



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ
ΤΜΗΜΑ ΟΡΓΑΝΩΣΗΣ ΚΑΙ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ
ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ
ΣΤΗ ΔΙΟΙΚΗΣΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ – ΟΛΙΚΗ ΠΟΙΟΤΗΤΑ
M.B.A. – T.Q.M.

ΠΡΟΜΕΛΕΤΗ ΣΚΟΠΙΜΟΤΗΤΑΣ
ΙΔΡΥΣΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ
ΑΠΟ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ
ΕΛΕΝΗΣ Ι. ΣΤΑΘΟΠΟΥΛΟΥ

Πτυχιούχου Τμήματος Οικονομικής Επιστήμης
Πανεπιστημίου Πειραιώς

Πειραιάς, 2009

Η παρούσα Εργασία γίνεται για εκπαιδευτικούς λόγους και κάποια από τα στοιχεία της μπορεί να μην είναι ακριβή.

Περιεχόμενα

i

**ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1
ΣΥΝΟΨΗ ΤΗΣ ΜΕΛΕΤΗΣ**

1.1	Βασική Ιδέα και Ιστορικό του Προγράμματος	1
1.2	Ανάλυση της Αγοράς και Μάρκετινγκ	2
1.3	Πρώτες Ύλες και Άλλα Εφόδια	3
1.4	Μηχανολογία και Τεχνολογία	3
1.5	Οργάνωση της Μονάδας και Γενικά Έξοδα	4
1.6	Ανθρώπινοι Πόροι	4
1.7	Τοποθεσία, Χώρος Εγκατάστασης, Περιβάλλον	4
1.8	Προγραμματισμός Εκτέλεσης του Έργου	5
1.9	Χρηματοοικονομική Ανάλυση	5
1.10	Συμπέρασμα	6

**ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2
ΒΑΣΙΚΗ ΙΔΕΑ ΚΑΙ ΙΣΤΟΡΙΚΟ ΤΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ**

2.1	Αιολική Ενέργεια - Ιστορική Ανασκόπηση	7
2.2	Σημερινή Κατάσταση στην Ευρώπη και στον Κόσμο	8
2.3	Σημερινή Κατάσταση στην Ελλάδα	10
2.4	Νομοθετικό και Κανονιστικό Πλαίσιο για την Αιολική Ενέργεια	11
2.4.1	Νόμος 2244/1994	11
2.4.2	Νόμος 2601/1998	12
2.4.3	Νόμος 2773/1999	13
2.4.4	Οδηγία 2001/77/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 27ης Σεπτεμβρίου 2001	14
2.4.5	Νόμος 3017/2002	14
2.4.6	Νόμος 3299/2004	14
2.4.7	Νόμος 3468/2006	14

i

2.4.8	Νόμος 3522/2006	14
2.4.9	Κοινή υπουργική απόφαση οικ. 104248/ΕΥΠΕ/ Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε./25.5.2006	14
2.4.10	Υπ' αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.1725/25.1.2007 απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης	15
2.4.11	Υπ' αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.5707/13.5.2007 απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης	15
2.4.12	Υπ' αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.13310/18.6.2007 απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης	15

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΚΑΙ MARKETING

3.1	Ορισμός της Αγοράς και Ανάλυση της Δομής της	16
3.1.1	Προϊόν (ρεύμα)	17
3.1.2	Πελάτες	18
3.1.3	Ανταγωνιστές	19
3.1.4	Προμηθευτές	23
3.2	Γενικά Χαρακτηριστικά του Κλάδου	23
3.3	Ανάλυση της Εγχώριας Αγοράς	24
3.3.1	Μέγεθος της Εγχώριας Αγοράς	25
3.3.2	Σύνολο Παραγωγής και Ισοζυγίου Εισαγωγών - Εξαγωγών	30
3.4	Παράγοντες που Επηρεάζουν τη Ζήτηση	33
3.5	Ανάλυση Εξωτερικού Περιβάλλοντος	40
3.6	Στοχοθέτηση	44
3.7	Η Τακτική του Marketing	45
3.8	Προϊόν	55
3.8.1	Τιμή	55
3.8.2	Προώθηση	59
3.8.3	Διανομή	60
3.9	Το Πρόγραμμα Παραγωγής	60
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ 3 - ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΕΣ	61

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΠΡΩΤΕΣ ΥΛΕΣ ΚΑΙ ΆΛΛΑ ΕΦΟΔΙΑ

4.1	Χαρακτηριστικά των Πρώτων Υλών και Άλλων Εφοδίων	74
4.1.1	Πρώτες Ύλες	75
4.1.2	Εφόδια Εργοστασίου και Βοηθητικά Υλικά	75
4.2	Διαθεσιμότητα και Πηγές Προμήθειας	75
4.3	Κόστος Πρώτων Υλών και Άλλων Εφοδίων	76

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΙΚΑ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ

5.1	Περιγραφή Τεχνολογίας	77
5.2	Επιλογή Τεχνολογίας	80
5.2.1	Κριτήρια Επιλογής Τεχνολογίας	81
5.3	Απαιτούμενη Τεχνολογία	81
5.3.1	Διαθέσιμες Επιλογές	82
5.4	Μηχανολογικός Εξοπλισμός	84
5.5	Απόκτηση και Μεταφορά Τεχνολογίας	87
5.6	Κόστος Μηχανολογικών και Τεχνολογίας	88
5.7	Έργα Μηχανικού	91
5.8	Κόστος Έργων Μηχανικού	97

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

ΟΡΓΑΝΩΣΗ ΤΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ ΚΑΙ ΓΕΝΙΚΑ ΕΞΟΔΑ

6.1	Οργάνωση και Διαχείριση της Μονάδας	98
6.2	Οργανωσιακή Δομή (Οργανόγραμμα)	98
6.3	Εντοπισμός των Κέντρων Κόστους	99
6.4	Γενικά Έξοδα	99
6.5	Εκτίμηση Γενικών Εξόδων Επιχείρησης	100

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

ΑΝΘΡΩΠΙΝΟΙ ΠΟΡΟΙ

7.1	Κατηγορίες και Λειτουργίες Ανθρώπινων Πόρων	101
7.2	Πρόσληψη και Εκπαίδευση Ανθρώπινου Δυναμικού	102
7.3	Εκτίμηση Κόστους Εργασίας	103

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8

ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ, ΧΩΡΟΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ, ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ

8.1	Εκτίμηση των Αναγκών της Νέας Μονάδας σε Χώρους	105
8.2	Αναζήτηση και Επιλογή Τοποθεσίας	107
8.2.1	Βασικές Απαιτήσεις Επιλογής Τοποθεσίας Εγκατάστασης	108
8.2.2	Χαρακτηριστικά Στοιχεία Εναλλακτικών Τοποθεσιών	111
8.2.3	Αξιολόγηση Εναλλακτικών Τοποθεσιών	114
8.3	Κατάσταση Περιβάλλοντος	115
8.4	Προστασία του Περιβάλλοντος	124
8.4.1	Εκτίμηση και Αξιολόγηση των Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων	127
8.4.2	Αντιμετώπιση Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων κατά τη Φάση Κατασκευής και Λειτουργίας	131
8.5	Υπολογισμός του Κόστους Γης	132

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9

ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΕΚΤΕΛΕΣΗΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

9.1	Πρόγραμμα Εκτέλεσης Έργου	133
9.2	Εκτίμηση Κόστους Εκτέλεσης του Προγράμματος	139
9.3	Εκτίμηση Κόστους κατά την Προπαραγωγική Φάση - Φάση Κατασκευής του Αιολικού Πάρκου	139
9.3.1	Ανθρώπινοι Πόροι που θα χρησιμοποιηθούν κατά το Στάδιο Ανέγερσης της Μονάδας	139
9.3.2	Πρώτες Ύλες και Άλλα Εφόδια για την Κατασκευή της Μονάδας	141

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10

ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ

10.1	Συνολικό Κόστος Επένδυσης	143
10.1.1	Πάγιο Ενεργητικό	144
10.1.2	Καθαρό Κεφάλαιο Κίνησης	144
10.1.3	Συνολικό Κόστος Επένδυσης	147
10.2	Χρηματοδότηση του Επενδυτικού Σχεδίου	147
10.3	Διαχρονική Εξέλιξη Συνολικού Κόστους Παραγωγής	149
10.4	Προϋπολογιστικές Καταστάσεις	151
10.5	Ανάλυση Λογιστικών Καταστάσεων με Χρήση Αριθμοδεικτών	154
10.6	Χρηματοοικονομική Αξιολόγηση Επένδυσης	159
10.6.1	Μέθοδος Επανεξίσπραξης του Κόστους Επένδυσης	159
10.6.2	Μέθοδος Απλού Συντελεστή Απόδοσης Κεφαλαίου	160
10.6.3	Μέθοδος Καθαρής Παρούσας Αξίας & Μέθοδος Εσωτερικού Συντελεστή Απόδοσης	160
10.7	Χρηματοοικονομική Αξιολόγηση σε Συνθήκες Αβεβαιότητας	163
10.7.1	Ανάλυση «Νεκρού Σημείου»	163
10.7.2	Ανάλυση Ευαισθησίας	165
10.8	Συνολική Αξιολόγηση Επένδυσης	166
	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	168

ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΠΙΝΑΚΩΝ

3.1.3.α	Μερίδια Αγοράς βάσει Εγκατεστημένης Ισχύος (2007)	22
3.1.3.β	Μερίδια Αγοράς βάσει Πωλήσεων Ηλεκτρικής Ενέργειας (2007)	22
3.3.1.α	Συμμετοχή Διαφόρων Πηγών Ενέργειας στην Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας (2006 & 2007)	25
3.3.1.β	Εγκατεστημένη Ισχύς Μονάδων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ σε MW (2001-2007)	25
3.3.1.γ	Αιολικά Πάρκα Δ.Ε.Η.	28
3.3.1.δ	Αιολικά Πάρκα Ιδιωτών (σε λειτουργία)	29
3.3.1.ε	Γεωγραφική Κατανομή Εγκατεστημένης Ισχύος ΑΠΕ σε MW (Ιανουάριος 2008)	30
3.3.2.α	Σύνολο Παραγωγής και Ισοζυγίου Εισαγωγών - Εξαγωγών	30
3.3.2.β	Εξέλιξη Εγκατεστημένης Ισχύος ΑΠΕ (Διασυνδεδεμένο Σύστημα & Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά)	32
3.3.2.γ	Εκτιμήσεις για την Επίτευξη του Στόχου για το 2010 (4 ^η Εθνική Έκθεση για τις ΑΠΕ, ΥΠ.ΑΝ., Οκτώβριος 2007)	33
3.4.1	Απαιτήσεις Εγκατεστημένης Ισχύος από ΑΠΕ για το έτος 2010, για την Επίτευξη του Στόχου του Πρωτοκόλλου του Κιότο	35
3.4.2	Διάφορες Μορφές Κυβερνητικών Επιδοτήσεων στον Ενεργειακό Κλάδο	36
3.4.3	Εκτιμήσεις Συνολικών Επιδοτήσεων (εντός και εκτός Προϋπολογισμού) στον Ενεργειακό Κλάδο για το έτος 2001 (δισ €) για την Ε.Ε.-15	37
3.5.1	Επίπεδα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (2007) για χώρες ΟΟΣΑ και ΟΟΣΑ Ευρώπης – TWh	41
3.5.2	Διαχρονική Εξέλιξη Εγκατεστημένης Ισχύος (MW) Αιολικής Ενέργειας για τις 10 μεγαλύτερες αγορές (2003-2007)	43
3.9	Προβλεπόμενο Πρόγραμμα Πωλήσεων (2011-2015)	60

4.3.α	Συνολική Εκτίμηση Κόστους Πρώτων Υλών (για θεμελίωση Α/Γ), Βοηθητικών Υλικών και Εφοδίων για το 1 ^ο έτος λειτουργίας	76
4.3.β	Εκτίμηση Κόστους Βοηθητικών Υλικών, Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας και Ανταλλακτικών ανά έτος λειτουργίας	76
5.3.1	Περιγραφή Μοντέλου Α/Γ ENERCON E-70/2000 KW	83
5.6.α	Εκτίμηση Κόστους Επένδυσης Κύριου Μηχανολογικού Εξοπλισμού	89
5.6.β	Εκτίμηση Κόστους Επένδυσης Βοηθητικού Εξοπλισμού	89
5.6.γ	Εκτίμηση Κόστους Επένδυσης Εξοπλισμού Εξυπηρέτησης	89
5.6.δ	Εκτίμηση Κόστους Επένδυσης Μεταφοράς Τεχνολογίας	90
5.6.ε	Εκτίμηση Συνολικού Κόστους Επένδυσης Μηχανολογικού Εξοπλισμού	90
5.8.α	Εκτίμηση Κόστους Έργων Πολιτικού Μηχανικού	97
5.8.β	Κόστος Συντήρησης για Έργα Πολιτικού Μηχανικού	97
6.4.α	Εκτίμηση Γενικών Εξόδων Παραγωγής (1 ^ο έτος λειτουργίας)	99
6.4.β	Εκτίμηση Γενικών Εξόδων Διοίκησης (1 ^ο έτος λειτουργίας)	100
6.5	Εκτίμηση Γενικών Εξόδων Επιχείρησης (2011-2015)	100
7.3.α	Εκτίμηση Κόστους Εργασίας ανά είδος εργασίας (για το 2011)	104
7.3.β	Εκτίμηση Κόστους Ανθρώπινου Δυναμικού (2011-2015)	104
8.2.2.α	Μετρήσεις Αιολικού Δυναμικού από ΔΕΗ / ΔΕΣΜΗΕ	111
8.2.2.β	Δεδομένα που ελήφθησαν για τον Υπολογισμό της Παραγόμενης Αιολικής Ενέργειας	112
8.2.3	Αξιολόγηση Εναλλακτικών Περιοχών	115
8.5	Εκτίμηση Κόστους Απόκτησης Γης	132
9.2	Εκτίμηση Κόστους Εκτέλεσης Προγράμματος	139
9.3.1.α	Περιγραφή Θέσεων Εργασίας κατά το Στάδιο Ανέγερσης	140
9.3.1.β	Εκτίμηση Κόστους Επιτελικού Προσωπικού κατά το Στάδιο Ανέγερσης	140
9.3.2	Εκτίμηση Κόστους Κατασκευής Αιολικού Πάρκου	142
10.1	Εκτίμηση Πάγιου Ενεργητικού	144
10.1.2.α	Υπολογισμός Κεφαλαίου Κίνησης	145
10.1.2.β	Υπολογισμός Κεφαλαίου Κίνησης (1 ^ο έτος λειτουργίας)	146
10.1.3	Εκτίμηση Συνολικού Κόστους Επένδυσης (ευρώ)	147
10.2.α	Πηγές Χρηματοδότησης	148
10.2.β	Εξυπηρέτηση Τραπεζικού Δανεισμού	149
10.3.α	Διαχρονική Εξέλιξη Συνολικού Κόστους Παραγωγής (1 ^ο μέρος)	150
10.3.β	Διαχρονική Εξέλιξη Συνολικού Κόστους Παραγωγής (2 ^ο μέρος)	150
10.4.α	Προβλεπόμενες Καταστάσεις Αποτελεσμάτων Χρήσεως	152

10.4.β	Προβλεπόμενοι Πίνακες Χρηματικών Ροών	152
10.4.γ	Προβλεπόμενοι Ισολογισμοί	152
10.5	Προβλεπόμενοι Αριθμοδείκτες	158
10.6.1	Υπολογισμός Παρούσας Αξίας	159
10.6.2	Συντελεστές Απόδοσης Κεφαλαίου	160
10.6.3	Υπολογισμός Παρούσας Αξίας	161
10.7.1	Καταμερισμός Μεταβλητών και Σταθερών Εξόδων (2011)	165

ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ

2.2.1	Ετήσιος Ρυθμός Επενδύσεων σε Παραγωγή Ενέργειας από Α.Π.Ε. 1995-2007 σε δις δολάρια (εξαιρείται η υδροηλεκτρική μορφή παραγωγής ενέργειας)	9
3.3.1.α	Διαχρονική Εξέλιξη Εγκατεστημένης Ισχύος ΑΠΕ (1994-2008)	24
3.3.1.β	Συμμετοχή των Διάφορων Μορφών στην Παραγωγή Η/Ε από ΑΠΕ (2007)	26
3.3.2.α	Συμμετοχή στο Σύνολο Παραγωγής και Ισοζυγίου Εισαγωγών - Εξαγωγών	31
3.3.2.β	Ποσοστιαία Συμμετοχή των Διαφόρων Μορφών Ενέργειας στο Σύνολο Παραγωγής και Ισοζυγίου	31
3.4.1	Μέσο Εξισοροποιημένο Κόστος Παραγωγής Με και Χωρίς την Κοστολόγηση Εξωγενών Επιπτώσεων των διαφόρων Πηγών Ενέργειας για την Ελλάδα	38
3.5.1	Διαχρονική Εξέλιξη Παγκόσμιας Εγκατεστημένης Ισχύος Αιολικών Συστημάτων (1996-2007)	42
3.7.1	Κόστος Εγκατάστασης ανά Μονάδα Ηλεκτρικής Ισχύος (US \$ / kW) για ΑΠΕ και Συμβατικές Πηγές Ενέργειας	48
3.7.2	Μέσος Παράγων Δυναμικότητας για Εγκαταστάσεις Ενεργειακής Εκμετάλλευσης ΑΠΕ και Συμβατικών Πηγών Ενέργειας	49
3.7.3	Σύγκριση Επιπέδου Προβλεψιμότητας Διαθεσιμότητας ΑΠΕ και Επιπέδου Αποτελεσματικότητας Διαχείρισης Ενεργειακών Αναγκών	51
3.7.4	Διαχρονική Εξέλιξη και Προβλέψεις Εξισοροποιημένου Κόστους Μονάδας Παραγόμενης Ηλεκτρικής Ενέργειας (US \$ / kW) από ΑΠΕ	52
3.7.5	Εξισοροποιημένο Κόστος Μονάδας Παραγόμενης Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ και Συμβατικές Πηγές Ενέργειας	54

5.3.1	Καμπύλη Απόδοσης Α/Γ ENERCON E-70/2000 kW	83
9.1.α	Χρονοδιάγραμμα GANTT	137
9.1.β	Χρονοδιάγραμμα Υλοποίησης Επένδυσης	138
10.7.1	Απεικόνιση «Νεκρού Σημείου»	164

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΡΑΙΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 - ΣΥΝΟΨΗ ΤΗΣ ΜΕΛΕΤΗΣ

Επωνυμία Φορέα Έργου	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ Α.Ε.
Είδος Έργου	Εγκατάσταση Αιολικού Σταθμού Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας
Γεωγραφική Θέση Έργου	ΜΑΚΡΙΑ ΤΣΙΓΚΟΥΝΑ, ΔΗΜΟΣ ΑΝΑΤΟΛΙΚΟΥ ΣΕΛΙΝΟΥ, Ν. ΧΑΝΙΩΝ, ΚΡΗΤΗ
Μέγεθος έργου: <ul style="list-style-type: none">▪ Αριθμός Μονάδων▪ Ονομαστική Ισχύς Μονάδας▪ Συνολική Ισχύς Σταθμού	8 σύγχρονες Α/Γ 2.000 kW 16 MW
Έδρα Φορέα Έργου	Ελλάδα

1.1 Βασική Ιδέα και Ιστορικό του Προγράμματος

Η βασική ιδέα εξέτασης του επενδυτικού αυτού σχεδίου είχε ως αφετηρία τη διαπίστωση της αλματώδους ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), σε ότι αφορά την ικανοποίηση των ενεργειακών μας αναγκών και συγκεκριμένα του τομέα της αιολικής ενέργειας (ανεμογεννήτριες). Σημαντικό, επίσης, ρόλο για την ιδέα ανάπτυξης του παρόντος σχεδίου, είχε η ύπαρξη ευνοϊκών νομοθετικών διατάξεων, όπως ο Νόμος Ν. 2244/1994 «Ρυθμίσεις θεμάτων Ηλεκτροπαραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, από Συμβατικά Καύσιμα και άλλες διατάξεις». Με την απελευθέρωση της αγοράς Η/Ε (Ν. 2773/1999) τέθηκαν οι βάσεις για τη διαμόρφωση μιας νέας δυναμικής ανάπτυξης στον ευρύτερο ενεργειακό κλάδο, ενώ βάσει του Ν. 3468/2006 περί «Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις» έχουμε:

- τη θέσπιση τιμολογιακής πολιτικής, βάσει της οποίας έχουμε την διαμόρφωση υψηλότερων τιμών πώλησης Η/Ε από ΑΠΕ, ιδιαίτερα για τον τομέα ηλιακής ενέργειας, στον οποίο, ουσιαστικά, δίδεται μια νέα πνοή ανάπτυξης,
- τη διευθέτηση θεμάτων, τα οποία άπτονται της διαδικασίας αδειοδότησης μονάδων παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ, ζήτημα το οποίο και αποτελεί τροχοπέδη στην ανάπτυξη του κλάδου,
- τη θέσπιση νέων φορέων, με απώτερο σκοπό την αποτελεσματικότερη ανάπτυξη αυτού.

Υποστηρικτές του επενδυτικού σχεδίου είναι ομάδα τριών επενδυτών, που σκοπεύει να διαθέσει ισομερώς τα απαιτούμενα κεφάλαια για την υλοποίησή του. Η επωνυμία, που επιλέχθηκε για την υπό εξέταση ανώνυμη εταιρεία, είναι ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ Α.Ε..

1.2 Ανάλυση της Αγοράς και Μάρκετινγκ

Η μελέτη στην αγορά παραγωγής Η/Ε από αιολική ενέργεια ανέδειξε την ύπαρξη ευνοϊκού οικονομικού κλίματος για την ανάπτυξη οικονομικών επενδύσεων στον κλάδο αυτό. Η μελέτη της αγοράς έγινε με ανάλυση επίσημων στατιστικών στοιχείων σχετικά με την εγχώρια παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας (Η/Ε) από ΑΠΕ, την εγχώρια αγορά αλλά και το εξωτερικό εμπόριο ΑΠΕ. Έπειτα από μελέτη των επιμέρους τμημάτων της συγκεκριμένης αγοράς, η υπό εξέταση επιχείρηση θα δραστηριοποιηθεί στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανεμογεννήτριες. Η μορφή Η/Ε που η μονάδα θα παράγει αποτελεί τον κύριο άξονα ανάπτυξης του κλάδου ΑΠΕ στην Ελλάδα με την εγκατεστημένη ισχύ να διαμορφώνεται σε 853,2MW το 2007, μέγεθος που αντιπροσωπεύει το 82% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος από ΑΠΕ (1.040,3 MW). Υπάρχουν και άλλες μορφές / τομείς παραγωγής Η/Ε όπως ο τομέας της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μικρο-υδροηλεκτρικούς σταθμούς (μΥΗΣ), από βιομάζα και ηλιακή ενέργεια (φωτοβολταϊκές μονάδες), με την εγκατεστημένη ισχύ να διαμορφώνεται σε 147,1MW, 38,7 MW, και 1,3 MW αντίστοιχα.

Σημειώνεται ότι, στις 31-12-2008 η συνολική εγκατεστημένη ισχύς στο Ελληνικό Σύστημα ήταν 1.100 MW (περίπου), εκ των οποίων 870 MW εγκατεστημένη ισχύς ανεμογεννητριών.

Αναλύοντας τις ιδιαίτερες συνθήκες του κλάδου και συνεκτιμώντας τις αλλαγές στο ευρύτερο επιχειρηματικό περιβάλλον, η νέα μονάδα έχει χαράξει ως άξονες στρατηγικής το συνδυασμό καλύτερης αξιοποίησης του ενεργειακού δυναμικού της περιοχής και μικρότερων επιπτώσεων στο περιβάλλον, με σκοπό την αρμονική ένταξη της μονάδας στο ευρύτερο φυσικό περιβάλλον της περιοχής.

Η μονάδα έχει θέσει ως στόχο συνολική εγκατεστημένη ισχύ 16 MW. Σύμφωνα με τον σχεδιασμό, τα έσοδα από τις πωλήσεις θα ανέλθουν σε 3.063.197 ευρώ (πίνακας 3.9), για το πρώτο έτος λειτουργίας της μονάδας.

1.3 Πρώτες Ύλες και Άλλα Εφόδια

Στο τμήμα αυτό της μελέτης γίνεται προσδιορισμός των αναγκών της μονάδας σε πρώτες ύλες και άλλες αναγκαίες εισροές, όπως βοηθητικά υλικά. Η λειτουργία του αιολικού πάρκου δεν απαιτεί τη χρήση εξαντλήσιμων φυσικών πόρων. Αντίθετα, αξιοποιεί το αιολικό δυναμικό της περιοχής, το οποίο αποτελεί ανανεώσιμο φυσικό πόρο. Πρώτη ύλη για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠ είναι η ένταση του ανέμου. Για τη δημιουργία αιολικού πάρκου, αυτά που απαιτούνται είναι κόστη εγκατάστασης, κόστη λειτουργίας και κόστη συντήρησης Α/Γ.

Εξετάζεται ολόκληρη η γκάμα των προσφερόμενων πρώτων υλών και των επιμέρους χαρακτηριστικών τους και ελέγχονται παράγοντες όπως τιμή και διαθεσιμότητα. Μέσα από τη μελέτη της παραγωγικής διαδικασίας γίνεται εκτίμηση του κόστους των βοηθητικών υλικών και των εφοδίων τα οποία ανέρχονται στο ποσό των 222.000 ευρώ (πίνακας 4.3.β), για το πρώτο έτος λειτουργίας της μονάδας.

1.4 Μηχανολογία και Τεχνολογία

Οι στόχοι που έχουν καθοριστεί για την υπό ίδρυση Μονάδα (Αιολικό Πάρκο, Α.Π.) διαδραματίζουν σημαντικότατο ρόλο στη μελέτη θεμάτων, που αφορούν στην παραγωγική δυναμικότητα, το πρόγραμμα παραγωγής, την επιλογή της κατάλληλης τεχνολογίας, του κύριου και βοηθητικού εξοπλισμού. Για τη δημιουργία του ΑΠ είναι απαραίτητη η κατασκευή και η προμήθεια Α/Γ, κύρια τεχνολογία και κύριο μηχανολογικό εξοπλισμό της μονάδας. Σύμφωνα με το πρόγραμμα παραγωγής, ο βαθμός απασχόλησης του κύριου μηχανολογικού εξοπλισμού θα κυμανθεί γύρω στο 22% της ονομαστικής δυναμικότητας του.

Επίσης, η κατασκευή ενός ΑΠ προϋποθέτει το κόστος οδικής πρόσβασης, το κόστος γραμμής μεταφοράς ηλεκτρικού ρεύματος και το κόστος υποσταθμού ηλεκτρικού ρεύματος. Το κόστος επένδυσης για τον κύριο και το βοηθητικό εξοπλισμό της μονάδας θα ανέλθει στο ποσό του 12.670.000 ευρώ (πίνακας 5.6.ε). Το κόστος των έργων του πολιτικού μηχανικού, συγκεκριμένα η κατασκευή του αιολικού πάρκου, έκτασης 4 στρεμμάτων, θα ανέλθει στο ποσό των 2.800.000 ευρώ (πίνακας 5.8.α).

1.5 Οργάνωση της Μονάδας και Γενικά Έξοδα

Η δημιουργία αιολικού πάρκου αποτελείται από 4 φάσεις:

- Φάση σχεδιασμού του έργου
- Φάση κατασκευής του έργου
- Φάση λειτουργίας του έργου
- Φάση συντήρησης του έργου

Απαιτείται σωστή οργάνωση, συντονισμός και συνεχής συνεργασία, έτσι ώστε να εξασφαλιστεί η ομαλή λειτουργία της μονάδας. Το σύστημα λειτουργίας θα πρέπει να είναι τέτοιο ώστε να επιτυγχάνεται η καλύτερη δυνατή αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού της περιοχής. Επίσης, για τη διευκόλυνση στον προγραμματισμό και τον έλεγχο του κόστους προσδιορίζονται συγκεκριμένα κέντρα κόστους, τα οποία είναι το κέντρο κόστους παραγωγής, μάρκετινγκ και διοίκησης. Με τη βοήθεια αυτών των κέντρων κόστους, γίνεται η εκτίμηση των γενικών εξόδων της επιχείρησης, τα οποία θα ανέλθουν στο ποσό των 306.265 ευρώ (πίνακας 6.5), για το πρώτο έτος λειτουργίας της μονάδας.

1.6 Ανθρώπινοι Πόροι

Ο ανθρώπινος παράγοντας αποτελεί μία από τις κρίσιμότερες συνιστώσες για την εύρυθμη και αποτελεσματική λειτουργία της επιχείρησης. Για το λόγο αυτό γίνεται προσεκτική ανάλυση και ποσοτικοποίηση των αναγκών σε ανθρώπινο δυναμικό. Συγκεκριμένα, κατηγοριοποιούνται οι ανάγκες σε επιτελικό, αλλά και σε εργατικό δυναμικό, σύμφωνα με το οργανόγραμμα της επιχείρησης, αλλά και σύμφωνα με τις διεργασίες που επιτελούνται μέσα σ' αυτήν. Συγκεκριμένα, απαιτούνται 5 άτομα για τη λειτουργία και συντήρηση της μονάδας. Το συνολικό κόστος του ανθρώπινου δυναμικού εκτιμάται ότι θα ανέλθει στο ποσό των 95.940 ευρώ (πίνακας 7.3.β) για το πρώτο έτος λειτουργίας της μονάδας.

1.7 Τοποθεσία, Χώρος Εγκατάστασης, Περιβάλλον

Η επιλογή της τοποθεσίας αποτελεί σημαντικό παράγοντα επιτυχίας του επενδυτικού σχεδίου. Για το λόγο αυτό, προσδιορίζονται και αναλύονται οι κυριότερες απαιτήσεις, που θεωρούνται απαραίτητες για την υλοποίηση και βιωσιμότητα του σχεδίου. Η γεωγραφική κατανομή των επιχειρήσεων του Κλάδου (αιολικά πάρκα άλλων

επιχειρήσεων), καθώς και η ανάγκη παραγωγής Η/Ε σε περιοχές που αναπτύσσονται με γρήγορους ρυθμούς, οδήγησαν σε διαδικασία ανεύρεσης τοποθεσίας στη γεωγραφική περιοχή της Κρήτης. Μέσα από μία διαδικασία αξιολόγησης εναλλακτικών τοποθεσιών, επιλέχθηκε, ως καταλληλότερη, η περιοχή Μακριάς Τσιγκούνας του Δήμου Ανατολικού Σελίνου, του Νομού Χανίων, στην Κρήτη. Το κόστος για την αγορά οικοπέδου έκτασης 4 στρεμμάτων εκτιμάται στο ποσό των 85.000 ευρώ (πίνακας 8.5).

1.8 Προγραμματισμός Εκτέλεσης του Έργου

Η εκτέλεση ενός επενδυτικού σχεδίου περιλαμβάνει όλες τις εντός και εκτός μονάδας ενέργειες που είναι αναγκαίες για να φέρουν το επενδυτικό σχέδιο από το στάδιο της μελέτης στο στάδιο λειτουργίας. Σύμφωνα με το πρόγραμμα εκτέλεσης που καταρτίστηκε, η χρονική του διάρκεια προσδιορίζεται στους 18 μήνες. Το πρόγραμμα εκτέλεσης του έργου αναμένεται να ξεκινήσει εντός του έτους 2010. Το κόστος εκτέλεσης του έργου εκτιμάται στο ποσό των 250.000 ευρώ (πίνακας 9.2).

1.9 Χρηματοοικονομική Ανάλυση

Σύμφωνα με τα επιμέρους στοιχεία κόστους, το συνολικό κόστος της επένδυσης θα κυμανθεί στα 16.236.345 ευρώ, από τα οποία τα 16.050.180 ευρώ αναφέρονται σε επενδύσεις πάγιου ενεργητικού, ενώ 271.165 ευρώ είναι το απαιτούμενο κεφάλαιο κίνησης (πίνακας 10.1.3). Το ποσό αυτό της επένδυσης προβλέπεται να καλυφθεί κατά ποσοστό 40% από κρατική επιχορήγηση. Η συμμετοχή των υποστηρικτών του σχεδίου προβλέπεται σε ποσοστό 40%, ενώ το υπόλοιπο 20% θα καλυφθεί με τραπεζικό δανεισμό, με σταθερό ονομαστικό επιτόκιο 10%. Η κατάρτιση προϋπολογιστικών καταστάσεων και η ανάλυσή τους με τη χρήση των κατάλληλων αριθμοδεικτών καταδεικνύουν ικανοποιητικά αποτελέσματα, όσον αφορά στην αποδοτικότητα, τη ρευστότητα και τη δανειακή επιβάρυνση της μονάδας. Όσον αφορά στη χρηματοοικονομική αξιολόγηση της επένδυσης, αυτή κρίνεται ικανοποιητική. Ο συντελεστής απόδοσης κεφαλαίου κυμαίνεται από 3,5% έως 5,5% κατά τα εξεταζόμενα έτη λειτουργίας της μονάδας (πίνακας 10.6.2). Επίσης σύμφωνα με τη μέθοδο του εσωτερικού βαθμού απόδοσης, με ελάχιστο αποδεκτό επιτόκιο $K=16\%$, η επένδυση δεν κρίνεται αποδεκτή για τα χρόνια που εξετάζονται.

1.10 Συμπέρασμα

Κύριο σκοπό της παρούσας μελέτης αποτελεί η εμπειριστατωμένη και η λεπτομερής εξέταση της δυνατότητας δημιουργίας μίας νέας μονάδας παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ, με την μορφή ανεμογεννητριών.

Η βασική ιδέα εξέτασης του επενδυτικού αυτού σχεδίου έχει ως αφετηρία το γεγονός ότι, ο κλάδος των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) διαδραματίζει έναν όλο και πιο σημαντικό ρόλο, σε ό,τι αφορά την ικανοποίηση των ενεργειακών μας αναγκών, οι οποίες σήμερα είναι εξαρτημένες, σε πολύ μεγάλο βαθμό, από την εκμετάλλευση των υδρογονανθράκων.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (Η/Ε) από ΑΠΕ αποτελεί έναν από τους σημαντικότερους πόλους ανάπτυξης του κλάδου, με τους τομείς της αιολικής και ηλιακής ενέργειας να κατέχουν πρωταγωνιστικούς ρόλους στην αναπτυξιακή πορεία του κλάδου. Η παρούσα μελέτη εστιάζεται στην παραγωγή Η/Ε από ΑΠΕ, με έμφαση στον τομέα της αιολικής ενέργειας καθώς, βάσει του στόχου που έχει τεθεί για την Ελλάδα για το 2010, αυτές θα πρέπει να αντιπροσωπεύουν το 77% της παραγόμενης Η/Ε από ΑΠΕ και το 87% της εγκαταστημένης ισχύος των έργων ΑΠΕ αντίστοιχα.

Υποστηρικτές του επενδυτικού σχεδίου είναι μία ομάδα τριών επενδυτών, που σκοπεύει να διαθέσει ισομερώς τα απαιτούμενα κεφάλαια για την υλοποίηση του σχεδίου αυτού. Η εταιρεία, που θα συσταθεί, θα είναι ανώνυμη και η επωνυμία, που επιλέχθηκε, είναι ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ Α.Ε.

Όσον αφορά την χρηματοοικονομική αξιολόγηση της επένδυσης, αυτή κρίνεται ικανοποιητική.

Σημαντική συνιστώσα στην αξιολόγηση της επένδυσης αποτελεί επίσης η συνεισφορά της στην οικονομική και κοινωνική ευημερία τόσο της συγκεκριμένης περιοχής στην οποία προτίθεται να εγκατασταθεί η νέα μονάδα όσο και ολόκληρης της χώρας γενικότερα. Η ανάγκη για νέες επενδύσεις και η δημιουργία νέων θέσεων εργασίας σε ολόκληρη την περιφέρεια της χώρας είναι έντονη και το παρόν επενδυτικό σχέδιο συμβάλλει ουσιαστικά προς την κατεύθυνση αυτή.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 - ΒΑΣΙΚΗ ΙΔΕΑ ΚΑΙ ΙΣΤΟΡΙΚΟ ΤΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ

2.1 Αιολική Ενέργεια - Ιστορική Ανασκόπηση

Η ονομασία της αιολικής ενέργειας προέρχεται από την Αρχαία Ελλάδα και συγκεκριμένα από το θεό των ανέμων, τον Αίοιο. Η αναφορά των ομηρικών επών στον Αίοιο υπογραμμίζει τη σημασία της αιολικής ενέργειας για τη ναυσιπλοΐα των πολιτισμών εκείνης της ιστορικής περιόδου.

Οι πρώτες ιστορικές μαρτυρίες για εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας με τη χρήση ανεμόμυλων αναφέρονται στο 1700 π.Χ., οπότε και οι πρώτοι ανεμόμυλοι άρδευαν τους κάμπους της Μεσοποταμίας. Αλλά και αρκετά νεότερα γραπτά κείμενα (700 μ.Χ.) από το Αφγανιστάν, εμφανίζουν το επάγγελμα του κατασκευαστή ανεμόμυλων να χαίρει ιδιαίτερης αναγνώρισης, γεγονός που αποδεικνύει το μεγάλο βαθμό χρήσης των ανεμόμυλων για άρδευση και άλεση δημητριακών στους πολιτισμούς εκείνης της εποχής. Τα πρώτα γραπτά κείμενα που μαρτυρούν τη χρήση των ανεμόμυλων στην Ευρώπη εμφανίζονται το 12^ο αιώνα μ.Χ.. Πιστεύεται ότι, κατά τη διάρκεια των Σταυροφοριών μεταφέρθηκε τεχνογνωσία από τη Γηραιά Ήπειρο προς τη Συρία. Από τα μέσα του 18^{ου} αιώνα, η συστηματική μελέτη των φυσικών αρχών λειτουργίας των ανεμόμυλων βελτιώνει ολοένα και περισσότερο το συντελεστή απόδοσής τους και, στα τέλη του 19^{ου} αιώνα, οι Δανοί κατασκευάζουν τις πρώτες ανεμογεννήτριες (Α/Γ) παράγοντας ηλεκτρισμό από τον άνεμο.

Η εξέλιξη των Α/Γ συνεχίζεται με υποτονικούς ρυθμούς στις αρχές του 20^{ου} αιώνα λόγω στροφής του ενδιαφέροντος στις ατμομηχανές και στις μηχανές εσωτερικής καύσης. Στα χρόνια που ακολούθησαν το Β' Παγκόσμιο Πόλεμο, η υπερεκμετάλλευση των κοιτασμάτων πετρελαίου και η αιφνίδια διείδυση της πυρηνικής ενέργειας στο διεθνές ενεργειακό ισοζύγιο, οδηγούν την εξέλιξη των Α/Γ σε ύφεση. Η ισορροπία αρχίζει σταδιακά να ανατρέπεται από το 1973 και μετά, λόγω της ενεργειακής κρίσης. Οι τεχνολογικά αναπτυγμένες χώρες συνειδητοποιούν ότι τα οργανικά ενεργειακά αποθέματα δεν είναι ανεξάντλητα και στρέφουν το ενδιαφέρον τους προς τις Α.Π.Ε.. Παρ' όλα αυτά, μέσα στη δεκαετία του '80, εξαιτίας της πτώσης της τιμής του πετρελαίου, παρατηρείται ύφεση στην έρευνα για την ανάπτυξη των Α.Π.Ε..

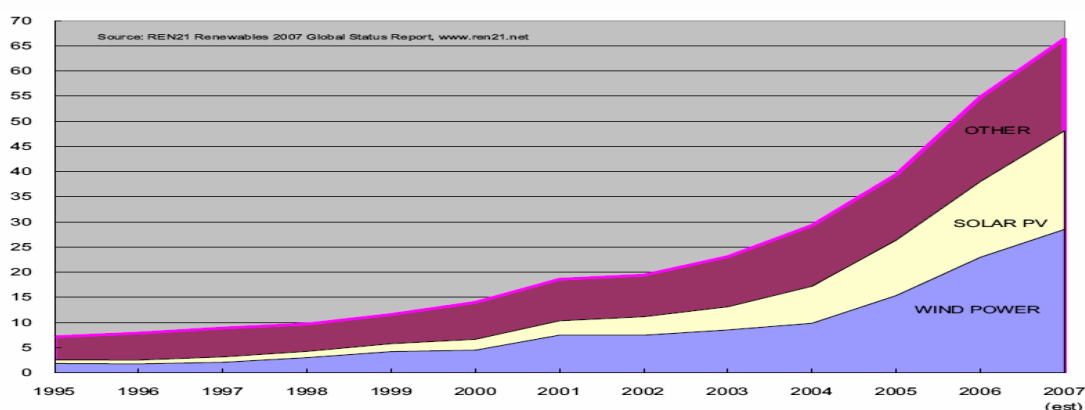
Στα χρόνια που ακολουθούν, τα προβλήματα που παρουσιάζονται από τη ρύπανση του περιβάλλοντος (φαινόμενο του θερμοκηπίου), καθώς και η επανεξέταση της χρήσης της πυρηνικής ενέργειας μετά το ατύχημα στο Τσέρνομπιλ (1986), δίνουν μεγάλη ώθηση στην έρευνα και ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας.

2.2 Σημερινή Κατάσταση στην Ευρώπη και στον Κόσμο

Η, σε σημαντικό βαθμό, εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας σε παγκόσμια κλίμακα εντοπίζεται μετά τα μέσα της δεκαετίας του '80. Είναι η εποχή που στις Η.Π.Α. και σε μερικές χώρες της Ευρώπης (Δανία, Ολλανδία) δημιουργούνται ευνοϊκές συνθήκες στήριξης της αγοράς. Ένας μεγάλος αριθμός Α/Γ κατασκευάζονται στην Καλιφόρνια των Η.Π.Α. στα μέσα της δεκαετίας του '80. Στη συνέχεια παρουσιάζεται μικρή περίοδος ύφεσης, αλλά και αλματώδης ανάπτυξη στην αρχή της δεκαετίας του '90.

Ενώ, λοιπόν, το 1991 οι νέες εγκαταστάσεις ετησίως ήταν μόλις 200 MW, το 1999 άγγιξαν τα 4.000 MW και η συνολική παγκοσμίως εγκατεστημένη ισχύς έφθασε, σχεδόν, στα 14.000 MW.

Οι επενδύσεις σε Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.) αυξάνονται παγκοσμίως με ταχείς ρυθμούς, από το 1997 που υπεγράφη το Πρωτόκολλο του Κιότο. Η εγκατεστημένη ισχύς σε ανεμογεννήτριες αυξάνεται κατά 25-30% ετησίως, τα φωτοβολταϊκά κατά 50-60% ετησίως, οι ηλιακοί συλλέκτες για θέρμανση νερού κατά 15-20% ετησίως και η παραγωγή και χρήση βιοκαυσίμων κατά 15-20% ετησίως. Η παγκοσμίως εγκατεστημένη ισχύς σε Α.Π.Ε. το 2007 ανερχόταν σε περίπου 240 GW (εξαιρουμένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών, η ισχύς των οποίων ανέρχεται σε άλλα 1.000 GW), που αποτελεί ποσοστό 6% περίπου της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος (4.300 GW). Το 2007 οι παγκόσμιες επενδύσεις σε Α.Π.Ε. ξεπέρασαν τα USD 100 δις, με το μεγαλύτερο ποσοστό να αφορά επενδύσεις σε αιολικά πάρκα. Το 2007 η εγκατεστημένη ισχύς ανεμογεννητριών παγκοσμίως ήταν 93 GW περίπου, σε αντίθεση με μόνο 7,5 GW το 1997.



Πηγή: REN21; Renewables Global Status 2007 Update

Διάγραμμα 2.2.1 Ετήσιος Ρυθμός Επενδύσεων σε Παραγωγή Ενέργειας από Α.Π.Ε. 1995-2007 σε δις δολάρια (εξαιρείται η υδροηλεκτρική μορφή παραγωγής ενέργειας)

Το επενδυτικό κλίμα για την Αιολική Ενέργεια (Α.Ε.) είναι θετικό. Ολοένα και περισσότερες χώρες στοχεύουν να αυξήσουν την παραγωγή Α.Ε., διαμορφώνοντας τα αντίστοιχα θεσμικά πλαίσια για την προσέλκυση επενδύσεων. Σήμερα 58 χώρες έχουν θέσει στόχους για τη χρήση Α.Ε., και η πλειοψηφία τους έχει διαμορφώσει συγκεκριμένες πολιτικές και κίνητρα. Πάνω από 70 χώρες σήμερα παράγουν αιολική ενέργεια. Η Ινδία και η Κίνα έχουν πολύ μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ σε αιολική ενέργεια, κατέχοντας την 4^η και την 6^η θέση αντίστοιχα (με τη Γερμανία και την Ισπανία να κατέχουν την 1^η και 2^η) στην παγκόσμια κατάταξη το 2006. Η διείσδυση της Α.Ε. ενισχύεται διαρκώς, με την διεύρυνση της παραγωγικής βάσης τεχνολογίας και την αντίστοιχη μείωση κόστους επένδυσης και παραγωγής.

Η Ε.Ε. παραμένει πρωτοπόρος δύναμη στο τομέα της Α.Ε., έχοντας άνω του 35% του παγκόσμιου δυναμικού. Η Ε.Ε. έχει θέσει στόχους να διπλασιάσει την ακαθάριστη πρωτογενή παραγωγή ενέργειας από Α.Π.Ε. στο 12% της συνολικής της παραγωγής μέχρι το 2010, και στο 20% μέχρι το 2020. Η Ε.Ε. επίσης στοχεύει να αυξήσει την ενεργειακή απόδοση μέχρι το 2010 κατά 18%, σε σχέση με αυτήν του 1995, και να μεγαλώσει το μερίδιο της καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας στο 22%, από 14% που είναι σήμερα.

2.3 Σημερινή Κατάσταση στην Ελλάδα

Η χώρα μας ανήκει στην εύκρατη ζώνη, με αποτέλεσμα, λόγω και της ευνοϊκής διαμόρφωσης του εδάφους, να διαθέτει συνεχείς και ισχυρούς ανέμους.

Οι πρώτες προσπάθειες για τη διάδοση και αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα, ξεκίνησαν από τη Δ.Ε.Η. το 1981, με ερευνητικές μελέτες για τη χαρτογράφηση του αιολικού δυναμικού της χώρας. Τα αποτελέσματα σχετικής μελέτης της Δ.Ε.Η. δείχνουν τη δυνατότητα κάλυψης 6,46 TWh/έτος, από αιολική ενέργεια που αντιπροσωπεύει το 15% των ηλεκτρικών αναγκών της χώρας. Το ποσοστό αυτό κατανέμεται σε Κυκλάδες 3,15 (48,7%), Κρήτη 0,74 (11,5%), Εύβοια 0,96 (14,9%) και ηπειρωτική χώρα 1,61 TWh/έτος (24,9%).

Επίσης, έχει αποδειχθεί για τη Δ.Ε.Η., ότι η εκμετάλλευση του 10% του γνωστού αιολικού δυναμικού, περίπου 1.200 MW αιολικής ισχύος, είναι οικονομικά βιώσιμη, ενώ οποιαδήποτε μικρότερη διείσδυση είναι οικονομικά επικερδής. Το κόστος της αιολικής ενέργειας εξαρτάται κυρίως από τρεις βασικούς παράγοντες: το συνολικό κόστος του έργου, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης και την ετήσια παραγόμενη ενέργεια.

Η πρώτη διασυνδεδεμένη ανεμογεννήτρια στην Ελλάδα, άρχισε να λειτουργεί το 1984. Μέχρι τον Μάρτιο του 2008, στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς λειτουργούσαν 680 ανεμογεννήτριες 10 κατασκευαστών, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 675,6 MW. Ιδιαίτερα σοβαρή εξέλιξη εντοπίζεται στην τριετία 1991-1993, οπότε η Δ.Ε.Η. έθεσε σε λειτουργία μεγάλα αιολικά πάρκα. Σήμερα, το 88% των αιολικών εγκαταστάσεων ανήκουν στην ίδια τη Δ.Ε.Η..

Με την αλλαγή του θεσμικού πλαισίου, στα τέλη του 1994, και, ουσιαστικά, στα μέσα του 1995 (Ν. 2244/94) περί «*Ρυθμίσεις θεμάτων Ηλεκτροπαραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, από Συμβατικά Καύσιμα και άλλες διατάξεις*», εκδηλώθηκε ζωηρότατο ενδιαφέρον, κυρίως από ιδιώτες.

2.4 Νομοθετικό και Κανονιστικό Πλαίσιο για την Αιολική Ενέργεια

2.4.1 Νόμος 2244/1994

Η τροποποίηση του νομοθετικού πλαισίου και της τιμολογιακής πολιτικής για την παραγόμενη από Α/Γ ηλεκτρική ενέργεια από αυτοπαραγωγούς και ανεξάρτητους παραγωγούς, με σκοπό την ουσιαστική ανάπτυξη του τομέα έγινε με το Ν. 2244/1994 «*Ρυθμίσεις θεμάτων Ηλεκτροπαραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, από Συμβατικά Καύσιμα και άλλες διατάξεις*». Τα βασικά σημεία του Ν. 2244/1994 είναι τα εξής:

- Δυνατότητα ανεξάρτητης παραγωγής περιορισμένης ισχύος (μέχρι 50 MW) ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε., από οποιοδήποτε φυσικό ή νομικό πρόσωπο. Η πώληση της παραγόμενης ενέργειας στη Δ.Ε.Η. γίνεται:
 - Για τις εγκαταστάσεις σε μη διασυνδεδεμένα νησιά, με τιμολόγια που διαμορφώνονται στο 90% του εκάστοτε ισχύοντος τιμολογίου χαμηλής τάσης.
 - Για τις εγκαταστάσεις στο διασυνδεδεμένο δίκτυο, τα τιμολόγια αποτελούνται από δύο μέρη, το ενεργειακό μέρος (δηλαδή την ενέργεια που δίνεται στο δίκτυο της Δ.Ε.Η.) και το μέρος που αφορά στην παρεχόμενη ισχύ στο δίκτυο. Η τιμολογιακή διαμόρφωση καθορίζεται στο 90% του τιμολογίου ενέργειας και 50% του τιμολογίου ισχύος (χρέωση ισχύος), στη μέση ή υψηλή τάση, ανάλογα με τη σύνδεση της αιολικής εγκατάστασης με το δίκτυο.
- Δυνατότητα αυτοπαραγωγής, σύμφωνα με την οποία, η περίσσεια ενέργειας πωλείται αποκλειστικά στη Δ.Ε.Η., με τιμολόγιο που καθορίζεται στο 70% του τιμολογίου της τάσης (χαμηλής, μέσης ή υψηλής) σύνδεσης του αυτοπαραγωγού στο δίκτυο.
- Η Δ.Ε.Η. έχει την υποχρέωση να αγοράζει την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια. Η υποχρέωση αυτή δεν υφίσταται για τη Δ.Ε.Η στην περίπτωση που υπάρχει πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας από αυτοπαραγωγό, εφ' όσον, με αιτιολογημένη απόφαση, διαπιστώνεται ότι οι τοπικές συνθήκες δεν επιτρέπουν τη διάθεσή της στην κατανάλωση.
- Σε μη διασυνδεδεμένα νησιά, η επιτρεπόμενη εγκατεστημένη ονομαστική ισχύς ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. όλων των μορφών δεν επιτρέπεται να υπερβαίνει το 30% της μέγιστης ωριαίας ζήτησης (φορτίο αιχμής) του νησιού.

Ο παραπάνω περιορισμός έχει τεθεί με σκοπό να μην παρουσιάζονται προβλήματα ευστάθειας του δικτύου, λόγω διακύμανσης της παραγόμενης από τις Α.Π.Ε. ισχύος.

- Η σύμβαση μεταξύ του ανεξάρτητου παραγωγού και της Δ.Ε.Η. είναι δεκαετούς διάρκειας, με δυνατότητα ανανέωσης με νέα σύμβαση.
- Η Δ.Ε.Η. έχει τη δυνατότητα ίδρυσης θυγατρικών επιχειρήσεων με οποιαδήποτε μορφή ή σε συνεργασία με άλλα φυσικά ή νομικά πρόσωπα, με σκοπό την περαιτέρω ανάπτυξη και εκμετάλλευση των Α.Π.Ε., στον εθνικό και διεθνή χώρο.

Με τον παραπάνω νόμο καθορίστηκαν με σαφήνεια οι κανόνες γύρω από τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής από Α/Γ. Τα τιμολόγια διαμορφώθηκαν σε λογικά επίπεδα, λαμβάνοντας υπόψη το κόστος αποφυγής παραγωγής αντίστοιχης ενέργειας από συμβατικά καύσιμα, την εξοικονόμηση επενδύσεων σε εγκαταστάσεις συμβατικής παραγωγής και το περιβαλλοντικό κόστος. Τέλος, οι επενδυτές γνωρίζουν εκ των προτέρων τους όρους συνεργασίας τους με τη Δ.Ε.Η. και διασφαλίζονται με συμβόλαιο δεκαετούς διάρκειας με δικαίωμα παράτασης.

2.4.2 Νόμος 2601/1998

Ο Ν. 2601/1998 περί «Ενισχύσεως ιδιωτικών επενδύσεων για την οικονομική και περιφερειακή ανάπτυξη της χώρας και άλλες διατάξεις» έχει ως σκοπό την ανάπτυξη των ιδιωτικών επενδύσεων στην Ελλάδα. Τα βασικά επενδυτικά κίνητρα που αναφέρονται στον τομέα των Α.Π.Ε., και, κατ' επέκταση, στον κλάδο της αιολικής ενέργειας, είναι:

- Επιχορήγηση ποσοστού 40% επί των ενισχυόμενων δαπανών, ανεξάρτητα από την περιοχή της Ελλάδας στην οποία πραγματοποιούνται οι επενδύσεις.
- Επιδότηση ποσοστού 40% επί των τόκων των μεσομακροπρόθεσμων επενδυτικών δανείων, για χρονική διάρκεια τριών ετών από την έναρξη λειτουργίας των εγκαταστάσεων.

Τα επενδυτικά κίνητρα που προσφέρει ο παραπάνω νόμος φαίνεται, ήδη, να λειτουργούν καταλυτικά στην ουσιαστική προώθηση των ιδιωτικών επενδύσεων σε αιολικές εγκαταστάσεις.

Η παροχή επενδυτικών κινήτρων για εφαρμογές Α.Π.Ε. είχε ξεκινήσει νωρίτερα στο πλαίσιο του Ευρωπαϊκού Προγράμματος Ενέργειας (Ε.Π.Ε.), το οποίο καταρτίστηκε

από το Υπουργείο Ανάπτυξης και εντάχθηκε στο Β' Κοινοτικό Πλαίσιο Στήριξης (Κ.Π.Σ.). Σύμφωνα με το μέτρο 3.2 του Ε.Π.Ε. περί «Οικονομικών κινήτρων για την ανάπτυξη εφαρμογών στον τομέα των Α.Π.Ε.», η χρηματοδότηση των επενδύσεων προέρχεται από το Κοινοτικό Ταμείο σε ποσοστό 75%, ενώ το υπόλοιπο 25% της χρηματοδότησης προέρχεται από εθνικούς πόρους.

2.4.3 Νόμος 2773/1999

Ο Ν. 2773/1999, περί «Απελευθερώσεως της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ρύθμισης θεμάτων ενεργειακής πολιτικής και λοιπές διατάξεις», άλλαξε τις συνθήκες στον τομέα της ενέργειας, με ανάλογες επιπτώσεις στην αξιοποίηση των Α.Π.Ε. και, κατ' επέκταση, στις εφαρμογές της αιολικής ενέργειας. Ο νόμος επιτρέπει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ιδιώτες και την πώλησή της σε καταναλωτές (με ελάχιστη ετήσια κατανάλωση 100 GWh), ύστερα από τη σύναψη σύμβασης προμήθειας μαζί τους. Η μεταφορά και η διανομή εξακολουθεί να γίνεται από τη Δ.Ε.Η., στην οποία ανήκει αποκλειστικά το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας υπό την επίβλεψη και καθοδήγηση του Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ). Τούτο ισχύει απολύτως για το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (δηλαδή για την ηπειρωτική χώρα και τα εκ των νησιών διασυνδεδεμένα στο δίκτυο, π.χ. Κεφαλονιά, Ζάκυνθο, κ.λπ.). Ειδικά για τη μη συνδεδεμένα νησιά, όπως κλασική περίπτωση αποτελεί η Κρήτη, τον αντίστοιχο προς το ΔΕΣΜΗΕ ρόλο αναλαμβάνει ο «Διαχειριστής των Νήσων», που, επί του παρόντος, αποτελεί, ακόμη, Υπηρεσία της ΔΕΗ. Ο «Διαχειριστής των Νήσων» στελεχώνεται από υπαλλήλους της Επιχείρησης, με αρμοδιότητες, όμως, ίδιες με τις αρμοδιότητες του ΔΕΣΜΗΕ για το διασυνδεδεμένο Σύστημα και υπονοείται, πάντοτε, στη συνέχεια της παρούσας εργασίας, όποτε γίνεται αναφορά στο «Διαχειριστή του Συστήματος», ή και απλώς στο «Διαχειριστή».

Το βασικό σημείο του νόμου, το οποίο αφορά στις Α.Π.Ε., είναι ότι ο Διαχειριστής του Συστήματος υποχρεούται να δίνει προτεραιότητα κατά την κατανομή του φορτίου σε διαθέσιμες εγκαταστάσεις παραγωγής, στις οποίες η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται από Α.Π.Ε..

Με τον παραπάνω νόμο γίνεται φανερή η πρόθεση του νομοθέτη για όσο το δυνατόν μεγαλύτερη «διείσδυση» των Α.Π.Ε. στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα. Ακόμη, η προτεραιότητα που δίνεται στις Α.Π.Ε. αναιρεί τις όποιες επιφυλάξεις των πιθανών επενδυτών, όσον αφορά στην απορρόφηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και ενθαρρύνει τις επενδυτικές δραστηριότητες στον εν λόγω τομέα.

2.4.4 Οδηγία 2001/77/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 27ης Σεπτεμβρίου 2001

«Για την προαγωγή του ηλεκτρισμού από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας» (ΕΕ L 283/27.10.2001).

2.4.5 Νόμος 3017/2002

«Κύρωση του Πρωτοκόλλου του Κιότο στη Σύμβαση Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για την αλλαγή του κλίματος».

2.4.6 Νόμος 3299/2004

«Κίνητρα Ιδιωτικών Επενδύσεων για την Οικονομική Ανάπτυξη και την Περιφερειακή Σύγκλιση».

2.4.7 Νόμος 3468/2006

«Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις».

2.4.8 Νόμος 3522/2006

«Τροποποίηση διατάξεων του Ν. 3299/2004».

2.4.9 Κοινή υπουργική απόφαση οικ. 104248/ΕΥΠΕ/ Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε./25.5.2006

«Περιεχόμενο, δικαιολογητικά και λοιπά στοιχεία των Προμελετών Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (Π.Π.Ε.), των Μελετών Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (Μ.Π.Ε.), καθώς και συναφών μελετών περιβάλλοντος, έργων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας» (ΦΕΚ Β' 663).

**2.4.10 Υπ' αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.1725/25.1.2007 απόφαση του Υπουργού
Ανάπτυξης**

«Καθορισμός τύπου και περιεχομένου συμβάσεων πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης στο Δίκτυο των Μη Διασυνδεδεμένων Νήσων, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 12 παρ. 3 του Ν. 3468/2006» (ΦΕΚ Β' 148).

**2.4.11 Υπ' αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.5707/13.5.2007 απόφαση του Υπουργού
Ανάπτυξης**

«Κανονισμός Αδειών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης» (ΦΕΚ Β' 448).

**2.4.12 Υπ' αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.13310/18.6.2007 απόφαση του Υπουργού
Ανάπτυξης**

«Διαδικασία έκδοσης αδειών εγκατάστασης και λειτουργίας σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας» (ΦΕΚ 1153/τ. Β'/10.07.2007).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 - ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΚΑΙ MARKETING

3.1 Ορισμός της Αγοράς και Ανάλυση της Δομής της

Οι υδρογονάνθρακες (πετρέλαιο, άνθρακας, φυσικό αέριο, κλπ.) έχουν αποτελέσει τον ενεργειακό πυλώνα, πάνω στον οποίο όχι απλά έχει στηριχτεί αλλά και (σε ένα μεγάλο βαθμό) έχει διαμορφωθεί η ανάπτυξη της κοινωνίας μας, με την ανάπτυξη αυτή να χαρακτηρίζεται από μια συνεχώς αυξανόμενη ενεργοβόρο «απλησία».

Πολύ πρόσφατα καταγράφηκε μία κατακόρυφη αύξηση των διεθνών τιμών του πετρελαίου, με αναπόφευκτες συνέπειες για τη διεθνή οικονομία.

Η «πίεση» που υφίστανται οι ενεργειακές πηγές του πλανήτη μας (ιδίως στην κατηγορία των αποθεμάτων υδρογονανθράκων) αρχίζει να διαφαίνεται, με συνέπεια να ενισχύονται οι τάσεις για ορθολογική χρήση ενέργειας, καθώς και εκμετάλλευση μορφών ενέργειας, οι οποίες, όχι μόνο υπάρχουν σε αφθονία στην φύση και συνεχώς ανανεώνονται, χαρακτηριζόμενες ως Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), αλλά, ταυτόχρονα, είναι και φιλικές προς το περιβάλλον.

Η πρόκληση σε ό,τι αφορά την εκμετάλλευση των ΑΠΕ σχετίζεται με την ανάπτυξη και/ή βελτιστοποίηση τεχνολογιών, βάσει των οποίων καθίσταται οικονομικά συμφέρουσα η εκμετάλλευση αυτών.

Αντικείμενο της παρούσης μελέτης αποτελούν οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) και συγκεκριμένα η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας βάσει εκμετάλλευσης του ανέμου.

Η εστίαση της μελέτης στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ κρίνεται αναγκαία, λόγω της απελευθέρωσης της αγοράς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία προωθείται με το Ν. 2773/1999, βάσει της οποίας, τόσο ο κλάδος των ΑΠΕ όσο και ο ευρύτερος κλάδος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποκτούν μια νέα προοπτική, ενώ με τον Ν. 2941/2001, καθώς και με τον πρόσφατο Ν. 3468/2006 δίνεται μια νέα δυναμική στον κλάδο.

Οι μορφές ΑΠΕ στις οποίες διακρίνεται ο κλάδος είναι οι ακόλουθες:

(i) ηλιακή ακτινοβολία - φωτοβολταϊκά συστήματα, (ii) αιολική - ανεμογεννήτριες, (iii) υδροηλεκτρική, (iv) βιοενέργεια (βιομάζα), (v) γεωθερμική, (vi) παλιρροϊκή και (vii) κυμάτων θαλάσσης.

Ωστόσο, μεγάλη έμφαση δίδεται στην αιολική ενέργεια, καθώς αυτή προσελκύει σημαντικό επενδυτικό και επιχειρηματικό ενδιαφέρον σε ότι αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, μιας και θα αντιπροσωπεύει το 87% της εγκαταστημένης ισχύος και θα παράγει το 78% της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ, βάσει των στόχων που πρέπει να επιτευχθούν μέχρι το 2010, όπως αυτοί διαμορφώθηκαν από το Πρωτόκολλο του Κιότο.

3.1.1 Προϊόν (ρεύμα)

Η αιολική ενέργεια αποτελεί μια άλλη μορφή ηλιακής ενέργειας. Εκτιμάται ότι, μεταξύ 1% και 3% της ηλιακής ενέργειας που φθάνει στην γη μετατρέπεται σε αιολική ενέργεια. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας αποτελεί τον πιο γρήγορα αναπτυσσόμενο ενεργειακό τομέα, με το διαχρονικό μέσο ετήσιο ρυθμό ανάπτυξης να διαμορφώνεται, περίπου, στο 26%.

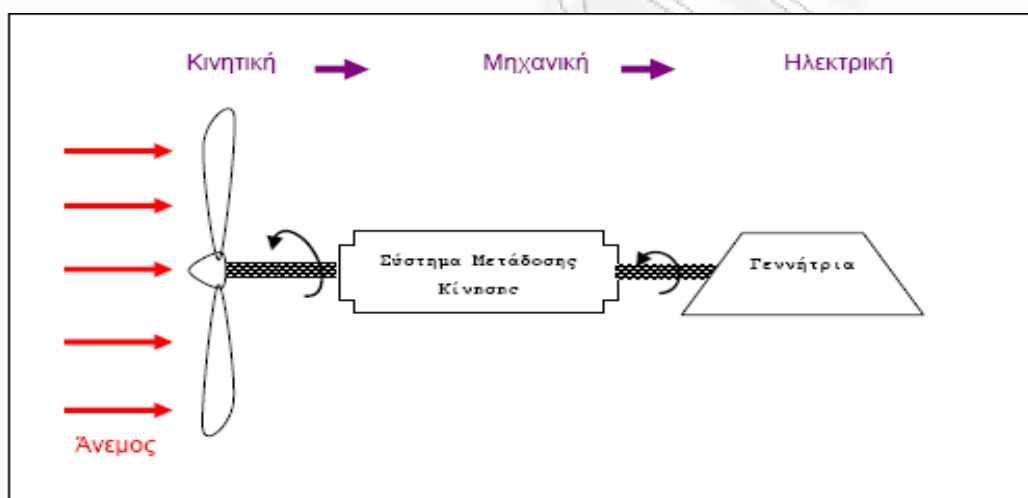
Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ εγκαινιάστηκε με τον Ν. 1559/1985, βάσει του οποίου είχαμε τη δραστηριοποίηση κυρίως της ΔΕΗ (με την εγκατάσταση 24 MW) και με τους ΟΤΑ να περιορίζονται στο χαμηλό επίπεδο των 3 MW (μέχρι το 1995), ενώ ο ιδιωτικός τομέας, σε αυτά τα αρχικά στάδια ανάπτυξης της αγοράς, δεν συμμετείχε ουσιαστικά.

