

**Πανεπιστήμιο Πειραιά**  
Τμήμα Βιομηχανικής Διοίκησης &  
Τεχνολογίας

**Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο**  
Σχολή Χημικών Μηχανικών

**Δ.Π.Μ.Σ. Οργάνωση & Διοίκηση Βιομηχανικών Συστημάτων**

Συστήματα Διαχείρισης Ενέργειας & Προστασίας Περιβάλλοντος

## **ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

**ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ  
ΕΛΛΑΔΑ**

**ΣΩΚΡΑΤΗΣ ΜΗΛΑΡΑΣ**

Επιβλέπων καθηγήτρια:

**Δ. ΔΙΑΚΟΥΛΑΚΗ**

**ΑΘΗΝΑ 2008**

## ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	3
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 - ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ.....	5
1.1. Αιολική ενέργεια.....	5
1.2. Ιστορική αναδρομή.....	6
1.3. Εξέλιξη της αγοράς αιολικής ενέργειας.....	8
1.3.1. Αιολικά συστήματα στη διεθνή αγορά.....	8
1.3.2. Αιολικά συστήματα στην Ελλάδα.....	13
1.4. Προοπτικές- στόχοι.....	16
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 - ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	20
2.1. Αιολικό δυναμικό.....	20
2.2. Αρχές λειτουργίας ανεμογεννητριών.....	21
2.3. Τύποι Ανεμογεννητριών.....	23
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 - ΘΕΣΜΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΡΟΩΘΗΣΗ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	29
3.1. Εξέλιξη θεσμικού πλαισίου στην Ευρωπαϊκή Ένωση.....	29
3.1.1. Στόχοι ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής.....	29
3.1.2. Θεσμικό πλαίσιο για την ανάπτυξη των ΑΠΕ.....	32
3.2. Εξέλιξη του θεσμικού πλαισίου στην Ελλάδα.....	36
3.2.1. Ν. 2244 {ΦΕΚ 7/10/94}.....	36
3.2.2. Ν.2773 {ΦΕΚ 22/12/1999}.....	37
3.2.3. Ν.2941 {ΦΕΚ 12/9/2001}.....	39
3.2.4. ΦΕΚ 26/5/2006.....	40
3.2.5. Ν.3468 {ΦΕΚ 27/6/2006}.....	41
3.2.6. Υπουργική απόφαση υπ' αριθ. Δ6/Φ1/οικ.14619 σχετικά με την αναπροσαρμογή των τιμολογίων απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.....	45
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 - ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	47
4.1. Χρηματοοικονομικοί δείκτες αξιολόγησης.....	47
4.1.1. Καθαρά Παρούσα Αξία (NPV).....	47
4.1.2. Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (IRR).....	48
4.1.3. Λόγος Ωφελειών- Κόστους (B/C).....	49
4.2. Το Σύστημα RETScreen.....	49
4.2.1. Γενική περιγραφή.....	49
4.2.2. Εισαγωγή (intro).....	51
4.2.3. Ενεργειακό μοντέλο (Energy model).....	51
4.2.4. Δεδομένα τεχνικού εξοπλισμού (Equipment Data).....	53

4.2.5. Ανάλυση κόστους ( <i>cost analysis</i> ).....	55
4.2.6. Ανάλυση εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου.....	58
4.2.6. Οικονομική περίληψη ( <i>Financial summary</i> ).....	59
4.2.7. Ανάλυση ευαισθησίας ( <i>Sensitivity analysis</i> ).....	62
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 - ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ .....	63
5.1. Τα χαρακτηριστικά της επένδυσης .....	63
5.2. Οι παραδοχές της ανάλυσης.....	66
5.3. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας .....	68
5.4. Ιεράρχηση περιοχών.....	73
5.5. Η επίδραση της ταχύτητας του ανέμου.....	75
5.6. Η επίδραση του τύπου της ανεμογεννήτριας .....	85
5.7. Αναλύσεις ευαισθησίας .....	93
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 - ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ .....	108
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 - ΕΠΙΛΟΓΟΣ .....	112
ΑΝΑΦΟΡΕΣ .....	114
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	115

## ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η παρούσα διπλωματική εργασία αναφέρεται στην αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα. Κύριος στόχος της εργασίας είναι αφενός να γίνει μια γενικότερη εισαγωγή στην αιολική ενέργεια, αφετέρου να διερευνηθούν οι παράμετροι που επηρεάζουν την παραγωγή ενέργειας σε ένα αιολικό πάρκο.

Τα αποτελέσματα της εργασίας (περισσότερο ποιοτικά) μπορούν να χρησιμοποιηθούν για εκπαιδευτικούς σκοπούς στο πλαίσιο διδασκαλίας μαθημάτων σχετικά με τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), αλλά και από επενδυτές που ενδιαφέρονται για εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων στην Ελλάδα.

Η διάρθρωση της διπλωματικής εργασίας αναλύεται ως εξής:

Στο πρώτο κεφάλαιο γίνεται μια αρχική - ευρύτερη παρουσίαση της αιολικής ενέργειας. Στο ίδιο κεφάλαιο γίνεται ιστορική αναδρομή αναφορικά με την χρήση του αιολικού δυναμικού καθώς και περιγραφή της αγοράς αιολικής ενέργειας τόσο σε διεθνές επίπεδο όσο και στον Ελλαδικό χώρο. Ακόμη, αναλύονται οι στόχοι που έχουν τεθεί σχετικά με την αιολική ενέργεια και οι προοπτικές διεξόδου της σε μεγαλύτερο βαθμό στην παγκόσμια αγορά ενέργειας.

Το δεύτερο κεφάλαιο αναφέρεται στην τεχνολογία αξιοποίησης της αιολικής ενέργειας. Έτσι, γίνεται αναφορά στο αιολικό δυναμικό (δημιουργία-αξιοποίηση) καθώς και στις γενικές αρχές λειτουργίας των ανεμογεννητριών. Το κεφάλαιο κλείνει με την παρουσίαση και ανάλυση των διαφόρων τύπων ανεμογεννητριών.

Το τρίτο κεφάλαιο σχετίζεται με το νομοθετικό πλαίσιο που αφορά στην εγκατάσταση και λειτουργία των ΑΠΕ (κυρίως των αιολικών ΑΠΕ) στην

Ευρώπη και στην Ελλάδα. Αναλυτικότερα παρουσιάζεται η εξέλιξη του θεσμικού πλαισίου στην Ευρωπαϊκή Ένωση, οι στόχοι της ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής και η εξέλιξη του νομοθετικού πλαισίου στην Ελλάδα.

Στο τέταρτο κεφάλαιο παρουσιάζεται η μεθοδολογία αξιολόγησης των επενδύσεων αιολικής ενέργειας (αιολικό πάρκο) που ακολουθήθηκε στην εργασία. Αρχικά γίνεται μια αναφορά στους χρηματοοικονομικούς δείκτες αξιολόγησης (Καθαρά Παρούσα Αξία (NPV), Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR) και Λόγος Οφέλους - Κόστους (B/C)) που απασχολούν την εργασία. Στη συνέχεια παρουσιάζεται το λογισμικό πρόγραμμα RETScreen (γενική περιγραφή, δεδομένα εισόδου, ενεργειακό μοντέλο, ανάλυση κόστους, ανάλυση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, οικονομική περίληψη και ανάλυση ευαισθησίας).

Ακόλουθα στο επόμενο κεφάλαιο πέντε γίνεται η παρουσίαση και η ανάλυση των αποτελεσμάτων που προέκυψαν από τη χρήση του προγράμματος. Αναλυτικότερα παρατίθενται τα χαρακτηριστικά της επένδυσης, οι παραδοχές της ανάλυσης, η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας, η ιεράρχηση των περιοχών της Ελλάδας, η επίδραση της ταχύτητας του ανέμου, η επίδραση του τύπου των ανεμογεννητριών που χρησιμοποιήθηκαν ενώ γίνονται και οι απαραίτητες αναλύσεις ευαισθησίας.

Τέλος, στο έκτο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα συμπεράσματα που εξάγονται από τη μελέτη, ενώ η εργασία ολοκληρώνεται με την έκθεση των αναφορών και της βιβλιογραφίας που χρησιμοποιήθηκε για την εκπόνηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

Στο σημείο αυτό θα ήθελα να ευχαριστήσω την επιβλέπουσα καθηγήτρια κα Δ. Διακουλάκη για τη σωστή καθοδήγηση και τη βοήθεια που πρόσφερε σε όλη τη διάρκεια της εργασίας.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 – ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

### 1.1. Αιολική ενέργεια

Η αιολική ενέργεια δημιουργείται έμμεσα από την ηλιακή ακτινοβολία, γιατί η ανομοιόμορφη θέρμανση της επιφάνειας της γης προκαλεί τη μετακίνηση μεγάλων μαζών αέρα από τη μια περιοχή στην άλλη, δημιουργώντας έτσι τους ανέμους. Είναι μια ήπια μορφή ενέργειας, φιλική προς το περιβάλλον, πρακτικά ανεξάντλητη. Όπως και οι άλλες ανανεώσιμες μορφές ενέργειας, προωθείται για τη μείωση του ρυθμού εξάντλησης των αποθεμάτων συμβατικών καυσίμων και τον περιορισμό των εκπομπών που προκαλούνται από τις συμβατικές πηγές ενέργειας (λιγνίτης, πετρέλαιο). Η χρήση των συμβατικών μορφών ενέργειας επιδεινώνει το φαινόμενο του θερμοκηπίου και γενικότερα αυξάνει ατμοσφαιρική ρύπανση του πλανήτη.

Αν υπήρχε η δυνατότητα, με τη σημερινή τεχνολογία, να καταστεί εκμεταλλεύσιμο το συνολικό αιολικό δυναμικό της γης, εκτιμάται ότι η παραγόμενη σε ένα χρόνο ηλεκτρική ενέργεια θα ήταν υπερδιπλάσια από τις ανάγκες της ανθρωπότητας στο ίδιο διάστημα [1]. Υπολογίζεται ότι στο 25 % της επιφάνειας της γης επικρατούν άνεμοι μέσης ετήσιας ταχύτητας πάνω από 5,1 m/sec, σε ύψος 10 m πάνω από το έδαφος. Όταν οι άνεμοι πνέουν με ταχύτητα μεγαλύτερη από αυτή την τιμή, τότε το αιολικό δυναμικό του τόπου θεωρείται εκμεταλλεύσιμο και οι απαιτούμενες εγκαταστάσεις μπορούν να καταστούν οικονομικά βιώσιμες, σύμφωνα με τα σημερινά δεδομένα. Άλλωστε το κόστος κατασκευής των ανεμογεννητριών έχει μειωθεί σημαντικά και μπορεί να θεωρηθεί ότι η αιολική ενέργεια διανύει την «πρώτη» περίοδο ωριμότητας, καθώς είναι πλέον ανταγωνιστική των συμβατικών μορφών ενέργειας.

Η χώρα μας διαθέτει εξαιρετικά πλούσιο αιολικό δυναμικό και η αιολική ενέργεια μπορεί να γίνει σημαντικός μοχλός ανάπτυξής της. Από το 1982, οπότε εγκαταστάθηκε από τη ΔΕΗ το πρώτο αιολικό πάρκο στην Κύθνο,

μέχρι και σήμερα έχουν κατασκευασθεί στην Άνδρο, στην Εύβοια, στη Λήμνο, Λέσβο, Χίο, Σάμο και στην Κρήτη εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τον άνεμο συνολικής ισχύος 871 MW. Μεγάλο ενδιαφέρον επίσης δείχνει και ο ιδιωτικός τομέας για την εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας, ιδιαίτερα στην Κρήτη, όπου το Υπουργείο Ανάπτυξης έχει εκδώσει άδειες εγκατάστασης για νέα αιολικά πάρκα συνολικής ισχύος δεκάδων Μεγαβάτ.

Η συστηματική εκμετάλλευση του πολύ αξιόλογου αιολικού δυναμικού της χώρας μας θα συμβάλει στην αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με ταυτόχρονη εξοικονόμηση σημαντικών ποσοτήτων συμβατικών καυσίμων, που συνεπάγεται συναλλαγματικά οφέλη. Επίσης μεγάλη θα είναι και η συμβολή στο σημαντικό περιορισμό της κλιματικής μεταβολής, αφού έχει υπολογισθεί (στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας) ότι η παραγωγή ηλεκτρισμού μιας μόνο ανεμογεννήτριας ισχύος 800 kW σε ένα χρόνο, ισοδυναμεί με αποτροπή της εκπομπής τουλάχιστον 1000 τόνων CO<sub>2</sub> ετησίως. Επίσης η μεγαλύτερη διείσδυση της αιολικής ενέργειας θα επιφέρει και τη δημιουργία πολλών νέων θέσεων εργασίας σε ένα αντικείμενο που μέχρι πρόσφατα ήταν σχεδόν άγνωστο στην Ελλάδα.

Από την άλλη, ενδεχόμενα προβλήματα από την αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας μπορεί να είναι ο θόρυβος από τη λειτουργία των ανεμογεννητριών, οι σπάνιες ηλεκτρομαγνητικές παρεμβολές στο ραδιόφωνο, στην τηλεόραση, στις τηλεπικοινωνίες, καθώς και πιθανά προβλήματα αισθητικής.

## 1.2. Ιστορική αναδρομή

Ο άνθρωπος έχει εκμεταλλευτεί την αιολική ενέργεια από νωρίς στην ιστορία του. Η αιολική ενέργεια χρησιμοποιήθηκε για πρώτη φορά για την κίνηση των πλοίων. Οι Κινέζοι, οι Πέρσες, οι Έλληνες και οι Αιγύπτιοι έχουν

χρησιμοποιήσει τους ανεμόμυλους για πολλούς αιώνες π.Χ και κυρίως για το άλεσμα των δημητριακών. Ειδικά οι Πέρσες, χρησιμοποιούσαν ανεμόμυλους κάθετου άξονα. Επιπλέον, οι ανεμόμυλοι χρησιμοποιούνταν για άντληση νερού. Αυτή η εφαρμογή υπήρχε κυρίως στην Ολλανδία όπου οι ανεμόμυλοι χρησιμοποιούνταν για την άντληση νερού από τις πλημμυρισμένες περιοχές και την μεταφορά τους στη θάλασσα. Στην Ελλάδα οι ανεμόμυλοι άντλησης νερού (περίπου 6000) χρησιμοποιούνταν κυρίως στην Ανατολική Κρήτη. Κατά τη διάρκεια του 17ου αιώνα η ανακάλυψη των ατμοστρόβιλων άρχισε να αντικαθιστά τους ανεμόμυλους, παρόλα αυτά στην Αμερική το 1860, οι πολυπτερυγοί ανεμόμυλοι για άντληση συνέχιζαν να κατασκευάζονται στο Σικάγο, το βιομηχανικό κέντρο παραγωγής τους. Το 1900, οι Δανοί παρήγαγαν ηλεκτρισμό από τον άνεμο. Το 1940 στο Βερμόντ (ΗΠΑ) κατασκευάστηκε μια δοκιμαστική ανεμογεννήτρια με δύο πτερύγια. Η αύξηση της ζήτησης ενέργειας μεταπολεμικά οδήγησε ορισμένες τεχνολογικά αναπτυγμένες χώρες στην κατάσχεση προγραμμάτων για εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας. Η επιδίωξη να συμπιεστεί το κόστος της αρχικής εγκατάστασης με την κατασκευή μονάδων μεγαλύτερης ισχύος, αντιμετώπισε την επίλυση δύσκολων τεχνικών προβλημάτων και την αναζήτηση ανθεκτικότερων υλικών. Η προσπάθεια αυτή είχε να ανταγωνιστεί και την επέκταση των δικτύων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με αποτέλεσμα να χαθεί το ενδιαφέρον ακόμα και για μικροεφαρμογές εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας. Τελικά η αιολική ενέργεια δεν θεωρήθηκε σημαντική μέχρι τη δεκαετία του '70 όταν ο άνθρωπος συνειδητοποίησε το ενεργειακό και περιβαλλοντικό πρόβλημα του πλανήτη μας και προσπάθησε να ξανασχεδιάσει την ανεμογεννήτρια.



### 1.3. Εξέλιξη της αγοράς αιολικής ενέργειας

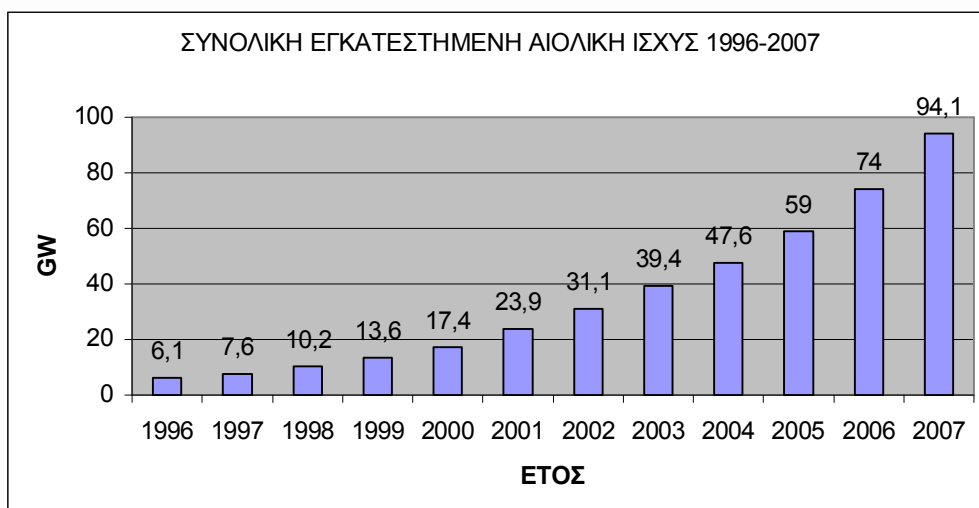
Το μεγαλύτερο μέρος της αιολικής ενέργειας παράγεται στην Ευρώπη. Η εξάντληση των αποθεμάτων συμβατικών μορφών ενέργειας, σε συνδυασμό με την υποβάθμιση του περιβάλλοντος εξαιτίας της ρύπανσης από τις εκπομπές της καύσης των συμβατικών καυσίμων έστρεψε το ενδιαφέρον στην ανάπτυξη της τεχνολογίας και τεχνογνωσίας στον τομέα των ανεμογεννητριών.

#### 1.3.1. Αιολικά συστήματα στη διεθνή αγορά

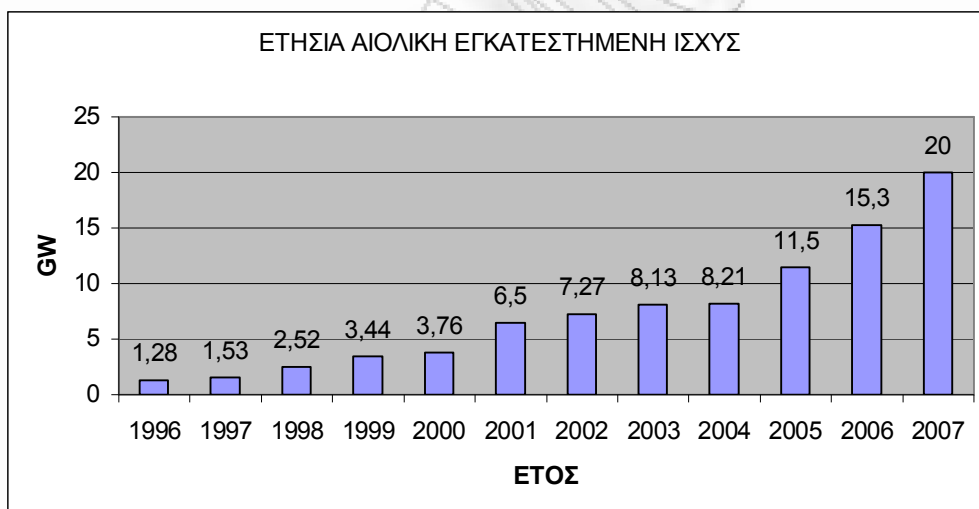
Η αιολική ενέργεια έχει ήδη διεισδύσει σε μεγάλο αριθμό χωρών αλλά ακόμη βρίσκεται πίσω από τις δυνατότητες εξάπλωσής της στην παγκόσμια αγορά. Τα στοιχεία δείχνουν ότι η Ευρώπη βρίσκεται στην 1<sup>η</sup> θέση αγοράς αιολικής ενέργειας ενώ περιοχές όπως η Λατινική Αμερική και η Ασία δεν χρησιμοποιούν σχεδόν καθόλου αιολική ενέργεια. Για παράδειγμα από την GWEC (Global Wind Energy Council) προκύπτει ότι η συνολική εγκατεστημένη ισχύς στην Αφρική είναι μόλις 538 MW, στην Ωκεανία 1.158 MW και στην Ασία 16.091 MW (εκ των οποίων το 50% ανήκει στην Ινδία και το 37% στην Κίνα).

Στη συνέχεια ακολουθούν γραφήματα και πίνακες που δίνουν μια συνολικότερη εικόνα της παγκόσμιας κατάστασης [2].

Διάγρ. 1. 1 Συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς (GW) 1996-2007



Διάγρ. 1. 2 Διείσδυση αιολικής ισχύος σε GW



Από το διάγραμμα 1.1 γίνεται αντιληπτό πως σε μια χρονική περίοδο 11 ετών η εγκατεστημένη αιολική ισχύς ακολουθεί μια αύξουσα πορεία. Έτσι, ενώ το 1996 η εγκατεστημένη αιολική ισχύς ήταν περίπου 6,1 GW, έτος 2007 η τιμή της έφτασε τα 94 GW παγκοσμίως. Αντίστοιχα στο διάγραμμα 1.2 απεικονίζεται η διείσδυση της αιολικής ισχύος στην αγορά ενέργειας. Από τα στοιχεία προκύπτει πως η ραγδαία χρήση της αιολικής ενέργειας αρχίζει μετά το έτος 2004.

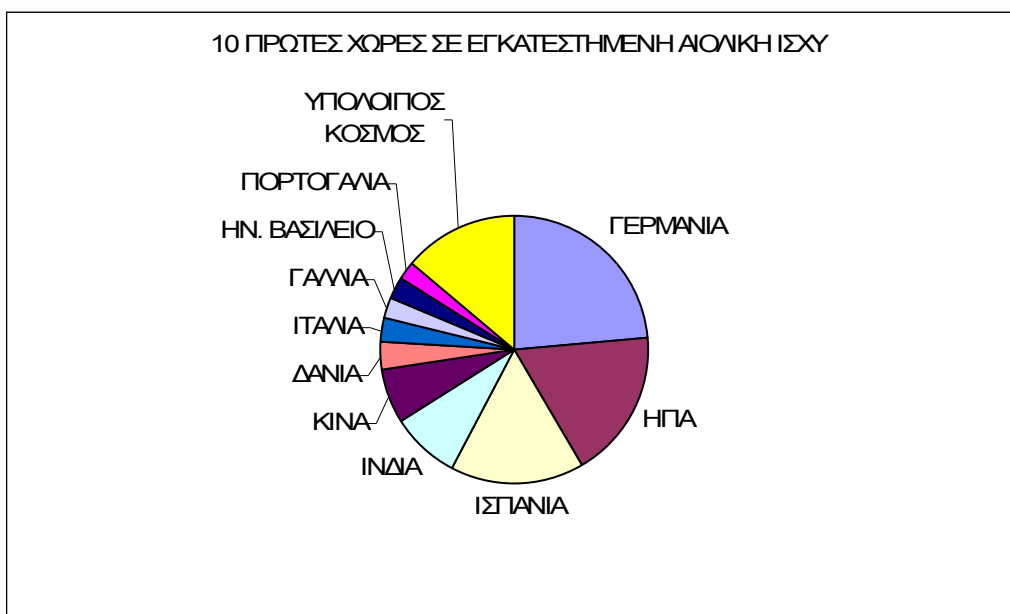
Στη συνέχεια παρατίθεται ο πίνακας με τη συνεισφορά κάθε κράτους ξεχωριστά (αναφέρονται τα κυριότερα) στην παγκόσμια εγκατεστημένη αιολική ισχύ για τα έτη 2006-2007 [3].

Πίνακας 1. 1 Εγκατεστημένη ισχύς (MW) 2006-2007

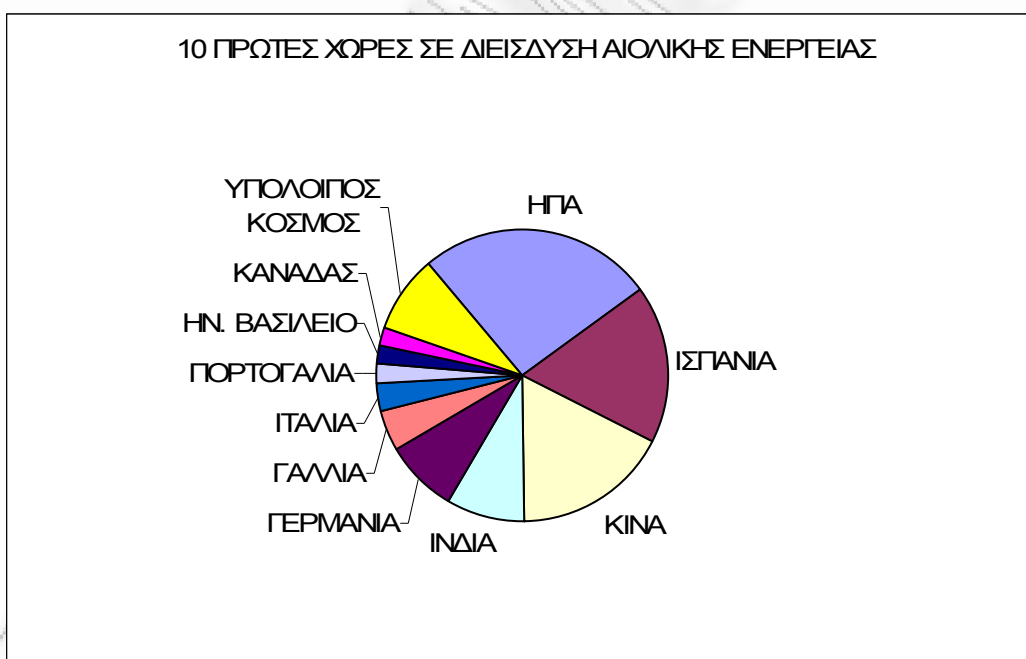
<b>ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)</b>			
	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>ΔΙΑΦΕΡΑ</b>
ΓΕΡΜΑΝΙΑ	20.622	22.247	1.625
ΙΣΠΑΝΙΑ	11.623	15.145	3.522
ΔΑΝΙΑ	3.136	3.125	-11
ΙΤΑΛΙΑ	2.123	2.726	603
ΓΑΛΙΑ	1.567	2.454	887
ΗΝ. ΒΑΣΙΛΕΙΟ	1.962	2.389	427
ΠΟΡΤΟΓΑΛΙΑ	1.716	2.150	434
ΟΛΛΑΝΔΙΑ	1.558	1.746	188
ΑΥΣΤΡΙΑ	965	982	17
ΕΛΛΑΔΑ	746	871	125
ΙΡΛΑΝΔΙΑ	746	805	59
ΣΟΥΗΔΙΑ	571	788	217
ΝΟΡΒΗΓΙΑ	325	333	8
ΒΕΛΓΙΟ	194	287	93
ΠΟΛΩΝΙΑ	153	276	123
ΥΠΟΛΟΙΠΗ ΕΥΡΩΠΗ	556	812	256
<b>ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΥΡΩΠΗ</b>	<b>48.563</b>	<b>57.136</b>	<b>8.573</b>
<b>ΕΥΡΩΠΗ ΤΩΝ 27</b>	<b>48.069</b>	<b>56.535</b>	<b>8.466</b>
ΒΡΑΖΙΛΙΑ	237	247	10
ΗΠΑ	11.575	16.818	5.243
ΑΥΣΤΡΑΛΙΑ	817	824	7
ΙΝΔΙΑ	6.270	8.000	1.730
ΚΙΝΑ	2.604	6.050	3.446
ΑΙΓΥΠΤΟΣ	230	310	80
<b>ΠΑΓΚΟΣΜΙΑ</b>	<b>74.141</b>	<b>94.123</b>	<b>19.982</b>

Από τον παραπάνω πίνακα γίνεται σαφές πως η Ευρώπη και κυρίως η Ευρώπη των 27 κρατών (ΕΕ) κατέχει την 1<sup>η</sup> θέση στην παγκόσμια αγορά αιολικής ενέργειας, αλλά και την 1<sup>η</sup> θέση στην εγκατάσταση αιολικής ισχύος.

Διάγρ. 1. 3 10 πρώτες χώρες σε εγκατεστημένη αιολική ισχύ (GWEC)



Διάγρ. 1. 4 10 πρώτες χώρες σε διείσδυση αιολικής ενέργειας (GWEC)



Στα διαγράμματα 1.3, 1.4 απεικονίζονται οι 10 πρώτες χώρες σε εγκατεστημένη αιολική ισχύ και διείσδυση αιολικής ενέργειας αντίστοιχα. Από τη μελέτη των γραφημάτων γίνεται εμφανές πως η Γερμανία (22247 MW - 23,6% της παγκόσμιας παραγωγής) με τις ΗΠΑ (16818 MW - 17,9%)

πρωτοπορούν στη χρήση αιολικής ενέργειας μαζί με την Ισπανία (15145 MW - 16,1%) και την Ινδία (8000 MW - 8,5%). Όσον αφορά τη διείσδυση, οι ΗΠΑ (5244 MW - 26,1% της παγκόσμιας διείσδυσης), η Ισπανία (3522 MW - 17,5%), η Κίνα (3449 MW - 17,2%) και η Ινδία (1730 MW - 8,6%) αποτελούν την πρώτη τετράδα παγκοσμίως.

Πίνακας 1.2 Ηλεκτροπαραγωγή από αιολική ενέργεια σε TWh τα έτη 2004-2005 σε μέλη της ΕΕ

<b>ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΟ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΣΕ ΤΩΗ (2004-2005)</b>		
	<b>2004</b>	<b>2005</b>
ΓΕΡΜΑΝΙΑ	25.000	27.326
ΙΣΠΑΝΙΑ	14.178	20.230
ΔΑΝΙΑ	6.608	6.579
ΟΛΛΑΝΔΙΑ	1.876	2.731
ΗΝ. ΒΑΣΙΛΕΙΟ	1.935	2.504
ΙΤΑΛΙΑ	1.832	2.225
ΑΥΣΤΡΙΑ	1.200	1.600
ΠΟΡΤΟΓΑΛΙΑ	781	1.358
ΕΛΛΑΔΑ	1.041	1.243
ΓΑΛΛΙΑ	606	1.051
ΙΡΛΑΝΔΙΑ	655	917
ΣΟΥΗΔΙΑ	851	824
ΒΕΛΓΙΟ	128	239
ΤΣΕΧΙΑ	10	220
<b>ΣΥΝ. ΕΥΡΩΠΗΣ ΤΩΝ 25</b>	<b>57.099</b>	<b>69.507</b>

Από τον πίνακα 1.2 [4] φαίνεται πως η Γερμανία πρωτοπορεί σε παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά συστήματα καθώς επίσης πως σε όλα τα κράτη μέλη της ΕΕ παρατηρείται αύξηση της παραγόμενης ενέργειας κατά τη διετία 2004-2005.

Από τα στοιχεία προκύπτει πως το 2007 η εγκατεστημένη αιολική ισχύς στην Ευρώπη αυξήθηκε περισσότερο από οποιαδήποτε άλλη τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με οδηγό της ανάπτυξης την Ισπανία. Τα στατιστικά στοιχεία που έδωσε στη δημοσιότητα η Ευρωπαϊκή Ένωση

Αιολικής Ενέργειας (EWEA) δείχνουν ότι η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών εγκαταστάσεων αυξήθηκε το 2007 κατά 18% και έφτασε τα 56.535 MW. Η συνολική πρόσθετη ισχύς το 2007 στην Ευρωπαϊκή Ένωση ήταν 8.554 MW, μια αύξηση 935 MW σε σχέση με το σύνολο της πρόσθετης ισχύος του 2006.

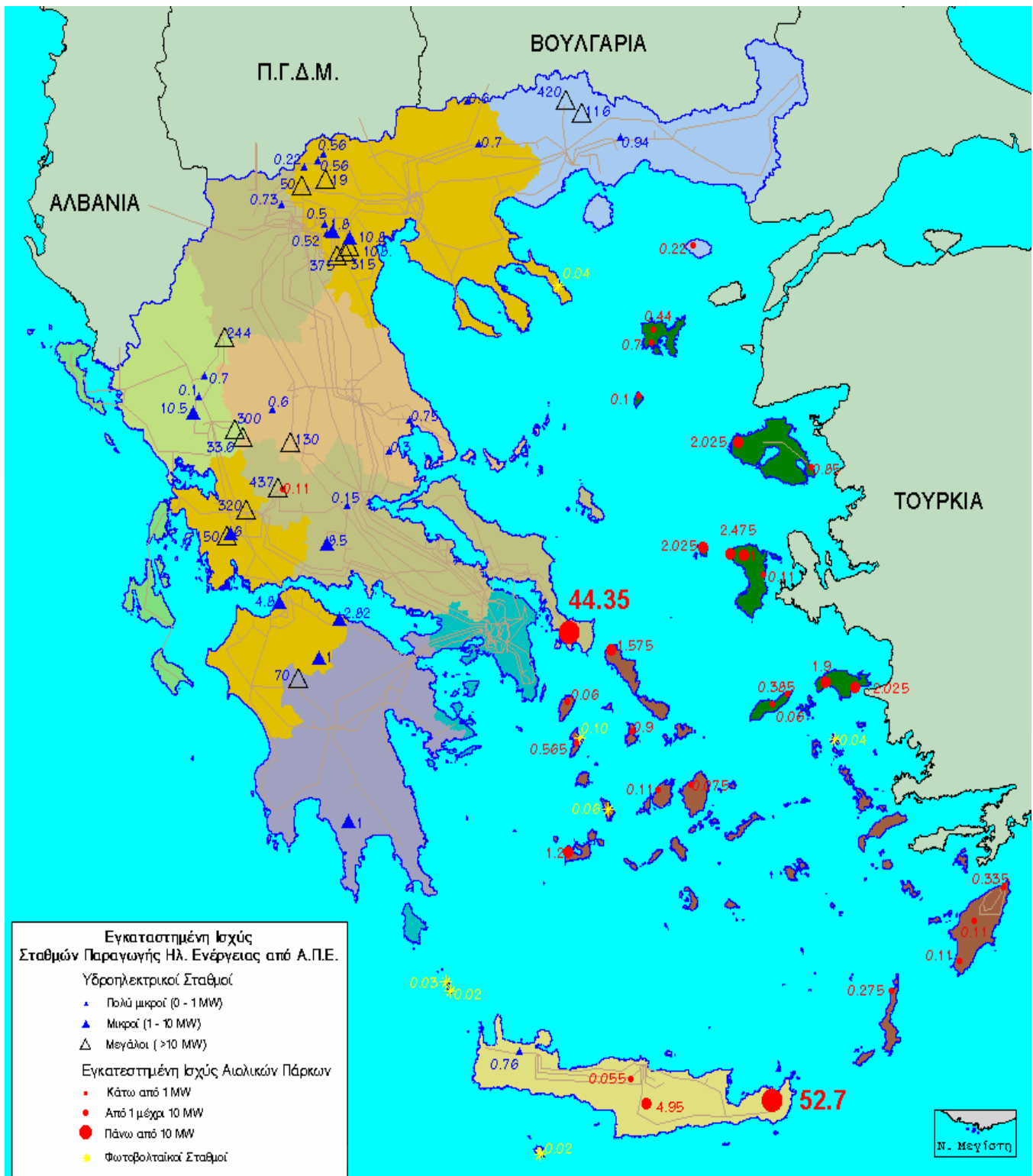
Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς μέχρι το τέλος του 2007, σημαίνει ετήσια αποφυγή εκπομπών 90 εκατομμυρίων τόνων CO<sub>2</sub> και παραγωγή 119 TWh ετησίως, κατά μέσο όρο, που ισοδυναμεί με το 3,7% της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ. Συγκριτικά αναφέρεται ότι το 2000 μόλις το 0,9% της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ καλυπτόταν από την αιολική ενέργεια [5].

Η παγκόσμια αγορά αυξήθηκε κατά περίπου 30% το 2007 με προσθήκη 20.000 MW, και οι Ευρωπαϊκές εταιρείες εξακολουθούν να ηγούνται της παγκόσμιας αγοράς, η οποία υπολογίζεται το 2007 να έφθασε τα €25 δις [6].

### 1.3.2. Αιολικά συστήματα στην Ελλάδα

Η Ελλάδα είναι μια χώρα με μεγάλη ακτογραμμή και τεράστιο πλήθος νησιών. Ως εκ τούτου, οι ισχυροί άνεμοι που πνέουν κυρίως στις νησιωτικές και παράλιες περιοχές προσδίδουν ιδιαίτερη σημασία στην ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας στη χώρα. Το εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό εκτιμάται ότι αντιπροσωπεύει το 13,6% του συνόλου των ηλεκτρικών αναγκών της χώρας [7]. Ενέργειες για την ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας έχουν γίνει σε ολόκληρη τη χώρα, ενώ στο γεγονός αυτό έχει συμβάλει και η πολιτική της Ευρωπαϊκής Ένωσης για τις ΑΠΕ, η οποία ενθαρρύνει και επιδοτεί επενδύσεις στις ήπιες μορφές ενέργειας. Στη συνέχεια απεικονίζονται οι περιοχές όπου έχουν εγκατασταθεί αιολικά πάρκα στην Ελλάδα [8].

Εικόνα 1. 1 Χάρτης σταθμών παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ (ΚΑΠΕ 2008)



Ο χάρτης των σταθμών παραγωγής ενέργειας από ΚΑΠΕ φανερώνει πως το μεγαλύτερο μερίδιο στην παραγωγή αιολικής ενέργειας κατέχουν η Κρήτη και η Εύβοια. Από το αρχείο μητρώου αδειών παραγωγής αιολικής

ενέργειας του ΚΑΤΠΕ προκύπτει ο πίνακας 1.3 (συνολική ισχύς αιολικών πάρκων (>12MW) ανά νομό με άδεια για παραγωγή ενέργειας).

Πίνακας 1. 3 Συνολική αιολική ισχύς ανά νομό (μητρώο αδειών παραγωγής ενέργειας ΚΑΠΕ)

	<b>ΝΟΜΟΣ</b>	<b>ΙΣΧΥΣ (MW)</b>		<b>ΝΟΜΟΣ</b>	<b>ΙΣΧΥΣ (MW)</b>
1	ΕΥΒΟΙΑΣ	736,8	19	ΚΟΡΙΝΘΙΑΣ	88,3
2	ΒΟΙΩΤΙΑΣ	576,6	20	ΧΑΛΚΙΔΙΚΗΣ	74,2
3	ΑΡΚΑΔΙΑΣ	416,5	21	ΚΕΦ/ΝΙΑΣ	70,8
4	ΚΟΖΑΝΗΣ	294,4	22	ΜΕΣΣΗΝΙΑΣ	62,5
5	ΦΩΚΙΔΑΣ	285,4	23	ΚΥΚΛΑΔΩΝ	57,6
6	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	260,4	24	ΔΡΑΜΑΣ	57,3
7	ΑΧΑΪΑΣ	248,8	25	ΠΕΙΡΑΙΩΣ	51,5
8	ΛΑΚΩΝΙΑΣ	237,6	26	ΜΑΓΝΗΣΙΑΣ	50,0
9	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	193,2	27	ΗΛΕΙΑΣ	46,0
10	ΑΙΤΩΛ/ΝΙΑΣ	185,3	28	ΚΕΡΚΥΡΑΣ	39,3
11	ΦΘΙΩΤΙΔΑΣ	171,3	29	ΛΕΥΚΑΔΟΣ	39,1
12	ΑΤΤΙΚΗΣ	163,6	30	ΚΑΡΔΙΤΣΑΣ	30,0
13	ΚΙΛΚΙΣ	152,0	31	ΞΑΝΘΗΣ	30,0
14	ΕΥΡΥΤΑΝΙΑΣ	137,9	32	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΣΟΥ	29,9
15	ΕΒΡΟΥ	112,9	33	ΛΑΡΙΣΑΣ	21,9
16	ΡΟΔΟΠΗΣ	105,3	34	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	14,5
17	ΣΕΡΡΩΝ	97,4	35	ΗΜΑΘΙΑΣ	14,0
18	ΘΕΣΣΠΡΩΤΙΑΣ	92,0	36	ΠΡΕΒΕΖΗΣ	14,0

Επίσης από το αρχείο μητρώου αδειών παραγωγής αιολικής ενέργειας του ΚΑΤΠΕ προκύπτει ότι τα μεγαλύτερα αιολικά πάρκα στην Ελλάδα βρίσκονται ή κατασκευάζονται στην Αργολίδα (50 MW), στην Χαλκιδική (49,5 MW), στη Φλώρινα, στην Αχαΐα και στη Βοιωτία (48 MW).

