



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ  
ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ  
ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

# **Επίδραση της Μεταβλητότητας του Αιολικού Δυναμικού στην Ενεργειακή Απόδοση Ανεμογεννήτριας Οριζόντιου Άξονα**

---

Διπλωματική Εργασία

Παπαντωνίου Ελευθερία

Παρασκευοπούλου Ελισάβετ

Επιβλέπων: Σταπουντζής Ερρίκος, Καθηγητής

Βόλος, Ιούλιος 2018

**Επίδραση της Μεταβλητότητας του Αιολικού  
Δυναμικού στην Ενεργειακή Απόδοση  
Ανεμογεννήτριας Οριζόντιου Άξονα**

---

Διπλωματική Εργασία

Παπαντωνίου Ελευθερία

Παρασκευοπούλου Ελισάβετ

Επιβλέπων: Σταπουντζής Ερρίκος, Καθηγητής

Βόλος, Ιούλιος 2018

© Copyright 2018, Papantoniou Eleftheria,  
Paraskevopoulou Elisavet





Εγκρίθηκε από τα Μέλη της Τριμελούς Εξεταστικής Επιτροπής

Πρώτος Εξεταστής

Σταπουντζής Ερρίκος

(Επιβλέπων)

Καθηγητής, Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών,  
Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

Δεύτερος Εξεταστής

Χαραλάμπους Γεώργιος

Επίκουρος Καθηγητής, Τμήμα Μηχανολόγων  
Μηχανικών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

Τρίτος Εξεταστής

Χασιώτης Νικόλαος

Δρ. Μεταλλουργός Μηχανικός, Τμήμα Μηχανολόγων  
Μηχανικών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας



## Περίληψη

Στην παρούσα διπλωματική εργασία, γίνεται μελέτη της επίδρασης της μεταβλητότητας του ανέμου (ταχύτητας και κατεύθυνσης) για την ενεργειακή απόδοση ανεμογεννητριών οριζόντιου άξονα.

Αρχικά, πραγματοποιείται η στατιστική ανάλυση των ανεμολογικών δεδομένων με την χρήση λογισμικού ανάλυσης δεδομένων και γραφημάτων. Γίνεται επιλογή ανεμογεννητριών και επεξεργασία των χαρακτηριστικών τους για την μελέτη των αποτελεσμάτων ενέργειας.

Έπειτα, αναπτύσσεται ένα θεωρητικό μοντέλο, όπου με κριτήριο την αλλαγή της ταχύτητας του ανέμου, υπολογίζεται η ετήσια κερδιζόμενη ενέργεια κάθε ανεμογεννήτριας για διαφορετικές περιοχές.

Στην συνέχεια, με την χρήση υπολογιστικού κώδικα, ο οποίος λαμβάνει υπ' όψιν του την μεταβλητότητα της ταχύτητας και της κατεύθυνσης του ανέμου, υπολογίζεται η ετήσια παραγόμενη ενέργεια ανεμογεννήτριας. Από τα αποτελέσματα, αποφασίζεται η περιστροφή της ατράκτου της ανεμογεννήτριας, η στρέψη της οποίας βασίζεται σε κριτήρια σεναρίων, διαφορετικών τιμών γωνιακής ταχύτητας.

Τέλος, για την εύρεση της καλύτερης απόδοσης των ανεμογεννητριών και τη διεξαγωγή των συμπερασμάτων γίνεται η σύγκριση των σεναρίων ανάλογα με τα αποτελέσματα της ενέργειας.

## Abstract

In this diploma thesis, it is studied the effect of wind variability (wind speed and wind direction) on energy efficiency of horizontal axis wind turbines.

Initially, for this analysis it is presented the processing of wind data via software of data and graph analysis. Characteristics of wind turbines are selected in order to study energy outcomes.

Then, a theoretical model estimates the annual wind energy in relation to the yawing of the wind turbine with respect to the speed and wind direction for different regions.

Following, using the computational code, which takes into account the variability of wind speed and direction of the wind, the annual wind turbine energy is calculated. From the results, it is decided to rotate the wind turbine nacelle, the torsion is based on the criteria for scenarios, for different angular acceleration values.

Finally, in order to find the best wind turbine efficiency for both theoretical and computational method, it is possible to compare the results for different scenarios.





## Ευχαριστίες

Θα θέλαμε να ευχαριστήσουμε τον καθηγητή κ. Ερρίκο Σταπουντζή, επιβλέποντα της παρούσας διπλωματικής εργασίας, για την συνεχή καθοδήγηση του καθ' όλη την διάρκεια εκπόνησης της μελέτης αυτής, για την στήριξή του και για τις πολύτιμες επιστημονικές συμβουλές του.

Επίσης, θα θέλαμε να ευχαριστήσουμε τα μέλη της Εξεταστικής Επιτροπής, τον Επίκουρο Καθηγητή κ. Χαραλάμπους Γεώργιο και τον Δρ. Μεταλλουργό Μηχανικό κ. Χασιώτη Νικόλαο.

Τέλος, ευχαριστούμε τις οικογένειές μας και τους φίλους μας για την συνεχή στήριξη τους, καθ' όλη την διάρκεια των σπουδών μας.



## Περιεχόμενα

## Σελίδα

Περίληψη.....	viii
Abstract .....	viii
Ευχαριστίες.....	x
Πίνακας Συμβόλων.....	1
Λατινικοί χαρακτήρες.....	1
Ελληνικοί χαρακτήρες .....	2
Κεφάλαιο 1 – Εισαγωγή .....	3
Κεφάλαιο 2 – Βιβλιογραφική Ανασκόπηση .....	5
2.1 Χαρακτηριστικά ανεμογεννήτριας.....	5
2.1.1 Βασικά μέρη ανεμογεννήτριας οριζόντιου άξονα .....	5
2.1.2 Χαρακτηριστική καμπύλη ανεμογεννήτριας.....	6
2.1.3 Μέση παραγόμενη ισχύς και ενέργεια ανεμογεννήτριας .....	7
2.1.4 Συντελεστής απόδοσης ανεμογεννήτριας .....	8
2.2 Σύστημα προσανατολισμού ή εκτροπής ( <i>Yaw system</i> ) .....	8
2.2.1 Λειτουργία συστήματος προσανατολισμού .....	8
2.2.2 Απώλειες λειτουργίας συστήματος προσανατολισμού .....	9
Σφάλμα εκτροπής ( <i>Yaw error</i> ).....	9
Απώλειες Ενέργειας λόγω έναρξης λειτουργίας.....	10
2.2.3 Μοντελοποίηση του δακτυλίου περιστροφής ( <i>Gear ring</i> ) .....	10
2.3 Χαρακτηριστικά Αιολικού Δυναμικού.....	11
2.3.1 Στατιστική ανάλυση ταχύτητας ανέμου – Κατανομή <i>Weibull</i> .....	12
2.3.2 Στατιστική ανάλυση μεταβλητότητας ανέμου - Ανεμόροδο .....	13
2.3.3 Ταχύς Μετασχηματισμός Fourier-Fast Fourier Transformation-FFT .....	14
Κεφάλαιο 3 - Ανεμολογικά στοιχεία και η επεξεργασία τους .....	16
3.1 Τίτλος και μορφή ανεμολογικών αρχείων ( <i>wind file</i> ) .....	16
3.2 Αποκατάσταση ανεμολογικών δεδομένων ( <i>wind data</i> ) .....	18
3.3 Στατιστική ανάλυση.....	20
3.3.1 Διαγράμματα $u-t$ και $\phi-t$ .....	21
Διάγραμμα $u-t$ και $\phi-t$ για την περιοχή του Aarhus με βάση τις μετρήσεις 1 ώρας του έτους 2016 (8760 ώρες) .....	23
Διάγραμμα $u-t$ και $\phi-t$ για την περιοχή του Aberdeen με βάση τις μετρήσεις 1 ώρας του έτους 2017 (8760 ώρες) .....	24
Διάγραμμα $u-t$ και $\phi-t$ για την περιοχή της Northern-Ireland με βάση τις μετρήσεις 1 ώρας του έτους 2013 (8760 ώρες) .....	24

Διάγραμμα u-t και phi-t για την περιοχή της Kw με βάση τις μετρήσεις 30 λεπτών της περιόδου Ιανουάριος – Οκτώβριος 2017 (7065 ώρες) .....	25
Διάγραμμα u-t και phi-t για την περιοχή της Λήμνου με βάση τις μετρήσεις 30 λεπτών του έτους 2017 (5669 ώρες) .....	26
Διάγραμμα u-t και phi-t για την περιοχή της Καρπάθου με βάση τις μετρήσεις 30 λεπτών της περιόδου Ιανουάριος – Οκτώβριος 2017 (5257 ώρες) .....	26
Διάγραμμα u-t και phi-t για την περιοχή του Ames με βάση τις μετρήσεις 1 λεπτού του έτους 2017 (6958 ώρες) .....	27
Διάγραμμα u-t και phi-t για την περιοχή της Ottumwa με βάση τις μετρήσεις 1 λεπτού του έτους 2017 (6922 ώρες) .....	28
Διάγραμμα u-t και phi-t για την περιοχή του Waterloo με βάση τις μετρήσεις 1 λεπτού του έτους 2017 (7028 ώρες) .....	28
3.3.2 Ανεμόροδα ( <i>Wind roses</i> ) .....	29
Ανεμόροδο για την περιοχή του Aarhus με βάση τις μετρήσεις 1 ώρας του έτους 2016 (8760 ώρες) .....	31
Ανεμόροδο για την περιοχή του Aberdeen με βάση τις μετρήσεις 1 ώρας του έτους 2017 (8760 ώρες) .....	31
Ανεμόροδο για την περιοχή της Northern-Ireland με βάση τις μετρήσεις 1 ώρας του έτους 2013 (8760 ώρες) .....	32
Ανεμόροδο για την περιοχή της Kw με βάση τις μετρήσεις 30 λεπτών της περιόδου Ιανουάριος – Οκτώβριος 2017 (7065 ώρες) .....	33
Ανεμόροδο για την περιοχή της Λήμνου με βάση τις μετρήσεις 30 λεπτών του έτους 2017 (5669 ώρες) .....	34
Ανεμόροδο για την περιοχή της Καρπάθου με βάση τις μετρήσεις 30 λεπτών της περιόδου Ιανουάριος – Οκτώβριος 2017 (5257 ώρες) .....	34
Ανεμόροδο για την περιοχή του Ames με βάση τις μετρήσεις 1 λεπτού του έτους 2017 (6958 ώρες) .....	35
Ανεμόροδο για την περιοχή του Waterloo με βάση τις μετρήσεις 1 λεπτού του έτους 2017 (7028 ώρες) .....	36
3.3.3 Κατανομή <i>Weibull</i> .....	37
Διαδικασία κατασκευής καμπύλης συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας $f(u)$ κατανομής <i>Weibull</i> .....	37
Διαδικασία κατασκευής καμπύλης αθροιστικής συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας $F(u)$ κατανομής <i>Weibull</i> .....	45
Διαδικασίας κατασκευής καμπύλης διάρκειας ανέμου .....	46
Κατανομή <i>Weibull</i> για την περιοχή του Aarhus με βάση τις μετρήσεις 1 ώρας του έτους 2016 (8760 ώρες) .....	47
Κατανομή <i>Weibull</i> για την περιοχή του Aberdeen με βάση τις μετρήσεις 1 ώρας του έτους 2017 (8760 ώρες) .....	48

Κατανομή Weibull για την περιοχή της Northern-Ireland με βάση τις μετρήσεις 1 ώρας του έτους 2013 (8760 ώρες) .....	49
Κατανομή Weibull για την περιοχή της Κω με βάση τις μετρήσεις 30 λεπτών της περιόδου Ιανουάριος – Οκτώβριος 2017 (7065 ώρες) .....	50
Κατανομή Weibull για την περιοχή της Λήμνου με βάση τις μετρήσεις 30 λεπτών του έτους 2017 (5669 ώρες) .....	52
Κατανομή Weibull για την περιοχή της Καρπάθου με βάση τις μετρήσεις 30 λεπτών της περιόδου Ιανουάριος – Οκτώβριος 2017 (5257 ώρες) .....	53
Κατανομή Weibull για την περιοχή του Ames με βάση τις μετρήσεις 1 λεπτού του έτους 2017 (6958 ώρες) .....	54
Κατανομή Weibull για την περιοχή της Ottumwa με βάση τις μετρήσεις 1 λεπτού του έτους 2017 (6922 ώρες) .....	55
Κατανομή Weibull για την περιοχή του Waterloo με βάση τις μετρήσεις 1 λεπτού του έτους 2017 (7028 ώρες) .....	56
3.3.4 Εφαρμογή Ταχέως Μετασχηματισμού <i>Fourier FFT (Fast Fourier Transformation)</i> στην περιοχή Schiphol Ολλανδίας .....	57
Κεφάλαιο 4 - Επιλογή ανεμογεννητριών .....	65
4.1 Χαρακτηριστικά μεγέθη ανεμογεννητριών.....	65
4.2 Χαρακτηριστικές καμπύλες και εξισώσεις ανεμογεννητριών .....	65
4.2.1 Ανεμογεννήτρια 1MW Enercon E-58/10.58.....	66
4.2.2 Ανεμογεννήτρια 2MW Enercon E-66/20.70.....	69
4.2.3 Ανεμογεννήτρια 3MW Vestas V126-3.3.....	73
4.2.4 Ανεμογεννήτρια 4,5MW Gamesa G128-4.5MW .....	76
4.2.5 Ανεμογεννήτρια 5MW Gamesa G128-5.0MW .....	79
Κεφάλαιο 5 – Θεωρητικός Υπολογισμός Παραγόμενης Ενέργειας .....	83
5.1 Εφαρμογή και αποτελέσματα θεωρητικών σχέσεων .....	83
Υπολογισμός μέσης ισχύος ανεμογεννήτριας για κάθε περιοχή .....	83
5.2 Συμπεράσματα θεωρητικού υπολογισμού ετήσιας ενέργειας και απόδοσης.....	85
Σύγκριση αποτελεσμάτων με το κριτήριο απόδοσης .....	86
Σύγκριση αποτελεσμάτων ενέργειας σε σχέση με το μέγεθος της ανεμογεννήτριας ...	86
Επίδραση της κατανομής Weibull στην παραγόμενη ενέργεια ανεμογεννήτριας.....	88
Κεφάλαιο 6 – Υπολογισμός Παραγόμενης Ενέργειας με Χρήση Υπολογιστικού Κώδικα.....	91
6.1 Θεωρητική και μαθηματική ανάλυση του Υπολογιστικού κώδικα.....	91
Μαθηματική ανάλυση.....	91
Σενάρια περιστροφής.....	93
6.2 Υπολογιστικός κώδικας .....	95
6.2.1 Εισαγωγή στο υπολογιστικό μοντέλο .....	95

6.2.2 Αρχικοποίηση δεδομένων και μενού επιλογών.....	95
Συνθήκη περιστροφής.....	97
Σενάρια στροφής υπολογιστικού κώδικα .....	98
6.2.3 Δυνατότητα συντομότερης διαδρομής.....	100
6.3 Αποτελέσματα υπολογιστικού μοντέλου.....	101
6.4 Συμπεράσματα υπολογιστικού μοντέλου.....	113
Κεφάλαιο 7 – Συμπεράσματα .....	115
Παράρτημα.....	116
Βιβλιογραφία.....	125

## Πίνακας Συμβόλων

### Λατινικοί χαρακτήρες

$A$ [=m <sup>2</sup> ]	Εμβαδόν
$A_m$	Συνάρτηση ταχέως μετασχηματισμού <i>Fourier</i>
$c$ [=m/s]	Παράμετρος κλίμακας ( <i>scale</i> ) κατανομής <i>Weibull</i>
$C_e$	Απόδοση χαρακτηριστικής καμπύλης ανεμογεννήτριας
$C_{e,max}$	Μέγιστη απόδοση χαρακτηριστικής καμπύλης ανεμογεννήτριας
$C_F$	Συντελεστής απόδοσης
$D$ [=m]	Διάμετρος
$Dt$ [=h]	Χρονικό διάστημα
$E$ [=kWh]	Ενέργεια
$E_k$	Κινητική ενέργεια
$E_{net}$ [=kWh]	Καθαρή παραγόμενη ενέργεια
$E_{nor}$ [=kWh]	Κανονικοποιημένη τιμή ενέργειας
$E_T$	Ενέργεια που αντισταθμίζει τριβές
$E_{wasted}$ [=kWh]	Απώλειες ενέργειας
$f$ [=1/hr]	Συχνότητα
$h$ [=s]	Βήμα ολοκλήρωσης
$I$ [=kgm <sup>2</sup> ]	Μαζική Ροπή Αδράνειας
$I'$ [=kgm <sup>2</sup> ]	Μαζική ροπή ως προς το κεντροβαρικό σύστημα αναφοράς
$k$	Αδιάστατη παράμετρος σχήματος ( <i>shape</i> ) κατανομής <i>Weibull</i>
$N$ [=N]	Δύναμη
$P$ [=kW]	Ισχύς
$\phi$ [=degrees]	Απόκλιση κατεύθυνσης ανέμου
$P_m$ [=kW]	Μέση ισχύς
$P_{nor}$ [=kW]	Κανονικοποιημένη τιμή ισχύος
$P_r$ [=kW]	Ονομαστική ισχύς
$R, r$ [=m]	Ακτίνα
Torque [=Nm]	Ροπή
$t$ [sec; min; h; year]	Χρόνος
$\bar{u}$ [=m/s]	Μέση τιμή ταχύτητας
$u$ [=m/s]	Ταχύτητα
$u_0$ [=m/s]	Αρχική ταχύτητα
$u_{cut-in}$ [=m/s]	Ταχύτητα έναρξης λειτουργίας ανεμογεννήτριας
$u_{cut-out}$ [=m/s]	Ταχύτητα παύσης λειτουργίας ανεμογεννήτριας
$u_{rated}$ [=m/s]	Τιμή της ταχύτητας ανέμου για την οποία η ανεμογεννήτριας αποδίδει ισχύς ίση με την ονομαστική
$W$ [=N; tn]	Βάρος
$W_N$	Συνάρτηση ταχέως μετασχηματισμού <i>Fourier</i>



## Ελληνικοί χαρακτήρες

$\alpha$ [=r/s <sup>2</sup> ]	Γωνιακή επιτάχυνση
$\theta$ [=rad]	Διεύθυνση ανέμου
$\lambda$ [=N/m <sup>2</sup> ]	Κατανεμημένο βάρος
$\rho$ [=kg/m <sup>2</sup> ]	Πυκνότητα μάζας
$\sigma$	Αδιάστατος συντελεστής τριβής
$\sigma_x$	Αδιάστατος συντελεστής ξηράς τριβής
$\sigma_u$	Αδιάστατος συντελεστής υγράς τριβής
$\phi$	Σφάλμα εκτροπής (γωνία)
$\omega$ [=rad/s]	Γωνιακή ταχύτητα
$\omega_{\max}$ [=rad/s]	Μέγιστη Γωνιακή Ταχύτητα

## Κεφάλαιο 1 – Εισαγωγή

Ο άνεμος σαν πρωτογενής πηγή ενέργειας, είναι ένας ανανεώσιμος και ανεξάντλητος πόρος που βρίσκεται ελεύθερα στη φύση σε αντίθεση με τα ορυκτά καύσιμα (πετρέλαιο, φυσικό αέριο, άνθρακας). Ως αποτέλεσμα, με την χρήση της αιολικής τεχνολογίας είναι δυνατό να πραγματοποιούνται εγκαταστάσεις που θα συμβάλλουν στην οικονομία και το περιβάλλον. Συγκεκριμένα, η ανεμογεννήτρια, ανεξάρτητα από τον εσωτερικό μηχανισμό της, εκμεταλλεύεται τον άνεμο για την παραγωγή βέλτιστης ενέργειας.

Για την ομαλή και αποδοτική λειτουργία της ανεμογεννήτριας, είναι απαραίτητος ο έλεγχος της διεύθυνσης της ατράκτου, ώστε να ακολουθεί τη διεύθυνση του ανέμου. Συγκεκριμένα, η λειτουργία της πρέπει να λαμβάνει υπ' όψιν της πότε είναι εύλογο να στρίψει ή να παραμένει στάσιμη.

Προκειμένου να μεγιστοποιηθεί η μετατροπή της αιολικής ενέργειας σε κάποια άλλη μορφή, τοποθετείται το σύστημα προσανατολισμού ή εκτροπής της ανεμογεννήτριας (*Yaw System*). Η λειτουργία του είναι υπεύθυνη για τον προσανατολισμό του ρότορα, κάθετα στην κατεύθυνση του ανέμου, στην βέλτιστη περίπτωση. Το σύστημα εκτροπής λειτουργεί περιστρέφοντας την άτρακτο γύρω από τον κάθετο άξονά της ανεμογεννήτριας (πύργος ανεμογεννήτριας).

Γι' αυτό το λόγο, το σύστημα εκτροπής (*Yaw System*) είναι αυτό που εξασφαλίζει τη μέγιστη αξιοποίηση της κινητικής ενέργειας του ανέμου.

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής είναι ο υπολογισμός της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας από μία ανεμογεννήτρια με τη χρήση θεωρητικού και υπολογιστικού μοντέλου. Το θεωρητικό μοντέλο λαμβάνει υπ' όψιν την μεταβλητότητα της ταχύτητας του ανέμου και το υπολογιστικό τον συνδυασμό της αλλαγής της ταχύτητας και της κατεύθυνσης του ανέμου. Συγκεκριμένα:

Στο Κεφάλαιο 2 γίνεται η βιβλιογραφική ανασκόπηση για τα χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας, το σύστημα προσανατολισμού ή εκτροπής (*Yaw System*) και τη στατιστική ανάλυση του αιολικού δυναμικού.

Στο Κεφάλαιο 3 παρουσιάζεται η επεξεργασία των ανεμολογικών δεδομένων και η στατιστική τους ανάλυση για την διεξαγωγή των αποτελεσμάτων.

Στο Κεφάλαιο 4 αναλύεται η μεθοδολογία εύρεσης των χαρακτηριστικών καμπυλών των πέντε ανεμογεννητριών, που χρησιμοποιήθηκαν για να γίνουν οι μελέτες.

Στο Κεφάλαιο 5 παρουσιάζεται το θεωρητικό μοντέλο υπολογισμού ετήσιας ενέργειας της ανεμογεννήτριας με κριτήριο τη μεταβολή της ταχύτητας του ανέμου.

Στο Κεφάλαιο 6 παρουσιάζεται η δομή του υπολογιστικού κώδικα για την διεξαγωγή της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας της ανεμογεννήτριας με κριτήριο τη μεταβολή της ταχύτητας και της κατεύθυνσης του ανέμου για διάφορα σενάρια λειτουργίας του συστήματος εκτροπής.

Στο Κεφάλαιο 7 εξάγονται τα συμπεράσματα που απορρέουν από τις μελέτες.



## Κεφάλαιο 2 – Βιβλιογραφική Ανασκόπηση

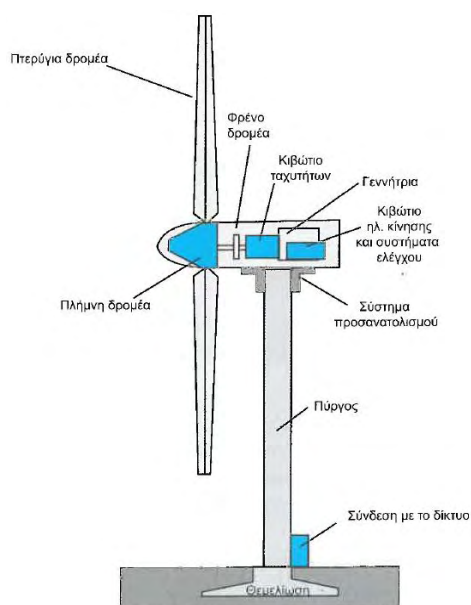
Τα τελευταία χρόνια η κλιματική αλλαγή, η ραγδαία άνοδος της τιμής των καυσίμων και η ανάγκη περιορισμού εκπομπών αερίων θερμοκηπίου επανέφερε το ενδιαφέρον για την ενέργεια του ανέμου. Αυτή η απαίτηση της πράσινης ανάπτυξης σε συνδυασμό με τις διαταραχές στη διαθεσιμότητα και την τιμή των συμβατικών καυσίμων υπαγορεύουν την αξιοποίηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), όπως είναι και η Αιολική Ενέργεια. Η αξιοποίηση της ενέργειας που προσφέρει η φύση στον άνθρωπο προϋποθέτει την ύπαρξη κατάλληλων μηχανών, των Ανεμογεννητριών για τη δέσμευση της αιολικής ενέργειας και τη μετατροπή της στην επιθυμητή μορφή ενέργειας.

### 2.1 Χαρακτηριστικά ανεμογεννήτριας

Η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας πραγματοποιείται με τις ανεμογεννήτριες, οι οποίες μετατρέπουν την κινητική ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική, με δύο συστήματα μετατροπής. Το πρώτο σύστημα αποτελείται από τον ανεμοκινητήρα, όπου η κινητική ενέργεια μετατρέπεται σε μηχανική κινητική. Το δεύτερο σύστημα αποτελείται από την ηλεκτρογεννήτρια που μετατρέπει τη μηχανική κινητική ενέργεια σε ηλεκτρική. Τα δύο συστήματα συνδέονται μεταξύ τους με το σύστημα μετάδοσης κίνησης.[32]

#### 2.1.1 Βασικά μέρη ανεμογεννήτριας οριζόντιου άξονα

Τα κύρια μέρη του βασικού κορμού μιας ανεμογεννήτριας οριζόντιου άξονα (Σχήμα 2.1) αποτελούν την άτρακτο. Τα μέρη αυτά είναι ο δρομέας (ρότορας) με την πλήμνη, το σύστημα μετάδοσης κίνησης, η ηλεκτρική γεννήτρια, το σύστημα πέδησης ή φρένο δρομέα και το σύστημα προσανατολισμού.



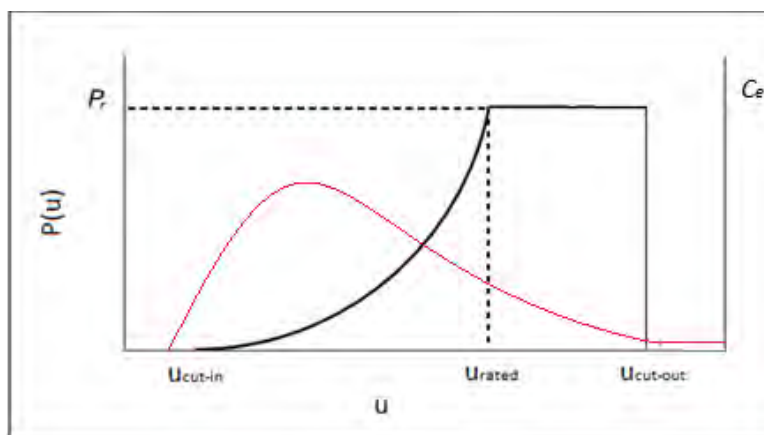
Σχήμα 2.1: Σκαρίφημα μιας τυπικής ανεμογεννήτριας

Τα πτερύγια, η άτρακτος, ο πύργος και η βάση στήριξης (θεμελίωση) απαρτίζουν μία χαρακτηριστική διάταξη ανεμογεννήτριας.[32]

### 2.1.2 Χαρακτηριστική καμπύλη ανεμογεννήτριας

Οι σημαντικότερες τεχνικές πληροφορίες για μια ανεμογεννήτρια βρίσκονται στην χαρακτηριστική καμπύλη, η οποία δείχνει τη σχέση της γεννήτριας παραγωγής ισχύος  $P$  μεταξύ της ταχύτητας ανέμου  $u$ . Μια τυπική καμπύλη ισχύος φαίνεται στο Σχήμα 2.2.

Οι ταχύτητες αυτές καθορίζονται από τον κατασκευαστή κάθε εταιρείας για λόγους ασφαλείας της ανεμογεννήτριας. Η  $u_{cut-in}$  είναι η ταχύτητα έναρξης της ανεμογεννήτριας για να παράγει ηλεκτρική ισχύ και ισούται συνήθως με 3m/s. Η ταχύτητα  $u_{rated}$  αποτελεί την τιμή της ταχύτητας όπου η χαρακτηριστική καμπύλη σταθεροποιείται στην τιμή  $P_r$  [=kW] και λαμβάνει τιμές περίπου από 11 έως 15 m/s. Η ταχύτητα  $u_{cut-out}$  είναι η ταχύτητα παύσης, στην οποία σταματάει η λειτουργία της ανεμογεννήτριας για να προστατεύσει τα επιμέρους μέρη της από την καταστροφή και λαμβάνει τιμές μεγαλύτερες των 20m/s.



Σχήμα 2.2: Τυπική χαρακτηριστική καμπύλη ανεμογεννήτριας

Η συνάρτηση  $P(u)$ , Σχήμα 2.2 είναι μια τμηματική συνάρτηση:[4]

$$P(u) = \begin{cases} P_0 & 0 \leq u < u_{cut-in} \\ p(u) & u_{cut-in} \leq u \leq u_{rated} \\ P_r & u_{rated} < u \leq u_{cut-out} \\ P_0 & u_{cut-out} < u \end{cases} \quad [2.1]$$

Για ταχύτητες από 0 έως  $u_{cut-in}$  η ανεμογεννήτρια δεν λειτουργεί και δεν παρέχει ηλεκτρική ενέργεια για το αντίστοιχο χρονικό διάστημα,  $P_0=0$ . Δεδομένου ότι δεν υπάρχει παραγωγή ενέργειας στους ανέμους χαμηλής ταχύτητας, η  $u_{cut-in}$  αποτελεί την ελάχιστη ταχύτητα που απαιτείται για την παραγωγή ισχύος.

Για τιμές ταχύτητας  $u_{cut-in}$  έως  $u_{rated}$ , η ανεμογεννήτρια παράγει τιμές ισχύος με βάση την συνάρτηση  $p(u)$  και για τιμές  $u_{rated}$  έως  $u_{cut-out}$  λαμβάνει σταθερή τιμή ανάλογα με τον σχεδιασμό της (ονομαστική ισχύς  $P_r$ ).

Κατά ένα βαθμό, η ταχύτητα του ανέμου είναι αρκετά ισχυρή για ταχύτητες πάνω από την τιμή  $u_{cut-out}$  η ανεμογεννήτρια δεν λειτουργεί για λόγους ασφαλείας (κίνδυνος λόγω ισχυρής καταπόνησης του δρομέα). Όσο μικρότερο είναι το ποσοστό εμφάνισης αυτών των τιμών

της ταχύτητας, τόσο μικρότερη είναι η καταπόνηση των μηχανικών μερών της ανεμογεννήτριας και οι απώλειες ενέργειας. [32]

Η κόκκινη καμπύλη του Σχήματος 2.2, αντιστοιχεί στην απόδοση  $C_e$  της ανεμογεννήτριας. Έχει αποδειχθεί από τον Albert Betz, πώς η μέγιστη μετατροπή κινητικής ενέργειας του ανέμου σε μηχανική ενέργεια είναι 16/27. Δηλαδή, η μέγιστη θεωρητική απόδοση μιας ανεμογεννήτριας είναι 59,3%.

Στην πραγματικότητα, οι περισσότερες έχουν πολύ χαμηλότερο βαθμό απόδοσης και βέλτιστο εύρος θεωρείται της τάξεως του 20-40%. Για τιμή της μέσης ταχύτητας κοντά στην τιμή της ονομαστικής ταχύτητας ( $u_{rated}$ ), υπάρχει η μεγαλύτερη ενεργειακή παραγωγή.

Μετά την τιμή της ταχύτητας  $u_{cut-out}$ , επειδή το κιβώτιο ταχυτήτων δεν μπορεί να φτάσει υψηλές τιμές, πχ 50MW, ο ελεγκτής ειδοποιεί, μετά από μία συγκεκριμένη τιμή της ταχύτητας ( $u_{rated}$ ), να σταματήσει την αύξηση της ισχύος με τον έλεγχο της γωνίας βήματος των πτερυγίων (pitch control). Με αυτό τον τρόπο, καταστρέφεται η αεροδυναμική του πτερυγίου και της ανεμογεννήτριας και μικραίνει την τιμή της απόδοσης όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.2. Η τιμή της απόδοσης μέχρι την  $u_{cut-in}$  είναι μικρή, λόγω χαμηλής ταχύτητας και χαμηλού αριθμού Reynolds. Στην τιμή της ταχύτητας  $u_{rated}$  είναι ικανοποιητικός αριθμός απόδοσης, όμως όταν σταθεροποιείται η ισχύς ο βαθμός απόδοσης μειώνεται.

### 2.1.3 Μέση παραγόμενη ισχύς και ενέργεια ανεμογεννήτριας

Για τον υπολογισμό της μέγιστης θεωρητικά ενέργειας που μπορεί να παράγει μία ανεμογεννήτρια, θεωρείται πως η άτρακτος προσαρμόζεται ακαριαία στις μετρημένες ανεμολογικές ποσότητες. Δηλαδή, ανεξάρτητα από τη γωνία στην οποία πνέει ο άνεμος, η ανεμογεννήτρια στρέφεται αμέσως στην εκάστοτε κατεύθυνση και λειτουργεί στο μέγιστο των δυνατοτήτων της, αξιοποιώντας όλη τη κινητική ενέργεια του ανέμου.

Η μέση ισχύς δίνεται από τη σχέση:

$$P_m = \int_0^{\infty} P(u)f(u)du \quad [2.2]$$

όπου  $P(u)$  είναι η παρεχόμενη από την ανεμογεννήτρια ισχύς συναρτήσεως της ταχύτητας του ανέμου και  $f(u)$  η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της ταχύτητας του ανέμου. Αναλυτικά η  $P(u)$  περιγράφεται από την σχέση [2.1].

Γενικά, ένα ολοκλήρωμα της μορφής  $\int_a^b f(x)dx$  είναι ένας αριθμός που ορίζεται με κάποιο τρόπο σαν το όριο των προσεγγιζομένων αθροισμάτων στο διάστημα από το  $a$  στο  $b$  πάνω στον άξονα  $x$ . [28]

Για τον υπολογισμό της μέσης ισχύος σχέση [2.2], η ολοκλήρωση της ποσότητας  $P(u)f(u)$  ως προς την ταχύτητα του ανέμου  $u$  είναι τμηματική επειδή όπως αποδείχθηκε και παραπάνω η έκφραση της  $P(u)$  αλλάζει κατά διαστήματα ταχυτήτων.

Αντικαθιστώντας τις συναρτήσεις  $P(u)$  και  $f(u)$  στην έκφραση της μέσης ισχύος, προκύπτει η σχέση:

$$P_m = \int_0^{u_{cut-in}} P_o \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} du + \int_{u_{cut-in}}^{u_{rated}} p(u) \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} du \\ + \int_{u_{rated}}^{u_{cut-out}} P_r \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} du + \int_{u_{cut-out}}^{\infty} P_o \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} du \quad [2.3]$$

Η ολοκλήρωση της μέσης ισχύος ως προς την ταχύτητα του ανέμου, είναι ένας αριθμός που ορίζεται σαν το όριο των προσεγγιζομένων αθροισμάτων στο διάστημα  $[0, u_{cut-in}]$ . Γίνεται κατά τμήματα επειδή όπως αποδείχθηκε και παραπάνω η έκφραση της  $P(u)$  αλλάζει τμηματικά.

Η μέση ετήσια αποδιδόμενη ενέργεια  $E$  [=kWh] υπολογίζεται από τη σχέση:

$$E = P_m Dt \quad [2.4]$$

όπου  $Dt$  [=h] το συνολικό χρονικό διάστημα σε ώρες ενός έτους.

#### 2.1.4 Συντελεστής απόδοσης ανεμογεννήτριας

Γνωρίζοντας πλέον την τιμή της ετήσια παραγόμενης ενέργειας μίας ανεμογεννήτριας  $E$  [=kWh], μπορεί να υπολογιστεί ο συντελεστής απόδοσής της,  $c_F$ , μέγεθος που είναι χρήσιμο για την εκλογή της πιο κατάλληλης ανεμογεννήτριας για κάθε περιοχή. Ο συντελεστής απόδοσης  $c_F$ , είναι μία αδιάστατη ποσότητα που λαμβάνει τιμές από 0 έως 1 και δίνεται από την σχέση:

$$c_F = \frac{E}{P_r Dt} \quad [2.5]$$

όπου  $E$  [=kWh] η μέση ετήσια παραγόμενη ενέργεια,  $P_r$  [=kW] η ονομαστική ισχύς της ανεμογεννήτριας και το συνολικό χρονικό διάστημα ενός έτους  $Dt$  [=h]. [13]

Επίσης, ο συντελεστής απόδοσης μπορεί να εκφραστεί ως ο λόγος της μέσης παραγόμενης ισχύς ως προς την ονομαστική ισχύ:

$$c_F = \frac{\frac{E}{Dt}}{P_r} = \frac{P_m}{P_r} \quad [2.6]$$

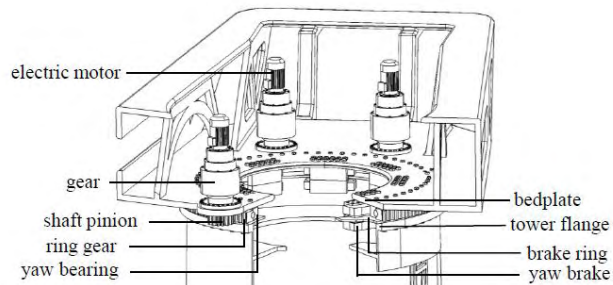
## 2.2 Σύστημα προσανατολισμού ή εκτροπής (Yaw system)

Το σύστημα προσανατολισμού βρίσκεται στην κορυφή του πύργου στήριξης με την άτρακτο να εδράζεται πάνω σε αυτό. Χρησιμοποιείται για τον αυτόματο προσανατολισμό της ατράκτου. Συγκεκριμένα, κατά τη διάρκεια λειτουργίας της ανεμογεννήτριας αναγκάζει τον άξονα περιστροφής του ρότορα να βρίσκεται συνεχώς παράλληλα με τη διεύθυνση του ανέμου. [32]

### 2.2.1 Λειτουργία συστήματος προσανατολισμού

Τα μέρη ενός τυπικού συστήματος περιστροφής φαίνονται στο Σχήμα 2.3. Το σύστημα είναι εξοπλισμένο με δακτυλιοειδή γρανάζια (*ring gear*) που μπορούν να περιστρέφουν τη γέφυρα της ανεμογεννήτριας έναντι του στατικού πύργου. Η περιστροφή του συστήματος

ελέγχεται και οδηγείται από τον ελεγκτή της ανεμογεννήτριας με βάση της πληροφορίες που στέλνει ο αισθητήρας ανέμου, την ταχύτητα και την κατεύθυνση του ανέμου κάθε χρονική στιγμή. Η ανεμογεννήτρια διευθύνεται με χρήση ενός κινητήρα (*electric motor*), ο οποίος μέσω του κιβωτίου ταχυτήτων συνδέεται με τα ρουλεμάν (*yaw bearing*) που βρίσκονται στη βάση της ατράκτου και την περιστρέφει. Ο κινητήρας οδηγείται μέσω ενός κατάλληλου οδηγού (*yaw drive*), ο οποίος δέχεται σαν είσοδο τη κατεύθυνση του ανέμου και ρυθμίζει κατάλληλα τη λειτουργία της μηχανής.



**Σχήμα 2.3: Μέρη ενός τυπικού συστήματος εκτροπής**

### 2.2.2 Απώλειες λειτουργίας συστήματος προσανατολισμού

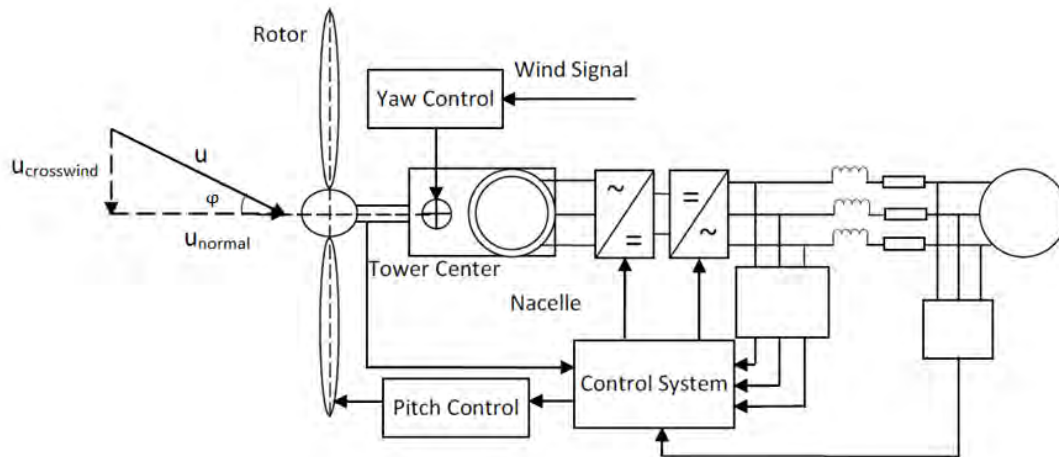
Ο αισθητήρας ανέμου που βρίσκεται στην κορυφή της ανεμογεννήτριας αποτελείται από δύο μέρη, το ανεμόμετρο και τον ανεμοδείκτη. Το ανεμόμετρο χρησιμοποιείται για τη μέτρηση της ταχύτητας του ανέμου και στέλνει σήματα πραγματικού χρόνου στο σύστημα ελέγχου (*Control System*). Ο ανεμοδείκτης χρησιμοποιείται για τη μέτρηση της κατεύθυνσης του ανέμου και χρησιμοποιείται για τον έλεγχο της περιστροφής της ατράκτου, σύμφωνα με μια καθορισμένη στρατηγική ελέγχου εκτροπής.[30]

Η εγκατάσταση του συστήματος εκτροπής είναι αναγκαία για την βέλτιστη λειτουργία της ανεμογεννήτριας. Μόνο όταν ο άξονα περιστροφής του ρότορα είναι ευθυγραμμισμένος με την κατεύθυνση του ανέμου εξασφαλίζεται η μέγιστη αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας. Σε αυτήν την περίπτωση, η ανεμογεννήτρια έχει μέγιστη απόδοση. Κατά τη διάρκεια λειτουργίας του συστήματος η μηχανή έχει απώλειες ενέργειας. Οι απώλειες αυτές οφείλονται στην ύπαρξη σφάλματος εκτροπής και στην ενέργεια ενεργοποίησης του συστήματος από την αδράνεια.

#### Σφάλμα εκτροπής (*Yaw error*)

Κατά την αλλαγή κατεύθυνσης του ανέμου, η γωνία που σχηματίζεται μεταξύ του διανύσμάς του και του οριζόντιου άξονα του ρότορα ονομάζεται σφάλμα εκτροπής (*Yaw error*) και συμβολίζεται ως  $\phi$  (Σχήμα 2.4).





**Σχήμα 2.4: Συνιστώσες του διανύσματος της ταχύτητας**

Όταν υπάρχει σφάλμα εκτροπής, το διάνυσμα της ταχύτητα του ανέμου δεν είναι ευθυγραμμισμένο με τον οριζόντιο άξονα του ρότορα. Αναλύεται σε δύο συνιστώσες:

$$u_{\text{normal}} = u \cos(\varphi) \quad [2.7]$$

$$u_{\text{crosswind}} = u \sin(\varphi) \quad [2.8]$$

όπου  $u_{\text{normal}}$  η αξιοποιήσιμη συνιστώσα του διανύσματος  $u$ . Η συνιστώσα  $u_{\text{crosswind}}$  δεν συμβάλει στην παραγωγή ισχύος αλλά παράγει πλευρικά φορτία. [30]

### Απώλειες Ενέργειας λόγω έναρξης λειτουργίας

Η απαραίτητη ενέργεια που αντισταθμίζει τις απώλειες λόγω τριβών υπολογίζεται από την σχέση:

$$E_T = \int \text{Torque} \omega(t) dt \quad [2.9]$$

όπου  $\text{Torque}$  η ροπή στρέψης και  $\omega(t)$  [=rad/sec] η γωνιακή της ταχύτητα.

Η κινητική ενέργεια του συστήματος εκτροπής για να αποκτήσει την απαραίτητη γωνιακή ταχύτητα βρίσκεται από την σχέση:

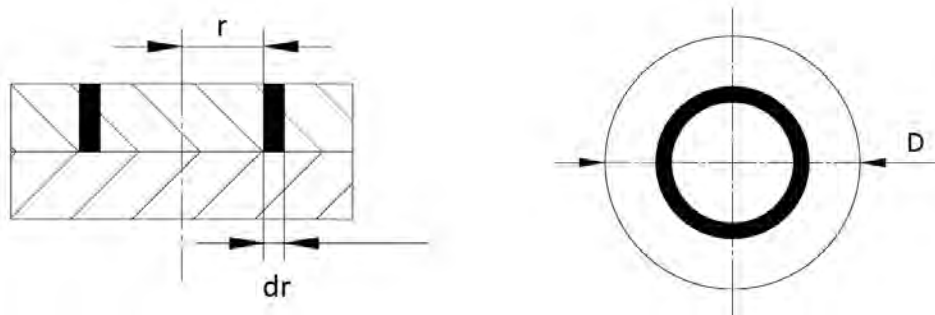
$$E_k = \frac{1}{2} I \omega(t)^2 \quad [2.10]$$

Η ενέργεια  $E_{\text{wasted}}$ , που καταναλώνεται για την ενεργοποίηση κίνησης του συστήματος από την αδράνεια για την περιστροφή της ατράκτου υπολογίζεται από την σχέση:

$$E_{\text{wasted}} = E_T + E_k \quad [2.11]$$

### 2.2.3 Μοντελοποίηση του δακτυλίου περιστροφής (Gear ring)

Για τους υπολογισμούς της παρούσας διπλωματικής εργασίας θεωρείται πως το σύστημα εκτροπής αποτελείται από δύο ομοιόμορφους εφαπτόμενους δίσκους (Σχήμα 2.4).



**Σχήμα 2.4: Σκαρίφημα τομής δίσκων (αριστερά) και κάτοψης δίσκων (δεξιά)**

Θεωρείται πως ο επάνω δίσκος δέχεται κάθετη δύναμη  $W [=N]$ , το συνολικό βάρος της ατράκτου και των πτερυγίων. Οπότε, για διάμετρο δίσκου  $D [=m]$ , το καταναμημένο βάρος  $\lambda [=N/m^2]$  που δέχεται, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\lambda = \frac{W}{\frac{\pi D^2}{4}} \quad [2.12]$$

Έστω ένας διαφορικός δακτύλιος σε απόσταση  $r$  από το κέντρο του δίσκου με πάχος  $dr$  (Σχήμα 2.4) και επιφάνεια  $dA=2\pi r dr [=m^2]$ . Το καταναμημένο βάρος στον διαφορικό δακτύλιο είναι  $\lambda dA$ .

Θεωρείται ένας μέσος συντελεστής τριβής  $\sigma$  μεταξύ των δίσκων, για τον οποίο ισχύει  $\sigma_v < \sigma < \sigma_x$ , όπου  $\sigma_v$  ο συντελεστής υγρής τριβής και  $\sigma_x$  ο συντελεστής ξηρής τριβής. Ως αποτέλεσμα, λαμβάνεται  $\sigma=0,01$ .

Για τον υπολογισμό της ροπής Torque [=Nm] που απαιτείται για να στραφεί η άτρακτος, διεξάγεται μία θεωρητική σχέση με βάση το μοντέλο που αναπτύχθηκε,

$$\text{Torque} = Nr \quad [2.13]$$

όπου  $N = \sigma W [=N]$  η κάθετη δύναμη που δέχεται ο δίσκος. Συνεπώς, η απαιτούμενη ροπή για στρέψη του διαφορικού δακτυλίου είναι:

$$d\text{Torque} = (\sigma \lambda dA)r = [\sigma(\lambda 2\pi r dr)]r \quad [2.14]$$

Τελικά, η απαιτούμενη ροπή για τη στρέψη ολόκληρου του δίσκου Torque [=Nm], υπολογίζεται ολοκληρώνοντας την σχέση [2.14]:

$$\text{Torque} = \int_0^R d\text{Torque} = \int_0^R r \lambda 2\pi r \sigma dr = 2\pi \lambda \sigma \int_0^R r^2 dr = 2\pi \lambda \sigma \frac{R^3}{3} \quad [2.15]$$

όπου  $R = \frac{D}{2} [=m]$  η ακτίνα του δίσκου.

### 2.3 Χαρακτηριστικά Αιολικού Δυναμικού

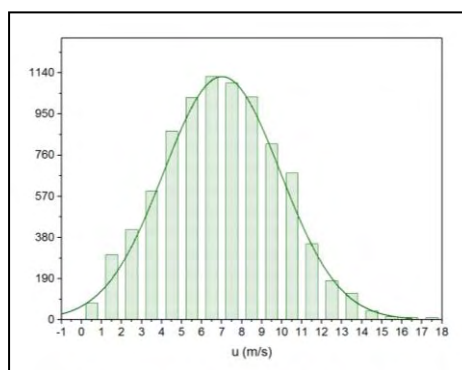
Το αιολικό δυναμικό μίας περιοχής, ταχύτητα και κατεύθυνση ανέμου, εξαρτάται τόσο από ειδικούς παράγοντες (γενική ατμοσφαιρική κυκλοφορία, πεδίο πίεσης) όσο και από τοπικούς παράγοντες (ανάγλυφο της περιοχής, ύπαρξη θάλασσας κ.ο.κ.). Η μέτρησή του είναι το πλέον απαραίτητο στοιχείο για το σχεδιασμό και τον προγραμματισμό λειτουργίας

μίας ανεμογεννήτριας. Για το λόγο αυτό, είναι αναγκαία η στατιστική μελέτη της μεταβλητότητάς του.

Η ανάλυση του αιολικού δυναμικού μίας περιοχής μπορεί να πραγματοποιηθεί επιτυχώς όταν υπάρχουν ανεμολογικές μετρήσεις τουλάχιστον ενός έτους. Στο διάστημα αυτό μπορούν να καλυφθούν ημερήσιες, εποχιακές κ.ο.κ. διακυμάνσεις της μεταβλητότητας του ανέμου.[32]

### 2.3.1 Στατιστική ανάλυση ταχύτητας ανέμου – Κατανομή Weibull

Τα ανεμολογικά δεδομένα μίας περιοχής χαράσσονται σε ένα ιστόγραμμα (Σχήμα 2.5). Για δεδομένα μίας μεγάλης χρονικής περιόδου, όπως το ένα έτος, το ιστόγραμμα υποδεικνύει τις φορές του χρόνου, όπου η ταχύτητα του ανέμου λαμβάνει τιμές από ένα συγκεκριμένο διάστημα. Τα διαστήματα, όπου μετριοούνται οι τιμές των ταχυτήτων, έχουν εύρος (bin) 1m/s, δηλαδή είναι 0-1 m/s, 1-2 m/s κ.ο.κ. Το άθροισμα του ύψους των στηλών είναι 8760 (h). Καθώς μειώνεται το πλάτος των στηλών, το ιστόγραμμα γίνεται μία συνεχής συνάρτηση που ονομάζεται συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Η ερμηνεία αυτής της συνάρτησης είναι ότι υποδεικνύει το ποσοστό του χρόνου όπου η ταχύτητα του ανέμου λαμβάνει τιμές από ένα συγκεκριμένο εύρος. Συγκεκριμένα, στο ιστόγραμμα του Σχήματος 2.5 η πιθανότητα η ταχύτητα του ανέμου να είναι μεταξύ 6-7 m/s, είναι  $1140/8760 \approx 0,13$ . [29]



Σχήμα 2.5: Ιστόγραμμα και συνάρτηση Weibull

Έχει αποδειχθεί ότι συνάρτηση της πυκνότητας πιθανότητας της ταχύτητας του ανέμου προσεγγίζεται από την κατανομή Weibull. Η μαθηματική έκφραση της κατανομής Weibull δίνεται από τη σχέση:

$$f(u) = \frac{dF(u)}{du} = \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} \quad [2.16]$$

όπου  $f(u)$  η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της ταχύτητας του ανέμου,  $F(u)$  η αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της ταχύτητας,  $u[=m/s]$  η ταχύτητα του ανέμου,  $k$  η παράμετρος σχήματος, καθορίζει την διασπορά των τιμών και  $c[=m/s]$  η παράμετρος κλίμακας, καθορίζει τη θέση της καμπύλης σε σχέση με τον οριζόντιο άξονα.

Όταν η τιμή της παραμέτρου  $k$  κυμαίνεται ανάμεσα στο 2 και το 3 ( $2 \leq k \leq 3$ ), η κατανομή γίνεται πιο ασύμμετρη ως προς τις υψηλές ταχύτητες του ανέμου. Ενώ, όταν κυμαίνεται ανάμεσα στο 1 και το 2 ( $1 \leq k \leq 2$ ), η κατανομή γίνεται πιο ασύμμετρη ως προς τις χαμηλές ταχύτητες του ανέμου. Όσο μεγαλύτερη είναι η τιμή της παραμέτρου  $c$ , υπάρχει κατανομή σε ένα ευρύτερο φάσμα και η πιθανότητα της μέσης ταχύτητας του ανέμου έχει μεγαλύτερη τιμή.[32]

Υψηλές τιμές ταχύτητας ανέμου θεωρούνται οι ταχύτητες που το μέτρο τους είναι μεγαλύτερο των 7m/s. Χαμηλές ταχύτητες θεωρούνται αυτές που το μέτρο ανήκει στο διάστημα [0,5] m/s.

Οι παράμετροι  $k$  και  $c$  μπορούν να προσδιοριστούν από το Θεώρημα Μέγιστης Πιθανότητας (*Maximum Likely Hood Theorem*). Υπολογίζονται από τις σχέσεις:

$$k = \left[ \frac{\sum_{i=1}^n (u_i^k \ln u_i)}{\sum_{i=1}^n u_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n (\ln u_i)}{n} \right]^{-1} \quad [2.17]$$

$$c = \left( \frac{\sum_{i=1}^n u_i^k}{N} \right)^{1/k} \quad [2.18]$$

όπου  $N$  ο αριθμός των δεδομένων της ταχύτητας του ανέμου, για  $u \neq 0$ ,  $n_i$  ο αριθμός εμφάνισης τιμών του ανέμου στο διάστημα  $[u_i - \Delta u_i, u_i + \Delta u_i]$  και  $u_i$  η τιμή της ταχύτητας του ανέμου στο μέσο του διαστήματος  $[u_i - \Delta u_i, u_i + \Delta u_i]$ .

Το  $\Delta u_i$  καθορίζεται από τον μελετητή, ανάλογα με το πλήθος των τιμών που έχουν καταγραφεί για το  $u$  και την ακρίβεια που θέλει να επιτύχει. Παρατηρείται ότι η [2.17] είναι μια πεπλεγμένη συνάρτηση και μπορεί να λυθεί με απλή επαναληπτική μέθοδο. Μόλις προσδιορισθεί το  $k$ , υπολογίζεται το  $c$ , από την σχέση [2.18]. [9]

Η αθροιστική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας  $F(u)$ , εκφράζει το χρόνο όπου η ταχύτητα λαμβάνει τιμές μικρότερες από κάποια τιμή  $u_0$ . Ισούται με την πιθανότητα η ταχύτητα να λάβει τιμές μικρότερες από την  $u_0$  και προκύπτει από την ολοκλήρωση της συνάρτησης [2.16]: [8]

$$F(u) = p(u \leq u_0) = \int_0^{u_0} f(u) du = 1 - \exp \left\{ - \left( \frac{u_0}{c} \right)^k \right\} \quad [2.19]$$

Η καμπύλης διάρκειας της ταχύτητας του ανέμου εκφράζει το χρόνο κατά τον οποίο η ταχύτητα του ανέμου υπερβαίνει κάποια τιμή  $u_0$ . Ισούται με την πιθανότητα η ταχύτητα να λάβει τιμές μεγαλύτερες από την  $u_0$  και προκύπτει από την σχέση: [35]

$$8760(1 - F(u)) = 8760 \exp \left\{ - \left( \frac{u_0}{c} \right)^k \right\} \quad [2.20].$$

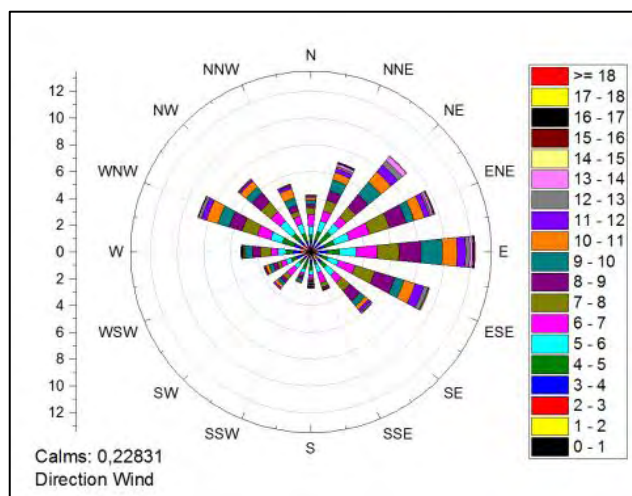
Η διαδικασία χάραξης της καμπύλης διάρκειας ανέμου είναι ίδια με αυτή της αθροιστικής πυκνότητας πιθανότητας με διαφορά της αναστροφή του οριζόντιου με του κατακόρυφου άξονα. [12]

### 2.3.2 Στατιστική ανάλυση μεταβλητότητας ανέμου - Ανεμόροδο

Για την στατιστική ανάλυση της μεταβλητότητας του ανέμου (μεταβολή της κατεύθυνσης και της ταχύτητας) είναι σκόπιμη η κατασκευή του ανεμόροδο (*wind rose*). Το ανεμόροδο είναι ένα πολικό διάγραμμα παρουσίασης των συνθηκών του ανέμου, της κατεύθυνσης και της ταχύτητάς του, για μια χρονική περίοδο (μία ώρα, μία ημέρα, ένας μήνας, ένα έτος κ.ο.κ.) σε μια συγκεκριμένη γεωγραφική θέση.

Ένα τυπικό ανεμόροδο παριστάνεται στο Σχήμα 2.6. Στο γράφημα παρουσιάζονται οι ποσοστιαίες συχνότητες (%) του χρόνου, ανάλογα από την κατεύθυνση από την οποία πνέει ο άνεμος. Στο ίδιο διάγραμμα είναι δυνατό να παρασταθεί και η μέση ταχύτητα του ανέμου

κατά την εκάστοτε κατεύθυνση. Τα δεδομένα της κατεύθυνσης του ανέμου ταξινομούνται σε δεκαέξι ίσα τμήματα τόξου 22,5 μοιρών ( $360^\circ/16=22,5^\circ$ ), η ακτίνα καθενός από αυτά αντιπροσωπεύει το ποσοστό του χρόνου όπου ο αέρας έχει την αντίστοιχη κατεύθυνση. Τέλος, καταγράφεται το ποσοστό του χρόνου (*calms*) που η ταχύτητα του ανέμου είναι μηδέν (επικρατεί νηνεμία).



