις περισσότερες περιπτώσεις.
2. Συγκρίνοντας τα βέλτιστα ύψη που προκύπτουν για τους δύο διαφορετικούς ορισμούς του κόστους παραγωγής, φαίνεται ότι με την αύξηση των εξόδων του αρχικού κεφαλαίου, αυξάνεται γενικά και το βέλτιστο ύψος εγκατάστασης. Αναμενόμενο, καθώς απαιτείται μεγαλύτερη ενεργειακή παραγωγή για να αποσβεστεί ουσιαστικά το αρχικό κεφάλαιο. Η διαφορά αυτή φαίνεται κι από τη σύγκριση των σχημάτων 9.10 και 9.12 που παρουσιάζουν τη μεταβολή του κόστους παραγωγής, ανά αντίστοιχη περίπτωση, για την ίδια Α/Γ και για την ίδια περιοχή τοποθέτησης.
3. Από τη σύγκριση των ακτινών για τις δύο διαφορετικές περιπτώσεις κόστους παραγωγής, προκύπτει ότι στη δεύτερη οι βέλτιστες ακτίνες φτερωτών είναι μεγαλύτερες. Η εξήγηση είναι ίδια με την παρατήρηση 2, αφού με μεγαλύτερο μήκος πτερυγίου, η ονομαστική ταχύτητα ανέμου μειώνεται, άρα αυξάνεται η ενεργειακή παραγωγή για την ίδια ανεμογεννήτρια σε στην ίδια περιοχή.
4. Συγκεντρωτικά, βλέπουμε πως η επιλογή του αντιστροφέα και του απορριπτικού φορτίου επηρεάζει τη βέλτιστη λύση εγκατάστασης,

περισσότερο από το κόστος του ιστού, που στην πρώτη περίπτωση (9.2.8.1), έδειχνε να είναι ο καθοριστικός παράγοντας των συνολικών αρχικών εξόδων. Ουσιαστικά, αυτό συμβαίνει λόγω του μεγάλου ποσοστού του αρχικού κεφαλαίου που κατέχουν αυτά τα δύο.

### 9.2.9 Οικονομική αποδοτικότητα και χρόνια απόσβεσης των βέλτιστων λύσεων εγκατάστασης

Για τα παραπάνω αποτελέσματα που αφορούν το τελικό κόστος παραγωγής των 6 Α/Γ, έγινε μία προσπάθεια να διαπιστωθεί το κατά πόσο αποτελούν συμφέρουσες επενδυτικές προτάσεις. Αυτό έγινε υπολογίζοντας προσεγγιστικά τα χρόνια που απαιτούνται για την απόσβεση του αρχικού κεφαλαίου.

Για τον υπολογισμό αυτό χρησιμοποιήθηκε η καθαρή παρούσα αξία απλοποιημένη από δάνεια και τόκους, όπως φαίνεται στη σχέση που ακολουθεί :

$$NPV_N = -K_o + \sum_{j=1}^N \frac{E-\Delta\Delta}{(1+i)^j} \quad (9.22)$$

Όπου,

- $K_o$  , το αρχικό κεφάλαιο (€)
- $N$  , τα χρόνια για τα οποία υπολογίζεται η καθαρή παρούσα αξία
- $E$  , τα έσοδα που προκύπτουν κάθε χρόνο από τη σχέση  $AEI\Gamma * 0,25$  (€), όπου  $0,25 \text{ €/kWh}$  η τιμή πώληση της αιολικής κιλοβατώρας για τις μικρές Α/Γ.
- $\Delta\Delta$  , οι ετήσιες λειτουργικές δαπάνες, θεωρήθηκαν ίσες με το 2% του αρχικού κεφαλαίου  $K_o$
- $i$  , το επιτόκιο αναγωγής σε παρούσα αξία (θεωρήθηκε  $i=0,08$ )
- $j$  , ο αριθμός του κάθε έτους

Όπως γίνεται αντιληπτό το αρχικό κεφάλαιο θα αποσβήνετε στα χρόνια για τα οποία το μέγεθος αυτό θα γίνεται θετικό. Συνεπώς, για τα αποτελέσματα της παραγράφου 9.2.8.2 πραγματοποιήθηκε αυτός ο έλεγχος, του οποίου τα αποτελέσματα φαίνονται στους παρακάτω πίνακες,. αφού αποτελούν την περίπτωση της πλήρους εγκατάστασης. Αξίζει να σημειωθεί ότι προέκυψαν περιπτώσεις, για τις οποίες τα 20 χρόνια δεν είναι αρκετά για την απόσβεση του έργου κι οι οποίες σημειώνονται με παύλα στους πίνακες, καθώς αποτελούν μη κερδοφόρα έργα, μιας κι η διάρκεια ζωής αυτών των Α/Γ κυμαίνεται από 15-20 χρόνια. Για την Α/Γ ονομαστικής ισχύος 220 W, δεν παρατίθεται πίνακας, καθώς προέκυψε ότι δεν αποτελεί καλή επένδυση σε καμία περίπτωση.

		480 W								
		Μήκος τραχύτητας (m)								
		0,0002	0,0024	0,03	0,055	0,1	0,2	0,4	0,8	1,6
V <sub>mean</sub> (m/s)	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	5	13	17	-	-	-	-	-	-	-
	6	9	11	16	20	-	-	-	-	-
	7	7	8	11	12	14	18	-	-	-
	8	7	7	9	10	11	12	15	20	-
	9	6	7	8	8	9	10	11	14	18
	10	6	7	7	8	8	9	10	11	13
	11	6	6	7	7	7	8	9	10	11

		850 W								
		Μήκος τραχύτητας (m)								
		0,0002	0,0024	0,03	0,055	0,1	0,2	0,4	0,8	1,6
V <sub>mean</sub> (m/s)	4	11	17	-	-	-	-	-	-	-
	5	6	8	13	16	-	-	-	-	-
	6	5	6	8	9	10	13	18	-	-
	7	4	5	6	6	7	9	10	14	20
	8	4	4	5	5	6	7	8	9	12
	9	4	4	4	5	5	6	6	8	9
	10	4	4	4	4	5	5	6	7	8
	11	4	4	4	4	4	5	5	6	7

		1,3 kW								
		Μήκος τραχύτητας (m)								
		0,0002	0,0024	0,03	0,055	0,1	0,2	0,4	0,8	1,6
V <sub>mean</sub> (m/s)	4	7	9	19	-	-	-	-	-	-
	5	4	5	8	9	11	14	-	-	-
	6	3	4	5	6	6	8	9	13	20
	7	3	3	4	4	5	6	6	8	10
	8	3	3	4	4	4	5	5	6	7
	9	3	3	3	3	4	4	4	5	6
	10	3	3	3	3	3	4	4	4	5
	11	3	3	3	3	3	3	4	4	5

		1,9 kW								
		Μήκος τραχύτητας (m)								
		0,0002	0,0024	0,03	0,055	0,1	0,2	0,4	0,8	1,6
V <sub>mean</sub> (m/s)	4	6	8	16	-	-	-	-	-	-
	5	4	5	7	8	10	12	18	-	-
	6	3	4	5	5	6	7	9	12	17
	7	3	3	4	4	4	5	6	7	9
	8	3	3	3	3	4	4	5	6	7
	9	2	3	3	3	3	4	4	5	5
	10	2	2	3	3	3	3	3	4	4
	11	2	2	3	3	3	3	3	4	4

		2,6 kW								
		Μήκος τραχύτητας (m)								
		0,0002	0,0024	0,03	0,055	0,1	0,2	0,4	0,8	1,6
V <sub>mean</sub> (m/s)	4	6	8	16	-	-	-	-	-	-
	5	4	4	7	8	9	12	18	-	-
	6	3	3	4	5	5	7	8	11	17
	7	2	3	3	4	4	5	5	7	9
	8	2	2	3	3	3	4	4	5	6
	9	2	2	3	3	3	3	4	4	5
	10	2	2	2	2	3	3	3	4	4
	11	2	2	2	2	2	3	3	3	3