Παρά το έντονο επενδυτικό ενδιαφέρον, υπάρχει σημαντική υστέρηση στην υλοποίηση των έργων. Η εγκατεστημένη ισχύς στην Ελλάδα το 1999 ανέρχεται σε 100 MW, το 2005 φτάνει τα 573 MW ενώ το 2006 και το 2007 τα 746 και 871 MW αντίστοιχα [9]. Μέσα στο ημερολογιακό έτος 2005 εγκαταστάθηκαν 100 MW ενώ μεταξύ 2006 και 2007 125 MW [10].



Πίνακας 1. 4 Αιτήσεις για χορήγηση άδειας παραγωγής ενέργειας από αιολικά πάρκα (Απρίλιος 2008)

	<b>ΝΟΜΟΣ</b>	<b>ΙΣΧΥΣ (MW)</b>
1	ΛΑΡΙΣΙΑΣ	222
2	ΕΥΒΟΙΑΣ	101,2
3	ΑΡΚΑΔΙΑΣ	69
4	ΣΕΡΡΩΝ	62
5	ΚΙΛΚΙΣ	48
6	ΛΑΚΩΝΙΑΣ	39,1
7	ΦΛΩΡΙΝΑΣ	38
8	ΓΡΕΒΕΝΩΝ	36
9	ΑΧΑΪΑΣ	21,1
10	ΑΧΑΪΑΣ	18,7
11	ΦΩΚΙΔΑΣ	17
12	ΑΡΚΑΔΙΑΣ	16
13	ΛΑΚΩΝΙΑΣ	16
14	ΚΟΡΙΝΘΙΑΣ	10
15	ΑΡΚΑΔΙΑΣ	4
16	ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ	2,55

Σύμφωνα με τον πίνακα 1.4, τον Απρίλιο του 2008 κατατέθηκαν στη ΡΑΕ αιτήσεις εγκατάστασης αιολικών πάρκων συνολικής ισχύος 701,95 MW [11]. Από τα στοιχεία φαίνεται πως η Λάρισα βρίσκεται στο επίκεντρο του επενδυτικού ενδιαφέροντος εξαιτίας των μεγάλων εκτάσεων αλλά και της μικρής (προς το παρόν διεύθυνσης), ενώ ακολουθούν η Εύβοια, η Αρκαδία, οι Σέρρες και ο νομός Κιλκίς.

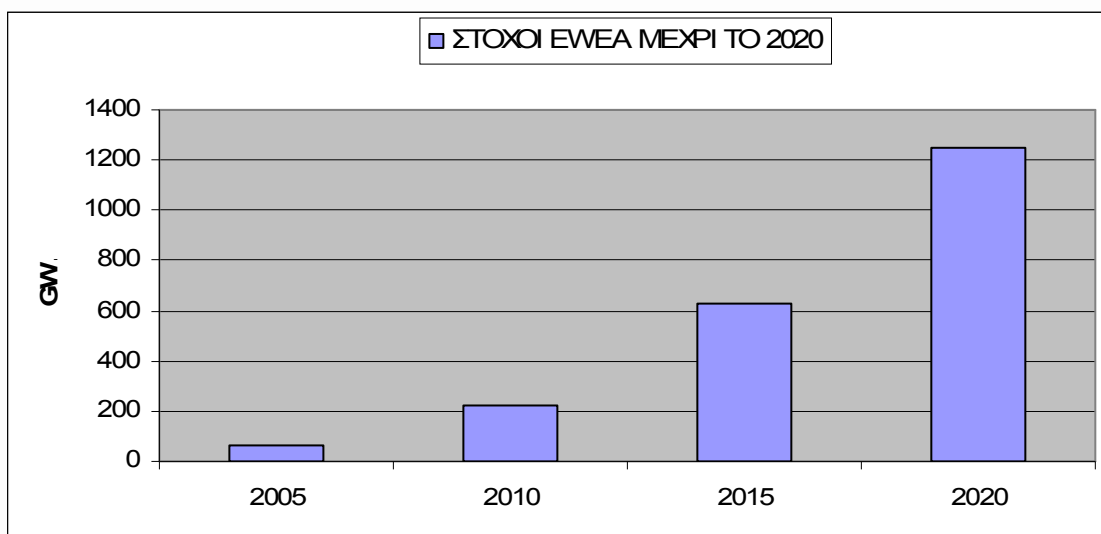
#### 1.4. Προοπτικές- στόχοι

Όπως αναφέρθηκε, οι δυνατότητες της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με τη βοήθεια ανεμογεννητριών είναι πολύ μεγάλες. Για το λόγο αυτό φορείς όπως η ΕΕ σε συνεργασία με τον Ευρωπαϊκό Οργανισμό Αιολικής Ενέργειας (EWEA) έχουν ως στόχο να ενισχύσουν την ανάπτυξη αγοράς αιολικής ενέργειας και τη βελτίωση της τεχνολογίας πάνω στο αντικείμενο.

Η αιολική ενέργεια έχει τη δυναμική να διαδραματίσει σημαντικό ρόλο στις αυξανόμενες ανάγκες της ανθρωπότητας σε ενέργεια. Σύμφωνα με εκτιμήσεις του EWEA μπορούν να εγκατασταθούν στην ΕΕ μέχρι το 2020 180 GW αιολικής ισχύος που θα καλύψουν ανάγκες σε ενέργεια τουλάχιστον 425 TWh ετησίως. Εκτός αυτού, σύμφωνα με την ίδια πρόβλεψη, αναμένεται να υπάρχει μείωση της τάξης των 215 εκατομμυρίων τόνων CO<sub>2</sub> μέχρι το 2020. Σύμφωνα με το σχέδιο Wind Force 12 (δημοσιεύτηκε από το GWEC, την EWEA και τη Greenpeace) προβλέπεται ότι το 2020 το 12% των παγκόσμιων αναγκών για ηλεκτρισμό μπορεί να παρέχεται από αιολικά πάρκα. Συνοψίζοντας λοιπόν σε αριθμούς το 2020 η EWEA προβλέπει:

- Κάλυψη του 12% της παγκόσμιας αγοράς ενέργειας από αιολική ενέργεια (3000 TWh)
- Συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύ της τάξης των 12 εκατομμυρίων MW παγκοσμίως
- 80 δις Ευ κύκλο εργασιών γύρω από την αιολική ενέργεια
- Δημιουργία 2.300.000 νέων θέσεων εργασίας
- Συνολική μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> της τάξης των 10771 εκ. τόνων
- Ετήσια μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> της τάξης των 1832 εκ. τόνων

Διάγρ. 1. 5 Εγκατεστημένη ισχύς σε MW (στόχος EWEA)



Σε ό,τι αφορά την Ελλάδα, η συνεχής αύξηση της ενεργειακής ζήτησης σε συνδυασμό με την εξάντληση των συμβατικών καυσίμων και την άνοδο της τιμής τους, επιβάλλουν την προώθηση της αιολικής ενέργειας. Για το σκοπό αυτό είναι επιτακτική η ανάγκη να ληφθούν κατάλληλα μέτρα ώστε να ελαχιστοποιηθούν οι όποιοι περιορισμοί τεχνικοί ή οικονομικοί.

Οι περιοχές με ήδη μεγάλη ανάπτυξη στην αξιοποίηση της δύναμης του ανέμου, πρέπει να γίνουν πρότυπο για τις αναπτυσσόμενες περιοχές. Για παράδειγμα, στην Ελλάδα το μέλλον της αιολικής ενέργειας προμηνύεται λαμπρό εξαιτίας του αιολικού δυναμικού που διαθέτει με τους ισχυρούς ανέμους στις παραθαλάσσιες περιοχές.

Παρόλα αυτά, παρατηρείται καθυστέρηση στη διείσδυση της αιολικής ενέργειας σε σχέση με άλλες χώρες. Την παρατήρηση αυτή ενισχύει και η έρευνα της ΕΛΕΤΑΕΝ σύμφωνα με την οποία η εγκατεστημένη ισχύς στην Ελλάδα το έτος 2007 αυξήθηκε μόλις 125 MW, στα 871 MW [12].

Από την άλλη, οι στόχοι που έχουν τεθεί από την ΕΕ και την EWEA μέχρι το 2020 αναμένεται να κεντρίσουν το ενδιαφέρον πολλών επενδυτών στην Ελλάδα και να προωθηθεί σε μεγαλύτερο βαθμό η εγκατάσταση αιολικής ισχύος εντός των συνόρων της χώρας. Τέλος η συνεχής αύξηση της ισχύος

των ανεμογεννητριών και η βελτίωση των δυνατοτήτων τους, αναμένεται να διευκολύνει την παραγωγή αιολικής ενέργειας και την περαιτέρω διείσδυσή της στην ελληνική αγορά.



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 - ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

### 2.1. Αιολικό δυναμικό

Βασική προϋπόθεση για τη λειτουργία των ανεμογεννητριών αποτελεί η ύπαρξη αιολικού δυναμικού και άρα ανέμων. Υπάρχουν διάφορες θεωρίες για τη δημιουργία των ανέμων. Η βασική αρχή είναι η εξής: όταν μια αέρια μάζα θερμανθεί, εκτονώνεται, γίνεται ελαφρύτερη και κινείται προς τα πάνω (ο θερμός αέρας έχει μικρότερη πυκνότητα από τον ψυχρό). Ο αέρας της ατμόσφαιρας θερμαίνεται κυρίως από την επαφή του με τη θερμή επιφάνεια της Γης.

Τελικά η δημιουργία των ανέμων αποτελεί αποτέλεσμα ορισμένων διεργασιών που συμβαίνουν στη φύση. Σύμφωνα με τη θεωρία της «κατακόρυφης μεταφοράς» ένα στρώμα αέρα, που θα έρθει σε επαφή με τη γήινη επιφάνεια θα θερμανθεί και θα ανέλθει. Τη θέση του θα καλύψει ένα στρώμα ψυχρότερου αέρα, που με τη σειρά του θα θερμανθεί και θα ανέλθει. Μία συνιστώσα για τη δημιουργία των ανέμων αποτελεί αυτή η κυκλική-ανοδική-καθοδική κίνηση θερμών και ψυχρών ρευστών μαζών. Μια δεύτερη παράμετρο αποτελεί η κίνηση της Γης. Ο άνεμος θερμαίνεται γρηγορότερα στον ισημερινό και ανυψώνεται και κινείται προς τα βόρεια και νότια. Στον ισημερινό υπάρχει χαμηλή πίεση, ενώ στους πόλους υψηλή πίεση. Τέλος υπάρχουν και οι άνεμοι που δημιουργούνται εξαιτίας τοπικών παραμέτρων (θάλασσα-ξηρά, βουνά-κοιλιάδες). Η ξηρά έχει μικρότερη θερμοχωρητικότητα από την θάλασσα, κι αυτό έχει σαν αποτέλεσμα να ψύχεται και να θερμαίνεται πιο γρήγορα από την θάλασσα. Η ξηρά την ημέρα είναι θερμότερη από τη θάλασσα, με αποτέλεσμα ψυχρότερες αέριες μάζες να μετακινούνται από τη θάλασσα προς την ξηρά για να αντικαταστήσουν τις θερμές μάζες που ανέρχονται και δημιουργούν με τον τρόπο αυτό τη γνωστή θαλάσσια αύρα. Κατά τη διάρκεια της νύχτας η θάλασσα είναι θερμότερη από την ξηρά. Ο

αέρας που είναι σε επαφή με τη θάλασσα θερμαίνεται, ανέρχεται και αντικαθίσταται από ψυχρότερο που προέρχεται από την στεριά. Κάτι αντίστοιχο συμβαίνει και μεταξύ βουνών-κοιλάδων.

Σημαντικό ρόλο στη δημιουργία αλλά και την εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού έχει και το οριακό ατμοσφαιρικό στρώμα. Στο κατώτατο τμήμα της ατμόσφαιρας λόγω του ιξώδους του αέρα δημιουργείται ένα στρώμα αέρα, το ατμοσφαιρικό οριακό στρώμα, μέσα στο οποίο η σχετική ταχύτητα μεταβάλλεται από μηδέν πάνω στην επιφάνεια της Γης, μέχρι μεγαλύτερες τιμές. Τα χαρακτηριστικά του ατμοσφαιρικού οριακού στρώματος, καθορίζονται κυρίως από την μορφή της επιφάνειας της Γης (τραχύτητα εδάφους), αλλά και από τον άνεμο και την κατάσταση της ατμόσφαιρας.

Για τον υπολογισμό της διανομής της ταχύτητας μέσα στο επιφανειακό στρώμα χρησιμοποιούνται οι σχέσεις:

$$U(z) = \frac{U}{k} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad \text{λογαριθμικός νόμος}$$

$$U(z) = U(z_0) \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)^a \quad \text{εκθετικός νόμος}$$

όπου  $U(z)$  η ταχύτητα του ανέμου σε ύψος  $z$ ,  $U$  η ταχύτητα τριβής,  $a$  ο εκθέτης του εκθετικού νόμου,  $k$  η σταθερά von Karman ( $k=0,35$ ) και  $z_0$  η παράμετρος τραχύτητας. Σε ό,τι αφορά τον εκθέτη  $a$ , αυτός προσδιορίζεται πειραματικά και αποτελεί μια ένδειξη της μορφής της επιφάνειας του εδάφους.

## 2.2. Αρχές λειτουργίας ανεμογεννητριών

Οι ανεμογεννήτριες κάνουν χρήση των δυνάμεων που αναπτύσσονται στις αεροτομές των πτερυγίων για να πετύχουν παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος από τον άνεμο. Οι δυνάμεις αυτές είναι η αντίσταση και η άνωση (κύρια δύναμη λειτουργίας των ανεμογεννητριών). Η αντίσταση είναι η δύναμη που

ασκείται σε ένα αντικείμενο από τη ροή του αέρα και έχει την κατεύθυνση της ροής. Αντίθετα άνωση είναι η δύναμη που ασκείται στο αντικείμενο από τον άνεμο και έχει κατεύθυνση κάθετη στη ροή του ανέμου. Η άνωση είναι μικρή για μηδενική γωνία πρόσπτωσης και γίνεται μέγιστη για μικρές γωνίες πρόσπτωσης, καθώς δημιουργείται μια περιοχή υποπίεσης στην πίσω πλευρά του σώματος, ως αποτέλεσμα της επιτάχυνσης της ροής. Η γωνία πρόσπτωσης καθορίζεται από τις αεροτομές. Σημαντικό είναι ότι στις ανεμογεννήτριες οριζοντίου άξονα, ο άξονας περιστροφής των πτερυγίων είναι σε συνεχή ευθυγράμμιση με την κατεύθυνση του ανέμου.

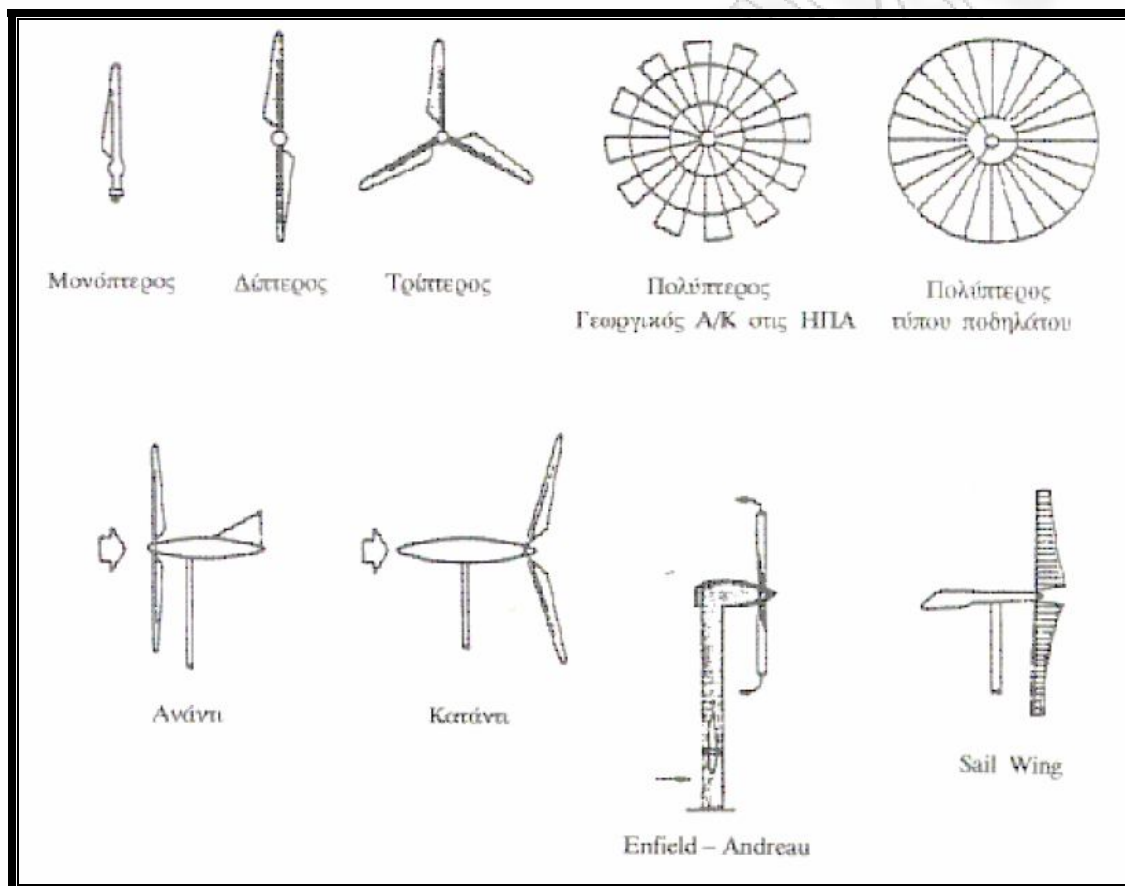
Η παραγωγή ισχύος μιας ανεμογεννήτριας μεταβάλλεται με την ταχύτητα του ανέμου. Κάθε μηχανή χαρακτηρίζεται από την καμπύλη ισχύος της που εξαρτάται από τα γεωμετρικά της χαρακτηριστικά και το σχεδιασμό της. Η καμπύλη ισχύος μιας ανεμογεννήτριας χαρακτηρίζεται από την ταχύτητα έναρξης λειτουργίας όπου η ανεμογεννήτρια ξεκινά να παράγει ισχύ, την ταχύτητα διακοπής λειτουργίας όπου η μηχανή τίθεται εκτός λειτουργίας για να προστατευθεί από πολύ δυνατούς ανέμους και την ονομαστική ταχύτητα που είναι η μικρότερη ταχύτητα για την οποία η μηχανή παράγει την ονομαστική της ισχύ.

Η παραγόμενη ενέργεια μιας αιολικής μηχανής εξαρτάται από την καμπύλη ισχύος της μηχανής και από τον άνεμο στην περιοχή. Πρόσθετοι παράγοντες που επηρεάζουν την παραγόμενη ενέργεια είναι η διαθεσιμότητα της μηχανής, οι απώλειες μεταφοράς και ο βαθμός απόδοσης του αιολικού πάρκου (ο βαθμός απόδοσης του αιολικού πάρκου εκφράζει τις απώλειες που έχουμε λόγω αλληλεπίδρασης ανεμογεννητριών σε αιολικά πάρκα, και οφείλεται κατά κύριο λόγο στο έλλειμμα της ταχύτητας (απώλειες λόγω όμορου)).

### 2.3. Τύποι Ανεμογεννητριών

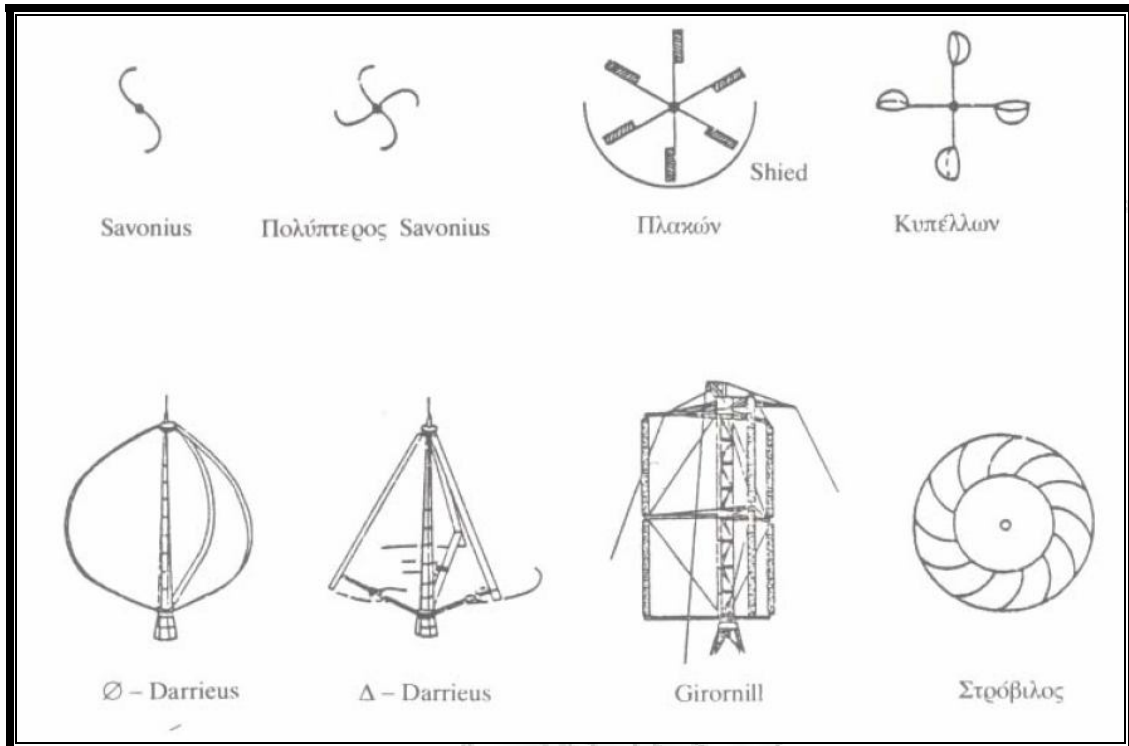
Οι ανεμογεννήτριες διακρίνονται σε δύο κύριες κατηγορίες, τις μηχανές οριζοντίου και κατακόρυφου άξονα. Στη συνέχεια ακολουθούν 2 εικόνες που παρουσιάζουν τους κυριότερους τύπους ανεμογεννητριών οριζόντιου και κατακόρυφου άξονα.

Εικόνα 2. 1 Τύποι ανεμοκινητήρων οριζόντιου άξονα





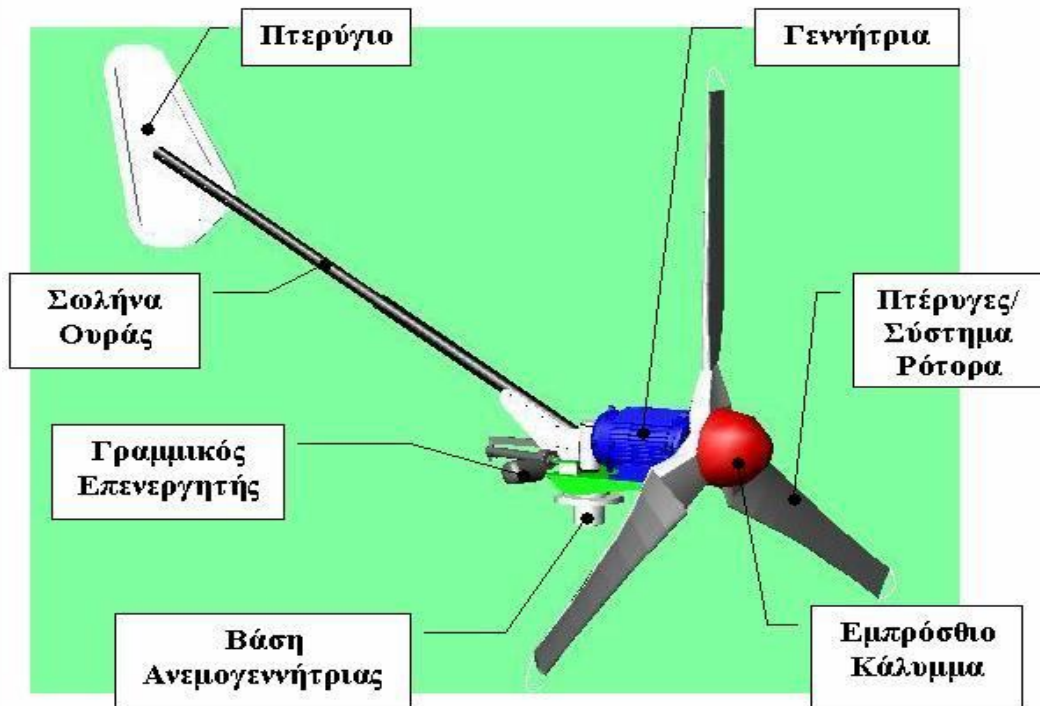
Εικόνα 2. 2 Τύποι ανεμοκινητήρων κατακόρυφου άξονα



Η εκτεταμένη ανάλυση των αρχών λειτουργίας των δύο τύπων ανεμογεννητριών δεν αποτελεί αντικείμενο της συγκεκριμένης διπλωματικής εργασίας. Συνοπτικά παρατίθεται η αρχή λειτουργίας των οριζόντιων ανεμογεννητριών που χρησιμοποιούνται και σε μεγαλύτερο βαθμό.

Οι ανεμογεννήτριες οριζόντιου άξονα αποτελούνται στη συντριπτική τους πλειοψηφία από δύο ή τρία πτερύγια. Κύρια μέρη των ανεμογεννητριών αυτών είναι ο δρομέας (αποτελείται από την πλήμνη και τα πτερύγια), το σύστημα αύξησης των στροφών (κιβώτιο ταχυτήτων), το σύστημα πέδησης, τα έδρανα του άξονα και οι ελαστικοί σύνδεσμοι, η ηλεκτρική γεννήτρια, το σύστημα προσανατολισμού, ο πύργος στήριξης και τα θεμέλια.

Εικόνα 2. 3 Μέρη ανεμογεννήτριας οριζόντιου δρομέα



Εικόνα 2. 4 Τοπική ανεμογεννήτρια οριζόντιου δρομέα



Πρωτοπόρες εταιρείες στον τομέα παραγωγής ενέργειας είναι η Vestas (Δανία), η Gamesa (Ισπανία), η Enercon (Γερμανία) και η GE Wind (ΗΠΑ).

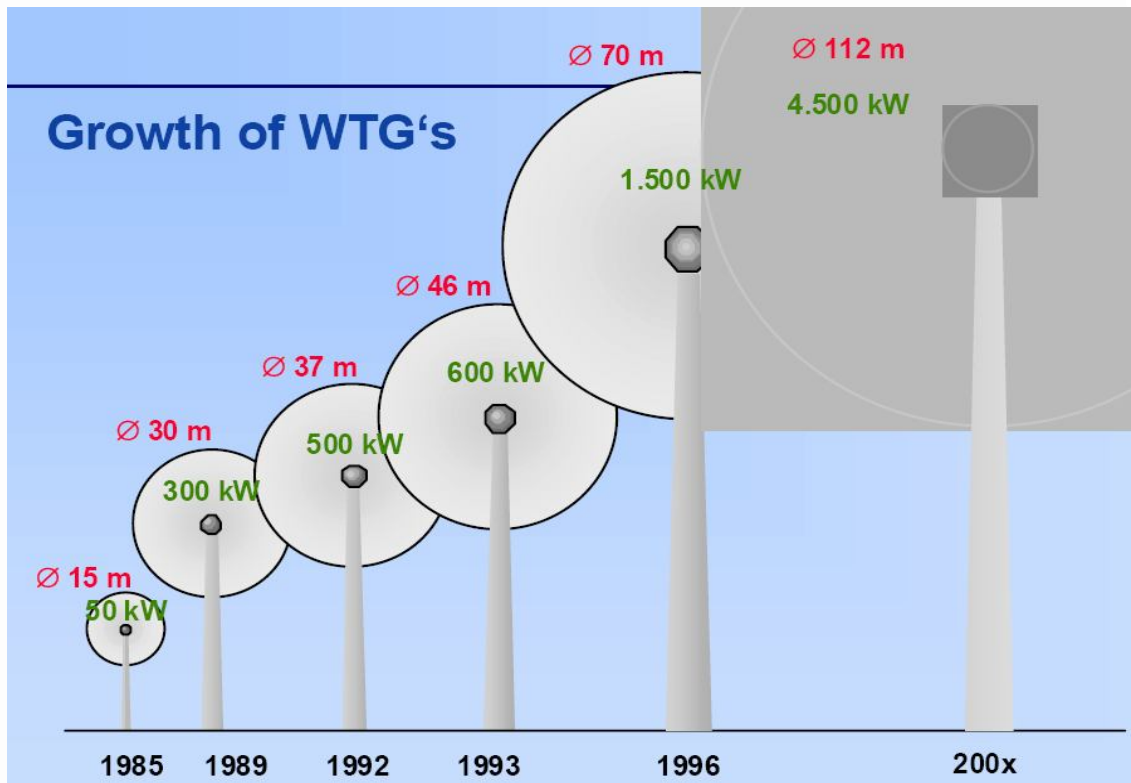
Στη συνέχεια παρατίθεται ο πίνακας με τους 10 μεγαλύτερους κατασκευαστές ανεμογεννητριών για το έτος 2004 [13].

Πίνακας 2. 1 10 πρώτοι κατασκευαστές ανεμογεννητριών (2004)

ΚΑΤΑΣΚΕΥΑΣΤΗΣ	ΧΩΡΑ	ΙΣΧΥΣ (MW)	ΜΕΡΙΔΙΟ ΑΓΟΡΑΣ
VESTAS	ΔΑΝΙΑ	2.784	32,5%
GAMESA	ΙΣΠΑΝΙΑ	1.474	17,2%
ENERCON	ΓΕΡΜΑΝΙΑ	1.343	15,7%
GE WIND	ΗΠΑ	918	10,7%
SIEMENS	ΓΕΡΜΑΝΙΑ	507	5,9%
SUZLON	ΙΝΔΙΑ	322	3,8%
REPOWER	ΓΕΡΜΑΝΙΑ	276	3,2%
ECOTECNIA	ΙΣΠΑΝΙΑ	214	2,5%
MITSUBISHI	ΙΑΠΩΝΙΑ	214	2,5%
NORDEX	ΓΕΡΜΑΝΙΑ	186	2,2%
<b>ΑΛΛΟΙ</b>		<b>334</b>	<b>3,9%</b>

Αξιοσημείωτη είναι όμως και η εξέλιξη της τεχνολογίας των ανεμογεννητριών. Χαρακτηριστικό είναι πως χρόνο με το χρόνο κατασκευάζονται ανεμογεννήτριες μεγαλύτερης ισχύος, με βελτιωμένα χαρακτηριστικά και μεγαλύτερη απόδοση. Στην ακόλουθη εικόνα καταγράφεται η αύξηση της ισχύος των ανεμογεννητριών συναρτήσει του χρόνου [14].

Εικόνα 2. 5 Εξέλιξη της ισχύος των ανεμογεννητριών



Από την εικόνα φαίνεται η ραγδαία αύξηση του μεγέθους των ανεμογεννητριών τόσο κατασκευαστικά όσο και αποδοτικά (ισχύς). Επίσης γίνεται εύκολα αντιληπτή η συσχέτιση που υπάρχει μεταξύ του ύψους μιας ανεμογεννήτριας και της ισχύος που μπορεί να παράγει. Στη συνέχεια ακολουθεί ένας πίνακας του μέσου μεγέθους (σε ισχύ (kW)) των ανεμογεννητριών που εγκαταστάθηκαν τα τελευταία χρόνια στις 6 πρώτες σε παραγωγή αιολικής ενέργειας χώρες στις ΕΕ [15].

Πίνακας 2. 2 Μέσο μέγεθος ανεμογεννητριών που εγκαταστάθηκαν στις 6 πρώτες σε παραγωγή αιολικής ενέργειας χώρες της ΕΕ

ΕΤΟΣ	ΓΕΡΜΑΝΙΑ	ΙΣΠΑΝΙΑ	ΓΑΛΛΙΑ	ΙΤΑΛΙΑ	ΗΝ. ΒΑΣΙΛΕΙΟ
1999	919	619	135	569	617
2000	1.101	423	376	600	795
2001	1.281	716	509	635	941
2002	1.397	952	713	776	843
2003	1.650	951	795	802	1.773
2004	1.696	1.123	1.162	918	1.637
2005	1.723	1.342	1.132	1.198	1.732

Από τον πίνακα 2.2 γίνεται σαφές πως κατά τη διάρκεια 7 ετών, υπάρχει σταδιακή αύξηση του μεγέθους σε ισχύ των ανεμογεννητριών που εγκαθίστανται. Στη Γερμανία για παράδειγμα διπλασιάστηκε το μέσο μέγεθος των ανεμογεννητριών, ενώ στο Ηνωμένο Βασίλειο τριπλασιάστηκε.

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΡΡΑΙΑ

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 - ΘΕΣΜΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΡΟΩΘΗΣΗ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

### 3.1. Εξέλιξη θεσμικού πλαισίου στην Ευρωπαϊκή Ένωση

Η ραγδαία εξάπλωση της αιολικής ενέργειας όπως και κάθε μορφής ενέργειας από ΑΠΕ εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό εκτός από την τεχνολογία, και από τη νομοθεσία. Για το λόγο αυτό λοιπόν η νομοθεσία σχετικά με τις ΑΠΕ μεταβάλλεται συνεχώς ώστε να εναρμονίζεται με τις απαιτήσεις κάθε χρονικής περιόδου. Στόχος της νομοθεσίας πρέπει να είναι η μόνιμη προώθηση των ΑΠΕ στην αγορά πάντα όμως με όραμα την επίτευξη της βιώσιμης ανάπτυξης.

#### 3.1.1. Στόχοι ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής

Η Ευρωπαϊκή Ένωση με την Πράσινη Βίβλο (96/576) θέτει σε πρώτο πλάνο τους προβληματισμούς της για τις ΑΠΕ και προσπαθεί να οδηγήσει τα κράτη-μέλη προς την απεξάρτησή τους από τις συμβατικές και ρυπογόνες πηγές ενέργειας που χρησιμοποιούν κατά κόρον, και να τα στρέψει στη συστηματικότερη χρήση των φιλικών προς το Περιβάλλον ΑΠΕ.

Με την προώθηση και την χρήση των ΑΠΕ, είναι ανάγκη να προστατευθεί το Περιβάλλον με τη μείωση των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα  $CO_2$  και να μειωθεί η εξάρτηση της Ε.Ε. και κατ' επέκταση των κρατών-μελών της από τους εξωτερικούς παραγωγούς ενέργειας (πετρελαίου, φυσικού αερίου, κλπ.)

Σε επίπεδο απασχόλησης, με την ανάπτυξη των μονάδων παραγωγής ΑΠΕ, θα αυξηθεί η απασχόληση και η οικονομία, καθώς θα δημιουργηθούν νέες θέσεις εργασίας, ενώ παράλληλα θα αναπτυχθούν και ορισμένες υποβαθμισμένες περιοχές. Σε δεύτερο επίπεδο, αυτές οι επιχειρήσεις τέτοιας μορφής ενέργειας θα μπορέσουν να επεκταθούν και να καλύψουν

ενεργειακές ανάγκες άλλων περιοχών, αυξάνοντας τα κέρδη τους και συνακόλουθα την πολιτική της Ε.Ε.

Οι στόχοι που θέτει και προωθεί η Πράσινη Βίβλος, είναι:

α) Ο διπλασιασμός του ποσοστού χρήσεως των ΑΠΕ στο ενεργειακό πλαίσιο της Ε.Ε. μέχρι το 2010 γύρω στο 12%.

β) Η ενθάρρυνση της συνεργασίας μεταξύ των κρατών - μελών σχετικά με τις ΑΠΕ.

γ) Η ενδυνάμωση των πολιτικών της Κοινότητας, σχετικά με την πρόοδο και την εξέλιξη των ΑΠΕ, που ενδιαφέρει και ως οικονομικό μέγεθος.

δ) Η παρακολούθηση της προόδου που συντελείται ως προς την επίτευξη των στόχων που θέτει η Πράσινη Βίβλος, σχετικά με τη συστηματικότερη χρήση των ΑΠΕ.

Στη συνέχεια και αφού προηγήθηκαν όλες οι πολιτικές ζυμώσεις που απαιτούνται εντός της Ε.Ε., ακολούθησε η Λευκή Βίβλος για μια κοινοτική στρατηγική και ένα σχέδιο δράσης (97/599) που σχετικά με τις ΑΠΕ, προέβλεπε κατ' αρχήν την ανάγκη μιας κοινοτικής στρατηγικής στην παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ, μέσω σημαντικών προγραμμάτων, όπως το JOULE - THERMIE, το INCO και το FAIR και φυσικά το σημαντικότερο όλων το ALTENER και το ALTENER II. Οι τρεις κύριοι στόχοι της ευρύτερης ενεργειακής πολιτικής της Ε.Ε. επικεντρώνονται στην επίτευξη αυξημένης ανταγωνιστικότητας για την Ε.Ε., στην ασφάλεια της παροχής ενέργειας και στην προστασία του Περιβάλλοντος. Προκειμένου να επιτευχθεί η προαναφερόμενη στρατηγική της Κοινότητας η Λευκή Βίβλος προτείνει και ένα σχέδιο δράσης. Σκοπός του σχεδίου αυτού, είναι να υπάρξουν συντονισμένες ενέργειες από όλους τους ενδιαφερόμενους φορείς. Η διάρθρωσή του πρέπει να περιλαμβάνει κάποια μέτρα εσωτερικής αγοράς, όπως:

α) Η δίκαιη πρόσβαση των ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρισμού, που είναι η κυριότερη ενεργειακή αγορά και που έως τώρα κατακλύζεται από πηγές ενέργειας που δεν είναι φιλικές προς το Περιβάλλον.

β) Η καθιέρωση μέτρων φορολογικής και οικονομικής φύσεως, δηλ. φορολογικά και χρηματοδοτικά κίνητρα και ελαφρύνσεις που θα δοθούν προς τις εταιρείες, αλλά και τους ιδιώτες, προκειμένου να χρησιμοποιούν «πράσινη» ενέργεια για τις ανάγκες τους.

γ) Η χρήση βιοενέργειας για τις μεταφορές, τη θέρμανση και τον ηλεκτρισμό, όπως τα φυτικά έλαια κλπ., παρά το υψηλότερο κόστος παραγωγής τους, που θα πρέπει να επιδοτηθεί προκειμένου να μειώσει αυτό το συγκριτικό έλλειμμα που έχει.

δ) Η βελτίωση των κανονισμών δομήσεως όλων των οικημάτων, καθώς σημαντικό μέρος της καταναλωμένης ενέργειας γίνεται απ' τα νοικοκυριά κατά την κατασκευής τους, αλλά και κατά τη συντήρησή τους.

Η Λευκή Βίβλος για τις ΑΠΕ έθεσε ως στόχο για την αιολική ενέργεια τα 40 GW εγκατεστημένης ισχύος μέχρι το 2010.

Τελευταίο στάδιο, προκειμένου να μην μείνει η Λευκή Βίβλος ένα απλό ευχολόγιο, είναι η εφαρμογή και ο συνεχής έλεγχος του σχεδίου. Αυτό θα επιτευχθεί, με την σύνδεση των ευρωπαϊκών πολιτικών και προγραμμάτων με την χρήση των ΑΠΕ, αλλά και την ενσωμάτωση της στρατηγικής και του σχεδίου δράσης για αυτές στο εσωτερικό των κρατών - μελών και η συνεχής συνεργασία μεταξύ αυτών και των κοινοτικών οργάνων.