Η αιολική ενέργεια εξαρτάται από την ταχύτητα και την πυκνότητα του ανέμου. Οι δυνατότητες αξιοποίησής της εξαρτώνται από τα ιδιαίτερα ανεμολογικά χαρακτηριστικά κάθε περιοχής, στα οποία, εκτός από τη διεύθυνση, την ταχύτητα και την πυκνότητα ενδιαφέρουν, τόσο οι ακραίες τιμές, όσο και οι στροβιλισμοί.

Γενικά, περιοχές με μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου μεγαλύτερη από 10m/s θεωρούνται περιοχές με υψηλό αιολικό δυναμικό. Για την εγκατάσταση αιολικών πάρκων επιλέγονται περιοχές με μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου μεγαλύτερη από 6m/s. Τα παραπάνω όρια είναι ενδεικτικά και μεταβάλλονται με την ανάπτυξη της τεχνολογίας και τις συνθήκες της αγοράς. Είναι βέβαιο ότι η αιολική ενέργεια είναι μία τεχνολογικά ώριμη, οικονομικά ανταγωνιστική και φιλική προς το περιβάλλον ενεργειακή επιλογή: είναι μία ανεξάντλητη πηγή ενέργειας που προστατεύει τον πλανήτη, καθώς συμβάλλει στο να αποφεύγονται οι εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου που αποσταθεροποιούν το παγκόσμιο κλίμα. Η λειτουργία ενός τυπικού αιολικού πάρκου ισχύος 10 MW, προσφέρει ετησίως την ηλεκτρική ενέργεια που χρειάζονται 7.250 νοικοκυριά και εξοικονομεί περίπου 2.580 τόνους ισοδύναμου πετρελαίου.

Μία συνηθισμένη ανεμογεννήτρια των 750 kW στην Ελλάδα παράγει κατά μέσο όρο 2,25 εκατομμύρια κιλοβατώρες το χρόνο και, έτσι, αποτρέπεται η έκλυση 2.250 τόνων διοξειδίου του άνθρακα, συνεισφέρει, δηλαδή, κάθε χρόνο στο περιβάλλον όσο 3.000 στρέμματα δάσους, ή, αλλιώς, 150.000 δέντρα.

Η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας γίνεται εφικτή με την εγκατάσταση και λειτουργία ανεμογεννητριών. Η βασική αρχή λειτουργίας των ανεμογεννητριών είναι πολύ απλή και έχει σχέση με τη μετατροπή της κινητικής ενέργειας του άνεμου πρώτα σε μηχανική ενέργεια, μέσω της δέσμευσης αυτής κάνοντας χρήση κατάλληλα σχεδιασμένων αεροδυναμικών συσκευών (ρότορας ανεμογεννήτριας). Η κινητική ενέργεια που παράγεται μετατρέπεται σε μηχανική (σύστημα μετάδοσης κίνησης) και μετά σε ηλεκτρική ενέργεια (ηλεκτρική γεννήτρια).



3.1.2 Πελάτες

Στις δραστηριότητες των εταιρειών του κλάδου περιλαμβάνονται η κατασκευή, η ανάπτυξη και η λειτουργία των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Αιολικά Πάρκα). Οι εταιρείες αυτές πουλάνε την Η/Ε στην ΔΕΗ, τον μόνο μέχρι σήμερα προμηθευτή της ελληνικής αγοράς ή και στον ΔΕΣΜΗΕ (Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας), ο οποίος έχει το ρόλο του λειτουργού της αγοράς φροντίζοντας να υπάρχει πάντα ισορροπία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης Η/Ε. Το κράτος, με νομοθετικές ρυθμίσεις, εγγυάται την αγορά από τον ΔΕΣΜΗΕ της Η/Ε που παράγεται από αιολική ενέργεια στα 73-84,6 €/MWh. Με την απελευθέρωση της αγοράς Η/Ε, σταδιακά, θα επιτρέπεται σε πελάτες να επιλέγουν τον προμηθευτή τους και σε νέους παραγωγούς να ανταγωνιστούν τη ΔΕΗ, που σήμερα κατέχει το

μονοπώλιο διανομής. Έτσι οι εταιρείες παραγωγής Η/Ε από Αιολικά Πάρκα θα μπορέσουν να εισέλθουν σταδιακά στην αγορά της λιανικής, το συντομότερο, μόλις το επιτρέψουν οι συνθήκες της Ελληνικής αγοράς.

Επίσης, πολλές από τις εταιρείες αυτές εξάγουν την Η/Ε που παράγουν σε χώρες της ΝΑ Ευρώπης οι οποίες έχουν σημαντική ανάγκη για επιπλέον ισχύ. Αυτές οι δραστηριότητες περιλαμβάνουν συμμετοχή σε δημοπρασίες για δικαιώματα παροχής ισχύος, ανάπτυξη δικτύου επαφών και πώληση ενέργειας στις χώρες αυτές.

Η σταδιακή απελευθέρωση του ηλεκτρικού τομέα άρχισε ήδη στην ΝΑ Ευρώπη, και αναμένεται να ολοκληρωθεί κατά το 2015-2020. Η δημιουργία της ενιαίας αγοράς ηλεκτρισμού των χωρών της ΝΑ Ευρώπης και η ενσωμάτωσή της στην ενιαία ευρωπαϊκή αγορά αποτελεί μια μεγάλη πρόκληση για τις χώρες αυτές.

Η εταιρεία «ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ Α.Ε.», είναι μία ανεξάρτητη μονάδα παραγωγής Η/Ε από μία ανανεώσιμη και ανεξάντλητη πηγή, αξιοποιώντας το ενεργειακό δυναμικό. Η ενέργεια θα πωλείται αποκλειστικά στον Διαχειριστή Συστήματος και θα διοχετεύεται μέσω του Δικτύου Μέσης Τάσης (Μ.Τ.) .

3.1.3 Ανταγωνιστές

Δεδομένου ότι ο εξεταζόμενος κλάδος βρίσκεται σε αρχικά στάδια ανάπτυξης, σημειώνεται συνεχής είσοδος νέων επιχειρήσεων. Ωστόσο, υπάρχουν σημαντικές δυσχέρειες, προκειμένου μια εταιρεία να δραστηριοποιηθεί στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, καθώς η αδειοδοτική διαδικασία (από την άδεια παραγωγής έως την άδεια εγκατάστασης και λειτουργίας), παρά την εφαρμογή νέου νομικού πλαισίου, κρίνεται χρονοβόρα και απαιτητική.

Παράλληλα, οι νεοεισερχόμενες εταιρείες καλούνται να αντιμετωπίσουν την παρουσία εδραιωμένων εταιρειών του κλάδου, οι οποίες διαθέτουν ισχυρό ενεργειακό δυναμικό και εμπειρία και κατέχουν σημαντικό πλεονέκτημα στη διαδικασία αδειοδότησης. Περαιτέρω ανασταλτικό παράγοντα αποτελεί ο μεγάλος αριθμός αιτήσεων που έχει κατατεθεί (σε κάποιες περιπτώσεις είναι πολλαπλάσιος του στόχου που έχει τεθεί) και, ως εκ τούτου, καθιστά “προβληματική” τη συνεχή δραστηριοποίηση νεοεισερχόμενων επιχειρήσεων σε όλο το φάσμα των ΑΠΕ.

Αντίστοιχα, εταιρείες που επιχειρούν να ασχοληθούν με την εμπορία συστημάτων εκμετάλλευσης ΑΠΕ, έρχονται αντιμέτωπες με ήδη λειτουργούσες επιχειρήσεις, οι

οποίες οφείλουν την παρουσία τους στη φήμη που συνοδεύει τους οίκους που αντιπροσωπεύουν.

Ως αποτέλεσμα της ιδιομορφίας στον τομέα παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ σχετικά με την αδειοδοτική διαδικασία, κάθε μεμονωμένη μονάδα παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ αποτελεί μια αυτόνομη εταιρεία, συνήθως θυγατρική μιας μεγαλύτερης επιχειρηματικής οντότητας. Συνεπώς, ένας αριθμός μεμονωμένων μονάδων-εταιρειών εντάσσεται, συνήθως, υπό τη σκέπη μίας «κεντρικής» εταιρείας που ανήκει σε κάποιον όμιλο, με την επωνυμία αυτής συνήθως να περιέχει την επωνυμία της μητρικής εταιρείας και όρους όπως «ενεργειακή», «αιολική», κλπ..

Οι παρουσιαζόμενες εταιρείες στον τομέα της αιολικής ενέργειας, αντιπροσωπεύουν άνω του 80% της συνολικής εγκαταστημένης ισχύος, με τη δραστηριοποίηση αρκετών εξ αυτών να επεκτείνεται και σε άλλους τομείς των ΑΠΕ. Οι τομείς της παραγωγής Η/Ε από ηλιακή ενέργεια και βιομάζα βρίσκονται σε πολύ πρώιμο στάδιο ανάπτυξης, ιδιαίτερα δε αυτός της ηλιακής ενέργειας, καθώς η εγκαταστημένη ισχύς (2007) διαμορφωνόταν μόλις σε 1,3 MW, ενώ πλήθος νομικών προσώπων ιδρύθηκαν την τελευταία διετία, χωρίς να εμφανίζουν ουσιαστική δραστηριότητα ακόμη. Σημειώνεται ότι, στην παρουσίαση επιχειρήσεων του κλάδου που ακολουθεί, στις περιπτώσεις όπου δραστηριοποιούνται παραγωγικά κάποιοι όμιλοι επιχειρήσεων, η παρουσίαση γίνεται στη βάση των ομίλων αυτών και όχι για κάθε μία μεμονωμένη εταιρεία-παραγωγική μονάδα. Επιπλέον, γίνεται αναφορά μόνο στον κύκλο εργασιών που αφορά την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και όχι σε αυτόν που απεικονίζει το σύνολο της οικονομικής δραστηριότητας των Ομίλων.

Στο Παράρτημα του Κεφαλαίου 3 αναγράφονται οι ανταγωνιστές (βλέπε σελ. 61-73).

Επίσης, εκτός των ελληνικών επιχειρήσεων ή ομίλων, σημαντική παρουσία στον κλάδο έχουν οι εταιρείες EDF Energies Nouvelles S.A. και Enel SpA, οι οποίες συμμετέχουν σε πλήθος επί μέρους ετερόρρυθμων εταιρειών (ελληνικών νομικών προσώπων), που δραστηριοποιούνται στον εξεταζόμενο κλάδο.

Στον πίνακα που ακολουθεί, παρουσιάζεται, ενδεικτικά, η εξέλιξη των πωλήσεων ορισμένων επιχειρήσεων του κλάδου που είχαν πραγματοποιήσει πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, και οι οποίες υποχρεούνται στη δημοσίευση των ισολογισμών τους.

Όπως προκύπτει, οι συνολικές πωλήσεις των συγκεκριμένων εταιρειών παρουσίασαν μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης 19,2% την περίοδο 2003-2007, γεγονός

που καταδεικνύει ότι ο κλάδος βρίσκεται σε στάδιο δυναμικής ανάπτυξης. Οι συνολικές πωλήσεις για το 2007 ανήλθαν σε €117,8 εκ.. Δραστική αύξηση πωλήσεων εμφανίζει κατά το 2007 η εταιρεία ΔΕΗ Ανανεώσιμες Α.Ε. (ουσιαστικά αρχικό έτος δραστηριοποίησης). Αξιοσημείωτη αύξηση σε απόλυτες τιμές εμφανίζει η Ζέφυρος Ε.Π.Ε. (€3,3 εκατ.), η Τέρνα Ενεργειακή Έβρου Α.Ε. (€2,2 εκατ.) και η Αιολική Παναχαϊκού Α.Ε. (€2,2 εκατ.).

Επωνυμία	2003	2004	2005	2006	2007
ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	0	10.000	0	9.000	12.003.822
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Β.Ε.Ε.	10.466.094	9.527.000	10.034.000	11.430.000	11.671.000
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗ ΙΙ Α.Β.Ε.Ε.	0	702.000	7.622.000	7.771.000	7.371.000
ΒΙΟΑΕΡΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΝΩ ΛΙΟΣΙΑ Α.Ε. (1)	6.364.280	5.484.665	6.165.724	6.007.426	6.920.205
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΥΒΟΙΑ Α.Β.&Ε.Ε.	6.790.835	6.513.000	6.582.000	6.954.000	6.782.000
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗ Α.Β.Ε.Ε.	1.771.474	5.749.000	5.958.000	6.357.000	6.010.000
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	3.762.196	5.700.121	5.388.939	5.815.674	5.709.517
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΝΑΧΑΪΚΟΥ Α.Ε.	0	0	0	3.482.880	5.673.847
ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	2.696.071	3.872.904	5.024.869	5.265.937	5.080.242
ΖΕΦΥΡΟΣ Ε.Π.Ε.	1.081.913	787.058	874.754	920.063	4.280.172
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΕΒΡΟΥ Α.Ε.		0	0	1.932.000	4.124.000
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΖΑΡΑΚΕΣ Α.Β.&Ε.Ε.	3.919.765	3.854.000	3.808.000	4.086.000	3.850.000
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΣΕΡΒΟΥΝΙΟΥ Α.Ε.		0	2.063.000	4.183.000	3.774.000
ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Τ.Ε.&Β.Ε.	1.677.538	1.551.126	1.222.102	1.679.577	3.165.394
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΡΥΩΝ Α.Ε.	2.566.155	2.437.394	2.559.244	2.620.276	2.660.500
ΠΟΛΥΠΟΤΑΜΟΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ Α.Ε.	2.493.125	2.086.975	2.210.237	2.361.243	2.618.762
ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΤΕΧΝΟΔΟΜΙΚΗ ΑΝΕΜΟΣ Α.Ε.	0	0	567.301	2.161.491	2.465.224
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΑΧΛΑΔΙΩΝ Α.Ε.	2.233.238	2.145.355	2.168.299	2.240.088	2.277.731
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΥΚΛΑΔΩΝ - ΜΠΟΥΡΛΑΡΙ Α.Β.&Ε.Ε.	2.318.817	1.850.914	2.024.890	2.145.623	2.185.436
ENERGI Ε2 ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Ε.	1.628.818	1.645.054	1.841.847	2.029.773	2.046.776
ΓΚΑΜΕΣΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	542.250	974.395	4.145.590	3.061.470	1.730.976
ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ - ΡΟΚΑΣ Α.Β.&Ε.Ε.	1.646.685	1.422.000	1.433.000	1.442.000	1.479.000
ΤΕΡΠΑΝΔΡΟΣ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ Α.Ε.	778.724	1.227.166	1.252.929	1.447.638	1.392.246
WRE ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	768.435	935.003	1.136.399	1.256.752	1.253.395
ΙWECO ΧΩΝΟΣ ΛΑΣΙΘΙΟΥ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.&Β.Ε.	0	0	0	923.000	1.247.000
ΑΝΕΜΟΕΣΣΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ Α.Ε.	1.201.793	1.187.262	1.206.028	1.223.087	1.240.209
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΜΟΪΡΩΝ Α.Ε.		0	0	76.543	1.205.160
ΙWECO ΜΕΓΑΛΗ ΒΡΥΣΗ ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ Α.Ε.Β.Ε.	1.163.294	1.033.786	1.115.907	1.229.008	1.172.399
ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΝΤΙΣΣΑΣ Α.Ε.	508.665	861.473	979.101	1.146.493	1.126.455
ΠΙΝΔΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	430.770	473.994	401.575	433.954	947.038
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΡΗΤΗ Α.Ε.	0	781.000	828.000	1.062.000	901.000
ΝΑΝΚΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑ Α.Β.Ε.Τ.Ε.	0	0	136.431	1.121.784	691.639
VECTOR ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΕΛΛΑΔΑΣ Α.Ε.	414.399	429.474	714.417	796.516	665.222
ΕΒΡΟΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	0	183.963	531.613	575.426	533.207
ΜΕΛΤΕΜΙ - ΚΑΣΤΡΙ Α.Β.Ε.&Τ.Ε.	547.831	319.000	466.000	433.424	456.376
ΥΔΩΡ ΚΑΤΑΣΚΕΥΑΣΤΙΚΗ Α.Ε.	0	425.387	699.302	807.012	451.760
ΕΝΤΕΚΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ Α.Ε.	328.545	297.405	295.368	329.423	329.284
ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΑΡΠΑΣΤΩΝΙΟΥ Α.Ε.	287.635	210.659	282.233	271.769	296.093
Σύνολο	58.389.345	64.678.533	81.739.099	97.089.350	117.788.087

Μ.Δ.: Μη Διαθέσιμα Στοιχεία
Αξία σε €

Σημειώσεις:

Στις περιπτώσεις όπου εμφανίζονται μηδενικές πωλήσεις, οι εταιρείες δεν εμφάνισαν πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας το αντίστοιχο διάστημα.

1. Οι πωλήσεις για το 2003 αφορούν τη χρονική περίοδο 01/05/2002-30/06/2003. Για τα έτη 2004-2007, οι πωλήσεις αφορούν τη χρονική περίοδο 1/7 κάθε έτους έως 30/6 του επομένου.

Πηγή: ICAP-Δημοσιευμένοι Ισολογισμοί

Ο πίνακας 3.1.3.α παρουσιάζει τα εκτιμώμενα μερίδια αγοράς ορισμένων επιχειρήσεων βάσει της εγκατεστημένης ισχύος, για μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.

Πίνακας 3.1.3.α Μερίδια Αγοράς βάσει Εγκατεστημένης Ισχύος (2007)

Εταιρεία	Μερίδιο
ΟΜΙΛΟΣ Χ. ΡΟΚΑΣ ΑΒΕΕ	18% - 19%
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Β.Ε.Τ.Ε. (ΟΜΙΛΟΣ ΤΕΡΝΑ)	11% - 12%
ENEL SpA	8% - 9%
ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	8% - 9%
ΟΜΙΛΟΣ ΕΛΛΑΚΤΩΡ Α.Ε.	5% - 6%
ΟΜΙΛΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΩΝ ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΥ	4% - 5%
ΑΚΣΙΟΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	4% - 5%
ΕΝΒΙΤΕC Α.Ε.	3% - 4%
ΓΚΑΜΕΣΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	1,5% - 2%
ΠΟΛΥΠΟΤΑΜΟΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ Α.Ε.	1% - 1,5%
ΠΛΑΣΤΙΚΑ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	~1%
ΛΟΙΠΕΣ ΕΤΑΙΡΕΙΕΣ	~26%
Σύνολο	100%

Πηγή: Εκτιμήσεις αγοράς ICAP

Ο πίνακας 3.1.3.β παρουσιάζει τα μερίδια αγοράς βάσει των πωλήσεων ηλεκτρικής ενέργειας (οι συνολικές πωλήσεις Η/Ε από ΑΠΕ εκτιμώνται σε €135,7 εκατ.) για μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.

Πίνακας 3.1.3.β Μερίδια Αγοράς βάσει Πωλήσεων Ηλεκτρικής Ενέργειας (2007)

Εταιρεία	Μερίδιο
ΟΜΙΛΟΣ Χ. ΡΟΚΑΣ ΑΒΕΕ	22% - 23%
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε. (ΟΜΙΛΟΣ ΤΕΡΝΑ)	14,5 - 15%
ΟΜΙΛΟΣ ΕΛΛΑΚΤΩΡ Α.Ε.	8,5% - 9,5%
ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	8% - 9%
ΟΜΙΛΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΩΝ ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΥ	8% - 9%
ΕΝΒΙΤΕC Α.Ε.	~4%
ΠΛΑΣΤΙΚΑ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	2% - 3%
ΠΟΛΥΠΟΤΑΜΟΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ Α.Ε.	~2%
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΥΚΛΑΔΩΝ - ΜΠΟΥΡΛΑΡΙ Α.Β.&Ε.Ε	1,5% - 2%
ΑΚΣΙΟΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	1,5% - 2%
ΓΚΑΜΕΣΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	1% - 1,5%
ΛΟΙΠΕΣ ΕΤΑΙΡΕΙΕΣ	~20%
Σύνολο	100%

Πηγή: Εκτιμήσεις αγοράς ICAP

Η ελληνική αγορά Η/Ε από αιολικά πάρκα χαρακτηρίζεται, στην παρούσα φάση, από σχετικά χαμηλά μεγέθη σε σύγκριση με άλλες χώρες, είναι δε μία αγορά στην οποία

δραστηριοποιείται σημαντικός αριθμός επιχειρήσεων, από τον κατασκευαστικό τομέα, αλλά και τον ενεργειακό κλάδο. Στο συγκεκριμένο κλάδο δεν υφίσταται ανταγωνισμός τιμών, δεδομένου ότι αυτές είναι σταθερές και καθορισμένες από το ισχύον θεσμικό πλαίσιο και κοινές για όλες τις μονάδες παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ. Ωστόσο εμφανίζονται φαινόμενα ανταγωνισμού μεταξύ των επιχειρήσεων σε άλλο επίπεδο, καθώς η πλειοψηφία των επιχειρήσεων (ομίλων), επιδίδεται σε αγώνα απόκτησης αδειών παραγωγής και εκμετάλλευσης ΑΠΕ, με σκοπό τη διατήρηση και την αύξηση του ενεργειακού δυναμικού τους.

3.1.4 Προμηθευτές

Στην περίπτωση των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά πάρκα, η διαπραγματευτική δύναμη των προμηθευτών συστημάτων εκμετάλλευσης ενέργειας, ποικίλλει ανάλογα με το ενεργειακό χαρτοφυλάκιο και την έκταση των παραγγελιών που πραγματοποιούν. Στην περίπτωση των αντιπροσώπων/εισαγωγέων (εταιρείες εμπορίας συστημάτων εκμετάλλευσης ΑΠΕ) έναντι των προμηθευτών τους, η διαπραγματευτική δύναμη των επιχειρήσεων εξαρτάται άμεσα από τη θέση που κατέχουν στην ελληνική αγορά (μερίδιο), καθώς και από το βαθμό αποκλειστικότητας στη συνεργασία με το συγκεκριμένο προμηθευτή. Τα μικρά μεγέθη της ελληνικής αγοράς Η/Ε από αιολικά πάρκα δεν δίνουν, ακόμα, σημαντικό διαπραγματευτικό πλεονέκτημα, ούτε στους παραγωγούς Η/Ε, ούτε στους εγχώριους εισαγωγείς, έναντι των προμηθευτών έτοιμων συστημάτων του εξωτερικού. Όμως, σύμφωνα με παράγοντες του κλάδου, εκτιμάται ότι, σύντομα η κατάσταση θα διαφοροποιηθεί, καθώς η Ελλάδα (λόγω κλιματολογικών συνθηκών) θεωρείται ανερχόμενη ενεργειακή δύναμη.

3.2 Γενικά Χαρακτηριστικά του Κλάδου

Ένα χαρακτηριστικό του κλάδου είναι ότι η κάθε επί μέρους μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ αποτελεί ένα αυτόνομο νομικό πρόσωπο, το οποίο αποτελεί θυγατρική εταιρεία του εκάστοτε επιχειρηματικού φορέα που δραστηριοποιείται σε επίπεδο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.

Επίσης, στοιχείο που χαρακτηρίζει τον κλάδο και πρέπει να επισημανθεί, είναι ότι, σε αυτό το στάδιο ανάπτυξης, ένα σχετικά μικρό ποσοστό των αδειών παραγωγής (αντιστοίχων προς συνολική υπό εγκατάσταση ισχύ άνω των 6.000 MW, υψηλότερη του στόχου που έχει τεθεί για το 2010), έχει φτάσει στο στάδιο λειτουργίας, με τη

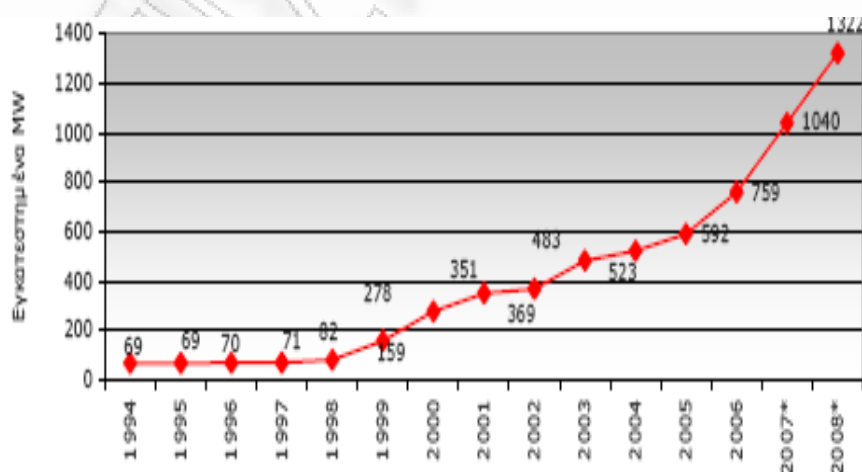
συνολική εγκατεστημένη ισχύ των σχετικών έργων να διαμορφώνεται κατά το 2007 στα 1.040 MW, από 759 MW το 2006 (αύξηση περίπου 37%).

3.3 Ανάλυση της Εγχώριας Αγοράς

Όπως προαναφέρθηκε, η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ εγκαινιάστηκε με τον Ν. 1559/1985, βάσει του οποίου είχαμε την δραστηριοποίηση κυρίως της ΔΕΗ (με την εγκατάσταση 24 MW) και με τους ΟΤΑ να περιορίζονται στο χαμηλό επίπεδο των 3 MW (μέχρι το 1995), ενώ ο ιδιωτικός τομέας σε αυτά τα αρχικά στάδια ανάπτυξης της αγοράς δεν συμμετείχε ουσιαστικά.

Η εμπλοκή των κατασκευαστικών εταιρειών στην ανέγερση των συγκεκριμένων έργων προσέφερε την απόκτηση της αναγκαίας τεχνογνωσίας και, σε συνδυασμό με τη μεταγενέστερη κρατική χρηματοοικονομική υποστήριξη των ΑΠΕ, τόσο σε επίπεδο κόστους εγκατάστασης όσο και τιμών πώλησης, είχε ως αποτέλεσμα οι εν λόγω εταιρείες να διευρύνουν τις δραστηριότητές τους και να υλοποιήσουν την επιχειρηματική τους διεξόδου στον κλάδο, με συνέπεια να αποτελούν πλέον, τον κύριο άξονα ανάπτυξης της αγοράς αυτής.

Το διάγραμμα 3.3.1.α παρουσιάζει την διαχρονική ανάπτυξη της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ.



* αφορά και σταθμούς που τελούν σε δοκιμαστική λειτουργία

Πηγή: 4η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διεξόδου της Ανανεώσιμης Ενέργειας το Έτος 2010

Διάγραμμα 3.3.1.α Διαχρονική Εξέλιξη Εγκατεστημένης Ισχύος ΑΠΕ (1994-2008)

3.3.1 Μέγεθος της Εγχώριας Αγοράς

Ο πίνακας 3.3.1.α παρουσιάζει τις πηγές ενέργειας από τις οποίες παράχθηκε η ηλεκτρική ενέργεια τα έτη 2006 και 2007. Σημειώνεται ότι οι πληροφορίες που παρουσιάζονται αποτελούν επεξεργασμένα στοιχεία από το Διαχειριστή Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ) και αφορούν το Διασυνδεδεμένο Σύστημα.

Πίνακας 3.3.1.α Συμμετοχή Διαφόρων Πηγών Ενέργειας στην Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας (2006 & 2007)

	2006	2007
Παραχθείσα Η/Ε	54,2 TWh	56,3 TWh
Λιγνίτης	53,8%	55,1%
Πετρέλαιο	6,1%	5,7%
Φυσικό Αέριο	18,8%	23,7%
Υδροηλεκτρικά	11,5%	5,5%
ΑΠΕ	2,1%	2,3%
Εισαγωγές/ Εξαγωγές	7,8%	7,7%

Πηγή: ΔΕΣΜΗΕ (Διασυνδεδεμένο Σύστημα)

Η αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ σε ότι αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ήταν οριακή, καθώς φαίνεται να ενισχύεται κατά 0,2% σε μια χρονική περίοδο 12 μηνών.

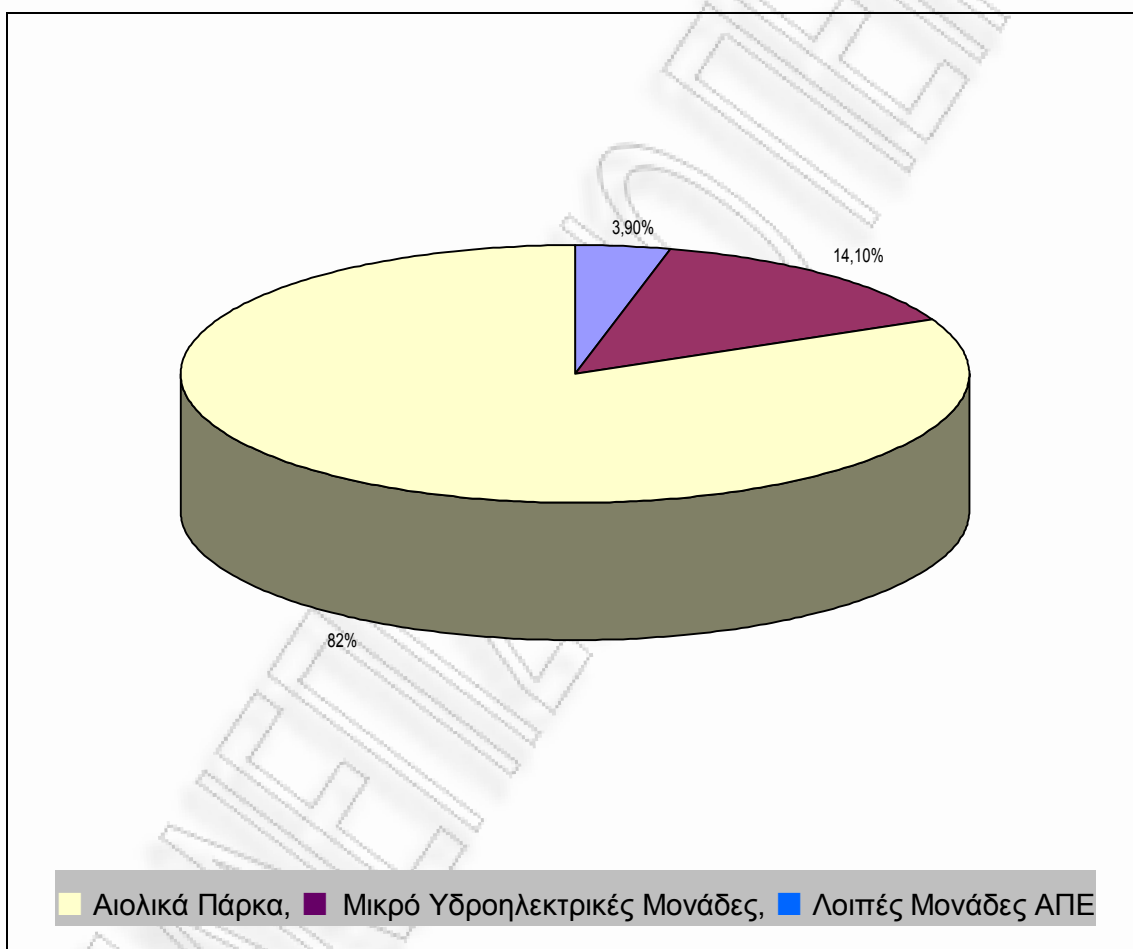
Πίνακας 3.3.1.β Εγκατεστημένη Ισχύς Μονάδων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ σε MW (2001 – 2007)

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ ΑΠΕ	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Υδροηλεκτρικά (<10 MW)	60	62	69	79	89	108	147,1
Αιολικά	270	287	371	472	491	745	853,2
Φωτοβολταϊκά	-	-	-	0,7	0,8	0,8	1,3
Βιομάζα	22	22	22	22	25	24	38,7
ΣΥΝΟΛΟ	352	371	462	573,7	605,8	877,8	1.040,3

Πηγή: 4^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διεξόδου της Ανανεώσιμης Ενέργειας το Έτος 2010

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ μέχρι το τέλος του 2007 ανερχόταν σε 1.040 MW, παρουσιάζοντας μέσο ετήσιο ρυθμό μεταβολής 20,8% την περίοδο 2000-2007 (ίδτετε πίνακα 3.3.1.β).

Το διάγραμμα 3.3.1.β παρουσιάζει τη σύνθεση της προαναφερθείσας εγκατεστημένης ισχύος σε σχέση με τις διάφορες ΑΠΕ, από όπου προκύπτει η κυριαρχία των αιολικών πάρκων (ποσοστό 82%) σε σχέση με τις άλλες μορφές. Μέχρι το Μάρτιο του 2008, στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς λειτουργούσαν 680 ανεμογεννήτριες 10 κατασκευαστών, ενώ η συνολική εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων που βρίσκονται σε λειτουργία και έχουν σύμβαση αγοραπωλησίας με το ΔΕΣΜΗΕ ανέρχεται σε 675,6 MW. Περαιτέρω, η εγκατεστημένη ισχύς των μικρών υδροηλεκτρικών που έχουν σύμβαση με το ΔΕΣΜΗΕ ανερχόταν σε 129 MW, ενώ των σταθμών βιοκαυσίμων σε 27,9 MW.



Πηγή: 4^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διεύθυνσης της ΑΠΕ το έτος 2010

Διάγραμμα 3.3.1.β Συμμετοχή των Διάφορων Μορφών στην Παραγωγή Η/Ε από ΑΠΕ (2007)

Στον τομέα των εναλλακτικών μορφών ενέργειας, η ΔΕΗ έχει θέσει σε λειτουργία 24 αιολικά πάρκα, με 156 συνολικά εγκατεστημένες ανεμογεννήτριες, ενώ διαθέτει και πέντε υπό κατασκευή αιολικά πάρκα.

Ο πίνακας 3.3.1.γ παρουσιάζει τα Αιολικά Πάρκα που έχουν κατασκευασθεί για λογαριασμό της ΔΕΗ μέχρι σήμερα και συγκεκριμένα, την τοποθεσία τους, τον αριθμό των ανεμογεννητριών σε κάθε πάρκο, την εγκατεστημένη ισχύ ανά ανεμογεννήτρια και συνολικά, τον κατασκευαστή και την ημερομηνία σύνδεσης με το δίκτυο της ΔΕΗ. Ο πίνακας 3.3.1.δ παρουσιάζει τα Αιολικά Πάρκα ιδιωτών που βρίσκονται σε λειτουργία. Ο πίνακας 3.3.1.ε παρουσιάζει την εγκαταστημένη ισχύ των έργων ΑΠΕ και τη γεωγραφική κατανομή αυτών, σύμφωνα με τα πλέον πρόσφατα στοιχεία.

Βάσει στοιχείων από τους διαχειριστές του συστήματος, η παραγωγή Η/Ε από ΑΠΕ το 2007 διαμορφώθηκε σε 179 GWh. Οι συνολικές πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ εκτιμώνται την τελευταία τριετία ως εξής:

2005: €125,6 εκατ.

2006: €140,1 εκατ.

2007: €135,7 εκατ.

Πίνακας 3.3.1.γ Αιολικά Πάρκα Δ.Ε.Η.

Νησί	Τοποθεσία	Αριθμός Ανεμογεννητριών	Εγκατεστημένη Ισχύς		Κατασκευαστής	Σύνδεση με Δίκτυο
			Ανά Ανεμογεννήτρια (Kw)	Συνολικά (Mw)		
Άνδρος	Καλιβάρι	7	225	1,575	VESTAS	Ιουλ.-92
Σάμος	Πυθανόρειο	9	225	2,025	VESTAS	Αυγ.-92
Χίος	Μελανιός	11	225	2,475	VESTAS	Δεκ.-92
Ψαρά	Άγιος Ηλίας	9	225	2,025	VESTAS	Δεκ.-92
Κρήτη	Μονή Τοπλού	17	300	5,100	HMZ	Φεβ.-92
Εύβοια	Μαρμάρι	17	300	5,100	HMZ	Δεκ.-92
Σαμοθράκη	Ακρωτήρι	4	55	0,220	WINDMATIC-EAB	Νοε.-90
Ίκαρία	Περδίκι	7	55	0,385	WINDMATIC-EAB	Αυγ.-91
Κάρπαθος	Άγιος Ιωάννης	5	55	0,275	WINDMATIC-EAB	Οκτ.-91
Λήμνος	Βίγλα	7	100	0,700	WINDMATIC-EAB	Ιουλ. 92
Λήμνος	Βουνάρος	8	55	0,440	WINDMATIC-EAB	Ιουλ.-92
Σάμος	Μαραθόκαμπος	9	100	0,900	WINDMATIC-EAB	Ιουλ.-91
Χίος	Ποταμιά	10	100	1,000	WINDMATIC-EAB	Δεκ.-92
Κύθνος	Μύλοι	5	33	0,165	AEROMAN	Αυγ.-90
Σκύρος	Άσπους	1	140	0,140	ΔΕΗ/ΕΜΠ	Νοε.-92
Κρήτη	Μονή Τοπλού	1	500	0,500	TACKE	Δεκ.-93
Κρήτη	Μονή Τοπλού	1	500	0,500	TACKE	Δεκ.-93
Κρήτη	Μονή Τοπλού	1	500	0,500	NORDTANK	Απρ.-95
Κύθνος	Χώρα	1	500	0,500	VESTAS	Ιουλ.-98
Λέσβος	Σίγρι	8	225	2,025	VESTAS	Οκτ.-99
Κρήτη	Ξηρολίμνη Σητεία	17	600	10,200	NEG-MICON	Ιουν.- 00
Σκύρος	Ασπούς	1	100	-	Ε.Μ.Π./ΔΕΗ	Ιουλ.-01
Κω-Λέρος				4,200		
Λαύριο	Αγία Μαρίνα			0,500		
Υπό Κατασκευή						
Βοιωτία	Οινόφυτα	-	-	18,600	-	-
Λέσβος	Σκαλοχώρι	-	-	1,300	-	-
Πάρος	Καμάρες	-	-	1,500	-	-
Ρόδος	Κατταβιά	-	-	2,600	-	-
Σίφνος	Τραγουδιστής	-	-	0,600	-	-

Πηγή: Δ.Ε.Η.

Πίνακας 3.3.1.δ Αιολικά Πάρκα Ιδιωτών (σε λειτουργία)

Εταιρεία	Ισχύς (MW)	Θέση	Νομός
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	11,250	Σωρός Αλεξανδρούπολης	Έβρου
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΕΒΡΟΥ Α.Ε.	34,200	Μυτούλα-Κεφάλι Δ. Αλεξανδρούπολης	Έβρου
ΕΒΡΟΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	3,000	Ραχούλα Πλάκας Δ.Αλεξανδρούπολης	Έβρου
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗ Α.Ε.	31,200	Θάλεια-Γεράκι-Κέρβερος-Πελλάσσης Κ.Κέχρου	Ροδόπης
ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	14,250	Γεράκι Κ.Κέχρου	Ροδόπης
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	19,500	Άσπρη Πέτρα Κέχρου	Ροδόπης
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗ ΙΙ Α.Β.Ε.Ε.	40,300	Πατριάρχης-Δ.Κέχρου	Ροδόπης
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΣΕΡΒΟΥΝΙΟΥ ΑΕ	26,000	Δίδυμος Λόφος-Δίχαλο Δ.Ορφείως Κ.Κέχρου	Ροδόπης
ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	6,750	Μοναστήρι Κ.Κέχρου	Ροδόπης
ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	10,800	Μοναστήρι Κ.Κέχρου	Ροδόπης
ΑΙΟΛΙΚΗ ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟΥ Α.Ε.	17,000	Κορυφή Δ.Σιδηροκάστρου	Σερρών
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΛΟΓΟΡΑΧΗΣ ΑΕ	17,000	Αλογοράχη Δ.Ανάβρας	Μαγνησίας
ΤΕΤΡΑΠΟΛΙΣ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ Α.Ε.	13,600	Ξερόλιμνο-Μοναλάτη Διλινάτων Δ.Αργοστολίου	Κεφ/νίας
ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	30,000	Ημεροβίγλι Δ.Αργοστολίου & Πυλαρέων	Κεφ/νίας
ΑΙΟΛΙΑ - ΣΥΜΒΟΥΛΟΙ ΜΗΧΑΝΙΚΟΙ Α.Ε.	2,000	Πάνω Βρύση Δ.Φαρρών	Αχαΐας
ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΝΑΧΑΪΚΟΥ Α.Ε.	34,850	Τρανή Ρίζα-Βρωμονέρι-Σκαντζογέρι Δ.Ρίου	Αχαΐας
ΚΑΠΕ	0,105	Κιάφα-Πράρι Δ.Κερατέας	Αττικής
ΚΑΠΕ	3,010	Βράχος Σταυραετού Δήμος Κερατέας	Αττικής
ΑΙΓΑΙΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΣΤΑΥΡΟΣ ΕΛΙΚΩΝΟΣ ΑΕ	0,600	Σταυρός όρους Ελικώνα Δ.Κορώνειας	Βοιωτίας
ΑΙΓΑΙΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΜΕΠΕ & ΣΙΑ ΟΕ	0,600	Παλαιοβούνα Ελικώνας Αγ.Αννας	Βοιωτίας
ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΥ Α.Ε.	24,000	Περδικοβούνι Ελικώνα Δ.Κορώνειας	Βοιωτίας
ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΥ Α.Ε.	12,000	Καλύβα-Τούμπα Δ.Κορώνειας	Βοιωτίας
ΒΟΡΕΑΣ Α.Ε.	2,550	Ασπροχώματα Δήμου Διστόμου	Βοιωτίας
ΜΕΛΤΕΜΙ ΚΑΣΤΡΙ ΑΒΕΤΕ	5,000	Καστρί Πλατανιστού	Ευβοίας
VECTOR ΑΙΟΛ.ΠΑΡΚΑ ΑΕ	0,780	Παλιά Καλύβια Μαρμαρίου	Ευβοίας
ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΤΕΒΕ	7,400	Ηλιόλουστη Στουπαιών	Ευβοίας
WRE HELLAS ΑΕ	3,600	Πρ.Ηλίας Αλεξίου /Πρ.Ηλίας-Λογοθέτη Στουπαιών	Ευβοίας
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ	11,220	Τσιόκα-Πρινιά-Πρ.Ηλίας-Πυργάρι Αργυρού	Ευβοίας
ENERGY Ε2 ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΑΡΥΣΤΙΑΣ ΜΟΝΟΠΡ. ΕΠΕ ^Α	1,800	Καρπαστών Καλυβίων	Ευβοίας
ΖΕΦΥΡΟΣ ΕΠΕ	1,800	Μπούραρι Παραδεισίου	Ευβοίας
ΠΟΛΥΠΟΤΑΜΟΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΕ	12,000	Γκέρκι-Πυργάρι Πολυποτάμου	Ευβοίας
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΒΕΕ	12,600	Άγιος Βασίλειος Αντιάς	Ευβοίας
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΒΕΕ	11,400	Τσούκα Κομήτου	Ευβοίας
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΥΒΟΙΑ ΑΒΕΕ	24,000	Μακρυράχη Μεσχωρίου	Ευβοίας
ΕΝ.ΤΕ.ΚΑ ΑΙΟΛ. ΠΑΡΚΑ ΑΕ	1,500	Πυργολύση Πολυποτάμου Νέα Στύρα	Ευβοίας
ΑΙΟΛ.ΠΑΡΚΑ ΚΥΚΛΑΔΩΝ ΑΕ	7,800	Μπούραρι-Σπάτα Κατσαρωνίου	Ευβοίας
ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΑΡΠΑΖΩΝΙΟΥ ΑΕ	1,200	Καλινούσιζα Γκούρι-Μάδι-Καρπ.Καλυβίων	Ευβοίας
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΥΒΟΙΑ ΑΒΕΕ	11,400	Μαυρομυχήλη-Μυριά Μεσχωριών Δ.Στουπαιών	Ευβοίας
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΒΕΕ	14,400	Γαθούμενο-Βραχάκι Ζαράκων	Ευβοίας
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΖΑΡΑΚΕΣ ΑΒΕΕ	9,000	Σκοπιές Ζαράκων	Ευβοίας
ENERGI Ε2 ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΑΡΥΣΤΙΑΣ ΜΟΝΟΠΡ. ΕΠΕ	4,200	Προφ.Ηλίας Στουπαιών Δ.Μαρμαρίου	Ευβοίας
ENERGI Ε2 ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΑΡΥΣΤΙΑΣ ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ ΕΠΕ	3,600	Κομιά Παραδεισίου Δ.Μαρμαρίου	Ευβοίας
ΖΕΦΥΡΟΣ ΕΠΕ	1,200	Μαυραντών Κατσαρωνίου Δ.Μαρμαρίου	Ευβοίας
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΔΙΚΤΥΟ ΕΠΕ	0,400	Αμομύλι Μεσχωρίου Δ.Στουπαιών	Ευβοίας
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΕ	12,000	Τσούκα-Τσουγκάρι Ζαράκων	Ευβοίας
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ	10,200	Τσιλικόκα Πρασίνου	Ευβοίας
ENERGI Ε2 ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Ε.	9,000	Τούρλα Μελισσώνα	Ευβοίας
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΥΡΓΑΡΙΟΥ ΕΥΒΟΙΑΣ Α.Ε.	5,400	Πυργάρι Δ.Δυσίων	Ευβοίας
ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΝΤΡΟ Α.Ε.& ΣΙΑ ΖΑΡΑΚΕΣ 1 Ε.Ε.	2,500	Παραλία Ζάρακες Δ.Δυσίων	Ευβοίας
ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΒΕΕ	12,600	Άσπρη Ρόχη-Μισχωρία Κ Κοφινέως	Ευβοίας
ΑΙΟΛΙΚΗ ΔΙΔΥΜΩΝ ΑΕ	36,000	ΜΑΛΑΒΡΙΑ ΔΙΔΥΜΩΝ Δ.ΕΡΜΙΟΝΙΔΑΣ	Αργολίδας
ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΑΡΥΣΤΟΥ Α.Ε.	38,000	Προφήτης Ηλίας Κ.Αχλαδοκάμπου	Αργολίδας
ΑΡΚΑΔΙΚΑ ΜΕΛΤΕΜΙΑ ΑΕ	30,000	Ασπροβούνι-Ανω Σπλ.Βλαχοκερασιάς	Αρκαδίας
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΑΡΚΑΔΙΑΣ ΑΕ	10,000	Αγριοκερασιά Βλαχοκερασιάς	Αρκαδίας

Πηγή: ΔΕΣΜΗΕ

Πίνακας 3.3.1.ε Γεωγραφική Κατανομή Εγκαταστημένης Ισχύος ΑΠΕ σε MW (Ιανουάριος 2008)

Περιφέρεια	Αιολικά	Μικρά Υδροηλεκτρικά	Φωτοβολταϊκά	Βιομάζα
Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης	196,7	2,9	-	-
Αττικής	3,1	0,9	0,1	29,6
Δυτικής Ελλάδος	58,1	24,3	-	-
Κεντρικής Μακεδονίας	17,0	34,0	0,4	8,4
Ιονίων Νήσων	40,2	-	-	-
Θεσσαλίας	17,0	11,4	-	0,4
Πελοποννήσου	119,8	2,0	-	-
Στερεάς Ελλάδος	204,3	24,6	-	-
Βορείου Αιγαίου	29,9	-	-	-
Ηπείρου	-	45,7	-	-
Κρήτης	129,5	1,0	0,8	0,4
Νοτίου Αιγαίου	37,6	-	-	-
Σύνολα	853,2	147,1	1,3	38,7

Πηγή: 4^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διεξόδοσης της Ανανεώσιμης Ενέργειας το Έτος 2010

3.3.2 Σύνολο Παραγωγής και Ισοζυγίου Εισαγωγών - Εξαγωγών

Πίνακας 3.3.2.α Σύνολο Παραγωγής και Ισοζυγίου Εισαγωγών - Εξαγωγών

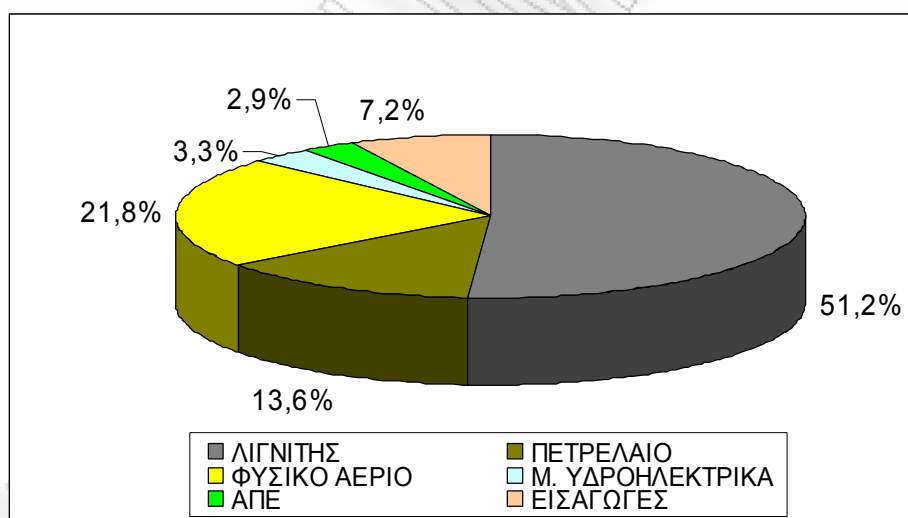
	2004		2005		2006		2007	
	MWH	ΠΟΣΟΣΤΟ (%)	MWH	ΠΟΣΟΣΤΟ (%)	MWH	ΠΟΣΟΣΤΟ (%)	MWH	ΠΟΣΟΣΤΟ (%)
ΛΙΓΝΙΤΗΣ	32.491.449	58,40%	32.056.619	55,70%	29.165.171	49,60%	31.092.884	51,20%
ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	7.134.965	12,80%	7.915.036	13,80%	8.104.041	13,80%	8.256.598	13,60%
ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	8.037.615	14,40%	7.944.623	13,80%	10.169.096	17,30%	13.211.449	21,80%
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ	4.158.925	7,50%	4.573.747	8,00%	5.619.663	9,60%	2.020.771	3,30%
ΑΠΕ	1.037.824	1,90%	1.234.888	2,10%	1.529.944	2,60%	1.780.214	2,90%
ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ	2.820.579	5,10%	3.780.910	6,60%	4.202.388	7,10%	4.354.191	7,20%
ΣΥΝΟΛΟ	55.681.357	100%	57.505.823	100%	58.790.303	100%	60.716.107	100%

ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ: ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ - ΑΝΤΛΗΣΗ
ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ: ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ - ΕΞΑΓΩΓΩΝ

Το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά είναι, περίπου, 9% του συνόλου της χώρας, ετησίως.

	100% = 56 TWh	57,5	58,8	60,7	Μέση Ετήσια Μεταβολή (%)
Εισαγωγές	5,1	6,6	7,1	7,2	16
ΑΠΕ	7,5	8,0	9,6	3,3	20
Υδροηλεκτρικά	14,4	13,8	17,3	21,8	-21
Φυσικό Αέριο	12,8	13,8	13,8	13,6	18
Πετρέλαιο					5
Λιγνίτης	58,4	55,7	49,6	51,2	-2
	2004	2005	2006	2007	

Διάγραμμα 3.3.2.α Συμμετοχή των Διαφόρων Μορφών Ενέργειας στο Σύνολο Παραγωγής και Ισοζυγίου Εισαγωγών - Εξαγωγών



Διάγραμμα 3.3.2.β Ποσοστιαία Συμμετοχή των Διαφόρων Μορφών Ενέργειας στο Σύνολο Παραγωγής και Ισοζυγίου

**Πίνακας 3.3.2.β Εξέλιξη Εγκατεστημένης Ισχύος ΑΠΕ
(Διασυνδεδεμένο Σύστημα & Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά)**

		ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)				
		2004	2005	2006	2007	Μ.Ε.Μ. (%)
ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ	480,39	575,09	749,27	853,62	21%
	ΒΙΟΜΑΖΑ	20,54	20,54	37,58	37,57	22%
	ΜΙΚΡΑ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ	43,26	48,16	73,68	95,5	30%
	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ	0,34	0,51	0,68	0,74	30%
	ΣΥΝΟΛΟ	544,53	644,3	861,21	987,43	22%

Εθνικός στόχος για συμμετοχή ΑΠΕ

Σύμφωνα με την Οδηγία **77/2001**, θα πρέπει η συμμετοχή των ΑΠΕ στη συνολικά καταναλισκόμενη ηλεκτρική ενέργεια στην Ε.Ε. το **2010** να είναι της τάξης του **12%**. Για την Ελλάδα το ποσοστό αυτό ορίστηκε σε **20,1%**.

Για το **2020**, προτείνονται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή δεσμευτικοί στόχοι γνωστοί ως «20-20-20»:

- 20% συμμετοχή των ΑΠΕ στο ευρωπαϊκό ενεργειακό ισοζύγιο (10% συμμετοχή των βιοκαυσίμων στις μεταφορές)
- 20% μείωση των εκπομπών αερίων του φαινομένου του θερμοκηπίου (ΑΦΘ) σε σχέση με το 1990
- 20% εξοικονόμηση ενέργειας

Ο στόχος συμμετοχής των ΑΠΕ στη συνολική κατανάλωση ενέργειας για την Ελλάδα εξειδικεύεται σε 18%, συνεπώς η συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή (ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας) εκτιμάται ότι πρέπει να κυμανθεί σε ποσοστό 30-35%

**Πίνακας 3.3.2.γ Εκτιμήσεις για την Επίτευξη του Στόχου για το 2010
(4η Εθνική Έκθεση για τις ΑΠΕ, ΥΠ.ΑΝ., Οκτώβριος 2007)**

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ	ΙΣΧΥΣ 2007 (MW)	ΙΣΧΥΣ - ΣΤΟΧΟΣ 2010 (MW)	ΣΥΜΒΟΛΗ ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ (2010)
ΑΙΟΛΙΚΑ	853	3648	10,70%
ΜΙΚΡΑ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ	95	364	1,50%
ΒΙΟΜΑΖΑ	38	103	1,10%
ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ	1	200	0,30%
ΓΕΩΘΕΡΜΙΑ	0	12	0,10%
ΜΕΓΑΛΑ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ	3016	3325	6,40%
ΣΥΝΟΛΟ	4003	7652	20,10%

Πολιτική και καθεστώς ενισχύσεων για την ανάπτυξη των ΑΠΕ:

- Καθορισμένες τιμές πώλησης της παραγόμενης ενέργειας, διαφοροποιούμενες στο ΔΣΜ και στα ΜΔΝ, καθώς και ανάλογα με την τεχνολογία και το μέγεθος του σταθμού.
- 10ετής σύμβαση αγοροπωλησίας μεταξύ Παραγωγού – Διαχειριστή, με δυνατότητα μονομερούς ανανέωσης, μετά από αίτηση του Παραγωγού για άλλα 10 έτη.
- Επιχορήγηση 30-40% της επένδυσης, ανάλογα με την τεχνολογία ΑΠΕ και έως 50% για τα έργα σύνδεσης.
- Εναρμόνιση με την Οδηγία 77/2001.
- Προτεραιότητα στην απορρόφηση της παραγόμενης ενέργειας σταθμών ΑΠΕ.
- Απαλλαγή παραγωγών ΑΠΕ από τέλη χρήσης Συστήματος ή Δικτύου.
- Πρόβλεψη συστήματος έκδοσης εγγυήσεων προέλευσης ΗΕ από ΑΠΕ.

3.4 Παράγοντες που Επηρεάζουν τη Ζήτηση

Ο κλάδος των ΑΠΕ, μετά την πετρελαϊκή κρίση της δεκαετίας του '70, έχει γνωρίσει αλματώδη εξέλιξη και ανάπτυξη. Η εποχή μας χαρακτηρίζεται ως η «εποχή της πληροφορικής» με την ηλεκτρική ενέργεια να αποτελεί την κινητήρια δύναμη αυτής. Η «εξάρτηση» του πολιτισμού μας από την ηλεκτρική ενέργεια γίνεται άμεσα αντιληπτή σε μια πιθανή διακοπή παροχής ηλεκτρικού ρεύματος. Αυτό που δεν γίνεται άμεσα αντιληπτό είναι ότι η ουσιαστική «εξάρτηση» δεν διαμορφώνεται σε επίπεδο ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά σε επίπεδο υδρογονανθράκων, καθώς αυτοί ικανοποιούν το 59% των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια σε παγκόσμιο επίπεδο.

Η ανάπτυξη των κλάδου των ΑΠΕ έρχεται, αρχικά, να περιορίσει την προαναφερόμενη εξάρτηση, με απώτερο στόχο την τελική «απεξάρτηση» του πολιτισμού μας από την «οικονομία των υδρογονανθράκων» και τη στήριξη της ανάπτυξης βάσει ενός νέου προσανατολισμού, που θα στηρίζεται σε ένα μεγάλο βαθμό στις ΑΠΕ. Η ιδιομορφία του κλάδου των ΑΠΕ είναι ότι η ανάγκη της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, βάσει της οποίας προσδιορίζεται και διαμορφώνεται ο κλάδος, εντοπίζεται σε επίπεδο κυβερνήσεων και διεθνών οργανισμών, ως μέρος μιας ευρύτερης ενεργειακής πολιτικής, και όχι σε επίπεδο τελικού καταναλωτή, λόγω του σχετικά υψηλού (φαινομενικά) κόστους, σε σχέση με άλλες συμβατικές πηγές ενέργειας. Η ελλιπής ανταγωνιστικότητα των ΑΠΕ σε επίπεδο τιμών θεωρείται σημαντική, δεδομένου ότι η ανάγκη αυτή χαρακτηρίζεται από χαμηλά επίπεδα διαφοροποίησης, ενώ το κύριο χαρακτηριστικό της εστιάζεται στο επίπεδο τιμών όπου αυτή ικανοποιείται.

Μόλις στο πρόσφατο παρελθόν, με την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Ν. 2773/1999), θεσμοθετήθηκε η επαναδραστηριοποίηση του ιδιωτικού τομέα στην εξεταζόμενη αγορά, με δραστηριότητες που κυρίως εστιάζονται σε επίπεδο παραγωγής.

Το επίπεδο ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ προσδιορίζεται, ως επί το πλείστον, από την εκάστοτε εθνική ενεργειακή πολιτική, ενώ διαμορφώνεται βάσει της ικανότητας του Διαχειριστή του Συστήματος να διαχειρισθεί τα χαμηλά επίπεδα διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, σε ότι αφορά την αποτελεσματική ενσωμάτωση αυτών στο Σύστημα Μεταφοράς.

A) Εθνική Ενεργειακή Πολιτική - Προτεραιότητες και Απαιτήσεις

Η ανάπτυξη του κλάδου των ΑΠΕ αποτελεί μια από τις κύριες προτεραιότητες της ενεργειακής πολιτικής, τόσο σε διεθνές (2001/77/EC-OJ L283/33, 27/10/2001), όσο και σε εθνικό επίπεδο (Ν.2941/2001, ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ "ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΙΚΟΤΗΤΑ" ΚΠΣ ΙΙΙ 2000- 2006).

Η πρόσφατη επανασύσταση του Συμβουλίου Εθνικής Ενεργειακής Στρατηγικής (Σ.Ε.Ε.Σ) αποτελεί απτή απόδειξη της ανάγκης που υφίσταται σε επίπεδο σχεδιασμού για υλοποίηση μιας μακροπρόθεσμης ενεργειακής πολιτικής, με απώτερο στόχο την αποτελεσματικότερη διαχείριση και ικανοποίηση των εθνικών ενεργειακών αναγκών. Η ενίσχυση των «καθαρών» μορφών ενέργειας και, ιδίως,

εκείνων που προέρχονται από ΑΠΕ, αποτελεί τον πέμπτο άξονα της υφιστάμενης ενεργειακής πολιτικής.

Η ζήτηση σε επίπεδο ΑΠΕ προσδιορίζεται βάσει της κοινοτικής οδηγίας 2001/77/ΕΚ "Για την προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας" (ΟJ L283/27.10.2001), βάσει της οποίας μέχρι το 2010 το 20,1% και μέχρι το 2020 το 29% της ακαθάριστης κατανάλωσης ενέργειας θα πρέπει να παράγεται από ΑΠΕ, περιλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων.

Βάσει εκτιμήσεων του 2005 η ακαθάριστη ανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2010 θα διαμορφωθεί περίπου σε 68 δισ. kWh από τις οποίες, βάσει των προαναφερθέντων, οι 13,7 δισ. kWh θα πρέπει να παράγονται από ΑΠΕ.

Ο πίνακας 3.4.1 παρουσιάζει τις απαιτήσεις σε εγκαταστημένη ισχύ από ΑΠΕ για το 2010, ώστε να έχουμε την επίτευξη του προαναφερθέντος στόχου.

Πίνακας 3.4.1 Απαιτήσεις Εγκατεστημένης Ισχύος από ΑΠΕ για το έτος 2010, για την Επίτευξη του Στόχου του Πρωτοκόλλου του Κιότο

	Εγκατεστημένη Ισχύς σε MW (Ιανουάριος 2008)	Εκτιμώμενο σύνολο ισχύος 2010 σε MW	Εκτιμώμενη Παραγωγή ενέργειας 2010 σε δισ. kWh	Ποσοστό συμμετοχής ανά τύπο ΑΠΕ το 2010
Αιολικά	853	3.648	7,67	10,67
Μικρά ΥΗ	147	364	1,09	1,52
Μεγάλα ΥΗ	3.018	3.325	4,58	6,37
Βιομάζα	39	103	0,81	1,13
Γεωθερμία	0	12	0,10	0,14
Φ/Β	1	200	0,20	0,28
Σύνολο	4.058	7.652	14,45	20,10

Πηγή: 4^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διεξόδου της Ανανεώσιμης Ενέργειας το Έτος 2010

Β) Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας από Συμβατικές Πηγές Ενέργειας: Επιδοτήσεις και Πραγματικό Κόστος

Τα επίπεδα ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και, γενικότερα, η ανάπτυξη ολόκληρου του εξεταζόμενου κλάδου, σε ένα μεγάλο βαθμό προσδιορίζεται από τη διαφορά που υφίσταται μεταξύ των επιπέδων τιμών διάθεσης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και αυτών από συμβατικές πηγές ενέργειας.

Η εμπορική βιωσιμότητα του κλάδου των ΑΠΕ διαμορφώνεται βάσει της χρηματοοικονομικής υποστήριξης που παρέχεται από την πολιτεία, τόσο σε επίπεδο διαμόρφωσης τιμών διάθεσης όσο και κόστους εγκατάστασης έργων ΑΠΕ.

Αυτό που δεν είναι όμως ευρέως γνωστό είναι η επιδότηση των συμβατικών πηγών ενέργειας (ατομική ενέργεια και υδρογονάνθρακες), που ως επί το πλείστον δεν διαμορφώνεται βάσει χρηματοοικονομικών, αλλά βάσει πολιτικοκοινωνικών κριτηρίων. Τα κριτήρια σχετίζονται είτε με την διαφύλαξη θέσεων εργασίας σε επίπεδο παραγωγής ενέργειας, είτε με τη μείωση των επιπέδων ενεργειακής εξάρτησης από τρίτες χώρες, με αποτέλεσμα την περαιτέρω διεύρυνση των τιμών διάθεσης μεταξύ αυτών των ΑΠΕ και εκείνων των συμβατικών πηγών ενέργειας. Οι εν λόγω ενισχύσεις δίδονται υπό τη μορφή προνομιακής μεταχείρισης, τιμολογιακής πολιτικής, κ.λπ..

Με τον όρο επιδότηση ορίζεται, γενικότερα, οποιοδήποτε μέτρο βάσει του οποίου, είτε έχουμε τη διαμόρφωση χαμηλότερων τιμών διάθεσης στον τελικό καταναλωτή, είτε διαμορφώνονται αυξημένες τιμές πώλησης για τους παραγωγούς, είτε προκαλείται ταυτόχρονη μείωση του κόστους τόσο για τους παραγωγούς, όσο και για τους καταναλωτές.

Η επιδότηση που παρέχεται λαμβάνει διάφορες μορφές, οι οποίες παρουσιάζονται στον πίνακα 3.4.2.

