



**Τ.Ε.Ι. Κρήτης**  
Τμήμα Φυσικών Πόρων & Περιβάλλοντος



## **ΜΕΛΕΤΗ ΒΕΛΤΙΣΤΗΣ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ Α/Π**

**ΝΙΚΑΣ-ΚΑΡΑΓΙΑΝΝΗΣ ΙΩΑΝΝΗΣ-ΑΓΓΕΛΟΣ &  
ΠΕΡΟΥΛΙΑΣ ΑΛΕΞΑΝΔΡΟΣ**

*Επιβλέπων Καθηγητής*  
**Εμμανουήλ Καραπιδάκης**

Χανιά  
Σεπτέμβριος 2008

Με την εκπόνηση της παρούσας  
διπλωματικής εργασίας ολοκληρώνονται  
οι σπουδές μας στο Τμήμα Φυσικών Πόρων  
& Περιβάλλοντος του ΤΕΙ Κρήτης .

Θα θέλαμε να ευχαριστήσουμε θερμά τον  
επίκουρο καθηγητή κ. Εμμανουήλ  
Καραπιδάκη, για την αμέριστη βοήθεια  
και συμπαράσταση που μας έδειξε  
σε όλη τη διάρκεια εκπόνησης της  
παρούσας εργασίας , τον κ. Γεώργιο  
Σαριδάκη & τον κ. Ιωάννη Κατσιγιαννη  
για τη βοήθεια τους στην εν λόγω  
επίβλεψη, καθώς και τον κ. Δημήτριο  
Αλεξάκη και τους υπόλοιπους καθηγη-  
τές που γνωρίσαμε και συνεργαστήκαμε  
μαζί τους στα πλαίσια των σπουδών μας.

Επίσης θα θέλαμε να ευχαριστήσω την Ειρήνη Μερκούρη, τον Ευστάθιο  
Γκανίδη, τον Πέτρο Γκατζίνη, τον Αντώνιο Φωτιά, καθώς και τους γονείς μας  
για την ηθική τους υποστήριξη και την Φωτεινή Χατζηπαναγιωτή.

Με εκτίμηση

ΝΙΚΑΣ - ΚΑΡΑΓΙΑΝΝΗΣ ΙΩΑΝΝΗΣ - ΑΓΓΕΛΟΣ  
& ΠΕΡΟΥΛΙΑΣ ΑΛΕΞΑΝΔΡΟΣ

Το παρόν έργο πνευματικής ιδιοκτησίας προστατεύεται κατά τις διατάξεις του Ελληνικού νόμου (Ν.2121/1993 όπως έχει τροποποιηθεί και ισχύει σήμερα) και τις διεθνείς συμβάσεις περί πνευματικής ιδιοκτησίας. Απαγορεύεται απολύτως η άνευ γραπτής άδειας των συγγραφέων κατά οποιοδήποτε τρόπο ή μέσο αντιγραφή, φωτοανατύπωση και εν γένει αναπαραγωγή, εκμίσθωση ή δανεισμός, μετάφραση, διασκευή, αναμετάδοση στο κοινό σε οποιαδήποτε μορφή (ηλεκτρονική, μηχανική ή άλλη) και η εν γένει εκμετάλλευση του συνόλου ή μέρους του έργου.

## ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας εξετάστηκε η εγκατάσταση και η λειτουργία δύο αιολικών συστημάτων ενέργειας και συγκεκριμένα η δημιουργία δύο αιολικών πάρκων στην Εύβοια. Η επιλογή του συγκεκριμένου τυπικού Ελληνικού νησιού έγινε καθώς παρουσιάζει υψηλό εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό.

Ο αρχικός στόχος έγκειται στην επιλογή χωροθέτησης των Α/Γ των Α/Π. Η χρησιμοποίηση του λογισμικού «WAsP 7 International Software» διευκόλυνε την λήψη αποτελεσμάτων με σκοπό την αξιολόγηση χωροθέτησης των Α/Π. Οι Α/Γ που αξιολογήθηκαν ανήκουν στον κατασκευαστικό οίκο ENERCON.

Ακόμη ένας στόχος ήταν η εξαγωγή συμπερασμάτων σχετικά με το πώς θα ενισχυθούν στην Ελλάδα επενδύσεις εγκατάστασης και χωροθέτησης Α/Γ ονομαστικής ισχύος μεγαλύτερης των 1000kW, ώστε η Ελλάδα να πετύχει τη δέσμευση της οδηγίας 2001/77 της ΕΕ ότι το έτος 2010, το 20,1% της εκτιμώμενης συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα προέρχεται από ΑΠΕ.

Τέλος αξιολογήθηκε χωροταξικά ο προτεινόμενος χώρος, για την εγκατάσταση των Α/Π έτσι ώστε να επιτευχθεί η βέλτιστη ετήσια παραγωγή ενέργειας των πάρκων αυτών.

## ABSTRACT

In the context of the current project, we examined the installation and functioning of a wind energy system and, in particular, the construction of a wind park in Evia. The selection of this particular typical Greek island was made due to its high exploitable wind energy.

The initial target lies on the choice arrangement of they wind turbines at the Wind farms.

The use of "WAsP 7 International Software" facilitated the results of our research with the purpose to evaluate arrangement at the Wind farms.

The wind turbine model evaluated is manufactured by ENERCON.

One of the target was the inferences regarding how to encourage and arrangement wind turbine installation investments -with power rating more than 1000kW- so that Greece succeeds in the commitment of 2001/77 EC directive that in the year 2010 20,1% of the estimated total energy production will result from renewable energy sources.



## ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

<b>ΠΕΡΙΛΗΨΗ</b>	<b>3</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>4</b>
<b>ΠΙΝΑΚΑΣ ΣΥΝΤΜΗΣΕΩΝ</b>	<b>11</b>
<b>ΣΤΟΧΟΣ ΚΑΙ ΣΚΟΠΟΣ</b>	<b>12</b>
<b>ΕΙΣΑΓΩΓΗ</b>	<b>12</b>
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 : ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ - ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ</b>	<b>14</b>
1.1 Εισαγωγή	14
1.2 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)	14
1.3 Η ενεργειακή κατάσταση των ΑΠΕ στην Ε.Ε.	15
1.4 Η ενεργειακή κατάσταση των ΑΠΕ στην ΕΛΛΑΔΑ	17
1.4.1.a Βασικά στοιχεία ελληνικής οικονομίας	18
1.4.1.b Βασικά στοιχεία ηλεκτρικού συστήματος έτους 2005	18
1.4.2 Νομοθετικό πλαίσιο για τις ΑΠΕ και Τιμολόγηση Ηλεκτρικής Ενέργειας	19
1.4.2.1 Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. και από Υβριδικούς Σταθμούς	20
1.4.3 Στόχοι και προοπτικές για ΑΠΕ στην ΕΛΛΑΔΑ και η Οδηγία 2001/77/ΕΚ	23
1.4.4 Τρέχουσα κατάσταση εγκαταστάσεων ΑΠΕ και μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων.	24
1.4.4.1 Τομέας ανανεώσιμων πηγών ενέργειας	24
1.4.4.2 Μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα	26
1.4.4.3 Υβριδικά συστήματα	27
1.5 Πλεονεκτήματα - Μειονεκτήματα από την χρήση των ΑΠΕ	28
1.5.1 Οικονομικά οφέλη	28

1.5.2	Περιβαλλοντικά οφέλη	29
1.5.3	Κοινωνικά οφέλη	29
1.6	Αιολική Ενέργεια - Άνεμος	30
1.6.1	Άνεμος και Ατμοσφαιρική κυκλοφορία	30
1.6.1.1	Άνεμος	30
1.6.1.2	Η κατανομή του Ανέμου	38
1.6.1.3	Στατιστική μελέτη του Ανέμου	39
1.6.2	Αιολική Ενέργεια	51
1.6.3	Ανεμογεννήτριες νέου τύπου	53
1.6.4	Η εξέλιξη και η αρχιτεκτονική των σύγχρονων Α/Γ	57
1.6.5	Οι βασικές κατευθύνσεις για το σχεδιασμό των σύγχρονων Α/Γ	58
1.7	Αιολική Ενέργεια στην Ε.Ε.	64
1.8	Αιολική Ενέργεια στην Ελλάδα	69
1.8.1	Αιολικά Πάρκα σε Βραχονησίδες	71
1.9	Πλεονεκτήματα - Μειονεκτήματα από την χρήση της Αιολικής Ενέργειας	74
1.9.1	Πλεονεκτήματα	74
1.9.2	Μειονεκτήματα	76

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 : ΧΩΡΟΤΑΞΙΑΣ ΝΟΜΟΣ ΚΑΙ ΠΕΡΙ ΠΟΛΕΟΔΟΜΙΑΣ 81**

2.1	Εισαγωγή (ΑΠΕ και χωροταξικός σχεδιασμός)	81
2.2	Χωροταξίας Νόμος & Περί Πολεοδομίας	82
2.2.1	Ανεμογεννήτριες και Αιολικά Πάρκα	83
2.2.1.1	Μεμονωμένη ανεμογεννήτρια και αιολικό πάρκο δεν θα επιτρέπεται στις Ακόλουθες περιοχές.	83
2.2.1.2	Σε έδαφος που παρουσιάζει ουσιαστικό πρόβλημα αστάθειας και τάση για κατολισθήσεις και καταπτώσεις.	84
2.2.1.3	Σε περιοχή με διαπιστωμένα σημαντικά αποθέματα αξιόλογων ορυκτών υλικών.	84

2.2.2	Χωροθέτηση Αιολικού Πάρκου.	84
2.2.2.1	Αποστάσεις που είναι δυνατόν να χωροθετηθεί Αιολικό Πάρκο.	84
2.2.2.2	Επιπρόσθετες Προϋποθέσεις που θα ισχύουν για τη χωροθέτηση αιολικού πάρκου.	86
2.2.3	Χωροθέτηση μεμονωμένης ανεμογεννήτριας.	86
2.2.3.1	Μεμονωμένη ανεμογεννήτρια δυναμικότητας μέχρι 30KW και μέγιστου ύψους μέχρι 36 μ.	86
2.2.3.2	Μεμονωμένη ανεμογεννήτρια δυναμικότητας μέχρι 10KW, σε ύψος μικρότερο των 18 μ.	87
2.2.3.3	Σε περίπτωση άλλου συνόλου ανεμογεννητριών	87
2.2.3.4	Αίτηση για προσθήκη, τροποποίηση ή επέκταση ανάπτυξης.	87
2.2.4	Γενικές αρχές για αιολικά πάρκα και μεμονω-μένες ανεμογεννήτριες.	87
2.2.5	Όροι σε Πολεοδομική Άδεια.	88
2.2.6	Άλλες σχετικές πρόνοιες.	88
2.2.6.1	Τροποποίηση νόμιμα υφιστάμενου αιολικού πάρκου.	88
2.2.6.2	Διάρκεια πολεοδομικής άδειας για αιολικό πάρκο.	89
2.2.6.3	Ο όρος που τίθεται σε κάθε πολεοδομική άδεια.	89
2.2.6.4	Ταχεία ολοκλήρωση των διαδικασιών άσκησης πολεοδομικού ελέγχου.	89
2.2.7	Δημοσιοποίηση αίτησης.	89
2.2.8	Ανεμόμετρα.	90
2.2.9	Ικανοποιητική Προσπέλαση.	90
2.3	Άλλες γενικές πρόνοιες πολιτικής	90

### **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 : Ο ρόλος των ανεξάρτητων Αρχών ( ΡΑΕ, ΔΕΣΜΗΕ, ΚΑΠΕ ) και Επιδοτήσεις - Χρηματοδότησης Ενεργειακών Επενδύσεων**

3.1	Ο ρόλος της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας.	92
-----	--	----

3.2	Ο ρόλος των Διαχειριστών Συστήματος/ Δικτύου.	92
3.3	Ο ρόλος του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας.	93
3.4	Δημόσια ενίσχυση ΑΠΕ	93
3.4.1	Ενίσχυση των ΑΠΕ με πόρους του Β' Κοινοτικού Πλαισίου Στήριξης.	93
3.4.2	Επιτομή τρέχοντος καθεστώτος δημόσιας ενίσχυσης για επενδύσεις ΑΠΕ.	94
3.4.3	Κατεύθυνση δημοσιονομικών ρυθμίσεων για επενδύσεις ΑΠΕ χωρίς επιδότηση κεφαλαίου.	94
3.4.4	Οικονομικά Εργαλεία Χρηματοδότησης Ενεργειακών Επενδύσεων.	95
	3.4.4.1 Το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα «Ανταγωνιστικότητα» - Ε.Π.ΑΝ.	95
	3.4.4.2 Προγραμματική Περίοδος 2007-2013 – Το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα «Ανταγωνιστικότητα - Επιχειρηματικότητα» (ΕΠ.Α.Ε.).	96
3.5	Διαχείριση διανεμόμενης ηλεκτροπαραγωγής.	97
3.6	Εγγύηση προέλευσης ανανεώσιμης ενέργειας.	98
3.7	Δρομολογημένες τεχνικές παρεμβάσεις αύξησης μεταφορικής ικανότητας ηλεκτρικών δικτύων.	98
3.8	Συμπεράσματα – Προσέγγιση στόχου – Ανάγκη πρόσθετων μέτρων	101
3.8.1	Βασικό Σενάριο.	101
3.8.2	Συντηρητικό Σενάριο.	102
3.8.3	Αισιόδοξο Σενάριο με πρόσθετα μέτρα	103

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 : ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ ΣΕ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ ΣΥΝΘΗΚΕΣ ΑΒΕΒΑΙΟΤΗΤΑΣ Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΤΗΣ ΕΚΜΕΤΑΛΛΕΥΣΗΣ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.**

4.1	Εισαγωγή.	106
4.2	Συνοπτικά στοιχεία για την ΕΛΛΗΝΙΚΗ αγορά ενέργειας	106
4.3	Αβεβαιότητες που εμφανίζονται στη νέα αγορά ενέργειας	107

4.4	Επενδύσεις στην παραγωγή Αιολικής Ενέργειας, Μέθοδοι Αξιολόγησης στην ΕΛΛΑΔΑ	108
4.4.1	Συνοπτική παρουσίαση των μεθόδων.	108
4.5	Η έννοια της "ΔΙΕΥΡΥΜΕΝΗΣ ΚΠΙΑ"	109
4.6	Τύποι των REAL OPTIONS	110
4.7	Χαρακτηριστικά των επενδύσεων στην Αιολική Ενέργεια που ευνοούν τη χρήση των REAL OPTIONS	110
4.8	Υπόδειγμα αξιολόγησης επένδυσης στην Αιολική Ενέργεια σε περιβάλλον απελευθερωμένης αγοράς με χρήση των REAL OPTIONS	111
4.8.1	Υποθέσεις σεναρίου.	111
4.9	Συμπεράσματα	114

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 : Τεχνικά Χαρακτηριστικά Επιλεγόμενης Α/Γ και Απεικόνιση της Περιοχής Μελέτης. 115**

5.1	Τεχνικά Χαρακτηριστικά Επιλεγόμενης Α/Γ για την Μελέτη μας.	115
5.1.1	Η επιλογή της Α/Γ ENERCON E-44 έγινε με κριτήρια.	120
5.2	Απεικόνιση της Περιοχής Μελέτης.	121
5.2.1	Παρουσίαση Υπαρχόντων και Μελλοντικών Α/Π , « κοντά » στην Περιοχή Μελέτης.	127

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 : ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΔΥΝΑΜΙΚΟΥ - ΚΑΤΑΣΤΡΩΣΗ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΧΑΡΤΗ ΠΕΡΙΟΧΗΣ. 129**

6.1	Εισαγωγή ( Υπολογιστικό πρόγραμμα WAsP ).	129
6.2	Εισαγωγή ανεμολογικών μετρήσεων (raw data).	129
6.3	Εισαγωγή μορφολογίας εδάφους.	137
6.4	Ο χώρος εργασίας του προγράμματος WasP 7.0.	143
6.5	Υπολογισμός αιολικού δυναμικού περιοχής.	143
6.6	Υπολογισμός παραγωγής ισχύος από μια ανεμογεννήτρια.	154
6.7	Υπολογισμός ετήσιας παραγωγής ενέργειας αιολικού πάρκου.	160

6.7.1	Υπολογισμός ετήσιας παραγωγής ενέργειας του αιολικού πάρκου 1,( 'nikas 11 ' Wind farm) .	162
6.7.2	Υπολογισμός ετήσιας παραγωγής ενέργειας του αιολικού πάρκου 2, ( 'nikas_parko 2_GOYPEDO' Wind farm) .	170
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 : ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΩΝ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΑΠΟ ΤΗΝ ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΟΥ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ WAsP 7.</b>		<b>178</b>
7.1	Εισαγωγή	178
7.2	Αξιολόγηση των αποτελεσμάτων από την εφαρμογή του λογισμικού για το Αιολικό Πάρκο 1, ( 'nikas 11 ' Wind farm).	178
7.3	Αξιολόγηση των αποτελεσμάτων από την εφαρμογή του λογισμικού για το Αιολικό Πάρκο 2, ( 'nikas_parko 2_GOYPEDO' Wind farm).	180
7.4	Προτάσεις για συνέχεια	181
7.5	Επίλογος	181
<b>ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ</b>		<b>182</b>
<b>ΙΣΤΟΣΕΛΙΔΕΣ ΣΤΟ ΔΙΑΔΙΚΤΥΟ</b>		<b>184</b>
<b>ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ</b>		<b>185</b>
A	ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΩΝ (11/2006)	185
B	Τύποι Α/Γ <b>ENERGON</b> ( E-33, E-44, E-48,E-53, E-70 & E-82 ) & ΧΑΡΑΧΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΟΥΣ	188
Γ	ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ Α/Γ ΑΝΑ ΤΟΝ ΚΟΣΜΟ	203

## ΠΙΝΑΚΑΣ ΣΥΝΤΜΗΣΕΩΝ

Α/Γ	Ανεμογεννήτριες
Α/Π	Αιολικό Πάρκο
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΣΠ	Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής
ΔΕΗ	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
ΔΕΣΜΗΕ	Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΕΕ	Ευρωπαϊκή Ένωση
ΕΣΑ	Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης
Η/Ζ	Ηλεκτροπαραγωγή ζεύγη
ΗΠΑ	Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής
Κ.Α.Π.Ε.	Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας
ΚΠΑ	Καθαρή Παρούσα Αξία
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΣΗΘ	Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας
ΦΕΚ	Φύλλο Εφημερίδας Κυβέρνησης.
RO	Real Options

## **ΣΤΟΧΟΣ ΚΑΙ ΣΚΟΠΟΣ**

Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας εξετάστηκε η εγκατάσταση και η λειτουργία δύο αιολικών συστημάτων ενέργειας και συγκεκριμένα η δημιουργία δύο αιολικών πάρκων στην Εύβοια. Η επιλογή του συγκεκριμένου τυπικού Ελληνικού νησιού έγινε καθώς παρουσιάζει υψηλό εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό.

Ο αρχικός στόχος έγκειται στην επιλογή χωροθέτησης των Α/Γ των Α/Π. Η χρησιμοποίηση του λογισμικού «WAsP 7 International Software» διευκόλυνε την λήψη αποτελεσμάτων με σκοπό την αξιολόγηση χωροθέτησης των Α/Π. Οι Α/Γ που αξιολογήθηκαν ανήκουν στον κατασκευαστικό οίκο ENERCON.

Ακόμη ένας στόχος ήταν η εξαγωγή συμπερασμάτων σχετικά με το πώς θα ενισχυθούν στην Ελλάδα επενδύσεις εγκατάστασης και χωροθέτησης Α/Γ ονομαστικής ισχύος μεγαλύτερης των 1000kW, ώστε η Ελλάδα να πετύχει τη δέσμευση της οδηγίας 2001/77 της ΕΕ ότι το έτος 2010, το 20,1% της εκτιμώμενης συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα προέρχεται από ΑΠΕ.

Τέλος αξιολογήθηκε χωροταξικά ο προτεινόμενος χώρος, για την εγκατάσταση των Α/Π έτσι ώστε να επιτευχθεί η βέλτιστη ετήσια παραγωγή ενέργειας των πάρκων αυτών.

## **ΕΙΣΑΓΩΓΗ**

Η προσέγγιση της μελέτης ενός αιολικού συστήματος ενέργειας ξεκινάει, στο 1<sup>ο</sup> κεφάλαιο της εργασίας, με την κατάσταση και τις τάσεις που επικρατούν τόσο στην Ευρώπη, όσο και στην Ελλάδα αναφορικά με τις ΑΠΕ και συγκεκριμένα με την αιολική ενέργεια. Καταγράφεται η δέσμευση της Οδηγίας 2001/77 της ΕΕ και αποδεικνύεται ότι η επίτευξη του στόχου για την Ελλάδα, θα επιτευχθεί από την περαιτέρω ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας και τη δημιουργία αιολικών πάρκων με Α/Γ ονομαστικής ισχύος μεγαλύτερης των 1000kW.

Στο 2<sup>ο</sup> κεφάλαιο της εργασίας, παρουσιάζεται ο νόμος περί πολεοδομίας και χωροταξίας και η ιστορική εξέλιξη αυτού.

Στο 3<sup>ο</sup> κεφάλαιο της εργασίας, αναλύεται ο ρόλος των ανεξάρτητων Αρχών ( ΡΑΕ, ΔΕΣΜΗΕ, ΚΑΠΕ ) και Επιδοτήσεις - Χρηματοδότησης Ενεργειακών Επενδύσεων.



Στη συνέχεια στο 4<sup>ο</sup> κεφάλαιο της εργασίας, μελετάται η αξιολόγηση επενδύσεων σε ΑΠΕ σε συνθήκες αβεβαιότητας (η περίπτωση της εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας).

Στο 5<sup>ο</sup> κεφάλαιο της εργασίας, παρουσιάζονται τα Τεχνικά Χαρακτηριστικά της Επιλεγόμενης Α/Γ και η Απεικόνιση της Περιοχής Μελέτης.

Στο 6<sup>ο</sup> κεφάλαιο της εργασίας, παρουσιάζεται το λογισμικό WAsP 7, καθώς και η εφαρμογή του στη περιοχή μελέτης μας.

Τέλος στο 7<sup>ο</sup> κεφάλαιο της εργασίας, παρατίθεται η αξιολόγηση των αποτελεσμάτων από την εφαρμογή του λογισμικού WAsP 7.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

### ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ - ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

#### 1.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο συγκεκριμένο κεφάλαιο επιχειρείται μια γνωριμία με τις ΑΠΕ και το ρόλο που αυτές θα διατελέσουν στην αντιμετώπιση των περιβαλλοντικών προβλημάτων και στην αειφόρο ανάπτυξη. Με δεδομένη τη δέσμευση ότι το 20,1% της εκτιμώμενης συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το έτος 2010 θα προέρχεται από ΑΠΕ (οδηγία 2001/77 - δέσμευση στο «Πρωτόκολλο του Κυότο»), η ανάπτυξη τους θεωρείται ως μια βασική επιδίωξη. Για την Ελλάδα που το αιολικό δυναμικό της είναι ιδιαίτερα υψηλό, η επίτευξη του στόχου αυτού θα προέλθει από την ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας και την δημιουργία αιολικών πάρκων με Α/Γ ονομαστικής ισχύος μεγαλύτερης των 1000kW.

#### 1.2 ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΑΠΕ)

Ως Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) ορίζονται οι ενεργειακές πηγές, οι οποίες υπάρχουν σε αφθονία στο φυσικό μας περιβάλλον (ήλιος, βιομάζα, άνεμος). Αποτελούν τις πρώτες μορφές ενέργειας που χρησιμοποίησε ο άνθρωπος μέχρι τις αρχές του προηγούμενου αιώνα, οπότε στράφηκε στην έντονη χρήση του άνθρακα και των υδρογονανθράκων.

Σήμερα το ενδιαφέρον για την ευρύτερη αξιοποίηση των ΑΠΕ, καθώς και την ανάπτυξη αξιόπιστων και οικονομικά αποδεκτών τεχνολογιών που δεσμεύουν το δυναμικό τους παρουσιάστηκε αρχικά, μετά την πρώτη πετρελαϊκή κρίση του 1973, ενισχύθηκε μετά τη δεύτερη κρίση του 1979 και παγιώθηκε μετά τη συνειδητοποίηση των παγκόσμιων περιβαλλοντικών προβλημάτων.

Το 95% της ατμοσφαιρικής ρύπανσης οφείλεται στο ενεργειακό κύκλωμα του πετρελαίου και του άνθρακα (εξόρυξη, μεταφορά, παραγωγή, χρήση), ενώ οι δευτερογενείς επιπτώσεις είναι ακόμη σημαντικότερες σε μακροχρόνια βάση, όπως το φαινόμενο του θερμοκηπίου.

Η συμβολή των ΑΠΕ για την αντιμετώπιση τόσο του προβλήματος της επάρκειας των πρώτων υλών, όσο και των περιβαλλοντικών προβλημάτων είναι επιτακτική

και αποτελούν μακροπρόθεσμα μία λύση ικανή να στηρίξει την αιεφόρο ανάπτυξη.

Σήμερα οι ανανεώσιμες πηγές σήμερα μπορούν να αξιοποιηθούν με κόστος ανταγωνιστικό σε σχέση με τις συμβατικές μορφές ενέργειας. Οι τεχνολογίες είναι σχετικά ώριμες και βρίσκονται σε εμπορική εκμετάλλευση, ενώ αναπτύσσονται ερευνητικές δραστηριότητες για την περαιτέρω βελτίωση και αύξηση της ανταγωνιστικότητάς τους.

### 1.3 Η ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΤΩΝ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΑΪΚΗ ΕΝΩΣΗ (ΕΕ)

Το γεγονός ότι η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί σημαντικό παράγοντα οικονομικής και κοινωνικής ανάπτυξης σε συνδυασμό με τη συνεχή επέκταση της χρήσης της, οδηγούν σε ζήτηση που παρουσιάζει αυξητικές τάσεις παγκοσμίως. Ο καλύτερος σχεδιασμός με την ανάπτυξη και η εισαγωγή πιο αποδοτικών τεχνολογιών στον ηλεκτρικό τομέα, περιβαλλοντικά φιλικών όπως οι ΑΠΕ, αποτελεί σήμερα μια παγκόσμια πρόκληση και αντικείμενο που απασχολεί την διεθνή επιστημονική κοινότητα και την κοινωνία.

Στην ΕΕ είναι αξιόλογη η συμμετοχή στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας των μικρών υδροηλεκτρικών, της βιομάζας και των αστικών απορριμμάτων, ενώ εντυπωσιακή είναι η διείσδυση της αιολικής ενέργειας στα δίκτυα. Το έτος 2000 οι ΑΠΕ καλύπτουν πάνω από το 4% της πρωτογενούς ενεργειακής ζήτησης της ΕΕ, ενώ στις χώρες της Ανατολικής Ευρώπης το αντίστοιχο ποσοστό ήταν 3%. [Οδηγός ΑΠΕ Κ.Α.Π.Ε., 2000].

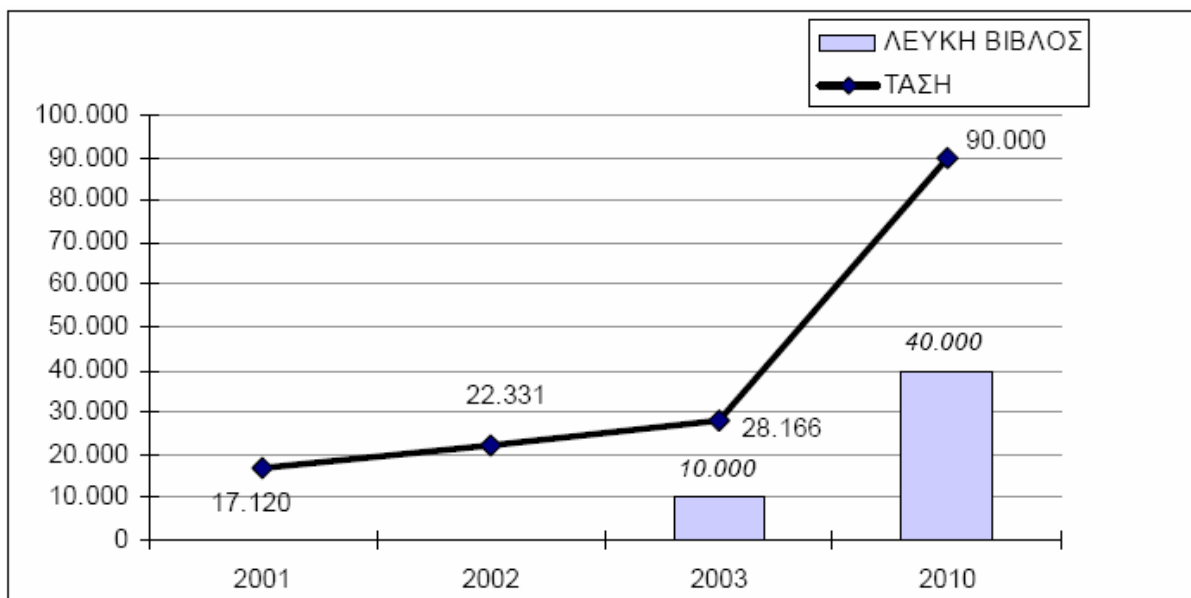
Σήμερα τα συστήματα παραγωγής και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας τόσο στην ΕΕ όσο και παγκοσμίως, εισέρχονται σε μια νέα περίοδο με κύρια χαρακτηριστικά την απελευθέρωση της αγοράς και τον μετασχηματισμό τους σε αποκεντρωμένα συστήματα παραγωγής, την εισαγωγή νέων τεχνολογιών με την ανάπτυξη και εφαρμογή αιεφόρων ενεργειακών συστημάτων και την επέκταση των διασυνδέσεων. Οι προσπάθειες που αναπτύσσονται έχουν απώτερο στόχο την ανάπτυξη τεχνολογιών για μακροπρόθεσμα βιώσιμη ανάπτυξη μακροπρόθεσμα, όπου η καθαρή ηλεκτρική ενέργεια θα αποτελεί ένα βασικό ενεργειακό φορέα.

Οι έρευνες που γίνονται σήμερα τόσο στην ΕΕ όσο και στις ΗΠΑ με μεσομακροπρόθεσμους στόχους, αποβλέπουν στην ανάπτυξη των αναγκαίων τεχνολογιών για τη λειτουργία αποκεντρωμένων ηλεκτρικών συστημάτων με χαμηλότερο κόστος παραγωγής, υψηλή ποιότητα παροχής ρεύματος και αξιοπιστίας καθώς και μειωμένες περιβαλλοντικές επιπτώσεις σε μια ελεύθερη

αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Τα επόμενα χρόνια, ο ηλεκτρικός τομέας παραγωγή-μεταφορά-διανομή αναμένεται να κινηθεί προς νέες κατευθύνσεις και να λειτουργήσει με νέους κανόνες.

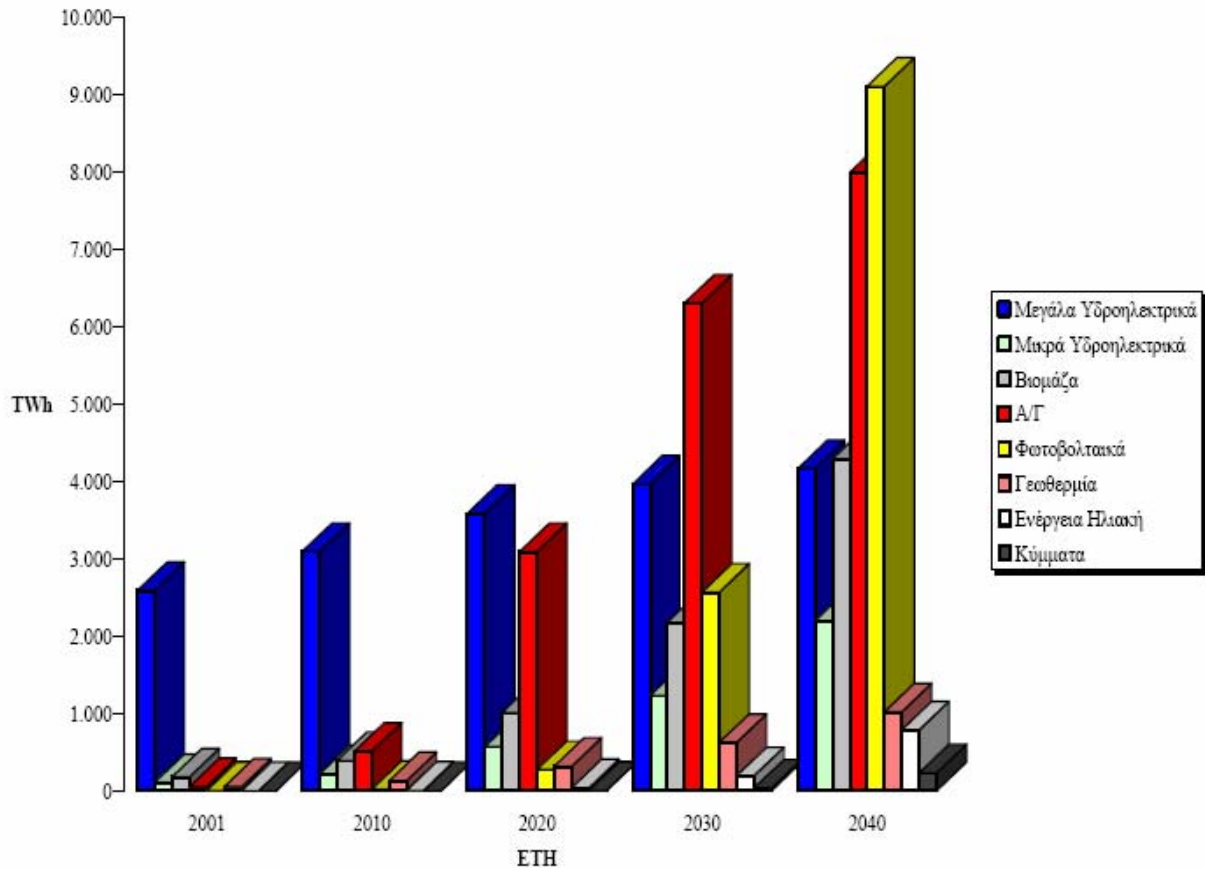
Η στρατηγική της ΕΕ στην ενέργεια για το 2010 έχει στόχο τη συμμετοχή των ανανεώσιμων πηγών με 22% (μαζί με τα μεγάλα υδροηλεκτρικά) στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής για το σύνολο της ΕΕ, στόχος που απαιτεί ιδιαίτερες προσπάθειες σε όλες τις μορφές των ΑΠΕ [Οδηγία 2001/77/ΕΚ]. Εξάλλου η ΕΕ έχει αναλάβει την υποχρέωση και δεσμεύθηκε στη διεθνή κοινότητα για μείωση των συνολικών εκπομπών CO<sub>2</sub> κατά 8% στο τέλος της δεκαετίας (2008-2012). Με δεδομένο ότι ο ηλεκτρικός τομέας συμμετέχει σχεδόν κατά το ήμισυ σε αυτές τις εκπομπές συνεπάγεται ότι η κατά το δυνατόν μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ είναι καθοριστικής σημασίας επιλογή για τη μείωση των συνολικών εκπομπών CO<sub>2</sub>.

Στο Σχήμα 1.1 παρουσιάζεται η τάση που θα πρέπει να ακολουθηθεί από την ΕΕ στη διείσδυση των ΑΠΕ, ώστε να επιτευχθεί ο στόχος του Πρωτόκολλο του Κυότο (Λευκής Βίβλου). Στο συγκεκριμένο σχήμα επιχειρείται μία σύγκριση της τάσης για αύξηση εγκατεστημένης αιολικής ενέργειας (Από 28.166MW το 2003 στα 90.000 MW το 2010) με αυτή που καταγράφεται στη Λευκή Βίβλο (Από 10.000MW το 2003 στα 40.000MW το 2010).



Σχήμα 1.1: Η τάση που θα πρέπει να ακολουθηθεί από την ΕΕ στη διείσδυση των ΑΠΕ, ώστε να επιτευχθεί ο στόχος του Πρωτόκολλο του Κυότο. Πηγή: Observ 'ER, 2002

Στο Σχήμα 1.2 παρουσιάζεται η εξέλιξη της συνεισφοράς των ΑΠΕ στην Παγκόσμια Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας, όπου παρατηρείται ότι μέχρι το 2020 η αιολική ενέργεια και τα μεγάλα υδροηλεκτρικά θα παίξουν πρωταγωνιστικό ρόλο.



Σχήμα 1.2: Εξέλιξη της Συνεισφοράς των ΑΠΕ στην Παγκόσμια Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας

#### 1.4 Η ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΤΩΝ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Στην Ελλάδα, τα πλεονεκτήματα που θα προέλθουν από την αξιοποίηση των ΑΠΕ είναι πολλά και σημαντικά καθώς η φιλική προς το περιβάλλον τεχνολογία τους επιλύει περιβαλλοντικά προβλήματα, ενώ παράλληλα συμβάλουν στο περιορισμό της εξάρτησης από εξαντλήσιμους συμβατικούς ενεργειακούς πόρους υψηλού κόστους. Η Ελλάδα πλεονεκτεί έναντι των άλλων χωρών της ΕΕ καθώς διαθέτει υψηλό εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό καθ' όλη τη διάρκεια του χρόνου, ενώ η ηλιοφάνειά της είναι υψηλή. Υπάρχει επίσης σημαντικό δυναμικό μικρών υδροηλεκτρικών στην Ήπειρο, Θεσσαλία και Μακεδονία καθώς και

γεωθερμική ενέργεια (χαμηλής, μέσης και υψηλής ενθαλπίας) στα νησιά του Αιγαίου, τη Θράκη και τη Μακεδονία.

#### **1.4.1.a Βασικά στοιχεία ελληνικής οικονομίας**

Η Ελλάδα καταλαμβάνει έκταση 132.000 τετρ. χιλιομέτρων, έχει πληθυσμό 10,96 εκατ. κατοίκων σύμφωνα με την απογραφή του 2001. Το κατά κεφαλή ακαθάριστο εγχώριο προϊόν σε τρέχουσες τιμές εκτιμάται ότι φέτος θα κυμανθεί σε επίπεδα 16.200 Ευρώ. Κατά το ίδιο έτος ο ρυθμός ανάπτυξης ως ποσοστιαία μεταβολή του όγκου του ακαθάριστου εγχώριου προϊόντος εκτιμάται σε 3,5%.

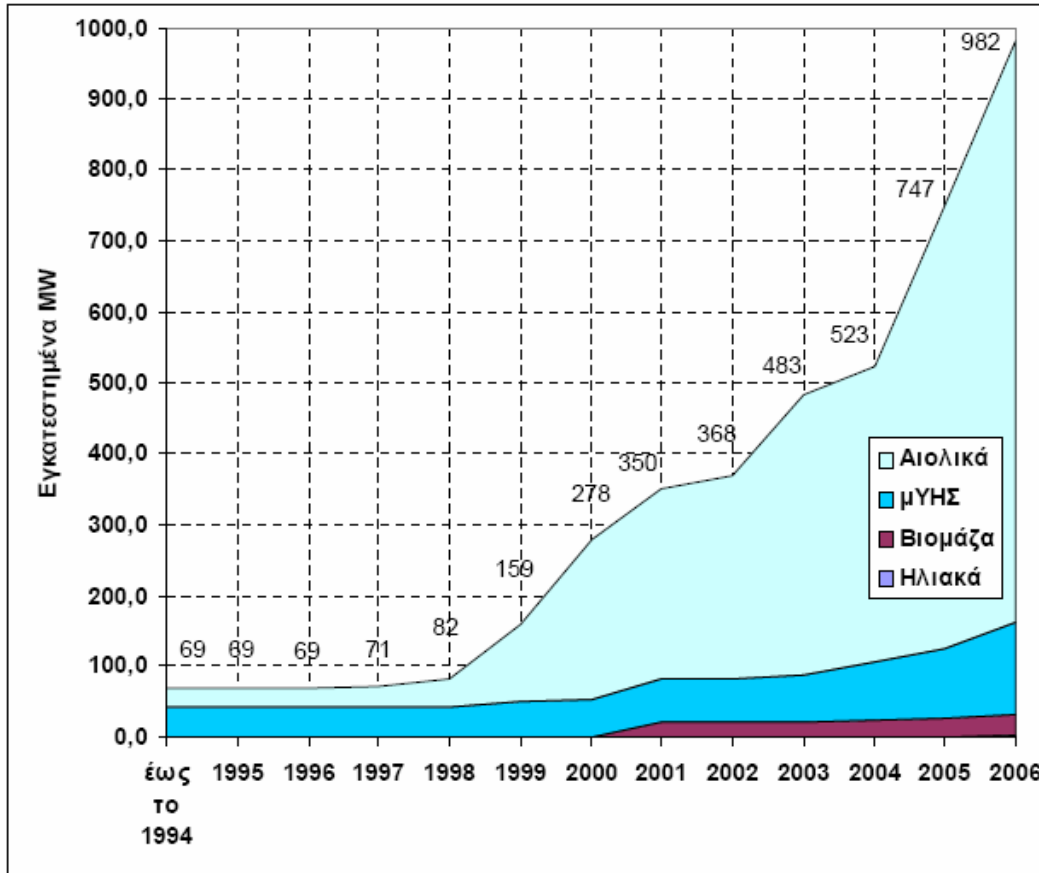
#### **1.4.1.b Βασικά στοιχεία ηλεκτρικού συστήματος έτους 2005**

Σήμερα ο τομέας ηλεκτρισμού λειτουργεί στο πλαίσιο που καθορίζει ο Ν. 2773/1999 «Απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας-Ρύθμιση θεμάτων ενεργειακής πολιτικής και λοιπές διατάξεις» (ΦΕΚ Α 286) που ψηφίστηκε για την ενσωμάτωση της Οδηγίας 96/92/ΕΚ για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ΟJ L27/30.1.1997) όπως τροποποιήθηκε με το Ν. 3175/2003 "Αξιοποίηση του γεωθερμικού δυναμικού, τηλεθέρμανση και άλλες διατάξεις" (ΦΕΚ Α 207). Η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού ιδρύθηκε το 1950 σε μονοπωλιακή βάση και κύριο σκοπό την παραγωγή και διανομή ηλεκτρικής ενέργειας.

Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας κατά το 2005 εφθάσε τα 57,8 δις κιλοβατώρες με εγκατεστημένη ισχύ τάξης 12.500 MW για μονάδες της ΔΕΗ και 1400 MW από αυτοπαραγωγούς και παραγωγούς συμβατικής και ανανεώσιμης ενέργειας. Οι γραμμές μεταφοράς έχουν μήκος που υπερβαίνει τα 12.000 χλμ ενώ οι γραμμές διανομής στο σύνολο της χώρας υπερβαίνουν τα 200.000 χλμ. Ο αριθμός των εξυπηρετούμενων πελατών είναι γύρω στα 7 εκατομμύρια. Σε σχέση με τις ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να σημειωθεί ότι με τις όμορες βαλκανικές χώρες (Αλβανία, ΠΓΔΜ και Βουλγαρία) υπάρχουν συνδέσεις ικανές να καλύψουν σε ετήσια βάση ανταλλαγές σε επίπεδο άνω του 7% των αναγκών της χώρας κυρίως από την περίσσεια ενέργειας των συστημάτων της Βουλγαρίας και Ρουμανίας. Εξάλλου διευθετήθηκε το θέμα της επανασύνδεσης με τις χώρες της Κεντρικής Ευρώπης που συμμετέχουν στη UCTE και παρέμενε σε εκκρεμότητα από την εποχή του πολέμου της Γιουγκοσλαβίας. Η σύνδεση με την Ιταλία με υποβρύχιο καλώδιο συνεχούς ρεύματος 400 kV και δυναμικότητα μεταφοράς αντιστοιχούσας σε 500 MW λειτουργεί εμπορικά από το 2002.

Η κυριότερη πηγή καυσίμου είναι ο εγχώριος λιγνίτης μικρής θερμογόνου δύναμης (70 εκατ. τόνοι) κάλυψε κατά το 2005 το 55,9% του συνόλου των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια. Το πετρέλαιο κυρίως για την κίνηση ηλεκτροπαραγωγικών εγκαταστάσεων νησιωτικών συστημάτων μη συνδεδεμένων με την ηπειρωτική χώρα αναμένεται να συμμετάσχει με ποσοστό 13,5%. Το φυσικό αέριο προερχόμενο από εισαγωγές από τη Ρωσία και σε μορφή LNG από την Αλγερία

κάλυψε το 12,9%. Κατά το ίδιο έτος τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα παράγουν το 9,1%. Τέλος η αιολική ενέργεια, τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα, η βιομάζα και τα φωτοβολταϊκά συγκεντρώνουν το ποσοστό τάξης 3,1% ενώ οι εισαγωγές-εξαγωγές καλύπτουν το υπόλοιπο 5,5%.



Σχήμα 1.3: Αθροιστικά εγκαθιστώμενη ισχύς σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με χρήση ΑΠΕ

#### 1.4.2 ΝΟΜΟΘΕΤΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΓΙΑ ΤΙΣ ΑΠΕ και ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στη χώρα μας η αξιοποίηση των ΑΠΕ άρχισε στα τέλη της δεκαετίας του 70 ως συνειδητή πολιτική επιλογή με πρωτοποριακά έργα στην αιολική και ηλιακή ενέργεια. Η πρώτη προσπάθεια για την ανάπτυξη των ΑΠΕ στην Ελλάδα ξεκίνησε το 1985. Στην πραγματικότητα όμως η ουσιαστική προσπάθεια ξεκίνησε το 1994, με το Ν.2244/94 «Ρύθμιση θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ και από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α 168), που αποσκοπούσε στη δημιουργία ευνοϊκών συνθηκών για τους ιδιώτες επενδυτές. Οι συνθήκες αυτές περιελάμβαναν :

- Σταθερές τιμές συσχετισμένες με τις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας
- Προτεραιότητα στην πρόσβαση του ηλεκτρικού συστήματος
- Επιδότηση του κόστους εγκατάστασης

Στην αρχή οι προσπάθειες εστιάσθηκαν στην ανάπτυξη των αιολικών πάρκων στα νησιά του Αιγαίου, όπου υπάρχει σημαντικό αιολικό δυναμικό και υψηλό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Εντούτοις το αιολικό δυναμικό που μπορεί να εγκατασταθεί στα νησιά είναι περιορισμένο. Έτσι το ενδιαφέρον των ιδιωτών στράφηκε στην ηπειρωτική Ελλάδα και ειδικά στην Εύβοια.

#### 1.4.2.a. Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. και από Υβριδικούς Σταθμούς.

Στις διατάξεις του ν. 3468/2006 (ΦΕΚ Α' 129), και ειδικότερα τις διατάξεις του άρθρου 13, αναφέρεται:

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από Παραγωγό ή Αυτοπαραγωγό μέσω σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. ή μέσω Υβριδικού Σταθμού και απορροφάται από το Σύστημα ή το Δίκτυο, (σύμφωνα με τις διατάξεις των άρθρων 9, 10 και 12 ), τιμολογείται, σε μηνιαία βάση, κατά τα ακόλουθα:

- α) Η τιμολόγηση γίνεται με βάση την τιμή, σε ευρώ ανά μεγαβατώρα (MWh), της ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφάται από το Σύστημα ή το Δίκτυο, συμπεριλαμβανομένου και του Δικτύου Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών.
- β) Η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας κατά την προηγούμενη περίπτωση γίνεται με βάση τα στοιχεία του ακόλουθου πίνακα:

Πίνακας 1.1 Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας, (ν. 3468/2006 (ΦΕΚ Α' 129))

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
(α) Αιολική ενέργεια	73	84,6
(β) Αιολική ενέργεια από αιολικά πάρκα στη θάλασσα	90	
(γ) Υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται με μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς με Εγκατεστημένη Ισχύ έως δεκαπέντε (15) MW <sub>e</sub>	73	84,6



(δ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από φωτοβολταϊκές μονάδες, με Εγκατεστημένη Ισχύ μικρότερη ή ίση των εκατό (100) kW <sub>peak</sub> , οι οποίες εγκαθίστανται σε ακίνη ιδιοκτησίας ή νόμιμης κατοχής ή όμορα ακίνητα του ίδιου ιδιοκτήτη ή νομίμου κατόχου	<b>450</b>	<b>500</b>
(ε) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από φωτοβολταϊκές μονάδες, με Εγκατεστημένη Ισχύ μεγαλύτερη των εκατό (100) kW <sub>peak</sub>	<b>400</b>	<b>450</b>
(στ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από μονάδες άλλης τεχνολογίας, πλην αυτής των φωτοβολταϊκών, με Εγκατεστημένη Ισχύ έως πέντε (5) MW <sub>e</sub>	<b>250</b>	<b>270</b>
(ζ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από μονάδες άλλης τεχνολογίας, πλην αυτής των φωτοβολταϊκών, με Εγκατεστημένη Ισχύ μεγαλύτερη των πέντε (5) MW <sub>e</sub>	<b>230</b>	<b>250</b>
(η) Γεωθερμική ενέργεια, βιομάζα, αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και βιοαέρια	<b>73</b>	<b>84,6</b>
(θ) Λοιπές Α.Π.Ε.	<b>73</b>	<b>84,6</b>
(ι) Σ.Η.Θ.Υ.Α.	<b>73</b>	<b>84,6</b>

Οι τιμές του ανωτέρω πίνακα για τους Αυτοπαραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας ισχύουν μόνο για σταθμούς Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. με Εγκατεστημένη Ισχύ έως 35 MW και για το πλεόνασμα της ηλεκτρικής ενέργειας που διατίθεται στο Σύστημα ή στο Δίκτυο, το οποίο μπορεί να ανέλθει μέχρι ποσοστό 20% της συνολικά παραγόμενης, από τους σταθμούς αυτούς, ηλεκτρικής ενέργειας, σε ετήσια βάση.

#### **ΓΝΩΜΟΔΟΤΗΣΗ ΡΑΕ ΥΠ'ΑΡΙΘΜ. 193/2007**

Κατά την συνεδρίασή της Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, στις 7 Ιουνίου 2007 αποφασίσθηκε :

Αναπροσαρμογή Τιμολογίων Απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Παραγωγό ή Αυτοπαραγωγό μέσω σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. ή μέσω Υβριδικού Σταθμού.

Η οποία είναι: ενιαία αύξηση των τιμών του παραπάνω πίνακα, ( δηλ. του άρθρου 13 του ν.3468/2006 ) κατά 2,82 Ευρώ/MWh και τη διαμόρφωσή τους ως ακολούθως:

Πίνακας 1.2 Αναπροσαρμογή Τιμολόγησης ηλεκτρικής ενέργειας, ( ΓΝΩΜΟΔΟΤΗΣΗ ΡΑΕ ΥΠ'ΑΡΙΘΜ. 193/2007 )

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
(α) Αιολική ενέργεια	75,82	87,42
(β) Αιολική ενέργεια από αιολικά πάρκα στη θάλασσα	92,82	
(γ) Υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται με μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς με Εγκατεστημένη Ισχύ έως δεκαπέντε (15) MWe	75,82	87,42
(δ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από φωτοβολταϊκές μονάδες, με Εγκατεστημένη Ισχύ μικρότερη ή ίση των εκατό (100) kW <sub>peak</sub> , οι οποίες εγκαθίστανται σε ακίνη ιδιοκτησίας ή νόμιμης κατοχής ή όμορα ακίνητα του ίδιου ιδιοκτήτη ή νομίμου κατόχου	452,82	502,82
(ε) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από φωτοβολταϊκές μονάδες, με Εγκατεστημένη Ισχύ μεγαλύτερη των εκατό (100) kW <sub>peak</sub>	402,82	452,82
(στ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από μονάδες άλλης τεχνολογίας, πλην αυτής των φωτοβολταϊκών, με Εγκατεστημένη Ισχύ έως πέντε (5) MWe	252,82	272,82
(ζ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από μονάδες άλλης τεχνολογίας, πλην αυτής των φωτοβολταϊκών, με Εγκατεστημένη Ισχύ μεγαλύτερη των πέντε (5) MWe	232,82	252,82
η) Γεωθερμική ενέργεια, βιομάζα, αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και βιοαέρια	75,82	87,42
(θ) Λοιπές Α.Π.Ε.	75,82	87,42
(ι) Σ.Η.Θ.Υ.Α	75,82	87,42

### 1.4.3 ΣΤΟΧΟΙ ΚΑΙ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ ΓΙΑ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ και η Οδηγία 2001/77/ΕΚ .

Η Οδηγία 2001/77/ΕΚ "Για την προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας" (ΟJ L283/27.10.2001) προβλέπει στο παράρτημα της για την Ελλάδα ενδεικτικό στόχο κάλυψης από ανανεώσιμες ενεργειακές πηγές, περιλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων, σε ποσοστό της ακαθάριστης κατανάλωσης ενέργειας κατά το έτος 2010 ίσο με 20,1%. Ο στόχος αυτός είναι συμβατός με τις διεθνείς δεσμεύσεις της χώρας που απορρέουν από το πρωτόκολλο του Κιότο που υπογράφηκε το Δεκέμβριο του 1997 στη σύμβαση-πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για την αλλαγή του κλίματος. Το πρωτόκολλο του Κιότο προβλέπει για την Ελλάδα συγκράτηση του ποσοστού αύξησης κατά το έτος 2010 του CO<sub>2</sub> και άλλων αερίων που επιτείνουν το φαινόμενο του θερμοκηπίου κατά 25% σε σχέση με το έτος βάση 1990.

Οι πλέον πρόσφατες εκτιμήσεις για την ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας κατά το έτος 2010, την προσδιορίζουν σε ύψος 68 δις κιλοβατώραν, ήτοι σε επίπεδο αισθητά μειωμένο σε σχέση με το προηγούμενο των 72 δις kWh της 2ης Εθνικής Έκθεσης. Κατά συνέπεια υφίσταται ανάγκη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (συμπεριλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών) της τάξης των 13,7 δις κιλοβατώραν κατά τα 2010.

Προκειμένου να εκτιμηθεί ένα ρεαλιστικό σενάριο απαιτήσεων σε εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ για την επίτευξη του ανωτέρω στόχου, γίνονται οι ακόλουθες υποθέσεις:

- Η κατανομή του μεριδίου συνεισφοράς των διαφόρων τεχνολογιών ΑΠΕ δεν θα διαφοροποιηθεί σημαντικά μέσα στην επόμενη πενταετία. Η υπόθεση αυτή θεωρείται ως ρεαλιστική δεδομένου ότι δεν αναμένονται ραγδαίες τεχνολογικές εξελίξεις που θα οδηγούσαν σε σημαντικές ανακατατάξεις στην οικονομική βιωσιμότητα των τεχνολογιών.
- Η μέση ενεργειακή παραγωγή ανά εγκατεστημένη μονάδα ισχύος (συντελεστής φόρτισης ή ισοδύναμες ώρες λειτουργίας) θα μειωθεί λόγω της αναγκαίας ανάπτυξης έργων σε περιοχές με υποδεέστερο δυναμικό ΑΠΕ.

Με βάση τα ανωτέρω, οι απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ για το 2010 προκειμένου να επιτευχθεί ο στόχος φαίνονται στον πίνακα 1.3 .

Πίνακας 1.3 Απαιτήσεις εγκατάστασης ΑΠΕ για επίτευξη στόχου 2010

	Απαιτήσεις σε Εγκατεστημένη ισχύς το 2010 σε MW	Παραγωγή ενέργειας το 2010 σε δις kWh	Ποσοστά συμμετοχή ανά τύπο ΑΠΕ το 2010
Αιολικά πάρκα	3.372	7,09	10,42
Μικρά υδροηλεκτρικά	364	1,09	1,60
Μεγάλα υδροηλεκτρικά	3.325	4,58	6,74
Βιομάζα	103	0,81	1,19
Γεωθερμία	12	0,09	0,13
Φωτοβολταϊκά	18	0,02	0,03
<b>Σύνολα</b>	<b>7.193</b>	<b>13,67</b>	<b>20,10</b>

#### 1.4.4 Τρέχουσα κατάσταση εγκαταστάσεων ΑΠΕ και μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων.

##### 1.4.4.1 Τομέας ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Έχουν υλοποιηθεί έως το τέλος του 2007 έργα ΑΠΕ συνολικής ισχύος 590 MW , από τα οποία 505 MW αφορούν αιολικά πάρκα, 62 MW μικρά υδροηλεκτρικά έργα και 22 MW σταθμούς βιομάζας. Πρόκειται για ώριμα έργα σε όλη την Ελλάδα, χωρίς προβλήματα σύνδεσης με τα δίκτυα και λυμένα τα ζητήματα περιβαλλοντικής αδειοδότησης.

Αντίθετα, σε περιοχές όπως η Νότια Εύβοια, η Νοτιοανατολική Πελοπόννησο και η Ανατολική Μακεδονία - Θράκη τα υπό ανάπτυξη έργα ΑΠΕ πρέπει να αναμείνουν την εγκατάστασή τους την ολοκλήρωση των δρομολογημένων έργων μεταφοράς.

Όσον αφορά την πορεία ανάπτυξης λιγότερο ώριμων έργων ΑΠΕ στην υπόλοιπη Ελλάδα, δηλαδή πλην των περιοχών όπου έχουν δρομολογηθεί εκτεταμένα έργα δικτύων, πρέπει να σημειωθεί ότι ειδικά το αιολικό δυναμικό είναι εντοπισμένο σε περιοχές όπου οι τοπικές συνθήκες επιτάχυνσης της ροής του ανέμου δημιουργούν προϋποθέσεις ενεργειακής αξιοποίησης του. Είναι γεγονός ότι το εν λόγω αιολικό

δυναμικό των περιοχών αυτών είναι γενικά ανεξερεύνητο, όμως τα τελευταία έτη υπήρξε σημαντική και εκτεταμένη έρευνα από ιδιωτικούς φορείς για τον εντοπισμό κατάλληλων θέσεων σε περιοχές όπου δεν υφίστανται προβλήματα επάρκειας δικτύων ή/και δεν έχουν ανακύψει προβλήματα τοπικής αποδοχής.

Ανάλογη είναι και η κατάσταση με τις υπόλοιπες μορφές ΑΠΕ όπου επίσης υπάρχουν εν εξελίξει πολλές προσπάθειες ανάπτυξης έργων σε διάφορες περιοχές της Ελλάδας.

Αξιόπιστη εικόνα του εν λόγω επενδυτικού ενδιαφέροντος δίνει ο πίνακας 1.4 στον οποίο φαίνεται η ισχύς των αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην ηπειρωτική χώρα σε περιοχές εκτός αυτών όπου έχει δρομολογηθεί ενίσχυση των δικτύων για τις οποίες δεν έχουν εκδοθεί άδειες εγκατάστασης. Σημειώνεται ότι η καθυστέρηση στην ανάπτυξη ενός έργου με υπαιτιότητα του επενδυτή (π.χ. λόγω οικονομικής αδυναμίας του για την υλοποίησή του έργου), οδηγεί σε ανάκληση της άδειας παραγωγής. Μέχρι σήμερα έχουν ανακληθεί άδειες περί τα 500 MW που είχαν χορηγηθεί κατά το παρελθόν σε έργα ΑΠΕ.

Πίνακας 1.4: Άδειες παραγωγής ΑΠΕ στην ηπειρωτική χώρα χωρίς άδεια εγκατάστασης, σε περιοχές εκτός αυτών όπου έχουν δρομολογηθεί ενισχύσεις των δικτύων (2007).

Τεχνολογία	Ισχύς (MW)
Αιολικά πάρκα	2.190
Μικρά υδροηλεκτρικά	290
Βιομάζα	7
Γεωθερμία	8
Φωτοβολταϊκά	1,31
<b>Σύνολο</b>	<b>2.496</b>

Με βάση τα στοιχεία ανάπτυξης του πίνακα 1.4 και την υπόθεση ότι η τάση εγκατάστασης έργων που επικρατεί κατά την τελευταία διετία στην Ελλάδα, όχι μόνο θα συνεχιστεί και αλλά και θα εμφανίσει περαιτέρω βελτίωση κατά την τριετία 2008-2010 οφειλόμενη στις δρομολογημένες θεσμικές παρεμβάσεις, εκτιμάται ότι μέχρι το 2010, μπορεί να έχουν εγκατασταθεί στις εν λόγω περιοχές της χώρας επιπλέον 600-650 MW αιολικών πάρκων, 90-100 MW Μικρών Υδροηλεκτρικών και περί τα 40 MW λοιπών ΑΠΕ (Βιομάζα, Γεωθερμία, Φωτοβολταϊκά), ήτοι συνολικά περίπου 780 MW που αντιστοιχούν σε ποσοστό 31% των έργων που σήμερα διαθέτουν άδεια παραγωγής κατά τον πίνακα 1.4.

#### 1.4.4.2 Μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα

Η ΔΕΗ λειτουργεί 15 μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 3017,8 MW με ετήσια ενεργειακή απολαβή 4,16 δις kWh για μέσες συνθήκες υδραυλικότητας και συντηρητικό σενάριο διαχείρισης νερών λόγω και του χαρακτήρα των περισσότερων έργων ως πολλαπλού σκοπού. Κατά το τρέχον έτος η παραγωγή αναμένεται να φθάσει τα 5,3 δις kWh (περιλαμβανόμενης και παραγωγής 0,8 δις kWh προερχόμενης από αντλησιοταμίευση).

Βρίσκεται σε προκαταρκτική φάση υλοποίησης από ιδιωτική εταιρία το Υδροηλεκτρικό έργο Αγίου Νικολάου στον ποταμό Άραχθό στη βορειοδυτική Ελλάδα με εγκατεστημένη ισχύ 93 MW και ετήσια παραγωγική ικανότητα 320 εκατ. κιλοβατωρών. Επίσης έχει χορηγηθεί μία ακόμα άδεια παραγωγής από υδροηλεκτρικό έργο σε ιδιωτική εταιρία ισχύος 60 MW στη θέση Αυλάκι στον ποταμό Αχελώο στην Κεντρική Ελλάδα.

Πίνακας 1.5: Μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα εκμεταλλεζόμενα από τη ΔΕΗ.

Περιφέρεια	Όνομα σταθμού	Ισχύς σε MW	Παραγωγική ικανότητα σε εκατ. kWh/έτος
Ανατολ. Μακεδονίας & Θράκης	Θησαυρός*	384,0	440
	Πλατανόβρυση	116,0	240
Δυτικής Ελλάδας	Κρεμαστά	437,2	964
	Καστράκι	320,0	639
	Στράτος	150,0	298
Δυτικής Μακεδονίας	Πολύφωτο	375,0	386
Ηπείρου	Πουρνάρι	300,0	281
	Πουρνάρι II	33,6	45
	Πηγές Αώου	210,0	149
Θεσσαλίας	Ταυρωπός	130,0	163
Κεντρικής Μακεδονίας	Άγρας	50,0	19
	Εδεσσαίος	19,0	16
	Ασώματα	108,0	126
	Σφηκιά*	315,0	182
Πελοποννήσου	Λάδωνας	70,0	215
<b>Σύνολα</b>		<b>3.017,8</b>	<b>4.163</b>

Σημείωση: Μονάδες που παρήγαγαν πρόσθετη συνολική ενέργεια 868 εκατ. kWh από αντλησιοταμίευση.

Πίνακας 1.6: Υδροηλεκτρικά έργα ΔΕΗ προγραμματισμένα για εμπορική λειτουργία έως το 2010.

Περιφέρεια	Όνομα έργου	Ισχύς σε MW	Παραγωγική ικανότητα σε εκατ. kWh/έτος
Κεντρικής Μακεδονίας	Ιλαρίωνας	120,0	413
Δυτικής-Στερεάς Ελλάδας	Συκιά	126,5	296
Θεσσαλίας	Πευκόφυτο	160,0	340
	Μεσοχώρα	161,6	384
Ανατολικής Μακεδονίας	Τέμενος	19,0	60
Ηπείρου	Μετσοβίτικος	25,0	58
Θεσσαλίας	Σμώκοβο	10,0	27
Σύνολα		622,1	1.578

Κατά συντηρητική εκτίμηση από τα ανωτέρω 775 MW υδροηλεκτρικών έργων θα έχει εγκατασταθεί μέχρι το 2010 συνολική ισχύς 307 MW.

#### 1.4.4.3 Υβριδικά συστήματα

Στο απομονωμένο ηλεκτρικό σύστημα της Ικαρίας βρίσκεται σε φάση δημοπράτησης από τη ΔΕΗ υβριδικό σχήμα αποτελούμενο από τυπική υδροηλεκτρική μονάδα συζευγμένη με δύο αντλησιοταμιευτήρες ισχύος 3,8 MW και βοηθούμενο από αιολικό πάρκο 2,4 MW για την παραγωγή περίπου 14 εκατ. κιλοβατώραν/έτος. Το έργο έχει ενταχθεί για παροχή δημόσιας ενίσχυσης στο Γ' Κοινοτικό Πλαίσιο Στήριξης.

Γενικότερα, λόγω της ιδιαίτερης σημασίας των υβριδικών συστημάτων για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, η προωθούμενη νομοθετική παρέμβαση διευκρινίζει το καθεστώς τιμολόγησης της ενέργειας που παράγεται από αυτά κυρίως μέσω της άμεσης σύνδεσης της δικαιούμενης αποζημίωσης με το αποφευγόμενο κόστος από τη λειτουργία συμβατικών μονάδων τους οποίους υποκαθιστά χάριν της οικονομικής βιωσιμότητας των εν λόγω συστημάτων. Περαιτέρω, ήδη με το Σχέδιο Νόμου για την επιτάχυνση της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας προβλέπεται η αδειοδότηση υβριδικών σταθμών χωρίς διαγωνιστική διαδικασία όπως ίσχυε μέχρι σήμερα, γεγονός που αναμένεται να επαναθερμάνει το επενδυτικό ενδιαφέρον για συγκεκριμένα σχέδια που είχαν μελετηθεί κατά το παρελθόν.

## 1.5 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ - ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟ ΤΗ ΧΡΗΣΗ ΤΩΝ ΑΠΕ

Οι ανανεώσιμες, εναλλακτικές και ήπιες μορφές ενέργειας συγκρινόμενες με τις συμβατικές εμφανίζουν σημαντικά πλεονεκτήματα, όπως η περιφερειακή τους διασπορά (ανάλογα με τα κλιματολογικά και γεωμορφολογικά χαρακτηριστικά της περιοχής) και η μη επιβάρυνση του περιβάλλοντος σε όρους που μέχρι σήμερα τουλάχιστον ήταν η καταμέτρηση / ο προσδιορισμός των επιπτώσεων (π.χ. αέριοι ρύποι, υγρά απόβλητα). Τις πηγές αυτές ενέργειας χαρακτηρίζουν και μία σειρά μειονεκτημάτων, τα οποία σχεδόν στο σύνολό τους προέρχονται από τις ατελείς τεχνολογικά λύσεις που έχουν δοθεί όπως η μη σταθερή ενεργειακή τροφοδοσία, η μη δυνατότητα κάλυψης μεγάλων και σε εντατικές συνθήκες ενεργειακών απαιτήσεων. Επίσης άλλα περιβαλλοντικά προβλήματα λαμβάνουν χώρα που προκύπτουν από την απαίτηση εντατικής και εκτατικής εκμετάλλευσης των ΑΠΕ με συνέπεια την δημιουργία οπτικής ρύπανσης.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται αναλυτικά τα οφέλη που προκύπτουν από την εκμετάλλευση των ΑΠΕ και συγκεκριμένα:

### 1.5.1 Οικονομικά οφέλη

- Είναι πρακτικά ανεξάντλητες πηγές ενέργειας και συμβάλλουν στη μείωση της εξάρτησης από εξαντλήσιμους συμβατικούς ενεργειακούς πόρους.
- Είναι εγχώριες πηγές ενέργειας και συνεισφέρουν στην ενίσχυση της ενεργειακής ανεξαρτητοποίησης και της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού σε εθνικό επίπεδο.
- Οι ΑΠΕ είναι γεωγραφικά διεσπαρμένες και οδηγούν στην αποκέντρωση του ενεργειακού συστήματος μιας χώρας, δίνοντας τη δυνατότητα να καλύπτονται οι ανάγκες σε τοπικό και περιφερειακό επίπεδο, ενώ εξοικονομείται ενέργεια λόγω της μείωσης απωλειών που υπήρχαν κατά τη μεταφορά, αλλά και λόγω του περιορισμού των υποδομών που απαιτούνται για τη μεταφορά της ενέργειας.
- Έχουν συνήθως χαμηλό λειτουργικό κόστος που δεν επηρεάζεται από τις διακυμάνσεις της διεθνούς οικονομίας και ειδικότερα των τιμών των συμβατικών καυσίμων.
- Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας παρουσιάζουν ταχύτητα στη φάση της κατασκευής και ως προς το μέγεθος των απαιτούμενων έργων καθώς η διάρκεια κατασκευής ελαττώνεται μέχρι και το 1/5 ή και ακόμα και 1/10 του χρόνου που απαιτείται για την κατασκευή συμβατικών ενεργειακών έργων.
- Οι οικονομίες των κρατών δαπανούν μηδαμινά ποσά σε σχέση με τα ποσά που ξοδεύονται για την αποκατάσταση των ζημιών που προκαλούνται από τα ορυκτά καύσιμα (όπως καθαρισμός ακτών από πετρελαιοκηλίδες, νοσήλια του πληθυσμού για την αντιμετώπιση προβλημάτων υγείας, αποκατάσταση μνημείων).



- Μειώνονται σημαντικά τα ποσά που δαπανούν τα κράτη για τη βελτίωση της αντιρρυπαντικής τεχνολογίας και τη χρησιμοποίηση όλων και πιο εξελιγμένων τεχνικών μέσων για την αντιμετώπιση των ρύπων.
- Σε επίπεδο επιχείρηση που έμμεσα έχει αντίκτυπο στην εθνική οικονομία, βελτιώνουν τις λογιστικές χρηματοροές με την ελάττωση των λογαριασμών της ΔΕΗ.

### 1.5.2 Περιβαλλοντικά οφέλη

- Οι ΑΠΕ δεν εκπέμπουν αέριους ρύπους και δεν παράγουν απόβλητα (ηλιακή, αιολική, υδραυλική) ενώ και όσοι εκλύονται είναι σε εξαιρετικά χαμηλά ποσοστά και δεν εγκυμονούν κινδύνους για την υγεία των κατοίκων (βιομάζα, απορρίμματα). Εάν φυσικά σχεδιαστούν ορθά και εφαρμοσθούν οι ενδεικνυόμενες τεχνολογικά εφικτές λύσεις ως προς τα συστήματα αντιρρύπανσης των παραγόμενων επικινδύνων αερίων ρύπων (διοξίνες, φουράνια από την καύση των ΑΣΑ).
- Οι ΑΠΕ υποκαθιστώντας τους σταθμούς παραγωγής ενέργειας από συμβατικές πηγές, οδηγούν σε ελάττωση των εκπομπών από άλλους ρυπαντές όπως οξείδια του θείου και αζώτου.
- Προσφέρουν τη δυνατότητα ορθολογικής αξιοποίησης των ενεργειακών πόρων καλύπτοντας ένα ευρύ φάσμα των ενεργειακών αναγκών των χρηστών (π.χ. ηλιακή ενέργεια για θερμότητα χαμηλών θερμοκρασιών, αιολική ενέργεια για ηλεκτροπαραγωγή).

### 1.5.3 Κοινωνικά οφέλη

- Οι ΑΠΕ μπορούν να συμβάλλουν στην «αιφόρο ανάπτυξη». Η χρήση τους ως τοπικών πηγών ενέργειας συνεισφέρει στην περιφερειακή ανάπτυξη και στην ενίσχυση της κοινωνικής συνοχής με τα περιβαλλοντικά οφέλη που συνεπάγεται και στην τοπική ανάπτυξη.
- Η χρήση τους ελαττώνει τους κινδύνους που προκαλούνται για την υγεία από τις συμβατικές πηγές ενέργειας, γι' αυτό η αξιοποίησή τους έχει γενικά πολύ καλή κοινωνική αποδοχή.
- Ενισχύουν τον τουρισμό, βελτιώνοντας την ποιότητα σε όρους διάρθρωσης και υπηρεσιών (μείωση της ρύπανσης) και επιπλέον δίνουν ώθηση σε νέους, εναλλακτικούς τουριστικούς τομείς (οικοτουρισμός).
- Τέλος οι ΑΠΕ μπορούν να αποτελέσουν σε πολλές περιπτώσεις μοχλό για την αναζωογόνηση οικονομικά και κοινωνικά υποβαθμισμένων περιοχών και πόλο για την τοπική ανάπτυξή τους.
- Οι ΑΠΕ λειτουργούν με βάση την τοπική διάσταση, αξιοποιώντας τοπικές πηγές και προσφέρουν απασχόληση σε τοπικές εταιρίες, ενώ σημαντικές δυνατότητες προσφέρονται για την ενίσχυση της βιομηχανικής συνεργασίας.

- Οι επενδύσεις ΑΠΕ είναι εντάσεως εργασίας, δημιουργώντας πολλές θέσεις εργασίας, ιδιαίτερα σε τοπικό επίπεδο.

## 1.6 ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ - ΑΝΕΜΟΣ

Η Αιολική ενέργεια αναφέρεται στην εκμετάλλευση της ενέργειας του ανέμου και αποτελεί σήμερα μία τεχνολογικά ώριμη, οικονομικά ανταγωνιστική και φιλική προς το περιβάλλον ΑΠΕ.

### 1.6.1 Άνεμος και Ατμοσφαιρική Κυκλοφορία.

#### 1.6.1.1 Άνεμος

Ο άνεμος είναι ατμοσφαιρικός αέρας σε κίνηση. Για κάθε ρευστό που βρίσκεται σε κίνηση καθορίζεται το διάνυσμα της ταχύτητας κατά μέτρο (ένταση ανέμου) και φορά (διεύθυνση ανέμου). Η ταχύτητα και η διεύθυνση του ανέμου εξαρτώνται από ειδικούς παράγοντες (γενική ατμοσφαιρική κυκλοφορία, πεδίο πίεσης,...) καθώς και από τοπικούς παράγοντες (ανάγλυφο περιοχής, ύπαρξη θάλασσας, ...). Η γενική ατμοσφαιρική κυκλοφορία οφείλεται κυρίως στην ηλιακή ακτινοβολία και στην περιστροφή της Γης. Η διαφορετική θερμοκρασία μεταξύ ισημερινού και πόλων (διαφορετική ακτινοβολία) έχει σαν συνέπεια τη συνεχή κίνηση αερίων μαζών από τους πόλους προς τον ισημερινό (ψυχρές επιφανειακές μάζες) και αντίστροφα (θερμές μάζες). Η περιστροφή της Γης οδηγεί στην κίνηση ψυχρών επιφανειακών μαζών προς Δυτικά και θερμών μαζών σε μεγαλύτερο ύψος προς Ανατολικά. Η ανομοιομορφία θερμικής συμπεριφοράς ξηράς και θάλασσας - ανομοιόμορφη ψύξη δημιουργεί ζώνες διαφορετικής θερμοκρασίας και κατά συνέπεια πεδία στατικής πίεσης.

Ο συνδυασμός της προσλαμβανόμενης από την ατμόσφαιρα και την γη ηλιακή ακτινοβολία με την ανομοιομορφία του γήινου ανάγλυφου και την περιστροφή της γης γύρω από το άξονά της έχει ως συνέπεια την κίνηση του ατμοσφαιρικού αέρα.

Οι δυνάμεις που ρυθμίζουν την κίνηση του αέρα:

- Δύναμη βαροβαθμίδας.
- Δύναμη Coriolis.
- Δύναμη τριβής.

## Χαρακτηριστικές Παράμετροι του Ανέμου

Η γνώση των χαρακτηριστικών του ανέμου είναι απαραίτητη στις μελέτες εκτίμησης της ενέργειας που περικλείει ο άνεμος. Για την επιλογή της κατάλληλης θέσης εγκατάστασης Αιολικών συστημάτων θα πρέπει να γνωρίζουμε:

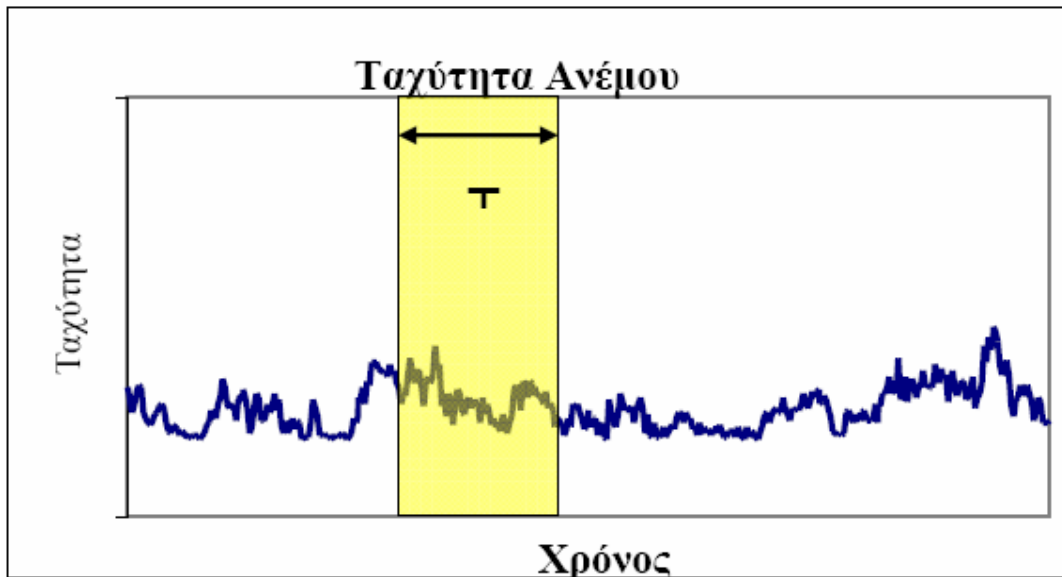
- Την ταχύτητα του ανέμου.
- Την διεύθυνση του ανέμου.
- Την επικρατούσα στην περιοχή ανατάραξη.
- Τον στροβιλισμό του ανέμου.
- Την μεταβολή με το ύψος της ταχύτητας του ανέμου (κατανομή του ανέμου).