Στη λογική που τίθεται από την Πράσινη και τη Λευκή Βίβλο για την Ενέργεια ψηφίζονται Οδηγίες και Νόμοι στην Ελλάδα αλλά και σ' όλη την ΕΕ. Χαρακτηριστικότερη όλων είναι η Οδηγία 2001/77/ΕΚ σκοπός της οποίας είναι η προαγωγή της αύξησης της συμβολής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και η δημιουργία βάσης για ένα μελλοντικό κοινοτικό



πλαίσιο στον εν λόγω τομέα. Σύμφωνα με την Οδηγία 2001/77/ΕΚ τα κράτη μέλη λαμβάνουν κατάλληλα μέτρα για την προώθηση της αύξησης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας η οποία παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, σύμφωνα με τους εθνικούς ενδεικτικούς στόχους. Ανά πενταετία, τα κράτη μέλη υιοθετούν και δημοσιεύουν έκθεση με την οποία καθορίζουν τους εθνικούς ενδεικτικούς στόχους μελλοντικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, ως ποσοστό της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, για την επόμενη δεκαετία. Τα κράτη μέλη δημοσίευσαν, για πρώτη φορά το 2003, και, εν συνεχεία, ανά διετία, έκθεση που περιέχει αναλυτική εξέταση της επίτευξης των εθνικών ενδεικτικών στόχων, λαμβάνοντας υπόψη, μεταξύ άλλων, τους κλιματικούς παράγοντες που ενδέχεται να επηρεάσουν την υλοποίηση των στόχων αυτών και διευκρινίζουν σε ποιο βαθμό τα μέτρα που ελήφθησαν συνάδουν με τις εθνικές δεσμεύσεις για τις κλιματικές μεταβολές.

### 3.1.2. Θεσμικό πλαίσιο για την ανάπτυξη των ΑΠΕ

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας - αιολική, ηλιακή (θερμική ή φωτοβολταϊκή), υδροηλεκτρική, παλιρροιακή, γεωθερμική και ενέργεια από βιομάζα - συνιστούν ουσιαστική εναλλακτική λύση στα ορυκτά καύσιμα. Η χρήση τους επιτρέπει όχι μόνο να μειωθούν οι εκπομπές αερίων που προξενούν το φαινόμενο του θερμοκηπίου, τα οποία προέρχονται από την παραγωγή και την κατανάλωση ενέργειας, αλλά και τη μείωση της εξάρτησης της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ) από τις εισαγωγές ορυκτών καυσίμων (συγκεκριμένα, φυσικό αέριο και πετρέλαιο).

Για να επιτύχει τον φιλόδοξο στόχο να ανέλθει σε 20% το μερίδιο που θα καταλαμβάνει στο σύνολο του ενεργειακού μίγματος η ενέργεια από τις ανανεώσιμες πηγές, η ΕΕ προβλέπει να εντείνει τις προσπάθειες στους

τομείς της ηλεκτροπαραγωγής, της θέρμανσης και ψύξης, καθώς και στον τομέα των βιοκαυσίμων. Στον τομέα των μεταφορών, που εξαρτάται σχεδόν αποκλειστικά από το πετρέλαιο, η Επιτροπή επιθυμεί να αυξηθεί το μερίδιο των βιοκαυσίμων στη συνολική κατανάλωση καυσίμων από 5,75% μέχρι το 2010 σε 10% μέχρι το 2020.

Στο χάρτη πορείας για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αξιολογείται το μερίδιο των πηγών αυτών στη συνολική ενεργειακή κατανάλωση και η σχετική πρόοδος που έχει συντελεστεί στο πεδίο αυτό. Στο χάρτη πορείας ορίζεται επίσης ως στόχος να φθάσουν οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας να καλύπτουν μερίδιο 20% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση μέχρι το 2020 και περιλαμβάνονται μέτρα για την προώθηση της ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στους τομείς του ηλεκτρισμού, των βιοκαυσίμων, της θέρμανσης και της ψύξης.

Στη συνέχεια παρατίθεται ο πίνακας με το μερίδιο στην αγορά των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για το έτος 2005 [16].

Πίνακας 3. 1 Μερίδιο των ΑΠΕ στην αγορά (2005)

ΒΙΟΜΑΖΑ	66,1%
ΥΔΡΑΥΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	22,2%
ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	5,5%
ΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	5,5%
ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	0,7%

Το 1997, η ΕΕ όρισε ως στόχο να φθάσει το μερίδιο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο 12% της εσωτερικής ακαθάριστης ενεργειακής κατανάλωσης έως το 2010. Παρά τη σημαντική σημειωθείσα πρόοδο, η Επιτροπή εκτιμά ότι ο στόχος δεν θα επιτευχθεί. Οι δυσκολίες για την επίτευξή του οφείλονται μεταξύ άλλων στα εξής:

- υψηλό κόστος των επενδύσεων στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και μη συνυπολογισμός του εξωτερικού κόστους («εξωτερικό» κόστος των διαφόρων πηγών ενέργειας, ιδίως όσον αφορά τις μακροπρόθεσμες επιπτώσεις στην υγεία ή στο περιβάλλον), γεγονός που προσδίδει ένα τεχνητό πλεονέκτημα στα ορυκτά καύσιμα·
- διοικητικά προβλήματα που συνδέονται με τις διαδικασίες εγκατάστασης και με τον αποκεντρωμένο χαρακτήρα των περισσότερων εφαρμογών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας·
- αδιαφανείς και μεροληπτικές κανονιστικές διατάξεις για την πρόσβαση στο δίκτυο·
- ελλιπής ενημέρωση των προμηθευτών, των πελατών και των εγκαταστατών·
- το γεγονός ότι ο στόχος του 12% εκφράζεται ως ποσοστό πρωτογενούς ενέργειας και έτσι υποτιμάται η αιολική ενέργεια (κλάδος όπου σημειώθηκε σημαντική ανάπτυξη κατά την υπό εξέταση περίοδο).

Σύμφωνα με την Οδηγία 2001/77/ΕΚ, όλα τα κράτη μέλη θέσπισαν εθνικούς στόχους όσον αφορά την κατανάλωση ηλεκτρισμού που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Εάν όλα τα κράτη μέλη επιτύχουν τους εθνικούς τους στόχους, το 2010 θα παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ποσοστό 21% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ. Αν και ορισμένα κράτη μέλη πλησιάζουν στην επίτευξη του στόχου αυτού, αποδεικνύεται ότι η πλειονότητα των κρατών έχει καθυστερήσει και ο στόχος του 19% δεν θα επιτευχθεί μέχρι το 2010 για την ποσότητα ηλεκτρισμού που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Στον πίνακα που ακολουθεί καταγράφεται η συμμετοχή στην παραγωγή του ηλεκτρισμού των διαφόρων ΑΠΕ για το έτος 2005 [17].

Πίνακας 3. 2 Συμμετοχή των ΑΠΕ στον ηλεκτρισμό (2005)

ΥΔΡΑΥΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	66,1%
ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	16,3%
ΒΙΟΜΑΖΑ	15,8%
ΓΕΩΘΕΡΜΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	1,2%
ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	0,3%

Ο χάρτης πορείας προβλέπει ότι τα κράτη μέλη θα θεσπίσουν δεσμευτικούς στόχους και σχέδια δράσης που θα είναι προσαρμοσμένα στο αντίστοιχο δυναμικό τους. Τα σχέδια δράσης πρέπει να περιλαμβάνουν ειδικά μέτρα και στόχους στους ακόλουθους τρεις τομείς: ηλεκτρισμός, βιοκαύσιμα και θέρμανση και ψύξη. Η ευέλικτη αυτή προσέγγιση θα αφήσει στα κράτη μέλη επαρκές περιθώριο ελιγμών.

Πρόθεση της Επιτροπής είναι να προτείνει μέτρα για τη βελτίωση της εσωτερικής αγοράς και την κατάργηση των φραγμών στην ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στους τομείς του ηλεκτρισμού, της θέρμανσης και ψύξης, μεταξύ άλλων μέσω της απλούστευσης των διοικητικών υποχρεώσεων, της βελτίωσης της διαφάνειας και της διάδοσης των πληροφοριών, της προσαρμογής και της αύξησης του αριθμού των εγκαταστάσεων και των συστημάτων διασύνδεσης.

Εξάλλου, η Επιτροπή θα προτείνει μέτρα για τη στήριξη, την προώθηση και την παροχή κινήτρων υπέρ της χρήσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, μεταξύ των οποίων είναι η θέσπιση ενός συστήματος κινήτρων στήριξης των βιοκαυσίμων, καθώς και η επιλογή της μεθόδου των δημόσιων προμηθειών ιδίως στον τομέα των μεταφορών.

Θα διατηρηθεί η στενή συνεργασία μεταξύ της Επιτροπής και των εμπλεκόμενων παραγόντων στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (αρμόδιες για τα δίκτυα αρχές, ευρωπαϊκές ρυθμιστικές αρχές ηλεκτρικής ενέργειας και βιομηχανία ανανεώσιμων πηγών ενέργειας) ώστε να καταστεί

δυνατή η βελτιωμένη ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.

### 3.2. Εξέλιξη του θεσμικού πλαισίου στην Ελλάδα

Στην Ελλάδα το νομοθετικό πλαίσιο είναι σαφώς επηρεασμένο από την Ευρωπαϊκή πολιτική στα ζητήματα της Ενέργειας.

#### 3.2.1. Ν. 2244 {ΦΕΚ 7/10/94}

Η πρώτη νομοθεσία στην Ελλάδα που αφορά την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (στο εξής ΑΠΕ) εμφανίζεται το 1994 με το Ν. 2244 {ΦΕΚ 7/10/94}. Σύμφωνα με το ΦΕΚ, για πρώτη φορά επιτρέπεται η ιδιωτική πρωτοβουλία στην παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ είτε από αυτοπαραγωγούς (παράγουν ενέργεια για δική τους χρήση) είτε από ανεξάρτητους παραγωγούς (διαθέτουν την ενέργεια αποκλειστικά στη ΔΕΗ). Οι αυτοπαραγωγοί διακρίνονται σε «συνδεδεμένους» ή «αυτόνομους» ανάλογα αν οι σταθμοί παραγωγής ενέργειας είναι συνδεδεμένοι ή όχι με το δίκτυο της ΔΕΗ. Η αυτοπαραγωγή της ενέργειας από συνδεδεμένους σταθμούς επιτρέπεται εφόσον τηρούνται οι τεχνικές προδιαγραφές σύνδεσης με τα δίκτυα της ΔΕΗ. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς που συνδέονται με τα δίκτυα της ΔΕΗ και ανήκουν σε ανεξάρτητους παραγωγούς επιτρέπεται με όρια ισχύος τα 50 MW (αιολικά συστήματα). Το πλεόνασμα της ηλεκτρικής ενέργειας των αυτοπαραγωγών και η ηλεκτρική ενέργεια των ανεξάρτητων παραγωγών διατίθεται αποκλειστικά στη ΔΕΗ.

Επιπλέον με συμβάσεις μεταξύ ΔΕΗ και παραγωγών καθορίζεται η τιμολόγηση της ενέργειας. Έτσι για τα μη διασυνδεδεμένα νησιά η τιμή της ενέργειας από ΑΠΕ τιμολογείται στο 90% του ισχύοντος τιμολογίου γενικής χρήσης (χαμηλή τάση). Τα τιμολόγια πώλησης της πλεονάζουσας ενέργειας

από ΑΠΕ των αυτοπαραγωγών ορίζονται στο 70% του τιμολογίου γενικής χρήσης (χαμηλή τάση). Η ισχύς των συμβάσεων είναι 10ετής. Αντίστοιχα για το διασυνδεδεμένο σύστημα της ΔΕΗ και τους ανεξάρτητους παραγωγούς τα τιμολόγια πώλησης διαμορφώνονται κατά τρόπο αντίστοιχο με τα ισχύοντα σε κάθε περίπτωση τιμολόγια της ΔΕΗ (χρέωση ενέργειας: 90% του σκέλους ενέργειας του εκάστοτε τιμολογίου στη μέση τάση γενικής χρήσης ή στην υψηλή τάση - χρέωση ισχύος: 50% του σκέλους ισχύος του εκάστοτε τιμολογίου στη μέση τάση γενικής χρήσης ή στην υψηλή τάση). Για τους αυτοπαραγωγούς (πλεόνασμα παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ) η τιμή πώλησης διαμορφώνεται στο 70% του σκέλους ενέργειας του εκάστοτε τιμολογίου γενικής χρήσης και μηνιαίας χρέωσης στη ΧΤ, του τιμολογίου γενικής χρήσης στη ΜΤ και του τιμολογίου ΥΤ.

Στο συγκεκριμένο ΦΕΚ ορίζεται η νομοθεσία για τις άδειες εγκατάστασης λειτουργίας σταθμών ΑΠΕ με ισχύ 10 ετών. Επίσης καθορίζονται οι κυρώσεις σε περίπτωση μη συμμορφώσεων με τη νομοθεσία. Τέλος γίνεται αναφορά σχετικά με την επιτρεπόμενη τοποθεσία εγκατάστασης σταθμών ΑΠΕ.

### 3.2.2. Ν.2773 {ΦΕΚ 22/12/1999}

Το 1999 αποτελεί χρονιά σταθμό για τη νομοθεσία της Ενέργειας. Με το νόμο 2773 που εκδόθηκε στο ΦΕΚ 22/12/1999 απελευθερώνεται για πρώτη φορά η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και ρυθμίζονται διάφορα ζητήματα σχετικά με την ενεργειακή πολιτική. Σύμφωνα με το 3<sup>ο</sup> άρθρο του νόμου αυτού, η άσκηση Δραστηριότητας Ηλεκτρικής Ενέργειας τελεί υπό την εποπτεία του Κράτους στο πλαίσιο του μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού της χώρας. Καινοτομία αποτελεί η ίδρυση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ) που έχει ως κύριες αρμοδιότητες την παρακολούθηση και τον έλεγχο

της λειτουργίας της αγοράς σε όλους τους τομείς της, τη γνωμοδότηση για τη χορήγηση των αδειών για τις δραστηριότητες στο χώρο της Ενέργειας, τη συλλογή και επεξεργασία των στοιχείων σχετικά με τα πρόσωπα που δραστηριοποιούνται στην Ενέργεια, την επιβολή κυρώσεων στους παραβάτες, τη συνεργασία με αντίστοιχες αρχές άλλων κρατών και την Ενημέρωση της Επιτροπής της ΕΕ για την απελευθέρωση της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας. Ο Ν. 2773 αναφέρεται και στις άδειες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η ΡΑΕ είναι υπεύθυνη για την έκδοση των αδειών αυτών.

Επίσης στο κεφάλαιο Δ του Νόμου γίνεται αναφορά στο Σύστημα μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας το οποίο ανήκει αποκλειστικά στη ΔΕΗ. Με προεδρικό διάταγμα ιδρύεται ο Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΕ (ΔΕΣΜΗΕ). Ο Διαχειριστής του Συστήματος λειτουργεί, εκμεταλλεύεται, διασφαλίζει τη συντήρηση και μεριμνά για την ανάπτυξη του Συστήματος σε ολόκληρη τη χώρα, καθώς και των διασυνδέσεών του με άλλα δίκτυα για να διασφαλίζεται ο εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια με τρόπο επαρκή, ασφαλή, οικονομικά αποδοτικό και αξιόπιστο. Με τον ίδιο νόμο παραχωρείται το δικαίωμα στο ΔΕΣΜΗΕ να λειτουργεί και να εκμεταλλεύεται το Σύστημα Μεταφοράς.

Στο κεφάλαιο Ε γίνεται αναφορά στη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας που ανήκει αποκλειστικά στη ΔΕΗ. Για πρώτη φορά εισάγονται οι όροι «επιλέγων πελάτης» (αυτός που επιλέγει από πού θα αγοράσει ενέργεια (και την αξιοποιεί για αποκλειστικά δική του χρήση)) και «μη επιλέγων πελάτης» (το πρόσωπο που δεν έχει δικαίωμα επιλογής προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας). Επίσης υπάρχουν διατάξεις σχετικά με την τιμολόγηση της ενέργειας αλλά και τις επιπτώσεις από τη μη τήρηση της νομοθεσίας.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος υποχρεούται να δίνει προτεραιότητα κατά την κατανομή φορτίου σε διαθέσιμες εγκαταστάσεις παραγωγής στις οποίες η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται από ΑΠΕ εγκατεστημένης ισχύος

μέχρι 50 MW. Για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ η τιμολόγηση της ενέργειας γίνεται ως εξής: Χρέωση ενέργειας είναι το ποσοστό 90% του σκέλους ενέργειας του εκάστοτε τιμολογίου ΜΤ γενικής χρήσης και Χρέωση ισχύος είναι το ποσοστό 50% του σκέλους ισχύος του ίδιου τιμολογίου. Για την τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφάται στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά προβλέπεται για όλες τις περιπτώσεις μόνο χρέωση ενέργειας υπολογιζόμενη ως ποσοστό του εκάστοτε ισχύοντος τιμολογίου γενικής χρήσης και μηνιαίας χρέωσης στη ΧΤ. Το ύψος του ποσοστού ορίζεται σε 90% για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, 70% για το πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας αυτοπαραγωγών για παραγωγή από ΑΠΕ και σε 60% για το πλεόνασμα της ηλεκτρικής ενέργειας αυτοπαραγωγών για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω συμπαραγωγής.

Τέλος, σύμφωνα με το άρθρο 43 η ΔΕΗ μετατρέπεται σε ανώνυμη εταιρία (ΔΕΗ ΑΕ).

### 3.2.3. Ν.2941 {ΦΕΚ 12/9/2001}

Ο νόμος 2941 αναφέρεται στις διαδικασίες σχετικά με τις ΑΠΕ αντικαθιστώντας κάποιες διατάξεις του Ν.2244 (1994). Εκτός από τη μέθοδο αδειοδότησης, ο νόμος αυτός καθορίζει τις περιοχές στις οποίες μπορεί να γίνει ή να μην γίνει εγκατάσταση ΑΠΕ. Περιοχές εγκατάστασης αποτελούν γήπεδα ή χώροι των οποίων την αποκλειστική χρήση έχει ο αιτών την άδεια εγκατάστασης καθώς και σε δασικές εκτάσεις εφόσον αυτό επιτρέπεται από το νόμο Ν.998/1979 ή το νόμο Ν.1734/1987 ανάλογα με την περίπτωση. Όλες οι παλαιότερες άδειες εγκατάστασης δεν χρειάζονται ανανέωση. Επίσης τα έργα σύνδεσης σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ με το Σύστημα ή το Δίκτυο μπορεί να κατασκευάζονται από οποιονδήποτε ενδιαφερόμενο κάτοχο άδειας εγκατάστασης.



### 3.2.4. ΦΕΚ 26/5/2006

Τον Μάιο του 2006 εκδίδεται το ΦΕΚ 26/5/2006 το οποίο αναφέρεται στη Διαδικασία Προκαταρκτικής Περιβαλλοντικής Εκτίμησης και Αξιολόγησης (Π.Π.Ε.Α.) και Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων (Ε.Π.Ο.) έργων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.). Για τη διενέργεια Π.Π.Ε.Α., ο ενδιαφερόμενος υποβάλλει αίτηση στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.), η οποία τη διαβιβάζει στην Ειδική Υπηρεσία Περιβάλλοντος (Ε.Υ.ΠΕ.) του Υ.ΠΕ.ΧΩ.ΔΕ. Εντός προθεσμίας τριάντα (30) ημερών από την παραλαβή του φακέλου, οι αρμόδιοι φορείς υποχρεούνται να διαβιβάσουν τη γνώμη τους στην Ε.Υ.ΠΕ. του Υ.ΠΕ.ΧΩ.ΔΕ. Η θετική γνωμοδότηση ή αρνητική απόφαση επί της Π.Π.Ε.Α εκδίδεται από το Γενικό Διευθυντή Περιβάλλοντος του Υ.ΠΕ.ΧΩ.ΔΕ. Για την Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων (Ε.Π.Ο.), ο ενδιαφερόμενος υποβάλλει αίτηση στη Διεύθυνση Σχεδιασμού και Ανάπτυξης (ΔΙ.Σ.Α.) της οικείας Περιφέρειας, η οποία τη διαβιβάζει στην Ειδική Υπηρεσία Περιβάλλοντος (Ε.Υ.ΠΕ.) του Υ.ΠΕ.ΧΩ.ΔΕ, που διενήργησε την Π.Π.Ε.Α. Εντός προθεσμίας σαράντα (40) ημερών από την παραλαβή του φακέλου, οι αρμόδιοι φορείς υποχρεούνται να διαβιβάσουν τη γνώμη τους στην Ε.Υ.ΠΕ. του Υ.ΠΕ.ΧΩ.ΔΕ. Το οικείο Νομαρχιακό Συμβούλιο διαβιβάζει τη γνωμοδότησή του, συνοδευόμενη από τα αποδεικτικά δημοσιοποίησης και τις κατατεθείσες γνώμες των πολιτών και φορέων. Η απόφαση Έγκρισης ή μη Περιβαλλοντικών Όρων εκδίδεται από τους Υπουργούς Περιβάλλοντος, Χωροταξίας και Δημοσίων Έργων και Ανάπτυξης, και κατά περίπτωση, τον Υπουργό Αγροτικής Ανάπτυξης και Τροφίμων, ή τον Υπουργό Πολιτισμού. Η απόφαση Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων ισχύει για δέκα (10) έτη.

### 3.2.5. Ν.3468 {ΦΕΚ 27/6/2006}

Με τις διατάξεις του Ν.3468 αφ' ενός μεταφέρεται στο ελληνικό δίκαιο η Οδηγία 2001/77/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 27<sup>ης</sup> Σεπτεμβρίου 2001 για την «προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας» (ΕΕΕΚ L 283) και αφ' ετέρου προωθείται, κατά προτεραιότητα, στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, με κανόνες και αρχές, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.) και μονάδες Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (Σ.Η.Θ.Υ.Α.).

Για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α απαιτείται σχετική άδεια. Η άδεια αυτή χορηγείται από τον Υπουργό Ανάπτυξης, μετά από γνώμη της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.) Εξαιρούνται από την υποχρέωση λήψης άδειας παραγωγής πρόσωπα που παράγουν ηλεκτρική ενέργεια από σταθμούς οι οποίοι εγκαθίστανται σε ακίνητο ή όμορα ακίνητα τα οποία ανήκουν στη νόμιμη κατοχή των προσώπων αυτών, εφόσον η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται από αιολικούς σταθμούς με Εγκατεστημένη Ισχύ μικρότερη ή ίση των είκοσι (20) kW, εφόσον οι σταθμοί αυτοί εγκαθίστανται σε Απομονωμένα Μικροδίκτυα, ή από σταθμούς με Εγκατεστημένη Ισχύ μικρότερη ή ίση των σαράντα (40) kW, εφόσον οι σταθμοί αυτοί εγκαθίστανται στα λοιπά Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά και με Εγκατεστημένη Ισχύ μικρότερη ή ίση των πενήντα (50) KW, εφόσον οι σταθμοί αυτοί εγκαθίστανται στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα. Επίσης εξαιρούνται σταθμοί με Εγκατεστημένη Ισχύ έως πέντε (5) MW, που εγκαθίστανται από εκπαιδευτικούς ή ερευνητικούς φορείς, του δημόσιου ή ιδιωτικού τομέα και σταθμοί που εγκαθίστανται από το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Κ.Α.Π.Ε.), για όσο χρόνο οι σταθμοί αυτοί λειτουργούν για τη διενέργεια πιστοποιήσεων ή μετρήσεων.

Για τη χορήγηση της άδειας παραγωγής, την τροποποίηση ή την ανάκλησή της, υποβάλλεται σχετική αίτηση στη Ρ.Α.Ε. Η αίτηση για τη χορήγηση της άδειας παραγωγής συνοδεύεται από Π.Π.Ε. Η Ρ.Α.Ε. τηρεί Ειδικό Μητρώο Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από Α.Π.Ε.

Οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α., καθώς και κάθε έργο που συνδέεται με την κατασκευή και τη λειτουργία τους, συμπεριλαμβανομένων των έργων οδοποιίας πρόσβασης και των έργων σύνδεσής τους με το Σύστημα ή το Δίκτυο, επιτρέπεται να εγκαθίστανται και να λειτουργούν:

α) Σε γήπεδο ή σε χώρο, επί των οποίων ο αιτών έχει το δικαίωμα νόμιμης χρήσης.

β) Σε δάση ή δασικές εκτάσεις, εφόσον έχει επιτραπεί, η εκτέλεση έργων.

γ) Σε αιγιαλό, παραλία, θάλασσα ή σε πυθμένα της, εφόσον έχει παραχωρηθεί το δικαίωμα χρήσης τους.

Για την εγκατάσταση ή επέκταση σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α., απαιτείται σχετική άδεια. Η άδεια αυτή εκδίδεται με απόφαση του Γενικού Γραμματέα της Περιφέρειας, στα όρια της οποίας εγκαθίσταται ο σταθμός. Η άδεια λειτουργίας σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. ισχύει για είκοσι (20) τουλάχιστον έτη και μπορεί να ανανεώνεται μέχρι ίσο χρονικό διάστημα.

Η Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων για την εγκατάσταση σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. ισχύει για δέκα (10) έτη και μπορεί να ανανεώνεται, μία ή περισσότερες φορές, μέχρι ίσο χρόνο, κάθε φορά. Στην αρμόδια υπηρεσία του Υπουργείου Ανάπτυξης τηρείται μητρώο αδειών εγκατάστασης και λειτουργίας σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α.. Στο μητρώο αυτό

καταχωρίζονται οι άδειες εγκατάστασης και λειτουργίας, καθώς και οι περιπτώσεις εξαιρέσης από την υποχρέωση λήψης των αδειών αυτών.

Για σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. που συνδέονται με το Σύστημα ή το Δίκτυο, εκτός από το Δίκτυο των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, εφόσον δεν τίθεται σε κίνδυνο η ασφάλεια του Συστήματος ή του Δικτύου, ο αρμόδιος Διαχειριστής του Συστήματος ή του Δικτύου υποχρεούται, κατά την κατανομή του Φορτίου, να δίνει προτεραιότητα σε διαθέσιμες εγκαταστάσεις παραγωγής, στις οποίες η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται από Α.Π.Ε.

Στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, ο αρμόδιος Διαχειριστής αυτών υποχρεούται να απορροφά, κατά προτεραιότητα, την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από σταθμό Α.Π.Ε. Παραγωγού ή Αυτοπαραγωγού, καθώς και από τις μονάδες Α.Π.Ε. Υβριδικού Σταθμού και, ακολούθως, το πλεόνασμα της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγει Αυτοπαραγωγός από σταθμό Σ.Η.Θ.Υ.Α. Αν συνδέεται, στο Σύστημα ή στο Δίκτυο, νέος σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε., μέσω υποσταθμού μέσης προς υψηλή τάση, που βρίσκεται εκτός του χώρου του σταθμού, ο κάτοχος της άδειας παραγωγής του συνδεδεμένου σταθμού μπορεί να κατασκευάζει τα έργα σύνδεσης, από τα όρια του σταθμού μέχρι τα όρια του Συστήματος ή του Δικτύου και να αποκτά τη διαχείριση των έργων αυτών, σύμφωνα με όσα προβλέπονται στους αντίστοιχους Κώδικες Διαχείρισης.

Για την ένταξη σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α. στο Σύστημα ή στο Δίκτυο, περιλαμβανομένου και του Δικτύου των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, ο Διαχειριστής του Συστήματος, εφόσον οι εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συνδέονται στο Σύστημα είτε απευθείας είτε μέσω του Δικτύου ή ο Διαχειριστής Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, εφόσον οι εγκαταστάσεις παραγωγής συνδέονται με το Δίκτυο των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, υποχρεούνται να συνάπτουν

σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας με τον κάτοχο της άδειας παραγωγής της.

Η σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας ισχύει για δέκα (10) έτη και μπορεί να παρατείνεται για δέκα (10), επιπλέον, έτη, μονομερώς, με έγγραφη δήλωση του παραγωγού, εφόσον αυτή υποβάλλεται τρεις (3), τουλάχιστον, μήνες πριν από τη λήξη της αρχικής σύμβασης. Με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης, μετά από εισήγηση του αρμόδιου Διαχειριστή και γνώμη της Ρ.Α.Ε., καθορίζονται ο τύπος, το περιεχόμενο και η διαδικασία κατάρτισης των συμβάσεων πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Η ηλεκτρική ενέργεια (αιολική) που παράγεται από Παραγωγό ή Αυτοπαραγωγό μέσω σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. 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 αιολικής ηλεκτρικής ενέργειας είναι 73 €/MWh για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα και 84,6 €/MWh για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά. Αν η ενέργεια αυτή προέρχεται από αιολικά πάρκα στη θάλασσα η τιμή της καθορίζεται στα 90 €/MWh

Ως Φορέας Ελέγχου του Συστήματος Εγγύησης (ότι η ενέργεια παράγεται όντως από ΑΠΕ και οι διαδικασίες γίνονται με κάθε νομιμότητα) ορίζεται η Ρ.Α.Ε. Πριν από την 1η Οκτωβρίου κάθε έτους, ο Υπουργός Ανάπτυξης εγκρίνει εθνική έκθεση για την προώθηση των Α.Π.Ε. και μεριμνά για τη δημοσίευση αυτής με κάθε πρόσφορο τρόπο. Τέλος γίνεται αναφορά και στο ζήτημα των επιχορηγήσεων των έργων για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ.

Στη συνέχεια και συγκεκριμένα στις 30/10/2006 εκδόθηκε ειδική εγκύκλιος με θέμα «Πρώτες οδηγίες εφαρμογής του Ν. 3468/2006 για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και τη Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης» στην οποία αποσαφηνίζονται κάποια σημεία του νόμου 3468/2006 και δίνονται οδηγίες για την ορθή και κατά ενιαίο τρόπο εφαρμογή του.

3.2.6. Υπουργική απόφαση υπ' αριθ. Δ6/Φ1/οικ.14619 σχετικά με την αναπροσαρμογή των τιμολογίων απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.

Σύμφωνα με την απόφαση αυτή που ισχύει από 1/1/2007 τα τιμολόγια της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ διαμορφώνονται σύμφωνα με τον ακόλουθο πίνακα 3.3.

Από τον πίνακα γίνεται εμφανές πως η παραγωγή ενέργειας από φωτοβολταϊκές μονάδες ισχύος έως 100 kW έχει τη μεγαλύτερη τιμή. Σε ό,τι αφορά την παραγωγή ενέργειας από αιολικά πάρκα, η τιμή της καθορίζεται στα 75,82 Ευ/MWh για το διασυνδεδεμένο σύστημα (ΔΙ.ΣΥ) και στα 87,42 Ευ/MWh για τα μη διασυνδεδεμένα νησιά (ΜΗ.ΔΙ.ΝΗ). Τέλος, αν η ενέργεια παράγεται από θαλάσσια πάρκα, κοστολογείται τόσο στο διασυνδεδεμένο σύστημα, όσο και στα μη διασυνδεδεμένα νησιά στα 92,82 Ευ/MWh.

Πίνακας 3. 3 Τιμολόγια ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	ΔΙ.ΣΥ	ΜΗ.ΔΙ.ΝΗ
(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) kWpeak, οι οποίες εγκαθίστανται σε περιοχή 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) kWpeak	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

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 - ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

### 4.1. Χρηματοοικονομικοί δείκτες αξιολόγησης

#### 4.1.1. Καθαρά Παρούσα Αξία (NPV)

Η Καθαρά Παρούσα Αξία ορίζεται ως η παρούσα αξία των ετήσιων εσόδων μείον την παρούσα αξία των ετήσιων εξόδων, συμπεριλαμβανομένων των επενδύσεων. Πιο απλά η Καθαρή Παρούσα Αξία μιας επένδυσης βρίσκεται αν από την παρούσα αξία των προβλεπόμενων ωφελειών της, για όλη τη διάρκεια της ζωής της, αφαιρεθεί η Παρούσα Αξία του κόστους της. Στην πράξη κι εφόσον έχει καταστρωθεί ο πίνακας των ταμειακών ροών, ο NPV υπολογίζεται ως η διαφορά των χρηματικών εισροών (καθαρών ταμειακών ροών μετά φόρων) μείον το κόστος των επενδύσεων, όπως, δίνεται από τον ακόλουθο τύπο:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad \text{όπου: } B_t \text{ οι ωφέλειες το έτος } t \text{ (0,1,2,...,n), } C_t$$

το κόστος το έτος  $t$  (0,1,2,...,n),  $r$  το επιτόκιο προεξόφλησης (συντελεστής αναγωγής σε παρούσες αξίες) και  $n$  η διάρκεια ζωής του επενδυτικού σχεδίου.

Το επιτόκιο προεξόφλησης καθορίζεται από τον επενδυτικό φορέα με υποκειμενικά κατά βάση κριτήρια και εκφράζει είτε το κόστος κεφαλαίου της επιχείρησης είτε το ελάχιστο αποδεκτό επιτόκιο για να καλύψει τον κίνδυνο επένδυσης έναντι μιας πιο ασφαλούς τοποθέτησης (π.χ. κρατικά ομόλογα).

Όταν εξετάζεται ένα εναλλακτικό σχέδιο ανεξάρτητα από εναλλακτικές επιλογές, τότε οι όροι αποδοχής ή απόρριψής του σε σχέση με τα δύο αυτά κριτήρια διαμορφώνονται ως εξής:

- $NPV > 0$ , η επένδυση θεωρείται συμφέρουσα
- $NPV = 0$ , το οικονομικό αποτέλεσμα της επένδυσης είναι οριακό



- NPV < 0, η επένδυση απορρίπτεται

#### 4.1.2. Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (IRR)

Ο IRR ορίζεται μαθηματικά ως το επιτόκιο προεξόφλησης που μηδενίζει τη χρηματοροή, δηλ. εκείνο το επιτόκιο που εξισώνει την αρχική επένδυση με την αξία όλων των μελλοντικών ταμιακών ροών. Η διαφορά μεταξύ του επιτοκίου που δίνεται από τον IRR και του επιτοκίου της προεξόφλησης έγκειται στο γεγονός ότι το πρώτο προσδιορίζεται από τα χαρακτηριστικά του πίνακα των ταμιακών ροών ενώ το επιτόκιο προεξόφλησης καθορίζεται εξωγενώς από τον επενδυτικό φορέα. Ο σχετικός τύπος είναι:

$$\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+\lambda)^t} = 0$$

όπου  $\lambda$ , ο συγκεκριμένος συντελεστής προεξόφλησης (Συντελεστής Εσωτερικής Αποδοτικότητας).

Όταν εξετάζεται ένα εναλλακτικό σχέδιο ανεξάρτητα από εναλλακτικές επιλογές, τότε οι όροι αποδοχής ή απόρριψής του σε σχέση με τα δύο αυτά κριτήρια διαμορφώνονται ως εξής:

- IRR > από το ελάχιστο αποδεκτό επιτόκιο προεξόφλησης, η επένδυση θεωρείται συμφέρουσα
- IRR = με το ελάχιστο αποδεκτό επιτόκιο προεξόφλησης, η επένδυση θεωρείται οριακή, εφαρμόζεται όταν δεν υπάρχει καλύτερη εναλλακτική λύση
- IRR < από το ελάχιστο αποδεκτό επιτόκιο προεξόφλησης, η επένδυση απορρίπτεται.

### 4.1.3. Λόγος Ωφελειών- Κόστους (B/C)

Το κριτήριο του λόγου Ωφελειών - Κόστους είναι παρόμοιο με το κριτήριο της Καθαρής Παρούσας Αξίας μόνο που εδώ αντί για τη διαφορά ωφελειών και κόστους, λαμβάνεται το αποτέλεσμα της διαίρεσης αυτών, σε παρούσες αξίες. Ο σχετικός τύπος είναι:

$$B/C = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}$$

όπου:  $B_t$  οι ωφέλειες το έτος  $t$  ( $0,1,2,\dots,n$ ),  $C_t$  το κόστος το έτος  $t$  ( $0,1,2,\dots,n$ ),  $r$  ο συντελεστής αναγωγής σε παρούσες αξίες (επιτόκιο προεξόφλησης) και  $n$  ο αριθμός των ετών που εκτείνεται η ανάλυση.

Κριτήριο αποδοχής ή απόρριψης αποτελεί η σχέση του λόγου με τη μονάδα.

Τις συγκεκριμένα:

- $B/C > 1$ , η επένδυση θεωρείται συμφέρουσα
- $B/C = 1$ , η επένδυση θεωρείται οριακή, μπορεί να υλοποιηθεί όταν δεν υπάρχει καλύτερη εναλλακτική λύση
- $B/C < 1$ , η επένδυση απορρίπτεται.

## 4.2. Το Σύστημα RETScreen

### 4.2.1. Γενική περιγραφή

Από το εργαστήριο CEDRL (Canada's Energy Diversification Research Laboratory) αναπτύχθηκε μια σειρά προγραμμάτων τα οποία καλύπτουν εφαρμογές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Εκτός από την αιολική, το RET-screen προσομοιώνει και άλλες μορφές Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και ειδικότερα την ενέργεια που παράγεται από τη βιομάζα, τα

φωτοβολταϊκά συστήματα, τα ηλιακά συστήματα, τα μικρά υδροηλεκτρικά συστήματα κ.α.

Το πρόγραμμα που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό των αιολικών πάρκων ονομάζεται wind2000.xls και εκτελείται με τη βοήθεια του λογισμικού του excel. Επίσης το πρόγραμμα διαθέτει βάση δεδομένων και σε πολλά σημεία παρέχει πληροφορίες για τα όρια των τιμών που εισάγονται. Μπορούν να παρατηρηθούν 4 διαφορετικά χρώματα στη σκίαση των κελιών του προγράμματος. Έτσι το γκρι χρώμα στα κελιά φανερώνει ότι χρησιμοποιούνται σαν βοηθητικά, το κίτρινο ότι στα κελιά αυτά γίνεται εισαγωγή των δεδομένων, το μπλε ότι τα δεδομένα μπορούν να ληφθούν από βάσεις δεδομένων και τέλος στα κελιά με άσπρο χρώμα σκίασης γίνεται η παρουσίαση του αποτελέσματος των υπολογισμών.

Το πρόγραμμα αποτελείται συνολικά από 6 φύλλα. Αυτά είναι:

- Intro - Εισαγωγή
- Energy Model - Ενεργειακό Μοντέλο
- Equipment Data - Τεχνικά χαρακτηριστικά εξοπλισμού
- Cost Analysis - Ανάλυση Κόστους
- GHG Analysis - Ανάλυση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου
- Financial Summary - Οικονομική Περίληψη
- Sensitivity - Ανάλυση Ευαισθησίας

Στη συνέχεια ακολουθεί μια συνοπτική παρουσίαση του προγράμματος.

## 4.2.2. Εισαγωγή (intro)

Εικόνα 4. 1 Φύλλο – Intro (RETScreen)

Natural Resources Canada / Ressources naturelles Canada

Canada

**RETScreen® International**  
Clean Energy Project Analysis Software

Wind Energy Project Model

**Click Here to Start**

- Description & Flow Chart
- Colour Coding
- Online Manual

**Worksheets**

- Energy Model
- Equipment Data
- Cost Analysis
- Greenhouse Gas Analysis
- Financial Summary

**Features**

- Product Data
- Weather Data
- Cost Data
- Unit Options
- Currency Options
- CDM / JI Project Analysis
- Sensitivity Analysis

Clean Energy Decision Support Centre  
www.retscreen.net

Training & Support  
Internet Forums  
Marketplace  
Case Studies  
e-Textbook

Partners  
UNEP NASA GEF

Version 3.0 © Minister of Natural Resources Canada 1997-2004. NRCan/CETC - Varennes

Αυτό είναι το αρχικό φύλλο του RET-screen και περιλαμβάνει εισαγωγικά στοιχεία που αφορούν το πρόγραμμα.

## 4.2.3. Ενεργειακό μοντέλο (Energy model)

Στο φύλλο αυτό γίνεται εισαγωγή των τεχνικών χαρακτηριστικών του συστήματος καθώς και οι επικρατούσες συνθήκες στην περιοχή μελέτης.

Αναλυτικότερα, στο φύλλο αυτό επιλέγονται οι μονάδες των υπολογισμών, εισάγονται δεδομένα (όνομα και τοποθεσία της εγκατάστασης), επιλέγεται ο τρόπος υπολογισμών (με βάση την ταχύτητα του ανέμου ή την πυκνότητά του) και εισάγονται τιμές (μέση ταχύτητα ανέμου, ύψος μέτρησης της ταχύτητας, ρυθμός μεταβολής της ταχύτητας του ανέμου συναρτήσει του ύψους, μέση ατμοσφαιρική πίεση και μέση ετήσια θερμοκρασία). Αξίζει να

σημειωθεί ότι τα στοιχεία αυτά δεν εισάγονται τυχαία, όμως βασίζονται σε πραγματικά δεδομένα. Έτσι, η μέση ετήσια ταχύτητα λαμβάνεται από τους πίνακες του Κ.Α.Π.Ε ενώ από την Εθνική Μετεωρολογική Υπηρεσία συλλέχθηκαν στοιχεία σχετικά με την ατμοσφαιρική πίεση και τη μέση ετήσια θερμοκρασία.