Σχήμα 2.6: Ανεμόροδο

Πίνακας 2.1: Ποσοστά χρόνου ακτινών ανεμόροδο

Κατεύθυνση ανέμου [=degrees]	Ακτίνα (%χρόνου)
0	4,29126
22,5	6,99613
45	9,2787
67,5	9,68956
90	12,28032
112,5	9,2787
135	5,95757
157,5	3,03584
180	2,72769
202,5	2,45377
225	3,62932
247,5	3,68638
270	5,23853
292,5	8,85642
315	7,07601
337,5	5,307

### 2.3.3 Ταχύς Μετασχηματισμός Fourier-Fast Fourier Transformation-FFT

Έχουν αναπτυχθεί αρκετές τεχνικές που επιτρέπουν σε έναν υπολογιστή να υπολογίσει το φάσμα συχνοτήτων ενός σήματος. Το πρώτο βήμα σε όλες τις περιπτώσεις είναι η μετατροπή του σήματος σε ένα σύνολο αριθμών που μπορεί να χρησιμοποιήσει ο υπολογιστής. Αυτό γίνεται με δειγματοληψία του σήματος σε τακτά χρονικά διαστήματα ώστε να δημιουργηθεί ένας πίνακας τιμών. Κάθε τιμή δείγματος διαχωρίζεται από την επόμενη από ένα καθορισμένο χρονικό διάστημα.

Ο Ταχύς Μετασχηματισμός *Fourier (FFT)* είναι ένας αποτελεσματικός αριθμητικός αλγόριθμος υπολογισμού του διακριτού μετασχηματισμού Fourier. Η αποτελεσματικότητα αυτή οφείλεται στην αποφυγή επανάληψης ορισμένων υπολογισμών μέσω εκμετάλλευσης της περιοδικότητας της εκθετικής συνάρτησης  $e^{i\varphi}$ . Συγκεκριμένα, οι σχέσεις *FFT* μπορούν να γραφούν στην μορφή

$$A_m = \sum_{n=1}^N B_n W_N^{mn} \quad [2.21]$$

Όπου  $m = 1, \dots, N$ , με

$$W_N = e^{-2i\pi/N} \quad [2.22]$$

Η σχέση [2.21] συνεπάγεται τη διεξαγωγή  $N$  πολλαπλασιασμών και  $N$  αθροίσεων μιγαδικών αριθμών, οι οποίες είναι πράξεις που εκτελούνται ταχύτατα σε ηλεκτρονικό υπολογιστή. Επομένως, ο υπολογισμός όλων των  $A_m$  απαιτεί  $N^2$  πολλαπλασιασμούς. Όμως, λαμβάνοντας υπόψη την περιοδικότητα της συνάρτησης  $W_N$  είναι δυνατή η δραστική μείωση των υπολογισμών.[34]

## Κεφάλαιο 3 - Ανεμολογικά στοιχεία και η επεξεργασία τους

Δόθηκαν ανεμολογικά δεδομένα από διάφορες περιοχές της Ευρώπης και της Αμερικής, που έχουν μετρηθεί από τους αντίστοιχους αερολιμένες των περιοχών αυτών. Στον Πίνακα 3.1 παρουσιάζονται οι περιοχές και οι συντεταγμένες που αναφέρονται στα αεροδρόμια. Τα ανεμολογικά δεδομένα περιλαμβάνουν την μέτρηση της ταχύτητας του άνεμου και της αντίστοιχης διεύθυνσης του, τα οποία έχουν μετρηθεί ανά μια, μισή ώρα και ένα λεπτό. Κάθε ανεμολογικό αρχείο (*wind file*) αναφέρεται σε ένα πλήρες έτος (1 έτος = 8760 ώρες) ή μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο.

Οι μετρήσεις, που αναφέρθηκαν, μπορούν να γίνουν με περιστρεφόμενα ανεμόμετρα, ανεμόμετρα πίεσης, ανεμόμετρα θερμού σύρματος ή με ακουστικές μεθόδους (βασισμένες στο φαινόμενο *Doppler*), που τοποθετούνται συνήθως σε ύψος 10 μέτρα από το έδαφος.[35]

Πίνακας 3.1: Επιλογή περιοχών

Dt	ΠΕΡΙΟΧΕΣ-ΧΩΡΑ (Συντεταγμένες)			
1hr	AARHUS – DENMARK (56.308846,10.629464)	ABERDEEN – SCOTLAND (57.204261,-2.20026)	NORTHERN-IRELAND (54.628131,-5.875760)	SCHIPHOL-NETHERLANDS (52.310748,4.768103)
30min	KOS - GREECE (36.800858,27.088160)	LIMNOS - GREECE (39.923665,25.233573)	KARPATIOS - GREECE (35.420685,27.146869)	
1min	AMES - USA (41.996148,-93.620801)	OTTUMWA - USA (41.106511,-92.444192)	WATERLOO – BELGIUM (42.555210,-92.398169)	

### 3.1 Τίτλος και μορφή ανεμολογικών αρχείων (*wind file*)

Κάθε ανεμολογικό αρχείο (*wind file*) έχει ένα συστηματικό όνομα (ΠΕΡΙΟΧΗ-Dt-ΕΤΟΣ ΜΕΤΡΗΣΕΩΝ.txt) και συγκεκριμένη μορφή (TIME t-WIND SPEED u-WIND DIRECTION phi) για να μπορεί να διαβαστεί από τον υπολογιστικό κώδικα. Δηλαδή:

AARHUS-1HR-2016.txt  
ABERDEEN-1HR-2017.txt  
NORTHERN-IRELAND-1HR-2013.txt  
SCHIPHOL-1HR-1950-2006.txt  
HOEK-1HR-1962-2006.txt  
IJMUIDE-1HR-1953-2006.txt  
  
KOS-30MIN-JAN2017-OCT2017.txt  
LIMNOS-30MIN-2017.txt

AMES-1MIN-2017.txt

OTTUMWA-1MIN-2017.txt

WATERLOO-1MIN-2017.txt

Παρουσιάζονται παραδείγματα των ανεμολογικών αρχείων για τρεις (3) συγκεκριμένες περιοχές. Η πρώτη στήλη αναφέρεται στην χρονική στιγμή της μέτρησης  $t$  ανά μία ώρα, ένα λεπτό και τριάντα λεπτά αντίστοιχα, η δεύτερη στήλη στην ταχύτητα του ανέμου  $u$  σε m/s και η τρίτη στήλη στην κατεύθυνση του ανέμου  $\phi$  σε μοίρες (*degrees*). Σημειώνεται ότι, η διεύθυνση του ανέμου στις  $0^\circ$  και  $360^\circ$  δηλώνει ότι ο άνεμος προέρχεται από την βόρεια κατεύθυνση. Αντίστοιχα, στις  $90^\circ$  από την ανατολική κατεύθυνση, στις  $180^\circ$  νότια κατεύθυνση και στις  $270^\circ$  δυτική κατεύθυνση.

t	u	phi
0	3.59	142
1	4.21	147
2	4.83	152
3	5.45	162
4	6.07	171
5	6.69	181
6	7.31	192
7	7.93	203
8	7.17	214
9	6.89	217
10	6.6	219
11	6.32	221
12	5.54	224
13	4.76	227
14	3.99	231
15	3.99	231
16	3.99	231
17	3.99	232
18	3.92	233
19	3.85	235
20	3.78	237
21	3.6	235
22	3.41	233
23	3.23	232
24	3.68	224
25	4.13	216
26	4.58	208
27	4.84	202
28	5.1	197
29	5.37	191
30	5.39	18

**Σχήμα 3.1: AARHUS-1HR-2016**

t	u	phi
0	2.57	318
1	2.57	317
2	2.57	317
3	2.57	315
4	2.056	313
5	2.056	311
6	2.056	310
7	2.056	308
8	2.056	305
9	2.056	304
10	2.056	305
11	2.056	306
12	2.056	307
13	2.056	308
14	2.056	308
15	2.056	309
16	2.056	310
17	2.056	312
18	2.056	314
19	2.056	313
20	2.056	311
21	2.056	310
22	2.056	307
23	2.056	305
24	2.056	306
25	2.056	308
26	2.056	310
27	2.056	310
28	2.056	310
29	2.056	310
30	2.056	308

**Σχήμα 3.2: OTTUMWA-1MIN-2017**

t	u	phi
0	0	0
30	0	0
60	0	0
90	1.542	350
120	1.542	350
150	1.542	350
180	1.542	20
210	0	0
240	0	0
270	1.542	217
300	1.028	209
330	1.028	209
360	1.542	217
390	1.542	217
420	1.542	217
450	2.57	330
480	2.57	290
510	3.084	300
540	2.57	310
570	3.084	320
600	3.598	350
630	1.542	217
660	2.57	360
690	3.598	360
720	4.112	360
750	3.084	360
780	3.084	360
810	2.57	10
840	2.57	360
870	1.542	217

**Σχήμα 3.3: KOS-30MIN-JAN2017-OCT2017**

Πιο αναλυτικά, στο Σχήμα 3.1 αναφέρονται οι μεταβολές των ταχυτήτων και διευθύνσεων του ανέμου (2<sup>η</sup> και 3<sup>η</sup> στήλη αντίστοιχα) κάθε μία ώρα (1<sup>η</sup> στήλη) στην περιοχή Aarhus. Για παράδειγμα, η πρώτη γραμμή του Σχήματος 3.1 δηλώνει ότι στις 00:00π.μ., ο άνεμος πνέει με ταχύτητα 3.59 m/s από νοτιοανατολική κατεύθυνση.



Παράλληλα, στο Σχήμα 3.2, αναφέρονται οι μεταβολές ταχύτητας και διεύθυνσης ανά λεπτό στην περιοχή Ottumwa. Δηλαδή, στην 2<sup>η</sup> γραμμή του Σχήματος 3.2 φαίνεται ότι στις 00:01π.μ., ο άνεμος πνέει με ταχύτητα 2.57 m/s από βορειοδυτική κατεύθυνση.

Το Σχήμα 3.3 για την περιοχή της Kw αναφέρεται στις μεταβολές ταχύτητας ανέμου και διεύθυνσης ανά μισή ώρα. Παρομοίως, η 3<sup>η</sup> γραμμή του Σχήματος 3.3 αναφέρεται στη 01:00π.μ., με ταχύτητα ανέμου 0 m/s (άπνοια).

Για το αρχείο της περιοχής Schiphol ακολουθήθηκε διαφορετική διαδικασία από αυτή των υπόλοιπων εννέα (9) περιοχών. Δόθηκαν, αντίστοιχα όπως στα υπόλοιπα αρχεία, η ταχύτητα και η κατεύθυνση ανέμου ωριαίας μεταβολής 56 ετών από το αεροδρόμιο Schiphol στην Ολλανδία. Είναι εύλογο να αναλυθεί η ανάγκη ύπαρξης περιοδικότητας της ταχύτητας της περιοχής με ταχύ μετασχηματισμό *Fourier-FFT*, όπως θα αναλυθεί στην ενότητα 3.3.6. Η διαδικασία αυτή, αξίζει να μελετηθεί σε δεδομένα που έχουν συλλεχθεί για μεγάλο χρονικό διάστημα, όπως στην περίπτωση των 56 ετών της περιοχής του Schiphol.

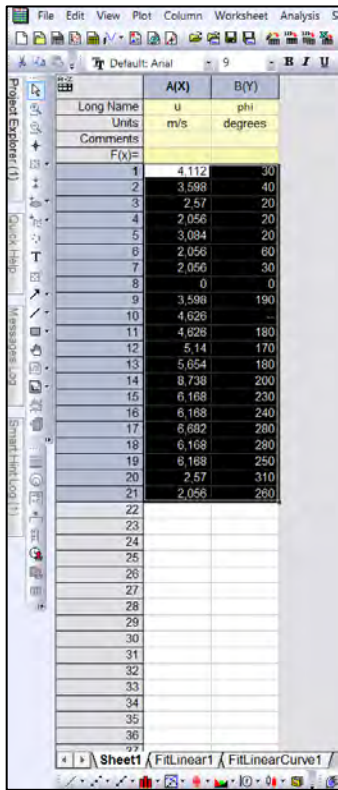
### 3.2 Αποκατάσταση ανεμολογικών δεδομένων (*wind data*)

Από ένα μεγάλο αριθμό αρχείων επιλέχθηκαν τα παραπάνω με βάση την πληρότητα των δεδομένων τους, όπως τα αρχεία που ήταν λιγότερο ελλιπή όσον αφορά τα ανεμολογικά δεδομένα (ταχύτητα και κατεύθυνση ανέμου). Για να αποκατασταθούν τα ελλιπή δεδομένα χρησιμοποιήθηκε η μέθοδος γραμμικής παρεμβολής με την χρήση λογισμικού δεδομένων ανάλυσης και γραφημάτων. Στη συνέχεια αναλύονται τα βήματα που ακολουθήθηκαν για την αποκατάσταση όλων των δεδομένων.

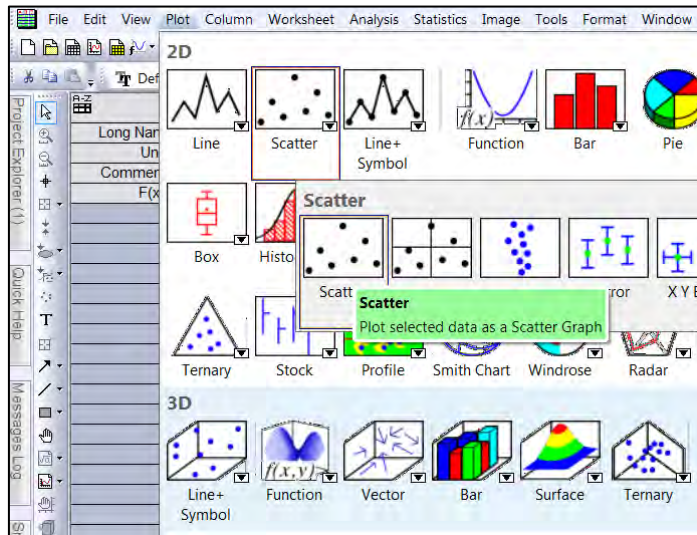
Αρχικά, επιλέγεται ένα εύρος δεδομένων, όπου εμπεριέχεται η τιμή, η οποία είναι προς συμπλήρωση (Σχήμα 3.4). Συγκεκριμένα, σε αυτό το παράδειγμα η τιμή της κατεύθυνσης  $\rho$  για ταχύτητα ανέμου  $u=4,626$  m/s.

Έπειτα, με την εντολή *Plot/Scatter* γίνεται η σημειακή γραφική παράσταση της ταχύτητας του ανέμου συναρτήσει της κατεύθυνσης (Σχήμα 3.5). Με τη χρήση της εντολής *Analysis/Fitting/Linear Fit* (Σχήμα 3.6) εμφανίζεται η καμπύλη, η οποία προσεγγίζει τα σημεία (Σχήμα 3.7) και στην καρτέλα *FitLinearCurve* οι αντίστοιχες τιμές της κατεύθυνσης για το εύρος τιμών ταχυτήτων που έχουν επιλεγεί αρχικά. Δηλαδή, για την τιμή της ταχύτητας  $u=4,626$  m/s, η κατεύθυνση του ανέμου είναι  $\rho=163,52428$  degrees (Σχήμα 3.8). Τέλος, ακολουθεί η συμπλήρωση της στρογγυλοποιημένης τιμής στον αρχικό πίνακα (Σχήμα 3.9).

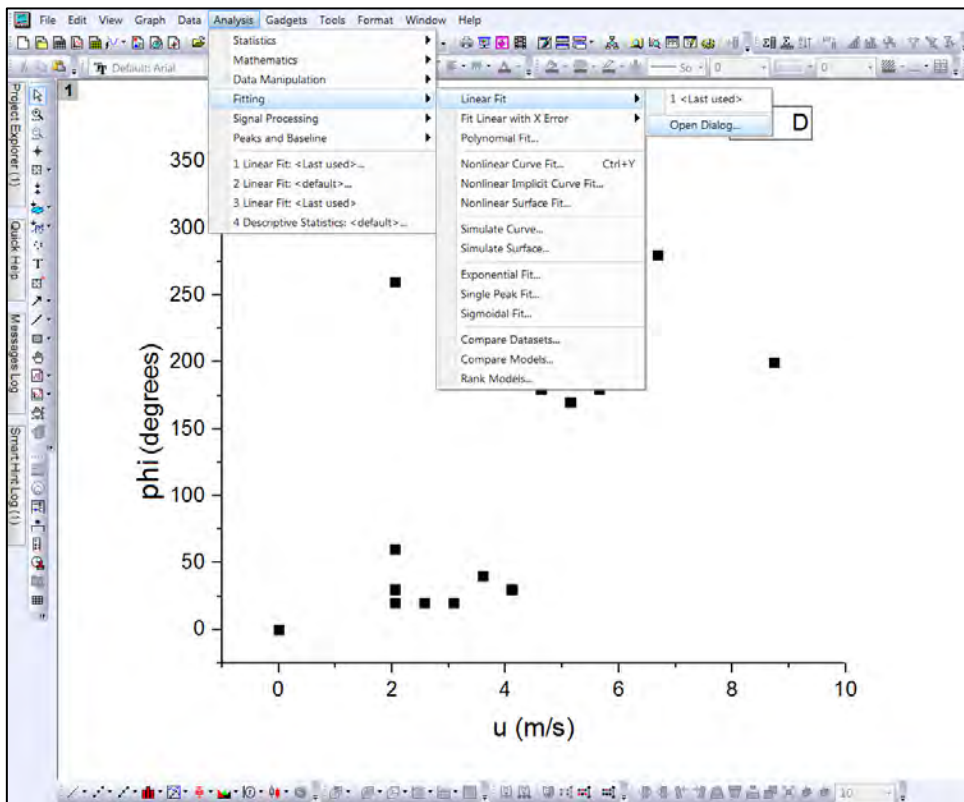
Η διαδικασία επαναλήφθηκε για όλα τα ελλιπή δεδομένα με σκοπό την συμπλήρωση όλων των ανεμολογικών αρχείων και έπειτα την πλήρη διεξαγωγή των αποτελεσμάτων.



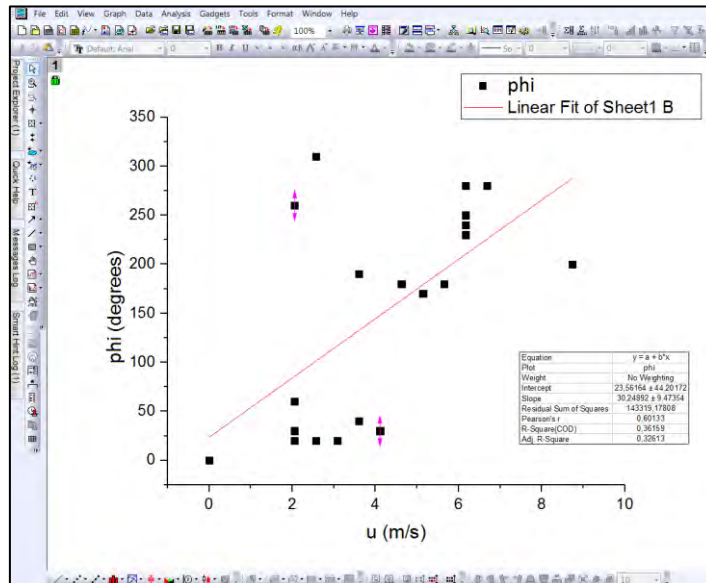
Σχήμα 3.4: Επιλογή εύρους δεδομένων



Σχήμα 3.5: Εντολή Plot/Scatter



Σχήμα 3.6: Χάραξη καμπύλης γραμμικής παρεμβολής



Σχήμα 3.7: Καμπύλη γραμμικής παρεμβολής

	A(X1)	B(Y1)
511	4.46084	158.49726
512	4.46959	158.76184
513	4.47833	159.02642
514	4.48708	159.291
515	4.49583	159.55558
516	4.50457	159.82016
517	4.51332	160.08474
518	4.52207	160.34932
519	4.53081	160.6139
520	4.53956	160.87848
521	4.54831	161.14306
522	4.55706	161.40764
523	4.5658	161.67222
524	4.57455	161.9368
525	4.5833	162.20138
526	4.59204	162.46596
527	4.60079	162.73054
528	4.60954	162.99512
529	4.61828	163.2597
530	4.62703	163.52428
531	4.63578	163.78886
532	4.64452	164.05344
533	4.65327	164.31802
534	4.66202	164.5826
535	4.67076	164.84718
536	4.67951	165.11176
537	4.68826	165.37634
538	4.697	165.64091
539	4.70575	165.90549
540	4.7145	166.17007
541	4.72324	166.43465
542	4.73199	166.69923
543	4.74074	166.96381
544	4.74948	167.22839
545	4.75823	167.49297
546	4.76698	167.75755

Σχήμα 3.8: Αποτελέσματα γραμμικής παρεμβολής

	A(X)	B(Y)
Long Name	u	phi
Units	m/s	degrees
Comments		
F(x)=		
1	4,112	30
2	3,598	40
3	2,57	20
4	2,056	20
5	3,084	20
6	2,056	60
7	2,056	30
8	0	0
9	3,598	190
10	4,626	164
11	4,626	180
12	5,14	170
13	5,654	180
14	8,738	200
15	6,168	230
16	6,168	240
17	6,682	280
18	6,168	280
19	6,168	250
20	2,57	310
21	2,056	260
22		
23		
24		
25		
26		
27		
28		
29		

Σχήμα 3.9: Αποκατάσταση ελλιπούς τιμής

### 3.3 Στατιστική ανάλυση

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται στατιστική ανάλυση του αιολικού δυναμικού των περιοχών που έχουν επιλεγεί για την μελέτη της παρούσας διπλωματικής. Η ανάλυση

αυτή περιλαμβάνει υπολογισμό των μέσων τιμών και των τυπικών αποκλίσεων όλων των ανεμολογικών αρχείων, χάραξη των γραφικών παραστάσεων ταχύτητας ανέμου - χρόνος ( $u-t$ ), κατεύθυνση ανέμου - χρόνος ( $\rho h i-t$ ), ανεμόροδα (*Wind Roses*), κατανομή ταχύτητας (κατανομή *Weibull*), αθροιστική κατανομή ταχύτητας και καμπύλες διαρκείας ανέμου.

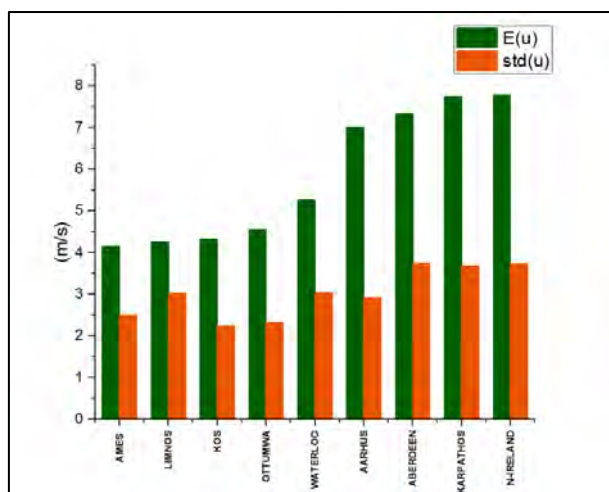
### 3.3.1 Διαγράμματα $u-t$ και $\rho h i-t$

Στην υποενότητα αυτή, παρουσιάζεται η ανάλυση που έχει πραγματοποιηθεί για τα δεδομένα των ταχυτήτων του ανέμου για τις περιοχές που επιλέχθηκαν. Αρχικά, υπολογίστηκε η μέση τιμή  $E(u)$ , η οποία εκφράζει τον μέσο όρο των τιμών της ταχύτητας και η τυπική απόκλιση  $std(u)$  των ταχυτήτων ανέμου. Τυπική απόκλιση είναι η διασπορά των τιμών γύρω από την μέση τιμή. Τα αποτελέσματα των υπολογισμών βρίσκονται στον Πίνακα 3.2.

Πίνακας 3.2: Μέσες τιμές και τυπικές αποκλίσεις ταχύτητας ανέμου

Περιοχή	Μέση τιμή: $E(u)$ [=m/s]	Τυπική απόκλιση: $std(u)$ [=m/s]
AARHUS-1HR-2016	7,01	2,92
ABERDEEN-1HR-2017	7,33	3,74
NORTHERN-IRELAND-1HR-2013	7,77	3,72
KOS-30MIN-JAN2017-OCT2017	4,32	2,24
LIMNOS-30MIN-2017	4,26	3,03
KARPATIOS-30MIN-JAN2017-OCT2017	7,74	3,68
AMES-1MIN-2017	4,15	2,50
OTTUMWA-1MIN-2017	4,54	2,33
WATERLOO-1MIN-2017	5,25	3,05

Οι ετήσιες μέσες τιμές χρησιμοποιούνται για να εκτιμηθεί η θέση εγκατάστασης μίας ανεμογεννήτριας. Έχει αναφερθεί στο Κεφάλαιο 2, πως το εύρος ταχυτήτων ανέμου που μία ανεμογεννήτρια αποδίδει μέγιστη απόδοση είναι περίπου 7 έως 9 m/s. Στο Σχήμα 3.10 χαράχθηκαν τα αποτελέσματα του Πίνακα 3.2 με αύξουσα ταξινόμηση των μέσων τιμών της ταχύτητας. Αναμένεται πως οι περιοχές με μέση τιμή ταχύτητας σε αυτό το εύρος (Aarhus, Aberdeen, Northern-Ireland, Κάρπαθος) είναι καταλληλότερες για την εγκατάσταση ανεμογεννητριών.[1]



Σχήμα 3.10: Μέση τιμή  $E(u)$  και τυπική απόκλιση  $std(u)$  ταχύτητας ανέμου για κάθε περιοχή

Είναι εύλογο να τονιστεί πως μεγάλο ρόλο στην κατανομή της ταχύτητας του ανέμου είναι η τραχύτητα του εδάφους. Όσο μεγαλύτερη είναι η τραχύτητα του εδάφους, τόσο αυξάνει το ύψος του ατμοσφαιρικού στρώματος και μειώνεται η απόδοση της ανεμογεννήτριας.[32]

Εκτός από τη μελέτη της ταχύτητας του ανέμου, βασικό στοιχείο είναι και η ανάλυση των κατευθύνσεων που πνέουν οι άνεμοι. Με βάση την κατεύθυνση του ανέμου γίνεται ο προσανατολισμός του άξονα του ρότορα της ανεμογεννήτριας για την βελτιστοποίηση της απόδοσής της.[32]

Όπως έχει αναφερθεί στο Κεφάλαιο 2, η γωνία  $\varphi$  (σφάλμα εκτροπής) επηρεάζει την αξιοποιήσιμη ταχύτητα από την ανεμογεννήτρια και στο Κεφάλαιο 6 λαμβάνεται υπόψη ο έλεγχος εκτροπής της ανεμογεννήτριας. Όσο μεγαλύτερη είναι η γωνία  $\varphi$  κάθε χρονική στιγμή, τόσο μεγαλύτερα ποσά ενέργειας απαιτούνται για τον προσανατολισμό της ατράκτου στην κατεύθυνση του ανέμου (απώλειες ενέργειας). Κάθε χρονική μεταβολή, το σφάλμα εκτροπής καθορίζεται από την απόκλιση της κατεύθυνση του ανέμου και από την θέση του οριζόντιου άξονα του ρότορα. Συνεπώς, όσο μεγαλύτερη είναι η μεταβλητότητα του ανέμου τόσο μεγαλύτερες θα είναι και οι απώλειες της ανεμογεννήτριας για την περιστροφή της ατράκτου.

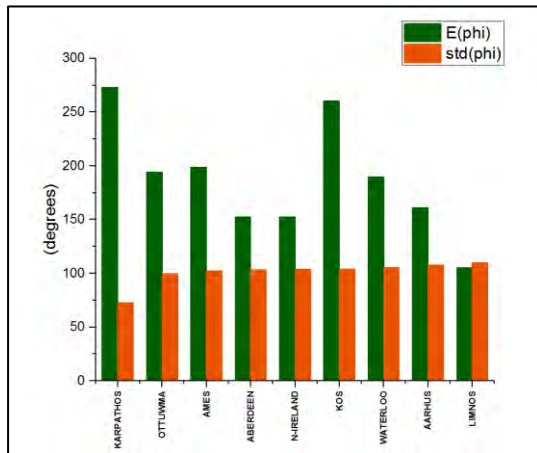
Στην υποενότητα αυτή, παρουσιάζεται η ανάλυση που έχει πραγματοποιηθεί για τα δεδομένα των κατευθύνσεων του ανέμου για τις περιοχές που επιλέχθηκαν.

Αρχικά, υπολογίστηκε η μέση τιμή  $E(\varphi)$ , η οποία εκφράζει τον μέσο όρο των τιμών της κατεύθυνσης. Όμως, η τιμή αυτή δεν αντιπροσωπεύει την συχνότερη κατεύθυνση (βλ. 3.3.2) από την οποία πνέει ο άνεμος σε μία περιοχή. Γι' αυτό υπολογίστηκε η τυπική απόκλιση  $std(\varphi)$  των κατευθύνσεων, η οποία εκφράζει τη διασπορά των τιμών γύρω από την μέση τιμή. Τα αποτελέσματα των υπολογισμών βρίσκονται στον Πίνακα 3.3.

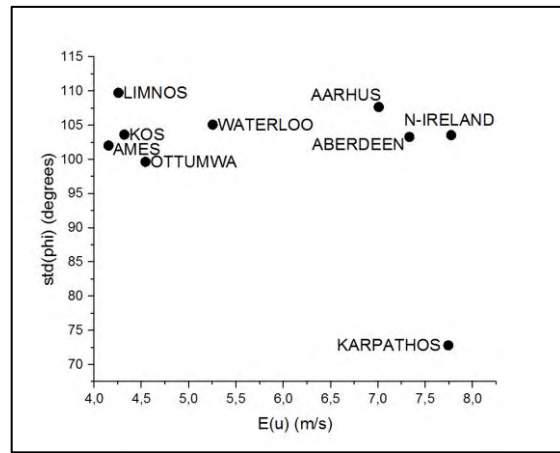
**Πίνακας 3.3: Μέσες τιμές και τυπικές αποκλίσεις κατεύθυνσης ανέμου**

Περιοχή	Μέση τιμή: $E(\varphi)$ [=degrees]	Τυπική απόκλιση: $std(\varphi)$ [=degrees]
AARHUS-1HR-2016	160,77	107,68
ABERDEEN-1HR-2017	152,38	103,30
NORTHERN-IRELAND-1HR-2013	152,31	103,56
KOS-30MIN-JAN2017-OCT2017	260,51	103,64
LIMNOS-30MIN-2017	105,32	109,76
KARPATIOS-30MIN-2017	272,86	72,82
AMES-1MIN-2017	198,79	102,04
OTTUMWA-1MIN-2017	194,16	99,66
WATERLOO-1MIN-2017	189,67	105,10

Στο Σχήμα 3.11(α) χαράχθηκαν τα στοιχεία του Πίνακα 3.3 με αύξουσα ταξινόμηση των τυπικών αποκλίσεων της κατεύθυνσης. Παρατηρείται πως η τυπική απόκλιση δεν είναι ανάλογη με την μέση τιμή. Αναμένεται ότι σε περιοχές με μεγάλη μεταβλητότητα της κατεύθυνσης  $std(\varphi)$ , οι απώλειες ενέργειας λόγω στρέψης ανεμογεννήτριας θα είναι μεγάλες σε σύγκριση με περιοχές, όπου η μεταβλητότητα είναι μικρότερη. Καθώς, η ανεμογεννήτρια λόγω εγκατάστασης συστήματος εκτροπής θα χρειάζεται να στρίβει περισσότερες φορές για να προσαρμόζεται στην κατεύθυνση του ανέμου.



Σχήμα 3.11(α)



Σχήμα 3.11(β)

**Σχήμα 3.11(α):** Μέση τιμή,  $E(\phi)$  και τυπική απόκλιση,  $std(\phi)$  κατεύθυνσης ανέμου για κάθε περιοχή και **Σχήμα 3.11(β):** Συνάρτηση της μέσης τιμής της ταχύτητας,  $E(u)$  και της τυπικής απόκλισης της κατεύθυνσης του ανέμου,  $std(\phi)$  για κάθε περιοχή

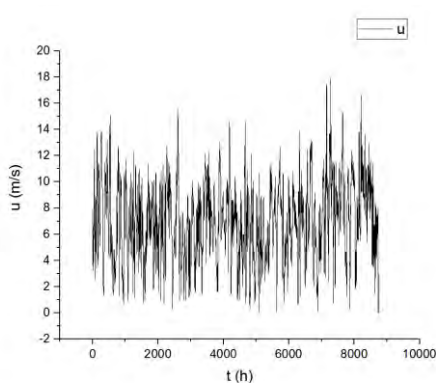
Μία πρώτη εκτίμηση για την κατάλληλη επιλογή μιας περιοχής για την εγκατάσταση ανεμογεννήτριας είναι η μελέτη του συνδυασμού της μέσης τιμής της ταχύτητας  $E(u)$  και της τυπικής απόκλισης της κατεύθυνσης  $std(\phi)$ . Περιοχές με μεγάλη μεταβλητότητα της κατεύθυνσης του ανέμου και μικρή μέση τιμή της ταχύτητας, αναμένεται ότι θα έχουν υψηλά ποσά απωλειών ενέργειας στην περίπτωση του ελέγχου περιστροφής και χαμηλά ποσά παραγόμενης ενέργειας λόγω της χαμηλής ταχύτητας.

Για την εκτίμηση αυτή, χαράχθηκε το Σχήμα 3.11(β), στο οποίο απεικονίζεται η συνάρτηση των  $E(u)$  και  $std(\phi)$  για κάθε ανεμολογικό αρχείο. Για παράδειγμα, στην Κάρπαθο, περιοχή με μεγάλη μέση τιμή ταχύτητας ανέμου και μικρή τυπική απόκλιση κατεύθυνσης, προβλέπεται ότι τα παραγόμενα ποσά ενέργειας από μία ανεμογεννήτρια θα είναι υψηλότερα από την Λήμνο, περιοχή με χαμηλή μέση τιμή ταχύτητας και υψηλή μεταβλητότητα κατεύθυνσης.

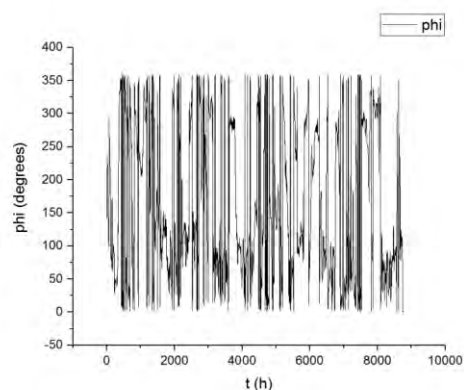
Στη συνέχεια της ενότητας, παρουσιάζονται οι γραφικές παραστάσεις της ταχύτητας και της κατεύθυνσης του ανέμου συναρτήσει του χρόνου, οι οποίες έγιναν με την χρήση λογισμικού δεδομένων ανάλυσης και γραφημάτων για κάθε ανεμολογικό αρχείο.

### Διάγραμμα $u-t$ και $\phi-t$ για την περιοχή του Aarhus με βάση τις μετρήσεις 1 ώρας του έτους 2016 (8760 ώρες)

Από την ανάλυση των δεδομένων της ταχύτητας (Πίνακας 3.2) και της κατεύθυνσης του ανέμου (Πίνακας 3.3) η μέση ταχύτητα του ανέμου είναι 7 m/s και η τυπική απόκλιση της κατεύθυνσης είναι 108 μοίρες για την περιοχή Aarhus. Από το Σχήμα 3.12 παρατηρείται ότι η ταχύτητα του ανέμου όλο το έτος επικεντρώνεται σε υψηλές τιμές και από το Σχήμα 3.13 ότι η μεταβλητότητα της κατεύθυνσης είναι μεγάλη, δηλαδή η κατεύθυνση από την οποία πνέει ο άνεμος αλλάζει ραγδαία ανά τακτά χρονικά διαστήματα. Το Aarhus είναι μια περιοχή με μεγάλη μεταβλητότητα της κατεύθυνσης του ανέμου και μεγάλη μέση τιμή της ταχύτητας, οπότε προβλέπεται ότι μια ανεμογεννήτρια θα έχει υψηλά ποσά κερδισόμενων ενεργειών εφαρμόζοντας τον μηχανισμό ελέγχου εκτροπής.



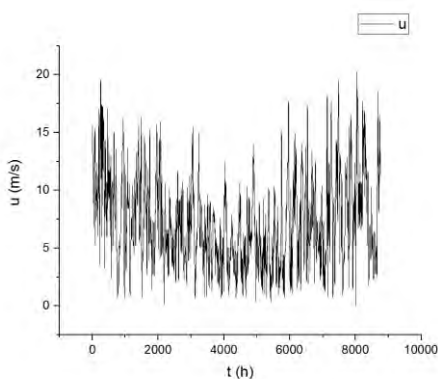
**Σχήμα 3.12:** Μεταβολή της ωριαίας ταχύτητας ανέμου με το χρόνο για την περιοχή Aarhus για το έτος 2016



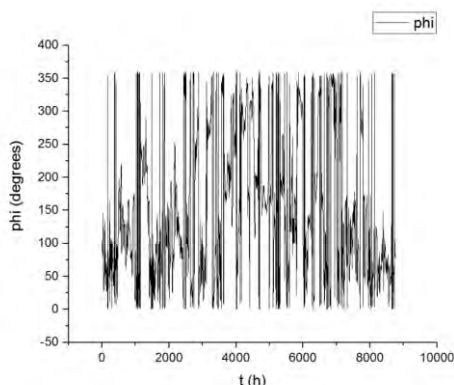
**Σχήμα 3.13:** Μεταβολή της ωριαίας διεύθυνσης του ανέμου phi με τον χρόνο για την περιοχή Aarhus για το έτος 2016

### Διάγραμμα u-t και phi-t για την περιοχή του Aberdeen με βάση τις μετρήσεις 1 ώρας του έτους 2017 (8760 ώρες)

Από την ανάλυση των δεδομένων της ταχύτητας (Πίνακας 3.2) και της κατεύθυνσης του ανέμου (Πίνακας 3.3) η μέση ταχύτητα του ανέμου είναι 7,3 m/s και η τυπική απόκλιση της κατεύθυνσης είναι 103 μοίρες για την περιοχή Aberdeen. Από το Σχήμα 3.14 παρατηρείται ότι η ταχύτητα του ανέμου επικεντρώνεται σε υψηλές τιμές από 0h έως 2500h και από 6000h έως 8760h και από το Σχήμα 3.15 ότι η μεταβλητότητα της κατεύθυνσης για αυτά τα χρονικά διαστήματα είναι μεγάλη. Οπότε προβλέπεται ότι μια ανεμογεννήτρια θα έχει υψηλά ποσά κερδιζόμενων ενεργειών εφαρμόζοντας μηχανισμό ελέγχου εκτροπής. Το υπόλοιπο χρονικό διάστημα επειδή η τιμές της ταχύτητας είναι χαμηλές αναμένεται πως τα παραγόμενα ποσά ενέργειας δεν θα είναι ικανοποιητικά.



**Σχήμα 3.14:** Μεταβολή της ωριαίας ταχύτητας ανέμου με το χρόνο για την περιοχή Aberdeen για το έτος 2017

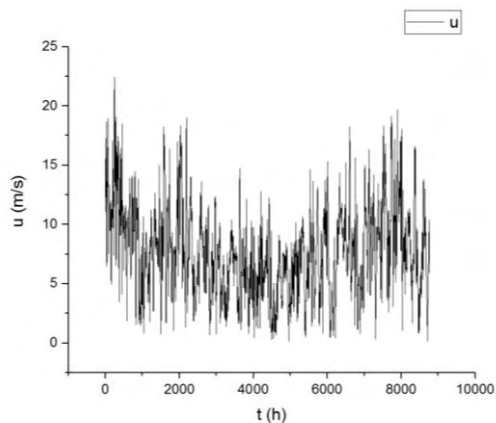


**Σχήμα 3.15:** Μεταβολή της ωριαίας διεύθυνσης του ανέμου phi με τον χρόνο για την περιοχή Aberdeen για το έτος 2017

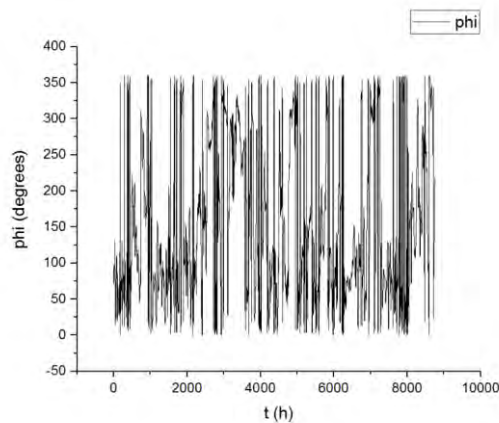
### Διάγραμμα u-t και phi-t για την περιοχή της Northern-Ireland με βάση τις μετρήσεις 1 ώρας του έτους 2013 (8760 ώρες)

Από την ανάλυση των δεδομένων της ταχύτητας (Πίνακας 3.2) και της κατεύθυνσης του ανέμου (Πίνακας 3.3) η μέση ταχύτητα του ανέμου είναι 7,8 m/s και η τυπική απόκλιση της κατεύθυνσης είναι 104 μοίρες για την περιοχή Northern-Ireland. Από το Σχήμα 3.16

παρατηρείται ότι η ταχύτητα του ανέμου επικεντρώνεται σε υψηλές τιμές από 0h έως 2000h και από 6000h έως 8760h και από το Σχήμα 3.17 ότι η μεταβλητότητα της κατεύθυνσης για αυτά τα χρονικά διαστήματα είναι μεγάλη. Οπότε προβλέπεται ότι μια ανεμογεννήτρια θα έχει υψηλά ποσά κερδιζόμενων ενεργειών εφαρμόζοντας μηχανισμό ελέγχου εκτροπής. Το υπόλοιπο χρονικό διάστημα επειδή οι τιμές της ταχύτητας είναι χαμηλές αναμένεται πως τα παραγόμενα ποσά ενέργειας δεν θα είναι ικανοποιητικά.



**Σχήμα 3.16:** Μεταβολή της ωριαίας ταχύτητας ανέμου με το χρόνο για την περιοχή Northern-Ireland για το έτος 2013

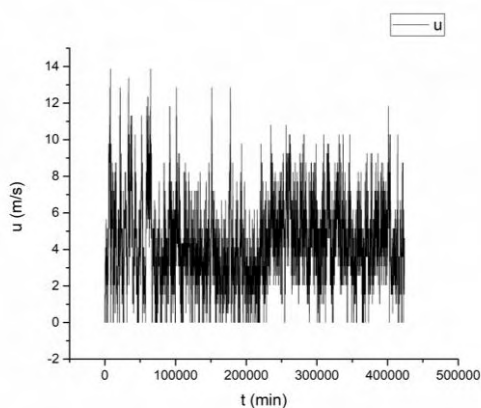


**Σχήμα 3.17:** Μεταβολή της ωριαίας διεύθυνσης του ανέμου phi με τον χρόνο για την περιοχή Northern-Ireland για το έτος 2013

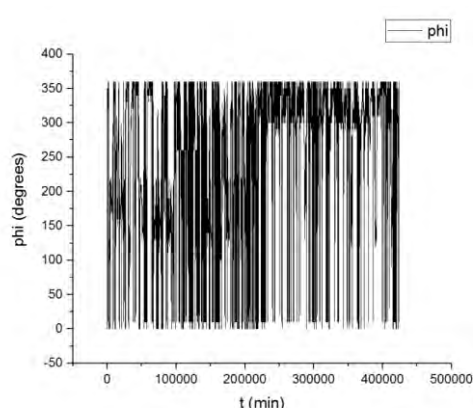
### Διάγραμμα u-t και phi-t για την περιοχή της Κω με βάση τις μετρήσεις 30 λεπτών της περιόδου Ιανουάριος – Οκτώβριος 2017 (7065 ώρες)

Από την ανάλυση των δεδομένων της ταχύτητας (Πίνακας 3.2) και της κατεύθυνσης του ανέμου (Πίνακας 3.3) η μέση ταχύτητα του ανέμου είναι 4,3 m/s και η τυπική απόκλιση της κατεύθυνσης είναι 104 μοίρες για την περιοχή της Κω. Από το Σχήμα 3.18 παρατηρείται ότι η ταχύτητα του ανέμου όλο το έτος επικεντρώνεται σε χαμηλές τιμές και από το Σχήμα 3.19 από 0min έως 220000min η μεταβλητότητα της κατεύθυνσης είναι μεγάλη. Συνεπώς, οι απώλειες ενέργειας θα είναι μεγαλύτερες σε σύγκριση με το υπόλοιπο χρονικό διάστημα του έτους, όπου η κατεύθυνση επικεντρώνεται στο εύρος [300,360] μοίρες. Μια ανεμογεννήτρια θα έχει χαμηλά ποσά κερδιζόμενων ενεργειών.





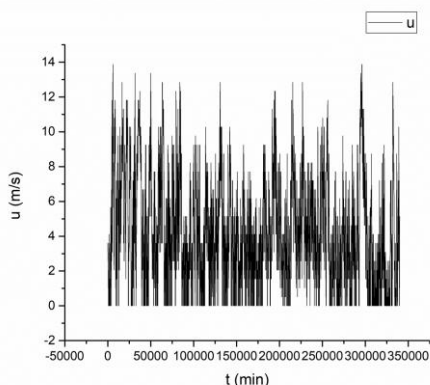
**Σχήμα 3.18:** Μεταβολή της 30-λεπτης ταχύτητας ανέμου με το χρόνο για την περιοχή της Κω για την περίοδο Ιανουάριος 2017 έως Οκτώβριο 2017



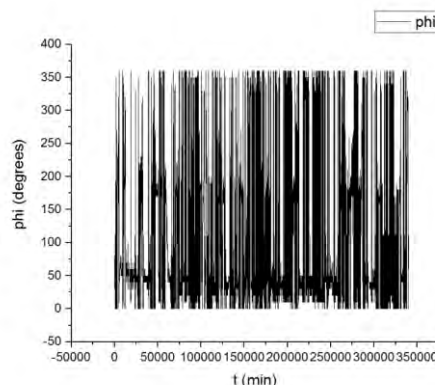
**Σχήμα 3.19:** Μεταβολή της 30-λεπτης διεύθυνσης του ανέμου phi με τον χρόνο για την περιοχή της Κω για την περίοδο Ιανουάριος 2017-Οκτώβριος 2017

### Διάγραμμα u-t και phi-t για την περιοχή της Λήμνου με βάση τις μετρήσεις 30 λεπτών του έτους 2017 (5669 ώρες)

Από την ανάλυση των δεδομένων της ταχύτητας (Πίνακας 3.2) και της κατεύθυνσης του ανέμου (Πίνακας 3.3) η μέση ταχύτητα του ανέμου είναι 4,3 m/s και η τυπική απόκλιση της κατεύθυνσης είναι 110 μοίρες για την περιοχή της Λήμνου. Από το Σχήμα 3.20 παρατηρείται ότι η ταχύτητα του ανέμου όλο το έτος επικεντρώνεται σε χαμηλές τιμές και από το Σχήμα 3.21 σε όλο το έτος η μεταβλητότητα της κατεύθυνσης είναι μεγάλη. Συνεπώς, μια ανεμογεννήτρια στην περιοχή αυτή θα έχει χαμηλά ποσά κερδιζόμενων ενεργειών.



**Σχήμα 3.20:** Μεταβολή της 30-λεπτης ταχύτητας ανέμου με τον χρόνο για την περιοχή της Λήμνου για το έτος 2017

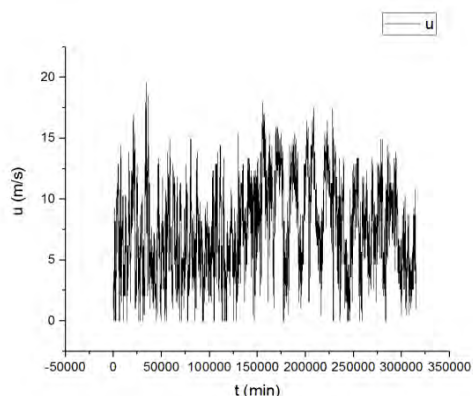


**Σχήμα 3.21:** Μεταβολή της 30-λεπτης διεύθυνσης του ανέμου phi με τον χρόνο για την περιοχή της Λήμνου για το έτος 2017

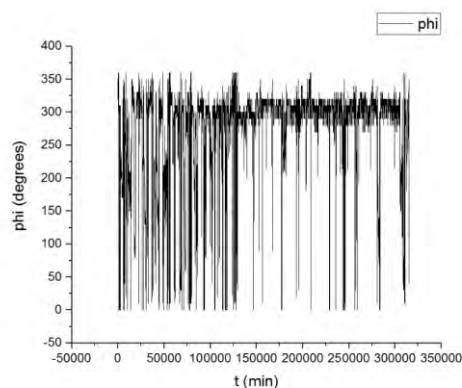
### Διάγραμμα u-t και phi-t για την περιοχή της Καρπάθου με βάση τις μετρήσεις 30 λεπτών της περιόδου Ιανουάριος - Οκτώβριος 2017 (5257 ώρες)

Από την ανάλυση των δεδομένων της ταχύτητας (Πίνακας 3.2) και της κατεύθυνσης του ανέμου (Πίνακας 3.3) η μέση ταχύτητα του ανέμου είναι 7,7 m/s και η τυπική απόκλιση της κατεύθυνσης είναι 73 μοίρες για την περιοχή της Καρπάθου. Από το Σχήμα 3.22

παρατηρείται ότι η ταχύτητα του ανέμου όλο το έτος επικεντρώνεται σε υψηλές τιμές και από το Σχήμα 3.23 από 125000min έως 315120min η μεταβλητότητα της κατεύθυνσης είναι μεγάλη. Συνεπώς, οι απώλειες ενέργειας θα είναι μεγαλύτερες σε σύγκριση με το υπόλοιπο χρονικό διάστημα του έτους, όπου η κατεύθυνση επικεντρώνεται στο εύρος [300,360] μοίρες. Μια ανεμογεννήτρια θα έχει υψηλά ποσά κερδιζόμενων ενεργειών.



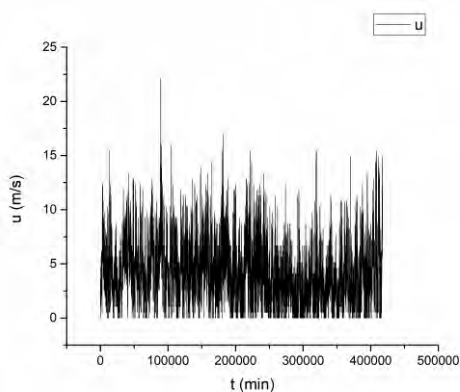
**Σχήμα 3.22:** Μεταβολή της 30-λεπτης ταχύτητας του ανέμου με τον χρόνο για την περιοχή της Καρπάθου για την περίοδο Ιανουάριος 2017-Οκτώβριος 2017



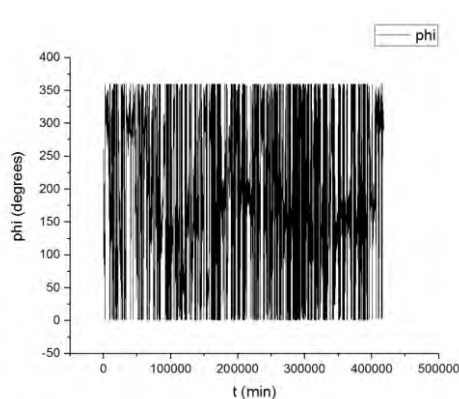
**Σχήμα 3.23:** Μεταβολή της 30-λεπτης διεύθυνσης του ανέμου phi με τον χρόνο για την περιοχή της Καρπάθου για την περίοδο Ιανουάριος 2017-Οκτώβριος 2017

### Διάγραμμα u-t και phi-t για την περιοχή του Ames με βάση τις μετρήσεις 1 λεπτού του έτους 2017 (6958 ώρες)

Από την ανάλυση των δεδομένων της ταχύτητας (Πίνακας 3.2) και της κατεύθυνσης του ανέμου (Πίνακας 3.3) η μέση ταχύτητα του ανέμου είναι 4,2 m/s και η τυπική απόκλιση της κατεύθυνσης είναι 102 μοίρες για την περιοχή Ames. Από το Σχήμα 3.24 παρατηρείται ότι η ταχύτητα του ανέμου όλο το έτος επικεντρώνεται σε χαμηλές τιμές και από το Σχήμα 3.25 σε όλο το έτος η μεταβλητότητα της κατεύθυνσης είναι μεγάλη. Συνεπώς, μια ανεμογεννήτρια στην περιοχή αυτή θα έχει χαμηλά ποσά κερδιζόμενων ενεργειών.



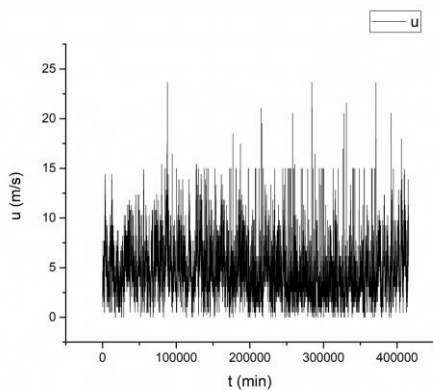
**Σχήμα 3.24:** Μεταβολή της 1-λεπτης ταχύτητας ανέμου με τον χρόνο για την περιοχή Ames για το έτος 2017



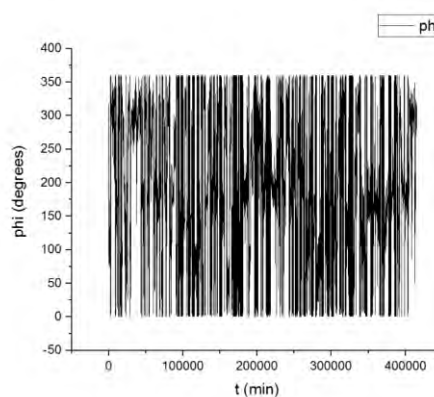
**Σχήμα 3.25:** Μεταβολή της 1-λεπτης διεύθυνσης του ανέμου phi με τον χρόνο για την περιοχή Ames για το έτος 2017

### Διάγραμμα u-t και phi-t για την περιοχή της Ottumwa με βάση τις μετρήσεις 1 λεπτού του έτους 2017 (6922 ώρες)

Από την ανάλυση των δεδομένων της ταχύτητας (Πίνακας 3.2) και της κατεύθυνσης του ανέμου (Πίνακας 3.3) η μέση ταχύτητα του ανέμου είναι 4,5 m/s και η τυπική απόκλιση της κατεύθυνσης είναι 100 μοίρες για την περιοχή Ottumwa. Από το Σχήμα 3.26 παρατηρείται ότι η ταχύτητα του ανέμου όλο το έτος επικεντρώνεται σε χαμηλές τιμές και από το Σχήμα 3.27 σε όλο το έτος η μεταβλητότητα της κατεύθυνσης είναι μεγάλη. Συνεπώς, μια ανεμογεννήτρια στην περιοχή αυτή θα έχει χαμηλά ποσά κερδιζόμενων ενεργειών.



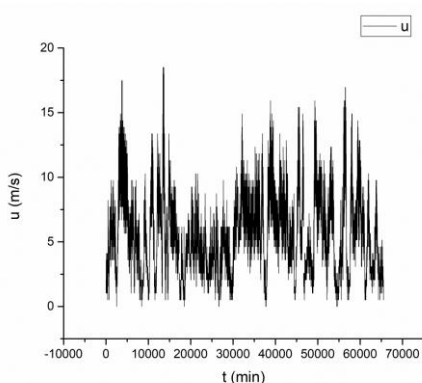
Σχήμα 3.26: Μεταβολή της 1-λεπτης ταχύτητας ανέμου με τον χρόνο για την περιοχή Ottumwa για το έτος 2017



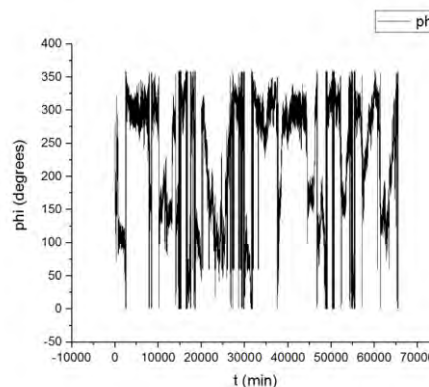
Σχήμα 3.27: Μεταβολή της 1-λεπτης διεύθυνσης του ανέμου phi με τον χρόνο για την περιοχή Ottumwa για το έτος 2017

### Διάγραμμα u-t και phi-t για την περιοχή του Waterloo με βάση τις μετρήσεις 1 λεπτού του έτους 2017 (7028 ώρες)

Από την ανάλυση των δεδομένων της ταχύτητας (Πίνακας 3.2) και της κατεύθυνσης του ανέμου (Πίνακας 3.3) η μέση ταχύτητα του ανέμου είναι 5,3m/s και η τυπική απόκλιση της κατεύθυνσης είναι 105 μοίρες για την περιοχή Waterloo. Από το Σχήμα 3.28 παρατηρείται ότι η ταχύτητα του ανέμου όλο το έτος έχει υψηλές τιμές και από το Σχήμα 3.29 η κατεύθυνση επικεντρώνεται ανά μεγάλες χρονικές περιόδους σε συγκεκριμένα εύρη τιμών. Στα χρονικά αυτά διαστήματα, τα παραγόμενα ποσά ενέργειας από μία ανεμογεννήτρια θα είναι υψηλότερα σε σχέση με τα υπόλοιπα. Για παράδειγμα, κάποιες από τις χρονικές περιόδους είναι από 2000min έως 8000min και από 38000min έως 46000min.