### Μέση ταχύτητα του Ανέμου

Η μέση ταχύτητα του ανέμου είναι ιδιαίτερα μεταβλητό μέγεθος (Σχήμα 1.4). Έχουμε σημαντικές μεταβολές μέσα σε χρονικό διάστημα (sec σε h). Οι διακυμάνσεις μπορούν να θεωρηθούν τυχαίες, ενώ έχουμε σημαντική εξάρτηση από τα χαρακτηριστικά του εδάφους. Η στιγμιαία ταχύτητα του ανέμου είναι το άθροισμα της μέσης ταχύτητας και της διακύμανσης γύρω από την μέση τιμή:

$$V(t) = \bar{V} + V'(t)$$

$$\bar{V} = \frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} V(t) dt \quad V'(t) = 0 \quad \text{για } T = 10 \text{ min}$$



Σχήμα 1.4. Μέση ταχύτητα του ανέμου

### Μέγιστη Ταχύτητα του Ανέμου

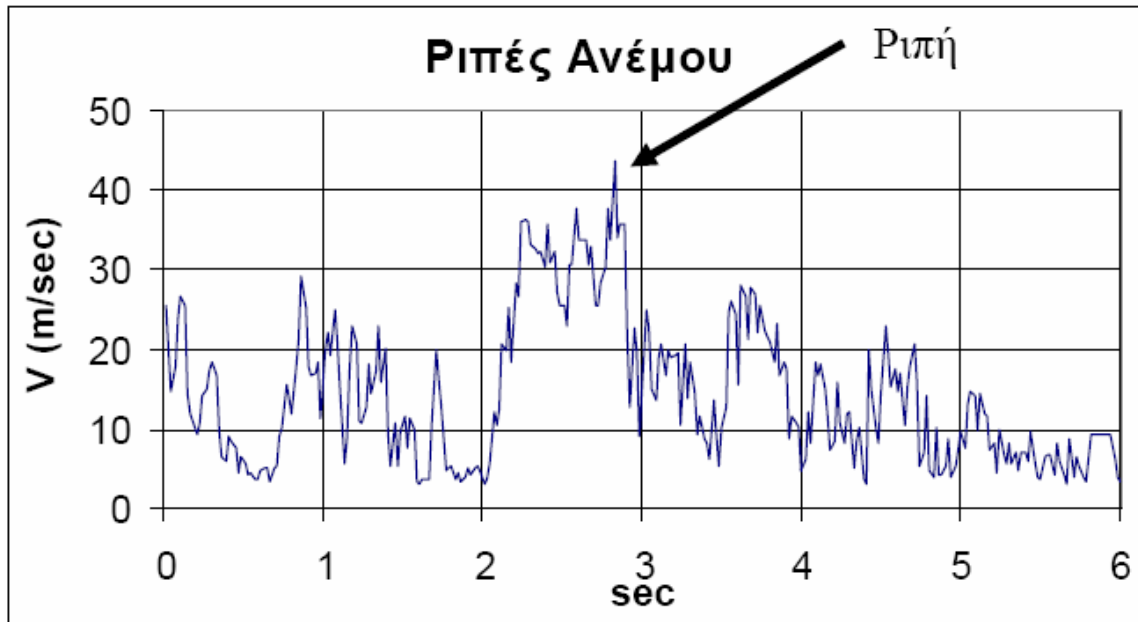
Η μέση ταχύτητα του ανέμου καθορίζει την αντοχή μιας αιολικής μηχανής. Εξαρτάται από την γεωγραφική θέση της περιοχής και τα χαρακτηριστικά του εδάφους. Υπολογίζεται:

- Με δεδομένα ωριαίων τιμών της ταχύτητας του ανέμου υπολογίζεται η μέγιστη ωριαία και στην συνέχεια η μέγιστη ημερήσια ταχύτητα του ανέμου.
- Για 20ετή και μεγαλύτερη χρονοσειρά ορίζουμε ως δείγμα μεγίστων ταχυτήτων ανέμου τις μέγιστες ετήσιες τιμές.
- Με τον στατιστικό νόμο των ακραίων τιμών εκτιμάται η μέγιστη ταχύτητα που αναμένεται να ξεπεραστεί κατά μέσο όρο μια φορά τουλάχιστον σ' ένα αριθμό ετών. Ο αριθμός των ετών καθορίζει και τον χρόνο ζωής της αιολικής μηχανής κάτω από κανονικές συνθήκες λειτουργίας.

### Ριπές του Ανέμου

Η ριπή του ανέμου ορίζεται ως η ξαφνική και μικρής διάρκειας (~20sec) αύξηση της ταχύτητας του ανέμου (Σχήμα 1.5). Η ταχύτητα του ανέμου μετά το πέρας της ριπής επανέρχεται στα προηγούμενα επίπεδα.

Ισχύει ο εμπειρικός κανόνας: Η ριπή συνήθως ξεπερνά τα 9m/sec και διαφέρει από τα συνήθη επίπεδα περίπου κατά 4-5 m/sec. Καθορίζει την κόπωση της πτερωτής της ανεμογεννήτριας, ενώ αν οι ριπές διαρκέσουν περισσότερο από 30 sec θα πρέπει να υπάρχει πρόβλεψη η αιολική μηχανή να τεθεί εκτός λειτουργίας.



Σχήμα 1.5 Ριπές του Ανέμου

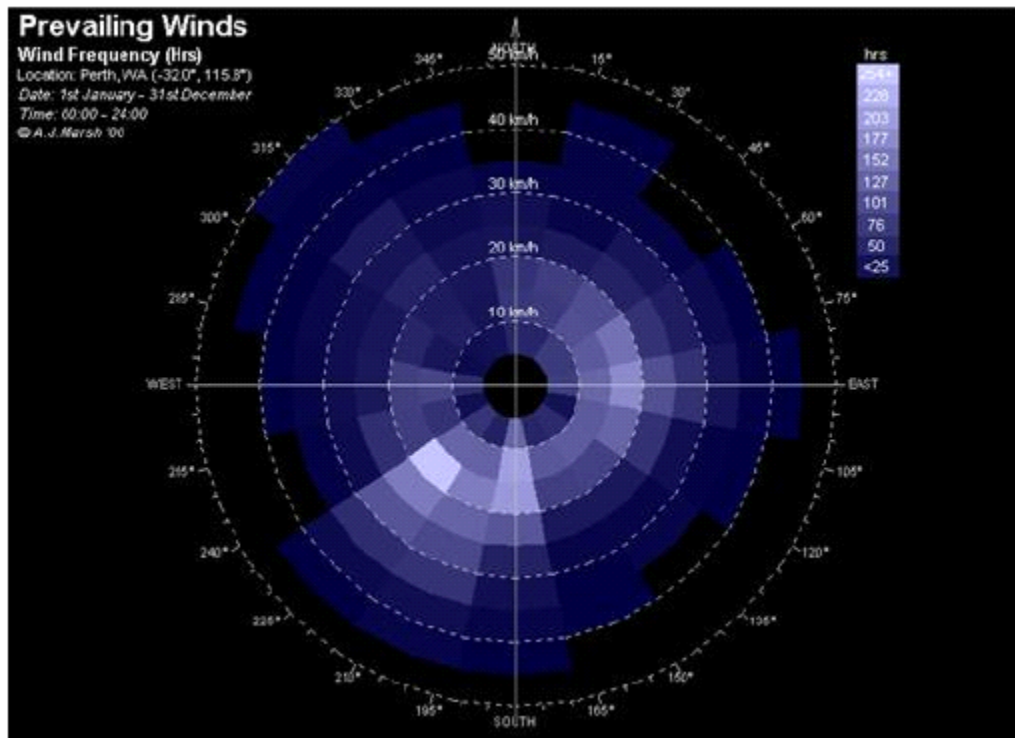
### Διεύθυνση του Ανέμου

Ως διεύθυνση του ανέμου ορίζεται το σημείο του οριζοντα από το οποίο φυσά ο άνεμος σε σχέση με την θέση στην οποία μετράμε. Η διεύθυνση του ανέμου «ταλαντώνεται» συνεχώς γύρω από μία μέση θέση εμφανίζοντας όμως μικρότερες διακυμάνσεις από την ταχύτητα του ανέμου (Σχήμα 1.6).

- Κύριες διευθύνσεις του ανέμου:
  - ο Οι διευθύνσεις του ανέμου που συνεισφέρουν τουλάχιστον 10% στην συνολική διαθέσιμη αιολική ενέργεια.
  - ο Εξαρτώνται από τους προσανατολισμούς των τοποθεσιών, από την βλάστηση και από τα χαρακτηριστικά του εδάφους (λόφοι, βουνά, κοιλάδες, κτίρια,...).
- Επικρατούσες διευθύνσεις του ανέμου:
  - ο Οι διευθύνσεις που εμφανίζουν στην περιοχή που μελετάμε την μεγαλύτερη συχνότητα.
  - ο Η επικρατούσα διεύθυνση του ανέμου αλλάζει συχνά με την εποχή.
- Προσήνεμη – Υπήνεμη Περιοχή:
  - ο Προσήνεμη: Ο χώρος μεταξύ του σημείου που θέλουμε να εγκαταστήσουμε την αιολική μηχανή και του σημείου του οριζοντα

από το οποίο πνέει ο άνεμος (επικρατούσα διεύθυνση).

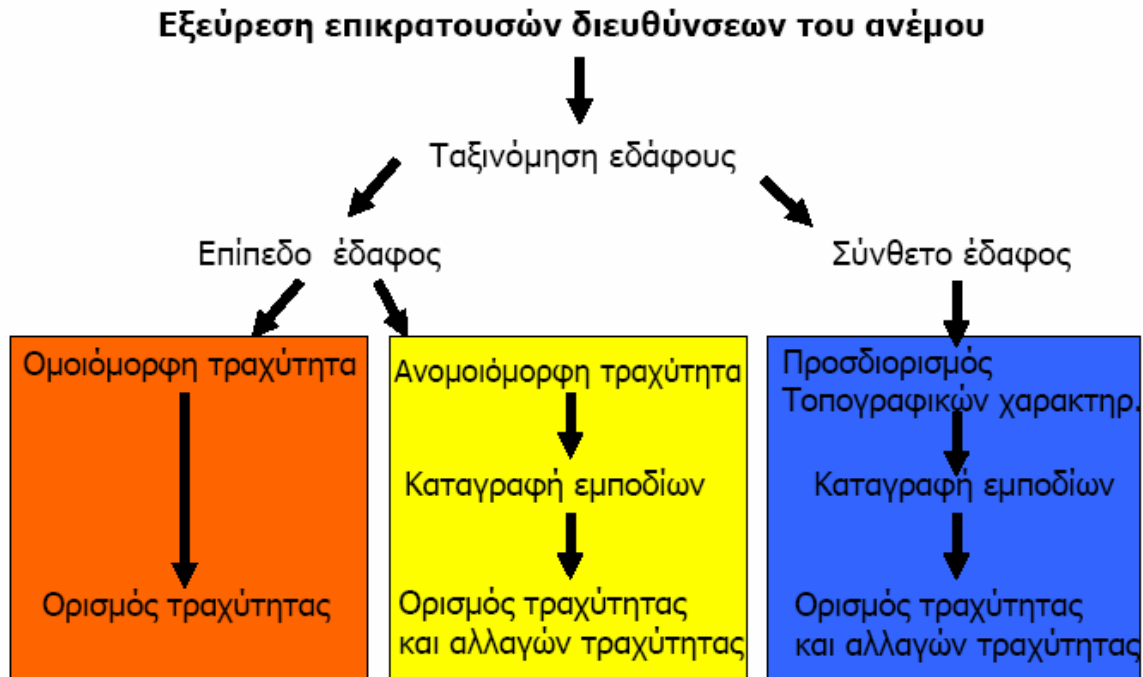
- ο Υπήνεμη: Η περιοχή που είναι προστατευόμενη από τον άνεμο. Συχνά είναι η αντίθετη της προσήνεμης. Περιοχή που εκτίθεται σε ανέμους με ελάχιστη συχνότητα εμφάνισης.



Σχήμα 1.6. Διεύθυνση του Ανέμου - Ροδόγραμμα

### Τραχύτητα εδάφους

Ο ρόλος της διεύθυνσης του ανέμου στην επιλογή μιας θέσης για εγκατάσταση είναι σημαντικός για το καθορισμό της τραχύτητας του εδάφους. Κατά την διάρκεια της επιλογής θα πρέπει να προσδιοριστεί η τραχύτητα του εδάφους σε σχέση με τις επικρατούσες διευθύνσεις του ανέμου και στην συνέχεια να εκτιμηθεί το αιολικό δυναμικό της θέσης (Σχήμα 1.7).



Σχήμα 1.7. Τραχύτητα του εδάφους

Η τραχύτητα του εδάφους εκφράζει το είδος του εδάφους. Τα μεγέθη που εκφράζουν την τραχύτητα του εδάφους είναι το μήκος τραχύτητας  $z_0$  και η κλάση (κατηγορία) τραχύτητας (Πίνακας 1.7). Το μήκος τραχύτητας μπορεί να αλλάζει με τις εποχές (εποχές, συγκομιδή, ...), ενώ ορίζεται για επιφάνειες με ομοιόμορφη κατανομή στοιχείων τραχύτητας και επηρεάζεται από την πυκνότητα των εδαφικών χαρακτηριστικών.

- Για επίπεδη περιοχή με τα στοιχεία τραχύτητας να καταλαμβάνουν 10-20% το  $z_0$  συνδέεται με το μέσο ύψος ( $h$ ) των στοιχείων τραχύτητας με την σχέση:

$$z_0 = 0.15h$$

- Αν  $z_0 \leq 0.03 \rightarrow$  Κατηγορία τραχύτητας:

$$\alpha = 1.699823015 + \ln(z_0) / \ln(150)$$

- Αν  $z_0 > 0.03 \rightarrow$  Κατηγορία τραχύτητας:

$$\alpha = 3.912489289 + \ln(z_0) / \ln(3.3333333)$$

Πίνακας 1.7 Μήκος τραχύτητας ανάλογα με τον τύπο του εδάφους

Κατηγορία Τραχύτητας	Τύπος εδάφους	$z_0$ (m)
0	Πηλώδες έδαφος, πάγος	$10^{-5}$ - $3 \times 10^{-5}$
0	Ήρεμη θάλασσα	$2 \times 10^{-4}$ - $3 \times 10^{-4}$
0	Αμμώδες έδαφος	$10^{-4}$ - $10^{-3}$
0	Χιονοκαλυμμένο επίπεδο έδαφος	$4.9 \times 10^{-3}$
1	Χέρσο έδαφος	$10^{-3}$ - $10^{-2}$
1	Χλοερό έδαφος	0.017
1	Επίπεδο ακαλλιέργητο έδαφος	0.021
2	Χαμηλή βλάστηση, Στέππα	0.032
2	Υψηλά χόρτα	0.039
2	Σιτοβολώνες	0.045
2	Καλλιέργειες	0.064
2	Θαμνώδες έδαφος	0.1-0.3
2	Δάση με χαμηλά δέντρα	0.05-0.1
3	Δάση με υψηλά δέντρα	0.2-0.9
3	Προαστιακές περιοχές	1-2
3	Πόλεις	1-4

1. Κατηγορία τραχύτητας 1: Ανοικτές περιοχές χωρίς εμπόδια. Το έδαφος είναι επίπεδο ή με πολύ ελαφριές κλίσεις. Μπορεί να υπάρχουν μεμονωμένες αγροικίες και χαμηλοί θάμνοι.

2. Κατηγορία τραχύτητας 2: Καλλιεργημένη περιοχή με ορισμένα εμπόδια σε απόσταση μεγαλύτερη των 1000m μεταξύ τους και μερικά σπίτια. Το έδαφος είναι επίπεδο ή κυματώδες με δέντρα και σπίτια.

3. Κατηγορία τραχύτητας 3: Συνδυασμός δάσους και καλλιεργημένης περιοχής με πολλά εμπόδια στα περίχωρα της πόλης. Τα εμπόδια είναι κοντά μεταξύ τους σε αποστάσεις μικρότερες από μερικές εκατοντάδες μέτρα.

### Ανατάραξη του αέρα

Η διακύμανση της ταχύτητας του αέρα γύρω από την μέση τιμή:

$$[V'(t)]^2 = \sigma_v^2 = \frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} [V(t) - \bar{V}]^2 dt \quad \text{για } T = 10 \text{ min}$$



Η ένταση  $I$  της ανατάραξης του αέρα ορίζεται ως ( $\sigma_v$  η τυπική απόκλιση):

$$I = \frac{\sigma_v}{\bar{V}}$$

Η ένταση της ανατάραξης εξαρτάται από την τραχύτητα του εδάφους και μπορεί να υπολογιστεί με βάση το μήκος τραχύτητας  $Z_0$ :

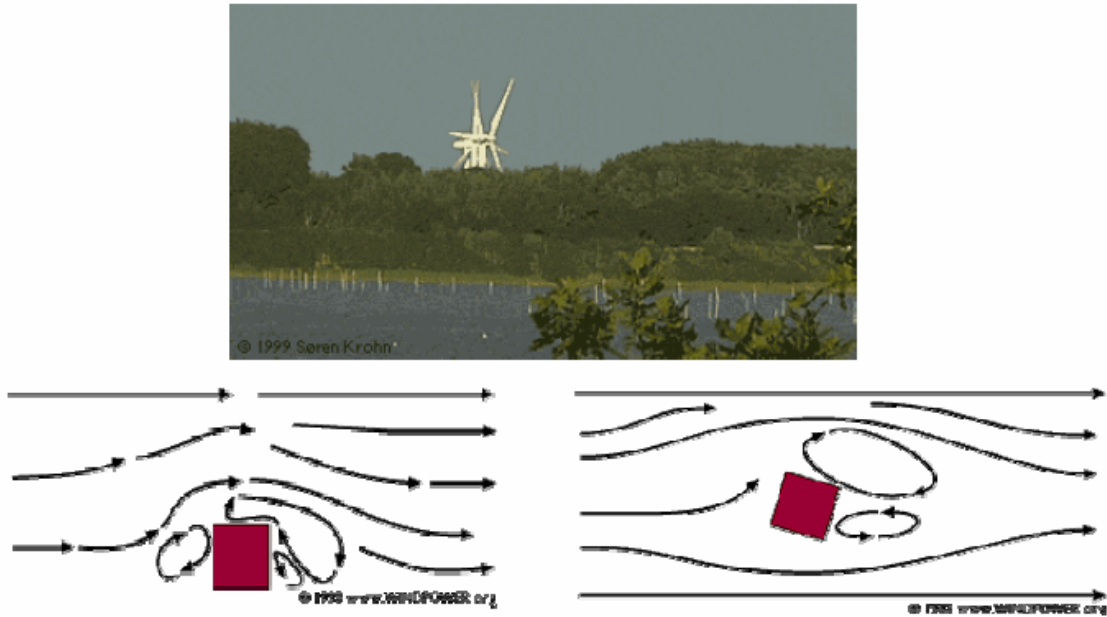
$$I = \frac{1}{\ln \frac{z}{z_0}}, \quad z_0 \leq 0,20m$$

$$I = \frac{-0.14 \ln z + 0.78}{\ln \frac{z}{z_0}} \quad z_0 > 0,20m$$

Η ένταση της ανατάραξης είναι ένα από τα βασικά μεγέθη τα οποία πρέπει να γνωρίζει κανείς όταν πρόκειται να εγκαταστήσει μια αιολική μηχανή, γιατί δεν επιδρά μόνο στην συλλεγόμενη ισχύ, αλλά και στην όλη εγκατάσταση του συστήματος.

### Στροβιλισμός του αέρα

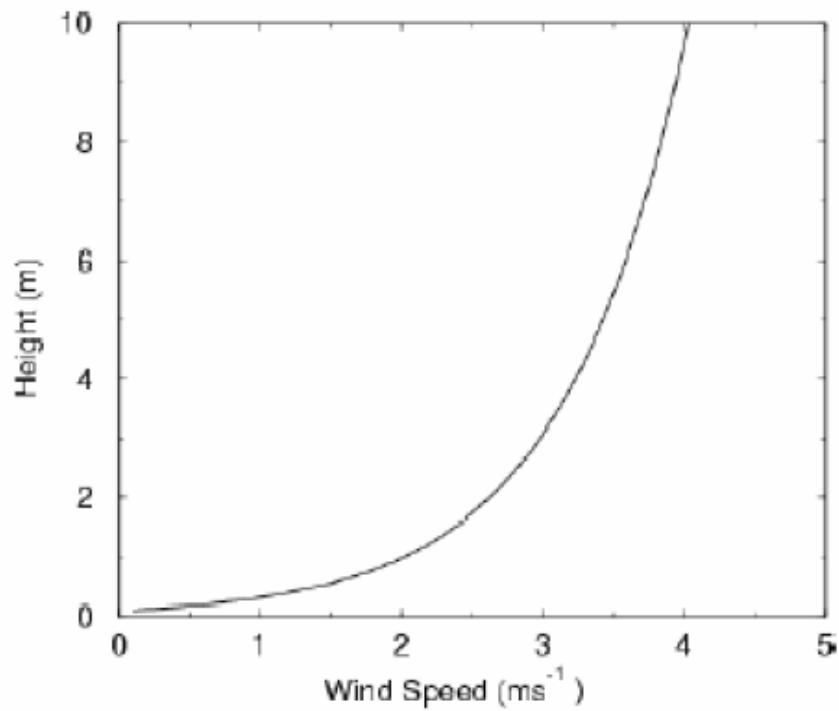
Η ανατάραξη του αέρα δημιουργεί τυχαίους στροβιλισμούς του αέρα λόγω της ύπαρξης διαφόρων χαρακτηριστικών της επιφάνειας του εδάφους (Σχήμα 1.8. Στροβιλισμός του αέρα Σχήμα 1.8). Τα εμπόδια στο έδαφος συχνά δημιουργούν οργανωμένους στροβίλους. Οι οργανωμένοι στροβίλοι επηρεάζουν τόσο την παρεχόμενη ισχύ από τον άνεμο όσο και την όλη εγκατάσταση του συστήματος μιας αιολικής μηχανής.



Σχήμα 1.8. Στροβιλισμός του αέρα

### 1.6.1.2. Η Κατανομή του Ανέμου

Η κατανομή του ανέμου εκφράζει τις μεταβολές του ανέμου καθ' ύψος (Σχήμα 1.9).



Σχήμα 1.9. Κατανομή του ανέμου καθ' ύψος

### 1.6.1.3. Στατιστική μελέτη του ανέμου

Για την εκτίμηση του αιολικού δυναμικού μιας περιοχής απαιτούνται αναλυτικά δεδομένα της κατανομής συχνοτήτων των διαφόρων ταχυτήτων του ανέμου (Σχήμα 1.10) και μάλιστα κατά διεύθυνση ώστε να μπορέσουμε να προσδιορίσουμε τις κύριες διευθύνσεις του ανέμου.



Σχήμα 1.10. Κατανομή συχνοτήτων των ταχυτήτων του ανέμου

### Καμπόλες διαστημάτων νηνεμίας

Η μελέτη των διαδοχικών ημερών ή ωρών με νηνεμία ή χαμηλές ταχύτητες του ανέμου παρουσιάζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον γιατί προσδιορίζουν την περίοδο όπου μια αιολική μηχανή βρίσκεται εκτός λειτουργίας. Καθορίζουν τα συστήματα υποστήριξης των αιολικών μηχανών (συσσωρευτές, ηλεκτρικό δίκτυο, κλπ.).



Σχήμα 1.11. Καμπύλες διαστημάτων νηνεμίας

### Κατανομή Weibull

Για να καταλήξουμε σε ασφαλή αποτελέσματα για την εγκατάσταση μιας αιολικής μηχανής απαιτούνται μακροχρόνιες και αναλυτικές μετρήσεις. Το κόστος των μετρήσεων και η αναπόφευκτη καθυστέρηση του έργου σε συνδυασμό με την συχνή έλλειψη μακροχρόνιων μετρήσεων στις περιοχές που ενδιαφερόμαστε οδηγούν στην χρήση ημιεμπειρικών μοντέλων. Τα μοντέλα αυτά μπορούν να περιγράψουν το αιολικό δυναμικό μιας περιοχής βάσει μικρού αριθμού παραμέτρων, ώστε να εκτιμηθεί η ενέργεια που μπορούμε να πάρουμε από τον άνεμο. Η κατανομή Weibull περιγράφει ικανοποιητικά τα ανεμολογικά χαρακτηριστικά στις περιοχές της εύκρατης ζώνης και για ύψος μέχρι 100m από το έδαφος:

$$P(V)dV = \frac{k}{c} \left[ \frac{V}{c} \right]^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} dV$$

Εκφράζει την πιθανότητα η ταχύτητα  $V$  να βρίσκεται στην περιοχή  $V - dV / 2$  και  $V + dV / 2$ .

Η παράμετρος  $c$  συνδέεται με την μέση ταχύτητα με την σχέση:

$$\bar{V} = c\Gamma\left[1 + \frac{1}{k}\right]$$

Ο κύβος της μέσης ταχύτητας του ανέμου δίνεται από την εξίσωση:

$$V^3 = c^3\Gamma\left[1 + \frac{3}{k}\right]$$

Η παράμετρος  $k$  είναι αντιστρόφως ανάλογη της διακύμανσης  $\sigma^2$  των ταχυτήτων του ανέμου ως προς την μέση ταχύτητα:

$$\sigma^2 = c^2\left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left\{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right\}^2\right]$$

Μεγαλύτερες τιμές του  $k$  εκφράζουν μικρότερη διασπορά των ταχυτήτων του ανέμου και συνεπώς μεγαλύτερη συγκέντρωση γύρω από την μέση τιμή.

### Υπολογισμός $k$ και $c$

Για την εύρεση της καμπύλης διάρκειας των ταχυτήτων του ανέμου πρέπει να προσδιοριστεί το χρονικό διάστημα για το οποίο η μετρημένη ταχύτητα είναι μικρότερη από κάποια προσδιορισμένη τιμή. Ολοκληρώνοντας την κατανομή Weibull έχουμε:

$$P(V \leq V_x) = \int_0^{V_x} P(V) dV = 1 - e^{-\left(\frac{V_x}{c}\right)^k}$$

Λογαριθμούμε:

$$\ln[-\ln\{1 - P(V \leq V_x)\}] = -k \ln c + k \ln V_x$$

Θέτουμε:

$$\left. \begin{array}{l} y = \ln[-\ln\{1 - P(V \leq V_x)\}] \\ x = \ln V_x \end{array} \right\} y = -k \ln c + kx$$

Με την μέθοδο των ελαχίστων τετραγώνων υπολογίζουμε τα  $k$  και  $c$ :

$$Y = A + BX$$

$$A = \frac{(\sum y)(\sum x^2) - (\sum x)(\sum xy)}{n(\sum x^2) - (\sum x)^2}$$

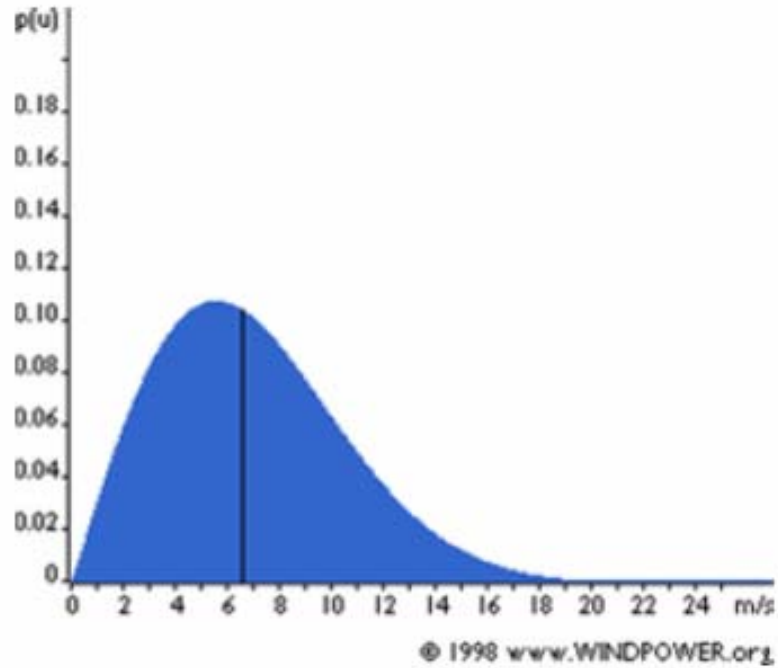
$$B = \frac{n(\sum xy) - (\sum x)(\sum y)}{n(\sum x^2) - (\sum x)^2}$$

$$c = e^{-\frac{A}{B}} \quad \text{και} \quad k = B$$

Η αναγωγή των τιμών της παραμέτρου  $c$  σε διάφορα ύψη μπορεί να γίνει με βάση το μοντέλο κατανομής του ανέμου το οποίο χρησιμοποιούμε για την συγκεκριμένη περιοχή της μελέτης. Η μεταβολή της παραμέτρου  $k$  καθ' ύψος υπολογίζεται από νομόγραμμα το οποίο δίνει την μεταβολή της καθ' ύψος.

Η κατανομή της πυκνότητας πιθανότητας για τα ανεμολογικά δεδομένα του Σχήμα 1.12:

- Συνολική επιφάνεια=1
- Ο μέσος της κατανομής=6.6m/sec (ίσα εμβαδά) → Τον μισό χρόνο η ταχύτητα του ανέμου έχει τιμή μικρότερη από 6.6m/sec και τον άλλο μισό μεγαλύτερη από 6.6m/sec
- Μέση τιμή ανέμου: 7m/sec
- Η συχνότερη τιμή: 5.5m/sec



Σχήμα 1.12. Κατανομή πυκνότητας πιθανότητας των ταχυτήτων του ανέμου

Η μορφή της κατανομής διαφέρει από τόπο σε τόπο και εξαρτάται από τις τοπικές κλιματολογικές συνθήκες, το ανάγλυφο του εδάφους και άλλους γεωγραφικούς παράγοντες (Σχήμα 1.13) .



## Wind Resources at 50 (45) m Above Ground Level

Colour	Sheltered terrain		Open plain		At a sea coast		Open sea		Hills and ridges	
	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>
	>6.0	>250	>7.5	>500	>8.5	>700	>9.0	>800	>11.5	>1800
	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0-8.5	400-700
	<3.5	<50	<4.5	<100	<5.0	<150	<5.5	<200	<7.0	<400
			>7.5							
			5.5-7.5							
			<5.5							

Σχήμα 1.13. Κατανομή ταχυτήτων ανέμου σε 50m από το έδαφος για όλη την Ευρώπη

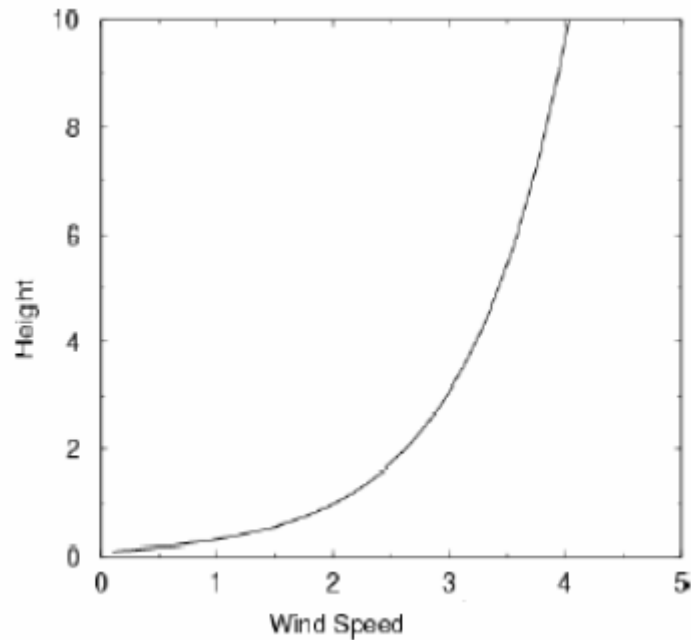
### Κατανομή Ανέμου

Η κατανομή του ανέμου (wind profile) που ενδιαφέρει σε σχέση με την αιολική ενέργεια αναφέρεται στην μεταβολή της ταχύτητας του ανέμου με το ύψος, στις πρώτες λίγες εκατοντάδες μέτρα πάνω από το έδαφος. Η κατανομή του ανέμου επηρεάζει:

- Την αιολική ενέργεια που απορροφά η αιολική μηχανή.
- Την κόπωση της αιολικής μηχανής.
- Την αντοχή του πύργου στήριξης.



Η μορφή της καμπύλης εξαρτάται από το τοπικό περιβάλλον και την ευστάθεια της ατμόσφαιρας.



Σχήμα 1.14. Η κατανομή του ανέμου

Η μεταβολή της μέσης ταχύτητας με το ύψος δίνεται από την εξίσωση:

$$V(z) = \frac{u_*}{k} \int_{z_0}^{z+z_0} \frac{\phi(z/L)}{z} dz$$

όπου:

- $u^*$  η ταχύτητα τριβής η οποία εξαρτάται από την από την πυκνότητα του αέρα ( $\rho$ ) και την επιφανειακή τάση Reynolds ( $\tau$ ):  $u^* = \sqrt{\tau/\rho}$
- $k$  είναι η σταθερά von Karman ( $\sim 0.4$  σταθερά αναλογίας)
- $z_0$  το μήκος τραχύτητας του εδάφους
- $L$  η παράμετρος ευστάθειας της ατμόσφαιρας
- $\phi$  συνάρτηση που εξαρτάται από την ατμοσφαιρική ευστάθεια

Η παράμετρος  $L$  της ευστάθειας της ατμόσφαιρας, δίνεται από την σχέση:

$$L = \frac{u_*^2 \cdot C_p \cdot \rho \cdot T}{k \cdot g \cdot H_f}$$

όπου  $g$ : η επιτάχυνση της βαρύτητας  
 $T$ : η απόλυτη θερμοκρασία του αέρα  
 $H_f$ : η κατακόρυφη ροή θερμότητας  
 $C_p$ : η ειδική θερμότητα σε σταθερή πίεση

### Ευστάθεια της Ατμόσφαιρας

Ορίζεται από την κατακόρυφη με το ύψος μεταβολή της θερμοκρασίας του αέρα. Η ευστάθεια της ατμόσφαιρας μετριέται από την τάση που έχει μία αέρια μάζα, που έχει μετακινηθεί κατακόρυφα, να επιστρέψει ή όχι στην αρχική της θέση.

$$\frac{dT}{dz} > -\frac{g}{C_p} \quad \text{ευσταθής ατμόσφαιρα}$$

$$\frac{dT}{dz} < -\frac{g}{C_p} \quad \text{ασταθής ατμόσφαιρα}$$

$$\frac{dT}{dz} = -\frac{g}{C_p} \quad \text{ουδέτερη ατμόσφαιρα}$$

- Σε ευσταθείς συνθήκες το πάχος του ατμοσφαιρικού οριακού στρώματος μπορεί να φτάσει στα 10 m ενώ συνήθως είναι μεταξύ 50 m και 2 km.
- Σε ουδέτερη ατμόσφαιρα η σχέση μεταβολής ανέμου καθ' ύψος γίνεται (ύψη μεταξύ  $3z_0$  και  $1000z_0$ ,  $z_0$ : μήκος τραχύτητας):

$$V(z) = \frac{u_*}{k} \ln \frac{z_0 + z}{z_0}$$

### Εκθετικός Νόμος Κατανομής του Ανέμου

Ο εκθετικός νόμος δίνεται από την ακόλουθη σχέση:

$$\frac{u_{z_1}}{u_{z_2}} = \left( \frac{z_1}{z_2} \right)^n$$

- Εφαρμόζεται σε μεγάλο πλήθος μετρήσεων και όχι σε ατομικές μετρήσεις.
- Εμφανίζει καλή ακρίβεια σε περιπτώσεις που η διαφορά ύψους είναι

περισσότερο από 30-50 m. Η ακρίβεια όμως ελαττώνεται πολύ για μεγάλες διαφορές υψών.

- Δεν χρειάζονται γνώσεις ευστάθειας της ατμόσφαιρας.
- Το n δίνεται από τη σχέση, όταν το ύψος αναφοράς ( $z_2$ ) είναι διαφορετικό από τα 10m ( $z_0$ : μήκος τραχύτητας):

$$n = 0.04 \ln z_0 + 0.003(\ln z_0)^2 + 0.24$$

Για ύψος αναφοράς  $z_2=10\text{m}$  οι τιμές του n δίνονται από πίνακες (Πίνακας 1.8).

Πίνακας 1.8. Οι τιμές του n για διάφορες κατηγορίες τραχύτητας

Κατηγορία Τραχύτητας	Είδος Εδάφους	$z_0$ (m)	n
0	Εξομαλυσμένο (θάλασσα, χιόνι, άμμος)	0.001-0.02	0.10-0.13
1	Μέτρια τραχύτητα (χαμηλή βλάστηση και καλλιέργειες, αγροτικές περιοχές)	0.02-0.30	0.13-0.20
2	Τραχύ έδαφος (Δάση, προάστια πόλεων)	0.30-2.0	0.20-0.27
3	Πολύ τραχύ έδαφος (αστικές περιοχές, ψηλά κτίρια)	2.0-10.0	0.27-0.40

Για ουδέτερες συνθήκες έχουμε (Τα ύψη  $z_1$  και  $z_2$  λαμβάνονται από τη ζώνη μηδενικής ταχύτητας ανέμου):

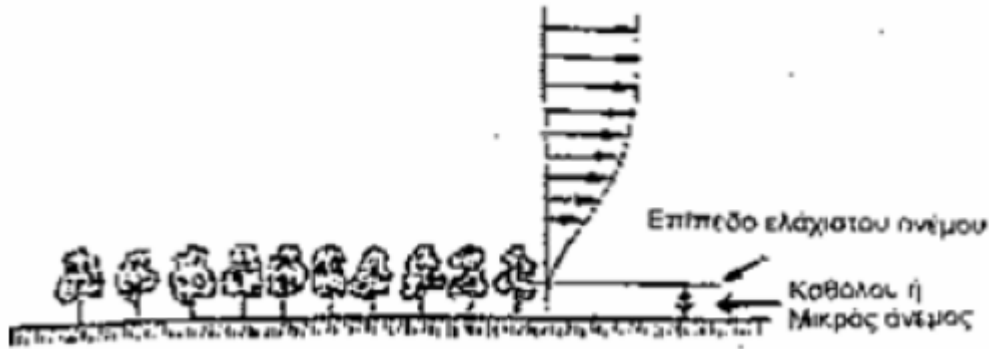
$$n = \frac{1}{\ln \sqrt{\frac{z_1 z_2}{z_0}}}$$

### Μήκος Τραχύτητας

Το μήκος τραχύτητας  $z_0$  εκφράζει το μέσο ύψος των στοιχείων μιας επιφάνειας.

- Ομοιογενές πεδίο: μήκος τραχύτητας μικρό σε σχέση με το ύψος της αιολικής μηχανής.
- Ανομοιογενές πεδίο: μήκος τραχύτητας μεγάλο.

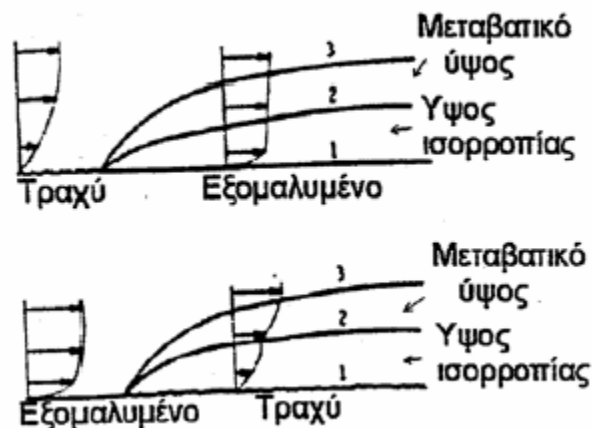
Οι τιμές του  $z_0$  κυμαίνονται από 0.01m (πάγος) ως 10 m (αστικές περιοχές). Το μήκος τραχύτητας είναι σημαντικό για το αιολικό δυναμικό της περιοχής. Το  $z_0$  αλλάζει με τις εποχές (φθινόπωρο, άνοιξη, εποχές συγκομιδής, ...), ενώ εξαρτάται από την πυκνότητα των εδαφικών χαρακτηριστικών (Σχήμα 1.15).



Σχήμα 1.15. Μήκος τραχύτητας

### Όριο Τραχύτητας

Η διαχωριστική γραμμή μεταξύ δύο γειτονικών περιοχών διαφορετικής τραχύτητας έχει σαν αποτέλεσμα τη δημιουργία του ορίου τραχύτητας (Σχήμα 1.16). Η μεταβολή αυτή του μήκους τραχύτητας έχει σαν αποτέλεσμα την διαδοχική μεταβολή του κατανομής του ανέμου λόγο του σχηματισμού διαδοχικών εσωτερικών οριακών στρωμάτων. Απαιτείται προσεκτική διαστασιολόγηση του πύργου της αιολικής μηχανής ώστε η πτερωτή της μηχανής να μην βρίσκεται σε ζώνη σημαντικών «αναταράξεων».



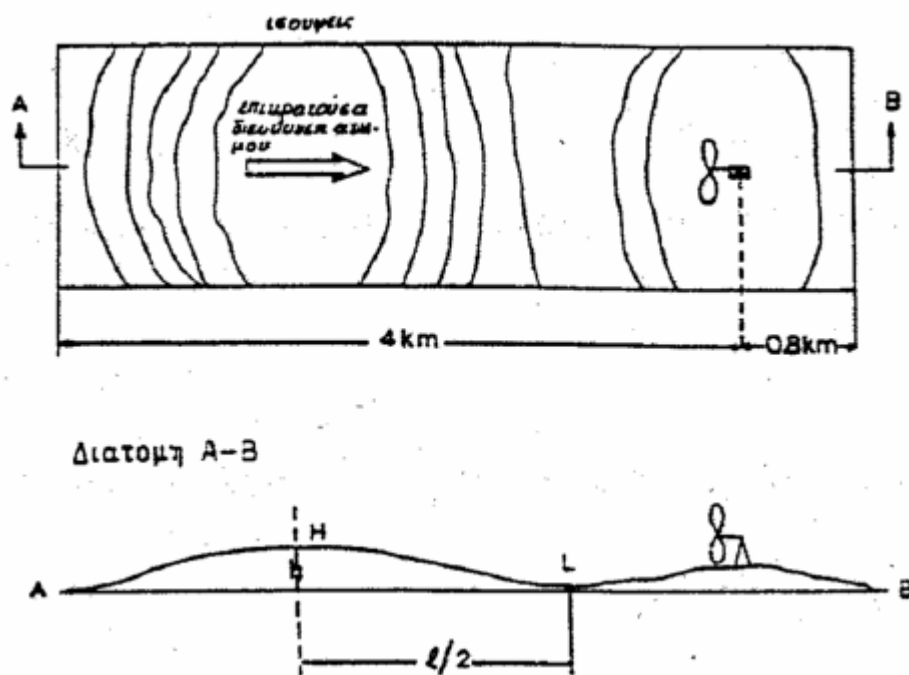
Σχήμα 1.16. Όριο τραχύτητας

## Επίπεδο πεδίο

Ένα πεδίο θεωρείται επίπεδο αν:

- Η διαφορά ύψους της θέσης μεταξύ της θέσης όπου πρόκειται να τοποθετηθεί η αιολική μηχανή και του περιβάλλοντος χώρου σε μια ακτίνα 6km είναι μικρότερη από 60m.
- Ο λόγος  $h/l$  είναι μικρότερος του 0.02, όπου  $h$  το μέγιστο ύψος της περιοχής στα προσήνεμα της αιολικής μηχανής και  $l$  το διπλάσιο της απόστασης μεταξύ χαμηλότερου και ψηλότερου σημείου

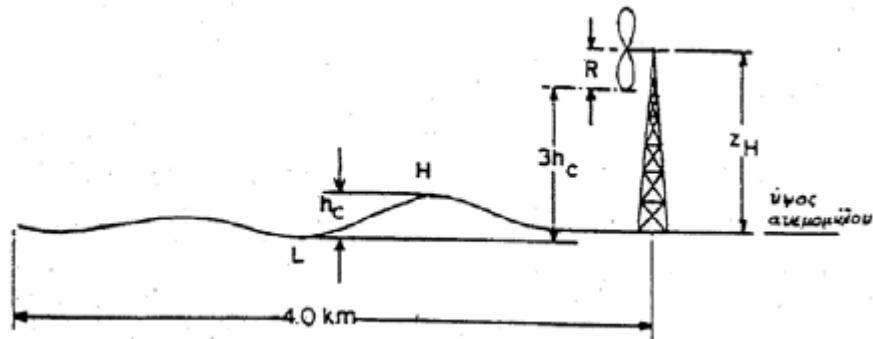
Στην περίπτωση αυτή θα πρέπει να έχουμε μία απόσταση «επίπεδη» τουλάχιστον 4km στα προσήνεμα της θέσης της αιολικής μηχανής και 0.8km στα υπήνεμα (Σχήμα 1.17).



Σχήμα 1.17. Επίπεδο πεδίο (1ος ορισμός)

Το έδαφος θεωρείται επίπεδο αν το ύψος της περωτής (ZH-R) [ZH: ύψος άξονα περωτής και R: ακτίνα] από τα χαμηλότερο σημείο L του πεδίου στα προσήνεμα της μηχανής (~4km) είναι τουλάχιστον 3 φορές μεγαλύτερο από την διαφορά ( $h_c$ ) μεταξύ του ψηλότερου (H) και του χαμηλότερου (L) σημείου (Σχήμα 1.18):

$$Z_H - R \geq 3h$$

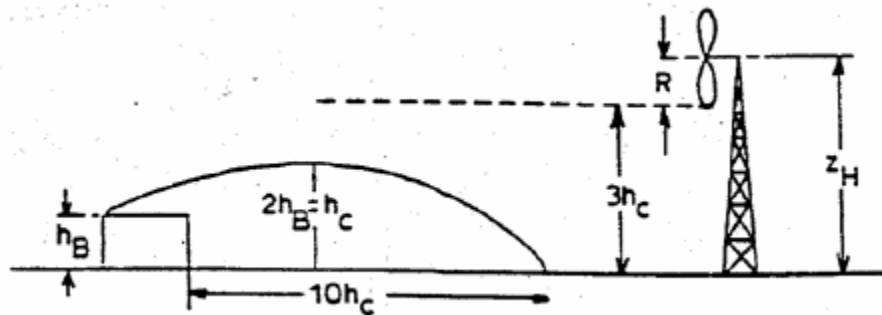


Σχήμα 1.18. Επίπεδο πεδίο (2ος ορισμός)

### Μη ομοιογενές πεδίο

Όταν τα εδαφικά χαρακτηριστικά δεν είναι ομοιόμορφα κατανομημένα ή/και το μέγεθός τους είναι της ίδιας τάξης μεγέθους με την αιολική μηχανή τότε το πεδίο δεν είναι ομοιογενές και δεν μιλάμε για μήκος τραχύτητας, αλλά για εμπόδια στη ροή του ανέμου.

Θεωρούμε ότι υπάρχει εμπόδιο στα προσήνεμα μιας αιολικής μηχανής αν η αιολική μηχανή θα πρέπει να τοποθετηθεί σε απόσταση  $10h_c$  από το εμπόδιο (Σχήμα 1.19).



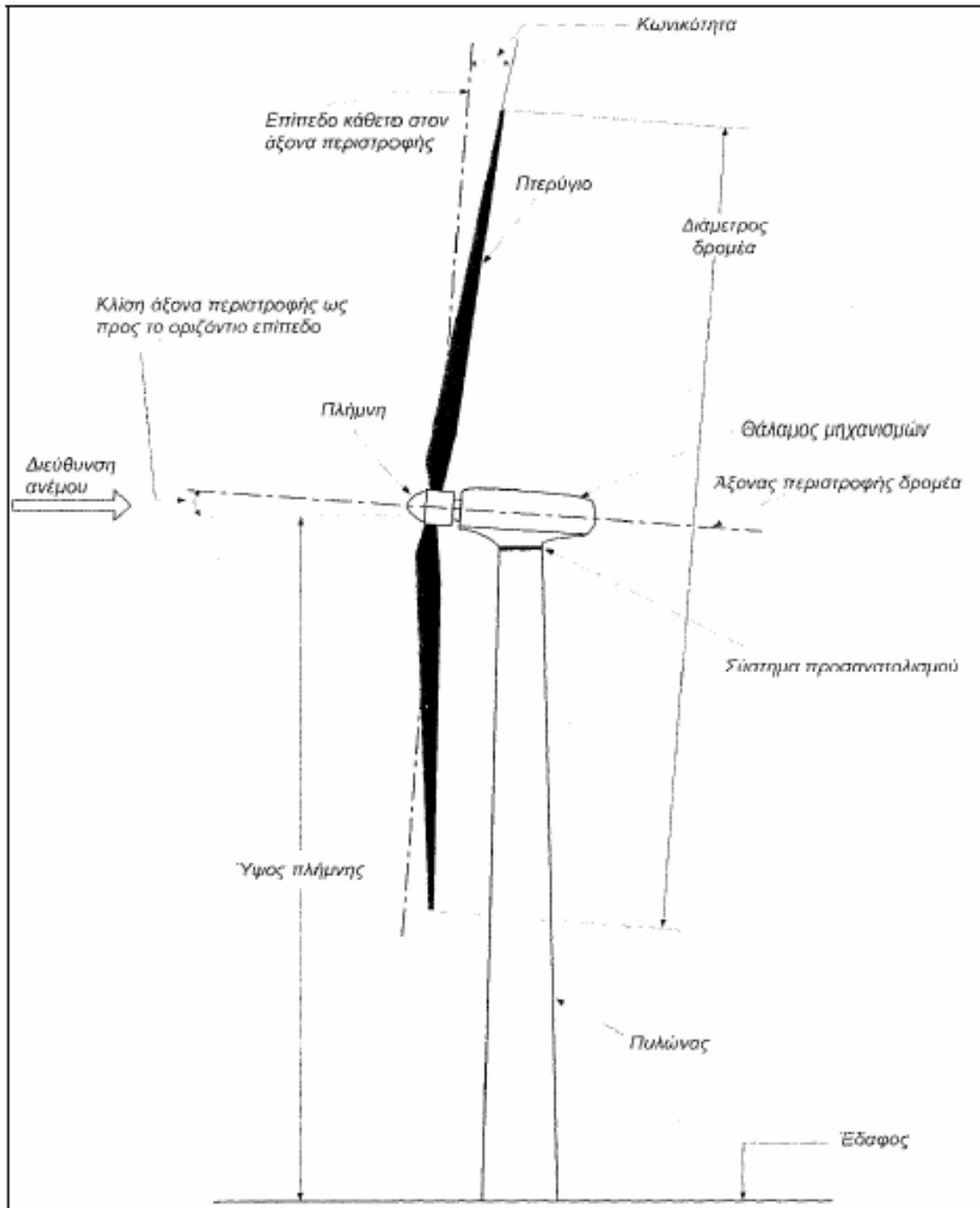
Σχήμα 1.19. Μη ομοιογενές πεδίο

### 1.6.2 Αιολική Ενέργεια.

Η ολική ισχύς των ανέμων παγκοσμίως, σύμφωνα με έγκυρες επιστημονικές μελέτες, υπολογίζεται σε  $3,6 \cdot 10^9$  MW περίπου, ενώ η ωφέλιμη ηλεκτρική ενέργεια που μπορεί να παραχθεί ανέρχεται προσεγγιστικά στις  $10^6$  GWh. Η αιολική ενέργεια βρίσκει εφαρμογή κυρίως για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με τη βοήθεια μηχανών που μετατρέπουν την κινητική ενέργεια του ανέμου σε μηχανική και στη συνέχεια σε ηλεκτρική και ονομάζονται Συστήματα Μετατροπής Αιολικής Ενέργειας ή Ανεμογεννήτριες (Α/Γ).

Οι Α/Γ διακρίνονται ανάλογα με τον τρόπο περιστροφής του δρομέα των πτερυγίων σε Α/Γ κατακόρυφου και οριζοντίου άξονα που είναι και οι πλέον διαδεδομένες καθώς επιτυγχάνεται βελτιστοποίηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας τόσο ως προς το βαθμό απόδοσης, όσο και ως προς το κόστος παραγωγής.

Τυπικό παράδειγμα Α/Γ οριζοντίου άξονα παρουσιάζεται στο Σχήμα 1.20 που ακολουθεί, στο οποίο καταγράφονται τα βασικά μέρη από τα οποία συνθέτεται.



Σχήμα 1.20: Τυπικό παράδειγμα Α/Γ οριζοντίου άξονα



### 1.6.3 Ανεμογεννήτριες νέου τύπου.

Η εξέλιξη των συγχρόνων ανεμογεννητριών (Α/Γ) βασίζεται σε έναν εντυπωσιακό συνδυασμό τεχνολογικής - επιστημονικής δεξιοτήτας και επιχειρηματικού πνεύματος. Τα τελευταία είκοσι χρόνια η ονομαστική ισχύς των Α/Γ έχει αυξηθεί κατά δύο τάξεις μεγέθους, το κόστος της παραγόμενης ενέργειας έχει μειωθεί δραστικά και η αιολική βιομηχανία έχει μεταλλαχθεί από μια ιδεολογικής βάσης δραστηριότητα σε μία δραστηριότητα αιχμής στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής.

Παράλληλα, η τεχνολογική βάση και τα αναγκαία υπολογιστικά εργαλεία έχουν εξελιχθεί ώστε να καλύπτουν κάθε φορά τις νέες ανάγκες και προκλήσεις. Η εξέλιξη των Α/Γ είναι μια συναρπαστική ιστορία που απέχει πολύ από το να έχει ολοκληρωθεί. Πολλές τεχνικές προκλήσεις εξακολουθούν να υφίστανται και είναι κοινή πίστη ότι το μέλλον θα μας καταπλήξει ακόμα περισσότερο. Χρειάζεται, βέβαια, σημαντική επένδυση σε έρευνα και ανάπτυξη προκειμένου να εκμεταλλευτούμε την υπάρχουσα δυναμική.

Η ιστορία των σύγχρονων εμπορικών Α/Γ ξεκινά στις αρχές της δεκαετίας του '80, ως συνέπεια της πετρελαϊκής κρίσης της προηγούμενης δεκαετίας. Έννοιες όπως η ασφάλεια και η πολύποικιλότητα της ενεργειακής παραγωγής και σε μικρότερο βαθμό, τότε, η αειφορία δημιούργησαν έντονο ενδιαφέρον για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

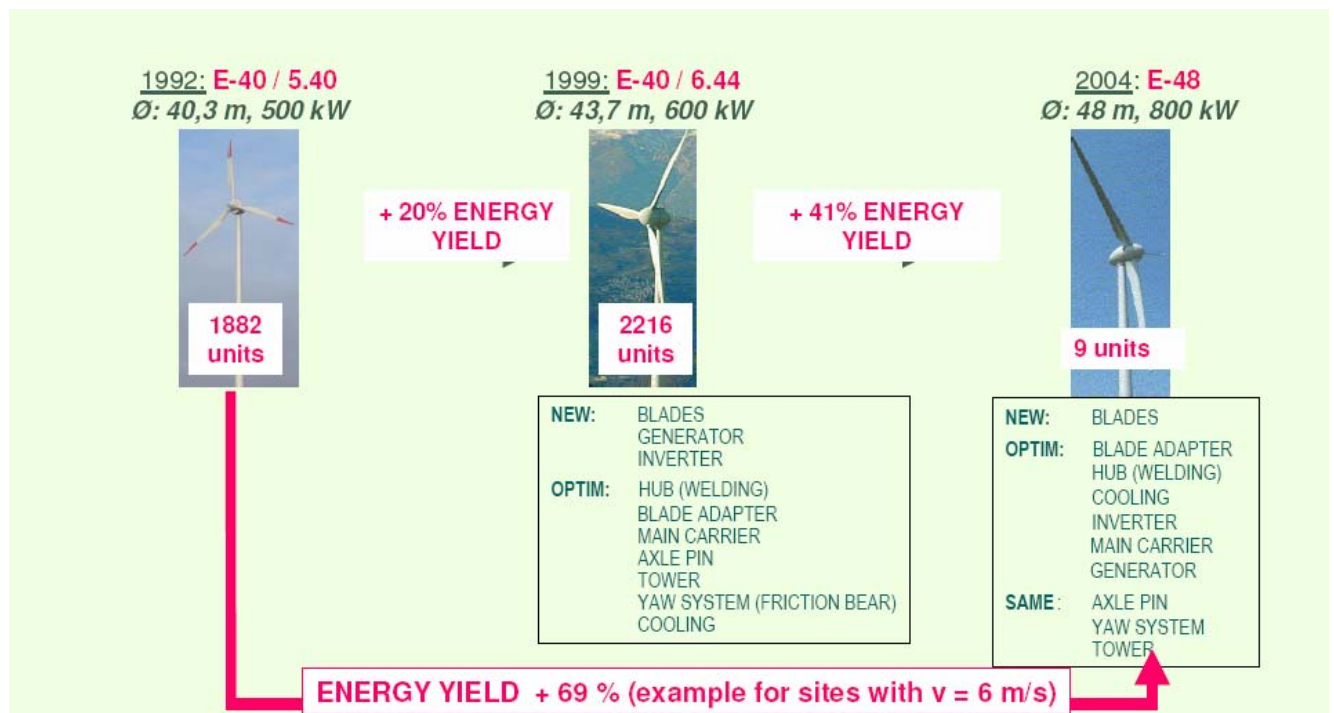
Σήμερα, μπορούμε να καταγράψουμε τους παρακάτω τεχνολογικούς δείκτες:

- Η διαθεσιμότητα των μεγάλων αιολικών πάρκων με «δοκιμασμένες» Α/Γ μεσαίου μεγέθους (500-1000 kW) κυμαίνεται σε ετήσια βάση σταθερά στο 98%. Οι πρόσφατες μεγαλύτερες μηχανές κυμαίνονται (1000-5000 kW), Σχήμα 1.21 (Α-Ε).
- Μερικές από τις παλιότερες Α/Γ ήταν αρκετά θορυβώδεις, τόσο εξ αιτίας του μηχανολογικού σχεδιασμού όσο και εξ αιτίας της αεροδυναμικής τους, και ο θόρυβος ήταν ένα υπαρκτό πρόβλημα τους. Σήμερα, ο μηχανικός θόρυβος έχει πρακτικά απαλειφθεί ενώ ο αεροδυναμικός έχει δραστικότητα μειωθεί.
- Οι Α/Γ είναι πλέον εγκαταστάσεις υψηλού βαθμού απόδοσης με λιγότερο από 10% θερμικές απώλειες στο σύστημα μετάδοσης της ισχύος τους. Ο αεροδυναμικός βαθμός απόδοσης έχει αυξηθεί από το 44% της δεκαετίας του 80 στο 50% περίπου (όριο Betz 59%).
- Παλιότερα υπήρχε η εντύπωση ότι η αιολική διείσδυση σε τοπικά ηλεκτρικά συστήματα δεν θα μπορούσε να ξεπερνά το 10% για λόγους ευστάθειας του συστήματος.

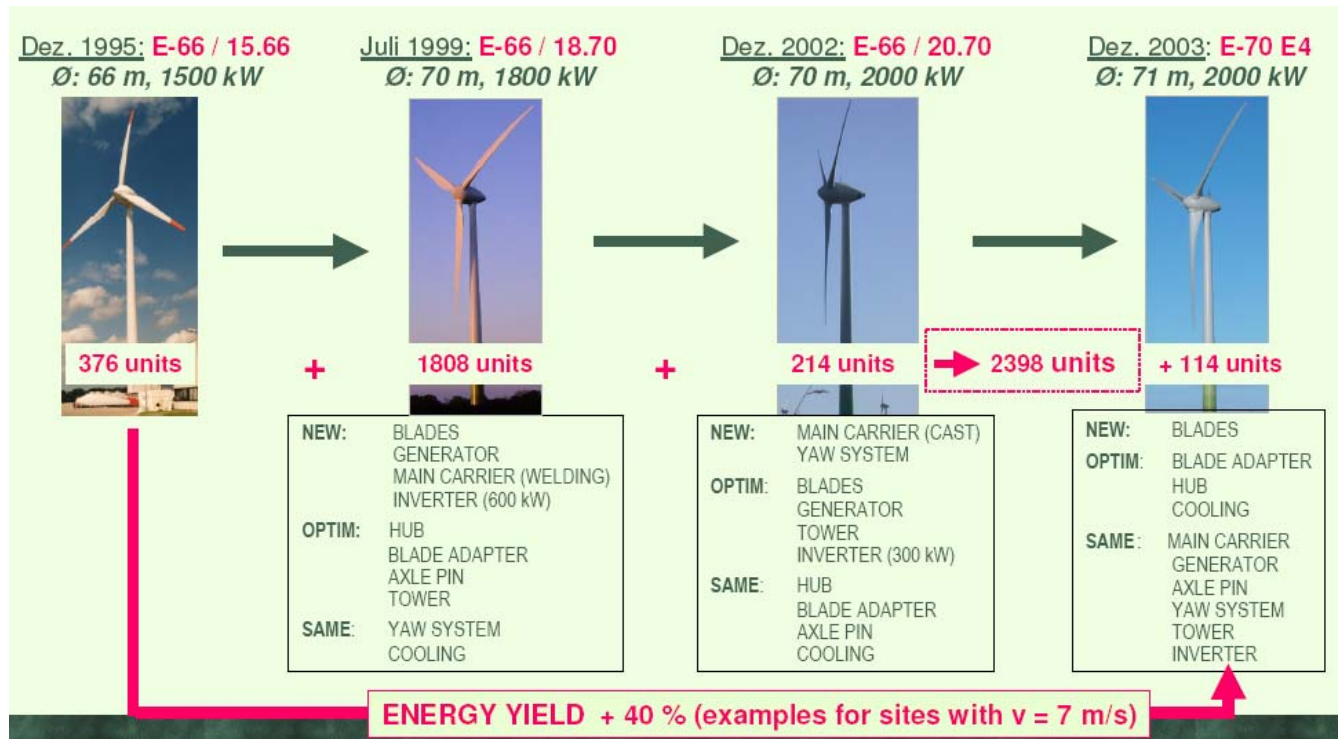
Σήμερα η εικόνα είναι πολύ πιο σύνθετη. Τοπικές ενισχύσεις των δικτύων σε συνδυασμό με τη δυνατότητα των Α/Γ μεταβλητών στροφών να συνεισφέρουν στην ευστάθεια του δικτύου και τις σύγχρονες τεχνικές μεσοπρόθεσμης πρόβλεψης της διαλείπουσας αιολικής παραγωγής, ξεπερνούν κάποιους προβληματισμούς για τη μεταβλητότητα της παραγωγής και την ανάγκη για μεγάλης κλίμακας αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας.

Διεοδύσεις της τάξης του 20% φαίνονται ήδη εφικτές για ένα τυπικό ηλεκτρικό δίκτυο (Δανία 17%, Γερμανία και Ισπανία 15% σε τοπικά δίκτυα).

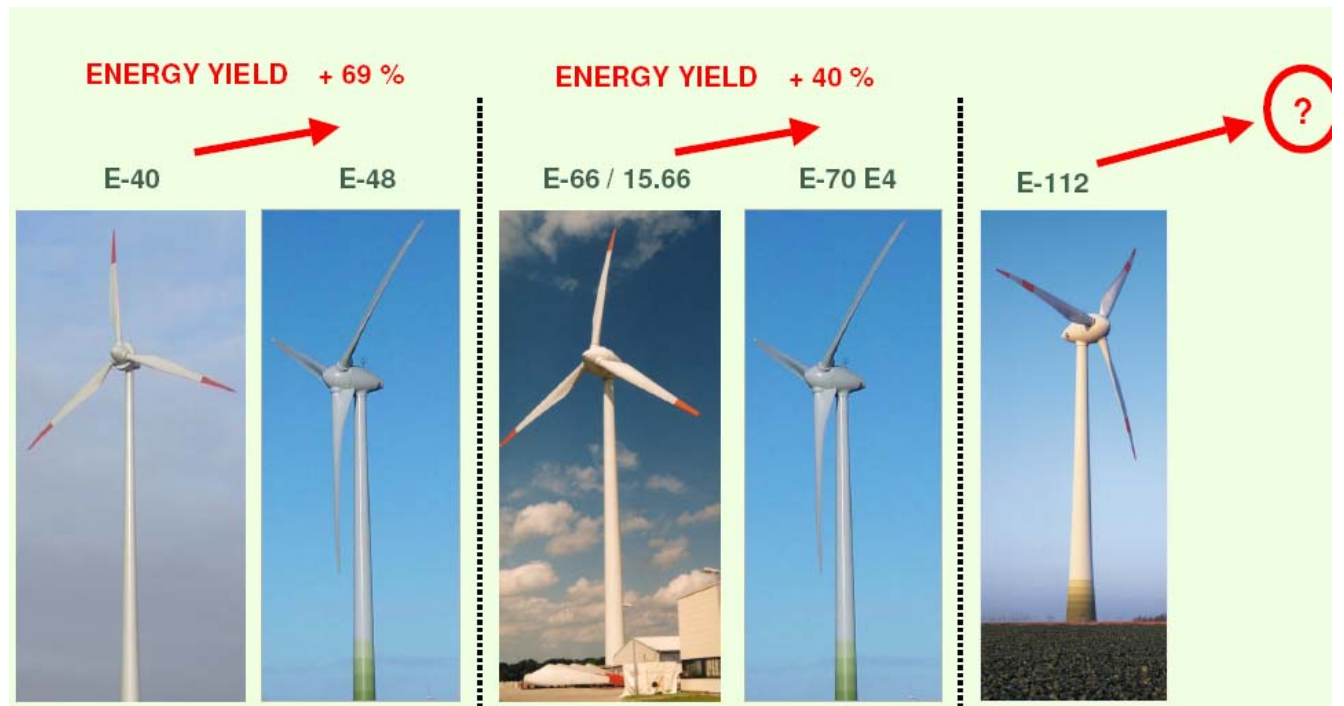
- Το κόστος της αιολικής κίλοβατώρας έχει δραστικά μειωθεί τα τελευταία χρόνια. Αυτό οφείλεται τόσο στις τεχνολογικές βελτιώσεις όσο και σε οικονομίες κλίμακας που σχετίζονται με το μέγεθος της αγοράς. Σε θέσεις με καλό αιολικό δυναμικό η αιολική ενέργεια μπορεί ήδη να ανταγωνιστεί σε εμπορική βάση νέους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής από άνθρακα ή φυσικό αέριο.
- Οι οπτικές και γενικότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις των Α/Γ, παρότι σαφώς μικρότερες από αυτές των συμβατικών σταθμών παραγωγής, απαιτούν ευαίσθητους χειρισμούς. Εντούτοις, η ευρωπαϊκή τουλάχιστον κοινή γνώμη είναι γενικότερα θετική προς την αιολική ενέργεια.



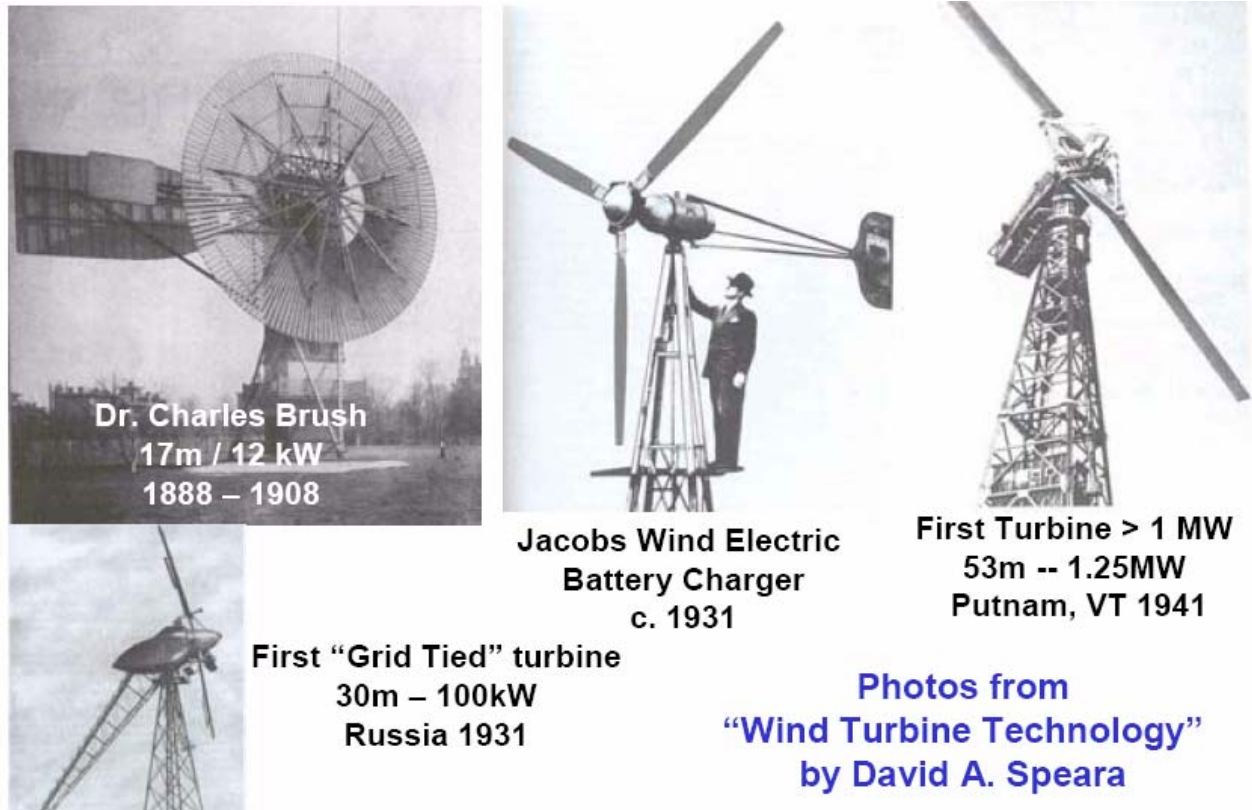
Σχήμα 1.21Α



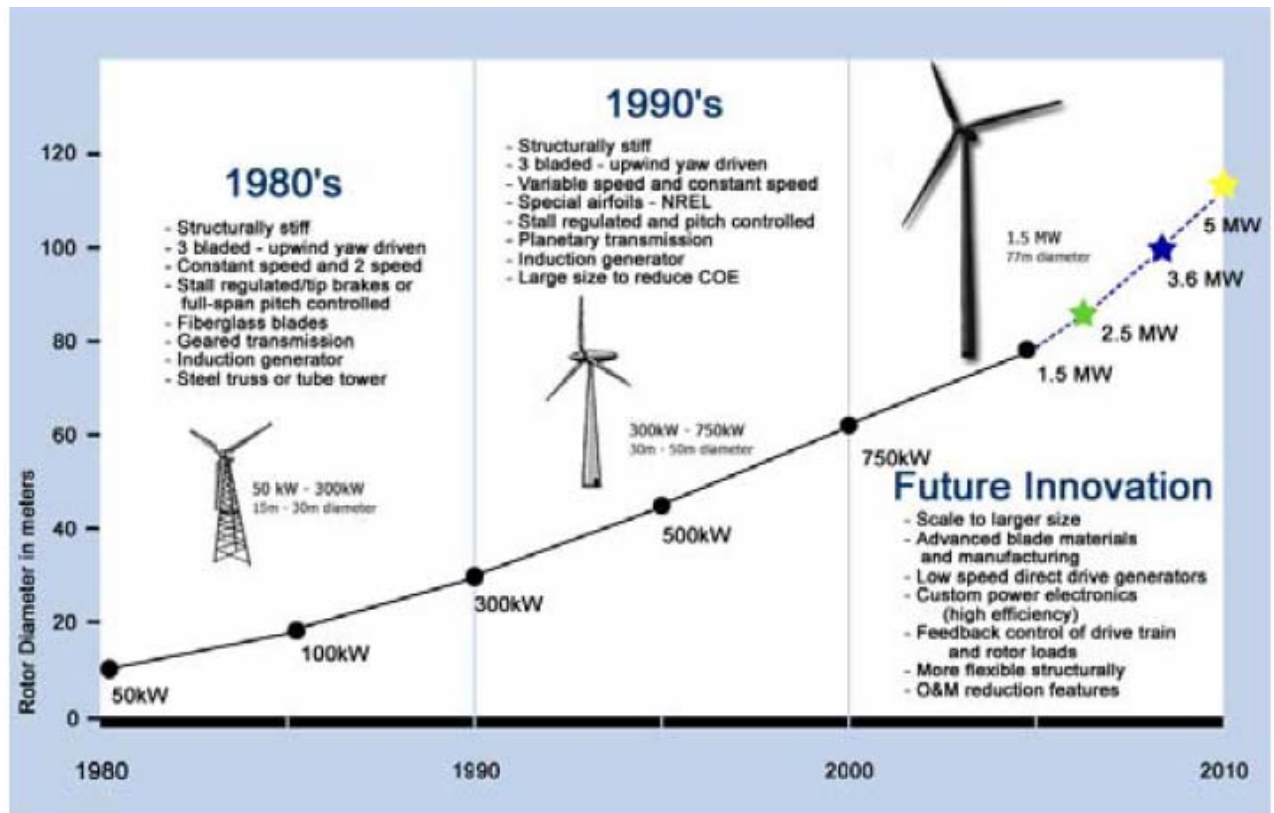
Σχήμα 1.21B



Σχήμα 1.21Γ



Σχήμα 1.21Δ



Σχήμα 1.21Ε

#### 1.6.4 Η εξέλιξη και η αρχιτεκτονική των σύγχρονων Α/Γ .

Ας δούμε όμως μερικά στοιχεία για την αρχιτεκτονική των σύγχρονων Α/Γ και πως αυτή εξελίχθηκε με το χρόνο, επικεντρώνοντας τη συζήτηση στις μηχανές οριζόντιου άξονα που πλέον μονοπωλούν την αγορά.

- Ο κυρίαρχος τύπος Α/Γ έχει τριπτέρυγο δρομέα παρόλο που προηγήθηκαν αρκετές προσπάθειες με διπτέρυγους ή και μονοπτέρυγους δρομείς. Οι λόγοι για την επικράτηση των τριών πτερυγίων σχετίζονται άμεσα με τον αεροδυναμικό θόρυβο και την οπτική αποδοχή.

Οι τριπτέρυγες Α/Γ, λειτουργώντας με μικρότερες ταχύτητες ακροπτερυγίου και συνεπώς παράγουν χαμηλότερης έντασης αεροδυναμικό θόρυβο. Επιπρόσθετα δίνουν και μια πιο ισορροπημένη εικόνα στο ανθρώπινο μάτι. Τεχνικά, η ισορροπία αυτή αφορά και στη δυναμική συμπεριφορά της Α/Γ και, επομένως, και τα φορτία που δέχεται ο δρομέας και η άτρακτος. Παρόλα αυτά, οι διπτέρυγες μηχανές παραμένουν ως μια βιώσιμη εναλλακτική, ιδιαίτερα σε απομακρυσμένες περιοχές (στη στεριά ή στη θάλασσα) αν πραγματικά καταφέρουν να προσφέρουν λύσεις χαμηλότερου κόστους, που δεν θα οφείλεται μάλλον στο κόστος των λιγότερων (αλλά στιβαρότερων) πτερυγίων αλλά σε ένα γενικότερο και περισσότερο «εύκαμπτο» επανασχεδιασμό τους.

- Στις πρώτες μηχανές, ο έλεγχος της ισχύος γινόταν κατά κύριο λόγο παθητικά (μηχανές σταθερού βήματος - stall controlled) σε συνδυασμό με τη λειτουργία τους σε σταθερές στροφές (fixed speed), εκμεταλλευόμενες την αποκόλληση της ροής στις μεγαλύτερες ταχύτητες του ανέμου.

Ως εναλλακτική λύση εμφανίστηκαν οι Α/Γ μεταβλητού βήματος (pitch control) οι οποίες, έχοντας τη δυνατότητα να ρυθμίζουν ενεργητικά, μέσω ενός συστήματος ελέγχου, το βήμα των πτερυγίων σε σχέση με την ταχύτητα του αέρα, εκτιμάτο ότι θα εξασφάλιζαν καλύτερη δυνατότητα ελέγχου της ισχύος αλλά και μικρότερα αεροδυναμικά φορτία στις μεγάλες ταχύτητες του ανέμου. Στην πράξη φάνηκε ότι οι μηχανές μεταβλητού βήματος δεν θα μπορούσαν να λειτουργήσουν με σταθερές στροφές, αφού κάθε φορά που το σύστημα ελέγχου αποτύγχανε να παρακολουθήσει τον στοχαστικό άνεμο (ιδιαίτερα στην περιοχή γύρω και πάνω από το ονομαστικό σημείο λειτουργίας, ταχύτητες ανέμου 15-25 m/s) εμφανίζονταν σημαντικές υπερ-ακοντίσεις της ισχύος και των φορτίων. Το πρόβλημα λύθηκε συνδυάζοντας το μεταβλητό βήμα με τις μεταβλητές στροφές.

Οι πρώτοι τέτοιοι συνδυασμοί βασίστηκαν σε μικρές διακυμάνσεις των στροφών (της τάξης του 10% γύρω από τις ονομαστικές, σύστημα OptiSlip της VESTAS χρησιμοποιώντας επαγωγική γεννήτρια μεγάλης ολισθησης). Η μεταβολή των στροφών ευνοεί τον έλεγχο της ισχύος αλλά και μειώνει την ανάγκη για ταχύτατες μεταβολές του βήματος. Ακολούθησαν σχεδιασμοί με πλήρη



δυνατότητα μεταβολής των στροφών, μια δυνατότητα που προσφέρει πλεονεκτήματα αλλά και προβληματισμούς ως προς το κόστος και την αξιοπιστία της. Οι περισσότεροι από τους προβληματισμούς αυτούς έχουν ήδη ξεπεραστεί όχι τόσο για τα ενεργειακά πλεονεκτήματα των μεταβλητών στροφών όσο για την επιπλέον δυνατότητα ελέγχου και ευελιξίας που προσφέρουν.