Εικόνα 4. 2 Φύλλο Energy Model (RETScreen)

RETScreen® Energy Model - Wind Energy Project				Training & Support
Units: <input type="text" value="Metric"/>				
Site Conditions		Estimate	Notes/Range	
Project name		Wind Farm	<a href="#">See Online Manual</a>	
Project location		Andhra, India		
Wind data source		Wind speed		
Nearest location for weather data		Hyderabad	<a href="#">See Weather Database</a>	
Annual average wind speed	m/s	6,2		
Height of wind measurement	m	30,0	3.0 to 100.0 m	
Wind shear exponent	-	0,16	0.10 to 0.40	
Wind speed at 10 m	m/s	5,2		
Average atmospheric pressure	kPa	94,4	60.0 to 103.0 kPa	
Annual average temperature	°C	27	-20 to 30 °C	
System Characteristics		Estimate	Notes/Range	
Grid type	-	Central-grid		
Wind turbine rated power	kW	1000	<a href="#">Complete Equipment Data sheet</a>	
Number of turbines	-	20		
Wind plant capacity	kW	20.000		
Hub height	m	70,0	6.0 to 100.0 m	
Wind speed at hub height	m/s	7,1		
Wind power density at hub height	W/m <sup>2</sup>	420		
Array losses	%	3%	0% to 20%	
Airfoil soiling and/or icing losses	%	2%	1% to 10%	
Other downtime losses	%	2%	2% to 7%	
Miscellaneous losses	%	3%	2% to 6%	
Annual Energy Production		Estimate Per Turbine	Estimate Total	Notes/Range
Wind plant capacity	kW	1,000	20,000	
	MW	1,000	20,000	
Unadjusted energy production	MWh	2.521	50.426	
Pressure adjustment coefficient	-	0,93	0,93	0.59 to 1.02
Temperature adjustment coefficient	-	0,96	0,96	0.98 to 1.15
Gross energy production	MWh	2.251	45.020	
Losses coefficient	-	0,90	0,90	0.75 to 1.00
Specific yield	kWh/m <sup>2</sup>	888	888	150 to 1,500 kWh/m <sup>2</sup>
Wind plant capacity factor	%	23%	23%	20% to 40%
Renewable energy delivered	MWh	2.034	40.682	
	GJ	7.323	146.456	
				<a href="#">Complete Cost Analysis sheet</a>
Version 3.2		© Minister of Natural Resources Canada 1997-2005.		NRCan/CETC - Varennes

Στη συνέχεια, εισάγονται τα χαρακτηριστικά του συστήματος. Στην περίπτωση που μελετάται στην παρούσα εργασία, θεωρείται ως τύπος δικτύου το διασυνδεδεμένο. Στο σημείο αυτό γίνεται η παραδοχή πως ακόμη και τα νησιά του Αιγαίου ανήκουν στο διασυνδεδεμένο σύστημα (ιδανική περίπτωση). Αυτή η παραδοχή γίνεται διότι σκοπός της εργασίας είναι

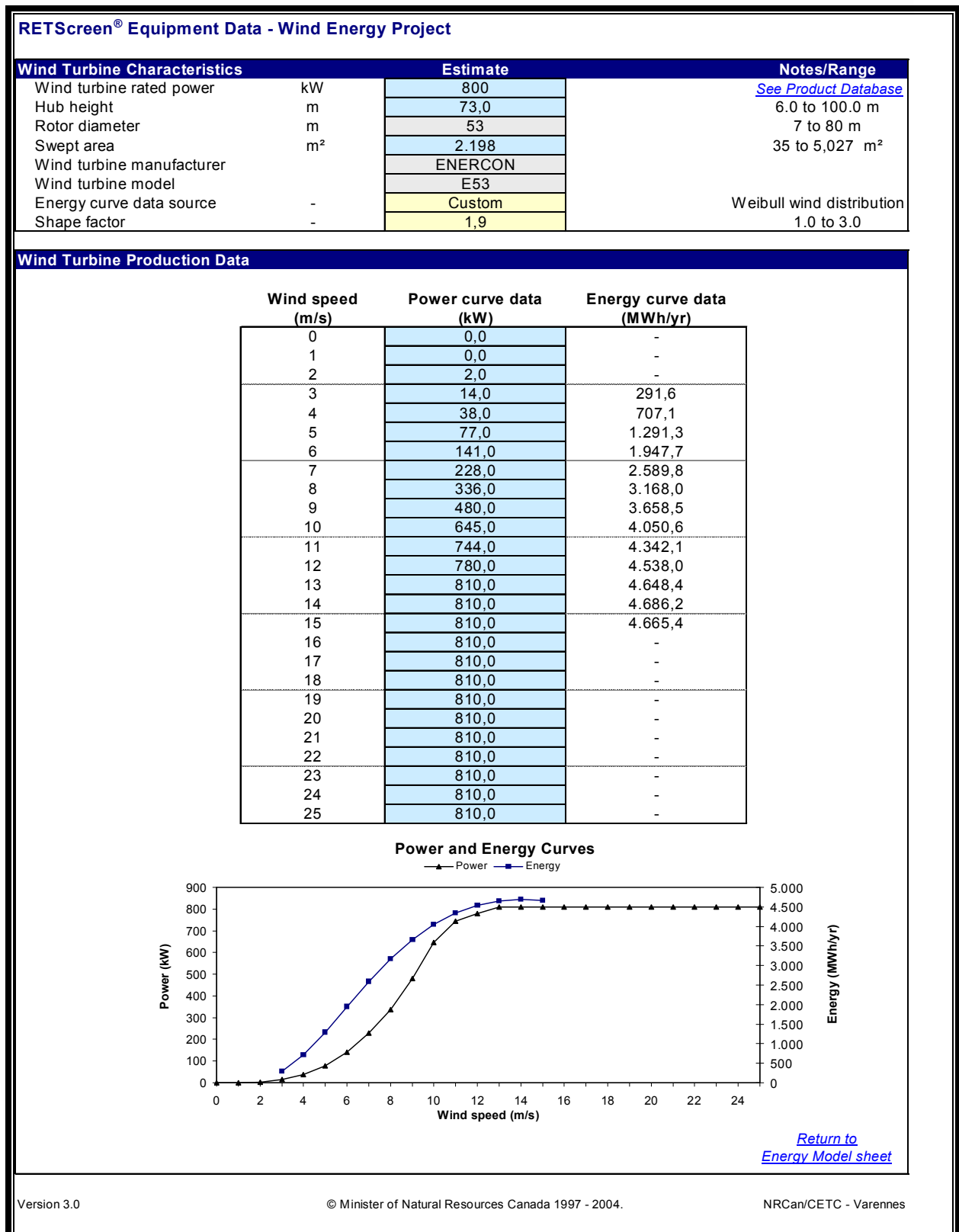
περισσότερο μια ποιοτική μελέτη του αιολικού δυναμικού της χώρας, παρά μια ακριβής χρηματοοικονομική μελέτη αιολικού πάρκου. Αφού η ισχύς του αιολικού πάρκου είναι 12 MW, επιλέγεται ο αριθμός των ανεμογεννητριών (15 γεννήτριες των 800 KW ή 8 γεννήτριες των 1500 KW ή 6 γεννήτριες των 2000 KW).

Η εισαγωγή των δεδομένων ολοκληρώνεται με την εισαγωγή των απωλειών του αιολικού πάρκου. Διακρίνονται οι απώλειες λόγω όμορου (όσο πιο μακριά απέχει η μία ανεμογεννήτρια από την άλλη, τόσο πιο μικρές είναι οι απώλειες της λειτουργίας τους λόγω όμορου. Από την άλλη εξαιτίας του περιορισμένου χώρου στην Ελλάδα και ειδικότερα στα νησιά δεν υπάρχει η δυνατότητα αυτή σε μεγάλο βαθμό. Για το λόγο αυτό συνήθως λαμβάνεται απόσταση μεταξύ των ανεμογεννητριών ίση με 3D (D: διάμετρος ρότορα) στην ίδια σειρά και 7D μεταξύ των σειρών. Τέλος οι ανεμογεννήτριες δεν εγκαθίστανται στοιχισμένες η μία πίσω από την άλλη, αλλά διαγώνια), οι απώλειες εξαιτίας των καιρικών συνθηκών (χιόνι, πάγος), οι απώλειες λόγω παύσης της λειτουργίας κάποιας ανεμογεννήτριας και οι απώλειες λόγω διάφορων άλλων αιτίων που δεν ανήκουν στις προηγούμενες κατηγορίες. Στο τέλος του φύλλου γίνεται ο υπολογισμός της ετήσιας παραγωγής ενέργειας.

#### 4.2.4. Δεδομένα τεχνικού εξοπλισμού (Equipment Data)

Στο φύλλο αυτό γίνεται εισαγωγή των δεδομένων της καμπύλης απόδοσης της ανεμογεννήτριας και της παραγωγής ενέργειας για διάφορες μέσες ταχύτητες ανέμου.

Εικόνα 4.3 Φύλλο Equipment Data (RETScreen)



Αναλυτικότερα, με βάση τα χαρακτηριστικά κάθε είδους ανεμογεννητριών που επιλέγονται, εισάγονται στο πρόγραμμα τιμές όπως η

ισχύς κάθε ανεμογεννήτριας, το ύψος της, η διάμετρος του ρότορα, η περιοχή επικάλυψης (swept area), ο κατασκευαστής της, το μοντέλο της, ενώ επιλέγεται και ο τρόπος υπολογισμού της καμπύλης ισχύος (με κατανομή Weibul ή Royleigh ή άλλη μέθοδο). Στη συνέχεια εισάγονται τα δεδομένα της καμπύλης ισχύος των ανεμογεννητριών που επιλέγονται ενώ το πρόγραμμα ταυτόχρονα σχεδιάζει τα αντίστοιχα διαγράμματα ισχύος και ενέργειας.

#### 4.2.5. Ανάλυση κόστους (cost analysis)

Στο φύλλο αυτό γίνεται εισαγωγή των δεδομένων για τα στοιχεία κόστους για κάθε επιμέρους τμήμα της εγκατάστασης και της πορείας υλοποίησης.

Αναλυτικότερα, διακρίνονται τρία είδη κόστους, το αρχικό, το λειτουργικό (ετήσιο) και το περιοδικό (πχ. κάθε 10 έτη).

Στο αρχικό κόστος περιλαμβάνεται:

- το κόστος της μελέτης σκοπιμότητας (γίνεται εισαγωγή δεδομένων σχετικά με τα κόστη εύρεσης της κατάλληλης περιοχής, της αποτίμησης του αιολικού δυναμικού, της περιβαλλοντικής αποτίμησης, του αρχικού σχεδιασμού, των λεπτομερών υπολογισμών, της μελέτης της μείωσης των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου, της προετοιμασίας της αναφοράς, της διαχείρισης του σχεδίου, των ταξιδιών)
- το κόστος της ανάπτυξης (διαπραγμάτευση αγοράς ενέργειας, άδειες και εγκρίσεις, δικαιώματα γης, χωροστάθμηση, καταγραφή των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου, οικονομία, λογιστική, ανάπτυξη και διαχείριση του σχεδίου, ταξίδια)



- το κόστος της μελέτης-σχεδίασης (τοποθέτηση ανεμογεννητριών, μηχανολογικά σχέδια, ηλεκτρολογικά σχέδια, σχέδια πολιτικού μηχανικού, προσφορές και συμβόλαια καθώς και επίβλεψη της όλης διαδικασίας)
- το κόστος του εξοπλισμού (κόστος ανεμογεννητριών, ανταλλακτικών, κόστος μεταφοράς)
- το κόστος του δευτερεύοντος εξοπλισμού (εγκατάσταση και ανόρθωση ανεμογεννητριών, κατασκευή δρόμων, γραμμών μεταφοράς, υποσταθμού, κτιρίων επίβλεψης και ελέγχου, διασύνδεση)
- τα υπόλοιπα κόστη που δεν κατατάσσονται σε καμία από τις παραπάνω κατηγορίες (δοκιμές, κλπ).

Στα ετήσια κόστη περιλαμβάνονται:

- το κόστος ενοικίου της γης
- το κόστος των φόρων ιδιοκτησίας
- το κόστος της ασφάλισης
- το κόστος της συντήρησης των γραμμών μεταφοράς
- το κόστος για την πληρωμή των εργαζομένων
- το κόστος της παρακολούθησης των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου
- το κόστος των επικοινωνιών
- το κόστος των ταξιδιών
- γενικά και διοικητικά κόστη
- άλλα κόστη
- ενδεχόμενα κόστη

Τέλος στα περιοδικά κόστη περιλαμβάνονται κόστη μηχανολογικού εξοπλισμού και πτερυγίων των ανεμογεννητριών.

Εικόνα 4. 4 Φύλλο Cost Analysis (RETScreen)

RETScreen® Cost Analysis - Wind Energy Project							Search Marketplace	
Type of project: <input type="text" value="Custom"/>		Currency: <input type="text" value="Euro symbol"/>		Cost references: <input type="text" value="Canada - 2000"/>				
Initial Costs (Credits)	Unit	Quantity	Unit Cost	Amount	Relative Costs	Quantity Range	Unit Cost Range	
<b>Feasibility Study</b>								
Site investigation	p-d	8.0	€ 800	€ 6,400		2.0 - 8.0	\$200 - \$800	
Wind resource assessment	met tower	6	€ 25,000	€ 150,000			\$10K - \$25K	
Environmental assessment	p-d	8.0	€ 800	€ 6,400		1.0 - 8.0	\$200 - \$800	
Preliminary design	p-d	20.0	€ 800	€ 16,000		2.0 - 20.0	\$200 - \$800	
Detailed cost estimate	p-d	20.0	€ 800	€ 16,000		3.0 - 20.0	\$200 - \$800	
GHG baseline study and MP	project	1	€ 60,000	€ 60,000			\$40K - \$60K	
Report preparation	p-d	15.0	€ 800	€ 12,000		2.0 - 15.0	\$200 - \$800	
Project management	p-d	11.0	€ 800	€ 8,800		2.0 - 11.0	\$300 - \$800	
Travel and accommodation	p-trip	8	€ 1,000	€ 8,000				
Other - Feasibility study	Cost	0	€ -	€ -				
Sub-total:				€ 283,600	2.2%			
<b>Development</b>								
PPA negotiation	p-d	15.0	€ 300	€ 4,500		0.0 - 30.0	\$300 - \$1,500	
Permits and approvals	p-d	300.0	€ 500	€ 150,000		0.0 - 400.0	\$200 - \$800	
Land rights	project	0	€ 30,000	€ -				
Land survey	p-d	50.0	€ 550	€ 27,500		0.0 - 100.0	\$400 - \$600	
GHG validation and registration	project	1	€ 100,000	€ 100,000			\$40K - \$100K	
Project financing	p-d	60.0	€ 1,500	€ 90,000		3.0 - 100.0	\$500 - \$1,500	
Legal and accounting	p-d	50.0	€ 1,500	€ 75,000		3.0 - 100.0	\$300 - \$1,500	
Project management	p-yr	1.00	€ 130,000	€ 130,000		0.20 - 4.00	\$130K - \$180K	
Travel and accommodation	p-trip	4	€ 500	€ 2,000				
Other - Development	Cost	0	€ -	€ -				
Sub-total:				€ 579,000	4.4%			
<b>Engineering</b>								
Wind turbine(s) micro-siting	p-d	250.0	€ 700	€ 175,000		0.0 - 300.0	\$200 - \$800	
Mechanical design	p-d	100.0	€ 600	€ 60,000		2.0 - 150.0	\$200 - \$800	
Electrical design	p-d	100.0	€ 600	€ 60,000		3.0 - 300.0	\$200 - \$800	
Civil design	p-d	100.0	€ 600	€ 60,000		3.0 - 300.0	\$200 - \$800	
Tenders and contracting	p-d	95.0	€ 600	€ 57,000		4.0 - 300.0	\$200 - \$800	
Construction supervision	p-yr	1.00	€ 180,000	€ 180,000		0.00 - 2.00	\$130K - \$180K	
Other - Engineering	Cost	0	€ -	€ -				
Sub-total:				€ 592,000	4.5%			
<b>Energy Equipment</b>								
Wind turbine(s)	kW	12,000	€ 620	€ 7,440,000			\$1,000 - 3,000	
Spare parts	%	3.0%	€ 7,440,000	€ 223,200		0.0% - 30.0%		
Transportation	turbine	15	€ 24,000	€ 360,000				
Other - Energy equipment	Cost	0	€ -	€ -				
Sub-total:				€ 8,023,200	61.5%			
<b>Balance of Plant</b>								
Wind turbine(s) foundation(s)	turbine	15	€ 15,000	€ 225,000				
Wind turbine(s) erection	turbine	15	€ 30,000	€ 450,000				
Road construction	km	8.50	€ 36,500	€ 310,250			\$0K - \$80K/km	
Transmission line	km	8.50	€ 60,000	€ 510,000				
Substation	project	1	€ 1,000,000	€ 1,000,000				
Control and O&M building(s)	building	1	€ 125,000	€ 125,000		0 - 2		
Transportation	project	1	€ 68,000	€ 68,000				
Other - Balance of plant	Cost	0	€ -	€ -				
Sub-total:				€ 2,688,250	20.6%			
<b>Miscellaneous</b>								
Training	p-d	10.0	€ 500	€ 5,000			\$200 - \$800	
Commissioning	p-d	10.0	€ 500	€ 5,000			\$200 - \$800	
Contingencies	%	4%	€ 12,176,050	€ 487,042		5% - 40%		
Interest during construction	6.0%	12 month(s)	€ 12,663,092	€ 379,893		3.0% - 15.0%		
Sub-total:				€ 876,935	6.7%			
<b>Initial Costs - Total</b>				€ 13,042,985	100.0%			
<b>Annual Costs (Credits)</b>								
<b>O&amp;M</b>								
Land lease	project	1	€ 75,000	€ 75,000				
Property taxes	project	0	€ -	€ -				
Insurance premium	project	1	€ 50,000	€ 50,000				
Transmission line maintenance	%	3.0%	€ 1,510,000	€ 45,300		3.0% - 6.0%		
Parts and labour	kWh	38,310,648	€ 0.007	€ 268,175			\$0.007 - \$0.024	
GHG monitoring and verification	project	1	€ 2,000	€ 2,000				
Community benefits	-	1	€ 5,000	€ 5,000				
Travel and accommodation	p-trip	12	€ 500	€ 6,000				
General and administrative	%	6%	€ 451,475	€ 27,088		1% - 20%		
Other - O&M	Cost	0	€ -	€ -				
Contingencies	%	10%	€ 478,563	€ 47,856		10% - 20%		
<b>Annual Costs - Total</b>				€ 526,419	100.0%			
<b>Periodic Costs (Credits)</b>								
Drive train	Cost	10 yr	€ 400,000	€ 400,000				
Blades	Cost	15 yr	€ 400,000	€ 400,000				
				€ -				
End of project life	Credit	-	€ -	€ -				

#### 4.2.6. Ανάλυση εκπομπών των αερίων του Θερμοκηπίου

Στο φύλλο αυτό γίνεται υπολογισμός της μείωσης των εκπομπών των αερίων του Θερμοκηπίου αν αντικατασταθούν τα συμβατικά συστήματα παραγωγής ενέργειας με το αιολικό πάρκο. Τα αποτελέσματα του φύλλου αυτού δεν αποτελούν αντικείμενο μελέτης της παρούσας διπλωματικής εργασίας, όμως στη συνέχεια παρατίθεται μια εικόνα του συγκεκριμένου φύλλου στα πλαίσια της γενικότερης παρουσίασης του προγράμματος RETScreen.

Εικόνα 4. 5 Φύλλο GHG Analysis (RETScreen)

RETScreen® Greenhouse Gas (GHG) Emission Reduction Analysis - Wind Energy Project							
Use GHG analysis sheet?	<input type="text" value="Yes"/>		Type of analysis: <input type="text" value="Standard"/>				
Potential CDM project?	<input type="text" value="No"/>						
Background Information							
<b>Project Information</b>			<b>Global Warming Potential of GHG</b>				
Project name	Αγρίνιο		Project capacity	12.00 MW	21 tonnes CO <sub>2</sub> = 1 tonne CH <sub>4</sub>		(IPCC 1996)
Project location	Αγρίνιο		Grid type	Central-grid	310 tonnes CO <sub>2</sub> = 1 tonne N <sub>2</sub> O		(IPCC 1996)
Base Case Electricity System (Baseline)							
Fuel type	Fuel mix (%)	CO <sub>2</sub> emission factor (kg/GJ)	CH <sub>4</sub> emission factor (kg/GJ)	N <sub>2</sub> O emission factor (kg/GJ)	Fuel conversion efficiency (%)	T & D losses (%)	GHG emission factor (t <sub>CO2</sub> /MWh)
Diesel (#2 oil)	100.0%	74.1	0.0020	0.0020	30.0%	8.0%	0.975
Large hydro	0.0%	0.0	0.0000	0.0000	100.0%	8.0%	0.000
Electricity mix	100%	268.5	0.0072	0.0072		8.0%	0.975
Does baseline change during project life? <input type="text" value="No"/>							
Proposed Case Electricity System (Wind Energy Project)							
Fuel type	Fuel mix (%)	CO <sub>2</sub> emission factor (kg/GJ)	CH <sub>4</sub> emission factor (kg/GJ)	N <sub>2</sub> O emission factor (kg/GJ)	Fuel conversion efficiency (%)	T & D losses (%)	GHG emission factor (t <sub>CO2</sub> /MWh)
Electricity system							
Wind	100.0%	0.0	0.0000	0.0000	100.0%	8.0%	0.000
GHG Emission Reduction Summary							
Electricity system	Base case GHG emission factor (t <sub>CO2</sub> /MWh)	Proposed case GHG emission factor (t <sub>CO2</sub> /MWh)	End-use annual energy delivered (MWh)	Gross annual GHG emission reduction (t <sub>CO2</sub> )	GHG credits transaction fee (%)	Net annual GHG emission reduction (t <sub>CO2</sub> )	
	0.975	0.000	35,246	34,370	0.0%	34,370	
<i>Complete Financial Summary sheet</i>							
Version 3.0 © United Nations Environment Programme & Minister of Natural Resources Canada 2000 - 2004. UNEP/DTIE and NRC/CETC - Varennes							

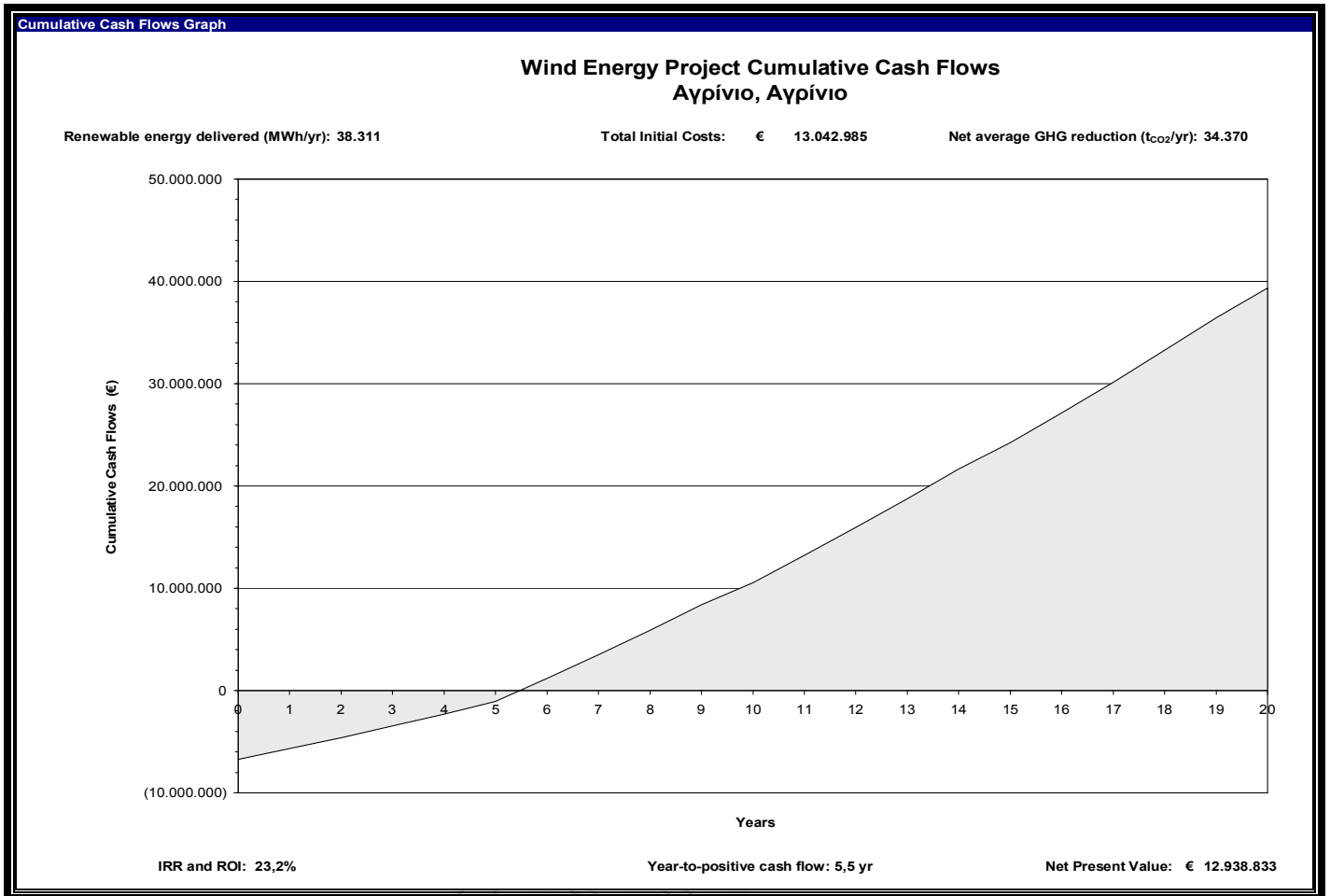
#### 4.2.6. Οικονομική περίληψη (Financial summary)

Στο φύλλο αυτό γίνεται η παρουσίαση των χρηματοοικονομικών μεγεθών για τη βιωσιμότητα της μελέτης και η εισαγωγή στοιχείων κόστους, όπως τα στοιχεία δανειοδότησης και το κόστος της ενέργειας που αντικαθίσταται.

Εικόνα 4. 6 Φύλλο Financial Summary (RETSceen)

RETSceen® Financial Summary - Wind Energy Project					
<b>Annual Energy Balance</b>					
Project name		Αγρίνιο			
Project location		Αγρίνιο			
Renewable energy delivered	MWh	38.311	Net GHG reduction	t <sub>CO2</sub> /yr	34.370
Excess RE available	MWh	-			
Firm RE capacity	kW	-			
Grid type		Central-grid	Net GHG emission reduction - 20 yrs	t <sub>CO2</sub>	687.403
<b>Financial Parameters</b>					
Avoided cost of energy	€/kWh	0,0797	Debt ratio	%	30,0%
RE production credit	€/kWh	-	Debt interest rate	%	8,0%
			Debt term	yr	5
GHG emission reduction credit	€/t <sub>CO2</sub>	-	Income tax analysis?	yes/no	Yes
			Effective income tax rate	%	35,0%
			Loss carryforward?	yes/no	No
			Depreciation method	-	Straight-line
			Depreciation tax basis	%	70,0%
Energy cost escalation rate	%	3,5%	Depreciation period	yr	15
Inflation	%	3,0%	Tax holiday available?	yes/no	No
Discount rate	%	8,0%			
Project life	yr	20			
<b>Project Costs and Savings</b>					
<b>Initial Costs</b>			<b>Annual Costs and Debt</b>		
Feasibility study	2,2%	€ 283.600	O&M	€	526.419
Development	4,4%	€ 579.000			
Engineering	4,5%	€ 592.000	Debt payments - 5 yrs	€	980.010
Energy equipment	61,5%	€ 8.023.200	<b>Annual Costs and Debt - Total</b>	€	<b>1.506.429</b>
Balance of plant	20,6%	€ 2.688.250			
Miscellaneous	6,7%	€ 876.935	<b>Annual Savings or Income</b>		
<b>Initial Costs - Total</b>	100,0%	€ <b>13.042.985</b>	Energy savings/income	€	3.054.508
Incentives/Grants		€ 2.406.960	Capacity savings/income	€	-
			<b>Annual Savings - Total</b>	€	<b>3.054.508</b>
<b>Periodic Costs (Credits)</b>			Schedule yr # 10,20		
Drive train	€	400.000	Schedule yr # 15		
Blades	€	400.000			
	€	-			
End of project life - Credit	€	-			
<b>Financial Feasibility</b>					
Pre-tax IRR and ROI	%	32,3%	Calculate energy production cost?	yes/no	Yes
After-tax IRR and ROI	%	23,2%	Energy production cost	€/kWh	0,0455
Simple Payback	yr	4,2	Calculate GHG reduction cost?	yes/no	No
Year-to-positive cash flow	yr	5,5	Project equity	€	9.130.089
Net Present Value - NPV	€	12.938.833	Project debt	€	3.912.895
Annual Life Cycle Savings	€	1.317.849	Debt payments	€/yr	980.010
Benefit-Cost (B-C) ratio	-	2,42	Debt service coverage	-	2,67
Version 3.0					
© Minister of Natural Resources Canada 1997 - 2004.					

Εικόνα 4. 7 Φύλλο Financial Summary (RETSceen)



Εικόνα 4. 8 Φύλλο Financial Summary (RETSceen)

Yearly Cash Flows			
Year #	Pre-tax €	After-tax €	Cumulative €
0	(6.723.129)	(6.723.129)	(6.723.129)
1	1.639.194	1.045.069	(5.678.060)
2	1.733.577	1.087.743	(4.590.317)
3	1.831.345	1.131.123	(3.459.195)
4	1.932.619	1.175.167	(2.284.028)
5	2.037.523	1.219.830	(1.064.198)
6	3.126.198	2.245.064	1.180.866
7	3.238.758	2.318.228	3.499.094
8	3.355.351	2.394.014	5.893.108
9	3.476.123	2.472.515	8.365.624
10	3.063.655	2.204.411	10.570.035
11	3.730.802	2.638.057	13.208.091
12	3.865.023	2.725.301	15.933.392
13	4.004.052	2.815.669	18.749.061
14	4.148.059	2.909.274	21.658.335
15	3.674.035	2.601.158	24.259.493
16	4.451.726	2.893.622	27.153.115
17	4.611.760	2.997.644	30.150.759
18	4.777.522	3.105.389	33.256.148
19	4.949.216	3.216.991	36.473.138
20	4.404.610	2.862.996	39.336.135

Αναλυτικότερα, εισάγονται οικονομικές παράμετροι όπως η τιμή απορρόφησης ενέργειας (σύμφωνα με την Υπουργική απόφαση υπ' αριθ. Δ6/Φ1/οικ.14619 η τιμή αυτή καθορίζεται στα 75,82 Ευ/MWh), το μέτρο των πράσινων πιστοποιητικών (δεν εφαρμόζεται στην Ελλάδα), το κόστος από τη μείωση των εκπομπών του θερμοκηπίου, ο ρυθμός αύξησης της τιμής της ενέργειας ετησίως, ο πληθωρισμός, το επιτόκιο προεξόφλησης και ο χρόνος ζωής του αιολικού πάρκου (παραδοχή 20 έτη). Αυτό είναι και ο τυπικός χρόνος ζωής ενός αιολικού πάρκου και βασίζεται κυρίως σε τεχνικούς παράγοντες που έχουν να κάνουν με το χρόνο ζωής μιας ανεμογεννήτριας. Μετά το πέρας της εικοσαετίας, θεωρείται ότι, ο επενδυτής δεν μπορεί να έχει όφελος από την πώληση του εξοπλισμού του πάρκου καθώς σε αυτή την χρονική περίοδο θεωρείται μη εκμεταλλεύσιμος και απαξιωμένος.). Στη συνέχεια εισάγονται τα στοιχεία του δανείου (περιγράφονται σε παρακάτω κεφάλαιο).

Το πρόγραμμα υπολογίζει το αρχικό, λειτουργικό και περιοδικό κόστος, ενώ ταυτόχρονα γίνεται και εισαγωγή των δεδομένων τυχόν επιχορηγήσεων. Σύμφωνα με τον επενδυτικό νόμο 3299/2004 {ΦΕΚ 261 Α' - 23/12/2004} και την τροποποίησή του (Νόμος 3522/2006, Άρθρο 37 {ΦΕΚ 276 Α' - 22/12/2006}) για επενδύσεις πάνω σε αιολικά πάρκα προβλέπεται επιχορήγηση από 20 έως 40% ανάλογα με την αναπτυξιακή ζώνη στην οποία ανήκει ο νομός. Στο σημείο αυτό αξίζει να σημειωθεί ότι η επιχορήγηση αφορά μόνο το μηχανολογικό εξοπλισμό του αιολικού πάρκου.

Τέλος, γίνονται οι υπολογισμοί οικονομικών δεικτών (όπως του IRR, του χρόνου αποπληρωμής του αρχικού κεφαλαίου, της Καθαρής Παρούσας Αξίας (NPV), του ετήσιου κύκλου εργασιών, του λόγου Οφέλους/Κόστους (B/C)) και παρατίθενται οι πίνακες των ετήσιων χρηματοροών καθώς και ένα διάγραμμα της αθροιστικής χρηματοροής συναρτήσει του χρόνου.

## 4.2.7. Ανάλυση ευαισθησίας (Sensitivity analysis)

Εικόνα 4. 9 Φύλλο Sensitivity (RETScreen)

**RETScreen® Sensitivity and Risk Analysis - Wind Energy Project**

Use sensitivity analysis sheet?  Yes  No  
 Perform risk analysis too?  Yes  No  
 Project name Αγρίνιο  
 Project location Αγρίνιο

Perform analysis on **After-tax IRR and ROI**  
 Sensitivity range 50%  
 Threshold 15.0 %

[Click here to Calculate Sensitivity Analysis](#)

---

**Sensitivity Analysis for After-tax IRR and ROI**

**RE delivered (MWh)**

		Avoided cost of energy (€/kWh)				
		0.0399 -50%	0.0598 -25%	0.0797 0%	0.0997 25%	0.1196 50%
19,155	-50%				-0.6%	7.7%
28,733	-25%			7.7%	15.2%	21.4%
<b>38,311</b>	0%		7.7%	17.3%	25.1%	32.4%
47,888	25%	-0.6%	15.2%	25.1%	34.2%	43.1%
57,466	50%	7.7%	21.4%	32.4%	43.1%	53.8%

**Initial costs (€)**

		Avoided cost of energy (€/kWh)				
		0.0399 -50%	0.0598 -25%	0.0797 0%	0.0997 25%	0.1196 50%
6,521,492	-50%		33.0%	56.0%	78.7%	101.6%
9,782,239	-25%		15.0%	27.9%	39.4%	50.7%
<b>13,042,985</b>	0%		7.7%	17.3%	25.1%	32.4%
16,303,731	25%		3.7%	12.0%	18.3%	23.8%
19,564,477	50%		1.1%	8.7%	14.1%	18.7%

**Annual costs (€)**

		Avoided cost of energy (€/kWh)				
		0.0399 -50%	0.0598 -25%	0.0797 0%	0.0997 25%	0.1196 50%
263,210	-50%	0.4%	13.4%	21.8%	29.2%	36.4%
394,814	-25%		10.7%	19.6%	27.2%	34.4%
<b>526,419</b>	0%		7.7%	17.3%	25.1%	32.4%
658,024	25%		3.9%	15.0%	23.1%	30.4%
789,629	50%		-1.8%	12.5%	20.9%	28.4%

**Debt interest rate (%)**

		Debt ratio (%)				
		15.0% -50%	22.5% -25%	30.0% 0%	37.5% 25%	45.0% 50%
4.0%	-50%	16.4%	17.1%	17.9%	18.8%	19.9%
6.0%	-25%	16.3%	16.9%	17.6%	18.4%	19.4%
<b>8.0%</b>	0%	16.2%	16.7%	17.3%	18.1%	18.9%
10.0%	25%	16.1%	16.5%	17.1%	17.7%	18.4%
12.0%	50%	16.0%	16.4%	16.8%	17.3%	18.0%

**Debt interest rate (%)**

		Debt term (yr)				
		2.5 -50%	3.8 -25%	5.0 0%	6.3 25%	7.5 50%
4.0%	-50%	18.1%	18.5%	17.9%	18.5%	19.1%
6.0%	-25%	17.9%	18.3%	17.6%	18.2%	18.8%
<b>8.0%</b>	0%	17.8%	18.1%	17.3%	18.0%	18.5%
10.0%	25%	17.7%	18.0%	17.1%	17.7%	18.1%
12.0%	50%	17.5%	17.8%	16.8%	17.4%	17.8%

Version 3.0 © Minister of Natural Resources Canada 1997 - 2004. NRCan/CETC - Varennes

Στο φύλλο αυτό γίνεται ανάλυση ευαισθησίας των οικονομικών παραμέτρων, μία διαδικασία που δεν αποτελεί αντικείμενο μελέτης της παρούσας εργασίας.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 - ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

### 5.1. Τα χαρακτηριστικά της επένδυσης

Στην παρούσα εργασία θεωρήθηκε αιολικό πάρκο συνολικής ισχύος 12 MW (διασυνδεδεμένο στο εθνικό δίκτυο). Το αιολικό πάρκο επιλέγεται να κατασκευαστεί σε κάποιες περιοχές της Ελλάδας με διαφορετικό αιολικό δυναμικό η κάθε μια. Με τη χρήση συγκεκριμένου λογισμικού γίνεται μία προσπάθεια εξαγωγής ποιοτικών περισσότερο συμπερασμάτων σχετικά με τους οικονομικούς δείκτες που προκύπτουν από την εγκατάσταση ενός αιολικού πάρκου σε κάθε περιοχή.

Στη συγκεκριμένη εργασία γίνεται μελέτη της συμπεριφοράς των ανεμογεννητριών σε διάφορες κλάσεις ταχυτήτων του ανέμου καθώς και σύγκριση της βιωσιμότητας της επένδυσης σε διάφορες περιοχές και με διάφορους τύπους ανεμογεννητριών.

Για τις ανάγκες της εργασίας χρησιμοποιήθηκαν 3 είδη ανεμογεννητριών. Αυτές είναι οι ανεμογεννήτριες τύπου A, οι τύπου B και οι τύπου C (στο εξής AA, AB, AC). Η επιλογή έγινε με κριτήριο τη διαφορετικότητα των ανεμογεννητριών και ως προς την εταιρεία κατασκευής και ως προς τα χαρακτηριστικά τους (κυρίως την ισχύ). Μερικά από τα χαρακτηριστικά τους παρατίθενται στους ακόλουθους πίνακες.

Πίνακας 5. 1 Κύρια χαρακτηριστικά χρησιμοποιούμενων ανεμογεννητριών

ΤΥΠΟΣ Α/Γ	AA	AB	AC
ΙΣΧΥΣ (KW)	800	1500	2000
ΔΙΑΜΕΤΡΟΣ ΠΤΕΡΥΓΙΟΥ (m)	52,9	77	88
ΥΨΟΣ (m)	73	61,5	80
ΠΕΡΙΟΧΗ ΣΑΡΩΣΗΣ (m <sup>2</sup> )	2198	4657	6082

Για την τεχνικό-οικονομική μελέτη είναι επίσης απαραίτητη η γνώση του αιολικού δυναμικού σε κάθε περιοχή. Από το δικτυακό τόπο του Κ.Α.Π.Ε λήφθηκαν οι μέσες τιμές της ταχύτητας του ανέμου για κάθε «αιολική κλάση».



Πίνακας 5. 2 Καμπύλες ισχύος χρησιμοποιούμενων ανεμογεννητριών

	<b>AA</b>	<b>AB</b>	<b>AC</b>
U (m/s)	P (kW)	P (kW)	P (kW)
0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	0,0
2	2,0	0,0	0,0
3	14,0	0,0	0,0
4	38,0	44,0	14,0
5	77,0	131,0	138,0
6	141,0	244,0	312,0
7	228,0	400,0	546,0
8	336,0	600,0	840,0
9	480,0	854,0	1.180,0
10	645,0	1111,0	1.535,0
11	744,0	1331,0	1.856,0
12	780,0	1475,0	2.037,0
13	810,0	1500,0	2.088,0
14	810,0	1500,0	2.100,0
15	810,0	1500,0	2.100,0
16	810,0	1500,0	2.100,0
17	810,0	1500,0	2.000,0
18	810,0	1500,0	2.000,0
19	810,0	1500,0	2.000,0
20	810,0	1500,0	2.000,0
21	810,0	1500,0	2.000,0
22	810,0	1500,0	2.000,0
23	810,0	1500,0	2.000,0
24	810,0	1500,0	2.000,0
25	810,0	1500,0	2.000,0

Το Κ.Α.Π.Ε έχει διαχωρίσει τις κλάσεις του αιολικού δυναμικού σε κάθε περιοχή. Έτσι, διακρίνονται κλάσεις ταχύτητας ανέμου μεγαλύτερες των 6, 7 , 8, 9 , 10 m/s. Επιπλέον, όπως προαναφέρθηκε, κάθε περιοχή αντιστοιχεί σε κάποια ζώνη ανάπτυξης. Από το δικτυακό τόπο της Ρ.Α.Ε λήφθηκαν τα στοιχεία των περιοχών αυτών καθώς και το ύψος της επιχορήγησης (σε ποσοστό επί του μηχανολογικού εξοπλισμού). Τα στοιχεία

αυτά σε συνδυασμό με τις μέσες ταχύτητες του ανέμου για κάθε κλάση στις περιοχές αυτές δίνονται στον ακόλουθο πίνακα.