Σχήμα 3.28: Μεταβολή της 1-λεπτης ταχύτητας ανέμου για την περιοχή Waterloo για το έτος 2017



Σχήμα 3.19: Μεταβολή της 1-λεπτης διεύθυνσης του ανέμου phi με τον χρόνο για την περιοχή Waterloo για το έτος 2017

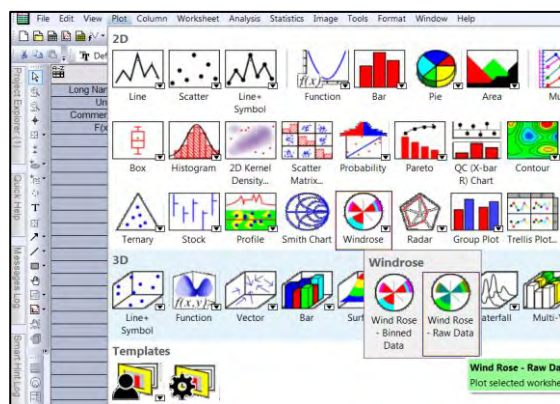
### 3.3.2 Ανεμόροδα (Wind roses)

Σε αυτή την ενότητα παρουσιάζονται τα ανεμόροδα όλων των ανεμολογικών αρχείων ανά έτος και η ερμηνεία τους. Για την κατασκευή των διαγραμμάτων χρησιμοποιήθηκε λογισμικό ανάλυσης δεδομένων και γραφημάτων. Τα βήματα που ακολουθούνται είναι τα εξής:

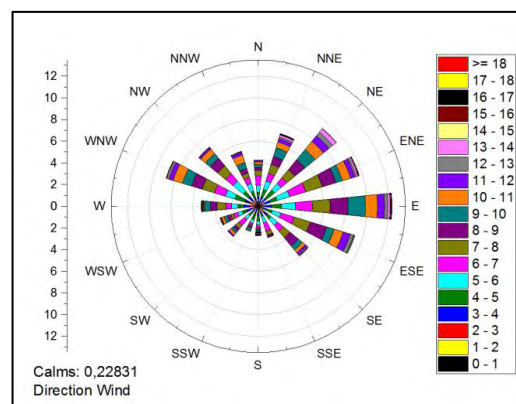
Αρχικά, επιλέγονται τα δεδομένα της κατεύθυνσης  $\phi$  και της ταχύτητας  $u$  (Σχήμα 3.30) ενός ανεμολογικού αρχείου π.χ. Aarhus. Με την χρήση της εντολής *Plot/Wind Rose/Wind Rose-Raw Data* (Σχήμα 3.31) εμφανίζεται το ανεμόροδο (Σχήμα 3.32). Επίσης, στην καρτέλα *WindRose1*, όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.30, παρατίθενται τα ποσοστά του χρόνου όπου ο άνεμος προέρχεται από κάποια από τις 16 κατευθύνσεις και η ταχύτητά του λαμβάνει τιμή από ένα συγκεκριμένο εύρος.

	A(X)	B(Y)
Long Name	$\phi$	$u$
Units	degrees	m/s
Comments		
F(x)=		
1	142	3,59
2	147	4,21
3	152	4,83
4	162	5,45
5	171	6,07
6	181	6,69
7	192	7,31
8	203	7,93
9	214	7,17
10	217	6,89
11	219	6,6
12	221	6,32
13	224	5,54
14	227	4,76
15	231	3,99
16	231	3,99
17	231	3,99
18	232	3,99
19	233	3,92
20	235	3,85
21	237	3,78
22	235	3,6
23	233	3,41
24	232	3,23
25	224	3,68
26	216	4,13
27	208	4,68
28	202	4,84
29	197	5,1
30	191	5,37
31	187	5,39
32	184	5,41
33	180	5,43
34	174	5,51
35	169	5,59

Σχήμα 3.30: Δεδομένα κατεύθυνσης  $\phi$  και ταχύτητας  $u$  για την περιοχή του Aarhus



Σχήμα 3.31: Εντολή Plot/Wind rose



Σχήμα 3.32: Ανεμόροδο

Στα Σχήματα 3.33-3.36 παρουσιάζονται τα ποσοστά του χρόνου από την κατάταξη των ανεμολογικών δεδομένων ανά εύρος κατευθύνσεων και ταχυτήτων. Για παράδειγμα, το 0,023% του έτους ο άνεμος στο Aarhus έχει ταχύτητα 0-1 m/s και προέρχεται από 0-22,5 μοίρες (degrees), Σχήμα 3.33.

A-Z	A(X1)	B(Y1)	C(Y1)	D(Y1)	E(Y1)	F(Y1)
Long Name	phi	Percent Frequency	Percent Frequency	Percent Frequency	Percent Frequency	Percent Frequency
Units	degrees	%	%	%	%	%
Comments		0 - 1 m/s	1 - 2 m/s	2 - 3 m/s	3 - 4 m/s	4 - 5 m/s
Bin Ends of B		1	2	3	4	5
F(x)=						
1	0	0,02283	0,19402	0,18261	0,43369	0,47934
2	22,5	0,03424	0,13696	0,27391	0,47934	0,69619
3	45	0,03424	0,17119	0,20543	0,49076	1,04999
4	67,5	0,04565	0,2625	0,2625	0,51358	0,74184
5	90	0,02283	0,14837	0,3538	0,67336	0,9701
6	112,5	0	0,20543	0,23967	0,38804	0,52499
7	135	0,04565	0,41087	0,31956	0,29674	0,45652
8	157,5	0,04565	0,20543	0,23967	0,25108	0,2625
9	180	0,06848	0,31956	0,2625	0,27391	0,47934
10	202,5	0,02283	0,0913	0,2625	0,23967	0,7076
11	225	0,02283	0,20543	0,20543	0,3538	0,38804
12	247,5	0,04565	0,18261	0,34239	0,54782	0,45652
13	270	0,04565	0,27391	0,50217	0,50217	0,54782
14	292,5	0,07989	0,3538	0,43369	0,46793	0,91303
15	315	0,0913	0,18261	0,43369	0,4451	0,62771
16	337,5	0,03424	0,0913	0,23967	0,43369	0,66195

Σχήμα 3.33: Κατάταξη ποσοστών του χρόνου ανά εύρος κατευθύνσεων και ταχυτήτων

H(Y1)	I(Y1)	J(Y1)	K(Y1)	L(Y1)
Percent Frequency	Percent Frequency	Percent Frequency	Percent Frequency	Percent Frequency
%	%	%	%	%
6 - 7 m/s	7 - 8 m/s	8 - 9 m/s	9 - 10 m/s	10 - 11 m/s
7	8	9	10	11
0,85597	0,53641	0,25108	0,29674	0,21685
0,76467	0,85597	0,75325	0,84456	0,57065
0,7076	0,93586	1,20977	1,22118	0,9701
1,56357	1,57498	1,30107	0,62771	0,78749
1,55216	1,63205	1,65487	1,5864	1,09564
1,28966	1,52933	1,5864	0,7076	0,86738
0,68478	0,78749	0,99292	0,49076	0,31956
0,81032	0,3538	0,18261	0,03424	0,02283
0,23967	0,13696	0,13696	0,12554	0,05706
0,17119	0,11413	0,18261	0,23967	0,0913
0,74184	0,38804	0,27391	0,23967	0,2625
0,41087	0,27391	0,33097	0,30815	0,25108
0,51358	0,82173	0,59347	0,50217	0,10272
1,03858	1,18694	1,00434	0,89021	0,89021
0,89021	0,95869	0,87879	0,58206	0,53641
0,60488	0,41087	0,43369	0,58206	0,71901

Σχήμα 3.34: Κατάταξη ποσοστών του χρόνου ανά εύρος κατευθύνσεων και ταχυτήτων

M(Y1)	N(Y1)	O(Y1)	P(Y1)	Q(Y1)
Percent Frequency	Percent Frequency	Percent Frequency	Percent Frequency	Percent Frequency
%	%	%	%	%
11 - 12 m/s	12 - 13 m/s	13 - 14 m/s	14 - 15 m/s	15 - 16 m/s
12	13	14	15	16
0,10272	0,05706	0,01141	0	0
0,29674	0,15978	0,20543	0,04565	0,02283
0,66195	0,43369	0,39945	0,03424	0
0,38804	0,13696	0,17119	0,06848	0,01141
0,63912	0,31956	0,21685	0,05706	0,06848
0,66195	0,34239	0,04565	0,06848	0
0,21685	0,10272	0,04565	0,02283	0
0	0	0	0	0,01141
0,04565	0,04565	0,06848	0,04565	0,02283
0	0	0	0	0
0,13696	0	0	0	0
0,04565	0,02283	0,05706	0,02283	0
0,04565	0,06848	0,04565	0,05706	0,02283
0,38804	0,23967	0,01141	0,03424	0,01141
0,13696	0,05706	0,04565	0	0
0,23967	0,06848	0,04565	0,01141	0

Σχήμα 3.35: Κατάταξη ποσοστών του χρόνου ανά εύρος κατευθύνσεων και ταχυτήτων

Επίσης, στην στήλη Subtotal of Percent Frequency (Σχήμα 3.36) καταγράφεται το συνολικό ποσοστό του χρόνου όπου ο άνεμος λαμβάνει τιμή από το εύρος ταχυτήτων που αντιστοιχεί στην στήλη Bins of B. Για παράδειγμα, το 0,662% του έτους ο άνεμος στην περιοχή του

Aarhus έχει ταχύτητα 0-1 m/s. Τέλος, στην στήλη Calm απεικονίζεται το χρονικό ποσοστό του έτους όπου η ταχύτητα του ανέμου είναι μηδέν, το οποίο είναι 0,22%.

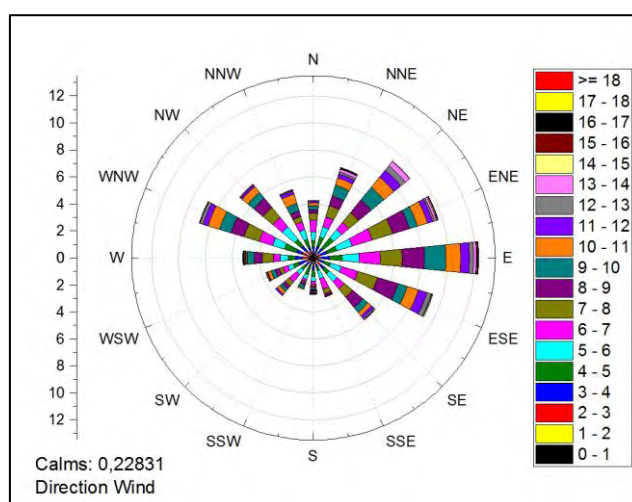
R(Y1)	S(Y1)	T(Y1)	U(X2)	V(Y2)	W(Y2)
Percent Frequency	Percent Frequency	Percent Frequency	Bins of B	Subtotal of Percent Frequency	Calm
%	%	%	m/s	%	%
16 - 17 m/s	17 - 18 m/s	>= 18 m/s			
17	18	19			
0	0,01141	0	0 - 1	0,66195	0,21685
0,05706	0	0	1 - 2	3,43529	
0	0	0	2 - 3	4,75919	
0,01141	0,03424	0	3 - 4	6,79069	
0,02283	0,02283	0	4 - 5	9,96348	
0	0	0	5 - 6	11,73248	
0	0	0	6 - 7	12,83953	
0	0	0	7 - 8	12,49715	
0,02283	0,04565	0	8 - 9	11,76672	
0	0	0	9 - 10	9,2787	
0	0	0	10 - 11	7,76079	
0	0	0	11 - 12	4,00593	
0	0	0	12 - 13	2,05433	
0	0	0	13 - 14	1,36955	
0	0	0	14 - 15	0,46793	
0	0	0	15 - 16	0,17119	
			16 - 17	0,11413	
			17 - 18	0,11413	
			>= 18	0	

Σχήμα 3.36: Κατάταξη ποσοστών του χρόνου ανά εύρος κατευθύνσεων και ταχυτήτων

### Ανεμόροδο για την περιοχή του Aarhus με βάση τις μετρήσεις 1 ώρας του έτους 2016 (8760 ώρες)

Το διάγραμμα (Σχήμα 3.37) δείχνει οπτικά πως ο άνεμος στο Aarhus προέρχεται κυρίως από Ανατολικές κατευθύνσεις. Όμως, αυτές με τις μεγαλύτερες ποσοστιαίες συχνότητες είναι οι 90 μοίρες (E) για το 12,28% του χρόνου, οι 67,5 μοίρες (ENE) για το 9,69% του χρόνου και οι 45 μοίρες (NE) και οι 112,5 μοίρες (ESE) για το 9,28% του χρόνου η κάθε μία.

Επίσης, το διάγραμμα μας δίνει πληροφορίες για την ταχύτητα του ανέμου στις διάφορες κατευθύνσεις. Συγκεκριμένα για την συχνότερη κατεύθυνση (90 μοίρες), το 1,63% του χρόνου η ταχύτητα είναι 7-8 m/s, το 1,66% η ταχύτητα είναι 8-9 m/s και το 1,59% είναι 9-10 m/s. Τέλος, καταγράφεται το ποσοστό του χρόνου που η ταχύτητα του ανέμου είναι μηδέν (Calms). Το ποσοστό αυτό είναι 0,23%, αμελητέο σε σύγκριση με τις υπόλοιπες μετρήσεις.



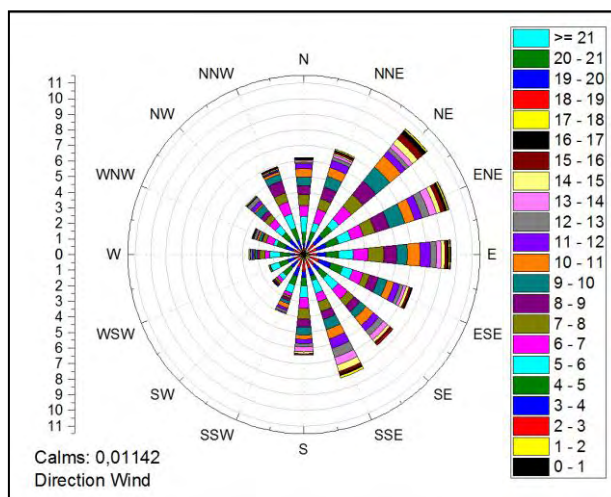
Σχήμα 3.37: Ανεμόροδο ωριαίας μεταβολής της περιοχής Aarhus για το έτος 2016

### Ανεμόροδο για την περιοχή του Aberdeen με βάση τις μετρήσεις 1 ώρας του έτους 2017 (8760 ώρες)

Το διάγραμμα (Σχήμα 3.38) δείχνει οπτικά πως ο άνεμος στο Aberdeen προέρχεται κυρίως από Βορειοανατολικές με Νοτιοανατολικές κατευθύνσεις. Όμως, αυτές με τις μεγαλύτερες

ποσοστιαίες συχνότητες είναι οι 45 μοίρες (NE) για το 10,45% του χρόνου, οι 67,5 μοίρες (ENE) για το 9,91% του χρόνου και οι 90 μοίρες (E) για το 9,61% του χρόνου. Κατά μέσο όρο για 5,4% του χρόνου ο άνεμος προέρχεται από κάθε μία από τις υπόλοιπες κατευθύνσεις.

Επίσης, το διάγραμμα μας δίνει πληροφορίες για την ταχύτητα του ανέμου στις διάφορες κατευθύνσεις. Συγκεκριμένα για την συχνότερη κατεύθυνση (55 μοίρες), το 0,98% του χρόνου η ταχύτητα είναι 7-8 m/s, το 1,12% η ταχύτητα είναι 8-9 m/s και το 1,16% είναι 9-10 m/s. Τέλος, καταγράφεται το ποσοστό του χρόνου που η ταχύτητα του ανέμου είναι μηδέν (Calms). Το ποσοστό αυτό είναι 0,011%, αμελητέο σε σύγκριση με τις υπόλοιπες μετρήσεις.

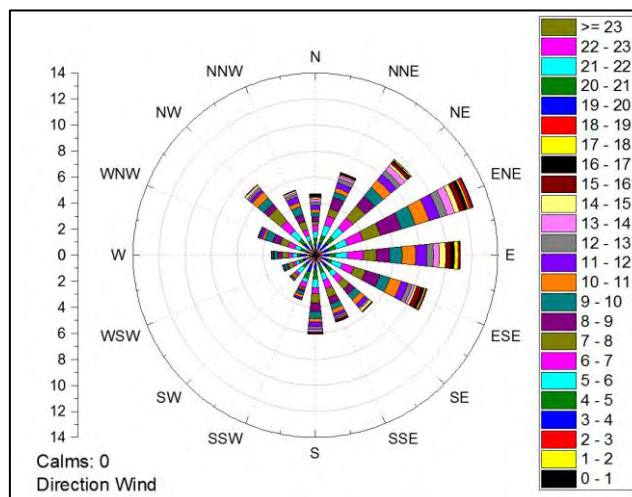


**Σχήμα 3.38: Ανεμόροδο ωριαίας μεταβολής της περιοχής Aberdeen για το έτος 2017**

### Ανεμόροδο για την περιοχή της Northern-Ireland με βάση τις μετρήσεις 1 ώρας του έτους 2013 (8760 ώρες)

Το διάγραμμα (Σχήμα 3.39) δείχνει οπτικά πως ο άνεμος στην Northern-Ireland κατανέμεται σε ίσα μέρη περίπου σε όλες τις κατευθύνσεις. Όμως, αυτές με τις μεγαλύτερες ποσοστιαίες συχνότητες είναι οι 67,5 μοίρες (ENE) για το 12,67% του χρόνου, οι 90 μοίρες (E) για το 11,15% του χρόνου και οι 45 μοίρες (NE) για το 9,54% του χρόνου. Κατά μέσο όρο για 5% του χρόνου ο άνεμος προέρχεται από κάθε μία από τις υπόλοιπες κατευθύνσεις.

Επίσης, το διάγραμμα μας δίνει πληροφορίες για την ταχύτητα του ανέμου στις διάφορες κατευθύνσεις. Συγκεκριμένα για την συχνότερη κατεύθυνση (67,5 μοίρες), το 1,39% του χρόνου η ταχύτητα είναι 7-8 m/s, το 1,68% η ταχύτητα είναι 8-9 m/s και το 1,12% είναι 9-10 m/s. Τέλος, καταγράφεται το ποσοστό του χρόνου που η ταχύτητα του ανέμου είναι μηδέν (Calms). Το ποσοστό αυτό είναι 0%, αμελητέο σε σύγκριση με τις υπόλοιπες μετρήσεις.

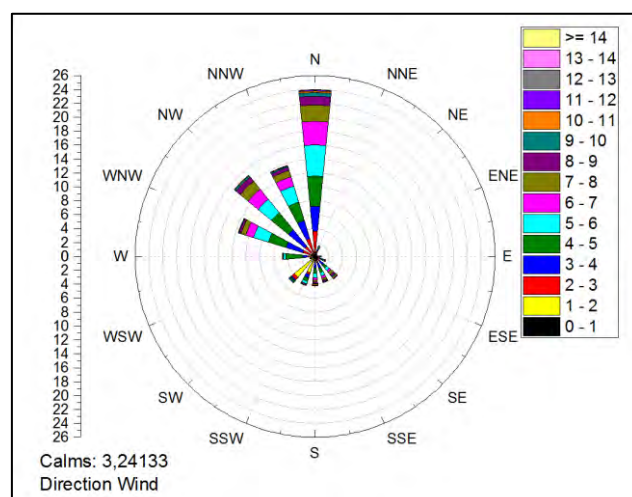


Σχήμα 3.39: Ανεμόροδο ωριαίας μεταβολής της περιοχής Northern-Ireland για το έτος 2013

### Ανεμόροδο για την περιοχή της Κω με βάση τις μετρήσεις 30 λεπτών της περιόδου Ιανουάριος – Οκτώβριος 2017 (7065 ώρες)

Το διάγραμμα (Σχήμα 3.40) δείχνει οπτικά πως ο άνεμος στην Κω προέρχεται από Βόρεια κατεύθυνση (N) το μεγαλύτερο ποσοστό του χρόνου. Οι κατευθύνσεις με τις μεγαλύτερες ποσοστιαίες συχνότητες είναι οι 0 μοίρες (N) για το 23,95% του χρόνου, οι 315 μοίρες (NW) για το 15,13% του χρόνου και οι 337,5 μοίρες (NNW) για το 13,69% του χρόνου. Τα ποσοστά του χρόνου για τις υπόλοιπες κατευθύνσεις από όπου προέρχεται ο άνεμος είναι από 1% έως 4,5%.

Επίσης, το διάγραμμα μας δίνει πληροφορίες για την ταχύτητα του ανέμου στις διάφορες κατευθύνσεις. Συγκεκριμένα για την συχνότερη κατεύθυνση (0 μοίρες), το 3,59% του χρόνου η ταχύτητα είναι 3-4 m/s, το 4,36% η ταχύτητα είναι 4-5 m/s, το 4,47% είναι 5-6 m/s και το 3,38% είναι 6-7 m/s. Τέλος, καταγράφεται το ποσοστό του χρόνου που η ταχύτητα του ανέμου είναι μηδέν (Calms). Το ποσοστό αυτό είναι 3,24%, συγκρίσιμο με τις μη επικρατέστερες κατευθύνσεις.



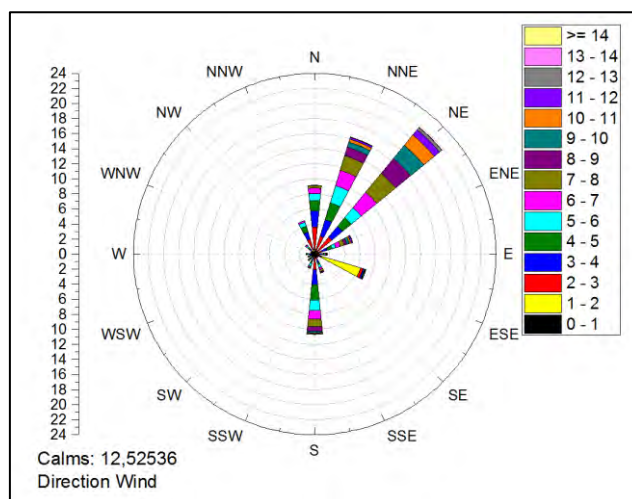
Σχήμα 3.40: Ανεμόροδο 30-λεπτης μεταβολής της περιοχής Κω για την περίοδο Ιανουάριος 2017-Οκτώβριος 2017



### Ανεμόροδο για την περιοχή της Λήμνου με βάση τις μετρήσεις 30 λεπτών του έτους 2017 (5669 ώρες)

Το διάγραμμα (Σχήμα 3.41) δείχνει οπτικά πως ο άνεμος στην Λήμνο προέρχεται από Βορειοανατολική κατεύθυνση (NE) το μεγαλύτερο ποσοστό του χρόνου. Οι κατευθύνσεις με τις μεγαλύτερες ποσοστιαίες συχνότητες είναι οι 45 μοίρες (NE) για το 21,8% του χρόνου, οι 22,5 μοίρες (NNE) για το 16,27% του χρόνου και οι 180 μοίρες (S) για το 10,67% του χρόνου. Παρατηρείται πως τα ποσοστά του χρόνου όπου ο άνεμος προέρχεται από τις υπόλοιπες κατευθύνσεις κυμαίνονται στα 1% έως 7%.

Επίσης, το διάγραμμα μας δίνει πληροφορίες για την ταχύτητα του ανέμου στις διάφορες κατευθύνσεις. Συγκεκριμένα για την συχνότερη κατεύθυνση (45 μοίρες), το 2,65% του χρόνου η ταχύτητα είναι 6-7 m/s, το 3,24% η ταχύτητα είναι 7-8 m/s και το 2,56% είναι 8-9 m/s. Τέλος, καταγράφεται το ποσοστό του χρόνου που η ταχύτητα του ανέμου είναι μηδέν (Calms). Το ποσοστό αυτό είναι 12,53%, αρκετά υψηλό σε σύγκριση με τις μετρήσεις για τις μη επικρατούσες κατευθύνσεις.

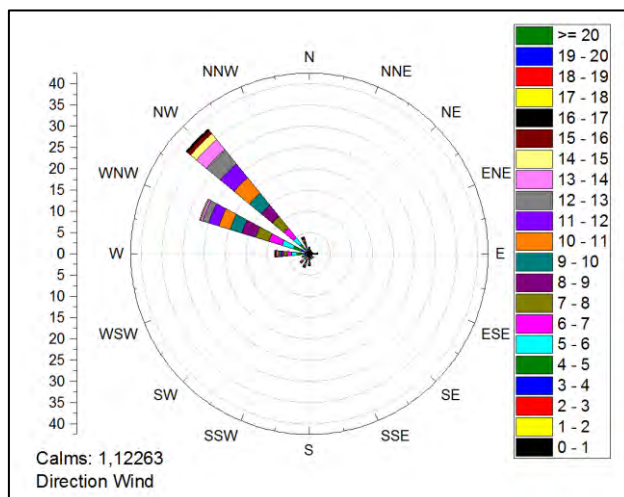


Σχήμα 3.41: Ανεμόροδο 30-λεπτης μεταβολής της περιοχής Λήμνου για το έτος 2017

### Ανεμόροδο για την περιοχή της Καρπάθου με βάση τις μετρήσεις 30 λεπτών της περιόδου Ιανουάριος – Οκτώβριος 2017 (5257 ώρες)

Το διάγραμμα (Σχήμα 3.42) δείχνει οπτικά πως ο άνεμος στην Κάρπαθο προέρχεται από Βορειοδυτική κατεύθυνση (NW) το μεγαλύτερο ποσοστό του χρόνου. Οι κατευθύνσεις με τις μεγαλύτερες ποσοστιαίες συχνότητες είναι οι 315 μοίρες (NW) για το 37,96% του χρόνου, οι 292,5 μοίρες (WNW) για το 37,31% του χρόνου και οι 270 μοίρες (W) για το 8,36% του χρόνου. Παρατηρείται πως τα ποσοστά του χρόνου όπου ο άνεμος έχει κατεύθυνση από 0 έως 247,5 μοίρες (N – WSW) κυμαίνονται στα 0,76% έως 3,5%, αμελητέα σε σύγκριση με τις υπόλοιπες μετρήσεις.

Επίσης, το διάγραμμα μας δίνει πληροφορίες για την ταχύτητα του ανέμου στις διάφορες κατευθύνσεις. Συγκεκριμένα για την συχνότερη κατεύθυνση (315 μοίρες), το 4,69% του χρόνου η ταχύτητα είναι 10-11 m/s, το 4,22% η ταχύτητα είναι 11-12 m/s, το 4,31% είναι 12-13 m/s και το 3,07% είναι 13-14 m/s. Τέλος, καταγράφεται το ποσοστό του χρόνου που η ταχύτητα του ανέμου είναι μηδέν (Calms). Το ποσοστό αυτό είναι 1,12%, συγκρίσιμο με τα ποσοστά του χρόνου που ο άνεμος έχει κατεύθυνση από 0 έως 247,5 μοίρες.

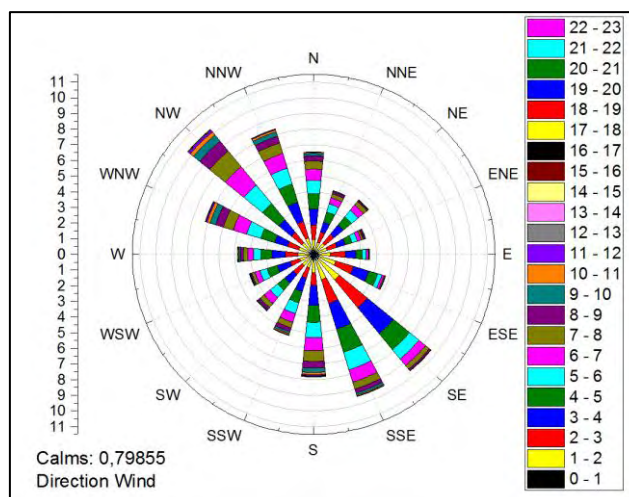


Σχήμα 3.42: Ανεμόροδο 30-λεπτης μεταβολής της περιοχής Καρπάθου για την περίοδο Ιανουάριος 2017-Οκτώβριος 2017

### Ανεμόροδο για την περιοχή του Ames με βάση τις μετρήσεις 1 λεπτού του έτους 2017 (6958 ώρες)

Το διάγραμμα (Σχήμα 3.43) δείχνει οπτικά πως ο άνεμος στο Ames κατανέμεται σε ίσα μέρη σε όλες τις κατευθύνσεις. Όμως, αυτές με τις μεγαλύτερες ποσοστιαίες συχνότητες είναι οι 315 μοίρες (NW) για το 10,33% του χρόνου, οι 135 μοίρες (SE) για το 9,64% του χρόνου και οι 157,5 μοίρες (SSE) για το 9,5% του χρόνου. Κατά μέσο όρο για 5,36% του χρόνου ο άνεμος προέρχεται από κάθε μία από τις υπόλοιπες κατευθύνσεις.

Επίσης, το διάγραμμα μας δίνει πληροφορίες για την ταχύτητα του ανέμου στις διάφορες κατευθύνσεις. Συγκεκριμένα για την συχνότερη κατεύθυνση (315 μοίρες), το 1,35% του χρόνου η ταχύτητα είναι 5-6 m/s, το 1,52% η ταχύτητα είναι 6-7 m/s, το 1,52% είναι 7-8 m/s και το 1,29% είναι 8-9 m/s. Τέλος, καταγράφεται το ποσοστό του χρόνου που η ταχύτητα του ανέμου είναι μηδέν (Calms). Το ποσοστό αυτό είναι 0,799%, αμελητέο σε σύγκριση με τις υπόλοιπες μετρήσεις.

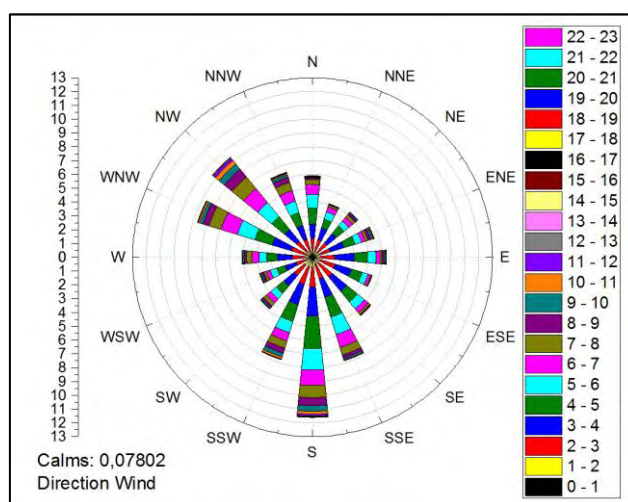


Σχήμα 3.43: Ανεμόροδο 1-λεπτης μεταβολής της περιοχής Ames για το έτος 2017

### Ανεμόροδο για την περιοχή της Ottumwa με βάση τις μετρήσεις 1 λεπτού του έτους 2017 (6922 ώρες)

Το διάγραμμα (Σχήμα 3.44) δείχνει οπτικά πως ο άνεμος στην Ottumwa προέρχεται από Νότια (S) το μεγαλύτερο ποσοστό του χρόνου. Οι κατευθύνσεις με τις μεγαλύτερες ποσοστιαίες συχνότητες είναι οι 180 μοίρες (S) για το 11,61% του χρόνου, οι 315 μοίρες (NW) για το 9,36% του χρόνου και οι 292,5 μοίρες (WNW) για το 8,69% του χρόνου. Παρατηρείται πως και για τις υπόλοιπες κατευθύνσεις τα ποσοστά του χρόνου από όπου προέρχεται ο άνεμος είναι αρκετά υψηλά δηλαδή από 4,08% έως 7,8%.

Επίσης, το διάγραμμα μας δίνει πληροφορίες για την ταχύτητα του ανέμου στις διάφορες κατευθύνσεις. Συγκεκριμένα για την συχνότερη κατεύθυνση (180 μοίρες), το 2,1% του χρόνου η ταχύτητα είναι 3-4 m/s, το 2,34% η ταχύτητα είναι 4-5 m/s και το 1,54% είναι 5-6 m/s. Τέλος, καταγράφεται το ποσοστό του χρόνου που η ταχύτητα του ανέμου είναι μηδέν (*Calms*). Το ποσοστό αυτό είναι 0,078%, αμελητέο σε σύγκριση με τις υπόλοιπες μετρήσεις.

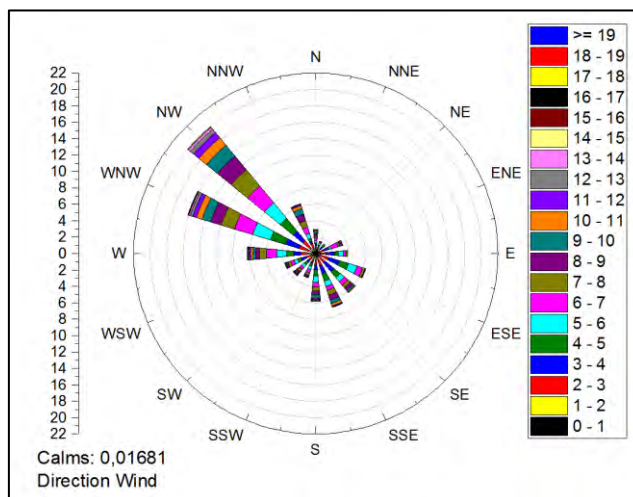


Σχήμα 3.44: Ανεμόροδο 1-λεπτης μεταβολής της περιοχής Ottumwa για το έτος 2017

### Ανεμόροδο για την περιοχή του Waterloo με βάση τις μετρήσεις 1 λεπτού του έτους 2017 (7028 ώρες)

Το διάγραμμα (Σχήμα 3.45) δείχνει οπτικά πως ο άνεμος στο Waterloo προέρχεται από Βορειοδυτική κατεύθυνση (NW) το μεγαλύτερο ποσοστό του χρόνου. Οι κατευθύνσεις με τις μεγαλύτερες ποσοστιαίες συχνότητες είναι οι 315 μοίρες (NW) για το 20,02% του χρόνου, οι 292,5 μοίρες (WNW) για το 16,14% του χρόνου και οι 270 μοίρες (W) για το 8,26% του χρόνου. Παρατηρείται πως για ποσοστά του χρόνου από 5,82% έως 6,88% ο άνεμος έχει κατεύθυνση από 112,5 έως 180 μοίρες (ESE-S).

Επίσης, το διάγραμμα μας δίνει πληροφορίες για την ταχύτητα του ανέμου στις διάφορες κατευθύνσεις. Συγκεκριμένα για την συχνότερη κατεύθυνση (315 μοίρες), το 2,41% του χρόνου η ταχύτητα είναι 5-6 m/s, το 2,66% η ταχύτητα είναι 6-7 m/s, το 2,58% είναι 7-8 m/s και το 2,13% είναι 8-9 m/s. Τέλος, καταγράφεται το ποσοστό του χρόνου που η ταχύτητα του ανέμου είναι μηδέν (*Calms*). Το ποσοστό αυτό είναι 0,017%, αμελητέο σε σύγκριση με τις υπόλοιπες μετρήσεις.



Σχήμα 3.45: Ανεμόροδο 1-λεπτης μεταβολής της περιοχής Waterloo για το έτος 2017

### 3.3.3 Κατανομή Weibull

Στη ενότητα αυτή, παρουσιάζονται οι διαδικασίες κατασκευής των καμπυλών της πυκνότητας πιθανότητας  $f(u)$ , της αθροιστικής πυκνότητας πιθανότητας  $F(u)$  της ταχύτητας του ανέμου και της καμπύλης διάρκειας ανέμου. Επίσης, χαράσσονται οι καμπύλες των  $f(u)$ ,  $F(u)$  και οι καμπύλες διάρκειας ανέμου όλων των περιοχών που μελετούνται.

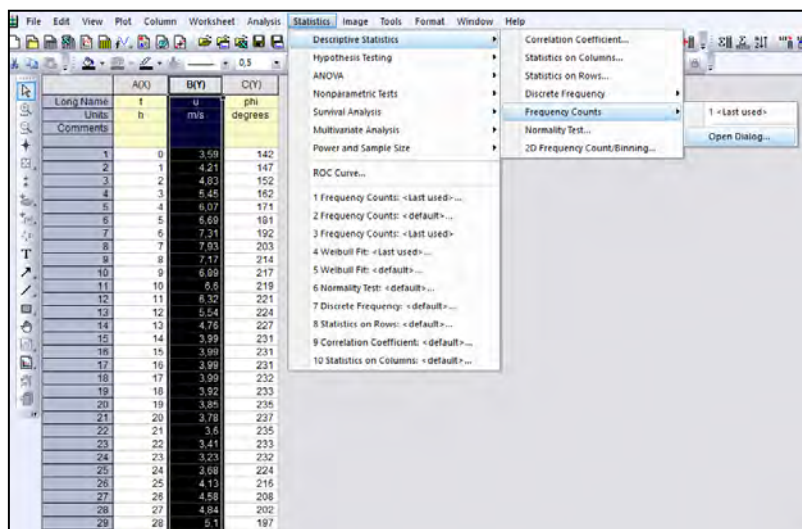
### Διαδικασία κατασκευής καμπύλης συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας $f(u)$ κατανομής Weibull

Τα .txt αρχεία κάθε περιοχής επεξεργάστηκαν στο λογισμικό διαχείρισης δεδομένων και γραφημάτων και ως πρώτο βήμα επιλέγεται η στήλη της ταχύτητας του ανέμου  $u$  (Σχήμα 3.46).

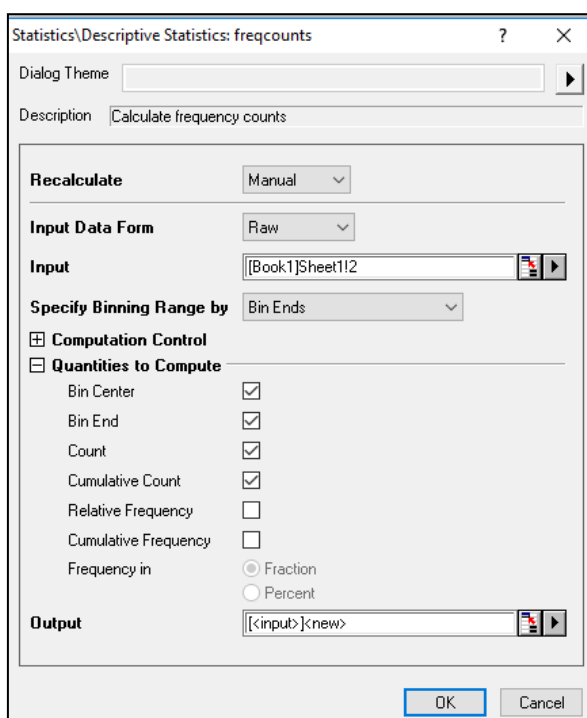
	A(X)	B(Y)	C(Y)
Long Name	t	u	phi
Units	h	m/s	degrees
Comments			
1	0	3,59	142
2	1	4,21	147
3	2	4,83	152
4	3	5,45	162
5	4	6,07	171
6	5	6,69	181
7	6	7,31	192
8	7	7,93	203
9	8	7,17	214
10	9	6,89	217
11	10	6,6	219
12	11	6,32	221
13	12	5,54	224
14	13	4,76	227
15	14	3,99	231
16	15	3,99	231
17	16	3,99	231
18	17	3,99	232
19	18	3,92	233
20	19	3,85	235
21	20	3,78	237
22	21	3,6	235
23	22	3,41	233
24	23	3,23	232
25	24	3,68	224
26	25	4,13	216
27	26	4,58	208
28	27	4,84	202
29	28	5,1	197

Σχήμα 3.46: Δεδομένα ταχύτητας και κατεύθυνσης ανέμου για την περιοχή Aarhus

Από την εντολή *Statistics/Descriptive Statistics/Frequency Counts/Open Dialog* (Σχήμα 3.47) αναδύεται το παράθυρο στο Σχήμα 3.48 και πατώντας *OK* εμφανίζονται οι 4 στήλες (Σχήμα 3.49).



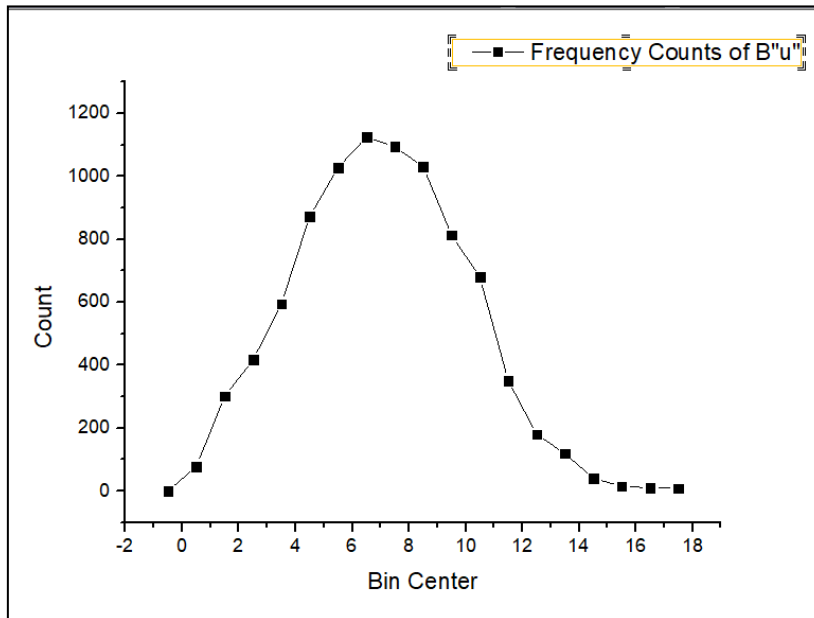
**Σχήμα 3.47: Εντολή Statistics/ Descriptive Statistics/ Frequency Counts/ Open Dialog**



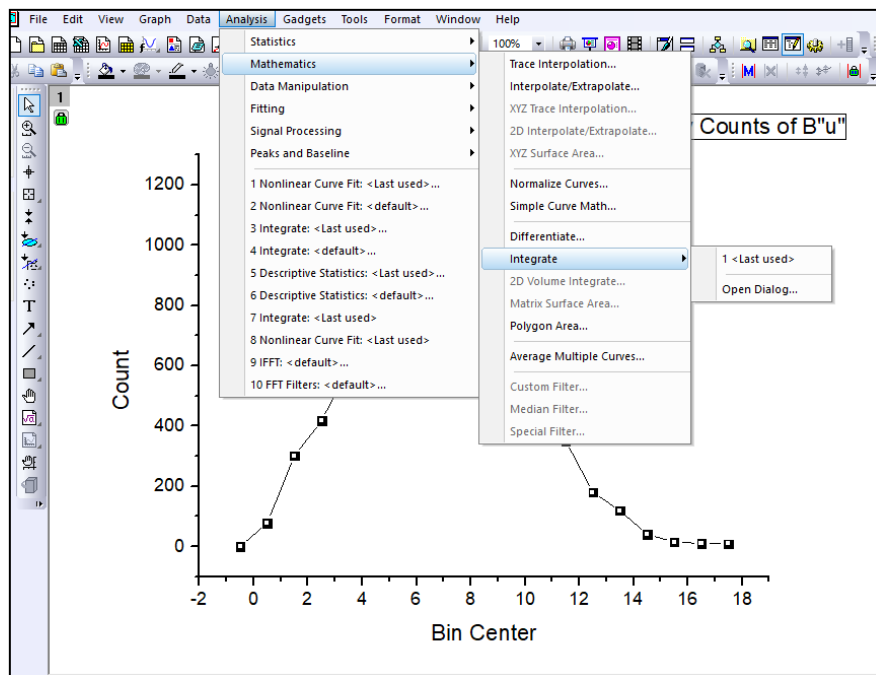
**Σχήμα 3.48: Αναδύομενο παράθυρο από την εντολή Statistics/ Descriptive Statistics/ Frequency Counts/ Open Dialog**

Η πρώτη στήλη *Bin Center* αναφέρεται σε ένα εύρος ταχυτήτων, για το οποίο καταγράφεται στην τρίτη στήλη *Count* το πλήθος των ταχυτήτων, που λαμβάνουν τιμή σε αυτό το εύρος. Για παράδειγμα, στο εύρος από 0,5 m/s έως 1,5 m/s υπάρχουν 78 τιμές, που η ταχύτητα είναι από 0,5 m/s έως 1,5 m/s. Η δεύτερη στήλη *Bin End* περιλαμβάνει όλες τις τιμές της ταχύτητας σε αυτή την περιοχή, δηλαδή από 0 m/s έως 18 m/s. Τέλος, η τέταρτη στήλη *Cumulative Count* αποτελείται από αθροίσματα ακολουθιών των μετρήσεων.



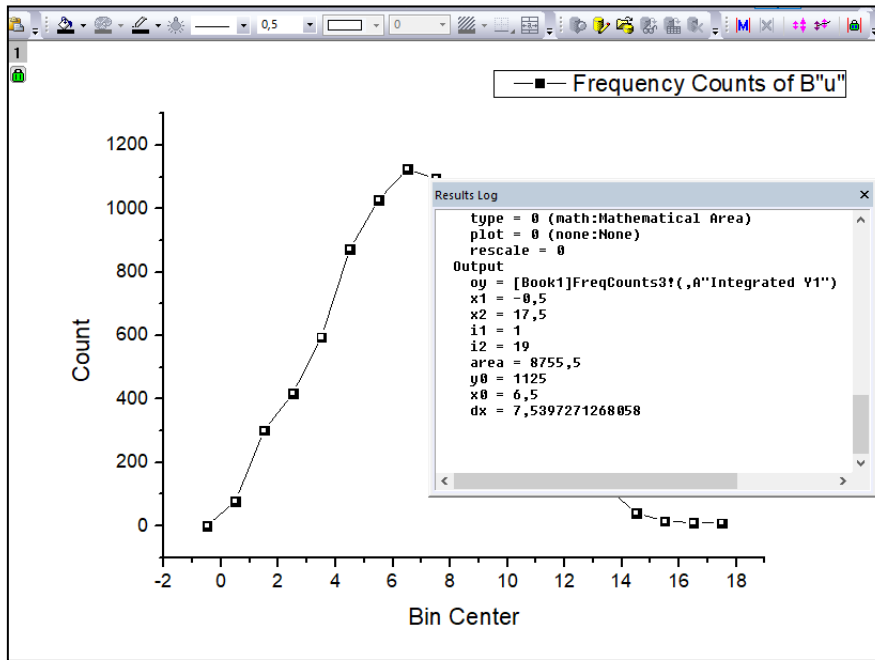


Σχήμα 3.51: Μεταβολή των μετρήσεων (Counts) συναρτήσει του εύρους ταχύτητας (Bin Center)



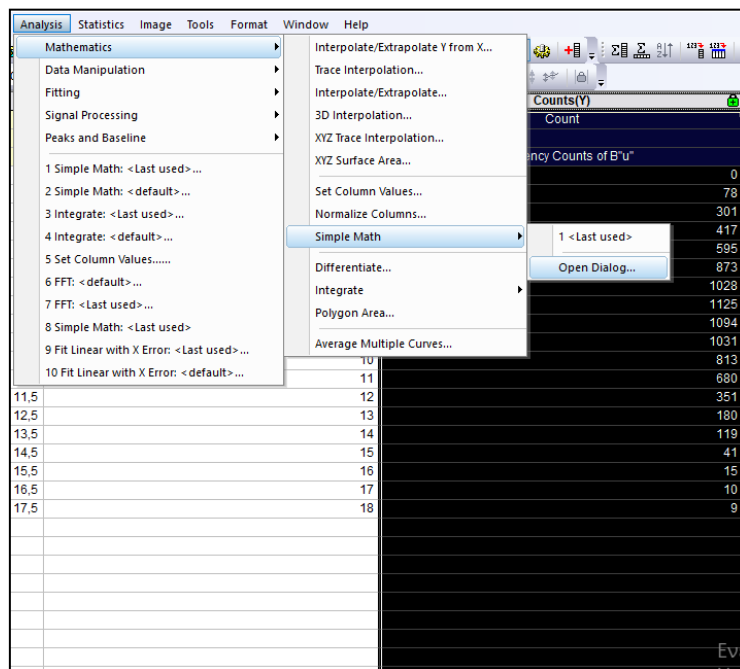
Σχήμα 3.52: Εντολή ολοκλήρωσης Analysis/ Mathematics/ Integrate/ Open dialog

Τα αποτελέσματα της οποίας φαίνονται στο Σχήμα 3.53, με εμβαδόν ίσο με 8755,5. Όμως, για να είναι σωστή η προσομοίωση της κατανομής Weibull, το εμβαδόν πρέπει να είναι ίσο με 1.



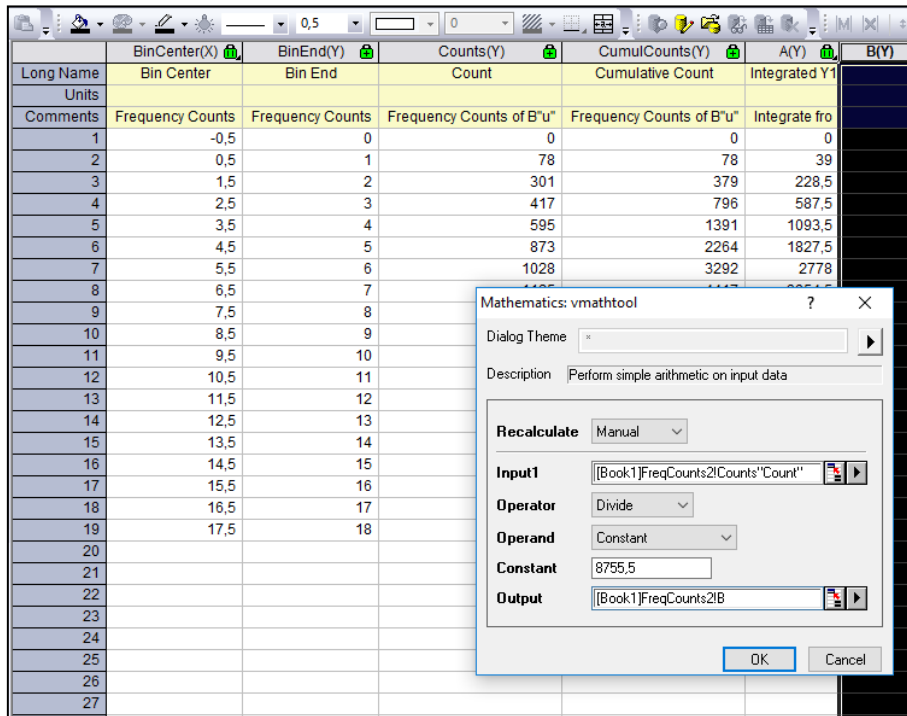
Σχήμα 3.53: Αποτελέσματα της εντολής Analysis/ Mathematics/ Integrate/ Open dialog

Για αυτό το λόγο, στο Σχήμα 3.50 επιλέγεται η τρίτη στήλη *Count* και εφαρμόζεται η εντολή Analysis/ Mathematics/ Simple Math/ Open dialog (Σχήμα 3.54). Αναδύεται το παράθυρο στο Σχήμα 3.55, όπου *Operator* εισάγεται η αριθμητική πράξη της διαίρεσης (*Divide*) και τιμή 8755,5 (*Constant*) και τα αποτελέσματα να τοποθετηθούν σε μια νέα στήλη B(Y) (Σχήμα 3.56).



Σχήμα 3.54: Εντολή Analysis/ Mathematics/ Simple Math/ Open dialog



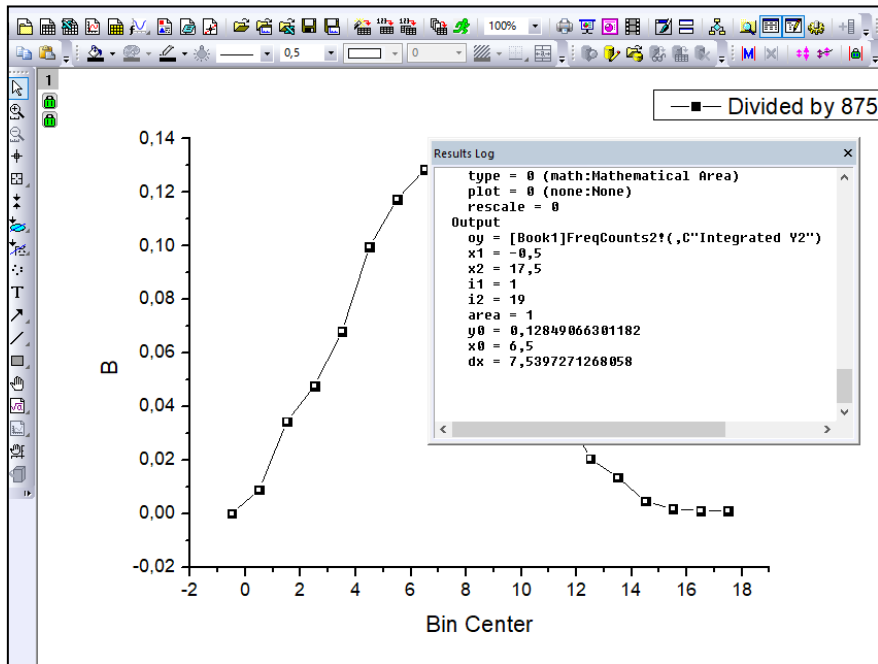


Σχήμα 3.55: Διαδικασία διαίρεσης με την τιμή εμβαδού 8755,5

Long Name	Bin Center	Bin End	Count	Cumulative Count	Integrated Y1	B(Y)
Units						
Comments	Frequency Counts	Frequency Counts	Frequency Counts of B <sup>u</sup>	Frequency Counts of B <sup>u</sup>	Integrate fro	Divided by 8755,5 on 'Count'
1	-0,5	0	0	0	0	0
2	0,5	1	78	78	39	0,00891
3	1,5	2	301	379	228,5	0,03438
4	2,5	3	417	796	587,5	0,04763
5	3,5	4	595	1391	1093,5	0,06796
6	4,5	5	873	2264	1827,5	0,09971
7	5,5	6	1028	3292	2778	0,11741
8	6,5	7	1125	4417	3854,5	0,12849
9	7,5	8	1094	5511	4964	0,12495
10	8,5	9	1031	6542	6026,5	0,11775
11	9,5	10	813	7355	6948,5	0,09286
12	10,5	11	680	8035	7695	0,07767
13	11,5	12	351	8386	8210,5	0,04009
14	12,5	13	180	8566	8476	0,02056
15	13,5	14	119	8685	8625,5	0,01359
16	14,5	15	41	8726	8705,5	0,00488
17	15,5	16	15	8741	8733,5	0,00171
18	16,5	17	10	8751	8746	0,00114
19	17,5	18	9	8760	8755,5	0,00103

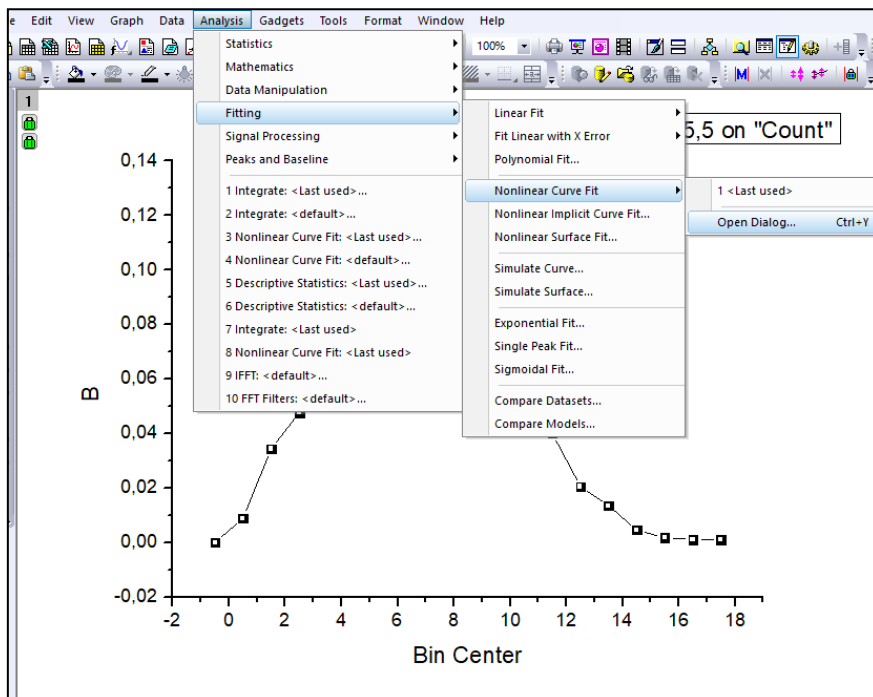
Σχήμα 3.56: Επιλογή στήλης Bin Center με την στήλη αποτελεσμάτων μετά την διαίρεση B(Y)

Με τον ίδιο τρόπο όπως πριν, γίνεται το γράφημα με την πρώτη στήλη Bin Center και την νέα στήλη μετά την διαίρεση (Σχήμα 3.56). Ελέγχεται αν το εμβαδόν είναι 1 για να συνεχιστεί η διαδικασία για την προσομοίωση της κατανομής Weibull (Σχήμα 3.57).

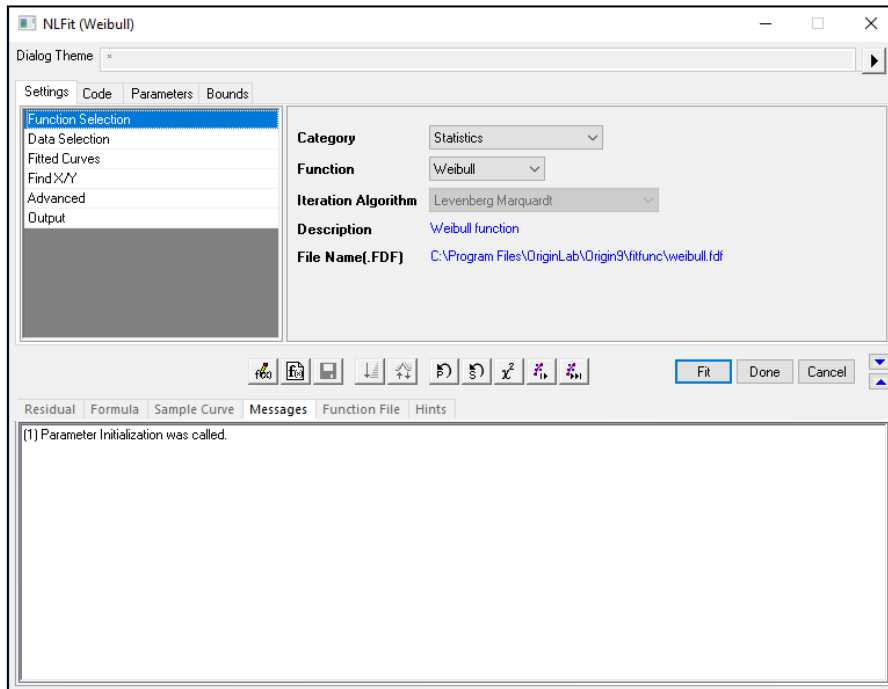


Σχήμα 3.57: Έλεγχος εμβαδού

Για την εύρεση της κατανομής Weibull εκτελείται η εντολή Analysis/ Fitting/ Nonlinear Curve Fit/ Open Dialog (Σχήμα 3.58) και αναδύεται το παράθυρο στο Σχήμα 3.59, όπου *Category* επιλέγεται *Statistics* και όπου *Function* επιλέγεται *Weibull* και ύστερα *Fit*.