Η αρχιτεκτονική του σταθερού βήματος παραμένει μια βιώσιμη λύση, ιδιαίτερα όταν συνδυάζεται με ασύγχρονες γεννήτριες δύο-στροφών, αλλά οι μεταβλητές στροφές προσφέρουν καλύτερη ποιότητα ισχύος στο δίκτυο και για τον λόγο αυτό οδηγούν και τις εξελίξεις προς τις μεγάλες μηχανές. Παρόλο που έχουν δοκιμαστεί και κάποιοι συνδυασμοί μεταβλητών στροφών με σταθερό βήμα (μεταξύ των οποίων και τα ελληνικά πρωτότυπα που σχεδιάστηκαν από τους Ν. Αθανασιάδη και Μιχαηλίδη), οι μεταβλητές στροφές κατά κύριο λόγο ταιριάζουν με την αρχιτεκτονική του μεταβλητού βήματος, προσφέροντας ιδιαίτερη ευελιξία στον έλεγχο της παραγόμενης ισχύος.

Το γεγονός αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό για τα μεγάλα αιολικά πάρκα του μέλλοντος (κάποιες εκατοντάδες MW το καθένα) τα οποία θα είναι υποχρεωμένα να λειτουργούν σαν πραγματικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής προσαρμόζοντας την απόδοσή τους στην επιθυμητή ζήτηση.

- Στον τομέα του ελέγχου της ισχύος των Α/Γ μεταβλητού βήματος υπάρχει μια έντονη στροφή από τον έλεγχο του δρομέα προς τον έλεγχο των περυγίων (κάθε περύγιο ανεξάρτητα από τα υπόλοιπα) με πολύπαραμετρικά συστήματα ελέγχου. Πέρα από το γεγονός ότι η τεχνική αυτή καθιστά το σύστημα πέδησης της Α/Γ περισσότερο αξιόπιστο, φαίνεται ότι προσφέρει και σημαντικό περιθώριο μείωσης των φορτίων συνδυάζοντας τον στοχαστικό έλεγχο με μια κατάλληλη ημιτονοειδή μεταβολή του βήματος κάθε περυγίου (με διαφορά φάσης  $120^\circ$  για τριπτέρυγους δρομείς), μια τεχνική δανεισμένη από τα στροφεία των ελικοπτέρων.

- Ο κυρίαρχος τύπος πύργου των Α/Γ είναι ο γνωστός χαλύβδινος σωληνωτός. Οι δυσκολίες, όμως, στη επίγεια μεταφορά του στοιχείου της βάσης για τις μεγάλες μηχανές έχει οδηγήσει στη μελέτη και κατασκευή υβριδικών πύργων όπου το τμήμα της βάσης κατασκευάζεται από οπλισμένο σκυρόδεμα στο οποίο προσαρμόζεται το μεταλλικό πάνω μέρος.

### 1.6.5 Οι βασικές κατευθύνσεις για το σχεδιασμό των σύγχρονων Α/Γ.

#### Είναι:

- Μηχανές προοριζόμενες για θέσεις χαμηλού και υψηλού αιολικού δυναμικού.
- Μηχανές με αυξημένη συμβατότητα με το ηλεκτρικό δίκτυο.
- Μείωση της στάθμης του παραγόμενου θορύβου με έμφαση στην τονικότητα.
- Αύξηση της αεροδυναμικής απόδοσης.

- Μείωση της οπτικής όχλησης.
- Υπεράκτιες εφαρμογές.

Παρά το γεγονός ότι τα υπεράκτια αιολικά πάρκα αντιστοιχούν σήμερα στο 0.4% μόνο της παγκόσμιας εγκατεστημένης ισχύος στη στεριά, οι τελευταίες εξελίξεις στην αιολική τεχνολογία οδηγούνται από την αναδύομενη υπεράκτια αγορά, Σχήμα 1.22 (Α-Ε)

Σαν αποτέλεσμα, η τεχνολογία στοχεύει στον αποδοτικότερο σχεδιασμό ακόμα μεγαλύτερων μηχανών. Ειδικότερα θέματα που απασχολούν είναι: α) η μείωση της ανηρημένης μάζας (δρομέας και άτρακτος), β) η ανάπτυξη τεχνολογία μεγάλων πτερυγίων και νέων συνθέτων υλικών σε συνδυασμό με τεχνικές μερικής επι τόπου συναρμολόγησης κλπ και γ) σχεδιασμός θεμελίων για υπεράκτιες εφαρμογές, τεχνικές ανέγερσης και συντήρησης.

Για τα μεγάλα υπεράκτια πάρκα είναι φανερό ότι όλα τα κόστη που σχετίζονται με τη λεγόμενη «ισορροπία του συστήματος» (balance of plant), όπως το κόστος των θεμελιώσεων, της ηλεκτρικής διασύνδεσης, της πρόσβασης και συντήρησης, μειώνονται (ανά εγκατεστημένο kW) καθώς η ισχύς κάθε εγκατεστημένης μονάδας αυξάνεται. Αρκετοί τεχνολογικοί δείκτες συγκλίνουν στην σκοπιμότητα σχεδιασμού οικονομικά βιώσιμων Α/Γ με ονομαστική ισχύ μεγαλύτερη των 5MW (που είναι ήδη διαθέσιμες σήμερα και ίσως δούμε μηχανές των 10 MW μέχρι το 2010) με βάση την τρέχουσα αρχιτεκτονική.

Ας δούμε, όμως, τι οδήγησε και τι οδηγεί ακόμα στην ανάπτυξη όλο και μεγαλύτερων μηχανών. Ήδη αναφέρθηκε ότι τα κόστη που σχετίζονται με την «ισορροπία του συστήματος» είναι χαμηλότερα, κάτι που ισχύει και για τις εγκαταστάσεις στη στεριά. Από την άποψη της παραγωγής ενέργειας και αν υποθέσουμε τις ίδιες ταχύτητες στο ύψος της πλήμνης αεροδυναμικά ομοίων μηχανών (δηλαδή με την ίδια πυκνότητα ισχύος ανά μονάδα επιφανείας του δρομέα) και όμοια αρχιτεκτονική αιολικού πάρκου (με τις μηχανές να απέχουν μεταξύ τους κάποιο σταθερό πολλαπλάσιο της διαμέτρου του δρομέα τους) τότε το μέγεθος των Α/Γ είναι σχεδόν αδιάφορο για την παραγωγή τους. Αυτό που αλλάζει όμως, ιδιαίτερα στην επίπεδη τοπογραφία, είναι το αιολικό δυναμικό το οποίο αυξάνει καθ' ύψος. Υπάρχει, λοιπόν, σημαντικό κέρδος στην παραγωγή καθώς πηγαίνουμε σε μεγαλύτερες μηχανές λόγω της αντίστοιχης αύξησης του ύψους της πλήμνης τους από το έδαφος. Παράλληλα, σε μεγαλύτερα ύψη η ένταση της ατμοσφαιρικής τύρβης μειώνεται, με αποτέλεσμα να μειώνονται και τα φορτία κόπωσης οπότε να επεκτείνεται η διάρκεια ζωής των μηχανών. Επιπλέον, οι μεγαλύτερες μηχανές σαν πιο αργόστροφες (και λιγότερες για την ίδια συνολικά εγκατεστημένη ισχύ) προκαλούν μικρότερη οπτική όχληση. Τέλος και ως προς το επίπεδο αεροδυναμικού θορύβου υπάρχει κέρδος, αφού η καθοριστική λειτουργική παράμετρος είναι η ταχύτητα περιστροφής.

Γιατί, λοιπόν, δεν σχεδιάσαμε εξ' αρχής μια πολύ μεγάλη A/Γ αλλά προχωρήσαμε με τόσο πολλά ενδιάμεσα βήματα: Για να κατανοήσουμε την απάντηση θα πρέπει να κάνουμε μια μικρή αναφορά στη θεωρία της ομοιότητας. Ας υποθέσουμε ότι ξεκινάμε από ένα αρχικό σχέδιο δρομέα και στη συνέχεια διπλασιάζουμε τις διαστάσεις του συμπεριλαμβάνοντας και την εσωτερική δομή των πτερυγίων. Για να εξασφαλίσουμε την αεροδυναμική ομοιότητα περιστρέφουμε τους δύο δρομείς με την ίδια ταχύτητα ακροπτερυγίου (επομένως η μεγαλύτερη στρέφεται με τις μισές στροφές σε σχέση με τη μικρότερη). Με αυτές τις προϋποθέσεις και σε πρώτη προσέγγιση (π.χ. αγνοώντας την επίδραση του αριθμού Reynolds στα αεροδυναμικά φορτία), μπορεί κανείς να αποδείξει ότι οι δύο δρομείς είναι:

- Αεροδυναμικά όμοιοι, έχοντας την ίδια κατανομή  $C_p$  (συντελεστής ισχύος) και  $C_t$  (συντελεστής ώσης) σαν συνάρτηση της ταχύτητας του αέρα
- Δυναμικά όμοιοι, έχοντας τις ίδιες αδιάστατες (ως προς τη συχνότητα περιστροφής) φυσικές συχνότητες.
- Αεροελαστικά όμοιοι με την έννοια ότι η περιοχή αεροελαστικής ευστάθειας διατηρείται.
- Από την άποψη της αντοχής του υλικού, οι τάσεις που οφείλονται στα αεροδυναμικά και αδρανειακά φορτία διατηρούνται
- Όμως, οι τάσεις που οφείλονται στο ίδιο βάρος των πτερυγίων αυξάνονται με τη διάμετρο του δρομέα.
- Η παραγωγή του μεγάλου δρομέα είναι τετραπλάσια αυτής του μικρού για την ίδια ταχύτητα του ανέμου ( παραγωγή ανάλογη του  $D^2$ , όπου  $D$  η διάμετρος του δρομέα) αλλά το βάρος του μεγάλου δρομέα είναι οκταπλάσιο του μικρού (βάρος ανάλογο του  $D^3$ ).

Μεγαλώνοντας, λοιπόν, τη διάμετρο του δρομέα η παραγωγή ενέργειας αυξάνεται με μικρότερο ρυθμό σε σχέση με τον αντίστοιχο του βάρους. Και επειδή βάρος ίσον κόστος, το κόστος της παραγόμενης κιλοβατώρας αυξάνει. Παράλληλα, φαίνεται ότι καθώς οι τάσεις που οφείλονται στο βάρος των πτερυγίων αυξάνονται με το μέγεθος τους, για κάθε υλικό κατασκευής τους υπάρχει ένα κρίσιμο όριο μεγέθους μετά από το οποίο το πτερύγιο καταρρέει κάτω από το ίδιο βάρος του (το πρόβλημα πρωτοεμφανίζεται είτε με την μορφή τοπικού λυγισμού είτε με την αστοχία σε αντοχή του πτερυγίου στην ολιγοκυκλική κόπωση που οφείλεται στην περιστροφή του).

Είναι φανερό από τα παραπάνω ότι η λογική της ομοιότητας δεν μπορεί να οδηγήσει σε άλματα μεγάλης κλίμακας. Κάθε φορά όμως που ξεφεύγουμε από αυτήν απαιτείται κάποιο τεχνολογικό άλμα που αν δεν γίνει προσεκτικά και δεν βασιστεί στην κατανόηση των φυσικών μηχανισμών και σε κατάλληλα σχεδιαστικά εργαλεία μπορεί να είναι καταστροφικό. Αυτός είναι και ο λόγος που η αιολική βιομηχανία προτίμησε να προχωρήσει με αργά συντηρητικά βήματα.



Σε κάθε περίπτωση και προχωρώντας προς τις μεγαλύτερες μηχανές τα ερωτήματα παραμένουν τα ίδια. Πως θα μειωθεί το ανηρημένο βάρος με στόχο την μείωση του κόστους, πως θα διατηρηθεί ο βέλτιστος αεροδυναμικός σχεδιασμός αν μειωθεί η επιφάνεια των πτερυγίων (χρησιμοποιώντας ίσως αεροδυναμικά αξεσουάρ που αυξάνουν τον συντελεστή άνωσης), τι υλικά θα πρέπει να χρησιμοποιηθούν για να αντέχουν τα πτερύγια τις αναπτυσσόμενες τάσεις, πως θα γίνουν τα παραπάνω αποφεύγοντας προβλήματα δυναμικής ή αεροελαστικής αστάθειας; Αυτές είναι οι προκλήσεις που καλούμαστε σήμερα να αντιμετωπίσουμε.

Θα πρέπει, επίσης, να τονιστεί ότι ενώ η λογική της ομοιότητας δεν δίνει βέλτιστες λύσεις όταν αυξάνεται το μέγεθος, δίνει καλύτερες λύσεις όταν εφαρμόζεται στην αντίθετη κατεύθυνση, αφού οδηγεί στη μείωση του κόστους της αιολικής ενέργειας. Έτσι, οι όποιες λύσεις δοθούν για τις μεγάλες Α/Γ θα έχουν άμεσο αντίκτυπο και στα μικρότερα μεγέθη που κυρίως μας απασχολούν στη χώρα μας.

Ας δούμε τώρα και κάποιες από τις προκλήσεις που έχει να αντιμετωπίσει ο σχεδιαστής / χειριστής ενός αιολικού πάρκου αποτελούμενου από μεγάλες μηχανές, στη στεριά ή στη θάλασσα. Το πρώτο προφανές ερώτημα αφορά το αιολικό δυναμικό αλλά και γενικότερα τη δομή της ατμοσφαιρικής τύρβης στο ύψος της πλήμνης των μηχανών που θα μπορούσε και να ξεπερνά τα 100-120 μέτρα. Τόσο στην στεριά, ιδιαίτερα στη σύνθετη τοπογραφία, όσο και στη θάλασσα όπου η εμπειρία είναι μικρότερη, η παρεμβολή μετρήσεων από χαμηλά ύψη σε σημαντικά υψηλότερα δεν είναι ούτε προφανής ούτε ασφαλής. Επιπλέον, στη θάλασσα το κόστος των μετρήσεων με σταθερούς ιστούς είναι ιδιαίτερα υψηλό. Αναζητούνται, λοιπόν, τρόποι μέτρησης του δυναμικού και της ατμοσφαιρικής τύρβης σε μεγάλα ύψη χωρίς τη χρήση αντίστοιχα υψηλού σταθερού ιστού. Δύο τέτοιες μέθοδοι που βασίζονται στην εκμετάλλευση του φαινομένου Doppler, με ηχητική (SODAR) ή οπτική διέγερση (LIDAR) είναι σήμερα υπό διερεύνηση.

Τέλος, ο χειριστής ενός αιολικού πάρκου σε συνθήκες σημαντικής διείσδυσης στο ηλεκτρικό δίκτυο (είτε αυτό είναι ένα μεγάλο πάρκο κάποιων εκατοντάδων MW είτε ένα μικρό σε ένα αυτόνομο νησιωτικό δίκτυο) θα μπορούσε να διευκολύνεται ιδιαίτερα στη δουλειά του περιορίζοντας τα μειονεκτήματα του διαλείποντα χαρακτήρα της διατιθέμενης αιολικής ενέργειας αν ήταν σε θέση να γνωρίζει την αναμενόμενη παραγωγή σε βραχυ-μεσοπρόθεσμη χρονική βάση (12-24 ώρες μπροστά). Τέτοια μοντέλα πρόγνωσης αποτελούν σήμερα μία από τις θεματικές στις οποίες υπάρχει έντονη δραστηριοποίηση.



Σχήμα 1.22Α



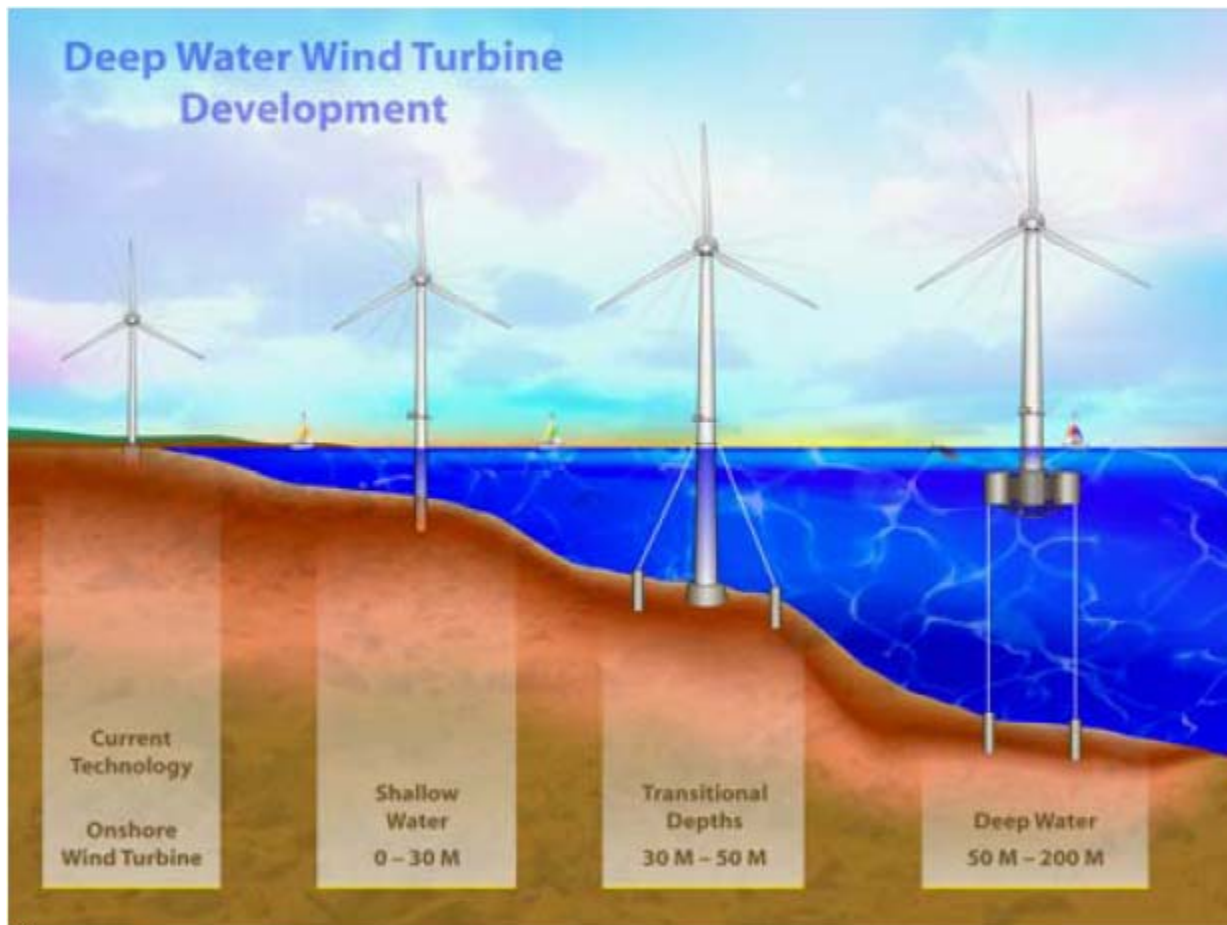
Σχήμα 1.22Β



Σχήμα 1.22Γ



Σχήμα 1.22Δ



Σχήμα 1.22Ε

## 1.7 ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΣΤΗΝ ΕΥΡΩΠΑΪΚΗ ΕΝΩΣΗ

Η αιολική βιομηχανία είναι η ταχύτερα αναπτυσσόμενη ενεργειακή τεχνολογία, με εντυπωσιακούς ρυθμούς ανάπτυξης τα τελευταία χρόνια. Στα τέλη του 2003, η εγκατεστημένη ισχύς διεθνώς ξεπέρασε τα 35.000 MW, με την Ευρωπαϊκή Ένωση να κατέχει το 80% της συνολικής ισχύος. Η Γερμανία, στα τέλη του 2003, είχε εγκαταστήσει 14.609 MW (περισσότερο δηλαδή από τη συνολικά εγκατεστημένη ισχύ της ΔΕΗ), η Ισπανία 6.202 MW και η Δανία 3.110 MW. Η Δανία καλύπτει σήμερα σχεδόν το 20% των αναγκών της σε ηλεκτρισμό με αιολική ενέργεια, ενώ ο εθνικός στόχος της χώρας αυτής είναι να καλύπτει το 50% των αναγκών της με αιολική ενέργεια ως το 2030.

Αντικατοπρίζοντας αυτή τη σταθερή αύξηση, ο ετήσιος τζίρος της αιολικής βιομηχανίας ξεπέρασε τα 2,7 δισεκατομμύρια € το 2003. Παράλληλα η αιολική βιομηχανία δημιούργησε 35.000 θέσεις εργασίας παγκοσμίως και οι περισσότερες από αυτές βρίσκονται στην ΕΕ. Ανάμεσα στους δέκα πιο μεγάλους παραγωγούς αιολικής ισχύος, τέσσερις προέρχονται από τη Δανία, δύο από τη Γερμανία, τρεις από την Ισπανία κι ένας από τις Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής. Οι Δανοί NEG

MICON και VESTAS και η Γερμανική ENERCON είναι σήμερα οι τρεις κολοσσοί της αιολικής ενέργειας.

Στον Πίνακα 1.9 που ακολουθεί παρουσιάζεται η εγκατεστημένη ισχύς που προέρχεται από την αιολική ενέργεια, τόσο στα 15 βασικά κράτη μέλη της ΕΕ, όσο και στα υπό ένταξη σε αυτή κράτη της Ευρώπης τα έτη 2005 και 2006. Παράλληλα στο Σχήμα 1.23 παρουσιάζεται η γραφική απεικόνιση του Πίνακα 1.9 για το έτος 2007.

Πίνακας 1.9: Εγκατεστημένη ισχύς που προέρχεται από την αιολική ενέργεια, τόσο στα 15 βασικά κράτη μέλη της ΕΕ, όσο και στα υπό ένταξη σε αυτή κράτη της Ευρώπης τα έτη 2005 και 2006. (Πηγή: EWEA 2007)

**EU CAPACITY (MW)**

Countries	Total end 2005	Installed 2006	Total End 2006
Austria	819	145.6	965
Belgium	167.4	26.3	193
Bulgaria*	10	22	32
Cyprus	0	0	0
Czech Republic	28	22	50
Denmark	3,128	11.5	3,138
Estonia	32	0	32
Finland	82	4	86
France	757	810	1,567
Germany	18,414.9	2,233.1	20,622
Greece	573.3	172.5	746
Hungary	17.5	43.40	61
Ireland	495.5	249.9	745
Italy	1,718	417	2,123
Latvia	27	0	27
Lithuania	6.4	49.05	55.5
Luxembourg	35.3	0	35
Malta	0	0	0
Netherlands	1,219	356	1,560
Poland	83	69.3	152.5
Portugal	1,022	694.4	1,716
Romania*	1.69	1.3	3
Slovakia	5	0	5
Slovenia	0	0	0
Spain	10,028	1587.16	11,615
Sweden	509.5	62.15	572
UK	1,332	634.4	1,963
<b>EU-15</b>	<b>40,301</b>	<b>7,404</b>	<b>47,644</b>
<b>EU-10</b>	<b>199.2</b>	<b>183.7</b>	<b>383</b>
<b>EU-25</b>	<b>40,500</b>	<b>7,587.9</b>	<b>48,027</b>
<b>EU-27</b>	<b>40,511</b>	<b>7,611</b>	<b>48,062</b>

**Accession countries (MW)**

	End 2005	Installed 2006	End 2006
Croatia	6	11.2	17.2
Turkey	20	30.85	51
<b>Total</b>	<b>26</b>	<b>42.05</b>	<b>68.2</b>

**EFTA countries(MW)**

	End 2005	Installed 2006	End 2006
Iceland	0	0	0
Liechtenstein	0	0	0
Norway	267	47	314
Switzerland	11.6	0	11.6
<b>Total</b>	<b>278.6</b>	<b>47</b>	<b>325.6</b>

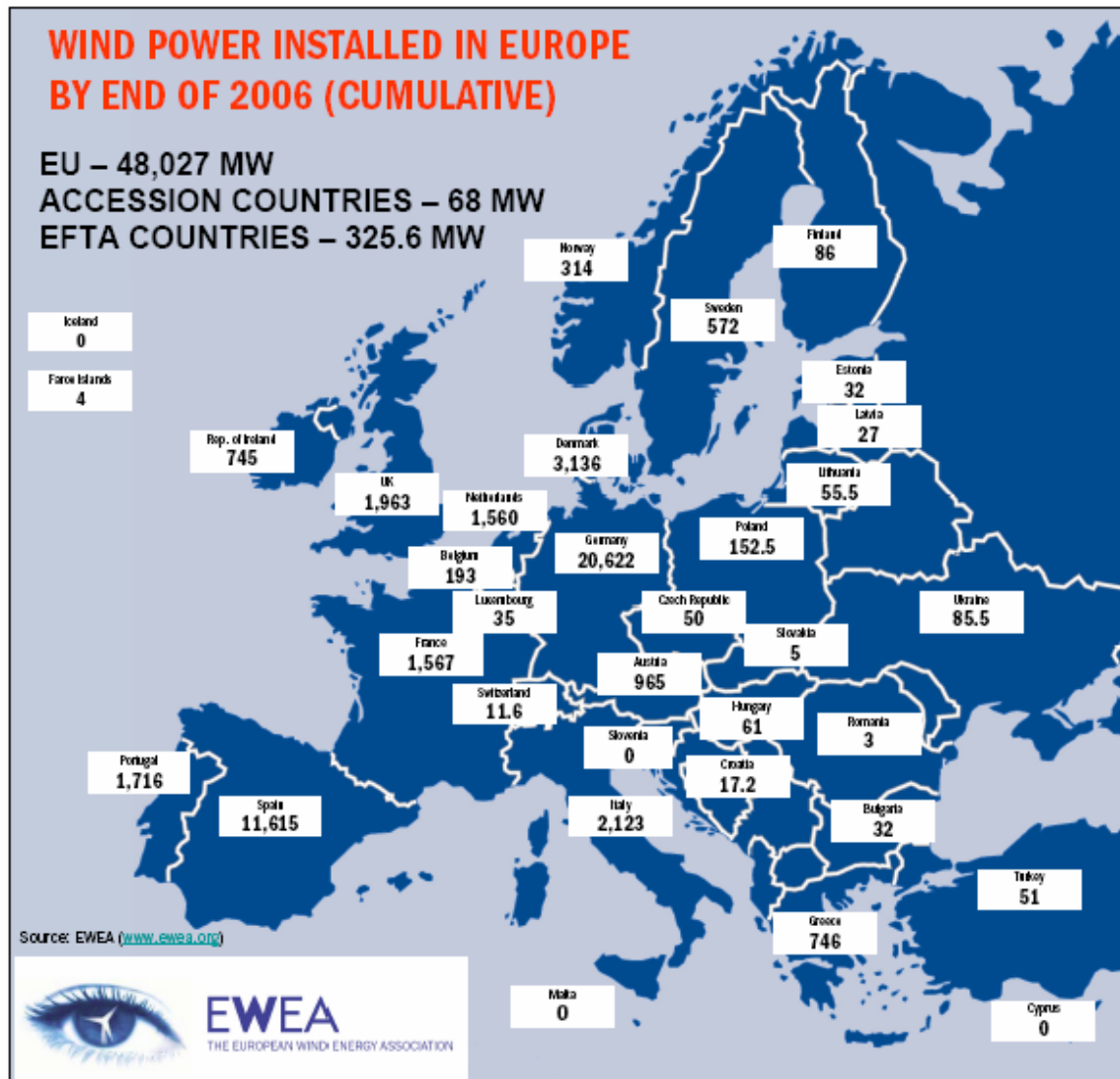
**Other countries (MW)**

	End 2005	Installed 2006	End 2006
Faroe Islands	4	0	4
Ukraine	77.3	8.3	85.6
<b>Total</b>	<b>81.3</b>	<b>8.3</b>	<b>90.6</b>

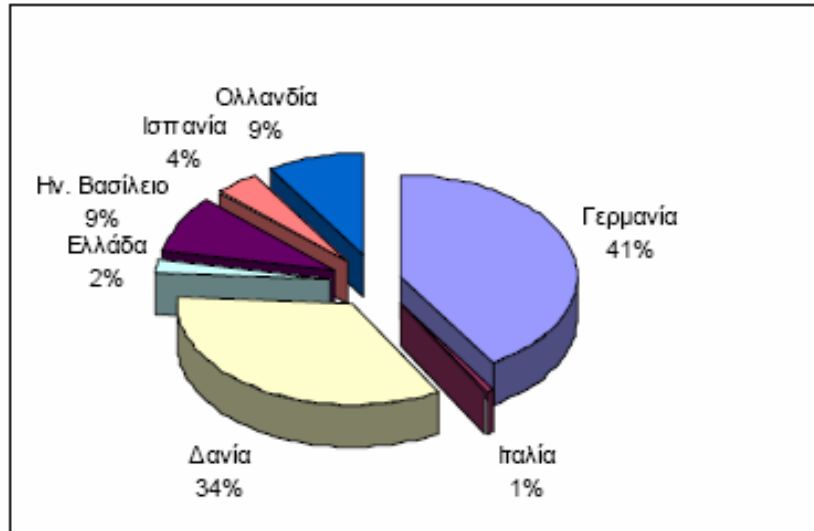
Note: Due to previous-year adjustments, project decommissioning of 61 MW and repowering, and rounding, the 2006 end-of-year cumulative capacity total does not exactly match the year-end 2005 total plus the 2006 additions.

\* Bulgaria and Romania are members of the European Union from 1st January 2007



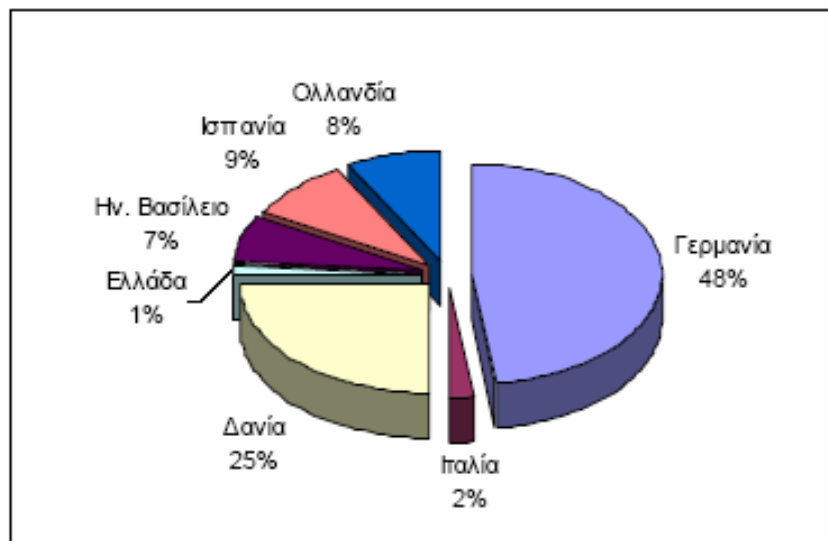


Σχήμα 1.23: Γραφική απεικόνιση του Πίνακα 1.7, για το έτος 2007



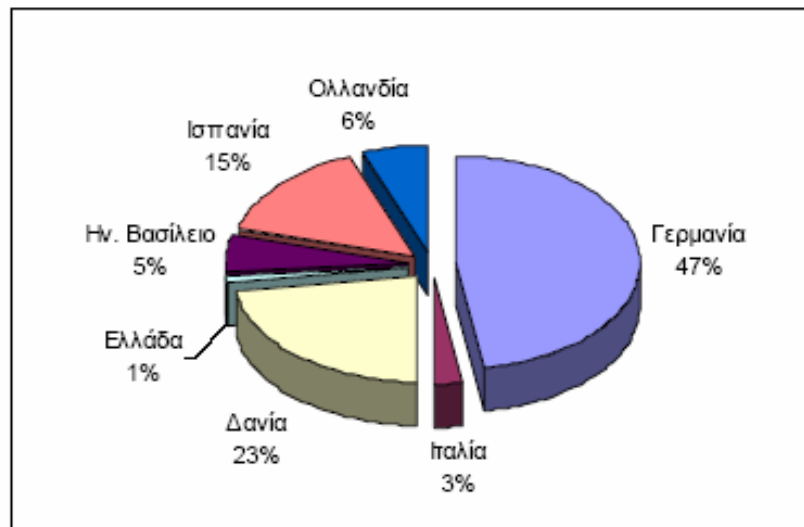
Σχήμα 1.24: Εγκατεστημένη αιολική ισχύς στις Ευρωπαϊκές χώρες το έτος 1994

Το έτος 1994 η Γερμανία κατέχει το υψηλότερο ποσοστό εγκατεστημένης αιολικής ισχύς 41%, με τη Δανία να ακολουθεί με ποσοστό 34% και η Ελλάδα να κατέχει ποσοστό μόνο 2%.



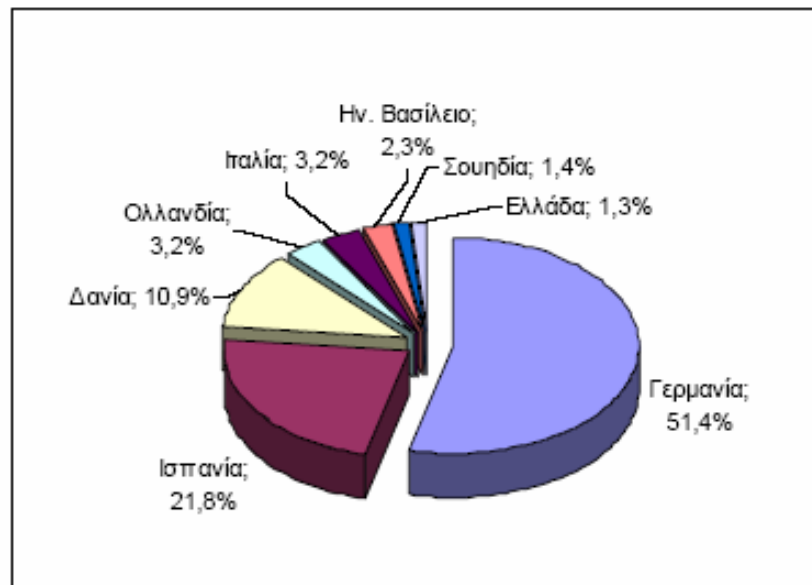
Σχήμα 1.25 : Εγκατεστημένη αιολική ισχύς στις Ευρωπαϊκές χώρες το έτος 1997

Το έτος 1997 η Γερμανία αυξάνει το ποσοστό της εγκατεστημένης αιολικής ισχύς στο 48%, ενώ την ακολουθεί και η Ισπανία που διπλασιάζει το ποσοστό της σε σχέση με το 1994. Το ποσοστό της εγκατεστημένης αιολικής ισχύς στην Ελλάδα πέφτει στο 1%.



Σχήμα 1.26: Εγκατεστημένη αιολική ισχύς στις Ευρωπαϊκές χώρες το έτος 1999

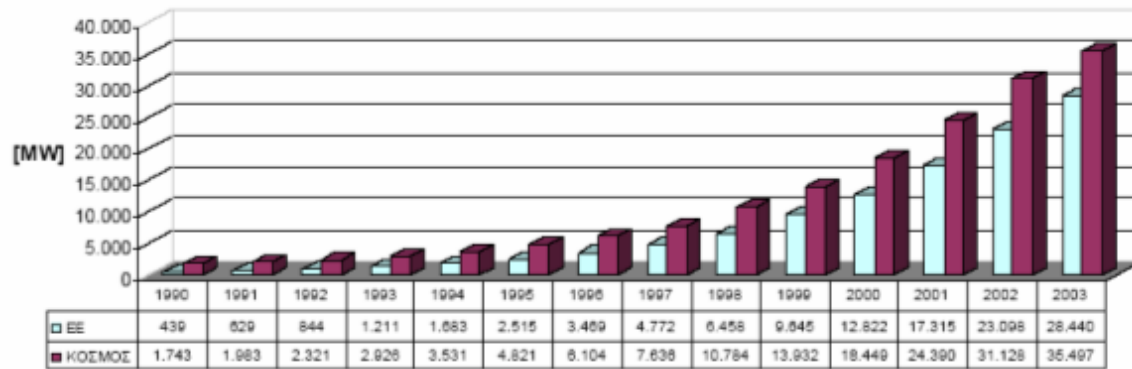
Το έτος 1999 η Ισπανία αυξάνει σημαντικά το ποσοστό της εγκατεστημένης αιολικής ισχύς στο 15%, ενώ σημαντικές επενδύσεις πραγματοποιούνται και στην Ιταλία. Το ποσοστό της εγκατεστημένης αιολικής ισχύς στην Ελλάδα παραμένει στο 1%.



Σχήμα 1.27: Εγκατεστημένη αιολική ισχύς στις Ευρωπαϊκές χώρες το έτος 2003

Το έτος 2003 η Ισπανία αυξάνει εκ νέου σημαντικά το ποσοστό της εγκατεστημένης αιολικής ισχύς στο 21,8%, ενώ και η Γερμανία πετυχαίνει ποσοστό 51,4% (πάνω από το μισό της ΕΕ). Στην Ελλάδα αρχίζουν να πραγματοποιούνται οι πρώτες επενδύσεις που αυξάνουν ελάχιστα το ποσοστό της εγκατεστημένης αιολικής ισχύς στο 1,3%.





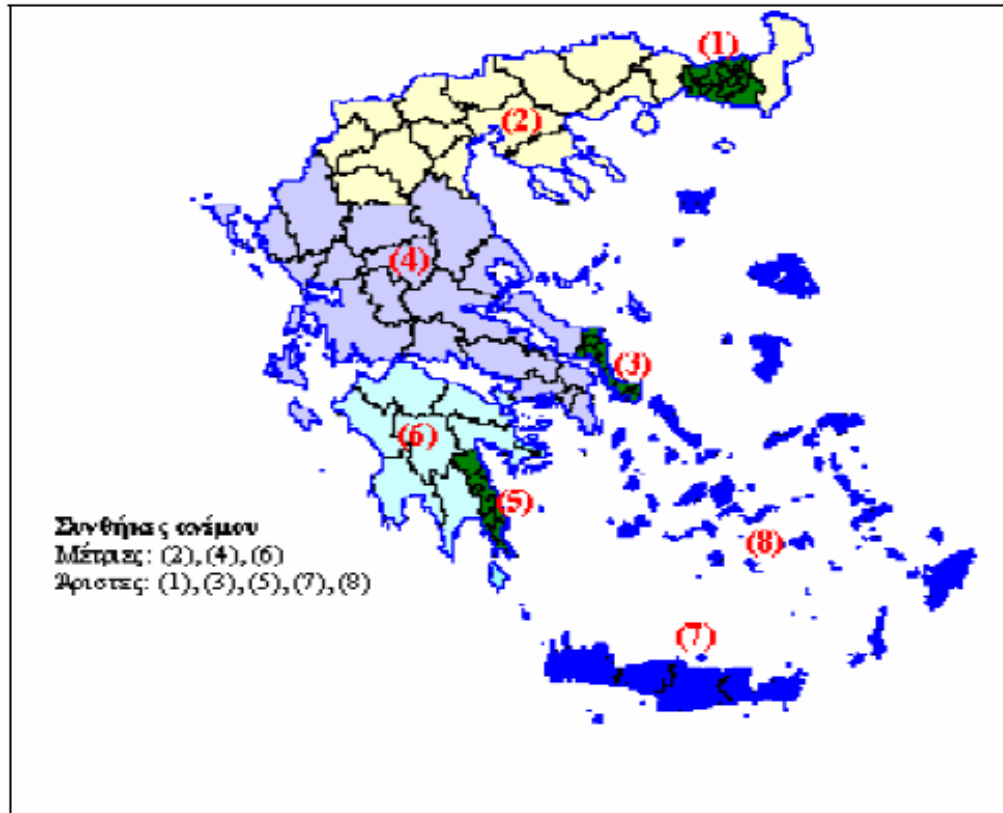
Σχήμα 1.28: Διαχρονική αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ενέργειας (από το 1990 έως το 2003), τόσο στην ΕΕ, όσο και παγκοσμίως.

## 1.8 ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Τα τελευταία χρόνια έχει σημειωθεί στην Ελλάδα μια σημαντική πρόοδος στην ανάπτυξη της ηλεκτροπαραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) και ιδιαίτερα από τον άνεμο.

Το αιολικό δυναμικό της Ελλάδας είναι ιδιαίτερα υψηλό και συγκεκριμένα από μετρήσεις του αιολικού δυναμικού σε διάφορες περιοχές της χώρας, τις οποίες πραγματοποίησαν από το 1977 η ΔΕΗ και το Κ.Α.Π.Ε., προκύπτει ότι στα νησιά του Αιγαίου η μέση τιμή του ανέμου σε ύψος 10m πάνω από το έδαφος είναι της τάξης των 7m/sec, χωρίς να αποκλείονται περιοχές με μέσες τιμές μεταξύ 8-11m/sec. Οι αντίστοιχες τιμές των παράκτιων ανατολικών περιοχών της χώρας είναι λίγο κατώτερες (περίπου 6m/sec), οι οποίες όμως εξακολουθούν να είναι οικονομικά εκμεταλλεύσιμες.

Στο Σχήμα 1.13, η Ελλάδα διαιρείται σε 8 περιοχές: Οι περιοχές (1), (3) και (5) του ηπειρωτικού χώρου και οι περιοχές (7) και (8) του Αιγαίου παρουσιάζουν ιδιαίτερα ευνοϊκές αιολικές συνθήκες. Στις περιοχές (2), (4) και (6) οι αιολικές συνθήκες είναι μέτριες αλλά και στις περιοχές αυτές μπορεί να βρεθούν κατάλληλες τοποθεσίες για αιολικά πάρκα.



Σχήμα 1.29: Συνθήκες ανέμου για Αιολική Ενέργεια.

Στην τρίτη στήλη του Πίνακα 1.10, δίνεται η ανά διαμέρισμα της Ελλάδας κατανομή των εγκεκριμένων αιολικών έργων που έχουν ήδη άδεια εγκατάστασης ή λειτουργίας και συνεπώς βρίσκονται σε λειτουργία ή υπό κατασκευή. Στην επόμενη στήλη δίνονται τα αιολικά πάρκα για τα οποία έχει εκφραστεί θετική γνώμη της ΡΑΕ (μέχρι 1.2.2003). Επίσης στον ίδιο Πίνακα 1.10 δίνεται η υπάρχουσα και η εκτιμώμενη αιολική ισχύς που μπορεί να εγκατασταθεί στην Ελλάδα στην τρέχουσα δεκαετία. Οι τιμές που δίνονται στον πίνακα αυτό είναι αισιόδοξες και μπορεί επιτευχθούν μόνο αν ικανοποιηθούν, ιδιαίτερα οι προβλέψεις μέχρι το 2009, τα εξής:

- Σημαντική ενίσχυση του δικτύου μεταφοράς αναμένεται να επιτευχθεί μέχρι το 2009 στις περιοχές (1), (3) και (5) του Σχήματος 1.13, όπου επικρατούν οι πλέον ευνοϊκές συνθήκες. Για τις δύο πρώτες περιοχές η ενίσχυση είναι στο στάδιο της μελέτης, ενώ στην περιοχή (5) στο στάδιο της κατασκευής.
- Η επιδότηση της εγκατάστασης αιολικής ισχύος συνεχίζεται μέχρι το 2009.
- Εκτιμάται ότι ένα σημαντικό ποσοστό των αδειών δεν θα πραγματοποιηθούν μέχρι το 2009 εξαιτίας των περιορισμένων επιδοτήσεων ή για άλλους λόγους κυρίως περιβαλλοντικούς ή δημόσιας αποδοχής. Εντούτοις εκτιμάται ότι οι επενδυτές θα ανακαλύψουν έναν σημαντικό αριθμό νέων τοποθεσιών με ευνοϊκές αιολικές συνθήκες.

Σχήμα 1.30 παρουσιάζεται η εκτιμώμενη ανάπτυξη αιολικής ισχύος υπό τις ανωτέρω προϋποθέσεις. Για το έτος 2010 η εγκατεστημένη αιολική ισχύ θα πρέπει να γίνει 7 φορές μεγαλύτερη σε σχέση με αυτή του 2003.

Πίνακας 1.10: Στοιχεία για τα αιολικά πάρκα στην Ελλάδα (Φεβρ. 2003) και εκτίμηση της κατάστασης το έτος 2010. (Πηγή: ΡΑΕ, Φεβρ. 2003).

ΠΕΡΙΟΧΗ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ	Με άδεια	Μόνο με	Σύνολο	Αδειοδοτημένα εργά που εκτιμάται ότι θα γίνουν	Εκτιμώμενες Πρόσθετες Δυνατότητες μέχρι το 2010	Σύνολο σε λειτουργία το 2010	Εκτιμώμενη Ετήσια παραγωγή το 2010
	Εγκατάστασης ή Λειτουργίας	Αδεια Παραγωγής ή Θετική Γνώμη ΡΑΕ					
(1) Θράκη	106	233	339	233	100	439	1077
(2) Μακεδονία	0	72	72	72	0	72	164
(4) Ηπειρος	0	87	87	20	0	20	35
(4) Θεσσαλία	0	91	91	70	0	70	123
(7) Κρήτη	80	46	127	46	50	176	525
(8) Νησιά Αιγαίου	66	131	196	131	30	227	714
(4) Στ. Ελλάδα (εκτός Εύβοια)	2	449	452	200	100	302	689
(6) Πελοπόννησος (Εκτος Λακωνίας)	40	319	359	100	100	240	589
(4) Δυτική Ελλάδα	1	191	193	130	50	181	381
(3) Εύβοια- Ανδρος-Τήνος	238	634	873	634	0	872	2674
(5) Λακωνία	29	89	118	50	50	129	338
(4) Αττική	0	140	140	140	0	140	319
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>562</b>	<b>2.482</b>	<b>3.047</b>	<b>1.826</b>	<b>480</b>	<b>2.868</b>	<b>7.628</b>



Σχήμα 1.30: Εκτιμώμενη ανάπτυξη αιολικής ισχύος στην Ελλάδα.

### 1.8.1 ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΣΕ ΒΡΑΧΟΝΗΣΙΔΕΣ

Σχέδιο αξιοποίησης των βραχονησίδων για την παραγωγή ενέργειας πρόκειται να υλοποιηθεί στην Ελλάδα.

Τα ακατοίκητα ξερνήσια του αρχιπελάγους παρέχουν τη δυνατότητα ανάπτυξης υψηλής παραγωγικότητας αιολικών πάρκων.

Το πρώτο από αυτά προγραμματίζεται να εγκατασταθεί στο Σαν Τζώρτζη, βραχονησίδα λίγο έξω από το Σούνιο, και αποτελεί «παράδειγμα προς μίμηση» για την εκμετάλλευση των άγονων, ακατοίκητων νησίδων, που έχουν πολύ καλό αιολικό δυναμικό, σύμφωνα με ειδικούς και περιβαλλοντολόγους.

Πρόκειται για ένα αιολικό πάρκο, που θα αποτελείται από 24 ανεμογεννήτριες, συνολικής ισχύος 70 MW, οι οποίες θα τοποθετηθούν στα 9 τετραγωνικά χιλιόμετρα της βραχονησίδας του Αγίου Γεωργίου, αμέσως μετά την έκδοση των τελικών αδειών.

Η προαναφερόμενη βραχονησίδα, που ανήκει σε ιδιώτη, είναι επί της ουσίας ένας άγονος λόφος περιτριγυρισμένος από θάλασσα, ακατοίκητος από τη σύσταση του ελληνικού κράτους.



Σχήμα.1.31 Αιολικό Πάρκο στο «Σαν Τζώρτζη»

Η βραχονησίδα διαθέτει πολύ καλό προσανατολισμό, σε σχέση με την κυρίαρχη κατεύθυνση του ανέμου και ότι το αιολικό δυναμικό στη συγκεκριμένη θέση είναι κάτι παραπάνω από ικανοποιητικό.

Το μόνο που λείπει, για να αρχίσει το έργο είναι η Προκαταρκτική Περιβαλλοντική Εξέταση και Αξιολόγηση από το ΥΠΕΧΩΔΕ.

Έχει εκδοθεί ήδη η άδεια παραγωγής, ενώ έχουν εξασφαλισθεί η σύμφωνη γνώμη του ΔΕΣΜΙΕ και της Δ.Ε.Η. για τη σύνδεση με το σταθμό στο Λαύριο, καθώς και οι θετικές γνωμοδοτήσεις των εμπλεκόμενων φορέων.

Για τη διασύνδεση του αιολικού πάρκου στο Σαν Τζώρτζη με το ηπειρωτικό δίκτυο ηλεκτροδότησης θα πρέπει πρώτα να κατασκευασθεί ένας υποσταθμός στη βραχονησίδα και από εκεί να γίνει η σύνδεση με υποθαλάσσιο καλώδιο, που θα φθάνει μέχρι το εργοστάσιο στο σταθμό του Λαυρίου.

Όταν εγκριθεί η άδεια από το ΥΠΕΧΩΔΕ, η ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ θα προχωρήσει στην εγκατάσταση των ανεμογεννητριών στη βραχονησίδα, ενώ το έργο εκτιμάται ότι θα ολοκληρωθεί δύο με τρία χρόνια αργότερα.

Οι βραχονησίδες μπορούν να λύσουν πολλά προβλήματα. Είναι η ελληνική έκδοση των υπεράκτιων αιολικών πάρκων, όπως αυτά που συναντούμε στη Βόρεια Ευρώπη.

Στη Βόρεια Ευρώπη, όπου τα υπεράκτια αιολικά πάρκα σημειώνουν αξιόλογη ανάπτυξη, οι θάλασσες είναι σχετικά ρηχές. Υπάρχουν μάλιστα συγκεκριμένες περιοχές, όπου το βάθος της θάλασσας κυμαίνεται από 10-15 μέτρα, για αρκετές δεκάδες χιλιόμετρα από την ακτή. Εκεί ακριβώς γίνονται και οι διασυνδέσεις των υπεράκτιων αιολικών πάρκων με τα ηπειρωτικά δίκτυα.

Στην Ελλάδα δεν υπάρχουν τόσο αβαθείς θάλασσες. Συνεπώς οι βραχονησίδες που βρίσκονται κοντά στην ηπειρωτική ακτή προσφέρουν μια καλή ευκαιρία αξιοποίησης του αιολικού δυναμικού, δεδομένου ότι δεν αποτελούν τουριστικούς προορισμούς, ούτε βέβαια κατοικούνται.

Αναμφίβολα οι βραχονησίδες είναι πολύ καλές τοποθεσίες, για να κατασκευαστούν αιολικά πάρκα, αλλά υπάρχουν κανόνες για την τοποθέτηση των ανεμογεννητριών - δεν μπορούμε να εγκαταστήσουμε πολλές σε περιορισμένο χώρο. Η μελέτη που πραγματοποιήθηκε για τη Μακρόνησο καταλήξε στο συμπέρασμα ότι από τις ανεμογεννήτριες, που μπορούσε να φιλοξενήσει το νησί, δεν ήταν εφικτό να αντικατασταθεί η μονάδα στο Λαύριο.

Όλες οι βραχονησίδες, που βρίσκονται στο Αιγαίο, έχουν πάρα πολύ καλό αιολικό δυναμικό, το δεύτερο στην Ευρώπη, μετά τη Σκωτία. Βέβαια θα πρέπει να γίνουν οι απαραίτητες μετρήσεις, έτσι ώστε να ξέρουμε ακριβώς τα δεδομένα.

Το πρόγραμμα "Αιολικά πάρκα σε βραχονησίδες" συνδυάζει πολλά οφέλη. Καταρχάς δεν υπάρχουν κάτοικοι, οπότε δεν υπάρχει και θέμα αντίδρασης των τοπικών κοινωνιών. Επιπλέον είναι άγονες, οπότε δεν έχουμε αλλοίωση του φυσικού περιβάλλοντος και, φυσικά, το αιολικό δυναμικό στη συγκεκριμένη περιοχή είναι μεγάλο, γεγονός, που καθιστά τα υπεράκτια αιολικά πάρκα ιδιαίτερα παραγωγικά.

Ωστόσο, επισημαίνει ότι θα πρέπει να διεξάγονται σοβαρές περιβαλλοντικές μελέτες, ούτως ώστε να εκμηδενίζονται ακόμα και οι ελάχιστες πιθανότητες να προκληθούν καταστροφές στο περιβάλλον.

Το μόνο ίσως που πρέπει να εξεταστεί, είναι αν περνούν από εκεί σμήνη αποδημητικών πτηνών.

Και γεγονός είναι ότι παρουσιάζονται πολλές ακόμα ενδιαφέρουσες προτάσεις Ελλήνων επενδυτών, με χαρακτηριστικά παραδείγματα τη Γυάρο και τη Μακρόνησο.

Όσον αφορά την εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα είμαστε πίσω. Στη χώρα μας υπάρχει πάρα πολύ καλό αιολικό και ανθρώπινο δυναμικό, έχουμε τεχνογνωσία, ενώ υπάρχει και τεράστιο επενδυτικό ενδιαφέρον. Επίσης το νομοθετικό σύστημα, που προβλέπει την ανάπτυξη είναι αρκετά θετικό. Οι λόγοι που υστερούμε εντοπίζονται κυρίως σε προβλήματα αδειοδοτικής φύσεως, στο ότι δεν υπάρχουν τα απαιτούμενα δίκτυα εκεί που θα έπρεπε, για να απορροφήσουν την παραγόμενη αιολική ενέργεια, σε ελλιπή χωροταξικό σχεδιασμό, ενώ υπάρχουν και αντιδράσεις από τοπικές κοινωνίες. Το τελευταίο τουλάχιστον δεν υφίσταται στην περίπτωση των βραχονησίδων.

## **1.9 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ - ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟ ΤΗ ΧΡΗΣΗ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

### **1.9.1 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ**

**Στα πλεονεκτήματα της αιολικής ενέργειας συνοπολογίζονται τα εξής:**

- Αποτελεί μία ανανεώσιμη πηγή ενέργειας γεγονός που σημαίνει ότι δεν εξαντλείται σε αντίθεση με το σύνολο των συμβατικών καυσίμων.
- Είναι μία καθαρή μορφή ενέργειας, ήπια προς το περιβάλλον καθώς η χρήση της δεν επιβαρύνει τα οικοσυστήματα των περιοχών εγκατάστασης αιολικών πάρκων, ενώ παράλληλα αντικαθιστά ρυπογόνες πηγές ενέργειας (άνθρακα, πετρέλαιο, πυρηνική ενέργεια).

- Συμβάλει στην εθνική οικονομία της χώρας καθώς μειώνει σημαντικά την εξάρτησή της από τα εισαγόμενα καύσιμα και από χώρες εκτός της ΕΕ. Αξίζει να τονιστεί ότι η Ελλάδα εξαρτάται κυρίως από το εισαγόμενο πετρέλαιο, που προέρχεται κυρίως από χώρες υψηλού πολιτικο-οικονομικού κινδύνου και οι οποίες εμπλέκονται σε πολιτικές ή στρατιωτικές κρίσεις.
- Στην Ελλάδα παρατηρείται σημαντική διασπορά και ανομοιομορφία του κόστους παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας από περιοχή σε περιοχή. Αυτό σημαίνει ότι σε αρκετά νησιά της Ελλάδας το κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας είναι πολλαπλάσιο του οριακού κόστους παραγωγής της ΔΕΗ. Η αντικατάσταση των συμβατικών καυσίμων από την αιολική ενέργεια στις νησιωτικές περιοχές της χώρας πλεονεκτεί οικονομικά, με δεδομένο μάλιστα και το υψηλό εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό που διαθέτουν οι περιοχές αυτές.
- Συμβάλει στην τόνωση της κατασκευαστικής δραστηριότητας της χώρας, στη μείωση της ανεργίας και κατ' επέκταση στην έρευνα καθώς στην Ελλάδα υπάρχει σημαντικό επιστημονικό - ερευνητικό ενδιαφέρον στη γνωστική περιοχή της αιολικής ενέργειας.
- Δίνει τη δυνατότητα της αποκεντρωμένης ανάπτυξης της χώρας μέσα από αυτόνομα συστήματα παραγωγής ενέργειας, γεγονός που μπορεί να ενισχύσει σημαντικά την οικονομική δραστηριότητα των τοπικών κοινωνιών.

### **Επίσης, Πέντε λόγοι προώθησης της αιολικής ενέργειας.**

Οι λόγοι που υπαγορεύουν την ανάπτυξη της Αιολικής καλύπτουν όλο το φάσμα των κριτηρίων που θα μπορούσαν να τεθούν:

1. Η τεχνολογία είναι απόλυτα αποδοτική, ενεργειακά, αλλά και επιχειρηματικά.
2. Η συνεισφορά της Αιολικής Ενέργειας στην Εθνική Οικονομία, είναι ανεκτίμητη αφού οδηγεί σε απεξάρτηση από ακριβά εισαγόμενα καύσιμα, ελκύει την εισροή ξένων επενδύσεων και ενισχύει την περιφερειακή ανάπτυξη.
3. Η χώρα μας διαθέτει εξαιρετο αιολικό δυναμικό, εξειδικευμένο και έμπειρο προσωπικό και ενδιαφερόμενους επενδυτές, Έλληνες και ξένους.
4. Ικανοποιεί τις δεσμεύσεις της χώρας μας που απορρέουν από υπάρχουσες διεθνείς συνθήκες όπως η Κοινοτική οδηγία 77/2001, και το πρωτόκολλο του Κιότο, οι οποίες σίγουρα θα ανανεωθούν και θα γίνουν αυστηρότερες.



5. Είναι η πιο περιβαλλοντικά φιλική λύση στο ενεργειακό και ένα από τα πιο αξιόπιστα όπλα στη φαρέτρα μας στη μάχη με τις κλιματικές αλλαγές. Η ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας είναι μια τόσο προφανώς λογική, έξυπνη, αναγκαία και σοφή πράξη, που η καθυστέρηση και μόνο της ανάπτυξης της να στοιχειοθετεί εισαγγελική παρέμβαση.

### 1.9.2 ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ .

Παρόλο που η τεχνολογία της αιολικής ενέργειας είναι φιλική προς το περιβάλλον, υπάρχουν διαδεδομένες ανησυχίες για τις αρνητικές επιπτώσεις που θα μπορούσε να έχει η εγκατάσταση και χρήση των ανεμογεννητριών σε αιολικά πάρκα .

Όπως : **A. Προβλήματα θορύβου.**

**B. Προβλήματα ηλεκτρομαγνητικών παρεμβολών.**

**Γ. Αισθητικά προβλήματα και προσβολή του φυσικού τοπίου.**

**Δ. Επίδραση στις γεωργικές και κτηνοτροφικές δραστηριότητες.**

**E. Επιπτώσεις στον πληθυσμό των πουλιών.**

**Ας τις εξετάσουμε :**

**A. Προκαλούν προβλήματα θορύβου οι ανεμογεννήτριες ;**

Στις ανεμογεννήτριες ο εκπεμπόμενος θόρυβος μπορεί να υπαχθεί σε δύο κατηγορίες, ανάλογα με την προέλευση του: δηλαδή μηχανικός και αεροδυναμικός.

- Ο πρώτος προέρχεται από τα περιστρεφόμενα μηχανικά τμήματα (κιβώτιο ταχυτήτων, ηλεκτρογεννήτρια, έδρανα κλπ.)
- Ο δεύτερος προέρχεται από την περιστροφή των πτερυγίων.

Οι σύγχρονες ανεμογεννήτριες είναι μηχανές πολύ ήσυχες συγκριτικά με την ισχύ τους και με συνεχείς βελτιώσεις από τους κατασκευαστές γίνονται όλο και πιο αθόρυβες. Η αντιμετώπιση του θορύβου γίνεται είτε στην πηγή είτε στη διαδρομή του. Οι μηχανικοί θόρυβοι έχουν ελαχιστοποιηθεί με εξαρχής σχεδίαση (γρανάζια πλάγιας οδόντωσης), ή με εσωτερική ηχομονωτική επένδυση στο κέλυφος της κατασκευής. Επίσης ο μηχανικός θόρυβος αντιμετωπίζεται στη διαδρομή του με ηχομονωτικά πετάσματα και αντικραδασμικά πέλαμα στήριξης. Αντίστοιχα ο αεροδυναμικός θόρυβος αντιμετωπίζεται με προσεκτική



σχεδίαση των πτερυγίων από τους κατασκευαστές, που δίνουν άμεση προτεραιότητα στην ελάττωση του .

Το επίπεδο του αντιληπτού θορύβου από μία ανεμογεννήτρια σύγχρονων προδιαγραφών σε απόσταση 200 μέτρων, είναι μικρότερο από αυτό που αντιστοιχεί στο επίπεδο θορύβου περιβάλλοντος μιας μικρής επαρχιακής πόλης και βεβαίως δεν αποτελεί πηγή ενόχλησης. Με δεδομένη δε τη νομοθετημένη απαίτηση να εγκαθίστανται οι ανεμογεννήτριες σε ελάχιστη απόσταση 500 μέτρων από τους οικισμούς, το επίπεδο είναι ακόμη χαμηλότερο και αντιστοιχεί πλέον σε αυτό ενός ήσυχου καθιστικού δωματίου. Επιπλέον, στις ταχύτητες ανέμου που λειτουργούν οι ανεμογεννήτριες ο φυσικός θόρυβος (θόρυβος ανέμου σε δένδρα και θάμνους) υπερκαλύπτει οποιονδήποτε θόρυβο που προέρχεται από τις ίδιες.

Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω και σε συνδυασμό με τη θέση των «οικοπέδων» που συνήθως εγκαθίστανται τα αιολικά πάρκα στην Ελλάδα για να έχουν καλύτερη απόδοση, μπορούμε να πούμε με σιγουριά ότι τα αιολικά πάρκα δεν προκαλούν:

- αύξηση της υπάρχουσας στάθμης θορύβου εκτός των ορίων τους και ακόμη περισσότερο σε κατοικημένες περιοχές
- έκθεση ανθρώπων σε υψηλή στάθμη θορύβου.

Ο πιο εύκολος και αποτελεσματικός τρόπος, για να πεισθεί κανείς για το ζήτημα του θορύβου είναι μια επίσκεψη σε ένα αιολικό πάρκο μια μέρα που οι ανεμογεννήτριες βρίσκονται σε κανονική λειτουργία.

## **Β. Δημιουργούν προβλήματα ηλεκτρομαγνητικών παρεμβολών οι ανεμογεννήτριες ;**

Η ανησυχία αυτή συνήθως αναφέρεται αφενός σε προβλήματα που προκαλούν οι ανεμογεννήτριες λόγω της θέσης τους σε σχέση με ήδη υπάρχοντες σταθμούς τηλεόρασης ή ραδιοφώνου και αφετέρου σε πιθανές ηλεκτρομαγνητικές εκπομπές από τις ίδιες.

Είναι γεγονός ότι , η διάδοση των εκπομπών στις συχνότητες της τηλεόρασης ή και του ραδιοφώνου (κυρίως στις συχνότητες εκπομπών FM) επηρεάζεται από εμπόδια που παρεμβάλλονται μεταξύ πομπού και δέκτη. Το κυριότερο πρόβλημα από τις ανεμογεννήτριες προέρχεται από τα κινούμενα πτερύγια που μπορούν να προκαλέσουν αυξομείωση σήματος λόγω αντανάκλασεων. Αυτό ήταν πολύ εντονότερο στην πρώτη γενιά ανεμογεννητριών που έφερε μεταλλικά πτερύγια. Τα πτερύγια των συγχρόνων ανεμογεννητριών κατασκευάζονται

αποκλειστικά από συνθετικά υλικά, τα οποία έχουν ελάχιστη επίπτωση στη μετάδοση της ηλεκτρομαγνητικής ακτινοβολίας.

Η Ελληνική νομοθεσία προβλέπει την προώθηση αδειοδότησης ενός αιολικού πάρκου μόνον εφόσον τηρούνται κάποιες ελάχιστες αποστάσεις από τηλεπικοινωνιακούς ή ραδιοτηλεοπτικούς σταθμούς. Οποιαδήποτε πιθανά προβλήματα παρεμβολών μπορούν να προληφθούν με σωστό σχεδιασμό και χωροθέτηση ή να διορθωθούν με μικρό σχετικά κόστος από τον κατασκευαστή του πάρκου με μια σειρά απλών τεχνικών μέτρων, όπως π.χ. η εγκατάσταση επιπλέον αναμεταδοτών. Σε σχέση με την συμβατότητα και τις παρεμβολές στις τηλεπικοινωνίες, αξίζει να αναφέρουμε, ότι σε άλλες ευρωπαϊκές χώρες οι πύργοι των ανεμογεννητριών όχι μόνον δεν δημιουργούν εμπόδια, αλλά χρησιμοποιούνται ήδη για την εγκατάσταση κεραιών προς διευκόλυνση υπηρεσιών επικοινωνιών, όπως η κινητή τηλεφωνία!

Όσον αφορά τις εκπεμπόμενες ακτινοβολίες, όπως φαίνεται και από την περιγραφή των τμημάτων της ανεμογεννήτριας, τα μόνα υποσυστήματα που θα μπορούσαμε να πούμε ότι «εκπέμπουν» ηλεκτρομαγνητική ακτινοβολία χαμηλού επιπέδου, είναι η ηλεκτρογεννήτρια και ο μετασχηματιστής μέσης τάσης. Το ηλεκτρομαγνητικό πεδίο της ηλεκτρογεννήτριας είναι εξαιρετικά ασθενές και περιορίζεται σε μια πολύ μικρή απόσταση γύρω από το κέλυφος της που είναι τοποθετημένο τουλάχιστον 40-50 μέτρα πάνω από το έδαφος. Για το λόγο αυτό δεν υφίσταται πραγματικό θέμα έκθεσης στην ηλεκτρομαγνητική ακτινοβολία ούτε καν στη βάση της ανεμογεννήτριας. Ο μετασχηματιστής, πάλι, περιβάλλεται πάντα από περίφραξη ασφαλείας ή είναι κλεισμένος σε μεταλλικό υπόστεγο. Η περίφραξη είναι τοποθετημένη σε τέτοια απόσταση που το επίπεδο της ηλεκτρομαγνητικής ακτινοβολίας είναι αμελητέο. Μπορούμε λοιπόν να ισχυριστούμε με βεβαιότητα, ότι αυτά που ακούγονται για εκπομπή ραδιενέργειας ή ακτινοβολιών άλλου τύπου από τις ανεμογεννήτριες δεν ευσταθούν.

### **Γ. Δημιουργούν αισθητικά προβλήματα και προσβολή του φυσικού τοπίου οι ανεμογεννήτριες;**

Αυτό είναι ένα θέμα στο οποίο έχει δοθεί μεγάλη δημοσιότητα.

Η οπτική όχληση είναι κάτι υποκειμενικό και δύσκολα μπορούν να τεθούν κοινά αποδεκτοί κανόνες. Από έρευνες σε χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης προκύπτει ότι κάποιος που είναι ευνοϊκά διατεθειμένος απέναντι στην ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας, αποδέχεται τις ανεμογεννήτριες και οπτικά πολύ πιο εύκολα από κάποιον που είναι αρνητικός εξαρχής. Από τις ίδιες μελέτες, προκύπτει ότι τα αιολικά πάρκα είναι πιο αποδεκτά από αισθητικής άποψης σε ανθρώπους που είναι ενημερωμένοι για τα οφέλη που προέρχονται από την χρήση τους. Αν κάνουμε μια απλή σύγκριση μεταξύ ενός θερμικού σταθμού παραγωγής (π.χ. λιγνιτικού), και ενός αιολικού πάρκου είναι φανερό ότι η οπτική όχληση που

προκύπτει από το πρώτο είναι εμφανώς και αντικειμενικά πολύ μεγαλύτερη. Δεδομένου βεβαίως ότι οι ανεμογεννήτριες είναι κατ' ανάγκη ορατές από απόσταση, είναι σημαντικό να λαμβάνονται υπόψη οι ιδιαιτερότητες κάθε τύπου εγκατάστασης και να γίνεται προσπάθεια ενσωμάτωσής τους στο τοπίο.

#### **Δ. Έχουν επίδραση οι ανεμογεννήτριες στις γεωργικές και κτηνοτροφικές δραστηριότητες ;**

Δεν υπάρχει καμία ένδειξη ότι τα αιολικά πάρκα επιβαρύνουν τη γεωργία ή την κτηνοτροφία. Δεδομένου ότι περίπου το 99% της γης που φιλοξενεί ένα αιολικό πάρκο είναι διαθέσιμο για άλλες χρήσεις, μπορούμε να κατανοήσουμε ότι οι αγροτικές δραστηριότητες μπορούν να συνεχίζονται και μετά την εγκατάσταση του. Οι συνήθεις θέσεις αιολικών πάρκων είναι σε ορεινές περιοχές με θαμνώδη βλάστηση ακριβώς λόγω των υψηλών ταχυτήτων του ανέμου που ευνοούν την εγκατάσταση του. Σε αυτές τις περιοχές, η χρήση γης είναι κυρίως για βοσκή αιγοπροβάτων οι οποία μπορεί να συνεχισθεί χωρίς κανένα πρόβλημα και μετά την εγκατάσταση του αιολικού πάρκου. Χαρακτηριστικά, σε μερικά αιολικά πάρκα έχει παρατηρηθεί ότι οι ανεμογεννήτριες γίνονται πόλος έλξης αιγοπροβάτων που επωφελούνται από τη δροσιά της σκιάς που προσφέρουν οι πύργοι τους !

#### **Ε. Έχουν επιπτώσεις στον πληθυσμό των πουλιών οι ανεμογεννήτριες ;**

Τα πουλιά καθώς πετούν μερικές φορές συγκρούονται με κτίρια και άλλες σταθερές κατασκευές. Οι ανεμογεννήτριες όμως δεν προκαλούν ιδιαίτερο πρόβλημα όπως έχει φανεί από μελέτες που έχουν γίνει σε ευρωπαϊκές χώρες όπως η Γερμανία, η Ολλανδία, η Δανία και η Αγγλία. Συγκεκριμένα, υπολογίστηκε ότι στον συνολικό αριθμό πουλιών που σκοτώνονται ετησίως, μόνον 20 θάνατοι οφείλονται σε ανεμογεννήτριες (για εγκατεστημένη ισχύ 1000MW), ενώ αντίστοιχα 1.500 θάνατοι οφείλονται στους κνηγούς και 2.000 σε πρόσκρουση με οχήματα και τις γραμμές μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (καθότι είναι σχεδόν «αόρατες» για τα πουλιά). Ασφαλώς βέβαια, το θέμα της προστασίας του πληθυσμού των πουλιών σε ευαίσθητες οικολογικά και προστατευόμενες περιοχές πρέπει να λαμβάνεται υπόψη κατά τη φάση σχεδιασμού και χωροθέτησης του αιολικού πάρκου.

Συνοψίζοντας, είναι σημαντικό να κατανοήσουμε, ότι οι οποιοσδήποτε επιπτώσεις από τις ανεμογεννήτριες, αφενός είναι άμεσα «ορατές» και αφετέρου είναι δυνατόν να ελαχιστοποιηθούν με σωστή αντιμετώπιση και προσχεδιασμό. Αντίθετα, οι επιπτώσεις της θερμικής ή πυρηνικής παραγωγής ενέργειας αργούν να φανούν, είναι μακροπρόθεσμες και όση προσπάθεια και κόστος να δαπανηθούν είναι αδύνατον να ελαχιστοποιηθούν. Εν τέλει θα πρέπει να αποφασίσουμε ότι εφόσον πρέπει να παράγουμε ηλεκτρική ενέργεια, είναι

σίγουρα προτιμότερο να την παράγουμε με τρόπο που να έχει την μικρότερη δυνατή επιβάρυνση για το περιβάλλον. Από τεχνολογική και οικονομική πλευρά, η πιο ώριμη μορφή ανανεώσιμης και «καθαρής» ενέργειας είναι σήμερα η αιολική. Αυτή μπορεί να συμβάλλει αποτελεσματικά στην αποτροπή των κλιματικών αλλαγών προσφέροντας συγχρόνως ποικίλα περιβαλλοντικά, κοινωνικά και οικονομικά οφέλη.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

### ΧΩΡΟΤΑΞΙΑΣ ΝΟΜΟΣ ΚΑΙ ΠΕΡΙ ΠΟΛΕΟΔΟΜΙΑΣ

#### 2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ (ΑΠΕ και χωροταξικός σχεδιασμός)

Κατά το χρόνο δημιουργίας του θεσμικού πλαισίου για τις ΑΠΕ η έμφαση είχε δοθεί στην παροχή οικονομικών κινήτρων με τη μορφή εγγυημένων feed-in τιμολογίων σε συνδυασμό με διευκόλυνση της αδειοδότησης με την παράλειψη της άδειας ίδρυσης που γενικά ίσχυε για τις βιομηχανικές εγκαταστάσεις.

Ωστόσο το θέμα των τόπων εγκατάστασης από άποψη συμβατότητας με το χωροταξικό σχεδιασμό που τότε καλύπτονταν κατά ανεπαρκή τρόπο με το Ν. 360/1976 «Περί Χωροταξίας και Περιβάλλοντος» (ΦΕΚ Α' 151) .

Το 2001, με το Ν. 2941/2001 αντιμετωπίστηκε και ρυθμίστηκε αποτελεσματικά η εγκατάσταση ΑΠΕ σε δάση και δασικές εκτάσεις με ειδικές νομοθετικές προβλέψεις οι οποίες θέσπισαν νέο πάγιο και γενικό καθεστώς που κρίθηκε συνταγματικά αποδεκτό από το Συμβούλιο της Επικρατείας (Απόφαση 2569/2004)

Περαιτέρω, στα μέσα του 2003 θεσμοθετήθηκαν κατ' εξουσιοδότηση του Ν. 2742/1999 «Χωροταξικός σχεδιασμός και αιεφόρος ανάπτυξη και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 207) τα Περιφερειακά Πλαίσια Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης με αποφάσεις του Υπουργού Περιβάλλοντος, Χωροταξίας και Δημοσίων Έργων. Όλα αυτά τα Πλαίσια αναδεικνύουν τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας ως πλεονέκτημα και ευκαιρία των Περιφερειών της Χώρας και ορίζουν σαφώς τις κατευθύνσεις και την αναγκαιότητα αξιοποίησής τους. Με την έκδοση αυτών των πλαισίων έχει καλυφθεί το κενό που εντόπισε η εν τω μεταξύ εκδοθείσα Απόφαση του ΣτΕ 2569/2004. Η απόφαση αυτή ακύρωσε άδεια εγκατάστασης αιολικού πάρκου στη Λακωνία η οποία είχε εκδοθεί πριν το 2003, αφού έκρινε ότι η άδεια σε περιοχή υπερσυσώρευσης αιτημάτων μπορεί να χορηγηθεί μόνο αν έχει προηγηθεί η έκδοση αυτών των πλαισίων ή η κήρυξη της περιοχής ως Περιοχή Ολοκληρωμένης Ανάπτυξης Παραγωγικών Δραστηριοτήτων (ΠΟΑΠΔ).

Ήδη, για την αποτελεσματικότερη και συνολικότερη αντιμετώπιση του ζητήματος του χωροταξικού σχεδιασμού των ΑΠΕ, το 2004 η Κυβερνητική Επιτροπή αποφάσισε να προωθήσει σε βάση επείγοντος την κατάρτιση Ειδικού Χωροταξικού Πλαισίου σε εθνικό επίπεδο αξιοποιώντας τη δυνατότητα που δίνουν οι διατάξεις του Ν. 2742/1999 ώστε να τονισθεί η προτεραιότητα των ΑΠΕ σε σχέση με τις υπόλοιπες χρήσεις γης όπως επιτάσσει η Πράσινη Βίβλος για την Ασφάλεια της Ενεργειακής Τροφοδοσίας.

Παράλληλα αποφασίσθηκε η προώθηση του Γενικού Χωροταξικού Πλαισίου, καθώς και των Ειδικών Πλαισίων για τον τουρισμό, τη βιομηχανία, τους ορεινούς όγκους και τον παράκτιο χώρο. Ειδικά για τις ΑΠΕ το Υπουργείο Περιβάλλοντος, Χωροταξίας και Δημοσίων Έργων σε συνεργασία με το συναρμόδιο Υπουργείο Ανάπτυξης, καθώς και τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας διαμόρφωσε τα κείμενα της πρόσκλησης εκδήλωσης ενδιαφέροντος και ανέθεσε την εκπόνηση της μελέτης σε ιδιωτικό Γραφείο με το οποίο συμπράττει το ΚΑΠΕ, η οποία έγινε στις 19 Απριλίου 2006 ( τμήμα της οποίας αναφέρεται στην επόμενη παράγραφο 2.2 ).

## **2.2 ΧΩΡΟΤΑΞΙΑΣ ΝΟΜΟΣ ΚΑΙ ΠΕΡΙ ΠΟΛΕΟΔΟΜΙΑΣ.**

Ο ΠΕΡΙ ΠΟΛΕΟΔΟΜΙΑΣ ΚΑΙ ΧΩΡΟΤΑΞΙΑΣ ΝΟΜΟΣ  
(ΝΟΜΟΙ 90 του 1972 , 56 του 1982,7 του 1990,28 του 1991,  
91(I) του 1992,52(I),του 1993,72(I)του 1998,59(I) του 1999,  
142(I) του 1999,241(I) του 2002 και 29(I) ΤΟΥ 2005)

Εντολή αρ. 2 του 2006,  
Σύμφωνα με το άρθρο 6 του νόμου

Ο Υπουργός Εσωτερικών , ασκώντας τις εξουσίες που παρέχονται σε αυτόν με βάση το άρθρο 6 του περί Πολεοδομίας και Χωροταξίας Νόμου, εκδίδει την παρούσα Εντολή με σκοπό την καθοδήγηση των Πολεοδομικών Αρχών αναφορικά με τις αρχές, τα κριτήρια και τη διαδικασία άσκησης πολεοδομικού ελέγχου σε σχέση με αιτήσεις για τη χωροθέτηση Μονάδων Παραγωγής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.

1. Υπό το φως της οδηγίας 20001/77/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Ένωσης και του εθνικού στόχου που έχει τεθεί για παραγωγή σημαντικού ποσοστού της καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας με την αξιοποίηση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), έχει καταστεί αναγκαίος ο καθορισμός ολοκληρωμένης χωροθετικής πολιτικής για την εγκατάσταση ανεμογεννητριών, αιολικών πάρκων και άλλων μονάδων αξιοποίησης ΑΠΕ.

### **ΕΡΜΗΝΕΙΑ ΟΡΩΝ**

2. Για τους σκοπούς της παρούσας πολιτικής και Εντολής, ισχύει η ακόλουθη ερμηνεία όρων :

(α) <<Ανεμόμετρο>> σημαίνει τη μηχανική εγκατάσταση για τη μέτρηση της ταχύτητας και κατεύθυνσης του ανέμου σε συγκεκριμένη περιοχή.