Στην παρούσα εργασία οι μελέτες γίνονται για «κλάσεις αιολικού δυναμικού» μεγαλύτερες των 6 m/s, 8 m/s, 9 m/s και 10 m/s.

Πίνακας 5.3 Μέσες ταχύτητες για κάθε περιοχή (ΚΑΠΕ) και ποσοστά επιχορήγησης ανά ζώνη

ΠΕΡΙΟΧΗ	ΖΩΝΗ	ΕΠΙΧ/ΣΗ %	>6 m/s	>7 m/s	>8 m/s	>9 m/s	>10 m/s
ΑΓΡΙΝΙΟ	C	40	6,72	7,65	8,57	9,3	-
ΑΡΓΟΛΙΔΑ	C	40	6,6	7,5	8,3	-	-
ΑΘΗΝΑ	A	20	-	8,04	9,08	9,9	10,9
ΑΡΤΑ	C	40	6,7	7,4	-	-	-
ΕΒΡΟΣ	C	40	6,71	7,6	8,48	9,33	-
ΦΛΩΡΙΝΑ	B	30	-	9	9,7	10,6	11,7
ΗΜΑΘΙΑ	B	30	6,38	-	-	-	-
ΙΩΑΝΝΙΝΑ	C	40	6,5	7,4	-	-	-
ΚΑΛΑΜΑΤΑ	C	40	6,9	7,8	8,7	-	-
ΚΑΡΔΙΤΣΑ	B	30	6,84	7,6	8,4	-	-
ΚΟΡΙΝΘΟΣ	C	40	6,6	7,6	8,6	-	-
ΚΟΖΑΝΗ	B	30	6,24	-	-	-	-
ΛΑΜΙΑ	B	30	6,8	7,6	8,5	9,5	-
ΛΑΡΙΣΑ	B	30	6,2	-	-	-	-
ΜΑΓΝΗΣΙΑ	B	30	6,4	7,3	-	-	-
ΠΑΤΡΑ	C	40	6,3	-	-	-	-
ΣΕΡΡΕΣ	B	30	6,8	7,9	9,1	10,1	-
ΘΕΣ/ΚΗ	A	20	6,6	7,65	8,54	9,4	-
ΤΡΙΠΟΛΗ	C	40	6,8	7,5	8,3	-	-
ΧΑΛΚΙΔΙΚΗ	B	30	6,5	7,5	8,2	-	-
ΞΑΝΘΗ	C	40	6,75	7,55	8,44	9,3	-
ΗΡΑΚΛΕΙΟ	B	30	-	9,25	10,23	11	11,6
ΚΕΡΚΥΡΑ	B	30	-	7,81	9	10	11,2
ΛΕΣΒΟΣ	C	40	-	7,8	8,6	9,4	10,3
ΛΕΥΚΑΔΑ	B	30	-	8,1	8,8	9,7	10,4
ΜΗΛΟΣ	B	30	-	7,8	8,7	9,6	10,5
ΝΑΞΟΣ	B	30	-	9,1	9,6	10,4	11,3
ΡΟΔΟΣ	B	30	-	8,27	9	9,9	11,07
ΣΑΜΟΣ	C	40	-	8,6	9,5	10,4	11,1
ΣΠΑΡΤΗ	C	40	-	7,9	8,8	9,7	10,6
ΧΑΝΙΑ	B	30	-	8,69	9,55	10,6	11
ΧΙΟΣ	C	40	-	7,9	8,9	9,9	10,9

## 5.2. Οι παραδοχές της ανάλυσης

Η εκπόνηση μιας τεχνικοοικονομικής μελέτης για ένα αιολικό πάρκο με τη βοήθεια του λογισμικού RETScreen είναι μια αρκετά επίπονη διαδικασία εξαιτίας του μεγάλου όγκου των δεδομένων που απαιτούνται από το συγκεκριμένο πρόγραμμα. Για το λόγο αυτό και επειδή η μελέτη δεν έγινε μόνο σε μια συγκεκριμένη περιοχή και για ένα συγκεκριμένο αιολικό δυναμικό έγιναν κάποιες παραδοχές ώστε να διευκολυνθεί η πραγματοποίηση των μελετών (για παράδειγμα ήταν πολύ δύσκολο να εισαχθούν στο πρόγραμμα οι πραγματικές τιμές των οικοπέδων που χρησιμοποιήθηκαν για τους σκοπούς της εργασίας σε όλη την Ελλάδα). Στο σημείο αυτό πρέπει να τονιστεί πως οι παραδοχές που θεωρήθηκαν, πιθανά επηρέασαν τα αποτελέσματα των μελετών σε μικρότερο ή μεγαλύτερο βαθμό αναλόγως την περιοχή και τον τύπο των ανεμογεννητριών.

Αναλυτικότερα, σε ό,τι αφορά την εισαγωγή των απωλειών των αιολικών πάρκων θεωρήθηκε πως οι απώλειες λόγω καιρικών συνθηκών κυμαίνονται μεταξύ 0% (π.χ. νησιά) και 3% (Φλώρινα) αναλόγως του διαστήματος που παρατηρούνται φαινόμενα χιονόπτωσης και παγετού. Για τις απώλειες λόγω παύσης της λειτουργίας του πάρκου ή μέρους του (κάποιες ανεμογεννήτριες) (διαθεσιμότητα) θεωρήθηκαν απώλειες της τάξης του 2%, ενώ για τις απώλειες εξαιτίας άλλων αιτιών θεωρήθηκε τιμή 3%. Τέλος για τις απώλειες λόγω όμορου λήφθηκαν υπόψη παράμετροι όπως η έκταση της διαθέσιμης περιοχής (που ορίζεται από το ΚΑΠΕ για κάθε περιοχή), ο αριθμός των ανεμογεννητριών και η διάμετρος τους. Οι απώλειες αυτές αυξάνονται όσο μειώνεται η διαθέσιμη έκταση, αυξάνεται ο αριθμός των ανεμογεννητριών και το μήκος του πτερυγίου τους.

Άλλη μια σημαντική παραδοχή έγινε σε ό,τι αφορά τη διασύνδεση του αιολικού πάρκου. Στις μελέτες θεωρήθηκε πως το αιολικό πάρκο είναι

διασυνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο κάτι που στην πραγματικότητα ισχύει για την πλειοψηφία των περιοχών εκτός από κάποια νησιά του Αιγαίου. Η παραδοχή αυτή έγινε ώστε ο υπολογισμός των οικονομικών αποτελεσμάτων να γίνει με τον ίδιο τρόπο σε όλη την Ελλάδα και τη μοναδική παράμετρο στη μελέτη να αποτελεί σχεδόν αποκλειστικά το αιολικό δυναμικό. Πάντως, εισάγοντας στο πρόγραμμα κάποιες τιμές που αφορούν το κόστος της διασύνδεσης (αρχικό και λειτουργικό), θα μπορούσε να γίνει μια καλύτερη προσέγγιση του προβλήματος.

Στη συνέχεια έγιναν κάποιες παραδοχές στο φύλλο "cost analysis" του προγράμματος. Συγκεκριμένα θεωρήθηκαν σταθερές τιμές στις μελέτες σκοπιμότητας, στην ανάπτυξη των σχεδίων, στο σχεδιασμό του πάρκου από τους μηχανικούς και στον ενεργειακό εξοπλισμό (πρωτεύον και δευτερεύον (ανταλλακτικά)). Επίσης κοινό για όλες τις περιοχές θεωρήθηκε το λειτουργικό και το περιοδικό κόστος (που μπορεί να αναχθεί στο λειτουργικό) αφού για παράδειγμα είναι αδύνατος ο ακριβής προσδιορισμός των αμοιβών των συντηρητών των πάρκων σε κάθε περιοχή. Επίσης η τιμή του ενεργειακού εξοπλισμού θεωρήθηκε σταθερή και έγινε αναγωγή του στο σύνολο της ισχύος που παράγει το αιολικό πάρκο (κόστος εξοπλισμού / παραγόμενο MW του αιολικού πάρκου). Η παραδοχή αυτή επηρεάζει αρκετά ίσως τους οικονομικούς δείκτες του πάρκου αφού υπάρχει διαφορά στην τιμή αγοράς και εγκατάστασης για κάθε ανεμογεννήτρια. Απ' την άλλη πλευρά, με τον τρόπο αυτό δίδεται έμφαση κυρίως στα τεχνικά χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών.

Φυσικά, για κάθε παραδοχή (απώλειες, κόστος, κλπ) λήφθηκε υπόψη και η βάση δεδομένων που διαθέτει το πρόγραμμα RETScreen.

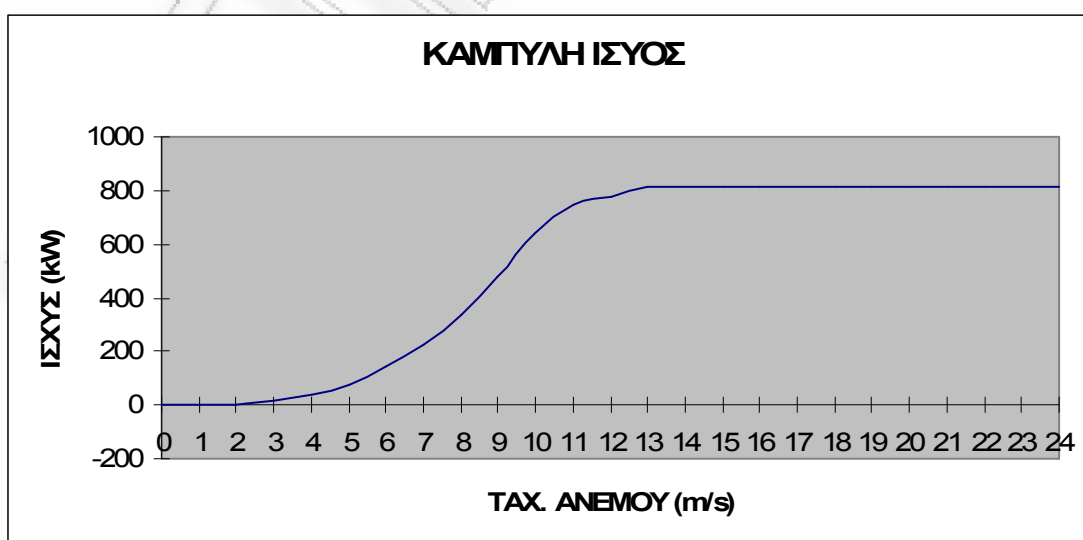
Για την πραγματοποίηση της επένδυσης θεωρήθηκε ότι έχει εξασφαλιστεί δάνειο που θα καλύψει το 30% της επένδυσης, με επιτόκιο αποπληρωμής 8% και αποπληρωμή σε 5 χρόνια. Επίσης, καθορίστηκε φόρος

στο 35% των κερδών που επιβάλλεται από την αρχή λειτουργίας του πάρκου. Για τον υπολογισμό των κερδών προ φόρων, χρησιμοποιήθηκε γραμμική απόσβεση, για το συνολικό ποσό της επένδυσης.

### 5.3. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Όπως αναφέρθηκε, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ξεκινά όταν τα πτερύγια των ανεμογεννητριών αρχίζουν να περιστρέφονται εξαιτίας της επίδρασης του ανέμου. Για κάθε ταχύτητα ανέμου εντός των ορίων λειτουργίας της ανεμογεννήτριας (ανάμεσα στην ταχύτητα έναρξης λειτουργίας  $U_0$  και στην ταχύτητα διακοπής της λειτουργίας  $U_{max}$ ), η παραγόμενη ενέργεια προκύπτει από το γινόμενο του αριθμού των ωρών εμφάνισης της συγκεκριμένης ταχύτητας ετησίως με την ισχύ που αντιστοιχεί (σύμφωνα με την καμπύλη ισχύος). Με τον τρόπο αυτό κατασκευάζεται και η καμπύλη κατανομής παραγόμενης ενέργειας. Η συνολική ετήσια ενέργεια προκύπτει από το άθροισμα της παραγόμενης ενέργειας για όλες τις ταχύτητες ανέμου που λειτουργεί η ανεμογεννήτρια.

Διάγρ. 5. 1 Καμπύλη ισχύος ανεμογεννήτριας ΑΑ



Με τη βοήθεια των δεδομένων του πίνακα 6.2 κατασκευάστηκε ενδεικτικά η καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας AA (να σημειωθεί πως τα χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών AA, AB, AC αντιστοιχούν σε χαρακτηριστικά πραγματικών ανεμογεννητριών που κυκλοφορούν στην αγορά τον Ιανουάριο του 2008). Από την καμπύλη γίνεται εμφανές πως η ανεμογεννήτρια ξεκινά να παράγει ισχύ για ταχύτητα ανέμου μεγαλύτερη των 2 m/s. Όσο αυξάνει η ένταση του ανέμου, αυξάνει και η τιμή της ισχύος που παράγει η ανεμογεννήτρια. Αυτό συμβαίνει μέχρι η ανεμογεννήτρια να φτάσει στην ονομαστική της ισχύ όταν η ταχύτητα του ανέμου φτάσει τα 13 m/s. Η λειτουργία της ανεμογεννήτριας διακόπτεται (για λόγους προστασίας του μηχανισμού) όταν η ταχύτητα του ανέμου ξεπεράσει τα 24 m/s.

Με την παραπάνω μέθοδο υπολογίστηκε η παραγόμενη ενέργεια σε διάφορες περιοχές της Ελλάδας για αιολικό δυναμικό >6m/s, 8m/s, 9m/s και 10m/s και για τους τρεις τύπους ανεμογεννητριών που χρησιμοποιήθηκαν.

Από τα αποτελέσματα που προέκυψαν μετά την εισαγωγή των δεδομένων στο πρόγραμμα RETScreen, γίνεται εμφανές ότι στη συντριπτική πλειοψηφία των περιοχών ή αύξηση της ταχύτητας του ανέμου επιφέρει και αύξηση της παραγόμενης ενέργειας του αιολικού πάρκου (πίνακες 6.4, 6.5, 6.6). Έτσι, στην Αργολίδα, στην Αθήνα, στον Έβρο, στην Καλαμάτα, στην Καρδίτσα, στην Κόρινθο, στη Λαμία, στις Σέρρες, στη Θεσσαλονίκη, στην Τρίπολη, στη Χαλκιδική, στο Ηράκλειο, στη Νάξο, στη Ρόδο, στη Σάμο, στη Σπάρτη, στα Χανιά και στη Χίο παρατηρείται αύξηση της παραγόμενης ενέργειας συναρτήσει της αύξησης του αιολικού δυναμικού.

Αντίθετα σε περιοχές όπως το Αγρίνιο, η Ξάνθη, η Λέσβος και η Μήλος η παραγωγή της ενέργειας φαίνεται να ελαττώνεται με την αύξηση του αιολικού δυναμικού. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην αύξηση των απωλειών του αιολικού πάρκου.

Πίνακας 5. 4 Παραγωγή ενέργειας (ΑΑ)

ΑΑ	MWh			
	>6 m/s	>8 m/s	>9 m/s	>10 m/s
ΠΕΡΙΟΧΗ				
ΑΓΡΙΝΙΟ	38.311	52.364	49.728	-
ΑΡΓΟΛΙΔΑ	37.266	47.217	-	-
ΑΘΗΝΑ	-	55.373	59.141	61.583
ΑΡΤΑ	38.137	-	-	-
ΕΒΡΟΣ	38.610	52.356	56.640	-
ΦΛΩΡΙΝΑ	-	57.658	59.044	59.432
ΗΜΑΘΙΑ	35.121	-	-	-
ΙΩΑΝΝΙΝΑ	36.396	-	-	-
ΚΑΛΑΜΑΤΑ	39.877	51.537	-	-
ΚΑΡΔΙΤΣΑ	39.355	50.847	-	-
ΚΟΡΙΝΘΟΣ	37.266	48.863	-	-
ΚΟΖΑΝΗ	33.940	-	-	-
ΛΑΜΙΑ	39.007	51.361	54.517	-
ΛΑΡΙΣΑ	33.437	-	-	-
ΜΑΓΝΗΣΙΑ	35.493	-	-	-
ΠΑΤΡΑ	34.526	-	-	-
ΣΕΡΡΕΣ	38.182	54.931	59.413	-
ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗ	37.643	52.714	54.647	-
ΤΡΙΠΟΛΗ	39.007	50.771	-	-
ΧΑΛΚΙΔΙΚΗ	36.396	46.067	-	-
ΞΑΝΘΗ	38.182	51.076	50.904	-
ΗΡΑΚΛΕΙΟ	-	60.419	62.689	63.725
ΚΕΡΚΥΡΑ	-	54.901	59.580	61.169
ΛΕΣΒΟΣ	-	52.541	56.948	53.956
ΛΕΥΚΑΔΑ	-	55.373	58.264	59.092
ΜΗΛΟΣ	-	53.131	56.090	52.033
ΝΑΞΟΣ	-	57.825	60.920	63.226
ΡΟΔΟΣ	-	54.901	59.141	62.845
ΣΑΜΟΣ	-	57.386	60.920	62.894
ΣΠΑΡΤΗ	-	53.721	58.264	60.279
ΧΑΝΙΑ	-	57.606	61.510	62.689
ΧΙΟΣ	-	54.311	59.141	62.394

Πίνακας 5. 5 Παραγωγή ενέργειας (ΑΒ)

ΑΒ	MWh			
	>6 m/s	>8 m/s	>9 m/s	>10 m/s
ΠΕΡΙΟΧΗ				
ΑΓΡΙΝΙΟ	35.111	49.315	47.119	-
ΑΡΓΟΛΙΔΑ	34.097	44.180	-	-
ΑΘΗΝΑ	-	52.270	56.315	59.115
ΑΡΤΑ	34.942	-	-	-
ΕΒΡΟΣ	35.380	49.287	53.719	
ΦΛΩΡΙΝΑ	-	54.871	56.645	56.216
ΗΜΑΘΙΑ	32.381	-	-	-
ΙΩΑΝΝΙΝΑ	33.174	-	-	-
ΚΑΛΑΜΑΤΑ	36.631	48.566	-	-
ΚΑΡΔΙΤΣΑ	36.124	47.743	-	-
ΚΟΡΙΝΘΟΣ	34.097	42.561	-	-
ΚΟΖΑΝΗ	30.748	-	-	-
ΛΑΜΙΑ	35.787	48.226	51.851	-
ΛΑΡΙΣΑ	30.293	-	-	-
ΜΑΓΝΗΣΙΑ	32.244	-	-	-
ΠΑΤΡΑ	31.313	-	-	-
ΣΕΡΡΕΣ	35.007	51.857	56.604	-
ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗ	34.442	49.638	51.937	-
ΤΡΙΠΟΛΗ	35.787	47.505	-	-
ΧΑΛΚΙΔΙΚΗ	33.174	37.427	-	-
ΞΑΝΘΗ	35.007	48.024	48.234	-
ΗΡΑΚΛΕΙΟ	-	57.746	60.188	61.577
ΚΕΡΚΥΡΑ	-	51.807	56.748	57.738
ΛΕΣΒΟΣ	-	49.489	54.124	49.342
ΛΕΥΚΑΔΑ	-	52.270	55.448	55.502
ΜΗΛΟΣ	-	50.068	53.364	48.148
ΝΑΞΟΣ	-	55.014	58.423	61.069
ΡΟΔΟΣ	-	51.807	56.315	60.394
ΣΑΜΟΣ	-	54.580	58.423	60.482
ΣΠΑΡΤΗ	-	50.648	55.448	57.831
ΧΑΝΙΑ	-	54.797	59.011	60.188
ΧΙΟΣ	-	51.227	56.315	59.894



Πίνακας 5. 6 Παραγωγή ενέργειας (AC)

AC	MWh			
	>6 m/s	>8 m/s	>9 m/s	>10 m/s
ΠΕΡΙΟΧΗ				
ΑΓΡΙΝΙΟ	38.117	52.556	49.896	-
ΑΡΓΟΛΙΔΑ	37.021	45.293	-	-
ΑΘΗΝΑ	-	55.694	59.443	61.809
ΑΡΤΑ	37.935	-	-	-
ΕΒΡΟΣ	38.410	52.527	56.837	-
ΦΛΩΡΙΝΑ	-	57.920	59.852	58.908
ΗΜΑΘΙΑ	35.364	-	-	-
ΙΩΑΝΝΙΝΑ	36.107	-	-	-
ΚΑΛΑΜΑΤΑ	39.762	51.757	-	-
ΚΑΡΔΙΤΣΑ	39.214	50.993	-	-
ΚΟΡΙΝΘΟΣ	37.021	47.995	-	-
ΚΟΖΑΝΗ	33.613	-	-	-
ΛΑΜΙΑ	38.848	51.508	54.734	-
ΛΑΡΙΣΑ	33.116	-	-	-
ΜΑΓΝΗΣΙΑ	35.193	-	-	-
ΠΑΤΡΑ	34.228	-	-	-
ΣΕΡΡΕΣ	38.004	55.222	59.573	-
ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗ	37.395	52.900	54.848	-
ΤΡΙΠΟΛΗ	38.848	50.891	-	-
ΧΑΛΚΙΔΙΚΗ	36.107	44.744	-	-
ΞΑΝΘΗ	38.004	51.232	51.076	-
ΗΡΑΚΛΕΙΟ	-	60.580	62.796	63.835
ΚΕΡΚΥΡΑ	-	55.208	59.875	59.354
ΛΕΣΒΟΣ	-	52.741	57.157	53.500
ΛΕΥΚΑΔΑ	-	55.694	58.529	58.047
ΜΗΛΟΣ	-	53.358	56.329	53.425
ΝΑΞΟΣ	-	58.072	61.102	63.315
ΡΟΔΟΣ	-	55.208	59.443	62.917
ΣΑΜΟΣ	-	57.614	61.102	62.969
ΣΠΑΡΤΗ	-	53.975	58.529	60.481
ΧΑΝΙΑ	-	57.843	61.715	62.796
ΧΙΟΣ	-	51.232	59.443	62.623

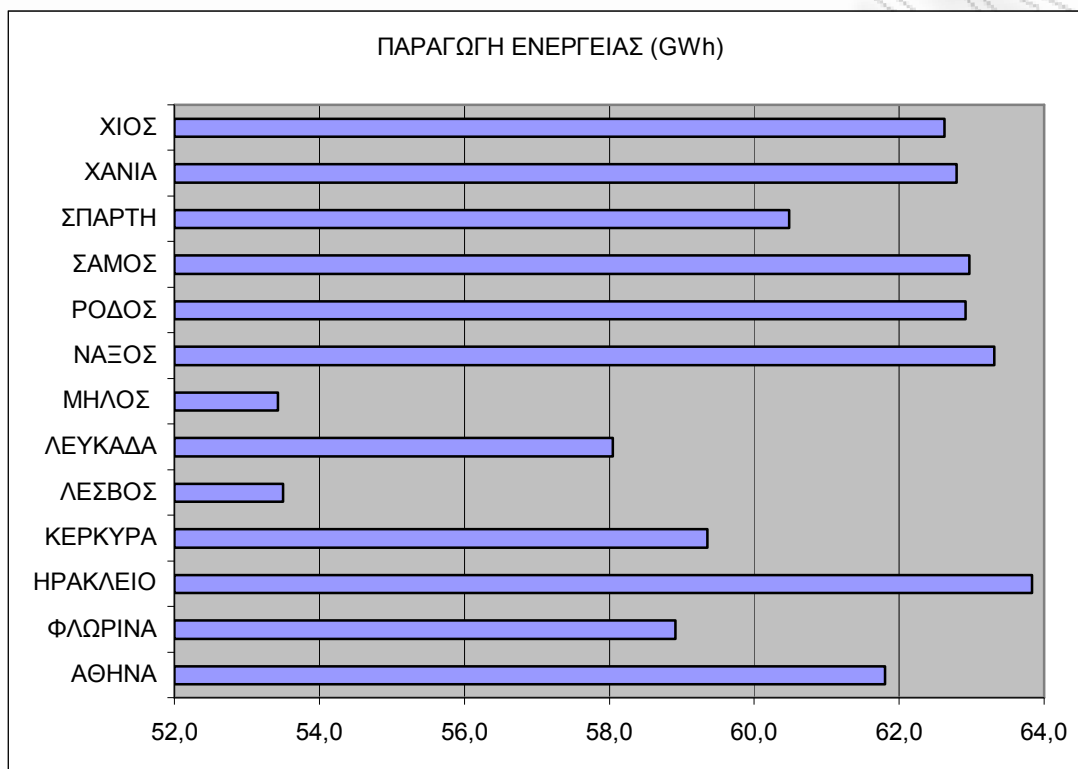
#### 5.4. Ιεράρχηση περιοχών

Από τα αποτελέσματα που προέκυψαν μετά την εκπόνηση των μελετών μπορεί να γίνει η ιεράρχηση των περιοχών ως προς την παραγωγή ενέργειας του αιολικού πάρκου των 12 MW. Έτσι, σύμφωνα με τις επιδόσεις του πάρκου με ανεμογεννήτριες ΑΑ, οι περιοχές ιεραρχούνται ως εξής:

- Για αιολικό δυναμικό  $>6\text{m/s}$  η Καλαμάτα εμφανίζει την μεγαλύτερη παραγωγή ενέργειας και ακολουθούν η Καρδίτσα, η Λαμία και η Τρίπολη, ο Έβρος, το Αγρίνιο, οι Σέρρες και η Ξάνθη, η Άρτα, η Θεσσαλονίκη, η Αργολίδα και η Κόρινθος, η Χαλκιδική και τα Ιωάννινα, η Μαγνησία, η Ημαθία, η Πάτρα, η Κοζάνη και τέλος η Λάρισα.
- Για αιολικό δυναμικό  $>8\text{m/s}$  την μεγαλύτερη παραγωγή ενέργειας εμφανίζει το Ηράκλειο και ακολουθούν η Νάξος, η Φλώρινα, τα Χανιά, η Σάμος, η Αθήνα και η Λευκάδα, οι Σέρρες, η Κέρκυρα και η Ρόδος, η Χίος, η Σπάρτη, η Μήλος, η Θεσσαλονίκη, η Λέσβος, το Αγρίνιο, ο Έβρος, η Καλαμάτα, η Λαμία, η Ξάνθη, η Καρδίτσα, η Τρίπολη, η Κόρινθος, η Αργολίδα και τέλος η Χαλκιδική.
- Για αιολικό δυναμικό  $>9\text{m/s}$  την μεγαλύτερη παραγωγή ενέργειας εμφανίζει το Ηράκλειο και ακολουθούν τα Χανιά, η Νάξος και η Σάμος, η Κέρκυρα, οι Σέρρες, η Ρόδος, η Αθήνα και η Χίος, η Φλώρινα, η Λευκάδα και η Σπάρτη, η Λέσβος, ο Έβρος, η Μήλος, η Θεσσαλονίκη, η Λαμία, η Ξάνθη και τέλος το Αγρίνιο.
- Για αιολικό δυναμικό  $>10\text{m/s}$  η μεγαλύτερη παραγωγή ενέργειας εμφανίζεται στο Ηράκλειο και ακολουθούν η Νάξος, η Σάμος, η Ρόδος, τα Χανιά, η Χίος, η Αθήνα, η Κέρκυρα, η Σπάρτη, η Φλώρινα, η Λευκάδα, η Λέσβος και τέλος η Μήλος.

Παρόμοια αποτελέσματα εμφανίζονται και στα αιολικά πάρκα που απαρτίζονται από ανεμογεννήτριες τύπου ΑΒ και ΑC.

Διάγρ. 5. 2 Παραγωγή ενέργειας (GWh) ανεμογεννητριών ΑC για αιολικό δυναμικό >10m/s



Όπως φαίνεται και από το διάγραμμα 5.2 σε ό,τι αφορά την παραγωγή ενέργειας από αιολικό πάρκο ανεμογεννητριών ΑC το Ηράκλειο καταλαμβάνει την πρώτη θέση και ακολουθούν η Νάξος, η Σάμος, η Ρόδος, τα Χανιά, η Χίος, η Αθήνα, η Σπάρτη, η Κέρκυρα, η Φλώρινα, η Λευκάδα, η Λέσβος και η Μήλος.

Από τα συνολικά αποτελέσματα αποκαλύπτεται ότι οι καλύτερες περιοχές για την εγκατάσταση αιολικών πάρκων είναι αυτές που εμφανίζουν μεγάλες τιμές αιολικού δυναμικού. Επομένως οι παραθαλάσσιες περιοχές είναι αυτές που κεντρίζουν το ενδιαφέρον των επενδυτών. Στις χαμηλές ταχύτητες ανέμων βέβαια, περιοχές-φιλέτα θεωρούνται η Καλαμάτα, η Καρδίτσα, η Λαμία και η Τρίπολη. Για μεγάλες κατηγορίες αιολικού δυναμικού

οι καλύτερες περιοχές βρίσκονται στην περιοχή του Αιγαίου (νησιά) καθώς και η Αθήνα και η Φλώρινα.

#### 5.5. Η επίδραση της ταχύτητας του ανέμου

Το πρόγραμμα υπολογίζει, έκτος από την ενέργεια που παράγεται σε κάθε αιολικό πάρκο των 12MW, κάποιους οικονομικούς δείκτες που σχετίζονται με την οικονομική αξιολόγηση κάθε επένδυσης. Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι πίνακες με τα αποτελέσματα που προέκυψαν μετά την εισαγωγή όλων των προαναφερθέντων δεδομένων στο πρόγραμμα RET-Screen. Σε κάθε πίνακα απεικονίζονται οι οικονομικοί δείκτες IRR και NPV ανά κλάση αιολικού δυναμικού και ανά περιοχή για κάθε έναν από τους τρεις τύπους των ανεμογεννητριών (AA, AB, AC) που χρησιμοποιήθηκε. Επίσης, έπειτα από κάθε πίνακα ακολουθούν οι διαγραμματικές απεικονίσεις των οικονομικών δεικτών ανά κλάση αιολικού δυναμικού για 8 περιοχές. Οι περιοχές αυτές είναι το Αγρίνιο, ο Έβρος, η Φλώρινα, η Λαμία, η Θεσσαλονίκη, το Ηράκλειο, η Λέσβος και η Σάμος. Η επιλογή των περιοχών αυτών έγινε με κριτήριο τη διαφορετικότητά τους ως προς τη γεωγραφική θέση που καταλαμβάνουν στο χάρτη, την ποικιλία των πληροφοριών που συλλέχθηκαν από το Κ.Α.Τ.Ε (πχ. για τα Ιωάννινα υπάρχουν στοιχεία για μια μόνο κλάση αιολικού δυναμικού και επομένως δεν μπορούν να γίνουν συγκρίσεις) και την επιδότηση που προβλέπεται από τον Αναπτυξιακό Νόμο. Δηλαδή έγινε προσπάθεια να καλυφθούν όλα τα κριτήρια που επηρεάζουν τα αποτελέσματα μιας τέτοιου είδους μελέτης.

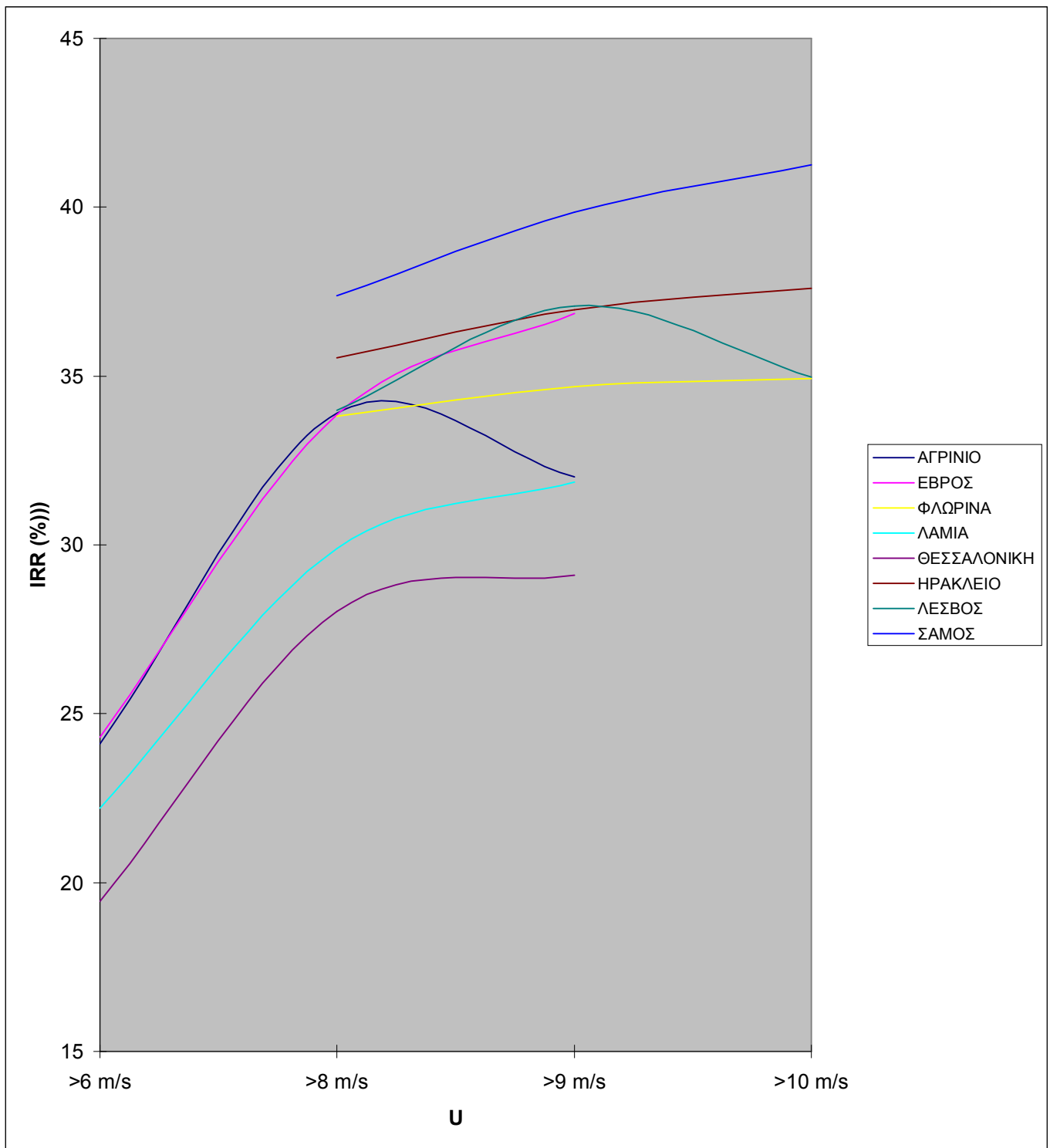
Φυσικά, τα αποτελέσματα δεν είναι τελείως ακριβή μιας και για τις ανάγκες των μελετών έγιναν αρκετές παραδοχές (πχ. δεν ήταν δυνατός ο ακριβής προσδιορισμός της τιμής των δρόμων που θα κατασκευάζονταν για

τις ανάγκες του αιολικού πάρκου σε κάθε περιοχή της Ελλάδας ή ο ακριβής προσδιορισμός της τιμής των γραμμών μεταφοράς της ενέργειας. Τέτοιου είδους παράμετροι υπολογίστηκαν και με τη βοήθεια της βάσης δεδομένων του προγράμματος). Πέρα από αυτό όμως, οι οικονομικοί δείκτες και για τις 32 περιοχές της Ελλάδας, για κάθε κλάση αιολικού δυναμικού και για κάθε είδος ανεμογεννητριών που χρησιμοποιήθηκε καταγράφονται στους πίνακες που ακολουθούν.