Πίνακας 3.4.2 Διάφορες Μορφές Κυβερνητικών Επιδοτήσεων στον Ενεργειακό Κλάδο

Κυβερνητική Παρέμβαση	Παράδειγμα
Άμεση οικονομική ενίσχυση	Επιδότηση σε επίπεδο παραγωγού Επιδότηση σε επίπεδο καταναλωτή Παροχή προνομιακών δανείων σε επίπεδο παραγωγών
Προνομιακή Φορολογική Μεταχείριση	Έκπτωση ή απαλλαγή από εισφορές, δασμούς, κλπ. Μείωση του χρόνου απόσβεσης εξοπλισμού
Εμπορικοί Περιορισμοί	Ποσόστωση, τεχνικοί περιορισμοί, εμπορικός αποκλεισμός
Παροχή υπηρεσιών, εντός του ενεργειακού κλάδου, από την κυβέρνηση σε προνομιακές τιμές	Επενδύσεις σε υποδομή εντός του ενεργειακού κλάδου Χρηματοδότηση έρευνας και ανάπτυξης
Νομοθετικές Ρυθμίσεις εντός του Ενεργειακού Κλάδου	Διασφάλιση επιπέδων ζήτησης Ελεγχόμενες τιμές Περιορισμός της πρόσβασης νέων επιχειρηματικών φορέων στην αγορά Προνομιακή πρόσβαση σε πόρους
Παράλειψη επιβολής κόστους από εξωγενείς επιδράσεις	Κόστη από περιβαλλοντικές εξωγενείς επιδράσεις Διασφάλιση από κινδύνους εντός του κλάδου (π.χ. ατομικοί σταθμοί) και κόσθη που προκύπτουν από την μεταβλητότητα των τιμών των πρώτων υλών

Πηγή: IEA/UNEP

Οι προαναφερθείσες επιδοτήσεις κατηγοριοποιούνται βάσει των ακόλουθων κατηγοριών:

I) εντός προϋπολογισμού (on budget) και II) εκτός προϋπολογισμού (off budget). Οι εντός προϋπολογισμού περιλαμβάνονται στο εθνικό ισοζύγιο και χαρακτηρίζονται ως δαπάνες, αποτελούν δε άμεσες ενισχύσεις, ενώ οι εκτός προϋπολογισμού δεν περιλαμβάνονται στο εθνικό ισοζύγιο, αποτελούν δε έμμεσες ενισχύσεις.

Ο πίνακας 3.4.3 παρουσιάζει εκτιμήσεις των συνολικών επιδοτήσεων (εκτός και εντός προϋπολογισμού) στον ενεργειακό κλάδο για το έτος 2001, στο επίπεδο της Ε.Ε. των 15 (Ε.Ε.-15).

Πίνακας 3.4.3 Εκτιμήσεις Συνολικών Επιδοτήσεων (εντός και εκτός Προϋπολογισμού) στον Ενεργειακό Κλάδο για το έτος 2001 (δισ €) για την Ε.Ε.-15

	Στερεοί Υδρογονάνθρακες	Υγροί & Αέριοι Υδρογονάνθρακες	Ατομική Ενέργεια	ΑΠΕ	Σύνολο
Εντός Προϋπολογισμού	> 6.4	> 0.2	> 1.0	> 0.6	> 8.2
Εκτός Προϋπολογισμού	> 6.6	> 8.5	> 1.2	> 4.7	> 21.0
Σύνολο	> 13.0	> 8.7	> 2.2	> 5.3	> 29.2

*Σημείωση: επιδοτήσεις σε επίπεδο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατηγοριοποιούνται βάσει της ενεργειακής πηγής παραγωγής.
Πηγή: Energy subsidies in the European Union: A brief overview, EEA Technical Report 1/2004*

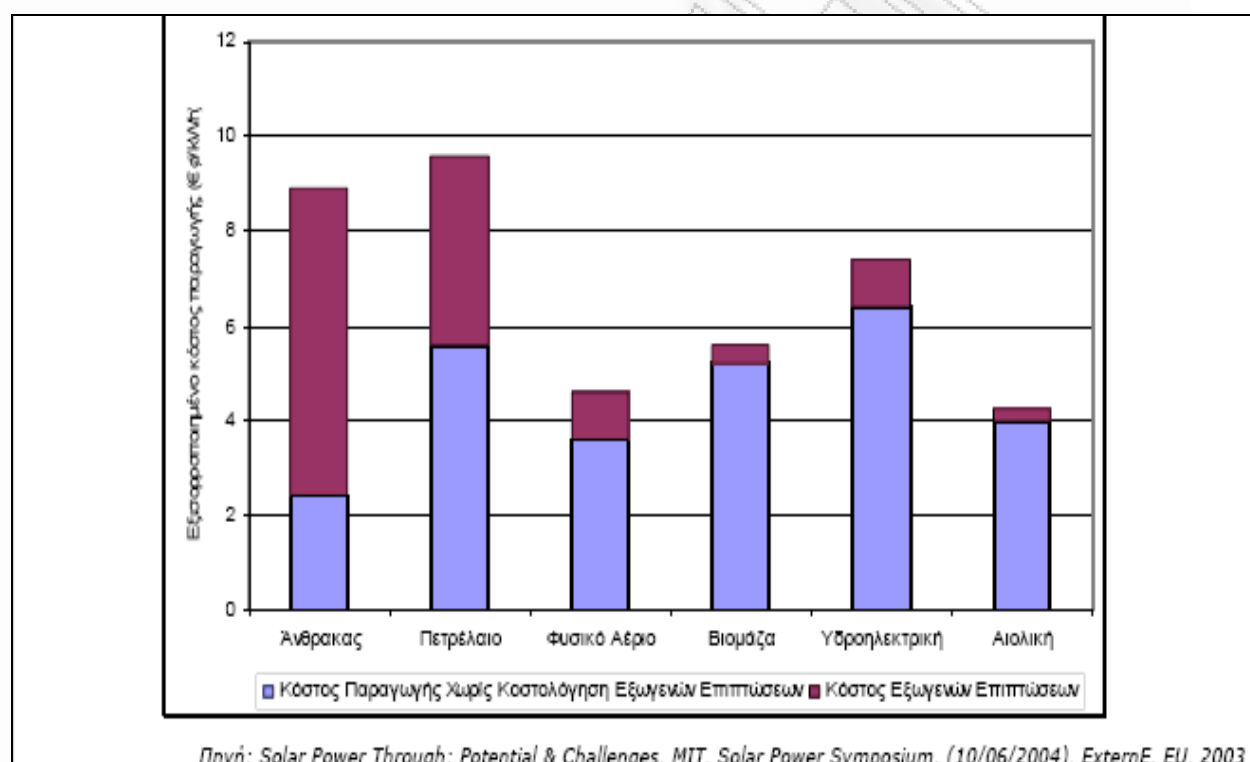
Τα 2/3 των ενισχύσεων στον ενεργειακό κλάδο για την Ε.Ε.-15 (περίπου €22 δισ) διατίθενται για την ενίσχυση της εξόρυξης και κατανάλωσης υδρογονανθράκων, ενώ κάτω του ¼ αυτών (περίπου €5 δισ) διατίθενται για την ενίσχυση του κλάδου των ΑΠΕ. Από περιβαλλοντική άποψη, η ενίσχυση των υδρογονανθράκων παραμένει σε υψηλά επίπεδα.

Παρόλα αυτά, η ενίσχυση του κλάδου των ΑΠΕ είναι σημαντικά υψηλότερη αν εξετασθεί όχι βάσει απόλυτων μεγεθών, αλλά βάσει παραγόμενης μονάδας ηλεκτρικής ενέργειας. Σε ότι αφορά την Ελλάδα, η ενίσχυση του κλάδου των ΑΠΕ είναι κατά πολύ υψηλότερη από αυτή των υδρογονανθράκων, ενώ έχει αυξηθεί σημαντικά τα τελευταία χρόνια.

Πέρα από τις άμεσες ενισχύσεις, ένας άλλος παράγοντας που παίζει σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικές πηγές ενέργειας, (υδρογονανθράκων και ατομικής ενέργειας), σε επίπεδα χαμηλότερα από τα κόστη παραγωγής από ΑΠΕ, είναι η μη κοστολόγηση των εξωγενών επιπτώσεων που απορρέουν, όπως αυτές διαμορφώνονται τόσο σε

οικολογικό επίπεδο, όσο και σε επίπεδο ανθρώπινης υγείας και ασφαλείας. Η μη κοστολόγηση των εξωγενών επιπτώσεων αποτελεί μια έμμεση ενίσχυση του ενεργειακού τομέα των υδρογονανθράκων και της ατομικής ενέργειας.

Το διάγραμμα 3.4.1 παρουσιάζει το εξισορροπημένο μέσο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αυτό διαμορφώνεται τόσο με την μη κοστολόγηση των εξωγενών επιδράσεων των διάφορων πηγών ενέργειας, όσο και με την κοστολόγηση αυτών. Το μέσο κόστος εξωγενών επιπτώσεων εκτιμάται πώς διαμορφώνεται στην Ελλάδα, βάσει των αποτελεσμάτων της μελέτης ExternE της Ε.Ε.



Διάγραμμα 3.4.1 Μέσο Εξισορροπημένο Κόστος Παραγωγής Με και Χωρίς την Κοστολόγηση Εξωγενών Επιπτώσεων των διαφόρων Πηγών Ενέργειας για την Ελλάδα

Η ενσωμάτωση του κόστους εξωγενών επιπτώσεων στο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έχει ως αποτέλεσμα τη διαμόρφωση μιας πιο ολοκληρωμένης εικόνας σε ότι αφορά το πραγματικό κόστος παραγωγής για τις διάφορες πηγές ενέργειας. Η εικόνα που διαμορφώνεται σε επίπεδο πραγματικού κόστους παραγωγής είναι πολύ διαφορετική, από την αντίστοιχη σε επίπεδο κόστους παραγωγής, το οποίο δεν περιλαμβάνει το κόστος εξωγενών επιπτώσεων.

Γ) Διαχείριση Διαθεσιμότητας ΑΠΕ εντός του Συστήματος Μεταφοράς Ενέργειας

Τα επίπεδα ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, τα οποία θα πρέπει να ικανοποιηθούν από το Σύστημα Μεταφοράς, χαρακτηρίζονται από αυξομειώσεις, τόσο σε ημερήσια, όσο και εποχιακή βάση, ενώ ταυτόχρονα θα πρέπει να υπάρχει ισορροπία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης.

Η διαδικασία εξισορρόπησης του Συστήματος Μεταφοράς και η παράλληλη διασφάλιση της ποιότητας της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (τάση, συχνότητα, κλπ.) αποτελούν κύρια μελήματα του Διαχειριστή του Συστήματος.

Η διαθεσιμότητα και συνολική δυναμικότητα των σταθμών παραγωγής οι οποίοι είναι διασυνδεδεμένοι με το Σύστημα Μεταφοράς, προσδιορίζουν το επίπεδο αποτελεσματικότητας που επιτυγχάνεται, σε ό,τι αφορά την επίτευξη των προαναφερθέντων στόχων.

Καθώς τα επίπεδα ζήτησης διαμορφώνονται και ικανοποιούνται σε πραγματικό χρόνο, πάγια πολιτική των Διαχειριστών Συστημάτων είναι η διασύνδεση στο Σύστημα Μεταφοράς εφεδρικών μονάδων παραγωγής, μέσω της λειτουργίας των οποίων το Σύστημα Μεταφοράς είναι σε θέση να ανταποκριθεί σε έκτακτες διακυμάνσεις των επιπέδων ζήτησης ή, σε περιπτώσεις που έχουμε μη διαθεσιμότητα κύριων μονάδων παραγωγής, λόγω συντήρησης ή τεχνικών βλαβών. Η δυναμικότητα των εφεδρικών μονάδων παραγωγής διαμορφώνεται συνήθως στο 20% της συνολικής δυναμικότητας των κύριων μονάδων παραγωγής που είναι διασυνδεδεμένες με το Σύστημα Μεταφοράς.

Οι μονάδες παραγωγής από ΑΠΕ χαρακτηρίζονται όχι μόνο από τα πολύ χαμηλότερα ποσοστά δυναμικότητας σε σχέση με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής (διαμορφώνονται μεταξύ του 10% - 20%), αλλά και από ένα σχετικά υψηλό επίπεδο μη προβλεψιμότητας, που διαμορφώνεται βάσει της ικανότητας πρόβλεψης διαθεσιμότητας του εκμεταλλευόμενου φυσικού πόρου (π.χ. ηλιοφάνειας, έντασης ανέμων, κλπ.).

Τα σχετικά χαμηλά επίπεδα εγκατεστημένης ισχύος, σε συνδυασμό με το υψηλό επίπεδο μη προβλεψιμότητας της διαθεσιμότητας του χρησιμοποιούμενου, κάθε φορά, φυσικού πόρου, έχει ως αποτέλεσμα την ανάγκη παρουσίας εφεδρικών σταθμών παραγωγής. Το γεγονός αυτό μπορεί να επιδράσει αρνητικά σε ότι αφορά τη διαμόρφωση των επιπέδων ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ. Για το λόγο

αυτό, πριν την αδειοδότηση έργων ΑΠΕ, προηγείται επιμελής αξιολόγηση αυτών, τόσο από την ΡΑΕ, όσο και από το Διαχειριστή του Συστήματος, σε ό,τι αφορά τη διαθεσιμότητα και την ποιότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται, ώστε να επιτυγχάνεται πιο αποτελεσματική ενσωμάτωση αυτών στο Σύστημα Μεταφοράς.

3.5 Ανάλυση Εξωτερικού Περιβάλλοντος

Σύμφωνα με τον Διεθνή Οργανισμό Ενέργειας (International Energy Agency – IEA) οι ενεργειακές ανάγκες μέχρι το 2030 θα παρουσιάζουν αύξηση της τάξης του 60%, λόγω κυρίως της ανάπτυξης της Κίνας, της Ινδίας και των λοιπών αναπτυσσομένων χωρών. Εκτιμάται ότι, μέχρι το 2030, η συνολική παραγωγική εγκατεστημένη ισχύς των χωρών του ΟΟΣΑ θα πρέπει να έχει αυξηθεί σε περισσότερα από 2.000 GW.

Η Ευρωπαϊκή Ένωση το 1997 αποφάσισε να θέσει στόχο το 12% ως το μερίδιο που θα καταλαμβάνουν οι ανανεώσιμες πηγές στην ακαθάριστη εσωτερική κατανάλωση ενέργειας το 2010, επίπεδο το οποίο φαίνεται μάλλον απίθανο να επιτευχθεί αφού σύμφωνα με σχετική ανακοίνωση της Επιτροπής των Ευρωπαϊκών Κοινοτήτων δεν αναμένεται να υπερβεί το 10%.

Ωστόσο, ουσιαστική βελτίωση παρουσιάζεται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, καθώς εκτιμάται ότι θα εκπληρωθεί ο στόχος του 20,1% που έχει τεθεί για το 2020. Σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή Ένωση στη διάρκεια της περιόδου 2000 – 2030 αναμένεται να έχουμε αύξηση των επιπέδων ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της τάξεως του 51%, με τις συνολικές επενδύσεις σε μονάδες παραγωγής να διαμορφώνονται στα €625 δις περίπου.

Εκτιμάται ότι, το 50%, περίπου, αυτών των επενδύσεων θα σχετίζεται με την αντικατάσταση υφισταμένων μονάδων παραγωγής.

Ο πίνακας 3.5.1 παρουσιάζει τα επίπεδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (2007) για τις χώρες του ΟΟΣΑ και ΟΟΣΑ / Ευρώπης αντίστοιχα.

Πίνακας 3.5.1 Επίπεδα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (2007) για χώρες ΟΟΣΑ και ΟΟΣΑ Ευρώπης – TWh		
(TWh)	ΟΟΣΑ	ΟΟΣΑ / ΕΥΡΩΠΗ
Υδρογονάνθρακες	6.630	1.923
Ατομική Ενέργεια	2.174	878
Υδροηλεκτρική Ενέργεια	1.309	522
Γεωθερμία / Λοιπές Μορφές	194	121
Σύνολο	10.307	3.444

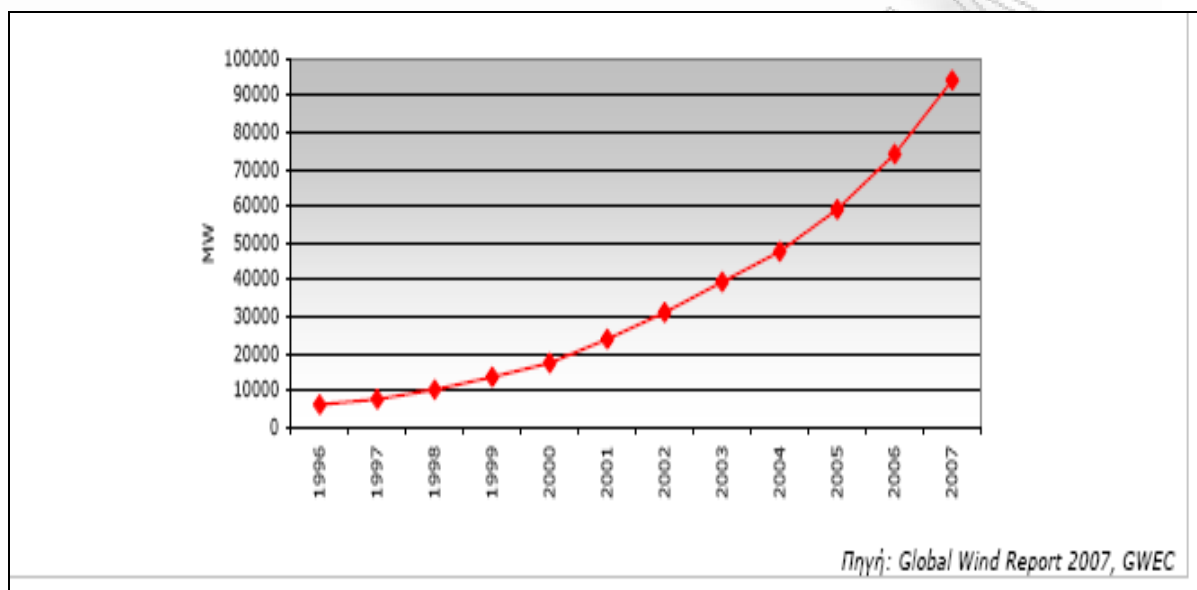
Πηγή: *Monthly Electricity Statistics, May 2008, IEA*

Έως το τέλος του 2007 ο αριθμός των εισηγμένων εταιρειών του ενεργειακού κλάδου των ΑΠΕ, παγκοσμίως, παρουσίασε σημαντική αύξηση, με αποτέλεσμα η συνολική αγορά να εκτιμάται σε €54,2 δισ. Την περίοδο 2002-2008 ο τομέας της ηλιακής ενέργειας κατέγραψε μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης 60%, ο τομέας των βιοκαυσίμων 42%, ενώ εκείνος της αιολικής ενέργειας 25%, με τις εν λόγω εταιρείες να χαρακτηρίζονται από υψηλούς ρυθμούς ανάπτυξης και υψηλή κερδοφορία.

Αιολική Ενέργεια

Το αιολικό δυναμικό ως πηγή ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί τον ταχύτερα αναπτυσσόμενο ενεργειακό τομέα, με το μέσο ετήσιο ρυθμό ανάπτυξης να διαμορφώνεται σε 28,2% για την περίοδο 1996-2007. Η συνολική παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύς κατά το τέλος του 2007 διαμορφώθηκε σε επίπεδα άνω των 94 GW (94.123 MW σύμφωνα με την GWEC, Global Wind Report 2007), παρουσιάζοντας αύξηση της τάξης του 27% σε σχέση με το 2006.

Το διάγραμμα 3.5.1 παρουσιάζει τη διαχρονική εξέλιξη της παγκοσμίως εγκαταστημένης ισχύος αιολικών συστημάτων, για την περίοδο 1996 - 2007.



Διάγραμμα 3.5.1 Διαχρονική Εξέλιξη της Παγκοσμίως Εγκατεστημένης Ισχύος Αιολικών Συστημάτων (1996-2007)

Σύμφωνα με τον Οργανισμό Global Wind Energy Council (GWEC) εκτιμάται ότι, ο ενεργειακός τομέας της αιολικής ενέργειας, έως το 2020, θα αποτελεί μια αγορά με συνολικό κύκλο εργασιών της τάξεως των €80 δισ. ετησίως, ενώ η εγκατεστημένη ισχύς του από 94 GW (2007) θα ξεπεράσει τα 240 GW το 2012 και τα 1.000 GW το 2020 και θα αντιπροσωπεύει το 12% της παγκόσμιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι φόβοι ότι η υπάρχουσα εγκατεστημένη ισχύς αιολικών συστημάτων δεν ήταν ικανή να καλύψει την έντονη ζήτηση λόγω ανεπαρκειών στην εφοδιαστική αλυσίδα επιβεβαιώθηκαν το 2007, ενώ ανάλογες ελλείψεις αναμένονται και το 2008.

Ο πίνακας 3.5.2 παρουσιάζει τη διαχρονική εξέλιξη της εγκαταστημένης ισχύος αιολικής ενέργειας στις 10 μεγαλύτερες αγορές αιολικής ενέργειας. Η χώρα με την μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ παραμένει η Γερμανία (22 GW) και ακολουθούν οι Η.Π.Α. (17 GW), η Ισπανία (15 GW), η Ινδία (8 GW) και η Κίνα (6 GW). Οι υψηλότεροι ρυθμοί ανάπτυξης την περίοδο 2003 – 2007 σημειώθηκαν στην Κίνα και τη Μ.Βρετανία.

Πίνακας 3.5.2 Διαχρονική Εξέλιξη Εγκατεστημένης Ισχύος (MW) Αιολικής Ενέργειας για τις 10 μεγαλύτερες αγορές (2003-2007)

	2003	2004	2005	2006	2007	Δ 2006 -2007	Δ 2003 -2007
Γερμανία	14.609	16.629	18.428	20.622	22.247	7,9%	11,1%
Η.Π.Α.	6.374	6.725	9.149	11.603	16.818	44,9%	27,5%
Ισπανία	6.203	8.263	10.027	11.615	15.145	30,4%	25,0%
Ινδία	2.125	3.000	4.430	6.270	8.000	27,6%	39,3%
Κίνα	507	764	1.260	2.604	6.050	132,3%	85,9%
Δανία	3.116	3.118	3.122	3.136	3.125	-0,35%	0,07%
Ιταλία	905	1.205	1.717	2.123	2.726	28,4%	31,7%

	2003	2004	2005	2006	2007	Δ 2006 -2007	Δ 2003 -2007
Γαλλία	-	-	-	1.566	2.454	56,7%	-
Μ. Βρετανία	607	907	1.353	1.963	2.389	21,7%	40,8%
Πορτογαλία	-	-	-	1.716	2.150	25,3%	-
Σύνολο	34.446	40.611	49.486	63.218	81.104	28,3%	23,9%

Πηγή: Global Wind Report 2006, GWEC

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, εκτιμάται ότι, έως το 2012, η συνολική παγκοσμίως εγκαταστημένη ισχύς θα διαμορφωθεί στις 240 GW, ενώ ο μέσος ετήσιος ρυθμός ανάπτυξης για την περίοδο 2008-2012 θα διαμορφωθεί σε 20,6%, σε σχέση με αντίστοιχο ρυθμό 23,4% της περιόδου 2003-2007.

Η ετησίως εγκαθισταμένη ισχύς για το 2012 εκτιμάται ότι θα διαμορφωθεί στις 36,1 GW, σημειώνοντας αύξηση της τάξης του 80%, σε σχέση με αυτή του 2007, η οποία διαμορφώθηκε στις 20 GW. Από τα προαναφερθέντα συνεπάγεται ότι ο μέσος ετήσιος ρυθμός ανάπτυξης του συγκεκριμένου τομέα είναι περί το 12,5%.

Η Ευρώπη θα συνεχίσει να αποτελεί τον παγκόσμιο ηγέτη στον τομέα της Αιολικής Ενέργειας, όμως το μερίδιό της θα ακολουθήσει φθίνουσα πορεία, τάση η οποία πρωτοεμφανίστηκε το 2004, όταν αντιπροσώπευε το 72% της εν λόγω αγοράς. Με ένα εκτιμώμενο μέσο ετήσιο ρυθμό ανάπτυξης της τάξης του 13% για την περίοδο 2008-2012, η Ευρώπη θα αντιπροσωπεύει το 42,4% της νέας παγκόσμιας ισχύος που προβλέπεται να εγκατασταθεί σε αυτό το διάστημα. Η συνολική εγκαταστημένη ισχύς στην Ευρώπη εκτιμάται ότι θα διαμορφωθεί στα 102 GW έως το 2012.

3.6 Στοχοθέτηση

Η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα σε νομοθετικό επίπεδο επήλθε με την ψήφιση του Ν.2773/1999. Ωστόσο, είναι μεγάλη η απόσταση που πρέπει να διανυθεί μέχρι την ουσιαστική απελευθέρωση της συγκεκριμένης αγοράς, εφόσον εννέα έτη μετά την ψήφιση του προαναφερθέντος νομικού πλαισίου όχι μόνο δεν έχουμε τη δραστηριοποίηση - σε επίπεδο πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας σε καταναλωτές – άλλων επιχειρηματικών φορέων, πέραν της ΔΕΗ, αλλά και η εγκατεστημένη ισχύς από αυτοπαραγωγούς και παραγωγούς συμβατικής και ανανεώσιμης ενέργειας ανέρχεται μόλις σε 1.570 MW, επιβεβαιώνοντας το μονοπωλιακό χαρακτήρα που διέπει την ηλεκτρική ενέργεια.

Η ψήφιση του νόμου Ν.3468/2006 χαρακτηρίζεται από:

- την προσπάθεια μείωσης της διάρκειας και απλοποίηση των διαδικασιών αδειοδότησης / λειτουργίας,
- την ουσιαστικότερη στήριξη των τιμών πώλησης Η/Ε από ΑΠΕ (ιδιαίτερα για τα φωτοβολταϊκά συστήματα παραγωγής Η/Ε) και
- τη διαμόρφωση φορέων προώθησης της ανάπτυξης του κλάδου.

Τα παραπάνω σε συνδυασμό με την αναβάθμιση του δικτύου μεταφοράς Η/Ε σε περιοχές που χαρακτηρίζονται από υψηλό αιολικό δυναμικό, αποτελούν θετικό βήμα για την επίτευξη των στόχων της ενεργειακής πολιτικής για το 2010.

Ο τομέας παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ παρουσιάζει μια ιδιομορφία που σχετίζεται με την αδειοδοτική διαδικασία, γεγονός που έχει ως αποτέλεσμα κάθε μεμονωμένη μονάδα παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ να αποτελεί μια αυτόνομη εταιρεία, συνήθως θυγατρική μιας μεγαλύτερης επιχειρηματικής οντότητας. Συνεπώς, και όπως προαναφέρθηκε, ένας αριθμός μεμονωμένων εταιρειών εντάσσεται, συνήθως, υπό τη σκέπη μίας «κεντρικής» εταιρείας που ανήκει σε κάποιον όμιλο, με την επωνυμία αυτής συνήθως να περιέχει την επωνυμία της μητρικής εταιρείας και όρους όπως «ενεργειακή», «αιολική», κ.λπ.. Τα επιχειρηματικά σχήματα που δραστηριοποιούνται στον κλάδο των ΑΠΕ σε επίπεδο μονάδων παραγωγής Η/Ε προέρχονται κυρίως από τον κατασκευαστικό τομέα, αλλά και τον ενεργειακό κλάδο.

Σχετικά με τις Ανανεώσιμες Πηγές η μεγαλύτερη αδυναμία τους που έχει σχέση με την ασφάλεια εφοδιασμού είναι ότι η παραγωγή τους σήμερα δεν είναι πάντα διαθέσιμη, όταν την χρειαζόμαστε. Εξαρτάται από την ύπαρξη ανέμου, ηλιοφάνειας,

υδάτων και γι' αυτό το λόγο οι μονάδες αυτές δεν μπορούν να υποκαταστήσουν μονάδες βάσης. Επιπλέον, ο βαθμός συμμετοχής τους σε ένα ηλεκτρικό σύστημα - αυτό που λέμε βαθμός διείσδυσης - έχει ακόμα αρκετούς τεχνικούς περιορισμούς.

Βέβαια, οι Ανανεώσιμες Πηγές μπορούν, μελλοντικά, να βοηθήσουν στη σταδιακή απεξάρτηση από εισαγόμενες ενεργειακές πρώτες ύλες και, μάλιστα, με τρόπο μοναδικό, αφού ουσιαστικά τα αποθέματα ανανεώσιμης ενέργειας είναι ανεξάντλητα. Όσο η τεχνολογία εξελίσσεται, τόσο και εμείς θα είμαστε έτοιμοι να ακολουθούμε κάθε νέα ευκαιρία που τεχνικά θα μας δίνεται.

Ο ενεργειακός σχεδιασμός πρέπει να στηρίζεται και να ισορροπεί εκτός από την επάρκεια, την ασφάλεια δηλαδή εφοδιασμού σε ηλεκτρική ενέργεια και στην προστασία του περιβάλλοντος και στην οικονομικότητα. Αυτοί είναι οι τρεις πυλώνες ενεργειακής πολιτικής.

Η Ελλάδα έχει υποχρέωση απέναντι στην Ευρωπαϊκή Ένωση μέχρι το 2020 να καλύψει το στόχο του 20-20-20, κάτι που σημαίνει για την Ελλάδα 10.000 MW κυρίως από αιολική ενέργεια και από τις λοιπές ανανεώσιμες πηγές.

3.7 Η Τακτική του Marketing

Ο κλάδος παραγωγής Η/Ε από Αιολικά Πάρκα παρουσιάζει έναν έντονο δυναμισμό, τα τελευταία χρόνια. Αυτό μπορεί να γίνει εύκολα αντιληπτό από τη μελέτη των στατιστικών στοιχείων του κλάδου τα οποία δείχνουν:

- Αύξηση της εγχώριας παραγωγής
- Αυξητική τάση στη ζήτηση Η/Ε από ΑΠΕ και ειδικότερα από Αιολικά Πάρκα
- Ο αναπτυξιακός νόμος 2601/98 και ο νόμος περί απελευθέρωσης της αγοράς ενέργειας 2773/99, που εξασφαλίζουν την ανάπτυξη της παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές.

Αναλύοντας τις ιδιαίτερες συνθήκες του κλάδου και εκτιμώντας τις αλλαγές στο ευρύτερο περιβάλλον, η νέα μονάδα έχει χαράξει τους ακόλουθους άξονες στρατηγικής προκειμένου να επιτύχει τους στόχους της:

- *Χαμηλό κόστος παραγωγής*

Μια βασική επιδίωξη της νέας επιχείρησης είναι ο περιορισμός του κόστους παραγωγής. Η εταιρεία θα προσπαθήσει να μειώσει το κόστος παραγωγής της και να καταστήσει τη διάθεση Η/Ε από ΑΠΕ συμβατή με αυτή που προέρχεται από

συμβατικές πηγές ενέργειας. Έτσι, θα προσπαθήσει να περιορίσει το κόστος της πρώτης ύλης, το εργατικό κόστος και το μεταφορικό κόστος. Βασικός παράγοντας διαμόρφωσης του κόστους παραγωγής είναι, επίσης, η βελτίωση της παραγωγικότητας μέσω της απόκτησης σύγχρονου μηχανολογικού εξοπλισμού και του βέλτιστου προγραμματισμού της παραγωγής. Σκοπός της νέας μονάδας είναι η επένδυση σε σύγχρονο μηχανολογικό εξοπλισμό που, σε συνδυασμό με καινοτομίες και βελτιώσεις των παραγωγικών διεργασιών αλλά και συστηματική εκπαίδευση και εποπτεία του εργατικού δυναμικού, θα έχει ως αποτέλεσμα χαμηλό κόστος παραγωγής. Η αύξηση του μεγέθους των αιολικών μηχανών θα επιφέρει περαιτέρω μείωση του κόστους παραγόμενης ενέργειας ανά kwh, μέσω οικονομιών κλίμακας και ελάττωσης του κόστους εγκατάστασης και συντήρησης. Με τον τρόπο αυτό η επιχείρηση σκοπεύει να γίνει ανταγωνιστική στον κλάδο της.

- *Αξιοποίηση αιολικού δυναμικού*

Κύριο στόχο της μονάδας αποτελεί η καλύτερη δυνατή αξιοποίηση αιολικού δυναμικού της περιοχής. Αυτό εξαρτάται τόσο από τον κύριο μηχανολογικό εξοπλισμό του αιολικού πάρκου, όσο και από την περιοχή που θα επιλεγεί για την κατασκευή του.

- *Κατάλληλη τοποθεσία*

Μια σημαντική παράμετρος, την οποία η συγκεκριμένη μονάδα οφείλει να προσέξει, είναι η κατάλληλη τοποθεσία για την εγκατάσταση των αιολικών πάρκων. Οι πιο κατάλληλες τοποθεσίες βρίσκονται σε μακρινές και δύσβατες περιοχές, όπου χρειάζονται νέες γραμμές μεταφοράς για την παραγόμενη ενέργεια, πολλές φορές με υψηλό κόστος.

- *Διαδικασία αδειοδότησης αιολικών πάρκων*

Κάτι ακόμα σημαντικό, που η παραγωγική μονάδα πρέπει να φροντίσει, είναι ο χρόνος που απαιτείται για την άδεια παραγωγής. Η λειτουργία έργων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ υπόκειται σε μια αυστηρή και χρονοβόρα διαδικασία αδειοδότησης, η οποία ορίζεται βάσει του Ν.3468/2006 και αποτελείται από τρία βασικά στάδια: άδεια παραγωγής, άδεια εγκατάστασης και άδεια λειτουργίας.

Η διαδικασία αδειοδότησης έργων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ αποτέλεσε και συνεχίζει να αποτελεί, σε σημαντικό βαθμό, ένα παράγοντα που επιδρά αρνητικά σε ό,τι αφορά την διαμόρφωση του επιπέδου προσφοράς, λόγω της πολυπλοκότητας της διαδικασίας που προκύπτει από την εμπλοκή πλήθους

δημόσιων φορέων (7 υπουργείων και πολλών άλλων φορέων). Αποτέλεσμα είναι η σημαντική αύξηση της χρονικής περιόδου μεταξύ έναρξης των διαδικασιών αδειοδότησης και της έναρξης λειτουργίας των έργων ΑΠΕ, η οποία μπορεί να φτάσει και τα 3 έτη.

Με το νόμο Ν. 3468/2006 έχει γίνει μια σημαντική προσπάθεια περιορισμού των αρνητικών συνεπειών της διαδικασίας αδειοδότησης, για την αύξηση των επιπέδων προσφοράς, έτσι ώστε να διευκολυνθεί η υλοποίηση των στόχων που έχουν τεθεί. Τα κύρια χαρακτηριστικά της προσπάθειας αυτής είναι η θεσμοθέτηση του μέγιστου χρονικού ορίου στο οποίο ο κάθε εμπλεκόμενος δημόσιος φορέας θα πρέπει να καταθέτει την γνωμοδότηση του. Από την άλλη πλευρά, έχουμε τη θεσμοθέτηση φορέων με αντικείμενο την επίλυση προβλημάτων που προκύπτουν κατά τη διαδικασία αδειοδότησης και το συντονισμό των διάφορων εμπλεκόμενων φορέων, καθώς και την προώθηση μεγάλων έργων ΑΠΕ.

▪ *Διεθνοποίηση της επιχειρηματικής δραστηριότητάς της*

Σημαντική παράμετρος για τη βιωσιμότητα και ανάπτυξη της επιχείρησης είναι η ανάπτυξη επιχειρηματικής δραστηριότητας πέραν των εθνικών συνόρων. Θα πρέπει να επισημανθεί ότι ο εντεινόμενος εξαγωγικός προσανατολισμός αποτελεί βασικό χαρακτηριστικό όλου του κλάδου. Τα αναμενόμενα οφέλη της επιχείρησης από τη διεθνοποίηση των δραστηριοτήτων της είναι πολλά, θα μπορούσαν όμως να συνοψισθούν σε αύξηση των κερδών, μεγαλύτερα περιθώρια ανάπτυξης και διασφάλιση βιωσιμότητας. Θα πρέπει, εντούτοις, να επισημανθεί ότι η επιλογή της διεθνοποίησης από μόνη της δεν εγγυάται τα παραπάνω οφέλη και μια τέτοια στρατηγική επιλογή θα πρέπει να συνεκτιμήσει τους ενδεχόμενους κινδύνους για να αποδειχθεί πετυχημένη. Οι πιο σημαντικοί από τους, συχνά μη ελέγξιμους από την επιχείρηση, παράγοντες που καθορίζουν την επιτυχία του εγχειρήματος είναι:

- Η πολιτική και οικονομική αστάθεια και ρευστότητα του περιβάλλοντος
- Το θεσμικό, κανονιστικό πλαίσιο (π.χ. εργασιακοί νόμοι)
- Το τεχνολογικό επίπεδο
- Το πολιτιστικό περιβάλλον και η επιχειρηματική κουλτούρα ειδικότερα.

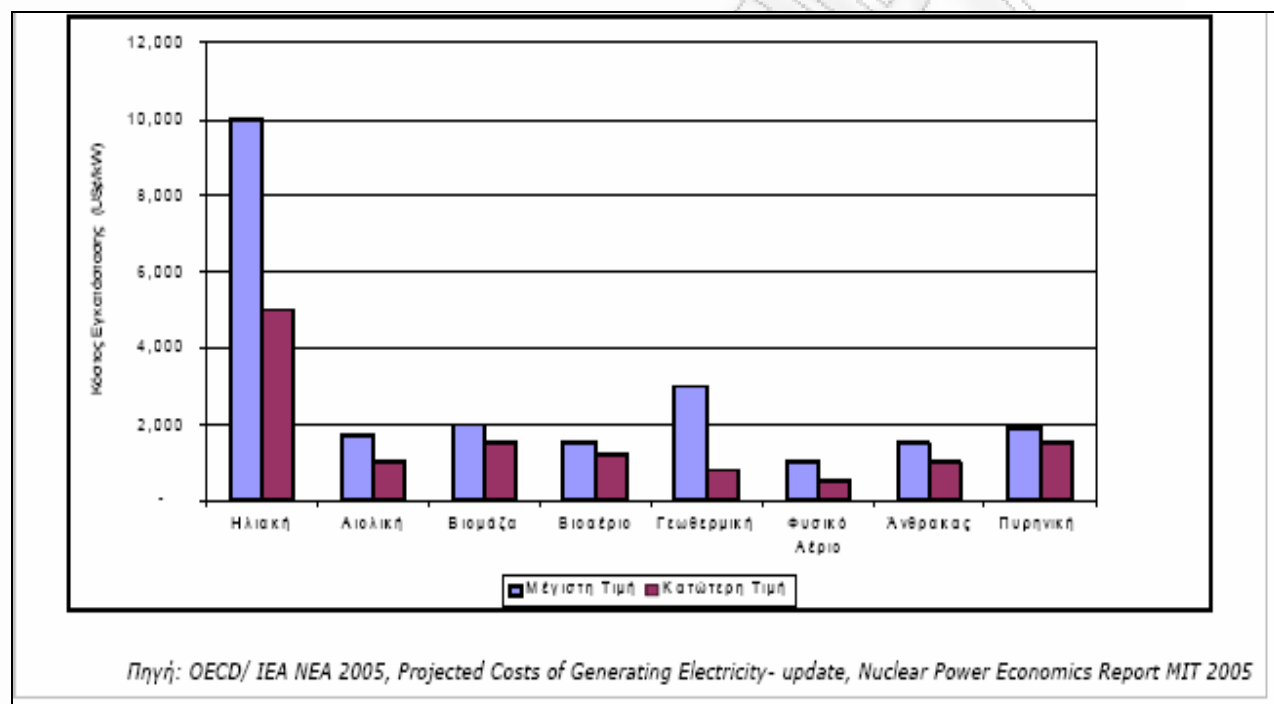
Υπάρχουν διάφοροι τρόποι για την είσοδο μιας επιχείρησης στη διεθνή αγορά και την επέκταση της σε άλλες χώρες. Εκείνος που θα επιλεγεί εξαρτάται από τους στόχους της αλλά και από τα δυνατά σημεία και τις αδυναμίες της.

Η μονάδα θα πρέπει να εστιάσει την προσοχή της στη συγκριτική ανάλυση παραγωγής Η/Ε από αιολική ενέργεια και αυτής από συμβατικές πηγές ενέργειας, σε

διάφορα επίπεδα, όπως κόστος εγκατάστασης, μέσος παράγοντας δυναμικότητας (capacity factor), κόστος παραγωγής μονάδας ηλεκτρικής ενέργειας, και επίπεδα ασυνεχούς λειτουργίας (intermittent).

A) Κόστος Εγκατάστασης & Παράγοντας Δυναμικότητας (Capacity Factor) ΑΠΕ

Το διάγραμμα 3.7.1 παρουσιάζει εκτιμήσεις σε ό,τι αφορά το κόστος εγκατάστασης (US\$/kW) για την εκμετάλλευση του ενεργειακού περιεχομένου τόσο των ΑΠΕ, όσο και συμβατικών πηγών ενέργειας.

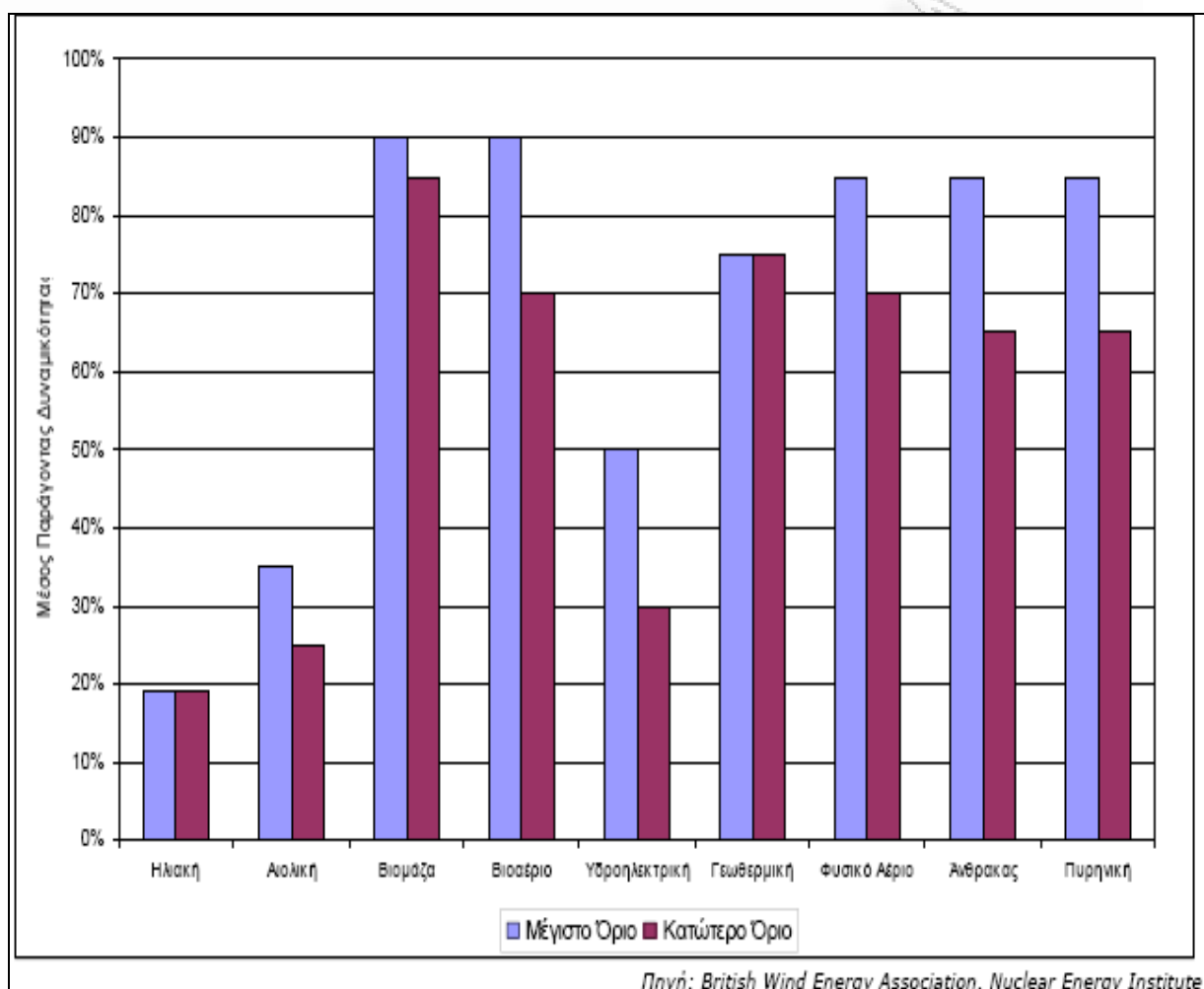


Διάγραμμα 3.7.1 Κόστος Εγκατάστασης ανά Μονάδα Ηλεκτρικής Ισχύος (US\$/kW) για ΑΠΕ και Συμβατικές Πηγές Ενέργειας

Το κόστος εγκατάστασης ανά μονάδα ηλεκτρικής ισχύος για το σύνολο των ΑΠΕ, με εξαίρεση αυτό της ηλιακής (φωτοβολταϊκά συστήματα), διαμορφώνεται κάτω των US \$2.000 ανά kW, και συγκρίνεται «ανταγωνιστικά» με αυτό των συμβατικών πηγών ενέργειας.

Με τον όρο «παράγων δυναμικότητας» ορίζουμε το ποσοστό ενέργειας που παράγεται από μια εγκατάσταση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια ενός έτους, προς αυτό που θεωρητικά θα παρήγετο εάν η εγκατάσταση λειτουργούσε συνεχώς στη μέγιστη ισχύ αυτής, για την εν λόγω χρονική περίοδο.

Το διάγραμμα 3.7.2 παρουσιάζει το μέσο παράγοντα δυναμικότητας για διάφορες εγκαταστάσεις ενεργειακής εκμετάλλευσης των ΑΠΕ, καθώς και εγκαταστάσεις ενεργειακής εκμετάλλευσης συμβατικών πηγών ενέργειας.



Διάγραμμα 3.7.2 Μέσος Παράγων Δυναμικότητας για Εγκαταστάσεις Ενεργειακής Εκμετάλλευσης ΑΠΕ και Συμβατικών Πηγών Ενέργειας

Ο μέσος παράγων δυναμικότητας εγκαταστάσεων ενεργειακής εκμετάλλευσης ηλιακής και αιολικής ενέργειας διαμορφώνεται σε σχετικά χαμηλά επίπεδα, λόγω της εξάρτησης αυτών από φυσικά φαινόμενα (ηλιακή ακτινοβολία, άνεμος), τα οποία είτε παρουσιάζουν διακυμάνσεις, σε ό,τι αφορά την ένταση αυτών, είτε εξαρτώνται από τη διαθεσιμότητα / καταλληλότητα αυτών (πολύ χαμηλής / υψηλής έντασης άνεμοι, νύχτα), με αποτέλεσμα τη μείωση της παραγόμενης ενέργειας.

Στη διαμόρφωση του μέσου παράγοντα δυναμικότητας παίζουν, επίσης, σημαντικό ρόλο εξωγενείς παράγοντες που σχετίζονται με τη διαχείριση του ηλεκτρικού δικτύου,

στο οποίο είναι διασυνδεδεμένη η εκάστοτε εγκατάσταση ενεργειακής εκμετάλλευσης.

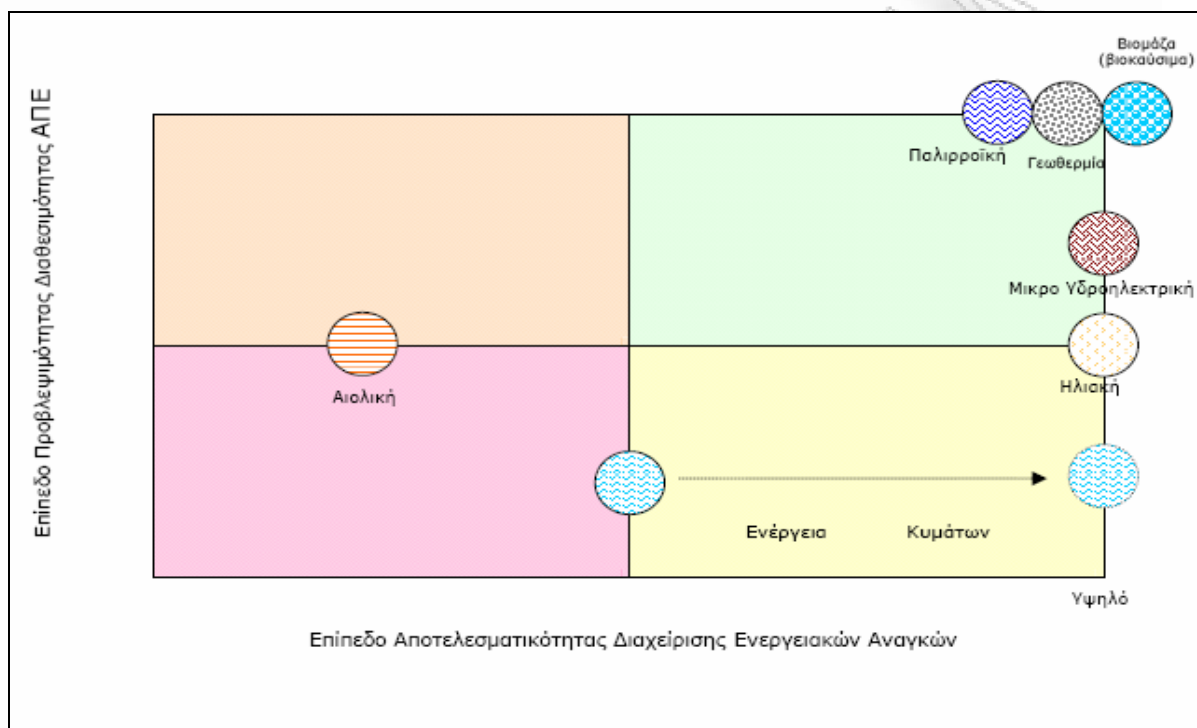
B) Ασυνεχής Λειτουργία (intermittent)

Στην προηγούμενη ενότητα επισημάνθηκε ότι ο μέσος παράγοντας δυναμικότητας των αιολικών πάρκων διαμορφώνεται σε χαμηλότερα επίπεδα, σε σχέση με τον αντίστοιχο των συμβατικών πηγών ενέργειας, λόγω της εξάρτησης αυτών από φυσικά φαινόμενα τα οποία χαρακτηρίζονται από σημαντικά επίπεδα διακύμανσης και μη διαθεσιμότητας, με αποτέλεσμα να μην καθίσταται δυνατή η συνεχής παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία και χαρακτηρίζεται από ένα σημαντικό παράγοντα μη προβλεψιμότητας.

Η δυνατότητα πρόβλεψης της διαθεσιμότητας του ενεργειακού περιεχομένου των αιολικών πάρκων είναι σημαντική για την αποτελεσματική διαχείριση του ηλεκτρικού δικτύου, μέσω του οποίου έχουμε τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας, που παράγεται από την εκμετάλλευση του ενεργειακού περιεχομένου του εκάστοτε αιολικού πάρκου, και τη μείωση του κόστους της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της αποτελεσματικότερης λειτουργίας παραδοσιακών εφεδρικών σταθμών παραγωγής ενέργειας κατά περιόδους μη διαθεσιμότητας ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, μιας και αυτοί χαρακτηρίζονται από ένα υψηλό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το οποίο είναι υψηλότερο ή ίσο με αυτό των διάφορων ΑΠΕ.

Η διαχείριση / λειτουργία ενός ηλεκτρικού δικτύου είναι μια πολυσύνθετη διαδικασία, μιας και τα επίπεδα ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας διαμορφώνονται από ένα σύνολο δυναμικών παραμέτρων, σε (σχεδόν) πραγματικό χρόνο, και θα πρέπει να τύχουν διαχείρισης άμεσα και αποτελεσματικά, ενώ, ταυτόχρονα, θα πρέπει να έχουν γίνει και σχετικές προβλέψεις για περιπτώσεις μείωσης της δυναμικότητας του δικτύου, λόγω της μη διαθεσιμότητας πηγών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (συμβατικών και μη). Μια συνήθης πολιτική, σε ό,τι αφορά τη διαχείριση / λειτουργία ηλεκτρικών δικτύων, είναι η εξασφάλιση εφεδρικής ισχύος, η οποία μπορεί να διαμορφωθεί και στο 20% της συνολικής ισχύος του δικτύου, έχοντας σε ετοιμότητα για άμεση λειτουργία εφεδρικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Το διάγραμμα 3.7.3 παρουσιάζει το συσχετισμό μεταξύ επιπέδου προβλεψιμότητας παροχής και επιπέδου αποτελεσματικότητας διαχείρισης ενεργειακών αναγκών.



Διάγραμμα 3.7.3 Σύγκριση Επιπέδου Προβλεψιμότητας Διαθεσιμότητας ΑΠΕ και Επιπέδου Αποτελεσματικότητας Διαχείρισης Ενεργειακών Αναγκών

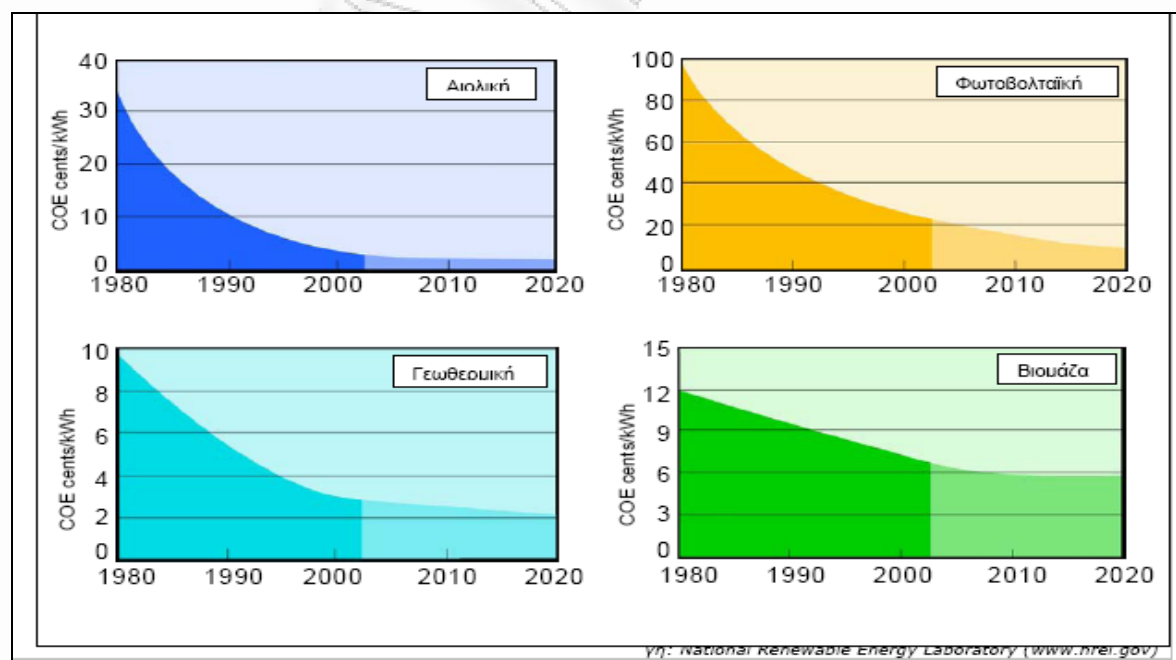
Αιολική Ενέργεια: η εν λόγω ΑΠΕ, λόγω των εκτενών βάσεων κλιματολογικών δεδομένων, χαρακτηρίζεται από ένα μεσαίο επίπεδο προβλέψιμης διαθεσιμότητας, με το επίπεδο αποτελεσματικότητας διαχείρισης ενεργειακών αναγκών να διαμορφώνεται σχετικά χαμηλά, λόγω των υψηλών διακυμάνσεων των επιπέδων παραγωγής ενέργειας. Οι διάφορες τεχνολογίες που αναπτύσσονται στον τομέα της αιολικής ενέργειας σχετίζονται με τη μείωση των διακυμάνσεων των επιπέδων παραγόμενης ενέργειας, κάνοντας έτσι δυνατή την απευθείας σύνδεση των ανεμογεννητριών με το ηλεκτρικό δίκτυο και τη μείωση των μηχανικών υποσυστημάτων αυτών, μειώνοντας έτσι τα επίπεδα συντήρησης, ενώ ταυτόχρονα επιτυγχάνεται αύξηση των επιπέδων ενεργειακής απόδοσης αυτών.

Γ) Κόστος Μονάδας Παραγόμενης Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΠΕ

Το κόστος παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προσδιορίζεται από το κόστος εγκατάστασης και διαμορφώνεται από τον παράγοντα δυναμικότητας, ο οποίος, σε ένα μεγάλο βαθμό, διαμορφώνεται από τα επίπεδα ασυνεχούς λειτουργίας (intermittent) και, πιο συγκεκριμένα, από το επίπεδο προβλεψιμότητας διαθεσιμότητας της παραγόμενης ενέργειας, μιας και τα τελευταία κάνουν δυνατή την πιο αποτελεσματική ενσωμάτωση των μονάδων ενεργειακής εκμετάλλευσης των ΑΠΕ, στο ηλεκτρικό δίκτυο, με το οποίο αυτές είναι διασυνδεδεμένες.

Το διάγραμμα 3.7.4 παρουσιάζει τη διαχρονική εξέλιξη και προβλέψεις του εξισορροπημένου κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (Cost of Energy – COE) (US\$/kWh) σε πραγματικές τιμές.

Με τον όρο εξισορροπημένο κόστος εννοούμε το εκτιμώμενο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο περιλαμβάνει όλα τα κόστη (εγκατάστασης, λειτουργίας, συντήρησης, καύσιμου, κλπ.) που προκύπτουν κατά την περίοδο λειτουργίας, και τα οποία διαιρούνται με τη συνολική εκτιμώμενη ενέργεια, που παράγεται κατά τη συγκεκριμένη περίοδο.

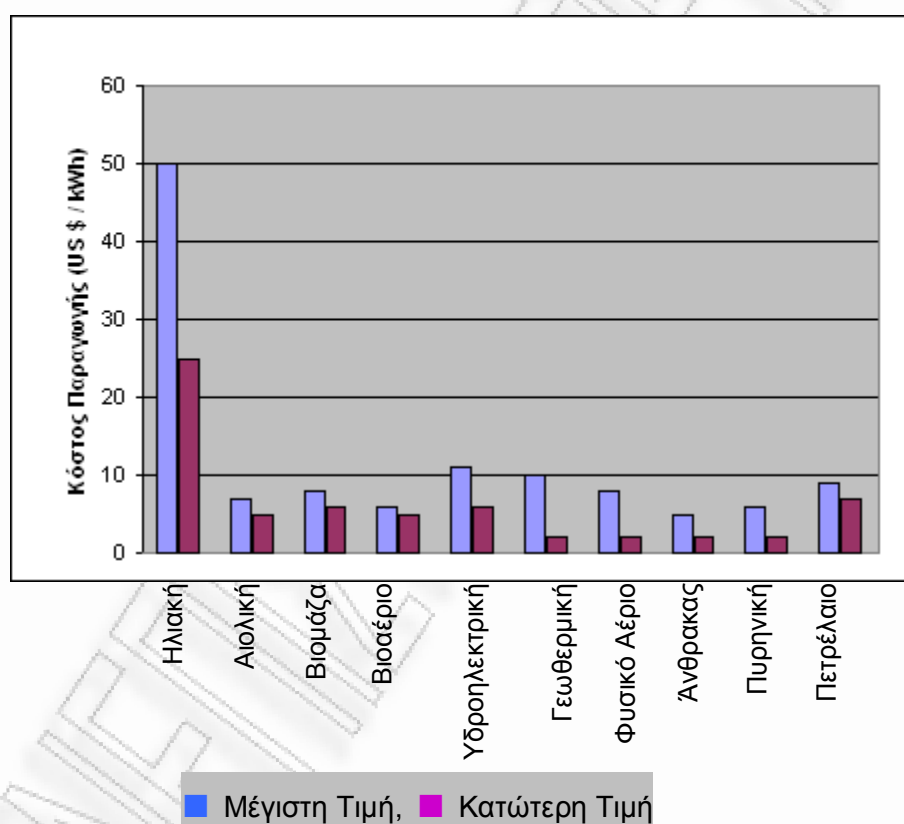


Διάγραμμα 3.7.4 Διαχρονική Εξέλιξη και Προβλέψεις Εξισορροπημένου Κόστους Μονάδας Παραγόμενης Ηλεκτρικής Ενέργειας (US \$ / kWh) από ΑΠΕ

Η διαχρονική μείωση του εξισορροπημένου κόστους της μονάδας παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ έχει προσδιοριστεί: από τις τεχνολογικές εξελίξεις σε επίπεδο σχεδιασμού και ανάπτυξης συστημάτων ενεργειακής εκμετάλλευσης ΑΠΕ (ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά συστήματα, κλπ.), οι οποίες είχαν σαν αποτέλεσμα την αύξηση της ενεργειακής απόδοσης αυτών, με παράλληλη μείωση του κόστους παραγωγής και συντήρησης αυτών, από τα αυξημένα επίπεδα ζήτησης σε επίπεδο εγκατεστημένης ισχύος, λόγω της αλματώδους ανάπτυξης του κλάδου ενεργειακής εκμετάλλευσης των ΑΠΕ, κάτι το οποίο είχε ως αποτέλεσμα να μειωθεί περαιτέρω το κόστος παραγωγής, ενώ διαμορφώνεται από: την πιο αποτελεσματική διαχείριση / αξιοποίηση της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ σε επίπεδο διαχείρισης διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού δικτύου.

Το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ διαμορφώνεται σε επίπεδα κάτω των 10 US\$/kwh, με εξαίρεση αυτό των φωτοβολταϊκών συστημάτων. Σε αρκετές περιπτώσεις, το επίπεδο διαμόρφωσης του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικές πηγές ενέργειας προσεγγίζει, ή και ακόμα ξεπερνά, αυτό των ΑΠΕ, με συνέπεια να έχουμε σημαντική ενδυνάμωση της εμπορικής βιωσιμότητας των συγκεκριμένων ΑΠΕ.

Το διάγραμμα 3.7.5 παραθέτει εκτιμήσεις του εξισορροπημένου κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όχι μόνο για τις ΑΠΕ, αλλά και για συμβατικές πηγές ενέργειας. Η ανταγωνιστικότητα του κόστους μονάδας παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ, παρόλο τον χαμηλό παράγοντα δυναμικότητας που χαρακτηρίζει την πλειοψηφία αυτών, έγκειται, επίσης, σε ένα μεγάλο βαθμό στο γεγονός ότι το κόστος του καύσιμου είναι μηδενικό, ενώ αυτό των συμβατικών πηγών ενέργειας δεν είναι, με την τιμή αυτού να χαρακτηρίζεται από ανοδικές τάσεις, λόγω της μη ανανεώσιμης φύσης αυτών, και σε συνδυασμό με το γεγονός ότι ο όγκος των υφιστάμενων αποθεμάτων αυτών είναι πια γνωστός.



Πηγή: *Solar Power Through 2020: Potential & Challenges*, MIT, Solar Power Symposium (10/06/2004)

Διάγραμμα 3.7.5 Εξισορροπημένο Κόστος Μονάδας Παραγόμενης Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ και Συμβατικές Πηγές Ενέργειας

3.8 Προϊόν

Η ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Ε. θα κατασκευάσει ένα Αιολικό Πάρκο στη θέση ΜΑΚΡΙΑΣ ΤΣΙΓΚΟΥΝΑΣ, του Νομού Χανίων στην Κρήτη, το οποίο θα αποτελείται από 8 ανεμογεννήτριες Enercon 2.000 kW και θα έχει συνολική ισχύ 16 MW. Το αιολικό πάρκο αναμένεται να παράγει: $16.000 \text{ KW} \times 8760 \text{ (Ωρες το έτος)} \times 25\%$ (μέσος βαθμός απασχόλησης της μονάδας) = **35.040.000 kWh**, με μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου 6,4m/s.

3.8.1 Τιμή

Οι τιμές αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγονται από αιολικά και μικρά υδροηλεκτρικά (< 10 MWe) έργα ΑΠΕ, τα οποία βάσει των στόχων του Πρωτοκόλλου του Κιότο θα παράγουν περίπου το 86% της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ το 2010, καθώς και για ορισμένες άλλες ΑΠΕ, διαμορφώνονται σε ανταγωνιστικά επίπεδα σε σχέση με αυτά των μέσων τιμών πώλησης της ΔΕΗ στον τελικό καταναλωτή. Αντίθετα, οι τιμές αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας η οποία παράγεται από ηλιακή ενέργεια διαμορφώνεται σε επίπεδα πολύ υψηλότερα από τις μέσες τιμές πωλήσεις για οικιακή χρήση.

Η ανταγωνιστικότητα των τιμών πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ειδικότερα αυτής που παράγεται από την εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας, σχετίζεται με χρηματοοικονομική ενίσχυση σε επίπεδο εγκατάστασης έργων ΑΠΕ. Η εν λόγω ενίσχυση είτε προέρχεται από εθνικούς πόρους, βάσει του αναπτυξιακού νόμου, με την ενίσχυση να κυμαίνεται μεταξύ 35% - 55% του συνολικού κόστους υλοποίησης του έργου, είτε από κοινοτικούς πόρους, βάσει των Κοινοτικών Προγραμμάτων Στήριξης (ΚΠΣ).

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

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

α) Η τιμολόγηση γίνεται με βάση την τιμή, σε ευρώ ανά μεγαβατώρα (MWh), της ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφάται από το Σύστημα ή το Δίκτυο, συμπεριλαμβανομένου και του Δικτύου των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών.