- (β) <<Ανεμογεννήτρια>> σημαίνει τη μεμονωμένη μηχανική μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με την αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού.
- (γ) <<Αιολικό Πάρκο>> σημαίνει το οργανωμένο και συνεχές σύστημα τριών ή και περισσότερων ανεμογεννητριών (με συνολική ισχύ ίση ή μεγαλύτερη των 300 KW) ή οποιουδήποτε αριθμού ανεμογεννητριών με ισχύ ίση με μεγαλύτερη του 1MW για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με την αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού.
- (δ) <<Εγκατάσταση προς αξιοποίηση άλλης ΑΠΕ>> σημαίνει μονάδα αξιοποίησης ανανεώσιμης πηγής ενέργειας, άλλης από την αιολική (π.χ. ηλιακή και γεωθερμική, κυματική και παλιρροιακή, υδραυλική ενέργεια, ενέργεια από βιομάζα και βιοαέρια από εγκαταστάσεις διαχείρισης αστικών αποβλήτων και βιολογικού καθαρισμού λυμάτων).
- (ε) <<Μέγιστο ύψος ανεμογεννήτριας>> σημαίνει το ύψος της κατασκευής(πύργου ή πυλώνα) ανάρτησης της έλικας, επαυξημένο κατά την ακτίνα της έλικας.
- (στ) <<Όριο Ανάπτυξη>> σημαίνει την εξωτερική περίμετρο οικιστικής παραθεριστικής, τουριστικής, εμπορικής ή άλλης καθορισμένης πολεοδομικής ζώνης ανάπτυξης ή και καθορισμένο όριο υδατοπρομήθειας.

## 2.2.1 ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ ΚΑΙ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ

### Περιορισμοί και προϋποθέσεις χωροθέτησης για ανεμογεννήτριες Και αιολικά πάρκα.

Η εξειδικευμένη χωροθετική πολιτική αποσκοπεί στη λειτουργική και αισθητική ένταξη ανεμογεννητριών και αιολικών πάρκων στο φιλοξενούντα χώρο, με Στόχο την ελαχιστοποίηση των επιπτώσεων σε γειτονικές χρήσεις και το ευρύτερο περιβάλλον.

**2.2.1.1** Μεμονωμένη ανεμογεννήτρια και αιολικό πάρκο δεν θα επιτρέπεται στις Ακόλουθες περιοχές:

- (α) Εντός ήδη καθορισμένου Ορίου Ανάπτυξης.
- (β) Εντός της λωρίδας κατάληψης εγγεγραμμένου ή υπό εγγραφή δημόσιου ή δασικού δρόμου, δρόμου σχεδίου αναδασμού, μονοπατιού ή εγγεγραμμένου Δικαιώματος διόδου. Στην περίπτωση δικαιώματος διόδου, είναι δυνατό να επιτραπεί Όπως η έλικα ανεμογεννήτριας εκτείνεται πάνω από το δικαίωμα.
- (γ) Σε αρχαιολογικό χώρο ή αρχαίο μνημείο.

- (δ) Σε Κρατικό Δάσος (εξαιρουμένων των περιοχών της παραγράφου 2.1.2.1 (ζ))
- (ε) Σε καθορισμένη Ακτή και Περιοχή Προστασίας της Φύσης, Γεωμόρφωμα, Προστατευμένο Τοπίο, Περιοχή Προστασίας του Δικτύου Φύση 2000 και οποιαδήποτε άλλη καθορισμένη περιοχή προστασίας της φύσης. Κατ' εξαίρεση, σε περιοχή Προστατευόμενου Τοπίου που καθορίζεται σε σχέση με υδρατοφράκτη, είναι δυνατό να επιτραπεί ανεμογεννήτρια ή αιολικό πάρκο, κατόπιν διαβούλευσης με το Τμήμα Αναπτύξεως Υδάτων, που θα επικεντρώνεται στην προστασία της ορθολογικής και απρόσκοπτης λειτουργίας του υδρατοφράκτη.
- (στ) Σε καθορισμένη Ζώνη Ειδικής Προστασίας άγριων πτηνών και βιοτόπων που καθορίζονται με βάση το Νόμο 152 (Ι)/2003 και σε απόσταση μέχρι και 500 μ. από διάδρομο και πέρασμα διέλευσης αποδημητικών πτηνών, όπως καθορίζεται από το Ταμείο Θήρας.
- (ζ) Αεροδρόμιο, αεροδιάδρομο και στρατιωτική εγκατάσταση, έργο ή περιοχή.

**2.2.1.2** Σε έδαφος που παρουσιάζει ουσιαστικό πρόβλημα αστάθειας και τάση για κατολισθήσεις και καταπτώσεις είναι δυνατό να επιτραπεί η χωροθέτηση ανεμογεννήτριας ή αιολικού πάρκου, νοούμενου και υπό τον όρο ότι μετά τη χορήγηση της πολεοδομικής άδειας θα εκπονείται εξειδικευμένη γεωλογική μελέτη και στατική μελέτη σε σχέση με τις προηγούμενες κατασκευές, προς ικανοποίηση της αρμόδιας, με βάση τον περί Ρυθμίσεως Οδών και Οικοδομών Νόμο, αρχής.

**2.2.1.3** Σε περιοχή με διαπιστωμένα σημαντικά αποθέματα αξιόλογων ορυκτών υλικών, είναι δυνατό να επιτραπεί η χωροθέτηση ανεμογεννήτριας ή αιολικού πάρκου, νοούμενου ότι προηγείται διαβούλευση με το Τμήμα Γεωλογικής Επισκόπησης και την Υπηρεσία Μεταλλείων, και διασφαλίζεται ο μη επηρεασμός της δυνατότητας απρόσκοπτης αξιοποίησης των εν λόγω αποθεμάτων και η συνύπαρξη της αξιοποίησης τους με τη λειτουργία της ανεμογεννήτριας ή του αιολικού πάρκου.

## **2.2.2 Χωροθέτηση Αιολικού Πάρκου**

**2.1.2.1** Αιολικό Πάρκο είναι δυνατό να χωροθετηθεί νοούμενου ότι κάθε ανεμογεννήτρια του Πάρκου απέχει τουλάχιστον την απόσταση που καθορίζεται στην παρούσα παράγραφο από τις ακόλουθες περιοχές και τα στοιχεία (οι αποστάσεις δεν είναι απόλυτες ως μεγέθη, αλλά προσδιορίζουν την τάξη μεγέθους που θα ισχύει) :

- (α) Απόσταση μεγαλύτερη των 7 διαμέτρων της μεγαλύτερης Α/Γ από ήδη καθορισμένο Όριο Ανάπτυξης και μεγαλύτερη των 350 μ. από νόμιμα υφιστάμενη μεμονωμένη κατοικία που βρίσκεται εκτός Ορίου Ανάπτυξης.
- (β) Απόσταση μεγαλύτερη των 300 μ. από το όριο Ακτής και Περιοχής Προστα-



σίας της Φύσης, Γεωμορφώματος, Προστατευμένου Τοπίου, Περιοχής Προστασίας του Δικτύου ΦΥΣΗ 2000, περιοχής της Σύμβασης RAMSAR, πολιτιστικού τοπίου ή άλλης καθορισμένης περιοχής προστασίας της φύσης.

- (γ) Απόσταση μεγαλύτερη του 150% και του 100% του μέγιστου ύψους ανεμογεννήτριας, από το όριο αυτοκινητόδρομου και το όριο οποιουδήποτε άλλου εγγεγραμμένου δημόσιου δρόμου (δεν περιλαμβάνεται δρόμος που οδηγεί κυρίως σε ανεμογεννήτρια του αιολικού πάρκου).
- (δ) Απόσταση μεγαλύτερη των 350 μ. από οποιοδήποτε σημείο αεροδιαδρόμου ή κώνου πτήσεων και διακίνησης πτητικών μέσων ή άλλη απόσταση που θα καθορισθεί από το Τμήμα Πολιτικής Αεροπορίας ή το Υπουργείο Άμυνας, ανάλογα με τις ιδιομορφίες της κάθε περιοχής.
- (ε) Απόσταση μεγαλύτερη του 150% και του 100% του μέγιστου ύψους ανεμογεννήτριας, από εναέριες γραμμές υψηλής τάσης (66 KV ή περισσότερα) ή άλλων χαμηλότερων τάσεων, αντίστοιχα. Και στις δυο περιπτώσεις, είναι δυνατό να χορηγηθεί άδεια και για μικρότερη απόσταση, αφού εξασφαλιστεί η έγκριση της ΑΗΚ.
- (στ) Απόσταση μεγαλύτερη των 500 μ. από αρχαιολογικό χώρο, η οποία θα καθορίζεται από την Πολεοδομική Αρχή, αφού ληφθούν υπόψη σχετικές απόψεις του Τμήματος Αρχαιοτήτων και της Υπηρεσίας Περιβάλλοντος.
- (ζ) Απόσταση μεγαλύτερη των 200 μ. από το όριο κρατικού δάσους με πυκνή βλάστηση. Σε κρατικό δάσος με αραιή ή χαμηλή θαμνώδη βλάστηση είναι δυνατή η χωροθέτηση αιολικού πάρκου, νοούμενου ότι δεν επηρεάζεται αντιπυρική λωρίδα, αφού προηγουμένως εξασφαλισθούν οι απόψεις του Τμήματος Δασών.
- (η) Απόσταση μεγαλύτερη των 500 μ. από διάδρομο και πέρασμα διέλευσης αποδημητικών πτηνών και από το όριο καθορισμένης Ζώνης Ειδικής Προστασίας άγριων πτηνών και βιοτόπων. Σε περίπτωση χωροθέτησης αιολικού πάρκου ή ανεμογεννήτριας αιολικού πάρκου σε απόσταση 500 - 1000 μ. από τις περιοχές αυτές, θα εξασφαλίζονται οι απόψεις του Ταμείου Θήρας.
- (θ) Απόσταση μεγαλύτερη των 100 μ. από διάδρομο μετάδοσης ραδιοκυμάτων και των 600 μ. από διάδρομο μετάδοσης νόμιμα υφιστάμενων κεραιών τηλεπικοινωνιών. Κάθε σχετική αίτηση θα αξιολογείται από το Τμήμα Ηλεκτρονικών Επικοινωνιών και οι αποστάσεις αυτές είναι δυνατό να τροποποιούνται με βάση γνωμοδότηση, αναφορικά με την πιθανότητα επηρεασμού εγκατάστασης ραδιοεπικοινωνίας.

**2.2.2.2** Για τη χωροθέτηση αιολικού πάρκου θα ισχύουν οι ακόλουθες Προϋποθέσεις:

- (α) Οποιαδήποτε ανεμογεννήτρια θα απέχει απόσταση μεγαλύτερη των 50 μ. και το κτίριο ελέγχου του αιολικού πάρκου θα απέχει απόσταση τουλάχιστον 6 μ. από τα όρια της προς ανάπτυξη ιδιοκτησίας.
- (β) Το επίπεδο ηχητικής ρύπανσης θα βρίσκεται εντός των καθορισμένων ορίων. Εκτός αν καθορίζεται διαφορετικά με βάση εξειδικευμένη νομοθεσία, Ανεμογεννήτρια αιολικού πάρκου πρέπει να χωροθετείται κατά τρόπο ώστε η ένταση του θορύβου από τη λειτουργία της να μην υπερβαίνει τα καθοριζόμενα στον ακόλουθο πίνακα 2.1, όπως μετρούνται στα όρια των αντίστοιχων Ζωνών:

Πίνακας 2.1: Όρια ηχητικής ρύπανσης των αντίστοιχων Ζωνών.

Τύπος Ζώνης	Επίπεδο θορύβου κατά τη διάρκεια ημέρας (dB(A))	Επίπεδο θορύβου κατά τη διάρκεια νύκτας (dB(A))
Βιομηχανική Ζώνη ή Περιοχή	70	70
Βιοτεχνική Ζώνη ή Περιοχή	65	50
Οικιστική ή Τουριστική Ζώνη (με εξαίρεση περιοχές με επικρατούσα χρήση την αναψυχή και ψυχαγωγία)	50	35
Αναπαυτήρια, σανατόρια και νοσοκομεία	45	35

- (γ) Το τρεμόπαιγμα της σκιάς ανεμογεννήτριας σε κατοικίες και γραφεία δεν θα υπερβαίνει τα όρια που θα τεθούν μετά από την αξιολόγηση σχετικής μελέτης εκτίμησης επιπτώσεων στο περιβάλλον.

## 2.2.3 Χωροθέτηση μεμονωμένης ανεμογεννήτριας

**2.2.3.1** Μεμονωμένη ανεμογεννήτρια δυναμικότητας μέχρι 30KW και μέγιστου ύψους μέχρι 36 μ., η οποία χρησιμοποιείται για την συμπλήρωση της ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλίσκεται για τις ανάγκες νόμιμης και παραγωγικής γεωργικής ή κτηνοτροφικής ή βιομηχανικής ανάπτυξης, είναι δυνατό να επιτραπεί μόνο εκτός καθορισμένου Ορίου

Ανάπτυξης, σε ιδιοκτησία που διαθέτει το κατάλληλο, κατά την κρίση της Πολεοδομικής Αρχής, εμβαδόν και σχήμα, νοημένου ότι η ανεμογεννήτρια απέχει απόσταση μεγαλύτερη του 150% του μέγιστου ύψους της από τα όρια της ιδιοκτησίας.

**2.2.3.2** Μεμονωμένη ανεμογεννήτρια δυναμικότητας μέχρι 10KW, σε ύψος μικρότερο των 18 μ. ή συνδυασμός μεμονωμένης ανεμογεννήτριας με άλλο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, η οποία χρησιμοποιείται πρώτιστα για τη συμπλήρωση της ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλίσκεται για τις ανάγκες ανάπτυξης άλλης από τις οριζόμενες στην προηγούμενη παράγραφο, είναι δυνατό να επιτραπεί εκτός του Ορίου Ανάπτυξης, δε ιδιοκτησία με το κατάλληλο, κατά την κρίση της Πολεοδομικής Αρχής, εμβαδόν και σχήμα, νοούμενου ότι η ανεμογεννήτρια απέχει απόσταση ίση ή μεγαλύτερη του 150% του μέγιστου ύψους της από τα όρια της ιδιοκτησίας.

**2.2.3.3** Σε περίπτωση συνόλου ανεμογεννητριών με συνολική ισχύ από 10MW μέχρι 300 MW ή 1-2 ανεμογεννητριών με συνολική ισχύ από 300 KW μέχρι 1 MW ή συνόλου ανεμογεννητριών που δεν περιγράφονται στις προηγούμενες περιπτώσεις, η Πολεοδομική Αρχή θα επιβάλλει τους αναγκαίους όρους και προϋποθέσεις, ανάλογα με τα χαρακτηριστικά της κάθε περίπτωσης.

**2.2.3.4** Αίτηση για προσθήκη, τροποποίηση ή επέκταση ανάπτυξης που περιγράφεται στις προηγούμενες παραγράφους, ώστε αυτή να μεταβληθεί σε αιολικό πάρκο, θα εξε-  
άεται με βάση τις πρόνοιες που αφορούν τα αιολικά πάρκα.

## **2.2.4 Γενικές αρχές για αιολικά πάρκα και μεμονωμένες ανεμογεννήτριες**

Προς επίτευξη της βέλτιστης δυνατής ένταξης της ανάπτυξης στο φυσικό και δομημένο περιβάλλον, η Πολεοδομική Αρχή θα λαμβάνει υπόψη τις ακόλουθες γενικές αρχές :

- (α) Η επιλογή λιγότερων ανεμογεννητριών με μεγαλύτερη ισχύ κατά μονάδα, είναι προτιμητέα έναντι της επιλογής περισσότερων ανεμογεννητριών με μικρότερη ισχύ κατά μονάδα.
- (β) Η χωροθέτηση ανεμογεννητριών σε αιολικό πάρκο θα είναι καλά μελετημένη και οι αποστάσεις μεταξύ ανεμογεννητριών μπορούν να ποικίλουν ανάλογα με τα χαρακτηριστικά της κάθε περιοχής (αιολικό δυναμικό, τοπογραφία, κ.ο.κ.).
- (γ) Διασφάλιση αρμονίας και οπτικής ισορροπίας σε ότι αφορά την οργάνωση των ανεμογεννητριών (π.χ. ενθάρρυνση οργανικής διάταξης στην ύπαιθρο και γεωμετρικής σε περιοχές που γειτνιάζουν με οικισμούς).
- (δ) Δύο αιολικά πάρκα που διαθέτουν συνολικά περισσότερες των 15 ανεμογεννη-

τριών δεν θα επιτρέπονται σε απόσταση μικρότερη των 2 χλμ. μεταξύ τους. Για αιολικά πάρκα με μικρότερο αριθμό ανεμογεννητριών η Πολεοδομική Αρχή είναι δυνατό να αποδεχθεί απόσταση μέχρι και 1,5 χλμ μεταξύ τους.

- (ε) Για τη χωροθέτηση αριθμού μεμονωμένων ανεμογεννητριών σε διαφορετικές ιδιοκτησίες, θα απαιτούνται οι αποστάσεις που περιγράφονται στην υποπαράγραφο (β). Σε περίπτωση που καθορίζεται μεγαλύτερη απόσταση με βάση άλλη πρόνοια του παρόντος Κεφαλαίου, θα ισχύει η μεγαλύτερη απόσταση.
- (ζ) Επιπρόσθετα προς τα ανωτέρω, η Πολεοδομική Αρχή θα συνεκτιμά και το αθροιστικό αποτέλεσμα από εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ στην περιοχή.

### 2.2.5 Όροι σε Πολεοδομική Άδεια

Σε περίπτωση χορήγησης πολεοδομικής άδειας για το αιολικό πάρκο ή ανεμογεννήτρια θα τίθενται, μεταξύ άλλων, όροι για τα ακόλουθα:

- (i) Απάμβλυνση των επιπτώσεων στη διακίνηση και βιωσιμότητα των πτηνών.
- (ii) Ενσωμάτωση του αναγκαίου ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού στον πύργο / πυλώνα της κάθε ανεμογεννήτριας.
- (iii) Πρόνοια για την επιβαλλόμενη από εγκεκριμένους κώδικες ασφαλείας σήμανση (φωτεινή ή χρωματική) της κάθε ανεμογεννήτριας προς διασφάλιση της ασφάλειας των πτητικών μέσων και προσαρμογή στα χρώματα και τη φυσιογνωμία του περιβάλλοντος.
- (iv) Περιορισμό της προβολής της ανεμογεννήτριας ή του αιολικού πάρκου από σημεία ενδιαφέροντος του κοινού, μέσω της κατάλληλης χωροθέτησης της κάθε μονάδος.
- (v) Κατασκευή του δικτύου μεταφοράς της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας κατά μήκος υφιστάμενων δρόμων.

### 2.2.6 Άλλες σχετικές πρόνοιες

**2.2.6.1** Για την τροποποίηση της συνολικής ισχύος νόμιμα υφιστάμενου αιολικού πάρκου σε ποσοστό μέχρι 15% της εγκεκριμένης ισχύος ή την τροποποίηση της χωροθέτησης επιμέρους ανεμογεννητριών εντός των ορίων των ιδιοκτησιών το πάρκου, δεν είναι αναγκαία η εξασφάλιση πολεοδομικής άδειας, νοουμένου ότι διασφαλίζονται

οι καθοριζόμενες πιο πάνω αποστάσεις και πληρούνται οι όροι της χορηγηθείσας πολεοδομικής άδειας.

**2.2.6.2** Η πολεοδομική άδεια για το αιολικό πάρκο έχει περιορισμένη χρονική διάρκεια και συμπίπτει με την περίοδο ισχύος της άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που εκδίδεται από την Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Κύπρου. Η άδεια θα ανανεώνεται, σε περίπτωση ανανέωσης ή χορήγησης άδειας παραγωγής από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Κύπρου, νοουμένου ότι η ανανέωση αφορά χρονική περίοδο εντός της πιστοποιημένης διάρκειας ζωής του βασικού εξοπλισμού του πάρκου. Για περίοδο πέραν τα διάρκειας ζωής του εξοπλισμού η πολεοδομική άδεια είναι δυνατό να ανανεωθεί αφού ληφθεί υπόψη η κατανομή των χρήσεων γης στην περιοχή εγγύς του αιολικού πάρκου.

**2.2.6.3** Σε κάθε πολεοδομική άδεια θα τίθεται όρος που θα προνοεί ότι, σε περίπτωση διακοπής της παραγωγής ενέργειας ή λειτουργίας αιολικού πάρκου ή ανεμογεννήτριας, ο ιδιοκτήτης θα υποχρεούται στην αποξήλωση και απομάκρυνση όλων των εγκαταστάσεων το πάρκου ή της ανεμογεννήτριας και στην αποκατάσταση του τοπίου μέσα σε καθορισμένη χρονική προθεσμία, σύμφωνα με τις οδηγίες της Πολεοδομικής Αρχής.

**2.2.6.4** Δεδομένης της εξαιρετικής σημασίας της ταχείας ολοκλήρωσης των διαδικασιών άσκησης πολεοδομικού ελέγχου στην εκπλήρωση των υποχρεώσεων που προκύπτουν από το Κοινοτικό Κεκτημένο, θα παρέχεται χρονική προθεσμία 30 εργάσιμων ημερών για τη διατύπωση απόψεων προς την Πολεοδομική Αρχή από κάθε αρχή ή φορέα των οποίων ζητούνται οι απόψεις. Σε περίπτωση μη ανταπόκρισης εντός της προθεσμίας θα θεωρείται ότι η αντίστοιχη αρχή ή φορέας δεν φέρει ένσταση στη χορήγηση της πολεοδομικής άδειας.

Για σκοπούς επίσπευσης των διαδικασιών διαβούλευσης, η Πολεοδομική Αρχή θα δέχεται απόψεις άλλων αρχών ή φορέων σε σχέση με αιτούμενη ανάπτυξη, τις οποίες εξασφαλίζει ο αιτητής.

## **2.2.7 Δημοσιοποίηση αίτησης**

Πριν την υποβολή αίτησης για χορήγηση πολεοδομικής άδειας για την κατασκευή αιολικού πάρκου, ανεμογεννήτριας ή άλλης μονάδας παραγωγής ενέργειας ΑΠΕ θα δημοσιεύεται στον ημερήσιο τύπο γνωστοποίηση στην οποία θα περιγράφονται τα κύρια χαρακτηριστικά της ανάπτυξης. Η γνωστοποίηση θα αναρτάται στα γραφεία της Τοπικής Αρχής, στην περιοχή της οποίας υποβάλλεται η αίτηση, και στα γραφεία άλλων γειτνιαζουσών Τοπικών Αρχών και θα αναρτάται κατά τρόπο εμφανή, σύμφωνα με οδηγίες της Πολεοδομικής Αρχής, στο χώρο της ανάπτυξης. Οποιοδήποτε

παραστάσεις σε σχέση με την αίτηση υποβάλλονται στην Πολεοδομική Αρχή σε περίοδο 21 εργάσιμων ημερών από την ημερομηνία δημοσιοποίησης της αίτησης.

### **2.2.8 Ανεμόμετρα**

Αιτήσεις για την τοποθέτηση ανεμομέτρων θα αντιμετωπίζονται θετικά νοουμένου ότι δεν αφορούν περιοχή που περιγράφεται στην παράγραφο 2.2.1.1 και πληρούν τις προϋποθέσεις της παραγράφου 2.2.2.

### **2.2.9 Ικανοποιητική Προσπέλαση**

Για αναπτύξεις αιολικού πάρκου ή ανεμογεννήτριας θα ισχύουν οι πρόνοιες της σχετικής ισχύουσας Εντολής του Υπουργού Εσωτερικών και θα είναι εφικτή η προσπέλαση μέσω δημόσιου δρόμου, δικαιώματος διόδου χωρίς περιορισμό μήκους, αγροτικό δρόμο, δρόμου σε περιοχή αναδασμού, μονοπατιού και δασικού δρόμου (αφού εξασφαλιστεί σχετική άδεια από το Τμήμα Δασών). Ιδιαίτερη σημασία θα αποδίδεται στην αποφυγή ουσιαστών επιπτώσεων στο περιβάλλον από τη διάνοιξη της αναγκαίας προσπέλασης, ιδιαίτερα στην περίπτωση επικλινών εδαφών. Για το λόγο αυτό θα επιλέγεται η λιγότερο επιβαρυντική για το περιβάλλον διαδρομή προσπέλασης και θα τίθενται ειδικοί όροι για την αποκατάσταση του τοπίου. Ανάλογα με το μέγεθος του εξοπλισμού και την ένταση της ανάπτυξης, η Πολεοδομική Αρχή είναι δυνατό να απαιτήσει πλάτος προσπέλασης μεγαλύτερο των 4,5 μ. που θα απαιτείται σύμφωνα με την αναφερόμενη Εντολή.

## **2.3 ΑΛΛΕΣ ΓΕΝΙΚΕΣ ΠΡΟΝΟΙΕΣ ΠΟΛΙΤΙΚΗΣ**

- 1.** Σε περίπτωση υποβολής στην Πολεοδομική Αρχή πέραν της μιας αιτήσεων σε σχέση με ιδιοκτησία άλλη από ιδιωτική (π.χ. κρατική, δασική, κ.ο.κ.), αυτές θα εξετάζονται, κατά τη σειρά υποβολή τους.
- 2.** Σε περίπτωση που θα διαπιστωθεί ότι τα καθ' ύλη αρμόδια Τμήματα Κτηματολογίου και Χωρομετρίας ή Δασών αξιολογούν αιτήσεις για εκμίσθωση χώρου, σε σχέση με τον οποίο εξετάζεται και αίτηση για προκαταρκτικές απόψεις, η Πολεοδομική Αρχή θα συνεκτιμά όλες τις εκκρεμούσες αιτήσεις, νοουμένου ότι αυτές υποβλήθηκαν με διάφορα χρονικού διαστήματος λίγων μηνών, κατά την κρίση των εν λόγω Τμημάτων.
- 3.** Σε όλες τις περιπτώσεις, για την υποστήριξη σχετικών αιτήσεων, θα υποβάλλονται στην Πολεοδομική Αρχή πιστοποιητικό αξιοπιστίας και πιστοποιητικό αξιολόγησης της πληρότητας όλων των μελετών που έχουν εκπονηθεί τα οποία χορηγούνται από την Υπηρεσία Ενέργειας του Υπουργείου Εμπορίου, Βιομηχανίας και Τουρισμού.

4. Η ταυτόχρονη υποβολή αιτήσεων για εκμίσθωση κρατικής ή δασικής γης και για προκαταρτικές απόψεις από την Πολεοδομική Αρχή είναι δυνατή. Η ενδεχόμενη ολοκλήρωση της διαδικασίας εκμίσθωσης κρατικής, δασικής ή άλλης γης πριν τη χορήγηση πολεοδομικής άδειας ή τη διατύπωση προκαταρτικών απόψεων δεν προδεδεσμεύει την απόφαση της Πολεοδομικής Αρχής.

5. Σε περίπτωση που εγκαταστάσεις που προνοούνται σε χορηγηθείσα πολεοδομική άδεια για την αξιοποίηση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, οι οποίες αφορούν μη ιδιωτική ιδιοκτησία, δεν περατωθούν και τεθούν σε λειτουργία εντός περιόδου ενός έτους από τη χορήγηση της άδειας, η άδεια θα θεωρείται άκυρη και χωρίς ισχύ, και θα είναι δυνατό να εξετασθεί νέα αίτηση σε σχέση με τον ίδιο χώρο.

6. Κατά την αξιολόγηση αίτησης για χορήγηση πολεοδομικής άδειας για αιολικό πάρκο θα γίνονται διαβουλεύσεις με τις ακόλουθες αρχές και φορείς, ανάλογα με την περίπτωση:

- (α) Το Υπουργείο Εμπορίου, Βιομηχανίας και Τουρισμού.
- (β) Το Υπουργείο Γεωργίας, Φυσικών Πόρων και Περιβάλλοντος και τα Τμήματα Δασών, Γεωργίας, Αναδασμού, Γεωλογικής Επισκοπής, Αναπτύξεως Υδάτων, Αλιείας και Θαλάσσιων Ερευνών και Μετεωρολογικής Υπηρεσίας και τις Υπηρεσίες Περιβάλλοντος και Μεταλλείων.
- (γ) Το Υπουργείο Εσωτερικών, το Τμήμα Κτηματολογίου και Χωρομετρίας, τον οικείο Έπαρχο και το Ταμείο Θήρας.
- (δ) Το Υπουργείο Συγκοινωνιών και Έργων και τα Τμήματα Ηλεκτρονικών Επικοινωνιών, Ηλεκτρομηχανολογικών Υπηρεσιών, Δημόσιων Έργων, Οδικών Μεταφορών, Πολιτικής Αεροπορίας και Αρχαιοτήτων.
- (ε) Το Υπουργείο Άμυνας.
- (στ) Το Υπουργείο Υγείας.
- (ζ) Τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Κύπρου.
- (η) Την οικεία Τοπική Αρχή.
- (θ) Το Διοικητή Βρετανικών Βάσεων, σε κατάλληλες περιπτώσεις.
- (ι) Την Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

### Ο ρόλος των ανεξάρτητων Αρχών ( ΡΑΕ, ΔΕΣΜΗΕ, ΚΑΠΕ ) και Επιδότησεις - Χρηματοδότησης Ενεργειακών Επενδύσεων.

#### 3.1 Ο ρόλος της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας

Με το άρθρο 4 του Ν. 2773/1999 ιδρύθηκε η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργεια ως ανεξάρτητη διοικητική αρχή επιφορτισμένη με την παρακολούθηση και έλεγχο της λειτουργίας της αγοράς ενέργειας και τη διατύπωση εισηγήσεων για την τήρηση των κανόνων του ανταγωνισμού και την προστασία των καταναλωτών.

Περαιτέρω η ΡΑΕ διατυπώνει γνωμοδοτήσεις προς τον Υπουργό Ανάπτυξης για την αδειοδότηση εγκαταστάσεων ανανεώσιμης ηλεκτροπαραγωγής και μετά την έκδοση αδειών παρακολουθεί την εξέλιξη της πορείας υλοποίησης έργων ΑΠΕ μέσω τριμηνιαίων δελτίων και εισηγείται την εκκαθάριση του χώρου από επενδυτές που επιδεικνύουν αδικαιολόγητη βραδύτητα. Επίσης εισηγείται νομοθετικές παρεμβάσεις για περαιτέρω απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στα πλαίσια της οποίας μπορούν να βρουν θέση ουσιώδεις ρυθμίσεις για τις ΑΠΕ (όπως στην περίπτωση των υβριδικών σταθμών).

Η αξιολόγηση του συνόλου των αιτήσεων γίνεται από τη ΡΑΕ με την τεχνική υποστήριξη του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας με βάση τα κριτήρια του άρθρου 9 του Κανονισμού Αδειών που εκδόθηκε σύμφωνα με το άρθρο 3 του Ν. 2773/1999 (βλ. και δικτυακό τόπο της ΡΑΕ: <http://www.rae.gr>).

#### 3.2 Ο ρόλος των Διαχειριστών Συστήματος/Δικτύου

Η δημιουργία Διαχειριστή του Συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας προβλέφθηκε με τις διατάξεις του άρθρου 14 του Ν. 2773/1999 και η σύσταση του έγινε με το Π.Δ. 328/2000 "Σύσταση και καταστατικό της Ανώνυμης Εταιρείας "ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α.Ε." (ΦΕΚ Α 268) με σκοπό τη λειτουργία, εκμετάλλευση, διασφάλιση της συντήρησης και την ανάπτυξη του Συστήματος σε ολόκληρη τη χώρα, καθώς και των διασυνδέσεων του με άλλα δίκτυα για να διασφαλίζεται ο εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια με επαρκή, ασφαλή, οικονομικά αποδοτικό και αξιόπιστο τρόπο. Ο Διαχειριστής του Συστήματος (ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε.) ανέλαβε την εμπορική διαχείριση των μονάδων ΑΠΕ του διασυνδεδεμένου συστήματος της χώρας από τον Οκτώβριο του 2002.



Σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 21 του Ν. 2773/1999 η ΔΕΗ Α.Ε. που έχει ήδη μετοχοποιηθεί με το Π.Δ. 333/2000 "Μετατροπή της Δημόσιας Επιχειρήσεως Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) σε Ανώνυμη Εταιρεία και έγκριση του καταστατικού της " (ΦΕΚ Α 278) ασκεί καθήκοντα διαχειριστή του δικτύου στα μη διασυνδεδεμένα νησιωτικά συστήματα.

### **3.3 Ο ρόλος του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας**

Η ίδρυση του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ) προβλέφθηκε με τις διατάξεις του άρθρου 25 του Ν. 1514/1985 "Ανάπτυξη της επιστημονικής και τεχνολογικής έρευνας" (ΦΕΚ Α' 13) και υλοποιήθηκε με το Π.Δ. 375/1987 "Ίδρυση Νομικού Προσώπου Ιδιωτικού Δικαίου με την επωνυμία Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας" (ΦΕΚ Α' 167). Σκοπός του Κέντρου είναι η προώθηση των ΑΠΕ, της εξοικονόμησης και της ορθολογικής χρήσης της ενέργειας, καθώς και η κάθε είδους υποστήριξη δραστηριοτήτων στους εν λόγω τομείς.

Περαιτέρω με το άρθρο 11 του Ν. 2702/1999 "Διάφορες ρυθμίσεις θεμάτων αρμοδιότητας Υπουργείου Ανάπτυξης και άλλες διατάξεις" (ΦΕΚ Α' 70) το ΚΑΠΕ λειτουργεί ως εθνικό συντονιστικό κέντρο των εν λόγω δραστηριοτήτων.

Το ΚΑΠΕ διαθέτει εργαστήρια πιστοποίησης τεχνολογιών ΑΠΕ, εκπονεί μελέτες προσδιορισμού του φυσικού και οικονομικού δυναμικού των ΑΠΕ και συμμετέχει ενεργά στην αξιολόγηση και παρακολούθηση των επενδύσεων του χώρου περιλαμβανομένου του τομέα εξοικονόμησης ενέργειας.

### **3.4 Δημόσια ενίσχυση ΑΠΕ**

#### **3.4.1 Ενίσχυση των ΑΠΕ με πόρους του Β' Κοινοτικού Πλαισίου Στήριξης**

Με πόρους του Β' Κοινοτικού Πλαισίου Στήριξης που ολοκληρώθηκε στις 31.12.2002 το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Ενέργειας (ΕΠΕ) που διαχειρίστηκε το Υπουργείο Ανάπτυξης χρηματοδότησε έργα συνολικού προϋπολογισμού 1,061 δις Ευρώ. Ποσοστό 33,8% του προϋπολογισμού προέρχονταν από το Ευρωπαϊκό Ταμείο Περιφερειακής Ανάπτυξης (ΕΤΠΑ), 45,2% από εθνικούς πόρους περιλαμβανομένων πόρων της ΔΕΗ Α.Ε. και η συμμετοχή του ιδιωτικού κεφαλαίου ανήλθε σε 21%. Τμήμα του υποπρογράμματος 3 αφορούσε στην ανανεώσιμη ηλεκτροπαραγωγή. Συνοπτικά στοιχεία παρουσιάζονται στον πίνακα 3.2

Εξάλλου το Υπουργείο Εθνικής Οικονομίας (σήμερα Οικονομίας και Οικονομικών) παρέσχε οικονομική υποστήριξη από εθνικούς πόρους στο πλαίσιο του Ν. 1892/ 1990 "Για τον εκσυγχρονισμό και την ανάπτυξη και άλλες διατάξεις" (ΦΕΚ Α' 101) και στη συνέχεια του Ν. 2601/1998 «Ενισχύσεις ιδιωτικών επενδύσεων για την οικονομική και περιφερειακή ανάπτυξη της χώρας και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 81). Από τα διαθέσιμα στοιχεία εκτιμάται ότι περίπου το ένα τρίτο των εν λειτουργία έργων χρηματοδοτήθηκε από εθνικούς πόρους.

**Πίνακας 3.2** Συνοπτικά στοιχεία κόστους και παραγωγής από εγκαταστάσεις ηλεκτροπαραγωγής με χρήση ΑΠΕ και χρηματοδότηση από πόρους του Β' ΚΠΣ

	Αιολικά	Μικρά υδροηλ.	Φωτο-βολταϊκά	Βιομάζα	Σύνολο
Αριθμός επενδύσεων	16	9	15	2	42
Συνολικός προϋπολογισμός σε εκατ. Ευρώ	141,6	17,2	6,10	31,5	196,4
Συνολική δημόσια δαπάνη σε εκατ. Ευρώ	53,2	7,7	4,20	14,8	79,9
Συνολική εγκατεστ. Ηλεκτρική ισχύς σε MW	121,0	11,5	0,74	20,7	153,9
Ετήσια παραγωγή ενέργειας σε δις kWh	354,0	53,0	1,00	168,0	576,0

### 3.4.2 Επιτομή τρέχοντος καθεστώτος δημόσιας ενίσχυσης για επενδύσεις ΑΠΕ

Το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα "Ανταγωνιστικότητα" (ΕΠΑΝ) που αντλεί πόρους από το Γ' Κοινοτικό Πλαίσιο Στήριξης παρέχει δημόσια ενίσχυση για τις ΑΠΕ και την εξοικονόμηση, υποκατάσταση και άλλες σχετικές με την ενέργεια δράσεις ενέργειας ύψους 1,02 δις Ευρώ. Το ποσοστό δημόσιας ενίσχυσης ξεκινά από το 30% του επιλέξιμου κόστους και φτάνει το 50% στην περίπτωση των ηλεκτρικών δικτύων που θα κατασκευαστούν για τη σύνδεση των εγκαταστάσεων ΑΠΕ με τα δίκτυα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

#### *Αναπτυξιακός Νόμος*

Εναλλακτικά ενισχύεται από **εθνικούς** πόρους η υλοποίηση έργων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας με ποσοστά 35-55% ανάλογα με την περιοχή εγκατάστασης και το είδος του φορέα επένδυσης.

### 3.4.3 Κατεύθυνση δημοσιονομικών ρυθμίσεων για επενδύσεις ΑΠΕ χωρίς επιδότηση κεφαλαίου.

Τα έργα που θα λάβουν δημόσια ενίσχυση σε συνδυασμό με τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα δεν επαρκούν για την επίτευξη του στόχου του 20,1% με συνέπεια να απαιτείται προσφυγή και σε επενδυτικές δράσεις με αμιγώς ιδιωτικά κεφάλαια. Η έλλειψη μέτρων παροχής δημόσιας ενίσχυσης θα αντισταθμιστεί από:

- Τη μείωση του κόστους της γραφειοκρατίας μέσω της απλοποίησης των διαδικασιών και την άρση διοικητικών εμποδίων .
- Την παγίωση και σταθερότητα του επενδυτικού περιβάλλοντος μέσω των γενικότερων αναπτυξιακών και φορολογικών πολιτικών της Χώρας

- Τη συνέχιση σε μόνιμη και σταθερή βάση του καθεστώτος στήριξης της τιμής της ανανεώσιμης κλιμακωτής.
- Τη διευκόλυνση της τραπεζικής χρηματοδότησης των έργων μέσω ρυθμίσεων που εξετάζονται στις υπό επεξεργασία νέες νομοθετικές παρεμβάσεις όπως ενδεικτικά η βελτίωση των όρων και του χρόνου διάρκειας της σύμβασης αγοραπωλησίας.

### **3.4.4 Οικονομικά Εργαλεία Χρηματοδότησης Ενεργειακών Επενδύσεων**

Κύρια οικονομικά εργαλεία υποστήριξης ενεργειακών επενδύσεων απετέλεσαν το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Ενέργειας (ΕΠΕ), ο Αναπτυξιακός Νόμος 2601/1998, το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Ανταγωνιστικότητας (ΕΠΑΝ) και ο νέος Αναπτυξιακός Νόμος 3299/2004. Αποτέλεσμα του συνδυασμού του ευνοϊκού νομικού πλαισίου, των μέτρων χρηματοδότησης και του σημαντικού δυναμικού των ΑΠΕ που υπάρχει στην χώρα, ήταν να παρουσιαστεί κατά την τελευταία δεκαετία ένα έντονο ενδιαφέρον για επενδύσεις παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ. Η πρώτη σημαντική ώθηση για τις επενδύσεις στον τομέα αυτό δόθηκε από το ΕΠΕ του Υπουργείου Ανάπτυξης (1994–1999), ενώ χρηματοδοτικό εργαλείο απετέλεσε και ο Αναπτυξιακός Νόμος 2601/98, με τον οποίο συνδέεται η οικονομική υποστήριξη των επενδύσεων με τη γεωγραφική περιοχή όπου προβλέπεται να υλοποιηθούν προκειμένου να προωθηθεί η ευρύτερη ανάπτυξη της περιφέρειας.

Πέραν της επιδότησης κεφαλαίου μέσω των Επιχειρησιακών Προγραμμάτων του Υπουργείου Ανάπτυξης και του Αναπτυξιακού νόμου, ο νόμος 3468/2006 για τις ΑΠΕ και την ΣΗΘΥΑ προσφέρει εγγυημένες τιμές αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τις τεχνολογίες αυτές. Προσφέρονται υψηλότερες τιμές αγοράς για το νησιωτικό σύστημα και για τεχνολογίες με υψηλό κόστος επένδυσης (π.χ. φωτοβολταϊκά συστήματα).

#### **3.4.4.1. Το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα «Ανταγωνιστικότητα» - Ε.Π.ΑΝ**

Ακολουθώντας την εξέλιξη της πορείας του ΕΠΕ, το 2000 ξεκίνησε, στο πλαίσιο του 3<sup>ου</sup> ΚΠΣ, το ΕΠΑΝ. Στο πλαίσιο του ΕΠΑΝ χρηματοδοτείται δέσμη μέτρων και δράσεων που αφορούν τον Τομέα Ενέργειας & Φυσικών Πόρων, συνολικού προϋπολογισμού 1,78 δισ. ευρώ (Δημόσια Δαπάνη 834,9 εκατ. ευρώ), που αντιστοιχεί στο 29,45% του προϋπολογισμού του ΕΠΑΝ.

Από την αρχή του Προγράμματος (2001) έως το Μάρτιο του 2004 είχαν ενταχθεί έργα συνολικού προϋπολογισμού 1.231,8 εκατ. ευρώ (Δημόσια Δαπάνη 507,8 εκατ. ευρώ), που κάλυπταν το 40,1 % του προϋπολογισμού των δράσεων, το ποσοστό συμβασιοποίησης των έργων ανερχόταν σε 23,7%, ενώ το ποσοστό απορρόφησης έφτανε μόλις το 4,2 %.

Στο τέλος του 2004 το ποσοστό απορρόφησης του τομέα αυξήθηκε σε 10,3%, ενώ τον Απρίλιο 2007 το ποσοστό απορρόφησης ανήλθε σε 48,4%. Σε ονομαστικά μεγέθη στη περίοδο Μαρτίου - Δεκεμβρίου 2004, οι δημόσιες δαπάνες του τομέα αυξήθηκαν κατά 78 εκατ. ευρώ, το 2005 η αύξηση υπερέβη τα 120 εκατ. ευρώ και το 2006 τα 146 εκατ. ευρώ.

Ειδικότερα ο Τομέας Ενέργειας και Φυσικών Πόρων του Υπουργείου Ανάπτυξης είναι φορέας χάραξης πολιτικής και προγραμματισμού ή/και Τελικός Δικαιούχος για 13 Δράσεις (ή μέρη Δράσεων), του ΕΠΑΝ, συνολικού προϋπολογισμού 1.221,8 εκατ. Ευρώ (αντιστοιχούσα Δημόσια Δαπάνη 477,7 εκατ. ευρώ).

Από το Μάρτιο του 2004 έως το Απρίλιο του 2007, ο Τομέας Ενέργειας και Φυσικών Πόρων του Υπουργείου Ανάπτυξης προκήρυξε έξι νέες δράσεις συνολικού προϋπολογισμού 442,2 εκατ. ευρώ για την ενίσχυση επενδύσεων σε συστήματα ΑΠΕ, εξοικονόμησης ενέργειας και συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας, αλλά και επενδύσεων που αφορούν ορυκτές πρώτες ύλες.

Εξίσου σημαντική είναι η πρόοδος που παρουσίασαν αρκετά από τα έργα υποδομής φυσικού αερίου που υλοποιεί η ΔΕΣΦΑ και η ΔΕΠΑ. Στο διάστημα που μεσολάβησε εντάχθηκαν 28 νέα έργα συνολικού προϋπολογισμού 375,17 εκατ. ευρώ, το ποσοστό συμβασιοποίησης των έργων επί του προϋπολογισμού των δράσεων ανήλθε στο 95,1%, ενώ οι πληρωμές σε δημόσια δαπάνη από 0,46 εκατ. ευρώ ανήλθαν σε 70,54 εκατ. ευρώ. Αξίζει να σημειωθεί :

- η κατασκευή του Ελληνο-Τουρκικού Αγωγού (συνολικού προϋπολογισμού 70 εκατ. ευρώ).
- η ολοκλήρωση της κατασκευής του Σταθμού Ανεφοδιασμού Λεωφορείων της ΕΘΕΛ στην Ανθούσα, συνολικού προϋπολογισμού 4,86 εκατ. ευρώ. Πρόκειται για μια σημαντική παρέμβαση για την διείσδυση του φυσικού αερίου στο τομέα των μεταφορών
- η σημαντική πρόοδος κατασκευής του έργου της αναβάθμισης του σταθμού υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) της Ρεβυθούσας, συνολικού προϋπολογισμού 47,8 εκατ. ευρώ, η οποία ολοκληρώθηκε τον Ιούλιο του 2007 και με την οποία ο σταθμός θα καταστεί ένας από τους δέκα μεγαλύτερους σε όλη την Ευρώπη.

#### **3.4.4.2. Προγραμματική Περίοδος 2007-2013 - Το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα «Ανταγωνιστικότητα-Επιχειρηματικότητα» (ΕΠ.Α.Ε.)**

Το 2006 ολοκληρώθηκε ο σχεδιασμός του νέου Επιχειρησιακού Προγράμματος Ανταγωνιστικότητα - Επιχειρηματικότητα (ΕΠΑΕ). Στον τομέα της Ενέργειας προβλέπονται παρεμβάσεις που θα συμβάλλουν, τόσο στο σταδιακό περιορισμό της εξάρτησης της χώρας από το πετρέλαιο με την προώθηση των ενεργειακών δικτύων του φυσικού αερίου και του ηλεκτρισμού και την περαιτέρω διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ενεργειακό ισοζύγιο, όσο και στην ενδυνάμωση του γεωστρα-

ηγικού ρόλου της χώρας στον ενεργειακό χάρτη της ευρύτερης περιοχής, μέσω της ένταξης της χώρας στα μεγάλα διεθνή δίκτυα.

Οι παρεμβάσεις αυτές θα αφορούν κυρίως:

- **Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) – Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΕΞΕ)**
  - Ενίσχυση επενδύσεων παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ και Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ).
  - Εξοικονόμηση και βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης στον δευτερογενή και τριτογενή τομέα.
  - Ενίσχυση επενδύσεων για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών στα νησιά
- **Φυσικό Αέριο**
  - Διείσδυση του φυσικού αερίου σε νέες περιοχές με την επέκταση των δικτύων διανομής στις περιφέρειες της Στερεάς Ελλάδας, της Ανατολικής Μακεδονίας & Θράκης και της Κεντρικής Μακεδονίας, με σημαντική συμμετοχή ιδιωτικών κεφαλαίων.
  - Επέκταση του Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου καθώς και την αύξηση της δυναμικότητας & ευστάθειας αυτού.
  - Διασύνδεση του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου με την Ιταλία, για την ενίσχυση του ρόλου της χώρας στον ενεργειακό χάρτη της Ευρώπης.
- **Ηλεκτρισμός**
  - Διασύνδεση νησιών με το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς, για την κάλυψη των αναγκών των περιοχών σε ηλεκτρική ενέργεια.
  - Κατασκευή Κέντρων Υπερψηλής Τάσης (ΚΥΤ), για την απρόσκοπτη τροφοδότηση με ηλεκτρισμό, την ασφάλεια τροφοδότησης του Νοτίου Συστήματος και την αύξηση της ευστάθειάς του.

### 3.5 Διαχείριση διανεμόμενης ηλεκτροπαραγωγής

Στην Ελλάδα, όπως και στις περισσότερες Ευρωπαϊκές χώρες, ο τρόπος λειτουργίας των υφισταμένων συστημάτων ηλεκτρικής παραγωγής είναι δομημένος στη βάση της συγκεντρωμένης παραγωγής αφού η ΔΕΗ Α.Ε. υπήρξε από την ίδρυσή της και θα εξακολουθήσει να αποτελεί ουσιαστικά το μοναδικό παίκτη. Στην περίπτωση όμως πολλών μικρών μονάδων ΑΠΕ των οποίων μάλιστα η λειτουργία διέπεται από την τυχαιότητα εμφάνισης του εκμεταλλεμένου φυσικού πόρου, ο αναγκαίος έλεγχος τους σε συνεχή βάση αποβαίνει ιδιαίτερα πολύπλοκη διαδικασία. Στην κατεύθυνση αυτή η ΡΑΕ εξετάζει τις παραμέτρους χρησιμοποίησης των νέων τεχνολογιών μετάδοσης και επεξεργασίας της πληροφορίας και ελέγχου που αντιμετωπίζουν αποτελεσματικά το πρόβλημα αλλά αυξάνουν σημαντικά το κόστος των διανεμόμενου ηλεκτρισμού στους καταναλωτές. Η υλοποίηση των παραπάνω σε καθεστώς απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας επιβάλλει την τιμολόγηση και αξιολόγηση των διαφόρων

τεχνικών και δυνατοτήτων παράλληλα με τη λειτουργία των συμβατικών πηγών ώστε να επιτυγχάνεται το βέλτιστο αποτέλεσμα για τους καταναλωτές.

Το πρόβλημα είναι οξύτερο στα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα όπου η εισαγωγή υβριδικών σχημάτων σημαντικής εγκατεστημένης ισχύος θέτει προβλήματα ιδιαίτερης πολυπλοκότητας που καλείται να αντιμετωπίσει ο υπό τελική επεξεργασία Κώδικας Διαχείρισης του Δικτύου.

### **3.6 Εγγύηση προέλευσης ανανεώσιμης ενέργειας**

Σύμφωνα με την προωθούμενη ρύθμιση, Φορέας Έκδοσης των Εγγυήσεων Προέλευσης της ηλεκτρικής ενέργειας που τροφοδοτεί το Σύστημα, απευθείας ή μέσω του Δικτύου, ορίζεται ο Διαχειριστής του Συστήματος και για την ηλεκτρική ενέργεια που τροφοδοτεί το Δίκτυο των μη διασυνδεδεμένων νησιών ο Διαχειριστής του Δικτύου.

Φορέας Έκδοσης των Εγγυήσεων Προέλευσης της ηλεκτρικής ενέργειας αυτόνομων σταθμών που δεν τροφοδοτούν το Σύστημα ή το Δίκτυο ορίζεται το ΚΑΠΕ. Για το σκοπό αυτό το ΚΑΠΕ εγκαθιστά με δαπάνες του παραγωγού που επιθυμεί την έκδοση των εγγυήσεων προέλευσης κατάλληλες μετρητικές διατάξεις.

Φορέας Εποπτείας του Συστήματος Εγγύησης ορίζεται η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας. Η ΡΑΕ επιβλέπει την αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος εγγύησης προέλευσης της ηλεκτρικής ενέργειας, συνεργάζεται με τις Αρμόδιες Αρχές των κρατών μελών και χειρίζεται θέματα αμοιβαίας αναγνώρισης Εγγυήσεων, οι οποίες έχουν εκδοθεί από άλλα κράτη μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης ή από τρίτες χώρες.

### **3.7 Δρομολογημένες τεχνικές παρεμβάσεις αύξησης μεταφορικής ικανότητας ηλεκτρικών δικτύων**

Οι περιοχές υψηλού αιολικού δυναμικού (Νησιά Αιγαίου, Νότια Εύβοια, Ανατολική Πελοπόννησος, Θράκη) έχουν ήδη προσελκύσει μεγάλο αριθμό επενδυτών. Το κύριο χαρακτηριστικό των ιδιαίτερα ανεμωδών και συνήθως αραιοκατοικημένων περιοχών είναι η ανεπάρκεια της υποδομής μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας που κατασκευάστηκε πολύ πριν αναδυθεί η ανανεώσιμη ενέργεια ως βιώσιμη εναλλακτική λύση. Έτσι στις ηπειρωτικές περιοχές υψηλού φυσικού δυναμικού, οι δυνατότητες επενδύσεων αιολικής ενέργειας έχουν περιοριστεί από τις δυνατότητες διείσδυσης στο ηλεκτρικό δίκτυο και παρόμοιοι περιορισμοί υφίστανται και στα νησιά εμποδίζοντας περαιτέρω διείσδυση ανανεώσιμης ενέργειας.

Οι κυριότερες επεμβάσεις ενίσχυσης του δικτύου που έχουν δρομολογηθεί για τις περιοχές της Νότιας Εύβοιας και Νοτιοανατολικής Πελοποννήσου (βλ. Σχήμα 3.1) και Ανατολικής Μακεδονίας - Θράκης (βλ. Σχήμα 3.2).

Για τη **Νότια Εύβοια** προβλέπεται η σύνδεση του δικτύου της με τον υποσταθμό Νέας Μάκρης στην Αττική (συμπεριλαμβάνονται δύο υποβρύχια καλώδια 150 kV) μέσω νέου υποσταθμού στην περιοχή του Πολυποτάμου για την απορρόφηση της αιολικής ενέργειας της ευρύτερης περιοχής. Επίσης μελετάται η ενίσχυση αναβάθμιση της γραμμής Αλιβέρι - Ψαχνά - Σχηματάρι και η κατασκευή δύο νέων ακτινικών γραμμών από τον νέο υποσταθμό στην περιοχή του Πολυποτάμου προς την Νότια Εύβοια με παράλληλη ανάπτυξη συνολικά 9 υποσταθμών 20/150 kV.



Σχήμα 3.1 : Οδωση έργων ενίσχυσης συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στις περιοχές Ν. Εύβοιας και Ανατολικής Πελοποννήσου.



Μέχρι σήμερα έχουν ολοκληρωθεί οι μελέτες όδευσης και οι περισσότερες μελέτες περιβαλλοντικών επιπτώσεων για το τμήμα των έργων επί της Νότιας Εύβοιας. Το σύνολο των ανωτέρω έργων θα επιτρέψει τη σύνδεση **530 MW** αιολικών πάρκων που θα εγκατασταθούν στην Εύβοια καθώς και τα νησιά των Κυκλάδων που είναι συνδεδεμένα με το διασυνδεδεμένο Σύστημα της ηπειρωτικής χώρας (Άνδρος - Τήνος). Στο υφιστάμενο δίκτυο λειτουργούν ήδη αιολικά πάρκα συνολικής ισχύος 203 MW.

Στην περιοχή της **Νοτιοανατολικής Πελοποννήσου** είναι δυνατή κατά την παρούσα στιγμή η σύνδεση 40 MW στον υποσταθμό Μολάων. Εξάλλου το Μάρτιο του 2005 άρχισε η κατασκευή της γραμμής μεταφοράς διπλού κυκλώματος 150 kV 'Αστρος-Μολάοι μήκους 80 χλμ. και ήδη έχει εκτελεστεί το 25% του έργου η ολοκλήρωση του οποίου προβλέπεται μέσα στο πρώτο εξάμηνο του 2006. Η αναβάθμιση της γραμμής μεταφοράς 'Αργος II- 'Αστρος βρίσκεται σε στάδιο έγκρισης περιβαλλοντικών όρων και προβλέπεται ολοκλήρωση του έργου μέσα στο 2008. Μετά την ολοκλήρωση των έργων θα καταστεί δυνατή η σύνδεση επιπλέον **280 MW** αιολικών πάρκων.



Σχήμα 3.2 : Οδευση έργων ενίσχυσης συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην περιοχή Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης.

Στην περιοχή της **Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης** έχουν ήδη συνδεθεί και λειτουργούν αιολικά πάρκα ισχύος 162,5 MW και βρίσκεται σε στάδιο κατασκευής ένα ακόμη ισχύος 34 MW. Η απορρόφηση περαιτέρω ισχύος εντάσσεται στο ευρύτερο πλαίσιο αύξησης της μεταφορικής ικανότητας του εθνικού συστήματος στην εν λόγω περιοχή και συγκεκριμένα με την κατασκευή α) της γραμμής 400 kV διπλού κυκλώματος στο τμήμα Φίλιπποι-Νέα Σάντα και απλού κυκλώματος στο τμήμα Νέα



Σάντα-Τουρκία (Babaeski) που άρχισε το Δεκέμβριο 2005 και θα ολοκληρωθεί το 2008 και β) του Κέντρου Υπερυψηλής Τάσης Νέας Σάντας που βρίσκεται σε στάδιο περιβαλλοντικής αδειοδότησης με εκτιμώμενο χρόνο πλήρους ανάπτυξης το 2009 οπότε η συνολική απορρόφηση αιολικής ενέργειας θα αυξηθεί κατά **350 MW** περίπου.

Στην **Κρήτη, Ρόδο, Λέσβο και τα άλλα μη διασυνδεδεμένα νησιά του Αιγαίου**, οι περιορισμοί που τίθενται σήμερα από τα τοπικά δίκτυα αντιστοιχούν σε δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ενέργειας σε ποσοστό 30% της ζήτησης αιχμής ισχύος, χωρίς να λαμβάνονται υπόψη δυνατότητες αποθήκευσης μέσω υβριδικών συστημάτων, δηλαδή χονδρικά σε 300 MW. Από αυτά τα 210 MW διαθέτουν ήδη άδεια εγκατάστασης ή άδεια λειτουργίας. Σημειώνεται πάντως ότι τελεί υπό επεξεργασία, με τη συνεργασία της ΡΑΕ της ΔΕΗ ως διαχειρίστριας του Δικτύου, λεπτομερής μελέτη των δυνατοτήτων απορρόφησης ανανεώσιμης ενέργειας αυτών των νήσων. Ειδικότερα στην Κρήτη λειτουργούν ήδη αιολικά πάρκα ισχύος 87 MW ενώ η συνολική δυνατότητα απορρόφησης υπερβαίνει τα 120 MW.

Με βάση τα ανωτέρω, η ισχύς των επί πλέον αιολικών πάρκων που θα μπορεί να εγκατασταθούν στα νησιά ή στις περιοχές όπου έχει δρομολογηθεί η ανάπτυξη των δικτύων, συνοψίζεται στον πίνακα 3.3.

Πίνακας 3.3 : Πρόσθετη αιολική ισχύς λόγω δρομολογημένων παρεμβάσεων

Περιοχές δρομολογημένων παρεμβάσεων	Ισχύς (MW)
1. Εύβοια - Άνδρος - Τήνος	530
2. Νοτιοανατολική Πελοπόννησος	280
3. Ανατολική Μακεδονία - Θράκη	350
4. Κρήτη, Ρόδος και άλλα μη διασυνδεδεμένα νησιά	80
<b>Σύνολο</b>	<b>1.240</b>

Σημειώνεται ότι από τα έργα του πίνακα 3.3 συνολικής ισχύος 1.240 MW, έχουν εκδοθεί άδειες παραγωγής για 970 MW.

### 3.8 Συμπεράσματα - Προσέγγιση στόχου - Ανάγκη πρόσθετων μέτρων

#### 3.8.1 Βασικό Σενάριο

Μετά την ολοκλήρωση όλων των προγραμματισμένων έργων για την ενίσχυση των δικτύων και στη βάση του οικονομικού δυναμικού των ΑΠΕ και του επενδυτικού ενδιαφέροντος και των ρεαλιστικών εκτιμήσεων που αναφέρθηκαν, μπορεί να γίνει εκτίμηση των δυνατοτήτων διείσδυσης κατά το έτος 2010.

Στην περίπτωση κατά την οποία υλοποιηθούν όλες οι ανωτέρω επενδύσεις θα προσεγγισθεί ικανοποιητικά ο στόχος της Οδηγίας.

Σε συνοπτική βάση οι προϋποθέσεις επίτευξης του ανωτέρω σεναρίου του πίνακα 6, το οποίο προσεγγίζει ικανοποιητικά το στόχο για το 2010, όπως έχουν αναφερθεί είναι οι ακόλουθες:

- Θα προχωρήσει απρόσκοπτα η υλοποίηση των επενδύσεων που έχουν λάβει άδεια εγκατάστασης. Η υπόθεση αυτή είναι ρεαλιστική δεδομένου ότι τα έργα αυτά είναι ώριμα, έχουν ολοκληρώσει την αδειοδοτική διαδικασία, έχουν εξασφαλισμένη πρόσβαση στο δίκτυο και άρα είναι χρηματοδοτήσιμα.
- Θα ολοκληρωθούν τα εκτεταμένα έργα ενίσχυσης των δικτύων στις περιοχές της Ανατολικής Μακεδονίας - Θράκης, της Νοτιοανατολικής Πελοποννήσου και της Εύβοιας.
- Θα συνεχιστεί και θα βελτιωθεί η τάση υλοποίησης επενδύσεων ΑΠΕ της τελευταίας διετίας, σε περιοχές πέραν από αυτές όπου εκτελούνται τα έργα ενισχύσεως των δικτύων.

Πίνακας 3.4 : Βασικό σενάριο εκτίμησης δυνατής παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ κατά το έτος 2010.

	Εγκατεστη- μένη Ισχύς σε MW (αρχές 2006)	Πρόσθετες Άδειες Εγκατάστασης σε ισχύ (MW)	Πρόσθετα ΑΠΕ λόγω δρομολογη- μένων παραμβάσεων (MW)	Πρόσθετα ΑΠΕ στη λοπή Ελλάδα (MW)	Εκτιμώμενο σύνολο ισχύος 2010 σε MW	Εκτιμώμενη Παραγωγή ενέργειας 2010 σε δις kWh	Ποσοστό συμμετοχής ανά τύπο ΑΠΕ το 2010 (για στόχο 13,67 δις kWh)
Αιολικά	622	505	1.240	650	3.017	6,34	9,33
Μικρά ΥΗ	100	62		90	252	0,76	1,11
Μεγάλα ΥΗ	3.018			307	3.325	4,58	6,74
Βιομάζα	24	22		25	71	0,56	0,82
Γεωθερμία	0			8	8	0,06	0,09
Φ/Β	1*	1		8	10	0,01	0,02
<b>Σύνολο</b>	<b>3.765</b>	<b>590</b>	<b>1.240</b>	<b>1.088</b>	<b>6.683</b>	<b>12,31</b>	<b>18,10</b>

### 3.8.2. Συντηρητικό Σενάριο

Οι τρεις προϋποθέσεις του βασικού σεναρίου σηματοδοτούν ταυτόχρονα και τους **κινδύνους** που μπορεί να προκαλέσουν εκτροπή από την πορεία προσέγγισης του στόχου που εκφράζεται από το εν λόγω σενάριο και στους οποίους έχει εστιάσει την προσοχή της η Ελληνική Πολιτεία.

Πίνακας 3.5 : Συντηρητικό σενάριο εκτίμησης δυνατής παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ κατά το έτος 2010.

	Εγκατεστημένη ισχύς σε MW (αρχές 2006)	Υλοποίηση πρόσθετων αδειών εγκατάστασης σε ισχύ (MW)*	Πρόσθετα ΑΠΕ λόγω δρομολογημένων παρεμβάσεων (MW) *	Πρόσθετα ΑΠΕ στη λοιπή Ελλάδα (MW) *	Συντηρητική Εκτίμηση για σύνολο ισχύος 2010 σε MW	Δυσμενής Εκτίμηση για Παραγωγή ενέργειας 2010 σε δις kWh	Ποσοστό συμμετοχής ανά τύπο ΑΠΕ το 2010 (για στόχο 13,67 δις kWh)
Αιολικά	622	-76	-610	-228	2.104	4,42	6,50
Μικρά ΥΗ	100	-9	0	-32	211	0,63	0,93
Μεγάλα ΥΗ	3.018	0	0	0	3.325	4,58	6,74
Βιομάζα	24	-3	0	-9	59	0,46	0,68
Γεωθερμια	0	0	0	-3	5	0,04	0,06
Φ/Β	1**	0	0	-3	7	0,01	0,01
<b>Σύνολο</b>	<b>3.765</b>	<b>-88</b>	<b>-610</b>	<b>-273</b>	<b>5.711</b>	<b>10,15</b>	<b>14,92</b>

Ενδεικτικά αναφέρεται ότι αν:

- περιοριστεί στο 85% το ποσοστό υλοποίησης των έργων που διαθέτουν ήδη άδεια εγκατάστασης
- δεν εγκατασταθούν τα πρόσθετα αιολικά πάρκα στη νότια Εύβοια και τα νησιά .
- περιοριστεί στο 65% του προσδοκώμενου ο ρυθμός ανάπτυξης στη υπόλοιπη Ελλάδα (δηλ. εγκατασταθεί τελικά το 20% των έργων που σήμερα διαθέτουν άδεια παραγωγής), τότε το ποσοστό συμμετοχής της ανανεώσιμης ενέργειας στην ακαθάριστη ηλεκτρική κατανάλωση θα προσεγγίσει το 15%.

Υπενθυμίζεται επίσης ότι έχει εκτιμηθεί ότι η μέση ενεργειακή παραγωγή ανά εγκατεστημένη μονάδα ισχύος (συντελεστής φόρτισης ή ισοδύναμες ώρες λειτουργίας) θα μειωθεί ελαφρά λόγω της αναγκαίας ανάπτυξης έργων σε περιοχές με υποδεέστερο δυναμικό ΑΠΕ.

### 3.8.3. Αισιόδοξο Σενάριο με πρόσθετα μέτρα

Από τα παραπάνω είναι σαφές ότι η επίτευξη του στόχου 20,1% απαιτεί **πρόσθετα μέτρα και πολιτικές**. Με βάση την παραδοχή αυτή, οι πρόσθετες δράσεις που έχουν αναληφθεί ή θα αναληφθούν στο άμεσο μέλλον μπορεί να διακριθούν σε Θεσμικά μέτρα πολιτικής και σε Τεχνολογικές-Εμπορικές παρεμβάσεις.

Όσον αφορά τα **θεσμικά μέτρα πολιτικής**, εξετάζονται-δρομολογούνται τα ακόλουθα:

- Προώθηση και ενίσχυση των υβριδικών συστημάτων στα νησιά, που θα οδηγήσει στην αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ σε περιοχές με πλούσιο αιολικό δυναμικό το οποίο, όπως έχει αναφερθεί, δεν αξιοποιείται σήμερα.
- Προοπτική ανάπτυξης της αγοράς φωτοβολταϊκών μέσω των εξεταζόμενων ρυθμίσεων ενίσχυσης.
- Εισαγωγή της δυνατότητας χρήσης της παράκτιας ζώνης και της θάλασσας για εγκατάσταση ΑΠΕ ώστε να είναι εφικτή η δημιουργία θαλάσσιων αιολικών πάρκων που σήμερα απαγορεύεται με βάση το άρθρο 14 του Ν. 2971/2001 "*Αιγιαλός, παραλία και άλλες διατάξεις*" (ΦΕΚ Α' 285). Το γεγονός αυτό θα επιτρέψει τη διερεύνηση περιοχών από επενδυτές που σήμερα δεν έχουν δυνατότητα ουσιαστικής δραστηριοποίησης λόγω της ανωτέρω απαγόρευσης.

Όσον αφορά τις **τεχνολογικές-εμπορικές** παρεμβάσεις:

- Έχει αποφασισθεί και προωθείται η διασύνδεση των Βορειοανατολικών Κυκλάδων με το διασυνδεδεμένο σύστημα. Η μελέτη σκοπιμότητας εκπονήθηκε από κοινή ομάδα στελεχών της ΡΑΕ, ΔΕΗ και ΔΕΣΜΗΕ με την εποπτεία του Υπουργείου Ανάπτυξης, ολοκληρώθηκε το Μάιο του 2005 και προβλέπει τη σύνδεση της Σύρου με το Λαύριο μέσω υποθαλασσίου καλωδίου υψηλής τάσης συνεχούς ή εναλλασσόμενου ρεύματος και την ανάπτυξη του υπόλοιπου δικτύου υψηλής τάσης μέσω υποθαλάσσιων καλωδίων μόνο ώστε να μην υπάρχουν γραμμές μεταφοράς πάνω στα νησιά γεγονός που γενικά προκαλεί αντιδράσεις. Σήμερα η διαδικασία υλοποίησης του εν λόγω πολύπλοκου έργου βρίσκεται στο στάδιο εξεύρεσης κατάλληλων γηπέδων για την ανέγερση των νέων υποσταθμών 150/20 kV και την προσγείαλωση των υποβρύχιων καλωδίων. Η σύνδεση των νησιών αυτών θα επιτρέψει τη διοχέτευση σημαντικής ποσότητας αιολικής ενέργειας και γεωθερμικής ενέργειας υψηλής ενθαλπίας στο διασυνδεδεμένο σύστημα που σήμερα δεν μπορεί να απορροφηθεί παρά μόνο σε πολύ μικρό ποσοστό τοπικά αφού πρόκειται για αυτόνομα ασθενή δίκτυα (weak grids). Εκτιμάται ότι μέχρι το 2010 μπορεί να έχει υλοποιηθεί μέρος του έργου.
- Αξιοποίηση του επενδυτικού ενδιαφέροντος για εγκατάσταση μεγάλων έργων ΑΠΕ σε απομονωμένες περιοχές με παράλληλη ανάπτυξη έργων σύνδεσης με τον κορμό του διασυνδεδεμένου συστήματος με επιβάρυνση των επενδυτών, όπως προβλέπεται από το άρθρο 2 του Ν. 2941/2001. Γενικά, σχετικά πρόσφατα έχει εμφανισθεί επενδυτικό ενδιαφέρον για τέτοιου είδους μεγάλα έργα τα οποία φαίνεται ότι εκλαμβάνονται από τους υποψηφίους επενδυτές ως μη εμφανίζοντα τα προβλήματα τοπικής αποδοχής που έχουν παρουσιαστεί στις λοιπές περιοχές της Ελλάδας (αφού πρόκειται για απομονωμένες περιοχές) ενώ φαίνεται ότι τους προσφέρουν σχετική ασφάλεια στο χρονοδιάγραμμα υλοποίησης αφού δεν εξαρτούν την ανάπτυξη των έργων σύνδεσης από τον Κύριο του Συστήματος.

- Ένταξη των προσαθειών για την υλοποίηση περισσότερων από τα υπό ανάπτυξη μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα.

Πίνακας 3.6 : Αισιόδοξο σενάριο εκτίμησης δυνατής παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ κατά το έτος 2010, με επιτυχία των πρόσθετων μέτρων.

	Πρόσθετα ΑΠΕ λόγω πρόσθετων μέτρων μέχρι το 2010 (MW) *	Αισιόδοξο σενάριο για το Εκτιμώμενο Σύνολο 2010 σε MW	Αισιόδοξη εκτίμηση Παραγωγή ενέργειας 2010 σε δις kWh	Ποσοστό συμμετοχής ανά τύπο ΑΠΕ το 2010
Αιολικά	+250	3.267	7,00	10,29
Μικρά ΥΗ		252	0,76	1,11
Μεγάλα ΥΗ	+100	3.425	4,80	7,06
Βιομάζα		71	0,56	0,82
Γεωθερμία	+30	38	0,29	0,42
Φ/Β	+30	40	0,05	0,07
<b>Σύνολο</b>	<b>+410</b>	<b>7.093</b>	<b>13,46</b>	<b>19,79</b>

Στο αισιόδοξο σενάριο ότι όλα τα ανωτέρω πρόσθετα μέτρα θα λειτουργήσουν αποτελεσματικά, τότε είναι δυνατή η επίτευξη του στόχου. Αυτό προϋποθέτει την εγκατάσταση μέχρι το 2010 γύρω στα πρόσθετα 400-450 MW εγκαταστάσεων ΑΠΕ (αιολικά 250 MW, μεγάλα υδροηλεκτρικά 100 MW, γεωθερμία 30 MW και φωτοβολταϊκά 30 MW). Εκτιμάται ότι ο συντελεστής φόρτισης των 250 MW αιολικών πάρκων λόγω των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών των περιοχών όπου θα αναπτυχθούν θα είναι 30%.

Επιγραμματικά αναφέρεται ότι η Ελλάδα καταβάλλει ήδη πολύ εντατικές προσπάθειες στο θεσμικό, κανονιστικό, τεχνικό και χρηματοδοτικό επίπεδο για την προσέγγιση του ενδεικτικού στόχου 20.1% της Οδηγίας 2001/77/ΕΚ, ο οποίος υπό πολύ ευνοϊκές συνθήκες είναι δυνατό να επιτευχθεί. Σημαντικό είναι το γεγονός ότι έχουν εντοπιστεί και καταβάλλεται συντονισμένη προσπάθεια να ελεγχθούν οι παράγοντες κινδύνου που μπορεί να προκαλέσουν εκτροπή από την επιθυμητή πορεία .

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

### ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ ΣΕ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ ΣΥΝΘΗΚΕΣ ΑΒΕΒΑΙΟΤΗΤΑΣ Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΤΗΣ ΕΚΜΕΤΑΛΛΕΥΣΗΣ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

#### 4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η αναμενόμενη οικονομική ανάπτυξη και η εξέλιξη των κοινωνιών της Ευρωπαϊκής Ένωσης δημιουργεί αυξημένες ανάγκες σε ενέργεια και ειδικότερα σε Ηλεκτρισμό.

Με στόχο να ανταποκριθεί στην κάλυψη των αναγκών αυτών με τρόπο αποτελεσματικό και προκειμένου να δημιουργηθούν οι συνθήκες που θα ευνοήσουν την ανάπτυξη της παραγωγικής δυνατότητας στον τομέα της ενέργειας, η Ευρωπαϊκή Ένωση προχώρησε στην απελευθέρωση της εν λόγω αγοράς. Το νέο αυτό περιβάλλον αναμένεται να δημιουργήσει σημαντικές προκλήσεις και ευκαιρίες για τους παραγωγούς τόσο σε αυτούς που ήδη δραστηριοποιούνται, όσο και σε νεοεισερχόμενους στον κλάδο.

Η μελέτη αυτή έχει ως σκοπό τον προσδιορισμό μιας μεθοδολογίας αξιολόγησης επενδύσεων στην παραγωγή ενέργειας σε περιβάλλον αβεβαιότητας μέσα σε μια ευρύτερη ανταγωνιστική αγορά, με έμφαση στην αξιολόγηση επενδύσεων στην παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές. Ως παράδειγμα εξετάστηκε η Αιολική Ενέργεια στην Ελλάδα.

Κύρια σημεία της μελέτης είναι :

- Ο προσδιορισμός των αβεβαιοτήτων που εμφανίζονται με το πέρασμα από την διοικητικά ελεγχόμενη στην νέα απελευθερωμένη αγορά ενέργειας, και
- Η παρουσίαση μιας προσέγγισης για την αξιολόγηση των επενδύσεων με χρήση των Real Options (RO) και σύγκριση των αποτελεσμάτων με τις "παραδοσιακές" μεθόδους προεξόφλησης (Discounted Cash Flow-DCF Methods).

#### 4.2. ΣΥΝΟΠΤΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΑΓΟΡΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η Ελλάδα ανταποκρινόμενη στις υποχρεώσεις της σε σχέση με την Οδηγία DC/96/92/EC του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της Ευρώπης με την οποία ρυθμίζονται οι κανόνες λειτουργίας των εσωτερικών αγορών ενέργειας των

χωρών μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, έθεσε σε εφαρμογή το Νόμο 2773/1999 βάσει του οποίου η Ελληνική Αγορά Ενέργειας βρίσκεται σε διαδικασία σταδιακής απελευθέρωσης.

Σε σχέση με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) πρόσφατη Οδηγία της Ευρωπαϊκής Ένωσης [1] έθεσε εκ νέου υπόψη των κρατών μελών τη σημασία της εκμετάλλευσης των πηγών αυτών προκειμένου να ικανοποιείται μέρος της ζήτησης από τη παραγωγή "Πράσινης Ενέργειας". Με την ίδια οδηγία επανακαθορίζονται οι στόχοι έτσι ώστε η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια στην Ευρωπαϊκή Ένωση που προέρχεται από ΑΠΕ να καλύπτει το 22,1% της συνολικής κατανάλωσης (έναντι αρχικού στόχου 12%) με χρονικό ορίζοντα επίτευξης του στόχου μέχρι το 2010 και έτος βάσης το 1997. Για την Ελλάδα ο σχετικός δείκτης για το 1997 είναι 8,6% και ο αντίστοιχος στόχος 20,1%.

Η εξέλιξη αυτή σε συνδυασμό με την προαναφερθείσα σταδιακή απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας δημιουργεί ένα νέο περιβάλλον με αυξανόμενες ευκαιρίες για νέες επενδύσεις.

### 4.3. ΑΒΕΒΑΙΟΤΗΤΕΣ ΠΟΥ ΕΜΦΑΝΙΖΟΝΤΑΙ ΣΤΗ ΝΕΑ ΑΓΟΡΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η αβεβαιότητα είναι πηγή επενδυτικών ευκαιριών. Κριτικό σημείο για τον επενδυτή είναι να επισημάνει το πώς αυτές επηρεάζουν την απόφαση για την υλοποίηση μιας επένδυσης και να τις εκμεταλλευτεί, δηλαδή μέσα σε ένα αβέβαιο περιβάλλον ο επενδυτής έχει την ευχέρεια να προσαρμόσει και να αναθεωρήσει τη στρατηγική του για να επιτύχει το βέλτιστο αποτέλεσμα [2].

Οι αβεβαιότητες που παρουσιάζονται στην νέα απελευθερωμένη αγορά ενέργειας, καθώς και τα χαρακτηριστικά στοιχεία της διαδικασίας παραγωγής ενέργειας τα οποία επηρεάζουν είναι οι εξής [3], Πίνακας 3.1 :

Πίνακας 4.1: Αβεβαιότητες που παρουσιάζονται στην νέα απελευθερωμένη αγορά ενέργειας.