Πίνακας 5. 7 Ανεμογεννήτριες ΑΑ – Τιμές δεικτών IRR, NPV για κάθε περιοχή και αιολικό δυναμικό

ΑΑ	>6 m/s		>8 m/s		>9 m/s		>10 m/s	
	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> €)	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> €)	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> €)	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> €)
ΠΕΡΙΟΧΗ								
ΑΓΡΙΝΙΟ	24,1	12,46	33,9	20,65	32,0	19,11	-	-
ΑΡΓΟΛΙΔΑ	23,4	11,85	30,3	17,65	-	-	-	-
ΑΘΗΝΑ	-	-	29,5	20,80	31,6	22,99	33,0	24,41
ΑΡΤΑ	24	12,36	-	-	-	-	-	-
ΕΒΡΟΣ	24,3	12,63	33,9	20,64	36,9	23,14	-	-
ΦΛΩΡΙΝΑ	-	-	33,8	22,93	34,7	23,74	34,9	23,96
ΗΜΑΘΙΑ	19,7	9,80	-	-	-	-	-	-
ΙΩΑΝΝΙΝΑ	22,8	11,34	-	-	-	-	-	-
ΚΑΛΑΜΑΤΑ	25,2	13,37	33,3	20,16	-	-	-	-
ΚΑΡΔΙΤΣΑ	22,4	12,26	29,6	18,96	-	-	-	-
ΚΟΡΙΝΘΟΣ	23,4	11,85	31,4	18,61	-	-	-	-
ΚΟΖΑΝΗ	19,0	9,11	-	-	-	-	-	-
ΛΑΜΙΑ	22,2	12,06	29,9	19,26	31,9	21,10	-	-
ΛΑΡΙΣΣΑ	18,7	8,82	-	-	-	-	-	-
ΜΑΓΝΗΣΙΑ	20,0	10,01	-	-	-	-	-	-
ΠΑΤΡΑ	21,4	10,25	-	-	-	-	-	-
ΣΕΡΡΕΣ	21,7	11,58	32,1	21,34	34,9	23,95	-	-
ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗ	19,5	10,46	28,0	19,25	29,1	20,37	-	-
ΤΡΙΠΟΛΗ	24,6	12,86	32,8	19,72	-	-	-	-
ΧΑΛΚΙΔΙΚΗ	20,6	10,54	26,6	16,17	-	-	-	-
ΞΑΝΘΗ	24,0	12,38	33,0	19,90	32,8	19,80	-	-
ΗΡΑΚΛΕΙΟ	-	-	35,5	24,54	37,0	25,86	37,6	26,46
ΚΕΡΚΥΡΑ	-	-	32,1	21,32	35,0	24,05	36,0	24,97
ΛΕΣΒΟΣ	-	-	34,0	20,75	37,1	23,32	35,0	21,57
ΛΕΥΚΑΔΑ	-	-	32,4	21,60	34,2	23,28	34,7	23,76
ΜΗΛΟΣ	-	-	31,0	20,29	32,8	22,02	30,3	19,65
ΝΑΞΟΣ	-	-	33,9	23,03	35,8	24,83	37,3	26,17
ΡΟΔΟΣ	-	-	32,1	21,32	34,7	23,79	37,1	25,95
ΣΑΜΟΣ	-	-	37,4	23,57	39,9	25,63	41,3	26,78
ΣΠΑΡΤΗ	-	-	34,8	21,44	38,0	24,08	39,4	25,26
ΧΑΝΙΑ	-	-	33,8	22,90	36,2	25,17	37,0	25,86
ΧΙΟΣ	-	-	35,2	21,78	38,6	24,60	40,9	26,49

Διάγρ. 5. 3 ΑΑ - IRR (%) για κάθε αιολικό δυναμικό σε 8 περιοχές

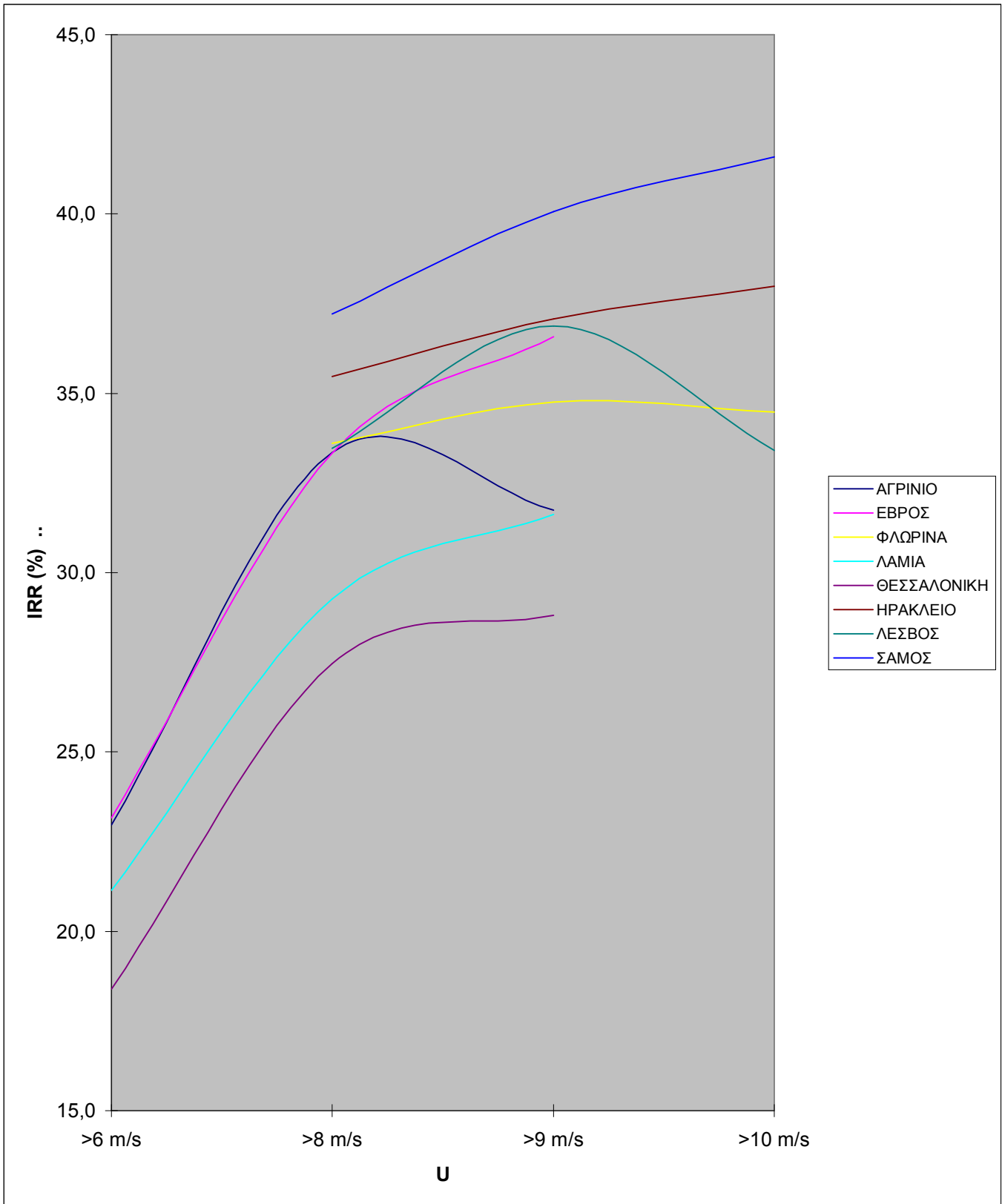


Πίνακας 5. 8 Ανεμογεννήτριες ΑΒ – Τιμές δεικτών IRR, NPV για κάθε περιοχή και αιολικό δυναμικό

<u>ΑΒ</u>	>6 m/s		>8 m/s		>9 m/s		>10 m/s	
	IRR (%)	NPV (Eu)	IRR (%)	NPV (Eu)	IRR (%)	NPV (Eu)	IRR (%)	NPV (Eu)
ΠΕΡΙΟΧΗ								
ΑΓΡΙΝΙΟ	23,0	10,96	33,3	19,24	31,7	17,96	-	-
ΑΡΓΟΛΙΔΑ	22,2	10,37	29,6	16,24	-	-	-	-
ΑΘΗΝΑ	-	-	29,0	19,39	31,4	21,74	33,0	23,38
ΑΡΤΑ	22,8	10,86	-	-	-	-	-	-
ΕΒΡΟΣ	23,2	11,12	33,3	19,22	36,6	21,80	-	-
ΦΛΩΡΙΝΑ	-	-	33,6	21,69	34,8	22,72	34,5	22,47
ΗΜΑΘΙΑ	18,9	8,58	-	-	-	-	-	-
ΙΩΑΝΝΙΝΑ	21,5	9,83	-	-	-	-	-	-
ΚΑΛΑΜΑΤΑ	24,1	11,85	32,8	18,80	-	-	-	-
ΚΑΡΔΙΤΣΑ	21,4	10,76	29,0	17,53	-	-	-	-
ΚΟΡΙΝΘΟΣ	22,2	10,37	28,4	15,30	-	-	-	-
ΚΟΖΑΝΗ	17,7	7,63	-	-	-	-	-	-
ΛΑΜΙΑ	21,1	10,57	29,3	17,82	31,6	19,93	-	-
ΛΑΡΙΣΑ	17,4	7,37	-	-	-	-	-	-
ΜΑΓΝΗΣΙΑ	18,8	8,50	-	-	-	-	-	-
ΠΑΤΡΑ	20,2	8,75	-	-	-	-	-	-
ΣΕΡΡΕΣ	20,6	10,11	31,6	19,93	34,7	22,70	-	-
ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗ	18,4	9,00	27,5	17,85	28,8	19,19	-	-
ΤΡΙΠΟΛΗ	23,5	11,35	32,0	18,18	-	-	-	-
ΧΑΛΚΙΔΙΚΗ	19,4	9,05	22,2	11,52	-	-	-	-
ΞΑΝΘΗ	22,9	10,90	32,4	18,48	32,6	18,61	-	-
ΗΡΑΚΛΕΙΟ	-	-	35,5	23,36	37,1	24,79	38,0	25,60
ΚΕΡΚΥΡΑ	-	-	31,6	19,90	34,8	22,78	35,5	23,36
ΛΕΣΒΟΣ	-	-	33,5	19,34	36,9	22,04	33,4	19,25
ΛΕΥΚΑΔΑ	-	-	31,9	20,17	34,0	22,02	34,0	22,06
ΜΗΛΟΣ	-	-	30,5	18,89	32,6	20,81	29,2	17,77
ΝΑΞΟΣ	-	-	33,7	21,77	35,9	23,76	37,7	25,30
ΡΟΔΟΣ	-	-	31,6	19,90	34,5	22,53	37,2	24,91
ΣΑΜΟΣ	-	-	37,2	22,30	40,1	24,54	41,6	25,74
ΣΠΑΡΤΗ	-	-	34,3	20,01	37,9	22,81	39,6	24,20
ΧΑΝΙΑ	-	-	33,6	21,64	36,3	24,10	37,1	24,79
ΧΙΟΣ	-	-	34,8	20,35	38,5	23,31	41,2	25,40



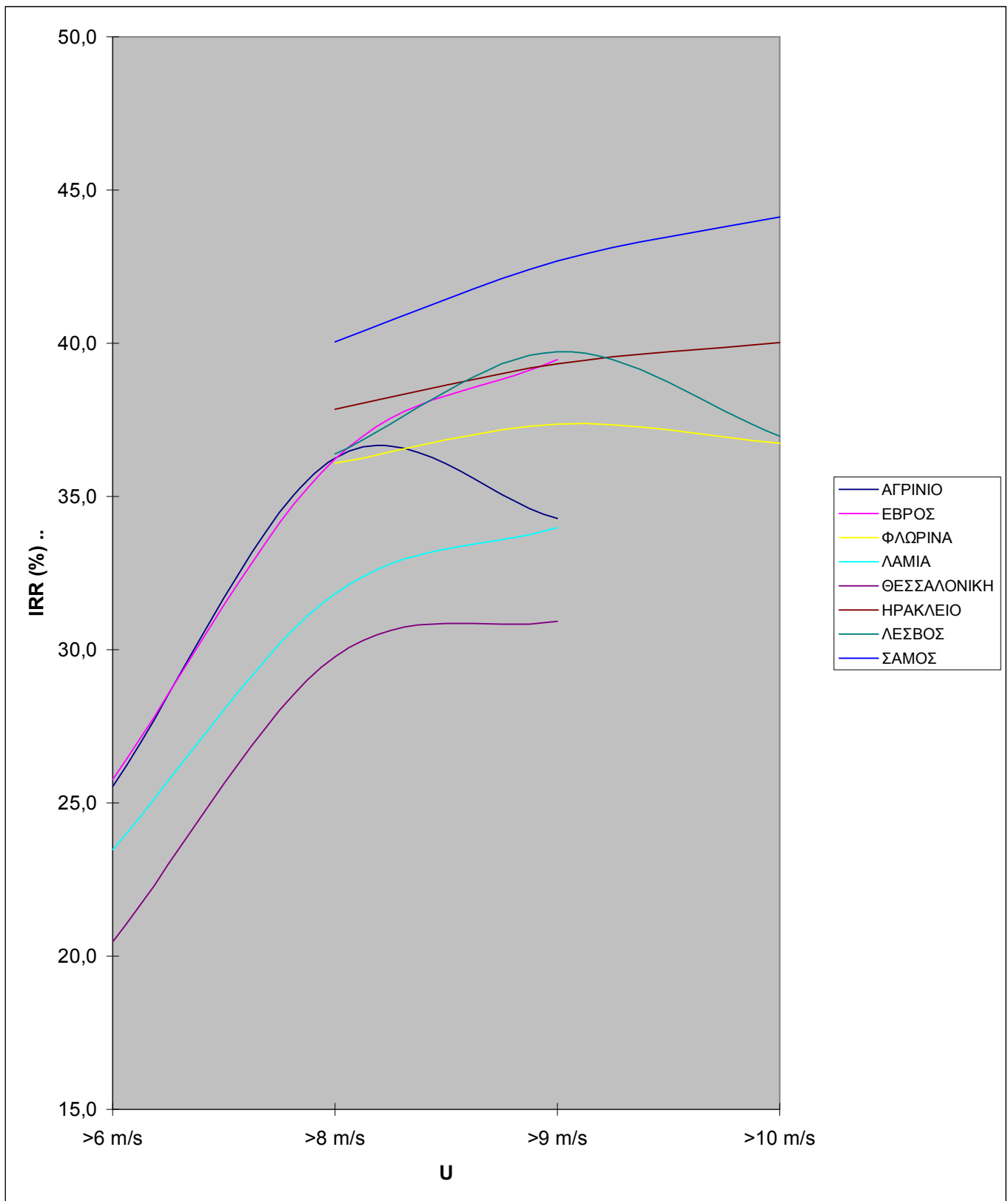
Διάγρ. 5. 4 ΑΒ - IRR (%) για κάθε αιολικό δυναμικό σε 8 περιοχές



Πίνακας 5. 9 Ανεμογεννήτριες ΑC – Τιμές δεικτών IRR, NPV για κάθε περιοχή και αιολικό δυναμικό

ΑC	>6 m/s		>8 m/s		>9 m/s		>10 m/s	
	IRR (%)	NPV (Eu)	IRR (%)	NPV (Eu)	IRR (%)	NPV (Eu)	IRR (%)	NPV (Eu)
ΠΕΡΙΟΧΗ								
ΑΓΡΙΝΙΟ	25,5	12,82	36,3	21,23	34,3	19,68	-	-
ΑΡΓΟΛΙΔΑ	24,7	12,18	30,9	17,00	-	-	-	-
ΑΘΗΝΑ	-	-	31,4	21,50	33,7	23,68	35,1	25,06
ΑΡΤΑ	25,4	12,71	-	-	-	-	-	-
ΕΒΡΟΣ	25,8	12,99	36,2	21,21	39,5	23,72	-	-
ΦΛΩΡΙΝΑ	-	-	36,1	23,57	37,4	24,70	36,7	24,15
ΗΜΑΘΙΑ	21,1	10,43	-	-	-	-	-	-
ΙΩΑΝΝΙΝΑ	24,1	11,64	-	-	-	-	-	-
ΚΑΛΑΜΑΤΑ	26,8	13,77	35,7	20,76	-	-	-	-
ΚΑΡΔΙΤΣΑ	23,7	12,67	31,5	19,54	-	-	-	-
ΚΟΡΙΝΘΟΣ	24,7	12,18	32,9	18,57	-	-	-	-
ΚΟΖΑΝΗ	20,0	9,41	-	-	-	-	-	-
ΛΑΜΙΑ	23,5	12,46	31,8	19,84	34,0	21,72	-	-
ΛΑΡΙΣΣΑ	19,6	9,12	-	-	-	-	-	-
ΜΑΓΝΗΣΙΑ	21,0	10,33	-	-	-	-	-	-
ΠΑΤΡΑ	22,7	10,55	-	-	-	-	-	-
ΣΕΡΡΕΣ	22,9	11,97	34,3	22,00	37,2	24,54	-	-
ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗ	20,5	10,83	29,8	19,87	30,9	21,00	-	-
ΤΡΙΠΟΛΗ	26,1	13,24	35,0	20,26	-	-	-	-
ΧΑΛΚΙΔΙΚΗ	21,6	10,86	27,4	15,90	-	-	-	-
ΞΑΝΘΗ	25,5	12,75	35,3	20,46	35,2	20,37	-	-
ΗΡΑΚΛΕΙΟ	-	-	37,9	25,12	39,3	26,41	40,0	27,02
ΚΕΡΚΥΡΑ	-	-	34,3	21,99	37,4	24,71	37,0	24,41
ΛΕΣΒΟΣ	-	-	36,4	21,34	39,7	23,91	37,0	21,78
ΛΕΥΚΑΔΑ	-	-	34,6	22,28	36,5	23,93	36,2	23,65
ΜΗΛΟΣ	-	-	33,1	20,92	35,0	22,65	33,1	20,96
ΝΑΞΟΣ	-	-	36,2	23,66	38,2	25,43	39,7	26,72
ΡΟΔΟΣ	-	-	34,3	21,99	37,1	24,46	39,4	26,49
ΣΑΜΟΣ	-	-	40,1	24,18	42,7	26,21	44,1	27,30
ΣΠΑΡΤΗ	-	-	37,3	22,06	40,7	24,71	42,2	25,85
ΧΑΝΙΑ	-	-	36,0	23,53	38,6	25,79	39,3	26,41
ΧΙΟΣ	-	-	37,8	22,42	41,4	25,24	43,8	27,09

Διάγρ. 5.5 AC - IRR (%) για κάθε αιολικό δυναμικό σε 8 περιοχές



Από τα αποτελέσματα που παρατέθηκαν στους παραπάνω πίνακες γίνεται εμφανές ότι τόσο ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR) όσο και η Καθαρά Παρούσα Αξία (NPV) αυξάνουν όσο αυξάνει το αιολικό δυναμικό. Αυτό ισχύει για κάθε τύπο ανεμογεννητριών και σχεδόν για κάθε περιοχή.

Στην ουσία επαληθεύεται η θεωρία σύμφωνα με την οποία η ενέργεια που παράγεται από κάθε ανεμογεννήτρια εξαρτάται από το αιολικό δυναμικό της περιοχής που είναι εγκατεστημένη. Η θεωρία επιβεβαιώνεται στην πλειοψηφία των περιοχών (ειδικά στις περιοχές που υπάρχει μεγάλη διαθέσιμη έκταση (για την εγκατάσταση του αιολικού πάρκου) ανά κλάση αιολικού δυναμικού). Έτσι, στην Αργολίδα, στην Αθήνα, στον Έβρο, στην Καλαμάτα, στην Καρδίτσα, στην Κόρινθο, στη Λαμία, στις Σέρρες, στη Θεσσαλονίκη, στην Τρίπολη, στη Χαλκιδική, στο Ηράκλειο, στη Νάξο, στη Ρόδο, στη Σάμο, στη Σπάρτη, στα Χανιά και στη Χίο παρατηρείται αύξηση του IRR και του NPV συναρτήσει της αύξησης του αιολικού δυναμικού.

Στον αντίποδα, κάποιες περιοχές (και ανάλογα με τον τύπο της ανεμογεννήτριας) παρουσιάζουν μείωση των παραπάνω οικονομικών δεικτών με την αύξηση του αιολικού δυναμικού. Σύμφωνα με τα στοιχεία του Κ.Α.Τ.Ε σε κάθε κατηγορία αιολικού δυναμικού (για κάθε περιοχή) αντιστοιχεί μία συγκεκριμένη έκταση της περιοχής που μπορεί να αξιοποιηθεί για την κατασκευή ενός αιολικού πάρκου. Όσο πιο πολύ αυξάνει η αιολική «κλάση», τόσο πιο πολύ μειώνεται η διαθέσιμη έκταση σε κάθε περιοχή. Αυτό είναι λογικό αφού για παράδειγμα σχεδόν σε κάθε περιοχή της Ελλάδας μπορεί κανείς να καταγράψει αιολικό δυναμικό της τάξης των 6 m/s, όμως στην ίδια περιοχή είναι δυσκολότερο να καταγραφούν μεγαλύτερες τιμές (ή καταγράφονται σε μικρότερες εκτάσεις (πχ. κορυφογραμμές)).

Όπως προαναφέρθηκε, σε κάθε αιολικό πάρκο η λειτουργία κάθε ανεμογεννήτριας επηρεάζεται από τις γειτονικές της. Επομένως, όσο πιο μικρή είναι η διαθέσιμη έκταση για την εγκατάσταση του αιολικού πάρκου,

τόσο πιο κοντά πρέπει να τοποθετηθούν οι ανεμογεννήτριες και τόσο μεγαλύτερες είναι οι απώλειες που εμφανίζονται λόγω όμορου. Στην παρούσα μελέτη έχουν ληφθεί υπόψη τέτοιου είδους απώλειες. Αυτό οδήγησε σε αποτελέσματα διαφορετικά της πλειοψηφίας των περιοχών που μελετήθηκαν. Για παράδειγμα στο Αγρίνιο, ενώ αρχικά παρατηρείται μια αύξηση των δεικτών IRR και NPV (πχ. για τις ανεμογεννήτριες ΑΑ από IRR=24,1% και NPV=12.457.748 Ευ για αιολικό δυναμικό >6 m/s, IRR=33,9% και NPV=20.646.160 Ευ για αιολικό δυναμικό >8 m/s), στη συνέχεια και με την αύξηση της τιμής του αιολικού δυναμικού, οι τιμές αυτές μειώνονται (IRR=32% και NPV=19.110.082 Ευ για αιολικό δυναμικό >9 m/s). Το ίδιο συμβαίνει και σε άλλες περιοχές (ενδεικτικά αναφέρονται η Λέσβος και η Μήλος).

Από την ανάλυση των αποτελεσμάτων προκύπτουν και οι περιοχές στις οποίες η εγκατάσταση ενός πάρκου παραγωγής ενέργειας από τον άνεμο εμφανίζει τους καλύτερους οικονομικούς δείκτες.

Πίνακας 5. 10 Κατάταξη περιοχών με βάση το IRR (ΑΑ)

ΑΑ		>6 m/s	>8 m/s	>9 m/s	>10 m/s
	1	ΚΑΛΑΜΑΤΑ	ΣΑΜΟΣ	ΣΑΜΟΣ	ΣΑΜΟΣ
	2	ΤΡΙΠΟΛΗ	ΗΡΑΚΛΕΙΟ	ΧΙΟΣ	ΧΙΟΣ
	3	ΕΒΡΟΣ	ΧΙΟΣ	ΣΠΑΡΤΗ	ΣΠΑΡΤΗ
	4	ΑΓΡΙΝΙΟ	ΣΠΑΡΤΗ	ΛΕΣΒΟΣ	ΗΡΑΚΛΕΙΟ
	5	ΑΡΤΑ	ΛΕΣΒΟΣ	ΗΡΑΚΛΕΙΟ	ΝΑΞΟΣ

Πίνακας 5. 11 Κατάταξη περιοχών με βάση το IRR (ΑΒ)

ΑΒ		>6 m/s	>8 m/s	>9 m/s	>10 m/s
	1	ΚΑΛΑΜΑΤΑ	ΣΑΜΟΣ	ΣΑΜΟΣ	ΣΑΜΟΣ
	2	ΤΡΙΠΟΛΗ	ΗΡΑΚΛΕΙΟ	ΧΙΟΣ	ΧΙΟΣ
	3	ΕΒΡΟΣ	ΧΙΟΣ	ΣΠΑΡΤΗ	ΣΠΑΡΤΗ
	4	ΑΓΡΙΝΙΟ	ΣΠΑΡΤΗ	ΗΡΑΚΛΕΙΟ	ΗΡΑΚΛΕΙΟ
	5	ΞΑΝΘΗ	ΧΑΝΙΑ	ΛΕΣΒΟΣ	ΝΑΞΟΣ

Πίνακας 5. 12 Κατάταξη περιοχών με βάση το IRR (AC)

AC		>6 m/s	>8 m/s	>9 m/s	>10 m/s
	1	ΚΑΛΑΜΑΤΑ	ΣΑΜΟΣ	ΣΑΜΟΣ	ΣΑΜΟΣ
	2	ΤΡΙΠΟΛΗ	ΗΡΑΚΛΕΙΟ	ΧΙΟΣ	ΧΙΟΣ
	3	ΕΒΡΟΣ	ΧΙΟΣ	ΣΠΑΡΤΗ	ΣΠΑΡΤΗ
	4	ΞΑΝΘΗ	ΣΠΑΡΤΗ	ΛΕΣΒΟΣ	ΗΡΑΚΛΕΙΟ
	5	ΑΓΡΙΝΙΟ	ΛΕΣΒΟΣ	ΗΡΑΚΛΕΙΟ	ΝΑΞΟΣ

Από την ανάλυση των πινάκων προκύπτει πως οι καταλληλότερες περιοχές για την εγκατάσταση αιολικών πάρκων είναι κατά σειρά η Σάμος, η Χίος, η Σπάρτη, το Ηράκλειο και η Νάξος.

#### 5.6. Η επίδραση του τύπου της ανεμογεννήτριας

Εκτός όμως από τη μελέτη των οικονομικών δεικτών IRR και NPV συναρτήσει του αιολικού δυναμικού κάθε περιοχής για κάθε τύπο ανεμογεννητριών που χρησιμοποιήθηκαν, η παρούσα εργασία επεκτείνεται και στη σύγκριση των οικονομικών αποτελεσμάτων που παρουσιάζονται σε κάθε περιοχή και για κάθε κλάση αιολικού δυναμικού για κάθε είδους εγκατεστημένου αιολικού πάρκου (AA, AB, AC).

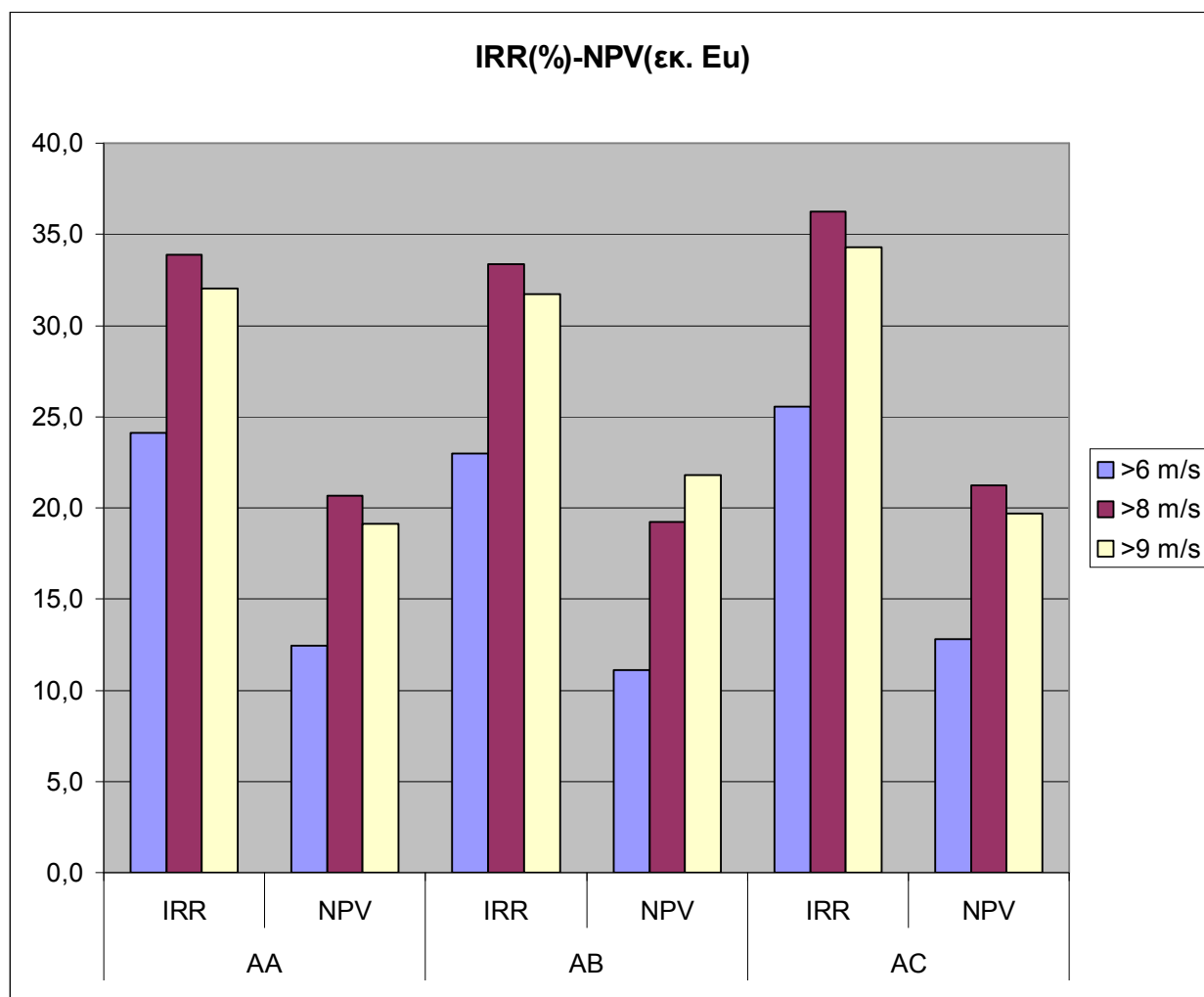
Αναλυτικότερα, συγκρίνονται οι δείκτες IRR και NPV που προκύπτουν από τη χρήση κάθε τύπου ανεμογεννητριών. Η ανάλυση αυτή έγινε με σκοπό τη διερεύνηση της μεταβολής των οικονομικών δεικτών συναρτήσει του μεγέθους και του αριθμού των ανεμογεννητριών. Η μελέτη αυτή έγινε ενδεικτικά σε οχτώ περιοχές (Αγρίνιο, Έβρος, Φλώρινα, Λαμία, Θεσσαλονίκη, Ηράκλειο, Λέσβος, Σάμος). Όπως φαίνεται στους ακόλουθους πίνακες και διαγράμματα κάθε ανεμογεννήτρια εμφανίζει διαφορετικά αποτελέσματα σε σχέση με τις άλλες. Το γεγονός αυτό οφείλεται στις απώλειες λόγω όμορου, όμως σε πολύ μεγαλύτερο βαθμό οφείλεται στα

επιμέρους χαρακτηριστικά της ίδιας της ανεμογεννήτριας (ισχύς, ύψος, διάμετρος πτερυγίου, καμπύλη ισχύος).

Πίνακας 5. 13 Σύγκριση δεικτών IRR-NPV στην περιοχή του Αγρινίου

ΑΓΡΙΝΙΟ	ΑΑ		ΑΒ		ΑC	
	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)
>6 m/s	24,1	12,46	23,0	10,96	25,5	12,82
>8 m/s	33,9	20,65	33,3	19,24	36,3	21,23
>9 m/s	32,0	19,11	31,7	17,96	34,3	19,68

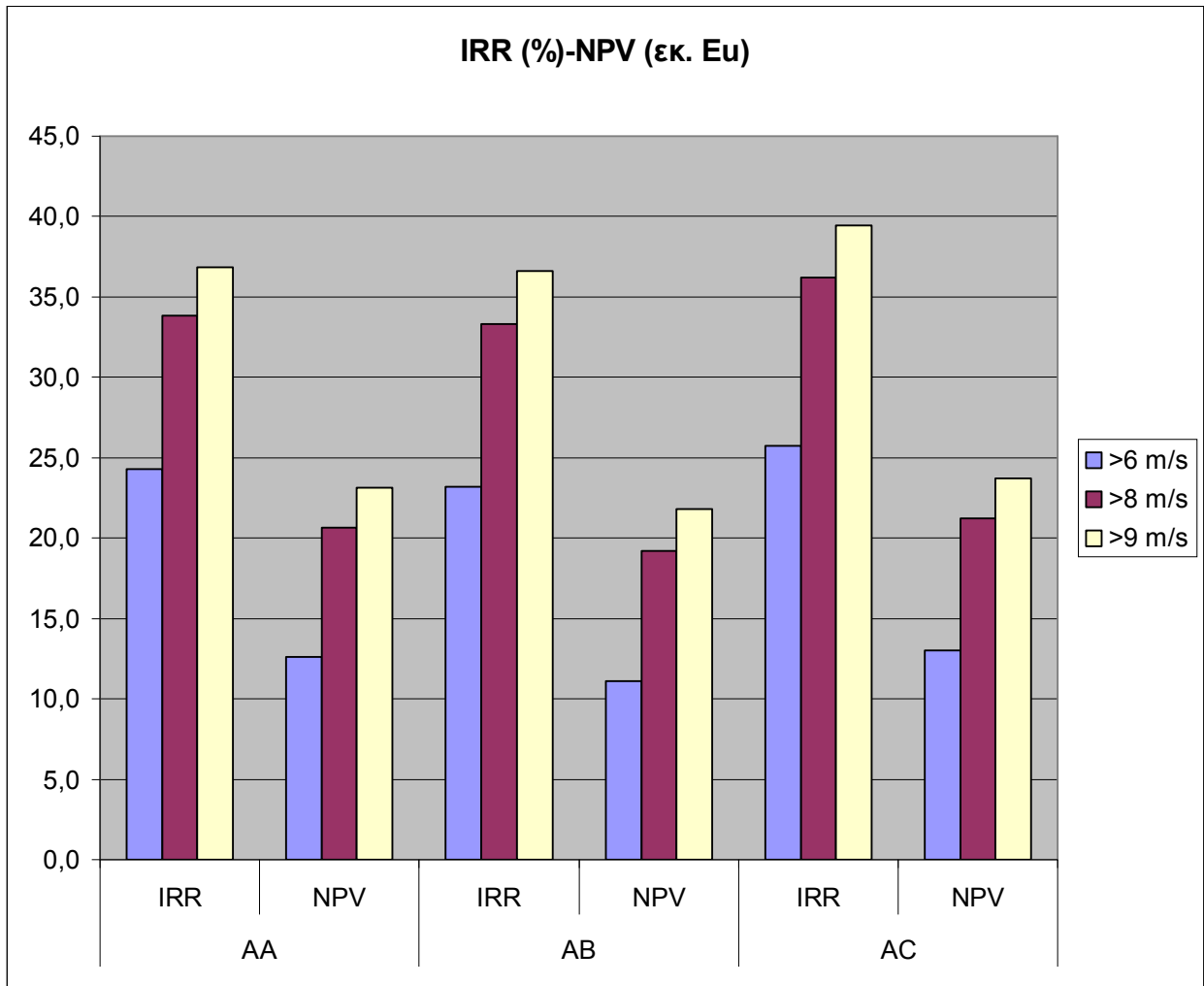
Διάγρ. 5. 6 Γραφική απεικόνιση δεικτών IRR-NPV στην περιοχή του Αγρινίου



Πίνακας 5. 14 Σύγκριση δεικτών IRR-NPV στην περιοχή του Έβρου

ΕΒΡΟΣ	ΑΑ		ΑΒ		ΑC	
	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)
>6 m/s	24,3	12,63	23,2	11,12	25,8	12,99
>8 m/s	33,9	20,64	33,3	19,22	36,2	21,21
>9 m/s	36,9	23,14	36,6	21,80	39,5	23,72

Διάγρ. 5. 7 Γραφική απεικόνιση δεικτών IRR-NPV στην περιοχή του Έβρου

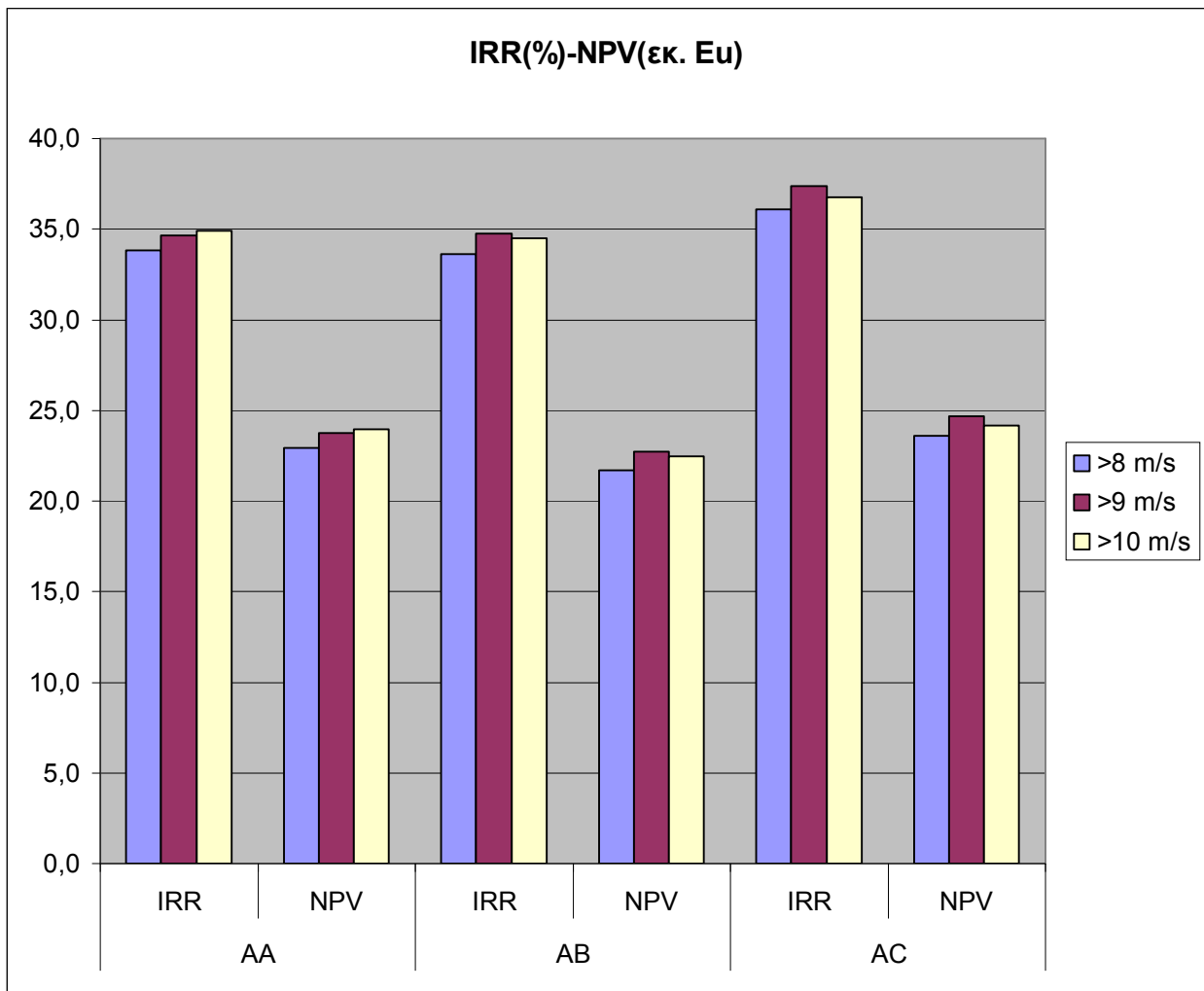




Πίνακας 5. 15 Σύγκριση δεικτών IRR-NPV στην περιοχή της Φλώρινας

ΦΛΩΡΙΝΑ	ΑΑ		ΑΒ		ΑC	
	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)
>8 m/s	33,8	22,93	33,6	21,69	36,1	23,57
>9 m/s	34,7	23,74	34,8	22,72	37,4	24,70
>10 m/s	34,9	23,96	34,5	22,47	36,7	24,15

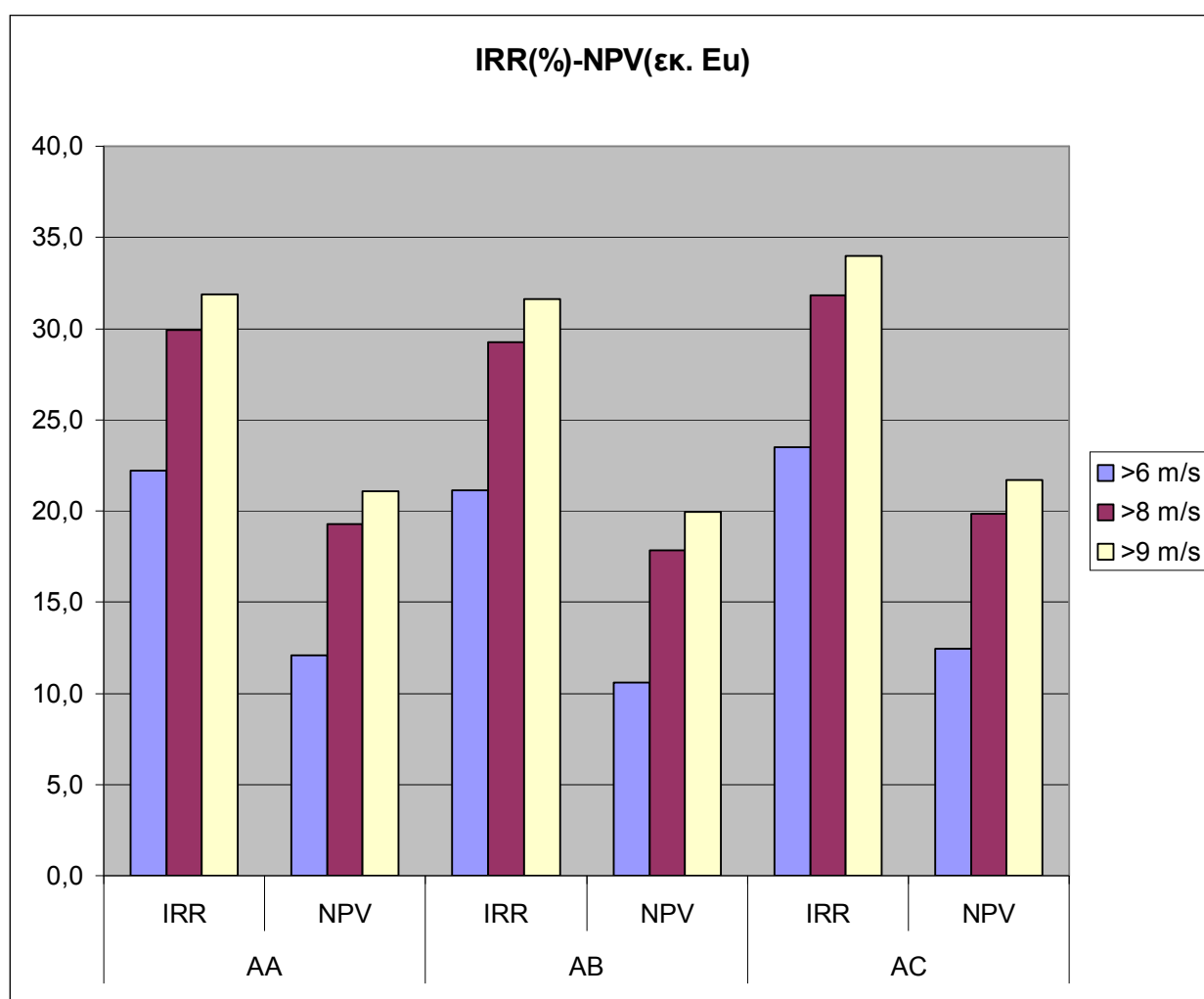
Διάγρ. 5. 8 Γραφική απεικόνιση δεικτών IRR-NPV στην περιοχή της Φλώρινας



Πίνακας 5. 16 Σύγκριση δεικτών IRR-NPV στην περιοχή της Λαμίας

ΛΑΜΙΑ	ΑΑ		ΑΒ		ΑC	
	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)
>6 m/s	22,2	12,06	21,1	10,57	23,5	12,46
>8 m/s	29,9	19,26	29,3	17,82	31,8	19,84
>9 m/s	31,9	21,10	31,6	19,93	34,0	21,72

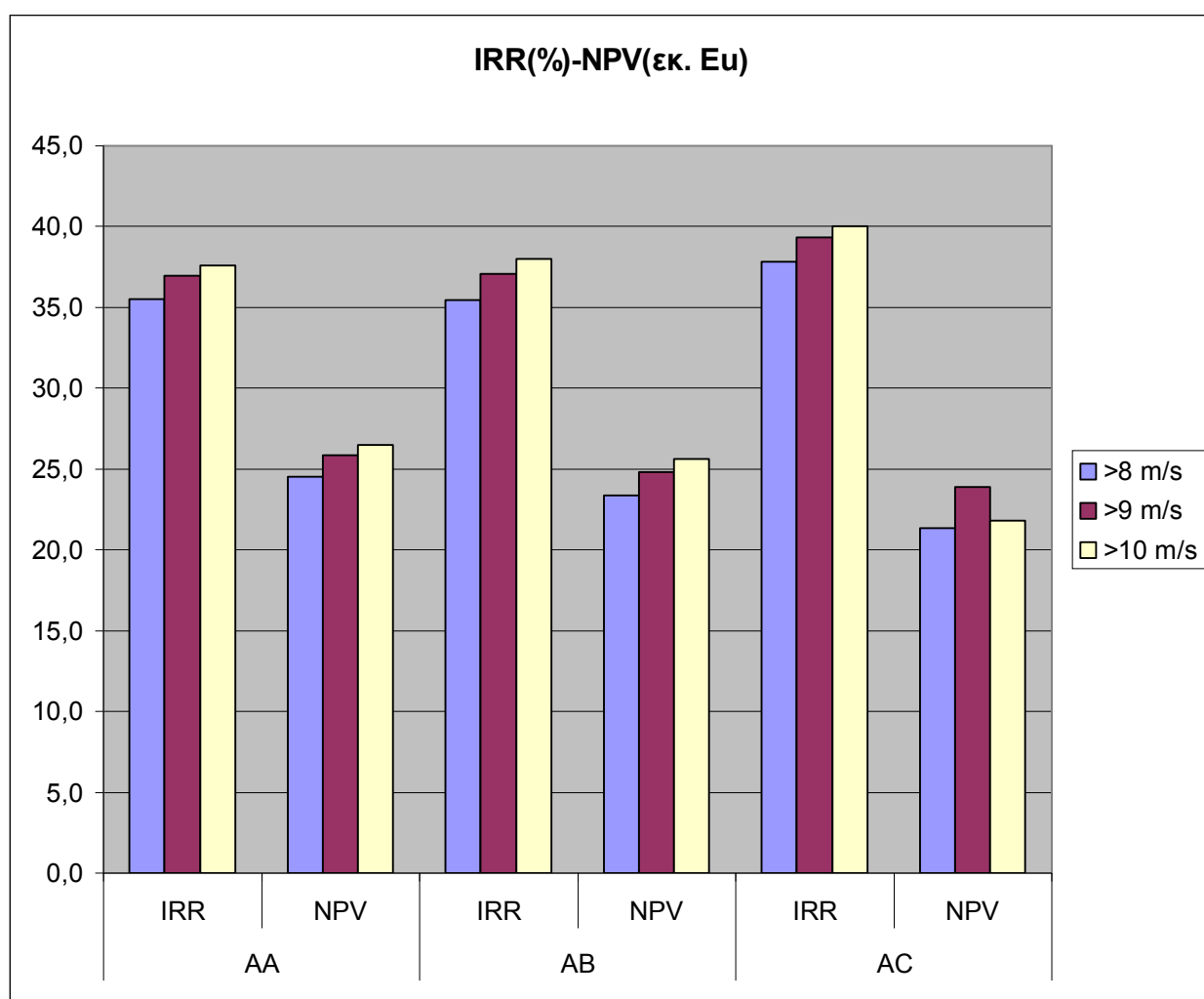
Διάγρ. 5. 9 Γραφική απεικόνιση δεικτών IRR-NPV στην περιοχή της Λαμίας



Πίνακας 5. 17 Σύγκριση δεικτών IRR-NPV στην περιοχή του Ηρακλείου

ΗΡΑΚΛΕΙΟ	ΑΑ		ΑΒ		ΑC	
	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)
>8 m/s	35,5	24,54	35,5	23,36	37,9	21,34
>9 m/s	37,0	25,86	37,1	24,79	39,3	23,91
>10 m/s	37,6	26,46	38,0	25,60	40,0	21,78

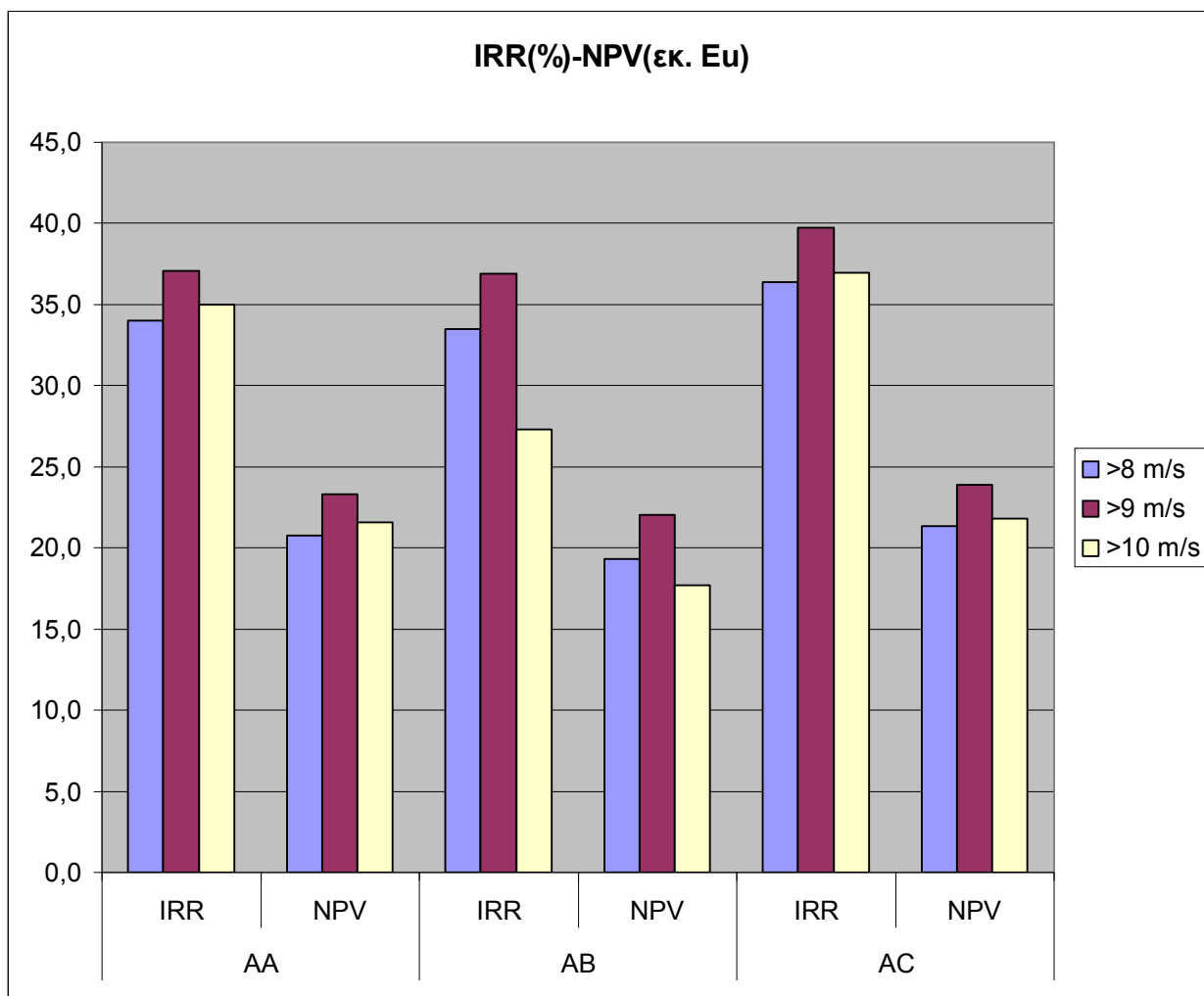
Διάγρ. 5. 10 Γραφική απεικόνιση δεικτών IRR-NPV στην περιοχή του Ηρακλείου



Πίνακας 5. 18 Σύγκριση δεικτών IRR-NPV στην περιοχή της Λέσβου

ΛΕΣΒΟΣ	ΑΑ		ΑΒ		ΑC	
	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)
>8 m/s	34,0	20,75	33,5	19,34	36,4	21,34
>9 m/s	37,1	23,32	36,9	22,04	39,7	23,91
>10 m/s	35,0	21,57	27,3	17,68	37,0	21,78

Διάγρ. 5. 11 Γραφική απεικόνιση δεικτών IRR-NPV στην περιοχή της Λέσβου

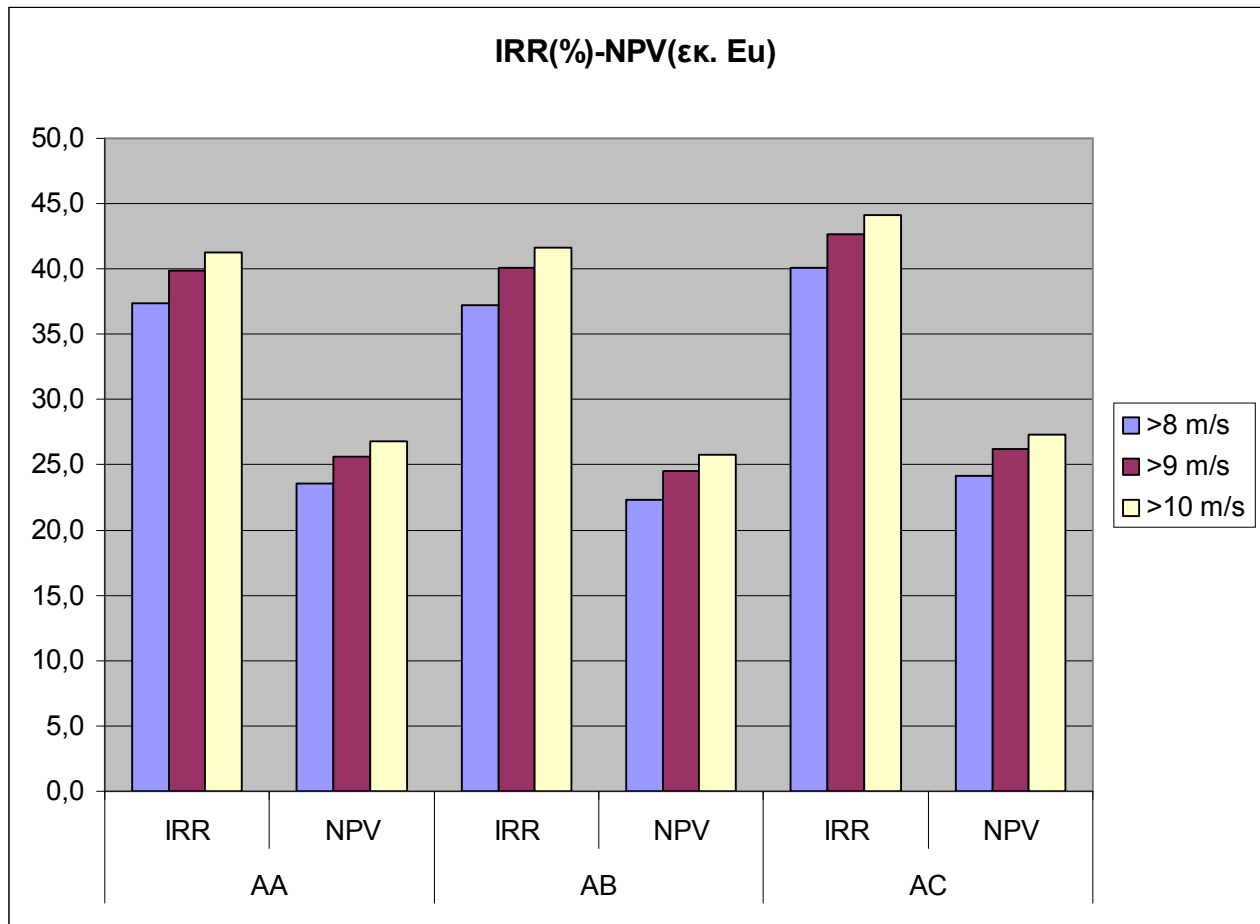


Στη Λέσβο γίνεται και σχηματικά φανερή η επίδραση των απωλειών λόγω όμορου στους οικονομικούς δείκτες.

Πίνακας 5. 19 Σύγκριση δεικτών IRR-NPV στην περιοχή της Σάμου

ΣΑΜΟΣ	AA		AB		AC	
	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)	IRR (%)	NPV (10 <sup>6</sup> Ευ)
>8 m/s	37,4	23,57	37,2	22,30	40,1	24,18
>9 m/s	39,9	25,63	40,1	24,54	42,7	26,21
>10 m/s	41,3	26,78	41,6	25,74	44,1	27,30

Διάγρ. 5. 12 Γραφική απεικόνιση δεικτών IRR-NPV στην περιοχή της Σάμο



Σύμφωνα με τα αποτελέσματα που προκύπτουν από το πρόγραμμα, τις καλύτερες επιδόσεις εμφανίζουν τα αιολικά πάρκα που απαρτίζονται από ανεμογεννήτριες τύπου AC. Ακολουθούν οι ανεμογεννήτριες τύπου AA και τέλος οι AB. Βέβαια όπως προέκυψε από τη σύγκριση των πινάκων 5.10, 5.11, 5.12 η βασική κατάταξη των περιοχών με βάση το IRR δεν μεταβλήθηκε, όμως οι τιμές του συγκεκριμένου δείκτη (όπως και του NPV) είναι σαφώς μεγαλύτερες.

### 5.7. Αναλύσεις ευαισθησίας

Στη συνέχεια και με τη βοήθεια του ίδιου προγράμματος RETScreen, γίνεται μελέτη της επίδρασης του τύπου των ανεμογεννητριών που χρησιμοποιούνται σε ένα αιολικό πάρκο στους οικονομικούς δείκτες IRR και NPV. Για το σκοπό αυτό επιλέγονται 8 τύποι ανεμογεννητριών (AD, AE, AF, AG, AH, AI, AJ, AK) τα χαρακτηριστικά των οποίων αντιστοιχούν στα χαρακτηριστικά πραγματικών ανεμογεννητριών που κυκλοφορούν στην αγορά τον Ιανουάριο του 2008. Το μοναδικό κοινό σημείο αναφοράς τους είναι η ισχύς τους (όλες οι ανεμογεννήτριες έχουν ονομαστική ισχύ 2MW). Στη συνέχεια παρουσιάζονται σε μορφή πινάκων τα κυριότερα χαρακτηριστικά στοιχεία κάθε τύπου ανεμογεννητριών που χρησιμοποιούνται στο αιολικό πάρκο καθώς και οι αντίστοιχες καμπύλες ισχύος. Τα στοιχεία αυτά εισάγονται στα 2 πρώτα φύλλα του RETScreen (Energy Model, Equipment Data).

Πίνακας 5. 20 Κύρια χαρακτηριστικά χρησιμοποιούμενων ανεμογεννητριών

	<b>ΙΣΧΥΣ (KW)</b>	<b>ΔΙΑΜΕΤΡΟΣ ΠΤΕΡΥΓΙΟΥ (m)</b>	<b>ΥΨΟΣ (m)</b>	<b>ΠΕΡΙΟΧΗ ΣΑΡΩΣΗΣ (m<sup>2</sup>)</b>
<b>AD</b>	2000	76	60	4536,46
<b>AE</b>	2000	80	80	5026,5
<b>AF</b>	2000	82	78	5281
<b>AG</b>	2000	80	60	5026,5
<b>AH</b>	2000	70	65	3848,5
<b>AI</b>	2000	88	80	6082
<b>AJ</b>	2000	80	60	5026,5
<b>AK</b>	2000	90	80	6361,7

Πίνακας 5. 21 Καμπύλες ισχύος χρησιμοποιούμενων ανεμογεννητριών

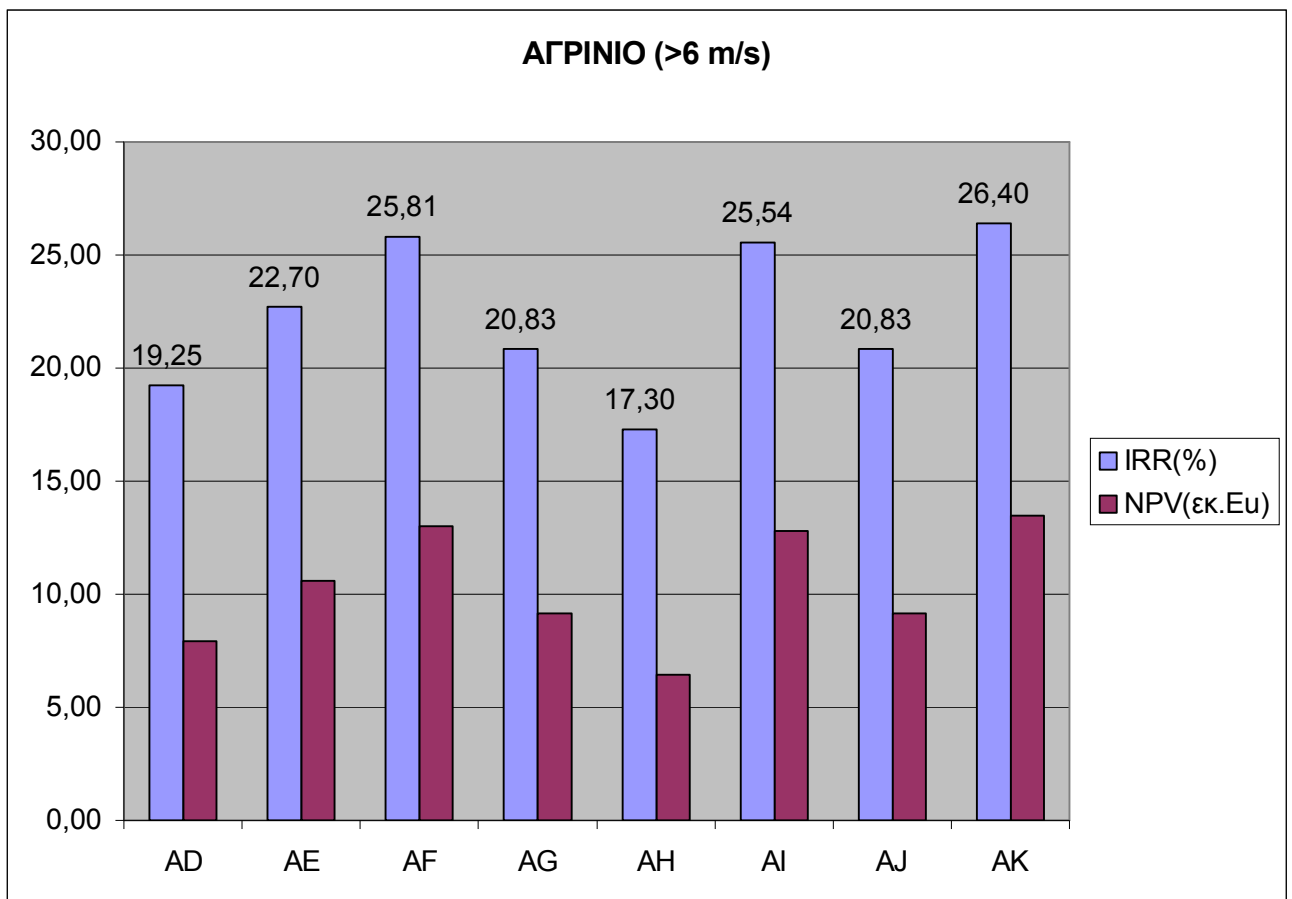
	<b>AD</b>	<b>AE</b>	<b>AF</b>	<b>AG</b>	<b>AH</b>	<b>AI</b>	<b>AJ</b>	<b>AK</b>
U (m/s)	P (kW)	P (kW)	P (kW)	P (kW)	P (kW)	P (kW)	P (kW)	P (kW)
0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	3	0	0	0	0	0
3	0	0	25	0	0	0	0	0
4	43	51	82	66,3	18	14	66,3	90
5	133	145	174	152	94	138	151	201
6	237	276	321	280	197	312	280	366
7	401	457	532	457	333	546	457	595
8	623	692	815	690	512	840	690	891
9	886	985	1180	978	735	1180	978	1236
10	1190	1321	1612	1296	1009	1535	1296	1584
11	1502	1639	1890	1598	1305	1856	1598	1859
12	1740	1850	2000	1818	1597	2037	1818	1975
13	1891	1954	2050	1935	1865	2088	1935	1998
14	1962	1997	2050	1980	2000	2100	1980	2000
15	1988	2000	2050	1995	2000	2100	1995	2000
16	1996	2000	2050	1999	2000	2100	1999	2000
17	1999	2000	2050	2000	2000	2000	2000	2000
18	2000	2000	2050	2000	2000	2000	2000	2000
19	2000	2000	2050	2000	2000	2000	2000	2000
20	2000	2000	2050	2000	2000	2000	2000	2000
21	2000	2000	2050	2000	2000	2000	2000	2000
22	2000	2000	2050	2000	2000	2000	2000	2000
23	2000	2000	2050	2000	2000	2000	2000	2000
24	2000	2000	2050	2000	2000	2000	2000	2000
25	2000	2000	2050	2000	2000	2000	2000	2000

Τέλος, να σημειωθεί ότι η μελέτη θα γίνει σε 2 περιοχές της Ελλάδας. Επιλέγεται η Σάμος (που είναι και η περιοχή με τις καλύτερες επιδόσεις των δεικτών IRR και NPV) και η περιοχή του Αγρινίου (όπως αποδείχθηκε από την προηγούμενη μελέτη είναι μια περιοχή που εμφανίζονται απώλειες λόγω όμορου).

Πίνακας 5. 22 Οικονομικοί δείκτες IRR-NPV-B/C για κάθε ανεμογεννήτρια στην περιοχή του Αγρινίου για άνεμο >6 m/s

ΑΓΡΙΝΙΟ (>6 m/s)	IRR (%)	NPV (εκ.Ευ)	B/C
AD	19,25	7,92	1,91
AE	22,70	10,59	2,22
AF	25,81	13,03	2,50
AG	20,83	9,14	2,05
AH	17,30	6,44	1,74
AI	25,54	12,82	2,48
AJ	20,83	9,13	2,05
AK	26,40	13,49	2,56

Διάγρ. 5. 13 Γραφική απεικόνιση δεικτών IRR-NPV-B/C για κάθε ανεμογεννήτρια στην περιοχή του Αγρινίου για άνεμο >6 m/s

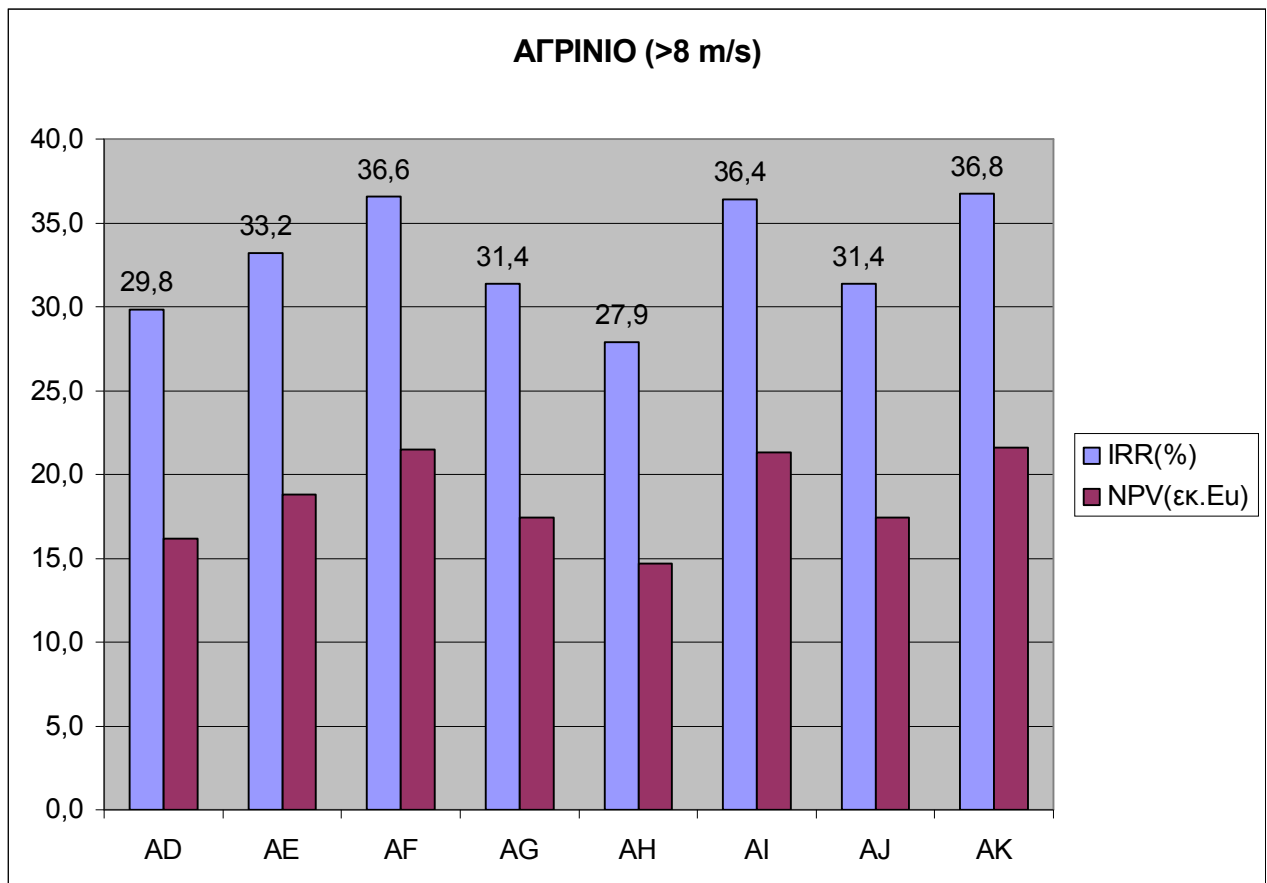




Πίνακας 5. 23 Οικονομικοί δείκτες IRR-NPV-B/C για κάθε ανεμογεννήτρια στην περιοχή του Αγρινίου για άνεμο >8 m/s

ΑΓΡΙΝΙΟ (>8 m/s)	IRR (%)	NPV (εκ.Ευ)	B/C
AD	29,8	16,17	2,87
AE	33,2	18,82	3,17
AF	36,6	21,48	3,48
AG	31,4	17,42	3,01
AH	27,9	14,67	2,69
AI	36,4	21,34	3,46
AJ	31,4	17,42	3,01
AK	36,8	21,62	3,50

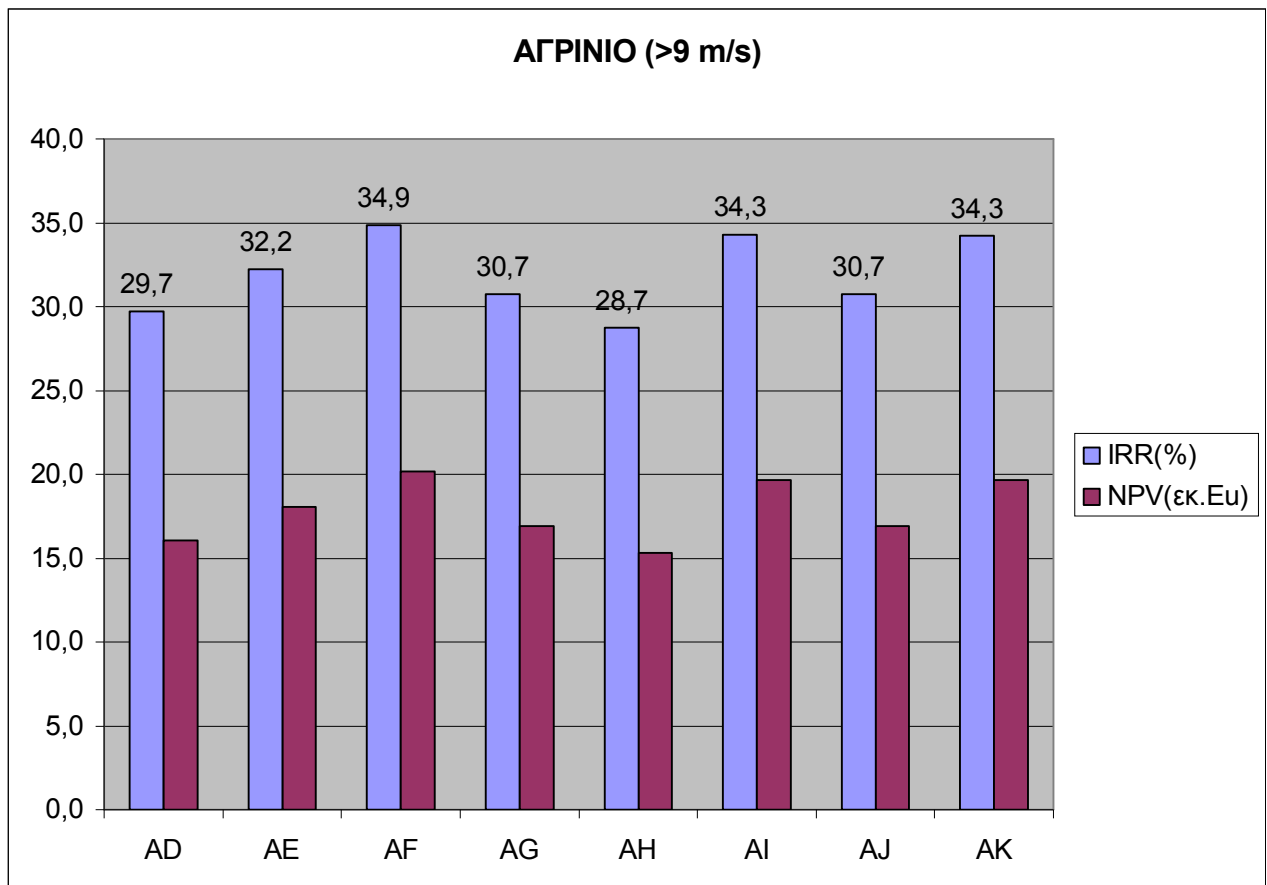
Διάγρ. 5. 14 Γραφική απεικόνιση δεικτών IRR-NPV-B/C για κάθε ανεμογεννήτρια στην περιοχή του Αγρινίου για άνεμο >8 m/s



Πίνακας 5. 24 Οικονομικοί δείκτες IRR-NPV-B/C για κάθε ανεμογεννήτρια στην περιοχή του Αγρινίου για άνεμο >9 m/s

ΑΓΡΙΝΙΟ (>9 m/s)	IRR (%)	NPV (εκ.Ευ)	B/C
AD	29,7	16,09	2,86
AE	32,2	18,08	3,09
AF	34,9	20,15	3,33
AG	30,7	16,89	2,95
AH	28,7	15,33	2,77
AI	34,3	19,68	3,27
AJ	30,7	16,89	2,95
AK	34,3	19,67	3,27

Διάγρ. 5. 15 Γραφική απεικόνιση δεικτών IRR-NPV-B/C για κάθε ανεμογεννήτρια στην περιοχή του Αγρινίου για άνεμο >9 m/s



Από τα χαρακτηριστικά στοιχεία των ανεμογεννητριών είναι εμφανής η ομοιότητα των ανεμογεννητριών AG και AJ τόσο ως προς την ισχύ τους, το ύψος τους και την περιοχή σάρωσής τους, όσο και ως προς την καμπύλη ισχύος της κάθε μιας. Τα αποτελέσματα των μελετών καταδεικνύουν ανάλογη ομοιότητα (ως προς τους οικονομικούς δείκτες IRR και NPV).

Για αιολικό δυναμικό μεγαλύτερο των 6 m/s η ανεμογεννήτρια AK δίνει τα καλύτερα αποτελέσματα ενώ ακολουθούν η AF, η AI, η AE, οι AG και AJ, η AD και η AH. Στον παρακάτω πίνακα παρατίθεται η θέση των ανεμογεννητριών για την περιοχή του Αγρινίου για κάθε κλάση αιολικού δυναμικού με βάση τους οικονομικούς δείκτες που προκύπτουν.

Πίνακας 5. 25 Κατάταξη ανεμογεννητριών ανάλογα με τις επιδόσεις του πάρκου (IRR-NPV)

<b>ΑΓΡΙΝΙΟ</b>		
<b>&gt;6 m/s</b>	<b>&gt;8 m/s</b>	<b>&gt;9 m/s</b>
<b>(1) AK</b>	<b>(1) AK</b>	<b>(1) AF</b>
<b>(2) AF</b>	<b>(2) AF</b>	<b>(2) AK-AI</b>
<b>(3) AI</b>	<b>(3) AI</b>	<b>(3) AE</b>
<b>(4) AE</b>	<b>(4) AE</b>	<b>(4) AG-AJ</b>
<b>(5) AG-AJ</b>	<b>(5) AG-AJ</b>	<b>(5) AD</b>
<b>(6) AD</b>	<b>(6) AD</b>	<b>(6) AH</b>
<b>(7) AH</b>	<b>(7) AH</b>	

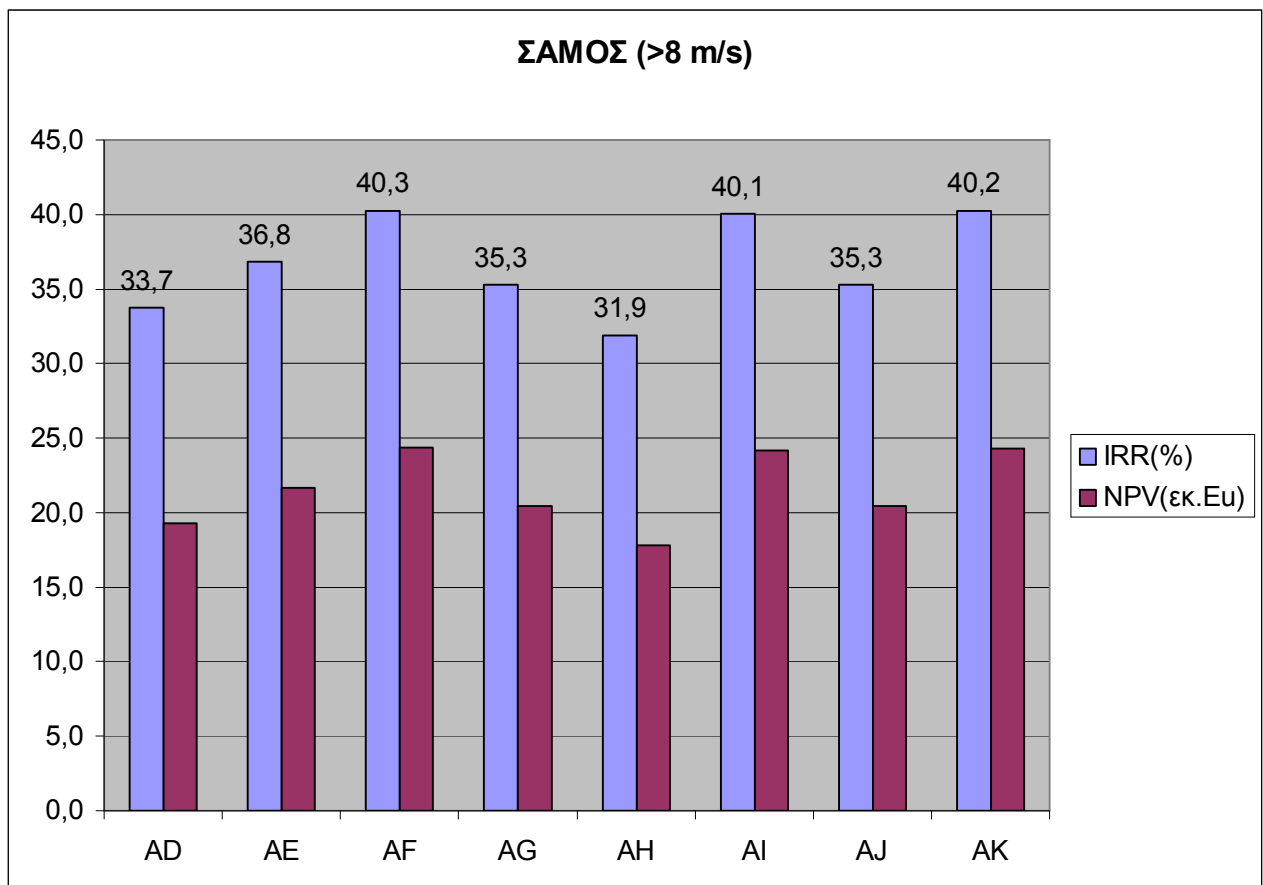
Από τα αποτελέσματα γίνεται εμφανές πως τελικά σε ό,τι αφορά τη συμπεριφορά των ανεμογεννητριών, σημαντική επίδραση έχουν παράμετροι όπως το ύψος της ανεμογεννήτριας, το μήκος του πτερυγίου, η περιοχή σάρωσης, αλλά κυρίως η καμπύλη ισχύος. Επίσης, αποδεικνύεται πως το ύψος των ανεμογεννητριών επιδρά θετικά στη συμπεριφορά τους (στη συγκεκριμένη περίπτωση τουλάχιστον).

Οι τιμές των οικονομικών δεικτών IRR, NPV και B/C που προέκυψαν από τις μελέτες με το πρόγραμμα RETScreen για την περιοχή της Σάμου παρατίθενται στους ακόλουθους πίνακες για κάθε κλάση αιολικού δυναμικού.

Πίνακας 5. 26 Οικονομικοί δείκτες IRR-NPV-B/C για κάθε ανεμογεννήτρια στην περιοχή της Σάμου για άνεμο >8 m/s

ΣΑΜΟΣ (>8 m/s)	IRR (%)	NPV (εκ.Ευ)	B/C
AD	33,7	19,26	3,22
AE	36,8	21,68	3,50
AF	40,3	24,33	3,81
AG	35,3	20,46	3,36
AH	31,9	17,79	3,05
AI	40,1	24,18	3,79
AJ	35,3	20,46	3,36
AK	40,2	24,32	3,81

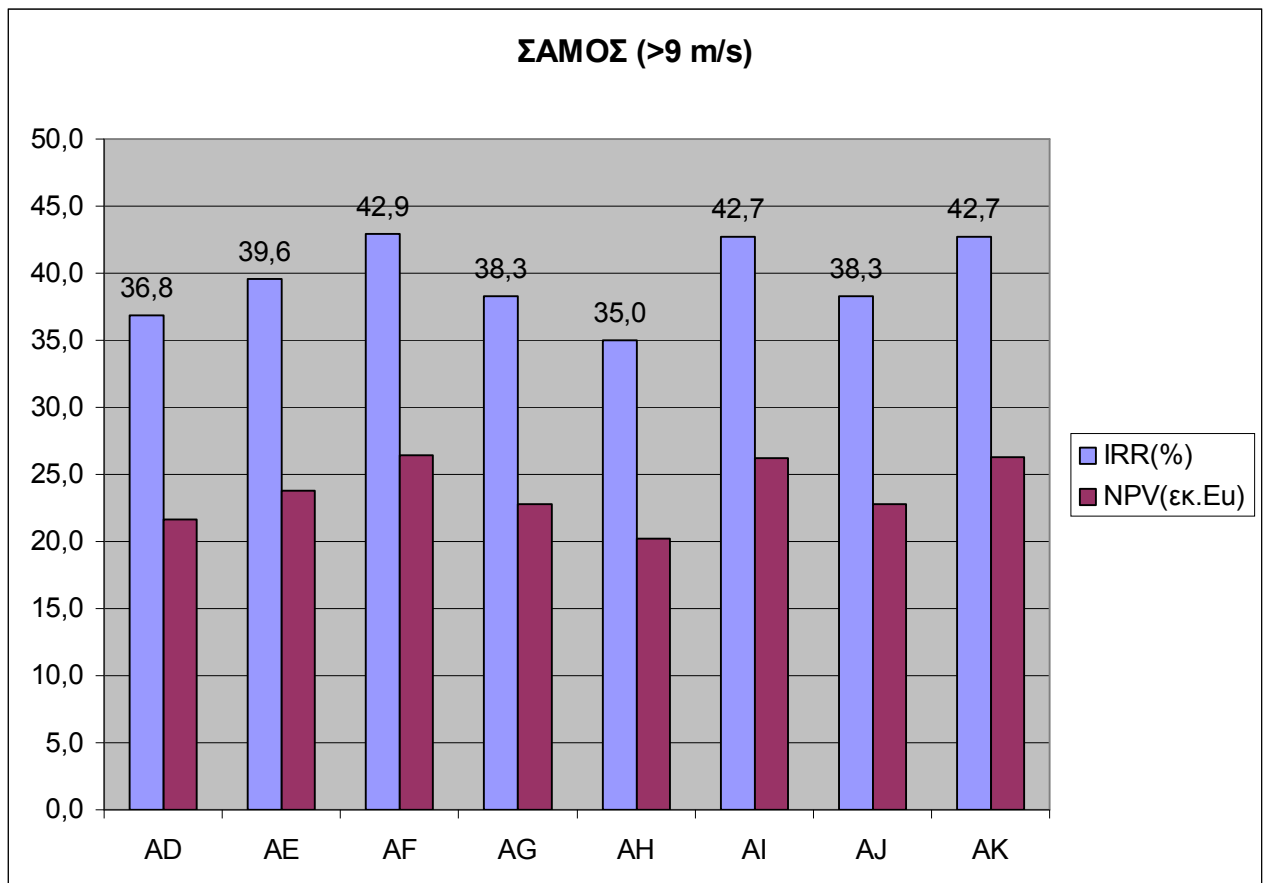
Διάγρ. 5. 16 Γραφική απεικόνιση δεικτών IRR-NPV-B/C για κάθε ανεμογεννήτρια στην περιοχή της Σάμου για άνεμο >8 m/s



Πίνακας 5. 27 Οικονομικοί δείκτες IRR-NPV-B/C για κάθε ανεμογεννήτρια στην περιοχή της Σάμου για άνεμο >9 m/s

ΣΑΜΟΣ (>9 m/s)	IRR (%)	NPV (εκ.Ευ)	B/C
AD	36,8	21,67	3,50
AE	39,6	23,79	3,75
AF	42,9	26,40	4,05
AG	38,3	22,81	3,63
AH	35,0	20,24	3,34
AI	42,7	26,21	4,02
AJ	38,3	22,80	3,63
AK	42,7	26,25	4,03

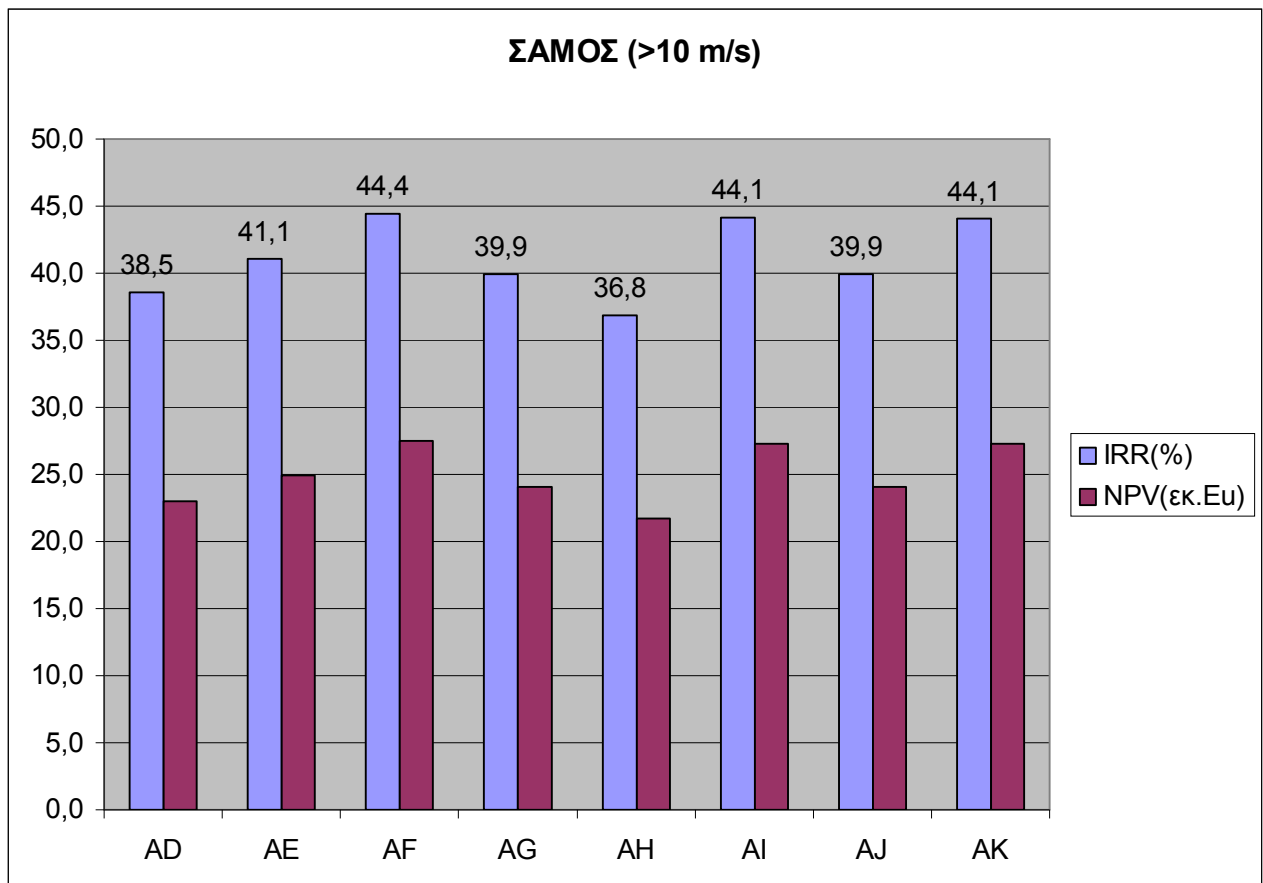
Διάγρ. 5. 17 Γραφική απεικόνιση δεικτών IRR-NPV-B/C για κάθε ανεμογεννήτρια στην περιοχή της Σάμου για άνεμο >9 m/s



Πίνακας 5. 28 Οικονομικοί δείκτες IRR-NPV-B/C για κάθε ανεμογεννήτρια στην περιοχή της Σάμου για άνεμο >10 m/s

ΣΑΜΟΣ (>10 m/s)	IRR (%)	NPV (εκ.Ευ)	B/C
AD	38,5	23,00	3,65
AE	41,1	24,96	3,88
AF	44,4	27,52	4,18
AG	39,9	24,08	3,78
AH	36,8	21,68	3,50
AI	44,1	27,30	4,15
AJ	39,9	24,08	3,78
AK	44,1	27,28	4,15

Διάγρ. 5. 18 Γραφική απεικόνιση δεικτών IRR-NPV-B/C για κάθε ανεμογεννήτρια στην περιοχή της Σάμου για άνεμο >10 m/s



Στην περιοχή της Σάμου, οι ανεμογεννήτριες AF δίνουν τα καλύτερα οικονομικά αποτελέσματα. Χαρακτηριστικό της περιοχής (εξαιτίας των ισχυρών ανέμων (άφθονο αιολικό δυναμικό), αλλά και των μηδαμινών απωλειών λόγω γειτνίασης των ανεμογεννητριών μεταξύ τους) είναι πως δεν υπάρχουν ανακατατάξεις ως προς τη σειρά κατάταξης των ανεμογεννητριών με βάση τους οικονομικούς δείκτες που εμφανίζονται. Στη συνέχεια παρουσιάζεται ο πίνακας κατάταξης των ανεμογεννητριών με βάση τις οικονομικές τους επιδόσεις.

Πίνακας 5. 29 Κατάταξη ανεμογεννητριών ανάλογα με τις επιδόσεις του πάρκου (IRR-NPV)

<b>ΣΑΜΟΣ</b>		
<b>&gt;8 m/s</b>	<b>&gt;9 m/s</b>	<b>&gt;10 m/s</b>
<b>(1) AF</b>	<b>(1) AF</b>	<b>(1) AF</b>
<b>(2) AK</b>	<b>(2) AK-AI</b>	<b>(2) AK-AI</b>
<b>(3) AI</b>	<b>(3) AE</b>	<b>(3) AE</b>
<b>(4) AE</b>	<b>(4) AG-AJ</b>	<b>(4) AG-AJ</b>
<b>(5) AG-AJ</b>	<b>(5) AD</b>	<b>(5) AD</b>
<b>(6) AD</b>	<b>(6) AH</b>	<b>(6) AH</b>
<b>(7) AH</b>		

Πάντως, όπως και στην περιοχή του Αγρινίου, επαληθεύεται η άποψη πως η συμπεριφορά των ανεμογεννητριών δεν σχετίζεται μόνο με την ισχύ τους αλλά και με τον τύπο τους. Επιπλέον δεν μπορεί να εξαχθεί ασφαλές συμπέρασμα πως όσο αυξάνει το μήκος του πτερυγίου μιας ανεμογεννήτριας, τόσο βελτιώνεται η συμπεριφορά της (η AK με διάμετρο 90m δίνει μικρότερους δείκτες IRR και NPV από την AF με διάμετρο 82m).

Από την ανάλυση ευαισθησίας των ανεμογεννητριών προκύπτει για άλλη μια φορά πως όσο μικραίνει ο διαθέσιμος χώρος για την εγκατάσταση ενός αιολικού πάρκου, τόσο μεγαλύτερες είναι οι απώλειες και τόσο μικρότερα είναι τα οικονομικά αποτελέσματα. Χαρακτηριστικό είναι πως στην περιοχή του Αγρινίου σχεδόν όλες οι ανεμογεννήτριες εμφανίζουν

χαμηλότερες τιμές IRR και NPV σε αιολικό δυναμικό μεγαλύτερο των 9 m/s σε σχέση με το αιολικό δυναμικό των 8 m/s και άνω (ειδικά όσες έχουν μεγάλη διάμετρο πτερυγίου).

Τελικά απ' όλες της μελέτες οικονομικής διεξόδου του αιολικού δυναμικού στις διάφορες περιοχές της Ελλάδας, παρατηρήθηκε πως η περιοχή της Σάμου εμφανίζει τους καλύτερους οικονομικούς δείκτες. Στην περιοχή αυτή οι ανεμογεννήτριες τύπου AF εμφανίζουν τα καλύτερα αποτελέσματα.

Στη συνέχεια χρησιμοποιώντας αιολικό πάρκο 12 MW με ανεμογεννήτριες AF στην περιοχή της Σάμου για κλάση αιολικού δυναμικού >10 m/s (βέλτιστος συνδυασμός επιδόσεων), γίνεται μια προσπάθεια να υπολογιστεί κατά προσέγγιση η επίδραση του αρχικού κόστους στον Εσωτερικό Συντελεστή Απόδοσης (IRR). Αυτό γίνεται διότι πάντα σε μια επένδυση, σημαντικό ρόλο στα οικονομικά αποτελέσματα διαδραματίζει το αρχικό κόστος. Όπως αναφέρθηκε, στην παρούσα μελέτη το αρχικό κόστος θεωρήθηκε σταθερό σε όλες τις περιοχές ώστε η μοναδική επίδραση στη μελέτη να προέρχεται μόνο από το αιολικό δυναμικό και τον τύπο της ανεμογεννήτριας. Για το λόγο αυτό με τη βοήθεια του προγράμματος RETScreen υπολογίζεται ο IRR για την περιοχή της Σάμου (αιολικό δυναμικό: >10m/s, ανεμογεννήτριες AF) για αρχικό κόστος  $\pm 20\%$ ,  $\pm 10\%$ ,  $\pm 5\%$  του αρχικού κόστους που θεωρήθηκε για τις ανάγκες των μελετών. Αξίζει να σημειωθεί η ποσοστιαία κατανομή του αρχικού κόστους όπως προέκυψε μετά την εισαγωγή των οικονομικών δεδομένων στο φύλλο Cost Analysis του προγράμματος RETScreen.



Πίνακας 6. 30 Κατανομή του αρχικού κόστους της επένδυσης

ΜΕΛΕΤΗ ΣΚΟΠΙΜΟΤΗΤΑΣ	2,3%
ΚΟΣΤΟΣ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ	4,7%
ΚΟΣΤΟΣ ΜΕΛΕΤΗΣ - ΣΧΕΔΙΑΣΗΣ	4,8%
ΚΟΣΤΟΣ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ	63,1%
ΚΟΣΤΟΣ ΔΕΥΤΕΡΕΥΟΝΤΟΣ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ	18,4%
ΛΟΙΠΑ ΚΟΣΤΗ	6,7%
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>100,0%</b>

Έπειτα ακολουθεί ο πίνακας διακυμάνσεων του IRR σε σχέση με το αρχικό κόστος της επένδυσης.

Πίνακας 6. 31 Επίδραση του αρχικού κόστους στο IRR (ανεμογεννήτρια AF, Σάμος)

ΑΡΧΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ	IRR (%)
0,8*P <sub>αρχ.</sub>	56,2
0,9*P <sub>αρχ.</sub>	49,6
0,95*P <sub>αρχ.</sub>	46,9
P <sub>αρχ.</sub>	<b>44,4</b>
1,05*P <sub>αρχ.</sub>	42,2
1,1*P <sub>αρχ.</sub>	40,2
1,2*P <sub>αρχ.</sub>	36,7

Από τα αποτελέσματα φαίνεται πως για απόκλιση  $\pm 5\%$  του αρχικού κόστους από το αρχικό κόστος που θεωρήθηκε στις μελέτες προκύπτει μεταβολή στο IRR 4,7 ποσοστιαίων μονάδων, για απόκλιση  $\pm 10\%$  μεταβολή στο IRR 9,4% και για απόκλιση  $\pm 20\%$  μεταβολή στο IRR 19,5%.

Αντίστοιχα η ίδια διερεύνηση έγινε και στην περιοχή των Ιωαννίνων (κλάση αιολικού δυναμικού  $>6$  m/s, ανεμογεννήτριες AF). Υπενθυμίζεται ότι η περιοχή των Ιωαννίνων εμφανίζει χαμηλές τιμές IRR σύμφωνα με τις μελέτες που έγιναν με τους άλλους τύπους ανεμογεννητριών (AA, AB, AC). Τα αποτελέσματα παρατίθενται στον ακόλουθο πίνακα.

Πίνακας 6. 32 Επίδραση του αρχικού κόστους στο IRR (ανεμογεννήτρια AF, Ιωάννινα)

ΑΡΧΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ	IRR (%)
$0,8 * P_{\text{αρχ.}}$	30,6%
$0,9 * P_{\text{αρχ.}}$	27,1%
$0,95 * P_{\text{αρχ.}}$	25,7%
$P_{\text{αρχ.}}$	<b>24,3%</b>
$1,05 * P_{\text{αρχ.}}$	23,1%
$1,1 * P_{\text{αρχ.}}$	22,0%
$1,2 * P_{\text{αρχ.}}$	20,1%

Από τα αποτελέσματα φαίνεται πως για απόκλιση  $\pm 5\%$  του αρχικού κόστους από το αρχικό κόστος που θεωρήθηκε στις μελέτες προκύπτει μεταβολή στο IRR 2,6 ποσοστιαίων μονάδων, για απόκλιση  $\pm 10\%$  μεταβολή στο IRR 5,1% και για απόκλιση  $\pm 20\%$  μεταβολή στο IRR 10,5%.

Από τις συγκρίσεις των 2 περιοχών προκύπτει πως για ίδια μεταβολή του αρχικού κόστους η απόκλιση στο IRR αυξάνει όσο αυξάνει και η τιμή του. Δηλαδή σε περιοχές με υψηλό αιολικό δυναμικό η διακύμανση του IRR είναι μεγαλύτερη για κάθε μεταβολή του αρχικού κόστους. Επομένως, σε περιοχές προικισμένες σε αιολικό δυναμικό πρέπει να γίνεται πιο προσεκτικά ο προσδιορισμός του αρχικού κόστους γιατί τα οικονομικά αποτελέσματα μπορεί να διαφέρουν αρκετά για μικρές αποκλίσεις στην τιμή του αρχικού κόστους.

Άλλη μια ενδιαφέρουσα ανάλυση είναι η διερεύνηση της μεταβολής του IRR σε σχέση με το ύψος των ανεμογεννητριών. Για το λόγο αυτό χρησιμοποιήθηκαν 3 είδη ανεμογεννητριών (AD, AF, AK) στην περιοχή της Σάμου για αιολικό δυναμικό  $>10$  m/s. Οι ανεμογεννήτριες AD έχουν ύψος 60m, οι AF 78m και οι AK 80m. Με τη βοήθεια του προγράμματος RETScreen υπολογίστηκαν οι τιμές του IRR για αυξανόμενο ύψος 5m σε κάθε ανεμογεννήτρια. Φυσικά η ανάλυση αυτή είναι εντελώς θεωρητική γιατί δεν λαμβάνει υπόψη κατασκευαστικές αδυναμίες των ανεμογεννητριών. Τα αποτελέσματα παρατίθενται στον ακόλουθο πίνακα.

Πίνακας 6. 33 Επίδραση του ύψους των ανεμογεννητριών στο IRR

AD		AF		AK	
ΥΨΟΣ Α/Γ (m)	IRR (%)	ΥΨΟΣ Α/Γ (m)	IRR (%)	ΥΨΟΣ Α/Γ (m)	IRR (%)
60	38,5	78	44,4	80	44,1
65	38,8	85	44,6	85	44,2
70	39,1	90	44,7	90	44,3
75	39,3	95	44,8	95	44,4
80	39,5	100	44,9	100	44,5

Από τα στοιχεία του πίνακα γίνεται εμφανές πως όσο αυξάνεται το ύψος των χρησιμοποιούμενων ανεμογεννητριών τόσο αυξάνουν και οι οικονομικές επιδόσεις του αιολικού πάρκου. Αυτό ισχύει και για τους τρεις τύπους ανεμογεννητριών που χρησιμοποιήθηκαν.

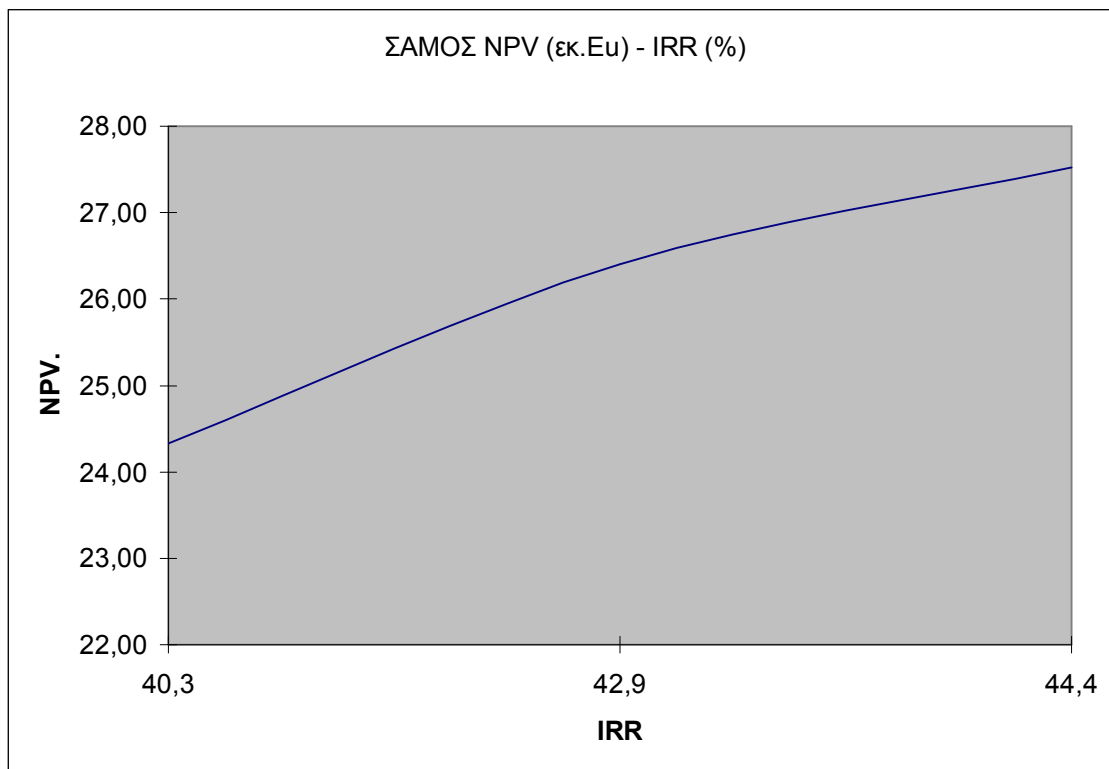
Από την άλλη πλευρά, η αύξηση του IRR δεν φαίνεται να είναι τόσο σημαντική ώστε να στραφούν οι προσπάθειες των εταιριών να κατασκευάζουν όλο και ψηλότερες ανεμογεννήτριες. Για παράδειγμα αύξηση του ύψους κατά 20m των ανεμογεννητριών επιφέρει αύξηση 1% του IRR των ανεμογεννητριών AD, και 0,5% των ανεμογεννητριών AF και AK. Στο σημείο αυτό πρέπει να λαμβάνεται υπόψη το κόστος και η δυνατότητα αύξησης του (γεωμετρικού) μεγέθους των ανεμογεννητριών (που δεν θεωρήθηκε στην παραπάνω ανάλυση).

Όπως επίσης αναφέρθηκε, όσο μεγαλύτεροι είναι οι δείκτες IRR, NPV και B/C, τόσο πιο συμφέρουσα θεωρείται η επένδυση. Στη συνέχεια γίνεται μια προσπάθεια συσχέτισης των δεικτών αυτών μεταξύ τους για αιολικό πάρκο ισχύος 12 MW στην περιοχή της Σάμου, με ανεμογεννήτριες τύπου AF.

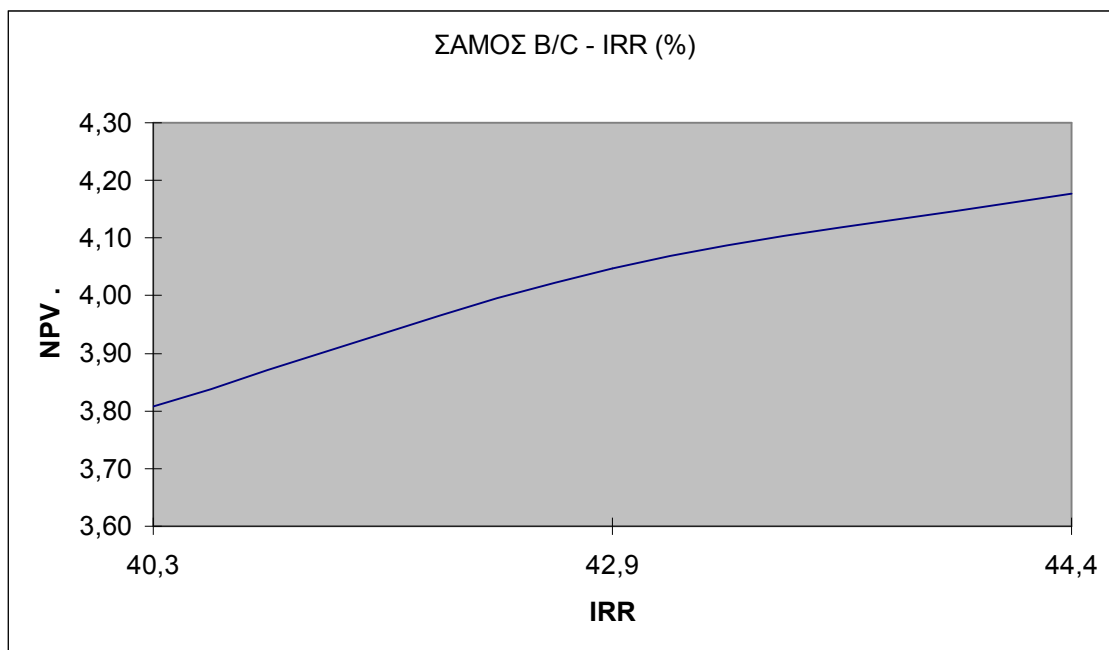
Από τα ακόλουθα διαγράμματα παρατηρείται μια αναλογία μεταξύ των δεικτών IRR, NPV και B/C. Αναλυτικότερα όσο αυξάνει ο δείκτης IRR, τόσο αυξάνουν και οι δείκτες NPV και B/C. Η παρατήρηση αυτή ισχύει για όλες τις

μελέτες που έγιναν σε κάθε περιοχή της Ελλάδας, για κάθε κλάση αιολικού δυναμικού και για κάθε τύπο ανεμογεννητριών.

Διάγρ. 5. 19 Γραφική απεικόνιση NPV (εκ. Ευ) – IRR (%)



Διάγρ. 5. 20 Γραφική απεικόνιση B/B – IRR (%)



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 - ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Το αντικείμενο μελέτης της παρούσας διπλωματικής εργασίας ήταν η διερεύνηση της διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα. Με τη βοήθεια του λογισμικού προγράμματος RETScreen έγιναν μελέτες για την εγκατάσταση αιολικών πάρκων ισχύος 12 MW σχεδόν σε όλη την επικράτεια της χώρας. Για τις ανάγκες των μελετών χρησιμοποιήθηκαν 10 είδη ανεμογεννητριών - η κάθε μια διαφορετικού τύπου.

Κατά τη διάρκεια των μελετών ήταν απαραίτητη η εισαγωγή συγκεκριμένων δεδομένων στο λογισμικό που χρησιμοποιήθηκε. Τα περισσότερα δεδομένα λήφθηκαν από επίσημα στοιχεία του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, της Εθνικής Μετεωρολογικής Υπηρεσίας και της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας. Φυσικά λήφθηκαν υπόψη και οι διατάξεις της ισχύουσας νομοθεσίας.

Όμως κατά την υλοποίηση των μελετών έγιναν και κάποιες παραδοχές οι οποίες θεωρείται πως επηρέασαν τα αποτελέσματα των μελετών σε μικρότερο ή μεγαλύτερο βαθμό αναλόγως την περιοχή και τον τύπο των ανεμογεννητριών. Οι παραδοχές αυτές αναλύθηκαν στο αντίστοιχο κεφάλαιο 6.2 άλλα και σε διάφορα επιμέρους σημεία της εργασίας.

Μετά τη διεξαγωγή των μελετών σε κάθε περιοχή για κάθε κλάση αιολικού δυναμικού αλλά και για κάθε τύπο ανεμογεννητριών ακολούθησε η παρουσίαση των αποτελεσμάτων.

Ένα πρώτο συμπέρασμα που προκύπτει είναι ότι οι τιμές των οικονομικών δεικτών IRR και NPV αυξάνουν όσο αυξάνει η ταχύτητα του ανέμου. Αυτή η παρατήρηση ισχύει για κάθε περιοχή και για κάθε τύπο ανεμογεννητριών που χρησιμοποιήθηκε. Έτσι, μπορεί να εξαχθεί με ασφάλεια το συμπέρασμα πως η παραγόμενη ενέργεια μιας αιολικής μηχανής εξαρτάται από το αιολικό δυναμικό της περιοχής που είναι εγκατεστημένη και αυξάνει

όσο αυξάνεται η τιμή της μέσης ταχύτητας των ανέμων που πνέουν στην περιοχή.

Τα αποτελέσματα επίσης έδειξαν πως όσο πιο μικρή είναι η έκταση της διαθέσιμης περιοχής, τόσο πιο μικρές τιμές εμφανίζουν οι δείκτες IRR και NPV. Επομένως γίνεται σαφές πως η ενέργεια που παράγεται από μια αιολική μηχανή επηρεάζεται από το βαθμό απόδοσης του αιολικού πάρκου. Ο βαθμός απόδοσης εκφράζει τις απώλειες που οφείλονται στην αλληλεπίδραση των ανεμογεννητριών σ' ένα αιολικό πάρκο εξαιτίας της απώλειας ταχύτητας του ανέμου που οφείλεται κυρίως στη γειτνίαση των ανεμογεννητριών (απώλειες ομόρου).

Η διαθεσιμότητα του αιολικού πάρκου επηρεάζει επίσης την τιμή των δεικτών IRR και NPV. Η διαθεσιμότητα εκφράζει το ποσοστό του χρόνου που είναι διαθέσιμη μια ανεμογεννήτρια να λειτουργήσει. Η διαθεσιμότητα σχετίζεται με το χρόνο που απαιτείται για τη συντήρηση της ανεμογεννήτριας. Έτσι, όσο οι απώλειες λόγω παύσης αυξάνουν, τόσο μειώνεται η παραγόμενη ενέργεια της ανεμογεννήτριας. Το ίδιο ισχύει και για τις απώλειες εξαιτίας τυχόν βλαβών ή άλλων αιτιών.

Στο πρώτο σκέλος των μελετών έγινε διερεύνηση των οικονομικών επιδόσεων του αιολικού πάρκου για 3 είδη ανεμογεννητριών. Από τα αποτελέσματα φαίνεται πως το πάρκο αποδίδει καλύτερα με τις ανεμογεννήτριες AC (6), μέτρια με τις ανεμογεννήτριες AA (15) και χειρότερα με τις ανεμογεννήτριες AB (8). Επομένως δεν αποσαφηνίζεται από τα αποτελέσματα των μελετών αν ο αριθμός των ανεμογεννητριών επηρεάζει την απόδοση ενός αιολικού πάρκου. Θα περίμενε κανείς ο μεγάλος αριθμός των ανεμογεννητριών να μην κάνει τόσο αποδοτικό το πάρκο (απώλειες ομόρου, μεγάλο κόστος εξοπλισμού και συντήρησης, κλπ). Από την άλλη, ίσως επειδή έγινε αναγωγή του κόστους στη μονάδα ισχύος αυτό δεν επηρέασε τα αποτελέσματα. Εξάλλου, από τη σύγκριση των ανεμογεννητριών (δείκτες IRR

και NPV) προκύπτει ότι τα χαρακτηριστικά τους επηρεάζουν σε μεγαλύτερο βαθμό τα οικονομικά αποτελέσματα όταν το κόστος τους θεωρηθεί σταθερό.

Στο δεύτερο σκέλος των μελετών έγινε διερεύνηση των οικονομικών επιδόσεων του πάρκου για 8 είδη ανεμογεννητριών διαφορετικού τύπου (ισχύος 2 MW) σε 2 περιοχές της Ελλάδας. Μεταξύ των 8 ανεμογεννητριών που χρησιμοποιήθηκαν, 2 ανεμογεννήτριες είχαν τα ίδια χαρακτηριστικά (καμπύλη ισχύος, ύψος πλήμνης, διάμετρος πτερυγίου, περιοχή σάρωσης) παρότι ήταν διαφορετικού κατασκευαστή. Τα αποτελέσματα έδειξαν πως το αιολικό πάρκο είναι το ίδιο αποδοτικό είτε χρησιμοποιηθεί το ένα είδος ανεμογεννητριών, είτε το άλλο (φυσικά δεν λήφθηκε υπόψη διαφορά στο κόστος τους). Επομένως όταν τα χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών ταυτίζονται και δεν υπεισέρχεται στους υπολογισμούς η διαφορά κόστους, τότε το αιολικό πάρκο εμφανίζει τους ίδιους οικονομικούς δείκτες IRR και NPV, ανεξαρτήτως κατασκευαστή.

Επιπλέον από τα αποτελέσματα έγινε εμφανές πως οι ανεμογεννήτριες παρότι ήταν ίδιας ισχύος, δεν απέδιδαν όλες το ίδιο καλά. Αυτό φανερώνει πως ο τύπος και τα χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στη συμπεριφορά ενός αιολικού πάρκου ανεξαρτήτως της ισχύος κάθε μιας.

Άλλο ένα χαρακτηριστικό των ανεμογεννητριών είναι η ταχύτητα έναρξης της λειτουργίας τους, αλλά κυρίως η ονομαστική τους ταχύτητα (η μικρότερη ταχύτητα στην οποία οι ανεμογεννήτριες αρχίζουν να παράγουν την ονομαστική ισχύ τους). Για παράδειγμα στην περιοχή του Αγρινίου και για ταχύτητα ανέμου  $>6$  m/s η ανεμογεννήτρια AK δίνει καλύτερα αποτελέσματα (IRR=26,4%) από την ανεμογεννήτρια AF (IRR=25,81%) αφού από την καμπύλη ισχύος της AK για άνεμο 6 m/s η ισχύς της είναι 366 KW ενώ από της καμπύλη ισχύος της AF για άνεμο 6 m/s η ισχύς της είναι 321 kW. Αντίθετα σε υψηλότερες τιμές αιολικού δυναμικού η κατάσταση αντιστρέφεται

(για αιολικό δυναμικό 10 m/s η ανεμογεννήτρια ΑΚ παράγει 1584 kW (IRR=34,3%) όταν η ανεμογεννήτρια ΑF παράγει 1612 kW (IRR=34,9%)). Επομένως η ονομαστική ταχύτητα των ανεμογεννητριών επηρεάζει τα οικονομικά αποτελέσματα του αιολικού πάρκου.

Για το ύψος των ανεμογεννητριών δεν μπορεί να εξαχθεί κάποιο ασφαλές συμπέρασμα αφού μάλλον τα υπόλοιπα χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών υποσκελίζουν την παράμετρο αυτή. Πάντως φαίνεται πως όσο αυξάνει το ύψος της ανεμογεννήτριας, τόσο βελτιώνεται η λειτουργία της. Για παράδειγμα η ανεμογεννήτρια ΑF που έχει ύψος 78 m (IRR=44,4%) δίνει καλύτερα αποτελέσματα αν για παράδειγμα το ύψος της γίνει 90 m (IRR=44,7%). Από την άλλη πλευρά πρέπει να διερευνηθεί η δυνατότητα κατασκευής τέτοιων ανεμογεννητριών εξαιτίας των γεωμετρικών τους χαρακτηριστικών (στατικότητα, κλπ).

Επίσης το μήκος του πτερυγίου φαίνεται να επηρεάζει τη συμπεριφορά των ανεμογεννητριών. Ανεμογεννήτριες με μικρή διάμετρο πτερυγίου δεν αποδίδουν τόσο καλά όσο αυτές με μεγαλύτερη διάμετρο. Από την άλλη πλευρά η ανεμογεννήτρια ΑF με διάμετρο 82 m δίνει καλύτερα οικονομικά αποτελέσματα από την ανεμογεννήτρια ΑΚ με διάμετρο πτερυγίου 90 m στην περιοχή της Σάμου.

Τέλος, απ' όλες τις μελέτες φαίνεται πως υπάρχει κάποια συσχέτιση μεταξύ των οικονομικών δεικτών IRR, NPV και B/C. Όπου ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR) αυξάνεται, η Καθαρά Παρούσα Αξία (NPV) αυξάνεται και ο λόγος Ωφελειών-Κόστους (B/C) αυξάνεται.



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 - ΕΠΙΛΟΓΟΣ

Το θέμα της παρούσας διπλωματικής εργασίας ήταν η τεχνικό-οικονομική αξιολόγηση διείσδυσης αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα με τη χρήση του λογισμικού προγράμματος RETScreen. Αρχικά έγινε μια γενική εισαγωγή και παρουσίαση της αιολικής ενέργειας και της διείσδυσής της σε Ευρωπαϊκό και Παγκόσμιο επίπεδο. Στη συνέχεια έγινε αναφορά στις βασικές αρχές λειτουργίας των ανεμογεννητριών, στα είδη τους και στην περιγραφή τους (με έμφαση στις ανεμογεννήτριες οριζόντιου άξονα).

Απαραίτητη ήταν έπειτα η παρουσίαση του ιστορικού του Νομοθετικού Πλαισίου γύρω από τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Στο κεφάλαιο 5 παρουσιάστηκαν οι χρηματοοικονομικοί δείκτες (IRR, NPV, B/C) που αποτελούν κριτήριο στην υλοποίηση ή όχι μιας επένδυσης (στην προκειμένη περίπτωση το αιολικό πάρκο των 12 MW).

Στη συνέχεια παρουσιάστηκε συνοπτικά το λογισμικό πρόγραμμα RETScreen με τη βοήθεια του οποίου έγιναν οι μελέτες των αιολικών πάρκων. Εξηγήθηκαν επιγραμματικά τα φύλλα του προγράμματος και οι παράμετροί τους. Ακολούθως έγιναν οι μελέτες σε 32 περιοχές της Ελλάδας για όλες τις κατηγορίες αιολικού δυναμικού (>6, 8, 9, 10 m/s) και για 3 είδη ανεμογεννητριών διαφορετικής ισχύος και κατασκευαστή. Επίσης έγιναν μελέτες σε 2 περιοχές της Ελλάδας με 8 είδη ανεμογεννητριών ίδιας ισχύος έτσι ώστε να διερευνηθεί η συμπεριφορά τους. Τέλος στο κεφάλαιο 7 έγινε η παρουσίαση των συμπερασμάτων που προέκυψαν από τις μελέτες.

Η εργασία αυτή αποτελεί μια ποιοτική περισσότερο μελέτη του αιολικού δυναμικού και της αξιοποίησής του στην Ελλάδα. Πέρα από τις παραδοχές όμως, που οπωσδήποτε επιδρούν στα οικονομικά αποτελέσματα, το αιολικό δυναμικό στην Ελλάδα αποτελεί επικερδή πηγή ενέργειας. Αυτό φανερώνουν

οι αριθμοί IRR και NPV (επενδυτικοί δείκτες) σχεδόν σε όλες τις περιοχές της χώρας για κάθε είδος ανεμογεννητριών που χρησιμοποιήθηκε.

Τελικά με δεδομένες τις αυξανόμενες ενεργειακές ανάγκες της ανθρωπότητας, αλλά και με γνώμονα την αειφόρο ανάπτυξη, η στροφή στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας εμφανίζεται ως μονόδρομος. Σύμφωνα με την τεχνοοικονομική ανάλυση που έγινε, φαίνεται πως η αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού αποτελεί συμφέρουσα λύση τόσο για τους παραγωγούς όσο και για το υπόλοιπο κοινωνικό σύνολο. Απαραίτητη είναι όμως και η συνεχής εξέλιξη της νομοθεσίας ώστε να δοθεί πρόσθετη ώθηση στην παραγωγή ενέργειας από αιολικά πάρκα, να αποτραπούν φαινόμενα καθυστερήσεων και να τίθενται συνεχώς νέοι στόχοι.

## ΑΝΑΦΟΡΕΣ

- [1]. Αιολική ενέργεια, ΚΑΠΕ 1998
- [2]. Πηγή δικτυακός τόπος GWEC
- [3]. Πηγή δικτυακός τόπος GWEC
- [4]. Πηγή EurObserver 2/2006
- [5]. Στοιχεία από δελτίο τύπου ΕΛΕΤΑΕΝ (ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΠΙΣΤΗΜΟΝΙΚΗ ΕΝΩΣΗ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ) 5/2/2008
- [6]. Πηγή ΕΛΕΤΑΕΝ 5/2/2008
- [7]. Πηγή δικτυακός τόπος ΚΑΠΕ
- [8]. Πηγή δικτυακός ΡΑΕ (ΚΑΠΕ 2000)
- [9]. Πηγή δικτυακός τόπος ΕWEΑ
- [10]. Πηγή έκθεση ΕΛΕΤΑΕΝ 5/2/2008
- [11]. Στοιχεία δικτυακός τόπος ΡΑΕ
- [12]. Πηγή έκθεση ΕΛΕΤΑΕΝ 5/2/2008
- [13]. Πηγή έκθεση EUROBSERVER 2/2006
- [14]. Πηγή σημειώσεις από το ΔΠΜΣ Συστήματα Διαχείρισης Ενέργειας και Προστασίας Περιβάλλοντος - Πανεπιστήμιο Πειραιά
- [15]. Πηγή έκθεση EUROBSERVER 2/2006
- [16]. Πηγή Ανακοίνωση της Επιτροπής της Ε.Ε, 10/1/ 2007
- [17]. Πηγή Ανακοίνωση της Επιτροπής της Ε.Ε, 10/1/ 2007

## ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. Μ. Π. Παπαδόπουλος - Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές, Εκδόσεις Ε.Μ.Π 1997
2. Σωκράτης Ν. Καπλάνης - Περιβάλλον & Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Εκδόσεις Ίων 2003
3. Γ. Μπεργελές - Ανεμοκινητήρες, Εκδόσεις Ε.Μ.Π
4. Αρθούρος Ζερβός - Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Πανεπιστημιακές Σημειώσεις), Εκδόσεις Ε.Μ.Π
5. Ιωάννης Κλεάνθη Καλδέλλης - Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας, Εκδόσεις Σταμούλη Α.Ε 2005
6. Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας - [www.cres.gr](http://www.cres.gr)
7. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας - [www.rae.gr](http://www.rae.gr)
8. Εθνική Μετεωρολογική Υπηρεσία - [www.hnms.gr](http://www.hnms.gr)
9. Παγκόσμιο Συμβούλιο Αιολικής Ενέργειας - [www.gwec.net](http://www.gwec.net)
10. European Wind Energy Association - [www.ewea.org](http://www.ewea.org)
11. [www.enercon.com](http://www.enercon.com)
12. [www.nordex.com](http://www.nordex.com)
13. [www.suzlon.com](http://www.suzlon.com)
14. [www.bonus.dk](http://www.bonus.dk)
15. [www.siemens.com/windpower](http://www.siemens.com/windpower)
16. [www.iwr.de/repower](http://www.iwr.de/repower)
17. [www.iwr.de/rewind](http://www.iwr.de/rewind)