β) Η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας κατά την προηγούμενη περίπτωση γίνεται με βάση τα στοιχεία του ακόλουθου πίνακα:

Τιμολόγια ΑΠΕ

Τιμές ενέργειας [€ / MWh]:

Τιμές σύμφωνα με τον ν.3468 και αυξημένες κατά 2,82 € / MWh (ΦΕΒ Β 1223/17.07.2007)

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από	Διασυνδεδεμένο σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
Αιολική ενέργεια	75,82	87,42
Αιολικά θαλάσσια		92,82
Μικρά Υδρο-ηλεκτρικά <15MW	75,82	87,42
Φωτοβολταϊκά < 100kWp	452,82	502,82
Φωτοβολταϊκά > 100kWp	402,82	452,82
Ηλιοθερμικά < 5MW	252,82	272,82
Ηλιοθερμικά > 5MW	232,82	252,82
Λοιπές ΑΠΕ	75,82	87,42
ΣΗΘΥΑ	75,82	87,42

Ο αρμόδιος Διαχειριστής εισπράττει το επιπλέον ποσό που απαιτείται για την αγορά της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ μέσω Ειδικού Τέλους (Ν. 2773/99, άρθρο 40), που ορίζεται κάθε έτος με ΥΑ ως ενιαία τιμή/MWh για όλη την επικράτεια και καταβάλλεται από κάθε καταναλωτή.

Οι τιμές αυτές μπορεί να αναπροσαρμόζονται με απόφαση του ΥΠ.ΑΝ. μετά από γνώμη της ΡΑΕ, στη βάση του σταθμικού μέσου όρου των αυξήσεων των τιμολογίων της Δ.Ε.Η. Α.Ε., ενώ, μετά την πλήρη απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η αναπροσαρμογή θα γίνεται στο 80% του δείκτη τιμών καταναλωτή.

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

2. Ειδικά, η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από σταθμούς που συνδέονται στο Δίκτυο χαμηλής τάσης, γίνεται κάθε τέσσερις (4) μήνες.

3. Για την τιμολόγηση της διαθεσιμότητας ισχύος Υβριδικών Σταθμών που συνδέονται στο Δίκτυο των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, της ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφούν οι σταθμοί αυτοί από το Δίκτυο των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, καθώς και της ηλεκτρικής ενέργειας που οι Υβριδικοί Σταθμοί εγχέουν στο Δίκτυο αυτό, ισχύουν τα ακόλουθα:

α) Η διαθεσιμότητα ισχύος των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού που συνδέεται στο Δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού τιμολογείται, σε μηνιαία βάση, σε ευρώ ανά μεγαβάτ εγγυημένης ισχύος (€/MW). Η εγγυημένη ισχύς, οι χρονικές περίοδοι κατά τις οποίες παρέχεται αυτή, καθώς και η τιμή με βάση την οποία τιμολογείται η διαθεσιμότητα ισχύος, καθορίζονται στην άδεια παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού.

Για την τιμολόγηση διαθεσιμότητας ισχύος λαμβάνεται υπόψη το εκτιμώμενο κόστος κατασκευής και το σταθερό κόστος λειτουργίας νεοεισερχόμενου συμβατικού σταθμού παραγωγής στο Αυτόνομο Ηλεκτρικό Σύστημα του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού. Το τίμημα που λαμβάνει ο Παραγωγός για τη διαθεσιμότητα των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής Υβριδικού Σταθμού δεν μπορεί να υπολείπεται του τιμήματος που καταβάλλεται για τη διαθεσιμότητα των μονάδων του νεοεισερχόμενου συμβατικού σταθμού παραγωγής, με αντίστοιχη ισχύ.

Ως νεοεισερχόμενος συμβατικός σταθμός παραγωγής στο Αυτόνομο Ηλεκτρικό Σύστημα Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, λαμβάνεται υπόψη ο σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση συμβατικών καυσίμων, που λογίζεται ότι κατασκευάζεται κατά το χρόνο εξέτασης της αίτησης για τη χορήγηση άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Υβριδικό Σταθμό, με σκοπό την απρόσκοπτη ηλεκτροδότηση του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, κατά τα προβλεπόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών.

β) Η τιμή, με βάση την οποία τιμολογείται η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής Υβριδικού Σταθμού που αξιοποιούν την αποθηκευμένη ενέργεια στο σύστημα αποθήκευσής του και εγχέεται στο Δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, καθορίζεται στην άδεια παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού. Ο καθορισμός αυτός γίνεται με βάση το μέσο οριακό μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που εκτιμάται ότι έχουν, κατά το χρόνο έκδοσης της άδειας παραγωγής, οι συμβατικές μονάδες του Αυτόνομου Ηλεκτρικού Συστήματος για την κάλυψη της ηλεκτρικής ενέργειας που ζητείται από το Μη

Διασυνδεδεμένο Νησί και η οποία καλύπτεται, εν προκειμένω, από τις ανωτέρω μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού. Η τιμή που ορίζεται στο πρώτο εδάφιο δεν μπορεί να είναι κατώτερη από την τιμή με την οποία τιμολογείται η ηλεκτρική ενέργεια που απορροφά ο Υβριδικός Σταθμός από το Δίκτυο για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσής του, προσαυξημένη με ποσοστό 25%.

γ) Η τιμή, με βάση την οποία τιμολογείται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφά ο Υβριδικός Σταθμός από το Δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσής του, καθορίζεται στην άδεια παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού. Ο καθορισμός της τιμής αυτής γίνεται με βάση το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής των μονάδων βάσης του Αυτόνομου Ηλεκτρικού Συστήματος του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού κατά το χρόνο έκδοσης της άδειας παραγωγής.

δ) Το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που οι μονάδες Α.Π.Ε. Υβριδικού Σταθμού εγχέουν απευθείας στο Δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, τιμολογείται κατά τα οριζόμενα στην παράγραφο 1, ανάλογα με το είδος του σταθμού Α.Π.Ε..

ε) Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τις μονάδες Α.Π.Ε. του Υβριδικού Σταθμού και εγχέεται απευθείας στο Δίκτυο Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, μπορεί να συμψηφίζεται με την ενέργεια που απορροφά από το Δίκτυο αυτό ο Υβριδικός Σταθμός για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσής του. Το δικαίωμα συμψηφισμού αναγνωρίζεται μετά από σχετική αίτηση του παραγωγού και αναγράφεται στην οικεία άδεια παραγωγής κατά την έκδοση ή την τροποποίηση της άδειας αυτής. Στην περίπτωση αυτή, η τιμολόγηση των περιπτώσεων γ' και δ', αφορά την ηλεκτρική ενέργεια που υπολογίζεται ότι απορροφάται ή εγχέεται στο Δίκτυο, μετά τον ανωτέρω συμψηφισμό, όπως ρητά αναγράφεται στην οικεία άδεια παραγωγής.

4. Σε περίπτωση διασύνδεσης του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού με το Σύστημα, εξακολουθούν να ισχύουν οι συμβάσεις πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που έχουν συναφθεί μεταξύ του Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών και του Παραγωγού, χωρίς δυνατότητα παράτασής τους.

5. Με την απόφαση, που εκδίδεται κατά την παράγραφο 3 του άρθρου 5, καθορίζονται, η διαδικασία, τα ειδικότερα θέματα και κάθε αναγκαία λεπτομέρεια για τις τιμολογήσεις που γίνονται κατά την παράγραφο 3 του παρόντος άρθρου.

6. Οι τιμές που περιλαμβάνονται στον πίνακα της παραγράφου 1 αναπροσαρμόζονται, κάθε έτος, με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης, η οποία

εκδίδεται μετά από γνώμη της Ρ.Α.Ε.. Ως βάση για την αναπροσαρμογή αυτή λαμβάνεται η μεσοσταθμική μεταβολή των εγκεκριμένων τιμολογίων της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού Α.Ε. (Δ.Ε.Η. Α.Ε.). Ως μεσοσταθμική μεταβολή των τιμολογίων της Δ.Ε.Η. Α.Ε., νοείται ο μέσος όρος των επί μέρους εγκεκριμένων μεταβολών, ανά κατηγορία τιμολογίου, όπως ο όρος αυτός σταθμίζεται, ανάλογα με την αντίστοιχη, κατά το είδος της, ηλεκτρική ενέργεια που καταναλώθηκε το προηγούμενο έτος. Αν δεν απαιτείται έγκριση των τιμολογίων της Δ.Ε.Η. Α.Ε., σύμφωνα με τη σχετική κείμενη νομοθεσία, οι τιμές του πίνακα της παραγράφου 1 αναπροσαρμόζονται με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης σε ποσοστό 80% του δείκτη των τιμών καταναλωτή, όπως αυτός καθορίζεται από την Τράπεζα της Ελλάδος. Η αναπροσαρμογή αυτή γίνεται με ενιαίο τρόπο και ισχύει για όλες τις τιμές του πίνακα.

7. Με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης, μετά από γνώμη της Ρ.Α.Ε., μπορεί να αναπροσαρμόζεται, σε ετήσια βάση, η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται ή απορροφάται από Υβριδικό Σταθμό Α.Π.Ε. και η τιμή της διαθεσιμότητας ισχύος του σταθμού αυτού, σύμφωνα με τα στοιχεία καθορισμού των τιμών αυτών, κατά τα οριζόμενα στις περιπτώσεις α', β' και γ' της παραγράφου 3.

Έτσι με βάση τα παραπάνω και τον σχετικό πίνακα τιμολόγησης καθώς και το γεγονός ότι στο Αιολικό Πάρκο της Μονάδας το Δίκτυο Διανομής Η/Ε δεν συνδέεται με το Σύστημα και το δίκτυο της ηπειρωτικής χώρας, η τιμή πώλησης Η/Ε της μονάδας θα είναι **87,42 €/MWh**.

3.8.2 Προώθηση

Όπως σημειώθηκε σε προηγούμενη θέση, ο τομέας παραγωγής Η/Ε από αιολική ενέργεια, παρουσιάζει μια ιδιομορφία, που σχετίζεται με την αδειοδοτική διαδικασία, γεγονός που έχει ως αποτέλεσμα κάθε μεμονωμένη μονάδα παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ να αποτελεί μια αυτόνομη εταιρεία, συνήθως θυγατρική μιας μεγαλύτερης επιχειρηματικής οντότητας. Συνεπώς, ένας αριθμός μεμονωμένων μονάδων-εταιρειών συνήθως εντάσσεται υπό τη σκέπη μίας «κεντρικής» εταιρείας που ανήκει σε κάποιον όμιλο, με την επωνυμία αυτής συνήθως να περιέχει την επωνυμία της μητρικής εταιρείας και όρους όπως «ενεργειακή», «αιολική», κ.λπ..

Ως νέα μονάδα, θα πρέπει να επενδύσει σημαντικά και αποτελεσματικά στην προώθηση των προϊόντων της ώστε αυτά να καταφέρουν να διεισδύσουν στην αγορά.

Οι κυριότερες πηγές πληροφόρησης για την εταιρεία είναι:

- Ø Επισκέψεις πωλητών
- Ø Εμπορικές εκθέσεις
- Ø Επιδείξεις κατασκευαστών
- Ø Κατάλογοι και μπροσούρες προμηθευτών
- Ø Διαφημιστικά φυλλάδια
- Ø Καταχωρήσεις στον τύπο
- Ø Αρχεία επιχείρησης
- Ø Άλλες επιχειρήσεις

3.8.3 Διανομή

Οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αιολική ενέργεια, αποτελούν το μέσο με το οποίο ικανοποιείται η ανάγκη για ηλεκτρική ενέργεια από ΑΠΕ. Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια διοχετεύεται εντός του δημόσιου ηλεκτρικού δικτύου μεταφοράς και διάθεσης, το οποίο υπόκειται στον αρμόδιο Διαχειριστή (Διαχειριστής Νησιών), ο οποίος θεσμοθετήθηκε με την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

3.9 Το Πρόγραμμα Παραγωγής

Η υπό ίδρυση μονάδα σκοπεύει να δημιουργήσει αιολικό πάρκο (αποτελούμενο από 8 ανεμογεννήτριες ονομαστικής ισχύος 2.000 kW η κάθε μία) συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 16 MW. Ο μέσος βαθμός απασχόλησης της μονάδας υπολογίζεται στο 25%.

Με βάση τα παραπάνω στοιχεία έγινε ο υπολογισμός των προβλεπόμενων πωλήσεων. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

Έτος λειτουργίας	Βαθμός απασχόλησης μονάδας	Ποσότητα παραγωγής Η/Ε (kwh/έτος)	Τιμή €/ kwh	Πωλήσεις €
2011	25%	35.040.000	0,08742	3.063.197
2012	25%	35.040.000	0,090	3.153.600
2013	25%	35.040.000	0,093	3.258.720
2014	25%	35.040.000	0,096	3.363.840
2015	25%	35.040.000	0,099	3.468.960

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ 3 - ΑΝΤΑΓΩΝΙΣΤΕΣ

ACCIONA ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	
Κύκλος εργασιών 2007 (€)	2.373.462
Προσωπικό	7 (στοιχεία ICAP Databank)
Δραστηριότητες	Διαχείριση και λειτουργία εγκαταστάσεων εκμετάλλευσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.
Άλλα Στοιχεία	Η τιτλούχος ιδρύθηκε το 2004 και αποτελεί θυγατρική της Acciona Eolica Cesa (η τελευταία διατηρεί το 80% του μετοχικού κεφαλαίου της). Δραστηριοποιείται στο χώρο της ενέργειας συμμετέχοντας σε επιχειρήσεις εκμετάλλευσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Μέσω της θυγατρικής Αιολική Παναχαϊκού Α.Ε. (συμμετοχή 90%), διατηρεί αιολικό πάρκο στο όρος Παναχαϊκό, συνολικής ισχύος 35 MW. Έχει λάβει άδειες παραγωγής για περισσότερα από 400 MW, ενώ έχει επεκτείνει τις δραστηριότητές της στην Κύπρο, όπου συμμετέχει στην ανάπτυξη αιολικών πάρκων, συνολικής ισχύος 100 MW. Το 2004 η έδρα της μεταφέρθηκε στη σημερινή διεύθυνση, ενώ το 2007 η επωνυμία της άλλαξε από Cesa Hellas Α.Ε. στη σημερινή.
Διεύθυνση	Έδρα: Φραγκοκκλησιάς 7, 15125, Μαρούσι, Αττική, τηλ.: 210-6852200, fax: 210-6852180

ENEL SpA (Enel Investment Holdings B.V.)																																					
Δραστηριότητες	Μελέτη, ανάπτυξη, εγκατάσταση, λειτουργία και συντήρηση έργων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.																																				
Άλλα Στοιχεία	Η εταιρεία ιδρύθηκε το 1962 στην Ιταλία και παράγει ετησίως 30 GW ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, έχοντας παρουσία σε 22 χώρες. Στην Ελλάδα δραστηριοποιείται μέσω της θυγατρικής συμμετοχικής εταιρείας Enel Investment Holdings B.V. και (σύμφωνα με δημοσεύματα στον Τύπο) τον Μάιο του 2007 υπέγραψε με τον Όμιλο Κοπελούζου, συμφωνία απόκτησης αιολικών πάρκων σε λειτουργία και υπό ανάπτυξη, συνολικής ισχύος 127 MW. Διαθέτει εγκατεστημένη δυναμικότητα 91,3 MW και δυναμικότητα υπό κατασκευή 36,1 MW. Ο πίνακας που ακολουθεί παρουσιάζει τις εταιρείες, οι οποίες πραγματοποιούν πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και κατά πληροφορίες ελέγχονται από την Enel.																																				
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Εταιρεία</th> <th>MW</th> <th>ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗ ΘΕΣΗ</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="4" style="text-align: center;">ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ</td> </tr> <tr> <td>ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Τ.Ε.Β.Ε.</td> <td>7,4</td> <td>ΗΛΙΟΛΟΥΣΤΗ, Ν.Ευβοίας</td> <td>ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ</td> </tr> <tr> <td>ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Τ.Ε.Β.Ε.</td> <td>9</td> <td>ΗΛΙΟΛΟΥΣΤΗ / ΒΡΕΘΕΛΑ, Ν.Ευβοίας</td> <td>ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ</td> </tr> <tr> <td>ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.</td> <td>19,5</td> <td>ΑΣΠΡΗ ΠΕΤΡΑ, Ν. Ροδόπης</td> <td>ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ</td> </tr> <tr> <td>ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.</td> <td>11,25</td> <td>ΣΩΡΟΣ, Ν. Ροδόπης</td> <td>ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ</td> </tr> <tr> <td>ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.</td> <td>14,25</td> <td>ΓΕΡΑΚΙ, Ν. Ροδόπης</td> <td>ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ</td> </tr> <tr> <td>ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.</td> <td>6,4</td> <td>ΜΟΝΑΣΤΗΡΙ Ι, Ν. Ροδόπης</td> <td>ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ</td> </tr> <tr> <td>ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.</td> <td>10,8</td> <td>ΜΟΝΑΣΤΗΡΙ ΙΙ, Ν. Ροδόπης</td> <td>ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ</td> </tr> </tbody> </table> <p>Στρατηγικός στόχος της είναι, με τη σύσταση της Enelco Α.Ε. (κοινοπραξία με τον Όμιλο Κοπελούζου), να ενισχύσει την παρουσία της στην Ελλάδα στον κλάδο των ΑΠΕ. Το 2008 ανακοίνωσε ότι, σε συνεργασία με τον όμιλο Κοπελούζου-Σαμαρά, θα συμμετάσχει σε αιολικά έργα, συνολικής δραστηριότητας 1.400 MW.</p>	Εταιρεία	MW	ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗ ΘΕΣΗ		ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ				ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Τ.Ε.Β.Ε.	7,4	ΗΛΙΟΛΟΥΣΤΗ, Ν.Ευβοίας	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ	ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Τ.Ε.Β.Ε.	9	ΗΛΙΟΛΟΥΣΤΗ / ΒΡΕΘΕΛΑ, Ν.Ευβοίας	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	19,5	ΑΣΠΡΗ ΠΕΤΡΑ, Ν. Ροδόπης	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	11,25	ΣΩΡΟΣ, Ν. Ροδόπης	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ	ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	14,25	ΓΕΡΑΚΙ, Ν. Ροδόπης	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ	ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	6,4	ΜΟΝΑΣΤΗΡΙ Ι, Ν. Ροδόπης	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ	ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	10,8	ΜΟΝΑΣΤΗΡΙ ΙΙ, Ν. Ροδόπης	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ
Εταιρεία	MW	ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗ ΘΕΣΗ																																			
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ																																					
ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Τ.Ε.Β.Ε.	7,4	ΗΛΙΟΛΟΥΣΤΗ, Ν.Ευβοίας	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ																																		
ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Τ.Ε.Β.Ε.	9	ΗΛΙΟΛΟΥΣΤΗ / ΒΡΕΘΕΛΑ, Ν.Ευβοίας	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ																																		
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	19,5	ΑΣΠΡΗ ΠΕΤΡΑ, Ν. Ροδόπης	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ																																		
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	11,25	ΣΩΡΟΣ, Ν. Ροδόπης	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ																																		
ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	14,25	ΓΕΡΑΚΙ, Ν. Ροδόπης	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ																																		
ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	6,4	ΜΟΝΑΣΤΗΡΙ Ι, Ν. Ροδόπης	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ																																		
ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.	10,8	ΜΟΝΑΣΤΗΡΙ ΙΙ, Ν. Ροδόπης	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ																																		
Διεύθυνση	Έδρα: Γραβιάς 4, 15125, Μαρούσι, Αττική, τηλ.: 210-6197309, fax: 210-6197364 www.enel.it www.enelco.gr																																				

ENDESA HELLAS A.E.	
Κύκλος εργασιών 2007 (€)	4.939.875
Προσωπικό	35 (στοιχεία ICAP Databank)
Δραστηριότητες	Διαχείριση και έργων εκμετάλλευσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.
Άλλα Στοιχεία	Η πιτλούχος ιδρύθηκε το 2002 και αποτελεί θυγατρική της Endesa Europe SL και τον βραχίονα δραστηριοποίησης του Ομίλου Επιχειρήσεων Μυτιληναίος Παραγωγή & Εμπορία Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε. και την Μυτιληναίος Α.Ε. Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΜΑΠΕ). Το ίδιο έτος η έδρα της εταιρείας μεταφέρθηκε στη σημερινή διεύθυνση και η επωνυμία της άλλαξε από Ένερτεκ Α.Ε. στη σημερινή, Το 2008 απορρόφησε την Δέλτα Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας Α.Ε.
Διεύθυνση	Έδρα: Ολ. Τσικλητήρα 49, 15125, Μαρούσι, Αττική, τηλ.: 210-3448300, fax: 210-3448470 www.endesahellas.com.gr

ENERCON ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	
Κύκλος εργασιών 2007 (€)	1.178.821
Προσωπικό	21
Δραστηριότητες	Μελέτη, εγκατάσταση και συντήρηση αιολικών πάρκων, λειτουργία αιολικών πάρκων και εκμίσθωση ανεμογεννητριών.
Άλλα Στοιχεία	Η εταιρεία ιδρύθηκε το 1996 και αποτελεί θυγατρική της Enercon GmbH, με την τελευταία να κατέχει το 98% του μετοχικού κεφαλαίου της. Το 2001 η επωνυμία της άλλαξε από Enercon Α.Ε. στην σημερινή και το ίδιο έτος η έδρα της μεταφέρθηκε στη σημερινή της διεύθυνση. Η εταιρεία έχει εγκαταστήσει αιολικά πάρκα συνολικής ισχύος 27,5 MW. Η μητρική εταιρεία Enercon GmbH στην Ελλάδα λειτουργεί τρία αιολικά πάρκα συνολικής ισχύος 2,5 MW, μέσω των εταιρειών Αιολικά Πάρκα Κρύων Α.Ε. (62% συμμετοχή), Αιολικό Πάρκο Αχλαδιών Α.Ε. (62%) και Ανεμόεσσα Αιολικά Πάρκα Α.Ε. (55%).
Διεύθυνση	Έδρα: Λεωφ. Πεντέλης 20, 15135, Βριλήσσια, Αττική, τηλ.: 210-6838490-2, fax: 210-6838489 www.enercon.gr

ΟΜΙΛΟΣ ΕΝΤΕΚΑ – ΕΝ.ΤΕ.ΚΑ. Αιολικά Πάρκα Α.Ε.	
Προσωπικό	35
Δραστηριότητες	Μελέτη, σχεδιασμός, κατασκευή σταθμών και εγκαταστάσεων για την αξιοποίηση ΑΠΕ και λειτουργία, συντήρηση και επισκευή αιολικών πάρκων.
Άλλα Στοιχεία	Ασχολείται με την κατασκευή εγκαταστάσεων για την εκμετάλλευση ΑΠΕ και έχει θέσει σε λειτουργία αιολικές μονάδες ισχύος περισσότερων από 100 MW. Η δραστηριοποίησή της πραγματοποιείται κυρίως μέσω των θυγατρικών Enoqa Ανάπτυξη και & Υποστήριξη Ενεργειακών Έργων Ε.Ε., Εργοεπενδυτική Ο.Ε., ΕΝ.ΤΕ.ΚΑ. Αιολικά Πάρκα Κρήτης Α.Ε..
Διεύθυνση	Έδρα: Κύπρου & Τύχης 2, 15233, Χαλάνδρι, Αττική, τηλ.: 210-6816803, fax: 210-6816837 www.enteka.gr

ENVITEC A.E.																													
Κύκλος εργασιών 2007 (€)	14.634.132																												
Προσωπικό	26																												
Δραστηριότητες	Μελέτη και κατασκευή έργων επεξεργασίας αστικών λυμάτων, επεξεργασίας βιομηχανικών αποβλήτων, νερού και στερεών αποβλήτων, έργα βιοτεχνολογικών εφαρμογών, παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (βιομάζας, βιοαερίου και αιολικής) ενέργειας.																												
Άλλα Στοιχεία	<p>Η εταιρεία ιδρύθηκε το 1994 με έδρα το Χαλάνδρι. Προήλθε από μετατροπή της εταιρεία Χ.Δρακόπουλος – Π. Καλογερόπουλος Ο.Ε., η οποία ιδρύθηκε το 1991. Το 1999 η έδρα της εταιρείας μεταφέρθηκε στη σημερινή διεύθυνση. Το 2002 η τιπούχος απορρόφησε την Μέτρον ΑΕ.. Οι μετοχές της διαπραγματεύονται στο Χρηματιστήριο Αθηνών από τον Μάρτιο του 2008. Δραστηριοποιείται στον κλάδο των ΑΠΕ με την κατασκευή και λειτουργία 4 αιολικών πάρκων σε Εύβοια και Κρήτη, συνολικής ισχύος 25 MW, ενώ διαθέτει άδειες εκμετάλλευσης ηλιακής ενέργειας ισχύος 10,5 MW και βιομάζας 5 MW. Ειδικότερα συμμετέχει στις:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">Εταιρεία</th> <th style="text-align: center;">MW</th> <th colspan="2" style="text-align: center;">ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗ ΘΕΣΗ</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="4" style="text-align: center;">ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΜΟΙΡΩΝ Α.Ε. (99%)</td> <td style="text-align: center;">5,6</td> <td style="text-align: center;">ΑΝΤΙΣΚΑΡΙ, Ν. Ηρακλείου</td> <td style="text-align: center;">ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">ENVITEC ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε. (96%)</td> <td style="text-align: center;">5,4</td> <td style="text-align: center;">ΒΑΡΔΙΑ, Ν. Χανίων</td> <td style="text-align: center;">ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">ENVITEC ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε. (96%)</td> <td style="text-align: center;">5,4</td> <td style="text-align: center;">ΒΑΤΑΛΙ, Ν. Χανίων</td> <td style="text-align: center;">ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">ENVITEC ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε. (96%)</td> <td style="text-align: center;">8,5</td> <td style="text-align: center;">ΜΠΟΥΡΛΑΡΙ, Ν. Ευβοίας</td> <td style="text-align: center;">ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">ΣΥΝΟΛΟ</td> <td style="text-align: center;">25</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Εταιρεία	MW	ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗ ΘΕΣΗ		ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ				ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΜΟΙΡΩΝ Α.Ε. (99%)	5,6	ΑΝΤΙΣΚΑΡΙ, Ν. Ηρακλείου	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ	ENVITEC ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε. (96%)	5,4	ΒΑΡΔΙΑ, Ν. Χανίων	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ	ENVITEC ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε. (96%)	5,4	ΒΑΤΑΛΙ, Ν. Χανίων	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ	ENVITEC ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε. (96%)	8,5	ΜΠΟΥΡΛΑΡΙ, Ν. Ευβοίας	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ	ΣΥΝΟΛΟ	25		
Εταιρεία	MW	ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗ ΘΕΣΗ																											
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ																													
ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΜΟΙΡΩΝ Α.Ε. (99%)	5,6	ΑΝΤΙΣΚΑΡΙ, Ν. Ηρακλείου	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ																										
ENVITEC ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε. (96%)	5,4	ΒΑΡΔΙΑ, Ν. Χανίων	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ																										
ENVITEC ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε. (96%)	5,4	ΒΑΤΑΛΙ, Ν. Χανίων	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ																										
ENVITEC ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε. (96%)	8,5	ΜΠΟΥΡΛΑΡΙ, Ν. Ευβοίας	ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ																										
ΣΥΝΟΛΟ	25																												
Διεύθυνση	Έδρα: Αγ. Ιωάννου 12-14, 15233, Χαλάνδρι, Αττική, τηλ.: 210-6855793-4, 210-6855796-7, fax: 210-6855804 www.envitec.gr																												

IWECO ΜΕΓΑΛΗ ΒΡΥΣΗ ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ Α.Ε.Β.Ε.	
Κύκλος εργασιών 2007 (€)	1.172.399
Προσωπικό	9
Δραστηριότητες	Δραστηριοποιείται στον κλάδο των ΑΠΕ μέσω παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αιολική ενέργεια.
Άλλα Στοιχεία	Η εταιρεία ιδρύθηκε το 1995 με έδρα τη Γλυφάδα. Ασχολείται με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αιολική ενέργεια και διατηρεί αιολικό πάρκο στη Μεγάλη Βρύση του Ν. Ηρακλείου συνολικής ισχύος 4,95 MW (9 ανεμογεννήτριες). Το 2004 η έδρα της εταιρείας μεταφέρθηκε στη σημερινή διεύθυνση.
Διεύθυνση	Έδρα: Τεγέας 1, 16452, Αργυρούπολη, Αττική, τηλ.: 210-9965110, fax: 210-9968574

RETD A.E. (θυγατρική της EDF ENERGIES NOUVELLES SA)													
Κύκλος εργασιών 2007 (€)	1.652.000												
Προσωπικό	15												
Δραστηριότητες	Η επιχειρηματική δραστηριότητα της εταιρείας καλύπτει το σύνολο των υπηρεσιών (σχεδιασμό, ανάπτυξη, υλοποίηση επενδυτικών σχεδίων) για εγκατάσταση και λειτουργία μονάδων ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ.												
Άλλα Στοιχεία	<p>Η εταιρεία RETD A.E. (Renewable Energy Technology & Development) ιδρύθηκε το 2003 με αντικείμενο την ανάπτυξη, εγκατάσταση και λειτουργία ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων ΑΠΕ. Ειδικεύεται στο σχεδιασμό και την αδειοδότηση έργων ΑΠΕ και έχει πιστοποιηθεί με ISO 9001:2000. Αποτελεί τον εκπρόσωπο στην Ελλάδα των συμφερόντων της EDF ENERGIES NOUVELLES SA. Από το 2007, η τελευταία έχει εισέλθει στη μετοχική σύνθεση της τιτλούχου με ποσοστό 75%. Διαθέτει υπό κατασκευή έργα αιολικής (217 MW), ηλιακής (45 MW) και υδροηλεκτρικής (3 MW) ενέργειας. Η μητρική εταιρεία αποτελεί θυγατρική της μητρικής εταιρείας EDF Group (ποσοστό συμμετοχής 50%), ενός ομίλου ο οποίος δραστηριοποιείται στην ανάπτυξη, χρηματοδότηση και λειτουργία μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ. Συγκεκριμένα, εκτιμάται ότι η συνολική εγκατεστημένη ισχύς του Ομίλου ανέρχεται στις 1.735 MW (Ιούνιος 2008). Η συμμετοχή της γαλλικής εταιρείας στις ελληνικές θυγατρικές διαμορφώνεται με συμμετοχές ποσοστού 95%, με την κύρια δραστηριοποίηση αυτής στον τομέα της αιολικής ενέργειας. Η EDF ENERGIES NOUVELLES SA δραστηριοποιείται στην Ελλάδα μέσω των ακόλουθων επιχειρηματικών σχημάτων:</p> <p>EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΒΟΙΩΤΙΑ 1 Ε.Ε., Ε.Ε.Ν. ΒΟΙΩΤΙΑ Α.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΦΩΚΙΔΑ 1 Ε.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΦΩΚΙΔΑ 2 Ε.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΦΩΚΙΔΑ 3 Ε.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΦΩΚΙΔΑ 4 Ε.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΘΡΑΚΗ 1 Ε.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΡΟΔΟΠΗ 1 Ε.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΡΟΔΟΠΗ 2 Ε.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΡΟΔΟΠΗ 3 Ε.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΡΟΔΟΠΗ 4 Ε.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΚΙΛΚΙΣ 1 Ε.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΚΟΡΙΝΘΙΑ 1 Ε.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΑΡΓΟΛΙΔΑ 1 Ε.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΑΡΓΟΛΙΔΑ 2 Ε.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΑΡΓΟΛΙΔΑ 3 Ε.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΔΡΑΜΑ 1 Ε.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΘΕΣΣΑΛΙΑ 1 Ε.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΞΑΝΘΗ 1 Ε.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΞΑΝΘΗ 2 Ε.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΕΒΡΟΣ 1 Ε.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΕΒΡΟΣ 2 Ε.Ε., EDF EN S.A. & ΣΙΑ – ΑΧΑΪΑ 1 Ε.Ε..</p> <p>Στις προαναφερθείσες εταιρείες τα υπόλοιπα ποσοστά συμμετοχής ανήκουν στην εταιρεία RETD A.E..</p>												
Διεύθυνση	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Έδρα RETD A.E.:</th> <th>Έδρα EDF Energies Nouvelles SA:</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Σκουφά 32</td> <td>Coeur Defense - Immeuble 1</td> </tr> <tr> <td>10673, Αθήνα, Αττική</td> <td>La Defense 4</td> </tr> <tr> <td>τηλ.: 210-3390411, fax: 210-3390278</td> <td>90 esplanade du General de Gaulle</td> </tr> <tr> <td>www.retd.gr</td> <td>92933 Paris La Defense Cedex</td> </tr> <tr> <td></td> <td>www.edf-energies-nouvelles.com</td> </tr> </tbody> </table>	Έδρα RETD A.E.:	Έδρα EDF Energies Nouvelles SA:	Σκουφά 32	Coeur Defense - Immeuble 1	10673, Αθήνα, Αττική	La Defense 4	τηλ.: 210-3390411, fax: 210-3390278	90 esplanade du General de Gaulle	www.retd.gr	92933 Paris La Defense Cedex		www.edf-energies-nouvelles.com
Έδρα RETD A.E.:	Έδρα EDF Energies Nouvelles SA:												
Σκουφά 32	Coeur Defense - Immeuble 1												
10673, Αθήνα, Αττική	La Defense 4												
τηλ.: 210-3390411, fax: 210-3390278	90 esplanade du General de Gaulle												
www.retd.gr	92933 Paris La Defense Cedex												
	www.edf-energies-nouvelles.com												

WRE ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	
Κύκλος εργασιών 2007 (€)	1.253.395
Προσωπικό	5
Δραστηριότητες	Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αιολική ενέργεια.
Άλλα Στοιχεία	<p>Η εταιρεία ιδρύθηκε το 1998 και ξεκίνησε να δραστηριοποιείται στη λειτουργία αιολικών πάρκων το 2002. Η τιτλούχος συμμετέχει στην Δωδεκάνησος Αιολική Ε.Π.Ε. και Ευάνεμος Αιολική Ε.Π.Ε. με ποσοστό 90%. Διαθέτει αιολικά πάρκα στους Ν. Ευβοίας και Λασιθίου συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 6,75 MW ενώ έχει λάβει άδειες παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ συνολικής ισχύος 49 MW, εκ των οποίων τα 1,5 MW αφορούν φωτοβολταϊκά έργα.</p> <p>ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ</p> <ul style="list-style-type: none"> - Θέση Λογοθέτη, Μαρμάρι, Ν. Ευβοίας, 5 ανεμογεννήτριες, ισχύς 3,75 MW - Πλατύβολο, Σητεία, Ν. Λασιθίου, 4 ανεμογεννήτριες, ισχύς 3 MW
Διεύθυνση	<p>Έδρα: Βιθυνίας 6, 17123, Ν. Σμύρνη, Αττική, τηλ.: 210-9373060, fax: 210-9314536 www.wre.gr</p>

ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΥΚΛΑΔΩΝ – ΜΠΟΥΡΛΑΡΙ ΑΒ&ΕΕ	
Κύκλος εργασιών 2007 (€)	2.185.436
Προσωπικό	3
Δραστηριότητες	Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της λειτουργίας αιολικών πάρκων.
Άλλα Στοιχεία	<p>Η εταιρεία ιδρύθηκε το 1995 με έδρα τη Γλυφάδα. Το 1998 η επωνυμία της εταιρείας άλλαξε από Αιολικά Πάρκα Κυκλάδων – Μήλος Α.Β. & Ε.Ε. στη σημερινή. Τον Απρίλιο του 2005 η έδρα της εταιρείας μεταφέρθηκε στη σημερινή διεύθυνση. Λειτουργεί αιολικό πάρκο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ συνολικής ισχύος 7,8 MW στη θέση Μπουρλάρι του Ν. Ευβοίας.</p>
Διεύθυνση	<p>Έδρα: Επαμεινώνδα 36, 17675, Καλλιθέα, Αττική, τηλ.: 210-9400096, fax: 210-9422354</p>

ΓΚΑΜΕΣΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	
Κύκλος εργασιών 2007 (€)	1.730.976
Προσωπικό	17
Δραστηριότητες	Εμπορία ανεμογεννητριών και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ μέσω της λειτουργίας αιολικών πάρκων.
Άλλα Στοιχεία	<p>Η εταιρεία ιδρύθηκε το Νοέμβριο του 2000. Το 2002 η έδρα της εταιρείας μεταφέρθηκε στη σημερινή διεύθυνση. Αποτελεί θυγατρική εταιρεία της Gamesa Energia SA (Ισπανία). Το 2006 έθεσε σε λειτουργία το πρώτο της αιολικό πάρκο στη θέση Αλογοράχη του Ν. Μαγνησίας, με ισχύ 17 MW. Διαθέτει άδεια παραγωγής για περισσότερα από 400 MW, ενώ το 2009 θα ξεκινήσει την κατασκευή αιολικών πάρκων ισχύος 44 MW. Κάνει αποκλειστική χρήση ανεμογεννητριών, τις οποίες προμηθεύεται από τη μητρική Gamesa Eolica.</p>
Διεύθυνση	<p>Έδρα: Παμπούκη 3, 15451, Νέο Ψυχικό, Αττική, τηλ.: 210-6753300, fax: 210-6753305</p>

ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	
Κύκλος εργασιών 2007 (€)	12.003.822
Προσωπικό	48
Δραστηριότητες	Ανάπτυξη και λειτουργία αιολικών πάρκων, γεωθερμικών πεδίων και μΥΗΣ.
Άλλα Στοιχεία	<p>Ιδρύθηκε το 1998 και αποτελεί 100% θυγατρική της εταιρείας ΔΕΗ Α.Ε.. Το 2002 η επωνυμία της τιτλούχου άλλαξε από Χαρτοφυλάκιο Διαχείρισης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας Α.Ε. στη σημερινή. Τον Αύγουστο του 2007 η έδρα της μεταφέρθηκε στην σημερινή διεύθυνση, ενώ το 2008 απορρόφησε τον κλάδο ΑΠΕ από τη ΔΕΗ Α.Ε.. Η εταιρεία έχει παραλάβει τη σκυτάλη της διαχείρισης των ΑΠΕ από τη μητρική εταιρεία, με στόχο την ανάπτυξη του κλάδου και δραστηριοποιείται μέσω των ακόλουθων επιχειρηματικών σχημάτων:</p> <p>ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε. – Ρόκας Ενέργεια Α.Ε.Β.Ε. ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε. – Τέρνα Ενεργειακή Α.Ε. ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε. – ΔΙΕΚΑΤ Μ.Υ.Η.Ε. Γιτάνη Α.Ε. ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε. – ΜΕΚ Ενεργειακή Α.Ε. ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε. – Ελληνική Τεχνοδομική Τ.Ε.Β.</p> <p><u>Αιολική Ενέργεια</u> Η τιτλούχος έχει εκπονήσει, σε μεγάλο μέρος της ελληνικής, έρευνα ανεμολογικών συνθηκών, με βάση την οποία έχει εγκαταστήσει 156 ανεμογεννήτριες σε συνολικής ισχύος 44 MW, σε 23 αιολικά πάρκα, ενώ έχει λάβει άδειες παραγωγής συνολικής ισχύος 87 MW.</p> <p><u>Μικρά Υδροηλεκτρικά έργα</u> Διατηρεί 10 Μικρο-Ηλεκτρικούς Σταθμούς με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 47 MW, ενώ οι υπό κατασκευή σταθμοί φθάνουν τα 28 MW.</p> <p><u>Ηλιακή Ενέργεια</u> Η εταιρεία λειτουργεί πέντε (5) φωτοβολταϊκές μονάδες σε νησιά της Δωδεκανήσου και των Επτανήσων με συνολική ισχύ περίπου 250 kW. Επίσης, προωθεί την ολοκλήρωση της αδειοδοτικής διαδικασίας για την κατασκευή του 2^{ου} μεγαλύτερου φωτοβολταϊκού πάρκου στην Ευρώπη και στός από τα μεγαλύτερα στον κόσμο, στην Μεγαλόπολη. Το πάρκο ισχύος 50 MW θα παράγει καθαρή ηλεκτρική ενέργεια από τον ήλιο καλύπτοντας την ηλεκτρική κατανάλωση περίπου 28.000 νοικοκυριών (το 42% του συνόλου) του Ν. Αρκαδίας.</p> <p><u>Γεωθερμία</u> Έχει εκτελέσει εκτεταμένη γεωθερμική έρευνα και έχει εντοπίσει ελπιδοφόρα γεωθερμικά πεδία, ενώ ολοκληρώθηκαν οι διαδικασίες υπογραφής της σύμβασης μίσθωσης του γεωθερμικού πεδίου της Λέσβου στη ΔΕΗ Α.Ε..</p> <p>Η ΔΕΗ Ανανεώσιμες Α.Ε. φιλοδοξεί να συνεχίσει να πρωτοπορεί στις ΑΠΕ και σύμφωνα με το επιχειρησιακό πρόγραμμα που κοινοποίησε το 2007, θα επιδιώξει να διεκδικήσει το 20%-25% της εγχώριας αγοράς μέχρι το 2012, επενδύοντας περίπου €740 εκατ.. Ανάμεσα στις πιο πρόσφατες συνεργασίες από τις οχτώ που έχουν συναφθεί συνολικά, είναι η συμφωνία με τη Γαλλική EDF Energies Nouvelles για κατασκευή Αιολικών Πάρκων ισχύος 122 MW και αυτή με την ΕΤΒΑ-ΒΙΠΕ για την κατασκευή φωτοβολταϊκών μονάδων σε βιομηχανικές περιοχές. Η παραγωγή Η/Ε από ΑΠΕ διαμορφώθηκε στις 179 Gwh και 230 Gwh για το 2007 και 2006 αντίστοιχα.</p>
Διεύθυνση	Έδρα: Μεσογείων 223, 11523, Αθήνα, Αττική, τηλ.: 211-2118000 www.ppcr.gr

ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΥΔΡΕΥΣΗΣ & ΑΠΟΧΕΤΕΥΣΗΣ ΠΡΩΤΕΥΟΥΣΗΣ (ΕΥΔΑΠ) Α.Ε.	
Κύκλος εργασιών 2007 (€)	388.417.000
Προσωπικό	3.677
Δραστηριότητες	Παροχή υπηρεσιών ύδρευσης και αποχέτευσης, στην περιοχή της πρωτεύουσας και τα περίχωρα.
Άλλα Στοιχεία	Η εταιρεία δραστηριοποιείται και στο χώρο των ΑΠΕ καθώς από το 2001 λειτουργεί μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα, συνολικής ισχύος 7,14 MW στον χώρο του Κέντρου Επεξεργασίας Λυμάτων Ψυτάλλειας, η οποία μετά από την ολοκλήρωση των εργασιών που βρίσκονται σε εξέλιξη θα ανέλθει σε 11,4 MW. Τον Μάρτιο του 2007, ανακοίνωσε τη σύναψη συνεργασίας με την Αθηνά Α.Τ.Ε. για την κατασκευή δύο μονάδων συμπαγωγής ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας (ισχύος 14 MW και 4,25 MW) στην Ψυτάλλεια, συνολικού προϋπολογισμού €25 εκατ. Παράλληλα, έχει ξεκινήσει την κατασκευή και λειτουργία μικρών υδροηλεκτρικών έργων κατά μήκος των υδραγωγείων Εύηνου-Μόρνου-Υλίκης-Αθηνών (θέσεις Κίρφη, Ελικώνας, Κιθαιρώνας, Κλειδί Εύηνος και Μάνδρα) συνολικής ισχύος 4,65 MW, συνολικού προϋπολογισμού €5,71 εκατ. Ο κύκλος εργασιών της εταιρείας που αφορά την <u>πώληση ηλεκτρικού ρεύματος</u> ανήλθε το 2007 σε €1.118.000.
Διεύθυνση	Έδρα: Ωρωπού 156, 11146, Γαλάτσι, Αττική, τηλ.: 210-2144056, fax: 210-2144159 www.eydap.gr

ΖΕΦΥΡΟΣ Ε.Π.Ε.	
Κύκλος εργασιών 2007 (€)	4.280.172
Προσωπικό	10 (στοιχεία ICAP Databank)
Δραστηριότητες	Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αιολική ενέργεια.
Άλλα Στοιχεία	Η πιλόυχος ιδρύθηκε το 1997 με έδρα το Μαρούσι. Διατηρεί αιολικό πάρκο στη θέση Μπουρλάρι του Ν. Ευβοίας, συνολικής θσχύος 1,8 MW. Το 2001 η έδρα της μεταφέρθηκε στη σημερινή διεύθυνση.
Διεύθυνση	Έδρα: Χαριλάου Τρικούπη 190, 14564, Κηφισιά, Αττική, τηλ.: 210-6254707

ΜΕΛΤΕΜΙ ΚΑΣΤΡΙ ΑΒΕ & ΤΕ	
Κύκλος εργασιών 2007 (€)	456.376
Προσωπικό	4
Δραστηριότητες	Παραγωγή και διάθεση ηλεκτρικής ενέργειας, από την εκμετάλλευση ήπιων και ΑΠΕ ενώ διαθέτει τεχνογνωσία στη μελέτη, κατασκευή και διαχείριση αιολικών πάρκων.
Άλλα Στοιχεία	Η εν λόγω εταιρεία είναι θυγατρική του Ομίλου Τεχνική Ολυμπιακή (75%), ιδρύθηκε το 1998 και ξεκίνησε πλήρεις δραστηριότητες το 2001. η συνολική ισχύς των προγραμματισμένων έργων του Ομίλου φτάνει τα 72,1 MW. Συγκεκριμένα, εκτός του αιολικού πάρκου στην Κάρυστο Ευβοίας, το οποίο βρίσκεται ήδη σε λειτουργία και έχει δυναμικότητα 5 MW, έχει εξασφαλισθεί άδεια εγκατάστασης για δύο αιολικά πάρκα συνολικής ισχύος 33 MW (16,5 MW έκαστο) στο Νομό Μαγνησίας. Επιπλέον, έχει εγκριθεί άδεια εγκατάστασης για δύο νέα αιολικά ισχύος 22,1 MW και 17 MW, στους Νομούς Αχαΐας και Λακωνίας αντίστοιχα. Το συνολικό κόστος της επένδυσης για τη δημιουργία 4 αυτών αιολικών πάρκων πλησιάζει τα €100 εκατ. Το 2005 η άδεια της εταιρείας μεταφέρθηκε στη σημερινή διεύθυνση.
Διεύθυνση	Έδρα: Σολωμού 22, 17456, Άλιμος, Αττική, τηλ.: 210-9977000, 210-8985608, fax: 210-8986037 www.techol.gr

ΘΕΜΕΛΗ Α.Ε.	
Κύκλος εργασιών 2007 (€)	25.641.921
Προσωπικό	180
Δραστηριότητες	Δημόσια και ιδιωτικά τεχνικά έργα, γεωτρήσεις, χρηματοδότηση, λειτουργία και ανάπτυξη αιολικών και μικρών υδροηλεκτρικών έργων.
Άλλα Στοιχεία	<p>Η εταιρεία ιδρύθηκε το 1986 με έδρα την Αθήνα, από μετατροπή της ατομικής επιχείρησης Ντινόπουλος Δημήτριος που προϋπήρχε από το 1971. Το 1995 η τιτλούχος απορρόφησε την εταιρεία Ελληνικά Τεχνικά Έργα Α.Ε., η οποία ιδρύθηκε το 1950. Το 1996 εξαγόρασε το ενεργητικό της εταιρείας Γενική Εταιρεία Μελετών, Έρευνας & Εκμεταλλεύσεως Α.Ε., ενώ το 2002 προχώρησε στην απορρόφηση της εταιρείας Κώτσιας, Κ. & Λ., Α.Ε.Τ.Ε. καθώς και του κατασκευαστικού κλάδου των εταιρειών Ηπειρωτική Α.Τ.Ε. και Νεοδομή Α.Τ.Ε. & Β.Ε.. Η τιτλούχος διαθέτει κατασκευαστικό πτυχίο ή τάξεως και άδειες εκμεταλλεύσεως αιολικής ενέργειας ισχύος 135 MW. Τα τελευταία χρόνια έχει εισέλθει στον τομέα της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ και συγκεκριμένα έχει αναπτύξει σημαντική δραστηριότητα στη χρηματοδότηση, λειτουργία και ανάπτυξη Αιολικών Πάρκων καθώς και Μικρών Υδροηλεκτρικών Έργων.</p> <p>ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ξηροβούνι – Δήμος Πλατάνου, Ν. Αιτωλοακαρνανίας, ισχύος παραγωγής 18,9 MW. ▪ Βλαχοβούνι – Δήμος Βαρδουσίων, Ν. Φωκίδας, ισχύος παραγωγής 18 MW. ▪ Ακόντιο – Προσήλιο – Δήμος Χαιρώνειας, Ν. Βοιωτίας, ισχύος παραγωγής 34,2 MW. ▪ Περγάντη – Δήμος Κεκρωπίας, Ν. Αιτωλοακαρνανίας, ισχύος παραγωγής 30,6 MW. <p>ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ ΕΡΓΑ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Μουκοβυτόλακκα – Δήμος Σπερχειάδας, Ν. Φθιώτιδας, ισχύος παραγωγής 4,48 MW. ▪ Δαφνούς – Δήμος Καλλέων, Ν. Φωκίδας, ισχύος παραγωγής 3 MW.
Διεύθυνση	Έδρα: Καποδιστρίου 104, 14235, Νέα Ιωνία, Αττική, τηλ.: 210-2717720, fax: 210-2717723 www.themeli.gr

ΟΜΙΛΟΣ – ΔΙΕΚΑΤ Α.Τ.Ε.	
Προσωπικό	122 (στοιχεία ICAP Databank)
Δραστηριότητες	Κατασκευή τεχνικών έργων. Μηχανουργικές και μεταλλικές κατασκευές. Τηλεπικοινωνιακά έργα, έργα υποδομής πληροφορικής, αποθήκευσης και διανομής καυσίμων, ενεργειακά έργα και ανάπτυξη ακινήτων.
Άλλα Στοιχεία	Η εταιρεία ΔΙΕΚΑΤ Α.Τ.Ε. ιδρύθηκε το 1976 και κύρια δραστηριότητα της είναι η ανάπτυξη και η κατασκευή τεχνικών έργων. Το 2000 απορρόφησε τις εταιρείες Τοπουζέλης Νικόλαος «Μηχανουργεία» και Οδοασφαλτική Α.Β.Ε.Τ.Ε.. Το έτος 2002 εισέφερε τον κλάδο των τεχνικών έργων στην εταιρεία Μοχλός Α.Τ.Ε.. Το 2005 η έδρα της μεταφέρθηκε στη σημερινή διεύθυνση. Διαθέτει 4 μικρές υδροηλεκτρικές μονάδες συνολικής δυναμικότητας 9,8 MW, ενώ αναμένεται να τεθούν σε λειτουργία 2 επιπλέον μονάδες ισχύος 3,4 MW.
Διεύθυνση	Έδρα: Κωνσταντινουπόλεως 42, 19400, Κορωπί, Αττική, τηλ.: 210-6684900, fax: 210-6684705 www.diekat.gr

ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ ΟΜΙΛΟΣ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ Α.Ε.	
Δραστηριότητες	Εμπορία μετάλλων και μεταλλευμάτων, κατασκευών και βιομηχανίας οχημάτων και ενέργειας.
Άλλα Στοιχεία	Το 2007, ο Όμιλος ανακοίνωσε στρατηγική συμμαχία με την Endesa, καθιστώντας την τελευταία, βραχίονα της δραστηριοποίησής του στην εκμετάλλευση ΑΠΕ. Τον Μάιο του ίδιου έτους, προχώρησαν στην πρώτη κοινή επιχειρηματική κίνηση, ολοκληρώνοντας την εξαγορά της εταιρείας Εβροενεργειακή Α.Ε. από την Deutsche Erneuerbare Energien GmbH. Η Εβροενεργειακή Α.Ε. λειτουργεί αιολικό πάρκο στην περιοχή της Αλεξανδρούπολης με ισχύ 3 MW ενώ διαθέτει άδεια εγκατάστασης για αιολικά πάρκα ισχύος 30 MW και υπό ανάπτυξη έργα ΑΠΕ, συνολικής ισχύος 100 MW. Το 2007 απορρόφησε τις Μυτιληναίος Παραγωγή & Εμπορία Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε., Μυτιληναίος Α.Ε. Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και το 2008 τη Δέλτα Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας Α.Ε.. Το 2008 η Endesa Hellas AS εξαγόρασε από την δανέζικη εταιρεία Dong Energy AS τέσσερα αιολικά πάρκα εγκατεστημένης δυναμικότητας 18,6 MW. Διαθέτει ενεργειακό δυναμικό σε λειτουργία 45 MW, διαχειρίζεται άδειες παραγωγής 184 MW για αιολικά πάρκα και 63 MW για υδροηλεκτρικές μονάδες, ενώ μέχρι το 2012 εκτιμάται ότι η παραγωγική της δυναμικότητα θα ξεπεράσει τα 2.000 MW. Ο κύκλος εργασιών του Ομίλου που αφορά την παραγωγή και εμπορία <u>ενέργειας</u> ανήλθε το 2007 σε <u>€6.095.293</u> .
Διεύθυνση	Έδρα: Πατρόκλου 5-7, 15125, Παράδεισος Αμαρουσίου, Αττική, τηλ.: 210-6877300, fax: 210-6877400 www.mytilineos.gr

NANKO ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΒΕΤΕ	
Κύκλος εργασιών 2007 (€)	691.639
Προσωπικό	4 (στοιχεία ICAP Databank)
Δραστηριότητες	Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.
Άλλα Στοιχεία	Ιδρύθηκε το 1999 ως θυγατρική του Ομίλου ΔΙΕΚΑΤ, αλλά ξεκίνησε τις δραστηριότητές της στο χώρο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ τον Σεπτέμβριο του 2003. Διαθέτει υδροηλεκτρικές μονάδες στη θέση Καταρράκτη του Ν. Άρτας, συνολικής δυναμικότητας 2,4 MW και στο Επτάλοφο του Ν. Φωκίδας, ισχύος 1,9 MW. Η τιπλούχος έχει υπογράψει σύμβαση με τη Δ.Ε.Η. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας Α.Ε. για την από κοινού κατασκευή και εκμετάλλευση υδροηλεκτρικών σταθμών για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το 2007 η έδρα της μεταφέρθηκε στη σημερινή διεύθυνση. Το 2008 η επωνυμία της εταιρείας άλλαξε από ΔΙΕΚΑΤ Ενέργεια Α.Β.Ε.Τ.Ε. στη σημερινή.
Διεύθυνση	Έδρα: Λεωφ. Κηφισίας 244, 15231, Χαλάνδρι, Αττική, τηλ.: 210-6785024, fax: 210-6744008

ΟΜΙΛΟΣ VECTOR – ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	
Προσωπικό	15
Δραστηριότητες	Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της αξιοποίησης ΑΠΕ.
Άλλα Στοιχεία	Ο Όμιλος Vector δραστηριοποιείται στο χώρο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ κυρίως μέσω της συμμετοχικής εταιρείας Vector Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας Α.Ε. και της εξ αυτής ελεγχόμενης (100%) Vector Αιολικά Πάρκα Ελλάδος Α.Ε. Η εταιρεία <u>Vector Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας Α.Ε.</u> ιδρύθηκε το 2001 με έδρα την Καλλιθέα και δραστηριοποιείται τόσο στους τομείς της αιολικής και ηλιακής ενέργειας όσο και σε εκείνους της υδροηλεκτρικής και της βιομάζας. Ο όμιλος προμηθεύεται ανεμογεννήτριες από την Enercon, Vestas και General Electric, ενώ έχει αποκλειστική συνεργασία με την Kyocera για τη χρήση φωτοβολταϊκών συστημάτων. Συμμετέχει στην Vector Αιολικά Πάρκα Ελλάδος Α.Ε. (100%), την Vector Βιομάζα Α.Ε. (51%) και την Ηλιοδύναμη Ε.Π.Ε. (51%). Έχει εγκαταστήσει περισσότερα από 50 MW εκμετάλλευσης αιολικής ενέργειας σε συνεργασία με την Ελληνική Τεχνοδομική ΤΕΒ και την Enercon GmbH. Διατηρεί αιολικό πάρκο στα Παλιά Καλύβια Μαρμαρίου του Ν. Ευβοίας, ισχύος 0,8 MW, ενώ συμμετέχει στην κατασκευή αιολικών πάρκων συνολικής δυναμικότητας 106 MW στους Ν. Αργολίδας, Φωκίδας και Βοιωτίας.
Διεύθυνση	Έδρα: Λεωφ. Συγγρού 224, 17672, Καλλιθέα, Αττική, τηλ.: 210-9592323, fax: 210-9530891 www.windfarm.gr

ΟΜΙΛΟΣ ΔΟΜΙΚΗ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	
Κύκλος εργασιών 2007 (€)	12.039.000 (για την εταιρεία Δομική Κρήτης Α.Ε.)
Προσωπικό	100 (στοιχεία ICAP Databank)
Δραστηριότητες	Κατασκευή δημόσιων και ιδιωτικών τεχνικών έργων, λειτουργία αιολικών πάρκων.
Άλλα Στοιχεία	Η εταιρεία Δομική Κρήτης ιδρύθηκε το 1985 με έδρα το Ηράκλειο Κρήτης. Κύρια δραστηριότητα της αποτελεί η κατασκευή τεχνικών έργων ενώ αναπτύσσει συγχρόνως δραστηριότητες στον κλάδο ενέργειας με τη θυγατρική <u>Δομική Ενεργειακή Α.Ε.</u> (ιδρύθηκε το 2002) και <u>Αιολικό Βοσκορού Α.Ε.</u> και τις «υποθυγατρικές» <u>Αιολικό Πάρκο Βιάννου</u> και <u>Αιολικό Πάρκο Ζακάθου Α.Ε.</u> . Το 2001 ξεκίνησε τη δραστηριότητά της στο χώρο της ενέργειας, λαμβάνοντας άδεια για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, με τη δημιουργία αιολικού πάρκου ισχύος 4,62 MW στην περιοχή Βοσκορό Κρουσών, Ηρακλείου Κρήτης. Το ίδιο έτος, η τιτλούχος απορρόφησε την εταιρεία Αποστολόπουλο, Α. & Δ., Α.Τ.Ε.. Ο όμιλος έχει συνάψει συνεργασία με τη γαλλική εταιρεία Eolfi SA για μελλοντική ανάπτυξη αιολικών πάρκων. Ο κύκλος εργασιών που προήλθε από το αιολικό πάρκο Βοσκορού Κρουσών (πωλήσεις ενέργειας) ανήλθε το 2007 σε <u>€1.306.705</u> και το 2006 σε <u>€1.348.000</u> .
Διεύθυνση	Έδρα: Κορωναίου 14, 71202, Ηράκλειο Κρήτης, τηλ.: 2810-288287, fax: 2810-341156 www.domik.gr

ΟΜΙΛΟΣ ΕΛΛΑΚΤΩΡ – ΕΛΛΑΚΤΩΡ Α.Ε.	
Προσωπικό	50
Δραστηριότητες	Κατασκευές, παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ και ανάπτυξη γης και ακινήτων.
Άλλα Στοιχεία	Η εταιρεία ΕΛΛΑΚΤΩΡ Α.Ε. (συμμετοχική εταιρεία) προήλθε από μετατροπή της εταιρείας Ελληνική Τεχνοδομική Ε.Π.Ε., η οποία είχε ιδρυθεί το 1955. Έχει αναπτύξει δραστηριότητα στους τομείς της αιολικής ενέργειας με τη λειτουργία αιολικών πάρκων, της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα και βιοαέριο καθώς και στον τομέα της υδροηλεκτρικής ενέργειας. Σε επίπεδο παραγωγής Η/Ε, η σχετική δραστηριότητα διεξάγεται μέσω θυγατρικών εταιρειών. Ο όμιλος λειτουργεί αιολικά πάρκα συνολικής ισχύος 33 MW και μονάδα βιοαερίου 14 MW (μέσω της Ηλέκτωρ), η οποία το 2007 επεκτάθηκε κατά 9,7 MW. Διαθέτει άδειες παραγωγής για αιολικά πάρκα συνολικής ισχύος περίπου 200 MW. Μέσω της εταιρείας ΔΕΗ Ανανεώσιμες ΑΕ – Ελληνική Τεχνοδομική ΤΕΒ – Αειφόρος Ενεργειακή Α.Ε., στην οποία κατέχει το 35% του μετοχικού κεφαλαίου, έλαβε το 2005 άδεια παραγωγής υδροηλεκτρικής ενέργειας συνολικής ισχύος 4,95 MW. Το 2008 η επωνυμία της άλλαξε από Ελληνική Τεχνοδομική ΤΕΒ Α.Ε. στη σημερινή και στο ίδιο έτος η έδρα της μεταφέρθηκε στη σημερινή διεύθυνση.
Διεύθυνση	Έδρα: Ερμού 25, (Ε.Ο. Αθηνών Λαμίας, Κόμβος Ολυμπιακού Χωριού) 14564, Κηφισιά, Αττική, τηλ.: 210-8184600, fax: 210-8184601 www.etae.com

ΟΜΙΛΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΩΝ ΤΕΡΝΑ – ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Β.Ε.Τ.Ε.	
Προσωπικό	183
Δραστηριότητες	Ανάπτυξη αιολικών πάρκων, μικρών υδροηλεκτρικών έργων και μονάδων ολοκληρωμένης διαχείρισης και παραγωγής ενέργειας από απορρίματα, απόβλητα και βιομάζα.
Άλλα Στοιχεία	Η δραστηριοποίηση του ομίλου στον Τομέα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ γίνεται κυρίως μέσω της ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή Α.Β.Ε.Τ.Ε., η οποία είχε αρχικά ιδρυθεί το 1949 με την επωνυμία ΕΤΚΑ Α.Ε.. Το 1999, η τελευταία απορρόφησε την ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή Α.Β.Ε.Τ.Ε. και παράλληλα άλλαξε την επωνυμία της στη σημερινή. Το 2003 η έδρα της μεταφέρθηκε στη σημερινή διεύθυνση. Το 2004 απορρόφησε τις Ενεργειακή Πυργάρι Ευβοίας Α.Ε. και Ελληνική Υδροηλεκτρική Τεχνική Α.Ε., ενώ το 2005 απορρόφησε την ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή Κρήτης Α.Ε.. Η εγκατεστημένη ισχύς του ομίλου ανέρχεται σε 118 MW, ενώ διαθέτει υπό κατασκευή αιολικά πάρκα και υδροηλεκτρικές μονάδες συνολικής ισχύος 43,55 MW και 15,1 MW αντίστοιχα. Κατέχει άδειες παραγωγής συνολικής ισχύος 523 MW για αιολικά πάρκα και 112 MW για υδροηλεκτρικά έργα.
Διεύθυνση	Έδρα: Μεσογείων 85, 11526, Αθήναι, Αττική, τηλ.: 210-6968000 www.terna-energy.gr

ΟΜΙΛΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΩΝ ΚΟΠΕΛΟΥΖΟΥ – ΣΑΜΑΡΑ	
Δραστηριότητες	Εισαγωγή και εμπορία φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας, παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, κατασκευή σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αγωγών μεταφοράς και διανομής φυσικού αερίου και λοιπών έργων υποδομής. Ανάπτυξη αιολικών πάρκων, μικρών υδροηλεκτρικών έργων και φωτοβολταϊκών μονάδων.
Άλλα Στοιχεία	<p>Από το 1998 υπάρχει η συνεργασία του Ομίλου Κοπελούζου (ιδρύθηκε το 1970) με τον Όμιλο Σαμαρά για την ανάπτυξη έργων ΑΠΕ στη βάση του 50% έκαστος. Σημαντική εξέλιξη για τους προαναφερθέντες ομίλους αποτελεί η υπογραφή προσυμφώνου μεταβίβασης μετοχών για 7 από τις εν λειτουργία εταιρείες της Enel S.p.a.. Ο όμιλος δραστηριοποιείται στον κλάδο των ΑΠΕ μέσω των εταιρειών:</p> <p><u>ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΧΑΪΑΣ Α.Ε. ▪ ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε. ▪ ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΡΟΔΟΥ Α.Ε. ▪ ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΓΡΑΜΜΑΤΙΚΟΥ Α.Ε. ▪ ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΟΡΙΝΘΙΑΣ Α.Ε. ▪ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΟΡΙΝΘΙΑΣ Α.Ε. ▪ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΤΡΙΚΟΡΦΟ Α.Ε. ▪ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΠΑΛΙΟΠΥΡΓΟΣ Α.Ε. ▪ ΑΙΟΛΙΚΟ ΠΑΡΚΟ ΠΕΛΑΓΙΑ Α.Ε. ▪ ΑΙΟΛΙΚΟ ΠΑΡΚΟ ΔΡΥΜΟΝΑΚΙΑ Α.Ε. <p><u>ΜΙΚΡΑ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ΥΔΡΟ ΚΑΤΑΣΚΕΥΑΣΤΙΚΗ ΑΤΕΒΕ ▪ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΓΛΑΥΚΟΥ Α.Ε. <p>Πέραν των προαναφερθέντων έργων, οι Όμιλοι Κοπελούζου – Σαμαρά έχουν υποβάλει στην Ρ.Α.Ε. αιτήσεις για την αξιοποίηση μεγάλων περιοχών που χαρακτηρίζονται από υψηλό αιολικό δυναμικό και συγκεκριμένα για την ανάπτυξη των περιοχών Καφηρέα, Ν. Ευβοίας (188 MW), Μάνης (175 MW) και Κυκλάδων (400 MW), εκ των οποίων 170 MW στην Άνδρο, 50 MW στην Τήνο, 72 MW στην Πάρο και 180 MW στη Νάξο. Η συγκεκριμένη επένδυση ανέρχεται στα €700 εκατ. Η σύσταση της Enelco Α.Ε. (κοινοπραξία με Enel Spa), αναμένεται να εδραιώσει την παρουσία της στην Ελλάδα στον κλάδο των ΑΠΕ, ενώ το 2008 υπέγραψε συμφωνία με την Enel Spa, για την ανάπτυξη αιολικών έργων συνολικής δυναμικότητας 1.400 MW.</p>
Διεύθυνση	<p>Έδρα: Λεωφ. Κηφισίας 209 15124, Μαρούσι, Αττική, τηλ.: 210-6141106-15, fax: 210-6140371</p> <p>Έδρα Τμήματος Ενέργειας: Καποδιστρίου 38-40 15123, Μεταμόρφωση, Αττική, τηλ.: 210-6101100 www.copelouzos.gr</p>

ΟΜΙΛΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΩΝ ΡΟΚΑ – Χ. ΡΟΚΑΣ Α.Β.Ε.Ε.	
Προσωπικό	240 (προσωπικό ομίλου)
Δραστηριότητες	Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, ηλεκτρομηχανολογικά έργα με εξειδίκευση στα ανυψωτικά μηχανήματα, σύνθετες μεταλλικές κατασκευές και ενεργειακά έργα.
Άλλα Στοιχεία	<p>Η εταιρεία Χ. Ρόκας Α.Β.Ε.Ε. ιδρύθηκε το 1977 με έδρα την Αθήνα και προήλθε από μετατροπή της Ρόκας Χρήστος Ε.Π.Ε.. Η ισπανική εταιρεία Energias Renovables II SA (θυγατρική του ομίλου Iberdrola SA) αποτελεί τον κύριο μέτοχο της κεντρικής εταιρεία Ρόκας, Χ., Α.Β.Ε.Ε. κατέχοντας το 74,5% των μετοχών. Ο όμιλος λειτουργεί, μέσω θυγατρικών της εταιρειών, 13 αιολικά πάρκασυνολικής εγκατεστημένης ισχύος 193,3 MW ενώ από το 2001 λειτουργεί φωτοβολταϊκή μονάδα ισχύος 171,6 kW στην περιοχή «Πλακοκερατιά / Μητάτου» στον Ν. Λασιθίου της Κρήτης. Έχει λάβει συνολικά 27 άδειες παραγωγής αιολικής ενέργειας, συνολικής ισχύος 8,4 MW. Η δυναμικότητα της εταιρείας έως το 2009 θα έχει διαμορφωθεί περίπου στα 600 MW, σύμφωνα με το νέο επενδυτικό πρόγραμμα (2006-2009), το οποίο προβλέπει την περαιτέρω ανάπτυξη αιολικών πάρκων συνολικής ισχύος περίπου 400 MW. Το 2008 αναμένεται να ολοκληρωθεί η κατασκευή δύο νέων αιολικών πάρκων στον Καλόγηρο του Νομού Ηρακλείου και στη Μακρυράχη του Νομού Ευβοίας, συνολικής δυναμικότητας 3,6 MW και 3,4 MW αντίστοιχα. Οι εταιρείες του εν λόγω ομίλου, οι οποίες πραγματοποιούν πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, είναι οι ακόλουθες:</p> <p><u>ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Β.Ε.Ε. (Ν. Λασιθίου) ▪ ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Β.Ε.Ε. (Ν. Ευβοίας) ▪ ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΥΒΟΙΑ Α.Β.Ε.Ε. ▪ ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΥΒΟΙΑ Α.Β.Ε.Ε. ▪ ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Β.Ε.Ε. ▪ ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΖΑΡΑΚΕΣ Α.Β.Ε.Ε. ▪ ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΖΑΡΑΚΕΣ Α.Β.Ε.Ε. ▪ ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ – ΡΟΚΑΣ Α.Ε. ▪ ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ – ΡΟΚΑΣ Α.Ε. ▪ ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗ Α.Β.Ε.Ε. ▪ ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΡΗΤΗ Α.Ε. ▪ ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗ ΙΙ Α.Β.Ε.Ε. ▪ ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Β.Ε.Ε. <p><u>ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΗ ΜΟΝΑΔΑ</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ Α.Β.Ε.Ε. <p>Το 2007 ο κύκλος εργασιών που αφορούσε την εξεταζόμενη δραστηριότητα ανήλθε σε <u>€38.072.000.</u></p>
Διεύθυνση	Έδρα: Ριζαρείου, 15233, Χαλάνδρι, Αττική, τηλ.: 210-8774100, fax: 210-8774111 www.rokasgroup.com

Πηγή: ICAP

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 - ΠΡΩΤΕΣ ΥΛΕΣ ΚΑΙ ΑΛΛΑ ΕΦΟΔΙΑ

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται οι διαθέσιμες πρώτες ύλες που απαιτούνται για την παραγωγή των προϊόντων της νέας μονάδας.