Αβεβαιότητα	Χαρακτηριστικά Στοιχεία Διαδικασίας Παραγωγής
Τιμή καυσίμου	Λειτουργικά κόστη
Περιβαλλοντικοί περιορισμοί	Εξωτερικά κόστη (πχ. φόρος εκπομπής ρύπων, κλπ)
Ζήτηση - Προσφορά	Εναλλακτικές τοποθεσίες εγκατάστασης Δυνατότητα τμηματικής ανάπτυξης της επένδυσης Χρόνος αναγνώρισης της ανάγκης και υλοποίησης της επένδυσης
Αρχική δαπάνη - Τεχνολογική αιχμή	Απαιτήσεις σε αρχικό κεφάλαιο Δυνατότητα τμηματικής εκτέλεσης της επένδυσης Χρόνος αναγνώρισης και υλοποίησης της επένδυσης
Δομή αγοράς	Συνολικά κόστη

## 4.4. ΕΠΕΝΔΥΣΕΙΣ ΣΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕΘΟΔΟΙ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Από στοιχεία που έχουν αντληθεί από σχετικές μελέτες του ΚΑΠΕ, αλλά και από επενδυτικά σχέδια που έχουν υποβληθεί για χρηματοδότηση σε Τράπεζες, προκύπτει ότι οι κύριες μέθοδοι που χρησιμοποιούνται για τη αξιολόγηση επενδύσεων στην παραγωγή αιολικής ενέργειας είναι οι εξής :

- Η Περίοδος Ανάκτησης Κεφαλαίου (Payback Period)
- Η Ανάλυση Νεκρού Σημείου (Break-Even Analysis)
- Οι μέθοδοι προεξόφλησης, δηλαδή :
  - η Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value-NPV)
  - ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (Internal Rate of Return-IRR)
  - ο Δείκτης Αποδοτικότητας (Profitability Index-PI)

### 4.4.1 Συνοπτική παρουσίαση των μεθόδων

#### - Η Περίοδος Ανάκτησης Κεφαλαίου (Payback Period)

Ορίζεται ως η χρονική περίοδος που απαιτείται έτσι ώστε το σωρευτικά παραγόμενο cash flow να ισούται με την δαπάνη για την αρχική επένδυση. Θετικό στοιχείο της μεθόδου αυτής είναι η ευκολία στο να αντιληφθούμε πότε θα "πάρουμε τα χρήματά μας πίσω".

Υπάρχουν ωστόσο δύο βασικά μειονεκτήματα : (1) δεν λαμβάνεται υπόψη η χρονική σειρά των cash flows και (2) δεν λαμβάνονται υπόψη cash flows που παράγονται και μετά τη χρονική στιγμή που ανακτάται το αρχικό κεφάλαιο [4].

#### - Η Ανάλυση Νεκρού Σημείου (Break-Even Analysis)

Η μέθοδος αυτή είναι περισσότερο μια ανάλυση ευαισθησίας παρά αξιολογική μέθοδος. Συγκεκριμένα επιχειρείται να προσδιοριστεί το επίπεδο παραγωγής κάτω από το οποίο η επένδυση αναμένεται να παρουσιάσει ζημιές. Η μέθοδος αυτή αφ' ενός δεν δίνει σαφή ένδειξη για την αξία της επένδυσης, αφ' ετέρου δεν λαμβάνει υπόψη το κόστος ευκαιρίας της αρχικής επένδυσης, ενώ ιδιαίτερη προσοχή πρέπει να δίνεται στα μεγέθη που χρησιμοποιούνται, δεδομένου ότι η χρήση λογιστικών μεγεθών οδηγεί σε λανθασμένα συμπεράσματα [4].

#### - Οι μέθοδοι προεξόφλησης

Κοινά στοιχεία των μεθόδων αυτών είναι ο σχηματισμός πρόβλεψης για τα αναμενόμενα μελλοντικά cash flows και ο προσδιορισμός ενός ποσοστού απαιτούμενης/αναμενόμενης απόδοσης για την ανάληψη του επενδυτικού κινδύνου (προεξοφλητικό επιτόκιο) [4].

- Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ) : Τα αναμενόμενα μελλοντικά cash flows προεξοφλούνται με το παραπάνω επιτόκιο. Η ΚΠΑ προκύπτει από το



άθροισμα των προεξοφλημένων cash flows. Η επένδυση γίνεται αποδεκτή εφόσον η ΚΠΑ > 0.

- Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης : Είναι το επιτόκιο το οποίο χρησιμοποιούμενο για την προεξόφληση των cash flows μηδενίζει την ΚΠΑ. Το επιτόκιο αυτό συγκρίνεται με την απαιτούμενη/αναμενόμενη απόδοση για την ανάληψη του κινδύνου.

- Δείκτης Αποδοτικότητας : είναι ο λόγος της ΚΠΑ προς την αρχική δαπάνη και εφόσον είναι > 1 η επένδυση γίνεται αποδεκτή.

#### 4.5 Η ΕΝΝΟΙΑ ΤΗΣ "ΔΙΕΥΡΥΜΕΝΗΣ ΚΠΑ"

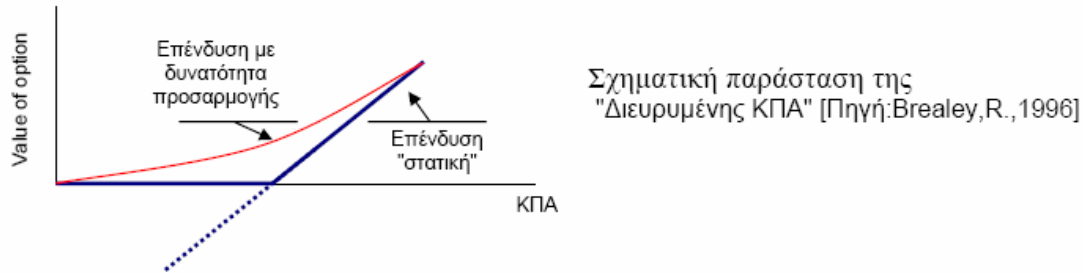
Η βιβλιογραφία εν γένει αναγνωρίζει τις προεξοφλητικές μεθόδους ως τις πιο συνεπείς στην αξιολόγηση των επενδύσεων, δεδομένου ότι αναγνωρίζουν τη χρονική αξία του χρήματος, αφ' ετέρου δε ενσωματώνουν στην αποτίμηση της επένδυσης και το στοιχείο του κινδύνου στο οποίο δίνουν συγκεκριμένη τιμή [2]. Ωστόσο, οι μέθοδοι αυτές χαρακτηρίζονται ως στατικές ή παθητικές, δηλαδή δεν έχουν τη δυνατότητα να ενσωματώσουν στο αποτέλεσμα της αξιολόγησης μη αναμενόμενες εξελίξεις στις συνθήκες της αγοράς, ούτε την ευχέρεια των επενδυτών να προσαρμόζουν ή να αναθεωρούν τις επιλογές τους ανταποκρινόμενοι στις εξελίξεις αυτές. Επίσης σημαντικό χαρακτηριστικό των μεθόδων αυτών είναι ότι η υλοποίηση της επένδυσης αντιμετωπίζεται συνολικά δηλαδή η πλήρης ανάπτυξη του project θα γίνει "τώρα ή ποτέ".

Ωστόσο, η δυνατότητα προσαρμογής στις εκάστοτε συνθήκες της αγοράς ενσωματώνει μια αξία η οποία επιδρά αθροιστικά στην υπολογιζόμενη ΚΠΑ της επένδυσης, βελτιώνοντας το θετικό αποτέλεσμα, είτε μειώνοντας την επίδραση αρνητικών εξελίξεων, πράγμα που με στατική προσέγγιση δεν μπορεί να επισημανθεί.

Από τα παραπάνω προκύπτει η ανάγκη του υπολογισμού της αξίας του δυναμικού στοιχείου της δυνατότητας προσαρμογής ή αλλιώς ο προσδιορισμός μιας "διευρυμένης ΚΠΑ" στοιχεία της οποίας θα είναι [5]:

- το αποτέλεσμα της κλασσικής ή στατικής ΚΠΑ, και
- η αξία του δυναμικού στοιχείου της ενεργού προσαρμογής που ορίζεται ως Real Option και αποτιμάται με χρήση των μεθόδων αποτίμησης των financial options

**Διευρυμένη ΚΠΑ = Στατική ΚΠΑ + αξία ενεργούς προσαρμογής (Option Value)**



Σχήμα 4.1

## 4.6 ΤΥΠΟΙ ΤΩΝ REAL OPTIONS

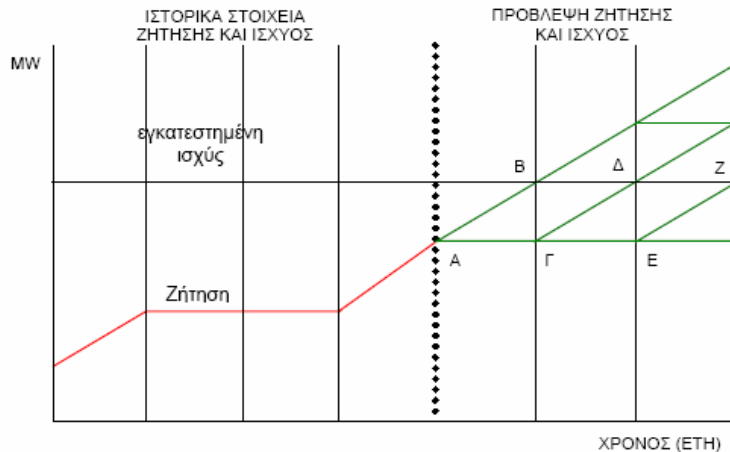
Η βιβλιογραφία διακρίνει τα **Real Options** από τα Financial Options και τα κατατάσσει στους εξής τύπους [5,6]:

- Option αναβολής της επένδυσης
- Option εγκατάλειψης του project
- Option σταδιακής ανάπτυξης της επένδυσης
- Option μεταβολής της παραγωγικής δυναμικότητας
- Option εναλλαγής / αλλαγής των παραγόμενων προϊόντων
- Option αναγνώρισης της δυνατότητας για μελλοντική ανάπτυξη
- Συνδυασμός των παραπάνω

Ο προσδιορισμός της αξίας των Real Options έχει σκοπό να "αποκρυπτογραφήσει" το στοιχείο της αβεβαιότητας και να παρέχει ένα εργαλείο τη λήψη στρατηγικών αποφάσεων προσαρμοζόμενοι στις εκάστοτε συνθήκες.

## 4.7 ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΩΝ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ ΣΤΗΝ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΠΟΥ ΕΥΝΟΟΥΝ ΤΗ ΧΡΗΣΗ ΤΩΝ REAL OPTIONS

Η ανάπτυξη ενός αιολικού πάρκου έχει δύο σημαντικά χαρακτηριστικά που δίνουν τη δυνατότητα "ενεργούς προσαρμογής" : (1) τη ικανότητα τμηματικής ανάπτυξης (Modularity) και (2) του μικρού σχετικά χρόνου που μεσολαβεί από τη στιγμή που θα αναγνωριστεί η ανάγκη εγκατάστασης πρόσθετης ισχύος και της τελικής υλοποίησης (Lead Time).



Το σχήμα δείχνει την αβεβαιότητα της εξέλιξης της ζήτησης στο χρόνο και για την οποία γίνεται η υπόθεση ότι έχει πιθανότητα  $p$  να αυξηθεί ή  $1-p$  να παραμείνει ως έχει.  
[Πηγή: Hoff, T., 1997]

Σχήμα 4.2

## 4.8 ΥΠΟΔΕΙΓΜΑ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΣΤΗΝ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΣΕ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΑΠΕΛΕΥΘΕΡΩΜΕΝΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΤΩΝ REAL OPTIONS

### 4.8.1 Υποθέσεις σεναρίου

#### (α) Τεχνικά στοιχεία

- Το αιολικό πάρκο θα έχει συνολική ισχύ 18,6 MW (31 Α/Γ 600 kW εκάστη) και θα είναι συνδεδεμένο στο δίκτυο.
- Η παραγωγή θα ανέρχεται σε 59,2 GWh/έτος (40% capacity factor)
- Ο τόπος εγκατάστασης έχει καλό αιολικό δυναμικό με μέση ταχύτητα ανέμου σε ύψος 50 m  $\geq 7$  m/s
- Ο συνολικός χρόνος κατασκευής υπολογίζεται σε 24 μήνες και δεν αναμένονται καθυστερήσεις που θα επιβαρύνουν το κόστος

#### (β) Οικονομικά στοιχεία

- Κόστος επένδυσης €22,9 εκατ.
- Η παραγωγική διάρκεια των Α/Γ 10-20 χρόνια
- Η ζήτηση αναμένεται να ακολουθήσει το ρυθμό ανάπτυξης της οικονομίας.
- Παραγόμενο Net Cash Flow 800 εκατ. (για λόγους συντηρητικότητας τα ετήσια cash flows λαμβάνονται σταθερά).
- Ποσοστό φόρου 40%
- Το επιτόκιο μηδενικού κινδύνου είναι  $r_f=5.89\%$ , ίσο με το 10ετές ομόλογο (χρησιμοποιείται σε αναλογία με την αναμενόμενη διάρκεια μιας Α/Γ) και το κόστος κεφαλαίου  $r=8,82\%$
- Η παραγωγή πωλείται βάσει συμβολαίων off-take και η τιμή πώλησης ακολουθεί τα τιμολόγια της ΔΕΗ.

Σημείωση : Κύριο χαρακτηριστικό των απελευθερωμένων αγορών ενέργειας είναι η ελεύθερη διαμόρφωση της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας. Σε ώριμες αγορές έχει διαπιστωθεί ότι η τυπική απόκλιση των τιμών σε περιόδους μη αιχμής είναι  $\sigma=250-300\%$  p.a., ενώ η μακροχρόνια τυπική απόκλιση είναι  $\sigma = 70-125\%$  p.a.[7]

- Ανάλογα με τη εξέλιξη της ζήτησης η ετήσια αύξηση της εγκαταστημένης ισχύος είναι 10 MW ή 0 MW

- Αν η ζήτηση αυξηθεί με υψηλό ρυθμό η υφιστάμενη υπερβάλλουσα εγκαταστημένη ισχύς θα εξαντληθεί εντός 2 ετών

- Πιθανότητα αύξησης της ζήτησης  $p=50\%$

- Χρόνος μεταξύ αναγνώρισης της ανάγκης και εγκατάστασης κάθε τμήματος : 1 έτος

- Ποσοστό απώλειας Cash Flow κατά την περίοδο αναγνώρισης (cash flow/πωλήσεις)  $D = 6,15\%$

1. Με δεδομένα όσα έχουν αναφερθεί μέχρι τώρα η αξιολόγηση της επένδυσης με τη μέθοδο της ΚΠΑ έδωσε αποτέλεσμα €-7,7 εκατ. για τα 10 χρόνια, €-3,8 εκατ. για τα 15 χρόνια και €+1,2 εκατ. στην 20ετία, καθιστώντας την μη αποδεκτή.

2. Η παραπάνω διαδικασία αξιολόγησης δεν λαμβάνει υπόψη και δεν ενσωματώνονται την ευελιξία στη λήψη της απόφασης και την ανάπτυξη στρατηγικής για το χρόνο και το μέγεθος της επένδυσης που απορρέουν από την δυνατότητα τμηματικής εγκατάστασης και τον χρόνο αναγνώρισης.

Κατ' αρχήν εξετάζεται η διαμόρφωση του κόστους λαμβάνοντας υπόψη τα δύο αυτά χαρακτηριστικά. Το αναμενόμενο κόστος  $E(\text{cost})$  προσδιορίζεται ανάλογα με τη στρατηγική που πρόκειται να ακολουθηθεί, ως εξής [3] :

$$E(\text{cost}) = I \cdot \left[ 1 + \left( \frac{p}{r} \right) \left[ 1 - \left( \frac{1}{1 + \frac{r}{p}} \right)^{N-1} \right] \right] \cdot \left( \frac{1}{1 + \frac{r}{p}} \right)^{(T-L)}$$

←-----→

Όφελος τμηματικότητας (Modularity)

←-----→

Όφελος χρόνου αναγνώρισης (Lead-time)

**E(cost)** : Αναμενόμενο συνολικό κόστος  
**I** : Κόστος κάθε τμήματος  
**N** : Ο λόγος της ισχύος που πρόκειται να εγκατασταθεί προς την ισχύ που τελικά θα καλύψει την max αναμενόμενη ζήτηση  
**T** : Χρόνος εξάντλησης υφιστάμενης ισχύος  
**L** : Χρόνος αναγνώρισης  
**p** : Πιθανότητα ετήσιας αύξησης της ζήτησης  
**r** : Προεξοφλητικό επιτόκιο  
 [Πηγή: Hoff, T., 1997]

Σύμφωνα με τα παραπάνω και επιλέγοντας η επένδυση να υλοποιηθεί σε δύο ίσα μέρη ύψους €11,9 εκατ. το καθένα, το τελικά αναμενόμενο συνολικό κόστος διαμορφώνεται σε  $E(\text{cost})=€16,9$  εκατ., δηλαδή η τμηματική εκτέλεση και ο χρόνος αναγνώρισης οδηγούν σε μια μείωση του αναμενόμενου κόστους σε πραγματικά μεγέθη της τάξης των €6,0 εκ.

3. Μία επένδυση παρουσιάζει ομοιότητα με ένα call option. Η άσκηση του δικαιώματος για την αγορά το υποκείμενου περιουσιακού στοιχείου συναρτάται από την τρέχουσα αξία του εν λόγω στοιχείου και ασκείται εφόσον η τιμή αυτή είναι μικρότερη της τρέχουσας. Κατ' ανάλογο τρόπο μια επένδυση είναι αποδεκτή εφόσον η παρούσα αξία των αναμενόμενων cash flows υπερβαίνει την αξία της αρχικής επένδυσης. Ωστόσο για την απόκτηση του option πρέπει να καταβληθεί ένα τίμημα (premium) που είναι η αξία του option.

Με αυτή τη λογική και βασιζόμενοι σε μια απλούστερη εκδοχή της προσέγγισης των Brennan και Schwartz η αξία της επένδυσης αποτιμάται ως ένα call option χρησιμοποιώντας το μοντέλο Black-Scholes με την ακόλουθη διαδικασία [8]:

Πίνακας 4.2

$$\text{Αξία Call Option} = V = N(d_1) \cdot A^{-D \cdot t} - N(d_2) \cdot X \cdot e^{-r_f \cdot t}$$

$$\text{Αξία Call Option} = V = N(1,1570) \cdot 16,2^{-0,0615 \cdot 10} - N(-1,2147) \cdot 16,9 \cdot e^{-0,0589 \cdot 10} = 6,63$$

A	παρούσα αξία της επένδυσης	€16,2 εκατ.	d1=	$\frac{\ln\left(\frac{A}{X}\right) + (r_f + 0.5 \cdot \sigma^2) \cdot t}{\sigma \cdot \sqrt{t}}$	=1,1570
X	αρχική επένδυση	€16,9 εκατ.			
r <sub>f</sub>	επιτόκιο μηδενικού κινδύνου	5.89%			
T	διάρκεια	10 έτη	d2=	d <sub>1</sub> - σ · √t	= -1,2147
σ	μεταβλητότητα	75.0% ανά έτος			
D	απώλεια cash flows	6,15%			

Η αξία του call option είναι σαφώς μεγαλύτερη της ΚΠΑ που έχουμε υπολογίσει, πράγμα που δείχνει ότι η επένδυση είναι ελκυστική, δεδομένου ότι περιέχει στοιχεία που έχουν αξία και δεν έχουν αποτιμηθεί.

Σκοπός της παρακάτω ανάλυσης είναι να αναδειχθεί η "κρυμμένη" αξία του project επιλέγοντας την τμηματική υλοποίηση της επένδυσης.

4. Χρησιμοποίηση των Real Options για τη λήψη της απόφασης Διασπώμε την αναμενόμενη ροή των cash flows σε μέρη αξίας €8,5 εκατ. το καθένα. Χρησιμοποιώντας τις παραμέτρους του έργου υπολογίζουμε την ΚΠΑ κάθε μέρους. Η ΚΠΑ του 1ου μέρους για περίοδο 10 ετών είναι €-0,3 εκατ. Με την υπόθεση ότι η εγκατάσταση του 2ου μέρους θα ολοκληρωθεί τον 3ο χρόνο η ΚΠΑ για την υπολειπόμενη περίοδο μέχρι τα 10 χρόνια είναι €-0,8 εκατ. Η συνολική ΚΠΑ είναι €-1,2 εκατ.

Χρησιμοποιώντας τη μεθοδολογία που υποδεικνύει ο T.Luehrman [9] θα προσδιορίσουμε την αξία του call option για την επιλογή της σταδιακής ανάπτυξης του έργου. Τα στοιχεία που απαιτούνται και οι αντίστοιχες τιμές τους είναι :

PV(X) :	Παρούσα αξία αρχικής δαπάνης 2ου μέρους	= €6,0 εκατ.
S :	Παρούσα αξία των cash flows 2ου μέρους	= €5,1 εκατ.
r <sub>f</sub> :	Επιτόκιο μηδενικού κινδύνου	= 5,89%
t :	Χρόνος λήξης του option	= 3 έτη

$$NPV_q = \frac{S}{PV(X)} = \frac{5,1}{6,0} = 0.841$$

$$\sigma \cdot \sqrt{t} = 0.75 \cdot \sqrt{3} = 1.299$$

Με βάση τις τιμές αυτές και με χρήση των πινάκων "call option tables-percent of asset price" προκύπτει η τιμή 43,6, που δείχνει ότι το call option που έχουμε δημιουργήσει έχει αξία ίση με το 43,6% της S, call option = €2,2 εκατ. Χρησιμοποιώντας την τιμή αυτή υπολογίζουμε τη Διευρυμένη ΚΠΑ  
 Διευρυμένη ΚΠΑ = Στατική ΚΠΑ + αξία ενεργούς προσαρμογής (Option Value)=  
 = €-1,2 εκατ. + €2,2 εκατ. = €1,0 εκατ.

Ο κανόνας για τη λήψη της απόφασης για την **άμεση** επένδυση είναι [2]:

Η "ΚΠΑ" > "αξία του option να επενδύσω σε απώτερο χρόνο"

Στην περίπτωση μας ΚΠΑ=€-1,2 < Αξία Option=€2,2, δηλαδή τόσο η αξία της διευρυμένης ΚΠΑ, όσο και ο κανόνας για τη λήψη της απόφασης υποδεικνύουν την τμηματική εκτέλεση και συγκεκριμένα την αναβολή της εκτέλεσης του 2ου μέρους μέχρι να κριθεί ότι οι συνθήκες είναι ευνοϊκές. Στην περίπτωση αυτή το premium για την απόκτηση του option είναι η υλοποίηση του 1ου μέρους.

#### 4.9 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

- Η στατική αξιολόγηση μιας επένδυσης ενδέχεται να οδηγήσει σε λανθασμένη απόφαση απόρριψης δεδομένου ότι το δυναμικά στοιχεία που εμπεριέχονται δεν αποτιμώνται.
- Η διαπίστωση της "αξίας" των εναλλακτικών επιλογών που εμπεριέχονται σε ένα project ενδέχεται να ανατρέψουν την αρχική στατική αξιολόγηση, η υιοθέτηση μιας στρατηγικής εντάσσεται σε ένα περιβάλλον που αναπτύσσεται δυναμικά και εξαρτάται πάντα από τις διαθέσιμες πληροφορίες..
- Η αβεβαιότητα του δυναμικού περιβάλλοντος είναι πηγή ευκαιριών.
- Η μεθοδολογία που παρουσιάστηκε διατηρείται σε επίπεδο τέτοιο που να είναι εύκολη στη χρήση, κατανοητή από μη ειδικούς και ποιοτικά ικανή να στηρίξει επενδυτικές αποφάσεις. Με βάση την αρχική αυτή ανάλυση είναι δυνατός, με τον ίδιο τρόπο, ο προσδιορισμός των «options» που εμπεριέχονται στη σχεδιαζόμενη επένδυση και η αποτίμησή τους.
- Τέλος, πρέπει να δοθεί ιδιαίτερα μεγάλη σημασία στην ανάπτυξη της ικανότητας τον προσδιορισμού του σωστού χρόνου για την άσκηση του δικαιώματος υλοποίησης της επένδυσης.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

### Τεχνικά Χαρακτηριστικά Επιλεγόμενης Α/Γ και Απεικόνιση της Περιοχής Μελέτης.

#### 5.1 Τεχνικά Χαρακτηριστικά Επιλεγόμενης Α/Γ για την Μελέτη μας.

ENERCON E-44 wind turbine.



Σχήμα 5.1 : ENERCON E-44





Σχήμα 5.2 : ENERCON E-44 (τριδιάστατη μοντελοποίηση)

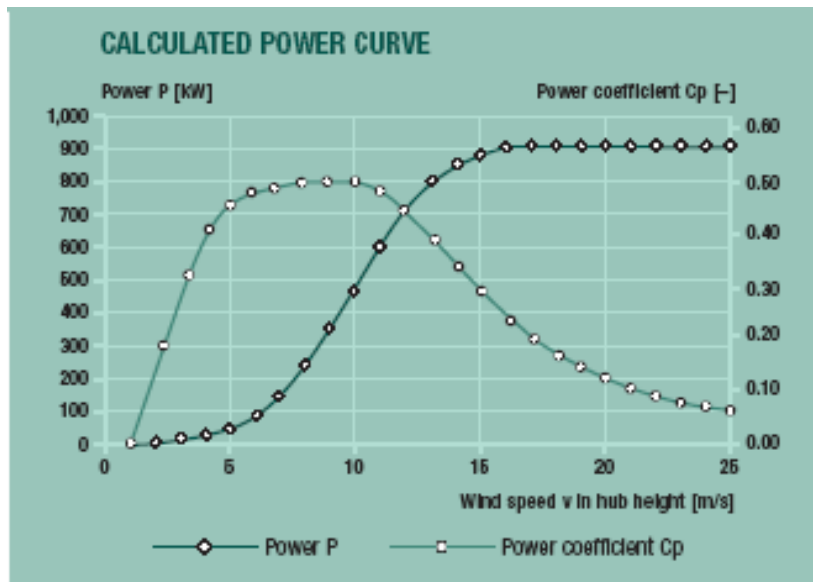


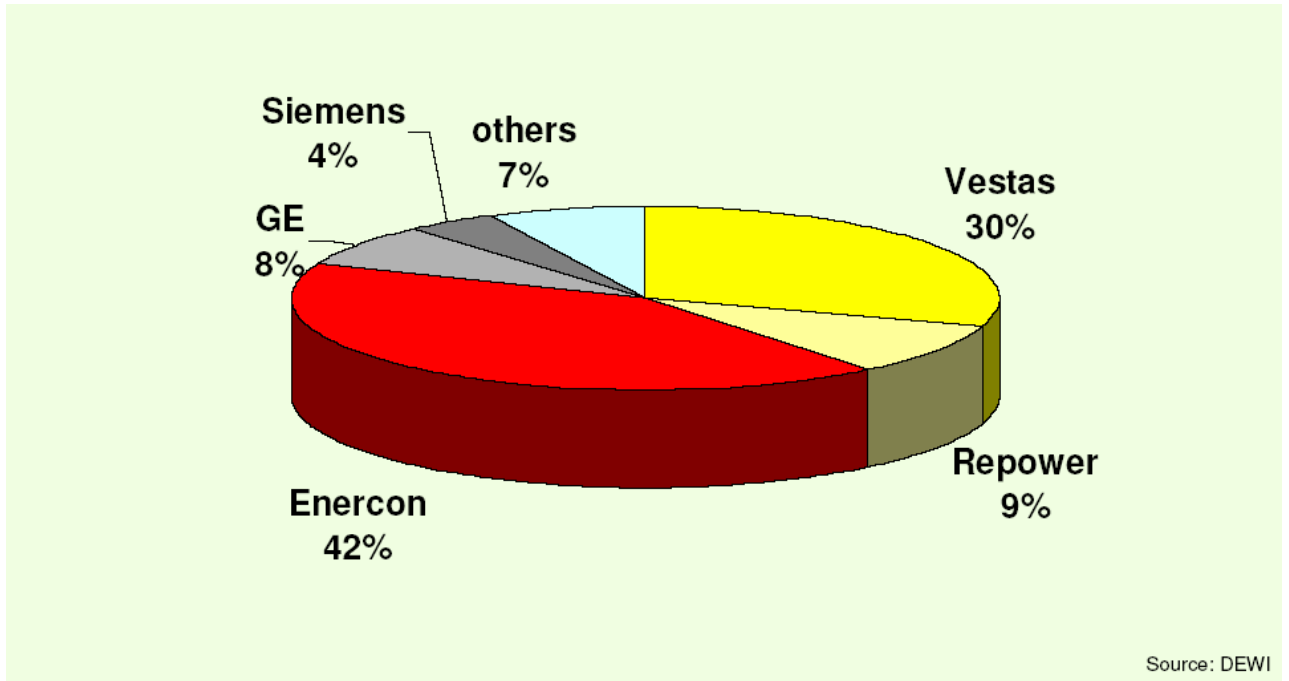
## TECHNICAL DATA

Rated power:	900 kW
Rotor diameter:	44 m
Hub height:	55 m
Wind class (IEC):	IEC/MWNA
Turbine concept:	Gearless, variable speed, variable pitch control
<b>Rotor</b>	
Type:	Upwind rotor with active pitch control
Direction of rotation:	Clockwise
Number of blades:	3
Swept area:	1,521 m <sup>2</sup>
Blade material:	Fibreglass (epoxy resin); Integrated lightning protection
Rotational speed:	Variable, 12–34 rpm
Pitch control:	ENERCON blade pitch system, one independent pitching system per rotor blade with allocated emergency supply
<b>Drive train with generator</b>	
Hub:	Rigid
Main bearings:	Single-row cylindrical roller bearings
Generator:	ENERCON direct-drive synchronous annular generator
Grid feeding:	ENERCON converter
Braking systems:	– 3 independent blade pitch systems with emergency supply – Rotor brake – Rotor lock
Yaw control:	Active via adjustment gears, load-dependent damping
Cut-out wind speed:	28–34 m/s (with ENERCON storm control)
Remote monitoring:	ENERCON SCADA

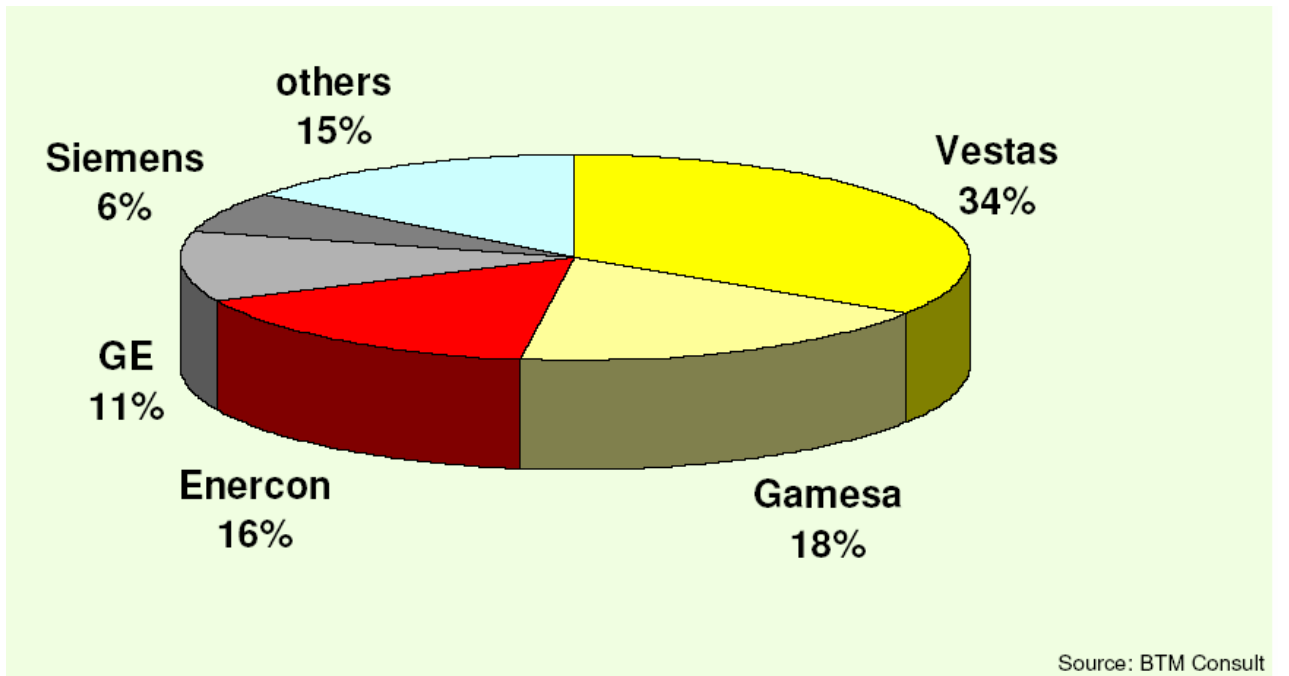
Wind [m/s]	Power P [kW]	Power coefficient Cp [-]
1	0.0	0.00
2	1.4	0.19
3	8.0	0.32
4	24.5	0.41
5	53.0	0.46
6	96.0	0.48
7	156.0	0.49
8	238.0	0.50
9	340.0	0.50
10	466.0	0.50
11	600.0	0.48
12	710.0	0.44
13	790.0	0.39
14	850.0	0.33
15	880.0	0.28
16	905.0	0.24
17	910.0	0.20
18	910.0	0.17
19	910.0	0.14
20	910.0	0.12
21	910.0	0.11
22	910.0	0.09
23	910.0	0.08
24	910.0	0.07
25	910.0	0.06

$\rho = 1.226 \text{ kg/m}^3$





Σχήμα 5.3 : Μερίδιο Εθνικής Αγοράς Γερμανία 2004

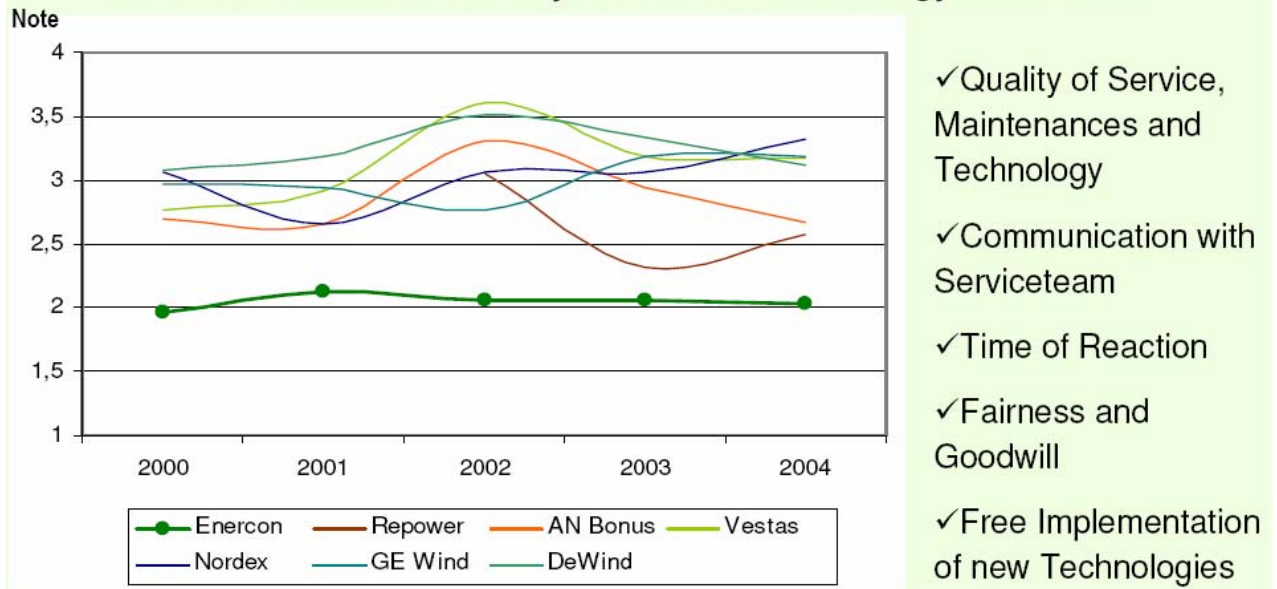


Σχήμα 5.4 : Μερίδιο Διεθνικής Αγοράς Γερμανία 2004

## CUSTOMER SATISFACTION



### Annual Questionnaire Survey of German Wind Energy Association

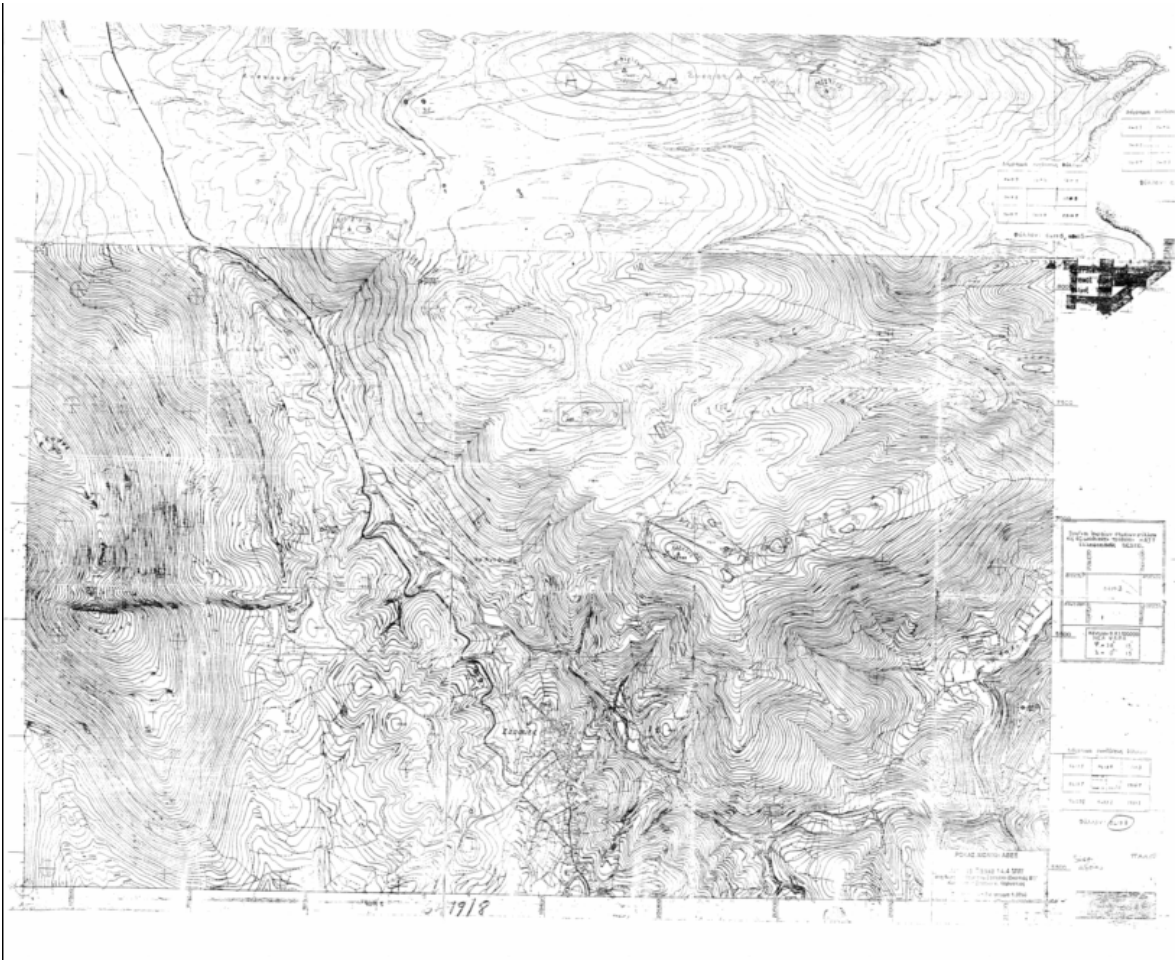


Σχήμα 5.5 : Ικανοποίηση Πελατών

#### 5.1.1 Η επιλογή της Α/Γ ENERCON E-44 έγινε με κριτήρια :

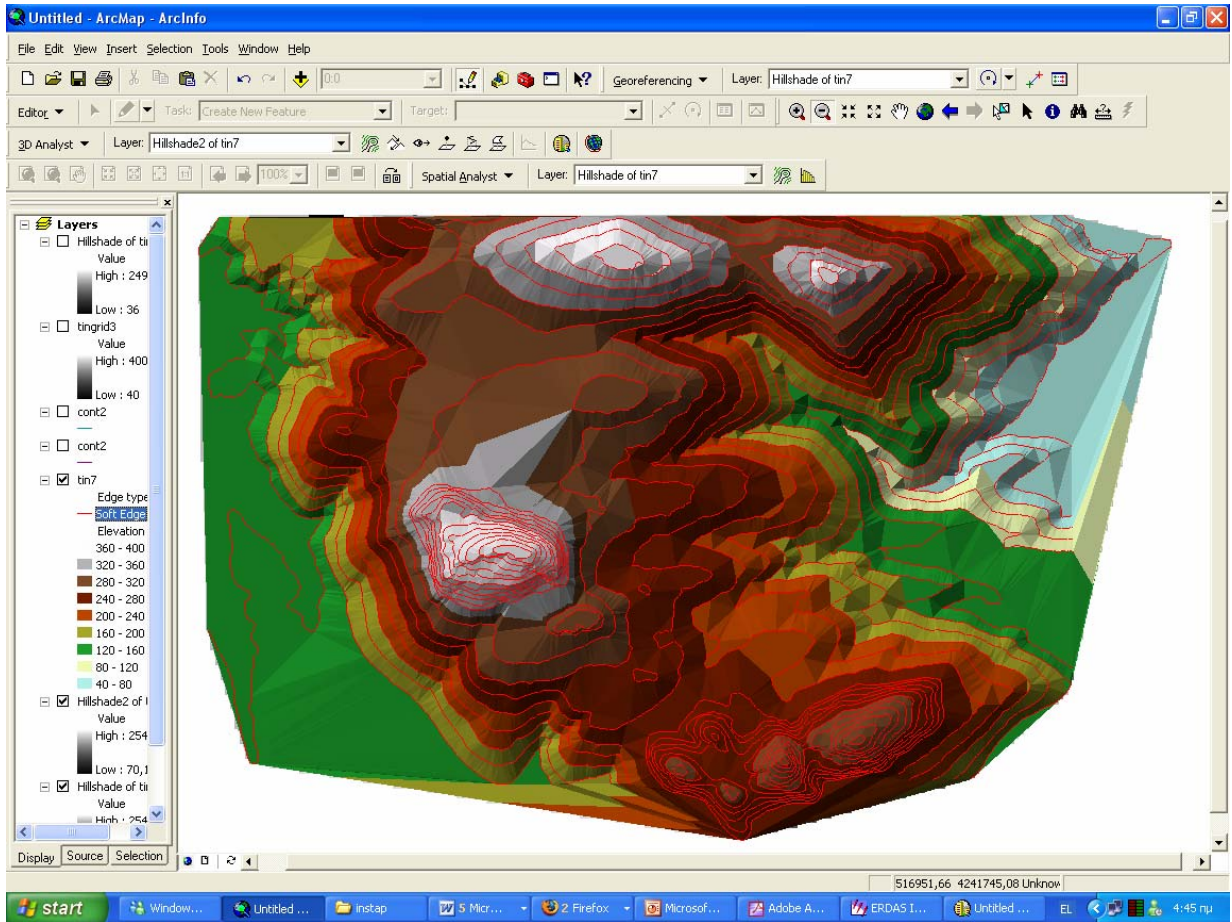
1. Το αιολικό δυναμικό της περιοχής μελέτης μας .
2. Το Γεωγραφικό ανάγλυφο της περιοχής αυτής .
3. Η περιορισμένη απόσταση της περιοχής μελέτης από υπάρχον Α/Π ( βλέπε Σχήματα : 5.11, 5.12, 5.15), (Η MIN απόσταση από το υπάρχον Α/Π πρέπει να είναι 7 φορές της διαμέτρου της μεγαλύτερης Α/Γ, δηλ.  $7 * 44m = 308m$  .
4. Η αξιοπιστία και η τεχνολογική υπεροχή των Α/Γ της ENERCON.

## 5.2 Απεικόνιση της Περιοχής Μελέτης.



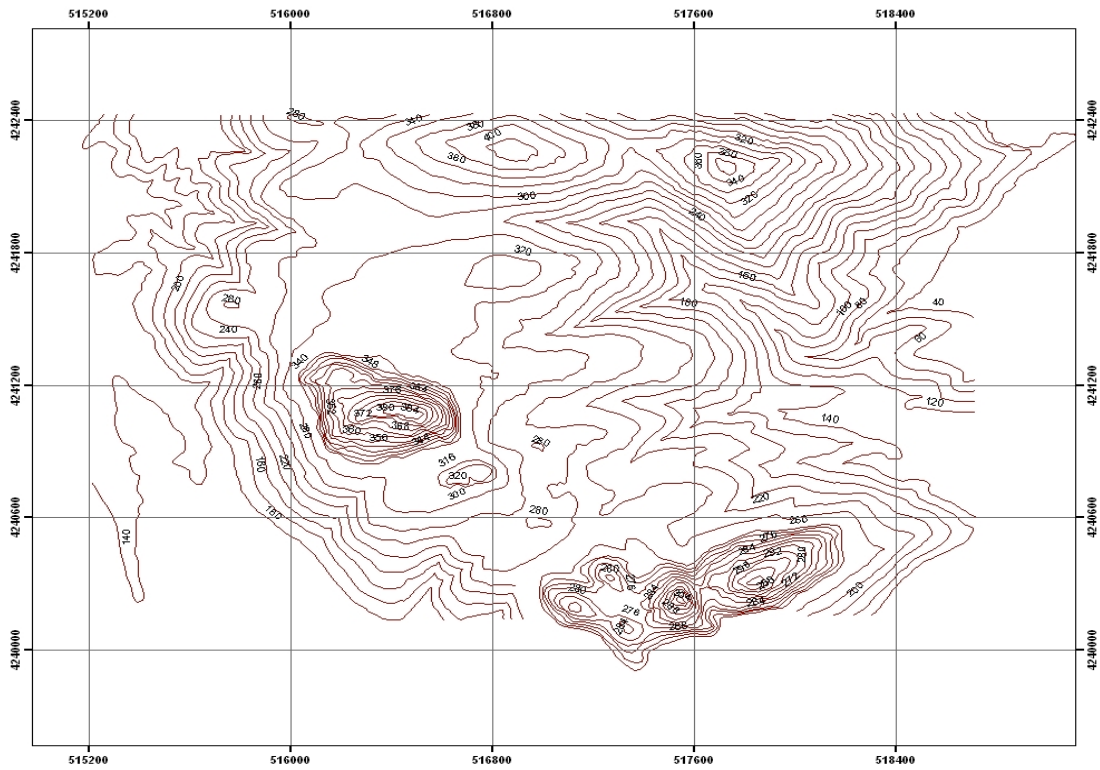
Σχήμα 5.6 : Τοπογραφικό διάγραμμα 1:5000, ( HATT ελλειψοειδούς BESSEL) της Περιοχής Μελέτης.

Το παραπάνω τοπογραφικό διάγραμμα ψηφιοποιήθηκε μέσο του προγράμματος G.I.S για τη εισαγωγή του στο λογισμικό WAsP.



Σχήμα 5.7 : Τριοδιάστατη απεικόνιση (με χρωματική κλίμακα αλλαγής υψομέτρου) μέσω του προγράμματος G.I.S.





Σχήμα 5.8 : Απεικόνιση ισοϋψών μετά την ψηφιοποίηση.

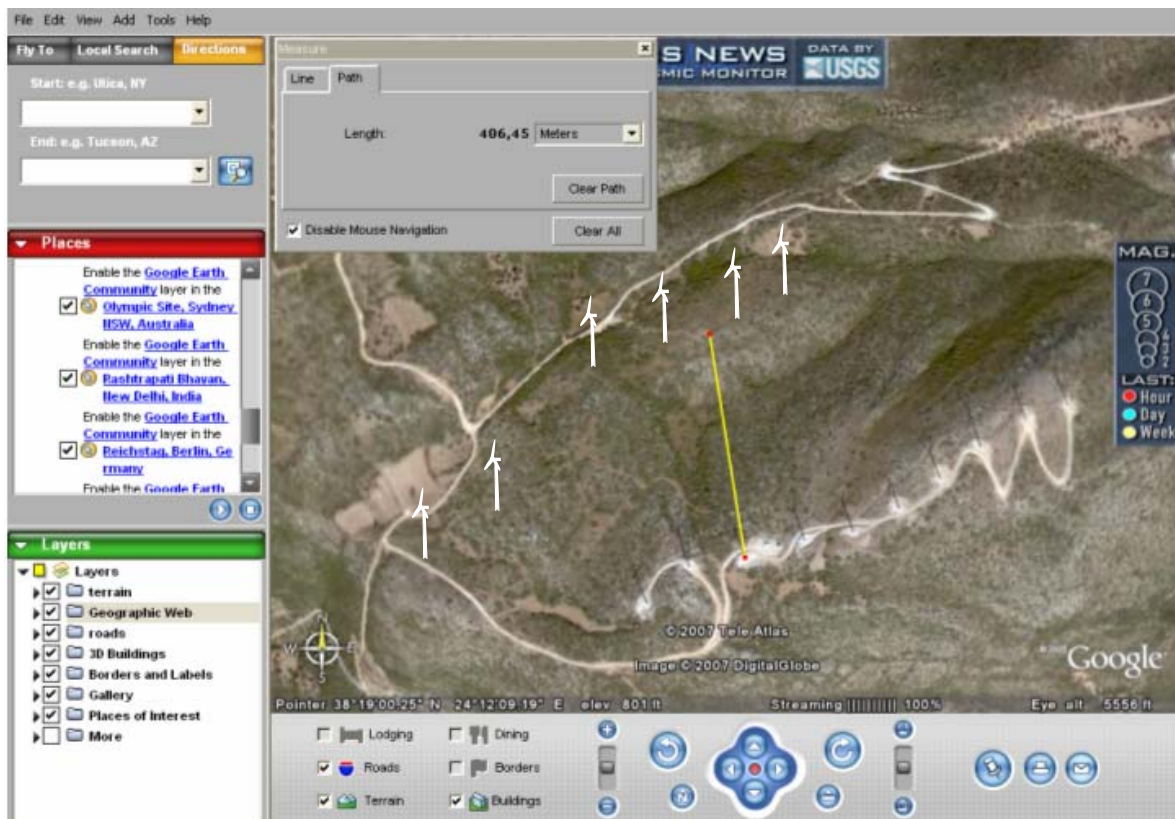


Σχήμα 5.9 : Απεικόνιση από Δορυφόρο της Περιοχής Μελέτης και της ευρύτερης Περιοχής.

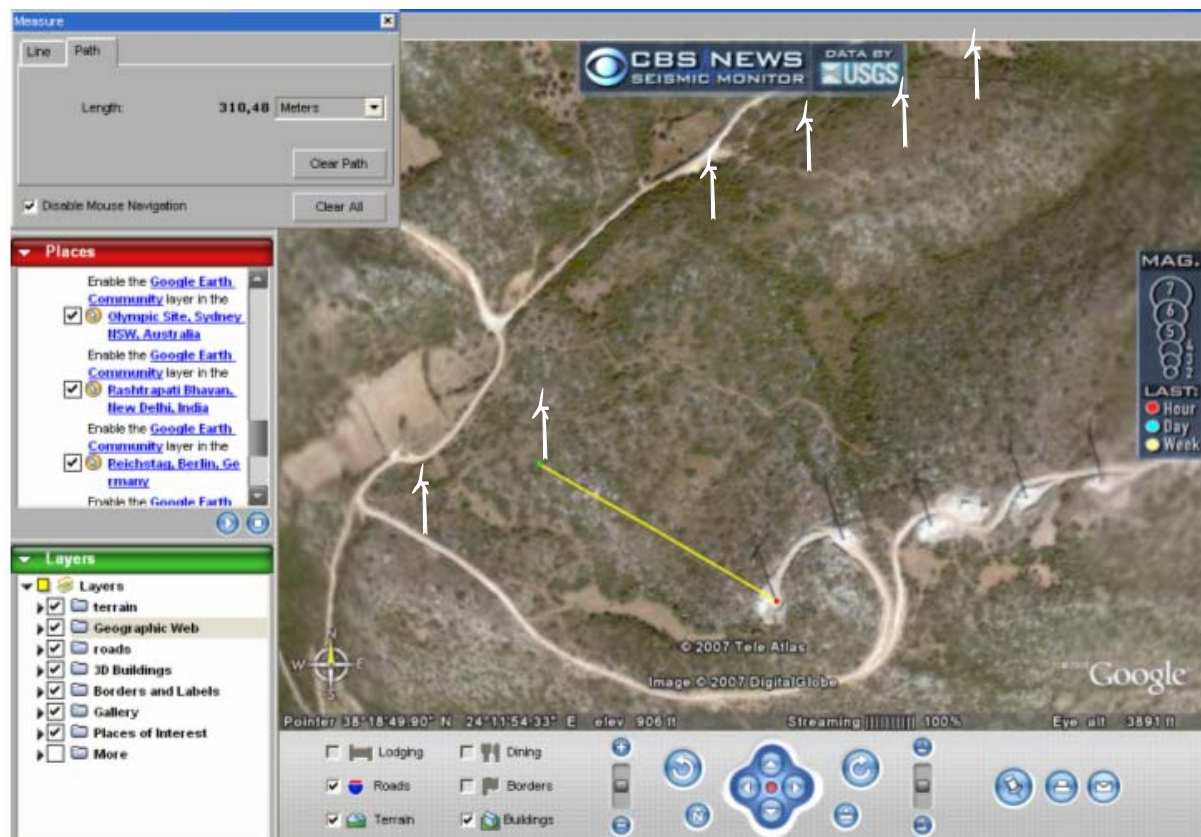


Σχήμα 5.10 : Απεικόνιση από Δορυφόρο του ανάγλυφου της ευρύτερης Περιοχής από την Περιοχή Μελέτης.

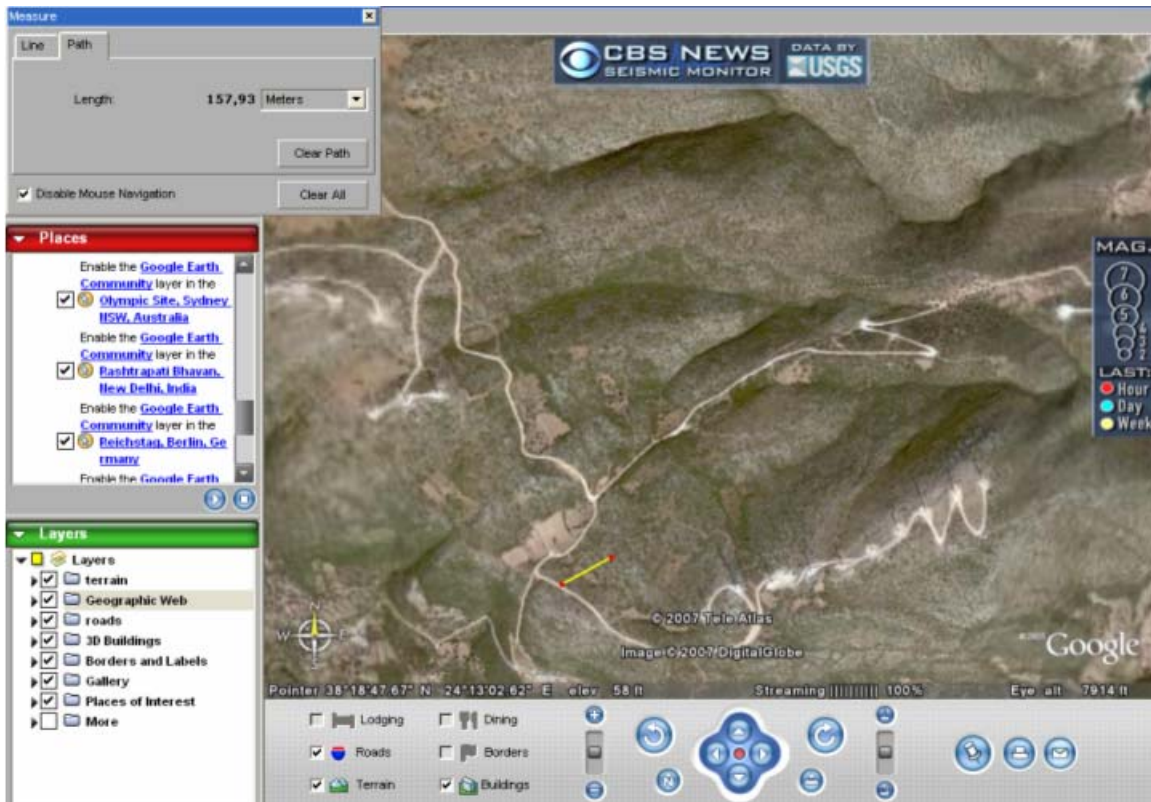




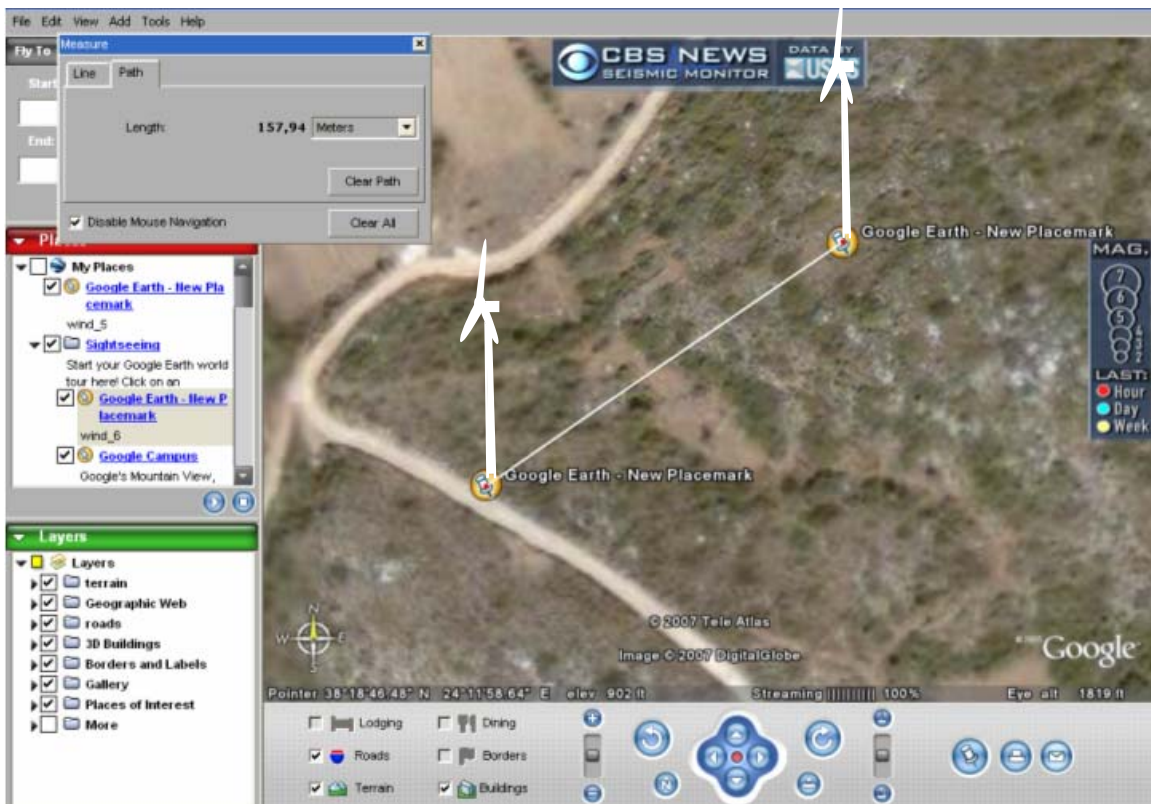
Σχήμα 5.11 : Αποστάσεις από υπάρχον Α/Π (ROKAS) από την Περιοχή Μελέτης.



Σχήμα 5.12 : Αποστάσεις από υπάρχον Α/Π (ROKAS) από την Περιοχή Μελέτης.



Σχήμα 5.13 : Ενδεικτική απόσταση μεταξύ των Α/Γ.



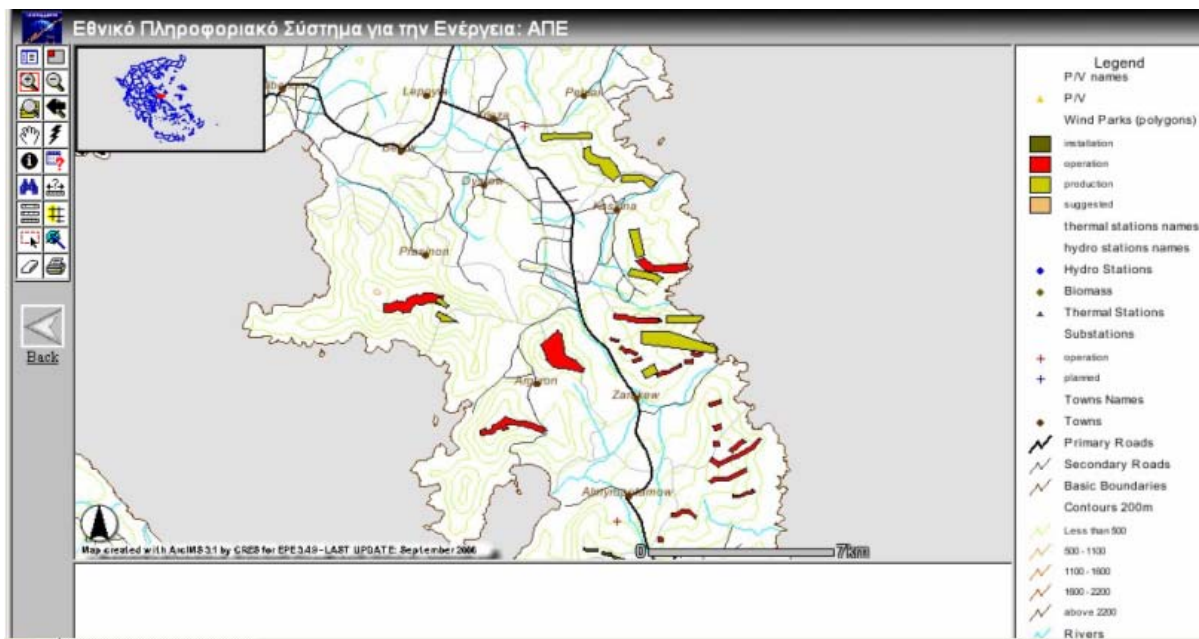
Σχήμα 5.14 : Ενδεικτική απόσταση μεταξύ των Α/Γ.



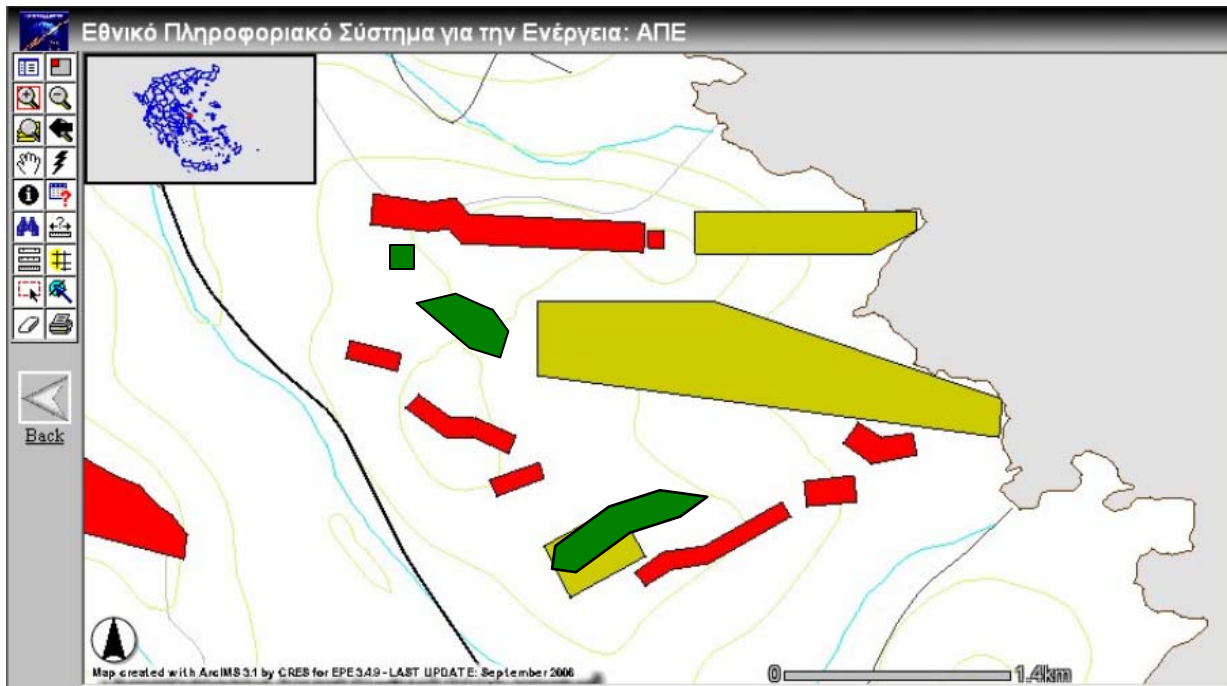


Σχήμα 5.15 : Αποστάσεις από υπάρχον Α/Π (ROKAS) από την Περιοχή Μελέτης.

### 5.2.1 Παρουσίαση Υπαρχόντων ( κόκκινα ) και Μελλοντικών ( λαχανί ) Α/Π , « κοντά » στην Περιοχή Μελέτης, (( πράσινα ) Περιοχή Μελέτης ) .



Σχήμα 5.16



Σχήμα 5.17 : Παρουσίαση Υπαρχόντων ( κόκκινα ) και Μελλοντικών ( λαχανί ) Α/Π , « κοντά » στην Περιοχή Μελέτης, (( πράσινα ) Περιοχή Μελέτης ) .

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

### ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΔΥΝΑΜΙΚΟΥ - ΚΑΤΑΣΤΡΩΣΗ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΧΑΡΤΗ ΠΕΡΙΟΧΗΣ.

#### 6.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ ( Υπολογιστικό πρόγραμμα WAsP )

Το υπολογιστικό πρόγραμμα WAsP 7.0 αναπτύχθηκε για την εκτίμηση του αιολικού δυναμικού περιοχών, οι οποίες είναι υποψήφιες για την εγκατάσταση αιολικών πάρκων. Έχει τη δυνατότητα να υπολογίσει ανεμολογικά στοιχεία όπως μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου και ετήσια παραγωγή ενέργειας, λαμβάνοντας υπόψη την τοπογραφία του εδάφους και τα ανεμολογικά δεδομένα της περιοχής καθώς και άλλες σχετικές παραμέτρους που επηρεάζουν τα χαρακτηριστικά του ανέμου. Η εισαγωγή των αναγκαίων δεδομένων καθώς και των υπολογισμών των μεγεθών που μας ενδιαφέρουν αναφέρονται επιγραμματικά παρακάτω.

#### 6.2 Εισαγωγή ανεμολογικών μετρήσεων (raw data)

Τα ανεμολογικά δεδομένα ( raw data ) που προέρχονται από μετρήσεις μπορούν να εισαχθούν στο πρόγραμμα με τη μορφή αρχείων δεδομένων (.dat), αρχείων κειμένου (.txt) ή σαν αρχεία μορφοποιημένου κειμένου (.prn). Η εισαγωγή γίνεται με την βοήθεια του OWC Wizard (Σχήμα 6.1,6.2), ενός προγράμματος ειδικά για αυτό το σκοπό, το οποίο συνοδεύει το WasP 7.0. Το OWC Wizard δημιουργεί έτσι μια ροζέτα ανέμου που αντιστοιχεί στις μετρήσεις. Για την εισαγωγή των raw data πρέπει να γνωρίζουμε το ύψος του ανεμογράφου από τον οποίο προέρχονται και το γεωγραφικό πλάτος και μήκος του. Η διαδικασία έχει ως εξής :

Καθορισμός ύψους ιστού ανεμογράφου, γεωγραφικού πλάτους και μήκους του και περιγραφή της περιοχής (προαιρετικό) ( Σχήμα 6.3)

Εισαγωγή των raw data με την επιλογή Add. ( Σχήμα 6.4, 6.5, 6.6, 6.7)

Καθορισμός των raw data για την σωστή ανάγνωσή τους από το πρόγραμμα. (καθορισμός της στήλης δεδομένων που αντιστοιχούν στην ταχύτητα του ανέμου κ.τ.λ.) ( Σχήμα 6.8)

Το πρόγραμμα δίνει μια μικρή αναφορά για τα δεδομένα και στη συνέχεια ζητάει τυχόν προσαρμογές που πρέπει να γίνουν στα δεδομένα της ταχύτητας του ανέμου και της διεύθυνσης. ( Ζητούνται δύο συντελεστές που καθορίζουν τυχόν αυξομειώσεις ή αποκλίσεις των μεγεθών αυτών από τα δεδομένα ) ( Σχήματα 6.9 και 6.10)

Καθορισμός μέγιστης ταχύτητας και διεύθυνσης ανέμου ( Σχήμα 6.11 )

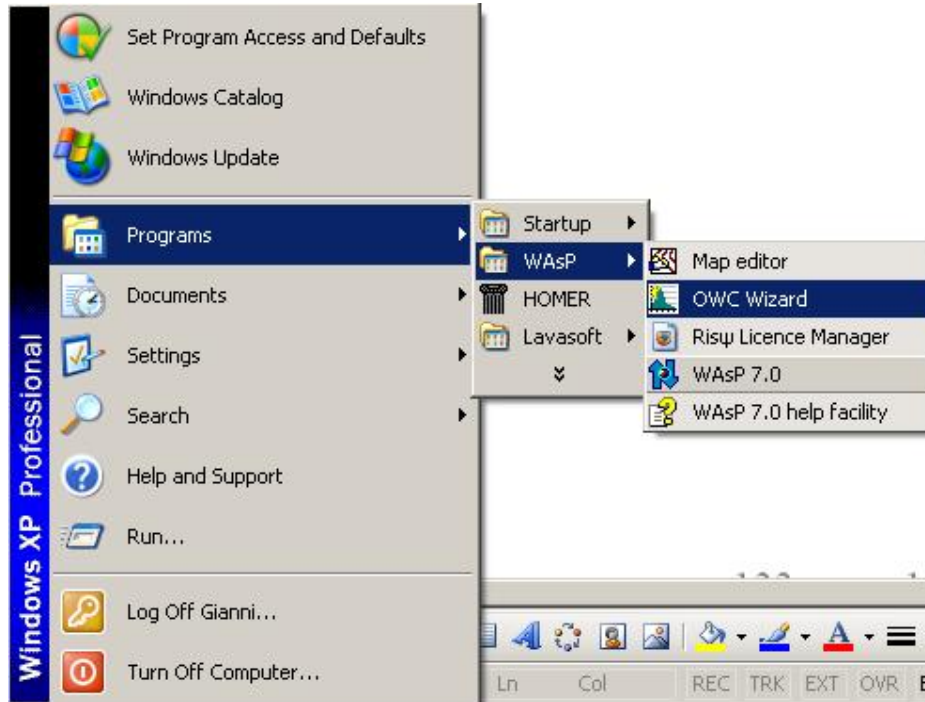
Σύντομη περιγραφή των δεδομένων από το πρόγραμμα ( Σχήμα 6.12 )

Επιλογή για την εισαγωγή επόμενου αρχείου raw data ( Σχήμα 6.13 )

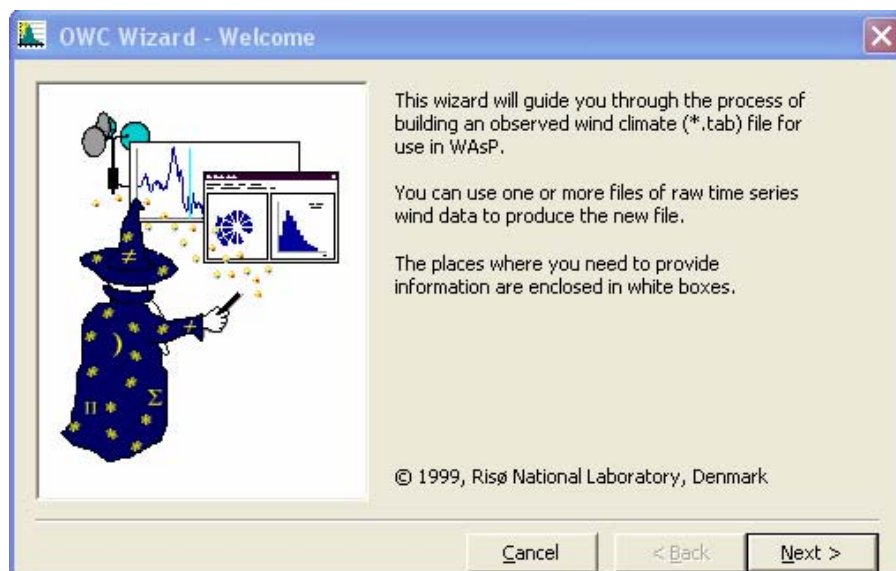
Καθορισμός αριθμού τομέων (sectors) του ροδογράμματος ανέμου και γωνίας διεύθυνσης πρώτου sector ( Σχήμα 6.14 )

Αποθήκευση του αρχείου του ροδογράμματος. ( Σχήμα 6.15 )

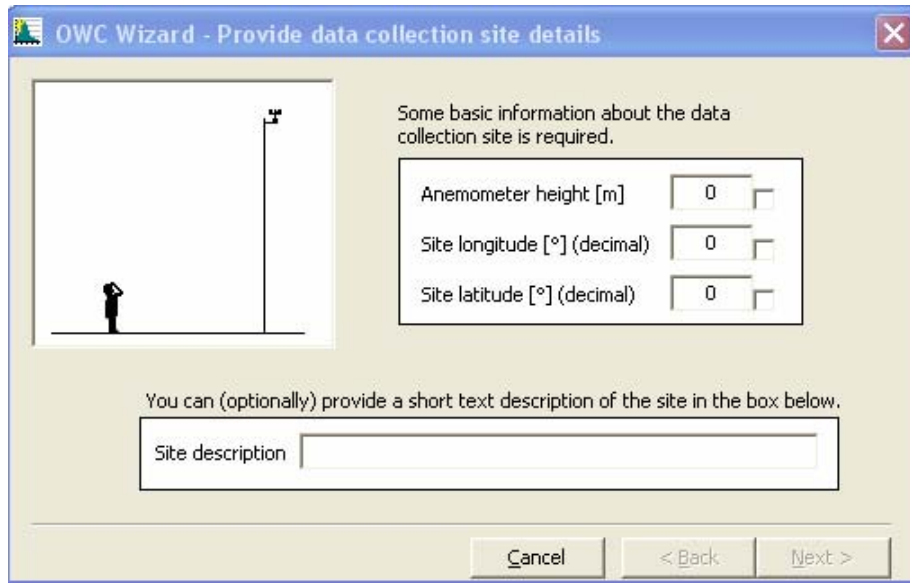
Η μετάβαση από την αρχή προς το τέλος της διαδικασίας και αντίστροφα γίνεται με τα ' κουμπιά ' NEXT και BACK που βρίσκονται στη κάτω δεξιά άκρη του 'παράθυρου' που εμφανίζει το πρόγραμμα.



Σχήμα 6.1. Το πρόγραμμα OWC που συνοδεύει το WasP 7.0 βρίσκεται στο μενού εκκίνησης.



Σχήμα 6.2. Το κουτί διαλόγου που εμφανίζεται με την εκκίνηση του OWC.

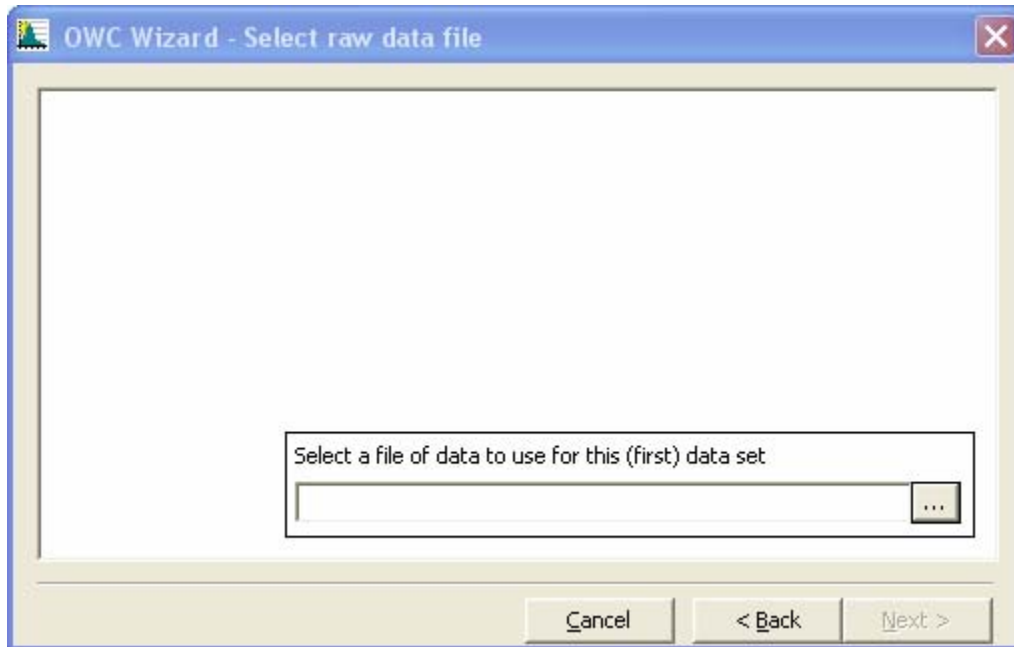


Σχήμα 6.3. Εισαγωγή ύψους ανεμογράφου και γεωγραφικού πλάτους και μήκους του. Η εισαγωγή περιγραφής του site του ανεμογράφου είναι προαιρετική.