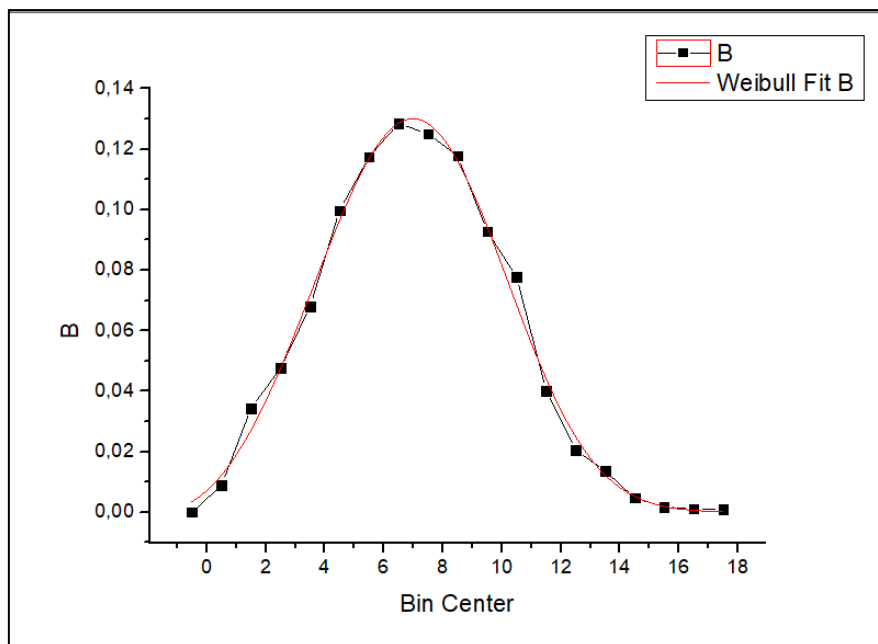


Σχήμα 3.58: Εντολή Analysis/ Fitting/ Nonlinear Curve Fit/ Open Dialog



Σχήμα 3.59: Επιλογή κατάλληλων εντολών για την προσομοίωση της κατανομής *Weibull*

Προκύπτει το γράφημα με κόκκινο χρώμα για την συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας (probability density function) της κατανομής *Weibull* (Σχήμα 3.60).



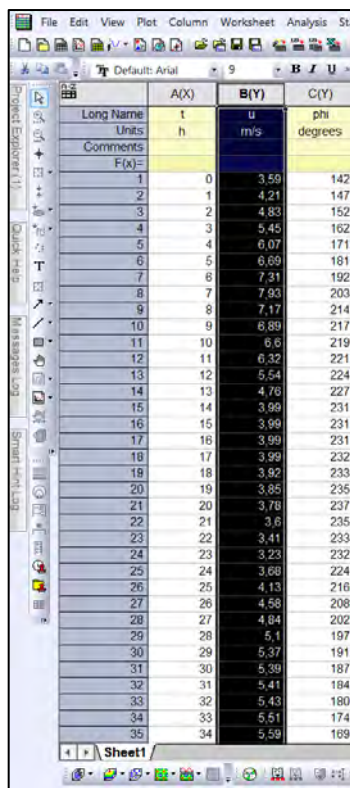
Σχήμα 3.60: Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας κατανομής *Weibull* της περιοχής Aarhus για το έτος 2016

Όπως έχει αναφερθεί στο Κεφάλαιο 2, η πυκνότητα πιθανότητας της κατανομής της ταχύτητας δίνεται από την συνάρτηση:  $f(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k}$ . Όπου οι τιμές των παραμέτρων  $k$  (παράμετρος σχήματος) και  $c$  (παράμετρος κλίμακας) προσδιορίζονται από την κατασκευή της καμπύλης της αθροιστικής πυκνότητας πιθανότητας.

## Διαδικασία κατασκευής καμπύλης αθροιστικής συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας $F(u)$ κατανομής Weibull

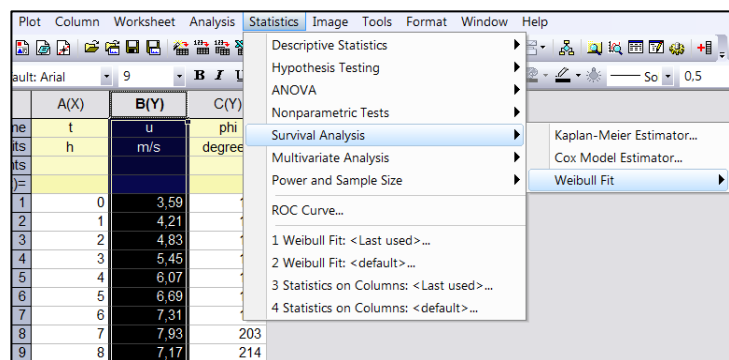
Παράλληλα με την συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας  $f(u)$  της κατανομής της ταχύτητας κατασκευάζεται και η καμπύλη της αθροιστικής συνάρτησης πιθανότητας  $F(u)$  από το λογισμικό διαχείρισης δεδομένων και γραφημάτων. Η διαδικασία έχει ως εξής:

Αρχικά, επιλέγονται τα δεδομένα της ταχύτητας του ανέμου (Σχήμα 3.61). Με τη χρήση της εντολής *Statistics/ Survival Analysis/Weibull Fit* (Σχήμα 3.62) αναδύεται το παράθυρο *Weibull Fit* (Σχήμα 3.63) και επιλέγοντας ως *Time Range* τη στήλη του χρόνου  $t$  και ως *Censor Range* τη στήλη της ταχύτητας  $u$ , χαράσσεται η καμπύλη της αθροιστικής συνάρτησης πιθανότητας  $F(u)$  (Σχήμα 3.64). Οι τιμές των παραμέτρων  $k$  και  $c$ , οι οποίες έχουν υπολογισθεί αυτόματα από τα δεδομένα της ταχύτητας, εμφανίζονται στο άνω μέρος του διαγράμματος της  $F(u)$ . Στο συγκεκριμένο παράδειγμα, (Σχήμα 3.64) όπου *shape* η παράμετρος σχήματος  $k$  και *scale* η παράμετρος κλίμακας  $c$ .



	A(X)	B(Y)	C(Y)
Long Name	t	u	phi
Units	h	m/s	degrees
Comments			
F(x)=			
1	0	3.59	142
2	1	4.21	147
3	2	4.83	152
4	3	5.45	162
5	4	6.07	171
6	5	6.69	181
7	6	7.31	192
8	7	7.93	203
9	8	7.17	214
10	9	6.89	217
11	10	6.6	219
12	11	6.32	221
13	12	5.54	224
14	13	4.76	227
15	14	3.99	231
16	15	3.99	231
17	16	3.99	231
18	17	3.99	232
19	18	3.92	233
20	19	3.85	235
21	20	3.78	237
22	21	3.6	235
23	22	3.41	233
24	23	3.23	232
25	24	3.68	224
26	25	4.13	216
27	26	4.58	208
28	27	4.84	202
29	28	5.1	197
30	29	5.37	191
31	30	5.39	187
32	31	5.41	184
33	32	5.43	180
34	33	5.51	174
35	34	5.59	169

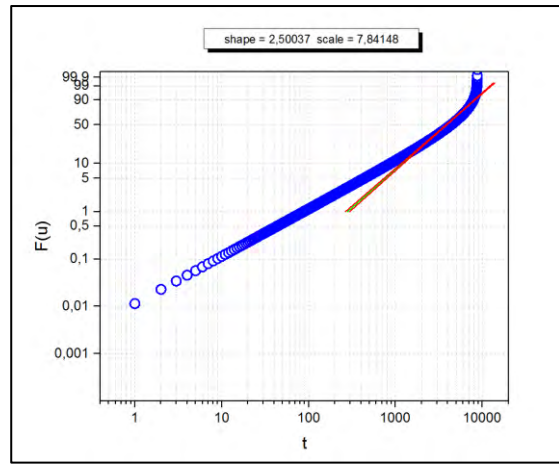
Σχήμα 3.61: Επιλογή δεδομένων ταχύτητας



Σχήμα 3.62: Εντολή *Statistics/ Survival Analysis/Weibull Fit*



Σχήμα 3.63: Επιλογή *Time Range* και *Censor Range*



Σχήμα 3.64: Καμπύλη  $F(u)$  και τιμές παραμέτρων  $k, c$

### Διαδικασίας κατασκευής καμπύλης διάρκειας ανέμου

Κατά τη διάρκεια κατασκευής της καμπύλης πυκνότητας πιθανότητας  $f(u)$  στο λογισμικό διαχείρισης δεδομένων και γραφημάτων, προκύπτει ο πίνακας του Σχήματος 3.56. Στην στήλη *Count* εμφανίζεται το πλήθος των τιμών όπου η ταχύτητα λαμβάνει τιμή από το αντίστοιχο διάστημα, το οποίο αναγράφεται στη στήλη *Bin End*. Για παράδειγμα, 301 φορές το χρόνο η ταχύτητα λαμβάνει τιμές από 1 έως 2 m/s. Έπειτα, αντιγράφονται τα δεδομένα των δύο στηλών και επικολλούνται σε λογισμικό επεξεργασίας δεδομένων (Σχήμα 3.65).

Τα δεδομένα για την χάραξη της καμπύλης διάρκειας ανέμου προκύπτουν προσθέτοντας τον αριθμό των φορών από κάθε διάστημα μέχρι το άθροισμα όλων των ωρών. Η διαδικασία αυτή, πραγματοποιείται με την εντολή SUM (Σχήμα 3.66). Για παράδειγμα, η τιμή στο κελί C20, είναι το άθροισμα των τιμών C19 και B20. Οι τιμές της στήλης C, τοποθετούνται στην στήλη του λογισμικού διαχείρισης δεδομένων και γραφημάτων κατά φθίνουσα σειρά, η οποία προορίζεται για τον οριζόντιο άξονα του γραφήματος (Σχήμα 3.67). Οι τιμές που καθορίζουν το τέλος των διαστημάτων *Bin End* (στήλη A Σχήματος 3.66), τοποθετούνται στην στήλη που προορίζεται για τον κάθετο άξονα (Σχήμα 3.67).[7]

	A	B
1	Bin End	Count
2	0	0
3	1	78
4	2	301
5	3	417
6	4	595
7	5	873
8	6	1028
9	7	1125
10	8	1094
11	9	1031
12	10	813
13	11	680
14	12	351
15	13	180
16	14	119
17	15	41
18	16	15
19	17	10
20	18	9
21		

Σχήμα 3.65: Δεδομένα συχνότητας ταχύτητας

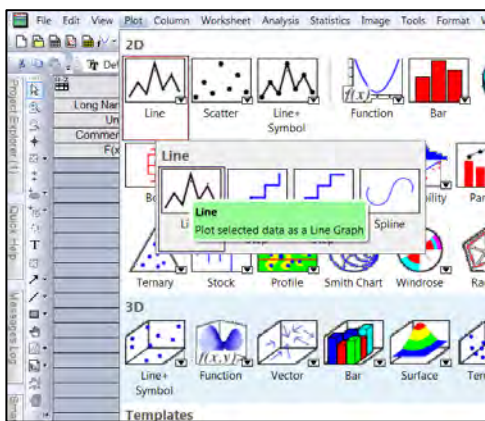
	A	B	C	D	E
1	Bin End	Count			
2	0	0	0		
3	1	78	78		
4	2	301	379		
5	3	417	796		
6	4	595	1391		
7	5	873	2264		
8	6	1028	3292		
9	7	1125	4417		
10	8	1094	5511		
11	9	1031	6542		
12	10	813	7355		
13	11	680	8035		
14	12	351	8386		
15	13	180	8566		
16	14	119	8685		
17	15	41	8726		
18	16	15	8741		
19	17	10	8751		
20	18	9	=SUM(C19		
21					

Σχήμα 3.66: Εντολή SUM

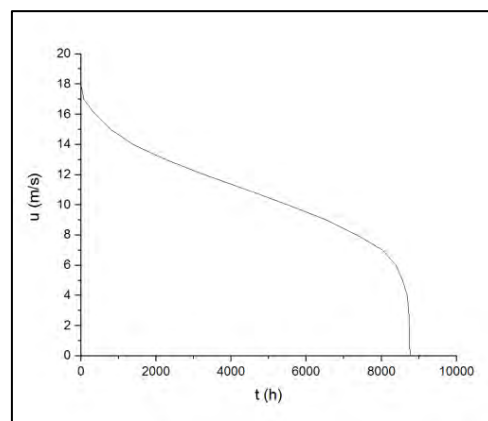
	A(X)	B(Y)
Long Name	t	u
Units	h	m/s
Comments		
F(x)=		
1	8760	0
2	8751	1
3	8741	2
4	8726	3
5	8685	4
6	8566	5
7	8386	6
8	8035	7
9	7355	8
10	6542	9
11	5511	10
12	4417	11
13	3292	12
14	2264	13
15	1391	14
16	796	15
17	379	16
18	78	17
19	0	18
20		

Σχήμα 3.67: Δεδομένα για χάραξη της καμπύλης διάρκειας ανέμου

Με χρήση της εντολής *Plot/Line/Line* (Σχήμα 3.68) προκύπτει η καμπύλη διάρκειας ανέμου (Σχήμα 3.69).



Σχήμα 3.68: Εντολή *Plot/Line/Line*



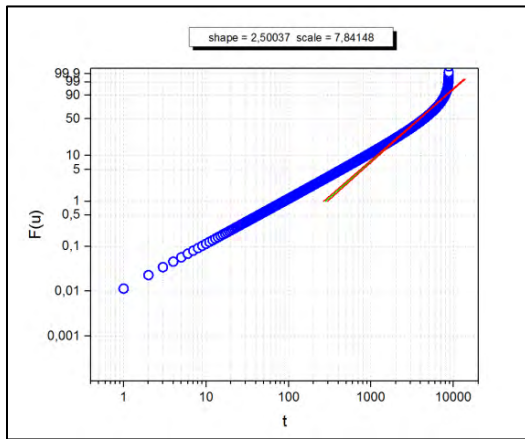
Σχήμα 3.69: Καμπύλη διάρκειας ανέμου

Στην συνέχεια της ενότητας, παρουσιάζονται οι καμπύλες της αθροιστικής πυκνότητας πιθανότητας  $F(u)$ , της πυκνότητας πιθανότητας  $f(u)$  της κατανομής Weibull και οι καμπύλες διάρκειας ανέμου για τις ταχύτητες όλων των περιοχών που μελετούνται. Οι καμπύλες αυτές δίνουν πληροφορίες για τα ποσοστά του χρόνου και την πιθανότητα που η ταχύτητα λαμβάνει συγκεκριμένη τιμή.

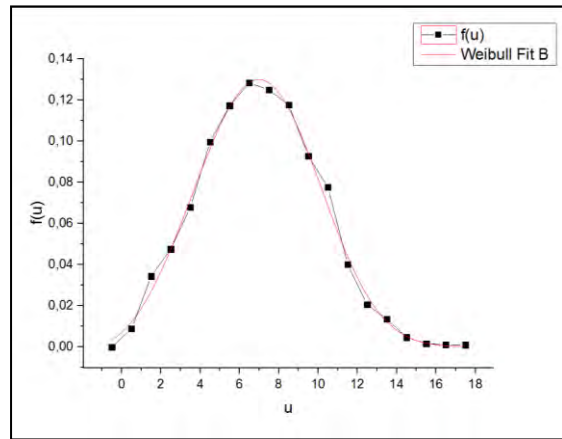
### Κατανομή Weibull για την περιοχή του Aarhus με βάση τις μετρήσεις 1 ώρας του έτους 2016 (8760 ώρες)

Η συνάρτηση της πυκνότητας πιθανότητας της κατανομής της ταχύτητας του έτους 2016 για την περιοχή του Aarhus για τιμές των παραμέτρων  $k=2,5$  και  $c=7,84$  (Σχήμα 3.70), από το λογισμικό διαχείρισης δεδομένων είναι:

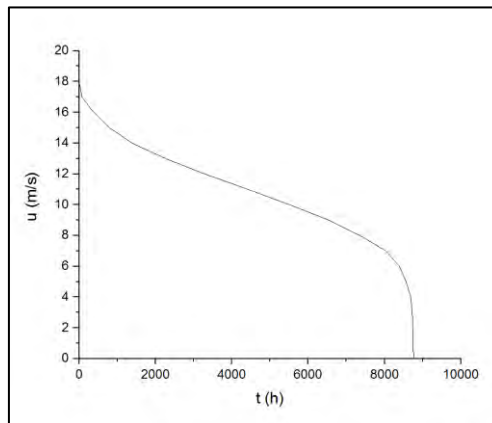
$$f(u) = \left(\frac{2,5}{7,84}\right) \left(\frac{u}{7,84}\right)^{2,5-1} e^{-\left(\frac{u}{7,84}\right)^{2,5}} \quad [3.1]$$



**Σχήμα 3.70:** Συνάρτηση αθροιστικής πυκνότητας πιθανότητας κατανομής *Weibull* ωριαίας μεταβολής της ταχύτητας για την περιοχή του Aarhus το έτος 2016



**Σχήμα 3.71:** Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας κατανομής *Weibull* ωριαίας μεταβολής της ταχύτητας για την περιοχή του Aarhus το έτος 2016



**Σχήμα 3.72:** Καμπύλη διάρκειας ανέμου για την περιοχή του Aarhus το έτος 2016

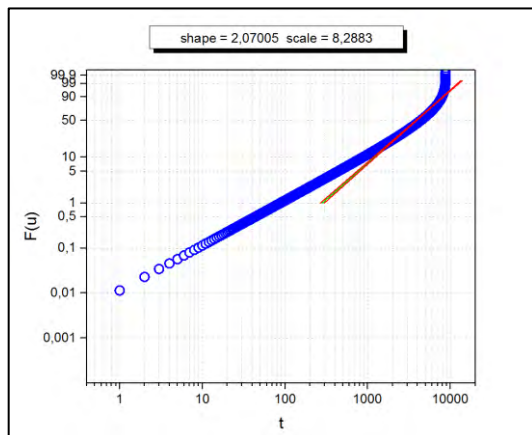
Η τιμή της παραμέτρου κλίμακας  $c$  είναι 7,84 άρα υπάρχει κατανομή σε ευρύ φάσμα ταχυτήτων και της παραμέτρου  $k$  είναι 2,5 δηλαδή οι υψηλές ταχύτητες (6 έως 10 m/s) έχουν μεγαλύτερη πιθανότητα να συμβούν. Η πιθανότητα της μέσης τιμής της ταχύτητας είναι  $f(7)=0,13$  (Σχήμα 3.71), τιμή που την καθιστά και συχνότερη ταχύτητα.

Από την καμπύλη διάρκειας ανέμου (Σχήμα 3.72) προκύπτει ότι τις 8726 από τις 8760 ώρες η ταχύτητα λαμβάνει τιμές μεγαλύτερες των 3 m/s ( $u_{cut-in}$ ). Άρα το μεγαλύτερο ποσοστό του έτους το διάστημα της ταχύτητας του ανέμου είναι αξιοποιήσιμο από μία ανεμογεννήτρια.

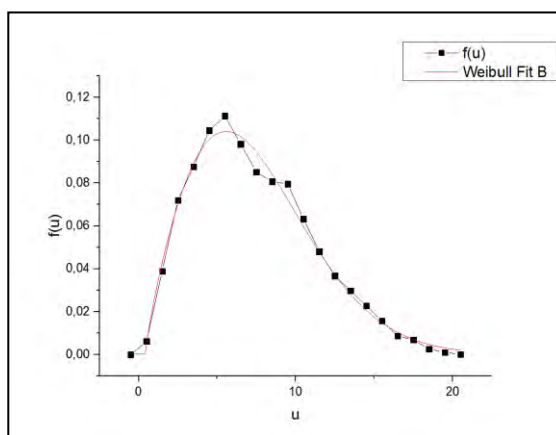
### Κατανομή *Weibull* για την περιοχή του Aberdeen με βάση τις μετρήσεις 1 ώρας του έτους 2017 (8760 ώρες)

Η συνάρτηση της πυκνότητας πιθανότητας της κατανομής της ταχύτητας του έτους 2017 για την περιοχή του Aberdeen για τιμές των παραμέτρων  $k=2,07$  και  $c=8,29$ , από το λογισμικό διαχείρισης δεδομένων είναι:

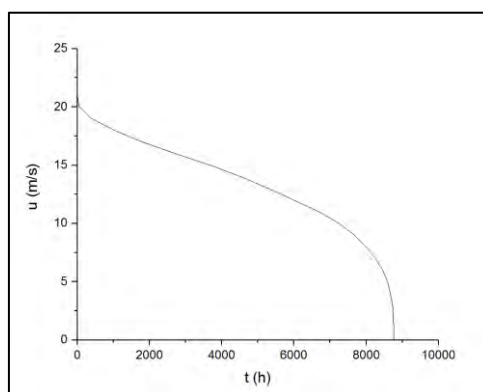
$$f(u) = \left(\frac{2,07}{8,29}\right) \left(\frac{u}{8,29}\right)^{2,07-1} e^{-\left(\frac{u}{8,29}\right)^{2,07}} \quad [3.2]$$



**Σχήμα 3.73:** Συνάρτηση αθροιστικής πυκνότητας πιθανότητας κατανομής Weibull ωριαίας μεταβολής της ταχύτητας για την περιοχή του Aberdeen το έτος 2017



**Σχήμα 3.74:** Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας κατανομής Weibull ωριαίας μεταβολής της ταχύτητας για την περιοχή του Aberdeen το έτος 2017



**Σχήμα 3.75:** Καμπύλη διάρκειας ανέμου για την περιοχή του Aberdeen το έτος 2017

Η τιμή της παραμέτρου κλίμακας  $c$  είναι 8,29 άρα υπάρχει κατανομή σε ευρύ φάσμα ταχυτήτων και της παραμέτρου  $k$  είναι 2,07 δηλαδή οι υψηλές ταχύτητες (5 έως 8 m/s) έχουν μεγαλύτερη πιθανότητα να συμβούν. Η πιθανότητα της μέσης τιμής της ταχύτητας είναι  $f(7,3)=0,1$  (Σχήμα 3.74), τιμή που την καθιστά και συχνότερη ταχύτητα.

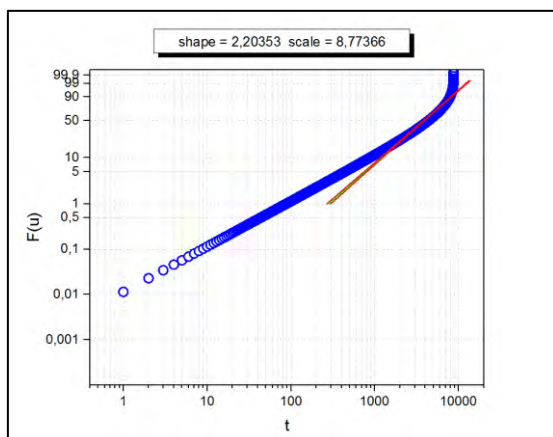
Από την καμπύλη διάρκειας ανέμου (Σχήμα 3.75) προκύπτει ότι τις 8727 από τις 8760 ώρες η ταχύτητα λαμβάνει τιμές μεγαλύτερες των 3 m/s ( $u_{cut-in}$ ). Άρα το μεγαλύτερο ποσοστό του έτους το διάστημα της ταχύτητας του ανέμου είναι αξιοποιήσιμο από μία ανεμογεννήτρια.

### Κατανομή Weibull για την περιοχή της Northern-Ireland με βάση τις μετρήσεις 1 ώρας του έτους 2013 (8760 ώρες)

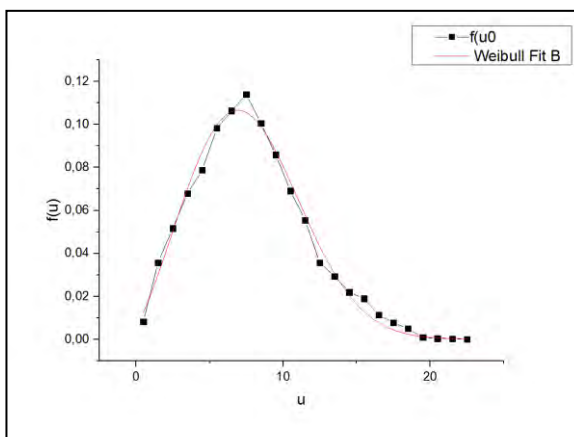
Η συνάρτηση της πυκνότητας πιθανότητας της κατανομής της ταχύτητας του έτους 2017 για την περιοχή της Northern-Ireland για τιμές των παραμέτρων  $k=2,2$  και  $c=8,77$ , από το λογισμικό διαχείρισης δεδομένων είναι:



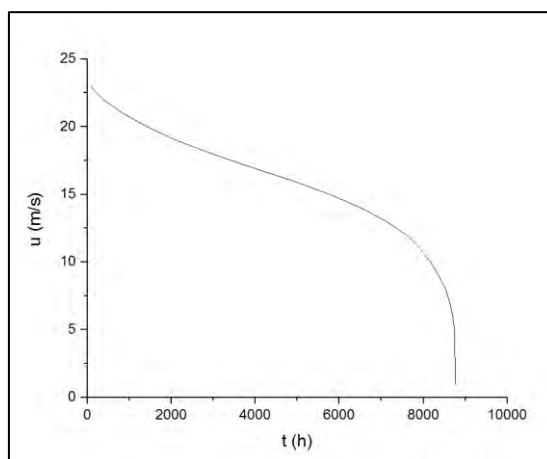
$$f(u) = \left(\frac{2,2}{8,77}\right) \left(\frac{u}{8,77}\right)^{2,2-1} e^{-\left(\frac{u}{8,77}\right)^{2,2}} \quad [3.3]$$



Σχήμα 3.76: Συνάρτηση αθροιστικής πυκνότητας πιθανότητας κατανομής Weibull ωριαίας μεταβολής της ταχύτητας για την περιοχή της Northern-Ireland το έτος 2013



Σχήμα 3.77: Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας κατανομής Weibull ωριαίας μεταβολής της ταχύτητας για την περιοχή της Northern-Ireland το έτος 2013



Σχήμα 3.78: Καμπύλη διάρκειας ανέμου για την περιοχή της Northern-Ireland το έτος 2013

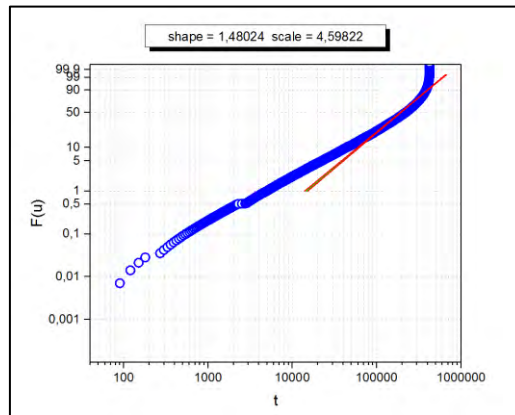
Η τιμή της παραμέτρου κλίμακας  $c$  είναι 8,77 άρα υπάρχει κατανομή σε ευρύ φάσμα ταχυτήτων και της παραμέτρου  $k$  είναι 2,2 δηλαδή οι υψηλές ταχύτητες (6 έως 9 m/s) έχουν μεγαλύτερη πιθανότητα να συμβούν. Η πιθανότητα της μέσης τιμής της ταχύτητας είναι  $f(7,77)=0,11$  (Σχήμα 3.77), τιμή που την καθιστά και συχνότερη ταχύτητα.

Από την καμπύλη διάρκειας ανέμου (Σχήμα 3.78) προκύπτει ότι τις 8756 από τις 8760 ώρες η ταχύτητα λαμβάνει τιμές μεγαλύτερες των 3 m/s ( $u_{cut-in}$ ). Άρα, σχεδόν όλο το έτος, το διάλυσμα της ταχύτητας του ανέμου είναι αξιοποιήσιμο από μία ανεμογεννήτρια.

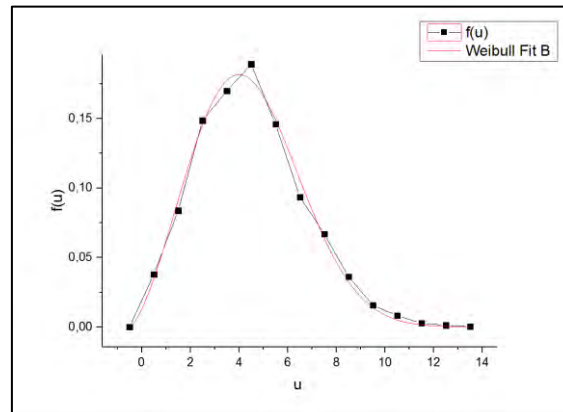
#### Κατανομή Weibull για την περιοχή της Κω με βάση τις μετρήσεις 30 λεπτών της περιόδου Ιανουάριος – Οκτώβριος 2017 (7065 ώρες)

Η συνάρτηση της πυκνότητας πιθανότητας της κατανομής της ταχύτητας του έτους 2017 για την περιοχή της Κω για τιμές των παραμέτρων  $k=1,48$  και  $c=4,6$ , από το λογισμικό διαχείρισης δεδομένων είναι:

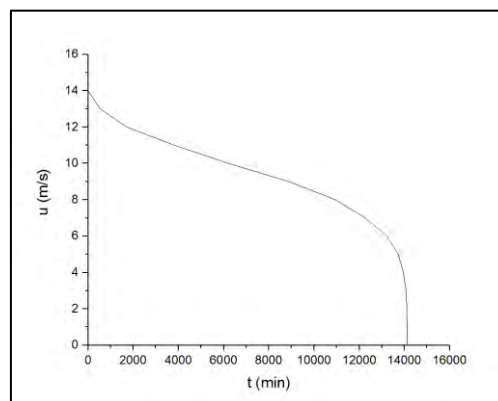
$$f(u) = \left(\frac{1,48}{4,6}\right) \left(\frac{u}{4,6}\right)^{1,48-1} e^{-\left(\frac{u}{4,6}\right)^{1,48}} \quad [3.4]$$



Σχήμα 3.79: Συνάρτηση αθροιστικής πυκνότητας πιθανότητας κατανομής Weibull 30-λεπτης μεταβολής της ταχύτητας για την περιοχή της Κω την περίοδο Ιανουάριος 2017-Οκτώβριος 2017



Σχήμα 3.80: Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας κατανομής Weibull 30-λεπτης μεταβολής της ταχύτητας για την περιοχή της Κω την περίοδο Ιανουάριος 2017-Οκτώβριος 2017



Σχήμα 3.81: Καμπύλη διάρκειας ανέμου για την περιοχή της Κω την περίοδο Ιανουάριος 2017-Οκτώβριος 2017

Η τιμή της παραμέτρου κλίμακας  $c$  είναι 4,6 άρα υπάρχει κατανομή σε μικρό φάσμα ταχυτήτων και της παραμέτρου  $k$  είναι 1,48 δηλαδή οι χαμηλές ταχύτητες (3 έως 6 m/s)

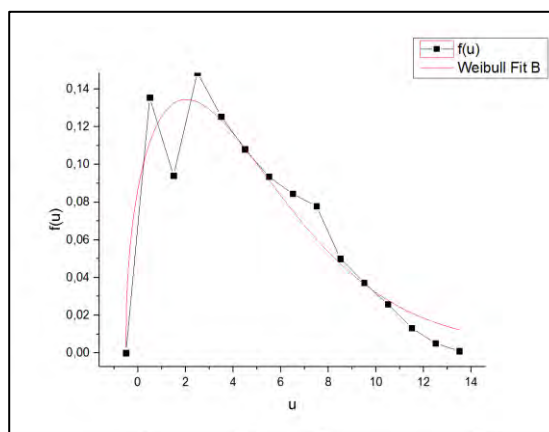
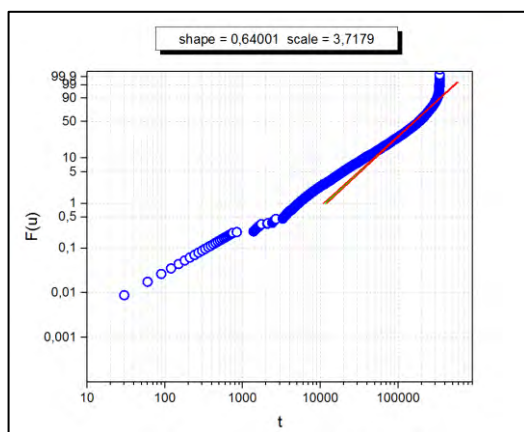
έχουν μεγαλύτερη πιθανότητα να συμβούν. Η πιθανότητα της μέσης τιμής της ταχύτητας είναι  $f(4,32)=0,18$  (Σχήμα 3.80), τιμή που την καθιστά και συχνότερη ταχύτητα.

Από την καμπύλη διάρκειας ανέμου (Σχήμα 3.81) προκύπτει ότι τα 14069 από τα 14130 λεπτά η ταχύτητα λαμβάνει τιμές μεγαλύτερες των 3 m/s ( $u_{cut-in}$ ). Άρα, σχεδόν καθ' όλη την διάρκεια της περιόδου Ιανουάριος 2017-Οκτώβριος 2017, το διάλυμα της ταχύτητας του ανέμου είναι αξιοποιήσιμο από μία ανεμογεννήτρια.

### Κατανομή Weibull για την περιοχή της Λήμνου με βάση τις μετρήσεις 30 λεπτών του έτους 2017 (5669 ώρες)

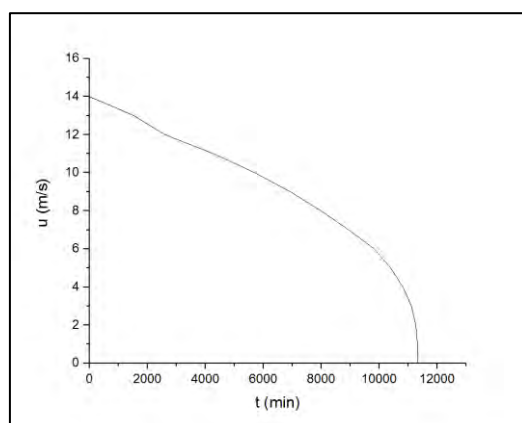
Η συνάρτηση της πυκνότητας πιθανότητας της κατανομή της ταχύτητας του έτους 2017 για την περιοχή της Λήμνου για τιμές των παραμέτρων  $k=0,64$  και  $c=3,72$ , από το λογισμικό διαχείρισης δεδομένων είναι:

$$f(u) = \left(\frac{0,64}{3,72}\right) \left(\frac{u}{3,72}\right)^{0,64-1} e^{-\left(\frac{u}{3,72}\right)^{0,64}} \quad [3.5]$$



Σχήμα 3.82: Συνάρτηση αθροιστικής πυκνότητας πιθανότητας κατανομής Weibull 30-λεπτης μεταβολής της ταχύτητας για την περιοχή της Λήμνου το έτος 2017

Σχήμα 3.83: Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας κατανομής Weibull, 30-λεπτης μεταβολής της ταχύτητας για την περιοχή της Λήμνου το έτος 2017



Σχήμα 3.84: Καμπύλη διάρκειας ανέμου για την περιοχή της Λήμνου το έτος 2017

Η τιμή της παραμέτρου κλίμακας  $c$  είναι 3,7 άρα υπάρχει κατανομή σε μικρό φάσμα ταχυτήτων και της παραμέτρου  $k$  είναι 0,64 δηλαδή οι χαμηλές ταχύτητες (2 έως 5 m/s)

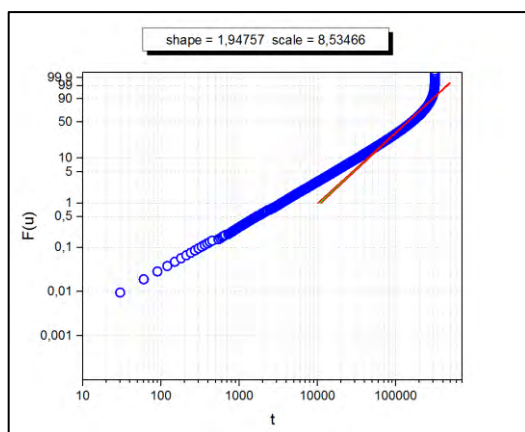
έχουν μεγαλύτερη πιθανότητα να συμβούν. Η πιθανότητα της μέσης τιμής της ταχύτητας είναι  $f(4,3)=0,11$  (Σχήμα 3.83), τιμή που την καθιστά και συχνότερη ταχύτητα.

Από την καμπύλη διάρκειας ανέμου (Σχήμα 3.84) προκύπτει ότι τα 11116 από τα 11337 λεπτά η ταχύτητα λαμβάνει τιμές μεγαλύτερες των 3 m/s ( $u_{cut-in}$ ). Άρα, σχεδόν καθ' όλη την διάρκεια μιας συγκεκριμένης περιόδου του έτους 2017, το διάνυσμα της ταχύτητας του ανέμου είναι αξιοποιήσιμο από μία ανεμογεννήτρια.

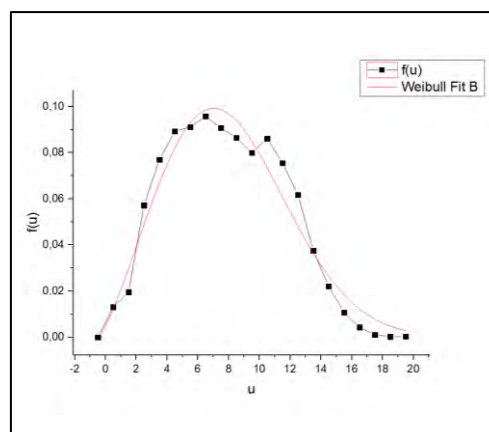
### Κατανομή Weibull για την περιοχή της Καρπάθου με βάση της μετρήσεις 30 λεπτών της περιόδου Ιανουάριος - Οκτώβριος 2017 (5257 ώρες)

Η συνάρτηση της πυκνότητας πιθανότητας της κατανομή της ταχύτητας του έτους 2017 για την περιοχή της Καρπάθου για τιμές των παραμέτρων  $k=1,95$  και  $c=8,54$ , από το λογισμικό διαχείρισης δεδομένων είναι:

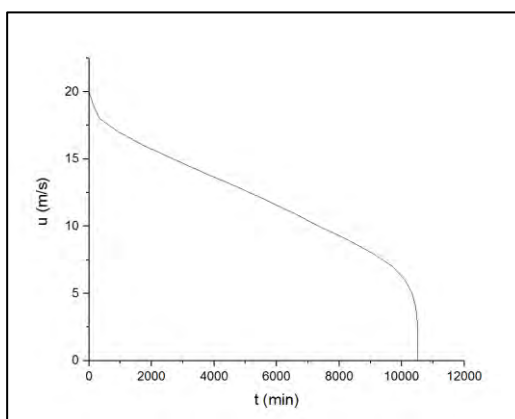
$$f(u) = \left(\frac{1,95}{8,54}\right) \left(\frac{u}{8,54}\right)^{1,95-1} e^{-\left(\frac{u}{8,54}\right)^{1,95}} \quad [3.6]$$



Σχήμα 3.85: Συνάρτηση αθροιστικής πυκνότητας πιθανότητας κατανομής Weibull 30-λεπτης μεταβολής της ταχύτητας για την περιοχή της Καρπάθου την περίοδο Ιανουάριος 2017-Οκτώβριος 2017



Σχήμα 3.86: Συνάρτηση αθροιστικής πυκνότητας πιθανότητας κατανομής Weibull, 30-λεπτης μεταβολής της ταχύτητας για την περιοχή της Καρπάθου την περίοδο Ιανουάριος 2017-Οκτώβριος 2017



Σχήμα 3.87: Καμπύλη διάρκειας ανέμου για την περιοχή της Καρπάθου την περίοδο Ιανουάριος 2017-Οκτώβριος 2017

Η τιμή της παραμέτρου κλίμακας  $c$  είναι 8,54 άρα υπάρχει κατανομή σε ευρύ φάσμα ταχυτήτων και της παραμέτρου  $k$  είναι 1,95 δηλαδή οι υψηλές ταχύτητες (5 έως 8 m/s)

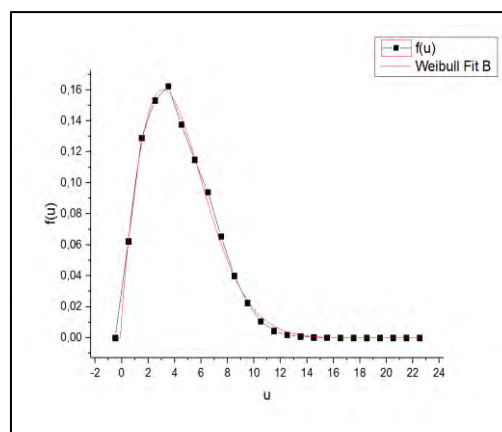
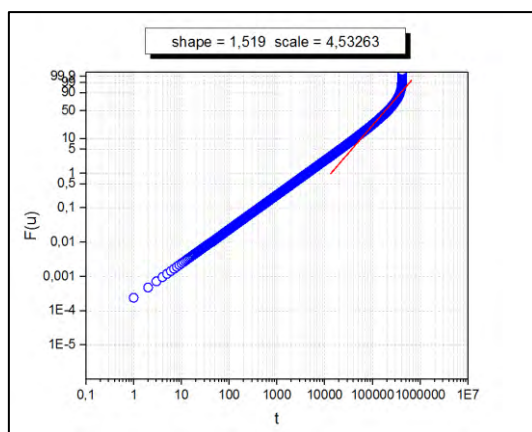
έχουν μεγαλύτερη πιθανότητα να συμβούν. Η πιθανότητα της μέσης τιμής της ταχύτητας είναι  $f(7,7)=0,1$  (Σχήμα 3.86), τιμή που την καθιστά και συχνότερη ταχύτητα.

Από την καμπύλη διάρκειας ανέμου (Σχήμα 3.87) προκύπτει ότι τα 10492 από τα 10514 λεπτά η ταχύτητα λαμβάνει τιμές μεγαλύτερες των 3 m/s ( $u_{cut-in}$ ). Άρα, σχεδόν καθ' όλη την διάρκεια μιας συγκεκριμένης περιόδου του έτους 2017, το διάνυσμα της ταχύτητας του ανέμου είναι αξιοποιήσιμο από μία ανεμογεννήτρια.

### Κατανομή Weibull για την περιοχή του Ames με βάση τις μετρήσεις 1 λεπτού του έτους 2017 (6958 ώρες)

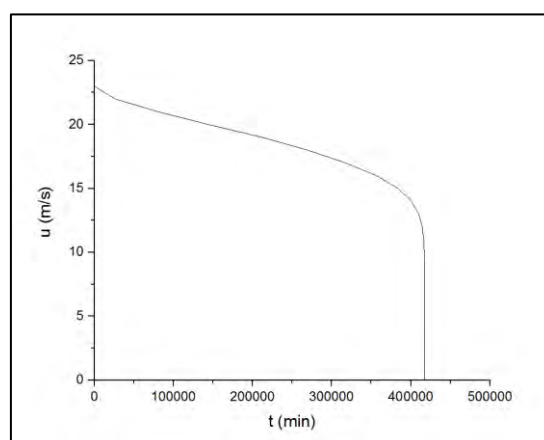
Η συνάρτηση της πυκνότητας πιθανότητας της κατανομή της ταχύτητας του έτους 2017 για την περιοχή του Ames για τιμές των παραμέτρων  $k=1,52$  και  $c=4,53$ , από το λογισμικό διαχείρισης δεδομένων είναι:

$$f(u) = \left(\frac{1,52}{4,53}\right) \left(\frac{u}{4,53}\right)^{1,52-1} e^{-\left(\frac{u}{4,53}\right)^{1,52}} \quad [3.7]$$



**Σχήμα 3.88:** Συνάρτηση αθροιστικής πιθανότητας κατανομής Weibull 1-λεπτης μεταβολής της ταχύτητας για την περιοχή του Ames το έτος 2017

**Σχήμα 3.89:** Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας κατανομής Weibull 1-λεπτης μεταβολής της ταχύτητας για την περιοχή του Ames το έτος 2017



**Σχήμα 3.90:** Καμπύλη διάρκειας του ανέμου για την περιοχή του Ames το έτος 2017

Η τιμή της παραμέτρου κλίμακας  $c$  είναι 4,53 άρα υπάρχει κατανομή σε μικρό φάσμα ταχυτήτων και της παραμέτρου  $k$  είναι 1,52 δηλαδή οι χαμηλές ταχύτητες (3 έως 6 m/s)

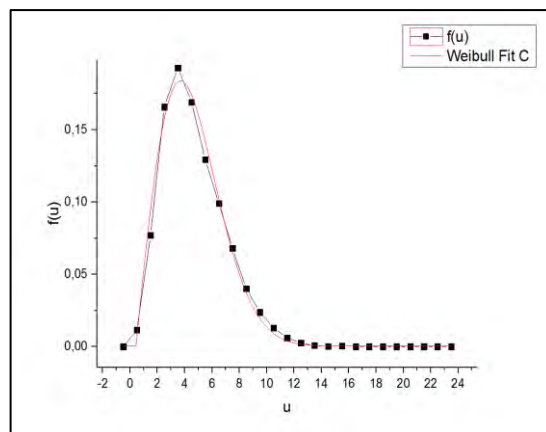
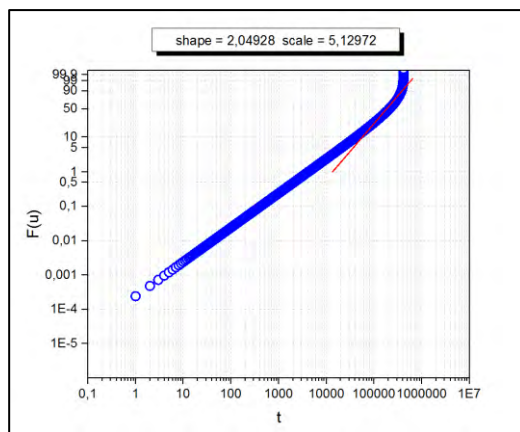
έχουν μεγαλύτερη πιθανότητα να συμβούν. Η πιθανότητα της μέσης τιμής της ταχύτητας είναι  $f(4,2)=0,15$  (Σχήμα 3.89), τιμή που την καθιστά και συχνότερη ταχύτητα.

Από την καμπύλη διάρκειας ανέμου (Σχήμα 3.90) προκύπτει ότι τα 417466 από τα 417468 λεπτά η ταχύτητα λαμβάνει τιμές μεγαλύτερες των 3 m/s ( $u_{cut-in}$ ). Άρα, σχεδόν καθ' όλη την διάρκεια μιας συγκεκριμένης περιόδου του έτους 2017, το διάνυσμα της ταχύτητας του ανέμου είναι αξιοποιήσιμο από μία ανεμογεννήτρια.

### Κατανομή Weibull για την περιοχή της Ottumwa με βάση τις μετρήσεις 1 λεπτού του έτους 2017 (6922 ώρες)

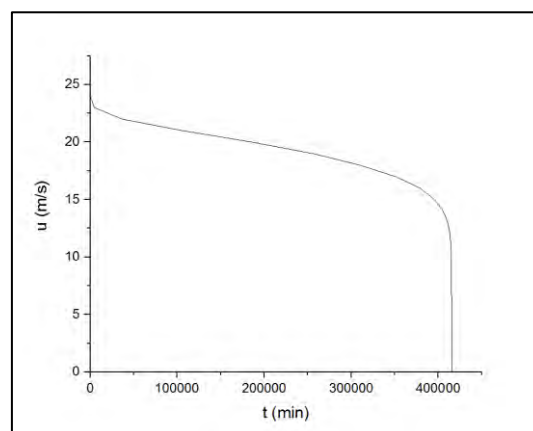
Η συνάρτηση της πυκνότητας πιθανότητας της κατανομής της ταχύτητας του έτους 2017 για την περιοχή της Ottumwa για τιμές των παραμέτρων  $k=2,05$  και  $c=5,13$ , από το λογισμικό διαχείρισης δεδομένων είναι:

$$f(u) = \left(\frac{2,05}{5,13}\right) \left(\frac{u}{5,13}\right)^{2,05-1} e^{-\left(\frac{u}{5,13}\right)^{2,05}} \quad [3.8]$$



Σχήμα 3.91: Συνάρτηση αθροιστικής πυκνότητας πιθανότητας κατανομής Weibull 1-λεπτης μεταβολής της ταχύτητας για την περιοχή της Ottumwa το έτος 2017

Σχήμα 3.92: Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας κατανομής Weibull 1-λεπτης μεταβολής της ταχύτητας για την περιοχή της Ottumwa το έτος 2017



Σχήμα 3.93: Καμπύλη διάρκειας του ανέμου για την περιοχή της Ottumwa το έτος 2017

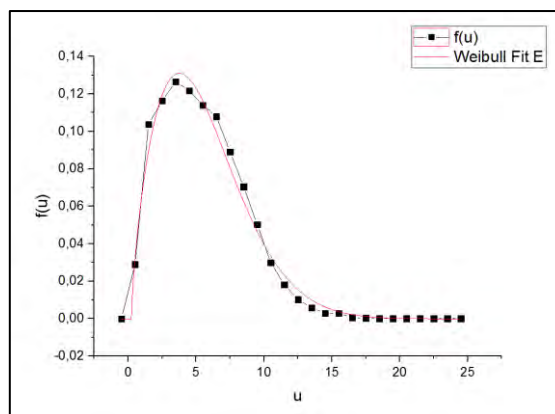
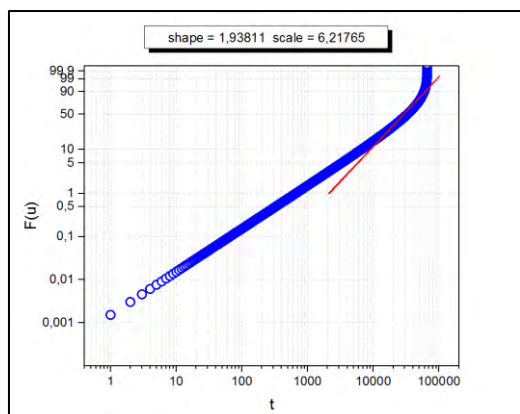
Η τιμή της παραμέτρου κλίμακας  $c$  είναι 5,13 άρα υπάρχει κατανομή σε μικρό φάσμα ταχυτήτων και της παραμέτρου  $k$  είναι 2,05 δηλαδή οι χαμηλές ταχύτητες (2 έως 5 m/s) έχουν μεγαλύτερη πιθανότητα να συμβούν. Η πιθανότητα της μέσης τιμής της ταχύτητας είναι  $f(4,5)=0,17$  (Σχήμα 3.92), τιμή που την καθιστά και συχνότερη ταχύτητα.

Από την καμπύλη διάρκειας ανέμου (Σχήμα 3.93) προκύπτει ότι τα 415283 από τα 415320 λεπτά η ταχύτητα λαμβάνει τιμές μεγαλύτερες των 3 m/s ( $u_{cut-in}$ ). Άρα, σχεδόν καθ' όλη την διάρκεια μιας συγκεκριμένης περιόδου του έτους 2017, το διάνουσμα της ταχύτητας του ανέμου είναι αξιοποιήσιμο από μία ανεμογεννήτρια.

### Κατανομή Weibull για την περιοχή του Waterloo με βάση τις μετρήσεις 1 λεπτού του έτους 2017 (7028 ώρες)

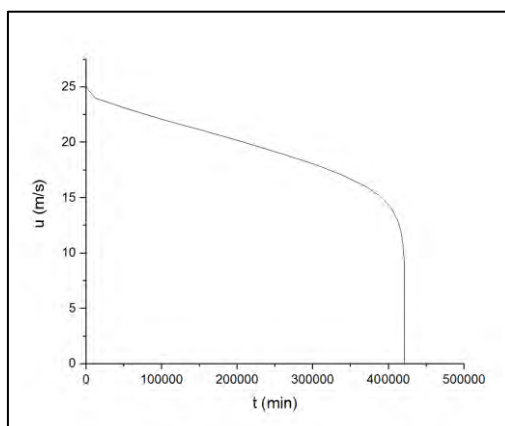
Η συνάρτηση της πυκνότητας πιθανότητας της κατανομής της ταχύτητας του έτους 2017 για την περιοχή του Waterloo για τιμές των παραμέτρων  $k=1,94$  και  $c=6,23$ , από το λογισμικό διαχείρισης δεδομένων είναι:

$$f(u) = \left(\frac{1,94}{6,23}\right) \left(\frac{u}{6,23}\right)^{1,94-1} e^{-\left(\frac{u}{6,23}\right)^{1,94}} \quad [3.9]$$



Σχήμα 3.94: Συνάρτηση αθροιστικής πυκνότητας πιθανότητας κατανομής Weibull 1-λεπτης μεταβολής της ταχύτητας για την περιοχή του Waterloo το έτος 2017

Σχήμα 3.95: Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας κατανομής Weibull 1-λεπτης μεταβολής της ταχύτητας για την περιοχή του Waterloo το έτος 2017



Σχήμα 3.96: Καμπύλη διάρκειας ανέμου για την περιοχή του Waterloo το έτος 2017

Η τιμή της παραμέτρου κλίμακας  $c$  είναι 6,23 άρα υπάρχει κατανομή σε μικρό φάσμα ταχυτήτων και της παραμέτρου  $k$  είναι 1,94 δηλαδή οι χαμηλές ταχύτητες (3 έως 7 m/s) έχουν μεγαλύτερη πιθανότητα να συμβούν. Η πιθανότητα της μέσης τιμής της ταχύτητας είναι  $f(5,3)=0,13$  (Σχήμα 3.95), τιμή που την καθιστά και συχνότερη ταχύτητα.

Από την καμπύλη διάρκειας ανέμου (Σχήμα 3.96) προκύπτει ότι τα 421600 από τα 421610 λεπτά η ταχύτητα λαμβάνει τιμές μεγαλύτερες των 3 m/s ( $u_{cut-in}$ ). Άρα, σχεδόν καθ' όλη την διάρκεια μιας συγκεκριμένης περιόδου του έτους 2017, το διάνουσμα της ταχύτητας του ανέμου είναι αξιοποιήσιμο από μία ανεμογεννήτρια.

### 3.3.4 Εφαρμογή Ταχέως Μετασχηματισμού *Fourier FFT (Fast Fourier Transformation)* στην περιοχή Schiphol Ολλανδίας

Σε αυτή την ενότητα, εξετάζεται η ύπαρξη ή μη της περιοδικότητας της ταχύτητας ανέμου και το μέγεθος της για συγκεκριμένες συχνότητες στην περιοχή Schiphol της Ολλανδίας. Περιοδικότητα ορίζεται ως η επανάληψη των τιμών της ταχύτητας του ανέμου ανά τακτά χρονικά διαστήματα. Πιο συγκεκριμένα, μελετήθηκε για τα χρονικά διαστήματα 8hr, 12hr, 24hr (1 ημέρα), 2190hr (1 εποχή) και 8760hr (1 έτος).

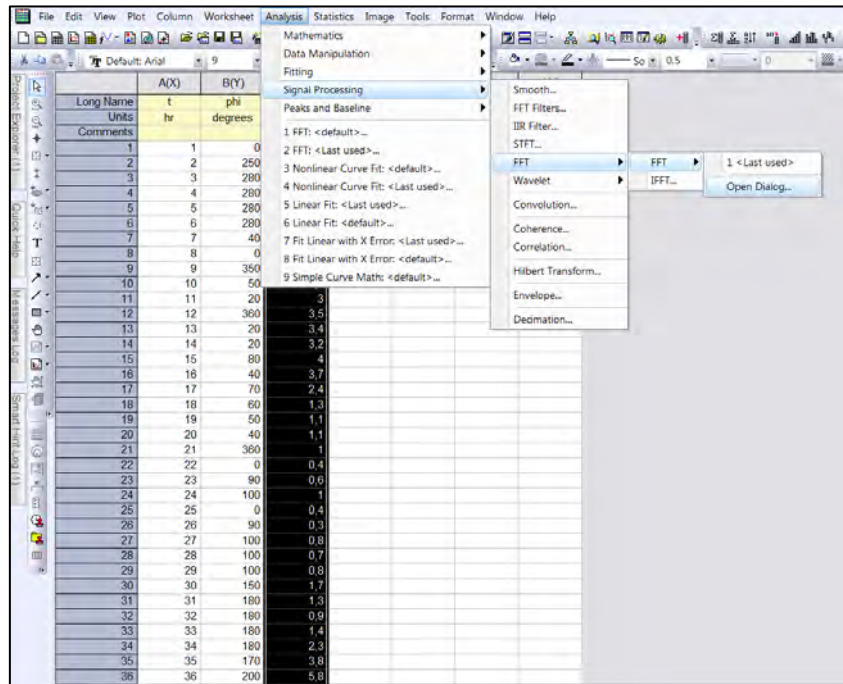
Στην συνέχεια, παρουσιάζεται η εφαρμογή του μετασχηματισμού *Fourier-FFT* από το λογισμικό διαχείρισης δεδομένων και γραφημάτων.

Αρχικά, επιλέγεται η στήλη με τα δεδομένα της ταχύτητας για την περιοχή του Schiphol (Σχήμα 3.97). Με την εντολή *Analysis/Signal Processing/FFT/FFT/Open Dialog* (Σχήμα 3.98) εμφανίζονται τα αποτελέσματα του μετασχηματισμού *Fourier*, τα οποία είναι η συχνότητα (Frequency), ο μιγαδικός αριθμός (Complex), το πραγματικό μέρος του μιγαδικού αριθμού (Real), το φανταστικό μέρος του μιγαδικού αριθμού (Imaginary) και το μέτρο του μιγαδικού αριθμού (Magnitude) (Σχήμα 3.99). Σημειώνεται ότι, δεν επιλέγεται η στήλη του χρόνου  $t$ , διότι λαμβάνεται υπόψη από την εντολή του λογισμικού FFT.