### Παρατηρήσεις - Συμπεράσματα

1. Από τα αποτελέσματα των παραπάνω πινάκων, φαίνεται ότι υπάρχουν πολλές περιπτώσεις που η επένδυση σε μία τέτοια εγκατάσταση χαμηλού κόστους, μπορεί να αποφέρει κέρδη σε μικρό χρονικό διάστημα.
2. Αυτό που φαίνεται ξεκάθαρα είναι ότι όσο μεγαλώνει η ονομαστική ισχύς της Α/Γ μειώνονται και τα χρόνια απόσβεσης της εγκατάστασης της. Κατά αυτόν τρόπο, προκύπτει ότι ανεμογεννήτριες με χαμηλότερη ισχύ από τα 500 W, θα είναι προτιμότερο να μην χρησιμοποιούνται για εφαρμογές όπως αυτές που μελετήθηκαν.
3. Επιπλέον, η μείωση των χρόνων απόσβεσης δείχνει ότι είναι ανάλογη της μέσης ταχύτητας ανέμου κι αντιστρόφως ανάλογη με την τραχύτητα του εδάφους, αφού για μεγαλύτερες ταχύτητες ανέμου, εμφανίζονται λιγότερα χρόνια, ενώ για μεγαλύτερα μήκη τραχύτητας, εμφανίζονται περισσότερα.
4. Γενικά, φαίνεται ότι η εγκατάσταση Α/Γ αυτού του τύπου πρέπει να γίνεται για περιοχές που έχουν τουλάχιστον μέση τιμή ταχύτητας ανέμου ίση με 6 m/s.

5. Ιδιαίτερα σε αγροτικές περιοχές (μήκη τραχύτητας από 0,03 έως 0,2 μέτρα), εμφανίζεται ότι A/Γ αυτού του είδους, μπορούν να αποφέρουν πολλά οφέλη και γίνεται σαφές ότι θα πρέπει να προωθηθούν τέτοιες ενέργειες.



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10

### ΒΕΛΤΙΩΤΙΚΕΣ ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΚΑΙ ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

#### 10.1 Εγκατάσταση περισσότερων ανεμογεννητριών και μέτρηση της καμπύλης ισχύος

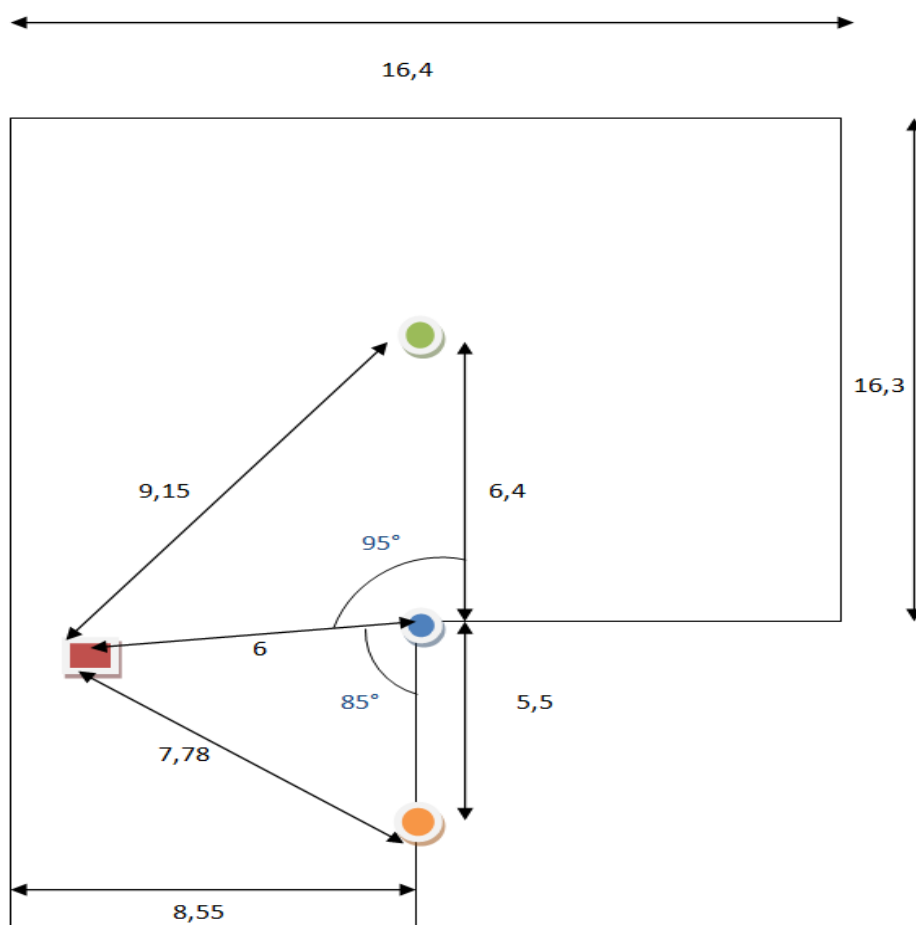
Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας, πραγματοποιήθηκε μελέτη για εγκατάσταση άλλων δύο ανεμογεννητριών στην οροφή του παλαιού κτιρίου της Σχολής ΗΜΜΥ, με σκοπό τη μέτρηση της καμπύλης ισχύος τους. Ένας άλλος πιο απλός τρόπος θα ήταν να ανυψώνονται άλλες Α/Γ στον ιστό της ήδη υπάρχουσας που μετράται, χωρίς κάποια ιδιαίτερη μελέτη, αφού αφορά Α/Γ με παραπλήσιες διαμέτρους φτερωτών. Ο τρόπος, που προτείνεται βασίζεται στην ικανοποιητική και ταυτόχρονη μέτρηση της καμπύλης ισχύος τριών ανεμογεννητριών με την ίδια μετρητική διάταξη.

Αρχικά, το πρώτο κριτήριο θα πρέπει να είναι η απόσταση της κάθε ανεμογεννήτριας από τον μετεωρολογικό ιστό. Σύμφωνα με αυτά που αναλύθηκαν στο κεφάλαιο 6 για το διεθνές πρότυπο IEC Standard 61400-12, αυτή θα πρέπει να είναι 2 με 4 φορές μεγαλύτερη από τη διάμετρο της εξετάζουσας Α/Γ, ενώ συνίσταται να είναι 2,5 φορές. Το δεύτερο κριτήριο είναι η απόσταση μεταξύ των ανεμογεννητριών, η οποία θα πρέπει να είναι μεγαλύτερη τουλάχιστον 2 φορές από τη διάμετρο της μεγαλύτερης φτερωτής μεταξύ δύο ανεμογεννητριών.





Η μελέτη έγινε για μία εμπορική ανεμογεννήτρια Whisper 1kW με διάμετρο φτερωτής 2,7 m, η οποία υπάρχει ήδη στον εξοπλισμό του εργαστηρίου Σ.Η.Ε., και για άλλη μία είτε εμπορική είτε κατασκευής με διάμετρο φτερωτής 3,2 m, ώστε να μπορεί να εκμεταλλευθεί καλύτερα το χαμηλό αιολικό δυναμικό της περιοχής, όπως προέκυψε από τη βελτιστοποίηση του κεφαλαίου 9. Επομένως, η απόσταση τους από την ήδη εγκατεστημένη με διάμετρο 2,4 m θα πρέπει να είναι περίπου 5,4 m για την Whisper και 6,4 m για την άλλη. Συνεπώς, πραγματοποιήθηκε βελτιστοποίηση της απόστασης αυτών των ανεμογεννητριών με το μετεωρολογικό ιστό, λαμβάνοντας υπόψη την απόσταση τους από την ήδη υπάρχουσα ανεμογεννήτρια. Προέκυψαν οι διαστάσεις κι οι γωνίες που φαίνονται στο σχήμα 10.1, ενώ προκύπτει ότι η απόσταση των άλλων δύο ανεμογεννητριών από το μετεωρολογικό ιστό είναι 2,86 φορές περίπου μεγαλύτερη από την διάμετρο της φτερωτής τους, που είναι αρκετά ικανοποιητική απόσταση σύμφωνα με το διεθνές πρότυπο.