Περιγράφονται οι διαθέσιμες πρώτες ύλες και εφόδια και αναλύονται, τόσο τα κριτήρια επιλογής των πρώτων υλών, όσο και τα κριτήρια επιλογής των πηγών και του τρόπου προμήθειας τους.

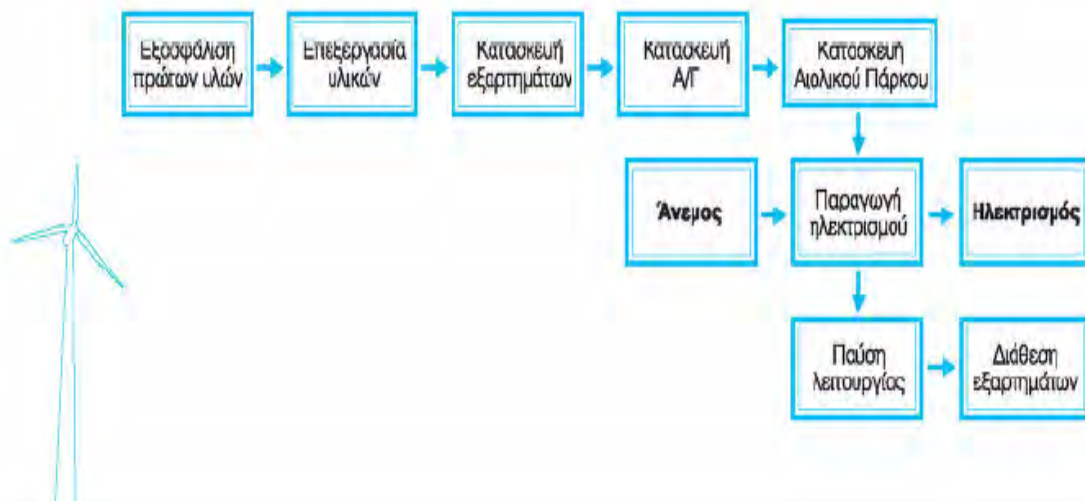
Τα υλικά και οι άλλες εισροές που απαιτούνται μπορούν να διακριθούν στις παρακάτω κατηγορίες:

- Ø Πρώτες ύλες
- Ø Βοηθητικά υλικά
- Ø Υπηρεσίες κοινής ωφέλειας
- Ø Ανταλλακτικά

4.1 Χαρακτηριστικά των Πρώτων Υλών και Άλλων Εφοδίων

Για να γίνει κατανοητή η λειτουργία και τα κόστη ενός Αιολικού Πάρκου, θα πρέπει πρώτα να δούμε τις φάσεις λειτουργίας του.

Τα διάφορα στάδια του κύκλου ζωής ενός Αιολικού Πάρκου παρουσιάζονται στο παρακάτω σχήμα.



Έτσι, για ένα Αιολικό Πάρκο 16 MW, που θα παράγει 35.040.000 kWh κατ' έτος, απαιτούνται 8 Α/Γ τύπου ENERCON E-70/2000KW, με διάρκεια ζωής 20 έτη.

4.1.1 Πρώτες Ύλες

Το καύσιμο που χρησιμοποιείται για την παραγωγή Η/Ε από Αιολικό Πάρκο είναι ο αέρας, σε αντίθεση με τις συμβατικές πηγές ενέργειας, όπου πρώτη ύλη και καύσιμο είναι ο λιγνίτης, ή το πετρέλαιο, κ.λπ.. Το κόστος των πρώτων υλών είναι μηδενικό.

4.1.2 Εφόδια Εργοστασίου και Βοηθητικά Υλικά

Στην κατηγορία των βοηθητικών υλικών περιλαμβάνονται υλικά συντηρήσεως του μηχανολογικού εξοπλισμού, όπως λάδια, γράσσα και καθαριστικά υλικά. Τα κόστη των υλικών αυτών λαμβάνονται υπ' όψη στη συνολική εκτίμηση του κόστους των βοηθητικών υλικών.

Στην κατηγορία των υπηρεσιών κοινής ωφελείας λαμβάνονται υπ' όψη οι ανάγκες σε καύσιμα και τα κόστη των υπηρεσιών κοινής ωφέλειας, όπως ρεύμα, νερό και τηλέφωνο.

Επίσης, κατά τη λειτουργία της μονάδας θα χρειαστούν ανταλλακτικά.

Κατά τη λειτουργία του έργου, η χρήση νερού περιορίζεται στις ατομικές ανάγκες του προσωπικού συντήρησης και εποπτείας του (ατομική υγιεινή στον οικίσκο). Για το λόγο αυτό, προβλέπεται η εγκατάσταση μεταφερόμενης υδατοδεξαμενής, η οποία θα συμπληρώνεται περιοδικά με υδροφόρα.

Για τις ανάγκες των μηχανημάτων παρακολούθησης και ασφάλειας, θα χρησιμοποιηθεί ηλεκτρικό ρεύμα που θα αντλείται από το δίκτυο της ΔΕΗ. Για το συγκεκριμένο σκοπό, είναι απαραίτητο να χρησιμοποιηθεί το τοπικό δίκτυο μέσης τάσης, μέσω εγκατάστασης μετασχηματιστή υποβιβασμού Μ.Τ.-Χ.Τ.

4.2 Διαθεσιμότητα και Πηγές Προμήθειας

Οι πρώτες ύλες που θα χρησιμοποιηθούν για τη θεμελίωση και κατασκευή των Α/Γ θα αγοραστούν από λατομεία της περιοχής, ώστε να υπάρχει ελαχιστοποίηση του κόστους μεταφοράς και, γενικότερα, ελαχιστοποίηση του κόστους, καθώς και για λόγους ενίσχυσης της τοπικής αγοράς.

4.3 Κόστος Πρώτων Υλών και Άλλων Εφοδίων

Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, πρώτη ύλη των Α/Γ είναι ο αέρας, οπότε το κόστος πρώτων υλών για τη λειτουργία των ανεμογεννητριών είναι μηδενικό. Στον παρακάτω πίνακα αποτυπώνονται οι εισροές που απαιτούνται για τη λειτουργία της μονάδας, η ποσότητα και το κόστος αυτών, για το πρώτο έτος λειτουργίας της μονάδας (2011).

Πίνακας 4.3.α Συνολική Εκτίμηση Κόστους Πρώτων Υλών (για θεμελίωση Α/Γ), Βοηθητικών Υλικών και Εφοδίων για το 1^ο έτος λειτουργίας				
Περιγραφή	Ποσότητα	Μονάδα	Κόστος ανά μονάδα	Συνολικό κόστος €
Βοηθητικά Υλικά	1.000	Τόνοι	200	200.000
Υπηρεσίες κοινής Ωφέλειας				2.000
Ανταλλακτικά				20.000
ΣΥΝΟΛΟ				222.000

Για την προβολή του παραπάνω κόστους εκτιμάται μέση ετήσια αύξηση του μοναδιαίου κόστους πρώτων υλών και άλλων εφοδίων κατά 3,5%.

Πίνακας 4.3.β Εκτίμηση Κόστους Βοηθητικών Υλικών, Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας και Ανταλλακτικών ανά έτος λειτουργίας				
Έτος	Βοηθητικά Υλικά	Υπηρεσίες κοινής Ωφέλειας	Ανταλλακτικά	Συνολικό κόστος €
2011	200.000	2.000	20.000	222.000
2012	207.000	2.070	20.700	229.770
2013	214.000	2.140	21.400	237.540
2014	222.000	2.222	22.200	246.422
2015	230.000	2.300	22.300	254.600

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 - ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΙΑ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ

5.1 Περιγραφή Τεχνολογίας

Οι ανεμογεννήτριες είναι μια αποδεδειγμένη και ώριμη τεχνολογία για παροχή μηχανικής και ηλεκτρικής ενέργειας. Η κύρια κατηγοριοποίηση των ανεμογεννητριών γίνεται βάσει της ισχύος αυτών, η οποία προσδιορίζεται από τη διάμετρο έλικας.

Υπάρχουν δύο βασικοί τύποι ανεμογεννητριών βάσει της διάταξης του επιπέδου του άξονα περιστροφής του ρότορα προς το επίπεδο ροής του αέρα: οριζόντιος και κάθετος. Η μεν οριζόντια διάταξη εκμεταλλεύεται την άνωση (lift), που δημιουργείται από την ροή του αέρα στο επίπεδο περιστροφής του ρότορα, ενώ στην κάθετη διάταξη έχουμε την εκμετάλλευση της αντίστασης (drag) του αέρα, που δημιουργείται μεταξύ της ροής του αέρα και του ρότορα.

Κατηγορία	Διάμετρος έλικα	Ισχύς
Micro	< 3 m	50W μέχρι 2 kW
Small	3 m μέχρι 12 m	2 kW μέχρι 40 kW
Medium	12 m μέχρι 45 m	40kW μέχρι 999 kW
Large	> 45 m	> 1 MW

Πηγή: Spera, 1994 and Gipe, 1999

Εμπορικά, οι ανεμογεννήτριες οριζόντιας διάταξης κυριαρχούν, με αυτές της κάθετης διάταξης να έχουν, ουσιαστικά, εκλείψει.

Η αλματώδης τεχνολογική ανάπτυξη των ανεμογεννητριών, η οποία πυροδοτήθηκε από την πετρελαϊκή κρίση του 1973, είχε ως αποτέλεσμα, όχι μόνο την αύξηση της ισχύος αυτών, αλλά και τη βελτίωση των τεχνικών χαρακτηριστικών τους, δίνοντας έτσι τη δυνατότητα σχεδίασης και παραγωγής ανεμογεννητριών και την εγκατάσταση αυτών εντός της θάλασσας (**offshore installations**), αναπτύσσοντας έτσι την ευκαιρία εκμετάλλευσης του σημαντικού θαλάσσιου αιολικού δυναμικού.

Παράμετροι Αξιολόγησης Ανεμογεννητριών

Ο σημερινός επενδυτής / επιχειρηματίας απαιτεί από μία σύγχρονη καλά σχεδιασμένη ανεμογεννήτρια να λειτουργεί χωρίς επίβλεψη, με ελάχιστη συντήρηση, με ένα κύκλο ζωής άνω των 20 ετών.

Οι δυνάμεις που ασκούνται στα μηχανικά και αεροδυναμικά μέρη μιας ανεμογεννήτριας, λόγω της μεταβαλλόμενης έντασης και κατεύθυνσης των ανέμων, είναι κατά πολύ υψηλότερες από αυτές που ασκούνται σε οποιαδήποτε άλλη περιστρεφόμενη μηχανή.

Μια ανεμογεννήτρια έχει τα εξής κύρια μέρη :

1. Τον πύργο: Είναι κυλινδρικής μορφής κατασκευασμένος από χάλυβα και συνήθως αποτελείται από δύο ή τρία συνδεδεμένα τμήματα. Είναι παρόμοιας κατασκευής με τους πύργους που στηρίζουν τα φώτα σε γήπεδα και εθνικούς δρόμους.

2. Το θάλαμο που περιέχει τα μηχανικά υποσυστήματα (κύριο άξονα, σύστημα πέδησης, κιβώτιο ταχυτήτων και ηλεκτρογεννήτρια):

- Ο **κύριος άξονας** με το σύστημα πέδησης (φρένα) είναι παρόμοιος με τον άξονα των τροχών ενός αυτοκινήτου με υδραυλικά δισκόφρενα.
- Το **κιβώτιο ταχυτήτων** είναι παρόμοιας κατασκευής με εκείνο του αυτοκινήτου μας, με τη διαφορά ότι έχει μόνον μια σχέση.
- Η **ηλεκτρογεννήτρια** είναι παρόμοια με αυτές που χρησιμοποιούνται από τη ΔΕΗ στους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, στα ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη ή με τις γεννήτριες που έχουμε στα εξοχικά μας.

3. Ηλεκτρονικά συστήματα ελέγχου ασφαλούς λειτουργίας. Αποτελούνται από ένα ή περισσότερα υποσυστήματα μικροελεγκτών και «φροντίζουν» για την εύρυθμη και ασφαλή λειτουργία της ανεμογεννήτριας σε όλες τις συνθήκες.

4. Τα πτερύγια είναι κατασκευασμένα από σύνθετα υλικά (υαλονήματα και ειδικές ρητίνες), παρόμοια με αυτά από τα οποία κατασκευάζονται τα ιστιοπλοϊκά σκάφη. Είναι, δε, σχεδιασμένα για να αντέχουν σε μεγάλες καταπονήσεις.

Ως απαραίτητο εξάρτημα λειτουργίας μιας ανεμογεννήτριας σε Αιολικό Πάρκο, θα μπορούσαμε να συμπεριλάβουμε και το **μετασχηματιστή μετατροπής** (ανύψωσης) της χαμηλής τάσης, της ανεμογεννήτριας σε μέση τάση προκειμένου να μεταφερθεί η ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο της ΔΕΗ. Ο μετασχηματιστής είναι, συνήθως, εγκατεστημένος δίπλα στην ανεμογεννήτρια και δεν διαφέρει κατασκευαστικά από τους μετασχηματιστές που είναι εγκατεστημένοι πάνω στους στύλους της ΔΕΗ και μάλιστα συνήθως λίγα μέτρα από τα σπίτια μας, με τη διαφορά ότι οι τελευταίοι είναι μετασχηματιστές υποβιβασμού της τάσης, έχουν, δηλαδή, είσοδο τη μέση και έξοδο τη χαμηλή τάση.

Από την παραπάνω περιγραφή φαίνεται καθαρά ότι μια ανεμογεννήτρια αποτελείται από απλά υποσυστήματα και δεν είναι παρά μια μηχανή που σκοπό έχει τη μετατροπή της ενέργειας του ανέμου σε ηλεκτρική ενέργεια (αυτός είναι, άλλωστε, και ο ορισμός της). Θα μπορούσαμε, μάλιστα, να παρομοιάσουμε την ανεμογεννήτρια και ως ένα μικρό σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας – με «καύσιμη ύλη» όμως τον άνεμο.

Παρ' ότι μια αιολική μηχανή μοιάζει απλή, στην πραγματικότητα ενσωματώνει τις τελευταίες τεχνολογικές εξελίξεις στους τομείς των υλικών, της αεροδυναμικής, των ηλεκτρονικών ισχύος και του ψηφιακού ελέγχου. Μια τυπική αιολική μηχανή έχει οριζόντιο άξονα περιστροφής και τρία πτερύγια, τοποθετημένα στην κορυφή πύργου. Μέσα σε αυτό το γενικό πλαίσιο, έχουν γίνει πολλές βελτιώσεις τα τελευταία δέκα χρόνια, που αφορούν στη δυνατότητα των μηχανών να μετατρέπουν όσο το δυνατόν μεγαλύτερη ενέργεια από αιολική σε ηλεκτρική. Τέτοιες είναι:

Ισχυρότεροι ρότορες, μεγαλύτερα σε μήκος, λεπτότερα και πιο ανθεκτικά πτερύγια, βελτιωμένα ηλεκτρονικά ισχύος και ελέγχου, καθώς τα ελαφρύτερα, σύνθετα υλικά.

Ορισμένες ανεμογεννήτριες λειτουργούν με μεταβλητή ταχύτητα περιστροφής, ή χρησιμοποιούν ειδικού τύπου πολυπολικές ηλεκτρικές γεννήτριες, που συνδέονται απ' ευθείας στο ρότορα χωρίς παρεμβολή συστήματος αύξησης στροφών.

Η πιο εντυπωσιακή αλλαγή στην τεχνολογία των ανεμογεννητριών είναι η συνεχής αύξηση του μεγέθους τους. Πριν από 20 χρόνια, μια τυπική ανεμογεννήτρια ήταν της τάξης των 25 kW. Σήμερα, οι συνήθεις ανεμογεννήτριες που κατασκευάζονται είναι

των 750 έως 2.000 kW. Η μεγαλύτερη ανεμογεννήτρια που παράγεται εμπορικά είναι των 3.000 kW, διαμέτρου άνω των 80 μέτρων και με πύργο περί τα 80 μέτρα.

Στο μέλλον, αναμένεται να κατασκευαστούν ακόμη μεγαλύτερες μηχανές (3.000 έως 5.000 kW), που προορίζονται για θαλάσσια αιολικά πάρκα. Ήδη, το 2002, κατασκευάστηκαν και εγκαταστάθηκαν πειραματικά πρωτότυπα των 4.500 kW με διάμετρο ρότορα 112 μέτρα. Η αύξηση του μεγέθους των αιολικών μηχανών θα επιφέρει περαιτέρω μείωση του κόστους της παραγόμενης ενέργειας ανά kWh, μέσω οικονομικών κλίμακας και ελάττωσης του κόστους εγκατάστασης και συντήρησης.

Ακόμη πιο συμφέρουσα είναι η περίπτωση των Υβριδικών Αιολικών – Υδροηλεκτρικών Πάρκων, που βασίζονται σε μια πολύ απλή ιδέα: Επειδή ο αέρας φυσά συχνά κατά τρόπο μη προβλέψιμο, στις περιπτώσεις όπου η παραγόμενη ενέργεια δεν απορροφάται, μπορεί να χρησιμοποιείται για την άντληση νερού από ένα ταμιευτήρα γλυκού ή αλμυρού νερού προς ένα υψηλότερο σημείο, όπου θα αποθηκεύεται και θα παρέχει υδροηλεκτρική ενέργεια όταν υπάρχει ζήτηση. Τέτοια έργα υπάρχουν, ήδη, στην Κρήτη, τα οποία μάλιστα έχουν προκαλέσει μια νέα μορφή ειδικού οικοτουρισμού καταναμετημένου σε όλη τη διάρκεια του έτους!

Ο μεγαλύτερος εχθρός των αιολικών πάρκων είναι ο κεραυνός, τα κάνει να λειτουργούν ως αλεξικέραυνα. Η αντικεραυνική προστασία αποτελεί σημαντικό κεφάλαιο στο σχεδιασμό των έργων αυτών. Υπάρχουν, επίσης, μηχανισμοί διακοπής της λειτουργίας τους κατά τη διάρκεια πολύ βίαιων ανέμων (άνω των 9 ή 10 μποφόρ), ιδίως όταν αυτοί συνοδεύονται από καταιγίδες, όταν είναι αναμενόμενες απότομες αλλαγές της κατεύθυνσης και της έντασης του ανέμου, ή σε ακραίες μορφές ριπών του ανέμου.

5.2 Επιλογή Τεχνολογίας

Η επιλογή της τεχνολογίας είναι μία ιδιαίτερα κρίσιμη απόφαση για την επίτευξη των στόχων της επιχείρησης. Τα σημαντικότερα θέματα που πρέπει να εξεταστούν κατά την διαδικασία επιλογής της τεχνολογίας είναι κατά πόσον αυτή:

- ✓ προσφέρει την καλύτερη δυνατή σχέση οφέλους- κόστους,
- ✓ εμπεριέχει τις τελευταίες τεχνολογικές εξελίξεις, που κρίνεται ότι μπορούν να συμβάλουν στη βελτίωση της παραγωγικής διαδικασίας,
- ✓ είναι δοκιμασμένη και εγγυάται την εύρυθμη και απρόσκοπτη λειτουργία της μονάδας και

- ✓ έχει τη δυνατότητα εξέλιξης, έτσι ώστε να συμβαδίζει με τη συνεχή εξέλιξη του κλάδου της παραγωγής ενέργειας από Αιολικό Πάρκο.

Η μελέτη των εταιρειών του κλάδου δείχνει μια στροφή των επιχειρήσεων στην απόκτηση μηχανημάτων και Α/Γ ονομαστικής ισχύος πολλών MW, αφού μόνο έτσι ανταποκρίνονται στις αυξανόμενες απαιτήσεις της αγοράς. Η συγκεκριμένη μονάδα αποσκοπεί στην επιλογή απόκτησης Α/Γ ισχύος 2.000 kW. Πρόκειται για σύγχρονες μηχανές οριζόντιου άξονα. Με τον τρόπο αυτό η επιχείρηση επιτυγχάνει να:

- ✓ συμβαδίζει με την εξέλιξη της τεχνολογίας,
- ✓ μπορεί να ανταποκριθεί σε μελλοντικές αλλαγές του κλάδου και
- ✓ να έχει τη δυνατότητα προσαρμογής της στρατηγικής και πολιτικής μάρκετινγκ

5.2.1 Κριτήρια Επιλογής Τεχνολογίας

Η επιλογή του βασικού εξοπλισμού γίνεται με βάση:

- τη συνολική ονομαστική ισχύ του Αιολικού Πάρκου
- το μέγεθος των μηχανών και τη δυνατότητα μεταφοράς και εγκατάστασής τους στην επιλεγείσα θέση
- τις τεχνικές προδιαγραφές των μηχανών και τη δυνατότητα εναρμόνισης με το δίκτυο
- τις οικονομικές προσφορές των εταιρειών και τις πρόσθετες παροχές που προτίθενται να παράσχουν.

5.3 Απαιτούμενη Τεχνολογία

Η τεχνολογία που θα χρησιμοποιηθεί για την κατασκευή Αιολικού Πάρκου θα πρέπει να συνδυάζει την ορθολογική χρήση πρώτων υλών και ενέργειας, ώστε να επιτυγχάνεται η καλύτερη δυνατή αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού της περιοχής με τις λιγότερο βλαβερές επιπτώσεις για το περιβάλλον.

5.3.1 Διαθέσιμες Επιλογές

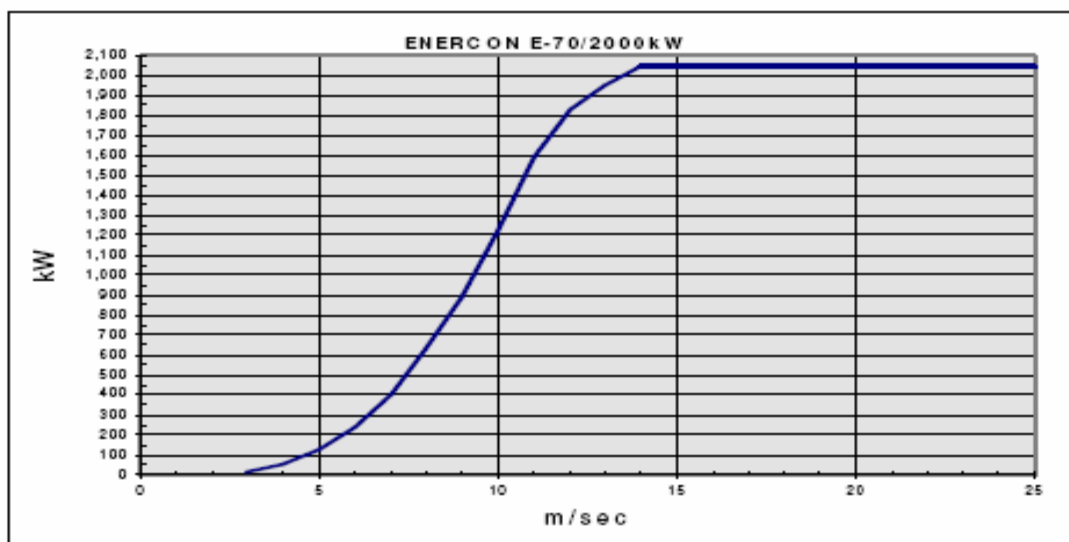
Ο βασικός εξοπλισμός του έργου επιλέχθηκε μετά από διερεύνηση και επικοινωνία με τους πέντε μεγαλύτερους προμηθευτές ανεμογεννητριών παγκοσμίως:

A/A	ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗΣ	ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΗ ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ
1	ITA-Vestas Hellas A.E.	http://www.ita-sa.gr http://www.vestas.com
2	ENTEKA A.E. NEG-MICON	http://www.enteka.gr
3	General Electric Hellas A.E.	http://www.gewindenergy.com
4	Enercon Hellas A.E.	http://www.enercon.com http://www.enercon.gr
5	Ρόκας Αιολική Α.Β.Ε.Ε.	

Μετά την επικοινωνία, ως προμηθευτής Α/Γ επιλέχθηκε η Γερμανική εταιρεία ENERCON, η οποία διαθέτει εξοπλισμό κατάλληλο για τις απαιτήσεις του συγκεκριμένου έργου, ενώ παράλληλα προσφέρει και ανταγωνιστικές τιμές.

Το Αιολικό Πάρκο θα αποτελείται από 8 Α/Γ των 2.000 kW της εταιρείας ENERCON. Οι Α/Γ που εξετάζονται στην παρούσα φάση είναι μηχανές τεχνολογίας αιχμής με ισχύ 2.000 kW. Οι Α/Γ αυτές είναι σύγχρονες μηχανές οριζόντιου άξονα, τριπτέρυγες, με σύστημα ελέγχου της κλίσης των πτερύγων και ενεργό σύστημα προσανατολισμού, που στρέφει τον δρομέα με μέτωπο ανάντη στην κατεύθυνση του πνέοντος ανέμου. Στο σχήμα που ακολουθεί παρουσιάζεται η καμπύλη απόδοσης της εν λόγω Α/Γ. Έχοντας υπόψη την μέχρι σήμερα συμπεριφορά των Α/Γ της ENERCON, καθώς και άλλων αξιόπιστων κατασκευαστών, θεωρείται ότι ο μέσος ετήσιος συντελεστής διαθεσιμότητας του πάρκου θα είναι της τάξεως του 96%. Προβλέπεται αντικεραυνική προστασία, τόσο μεμονωμένα για κάθε Α/Γ, όσο και για ολόκληρο το Α.Π. Επίσης, για την εύρυθμη λειτουργία του, τη δυνατότητα επέμβασης κατά την διάρκεια λειτουργίας και για τη λήψη των απαραίτητων πληροφοριών, προβλέπεται συνεχής τηλεπικοινωνιακή σύνδεση με τον οικίσκο ελέγχου. Για άμεση επιτόπια επέμβαση, ειδικό συνεργείο θα εδρεύει στην περιοχή.

Η ελάχιστη διάρκεια ζωής κάθε Α/Γ ανέρχεται σε 20 έτη συνεχούς λειτουργίας. Πρέπει να σημειωθεί ότι οι Α/Γ της εταιρείας ENERCON έχουν εγκατασταθεί και λειτουργούν στο εξωτερικό με πολύ καλές λειτουργικές και παραγωγικές επιδόσεις. Λεπτομερής τεχνική περιγραφή της Α/Γ καθώς και τα σχέδιά της βρίσκονται στο παράρτημα.



Διάγραμμα 5.3.1 Καμπύλη Απόδοσης Α/Γ ENERCON E-70/2000kW

Το μοντέλο της Α/Γ ENERCON E-70/2000KW που επιλέχθηκε έχει τα χαρακτηριστικά που παρουσιάζονται στον πίνακα που ακολουθεί.

Πίνακας 5.3.1 Περιγραφή Μοντέλου Α/Γ ENERCON E-70/2000KW

Τύπος Α/Γ	Enercon E-70
Αριθμός Α/Γ	8
Συνολική Ισχύς των 8 Μηχανών (kW)	16 MW
Ονομαστική Τάση γεννήτριας Α/Γ (V)	460V
Διάμετρος ρότορα:	85m
Ταχύτητα περιστροφής Ρότορα (rpm)	10-22rpm
Πτερύγια:	33,70 μ.
Ονομαστική ταχύτητα ανέμου (m/s)	6,4
Μέγιστο ύψος:	100m
Ύψος πυλώνα (m)	63m
Ταχύτητα ανέμου έναρξης λειτουργίας (m/s)	2,5
Ταχύτητα ανέμου αποκοπής, δεκάλεπτη (m/s)	12
Αριθμός κεντρικών πινάκων	1
Μήκος γραμμής διασύνδεσης Α/Γ εντός των εγκαταστάσεων (m)	35
Μήκος γραμμής Χ.Τ. προς τη ΔΕΗ (m)	5
Τάση εξόδου μορφοτροπεία ισχύος	230v
Διακύμανση συχνότητας εξόδου μορφοτροπεία ισχύος	49,5-50,5 hz
Προστασία έναντι του φαινομένου της νησιδοποίησης κατά VDE 0126	NAI (cut –off < 0,2s)

5.4 Μηχανολογικός Εξοπλισμός

Κύριος Η/Μ εξοπλισμός

Ο κύριος Η/Μ εξοπλισμός ενός Αιολικού Πάρκου αποτελείται από τις Α/Γ, με τους αντίστοιχους υποσταθμούς ανύψωσης Χ.Τ.-Μ.Τ, τον κεντρικό υποσταθμό Μ.Τ. και τον υποσταθμό Υ.Τ.. Όλες οι σύγχρονες εμπορικές Α/Γ είναι οριζόντιου άξονα. Παράγουν ηλεκτρικό ρεύμα χαμηλής τάσεως 400-1.000 Volt, το οποίο με την κατάλληλη ανύψωση, διοχετεύεται στον δίκτυο μέσης ή υψηλής τάσεως της ΔΕΗ. Η ανύψωση στην Μ.Τ. γίνεται μέσω μετασχηματιστών, για κάθε Α/Γ χωριστά. Οι μετασχηματιστές αυτοί βρίσκονται πλησίον των Α/Γ ή εντός του πυλώνα αυτών. Στις μεγάλες Α/Γ συχνά τοποθετούνται στην κορυφή του πυλώνα, μαζί με τα υπόλοιπα εξαρτήματα της Α/Γ. Το μέγεθος των σημερινών εμπορικών Α/Γ κυμαίνεται από 800 kW - 3,0 MW. Τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά μερικών εξ αυτών καθώς και των αντίστοιχων Υ/Σ ανύψωσης παρουσιάζονται παρακάτω:

Οι δύο Α/Γ που ακολουθούν (Α/Γ Νο 1 και Α/Γ Νο 2) είναι πλέον εκτός γραμμής παραγωγής, διότι είναι μικρής ισχύος. Η τρίτη Α/Γ (Α/Γ Νο 3) είναι και η επιλεχθείσα.



Α/Γ Νο 1 .	
Τύπος/κατασκευαστής	: NEG-Micon 750/48 (Δανία)
Όνομ. ισχύς	: 750 kW
Διάμετρος/ύψος πύργου	: 48.0 m/46.0 m
Ταχύτητα περιστροφής	: 22 και 14 RPM
Έλεγχος ισχύος	: Αεροδυναμική αποκόλληση (stall controlled)
Ενέργεια σε μέση ταχ. 7,0 m/s	: 1.850 MWh/έτος
Υ/Σ	
Τύπος/κατασκευαστής	: Ελαιού/Schneider Electric Ελλάς
Όνομ. ισχύς	: 1000 kVA
Όνομ. Τάση	: 0.69/20 kV
Τάση βραχυκυκλώσεως	: 5.84 %



Α/Γ Νο 2 .

Τύπος/κατασκευαστής	:	Enercon E-48 (Γερμανία)
Ονομ. ισχύς	:	800 kW
Διάμετρος/ύψος πύργου	:	48.0 m/46.0 m
Ταχύτητα περιστροφής	:	16 έως 32 RPM
Υψος πτερυγίου από έδαφος	:	72.0 m/24.0 m
Έλεγχος ισχύος	:	Μεταβλητό βήμα - μεταβλητές στροφές (pitch controlled-variable speed)
Ενέργεια σε μέση ταχ. 7,0 m/s	:	2.180 MWh/έτος



Α/Γ Νο 3

Τύπος / κατασκευαστής : Enercon Γερμανία

Όνομαστική ισχύος : 2.000kw

Διάμετρος/ύψος πύργου	:	90.0 m/90.0 m
Ταχύτητα περιστροφής	:	10 έως 14 RPM
Υψος πτερυγίου από έδαφος	:	135.0 m/45.0 m
Βάρος ολικό	:	290 t
Έλεγχος ισχύος	:	Μεταβλητό βήμα - μεταβλητές στροφές (pitch controlled-variable speed)
Ενέργεια σε μέση ταχ. 7,0 m/s	:	7.000 MWh/έτος

Κεντρικός υποσταθμός Μ.Τ.

Ο κεντρικός υποσταθμός Μ.Τ. είναι το σημείο διασύνδεσης όλων των Α.Γ. και περιλαμβάνει τον Αυτόματο Διακόπτη Διασύνδεσης (ΑΔΔ) του αιολικού πάρκου (που είναι ένας αυτόματος διακόπτης ισχύος) με έναν αποζεύκτη και τους μετασχηματιστές τάσεως και εντάσεως, τους διακόπτες φορτίου των αναχωρήσεων προς τις Α/Γ. Ο ΑΔΔ ελέγχεται από έναν ηλεκτροβιομηχανικού τύπου μέσω μετασχηματιστών τάσεως και εντάσεως. Ο ηλεκτροβιομηχανικός αυτός, εκτός από την προστασία, παρέχει τη δυνατότητα τηλεχειρισμού του ΑΔΔ και ρυθμίζεται σύμφωνα με τις απαιτήσεις της ΔΕΗ.



Υποσταθμός Υ.Τ.

Ο υποσταθμός Υ.Τ. συνδέει το Αιολικό Πάρκο με το δίκτυο μεταφοράς του Συστήματος. Πρόκειται για συμβατικό υποσταθμό, ο οποίος κατασκευάζεται πλησίον ή μακράν του Αιολικού Πάρκου. Σε έναν τέτοιο Υ/Σ μπορούν να συνδεθούν και άλλα Αιολικά Πάρκα. Στην Ελλάδα, υποσταθμοί Υ.Τ. κατασκευάζονται σε υψόμετρα κάτω των 1.000 m. σύμφωνα με τις προδιαγραφές της ΔΕΗ, ενώ για μεγαλύτερα υψόμετρα απαιτείται κατασκευή βάσει ειδικών προδιαγραφών.

Τα βασικά μέρη ενός υποσταθμού Υ.Τ είναι ο Μ/Σ, ο διακόπτης ισχύος, οι Μ/Σ τάσεως και εντάσεως, διάφοροι αποζεύκτες και γειωτές, η μονάδα αντιστάθμισης αέργου ισχύος και οι πίνακες ελέγχου.



Τυπικός υποσταθμός Υ.Τ. 50.000 ΚVA, 150/21 kV

Βοηθητικός και λοιπός Η/Μ εξοπλισμός

Ο βοηθητικός Η/Μ εξοπλισμός είναι απαραίτητος για τη λειτουργία και συντήρηση του Αιολικού Πάρκου. Αποτελείται από τα παρακάτω:

- ηλεκτρικό δίκτυο Μ.Τ και δίκτυο επικοινωνίας (υπόγεια)
- δίκτυο Υ.Τ
- εξοπλισμός οικίσκου ελέγχου
- Μ/Σ υπηρεσίας 50 kVA
- τηλεφωνικές γραμμές

5.5 Απόκτηση και Μεταφορά Τεχνολογίας

Η μεταφορά των Α/Γ από την περιοχή κατασκευής στην περιοχή εγκατάστασης του Αιολικού Πάρκου γίνεται, συνήθως, με μεγάλα εμπορικά πλοία και, στη συνέχεια, με φορτηγά, μέχρι το Αιολικό Πάρκο.

Τα καύσιμα που χρησιμοποιούνται ευρέως είναι το πετρέλαιο (από φορτηγά) και το μαζούτ (από πλοία). Οι ποσότητες των καυσίμων που καταναλώνονται εξαρτώνται κάθε φορά από τη χώρα, από όπου γίνεται η εισαγωγή και την περιοχή εγκατάστασης (μήκος διαδρομής).

5.6 Κόστος Μηχανολογικών και Τεχνολογίας

Στους παρακάτω πίνακες γίνεται μία εκτίμηση του κόστους απόκτησης του μηχανολογικού εξοπλισμού, ο οποίος διακρίνεται στις εξής κατηγορίες:

- Κύριος μηχανολογικός εξοπλισμός
- Βοηθητικός εξοπλισμός
- Εξοπλισμός εξυπηρέτησης
- Μεταφορά

Στο κόστος αυτό συμπεριλαμβάνεται το κόστος της εκπαίδευσης του προσωπικού πάνω στη λειτουργία του μηχανολογικού εξοπλισμού. Η εκπαίδευση θα γίνει από εξειδικευμένα άτομα της κατασκευάστριας εταιρίας του εξοπλισμού.

Ο κύριος μηχανολογικός εξοπλισμός ενός Αιολικού Πάρκου είναι οι ανεμογεννήτριες. Μία ανεμογεννήτρια, όπως έχει αναφερθεί προηγουμένως, αποτελείται από τα εξής μέρη:

- Πύργο
- Θάλαμο, ο οποίος με την σειρά του αποτελείται από:
 1. κύριο άξονα
 2. κιβώτιο ταχυτήτων
 3. ηλεκτρογεννήτρια
- Ηλεκτρονικά συστήματα ελέγχου
- Πτερύγια

Κάποια από τα κύρια εξαρτήματα των γεννητριών θα παραχθούν στην Γερμανία, στην εταιρεία ENERCON, και, στη συνέχεια, θα συναρμολογηθούν στον τόπο εγκατάστασης του Αιολικού Πάρκου. Κάποια ανεξάρτητα μέρη θα κατασκευαστούν επί τόπου, λόγω της δυνατότητας πρόσβασης πρώτων υλών και της διαθεσιμότητας ανθρώπινου δυναμικού. Οι πύργοι, για παράδειγμα, μεταφέρονται δύσκολα και με μεγάλο κόστος, και επομένως, είναι συχνά το πρώτο μέρος της γεννήτριας που κατασκευάζεται τοπικά. Η κατασκευή ενός πύργου ανεμογεννήτριας απαιτεί τεχνογνωσία αντίστοιχη με αυτή της κατασκευής πυλώνων ηλεκτρικής ενέργειας και μεγάλων, ψηλών, σιδερένιων δεξαμενών αποθήκευσης. Επίσης, οι καλωδιώσεις, οι μετασχηματιστές, τα κιβώτια ταχυτήτων, οι έλικες, ο εξοπλισμός ελέγχου και άλλα εξαρτήματα ή μέρη του αιολικού πάρκου θα κατασκευαστούν / συναρμολογηθούν τοπικά.

Πίνακας 5.6.α Εκτίμηση Κόστους Επένδυσης Κύριου Μηχανολογικού Εξοπλισμού	
Περιγραφή μηχανήματος	Κόστος (€)
Πύργος ανεμογεννήτριας	2.000.000
Θάλαμος :	3.000.000:
▪ Κύριος άξονα	500.000
▪ Κιβώτιο ταχυτήτων	500.000
▪ Ηλεκτρογεννήτρια	2.000.000
Ηλεκτρονικά συστήματα ελέγχου	1.000.000
Πτερύγια	6.000.000
ΣΥΝΟΛΟ	12.000.000

Όπως ειπώθηκε και παραπάνω ο βοηθητικός Η/Μ εξοπλισμός αποτελείται από:

- ηλεκτρικό δίκτυο Μ.Τ. και δίκτυο επικοινωνίας,
- δίκτυο Υ.Τ.,
- εξοπλισμό οικίσκου ελέγχου,
- Μ/Σ υπηρεσίας kVA και
- τηλεφωνικές γραμμές.

Πίνακας 5.6.β Εκτίμηση Κόστους Επένδυσης Βοηθητικού Εξοπλισμού	
Περιγραφή μηχανήματος	Κόστος (€)
Ηλεκτρικό δίκτυο και δίκτυο επικοινωνίας	200.000
Δίκτυο Υ.Τ.	140.000
Εξοπλισμός οικίσκου έλεγχου	120.000
Μ/Σ υπηρεσίας 50 kVA	100.000
Τηλεφωνικές γραμμές	40.000
ΣΥΝΟΛΟ	600.000

Πίνακας 5.6.γ Εκτίμηση Κόστους Επένδυσης Εξοπλισμού Εξυπηρέτησης	
Περιγραφή	Κόστος (€)
Συσκευές ασφάλειας	12.000
Μηχανήματα καθαρισμού	5.000
Εξοπλισμός γραφείου / Αναλώσιμα	3.000
ΣΥΝΟΛΟ	20.000

Πίνακας 5.6.δ Εκτίμηση Κόστους Επένδυσης Μεταφοράς Τεχνολογίας	
Περιγραφή	Κόστος (€)
Κόστος ναύλου	35.000
Κόστος οδικής μεταφοράς	15.000
ΣΥΝΟΛΟ	50.000

Πίνακας 5.6.ε Εκτίμηση Συνολικού Κόστους Επένδυσης Μηχανολογικού Εξοπλισμού	
Περιγραφή	Κόστος (€)
Κύριος μηχανολογικός εξοπλισμός	12.000.000
Βοηθητικός εξοπλισμός	600.000
Εξοπλισμός εξυπηρέτησης	20.000
Κόστος μεταφοράς τεχνολογίας	50.000
ΣΥΝΟΛΟ	12.670.000

5.7 Έργα Μηχανικού

α) Έργα υποδομής

Τα αναγκαία έργα υποδομής πολιτικού μηχανικού για την εγκατάσταση και λειτουργία του Αιολικού Πάρκου είναι τα ακόλουθα:

- Βάσεις των πύργων στήριξης από οπλισμένο σκυρόδεμα για τη στήριξη των Α/Γ, εμβαδού 225m² (15m×15m).
- Κτίσμα οικίσκου ελέγχου συνολικού εμβαδού 80m², όπου θα στεγάζεται όλος ο εξοπλισμός τηλεπικοινωνίας και τηλεχειρισμού του σταθμού, ο πίνακας Μ.Τ. για τις απαιτούμενες μετρήσεις της παραγόμενης ενέργειας και βοηθητικές εγκαταστάσεις.
- Πλατείες Α/Γ, διαστάσεων 40m×40m, για τις εργασίες εγκατάστασης και συντήρησης των Α/Γ.
- Δρόμοι προσπέλασης για την εγκατάσταση και λειτουργία του ΑΠ. Η κατασκευή της οδοποιίας θα γίνει σύμφωνα με την ισχύουσα νομοθεσία.

Προβλέπεται, επίσης, αντικεραυνική προστασία, τόσο μεμονωμένα για κάθε μονάδα, όσο και για ολόκληρο το ΑΠ. Για την εύρυθμη λειτουργία του ΑΠ θα εξασφαλισθεί η δυνατότητα συνεχούς τηλεπικοινωνίας κάτω υπό οποιοσδήποτε συνθήκες με τον οικίσκο ελέγχου, για τη λήψη πληροφοριών και τη δυνατότητα επέμβασης κατά τη διάρκεια λειτουργίας, τόσο σε κάθε Α/Γ ξεχωριστά όσο και στο σύνολο του ΑΠ. Για άμεση επιτόπια επέμβαση, ειδικό συνεργείο θα εδρεύει στην περιοχή.

Οδικά έργα – παρεμβάσεις

Θα γίνουν, ενδεχομένως, διορθωτικές προσαρμογές στη χωροθέτηση των Α/Γ κατά την εκπόνηση της μελέτης εφαρμογής. Κατά συνέπεια, η τελική επιλογή των οδικών έργων, που θα απαιτηθούν για τη διασύνδεση των χώρων εγκατάστασης των Α/Γ και του οικίσκου ελέγχου, δεν μπορούν να εκτιμηθούν με απόλυτη ακρίβεια, στην παρούσα φάση. Παρόλα αυτά, είναι σκόπιμο να γίνει μια προκαταρκτική εκτίμηση των οδικών έργων που θα απαιτηθούν, με βάση την μέχρι τώρα ισχύουσα χωροθέτηση των Α/Γ του ΑΠ.

Για τις Α/Γ ENERCON E-70, με ύψος πύργου 64 μέτρα, οι οδοί πρόσβασης πρέπει να διαθέτουν κατά ελάχιστο, τα παρακάτω χαρακτηριστικά:

Πλάτος	Ελάχιστο πλάτος οδού 4,00μ. Το πιο πλατύ εξάρτημα προς μεταφορά είναι η γεννήτρια. Δεν πρέπει να υπάρχουν εμπόδια (φράχτες, δέντρα, τοίχοι κλπ) σε οριζόντια έκταση 5,50μ
Ύψος	Το υψηλότερο εξάρτημα προς μεταφορά είναι το κάτω μέρος του πύργου. Απαιτείται ελεύθερο κατακόρυφο ύψος 4,65μ (χωρίς καλώδια τηλεφώνου, ηλεκτρικού κλπ).
Μέγιστο αξονικό φορτίο	Για το γερανό 12 tn και για τα φορτηγά περίπου 10 tn.
Μέγιστο Βάρος	Το πιο βαρύ εξάρτημα είναι το κάτω τμήμα του πύργου (ο πύργος μεταφέρεται σε 3 τμήματα), με βάρος 53 tn.
Εξωτερική ακτίνα καμπυλότητας	Τα οχήματα μελέτης είναι τα φορτηγά μεταφοράς των πύργων. Για ύψος πύργου 63,0m, η ελάχιστη ακτίνα είναι 26,0m.
Εσωτερική ακτίνα καμπυλότητας	Για ύψος πύργου 63,0m, η ελάχιστη ακτίνα είναι 20,5m. Για το ίδιο ύψος, το πλάτος του δρόμου πρέπει να αυξηθεί στο μέσον της καμπύλης στα 5,5m.
Μέγιστη κλίση	Πρέπει να είναι μικρότερη από 12%.
Οδόστρωμα	Στην επιφάνεια της οδού πρέπει να στρωθεί ένα τελικό στρώμα χαλικιού. Οι επικλίσεις πρέπει να είναι τέτοιες ώστε να αποφεύγεται η δημιουργία λιμνάζοντων υδάτων.

Σε γενικές γραμμές, απαιτείται η κατασκευή μίας συμπαγούς οδού πρόσβασης. Οι οδοί πρόσβασης θα κατασκευαστούν πριν την εγκατάσταση των Α/Γ. Η πρόσβαση οχημάτων συντήρησης και γερανού στην πλατεία των Α/Γ πρέπει να είναι εφικτή, ακόμα και μετά την ανέγερσή τους, για πιθανές επισκευές και συντήρηση αυτών.

Οι δρόμοι πρέπει να κατασκευαστούν έτσι, ώστε να μπορούν να χρησιμοποιηθούν από βαριά οχήματα αξονικού φορτίου 12 τόνων και μέγιστου βάρους 120 τόνων, καθώς και γεραμούς μέγιστου συνολικού βάρους 96 τόνων. Προφανώς, είναι απαραίτητο να επιτρέπεται η κυκλοφορία τέτοιων οχημάτων σε όλους τους δρόμους πρόσβασης και προσέγγισης.

Όποτε δημιουργούνται τρύπες ή λακούβες στο οδόστρωμα, θα επισκευάζονται άμεσα. Αν οι οδοί χρησιμοποιούνται από πολλά οχήματα ταυτόχρονα, πρέπει να υπάρχουν διαπλατύνσεις ανά τακτά διαστήματα, ώστε να διασφαλίζεται σταθερή κυκλοφοριακή ροή.

Για το ΑΠ της μονάδας, οι οδοί προσπέλασης του Αιολικού Σταθμού θα έχουν συνολικό μήκος 1.800 m. Το μέσο πλάτος τους θα είναι 5 m, η μέγιστη κλίση 6% και η ελάχιστη ακτίνα καμπυλότητας 26 m. Η κατασκευή της οδοποιίας θα γίνει σύμφωνα

με την ισχύουσα νομοθεσία. Γενικά η οδός διέρχεται από σχετικά ομαλό ανάγλυφο και εμφανίζει ανεκτά γεωμετρικά στοιχεία, με ανοικτές καμπύλες και καλές κατά μήκος κλίσεις. Πριν αρχίσει η κατασκευή της οδού, θα γίνει οριστική μελέτη οδοποιίας και οι καμπύλες θα ελεγχθούν από τη μεταφορική εταιρεία.

Οριζοντιογραφία

Η χάραξη ακολουθεί σε γενικές γραμμές τη βέλτιστη διαδρομή, σε σχέση με το εδαφικό ανάγλυφο. Εφαρμόζεται παντού η αλληλουχία ευθυγραμμία - κυκλικό τόξο - ευθυγραμμία, με παράλειψη της καμπύλης συναρμογής (επιτρέπεται σε αγροτικές οδούς) και γίνεται, ουσιαστικά, βελτίωση των υφιστάμενων εγγεγραμμένων «μονοπατιών».

Οι ακτίνες των κυκλικών τόξων είναι μεγαλύτερες των 26 m ώστε να είναι δυνατή η χρήση των οδών από νταλίκες μεγάλου μήκους, οι οποίες θα μεταφέρουν τους πυλώνες και τις φτερωτές των Α/Γ, που θα εγκατασταθούν στο ΑΠ. Έτσι κατά τη χρήση των οδών θα αποφευχθούν οι ελιγμοί.

Μηκοτομή

Οι κατά μήκος κλίσεις της μηκοτομής σχεδιάστηκαν με γνώμονα την αποφυγή μεγάλων επεμβάσεων στο φυσικό ανάγλυφο του εδάφους, την, κατά το δυνατόν, ελαχιστοποίηση των όγκων επιχωμάτων και ορυγμάτων και υπαγορεύτηκαν από τη δυνατότητα χρήσης των οδών από οχήματα μεγάλου μήκους, τα οποία θα μεταφέρουν τους πυλώνες και τις φτερωτές των Α/Γ.

Η μηκοτομή των οδών έχει προκαταρκτικά μελετηθεί και η τελική μελέτη θα οριστικοποιηθεί μετά τις συναντήσεις με τους λειτουργούς του τοπικού δασαρχείου, για τελική οριστικοποίηση της χάραξης του δρόμου πρόσβασης.

Τεχνικά

Για την απορροή των ομβρίων υδάτων προβλέπεται ανεπένδυτη τριγωνική τάφρος (ρείθρο), σύμφωνα με τα οριζόμενα στα ισχύοντα Ελληνικά Πρότυπα και Κανονισμούς.

Στην περίπτωση εντοπισμού προβλημάτων κατολισθήσεων των ανάντη της οδού πρανών, είτε θα τοποθετηθούν κυβόλιθοι, είτε θα κατασκευαστούν μικροί τοίχοι - πρόβολοι από οπλισμένο σκυρόδεμα.

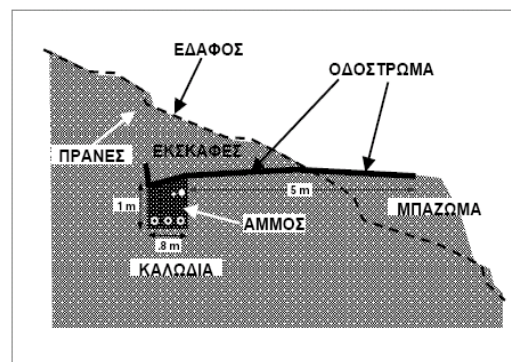
Τυπική διατομή

Η τυπική διατομή, που χρησιμοποιήθηκε για τη μελέτη του δρόμου, έχει μια λωρίδα κυκλοφορίας ανά κατεύθυνση, πλάτους 2,5 m. Η κίνηση των δύο κατευθύνσεων χωρίζεται από μια λεπτή διαχωριστική λωρίδα πλάτους 0,25 m, το πλάτος της οποίας συμπεριλαμβάνεται στο πλάτος των 2 λωρίδων κυκλοφορίας δηλαδή στα $2,50 + 2,50 = 5,00$ m. Εξωτερικά του πλάτους της μιας λωρίδας κυκλοφορίας ανά κατεύθυνση, υπάρχει και η ζώνη διαγράμμισης της οριογραμμής πλάτους 0,10 m, η οποία και αυτή συμπεριλαμβάνεται στο πλάτος των 2 λωρίδων δηλαδή στα 5,00 m.

Στις εκατέρωθεν εξωτερικές οριογραμμές του οδοστρώματος κατασκευάζεται έρεισμα από θραυστό υλικό συμπυκνωμένου πάχους 50 χιλιοστών. Για την απορροή των ομβρίων υδάτων θα κατασκευαστεί η αναφερθείσα ανεπένδυτη τριγωνική τάφρος (ρείθρο). Το συνολικό πλάτος ερείσματος και ρείθρου θα είναι 0,75 m σε κάθε πλευρά της οδού.

Έτσι το πλάτος του οδοστρώματος είναι $(2,50 + 2,50)m = 5,00$ m, με επίκλιση σε ευθυγραμμία 1,5% και μέγιστη επίκλιση σε στροφή 6%. Το μέσο πλάτος της σκαφής της οδού, συμπεριλαμβανομένων ερείσματος και ρείθρου, είναι $(5 + 0,75 + 0,75) = 6,50$ m.

Τυπική διατομή οδοποιίας αιολικού πάρκου



Τυπική διατομή οδοποιίας αιολικού πάρκου



Χωματοουργικά έργα

Στα τμήματα βελτίωσης της οδού προβλέπεται αφαίρεση επιφανειακού στρώματος ακατάλληλων φυτικών γαιών πάχους 0,20 m. Τα προϊόντα αυτά θα χρησιμοποιηθούν για την επένδυση των πρηνών. Τα προϊόντα των εκσκαφών, μετά την αφαίρεση των ακατάλληλων προϊόντων εκσκαφής, θα χρησιμοποιηθούν για την κατασκευή των επιχωμάτων.

Η εφαρμοζόμενη κλίση στα πρηνή των επιχωμάτων είναι 2:3. Στα ορύγματα γενικώς εφαρμόστηκαν κλίσεις 1:1 ή και 1:1,5, ουσιαστικά, όμως, οι κλίσεις των πρηνών θα καθορισθούν μετά τη γεωτεχνική έρευνα, από την οποία θα προκύψουν οι κλίσεις των πρηνών.

Το σύνολο των εκσκαφών από τη διάνοιξη των δρόμων και οι αναλυτικοί πίνακες χωματισμών της οδού θα ετοιμαστούν μετά την τελική οριστικοποίηση της χάραξης της οδού.

Οδοστρωσία

Συνολικά θα πραγματοποιηθεί οδοστρωσία κατά μήκος 1.800 m περίπου.

Για τα πάχη της οδοστρωσίας προτείνεται:

- Στρώση κυκλοφορίας με χαλίκι (3A) πάχους 5-15 cm
- Βάση οδοστρωσίας από χοντρό χαλίκι (σκύρα) πάχους 25-35 cm.

Το τελικό πάχος των στρωμάτων θα αποφασισθεί αφού καθοριστεί η φέρουσα ικανότητα του εδάφους και σε συνδυασμό με την εταιρεία που είναι υπεύθυνη για την μεταφορά των Α/Γ. Στην οδοστρωσία θα χρησιμοποιηθούν υλικά εκβραχισμών από τις βάσεις και από το κανάλι όδευσης των καλωδίων, αφού αυτά υποστούν κατάλληλη επεξεργασία. Πλευρικά της οδοστρωσης θα υπάρχει έρεισμα.

Διαμόρφωση πρηνών

Στη μελέτη του έργου έχουν προβλεφθεί ορισμένες κλίσεις στα πρηνή, είτε στα επιχώματα, είτε στα ορύγματα. Αυτές οι κλίσεις δεν προσαρμόζονται, πάντοτε, στην μορφολογία του εδάφους και αν, για λόγους ευστάθειας, πρέπει να αλλαχθούν, τότε αυτές πρέπει να γίνουν πιο ήπιες. Σκόπιμο είναι οι κλίσεις των πρηνών να μην έχουν οξεία γωνία τομής εδάφους και πρηνούς, αλλά να γίνονται στρογγυλεύσεις, τόσο στα επιχώματα όσο και στα ορύγματα.

Στην περίπτωση εντοπισμού προβλημάτων κατολισθήσεων των ανάντη της οδού πρηνών, είτε θα τοποθετηθούν κυβόλιθοι, είτε θα κατασκευαστούν μικροί τοίχοι - πρόβολοι από οπλισμένο σκυρόδεμα.

Σύνδεση με το Δίκτυο Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Το ΑΠ θα συνδεθεί με το υφιστάμενο Δίκτυο Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας μέσω εναέριου αγωγού. Η σύνδεση θα γίνει με διπλή γραμμή Μ.Τ., μήκους 2.850 m περίπου.

Κάθε Α/Γ θα παράγει ηλεκτρικό ρεύμα στη χαμηλή τάση των 460 V, η οποία ανυψώνεται, μέσω του αντίστοιχου μετασχηματιστή τάσης 0,4/66 kV. Οι Α/Γ μέσω μετασχηματιστών ανύψωσης τάσης, θα συνδέονται με υπόγειο αγωγό μέσης τάσης (Μ.Τ.) που θα τοποθετηθεί παράλληλα στον δρόμο εντός του ΑΠ και θα καταλήγει στον ηλεκτρικό πίνακα Μ.Τ του οικίσκου ελέγχου, όπου και θα υπάρχει μετρητική διάταξη έντασης και ισχύος. Από τον οικίσκο ελέγχου θα αναχωθεί το παραγόμενο ηλεκτρικό ρεύμα (πεδίο αναχώρησης) προς το εθνικό Δίκτυο Μεταφοράς Υ.Τ. (66 kV).

Εξοπλισμός Οικίσκου Ελέγχου

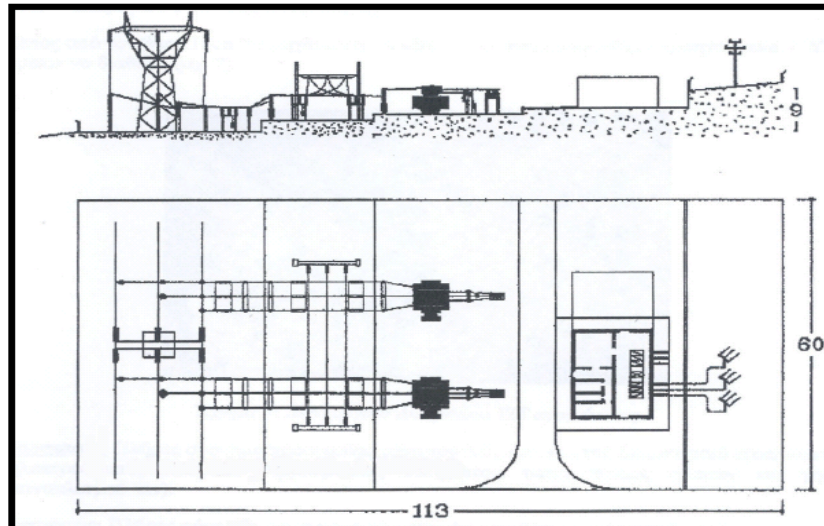
Ο οικίσκος έλεγχος περιλαμβάνει:

- Μετασχηματιστή (ΜΤ/ΧΤ) ελαίου, ισχύος 400 kVA με τυλίγματα χαλκού, δοχείο διαστολής, αφυγραντήρα, θερμομέτρο και βάση με 4 τροχούς κυλίσεως κατά DIN 42500
- Ηλεκτρικό πίνακα χαμηλής τάσης, διαστάσεων 400×1540×400m, με πίνακα Διανομής Χαμηλής Τάσης, Σύστημα από Τετραπολικές Απλές Μπάρες Χαλκού 1250/630 A, δύο Ασφαλειοδιακόπτες NH 2×400 A, ένα Μ/Σ Ξηρού Τύπου 1-Ph, 0,5 kVA, 490/230V.

Επίσης, θα περιλαμβάνει τον απαραίτητο εξοπλισμό διακοπτικών και προστατευτικών μέσων.

Κτίσμα Υποσταθμού

Η σύνδεση του ΑΠ θα γίνει σε υπάρχοντα Υ/Σ. Ο Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς (ΔΣΜ), δηλαδή, στη συγκεκριμένη περίπτωση, ο «Διαχειριστής Νήσων», έχει εκδώσει προκαταρκτική θετική γνωμάτευση για τη χρήση των υφισταμένων εγκαταστάσεων.



Τυπικός Υ/Σ Ανυψώσεως

5.8 Κόστος Έργων Μηχανικού

Περιγραφή	Κόστος (€)
Έργα υποδομής	700.000
Οδικά έργα	650.000
Χωματοργικά έργα	300.000
Οδοστρωσία	500.000
Διαμόρφωση πρανών	250.000
Εξοπλισμός οικίσκου ελέγχου	50.000
Κτίσμα υποσταθμού	100.000
Σύνδεση με το δίκτυο μεταφοράς	100.000
Μελέτες	150.000
ΣΥΝΟΛΟ	2.800.000

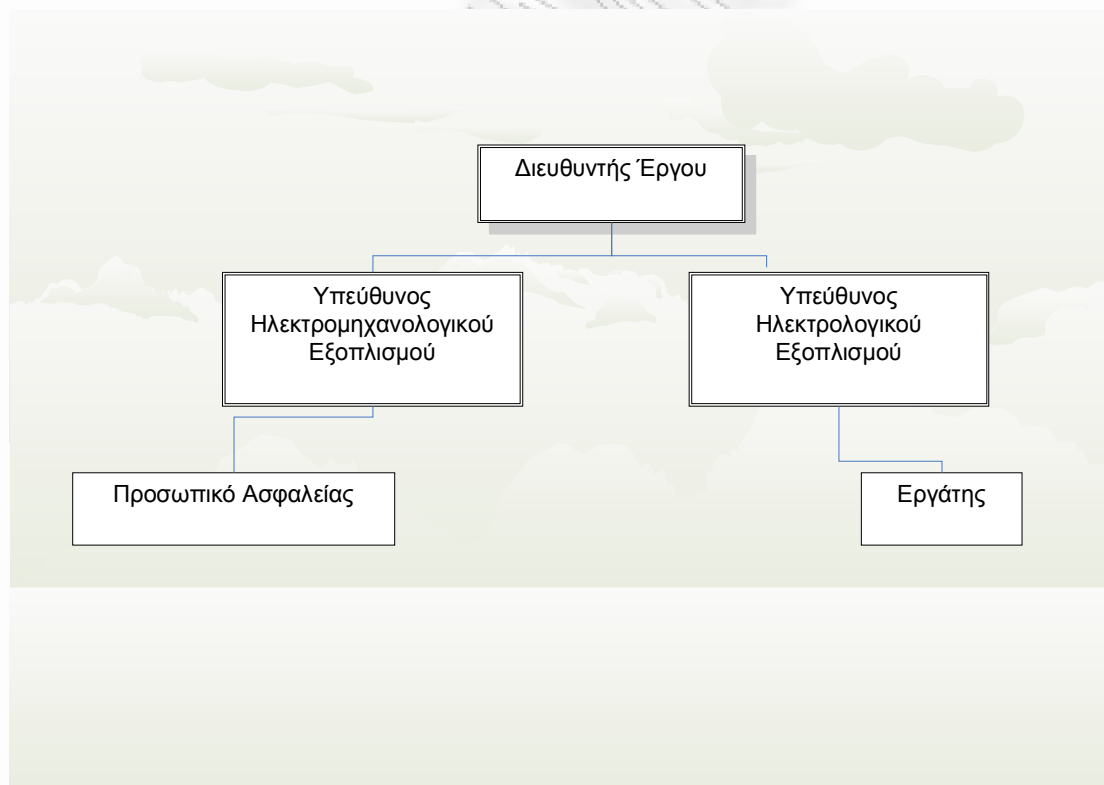
ΕΤΟΣ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΚΟΣΤΟΣ (σε ευρώ)
1 ^ο	Εργασίες συντήρησης κτιρίων και λοιπών έργων πολιτικού μηχανικού	2.000
2 ^ο		2.300
3 ^ο		2.600
4 ^ο		2.900
5 ^ο		3.200

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 - ΟΡΓΑΝΩΣΗ ΤΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ ΚΑΙ ΓΕΝΙΚΑ ΕΞΟΔΑ

6.1 Οργάνωση και Διαχείριση της Μονάδας

Στο κεφάλαιο αυτό γίνεται αναφορά στην ανάπτυξη και σχεδίαση της οργάνωσης που χρειάζεται, για να γίνει σωστή διαχείριση και έλεγχος της νέας μονάδας, και στα σχετικά γενικά έξοδα. Η οργάνωση που θα προταθεί εξαρτάται από το μέγεθος και την ισχύ του ΑΠ. Σκοπός της οργανωτικής δομής πρέπει να είναι η καθιέρωση ενός συστήματος ρόλων και λειτουργιών, σωστού συντονισμού των φάσεων κατασκευής Α/Π, ώστε να επιτευχθούν οι αντικειμενικοί στόχοι της επιχείρησης, όπως είναι η καλύτερη αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού της περιοχής και το μειωμένο κόστος.

6.2 Οργανωσιακή Δομή (Οργανόγραμμα)



6.3 Εντοπισμός των Κέντρων Κόστους

Για τη διευκόλυνση στον προγραμματισμό και έλεγχο του κόστους, το επενδυτικό σχέδιο διαιρείται σε Κέντρα Κόστους. Στον προσδιορισμό των Κέντρων Κόστους λαμβάνεται υπ' όψη η γενική αρχή της μη παραλείψεως των στοιχείων του κόστους, που σχετίζονται με τη δραστηριότητα της μονάδας.

6.4 Γενικά Έξοδα

Το κόστος λειτουργίας της μονάδας μπορεί να υποδιαιρεθεί στις παρακάτω κατηγορίες:

- Άμεσα εργατικά
- Άμεσα υλικά
- Γενικά έξοδα

Τα γενικά έξοδα προσδιορίζονται με τη βοήθεια των Κέντρων Κόστους, που αναφέρθηκαν παραπάνω. Έτσι τα γενικά έξοδα του επενδυτικού σχεδίου είναι τα παρακάτω:

- *Γενικά έξοδα προμηθειών*
Σε αυτά περιλαμβάνονται τα παρακάτω έξοδα:
 - ✓ Έξοδα εκφόρτωσης και αποθήκευσης βοηθητικών υλικών και ανταλλακτικών.
 - ✓ Έξοδα για έρευνα αγοράς στο χώρο των προμηθευτών.
- *Γενικά έξοδα μονάδων υποστήριξης*
 - ✓ Γενικά έξοδα συντήρησης και επισκευών μηχανολογικού εξοπλισμού.
 - ✓ Γενικά έξοδα καθαρισμού μονάδας.
 - ✓ Έξοδα γραφείων των μονάδων υποστήριξης.

Πίνακας 6.4.α Εκτίμηση Γενικών Εξόδων Παραγωγής (1 ^ο έτος λειτουργίας)	
	Κόστος €
Γενικά έξοδα προμηθειών	35.000
Γενικά έξοδα συντήρησης εξοπλισμού	50.000
Γενικά έξοδα ελέγχου ποιότητας	50.000
Λοιπά έξοδα	15.000
Σύνολο	150.000

ο *Γενικά έξοδα τμημάτων διοίκησης*

Σε αυτά περιλαμβάνονται όλα τα έξοδα που προκύπτουν από την εν γένει λειτουργία των τμημάτων διοίκησης, τα οποία και παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

Πίνακας 6.4.β Εκτίμηση Γενικών Εξόδων Διοίκησης (1^ο έτος λειτουργίας)	
	Κόστος €
Νομικές υπηρεσίες	20.000
Ασφάλιστρα	50.000
Γενικά έξοδα γραφείων	5.000
Υπηρεσίες κοινής ωφέλειας	10.000
Δημοτικοί φόροι *	61.265
Λοιπά γενικά έξοδα	10.000
Σύνολο	156.265

* Η λειτουργία του έργου, όπως και οποιοδήποτε έργου ΑΠΕ, προσφέρει ένα μόνιμο και σημαντικό ετήσιο έσοδο στους τοπικούς Δήμους (2% επί του τζίρου τους). Τζίρος μονάδας: 3.063.197 (35.040.000 kwh παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας × 0,08742 €/kwh). Το 2% του τζίρου είναι 61.265 ευρώ (3.063.197 × 2%). Το 2% εισφέρεται δια νόμου ως έσοδο στους τοπικούς δήμους, για όλη την διάρκεια ζωής του Αιολικού Πάρκου, δηλαδή για, τουλάχιστον, 20 χρόνια

Επομένως,

το συνολικό κόστος των γενικών εξόδων της επιχείρησης είναι

$$150.000 + 156.265 = 306.265 \text{ €}$$

6.5 Εκτίμηση Γενικών Εξόδων Επιχείρησης

Προκειμένου να εκτιμηθούν τα γενικά έξοδα της μονάδας για τα επόμενα εξεταζόμενα έτη του σχεδιασμού, γίνεται αναπροσαρμογή των εξόδων αυτών κάθε έτος κατά 3,5% κατά μέσο όρο. Τόσο αναμένεται να είναι το επίπεδο του πληθωρισμού στη χώρα κατά τα επόμενα έτη. Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζεται η εκτίμηση των γενικών εξόδων για τα επόμενα έτη.

Πίνακας 6.5 Εκτίμηση Γενικών Εξόδων Επιχείρησης (2011-2015)	
Έτος	Σύνολο γενικών εξόδων €
2011	306.265
2012	316.984
2013	328.078
2014	339.560
2015	351.445

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 - ΑΝΘΡΩΠΙΝΟΙ ΠΟΡΟΙ

Στο κεφάλαιο αυτό γίνεται αναφορά στη στελέχωση της νέας μονάδας με το κατάλληλο ανθρώπινο δυναμικό. Ο ανθρώπινος παράγοντας είναι σημαντική συνιστώσα για την κατασκευή και αποτελεσματική λειτουργία της επιχείρησης. Για το λόγο αυτό θα πρέπει να γίνει προσεκτική ανάλυση και ποσοτικοποίηση των αναγκών σε ανθρώπινο δυναμικό. Στη συνέχεια γίνεται μία εκτίμηση του κόστους εργασίας, τόσο του επιτελικού όσο και του εργατικού δυναμικού.

7.1 Κατηγορίες και Λειτουργίες Ανθρώπινων Πόρων

Οι τυπικές απαιτήσεις σε προσωπικό κατά τη διάρκεια του **σταδίου κατασκευής** περιλαμβάνουν υπεύθυνους επίβλεψης, ηλεκτρολόγους, χειριστές βαρέων μηχανημάτων, προσωπικό ασφαλείας και γενικούς εργάτες, για τη συναρμολόγηση των εξαρτημάτων και τα έργα ανοικοδόμησης. Ο αριθμός των θέσεων που θα καλυφθεί με τοπικό προσωπικό εξαρτάται από το γενικό επίπεδο των ικανοτήτων του τοπικού πληθυσμού.

Για παράδειγμα, ένα αιολικό πρόγραμμα της τάξης των 50 MW δημιουργεί κατά το στάδιο της ανέγερσης του σταθμού θέσεις εργασίας που ισοδυναμούν με περίπου 40 θέσεις πλήρους απασχόλησης.

Ο αριθμός των ανθρώπων που εργάζονται σε ένα Αιολικό Πάρκο, κατά τη διάρκεια της εμπορικής λειτουργίας του εξαρτάται κυρίως από το μέγεθος του Πάρκου και τη διοικητική του δομή. Μικρά Αιολικά Πάρκα, με λιγότερες από 10 ανεμογεννήτριες, ελέγχονται, κατά κύριο λόγο, εξ αποστάσεως και χρησιμοποιούν προσωπικό όταν απαιτείται συντήρηση. Μεγαλύτερα Αιολικά Πάρκα, όπως στην περίπτωση της υπό ίδρυση μονάδας, υποχρεούνται να έχουν μόνιμο προσωπικό, ο ακριβής αριθμός του οποίου εξαρτάται από το μέγεθός τους, τον τύπο των ανεμογεννητριών και των τοπικών συνθηκών εργασίας.

Στη φάση λειτουργίας του έργου, το ΑΠ της μονάδας «ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ Α.Ε.» θα επανδρωθεί από δύο άτομα μόνιμο τεχνικό προσωπικό, που θα αναλάβουν τις θέσεις του υπεύθυνου ηλεκτρομηχανολογικών και του υπεύθυνου ηλεκτρονικού εξοπλισμού, αντίστοιχα. Η εμπλοκή τους στην καθημερινή λειτουργία του ΑΠ θα είναι περιορισμένη, λόγω της αυτοματοποιημένης λειτουργίας του ΑΠ, και κύριο αντικείμενό τους θα είναι η συντήρηση και η αποκατάσταση των όποιων βλαβών - ζημιών.

Τα Αιολικά Πάρκα στελεχώνονται, συνήθως, με τοπικό προσωπικό και με έναν έμπειρο επιβλέποντα ή έναν διευθυντή εγκατάστασης όπως προαναφέρθηκε. Ο αριθμός των υπαλλήλων που θα προσληφθούν από την τοπική κοινωνία εξαρτάται από την τοπική προσφορά ατόμων με τις απαραίτητες ικανότητες. Το προσωπικό συντήρησης, σε γενικές γραμμές, αποτελείται από μηχανικούς, ηλεκτρολόγους ή ηλεκτρονικούς τεχνικούς, ώστε να μπορούν εύκολα και άμεσα να εκπαιδευτούν στα μηχανικά και ηλεκτρικά συστήματα του Αιολικού Σταθμού, καθώς και στον εξοπλισμό συντήρησης. Από τη στιγμή που ο Σταθμός θα τεθεί σε λειτουργία, η πλειοψηφία των εργασιών συντήρησης περιλαμβάνουν αναρρίχηση στον πύργο της ανεμογεννήτριας και εργασία στον περιορισμένο χώρο της ατράκτου και της πλήμνης. Αυτού του είδους η σωματική δραστηριότητα απαιτεί ευκινησία και δύναμη, στον ίδιο βαθμό που απαιτείται και στην ειδικότητα ενός “εναερίτη”. Καθώς, λοιπόν, η συντήρηση είναι μία εκ φύσεως απαιτητική δουλειά, η εύρεση, η εκπαίδευση και η διατήρηση του κατάλληλου συνδυασμού ανθρώπινου δυναμικού ικανού να ανταπεξέλθει, τόσο στις σωματικές, όσο και στις γνωσιακές απαιτήσεις της δουλειάς, μπορεί να αποδειχθεί εξαιρετικά δύσκολη. Οι αυξημένες, λοιπόν, απαιτήσεις της δουλειάς μπορούν να προκαλέσουν τη συχνή ανανέωση προσωπικού.

7.2 Πρόσληψη και Εκπαίδευση Ανθρώπινου Δυναμικού

Κατά την περίοδο υλοποίησης της επένδυσης και πριν από την έναρξη λειτουργίας, οι δύο τεχνικοί θα εκπαιδευτούν στο εξωτερικό. Η κατάρτισή τους θα συνεχιστεί και κατά τη διάρκεια των 2 πρώτων χρόνων λειτουργίας του ΑΠ, όταν η τακτική συντήρηση θα εκτελείται με την άμεση συνεργασία του κατασκευαστή. Επιπλέον, εκ μέρος του κατασκευαστή υπάρχει υποχρέωση ετήσιας επίσκεψης επιβλέποντος για τον έλεγχο της καλής συντήρησης του εξοπλισμού, καθώς και τεχνικής υποστήριξης για κάθε θέμα που τυχόν προκύψει κατά τα 5 πρώτα έτη λειτουργίας του εξοπλισμού.

Όλες οι εργασίες συντήρησης και επισκευής θα γίνονται με βάση τα τεχνικά εγχειρίδια της κατασκευάστριας εταιρείας. Για την αποφυγή καθυστερήσεων στην αποκατάσταση των βλαβών έχει ληφθεί μέριμνα για την ύπαρξη πλήρους σειράς ανταλλακτικών. Προβλέπεται, επίσης, η προμήθεια ειδικά διαμορφωμένου οχήματος, εφοδιασμένου με τα απαραίτητα σύνεργα. Τέλος, έμφαση δίνεται στην τήρηση των κανονισμών ασφάλειας εργασίας. Έτσι, η ομάδα συντήρησης για την ασφαλή εκτέλεση των εργασιών, θα εφοδιαστεί με κατάλληλο εξοπλισμό.

7.3 Εκτίμηση Κόστους Εργασίας

Όπως προαναφέρθηκε, κατά τη φάση λειτουργίας του έργου η μονάδα θα απασχολεί **5 άτομα**, έναν υπεύθυνο ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού, έναν υπεύθυνο ηλεκτρονικού εξοπλισμού, έναν υπεύθυνο έργου, έναν εργάτη και ένα άτομο ως προσωπικό ασφαλείας .

Ο μέσος μισθός των υπευθύνων κάθε τμήματος υπολογίζεται στα 1.500 ευρώ, ενώ ο μισθός του υπευθύνου έργου στα 1.700 ευρώ. Ο μισθός του εργάτη υπολογίζεται στα 650 ευρώ και ο μισθός του προσωπικού ασφαλείας στα 800 ευρώ.

Για τον υπολογισμό της συμμετοχής του εργοδότη στην ασφάλιση των εργαζομένων, άδειες και δώρα εορτών χρησιμοποιείται συντελεστής 1,3. Έτσι το ετήσιο κόστος υπολογίζεται:

- Υπεύθυνος έργου:
 $1.700 \times 12 \times 1,3 = 26.520$ Ευρώ
- Υπεύθυνος ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού:
 $1.500 \times 12 \times 1,3 = 23.400$ Ευρώ
- Υπεύθυνος ηλεκτρονικού εξοπλισμού:
 $1.500 \times 12 \times 1,3 = 23.400$ Ευρώ
- Εργάτης:
 $650 \times 12 \times 1,3 = 10.140$ Ευρώ
- Προσωπικό ασφαλείας:
 $800 \times 12 \times 1,3 = 12.480$ Ευρώ

Οι υπεύθυνοι τμημάτων θα πρέπει να είναι πτυχιούχοι ΑΕΙ, με μεταπτυχιακές σπουδές στον τομέα ευθύνης τους και με εμπειρία. Για τους εργάτες, η δευτεροβάθμια εκπαίδευση είναι αρκετό ως προσόν, ενώ απαιτείται και κάποια εμπειρία. Τα ίδια ισχύουν και για το προσωπικό ασφαλείας.

Πίνακας 7.3.α Εκτίμηση Κόστους Εργασίας ανά είδος εργασίας (για το 2011)			
Είδος εργασίας	Αριθμός	Μηνιαίο Κόστος ανά άτομο σε ευρώ (€)	Ετήσιο Κόστος ανά άτομο σε ευρώ (€)
Υπεύθυνος έργου	1	1.700	26.520
Υπεύθυνος ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού	1	1.500	23.400
Υπεύθυνος ηλεκτρονικού εξοπλισμού	1	1.500	23.400
Εργάτης	1	650	10.140
Προσωπικό ασφαλείας	1	800	12.480
Σύνολο	5		95.940

Το κόστος του ανθρώπινου δυναμικού αναμένεται να αναπροσαρμόζεται ετησίως κατά ένα ποσοστό της τάξεως του 3,5% περίπου. Η προβολή του κόστους για τα επόμενα έτη λειτουργίας της μονάδας δίνεται στον πίνακα που ακολουθεί.

Πίνακας 7.3.β Εκτίμηση Κόστους Ανθρώπινου Δυναμικού (2011-2015)	
Έτος	Κόστος €
2011	95.940
2012	99.298
2013	102.773
2014	106.370
2015	110.093

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8 - ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ, ΧΩΡΟΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ, ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ

8.1 Εκτίμηση των Αναγκών της Νέας Μονάδας σε Χώρους

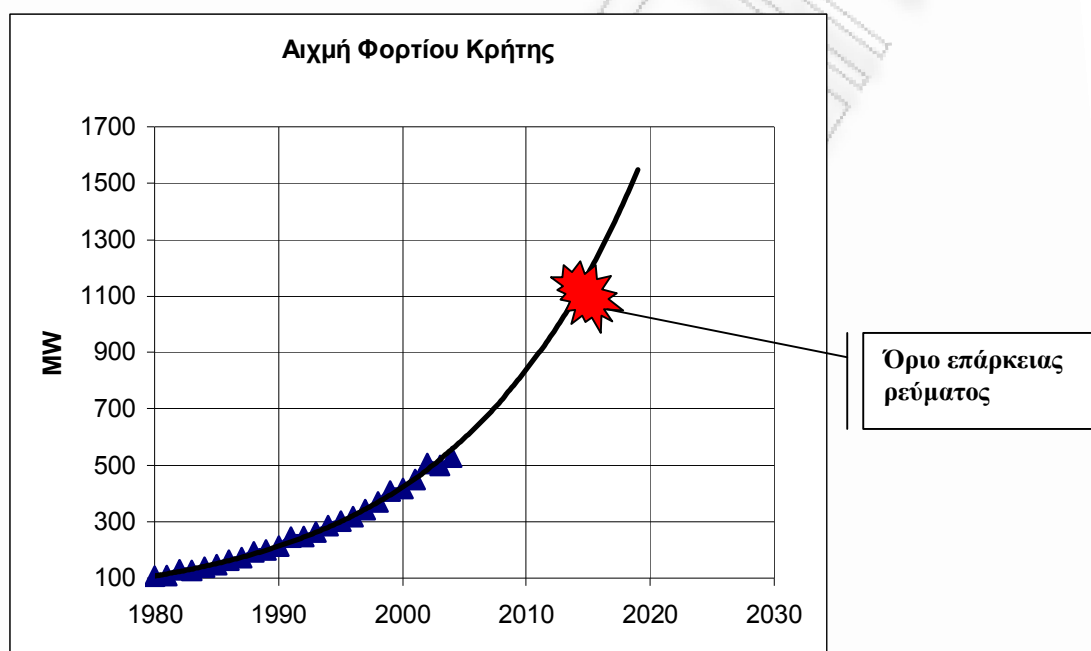
Το Αιολικό Πάρκο της μονάδας θα λειτουργεί ως ανεξάρτητη μονάδα παραγωγής Η/Ε, αποτελούμενη από 8 Α/Γ, ονομαστικής ισχύς 2.000 kW έκαστη, ήτοι συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 16 MW. Η ανάπτυξη του Α.Π. θα γίνει σε κορυφογραμμή μήκους περίπου 2.700 m, ενώ το μέσο υψόμετρό της είναι 380 m. Για τις εγκαταστάσεις του ΑΠ απαιτείται έκταση 4 στρεμμάτων ($15\text{m} \times 15\text{m} = 225 \text{m}^2$ για κάθε Α/Γ και 80m^2 για τον οικίσκο ελέγχου). Το έδαφος είναι ημιβραχώδες ενώ καλύπτεται από θαμνώδη χαμηλή βλάστηση. Η πρόσβαση στη θέση εγκατάστασης του ΑΠ θα γίνει μέσω δημόσιων δρόμων ή και εγγεγραμμένων αγροτικών οδών. Για τις ανάγκες του έργου και για την πρόσβαση σε κάθε Α/Γ θα μελετηθεί και θα κατασκευαστεί το απαιτούμενο οδικό δίκτυο, μετά από έλεγχο και έγκριση της χάραξης από το τμήμα Κτηματολογίου και Χωρομετρίας και της Νομαρχιακής Αυτοδιοίκησης Χανίων. Το οδικό δίκτυο πρόσβασης στις Α/Γ προτείνεται να έχει ως βάση τα υφιστάμενα εγγεγραμμένα «μονοπάτια», που χρησιμοποιούνται σήμερα ως αγροτικοί δρόμοι για προσπέλαση στις ιδιωτικές περιουσίες, χωράφια, καλλιέργειες.

Η θέση εγκατάστασης του έργου βρίσκεται στη θέση Μακριάς Τσιγκούνας του Δήμου Ανατολικού Σελίνου του Νομού Χανίων στην Κρήτη.

Το ενεργειακό πρόβλημα της Κρήτης συνίσταται, κυρίως, στην κάλυψη των αναγκών του νησιού σε ηλεκτρική ενέργεια αδιάλειπτα, αξιόπιστα και με τις μικρότερες δυνατές επιπτώσεις στους κατοίκους και στο περιβάλλον. Το πρόβλημα αυτό παρουσιάζεται ως σύνθετο τεχνολογικό, αλλά είναι έντονα κοινωνικό, πολιτικό και οικονομικό. Σχετίζεται, επίσης, με το ευρύτερο ενεργειακό πρόβλημα, δηλαδή, με την περιβαλλοντική και αειφορική διάσταση των ενεργειακών πόρων. Το τελευταίο αποκτά ιδιαίτερη σημασία, προπαντός μετά την πρόσφατη (Δεκ. 2005) ενεργοποίηση του πρωτοκόλλου του Κιότο.

Το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης στην παρούσα κατάστασή του, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος περίπου 700 MW, καλύπτει τις ανάγκες του νησιού για τα επόμενα λίγα χρόνια. Ιδιαίτερα ανησυχητικός είναι ο ταχύς ρυθμός αύξησης του ηλεκτρικού φορτίου, ο οποίος ανατρέπει κάθε λογικό σχεδιασμό λαμβάνοντας υπ' όψη την ελληνική πραγματικότητα. Ο ρυθμός αυτός αύξησης του φορτίου, της τάξης

του 5,5%, είναι περίπου διπλάσιος του εθνικού μέσου όρου και έχει ληφθεί υπόψη για την υλοποίηση των σεναρίων κάλυψης των αναγκών της Κρήτης σε ηλεκτρική ενέργεια, με συμβατικά καύσιμα, για τα επόμενα δεκαπέντε περίπου χρόνια. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η συνεισφορά των Αιολικών Πάρκων στο ενεργειακό ισοζύγιο του νησιού. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των Αιολικών Πάρκων είναι περίπου 100 MW, άνισα κατανεμημένη στο νησί (δώδεκα Αιολικά Πάρκα στο Λασιθί, δύο στο Ηράκλειο και ένα στα Χανιά) και συνεισφέρουν περίπου το 10% της ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού.



Εξέλιξη του φορτίου αιχμής του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης. Η αιχμή του συστήματος παρουσιάζεται τον Αύγουστο τις μεσημεριανές ώρες.

Εν τω μεταξύ, τα έργα που θα γίνουν για να καλυφθούν οι μελλοντικές ανάγκες σε ηλεκτρική ισχύ, όπως έχουν εξαγγελθεί από την Κυβέρνηση, έχουν, περιληπτικά, ως εξής:

- Με το νέο εργοστάσιο στον Αθερινόλακκο καλύφθηκαν οι ανάγκες μέχρι το 2006.
- Η επιπλέον ζήτηση του 2008 καλύφθηκε με την τοποθέτηση δύο επιπλέον μονάδων των 45 MW η κάθε μία.
- Η επιπλέον ζήτηση μέχρι το 2011 θα καλυφθεί με την προσθήκη 100 MW, επίσης στον Αθερινόλακκο.
- Παράλληλα, προβλέπεται να ενταχθεί το 2011, στο ηλεκτρικό σύστημα, το εργοστάσιο των Παλαιών Γαλήνων (Κορακιάς), ισχύος 250 MW.

- Από το 2011 μέχρι το 2015 θα έχει ολοκληρωθεί η απομάκρυνση από το ηλεκτρικό σύστημα του Σταθμού των Λινοπεραμάτων.
- Μέχρι το 2016 οι Παλαιοί Γαλήνοι, με την προσθήκη επιπλέον 250 MW, θα παράγουν 500 MW. *Η περαιτέρω επέκταση των Παλαιών Γαλήνων θεωρείται αδύνατη λόγω της μορφολογίας του εδάφους.*
- Η Ξυλοκαμάρα (Χανιά) θα λειτουργεί, εκτός της μονάδας βάσης, μόνο σε περίπτωση αιχμής του συστήματος.

Από τα παραπάνω προκύπτει ότι στην επόμενη δεκαετία, με την προσθαφαίρεση μονάδων, το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης θα διαθέτει, τελικά, εγκατεστημένη ηλεκτρική ισχύ μονάδων περίπου 1.100 MW. Όπως, όμως, προκύπτει, από την εξέλιξη του ηλεκτρικού φορτίου στο νησί, από τα μέσα, περίπου, της επόμενης δεκαετίας η ηλεκτρική ισχύς δεν θα επαρκεί, και το ενεργειακό πρόβλημα της Κρήτης θα επανέλθει και μάλιστα χειρότερο από κάθε άλλη φορά. Επίσης, μπορούμε να προβλέψουμε με βεβαιότητα, ότι, όταν θα είμαστε χρονικά πολύ κοντά στο οριακό σημείο επάρκειας, πολλά θέματα θα επανεξεταστούν, όπως: η μετεγκατάσταση των Λινοπεραμάτων, η απομάκρυνση των μονάδων από την Ξυλοκαμάρα (όπως ζητούν, επίμονα, οι τοπικοί φορείς), κ.τ.λ..

Η χρήση Αιολικών Πάρκων είναι ένα από τα θέματα που μπορούν να αμβλύνουν το ενεργειακό πρόβλημα του νησιού. Η Κρήτη προσφέρεται για την ευρεία διείσδυση αιολικής ενέργειας καθώς και των τεχνολογιών εξοικονόμησης ενέργειας σε δυναμικούς κλάδους, όπως ο ξενοδοχειακός τομέας, ώστε να καταστεί πρότυπη νησιωτική περιφέρεια στη Μεσόγειο και στην Ευρώπη.

8.2 Αναζήτηση και Επιλογή Τοποθεσίας

Στο κεφάλαιο αυτό αναλύονται οι κυριότερες απαιτήσεις και τα σημαντικότερα κριτήρια για την επιλογή της καταλληλότερης τοποθεσίας, όπου θα κατασκευαστεί το νέο Αιολικό Πάρκο. Η επιλογή της τοποθεσίας αποτελεί μια σημαντικότερη συνιστώσα για τη σωστή υλοποίηση του επενδυτικού σχεδίου και θα πρέπει να καλύπτει τις βασικές απαιτήσεις που θεωρούνται ως οι απαραίτητες ή κρίσιμες για την εφικτή και βιώσιμη εφαρμογή και λειτουργία του.

8.2.1 Βασικές Απαιτήσεις Επιλογής Τοποθεσίας Εγκατάστασης

Οι βασικότερες απαιτήσεις, τις οποίες θα πρέπει να ικανοποιεί ο χώρος εγκατάστασης του νέου Αιολικού Πάρκου είναι οι εξής:

- Αιολικό δυναμικό

Ο υπολογισμός του τεχνικά αξιοποιήσιμου αιολικού δυναμικού είναι μια αρκετά πολύπλοκη διαδικασία, ακόμα και αν ληφθεί υπόψη μόνο η διαθεσιμότητα του ανέμου και τα τεχνικά χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας που χρησιμοποιούμε. Η μέση μηνιαία ή ετήσια ταχύτητα ανέμου και ο βαθμός απόδοσης των ανεμογεννητριών δεν αρκούν για τον υπολογισμό. Είναι πολύ σημαντικό να γνωρίζουμε ακριβώς τη μεταβολή της ταχύτητας του ανέμου, κατά τη διάρκεια του έτους.

Πρέπει να αναφέρουμε ότι, πέρα από τον παραπάνω θεωρητικό προσδιορισμό του αξιοποιήσιμου αιολικού δυναμικού είναι πολύ χρήσιμο να εξετάσουμε πως αποδίδει ένα ήδη εγκατεστημένο αιολικό πάρκο ή μια ανεμογεννήτρια στην περιοχή που μας ενδιαφέρει. Το δυναμικό των Α/Γ σε μια περιοχή μπορεί να εκτιμηθεί, χονδρικά, μελετώντας την απόδοση των εγκατεστημένων Α/Γ σε περιοχές με την ίδια μορφολογία και τα ίδια μετεωρολογικά στοιχεία με την εξεταζόμενη. Δυστυχώς ο ακριβής θεωρητικός υπολογισμός του δυναμικού των Α/Γ επηρεάζεται από όλες εκείνες τις παραμέτρους, οι οποίες πρέπει να είναι μετρημένες με ακρίβεια σε τοπικό επίπεδο κατά την διάρκεια του έτους (π.χ. γνώση με ακρίβεια της ταχύτητας του ανέμου σε ωριαία ή ημερήσια βάση).

Μετά τον υπολογισμό του τεχνικά αξιοποιήσιμου αιολικού δυναμικού λαμβάνονται υπόψη κάποιες απώλειες της τάξεως του 10%-15%. Αυτές οι απώλειες οφείλονται στη σκίαση των Α/Γ μεταξύ τους, σε επικαθήσεις σκόνης και αλάτων στα πτερύγια, στη διαθεσιμότητα του δικτύου, στις μικρές απώλειες μεταφοράς, κ.λ.π.. Είναι πιθανό, λόγω των τοπικών ιδιομορφιών, να υπάρξει κάποια μικρή διαφορά ανάμεσα στα αποτελέσματα των υπολογισμών και στην πραγματικά παραγόμενη ενέργεια. Η κύρια παράμετρος που καθορίζει το αιολικό δυναμικό είναι η κατανομή της ταχύτητας του ανέμου. Οι κατασκευαστικές ιδιομορφότητες της ανεμογεννήτριας της ίδιας ισχύος οδηγούν σε διαφορές της παραγόμενης Η/Ε της τάξεως, το πολύ, του 10%. Συγχρόνως, αν η μορφολογία της περιοχής εγκατάστασης των Α/Γ είναι ήπια, τότε η ταχύτητα αυξάνεται ελάχιστα με το ύψος.

- Υφιστάμενα Δίκτυα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στην περιοχή
Ένα άλλο σημαντικό κριτήριο επιλογής κατάλληλου χώρου εγκατάστασης Αιολικού Πάρκου είναι η προεκτίμηση του τρόπου και της θέσης σύνδεσης του Αιολικού Πάρκου στο Δίκτυο Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.

- Δυνατότητα πρόσβασης – απαιτούμενα έργα υποδομής
Η τοποθεσία εγκατάστασης θα πρέπει να εξυπηρετείται από το υπό κατασκευή οδικό δίκτυο, έτσι ώστε να διευκολυνθούν οι απαιτούμενες αρχικές μεταφορές αλλά να γίνεται απρόσκοπτα η προσπέλαση των Α.Π. από το προσωπικό εποπτείας, συντήρησης, κ.λπ..

- Πιθανές εμπλοκές στην διαδικασία αδειοδότησης
Με βάση το φυσικό χάρτη GIS απαιτείται η πρόβλεψη πιθανών δυσχερειών στη διαδικασία αδειοδότησης του Αιολικού Πάρκου για εγκατάσταση στην εν λόγω θέση. Οι εμπλεκόμενες Υπηρεσίες από τις οποίες θα πρέπει να δοθούν σχετικές εγκρίσεις είναι:

- ✓ Υπηρεσία Πολιτικής Αεροπορίας
- ✓ Γενικό Επιτελείο Εθνικής Αμύνης
- ✓ Εφορία Προϊστορικών και Κλασσικών Αρχαιοτήτων
- ✓ Εφορία Βυζαντικών Αρχαιοτήτων
- ✓ Εφορία Νεωτέρων Μνημείων
- ✓ Διεύθυνση Δασών (Δασαρχείο)
- ✓ Ο.Τ.Ε.
- ✓ Ε.Ο.Τ.
- ✓ Πολεοδομία

- Ιδιοκτησία εδαφικών εκτάσεων- δυνατότητα χρήσης γης
Το κριτήριο αυτό είναι αρκετά σημαντικό και έχει να κάνει με το κατά πόσο η γη και το μέρος που επιλέξαμε να εγκατασταθεί το Αιολικό Πάρκο βρίσκεται σε γη διαθέσιμη για αγορά ή ενοικίαση.

- Οικονομικά κίνητρα
Σημαντική παράμετρος για τη λήψη απόφασης όσον αφορά την τοποθεσία αποτελούν τα κίνητρα και οι παραχωρήσεις που προσφέρονται στις επιχειρήσεις που σκοπεύουν να δραστηριοποιηθούν σε συγκεκριμένες γεωγραφικές περιοχές. Η υπαγωγή του παρόντος επενδυτικού σχεδίου στους αναφερθέντες νόμους μπορεί να αποτελέσει μία σημαντικότερη πηγή χρηματοδότησης. Θα πρέπει λοιπόν να ελεγχθεί

σε ποία ζώνη κινήτρων των οικείων νόμων ανήκει η επιλεγείσα περιοχή, καθώς και αν ικανοποιεί όλα τα κριτήρια της σχετικής νομοθεσίας.

- ο Αποδοχή του σχεδίου από κατοίκους περιοχής

Ένα άλλο στοιχείο που θα πρέπει να διερευνηθεί είναι κατά πόσο θα γίνει αποδεκτή η υλοποίηση του επενδυτικού σχεδίου από τους κατοίκους της περιοχής χωρίς να δημιουργήσει δυσαρέσκεια και αντιδράσεις από τους τοπικούς φορείς. Η αποδοχή αυτή του σχεδίου είναι σημαντική για την ομαλή λειτουργία του Αιολικού Πάρκου χωρίς αυτή να ταλανίζεται από διαμαρτυρίες και πιθανές δικαστικές διαμάχες. Τούτο έχει, εν πολλοίς, να κάνει και με το επίπεδο οικονομικής και κοινωνικής υποδομής της ευρύτερης περιοχής, όπου θα εγκατασταθεί το νέο Αιολικό Πάρκο. Θα πρέπει να ελεγχθούν δείκτες οικονομικής ευημερίας, απασχόλησης αλλά και στοιχεία κοινωνικής υποδομής τα οποία να είναι επαρκή ώστε να χαρακτηρίζουν το βιοτικό και κοινωνικό επίπεδο των κατοίκων ως ικανοποιητικό ούτως ώστε να αποφευχθούν αντιδράσεις, διαμαρτυρίες, διασπορά δεισιδαιμονιών, κ.λπ..

8.2.2 Χαρακτηριστικά Στοιχεία Εναλλακτικών Τοποθεσιών

Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα βασικά χαρακτηριστικά των εναλλακτικών περιοχών και το κατά πόσο ικανοποιούν τις απαιτήσεις που αναλύθηκαν παραπάνω. Οι δύο περιοχές ανάλυσης είναι το Αλιβέρι στην Εύβοια και η περιοχή Δήμου Ανατολικού Σελίνου στην Κρήτη.

Αρχικά, ως προς το αιολικό δυναμικό της κάθε περιοχής, με τη χρήση λογισμικού, υπολογίζεται η παραγόμενη ενέργεια προς διανομή (MWh) ενός Αιολικού Πάρκου στις περιοχές μελέτης, με εγκατεστημένη ισχύ 16.000 kW.

Πίνακας 8.2.2.α Μετρήσεις Αιολικού Δυναμικού από ΔΕΗ / ΔΕΣΜΗΕ

Τοποθεσία	Μέση ταχύτητα [m/s]
Άνδρος	9,7
Τήνος	9,5
Μύκονος	10,8
Σύρος	8,1
Κρήτη	8,1
Λήμνος	8,1
Λέσβος	8,7
Χίος	8,1
Σάμος	10,4
Εύβοια	9,2
Κάρπαθος	9,6
Σκύρος	6,5
Σαμοθράκη	6,6

Τα βασικά στοιχεία αναφοράς, τα οποία διαφοροποιούνται στους υπολογισμούς είναι η ταχύτητα του ανέμου και η επιλογή του τύπου των Α/Γ. Αναφορικά με τη Μέση Ετήσια ταχύτητα του ανέμου των περιοχών μελέτης θα ληφθούν τιμές από 6,5 m/sec έως 10 m/sec.

Για την εφαρμογή του ενεργειακού υποδείγματος του λογισμικού χρησιμοποιήθηκαν συγκεκριμένες τιμές για ορισμένες παραμέτρους που επηρεάζουν τον υπολογισμό της παραγόμενης αιολικής ενέργειας. Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζονται τα δεδομένα για τον υπολογισμό της παραγόμενης αιολικής ενέργειας.

Πίνακας 8.2.2.β Δεδομένα που ελήφθησαν για τον Υπολογισμό της Παραγόμενης Αιολικής Ενέργειας				
Α. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΥΠΟΔΕΙΓΜΑ (ENERGY MODEL)				
Α/Α	ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ	ΠΗΓΕΣ ΑΝΑΦΟΡΑΣ	ΤΙΜΕΣ ΠΟΥ ΕΛΗΦΘΗΣΑΝ	
			ΕΥΒΟΙΑ	ΚΡΗΤΗ
1	Ύψος υπολογισμού της ταχύτητας (m)	Τιμές από 3,0 έως 100,0 m	25 m	25 m
2	Εκθέτης μείωσης της ταχύτητας του ανέμου	Τιμές από 0,10 έως 0,40	0,25	0,25
3	Μέση ετήσια ατμοσφαιρική πίεση (kPa)	Τιμές από 60,0 έως 103,0 kPa	Από την Ε.Μ.Υ για την περιοχή της Χαλκίδας 101,5kPa	Από την Ε.Μ.Υ για την περιοχή των Χανίων 101,5kPa
4	Μέση ετήσια θερμοκρασία της περιοχής	E.M.Y.	18,5° C	18,4° C
5	Απώλειες λόγω διάταξης των Α/Γ (Array losses)	Τιμές από 0% έως 20%	3%	3%
6	Απώλειες λόγω της επίδρασης της ρύπανσης/σκόνης, του αέρα και του παγετού (Airfoil soiling and/or icing losses)	Τιμές από 1% έως 10%	2%	2%
7	Απώλειες λόγω διακοπής της λειτουργίας τους(Downtime)	Τιμές από 2% έως 7%	2%	2%
8	Διάφορες άλλες απώλειες	Τιμές από 2% έως 6%	4%	4%
9	Καθορισμός τύπου συστήματος [Συνδεδεμένο στο δίκτυο (Central Grid) ή μεμονωμένο (Isolated Grid)]		Συνδεδεμένο στο δίκτυο (Central Grid)	Συνδεδεμένο στο δίκτυο (Central Grid)

Βάσει των ανωτέρω δεδομένων, τα αποτελέσματα από το λογισμικό διακρίνονται σε τρεις κατηγορίες: Ενεργειακά, Περιβαλλοντικά και Οικονομικά.

Για την επιλογή, όμως, του βέλτιστου συστήματος Α/Γ, καθορίζονται και λοιπά περιβαλλοντικά και κοινωνικά κριτήρια, με σκοπό να αποτυπωθούν οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις από τη δημιουργία του Αιολικού Πάρκου στις περιοχές μελέτης και να παρουσιαστούν λύσεις για την αντιμετώπισή τους.

Σύμφωνα με τα δεδομένα του υποδείγματος, η βέλτιστη λύση για τις περιοχές μελέτης (χωρίς και με επιδότηση), θα ήταν η δημιουργία ενός αιολικού πάρκου 16 MW, καθώς το υψηλό εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό της περιοχής θα οδηγούσε αφενός στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών και αφετέρου στη βιωσιμότητα του επενδυτικού σχεδίου.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα προκύπτει ότι η βέλτιστη περιοχή μελέτης είναι η Κρήτη.

Αναφορικά με το δίκτυο μεταφοράς, η Κρήτη κατέχει, πάλι, κάποιο συγκριτικό πλεονέκτημα έναντι της Εύβοιας, αφού η εγκατάσταση θα συνδεθεί απ' ευθείας με το υπάρχον δίκτυο Χαμηλής Τάσης της ΔΕΗ, του οποίου ο πλησιέστερος πυλώνας βρίσκεται σε απόσταση λίγων μέτρων από τα όρια της εξασφαλισμένης εκτάσεως.

Μετά τον μετρητικό εξοπλισμό, θα κατασκευαστεί εναέρια γραμμή σύνδεσης ώστε να γίνει η σύνδεση με το υπάρχον δίκτυο. Τον τύπο του μετρητικού εξοπλισμού θα τον ορίσει ο Διαχειριστής του Δικτύου, κατά περίπτωση, εν προκειμένω ο «Διαχειριστής των Νησιών», σύμφωνα με του όρους της Σύμβασης Σύνδεσης του σταθμού με το δίκτυο Χαμηλής Τάσης, που θα υπογραφεί μεταξύ αυτού και του παραγωγού.

Ως προς την πρόσβαση και τη διαθεσιμότητα μεταφορικών διευκολύνσεων η Εύβοια διαθέτει συγκριτικό πλεονέκτημα, λόγω χαμηλότερου κόστους μεταφοράς, αφού τα βασικά έργα υποδομής και τα ηλεκτρολογικά έργα που απαιτούνται θα πραγματοποιηθούν και στις 2 περιοχές με αντίστοιχο κόστος.

Ως προς την ιδιοκτησία της γης και τη δυνατότητα ενοικίασης των επιλεγμένων χώρων εγκατάστασης, και οι 2 χώροι είναι διαθέσιμοι για ενοικίαση, όμως το ενοίκιο στην περιοχή της Εύβοιας είναι ελάχιστα φθηνότερο σε σχέση με αυτό της Κρήτης. Αναφορικά με τις εμπλοκές διαδικασίας αδειοδότησης προηγείται, ελάχιστα, η περιοχή της Εύβοιας.

Η Οικονομική και κοινωνική υποδομή και των 2 περιοχών δεν κρίνονται ικανοποιητικές, ωστόσο οι επενδύσεις που πραγματοποιούνται, τόσο από ιδιωτικούς φορείς, όσο και από το Δημόσιο, μέσω σχεδίου ανάπτυξης, αναμένεται να βελτιώσουν τις υπάρχουσες υποδομές.

Σε σχέση με τα οικονομικά κίνητρα, και οι 2 περιοχές έχουν να επιλέξουν ένα από τα δύο παρακάτω χρηματοδοτικά σενάρια

- Χρηματοδότηση από τη δράση 2.1.3 του Ε.Π.ΑΝ. με:
 - 30% επιχορήγηση
 - 30% ίδια συμμετοχή
 - 40% δανειοδότηση

- Χρηματοδότηση από το Ν. 2601/1998 με:
 - 40% επιχορήγηση
 - 40% ίδια συμμετοχή
 - 20% δανειοδότηση

Ως προς τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις και την αποδοχή σχεδίου από τους κατοίκους, και οι 2 περιοχές βρίσκονται στην ίδια βαθμολογία, αφού το ΑΠ είτε εγκατασταθεί στην Εύβοια, είτε στην Κρήτη θα έχει την ίδια επίδραση στην οπτική αρμονία, στα πουλιά και στις εκπομπές θορύβου.

Προς το παρόν οι αντιλήψεις της πλειονότητας για τα ΑΠ είναι θετικές, αφού αυτά δεν μολύνουν το περιβάλλον, χρησιμοποιούν ως πρώτη ύλη ανανεώσιμη πηγή ενέργειας και εξοικονομούν καύσιμα.

8.2.3 Αξιολόγηση Εναλλακτικών Τοποθεσιών

Η αξιολόγηση των παραπάνω τοποθεσιών θα γίνει με βάση τα κριτήρια που αναλύθηκαν προηγουμένως. Σε κάθε κριτήριο αντιστοιχεί συγκεκριμένος συντελεστής βαρύτητας, ανάλογα με το πόσο σημαντικό θεωρείται αυτό, για την επίτευξη των στόχων του επενδυτικού σχεδίου. Στη συνέχεια παρατίθεται πίνακας με τους συντελεστές βαρύτητας κάθε κριτηρίου αλλά και τη βαθμολογία κάθε υποψήφιας περιοχής, σε σχέση με την ικανοποίηση του κάθε κριτηρίου.

Πίνακας 8.2.3 Αξιολόγηση Εναλλακτικών Περιοχών

Κριτήρια	Κρήτη	Εύβοια	Συντελεστής	Κρήτη	Εύβοια
Αιολικό δυναμικό	12	10	15	180	150
Υφιστάμενο δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην περιοχή	12	11	15	180	165
Δυνατότητα πρόσβασης	8	9	10	80	90
Ιδιοκτησία εδαφικών εκτάσεων, δυνατότητα χρήση γης	8	9	10	80	90
Πιθανές εμπλοκές στην διαδικασία αδειοδότησης	7	8	10	70	80
Οικονομική και κοινωνική υποδομή	7	8	10	70	80
Οικονομικά κίνητρα	7	7	10	70	70
Αποδοχή σχεδίου από κατοίκους της περιοχής	8	8	10	80	80
Περιβάλλον - κλιματολογικές συνθήκες	7	7	10	70	70
ΣΥΝΟΛΟ			100	880	875

8.3 Κατάσταση Περιβάλλοντος

1. Περιοχή μελέτης

Το υπό μελέτη έργο πρόκειται να εγκατασταθεί σε μισθωμένη έκταση 4 στρεμμάτων. Η έκταση έχει προσδιοριστεί από το εκ Ιουλίου 2007 τοπογραφικό διάγραμμα Διπλωματούχου Πολιτικού Μηχανικού, με έδρα τα Χανιά. Η περιοχή της θέσης εγκατάστασης βρίσκεται στη θέση Μακριάς Τσίγκουνας Δ.Δ. Τεμενίων που υπάγεται διοικητικά στο Δήμο Ανατολικού Σελίνου Ν. Χανίων.

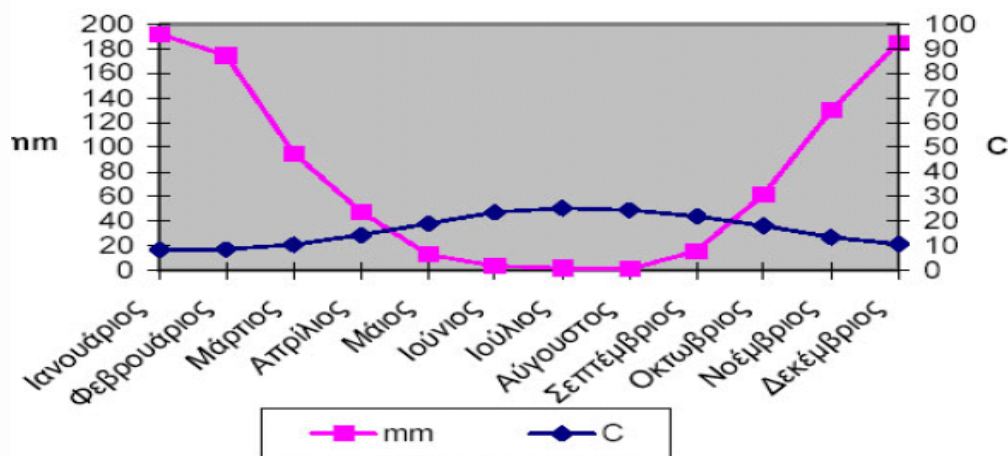
2. Μη βιοτικά χαρακτηριστικά

α. Κλιματολογικά και βιοκλιματολογικά χαρακτηριστικά

ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑ

Για το Σταθμό της Κανδάνου η μέση ετήσια θερμοκρασία κυμαίνεται από 8,4°C έως 25,4°C, ενώ το Ετήσιο Θερμομετρικό Εύρος φτάνει στους 17ο C. Η μέγιστη μέση

μηνιαία τιμή θερμοκρασιών φτάνει τους 28°C (Ιούλιος 1990), ενώ η ελάχιστη μέση μηνιαία τιμή τους 2,5°C (Ιανουάριος 1974). Έτσι, η μέση ετήσια θερμοκρασία θα πρέπει να κυμαίνεται γύρω στους 16,6°C.



ΑΝΕΜΟΙ

Οι πιο κοντινοί σταθμοί στην περιοχή είναι της Παλαιόχωρας και των Χανίων, που, όμως, λόγω της γεωγραφικής τους θέσης έχουν μεταξύ τους διαφορετικά μετεωρολογικά δεδομένα. Ο σταθμός της Παλαιόχωρας λόγω του ότι βρίσκεται και πιο κοντά αλλά και στο δυτικό άκρο της Κρήτης, ίσως αντιπροσωπεύει καλύτερα την περιοχή, απ' όσο ο σταθμός Χανίων που βρίσκεται στα βόρεια παράλια της Κρήτης και πολύ πιο ανατολικά.

Σύμφωνα, λοιπόν, με στοιχεία από το σταθμό Παλαιόχωρας (Κοτίνη Ζαμπάκα, 1983) φαίνεται ότι, καθ' όλη σχεδόν τη διάρκεια του έτους επικρατούν, κυρίως, βόρειοι άνεμοι και μόνο κατά την περίοδο Απριλίου έως Ιουνίου δυτικοί. Κατά το μήνα Φεβρουάριο υπερισχύουν οι νοτιοανατολικοί άνεμοι. Οι βόρειοι, όσο και οι δυτικοί άνεμοι έχουν συνήθως μεγάλη ένταση.

ΗΛΙΟΦΑΝΕΙΑ

Στοιχεία ηλιοφάνειας υπάρχουν από το σταθμό Κανδάνου, από το Ινστιτούτο Υποτροπικών Φυτών Χανίων. Έτσι, σύμφωνα με τις τιμές αυτές, φαίνεται ότι, η μέση ετήσια ανά ημέρα διάρκεια της ηλιοφάνειας είναι 6,7 ώρες, ενώ από τον Μάιο μέχρι και το Σεπτέμβρη η μέση ημερήσια διάρκεια είναι μεγαλύτερη των 7 ωρών.

3. Φυσικό περιβάλλον

α. Γενικά στοιχεία

Βασικό στοιχείο του προτεινόμενου χώρου είναι η τυπική παρουσία κοινών φυτών μη προστατευμένων, τόσο εντός του γηπέδου, όσο και στην ευρύτερη περιοχή ακτίνας 1KM.

β. Ειδικές φυσικές περιοχές

Το γήπεδο εγκατάστασης του σταθμού, όπως αναφέρθηκε, βρίσκεται εκτός των ενταγμένων περιοχών στο δίκτυο NATURA 2000. Η πιο κοντινή περιοχή του δικτύου είναι η ζώνη GR4340005 «ΟΡΜΟΣ ΣΟΥΓΙΑΣ - ΒΑΡΔΙΑ - ΦΑΡΑΓΓΙ ΛΙΣΣΟΥ ΜΕΧΡΙ ΑΝΥΔΡΟΥΣ ΚΑΙ ΠΑΡΑΚΤΙΑ ΖΩΝΗ» σε απόσταση 3.090 m. Επιπλέον, στην περιοχή μελέτης δεν υπάρχουν περιοχές απόλυτης προστασίας της φύσης και του τοπίου, που καθορίζονται κατά τις διατάξεις των άρθρων 19 παρ. 1 και 2 του Ν. 1650/1986, είτε πυρήνες των εθνικών δρυμών ή κηρυγμένα μνημεία της φύσης ή αισθητικά δάση που περιλαμβάνονται στις περιοχές της προηγούμενης περίπτωσης ή οικότοποι προτεραιότητας που περιλαμβάνονται στο δίκτυο Natura 2000.

γ. Περιγραφή του φυσικού περιβάλλοντος της περιοχής μελέτης

Η επικρατούσα βλάστηση στην περιοχή όπου βρίσκεται η υπό μελέτη έκταση κυριαρχείται από τη συνήθη χαμηλή βλάστηση του Νομού Χανίων, κυρίως δε κουμαριές και πουρνάρια. Η χλωρίδα της περιοχής δεν χαρακτηρίζεται από έντονη βιοποικιλότητα, ούτε η πανίδα της, όπως φαίνεται και στους χάρτες φυσικών ενδιαιτημάτων και χρήσεων γης.

Χλωρίδα και Πανίδα

Στην περιοχή εγκατάστασης υπάρχουν μόνο μεμονωμένα αυτοφυή δένδρα, όπως κουκουναριές (*Pinus Pinea*) και αραιές θαμνώδεις εκτάσεις με σχίνους (*Pistacia lentiscus*) και πουρνάρια (*Quercus coccifera*). Η βλάστηση της περιοχής μελέτης είναι, κυρίως, θαμνώδης. Από την κατασκευή και λειτουργία του έργου δεν αναμένεται να επηρεαστεί η χλωρίδα της περιοχής μελέτης.

Στην περιοχή μελέτης, η βιοποικιλότητα της πανίδας είναι υποβαθμισμένη, λόγω έλλειψης δασικών καταφυγίων άγριας πανίδας. Στην περιοχή απαντάται η συνήθης πανίδα, δηλαδή από θηλαστικά υπάρχουν μόνο σκύλοι, γάτες, ερπετά κ.τ.λ., ενώ, σπανιότερα, θα συναντήσει κανείς πληθυσμούς λαγών (*Lepus europens*) και σκαντζόχοιρων (*Erinaceus concolor*).

Οι Σημαντικές Περιοχές για τα Πουλιά (ΣΠΠ), όπως αυτές έχουν καταγραφεί από την Ορνιθολογική Εταιρεία, αποτελούν ένα διεθνές δίκτυο περιοχών που είναι ζωτικές για τη διατήρηση των παγκοσμίως απειλούμενων ειδών, ενδημικών ειδών ή

ειδών πουλιών που εξαρτώνται από τους συγκεκριμένους βιοτόπους για την επιβίωσή τους και έχουν αναγνωρισθεί με βάση καθαρά επιστημονικά κριτήρια και στην Ελλάδα.

Η Ελληνική Ορνιθολογική Εταιρεία συμμετέχει στο πρόγραμμα αναγνώρισης, καταγραφής, και παρακολούθησης των ΣΠΠ στην Ελλάδα, με στόχο την προώθηση των κατάλληλων μέτρων διατήρησης σε τοπικό, εθνικό και διεθνές επίπεδο. Στην Κρήτη οι περιοχές αυτές εμφανίζονται παρακάτω, φαίνεται, δε, ότι από τον κατάλογο αυτό λείπει εντελώς η περιοχή του προτεινόμενου έργου. Οι περιοχές είναι:

- Χερσόνησος Τηγάνης, Νήσοι Γραμβούσες και Ποντικονήσι
- Χερσόνησος Ροδοπού
- Νησίδα Άγιοι Θεόδωροι
- Όρος Κουτρούλης, Όρος Άγιος Δικαίος και Οροπέδιο Μόδια
- Λευκά Όρη
- Λίμνη Κουρνά, Δέλτα Αλμυρού και παραλία Γεωργιούπολης
- Νήσοι Γαύδος και Γαυδοπούλα
- Όρος Κρουονερίτης
- Όρος Κέδρος και Κουρταλιώτικο Φαράγγι
- Φαράγγι Πρασσιών
- Όρος Ίδη
- Εκβολή Γεροπόταμου
- Όρος Κόφινας
- Όρος Γιούχτας
- Νήσος Δία
- Όρος Δίκη
- Όρη Θρύπτης και Όρνον
- Νήσοι Διονυσιάδες
- Βορειανατολικό άκρο Κρήτης
- Όρη Ζάκρου
- Νησίδες Καβάλλοι
- Νήσος Κουφονήσι

Έτσι η ορνιθοπανίδα της περιοχής, εμφανίζει συνήθως δεκαοκτούρες (*Streptopelia decaocto*), όπως και διάφορα άλλα είδη πουλιών (κυρίως χαραδριόμορφα), όπως σπουργίτια (*Passer sp.*), χελιδόνια (*Hirundo sp.*), φλώρους (*Carduelis chloris*), καρδερίνες (*Carduelis carduelis*), σπίνους (*Fringilla coelebs*), αηδόνια (*Luscinia*

megarthynchos), γκιώνηδες (Otus scops), καρακάξες (Pica pica) και κουκουβάγιες (Athene noctua).

Από την κατασκευή και λειτουργία του έργου δεν αναμένεται να επηρεαστεί αρνητικά η πανίδα της περιοχής μελέτης, όπως στη συνέχεια το στοιχείο αυτό αναλύεται διεξοδικά.

4. Ανθρωπογενές περιβάλλον

α. Χωροταξικός σχεδιασμός - Χρήσεις γης

Το προτεινόμενο γήπεδο εγκατάστασης του Αιολικού Πάρκου δεν υπάγεται σε «Ζώνες Απόλυτης Προστασίας» ή «Ζώνες Προστασίας». Βασικές χρήσεις στη περιοχή είναι οι κτηνοτροφικές, ενώ δεν υπάρχει κάποιος νομοθετικός περιορισμός ως προς την εγκατάσταση του Αιολικού Πάρκου.

β. Δομημένο Περιβάλλον

ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΟΥ ΠΛΗΘΥΣΜΟΥ

Η περιοχή ανάπτυξης του Αιολικού Πάρκου υπάγεται διοικητικά στο Δήμο Ανατολικού Σελίνου, του οποίου ο συνολικός πληθυσμός ανέρχεται σε 1.468 άτομα. Ο πληθυσμός του Δήμου Ανατολικού Σελίνου σύμφωνα με τα στοιχεία της απογραφής της ΕΣΥΕ, ακολούθησε φθίνουσα πορεία το διάστημα 1997-2007, εμφανίζοντας σημαντική συνολική μείωση της τάξης του 18,35%. Η φθίνουσα πορεία είχε, ήδη, ξεκινήσει από το 1991. Ιδιαίτερα έντονη είναι η μείωση σ' όλα τα Δημοτικά Διαμερίσματα, γεγονός που σηματοδοτεί μία συνολική διαχρονική μείωση.

Ο Δήμος αποτελείται από 6 Δημοτικά Διαμερίσματα που παρουσιάζονται αναλυτικά παρακάτω:

Διοικητική Σύνθεση και Δημογραφικά Δεδομένα Δήμου Ανατολικού Σελίνου						
Δημοτικό διαμέρισμα	Οικισμός	Πληθυσμός			Μεταβολή %	
		2005	2006	2007	1987-1997	1997-2007
Επανωχωρίου	4	400	373	361	-6,75	-3,21
Καμπανού	2	279	204	245	-26,88	+20,02
Σκάφης	3	233	199	167	-14,59	-16,08
Ροδοβανίου	5	476	376	336	-20,59	-11,90
Τεμενίων	3	150	133	97	-24,67	-27,06
Σούγιας	4	369	272	262	-26,29	-3,67
Σύνολο	21	1907	1557	1.468	-18,35	-5,71

5. Ιστορικό και πολιτιστικό περιβάλλον

Κηρυγμένοι Αρχαιολογικοί Χώροι

Ο κατάλογος που παρατίθεται, περιλαμβάνει τους Κηρυγμένους Αρχαιολογικούς Χώρους και τα Ιστορικά Διατηρητέα Μνημεία στη περιοχή.

Περιοχή Συΐας – Λισσού

Κήρυξη: ΦΕΚ 1242/16.10.73 ΥΑ Α/Φ31/36852/2942/12.10.73

“Χαρακτηρίζουμε ως αρχαιολογικούς χώρους και τόπους ιστορικούς και ιδιαίτερου φυσικού κάλλους χρήζοντας ειδικής κρατικής προστασίας τις κάτωθι περιοχές των Νομών Χανίων και Ρεθύμνης.

Α' Νομός Χανίων. Περιοχή Συΐας – Λισσού με βάση τα άρθρα 50 και 52 του Κ.Ν. 5351/1932 «περί αρχαιοτήτων» εν συνδυασμό προς τα άρθρα 1 και 5 του Ν. 1469/50 «Περί προστασίας»”.

α) Περιοχή Αρχαία Συΐας

Κήρυξη: ΦΕΚ 527/24.8.67 ΥΑ 21220/10.8.67

“Αποφασίζουμε όπως χαρακτηριστεί ως αρχαιολογικός χώρος και ιστορικών διατηρητέον μνημείον: Τα ερείπια της αρχαία πόλεως Συΐας και των αυτόθι παλαιοχριστιανικών βασιλικών και κτισμάτων εις την εκβολήν του Φαραγγιού της Σούγιας ένθα η Κοινότης Σούγιας Σελίνου Χανίων και δη ο μυχός του κολπίσκου της Σούγιας και εις απόσταση 400 μέτρων από της θαλάσσης” Ν. 5351/1932.

β) Απόφαση Υπουργείου Πολιτισμού: ΥΠΠΟ/ΑΡΧ/Α1/Φ25/21152/982/22-5-90

“Η απόφαση αφορά τον Καθορισμό ζωνών προστασίας με τις αντίστοιχες χρήσεις γής και όρους δόμησης στην περιοχή του Αρχαιολογικού Χώρου Σούγιας Σελίνου Ν. Χανίων (περιοχή Αρχαίας Συίας).”

Αρχαία Λισσός

Κήρυξη: Υ.Α. 1906/24-11-62/ΦΕΚ 473/ΤΒ/17.12.62 “ Το Ασκληπιείον και τα λείψανα των ελληνορωμαϊκών κτισμάτων του θεάτρου και των ταφών εν κολλπίσκον Αγίου Κυρκού (Λισσού) Σελίνου.”

Αρχαία Έλυρος

Κήρυξη: Υ.Α. 21220/10.8.67/ΦΕΚ27/ΤΒ/24.8.67

“Τα ερείπια της αρχαίας πόλεως Ελύρου επί του λόφου Κεφαλά παρά την κοινότητα Ροδοβάνι Σελίνου Χανίων”.

Αρχαία Υρτακίνα

Κήρυξη: Υ.Α. 21220/10-8-67/ΦΕΚ 527/Τ.Β./24-8-67

“Τα ερείπια της αρχαίας πόλεως Ελύρου επί του λόφου Καστρί παρά την Κοινότητα Τεμενίων Σελίνου.”.

Βυζαντινά Μνημεία Δήμου Ανατολικού Σελίνου

ΟΙΚΙΣΜΟΣ	ΤΙΤΛΟΣ – ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ
Σούγιας	1) Ι.Ν. Αγίου Παντελεήμονος - 6ος αι. (Υ.Α. 21220 /10-3-67, ΦΕΚ 527/Β/24-8-67), ψηφιδωτά – παλαιοχριστιανικός 2) Ι.Ν. Παναγίας (Λισσός) - 6ος αι. και 14ος αι. (Υ.Α. 15904/24-11-62, ΦΕΚ 473/Β/17-12-62), ψηφιδωτά – παλαιοχριστιανικός 3) Ι.Ν.Αγίου Κηρύκου (Λισσός) - 6ος και 14 ^{ος} αι. (Υ.Α. 15904/24-11-62, ΦΕΚ 473/Β/17-12-62), ψηφιδωτά – παλαιοχριστιανικός 4) Ι.Ν.Αγίου Αντωνίου (1382-1383), τοιχογραφημένος 5) Ι.Ν. Αγίας Ειρήνης - 13ος αι., τοιχογραφημένος
Κουστογέρακου	6) Ι.Ν.Αγίου Γεωργίου (1488), τοιχογραφημένος
Λειβαδά	7) Ι.Ν.Αγίου Δημητρίου (1311-1316), τοιχογραφημένος
Καμπανού	8) Ι.Ν.Αγίου Πολυκάρπου, τοιχογραφημένος 9) Ι.Ν.Αγίου Ονουφρίου - τέλη 15ου αι., τοιχογραφημένος
Πρινέ	10) Ι.Ν.Αγίου Γεωργίου (1367) – τοιχογραφημένος 11) Ι.Ν.Παναγία - 14 ^{ος} αι., τοιχογραφημένος 12) Ι.Ν.Αγίων Αποστόλων – 14 ^{ος} αι., τοιχογραφημένος 13) Ι.Ν.Μιχαήλ Αγγέλου (1410) - τοιχογραφημένος

6. Κοινωνικοοικονομικό περιβάλλον - Τεχνικές υποδομές

Η παραγωγικότητα της οικονομίας του τόπου είναι ιδιαίτερα χαμηλή, τόσο σε σχέση με το σύνολο της χώρας, όσο και σε σχέση με το σύνολο της Κρήτης.

7. Πιέσεις στο περιβάλλον από άλλες ανθρωπογενείς δραστηριότητες

Η πιο σημαντική απειλή για το οικοσύστημα της περιοχής είναι οι ανθρωπογενείς δραστηριότητες, που μεταξύ άλλων έχουν να κάνουν με την ανεξέλεγκτη γεωργία στην ευρύτερη περιοχή, τη μη ορθολογική χρήση του νερού, την υπερβόσκηση και την αυθαίρετη δόμηση.

Η γεωργία, συχνά, χαρακτηρίζεται από την αλόγιστη χρήση λιπασμάτων και φυτοφαρμάκων, εκδάσωση, και καταστροφή των φυσικών βιοτόπων, για την εξάπλωση της καλλιεργήσιμης γης. Παρόμοια προβλήματα υπάρχουν και στις περιοχές, όπου παρατηρείται τουριστική δραστηριότητα, καθώς και δημιουργία νέων υποδομών, όπως δρόμοι, κατασκηνώσεις, κ.λπ., οι οποίες επηρεάζουν αρνητικά το οικοσύστημα. Απόβλητα από τις βιοτεχνίες, αλλά, κυρίως, από τις τουριστικές υποδομές μολύνουν την περιοχή και επηρεάζουν τους πληθυσμούς ψαριών, αμφίβιων, θηλαστικών και πτηνών. Η εσκεμμένη, και μη, πρόκληση πυρκαγιάς είναι, μια, ακόμη, σημαντική απειλή για το οικοσύστημα της περιοχής ενώ, το μη ελεγχόμενο κυνήγι στην περιοχή αποτελεί απειλή για την πανίδα.

8. Ατμοσφαιρικό περιβάλλον

Οι άνεμοι στην περιοχή έχουν κυρίως κατεύθυνση από Βορρά προς Νότο και δεν επηρεάζουν την περιοχή από την εγκατάσταση του Αιολικού Πάρκου

9. Ακουστικό περιβάλλον, δονήσεις, ακτινοβολίες

Στην περιοχή ενδιαφέροντος δεν παρατηρούνται δραστηριότητες ή εγκαταστάσεις που προκαλούν θόρυβο, ή δονήσεις, ή εκλύουν ακτινοβολίες, σε όλο το εύρος του ηλεκτρομαγνητικού φάσματος.

10. Επιφανειακά και υπόγεια νερά

Στο γήπεδο εγκατάστασης του Αιολικού Πάρκου δεν υπάρχουν λιμένες ή κοίτες ποταμών. Μόνο κατά τις περιόδους υψηλής βροχόπτωσης δημιουργούνται μικρά υδατορέματα, μη έντονης επιφανειακής ροής. Ωστόσο, θα διερευνηθεί περαιτέρω η κατάσταση των αποθεμάτων και προβλέπεται να πραγματοποιηθεί ειδική υδρολογική μελέτη. Πρέπει να τονιστεί ότι, τυχόν απουσία των απαιτούμενων υδατικών αποθεμάτων, δεν αποτελεί περιοριστικό παράγοντα για τη λειτουργία του σταθμού, αφού θα μπορεί εναλλακτικά να λειτουργήσει και με σύστημα ψύξης ξηρού τύπου.

11. Τάσεις εξέλιξης του περιβάλλοντος - Μηδενική λύση

Τόσο το γήπεδο εγκατάστασης του σταθμού Α/Γ, όσο και η ευρύτερη ζώνη χαρακτηρίζονται ως μη παραγωγικές περιοχές. Η μη υλοποίηση του έργου θα έχει τις ακόλουθες επιπτώσεις για το περιβάλλον της περιοχής:

α. Εξέλιξη χρήσεων γης

Η απουσία ειδικών χαρακτηριστικών που θα μπορούσαν να καταστήσουν το γήπεδο εγκατάστασης ως πόλο προσέλκυσης εναλλακτικών δραστηριοτήτων ενισχύουν το συμπέρασμα ότι δεν προβλέπεται ουσιαστική αλλαγή στις χρήσεις γης της περιοχής, τουλάχιστον μεσοπρόθεσμα. Το συμπέρασμα αυτό προκύπτει από την απουσία κάποιου ειδικού σχεδιασμού, αλλά και προτάσεων για δραστηριότητες οικιστικού, τουριστικού, ή πολιτιστικού ενδιαφέροντος.

β. Εξέλιξη του ατμοσφαιρικού περιβάλλοντος

Η μη υλοποίηση του έργου θα αφήσει ανεπηρέαστη την τάση εξέλιξης που αφορά στην κατάσταση του ατμοσφαιρικού περιβάλλοντος της περιοχής ενδιαφέροντος. Ξεφεύγοντας, όμως, από τη στενή γεωγραφική ζώνη της περιοχής μελέτης, πρέπει να τονιστεί ότι, η μη κατασκευή του σταθμού θα έχει επιβαρυντική επίδραση στις περιοχές λειτουργίας συμβατικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής, ειδικά μονάδων αιχμής (αεριοστρόβιλοι), δεδομένου ότι, η ενέργεια που δεν θα παράγεται από το υπό ίδρυση Αιολικό Πάρκο θα πρέπει να εξακολουθήσει να παράγεται με τον υφιστάμενο συμβατικό τρόπο.

γ. Εξέλιξη του δομημένου περιβάλλοντος

Η απουσία ιδιαίτερου τουριστικού ενδιαφέροντος, καθώς και η απουσία κάποιου γενικού σχεδιασμού ή άλλου καταλυτικού έργου, οδηγεί στο συμπέρασμα ότι, τόσο το μέγεθος του δομημένου περιβάλλοντος, όσο και η μορφή του, θα συνεχίσουν να έχουν τα σημερινά τους χαρακτηριστικά.

δ. Εξέλιξη του ιστορικού και πολιτιστικού περιβάλλοντος

Δεν έχουν δρομολογηθεί, έως σήμερα, σημαντικά έργα ιστορικού ή πολιτιστικού περιβάλλοντος στην περιοχή και ιδιαίτερα στον αρχαιολογικό χώρο της Υρτακίνας, που είναι και ο πλησιέστερος.

8.4 Προστασία του Περιβάλλοντος

Είναι γεγονός ότι, τα Αιολικά Πάρκα συντελούν αποφασιστικά στην προστασία του περιβάλλοντος μιας περιοχής, αφού περιορίζουν σε σημαντικό βαθμό τις εκπομπές επιβλαβών για την υγεία ρυπαντικών ουσιών, που προκαλούνται από την καύση ορυκτών καυσίμων (άνθρακα, πετρελαίου, αερίου). Έτσι, η κατασκευή και λειτουργία Αιολικών Πάρκων 50 MW στη χώρα μας, έχει ως αποτέλεσμα την αποτροπή έκλυσης στην ατμόσφαιρα περίπου 2.300 τόννων το χρόνο διοξειδίου του θείου, 180 τόννων το χρόνο οξειδίων του αζώτου, 120 τόννων το χρόνο αιωρούμενων σωματιδίων και 128.000 τόννων το χρόνο διοξειδίου του άνθρακα (αερίου που είναι υπεύθυνο για το φαινόμενο του θερμοκηπίου).

Υπενθυμίζεται ότι, το φαινόμενο του θερμοκηπίου θεωρείται πια, σε παγκόσμιο αλλά και σε τοπικό επίπεδο, υπεύθυνο - σε πολύ μεγάλο βαθμό - για τις υπερβολικά αυξημένες θερμοκρασίες, ιδιαίτερα το καλοκαίρι, για την αυξημένη ξηρασία (μείωση της στάθμης των υδροφόρων οριζόντων και των επιφανειακών νερών), αλλά και για την αύξηση της έντασης καιρικών φαινομένων, όπως οι ξαφνικές και καταστρεπτικές πλημμύρες, κ.α. Έγκυρες μελέτες της Ευρωπαϊκής Ένωσης έδειξαν ότι, μία σημαντική υποκατάσταση των συμβατικών καυσίμων με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, και κυρίως με αιολικά πάρκα που βρίσκονται ήδη στο στάδιο σχεδιασμού ή υλοποίησης, θα μπορούσε να συμβάλει στη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στην ηλεκτροπαραγωγή τουλάχιστον κατά 11%, να περιορίσει, επομένως, αντίστοιχα και τις δυσμενείς επιπτώσεις από το φαινόμενο του θερμοκηπίου.

Από την άλλη πλευρά, η κατασκευή και λειτουργία ενός Αιολικού Πάρκου δεν επιφέρει αισθητές περιβαλλοντικές επιπτώσεις στην ευρύτερη περιοχή εγκατάστασης.

Τρεις (3) είναι, κυρίως, οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις τοπικής κλίμακας που αναφέρονται (εικάζονται τις περισσότερες φορές) ως αποτέλεσμα της εγκατάστασης και λειτουργίας Αιολικών Πάρκων εμπορικής κλίμακας: η οπτική όχληση, η κατασκευαστική επέμβαση / αλλοίωση του χαρακτήρα και της λειτουργίας μιας περιοχής (π.χ. μιας δασικής έκτασης) και, τέλος, ο θόρυβος. Παρακάτω γίνεται μία συγκροτημένη παρουσίαση κάθε μιας από τις τρεις αυτές, εν δυνάμει, επιπτώσεις των Αιολικών Πάρκων.

α) Οπτική όχληση

Κατ' αρχήν, είναι σαφές ότι η αισθητική μιας εγκατάστασης Αιολικού Πάρκου αποτελεί καθαρά υποκειμενικό παράγοντα, ο οποίος εξαρτάται, όπως δείχνουν σχετικές μελέτες, όχι τόσο από την ίδια την εικόνα της εγκατάστασης, όσο από τη γενικότερη εικόνα που έχει διαμορφώσει ο παρατηρητής για τη χρήση της (π.χ. ως οικολογική πηγή ενέργειας, ως πηγή τοπικών αναπτυξιακών οφελών, κλπ.).

Ειδικότερα, πρέπει να τονιστεί ότι ένα Αιολικό Πάρκο δεν εμποδίζει τη θέα. Η αρκετά μεγάλη απόστασή του από κατοικημένες περιοχές (ελάχιστη επιτρεπόμενη απόσταση από οικισμό: 500 m), σε συνδυασμό με τις σημαντικές υψομετρικές διαφορές μεταξύ του έργου και των γύρω οικισμών (δεν υπάρχουν), καθώς και η αραιή χωροθέτηση των Α/Γ σε απλή σειρά, περιορίζουν στο ελάχιστο την οπτική όχληση των κατοίκων.

Παράλληλα, οι περιορισμένες χρήσεις γης στην περιοχή ελαχιστοποιούν τις ευκαιρίες οπτικής επαφής με την εγκατάσταση, από κοντινές αποστάσεις. Μόνο οι γεωργοί και κτηνοτρόφοι της περιοχής βλέπουν τις Α/Γ συχνότερα, χωρίς όμως να εμποδίζονται οι δραστηριότητές τους. Τέλος, σημειώνεται ότι, τόσο το λευκό χρώμα των πτερυγίων, όσο και η κατασκευή ολόσωμων (σκληρωτών) πύργων στήριξης των Α/Γ, συντελούν στην καλύτερη εναρμόνισή τους με τον περιβάλλοντα χώρο.

β) Επίδραση στο χαρακτήρα και τη λειτουργία της περιοχής εγκατάστασης

Και στο θέμα αυτό, θα πρέπει να σημειώσει κανείς την απουσία έγκυρης και συγκροτημένης ενημέρωσης, με αποτέλεσμα να δημιουργείται πρόσφορο έδαφος για παραπληροφόρηση και υπερβολικές αντιδράσεις: "θα «ξυριστούν» βουνά με δασικές εκτάσεις για την κατασκευή Αιολικών Πάρκων, θα υποβαθμιστεί η τουριστική ανάπτυξη ή η ανάπτυξη δραστηριοτήτων αναψυχής στις αντίστοιχες περιοχές, θα καταστραφεί η χλωρίδα και η πανίδα τους, κ.ο.κ."

Όσον αφορά τα Αιολικά Πάρκα, πρέπει να τονίσουμε ότι, στη μεγάλη τους πλειοψηφία εγκαθίστανται σε ορεινές θέσεις με αραιή θαμνώδη βλάστηση, η οποία οφείλεται, ως ένα βαθμό, ακριβώς στις επικρατούσες ανεμολογικές συνθήκες (δηλαδή, στις υψηλές ταχύτητες του ανέμου). Η παρουσία υψηλής βλάστησης σε μία περιοχή (συστάδες δένδρων και δασώδεις εκτάσεις) δεν προσφέρεται για εκμετάλλευση αιολικού δυναμικού, δεδομένου ότι επιβραδύνει τη ροή του ανέμου στα συνήθη ύψη του ρότορα της Α/Γ, πράγμα που καθιστά τις θέσεις αυτές μη ελκυστικές για την εγκατάσταση Αιολικών Πάρκων.

Η συνήθης χρήση γης στις θέσεις εγκατάστασης Αιολικών Πάρκων είναι η βοσκή αιγοπροβάτων. Σπανιότερα, στις θέσεις αυτές εντοπίζονται ίχνη εγκαταλελειμμένων

καλλιεργειών μικρής απόδοσης. Επειδή δεν απαιτείται η περιφραξη της έκτασης εγκατάστασης των Α/Γ, αφού το σύνολο του εξοπλισμού τους είναι απροσπέλαστο και προστατευόμενο, όλες οι υφιστάμενες χρήσεις γης μπορούν να συνεχίσουν να ασκούνται χωρίς εμπόδια. Είναι χαρακτηριστικό ότι, ένα τυπικό Αιολικό Πάρκο των 10 MW καλύπτει ωφέλιμη επιφάνεια μόνο 2 στρεμμάτων περίπου, αφού κάθε ανεμογεννήτρια απαιτεί για τη θεμελίωσή της λιγότερο από 250 τετραγωνικά μέτρα.

Τέλος, όσον αφορά την πανίδα μιάς περιοχής, είναι γνωστό από πλήθος σχετικών μελετών, ότι η εγκατάσταση Αιολικών Πάρκων έχει από πολύ μικρές έως αμελητέες επιπτώσεις στους τοπικούς πληθυσμούς θηλαστικών, ερπετών και πτηνών. Άλλωστε, οι αυστηροί περιορισμοί που έχουν θεσπιστεί τα τελευταία χρόνια για την εγκατάσταση ανθρωπογενών δραστηριοτήτων σε περιβαλλοντικά ευαίσθητες περιοχές (π.χ. ζώνες NATURA) αποτελούν, ήδη, μία πολύ σημαντική ασπίδα προστασίας των περιοχών αυτών.

γ) Θόρυβος

Η εγκατάσταση ενός αιολικού πάρκου δεν αυξάνει, σε αισθητό βαθμό, τα επίπεδα θορύβου της εγγύτερης περιοχής. Οι σύγχρονες Α/Γ προκαλούν θόρυβο ύψους 44 περίπου db (A) σε απόσταση 200 m, στα υπήνεμα της Α/Γ, για ταχύτητα ανέμου 8 m/s. Σημειώνεται ότι για ταχύτητες ανέμου μεγαλύτερες των 8 m/s, ο θόρυβος που παράγεται από τις Α/Γ καλύπτεται από το θόρυβο που παράγεται από το περιβάλλον.

Το συγκεκριμένο επίπεδο θορύβου που αναφέρθηκε (44 db) αντιστοιχεί σε αυτό μιάς ήσυχης μικρής πόλης, και δεν αποτελεί βέβαια πηγή όχλησης. Δεδομένης δε της απαιτούμενης ελάχιστης απόστασης των Α/Γ από γειτονικούς οικισμούς (500 m), το επίπεδο αυτό είναι ακόμη χαμηλότερο, της τάξης των 30-35 db, που αντιστοιχεί στο επίπεδο θορύβου ενός ήσυχου καθιστικού ή ψιθύρου, και που καλύπτεται πλήρως από φυσικές και τεχνικές πηγές θορύβου εγγύτερες προς τους οικισμούς.

Είναι, λοιπόν, φανερό, από όλα τα παραπάνω, ότι τα Αιολικά Πάρκα εμπορικής κλίμακας δεν προκαλούν αισθητές αρνητικές επιπτώσεις στο περιβάλλον των περιοχών που εγκαθίστανται. Το γεγονός αυτό έχει πλέον τεκμηριωθεί αναλυτικά και αδιαμφισβήτητα σε πλήθος δημοσιεύσεων, επιστημονικών εργασιών, υπομνημάτων και μελετών που έχουν εκπονήσει, την τελευταία ιδιαίτερα δεκαετία, διεθνείς οργανισμοί, πανεπιστήμια, ερευνητικά κέντρα, περιβαλλοντικές οργανώσεις, κ.α.. Αξίζει να αναφέρουμε δύο από τα πιο πρόσφατα αυτά κείμενα, τα οποία αναδεικνύουν, πέρα από κάθε αμφιβολία, τη θετική περιβαλλοντική διάσταση των Αιολικών Πάρκων: αφ' ενός τη μονογραφία της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (Δεκέμβριος

2000) με τίτλο «Environmental impacts from the use of renewable energy technologies», αφ' ετέρου το πληροφοριακό υπόμνημα της Greenpeace (Ιούνιος 2001) με τίτλο «Αιολική ενέργεια ή κλιματικές αλλαγές;».

8.4.1 Εκτίμηση και Αξιολόγηση των Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων

1. Μη βιοτικά χαρακτηριστικά

α. Κλιματολογικά και βιοκλιματικά χαρακτηριστικά

Οι Α/Γ και όλα τα μέρη τους, κινητά και μη, δεν εκπέμπουν αέριους, υγρούς ή στερεούς ρύπους και, κατά συνέπεια, δεν δύνανται να αλλοιώσουν τα κλιματολογικά χαρακτηριστικά της περιοχής εγκατάστασης του σταθμού, καθώς και της ευρύτερης ζώνης.

β. Μορφολογικά και τοπιολογικά χαρακτηριστικά

Οι Α/Γ που επιλέγονται δεν προκαλούν αισθητική επιβάρυνση στο τοπίο, λόγω της γενικότερης μορφολογίας της ευρύτερης περιοχής αφού νότια αυτού υπάρχει ύψωμα με υψομετρική διαφορά + 70 m, στοιχείο που τις κάνει εντελώς αόρατες από την περιοχή της αρχαίας Ελύρου. Επίσης, για τον ίδιο λόγο, είναι εντελώς αόρατες και από τον ανατολικό προσανατολισμό του οικοπέδου. Δυτικά, επίσης, δεν φαίνονται από περιοχές που είναι κατοικημένες, ούτε από οδικά δίκτυα. Το μοναδικό σημείο, από όπου, πιθανότατα, θα φαίνονται θα είναι από τον Επαρχιακό Δρόμο Ταυρωνίτης - Κάντανος - Παλαιοχώρας που βρίσκεται σε απόσταση 3,5 km.

γ. Εδαφολογικά, γεωλογικά και τεκτονικά χαρακτηριστικά

Καθότι πρόκειται για έργο που αναπτύσσεται σε γεωλογικό υπόβαθρο το οποίο ανήκει στο τεκτονικό κάλυμμα της φυλλιτικής - χαλαζιτικής ενότητας με ιδιαίτερη σταθερότητα δεν αναμένεται ουδεμία δυσμενής επίπτωση.

2. Φυσικό περιβάλλον

Η προτεινόμενη επένδυση δεν θα προκαλέσει μείωση της χλωροπανίδας, ούτε θα επηρεάσει με κάποιο άλλο τρόπο το φυσικό περιβάλλον της ευρύτερης περιοχής.

3. Ορνιθοπανίδα

Προκειμένου να αξιολογηθούν οι κίνδυνοι για την ορνιθοπανίδα της περιοχής γίνεται προσπάθεια η περιοχή, καταρχήν, να αξιολογηθεί βάσει του αριθμού μόνιμων και μεταναστευτικών πουλιών, όπως αυτά παρουσιάζονται στις Ελληνικές Βάσεις Δεδομένων, και, στη συνέχεια, να αξιολογηθεί περαιτέρω ο δυνητικός κίνδυνος από τη λειτουργία των ανεμογεννητριών.

Έτσι, με βάση το πρώτο κριτήριο, το πρόβλημα με την ορνιθοπανίδα εξετάζεται διεξοδικά μετά από αξιολόγηση της περιοχής, σε σχέση με τα είδη, που κινούνται και αναπτύσσονται σε αυτή, σε συνέργεια με το ανάγλυφο της, που επηρεάζει την πτητική τους συμπεριφορά.

Η περιοχή όπου τοποθετούνται οι 8 ανεμογεννήτριες όπως ήδη έχει αναφερθεί και σε άλλο κεφάλαιο της μελέτης είναι:

- πτωχή σε είδη πουλιών, αφού δεν είναι καταγεγραμμένη στις περιοχές διακίνησης πουλιών της Ελληνικής Ορνιθολογικής Εταιρείας, λόγω ίσως της μικρής απόστασης από το οδικό δίκτυο και από οικισμούς. Επίσης, δεν αποτελεί πέρασμα μεταναστευτικών πουλιών, παρ' όλο που η συμπεριφορά πτήσης τους κατά τη μετανάστευση δεν επηρεάζεται από την ύπαρξη των ανεμογεννητριών, αφού τα πουλιά πετούνε πολύ πάνω από το ύψος αυτών, χωρίς να κινδυνεύουν,
- πτωχή σε ενδιαιτήματα, σε σχέση με γειτονικά περιβάλλοντα πολύ μεγαλύτερης αξίας ενδιαιτημάτων, όπως η περιοχή των Λευκών Ορέων και το όρος Κουτρούλης,
- με ομαλή τοπογραφία, χωρίς να βρίσκεται σε κορυφογραμμή, χωρίς απόκρημνους βράχους ή απότομες κλιτύς και φαράγγια, όπου εκεί ο κίνδυνος προσκρούσεων είναι πολύ μεγαλύτερος, αφού στις θέσεις αυτές τα πουλιά μεταβάλλουν τη συμπεριφορά πτήσης τους, στην προσπάθεια να εκμεταλλευτούν τα θερμά ανοδικά ρεύματα που δημιουργούνται τοπικά.

Έτσι το πρώτο συμπέρασμα εκτίμησης του κινδύνου είναι ότι η περιοχή «Μακριάς Τσίγκουνας» είναι ιδιαίτερα πτωχή σε είδη πουλιών, με αποτέλεσμα η δυνητική απειλή προς αυτά να ελαχιστοποιείται.

Με βάση το δεύτερο κριτήριο, και στο πλαίσιο μιας πολυκριτηριακής ανάλυσης, οι επιπτώσεις, που θα μπορούσαν να αξιολογηθούν για κάθε μία από τις ανεμογεννήτριες, προσδιορίζονται, στη συνέχεια, από τα κύρια χαρακτηριστικά του Αιολικού Πάρκου.

A/A	ΚΡΙΤΗΡΙΟ	ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΣ ΕΠΙΠΤΩΣΕΩΝ
1	Αριθμός και πυκνότητα των ανεμογεννητριών	Ο αριθμός είναι ιδιαίτερα μικρός αφού στην ευρύτερη περιοχή δεν υπάρχει παρόμοια εγκατάσταση
2	Διάταξη Α/Γ στο χώρο: γραμμική ή σε ομάδες	Η διάταξη θα είναι γραμμική με κατεύθυνση από Βορρά προς Νότο. Είναι η διάταξη που καταλαμβάνει το μικρότερο ζωτικό πεδίο εγκλωβισμού πτηνών
3	Αριθμός των πτερυγίων	3 πτερύγια, τυπική Α/Γ
4	Τελικό ύψος Α/Γ	24 μ : Ύψους κατά πολύ χαμηλότερο των αντίστοιχων μεγάλων Α/Γ(90μ). Δεν είναι το μεγαλύτερο ύψος στην ευρύτερη περιοχή αφού και οι Α/Γ δεν τοποθετούνται σε κορυφογραμμή
5	Ταχύτητα περιστροφής πτερυγίων	Στην περιοχή τα ανεμολογικά δεδομένα προσδιορίζονται από ανέμους ταχύτητας περίπου 6m/sec, κατά συνέπεια η ταχύτητα περιστροφής θα είναι ιδιαίτερα μικρή συγκρινόμενη με τις απαιτήσεις της ΡΑΕ που για αιολικό πάρκο ζητάει ταχύτητα ανέμου > 8m/sec
6	Χρωματισμός των πτερυγίων	Λευκός: Χρώμα με τις μέγιστες πιθανότητες αποφυγής πρόσκρουσης
7	Θόρυβος από την περιστροφή του δρομέα	Σε απόσταση 40 μέτρων από μία ανεμογεννήτρια η στάθμη θορύβου είναι 20-30 dB(A). Σε απόσταση 200 μέτρων, μειώνεται στα 10 dB(A). Συγκριτικά, ο θόρυβος στο εσωτερικό αυτοκινήτου είναι περίπου 80 dB(A), στο εσωτερικό οικίας 50 dB(A) και σε υπνοδωμάτιο 30 dB(A).

4. Ανθρωπογενές περιβάλλον

α. Χρήσεις γης

Οι χρήσεις γης της ευρύτερης περιοχής μελέτης αλλά και του γηπέδου εγκατάστασης ουσιαστικά δεν επηρεάζονται από την κατασκευή και λειτουργία του σταθμού Α/Γ. Η προτεινόμενη περιοχή δεν καλλιεργείται, δεν είναι ορατή από γύρω οικισμούς, ενώ υφίσταται επαρκές δίκτυο, για τη διασύνδεση του σταθμού σε απόσταση ενός χιλιομέτρου. Η επιλογή της εν λόγω προτεινόμενης θέσης συγκεντρώνει μια σειρά

από συγκριτικά πλεονεκτήματα, τα οποία καθιστούν πιο άρτια και βιώσιμη την υλοποίηση μιας τέτοιας επένδυσης και αξίζει να αναφερθούν: Δρόμος καλής βατότητας οδηγεί απευθείας στο χώρο εγκατάστασης. Κατά συνέπεια, δεν δημιουργείται ανάγκη διάνοιξης νέου οδικού δικτύου (πλην της οδοποιίας, που θα διαμορφωθεί εντός του γηπέδου εγκατάστασης).

Παρότι πρόκειται για σταθμό μικρής, σχετικά, ισχύος (16 MW), και, συνεπώς, δεν κατηγοριοποιείται ως οχλούσα δραστηριότητα, ο επιλεγείς χώρος εγκατάστασης πληροί τα ενδεικτικά κριτήρια του άρθρου 17, του κεφαλαίου Δ' του Ειδικού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, σύμφωνα με το οποίο ως περιοχές προτεραιότητας μπορούν να θεωρηθούν:

- α) περιοχές που είναι άγονες ή δεν είναι υψηλής παραγωγικότητας,
- β) περιοχές αθέατες από πολυσύχναστους χώρους,
- γ) περιοχές με δυνατότητες διασύνδεσης με το Σύστημα ή το Δίκτυο.

β. Δομημένο περιβάλλον

Το προτεινόμενο έργο δεν επιφέρει αλλαγές στον ανθρώπινο πληθυσμό, κατά συνέπεια, δεν αναμένεται καμία αλλαγή εξαιτίας του στο δομημένο περιβάλλον της ευρύτερη περιοχής. Κατά τη φάση κατασκευής, το εργατικό δυναμικό θα φιλοξενηθεί στα τοπικά καταλύματα, προσφέροντας μια επιπλέον πηγή εισοδήματος στην τοπική κοινωνία.

5. Ιστορικό και πολιτιστικό περιβάλλον

Περιμετρικά, και σε ακτίνα μεγαλύτερη των 2,5 km, δεν υπάρχουν μνημεία πολιτιστικής κληρονομιάς, που να επηρεάζονται αρνητικά από την κατασκευή του σταθμού.

6. Κοινωνικό-οικονομικό περιβάλλον - Τεχνικές υποδομές

Η νέα εγκατάσταση του Πάρκου πρόκειται να λειτουργεί, όπως και οι υπόλοιπες εγκαταστάσεις, χωρίς τη συνεισφορά μόνιμου εργατικού δυναμικού. Εξάλλου, η λειτουργία τέτοιων Πάρκων είναι πλήρως αυτοματοποιημένη και τηλεπαρακολουθούμενη. Παρ' όλα αυτά, ο σταθμός θα απαιτεί συντήρηση και παρακολούθηση. Η εταιρία που θα αναλάβει τις συγκεκριμένες υπηρεσίες θα εδρεύει εντός της ευρύτερης περιοχής της εγκατάστασης και, συνεπώς, ο σταθμός θα εξασφαλίσει εγγυημένη απασχόληση για την επόμενη 20ετία, τονώνοντας έτσι μακροπρόθεσμα την τοπική οικονομία.

Επιπλέον, κατά τη φάση κατασκευής του σταθμού προβλέπεται να απασχοληθούν τοπικές επιχειρήσεις στον τομέα των έργων πολιτικού μηχανικού, καθώς και στην ηλεκτρομηχανολογική εγκατάσταση. Έτσι, θα ενισχυθεί βραχυπρόθεσμα η τοπική οικονομία.

8.4.2 Αντιμετώπιση Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων κατά τη Φάση Κατασκευής και Λειτουργίας

Δεν αναμένεται να δημιουργηθούν ουσιαστικές αρνητικές επιδράσεις στο περιβάλλον, δεδομένου ότι η προτεινόμενη τεχνολογία αποτελεί μια ιδιαίτερα ήπια και φιλική προς το περιβάλλον ενεργειακή τεχνολογία, με μηδενικές εκπομπές υγρών, στερεών ή αέριων ρύπων. Οι γενικότερες επιπτώσεις στο περιβάλλον αλλά και στην εθνική οικονομία είναι ιδιαίτερα θετικές και δικαιολογούν απολύτως την προτεινόμενη επέμβαση. Για την αποτροπή δυσμενών επιπτώσεων για το περιβάλλον κατά τη φάση κατασκευής του σταθμού προβλέπεται ότι:

- Οι παρεμβάσεις που θα γίνουν στο έδαφος του χώρου εγκατάστασης θα αποκατασταθούν, κατά το δυνατό. Όλες οι εκσκαφές για τις καλωδιώσεις και τη θεμελίωση του εξοπλισμού θα επανακαλυφθούν με τα προϊόντα εκσκαφής, ώστε να μην υπάρξει αλλοίωση του ανάγλυφου. Ιδιαίτερη προσοχή θα δοθεί, ώστε, γενικά, να διατηρηθούν οι κλίσεις του εδάφους και να μην υπάρξει αλλαγή στη ροή των επιγείων υδάτων της βροχής.
- Τα πλεονάζοντα εδαφικά υλικά, τα οποία ενδεχομένως θα προκύψουν κατά τις χωματουργικές εργασίες, θα διατεθούν σε κατάλληλο προκαθορισμένο χώρο πλησίον του χώρου του έργου. Η επιλογή του χώρου διάθεσης θα γίνει με τέτοιο τρόπο ώστε να μην προκαλείται υποβάθμιση του τοπίου ή της υπάρχουσας φυσικής βλάστησης. Καμία ανεξέλεγκτη διάθεση εδαφικών υλικών δεν θα πραγματοποιηθεί.
- Θα γίνεται συστηματική διαβροχή των εργοταξιακών δρόμων, υλικών, κ.λπ., για τον περιορισμό της σκόνης κατά την εκτέλεση των χωματουργικών εργασιών. Παράλληλα, θα αποφεύγεται η υπερπλήρωση των φορτηγών μεταφοράς χύδην υλικών.
- Κατά την κατασκευή του έργου θα εξασφαλίζεται η ομαλή κυκλοφορία των οχημάτων προς και από τις κατοικημένες περιοχές.
- Κάθε είδους σκουπίδια, άχρηστα υλικά, παλαιά ανταλλακτικά, μηχανήματα, λάδια, κ.λπ. θα συλλέγονται και θα απομακρύνονται από το χώρο του έργου και η διάθεσή τους θα γίνεται σύμφωνα με τις ισχύουσες διατάξεις.

Ειδικότερα:

- Σε ό,τι αφορά τις οριακές τιμές στάθμης θορύβου και δονήσεων, ισχύουν όσα αναφέρονται στην ΥΑ 17252/20.9.92 (ΦΕΚ 395/Β/92).
- Για τις εργασίες κατασκευής, όσον αφορά στο θόρυβο ισχύουν τα προβλεπόμενα στις: ΥΑ Α5/2375/78 (ΦΕΚ689/Β/78), ΥΑ 56206/1613/86 (ΦΕΚ570/Β/86), ΥΑ 69001/1921/88 (ΦΕΚ751/Β/88) και ΥΑ 765/91 (ΦΕΚ 81/Β/91).
- Στην περίπτωση των στερεών (μη τοξικών αποβλήτων) θα τηρούνται οι διατάξεις της ΚΥΑ 50910/2727/2003 (ΦΕΚ 1909/Β/22.12.2003). Επιπλέον, η διάθεση των λυμάτων αστικού τύπου θα πρέπει να πραγματοποιείται σύμφωνα με τους όρους που θα καθοριστούν από την αρμόδια επί της περιβαλλοντικής αδειοδότησης αδειοδοτούσα αρχή.

Αντιμετώπιση περιβαλλοντικών επιπτώσεων κατά το πέρας του κύκλου ζωής του έργου:

Μετά την οριστική παύση της δραστηριότητας, ο ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός θα απομακρυνθεί και ο χώρος εγκατάστασης θα επανέλθει, κατά το δυνατόν, στην αρχική του κατάσταση.

Όλος ο παραγωγικός και υποστηρικτικός εξοπλισμός θα διατεθεί προς ανακύκλωση σε κατάλληλες εγκαταστάσεις εναλλακτικής διαχείρισης. Σε κάθε περίπτωση, ο φορέας υλοποίησης του έργου θα μεριμνήσει για την κατάλληλη διάθεσή τους, η οποία θα του επιφέρει επιπρόσθετα οικονομικά οφέλη. Ταυτόχρονα, θα εξασφαλισθεί η προστασία του περιβάλλοντος, μέσω της επαναχρησιμοποίησης των πρώτων υλών, και της αποκατάστασης του γηπέδου εγκατάστασης.

8.5 Υπολογισμός του Κόστους Γης

Στον πίνακα που ακολουθεί δίνονται τα στοιχεία κόστους για την αγορά του οικοπέδου στο οποίο θα εγκατασταθεί η υπό μελέτη μονάδα. Λαμβάνοντας υπόψη ότι το έργο αποτελείται από 8 Α/Γ όπου απαιτούνται $15m \times 15m = 225 m^2$, καθώς και $80m^2$ για τον οικίσκο ελέγχου και άλλα $100m^2$ για τον υποσταθμό, η συνολική έκταση των εγκαταστάσεων (Α/Γ, υποσταθμός και κτίσμα οικίσκου ελέγχου) θα είναι 4 στρεμμάτων.

Πίνακας 8.5 Εκτίμηση Κόστους Απόκτησης Γης	
	Κόστος €
Κόστος αγοράς οικοπέδου	85.000

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9 - ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΕΚΤΕΛΕΣΗΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Στο κεφάλαιο αυτό καταρτίζεται ένα ρεαλιστικό πρόγραμμα δράσεως για τα διάφορα στάδια εκτελέσεως του επενδυτικού σχεδίου. Η εκτέλεση ενός επενδυτικού σχεδίου περιλαμβάνει όλες τις εντός και εκτός μονάδας εργασίες που είναι αναγκαίες για να φέρουν το επενδυτικό σχέδιο από το στάδιο της μελέτης σκοπιμότητας στο στάδιο λειτουργίας.

Ένα ρεαλιστικό πρόγραμμα δράσης πρέπει

- ✓ Να καθορίζει τα διάφορα στάδια εκτελέσεως του έργου με βάση τους πόρους και τη διάρκεια των δραστηριοτήτων που απαιτούνται για κάθε στάδιο.
- ✓ Να δίνει ένα χρονοδιάγραμμα εκτέλεσης του έργου, που να δείχνει σωστά, χρονικά, τις διάφορες εργασίες και να αφήνει τον κατάλληλο χρόνο για τη συμπλήρωση κάθε συγκεκριμένης εργασίας.
- ✓ Να καλύπτει ολόκληρη την επενδυτική φάση, από την περίοδο λήψης της απόφασης για την επένδυση έως και το στάδιο της αρχικής παραγωγής.

Ο προγραμματισμός εκτελέσεως του έργου συμβάλλει στον εντοπισμό των χρηματοοικονομικών επιπτώσεων του προγράμματος δράσης αλλά και στον πρώιμο εντοπισμό πιθανών καθυστερήσεων αλλά και των οικονομικών συνεπειών αυτών.

9.1 Πρόγραμμα Εκτέλεσης Έργου

→ **Σύσταση Επιτελείου Εκτέλεσης Σχεδίου:**

Αρχικά θα πρέπει να δημιουργηθεί μια ομάδα ατόμων των οποίων η κύρια αρμοδιότητα θα είναι η εκτέλεση των επιμέρους βημάτων του σχεδιασμού εκτέλεσης του επενδυτικού σχεδίου. Θα πρέπει να κινούν τις απαραίτητες διαδικασίες για την εύρυθμη και αποτελεσματική εκτέλεση των διεργασιών χωρίς αυτές να παρεκκλίνουν οικονομικά από τις προϋπολογιστικές καταστάσεις. Ο αναγκαίος χρόνος για την σύσταση του επιτελείου αυτού εκτιμάται σε τέσσερις εβδομάδες.

→ **Σύσταση Εταιρείας:**

Το στάδιο αυτό του προγραμματισμού περιλαμβάνει όλες εκείνες τις απαραίτητες ενέργειες για τη νομική σύσταση της εταιρείας, συγκεκριμένα, την επίσημη αίτηση προς τις αρχές για σύσταση και αδειοδότηση λειτουργίας της νέας μονάδας καθώς και την επίσημη καταχώρηση της.

Απαιτείται η επικοινωνία με δημόσιες υπηρεσίες όπως εφορία, νομαρχία, πολεοδομία και άλλες για τη συλλογή απαραίτητων εγγράφων. Ο χρόνος σύστασης της εταιρείας εκτιμάται σε τέσσερις εβδομάδες.

→ **Αγορά Γης:**

Οι διαδικασίες αγοράς του οικοπέδου στο οποίο θα γίνει η εγκατάσταση της νέας μονάδας εκτιμάται να διαρκέσει 4 εβδομάδες, από τη σύσταση του επιτελείου εκτέλεσης του επενδυτικού έργου. Στο χρονικό αυτό διάστημα αναμένεται να έχουν ολοκληρωθεί όλες οι διαπραγματευτικές και νομικές ενέργειες και να έχει κατακυρωθεί η εξαγορά του οικοπέδου.

→ **Σχεδιασμός Μηχανολογικού Εξοπλισμού:**

Ο χρόνος που απαιτείται για τη δημιουργία λεπτομερών μηχανολογικών σχεδίων εκτιμάται σε ένα μήνα περίπου, από τη σύσταση του επιτελείου εκτέλεσης του επενδυτικού σχεδίου. Απαιτείται η δημιουργία σχεδίων, περιγραφών, καταστάσεων υλικών και προδιαγραφών, καθώς και η αδειοδότηση μεταφοράς και χρήσης της τεχνολογίας. Η υλοποίηση των παραπάνω θα γίνει από εξειδικευμένα άτομα, όπως μηχανολόγους, οι οποίοι συμμετέχουν στο επιτελείο.

→ **Σχεδιασμός Πολιτικού Μηχανικού:**

Στον ίδιο χρόνο με τον σχεδιασμό του μηχανολογικού εξοπλισμού θα πρέπει να αρχίσει και ο σχεδιασμός των έργων του πολιτικού μηχανικού. Τα σχέδια αυτά θα πρέπει να ανταποκρίνονται στις ανάγκες της μονάδας και, παράλληλα, να μην παρεκκλίνουν από τον οικονομικό προγραμματισμό της επένδυσης. Ο χρόνος υλοποίησης του σχεδιασμού των έργων αυτών εκτιμάται σε ένα μήνα περίπου.

→ **Χρηματοοικονομικός Προγραμματισμός:**

Αφορά το χρονικό εκείνο διάστημα που απαιτείται για την οριστική λήψη αποφάσεων σχετικά με το σχέδιο χρηματοδότησης του επενδυτικού έργου, καθώς και όλες εκείνες τις απαραίτητες ενέργειες για την υλοποίηση του σχεδίου αυτού. Τέτοιες ενέργειες είναι οι επαφές με τράπεζες για τη λήψη του δανείου, οι ενέργειες για την υπαγωγή του επενδυτικού σχεδίου στον οικείο νόμο. Ο χρόνος που εκτιμάται ότι θα απαιτηθεί είναι 6 εβδομάδες.

→ **Αδειοδοτήσεις:**

Αφορά το χρονικό διάστημα που απαιτείται για την έκδοση όλων των απαραίτητων αδειών. Είναι το πιο δύσκολο και πιο χρονοβόρο στάδιο. Πριν την έναρξη των σχετικών διαδικασιών έκδοσης αδειών, θα πρέπει να διαπιστωθεί εάν η

συγκεκριμένη δραστηριότητα επιτρέπεται στο χώρο που έχει επιλεγεί και, στη συνέχεια, θα πρέπει να ακολουθεί η διαδικασία έκδοσης προέγκρισης χωροθέτησης.

1. Προσδιορισμός χρήσης γης
2. Προέγκριση χωροθέτησης
3. Έγκριση περιβαλλοντικών όρων

Αφού εξασφαλισθούν η καταλληλότητα του χώρου εγκατάστασης και οι παραπάνω εγκρίσεις, απαιτούνται οι παρακάτω άδειες:

4. Άδεια εγκατάστασης
5. Άδεια λειτουργίας

Οι διαδικασίες αυτές θα πρέπει να αρχίσουν από τη σύσταση της εταιρίας και ουσιαστικά, θα πρέπει, βηματικά, να συνεχιστούν πριν την κατασκευαστική περίοδο.

Ø Επιλογή κατασκευαστή - προμηθευτή μηχανολογικού εξοπλισμού

Κατά τη διάρκεια της χρονικής αυτής περιόδου θα πρέπει να γίνει η λήψη ικανοποιητικού αριθμού προσφορών, τόσο για τα έργα πολιτικού μηχανικού, όσο και για το μηχανολογικό εξοπλισμό της μονάδας. Οι προσφορές αυτές θα πρέπει να αξιολογηθούν κατάλληλα με βάση αυστηρά κριτήρια κόστους, ποιότητας, προδιαγραφών, χρόνου παράδοσης. Στη συνέχεια, ακολουθεί η επιλογή και ανάθεση των έργων στους επιλεχθέντες κατασκευαστές. Η χρονική διάρκεια αυτού του σταδίου εκτέλεσης του έργου εκτιμάται σε έξι εβδομάδες περίπου.

Ø Επιθεώρηση και παραλαβή έργων πολιτικού μηχανικού - μηχανημάτων

Το στάδιο αυτό του προγραμματισμού περιλαμβάνει την κύρια κατασκευαστική περίοδο του επενδυτικού σχεδίου. Κατά τη χρονική αυτή περίοδο θα πρέπει να γίνεται συνεχής επιθεώρηση και έλεγχος του χρονοδιαγράμματος κατασκευής και παράδοσης, τόσο των έργων πολιτικού μηχανικού, όσο και του μηχανολογικού εξοπλισμού. Η κατασκευαστική περίοδος είναι υψηλής σπουδαιότητας για την υλοποίηση του επενδυτικού σχεδίου, καθώς τυχόν ανωμαλίες στο χρονικό και οικονομικό προγραμματισμό, μπορούν να επιφέρουν σημαντικές οικονομικές επιπτώσεις. Η διάρκεια της κατασκευαστικής περιόδου εκτιμάται σε επτά μήνες.

Ø Πρόσληψη προσωπικού – Εκπαίδευση

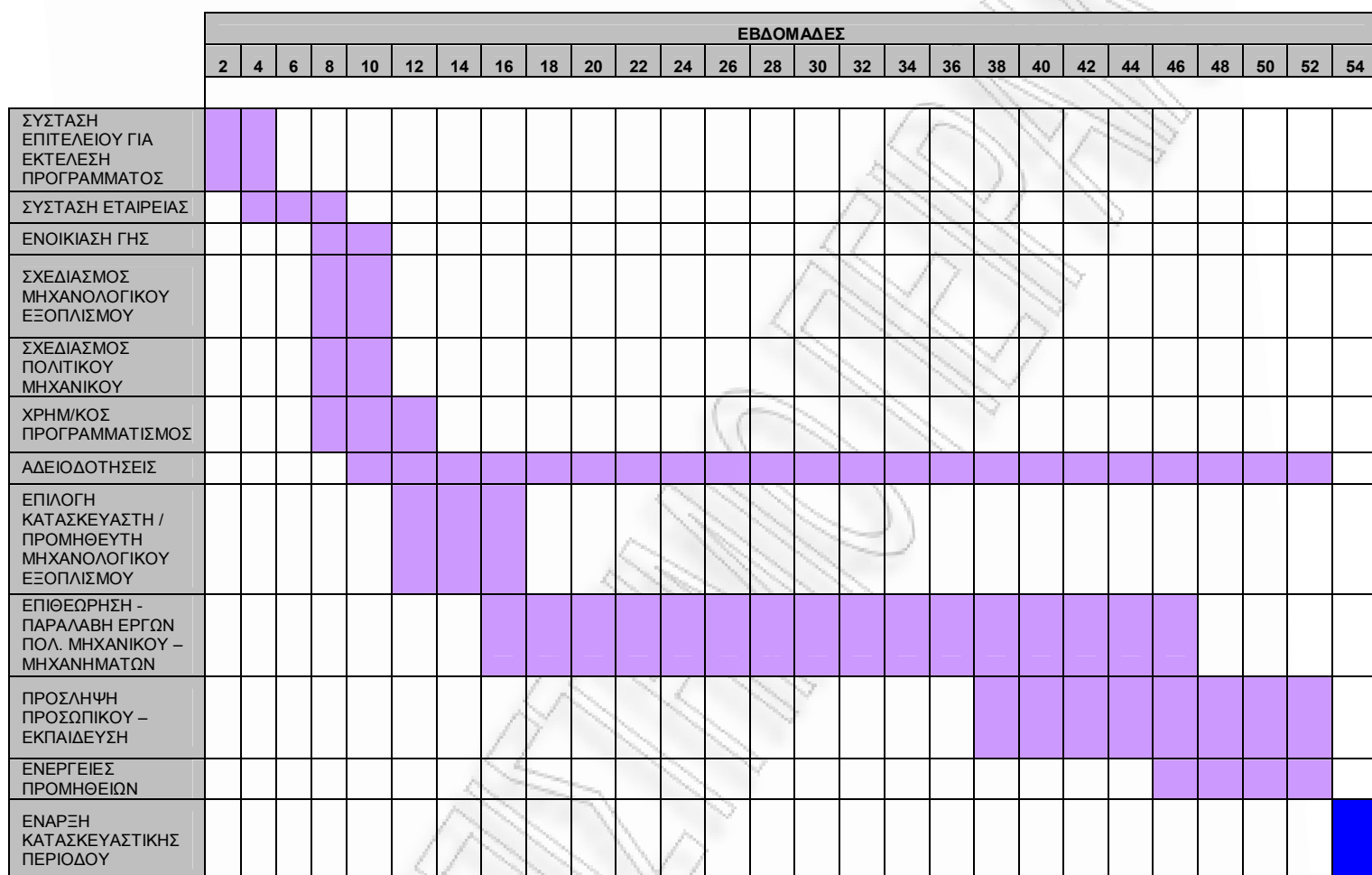
Κατά τη διάρκεια αυτού του σταδίου θα πρέπει να γίνουν όλες οι απαραίτητες ενέργειες για τη στελέχωση τόσο του επιτελικού προσωπικού όσο και του εργατικού δυναμικού της επιχείρησης. Θα πρέπει να γίνει περιγραφή των θέσεων εργασίας και πρόσκληση ενδιαφέροντος, μέσα από κατάλληλα κανάλια ενημέρωσης του εργατικού

δυναμικού της ευρύτερης περιοχής. Στη συνέχεια, θα πρέπει να υπάρξει σωστή αξιολόγηση των ενδιαφερόμενων, μέσα από προσωπικές συνεντεύξεις. Μετά την πρόσληψη του ανθρώπινου δυναμικού θα πρέπει να ακολουθήσει εκπαίδευση των υπευθύνων ηλεκτρονικού και ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού, ώστε να είναι σε θέση να αντιμετωπίσουν τυχόν προβλήματα και δυσκολίες κατά την φάση λειτουργίας του Αιολικού Πάρκου. Η έναρξη της επιλογής του προσωπικού της επιχείρησης θα είναι 4 μήνες πριν την έναρξη της λειτουργίας του ΑΠ και να έχει ολοκληρωθεί σε δυο μήνες. Η πρόσληψη του εργατικού δυναμικού αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί ένα μήνα πριν από την έναρξη λειτουργίας της μονάδας. Η εκπαίδευση θα συνεχιστεί και μετά την έναρξη λειτουργίας της μονάδας.

Ø Ενέργειες προμηθειών

Κατά τη διάρκεια του σταδίου αυτού θα πρέπει να γίνουν όλες οι αναγκαίες ενέργειες, που έχουν σχέση με την προμήθεια των εισροών της μονάδας. Θα πρέπει να γίνει προσδιορισμός των απαιτήσεων σε ποιότητα, προδιαγραφές, κόστος για όλες τις αναγκαίες εισροές. Στη συνέχεια θα πρέπει να γίνει έρευνα αγοράς στο χώρο των δυνητικών προμηθευτών τους και αξιολόγησή τους. Στο χρονικό αυτό διάστημα θα πρέπει να έχει γίνει η τελική επιλογή και οι σύναψη συμφωνίας με τους αναγκαίους προμηθευτές. Η χρονική διάρκεια του σταδίου αυτού στον προγραμματισμό εκτέλεσης του έργου αναμένεται να είναι δύο μήνες έως την έναρξη της παραγωγής.

Στη συνέχεια παρατίθεται το διάγραμμα GANTT, στο οποίο παρουσιάζονται η διάρκεια, ο χρόνος εκκίνησης και τερματισμού κάθε σταδίου, ώστε να φτάσουμε στο στάδιο έναρξης της κατασκευαστικής περιόδου.



Διάγραμμα 9.1.α Χρονοδιάγραμμα GANTT

Η έναρξη της κατασκευαστικής περιόδου αρχίζει με την χορήγηση της τελικής άδειας λειτουργίας της μονάδας. Γενικά, για την κατασκευή ενός Αιολικού Πάρκου απαιτούνται περίπου 18 μήνες από την στιγμή που έχουν εξασφαλιστεί όλες οι απαραίτητες άδειες. Η περίοδος αυτή αναφέρεται σε όλες τις διαδικασίες, όπως αυτές σημειώνονται στον ακόλουθο πίνακα. Ωστόσο, καταλυτικό ρόλο στην υλοποίηση του χρονοδιαγράμματος διαδραματίζει ο χρόνος παράδοσης των Α/Γ από τον κατασκευαστικό οίκο.

		ΧΡΟΝΟΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ																	
ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΚΥΡΙΩΝ ΕΡΓΑΣΙΩΝ	ΜΗΝΕΣ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Μελέτες	3	■	■	■															
Στατικές, ηλεκτρολογικές, κλπ		■	■	■															
Έργα Υποδομής	5				■	■	■	■	■	■									
Οδοποιία					■	■	■	■	■	■									
Πλατείες, Θεμελίωση						■	■	■	■	■	■								
Εγκατάσταση Α/Γ	4										■	■	■	■					
Μεταφορά											■	■	■	■					
Τοποθέτηση - Σύνδεση													■	■	■	■			
Σύνδεση με το Δίκτυο	4						■	■	■	■	■	■							
Τοποθέτηση Αγωγών ΜΤ							■	■	■	■	■	■							
Εργασίες Υποσταθμού							■	■	■	■	■	■							
Έλεγχος – Δοκιμές	2																	■	■
Έλεγχος Εξοπλισμού																		■	■
Δοκιμαστική Λειτουργία																		■	■
Παραλαβή Έργου																			■
Σημεία Ελέγχου																			

Διάγραμμα 9.1.β Χρονοδιάγραμμα Υλοποίησης Επένδυσης

Τα τελευταία 2 χρόνια, η αυξημένη ζήτηση Α/Γ στην διεθνή αγορά έχει οδηγήσει σε επιμήκυνση του χρόνου παράδοσής τους, ο οποίος σήμερα κυμαίνεται μεταξύ 12 και 18 μηνών. Να σημειωθεί ότι η παραγγελία των Α/Γ δίδεται μετά την Εξασφάλιση των αδειών. Το γεγονός αυτό, αναπόφευκτα, οδηγεί σε μετάθεση της έναρξης κατασκευαστικής φάσης της επένδυσης. Επομένως, στην παρούσα φάση δεν μπορούν να δοθούν ακριβείς ημερομηνίες για την υλοποίηση του χρονοδιαγράμματος της επένδυσης. Η πληροφορία αυτή θα είναι διαθέσιμη μετά την ολοκλήρωση της αδειοδοτικής διαδικασίας και μετά την παραγγελία των Α/Γ.

9.2 Εκτίμηση Κόστους Εκτέλεσης του Προγράμματος

Στη συνέχεια, γίνεται εκτίμηση του κόστους εκτέλεσης του επενδυτικού σχεδίου. Η εκτίμηση του κόστους βασίζεται στις δραστηριότητες εκτέλεσης και στις εργασίες που καθορίστηκαν για το επενδυτικό σχέδιο. Συγκεκριμένα, γίνεται εκτίμηση των χρηματικών πόρων που απαιτούνται για την υλοποίηση κάθε συγκεκριμένης ενέργειας.

Στη συνέχεια παρατίθεται ο συγκεντρωτικός πίνακας με την εκτίμηση του κόστους επένδυσης, όσον αφορά στην εκτέλεση του προγράμματος.

Πίνακας 9.2 Εκτίμηση Κόστους Εκτέλεσης Προγράμματος	
	ΚΟΣΤΟΣ
Διαχείριση εκτελέσεως προγράμματος	30.000
Νομικά έξοδα	10.000
Εκπόνηση μηχανολογικών μελετών – μελέτες πολιτικού μηχανικού	20.000
Κόστος αδειοδοτήσεων	30.000
Επίβλεψη και έλεγχος κατά τη διάρκεια της κατασκευαστικής περιόδου	15.000
Πρόσληψη και εκπαίδευση ανθρώπινου δυναμικού	50.000
Ενέργειες προμηθειών	15.000
Έξοδα δημιουργίας κεφαλαίου	10.000
Κόστος χρηματοδότησης	70.000
ΣΥΝΟΛΟ	250.000

9.3 Εκτίμηση Κόστους κατά την Προπαραγωγική Φάση - Φάση Κατασκευής του Αιολικού Πάρκου

9.3.1 Ανθρώπινοι Πόροι που θα χρησιμοποιηθούν κατά το Στάδιο Ανέγερσης της Μονάδας

Σύμφωνα με τον προγραμματισμό εκτέλεσης του επενδυτικού σχεδίου, το προσωπικό θα προσληφθεί τμηματικά και συγκεκριμένους μήνες πριν την έναρξη λειτουργίας της μονάδας, προκειμένου να γίνουν οι αναγκαίες προετοιμασίες και δοκιμές του μηχανολογικού εξοπλισμού.

Στη μονάδα «ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΑΕ», με ονομαστική ισχύ 16 MW θα χρησιμοποιηθούν **15 άτομα για το στάδιο ανέγερσης (προπαραγωγική φάση)**. Πιο αναλυτικά θα χρησιμοποιηθούν:

Πίνακας 9.3.1.α Περιγραφή Θέσεων Εργασίας κατά το Στάδιο Ανέγερσης		
Περιγραφή	Αριθμός ατόμων	Μήνες εργατικού δυναμικού ανά ειδικότητα
Υπεύθυνος Επίβλεψης	1	18 μήνες
Ηλεκτρολόγος	2	16 μήνες
Χειριστές βαρέων οχημάτων	4	18 μήνες
Προσωπικό ασφάλειας	2	18 μήνες
Γενικοί εργάτες συναρμολόγησης και έργων ανοικοδόμησης	6	12 μήνες
Σύνολο	15	

Εξοικονομήσεις που αφορούν στις εργασίες συντήρησης, μπορούν να επιτευχθούν μεταβάλλοντας, τόσο το μέγεθος, όσο και τον αριθμό των ανεμογεννητριών ενός Πάρκου. Αν και μερικές εργασίες συντήρησης μεγαλύτερων γεννητριών μπορεί να χρειάζονται περισσότερο χρόνο και διαφορετικό εξοπλισμό, οι περισσότερες απαιτούν κατά προσέγγιση αντίστοιχο χρόνο και ενασχόληση ανεξαρτήτως μεγέθους γεννήτριας. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα η συντήρηση μερικών μεγάλων γεννητριών να είναι οικονομικότερη από την αντίστοιχη πολλών μικρών. Για κάθε 5-8 MW εγκατεστημένης ισχύος, υπολογίζεται ότι χρειάζεται για συντήρηση περίπου μία θέση εργασίας μόνιμου απασχόλησης.

Η εκπαίδευση του εργατικού προσωπικού πάνω στη λειτουργία του μηχανολογικού εξοπλισμού θα γίνει από ειδικευμένα άτομα των κατασκευαστριών εταιριών. Το κόστος της εκπαίδευσης αυτής συμπεριλαμβάνεται στο κόστος κτήσης του μηχανολογικού εξοπλισμού.

Έτσι το κόστος του επιτελικού προσωπικού κατά το στάδιο ανέγερσης εκτιμάται ως εξής:

Πίνακας 9.3.1.β Εκτίμηση Κόστους Επιτελικού Προσωπικού κατά το Στάδιο Ανέγερσης			
Περιγραφή	Αριθμός ατόμων	Κόστος ανά άτομο σε ευρώ (€)	Σύνολο σε ευρώ (€)
Υπεύθυνος επίβλεψης	1	$18 \times 1,3 \times 1.500 = 35.100$	35.100
Ηλεκτρολόγος	2	$16 \times 1,3 \times 1.000 = 20.800$	41.600
Χειριστές βαρέων οχημάτων	4	$18 \times 1,3 \times 700 = 16.380$	65.520
Προσωπικό ασφάλειας	2	$18 \times 1,3 \times 800 = 18.720$	37.440
Γενικοί εργάτες συναρμολόγησης και έργων ανοικοδόμησης	6	$12 \times 1,3 \times 700 = 10.920$	65.520
Σύνολο	15		245.180

Το συνολικό προπαραγωγικό κόστος εργασίας είναι ίσο με 245.180 ευρώ. Το στοιχείο αυτό κόστους συνυπολογίζεται στην εκτίμηση του κόστους επένδυσης, όσον αφορά την εκτέλεση του επενδυτικού προγράμματος.

9.3.2 Πρώτες Ύλες και Άλλα Εφόδια για την Κατασκευή της Μονάδας

Όπως προαναφέρθηκε στο κεφάλαιο 4 (πίνακας 4.1) τα εφόδια που απαιτούνται για τη δημιουργία του Αιολικού Πάρκου είναι πρώτες ύλες και διάφορα στοιχεία, που χρησιμοποιούνται για την κατασκευή και την θεμελίωση Α/Γ και αυτά είναι:

- 140 t. GRP (GRP: Πλαστικό με ίνες γυαλιού που χρησιμοποιείται στις σύγχρονες περωτές)

Οι σωλήνες **GRP** κατασκευάζονται με την τεχνολογία της νηματοειδούς περιέλιξης, με την οποία διαμέτροι από 80 έως και 4000 mm μπορούν να παραχθούν σε μήκη μέχρι 18 μέτρα και να είναι ανθεκτικοί σε πιέσεις από 1 έως 32 atm. Οι σωλήνες **GRP** συνδυάζουν την υαλοπλισμένη πολυεστερική ρητίνη με ειδικά επιλεγμένα κενά αέρος, με αποτέλεσμα τη δομική ευκαμψία, ειδικά σχεδιασμένη για τα μεταφερόμενα υγρά.

Οι σωλήνες χρησιμοποιούνται παγκοσμίως σε συστήματα υψηλών πιέσεων όπως συστήματα πόσιμου νερού, άντλησης ακαθάρτων υδάτων, αποχετευτικά δίκτυα και έργα επεξεργασίας αποβλήτων. Ακόμα, χρησιμοποιούνται σε αποκαταστάσεις δικτύων, υποθαλάσσιες εφαρμογές, έργα αφαλάτωσης, αγωγούς, ενεργειακά έργα, αντιπυρικές ζώνες και πολλές άλλες βιομηχανικές εφαρμογές.

Οι σωλήνες **GRP** είναι δυνατοί, ανθεκτικοί, αδιάβρωτοι και αδιάτρητοι.

- 40t χαλκός
- 1.900t ασάλι
- 2.100t τσιμέντο

Άλλα στοιχεία που χρησιμοποιούνται για την κατασκευή Α/Γ, είναι:

- Υλικά Πύργου: Χάλυβας
- Πτερύγια μεγάλων Α/Γ: Άνθρακας και
- Nacella: Χαλύβδινη

Επίσης, για τη θεμελίωση των ανεμογεννητριών, απαιτείται η εκσκαφή θεμελίων μεγάλων διαστάσεων. Η θεμελίωση απαιτεί περίπου 475 κυβ. μέτρα οπλισμένο

μπετόν βάρους 1200 τόνων. Γύρω από κάθε ανεμογεννήτρια δημιουργείται πλάτωμα περίπου 500 m².

Για την εγκατάσταση των ανεμογεννητριών (μεταφορά των τμημάτων αυτών, κ.λπ.) θα χρειασθεί να κατασκευασθούν δρόμοι πρόσβασης για βαρέα οχήματα (βλέπε έργα μηχανικού). Η ηλεκτρική ενέργεια, που παράγουν οι ανεμογεννήτριες, μεταφέρεται σε ειδικό υποσταθμό υψηλής τάσης, ο οποίος πρέπει να κατασκευασθεί. Ακόμη, για τη μεταφορά της ενέργειας από τις ανεμογεννήτριες στον υποσταθμό, θα απαιτηθεί μεγάλο μήκος καλωδίων (κόστος αγοράς και μεταφοράς στο Αιολικό Πάρκο). Σε περίπτωση που, αντί καλωδίων, προτιμηθούν εναέριοι αγωγοί, θα χρειασθούν στύλοι για τη στήριξη τους, ενώ στην περίπτωση υπόγειων καλωδίων (όπως είναι και το πιθανότερο) πρέπει να γίνει εκσκαφή ορυγμάτων αντίστοιχου μήκους.

Πίνακας 9.3.2 Εκτίμηση Κόστους Κατασκευής Αιολικού Πάρκου				
Προϊόν: παραγωγή Η/Ε από αιολικό πάρκο		Πρώτο έτος λειτουργίας: 2010		
Περιγραφή	Ποσότητα	Μονάδα	Κόστος ανά μονάδα (ευρώ)	Συνολικό κόστος (ευρώ)
GRP	140	Τόνοι	2.200	308.000
Χαλκός	40	Τόνοι	3.400	136.000
Ατσάλι	1.900	Τόνοι	400,0	760.000
Τσιμέντο	3.300 (2.100 +1.200)	Τόνοι	80,0	264.000
Χάλυβας	30	Τόνοι	350,0	10.500
Άνθρακας	50	Τόνοι	30,0	1.500
ΣΥΝΟΛΟ	5.460	Τόνοι		1.480.000

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10 - ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ

Το κεφάλαιο αυτό αποτελείται από δύο τμήματα. Το πρώτο τμήμα είναι η χρηματοοικονομική ανάλυση στην οποία μελετώνται:

- ✓ Ο υπολογισμός συνολικού κόστους επένδυσης, όπου υπολογίζεται το κόστος του πάγιου ενεργητικού και το αναγκαίο κεφάλαιο κίνησης της επιχείρησης,
- ✓ Η χρηματοδοτική μελέτη του επενδυτικού σχεδίου, όπου εξετάζονται οι πηγές χρηματοδότησης του επενδυτικού σχεδίου,
- ✓ Η κατάρτιση προϋπολογιστικών καταστάσεων για τα πρώτα έτη λειτουργίας της μονάδας, όπως ισολογισμοί, καταστάσεις αποτελεσμάτων χρήσεως, πίνακες ταμειακών ροών, κ.λπ.,
- ✓ Ο υπολογισμός χρηματοοικονομικών δεικτών και η ανάλυση τους.

Στη συνέχεια, στο δεύτερο τμήμα του παρόντος κεφαλαίου ακολουθεί η αξιολόγηση της επένδυσης, αλλά και η αξιολόγηση της, δηλαδή εάν και κατά πόσο είναι συμφέρουσα η εν λόγω επένδυση. Η αξιολόγηση αυτή γίνεται με:

- ✓ Υπολογισμό της καθαρής παρούσας αξίας της επένδυσης,
- ✓ Υπολογισμό του εσωτερικού βαθμού απόδοσης της επένδυσης,
- ✓ Υπολογισμό του χρόνου επανείσπραξης του κόστους της επένδυσης και
- ✓ Υπολογισμό του συντελεστή απόδοσης κεφαλαίου.

10.1 Συνολικό Κόστος Επένδυσης

Η αξιόπιστη εκτίμηση του συνολικού κόστους επένδυσης αποτελεί σημαντικότερο κριτήριο για την αξιολόγηση ενός επενδυτικού σχεδίου. Οι συνιστώσες του συνολικού κόστους επένδυσης έχουν περιγραφεί λεπτομερώς στα προηγούμενα κεφάλαια της μελέτης και αναφέρονται, τόσο στην προεπενδυτική και επενδυτική φάση, όσο και στη λειτουργική φάση του επενδυτικού σχεδίου.

Το συνολικό κόστος επένδυσης αποτελείται από το άθροισμα των επενδύσεων πάγιου ενεργητικού (πάγιες επενδύσεις συν προπαραγωγικά έξοδα) και του απαιτούμενου καθαρού κεφαλαίου κίνησης. Πάγιο ενεργητικό είναι οι πόροι που απαιτούνται για την κατασκευή και αγορά των πάγιων στοιχείων του επενδυτικού σχεδίου, όπως κτίρια και μηχανολογικός εξοπλισμός. Το κεφάλαιο κίνησης αντιστοιχεί στους πόρους που απαιτούνται για την εύρυθμη λειτουργία της νέας μονάδας.

10.1.1 Πάγιο Ενεργητικό

Το πάγιο ενεργητικό της υπό μελέτη βιομηχανικής μονάδας παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 10.1 Εκτίμηση Πάγιου Ενεργητικού

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΚΟΣΤΟΣ (€)
A. ΠΑΓΙΕΣ ΕΠΕΝΔΥΣΕΙΣ	15.555.000
Γη	85.000
Μηχανολογικός εξοπλισμός	12.670.000
Έργα πολιτικού μηχανικού	2.800.000
B. ΠΡΟΠΑΡΑΓΩΓΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ	495.180
Προεπενδυτικές μελέτες και έρευνες	245.180
Έξοδα εκτελέσεως του προγράμματος	250.000
ΣΥΝΟΛΟ	16.050.180

10.1.2 Καθαρό Κεφάλαιο Κίνησης

Το καθαρό κεφάλαιο κίνησης αποτελεί βασικό τμήμα των αρχικών κεφαλαιακών δαπανών, που απαιτούνται για τη σωστή χρηματοδότηση της λειτουργίας της μονάδας.

Το καθαρό κεφάλαιο κίνησης περιλαμβάνει το τρέχον ενεργητικό (δηλαδή το άθροισμα των αποθεμάτων, των εισπρακτέων λογαριασμών των πελατών και των μετρητών) μείον το τρέχον παθητικό (δηλαδή τις βραχυπρόθεσμες υποχρεώσεις). Το καθαρό κεφάλαιο κίνησης εφαρμόζεται στον καθορισμό του ποσού και της φύσεως του τρέχοντος ενεργητικού που χρησιμοποιείται για να καλύψει το τρέχον παθητικό. Το ποσό που απομένει μετά από τις πληρωμές αυτών των υποχρεώσεων, μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη κάλυψη μελλοντικών λειτουργικών αναγκών του νέου Αιολικού Πάρκου.

Για τον υπολογισμό του απαιτούμενου καθαρού κεφαλαίου κίνησης, αρχικά, καθορίζεται η ελάχιστη κάλυψη ημερών (X) για το τρέχον ενεργητικό και παθητικό. Στη συνέχεια, παρατίθενται τα δεδομένα του κόστους για κάθε στοιχείο του τρέχοντος ενεργητικού και παθητικού (A) και καθορίζεται ο συντελεστής του κύκλου εργασιών (Y) για τα προαναφερθέντα στοιχεία του τρέχοντος ενεργητικού και παθητικού, διαιρώντας τις 360 ημέρες του έτους με τον αριθμό των ημερών της ελάχιστης κάλυψης ($Y = 360 / X$). Τα δεδομένα κόστους διαιρούνται με τους αντίστοιχους συντελεστές του κύκλου εργασιών ($B = A / Y$), για να λαμβάνονται τελικά οι ανάγκες

του καθαρού κεφαλαίου κίνησης, αφαιρώντας το τρέχον παθητικό από το άθροισμα του τρέχοντος ενεργητικού.

Για τον υπολογισμό των εισπρακτέων λογαριασμών (πελάτες) και των αποθεμάτων τελικών προϊόντων απαιτείται να έχει υπολογισθεί προηγουμένως το ετήσιο κόστος παραγωγής, διότι οι ημέρες ελάχιστης καλύψεως βασίζονται στο συγκεκριμένο κόστος. Επίσης, σημειώνεται ότι, οι αποσβέσεις του πάγιου ενεργητικού υπολογίζονται με τη σταθερή γραμμική μέθοδο με αριθμό ετών ωφέλιμης ζωής τα δέκα έτη. Ο υπολογισμός του καθαρού κεφαλαίου κίνησης παρουσιάζεται στους παρακάτω πίνακες:

Πίνακας 10.1.2.α Υπολογισμός Κεφαλαίου Κίνησης	
A. Ελάχιστες απαιτήσεις τρέχοντος ενεργητικού και παθητικού	
1. Λογαριασμοί εισπρακτέοι	45 ημέρες στο ετήσιο κόστος παραγωγής, μείον αποσβέσεις και τόκοι
2. Αποθέματα	
<i>α. πρώτες ύλες</i>	----
<i>β. βοηθητικά υλικά</i>	60 ημέρες στο αντίστοιχο επιμέρους κόστος παραγωγής
<i>γ. ανταλλακτικά</i>	360 ημέρες στο αντίστοιχο επιμέρους κόστος παραγωγής
<i>δ. τελικά προϊόντα</i>	90 ημέρες στο ετήσιο κόστος παραγωγής, μείον αποσβέσεις
3. Μετρητά στο ταμείο	10 ημέρες στο ετήσιο κόστος παραγωγής, μείον πρώτες ύλες, αποσβέσεις
4. Λογαριασμοί πληρωτέοι	30 ημέρες στο ετήσιο κόστος πρώτων υλών και άλλων εφοδίων
B. Κόστος παραγωγής (Ευρώ) Πρώτο έτος λειτουργίας	
Κόστος πρώτων υλών και εφοδίων	222.000
Κόστος ανθρώπινου δυναμικού	95.940
<i>Γενικά έξοδα</i>	306.265
<i>Αποσβέσεις (γραμμική μέθοδος 20 έτη)</i>	1.605.018
Συνολικό κόστος παραγωγής 1ου έτους λειτουργίας	2.229.223

Πίνακας 10.1.2.β Υπολογισμός Κεφαλαίου Κίνησης (1 ^ο έτος λειτουργίας)				
	Κόστος (Κ)	Αριθμός ημερών ελάχιστης κάλυψης (Χ)	Συντελεστής κύκλου εργασιών (Υ=360/Χ)	Ανάγκες πρώτου έτους (Α=Κ/Υ)
I. ΤΡΕΧΟΝ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ				
1. Λογαριασμοί εισπρακτέοι	624.205	45	8	78.026
2. Αποθέματα				
α. βοηθητικά υλικά	200.000	60	6	33.333
β. ανταλλακτικά	20.000	360	1	20.000
γ. τελικά προϊόντα	624.205	90	4	156.051
3. Μετρητά στο ταμείο	404.205	10	36	11.228
4. Τρέχον ενεργητικό				298.638
II. ΤΡΕΧΟΝ ΠΑΘΗΤΙΚΟ				
1. Λογαριασμοί πληρωτέοι	222.000	30	12	18.500
III. ΚΑΘΑΡΟ ΚΕΦΑΛΑΙΟ ΚΙΝΗΣΗΣ				280.138
IV. ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ				2.229.223
Μείον:				(222.000)
Πρώτες ύλες & άλλα εφόδια				
Αποσβέσεις				(1.605.018)
				402.205
V. ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΑ ΜΕΤΡΗΤΑ				11.228

10.1.3 Συνολικό Κόστος Επένδυσης

Το συνολικό κόστος επένδυσης ορίζεται ως το άθροισμα του πάγιου ενεργητικού και του καθαρού κεφαλαίου κίνησης. Με βάση τα παραπάνω, το συνολικό κόστος της επένδυσης παρουσιάζεται στον πίνακα που ακολουθεί:

Πίνακας 10.1.3 Εκτίμηση Συνολικού Κόστους Επένδυσης (ευρώ)	
Κόστος πάγιου ενεργητικού	16.050.180
Καθαρό κεφάλαιο κίνησης	271.165
ΣΥΝΟΛΟ	16.236.345

10.2 Χρηματοδότηση του Επενδυτικού Σχεδίου

Το παραπάνω συνολικό κόστος επένδυσης θα πρέπει να καλυφθεί από συγκεκριμένες πηγές χρηματοδότησης. Σημαντική παράμετρος για τη βιωσιμότητα και ανάπτυξη της νέας μονάδας είναι η υπαγωγή του επενδυτικού σχεδίου στον νόμο 2601/98 με:

- ✓ 40% ποσοστό δωρεάν επιχορήγησης επί της συνολικής δαπάνης της επένδυσης,
- ✓ 40% ποσοστό επιδοτήσεως των τόκων των μακροπρόθεσμων δανείων και
- ✓ 100% ποσοστό φορολογικής απαλλαγής επί της επιχορήγησης

για όλα τα έτη του επενδυτικού σχεδίου.

Άλλη πηγή χρηματοδότησης είναι οι μέτοχοι της επιχείρησης, οι οποίοι θα συνεισφέρουν στη χρηματοδότηση του επενδυτικού σχεδίου, με ένα ποσοστό της τάξεως του 40%, ενώ το υπόλοιπο απαιτούμενο κεφάλαιο, το οποίο θα αντληθεί από τραπεζικό δανεισμό, ανέρχεται στο 20% του συνολικού κόστους επένδυσης.

Σύμφωνα με τα παραπάνω οι πηγές χρηματοδότησης του επενδυτικού σχεδίου διαμορφώνονται σύμφωνα με το παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 10.2.α Πηγές Χρηματοδότησης	
Πηγή χρηματοδότησεως	ΚΟΣΤΟΣ (Ευρώ)
1. Κρατική επιχορήγηση	6.494.538
2. Μετοχικό κεφάλαιο	6.494.538
3 Τραπεζικός δανεισμός	3.247.269
ΣΥΝΟΛΟ	16.236.345

Το χρηματοδοτικό πρόγραμμα του επενδυτικού σχεδίου προβλέπει τραπεζικό δανεισμό ύψους 3.247.269 ευρώ. Οι τόκοι του δανείου υπολογίζονται με σταθερό ονομαστικό επιτόκιο 10%. Η υπαγωγή στον αναπτυξιακό νόμο προβλέπει 40% ποσοστό επιδοτήσεως των τόκων και έτσι το τελικό επιτόκιο που θα επωμιστεί η επιχείρηση ανέρχεται σε 6%. Η αποπληρωμή του δανείου προβλέπεται σε πέντε έτη με 1 έτος περίοδο χάριτος.

Για να υπολογισθούν οι ετήσιες υποχρεώσεις της επιχείρησης σχετικά με το συγκεκριμένο δάνειο, θα πρέπει να υπολογισθεί η σειρά των περιοδικών πληρωμών ίσων πόρων, τα οποία θα καταβάλλονται στο τέλος κάθε χρονικής περιόδου, δηλαδή, οι ισόποσες δόσεις του δανείου που θα καταβάλλονται στο τέλος κάθε ενός έτους της περιόδου αποπληρωμής των 5 ετών. Έτσι, θα χρησιμοποιηθεί ο εξής τύπος ανατοκισμού:

A = P(A/P, i%, N), όπου:

i = επιτόκιο δανείου, ίσο με 6%

N = αριθμός περιόδων τοκισμού, ίσος με 5 έτη

A = τιμή ράντας ή αλλιώς χρηματική πληρωμή (δόση) του δανείου, στο τέλος κάθε περιόδου, για την ομοιογενή σειρά πληρωμών των 5 ετών

P = παρούσα αξία χρήματος, ή αλλιώς, το ποσό του δανείου ίσο με 3.247.269 Ευρώ

P(A/P, i%, N) = Συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου, ίσος με: $\frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1}$

Άρα, η ετήσια δόση για την εξυπηρέτηση του δανείου θα είναι ίση με:

A = 771.000 €.

Ο υπολογισμός των ετήσιων τόκων και χρεολυσίων παρουσιάζονται στον πίνακα που ακολουθεί:

Πίνακας 10.2.β Εξυπηρέτηση Τραπεζικού Δανεισμού				
Έτος	Ετήσια Δόση (€)	Τόκος (€)	Χρεολύσιο (€)	Ανεξόφλητο Υπόλοιπο Κεφαλαίου (€)
	A	T = 6% × Y	X = A – T	Y = Κεφάλαιο – X
2010	Ένα Έτος Περίοδος Χάρητος			3.247.269
2011	771.000	194.836	576.139	2.671.130
2012	771.000	160.268	610.732	2.060.398
2013	771.000	123.624	647.376	1.413.022
2014	771.000	84.781	686.219	727.392
2015	771.000	43.608	727.392	0

10.3 Διαχρονική Εξέλιξη Συνολικού Κόστους Παραγωγής

Το συνολικό κόστος παραγωγής αποτελεί σημαντικότερη συνιστώσα του οικονομικού αποτελέσματος μίας επιχείρησης. Για το λόγο αυτό, θα πρέπει να ελέγχεται διαχρονικά το ύψος του, καθώς από αυτό εξαρτάται σε σημαντικό βαθμό η βιωσιμότητα και αποδοτικότητα του επενδυτικού σχεδίου. Ο υπολογισμός της διαχρονικής εξέλιξης του συνολικού κόστους παραγωγής θα στηριχθεί στον υπολογισμό του κόστους παραγωγής του πρώτου χρόνου και στις ετήσιες προβλέψεις κάθε συντελεστή παραγωγής, όπως αυτά αναλύθηκαν λεπτομερέστατα σε προηγούμενα κεφάλαια της μελέτης.

Με βάση, λοιπόν, τα στοιχεία αυτά, η διαχρονική εξέλιξη του συνολικού κόστους παραγωγής παρουσιάζεται στον πίνακα που ακολουθεί. Επίσης παρουσιάζεται η διαχρονική εξέλιξη των απαιτήσεων σε κεφάλαιο κίνησης. Η μεθοδολογία υπολογισμού του κεφαλαίου κίνησης είναι αυτή που παρουσιάστηκε στους πίνακες 10.1.2.α και 10.1.2.β.

Πίνακας 10.3.α Διαχρονική Εξέλιξη Συνολικού Κόστους Παραγωγής (1 ^ο μέρος)						
	ΠΙΝΑΚΑΣ	2011	2012	2013	2014	2015
I. ΠΡΩΤΕΣ ΥΛΕΣ	4.3.β	222.000	229.770	237.540	246.422	254.600
A. Βοηθητικά Υλικά		200.000	207.000	214.000	221.000	229.000
B. Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας		2.000	2.070	2.140	2.222	2.300
Γ. Ανταλλακτικά		20.000	20.700	21.400	22.200	22.300
II. ΑΝΘΡΩΠΙΝΟ ΔΥΝΑΜΙΚΟ	7.3.β	95.940	99.298	102.773	106.370	110.093
III. ΕΡΓΑΣΙΕΣ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ	5.8.β	2.000	2.300	2.600	2.900	3.200
IV. ΓΕΝΙΚΑ ΕΞΟΔΑ	6.5	306.265	316.984	328.078	339.560	351.445
V. ΧΡΗΜ/ΚΑ ΕΞΟΔΑ	10.2.β	194.836	160.268	123.624	84.781	43.608
VI. ΑΠΟΣΒΕΣΕΙΣ	10.1.2.α	1.605.018	1.605.018	1.605.018	1.605.018	1.605.018
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ		2.424.059	2.413.638	2.399.633	2.385.051	2.367.964

Πίνακας 10.3.β Διαχρονική Εξέλιξη Συνολικού Κόστους Παραγωγής (2 ^ο μέρος)					
	2011	2012	2013	2014	2015
I. ΤΡΕΧΟΝ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ					
A. ΛΟΓΑΡΙΑΣΜΟΙ ΕΙΣΠΡΑΚΤΕΟΙ	78.026	80.757	83.583	86.509	89.537
B. ΑΠΟΘΕΜΑΤΑ	209.384	216.712	224.297	232.148	240.273
Γ. ΜΕΤΡΗΤΑ ΣΤΟ ΤΑΜΕΙΟ	11.228	11.621	12.028	12.449	12.884
ΤΡΕΧΟΝ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ	298.638	309.090	319.908	331.105	362.694
II. ΤΡΕΧΟΝ ΠΑΘΗΤΙΚΟ					
A. Λογαριασμοί Πληρωτέοι	18.500	19.148	19.818	20.511	21.229
III. ΚΑΘΑΡΟ ΚΕΦΑΛΑΙΟ ΚΙΝΗΣΗΣ (I – II)	280.138	289.943	300.091	310.594	321.465
IV. ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	2.424.059	2.413.638	2.399.633	2.385.051	2.367.964
Μείον:					
Πρώτες ύλες & άλλα εφοδία	(222.000)	(229.770)	(237.540)	(246.422)	(254.600)
Αποσβέσεις & τόκοι	(1.605.018)	(1.605.018)	(1.605.018)	(1.605.018)	(1.605.018)
V. ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΑ ΜΕΤΡΗΤΑ	11.228	11.621	12.028	12.449	12.884

10.4 Προϋπολογιστικές Καταστάσεις

Οι προϋπολογιστικές καταστάσεις κρίνονται απαραίτητες για την ανάλυση της δομής της χρηματοδότησης του επενδυτικού σχεδίου και τον υπολογισμό του κόστους κεφαλαίου της επένδυσης. Οι λογιστικές καταστάσεις που παρουσιάζονται παρακάτω είναι οι εξής:

Κατάσταση αποτελεσμάτων χρήσεως

Είναι η λογιστική κατάσταση στην οποία συσχετίζονται περιληπτικά, με βάση τις γενικά παραδεκτές λογιστικές αρχές και την ισχύουσα νομοθεσία, οι προσδιοριστικοί παράγοντες του αποτελέσματος μίας λογιστικής περιόδου.

Εμφανίζει, δηλαδή, το λογιστικό αποτέλεσμα και τις επιμέρους συνιστώσες του, όπως τα έξοδα, τα έσοδα, τις μη λειτουργικές ζημιές και τα μη λειτουργικά κέρδη.

Πίνακας χρηματικών ροών

Ο πίνακας χρηματικών ροών παρουσιάζει με σαφήνεια τις πηγές και τις χρήσεις των κεφαλαίων. Συγκεκριμένα τις συνολικές ταμειακές εισροές και εκροές.

Ισολογισμός

Είναι η λογιστική κατάσταση που εμφανίζει συνοπτικά, με χρηματικές μονάδες και με βάση τις γενικά παραδεκτές λογιστικές αρχές, τα στοιχεία του ενεργητικού και τις πηγές προέλευσής τους, σε συγκεκριμένη χρονική στιγμή. Παρουσιάζει, δηλαδή, τα στοιχεία του ενεργητικού, του παθητικού και της καθαρής θέσεως, απεικονίζοντας με τον τρόπο αυτό, τη χρηματοοικονομική κατάσταση της λογιστικής μονάδας, σε ορισμένη χρονική στιγμή.

Οι προβλεπόμενες λογιστικές καταστάσεις για τα επόμενα έτη λειτουργίας της βιομηχανικής μονάδας παρουσιάζονται παρακάτω.

Πίνακας 10.4.α Προβλεπόμενες Καταστάσεις Αποτελεσμάτων Χρήσεως					
	2011	2012	2013	2014	2015
	1 ^η εταιρική χρήση	2 ^η εταιρική χρήση	3 ^η εταιρική χρήση	4 ^η εταιρική χρήση	5 ^η εταιρική χρήση
ΠΩΛΗΣΕΙΣ	3.063.197	3.153.600	3.258.720	3.363.840	3.468.960
Μείον:					
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	(2.424.059)	(2.413.638)	(2.399.633)	(2.385.051)	(2.367.964)
ΜΙΚΤΟ ΚΕΡΔΟΣ	833.974	739.962	859.087	978.789	1.100.996
Μείον:					
ΦΟΡΟΣ (35%)	(291.890,90)	(258.987)	(300.680)	(342.576)	(385.349)
ΚΑΘΑΡΟ ΚΕΡΔΟΣ	542.083	480.975	558.407	636.213	715.647

Πίνακας 10.4.β Προβλεπόμενοι Πίνακες Χρηματικών Ροών						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
A. ΧΡΗΜΑΤΙΚΕΣ ΕΙΣΡΟΕΣ	16.236.345	3.063.197	3.153.600	3.258.720	3.363.840	3.468.960
1. ΣΥΝΟΛΟ ΧΡΗΜΑΤΙΚΩΝ ΠΟΡΩΝ	993.370	0	0	0	0	0
2. ΕΣΟΔΑ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΕΙΣ	0	3.063.197	3.153.600	3.258.720	3.363.840	3.468.960
B. ΧΡΗΜΑΤΙΚΕΣ ΕΚΡΟΕΣ	16.050.180	2.424.059	2413638	2399633	2385051	2367964
1. ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΓΙΟΥ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟΥ	16.050.180					
2. ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	0	819.041	808.620	794.615	780.033	762.946
3. ΦΟΡΟΣ (35%)	0	291.890,90	258.987	300.680	342.576	385.349
4. ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΧΡΕΩΝ	0	771.000	771.000	771.000	771.000	771.000
Γ. ΠΛΕΟΝΑΣΜΑ	186.165	639.138	739.962	859.087	978.789	1.100.996
Δ. ΣΥΣΣΩΡΕΥΜΕΝΟ ΤΑΜΕΙΑΚΟ ΥΠΟΛΟΙΠΟ	186.165	825.303	1.565.265	2.424.352	3.403.141	4.504.137

Πίνακας 10.4.γ Προβλεπόμενοι Ισολογισμοί					
	2011	2012	2013	2014	2015
I. ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ					
A. ΠΑΓΙΟ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ					
1. Πάγιες επενδύσεις	16.050.180	14.445.162	12.840.144	11.235.126	9.630.108
Μείον:					
<i>Αποσβέσεις</i>	<i>(1.605.018)</i>	<i>(1.605.018)</i>	<i>(1.605.018)</i>	<i>(1.605.018)</i>	<i>(1.605.018)</i>
ΣΥΝΟΛΟ	14.445.162	12.840.144	11.235.126	9.630.108	8.025.090
B. ΚΥΚΛΟΦΟΡΟΥΝ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ					
1. Αποθέματα	209.384	216.712	224.297	232.148	240.273
2. Πελάτες	78.026	80.757	83.583	86.509	89.537
3. Διαθέσιμα	11.228	11.621	12.028	12.449	12.884
ΣΥΝΟΛΟ	298.638	309.090	319.908	331.106	342.694
Γ. ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΜΕΤΡΗΤΩΝ					
	11.228	11.621	12.028	12.449	12.884
ΣΥΝΟΛΟ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟΥ	14.755.028	13.160.855	11.567.062	9.973.663	8.380.668
II. ΠΑΘΗΤΙΚΟ					
A. ΒΡΑΧΥΠΡΟΘΕΣΜΕΣ ΥΠΟΧΡΕΩΣΕΙΣ					
1. Προμηθευτές	18.500	19.148	19.818	20.511	21.229
2. Υποχρεώσεις από φόρους	291.891	258.987	300.680	342.576	385.349
B. ΜΑΚΡΟΠΡΟΘΕΣΜΕΣ ΥΠΟΧΡΕΩΣΕΙΣ					
1. Τραπεζικό δάνειο	2.671.130	2.060.398	1.413.022	727.392	0
ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΘΗΤΙΚΟΥ	2.963.021	2.319.385	1.713.702	1.069.968	385.349
III. ΚΑΘΑΡΗ ΘΕΣΗ					
1. Μετοχικό κεφάλαιο	6.494.538	6.494.538	6.494.538	6.494.538	6.494.538
2. Κρατική επιχορήγηση	6.494.538	6.494.538	6.494.538	6.494.538	6.494.538
Μείον:					
Αναλογούσα Απόσβεση	<i>(649.454)</i>	<i>(649.454)</i>	<i>(649.454)</i>	<i>(649.454)</i>	<i>(649.454)</i>
3. Κέρδη εις νέον	-1.846.523	-2.797.060	-3.785.170	-4.734.835	-5.643.211
ΣΥΝΟΛΟ ΚΑΘΑΡΗΣ ΘΕΣΗΣ	11.792.007	10.841.470	9.853.360	8.903.695	7.995.319
ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΘΗΤΙΚΟΥ & ΚΑΘΑΡΗΣ ΘΕΣΗΣ	14.755.028	13.160.855	11.567.062	9.973.663	8.380.668

10.5 Ανάλυση Λογιστικών Καταστάσεων με Χρήση Αριθμοδεικτών

Η χρήση αριθμοδεικτών αποτελεί μία πολύ αποτελεσματική μέθοδο χρηματοοικονομικής ανάλυσης. Συμβάλλει σημαντικά στην ερμηνεία και αξιολόγηση των στοιχείων που περιλαμβάνουν οι λογιστικές καταστάσεις δίνοντας μια αρκετά σαφή εικόνα για σημαντικές παραμέτρους της επένδυσης, όπως για την αποδοτικότητα, τη ρευστότητα, τη δανειακή επιβάρυνση, το βαθμό παγιοποίησης της περιουσίας και τη χρηματοδότηση του ενεργητικού.

Στην συνέχεια της μελέτης παρουσιάζονται οι κυριότεροι αριθμοδείκτες και γίνεται κριτική διερεύνησής τους, προκειμένου να υπάρξει μία αναλυτική απεικόνιση της χρηματοοικονομικής κατάστασης του νέου Αιολικού Πάρκου.

∅ Δείκτες αποδοτικότητας

Δείκτης συνολικής αποδοτικότητας

Ο δείκτης συνολικής αποδοτικότητας μετρά την οικονομική απόδοση των περιουσιακών στοιχείων της επιχείρησης, την ικανότητα της δηλαδή να πραγματοποιεί κέρδη. Ο τύπος υπολογισμού είναι:

$$K_1 = (\text{ΜΙΚΤΟ ΚΕΡΔΟΣ} - \text{ΑΠΟΣΒΕΣΕΙΣ} + \text{ΤΟΚΟΙ}) \times 100 / \text{ΣΥΝΟΛΟ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟΥ}$$

Όσο πιο υψηλός είναι ο δείκτης αυτός, τόσο μικρότερη είναι η συμμετοχή των περιουσιακών στοιχείων της επιχείρησης στην πραγματοποίηση κερδών. Όπως φαίνεται στον πίνακα που ακολουθεί, οι τιμές του δείκτη για την υπό μελέτη επιχείρηση κρίνονται ικανοποιητικές.

Δείκτης μικτού περιθωρίου κέρδους

Ο δείκτης αυτός εκφράζει την ικανότητα κερδοφορίας της επιχείρησης. Υποδεικνύει κατά πόσο η επιχείρηση λειτουργεί αποτελεσματικά και αν η πολιτική τιμών είναι ορθή. Ο τύπος υπολογισμού είναι:

$$K_2 = (\text{ΜΙΚΤΟ ΚΕΡΔΟΣ} - \text{ΑΠΟΣΒΕΣΕΙΣ} + \text{ΤΟΚΟΙ}) \times 100 / \text{ΚΑΘΑΡΕΣ ΠΩΛΗΣΕΙΣ}$$

Όπως φαίνεται στον πίνακα που ακολουθεί οι τιμές του δείκτη για την υπό μελέτη επιχείρηση κρίνονται ικανοποιητικές.

Δείκτης συνολικής κυκλοφοριακής ταχύτητας

Εκφράζει το βαθμό χρησιμοποίησης του ενεργητικού της επιχείρησης, σε σχέση με τις πωλήσεις που πραγματοποιεί. Ο τύπος υπολογισμού είναι:

$$K_3 = \text{ΚΑΘΑΡΕΣ ΠΩΛΗΣΕΙΣ} / (\text{ΠΑΓΙΟ} + \text{ΚΥΚΛΟΦΟΡΟΥΝ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ})$$

Όσο μεγαλύτερος είναι ο δείκτης αυτός, τόσο μεγαλύτερη και αποτελεσματικότερη είναι η χρήση των στοιχείων του ενεργητικού.

Δείκτης κυκλοφοριακής ταχύτητας παγίου ενεργητικού

Εκφράζει το βαθμό χρησιμοποίησης του πάγιου ενεργητικού της επιχείρησης, σε σχέση με τις πωλήσεις που πραγματοποιεί. Ο τύπος υπολογισμού είναι:

$$K_4 = \text{ΚΑΘΑΡΕΣ ΠΩΛΗΣΕΙΣ} / \text{ΠΑΓΙΟ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ}$$

Δείκτης κυκλοφοριακής ταχύτητας κυκλοφορούντος ενεργητικού

Εκφράζει το βαθμό χρησιμοποίησης του κυκλοφορούντος ενεργητικού της επιχείρησης σε σχέση με τις πωλήσεις που πραγματοποιεί. Ο τύπος υπολογισμού είναι:

$$K_5 = \text{ΚΑΘΑΡΕΣ ΠΩΛΗΣΕΙΣ} / \text{ΚΥΚΛΟΦΟΡΟΥΝ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ}$$

Δείκτης αποδοτικότητας ιδίων κεφαλαίων

Εκφράζει την αποτελεσματικότητα της χρήσεως των ιδίων κεφαλαίων της επιχείρησης. Όσο πιο μεγάλος είναι ο δείκτης αυτός, τόσο πιο ικανοποιητική είναι η οικονομική απόδοση της χρήσεως των ιδίων κεφαλαίων.

$$K_6 = (\text{ΜΙΚΤΟ ΚΕΡΔΟΣ} \times 100) / \text{ΙΔΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ}$$

Ø Δείκτες ρευστότητας

Δείκτης τρέχουσας ρευστότητας

Παρουσιάζει τη δυνατότητα ρευστότητας της επιχείρησης και, συνεπώς, τη δυνατότητα αντιμετώπισης μίας απρόβλεπτης μεταβολής στη ροή των κεφαλαίων κίνησης.

$$K_7 = \text{ΚΥΚΛΟΦΟΡΟΥΝ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ} / \text{ΒΡΑΧΥΠΡΟΘΕΣΜΕΣ ΥΠΟΧΡΕΩΣΕΙΣ}$$

Δείκτης άμεσης ρευστότητας

Ο δείκτης αυτός περιλαμβάνει μόνον τα στοιχεία του ενεργητικού, που μπορούν να ρευστοποιηθούν άμεσα. Μία τιμή του δείκτη κοντά στην μονάδα υποδεικνύει ότι υπάρχει έλλειψη υπεραποθεματοποίησης.

$$K_8 = (\text{ΚΥΚΛΟΦΟΡΟΥΝ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ} - \text{ΑΠΟΘΕΜΑΤΑ}) / \text{ΒΡΑΧΥΠΡΟΘΕΣΜΕΣ ΥΠΟΧΡΕΩΣΕΙΣ}$$

Ø Δείκτες δανειακής επιβάρυνσης

Δείκτης ξένων προς ίδια κεφάλαια

Ο δείκτης αυτός παρουσιάζει το ποσοστό των ξένων κεφαλαίων που καλύπτονται από ίδια κεφάλαια. Τιμές μικρότερες της μονάδας υποδεικνύουν χαμηλή δανειοδότηση και, συνεπώς, χαμηλό χρηματοπιστωτικό κίνδυνο.

$$K_9 = \text{ΞΕΝΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ} / \text{ΙΔΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ}$$

Δείκτης μακροπρόθεσμων δανείων προς απασχοληθέντα κεφάλαια

Ο δείκτης αυτός παρουσιάζει το ποσοστό των μακροπρόθεσμων δανείων που καλύπτονται από κεφάλαια μεγάλης διάρκειας. Μικρές τιμές υποδεικνύουν χαμηλή δανειοδότηση και, συνεπώς, χαμηλό χρηματοπιστωτικό κίνδυνο.

$$K_{10} = \text{ΞΕΝΑ ΜΑΚΡΟΠΡΟΘΕΣΜΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ} / \text{ΑΠΑΣΧΟΛΗΘΕΝΤΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ}$$

Ø Δείκτης βαθμού παγιοποίησης περιουσίας

Ο συγκεκριμένος δείκτης υποδεικνύει κατά πόσο η επιχείρηση είναι εντάσεως κεφαλαίου ή εντάσεως εργασίας. Εάν η τιμή του δείκτη είναι μεγαλύτερη ή ίση της μονάδας τότε η επιχείρηση χαρακτηρίζεται ως επιχείρηση εντάσεως κεφαλαίου, ενώ εάν η τιμή του δείκτη είναι μικρότερη της μονάδας τότε η επιχείρηση χαρακτηρίζεται ως επιχείρηση εντάσεως εργασίας. Ο βαθμός παγιοποίησης μίας επιχείρησης επηρεάζει τόσο τις συνθήκες χρηματοδότησης της όσο και τις συνθήκες εκμετάλλευσής της. Η υπό μελέτη νέα μονάδα χαρακτηρίζεται ως εντάσεως κεφαλαίου.

$$K_{11} = \text{ΠΑΓΙΟ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ} / \text{ΚΥΚΛΟΦΟΡΟΥΝ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ}$$

Ø Δείκτες χρηματοδότησης ενεργητικού

Δείκτης 1ης αρχής χρηματοδότησης

Η αξία των παγίων και λοιπών μεγάλης διάρκειας περιουσιακών στοιχείων της επιχείρησης πρέπει να καλύπτεται, αντίστοιχα, από κεφάλαια μεγάλης διάρκειας. Σε αντίθετη περίπτωση μπορεί να υπάρξουν σοβαροί κίνδυνοι χρηματοδότησης. Έτσι, λοιπόν, θα πρέπει το πηλίκο απασχοληθέντα κεφάλαια προς πάγιο ενεργητικό να είναι μεγαλύτερο ή ίσο της μονάδας, κάτι που φαίνεται να ισχύει για την υπό μελέτη επιχείρηση.

$$K_{12} = \text{ΑΠΑΣΧΟΛΗΘΕΝΤΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ} / \text{ΠΑΓΙΟ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ}$$

Δείκτης 2ης αρχής χρηματοδότησης

Σύμφωνα με τη δεύτερη αρχή χρηματοδότησης, η επιχείρηση θα πρέπει να διαθέτει ίδια κεφάλαια που να καλύπτουν, τουλάχιστον, την αξία των παγίων και λοιπών μεγάλης διάρκειας στοιχείων του ενεργητικού. Έτσι, λοιπόν, θα πρέπει ο λόγος των ιδίων κεφαλαίων προς το πάγιο ενεργητικό να είναι μεγαλύτερος ή τουλάχιστον ίσος με τη μονάδα, κάτι που φαίνεται να ισχύει για την υπό μελέτη μονάδα, κατά το 4^ο και 5^ο έτος λειτουργίας της.

$$K_{13} = \text{ΙΔΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ} / \text{ΠΑΓΙΟ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ}$$

Δείκτης 3ης αρχής χρηματοδότησης

Σύμφωνα με την τρίτη αρχή χρηματοδότησης, θα πρέπει μέρος του κυκλοφορούντος ενεργητικού να χρηματοδοτείται από κεφάλαια μεγάλης διάρκειας. Θα πρέπει, λοιπόν, ο λόγος του καθαρού κεφαλαίου κίνησης προς το κυκλοφορούν ενεργητικό να είναι μεγαλύτερος του μηδενός.

$$K_{14} = \text{ΚΑΘΑΡΟ ΚΕΦΑΛΑΙΟ ΚΙΝΗΣΗΣ} / \text{ΚΥΚΛΟΦΟΡΟΥΝ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ}$$

Στη συνέχεια παρατίθεται συγκεντρωτικός πίνακας με όλους τους δείκτες για την υπό μελέτη επιχείρηση.

Πίνακας 10.5 Προβλεπόμενοι Αριθμοδείκτες					
	2011	2012	2013	2014	2015
ΔΕΙΚΤΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ	-3,91	-5,36	-5,38	-5,43	-5,49
ΔΕΙΚΤΗΣ ΜΕΙΚΤΟΥ ΠΕΡΙΘΩΡΙΟΥ ΚΕΡΔΟΥΣ	0,21	-22,35	-19,10	-16,10	-13,27
ΔΕΙΚΤΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΚΥΚΛΟΦ.ΤΑΧΥΤΗΤΑΣ	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
ΔΕΙΚΤΗΣ ΚΥΚΛΟΦΟΡΙΑΚΗΣ ΤΑΧΥΤΗΤΑΣ ΠΑΓΙΟΥ	0,21	0,25	0,29	0,35	0,43
ΔΕΙΚΤΗΣ ΚΥΚΛΟΦΟΡΙΑΚΗΣ ΤΑΧΥΤΗΤΑΣ ΚΥΚΛΟΦΟΡΟΥΝΤΟΣ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟΥ	10,26	5,15	5,14	7,38	5,11
ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ ΙΔΙΩΝ ΚΕΦΑΛΑΙΩΝ	12,84	11,39	13,23	15,07	16,95
ΔΕΙΚΤΗΣ ΤΡΕΧΟΥΣΑΣ ΡΕΥΣΤΟΤΗΤΑΣ	0,96	1,11	1,00	0,91	0,84
ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΜΕΣΗΣ ΡΕΥΣΤΟΤΗΤΑΣ	0,29	0,33	0,30	0,27	0,25
ΔΕΙΚΤΗΣ ΞΕΝΩΝ ΠΡΟΣ ΙΔΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ	0,41	0,32	0,22	0,11	0,00
ΔΕΙΚΤΗΣ ΜΑΚΡΟΠΡΟΘΕΣΜΩΝ ΠΡΟΣ ΑΠΑΣΧΟΛΗΘΕΝΤΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ	0,20	0,15	0,07	0,03	0,01
ΔΕΙΚΤΗΣ ΒΑΘΜΟΥ ΠΑΓΙΟΠΟΙΗΣΗΣ ΠΕΡΙΟΥΣΙΑΣ	48,37	41,54	35,12	29,08	23,42
ΔΕΙΚΤΗΣ 1^{ης} ΑΡΧΗΣ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ	0,63	0,67	0,65	0,64	0,65
ΔΕΙΚΤΗΣ 2^{ης} ΑΡΧΗΣ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ	0,45	0,51	0,58	0,67	0,81
ΔΕΙΚΤΗΣ 3^{ης} ΑΡΧΗΣ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94

10.6 Χρηματοοικονομική Αξιολόγηση Επένδυσης

10.6.1 Μέθοδος Επανείσπραξης του Κόστους Επένδυσης

Με τη μέθοδο αυτή, που είναι η πιο απλή από εκείνες που χρησιμοποιούνται συνήθως, λαμβάνεται ως κριτήριο ο χρόνος που απαιτείται για να επανεισπραχθούν οι αρχικές ταμειακές εκροές που θα προκληθούν από την ανάληψη της συγκεκριμένης επένδυσης. Ως μέθοδος είναι πολύ απλή και δείχνει το χρονικό διάστημα που τα χρήματα της επένδυσης βρίσκονται σε κίνδυνο. Το κυριότερο μειονέκτημα της είναι ότι αγνοούνται οι ταμειακές ροές μετά από τον χρόνο επανείσπραξης της επένδυσης. Έτσι, λοιπόν, θα πρέπει να προσδιοριστούν οι ταμειακές εισροές αλλά και εκροές. Στον πίνακα που ακολουθεί υπολογίζονται οι καθαρές ταμειακές ροές (ΚΤΡ) του επενδυτικού σχεδίου. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι:

$$\text{ΚΕΡΔΗ ΠΡΟ ΦΟΡΩΝ} = \text{ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΑ ΚΕΡΔΗ} - \text{ΑΠΟΣΒΕΣΕΙΣ}$$

και

$$\text{ΚΤΡ} = (1 - \text{ΦΟΡΟΛ. ΣΥΝΤΕΛ.}) \times \text{ΚΕΡΔΗ ΠΡΟ ΦΟΡΩΝ} + \text{ΑΠΟΣΒΕΣΕΙΣ}$$

Πίνακας 10.6.1 Υπολογισμός Παρούσας Αξίας					
	2011	2012	2013	2014	2015
I. ΕΣΟΔΑ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΕΙΣ	3.063.197	3.153.600	3.258.720	3.363.840	3.468.960
II. ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ	2.424.059	2.413.638	2.399.633	2.385.051	2.367.964
1. ΚΕΡΔΗ ΠΡΟ ΦΟΡΩΝ	833.974	739.962	859.087	978.789	1.100.996
2. ΦΟΡΟΣ (35%)	291.890,90	258.987	300.680	342.576	385.349
3. ΚΑΘΑΡΑ ΚΕΡΔΗ (I-II)	542.083	480.975	558.407	636.213	715.647
4. ΑΠΟΣΒΕΣΕΙΣ	1.605.018	1.605.018	1.605.018	1.605.018	1.605.018
5. ΚΑΘΑΡΗ ΤΑΜΕΙΑΚΗ ΡΟΗ (3+4)	2.147.101	2.085.993	2.163.425	2.241.231	2.320.665
6. ΑΘΡΟΙΣΤΙΚΗ ΚΤΡ	2.147.101	4.233.094	6.396.519	8.637.750	10.958.415

10.6.2 Μέθοδος Απλού Συντελεστή Απόδοσης Κεφαλαίου

Στη μέθοδο αυτή χρησιμοποιείται το πηλίκο του ετήσιου εισοδήματος, που προσδιορίζεται λογιστικώς, προς το ύψος της αρχικής δαπάνης για την επένδυση. Η μέθοδος του συντελεστή απόδοσης έχει ως κύριο μειονέκτημα το ότι βασίζεται στην έννοια του εισοδήματος, και όχι στην έννοια των ταμειακών εισροών και εκροών που αντανακλούν το κόστος ευκαιρίας της επενδύσεως. Ένα άλλο μειονέκτημα είναι ότι αγνοείται η διάσταση «χρόνος». Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται οι τιμές των εξής συντελεστών απόδοσης.

Συντελεστής απόδοσης επί του συνολικού κεφαλαίου

$$K_{\alpha} = (\text{ΚΑΘΑΡΑ ΚΕΡΔΗ} \times 100) / \text{ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΕΦΑΛΑΙΟ}$$

Συντελεστής απόδοσης επί του μετοχικού κεφαλαίου

$$K_{\beta} = (\text{ΚΑΘΑΡΑ ΚΕΡΔΗ} \times 100) / \text{ΜΕΤΟΧΙΚΟ ΚΕΦΑΛΑΙΟ}$$

Πίνακας 10.6.2 Συντελεστές Απόδοσης Κεφαλαίου					
	2011	2012	2013	2014	2015
K_{α}	3,46%	3,2%	3,88%	4,64%	5,51%
K_{β}	8,35%	7,41%	8,6%	9,8%	11,02%

Παρατηρείται ότι, ο συντελεστής απόδοσης είναι ικανοποιητικός, τόσο για το συνολικό κεφάλαιο επένδυσης, όσο και για τα ίδια κεφάλαια. Εν τούτοις, μεγαλύτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει ο ρυθμός απόδοσης επί του μετοχικού κεφαλαίου, διότι στο συνολικό κεφάλαιο συμμετέχουν, κατά ένα μεγάλο ποσοστό, τα κεφάλαια της κρατικής επιδοτήσεως, τα οποία δεν πρέπει να λαμβάνονται υπ' όψη κατά την αξιολόγηση του συγκεκριμένου συντελεστή.

10.6.3 Μέθοδος Καθαρής Παρούσας Αξίας & Μέθοδος Εσωτερικού Συντελεστή Απόδοσης

Οι μέθοδοι, που στηρίζονται στην προεξόφληση των μελλοντικών καθαρών ταμειακών ροών, είναι περισσότερο αντικειμενικές, όσον αφορά στην αξιολόγηση και την επιλογή των επενδυτικών σχεδίων, από τις προαναφερθείσες δύο μεθόδους, οι οποίες παρουσιάζουν σημαντικά μειονεκτήματα. Με τη μέθοδο της ΚΠΑ, όλες οι καθαρές ταμειακές ροές προεξοφλούνται στο παρόν, δηλαδή στο χρόνο μηδέν, με συντελεστή απόδοσης την ελάχιστη αποδεκτή απόδοση (μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου).

Ο τύπος υπολογισμού της Καθαρής Παρούσας Αξίας είναι

$$ΚΠΑ = \sum_{r=1}^v \left[\frac{ΚΤΡ_r}{(1+k)^r} \right] - ΚΕ$$

όπου,

ΚΠΑ = Καθαρή Παρούσα Αξία

t ΚΤΡ = καθαρή ταμειακή ροή στη περίοδο τ

ΚΕ = Κόστος Επένδυσης

κ = μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου

v = αριθμός περιόδων

Για την, υπό μελέτη, περίπτωση άνισων μελλοντικών ετήσιων καθαρών ταμειακών ροών, η εξίσωση της καθαρής παρούσας αξίας μπορεί να διατυπωθεί με την εξής μορφή:

$$ΚΠΑ = \sum_{r=1}^v [ΚΤΡ \tau(\Sigma ΠΑ κ, v)] - ΚΕ$$

Ο συντελεστής ΣΠΑ κ,v αντιπροσωπεύει το συντελεστή παρούσας αξίας, ο οποίος δίνεται, για λόγους ευχέρειας, από ειδικούς πίνακες και ισούται με:

$$\Sigma ΠΑ κ, v = \left[\frac{1}{(1+\kappa)^v} \right]$$

Όταν η καθαρή παρούσα αξία (το άθροισμα των παρούσων αξιών όλων των καθαρών ταμειακών ροών μείον το κόστος επένδυσης) είναι τουλάχιστον ίση με, ή, μεγαλύτερη από, το μηδέν, η πρόταση της επένδυσης θα πρέπει να γίνει αποδεκτή. Βάσει, λοιπόν, αυτών, καθώς και των ετήσιων ΚΤΡ της επιχείρησης, που προέκυψαν προηγουμένως, λαμβάνεται ο παρακάτω πίνακας, όπου χρησιμοποιείται το κατάλληλο, σύμφωνα με τις προβλεπόμενες τραπεζικές συνθήκες, κόστος κεφαλαίου (16%).

Πίνακας 10.6.3 Υπολογισμός Παρούσας Αξίας					
Έτος	ΚΤΡ	ΣΠΑ(16%)	ΣΠΑ(20%)	ΠΑ ₁	ΠΑ ₂
2011	2.147.101	0,86	0,83	1.846.506,86	1.782.093,83
2012	2.085.993	0,74	0,69	1.543.634,82	1.439.335,17
2013	2.163.425	0,64	0,58	1.384.592	1.254.786,5
2014	2.241.231	0,55	0,48	1.232.677,05	1.075.790,88
2015	2.320.665	0,48	0,4	1.113.919,2	928.266
				7.121.329,93	6.480.272,38

Για $IRR_1 = 16\% \rightarrow KPA_1 = 7.121.329,93 - 16.236.345 < 0$ και $AKPA = 9.115.015$

Για $IRR_2 = 20\% \rightarrow KPA_2 = 6.480.272 - 16.236.345 < 0$ και $AKPA = 9.756.073$

Επομένως,

$$KPA_1 = \Sigma.P.A. - KE \rightarrow KPA_1 = 7.121.329,93 - 12.670.000 = -5.548.670,07$$

Έτσι, προκύπτει ότι το υπό μελέτη επενδυτικό πρόγραμμα δεν είναι ιδιαίτερα ελκυστικό και θα πρέπει να γίνει αποδεκτό, εφ' όσον η καθαρή παρούσα αξία είναι αρνητική και, συνεπώς, η αποδοτικότητα των ταμειακών ροών της επιχείρησης εμφανίζεται χαμηλότερη από την ελάχιστη αποδεκτή απόδοση (16%).

Ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης (ΕΣΑ) συνιστά το επιτόκιο, στο οποίο μηδενίζεται η καθαρή παρούσα αξία ή αλλιώς το επιτόκιο στο οποίο η παρούσα αξία των ταμειακών εισροών είναι ίση προς την παρούσα αξία των ταμειακών εκροών. Με άλλα λόγια, πρόκειται για το επιτόκιο για το οποίο η συνολική παρούσα αξία των καθαρών εισπράξεων από το επενδυτικό σχέδιο είναι ίση με την παρούσα αξία της επένδυσης, οπότε η ΚΠΑ είναι ίση με το μηδέν. Μαθηματικά αυτό εκφράζεται ως εξής:

$$KPA = \sum_{r=1}^v [KTP_r(\Sigma PA_{k,v})] - KE = 0$$

Προκειμένου να υπολογιστεί ο ΕΣΑ εφαρμόζεται η εξής διαδικασία:

- Υπολογίζονται οι σχετικές ετήσιες καθαρές ταμειακές ροές.
- Γίνεται προεξόφληση αυτών των ΚΤΡ στο παρόν, όχι μόνο με το προαναφερθέν επιτόκιο της αγοράς κεφαλαίων (16%), αλλά με διαφορετικά επιτόκια (εδώ 20%).
- Όταν η χρήση του χαμηλού επιτοκίου (IRR_1) δώσει θετική ΚΠΑ εφαρμόζεται υψηλότερο επιτόκιο προεξόφλησης. Εάν με αυτό (IRR_2) η ΚΠΑ γίνει αρνητική, ο ικανοποιητικά πιο ακριβής εσωτερικός συντελεστής απόδοσης (IRR) βρίσκεται ανάμεσα στα δύο επιτόκια και υπολογίζεται χρησιμοποιώντας τον παρακάτω τύπο παρεμβολής:

$$IRR = IRR_1 + \frac{\Theta KPA(IRR_2 - IRR_1)}{\Theta KPA + AKPA}$$

Όπου:

ΘΚΠΑ: Η θετική ΚΠΑ (στο χαμηλότερο επιτόκιο προεξόφλησης) και

ΑΚΠΑ: Η αρνητική ΚΠΑ (στο υψηλότερο επιτόκιο προεξόφλησης).

Με βάση των παραπάνω τύπο, αλλά και με τη χρήση του «excel» βρέθηκε ότι, δεν υπάρχει ελκυστικό επιτόκιο, που θα μπορούσε να καλύπτει ο επενδυτής, δίχως την ύπαρξη κινδύνου απώλειας των επενδυμένων κεφαλαίων στο παρόν πρόγραμμα, ακόμη κι αν υποτεθεί ότι όλα τα κεφάλαια ήταν ίδια και όχι ξένα.

10.7 Χρηματοοικονομική Αξιολόγηση σε Συνθήκες Αβεβαιότητας

Με την πάροδο του χρόνου το περιβάλλον των επιχειρήσεων μεταβάλλεται σημαντικά και με ταχείς ρυθμούς. Παράγοντες, όπως η εξέλιξη της τεχνολογίας, η αλλαγή των προτιμήσεων του καταναλωτικού κοινού, η πολιτική αστάθεια κ.α. συμβάλλουν στη δυναμικότητα του περιβάλλοντος των σύγχρονων επιχειρήσεων. Η έλλειψη πληροφοριών σχετικά με τις μεταβλητές που υπεισέρχονται στη διαδικασία λήψεως αποφάσεων είναι γνωστή ως αβεβαιότητα. Βάσει αυτών, είναι λογικό ότι όλα τα επενδυτικά σχέδια θα περικλείουν ένα είδος κινδύνου (ρίσκου) και θα πρέπει να αναμένεται κάποια διαφοροποίηση στο κόστος, τα οφέλη και τις αποδόσεις τους, λόγω της σχετικής αυτής αβεβαιότητας. Στα πλαίσια αυτά, η ανάλυση της ευαισθησίας αποτελεί το βασικότερο εργαλείο για τον εντοπισμό των προαναφερθεισών κρίσιμων μεταβλητών και της εκτάσεως με την οποία θα μπορούσαν να επηρεάσουν τη χρηματοοικονομική εφικτότητα του σχεδίου, ενώ η ανάλυση του «νεκρού» σημείου συνιστά εργαλείο για την αντιμετώπιση της εν γένει αβεβαιότητας.

10.7.1 Ανάλυση «Νεκρού Σημείου»

Το «Νεκρό Σημείο» (Break - Even Point) είναι εκείνο το σημείο όπου οι εισπράξεις από τις πωλήσεις είναι ίσες με το κόστος παραγωγής.

$$\text{Συνολικές Πωλήσεις (TR)} = \text{Συνολικό Κόστος Παραγωγής (TC)}$$

$$\text{Όγκος Πωλήσεων (Q)} \times \text{Τιμή Μονάδας (P)} = \text{Σταθερό Κόστος (TFC)} + \text{Μέσο} \\ \text{Μεταβλητό Κόστος (AVC)} \times \text{Όγκος Πωλήσεων (Q)}$$

Έτσι, λοιπόν, ο όγκος των πωλήσεων Q στο νεκρό σημείο είναι ίσος με:

$$Q = TFC = P - AVC$$

Όπου P είναι η μέση σταθμική τιμή των προϊόντων, που η νέα μονάδα πρόκειται να παράγει. Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζονται οι εκτιμήσεις για τα σταθερά και μεταβλητά κόστη της νέας μονάδας για το πρώτο έτος λειτουργίας.

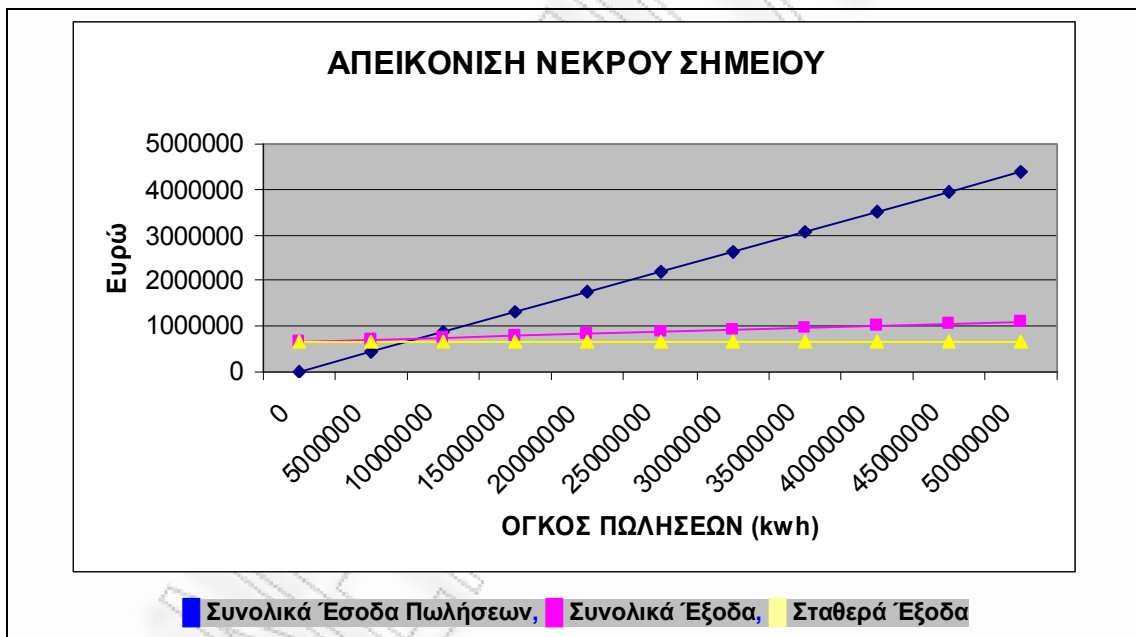
Έτσι, λοιπόν, το νεκρό σημείο του όγκου των πωλήσεων θα είναι:

$$Q = 2.156.463 \div (0,08742 - 0,0033) = 25.635.556 \text{ kWh/έτος.}$$

Ενώ «Νεκρό Σημείο» των εσόδων θα είναι:

$$TR = 25.635.556 \times 0,08742 = 29.324.590 \text{ ευρώ.}$$

Το «Νεκρό Σημείο» απεικονίζεται στο παρακάτω διάγραμμα:



Διάγραμμα 10.7.1 Απεικόνιση «Νεκρού Σημείου»

Ο καταμερισμός των μεταβλητών και των σταθερών εξόδων της επιχείρησης (όγκος παραγωγής: 35.040.000 kWh και τιμή μονάδας: 0,08742 €), κατά τη διάρκεια του πρώτου έτους λειτουργίας της (2011), παρουσιάζεται στον πίνακα που ακολουθεί:

Πίνακας 10.7.1 Καταμερισμός Μεταβλητών και Σταθερών Εξόδων (2011)

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΣΤΑΘΕΡΑ ΕΞΟΔΑ	ΜΕΤΑΒΛ. ΕΞΟΔΑ	ΜΕΤΑΒΛ. ΕΞΟΔΑ / ΜΟΝΑΔΑ (kwh)
Κόστος πρώτων υλών και εφοδίων		220.220	0,00628
Γενικά έξοδα	306.265		
Κόστος ανθρώπινου δυναμικού	245.180	95.940	0,0027
Χρηματοοικονομικά έξοδα	Περίοδος Χάριτος		
Αποσβέσεις	1.605.018		
Σύνολο	2.156.463	316.160	0,0090

10.7.2 Ανάλυση Ευαισθησίας

Η ανάλυση ευαισθησίας δίνει τη δυνατότητα εντοπισμού των διαφόρων κρίσιμων μεταβλητών, οι οποίες προσθέτουν στοιχεία κινδύνου στην επένδυση και της εκτάσεως με την οποία θα μπορούσαν αυτές να επηρεάσουν τη χρηματοοικονομική εφικτότητα του παρόντος σχεδίου. Πιο αναλυτικά, βάσει της παρακάτω σχέσης, θα ισχύει:

$$BEP = \frac{\sigma}{\varepsilon - \mu}$$

Όπου:

ε = τα έσοδα από τις πωλήσεις, σε πλήρη δυναμικότητα

μ = τα συνολικά μεταβλητά έξοδα

σ = τα συνολικά σταθερά έξοδα

Αντικαθιστώντας τις αντίστοιχες τιμές για κάθε μέγεθος, για το πρώτο έτος λειτουργίας (2011) της επιχείρησης, έχουμε:

$$BEP = \frac{\sigma}{\varepsilon - \mu} = 2.156.463 / (3.063.197 - 316.160) = 0,78 \text{ ή } 78\%$$

Επομένως, η μονάδα θα πρέπει να ξεπεράσει το όριο του 78% της παραγωγικής της δυναμικότητας, δηλαδή να παράξει τουλάχιστον: $35.040.000 \times 0,78 = 27.331.200$ kWh/έτος και τα έσοδα των πωλήσεων, τότε θα είναι: $27.331.200 \times 0,08742 = 2.389.293$ €.

Το παρόν επενδυτικό σχέδιο έχει τη δυνατότητα να μειώνει την τιμή πώλησης των προϊόντων του μέχρι ένα ελάχιστο αποδεκτό σημείο, στο οποίο θα παραμείνει εφικτή η διάθεση των 35.040.000 kWh/έτος. Έτσι, εάν τα υπόλοιπα δεδομένα παραείνουν ως έχουν, η ελάχιστη αποδεκτή (μη καταστροφική) τιμή πώλησης θα βρεθεί με βάση την παρακάτω σχέση:

$$\begin{aligned} (\text{Όγκος Πωλήσεων}) \times (\text{Τιμή}) &= (\text{Σταθερά Έξοδα}) + (\text{Συνολικά Μεταβλητά Έξοδα}) \Rightarrow \\ \Rightarrow 35.040.000 \times (\text{Τιμή}) &= 2.156.463 + 316.160 \end{aligned}$$

$$\mathbf{\text{Άρα, (Τιμή)} = 2.472.623 \div 35.040.000 = 0,07056 \text{ Ευρώ.}}$$

Η συγκεκριμένη τιμή αποτελεί την τιμή του «Νεκρού Σημείου» και απεικονίζει το έσχατο όριο για την αντιμετώπιση του ανταγωνισμού. Από τη στιγμή που το επενδυτικό σχέδιο δεν κατορθώσει να την επιτύχει θα παρουσιάσει ζημιά.

Εξ' αιτίας του ότι τα συνολικά έσοδα της επιχείρησης αυξάνονται ανά έτος με βάση τον προβλεπόμενο μέσο πληθωρισμό για τα προσεχή έτη (3%), τα ΒΕΡ των υπολοίπων εξεταζόμενων ετών θα κυμαίνονται, κατά προσέγγιση στα ίδια επίπεδα και κοντά στο 78-79% (όπως υπολογίστηκε για το πρώτο έτος λειτουργίας). Αυτό συνιστά ασφαλές κριτήριο για τη σταθερότητα της επένδυσης και σε συνδυασμό, με τη χαμηλή ελάχιστη αποδεκτή τιμή των πωλήσεων στο «Νεκρό Σημείο» πιστοποιεί την έλλειψη αξίας μνείας ευαισθησίας της προτεινόμενης επένδυσης.

10.8 Συνολική Αξιολόγηση Επένδυσης

Σύμφωνα με τα επιμέρους στοιχεία κόστους το συνολικό κόστος της επένδυσης θα κυμανθεί στα 16.236.345 ευρώ, από τα οποία τα 15.965.180 ευρώ αναφέρονται σε επενδύσεις πάγιου ενεργητικού, ενώ 271.165 ευρώ είναι το απαιτούμενο κεφάλαιο κίνησης. Η κατάρτιση προϋπολογιστικών καταστάσεων και η ανάλυσή τους, με

χρήση κατάλληλων αριθμοδεικτών καταδεικνύουν ικανοποιητικά αποτελέσματα, όσον αφορά στην αποδοτικότητα, ρευστότητα και δανειακή επιβάρυνση της επιχείρησης.

Όσον αφορά στην χρηματοοικονομική αξιολόγηση της επένδυσης, αυτή κρίνεται ικανοποιητική.

Ο συντελεστής απόδοσης κεφαλαίου κυμαίνεται από 3,5% έως 5,5%, κατά τα εξεταζόμενα έτη λειτουργίας της μονάδας. Σύμφωνα με τη μέθοδο του εσωτερικού βαθμού απόδοσης, με ελάχιστο αποδεκτό επιτόκιο $K=16\%$, η επένδυση δεν κρίνεται αποδεκτή για τα χρόνια που εξετάζονται.

Σημαντική συνιστώσα στην αξιολόγηση της επένδυσης αποτελεί, επίσης, η συνεισφορά της στην οικονομική και κοινωνική ευημερία, τόσο της συγκεκριμένης περιοχής, στην οποία προτίθεται να εγκατασταθεί η νέα μονάδα, όσο και ολόκληρης της χώρας, γενικότερα. Η ανάγκη για νέες επενδύσεις και η δημιουργία νέων θέσεων εργασίας, σε ολόκληρη την περιφέρεια της χώρας είναι έντονη και το παρόν επενδυτικό σχέδιο συμβάλλει ουσιαστικά προς την κατεύθυνση αυτή.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- Σ. Καρβούνης, «Οικονομοτεχνικές Μελέτες, Μεθοδολογία – Τεχνικές – Θεωρία», “Εκδόσεις Σταμούλη”, Αθήνα, 2000.
- Γ. Ασημακόπουλος, «Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Ν. 2742/1999) – Α’ Φάση: Υποστηρικτική Μελέτη», “ΕΚΟΤΕΧΝΙΚΑ”, Αθήνα, 2007.
- Ε. Καπανταϊδάκη, Θ. Τσούτσος, «Ανάλυση Κύκλου Ζωής Αιολικών Συστημάτων στο Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτροπαραγωγής», Τμήμα Μηχανικών Περιβάλλοντος, Πολυτεχνείο Κρήτης.
- Ν. Μαμάσης, «Αρχές Οικολογίας και Περιβαλλοντικής Χημείας – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας», Τομέας Υδατικών Πόρων, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2008.
- Ε. Μπινόπουλος, Π. Χαβιαρόπουλος, «Περιβαλλοντικές Επιπτώσεις των Αιολικών Πάρκων: Μύθος και Πραγματικότητα», Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας.
- Υπουργείο Ανάπτυξης, Γενική Διεύθυνση Ενέργειας, Διεύθυνση Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας, «4^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διείσδυσης της Ανανεώσιμης Ενέργειας το έτος 2010», Αθήνα, 2007.
- Υπουργείο Ανάπτυξης, «Απολογισμός 2004-2008».
- Δρ. Ν. Βασιλάκος, «Μια Σημαντική Συμβολή για τη Βιώσιμη Ανάπτυξη και Απασχόληση στη Χώρα μας».
- Εφημερίδα της Κυβερνήσεως 129 (27/6/06): Νόμος για την Ενέργεια.
- Εφημερίδα της Κυβερνήσεως 1153 (10/7/07): Νόμος για τις Άδειες Αιολικών Πάρκων.
- ICAP, «Κλαδική Μελέτη Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας», Αθήνα, 2008.
- www.desmie.gr
- www.dei.gr
- www.rae.gr
- www.ypan.gr