Long Name	t	phi	u
Units	hr	degrees	m/s
1	1	0	0,2
2	2	250	0,6
3	3	260	1
4	4	260	1
5	5	280	0,7
6	6	280	0,8
7	7	40	1,1
8	8	0	0,4
9	9	350	0,3
10	10	50	1,8
11	11	20	3
12	12	360	3,5
13	13	20	3,4
14	14	20	3,2
15	15	80	4
16	16	40	3,7
17	17	70	2,4
18	18	60	1,3
19	19	50	1,1
20	20	40	1,1
21	21	360	1
22	22	0	0,4
23	23	90	0,6
24	24	100	1
25	25	0	0,4
26	26	90	0,3
27	27	100	0,6
28	28	100	0,7
29	29	100	0,8
30	30	150	1,7
31	31	180	1,3
32	32	180	0,9
33	33	180	1,4
34	34	180	2,3
35	35	170	3,8
36	36	200	5,6

Σχήμα 3.97: Επιλογή δεδομένων ταχύτητας



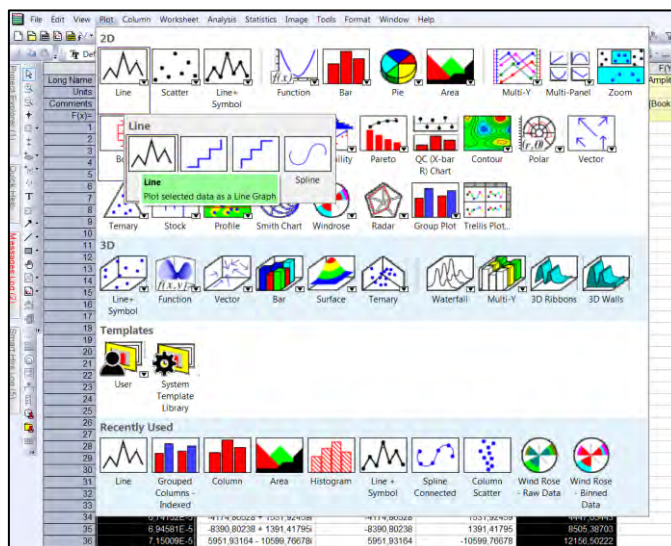


Σχήμα 3.98: Εντολή *Analysis/Signal Processing /FFT/FFT*

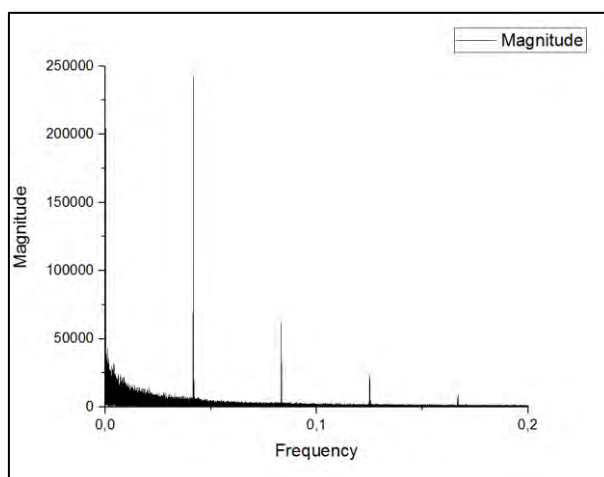
Long Name	A(X)	B(Y)	C(Y)	D(Y)	E(Y)
Units	Frequency	Complex	Real	Imaginary	Magnitude
Comments	FFT of [Book1]Sheet1!E	FFT of [Book1]Sheet1!E	FFT of [Book1]Sheet1!E	FFT of [Book1]Sheet1!E	FFT of [Book1]Sheet1!E
F(x)=					
1	0	2,60375E6	2,60375E6	0	2,60375E6
2	2,04288E-6	28604,80799 - 7818,2229i	28604,80799	-7818,2229	29653,99887
3	4,08577E-6	-15482,26849 - 20761,64099i	-15482,26849	-20761,64099	25898,77167
4	6,12866E-6	-5024,78607 - 15417,39995i	-5024,78607	-15417,39995	16215,56956
5	8,17154E-6	1538,4635 - 21849,88167i	1538,4635	-21849,88167	21903,97678
6	1,02144E-5	-25013,12272 - 13971,11573i	-25013,12272	-13971,11573	28650,45171
7	1,22573E-5	-13787,82973 + 3179,83322i	-13787,82973	3179,83322	14149,75575
8	1,43002E-5	-18326,96227 - 21056,03628i	-18326,96227	-21056,03628	27914,76688
9	1,63431E-5	-17805,00819 + 3343,14687i	-17805,00819	3343,14687	18116,15167
10	1,8386E-5	33159,37445 + 12654,55371i	33159,37445	12654,55371	35491,9969
11	2,04288E-5	22226,47545 + 6110,95004i	22226,47545	6110,95004	23051,24555
12	2,24717E-5	3916,26816 + 7572,80508i	3916,26816	7572,80508	8525,52245
13	2,45146E-5	-5281,50234 - 6190,9015i	-5281,50234	-6190,9015	8137,68111
14	2,65575E-5	3529,1028 - 2867,37432i	3529,1028	-2867,37432	4547,13119
15	2,86004E-5	18371,98435 - 9146,19676i	18371,98435	-9146,19676	20522,73676
16	3,06433E-5	15033,26626 + 2026,53554i	15033,26626	2026,53554	15169,24325
17	3,26861E-5	4995,77526 - 10323,2275i	4995,77526	-10323,2275	11468,51326
18	3,4729E-5	-14401,26781 - 16315,73736i	-14401,26781	-16315,73736	21762,34822
19	3,67719E-5	-17412,98014 + 2796,21101i	-17412,98014	2796,21101	17636,06173
20	3,88148E-5	-25736,46552 - 16912,94811i	-25736,46552	-16912,94811	30796,32237
21	4,08577E-5	-6513,11823 - 399,77484i	-6513,11823	-399,77484	6525,37577
22	4,29006E-5	-23360,8225 + 10842,3948i	-23360,8225	10842,3948	25754,33076
23	4,49435E-5	12685,89061 + 1463,40545i	12685,89061	1463,40545	12770,01864
24	4,69863E-5	-15212,48045 - 3428,83075i	-15212,48045	-3428,83075	15594,11561
25	4,90292E-5	-11005,09569 - 17863,35781i	-11005,09569	-17863,35781	20981,22216
26	5,10721E-5	14338,13787 - 14508,46335i	14338,13787	-14508,46335	20397,9829
27	5,3115E-5	-15058,41403 - 17373,09556i	-15058,41403	-17373,09556	22990,87389
28	5,51579E-5	-20877,28968 + 7086,86963i	-20877,28968	7086,86963	22047,33421
29	5,72008E-5	10877,99057 - 12401,91185i	10877,99057	-12401,91185	16496,60863
30	5,92436E-5	3914,70769 - 22269,5695i	3914,70769	-22269,5695	22611,02966
31	6,12865E-5	-13402,52152 + 497,99515i	-13402,52152	497,99515	13411,77029
32	6,33294E-5	-10616,16965 + 6865,98796i	-10616,16965	6865,98796	12842,97626

Σχήμα 3.99: Αποτελέσματα μετασχηματισμού *Fourier*

Στην συνέχεια, επιλέγονται οι στήλες της συχνότητας και του μέτρου του μιγαδικού αριθμού (Σχήμα 3.99) και με την εντολή *Plot/Line* (Σχήμα 3.100) γίνεται η γραφική τους παράσταση (Σχήμα 3.101).



Σχήμα 3.100: Εντολή Plot/Line



Σχήμα 3.101: Μεταβολή του φάσματος συναρτήσει της συχνότητας

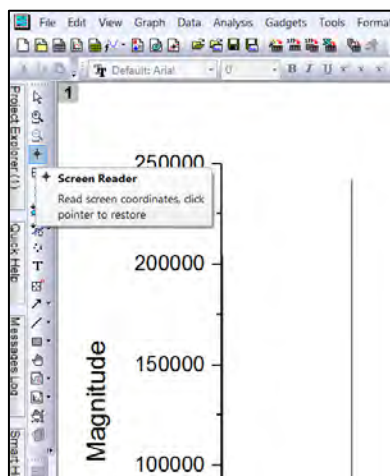
Οι συχνότητες  $f [=1/h]$  για τα χρονικά διαστήματα  $Dt [=h]$ , όπως αναφέρθηκαν στην αρχή της ενότητας, υπολογίζονται από την σχέση  $f = \frac{1}{Dt}$ .

Πίνακας 3.4: Χρονικά διαστήματα και συχνότητες

Χρονικό διάστημα: $Dt [=h]$	Συχνότητα: $f [=1/h]$
8	0,125
12	0,0833
24	0,0417
2190	0,000456
8760	0,00011415

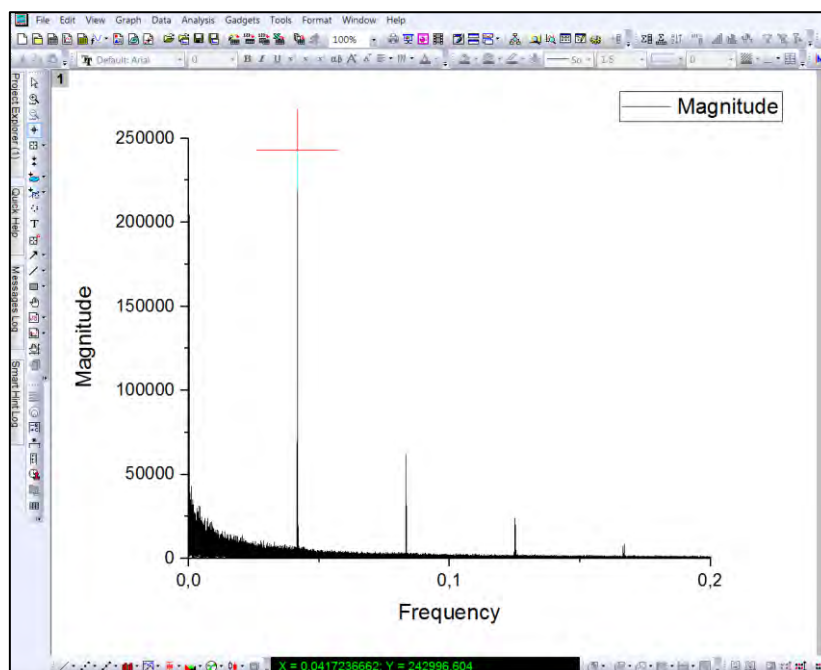
Για να επαληθευτεί ότι ισχύουν οι επιλεχθέντες περιοδικότητες με συχνότητες  $f$  του Πίνακα 3.4 ακολουθείται η εξής διαδικασία.

Με την εντολή *Screen Reader* (Σχήμα 3.102) βρίσκονται οι συντεταγμένες  $(X,Y)=(Frequency, Magnitude)$  του γραφήματος ακουμπώντας τον κέρσορα στα σημεία μέγιστης ευκρίνειας ανά διάστημα  $\Delta t$ .

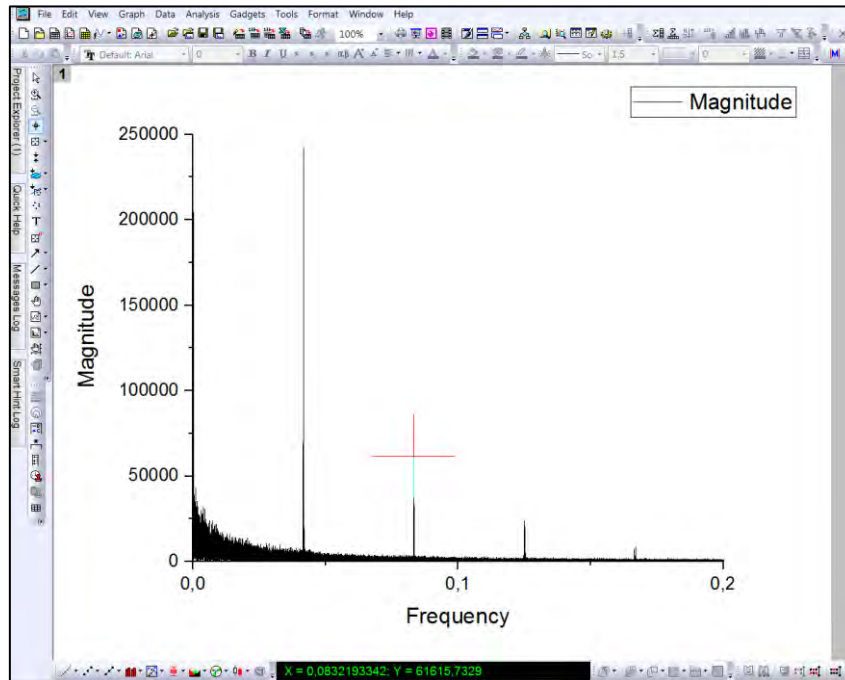


Σχήμα 3.102: Εντολή *Screen Reader*

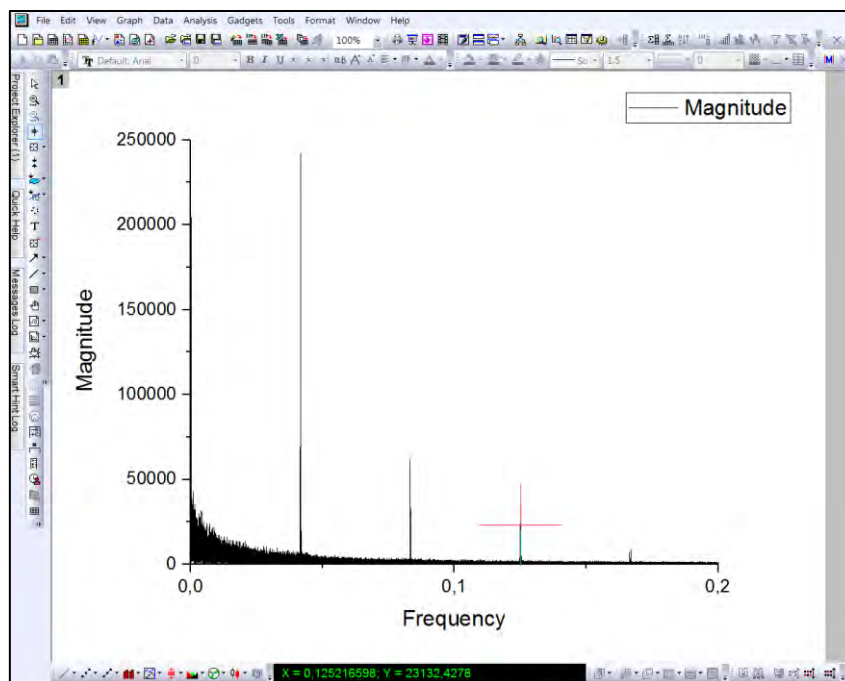
Συγκεκριμένα, στο Σχήμα 3.103 εφαρμόζεται η εντολή *Screen Reader* στο σημείο μέγιστης ευκρίνειας. Οι συντεταγμένες του είναι  $(0.041723662, 242996.604)$  και από την αντιστοιχία με τους υπολογισμούς, που παρατίθενται στον Πίνακα 3.3, διαπιστώνεται ότι υπάρχει περιοδικότητα για χρονικό διάστημα 24 ωρών. Παρομοίως, στο Σχήμα 3.104, οι συντεταγμένες είναι  $(0.0832193342, 61615.7329)$  και υπάρχει περιοδικότητα για διάστημα 12 ωρών. Ενώ, στο Σχήμα 3.105, οι συντεταγμένες είναι  $(0.125216598, 23132.4278)$  και υπάρχει περιοδικότητα για διάστημα 8 ωρών.



Σχήμα 3.103: Συντεταγμένες περιοδικότητας χρονικού διαστήματος 24 ωρών

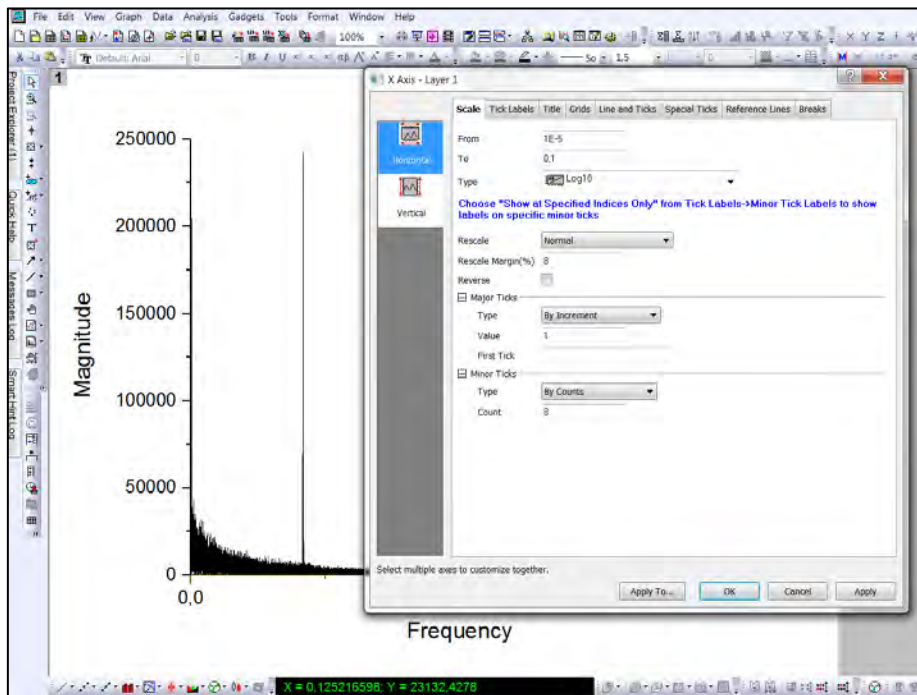


Σχήμα 3.104: Συντεταγμένες περιοδικότητας χρονικού διαστήματος 12 ωρών

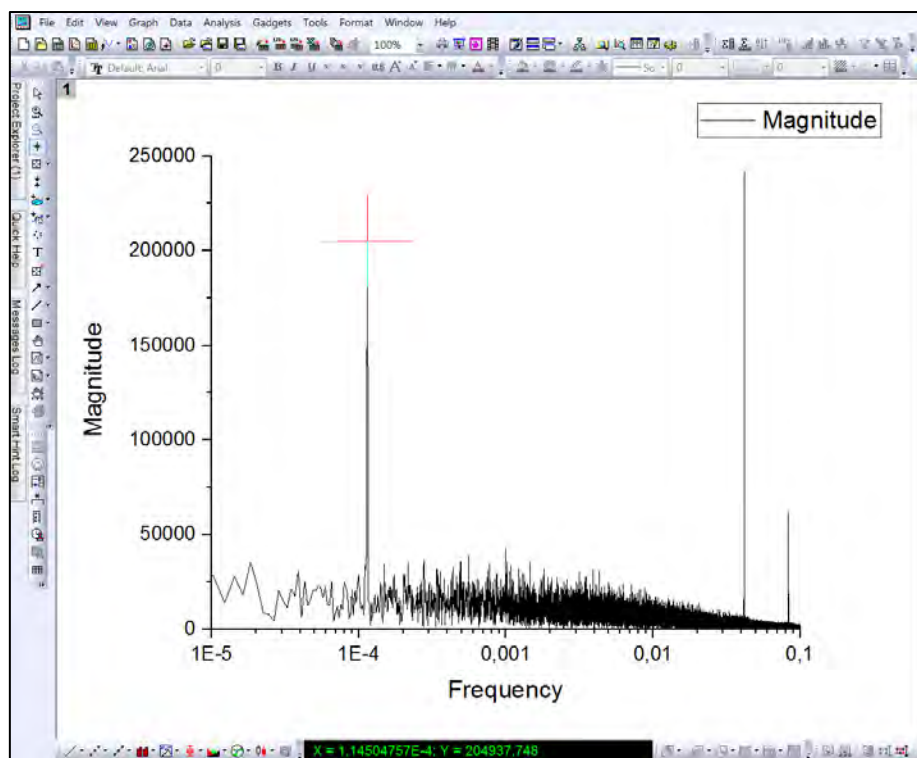


Σχήμα 3.105: Συντεταγμένες περιοδικότητας χρονικού διαστήματος 8 ωρών

Στο διάστημα (0, 0.05) αυξήθηκε η κλίμακα, όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.106, για την διερεύνηση του μέγιστου ευκρινούς σημείου. Στο Σχήμα 3.107, βρίσκονται οι συντεταγμένες (1.14504757E-4, 204937.748) και σε αντιστοιχία με τον Πίνακα 3.3 υπάρχει περιοδικότητα ανά έτος.



Σχήμα 3.106: Αλλαγή κλίμακας για την εύρεση σημείου υψηλής ευκρίνειας

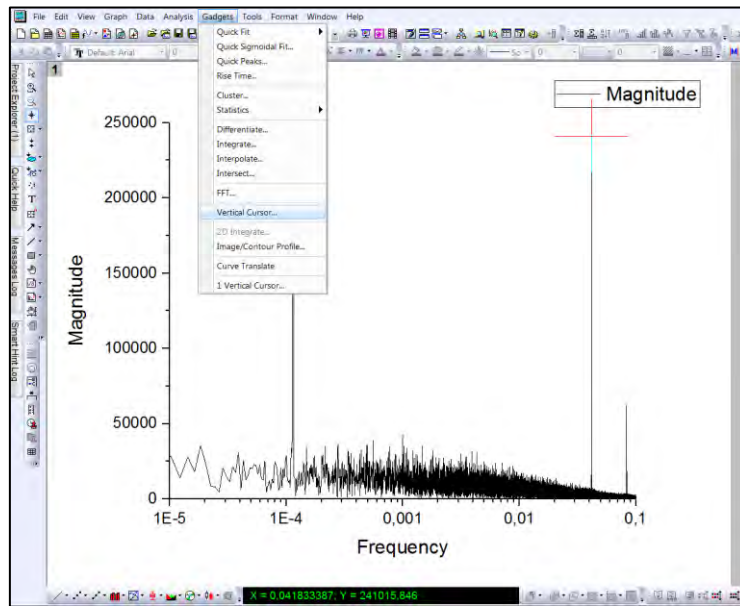


Σχήμα 3.107: Συντεταγμένες περιοδικότητας χρονικού διαστήματος 1 έτους

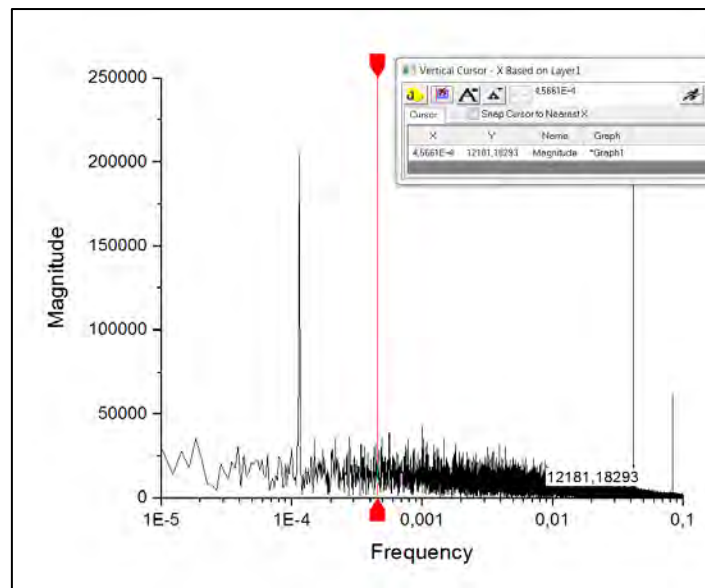
Για να διαπιστωθεί αν υπάρχει περιοδικότητα ανά εποχή (2190 ώρες), καθίσταται αναγκαία η διερεύνηση του ύψους του φάσματος (Magnitude - Y άξονας), λόγω έλλειψης άλλου μέγιστου ευκρινούς σημείου.

Εφαρμόζοντας την εντολή Gadgets/Vertical Cursor (Σχήμα 3.108) μπορεί να βρεθεί η τιμή της εξαρτημένης μεταβλητής Y για συγκεκριμένη ανεξάρτητη μεταβλητή X. Έχοντας υποθέσει, ότι υπάρχει περιοδικότητα ανά εποχή με συχνότητα  $X=0,000456$ , η τιμή της προκύπτει  $Y=12181,18293$  (Σχήμα 3.109). Σε αυτή την περίπτωση, η τιμή του Y είναι αρκετά

μικρότερη από τις άλλες περιοδικότητες, με αποτέλεσμα να μην λαμβάνεται υπόψη ότι υπάρχει περιοδικότητα ανά εποχή.

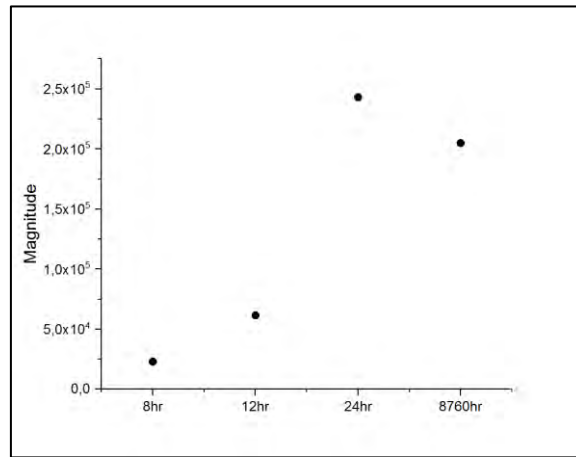


Σχήμα 3.108: Εντολή *Vertical Cursor*



Σχήμα 3.109: Αποτελέσματα (X, Y) της εντολής *Vertical Cursor* για εύρεση περιοδικότητας ανά εποχή

Αναμένεται ότι οι συχνότητες που αντιστοιχούν στα χρονικά διαστήματα  $\Delta t$  που η ταχύτητα εμφανίζεται περιοδικά έχουν υψηλό φάσμα συχνοτήτων (*Magnitude*). Στο Σχήμα 3.103, διαπιστώνεται η μέγιστη ευκρίνεια του φάσματος στα διαστήματα  $\Delta t$ .



**Σχήμα 3.110: Ύψος έντασης περιοδικότητας ανά χρονικό διάστημα Dt**

Το Σχήμα 3.110 είναι εύκολο να αποφανθεί ότι υπάρχει έντονη περιοδικότητα κάθε 24 ώρες. Από φυσικής πλευράς είναι αναμενόμενη, καθώς η περιστροφή της γης γύρω από τον εαυτό της διαρκεί 24 ώρες, για αυτό το λόγο και η περιοδικότητα εμφανίζει υψηλότερες τιμές. Σε ετήσια βάση παρατηρείται περιοδικότητα, καθώς κάθε μήνα του χρόνου, ο άνεμος έχει συγκεκριμένη συμπεριφορά ανάλογα με την εποχή. Επίσης, όπως είναι εμφανές από το Σχήμα 3.110, υπάρχει περιοδικότητα κάθε 12 ώρες, καθώς ο αέρας φυσάει από την θάλασσα προς την ξηρά και το βράδυ από την ξηρά προς την θάλασσα. Τέλος, την μικρότερη περιοδικότητα την εμφανίζει κάθε 8 ώρες, λόγω μη ύπαρξης φυσικού φαινομένου σε σχέση με τις άλλες χρονικές μεταβολές Dt.

## Κεφάλαιο 4 - Επιλογή ανεμογεννητριών

Η επιλογή των ανεμογεννητριών, για την εκτέλεση της παρούσας διπλωματικής, έγινε με την χρήση λογισμικού σχεδιασμού αιολικών πάρκων δοκιμαστικής χρήσης *WindPRO*, από όπου λήφθηκαν οι χαρακτηριστικές καμπύλες και τα χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών. Ενώ, με την χρήση λογισμικού διαχείρισης δεδομένων και γραφημάτων έγιναν οι προσομοιώσεις για την εύρεση των χαρακτηριστικών εξισώσεων.

### 4.1 Χαρακτηριστικά μεγέθη ανεμογεννητριών

Οι ανεμογεννήτριες επιλέχθηκαν από ένα εύρος απόδοσης ισχύων και συγκεκριμένα για 1MW, 2MW, 3MW, 4,5MW και 5MW. Στο παρακάτω σχήμα φαίνονται τα χαρακτηριστικά τους, χρήσιμα για την εύρεση της κερδιζόμενης ενέργειας κατά την κατεύθυνση εκτροπής και των απωλειών της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας σε σχέση με το μέγεθος της ανεμογεννήτριας (Κεφάλαιο 6).

Πίνακας 4.1: Χαρακτηριστικά επιλεγθέντων ανεμογεννητριών

Ανεμογεννήτρια	Ονομαστική Ισχύς: $P_r$ [=MW]	Διάμετρος ρότορα: $D$ [=m]	Βάρος: $W$ [=tn]	$u_{cut-in}$ : [=m/s]	$u_{rated}$ : [=m/s]	$u_{cut-out}$ : [=m/s]	$C_{e,max}$
Enercon E-58/10.58	1	58.6	61	2,5	12	34	0,46
Enercon E-66/20.70	2	70.4	68	2,5	14	34	0,43
Vestas V126-3.0	3	126	70	3	12	22,5	0,45
Gamesa G128-4.5MW	4,5	128	83,9	1	12	27	0,45
Gamesa G128-5.0MW	5	128	98	2	14	27	0,45

Οι τιμές των ταχυτήτων  $u_{cut-in}$ ,  $u_{rated}$ ,  $u_{cut-out}$  λήφθηκαν από τις ιστοσελίδες των αντίστοιχων ανεμογεννητριών (για περισσότερες πληροφορίες <https://en.wind-turbine-models.com>). Τα σχήματα 4.1, 4.7, 4.13, 4.19 και 4.25 προέρχονται από χρήση λογισμικού σχεδιασμού αιολικών πάρκων δοκιμαστικής χρήσης *WindPRO*.

### 4.2 Χαρακτηριστικές καμπύλες και εξισώσεις ανεμογεννητριών

Σε αυτή την ενότητα, παρουσιάζονται οι χαρακτηριστικές καμπύλες των ανεμογεννητριών και η διαδικασία εύρεσης της χαρακτηριστικής εξίσωσης με την εντολή *Basic Fitting* και με εντολές εύρεσης εξίσωσης.



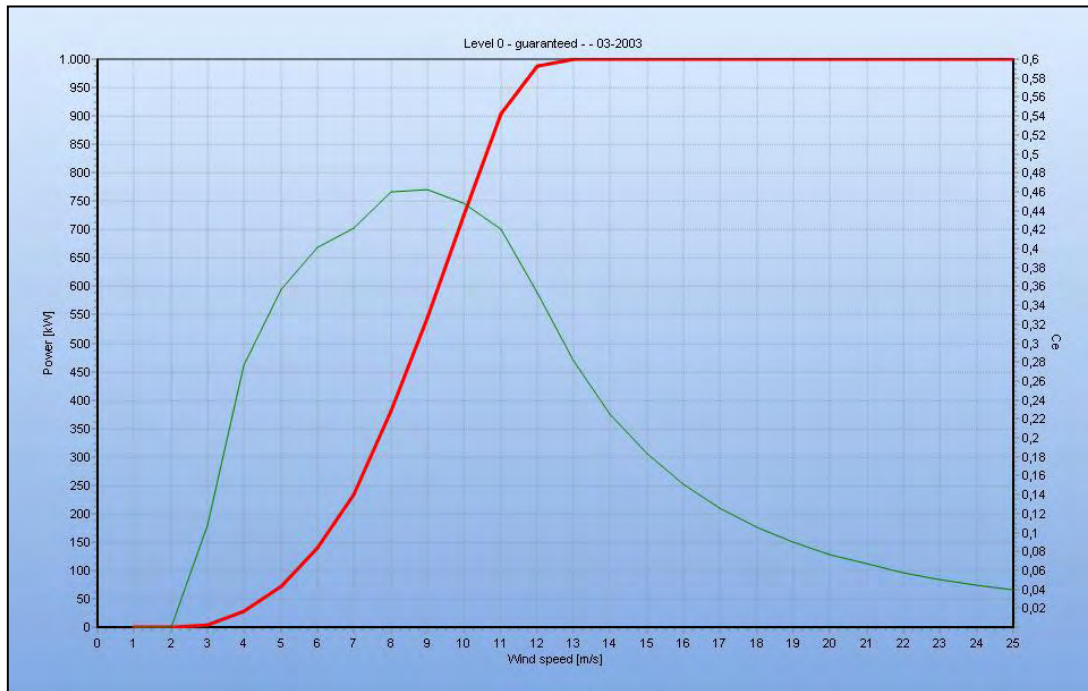
#### 4.2.1 Ανεμογεννήτρια 1MW Enercon E-58/10.58

Ο Πίνακας 4.2 προήλθε από λογισμικό σχεδιασμού αιολικών πάρκων *Demo WindPro* για την ανεμογεννήτρια οριζόντιου άξονα (*Horizontal Axis Wind Turbine*) 1MW Enercon E-58/10.58 και περιγράφει την χαρακτηριστική της καμπύλη.

Πίνακας 4.2: Χαρακτηριστική καμπύλη ανεμογεννήτριας 1MW

<i>Wind speed [m/s]</i>	<i>Power [kW]</i>	<i>Ce</i>
1	0	0
2	0	0
3	4,7	0,108
4	28,6	0,276
5	72,3	0,357
6	140,2	0,401
7	233,8	0,421
8	381,3	0,46
9	545,8	0,463
10	725,3	0,448
11	905	0,42
12	987,9	0,353
13	1.000	0,281
14	1.000	0,225
15	1.000	0,183
16	1.000	0,151
17	1.000	0,126
18	1.000	0,106
19	1.000	0,09
20	1.000	0,077
21	1.000	0,067
22	1.000	0,058
23	1.000	0,051
24	1.000	0,045
25	1.000	0,04

Όπου *Wind Speed* είναι η ταχύτητα ανέμου, *Power* η ισχύς της ανεμογεννήτριας στην συγκεκριμένη τιμή της ταχύτητας του ανέμου και *Ce* ο βαθμός απόδοσης της ανεμογεννήτριας για συγκεκριμένη τιμή της ταχύτητας του ανέμου. Η κόκκινη καμπύλη αντιστοιχεί στην μεταβολή της ισχύος με την ταχύτητα ανέμου (*Power-Wind speed*) και η πράσινη καμπύλη στην μεταβολή της απόδοσης με την ταχύτητα ανέμου (*Ce-Wind speed*).



**Σχήμα 4.1: Χαρακτηριστική καμπύλη Ισχύος-Βαθμού απόδοσης-ταχύτητας ανέμου ανεμογεννήτριας 1MW**

Από τις προδιαγραφές σχεδιασμού της ανεμογεννήτριας 1MW η μέγιστη απόδοση είναι  $C_{e,max}=0,46$ , όπως φαίνεται και από το μέγιστο σημείο της πράσινης καμπύλης (Σχήμα 4.1).

Στο λογισμικό διαχείρισης δεδομένων φορτώθηκε το αρχείο *function1000KW.xls*, το οποίο περιλαμβάνει τις τιμές του Πίνακα 4.2. Γράφτηκαν οι εντολές (*plot*), που σχεδιάζουν το γράφημα της χαρακτηριστικής καμπύλης (Σχήμα 4.2), όπως φαίνεται και στο Σχήμα 4.3.

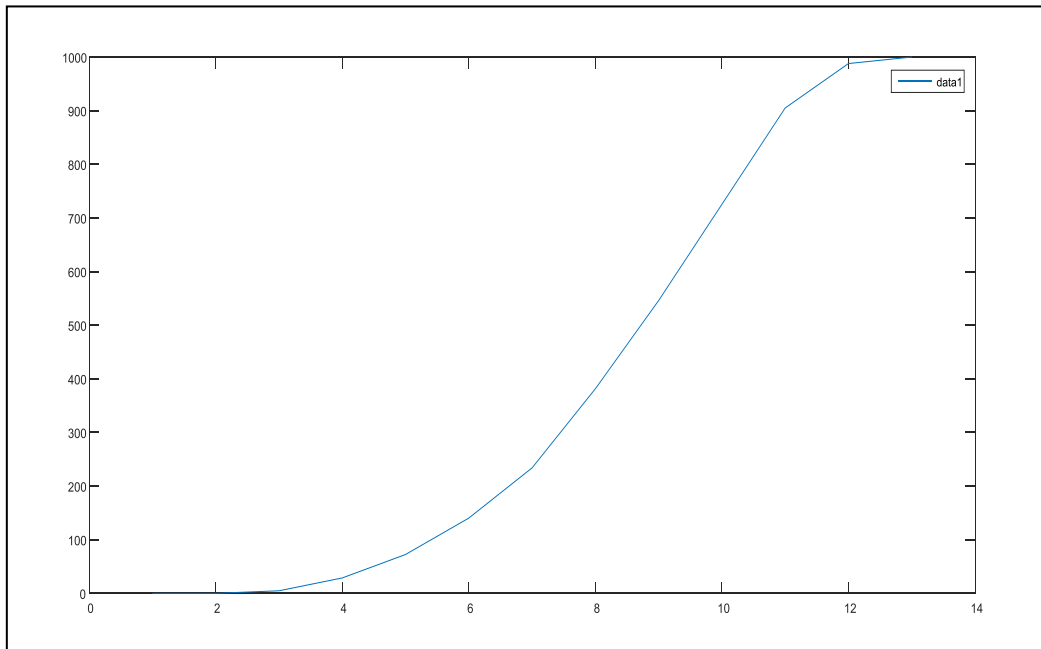
```

GRAPH1000KW.m  x  +
1 - dataset = xlsread ('function1000KW','A1:B26') ;
2 - x = dataset (:,1);
3
4 - y = dataset (:,2);
5
6 - plot (x,y)
7
8

```

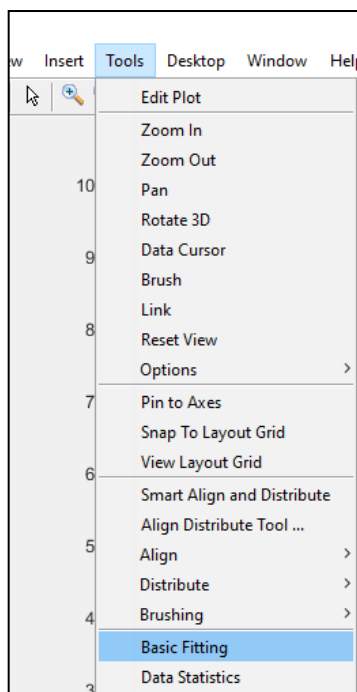
**Σχήμα 4.2: Εντολές λογισμικού για το γράφημα της χαρακτηριστικής καμπύλης 1MW**

Όπου *dataset (:,1)* και *dataset (:,2)* αναφέρονται στα δεδομένα της ταχύτητας ανέμου και της ισχύος αντίστοιχα της ανεμογεννήτριας 1MW.

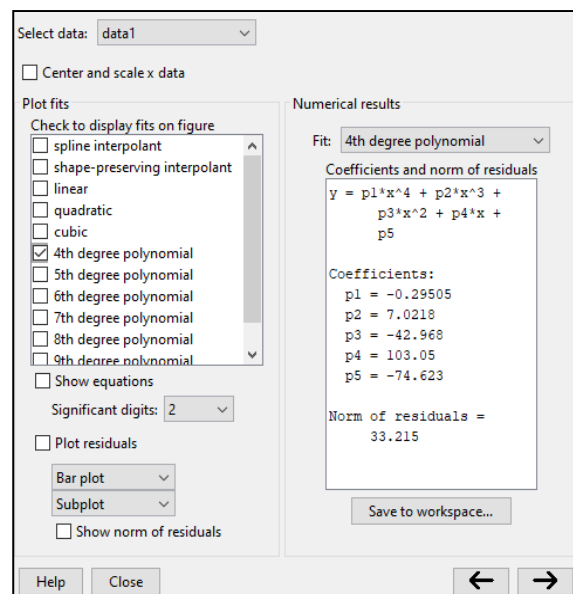


Σχήμα 4.3: Χαρακτηριστική καμπύλη 1MW

Για την εύρεση της εξίσωσης της ισχύος ακολουθήθηκε η διαδικασία του *Basic Fitting* (Σχήμα 4.4).

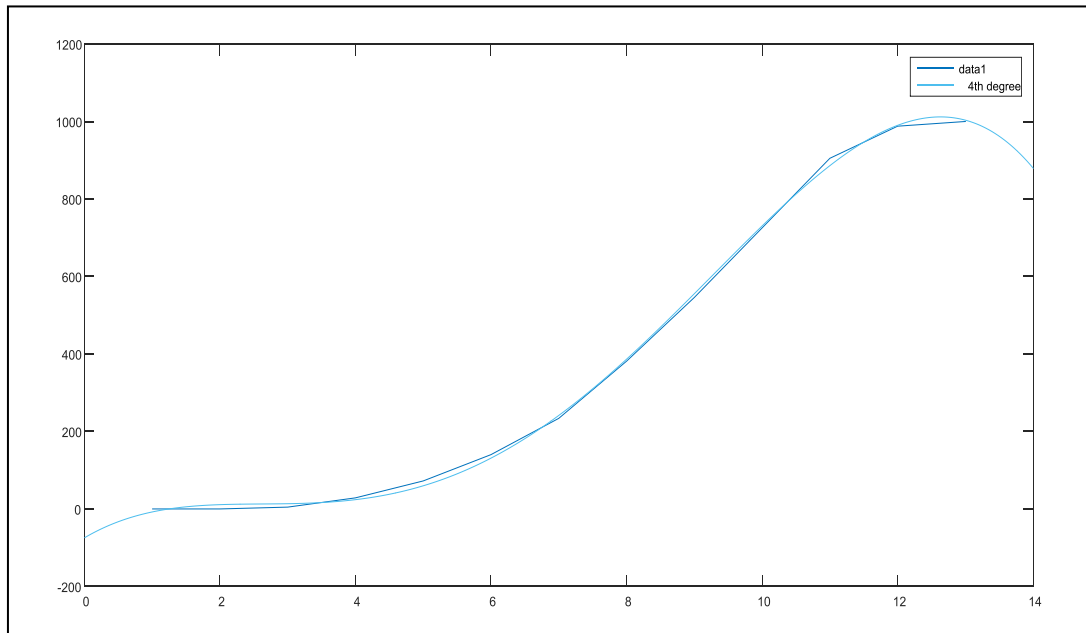


Σχήμα 4.4: Εντολή *Basic Fitting*



Σχήμα 4.5: Εξίσωση χαρακτηριστικής καμπύλης 1MW

Υστέρτα από ανάλυση, επιλέχθηκε η συνάρτηση 4ου βαθμού (Σχήμα 4.5). Παρόλο που, η νόρμα της εξίσωσης είναι μεγαλύτερη από τις υπόλοιπες εξισώσεις μεγαλύτερου βαθμού, γραφικά προσεγγίζεται καλύτερα η χαρακτηριστική καμπύλη από τις υπόλοιπες εξισώσεις (Σχήμα 4.6).



Σχήμα 4.6: Γράφημα προσεγγιστικής καμπύλης 1MW

Οπότε, η χαρακτηριστική εξίσωση για την ανεμογεννήτρια 1MW είναι:

$$P(u) = \begin{cases} 0\text{kW} & , 0 \leq u < 2,5\text{m/s} \\ -0,29505u^4 + 7,0218u^3 - 42,968u^2 + 103,05u - 74,623, & 2,5\text{m/s} \leq u \leq 12\text{m/s} \\ 1000\text{kW} & , 12\text{m/s} < u \leq 34\text{m/s} \\ 0\text{kW} & , 34\text{m/s} < u \end{cases} \quad [4.1]$$

#### 4.2.2 Ανεμογεννήτρια 2MW Enercon E-66/20.70

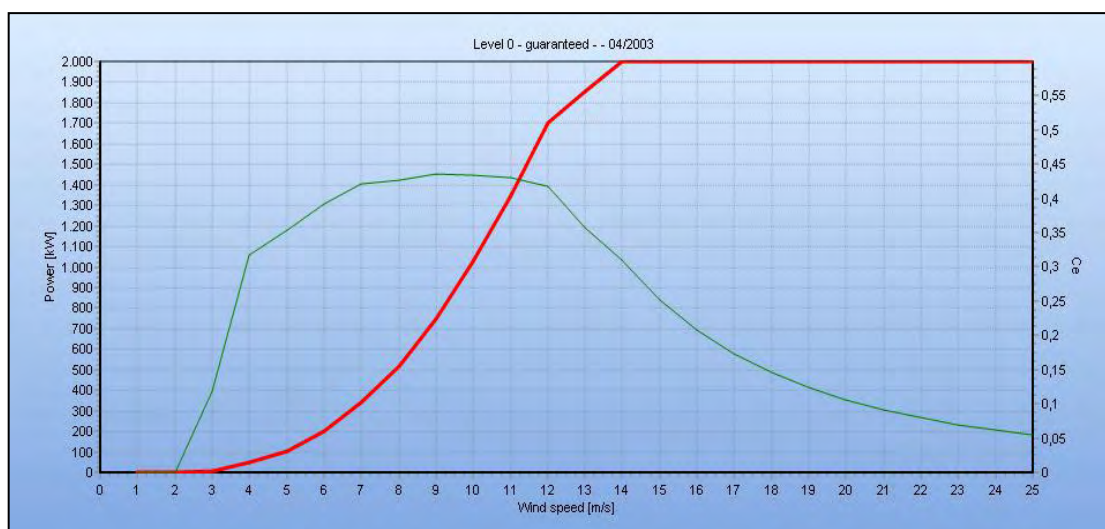
Ο Πίνακας 4.3 προήλθε από λογισμικό σχεδιασμού αιολικών πάρκων *Demo WindPro* για την ανεμογεννήτρια οριζόντιου άξονα (*Horizontal Axis Wind Turbine*) 2MW Enercon E-58/10.58 και περιγράφει την χαρακτηριστική της καμπύλη.

Πίνακας 4.3: Χαρακτηριστική καμπύλη ανεμογεννήτριας 2MW

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce
1	0	0
2	0	
3	7,5	0,118
4	48	0,318
5	104	0,353
6	200	0,393
7	340	0,421
8	515	0,427
9	748	0,435
10	1.025,00	0,435
11	1.348,00	0,43
12	1.700,00	0,417
13	1.853	0,358

14	2.000	0,309
15	2.000	0,251
16	2.000	0,207
17	2.000	0,173
18	2.000	0,145
19	2.000	0,124
20	2.000	0,106
21	2.000	0,092
22	2.000	0,08
23	2.000	0,07
24	2.000	0,061
25	2.000	0,054

Όπου *Wind Speed* είναι η ταχύτητα ανέμου, *Power* η ισχύς της ανεμογεννήτριας στην συγκεκριμένη τιμή της ταχύτητας του ανέμου και *Ce* ο βαθμός απόδοσης της ανεμογεννήτριας για συγκεκριμένη τιμή της ταχύτητας του ανέμου.



**Σχήμα 4.7: Χαρακτηριστική καμπύλη Ισχύος-Βαθμού απόδοσης-ταχύτητας ανέμου ανεμογεννήτριας 2MW**

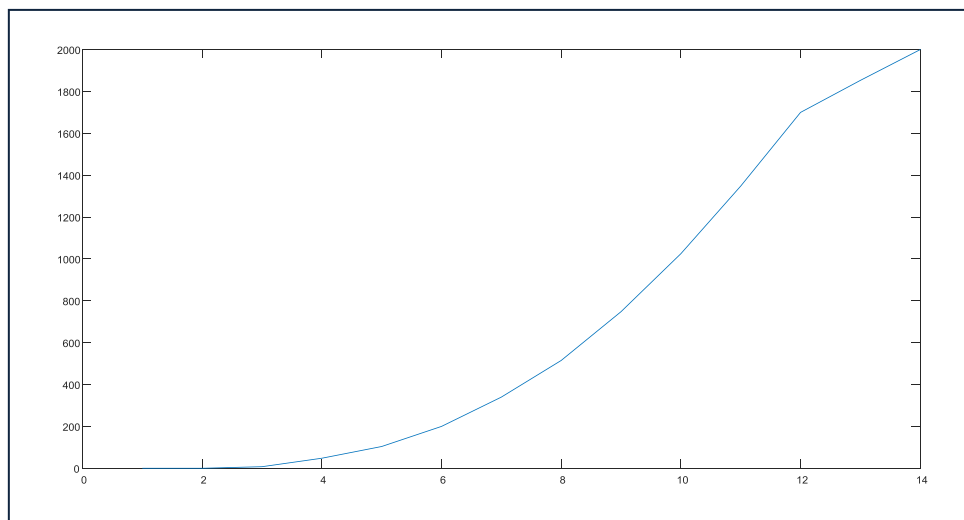
Από τις προδιαγραφές σχεδιασμού της ανεμογεννήτριας 2MW, η μέγιστη απόδοση είναι  $C_{e,max}=0,43$ , όπως φαίνεται και από το μέγιστο σημείο της πράσινης καμπύλης (Σχήμα 4.7).

Στο λογισμικό διαχείρισης δεδομένων φορτώθηκε το αρχείο *graph2000KW.xls*, το οποίο περιλαμβάνει τις τιμές του Πίνακα 4.3. Γράφτηκαν οι εντολές (plot), που σχεδιάζουν το γράφημα της χαρακτηριστικής καμπύλης (Σχήμα 4.8), όπως φαίνεται και στο Σχήμα 4.9.

```
graph2000KW.m  x  +
1 - dataset = xlsread ('graph2000KW','A1:B26') ;
2 - x = dataset (:,1);
3
4 - y = dataset (:,2);
5
6 - plot (x,y)
```

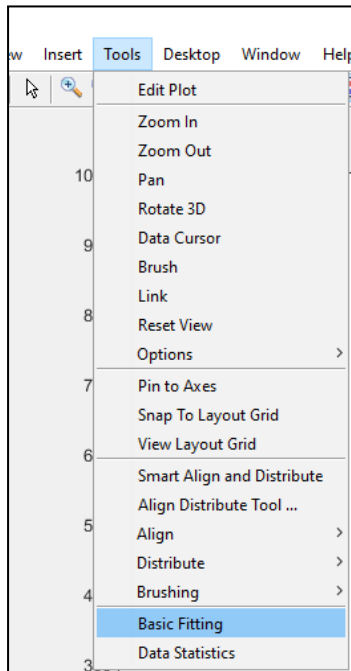
**Σχήμα 4.8:** Εντολές λογισμικού για το γράφημα της χαρακτηριστικής καμπύλης 2MW

Όπου *dataset(:,1)* και *dataset(:,2)* αναφέρονται στα δεδομένα της ταχύτητας ανέμου και της ισχύος αντίστοιχα της ανεμογεννήτριας 2MW.

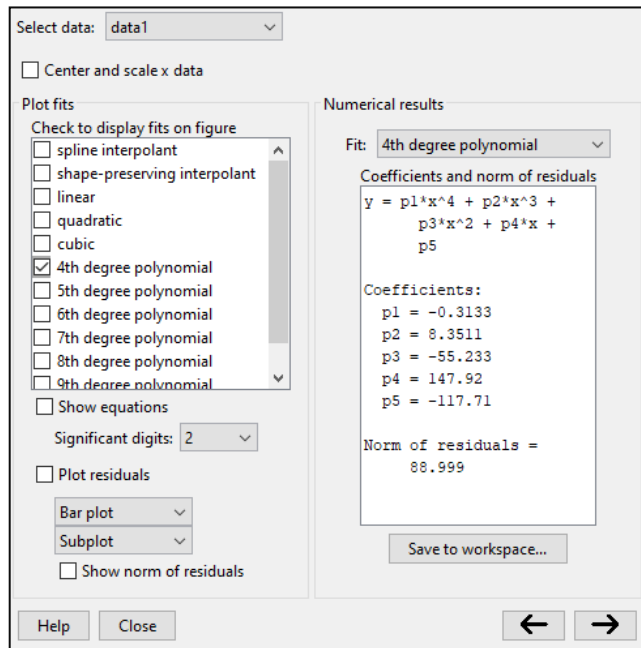


**Σχήμα 4.9:** Χαρακτηριστική καμπύλη 2MW

Για την εύρεση της εξίσωσης της ισχύος ακολουθήθηκε η διαδικασία του *Basic Fitting* (Σχήμα 4.10), όπως και στην προηγούμενη περίπτωση.

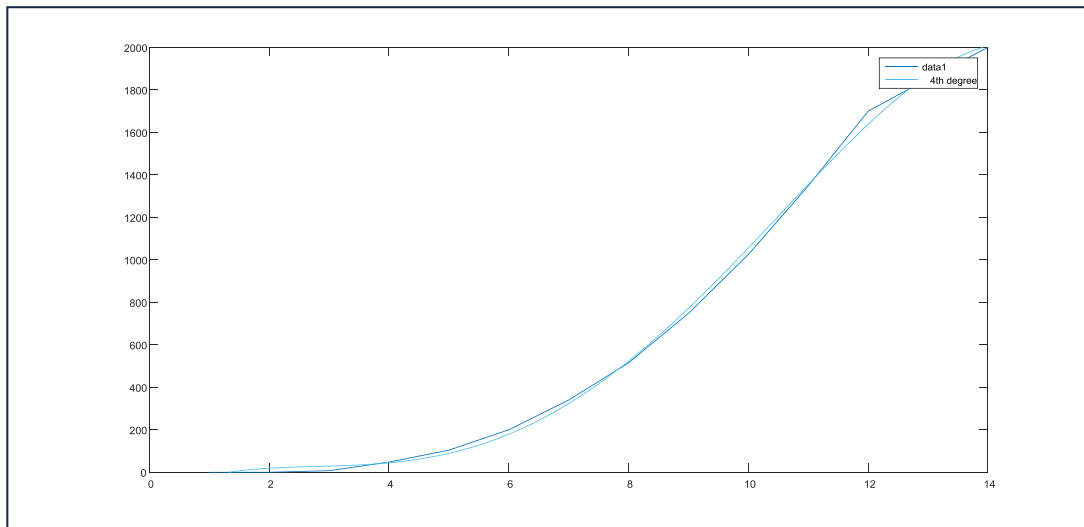


Σχήμα 4.10: Εντολή *Basic Fitting*



Σχήμα 4.11: Εξίσωση χαρακτηριστικής καμπύλης 2MW

Υστέρα από ανάλυση, επιλέχθηκε η συνάρτηση 4<sup>ου</sup> βαθμού (Σχήμα 4.11). Παρόλο που, η νόρμα της εξίσωσης είναι μεγαλύτερη από τις υπόλοιπες εξισώσεις μεγαλύτερου βαθμού, γραφικά προσεγγίζεται καλύτερα η χαρακτηριστική καμπύλη από τις υπόλοιπες εξισώσεις (Σχήμα 4.12).



Σχήμα 4.12: Προσέγγιση Χαρακτηριστικής καμπύλης 2MW

Οπότε, η χαρακτηριστική εξίσωση για την ανεμογεννήτρια 2MW είναι:

$$P(u) = \begin{cases} 0\text{kW} & ,0 \leq u < 2,5 \text{ m/s} \\ -0,3133u^4 + 8,3511u^3 - 55,233u^2 + 147,92u - 117,71, & 2,5 \text{ m/s} \leq u \leq 14\text{m/s} \\ 2000\text{kW} & ,14\text{m/s} < u \leq 34\text{m/s} \\ 0\text{kW} & ,34\text{m/s} < u \end{cases} \quad [4.2]$$

### 4.2.3 Ανεμογεννήτρια 3MW Vestas V126-3.3

Ο Πίνακας 4.4 προήλθε από λογισμικό σχεδιασμού αιολικών πάρκων *Demo WindPro* για την ανεμογεννήτρια οριζόντιου άξονα (Horizontal Axis Wind Turbine) 3MW Vestas V126-3.3 και περιγράφει την χαρακτηριστική της καμπύλη.

Πίνακας 4.4: Χαρακτηριστική καμπύλη ανεμογεννήτριας 3MW

<i>Wind speed [m/s]</i>	<i>Power [kW]</i>	<i>Ce</i>	<i>Wind speed [m/s]</i>	<i>Power [kW]</i>	<i>Ce</i>
3	20	0,097	13	3.000	0,179
3,5	88	0,269	13,5	3.000	0,16
4	173	0,354	14	3.000	0,143
4,5	276	0,397	14,5	3.000	0,129
5	397	0,416	15	3.000	0,116
5,5	540	0,425	15,5	3.000	0,105
6	712	0,432	16	3.000	0,096
6,5	914	0,436	16,5	3.000	0,087
7	1.151,00	0,439	17	3.000	0,08
7,5	1.420,00	0,441	17,5	3.000	0,073
8	1.723,00	0,441	18	3.000	0,067
8,5	2.063,00	0,44	18,5	3.000	0,062
9	2.433	0,437	19	3.000	0,057
9,5	2.738	0,418	19,5	3.000	0,053
10	2.920	0,382	20	3.000	0,049
10,5	2.985	0,338	20,5	3.000	0,046
11	2.999	0,295	21	3.000	0,042
11,5	3.000	0,258	21,5	3.000	0,04
12	3.000	0,227	22	3.000	0,037
12,5	3.000	0,201	22,5	3.000	0,034

Όπου *Wind Speed* είναι η ταχύτητα ανέμου, *Power* η ισχύς της ανεμογεννήτριας στην συγκεκριμένη τιμή της ταχύτητας του ανέμου και *Ce* ο βαθμός απόδοσης της ανεμογεννήτριας για συγκεκριμένη τιμή της ταχύτητας του ανέμου.





**Σχήμα 4.13: Χαρακτηριστική καμπύλη Ισχύος-Βαθμού απόδοσης-ταχύτητας ανέμου ανεμογεννήτριας 3MW**

Από τις προδιαγραφές σχεδιασμού της ανεμογεννήτριας 3MW, η μέγιστη απόδοση είναι  $C_{p,max}=0,45$ , όπως φαίνεται και από το μέγιστο σημείο της πράσινης καμπύλης (Σχήμα 4.1).

Στο λογισμικό διαχείρισης δεδομένων φορτώθηκε το αρχείο *3000KW GRaph.xls*, το οποίο περιλαμβάνει τις τιμές του Πίνακα 4.3. Γράφτηκαν οι εντολές (*plot*), που σχεδιάζουν το γράφημα της χαρακτηριστικής καμπύλης (Σχήμα 4.14), όπως φαίνεται και στο Σχήμα 4.15.