Για τη σωστή βέβαια μέτρηση και των τριών καμπυλών ισχύος, θα πρέπει να αποκλειστούν οι αντίστοιχοι τομείς για την κάθε Α/Γ, ώστε να μην λαμβάνονται υπόψη μετρήσεις που προέρχονται από το ίχνος του ρέοντος ανέμου που προκαλείται πίσω από μία Α/Γ. Με αυτόν τον τρόπο θα πρέπει να αποκλειστεί η ανατολική κι η βόρεια κατεύθυνση του ανέμου και για τις τρεις, που σε αυτήν την περιοχή όπως είδαμε στο κεφάλαιο 3 είναι οι επικρατέστερες διευθύνσεις. Για να αποφευχθεί αυτό,

εναλλακτικά μπορούν να τοποθετηθούν ανεμόμετρα πάνω στους ιστούς των δύο νέων Α/Γ κι αυτές να τοποθετηθούν σε μεγαλύτερη απόσταση πάνω στην οροφή, ώστε να μειωθούν οι αλλοιωμένοι τομείς και τα ίχνη ρέοντος ανέμου που αφήνουν αυτές.



**Σχήμα 10.1** : Σχέδιο οροφής του παλαιού κτιρίου των ΗΜΜΥ για μελλοντική εγκατάσταση ανεμογεννητριών

ΣΥΜΒΟΛΑ	Ανεμογεννήτρια	Διάμετρος (m)	Απόσταση Α/Γ – μετεωρολογικού ιστού σε σχέση με τη διάμετρο της
	Άλλη Α/Γ	3,2	2,86
	Εγκατεστημένη Α/Γ 850 W	2,4	2,5
	Whisper 1kW	2,7	2,86
	Μετεωρολογικός ιστός	-	

**Πίνακας 10.1** : Επεξήγηση συμβόλων του σχήματος 10.1

Τέλος, για να ευοδωθεί αυτή η μελέτη, θα πρέπει να υπολογιστεί η νέα ένταση τύρβης, όπως ορίστηκε στο κεφάλαιο 1, που θα δημιουργηθεί στην οροφή του κτιρίου. Η νέα συνολική διασπορά τύρβης θα πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση με 20% για τις εγκατεστημένες ανεμογεννήτριες. Οι υπολογισμοί για τις εντάσεις τύρβης θα πρέπει να γίνουν με τις ακόλουθες σχέσεις [4] κι αφού υπάρχουν δεδομένα αρκετών μηνών για την ταχύτητα και διακύμανση του ανέμου.

Ένταση τύρβης σε μία περιοχή :

$$I_T = \frac{\sigma_v}{\bar{v}_w} \quad (\%) \quad (10.1)$$

Συνολική τύρβη για εγκατάσταση πολλών ανεμογεννητριών :

$$I_{T,total} = \sqrt[m]{(1 - N \cdot p_w) \cdot I_T^m + p_w \cdot \sum_{i=1}^N I_{T,w_i}^m \cdot s_i} \quad (10.2)$$

Όπου,

- $N$ , ο αριθμός των γειτονικών ανεμογεννητριών ( $N=2$ )
- $m$ , εκθέτης Wohler που αφορά το υλικό των ανεμογεννητριών ( $m=3$  για μεταλλικές,  $m=1,2$  για ξύλινες)
- $p_w$ , πιθανότητα εμφάνισης ίχνους ανέμου πίσω από τη φτερωτή μίας ανεμογεννήτριας (συνήθως  $p_w=0,06$ )
- $I_{T,w}$ , η μέγιστη τύρβη που οφείλεται σε μία ανεμογεννήτρια :

$$I_{T,w_i} = \sqrt{\frac{1}{(1,5+0,3 \cdot s_i \sqrt{v})^2} + I_T^2} \quad (10.3)$$

- $s_i = \frac{x_i}{D}$
- $v$ , η ταχύτητα του ανέμου
- $x_i$ , η απόσταση μίας ανεμογεννήτριας από μία άλλη ανεμογεννήτρια
- $D$ , η διάμετρος της φτερωτής μίας ανεμογεννήτριας

Σε περίπτωση που τα αποτελέσματα δεν είναι τα επιθυμητά, μπορεί να τοποθετηθεί μόνο η εμπορικής προέλευσης Whisper 1kW. Με αυτόν τον τρόπο, θα μπορεί να γίνει μία σύγκριση των δύο ανεμογεννητριών, αφού έχουν παραπλήσιες ονομαστικές τιμές ισχύος και διαμέτρους φτερωτών για να προκύψει το κατά πόσο διαφέρει μία ανεμογεννήτρια βιομηχανικής κατασκευής από μία κατασκευασμένη αποκλειστικά από ανθρώπινα χέρια.

Όπως γίνεται αντιληπτό, χρειάζονται μετρήσεις περισσότερων μηνών για να μπορεί να διαπιστωθεί το μέγεθος της δημιουργηθείσας τύρβης αλλά κι η κύρια κατεύθυνση του ανέμου. Αφού, οι ανεμογεννήτριες θα πρέπει να έχουν διάταξη τέτοια ώστε να εκμεταλλεύονται πλήρως την επικρατέστερη κατεύθυνση του ανέμου

χωρίς προκαλούμενες διαταραχές από τις άλλες ανεμογεννήτριες. Επομένως το σχέδιο του σχήματος 10.1 μπορεί να είναι διαφορετικό. Λαμβάνοντας υπόψη όλες τις προαναφερθείσες παραμέτρους, μπορεί να σχεδιαστεί μία βέλτιστη λύση για να πραγματοποιηθεί η εγκατάσταση κι η ορθή μέτρηση καμπύλης ισχύος περισσότερων ανεμογεννητριών στην οροφή του εν λόγω κτιρίου.

## 10.2 Βελτίωση του μετρητικού συστήματος καμπύλης ισχύος

Για τη βελτίωση της μετρητικής διάταξης αλλά και για τη μελέτη κι άλλων μεγεθών προτείνονται ορισμένες βελτιώσεις.

### 10.2.1 Εγκατάσταση δεύτερου ανεμομέτρου

Αρχικά, μπορεί να τοποθετηθεί και δεύτερο ανεμόμετρο στο ύψος του ανεμοδείκτη και αντιδιαμετρικά από αυτόν. Το δεύτερο ανεμόμετρο, όπως προτείνεται κι από το IEC standard, θα λειτουργεί ως ελεγκτής του πρώτου (control anemometer) για τη σωστή μέτρηση του ανέμου. Επιπλέον, θα είναι δυνατή η μέτρηση της τραχύτητας της περιοχής εγκατάστασης, σύμφωνα με τη σχέση του wind shear (Σχέση 1.11), επιλύοντας της ως προς τον εκθέτη Hellman, και της σχέσης υπολογισμού του εκθέτη Hellman ως προς το μήκος τραχύτητας (Σχέση 1.10):

$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{\bar{V}}{\bar{V}_{ref}}\right)}{\ln\left(\frac{H}{H_{ref}}\right)} \quad (10.4)$$

$$z_o = H_{ref} \cdot e^{\alpha} \quad (10.5)$$

Όπου,

- $H = 8,40 \text{ m}$
- $H_{ref} = 6,40 \text{ m}$
- $\bar{V}$ , η μέση ταχύτητα ανέμου που μετράει το πρώτο ανεμόμετρο
- $\bar{V}_{ref}$ , η μέση ταχύτητα ανέμου που μετράει το δεύτερο ανεμόμετρο

Προφανώς, ως αναφορά μπορεί να είναι και το πρώτο ανεμόμετρο.