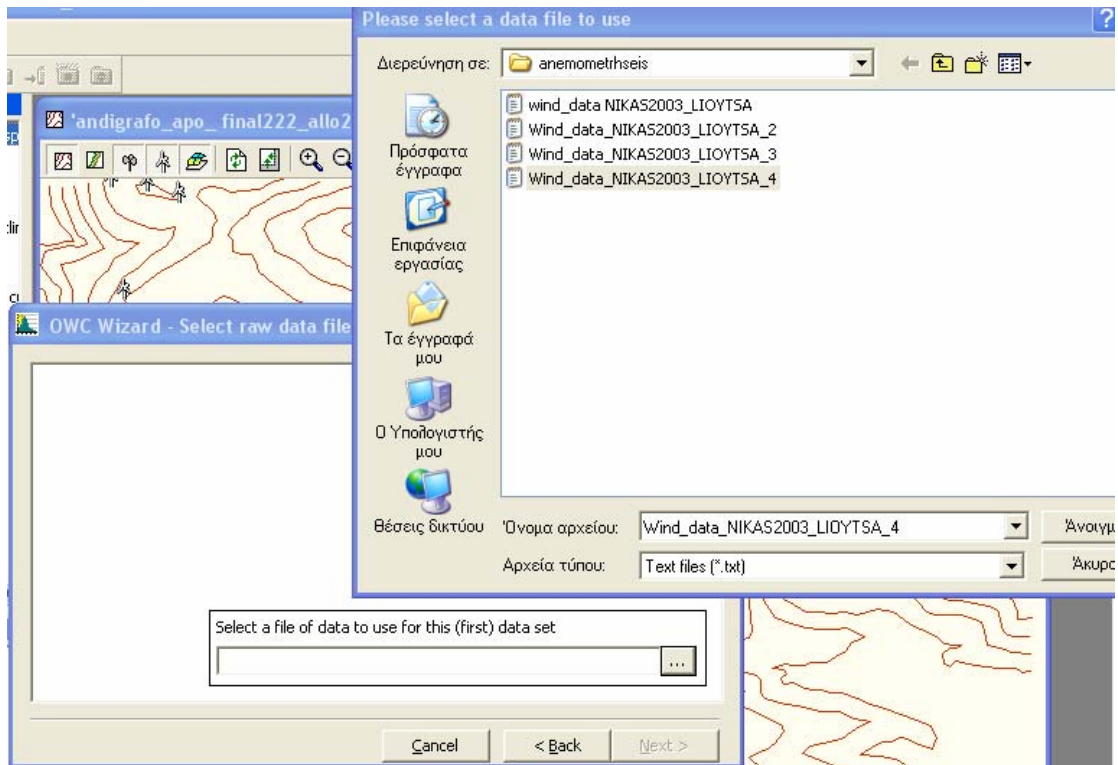


Σχήμα 6.4. Πιέζοντας την επιλογή Add μπορούμε να εισάγουμε το πρώτο αρχείο ανεμολογικών μετρήσεων (raw data).



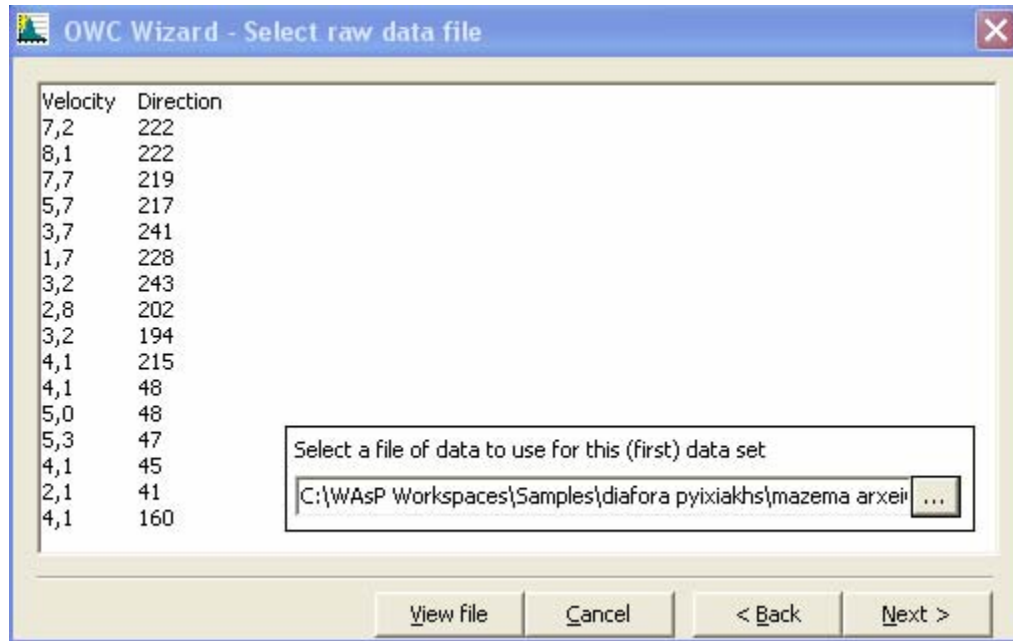


Σχήμα 6.5. Εισαγωγή του αρχείου. Η επιλογή (...) δίνει το παρακάτω κουτί διαλόγου ( Σχήμα 6.6)

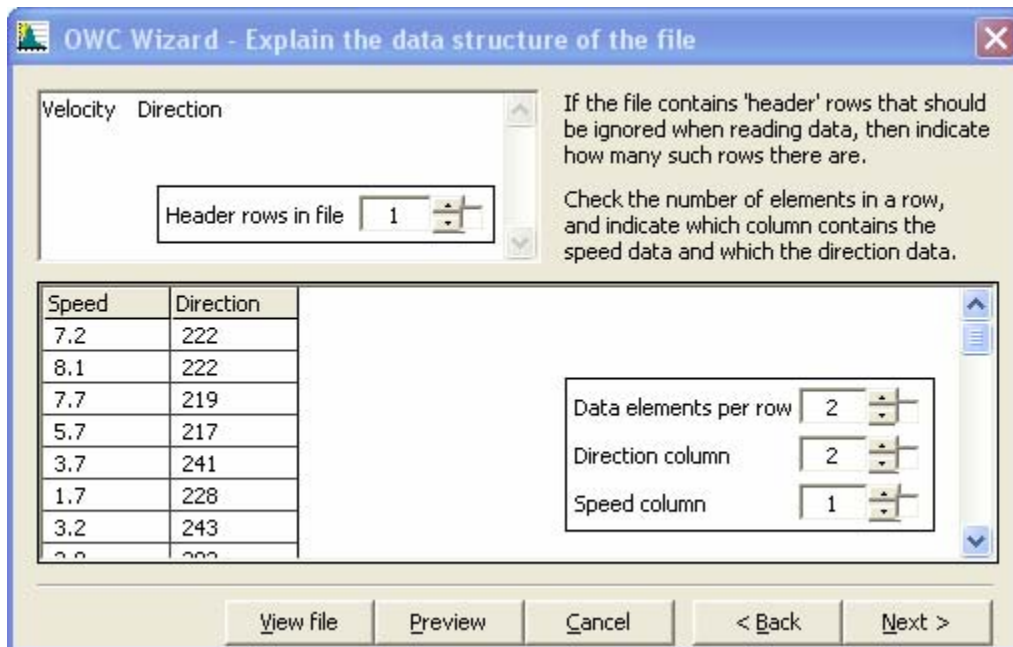


Σχήμα 6.6. Επιλογή είδους αρχείου.

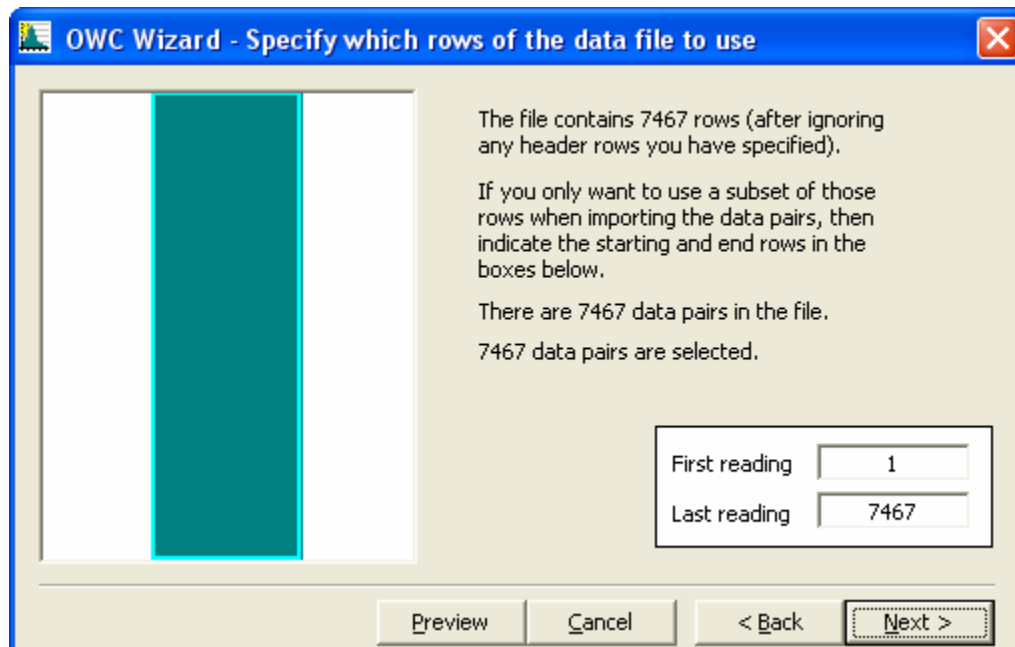




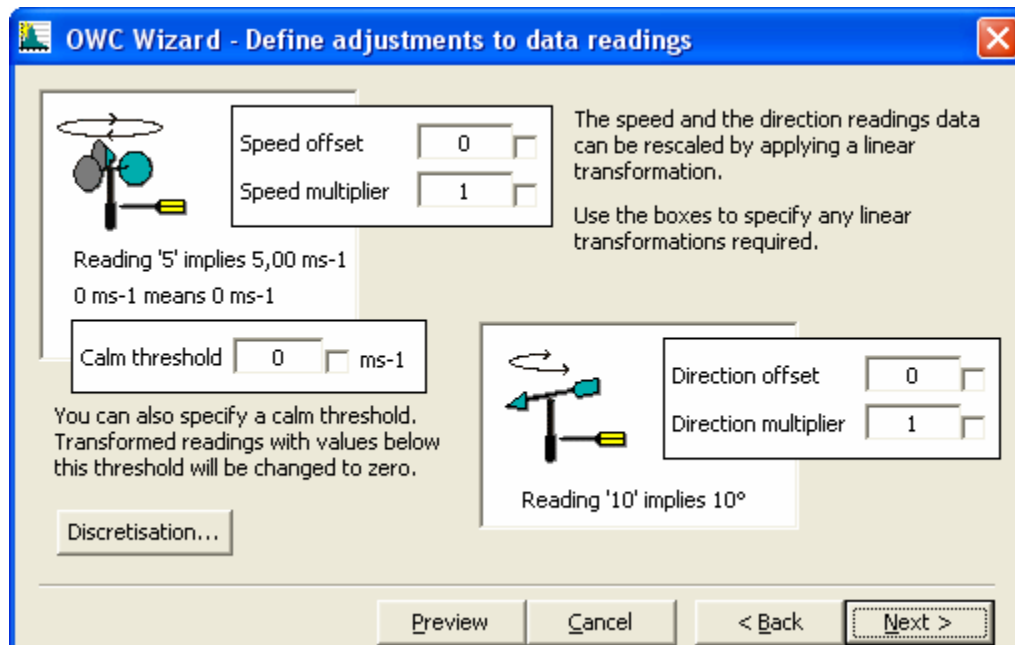
Σχήμα 6.7. Το αρχείο έχει επιλεγεί και μπορούμε να δούμε τις στήλες των δεδομένων. Η πρώτη στήλη περιέχει τιμές ταχύτητας ανέμου και η δεύτερη διεύθυνσης ανέμου (σε μοίρες). Οι στήλες σε αυτό το αρχείο χωρίζονται με κενό.



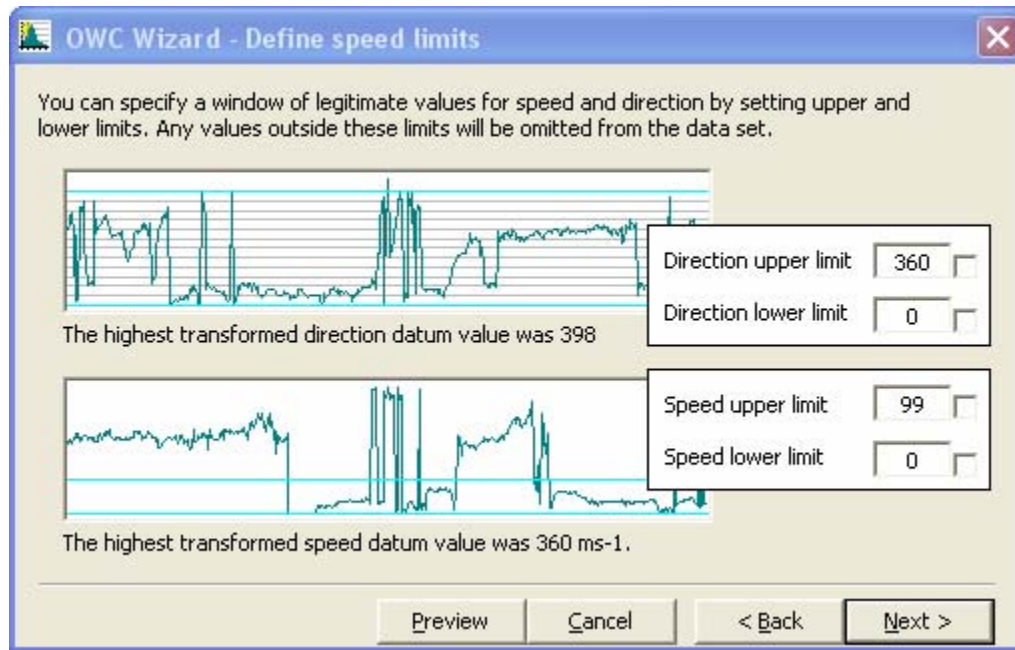
Σχήμα 6.8. Διαχωρισμός στηλών δεδομένων. Header rows in the : Ορίζουμε τυχόν γραμμές που δεν περιέχουν δεδομένα αλλά άλλες πληροφορίες. Έπειτα καθορίζουμε αριθμό στηλών και τη ταυτότητα των δεδομένων. ( Direction και Speed ).



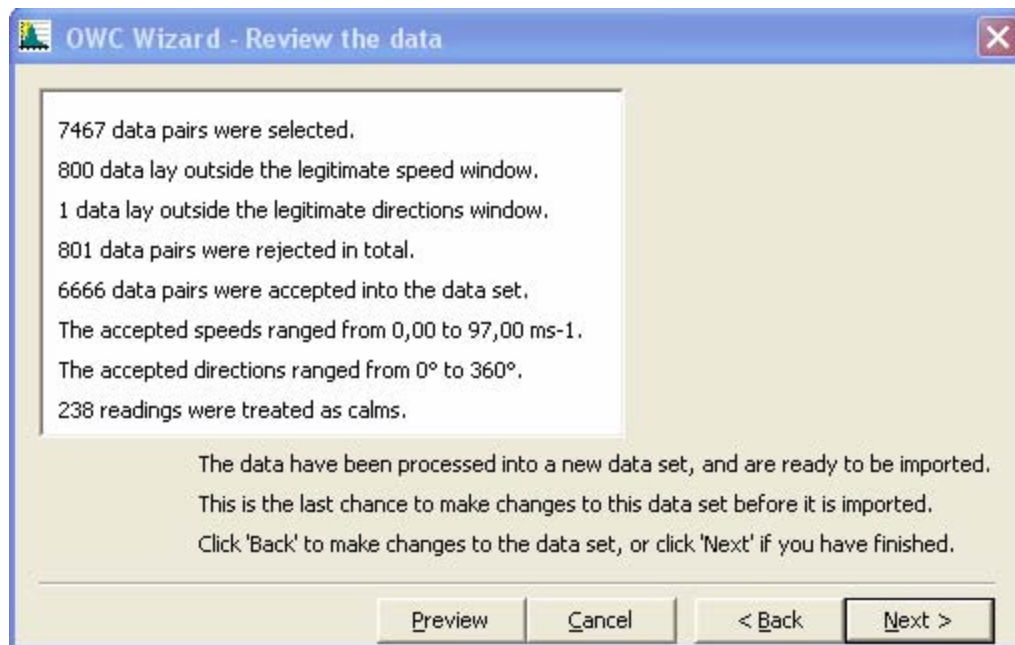
Σχήμα 6.9. Αναφορά του OWC για το αρχείο. Μπορούμε να επιλέξουμε το εύρος των δεδομένων που θα χρησιμοποιήσει το πρόγραμμα ( δηλ. τον αριθμό στηλών )



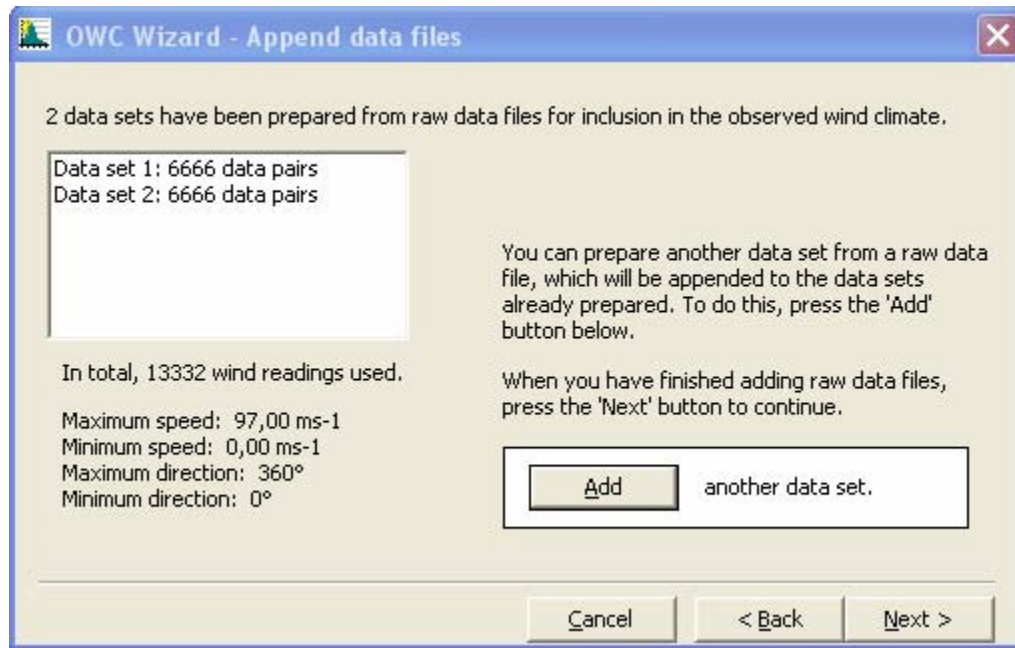
Σχήμα 6.10. Εισαγωγή τυχόν αποκλίσεων από τις τιμές του αρχείου ( για την ταχύτητα και την διεύθυνση του ανέμου ). Επίσης είναι μπορούμε να δώσουμε την τιμή 0 σε τιμές ταχύτητας για τις οποίες θεωρούμε ότι έχουμε άπνοια ( Επιλογή Calm threshold). Τέλος με την επιλογή Discretisation δηλώνουμε τυχόν διακριτοποίηση των δεδομένων του αρχείου ( δηλ. χωρισμό τους σε bin ).



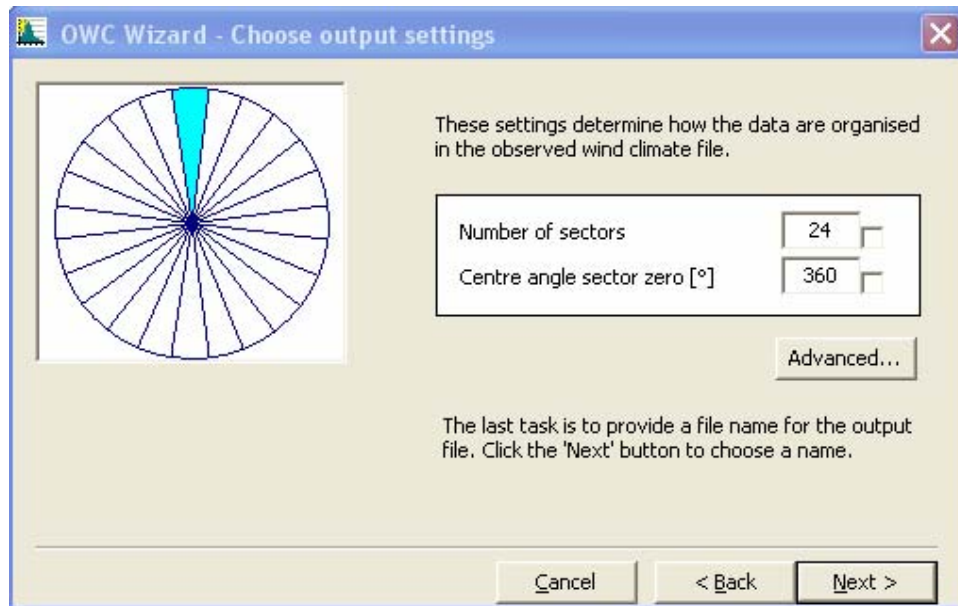
Σχήμα 6.11. Ορισμός μέγιστη και ελάχιστης τιμής για τα δεδομένα ταχύτητας και διεύθυνσης του ανέμου.



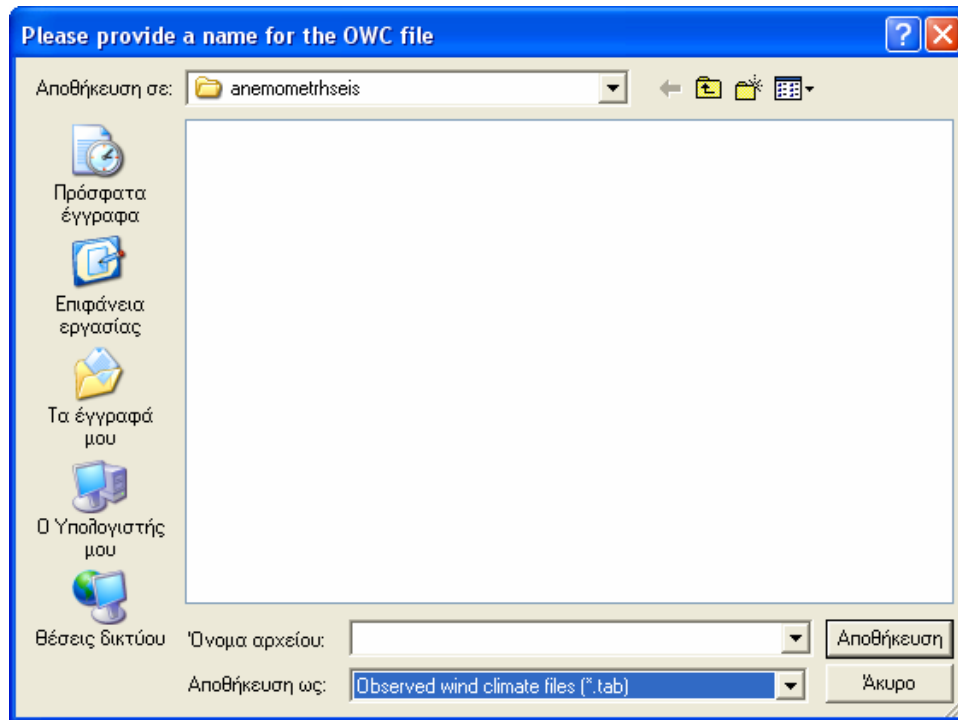
Σχήμα 6.12. Αναφορά για το αρχείο δεδομένων.



Σχήμα 6.13. Μπορούμε να εισάγουμε και κάποιο άλλο αρχείο δεδομένων εφόσον υπάρχει. Διαφορετικά επιλέγουμε Next.



Σχήμα 6.14. Μορφοποίηση του ροδογράμματος ανέμου που θα χρησιμοποιήσει το WasP 7.0. Επιλέγουμε αριθμό τομέων διεύθυνσης ανέμου ( sectors ) (16) και από ποια γωνία θα αρχίσει να μετράει ο πρώτος τομέας. Η επιλογή advanced επιτρέπει το καθορισμό των bin της ταχύτητας.



Σχήμα 6.15. Αποθήκευση του ροδογράμματος ανέμου και τέλος της διαδικασίας εισαγωγής δεδομένων.

### 6.3 Εισαγωγή μορφολογίας εδάφους

Το WasP για να υπολογίσει την επίδραση της μορφολογίας του εδάφους χρησιμοποιεί ψηφιοποιημένους χάρτες. Οι χάρτες αυτοί μπορούν να είναι διάφορων μορφών αρχεία όπως αρχεία .dxf ( του Autocad ) κ.α. Η μετατροπή αυτών των ψηφιοποιημένων χαρτών σε αναγνώσιμη από το WasP μορφή, γίνεται μέσα από το πρόγραμμα WasP Map Editor ( Σχήματα 6.16, 6.17 και 6.18 ). Τα αρχεία που δημιουργούνται από αυτό το πρόγραμμα έχουν κατάληξη .map. Μέσω του map editor μπορούμε να κάνουμε αλλαγές στον χάρτη και να ορίσουμε χαρακτηριστικά τα οποία είναι απαραίτητα για τους περαιτέρω υπολογισμούς. Ένα από αυτά τα χαρακτηριστικά είναι η τραχύτητα του εδάφους. Ο ορισμός της τραχύτητας του εδάφους γίνεται μέσω των ισοϋψών και η διαδικασία έχει ως εξής : Από το μενού File εισάγουμε τον χάρτη επιλέγοντας Open.

Όταν γίνει η εισαγωγή του χάρτη ο map editor εμφανίζει κάποιες πληροφορίες στα πλαίσια που φαίνονται στο σχήμα 6.17. Οι πληροφορίες αυτές είναι χρήσιμες για τον έλεγχο της ορθότητας του χάρτη.

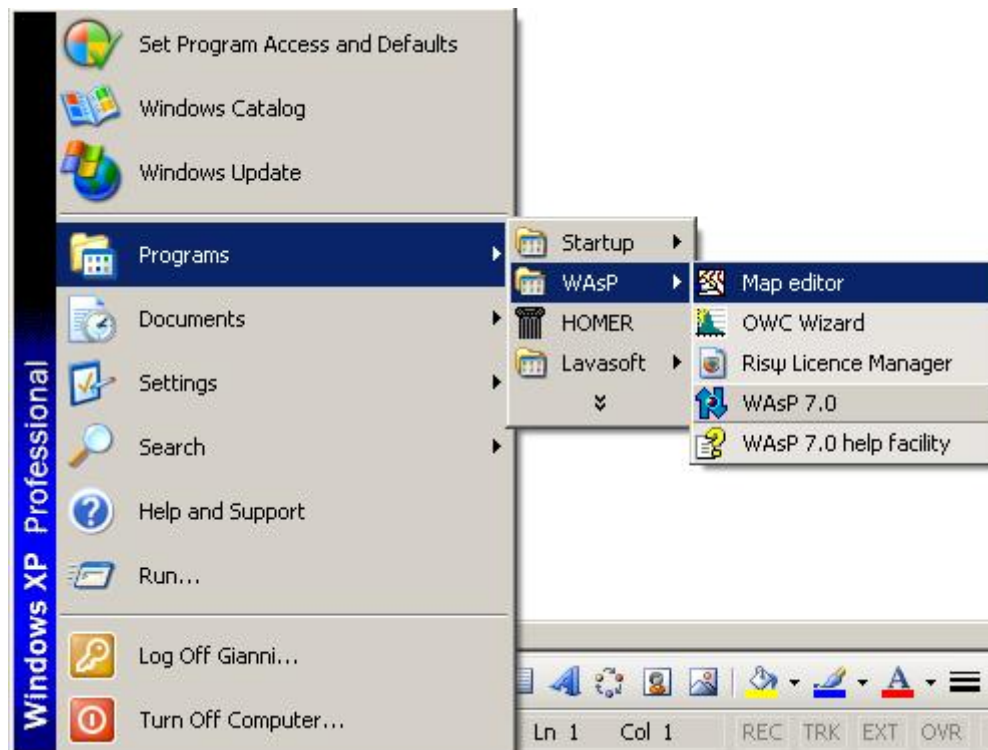
Για να δούμε τον χάρτη επιλέγουμε Map Image από το μενού Show.

Το παράθυρο του ψηφιοποιημένου χάρτη που εμφανίζεται διαθέτει ένα μενού επιλογών από όπου μεταξύ άλλων μπορούμε να κάνουμε zoom σε σημεία που μας ενδιαφέρουν. Για να κάνουμε zoom επιλέγουμε την κλίμακα από το μενού zoom control και κάνουμε αριστερό κλικ στο σημείο που μας ενδιαφέρει ( Σχήματα 6.19, 6.20).

Ο ορισμός της τραχύτητας του εδάφους γίνεται κάνοντας δεξί κλικ σε κάποια από τις ισοϋψείς οπότε εμφανίζεται το μενού Line edit options ( Σχήμα 6.21). Επιλέγουμε property change οπότε εμφανίζεται το μενού contour property change ( Σχήμα 6.21 ).

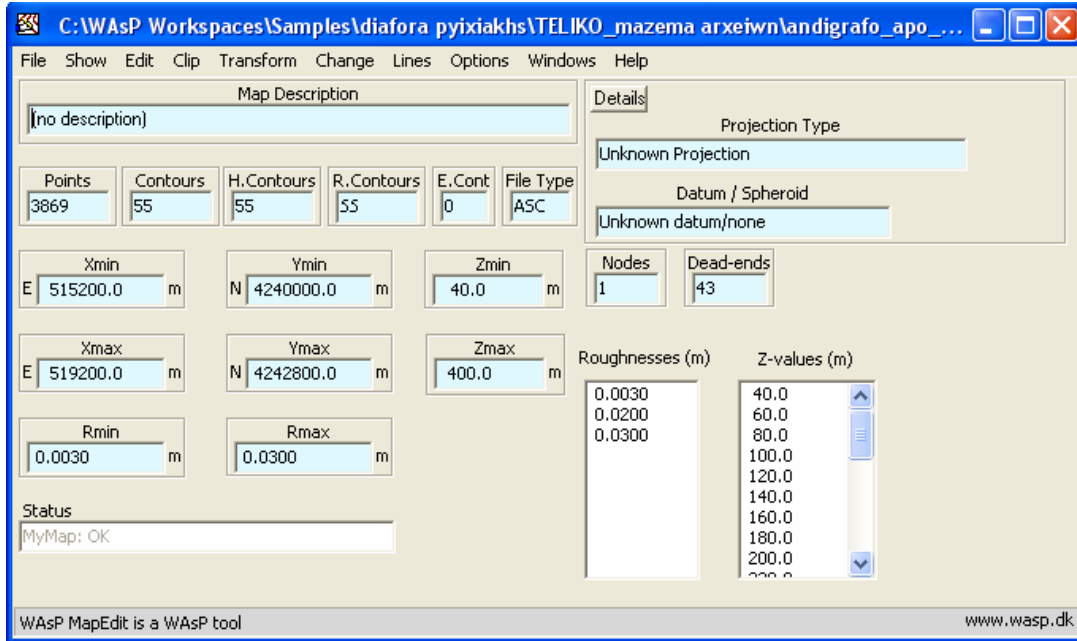
Για να καθορίσουμε την τραχύτητα τσεκάρουμε την επιλογή roughness. Το πρόγραμμα μας ζητάει δύο τιμές τραχύτητας δεξιά και αριστερά της ισοϋψούς που επιλέξαμε. Ο λόγος που δίνουμε δύο τιμές είναι ότι μπορεί να χρειαστεί να ξεχωρίσουμε τα γεωγραφικά όρια της περιοχής (π.χ. την στεριά από την θάλασσα ) στα οποία οι τιμές της τραχύτητας διαφέρουν. Εάν θέλουμε να δώσουμε την ίδια τιμή τραχύτητας σε όλη την περιοχή τότε δίνουμε την τιμή αυτή δεξιά και αριστερά της ισοϋψούς ( Σχήμα 6.22, 6.23, 6.24 ).

Αφού οριστεί η τραχύτητα 'σώζουμε' το αρχείο του χάρτη αλλιώς οι αλλαγές θα χαθούν.

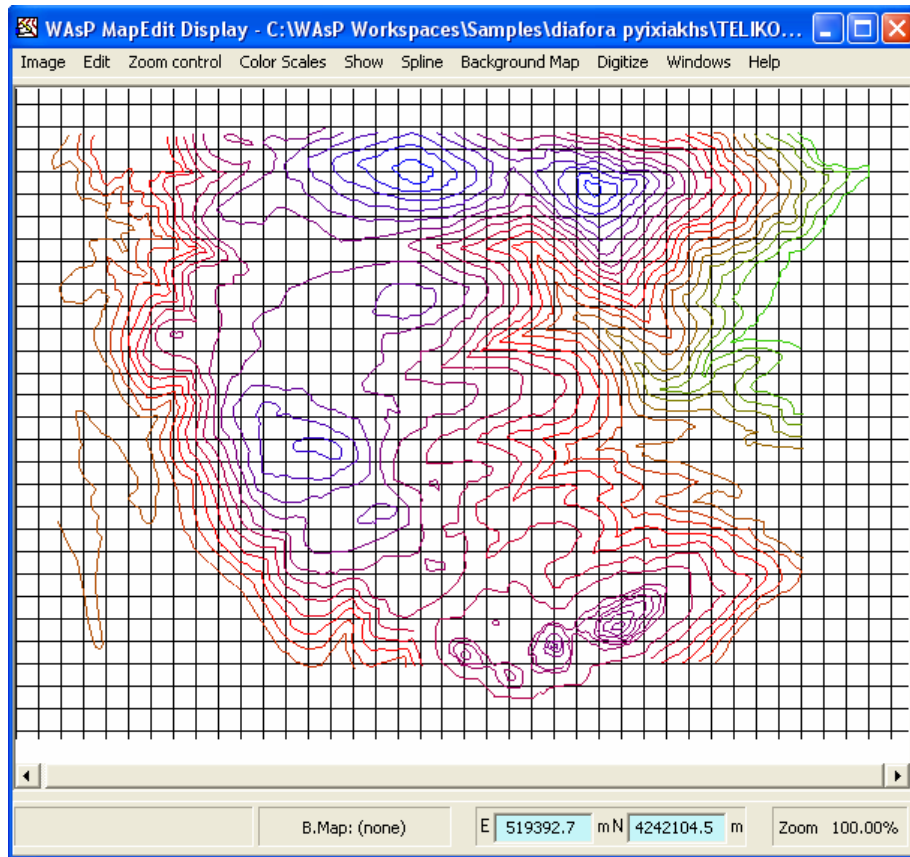


Σχήμα 6.16. Επιλογή του WasP map editor από το μενού έναρξης.

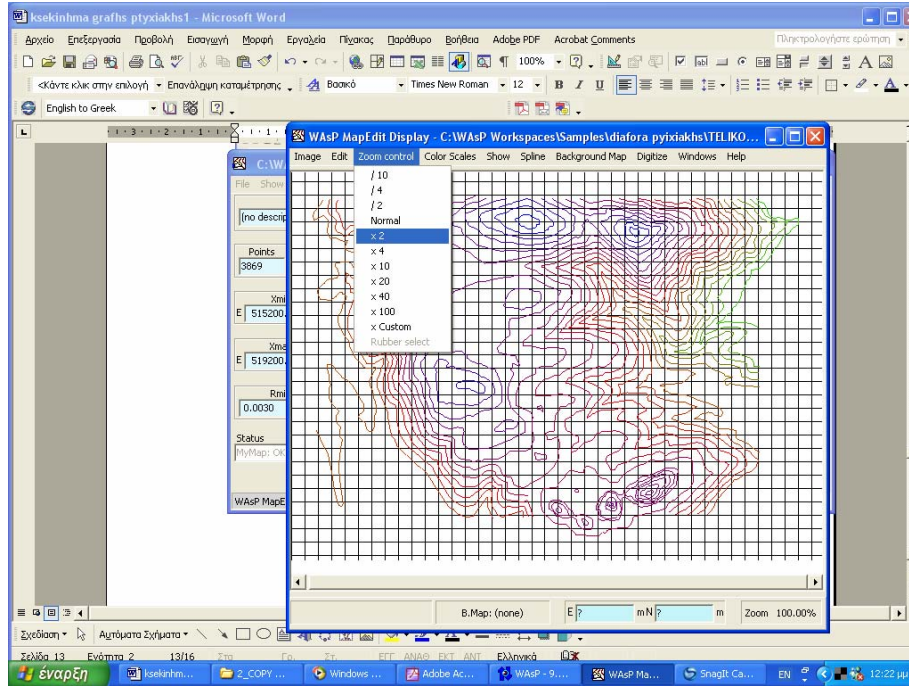




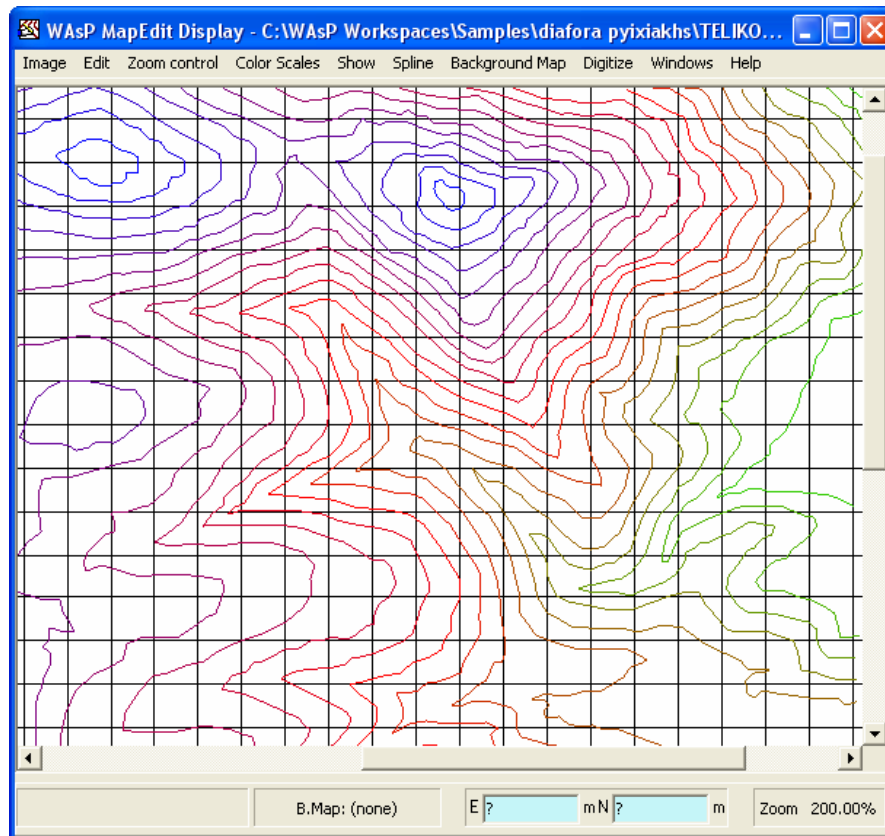
Σχήμα 6.17. Το WasP map editor.



Σχήμα 6.18 . Ψηφιοποιημένος χάρτης όπως φαίνεται από τον map editor.

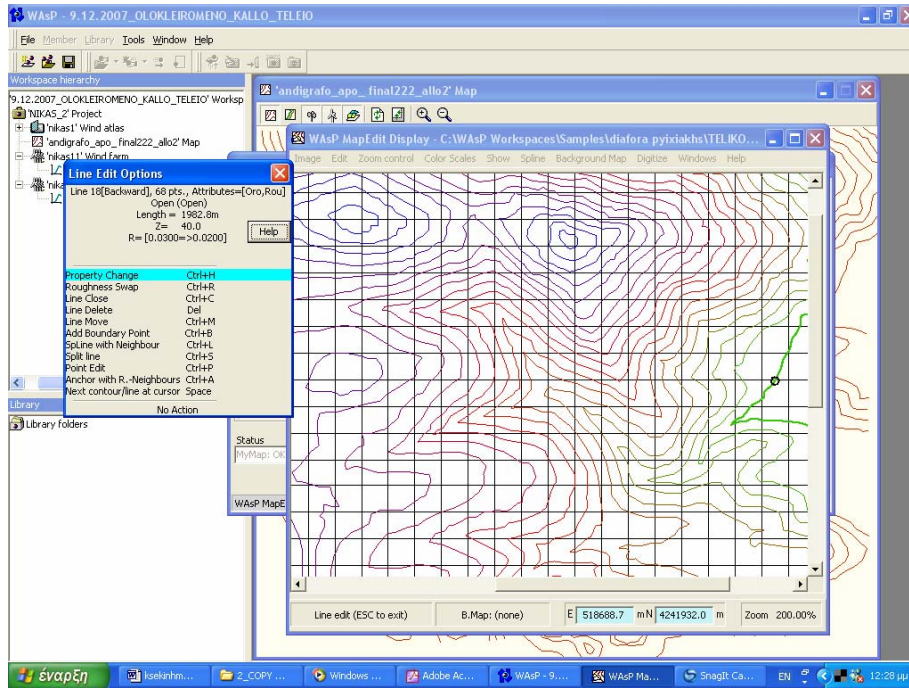


Σχήμα 6.19. Επιλογή κλίμακας από το μενού zoom control.

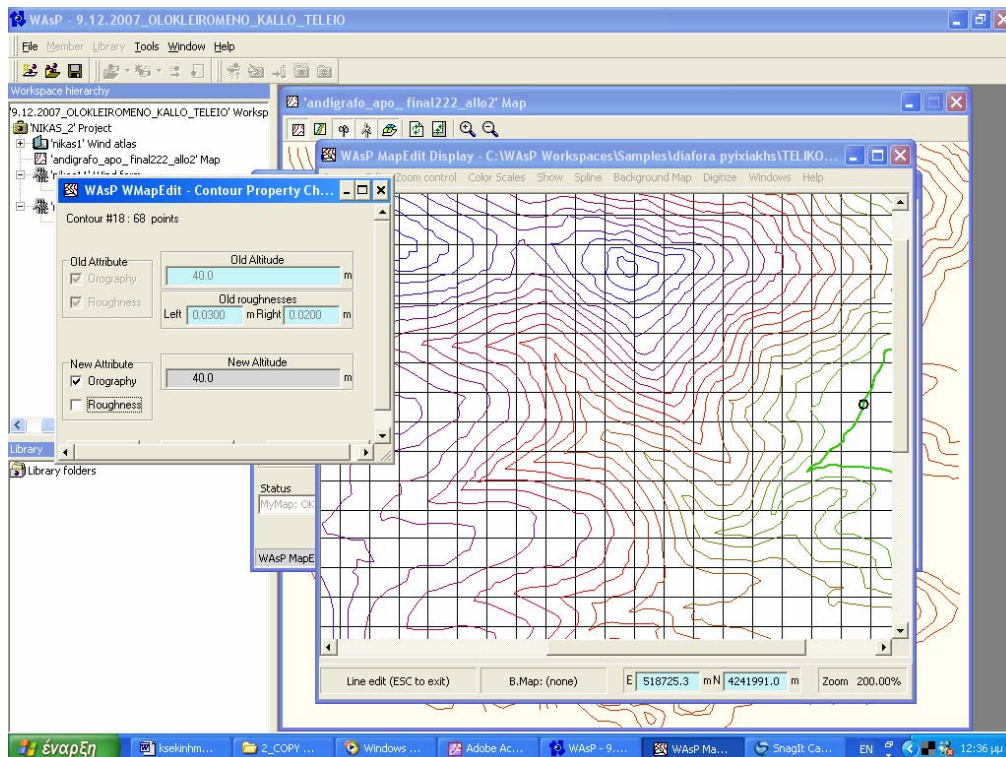


Σχήμα 6.20. Μεγενθυμένος χάρτης.

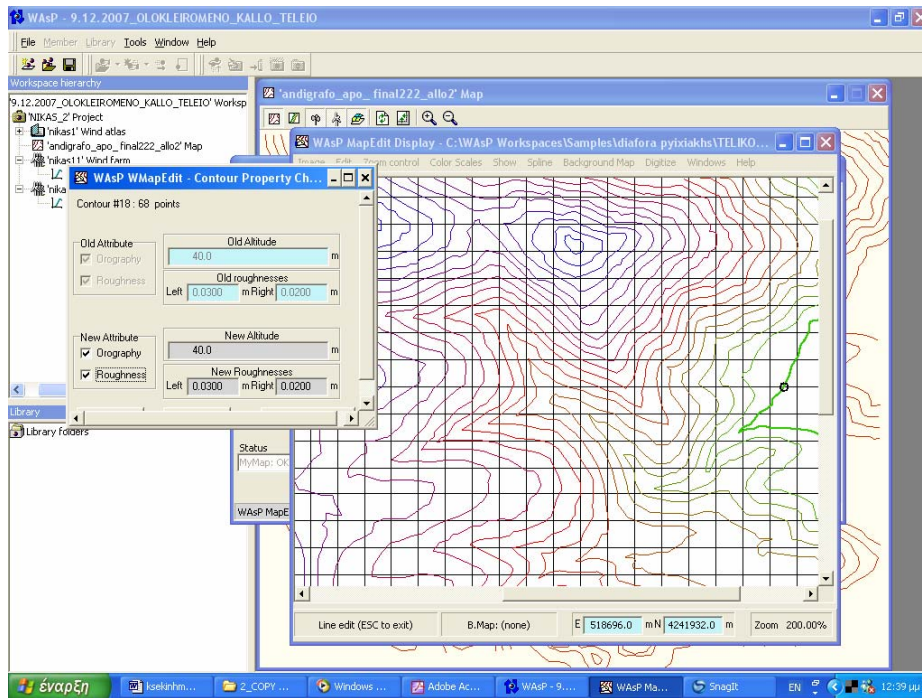




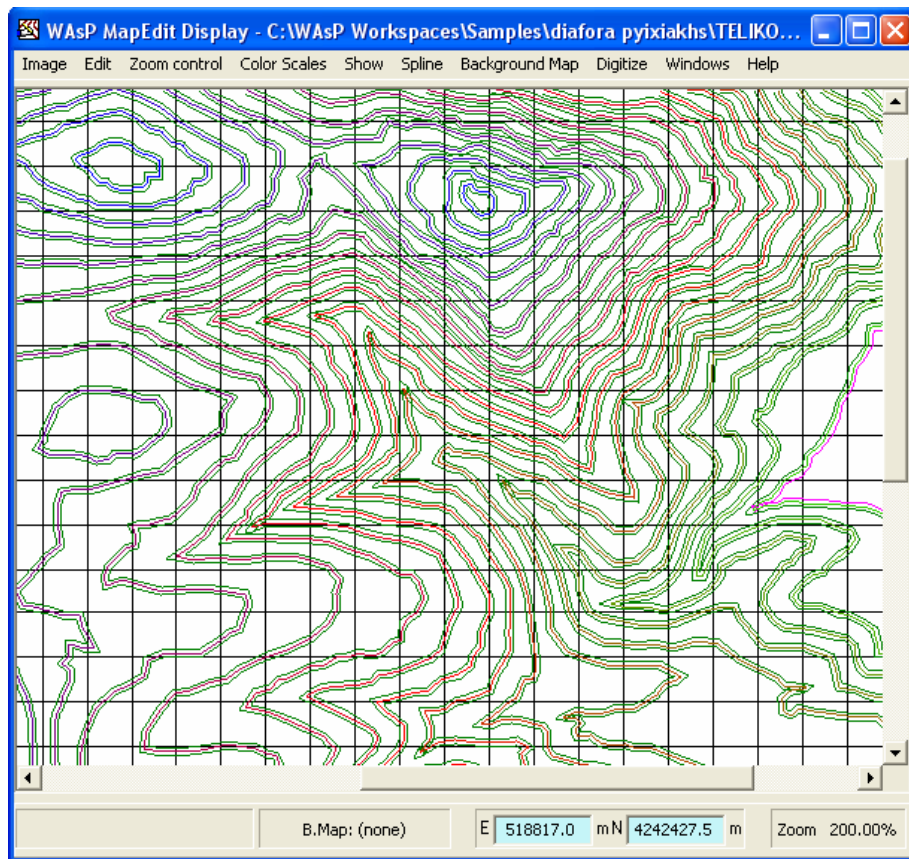
Σχήμα 6.21. Το μενού Line edit options. Η ισοϋψής που επιλέχθηκε σημειώνεται με κύκλο, (για  $Z = 40$  m).



Σχήμα 6.22. Το μενού Contour change property. Για την εισαγωγή των τιμών τραχύτητας τοσκάροουμε την επιλογή roughness στο τελευταίο κουτί.



Σχήμα 6.23. Εισαγωγή τιμών τραχύτητας.



Σχήμα 6.24. Η απόδοση της ισούψους, μέσω της οποίας έχει καθοριστεί η τραχύτητα, στον χάρτη. Για να μπορούμε να δούμε την τραχύτητα επιλέγουμε από το μενού Show, το roughness lines.

## 6.4 Ο χώρος εργασίας του προγράμματος WasP 7.0.

Το περιβάλλον εργασίας του WasP χωρίζεται σε τρεις περιοχές (Σχήμα 6.25):

- Στην περιοχή εισαγωγής των εικονιδίων που περιγράφουν την διαδικασία υπολογισμού ( αριστερά πάνω στην οθόνη )
- Στην περιοχή όπου βρίσκονται οι βιβλιοθήκες του προγράμματος ( κάτω αριστερά )
- Στην περιοχή όπου δίνονται τα αποτελέσματα των υπολογισμών ( δεξιά πλευρά της οθόνης ).

Σε γενικές γραμμές το WasP λειτουργεί δημιουργώντας χώρους εργασίας ( Workspaces ) οι οποίοι αποτελούνται από υποκατηγορίες υπολογισμών που ονομάζονται Projects. Κάθε Project αποτελείται από μια σειρά δεδομένων και υπολογισμών ανάλογα την επιθυμητή εργασία. Γενικά ακολουθείται μια ιεραρχία εισαγωγής δεδομένων και υπολογισμών. Κάθε μέρος υπολογισμού ή εισαγωγής δεδομένων μπορεί να ανήκει σε συγκεκριμένη ομάδα και μπορεί να εισαχθεί μόνο ιεραρχικά. Π.χ. ένα Project ανήκει σε ένα Workspace αλλά δεν μπορεί να ανήκει σε ένα άλλο Project. Για την διευκόλυνση του χρήστη η δημιουργία μιας σειράς υπολογισμών γίνεται με μια σειρά εικονιδίων που αντιπροσωπεύουν το είδος το υπολογισμού ή των δεδομένων που εισάγονται. Κάνοντας δεξιά κλικ σε κάθε εικονίδιο μπορεί να δει τις επιλογές που έχει. Επίσης τα εικονίδια δίνονται με τέτοιο τρόπο στην οθόνη ώστε να φαίνεται η σειρά των υπολογισμών.

Η γενική αρχή για τον οποιονδήποτε υπολογισμό στο WasP είναι ότι χρειάζονται δύο βασικά δεδομένα : η μορφολογία του εδάφους και οι μετρήσεις ανέμου.

## 6.5 Υπολογισμός αιολικού δυναμικού περιοχής.

Για την δημιουργία ενός νέου Workspace επιλέγουμε από το μενού File, New Workspace. Όταν δημιουργούμε ένα νέο Workspace το WasP δημιουργεί αυτόματα ένα Project ( Σχήμα 6.25 ). Μπορούμε ανάλογα με τις ανάγκες μας να δημιουργήσουμε ένα ή περισσότερα Project. Όπως αναφέραμε η εισαγωγή εικονιδίων υπολογισμών ή δεδομένων σε κάποιο μέλος της διαδικασίας υπολογισμού γίνεται από το μενού που εμφανίζεται κάνοντας δεξιά κλικ στο εικονίδιο του ( Σχήμα 6.26). Μπορούμε να εισάγουμε νέα μέλη ή μέλη που έχουμε αποθηκεύσει από παλιότερους υπολογισμούς.

Η διαδικασία για τον υπολογισμό του αιολικού δυναμικού μιας περιοχής έχει σε γενικές γραμμές τα εξής βήματα :

Εισάγουμε τον χάρτη της περιοχής. Ο χάρτης της περιοχής μπορεί να εισαχθεί είτε στο Project είτε στο Workspace. Σε περίπτωση που έχουμε πολλά Projects τότε

εισάγοντας τον χάρτη στο Workspace τον καθιστούμε κοινό για όλα τα Projects. Κάνοντας αριστερό διπλό κλικ στο εικονίδιο του χάρτη μπορούμε να τον δούμε (Σχήματα 6.27, 6.28, 6.29, 6.30).

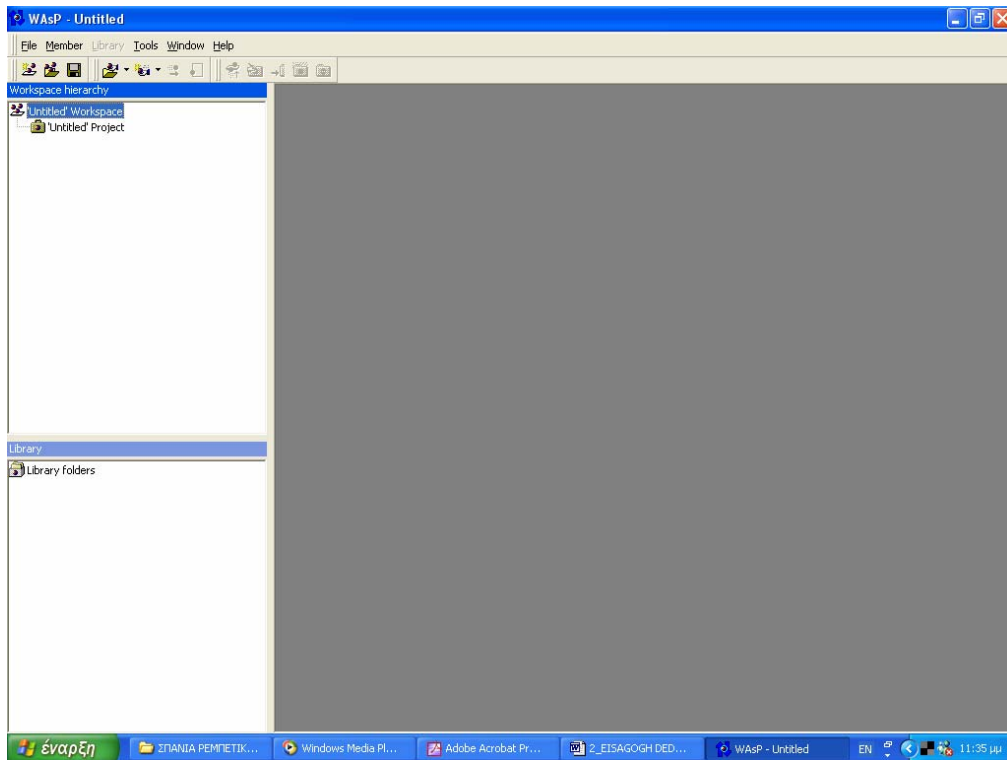
Εισαγωγή ανεμολογικών δεδομένων ( μετρήσεων ). Για τους υπολογισμούς που θα ακολουθήσουν το WasP δημιουργεί ένα 'αιολικό άτλαντα' δηλαδή μια ροζέτα ανέμου που χαρακτηρίζει όλη την περιοχή λαμβάνοντας υπόψη την μορφολογία του εδάφους, την τραχύτητα και άλλους παράγοντες. Για τον υπολογισμό του αιολικού άτλαντα (Wind atlas ) χρειάζεται να προσδιορίσουμε την θέση του ανεμογράφου (Met. Station) και να δώσουμε τις μετρήσεις με τη μορφή του αρχείου που δημιουργούμε μέσω του OWC. (Observed wind climate ). Τα αποτελέσματα του υπολογισμού του Wind Atlas μπορούμε να τα δούμε κάνοντας διπλό κλικ στο αντίστοιχο εικονίδιο.

Η σειρά είναι η εξής :

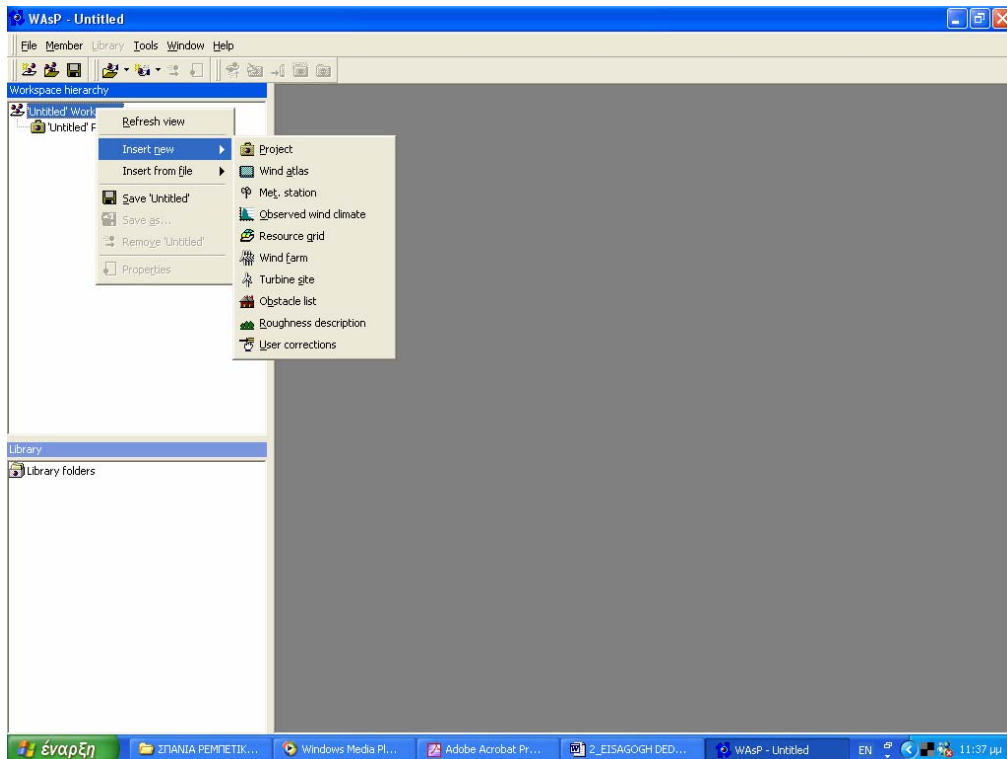
- A. Εισαγωγή στο Project νέου Wind atlas ( Σχήμα 6.31 ).
- B. Εισαγωγή Met. Station στο Wind atlas για τον καθορισμό της θέσης του ανεμογράφου. Ο καθορισμός της θέσης του ανεμογράφου γίνεται κάνοντας διπλό κλικ στο εικονίδιο του Met. Station οπότε στο εικονίδιο που εμφανίζεται δίνουμε τις γεωγραφικές συντεταγμένες. (Σχήματα 6.32, 6.33 ).
- Γ. Εισαγωγή του Observed wind climate στο Met. Station για την εισαγωγή των ανεμολογικών μετρήσεων. ( Σχήμα 6.34 ).

Εισαγωγή υπολογισμού του αιολικού δυναμικού. Για τον υπολογισμό του αιολικού δυναμικού πρέπει να οριστεί η περιοχή ενδιαφέροντος, το ύψος από το έδαφος όπου θέλουμε να γνωρίζουμε το αιολικό δυναμικό και η ακρίβεια των υπολογισμών. Το WasP δημιουργεί ένα πλέγμα πάνω από την περιοχή υπολογισμού όπου αποδίδει τα διάφορα μεγέθη, όπως η ταχύτητα του ανέμου, με χρωματική κλίμακα. Ο βαθμός διακριτοποίησης της περιοχής υπολογισμού είναι ανάλογος της ακρίβειας της χρωματικής απόδοσης. Για να εισάγουμε στο WasP τον υπολογισμό του αιολικού δυναμικού επιλέγουμε Resource Grid με δεξί κλικ στο Project. ( Σχήμα 6.35 ). Η εισαγωγή των δεδομένων γίνεται επιλέγοντας configure grid setup από το μενού του grid. ( Σχήμα 6.36 ). Συμπληρώνουμε το πίνακα που εμφανίζεται δίνοντας τις γεωγραφικές συντεταγμένες x και y (min, max) του πλέγματος, την ανάλυση του πλέγματος και το ύψος από το έδαφος. ( Σχήμα 6.37 ). Η ανάλυση πρέπει να συμφωνεί με τις διαστάσεις του πλέγματος.

Τα μέρη εκείνα του Workspace που δεν έχουν υπολογιστεί έχουν τα εικονιδιά τους σημειωμένα με ένα κόκκινο κύκλο. Ο κάθε υπολογισμός γίνεται επιλέγοντας calculate από το μενού του αντίστοιχου εικονιδίου. Μετά τον υπολογισμό μπορούμε να δούμε το αιολικό δυναμικό είτε πάνω στο χάρτη ( επιλέγοντας την αντίστοιχη εντολή από το μενού του resource grid ), είτε μεμονωμένα κάνοντας διπλό κλικ στο εικονίδιο του resource grid. ( Σχήμα 6.38 ).

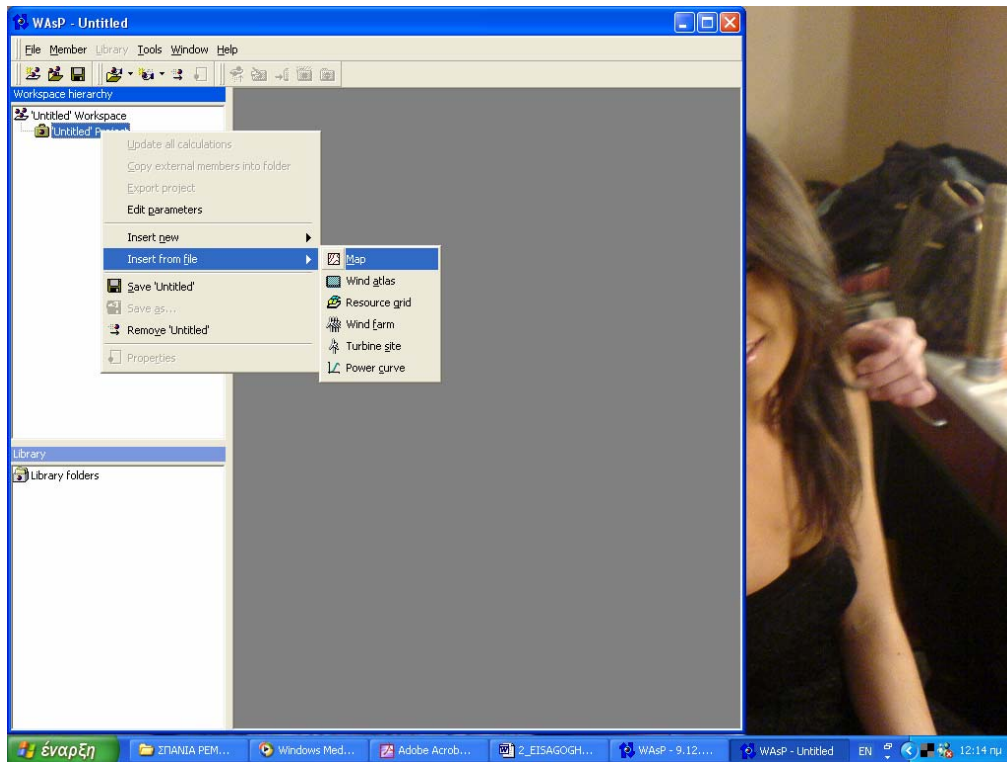


Σχήμα 6.25. Το περιβάλλον εργασίας του WasP.

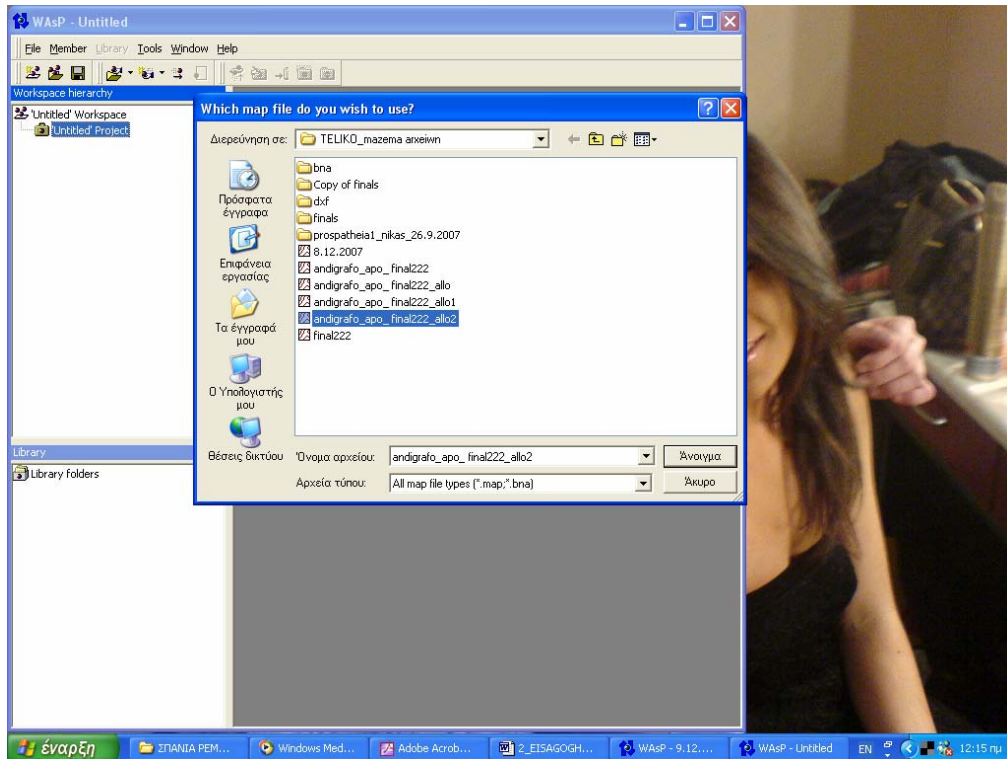


Σχήμα 6.26. Το μενού που εμφανίζεται κάνοντας δεξί κλικ στο εικονίδιο του Workspace.

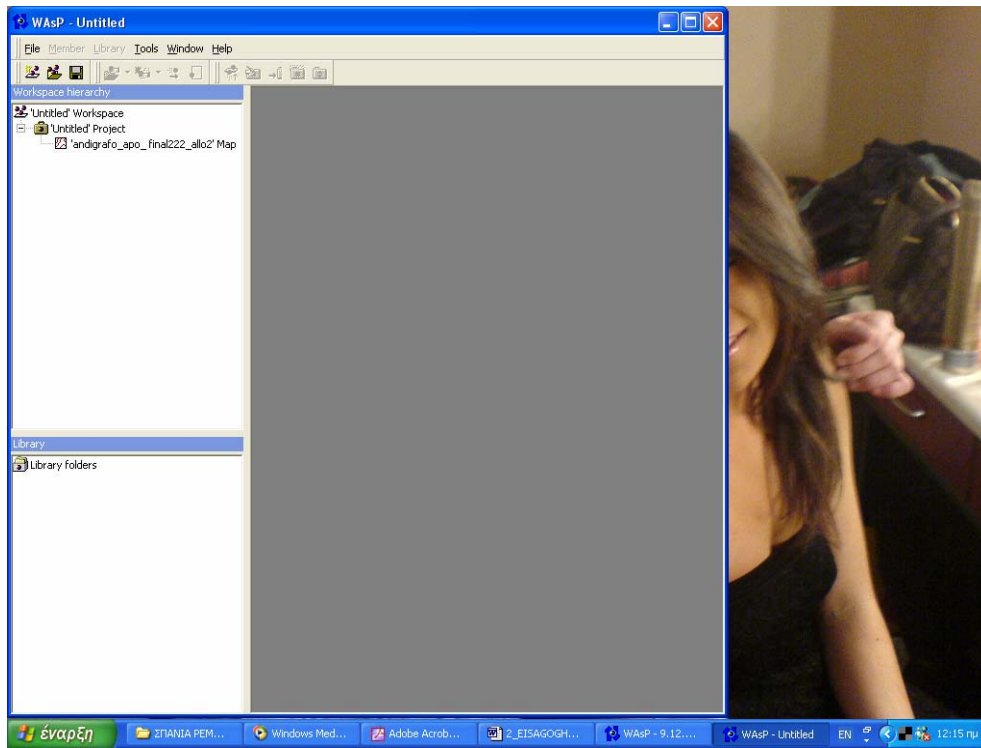




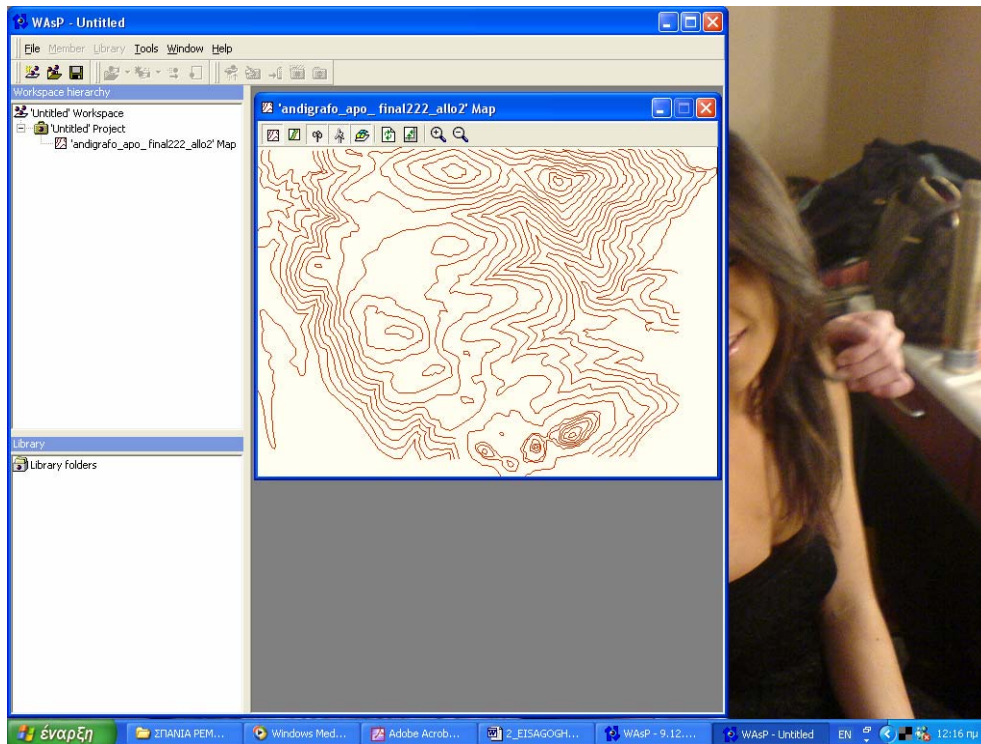
Σχήμα 6.27. Εισαγωγή χάρτη στο Project.



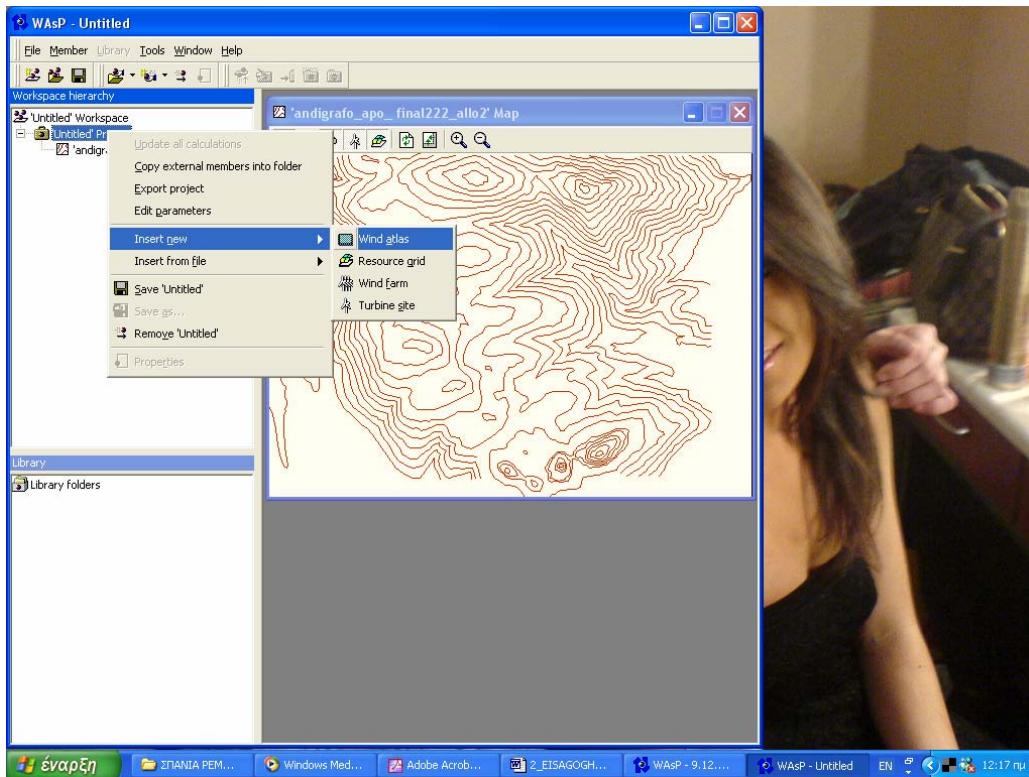
Σχήμα 6.28. Επιλογή του αρχείου.



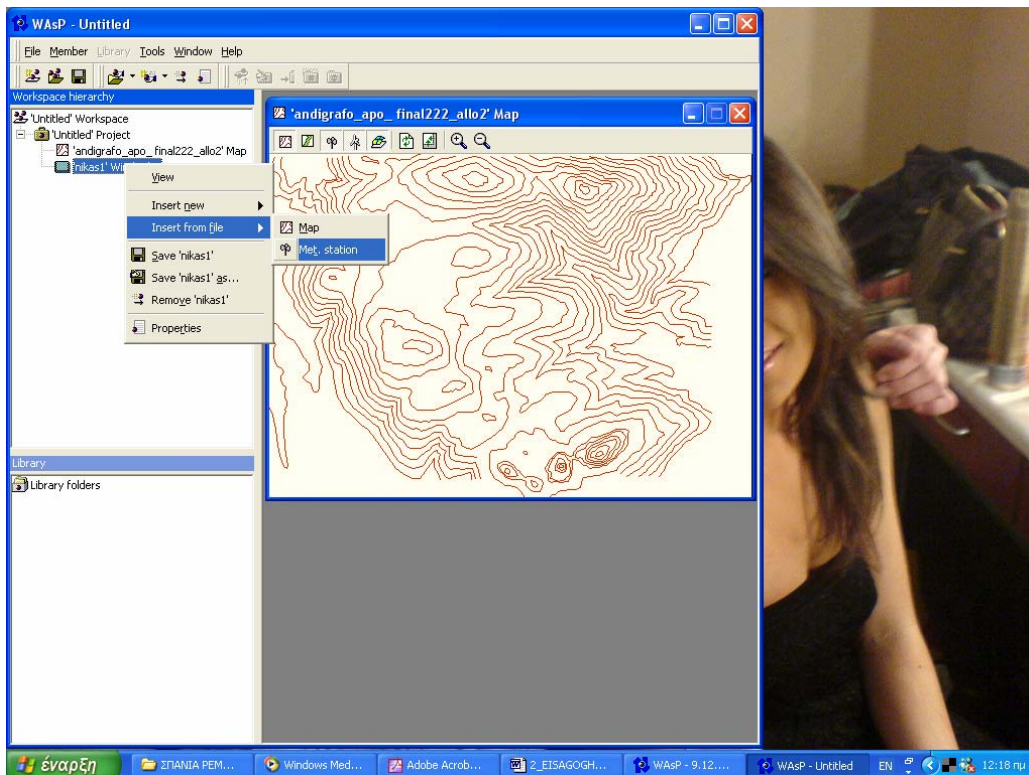
Σχήμα 6.29. Το εικονίδιο του χάρτη δηλώνει ότι το αρχείο φορτώθηκε και ιεραρχικά ανήκει στο Project.



Σχέδιο 6.30. Μπορούμε να δούμε τον χάρτη κάνοντας διπλό κλικ στο εικονίδιο του.

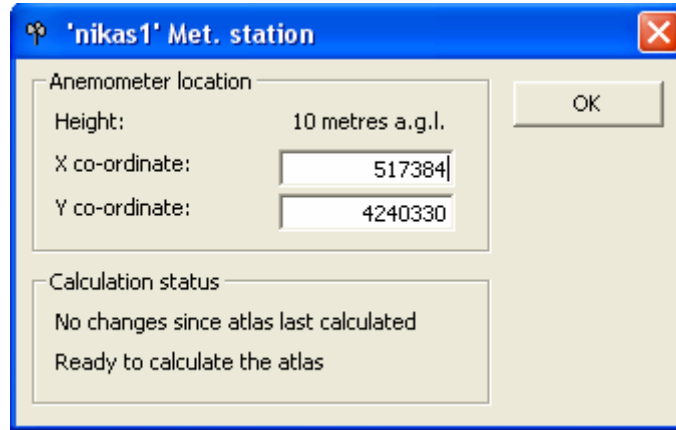


Σχήμα 6.31. Εισαγωγή Wind atlas.