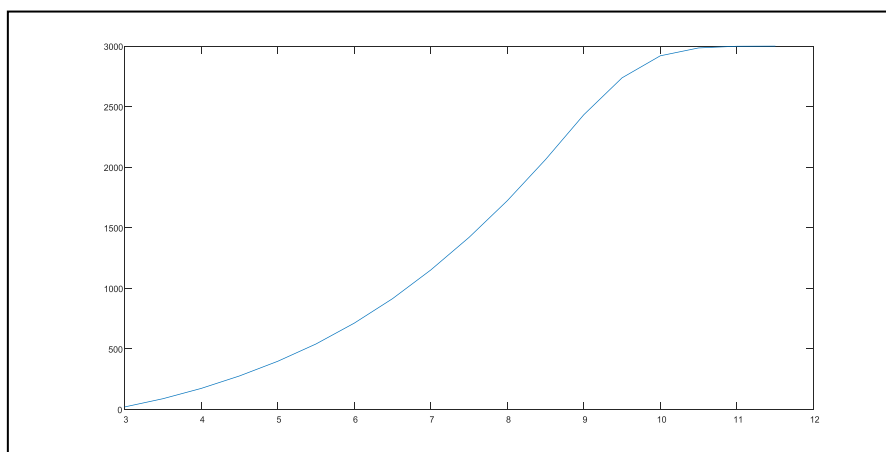
```

KW.m x +
1 - dataset = xlsread ('3000KW GRaph', 'A1:B19') ;
2 - x = dataset (:,1);
3
4 - y = dataset (:,2);
5
6 - plot (x,y)

```

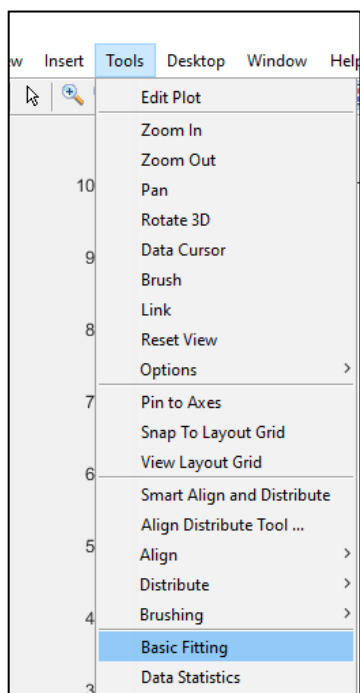
**Σχήμα 4.14: Εντολές λογισμικού για το γράφημα της χαρακτηριστικής καμπύλης 3MW**

Όπου *dataset (:,1)* και *dataset (:,2)* αναφέρονται στα δεδομένα της ταχύτητας ανέμου και της ισχύος αντίστοιχα της ανεμογεννήτριας 3MW. Το αποτέλεσμα των εντολών απεικονίζεται στο Σχήμα 4.15.

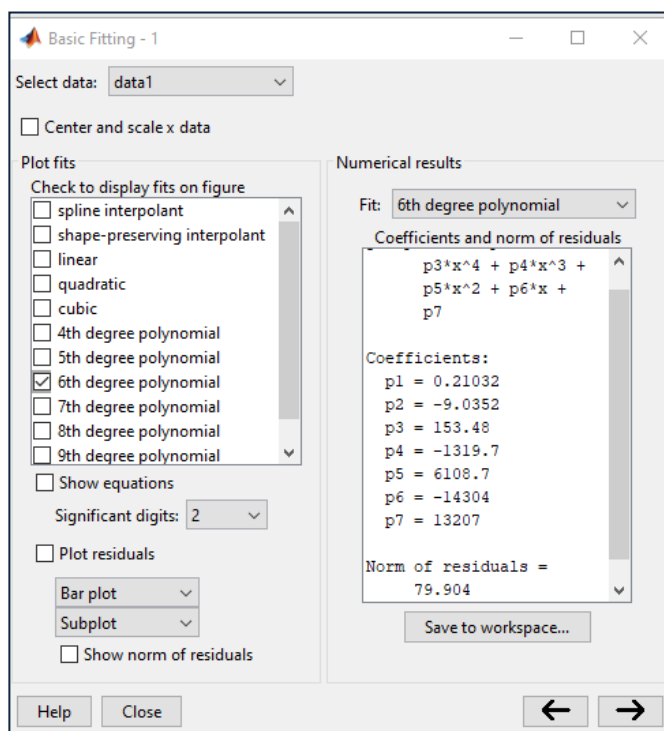


**Σχήμα 4.15: Χαρακτηριστική καμπύλη 3MW**

Για την εύρεση της εξίσωσης της ισχύος ακολουθήθηκε η διαδικασία του *Basic Fitting* (Σχήμα 4.16), όπως και στην προηγούμενη περίπτωση.

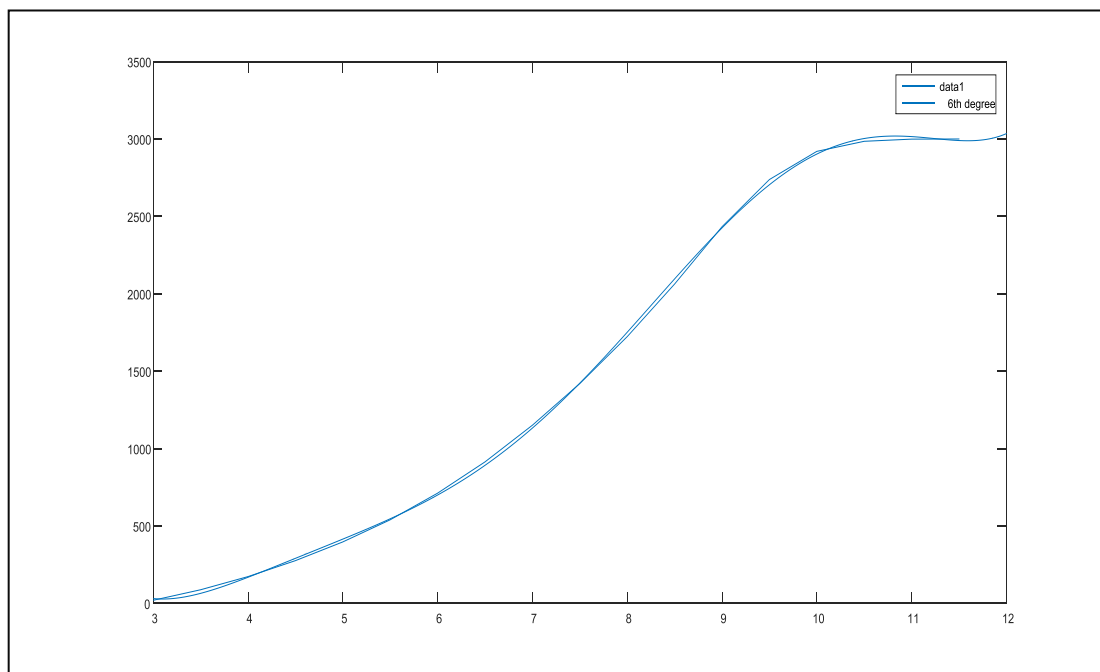


Σχήμα 4.16: Εντολή *Basic Fitting*



Σχήμα 4.17: Εξίσωση χαρακτηριστικής καμπύλης 3MW

Ύστερα από ανάλυση, επιλέχθηκε η συνάρτηση 6<sup>ου</sup> βαθμού (Σχήμα 4.17). Παρόλο που η νόρμα της εξίσωσης είναι μεγαλύτερη από τις υπόλοιπες εξισώσεις μεγαλύτερου βαθμού, γραφικά προσεγγίζεται καλύτερα η χαρακτηριστική καμπύλη από τις υπόλοιπες (Σχήμα 4.18).



Σχήμα 4.18: Προσέγγιση Χαρακτηριστικής καμπύλης 3MW

Οπότε, η χαρακτηριστική εξίσωση για την ανεμογεννήτρια 3MW είναι:

$$P(u) = \begin{cases} 0\text{kW} & , 0 \leq u < 3\text{m/s} \\ 0,21032u^6 - 9,0352u^5 + 153,84u^4 - 1319,4u^3 - 6108,7u^2 - 14304u + 13207 & , 3\text{m/s} \leq u \leq 12\text{m/s} \\ 3000\text{kW} & , 12\text{m/s} < u \leq 22,5\text{m/s} \\ 0\text{kW} & , 22,5\text{m/s} < u \end{cases} \quad [4.3]$$

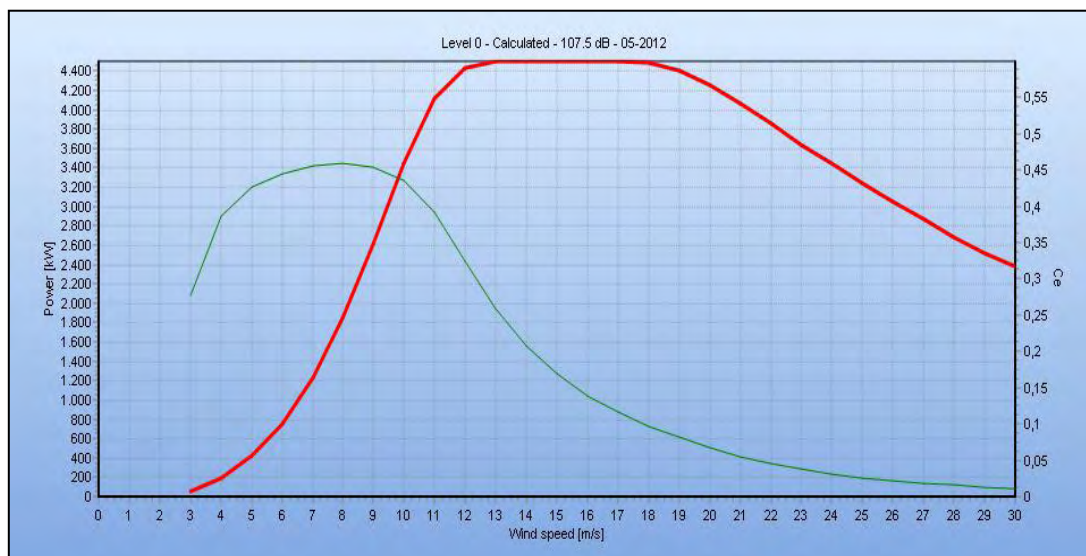
#### 4.2.4 Ανεμογεννήτρια 4,5MW Gamesa G128-4.5MW

Ο Πίνακας 4.5 προήλθε από λογισμικό σχεδιασμού αιολικών πάρκων *Demo WindPro* για την ανεμογεννήτρια οριζόντιου άξονα 4,5MW Gamesa G128-4.5MW και περιγράφει την χαρακτηριστική της καμπύλη.

Πίνακας 4.5: Χαρακτηριστική καμπύλη ανεμογεννήτριας 4,5MW

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce
3	59	0,277
4	195	0,387
5	420	0,426
6	759	0,446
7	1.231,00	0,455
8	1.853,00	0,459
9	2.614,00	0,455
10	3.441,00	0,437
11	4.120,00	0,393
12	4.429,00	0,325
13	4.495,00	0,26
14	4.500,00	0,208
15	4.500	0,169
16	4.500	0,139
17	4.499	0,116
18	4.482	0,098
19	4.408	0,082
20	4.257	0,068
21	4.060	0,056
22	3.851	0,046
23	3.644	0,038
24	3.442	0,032
25	3.245	0,026
26	3.053	0,022
27	2.866	0,018
28	2.686	0,016
29	2.518	0,013
30	2.377	0,011

Όπου *Wind Speed* είναι η ταχύτητα ανέμου, *Power* η ισχύς της ανεμογεννήτριας στην συγκεκριμένη τιμή της ταχύτητας του ανέμου και  $C_e$  ο βαθμός απόδοσης της ανεμογεννήτριας για συγκεκριμένη τιμή της ταχύτητας του ανέμου.



**Σχήμα 4.19: Χαρακτηριστική καμπύλη Ισχύος-Βαθμού απόδοσης-ταχύτητας ανέμου ανεμογεννήτριας 4,5MW**

Από τις προδιαγραφές σχεδιασμού της ανεμογεννήτριας 4,5MW, η μέγιστη απόδοση είναι  $C_{e,max}=0,45$ , όπως φαίνεται και από το μέγιστο σημείο της πράσινης καμπύλης (Σχήμα 4.19).

Στο λογισμικό διαχείρισης δεδομένων φορτώθηκε το αρχείο *4500KW.xls*, το οποίο περιλαμβάνει τις τιμές του Πίνακα 4.4. Γράφτηκαν οι εντολές (*plot*), που σχεδιάζουν το γράφημα της χαρακτηριστικής καμπύλης (Σχήμα 4.20), όπως φαίνεται και στο Σχήμα 4.21.

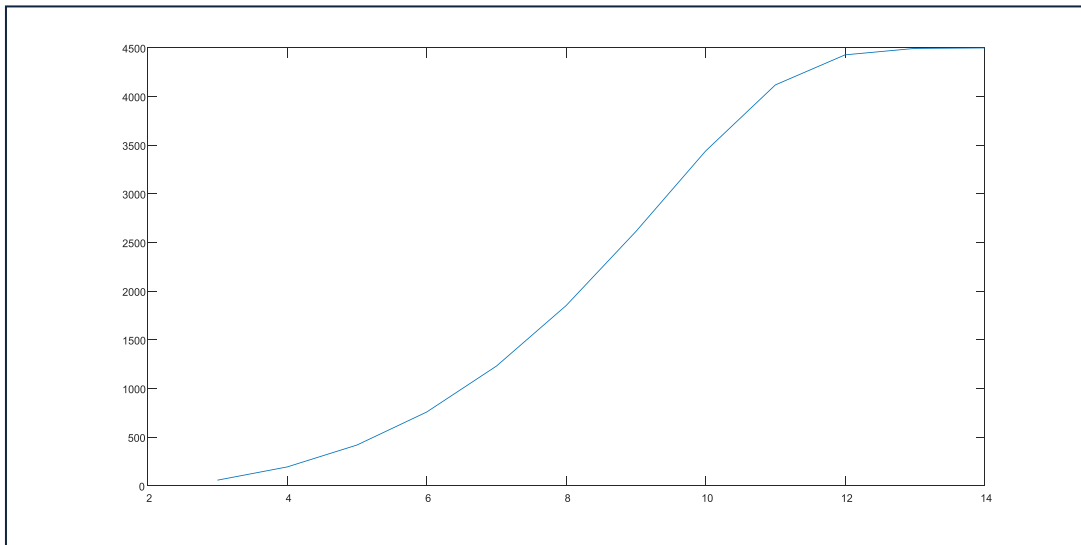
```

KW.m  x  +
1 -   dataset = xlsread ('4500KW', 'A1:B29') ;
2 -   x = dataset (:,1);
3
4 -   y = dataset (:,2);
5
6 -   plot (x,y)

```

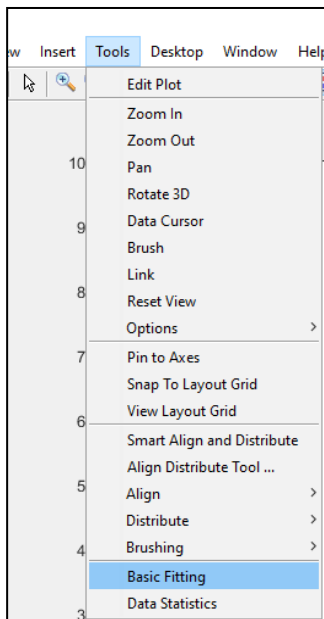
**Σχήμα 4.20: Εντολές λογισμικού για το γράφημα ανεμογεννήτριας 4,5MW**

Όπου *dataset (:,1)* και *dataset (:,2)* αναφέρονται στα δεδομένα της ταχύτητας ανέμου και της ισχύος αντίστοιχα της ανεμογεννήτριας 4,5MW. Το αποτέλεσμα των οποίων απεικονίζονται στο Σχήμα 4.21.

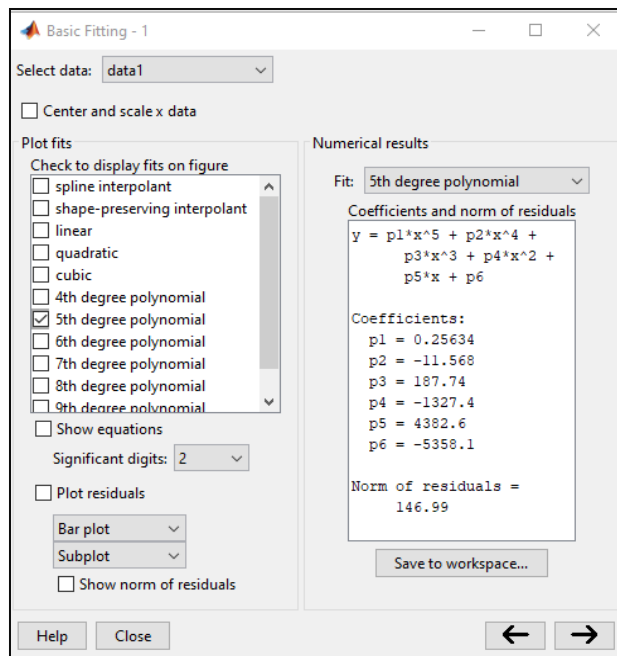


Σχήμα 4.21: Χαρακτηριστική καμπύλη 4,5MW

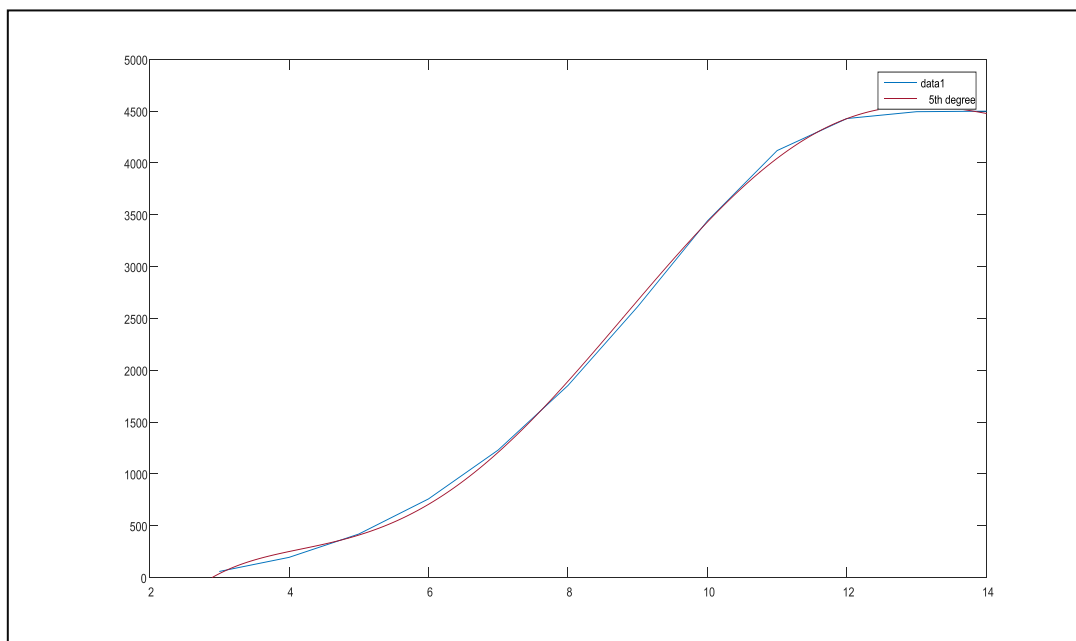
Για την εύρεση της εξίσωσης της ισχύος ακολουθήθηκε η διαδικασία του *Basic Fitting* (Σχήμα 4.22), όπως και στην προηγούμενη περίπτωση.



Σχήμα 4.22: Εντολή *Basic Fitting*



Σχήμα 4.23: Εξίσωση χαρακτηριστικής καμπύλης 4,5MW



**Σχήμα 4.24: Προσέγγιση Χαρακτηριστικής καμπύλης 4,5MW**

Υστέρα από ανάλυση, επιλέχθηκε η συνάρτηση 5<sup>ου</sup> βαθμού (Σχήμα 4.23). Παρόλο που, η νόρμα της εξίσωσης είναι μεγαλύτερη από τις υπόλοιπες εξισώσεις μεγαλύτερου βαθμού, γραφικά προσεγγίζεται καλύτερα η χαρακτηριστική καμπύλη από τις υπόλοιπες εξισώσεις (κόκκινο χρώμα Σχήμα 4.24).

Οπότε, η χαρακτηριστική εξίσωση για την ανεμογεννήτρια 4,5MW είναι:

$$P(u) = \begin{cases} 0\text{kW} & ,0 \leq u < 1\text{m/s} \\ 0,25634u^5 - 11,568u^4 + 187,74u^3 - 1327,4u^2 + 4382,6u - 5358,1 & ,1\text{m/s} \leq u \leq 12\text{m/s} \\ 4500\text{kW} & ,12\text{m/s} < u \leq 27\text{m/s} \\ 0\text{kW} & ,27\text{m/s} < u \end{cases} \quad [4.4]$$

#### 4.2.5 Ανεμογεννήτρια 5MW Gamesa G128-5.0MW

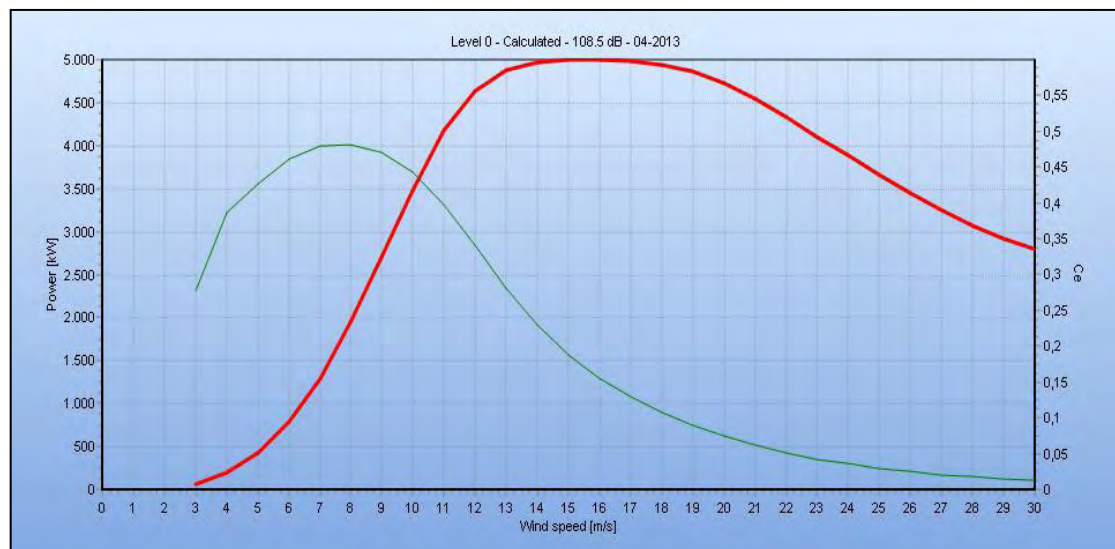
Ο Πίνακας 4.6 προήλθε από λογισμικό σχεδιασμού αιολικών πάρκων *Demo WindPro* για την ανεμογεννήτρια οριζόντιου άξονα 5MW Gamesa G128-5.0MW και περιγράφει την χαρακτηριστική της καμπύλη.

**Πίνακας 4.6: Χαρακτηριστική καμπύλη 5MW**

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce
3	59	0,277
4	195	0,387
5	420	0,426
6	786	0,462
7	1.296,00	0,479
8	1.943,00	0,481
9	2.699,00	0,47
10	3.487,00	0,442

11	4.174,00	0,398
12	4.639,00	0,341
13	4.875,00	0,282
14	4.965,00	0,23
15	5.000	0,188
16	5.000	0,155
17	4.984	0,129
18	4.944	0,108
19	4.859	0,09
20	4.722	0,075
21	4.541	0,062
22	4.331	0,052
23	4.108	0,043
24	3.883	0,036
25	3.661	0,03
26	3.447	0,025
27	3.247	0,021
28	3.068	0,018
29	2.919	0,015
30	2.803	0,013

Όπου *Wind Speed* είναι η ταχύτητα ανέμου, *Power* η ισχύς της ανεμογεννήτριας στην συγκεκριμένη τιμή της ταχύτητας του ανέμου και  $C_e$  ο βαθμός απόδοσης της ανεμογεννήτριας για συγκεκριμένη τιμή της ταχύτητας του ανέμου.



**Σχήμα 4.25: Χαρακτηριστική καμπύλη Ισχύος-Βαθμού απόδοσης-ταχύτητας ανέμου ανεμογεννήτριας 5MW**

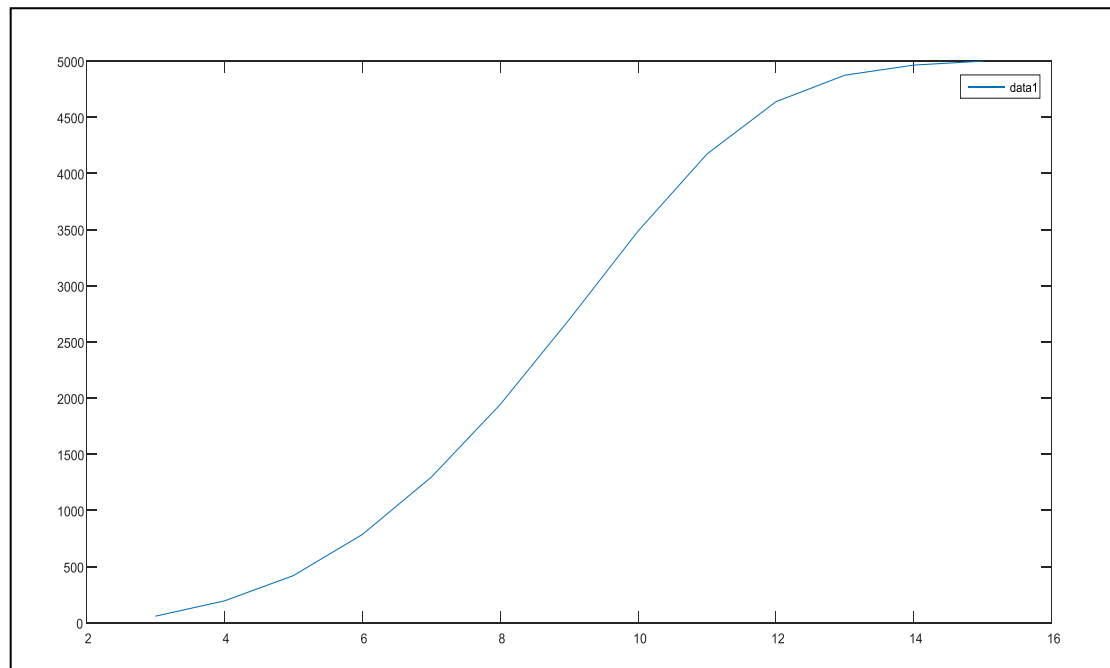
Από τις προδιαγραφές σχεδιασμού της ανεμογεννήτριας 5MW, η μέγιστη απόδοση είναι  $C_{e,max}=0,45$ , όπως φαίνεται και από το μέγιστο σημείο της πράσινης καμπύλης (Σχήμα 4.1).

Στο λογισμικό διαχείρισης δεδομένων φορτώθηκε το αρχείο *5000KW.xls*, το οποίο περιλαμβάνει τις τιμές του Πίνακα 4.5. Γράφτηκαν οι εντολές (*plot*), που σχεδιάζουν το γράφημα της χαρακτηριστικής καμπύλης (Σχήμα 4.26), όπως φαίνεται και στο Σχήμα 4.27.

```
KW.m  x  +
1 - dataset = xlsread ('5000KW', 'A1:B14') ;
2 - x = dataset (:,1);
3
4 - y = dataset (:,2);
5
6 - plot (x,y)
```

Σχήμα 4.26: Εντολές λογισμικού για το γράφημα ανεμογεννήτριας 5MW

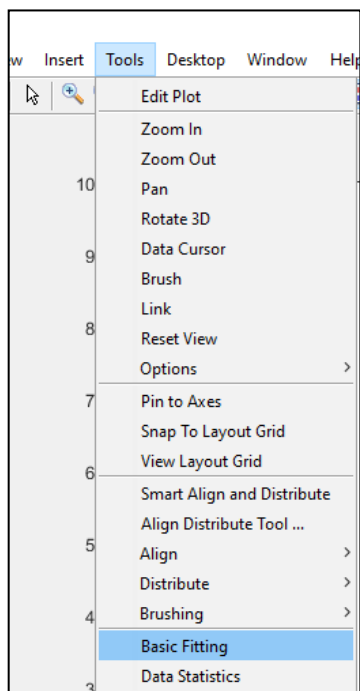
Όπου *dataset (:,1)* και *dataset (:,2)* αναφέρονται στα δεδομένα της ταχύτητας ανέμου και της ισχύος αντίστοιχα της ανεμογεννήτριας 5MW. Το αποτέλεσμα των εντολών απεικονίζονται στο Σχήμα 4.27.



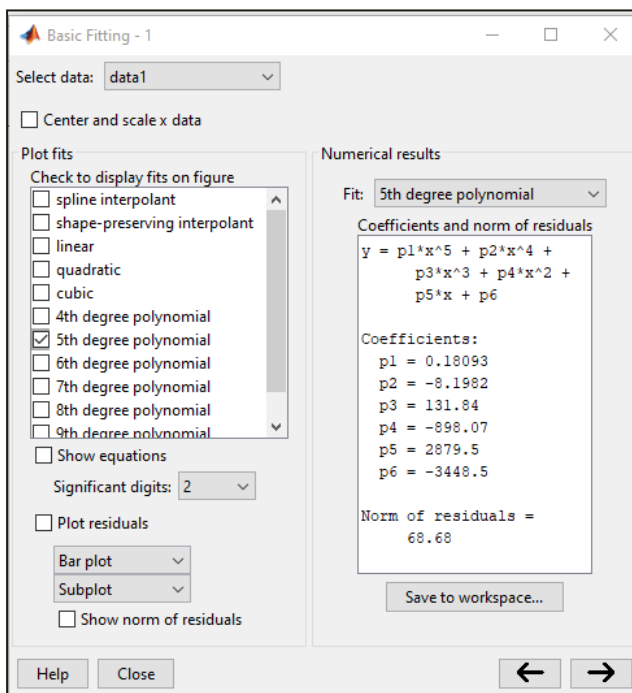
Σχήμα 4.27: Χαρακτηριστικής καμπύλη 5MW

Για την εύρεση της εξίσωσης της ισχύος ακολουθήθηκε η διαδικασία του *Basic Fitting* (Σχήμα 4.28), όπως και στην προηγούμενη περίπτωση.



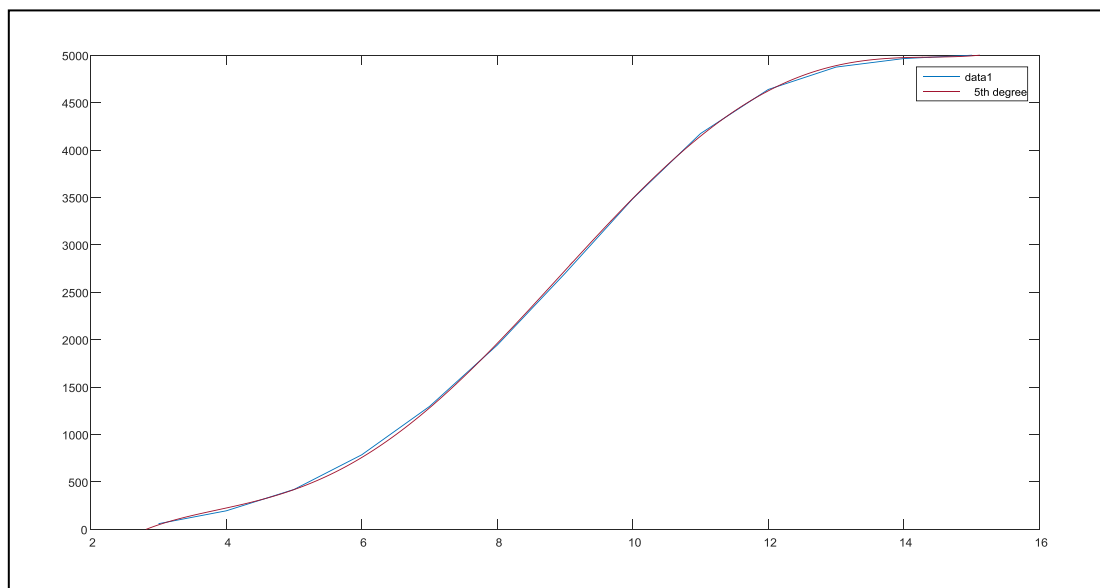


Σχήμα 4.28: Εντολή *Basic Fitting*



Σχήμα 4.29: Εξίσωση χαρακτηριστικής καμπύλης 5MW

Ύστερα από ανάλυση, επιλέχθηκε η συνάρτηση 5<sup>ου</sup> βαθμού (Σχήμα 4.29). Παρόλο που, η νόρμα της εξίσωσης είναι μεγαλύτερη από τις υπόλοιπες εξισώσεις μεγαλύτερου βαθμού, γραφικά προσεγγίζεται καλύτερα η χαρακτηριστική καμπύλη από τις υπόλοιπες εξισώσεις (Σχήμα 4.30).



Σχήμα 4.30: Προσέγγιση Χαρακτηριστικής καμπύλης 5MW

Οπότε, η χαρακτηριστική εξίσωση για την ανεμογεννήτρια 5MW είναι:

$$P(u) = \begin{cases} 0\text{kW} & ,0 \leq u < 2\text{m/s} \\ 0,18093u^5 - 8,1982u^4 + 131,84u^3 - 898,07u^2 + 2879,5u - 3448,5 & ,2\text{m/s} \leq u \leq 14\text{m/s} \\ 5000\text{kW} & ,14\text{m/s} < u \leq 27\text{m/s} \\ 0\text{kW} & ,27\text{m/s} < u \end{cases} \quad [4.5]$$

## Κεφάλαιο 5 – Θεωρητικός Υπολογισμός Παραγόμενης Ενέργειας

Στο κεφάλαιο αυτό, πραγματοποιείται η θεωρητική μελέτη ανάλυσης της ενεργειακής απόδοσης ανεμογεννήτριας οριζόντιου άξονα με κριτήριο την μεταβλητότητα της ταχύτητας του ανέμου. Για τον υπολογισμό της μέγιστης θεωρητικά ενέργειας, που μπορεί να παράγει μία ανεμογεννήτρια, θεωρείται πως η άτρακτος προσαρμόζεται ακαριαία στις μετρημένες ανεμολογικές ποσότητες. Σε αυτή την ιδανική περίπτωση, δεν λαμβάνεται το σφάλμα εκτροπής, με αποτέλεσμα να μην υπάρχουν απώλειες ενέργειας λόγω περιστροφής.

### 5.1 Εφαρμογή και αποτελέσματα θεωρητικών σχέσεων

Στην παρούσα ενότητα, εφαρμόζονται οι μαθηματικές σχέσεις, που αναλύθηκαν στα προηγούμενα κεφάλαια, με την χρήση υπολογιστικού λογισμικού.

#### Υπολογισμός μέσης ισχύος ανεμογεννήτριας για κάθε περιοχή

Για την εύρεση της μέσης ισχύος κάθε περιοχής χρησιμοποιήθηκε η αντίστοιχη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας και η αντίστοιχη εξίσωση ισχύος ανεμογεννήτριας, Σχέσεις [4.1]-[4.5].

Τα αποτελέσματα της εφαρμογής της σχέσης για την μέση ισχύ κάθε ανεμογεννήτριας για κάθε περιοχή παρατίθενται στον Πίνακα 5.1.

Πίνακας 5.1: Μέση αποδιδόμενη ισχύς για κάθε περιοχή

Περιοχή	$P_m$ [=kW]				
	1MW	2MW	3MW	4,5MW	5MW
AARHUS-1HR-2016	326,8	493,0	1.449,1	1.537,6	1.633,1
ABERDEEN-1HR-2017	370,4	589,7	1.528,9	1.702,2	1.837,6
NORTHERN-IRELAND-1HR-2013	408,3	660,9	1.642,8	1.876,2	2.020,9
KOS-30MIN-JAN2017-OCT2017	117,1	176,2	553,1	367,7	591,7
LIMNOS-30MIN-2017	177,8	312,2	580,1	573,4	817,2
KARPATHOS-30MIN-JAN2017-OCT2017	389,7	632,6	1.566,0	1.779,5	1.930,6
AMES-1MIN-2017	108,7	162,3	522,5	328,0	551,3
OTTUMWA-1MIN-2017	111,7	161,0	575,7	437,8	586,2
WATERLOO-1MIN-2017	217,8	327,0	1.000,5	962,1	1.101,8

Για τον υπολογισμό της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας σε kWh με κριτήριο την χρονική μεταβολή της ταχύτητας εφαρμόστηκε η σχέση  $E = P_m Dt$ , που αναπτύχθηκε στην ενότητα 2.1.3 Μέση παραγόμενη ισχύς και ενέργεια ανεμογεννήτριας. Όπου  $Dt$  το ετήσιο χρονικό διάστημα που έγιναν οι μετρήσεις κάθε περιοχής σε ώρες.

**Πίνακας 5.2: Ετήσια παραγόμενη ενέργεια για κάθε περιοχή**

Περιοχή	E [=kWh]				
	1MW	2MW	3MW	4,5MW	5MW
AARHUS-1HR-2016	2.862.628	4.318.365	12.693.678	13.469.201	14.305.518
ABERDEEN-1HR-2017	3.244.301	5.165.693	13.392.726	14.911.097	16.097.376
NORTHERN-IRELAND-1HR-2013	3.576.445	5.789.799	14.390.840	16.435.162	17.702.646
KOS-30MIN-JAN2017-OCT2017	827.064	1.244.782	3.907.517	2.597.476	4.180.516
LIMNOS-30MIN-2017	1.007.627	1.769.876	3.288.371	3.250.352	4.632.060
KARPATIOS-30MIN-JAN2017-OCT2017	2.048.669	3.325.547	8.232.357	9.354.569	10.149.217
AMES-1MIN-2017	756.147	1.129.249	3.635.736	2.282.182	3.835.918
OTTUMWA-1MIN-2017	773.118	1.114.525	3.984.968	3.030.500	4.057.732
WATERLOO-1MIN-2017	1.530.994	2.297.833	7.031.444	6.761.793	7.743.099

Η ουσιαστική σύγκριση των ανεμογεννητριών επιτυγχάνεται με την παραμετροποίηση ως προς το μέγεθος της ανεμογεννήτριας. Δηλαδή, οι ποσότητες που προκύπτουν είναι το ημίτονο του παραγόμενου ποσού ισχύος (Πίνακας 5.3) και ενέργειας (Πίνακας 5.4) ως προς τον αδιάστατο αριθμό, ο οποίος καθορίζεται από την ονομαστική ισχύ σε MW κάθε ανεμογεννήτριας. Για παράδειγμα, για την ανεμογεννήτρια των 3MW διαιρείται το ποσό  $P_m$  με τον αριθμό 3, δηλαδή  $P_{nor} = \frac{P_m}{3}$ . Αντίστοιχα, για την ενέργεια προκύπτει  $E_{nor} = \frac{E}{3}$ . Αυτό συμβαίνει για να είναι δυνατή η σύγκριση ανεμογεννητριών διαφορετικών ισχύων μεταξύ τους.

**Πίνακας 5.3: Κανονικοποίηση της μέσης ισχύος**

Περιοχή	$P_{nor}$ [=kW]				
	1MW	2MW	3MW	4,5MW	5MW
AARHUS-1HR-2016	326,8	246,5	483,0	341,7	326,6
ABERDEEN-1HR-2017	370,4	294,8	509,6	378,3	367,5
NORTHERN-IRELAND-1HR-2013	408,3	330,5	547,6	416,9	404,2
KOS-30MIN-JAN2017-OCT2017	117,1	88,1	184,4	81,7	118,3
LIMNOS-30MIN-2017	177,8	156,1	193,4	127,4	163,4
KARPATIOS-30MIN-JAN2017-OCT2017	389,7	316,3	522,0	395,4	386,1
AMES-1MIN-2017	108,7	81,1	174,2	72,9	110,3
OTTUMWA-1MIN-2017	111,7	80,5	191,9	97,3	117,2
WATERLOO-1MIN-2017	217,8	163,5	333,5	213,8	220,4

Πίνακας 5.4: Κανονικοποίηση ετήσιας παραγόμενης ενέργειας

Περιοχή	$E_{nor}$ [=kWh]				
	1MW	2MW	3MW	4,5MW	5MW
AARHUS-1HR-2016	2.862.628	2.159.182	4.231.226	2.993.156	2.861.104
ABERDEEN-1HR-2017	3.244.301	2.582.847	4.464.242	3.313.577	3.219.475
NORTHERN-IRELAND-1HR-2013	3.576.445	2.894.900	4.796.947	3.652.258	3.540.529
KOS-30MIN-JAN2017-OCT2017	827.064	622.391	1.302.506	577.217	836.103
LIMNOS-30MIN-2017	1.007.627	884.938	1.096.124	722.300	926.412
KARPATIOS-30MIN-JAN2017-OCT2017	2.048.669	1.662.773	2.744.119	2.078.793	2.029.843
AMES-1MIN-2017	756.147	564.624	1.211.912	507.152	767.184
OTTUMWA-1MIN-2017	773.118	557.263	1.328.323	673.444	811.546
WATERLOO-1MIN-2017	1.530.994	1.148.916	2.343.815	1.502.621	1.548.620

Για την εύρεση του συντελεστή απόδοσης κάθε ανεμογεννήτριας για κάθε περιοχή χρησιμοποιήθηκε η σχέση  $c_F = \frac{E}{P_r \cdot Dt}$ . Τα αποτελέσματα της εφαρμογής παρατίθενται στον Πίνακα 5.5.

Πίνακας 5.5: Συντελεστής απόδοσης κάθε ανεμογεννήτριας για κάθε περιοχή

Περιοχή	$c_F$ [%]				
	1000kW	2000kW	3000kW	4.500kW	5000kW
AARHUS-1HR-2016	32,68	24,65	48,30	34,17	32,66
ABERDEEN-1HR-2017	37,04	29,48	50,96	37,83	36,75
NORTHERN-IRELAND-1HR-2013	40,83	33,05	54,76	41,69	40,42
KOS-30MIN-JAN2017-OCT2017	11,71	8,81	18,44	8,17	11,83
LIMNOS-30MIN-2017	17,78	15,61	19,34	12,74	16,34
KARPATIOS-30MIN-JAN2017-OCT2017	38,97	31,63	52,20	39,54	38,61
AMES-1MIN-2017	10,87	8,11	17,42	7,29	11,03
OTTUMWA-1MIN-2017	11,17	8,05	19,19	9,73	11,72
WATERLOO-1MIN-2017	21,78	16,35	33,35	21,38	22,04
Μέγιστη προδιαγραφόμενη απόδοση ανεμογεννήτριας $C_e$	46%	43%	45%	45%	45%

Οι αναλυτικοί υπολογισμοί των αποτελεσμάτων ισχύων ανεμογεννήτριας για κάθε περιοχή έγιναν με την μέθοδο ορισμένης ολοκλήρωσης στο υπολογιστικό λογισμικό (βλ. Παράρτημα)

## 5.2 Συμπεράσματα θεωρητικού υπολογισμού ετήσιας ενέργειας και απόδοσης

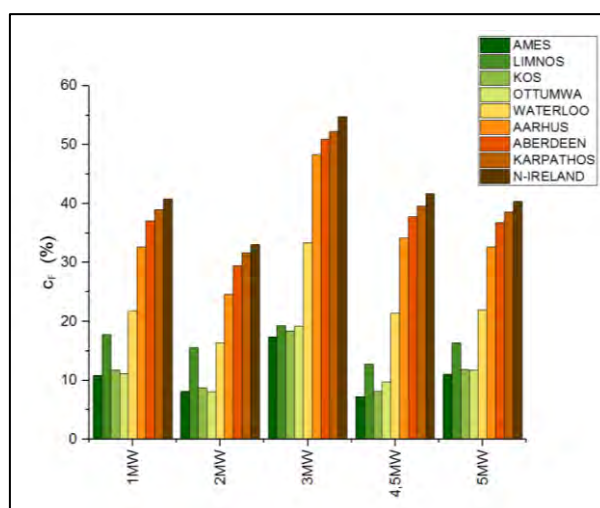
Στην προηγούμενη ενότητα υπολογίστηκαν οι ενέργειες και οι αποδόσεις των ανεμογεννητριών για κάθε περιοχή με βάση την ταχύτητα του ανέμου. Σε αυτή την περίπτωση, επειδή δεν λαμβάνεται υπόψη η διεύθυνση του ανέμου, τα συμπεράσματα που

προκύπτουν αφορούν τις ενέργειες με την ακαριαία στροφή της ατράκτου, δηλαδή όταν δεν υπάρχει σφάλμα εκτροπής (*Yaw error*).

Ένα από τα κριτήρια, που θα ληφθούν υπόψη για την σύγκριση των ανεμογεννητριών είναι η απόδοση ( $C_{e,max}$  Πίνακας 4.1) κάθε ανεμογεννήτριας σε σύγκριση με τα αποτελέσματα του Πίνακα 5.5. Ένας θεωρητικός σχεδιασμός εγκατάστασης ανεμογεννητριών με βάση τους υπολογισμούς της ενότητας 5.1. Να σημειωθεί ότι, οι περιοχές που απεικονίζονται στα Σχήματα 5.1, 5.2 και 5.3 είναι ταξινομημένες κατά αύξουσα μέση τιμή ταχύτητας.

### Σύγκριση αποτελεσμάτων με το κριτήριο απόδοσης

Ο Πίνακας 5.5 σε συνδυασμό με το Σχήμα 5.3 δίνει την δυνατότητα σχολιασμού των αποτελεσμάτων. Με μια πρώτη ματιά, είναι εμφανές από το Σχήμα 5.1 ότι η περιοχή Northern Ireland έχει την μεγαλύτερη απόδοση σε όλες τις ανεμογεννήτριες, με την 3MW να υπερσχύει, ακόμα και της προδιαγραφής της χαρακτηριστικής καμπύλης 45% (βλ. Πίνακα 5.5). Οι περιοχές Waterloo, Aarhus, Aberdeen και Karpathos εμφανίζουν καλύτερες δυνατότητες για εγκατάσταση ανεμογεννητριών καθώς οι βαθμούς απόδοσης κοντά στις αντίστοιχες μέγιστες αποδόσεις των ανεμογεννητριών. Ωστόσο, οι περιοχές του Ames, Λήμνου, Κω και Οττμωα δεν ενδείκνυνται για την εγκατάσταση ανεμογεννητριών διότι όπως φαίνεται και από σχήμα οι αποδόσεις απέχουν αρκετά από την μέγιστη απόδοση.

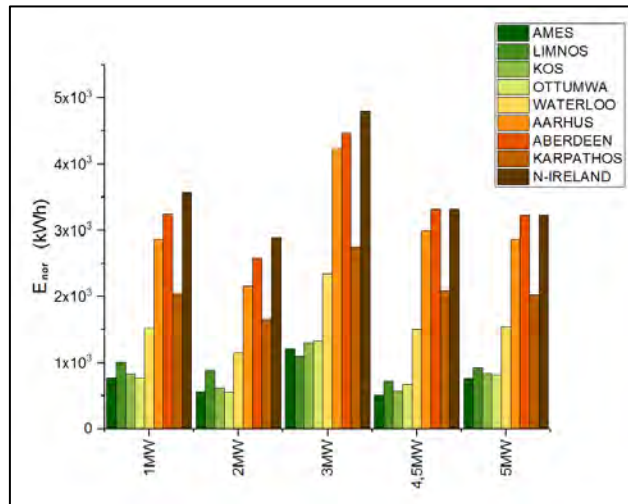


Σχήμα 5.1: Συντελεστής απόδοσης ανεμογεννήτριας για κάθε περιοχή

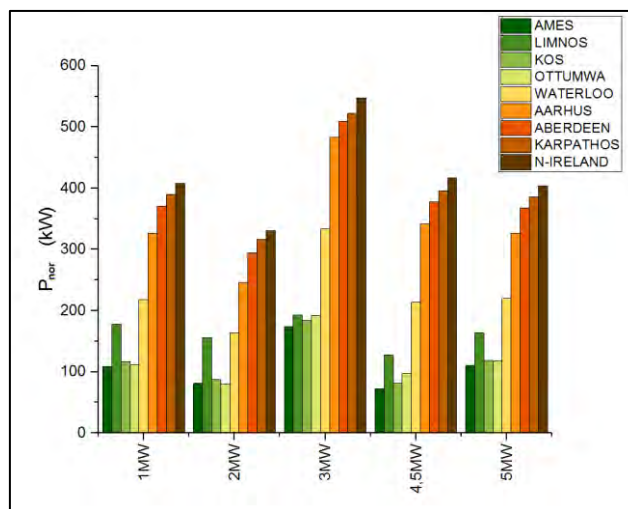
Ωστόσο, δεν είναι εύλογο να συγκρίνουμε τις περιοχές αποκλειστικά με τον βαθμό απόδοσης, καθώς τα αιολικά συστήματα εξαρτώνται και από γεωλογικούς παράγοντες. Η μεταβολή της ταχύτητας του ανέμου σε σχέση με το ύψος από την επιφάνεια του εδάφους, τις αναταράξεις που επικρατούν στην περιοχή, την τύρβη του ανέμου και τον στροβιλισμό του ανέμου είναι παράγοντες που στην παρούσα διπλωματική δεν λαμβάνονται υπόψη.

### Σύγκριση αποτελεσμάτων ενέργειας σε σχέση με το μέγεθος της ανεμογεννήτριας

Με βάση τις παραμετροποιημένες τιμές των παραγόμενων ποσών ενέργειας συγκρίνονται οι ανεμογεννήτριες μεταξύ τους. Οι ανεμογεννήτριες στις περιοχές που εμφανίζουν υψηλά ποσά ισχύος είναι αυτές όπου οι ταχύτητες ανέμου βρίσκονται στο εύρος όπου η κατανομή *Weibull* εμφανίζει υψηλές τιμές.



Σχήμα 5.2: Ενέργεια ανεμογεννητριών κάθε περιοχής



Σχήμα 5.3: Ισχύς ανεμογεννητριών κάθε περιοχής

Όσο πιο κοντά προς την ονομαστική ταχύτητα βρίσκεται η μέση ετήσια ταχύτητα, τόσο μεγαλύτερη είναι η ενεργειακή παραγωγή και η απόδοση της ανεμογεννήτριας που επιλέχθηκε.[32] Επειδή το μεγαλύτερο ποσοστό του χρόνου σε αυτές τις περιοχές το μέτρο της ταχύτητας του ανέμου προσεγγίζει την  $u_{rated}$  κάθε ανεμογεννήτριας για αυτό υπάρχει μεγάλη ενεργειακή παραγωγή.

Αξίζει να τονιστούν οι διαφορές στα παραγόμενα ποσά ενέργειας από μια ανεμογεννήτρια 3MW με τρεις του 1MW. Πιο συγκεκριμένα, στην περιοχή του Aarhus για το έτος 2016, η ανεμογεννήτρια 3MW παράγει 12.693.678kWh (Πίνακας 5.2), ενώ οι τρεις ανεμογεννήτριες του 1MW παράγουν  $3 \times (E_1) = 3 \times 2.862.628 \text{kWh} = 8.587.884 \text{kWh}$ , όπου  $E_1$  ετήσια παραγόμενη ενέργεια της ανεμογεννήτριας 1MW. Θεωρείται ότι η εγκατάσταση γίνεται σε περιοχή υπαίθρου με τα ίδια χαρακτηριστικά των περιοχών του αερολιμένων, που έγιναν οι μετρήσεις των δεδομένων. Είναι εμφανές, από τα αποτελέσματα, ότι η εγκατάσταση τριών ανεμογεννητριών 1MW δίνουν μικρότερα ποσά ενέργειας για την περιοχή σε σχέση με την ανεμογεννήτρια 3MW.

Με παρόμοιο τρόπο για την περιοχή Aberdeen για το έτος 2017, συγκρίνοντας την ανεμογεννήτρια 3MW παράγει 13.392.726kWh, με μια Α/Γ 1MW 3.244.301 kWh και μια Α/Γ 2MW 5.165.693kWh,  $E_{12} = 3.244.301 \text{kWh} + 5.165.693 \text{kWh} = 8.409.994 \text{kWh}$ . Σε αυτή την

περίπτωση, το άθροισμα των Α/Γ έχουν μικρότερο ποσό ενέργειας σε σχέση με την εγκατάσταση μιας Α/Γ 3MW.

Όμως στην περιοχή Northern-Ireland, όπου έχει την μεγαλύτερη μέση τιμή ταχύτητας ανέμου (Πίνακας 3.2), η Α/Γ 5MW ( $E_5=17.702.646\text{kWh}$ ) αν συγκριθεί με μια Α/Γ 2MW και 3MW, οι οποίες αποδίδουν ενέργεια ίση με  $E_{23}=5.789.799\text{kWh}+14.390.840\text{kWh}=20.180.639\text{kWh}$ . Διαπιστώνεται, παρά το κόστος εγκατάστασης των δύο Α/Γ, ότι παράγει παραπάνω ποσά ενέργειας σε σύγκριση με την Α/Γ 5MW.

Οι περιοχές Ames, της Κω, της Λήμνου, Ottumwa και Waterloo εμφανίζουν χαμηλά ποσά ενέργειας, κρίνοντας από την μέση ταχύτητα των περιοχών αυτών (βλ. Πίνακας 3.2). Είναι εμφανές ότι η εγκατάσταση ανεμογεννητριών σε αυτές τις περιοχές δεν θα έχουν ικανοποιητικά αποτελέσματα.

Στην συνέχεια, λαμβάνοντας υπόψη τις παραμετροποιημένες τιμές ενεργειών είναι δυνατή η σύγκριση ανεμογεννητριών μία προς μία. Πιο αναλυτικά, εξετάζοντας ως προς τα χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών, η πιο αποδοτική είναι η ανεμογεννήτρια 3MW σε όλες τις περιοχές. Παρατηρείται ότι η 1MW παράγει καλύτερα αποτελέσματα ενέργειας σε σύγκριση με την ανεμογεννήτρια 4,5MW για την Λήμνο, Κω, Ottumwa, οπότε οικονομικά θα συμφέρει η εγκατάσταση μιας ανεμογεννήτριας μικρότερης ονομαστικής ισχύος, καθώς όσο μικρότερη ονομαστική ισχύς τόσο πιο οικονομική είναι η ανεμογεννήτρια.

Στην πράξη στα σημεία τοποθέτησης των ανεμογεννητριών δεν έχουμε τα ίδια ακριβώς ανεμολογικά στοιχεία και κάθε ανεμογεννήτρια παρέχει στο δίκτυο διαφορετική ενέργεια. Για τον ακριβή υπολογισμό της ετήσιας ενεργειακής παραγωγής του αιολικού πάρκου πρέπει να γίνει υπολογισμός με τα ακριβή στοιχεία και τις συνθήκες λειτουργίας της κάθε ανεμογεννήτριας χωριστά.[32]

Δηλαδή, το αποτέλεσμα της ενέργειας πρέπει να συνδυάζεται με οικονομικούς παράγοντες, την χωροτακτική απόσταση των ανεμογεννητριών, τις ανάγκες ποσών ενέργειας κατά κεφαλήν της περιοχής, ο ομόρρος (*wake effect*) φαινόμενο κατά το οποίο η ταχύτητα του ανέμου μεταβάλλεται σε ένα αιολικό πάρκο λόγω συστροφής των πτερυγίων. Στην παρούσα διπλωματική, θεωρείται σταθερή η συστροφή των πτερυγίων και δεν λαμβάνεται υπόψη το φαινόμενο αυτό.

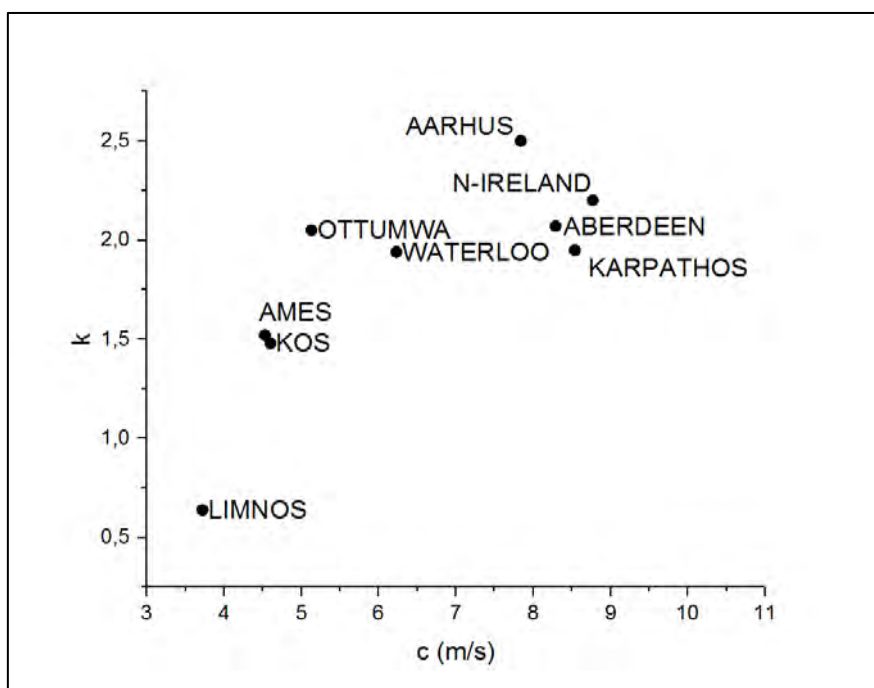
### **Επίδραση της κατανομής Weibull στην παραγόμενη ενέργεια ανεμογεννήτριας**

Από το Κεφάλαιο 3 είναι γνωστό ότι, όταν η τιμή της παραμέτρου  $k$  κυμαίνεται ανάμεσα στο 2 και το 3 ( $2 \leq k \leq 3$ ), η κατανομή γίνεται πιο ασύμμετρη ως προς τις υψηλές ταχύτητες του ανέμου. Ενώ, όταν κυμαίνεται ανάμεσα στο 1 και το 2 ( $1 \leq k \leq 2$ ), η κατανομή γίνεται πιο ασύμμετρη ως προς τις χαμηλές ταχύτητες του ανέμου. Όσο μεγαλύτερη είναι η τιμή της παραμέτρου  $c$ , υπάρχει κατανομή σε ένα ευρύτερο φάσμα και η πιθανότητα της μέσης ταχύτητας του ανέμου έχει μεγαλύτερη τιμή.