### 10.2.2 Μέτρηση της γωνίας furling

Για την περαιτέρω μελέτη του παθητικού ελέγχου των πτερυγίων της υπάρχουσας ανεμογεννήτριας προτείνεται προσθήκη στο ήδη υπάρχον μετρητικό σύστημα, αισθητήρα μέτρησης της γωνίας furling που περιστρέφεται η ουρά της Α/Γ, ώστε να διαπιστωθεί πρακτικά και μαθηματικά η συμπεριφορά αυτού του συστήματος. Ζητούμενα είναι η εύρεση της σχέσης αυτής της γωνίας συναρτήσει του ανέμου, η ακριβής ταχύτητα εκκίνησης του furling  $V_i$ , η ακριβής ταχύτητα αποκοπής,

στην οποία το σύστημα μηδενίζει την ταχύτητα περιστροφής του δρομέα. αλλά κι ο χρόνος απόκρισης του.

Επιπλέον, μπορεί να αναπτυχθεί προσομοιωτικό μοντέλο του furling, βάσει των σχέσεων που αναπτύχθηκαν στο κεφάλαιο 4, το οποίο να επαληθεύεται όσο το δυνατόν καλύτερα από τις πραγματικές μετρήσεις. Με αυτόν τον τρόπο, θα καθίσταται δυνατός ο υπολογισμός κι η συμπεριφορά του furling σε οποιαδήποτε ανεμογεννήτρια τέτοιου είδους, ανάλογα με τις διάφορες διαστάσεις που τη χαρακτηρίζουν (επιφάνεια της φτερωτής και της ουράς, μήκος και βάρος της ουράς) κι ανάλογα με την ταχύτητα του ανέμου, αλλά και των ξαφνικών ριπών αυτού.

Επίσης, με τη μοντελοποίηση αυτή θα είναι δυνατή η αναβάθμιση της βελτιστοποίησης που έγινε στο κεφάλαιο 9, τροποποιώντας την καμπύλη ισχύος για ταχύτητες ανέμου μεγαλύτερες της ονομαστικής. Με αυτόν τον τρόπο, η εν λόγω βελτιστοποίηση θα ανταποκρίνεται σε πιο πραγματικά δεδομένα κι έτσι θα έχει και πιο σωστά αποτελέσματα.

### **10.2.3 Μέτρηση της παραγόμενης ισχύος στην είσοδο του αντιστροφέα**

Προτείνεται η εγκατάσταση επιπλέον αισθητήρων ηλεκτρικών μετρήσεων στη DC είσοδο του αντιστροφέα. Ένα από τα προβλήματα, όπως είδαμε στο κεφάλαιο 8, ήταν ο ανακριβής υπολογισμός της παραγόμενης ισχύος της Α/Γ, σε περιπτώσεις ενεργοποίησης του απορριπτικού φορτίου. Ως αποτέλεσμα ήταν η μέτρηση λόγω ταχυτήτων ακροπερυγίου που δεν ανταποκρίνονται στην πραγματική συμπεριφορά που ορίζει η χαρακτηριστική καμπύλη του αντιστροφέα, αφού ουσιαστικά μετρούταν η συνολική ισχύς ως άθροισμα της παραγόμενης ισχύος από την Α/Γ και την ισχύ που αναπτύσσονταν πάνω στις αντιστάσεις του dump load. Έτσι, κάθε φορά, που συνδεόταν στο κύκλωμα το απορριπτικό φορτίο, προέκυπταν αλλοιωμένα αποτελέσματα.

Με την εγκατάσταση αισθητήρων στην είσοδο του αντιστροφέα θα είναι δυνατή η ακριβής μέτρηση της παραγόμενης ισχύος από την Α/Γ, αλλά και η ισχύς που αναπτύσσεται λόγω dump load, όπως φαίνεται και στο σχήμα 4.3, αφαιρώντας ουσιαστικά από την ισχύ που μετράται στην έξοδο της Α/Γ την ισχύ στην είσοδο του αντιστροφέα. Επιπροσθέτως, θα είναι δυνατός κι ο καθορισμός του χρόνου απόκρισης του απορριπτικού φορτίου συναρτήσει των στροφών της Α/Γ. Τέλος, με αυτόν τον τρόπο, ίσως βελτιωθεί ελάχιστα η προκύπτουσα καμπύλη ισχύος, ενώ θα είναι δυνατό να διερευνηθεί με την παράλληλη εγκατάσταση του μετρητή γωνίας furling, η συσχέτιση κι η αλληλεπίδραση του μηχανικού και του ηλεκτρικού ελέγχου στην ταχύτητα περιστροφής του δρομέα.

### **10.2.4 Βελτίωση του συστήματος επεξεργασίας δεδομένων**

Ως τελευταία βελτίωση του μετρητικού συστήματος, συνίσταται η δημιουργία μίας πιο αυτοματοποιημένης διαδικασίας για την επεξεργασία των μετρούμενων δεδομένων. Προτείνεται η δημιουργία βάσης δεδομένων που να συνδέεται με το

πρόγραμμα καταγραφής του Labview για την αποθήκευση των συνολικών αποτελεσμάτων και την επεξεργασία αυτών ή η αναβάθμιση του ήδη υπάρχοντος προγράμματος σε Labview ώστε και να επεξεργάζεται, πέρα από το να καταγράφει, τα δεδομένα.

### **10.3 Συμπεράσματα**

Κατά τη διάρκεια αυτής της εργασίας μελετήθηκαν κυρίως οι μικρές ανεμογεννήτριες κι ο υπολογισμός της καμπύλης ισχύος και της αναμενόμενης ενεργειακής παραγωγής τους. Διαπιστώθηκε ότι οι μικρές ανεμογεννήτριες, με ονομαστικές τιμές μεγαλύτερες όμως από 800 - 1000 W, μπορούν να ανταποκριθούν σε ενεργειακές ανάγκες πολλών εφαρμογών και για αυτό κρίνεται απαραίτητο να υπάρξουν οι κατάλληλες συνθήκες και στη χώρα μας για την ανάπτυξή και την εδραίωση τους για την κάλυψη φορτίων οικιακών ή αγροτικών εφαρμογών. Επίσης, στα πλαίσια μικροδικτύων και παράλληλα με συστοιχίες φωτοβολταϊκών, θα μπορούσαν να τροφοδοτούν μικρούς οικισμούς και κωμοπόλεις ειδικά στη χώρα μας, που διαθέτει ισχυρό αιολικό δυναμικό και μεγάλης διάρκειας ηλιοφάνεια κατά τη διάρκεια ενός έτους. Για το λόγο αυτό θα πρέπει να υπάρξουν ευέλικτες νομοθετικές διατάξεις για την επένδυση σε αυτές, αλλά και μεγαλύτερη ενημέρωση του κόσμου για τα οικονομικά και οικολογικά οφέλη τους.

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ : ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ ΣΕ MATLAB

### ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α

**Επεξεργασία ημερήσιων δεδομένων από το μετρητικό σύστημα και υπολογισμός για όλα τα μεγέθη μέσω των όρων για διάστημα ενός λεπτού**

```
uiimport; % εισαγωγή του επιθυμητού αρχείου%
meas_number=size(data);
γ=1000;
q=1;
Resistance=0.35;
Radius=1.2;
for i=12:meas_number(1)
    Temperature(q)=data(i,3)/γ;
    Humidity(q)=(data(i,4)/100)/γ;
    Pressure(q)=data(i,5)/γ;
    VapourPressure(q)=0.000205*exp(0.0631846*(Temperature(q)+273));
    AirDensity(q)=(1/(Temperature(q)+273))*(Pressure(q)*100/287.05-
Humidity(q)*VapourPressure(q)*(1/287.05-1/461.5));
    if data(i,6)<1
        Windspeed(q,1)=data(i,6);
    else
        Windspeed(q,1)=data(i,6)/γ;
    end
    if data(i,8)<1
        Winddir(q)=data(i,8);
    else
        Winddir(q)=data(i,8)/γ;
    end
    if data(i,10)<1
        Current_R(q)=data(i,10);
    else
        Current_R(q)=data(i,10)/γ;
    end
    if data(i,11)<1
        Current_S(q)=data(i,11);
    else
        Current_S(q)=data(i,11)/γ;
    end
    if data(i,12)<1
        Current_T(q)=data(i,12);
    else
        Current_T(q)=data(i,12)/γ;
    end
    Mean_current(q)=(Current_R(q)+Current_S(q)+Current_T(q))/3;
    if Mean_current(q)<0.16
        Mean_current(q)=0;
    end
    RPM(q)=data(i,18)/γ;
```

```

if Mean_current(q)==0
    RPM(q)=0;
end
if data(i,13)<1
    Voltage_R(q)=data(i,13)+Resistance*Current_R(q);
else
    Voltage_R(q)=data(i,13)/y+Resistance*Current_R(q);
end
if data(i,14)<1
    Voltage_S(q)=data(i,14)+Resistance*Current_S(q);
else
    Voltage_S(q)=data(i,14)/y+Resistance*Current_S(q);
end
if data(i,15)<1
    Voltage_T(q)=data(i,15)+Resistance*Current_T(q);
else
    Voltage_T(q)=data(i,15)/y+Resistance*Current_T(q);
end
Mean_voltage(q)=(Voltage_R(q)+Voltage_S(q)+Voltage_T(q))/3;
Vdc(q)=1.35*3.5*Mean_voltage(q);
Power(q,1)=sqrt(3)*Mean_voltage(q)*Mean_current(q);
q=q+1;
end
data_1sec_per_1min=60;
data1min=floor(q/data_1sec_per_1min);
i=1;
k=1;
sectors=360/5;
while k<=data1min
    j=1;
    sumTemp=0;
    sumHum=0;
    sumPres=0;
    sumSpeed=0;
    sumDir=zeros(sectors);
    degrees=zeros(sectors);
    sumPower=0;
    sumCur=0;
    sumRPM=0;
    sumVdc=0;
    maxPower1min(k)=Power(i,1);
    minPower1min(k)=Power(i,1);
    while j<=60
        sumTemp=sumTemp+Temperature(i);
        sumHum=sumHum+Humidity(i);
        sumPres=sumPres+Pressure(i);
        sumSpeed=sumSpeed+Windspeed(i,1);
        if Winddir(i)==0
            sumDir(1)=sumDir(1)+1;
        else
            r=ceil(Winddir(i)/5);

```



```

    degrees(r)=degrees(r)+Winddir(i);
    sumDir(r)=sumDir(r)+1;
end
sumPower=sumPower+Power(i,1);
if Power(i,1)>maxPower1min(k)
    maxPower1min(k)=Power(i,1);
elseif Power(i,1)<minPower1min(k)
    minPower1min(k)=Power(i,1);
end
sumCur=sumCur+Mean_current(i);
sumRPM=sumRPM+RPM(i);
sumVdc=sumVdc+Vdc(i);
i=i+1;
j=j+1;
end
Temp1min(k,1)=sumTemp/data_1sec_per_1min;
Hum1min(k,1)=sumHum/data_1sec_per_1min;
Pres1min(k,1)=sumPres/data_1sec_per_1min;
Speed1min(k,1)=sumSpeed/data_1sec_per_1min;
max_sumDir=sumDir(1);
Dir1min(k,1)=degrees(1)/max_sumDir;
for r=2:sectors
    if sumDir(r)>max_sumDir
        max_sumDir=sumDir(r);
        Dir1min(k,1)=degrees(r)/max_sumDir;
    end
end
Power1min(k,1)=sumPower/data_1sec_per_1min;
StandardPowerDeviation1min(k,1)=maxPower1min(k)-minPower1min(k);
PowerTable1min(k,1)=Power1min(k,1);
PowerTable1min(k,2)=StandardPowerDeviation1min(k,1);
PowerTable1min(k,3)=maxPower1min(k);
PowerTable1min(k,4)=minPower1min(k);
VapourPressure1min(k,1)=0.0000205*exp(0.0631846*(Temp1min(k,1)+273));
AirDensity1min(k,1)=(1/(Temp1min(k,1)+273))*((Pres1min(k,1)*100/287.05)-
Hum1min(k,1)*VapourPressure1min(k,1)*((1/287.05)-(1/461.5)));
Current1min(k,1)=sumCur/data_1sec_per_1min;
Torque1min(k,1)=3*Current1min(k,1)+0.6597;
RPM1min(k,1)=sumRPM/data_1sec_per_1min;
wR1min(k,1)=2*pi()*RPM1min(k,1)/60;
Pw1min(k,1)=Torque1min(k,1)*wR1min(k,1);
cpR1min(k,1)=Pw1min(k,1)/(0.5*AirDensity1min(k,1)*pi()*Radius^2*Speed1min(k,1)^3);
lamda1min(k,1)=RPM1min(k,1)*2*pi()*Radius/(60*Speed1min(k,1));
Vdc1min(k,1)=sumVdc/data_1sec_per_1min;
k=k+1;
end

```

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β

### Πρόγραμμα επεξεργασίας των συνολικών δεδομένων από το μετρητικό σύστημα, υπολογισμού καμπύλης ισχύος κι αναμενόμενης ενεργειακής παραγωγής

```
uiimport;
meas_number=size(data);
Directionfrequency=zeros(8);
sumWindspeed=zeros(41,1);
sumPower=zeros(41,1);
data_sets=zeros(41,1);
sumcpR=zeros(31,1);
data_sets_lamda=zeros(31,1);
Vbin=0:0.5:20;
lamdabin=0:0.5:15;
airdensity_ref=1.225;
R=1.2;
for i=1:meas_number(1)
    Airdensity(i)=data(i,6);
    Direction(i)=data(i,9);
    if Direction(i)<=22.5 || Direction(i)>337.5 % Υπολογισμός διεύθυνσης του ανέμου και
διαχωρισμός σε 8 τομείς %
        j=1; % B %
    elseif Direction(i)<=67.5
        j=2; % BA %
    elseif Direction(i)<=112.5
        j=3; % A %
    elseif Direction(i)<=157.5
        j=4; % NA %
    elseif Direction(i)<=202.5
        j=5; % N %
    elseif Direction(i)<=247.5
        j=6; % NΔ %
    elseif Direction(i)<=292.5
        j=7; % NA %
    else
        j=8; % NA %
    end
    Directionfrequency(j)=Directionfrequency(j)+1;
    Windspeed(i)=data(i,1)*(Airdensity(i)/airdensity_ref)^(1/3);
    Power(i)=data(i,2)*(airdensity_ref/Airdensity(i));
    lamda(i)=data(i,7);
    cpR(i)=data(i,8);
    q=round(lamda(i)/0.5)+1;
    sumcpR(q,1)=sumcpR(q,1)+cpR(i);
    data_sets_lamda(q,1)=data_sets_lamda(q,1)+1;
    r=round(Windspeed(i)/0.5)+1;
    sumWindspeed(r,1)=sumWindspeed(r,1)+Windspeed(i);
    sumPower(r,1)=sumPower(r,1)+Power(i);
    data_sets(r,1)=data_sets(r,1)+1;
```

```

StandardDeviation(i)=data(i,3)*(airdensity_ref/Airdensity(i));
maxPower(i)=data(i,4)*(airdensity_ref/Airdensity(i));
minPower(i)=data(i,5)*(airdensity_ref/Airdensity(i));
end
for j=1:8
    Directionfrequency(j)=Directionfrequency(j)/meas_number(1);
end
Powerbin=zeros(41,1);
for r=1:41
    if data_sets(r,1)==0
        Powerbin(r,1);
    else
        Powerbin(r,1)=sumPower(r,1)/data_sets(r,1);
    end
    Vbinmean(r,1)=sumWindspeed(r,1)/data_sets(r,1);
    Cp(r,1)=Powerbin(r,1)/(0.5*airdensity_ref*pi()*R^2*Vbinmean(r,1)^3);
end
for q=1:31
    cpRbin(q,1)=sumcpR(q,1)/data_sets_lamda(q,1);
end
Sum_of_Power_deviationbin=zeros(41,1);
for i=1:meas_number(1)
    r=round(Windspeed(i)/0.5)+1;
    Sum_of_Power_deviationbin(r,1)=Sum_of_Power_deviationbin(r,1)+(Powerbin(r,1)-
Power(i))^2;
end
distribution_classes=8;
Vmean=4:11;
parameter_k=2;
for k=1:distribution_classes
    for r=1:41
        F(k,r)=1-exp(-1*(pi/4)*(Vbin(r)/Vmean(k))^parameter_k);
    end
end
for k=1:distribution_classes
    sinolo(1)=0;
    for r=2:41
        sinolo(r)=sinolo(r-1)+(Powerbin(r)+Powerbin(r-1))*0.5*(F(k,r)-F(k,r-1));
    end
    AEP(k)=8760/10^3*sinolo(r);
end
% Υπολογισμός αβεβαιοτήτων %
ud=0.001;
uT=2.3;
uB=1.54;
for r=2:41
    cV(r)=abs((Powerbin(r,1)-Powerbin(r-1,1))/(Vbin(r)-Vbin(r-1)));
end
for r=1:41
    if data_sets(r,1)<=1
        Power_deviationbin(r,1)=0;
    end
end

```

```

    uncertainty_A(r,1)=0;
else
    Power_deviationbin(r,1)=sqrt((1/(data_sets(r,1)-1))*Sum_of_Power_deviationbin(r,1));
    uncertainty_A(r,1)=Power_deviationbin(r,1)/sqrt(data_sets(r,1));
end
uP(r)=sqrt((0.00289*Powerbin(r,1))^2+(0.00462*Powerbin(r,1))^2);
uV(r)=sqrt(0.1^2+(0.072+0.0072*Vbin(r))^2+(0.01*Vbin(r))^2+(0.03*Vbin(r))^2+(ud*30)^2);
cT(r)=0.001*Powerbin(r,1)/288.15;
cB(r)=0.001*Powerbin(r,1)/1013;
uncertainty_B(r,1)=sqrt(uP(r)^2+(cV(r)*uV(r))^2+(cT(r)*uT)^2+(cB(r)*uB)^2);
combined_uncertainty(r,1)=sqrt((uncertainty_A(r,1))^2+(uncertainty_B(r,1))^2);
end
for k=1:distribution_classes
    f(k,1)=0;
    for r=2:40
        f(k,r)=((F(k,r+1)-F(k,r))+(F(k,r)-F(k,r-1)))/2;
    end
end
for k=1:distribution_classes
    Sum_uncertainty_A(k)=0;
    Sum_uncertainty_B(k)=0;
    for r=1:40
        Sum_uncertainty_A(k)=Sum_uncertainty_A(k)+(f(k,r)*uncertainty_A(r,1))^2;
        Sum_uncertainty_B(k)=Sum_uncertainty_B(k)+f(k,r)*uncertainty_B(r,1);
    end
end
uncertainty_AEP(k,1)=8760/1000*sqrt(Sum_uncertainty_A(k)+(Sum_uncertainty_B(k))^2); %
σ€ kWh %
percentage_of_uncertainty_AEP(k,1)=uncertainty_AEP(k,1)/AEP(k);
end

```

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

### Βελτιστοποίηση του κόστους παραγωγής ενέργειας για εφαρμογές χαμηλού κόστους

```
v=0:0.1:20;
γ=20/0.1+1;
v_bin=0:0.5:20;
γ_bin=20/0.5+1;
ρ=1.225;
cpmax=0.35;
Vcutin=3;
Vnom=10;
Vcutout=20;
Radius=0.5:0.05:3;
radius_classes=51;
Pgen=[213.4 480.1 853.4 1333.5 1920.2 2613.6];
n=0.88;
gen_number=6;
gen_radius=[0.6 0.9 1.2 1.5 1.8 2.1]; % ακτίνες αναφοράς %
gen_cost=[140 200 345 415 615 675];
Pin_max_inverter=[1050 1400 2100 2500 3100]; % SMA Windy Boy Pin,max (W) %
inverter_cost=[985 1165 1529 1665 1810];
dump_load_cost=1245;
for i=1:6
    j=5;
    while (j>=1) && (Pgen(i)<=Pin_max_inverter(j))
        inverter_choice(i)=inverter_cost(j);
        j=j-1;
    end
end
for w=1:gen_number
    for j=1:radius_classes %υπολογισμός νέας ονομαστικής ταχύτητας ανέμου ανάλογα με
    την ακτίνα της φτερωτής%
        Vnom_new(j,w)=((gen_radius(w)^2/(Radius(j))^2)*Vnom^3)^(1/3);
        Vw=0;
        delta=0.1;
        if (Vnom_new(j,w)>=7) && ((Vnom_new(j,w)<=11))
            R_active(j,w)=1;
            for i=1:γ %υπολογισμός καμπύλης ισχύος%
                if Vw<Vcutin
                    Power(j,i,w)=0;
                elseif (Vw>=Vcutin) && (Vw<Vnom_new(j,w))
                    Power(j,i,w)=n*0.5*ρ*π*Radius(j)^2*cpmax*Vw^3;
                elseif (Vw>=Vnom_new(j,w)) && (Vw<Vcutout)
                    Power(j,i,w)=n*0.5*ρ*π*Radius(j)^2*cpmax*Vw^3;
                while (Power(j,i,w)>(Pgen(w)/n)) || (Power(j,i,w)>Power(j,i-1,w))
                    rad=delta*π/180;
                    Power(j,i,w)=n*0.5*ρ*π*Radius(j)^2*cpmax*(Vw*cos(rad))^3;
                    if (Power(j,i,w)>(Pgen(w)/n)) || (Power(j,i,w)>Power(j,i-1,w))
                        delta=delta+0.2;
                    end
                end
            end
        end
    end
end
```

```

        end
    end
    else
        Power(j,i,w)=0;
    end
    Vw=Vw+0.1;
end
end
end
for w=1:gen_number % δημιουργία bin διαστήματος 0,5 m/s %
    for j=1:radius_classes
        Vw=0;
        i=1;
        q=1;
        while i<=y
            if Vw<Vcutin
                Power_bin(j,q,w)=0;
                q=q+1;
                i=i+5;
                Vw=Vw+0.5;
            elseif Vw==Vcutin
                Power_bin(j,q,w)=(Power(j,i,w)+Power(j,i+1,w)+Power(j,i+2,w))/3;
                q=q+1;
                i=i+5;
                Vw=Vw+0.5;
            elseif Vw==20;
                Power_bin(j,q,w)=(Power(j,i,w)+Power(j,i-1,w)+Power(j,i-2,w))/3;
                i=y+1;
            else
                Power_bin(j,q,w)=(Power(j,i-2,w)+Power(j,i-1,w)+Power(j,i,w)+Power(j,i+1,w)+Power(j,i+2,w))/5;
                q=q+1;
                i=i+5;
                Vw=Vw+0.5;
            end
        end
    end
end
end
Height=6:0.5:30; % ύψη ανύψωσης %
height_classes=49;
Vmean_10m=[4 3.55 2.93 2.75 2.55 2.28 2.00 1.66 1.30
5 4.44 3.66 3.43 3.18 2.85 2.50 2.08 1.63
6 5.33 4.44 4.12 3.82 3.42 3.00 2.50 1.95
7 6.22 5.13 4.80 4.46 3.99 3.50 2.92 2.28
8 7.10 5.86 5.49 5.09 4.56 4.00 3.33 2.60
9 7.99 6.59 6.18 5.73 5.13 4.50 3.75 2.93
10 8.88 7.33 6.86 6.37 5.70 5.00 4.16 3.25
11 9.77 8.06 7.55 7.00 6.26 5.50 4.58 3.58];
distribution_classes=8;
zo=[0.0002 0.0024 0.03 0.055 0.1 0.2 0.4 0.8 1.6];

```

```

roughness_classes=9;
Href=10;
for i=1:roughness_classes
    a(i)=1/log(Href/zo(i)); % πίνακας με τιμές της εντάσεως τύρβης - Hellman's exponent %
end
Vmean=zeros(height_classes,roughness_classes,distribution_classes); % μέσες ταχύτητες για
τα διαφορετικά ύψη, ανάλογα με το μήκος τραχύτητας και την κατανομή ανέμου,
θεωρώντας ως αναφορά τα 10 m και το επίπεδο της θάλασσας, zo=0,0002%
for i=1:height_classes
    for j=1:roughness_classes
        for w=1:distribution_classes
            Vmean(i,j,w)=Vmean_10m(w,j)*((Height(i)/Href)^a(j));
        end
    end
end
parameter_k=2;
v_weibull=0:0.1:20;
y_weibull=20/0.1+1;
for j=1:distribution_classes
    Vw=0.1;
    parameter_c(j)=0.89*Vmean_10m(j,1);
    f(j,1)=0;
    for i=2:y_weibull
        f(j,i)=(parameter_k/parameter_c(j))*((Vw/parameter_c(j))^(parameter_k-1))*(exp(-
1*((Vw/parameter_c(j))^parameter_k)));
        Vw=Vw+0.1;
    end
    Vw=0.5;
    F(j,1)=0;
    for i=2:y_bin
        F(j,i)=1-exp(-1*(pi/4)*(Vw/Vmean_10m(j,1))^parameter_k);
        Vw=Vw+0.5;
    end
end
Wnew=zeros(roughness_classes,y,distribution_classes,height_classes);
for q=1:height_classes
    for i=1:distribution_classes
        for j=1:roughness_classes
            Vw=0.5;
            Wnew(j,1,i,q)=0;
            for w=2:y_bin
                fnew(j,w,i,q)=(parameter_k/Vw)*((Vw/Vmean(q,j,i))^parameter_k)*(exp(-
1*((Vw/Vmean(q,j,i))^parameter_k)));
                Fnew(j,w,i,q)=1-exp(-1*(pi/4)*(Vw/Vmean(q,j,i))^parameter_k);
                Vw=Vw+0.5;
            end
        end
    end
end
for u=1:gen_number %υπολογισμός annual energy yield %
    for k=1:radius_classes

```

```

for q=1:height_classes
    for i=1:distribution_classes
        for j=1:roughness_classes
            sunolo(1)=0;
            if R_active(k,u)==0
                AEP(q,k,j,i,u)=0;
                CapFactor(q,k,j,i,u)=0;
            else
                for w=2:y_bin
                    sunolo(w)=sunolo(w-1)+(Power_bin(k,w,u)+Power_bin(k,w-
1,u))*0.5*(Fnew(j,w,i,q)-Fnew(j,w-1,i,q));
                end
                AEP(q,k,j,i,u)=(8760/10^6)*sunolo(y_bin); % σε MWh %
                CapFactor(q,k,j,i,u)=AEP(q,k,j,i,u)*10^6/(Pgen(u)*8760);
            end
        end
    end
end
end
end
for i=1:height_classes
    for w=1:radius_classes
        sxoinia(i,w)=sqrt(2*(Height(i)-Radius(w))^2);
        sinoliko_mikos_sirmatosxoinwn(i,w)=4*sxoinia(i,w);
        k=mod(Height(i),6);
        if k<=3
            number_of_wireropes(i)=floor(Height(i)/6);
            k=number_of_wireropes(i);
        else
            number_of_wireropes(i)=ceil(Height(i)/6);
            k=number_of_wireropes(i);
        end
        for j=1:(k-1)
            mikos=sqrt((Height(i)-Radius(w))^2+(6*j)^2);
            sinoliko_mikos_sirmatosxoinwn(i,w)=sinoliko_mikos_sirmatosxoinwn(i,w)+4*mikos;
        end
    end
end
end
Ct=1;
for i=1:radius_classes
    angle_Beta(i)=atan(2*Radius(i)/3/(Radius(i)/6)/7)*(180/pi)-4;
    chord(i)=1.4*Radius(i)^2/((Radius(i)/6)*cos(angle_Beta(i)/57.3)^2)/(7^2*3*0.8);
    width(i)=cos(angle_Beta(i)/57.3)*chord(i);
    height(i)=sin(angle_Beta(i)/57.3)*chord(i);
    ogkos_ksilou(i)=Radius(i)*height(i)*width(i);
    thrust(i)=0.5*p*pi*Radius(i)^2*40^2*Ct/10; %υπολογισμός thrust για 40 m/s (max
thrust), σε kgr %
    wirerope_tendency(i)=thrust(i)*cos(45*pi/180);
    ogkos_betou(i)=wirerope_tendency(i)/2400; %μετατροπή των kgr σε κυβικά μέτρα %
end
end

```



```

breaking_loads=[885 1380 1990 3540 5530 7970 10800 14200]; %breaking load = 5* thrust
%
times_sirmatosxoinwn=[(0.075*4) (0.09*3.5) (0.13*3.3) (0.25*3.3) (0.35*3.2) (0.5*2.4)
(0.7*2.4) (0.9*2.4)]; % 4,2mm 5mm 6mm 8mm 10mm 12mm 14mm 16mm %
times_entatirwn=[0.4 0.4 1.0 1.0 1.6 1.6 2.0 2.0]; % αντίστοιχα συρματόσχοινα %
times_sfigktirwn=[0.06 0.06 0.08 0.11 0.13 0.15 0.17 0.19];% αντίστοιχα συρματόσχοινα %
diametroi_swlinwn=[48.3 60.3 73.6 88.9 101.0 114.3 165.1]; % ανάλογα με τη διάμετρο της
φτερωτής , τιμές σε mm %
times_swlinwn=[6.38 8.61 10.88 14.19 16.67 20.26 33.66]; % αντίστοιχες τιμές προς τις
διαμέτρους σωλήνων %
timi_betou=126.4;
timi_ksilou=550;
FPA=1.23;
for i=1:radius_classes
    diameter(i)=Radius(i)*2;
end
for i=1:radius_classes
    if diameter(i)<=1.5 % επιλογή διαμέτρου σωλήνας βάσει της διαμέτρου της φτερωτής%
        code(i)=1;
    elseif diameter(i)<=2.1
        code(i)=2;
    elseif diameter(i)<=2.7
        code(i)=2;
    elseif diameter(i)<=3.3
        code(i)=3;
    elseif diameter(i)<=3.9
        code(i)=4;
    elseif diameter(i)<=4.5
        code(i)=5;
    elseif diameter(i)<=5.1
        code(i)=6;
    else
        code(i)=7;
    end
    j=8;
    while (j>=1) && ((wirerope_tendency(i)*5)<=breaking_loads(j)) %επιλογή διαμέτρου
συρματόσχοινων βάσει του φορτίου αντοχής%
        choice_of_wire=times_sirmatosxoinwn(j);
        choice_of_turnbuckle=times_entatirwn(j);
        choice_of_rop_grip=times_sfigktirwn(j);
        j=j-1;
    end
    for w=1:height_classes
        for u=1:gen_number

cost(w,i,u)=(sinoliko_mikos_sirmatosxoinwn(w,i)*choice_of_wire+choice_of_turnbuckle*4*
number_of_wireropes(w)+choice_of_rop_grip*12*number_of_wireropes(w)+Height(w)*ti
mes_swlinwn(code(i))+3*ogkos_ksilou(i)*timi_ksilou+(4*ogkos_betou(i)+0.05*ogkos_betou(
i))*timi_betou)*FPA+gen_cost(u);
        total_cost(w,i,u)=cost(w,i,u)+inverter_choice(u)+dump_load_cost;
        end
end

```

```

end
end
for k=1:radius_classes
    for q=1:height_classes
        for i=1:distribution_classes
            for j=1:roughness_classes
                for u=1:gen_number
                    production_cost(q,k,j,i,u)=cost(q,k,u)/(AEP(q,k,j,i,u)*10^3); %σε kWh/€ %
                    total_production_cost(q,k,j,i,u)=total_cost(q,k,u)/(AEP(q,k,j,i,u)*10^3); %σε
kWh/€%
                end
            end
        end
    end
end
end
for i=1:distribution_classes
    for j=1:roughness_classes
        for u=1:gen_number
            best_production_combo(i,j,u)=10^12; % πολύ μεγάλο όριο σε σχέση τα
αναμενόμενα κόστη παραγωγής, ώστε να λειτουργήσει ο βρόγχος %
            best_total_production_combo(i,j,u)=10^12;
            for k=1:radius_classes
                for q=1:height_classes
                    if production_cost(q,k,j,i,u)<=best_production_combo(i,j,u)
                        best_production_combo(i,j,u)=production_cost(q,k,j,i,u);
                        best_production_height(i,j,u)=Height(q);
                        best_production_radius(i,j,u)=Radius(k);
                    end
                    if total_production_cost(q,k,j,i,u)<=best_total_production_combo(i,j,u)
                        best_total_production_combo(i,j,u)=total_production_cost(q,k,j,i,u);
                        best_total_production_height(i,j,u)=Height(q);
                        best_total_production_radius(i,j,u)=Radius(k);
                    end
                end
            end
        end
    end
end
end
for i=1:distribution_classes
    for j=1:roughness_classes
        for u=1:gen_number
            for k=1:radius_classes
                for q=1:height_classes
                    if total_production_cost(q,k,j,i,u)==best_total_production_combo(i,j,u)
                        t=1;
                        NPV(i,j,u)=(AEP(q,k,j,i,u)*10^3*0.25-(total_cost(q,k,u)*0.02))/((1+0.08)^t)-
total_cost(q,k,u);
                        while (NPV(i,j,u)<0) && (t<=20)
                            t=t+1;
                            NPV(i,j,u)=NPV(i,j,u)+(AEP(q,k,j,i,u)*10^3*0.25-
(total_cost(q,k,u)*0.02))/((1+0.08)^t);

```

```
end
N(i,j,u)=t;
end
end
end
end
end
end
```

## ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1]: Eric Hau, *Wind Turbines : Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, Springer, 2006
- [2]: Γ. Μπεργελές, *Ανεμοκινητήρες*, Εκδόσεις Συμεών, 2005
- [3]: Σταύρος Παπαθανασίου, *Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Σημειώσεις παραδόσεων*, ΕΜΠ 2008
- [4]: *Guidelines for Design of Wind Turbines* , DNV/Risø
- [5]: T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*, John Wiley & Sons, 2008
- [6]: *Wind turbines – Part 12-1:Power performance measurements of electricity producing wind turbines* , IEC 61400-12-1, First edition : 2005-12
- [7]: Home of the small wind turbines (Διαδικτυακό) Διαθέσιμο: <http://www.allsmallwindturbines.com/>
- [8]: K. Christensen, *Catalogue of Small Wind Turbines*, Nordic Folk center for Renewable Energy,2009
- [9]: <http://www.anemogennitria.gr/>
- [10]:K. Syngellakis, *Small wind turbine technologies*, IT Power, 2006
- [11]: Σ. Παπαευθυμίου, Ε. Καραμάνου, Σ. Παπαθανασίου, Μ. Παπαδόπουλος, *Αρχές Διαχείρισης Υβριδικών Σταθμών: Εφαρμογή στο Σύστημα της Ικαρίας*, 2010
- [12]: Π. Μουτάφης, *Κάλυψη της ζήτησης ενέργειας και νερού με αιολική ενέργεια και αφαλάτωση στη νήσο Σίκινο*, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, 2008
- [13]: J. Cace, E. ter Horst, K. Syngellakis, M. Niel, P. Clement, R Heppener, E Peirano, *Urban wind turbines: guidelines for small wind turbines in the built environment*, Wineur, 2007
- [14]: Μετεωρολογικός σταθμός ΙΤΙΑ, Πολυτεχνειούπολη Ζωγράφου, (Διαδικτυακό) Διαθέσιμο:<http://www.meteo.ntua.gr/>
- [15]: Danish wind industry association (Διαδικτυακό) Διαθέσιμο : <http://www.windpower.org/>
- [16]: *Computational micromechanical analysis of the strength of timber used for wind turbine blades*, H. Qing, L. Mishnaevsky Jr., Risø National Laboratory for Sustainable Energy, Technical University of Denmark

- [17]: *Wind Energy. Materials Challenges now and in future*, P. Brøndsted, Risø National Laboratory for Sustainable Energy, Technical University of Denmark
- [18]: *Fracture, hardness and fatigue testing of wood: KAPEG experience*, R. Sharma<sup>1</sup>, R. Sinha<sup>1</sup>, P. Acharya<sup>1</sup>, L. Mishnaevsky Jr., P. Freere, KAPEG
- [19]: *Performance of Hand Carved Timber Blades on a Small Wind Turbine*, P.D. Clausen<sup>1</sup>, P. Freere, P. Peterson, S.V.R. Wilson, D.H. Wood, University of Newcastle
- [20]: *Selection of materials for wind turbines blades*, P. Brøndsted, Risø DTU
- [21]: *Analysis of the Passive Yaw Mechanism of Small Horizontal - Axis Wind Turbines*, W. Cui, X. Liu, F. Yu, J. Whitty, University of Central Lancashire
- [22]: *A wind turbine recipe book*, H. Piggott, Scoraig, 2009
- [23]: *A Permanent Magnet Generator for Small Scale Wind and Water Turbines*, J.R. Bumby, N. Stannard, J. Dominy, N. McLeod, Durham University, 2008
- [24]: *A Power Electronic Controlled Dump Load with Negligible Harmonics for Accurate Loading Used in Testing Small Wind Turbines*, C. Klumpner, A. Baydu, D. Hann, University of Nottingham
- [25]: *Small Wind Turbine Testing Results from the National Renewable Energy Laboratory*, A. Bowen, A. Huskey, H. Link, K. Sinclair, T. Forsyth, D. Jager, J. van Dam, J. Smith, NREL 2010
- [26]: *Certification Testing for Small Wind Turbines*, D. Corbus, H. Link, S. Butterfield, C. Stork, C. Newcomb, T. Sasseen, NREL 1999
- [27]: ΚΑΠΕ, (Διαδικτυακό) διαθέσιμο : <http://www.cres.gr/services>
- [28]: *aeroSmart5 - THE NEW GENERATION OF SMALL WIND ENERGY CONVERTERS*, S. Siegfriedsen, SWEC
- [29]: *Προδιαγραφές μικρών ανεμογεννητριών για αυτόνομα ενεργειακά συστήματα*, Κ.Γ. Κονταξάκης, Δ.Γ. Χρηστάκης, Ε.Ι. Τζανάκη, Ι.Ι. Πατρουδάκης, Μ. Σερπετσιδάκης, Εργαστήριο Αιολικής Ενέργειας και Σύνθεσης Ενεργειακών Συστημάτων, ΑΤΕΙ Κρήτης
- [30]: *Performance and Safety Standard*, British Wind Energy Association, 2007
- [31]: Γ.Π. Μητανίδης, *Δοκιμές στην αεροσήραγα σε περύγια και δρομέα ανεμογεννήτριας*, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, 2010
- [32]: Κοτσαμπόπουλος Χ. Παναγιώτης, *Μελέτη, κατασκευή και προσομοίωση της λειτουργίας μικρής ανεμογεννήτριας αξονικής ροής*, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, 2010
- [33]: *How to build a wind turbine*, Hugh Piggot, 2005

- [34]: *A wind turbine recipe book*, H. Piggott, Scoraig, 2009
- [35]: *Κατασκευή μικρής ανεμογεννήτριας και προσομοίωση της διασύνδεσής της σε μικροδίκτυο αγροτικής εφαρμογής*, Κυριάκος Δ. Παντζίρης, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, 2010
- [36]: Άρθρο 5 του Σχεδίου Νόμου «Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής», [Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας & Κλιματικής Αλλαγής](#)
- [37]: *European Wind Atlas*, I. Troen, E. Lundtang Petersen, [Risoe National Laboratory](#)
- [38]: SMA HELLAS, (Διαδικτυακό) Διαθέσιμο : <http://www.sma-hellas.com/>
- [39]: *Power and Energy Analysis of Commercial Small Wind Turbine Systems* , Nikola Milivojevic, Igor Stamenkovic, Nigel Schofield, IEEE
- [40]: Danish wind industry association (Διαδικτυακό) Διαθέσιμο : <http://www.windpower.org/>
- [41]: *Windpower Workshop : Building Your Own Wind Turbine*, H. Piggott, Centre for Alternative Technology Publications, 2000