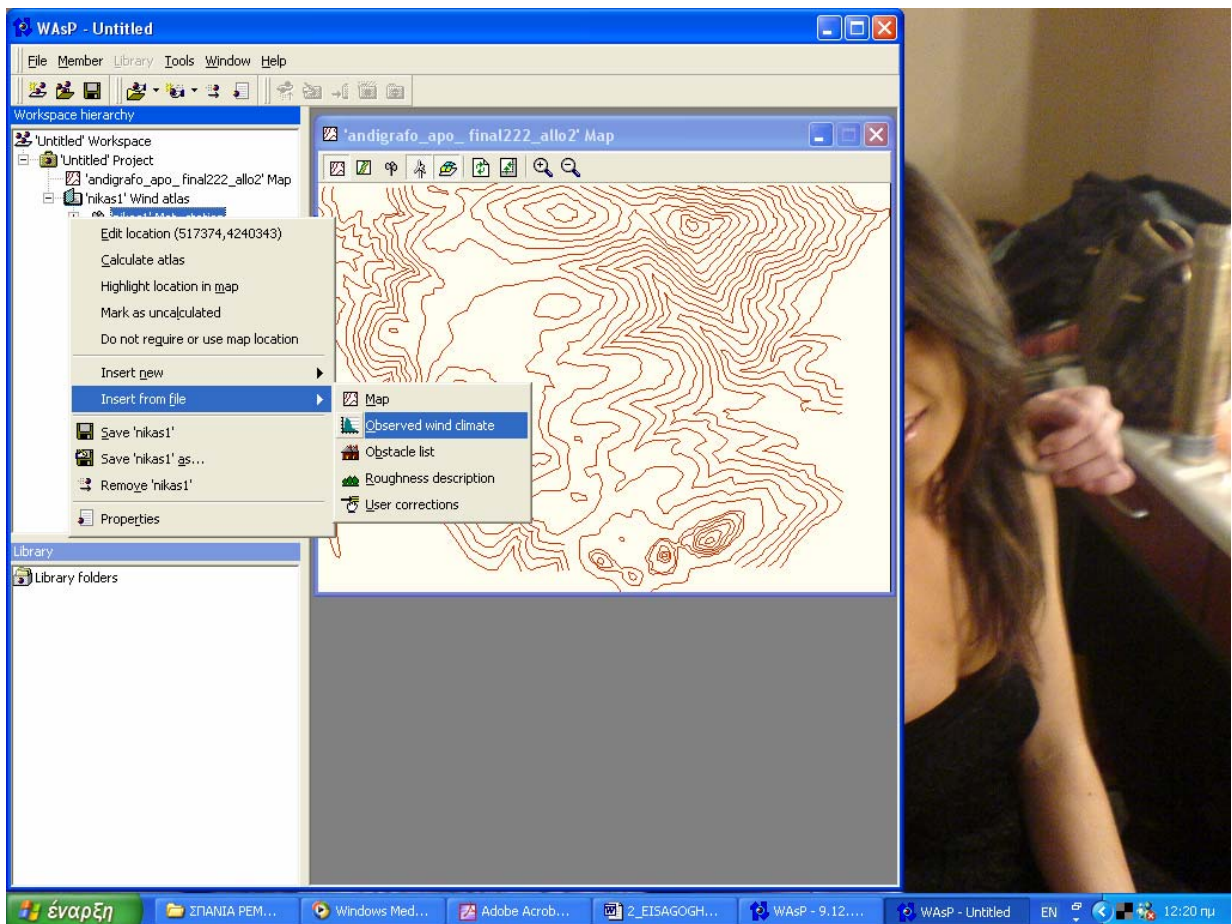


Σχήμα 6.32. Εισαγωγή του Met. Station.

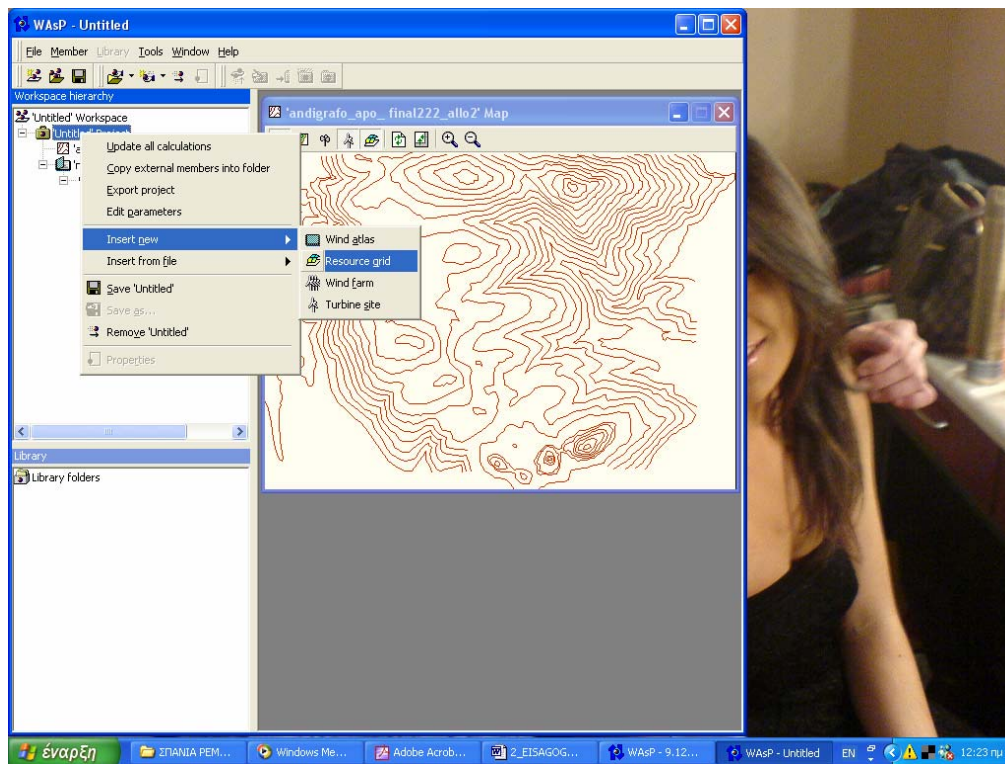




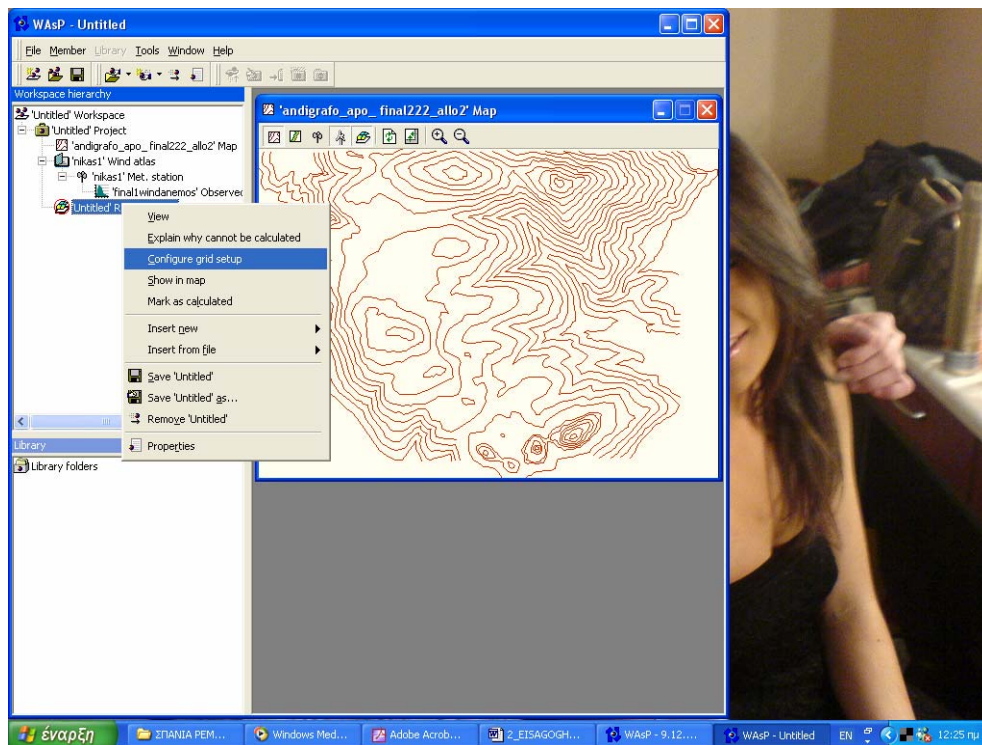
Σχήμα 6.33. Εισαγωγή συντεταγμένων ανεμογράφου.



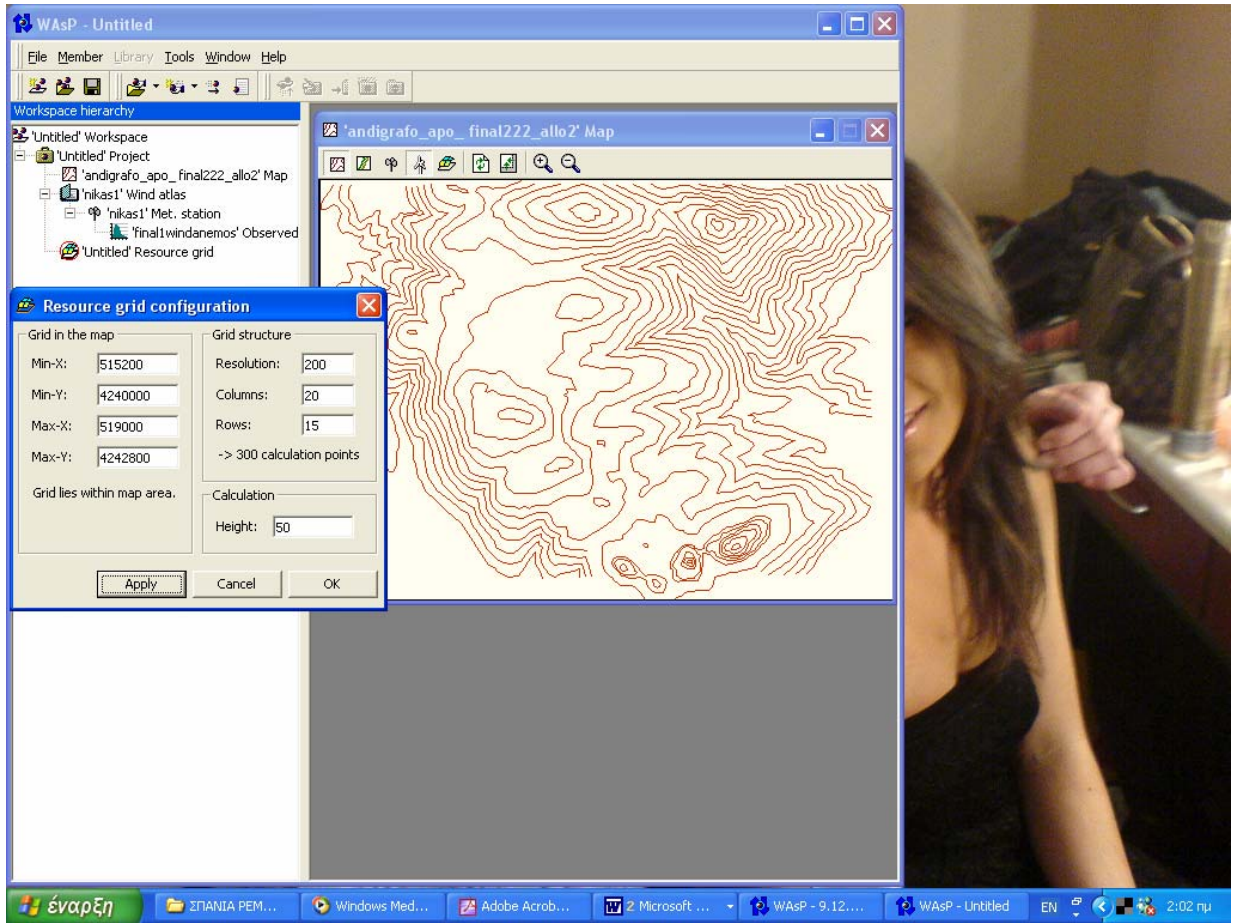
Σχήμα 6.34. Εισαγωγή observed wind climate (ροζέτα μετρήσεων) στο Met. Station.



Σχήμα 6.35. Εισαγωγή Resource Grid στο Project.

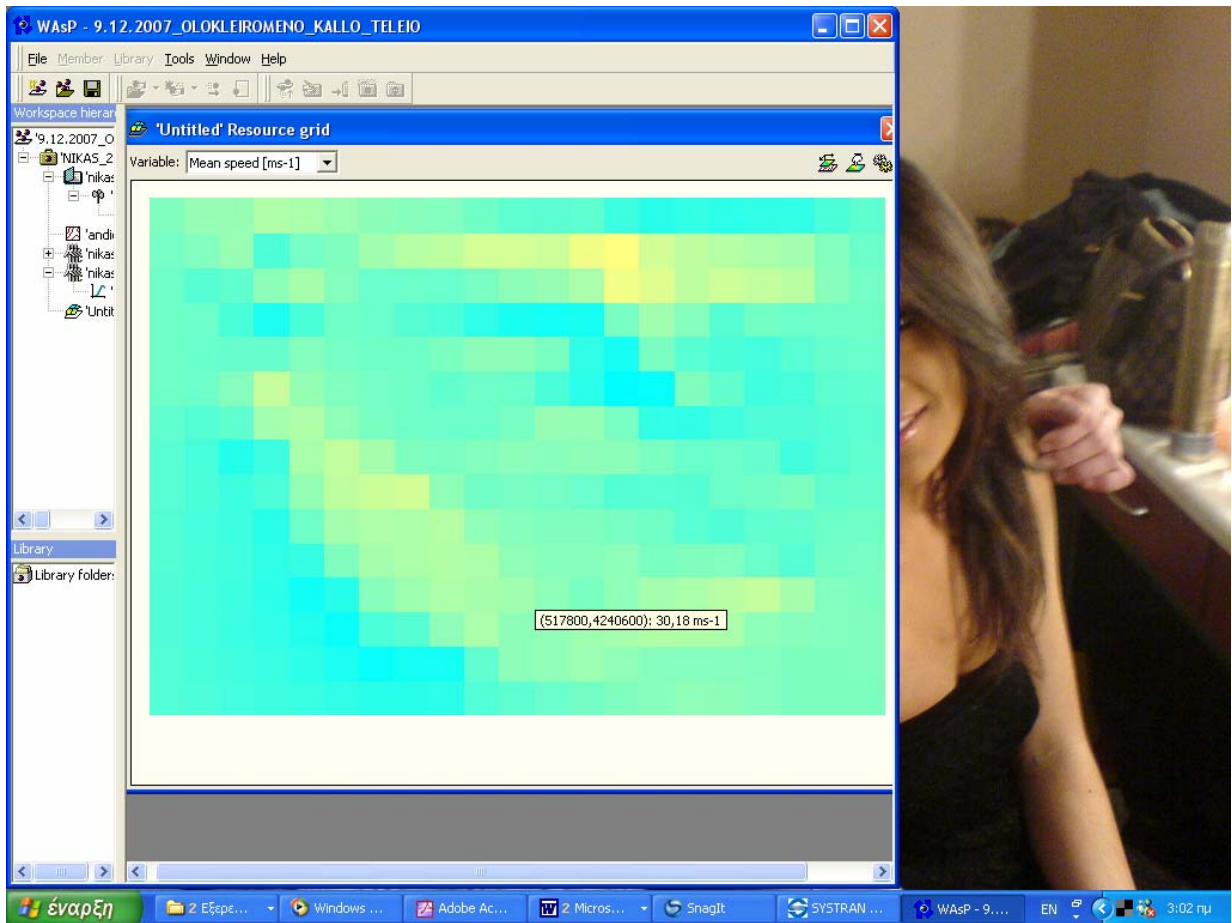


Σχήμα 6.36.

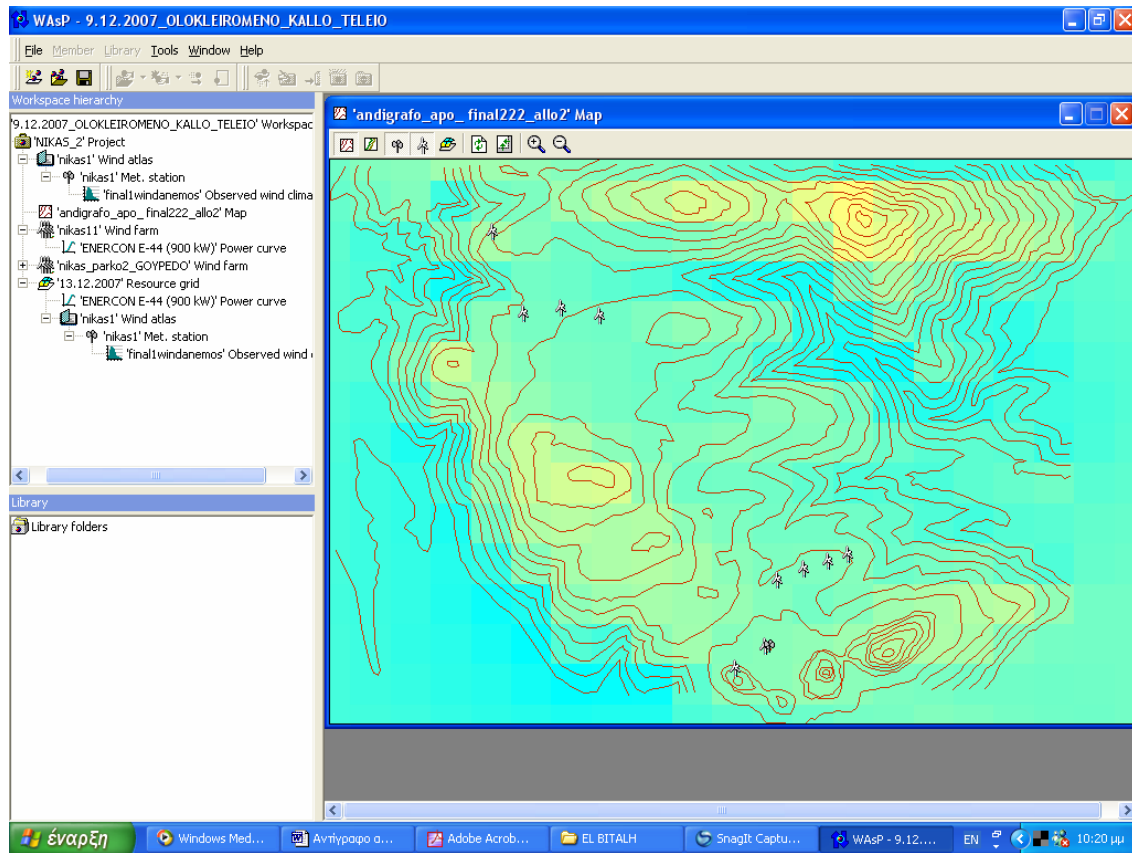


Σχήμα 6.37. Ορισμός των παραμέτρων του Resource Grid.

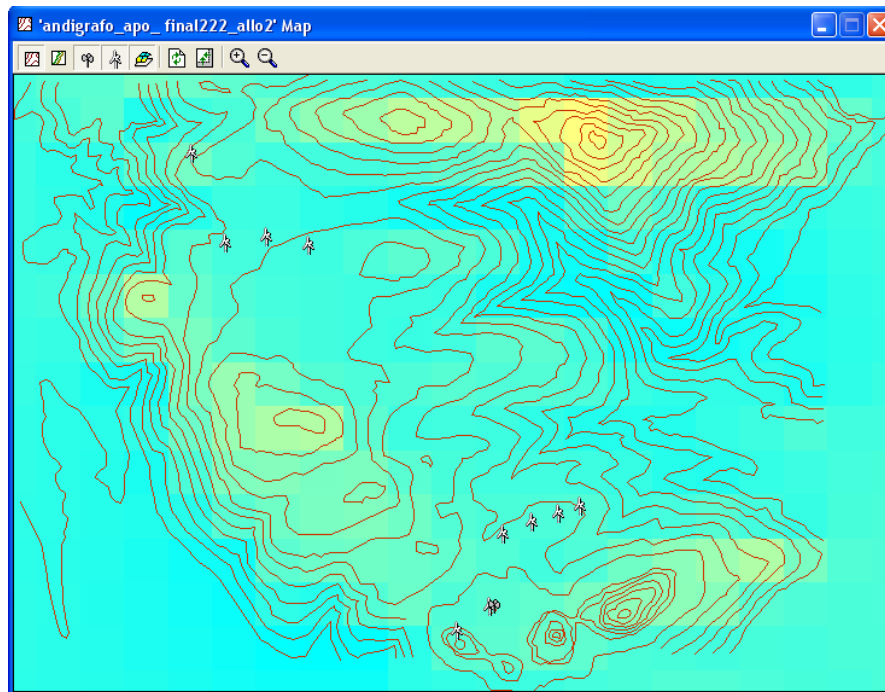




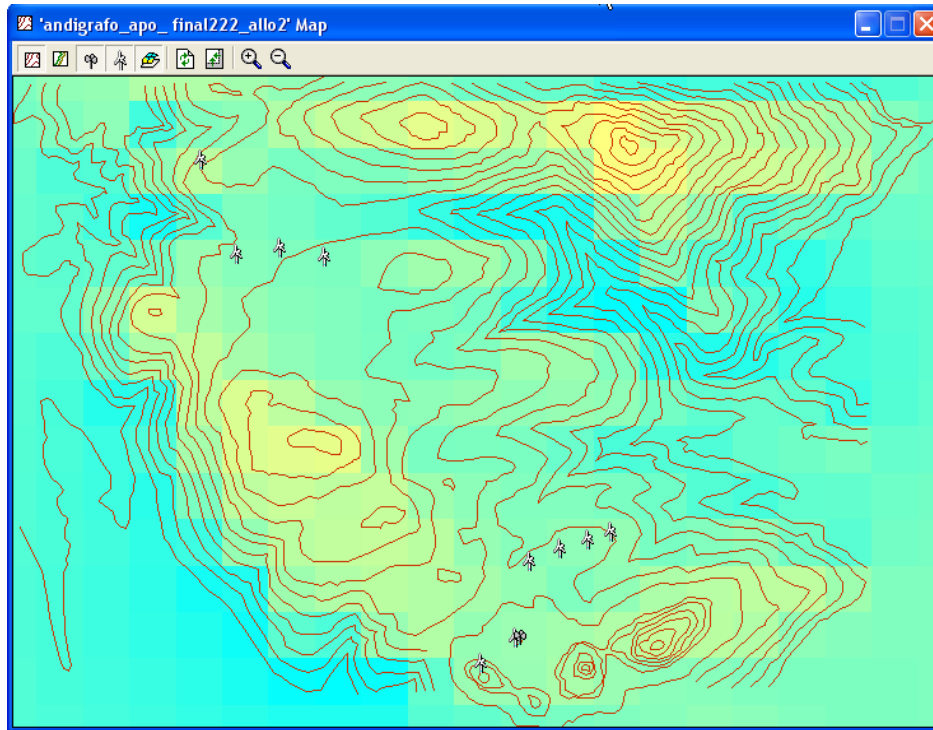
Σχήμα 6.38. Η απόδοση του αιολικού δυναμικού σε χρωματική κλίμακα με ελάχιστη τιμή το γαλάζιο και μέγιστη το κίτρινο. Αφήνοντας το κέρσορα σε κάποιο σημείο μπορούμε να δούμε την τιμή της ταχύτητας του ανέμου στις αντίστοιχες συντεταγμένες. Μπορούμε να δούμε και την μεταβολή άλλων μεγεθών όπως της ενέργειας του ανέμου( power density) Σχήμα 6.38.b , ΑΕΡ Σχήμα 6.38.c , Elevation, Weibull-A, Weibull-k .



Σχήμα 6.38.a Η απόδοση του αιολικού δυναμικού σε χρωματική κλίμακα της ταχύτητας του ανέμου.



Σχήμα 6.38.b Η απόδοση του αιολικού δυναμικού σε χρωματική κλίμακα της power density.



Σχήμα 6.38.c Η απόδοση του αιολικού δυναμικού σε χρωματική κλίμακα του ΑΕΡ.

## 6.6 Υπολογισμός παραγωγής ισχύος από μια ανεμογεννήτρια.

Υπολογισμός ανεμολογικών συνθηκών σε ένα site.

Η διαδικασία του υπολογισμού της μέσης ετήσιας παραγωγής ενέργειας από μια ανεμογεννήτρια γίνεται αφού προσδιοριστεί η θέση και ο τύπος της ανεμογεννήτριας (ουσιαστικά η καμπύλη ισχύος της). Το WasP διαθέτει βιβλιοθήκες όπου είναι αποθηκευμένες οι καμπύλες ισχύος γνωστών ανεμογεννητριών. Επίσης είναι εύκολη η δημιουργία καινούργιων αρχείων καμπύλων ισχύος από τον χρήστη, όπως την φτιάξαμε εμείς ( Σχήματα 6.41.a και 6.41.b ).

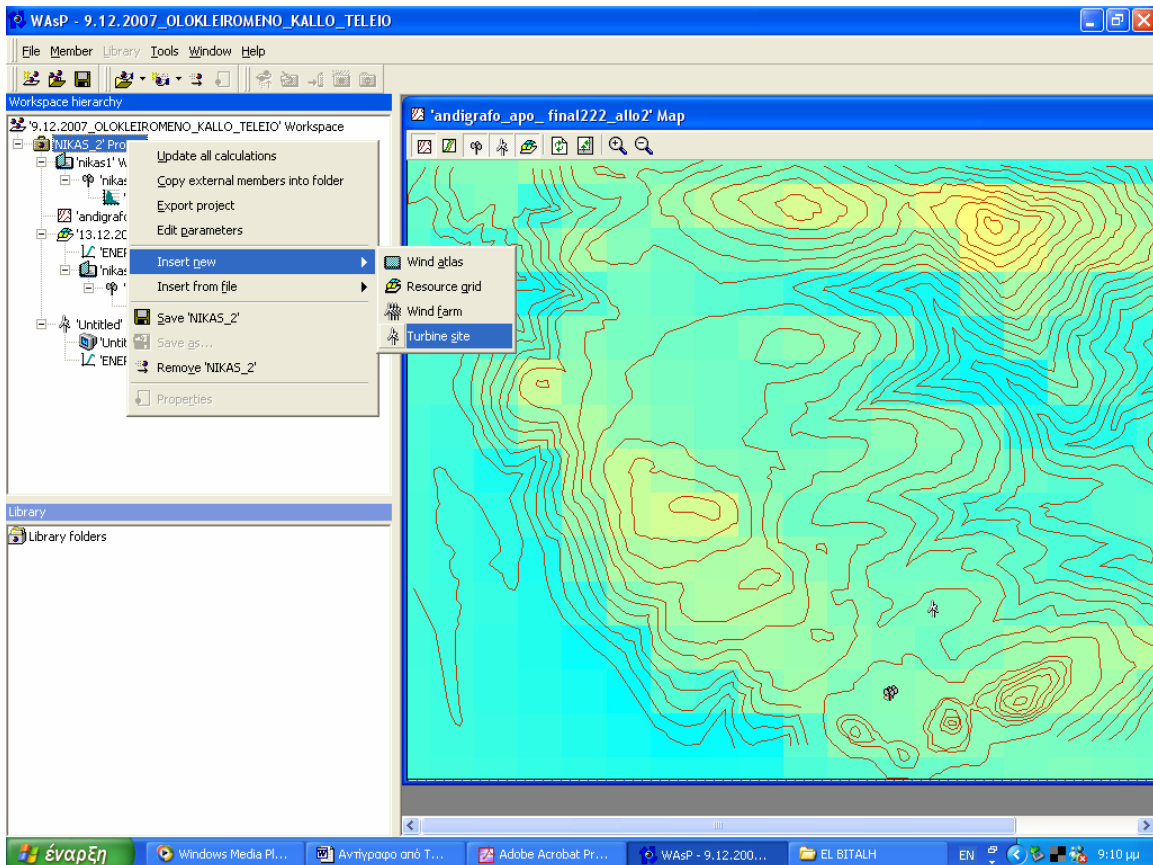
Η διαδικασία υπολογισμού είναι η εξής :

Εφόσον έχουν εισαχθεί στο Project ο χάρτης και τα ανεμολογικά δεδομένα ( Wind atlas ), εισάγουμε την θέση της ανεμογεννήτριας επιλέγοντας από το μενού του Project το Turbine site. ( Σχήμα 6.39 ).

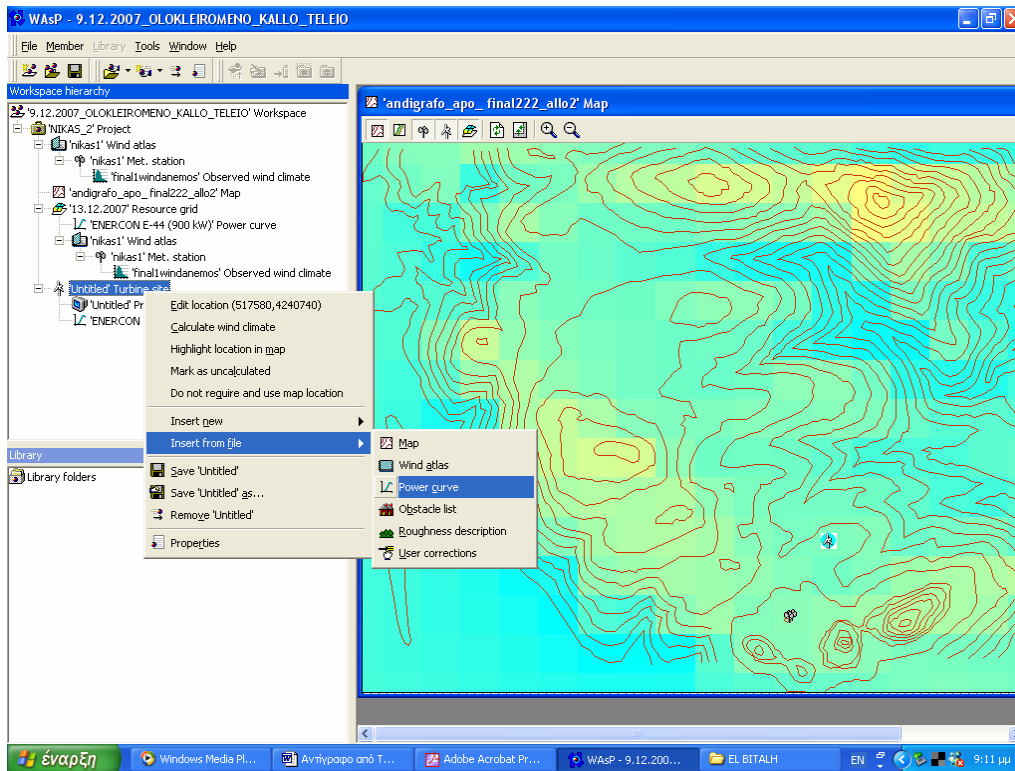
Εισάγουμε την καμπύλη ισχύος από το μενού του Turbine site. ( Σχήματα 6.40, 6.41 ). Προσδιορίζουμε τις γεωγραφικές συντεταγμένες του site (διπλό κλικ στο Turbine site. Σχήμα 6.42).

Όταν ο υπολογισμός του Turbine site γίνει χωρίς να εισαχθεί κάποια καμπύλη ισχύος τότε δεν μπορεί να γίνει υπολογισμός παραγωγής ενέργειας. Σε αυτή την

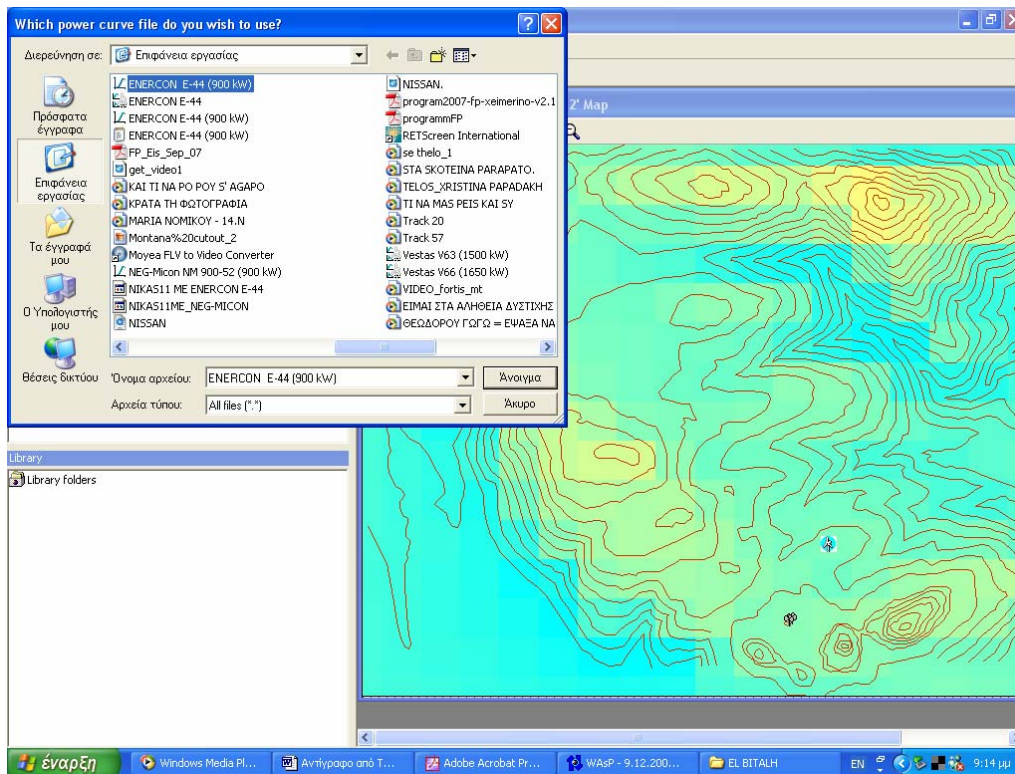
περίπτωση θα πρέπει να προσδιορίσουμε και το ύψος στο οποίο θέλουμε να γίνουν οι υπολογισμοί. Στην περίπτωση που εισαχθεί καμπύλη ισχύος το ύψος υπολογισμού ορίζεται αυτόματα σε αυτό της πλήμνης της ανεμογεννήτριας. ( μπορεί όμως να αλλάξει εάν το επιθυμούμε ). Αφού γίνει ο υπολογισμός μπορούμε να δούμε τα αποτελέσματα κάνοντας διπλό κλικ στο εικονίδιο του Predicted Wind climate ( Σχήμα 6.43, 6.44, 6.45, 6.46 ).



Σχήμα 6.39. Εισάγουμε την θέση της ανεμογεννήτριας επιλέγοντας από το μενού του Project το Turbine site.

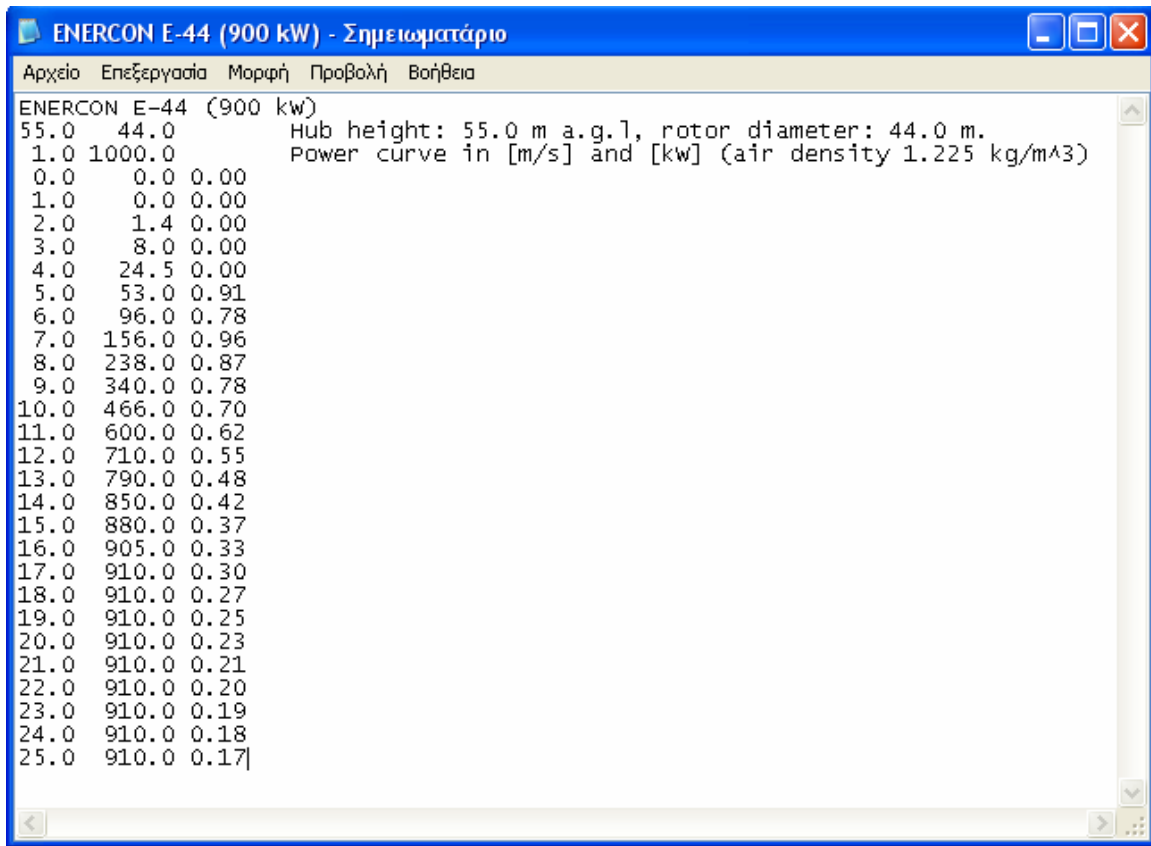


Σχήμα 6.40. Εισάγουμε την καμπύλη ισχύος της Α/Γ επιλέγοντας από το μενού του Project το Power curve.

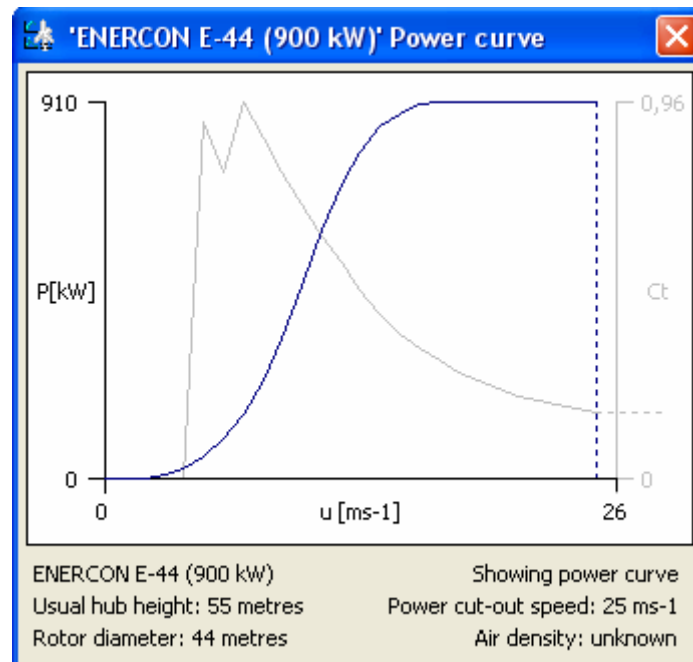


Σχήμα 6.41. Επιλογή της καμπύλης ισχύος της Α/Γ.

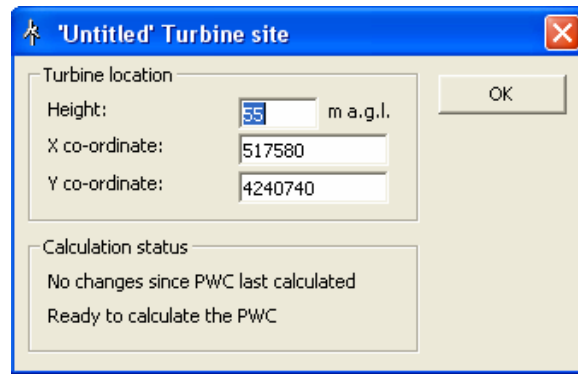




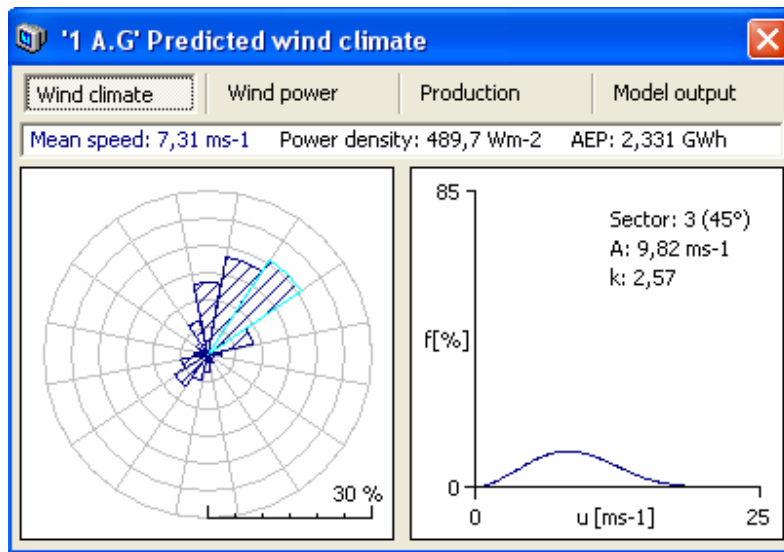
Σχήμα 6.41.a. Δημιουργία καινούργιου αρχείου καμπύλης ισχύος.



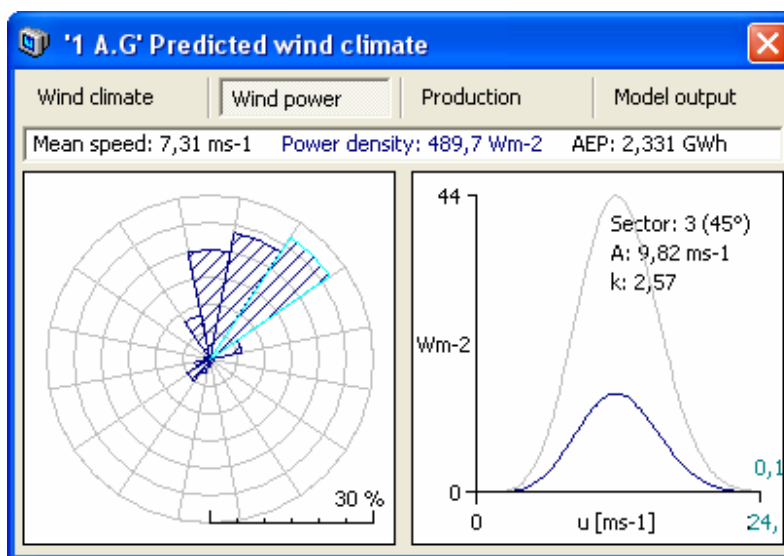
Σχήμα 6.41.b. Απεικόνιση της καμπύλης ισχύος, της Α/Γ ENERCON E-44 .



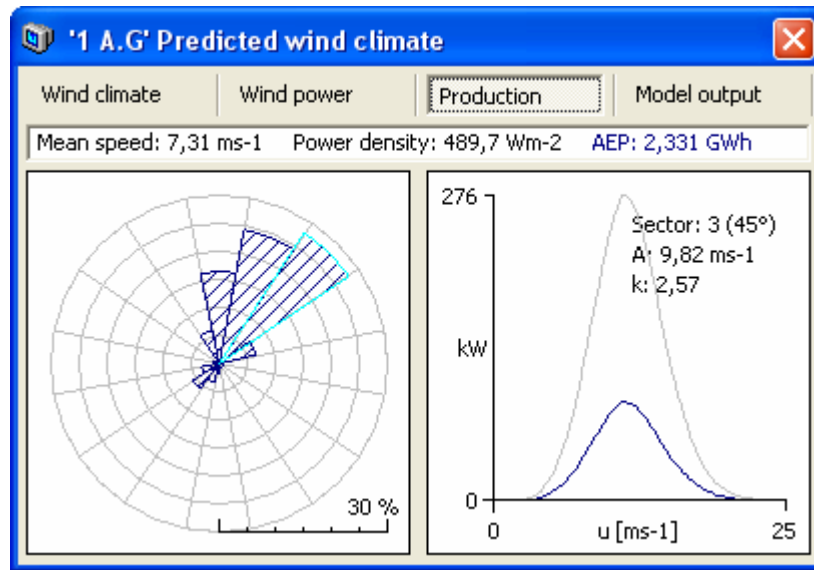
Σχήμα 6.42. Προσδιορισμός των γεωγραφικών συντεταγμένων του site.



Σχήμα 6.43. Απεικόνιση των αποτελεσμάτων, ( Wind climate ).



Σχήμα 6.44. Απεικόνιση των αποτελεσμάτων, ( Wind power ).



Σχήμα 6.45. Απεικόνιση των αποτελεσμάτων, ( Production ), AEP=2.331 GWh , δηλ. ετήσια παραγωγή 2.331 GWh από την 1 Α/Γ.

Mean speed: 7,31 ms<sup>-1</sup> Power density: 489,7 Wm<sup>-2</sup> AEP: 2,331 GWh

S	F	WA	Wk	Uc1	Uc2	Ob1	Ob2	Or1	Or2	R1	R2	R3	z0	E	P
0,0	13	9,51	1,89	0	0	0	0	-3	7	0	0	0	0,03	97,2	0,389
22,0	18	9,83	2,55	0	0	0	0	8	7	0	0	0	0,03	114,0	0,574
45,0	21	9,82	2,57	0	0	0	0	15	4	0	0	0	0,02	129,7	0,658
67,0	8	7,41	1,91	0	0	0	0	17	-2	0	0	0	0,03	29,5	0,158
90,0	3	4,78	1,72	0	0	0	0	12	-6	0	0	0	0,03	2,8	0,017
112,0	1	1,89	0,87	0	0	0	0	1	-8	0	0	0	0,03	0,6	0,003
135,0	1	1,62	0,71	0	0	0	0	-8	-5	0	0	0	0,03	0,9	0,003
157,0	2	5,35	1,40	0	0	0	0	-10	2	0	0	0	0,03	3,6	0,019
180,0	3	6,38	1,77	0	0	0	0	-3	7	0	0	0	0,03	7,5	0,042
202,0	5	6,88	1,87	0	0	0	0	8	7	0	0	0	0,03	14,4	0,081
225,0	7	7,46	2,00	0	0	0	0	15	4	0	0	1	0,01	24,4	0,135
247,0	5	7,08	2,10	0	0	0	0	16	-1	0	0	1	0,00	13,5	0,079
270,0	2	5,99	1,97	0	0	0	0	10	-6	0	0	1	0,00	4,4	0,027
292,0	2	4,79	1,88	0	0	0	0	1	-7	-1	0	1	0,00	1,7	0,011
315,0	2	5,21	1,48	0	0	0	0	-8	-4	-1	0	1	0,01	4,4	0,025
337,0	6	7,88	1,44	0	0	0	0	-10	2	0	0	0	0,03	40,7	0,142

Σχήμα 6.46. Απεικόνιση των αποτελεσμάτων, ( Model output )

## 6.7 Υπολογισμός ετήσιας παραγωγής ενέργειας αιολικού πάρκου.

### Εισαγωγικά

Για τον υπολογισμό παραγωγής ενέργειας αιολικού πάρκου εισάγουμε στο Project το μέλος Wind Farm, ( Σχήμα 6.47 ).

Εισάγουμε την καμπύλη ισχύος των μηχανών από τις οποίες αποτελείται το αιολικό πάρκο,( την ENERCON E-44 ).

Κάνοντας διπλό κλικ στο εικονίδιο του Wind Farm εμφανίζεται ένας κατάλογος όπου θα πρέπει να οριστεί η θέση και το όνομα κάθε ανεμογεννήτριας (List view), (Σχήμα 6.48). Σε αυτόν τον κατάλογο δίνονται και τα αποτελέσματα των υπολογισμών για κάθε επιλεγόμενη Α/Γ. (Σχήμα 6.49 ).

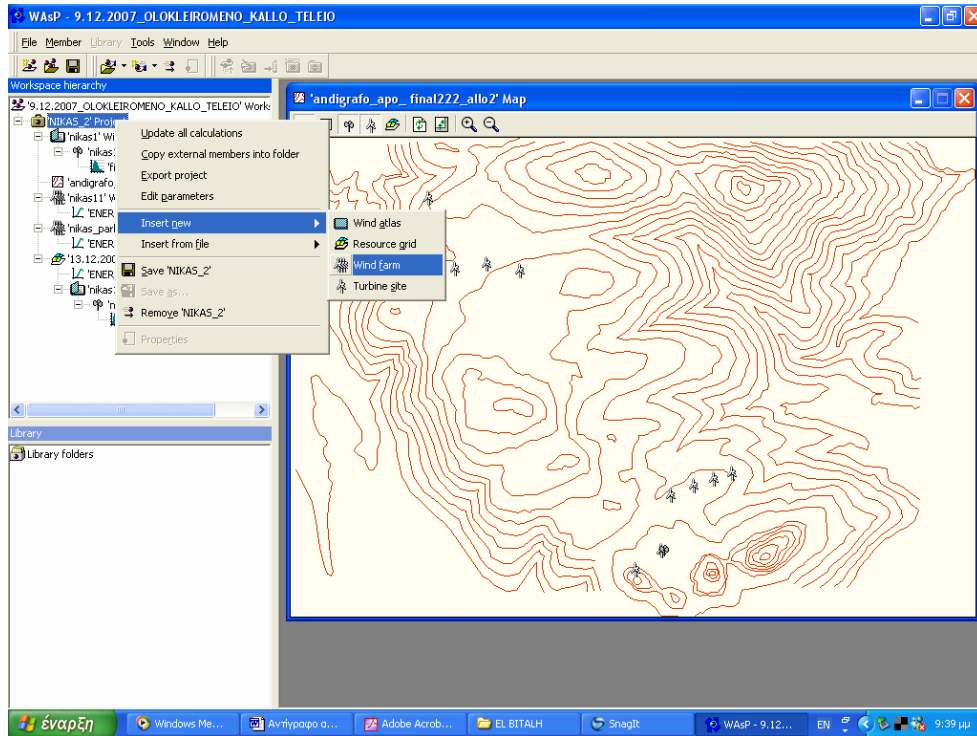
Η εισαγωγή του ονόματος και της θέσης κάθε ανεμογεννήτριας στον παραπάνω κατάλογο γίνεται κάνοντας κλικ στο εικονίδιο της ανεμογεννήτριας που υπάρχει στην πάνω δεξιά γωνία του. Η κατάργηση μιας θέσης γίνεται με το εικονίδιο ακριβώς δίπλα. Για δώσουμε τις συντεταγμένες κάνουμε κλικ στο ανάλογο πλαίσιο και Πατάμε ENTER.

### Χρήσιμες πληροφορίες.

Όταν αποθηκεύουμε την εργασία το WasP δημιουργεί ένα directory. Οι υπολογισμοί και τα δεδομένα αποθηκεύονται σε συγκεκριμένες θέσεις του directory και τυχόν μεταφορά των αρχείων μπορεί να δημιουργήσει προβλήματα όταν χρειαστεί να τα 'ξαναφορτώσουμε'.

Οποιοσδήποτε χάρτης μπορεί να διορθωθεί μέσω του map editor και μέσα από το περιβάλλον του WasP χωρίς να χρειαστεί να βγούμε από το πρόγραμμα.

Τα ανεμολογικά δεδομένα μπορούν να εισαχθούν μέσω Wind atlas που έχει ήδη υπολογιστεί χωρίς να χρειάζεται καινούργιος υπολογισμός του από Met. Station και Observed Wind Climate δεδομένα.



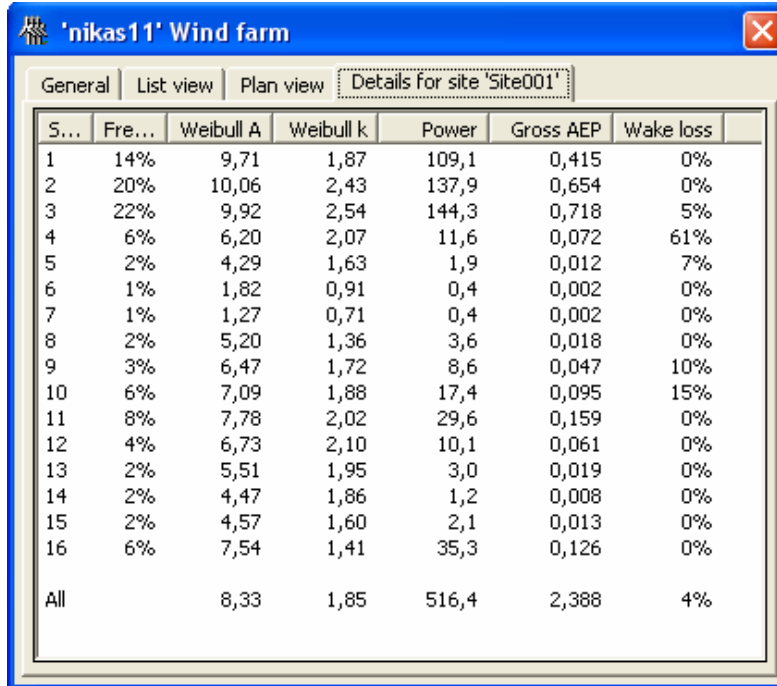
Σχήμα 6.47 Εισάγουμε την θέση του Α/Π επιλέγοντας από το μενού του Project το Wind farm.

'nikas11' Wind farm

General **List view** Plan view No site selected

Label	x-Location	y-Location	Gross AEP	Wake loss
Site001	517420	4240678	2,388	04,0%
Site002	517553	4240734	2,373	05,1%
Site003	517672	4240772	2,481	05,1%
Site004	517776	4240806	2,576	02,7%
Site005	517214	4240242	2,668	07,3%
Site006	517363	4240352	2,671	07,3%

Σχήμα 6.48 Κατάλογος όπου ορίζεται η θέση και το όνομα κάθε Α/Γ (List view).

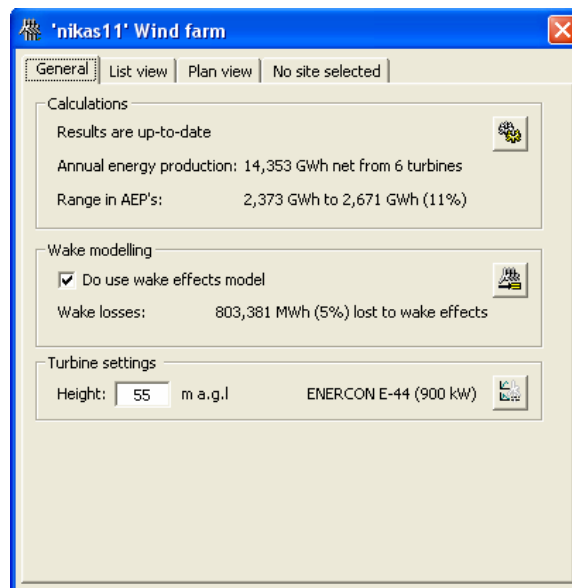


S...	Fre...	Weibull A	Weibull k	Power	Gross AEP	Wake loss
1	14%	9,71	1,87	109,1	0,415	0%
2	20%	10,06	2,43	137,9	0,654	0%
3	22%	9,92	2,54	144,3	0,718	5%
4	6%	6,20	2,07	11,6	0,072	61%
5	2%	4,29	1,63	1,9	0,012	7%
6	1%	1,82	0,91	0,4	0,002	0%
7	1%	1,27	0,71	0,4	0,002	0%
8	2%	5,20	1,36	3,6	0,018	0%
9	3%	6,47	1,72	8,6	0,047	10%
10	6%	7,09	1,88	17,4	0,095	15%
11	8%	7,78	2,02	29,6	0,159	0%
12	4%	6,73	2,10	10,1	0,061	0%
13	2%	5,51	1,95	3,0	0,019	0%
14	2%	4,47	1,86	1,2	0,008	0%
15	2%	4,57	1,60	2,1	0,013	0%
16	6%	7,54	1,41	35,3	0,126	0%
All		8,33	1,85	516,4	2,388	4%

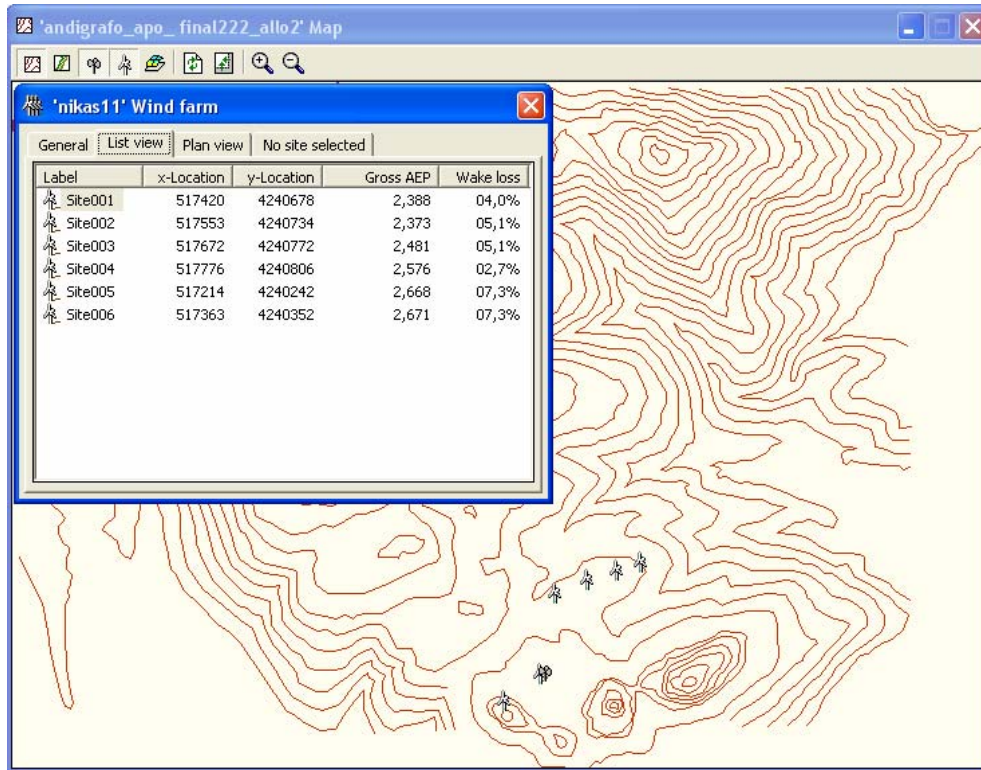
Σχήμα 6.49 Τα αποτελέσματα των υπολογισμών για την επιλεγόμενη Α/Γ ( site 001 ).

### 6.7.1 Υπολογισμός ετήσιας παραγωγής ενέργειας του αιολικού πάρκου 1, ( 'nikas 11 ' Wind farm ) .

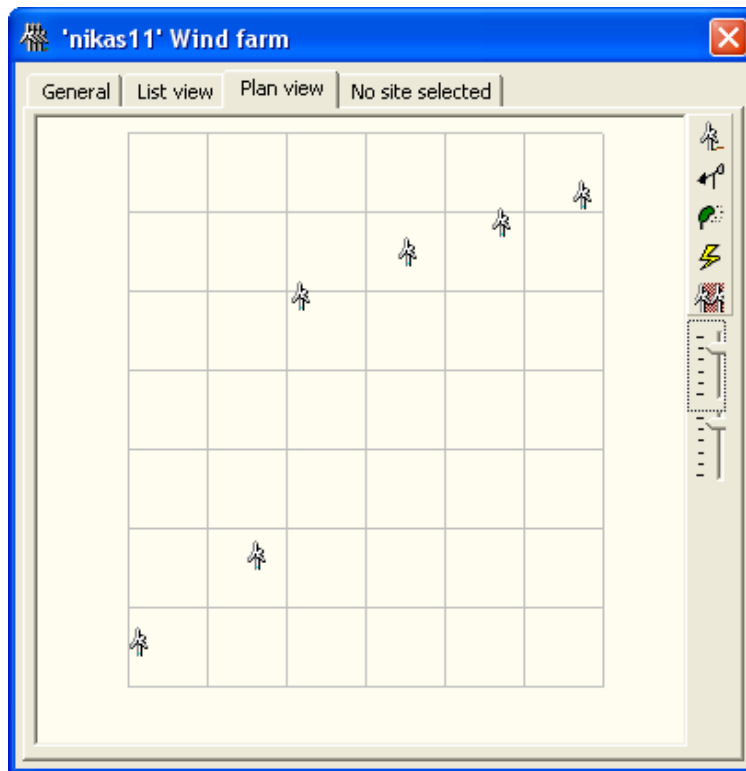
Απεικόνιση της διαδικασίας υπολογισμού της ετήσιας παραγωγής ενέργειας για το Α/Π 'nikas 11 ' :



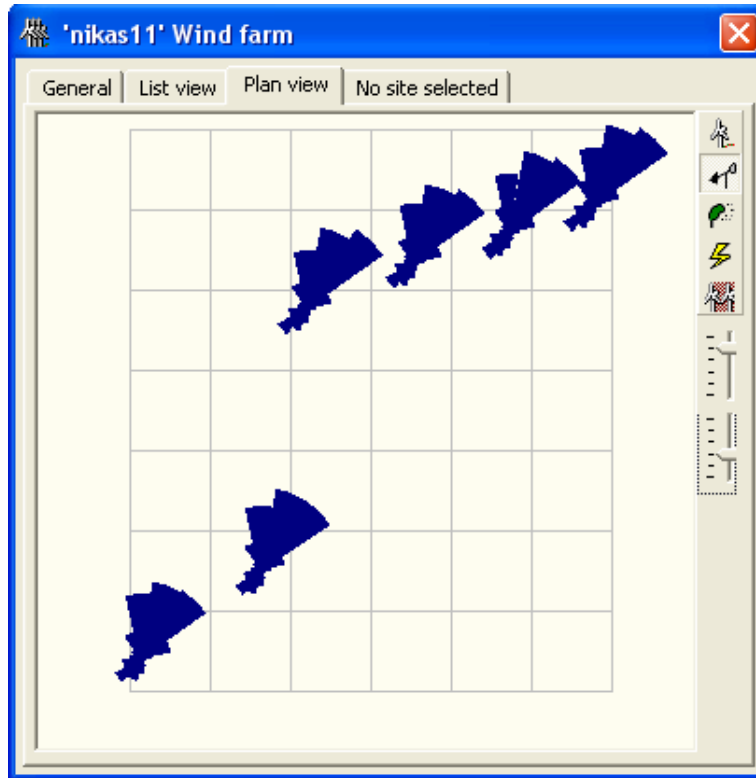
Σχήμα 6.50 Γενικό παράθυρο, για τον υπολογισμό της ετήσιας παραγωγής ενέργειας.



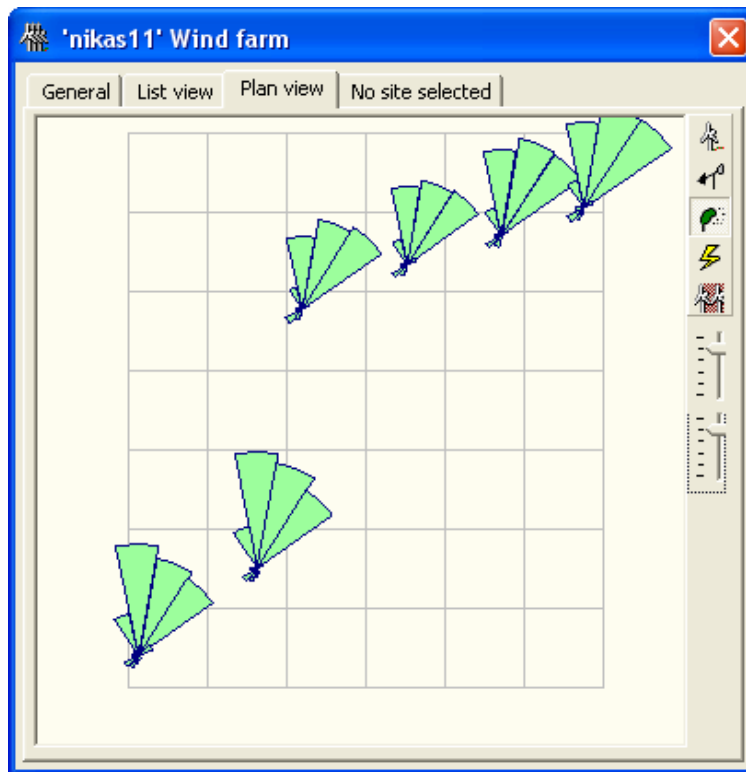
Σχήμα 6.51 Κατάλογος όπου ορίζεται η θέση και το όνομα κάθε Α/Γ (List view).



Σχήμα 6.52 Απεικόνιση των αποστάσεων μεταξύ των Α/Γ (Plan view).

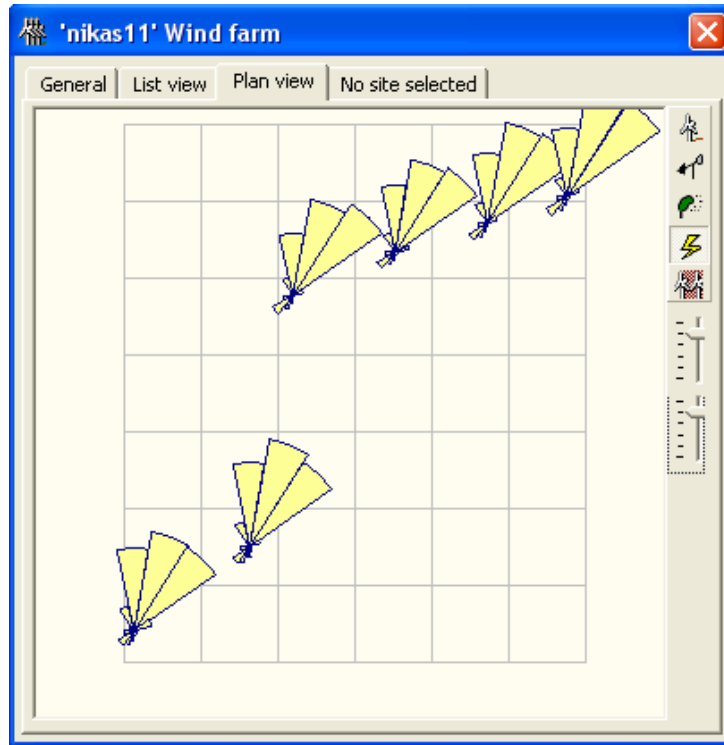


Σχήμα 6.53 Απεικόνιση της διεύθυνσης του ανέμου.

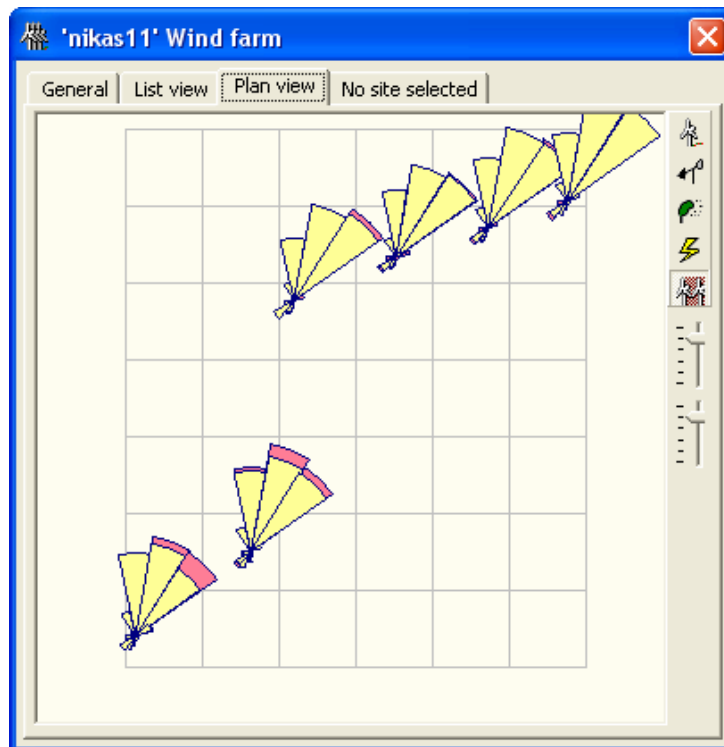


Σχήμα 6.54 Απεικόνιση της ταχύτητας του ανέμου.

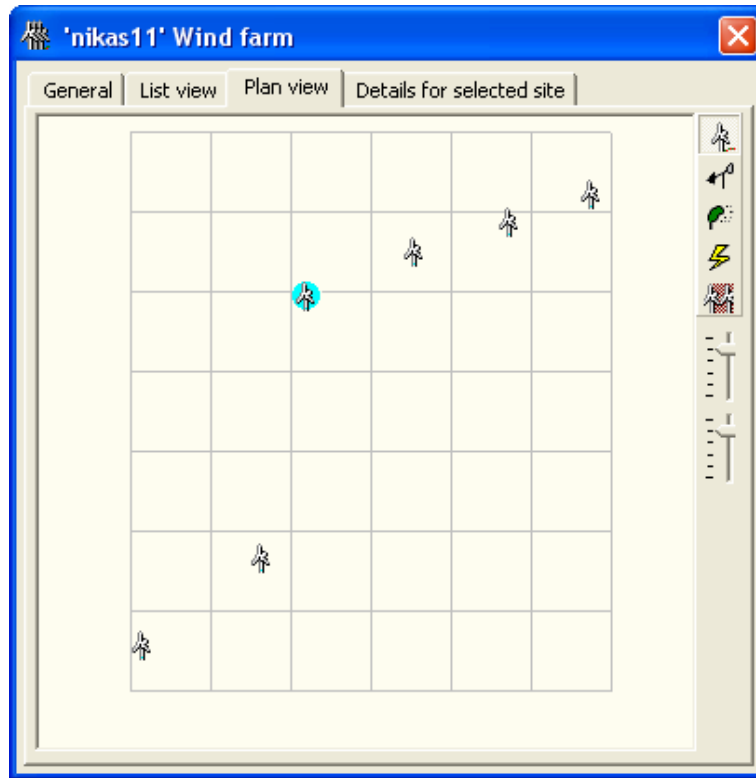




Σχήμα 6.55 Απεικόνιση της ετήσιας παραγωγής ενέργειας χωρίς την επίδραση του όμορου.



Σχήμα 6.56 Απεικόνιση της ετήσιας παραγωγής ενέργειας με την επίδραση του όμορου.



Σχήμα 6.57 Απεικόνιση της επιλογής της Α/Γ (site001), για τον υπολογισμό της ετήσιας παραγωγής ενέργειας της.

Sector	Frequency	Weibull A	Weibull k	Power	Gross AEP	Wake loss
1	14%	9,71	1,87	109,1	0,415	0%
2	20%	10,06	2,43	137,9	0,654	0%
3	22%	9,92	2,54	144,3	0,718	5%
4	6%	6,20	2,07	11,6	0,072	61%
5	2%	4,29	1,63	1,9	0,012	7%
6	1%	1,82	0,91	0,4	0,002	0%
7	1%	1,27	0,71	0,4	0,002	0%
8	2%	5,20	1,36	3,6	0,018	0%
9	3%	6,47	1,72	8,6	0,047	10%
10	6%	7,09	1,88	17,4	0,095	15%
11	8%	7,78	2,02	29,6	0,159	0%
12	4%	6,73	2,10	10,1	0,061	0%
13	2%	5,51	1,95	3,0	0,019	0%
14	2%	4,47	1,86	1,2	0,008	0%
15	2%	4,57	1,60	2,1	0,013	0%
16	6%	7,54	1,41	35,3	0,126	0%
All		8,33	1,85	516,4	2,388	4%

Σχήμα 6.58 Τα αποτελέσματα των υπολογισμών για την επιλεγόμενη Α/Γ (site 001).

The screenshot shows a software window titled 'nikas11' Wind farm. It has a menu bar with 'General', 'List view', 'Plan view', and 'Details for site 'Site002''. Below the menu bar is a table with the following data:

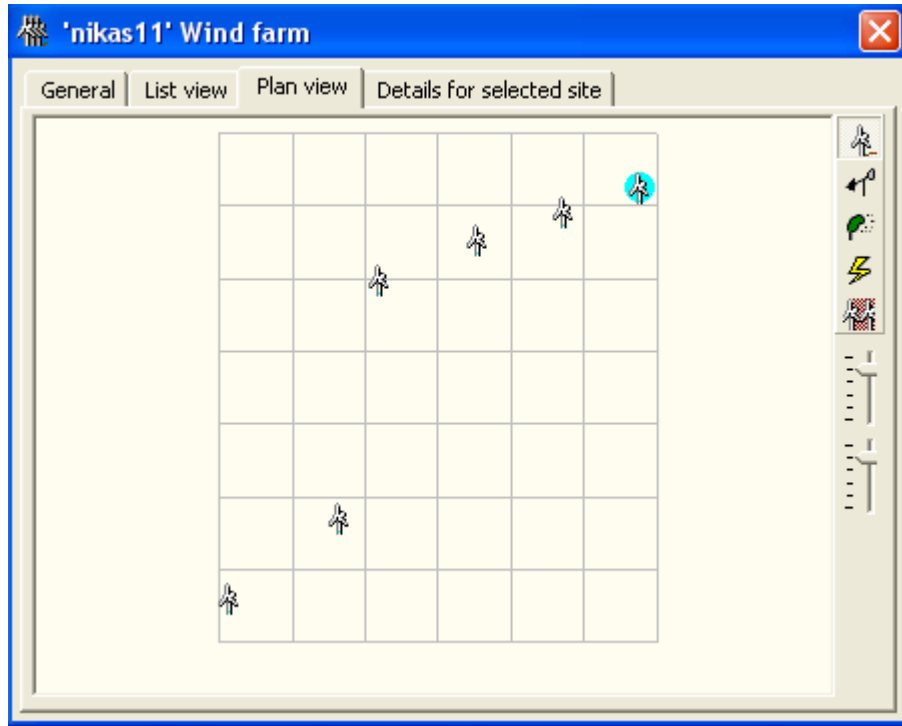
Sector	Frequency	Weibull A	Weibull k	Power	Gross AEP	Wake loss
1	14%	9,86	1,89	117,0	0,444	0%
2	19%	9,98	2,47	129,7	0,627	0%
3	21%	9,80	2,54	131,8	0,664	2%
4	7%	6,60	1,99	15,9	0,095	55%
5	2%	4,47	1,68	2,1	0,013	22%
6	1%	1,91	0,91	0,4	0,002	0%
7	1%	1,58	0,74	0,6	0,003	0%
8	2%	5,38	1,36	4,0	0,020	0%
9	3%	6,58	1,74	9,2	0,050	0%
10	5%	7,05	1,88	16,7	0,092	12%
11	7%	7,47	2,00	25,0	0,138	9%
12	4%	6,80	2,10	10,7	0,064	43%
13	2%	5,67	1,97	3,3	0,021	6%
14	2%	4,62	1,85	1,4	0,009	0%
15	2%	5,04	1,39	4,2	0,022	0%
16	6%	7,80	1,41	40,0	0,136	0%
All		8,30	1,84	512,3	2,373	5%

Σχήμα 6.59 Τα αποτελέσματα των υπολογισμών για την επιλεγόμενη Α/Γ (site 002).

The screenshot shows a software window titled 'nikas11' Wind farm. It has a menu bar with 'General', 'List view', 'Plan view', and 'Details for site 'Site003''. Below the menu bar is a table with the following data:

Sector	Frequency	Weibull A	Weibull k	Power	Gross AEP	Wake loss
1	14%	10,13	1,88	128,2	0,462	0%
2	20%	10,30	2,47	146,3	0,680	0%
3	21%	10,04	2,53	144,1	0,705	4%
4	6%	6,34	2,06	12,4	0,076	50%
5	2%	4,48	1,67	2,1	0,013	24%
6	1%	1,92	0,92	0,4	0,002	0%
7	1%	1,37	0,71	0,5	0,002	0%
8	2%	5,49	1,36	4,3	0,021	0%
9	3%	6,75	1,73	10,1	0,054	0%
10	6%	7,26	1,88	18,7	0,101	3%
11	8%	7,55	1,99	26,4	0,144	11%
12	4%	6,83	2,10	10,4	0,062	55%
13	2%	5,67	1,96	3,3	0,020	21%
14	2%	4,60	1,85	1,4	0,009	0%
15	2%	4,83	1,52	2,8	0,017	0%
16	6%	7,96	1,41	42,9	0,141	0%
All		8,51	1,83	553,9	2,481	5%

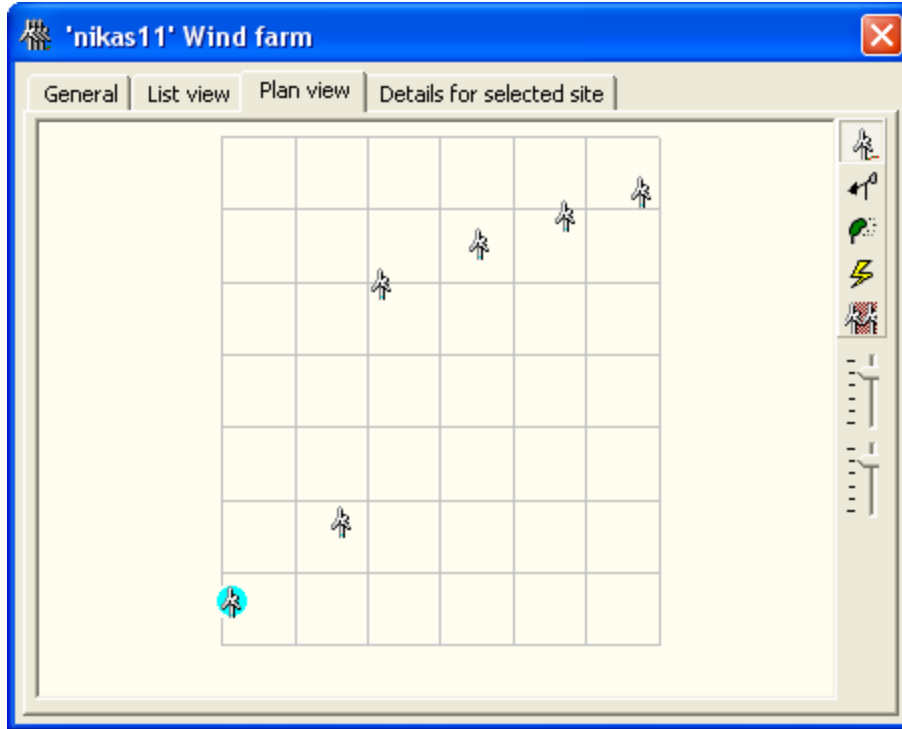
Σχήμα 6.60 Τα αποτελέσματα των υπολογισμών για την επιλεγόμενη Α/Γ (site 003).



Σχήμα 6.61 Απεικόνιση της επιλογής της Α/Γ (site004), για τον υπολογισμό της ετήσιας παραγωγής ενέργειας της.

Sector	Frequency	Weibull A	Weibull k	Power	Gross AEP	Wake loss
1	14%	10,24	1,87	129,3	0,455	0%
2	20%	10,53	2,44	157,1	0,703	0%
3	22%	10,33	2,53	160,3	0,757	0%
4	6%	6,58	2,04	14,3	0,087	0%
5	2%	4,55	1,65	2,2	0,014	0%
6	1%	1,93	0,91	0,4	0,002	0%
7	1%	1,41	0,72	0,5	0,002	0%
8	2%	5,51	1,36	4,3	0,021	0%
9	3%	6,83	1,73	10,1	0,054	0%
10	6%	7,41	1,88	19,8	0,105	0%
11	8%	7,77	1,99	29,4	0,157	13%
12	4%	7,05	2,10	11,7	0,069	63%
13	2%	5,77	1,95	3,5	0,021	26%
14	2%	4,65	1,83	1,5	0,009	0%
15	2%	4,87	1,47	3,1	0,018	0%
16	6%	8,00	1,41	42,3	0,138	0%
All		8,69	1,84	589,4	2,576	3%

Σχήμα 6.62 Τα αποτελέσματα των υπολογισμών για την επιλεγόμενη Α/Γ (site 004).



Σχήμα 6.63 Απεικόνιση της επιλογής της Α/Γ (site005), για τον υπολογισμό της ετήσιας παραγωγής ενέργειας της.

Sector	Frequency	Weibull A	Weibull k	Power	Gross AEP	Wake loss
1	15%	10,90	1,92	168,0	0,550	0%
2	19%	10,57	2,54	146,6	0,674	7%
3	19%	10,23	2,52	137,8	0,657	20%
4	7%	7,31	2,00	22,7	0,127	14%
5	2%	5,04	1,76	3,0	0,019	0%
6	1%	2,20	0,93	0,6	0,003	0%
7	1%	2,08	0,77	1,2	0,005	0%
8	2%	6,13	1,36	6,4	0,028	0%
9	4%	7,28	1,78	13,0	0,066	0%
10	5%	7,50	1,89	19,8	0,104	0%
11	7%	7,50	1,97	23,8	0,130	0%
12	4%	6,89	2,07	10,9	0,065	0%
13	2%	6,35	2,00	4,8	0,029	0%
14	2%	5,33	1,88	2,2	0,014	0%
15	3%	6,17	1,36	9,1	0,040	0%
16	6%	8,98	1,41	64,9	0,172	0%
All		8,87	1,82	635,4	2,668	7%

Σχήμα 6.64 Τα αποτελέσματα των υπολογισμών για την επιλεγόμενη Α/Γ (site 005).

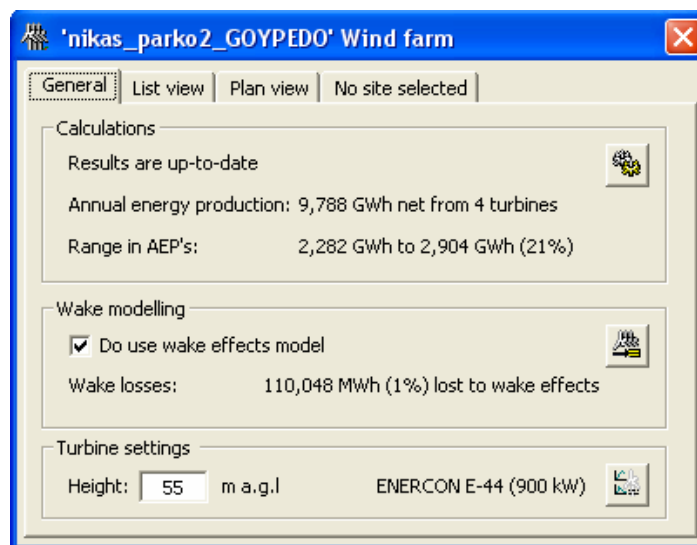
The screenshot shows a software window titled "'nikas11' Wind farm" with a sub-tab "Details for site 'Site006'". It contains a table with the following data:

Sector	Frequency	Weibull A	Weibull k	Power	Gross AEP	Wake loss
1	15%	10,99	1,91	176,2	0,562	5%
2	20%	10,73	2,54	161,5	0,728	12%
3	20%	10,18	2,51	139,9	0,668	7%
4	6%	6,38	2,12	11,6	0,072	0%
5	2%	4,79	1,75	2,5	0,015	0%
6	1%	2,14	0,94	0,5	0,003	0%
7	1%	1,45	0,71	0,7	0,003	0%
8	2%	6,09	1,36	6,4	0,028	0%
9	4%	7,34	1,76	13,7	0,069	0%
10	6%	7,59	1,89	21,7	0,113	0%
11	7%	7,47	1,98	24,2	0,133	21%
12	4%	6,86	2,11	9,9	0,059	16%
13	2%	6,03	2,00	3,9	0,024	0%
14	2%	5,04	1,88	1,8	0,011	0%
15	2%	5,36	1,65	3,5	0,021	0%
16	7%	8,84	1,41	63,5	0,175	0%
All		8,88	1,81	641,7	2,671	7%

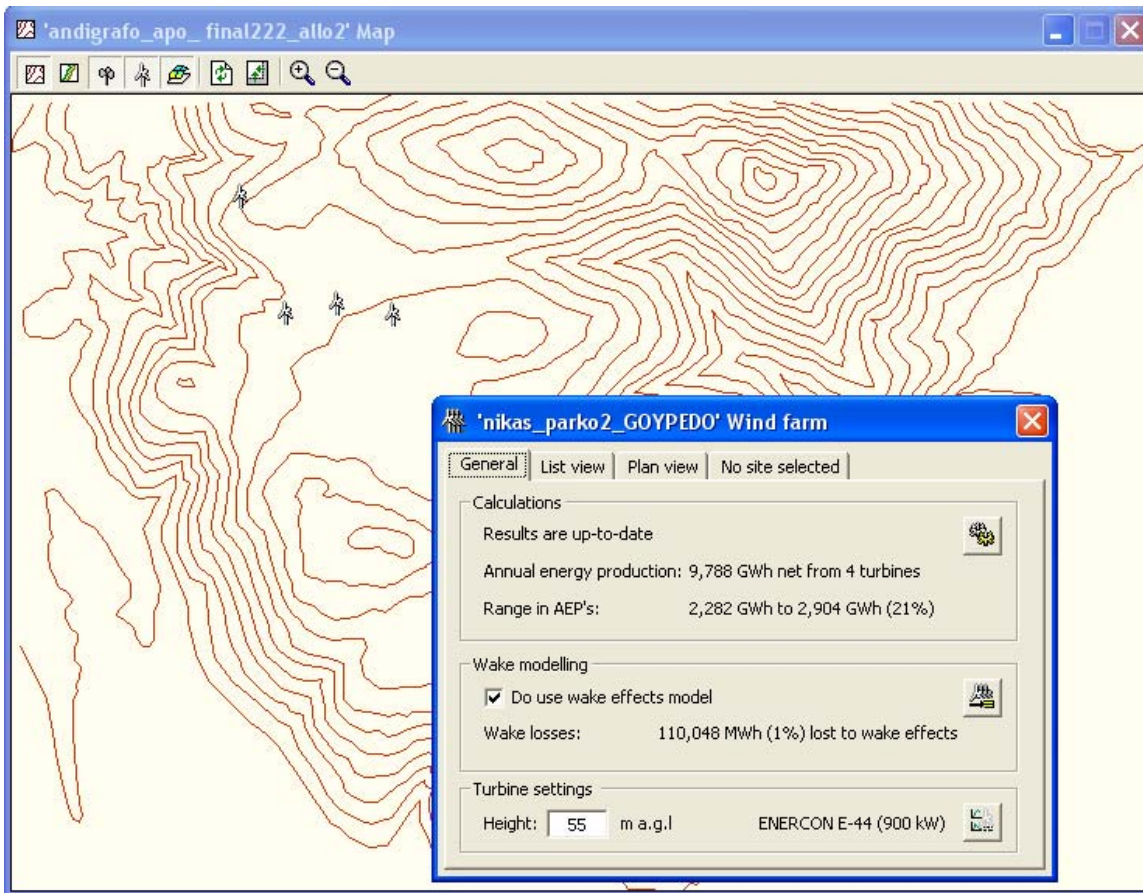
Σχήμα 6.65 Τα αποτελέσματα των υπολογισμών για την επιλεγόμενη Α/Γ (site 006).

### 6.7.2 Υπολογισμός ετήσιας παραγωγής ενέργειας του αιολικού πάρκου 2, ( 'nikas\_parko 2\_GOYPEDO' Wind farm) .

Απεικόνιση της διαδικασίας υπολογισμού της ετήσιας παραγωγής ενέργειας για το Α/Π 'nikas\_parko 2\_GOYPEDO' :



Σχήμα 6.66 Γενικό παράθυρο, για τον υπολογισμό της ετήσιας παραγωγής ενέργειας.

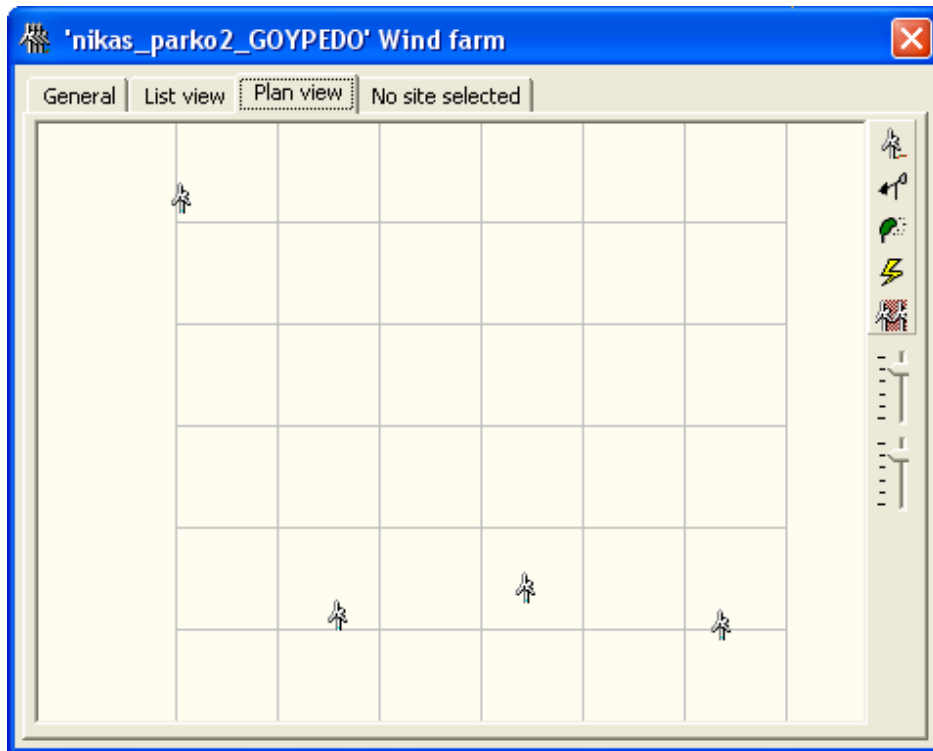


Σχήμα 6.67 Γενικό παράθυρο, για τον υπολογισμό της ετήσιας παραγωγής ενέργειας.

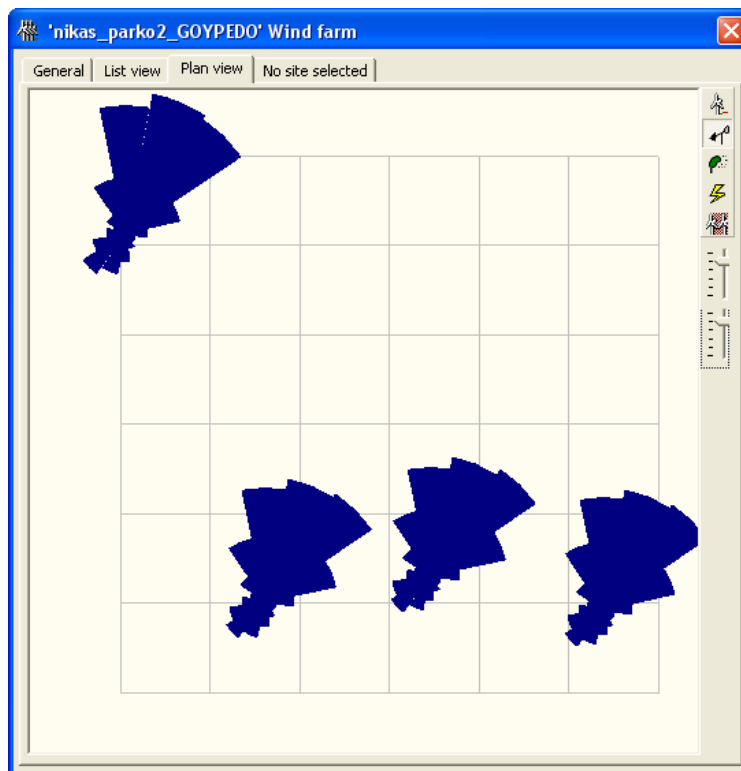
The image shows the 'List view' tab of the 'nikas\_parko2\_GOYPEDO' Wind farm software. It displays a table with the following data:

Label	x-Location	y-Location	Gross AEP	Wake loss
Site001	516161	4242002	2,395	02,2%
Site002	516345	4242030	2,316	01,6%
Site003	516538	4241992	2,282	00,8%
Site004	516006	4242413	2,904	00,1%

Σχήμα 6.68 Κατάλογος όπου ορίζεται η θέση και το όνομα κάθε Α/Γ (List view).

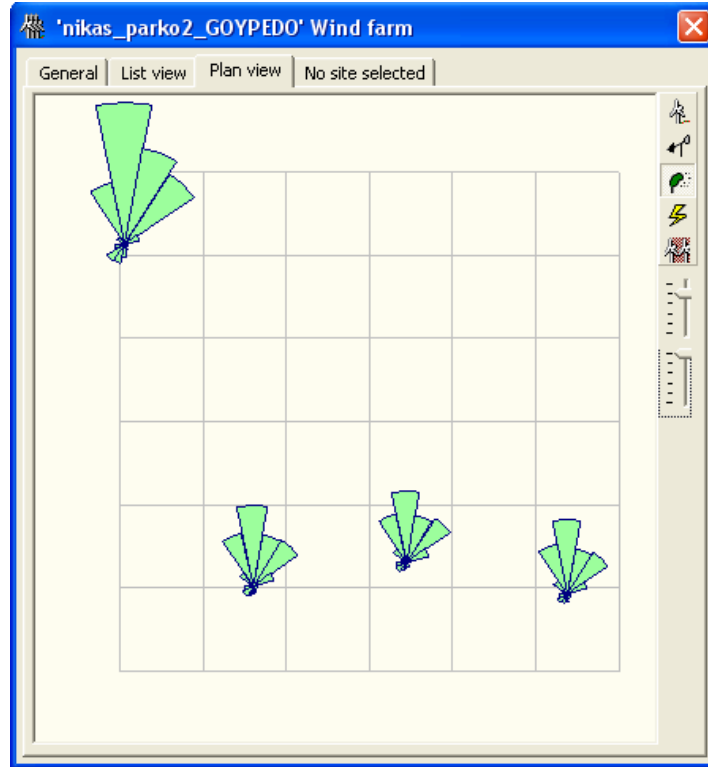


Σχήμα 6.69 Απεικόνιση των αποστάσεων μεταξύ των Α/Γ (Plan view).

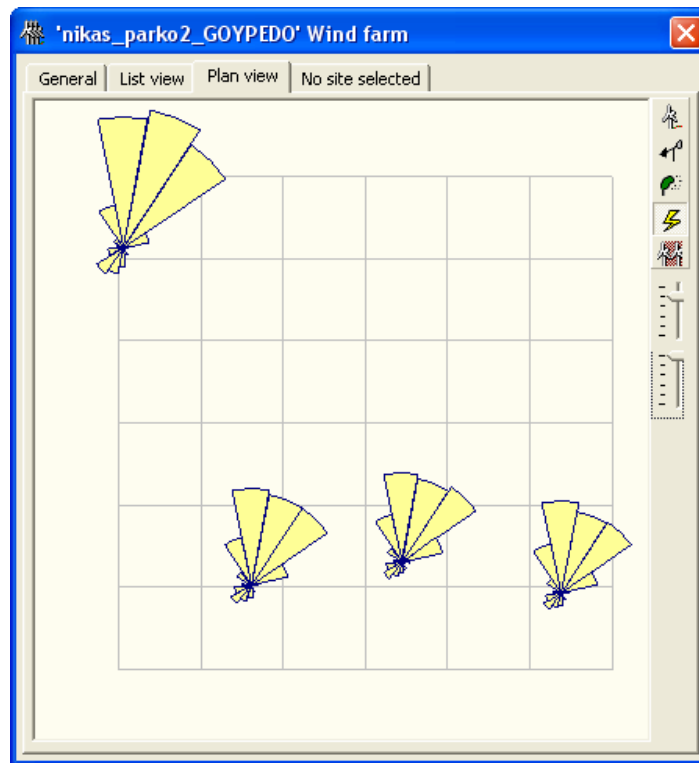


Σχήμα 6.70 Απεικόνιση της διεύθυνσης του ανέμου.

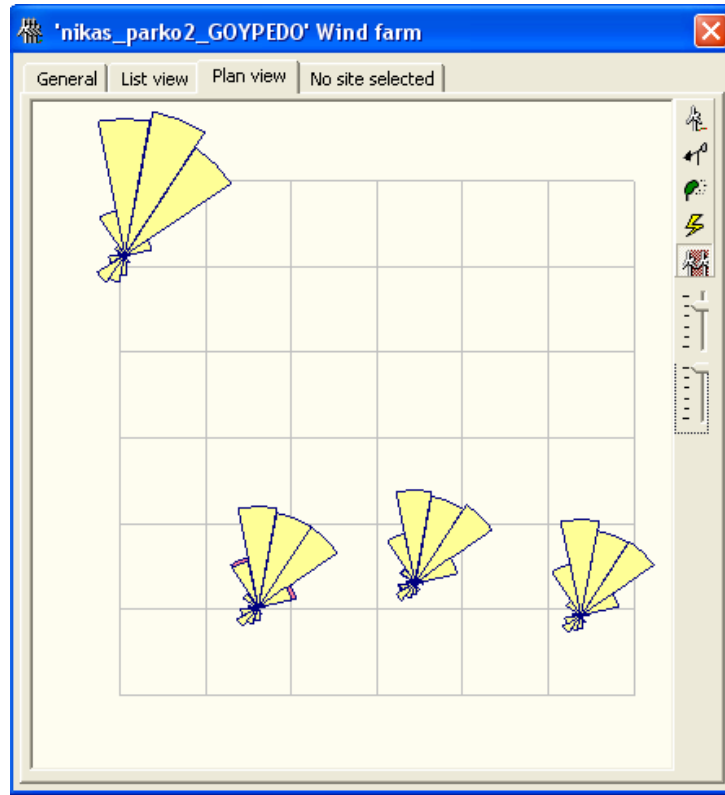




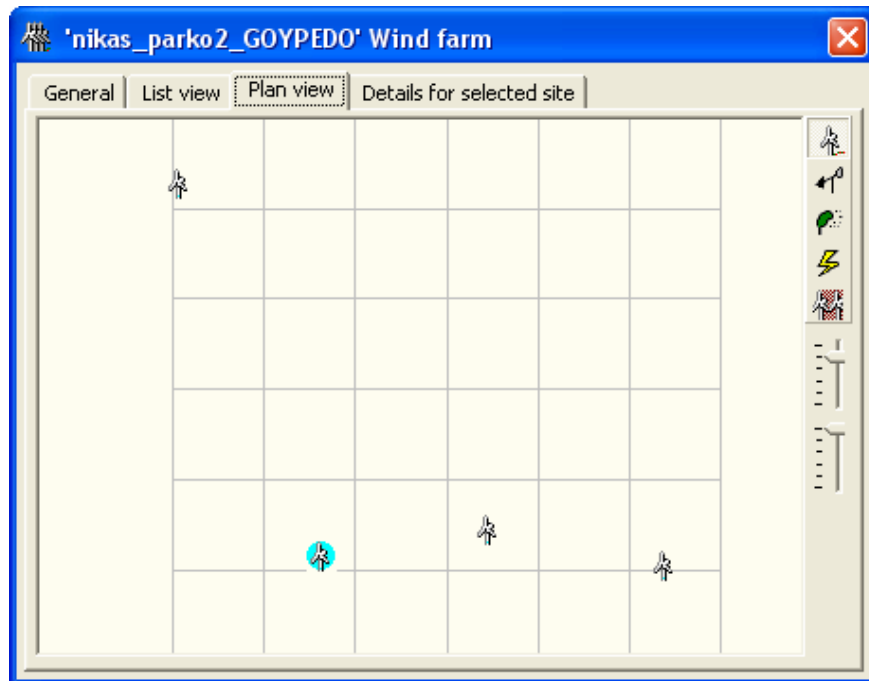
Σχήμα 6.71 Απεικόνιση της ταχύτητας του ανέμου.



Σχήμα 6.72 Απεικόνιση της ετήσιας παραγωγής ενέργειας χωρίς την επίδραση του όμορου.



Σχήμα 6.73 Απεικόνιση της ετήσιας παραγωγής ενέργειας με την επίδραση του όμορου.



Σχήμα 6.74 Απεικόνιση της επιλογής της Α/Γ (site001), για τον υπολογισμό της ετήσιας παραγωγής ενέργειας της.

'nikas\_parko2\_GOYPEDO' Wind farm

General | List view | Plan view | Details for site 'Site001'

Sector	Frequency	Weibull A	Weibull k	Power	Gross AEP	Wake loss
1	15%	10,07	1,95	124,4	0,474	0%
2	16%	9,24	2,70	80,9	0,449	0%
3	16%	9,12	2,53	83,4	0,452	0%
4	9%	7,78	2,14	33,0	0,185	14%
5	4%	5,71	1,96	5,5	0,034	35%
6	1%	2,36	0,92	1,0	0,005	0%
7	1%	3,27	0,89	2,9	0,010	0%
8	2%	6,60	1,42	8,3	0,036	0%
9	3%	7,44	1,83	11,9	0,061	0%
10	5%	7,43	1,97	15,8	0,087	0%
11	6%	7,56	2,05	19,9	0,111	0%
12	5%	7,21	2,10	13,8	0,080	0%
13	3%	6,71	2,05	7,0	0,042	0%
14	2%	5,75	1,89	3,4	0,021	0%
15	4%	7,50	1,33	25,0	0,080	0%
16	8%	9,49	1,53	82,8	0,237	6%
All		8,34	1,85	518,7	2,395	2%

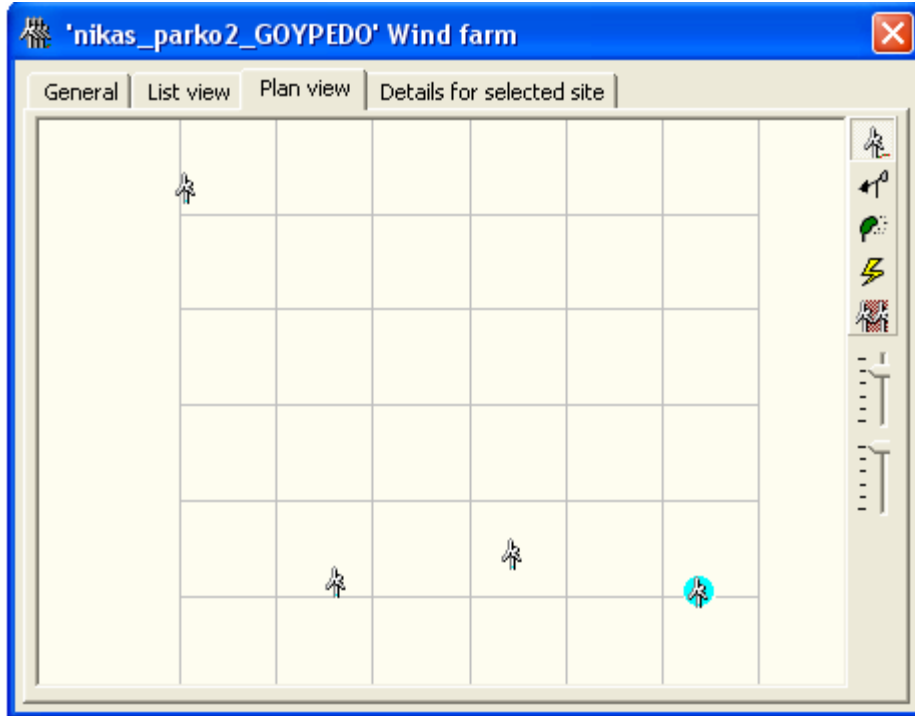
Σχήμα 6.75 Τα αποτελέσματα των υπολογισμών για την επιλεγόμενη Α/Γ (site 001).

'nikas\_parko2\_GOYPEDO' Wind farm

General | List view | Plan view | Details for site 'Site002'

Sector	Frequency	Weibull A	Weibull k	Power	Gross AEP	Wake loss
1	14%	9,78	1,95	109,3	0,435	0%
2	15%	9,04	2,68	73,9	0,416	0%
3	16%	9,03	2,54	79,9	0,438	0%
4	10%	7,90	2,17	36,2	0,203	0%
5	4%	5,78	1,96	5,9	0,037	20%
6	1%	2,35	0,91	1,0	0,005	16%
7	1%	3,47	0,93	3,0	0,011	0%
8	2%	6,49	1,45	7,6	0,034	0%
9	3%	7,22	1,83	10,5	0,056	0%
10	5%	7,23	1,97	14,2	0,079	0%
11	6%	7,47	2,04	18,9	0,106	0%
12	5%	7,23	2,10	14,3	0,083	15%
13	3%	6,77	2,04	7,4	0,044	24%
14	2%	5,77	1,87	3,6	0,022	0%
15	4%	7,50	1,36	26,0	0,086	6%
16	8%	9,22	1,56	75,0	0,235	0%
All		8,20	1,87	486,7	2,316	2%

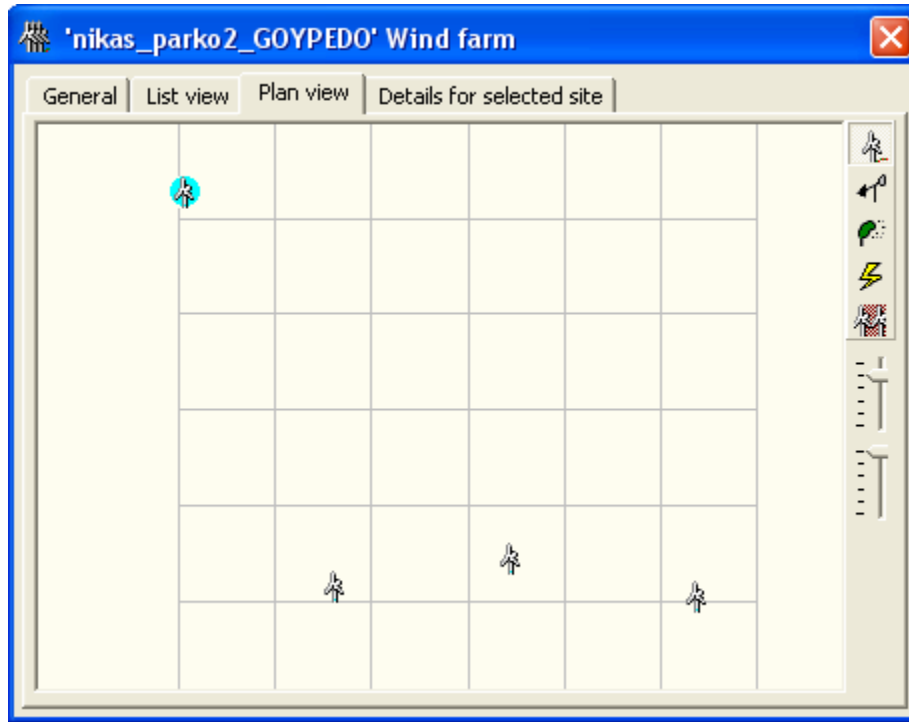
Σχήμα 6.76 Τα αποτελέσματα των υπολογισμών για την επιλεγόμενη Α/Γ (site 002).



Σχήμα 6.77 Απεικόνιση της επιλογής της Α/Γ (site003), για τον υπολογισμό της ετήσιας παραγωγής ενέργειας της.

Sector	Frequency	Weibull A	Weibull k	Power	Gross AEP	Wake loss
1	14%	9,85	1,95	114,3	0,451	0%
2	16%	8,96	2,73	71,5	0,410	0%
3	16%	8,88	2,53	75,2	0,418	0%
4	9%	7,68	2,17	31,9	0,182	0%
5	4%	5,69	1,98	5,6	0,035	0%
6	1%	2,35	0,92	1,0	0,005	0%
7	1%	3,38	0,92	2,9	0,011	0%
8	2%	6,52	1,46	7,9	0,036	0%
9	3%	7,27	1,83	11,0	0,058	0%
10	5%	7,17	1,97	14,1	0,079	0%
11	6%	7,32	2,05	17,7	0,101	0%
12	5%	7,03	2,10	12,6	0,075	0%
13	3%	6,60	2,05	6,8	0,041	26%
14	2%	5,65	1,85	3,4	0,021	20%
15	4%	7,37	1,34	25,5	0,085	3%
16	9%	9,28	1,56	78,6	0,243	0%
All		8,13	1,85	480,0	2,282	1%

Σχήμα 6.78 Τα αποτελέσματα των υπολογισμών για την επιλεγόμενη Α/Γ (site 003).



Σχήμα 6.79 Απεικόνιση της επιλογής της Α/Γ (site004), για τον υπολογισμό της ετήσιας παραγωγής ενέργειας της.

Sector	Frequency	Weibull A	Weibull k	Power	Gross AEP	Wake loss
1	16%	11,65	1,95	216,3	0,638	0%
2	18%	10,80	2,66	148,7	0,685	0%
3	18%	10,20	2,49	127,3	0,603	0%
4	7%	7,49	2,03	23,9	0,133	0%
5	3%	5,51	1,86	4,0	0,024	0%
6	1%	2,45	0,95	0,9	0,004	1%
7	1%	2,34	0,77	1,9	0,006	10%
8	2%	6,81	1,33	9,7	0,036	8%
9	4%	8,60	1,83	20,6	0,091	0%
10	5%	8,64	1,97	28,2	0,133	0%
11	6%	8,49	2,06	30,8	0,155	0%
12	4%	7,54	2,11	14,1	0,080	0%
13	2%	6,70	2,03	5,8	0,034	0%
14	2%	5,75	1,90	2,8	0,017	0%
15	3%	6,96	1,37	14,2	0,053	0%
16	7%	9,94	1,42	95,1	0,211	0%
All		9,36	1,82	744,2	2,904	0%

Σχήμα 6.80 Τα αποτελέσματα των υπολογισμών για την επιλεγόμενη Α/Γ (site 004).

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

### ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΩΝ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΑΠΟ ΤΗΝ ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΟΥ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ WAsP 7.

#### 7.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Παρατηρώντας και αξιολογώντας τα αποτελέσματα που ελήφθησαν από τη εφαρμογή του λογισμικού WAsP 7 εξάγονται σημαντικά συμπεράσματα από την επιλογή της θέσης των Α/Γ προς εγκατάσταση, ώστε η επένδυση να χαρακτηριστεί οικονομικά βιώσιμη.

Η παρουσίαση των συμπερασμάτων θα χωρισθεί σε επιμέρους υποενότητες, για το Α/Π 1 και για το Α/Π 2.

#### 7.2 ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΩΝ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΑΠΟ ΤΗΝ ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΟΥ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ ΓΙΑ ΤΟ ΑΙΟΛΙΚΟ ΠΑΡΚΟ 1, ( 'nikas 11 ' Wind farm).

**Εφαρμόζοντας το λογισμικό WAsP 7 για το Α/Π 1 προκύπτει ότι :**

Στην Α/Γ site 001 οι απώλειες, λόγω του όμορου (wake loss) ανέρχονται σε:

- 61% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 6%
- 7% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 2%
- 10% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 3%
- 15% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 6%

Στην Α/Γ site 002 οι απώλειες, λόγω του όμορου (wake loss) ανέρχονται σε:

- 2% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 21%
- 55% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 7%
- 22% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 2%
- 12% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 5%
- 9% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 7%
- 43% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 4%
- 6% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 2%

Στην Α/Γ site 003 οι απώλειες , λόγω του όμορου (wake loss) ανέρχονται σε:

- 4% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 21%
- 50% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 6%
- 24% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 2%
- 3% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 6%
- 11% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 8%
- 55% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 4%
- 21% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 2%

Στην Α/Γ site 004 οι απώλειες , λόγω του όμορου (wake loss) ανέρχονται σε:

- 13% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 8%
- 63% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 4%
- 26% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 2%

Στην Α/Γ site 005 οι απώλειες , λόγω του όμορου (wake loss) ανέρχονται σε:

- 7% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 19%
- 20% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 19%
- 14% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 7%

Στην Α/Γ site 006 οι απώλειες , λόγω του όμορου (wake loss) ανέρχονται σε:

- 5% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 15%
- 12% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 20%
- 7% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 20%
- 21% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 6%
- 16% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 4%

Οι ετήσιες απώλειες των Α/Γ του Α/Π 1, λόγω του όμορου (wake loss) όπως φαίνονται στο σχήμα 6.48 ανέρχονται σε:

- 04,0% για την site001
- 05,1% για την site002
- 05,1% για την site003
- 02,7% για την site004
- 07,3% για την site005
- 07,3% για την site006

Παρατηρούμε ότι για την site005 & την site006 οι ετήσιες απώλειες λόγω του όμορου (wake loss) είναι 07,3%, το οποίο οφείλεται στο ότι οι υπόλοιπες Α/Γ είναι τοποθετημένες (όπως φαίνεται και στο σχήμα 5.11) μπροστά σε σχέση με την κύρια διεύθυνση του ανέμου, η οποία είναι ΒΒΑ. Επίσης παρατηρούμε ότι οι ετήσιες απώλειες για τις υπόλοιπες Α/Γ είναι σχετικά μικρές.

### 7.3 ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΩΝ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΑΠΟ ΤΗΝ ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΟΥ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ ΓΙΑ ΤΟ ΑΙΟΛΙΚΟ ΠΑΡΚΟ 2, ( 'nikas\_parko 2\_GOYPEDO' Wind farm).

**Εφαρμόζοντας το λογισμικό WASP 7 για το Α/Π 2 προκύπτει ότι :**

Στην Α/Γ site 001 οι απώλειες , λόγω του όμορου (wake loss) ανέρχονται σε:

- 14% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 9%
- 35% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 4%
- 6% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 8%

Στην Α/Γ site 002 οι απώλειες , λόγω του όμορου (wake loss) ανέρχονται σε:

- 20% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 4%
- 16% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 1%
- 15% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 5%
- 24% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 3%
- 6% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 4%

Στην Α/Γ site 003 οι απώλειες , λόγω του όμορου (wake loss) ανέρχονται σε:

- 26% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 3%
- 20% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 2%
- 3% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 4%

Στην Α/Γ site 004 οι απώλειες , λόγω του όμορου (wake loss) ανέρχονται σε:

- 1% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 1%
- 10% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 1%
- 8% για συχνότητα κατεύθυνσης ανέμου (frequency) 2%

Οι ετήσιες απώλειες των Α/Γ του Α/Π 2, λόγω του όμορου (wake loss) όπως φαίνονται στο σχήμα 6.68 ανέρχονται σε:

- 02,2% για την site001
- 01,6% για την site002
- 00,8% για την site003
- 00,1% για την site004

Παρατηρούμε ότι οι ετήσιες απώλειες για όλες τις Α/Γ είναι σχετικά μικρές.



## 7.4 ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΣΥΝΕΧΕΙΑ

Η παρούσα εργασία εστιάστηκε και εφαρμόστηκε στη δημιουργία δύο αιολικών πάρκων ονομαστικής ισχύος 5.400kW και 3.600kW στην Εύβοια. Το προτεινόμενο λογισμικό είναι δυνατόν να εφαρμοστεί και σε άλλες περιοχές του Ελλαδικού χώρου.

Ως συνέχεια της μελέτης για την δημιουργία των 2 αιολικών πάρκων, θα μπορούσε να γίνει και μια οικονομοτεχνική μελέτη.

## 7.5 ΕΠΙΛΟΓΟΣ

Με δεδομένη τη σημαντική πρόοδο που έχει επιτευχθεί τα τελευταία χρόνια στην εκμετάλλευση του υπάρχοντος αιολικού δυναμικού στην Ελλάδα και της τάσης διεθνώς για στροφή στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, η βέλτιστη χωροθέτηση των Α/Π είναι αναγκαία.

Οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις που προκύπτουν από την εγκατάσταση Α/Γ ονομαστικής ισχύος >1000kW είναι εφικτό να αντιμετωπισθούν με τον κατάλληλο σχεδιασμό και την επιλογή της βέλτιστης θέσης εγκατάστασής τους, ενώ συγκρινόμενες με τις Α/Γ ονομαστικής ισχύος <1000kW ελάχιστα είναι τα επιπρόσθετα προβλήματα που δημιουργούν.

Ωστόσο η πολιτική για ενίσχυση των αιολικών πάρκων με Α/Γ ονομαστικής ισχύος >1000kW, θα πρέπει να εστιασθεί στην ανάπτυξη των υποδομών με έργα μεταφοράς και δίκτυα σε περιοχές με υψηλό αιολικό δυναμικό. Διαφορετικά η χώρα μας δεν θα αντέξει τον επερχόμενο ανταγωνισμό, αφού το κόστος σύνδεσης των παραγωγών στις περιοχές υψηλού αιολικού δυναμικού είναι απαγορευτικά υψηλό λόγω της μορφολογίας του εδάφους και της παντελούς έλλειψης υποδομών.

Τα νησιωτικά συστήματα της χώρας αποτελούν τη μεγαλύτερη πρόκληση για την αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας, ώστε να καλύψουν τις αυξημένες τους ανάγκες (κυρίως τους καλοκαιρινούς μήνες) σε ηλεκτρική ενέργεια, να περιορίσουν το κόστος παραγωγής ενέργειας και παράλληλα να συμβάλλουν στην αξιοποίηση του οικολογικού τουρισμού.

## ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΗ ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. Υπουργείο Ανάπτυξης, 2005, «3<sup>η</sup> Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διεύθυνσης της Ανανεώσιμης Ενέργειας το Έτος 2010 (ΑΡΘΡΟ 3 ΟΔΗΓΙΑΣ 2001/77/ΕΚ)».
2. Εθνικό Κέντρο Περιβάλλοντος & Αειφόρου Ανάπτυξης, 2003, «Περιβαλλοντικά Σήματα: Σχέδιο Έκθεσης Δεικτών Αειφορίας Ελλάδα 2003».
3. Καδέλης Ι., 1999, «Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας», Εκδόσεις Αθ. Σταμούλης.
4. Μπεργελές Γ., 1993, «Ανεμοκινητήρες», Εκδόσεις Συμεών.
5. Κονταξάκης Κ., 2005, «Αιολικά Συστήματα», Σημειώσεις Εργαστηρίου, (ΤΕΙ ΚΡΗΤΗΣ).
6. Γενική Γραμματεία Επικοινωνίας, 2007, « Δελτίο Οικολογικών Θεμάτων ».
7. Prof. Surya Santoso Department of Electrical and Computer Engineering .
8. Αξιολόγηση Επενδύσεων από ΑΠΕ σε Συνθήκες Αβεβαιότητας (Αιολική Ενέργεια), του Κων/νου Βενετσάνου.
9. OJ L 283/33/27-10-01 Directive 2001/77/EC/27-9-01
10. Amram, M. and Kulatilaka, N. "Real options: Managing Strategic Investment in an Uncertain World", Harvard Business School, Boston, Massachusetts, 1999
11. Hoff, T., "Integrating Renewable Energy Technologies in the Electric Supply Industry: A Risk Management Approach", Produced for the US Department of Energy by the NREL, DE-AC36-83CH10093, Contract XAX-6-16817-01, pp 14-16, 40-43, 1997
12. Brealey, R. and Myers, S., "Principles of Corporate Finance", 5th Edition, New York, Irwin McGraw-Hill, 80-183 , 457-458, 1996
13. Trigeorgis, L., "Real Options and Interactions With Financial Flexibility", Financial Management (Autumn), 202-203, 1993

14. Copeland, T., Koller, T., and Murin, J., "Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies", McKinsey & Company, INC, John Wiley & Son, Inc, 1990
15. Venetsanos K., Angelopoulou P., Tsoutsos T., "Renewable energy sources project appraisal under uncertainty: the case of wind energy exploitation within a changing energy market environment", Journal, Energy Policy APR/2002 vol 30/4 pp 293-307, 2002
16. Damodaran, A., "Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the value of any Asset", John Wiley & Sons, New York, 385-390, 1996
17. Luehrman, T., "Investment Opportunities as Real Options: Getting Started on the Numbers", Harvard Business Review, July-August 1998
18. Gaudiosi G. Offshore wind energy in the world context. Renew Energy 1996;9(1- 4) : 899 -904.
19. EU. Wind energy—the facts. Brussels: EC Directorate General for Energy;1998. Danish Energy Ministry. Wind power in Denmark, technologies, policies and results; 1999. [www.ens.dk/publikationer/wind\\_99](http://www.ens.dk/publikationer/wind_99).
20. De Vries B. A turn for the better? Innovative concepts for wind energy. Renew Energy World, April 2001;42-50.
21. Paul Gipe "Wind Energy Basics: A Guide to Small and Micro Wind Systems (Real Goods Solar Living Book)", Chelsea Green Publishing Company (April 1, 1999)
22. Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins, Ervin Bossanyi "Wind Energy Handbook", John Wiley & Sons, 1st edition ,November 15, 2001.
23. Γ. Μπεργελές, "Ανεμοκινητήρες", Εκδόσεις Συμμεών.
24. D.G.Christakis, V.G.Fassoulas, K.G.Sifakakis, "The Combination of Wind Energy Conversion Systems with Pumped Storage System (PSS) for small isolated Power Production System", TEI of Heraklion Wind Energy lab, *The European Congress on Renewable Energy Implementation*, Vouliagmeni Athens - Greece, May 1997.

## ΙΣΤΟΣΕΛΙΔΕΣ ΣΤΟ ΔΙΑΔΙΚΤΥΟ

1. European Environment Agency: <http://www.eea.eu.int>
2. European Wind Energy Association: <http://www.ewea.gr>
3. Greenpeace: <http://www.greenpeace.org.uk>
4. National Climatic Data Center: <http://www.ncdc.noaa.gov>
5. World Wide Fund for Nature <http://www.yes2wind.com>
6. World Wide Fund for Nature: <http://www.wwf.org.uk>
7. Διαδικτυακή πύλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης: <http://www.europa.eu.int>
8. Εθνικό Κέντρο Περιβάλλοντος και Αειφόρου Ανάπτυξης <http://www.ekpaa.gr>
9. Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας: <http://www.cres.gr>
10. Οδηγός Αναζήτησης στο Διαδίκτυο: <http://www.google.com.gr>
11. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας: <http://www.rae.gr>
12. Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδος: <http://www.tee.gr>
13. ΥΠ.Ε.ΧΩ.Δ.Ε. <http://www.environment.gov.gr>
14. Υπουργείο Ανάπτυξης: <http://www.ypan.gr>
15. ENERCON GmbH: <http://www.enercon.de>
16. [www.ewea.org](http://www.ewea.org) and [www.awea.org](http://www.awea.org)

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ

### ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α.

Η γεωγραφική κατανομή των αιολικών εγκαταστάσεων (30/11/2006)

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ	ΙΣΧΥΣ (MW)	Αριθμ. Α/Γ	%
ΑΝ. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ ΚΑΙ ΘΡΑΚΗΣ	214,55	187	28,8%
ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ (& ΕΥΒΟΙΑ)	204,30	343	27,4%
ΚΡΗΤΗ	124,35	205	16,7%
ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	102,05	65	13,7%
Ν. ΑΙΓΑΙΟ	38,19	72	5,1%
Β. ΑΙΓΑΙΟ	28,40	113	3,8%
ΘΕΣΣΑΛΙΑ	17,00	20	2,3%
ΙΟΝΙΟ	13,60	17	1,8%
ΑΤΤΙΚΗ	3,12	6	0,4%
ΣΥΝΟΛΟ	745,56	1028,00	1,00

Τα μερίδια των κατασκευαστών ανεμογεννητριών (30/11/2006)

ΚΑΤΑΣΚΕΥΑΣΤΗΣ	ΙΣΧΥΣ (MW)	Αριθμ. Α/Γ	%
VESTAS	266,67	261	35,8%
BONUS	188,20	250	25,2%
NEG Micon (VESTAS)	117,28	149	15,7%
ENERCON	72,54	129	9,7%
NORDEX	28,50	45	3,8%
ZOND	18,53	40	2,5%
GAMESA	17,00	20	2,3%
JACOBS	12,00	20	1,6%
HMZ WINDMASTER	10,80	36	1,4%
NEDWIND	5,00	10	0,7%
EAB WINDMATIC	3,92	50	0,5%
NORDTANK	1,25	5	0,2%
TACKE	1,50	3	0,2%
OA	1,10	2	0,1%
WINCON	0,65	6	0,1%
MICON	0,63	2	0,1%
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>745,555</b>	<b>1028</b>	<b>1</b>

Τα μερίδια των παραγωγών

ΙΔΙΟΚΤΗΤΗΣ	ΙΣΧΥΣ (MW)	Αριθμ. Α/Γ	%
ΡΟΚΑΣ ΑΒΕΕ	179,80	236	24,1%
ΤΕΡΝΑ	117,97	114	15,8%
EDF	75,35	33	10,1%
ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ	70,03	81	9,4%
ΔΕΗ ΑΕ	36,25	150	4,9%
ACCIONA	34,85	41	4,7%
ENERCON ΕΛΛΑΣ ΑΕ	27,50	55	3,7%
ΕΛΛΗΝ. ΤΕΧΝΟΔΟΜΙΚΗ	29,70	43	4,0%
ENERGI E2	20,40	34	2,7%
ΟΜΙΛΟΣ ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΥ	17,00	20	2,3%
IBERDROLA	17,00	20	2,3%
ΠΟΛΥΠΟΤΑΜΟΣ ΑΕ	12,00	20	1,6%
ΠΛΑΣΤΙΚΑ ΚΡΗΤΗΣ	11,90	14	1,6%
ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ - Χ. ΡΟΚΑΣ ΑΕ	8,40	14	1,1%
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΜΠΟΥΡΛΑΡΙ	7,80	13	1,0%
WRE ΕΛΛΑΣ ΑΕ	6,60	9	0,9%
ΔΟΜΙΚΗ ΚΡΗΤΗΣ ΑΕ	5,95	7	0,8%
ΜΕΛΤΕΜΙ ΚΑΣΤΡΙ ΑΒΕΤΕ	5,00	10	0,7%
ΚΑΠΕ	3,12	6	0,4%
ΔΙΑΦΟΡΟΙ	58,95	108	7,9%
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>745,56</b>	<b>1028,00</b>	<b>1,00</b>

**ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β.**

**1. ENERCON E-33 wind turbine.**



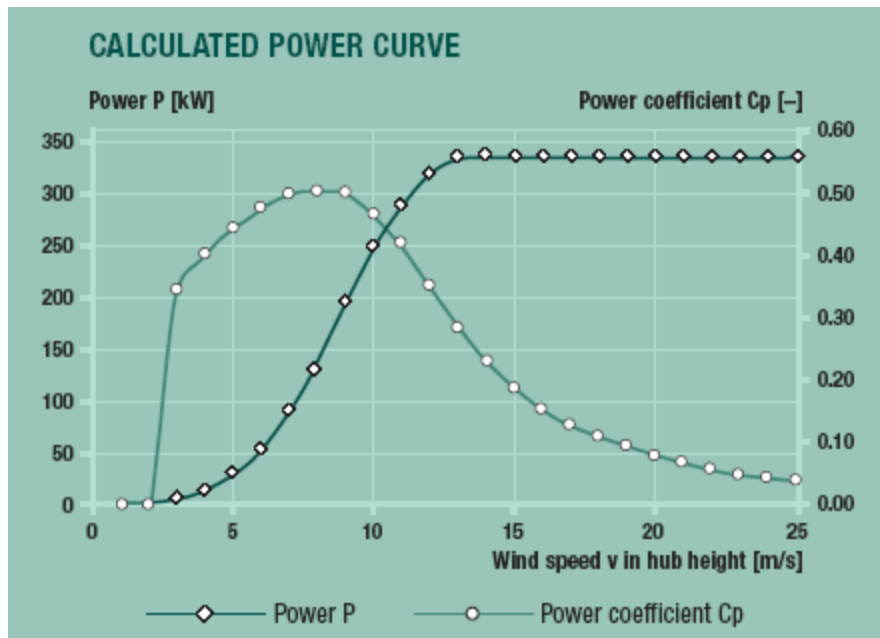


**TECHNICAL DATA**

Rated power:	330 kW
Rotor diameter:	33.4 m
Hub height:	44 – 50 m
Wind class (IEC):	IEC/MWN I and IEC/MWN II
Turbine concept:	Gearless, variable speed, variable pitch control
<b>Rotor</b>	
Type:	Upwind rotor with active pitch control
Direction of rotation:	Clockwise
Number of blades:	3
Swept area:	876 m <sup>2</sup>
Blade material:	Fibreglass (epoxy resin); integrated lightning protection
Rotational speed:	Variable, 18 – 45 rpm
Pitch control:	ENERCON blade pitch system, one independent pitching system per rotor blade with allocated emergency supply
<b>Drive train with generator</b>	
Hub:	Rigid
Main bearings:	Single-row cylindrical roller bearings
Generator:	ENERCON direct-drive synchronous annular generator
Grid feeding:	ENERCON converter
Braking systems:	– 3 independent blade pitch systems with emergency supply – Rotor brake – Rotor lock
Yaw control:	Active via adjustment gears, load-dependent damping
Cut-out wind speed:	28 – 34 m/s (with ENERCON storm control)
Remote monitoring:	ENERCON SCADA

Wind [m/s]	Power P [kW]	Power coefficient Cp [-]
1	0.0	0.00
2	0.0	0.00
3	5.0	0.35
4	13.7	0.40
5	30.0	0.45
6	55.0	0.47
7	92.0	0.50
8	138.0	0.50
9	196.0	0.50
10	250.0	0.47
11	292.8	0.41
12	320.0	0.35
13	335.0	0.28
14	335.0	0.23
15	335.0	0.18
16	335.0	0.15
17	335.0	0.13
18	335.0	0.11
19	335.0	0.09
20	335.0	0.08
21	335.0	0.07
22	335.0	0.06
23	335.0	0.05
24	335.0	0.05
25	335.0	0.04

ρ = 1.225 kg/m<sup>3</sup>



## 2. ENERCON E-44 wind turbine.







**TECHNICAL DATA**

Rated power: 900 kW  
 Rotor diameter: 44 m  
 Hub height: 55 m  
 Wind class (IEC): IEC/NMN I A  
 Turbine concept: Gearless, variable speed, variable pitch control

**Rotor**  
 Type: Upwind rotor with active pitch control  
 Direction of rotation: Clockwise  
 Number of blades: 3  
 Swept area: 1,521 m<sup>2</sup>  
 Blade material: Fibreglass (epoxy resin); Integrated lightning protection

Rotational speed: Variable, 12–34 rpm  
 Pitch control: ENERCON blade pitch system, one independent pitching system per rotor blade with allocated emergency supply

**Drive train with generator**  
 Hub: Rigid  
 Main bearings: Single-row cylindrical roller bearings  
 Generator: ENERCON direct-drive synchronous annular generator

Grid feeding: ENERCON converter

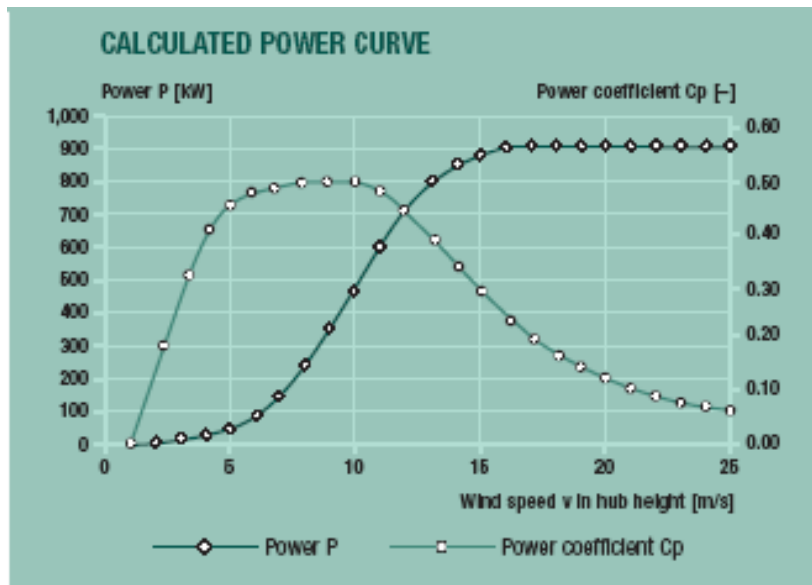
**Braking systems:**  
 – 3 independent blade pitch systems with emergency supply  
 – Rotor brake  
 – Rotor lock

Yaw control: Active via adjustment gears, load-dependent damping

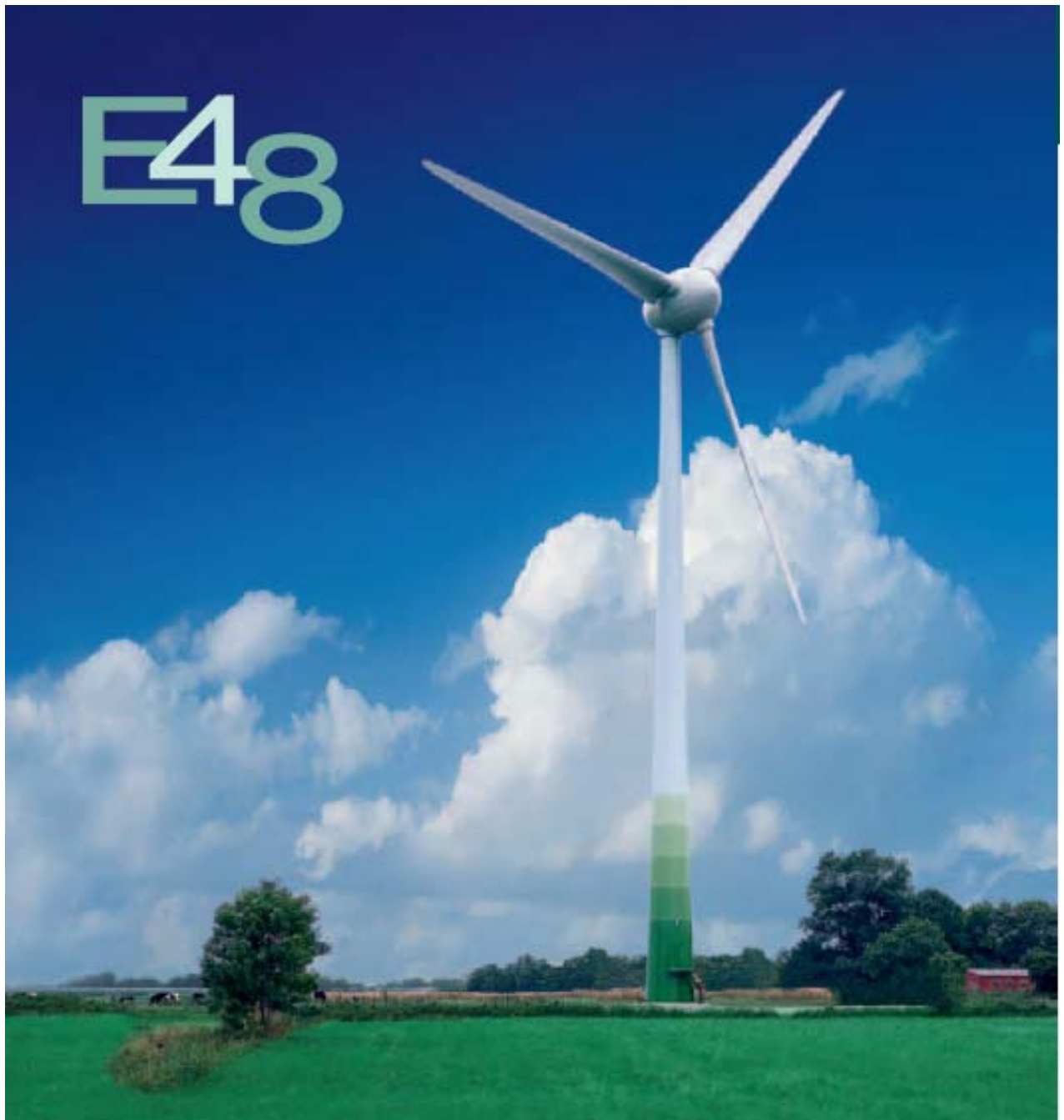
Cut-out wind speed: 28–34 m/s (with ENERCON storm control)

Remote monitoring: ENERCON SCADA

Wind [m/s]	Power P [kW]	Power coefficient Cp [-]	ρ = 1.225 kg/m <sup>3</sup>
1	0.0	0.00	
2	1.4	0.19	
3	8.0	0.32	
4	24.5	0.41	
5	53.0	0.46	
6	96.0	0.48	
7	156.0	0.49	
8	238.0	0.50	
9	340.0	0.50	
10	466.0	0.50	
11	600.0	0.48	
12	710.0	0.44	
13	790.0	0.39	
14	850.0	0.33	
15	880.0	0.28	
16	905.0	0.24	
17	910.0	0.20	
18	910.0	0.17	
19	910.0	0.14	
20	910.0	0.12	
21	910.0	0.11	
22	910.0	0.09	
23	910.0	0.08	
24	910.0	0.07	
25	910.0	0.06	



**3. ENERCON E-48 wind turbine.**

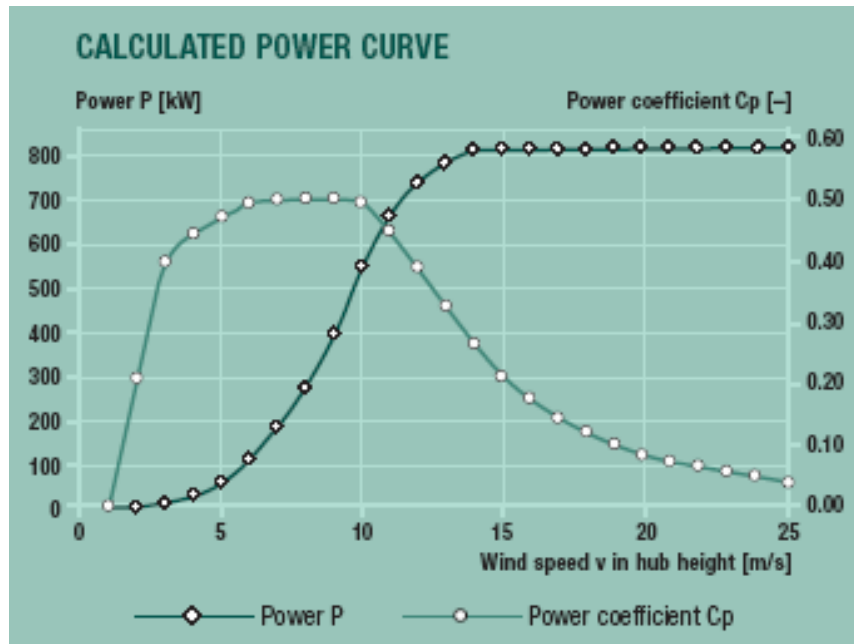




**TECHNICAL DATA**

Rated power:	800 kW
Rotor diameter:	48 m
Hub height:	50 – 76 m
Wind class (IEC):	IEC/NWN II
Turbine concept:	Gearless, variable speed, variable pitch control
<b>Rotor</b>	
Type:	Upwind rotor with active pitch control
Direction of rotation:	Clockwise
Number of blades:	3
Swept area:	1,810 m <sup>2</sup>
Blade material:	Fibreglass (epoxy resin); integrated lightning protection
Rotational speed:	Variable, 16 – 30 rpm
Pitch control:	ENERCON blade pitch system, one independent pitching system per rotor blade with allocated emergency supply
<b>Drive train with generator</b>	
Hub:	Rigid
Main bearings:	Single-row cylindrical roller bearings
Generator:	ENERCON direct-drive synchronous annular generator
Grid feeding:	ENERCON converter
Braking systems:	– 3 independent blade pitch systems with emergency supply – Rotor brake – Rotor lock
Yaw control:	Active via adjustment gears, load-dependent damping
Cut-out wind speed:	28 – 34 m/s (with ENERCON storm control)
Remote monitoring:	ENERCON SCADA

Wind [m/s]	Power P [kW]	Power coefficient Cp [-]	ρ = 1.225 kg/m <sup>3</sup>
1	0.0	0.00	
2	2.0	0.23	
3	12.0	0.40	
4	32.0	0.45	
5	66.0	0.48	
6	120.0	0.50	
7	191.0	0.50	
8	284.0	0.50	
9	405.0	0.50	
10	555.0	0.50	
11	671.0	0.45	
12	750.0	0.39	
13	790.0	0.32	
14	810.0	0.27	
15	810.0	0.22	
16	810.0	0.18	
17	810.0	0.15	
18	810.0	0.13	
19	810.0	0.11	
20	810.0	0.09	
21	810.0	0.08	
22	810.0	0.07	
23	810.0	0.06	
24	810.0	0.05	
25	810.0	0.05	



**4. ENERCON E-53 wind turbine.**



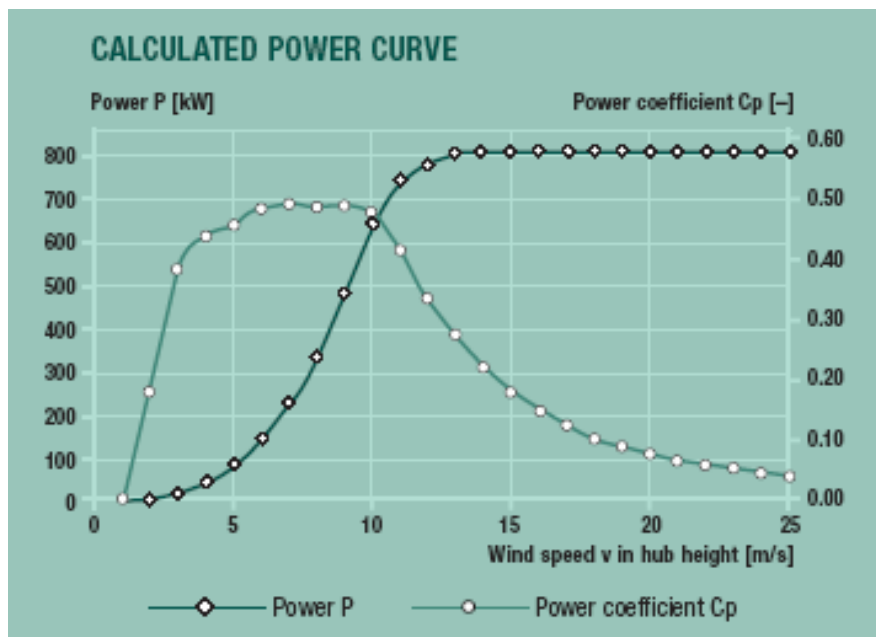


**TECHNICAL DATA**

Rated power:	800 kW
Rotor diameter:	52.9 m
Hub height:	73 m
Wind class (IEC):	IEC/NVN S ( $v_{ref} = 7.5$ m/s, $v_{cut} = 57$ m/s)
Turbine concept:	Gearless, variable speed, variable pitch control
<b>Rotor</b>	
Type:	Upwind rotor with active pitch control
Direction of rotation:	Clockwise
Number of blades:	3
Swept area:	2,198 m <sup>2</sup>
Blade material:	Fibreglass (epoxy resin); Integrated lightning protection
Rotational speed:	Variable, 12 – 29 rpm
Pitch control:	ENERCON blade pitch system, one independent pitching system per rotor blade with allocated emergency supply
<b>Drive train with generator</b>	
Hub:	Rigid
Main bearings:	Single-row cylindrical roller bearings
Generator:	ENERCON direct-drive synchronous annular generator
Grid feeding:	ENERCON converter
Braking systems:	– 3 independent blade pitch systems with emergency supply – Rotor brake – Rotor lock
Yaw control:	Active via adjustment gears, load-dependent damping
Cut-out wind speed:	28 – 34 m/s (with ENERCON storm control)
Remote monitoring:	ENERCON SCADA

Wind [m/s]	Power P [kW]	Power coefficient Cp [-]
1	0.0	0.00
2	2.0	0.19
3	14.0	0.39
4	38.0	0.44
5	77.0	0.46
6	141.0	0.48
7	228.0	0.49
8	336.0	0.49
9	480.0	0.49
10	645.0	0.48
11	744.0	0.42
12	780.0	0.34
13	810.0	0.27
14	810.0	0.22
15	810.0	0.18
16	810.0	0.15
17	810.0	0.12
18	810.0	0.10
19	810.0	0.09
20	810.0	0.08
21	810.0	0.06
22	810.0	0.06
23	810.0	0.05
24	810.0	0.04
25	810.0	0.04

$\rho = 1.225$  kg/m<sup>3</sup>



**5. ENERCON E-70 wind turbine.**

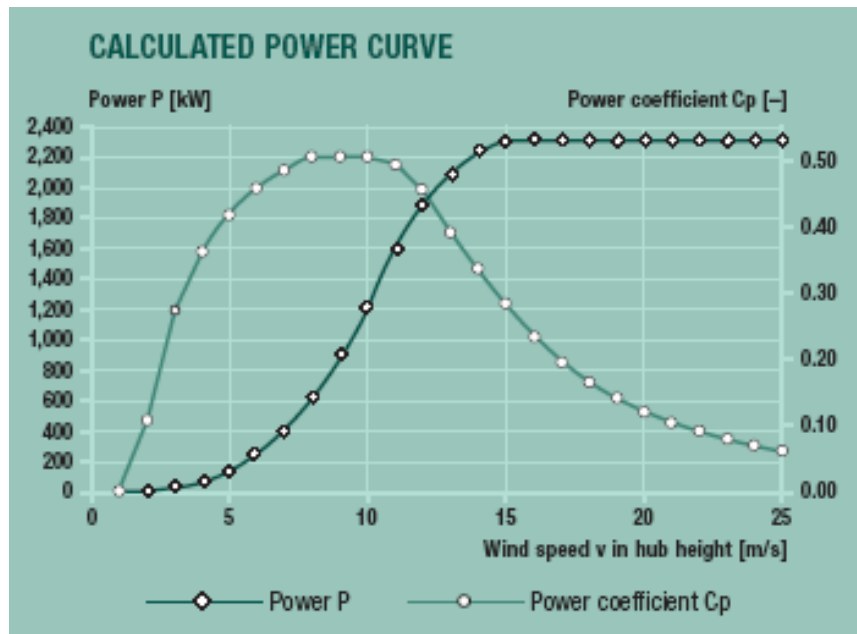


**TECHNICAL DATA**

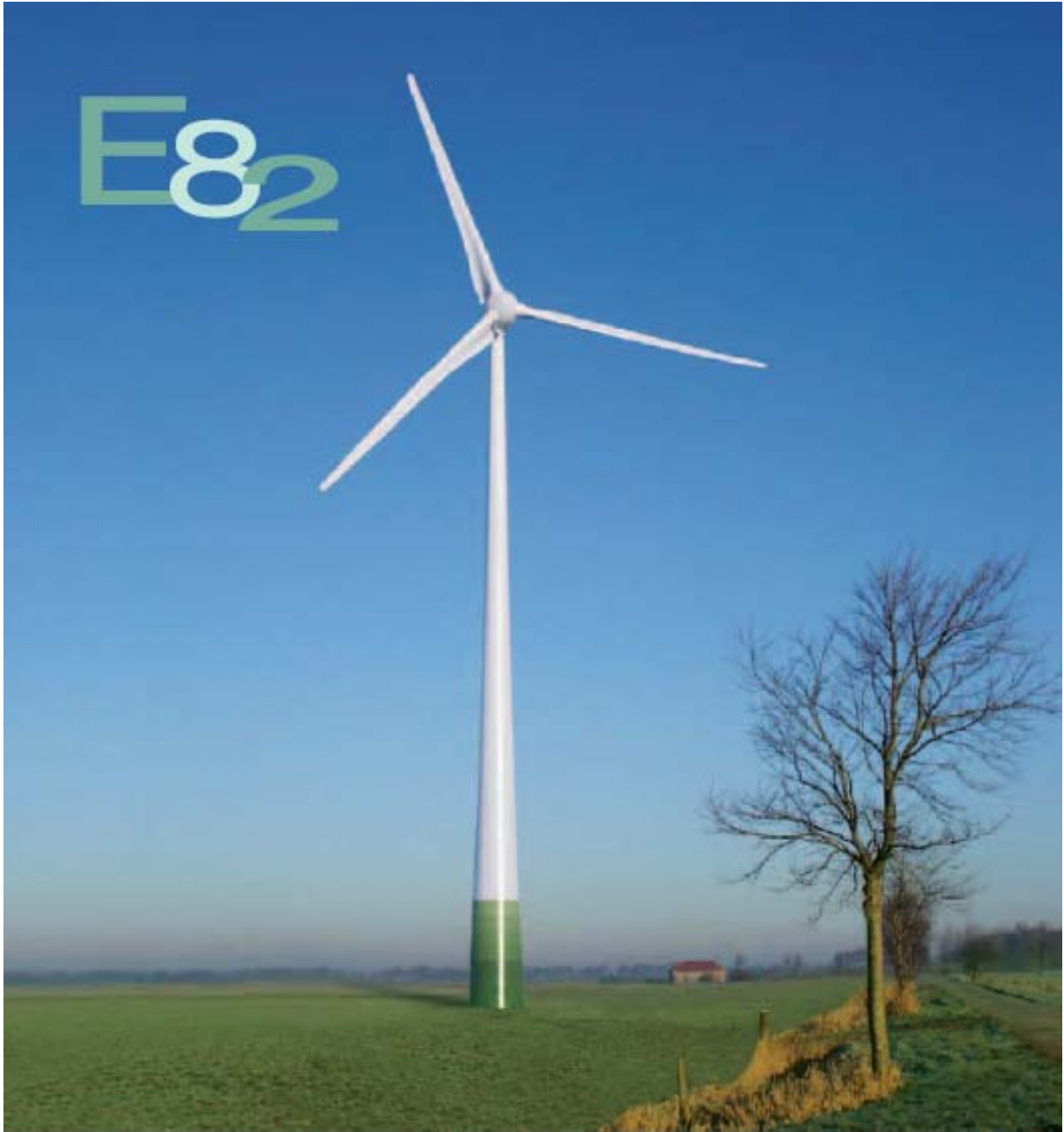
Rated power:	2,300 kW
Rotor diameter:	71 m
Hub height:	58–113 m
Wind class (IEC):	IEC/MWV I
Turbine concept:	Gearless, variable speed, variable pitch control
<b>Rotor</b>	
Type:	Upwind rotor with active pitch control
Direction of rotation:	Clockwise
Number of blades:	3
Swept area:	3,959 m <sup>2</sup>
Blade material:	Fibreglass (epoxy resin); Integrated lightning protection
Rotational speed:	Variable, 6–21.5 rpm
Pitch control:	ENERCON blade pitch system, one independent pitching system per rotor blade with allocated emergency supply
<b>Drive train with generator</b>	
Hub:	Rigid
Main bearings:	Dual-row tapered/single-row cylindrical roller bearings
Generator:	ENERCON direct-drive synchronous annular generator
Grid feeding:	ENERCON converter
Braking systems:	– 3 independent blade pitch systems with emergency supply – Rotor brake – Rotor lock
Yaw control:	Active via adjustment gears, load-dependent damping
Cut-out wind speed:	28–34 m/s (with ENERCON storm control)
Remote monitoring:	ENERCON SCADA

Wind [m/s]	Power P [kW]	Power coefficient Cp [-]
1	0.0	0.00
2	2.0	0.10
3	18.0	0.27
4	56.0	0.36
5	127.0	0.42
6	240.0	0.46
7	400.0	0.48
8	626.0	0.50
9	892.0	0.50
10	1,223.0	0.50
11	1,590.0	0.49
12	1,900.0	0.45
13	2,080.0	0.39
14	2,230.0	0.34
15	2,300.0	0.28
16	2,310.0	0.23
17	2,310.0	0.19
18	2,310.0	0.16
19	2,310.0	0.14
20	2,310.0	0.12
21	2,310.0	0.10
22	2,310.0	0.09
23	2,310.0	0.08
24	2,310.0	0.07
25	2,310.0	0.06

$\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$



**6. ENERCON E-70 wind turbine.**







*Full-sized model of the E-82/2.0 MW with standard aluminium nacelle, drawing crowds at this year's Hanover Fair.*

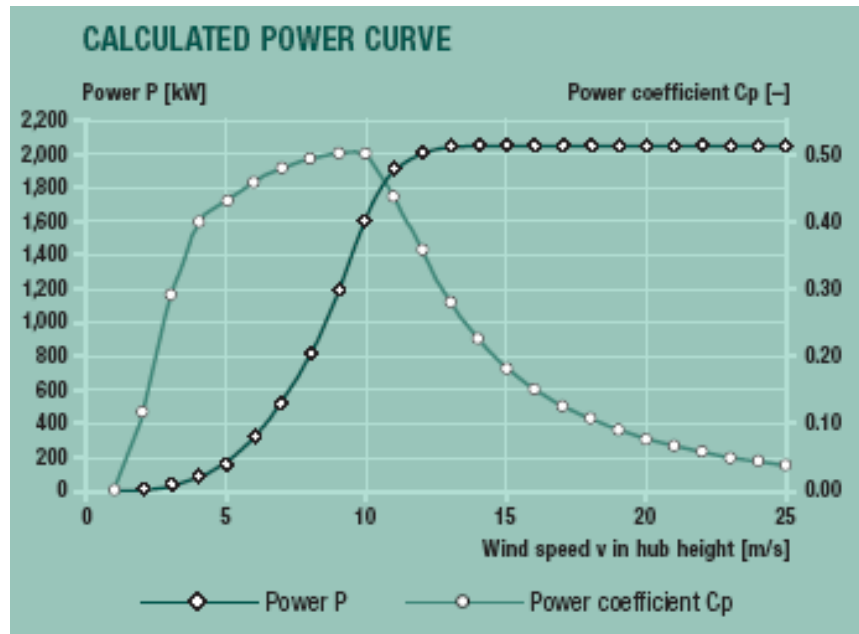


**TECHNICAL DATA**

Rated power:	2,000 kW
Rotor diameter:	82 m
Hub height:	70–108 m
Wind class (IEC):	IEC/MW II
Turbine concept:	Gearless, variable speed, variable pitch control
<b>Rotor</b>	
Type:	Upwind rotor with active pitch control
Direction of rotation:	Clockwise
Number of blades:	3
Swept area:	5,281 m <sup>2</sup>
Blade material:	Fibreglass (epoxy resin); integrated lightning protection
Rotational speed:	Variable, 6–19.5 rpm
Pitch control:	ENERCON blade pitch system, one independent pitching system per rotor blade with allocated emergency supply
<b>Drive train with generator</b>	
Hub:	Rigid
Main bearings:	Dual-row tapered/single-row cylindrical roller bearings
Generator:	ENERCON direct-drive synchronous annular generator
Grid feeding:	ENERCON converter
Braking systems:	– 3 independent blade pitch systems with emergency supply – Rotor brake – Rotor lock
Yaw control:	Active via adjustment gears, load-dependent damping
Cut-out wind speed:	28–34 m/s (with ENERCON storm control)
Remote monitoring:	ENERCON SCADA

Wind [m/s]	Power P [kW]	Power coefficient Cp [-]
1	0.0	0.00
2	3.0	0.12
3	25.0	0.29
4	82.0	0.40
5	174.0	0.43
6	321.0	0.46
7	532.0	0.48
8	815.0	0.49
9	1,180.0	0.50
10	1,612.0	0.50
11	1,890.0	0.44
12	2,000.0	0.36
13	2,050.0	0.29
14	2,050.0	0.23
15	2,050.0	0.19
16	2,050.0	0.15
17	2,050.0	0.13
18	2,050.0	0.11
19	2,050.0	0.09
20	2,050.0	0.08
21	2,050.0	0.07
22	2,050.0	0.06
23	2,050.0	0.05
24	2,050.0	0.05
25	2,050.0	0.04

$\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$



**ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ.**





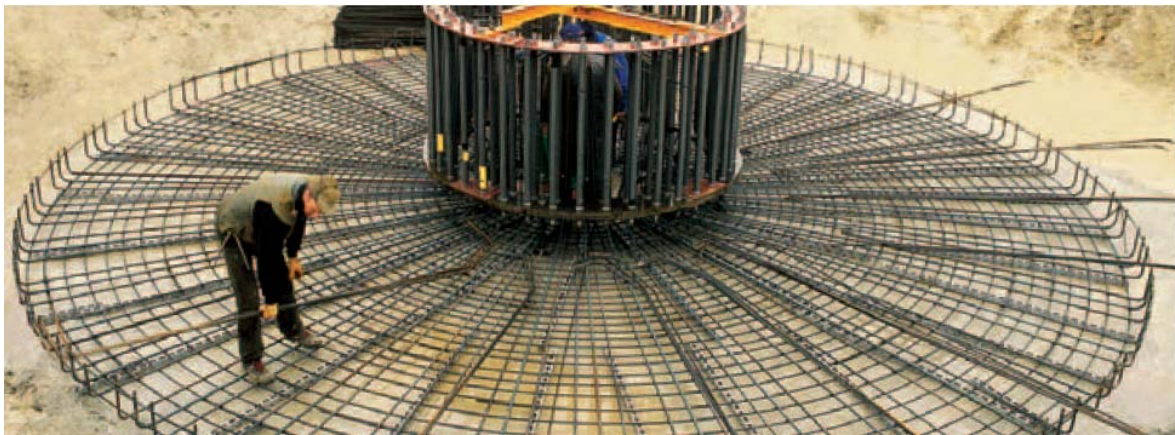














*Manastir/West Turkey: First E-44 turbines in being installed in wind farm.*









*View of Jardin des Passions from E-48: Solar panels in the distance supply hot water for swimming pool.*







Εργοστάσιο παραγωγής ENERCON . Γερμανία



Εργοστάσιο παραγωγής ENERCON . Γερμανία

**ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΣΤΗΝ ΕΥΒΟΙΑ\_ΖΑΡΑΚΕΣ**