Πίνακας 5.6: Μεταβλητές  $c$ ,  $k$  κατανομής Weibull για όλες τις περιοχές

Περιοχή	Παράμετροι Κατανομής Weibull	
	$c$ [=m/s]	$k$
AARHUS-1HR-2016	7,84	2,5
ABERDEEN-1HR-2017	8,29	2,5
NORTHERN-IRELAND-1HR-2013	8,77	2,2
KOS-30MIN-JAN2017-OCT2017	4,6	1,48
LIMNOS-30MIN-2017	3,72	0,64
KARPATOS-30MIN-JAN2017-OCT2017	8,54	1,95
AMES-1MIN-2017	4,53	1,52
OTTUMWA-1MIN-2017	5,13	2,05
WATERLOO-1MIN-2017	6,23	1,94

Το Σχήμα 5.4 απεικονίζει την συσχέτιση των  $c$  και  $k$  για όλες τις περιοχές.



Σχήμα 5.4: Συσχέτιση παραμέτρων Weibull

Από το Σχήμα 5.4 είναι εμφανές, σε συνδυασμό με τα Σχήματα 5.2 και 5.3, ότι οι περιοχές Northern-Ireland, Karpathos, Aberdeen και Aarhus εμφανίζουν υψηλά ποσά ενέργειας λόγω των τιμών που λαμβάνουν οι παράμετροι  $c$  και  $k$ .

Όμως, για την περιοχή Ottumwa με  $k$  κοντά στην τιμή 2 και σχετικά χαμηλή τιμή  $c$  σε σχέση με τις προαναφερθέντες περιοχές εμφανίζει χαμηλά ποσά ενέργειας. Ωστόσο, η περιοχή της Λήμνου ( $c=3,72\text{m/s}$ ,  $k=0,64$ ,  $E(u)=4,26\text{m/s}$ ), που εμφανίζει τις χαμηλότερες τιμές  $c$  και  $k$ , δεν παράγει την ελάχιστη ενέργεια σε σύγκριση με την περιοχή Ames ( $c=4,53\text{m/s}$ ,  $k=1,52$ ,  $E(u)=4,15\text{m/s}$ ). Αυτό επιβεβαιώνει την τιμή  $c$  που εκφράζει την πιθανότητα της μέσης τιμής



να είναι υψηλή ανάλογα με την τιμή  $c$ , κάτι που δεν ισχύει στην περίπτωση της περιοχής Ames με την Λήμνο.

## Κεφάλαιο 6 – Υπολογισμός Παραγόμενης Ενέργειας με Χρήση Υπολογιστικού Κώδικα

Στο Κεφάλαιο 5 υπολογίστηκε η ετήσια ενέργεια ανεμογεννήτριας με κριτήριο την αλλαγή της ταχύτητας του ανέμου. Στο παρόν κεφάλαιο, αναπτύσσεται ένα υπολογιστικό μοντέλο βέλτιστης προσαρμογής της ανεμογεννήτριας στις μεταβολές της διεύθυνσης του ανέμου με κριτήριο την ενεργειακή της απόδοση.

### 6.1 Θεωρητική και μαθηματική ανάλυση του Υπολογιστικού κώδικα

Ο κώδικας αναπτύχθηκε με στόχο τον υπολογισμό των συνολικών ποσών ωφέλιμης ετήσιας ενέργειας και των απωλειών. Οι απώλειες αυτές οφείλονται στην απαιτούμενη ενέργεια για την ευθυγράμμιση της ανεμογεννήτριας με την διεύθυνση του ανέμου, όποτε αυτό κρίνεται σκόπιμο. Αρχικά, για να γίνει σαφής η αναγκαιότητα για ένα σύστημα περιστροφής των ανεμογεννητριών, δομήθηκε ένας υπολογιστικός κώδικας, ο οποίος αντιστοιχεί στο σενάριο μιας ανεμογεννήτριας σταθερού προσανατολισμού. Στη συνέχεια, δομήθηκαν δύο σενάρια περιστροφής, τα οποία διαφέρουν ως προς τη γωνιακή επιτάχυνση, τα οποία αναλύονται στην ενότητα 6.1.

#### Μαθηματική ανάλυση

Ο κύριος σκοπός του προγράμματος είναι ο υπολογισμός της παραγόμενης ενέργειας μιας ανεμογεννήτριας. Η σχέση που δίνει την ενέργεια σε κάθε χρονική στιγμή είναι:

$$dE = P(u)dt \quad [6.1]$$

όπου,  $u$  η συνιστώσα της ταχύτητας του ανέμου που είναι παράλληλη στον οριζόντιο άξονα του ρότορα της ανεμογεννήτριας.

Για να υπολογιστεί η συνολική παραγόμενη ενέργεια σε ένα χρονικό διάστημα, ολοκληρώνεται η παραπάνω σχέση:

$$E = \int P(u)dt \quad [6.2]$$

Η συνιστώσα της ταχύτητας  $u$  υπολογίζεται από τη σχέση  $u = u' \cos(\phi)$ , όπου  $\phi$  η γωνία μεταξύ της διεύθυνσης του ανέμου και του οριζόντιου άξονα του ρότορα της ανεμογεννήτριας (σφάλμα εκτροπής).

Ωστόσο, η παραγόμενη ενέργεια  $E$  δεν είναι εξ' ολοκλήρου ωφέλιμη, καθώς απαιτείται να δαπανηθεί ενέργεια, ώστε να αλλάξει προσανατολισμό η ανεμογεννήτρια. Οι εν λόγω απώλειες ενέργειας είναι το άθροισμα των απωλειών λόγω τριβών  $E_T$  και λόγω πρόσληψης κινητικής ενέργειας  $E_k$ . Επομένως, η ωφέλιμη ενέργεια  $E_{net}$ , υπολογίζεται από τη σχέση:

$$E_{net} = E - (E_T + E_k) \quad [6.3]$$

Οι απώλειες λόγω τριβών δίνονται από τη σχέση:

$$E_T = \int_0^{\omega_{max}} \text{Torque } d\omega = \int_0^{DT} \text{Torque } \omega(t) dt \quad [6.4]$$

Με βάση το θεωρητικό μοντέλο, που αναπτύχθηκε στο Κεφάλαιο 2, η ροπή Torque, που απαιτείται για την στρέψη της ατράκτου της ανεμογεννήτριας δίνεται από την σχέση [2.15]. Αντικαθιστώντας στην σχέση [6.4] προκύπτει:

$$E_T = \int_0^{DT} 2\pi \rho \frac{R^3}{3} \omega(t) dt \quad [6.5]$$

Οι απώλειες λόγω της ενέργειας, που πρέπει να δαπανηθεί προκειμένου το σύστημα να αποκτήσει την απαραίτητη γωνιακή ταχύτητα, υπολογίζεται από την εξίσωση:

$$E_k = \frac{1}{2} I \omega_{max}^2 \quad [6.6]$$

όπου  $I$  η μαζική ροπή αδράνειας του συστήματος και  $\omega_{max}$  η μέγιστη γωνιακή ταχύτητα του συστήματος. Η μαζική ροπή αδράνειας σώματος ως προς έναν άξονα περιστροφής, που διέρχεται από το κέντρο βάρους του, υπολογίζεται από τη σχέση:

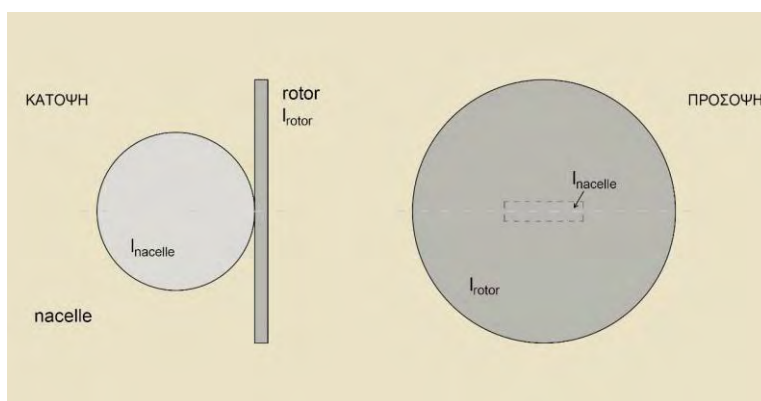
$$I = \iint_A \rho r^2 dA \quad [6.7]$$

ενώ όταν περιστρέφεται γύρω από έναν άλλο άξονα παράλληλο προς αυτό, υπολογίζεται σύμφωνα με το θεώρημα των παράλληλων αξόνων (θεώρημα *Steiner*)

$$I = I' + md^2 \quad [6.8]$$

όπου  $I'$  η μαζική ροπή αδράνειας ενός σώματος ως προς τον άξονα περιστροφής, που διέρχεται από το κέντρο βάρους του και  $d$  η απόσταση των δύο αυτών αξόνων.

Για να υπολογιστεί η ροπή αδράνειας του συστήματος, η ανεμογεννήτρια μοντελοποιείται ως δύο δίσκοι σταθερής πυκνότητας μάζας, όπου το κέντρο του ενός εφάπτεται στην περιφέρεια του δεύτερου, οι οποίοι αντιπροσωπεύουν τον ρότορα, δηλαδή τις τρεις έλικες και την άτρακτο αντίστοιχα.



**Σχήμα 6.1:** Προσεγγιστικό μοντέλο συστήματος Ρότορα-Ατράκτου ανεμογεννήτριας

Συνεπώς:

$$I_Z = I_{Znacelle} + I_{Xrotor} \quad [6.9]$$

$$I_{Znacelle} = \frac{1}{2} M_{nacelle} R_{nacelle}^2 \quad [6.10]$$

$$I_{Xrotor} = \frac{1}{4} M_{rotor} R_{rotor}^2 \quad [6.11]$$

Όμως, ο ρότορας περιστρέφεται γύρω από έναν απομακρυσμένο άξονα περιστροφής, η απόσταση από τον οποίο είναι ίση με την ακτίνα της ατράκτου (*nacelle*). Χρησιμοποιώντας το θεώρημα των παράλληλων αξόνων (θεώρημα *Steiner*) προκύπτει:

$$I_{X_{\text{rotor}}} = \frac{1}{4} M_{\text{rotor}} R_{\text{rotor}}^2 + M_{\text{rotor}} R_{\text{nacelle}}^2 \quad [6.12]$$

$$\text{Τελικά: } I_Z = \frac{1}{2} M_{\text{nacelle}} R_{\text{nacelle}}^2 + I_{\text{rotor}} = \frac{1}{4} M_{\text{rotor}} R_{\text{rotor}}^2 + M_{\text{rotor}} R_{\text{nacelle}}^2 \quad [6.13]$$

### Σενάρια περιστροφής

Οι εξισώσεις, που περιγράφουν τον τρόπο περιστροφής, δηλαδή τον προσανατολισμό και κατ' επέκταση τη γωνιακή ταχύτητα  $\omega$  της ανεμογεννήτριας συναρτήσει του χρόνου  $t$ , θα αναφέρονται στο εξής ως σενάρια περιστροφής. Στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας, αναπτύχθηκαν τρία σενάρια περιστροφής, σύμφωνα με τα οποία μελετήθηκε η απόδοση των ανεμογεννητριών.

Σύμφωνα με το πρώτο σενάριο περιστροφής, η ανεμογεννήτρια θεωρείται ότι δε διαθέτει μηχανισμό περιστροφής και ο προσανατολισμός της είναι πάντα σταθερός. Σε αυτή την περίπτωση, η συνάρτηση γωνιακής ταχύτητας της ανεμογεννήτριας είναι:

$$\omega(t) = 0$$

Σύμφωνα με το δεύτερο σενάριο περιστροφής, θεωρείται ότι η ανεμογεννήτρια στρέφεται σύμφωνα με μία συνάρτηση τριών κλάδων. Κατά το πρώτο 25% της διάρκειας της στροφής, επιταχύνει με σταθερή γωνιακή επιτάχυνση  $a$ , για το επόμενο 50% διατηρεί σταθερή τη γωνιακή ταχύτητα  $\omega_{\text{max}}$  που απέκτησε και κατά το υπόλοιπο 25% επιβραδύνει με τον ίδιο ρυθμό μέχρι να ακινητοποιηθεί στην επόμενη διεύθυνση.

Επομένως, η συνάρτηση γωνιακής ταχύτητας είναι:

$$\omega(t) = \begin{cases} at & , t < 0.25Dt \\ \omega_{\text{max}} & , 0.25Dt \leq t \leq 0.75Dt \\ \omega_{\text{max}} - a(t - 0.75Dt), & t > 0.75Dt \end{cases} \quad [6.14]$$

όπου  $Dt$  η χρονική περίοδος με την οποία συλλέγουμε δεδομένα και  $a$  η γωνιακή επιτάχυνση.

Οι τιμές των  $a$  και  $\omega_{\text{max}}$  προκύπτουν από τις εξισώσεις κίνησης. Ολοκληρώνοντας την σχέση [6.14] προκύπτει:

$$\int_0^{Dt} \omega(t) dt = \Delta\phi \Rightarrow$$

$$\Delta\phi = \frac{1}{2} a(0.25Dt)^2 + \omega_{\text{max}}(0.5Dt) + \left[ \omega_{\text{max}}(0.25Dt) - \frac{1}{2} a(0.25Dt)^2 \right] \Rightarrow$$

$$\omega_{\text{max}} = \frac{\Delta\phi}{0.75Dt} \quad [6.15]$$

Ακόμα, πρέπει να ικανοποιείται η συνθήκη:

$$\omega_{\text{max}} = a0.25Dt \Rightarrow$$

$$\alpha = \frac{4\omega_{max}}{Dt} \quad [6.16]$$

Σύμφωνα με το τρίτο και τελευταίο σενάριο, η ανεμογεννήτρια στρέφεται με μία συνάρτηση δύο κλάδων. Κατά το πρώτο 50% της διάρκειας της στροφής, επιταχύνει με σταθερή γωνιακή επιτάχυνση  $a$ , ενώ για το υπόλοιπο 50% επιβραδύνει με τον ίδιο ρυθμό μέχρι να ακινητοποιηθεί στην επόμενη θέση. Επομένως η συνάρτηση είναι :

$$\omega(t) = \begin{cases} at & , t < 0.5Dt \\ aDt - at & , t \geq 0.5Dt \end{cases} \quad [6.17]$$

Με ολοκλήρωση της [6.17] προκύπτει ότι:

$$a = \frac{4\Delta\phi}{dt^2} \quad [6.18]$$

Τέλος, θεωρείται ότι τα ανεμολογικά δεδομένα της ταχύτητας και της διεύθυνσης του ανέμου, που εξετάζονται ακολουθούν μία γραμμική μεταβολή η οποία μπορεί να περιγραφεί από τις εξισώσεις:

$$u(t) = \kappa_1 t + \lambda_1 \quad [6.19]$$

$$\theta(t) = \kappa_2 t + \lambda_2 \quad [6.20]$$

αντίστοιχα.

Καθώς στην γλώσσα προγραμματισμού Fortran 90/95 δεν παρέχεται η δυνατότητα αναλυτικού υπολογισμού του παραπάνω ολοκληρώματος, χρησιμοποιήθηκε η αριθμητική μέθοδος του κανόνα του τραπεζίου. Σύμφωνα με αυτή τη μέθοδο, η τιμή του ολοκληρώματος μιας συνάρτησης  $f$  προσεγγίζεται από τη σχέση:

$$\int_a^b f(x)dx \approx \frac{h}{2} (f(a) + 2f(a+h) + \dots + 2f(b-h) + f(b)) \quad [6.21]$$

όπου  $a, b$  τα όρια ολοκλήρωσης και  $h$  το βήμα της ολοκλήρωσης. Προσαρμόζοντας τις μεταβλητές του ενδιαφέροντός μας στην παραπάνω σχέση προκύπτει:

$$\int_{t_1}^{t_2} P(u)dt \approx \frac{h}{2} (P(u(t_1)) + 2P((t_1+h)) + \dots + 2P(u(t_2-h)) + P(u(t_2))) \quad [6.22]$$

Η ισχύς των εξεταζόμενων ανεμογεννητριών προσεγγίστηκε ως μία πολυωνυμική συνάρτηση τριών κλάδων με γενική μορφή:

$$P(u) = \begin{cases} P_{min}, & u < u_{min} \\ a_6 u^6 + a_5 u^5 + a_4 u^4 + a_3 u^3 + a_2 u^2 + a_1 u + a_0, & u_{min} < u < u_{max} \\ P_{max}, & u > u_{max} \end{cases} \quad [6.23]$$

όπου οι συντελεστές  $a_i, u_{min}, u_{max}, P_{min}, P_{max}$  είναι παράμετροι της χαρακτηριστικής καμπύλης απόδοσης της κάθε ανεμογεννήτριας.

## 6.2 Υπολογιστικός κώδικας

### 6.2.1 Εισαγωγή στο υπολογιστικό μοντέλο

Ο υπολογιστικός κώδικας, γραμμένος σε γλώσσα Fortran 90/95[31] δέχεται ως είσοδο αρχεία τύπου text (.txt). Με διαμόρφωση τριών στηλών, τα οποία αντιστοιχούν στη χρονική στιγμή, την ταχύτητα του ανέμου (m/s) και στην κατεύθυνση του ανέμου (degrees) αντίστοιχα, δίχως περιορισμό ως προς τον αριθμό των σειρών, δηλαδή τον αριθμό των δεδομένων.

Αρχείο	Επεξεργασία	Μορφή	Προβολή	Βοήθεια
0	13.6	94		
1	13.88	99		
2	14.17	104		
3	14.45	103		
4	14.73	101		
5	15.02	99		
6	15.3	96		
7	15.58	94		
8	14.08	91		
9	13.53	88		
10	12.98	85		
11	12.43	82		
12	12.34	81		
13	12.26	80		
14	12.18	80		
15	12.09	81		
16	12	81		
17	11.92	82		
18	11.89	83		
19	11.85	84		
20	11.82	85		
21	11.57	85		
22	11.31	84		
23	11.06	83		
24	11.02	84		
25	10.97	85		
26	10.92	87		
27	10.35	94		
28	9.78	102		
29	9.21	110		
30	9.15	122		
31	9.09	134		
32	9.02	146		
33	8.98	144		
34	8.94	142		
35	8.9	141		
36	9.1	137		
37	9.3	133		
38	9.5	128		
39	9.03	124		
40	8.57	119		
41	8.1	114		
42	7.71	105		
43	7.31	96		
44	6.92	87		
45	6.89	77		
46	6.85	66		

Σχήμα 6.2: Δομή ενός τυπικού αρχείου κατάλληλου για το πρόγραμμα

Ο χρήστης καλείται να επιλέξει στο διαμορφωμένο μενού την γεωγραφική περιοχή, που θέλει να εξετάσει, την ισχύ της ανεμογεννήτριας καθώς και σενάριο περιστροφής.

Με το πέρας των εντολών του προγράμματος, στην οθόνη εμφανίζεται το συνολικό ποσό της καθαρής παραγόμενης ενέργειας και οι απώλειες σε κιλοβατώρες (kWh). Επίσης, δημιουργείται ένα αρχείο τύπου .txt, το οποίο συγκρατεί κάθε χρονική στιγμή και τις ετήσιες συνολικές ποσότητες ενέργειας και απωλειών για ενδεχόμενη περαιτέρω αξιοποίηση από το χρήστη.

### 6.2.2 Αρχικοποίηση δεδομένων και μενού επιλογών

Κατά την εκκίνηση του προγράμματος, ο χρήστης καλείται να επιλέξει έναν εκ των συνδυασμών τοποθεσίας, ισχύος και σεναρίου περιστροφής, που παρέχονται από το πρόγραμμα, πληκτρολογώντας έναν ακέραιο αριθμό που αντιστοιχεί στην κάθε επιλογή.

Για τον λόγο αυτό, ο χρήστης ενημερώνεται με αντίστοιχο μήνυμα. Οι τιμές αυτές είναι αποθηκευμένες σε πίνακες, ενώ η δομή επανάληψης που χρησιμοποιήθηκε δεν επιτρέπει την εισαγωγή μη αποδεκτών επιλογών, καθώς το πρόγραμμα συνεχίζει να ζητά από τον χρήστη να δώσει μία αποδεκτή τιμή έως ότου γίνει αυτό.

```

Plato IDE
Choose your turbine
To terminate this program press 0
For 1MW press 1
For 2MW press 2
For 3MW press 3
For 4.5MW press 4
For 5MW press 5
1
Choose your location (1-9)
1.ABERDEEN
2.AARHUS
3.NORTHERN-IRELAND
4.LIMNOS
5.KOS
6.KARPATHOS
7.AMES
8.OTTUMWA
9.WATERLOO
To terminate this program press 0
2
Choose your yaw scenario (1-3)
1.Trapezoid equation yaw
2.Triangular equation yaw
3.Fixed direction turbine
To terminate this program press 0
6
Choose your yaw scenario (1-3)
1.Trapezoid equation yaw
2.Triangular equation yaw
3.Fixed direction turbine
To terminate this program press 0
2
LineCounter=      8760
+-----+-----+
| Sum of Net Energy |      2103735. kWh |
| Sum of Net Energy |      31. kWh |
+-----+-----+
Press RETURN to close window...

```

**Σχήμα 6.3: Δομή του μενού επιλογών και δοκιμή εισαγωγής εσφαλμένης επιλογής σεναρίου περιστροφής**

Για τη δημιουργία του μενού χρησιμοποιήθηκε μία δομή επιλογής (IF), η οποία επιτρέπει στον υπολογιστή να ανοίγει τα αρχεία, που επέλεξε ο χρήστης και να αντιστοιχίζει στις χρησιμοποιούμενες μεταβλητές τις κατάλληλες τιμές κατά περίπτωση. Οι τιμές αυτές είναι τοποθετημένες σε πίνακες στην αρχή του προγράμματος, καθώς είναι παράμετροι για τους υπολογισμούς της ενέργειας και η τιμή τους δεν θα αλλάξει σε κανένα σημείο του προγράμματος.

```

File Edit View Project Build Tools Window Help
DebugWin32 - Energy
Turbine_Spanios_P05 X
15 pi=3.14159
16 * variable initialization
17 AMat(1,:)=(-74.623,103.05,-42.968,7.0218,-0.29505,0,0,0,0)
18 AMat(2,:)=(-117.71,147.92,-55.233,8.3511,-0.3133,0,0,0,0)
19 AMat(3,:)=(-13207,0,-14304,0,6108,7,-1319,7,153,40,-9,0352,0,21032)
20 AMat(4,:)=(-5356,1,4362,6,-1327,4,187,748,-11,569,0,25634,0,0)
21 AMat(5,:)=(-3448,5,2079,5,-398,07,131,84,-0,1982,0,30093,0,0)
22 UMat=([13,0,14,0,11,5,14,0,15,0])
23 PMat=([1000,2000,3000,4500,5000])
24 InertiaMat=([19301380,45042940,163945000,206271200,239380000])
25 BMat=([8100,10400,11800,13950,15600])
26 DPMat=([3600,3600,3600,1800,1800,1800,60,60,3600,3600])
27 filenameMat=("/ABERDEEN-1HR.txt","AARHUS-1HR.txt","NORTHERN-IRELAND.txt","LIMNOS-3MONTH-2017.txt","KOS-3MONTH-JAN2017-OCT2017.txt","KARPATHOS-3MONTH-2017.txt","AMES-LIMN-2017.txt","OTTUMWA-LIMN-2017.txt","WATERLOO-LIMN-2017.txt","Scolipool 1950 to 2004.txt","howe 1962 to 2004.txt","Ipswich 1952 to 2004.txt")
28 PMat=([2,5,2,5,4,0,4,0,4,0])
29 j1=1 % value to enter the while loop for first menu
30 do while (j1<=0)
31     print *,"Choose your turbine " !Turbine menu
32     print *,"To terminate this program press 0"
33     print *,"For 1MW press 1"
34     print *,"For 2MW press 2"
35     print *,"For 3MW press 3"
36     print *,"For 4.5MW press 4"
37     print *,"For 5MW press 5"
38     read *,"j1"
39 end do
40 if (j1==0) stop "Terminated by user"

```

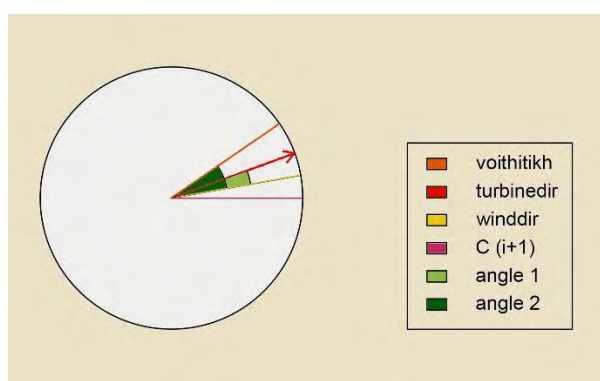
**Σχήμα 6.4: Αρχικοποίηση δεδομένων**

Έπειτα, το πρόγραμμα διαβάζει τα δεδομένα προς επεξεργασία, δηλαδή τη χρονική στιγμή, την ταχύτητα του ανέμου και την κατεύθυνσή του. Στην συνέχεια τα αποθηκεύει σε πίνακες κατάλληλου μεγέθους A,B,C αντίστοιχα, προκειμένου να υπάρχει η δυνατότητα εκτέλεσης των απαραίτητων υπολογισμών.

### Συνθήκη περιστροφής

Προκειμένου να ελεγχθεί εάν είναι ωφέλιμο μία ανεμογεννήτρια να αλλάξει τον προσανατολισμό της, όταν αλλάζει η διεύθυνση του ανέμου είναι αναγκαίο να αναπτυχθεί ένας αλγόριθμος, ο οποίος θα περιλαμβάνει τις απώλειες κατά την περιστροφή της ατράκτου. Ο αλγόριθμος που θα αναλυθεί λεπτομερώς παρακάτω αποτελείται από τα εξής βήματα:

1. Υπολογίζει την παραγόμενη ενέργεια, αν μείνει ακίνητη στον προσανατολισμό στον οποίο βρίσκεται.
2. Υπολογίζει την παραγόμενη ωφέλιμη ενέργεια, αν περιστραφεί και την κατεύθυνση στην οποία θα καταλήξει.
3. Συγκρίνει τις παραπάνω τιμές και επιλέγει τη μεγαλύτερη.
4. Συγκρατεί ως τρέχουσα κατεύθυνση την κατεύθυνση που απέδωσε το καλύτερο αποτέλεσμα.



Σχήμα 6.5: Απεικόνιση γωνιών πρόσπτωσης ανέμου

```
else if (abs(b(i+1)-b(i))<1e-6 .and. abs(c(i+1)-c(i))>=1e-6) then
  voithitikh2=c(i+1) !Storing the c(i+1) value and checking for the fastest route
  voithitikh1=turbinedir
  if (abs(c(i+1)-turbinedir)>(pi)) then
    if (c(i+1)>turbinedir) then
      c(i+1)=c(i+1)-(2*pi)
    else
      c(i+1)=c(i+1)+2*pi
    end if
  end if
end if
```

Σχήμα 6.6: Απεικόνιση γωνιών πρόσπτωσης στον υπολογιστικό κώδικα

Δεδομένου ότι γίνονται ταυτόχρονα δύο υπολογισμοί, ορίζονται οι μεταβλητές *angle1* και *angle2* που είναι οι γωνίες που σχηματίζονται μεταξύ της κατεύθυνσης του ανέμου και του προσανατολισμού της ανεμογεννήτριας.

$$\text{angle1} = \text{turbinedir} - \text{winddir} \quad [6.24]$$

$$\text{angle2} = \text{voithitikh1} - \text{winddir} \quad [6.25]$$

όπου *voithitikh1* η μεταβλητή, που διατηρεί την αρχική θέση της ανεμογεννήτριας σε κάθε επανάληψη και οι αντίστοιχες ομοαξονικές συνιστώσες ταχύτητας θα είναι:

$$u1 = \text{windspeed} * \cos(\text{angle1}) \quad [6.26]$$

$$u2 = \text{windspeed} * \cos(\text{angle2}) \quad [6.27]$$



Επομένως, η αποδιδόμενη ενέργεια θα είναι για τις δύο περιπτώσεις:

$$\text{Integral1} = \frac{h}{2} [P[b(i)] + 2 \sum_1^{20} P(u1) + P[b(i)]] \quad [6.28]$$

$$\text{Integral2} = \frac{h}{2} [P[b(i)] + 2 \sum_1^{20} P(u1) + P[b(i)]] \quad [6.29]$$

Σύμφωνα με την ανάλυση που προηγήθηκε, η ωφέλιμη ενέργεια κατά τη λειτουργία μιας ανεμογεννήτριας υπολογίζεται από την Σχέση [6.3].

Στην περίπτωση που η ανεμογεννήτρια δεν περιστρέφεται, οι απώλειες  $E_T$  και  $E_k$  μηδενίζονται, επομένως:

$$E_{net} = E = \text{Integral2} \quad [6.30]$$

Στην περίπτωση όμως που η ανεμογεννήτρια δεν περιστρέφεται, οι απώλειες  $E_T$  και  $E_k$  υπολογίζονται ως εξής:

$$E_k = \text{Inertia} * \omega^2 \quad [6.31]$$

όπου  $\text{Inertia}$  η μεταβλητή της μαζικής ροπής αδράνειας του συστήματος και

$$E_T = h [\sum_1^{20} \text{Torque1} * \text{abs}(xyaw)] \quad [6.32]$$

όπου

$$\text{Torque1} = 2 * \pi * \lambda * \sigma * (r^3)/3 \quad [6.33]$$

Τελικά τα  $E_T + E_k$  αθροίζονται σε έναν πίνακα  $\text{Apwleies}$  όπως και η ενέργεια  $E$ .

Πλέον μπορούν να συγκριθούν οι τιμές ( $\text{Integral1} - \text{Apwleies}$ ) και  $\text{Integral2}$  και να συγκρατηθεί η απόδοση και οι τιμές των μεταβλητών της αποδοτικότερης.

### Σενάρια στροφής υπολογιστικού κώδικα

Προκειμένου μια ανεμογεννήτρια να αποδώσει στο μέγιστο των προδιαγραφών της πρέπει ο οριζόντιος άξονας της ανεμογεννήτριας να είναι ευθυγραμμισμένος με την κατεύθυνση του ανέμου. Για να ακολουθεί τις μεταβολές της κατεύθυνσης του ανέμου θα πρέπει να υπάρχει εγκατεστημένο ένα μηχανικό σύστημα το οποίο θα επιτρέπει την αλλαγή του προσανατολισμού της. Η τρίτη κατά σειρά επιλογή του χρήστη αφορά τον τρόπο κατά τον οποίο η άτρακτος της ανεμογεννήτριας περιστρέφεται. Δηλαδή, τον τρόπο με τον οποίο προσπαθεί να ακολουθήσει τις μεταβολές της κατεύθυνσης του ανέμου όποτε αυτές συμβαίνουν. Για το λόγο αυτό, έχουν αναπτυχθεί τρία σενάρια περιστροφής, η βασική διαφορά των οποίων έγκειται στην συνάρτηση της γωνιακής ταχύτητας της ανεμογεννήτριας αφού είναι η μοναδική μεταβλητή που μπορεί να επηρεαστεί. Με αυτόν τον τρόπο, μπορεί να εξεταστεί με ποιόν από τους τρεις παρακάτω τρόπους - σενάρια, μπορεί μια ανεμογεννήτρια να ακολουθήσει αποδοτικότερα τις αλλαγές κατεύθυνσης του ανέμου.

Η τρίτη κατά σειρά επιλογή του χρήστη αφορά τον τρόπο κατά τον οποίο η ανεμογεννήτρια περιστρέφεται, όταν αυτό κρίνεται ωφέλιμο. Για το λόγο αυτό, έχουν αναπτυχθεί τρία σενάρια περιστροφής, τα οποία εκτελούνται μαζί με τους υπόλοιπους υπολογισμούς σε

αντίστοιχες υπορουτίνες, η βασική διαφορά των οποίων έγκειται στην συνάρτηση της γωνιακής ταχύτητας της ανεμογεννήτριας.

Σύμφωνα με το πρώτο σενάριο, που είναι και το απλούστερο, η ανεμογεννήτρια θεωρείται ότι δεν έχει εγκατεστημένο μηχανισμό περιστροφής. Ο προσανατολισμός της θεωρείται σταθερός στην κατεύθυνση του ανέμου, που επικρατεί την χρονική στιγμή εκκίνησης λήψης ανεμολογικών δεδομένων, δηλαδή την διεύθυνση του ανέμου τη χρονική στιγμή μηδέν. Αυτό το σενάριο επιλέχθηκε ώστε να αξιολογηθεί εάν είναι πραγματικά αναγκαίο ένα σύστημα περιστροφής μια ανεμογεννήτριας. Επομένως, η συνάρτηση της γωνιακής ταχύτητας της ατράκτου της ανεμογεννήτριας είναι:

$$X_{yaw} = 0 \quad [6.34]$$

Σύμφωνα με το δεύτερο σενάριο, η ανεμογεννήτρια στρέφεται σε τρία στάδια κατά τη διάρκεια μιας χρονικής περιόδου (i). Η συνάρτηση περιστροφής είναι μία συνάρτηση τριών κλάδων. Κατά το πρώτο 25% της διάρκειας της στροφής, επιταχύνει από την ακινησία με σταθερή γωνιακή επιτάχυνση  $epitaxynsh$ . Το επόμενο 50% διατηρεί σταθερή τη γωνιακή ταχύτητα  $\omega$  που απέκτησε στο προηγούμενο διάστημα. Τέλος, κατά το υπόλοιπο 25% επιβραδύνει με τον ίδιο ρυθμό  $epitaxynsh$  μέχρι να ακινητοποιηθεί στην επόμενη θέση. Επομένως, η συνάρτηση της γωνιακής ταχύτητας της ατράκτου της ανεμογεννήτριας είναι:

$$X_{yaw} = \begin{cases} epitaxynsh t, & t < 0.25dt \\ \omega, & 0.25dt \leq t \leq 0.75dt \\ \omega - epitaxynsh(t - 0.75dt), & t > 0.75dt \end{cases} \quad [6.35]$$

όπου  $dt$  η χρονική μεταβολή,  $\omega$  η μεταβλητή του που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της γωνιακής ταχύτητας του συστήματος.

Σύμφωνα με τις εξισώσεις [6.15] και [6.16], οι τιμές των μεταβλητών  $epitaxynsh$  και  $\omega$  λαμβάνουν αντίστοιχα τις τιμές:

$$\omega = \frac{C(i+1) - turbinedir}{0.75dt} \quad [6.36]$$

$$epitaxynsh = \frac{4\omega}{dt} \quad [6.37]$$

όπου  $C(i + 1)$  η διεύθυνση του ανέμου στο τέλος του εξεταζόμενου χρονικού διαστήματος και  $turbinedir$  ο τρέχων προσανατολισμός της ανεμογεννήτριας.

Σύμφωνα με το τρίτο και τελευταίο σενάριο, η ανεμογεννήτρια στρέφεται σε δύο στάδια κατά τη διάρκεια μιας χρονικής περιόδου (i). Η συνάρτηση περιστροφής είναι μία συνάρτηση δύο κλάδων. Κατά το πρώτο 50% της διάρκειας της στροφής επιταχύνει από την ακινησία με σταθερή γωνιακή επιτάχυνση  $epitaxynsh$ . Το υπόλοιπο 50% επιβραδύνει με τον ίδιο ρυθμό μέχρι να ακινητοποιηθεί στην επόμενη θέση. Επομένως, η συνάρτηση της γωνιακής ταχύτητας της ατράκτου της ανεμογεννήτριας είναι:

$$x_{yaw} = \begin{cases} epitaxynsh t, & t < 0.5dt \\ epitaxynsh dt - epitaxynsh t, & t \geq 0.5dt \end{cases} \quad [6.38]$$

Σύμφωνα με τις εξισώσεις [6.15] και [6.16], οι τιμές των μεταβλητών  $epitaxynsh$  και  $\omega$  λαμβάνουν αντίστοιχα τις τιμές:

$$\text{epitaxynsh} = \frac{4[C(i+1) - \text{turbinedir}]}{dt^2} \quad [6.39]$$

```

133 deallocate(a,b,c,E,Apwleies)
134
135 contains
136 real function P(u,a0,a1,a2,a3,a4,a5,a6,umin,umax,Pmax) !Turbine Power function
137 implicit none
138 real :: P
139 real,intent(in)::u,a0,a1,a2,a3,a4,a5,a6,umin,umax,Pmax
140 if (u<umin) then
141 P=0
142 else if (u>umax) then
143 P=Pmax
144 else
145 P=a6*(u**6)+a5*(u**5)+a4*(u**4)+a3*(u**3)+a2*(u**2)+a1*u+a0
146 end if
147 end function
148
149
150 real function xyaw2(komvos,epitaxynsh,omega,t,dt) !xyaw function for scenario 2
151 implicit none
152 real::xyaw2
153 integer,intent(in)::komvos,dt
154 real,intent(in)::epitaxynsh,omega,t
155 if (komvos<=5) then
156 xyaw2=epitaxynsh*t
157 else if (komvos>=16) then
158 xyaw2=omega*epitaxynsh*(t-0.75*dt)
159 else
160 xyaw2=omega
161 end if
162 end function
163
164 real function xyaw3(komvos,epitaxynsh,t,dt) !xyaw function for scenario 3
165 implicit none
166 real::xyaw3
167 integer,intent(in)::komvos,dt
168 real,intent(in)::epitaxynsh,t
169 if (komvos<=10) then
170 xyaw3=epitaxynsh*t
171 else
172 xyaw3=epitaxynsh*dt-epitaxynsh*t
173 end if
174 end function
175 !Scenario 1 Subroutine

```

Σχήμα 6.7: Οι συναρτήσεις γωνιακής ταχύτητας κάθε σεναρίου

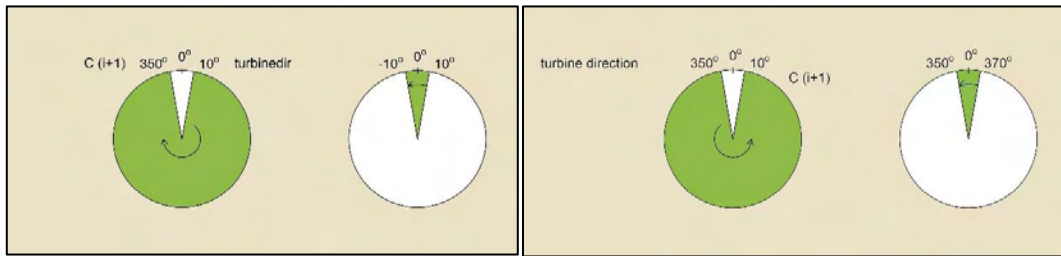
### 6.2.3 Δυνατότητα συντομότερης διαδρομής

Εξ αιτίας του γεγονότος ότι τα δεδομένα του πίνακα των διευθύνσεων του ανέμου είναι σε μοίρες και λαμβάνουν τιμές από 0° έως 360°, φαίνεται ότι κατά τον υπολογισμό των συντελεστών  $k_1$  και  $\omega$  αντίστοιχα, όταν η απόλυτη τιμή της μεταβολής της γωνίας  $\Delta\theta$  είναι μεγαλύτερη από 180° τότε η ανεμογεννήτρια αναγκάζεται να ακολουθήσει μία μεγαλύτερη διαδρομή από αυτή που ιδανικά θα μπορούσε. Για παράδειγμα, ο προσανατολισμός της  $\text{turbinedir}$  είναι ίση με 10° και η  $c(i+1)$  είναι ίση με 350°, η ανεμογεννήτρια αντί να διανύσει 10° θα διανύσει 350°, το οποίο θα μεγαλώσει κατά πολύ τις απώλειες ενέργειας.

Για να αντιμετωπιστεί αυτό το πρόβλημα, θα πρέπει να δημιουργηθεί μία βοηθητική μεταβλητή και να ξεχωρίσουμε δύο περιπτώσεις:

1. Η τιμή  $C(i+1)$  να είναι μεγαλύτερη από την τιμή της  $\text{winddir}$ . Σε αυτή την περίπτωση, μειώνεται η τιμή της μεταβλητής  $C(i+1)$  κατά 360°. Έτσι η τιμή του  $k_2$  παίρνει τη βέλτιστη τιμή. Στο παράδειγμά η  $C(i+1)$  θα γινόταν -10°, και το  $k_2 = (C(i+1) - \text{turbinedir})/dt$  θα γινόταν αρνητικό όπως ακριβώς επιθυμούμε.
2. Η τιμή  $C(i+1)$  να είναι μικρότερη από την τιμή της  $\text{turbinedir}$ . Σε αυτή την περίπτωση, μειώνεται η τιμή της μεταβλητής  $c(i+1)$  κατά 360°. Αν αντιστραφούν οι τιμές στο παραπάνω παράδειγμα, τότε το  $c(i+1)$  θα γινόταν 370° και έτσι η τιμή του  $k_2$  θα έπαιρνε θετική τιμή, που είναι και βέλτιστη.

Η βοηθητική μεταβλητή χρησιμοποιείται ώστε μετά τον υπολογισμό των  $k_2$ ,  $\omega$  να επιστρέψουμε στην μεταβλητή  $C(i+1)$  την αρχική της τιμή.



Σχήμα 6.8: Υπολογισμός συντομότερης διαδρομής για την περίπτωση 1 (αριστερά) και 2 (δεξιά)

```

else if (abs(b(i+1)-b(i))<1e-6 .and. abs(c(i+1)-c(i))>=1e-6) then
  voithitikh2=c(i+1) !Storing the c(i+1) value and checking for the fastest route
  voithitikh1=turbinedir
  if (abs(c(i+1)-turbinedir)>(pi)) then
    if (c(i+1)>turbinedir) then
      c(i+1)=c(i+1)-(2*pi)
    else
      c(i+1)=c(i+1)+2*pi
    end if
  end if
end if

```

Σχήμα 6.9: Υπολογισμός βέλτιστης φοράς περιστροφής

### 6.3 Αποτελέσματα υπολογιστικού μοντέλου

Βασική λειτουργία του προγράμματος είναι να υπολογίζει την ωφέλιμη ενέργεια που θα αποδώσει μία ανεμογεννήτρια με βάση τα ανεμολογικά δεδομένα μίας γεωγραφικής περιοχής. Έτσι, μετά το πέρας των υπολογισμών, στην οθόνη του υπολογιστή εμφανίζονται το σύνολο της καθαρής παραγόμενης ενέργειας καθώς και το σύνολο των απωλειών με αντίστοιχο μήνυμα.

Ακόμα, δημιουργείται ένα αρχείο με όνομα Energy.txt στο οποίο είναι αποθηκευμένα η καθαρή παραγόμενη ενέργεια και οι απώλειες ενέργειας που έλαβαν χώρα σε κάθε χρονικό διάστημα. Το αρχείο αυτό τοποθετείται στον ίδιο φάκελο που είναι αποθηκευμένο και το ίδιο το πρόγραμμα.

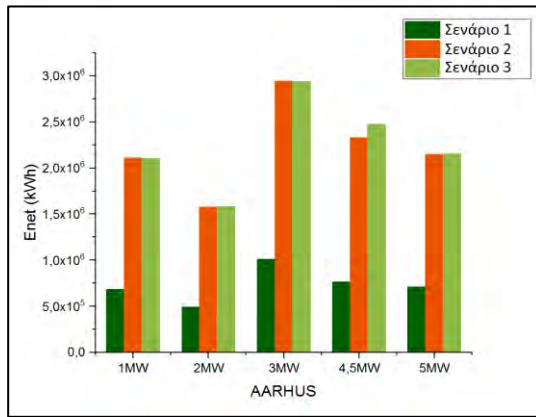
Αρχείο	Επεξεργασία	Μορφή	Προβολή	Βοήθεια	
year	1	6.305992E+06	5093.56	kwh	
year	2	6.396612E+06	4170.36	kwh	
year	3	3.235395E+06	3419.67	kwh	
year	4	2.546496E+06	2575.27	kwh	
year	5	8.351981E+06	5482.80	kwh	
year	6	4.438588E+06	3373.65	kwh	
year	7	3.577819E+06	3449.25	kwh	
year	8	4.613213E+06	4105.90	kwh	
year	9	1.893013E+06	2642.05	kwh	
year	10	2.623831E+06	2502.29	kwh	
year	11	4.344198E+06	3962.38	kwh	
year	12	3.237777E+06	3334.31	kwh	
year	13	5.781619E+06	3720.14	kwh	
year	14	2.829124E+06	3678.52	kwh	
year	15	3.175404E+06	3216.31	kwh	
year	16	5.688484E+06	4382.25	kwh	
year	17	3.330325E+06	3066.03	kwh	
year	18	5.516348E+06	4289.45	kwh	
year	19	2.292174E+06	2345.07	kwh	
year	20	2.852552E+06	2853.98	kwh	
year	21	5.334410E+06	4192.25	kwh	
year	22	4.077156E+06	3300.09	kwh	
year	23	4.828639E+06	3045.25	kwh	
year	24	5.037203E+06	3319.75	kwh	
year	25	5.701321E+06	3435.39	kwh	
year	26	5.310376E+06	3053.11	kwh	
year	27	4.436674E+06	4211.47	kwh	
year	28	4.233720E+06	3224.84	kwh	
year	29	2.998047E+06	3182.43	kwh	
year	30	4.512210E+06	4625.75	kwh	
year	31	5.964635E+06	3813.34	kwh	
year	32	4.149294E+06	3292.87	kwh	
year	33	3.415150E+06	2652.65	kwh	
year	34	5.521088E+06	3812.34	kwh	
year	35	3.736011E+06	3390.51	kwh	
year	36	3.572864E+06	2839.50	kwh	
year	37	5.290357E+06	2617.89	kwh	
year	38	5.013448E+06	2580.21	kwh	
year	39	4.628619E+06	2626.15	kwh	
year	40	3.217483E+06	1566.57	kwh	
year	41	3.976017E+06	2426.41	kwh	
year	42	4.630783E+06	2431.30	kwh	
year	43	6.409626E+06	3554.10	kwh	
year	44	3.804945E+06	1884.63	kwh	
year	45	4.573335E+06	2375.12	kwh	
year	46	4.206315E+06	1833.46	kwh	
year	47	3.072358E+06	474.183	kwh	
year	48	3.961852E+06	74.8775	kwh	
year	49	4.592473E+06	76.5182	kwh	
year	50	4.493195E+06	42.3971	kwh	

Σχήμα 6.10: Αρχείο Energy.txt

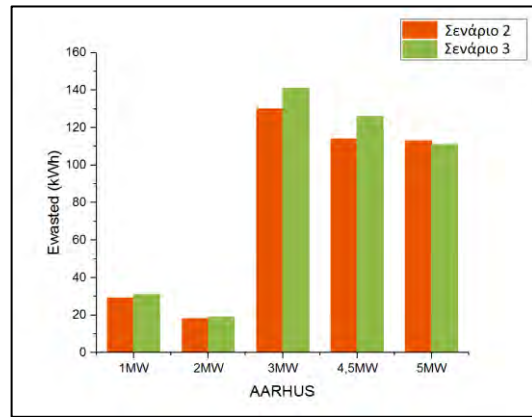
Η ουσιαστική σύγκριση των ανεμογεννητριών επιτυγχάνεται με την παραμετροποίηση ως προς το μέγεθος της ανεμογεννήτριας. Δηλαδή, οι ποσότητες που προκύπτουν είναι το πηλίκο του παραγόμενου ποσού ενέργειας (Πίνακας 6.1-6.9) ως προς έναν αδιάστατο αριθμό, ο οποίος καθορίζεται από την ονομαστική ισχύ σε MW κάθε ανεμογεννήτριας. Για παράδειγμα, για την ανεμογεννήτρια των 3MW διαιρείται το ποσό Enet με τον αριθμό 3.

Πίνακας 6.1: Ετήσια αποδιδόμενη ενέργεια για την περιοχή του Aarhus

Ισχύς Ανεμογεννήτριας [=MW]	Σενάριο 1		Σενάριο 2		Σενάριο 3	
	Enet [=kWh]	Enet [=kWh]	Ewasted [=kWh]	Enet [=kWh]	Ewasted [=kWh]	
1	682.014	2.108.563	29	2.103.735	31	
2	494.214	1.576.691	18	1.583.800	19	
3	1.010.816	2.939.211	130	2.936.501	141	
4,5	763.063	2.323.892	114	2.471.714	126	
5	709.791	2.149.011	113	2.149.581	111	



(α)

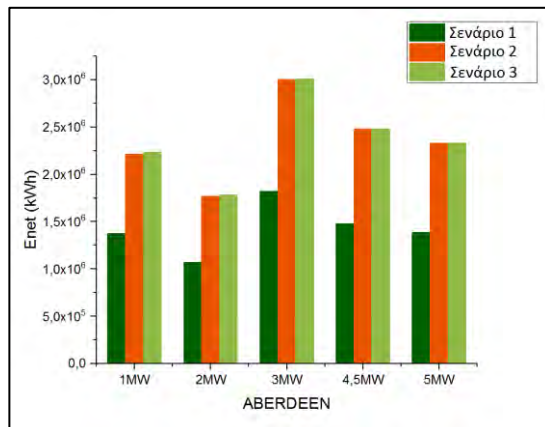


(β)

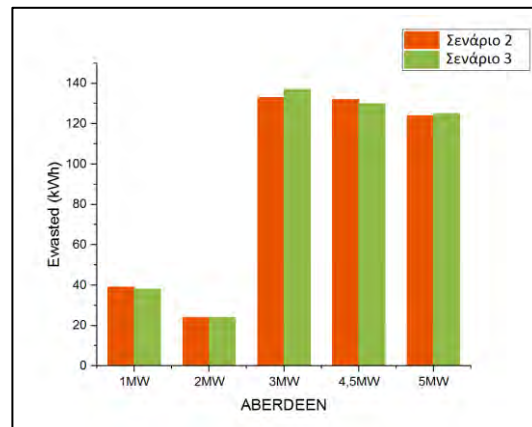
Σχήμα 6.11 (α): Κερδιζόμενη ενέργεια για κάθε ανεμογεννήτριας για την περιοχή του Aarhus και Σχήμα 6.11 (β): Απώλειες ενέργειας για κάθε ανεμογεννήτρια για την περιοχή του Aarhus

Πίνακας 6.2: Ετήσια αποδιδόμενη ενέργεια για την περιοχή του Aberdeen

Ισχύς Ανεμογεννήτριας [=MW]	Σενάριο 1	Σενάριο 2		Σενάριο 3	
	E <sub>net</sub> [=kWh]	E <sub>net</sub> [=kWh]	E <sub>wasted</sub> [=kWh]	E <sub>net</sub> [=kWh]	E <sub>wasted</sub> [=kWh]
1	1.373.593	2.214.491	39	2.231.624	38
2	1.067.802	1.765.038	24	1.780.430	24
3	1.822.251	3.000.752	133	3.008.320	137
4,5	1.479.167	2.476.084	132	2.476.066	130
5	1.386.088	2.326.641	124	2.332.420	125



(α)

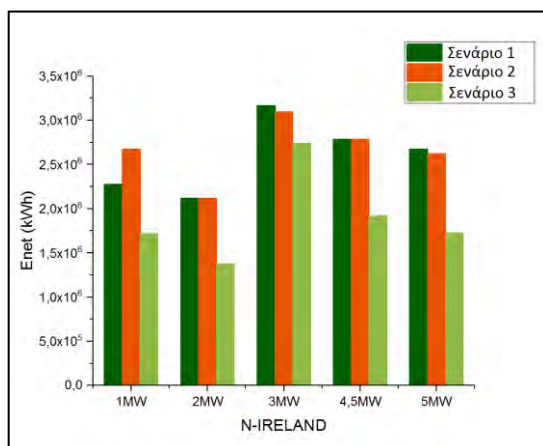


(β)

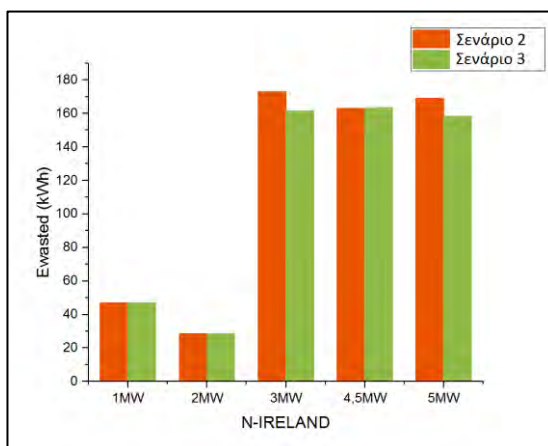
Σχήμα 6.12 (α): Κερδιζόμενη ενέργεια για κάθε ανεμογεννήτριας για την περιοχή του Aberdeen και Σχήμα 6.12 (β): Απώλειες ενέργειας για κάθε ανεμογεννήτρια για την περιοχή του Aberdeen

**Πίνακας 6.3: Ετήσια αποδιδόμενη ενέργεια για την περιοχή του Northern-Ireland**

Ισχύς Ανεμογεννήτριας [=MW]	Σενάριο 1	Σενάριο 2		Σενάριο 3	
	Enet [=kWh]	Enet [=kWh]	Ewasted [=kWh]	Enet [=kWh]	Ewasted [=kWh]
1	1.720.717	2.276.750	47	2.676.689	47
2	1.374.690	2.117.289	29	2.117.230	29
3	2.740.529	3.168.943	173	3.098.959	161
4,5	1.917.042	2.784.685	163	2.784.933	163
5	1.725.336	2.672.090	169	2.624.808	158



(α)

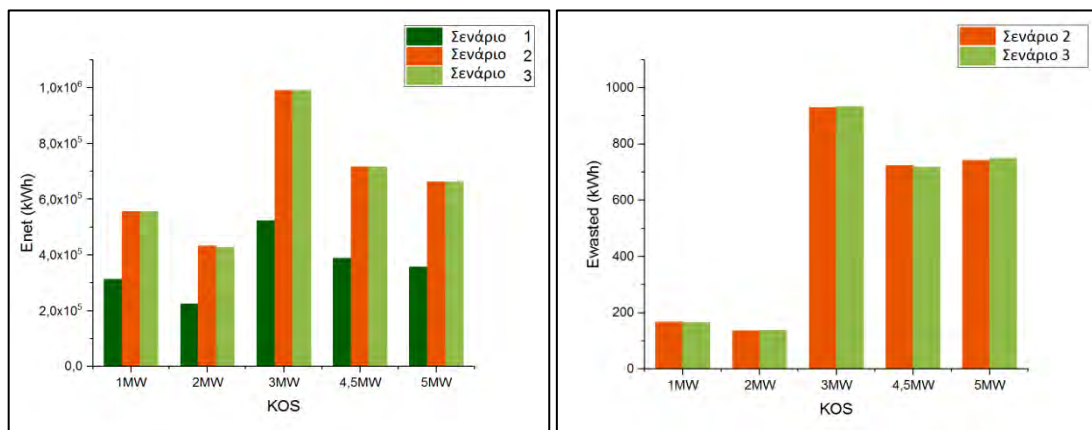


(β)

**Σχήμα 6.13 (α): Κερδιζόμενη ενέργεια για κάθε ανεμογεννήτριας για την περιοχή της Kw και Σχήμα 6.13 (β): Απώλειες ενέργειας για κάθε ανεμογεννήτρια για την περιοχή της Kw**

**Πίνακας 6.4: Ετήσια αποδιδόμενη ενέργεια για την περιοχή της Kw**

Ισχύς Ανεμογεννήτριας [=MW]	Σενάριο 1	Σενάριο 2		Σενάριο 3	
	Enet [=kWh]	Enet [=kWh]	Ewasted [=kWh]	Enet [=kWh]	Ewasted [=kWh]
1	312.090	556.071	166	556.013	165
2	224.747	432.427	135	425.821	138
3	522.735	989.368	929	989.150	933
4,5	387.570	716.321	722	716.149	718
5	356.686	661.440	741	661.334	749



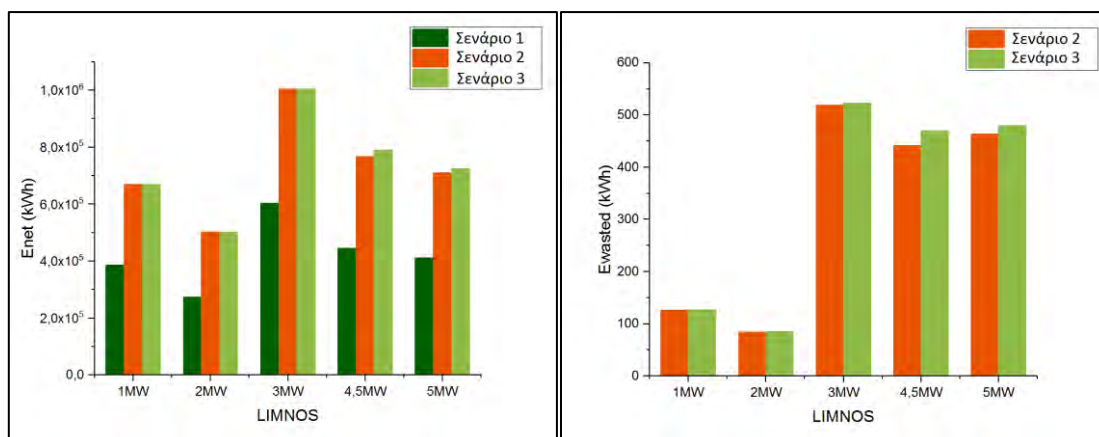
(α)

(β)

Σχήμα 6.14 (α): Κερδιζόμενη ενέργεια για κάθε ανεμογεννήτριας για την περιοχή της Κω και Σχήμα 6.14 (β): Απώλειες ενέργειας για κάθε ανεμογεννήτρια για την περιοχή της Κω

Πίνακας 6.5: Ετήσια αποδιδόμενη ενέργεια για την περιοχή της Λήμνου

Ισχύς Ανεμογεννήτριας [=MW]	Σενάριο 1	Σενάριο 2		Σενάριο 3	
	E <sub>net</sub> [=kWh]	E <sub>net</sub> [=kWh]	E <sub>wasted</sub> [=kWh]	E <sub>net</sub> [=kWh]	E <sub>wasted</sub> [=kWh]
1	386.718	669.872	126	669.785	127
2	274.050	501.803	84	501.733	85
3	602.618	1.004.969	519	1.004.992	523
4,5	444.256	767.807	441	788.390	470
5	411.877	710.515	464	725.250	480



(α)

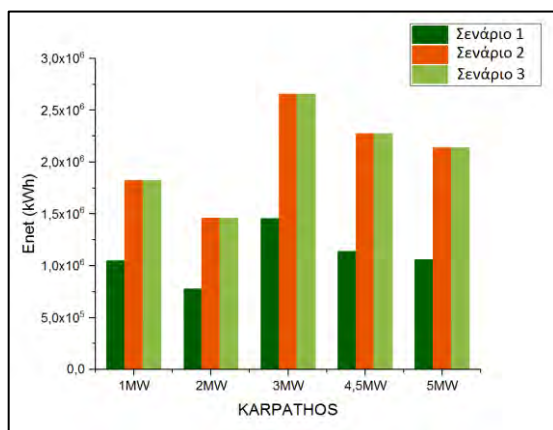
(β)

Σχήμα 6.15 (α): Κερδιζόμενη ενέργεια για κάθε ανεμογεννήτριας για την περιοχή της Λήμνου και Σχήμα 6.15 (β): Απώλειες ενέργειας για κάθε ανεμογεννήτρια για την περιοχή της Λήμνου

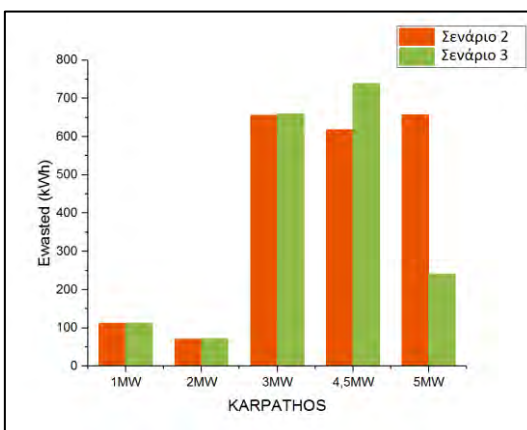


**Πίνακας 6.6: Ετήσια αποδιδόμενη ενέργεια για την περιοχή της Καρπάθου**

Ισχύς Ανεμογεννήτριας [=MW]	Σενάριο 1	Σενάριο 2		Σενάριο 3	
	Enet [=kWh]	Enet [=kWh]	Ewasted [=kWh]	Enet [=kWh]	Ewasted [=kWh]
1	1.045.749	1.819.871	112	1.819.735	112
2	778.729	1.460.248	71	1.460.150	71,5
3	1.454.337	2.654.768	656	2.654.747	660
4,5	1.137.738	2.271.874	618	2.271.850	738
5	1.059.252	2.139.727	657	2.139.604	241



(α)

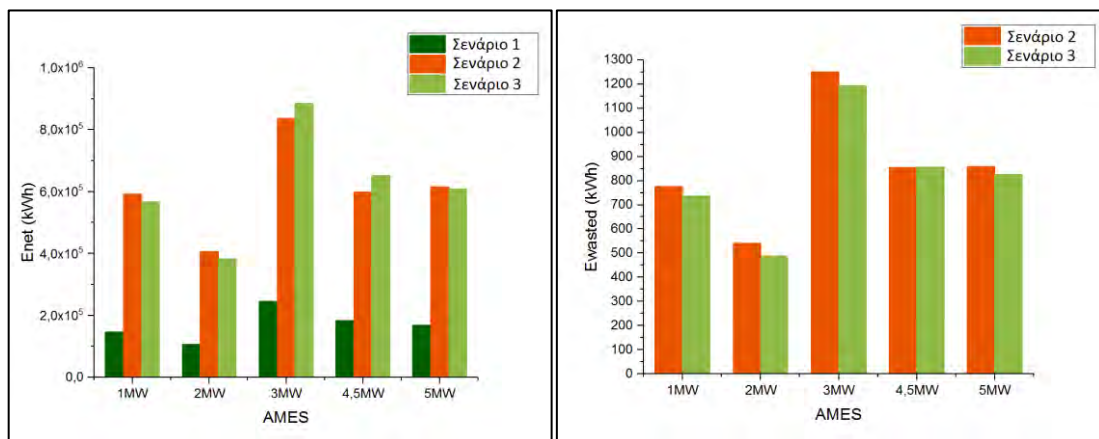


(β)

**Σχήμα 6.16 (α): Κερδιζόμενη ενέργεια για κάθε ανεμογεννήτριας για την περιοχή της Καρπάθου και Σχήμα 6.16 (β): Απώλειες ενέργειας για κάθε ανεμογεννήτρια για την περιοχή της Καρπάθου**

**Πίνακας 6.7: Ετήσια αποδιδόμενη ενέργεια για την περιοχή του Ames**

Ισχύς Ανεμογεννήτριας [=MW]	Σενάριο 1	Σενάριο 2		Σενάριο 3	
	Enet [=kWh]	Enet [=kWh]	Ewasted [=kWh]	Enet [=kWh]	Ewasted [=kWh]
1	146.591	592.274	775	567.572	738
2	106.536	406.348	541	383.223	488,5
3	245.909	835.828	1.250	884.160	1.193
4,5	184.300	598.063	855	651.561	856
5	169.126	616.059	859	608.188	826



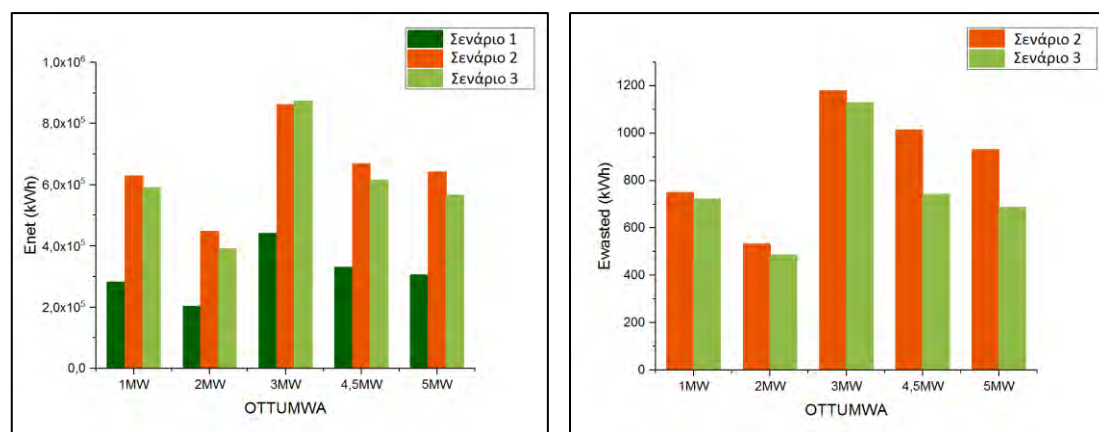
(α)

(β)

Σχήμα 6.17 (α): Κερδιζόμενη ενέργεια για κάθε ανεμογεννήτριας για την περιοχή του Ames και Σχήμα 6.17 (β): Απώλειες ενέργειας για κάθε ανεμογεννήτρια για την περιοχή του Ames

Πίνακας 6.8: Ετήσια αποδιδόμενη ενέργεια για την περιοχή της Ottumwa

Ισχύς Ανεμογεννήτριας [=MW]	Σενάριο 1		Σενάριο 2		Σενάριο 3	
	E <sub>net</sub> [=kWh]	E <sub>net</sub> [=kWh]	E <sub>wasted</sub> [=kWh]	E <sub>net</sub> [=kWh]	E <sub>wasted</sub> [=kWh]	
1	282.363	628.985	750	590.551	721	
2	203.671	448.620	533	391.301	486,5	
3	441.088	861.995	1.178	873.405	1.129	
4,5	330.268	668.537	1.013	614.664	741	
5	305.761	641.541	930	567.013	688	



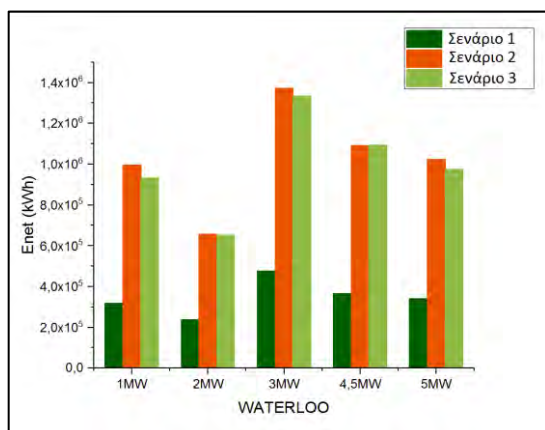
(α)

(β)

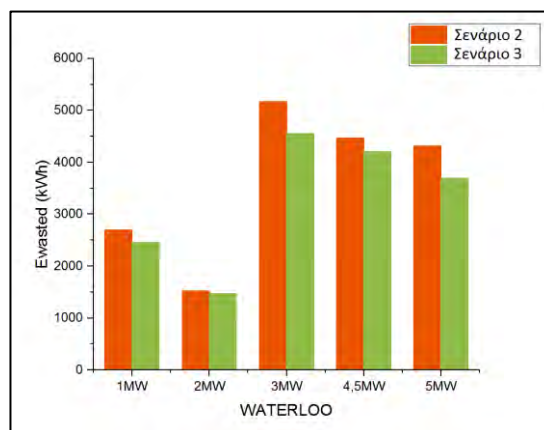
Σχήμα 6.18 (α): Κερδιζόμενη ενέργεια για κάθε ανεμογεννήτριας για την περιοχή της Ottumwa και Σχήμα 6.18 (β): Απώλειες ενέργειας για κάθε ανεμογεννήτρια για την περιοχή της Ottumwa

**Πίνακας 6.9: Ετήσια αποδιδόμενη ενέργεια για την περιοχή του Waterloo**

Ισχύς Ανεμογεννήτριας [=MW]	Σενάριο 1	Σενάριο 2		Σενάριο 3	
	Enet [=kWh]	Enet [=kWh]	Ewasted [=kWh]	Enet [=kWh]	Ewasted [=kWh]
1	319.032	995.761	2.697	933.678	2.459
2	238.563	656.217	1.526	651.582	1.470
3	475.820	1.373.600	5.168	1.335.426	4.558
4,5	366.526	1.090.624	4.467	1.093.257	4.204
5	340.711	1.023.887	4.316	975.017	3.688



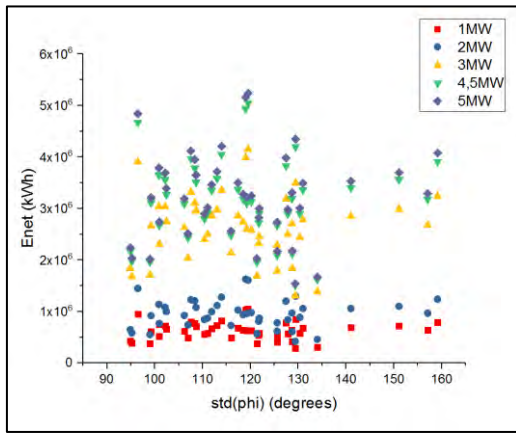
(α)



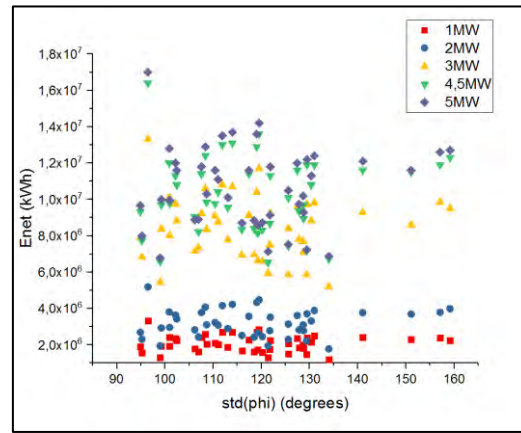
(β)

**Σχήμα 6.19 (α): Κερδιζόμενη ενέργεια για κάθε ανεμογεννήτρια για την περιοχή του Waterloo και Σχήμα 6.19 (β): Απώλειες ενέργειας για κάθε ανεμογεννήτρια για την περιοχή του Waterloo**

Στη συνέχεια εξετάστηκαν τρεις περιοχές (Hoek, Ijmuiden, Schiphol) για τις οποίες βρέθηκαν ανεμολογικά δεδομένα για περισσότερα από 44 έτη. Αρχικά, υπολογίστηκε η ετήσια κερδιζόμενη ενέργεια Enet [=kWh] κάθε έτους για τις τρεις περιοχές για κάθε σενάριο με βάση τον υπολογιστικό κώδικα. Έπειτα, υπολογίστηκε η τυπική απόκλιση της κατεύθυνσης std(phi) [=degrees] κάθε έτους. Για την εξέταση συσχέτισης μεταξύ των δύο ποσοτήτων, χαράχθηκαν τα διαγράμματα τυπικής απόκλισης κατεύθυνσης std(phi) [=degrees] και κερδιζόμενης ενέργειας Enet [=kWh] για τους υπολογισμούς κάθε περιοχής για κάθε σενάριο.

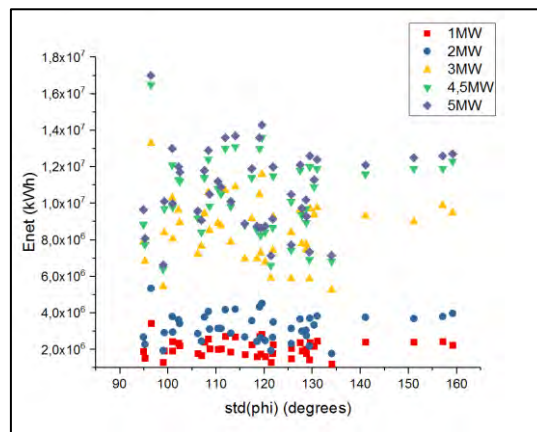


(α)

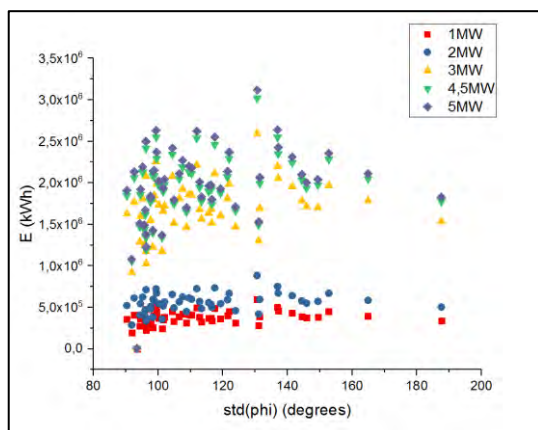


(β)

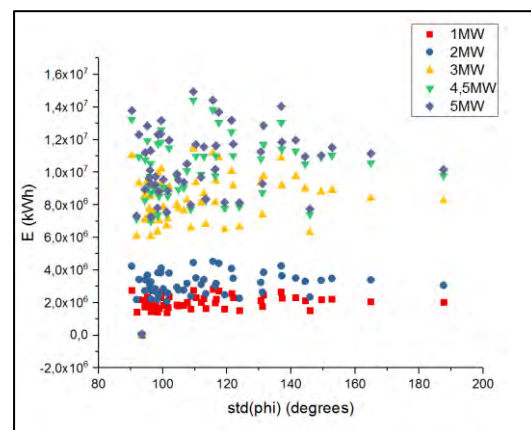
Σχήμα 6.20 (α): Μεταβολή τυπικής απόκλισης κατεύθυνσης και κερδιζόμενης ενέργειας 44 ετών για την περιοχή Hoek με βάση το σενάριο 1 και Σχήμα 6.20 (β): Μεταβολή τυπικής απόκλισης κατεύθυνσης και κερδιζόμενης ενέργειας 44 ετών για την περιοχή Hoek με βάση το σενάριο 2



Σχήμα 6.21: Μεταβολή τυπικής απόκλισης κατεύθυνσης και κερδιζόμενης ενέργειας 44 ετών για την περιοχή Hoek με βάση το σενάριο 3

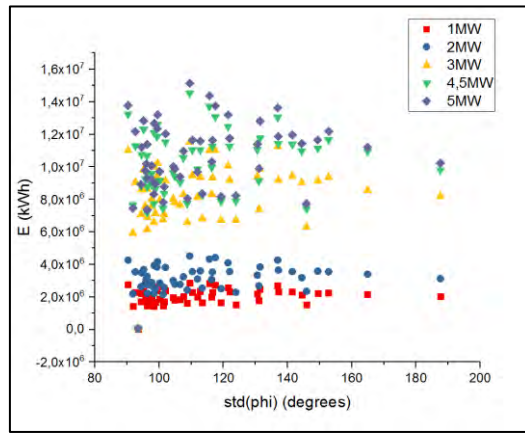


(α)

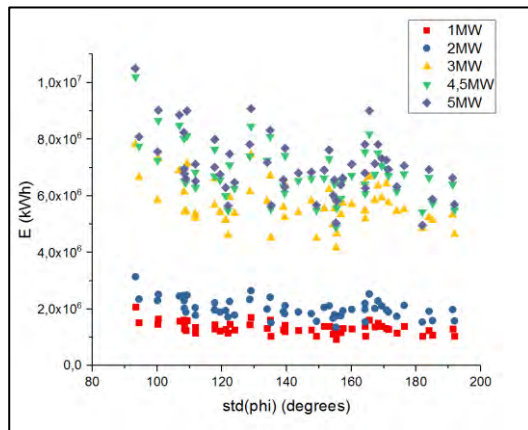


(β)

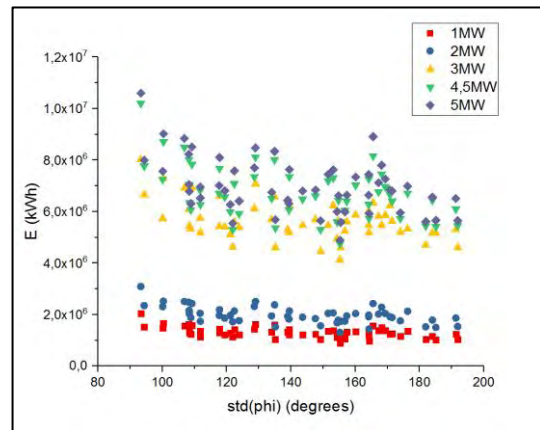
Σχήμα 6.22 (α): Μεταβολή τυπικής απόκλισης κατεύθυνσης και κερδιζόμενης ενέργειας 53 ετών για την περιοχή Ijmuiden με βάση το σενάριο 1 και Σχήμα 6.22 (β): Μεταβολή τυπικής απόκλισης κατεύθυνσης και κερδιζόμενης ενέργειας 53 ετών για την περιοχή Ijmuiden με βάση το σενάριο 2



**Σχήμα 6.23: Μεταβολή τυπικής απόκλισης κατεύθυνσης και κερδιζόμενης ενέργειας 53 ετών για την περιοχή Ijmuiden με βάση το σενάριο 3**

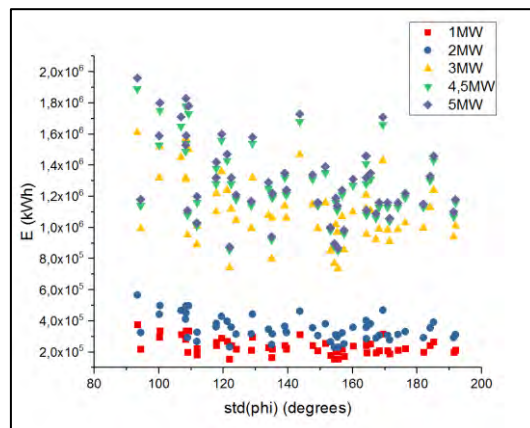


**(α)**



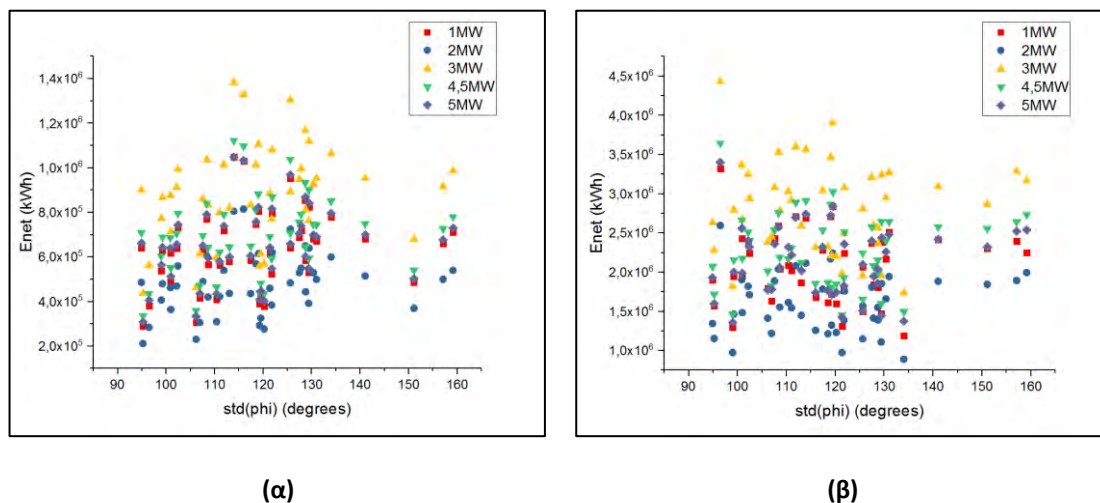
**(β)**

**Σχήμα 6.24 (α): Μεταβολή τυπικής απόκλισης κατεύθυνσης και κερδιζόμενης ενέργειας 55 ετών για την περιοχή Schiphol με βάση το σενάριο 1 και Σχήμα 6.24 (β): Μεταβολή τυπικής απόκλισης κατεύθυνσης και κερδιζόμενης ενέργειας 55 ετών για την περιοχή Schiphol με βάση το σενάριο 2**

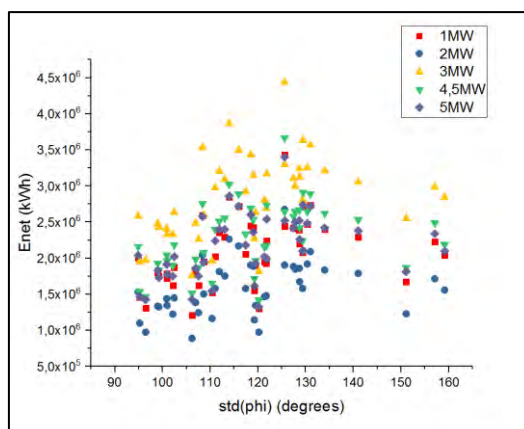


**Σχήμα 6.25: Μεταβολή τυπικής απόκλισης κατεύθυνσης και κερδιζόμενης ενέργειας 55 ετών για την περιοχή Schiphol με βάση το σενάριο 3**

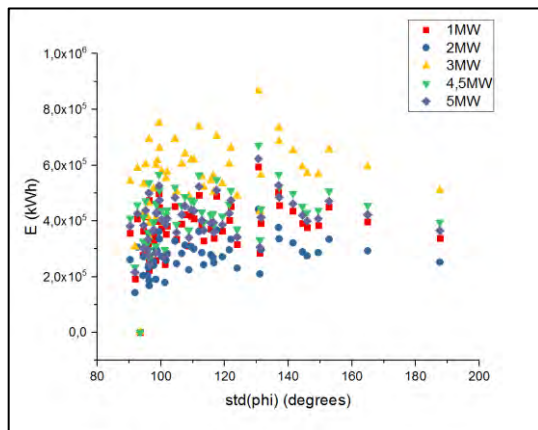
Στη συνέχεια στα παραπάνω αποτελέσματα έγινε επεξεργασία κανονικοποίησης ως προς την ισχύ της κάθε ανεμογεννήτριας. Στα Σχήματα 6.26-6.31, παρατίθενται τα κανονικοποιημένα αποτελέσματα για κάθε ένα από τα σενάρια περιστροφής:



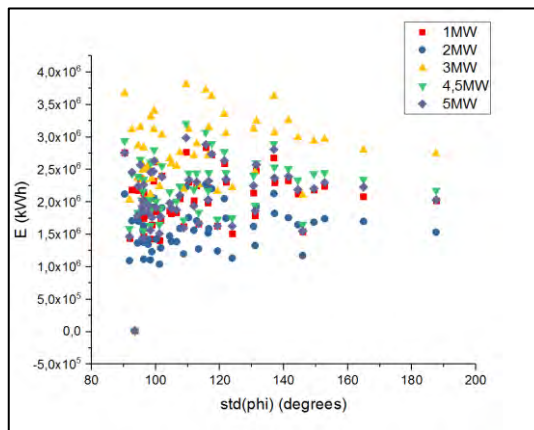
**Σχήμα 6.26 (α):** Μεταβολή τυπικής απόκλισης κατεύθυνσης και κανονικοποιημένης κερδιζόμενης ενέργειας 44 ετών για την περιοχή Hoek με βάση το σενάριο 1 και **Σχήμα 6.26 (β):** Μεταβολή τυπικής απόκλισης κατεύθυνσης και κανονικοποιημένης κερδιζόμενης ενέργειας 44 ετών για την περιοχή Hoek με βάση το σενάριο 2



**Σχήμα 6.27:** Μεταβολή τυπικής απόκλισης κατεύθυνσης και κανονικοποιημένης κερδιζόμενης ενέργειας 44 ετών για την περιοχή Hoek με βάση το σενάριο 3

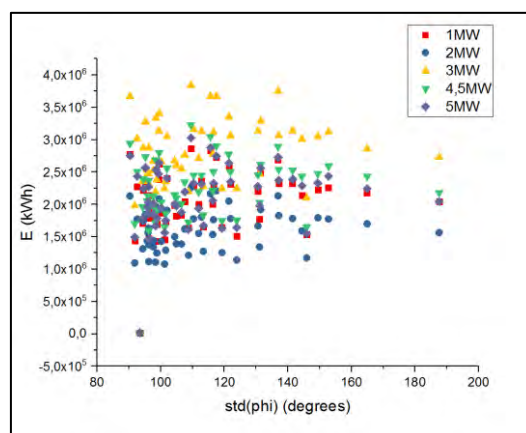


(α)

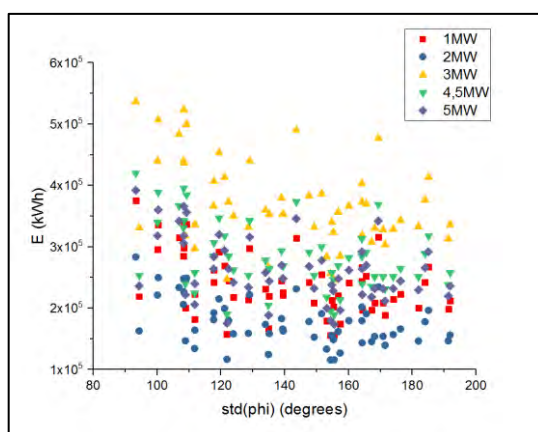


(β)

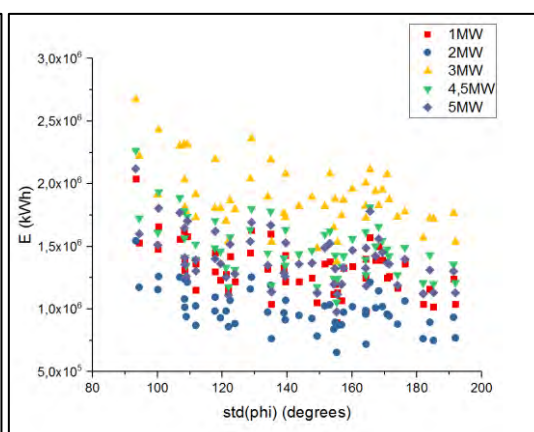
Σχήμα 6.28 (α): Μεταβολή τυπικής απόκλισης κατεύθυνσης και κανονικοποιημένης κερδιζόμενης ενέργειας 53 ετών για την περιοχή Ijmuiden με βάση το σενάριο 1 και Σχήμα 6.28 (β): Μεταβολή τυπικής απόκλισης κατεύθυνσης και κανονικοποιημένης κερδιζόμενης ενέργειας 53 ετών για την περιοχή Ijmuiden με βάση το σενάριο 2



Σχήμα 6.29: Μεταβολή τυπικής απόκλισης κατεύθυνσης και κανονικοποιημένης κερδιζόμενης ενέργειας 53 ετών για την περιοχή Ijmuiden με βάση το σενάριο 3

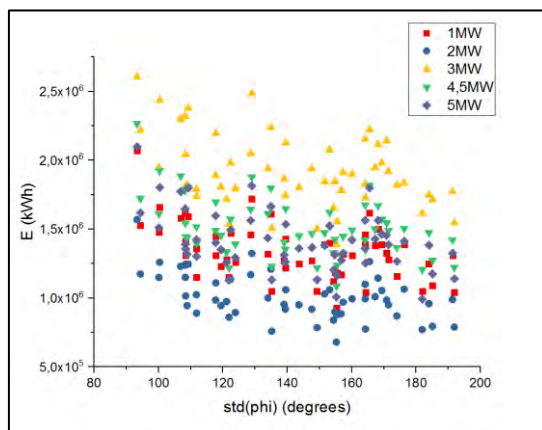


(α)



(β)

Σχήμα 6.30 (α): Μεταβολή τυπικής απόκλισης κατεύθυνσης και κανονικοποιημένης κερδιζόμενης ενέργειας 55 ετών για την περιοχή Schiphol με βάση το σενάριο 1 και Σχήμα 6.30 (β): Μεταβολή τυπικής απόκλισης κατεύθυνσης και κανονικοποιημένης κερδιζόμενης ενέργειας 55 ετών για την περιοχή Schiphol με βάση το σενάριο 2



**Σχήμα 6.31:** Μεταβολή τυπικής απόκλισης κατεύθυνσης και κανονικοποιημένης κερδιζόμενης ενέργειας 55 ετών για την περιοχή Schirhol με βάση το σενάριο 3

## 6.4 Συμπεράσματα υπολογιστικού μοντέλου

Εξετάζοντας τους παραπάνω πίνακες και διαγράμματα διαπιστώνεται η αναγκαιότητα ύπαρξης ενός συστήματος ευθυγράμμισης μιας ανεμογεννήτριας με την εκάστοτε κατεύθυνση του ανέμου. Αυτό γίνεται εμφανές, καθώς η ενέργεια που αποδίδει μια σταθερά προσανατολισμένη ανεμογεννήτρια είναι συνήθως η μισή από αυτή που αποδίδει μια περιστρεφόμενη, ενώ σε κάποιες περιπτώσεις είναι σχεδόν αμελητέα.

Ακόμα, παρατηρείται ότι η ανεμογεννήτρια ονομαστικής ισχύος 3MW δείχνει μία απότομη αύξηση στην ωφέλιμη ενέργεια σε όλες τις περιοχές που εξετάστηκαν. Τα μεγάλα ποσά ενέργειας οφείλονται στην καμπύλη ισχύος της, καθώς η τιμή  $u_{max}$  κατά την οποία μεγιστοποιείται η απόδοσή της είναι αρκετά χαμηλότερη από τις υπόλοιπες, γεγονός που της επιτρέπει να λειτουργεί κατά το βέλτιστο τρόπο για μεγαλύτερο χρονικό διάστημα.

Επίσης, το τρίτο σενάριο αποδίδει καλύτερα στις περισσότερες περιπτώσεις καθώς αποφέρει μεγαλύτερα ποσά καθαρής ενέργειας. Η συνάρτηση περιστροφής, όπως φαίνεται παρακάτω:

$$X_{yaw} = \begin{cases} at & , & t < 0.5 * dt \\ a dt - a t, & & t \geq 0.5 * dt \end{cases}$$

προσφέρει πιο ομαλή μεταβολή της γωνιακής ταχύτητας, μικρότερη απαιτούμενη ροπή και τελικά λιγότερες απώλειες για ίδιες μεταβολές κατεύθυνσης.

Το γεγονός ότι η τιμή των απωλειών της είναι μεγαλύτερη από αυτή του δεύτερου σεναρίου οφείλεται στο ότι οι χαμηλές απώλειες σε κάθε περιστροφή της επιτρέπουν να στρίψει περισσότερες φορές, ως αποτέλεσμα, αθροιστικά να δώσουν μια πιο μεγάλη τιμή. Όμως, αυτές αντισταθμίζονται από μικρότερες γωνίες πρόσπτωσης, μεγαλύτερα  $\cos(\phi)$  και τελικά σε συνολικά μεγαλύτερη ενεργειακή απόδοση.

Τέλος, στα διαγράμματα τυπικής απόκλισης διεύθυνσης ανέμου-Ενέργειας, παρατηρείται πτώση της αποδιδόμενης ωφέλιμης ενέργειας κατά την αύξηση της εξαρτημένης μεταβλητής  $\phi$ . Το γεγονός αυτό, μπορεί να εξηγηθεί καθώς μεγάλη τυπική απόκλιση της



διεύθυνσης του ανέμου αναγκάζει την ανεμογεννήτρια να εκτελέσει μεγαλύτερες στροφές, να καταναλώσει μεγαλύτερα ποσά ενέργειας και να μειώσει την τιμή του παράγοντα  $\cos(\phi)$ .

Η μεταβλητότητα του  $\phi$  στην ενέργεια μπορεί να αποτελέσει αντικείμενο μελέτης στα πλαίσια μελλοντικών διπλωματικών εργασιών.

## Κεφάλαιο 7 – Συμπεράσματα

Στην παρούσα διπλωματική εργασία πραγματοποιήθηκε η μελέτη της επίδρασης της μεταβλητότητας του ανέμου (ταχύτητας και κατεύθυνσης) για την ενεργειακή απόδοση πέντε ανεμογεννητριών οριζόντιου άξονα σε 12 επιλεχθέντες περιοχές.

Αρχικά, υπολογίστηκαν οι ετήσιες ενέργειες των ανεμογεννητριών στις περιοχές αυτές εξετάζοντας μόνο την αλλαγή της ταχύτητας του ανέμου (θεωρητικό μοντέλο). Σκοπός των υπολογισμών αυτών ήταν μία πρώτη εκτίμηση των περιοχών εγκατάστασης ανεμογεννήτριας, ως κριτήριο την κατανομή της ταχύτητας του ανέμου (κατανομή *Weibull*). Διαπιστώθηκε πως στις περιοχές όπου η κατανομή της ταχύτητας του ανέμου διακυμαίνεται σε ευρύ φάσμα (τιμή της παραμέτρου  $c$  κοντά στο 10 και της  $k$  από το 2 έως το 3), τα παραγόμενα ποσά ενέργειας είναι υψηλότερα σε σύγκριση με τις περιοχές όπου δεν συμβαίνει αυτό.

Στην συνέχεια, χρησιμοποιώντας υπολογιστικό κώδικα, υπολογίστηκαν οι ετήσιες κερδιζόμενες ενέργειες των ανεμογεννητριών με κριτήρια την αλλαγή της ταχύτητας και της κατεύθυνσης του ανέμου (υπολογιστικό μοντέλο). Για την πραγματοποίηση αυτής της μελέτης, θεωρήθηκε πρώτα πως η άτρακτος των ανεμογεννητριών είναι ακινητοποιημένη σε κάποια διεύθυνση (Σενάριο 1). Έπειτα, θεωρήθηκε πως οι ανεμογεννήτριες έχουν εγκατεστημένο σύστημα εκτροπής και αποφασίζεται ή μη η στρέψη της ατράκτου ώστε ο οριζόντιος άξονας του ρότορα να είναι προσανατολισμένος στην διεύθυνση του ανέμου. Αρχικά, η γωνιακή ταχύτητα της ατράκτου είναι συνάρτηση τριών κλάδων (Σενάριο 2) και έπειτα δύο κλάδων (Σενάριο 3).

Συγκρίνοντας το Σενάριο 1 με τα σενάρια 2 και 3, διαπιστώνεται η αναγκαιότητα εγκατάστασης του συστήματος εκτροπής στην ανεμογεννήτρια. Αυτό γίνεται εμφανές, καθώς τα ποσά ενέργειας που αποδίδουν οι σταθερά προσανατολισμένες ανεμογεννήτριες (Σενάριο 1) είναι αμελητέα σε σύγκριση με τις περιπτώσεις στρέψης της ατράκτου των ανεμογεννητριών (Σενάρια 2 και 3).

Επίσης, για την περίπτωση εγκατάστασης συστήματος προσανατολισμού, αποδείχθηκε πως σύμφωνα με το Σενάριο 3 τα κερδιζόμενα ποσά ενέργειας είναι υψηλότερα σε σύγκριση με το Σενάριο 2 για κάθε ανεμογεννήτρια σε κάθε περιοχή. Το αποτέλεσμα αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι αυτό το σενάριο περιστροφής προσφέρει πιο ομαλή μεταβολή της γωνιακής ταχύτητας της ατράκτου. Άρα, μικρότερη απαιτούμενη ροπή στρέψης και τελικά λιγότερες απώλειες ενέργειας.

Συμπερασματικά, από τα δύο μοντέλα υπολογισμών, διαπιστώθηκε ότι η μεταβλητότητα της ταχύτητας και της κατεύθυνσης του ανέμου μεταξύ διάφορων περιοχών επηρεάζει την παραγωγή ενέργειας μίας ανεμογεννήτριας. Συγκεκριμένα, σε περιοχές με μεγάλη μέση τιμή ταχύτητας και μικρή μεταβλητότητα κατεύθυνσης ανέμου όπως η Northern-Ireland, οι ανεμογεννήτριες λειτουργούν σε βέλτιστη κατάσταση.





$$\begin{aligned}
& \int_{2.5}^{12} (-0.29505 \times u^4 + 7.0218 \times u^3 - 42.968 \times u^2 + 103.05 \times u - 74.623) \times \left(\frac{2.07}{8.77}\right) \times \left(\frac{u}{8.77}\right)^{(2.07-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{8.77}\right)^{2.07}} du + \int_{12}^{34} 1000 \times \left(\frac{2.07}{8.77}\right) \times \left(\frac{u}{8.77}\right)^{(2.07-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{8.77}\right)^{2.07}} du \\
& 408.2701868917359 \cdot \\
& \int_{2.5}^{14} (-0.3133 \times u^4 + 8.3511 \times u^3 - 55.233 \times u^2 + 147.92 \times u - 117.71) \times \left(\frac{2.07}{8.77}\right) \times \left(\frac{u}{8.77}\right)^{(2.07-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{8.77}\right)^{2.07}} du + \int_{14}^{34} 2000 \times \left(\frac{2.07}{8.77}\right) \times \left(\frac{u}{8.77}\right)^{(2.07-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{8.77}\right)^{2.07}} du \\
& 660.9357167954441 \cdot \\
& \int_3^{12} (0.21032 \times u^6 - 9.0352 \times u^5 + 153.48 \times u^4 - 1319.4 \times u^3 + 6108.7 \times u^2 - 14304 \times u + 13207) \times \left(\frac{2.07}{8.77}\right) \times \left(\frac{u}{8.77}\right)^{(2.07-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{8.77}\right)^{2.07}} du + \int_{12}^{22.5} 3000 \times \left(\frac{2.07}{8.77}\right) \times \left(\frac{u}{8.77}\right)^{(2.07-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{8.77}\right)^{2.07}} du \\
& 1642.7945984202522 \cdot \\
& \int_1^{12} (0.25634 \times u^5 - 11.568 \times u^4 + 187.748 \times u^3 - 1327.4 \times u^2 + 4382.6 \times u - 5358.1) \times \left(\frac{2.07}{8.77}\right) \times \left(\frac{u}{8.77}\right)^{(2.07-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{8.77}\right)^{2.07}} du + \int_{12}^{27} 4500 \times \left(\frac{2.07}{8.77}\right) \times \left(\frac{u}{8.77}\right)^{(2.07-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{8.77}\right)^{2.07}} du \\
& 1876.1616731860258 \cdot \\
& \int_2^{-14} (0.18093 \times u^5 - 8.1982 \times u^4 + 131.84 \times u^3 - 898.07 \times u^2 + 2879.5 \times u - 3448.5) \times \left(\frac{2.07}{8.77}\right) \times \left(\frac{u}{8.77}\right)^{(2.07-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{8.77}\right)^{2.07}} du + \int_{14}^{27} 5000 \times \left(\frac{2.07}{8.77}\right) \times \left(\frac{u}{8.77}\right)^{(2.07-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{8.77}\right)^{2.07}} du \\
& 2020.8534813069982 \cdot
\end{aligned}$$

Σχήμα 3: Μαθηματικοί Υπολογισμοί για την περιοχή Northern-Ireland



$$\int_{2.5}^{12} (-0.29505 \times u^4 + 7.0218 \times u^3 - 42.968 \times u^2 + 103.05 \times u - 74.623) \times \left(\frac{0.64}{3.72}\right) \times \left(\frac{u}{3.72}\right)^{(0.64-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{3.72}\right)^{0.64}} \Bigg) du + \int_{12}^{34} 1000 \times \left(\frac{0.64}{3.72}\right) \times \left(\frac{u}{3.72}\right)^{(0.64-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{3.72}\right)^{0.64}} \Bigg) du$$

177. 75923434688247`

$$\int_{2.5}^{14} (-0.3133 \times u^4 + 8.3511 \times u^3 - 55.233 \times u^2 + 147.92 \times u - 117.71) \times \left(\frac{0.64}{3.72}\right) \times \left(\frac{u}{3.72}\right)^{(0.64-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{3.72}\right)^{0.64}} \Bigg) du + \int_{14}^{34} 2000 \times \left(\frac{0.64}{3.72}\right) \times \left(\frac{u}{3.72}\right)^{(0.64-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{3.72}\right)^{0.64}} \Bigg) du$$

312. 22953236754097`

$$\int_3^{12} (0.21032 \times u^6 - 9.0352 \times u^5 + 153.48 \times u^4 - 1319.4 \times u^3 + 6108.7 \times u^2 - 14304 \times u + 13207) \times \left(\frac{0.64}{3.72}\right) \times \left(\frac{u}{3.72}\right)^{(0.64-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{3.72}\right)^{0.64}} \Bigg) du + \int_{12}^{22.5} 3000 \times \left(\frac{0.64}{3.72}\right) \times \left(\frac{u}{3.72}\right)^{(0.64-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{3.72}\right)^{0.64}} \Bigg) du$$

580. 1133324721475`

$$\int_1^{12} (0.25634 \times u^5 - 11.568 \times u^4 + 187.748 \times u^3 - 1327.4 \times u^2 + 4382.6 \times u - 5358.1) \times \left(\frac{0.64}{3.72}\right) \times \left(\frac{u}{3.72}\right)^{(0.64-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{3.72}\right)^{0.64}} \Bigg) du + \int_{12}^{27} 4500 \times \left(\frac{0.64}{3.72}\right) \times \left(\frac{u}{3.72}\right)^{(0.64-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{3.72}\right)^{0.64}} \Bigg) du$$

573. 4055100346101`

$$\int_2^{14} (0.18093 \times u^5 - 8.1982 \times u^4 + 131.84 \times u^3 - 898.07 \times u^2 + 2879.5 \times u - 3448.5) \times \left(\frac{0.64}{3.72}\right) \times \left(\frac{u}{3.72}\right)^{(0.64-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{3.72}\right)^{0.64}} \Bigg) du + \int_{14}^{27} 5000 \times \left(\frac{0.64}{3.72}\right) \times \left(\frac{u}{3.72}\right)^{(0.64-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{3.72}\right)^{0.64}} \Bigg) du$$

817. 1577580548086`

Σχήμα 5: Μαθηματικοί Υπολογισμοί Ισχύος για την περιοχή της Λήμνου





$$\int_{2.5}^{12} \left( -0.29505 \times u^4 + 7.0218 \times u^3 - 42.968 \times u^2 + 103.05 \times u - 74.623 \right) \times \left( \frac{1.52}{4.53} \right)^u \times \left( \frac{u}{4.53} \right)^{(1.52-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{4.53}\right)^{1.52}} \times \left( \frac{1.52}{4.53} \right) \times \left( \frac{u}{4.53} \right)^{(1.52-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{4.53}\right)^{1.52}} \right) du$$

108. 67342727280709`

$$\int_{2.5}^{14} \left( -0.3133 \times u^4 + 8.3511 \times u^3 - 55.233 \times u^2 + 147.92 \times u - 117.71 \right) \times \left( \frac{1.52}{4.53} \right)^u \times \left( \frac{u}{4.53} \right)^{(1.52-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{4.53}\right)^{1.52}} \right) du + \int_{14}^{34} 2000 \times \left( \frac{1.52}{4.53} \right)^u \times \left( \frac{u}{4.53} \right)^{(1.52-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{4.53}\right)^{1.52}} \right) du$$

162. 2946650943998`

$$\int_3^{12} \left( 0.21032 \times u^6 - 9.0352 \times u^5 + 153.48 \times u^4 - 1319.4 \times u^3 + 6108.7 \times u^2 - 14304 \times u + 13207 \right) \times \left( \frac{1.52}{4.53} \right)^u \times \left( \frac{u}{4.53} \right)^{(1.52-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{4.53}\right)^{1.52}} \right) du + \int_{12}^{22.5} 3000 \times \left( \frac{1.52}{4.53} \right)^u \times \left( \frac{u}{4.53} \right)^{(1.52-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{4.53}\right)^{1.52}} \right) du$$

522. 5260796137824`

$$\int_1^{12} \left( 0.25634 \times u^5 - 11.568 \times u^4 + 187.748 \times u^3 - 1327.4 \times u^2 + 4382.6 \times u - 5358.1 \right) \times \left( \frac{1.52}{4.53} \right)^u \times \left( \frac{u}{4.53} \right)^{(1.52-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{4.53}\right)^{1.52}} \right) du + \int_{12}^{27} 4500 \times \left( \frac{1.52}{4.53} \right)^u \times \left( \frac{u}{4.53} \right)^{(1.52-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{4.53}\right)^{1.52}} \right) du$$

327. 9944058877654`

$$\int_2^{14} \left( 0.18093 \times u^5 - 8.1982 \times u^4 + 131.84 \times u^3 - 898.07 \times u^2 + 2879.5 \times u - 3448.5 \right) \times \left( \frac{1.52}{4.53} \right)^u \times \left( \frac{u}{4.53} \right)^{(1.52-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{4.53}\right)^{1.52}} \right) du + \int_{14}^{27} 5000 \times \left( \frac{1.52}{4.53} \right)^u \times \left( \frac{u}{4.53} \right)^{(1.52-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{4.53}\right)^{1.52}} \right) du$$

551. 295503167643`

Σχήμα 7: Μαθηματικοί Υπολογισμοί Ισχύος για την περιοχή Ames

$$\int_{2.5}^{12} (-0.29505 \times u^4 + 7.0218 \times u^3 - 42.968 \times u^2 + 103.05 \times u - 74.623) \times \left(\frac{2.05}{5.13}\right) \times \left(\frac{u}{5.13}\right)^{(2.05-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{5.13}\right)^{2.05}} du + \int_{12}^{34} 1000 \times \left(\frac{2.05}{5.13}\right) \times \left(\frac{u}{5.13}\right)^{(2.05-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{5.13}\right)^{2.05}} du$$

111. 68957420878054`

$$\int_{2.5}^{14} (-0.3133 \times u^4 + 8.3511 \times u^3 - 55.233 \times u^2 + 147.92 \times u - 117.71) \times \left(\frac{2.05}{5.13}\right) \times \left(\frac{u}{5.13}\right)^{(2.05-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{5.13}\right)^{2.05}} du + \int_{14}^{34} 2000 \times \left(\frac{2.05}{5.13}\right) \times \left(\frac{u}{5.13}\right)^{(2.05-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{5.13}\right)^{2.05}} du$$

161. 01152586348488`

$$\int_{3}^{12} (0.21032 \times u^6 - 9.0352 \times u^5 + 153.48 \times u^4 - 1319.4 \times u^3 + 6108.7 \times u^2 - 14304 \times u + 13207) \times \left(\frac{2.05}{5.13}\right) \times \left(\frac{u}{5.13}\right)^{(2.05-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{5.13}\right)^{2.05}} du + \int_{12}^{22.5} 3000 \times \left(\frac{2.05}{5.13}\right) \times \left(\frac{u}{5.13}\right)^{(2.05-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{5.13}\right)^{2.05}} du$$

575. 6955882430121`

$$\int_{1}^{12} (0.25634 \times u^5 - 11.568 \times u^4 + 187.748 \times u^3 - 1327.4 \times u^2 + 4382.6 \times u - 5358.1) \times \left(\frac{2.05}{5.13}\right) \times \left(\frac{u}{5.13}\right)^{(2.05-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{5.13}\right)^{2.05}} du + \int_{12}^{27} 4500 \times \left(\frac{2.05}{5.13}\right) \times \left(\frac{u}{5.13}\right)^{(2.05-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{5.13}\right)^{2.05}} du$$

437. 8066571467409`

$$\int_{2}^{14} (0.18093 \times u^5 - 8.1982 \times u^4 + 131.84 \times u^3 - 898.07 \times u^2 + 2879.5 \times u - 3448.5) \times \left(\frac{2.05}{5.13}\right) \times \left(\frac{u}{5.13}\right)^{(2.05-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{5.13}\right)^{2.05}} du + \int_{14}^{27} 5000 \times \left(\frac{2.05}{5.13}\right) \times \left(\frac{u}{5.13}\right)^{(2.05-1)} \times e^{-\left(\frac{u}{5.13}\right)^{2.05}} du$$

586. 2075485894957`

Σχήμα 8: Μαθηματικοί Υπολογισμοί Ισχύος για την περιοχή Ottumwa

$$\int_{2.5}^{12} (-0.29505 \times u^4 + 7.0218 \times u^3 - 42.968 \times u^2 + 103.05 \times u - 74.623) \times \left( \frac{1.94}{6.23} \times \left( \frac{u}{6.23} \right)^{\frac{1.94}{6.23}} \times e^{-\left( \frac{u}{6.23} \right)^{\frac{1.94}{6.23}}} \right) du + \int_{12}^{34} 1000 \times \left( \frac{1.94}{6.23} \times \left( \frac{u}{6.23} \right)^{\frac{1.94}{6.23}} \times e^{-\left( \frac{u}{6.23} \right)^{\frac{1.94}{6.23}}} \right) du$$

217. 84224519336738`

$$\int_{2.5}^{14} (-0.3133 \times u^4 + 8.3511 \times u^3 - 55.233 \times u^2 + 147.92 \times u - 117.71) \times \left( \frac{1.94}{6.23} \times \left( \frac{u}{6.23} \right)^{\frac{1.94}{6.23}} \times e^{-\left( \frac{u}{6.23} \right)^{\frac{1.94}{6.23}}} \right) du + \int_{14}^{34} 2000 \times \left( \frac{1.94}{6.23} \times \left( \frac{u}{6.23} \right)^{\frac{1.94}{6.23}} \times e^{-\left( \frac{u}{6.23} \right)^{\frac{1.94}{6.23}}} \right) du$$

326. 95409817784326`

$$\int_{3}^{12} (0.21032 \times u^6 - 9.0352 \times u^5 + 153.48 \times u^4 - 1319.4 \times u^3 + 6108.7 \times u^2 - 14304 \times u + 13207) \times \left( \frac{1.94}{6.23} \times \left( \frac{u}{6.23} \right)^{\frac{1.94}{6.23}} \times e^{-\left( \frac{u}{6.23} \right)^{\frac{1.94}{6.23}}} \right) du + \int_{12}^{22.5} 3000 \times \left( \frac{1.94}{6.23} \times \left( \frac{u}{6.23} \right)^{\frac{1.94}{6.23}} \times e^{-\left( \frac{u}{6.23} \right)^{\frac{1.94}{6.23}}} \right) du$$

1000. 4858650061301`

$$\int_{1}^{12} (0.25634 \times u^5 - 11.568 \times u^4 + 187.748 \times u^3 - 1327.4 \times u^2 + 4382.6 \times u - 5358.1) \times \left( \frac{1.94}{6.23} \times \left( \frac{u}{6.23} \right)^{\frac{1.94}{6.23}} \times e^{-\left( \frac{u}{6.23} \right)^{\frac{1.94}{6.23}}} \right) du + \int_{12}^{27} 4500 \times \left( \frac{1.94}{6.23} \times \left( \frac{u}{6.23} \right)^{\frac{1.94}{6.23}} \times e^{-\left( \frac{u}{6.23} \right)^{\frac{1.94}{6.23}}} \right) du$$

962. 1222131154433`

$$\int_{2}^{14} (0.18093 \times u^5 - 8.1982 \times u^4 + 131.84 \times u^3 - 898.07 \times u^2 + 2879.5 \times u - 3448.5) \times \left( \frac{1.94}{6.23} \times \left( \frac{u}{6.23} \right)^{\frac{1.94}{6.23}} \times e^{-\left( \frac{u}{6.23} \right)^{\frac{1.94}{6.23}}} \right) du + \int_{14}^{27} 5000 \times \left( \frac{1.94}{6.23} \times \left( \frac{u}{6.23} \right)^{\frac{1.94}{6.23}} \times e^{-\left( \frac{u}{6.23} \right)^{\frac{1.94}{6.23}}} \right) du$$

1101. 746695280411`

Σχήμα 9: Μαθηματικοί Υπολογισμοί Ισχύος για την περιοχή Waterloo

## Βιβλιογραφία

- [1] **Bagiorgas Haralambos S., Mihalakakou Giouli, Rehman Shafiqur and Al-Hadhrami Lui M,** 2012, Offshore wind speed and wind power characteristics
- [2] **Aissaoui Abdel Ghani and Tahour Ahmed,** 2016, Wind Turbines: Design, Control and Applications, ExLi4EvA
- [3] **Burton Tony, Sharpe Daved, Jenkins Nick and Bossanyi Ervin,** 2001, Wind Energy, JOHN
- [4] **Carrillo Camilo , Cidrás José, Díaz-Dorado Eloy and Obando-Montaña Andrés Felipe,** 2014, An Approach to Determine the Weibull Parameters for Wind Energy Analysis, University of Vigo
- [5] **Dr Capell Aris,** 2014, Wind Power Reassessed: A review of the UK wind resource for electricity generation, ASI (Research) Ltd.
- [6] **Hansen Martin O. L.,** 2008, Aerodynamics of Wind Turbines, Earthscan
- [7] **Jongh J.A and Rijs R.P.P.,**2004, Wind Resources, ARRAKIS
- [8] **Justus C.G., Hargraves W.R., Mikhail Amir and Graber Denise,** 1977, Methods for Estimating Wind Speed Frequency Distributions, Georgia Institute of Technology
- [9] **Kidmo D.K., Danwe R., S.Y. Doka and Djongyang N.,** 2015, Statistical analysis of wind speed distribution based on six Weibull Methods for wind power evaluation in Garoua, Cameroon
- [10] **Kim M.G. and Dalho P.H.,** 2014, Yaw Systems for wind turbines - Overview of concepts, current challenges and design methods, Hamburg University of Applied Sciences, 524
- [11] **Madsen, H., Sørensen, N. and Schreck, S.,** 2003, Yaw aerodynamics analyzed with three codes in comparison with experiment, Aerospace Sciences Meeting and Exhibit, Reno, Nevada
- [12] **Manwell J.F., McGowan J.G., Rogers A.L.,** 2009, Wind Energy Explained, WILEY Publication
- [13] **Masters Gilbert M.,** 2004, Renewable and Efficient Electric Power Systems, JOHN WILEY & SONS, INC., PUBLICATION
- [14] **Micallef Daniel and Sant Tonio,** 2016, A Review of Wind Turbine Yaw Aerodynamics, InTech
- [15] **Mott Robert L.,** 2004, Machine Elements in Mechanical Design, Pearson Prentice Hall
- [16] **Mur-Amada Joaquin and Bayod-Rújula Ángel,** 2010, Variability of Wind and Wind Power, InTech, pp.289-320
- [17] **Nam Ju Seok, Park Young Jun and Chang Hi Sang,** 2015, Dynamic life prediction of pitch and yaw bearings for wind turbine, KSME & Springer, 30, pp. 249-256
- [18] **Navalkar S. T., Van Wingerden J.W. and Van Kuik G. A. M.,** 2014, Individual blade pitch for yaw control, IOP Publishing, 524
- [19] **Ozbay Ahmet, Tian Wei, Yang Zifeng and Hu Hui,** 2012, Interference of Wind Turbines with Different Yaw Angles of the Upstream Wind Turbine, Published by the American Institute of Aeronautics and Astronautics
- [20] **Pachauri Rupendra Kumar, Chauhan Yogesh K.,** 2014, Mechanical Control Methods in Wind Turbine Operations for Power Generation, Engineering and Technology Publishing, 2:3, 214-220
- [21] **Pao Lucy Y. and Johnson Kathryn E.,** 2009, A Tutorial on the Dynamics and Control of Wind Turbines and Wind Farms, Proc. American Control Conf., pp. 2076-2089

- [22] **Rijanto Estiko, Muqorobin Anwar and Nugraha Aditya Sukma**, 2011, Design of a Yaw Positioning Control System for 100kW Horizontal Axis Wind Turbines Based on On/Off Control with Dead Band and Hysteresis, Research India Publications, 6:19, pp. 2327-2340
- [23] **Sørensen Jens Nørkær**, 2016, General Momentum Theory for Horizontal Axis Wind Turbines, Springer International Publishing
- [24] **Spencer Martin D., Stol Karl A., Unsworth Charles P., Cater John E. and Norris Stuart E.**, 2012, Model predictive control of a wind turbine using short-term wind field predictions, John Wiley & Sons
- [25] **Suzuki Masami**, 2012, Numerical Analysis of Horizontal-Axis Wind Turbine Characteristics in Yawed Conditions, SciRes, 2, pp. 331-336
- [26] **Theodoropoulos Stefanos, Kandris Dionisis, Samarakou Maria Grigorios Koulouras**, 2013, Fuzzy Regulator Design for Wind Turbine Yaw Control, Hindawi Publishing Corporation, 2014, 9 pages
- [27] **Thøgersen E., Tranberg B., Herp J. and Greiner M.**, 2017, Statistical meandering wake model and its application to yaw-angle optimisation of wind farms, IOP Publishing, 854
- [28] **Thomas George B. and Finney Ross L.**, 1995, Απειροστικός Λογισμός, Πανεπιστημιακές Εκδόσεις Κρήτης
- [29] **Walker John F., Jenkins Nicholas**, 1997, Wind Energy Technology, UNESCO
- [30] **Wan Shuting, Cheng Lifeng and Sheng Xiaoling**, 2015, Effects of Yaw Error on Wind Turbine Running Characteristics Based on the Equivalent Wind Speed Model
- [31] **Ματαράς Δημήτρης Σ., Κουτελιέρης Φραγκίσκος Α.**, 2011, Προγραμματισμός για επιστήμονες και μηχανικούς Fortran 90/95, Εκδόσεις Τζιόλα
- [32] **Μπιζιώνης Βασίλης Δ., Μπιζιώνης Δημήτρης Β.**, 2015, Ηλιακή & Αιολική Ενέργεια Θεωρία και Εφαρμογές, Εκδόσεις Τζιόλα
- [33] **Νατσιάβας Σ.**, 1996, Εφαρμοσμένη δυναμική, Εκδόσεις ΖΗΤΗ
- [34] **Νατσιάβας Σ.**, 2001, Ταλαντώσεις Μηχανικών Συστημάτων, Εκδόσεις ΖΗΤΗ
- [35] **Σταπουντζής Ερρίκος**, 2013, Σημειώσεις Αεροδυναμικής, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας