



ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ

Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης

Τομέας Συστημάτων Παραγωγής

Εργαστήριο Ηλεκτρικών Κυκλωμάτων και Ηλεκτρονικής

ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΩΝ ΣΧΕΔΙΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΑΙΟΛΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

του

ΔΙΔΑΣΚΑΛΟΥ ΠΑΝΑΓΙΩΤΗ - ΚΩΝ/ΝΟΥ



ΕΠΙΒΛΕΨΗ

ΓΕΩΡΓΙΑΚΗΣ ΠΑΥΛΟΣ, Επίκ. Καθηγητής

ΕΞΕΤΑΣΤΙΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ

ΝΙΚΟΛΟΣ ΙΩΑΝΝΗΣ, Λέκτορας

ΓΕΩΡΓΙΑΚΗΣ ΠΑΥΛΟΣ, Επίκ. Καθηγητής

ΔΟΥΛΑΜΗΣ ΑΝΑΣΤΑΣΙΟΣ, Επίκ. Καθηγητής

ΧΑΝΙΑ

ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ 2007

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα εργασία αποτελεί τη Διπλωματική μου Εργασία στα πλαίσια των σπουδών μου στο Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης του Πολυτεχνείου Κρήτης. Η εκπόνησή της ξεκίνησε τον Οκτώβριο του 2006 και ολοκληρώθηκε τον Οκτώβριο του 2007, υπό την επίβλεψη του Επίκουρου Καθηγητή κ. Γεωργιλάκη Παύλου.

Με την ευκαιρία της ολοκλήρωσης της εργασίας, θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου προς τον κ. Γεωργιλάκη, για τη στήριξη, για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε καθόλη τη διάρκεια εκπόνησης της εργασίας και την πολύτιμη βοήθειά του στην επιτυχή διεκπεραίωσή της. Ταυτόχρονα μου έδωσε την ευκαιρία και την δυνατότητα να ασχοληθώ με τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και ειδικότερα με τον τομέα της αιολικής ενέργειας.

Επιθυμώ να ευχαριστήσω το Λέκτορα του Πολυτεχνείου Κρήτης κ. Νικολό Ιωάννη και τον Επίκουρο Καθηγητή κ. Δουλάμη Αναστάσιο για το χρόνο που διέθεσαν για να διαβάσουν τη διπλωματική μου εργασία.

Οφείλω να ευχαριστήσω το συνάδελφο Βασίλη Σταμπολίδη, του οποίου η συμβολή και η προθυμία διαδραμάτισαν σημαντικό ρόλο στην επιτυχή ολοκλήρωση της παρούσας διπλωματικής εργασίας, όπως επίσης τον πολύ καλό φίλο και συνάδελφο Μάριο Μανώλη, και τον Χρήστο Φούσια για την βοήθειά τους προς το στόχο αυτό. Όπως επίσης και όλους τους καλούς φίλους που έκανα την τελευταία εξαετία στα Χανιά και για όλα αυτά που περάσαμε και κάναμε μαζί.

Τέλος θέλω να ευχαριστήσω, από τα βάθη της καρδιάς μου, την οικογένεια μου που με στήριξε με όλες της τις δυνάμεις, στις δύσκολες στιγμές αυτής της διαδρομής. Που μου έδωσαν την ευκαιρία και τη δυνατότητα να φοιτήσω στο Πολυτεχνείο Κρήτης, για την οικονομική και ψυχολογική υποστήριξη που μου παρείχαν, αλλά κυρίως για την υπομονή που έκαναν τόσα χρόνια.

*Αφιερώνεται στη μνήμη
του πατέρα μου Τάσου Διδασκάλου
και στην αγάπη
της μητέρας μου Μαρίνας Διδασκάλου
και των αδελφών μου
Καίτης και Ντίνας*

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στη σύγχρονη εποχή, το ενεργειακό πρόβλημα παρουσιάζεται όλο και πιο έντονο, ενώ οι ανεπιθύμητες επιπτώσεις στο περιβάλλον από τη χρήση ορυκτών καυσίμων ώθησαν τη διεθνή κοινότητα στη λήψη μέτρων για τη μείωση των επιπτώσεων αυτών (Κιότο, 1991). Τα τελευταία χρόνια το ενδιαφέρον στράφηκε στη χρησιμοποίηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), καθώς αυτές παρουσιάζουν χαρακτηριστικά τα οποία είναι συμβατά με τις απαιτήσεις των διεθνών συμβάσεων για τον περιορισμό επιβλαβών επιπτώσεων προς το περιβάλλον και τον άνθρωπο.

Σημαντικός τομέας των ΑΠΕ με ιδιαίτερα ενδιαφέρουσες προοπτικές για το μέλλον είναι εκείνος της ενεργειακής αξιοποίησης του αιολικού δυναμικού.

Στην παρούσα εργασία μελετάται το ζήτημα της αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά συστήματα, μέσω της ανάπτυξης μιας ολοκληρωμένης μεθοδολογίας σχεδίασης, κοστολόγησης και αξιολόγησης της οικονομικής βιωσιμότητας τέτοιων επενδυτικών σχεδίων. Στη μεθοδολογία αυτή παρουσιάζονται αναλυτικά οι παράγοντες που μετέχουν στην ανάπτυξη και εφαρμογή ενός αιολικού συστήματος, καθώς και τα χρηματοοικονομικά κριτήρια με βάση τα οποία αξιολογείται η επένδυση.

Επίσης στην εργασία αυτή γίνεται αναλυτική εφαρμογή της μεθοδολογίας αξιολόγησης πάνω σε τέσσερα έργα που έχουν πραγματοποιηθεί κατά το πρόσφατο παρελθόν, στην Γερμανία, στη Δανία, στον Καναδά και στην Ινδία. Τα έργα που εξετάζονται βρίσκονται σε διαφορετικές γεωγραφικές ζώνες, έχουν διαφορετικά μεγέθη και διαφορετικά σχεδιαστικά χαρακτηριστικά, ώστε να επιδειχθούν οι δυνατότητες της μεθοδολογίας που αναπτύχθηκε, σε ένα εύρος εφαρμογών.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, Αιολικό δυναμικό, Ταχύτητα ανέμου, Ανεμογεννήτριες, Αιολική ενέργεια, Δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, Παραγωγή ενέργειας, Υποστήριξη αποφάσεων, Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων, Λογισμικό RETScreen, Σχήμα χρηματοδότησης, Εσωτερικός βαθμός απόδοσης, Καθαρή παρούσα αξία, Απλή επανείσπραξη, Δείκτης κερδοφορίας.

ABSTRACT

In the recent years, the problem of power resources is more intense than ever, while the environment has been polluted a lot from the use of traditional power sources, such as petrol, so the international community is taking measures for the reduction of this repercussions (Kyoto, 1991). The last years the interest was turned into the usage of renewable energy sources, because they show characteristics that are compatible with the calls of international treaties for the restriction of harmful effects to the environment and to the human beings.

Important section of renewable energy sources and with extreme interesting prospects for the future of energy utilization, is wind energy, which exploits the wind speed.

In the present thesis, a methodology for the economic evaluation of electricity production from wind power systems is presented. In this methodology, we present analytically the factors that participate in the development and in the operation of wind energy projects, as well as the financing criteria that are used for the economic evaluation of the investment plans.

As case studies, four wind systems are presented and evaluated that had been installed in the recent past, in Germany, Denmark, Canada and India. These wind power systems are located in different geographic areas, they have different sizes and different characteristics, so we can demonstrate the possibilities of the methodology in a range of different wind power systems.

KEYWORDS

Renewable energy sources, Wind power, Windspeed, Wind turbines, Wind energy, Energy production, Decision support, Investment plans evaluation, Software, RETScreen, Central electric power distribution system, Funding plans, Internal rate of return, Net present values, Simple payback method, Profitability index.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ	1
1.1 Εισαγωγή	1
1.2 Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας	2
1.3 Η κατάσταση στην Ελλάδα	4
1.3.1 Χορήγηση αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τη Ρ.Α.Ε. και προοπτικές εξέλιξης των ΑΠΕ	6
1.3.2 Ο επενδυτικός νόμος 3522/2006	7
1.3.2.1 Σε ποιες περιοχές κίνητρων χωρίζεται η Ελλάδα	8
1.3.2.2 Παρεχόμενες ενισχύσεις	8
1.3.2.3 Προϋποθέσεις και όροι ενισχύσεων	10
1.3.2.4 Αρμοδιότητες και διαδικασίες εφαρμογής των ενισχύσεων	10
1.3.2.5 Ειδικά καθεστώτα ενίσχυσης	12
1.3.2.6 Κατηγορίες επιχειρηματικών δραστηριοτήτων	12
1.3.3 Πλαίσιο για τις χρηματοδοτήσεις εγκαταστάσεων ΑΠΕ	18
1.3.3.1 Σύμβαση πώλησης	18
1.3.3.2 Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας	18
1.3.4 Πρόβλεψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και εγκατεστημένου ισχύος	20
1.4 Σκοπός και δομή της εργασίας	23
1.5 Βιβλιογραφία	25
 ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΚΑΙ ΑΙΟΛΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ	 27
2.1 Εισαγωγή	27
2.2 Ιστορική εξέλιξη της τεχνολογίας	27
2.3 Πλεονεκτήματα αιολικής ενέργειας	33
2.4 Μειονεκτήματα αιολικής ενέργειας	38
2.4.1 Επιπτώσεις από την εγκατάσταση και χρήση των ανεμογεννητριών σε αιολικά πάρκα.	39
2.5 Σημερινή κατάσταση της τεχνολογίας	44
2.5.1 Η αιολική ενέργεια στη Γερμανία	46
2.5.2 Η αιολική ενέργεια στην Ισπανία	47
2.5.3 Η αιολική ενέργεια στην Δανία	48
2.5.4 Η αιολική ενέργεια στις Η.Π.Α.	48
2.5.5 Η αιολική ενέργεια στην Ινδία	49
2.6 Ανεμογεννήτριες	50
2.6.1 Ανεμογεννήτρια οριζόντιου άξονα	51

2.6.2	Ανεμογεννήτρια κατακόρυφου άξονα	52
2.6.3	Σύγκριση της συμπεριφοράς των αιολικών μηχανών	53
2.7	Περιγραφή της τεχνολογίας των ανεμογεννητριών	54
2.7.1	Κύρια μέρη ανεμογεννήτριας	54
2.7.2	Εξέλιξη μεγέθους ανεμογεννητριών	57
2.8	Κόστος	61
2.9	Βιβλιογραφία	63

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΜΟΝΤΕΛΟ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΑΙΟΛΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ 65

3.1	Εισαγωγή	65
3.2	Ακανόνιστη παραγωγή ενέργειας	65
3.3	Συνολική παραγωγή ενέργειας	67
3.4	Διανεμόμενη παραγωγή ενέργειας	67
3.5	Βασικές μονάδες μέτρησης και συμβολισμοί	69
3.6	Η μέθοδος του εσωτερικού βαθμού απόδοσης	70
3.6.1	Η έννοια του εσωτερικού βαθμού απόδοσης	71
3.6.2	Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της μεθόδου IRR	73
3.7	Χαρακτηριστικά και μεγέθη που αφορούν το αιολικό σύστημα	73
3.7.1	Στοιχεία εισόδου	73
3.8	Μελέτη μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	79
3.8.1	Δυναμικό ολικής θέρμανσης (GWP)	79
3.8.2	Συντελεστές εκπομπών αερίων CO ₂ , CH ₄ και N ₂ O	80
3.8.3	Απόδοση μετατροπής των καύσιμων	80
3.9	Δεδομένα εξόδου	80
3.10	Χρηματοοικονομική ανάλυση	82
3.10.1	Αρχικά κόστη	82
3.10.2	Ετήσια εισοδήματα και εξοικονόμηση πόρων	82
3.10.3	Εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος	83
3.10.4	Πίστωση για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ	83
3.10.5	Πίστωση για τη μείωση παραγωγής αερίων θερμοκηπίου	83
3.11	Χρηματοοικονομική ανάλυση υλοποίησης έργου	84
3.11.1	Εσωτερικός βαθμός απόδοσης και απόδοση στην επένδυση προ φορών	84
3.11.2	Εσωτερικός βαθμός απόδοσης και απόδοση στην επένδυση μετά φορών	84
3.11.3	Η μέθοδος της απλής επανείσπραξης	84
3.11.4	Χρόνος μέχρι την πρώτη καθαρή θετική ταμειακή ροή	84
3.11.5	Καθαρή παρούσα αξία	85
3.11.6	Αποταμιεύσεις ετήσιου κύκλου λειτουργίας του έργου	85

3.11.7	Δείκτης κερδοφορίας	85
3.11.8	Μετοχικό κεφάλαιο	85
3.11.9	Χρέος του έργου	86
3.11.10	Δείκτης αυτοχρηματοδότησης του έργου	86
3.11.11	Λογιστική απόσβεση	89
3.12	Βιβλιογραφία	91

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ RETScreen **92**

4.1	Εισαγωγή	92
4.2	Γενική παρουσίαση του RETScreen	92
4.3	Μοντέλο ενέργειας	93
4.3.1	Χαρακτηριστικά συστήματος	93
4.3.2	Ετήσια παραγωγή ενέργειας	93
4.4	Δεδομένα εξοπλισμού	94
4.4.1	Χαρακτηριστικά των δεδομένων παραγωγής των ανεμογεννητριών	94
4.5	Φύλλο ανάλυσης κόστους	94
4.5.1	Αρχικά κόστη	95
4.5.1.1	Αρχικά κόστη επένδυσης	95
4.5.1.2	Κόστος ισοζυγίου του εξοπλισμού	95
4.5.1.3	Διάφορα έξοδα	95
4.5.2	Ετήσια κόστη	95
4.5.3	Περιοδικά κόστη	95
4.6	Ανάλυση μείωσης εκπομπών αερίου θερμοκηπίου	95
4.7	Οικονομική σύνοψη	96
4.7.1	Ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο	97
4.7.2	Χρηματοοικονομικές παράμετροι	97
4.7.3	Κόστη και αποταμιεύσεις της επένδυσης	98
4.7.4	Χρηματοοικονομική αξιολόγηση	98
4.8	Βιβλιογραφία	100

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: ΠΑΡΑΚΤΙΕΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΕΣ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ **101**

5.1	Παρουσίαση του προβλήματος	101
5.2	Πληροφορίες για την τοποθεσία της εγκατάστασης	94
5.3	Χρηματοοικονομικές πληροφορίες	102
5.4	Τελικά αποτελέσματα	105

5.4.1	Ταχύτητα του άνεμου σε ύψος 10 m	105
5.4.2	Χωρητικότητα του εξοπλισμού	106
5.4.3	Ταχύτητα του άνεμου στο ύψος πλήμνης	106
5.4.4	Ακανόνιστη παραγωγή ενέργειας	106
5.4.5	Συνολική παραγωγή ενέργειας	110
5.4.6	Διανεμόμενη παραγωγή ενέργειας	110
5.5	Ανάλυση κόστους	111
5.5.1	Ανάλυση εκπομπής κόστους αερίων θερμοκηπίου	112
5.6	Χρηματοοικονομική ανάλυση	115
5.6.1	Ετήσια έξοδα	115
5.6.2	Ετήσια έσοδα	115
5.6.3	Ετήσιες ταμειακές ροές	116
5.7	Δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης αποδοτικότητας	122
5.7.1	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης	122
5.7.2	Το κριτήριο της Απλής Επανείσπραξης	122
5.7.3	Το κριτήριο της Καθαρής Παρούσας Αξίας	123
5.7.4	Ετήσιες Εξοικονομήσεις	124
5.7.5	Δείκτης Κερδοφορίας	124
5.8	Συμπεράσματα	124
5.9	Βιβλιογραφία	126

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6:	ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΗ ΣΕ ΑΠΟΜΑΚΡΥΣΜΕΝΟ ΔΙΚΤΥΟ	127
6.1	Παρουσίαση του προβλήματος	127
6.2	Πληροφορίες για την τοποθεσία της εγκατάστασης	127
6.3	Χρηματοοικονομικές πληροφορίες	127
6.4	Τελικά αποτελέσματα	130
6.4.1	Ταχύτητα του άνεμου σε ύψος 10 m	130
6.4.2	Χωρητικότητα του εξοπλισμού	130
6.4.3	Ταχύτητα του άνεμου στο ύψος πλήμνης	131
6.4.4	Ακανόνιστη παραγωγή ενέργειας	131
6.4.5	Συνολική παραγωγή ενέργειας	134
6.4.6	Διανεμόμενη παραγωγή ενέργειας	134
6.4.7	Ενέργεια η οποία παραδίδεται στο σύστημα	135
6.5	Ανάλυση κόστους	135
6.5.1	Ανάλυση εκπομπής κόστους αερίων θερμοκηπίου	136
6.6	Χρηματοοικονομική ανάλυση	138
6.6.1	Ετήσια έξοδα	138

6.6.2	Ετήσια έσοδα	139
6.6.3	Ετήσιες ταμειακές ροές	139
6.7	Δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης αποδοτικότητας	145
6.7.1	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης	145
6.7.2	Το κριτήριο της Απλής Επανείσπραξης	146
6.7.3	Το κριτήριο της Καθαρής Παρούσας Αξίας	146
6.7.4	Ετήσιες Εξοικονομήσεις	147
6.7.5	Δείκτης Κερδοφορίας	147
6.8	Συμπεράσματα	147
6.9	Βιβλιογραφία	149

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7: ΜΕΓΑΛΕΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΕΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ 150

7.1	Παρουσίαση του προβλήματος	150
7.2	Πληροφορίες για την τοποθεσία της εγκατάστασης	150
7.3	Χρηματοοικονομικές πληροφορίες	150
7.4	Τελικά αποτελέσματα	153
7.4.1	Ταχύτητα του άνεμου σε ύψος 10 m	153
7.4.2	Χωρητικότητα του εξοπλισμού	154
7.4.3	Ταχύτητα του άνεμου στο ύψος πλήμνης	154
7.4.4	Ακανόνιστη παραγωγή ενέργειας	154
7.4.5	Συνολική παραγωγή ενέργειας	158
7.4.6	Διανεμόμενη παραγωγή ενέργειας	159
7.5	Ανάλυση κόστους	159
7.5.1	Ανάλυση εκπομπής κόστους αερίων θερμοκηπίου	160
7.6	Χρηματοοικονομική ανάλυση	163
7.6.1	Ετήσια έξοδα	163
7.6.2	Ετήσια έσοδα	164
7.6.3	Ετήσιες ταμειακές ροές	164
7.7	Δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης αποδοτικότητας	170
7.7.1	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης	170
7.7.2	Το κριτήριο της Απλής Επανείσπραξης	171
7.7.3	Το κριτήριο της Καθαρής Παρούσας Αξίας	172
7.7.4	Ετήσιες Εξοικονομήσεις	172
7.7.5	Δείκτης Κερδοφορίας	172
7.8	Συμπεράσματα	172
7.9	Βιβλιογραφία	174

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8:	ΑΙΟΛΙΚΟ ΠΑΡΚΟ ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	175
8.1	Παρουσίαση του προβλήματος	175
8.2	Πληροφορίες για την τοποθεσία της εγκατάστασης	175
8.3	Χρηματοοικονομικές πληροφορίες	175
8.4	Τελικά αποτελέσματα	178
8.4.1	Ταχύτητα του άνεμου σε ύψος 10 m	178
8.4.2	Χωρητικότητα του εξοπλισμού	178
8.4.3	Ταχύτητα του άνεμου στο ύψος πλήμνης	179
8.4.4	Ακανόνιστη παραγωγή ενέργειας	179
8.4.5	Συνολική παραγωγή ενέργειας	181
8.4.6	Διανεμόμενη παραγωγή ενέργειας	182
8.4.7	Ενέργεια η οποία παραδίδεται στο σύστημα	183
8.5	Ανάλυση κόστους	183
8.5.1	Ανάλυση εκπομπής κόστους αερίων θερμοκηπίου	184
8.6	Χρηματοοικονομική ανάλυση	186
8.6.1	Ετήσια έξοδα	186
8.6.2	Ετήσια έσοδα	187
8.6.3	Ετήσιες ταμειακές ροές	187
8.7	Δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης αποδοτικότητας	194
8.7.1	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης	195
8.7.2	Το κριτήριο της Απλής Επανείσπραξης	195
8.7.3	Το κριτήριο της Καθαρής Παρούσας Αξίας	196
8.7.4	Ετήσιες Εξοικονομήσεις	197
8.7.5	Δείκτης Κερδοφορίας	197
8.8	Συμπεράσματα	197
8.9	Βιβλιογραφία	199

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9:	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	201
--------------------	---------------------	------------

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στη σημερινή εποχή έχουμε ζήσει μια ραγδαία ανάπτυξη σε όλους τους τομείς των ανθρώπινων διεργασιών. Μια τέτοια ταχύτατη ανάπτυξη σε τομείς της βιομηχανίας, στην προσπάθεια για συνεχή άνοδο του βιοτικού επιπέδου, βασίστηκε κατά κύριο λόγο στην επικρατούσα άποψη της αφθονίας και της επάρκειας των ενεργειακών και φυσικών πόρων. Αυτή λοιπόν θεωρία έχει καταρριφθεί μετά επαίνων, μετά την καταστροφή των πόρων αυτών. Οι συμβατικές πηγές ενέργειας, βασισμένες στο πετρέλαιο, τον άνθρακα, το φυσικό αέριο και στα παράγωγά τους έχουν αρχίσει να “στερεύουν”, ενώ ταυτόχρονα έχουν οδηγήσει και σε μια ανεπανόληπτη καταστροφή του περιβάλλοντος επηρεάζοντας αρνητικά πλέον και την ανθρώπινη υγεία καθώς πάνε να καταστρέψουν το βιοτικό επίπεδο που “υποσχέθηκαν” να κάνουν καλύτερο.

Πλέον είναι μονόδρομος η στροφή στις ήπιες, ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Οι προοπτικές για την ανάπτυξή τους είναι οι καλύτερες, αφού η τεχνογνωσία είναι πολύ ικανοποιητική ενώ υπάρχει και η διαπιστωμένη ύπαρξη πλούσιου δυναμικού το οποίο επιτρέπει τη στήριξη μιας πολιτικής για τις ΑΠΕ με δυνατότητα ευελιξίας και συνέχειας τόσο σε παγκόσμιο όσο και σε τοπικό επίπεδο.

Η ενεργειακή πολιτική στηρίχθηκε στον λιγνίτη, στράφηκε στο πετρέλαιο και στηριξε πολλές από τις προσδοκίες της στο φυσικό αέριο. Πλέον έχει διαμορφωθεί μια νέα πραγματικότητα, οι κλιματικές αλλαγές έπαιξαν καταλυτικό ρόλο. Η φυσική ανοχή και αντοχή του περιβάλλοντος έχει φτάσει πλέον σε οριακό σημείο, η μέση ετήσια θερμοκρασία του πλανήτη κάθε χρόνο αυξάνεται, όπως αυξάνονται και οι εκπομπές ρύπων στην ατμόσφαιρα. Η χρήση συμβατικών καυσίμων έχει επιφέρει το φαινόμενο του θερμοκηπίου, την όξινη βροχή, τα ραδιενεργά απόβλητα και την αλλοίωση του τοπίου. Πλέον η μόνη αξιόπιστη απάντηση στην εξάντληση των συμβατικών καυσίμων και στην διαρκή επιβάρυνση του περιβάλλοντος από τη λειτουργία συμβατικών σταθμών παραγωγής είναι η στροφή στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, οι οποίες είναι ανεξάντλητες και μη ρυπογόνες. Οι ΑΠΕ είναι οι μόνες πηγές ενέργειας που μπορούν να στηρίξουν μια συνολική και αξιόπιστη πρόταση, ικανή να αποτελέσει μακροπρόθεσμα το επόμενο και ισχυρό ενεργειακό αξίωμα παγκοσμίως, και κατά προέκταση και στην χώρα μας. Μια εναλλακτική τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία έχει δυναμική τόσο σε πρακτικό όσο και ερευνητικό επίπεδο, είναι τα αιολικά συστήματα.

1.2 ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η αναμενόμενη οικονομική ανάπτυξη και η εξέλιξη των κοινωνιών ειδικότερα του δυτικού κόσμου δημιουργεί αυξημένες ανάγκες σε ενέργεια και ειδικότερα σε ηλεκτρισμό. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι σημαντική για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών κάθε χώρας, καθώς σε αυτή αντικατοπτρίζεται το επίπεδο της ανάπτυξής της. Τα αποθέματα των ορυκτών πόρων, όπως υγρά ή στερεά καύσιμα, από τα οποία παράγεται ηλεκτρική ενέργεια, φθάνουν σε οριακές ποσότητες, ωθώντας περαιτέρω και επιτακτικότητα στην ανεύρεση νέων πόρων, ικανών να υποκαταστήσουν αυτούς που εξαλείφονται.

Με στόχο να ανταποκριθεί στην κάλυψη των αναγκών αυτών με τρόπο αποτελεσματικό και προκειμένου να δημιουργηθούν οι συνθήκες που θα ευνοήσουν την ανάπτυξη της παραγωγικής δυνατότητας στον τομέα της ενέργειας, επήλθε η απελευθέρωση της εν λόγω αγοράς. Το νέο αυτό περιβάλλον αναμένεται να δημιουργήσει σημαντικές προκλήσεις και ευκαιρίες για τους παραγωγούς της. Σε ένα τέτοιο περιβάλλον σημαντικό ρόλο θα διαδραματίσουν οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που θα λειτουργήσουν σταδιακά και ως ένα μεγάλο βαθμό σαν αντικαταστάτες των συμβατικών.

Πίνακας 1.1: Εγκατεστημένη παραγωγή ενέργειας στην Ε.Ε.

	1995	2000	2010	2020	2030
Nuclear	126.2	131	121.9	100.1	105
Large Hydro	85.1	87.7	88.9	88.9	89.2
Small Hydro	2	2.1	8.1	12.2	14.5
Wind	2.5	12.8	69.9	94.8	120.2
Other RES	0	0.2	0.5	0.6	14
Thermal Plant	322.9	344.8	399.5	516.1	608.1
Total	539	579	689	813	951

Μερικές ανανεώσιμες τεχνολογίες ηλεκτρικής ενέργειας έχουν κερδίσει ήδη ένα σημαντικό μερίδιο της αγοράς. Όπως φαίνεται στον Πίνακα 1.1, έως το τέλος της δεκαετίας αναμένεται αυτό το μερίδιο να πενταπλασιαστεί και έως το 2020 να δεκαπλασιαστεί, όσο αφορά την Ευρωπαϊκή Ένωση. Για παράδειγμα, τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα και μερικά τμήματα της τεχνολογίας της βιομάζας. Η αιολική ενέργεια κατέχει ένα ιδιαίτερα ικανοποιητικό μερίδιο της αγοράς σε μερικές χώρες, ενώ έχει ακόμα αρκετές δυνατότητες για τεχνολογική βελτίωση. Η αγορά των φωτοβολταϊκών είναι συγκριτικά μικρή, αλλά τριπλασίασε τον όγκο της τα τελευταία χρόνια. Η γεωθερμία παράγει επιτυχώς ηλεκτρική ενέργεια για σχεδόν έναν αιώνα. Αυτές είναι μερικές από τις λεγόμενες ήπιες μορφές ενέργειας, δεν μολύνουν με επικίνδυνα κατάλοιπα και προέρχονται απευθείας από φυσικά αίτια, ενώ συνολικά στις ήπιες μορφές ενέργειας περιλαμβάνονται οι εξής τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας:

- Αιολική Ενέργεια
- Φωτοβολταϊκά
- Γεωθερμική Ενέργεια
- Βιομάζα

- Κυψέλες Καυσίμων
- Μικρά Υδροηλεκτρικά Συστήματα
- Μικρογεννήτριες
- Κυματική Ενέργεια

Οι κατηγορίες αυτές αφορούν την παραγωγή ενέργειας από την εκμετάλλευση του ανέμου, από την άμεση ή έμμεση εκμετάλλευση της ηλιακής ακτινοβολίας, των υδάτινων πόρων, των γεωργικών, ζωικών και δασικών υπολειμμάτων και από την εκμετάλλευση της κίνησης των κυμάτων της θάλασσας (όχι με ιδιαίτερα καλά αποτελέσματα μέχρι στιγμής). Οι τεχνολογίες αυτές, επιπλέον, ονομάζονται και “Ανανεώσιμες Μορφές Ενέργειας”, και αυτό διότι βασικό χαρακτηριστικό τους είναι η διαχρονική τους ανανέωση και διαθεσιμότητα, αφού έχουν την ικανότητα να αναπληρώνουν τη στάθμη των αποθεμάτων τους, βασιζόμενες σε φυσικά φαινόμενα, συνδεδεμένα με την ύπαρξη ζωής στον πλανήτη. Τέλος, μια άλλη ονομασία για τις τεχνολογίες αυτές είναι “Εναλλακτικές Μορφές Ενέργειας”, αφού θεωρείται ότι αποτελούν εναλλακτικές λύσεις παραγωγής ενέργειας έναντι των συμβατικών τρόπων παραγωγής. Γενικά, υπάρχουν αρκετά και σημαντικά πλεονεκτήματα για να γίνουν προσπάθειες αντικατάστασης των συμβατικών τρόπων παραγωγής με τους λεγόμενους εναλλακτικούς. Τέτοια είναι ότι:

- Συμβάλουν στην αίσια επίλυση του ενεργειακού προβλήματος.
- Δεν βλάπτουν το ήδη επιβαρημένο περιβάλλον. Εκτιμάται ότι η εγκατάσταση ενός αιολικού συστήματος 10 MW έχει ως αποτέλεσμα την αποτροπή έκλυσης στην ατμόσφαιρα περίπου 465 τόνων το χρόνο διοξειδίου του θείου, 36 τόνων το χρόνο οξειδίων του αζώτου, 24 τόνων το χρόνο αιωρούμενων σωματιδίων και 25.500 τόνων διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα, σε ετήσια βάση.
- Προσφέρουν περιθώρια αυτονομίας στις χώρες που τις υιοθετούν.
- Εξοικονομείται συνάλλαγμα από τις τελευταίες για την εισαγωγή πετρελαίου.
- Έχουν πρακτικά απεριόριστη διάρκεια ζωής (τουλάχιστον 20 με 25 χρόνια ζωής).
- Δεν απαιτούν διαρκή παρακολούθηση, ενώ η συντήρησή τους απαιτεί πολύ λίγο χρόνο και απλές διαδικασίες.
- Είναι ανανεώσιμες και ελεύθερα διαθέσιμες πηγές ενέργειας.

Ωστόσο, υπάρχει και ο αντίλογος έναντι στα πλεονεκτήματα αυτά, με βάση τα μειονεκτήματα εφαρμογής των ήπιων μορφών ενέργειας. Τα κυριότερα μειονεκτήματα είναι:

- Το υψηλό, ακόμα, κόστος εγκατάστασης. Σε πολλές εφαρμογές, το αρχικό κόστος επένδυσης είναι αρκετά υψηλό. Όμως, το πρόβλημα αυτό αντιμετωπίζεται με συνεχή έρευνα για νέα υλικά, φθηνά και με μεγάλη απόδοση, που θα μειώσουν το κόστος αυτό.
- Εξαρτώνται από τα φυσικά φαινόμενα. Για παράδειγμα, εφαρμογές που εκμεταλλεύονται την ηλιακή ή αιολική ενέργεια, δεν είναι δυνατόν να λειτουργούν πάντα αποδοτικά και συνεχώς, διότι εξαρτώνται από μια περιοδικότητα των καιρικών φαινομένων που δεν μπορεί να ελεγχθεί.
- Οι μικρές αποδόσεις που επιτυγχάνουν μέχρι στιγμής τα συστήματα αυτά. Αυτό συμβαίνει γιατί οι χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες είναι σχετικά νέες και χρειάζεται περισσότερη έρευνα.

Προφανώς, και με βάση τα παραπάνω, ο ρυθμός εγκατάστασης και αποδοχής των εφαρμογών ήπιων μορφών ενέργειας, θα εξαρτηθεί από το πόσο ανταγωνιστικά, σε σχέση με τις συμβατικές μεθόδους, είναι αυτές. Γεγονός είναι ότι τη δεκαετία του '80 παρατηρήθηκε μείωση του ενδιαφέροντος για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, κυρίως λόγω των μειονεκτημάτων που αναφέρθηκαν πριν. Ωστόσο, καθώς το πρόβλημα της ρύπανσης του περιβάλλοντος γίνεται εντονότερο, το ενδιαφέρον για αυτές αναζωπυρώνεται. Τέλος η αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας πρέπει να συνδυαστεί με προσπάθεια εξοικονόμησης των συμβατικών πηγών και ορθολογική διαχείριση των υφιστάμενων ενεργειακών πόρων.

1.3 Η ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Με την οικονομική ένωση των κρατών-μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης (Ε.Ε.), ξεκίνησε μια προσπάθεια γενικότερης σύγκλισης, η οποία δεν άφησε ανεπηρέαστες τις συνθήκες και σχέσεις που υπήρχαν ήδη διαμορφωμένες σχετικά με την ενεργειακή πολιτική κάθε χώρας. Στις μέρες μας, η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί αγαθό κοινής ωφέλειας και ταυτόχρονα διαδραματίζει σημαντικό ρόλο για την Οικονομία γενικά, αφού συνδέεται με τομείς που την επηρεάζουν. Η Ε.Ε. έχει θέσει τους εξής πρωταρχικούς στόχους για την ενεργειακή πολιτική:

- Την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της χώρας.
- Την προστασία του περιβάλλοντος, στο πλαίσιο και των διεθνών υποχρεώσεων της χώρας.
- Την ισόρροπη περιφερειακή ανάπτυξη της χώρας.
- Την παραγωγικότητα και ανταγωνιστικότητα της εθνικής οικονομίας και την επίτευξη υγιούς ανταγωνισμού με στόχο τη μείωση του κόστους ενέργειας για το σύνολο των χρηστών και καταναλωτών (οπότε στόχος είναι η αποδυνάμωση των διάφορων μονοπωλίων).

Στην Ελλάδα, τους παραπάνω στόχους ανέλαβε να παρακολουθεί και επιδιώκει με την ίδρυσή της η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.), ήδη από το 2000. Ας

σημειωθεί ότι στη χώρα μας επελέγη η διατήρηση των κρατικά ελεγχόμενων επιχειρήσεων, με αποτέλεσμα, μετά την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η ενεργειακή αγορά να παραμείνει στον έλεγχο των κρατικών επιχειρήσεων, συντηρώντας ουσιαστικά συνθήκες μη απελευθέρωσης της αγοράς. Παρέμειναν δηλαδή κάποια εμπόδια για την είσοδο ανταγωνιστικών επιχειρήσεων στην αγορά. Η μόνη λύση φαίνεται να είναι η αλλαγή του υπάρχοντος θεσμικού πλαισίου.

Η Ρ.Α.Ε. έχει θέσει ως στόχο απόλυτης προτεραιότητας τη χρησιμοποίηση τεχνολογιών φυσικού αερίου και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), κάτι που θα ωθήσει σε ανάπτυξη τον ανταγωνισμό. Στόχος, επίσης, είναι η θεσμική αναδιοργάνωση των δραστηριοτήτων αυτών, με σκοπό την κατασκευή νέων δικτύων και ισότιμη πρόσβαση νέων επενδυτών σε αυτά.

Η Ε.Ε. έχει δώσει προτεραιότητα στην ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας λόγω και της εξάντλησης των ορυκτών καυσίμων την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού και την προστασία του περιβάλλοντος. Έχει εκδώσει την οδηγία 2001/77 για τον λόγο αυτό. Τα κύρια σημεία της οδηγίας είναι :

- Τα κράτη-μέλη υποχρεώνονται να ορίσουν συγκεκριμένους στόχους για το ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, κατά το έτος 2010. Έτσι, οι ΑΠΕ επιβάλλεται να παράγουν το 12% της συνολικής ενέργειας και το 22,1% της ηλεκτρικής ενέργειας κάθε χώρας. Ειδικότερα για την Ελλάδα ο στόχος που τίθεται είναι οι ΑΠΕ να παράγουν το 2010 το 20,1% της ηλεκτρικής ενέργειας (περιλαμβανομένων και των μεγάλων υδροηλεκτρικών μονάδων).
- Τα κράτη-μέλη μπορούν στην παρούσα φάση να καθορίζουν αυτόνομα τα μέτρα υποστήριξης των ΑΠΕ για την επίτευξη του επιθυμητού στόχου.
- Τα κράτη-μέλη οφείλουν να επανεξετάσουν τις ισχύουσες διαδικασίες αδειοδοτήσεων και τις διοικητικές ρυθμίσεις ώστε να διασφαλίζεται η διαφάνεια και να διευκολύνεται η ανάπτυξη των ΑΠΕ.
- Τα κράτη-μέλη υποχρεώνονται να λάβουν τα κατάλληλα μέτρα για την κατά προτεραιότητα σύνδεση των ΑΠΕ στα ηλεκτρικά δίκτυα.
- Τα κράτη-μέλη υποχρεώνονται να ορίσουν αρμόδιους φορείς για την έκδοση “Εγγυήσεων Προέλευσης” ενέργειας προερχόμενης από ΑΠΕ ή από άλλα κράτη- μέλη.
- Καθορίζονται προθεσμίες και χρονική περιοδικότητα εντός των οποίων τα κράτη-μέλη οφείλουν να αναφέρουν τα αποτελέσματα από την εφαρμογή των διατάξεων της Οδηγίας.

Σήμερα, μετά την ψήφιση του νόμου 3468/06, του επενδυτικού νόμου 3299/2004 όπως τροποποιήθηκε από τον Ν. 3522/2006, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ επιτρέπεται και για τους ιδιώτες, έτσι ώστε η παραγόμενη ενέργεια από αυτούς να απορροφάται από τη ΔΕΗ, με την ανάλογη αποζημίωση.

1.3.1 Χορήγηση αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τη Ρ.Α.Ε. και προοπτικές εξέλιξης των ΑΠΕ

Για την εγκατάσταση μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής με ΑΠΕ, προβλέπεται χορήγηση σχετικής άδειας. Για την άδεια αυτή απαιτούνται μια σειρά από εγκρίσεις χωροθέτησης, επέμβασης και σύνδεσης με το ηλεκτρικό δίκτυο.

Έτσι σύμφωνα με τον νόμο 3468/06 για να δοθεί άδεια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, από τον Υπουργό Ανάπτυξης μετά από γνώμη της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.), με βάση τα κριτήρια:

- α) Της εθνικής ασφάλειας.
- β) Της προστασίας της δημόσιας υγείας και ασφάλειας.
- γ) Της εν γένει ασφάλειας των εγκαταστάσεων και του σχετικού εξοπλισμού του συστήματος και του δικτύου.
- δ) Της ενεργειακής αποδοτικότητας του έργου για το οποίο υποβάλλεται η σχετική αίτηση, όπως η αποδοτικότητα αυτή προκύπτει, για τα έργα ΑΠΕ, από μετρήσεις του δυναμικού ΑΠΕ από τα ενεργειακά ισοζύγιά τους. Ειδικά, για το ατομικό δυναμικό, οι υποβαλλόμενες μετρήσεις πρέπει να έχουν εκτελεστεί από πιστοποιημένους φορείς, σύμφωνα με το πρότυπο DIN-EN ISO/IEC 17025 του 2000, όπως αυτό ισχύει κάθε φορά.
- ε) Της ωριμότητας της διαδικασίας υλοποίησης του έργου, όπως αυτή προκύπτει από μελέτες που έχουν εκπονηθεί, γνωμοδοτήσεις αρμόδιων υπηρεσιών, καθώς και από άλλα συναφή στοιχεία.
- στ) Της εξασφάλισης ή της δυνατότητας εξασφάλισης του δικαιώματος χρήσης της θέσης εγκατάστασης του έργου.
- ζ) Της δυνατότητας του αιτούντος να υλοποιήσει το έργο με βάση την οικονομική, επιστημονική και τεχνική επάρκειά του. Αν ο αιτών είναι νεοσύστατο νομικό πρόσωπο, η δυνατότητα αυτή αξιολογείται στα πρόσωπα που συμμετέχουν, σε αυτό, ως εταίροι ή μέτοχοι.
- η) Της διασφάλισης παροχής υπηρεσιών κοινής ωφέλειας και προστασίας των πελατών.
- θ) Της προστασίας του περιβάλλοντος, σύμφωνα με την κείμενη νομοθεσία και το Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις ΑΠΕ.

Η χορήγηση αδειών παραγωγής, γίνεται μετά από αξιολόγηση των αιτήσεων, ακόμα και για έργα με τεχνολογίες ΑΠΕ. Με την αξιολόγηση των αιτήσεων για χορήγηση αδειών, επιδιώκεται η επίτευξη των προϋποθέσεων εκείνων που θα επιτρέψουν την άμεση και απρόσκοπτη πραγματοποίηση του έργου. Οι προϋποθέσεις αυτές σχετίζονται με την ενεργειακή αξιοποίηση πρωτογενούς μορφής ενέργειας, με την οικονομική βιωσιμότητα του έργου, στη χρηματοδοτική και τεχνική επάρκεια του φορέα, στις περιβαλλοντικές και χωροταξικές συνθήκες καθώς και στη δυνατότητα σύνδεσης στο δίκτυο. Η διαδικασία αξιολόγησης είναι σχετικά αυστηρή ώστε να

χορηγούνται αρχικά άδειες σε όσα έργα μπορούν να ξεκινήσουν άμεσα, χωρίς να δημιουργηθεί σύγχυση από την ανεξέλεγκτη αδειοδότηση, δίνοντας την απαραίτητα ώθηση για την αύξηση της ανταγωνιστικότητας των ΑΠΕ στην Ελλάδα.

Πέρα από τα παραπάνω, η Ρ.Α.Ε. διενέργησε μια μελέτη πρόβλεψης, σχετικά με την προοπτική εξέλιξης των ΑΠΕ στην Ελλάδα, έως το έτος 2010. Οι εκτιμήσεις που προκύπτουν σε μελέτη της Ρ.Α.Ε. για το 2002 σχετικά με τις τεχνολογίες ΑΠΕ, πέραν των αιολικών και υδροηλεκτρικών μονάδων, δεν είναι ιδιαίτερα ευοίωνες όπως φαίνεται και στον Πίνακα 1.2. Για τον λόγο αυτό θεσπίσθηκε και ο νέος επενδυτικός νόμος 3299/2004 όπως τροποποιήθηκε από τον Ν. 3522/2006, έτσι ώστε να επέλθει σημαντική ανάπτυξη στην εξέλιξη των ΑΠΕ στον ελληνικό χώρο.

Πίνακας 1.2: Προοπτικές εξέλιξης ΑΠΕ έως το έτος 2010 και συμμετοχή στη συνολική κατανάλωση

	Εκτιμώμενη Εγκατεστημένη Ισχύς το 2010 (MW)	Εκτιμώμενη Παραγωγή Ενέργειας (GWh)	Συμμετοχή στη συνολική "πράσινη ενέργεια" (ΑΠΕ και Υδροηλεκτρικά) (%)	Συμμετοχή στη συνολική κατανάλωση (%)
Μεγάλα				
Υδροηλεκτρικά	3.500	4.906	43,70	6,50
<i>Διασυνδεδεμένο</i>	<i>1.903</i>	<i>5.189</i>	<i>46,30</i>	<i>6,80</i>
<i>Αιολικά</i>	<i>1.500</i>	<i>3.740</i>	<i>33,30</i>	<i>4,90</i>
Μικρά				
<i>υδροηλεκτρικά</i>	<i>300</i>	<i>920</i>	<i>8,20</i>	<i>1,20</i>
<i>Βιομάζα</i>	<i>100</i>	<i>526</i>	<i>4,70</i>	<i>0,70</i>
<i>Φωτοβολταϊκά</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>Νησιά</i>	<i>352</i>	<i>1.120</i>	<i>10,00</i>	<i>1,50</i>
<i>Αιολικά</i>	<i>340</i>	<i>1.042</i>	<i>9,30</i>	<i>1,40</i>
<i>Γεωθερμία</i>	<i>10</i>	<i>74</i>	<i>0,70</i>	<i>0,10</i>
<i>Φωτοβολταϊκά</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
Σύνολο ΑΠΕ	2.555	6.309	56,30	8,30
Γενικό Σύνολο	5.755	11.214	100,00	14,80

1.3.2 Ο επενδυτικός νόμος 3522/2006

Στον αναπτυξιακό νόμο υπάγονται επιχειρήσεις που δραστηριοποιούνται στους πιο κάτω τομείς:

- πρωτογενή (π.χ. θερμοκήπια, κτηνοτροφικές μονάδες, επιχειρήσεις ιχθυοκαλλιέργειας, κ.α.).
- δευτερογενή (π.χ. μεταποιητικές επιχειρήσεις, ενέργεια, κ.α.).
- τριτογενή:
 - τουρισμός (ξενοδοχειακές μονάδες, συνεδριακά κέντρα, μαρίνες, θεματικά πάρκα, γήπεδα γκολφ, αξιοποίηση ιαματικών πηγών, κέντρα θαλασσοθεραπείας, κέντρα προπονητικού-αθλητικού τουρισμού, κέντρα τουρισμού υγείας, κ.α.).

- λοιπές υπηρεσίες (π.χ. εργαστήρια εφαρμοσμένης βιομηχανικής έρευνας, εμπορευματικά κέντρα, ανάπτυξη λογισμικού, υπηρεσίες εφοδιαστικής αλυσίδας, διαμετακομιστικά κέντρα, κ.α.).

Οι επιχειρηματικές δραστηριότητες που υπάγονται στις διατάξεις του Νόμου διακρίνονται σε δύο (2) κατηγορίες και περιγράφονται αναλυτικά. Αναφέρονται επίσης οι εξαιρούμενες περιπτώσεις που υπάγονται σε άλλες μορφές ενίσχυσης.

1.3.2.1 Σε ποιες περιοχές κίνητρων χωρίζεται η Ελλάδα

Για την εφαρμογή των διατάξεων του παρόντος νόμου, η Επικράτεια κατανέμεται σε τρεις (3) ζώνες ως εξής:

- **Ζώνη Α:** Περιλαμβάνει τους Νομούς Αττικής και Θεσσαλονίκης πλην των Βιομηχανικών Επιχειρηματικών Περιοχών (Β.Ε.ΠΕ.) και των νησιών των Νομών αυτών που εντάσσονται στη Ζώνη Β'.
- **Ζώνη Β:** Περιλαμβάνει τους Νομούς της Περιφέρειας Θεσσαλίας (Καρδίτσας, Λάρισας, Μαγνησίας, Τρικάλων), τους Νομούς της Περιφέρειας Νοτίου Αιγαίου (Κυκλάδων, Δωδεκανήσου), τους Νομούς της Περιφέρειας Ιονίων Νήσων (Κέρκυρας, Λευκάδας, Κεφαλληνίας, Ζακύνθου), τους Νομούς της Περιφέρειας Κρήτης (Ηρακλείου, Λασιθίου, Ρεθύμνου, Χανίων), τους Νομούς της Περιφέρειας Κεντρικής Μακεδονίας (Χαλκιδικής, Σερρών, Κιλκίς, Πέλλας, Ημαθίας, Πιερίας), τους Νομούς της Περιφέρειας Δυτικής Μακεδονίας (Γρεβενών, Κοζάνης, Φλώρινας, Καστοριάς), καθώς και τους Νομούς της Περιφέρειας Στερεάς Ελλάδας (Φθιώτιδας, Φωκίδας, Εύβοιας, Βοιωτίας, Ευρυτανίας).
- **Ζώνη Γ:** Περιλαμβάνει τους Νομούς της Περιφέρειας Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης (Καβάλας, Δράμας, Ξάνθης, Ροδόπης, Έβρου), τους Νομούς της Περιφέρειας Ηπείρου (Άρτας, Πρέβεζας, Ιωαννίνων, Θεσπρωτίας), τους Νομούς της Περιφέρειας Βορείου Αιγαίου (Λέσβου, Χίου, Σάμου), τους Νομούς της Περιφέρειας Πελοποννήσου (Λακωνίας, Μεσσηνίας, Κορινθίας, Αργολίδας, Αρκαδίας), καθώς και τους Νομούς της Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδας (Αχαΐας, Αιτωλοακαρνανίας, Ηλείας).

1.3.2.2 Παρεχόμενες ενισχύσεις

Στα επενδυτικά σχέδια που εντάσσονται στο νόμο παρέχονται τα ακόλουθα είδη ενισχύσεων:

Επιχορήγηση που συνίσταται στην κάλυψη τμήματος της δαπάνης του επενδυτικού σχεδίου από το Δημόσιο,

ή/και

- Επιδότηση χρηματοδοτικής μίσθωσης (leasing) που συνίσταται στην κάλυψη από το Δημόσιο τμήματος των καταβαλλομένων δόσεων χρηματοδοτικής μίσθωσης που συνάπτεται για την απόκτηση της χρήσης καινούργιου μηχανολογικού και λοιπού εξοπλισμού,

- ή
• Επιδότηση του μισθολογικού κόστους της δημιουργούμενης από την επένδυση απασχόλησης.
- ή εναλλακτικά
• Φορολογική απαλλαγή. Η ενίσχυση αυτή συνίσταται στην απαλλαγή από την καταβολή φόρου εισοδήματος μη διανεμομένων κερδών για την πρώτη δεκαετία από την πραγματοποίηση της επένδυσης, με το σχηματισμό αφορολόγητου αποθεματικού.

Οι ως άνω ενισχύσεις παρέχονται υπό όρους και προϋποθέσεις που ορίζονται στο Νόμο. Για τα επενδυτικά σχέδια παρέχονται κατά ζώνη και ανά κατηγορία οι ακόλουθες ενισχύσεις:

Επιχορήγηση ή/και επιδότηση χρηματοδοτικής μίσθωσης ή επιδότηση του κόστους της δημιουργούμενης απασχόλησης κατά τα ποσοστά του Πίνακα 1.3.

Πίνακας 1.3: Ποσοστά επιχορήγησης ανά ζώνες

Κατηγορία Επένδυσης	Ζώνη Α	Ζώνη Β	Ζώνη Γ
Κατηγορία 1	20%	30%	40%
Κατηγορία 2	15%	25%	35%

Στις μεσαίες επιχειρήσεις παρέχεται επιπλέον ποσοστό ενίσχυσης έως δέκα τοις εκατό (10%). Στις πολύ μικρές και μικρές επιχειρήσεις παρέχεται επιπλέον ποσοστό ενίσχυσης έως είκοσι τοις εκατό (20%).

Φορολογική απαλλαγή κατά τα ποσοστά του Πίνακα 1.4.

Πίνακας 1.4: Είδη κατηγορίας επένδυσης

Κατηγορία Επένδυσης	Ζώνη Α	Ζώνη Β	Ζώνη Γ
Κατηγορία 1	60%	100%	100%
Κατηγορία 2	50%	100%	100%

Πρέπει να επισημάνουμε ότι:

(α) Θέσεις απασχόλησης συνδεόμενες με την επένδυση θεωρούνται οι νέες θέσεις απασχόλησης που δημιουργούνται μέσα στην πρώτη τριετία από την ολοκλήρωση και έναρξη παραγωγικής λειτουργίας της επένδυσης για την εξυπηρέτησή της.

(β) Η ενίσχυση καταβάλλεται επί του μισθολογικού κόστους για το σύνολο των συνδεόμενων με την επένδυση θέσεων απασχόλησης και παρέχεται για τα δύο πρώτα έτη από την δημιουργία της κάθε θέσης απασχόλησης. Το μισθολογικό κόστος περιλαμβάνει το μισθό πριν από την αφαίρεση των φόρων καθώς και των υποχρεωτικών εισφορών κοινωνικής ασφάλισης.

Δικαιούχοι είναι επιχειρήσεις που δραστηριοποιούνται σε όλους τους τομείς της οικονομίας, εφόσον πληρούν τα κριτήρια υπαγωγής στο καθεστώς των ενισχύσεων, όπως ορίζονται από το Νόμο.

1.3.2.3 Προϋποθέσεις και όροι ενισχύσεων

(α) Ίδια συμμετοχή του επενδυτή.

Το ποσοστό της ίδιας συμμετοχής του επενδυτή στις επενδύσεις που εντάσσονται στο καθεστώς ενίσχυσης της επιχορήγησης ή/και επιδότησης χρηματοδοτικής μίσθωσης, δεν μπορεί να είναι κατώτερο του 25% των ενισχυόμενων δαπανών, ενώ στις επενδύσεις που εντάσσονται στο καθεστώς της φορολογικής απαλλαγής ή της επιδότησης του κόστους της δημιουργούμενης απασχόλησης, τουλάχιστον το 25% του κόστους πρέπει να καλύπτεται από χρηματοδοτική συμβολή του φορέα της επένδυσης που συνίσταται σε ίδια κεφάλαια ή δάνειο, εφόσον δεν συνοδεύεται το τμήμα αυτό από κρατική ενίσχυση.

(β) Έναρξη υλοποίησης των επενδυτικών σχεδίων που εντάσσονται στις διατάξεις του παρόντος.

Η έναρξη υλοποίησης των επενδυτικών σχεδίων γίνεται μετά τη δημοσίευση της απόφασης υπαγωγής στις διατάξεις του παρόντος νόμου. Όμως, με την υποβολή της αίτησης υπαγωγής ο επενδυτής δύναται να ζητήσει επιβεβαίωση επιλεξιμότητας προκειμένου να προχωρήσει σε έναρξη υλοποίησης, η οποία χορηγείται εντός πέντε (5) εργάσιμων ημερών.

Ως έναρξη νοείται είτε η έναρξη κατασκευαστικών εργασιών είτε η πρώτη βέβαιη ανάληψη δέσμευσης για παραγγελία εξοπλισμού, εκτός των προκαταρκτικών μελετών σκοπιμότητας.

Η αναμόρφωση του κόστους επένδυσης δεν μπορεί να υπερβεί το 5%.

Στην απόφαση υπαγωγής ορίζεται προθεσμία ολοκλήρωσης, η οποία δύναται να παραταθεί κατ' ανώτατο όριο για δύο (2) έτη, υπό όρους.

1.3.2.4 Αρμοδιότητες και διαδικασίες εφαρμογής των ενισχύσεων

A) Υποβολή αιτήσεων υπαγωγής στις διατάξεις του νόμου.

Αιτήσεις επενδύσεων πλην αυτών που αφορούν την ενίσχυση της φορολογικής απαλλαγής για τις οποίες δεν απαιτείται υποβολή αίτησης, υποβάλλονται καθ' όλη τη διάρκεια του έτους ως εξής:

- Στην Γενική Διεύθυνση Ιδιωτικών Επενδύσεων του Υπουργείου Οικονομίας και Οικονομικών υποβάλλονται οι αιτήσεις υπαγωγής επενδύσεων, ύψους άνω των 4 000 000 €, που πραγματοποιούνται στα όρια της Περιφέρειας Κεντρικής Μακεδονίας, καθώς και οι επενδύσεις ύψους άνω των 2 000 000 € που πραγματοποιούνται στην υπόλοιπη Επικράτεια, καθώς και ορισμένες ανεξαρτήτως ποσού βάσει ρητής πρόβλεψης.
- Στις Διευθύνσεις Σχεδιασμού και Ανάπτυξης των Περιφερειών υποβάλλονται αιτήσεις υπαγωγής επενδύσεων ύψους μέχρι 2 000 000 €, που πραγματοποιούνται μέσα στα όρια κάθε Διοικητικής Περιφέρειας ή

προκειμένου για την Περιφέρεια Κεντρικής Μακεδονίας ύψους μέχρι 4.000.000 €.

- Στο Ελληνικό Κέντρο Επενδύσεων Α.Ε. (ΕΛ.Κ.Ε.) υποβάλλονται οι αιτήσεις υπαγωγής επενδύσεων ύψους άνω των 15 000 000 €, καθώς και οι επενδύσεις ή επιχειρηματικά σχέδια 3 000 000 € και άνω, εφόσον το 50% τουλάχιστον της ίδιας συμμετοχής προέρχεται από κεφάλαια εξωτερικού.
- Στη Γενική Γραμματεία Βιομηχανίας του Υπουργείου Ανάπτυξης συγκεκριμένες αιτήσεις υπαγωγής επενδύσεων ορισμένων προβλεπόμενων υποπεριπτώσεων υπό όρους.

Β) Συνοδευτικά έγγραφα της αίτησης

1. Οικονομοτεχνική μελέτη
2. Αποδεικτικό καταβολής χρηματικού ποσού
3. Επιπλέον κατά περίπτωση απαιτούμενα δικαιολογητικά

Γ) Διαδικασία έγκρισης

Η διαδικασία εξέτασης κάθε αίτησης για υπαγωγή επένδυσης ολοκληρώνεται, από την αρμόδια υπηρεσία και την αρμόδια γνωμοδοτική επιτροπή, το αργότερο εντός δύο (2) μηνών από την ημερομηνία υποβολής της αίτησης, η δε απόφαση υπαγωγής εκδίδεται το αργότερο εντός μηνός από τη γνωμοδότηση της επιτροπής, εντός του οποίου δημοσιεύεται και η περίληψή της στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως. Για την εισαγωγή των αιτήσεων υπαγωγής στην αρμόδια γνωμοδοτική επιτροπή τηρείται η απόλυτη σειρά προτεραιότητας με την οποία έχουν υποβληθεί οι αιτήσεις αυτές.

Δ) Καταβολή των ενισχύσεων

Ο Νόμος προβλέπει τις προϋποθέσεις, τους όρους και τους περιορισμούς που αφορούν την πιθανότητα χρησιμοποίησης δανείου.

(α) Καταβολή της επιχορήγησης:

Η καταβολή του ποσού της επιχορήγησης πραγματοποιείται σε δόσεις ως εξής:

Η επιχορήγηση καταβάλλεται απευθείας στον επενδυτή ή απευθείας στην δανειοδοτούσα τράπεζα η οποία χορήγησε βραχυπρόθεσμο δανεισμό στην εταιρεία η οποία υλοποιεί το επενδυτικό σχέδιο.

- Το 50% του ποσού της επιχορήγησης καταβάλλεται μετά την υλοποίηση του 50% της επένδυσης και την πιστοποίηση αυτού και της συμμόρφωσης του επενδυτή στους όρους της απόφασης υπαγωγής από το αρμόδιο όργανο ελέγχου.
- Το υπόλοιπο 50% του ποσού της επιχορήγησης καταβάλλεται μετά την πιστοποίηση της ολοκλήρωσης και της έναρξης της παραγωγικής λειτουργίας της επένδυσης από το αρμόδιο όργανο ελέγχου. Η εκταμίευση λαμβάνει χώρα εντός 5 μηνών.

- Παρέχεται η δυνατότητα εφάπαξ προκαταβολής (ως μέρους της συνολικής επιχορήγησης) η οποία δεν υπερβαίνει το 50% της προβλεπόμενης στη σχετική απόφαση υπαγωγής της επένδυσης επιχορήγησης με την προσκόμιση ισόποσης εγγυητικής επιστολής, προσαυξημένης κατά 10%, από τράπεζα που είναι εγκατεστημένη και λειτουργεί νόμιμα στην Ελλάδα.

(β) Καταβολή επιδότησης χρηματοδοτικής μίσθωσης:

Η καταβολή γίνεται μετά την εγκατάσταση των μηχανημάτων κλπ και την πιστοποίηση αυτής και συνίσταται αρχικά στο 50% μέχρι την λήξη του χρόνου ολοκλήρωσης που προβλέπεται στην απόφαση υπαγωγής, ενώ το υπόλοιπο καταβάλλεται μετά την παρέλευση αυτής, εφόσον πιστοποιείται η ολοκλήρωση της επένδυσης και η έναρξη της λειτουργίας.

(γ) Καταβολή επιχορήγησης κόστους απασχόλησης:

Η καταβολή αυτή γίνεται ανά εξάμηνο, μετά από αντίστοιχη αίτηση του ενδιαφερομένου.

1.3.2.5 Ειδικά καθεστώτα ενίσχυσης

Με κοινές αποφάσεις των Υπουργών Οικονομίας και Οικονομικών και Ανάπτυξης, καθώς και των κατά περίπτωση συναρμόδιων υπουργών, ορίζονται οι αναγκαίες παρεκκλίσεις από τις ρυθμίσεις του παρόντος που αφορούν στην ίδια συμμετοχή, στη διαδικασία παροχής των επιχορηγήσεων, στα ποσοστά και το ύψος της επιχορήγησης, στο ύψος του δανείου, στα ποσοστά επιδότησης της χρηματοδοτικής μίσθωσης, της επιδότησης του κόστους της δημιουργούμενης απασχόλησης και στη φορολογική απαλλαγή, στις προϋποθέσεις μεταβίβασης των μετοχών της επιχείρησης, καθώς και στη δυνατότητα συμμετοχής στην επένδυση δημοσίων επιχειρήσεων για επενδύσεις 50 000 000 €, με σημαντική επίδραση στη διεθνή ανταγωνιστικότητα της χώρας και στην απασχόληση (δημιουργία τουλάχιστον 125 θέσεων μόνιμης απασχόλησης, εκ των οποίων ένας αριθμός δύναται να δημιουργείται σε δορυφορικές επιχειρήσεις σαν άμεσο αποτέλεσμα της προτεινόμενης επένδυσης).

Επίσης με τις ίδιες αποφάσεις μπορεί να καθορίζεται η κατασκευή με δημόσια δαπάνη ειδικών έργων υποδομής προς διευκόλυνση της γενικότερης λειτουργίας της μονάδας.

1.3.2.6 Κατηγορίες επιχειρηματικών δραστηριοτήτων

Επιχειρηματικές δραστηριότητες οι οποίες υπάγονται στον αναπτυξιακό νόμο:

Κατηγορία 1.

- Επενδυτικά σχέδια για την ίδρυση δημόσιας χρήσης κλειστών σταθμών ιδιωτικής χρήσεως επιβατηγών αυτοκινήτων χωρητικότητας τουλάχιστον

40 θέσεων, επιπλέον εκείνων που επιβάλλει ο Γενικός Οικοδομικός Κανονισμός (Γ.Ο.Κ) για την κάλυψη των μόνιμων αναγκών που προκύπτουν από τις χρήσεις του κτιρίου, εφόσον γίνονται από επιχειρήσεις εκμετάλλευσης δημοσίας χρήσεως, υπέργειων, υπόγειων ή και πλωτών σταθμών αυτοκινήτων. Επίσης, επενδυτικά σχέδια για την ίδρυση δημόσιας χρήσης στεγασμένων ή/και ημιστεγασμένων σταθμών φορτηγών, λεωφορείων και άλλων εν γένει βαρέων οχημάτων τουλάχιστον 30 θέσεων.

- Επενδυτικά σχέδια παραγωγής ηλεκτρισμού από ήπιες μορφές ενέργειας και ειδικότερα την αιολική, την ηλιακή, την υδροηλεκτρική, τη γεωθερμική και τη βιομάζα, επενδυτικά σχέδια συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας.
- Επενδυτικά σχέδια για τη μετεγκατάσταση βυρσοδεψείων από τους Νομούς Αττικής, Θεσσαλονίκης και Χανίων εντός Βιομηχανικών και Επιχειρηματικών Περιοχών (Β.Ε.ΠΕ.), στις οποίες υφίστανται οι κατάλληλες υποδομές και προβλέπεται η εγκατάστασή τους.
- Εκσυγχρονισμός ολοκληρωμένης μορφής λειτουργουσών ξενοδοχειακών μονάδων κατηγορίας τουλάχιστον δύο αστέρων (2*), πρώην Γ' τάξης ή ξενοδοχειακών μονάδων που έχουν διακόψει προσωρινά τη λειτουργία τους για πέντε έτη κατ' ανώτατο όριο, χωρίς στο διάστημα αυτό να έχει γίνει αλλαγή στη χρήση του κτιρίου και υπό τον όρο ότι κατά το χρόνο της προσωρινής διακοπής της λειτουργίας τους ήταν τουλάχιστον κατηγορίας δύο αστέρων (2*), πρώην Γ' τάξης.
- Εκσυγχρονισμός ολοκληρωμένης μορφής λειτουργουσών ξενοδοχειακών μονάδων κατώτερης κατηγορίας των δύο αστέρων (2*), πρώην Γ' τάξης, σε κτίρια που χαρακτηρίζονται διατηρητέα ή παραδοσιακά, εφόσον με τον εκσυγχρονισμό τους αναβαθμίζονται τουλάχιστον σε κατηγορία δύο αστέρων (2*), πρώην Γ' τάξης.. Επίσης εκσυγχρονισμός ολοκληρωμένης μορφής ξενοδοχειακών μονάδων που έχουν διακόψει προσωρινά τη λειτουργία τους για πέντε έτη κατ' ανώτατο όριο, χωρίς στο διάστημα αυτό να έχει γίνει αλλαγή στη χρήση του κτιρίου και υπό τον όρο ότι με τον εκσυγχρονισμό τους αναβαθμίζονται τουλάχιστον σε κατηγορία δύο αστέρων (2*), πρώην Γ' τάξης.
- Εκσυγχρονισμός ξενοδοχειακών μονάδων που αφορά τη δημιουργία συμπληρωματικών εγκαταστάσεων με την προσθήκη νέων κοινόχρηστων χώρων, νέων χρήσεων επί κοινοχρήστων χώρων, πισινών και αθλητικών εγκαταστάσεων σε ξενοδοχειακές μονάδες τουλάχιστο κατηγορίας δύο αστέρων (2*), πρώην Γ' τάξης, με σκοπό την παροχή πρόσθετων υπηρεσιών.
- Μετατροπή παραδοσιακών ή διατηρητέων κτιρίων σε ξενοδοχειακές μονάδες τουλάχιστον κατηγορίας δύο αστέρων (2*), πρώην Γ' τάξης.
- Εκσυγχρονισμός ολοκληρωμένης μορφής λειτουργουσών τουριστικών οργανωμένων κατασκηνώσεων (campings) τουλάχιστον Γ' τάξης.

- Ίδρυση, επέκταση, εκσυγχρονισμός συνεδριακών κέντρων. "
- Ίδρυση, επέκταση, εκσυγχρονισμός χιονοδρομικών κέντρων. "
- Ίδρυση, επέκταση, εκσυγχρονισμός αξιοποίησης ιαματικών πηγών.
- Ίδρυση, επέκταση, εκσυγχρονισμός τουριστικών λιμένων σκαφών αναψυχής (μαρίνες) για επενδυτικά σχέδια που γίνονται με πρωτοβουλία οποιουδήποτε φυσικού ή νομικού προσώπου ιδιωτικού δικαίου.
- Ίδρυση, επέκταση, εκσυγχρονισμός γηπέδων γκολφ.
- Ίδρυση, επέκταση, εκσυγχρονισμός κέντρων θαλασσοθεραπείας.
- Ίδρυση, επέκταση, εκσυγχρονισμός κέντρων τουρισμού υγείας.
- Ίδρυση, επέκταση, εκσυγχρονισμός κέντρων προπονητικού-αθλητικού τουρισμού.
- Επενδυτικά σχέδια συνεργαζόμενων εμπορικών και μεταφορικών επιχειρήσεων, υπό ενιαίο φορέα, για την δημιουργία εμπορευματικών σταθμών και διαμετακομιστικών κέντρων, όπως αυτά θα οριστούν με την κοινή υπουργική απόφαση.
- Επενδυτικά σχέδια των μεταφορικών επιχειρήσεων για τη δημιουργία υποδομών αποθήκευσης, συσκευασίας και τυποποίησης καθώς και κλειστών χώρων στάθμευσης φορτηγών οχημάτων, όπως αυτά θα οριστούν με την κοινή υπουργική απόφαση.
- Επενδυτικά σχέδια για την παροχή υπηρεσιών εφοδιαστικής αλυσίδας.
- Επενδυτικά σχέδια για τη δημιουργία ευρυζωνικών δικτυακών υποδομών και συναφούς εξοπλισμού που εξασφαλίζει την πρόσβαση σε πολίτες ή επιχειρήσεις, σε επίπεδο ΟΤΑ, Περιφερειών κλπ. ή άλλης γεωγραφικής περιοχής με επιχειρηματικό ενδιαφέρον.
- Επενδυτικά σχέδια παροχής καινοτομικών τηλεπικοινωνιακών υπηρεσιών ευρείας κλίμακας τα οποία βασίζονται στην ευρυζωνική υποδομή.
- Επενδυτικά σχέδια ανάπτυξης λογισμικού.
- Επενδυτικά σχέδια για τη δημιουργία εργαστηρίων εφαρμοσμένης βιομηχανικής, ενεργειακής, μεταλλευτικής, γεωργικής, κτηνοτροφικής, δασικής και ιχθυοκαλλιεργητικής έρευνας. Επίσης, επενδυτικά σχέδια ανάπτυξης τεχνολογιών και βιομηχανικών σχεδίων.
- Επενδυτικά σχέδια για την παροχή υπηρεσιών εξαιρετικά προηγμένης τεχνολογίας.

- Επενδυτικά σχέδια για τη δημιουργία εργαστηρίων παροχής υπηρεσιών ποιότητας ή/και υψηλής τεχνολογίας, πιστοποιήσεων, δοκιμών ελέγχου και διακριβώσεων.
- Επενδυτικά σχέδια των επιχειρήσεων εκμετάλλευσης μέσων μεταφοράς ανθρώπων και εμπορευμάτων σε απομονωμένες, δυσπρόσιτες και απομακρυσμένες περιοχές, όπως ορίζονται με κοινή απόφαση των Υπουργών Οικονομίας και Οικονομικών και Εμπορικής Ναυτιλίας.
- Επενδυτικά σχέδια προστασίας του περιβάλλοντος, περιορισμού της ρύπανσης του εδάφους, του υπεδάφους, των υδάτων και της ατμόσφαιρας, αποκατάστασης του φυσικού περιβάλλοντος και ανακύκλησης του ύδατος και αφαλάτωσης θαλασσινού ή υφάλμυρου νερού.
- Επενδυτικά σχέδια για αξιοποίηση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, υποκατάσταση υγρών καυσίμων ή ηλεκτρικής ενέργειας με αέρια καύσιμα, επεξεργασμένα απορριπτόμενα υλικά από εγχώριες βιομηχανίες, ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, ανάκτηση απορριπτόμενης θερμότητας, καθώς και συμπαραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας.
- Επενδυτικά σχέδια για εξοικονόμηση ενέργειας, υπό την προϋπόθεση ότι το επενδυτικό σχέδιο δεν αφορά τον παραγωγικό εξοπλισμό, αλλά τον εξοπλισμό και τις εγκαταστάσεις κίνησης λειτουργίας της μονάδας και από αυτήν προκύπτει μείωση τουλάχιστον 10% της καταναλισκόμενης ενέργειας.
- Επενδυτικά σχέδια παραγωγής νέων προϊόντων ή/και υπηρεσιών ή προϊόντων εξαιρετικά προηγμένης τεχνολογίας.
- Επενδυτικά σχέδια για ίδρυση, επέκταση, εκσυγχρονισμό εργαστηρίων εφαρμοσμένης βιομηχανικής ή μεταλλευτικής ή ενεργειακής έρευνας.
- Επενδυτικά σχέδια εισαγωγής και προσαρμογής περιβαλλοντικά φιλικής τεχνολογίας στην παραγωγική διαδικασία.
- Επενδυτικά σχέδια παραγωγής καινοτομικών προϊόντων ή υπηρεσιών εισαγωγής καινοτομιών στην παραγωγική διαδικασία και εμπορευματοποίησης πρωτοτύπων προϊόντων και υπηρεσιών.
- Επενδυτικά σχέδια που στοχεύουν στην αναβάθμιση της ποιότητας των παραγόμενων προϊόντων ή και υπηρεσιών.
- Επενδυτικά σχέδια για αγορά και εγκατάσταση νέων σύγχρονων συστημάτων αυτοματοποίησης διαδικασιών και μηχανοργάνωσης αποθηκών συμπεριλαμβανομένου και του αναγκαίου λογισμικού για την δημιουργία επέκταση ή/και ανάπτυξη στον χώρο του βιομηχανοστασίου στο πλαίσιο του εκσυγχρονισμού της εφοδιαστικής αλυσίδας.
- Επενδυτικά σχέδια ίδρυσης ή επέκτασης βιομηχανικών ή βιοτεχνικών μονάδων για την εναλλακτική διαχείριση συσκευασιών και άλλων

προϊόντων που έχουν αναλωθεί στην Ελλάδα, για παραγωγή πρώτων υλών και λοιπών υλικών από αυτά.

- Επενδυτικά σχέδια υλοποίησης ολοκληρωμένου πολυετούς (2-5 ετών) επιχειρηματικού σχεδίου φορέων (για τους οποίους έχει παρέλθει πενταετία από τη σύστασή τους) των μεταποιητικών και μεταλλευτικών επιχειρήσεων ελαχίστου συνολικού κόστους 3 000 000 €, και επιχειρήσεων ανάπτυξης λογισμικού ελάχιστου συνολικού κόστους 1 500 000 € που περιλαμβάνουν τον τεχνολογικό, διοικητικό, οργανωτικό και επιχειρησιακό εκσυγχρονισμό και ανάπτυξη, καθώς και τις αναγκαίες ενέργειες κατάρτισης των εργαζομένων, με ένα ή περισσότερους από του επόμενους στόχους:

1. Ενίσχυση της ανταγωνιστικότητας της θέσης στη διεθνή αγορά.
2. Παραγωγή και προώθηση επώνυμων προϊόντων και / ή υπηρεσιών.
3. Καθετοποίηση παραγωγής / ανάπτυξη ολοκληρωμένων συστημάτων προϊόντων / υπηρεσιών ή συμπληρωματικών προϊόντων και υπηρεσιών.
4. Παραγωγή προϊόντων ή/ και υπηρεσιών σημαντικά ή τελείως διαφοροποιημένων των υφιστάμενων βασικών προϊόντων ή υπηρεσιών της επιχείρησης.
5. Μεταφορά παραγωγικών - ερευνητικών δραστηριοτήτων από το εξωτερικό στην ελληνική επικράτεια.
6. Παραγωγή προϊόντων / υπηρεσιών από την σύμπραξη μη ομοειδών επιχειρήσεων (κατά προτίμηση από διαφορετικούς κλάδους) με στόχο την παραγωγή σημαντικά ή τελείως διαφοροποιημένων των υφιστάμενων προϊόντων ή υπηρεσιών των επιχειρήσεων αυτών.

Κατηγορία 2.

- Επενδυτικά σχέδια εξόρυξης και θραύσης βιομηχανικών ορυκτών και αδρανών υλικών.
- Επενδυτικά σχέδια σε μηχανικά μέσα σποράς, καλλιέργειας και συγκομιδής αγροτικών προϊόντων τα οποία πραγματοποιούνται από αγροτικούς ή αγροτοβιομηχανικούς συνεταιρισμούς, καθώς και ομάδες παραγωγών ή ενώσεις ομάδων παραγωγών, οι οποίες έχουν συσταθεί σύμφωνα με την Κοινοτική νομοθεσία.
- Επενδυτικά σχέδια τυποποίησης, συσκευασίας ή συντήρησης γεωργικών ή κτηνοτροφικών προϊόντων ή προϊόντων αλιείας και ιχθυοτροφίας μη προερχόμενα από μεταποιητική δραστηριότητα.

- Επενδυτικά σχέδια γεωργικών επιχειρήσεων θερμοκηπιακού τύπου και βιολογικής γεωργίας, κτηνοτροφικών επιχειρήσεων εσταυλισμένου ή ημιεσταυλισμένου τύπου και αλιευτικές επιχειρήσεις (υδατοκαλλιέργειες) σύγχρονης τεχνολογίας.
- Επενδυτικά σχέδια εξόρυξης, επεξεργασίας και εν γένει αξιοποίησης βιομηχανικών ορυκτών. Επενδυτικά σχέδια λατόμευσης και αξιοποίησης μαρμάρων υπό την προϋπόθεση ότι περιλαμβάνουν εξοπλισμό κοπής και επεξεργασίας.
- Μεταλλευτικά επενδυτικά σχέδια.
- Επενδυτικά σχέδια στον τομέα της μεταποίησης , πλην εκείνων για τα οποία απαιτείται για την υπαγωγή τους έκδοση κοινής υπουργικής απόφασης.
- Επενδυτικά σχέδια παραγωγής ενέργειας σε μορφή θερμού νερού ή ατμού.
- Επενδυτικά σχέδια παραγωγής βιοκαυσίμων ή στερεών καυσίμων από βιομάζα, επενδυτικά σχέδια παραγωγής βιομάζας από φυτά, με σκοπό τη χρήση της ως πρώτη ύλη για την παραγωγή ενέργειας.
- Επενδυτικά σχέδια για την αφαλάτωση θαλασσινού ή υφάλμυρου νερού για την παραγωγή πόσιμου ύδατος.
- Επενδυτικά σχέδια για την παραγωγή ή/και τυποποίηση προϊόντων γεωγραφικής ένδειξης (Π.Γ.Ε.) ή/και προϊόντων προστατευόμενης ονομασίας προέλευσης (Π.Ο.Π.) εφόσον γίνονται από επιχειρήσεις που στεγάζονται σε παραδοσιακά ή διατηρητέα λιθόκτιστα κτίρια ή και κτιριακά συγκροτήματα βιομηχανικού χαρακτήρα, πλην εκείνων για τα οποία απαιτείται έκδοση κοινής υπουργικής απόφασης.
- Ίδρυση, επέκταση, εκσυγχρονισμός θεματικών πάρκων που αποτελούν οργανωμένες μορφές τουρισμού οι οποίες διαφοροποιούν ή διευρύνουν το τουριστικό προϊόν και παρέχουν ολοκληρωμένης μορφής υποδομές και υπηρεσίες συμπεριλαμβανομένων κατ' ελάχιστον των υπηρεσιών στέγασης σίτισης, στέγασης ψυχαγωγίας και κοινωνικής μέριμνας.
- Ίδρυση, επέκταση, εκσυγχρονισμός αυτοκινητοδρομίων απαραίτητων για την τουριστική ανάπτυξη της χώρας.
- Επενδυτικά σχέδια για την ανέγερση και εκμετάλλευση βιοτεχνικών κέντρων και κτιρίων στις ειδικές βιοτεχνικές και βιομηχανικές ζώνες που καθορίζονται στο πλαίσιο του πολεοδομικού και χωροταξικού σχεδιασμού, καθώς και χώρων κοινωνικών και πολιτιστικών λειτουργιών, κεντρικών αγορών και σφαγείων που γίνονται από επιχειρήσεις Ο.Τ.Α. α' ή β' βαθμού ή συνεταιρισμούς. Επίσης επενδυτικά σχέδια των ως άνω φορέων για τη μετασκευή και διαμόρφωση παλαιών βιομηχανοστασίων και λοιπών εγκαταστάσεων για χώρους κοινωνικών και πολιτιστικών λειτουργιών, εκθεσιακών κέντρων, κεντρικών αγορών και σφαγείων.

- Επενδυτικά σχέδια επιχειρήσεων υγρών καυσίμων και υγραερίων, για τη δημιουργία εγκαταστάσεων αποθήκευσης ή για την προμήθεια εξοπλισμού μεταφοράς υγρών καυσίμων και υγραερίων σε νησί.
- Επενδυτικά σχέδια για τη δημιουργία κέντρων αποθεραπείας και αποκατάστασης, όπως αυτά καθορίζονται με το άρθρο 10 του Ν. 2072/1992 και επενδυτικά σχέδια για την παροχή στέγης αυτόνομης διαβίωσης, σε άτομα με ειδικές ανάγκες.
- Ίδρυση ή επέκταση ξενοδοχειακών μονάδων κατηγορίας τουλάχιστον τριών αστέρων (3*), πρώην Β' τάξης.

1.3.3 Πλαίσιο για τις χρηματοδοτήσεις εγκαταστάσεων ΑΠΕ

Σε αυτή την υποενότητα θα παραθέσουμε την σύμβαση πώλησης και την τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.

1.3.3.1 Σύμβαση πώλησης

Για την ένταξη σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στο σύστημα ή στο δίκτυο, περιλαμβανομένου και του δικτύου των μη διασυνδεδεμένων νησιών, ο διαχειριστής του συστήματος, εφόσον οι εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συνδέονται στο σύστημα είτε απευθείας είτε μέσω του δικτύου ή ο διαχειριστής μη διασυνδεδεμένων νησιών, εφόσον οι εγκαταστάσεις παραγωγής συνδέονται με το δίκτυο των μη διασυνδεδεμένων νησιών, υποχρεούνται να συνάπτουν σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας με τον κάτοχο της άδειας παραγωγής της.

Η σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας ισχύει για δέκα (10) έτη και μπορεί να παρατείνεται για δέκα (10), επιπλέον, έτη, μονομερώς, με έγγραφη δήλωση του παραγωγού, εφόσον αυτή υποβάλλεται τρεις (3), τουλάχιστον, μήνες πριν από τη λήξη της αρχικής σύμβασης. Η σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από υβριδικούς σταθμούς ισχύει για είκοσι (20) έτη και μπορεί να παρατείνεται, σύμφωνα με τους όρους της άδειας αυτής, μετά από έγγραφη συμφωνία των μερών, εφόσον ισχύει η σχετική άδεια παραγωγής.

Με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης, μετά από εισήγηση του αρμόδιου διαχειριστή και γνώμη της Ρ.Α.Ε., καθορίζονται ο τύπος, το περιεχόμενο και η διαδικασία κατάρτισης των συμβάσεων πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με τις παραπάνω διατάξεις, καθώς και κάθε ειδικότερο θέμα και αναγκαία λεπτομέρεια.

1.3.3.2 Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από παραγωγό μέσω σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και απορροφάται από το σύστημα ή το δίκτυο, τιμολογείται, σε μηνιαία βάση, σύμφωνα με το Πίνακα 1.5:

Πίνακας 1.5: Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
Αιολική ενέργεια.	73	84.6
Αιολική ενέργεια από αιολικά πάρκα στη θάλασσα		90
Υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται με μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ έως δεκαπέντε (15) Mwe.	73	84.6
Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από φωτοβολταϊκές μονάδες, με εγκατεστημένη ισχύ μικρότερη ή ίση των εκατό (100) kWpeak, οι οποίες εγκαθίστανται σε ακίνητη ιδιοκτησίας ή νόμιμης κατοχής ή όμορα ακίνητα του ίδιου ιδιοκτήτη ή νομίμου κατόχου.	450	500
Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από φωτοβολταϊκές μονάδες, με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη των εκατό (100) kWpeak.	400	450
Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από μονάδες άλλης τεχνολογίας, πλην αυτής των φωτοβολταϊκών, με εγκατεστημένη ισχύ έως πέντε (5) Mwe.	250	270
Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από μονάδες άλλης τεχνολογίας, πλην αυτής των φωτοβολταϊκών, με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη των πέντε (5) Mwe.	230	250
Γεωθερμική ενέργεια, βιομάζα, αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και βιοαέρια.	73	84.6
Λοιπές Α.Π.Ε.	73	84.6
Σ.Η.Θ.Υ.Α.	73	84.6

Οι τιμές του Πίνακα 1.5 για τους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας ισχύουν μόνο για σταθμούς Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. με εγκατεστημένη ισχύ έως 35 MW και για το πλεόνασμα της ηλεκτρικής ενέργειας που διατίθεται στο σύστημα ή στο δίκτυο, το οποίο μπορεί να ανέλθει μέχρι ποσοστό 20% της συνολικά παραγόμενης, από τους σταθμούς αυτούς, ηλεκτρικής ενέργειας, σε ετήσια βάση. Ειδικά, η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από σταθμούς που συνδέονται στο Δίκτυο χαμηλής τάσης, γίνεται κάθε τέσσερις μήνες.

Για την προώθηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από φωτοβολταϊκούς σταθμούς, καταρτίζεται από τη Ρ.Α.Ε. και εγκρίνεται από τον Υπουργό Ανάπτυξης το Πρόγραμμα Ανάπτυξης Φωτοβολταϊκών Σταθμών. Το πρόγραμμα αυτό, του οποίου η πρώτη φάση υλοποίησής του αρχίζει από την έναρξη ισχύος του παρόντος νόμου και λήγει την 31/12/2020, αφορά την ανάπτυξη φωτοβολταϊκών σταθμών που εγκαθίστανται στην ελληνική επικράτεια, συνολικής ισχύος τουλάχιστον 500 MWpeak, για σταθμούς που συνδέονται με το σύστημα, απευθείας ή μέσω δικτύου και συνολικής ισχύος τουλάχιστον 200 MWpeak, για

σταθμούς που συνδέονται στο δίκτυο των μη διασυνδεδεμένων νησιών. Η ισχύς των 200 MW_{peak}, επιμερίζεται στα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των μη διασυνδεδεμένων νησιών, με βάση τις δυνατότητες του κάθε αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος. Παρομοίως καθορίζονται ο τύπος, το περιεχόμενο και η διαδικασία κατάρτισης των συμβάσεων πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από φωτοβολταϊκούς σταθμούς, η διαδικασία σύνδεσης των σταθμών αυτών, η διαπίστωση της λήξης του προγράμματος, καθώς και κάθε ειδικότερο θέμα και αναγκαία λεπτομέρεια που αφορούν τη λειτουργία των σταθμών αυτών στο πλαίσιο του προγράμματος. Η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγουν οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί οι οποίοι εντάσσονται στο πρόγραμμα και η οποία απορροφάται από το σύστημα, απευθείας ή μέσω δικτύου ή από το δίκτυο των μη διασυνδεδεμένων νησιών, γίνεται σύμφωνα με τα στοιχεία του Πίνακα 1.5. Με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης που εκδίδεται μετά από γνώμη της Ρ.Α.Ε., μπορεί να μεταβάλλονται οι τιμές αυτές, μετά την έναρξη του Προγράμματος, με βάση τους στόχους αυτού.

1.3.4 Πρόβλεψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και εγκατεστημένης ισχύος

Χρήσιμο θα ήταν να εξετασθεί, σύντομα, η προοπτική της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα μας και οι ευκαιρίες ανάπτυξης τεχνολογιών ΑΠΕ. Ήδη τα δύο τρίτα της συνολικής παραγωγής ηλεκτρισμού προέρχεται από την εκμετάλλευση των εγχώριων κοιτασμάτων λιγνίτη, σε μια προσπάθεια απεξάρτησης της χώρας από το πετρέλαιο (που διήρκεσε είκοσι χρόνια, 1975 – 1995). Στη χώρα μας, η ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια αυξάνει με ετήσιο ρυθμό περίπου 4%, μεγαλύτερο από τον αντίστοιχο του Ακαθάριστου Εθνικού Προϊόντος, καθιστώντας την ηλεκτρική ενέργεια σε σημαντικό παράγοντα ανάπτυξης, σηματοδοτώντας παράλληλα την ανάγκη για νέες επενδύσεις. Άλλωστε εκεί αποσκοπούν και οι τελευταίες νομοθετικές ενέργειες.

Η προοπτική νέας εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής σχεδιάζεται λαμβάνοντας υπόψη την ταχεία αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και την μακροχρόνια ανάγκη αντικατάστασης του παραγωγικού δυναμικού το οποίο φθάνει στο τέλος της οικονομικής του ζωής. Στις αρχές του 2000, η εγκατεστημένη συνολική δυναμικότητα των μονάδων ηλεκτρικής ενέργειας ήταν περίπου 11 000 MW. Εκτιμάται ότι μέχρι το 2030 η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας θα αυξηθεί κατά περίπου 93%. Αυτό σημαίνει την ένταξη στο σύστημα νέων μονάδων περίπου των 500 – 550 MW κατά μέσο όρο και έτος. Η εξέλιξη της εγκατεστημένων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έως το έτος 2030, φαίνεται στον Πίνακα 1.6, και στον Πίνακα 1.7 όπου διακρίνονται και η αιχμή ζήτησης και η συμμετοχή κάθε τύπου ηλεκτροπαραγωγής στη συνολική παραγωγή. Ενώ στο Σχήμα 1.1 παρουσιάζεται ο χάρτης με την εγκατεστημένη ισχύς από αιολική ενέργεια στην Ευρώπη, στο Σχήμα 1.2 παρουσιάζεται ο χάρτης με την εγκατεστημένη ισχύς και των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στην Ελλάδα.

Αυτό που διακρίνεται στους πίνακες αυτούς, είναι ότι το φυσικό αέριο φαίνεται να κερδίζει συνέχεια έδαφος και, από το 2012 έως το 2030, η χρησιμοποίηση του λιγνίτη αυξάνεται σταδιακά, ενώ η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στηρίζεται σε μεγάλο ποσοστό στα στερεά καύσιμα. Σχετικά με τις τεχνολογίες ΑΠΕ, όμως, αυτό που παρατηρείται είναι ότι βρίσκονται σε χαμηλά επίπεδα, καλύπτοντας λίγο περισσότερο

από το 5% της συνολική παραγωγή. Αν κάτι τέτοιο συνεχίσει να υφίσταται, θα υπάρξουν σημαντικές αποκλίσεις από την ευρωπαϊκή οδηγία 2001/77.

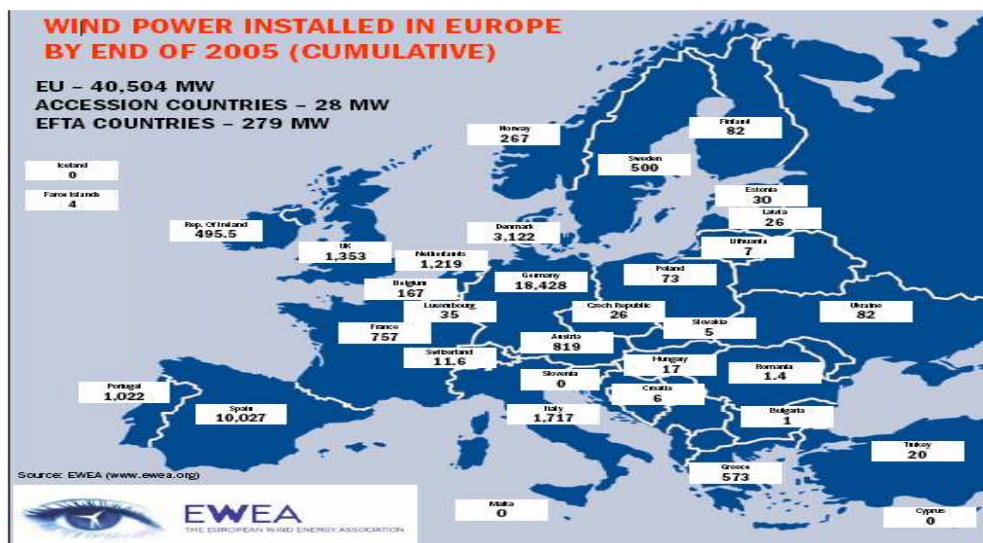
Συμπερασματικά θα μπορούσαμε να πούμε ότι, οι συνθήκες που επικρατούν στον ελληνικό χώρο στη σημερινή εποχή, δεν είναι οι πλέον ιδανικότερες για την ανεμπόδιστη ανάπτυξη των τεχνολογιών ΑΠΕ. Οι ιδιαιτερότητες του θεσμικού πλαισίου που διέπουν το σύστημα ηλεκτροδότησης και οι καταστάσεις που ανέκυψαν μετά την απελευθέρωση της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, αποτελούν παράγοντες που ενισχύουν αυτήν την άποψη. Τα κρατικά μονοπώλια συνεχίζουν να υπερτερούν εις βάρος της ανάπτυξης υγιούς ανταγωνισμού, γεγονός που δεν επιτρέπει την άμεση εκδήλωση επενδυτικού ενδιαφέροντος που αφορά τις τεχνολογίες ΑΠΕ. Ενδιαφέρον, ωστόσο, θα είχε να παρατηρηθεί η εξέλιξη της κατάστασης, μετά από την παρέμβαση της ευρωπαϊκής επιτροπής με την κοινοτική οδηγία 2001/77, η οποία ουσιαστικά θέτει σε προτεραιότητα τη χρήση ΑΠΕ σε όλες τις χώρες-μέλη.

Πίνακας 1.6: Εκτίμηση εξέλιξης της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής

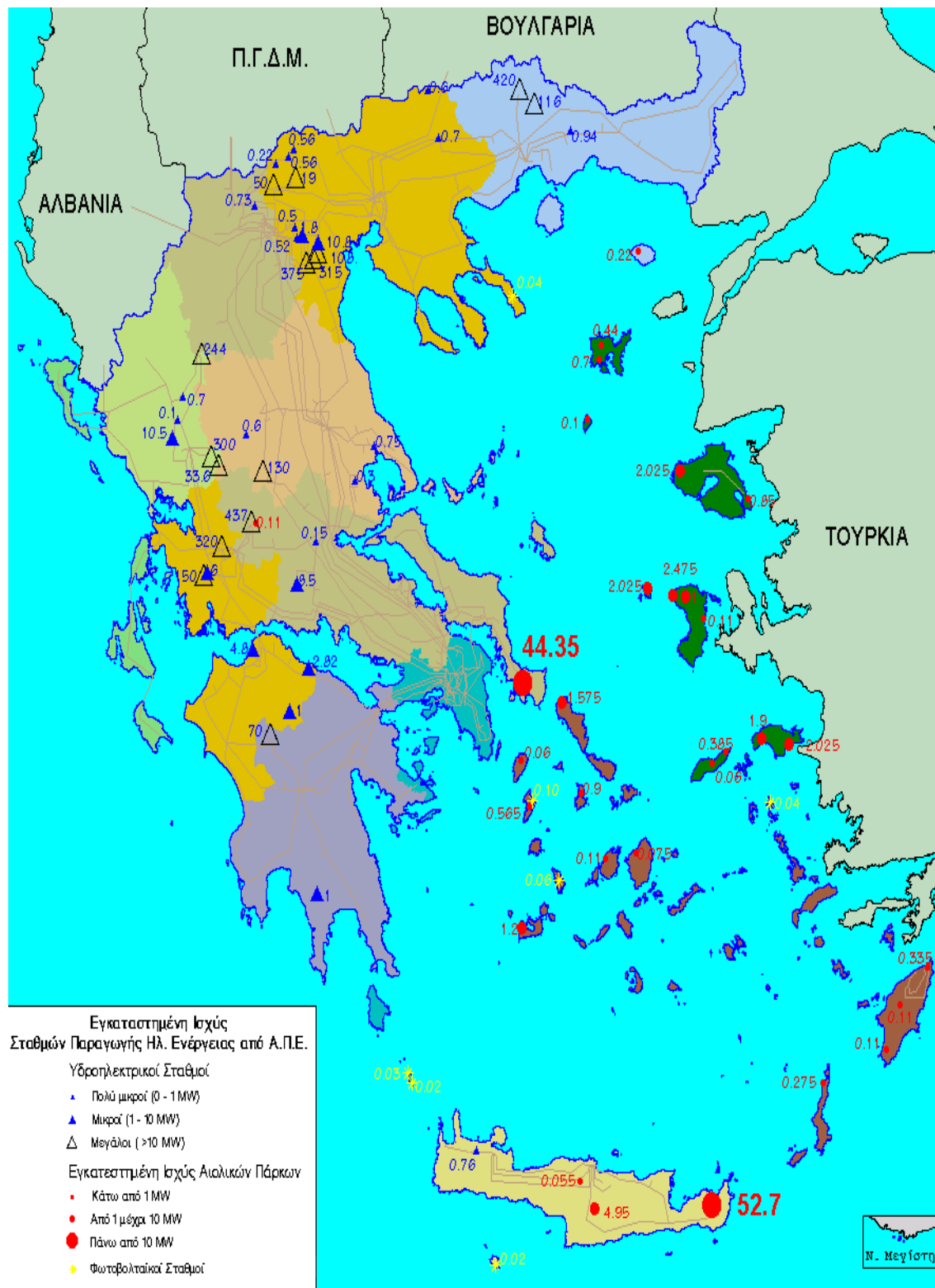
Ονομαστική Ισχύς Σταθμών Ηλεκτροπαραγωγής (MW)	1995	2000	2005	2010	2020	2030
Στερεών καυσίμων	4.533	4.900	5.250	5.132	5.984	8.104
Συμβατικοί Θερμικοί	2.009	2.267	2.349	2.349	1.950	979
Φυσικού Αερίου - Συνδυασμένου κύκλου	275	845	2.022	4.166	6.482	6.972
Μονάδες Αιχμής	221	361	857	1.054	1.255	1.726
Μεγάλα Υδροηλεκτρικά	2.244	2.397	2.482	2.658	2.658	3.040
ΑΠΕ	33	202	896	1.114	2.503	3.511
Σύνολο	9.314	10.974	13.855	16.472	20.833	24.332
Αιχμή ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας	6.060	8.704	10.612	13.179	16.974	21.041

Πίνακας 1.7: Εκτίμηση εξέλιξης της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής

Προέλευση Ηλεκτρικής Ενέργειας	Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας									
	1995		2000		2010		2020		2030	
	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)
Στερεά καύσιμα	28.020	67,9	30.685	57,7	35.856	47,4	38.109	43,4	47.711	48
Συμβατικοί Θερμικοί	8.134	19,7	12.597	23,7	7.567	10	6.742	7,7	4.403	4,4
Φυσικό Αέριο - Συνδυασμένος κύκλος	407	1	3.977	7,5	22.020	29,1	30.266	34,5	32.194	32,4
Μονάδες Αιχμής (και σε νησιά)	1.167	2,8	1.738	3,3	2.420	3,2	2.788	3,2	2.775	2,8
Μεγάλα Υδροηλεκτρικά	3.528	8,5	3.690	6,9	5.651	7,5	5.151	5,9	5.865	5,9
ΑΠΕ	34	0,1	453	0,9	2.203	2,9	4.669	5,3	6.517	6,6
Σύνολο	41.291		53.139		87.724		87.724		99.464	



Σχήμα 1.1: Εγκατεστημένη ισχύς από αιολική ενέργεια στην Ευρώπη



Σχήμα 1.2: Εγκατεστημένη ισχύς των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ

1.4 ΔΟΜΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Εν συνεχεία, λαμβάνοντας υπ' όψιν την αλλαγή στο ενεργειακό σκηνικό παγκοσμίως, όπου οι διεθνείς τάσεις για αυξημένη χρήση ήπιων μορφών ενέργειας, φιλικών προς το περιβάλλον, είναι αδιάψευστο γεγονός, το πιο επιτακτικό ερώτημα είναι το κατά πόσο η χρήση ΑΠΕ είναι αποδοτική από οικονομικής πλευράς. Στην εργασία αυτή θα διερευνηθεί το κατά πόσο αυτό είναι εφικτό, όσον αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά συστήματα, τα οποία χρησιμοποιούν την ταχύτητα του ανέμου και την μετατρέπουν απευθείας σε ηλεκτρική ενέργεια. Αυτό θα γίνει αντιμετωπίζοντας την εγκατάσταση ενός αιολικού συστήματος σαν ένα επενδυτικό έργο, έτσι ώστε να μπορέσουμε να το αξιολογήσουμε χρησιμοποιώντας μια σειρά γνωστών οικονομικών κριτηρίων αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων.

Στην παρούσα εργασία επιχειρούμε να προσεγγίσουμε το ζήτημα της οικονομικής αξιολόγησης των αιολικών συστημάτων, μέσω της ανάπτυξης μιας ολοκληρωμένης μεθοδολογίας σχεδίασης, κοστολόγησης και αξιολόγησης της οικονομικής βιωσιμότητας τέτοιων επενδυτικών σχεδίων. Στη μεθοδολογία αυτή παρουσιάζονται αναλυτικά οι παράγοντες που μετέχουν στην ανάπτυξη και εφαρμογή ενός αιολικού συστήματος, καθώς και τα χρηματοοικονομικά κριτήρια με βάση τα οποία αξιολογείται η επένδυση.

Η εργασία αυτή αποτελείται από εννέα κεφάλαια. Η δομή της έχει ως εξής:

Στο Κεφάλαιο 2 περιγράφεται η αιολική ενέργεια και δίνονται στοιχεία για την ιστορική εξέλιξή της, καθώς και πληροφορίες για τη τωρινή της κατάσταση. Επίσης, δίνεται μία περιγραφή της τεχνολογίας των αιολικών συστημάτων, η παγκόσμια εξέλιξή τους και παρατίθενται στοιχεία του κόστους τους.

Στο Κεφάλαιο 3 περιγράφεται αναλυτικά μια μεθοδολογία για την αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας που αφορούν στην εγκατάσταση αιολικών συστημάτων. Η μεθοδολογία αυτή εξετάζει ένα έργο τόσο από την τεχνική όσο και από την οικονομική του σκοπιά. Πέρα από την αναλυτική καταγραφή όλων των δαπανών που συνοδεύουν την εγκατάσταση ενός αιολικού συστήματος, η μεθοδολογία προσεγγίζει το σύστημα σαν επενδυτικό έργο του οποίου εξετάζει την απόδοση, για τη διάρκεια ζωής του έργου, λαμβάνοντας υπόψη μια σειρά χρηματοοικονομικών παραμέτρων, όπως τις ταμειακές ροές κεφαλαίου (έσοδα και έξοδα) και τη διαχρονική αξία του χρήματος. Όλα τα χρηματοοικονομικά κριτήρια που χρησιμοποιούνται, αναλύονται στο κεφάλαιο αυτό.

Στο Κεφάλαιο 4, παρουσιάζεται ένα λογισμικό ανάλυσης επενδυτικών αποφάσεων αιολικών συστημάτων. Το λογισμικό αυτό ονομάζεται RETScreen και η δομή του βασίζεται στη μεθοδολογία που αναπτύχθηκε στο Κεφάλαιο 3.

Στο Κεφάλαιο 5 παρουσιάζεται, επιλυμένη αναλυτικά, μια περίπτωση αιολικής εφαρμογής, που αφορά παράκτιες ανεμογεννήτριες συνδεδεμένες στο σύστημα στην Κοπεγχάγη, Δανία. Η εφαρμογή αυτή υλοποιήθηκε το έτος 2000.

Στο Κεφάλαιο 6 παρουσιάζεται, επιλυμένη αναλυτικά, μια περίπτωση αιολικής εφαρμογής, που αφορά ανεμογεννήτρια συνδεδεμένη σε απομακρυσμένο δίκτυο, στο Whitehorse, Καναδά. Η εφαρμογή αυτή υλοποιήθηκε το έτος 2000.

Στο Κεφάλαιο 7 παρουσιάζεται, επιλυμένη αναλυτικά, μια περίπτωση αιολικής εφαρμογής, η οποία αποτελείται από μεγάλες ανεμογεννήτριες συνδεδεμένες στο δίκτυο, στο Gruppenbuhren, Γερμανία.

Στο Κεφάλαιο 8 παρουσιάζεται, επιλυμένη αναλυτικά, μια περίπτωση αιολικής εφαρμογής, που αφορά αιολικό πάρκο συνδεδεμένο στο δίκτυο, στην οροσειρά Kadavakallu, στην Ινδία.

Τέλος, στο Κεφάλαιο 9 συνοψίζονται τα σημαντικότερα συμπεράσματα που προέκυψαν από την ανάλυση των ζητημάτων που εξετάστηκαν σε αυτήν την εργασία.

1.5 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1.1] <http://www.eere.energy.gov>, accessed on August 2007
- [1.2] <http://www.sandia.gov/wind/>, accessed on August 2007
- [1.3] <http://www.nrel.gov/wind/>, accessed on August 2007
- [1.4] <http://www.rae.gr>, accessed on August 2007
- [1.5] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), “Έκθεση πεπραγμένων Ιούλιος 2000 – Δεκέμβριος 2002”, Εκδόσεις Γαβριηλίδης, 2004.
- [1.6] <http://www.cres.org>, “Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ)”, accessed on 3/3/2005
- [1.7] Μιχ. Π. Παπαδόπουλος, “Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας”, Σημειώσεις μαθήματος, Ε.Μ.Π., Αθήνα 1997.
- [1.8] Renewable Product Store
<http://www.bitterrootsolar.com/> accessed on August 2007
- [1.9] Ιωαννης Κλεαν. Καλδέλλης, “Διαχείριση της αιολικής ενέργειας”, Εκδόσεις Αθ. Σταμουλης, 2005
- [1.10] Βασ. Σταμπολίδης “Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων παραγωγής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα” Διπλωματική εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης, 2005.
- [1.11] <http://www.the.greenpewergroup.org/wind> accessed on August 2007
- [1.12] <http://www.nrel.gov/homer> accessed on August 2007
- [1.13] <http://www.ewea.org> accessed on August 2007
- [1.14] <http://www.erec-renewables.org> accessed on August 2007
- [1.15] <http://www.elke.gr> accessed on August 2007
- [1.16] <http://www.ntua.gr/renes> accessed on August 2007
- [1.17] <http://www.kepa.uoa.gr> accessed on August 2007
- [1.18] <http://www.hellascren.gr> accessed on August 2007
- [1.19] <http://www.eletaen.gr> accessed on August 2007
- [1.20] Ηλ. Γουσγουρίωτης “Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων ανάπτυξης συστημάτων θέρμανσης με στερεά βιομάζα” Διπλωματική εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης, 2005.
- [1.21] <http://www.canren.gc.ca> accessed on August 2007
- [1.22] <http://www.energy.iastate.edu/renewable/wind>, accessed on August 2007
- [1.23] International Energy Agency, “Renewables for power generation, Status and prospects” 2003
- [1.24] Thomas Ackerman, “Wind Power in Power Systems”, New York: Wiley, 2005, pp 7-23
- [1.25] J. Aabakken, “Power Technologies Energy Data Book Third Edition”, National Renewable Energy Laboratory, Tech. Rep. TP-620-37930, pp 37-44, April 2005
- [1.26] L.Costa, G. Kariniotakis, A.Kamarinopoulos, N.Xartziargyriou, REPORT ON “STATE OF THE ART ON LOW-COST INNOVATIVE RES TECHNOLOGIES”, pp 14-17, 20/07/2005
- [1.27] Κ. Α. Μπαλαράς, “Ήπιες μορφές ενέργειας – Ηλιακή ενέργεια”, Σημειώσεις μαθήματος, Τεχνολογικό Εκπαιδευτικό Ίδρυμα Πειραιά, Απρίλιος 1992.
- [1.28] www.thegreenpowergroup.org/gpat accessed on August 2007

- [1.29] Π. Σ. Γεωργιλάκης, “Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας” ”, Σημειώσεις μαθήματος, Πολυτεχνείο Κρήτης, Σεπτέμβριος 2006.

ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΚΑΙ ΑΙΟΛΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ

2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Αιολική ενέργεια ονομάζεται η ενέργεια που περικλείει ο άνεμος και η οποία μπορεί να αξιοποιηθεί με κατάλληλους μηχανισμούς και διατάξεις. Είναι η ενέργεια που παράγεται από την εκμετάλλευση του πνέοντος ανέμου. Προέρχεται από μετατροπή ενός μικρού ποσοστού της ηλιακής ενέργειας, που φτάνει στην ατμόσφαιρα του πλανήτη μας, σε κινητική ενέργεια. Η ενέργεια αυτή χαρακτηρίζεται σαν ήπια μορφή ενέργειας και περιλαμβάνεται στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας οι οποίες δεν εκπέμπουν αέρια θερμοκηπίου και δεν προκαλούν ρύπους και οι επιπτώσεις στο περιβάλλον είναι μικρές σε σύγκριση με τα εργοστάσια ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα.. Η αιολική ενέργεια αποτελεί σήμερα μια ελκυστική λύση στο πρόβλημα της ηλεκτροπαραγωγής. Η τεχνολογία των ανεμογεννητριών μετατρέπει την κινητική ενέργεια του αέρα σε μηχανική ενέργεια και τελικά σε ηλεκτρική ενέργεια.

Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται μια θεαματική άνοδος της εγκατεστημένης ηλεκτρικής ισχύος από ανεμογεννήτριες στη χώρα μας (Κρήτη, Εύβοια, νησιωτική χώρα). Αλλά ας δούμε πρώτα που ακριβώς οφείλεται η ραγδαία αυτή ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας, όχι μόνο στην Ελλάδα αλλά και στον υπόλοιπο κόσμο. Σήμερα είναι κοινά αποδεκτό ότι η παγκόσμια αλλαγή του κλίματος αποτελεί μια από τις μεγαλύτερες απειλές για το μέλλον της ανθρωπότητας. Η αλλαγή αυτή οφείλεται κατά κύριο λόγο στις εκπομπές των λεγομένων “αερίων του θερμοκηπίου” που συνοδεύουν αναπόφευκτα την παραγωγή ενέργειας από συμβατικά καύσιμα. Θεωρείται, λοιπόν, δεδομένο ότι η ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και ιδιαίτερα της αιολικής είναι η μοναδική –μη πυρηνική– μεσοπρόθεσμη λύση για την αντιμετώπιση του φαινομένου των κλιματικών αλλαγών.

2.2 ΙΣΤΟΡΙΚΗ ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΗΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ

Η αξιοποίηση της κινητικής ενέργειας του ανέμου ξεκίνησε από τα πρώτα ιστορικά χρόνια και έπαιξε αποφασιστικό ρόλο στην εξέλιξη της ανθρωπότητας με τη χρήση της τόσο στη ναυτιλία όσο και στην άρδευση, καθώς και στις αγροτικές καλλιέργειες. Η αιολική

ενέργεια χρησιμοποιήθηκε αρχικά από τον άνθρωπο για την κίνηση των ιστιοφόρων πλοίων. Ιστορικές και αρχαιολογικές αναφορές υποστηρίζουν επίσης ότι αιολικές μηχανές (ανεμόμυλοι) χρησιμοποιήθηκαν από τους σημαντικότερους αρχαίους λαούς σε όλη την διάρκεια της ιστορίας. Από την εποχή του Μεσαίωνα ανεμόμυλοι εμφανίζονται στην Ολλανδία, Σχήμα 2.1, στην Ισπανία, Σχήμα 2.2, ένας τύπος ανεμόμυλου οριζόντιου άξονα με τέσσερα πτερύγια.



Σχήμα 2.1: Παραδοσιακός ανεμόμυλος στην Ολλανδία



Σχήμα 2.2: Παραδοσιακοί ανεμόμυλοι στην Ισπανία

Ένας άλλος τύπος ανεμόμυλου, ήταν ο αργός πολύπτερος ανεμόμυλος, Σχήμα 2.3, ο οποίος χρησιμοποιείται μέχρι και σήμερα για την άντληση νερού και ονομάζεται “Αμερικανικός ανεμόμυλος”, σχέδια του οποίου δημοσιεύθηκαν το 1724 στην Λειψία, ενώ η χρήση τους στις Η.Π.Α. μεταξύ του 1920 και 1930 υπολογίζεται περίπου στις 600 000 εγκατεστημένες μηχανές.

Το 1891, ο Δανός Poul LaCour ήταν ο πρώτος που κατασκεύασε μία ανεμογεννήτρια η οποία παρήγαγε ηλεκτρική ενέργεια.



Σχήμα 2.3: Αμερικανικός ανεμόμυλος

Στα τέλη της δεκαετίας του 1930, το 1939, σε μια πρώτη προσπάθεια για κατασκευή μιας μηχανής για εμπορική εκμετάλλευση του ανέμου, δημιουργήθηκε μια ανεμογεννήτρια Smith Putnam με 53 μέτρα διάμετρο, 1.25 MW, η οποία στήθηκε στο Βερμόντ, Η.Π.Α. και λειτούργησε με επιτυχία. Ενώ έδωσε πολύτιμες πληροφορίες στον σχεδιασμό, στην μηχανική, στην κόπωση και στην ανάλυση ευαισθησίας. Επίσης, κατά τη διάρκεια του 1^{ου} & 2^{ου} παγκοσμίου πολέμου η τεχνολογία των ανεμογεννητριών βελτιώθηκε από Δανούς μηχανικούς και χρησιμοποιήθηκε για να καλύψει την έλλειψη ενέργειας. Το 1956-57, εγκαταστάθηκε στην Δανία, η ανεμογεννήτρια Gedser, ορόσημο για την ανάπτυξη των ανεμογεννητριών για την εποχή της. Με την χρηματοδότηση του σχεδίου Marshall ο Johannes Juul κατασκεύασε μια ανεμογεννήτρια 200 KW, με 24 μέτρα διάμετρο πτερυγίων, η οποία παρήγαγε 2,2 εκατομμύρια KWh από το 1958 μέχρι το 1967 με συντελεστή χωρητικότητας 20%.

Στις αρχές της δεκαετίας του 1960 ο Γερμανός Hütter ανέπτυξε μια νέα ανεμογεννήτρια, που αποτελούνταν από 2 έλικες και έγινε ευρέως γνωστή για την υψηλή αποδοτικότητά της. Μετά το τέλος του 2^{ου} Παγκοσμίου Πολέμου το ενδιαφέρον για τα αιολικά συστήματα μειώθηκε μέχρι και τις αρχές του 1970 όπου η κρίση του πετρελαίου επανέφερε το ενδιαφέρον για την τεχνολογία. Απόρροια αυτού ήταν, χώρες όπως η Αμερική, η Γερμανία και η Σουηδία να επενδύσουν στην ανάπτυξη αιολικών συστημάτων μεγάλης κλίμακας (MW).

Το 1978 ψηφίστηκε στην Αμερική η PURPA, η οποία σε συνδυασμό με τις ειδικές φοροαπαλλαγές οδήγησε στην γρήγορη ανάπτυξη των αιολικών συστημάτων. Στις αρχές της δεκαετίας του 1980, αναπτύχθηκε τεχνολογία για τα πτερύγια και το υλικό κατασκευής τους. Στο τέλος της δεκαετίας του 1980, περίπου 15 000 ανεμογεννήτριες με εγκατεστημένη ισχύ

1 500 MW, που έφτασε στα 1 700 MW στο 1995, εγκαταστάθηκαν στην Καλιφόρνια λόγω και το φορολογικών ελαφρύνσεων, περίπου 15%, που η εγκατάστασή τους επέφερε.

Το 1988, στον Καναδά εγκαταστάθηκε η ανεμογεννήτρια EOLE-C, Σχήμα 2.4, μια μηχανή κατακόρυφου άξονα ονομαστικής ισχύος 4.2 MW, την μεγαλύτερη για την εποχή, και διαμέτρου 64 m.



Σχήμα 2.4: Ανεμογεννήτρια “EOLE-C”

Στην αρχή της δεκαετίας του 1990 ο ρυθμός εγκατάστασης των αιολικών συστημάτων στην Γερμανία ήταν περίπου 200 MW το έτος, αφού εισαχθήκανε καινοτόμες ιδέες στην κατασκευή και στην ανάπτυξη των αιολικών συστημάτων, ενώ διαδοχικά αναπτύχθηκε και η ισπανική αγορά με αιολικά πάρκα και νέα σχεδίαση στις ανεμογεννήτριες και νέους κατασκευαστές.

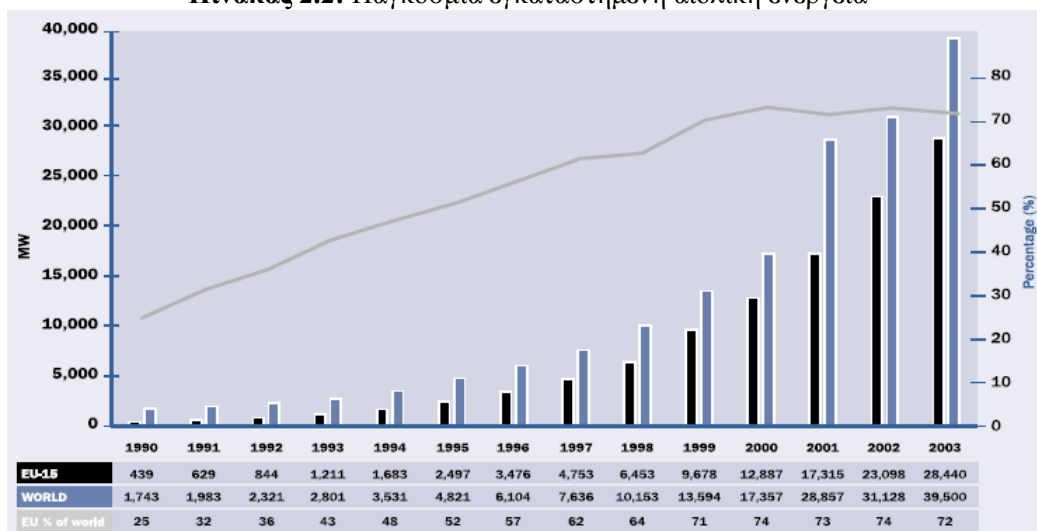
Την ίδια περίοδο η οικονομική ενίσχυση για την ανάπτυξη της τεχνολογίας των αιολικών συστημάτων δεν μειώθηκε στην Αμερική ενώ αυξήθηκε σημαντικά στην Ευρώπη, καταλαμβάνοντας το 72% στην παγκόσμια αγορά αιολικής ισχύος, Πίνακας 2.2, αφού από περίπου 100 MW εγκατεστημένης αιολικής ισχύος το 1991 έφτασε στα 5 500 MW το 2003, Πίνακας 2.3.

Στους Πίνακες 2.1 και 2.2 φαίνεται η ετήσια εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος αιολικών συστημάτων παγκοσμίως. Στον Πίνακα 2.3 φαίνεται η εξέλιξη στην παγκόσμια ετήσια εγκατάσταση της αιολικής ισχύος. Στον Πίνακα 2.4 φαίνεται η εξέλιξη στην ετήσια εγκατάσταση αιολικής ισχύος των χωρών της Ε.Ε.. Στον Πίνακα 2.5 φαίνεται η εξέλιξη της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος των χωρών της Ε.Ε.. Στον Πίνακα 2.6 φαίνονται οι 10 χώρες, σε παγκόσμιο επίπεδο, με την μεγαλύτερη εγκατεστημένη αιολική ισχύ το έτος 2002.

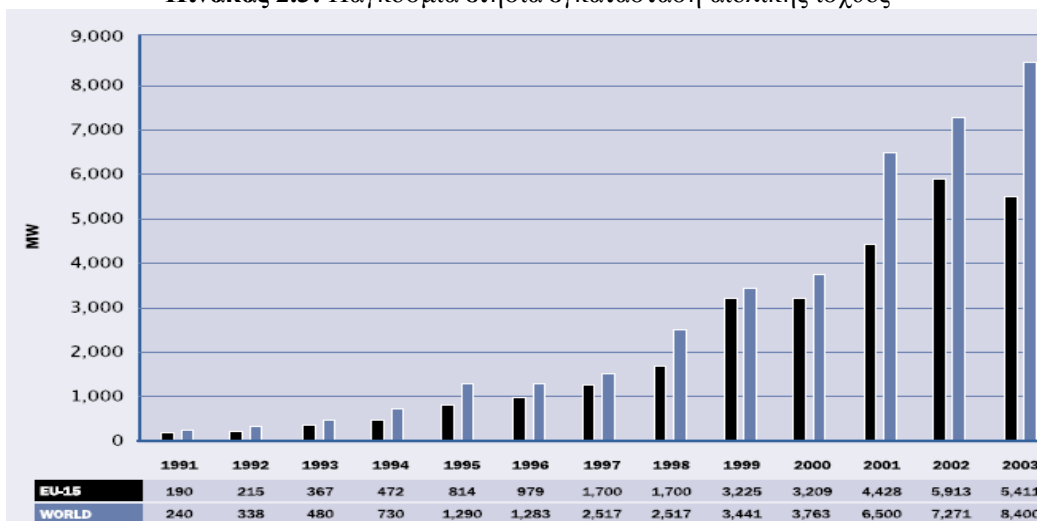
Πίνακας 2.1: Παγκόσμια εγκαταστημένη αιολική ενέργεια

Περιοχή	Εγκατεστημένη χωρητικότητα (MW)						
	1995	1997	1999	2000	2001	2002	2003
Ευρώπη	2518	4 766	9 307	12 972	17 500	21 319	28 706
Β. Αμερική	1 676	1 611	2 619	2 695	4 245	4 708	6 677
Ασία & Ωκεανία	626	1 149	1 403	1 795	2 330	2 606	3 034
Μ. Ανατολή & Αφρική	13	24	39	141	147	149	150

Πίνακας 2.2: Παγκόσμια εγκαταστημένη αιολική ενέργεια



Πίνακας 2.3: Παγκόσμια ετήσια εγκατάσταση αιολικής ισχύος

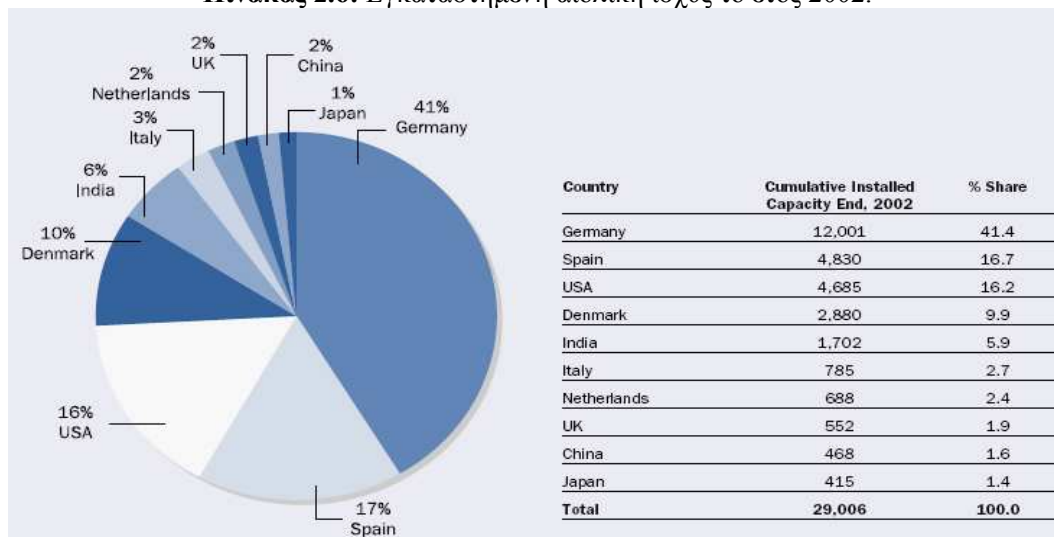


Πίνακας 2.4: Ετήσια εγκατάσταση αιολικής ισχύος των χωρών της Ε.Ε.

Country	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	5	10	10	4	43	17	46	276
Belgium	0	0	2	0	7	19	3	33
Denmark	223	287	314	328	646	72	506	243
Finland	1	5	5	22	0	0	4	8
France	3	4	9	6	41	27	55	9
Germany	420	529	794	1,567	1,671	2,641	3,247	2,645
Greece	1	0	10	73	77	83	25	78
Ireland	4	42	20	1	44	6	13	49
Italy	38	33	77	97	150	255	106	116
Luxembourg	0	0	7	1	0	5	2	5
Netherlands	50	20	42	72	13	40	222	226
Portugal	11	19	22	1	39	31	64	107
Spain	116	263	322	978	423	1,102	1,488	1,377
Sweden	34	19	52	46	11	62	52	54
UK	73	46	14	29	44	68	87	103
EU-15 Total	979	1,277	1,700	3,225	3,209	4,428	5,913	5,411

Πίνακας 2.5: Εγκαταστημένη αιολική ισχύς των χωρών της Ε.Ε.

Country	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Austria	5	10	20	30	34	77	94	140	415
Belgium	4	4	4	6	6	13	31.6	35	68
Denmark	619	842	1,129	1,443	1,771	2,417	2,489	2,889	3,110
Finland	6	7	12	17	39	39	39	43	51
France	3	6	10	19	25	66	93	148	239
Germany	1,132	1,552	2,081	2,875	4,442	6,113	8,754	11,994	14,609
Greece	28	29	29	39	112	189	272	297	375
Ireland	7	11	53	73	74	118	124	137	186
Italy	32	70	103	180	277	427	682	788	904
Luxembourg	2	2	2	9	10	10	15	17	22
Netherlands	249	299	319	361	433	446	486	693	912
Portugal	8	19	38	60	61	100	131	195	299
Spain	133	249	512	834	1,812	2,235	3,337	4,825	6,202
Sweden	69	103	122	174	220	231	293	345	399
UK	200	273	319	333	362	406	474	552	649
EU-15 Total	2,497	3,476	4,753	6,453	9,678	12,887	17,315	23,098	28,440

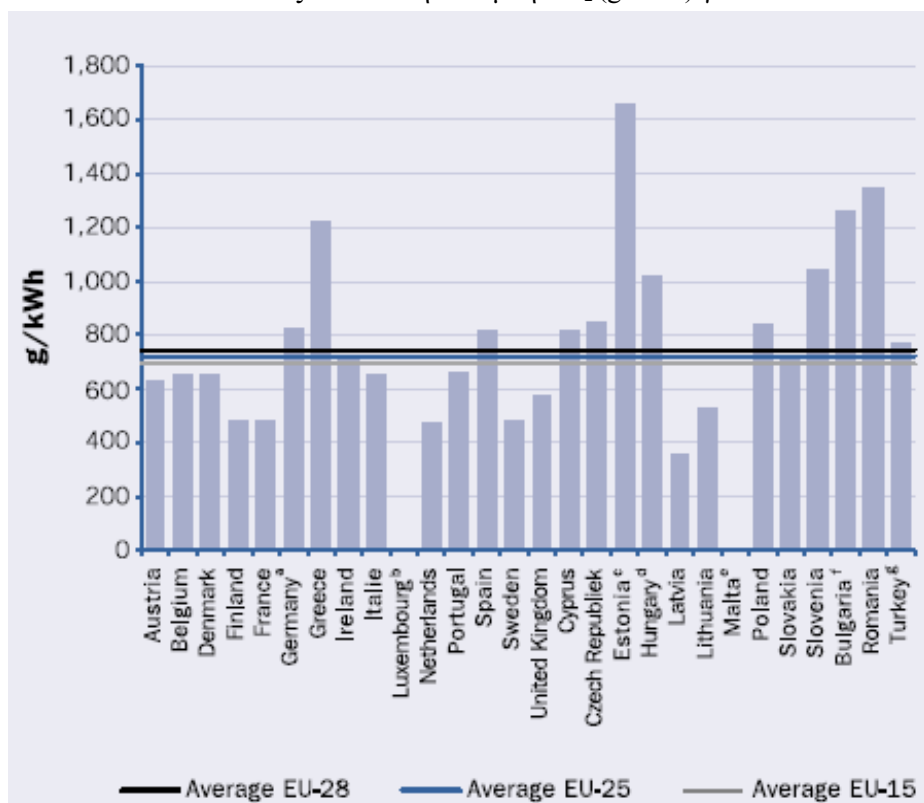
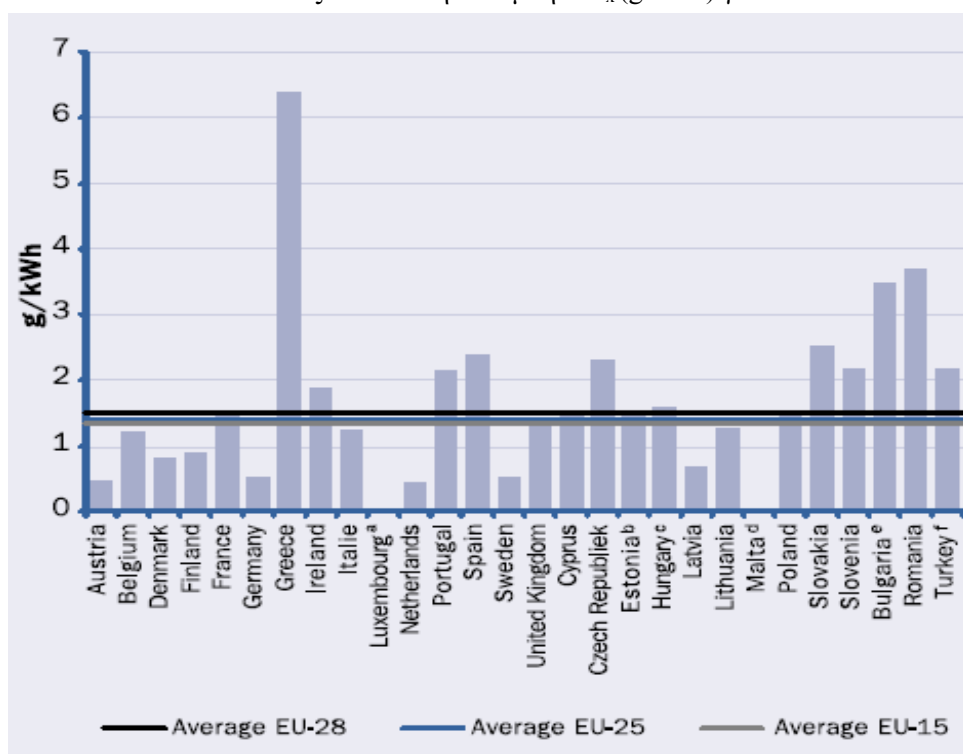
Πίνακας 2.6: Εγκαταστημένη αιολική ισχύς το έτος 2002.

2.3 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Ο μεγάλος ρυθμός ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας συνοδεύτηκε, όπως ήταν επόμενο, από την ανησυχία των τοπικών κοινωνιών σχετικά με τις πιθανές επιπτώσεις των ανεμογεννητριών στο περιβάλλον. Σε κάθε περίπτωση, πάντως, η αποδοχή ή μη της αιολικής ενέργειας από τις τοπικές κοινωνίες προϋποθέτει την αντικειμενική τους πληροφόρηση για τα οφέλη που αυτή θα μπορούσε να έχει ως μία ακόμη επέμβαση του ανθρώπου στη φύση.

Η αιολική ενέργεια προσφέρει πολλά πλεονεκτήματα, το οποίο εξηγεί γιατί είναι η πιο γρήγορα αναπτυσσόμενη πηγή ενέργειας στον κόσμο. Οι ερευνητικές προσπάθειες στοχεύουν στη μεγαλύτερη χρήση της αιολικής ενέργειας.

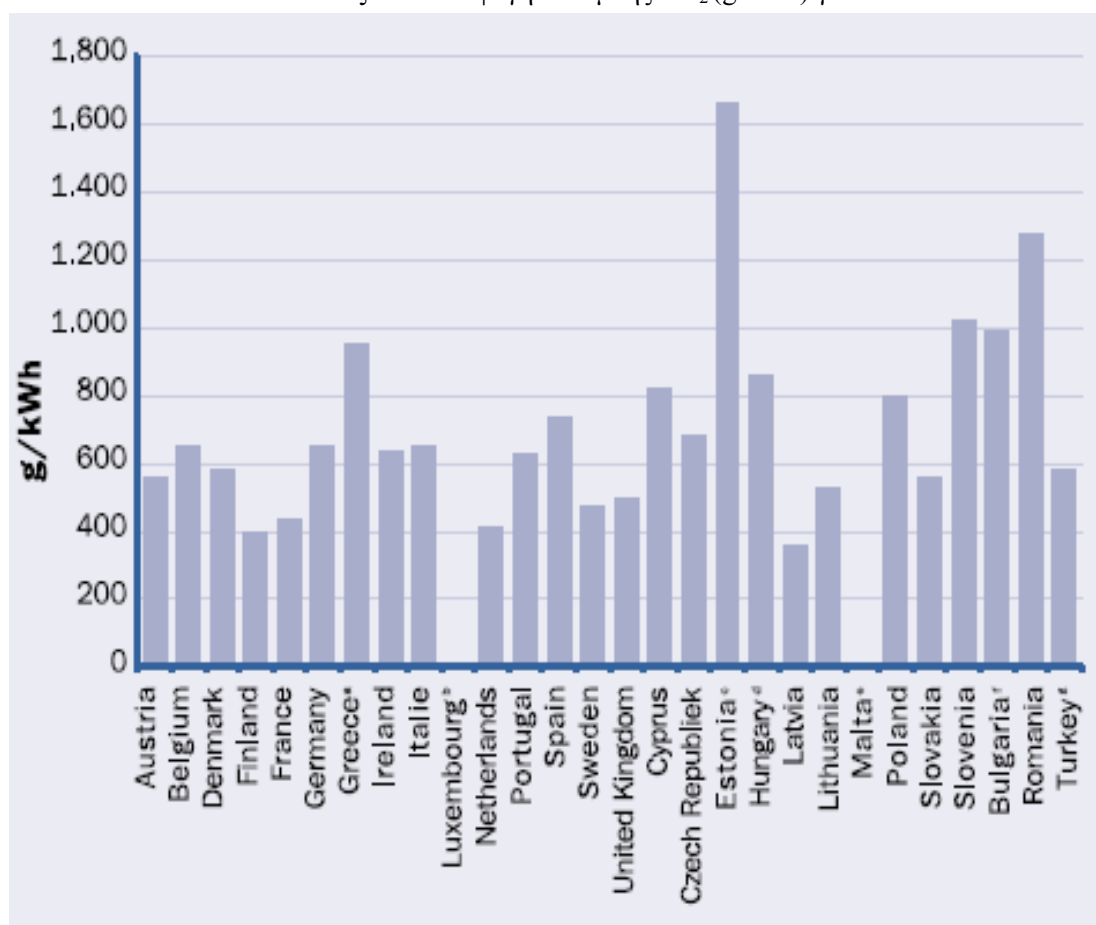
- Η αιολική ενέργεια χρησιμοποιεί σαν “καύσιμο” τον άνεμο, έτσι είναι μια καθαρή πηγή ενέργειας. Η αιολική ενέργεια δε μολύνει το περιβάλλον όπως συμβαίνει με τις εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας που στηρίζονται στην καύση των συμβατικών καυσίμων, όπως ο άνθρακας ή το φυσικό αέριο.
- Η αιολική ενέργεια είναι μια καθαρή μορφή ενέργειας, προστατεύει τη Γη καθώς κάθε μία κιλοβατώρα που παράγεται από τον άνεμο αντικαθιστά μία κιλοβατώρα που παράγεται από συμβατικούς σταθμούς οι οποίοι ρυπαίνουν την ατμόσφαιρα με αέρια του θερμοκηπίου που προκαλούν την όξινη βροχή ή το φαινόμενο του θερμοκηπίου. Η αιολική ενέργεια δεν παράγει τοξικά ή ραδιενεργά απόβλητα. Στον Πίνακα 2.7 φαίνεται η μέση εκπομπή διοξειδίου του άνθρακα από την χρήση συμβατικών πηγών για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2000 στις χώρες της Ε.Ε. Στον Πίνακα 2.8 φαίνεται η μέση εκπομπή οξειδίων του αζώτου αντίστοιχα. Στους Πίνακες 2.9, 2.10, 2.11 φαίνονται η αποφυγή εκπομπής αερίων θερμοκηπίου (CO₂, SO₂, NO_x αντίστοιχα) λόγω της αιολικής ενέργειας για το έτος 2000 στις χώρες της Ε.Ε..

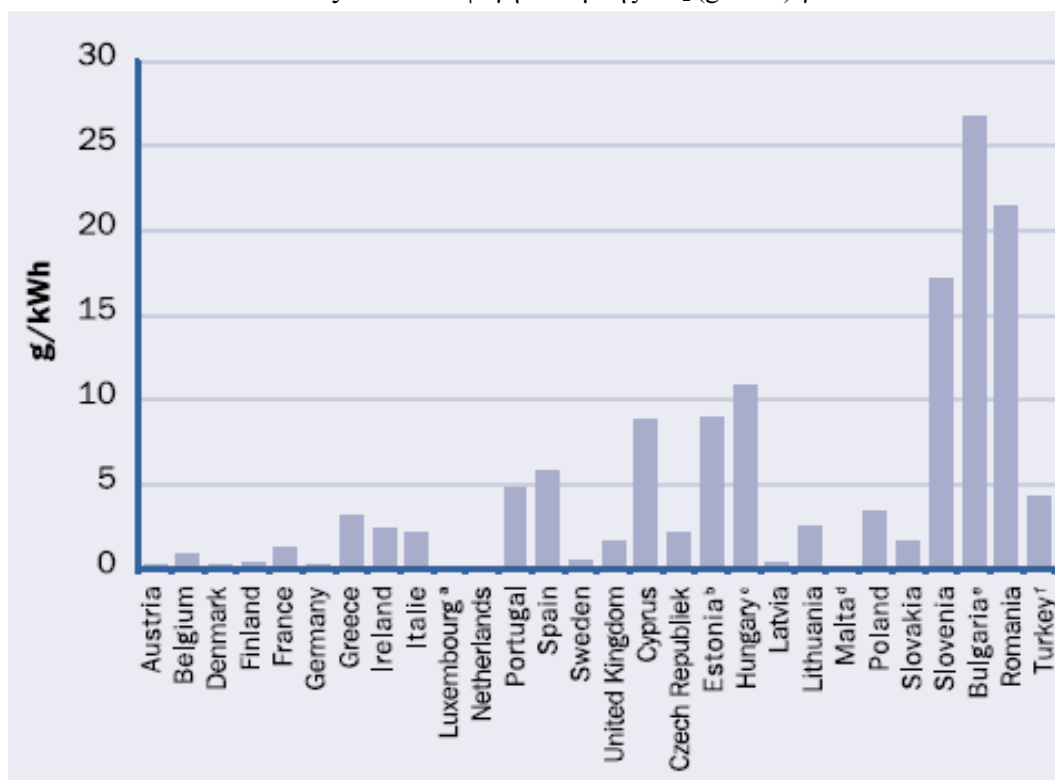
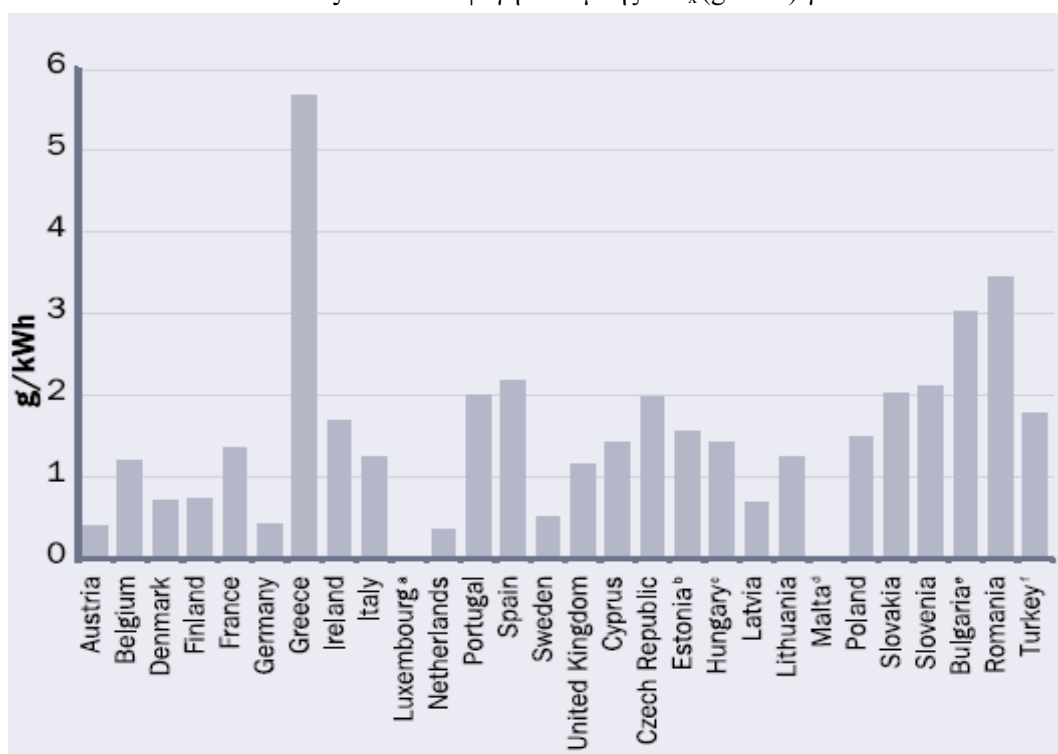
Πίνακας 2.7: Μέση εκπομπή CO₂ (g/kWh) για το 2000**Πίνακας 2.8:** Μέση εκπομπή NO_x (g/kWh) για το 2000

- Η παραγωγή ενέργειας από τα αιολικά συστήματα στηρίζεται στον άνεμο, έτσι είναι μια μορφή ανανεώσιμης πηγής ενέργειας. Οι άνεμοι προκαλούνται από τη θέρμανση της ατμόσφαιρας από τον ήλιο, την περιστροφή της γης, και τις ανωμαλίες που παρουσιάζει η γήινη επιφάνεια.
- Η αιολική ενέργεια είναι σήμερα μια από τις πλέον ανταγωνιστικές ανανεώσιμες τεχνολογίες ενέργειας, κοστίζοντας μεταξύ 4 και 6 σεντς ανά Kwh, ανάλογα με τη χρηματοδότηση του έργου και το αιολικό δυναμικό.
- Οι ανεμογεννήτριες μπορούν να κατασκευαστούν στα αγροκτήματα, καθώς και να ωφελήσουν την οικονομία σε απομονωμένες περιοχές.
- Οι αγρότες μπορούν να συνεχίσουν να εργάζονται με την καλλιέργεια της γης επειδή οι ανεμογεννήτριες χρησιμοποιούν μόνο ένα μέρος του εδάφους.
- Οι ιδιοκτήτες εγκαταστημένων συστημάτων παραγωγής αιολικής ενέργειας πληρώνουν (φθινό) αγροτικό ενοίκιο για τη χρήση της γης.
- Ο άνεμος είναι μια ανεξάντλητη πηγή ενέργειας, η οποία μάλιστα παρέχεται δωρεάν.
- Η αιολική ενέργεια είναι μια τεχνολογικά ώριμη, οικονομικά ανταγωνιστική και φιλική προς το περιβάλλον ενεργειακή επιλογή.
- Ενισχύει την ενεργειακή ανεξαρτησία και ασφάλεια κάτι ιδιαίτερα σημαντικό για τη χώρα μας και την Ευρώπη γενικότερα.
- Βοηθά στην αποκέντρωση του ενεργειακού συστήματος μειώνοντας τις απώλειες μεταφοράς ενέργειας.
- Δεν επιβαρύνει το τοπικό περιβάλλον με επικίνδυνους αέριους ρύπους, μονοξείδιο του άνθρακα, διοξείδιο του θείου, καρκινογόνα μικροσωματίδια κ.α., όπως γίνεται με τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
- Δημιουργεί νέες θέσεις εργασίας καθώς και ανάπτυξη στις τοπικές κοινωνίες όπου δημιουργούνται αιολικά πάρκα.
- Οι αιολικές εφαρμογές μπορούν να εγκατασταθούν πολύ εύκολα, αφού είναι αρθρωτές και συναρμολογούνται εύκολα και ταχύτατα.
- Στην Ελλάδα, ειδικά και κυρίως στα νησιωτικά συμπλέγματα του Αιγαίου υπάρχει πολύ υψηλό δυναμικό πολύ καλής ποιότητας. Εμφανίζονται άνεμοι υψηλής ταχύτητας και μεγάλης διάρκειας σε ολόκληρη σχεδόν την διάρκεια του έτους.

- Η σημαντική διασπορά και ανομοιομορφία του κόστους παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας στα διάφορα τμήματα της χώρας μας έχει ως αποτέλεσμα σε αρκετά νησιά το κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας να είναι πολλαπλάσιο του οριακού κόστους παραγωγής της Δ.Ε.Η..
- Η δυνατότητα αποκεντρωμένης ανάπτυξης μέσα από αυτόνομα συστήματα παραγωγής ενέργειας ενισχύοντας έτσι την οικονομική δραστηριότητα των τοπικών κοινωνιών.
- Η δυνατότητα τόνωσης της ελληνικής κατασκευαστικής δραστηριότητας με προϊόντα υψηλής Εγχώριας Προστιθέμενης Αξίας (Ε.Π.Α.) και συγκριτικά χαμηλού επενδυτικού κόστους, όπως θα μπορούσε να αποτελέσει η απόφαση συμπαραγωγής ανεμογεννητριών στην χώρα μας.
- Η δυνατότητα αξιοποίησης επενδυτικών προγραμμάτων, με ταυτόχρονη χρηματοδότηση της Ελλάδας και της Ε.Ε., που συνοδεύουν παρόμοιες επενδύσεις σε τομείς αξιοποίησης των ΑΠΕ.

Πίνακας 2.9: Αποφυγή εκπομπής CO₂ (g/kWh) για το 2000



Πίνακας 2.10: Αποφυγή εκπομπής SO₂ (g/kWh) για το 2000**Πίνακας 2.11:** Αποφυγή εκπομπής NO_x (g/kWh) για το 2000

2.4 ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Ο μεγάλος ρυθμός ανάπτυξης της αιολικής ενέργειας συνοδεύτηκε, όπως ήταν επόμενο, από την ανησυχία των τοπικών κοινωνιών σχετικά με τις πιθανές επιπτώσεις των ανεμογεννητριών στο περιβάλλον. Σε ορισμένες περιπτώσεις οι φόβοι που εκφράστηκαν ακούγονται μάλλον υπερβολικοί και, κάποιες φορές, εξωπραγματικοί. Σε άλλες πάλι περιπτώσεις, οι ενστάσεις που υπάρχουν στην εγκατάσταση ανεμογεννητριών ή αιολικών πάρκων έχουν κάποια βάση και χρειάζονται επιπλέον διερεύνηση. Σε κάθε περίπτωση, πάντως, η αποδοχή ή μη της αιολικής ενέργειας από τις τοπικές κοινωνίες προϋποθέτει την αντικειμενική τους πληροφόρηση για τα οφέλη και τις επιπτώσεις που αυτή θα μπορούσε να έχει ως μία ακόμη επέμβαση του ανθρώπου στη φύση.

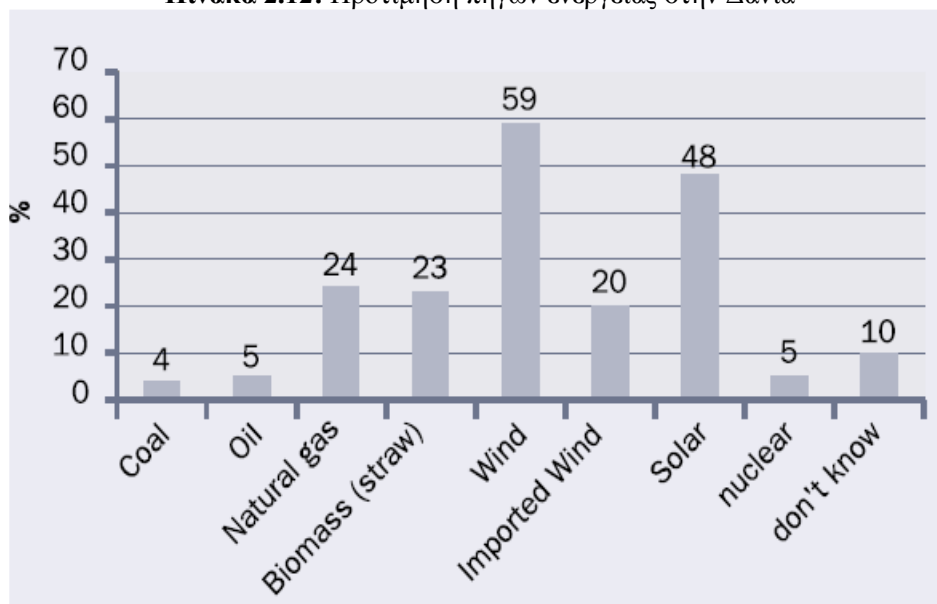
- Η αιολική ενέργεια πρέπει να ανταγωνιστεί τις συμβατικές πηγές παραγωγής ενέργειας όσον αφορά το κόστος. Ανάλογα με το αιολικό δυναμικό της περιοχής, το αιολικό πάρκο μπορεί να είναι ή όχι ανταγωνιστικό. Παρόλο που το κόστος της αιολικής ενέργειας έχει μειωθεί εντυπωσιακά στα τελευταία 10 χρόνια, η τεχνολογία απαιτεί υψηλότερη αρχική επένδυση από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας. Ειδικότερα στην περίπτωση εγκατάστασης μίας ανεμογεννήτριας και για περιπτώσεις αιολικών μηχανών μικρού μεγέθους.
- Η σημαντικότερη δυσκολία στη χρησιμοποίηση του ανέμου ως πηγή ενέργειας είναι ότι ο αέρας δε φυσά πάντα όταν απαιτείται ηλεκτρική ενέργεια.
- Η αιολική ενέργεια δεν μπορεί να αποθηκευτεί (εκτός αν χρησιμοποιούνται μπαταρίες) και δε μπορούν να χρησιμοποιηθούν όλες οι διαφορετικές ταχύτητες ανέμου για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (σε πολύ μικρές και σε πολύ μεγάλες ταχύτητες ανέμου, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι μηδενική).
- Οι καλές περιοχές για εγκατάσταση αιολικών συστημάτων βρίσκονται συχνά σε απομακρυσμένες περιοχές, μακριά από τις πόλεις όπου υπάρχει υψηλή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι συχνά απαιτείται ανάπτυξη γραμμών μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας.
- Η περιορισμένη δυνατότητα αξιοποίησης του διαθέσιμου αιολικού δυναμικού, χρησιμοποιώντας μερικώς την κινητική ενέργεια του ανέμου. Ενώ επίσης, από το σύνολο της απορροφούμενης από μια ανεμογεννήτρια αιολικής ενέργειας μόνο ένα περιορισμένο μέρος της μετατρέπεται σε ωφέλιμη ενέργεια λόγω των αεροδυναμικών και μηχανικών απωλειών.
- Η χαμηλή ροή αξιοποιήσιμης κινητικής ενέργειας του ανέμου, που έχει ως αποτέλεσμα τη χρήση είτε μεγάλου αριθμού ανεμογεννητριών, είτε μηχανών μεγάλων διαστάσεων.
- Η αδυναμία πρόβλεψης της ταχύτητας και της διεύθυνσης των ανέμων, δεν δίνει την δυνατότητα να υπάρχει η απαραίτητη αιολική ενέργεια την κατάλληλη στιγμή.

Αν και οι εγκαταστάσεις παραγωγής αιολικής ενέργειας ασκούν σχετικά μικρή επίδραση στο περιβάλλον σε σχέση με άλλες συμβατικές εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας, υπάρχει κάποια ανησυχία σχετικά με το θόρυβο που παράγεται από τα πτερύγια της ανεμογεννήτριας, καθώς και τις αισθητικές (οπτικές) επιδράσεις. Επίσης υπάρχουν αντιδράσεις για το θάνατο των πουλιών που προκαλείται από τις ανεμογεννήτριες, όταν αυτά πετούν κοντά στις τελευταίες. Όπως επίσης και για τα προβλήματα ηλεκτρομαγνητικών παρεμβολών που μπορεί να προκαλούν οι ανεμογεννήτριες. Ακόμη υπάρχουν αντιδράσεις για τα αισθητικά προβλήματα και προσβολή του φυσικού τοπίου που ενδεχομένως προκαλούν οι ανεμογεννήτριες, και στην επίδραση που έχουν στις γεωργικές και κτηνοτροφικές δραστηριότητες. Τα περισσότερα από αυτά τα προβλήματα έχουν επιλυθεί ή έχουν περιοριστεί πολύ μέσω της τεχνολογικής ανάπτυξης ή με κατάλληλες αιολικές εγκαταστάσεις, ενώ θα υπάρξει περαιτέρω ανάλυση αυτών στην Παράγραφο 2.4.1.

2.4.1 Επιπτώσεις από την εγκατάσταση και χρήση των ανεμογεννητριών σε αιολικά πάρκα.

Στην παρούσα φάση της μελέτης κρίνεται σκόπιμο να εξετάσουμε τις πιο διαδεδομένες ανησυχίες για τις αρνητικές επιπτώσεις που θα μπορούσε να έχει η εγκατάσταση και χρήση των ανεμογεννητριών σε αιολικά πάρκα. Η κοινή αποδοχή της αιολικής ενέργειας, ειδικά σε τοπικό επίπεδο και σε μικρές και κλειστές κοινωνίες μέρος της οποίας θα αποτελέσουν αιολικές εφαρμογές είναι πολύ σημαντική έτσι ώστε τέτοιες εφαρμογές να ευδοκιμήσουν. Για παράδειγμα στην Δανία, την τρίτη χώρα στην Ε.Ε. σε εγκατεστημένη αιολική ισχύ για το έτος 2005, βλέπε Πίνακα 2.13, η αποδοχή της αιολικής ενέργειας σε σχέση με τις άλλες πηγές ενέργειας, συμβατικές και ανανεώσιμες, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι πολύ μεγαλύτερη, βλέπε Πίνακα 2.12. Έτσι λοιπόν, όσο μεγαλύτερη είναι η αποδοχή της αιολικής ενέργειας τόσο μεγαλύτερη είναι και η ανάπτυξή της.

Πίνακα 2.12: Προτίμηση πηγών ενέργειας στην Δανία



Πίνακα 2.13: Εγκατεστημένη αιολική ισχύς

	Total at end 2004	Installed Jan-Dec 2005	Total at end 2005
Austria	606	218	819
Belgium	96	71	167
Cyprus	0	0	0
Czech Republic	17	9	26
Denmark	3,118	22	3,122
Estonia	3	27	30
Finland	82	4	82
France	390	367	757
Germany	16,629	1,808	18,428
Greece	473	100	573
Hungary	3	14	17
Ireland*	338.5	157	495.5
Italy	1,265	452	1,717
Latvia	27	0	27
Lithuania	7	0	7
Luxembourg	35	0	35
Malta	0	0	0
Netherlands	1,079	154	1,219
Poland	63	10	73
Portugal	522	500	1,022
Slovakia	5	0	5
Slovenia	0	0	0
Spain	8,263	1,764	10,027
Sweden	442	58	500
UK	907	446	1,353
EU-15	34,246	6,122	40,317
EU-10	125	61	186
EU-25	34,371	6,183	40,504

Αρχικά θα διερευνηθεί το κατά πόσο προκαλούν προβλήματα θορύβου οι ανεμογεννήτριες. Πρόκειται για το μόνο ουσιαστικό πρόβλημα, αλλά συγχρόνως και το ευκολότερο να ελεγχθεί και να προληφθεί. Στις ανεμογεννήτριες ο εκπεμπόμενος θόρυβος μπορεί να υπαχθεί σε δύο κατηγορίες, ανάλογα με την προέλευση του, στον μηχανικό και στον αεροδυναμικό. Ο μηχανικός προέρχεται από τα περιστρεφόμενα μηχανικά τμήματα (κιβώτιο ταχυτήτων, ηλεκτρογεννήτρια, έδρανα κλπ.). Ο αεροδυναμικός προέρχεται από την περιστροφή των πτερυγίων.

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

Το επίπεδο του αντιληπτού θορύβου από μία ανεμογεννήτρια σύγχρονων προδιαγραφών σε απόσταση 200 μέτρων, είναι μικρότερο από αυτό που αντιστοιχεί στο επίπεδο θορύβου περιβάλλοντος μιας μικρής επαρχιακής πόλης και βεβαίως δεν αποτελεί πηγή ενόχλησης, όπως μπορούμε να παρατηρήσουμε και στον Πίνακα 2.14.

Με δεδομένη δε τη νομοθετημένη απαίτηση να εγκαθίστανται οι ανεμογεννήτριες σε ελάχιστη απόσταση 500 μέτρων από τους οικισμούς, το επίπεδο είναι ακόμη χαμηλότερο και αντιστοιχεί πλέον σε αυτό ενός ήσυχου καθιστικού δωματίου. Επιπλέον, στις ταχύτητες ανέμου που λειτουργούν οι ανεμογεννήτριες ο φυσικός θόρυβος (θόρυβος ανέμου σε δένδρα και θάμνους) υπερκαλύπτει οποιονδήποτε θόρυβο που προέρχεται από τις ίδιες.

Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω και σε συνδυασμό με τη θέση των «οικοπέδων» που συνήθως εγκαθίστανται τα αιολικά πάρκα στην Ελλάδα για να έχουν καλύτερη απόδοση, μπορούμε να πούμε με σιγουριά ότι τα αιολικά πάρκα δεν προκαλούν ούτε αύξηση της υπάρχουσας στάθμης θορύβου εκτός των ορίων τους και ακόμη περισσότερο σε κατοικημένες περιοχές, ούτε έκθεση ανθρώπων σε υψηλή στάθμη θορύβου.

Πίνακα 2.14: Διαβάθμιση ήχων

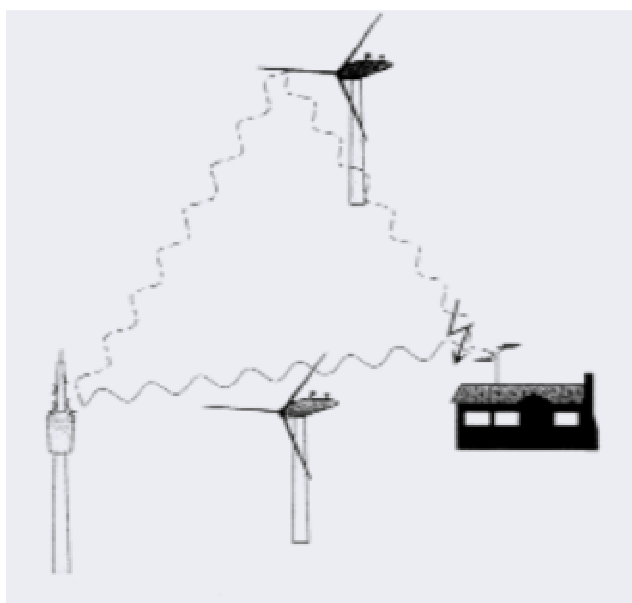
Source	Distance from the Source (m)	Sound Level (dBA)	Environmental Noise*	Subjectivity/ Impression
Civil defence siren	140-130			Threshold of pain
Jet take-off	61	120		
		110	Rock concert	Very loud
Pile driver	15	100		
Ambulance siren	31	90	Boiler room	
Freight train	15	80		
Pneumatic drill	15	80	Printing press	Loud
Motorway traffic	31	70		Moderately loud
Vacuum cleaner	31	60	Data processing centre Department store/office	
Light traffic	31	50	Private business office	Quiet
WT > 1MW	200	49		
WT > 1MW	300	45		
Large transformer	61	40		
Soft whisper	2	30	Quiet bedroom	
	20		Recording studio	
	10			Threshold of hearing
	0			

Στην συνέχεια θα διερευνηθεί το κατά πόσο δημιουργούν προβλήματα ηλεκτρομαγνητικών παρεμβολών οι ανεμογεννήτριες. Η ανησυχία αυτή συνήθως αναφέρεται αφενός σε προβλήματα που προκαλούν οι ανεμογεννήτριες λόγω της θέσης τους σε σχέση με ήδη υπάρχοντες σταθμούς τηλεόρασης ή ραδιοφώνου και αφετέρου σε πιθανές ηλεκτρομαγνητικές εκπομπές από τις ίδιες.

Είναι γεγονός ότι, η διάδοση των εκπομπών στις συχνότητες της τηλεόρασης ή και του ραδιοφώνου (κυρίως στις συχνότητες εκπομπών FM) επηρεάζεται από εμπόδια που παρεμβάλλονται μεταξύ πομπού και δέκτη. Το κυριότερο πρόβλημα από τις ανεμογεννήτριες προέρχεται από τα κινούμενα πτερύγια που μπορούν να προκαλέσουν αυξομείωση σήματος λόγω αντανάκλασεων όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.5. Αυτό ήταν πολύ εντονότερο στην πρώτη γενιά ανεμογεννητριών που έφερε μεταλλικά πτερύγια. Τα πτερύγια των συγχρόνων ανεμογεννητριών κατασκευάζονται αποκλειστικά από συνθετικά υλικά, τα οποία έχουν ελάχιστη επίπτωση στη μετάδοση της ηλεκτρομαγνητικής ακτινοβολίας.

Η ελληνική νομοθεσία προβλέπει την προώθηση αδειοδότησης ενός αιολικού πάρκου μόνον εφόσον τηρούνται κάποιες ελάχιστες αποστάσεις από τηλεπικοινωνιακούς ή ραδιοτηλεοπτικούς σταθμούς.

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



Σχήμα 2.5: Ηλεκτρομαγνητική παρεμβολή

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

Στην συνέχεια θα διερευνηθεί το κατά πόσο δημιουργούν αισθητικά προβλήματα και προσβολή του φυσικού τοπίου οι ανεμογεννήτριες. Η οπτική όχληση είναι κάτι υποκειμενικό

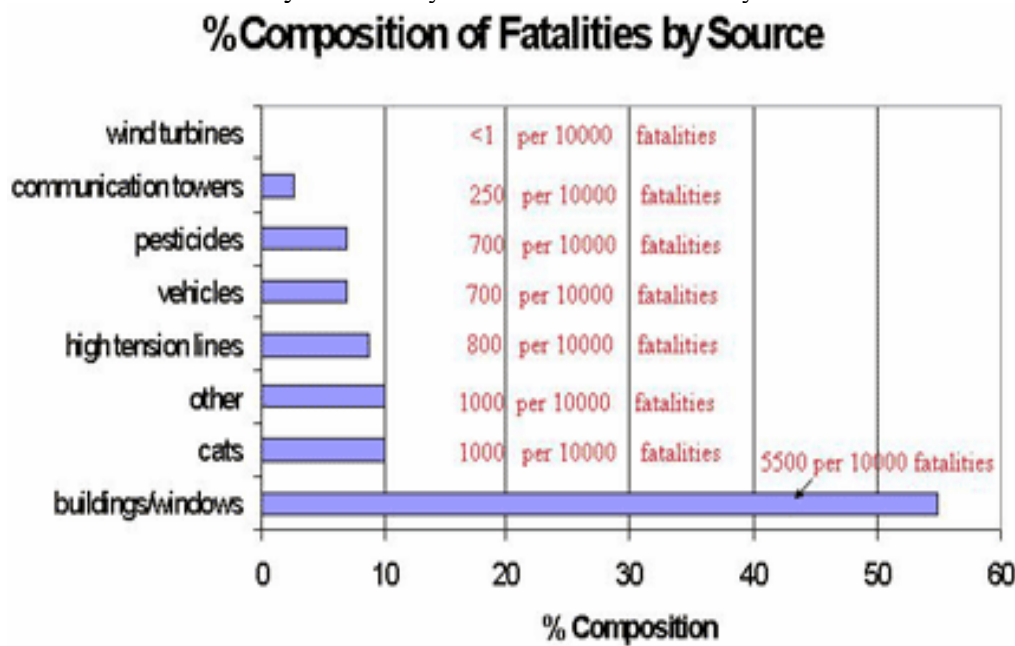
και δύσκολα μπορούν να τεθούν κοινά αποδεκτοί κανόνες. Από έρευνες σε χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης προκύπτει ότι κάποιος που είναι ευνοϊκά διατεθειμένος απέναντι στην ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας, αποδέχεται τις ανεμογεννήτριες και οπτικά πολύ πιο εύκολα από κάποιον που είναι αρνητικός εξ αρχής. Από τις ίδιες μελέτες, προκύπτει ότι τα αιολικά πάρκα είναι πιο αποδεκτά από αισθητικής άποψης σε ανθρώπους που είναι ενημερωμένοι για τα οφέλη που προέρχονται από την χρήση τους. Αν κάνουμε μια απλή σύγκριση μεταξύ ενός θερμικού σταθμού παραγωγής (π.χ. λιγνιτικού), και ενός αιολικού πάρκου είναι φανερό ότι η οπτική όχληση που προκύπτει από το πρώτο είναι εμφανώς και αντικειμενικά πολύ μεγαλύτερη. Δεδομένου βεβαίως ότι οι ανεμογεννήτριες είναι κατ' ανάγκη ορατές από απόσταση, είναι σημαντικό να λαμβάνονται υπόψη οι ιδιαιτερότητες κάθε τύπου εγκατάστασης και να γίνεται προσπάθεια ενσωμάτωσής τους στο τοπίο.

Στην συνέχεια θα διερευνηθεί το κατά πόσο έχουν επίδραση οι ανεμογεννήτριες στις γεωργικές και κτηνοτροφικές δραστηριότητες. Οι ανεμογεννήτριες χρησιμοποιούν περίπου το 1% με 3% της περιοχής, έτσι το 99% με 97% της γης που φιλοξενεί ένα αιολικό πάρκο είναι διαθέσιμο για άλλες χρήσεις, άρα μπορούμε να υποθέσουμε ότι οι αγροτικές δραστηριότητες μπορούν να συνεχίζονται και μετά την εγκατάσταση του. Οι συνήθεις θέσεις αιολικών πάρκων είναι σε ορεινές περιοχές με θαμνώδη βλάστηση ακριβώς λόγω των υψηλών ταχυτήτων του ανέμου που ευνοούν την εγκατάσταση του. Σε αυτές τις περιοχές, η χρήση γης είναι κυρίως για βοσκή αιγοπροβάτων οι οποία μπορεί να συνεχισθεί χωρίς κανένα πρόβλημα και μετά την εγκατάσταση του αιολικού πάρκου.

Στην συνέχεια θα διερευνηθεί έχουν επιπτώσεις στον πληθυσμό των πουλιών οι ανεμογεννήτριες. Τα πουλιά καθώς πετούν μερικές φορές συγκρούονται με κτίρια και άλλες σταθερές κατασκευές. Οι ανεμογεννήτριες όμως δεν προκαλούν ιδιαίτερο πρόβλημα όπως έχει φανεί από μελέτες που έχουν γίνει σε ευρωπαϊκές χώρες όπως η Γερμανία, η Ολλανδία, η Δανία και η Αγγλία. Συγκεκριμένα, υπολογίστηκε ότι στον συνολικό αριθμό πουλιών που σκοτώνονται ετησίως, μόνον 20 θάνατοι οφείλονται σε ανεμογεννήτριες (για εγκατεστημένη ισχύ 1 000MW), ενώ αντίστοιχα 1 500 θάνατοι οφείλονται στους κυνηγούς και 2 000 σε πρόσκρουση με οχήματα και τις γραμμές μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (καθότι είναι σχεδόν «αόρατες» για τα πουλιά). Ενώ από μελέτη που έχει γίνει στις Η.Π.Α., Πίνακας 2.15, φαίνεται ότι στους 10 000 θανάτους πουλιών στη χώρα λιγότερο από ένας εξ αυτών οφείλεται στις ανεμογεννήτριες. Ασφαλώς βέβαια, το θέμα της προστασίας του πληθυσμού των πουλιών σε ευαίσθητες οικολογικά και προστατευόμενες περιοχές πρέπει να λαμβάνεται υπόψη κατά τη φάση σχεδιασμού και χωροθέτησης του αιολικού πάρκου.

Συνοψίζοντας, είναι σημαντικό να κατανοήσουμε, ότι οι οποιεσδήποτε επιπτώσεις από τις ανεμογεννήτριες, αφενός είναι άμεσα “ορατές” και αφετέρου είναι δυνατόν να ελαχιστοποιηθούν με σωστή αντιμετώπιση και προμελέτη. Αντίθετα, οι επιπτώσεις της θερμικής ή πυρηνικής παραγωγής ενέργειας αργούν να φανούν, είναι μακροπρόθεσμες και όση προσπάθεια και κόστος να δαπανηθούν είναι αδύνατον να ελαχιστοποιηθούν. Εν τέλει θα πρέπει να αποφασίσουμε ότι εφόσον πρέπει να παράγουμε ηλεκτρική ενέργεια, είναι σίγουρα προτιμότερο να την παράγουμε με τρόπο που να έχει την μικρότερη δυνατή επιβάρυνση για το περιβάλλον. Από τεχνολογική και οικονομική πλευρά, η πιο ώριμη μορφή ανανεώσιμης και «καθαρής» ενέργειας είναι σήμερα η αιολική. Αυτή μπορεί να συμβάλλει αποτελεσματικά στην αποτροπή των κλιματικών αλλαγών προσφέροντας συγχρόνως ποικίλα περιβαλλοντικά, κοινωνικά και οικονομικά οφέλη.

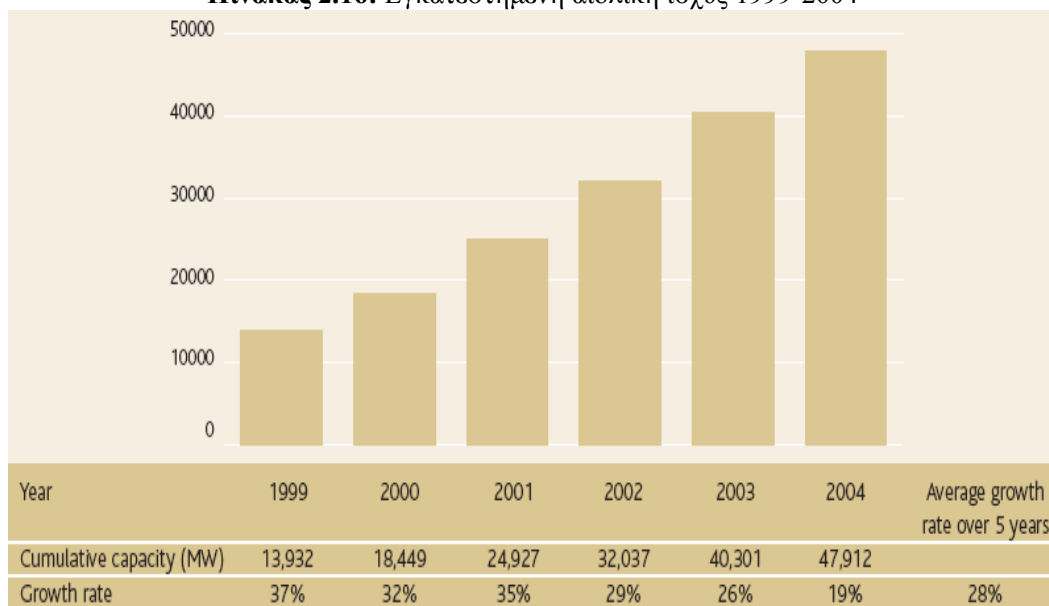
Πίνακας 2.15: Αιτίες θανάτων των πουλιών στις Η.Π.Α.



2.5 ΣΗΜΕΡΙΝΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΤΗΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ

Η αιολική ενέργεια ήταν η πιο γρήγορα αναπτυσσόμενη τεχνολογία τη δεκαετία του 1990, Πίνακας 2.16. Την τελευταία πενταετία υπήρξαν σημαντικές αλλαγές στην βιομηχανία εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας, ενώ είναι ακόμη σε ισχύ σημαντικές διακυμάνσεις.

Πίνακας 2.16: Εγκατεστημένη αιολική ισχύς 1999-2004



Η Ευρώπη είναι κυρίαρχη στην παγκόσμια αγορά της αιολικής ενέργειας, ενώ και οι ευρωπαίοι κατασκευαστές ελέγχουν περίπου το 90% της αγοράς αυτής. Η ανάπτυξη της τεχνολογίας όμως δεν έγινε με τον ίδιο ρυθμό σε όλο τον κόσμο. Στην Ευρώπη, το 76% των νέων ανεμογεννητριών εγκαταστάθηκαν από το 1995 μέχρι το 2003.

Στην Βόρεια Αμερική μετά την πρώτη έξαρση της τεχνολογίας στα μέσα του 1980, ένα δεύτερο κύμα ξεκίνησε το 1998. Μεταξύ του 1998 και τις 30 Ιουνίου του 1999 εγκαταστάθηκαν περισσότερα από 800 MW αιολικής ενέργειας.

Στην Νότια & Κεντρική Αμερική η ανάπτυξη της τεχνολογίας υπήρξε πολύ αργή και παρότι έγιναν κάποιες ενέργειες από την Αργεντινή και τη Βραζιλία για τη προώθηση της τεχνολογίας, τα αποτελέσματα ήταν λιγότερο από ικανοποιητικά.

Στην Ασία, η Ινδία παρουσίασε εντυπωσιακή ανάπτυξη της τεχνολογίας στα μέσα της δεκαετίας του 1990. Η ανάπτυξη των αιολικών συστημάτων στην Κίνα οδηγείται από διεθνή προγράμματα, ενώ η Ιαπωνία κυριαρχείται από δοκιμές νέων μοντέλων ανεμογεννητριών. Ο Πίνακας 2.17 δείχνει την εγκατεστημένη αιολική ενέργεια στην Ασία και την Ωκεανία για το έτος 2005.

Στην Μέση Ανατολή & την Αφρική η ανάπτυξη της τεχνολογίας είναι περιορισμένη. Σχέδια ανάπτυξης ετοιμάζονται για την Αίγυπτο, το Μαρόκο και την Ιορδανία.

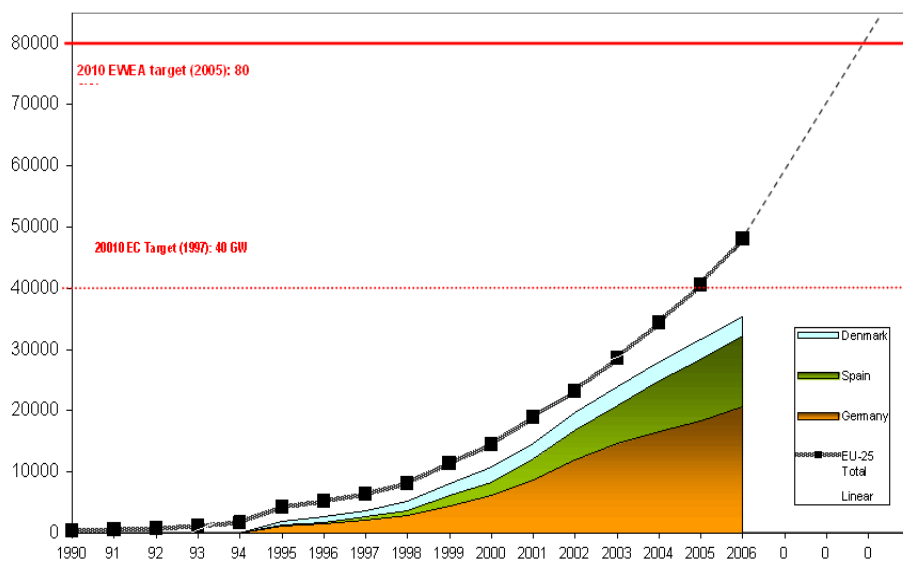
Πίνακας 2.17: Εγκατεστημένη αιολική ενέργεια στην Ασία & Ωκεανία

Χώρα	Εγκατεστημένη αιολική ισχύς (MW)
Ινδία	1 900
Κίνα	468
Ιαπωνία	401
Αυστραλία	196
Νέα Ζηλανδία	50
Νότια Κορέα	8
Ταϊβάν	8
Σρι Λάνκα	3
Σύνολο	3 034

Αξίζει να μελετήσουμε διεξοδικότερα, την εξέλιξη της τεχνολογίας των αιολικών συστημάτων στις πέντε πρώτες χώρες σε εγκατεστημένη αιολική ισχύς, Πίνακας 2.18. Στο τέλος του 2005 στην Ευρώπη ήταν εγκατεστημένο σχεδόν το 68% της παγκόσμιας εγκατεστημένης ισχύος αιολικών σταθμών παραγωγής καθαρής ενέργειας και στην Ελλάδα λιγότερο από το 1%. Ενώ οι εγκαταστάσεις αιολικών συστημάτων για το έτος 2006 ήταν **74.223 MW** από **59.091 MW** το 2005, κάτι που συνεπάγεται με αύξηση **15.197 MW** δηλαδή **32%**. Συνολικά, για μέχρι τα τέλη του 2006 η Ευρώπη προηγείται με **48.545 MW** εγκατεστημένης αιολικής ισχύος, με την μερίδα του λέοντος να έχουν κατά σειρά η Γερμανία, η Ισπανία και η Δανία, Σχήμα 2.6, που αντιστοιχεί με **65%** του παγκοσμίου συνόλου και η Ελλάδα με **745.6 MW** παραμένει στο **1%** και στην 16 θέση στο σύνολο της παγκόσμιας εγκατεστημένης αιολικής ισχύος.

Πίνακας 2.18: Εγκατεστημένη αιολική ισχύς

Χώρα	Αιολική ισχύς (MW) 2006
Γερμανία	20 621
Ισπανία	11 615
Η.Π.Α.	11 603
Ινδία	6 270
Δανία	3 136
Ελλάδα	745.6



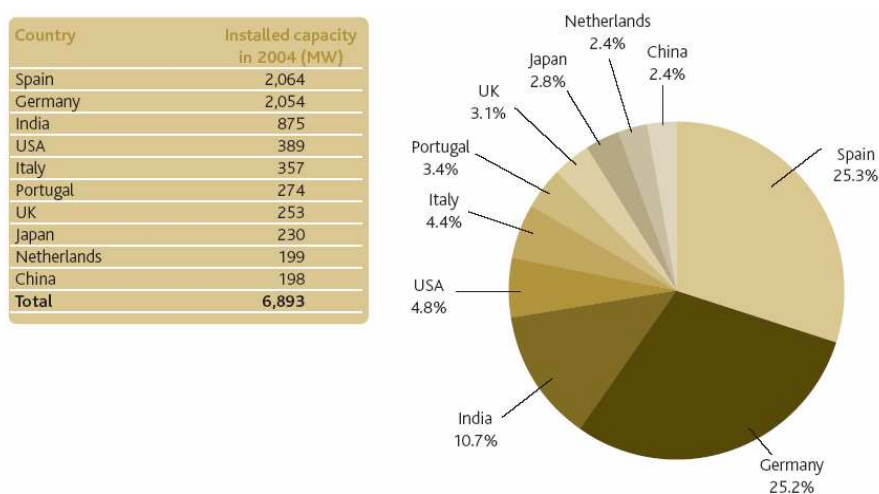
Σχήμα 2.6: Εξέλιξη της αιολικού δυναμικού στην Ευρώπη

2.5.1 Η αιολική ενέργεια στη Γερμανία

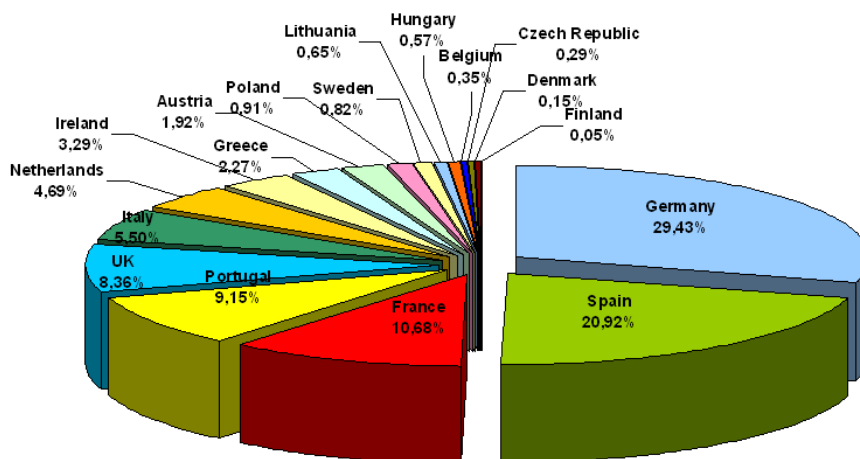
Στη Γερμανία, την μεγαλύτερη χώρα σε εγκατεστημένα συστήματα αιολικής ενέργειας, το ενδιαφέρον για την αξιοποίηση του ανέμου εκδηλώθηκε τα τελευταία δέκα χρόνια, όποτε και αυξήθηκαν σημαντικά οι εφαρμογές της αιολικής ενέργειας φτάνοντας τα 14 700 MW στις αρχές του 2004, ενώ στα τέλη του ίδιου έτους έφτασε τα 16 649 MW. Μόνο το 2003 εγκαταστάθηκαν περίπου 2 650 MW αιολικής ισχύος, και το 2004 εγκαταστάθηκαν περίπου 2 054 MW, Σχήμα 2.7, ενώ το 2002 αποτέλεσε έτος σταθμό στην δημιουργία νέων αιολικών πάρκων, αφού μέσα σε ένα χρόνο τοποθετήθηκαν 2 328 νέες μηχανές συνολικής ισχύος 3 250 MW. Στη Γερμανία λειτουργεί το 50% της ευρωπαϊκής αιολικής ισχύος, αφού και το 2006 εγκαταστάθηκε στη χώρα το 29.43%, 2 233 MW, της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος της Ε.Ε., Σχήμα 2.8. Η αιολική παραγωγή καλύπτει ήδη το 5% των αναγκών της χώρας σε ηλεκτρική ενέργεια, και απασχολούνται περισσότερα από 45 000 άτομα στον χώρο των αιολικών εφαρμογών. Η τιμή πώλησης της αιολικής ενέργειας είναι 8.8 σεντς ανά KWh για το πρώτο χρόνο, ενώ 5.9 σεντς ανά KWh για τα επόμενα χρόνια.

2.5.2 Η αιολική ενέργεια στην Ισπανία

Η Ισπανία αποτελεί μια χώρα με υψηλό αιολικό δυναμικό, η αξιοποίηση του οποίου τα τελευταία χρόνια αποτέλεσε αντικείμενο συστηματικής μελέτης. Οι εφαρμογές της εγκαταστημένης αιολικής ισχύος έφτασε στα τέλη του 2003 τα 6 200 MW, εκ των οποίων τα 1 377 MW εγκαταστάθηκαν τον χρόνο αυτό. Ενώ το 2004 εγκαταστάθηκαν 2 064 MW στη χώρα, Σχήμα 2.7. Το 2006 εγκαταστάθηκε στη χώρα το 22.92%, 1 587 MW, της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος της Ε.Ε., Σχήμα 2.8. Η αιολική παραγωγή καλύπτει ήδη το 6% των αναγκών της χώρας σε ηλεκτρική ενέργεια.



Σχήμα 2.7: Ετήσια εγκατάσταση αιολικής ισχύος για το 2004



Σχήμα 2.8: Ποσοστιαία εγκατάσταση αιολικής ισχύος στην Ε.Ε. το 2006

2.5.3 Η αιολική ενέργεια στη Δανία

Ένα χαρακτηριστικό παράδειγμα αντιμετώπισης των εφαρμογών της αιολικής ενέργειας σε παγκόσμια κλίμακα αποτελεί η ενεργειακή πολιτική που ακολούθησε η Δανία την τελευταία εικοσαετία. Ο ενεργειακός νόμος που ίσχυε μέχρι το 2001 περιλάμβανε, επιδότηση μέχρι και 30% του κόστους εγκατάστασης και διασύνδεσης, σημαντικές φοροαπαλλαγές τα πρώτα πέντε χρόνια της λειτουργίας της εγκατάστασης και αγορά της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας σε τιμή ίση με το 70% της τιμής διάθεσης στους οικιακούς καταναλωτές. Το ευνοϊκό αυτό κλίμα ευνόησε την άνθηση της βιομηχανίας κατασκευής αιολικών μηχανών, οι οποίες έχουν εγκαταστήσει περίπου το 66% της παγκόσμιας εγκατεστημένης αιολικής ισχύος. Το 2003 εγκαταστάθηκαν περίπου 243, τα περισσότερα εκ των οποίων προέρχονται από την δημιουργία παράκτιων αιολικών πάρκων. Το 2006 εγκαταστάθηκε στη χώρα το 0.15%, της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος της Ε.Ε., Σχήμα 2.8. MW αιολικής ισχύος Η αιολική παραγωγή καλύπτει το 19% των αναγκών της χώρας σε ηλεκτρική ενέργεια, και απασχολούνται περισσότερα από 20 000 άτομα στον χώρο των αιολικών εφαρμογών.

2.5.4 Η αιολική ενέργεια στις Η.Π.Α.

Οι Ηνωμένες Πολιτείες της Αμερικής αποτελούν από τις πλέον υποσχόμενες αγορές αιολικής ενέργειας. Χρονιά ορόσημο για την αιολική ενέργεια στις Η.Π.Α. ήταν το 2005 όταν και εγκαταστάθηκαν 2 500 MW με πολλά αιολικά πάρκα με συνολική ισχύς στο τέλος της χρονιάς τα 150 MW. Στον Πίνακα 2.19 παρουσιάζεται η εξέλιξη εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στις Η.Π.Α. από το 2000 μέχρι το 2006. Σημαντικό ρόλο στην ραγδαία αυτή ανάπτυξη συντέλεσε η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας στην τιμή των 0.019 \$/KWh στα πρώτα δέκα χρόνια λειτουργίας της εγκατάστασης. Στόχος της πολιτικής της χώρας είναι σταδιακά η εγκατεστημένη ισχύς να φτάσει τα 50 000 MW, έτσι ώστε το 2012 η αιολική παραγωγή να καλύπτει το 6% των αναγκών της χώρας σε ηλεκτρική ενέργεια, και το 2020 να καλύπτει το 8% και απασχολούνται περισσότερα από 150 000 άτομα στον χώρο των αιολικών εφαρμογών.

Πίνακας 2.19: Εξέλιξη εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στις Η.Π.Α.

Έτος	MW
2000	2 578
2001	4 275
2002	4 685
2003	6 372
2004	6 740
2005	9 240
2006	11 603

2.5.5 Η αιολική ενέργεια στην Ινδία

Στην Ινδία, την μεγαλύτερη χώρα σε εγκατεστημένα συστήματα αιολικής ενέργειας στην Ασία, και στην Πέμπτη θέση στην παγκόσμια αγορά, το ενδιαφέρον για την αξιοποίηση του ανέμου εκδηλώθηκε τα τελευταία δέκα χρόνια, όποτε και αυξήθηκαν σημαντικά οι εφαρμογές της αιολικής ενέργειας φτάνοντας τα 3 000 MW στο τέλος του 2004. Στον Πίνακα 2.20 παρουσιάζεται η εξέλιξη εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στην Ινδία. Ο ενεργειακός νόμος που ίσχυε προβλέπει 80% της λογιστικής απόσβεσης το πρώτο χρόνο της λειτουργίας της εγκατάστασης και φοροαπαλλαγές τα πρώτα δέκα χρόνια της λειτουργίας της εγκατάστασης. Με αυτόν τον τρόπο το 97% των επενδύσεων προέρχονταν από ιδιώτες, και πλέον ο στόχος τους είναι να αυξηθεί η εγκατεστημένη ισχύς κατά 5 000 MW μέχρι το 2012.

Πίνακας 2.20: Εξέλιξη εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στην Ινδία

Έτος	MW
2000	1 220
2001	1 456
2002	1 702
2003	2 125
2004	3 000
2005	4 900
2006	6 270

Ο τρέχων κύριος όγκος των επιχειρήσεων και πωλήσεων των συστημάτων αιολικής ενέργειας παρουσιάζεται στον Πίνακα 2.21.

Πίνακας 2.21: Επιχειρήσεις αιολικών συστημάτων

	Αμερικάνικη Αγορά (2003)		Παγκόσμια αγορά (2003)	
	MW	%	MW	%
Vestas (DK)	347	20.9	1 812	21.7
GE Wind (USA)	874	52.6	1 503	18
Enercon (D)	-	-	1 218	14.6
Gamesa (ESP)	55	3.3	956	11.5
NEG Micon (DK)	146	8.8	855	10.2
Bonus (DK)	15	0.9	552	6.6
Repower (D)	-	-	291	3.5
MADE (ESP)	-	-	243	2.9
Nordex (DK)	-	-	242	2.9

	Αμερικάνικη Αγορά (2003)		Παγκόσμια αγορά (2003)	
Mitsubishi (JP)	201	12.1	218	2.6
Λοιποί	-	-	441	5.3

2.6 ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ

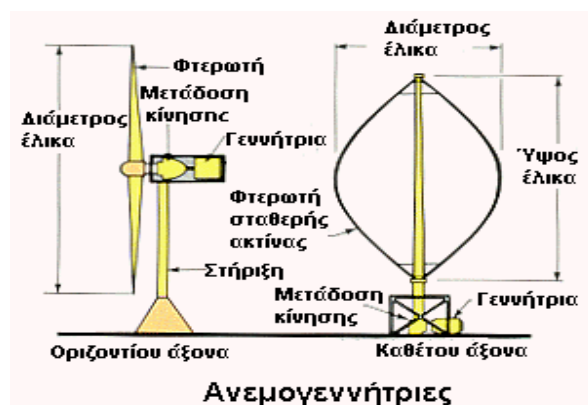
Η τεχνολογία των ανεμογεννητριών μπορεί να ομαδοποιηθεί σε τρεις εφαρμογές:

- Ανεμογεννήτριες που συνδέονται με το ηλεκτρικό δίκτυο.
- Υβριδικά ενεργειακά συστήματα που συνδυάζουν ανεμογεννήτριες με άλλες ενεργειακές πηγές, όπως φωτοβολταϊκά, υδροηλεκτρικά και νηζελογεννήτριες και/ή αποθήκευση που χρησιμοποιούνται σε μικρά απομονωμένα δίκτυα ή για ειδικές εφαρμογές όπως άντληση νερού, φόρτιση μπαταριών, αφαλάτωση.
- Μικρά αυτόνομα συστήματα ανεμογεννητριών για άντληση νερού, φόρτιση μπαταριών, θέρμανση, κλπ.

Οι ανεμογεννήτριες μπορούν να χωριστούν σε δύο τύπους ανάλογα με την κατεύθυνση του κύριου άξονα, Σχήμα 2.9:

1) οριζόντιου άξονα.

2) κατακόρυφου άξονα.



Σχήμα 2.9: Ανεμογεννήτριες οριζοντίου και κάθετου άξονα

Οι ανεμογεννήτριες οριζόντιου άξονα είναι οι πιο κοινές. Έχουν τον άξονα τους παράλληλο προς την κατεύθυνση του ανέμου (head on), ενώ σε μερικές περιπτώσεις έχουμε ανεμογεννήτριες των οποίων ο άξονας είναι παράλληλος προς την επιφάνεια της γης και κάθετος προς την κατεύθυνση του ανέμου (cross-wind). Κατασκευάζονται με ένα ή και περισσότερα πτερύγια και έχουν ρυθμιστεί με τέτοιο τρόπο ώστε η γεννήτρια να μην παράγει

περισσότερη ισχύ από αυτή για την οποία έχει σχεδιαστεί, ακόμα και αν αυξηθεί η ταχύτητα του ανέμου. Αυτό επιτυγχάνεται με στροφή των πτερυγίων και μεταβολή των αεροδυναμικών χαρακτηριστικών τους. Οι ανεμογεννήτριες κάθετου άξονα χρησιμοποιούνται λιγότερο συχνά, αλλά εμφανίζουν το σημαντικό πλεονέκτημα της αυτόματης προσαρμογής στην διεύθυνση του ανέμου, δεδομένου ότι ο άξονας τους είναι κάθετος σε αυτή καθώς και στην επιφάνεια της γης.

2.6.1 Ανεμογεννήτρια οριζόντιου άξονα

Οι ανεμογεννήτριες κατακόρυφου άξονα μπορούν να έχουν ένα, δύο ή τρία πτερύγια, Σχήμα 2.10, ενώ η πτερωτή τους μπορεί να τοποθετηθεί είτε σε προσήνεμη διάταξη (up-wind), δηλαδή μπροστά από τον πύργο στήριξης, είτε σε υπήνεμη διάταξη (down-wind), δηλαδή πίσω από τον πύργο στήριξης σε σχέση με την διεύθυνση του ανέμου.

Στην κατηγορία των αιολικών μηχανών οριζόντιου άξονα περιλαμβάνονται και οι ανεμογεννήτριες που χρησιμοποιούνται κατά κύριο λόγο σήμερα, περίπου το 90% του συνόλου των εγκατεστημένων. Οι μηχανές αυτές εμφανίζουν σημαντικές περιφερειακές ταχύτητες, ενώ βασικό χαρακτηριστικό τους είναι ο μεγάλος αεροδυναμικός βαθμός απόδοσης τους, αλλά και η βέλτιστη λειτουργία τους σε μεγάλες τιμές της παραμέτρου περιστροφής με αποτέλεσμα την αρκετά μεγάλη σχετική ταχύτητα προσβολής των πτερυγίων από τον άνεμο.

Οι ανεμογεννήτριες οριζόντιου άξονα έχουν τον κύριο άξονα και τη γεννήτρια στην κορυφή ενός πύργου. Οι μικρές γεννήτριες χαρακτηρίζονται από έναν απλό ανεμοδείκτη, ενώ οι μεγάλες χρησιμοποιούν γενικά έναν αισθητήρα αέρα που συνδέεται με ένα σερβοκινητήρα. Οι περισσότερες γεννήτριες έχουν ένα κιβώτιο ταχυτήτων, το οποίο μετατρέπει την αργή περιστροφή των πτερυγίων σε γρηγορότερη περιστροφή που είναι καταλληλότερη για την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας.

Η αιολική ισχύς από την πτερωτή μεταφέρεται είτε μέσω συστήματος κίνησης στη βάση του πύργου στήριξης, είτε από τον άξονα της πτερύγωσης στην ηλεκτρική γεννήτρια.

Ο πλέον διαδεδομένος τύπος ανεμογεννήτριας για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι η ανεμογεννήτρια οριζόντιου άξονα με τρία πτερύγια.



Σχήμα 2.10: Ανεμογεννήτριες οριζόντιου άξονα με ένα, δύο, και τρία πτερύγια

Ολοκληρώνοντας, πρέπει να κάνουμε μια αναφορά στα προβλήματα που αντιμετωπίζει η βιομηχανία κατασκευής ανεμογεννητριών οριζοντίου άξονα.

- Ο βέλτιστος σχεδιασμός του δρομέα, με σκοπό τη βελτίωση των χαρακτηριστικών λειτουργίας της μηχανής.
- Η συμπεριφορά του δρομέα σε ειδικές καταστάσεις, όπως η εκκίνηση, η επιτάχυνση, η επιβράδυνση, καθώς και άλλα δυναμικά φαινόμενα.
- Η ρύθμιση του βήματος των πτερυγίων και οι αντίστοιχοι αυτοματισμοί, που σχετίζονται με την έναρξη και την παύση λειτουργίας του ανεμοκινητήρα.
- Ο προσανεμισμός του άξονα του δρομέα προς την κατεύθυνση του ανέμου.
- Προβλήματα αντοχής των υλικών που αφορούν την κατασκευή και την έδραση των πτερυγίων.
- Καθορισμός του ύψους του δρομέα επάνω από το έδαφος.
- Κατασκευή του πύργου στήριξης και θεμελίωσή του.
- Μελέτη του πεδίου ροής πίσω από την πτερωτή και η επίδραση του όμορου στο περιβάλλον καθώς και σε πιθανές επόμενες ανεμογεννήτριες.

2.6.2 Ανεμογεννήτρια κατακόρυφου άξονα

Οι ανεμογεννήτριες κάθετου άξονα είναι πιο απλές κατασκευές αφού εμφανίζουν το σημαντικό πλεονέκτημα αυτόματης προσαρμογής στην διεύθυνση του ανέμου. Οι ανεμογεννήτριες κάθετου άξονα περιστρέφονται γύρω από έναν άξονα κάθετο τόσο στη διεύθυνση του ανέμου όσο και στο έδαφος. Οι αιολικές μηχανές τέτοιου τύπου έχουν καλή αεροδυναμική απόδοση, ανεξαρτησία ως προς τη διεύθυνση του ανέμου, χαμηλό κόστος κατασκευής και σχετικά απλά συστήματα ελέγχου. Ο δρομέας τύπου Darrieus, Σχήμα 2.11, είναι ο πιο εξελιγμένος και διαδεδομένος τύπος δρομέων κατακόρυφου άξονα, και μπορούν να δώσουν ονομαστική ισχύς της τάξεως του ενός MW. Τα πλεονεκτήματα αυτής της ρύθμισης είναι ότι η γεννήτρια ή/και το κιβώτιο ταχυτήτων μπορούν να τοποθετηθούν στο κατώτατο σημείο, κοντά στο έδαφος, έτσι ο πύργος δεν πρέπει να την υποστηρίξει, και ότι ο στρόβιλος δεν πρέπει να δειχτεί στον αέρα. Επίσης, έχουν ιδιαίτερα υψηλές ταχύτητες εκκίνησης. Τα μειονεκτήματα είναι συνήθως η κυμαινόμενη ροπή που παράγεται. Αυτό σημαίνει ότι πρέπει να λειτουργήσουν στην πιο αργή, περισσότερο μεταβαλλόμενη ροή αέρα κοντά στο έδαφος, με χαμηλότερη αποδοτικότητα ενεργειακής παραγωγής. Ενώ για μεγάλα συστήματα χρησιμοποιείται βοηθητικός κινητήρας για την εκκίνηση. Επιπλέον, οι μηχανές τέτοιου τύπου παρέχουν τελικά χαμηλότερο μέσο ετήσιο συντελεστή ισχύος. Η απλότητα κατασκευής σε συνδυασμό με το γεγονός ότι δεν απαιτείται σύστημα προσανατολισμού ως προς την διεύθυνση του ανέμου, αποτελούν σημαντικά κίνητρα για την μελέτη και βελτιστοποίηση των κατασκευαστικών χαρακτηριστικών των μηχανών αυτών.



Σχήμα 2.11: Ανεμογεννήτριες κατακόρυφου άξονα τύπου Darrieus

2.6.3 Σύγκριση της συμπεριφοράς των αιολικών μηχανών

Όπως έχει ήδη επισημανθεί, οι αιολικές μηχανές χωρίζονται σε δύο μεγάλες κατηγορίες, τις ανεμογεννήτριες οριζόντιου άξονα, με επικρατέστερες τις μηχανές τύπου αεροπορικής έλικας, και σε αυτές του κατακόρυφου άξονα, με επικρατέστερες τις μηχανές τύπου Darrieus. Στο σημείο αυτό πρέπει να παρουσιάσουμε τα βασικότερα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα των δύο αυτών κατηγοριών ανεμογεννητριών, λαμβάνοντας υπ' όψιν ότι η συντριπτική πλειοψηφία σήμερα των εγκατεστημένων αιολικών μηχανών είναι τύπου οριζοντίου άξονα. Συγκεκριμένα:

- Οι μηχανές κατακόρυφου άξονα δεν χρειάζονται σύστημα προσανατολισμού, το οποίο είναι απαραίτητο για τις μηχανές οριζοντίου άξονα.
- Στις μηχανές κατακόρυφου άξονα το παραγόμενο μηχανικό έργο μεταφέρεται μέσω κατακόρυφου άξονα απευθείας στο έδαφος, όπου βρίσκεται και η ηλεκτρική γεννήτρια, σε αντίθεση με τις μηχανές οριζοντίου άξονα.
- Στις μηχανές κατακόρυφου άξονα η κατασκευή του πύργου στήριξης είναι απλή, ενώ σε αυτές του οριζοντίου έχει ειδικές απαιτήσεις.
- Στις μηχανές κατακόρυφου άξονα δεν υπάρχει η δυνατότητα αλλά ούτε και η ανάγκη ρύθμισης του βήματος της πτερωτής για τον έλεγχο της ισχύος της μηχανής, κάτι που είναι απαραίτητο στις μηχανές οριζοντίου άξονα.
- Οι μηχανές τύπου Darrieus εργάζονται σε μεγάλες τιμές της παραμέτρου περιστροφής, κάτι που εξασφαλίζει μεγάλες τιμές του αριθμού Reynolds (Re)

και συνεπώς τυρβώδη ροή και ικανοποιητική αεροδυναμική απόδοση της πτερωτής της μηχανής.

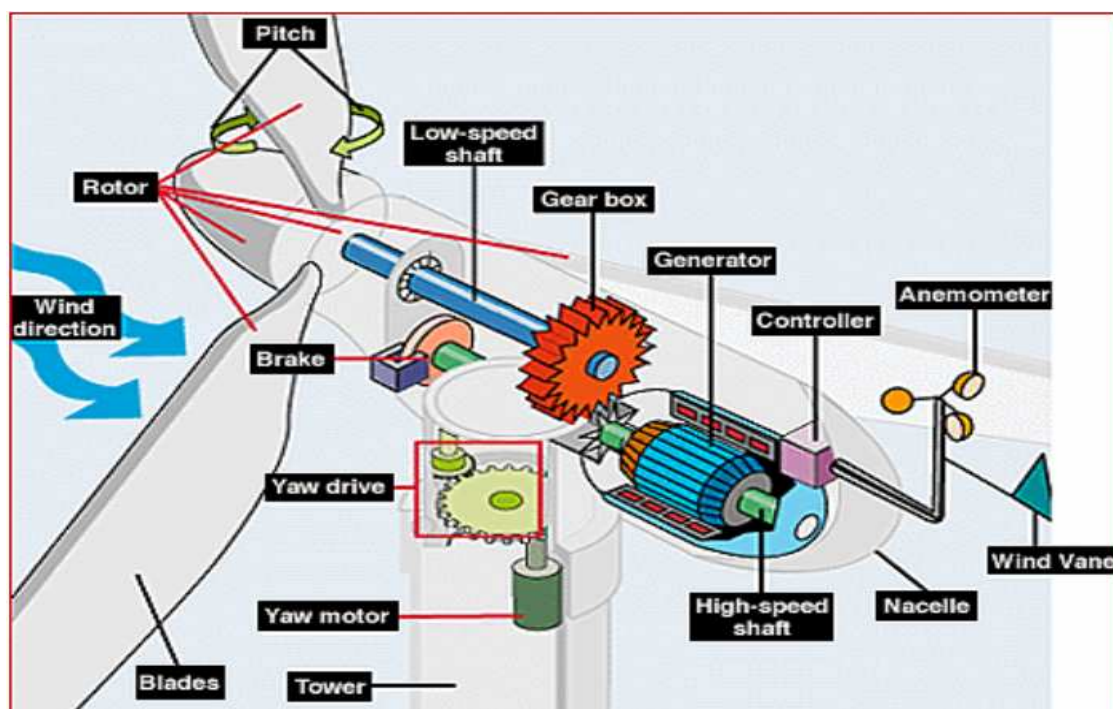
- Πιο συγκεκριμένα, ο συντελεστής ισχύος των μηχανών κατακόρυφου άξονα είναι εν γένει μικρότερος από αυτόν των μηχανών οριζοντίου άξονα
- Οι μηχανές τύπου Darrieus παρουσιάζουν σημαντικό πρόβλημα κατά την εκκίνηση και απαιτείται εξωτερική βοήθεια, κάτι που δεν ισχύει σε αυτές του οριζόντιου άξονα.

Συνοψίζοντας, μπορούμε να πούμε ότι οι μηχανές οριζοντίου άξονα πλεονεκτούν σε συνολική απόδοση και θεωρούνται πιο εξελιγμένες από κάθε άλλου τύπου μηχανές. Όμως οι μηχανές κατακόρυφου άξονα είναι πιο απλές στην κατασκευή και είναι ανταγωνιστικές όσον αφορά το κόστος της αρχικής εγκατάστασης.

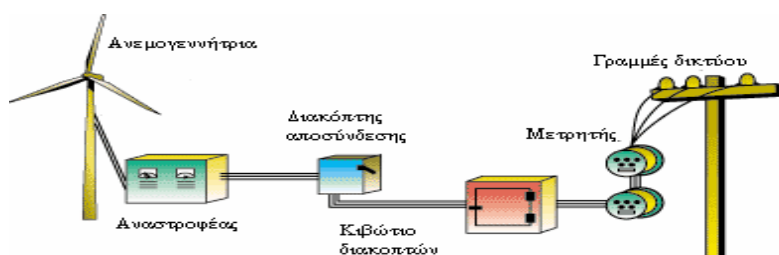
2.7 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΗΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ ΤΩΝ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ

2.7.1 Κύρια μέρη ανεμογεννήτριας

Τα κύρια μέρη μιας ανεμογεννήτριας είναι ο ρότορας, η γεννήτρια, το σύστημα διεύθυνσης, το σύστημα προστασίας και ο πυλώνας στήριξης. Το Σχήμα 2.12 δείχνει το λεπτομερή σχεδιασμό μιας ανεμογεννήτριας. Το Σχήμα 2.13 δείχνει ένα ολοκληρωμένο σύστημα αιολικού δυναμικού.



Σχήμα 2.12: Σχεδιασμός ανεμογεννήτριας



Σχήμα 2.13: Σύστημα αιολικού δυναμικού

Πτερωτή (Rotor):

Περιλαμβάνει την πλήμνη και τα πτερύγια. Η πτερωτή συλλέγει την ενέργεια του ανέμου. Η πτερωτή αποτελείται συνήθως από τρία πτερύγια που περιστρέφονται γύρω από ένα άξονα (οριζόντιο ή κάθετο) σε ένα ποσοστό που καθορίζεται από την ταχύτητα του αέρα και τη μορφή των πτερύγιων. Τα πτερύγια είναι συνδεδεμένα με την πλήμνη, η οποία είναι στη συνέχεια συνδεδεμένη με τον κύριο άξονα, ο οποίος προκαλεί τη περιστροφή της γεννήτριας.

Πυλώνας στήριξης (Tower):

Είναι κυλινδρικής μορφής κατασκευασμένος από ενισχυμένο χάλυβα και συνήθως αποτελείται από δύο ή τρία συνδεδεμένα τμήματα. Ο πυλώνας στήριξης στον οποίο τοποθετείται μια ανεμογεννήτρια δεν είναι μόνο μια δομή υποστήριξης. Επιτρέπει στις πτέρυγες της ανεμογεννήτριας να απομακρύνονται ακίνδυνα από το έδαφος και έτσι μπορεί να φθάσει στους ισχυρότερους ανέμους στις υψηλότερες ανυψώσεις. Το μέγιστο ύψος των πυλώνων στήριξης είναι προαιρετικό στις περισσότερες περιπτώσεις. Η απόφαση για το πιο θα είναι το ύψος του πυλώνα που θα χρησιμοποιηθεί βασίζεται στο κόστος των πιο ψηλών πυλώνων σε συνάρτηση με την αξία της αύξησης της ενεργειακής παραγωγής ως αποτέλεσμα της χρήσης τους. Οι μελέτες έχουν δείξει ότι το προστιθέμενο κόστος του αυξανόμενου ύψους των πυλώνων δικαιολογείται συχνά από την επιπρόσθετη ενέργεια που παράγεται από τους ισχυρότερους ανέμους. Οι μεγαλύτερες ανεμογεννήτριες τοποθετούνται συνήθως σε πυλώνες που κυμαίνονται από 40 έως 70 μέτρα ύψος.

Πτερύγια (Blades):

Οι περισσότερες ανεμογεννήτριες έχουν δύο ή τρία πτερύγια. Όταν φυσάει ο άνεμος τα πτερύγια περιστρέφονται. Είναι κατασκευασμένα από σύνθετα υλικά, όπως υαλονήματα, ειδικές ρητίνες, ενισχυμένο πολυεστέρα, ελαφρά κράματα μετάλλων. Είναι δε σχεδιασμένα για να αντέχουν σε μεγάλες καταπονήσεις.

Σύστημα πέδησης (Brake):

Το σύστημα πέδησης αποτελείται από δισκόφρενο, το οποίο είτε λειτουργώντας με μηχανολογικό σύστημα, είτε με ηλεκτρικό σύστημα ή με υδραυλικό σύστημα επιδρά για να σταματήσει την πτερωτή σε περίπτωση κινδύνου.

Ελεγκτής-Σύστημα προστασίας (Controller):

Ο ελεγκτής ξεκινάει την μηχανή όταν η ταχύτητα του ανέμου είναι περίπου 8 με 16 μίλια ανά ώρα (mph) και την σταματάει περίπου στα 55 μίλια ανά ώρα (mph). Οι

ανεμογεννήτριες δεν λειτουργούν σε ταχύτητες του ανέμου πάνω από τα 55 μίλια ανά ώρα (mph) γιατί μπορεί να καταστραφούν από τους μεγάλους σε ένταση ανέμους.

Σύστημα μετάδοσης της κίνησης (Gear box):

Το σύστημα μετάδοσης της κίνησης συνδέει έναν άξονα χαμηλής ταχύτητας με έναν άξονα υψηλής ταχύτητας, περιλαμβάνοντας ένα διβάθμιο ή τριβάθμιο κιβώτιο μετασχηματισμού της χαμηλής περιστροφής της περρωτής, 30 με 60 rpm, σε υψηλότερες ταχύτητες περιστροφής, 1000 με 1800 rpm, στις οποίες λειτουργούν συνήθως οι ηλεκτρικές γεννήτριες. Ο τυπικός βαθμός απόδοσης ενός διβάθμιου συστήματος μετάδοσης είναι περίπου 96%, ενώ για λόγους ασφαλείας η μέγιστη μεταφερόμενη ισχύς πρέπει να είναι τουλάχιστον διπλάσια της ονομαστικής ισχύος της ανεμογεννήτριας. Το σύστημα μετάδοσης της κίνησης έχει μεγάλο κόστος, ενώ είναι και αρκετά βαρύ και για αυτό οι μηχανικοί ψάχνουν τρόπους έτσι ώστε οι γεννήτριες να δουλέψουν σε χαμηλότερες στροφές και να μην χρειάζονται σύστημα μετάδοσης της κίνησης.

Γεννήτρια (Generator):

Η γεννήτρια είναι αυτή που μετατρέπει τη κίνηση των περρύγων της ανεμογεννήτριας σε ηλεκτρική ενέργεια.

Άξονας υψηλής ταχύτητας (High-speed shaft):

Θέτει σε λειτουργία την γεννήτρια.

Άξονας χαμηλής ταχύτητας (Low-speed shaft):

Η περρωτή μεταδίδει στον άξονα χαμηλής ταχύτητας περίπου 30 με 60 rpm.

Κέλυφος (Nacelle):

Το κέλυφος είναι στο επάνω μέρος του πυλώνα στήριξης και περιέχει το σύστημα μετάδοσης της κίνησης, τον άξονα υψηλής ταχύτητας, τον άξονα χαμηλής ταχύτητας, την γεννήτρια, τον ελεγκτή και το σύστημα πέδησης, Σχήμα 2.14. Έχει συνήθως πολύ μεγάλο μέγεθος, τέτοιο ώστε να μπορεί να προσγειωθεί ένα ελικόπτερο, ενώ στην περιοχή της πλήμνης πρέπει να έχει αεροδυναμική μορφή και να παρέχει αντιδιαβρωτική προστασία.



Σχήμα 2.14: Κέλυφος ανεμογεννήτριας

Βαθμός κλίσης (Pitch):

Τα πτερύγια έχουν κλίση έτσι ώστε να ελέγχουν την ταχύτητα της περωτής.

Κατεύθυνση του ανέμου (Wind direction):

Η κατεύθυνση του ανέμου μας δείχνει εάν ο δρομέας έχει ανάντη ή κατάντη διάταξη.

Ανεμόμετρο (Anemometer):

Μετρά την ταχύτητα του ανέμου και μεταδίδει τα δεδομένα αυτά στον ελεγκτή.

Ανεμοδείκτης (Wind vane):

Δείχνει την κατεύθυνση του ανέμου, έτσι ώστε ο οδηγός προσανατολισμού της περωτής της ανεμογεννήτριας να την μετακινήσει προς αυτή την κατεύθυνση.

Οδηγός προσανατολισμού (Yaw drive):

Ο οδηγός προσανατολισμού μετακινεί την περωτή της ανεμογεννήτριας προς την κατεύθυνση του ανέμου, όταν αυτή αλλάζει.

Κινητήρας οδηγού προσανατολισμού (Yaw motor):

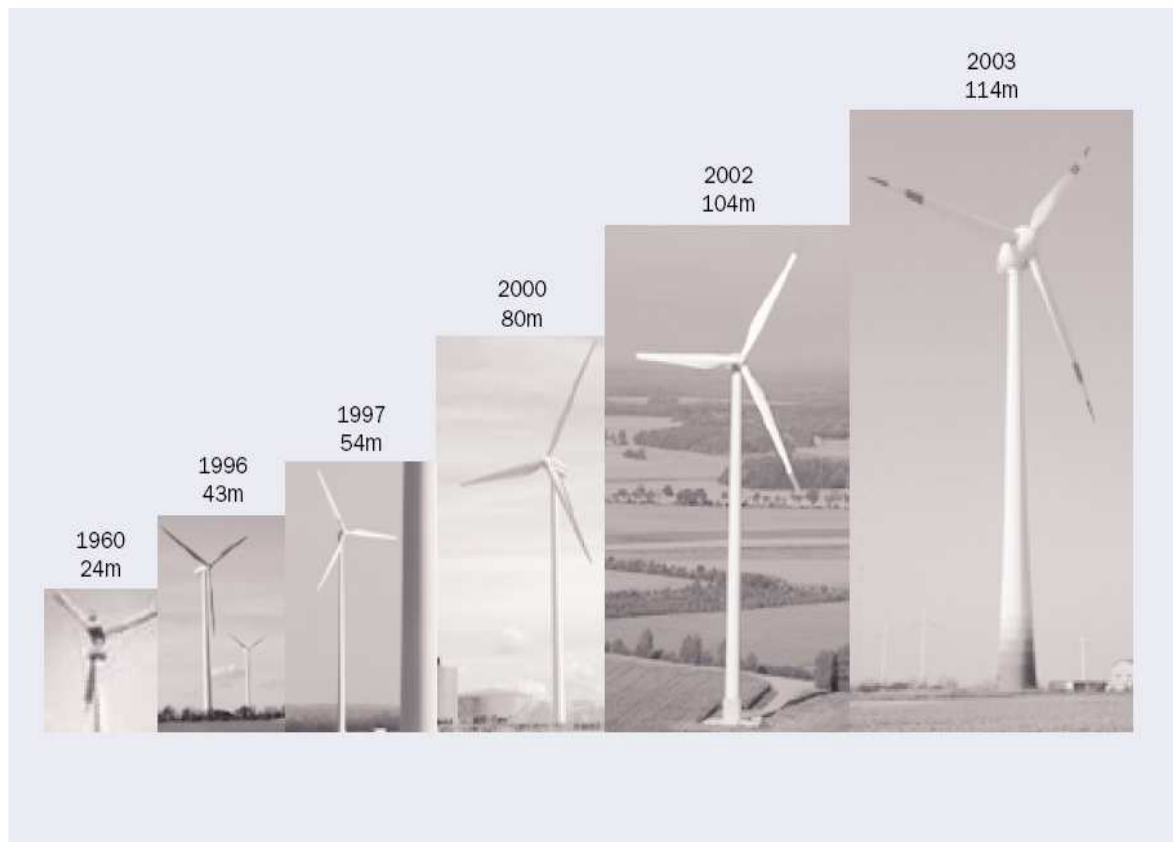
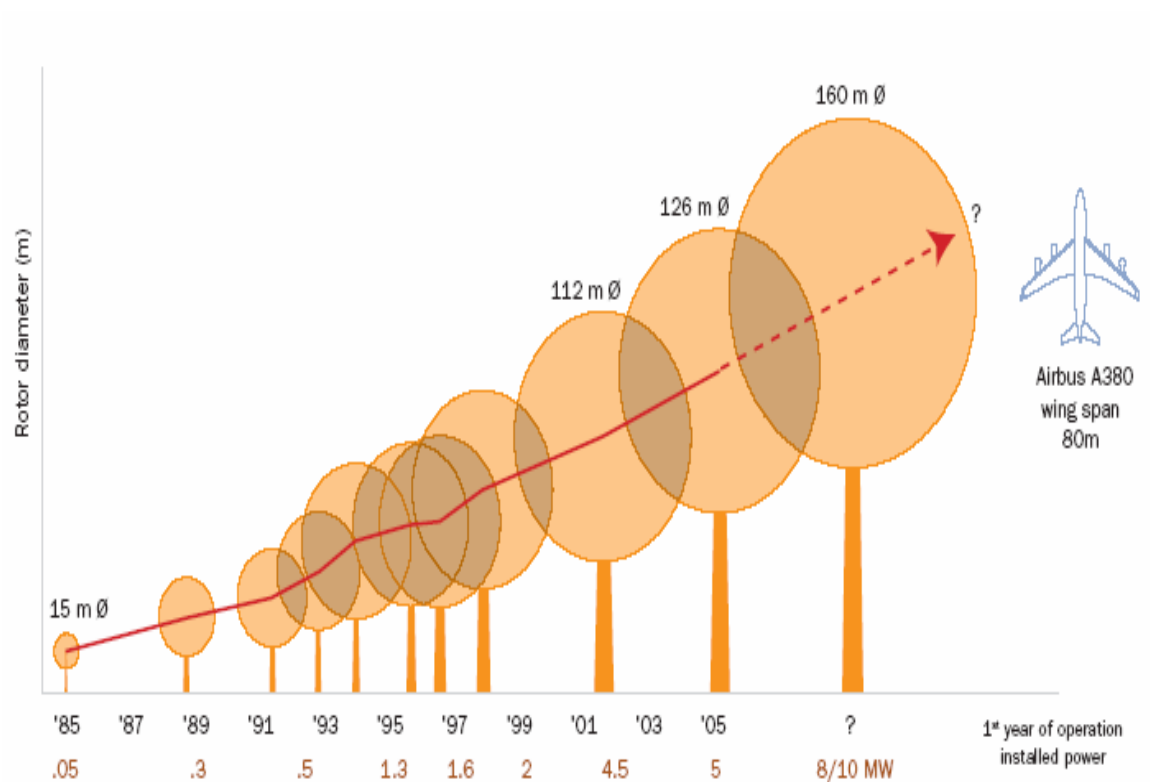
Θέτει σε κίνηση τον οδηγό προσανατολισμού.

Ως απαραίτητο εξάρτημα λειτουργίας μιας ανεμογεννήτριας σε αιολικό πάρκο, θα μπορούσαμε να συμπεριλάβουμε και τον μετασχηματιστή μετατροπής 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. 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.

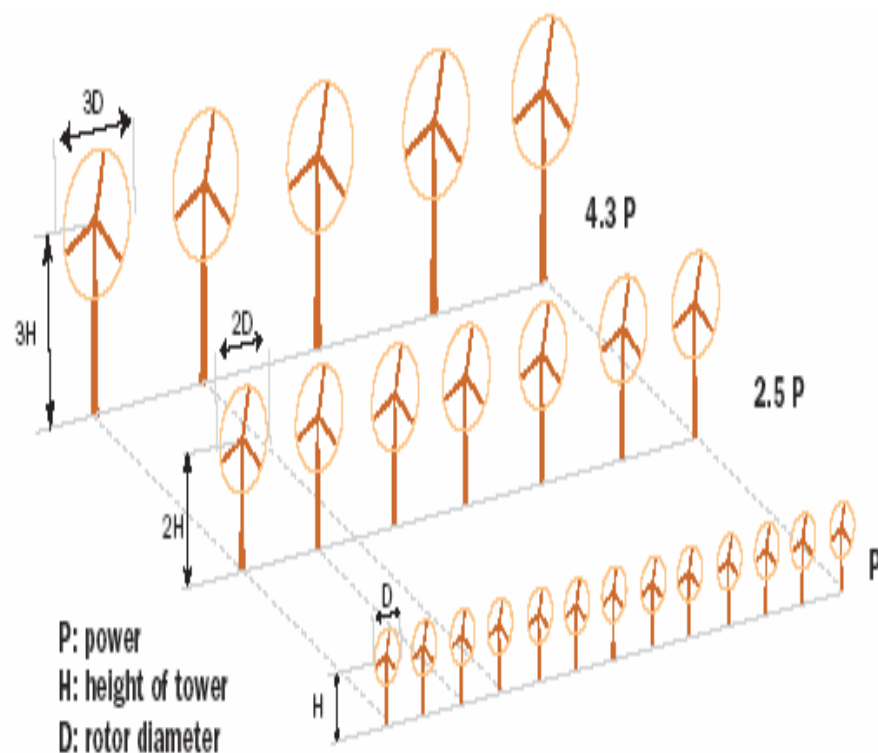
2.7.2 Εξέλιξη μεγέθους ανεμογεννητριών

Η ισχύς που παράγεται από μια ανεμογεννήτρια εξαρτάται εκτός από την ταχύτητα του ανέμου και από την διάμετρο των πτερυγίων της. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.16 η παραγόμενη ισχύς μίας ανεμογεννήτριας, με ύψος πλήμνης h , και διάμετρο πτερυγίων d , γίνεται 4.3 φορές μεγαλύτερη εάν το ύψος πλήμνης και η διάμετρος των πτερυγίων τριπλασιαστούν $3h$ και $3d$ αντίστοιχα. Η εξέλιξη της τεχνολογίας όσον αφορά αιολικά συστήματα έχει δώσει την δυνατότητα εγκατάστασή τους σε ένα μεγάλο εύρος τοποθεσιών. Έτσι πλέον, η παραγωγή αιολικών συστημάτων έχει στραφεί στην βελτιστοποίηση του μεγέθους των ανεμογεννητριών.

Το μέγεθος των ανεμογεννητριών έχει εξελιχθεί από, τις μηχανές με χωρητικότητα 20 με 60 KW, και διάμετρο πτερυγίων 15 m, τις δεκαετίας του 1980, στις σημερινές με χωρητικότητα 5 MW και διάμετρο 160 m, το Σχήμα 2.15 δείχνει την εξέλιξη από το 1960, και την πρωτότυπη και πειραματική ανεμογεννήτρια Gedser μέχρι τις τελευταίες τεχνολογίες ανεμογεννήτριες.



Σχήμα 2.15: Εξέλιξη μεγέθους ανεμογεννητριών



Σχήμα 2.16: Σχέση παραγόμενης ισχύος με το ύψος πλάνης και την διάμετρο πτερυγίων

Year	Design	D (m)
	NEG MICON 64C/1500	64.0
	FUHLANDER FL MD70	70.0
	PWE 1570	70.0
	REPOWER MD 70	70.0
	SUDWIND S70	70.0
	TORRES TWT 1500	70.0
	GEWE 1.5s	70.5
	NEG MICON 72C/1500	72.0
	FUHLANDER FL MD77	77.0
	GEWE 1.5sl	77.0
	REPOWER MD 77	77.0
	SUDWIND S77	77.0
	PWE 1577	77.4
	GAMESA G-80 1500	80.0
	NEG MICON 82/1500	82.0
2003	AVERAGE	73.6
	NEG MICON 64C/1500	64.0
	ENERCON E-66/15.66	66.0
	WINDTEC 1566	66.0
	JACOBS MD 70	70.0
	SUDWIND S70	70.0
	TACKE TW 1.5s	70.5
	TACKE TW 1.5sl	77.0
2000	AVERAGE	69.1
	NTK 1500/64	64.0
	TACKE TW 1.5	65.0
	ENERCON E-66/15.66	66.0
1997	AVERAGE	65.0

Σχήμα 2.17: Εξέλιξη της διαμέτρου των αιολικών μηχανών 1.5 MW



Σχήμα 2.18: Διαδικασία ανέγερσης μεγάλων ανεμογεννητριών

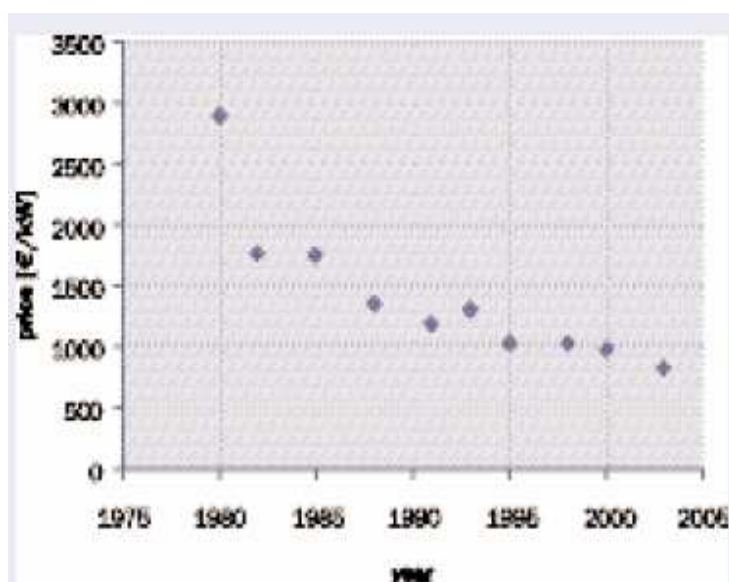
2.8 ΚΟΣΤΟΣ

Το κόστος ενός αιολικού συστήματος έχει δύο συνιστώσες: αρχικές δαπάνες εγκαταστάσεως και έξοδα λειτουργίας. Το αρχικό κόστος εγκατάστασης περιλαμβάνει την τιμή αγοράς του πλήρους συστήματος (συμπεριλαμβανομένου του πύργου, της καλωδίωσης, της διασύνδεσης χρησιμότητας ή του εξοπλισμού αποθήκευσης μπαταριών, της ρυθμιζόμενης μονάδας ενέργειας, κ.λπ....) συν την παράδοση και την εγκατάσταση.

Ένα οικιακό αιολικό σύστημα συνδεδεμένο με το ηλεκτρικό δίκτυο της τάξης 1-10 KW γενικά κοστίζει μεταξύ 2 400\$ και 3 000\$ ανά εγκατεστημένο κιλοβάτ. Το κόστος ανέρχεται σε 24 000\$ - 30 000\$ για ένα σύστημα 10 KW. Ένα μεσαίας κλίμακας, εμπορικό σύστημα (10-100 kW) είναι οικονομικά πιο αποδοτικό, κοστίζοντας μεταξύ 1 500\$ και 2 500\$ ανά κιλοβάτ. Τα μεγάλης κλίμακας συστήματα (μεγαλύτερα από 100 KW) κοστίζουν 1 000\$ έως 2 000\$ ανά κιλοβάτ, με το χαμηλότερο κόστος να πραγματοποιείται όταν εγκαθίστανται πολλαπλάσιες μονάδες σε μια θέση. Γενικά, τα ποσοστά δαπανών μειώνονται όταν αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών συστημάτων.

Τα απομονωμένα αιολικά συστήματα με τη λειτουργούσα αποθήκευση μπαταριών κοστίζουν περισσότερο, κατά μέσο όρο μεταξύ 4 000\$ και 5 000\$ ανά κιλοβάτ. Οι μεμονωμένες μπαταρίες κοστίζουν από 150\$ έως 300\$ για έναν βαρύ δασμό. Μπαταρίες μεγαλύτερης περιεκτικότητας, κοστίζουν περισσότερο.

Το άλλο τμήμα δαπανών, τα έξοδα λειτουργίας λαμβάνουν χώρα κατά τη λειτουργία του αιολικού συστήματος. Οι λειτουργικές δαπάνες περιλαμβάνουν τη συντήρηση και τη λειτουργία, την ασφάλεια και τους φόρους. Τα ετήσια έξοδα λειτουργίας είναι 2% - 3% του αρχικού κόστους του συστήματος. Μια άλλη εκτίμηση είναι βασισμένη στην ενεργειακή παραγωγή του συστήματος και είναι ισοδύναμα με 1 έως 2 σεντς ανά παραγόμενη KWh.



Πίνακας 2.22: Μείωση κόστους ανεμογεννητριών

Στον Πίνακα 2.23 παρουσιάζεται η μείωση του κόστους των ανεμογεννητριών καθ' όλη την διάρκεια της εξέλιξης τους από το 1975 μέχρι και το 2005.

Στον Πίνακα 2.23 παρουσιάζονται διάφοροι τύποι ανεμογεννητριών, η ισχύς τους, και το κόστος τους.

Πίνακας 2.23: Κόστος και μέγεθος διάφορων τύπων ανεμογεννητριών

Μοντέλο ανεμογεννήτριας	Ισχύς (W)	Τιμή
Whisper 100	900	8 399\$
Whisper 200	1 000	2 295\$
Whisper 200 Wind Power System	1 000	8 399\$
Whisper 500	3 000	6 299\$
H40 System	900	3 856€
H175 System	3 200	10 921€
1 kW Remote System	1 000	3 852€
2 kW Sure System	2 000	9 298€
7,5 kW Remote System	7 500	30 544€
7,5 kW Sure System	7 500	38 206€
10 kW Grid Tie	10 000	26 627€
Whisper 175 Wind Power System	3000	11 199\$
Windmatic 15S Wind Farm		
Generator	65 000	47 555\$
Vestas V-27 Wind Generator	225 000	168 350\$

2.9 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [2.1] <http://www.eere.energy.gov>, accessed on August 2007
- [2.2] <http://www.sandia.gov/wind/>, accessed on August 2007
- [2.3] <http://www.nrel.gov/wind/>, accessed on August 2007
- [2.4] <http://www.rae.gr>, accessed on August 2007
- [2.5] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), “Εκθεση πεπραγμένων Ιούλιος 2000 – Δεκέμβριος 2002”, Εκδόσεις Γαβριηλίδης, 2004.
- [2.6] <http://www.cres.org>, “Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ)”, accessed on 3/3/2005
- [2.7] Μιχ. Π. Παπαδόπουλος, “Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας”, Σημειώσεις μαθήματος, Ε.Μ.Π., Αθήνα 1997.
- [2.8] Renewable Product Store
<http://www.bitterrootsolar.com/> accessed on August 2007
- [2.9] Ιωαννης Κλεαν. Καλδέλλης, “Διαχείριση της αιολικής ενέργειας”, Εκδόσεις Αθ. Σταμουλης, 2005
- [2.10] Βασ. Σταμπολίδης “Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων παραγωγής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα” Διπλωματική εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης, 2005.
- [2.11] <http://www.the.greenpewergroup.org/wind> accessed on August 2007
- [2.12] <http://www.nrel.gov/homer> accessed on August 2007
- [2.13] <http://www.ewea.org> accessed on August 2007
- [2.14] <http://www.erec-renewables.org> accessed on August 2007
- [2.15] <http://www.elke.gr> accessed on August 2007
- [2.16] <http://www.ntua.gr/renes> accessed on August 2007
- [2.17] <http://www.kepa.uoa.gr> accessed on August 2007
- [2.18] <http://www.hellascres.gr> accessed on August 2007
- [2.19] <http://www.eletaen.gr> accessed on August 2007
- [2.20] Ηλ. Γουσγουρίωτης “Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων ανάπτυξης συστημάτων θέρμανσης με στερεά βιομάζα” Διπλωματική εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης, 2005.
- [2.21] <http://www.canren.gc.ca> accessed on August 2007
- [2.22] <http://www.energy.iastate.edu/renewable/wind>, accessed on August 2007
- [2.23] International Energy Agency, “Renewables for power generation, Status and prospects” 2003
- [2.24] Thomas Ackerman, “Wind Power in Power Systems”, New York: Wiley, 2005, pp 7-23
- [2.25] J. Aabakken, “Power Technologies Energy Data Book Third Edition”, National Renewable Energy Laboratory, Tech. Rep. TP-620-37930, pp 37-44, April 2005
- [2.26] L.Costa, G. Kariniotakis, A.Kamarinopoulos, N.Xartziargyriou, REPORT ON “STATE OF THE ART ON LOW-COST INNOVATIVE RES

- TECHNOLOGIES”, pp 14-17, 20/07/2005
- [2.27] Κ. Α. Μπαλαράς, “*Ηπιες μορφές ενέργειας – Ηλιακή ενέργεια*”, Σημειώσεις μαθήματος, Τεχνολογικό Εκπαιδευτικό Ίδρυμα Πειραιά, Απρίλιος 1992.
- [2.28] www.thegreenpowergroup.org/gpat accessed on August 2007
- [2.29] Π. Σ. Γεωργιάκης, “*Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας*”, Σημειώσεις μαθήματος, Πολυτεχνείο Κρήτης, Σεπτέμβριος 2006.

ΜΟΝΤΕΛΟ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΑΙΟΛΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ

3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται η μεθοδολογία αξιολόγησης των συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά συστήματα. Η μεθοδολογία που ακολουθείται για την οικονομική αξιολόγηση των σεναρίων, είναι αυτή του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (Internal Rate of Return, IRR). Επίσης, θα παρουσιαστεί και το λογισμικό (RETScreen) με τη βοήθεια του οποίου θα γίνει αυτή η αξιολόγηση.

3.2 ΑΚΑΝΟΝΙΣΤΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Το λογισμικό RETScreen υπολογίζει την ακανόνιστη παραγωγή ενέργειας από τις ανεμογεννήτριες. Δηλαδή την ενέργεια που παράγουν μια ή περισσότερες τέτοιες τουρμπίνες σε σταθερές συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας. Ο υπολογισμός αυτός βασίζεται στην καμπύλη παραγωγής ενέργειας για επιλεγμένο στρόβιλο και στη μέση ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης στην καθορισμένη τοποθεσία. Οπότε λοιπόν, κρίνεται απαραίτητο να μελετηθούν η κατανομή της ταχύτητας του ανέμου, η καμπύλη ισχύος και ο τρόπος με τον οποίο γίνεται ο υπολογισμός της ακανόνιστης παραγόμενης ενέργειας.

Το λογισμικό RETScreen θεωρεί ότι η ταχύτητα του ανέμου ακολουθεί την κατανομή Weibull, ενώ σε ορισμένες περιπτώσεις χρησιμοποιείται η κατανομή Reyleigh (που είναι ειδική περίπτωση της κατανομής Weibull). Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της κατανομής Weibull εκφράζει την πιθανότητα $p(x)$ να υπάρχει x ταχύτητα ανέμου κατά τη διάρκεια του έτους και εκφράζεται από την παρακάτω σχέση :

$$p(x) = \left(\frac{k}{C}\right) * \left(\frac{x}{C}\right)^{k-1} * \exp\left[-\left(\frac{x}{C}\right)^k\right] \quad (3.1)$$

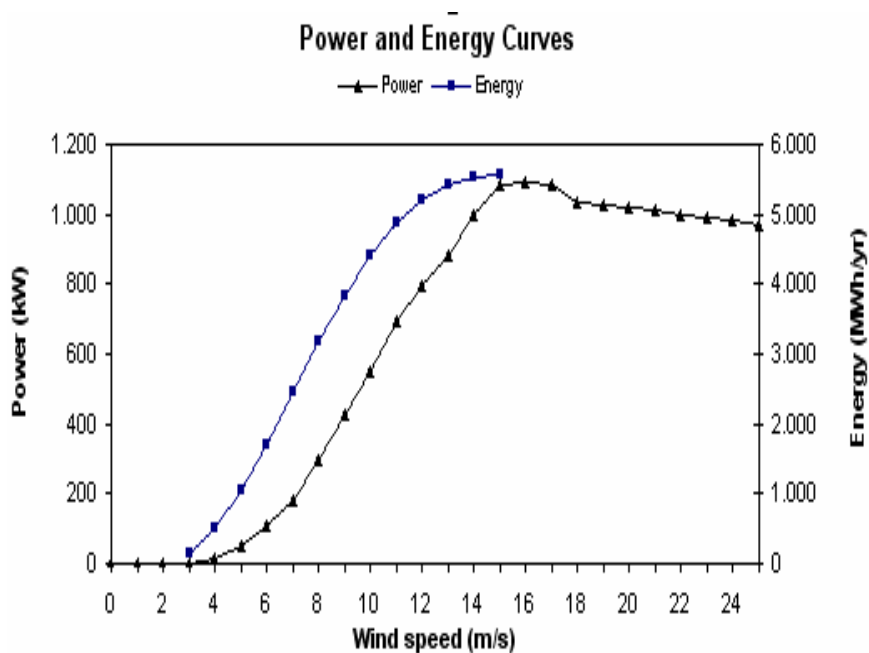
με την παραπάνω σχέση να ισχύει για $k > 1$, $x \geq 0$, $C > 0$ όπου k είναι ο συντελεστής διαμόρφωσης, και C ο συντελεστής διαβάθμισης ο οποίος υπολογίζεται από την παρακάτω εξίσωση :

$$C = \frac{\bar{x}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (3.2)$$

με \bar{x} η τιμή της μέσης ταχύτητας του ανέμου και Γ η συνάρτηση gamma.

Από την καμπύλη ισχύος μπορεί να υπολογιστεί σε συνδυασμό με την κατανομή των ταχυτήτων του ανέμου το συνολικό ποσό ενέργειας που παράγει μια ανεμογεννήτρια σε διάρκεια ενός έτους. Η ετήσια ενέργεια υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$E_v = 8\,760 * \sum_{x=0}^{25} P_x p(x) \quad (3.2)$$



Σχήμα 3.1: Παράδειγμα καμπύλης ισχύος ανέμου

με P_x είναι η ισχύς της ανεμογεννήτριας για ταχύτητα ανέμου x και $p(x)$ η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της κατανομής Weibull όπως δόθηκε παραπάνω, και η οποία υπολογίζεται για τη μέση ταχύτητα του ανέμου v . Ένα παράδειγμα καμπύλης ισχύος φαίνεται στο Σχήμα 3.1.

Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω ο υπολογισμός της ακανόνιστης παραγόμενης ενέργειας εξαρτάται από τη μέση ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης στην καθορισμένη τοποθεσία. Όμως η μέση ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης είναι συνήθως αρκετά μεγαλύτερη από την ταχύτητα του ανέμου η οποία έχει μετρηθεί σε συγκεκριμένο ύψος όπου έχει τοποθετηθεί ανεμόμετρο (συνήθως 10 m).

Το λογισμικό χρησιμοποιεί την παρακάτω εξίσωση για να υπολογίσει τη μέση ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης:

$$\frac{\bar{V}}{\bar{V}_0} = \left(\frac{H}{H_0} \right)^a \quad (3.3)$$

με \bar{V} την μέση ταχύτητα στο ύψος της πλήμνης H και \bar{V}_0 η ταχύτητα στο ύψος του ανεμομέτρου H_0 και a μια σταθερά.

Από τη στιγμή που υπολογιστεί η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου \bar{V} στο ύψος της πλήμνης, η ακανόνιστη παραγόμενη ενέργεια E_U υπολογίζεται παρεμβάλλοντας στην καμπύλη ισχύος στην τιμή της \bar{V} .

3.3 ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η συνολική παραγόμενη ενέργεια E_G είναι η ενέργεια που παράγεται χωρίς να λάβουμε υπόψιν τις απώλειες, με ταχύτητα του ανέμου, ατμοσφαιρική πίεση και θερμοκρασία να εξαρτώνται από την καθορισμένη τοποθεσία.

Η συνολική παραγόμενη ενέργεια δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$E_G = E_U * c_H * c_T \quad (3.4)$$

με E_U να είναι η ακανόνιστη παραγόμενη ενέργεια και c_H, c_T οι συντελεστές πίεσης και θερμοκρασίας και οι οποίοι δίνονται από τις παρακάτω σχέσεις:

$$c_H = \frac{P}{P_0}, \quad c_T = \frac{T_0}{T} \quad (3.5)$$

με P η μέση ετήσια πίεση στην συγκεκριμένη τοποθεσία, $P_0 = 101.3 \text{ kPa}$, T η μέση ετήσια απόλυτη θερμοκρασία στην τοποθεσία και $T_0 = 288.1 \text{ K}$.

3.4 ΔΙΑΝΕΜΟΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Το RETScreen υπολογίζει το ποσό της ανανεώσιμης ενέργειας το οποίο παραδίδεται στο ηλεκτρικό δίκτυο, λαμβάνοντας υπόψη και τις διάφορες απώλειες. Στην περίπτωση που αναφερόμαστε σε απομονωμένο δίκτυο λαμβάνεται, επίσης, υπόψη και το ποσοστό της αιολικής ενέργειας που μπορεί να απορροφηθεί από το δίκτυο.

Το ποσό της ανανεώσιμης ενέργειας η οποία συλλέγεται από το δίκτυο είναι ίσο με την ενέργεια η οποία παράγεται από τον εξοπλισμό.

$$E_C = E_G * c_L \quad (3.6)$$

με E_G τη συνολική παραγωγή ενέργειας και c_L το συντελεστή απωλειών που ισούται με:

$$c_L = (1 - \lambda_\alpha) * (1 - \lambda_{s\&i}) * (1 - \lambda_d) * (1 - \lambda_m) \quad (3.7)$$

με $\lambda_\alpha, \lambda_{s\&i}, \lambda_d, \lambda_m$ να παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.6.

Το λογισμικό υπολογίζει και την ενέργεια η οποία παραδίδεται σύμφωνα με τον παρακάτω τύπο.

$$E_D = E_C * \mu \quad (3.8)$$

με E_C η ενέργεια η οποία συλλέγεται, και μ όπως παρουσιάζεται στον Πίνακα 3.6. Σε κεντρικό δίκτυο η E_D είναι πάντα ίση με την E_C αφού θεωρούμε ότι το δίκτυο είναι σε θέση να απορροφά το 100% την παραγόμενη ενέργεια. Ο δείκτης μ λαμβάνει χώρα και έχει τιμή (η οποία δίνεται από τον χρήστη στο λογισμικό) μόνο για απομονωμένα δίκτυα.

Σε απομονωμένα δίκτυα το λογισμικό υπολογίζει το ρυθμό απορρόφησης της αιολικής ενέργειας ο οποίος υπολογίζεται με παρεμβολή από τον παρακάτω πίνακα, με WPL (επίπεδο διείσδυσης αιολικής ενέργειας) να υπολογίζεται από:

$$WPL = \frac{WPC}{PL} * 100 \quad (3.9)$$

Πίνακας 3.1: Προτεινόμενος βαθμός απορρόφησης αιολικής ενέργειας για απομονωμένα δίκτυα

Μέση ταχύτητα ανέμου (m/s)	Βαθμός απορρόφησης αιολικής ενέργειας			
	Βαθμός διείσδυσης αιολικής ενέργειας			
	0%	10%	20%	30%
0	100%	100%	100%	100%
4.9	100%	98%	96%	93%
5.6	100%	98%	94%	90%
6.3	100%	98%	93%	87%
6.9	100%	97%	92%	84%
8.3	100%	96%	90%	82%

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 3.1 ο ρυθμός απορρόφησης της αιολικής ενέργειας μεταβάλλεται ανάλογα με την μέση ταχύτητα του ανέμου (σε ύψος πλήμνης) και τον βαθμό διείσδυσης της αιολικής ενέργειας.

Η διαφορά της E_C με την E_D ονομάζεται περισσευούμενη διαθέσιμη αιολική ενέργεια E_X :

$$E_X = E_C - E_D \quad (3.10)$$

Εάν διαιρέσουμε την E_C με την περιοχή την οποία σαρώνουν οι ανεμογεννήτριες βρίσκουμε την χαρακτηριστική απόδοση την οποία συμβολίζουμε με Y και υπολογίζεται από τον παρακάτω τύπο:

$$Y = \frac{E_C}{N * A}$$

με N τον αριθμό των ανεμογεννητριών και A η περιοχή που σαρώνει ο δρομέας μιας και μόνο ανεμογεννήτριας.

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης της εγκατάστασης, PCF , αντιπροσωπεύει το ποσοστό της μέσης ενέργειας που παράγεται από την εγκατάσταση και υπολογίζεται ως εξής:

$$PCF = \frac{E_C}{WPC * h_\gamma} * 100 \quad (3.11)$$

με E_C είναι η ενέργεια που συλλέγεται από το δίκτυο σε KWh, WPC η χωρητικότητα της εγκατάστασης και τέλος h_γ οι ώρες του χρόνου που λειτουργεί η εγκατάσταση.

3.5 ΒΑΣΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΜΕΤΡΗΣΗΣ ΚΑΙ ΣΥΜΒΟΛΙΣΜΟΙ

Στην παράγραφο αυτή γίνεται μια σύνοψη των βασικών μονάδων μέτρησης για τη θερμότητα, την ενέργεια και την ισχύ. Παρουσιάζονται επίσης και οι συμβολισμοί οι οποίοι θα χρησιμοποιηθούν παρακάτω.

Ξεκινώντας με τη θερμότητα, η μονάδα μέτρησης στο διεθνές σύστημα (SI) είναι η θερμίδα (cal). Η μεγάλη θερμίδα ισούται με 1 000 cal και συμβολίζεται με kcal. Η βρετανική μονάδα μέτρησης είναι το BTU. Για μεγάλες ποσότητες θερμότητας χρησιμοποιείται η μονάδα Q.

Πίνακας 3.2: Μονάδες μέτρησης θερμότητας και αντιστοιχίες

Μονάδες Μέτρησης Θερμότητας και αντιστοιχίες	
1 BTU = 252 cal = 0.252 kcal = 1.055 kJ	
1 Q = 10 ⁸ BTU = 2.52*10 ⁷ kcal	
1 cal = 4.186 Joules και 1 BTU = 778 ft*lb (Μηχανικό ισοδύναμο)	
1 Joule = 0.24 BTU και 1 ft*lb = 0.0013 BTU (Θερμικό ισοδύναμο)	

Πίνακας 3.3: Μονάδες μέτρησης ισχύος και αντιστοιχίες

Μονάδες Μέτρησης Ισχύος και αντιστοιχίες	
1 W = 1 Joule/sec	
1 hp = 746 W = 550 ft*lb/sec	
1 kcal/h = 1.163 W	

Πίνακας 3.4: Μονάδες μέτρησης ενέργειας και αντιστοιχίες

Μονάδες Μέτρησης Ενέργειας και αντιστοιχίες
1 kWh = $3.6 \cdot 10^6$ Joules = $8.6 \cdot 10^5$ cal = 3.412 BTU
1 milliard = 10^9 kWh
1 Wh = 3.6 kJ
1 EJ = 10^{18} J = $278 \cdot 10^{12}$ Wh = 278 TWh

Για τη μετατροπή της θερμοκρασίας T_c , σε $^{\circ}\text{C}$, σε απόλυτη θερμοκρασία T_K , σε K, ισχύει: $T_K = T_c + 273.16$

Πίνακας 3.5: Κυριότεροι συμβολισμοί

ΟΝΟΜΑ	ΣΥΜΒΟΛΙΣΜΟΣ
Ampere	A
Ημέρα	d
Βαθμοί Κελσίου	$^{\circ}\text{C}$
Εκτάρια	ha
Hertz	Hz
Ωρες	h
Joule	J
Κιλά	kg
Χιλιόμετρα	km
Kilowatt	KW
Λίτρα	L
Megawatt	MW
Μέτρα	m
Pascal	Pa
Ποσοστό επί τοις εκατό	%
Άτομα την ημέρα	p-d
Άτομα τον χρόνο	p-y
Δευτερόλεπτα	s
Τόνοι	t
Volt	V
Watt	W
Εβδομάδες	wk
Χρηματικές μονάδες	XM
Χρόνια	yr

3.6 Η ΜΕΘΟΔΟΣ ΤΟΥ ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΥ ΒΑΘΜΟΥ ΑΠΟΔΟΣΗΣ

Υπάρχουν διάφορες μεθοδολογίες για την αξιολόγηση των επενδυτικών έργων, δηλαδή την επένδυση κεφαλαίου με σκοπό την κερδοφορία. Μία από αυτές τις μεθοδολογίες είναι η μέθοδος του εσωτερικού βαθμού απόδοσης. Η μεθοδολογία αυτή θεωρείται ως ένα ορθολογικό κριτήριο για την αξιολόγηση των επενδυτικών έργων.

3.6.1 Η έννοια του εσωτερικού βαθμού απόδοσης

Κάθε επενδυτικό έργο χαρακτηρίζεται από εκροές και εισροές κεφαλαίου, που γενικά ονομάζονται ταμειακές ροές. Οι εκροές αποτελούν τα ποσά που προορίζονται για την εξόφληση των οφειλών της επένδυσης, σε τακτά χρονικά διαστήματα, ενώ οι εισροές αποτελούν τα έσοδα από την αξιοποίηση της εν λόγω επένδυσης. Ας σημειωθεί ότι η εξόφληση των οφειλών πραγματοποιείται με τη χρήση ενός επιτοκίου προεξόφλησης. Η χρησιμοποίηση του κριτηρίου του εσωτερικού βαθμού απόδοσης στηρίζεται στην έμμεση υπόθεση ότι οι καθαρές ταμειακές ροές (εισροές μείον εκροές κεφαλαίων) μπορούν να επενδυθούν εκ νέου. Έτσι, θετικές ταμειακές ροές (R_t) θεωρούνται τα εκτιμώμενα έσοδα που θα εισπράττονται σε τακτά χρονικά διαστήματα κατά τη διάρκεια ζωής του έργου (η οποία γενικά θεωρείται αβέβαιη) και αρνητικές ταμειακές ροές (D_t) θεωρούνται τα αντίστοιχα έξοδα. Επιπλέον, θεωρείται ότι r^* είναι το επιτόκιο προεξόφλησης που εξισώνει τις καθαρές ταμειακές ροές (C_t), δηλαδή τα έσοδα μείον τα έξοδα για μια περίοδο εμφάνισης ταμειακών ροών ($C_t = R_t - D_t$), του επενδυτικού έργου, με την αρχική δαπάνη του έργου. Αυτό σημαίνει ότι τα χρήματα που διατίθενται για ένα επενδυτικό έργο, μπορούν τελικά είτε να επενδυθούν στο έργο αυτό και οι καθαρές ταμειακές ροές να εισπράττονται σε τακτά διαστήματα για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου, είτε να μην επενδυθούν στο έργο και να τοποθετηθούν σε διαφορετική επένδυση, με το ίδιο επιτόκιο r^* . Είναι σημαντικό να παρατηρηθεί ότι εάν η επανεπένδυση των χρημάτων (επανεπένδυση των καθαρών ταμειακών ροών) πραγματοποιηθεί με επιτόκιο διαφορετικό από το r^* είναι δυνατόν να οδηγήσει σε εσφαλμένη εκτίμηση της αποδοτικότητας του έργου. Ας σημειωθεί, ακόμη, ότι ένα επενδυτικό έργο μπορεί να έχει μια υπολειμματική αξία S_n , η οποία και θεωρείται η τελευταία του ταμειακή ροή. Ωστόσο, το επιτόκιο r^* δεν αποτελεί μια αποδεκτή εκτίμηση της αποδοτικότητας ενός επενδυτικού έργου. Επίσης, οι καθαρές ταμειακές ροές του μπορούν να επενδυθούν εκ νέου με επιτόκιο διαφορετικό από αυτό που θα επενδυθούν εκ νέου τα χρήματα της αρχικής δαπάνης του έργου. Αν r_s το επιτόκιο αυτό, τότε $r_s \neq r^*$, οπότε και επιβάλλεται η εύρεση ενός επιτοκίου, έστω r' , για το οποίο θα εξισώνονται η αρχική δαπάνη επενδύμενη στο επιτόκιο r^* και οι ταμειακές ροές επενδύμενες στο επιτόκιο r' , για όσες περιόδους εμφανίζονται ταμειακές ροές στη διάρκεια ζωής του έργου. Για παράδειγμα, εάν έχουμε τέσσερις περιόδους εμφάνισης ταμειακών ροών, τότε πρέπει να ισχύει η παρακάτω σχέση :

$$I \cdot (1+r')^4 = C_{t_1} \cdot (1+r_s)^3 + C_{t_2} \cdot (1+r_s)^2 + C_{t_3} \cdot (1+r_s) + C_{t_4} + S_n \quad (3.12)$$

με:

I , η αρχική δαπάνη του επενδυτικού έργου.

C_{ti} , οι καθαρές ταμειακές ροές για κάθε περίοδο i .

S_n , η υπολειμματική αξία που τυχόν υπάρχει για το επενδυτικό έργο.

Η ποσότητα $I \cdot (1+r')^4$ αποτελεί την αξία του κεφαλαίου I στο τέλος των τεσσάρων περιόδων που μελετώνται, αφού επενδυθεί με επιτόκιο r' . Αντίστοιχα, η ποσότητα $C_{ti} \cdot (1+r^{n-i})$ αποτελεί την αξία του κεφαλαίου C_{ti} στο τέλος της $n-i$ περιόδου, με n το σύνολο των περιόδων που μελετώνται.

Το επιτόκιο r' ονομάζεται ολικός εσωτερικός βαθμός απόδοσης και ο γενικός του τύπος δίνεται από τη σχέση:

$$r' = \sqrt[n]{\frac{C_{t_i} * (1 + r_s)^{n-t} + S_n}{I}} - 1 \quad (3.13)$$

Ως εσωτερικός βαθμός απόδοσης θα μπορούσαν να θεωρηθούν πολλές τιμές του r' , όπως ορίζεται στη παρακάτω σχέση. Η αντιστοιχία αυτή του r^* με το r' εξαρτάται από τις τιμές του επιτοκίου r_s . Οι τιμές του r_s αντιστοιχούν στις προτιμήσεις του αποφασίζοντα, ο οποίος μπορεί να θεωρήσει το r_s ως επιτόκιο απόρριψης των επενδύσεων ή ως το μέσο βαθμό αποδοτικότητας των επενδύσεών του. Συνοπτικά, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης για ένα επενδυτικό έργο, είναι το επιτόκιο εκείνο που εξισώνει την καθαρά παρούσα αξία των ταμειακών του ροών με το μηδέν.

Πότε, όμως, απορρίπτεται ή γίνεται αποδεκτή μια απόφαση για επένδυση, όταν χρησιμοποιείται η μέθοδος IRR; Η απάντηση στο ερώτημα αυτό συνδυάζεται και με την εξήγηση της σημασίας της Καθαρής Παρούσας Αξίας.

Έτσι:

- Όταν ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης, έστω r' , είναι μεγαλύτερος από το επιλεγόμενο επιτόκιο προεξόφλησης k του επενδυτή ($r' > k$), τότε η καθαρή παρούσα αξία του έργου είναι θετική και η απόφαση για επένδυση γίνεται αποδεκτή.
- Όταν ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης είναι μικρότερος από το επιλεγόμενο επιτόκιο προεξόφλησης k του επενδυτή ($r' < k$), τότε η καθαρή παρούσα αξία του έργου είναι αρνητική και η απόφαση για επένδυση δεν γίνεται αποδεκτή.

Γίνεται φανερό ότι ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης για ένα επενδυτικό έργο από μόνος του δεν μπορεί να δώσει μια εικόνα για το εάν αυτό είναι συμφέρον ή όχι. Αντίθετα, πρέπει να υπάρχει ένα επιτόκιο με το οποίο πρέπει να συγκριθεί και να εξαχθούν κάποιο συμπεράσματα για την αποδοτικότητα του έργου. Το επιτόκιο αυτό είναι το επιτόκιο προεξόφλησης (εξωτερικός κανόνας), το οποίο χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της ΚΠΑ.

Σε ότι αφορά την έννοια της Καθαρής Παρούσας Αξίας, αποτελεί από μόνη της κριτήριο αξιολόγησης επενδυτικών έργων. Για να γίνει κατανοητή σε συνάρτηση με τα παραπάνω, θα αναφερθεί ότι λαμβάνεται υπόψη η παρούσα αξία (διαχρονική αξία) των προβλεπόμενων καθαρών ταμειακών ροών συγκρινόμενη με την αρχική δαπάνη του επενδυτικού έργου, την ίδια χρονική στιγμή. Δηλαδή για ένα επιτόκιο προεξόφλησης k των ταμειακών ροών σε n περιόδους και αρχική δαπάνη I του έργου, ελέγχεται η διαφορά:

$$\text{ΚΠΑ} = \sum_t^n C_t * (1 + k)^{-t} - I \quad (3.14)$$

Τέλος εάν $KPIA \leq 0$ η επένδυση δεν είναι συμφέρουσα, ενώ εάν $KPIA > 0$ τότε η επένδυση είναι συμφέρουσα.

3.6.2 Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της μεθόδου IRR

Το βασικότερο πλεονέκτημά της μεθόδου IRR είναι ότι οι αποφασίζοντες εκφράζονται σε επιτόκιο απόδοσης παρά σε απόλυτες τιμές. Άλλα πλεονεκτήματα που παρουσιάζει αυτή η μέθοδος, είναι ότι:

1. Λαμβάνει υπόψη τη διαχρονική αξία του χρήματος.
2. Προσαρμόζεται ανάλογα για την λήψη απόφασης υπό αβέβαιο μέλλον.
3. Δεν εκφράζει άμεσα το κόστος χρηματοδότησης (είναι επιτόκιο), με αποτέλεσμα να λαμβάνει υπόψη τυχόν αυξήσεις κόστους κεφαλαίου κατά περιόδους.

Η μέθοδος IRR, ωστόσο, παρουσιάζει και ορισμένα μειονεκτήματα. Αυτά συνοψίζονται στα παρακάτω σημεία:

1. Προϋποθέτει ότι οι ενδιάμεσες ταμειακές ροές επενδύονται εκ νέου με επιτόκιο ίσο με τον εσωτερικό συντελεστή απόδοσης.
2. Ο υπολογισμός του εσωτερικού συντελεστή απόδοσης είναι πολλές φορές δύσκολος και επίπονος.
3. Ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης είναι επιτόκιο και δεν εκφράζει το απόλυτο χρηματικό μέγεθος της επένδυσης.

3.7 ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΚΑΙ ΜΕΓΕΘΗ ΠΟΥ ΑΦΟΡΟΥΝ ΤΟ ΑΙΟΛΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ

Στην συνέχεια θα παρουσιαστούν όλα τα απαραίτητα στοιχεία για τη περιγραφή και την αξιολόγηση ενός αιολικού συστήματος, σύμφωνα με την μέθοδο του εσωτερικού βαθμού απόδοσης. Τα στοιχεία αυτά μπορούν να χωριστούν σε στοιχεία εισόδου και στοιχεία εξόδου.

3.7.1 Στοιχεία εισόδου

Τα δεδομένα της κατηγορίας αυτής, μπορεί να αφορούν τεχνικές προδιαγραφές του συστήματος και είναι άμεσα γνωστές στον επενδυτή, ή δεδομένα που είναι δυνατόν να βρεθούν μέσω κάποιων βάσεων δεδομένων. Τα δεδομένα αυτά ομαδοποιούνται και παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.6.

Πίνακας 3.6: Δεδομένα του προβλήματος

<i>α/α</i>	<i>Περιγραφή Μεγέθους</i>	<i>Σύμβολο</i>	<i>Μονάδα Μέτρησης</i>	<i>Παρατηρήσεις</i>
Μοντέλο ενέργειας				
1)	Ετήσια μέση ταχύτητα ανέμου.	\bar{v}	m/s	
2)	Ύψος μέτρησης του ανέμου.	h	m	3.00-100.00
3)	Συντελεστής α	α	-	0.10-0.25
4)	Μέση ατμοσφαιρική πίεση		kPa	60.00-103.00
5)	Μέση ετήσια θερμοκρασία	T	°C	-20.00-30.00
6)	Αιχμή φορτίου	PL	KW	
7)	Αριθμός ανεμ/τριων	N		
8)	Ρυθμός απορρόφησης αιολικής ισχύος	μ	%	
9)	Απώλειες εξοπλισμού	λ_a	%	0.00%-20.00%
10)	Airfoil soiling & icing losses	$\lambda_{s\&i}$	%	1.00%-10.00%
11)	Downtime losses	λ_d	%	2.00%-7.00%
12)	Διάφορες απώλειες	λ_m	%	2.00%-6.00%
Δεδομένα εξοπλισμού				
13)	Ισχύς ανεμ/τριας	P_χ	KW	
14)	Ύψος πλήμνης	H	m	6.00-100.00
15)	Διάμετρος δρομέα	R	m	7.00-72.00
16)	Swept area		m ²	35.00-4.075
17)	Shape factor	k		1.00-3.00
18)	Διαθεσιμότητα		%	Σε σταθερές συνθήκες
19)	Πυκνότητα αέρα	ρ	Kg/m ³	1.225 (15 °C, 1 atm)

<i>a/a</i>	<i>Περιγραφή Μεγέθους</i>	<i>Σύμβολο</i>	<i>Μονάδα Μέτρησης</i>	<i>Παρατηρήσεις</i>
Ανάλυση μείωσης εκπομπών αερίων θερμοκηπίου				
A) Συμβολή αερίων στην αύξηση της θερμοκρασίας της ατμόσφαιρας				
20)	Παραγωγή αερίων θερμοκηπίου από καύση ενός τόνου CH ₄	GHG _{CH₄}	Τόνοι CO ₂	Ορίζονται από τον χρήστη μόνο εφόσον έχει επιλεγεί <i>Τυπική</i> ανάλυση
21)	Παραγωγή αερίων θερμοκηπίου από καύση ενός τόνου N ₂ O	GHG _{N₂O}	Τόνοι CO ₂	Ορίζονται από τον χρήστη μόνο εφόσον έχει επιλεγεί <i>Τυπική</i> ανάλυση
B) Χαρακτηριστικά συμβατικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρισμού				
22)	Τύπος καυσίμου	-	-	Προσφέρονται επιλογές
23)	Ποσοστό συμμετοχής του κάθε καυσίμου <i>i</i> στην παραγωγή ενέργειας	p_i	%	Ως ποσοστό της συνολικής παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.
24)	Απώλειες μεταφοράς και διανομής	$J_{T\&D}$	%	
25)	Συντελεστής εκπομπής CO ₂ για κάθε τύπο καυσίμου <i>i</i>	$G_{CO_2}^{i-base}$	Kg/GJ	Ορίζονται από το χρήστη μόνο εφόσον έχει επιλεγεί <i>Τυπική</i> ανάλυση
26)	Συντελεστής εκπομπής CH ₄ για κάθε τύπο καυσίμου <i>i</i>	$G_{CH_4}^{i-base}$	Kg/GJ	
27)	Συντελεστής εκπομπής N ₂ O για κάθε τύπο καυσίμου <i>i</i>	$G_{N_2O}^{i-base}$	Kg/GJ	Ορίζονται από το χρήστη μόνο εφόσον έχει επιλεγεί <i>Τυπική</i> ανάλυση
28)	Απόδοση Μετατροπής του καυσίμου <i>i</i> σε ενέργεια	n_{fuel_i}	%	
Γ) Χαρακτηριστικά συμβατικού συστήματος θέρμανσης & ψύξης				
29)	Απώλειες μεταφοράς και διανομής	$J_{T\&D}$	%	Ορίζονται από το χρήστη αν επιλεγεί <i>Τυπική</i> ανάλυση

<i>α/α</i>	<i>Περιγραφή Μεγέθους</i>	<i>Σύμβολο</i>	<i>Μονάδα Μέτρησης</i>	<i>Παρατηρήσεις</i>
30)	Συντελεστής εκπομπής CO ₂ για κάθε τύπο καυσίμου <i>i</i>	$G_{CO_2}^{i-base}$	Kg/GJ	
31)	Συντελεστής εκπομπής CH ₄ για κάθε τύπο καυσίμου <i>i</i>	$G_{CH_4}^{i-base}$	Kg/GJ	Ορίζονται από το χρήστη μόνο εφόσον έχει επιλεγεί <i>Τυπική</i> ανάλυση
32)	Συντελεστής εκπομπής N ₂ O για κάθε τύπο καυσίμου <i>i</i>	$G_{N_2O}^{i-base}$	Kg/GJ	
Δ) Χαρακτηριστικά προτεινόμενου συστήματος παραγωγής ηλεκτρισμού				
33)	Απώλειες μεταφοράς και διανομής	$J_{T\&D}$	%	
Ανάλυση κόστους				
Α) Αρχικά κόστη				
34)	Τύπος μελέτης	-	-	Δίνονται επιλογές
35)	Ισχύον νόμισμα	-	-	Δίνονται επιλογές
36)	Παραπομπές για κόστη	-	-	Δίνονται επιλογές
37)	Μελέτη σκοπιμότητας	-	Ανά άτομο την ημέρα ή ανά μετεωρολογικ ό πύργο ή ανά άτομο το ταξίδι	Εισάγεται το μοναδιαίο κόστος και η συνολική απασχόληση για κάθε αντικείμενο.
38)	Ανάπτυξη του έργου	-	Ανά άτομο την ημέρα ή ανά άτομο τον χρόνο ή ανά άτομο το ταξίδι ή ανά μελέτη	Εισάγεται το μοναδιαίο κόστος και η συνολική απασχόληση για κάθε αντικείμενο
39)	Μηχανολογικό τμήμα του έργου	-	Ανά άτομο την ημέρα ή ανά άτομο τον χρόνο	Εισάγεται το μοναδιαίο κόστος και η συνολική απασχόληση για κάθε αντικείμενο

<i>α/α</i>	<i>Περιγραφή Μεγέθους</i>	<i>Σύμβολο</i>	<i>Μονάδα Μέτρησης</i>	<i>Παρατηρήσεις</i>
40)	Εξοπλισμός ΑΠΕ	-	Ανά ποσοστό % ή ανά kW ή ανά τουρμπίνα	Εισάγεται το μοναδιαίο κόστος και η συνολική απασχόληση για κάθε αντικείμενο
41)	Ισοζύγιο του εξοπλισμού	-	Ανά τουρμπίνα ή ανά km ή ανά μελέτη ή ανά κτήριο	Εισάγεται το μοναδιαίο κόστος και η συνολική απασχόληση για κάθε αντικείμενο
42)	Διάφορα έξοδα ή πιστώσεις	-	Ανά άτομο την ημέρα ή ανά % ποσοστό	Εισάγεται το μοναδιαίο κόστος και η συνολική απασχόληση για κάθε αντικείμενο
B) Ετήσια κόστη ή πιστώσεις				
43)	Κόστη λειτουργίας και συντήρησης	-	Ανά ποσοστό % ή ανά kWh ή ανά άτομο το ταξίδι	Εισάγεται το μοναδιαίο κόστος και η συνολική απασχόληση για κάθε αντικείμενο
Γ) Περιοδικά κόστη ή πιστώσεις				
44)	Κόστη για εκπαίδευση οδηγών και αλλαγή πτερυγίων	-	Ανά ώρα ή ανά τεμάχιο	Εισάγεται το μοναδιαίο κόστος και η συνολική απασχόληση για κάθε αντικείμενο
Οικονομική σύνοψη				
A) Ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο				
45)	Εγκατεστημένη ισχύς από ΑΠΕ	$RE_{capacity}$	kW	-
B) Χρηματοοικονομικές παράμετροι				
46)	Εξοικονομούμεν ο κόστος ενέργειας	E_{save}	\$/ kWh	-

<i>α/α</i>	<i>Περιγραφή Μεγέθους</i>	<i>Σύμβολο</i>	<i>Μονάδα Μέτρησης</i>	<i>Παρατηρήσεις</i>
47)	Πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	RE_{credit}	\$/ kWh	-
48)	Χρονική διάρκεια της πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ	RE_{credit}^{lc}	yr	-
49)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	$r_{RE-credit}$	%	-
50)	Επιτόκιο προσαύξησης του κόστους ενέργειας	r_{E-cost}	%	-
51)	Πληθωρισμός	f	%	-
52)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	D	%	-
53)	Διάρκεια ζωής έργου (επένδυσης)	PL	yr	-
54)	Αναλογία δανεισμού ως προς τα αρχικά κόστη	R_{costs}	%	-
55)	Επιτόκιο εξόφλησης χρεών	r_{debt}	%	-
56)	Προθεσμία εξόφλησης χρεών	$Debt_{term}$	yr	-
57)	Ανάλυση φορολογίας εισοδήματος	-	-	Προσφέρεται η επιλογή «ναι ή όχι»
58)	Ποσοστό επί του φορολογητέου εισοδήματος	I_{tax}	%	-
59)	Τυχόν απώλειες carryforward	cf		Προσφέρεται η επιλογή «ναι ή όχι»
60)	Επιλογή μεθόδου λογιστικής απόσβεσης	-	-	Προσφέρονται επιλογές

<i>α/α</i>	<i>Περιγραφή Μεγέθους</i>	<i>Σύμβολο</i>	<i>Μονάδα Μέτρησης</i>	<i>Παρατηρήσεις</i>
61)	Φορολογική βάση λογιστικής απόσβεσης	T_{basis}	%	-
62)	Ρυθμός λογιστικής απόσβεσης	r_{depr}	%	(εάν επιλεγθεί η μέθοδος declining balance)
63)	Περίοδος λογιστικής απόσβεσης	DL	yr	(εάν επιλεγθεί η μέθοδος straight line)
64)	Περίοδος μειωμένου φορολογικού συντελεστή	-	-	Προσφέρεται η επιλογή «ναι ή όχι»
65)	Περίοδος μειωμένου φορολογικού συντελεστή	-	yr	Συμπληρώνεται εφόσον υπάρχει περίοδος μειωμένου φορολογικού συντελεστή
Γ) Κόστη & αποταμιεύσεις της επένδυσης				
66)	Οικονομικά κίνητρα ή χάρες (εάν υπάρχουν)	-	ΧΜ	-

3.8 ΜΕΛΕΤΗ ΜΕΙΩΣΗΣ ΕΚΠΟΜΠΗΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ

Τα αέρια θερμοκηπίου περιλαμβάνουν, το διοξείδιο του άνθρακα (CO_2), το μεθάνιο (CH_4), το διοξείδιο του αζώτου (N_2O). Τα αέρια θερμοκηπίου επιτρέπουν στην ηλιακή ακτινοβολία να εισέλθει στη γήινη ατμόσφαιρα, αλλά αποτρέπουν την υπέρυθρη ακτινοβολία που εκπέμπεται από τη γήινη επιφάνεια από τη διαφυγή. Αντί αυτού, αυτή η εξερχόμενη ακτινοβολία απορροφάται από τα αέρια θερμοκηπίου και έπειτα μερικώς επανεκπέμπεται ως θερμική ακτινοβολία πίσω στη γη, θερμαίνοντας την επιφάνειά της. Τα αέρια θερμοκηπίου που είναι πίο σχετικά με την ανάλυση ενεργειακών έργων είναι το διοξείδιο του άνθρακα (CO_2), το μεθάνιο (CH_4) και το διοξείδιο του αζώτου (N_2O).

3.8.1 Δυναμικό ολικής θέρμανσης (GWP)

Οι ερευνητές έχουν ορίσει τα Δυναμικά Ολικής Θέρμανσης (GWPs) για τα αέρια θερμοκηπίου ώστε να επιτρέψουν τις συγκρίσεις της σχετικής επίδρασής τους στο φαινόμενο παγίδευσης θερμότητας. Όσο υψηλότερο είναι το GWP ενός αερίου τόσο μεγαλύτερη η συμβολή του αερίου στο φαινόμενο του θερμοκηπίου. Παραδείγματος χάριν το διοξείδιο του αζώτου είναι 310 φορές πιο ενεργό από το διοξείδιο του άνθρακα στη παγίδευση θερμότητας στην ατμόσφαιρα.

Τα Δυναμικά Ολικής Θέρμανσης των αερίων ορίζονται με βάση το πόσο μεγαλύτερη είναι η συμβολή του κάθε αερίου στο φαινόμενο του θερμοκηπίου σε σχέση με το διοξείδιο του άνθρακα (CO_2), στο οποίο έχει δοθεί η τιμή 1 (δηλ., το GWP του CO_2 είναι 1 και το GWP του N_2O είναι 310).

3.8.2 Συντελεστές εκπομπών αερίων CO_2 , CH_4 και N_2O

Οι συντελεστές εκπομπών αερίων CO_2 , CH_4 και N_2O αντιπροσωπεύουν τη μάζα του αερίου θερμοκηπίου που εκπέμπεται ανά μονάδα ενέργειας. Οι συντελεστές εκπομπών ποικίλουν για διαφορετικούς τύπους και ποιότητες των καυσίμων καθώς και για τους διαφορετικούς τύπους και μεγέθη των σταθμών παραγωγής ενέργειας. Χαρακτηριστικές τιμές για διάφορους τύπους καυσίμων δίνονται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 3.7: Συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου

<i>Τύπος Καυσίμου</i>	<i>Συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου (G_{gas-i}) (Kg/GJ)</i>		
	CO_2	CH_4	N_2O
Άνθρακας	94.60	0.0020	0.0030
Φυσικό αέριο	56.10	0.0030	0.0010
Πετρέλαιο	77.40	0.0030	0.0020
Πυρηνική	0.00	0.00	0.00
Αέρας	0.00	0.00	0.00

3.8.3 Απόδοση μετατροπής των καυσίμων

Η Απόδοση Μετατροπής των καυσίμων είναι η απόδοση της ενεργειακής μετατροπής από το αρχικό θερμικό δυναμικό σε πραγματική παραγωγή ισχύος της εγκατάστασης. Χαρακτηριστικές τιμές δίνονται στον παρακάτω πίνακα

Πίνακας 3.8: Αποδόσεις καυσίμων

<i>Χρησιμοποιούμενος τύπος καυσίμου</i>	<i>Απόδοση καυσίμου</i>
Άνθρακας	35.00%
Φυσικό αέριο	40.00%
Πετρέλαιο	30.00%
Πυρηνική	100.00%
Αέρας	100.00%

3.9 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΞΟΔΟΥ

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν τα δεδομένα εξόδου που προκύπτουν για την αξιολόγηση της επένδυσης της εγκατάστασης αιολικού συστήματος, με βάση τα στοιχεία εσόδου όπως παρουσιάστηκαν παραπάνω. Τα δεδομένα αφορούν πληροφορίες σχετικά με τον άνεμο, την εξεταζόμενη περιοχή, την παραγωγή ενέργειας από το

σύστημα και την χρηματοοικονομική ανάλυση της επένδυσης. Όλα αυτά παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.9.

Πίνακας 3.9: Δεδομένα εξόδου

<i>α/α</i>	<i>Περιγραφή Μεγέθους</i>	<i>Τύπος Εξαγωγής Περιγραφόμενου Μεγέθους</i>	<i>Μονάδα Μέτρησης</i>
Μοντέλο ενέργειας			
1)	Ταχύτητα του ανέμου σε ύψος 10m	$x_{10m} = x^* \left(\frac{10}{h} \right)^\alpha$	m/s
2)	Ισχύς ανεμογεννήτριας	P_χ	kW
3)	Ισχύς αιολικού πάρκου	$WPC = N * P_\%$	kW
4)	Ύψος πλήμνης	H 6.00-100.00	m
5)	Ταχύτητα του ανέμου στο ύψος πλήμνης	$V = x_{10m} * \left(\frac{H}{10} \right)^\alpha$ 3.00-15.00	m/s
6)	Επίπεδο διείδυσης αιολικού δυναμικού	$WPL = \frac{WPC}{PL}$	%
7)	Ρυθμός απορρόφησης της αιολικής ενέργειας	Πίνακας 4.1	%
8)	Ακανόνιστη παραγωγή ενέργειας	E_U	MWh
9)	Συντελεστής πίεσης	$c_H = \frac{P}{P_0}$ 0.59-1.02	
10)	Συντελεστής θερμοκρασίας	$c_T = \frac{T_0}{T}$ 0.98-1.15	
11)	Συνολική παραγωγή ενέργειας	$E_C = E_G * c_L$	MWh
12)	Συντελεστής απωλειών	$c_L = (1 - \lambda_\alpha) * (1 - \lambda_{s\&i}) * (1 - \lambda_d) * (1 - \lambda_m)$ 0.75-1.00	
13)	Χαρακτηριστική απόδοση	$Y = \frac{E_C}{N * A}$ 150-1 500	kWh/m ²
14)	Συντελεστής χωρητικότητας της εγκατάστασης	$PCF = \left(\frac{E_C}{WPC * h_\gamma} \right) 100$ 20%-40%	%
15)	Ανανεώσιμη ενέργεια η οποία συλλέγεται από το δίκτυο	$E_C = E_G * c_L$	MWh
16)	Ενέργεια η οποία παραδίδεται	$E_D = E_C * \mu$	MWh
17)	Περισσευούμενη διαθέσιμη αιολική ενέργεια	$E_X = E_C - E_D$	MWh

3.10 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Στην ενότητα αυτή, θα περιγραφούν τα τμήματα της ανάλυσης που αφορούν την οικονομική αξιολόγηση μιας επενδυτικής δραστηριότητας με σκοπό την δημιουργία μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικό σύστημα.

3.10.1 Αρχικά κόστη

Όπως σε κάθε επένδυση, έτσι και σε αυτή την περίπτωση, είναι αναγκαίο να υπολογιστεί το αρχικό κόστος αυτής. Ως αρχικό κόστος μπορεί να θεωρηθεί το σύνολο των πρωταρχικών διαδικασιών που χρειάζεται να πραγματοποιηθούν, ώστε να πραγματοποιηθεί η υλοποίηση του επενδυτικού έργου. Με την έννοια αυτή, στην κατηγορία των αρχικών εξόδων μπορούν να περιληφθούν δραστηριότητες όπως η εκπόνηση μελέτης σκοπιμότητας για το έργο (μελέτη περιοχής εγκατάστασης, αρχικός σχεδιασμός κ.τ.λ.), η μελέτη για την πορεία ανάπτυξης και εξέλιξης του έργου, το μηχανολογικό κομμάτι της έρευνας για την υλοποίηση του έργου (σχεδιασμός υποδομής, μηχανικός και ηλεκτρολογικός εξοπλισμός), η αγορά και το ισοζύγιο του εξοπλισμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (αγορά και μεταφορά του εξοπλισμού, εγκατάσταση εξοπλισμού), καθώς και άλλα διάφορα έξοδα (π.χ. εκπαίδευση προσωπικού χρήσης της εγκατάστασης).

Στη μελέτη μπορούν να περιληφθούν και διάφορα περιοδικά κόστη που αφορούν το έργο. Τέτοιου είδους έξοδα μπορεί να αποτελούν η αντικατάσταση μέρους του εξοπλισμού και η επιθεώρηση τους. Ακόμα όμως, μπορεί να συμπεριληφθούν και έξοδα σε ετήσια βάση, όπως τα λειτουργικά και διοικητικά έξοδα του έργου, τα έξοδα συντήρησης και μεταφοράς του εξοπλισμού, οι μισθοί των υπαλλήλων οι οποίοι εργάζονται στην εγκατάσταση, οι φορολογίες ιδιοκτησίας της γης και η ασφάλειες κατά ατυχημάτων και η αγορά καυσίμου για την λειτουργία των επιμέρους τμημάτων του εξοπλισμού που λειτουργούν με κατανάλωση κάποιου καυσίμου (π.χ. επιπλέον γεννήτριες).

3.10.2 Ετήσια εισοδήματα και εξοικονόμηση πόρων

Με βάση τα όσα περιγράφηκαν στα προηγούμενα, μπορεί να πραγματοποιηθεί μία αποτίμηση για την εξοικονόμηση (ή μη) σε καύσιμο ή άλλα εισοδήματα από την εκμετάλλευση της εγκατάστασης. Σε ό,τι αφορά την εξοικονόμηση σε καύσιμο, η διαδικασία υπολογισμού έχει ως εξής:

- Εάν το σύστημα που εγκαθίσταται δε χρησιμοποιεί κάποιο καύσιμο, πέραν της ηλιακής ενέργειας, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, τότε δεν υπάρχει καμία εξοικονόμηση ενέργειας.

- Εάν το σύστημα είναι μη συνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο, και ο τύπος εφαρμογής του είναι φωτισμός (φάροι, φωτισμός χώρων κτλ), τότε η εξοικονόμηση ενέργειας είναι:

$$E_{\text{saving}} = K_{\text{fuel}} * E_{\text{save}} \quad (3.15)$$

όπου E_{save} το εξοικονομούμενο κόστος ενέργειας, σε χρηματικές μονάδες ανά εξοικονομούμενο λίτρο.

Εάν ο τύπος εφαρμογής στην περίπτωση αυτή δεν είναι φωτισμός, τότε:

$$E_{saving} = (RE_{delivered}^i + E_{gen}) * 1000 * K_{fuel} * E_{save} \quad (3.16)$$

- Εάν το σύστημα είναι για άντληση νερού, τότε:

$$E_{saving} = Water_{delivered} * 1000 * K_{fuel} * E_{save} \quad (3.17)$$

όπου $Water_{delivered}$ η συνολική ποσότητα νερού που παραδίδεται από το σύστημα, σε m^3 .

- Σε κάθε άλλη περίπτωση τύπου εφαρμογής του συστήματος, η εξοικονομούμενη ενέργεια είναι:

$$E_{saving} = RE_{delivered}^i * E_{save} + RE_{excess} * E_{save} \quad (3.18)$$

με RE_{excess} την ενέργεια από ΑΠΕ που είναι διαθέσιμη στο σύστημα, από τυχόν υπερπαραγωγή της (σε περίπτωση σύνδεσης του συστήματος με το κεντρικό δίκτυο).

3.10.3 Εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος

Η εξοικονόμηση στην εγκατεστημένη ισχύ του συστήματος υπολογίζεται ως το γινόμενο της ονομαστικής χωρητικότητας του συστήματος $Capacity_{firm}$ επί το κόστος εξοικονόμησης υπερπαραγωγής ενέργειας $E_{cap-save}$. Δηλαδή:

$$Capacity_{saving} = Capacity_{firm} * E_{cap-save} \quad (3.19)$$

στοιχεία τα οποία είναι γνωστά από το χρήστη.

3.10.4 Πίστωση για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ

Για όση χρονική διάρκεια προβλέπεται να υπάρχει πίστωση για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ, η πίστωση αυτή υπολογίζεται από:

$$RE_{credit} = RE_{delivered}^i * RE_{production-credit} \quad (3.20)$$

3.10.5 Πίστωση για τη μείωση παραγωγής αέριων θερμοκηπίου

Για όση χρονική διάρκεια προβλέπεται να υπάρχει πίστωση για την μείωση παραγωγής αέριων θερμοκηπίου, αυτή υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$GHG_{red-credit} = GHG_{net-red-yr} * GHG_{reduce-credit} \quad (3.21)$$

3.11 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΕΡΓΟΥ

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν οι χρηματοοικονομικές παράμετροι, οι οποίες μπορούν, ανάλογα με την τιμή την οποία θα λάβουν, να αξιολογήσουν κατά πόσο εφικτό είναι να υλοποιηθεί το επενδυτικό έργο με ευεργετικά αποτελέσματα, κέρδος.

3.11.1 Εσωτερικός βαθμός απόδοσης και απόδοση στην επένδυση προ φορών

Τα στοιχεία αυτά υπολογίζονται για τις ταμειακές ροές που εμφανίζονται κατά την υλοποίηση του έργου, προ φόρων. Για τις ταμειακές ροές αυτές, υπολογίζεται ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης, όπως περιγράφηκε σε παραπάνω ενότητα.

3.11.2 Εσωτερικός βαθμός απόδοσης και απόδοση στην επένδυση μετά φορών

Ισχύουν τα ίδια με την παράγραφο που αναφέρεται στον εσωτερικό βαθμό απόδοσης, με τη διαφορά ότι η μέθοδος του εσωτερικού βαθμού απόδοσης εφαρμόζεται στις ταμειακές ροές μετά φόρων.

3.11.3 Η μέθοδος της απλής επανείσπραξης

Σύμφωνα με τη μέθοδο αυτή, το επενδυτικό έργο αξιολογείται με βάση το χρόνο κατά τον οποίο ο/ οι επενδυτής/ ες θα κερδίσουν τα χρήματα τα οποία επένδυσαν αρχικά.

Για να υπολογιστεί ο χρόνος αυτός στην περίπτωση που εξετάζεται, εφαρμόζεται η σχέση:

$$SP = \frac{\text{Αρχικά_Κόστη} - \text{Χάρες}}{\text{Ετήσιες_Εξοικονομήσεις_Πόρων} + \text{Χρεολύσια} - \text{Ετήσια_Κόστη}} \quad (3.22)$$

Τα παραπάνω δεδομένα έχουν περιγραφεί στα προηγούμενα, εκτός από τις τυχόν *Χάρες*, οι οποίες δίνονται από το χρήστη.

3.11.4 Χρόνος μέχρι την πρώτη καθαρή θετική ταμειακή ροή

Ο χρόνος αυτός υπολογίζεται με γραμμική παρεμβολή μεταξύ των τιμών των καθαρών ταμειακών ροών, η μία εκ των οποίων είναι αρνητική και η αμέσως επόμενη

της είναι θετική. Η μονάδα μέτρησης του χρόνου αυτού, εξαρτάται από τη μονάδα μέτρησης του χρόνου παρακολούθησης των ταμειακών ροών.

3.11.5 Καθαρή παρούσα αξία

Το κριτήριο αυτό λαμβάνει υπόψη τη διαχρονική αξία του χρήματος. Προκειμένου για n καθαρές ταμειακές ροές, προεξοφλητικό επιτόκιο k και αρχική επένδυση I , η καθαρή παρούσα αξία (ΚΠΑ) υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\text{ΚΠΑ} = \sum_t^n C_t \cdot (1+k)^{-t} - I \quad (3.23)$$

Στην περίπτωση που εξετάζεται, οι ταμειακές ροές C_t είναι αυτές μετά φόρων και $k = r^*$.

3.11.6 Αποταμιεύσεις ετήσιου κύκλου λειτουργίας του έργου

Για την ΚΠΑ του έργου και για όση διάρκεια έχει αυτό, υπολογίζονται τα ετήσια ποσά που εξοικονομούνται για επιτόκιο ίσο με το προεξοφλητικό επιτόκιο D .

3.11.7 Δείκτης κερδοφορίας

Ο δείκτης αυτός φανερώνει πόσο αποδοτικό είναι το έργο. Υπολογίζεται από τη σχέση:

$$PI = \frac{\text{ΚΠΑ}}{I_{cap}} \quad (3.24)$$

όπου I_{cap} η αρχική επένδυση (αρχικά κόστη) του έργου, πολλαπλασιασμένα επί την ποσότητα $(1-r_{debt})$. Ο δείκτης αυτός πρέπει να είναι θετικός και όσο μεγαλύτερος από τη μονάδα, τόσο πιο αποδοτικό είναι το έργο.

3.11.8 Μετοχικό κεφάλαιο

Το μετοχικό κεφάλαιο είναι το κεφάλαιο που επενδύεται αρχικά από όλους τους μετόχους του επενδυτικού έργου. Το μετοχικό κεφάλαιο είναι:

$$I_{cap} = I \cdot (1 - R_{costs}) \quad (3.25)$$

όπου I τα αρχικά κόστη της επένδυσης.

3.11.9 Χρέος του έργου

Το χρέος του έργου υπολογίζεται εάν από τα αρχικά κόστη αφαιρεθεί το ποσό I_{cap} . Δηλαδή:

$$Project_{debt} = I - I_{cap} \quad (3.26)$$

3.11.10 Δείκτης αυτοχρηματοδότησης του έργου

Σε όλες τις περιπτώσεις των επενδυτικών έργων, εξετάζεται το κατά πόσο μπορούν να καλύπτουν τα έξοδα για την κάλυψη του χρέους τους και να καλύπτουν διάφορα άλλα έξοδα. Ο δείκτης αυτοχρηματοδότησης φανερώνει την ικανότητα αυτή. Υπολογίζεται από το πηλίκο των καθαρών λειτουργικών εισοδημάτων προς το συνολικό χρέος, επαυξημένο με το νόμιμο τόκο. Δηλαδή:

$$DSC = \frac{\text{Καθαρά Λειτουργικά Εισοδήματα}}{\text{Συνολικό Τοκοφόρο Χρέος}} \quad (3.27)$$

Το συνολικό τοκοφόρο χρέος υπολογίζεται ως το άθροισμα των δόσεων για την εξόφληση του χρέους για όσο χρονικό διάστημα θα υπάρχει το χρέος, για επιτόκιο ίσο με r_{debt} . Διαφορετικά, υπολογίζεται ως το αρχικό χρέος, προσαυξημένο με τους τόκους που αναλογούν στη διάρκεια μέσα στην οποία θα πρέπει να εξοφληθεί το χρέος, με επιτόκιο r_{debt} . Δηλαδή:

$$\text{Συνολικό Τοκοφόρο Χρέος} = Project_{debt} \cdot (1 + r_{debt})^{Debt_{term}} \quad (3.28)$$

Τα καθαρά λειτουργικά εισοδήματα υπολογίζονται για κάθε περίοδο κατά την οποία εμφανίζονται ταμειακές ροές, ώστε να γίνει κατανοητό στη συνέχεια πώς προκύπτουν οι ταμειακές ροές.

Για να υπολογιστούν οι ετήσιες αποταμιεύσεις-εξοικονομήσεις, λαμβάνεται υπόψη η ΚΠΑ του έργου. Οι ετήσιες αποταμιεύσεις-εξοικονομήσεις p , για τη διάρκεια ζωής του έργου PL , για την καθαρή παρούσα αξία του ΚΠΑ και για επιτόκιο ίσο με το προεξοφλητικό επιτόκιο D , υπολογίζεται ως εξής:

$$p = \frac{-ΚΠΑ \cdot D \cdot (1 + D)^{PL}}{(1 + D)^{PL} - 1} \quad (3.29)$$

Οι δόσεις d_p που καταβάλλονται για την εξόφληση του χρέους του έργου, υπολογίζονται για όση διάρκεια θα υπάρχει το χρέος αυτό και για το εξοφλητικό επιτόκιο που αναλογεί στο τελευταίο. Δηλαδή:

$$d_p = \frac{-Project_{debt} \cdot r_{debt} \cdot (1 + r_{debt})^{Debt_{term}}}{(1 + r_{debt})^{Debt_{term}} - 1} \quad (3.30)$$

Η κάλυψη του χρέους μπορεί να υπολογιστεί για κάθε έτος, μέχρι την προθεσμία αποπληρωμής του χρέους, δηλαδή λαμβάνεται υπόψη η δόση αποπληρωμής. Για κάθε έτος για το οποίο πρέπει να καταβληθεί δόση αποπληρωμής, λαμβάνεται υπόψη η μεγαλύτερη από τις ποσότητες «Συνολικά λειτουργικά έσοδα» και «Λειτουργικά έσοδα προ φόρου». Η πρώτη ποσότητα υπολογίζεται ετήσια, εάν από τη συνολική ταμειακή ροή κάθε έτους, αφαιρεθεί η πρώτη ταμειακή ροή μετά φόρου.

Η δεύτερη ποσότητα υπολογίζεται εάν στην καθαρή ταμειακή ροή κάθε έτους προ φόρου προστεθεί το ποσό που καταβάλλεται ετήσια για την αποπληρωμή του χρέους του έργου. Η ετήσια καθαρή ταμειακή ροή προ φόρου υπολογίζεται εάν από τις συνολικές ετήσιες εισροές κεφαλαίου αφαιρεθούν οι συνολικές ετήσιες εκροές, προ φόρου. Για τον υπολογισμό των ετήσιων εισροών κεφαλαίου, λαμβάνονται υπόψη οι παρακάτω παράμετροι:

- Η εξοικονόμηση πόρων ενέργειας. Η εξοικονόμηση αυτή υπολογίζεται για κάθε έτος μέχρι το τέλος ζωής του έργου και είναι ίση με μηδέν για το έτος αρχής της ζωής του έργου (θεωρείται ως έτος 0) και ίση με το γινόμενο της ετήσιας εξοικονόμησης ενέργειας, όπως υπολογίστηκε στα προηγούμενα, επί το ποσό εξοικονόμησης ενέργειας (χρηματικές μονάδες ανά λίτρο καυσίμου), όπως έχει δοθεί από το χρήστη, για κάθε ένα από τα επόμενα έτη. Το ποσό εξοικονόμησης ενέργειας είναι 1 για το έτος 0 και ίσο με το γινόμενο του προηγούμενου ποσού εξοικονόμησης, αυξημένο επί το επιτόκιο προσαύξησης του κόστους ενέργειας, όπως έχει δοθεί από το χρήστη. Ο παράγοντας της ετήσιας αύξησης του ποσού εξοικονόμησης ενέργειας είναι $(1 + r_{E-cost})$.
- Τα έσοδα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου. Τα έσοδα αυτά υπολογίζονται ετήσια για τη διάρκεια πίστωσης της μείωσης αερίων θερμοκηπίου, εντός της διάρκειας ζωής του έργου. Τα έσοδα αυτά είναι το γινόμενο του εισοδήματος από τη μείωση των αερίων θερμοκηπίου, όπως υπολογίζεται στα προηγούμενα, επί τον παράγοντα αύξησης για τη μείωση των αερίων θερμοκηπίου, όπως δίνεται από το χρήστη. Ο παράγοντας αυτός είναι 1 για το έτος 0 και ίσος με τον παράγοντα του προηγούμενου έτους επί τον παράγοντα αύξησης για τη μείωση των αερίων θερμοκηπίου $(1 + r_{GHG})$, όπως δίνεται από το χρήστη).
- Η αξία τέλους του έργου. Η αξία αυτή δίνεται από τον χρήστη και για το έτος 0 είναι ίση με την ποσότητα που ορίζει ο πρώτος. Για κάθε ένα από επόμενα έτη, έως το τέλος ζωής του έργου, η ποσότητα αυτή είναι ίση με το γινόμενο της αντίστοιχης ποσότητας του προηγούμενου έτους επί τον παράγοντα $(1 + f)$.
- Χάρες και δωρεές. Τέλος, λαμβάνονται υπόψη και οι τυχόν διάφορες χάρες και δωρεές, όπως τις δίνει ο χρήστης.

Όλοι οι παραπάνω παράμετροι, αθροίζονται για το αντίστοιχο έτος, ώστε να προκύψει η συνολική ταμειακή ροή που αφορά τα εισοδήματα από τη λειτουργία του επενδυτικού έργου κατά το έτος αυτό.

Οι συνολικές εκροές υπολογίζονται λαμβάνοντας υπόψη τις παρακάτω παραμέτρους:

- ο Τα αρχικά κόστη. Αυτά δίνονται από το χρήστη για διάφορες δραστηριότητες που αφορούν τα αρχικά έξοδα για την σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου και την υλοποίηση της επένδυσης.
- ο Τα έξοδα για την τροφοδοσία ενέργειας στην εγκατάσταση. Τα έξοδα αυτά αφορούν την αγορά καυσίμου και ηλεκτρικής ενέργειας για την λειτουργία της εγκατάστασης, όπως υπολογίστηκαν στα προηγούμενα. Για κάθε έτος, όμως, της ζωής του έργου, αυτά αυξάνονται με βάση την τιμή του πληθωρισμού. Για το έτος 0 δεν υπάρχει αύξηση, αλλά από το επόμενο έτος τα έξοδα αυτά πολλαπλασιάζονται κατά έναν παράγοντα $(1+f)^n$, όπου n ο αριθμός του έτους, για $1 \leq n \leq PL$.
- ο Τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης. Για το έτος μηδέν, τα έξοδα αυτά είναι μηδέν, ενώ για κάθε ένα από τα επόμενα έτη, εντός της διάρκειας ζωής του έργου, υπολογίζονται από τον τύπο $C_{O\&M} \cdot (1+f)^n$, $1 \leq n \leq PL$, όπου $C_{O\&M}$ τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης, όπως τα δίνει ο χρήστης.
- ο Τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους του έργου. Αυτά τα έξοδα είναι οι ετήσιες δόσεις που καταβάλλονται για την αποπληρωμή του χρέους του έργου. Για το έτος 0, τα έξοδα αυτά είναι μηδέν.
- ο Τα περιοδικά έξοδα. Κάποια έξοδα εμφανίζονται περιοδικά κατά τη διάρκεια ζωής του έργου. Τέτοια έξοδα μπορεί να αφορούν αντικατάσταση μέρους του εξοπλισμού ή της επιθεώρησης του εξοπλισμού. Όταν έχουμε αντικατάσταση μέρους του εξοπλισμού του συστήματος, στο αντίστοιχο έτος υπολογίζονται τα έξοδα αντικατάστασης (όπως δίνονται από το χρήστη), πολλαπλασιασμένα επί τον παράγοντα $(1+f)^n$, με n τον αριθμό του έτους κατά το οποίο συμβαίνει η αντικατάσταση. Ίδια διαδικασία ακολουθείται και για την περίπτωση επιθεώρησης του εξοπλισμού. Για το έτος κατά το οποίο συμβαίνει η επιθεώρηση, υπολογίζονται τα έξοδα της επιθεώρησης (όπως δίνονται από το χρήστη), επί τον παράγοντα $(1+f)^n$.

Οι καθαρές ταμειακές ροές προ φόρου, υπολογίζονται με τον τρόπο που περιγράφηκε πριν, δηλαδή ως η διαφορά μεταξύ των εισροών και των εκροών κεφαλαίου. Οι εισροές και οι εκροές κεφαλαίου για την περίπτωση που εξετάζεται, υπολογίστηκαν στα προηγούμενα.

Οι καθαρές ταμειακές ροές μετά φόρου, υπολογίζονται εάν αφαιρεθεί ο ανάλογος φόρος από τις εισροές κεφαλαίου και έπειτα αφαιρεθούν και τα αντίστοιχα ετήσια έξοδα. Τα ετήσια έξοδα υπολογίστηκαν στα προηγούμενα. Ο υπολογισμός του φόρου που αναλογεί στα ετήσια έσοδα, υπολογίζεται ως εξής:

Για όση διάρκεια ισχύει η περίοδος μειωμένου φορολογικού συντελεστή, εντός της διάρκειας ζωής του έργου, εξετάζεται η περίπτωση να έχει γίνει χρήση του

δικαιώματος carryforward. Εάν έχει γίνει κάτι τέτοιο, τότε ο φόρος είναι ίσος με το μηδέν (περίπτωση επιστροφής φόρου) ή ο συνολικός φόρος με χρήση του δικαιώματος carryforward. Όλα τα παραπάνω συνοψίζονται στην έκφραση:

$$\text{Συνολικός φόρος} = \text{MIN}(\text{φόρος με carryforward}, \text{φόρος χωρίς carryforward}, 0)$$

Ο φόρος χωρίς carryforward υπολογίζεται ως το γινόμενο του φορολογικού συντελεστή εισοδήματος επί το καθαρό εισόδημα. Το καθαρό εισόδημα υπολογίζεται με βάση τους εξής παράγοντες:

- Τις καθαρές ταμειακές ροές. Για τον υπολογισμό τους, βλ. προηγούμενα.
- Το μετοχικό κεφάλαιο I_{cap} . Βλ. προηγούμενα για τον υπολογισμό του.
- Τους τόκους του χρέους του έργου. Αυτοί είναι μηδέν για το έτος 0 και για κάθε ένα από τα επόμενα έτη, εντός της προθεσμίας αποπληρωμής του χρέους του έργου, υπολογίζονται από την παρακάτω σχέση:

$$a_n = \text{Project}_{debt} \cdot \frac{r_{debt}}{1 - (1 + r_{debt})^{-n}} \quad (3.31)$$

με $1 \leq n \leq Debt_{term}$ η n -στη περίοδος αποπληρωμής του χρέους Project_{debt} , με επιτόκιο r_{debt} .

- Την αποσβενόμενη (ή μη) αξία του εξοπλισμού. Η αγορά κάθε μέρους του εξοπλισμού και της εγκατάστασης κοστίζει στον/ στους επενδυτή/ ες κάποια χρήματα, τα οποία είναι υποχρεωμένοι να δηλώσουν στον ισολογισμό ως στοιχεία ενεργητικού. Για το πρώτο έτος η αξία που δηλώνεται είναι η αξία κτήσης του μέρους αυτού, ενώ για τα επόμενα, λαμβάνει χώρα η λογιστική απόσβεση της αξίας του. Δηλαδή, με την πάροδο του χρόνου η αξία κατοχής του ίδιου μέρους του εξοπλισμού δηλώνεται όλο και μικρότερη τιμή.

Όταν δεν υπάρχει λογιστική απόσβεση και για διάρκεια ζωής του έργου ίση με ένα έτος, η αξία κατοχής του εξοπλισμού είναι ίση με την αρχική δαπάνη του έργου. Για διάρκεια ζωής του μεγαλύτερη του ενός έτους, η λογιστική απόσβεση είναι ίση με μηδέν σε αυτή την περίπτωση.

3.11.11 Λογιστική απόσβεση

Στην περίπτωση κατά την οποία λαμβάνεται υπόψη και η λογιστική απόσβεση, υπάρχουν δύο μέθοδοι για τον υπολογισμό της αποσβενόμενης αξίας: η γραμμική μέθοδος (straight line) και η μέθοδος της αναλογικής απόσβεσης (declining balance).

Σύμφωνα με την πρώτη μέθοδο, η αξία μέρους του εξοπλισμού αποσβένεται ισόποσα σε κάθε περίοδο για μια συγκεκριμένη διάρκεια απόσβεσης. Για παράδειγμα,

ένα μηχάνημα κόστισε 8 500 € και έχει διάρκεια απόσβεσης 8 έτη. Εάν η λογιστική απόσβεση υπολογίζεται στο τέλος κάθε έτους και το ποσοστό της αξίας για το οποίο θα λάβει χώρα η απόσβεση είναι 100%, τότε η αξία της απόσβεσης για κάθε έτος θα είναι $8\,500/8 = 1\,062.5$ €, οπότε και κάθε έτος το μηχάνημα θα «χάνει» αξία ίση με 1 062.5 €. Στην περίπτωση που εξετάζεται, όταν γίνεται χρήση της γραμμικής μεθόδου απόσβεσης, η περίοδος απόσβεσης (DL) γίνεται γνωστή από το χρήστη, όπως επίσης δίνεται και το ποσοστό της αξίας των αρχικών δαπανών μέχρι το οποίο θα λάβει χώρα η λογιστική απόσβεση (P_{de}). Έτσι, για το έτος 0 η απόσβεση λαμβάνεται ίση με $-(I - P_{de}) \cdot I$, όπου I η αρχική δαπάνη του έργου. Για κάθε ένα από τα υπόλοιπα έτη για τα οποία ισχύει η περίοδος λογιστικής απόσβεσης, εντός της διάρκειας ζωής του έργου, το ποσό της απόσβεσης είναι ίσο με $-(P_{de} \cdot I)/DL$. Τα πρόσημα «-» φανερώνουν ότι η αντίστοιχη αξία αυτή αφαιρείται τελικά από το συνολικό εισόδημα.

Όταν έχει επιλεγεί η μέθοδος της αναλογικής λογιστικής απόσβεσης, για κάθε έτος η απόσβεση υπολογίζεται με βάση το ρυθμό απόσβεσης (R_{de}), ο οποίος γίνεται γνωστός από το χρήστη, και το ποσοστό P_{de} μέχρι το οποίο θα αποσβεστεί η αξία που αποσβένεται. Στην περίπτωση αυτή της λογιστικής απόσβεσης, σε κάθε έτος αποσβένεται ένα σταθερό ποσοστό (R_{de}) της αποσβενόμενης αξίας. Για παράδειγμα, έστω $R_{de}=25\%$ και αρχική αξία ίση με 2 000 €. Τότε, για το έτος 1 η απόσβεση θα είναι $2\,000 - 0.25 \cdot 2\,000 = 1\,500$ €. Για το επόμενο έτος, η απόσβεση θα υπολογιστεί στην αποσβενόμενη αξία, όπως αυτή υπολογίστηκε προηγουμένως: $1\,500 - 0.25 \cdot 1\,500 = 1\,125$ € κ.ο.κ. Στην περίπτωση που εξετάζεται, για το έτος 0 η απόσβεση θεωρείται ίση με $-(I - DL) \cdot I$ και έπειτα, για κάθε ένα από τα υπόλοιπα έτη, υπολογίζεται ως το γινόμενο $R_{de} \cdot$ (αποσβενόμενη αξία προηγούμενου έτους).

Και στις δύο μεθόδους, είναι δυνατόν η απόσβεση που υπολογίζεται να πραγματοποιηθεί και να ολοκληρωθεί πριν το τέλος ζωής του έργου. Για τα έτη κατά τα οποία δεν υπάρχει απόσβεση, δεν υπάρχει αλλαγή στην αξία του εξοπλισμού, αλλά παραμένει η ίδια όπως αυτή του τελευταίου έτους για το οποίο είχαμε απόσβεση.

Το καθαρό εισόδημα υπολογίζεται ως το άθροισμα όλων των παραπάνω παραγόντων (στην περίπτωση της λογιστικής απόσβεσης, ουσιαστικά αφαιρείται το ποσό της απόσβεσης, όπως υπολογίζεται).

Η πρώτη συνολική καθαρή ταμειακή ροή θεωρείται ίση με την πρώτη καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων, ενώ για κάθε μία από τις υπόλοιπες, για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου, λαμβάνονται ίσες με το άθροισμα της προηγούμενης ροής συν την καθαρή ταμειακή ροή, μετά φόρων, της τρέχουσας ροής.

3.12 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [3.1] Ιωαννης Κλεαν. Καλδέλλης, “*Διαχείρηση της αιολικής ενέργειας*”, Εκδόσεις Αθ. Σταμουλης, 2005
- [3.2] Ιωαννης Κλεαν. Καλδέλλης, Κοσμάς Α. Καββαδίας “*Υπολογιστικές εφαρμογές ήπιων μορφών ενέργειας*”, Εκδόσεις Αθ. Σταμουλης, 2005
- [3.3] <http://retscreen.gc.ca>, accessed on August 2007
- [3.4] Βασ. Σταμπολίδης “*Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων παραγωγής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα*” Διπλωματική εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης, 2005.
- [3.5] Ηλ. Γουσγουρίωτης “*Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων ανάπτυξης συστημάτων θέρμανσης με στερεά βιομάζα*” Διπλωματική εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης, 2005.
- [3.6] <http://www.canren.gc.ca> accessed on August 2007
- [3.7] Κ. Ζοπουνίδης, “*Βασικές Αρχές Χρηματοοικονομικού Μάνατζμεντ*”, Πανεπιστημιακές παραδόσεις, Πολυτεχνείο Κρήτης, Μεσογειακό Αγρονομικό Ινστιτούτο Χανίων (ΜΑΙΧ), Χανιά 2000.
- [3.8] Π. Σ. Γεωργιλάκης, “*Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας*” , Σημειώσεις μαθήματος, Πολυτεχνείο Κρήτης, Σεπτέμβριος 2006.

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ RETScreen

4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στην ενότητα αυτή, θα παρουσιαστεί το λογισμικό RETScreen™ το οποίο είναι ένα εύχρηστο εργαλείο υποστήριξης αποφάσεων για την αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων που αφορούν έργα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Έχει αναπτυχθεί με τη συμβολή μεγάλου αριθμού ειδικών τόσο από τον ακαδημαϊκό χώρο, όσο και από τον χώρο της βιομηχανίας και διατίθεται χωρίς χρέωση στο διαδίκτυο, σε διαφορετικές εκδοχές για εφαρμογές αξιοποίησης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Στη συνέχεια θα γίνει μια σύντομη παρουσίαση του λογισμικού αυτού, όσο αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά συστήματα, καθώς και η περιγραφή του τρόπου με τον οποίο οι ενδιαφερόμενοι χρήστες εισάγουν τα απαραίτητα δεδομένα στο λογισμικό. Τα στοιχεία των δημιουργών, καθώς και ο δικτυακός τόπος που είναι διαθέσιμο αυτό, φαίνονται στις αντίστοιχες αναφορές στο τέλος αυτού του κεφαλαίου.

4.2 ΓΕΝΙΚΗ ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ RETScreen

Η αιολική εφαρμογή του RETScreen, μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε όλες τις γεωγραφικές ζώνες του πλανήτη για να αξιολογήσει τη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, τις δαπάνες κύκλου ζωής, του κόστους των απαιτούμενων εγκαταστάσεων και τη μείωση εκπομπής αερίων που συμβάλλουν στην εμφάνιση του φαινομένου του θερμοκηπίου. Το πρόγραμμα έχει σχεδιαστεί να αναλύει ένα ευρύ φάσμα εφαρμογών, τα αποτελέσματα που παράγει είναι προσιτά στον χρήστη. Στο λογισμικό περιλαμβάνονται επίσης, βάσεις δεδομένων με τεχνικά στοιχεία για τις ανεμογεννήτριες, χαρακτηριστικές δαπάνες και μετεωρολογικά δεδομένα. Όλα αυτά μπορούν να εφαρμοστούν σε δίκτυο που αποτελείται από παράκτιες ανεμογεννήτριες, σε αιολικό πάρκο, και σε ανεμογεννήτριες συνδεδεμένες σε απομακρυσμένο δίκτυο.

Η αρχική σελίδα του λογισμικού, αποτελεί μια εισαγωγή στο περιβάλλον του, όπου περιγράφονται σύντομα οι δυνατότητες και οι λειτουργίες που αυτό παρέχει. Ακόμα, υπάρχουν παραπομπές σε διάφορες διαδικτυακές τοποθεσίες για τη λήψη περισσότερων πληροφοριών. Στην ίδια σελίδα υπάρχουν και οι διασυνδέσεις με τα υπόλοιπα μέρη του λογισμικού, τα οποία στην ουσία αποτελούνται από ειδικά μορφοποιημένα φύλλα του πακέτου Excel της Microsoft.

Ο χώρος εργασίας αποτελείται από έξι φύλλα του Microsoft Excel, εκ των οποίων το πρώτο έχει καθοδηγητικό και βοηθητικό χαρακτήρα. Τα πέντε βασικά φύλλα εργασίας είναι τα εξής:

- 1) Μοντέλο Ενέργειας.
- 2) Δεδομένα Εξοπλισμού.
- 3) Ανάλυση Κόστους.
- 4) Ανάλυση Κόστους Μείωσης της Εκπομπής Αερίων Θερμοκηπίου.
- 5) Χρηματοοικονομική Ανάλυση.

Το λογισμικό παρέχει στον χρήστη βοήθεια σε ότι αφορά τις απαιτούμενες πληροφορίες εισόδου και εξόδου του προγράμματος και κατευθύνει τον χρήστη επισημαίνοντας του τα στοιχεία που πρέπει να εισάγει.

4.3 ΜΟΝΤΕΛΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στην ενότητα αυτή περιγράφεται το ενεργειακό μοντέλο και ο τρόπος με τον οποίο πρέπει να συμπληρωθεί. Μόλις ο χρήστης ανοίξει το φύλλο αυτό καλείται να συμπληρώσει πρώτα κάποια στοιχεία σχετικά με την περιοχή που εξετάζεται. Έτσι λοιπόν, καλείται να συμπληρώσει το όνομα του ερευνητικού σχεδίου, και στην συνέχεια την τοποθεσία της περιοχής και την τοποθεσία του πλησιέστερου μετεωρολογικού σταθμού. Επίσης ο χρήστης καλείται να συμπληρώσει την ετήσια μέση ταχύτητα του ανέμου, το ύψος μέτρησης του ανέμου (από 3 m έως 100 m) και την τιμή του συντελεστή α επιστρέφοντας την ταχύτητα του ανέμου στα 10 m. Ενώ τέλος, ο χρήστης καλείται να συμπληρώσει την μέση ατμοσφαιρική πίεση (από 60 kPa έως 103 kPa) και την μέση ετήσια θερμοκρασία (από -20 °C έως 30 °C).

4.3.1 Χαρακτηριστικά συστήματος

Εδώ ο χρήστης ορίζει εάν ο τύπος του δικτύου του συστήματος θα είναι κεντρικό δίκτυο ή απομακρυσμένο δίκτυο (επιλέγοντας *Central-grid* ή *Isolated-grid* από τον εξελισσόμενο κατάλογο). Στη συνέχεια ζητείται από τον χρήστη να εισάγει την αιχμή φορτίου και τον αριθμό των ανεμογεννητριών και το λογισμικό επιστρέφει την ισχύ της αιολικής εφαρμογής, την ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης (από 3 m/s έως 15 m/s) και επίπεδο διείσδυσης του αιολικού δυναμικού. Τέλος ο χρήστης εισάγει τιμές για τις απώλειες εξοπλισμού (από 0 % έως 20 %), τις *airfoil soiling & icing losses* (από 1 % έως 10 %), τις *downtime losses* (από 2 % έως 7 %) και διάφορες απώλειες (από 2 % έως 6 %).

4.3.2 Ετήσια παραγωγή ενέργειας

Σε αυτή την ενότητα του μοντέλου ενέργειας το λογισμικό επιστρέφει τιμές για διάφορα δεδομένα. Αυτά είναι η ισχύς της αιολικής εφαρμογής, η ακανόνιστη

παραγωγή ενέργειας, ο συντελεστής πίεσης (από 0.59 έως 1.02), ο συντελεστής θερμοκρασίας (από 0.98 έως 1.15), η συνολική παραγωγή ενέργειας, ο συντελεστής απωλειών (από 0.75 έως 1), η χαρακτηριστική απόδοση (από 150 KWh/m² έως 1 500 KWh/m²), ο συντελεστής χωρητικότητας της εγκατάστασης (από 20 % έως 40 %) και η ανανεώσιμη ενέργεια η οποία συλλέγεται από το δίκτυο. Ενώ τέλος υπολογίζονται στο “παρασκήνιο” του λογισμικού η ενέργεια η οποία παραδίδεται και η περισσευούμενη διαθέσιμη αιολική ενέργεια.

4.4 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ

Στο φύλλο αυτό ο χρήστης ορίζει την ισχύ της ανεμογεννήτριας, το ύψος της πλήμνης (από 6 m έως 10 m), την διάμετρο του δρομέα (από 7 m έως 72 m), την swept area (από 35 m² έως 4 075 m²), τον shape factor (από 1 έως 3) όπως και τον κατασκευαστή και το μοντέλο της ανεμογεννήτριας. Ενώ “παρασκήνιο” του λογισμικού ζητείται από τον χρήστη να εισάγει την διαθεσιμότητα σε σταθερές συνθήκες και την πυκνότητα του αέρα σε θερμοκρασία 15 °C και πίεση 1 atm. Τέλος, ο χρήστης ορίζει τα δεδομένα της καμπύλης ενέργειας επιλέγοντας ανάμεσα στην κανονική πηγή δεδομένων που χρησιμοποιεί την κατανομή ανέμου Rayleigh, την προσαρμοσμένη πηγή δεδομένων που χρησιμοποιεί την κατανομή ανέμου Weibull και την ορισμένη από τον χρήστη πηγή δεδομένων στην οποία η κατανομή του ανέμου εξαρτάται από την τοποθεσία (επιλέγοντας *Standard*, *Custom* ή *User-defined* αντίστοιχα από τον εξελισσόμενο κατάλογο).

4.4.1 Χαρακτηριστικά των δεδομένων παραγωγής των ανεμογεννητριών

Στην ενότητα αυτή το λογισμικό υπολογίζει τα δεδομένα της καμπύλης ισχύος και τα δεδομένα της καμπύλης ενέργειας για ταχύτητα ανέμου από 0 m/s έως 25 m/s. Ενώ παράλληλα δημιουργεί και την γραφική παράσταση των καμπυλών ισχύος και ενέργειας σε συνάρτηση με την ταχύτητα.

4.5 ΦΥΛΛΟ ΑΝΑΛΥΣΗΣ ΚΟΣΤΟΥΣ

Στο φύλλο αυτό καταχωρούνται όλες οι δαπάνες που αφορούν τη μελέτη, την ανάπτυξη, την εφαρμογή και τη λειτουργία της αιολικής εφαρμογής που εξετάζεται. Πραγματοποιείται η ανάλυση κόστους που σχετίζεται με την εγκατάσταση του υπό μελέτη αιολικού συστήματος. Αρχικά επιλέγεται ο τύπος του έργου της αιολικής εγκατάστασης, ως τυπικός ή ειδικός (επιλέγοντας *Standard* ή *Custom* αντίστοιχα από τον εξελισσόμενο κατάλογο). Επιπλέον παρέχεται η δυνατότητα στον χρήστη να ορίσει τις ισοτιμίες στις οποίες θα αναφέρονται οι δαπάνες που αναλύονται, καθώς επίσης επιλογή για τυχόν επιπρόσθετες αναφορές (π.χ. δεύτερη ισοτιμία κ.ά.). Το φύλλο χωρίζεται και οργανώνεται σε τρεις βασικές ενότητες ανάλογα με την με την κοστολόγηση των διαδικασιών που λαμβάνουν χώρα για την πραγματοποίηση του έργου. Οι ενότητες αυτές είναι:

- Αρχικά κόστη
- Ετήσια κόστη
- Περιοδικά κόστη

4.5.1 Αρχικά κόστη

4.5.1.1 Αρχικά κόστη επένδυσης

Στα αρχικά κόστη επένδυσης περιλαμβάνονται δραστηριότητες όπως η εκπόνηση μελέτης σκοπιμότητας για το έργο (μελέτη περιοχής εγκατάστασης, αρχικός σχεδιασμός, αποτίμηση αιολικού δυναμικού κτλ), η μελέτη για την πορεία ανάπτυξης και εξέλιξης του έργου (αδειοδότηση και διαχείριση του έργου), το μηχανολογικό κομμάτι της έρευνας για την υλοποίηση του έργου (σχεδιασμός υποδομής, μηχανολογικός και ηλεκτρολογικός εξοπλισμός) και τον εξοπλισμό Α.Π.Ε. της εφαρμογής (κόστος ανεμογεννητριών, κόστος ανταλλακτικών και το κόστος μεταφοράς αυτών στην τοποθεσία του έργου).

4.5.1.2 Κόστος ισοζυγίου του εξοπλισμού

Εδώ ο χρήστης καταχωρεί τις δαπάνες για την θεμελίωση και την ανέγερση των ανεμογεννητριών. Επίσης καταχωρεί τις δαπάνες για την κατασκευή οδικών αξόνων, την κατασκευή κτιριακών εγκαταστάσεων και την δημιουργία υποσταθμού.

4.5.1.3 Διάφορα έξοδα

Στην ενότητα αυτή προβλέπεται η συμπλήρωση διάφορων εξόδων που δεν εμπίπτουν σε καμία από τις παραπάνω κατηγορίες, καθώς και τυχόν αποκλίσεις από τις εκτιμήσεις των εξόδων που περιγράφηκαν πριν, ως ποσοστό του συνολικού κόστους όλων αυτών των δραστηριοτήτων.

4.5.2 Ετήσια κόστη

Στην ενότητα αυτή περιγράφονται τα κόστη που προκύπτουν από την λειτουργία της αιολικής εφαρμογής σε ετήσια βάση. Τέτοια έξοδα είναι η εκμίσθωση γης, οι φόροι και τα ασφάλιστρα, η συντήρηση των γραμμών μεταφοράς του δικτύου. Επίσης, άλλα κόστη είναι αυτά που αφορούν το εργατικό δυναμικό και τα ανταλλακτικά, όπως και διάφορα διαχειριστικά έξοδα.

4.5.3 Περιοδικά κόστη

Οι περιοδικές δαπάνες αφορούν συνήθως διαδικασίες συντήρησης ή αντικατάστασης κομματιών του εξοπλισμού, όπως τα πτερύγια των ανεμογεννητριών. Ο χρήστης καταχωρεί το ποσό αυτών των δαπανών καθώς και την περιοδικότητά τους σε χρόνια. Η περίοδος αυτή πρέπει να είναι μεγαλύτερη του ενός έτους. Και εδώ το λογισμικό δίνει τη δυνατότητα να καταχωρηθούν παράλληλα με τις δαπάνες και οι πιθανές περιοδικές πιστώσεις.

4.6 ΑΝΑΛΥΣΗ ΜΕΙΩΣΗΣ ΕΚΠΟΜΠΩΝ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ

Το φύλλο αυτό παρέχει τη δυνατότητα να εκτιμηθεί η μείωση της ποσότητας των εκπεμπόμενων αερίων θερμοκηπίου, που προκύπτει από την εφαρμογή ενός έργου

παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές έναντι ενός συμβατικού συστήματος παραγωγής ενέργειας.την ανάλυση κόστους που επιβαρύνει τον προϋπολογισμό του έργου από την προσπάθεια μείωσης των περιβαλλοντικών επιπτώσεων. Η ανάλυση αυτή είναι προαιρετική. Ο χρήστης αποφασίζει με ένα “ναι” ή “όχι” αν οι υπολογισμοί αυτοί θα πραγματοποιηθούν.

Τα αέρια θερμοκηπίου που σχετίζονται με την ανάπτυξη ενεργειακών έργων είναι το διοξείδιο του άνθρακα (CO_2), το μεθάνιο (CH_4) και το διοξείδιο του αζώτου (N_2O) και αυτά εξετάζονται στην ανάλυση μείωσης εκπομπών αερίων θερμοκηπίου του λογισμικού RETScreen. Ο καθορισμός της παραγωγής αερίων θερμοκηπίου από κάθε καύσιμο, πραγματοποιείται λαμβάνοντας υπ’ όψιν τη συμμετοχή του κάθε τύπου καυσίμου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (όσο μεγαλύτερη συμμετοχή έχει ένα καύσιμο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο μεγαλύτερη συμμετοχή έχει και στην εκπομπή αερίων θερμοκηπίου).

Το λογισμικό υπολογίζει ένα συντελεστή εκπομπής αερίων θερμοκηπίου για κάθε σύστημα παραγωγής ενέργειας που εμπλέκεται άμεσα ή έμμεσα με το εξεταζόμενο έργο. Ο συντελεστής αυτός αντιπροσωπεύει τη μάζα των αερίων θερμοκηπίου που εκπέμπεται ανά μονάδα παραγόμενης ενέργειας και μετριέται σε ισοδύναμους τόνους αερίου CO_2 ανά μεγαβατώρα παραδοθείσας ενέργειας (tCO_2/MWh). Κατά τον υπολογισμό του λαμβάνονται υπόψη οι συντελεστές εκπομπής αερίων CO_2 , CH_4 και N_2O .

Έτσι υπολογίζεται ένας συντελεστής εκπομπής για το συμβατικό σύστημα θέρμανσης και ένας για το εναλλακτικό σύστημα. Επιπλέον υπολογίζεται ο συντελεστής εκπομπής αερίων θερμοκηπίου του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που παρέχει ηλεκτρισμό στην περιοχή. Ο συντελεστής αυτός συμμετέχει στον υπολογισμό του συντελεστή εκπομπής του εναλλακτικού συστήματος.

Η διαφορά των συντελεστών εκπομπής αερίων θερμοκηπίου που υπολογίστηκαν για το συμβατικό και το εναλλακτικό σύστημα θέρμανση, επί την ετήσια παραδοθείσα ενέργεια θέρμανσης, δίνει τον συνολικό μειούμενο όγκο εκπομπής αερίων θερμοκηπίου (σε ισοδύναμους τόνους αερίου CO_2) που προκύπτει από την εφαρμογή της αιολικής εφαρμογής.

4.7 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΣΥΝΟΨΗ

Στο φύλλο αυτό συνοψίζονται οι προηγούμενοι υπολογισμοί (του μοντέλου ενέργειας, των δεδομένων εξοπλισμού, της ανάλυσης του κόστους μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου), ενώ τα αποτελέσματα καταδεικνύουν εάν το έργο είναι κερδοφόρο από οικονομικής άποψης. Το φύλλο της χρηματοοικονομικής ανάλυσης χωρίζεται στις παρακάτω τέσσερις ενότητες:

- 1) Ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο.
- 2) Χρηματοοικονομικές παράμετροι.
- 3) Κόστη και αποταμιεύσεις της επένδυσης.

4) Χρηματοοικονομική αξιολόγηση.

4.7.1 Ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο

Στο ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο συνοψίζονται κάποια μεγέθη που υπολογίστηκαν από το πρώτο φύλλο ενέργειας, το μοντέλο ενέργειας, μέχρι και το φύλλο της ανάλυσης μείωσης εκπομπών αερίων θερμοκηπίου. Τα οποία αφορούν την τοποθεσία όπου γίνεται η αιολική εφαρμογή και το είδος της (*Central-grid* ή *Isolated-grid*), την ποσότητα της ανανεώσιμης ενέργειας η οποία παραδίδεται από το δίκτυο (σε MWh).

Επιπλέον, εάν έχει πραγματοποιηθεί ανάλυση μείωσης εκπομπών αερίων θερμοκηπίου, το λογισμικό επιστρέφει την ετήσια ποσότητα αερίων θερμοκηπίου (σε ισοδύναμους τόνους αερίου CO₂) που αποφεύγονται από την εφαρμογή του αιολικού συστήματος, καθώς και την συνολική ποσότητα αερίων θερμοκηπίου (σε ισοδύναμους τόνους αερίου CO₂) που αποφεύγονται από την εφαρμογή του σε όλη τη διάρκεια ζωής του έργου.

4.7.2 Χρηματοοικονομικές παράμετροι

Στην ενότητα αυτή ο χρήστης συμπληρώνει τις τιμές των χρηματοοικονομικών παραμέτρων που σχετίζονται με την επένδυση. Τέτοιες παράμετροι είναι το εξοικονομούμενο κόστος ενέργειας (σε \$/KWh). Ακόμη ο χρήστης εισάγει την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (σε \$/KWh), την χρονική διάρκεια της πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από τέτοιες πηγές (σε yr) και το επιτόκιο (%) προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από εναλλακτικές πηγές ενέργειας.

Στη συνέχεια ο χρήστης εισάγει το επιτόκιο προσαύξησης του ενεργειακού κόστους (%), την τιμή του πληθωρισμού, το προεξοφλητικό επιτόκιο την διάρκεια ζωής του επενδυτικού έργου (σε yr). Ακόμη συμπληρώνεται η αναλογία δανεισμού ως προς το αρχικό κόστος (%), το επιτόκιο εξόφλησης των χρεών (%) και την προθεσμία εξόφλησης των χρεών (yr).

Επίσης ο χρήστης καλείται να συμπληρώσει με ένα “ναι” ή “όχι” εάν επιθυμεί να πραγματοποιηθεί η ανάλυση της φορολόγησης των εσόδων, συμπληρώνοντας το ποσοστό (%) επί του φορολογητέου εισοδήματος. Ακόμη επιλέγει, με ένα “ναι” ή “όχι”, εάν υπάρχουν απώλειες *carryforward* (δηλαδή εάν θα παραλειφθούν στοιχεία του ισολογισμού και να μεταφερθούν σε ισολογισμό ενός από τα επόμενα δύο με επτά έτη) και την μέθοδο της λογιστικής απόσβεσης που θα ακολουθηθεί. Έτσι ο χρήστης καλείται να δώσει επιπλέον στοιχεία για την φορολογική βάση λογιστικής απόσβεσης (%), τον ρυθμό της λογιστικής απόσβεσης (%) ή την περίοδο της (yr). Και τέλος επιλέγει εάν θα υπάρχει περίοδος μειωμένου φορολογικού συντελεστή και ποια θα είναι διάρκειά της (σε yr).

4.7.3 Κόστη και αποταμιεύσεις της επένδυσης

Στην υποενότητα αυτή συνοψίζονται οι αρχικές, ετήσιες και περιοδικές δαπάνες που καταχωρήθηκαν στο φύλλο *Ανάλυσης Κόστους*. Στο σημείο αυτό ο χρήστης εισάγει το ποσό (εάν υπάρχει) για δωρεές ή κίνητρα, σε χρηματικές μονάδες.

Στη συνέχεια συνοψίζονται τα περιοδικά κόστη του έργου, όπως αυτά υπολογίστηκαν στο φύλλο *Ανάλυσης Κόστους*. Προτείνονται ακόμη χρονοδιαγράμματα για το πότε, μέσα στο χρόνο ζωής του επενδυτικού έργου, πρέπει να λαμβάνουν χώρα οι δραστηριότητες που επιφέρουν τα περιοδικά αυτά κόστη. Για παράδειγμα, η αλλαγή των πτερυγίων της ανεμογεννήτριας πρέπει π.χ. να γίνει στη χρονιά 15 από το ξεκίνημα λειτουργίας του έργου, όταν ο χρόνος ζωής του έργου είναι 25 χρόνια. Επίσης, συνοψίζονται και τα ετήσια κόστη, όπως έχουν υπολογιστεί.

Επίσης συνοψίζονται τα ετήσια έσοδα και οι ετήσιες εξοικονομήσεις του έργου από διάφορες δραστηριότητες. Αυτές είναι, τα ποσά που εξοικονομούνται από τη χρησιμοποίηση ενέργειας από ΑΠΕ, από την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος του συστήματος, τα έσοδα από την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ και τα έσοδα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, εάν υπάρχει.

4.7.4 Χρηματοοικονομική αξιολόγηση

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται οι επιδόσεις της επένδυσης σε κάποιους χρηματοοικονομικούς δείκτες που χρησιμεύουν σαν κριτήρια αξιολόγησης της οικονομικής βιωσιμότητας ενός έργου.

Αρχικά, εφαρμόζεται η μέθοδος του εσωτερικού βαθμού απόδοσης (IRR), ο οποίος υποδηλώνει την ανώτερη τιμή για το κόστος κεφαλαίου, για την οποία η επένδυση εξακολουθεί να είναι συμφέρουσα, στα αποτελέσματα (ροές) του έργου προ και μετά φόρων. Ακολούθως, εφαρμόζεται η μέθοδος της απλής επανείσπραξης για το επενδυτικό έργο, κατά την οποία υπολογίζεται ο χρόνος απόσβεσης του αρχικού κόστους του έργου. Έπειτα υπολογίζεται το έτος, μετά την έναρξη λειτουργίας του έργου, κατά το οποίο ο επενδυτής θα λάβει την πρώτη θετική ταμειακή ροή (κέρδος). Ακόμη, εφαρμόζεται το κριτήριο της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ), σύμφωνα με το οποίο συγκρίνεται η παρούσα αξία των προβλεπόμενων καθαρών ταμειακών ροών προερχόμενες από το επενδυτικό έργο με την αρχική του δαπάνη, με τη σύγκριση να πραγματοποιείται στο χρόνο μηδέν (δηλαδή τη στιγμή που ο επενδυτής πραγματοποιεί τη σύγκριση). Στη συνέχεια υπολογίζονται οι ετήσιες εξοικονομήσεις που επιτυγχάνονται για τη διάρκεια ζωής του έργου, δηλαδή ποιο ποσό θα εξοικονομείται κάθε έτος λειτουργίας του έργου. Εδώ υπολογίζεται ο δείκτης κερδοφορίας, ο οποίος υπολογίζεται ως ο λόγος της ΚΠΑ του έργου προς τα συνολικά αρχικά κόστη.

Τέλος, συνοψίζονται τα ποσά που σχετίζονται με τη χρηματοδότηση του έργου. Το μετοχικό κεφάλαιο, που είναι το ποσό που επενδύεται αρχικά από όλους τους μετόχους του επενδυτικού έργου (Ιδια Κεφάλαια), το χρέος του έργου, που είναι το ποσό που θα προέλθει από δανεισμό και ισούται με το αρχικό κόστος μείον το μετοχικό κεφάλαιο και οι ετήσιες δόσεις για την αποπληρωμή του χρέους. Επίσης υπολογίζεται ο δείκτης αυτοχρηματοδότησης του έργου που φανερώνει την ικανότητα της επένδυσης

να καλύπτει τα έξοδα για την κάλυψη του χρέους, παράλληλα με την κάλυψη διαφόρων άλλων εξόδων.

Στο φύλλο *Οικονομική Σύνοψη*, παρουσιάζεται επίσης ένας πίνακας με τις ετήσιες ταμειακές ροές του έργου (προ και μετά φόρων, και αθροιστικά), για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου, όπως αυτή έχει οριστεί από τον χρήστη. Επιπλέον, οι αθροιστικές ταμειακές ροές αποτυπώνονται με τη μορφή γραφήματος, για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου.

4.8 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [4.1] <http://retscreen.gc.ca>, accessed on August 2007
- [4.2] www.canren.gc.ca accessed on August 2007
- [4.3] Π. Σ. Γεωργιλάκης, “Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας” , Σημειώσεις μαθήματος, Πολυτεχνείο Κρήτης, Σεπτέμβριος 2006.
- [4.4] Κ. Ζοπουνίδης, “Βασικές Αρχές Χρηματοοικονομικού Μάνατζμεντ”, Πανεπιστημιακές παραδόσεις, Πολυτεχνείο Κρήτης, Μεσογειακό Αγρονομικό Ινστιτούτο Χανίων (ΜΑΙΧ), Χανιά 2000.

ΠΑΡΑΚΤΙΕΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΕΣ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ

5.1 ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Θα διερευνηθεί η αποτελεσματικότητα της χρησιμοποίησης ενός παράκτιου αιολικού συστήματος το οποίο έχει συνδεθεί με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, για να εξυπηρετήσει το συγκεκριμένο φορτίο.

Στη μελέτη που θα γίνει, θα καθοριστεί το κόστος παραγωγής ενέργειας από το αιολικό σύστημα. Στόχος είναι να επιτευχθεί 10ετής περίοδος επανέσπραξης των δαπανών. Ακόμη, θα υπολογιστεί το εισόδημα από την μείωση εκπομπής CO₂ και θα συνυπολογισθεί στη μέθοδο της απλής επανέσπραξης.

5.2 ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ ΤΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ

Η εγκατάσταση, ονομάζεται Middelgrunden Windfarm, και βρίσκεται στην Κοπεγχάγη, Δανία και ήταν ένα από τα πρώτα, και από τα μέσα της χρονιάς 2002, το μεγαλύτερο αιολικό πάρκο που είναι τοποθετημένο σε ανοικτή θάλασσα. Γεωγραφικά τοποθετείται ανατολικά του λιμανιού της Κοπεγχάγης και άρχισε να παράγει ηλεκτρική ενέργεια στα τέλη του 2000, και αυτή τη στιγμή καλύπτει το 3% της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της πόλης.

Το αιολικό σύστημα αποτελείται από 20 ανεμογεννήτριες των 2 MW της εταιρίας Bonus Energy A/S οι οποίες είναι τοποθετημένες 3.5 Km από την ακτή στην ανοικτή θάλασσα, και απέχουν μεταξύ τους 180 m σε σχήμα καμπύλης με μικρή κλίση και εκτείνονται σε μήκος 3.4 Km. Οι τουρμπίνες αποτελούνται από 3 πτερύγια σε ύψος πλήμνης 64 m και ο δρομέας έχει διάμετρο 76 m. Η ενέργεια μεταφέρεται από τις τουρμπίνες στην ακτή μέσω υποβρυχίου καλωδίου των 30 KV. Στην περιοχή έχει μετρηθεί ότι υπάρχει μέση ταχύτητα του ανέμου 7.2 m/s σε ύψος 50 m.

Στον Πίνακα 5.1 δίνονται τα δεδομένα της καμπύλης ισχύος για τις ανεμογεννήτριες.

Πίνακας 5.1: Καμπύλη ισχύος ανεμογεννήτριας 2MW

<i>Ταχύτητα ανέμου (m/s)</i>	<i>Ισχύς ανεμογεννήτριας (kW)</i>
3	0.1
4	29.1
5	113.7
6	225.2
7	366.3
8	582.0
9	852.5
10	1 151.4
11	1 451.2
12	1 707.5
13	1 875.2
14	1 956.2
15	1 986.6
16	1 996.2
17	1 999.0
18	1 999.7
19	1 999.9
20	2 000.0
21	2 000.0
22	2 000.0
23	2 000.0

5.3 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ

Το αιολικό αυτό σύστημα προβλέπεται να έχει διάρκεια ζωής 25 χρόνια, ενώ υποθέτουμε ότι ο πληθωρισμός είναι 2.5%, ενώ το προεξοφλητικό επιτόκιο είναι 9%. Η αρχική μελέτη που έγινε για το σύστημα έδωσε έναν προϋπολογισμό για τα αρχικά έξοδα, τα οποία και δίνονται στον Πίνακα 5.2.

Πίνακας 5.2: Αρχικός προϋπολογισμός

<i>Κατηγορίες κόστους</i>	<i>Κόστος (Ευρώ,€)</i>
Μελέτη σκοπιμότητας	680 000
Ανεμογεννήτριες	26 100 000
Εγκατάσταση ανεμογεννητριών	9 900 000
Καλώδια μεταφοράς & σύνδεσης συστήματος	11 400 000
Σχεδίαση & εμπειρογνώμονες	2 150 000
Εγκαταστάσεις	540 000
Άλλα & απρόβλεπτα έξοδα	1 610 000
Σύνολο	52 380 000

Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος, όπως επίσης και η αντικατάσταση βασικών εξαρτημάτων, κυμαίνεται εκ πείρας γύρω στα 0.009 €/KWh. Η

χρήση της περιοχής, η οποία είναι ιδιοκτησία της κυβέρνησης της Δανίας, είναι δωρεάν, ενώ η παραπάνω μελέτη ήταν δωρεά εξ ολοκλήρου από τον Οργανισμό Ενέργειας της Δανίας.

Για τα πρώτα 6 χρόνια λειτουργίας του αιολικού πάρκου, υπάρχει εξασφαλισμένη τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας στα 0.044 €/KWh ενώ το πριμ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές είναι της τάξης των 0.036 €/KWh. Για τα επόμενα χρόνια η συνολική τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, συνυπολογίζοντας και το πριμ για παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, είναι της τάξης των 0.057 €/KWh και θα αυξάνεται κατά 2.5% κάθε έτος.

Υποτίθεται ότι το αιολικό σύστημα θα υποκαταστήσει εγκαταστάσεις για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από άνθρακα, πετρέλαιο και φυσικό αέριο. Επίσης υποτίθεται ότι η αποφυγή εκπομπής ενός τόνου εκπομπών CO₂ αποδίδει 30 €.

Όλα τα παραπάνω δεδομένα καθώς και όλα τα υπόλοιπα δεδομένα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα μελέτη, συνοψίζονται στον Πίνακα 5.3.

Πίνακας 5.3: Δεδομένα του προβλήματος

<i>α/α</i>	<i>Περιγραφή Μεγέθους</i>	<i>Σύμβολο Τιμή</i>	<i>Μονάδα Μέτρησης</i>
Χαρακτηριστικά του συστήματος και της πηγής ισχύος			
1)	Τύπος του αιολικού συστήματος	on-grid	-
2)	Τύπος υποκαθιστούμενου καυσίμου	Φυσικό αέριο Πετρέλαιο Άνθρακας	-
Μοντέλο ενέργειας			
3)	Μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου.	- $\bar{x} = 7.2$	m/s
4)	Ύψος μέτρησης του ανέμου.	$h=50.0$	m
5)	Συντελεστής α	$\alpha=0.10$	-
6)	Μέση ατμοσφαιρική πίεση	$P=101.3$	kPa
7)	Μέση ετήσια θερμοκρασία	$T=8$	°C
8)	Αριθμός ανεμογεννητριών	$N=20$	-
9)	Απώλειες εξοπλισμού	$\lambda_a=4\%$	%
10)	Airfoil soiling & icing losse	$\lambda_{s\&i}=1\%$	%
11)	Downtime losses	$\lambda_d=4\%$	%
12)	Διάφορες απώλειες	$\lambda_m=3\%$	%
Δεδομένα εξοπλισμού			
13)	Ισχύς ανεμογεννήτριας	$P_{\chi}=2\ 000$	KW
14)	Ύψος πλήμνης	$H=64$	m
15)	Διάμετρος στροφέα	$R=76$	m
16)	Swept area	4 536	m ²
17)	Κατασκευαστής ανεμογεννήτριας	Bonus Energy	-

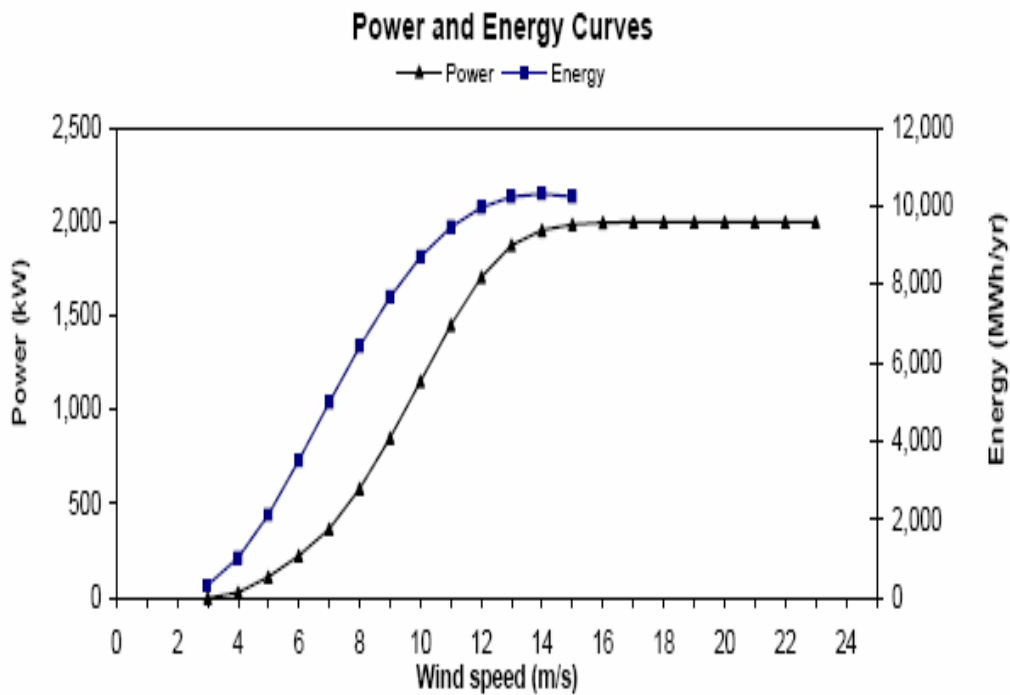
<i>α/α</i>	<i>Περιγραφή Μεγέθους</i>	<i>Σύμβολο Τιμή</i>	<i>Μονάδα Μέτρησης</i>
18)	Μοντέλο ανεμογεννήτριας	AN BONUS 2 MW	-
19)	Βάση δεδομένων για καμπύλη φορτίου	Τυπική	-
Οικονομική σύνοψη			
20)	Εξοικονομούμενο κόστος ενέργειας	$E_{save} = 0.057$	€/ kWh
21)	Πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	$RE_{credit} = 0.023$	€/ kWh
22)	Χρονική διάρκεια της πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ	$RE_{credit}^{lc} = 6$	yr
23)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	$r_{RE-credit} = 0$	%
24)	Επιτόκιο προσαύξησης του κόστους ενέργειας	$r_{E-cost} = 2.5$	%
25)	Πληθωρισμός	$f = 2.5$	%
26)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	$d = 9.0$	%
27)	Διάρκεια ζωής έργου (επένδυσης)	$PL = 25$	yr
28)	Επιτόκιο εξόφλησης χρεών	$r_{debt} = 0$	%
29)	Οικονομικά κίνητρα ή χάρες, πριμ	680 000	XM (€)

Στον Πίνακα 5.4 δίνονται τα δεδομένα της καμπύλης ισχύος και της καμπύλης ενέργειας για τις ανεμογεννήτριες. Στο Σχήμα 5.1 φαίνεται οι αντίστοιχες καμπύλες ισχύος και ενέργειας.

Πίνακας 5.4: Καμπύλης ισχύος και καμπύλη ενέργειας

<i>Ταχύτητα ανέμου (m/s)</i>	<i>Ισχύς (kW)</i>	<i>Ενέργεια (MWh/yr)</i>
0	-	-
1	-	-
2	-	-
3	0.1	3 34.5
4	29.1	1 025.6
5	113.7	2 123.6
6	225.2	3 504.9
7	366.3	4 987.5
8	582.0	6 415.3
9	852.5	7 677.8
10	1 151.4	8 705.9
11	1 451.2	9 469.7
12	1 707.5	9 973.0
13	1 875.2	10 243.3
14	1 956.2	10 319.2
15	1 986.6	10 242.1
16	1 996.2	-
17	1 999.0	-

Ταχύτητα ανέμου (m/s)	Ισχύς (kW)	Ενέργεια (MWh/yr)
18	1 999.7	-
19	1 999.9	-
20	2 000.0	-
21	2 000.0	-
22	2 000.0	-
23	2 000.0	-
24	-	-
25	-	-



Σχήμα 5.1: Καμπύλη ισχύος και καμπύλη ενέργειας

5.4 ΤΕΛΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

Σε αυτή την ενότητα θα παρουσιαστούν τα τελικά αποτελέσματα, δηλαδή τα δεδομένα εξόδου, τα οποία προκύπτουν με βάση την ανάλυση που έγινε στο Κεφάλαιο 3.

5.4.1 Ταχύτητα του ανέμου σε ύψος 10 m

Η ταχύτητα του ανέμου σε ύψος 10 m, δίνεται από της σχέση:

$$x_{10m} = \bar{x}^* \left(\frac{10}{h} \right)^\alpha \quad (5.1)$$

οπότε σύμφωνα με τα δεδομένα για την συγκεκριμένη εφαρμογή έχουμε το παρακάτω αποτέλεσμα:

$$x_{10m} = 7.2 * \left(\frac{10}{50}\right)^{0.1} = 6.129m/s \approx 6.1m/s \quad (5.2)$$

5.4.2 Χωρητικότητα του εξοπλισμού

Η ισχύς του αιολικού πάρκου δίνεται από την σχέση:

$$WPC = N * P_{\%} = 20 * 2000 = 40000KW = 40MW \quad (5.3)$$

5.4.3 Ταχύτητα του ανέμου στο ύψος πλήμνης

Η ταχύτητα του ανέμου στο ύψος πλήμνης υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$V = x_{10m} * \left(\frac{H}{10}\right)^a \quad (5.4)$$

οπότε σύμφωνα με τα δεδομένα για την συγκεκριμένη τοποθεσία έχουμε το παρακάτω αποτέλεσμα:

$$V = x_{10m} * \left(\frac{H}{10}\right)^a = 6.1 * \left(\frac{64}{10}\right)^{0.1} = 7.34m/s \approx 7.4m/s \quad (5.5)$$

5.4.4 Ακανόνιστη παραγωγή ενέργειας

Για να υπολογίσουμε την ακανόνιστη παραγωγή ενέργειας πρέπει να κάνουμε κάποιους ενδιάμεσους υπολογισμούς όπως αυτοί περιγράφονται στο Κεφαλαίο 3.

Αρχικά θα πρέπει να υπολογίσουμε το συντελεστή διαβάθμισης ο οποίος υπολογίζεται από την εξίσωση (5.6) για δεδομένο συντελεστή διαμόρφωσης $k=2$. Ο συντελεστής διαβάθμισης υπολογίζεται για μέση ταχύτητα v με $v \in [3 \ 15]$.

Από πίνακες βρίσκουμε ότι $\Gamma(1.5)=0.8862$

Οπότε για μέση ταχύτητα v και σύμφωνα με την σχέση (5.6) προκύπτει ο παρακάτω πίνακας:

$$C = \frac{\bar{x}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} = \frac{v}{\Gamma(1.5)} = \frac{v}{0.8862} \quad (5.6)$$

Πίνακας 5.5: Τιμές του συντελεστή διαβάθμισης

<i>Μέση ταχύτητα ανέμου</i> <i>(m/s)</i>	<i>Συντελεστής διαβάθμισης</i> <i>C</i>
0	
1	
2	
3	3.385240352
4	4.513653803
5	5.642067253
6	6.770480704
7	7.898894155
8	9.027307606
9	10.15572106
10	11.28413451
11	12.41254796
12	13.54096141
13	14.66937486
14	15.79778831
15	16.92620176
16	
17	
18	
19	
20	
21	
22	
23	

Στη συνέχεια θα υπολογιστεί η πιθανότητα $p(x)$ να υπάρχει x ταχύτητα ανέμου κατά την διάρκεια του έτους και εκφράζεται από την σχέση (5.7), όπου x η μέση ταχύτητα του ανέμου. Ο υπολογισμός αυτός θα γίνει για κάθε τιμή του συντελεστή διαβάθμισης C , όπως αυτές παρουσιάζονται στον Πίνακα (5.6) :

$$p(x) = \left(\frac{k}{C}\right) * \left(\frac{x}{C}\right)^{k-1} * \exp\left[-\left(\frac{x}{C}\right)^k\right] \quad (5.7)$$

Πίνακας 5.6: Τιμές της πιθανότητας $p(x)$ για x ταχύτητα ανέμου

Συντελεστής διαβάθμισης C	3,39	4,51	5,64	6,77	7,90	9,03	10,16	11,28	12,41	13,54	14,67	15,80	16,93
Μέση ταχύτητα ανέμου \bar{u} (m/s)	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ετήσια ταχύτητα ανέμου (m/s)	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα
0	0,00912	0,00191	0,00040	0,00008	0,00002	0,000004	0,000001	0,0000002	0,00000003	0,00000001	0,000000001	0,0000000003	0,0000000001
1	0,30539	0,23695	0,17864	0,13281	0,09792	0,07179	0,05242	0,03817	0,02774	0,02013	0,01459	0,01056	0,00764
2	0,56647	0,69643	0,79141	0,85633	0,89912	0,92765	0,94751	0,96182	0,97226	0,97987	0,98541	0,98944	0,99236
3	0,11773	0,06470	0,02954	0,01078	0,00295	0,00056	0,00006	0,000004	0,0000001	0,000000001	0	0	0
4	0,00130	0,00000	0,00000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Εν συνεχεία θα πρέπει να δημιουργήσουμε την καμπύλη ενέργειας, κάθε σημείο της οποίας δίνεται από την παρακάτω σχέση:

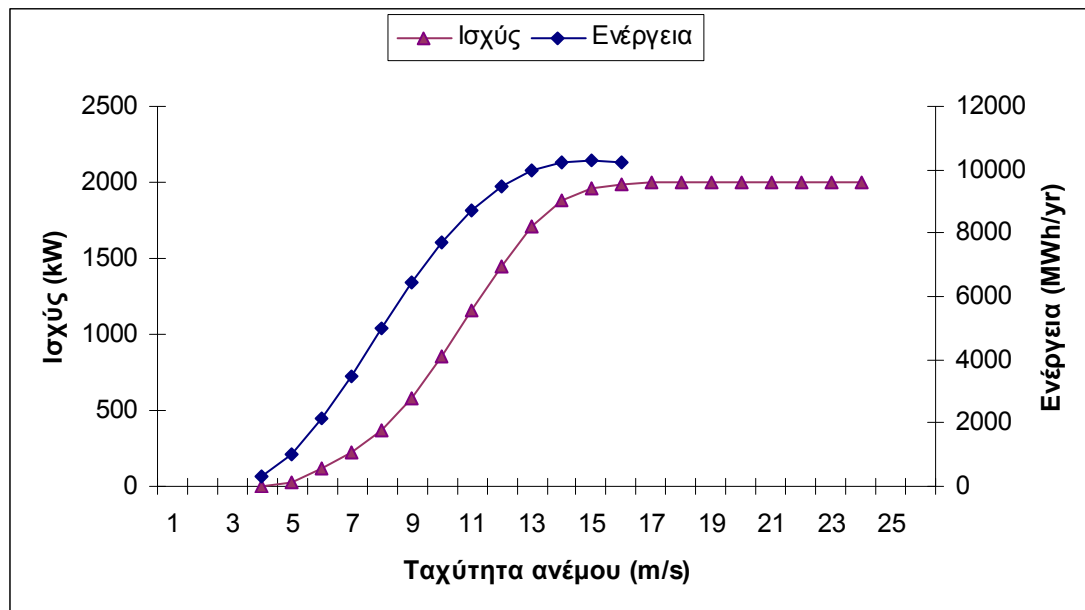
$$E_v = 8\,760 * \sum_{x=0}^{25} P_x p(x) \quad (5.8)$$

Έτσι έχοντας δεδομένη την καμπύλη ισχύος κάθε ανεμογεννήτριας για ένα εύρος ταχύτητας ανέμου από 3 έως 23 m/s, όπως δίνονται στον Πίνακα 5.5, και την πιθανότητα να υπάρχει αυτή η ταχύτητα, θα υπολογίσουμε τα σημεία της καμπύλης ενέργειας για την ταχύτητα αυτή.

Πίνακας 5.7: Δεδομένα ισχύος και ενέργειας

Μέση ταχύτητα ανέμου (m/s)	Συντελεστής διαβάθμισης C	Ισχύς ανεμογεννήτριας (kW)	Ενέργεια E_v (MWh/yr)
0	-	-	-
1	-	-	-
2	-	-	-
3	3.39	0.1	334.5126
4	4.51	29.1	1 022.803

Μέση ταχύτητα ανέμου (m/s)	Συντελεστής διαβάθμισης C	Ισχύς ανεμογεννήτριας (kW)	Ενέργεια E_v (MWh/yr)
5	5.64	113.7	2 121.516
6	6.77	225.2	3 504.580
7	7.90	366.3	4 989.214
8	9.03	582.0	6 418.867
9	10.16	852.5	7 682.535
10	11.28	1 151.4	8 702.914
11	12.41	1 451.2	9 468.451
12	13.54	1 707.5	9 972.849
13	14.67	1 875.2	10 243.42
14	15.80	1 956.2	10 319.15
15	16.93	1 986.6	10 241.61
16	-	1 996.2	-
17	-	1 999.0	-
18	-	1 999.7	-
19	-	1 999.9	-
20	-	2 000.0	-
21	-	2 000.0	-
22	-	2 000.0	-
23	-	2 000.0	-



Σχήμα 5.2: Γραφική παράσταση καμπύλης ισχύος και καμπύλης ενέργειας

Στην συνέχεια πρέπει να υπολογιστεί η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης, έτσι ώστε παρεμβάλλοντας στην καμπύλη ενέργειας να υπολογίσουμε την ακανόνιστη παραγόμενη ενέργεια E_U .

Η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης δίνεται από την σχέση (5.9):

$$\frac{\bar{V}}{\bar{V}_0} = \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad (5.9)$$

άρα έχουμε:

$$\bar{V} = \bar{V}_0 \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha = 7.2 * \left(\frac{64}{50} \right)^{0.10} = 7.379 \text{ m/s} \quad (5.10)$$

Παρεμβάλλοντας την τιμή $v=7.379\text{m/s}$ στην καμπύλη ενέργειας του Σχήματος 5.2 βρίσκουμε ότι η ακανόνιστη παραγωγή ενέργειας είναι ίση με 5 530 MWh.

$$\underline{\underline{E_U=5\,530\,MWh}}$$

5.4.5 Συνολική παραγωγή ενέργειας

Η συνολική παραγωγή ενέργειας υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση

$$E_G = E_U * c_H * c_T \quad (5.11)$$

Πρέπει να υπολογίσουμε τους συντελεστές πίεσης και θερμοκρασίας όπως αυτοί δίνονται από τις παρακάτω σχέσεις.

$$c_H = \frac{P}{P_0} \quad \text{και} \quad c_T = \frac{T_0}{T} \quad (5.12)$$

Άρα έχουμε

$$c_H = \frac{101.3}{101.3} = 1 \quad \text{και} \quad c_T = \frac{288.1}{281} = 1.02 \quad (5.13)$$

Οπότε η συνολική παραγωγή ενέργειας είναι ίση με :

$$E_G = 1 * 1.02 * 5\,530 = 5\,640.6 \text{ MWh} \quad (5.14)$$

5.4.6 Διανεμόμενη παραγωγή ενέργειας

Για να υπολογίσουμε τη διανεμόμενη παραγωγή ενέργειας πρέπει αρχικά να υπολογίσουμε το ποσό της ανανεώσιμης η οποία συλλέγεται από το δίκτυο, όπως δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$E_C = E_G * c_L \quad (5.15)$$

Πρέπει να υπολογίσουμε το συντελεστή απωλειών όπως αυτός δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$c_L = (1 - \lambda_\alpha) * (1 - \lambda_{s\&i}) * (1 - \lambda_d) * (1 - \lambda_m) \quad (5.16)$$

$$c_L = (1 - 0.04) * (1 - 0.01) * (1 - 0.04) * (1 - 0.03) \quad (5.17)$$

$$c_L = 0.96 * 0.99 * 0.96 * 0.97 = 0.885 \quad (5.18)$$

Αρα η ενέργεια η οποία συλλέγεται από το δίκτυο από μια ανεμογεννήτρια είναι ίση με:

$$E_C = 0.885 * 5640.6 = 4\,992\text{MWh} \quad (5.19)$$

Η ενέργεια η οποία συλλέγεται από το δίκτυο είναι ίση με την ενέργεια η οποία παραδίδεται αφού μελετάμε την περίπτωση κεντρικού δικτύου διανομής ενέργειας.

Η ενέργεια η οποία συλλέγεται από το αιολικό πάρκο είναι:

$$E_{C,\text{total}} = 4\,992 * 20 = 99\,839\text{MWh}$$

Εν συνεχεία θα υπολογίσουμε την χαρακτηριστική απόδοση Y ανά ανεμογεννήτρια.

$$Y = \frac{E_C}{A} = \frac{4\,992\text{MWh}}{4\,536\text{m}^2} = 1\,100\text{kWh} / \text{m}^2 \quad (5.20)$$

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης της εγκατάστασης δίνει το ποσοστό της μέσης ενέργειας που παράγεται από την εγκατάσταση και υπολογίζεται ως εξής.

$$PCF = \frac{4\,992\text{MWh}}{2\,000\text{kW} * (365 * 24)} * 100\% = 28.49\% \quad (5.21)$$

5.5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ

Στην περίπτωση που εξετάζουμε έχουμε τα κόστη όπως αυτά παρουσιάζονται στον πίνακα 5.2. Αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα θα παρουσιάσουμε μια σύνοψη των αρχικών δαπανών για την υλοποίηση του έργου.

Πίνακας 5.8: Σύνοψη αρχικών δαπανών για την υλοποίηση του έργου

α/α	Δραστηριότητα του έργου	Μοναδιαίο κόστος δραστηριότητας (€)	Συνολικό κόστος δραστηριότητας (€)
1)	Μελέτη σκοπιμότητας	680 000	680 000
2)	Ανάπτυξη του έργου	2 150 000	2 150 000

<i>α/α</i>	<i>Δραστηριότητα του έργου</i>	<i>Μοναδιαίο κόστος δραστηριότητας (€)</i>	<i>Συνολικό κόστος δραστηριότητας (€)</i>
3)	Μηχανολογικό τμήμα του έργου	-	-
	Σύνολο	-	2 830 000
4)	Αγορά εξοπλισμού με ονομαστική ισχύ 4000 kW	653	26 100 000
5)	Ισοζύγιο εξοπλισμού	21 840 000	21 840 000
	Σύνολο	-	47 940 000
6)	Διακυμάνσεις στο παραπάνω ποσό	3% των 50 770 000	1 610 000
	Γενικό σύνολο	-	52 380 000
	Ετήσια κόστη	Εργασίες λειτουργίας και συντήρησης	898 000 ανά έτος
	Περιοδικά κόστη	Εργασίες λειτουργίας και συντήρησης	-

5.5.1 Ανάλυση εκπομπής κόστους αερίων θερμοκηπίου

Επειδή το προς εγκατάσταση αιολικό σύστημα αποσκοπεί στο να υποκαταστήσει μέρος της ενέργειας που παράγεται από άνθρακα, φυσικό αέριο και πετρέλαιο, είναι απαραίτητο να γνωρίζουμε τους συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, οι οποίοι και παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.8.

Πίνακας 5.8: Συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου

<i>Τύπος Καυσίμου</i>	<i>Συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου (G_{gas-j}) (Kg/GJ)</i>		
	CO₂	CH₄	N₂O
Άνθρακας	94.60	0.0020	0.0030
Φυσικό αέριο	56.10	0.0030	0.0010
Πετρέλαιο	77.40	0.0030	0.0020

Η σύσταση του αρχικού μείγματος παραγωγής ενέργειας, είναι 55% άνθρακας, 28% φυσικό αέριο και 17% πετρέλαιο, όσο αφορά την περιγραφόμενη μονάδα.

Η απόδοση μετατροπής ($\eta_{fuel-base}$) του άνθρακα, του φυσικού αερίου και του πετρελαίου είναι αντίστοιχα 35%, 45% και 30%. Οι απώλειες μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας είναι ίσες με 8%.

Παρακάτω θα παρουσιάσουμε όλους τους υπολογισμούς ξεχωριστά για κάθε ένα από τους: άνθρακα, φυσικού αερίου και πετρελαίου.

Για τον υπολογισμό του συντελεστή ισοδύναμης εκπομπής CO₂ του άνθρακα (στο αρχικό σύστημα), GHG_{i-base} προκύπτει ότι:

$$GHG_{i-base} = (G_{CO_2} + G_{CH_4} * 21 + G_{N_2O} * 310) * \frac{1}{n_{fuel_i}} * \frac{1}{1 - J_{T-D}} =$$

$$\left[94.6 kg / GJ + (0.002 kg / GJ * 21 t_{CO_2}) + (0.003 kg / GJ * 310 t_{C_2}) \right] * \frac{1}{0.35} * \frac{1}{1 - 8\%} =$$

$$296.2732 kg / GJ * \frac{3.6}{1000} \Rightarrow GHG_{i-base} = 1.066 t_{CO_2} / MWh$$

Ο συντελεστής $\frac{3.6}{1000}$ λήφθηκε υπόψιν για τον υπολογισμό του GHG_{i-base} σε t_{CO_2} / MWh .

Για τον υπολογισμό του συντελεστή ισοδύναμης εκπομπής CO_2 του φυσικού αερίου (στο αρχικό σύστημα), GHG_{i-base} προκύπτει ότι:

$$GHG_{i-base} = (G_{CO_2} + G_{CH_4} * 21 + G_{N_2O} * 310) * \frac{1}{n_{fuel_i}} * \frac{1}{1 - J_{T-D}} =$$

$$\left[56.1 kg / GJ + (0.003 kg / GJ * 21 t_{CO_2}) + (0.001 kg / GJ * 310 t_{C_2}) \right] * \frac{1}{0.45} * \frac{1}{1 - 8\%} =$$

$$136.394 kg / GJ * \frac{3.6}{1000} \Rightarrow GHG_{i-base} = 0.491 t_{CO_2} / MWh$$

Για τον υπολογισμό του συντελεστή ισοδύναμης εκπομπής CO_2 του πετρελαίου (στο αρχικό σύστημα), GHG_{i-base} προκύπτει ότι:

$$GHG_{i-base} = (G_{CO_2} + G_{CH_4} * 21 + G_{N_2O} * 310) * \frac{1}{n_{fuel_i}} * \frac{1}{1 - J_{T-D}} =$$

$$\left[77.4 kg / GJ + (0.003 kg / GJ * 21 t_{CO_2}) + (0.002 kg / GJ * 310 t_{C_2}) \right] * \frac{1}{0.30} * \frac{1}{1 - 8\%} =$$

$$282.909 kg / GJ * \frac{3.6}{1000} \Rightarrow GHG_{i-base} = 1.018 t_{CO_2} / MWh$$

Στην συνέχεια θα υπολογίσουμε το GHG_{F-base} για κάθε τύπο καυσίμου, άνθρακα, πετρέλαιο και φυσικό αέριο, σύμφωνα με την σχέση που δίνεται παρακάτω:

$$GHG_{F-base} = \sum_i \left(\frac{p_{i,base} * GHG_{i,base}}{n_{fuel_{i,base}} * (1 - J_{T-D,i})} \right) \quad (5.22)$$

με

$$p_{i,coal} = 55.0\%$$

$$p_{i,oil} = 17.0\%$$

$$p_{i,gas} = 28.0\%$$

άρα έχουμε :

$$GHG_{F-CO_2} = 247.1997 kg / GJ$$

$$GHG_{F-CH_4} = 0.0072 kg / GJ$$

$$GHG_{F-N_2O} = 0.0069 kg / GJ$$

Το GHG_{F-base} θα είναι ίσο με το άθροισμα των GHG_{i-base} για κάθε τύπο καυσίμου πολλαπλασιαζόμενο με το αντίστοιχο $p_{i,g}$ δηλαδή

$$GHG_{F-base} = \sum p_{i,g} * GHG_{i-base} = 0.8906 t_{CO_2} / MWh$$

Για την δομή του προτεινόμενου συστήματος, το αιολικό σύστημα προορίζεται να αντικαταστήσει πλήρως τις μονάδες του άνθρακα, πετρελαίου και φυσικού αερίου, οπότε η σύσταση του νέου συστήματος θα αποτελείται από 100% αιολική ενέργεια. Οι απώλειες T-D θεωρούνται ίσες με 8%. Η μετατροπή της αιολικής ενέργειας, ως καυσίμου, σε ηλεκτρική, θεωρείται ίση με 100%, ενώ οι συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου είναι όλοι μηδέν, αφού η αιολική ενέργεια δεν εκπέμπει αέρια θερμοκηπίου. Άρα ο συνολικός ισοδύναμος συντελεστής εκπομπής CO_2 , $GHG_{F-proposed} = 0$.

Η ετήσια παραδιδόμενη ενέργεια από το σύστημα, δίνεται από την σχέση:

$$E_{annual} = \left[RE_{delivered}^{on-grid} + \frac{E_{AC-delivered}}{1000} * (1 - Abs_{rate}) \right] * (1 - J_{T-D}) \quad (5.23)$$

άρα

$$E_{annual} = 99\,839 * 0.92 = 91\,851.88 MWh$$

Η ετήσια μείωση του ισοδύναμου συντελεστή εκπομπής CO_2 υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$GHG_{net-red-yr} = \sum (GHG_{F-base} - GHG_{F-proposed}) * E_{annual} \quad (5.24)$$

άρα έχουμε:

$$GHG_{net-red-yr} = (0.8906 - 0) * 91\,851.88 = 81\,803.28 t_{CO_2}$$

5.6 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Στην ενότητα αυτή θα πραγματοποιηθεί η χρηματοοικονομική ανάλυση για την εγκατάσταση του αιολικού συστήματος. Αρχικά, υπολογίζεται η συνολική μείωση εκπομπής CO_2 για την διάρκεια ζωής του έργου, με βάση το συνολικό ισοδύναμο συντελεστή εκπομπής CO_2 . Η διάρκεια του επενδυτικού έργου είναι $PL=25$ έτη, οπότε για ετήσια μείωση διοξειδίου του άνθρακα (CO_2), που όπως υπολογίστηκε παραπάνω και είναι ίση με $GHG_{net-red-yr} = 81\,803.28t_{\text{CO}_2}$.

Άρα η συνολική μείωση θα είναι 20 457 082 τόνοι CO_2 . Επειδή και η διάρκεια για την πίστωση μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου θα είναι επίσης 25 έτη, η συνολική μείωσης εκπομπής CO_2 θα είναι επίσης 20 457 082 τόνοι CO_2 .

5.6.1 Ετήσια έξοδα

Τα ετήσια κόστη από την λειτουργία της εγκατάστασης και τις εργασίες συντήρησης του προτεινόμενου επενδυτικού σχεδίου είναι ίσα με 898 000 €.

5.6.2 Ετήσια έσοδα

Τα ετήσια έσοδα, ή αλλιώς πιστώσεις του έργου, προέρχονται από την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος και παραγωγής ενέργειας του συστήματος, καθώς και από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου. Αναλυτικότερα, για το εξεταζόμενο έργο, οι πιστώσεις υπολογίζονται από την παρακάτω σχέση:

$$E_{\text{saving}} = RE_{\text{delivered}}^{\text{on-grid}} * E_{\text{save}} + RE_{\text{exceww}} * E_{\text{save}} \quad (5.25)$$

$$E_{\text{saving}} = 99\,840 * 1\,000kWh * 0.057XM / kWh + 0.057XM / kWh * 0 = 5\,690\,880XM$$

$$RE_{\text{saving}} = RE_{\text{production-credit}} * RE_{\text{delivered}}^{\text{on-grid}} = 0.023XM / kWh * 99\,840 * 1\,000kWh = 2\,296\,320XM$$

τελικά τα συνολικά ετήσια έσοδα είναι:

$$Annual_{saving} = E_{saving} + RE_{saving} = 5\,690\,880 + 2\,296\,320 = 7\,987\,200 XM$$

Τέλος αξίζει να τονιστεί ότι το επενδυτικό έργο εξασφάλισε και μια επιχορήγηση της τάξης των 680 000€

5.6.3 Ετήσιες ταμειακές ροές

Στην συνέχεια θα εξεταστούν μερικοί δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης της βιωσιμότητας του έργου. Για αυτό το λόγο κρίνεται απαραίτητο να υπολογιστούν οι καθαρές ταμειακές ροές του έργου.

Η προ φόρων καθαρή ταμειακή ροή, περιλαμβάνει τα συνολικά έσοδα. Τα συνολικά έσοδα το χρόνο μηδέν, περιλαμβάνουν τις εξοικονομήσεις ενέργειας, τα έξοδα που αποφεύχθηκαν για την εγκατεστημένη ισχύς του συστήματος, τα έσοδα από την μείωση εκπομπής παραγωγής αερίων θερμοκηπίου, τα έσοδα από χάρες ή δωρεές και η αξία τέλους του έργου. Όλα τα παραπάνω για το έτος μηδέν είναι ίσα με το μηδέν, οπότε και τα συνολικά έσοδα είναι μηδέν.

Τα συνολικά έξοδα περιλαμβάνουν τα ποσά που καταβλήθηκαν για την σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου. Τα ποσά αυτά υπολογίζονται ότι έγιναν το έτος 0 και δίνονται από την παρακάτω σχέση:

$$I_{cap} = I * (1 - R_{costs}) = 52\,380\,000 * (1 - 0\%) = 52\,380\,000 XM \quad (5.26)$$

Επίσης, υπάρχουν τα έξοδα για την τροφοδοσία ενέργειας στην εγκατάσταση, τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης της εγκατάστασης, τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους του επενδυτικού έργου, τα περιοδικά έξοδα. Όλα τα παραπάνω το έτος 0 είναι ίσα με 0.

Οπότε καταλήγουμε ότι για το έτος 0 η καθαρή ταμειακή του έργου είναι ίση με $\text{Συνολικά έσοδα} - \text{Συνολικά έξοδα} = 680\,000 - 52\,380\,000 = -51\,700\,000\text{€}$.

Το επενδυτικό αυτό έργο δεν πληρώνει φόρους οπότε η καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων θα είναι ίδια με την καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων. Αυτό ισχύει και για τις υπόλοιπες ταμειακές ροές του έργου.

Εν συνεχεία θα υπολογιστούν οι ταμειακές ροές και τα υπόλοιπα έτη.

Συνολικά έσοδα:

- Για κάθε n έτος μέχρι το τέλος ζωής του έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις πόρων ενέργειας, από την παρακάτω σχέση:

$$\begin{aligned} E_{n-save} &= E_{saving} * (1 + r_{E-cost})^n = RE_{delivered} * E_{save} * (1 + r_{E-cost})^n = \\ &= 0.057 XM / kWh * 99840 * 1000 kWh * (1 + 2.5\%)^n = \\ &= 5.690.880 * (1 + 2.5\%)^n XM \end{aligned} \quad (5.27)$$

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις πόρων εγκατεστημένης ισχύος, όπως περιγράφεται από την παρακάτω σχέση:

$$Capacity_{n-save} = Capacity_{saving} * (1 + f)^n \quad (5.28)$$

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος της διάρκειας πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, RE_{credit}^{lc} , εντός της διάρκειας ζωής του έργου ($1 \leq n \leq \min(PL, RE_{credit}^{lc})$), υπολογίζονται τα έσοδα από την πίστωση αυτή από την παρακάτω σχέση:

$$RE_{n-credit} = RE_{credit} * (1 + r_{RE-credit})^n \quad (5.29)$$

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος της διάρκειας πίστωσης για μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, $GHG_{reduce-credit}^{lc}$, εντός της διάρκειας ζωής του επενδυτικού έργου ($1 \leq n \leq \min(PL, GHG_{credit}^{lc})$), υπολογίζονται τα έσοδα από την πίστωση αυτή από την παρακάτω σχέση:

$$GHG_{n-credit} = GHG_{red-credit} * (1 + r_{GHG})^n \quad (5.30)$$

- Από τα παραπάνω έσοδα, αφαιρούνται τα έξοδα από την αξία του τέλους του έργου. Τα έξοδα αυτά υπολογίζονται στο τέλος ζωής του επενδυτικού έργου από την παρακάτω σχέση:

$$EOL_{PL} = EOL * (1 + f)^n \quad (5.31)$$

με τα έξοδα να δίνονται από τον χρήστη.

Τα συνολικά έσοδα ανά έτος n , υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έσοδα όπως αυτά υπολογίζονται παραπάνω. Ο Πίνακας 5.9 συγκεντρώνει τα αποτελέσματα για τα ετήσια έσοδα στην περίπτωση που εξετάζεται.

Πίνακας 5.9: Ετήσια έσοδα της εγκατάστασης

Έτος n	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο (€)	Έσοδα από την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ (€)	Έσοδα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου (€)	Χορηγίες Δωρεές (€)	Έξοδα από την αξία τέλους του έργου (€)	Συνολικά έσοδα (€)
0	0	0	0	680 000.00	0	680 000.00
1	5 833 113.05	2 296 305.00	0	0	0	8 129 418.05
2	5 978 940.88	2 296 305.00	0	0	0	8 275 245.88
3	6 128 414.40	2 296 305.00	0	0	0	8 424 719.40
4	6 281 624.76	2 296 305.00	0	0	0	8 577 929.76
5	6 438 665.38	2 296 305.00	0	0	0	8 734 970.38
6	6 599 632.01	2 296 305.00	0	0	0	8 895 937.01
7	6 764 622.81	0	0	0	0	6 764 622.81
8	6 933 738.38	0	0	0	0	6 933 738.38
9	7 107 081.84	0	0	0	0	7 107 081.84
10	7 284 758.89	0	0	0	0	7 284 758.89
11	7 466 877.86	0	0	0	0	7 466 877.86
12	7 653 549.81	0	0	0	0	7 653 549.81
13	7 844 888.55	0	0	0	0	7 844 888.55
14	8 041 010.77	0	0	0	0	8 041 010.77
15	8 242 036.03	0	0	0	0	8 242 036.03
16	8 448 086.94	0	0	0	0	8 448 086.94
17	8 659 289.11	0	0	0	0	8 659 289.11
18	8 875 771.34	0	0	0	0	8 875 771.34
19	9 097 665.62	0	0	0	0	9 097 665.62
20	9 325 107.26	0	0	0	0	9 325 107.26
21	9 558 234.94	0	0	0	0	9 558 234.94
22	9 797 190.82	0	0	0	0	9 797 190.82

Έτος <i>n</i>	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο (€)	Έσοδα από την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ (€)	Έσοδα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου (€)	Χορηγίες Δωρεές (€)	Έξοδα από την αξία τέλους του έργου (€)	Συνολικά έσοδα (€)
23	10 042 120.59	0	0	0	0	10 042 120.59
24	10 293 173.60	0	0	0	0	10 293 173.60
25	10 550 502.94	0	0	0	0	10 550 502.94

Συνολικά έξοδα:

- Μόνο για το έτος 0 υπολογίζονται τα έξοδα για την σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου, όπως παρουσιάστηκε παραπάνω.

$$I_{cap} = I * (1 - R_{costs}) = 52\,380\,000 * (1 - 0\%) = 52\,380\,000 XM$$

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του επενδυτικού έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται τα έξοδα τροφοδοσίας και εγκατάστασης με ενέργεια από την παρακάτω σχέση:

$$FEC = FE_{expents} * (1 + r_{costs})^n \quad (5.32)$$

τα έξοδα $FE_{expents}$ δίνονται από τον χρήστη.

- Τα έξοδα για την λειτουργία και την συντήρηση της εγκατάστασης, υπολογίζονται για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής PL του έργου, από την παρακάτω σχέση:

$$OM_{labour} = OM_{expents} * (1 + f)^n \quad (5.33)$$

τα έξοδα $OM_{expents}$ δίνονται από τον χρήστη

- Τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους για το έργο είναι όσα με το ετήσια χρεολύσιο, δηλαδή: $Dept_{n-cov\,erage} = d_p$

- ο Τα περιοδικά έξοδα στην περίπτωση αυτή, λαμβάνονται υπόψιν κάθε φορά που γίνεται κάποια αντικατάσταση στις λεπίδες του τουρμπίνας σε συγκεκριμένη χρονική στιγμή κατά την διάρκεια ζωής του έργου, και δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$PE_n = PE * (1 + f)^n \quad (5.34)$$

Πίνακας 5.10: Ετήσια έξοδα της εγκατάστασης

Έτος <i>n</i> (€)	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο (€)	Λειτουργικά έξοδα και έξοδα συντήρησης (€)	Έξοδα Τροφοδοσίας της εγκατάστασης με ενέργεια (€)	Έξοδα αποπληρωμής του έργου (€)	Περιοδικά έξοδα (€)	Συνολικά έξοδα (€)
0	52 380 000	0	0	0	0	52 380 000
1	0	921 017	0	0	0	921 017
2	0	944 043	0	0	0	944 043
3	0	967 644	0	0	0	967 644
4	0	991 835	0	0	0	991 835
5	0	1 016 631	0	0	0	1 016 631
6	0	1 042 047	0	0	0	1 042 047
7	0	1 068 098	0	0	0	1 068 098
8	0	1 094 800	0	0	0	1 094 800
9	0	1 122 170	0	0	0	1 122 170
10	0	1 150 225	0	0	0	1 150 225
11	0	1 178 980	0	0	0	1 178 980
12	0	1 208 455	0	0	0	1 208 455
13	0	1 238 666	0	0	0	1 238 666
14	0	1 269 633	0	0	0	1 269 633
15	0	1 301 374	0	0	0	1 301 374
16	0	1 333 908	0	0	0	1 333 908
17	0	1 367 256	0	0	0	1 367 256
18	0	1 401 437	0	0	0	1 401 437
19	0	1 436 473	0	0	0	1 436 473
20	0	1 472 385	0	0	0	1 472 385
21	0	1 509 195	0	0	0	1 509 195
22	0	1 546 925	0	0	0	1 546 925
23	0	1 585 598	0	0	0	1 585 598
24	0	1 625 238	0	0	0	1 625 238
25	0	1 665 868	0	0	0	1 665 868

Τα συνολικά έξοδα ανά έτος *n*, υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έξοδα όπως αυτά υπολογίζονται παραπάνω. Ο Πίνακας 5.10 συγκεντρώνει τα αποτελέσματα για τα ετήσια έξοδα για κάθε ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης στην περίπτωση που εξετάζεται.

Τα συνολικά έσοδα και έξοδα για κάθε ετήσιο κύκλο λειτουργίας της αιολικής εγκατάστασης, στην περίπτωση που εξετάζουμε, παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.11. Στον ίδιο πίνακα παρουσιάζονται, επίσης, η διαφορά των ετήσιων συνολικών εξόδων από τα ετήσια συνολικά έσοδα, καθώς και οι συνολικές καθαρές ταμειακές ροές του έργου.

Οι συνολικές καθαρές ταμειακές ροές για κάθε έτος n υπολογίζονται από την σχέση: $\text{Συνολικά έσοδα}_n - \text{Συνολικά έξοδα}_n$. Να σημειωθεί, επίσης, ότι στη διαφορά αυτή λαμβάνεται υπόψιν και το ποσό του φόρου, εφόσον υπάρχει, που πληρώνει η εγκατάσταση.

Πίνακας 5.11: Καθαρές ταμειακές ροές της εγκατάστασης

<i>Έτος n (€)</i>	<i>Συνολικά έσοδα (€)</i>	<i>Συνολικά έξοδα (€)</i>	<i>Συνολική ροή προ φόρων (€)</i>	<i>Καθαρή Συνολική ροή (€)</i>
0	680 000	52 380 000	-51 700 000	-51 700 000
1	8 129 418	921 017	7 208 400	-44 491 599
2	8 275 245	944 043	7 331 202	-37 160 397
3	8 424 719	967 644	7 457 075	-29 703 322
4	8 577 929	991 835	7 586 094	-22 117 227
5	8 734 970	1 016 631	7 718 339	-14 398 888
6	8 895 937	1 042 047	7 853 889	-6 544 999
7	6 764 622	1 068 098	5 696 524	-848 474
8	6 933 738	1 094 800	5 838 937	4 990 462
9	7 107 081	1 122 170	5 984 911	10 975 374
10	7 284 758	1 150 225	6 134 533	17 109 907
11	7 466 877	1 178 980	6 287 897	23 397 804
12	7 653 549	1 208 455	6 445 094	29 842 899
13	7 844 888	1 238 666	6 606 221	36 449 121
14	8 041 010	1 269 633	6 771 377	43 220 498
15	8 242 036	1 301 374	6 940 661	50 161 160
16	8 448 086	1 333 908	7 114 178	57 275 339
17	8 659 289	1 367 256	7 292 032	64 567 372
18	8 875 771	1 401 437	7 474 333	72 041 706
19	9 097 665	1 436 473	7 661 192	79 702 898
20	9 325 107	1 472 385	7 852 721	87 555 620
21	9 558 234	1 509 194	8 049 039	95 604 659
22	9 797 190	1 546 924	8 250 265	103 854 925
23	10 042 120	1 585 597	8 456 522	112 311 448
24	10 293 173	1 625 237	8 667 935	120 979 384
25	10 550 503	1 665 868	8 884 634	129 864 018

5.7 ΔΕΙΚΤΕΣ ΚΑΙ ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ

Στη συνέχεια θα εξεταστεί ο τρόπος με τον οποίο μπορεί να αξιολογηθεί το συγκεκριμένο επενδυτικό έργο. Αρχή θα γίνει με τον υπολογισμό του εσωτερικού βαθμού απόδοσης και την απόδοση στην επένδυση για το έργο αυτό.

5.7.1 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης είναι το επιτόκιο, έστω ε , το οποίο μηδενίζει την ΚΠΑ. Θα πρέπει να υπολογιστεί και για τις ταμειακές ροές προ φόρων και για τις ταμειακές ροές μετά φόρων. Στο συγκεκριμένο παράδειγμα δεν έχουμε φόρο εισοδήματος άρα οι τιμές των ταμειακών ροών προ και μετά φόρων είναι οι ίδιες. Η επίλυση της σχέσης (5.35) πραγματοποιείται με τη χρήση της επαναληπτικής αριθμητικής μεθόδου Newton-Raghsan.

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης C_t^p , υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\sum_{t=0}^{25} \frac{C_t^p}{(1+\varepsilon)^n} = 0 \quad (5.35)$$

Άρα

$$\sum_{t=0}^{25} \frac{C_t^p}{(1+\varepsilon)^n} = 0 \Rightarrow \frac{-51700000.00}{(1+\varepsilon)^0} + \frac{7208400.20}{(1+\varepsilon)^1} + \dots + \frac{8884634.06}{(1+\varepsilon)^{25}} = 0$$

$$\Rightarrow \varepsilon = 13.1\%$$

Το γεγονός ότι το ε υπολογίστηκε μεγαλύτερο από το προεξοφλητικό επιτόκιο $D = 9\%$, υποδηλώνει ότι η επένδυση μπορεί να γίνει αποδεκτή, καθώς θεωρείται αποδοτική.

5.7.2 Το κριτήριο της Απλής Επανείσπραξης

Σύμφωνα με τη μέθοδο της απλής επανείσπραξης, οι επενδυτές θα λάβουν τα χρήματά τους πίσω, σε μια περίοδο ίση με αυτήν που υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\frac{\text{Αρχικές δαπάνες} - \text{Δωρεές}}{\text{Ετήσιες εξοικονομήσεις} - (\text{Ετήσιο Κόστος} - \text{Χρεολύσιο})} \quad (5.36)$$

Όλοι οι παράγοντες στην τελευταία σχέση είναι γνωστοί από την προηγούμενη ανάλυση. Η αντικατάσταση των τιμών στη σχέση αυτή, δίνει:

$$\frac{25380000 - 680000}{7987147 - 898554} = 7.293 \approx 7.3 \text{ έτη}$$

Η χρονική στιγμή y_p κατά την οποία θα υπάρξει θετική συνολική καθαρή ταμειακή ροή για το έργο, υπολογίζεται με γραμμική παρεμβολή μεταξύ των ακραίων εκείνων διαδοχικών τιμών για τις οποίες η πρώτη τιμή είναι αρνητική και η αμέσως επόμενη είναι θετική. Στην συγκεκριμένη περίπτωση, οι τιμές αυτές (από τον Πίνακα 5.11) είναι -848 474.60 € για το έτος 7 και 4 990 462.98 € για το έτος 8.

Τώρα έχουμε:

$$\frac{8 - yr_0}{4990462.98 - 0} = \frac{8 - 7}{4990462.98 - (-848474.60)} \Rightarrow$$

$$yr_0 = 8 - \frac{4990462.98}{5838937.58} = 7.1453$$

Η τιμή yr_0 είναι η τιμή για την οποία η καθαρή συνολική ταμειακή ροή είναι μηδέν, οπότε λίγο μετά την τιμή αυτή, μπορούμε να έχουμε θετική ταμειακή ροή. Γενικά, μπορεί να θεωρηθεί $yr_p \approx 7.1$ έτη.

5.7.3 Το κριτήριο της Καθαρής Παρούσας Αξίας

Η ΚΠΑ του έργου υπολογίζεται από τη παρακάτω σχέση (6.37) για $D = 9\%$:

$$ΚΠΑ = \sum_{t=1}^{25} C_t^p \cdot (1 + D)^{-n} - I_{cap} \quad (5.37)$$

Οπότε η ΚΠΑ του έργου είναι ίση με ΚΠΑ=17 924 193.05€

Το γεγονός ότι η τιμή που βρήκαμε για την ΚΠΑ είναι θετική υποδηλώνει ότι το επενδυτικό έργο μπορεί να γίνει αποδεκτό.

5.7.4 Ετήσιες Εξοικονομήσεις

Οι εξοικονομήσεις από τον ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης, υπολογίζονται από την παρακάτω σχέση.

$$p = \frac{-\text{ΚΠΑ} \cdot D \cdot (1+D)^{PL}}{(1+D)^{PL} - 1} \quad (5.38)$$

$$\text{Άρα } p = 1\,824\,794.89\text{€}$$

5.7.5 Δείκτης Κερδοφορίας

Ο δείκτης κερδοφορίας μπορεί να υπολογιστεί από τη παρακάτω σχέση.

$$PI = \frac{\text{ΚΠΑ}}{I_{cap}} = \frac{17\,924\,193.05}{52\,380\,000} = 0.34 \quad (5.39)$$

5.8 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Το επενδυτικό έργο που εξετάστηκε, κρίνεται αποδοτικό και η υλοποίησή του κρίνεται συμφέρουσα, με βάση όλα τα χρηματοοικονομικά κριτήρια που εξετάστηκαν.

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης ε είναι 13.1%. Αυτό υποδηλώνει πως το έργο αυτό είναι αποδοτικό, καθώς το προεξοφλητικό επιτόκιο D είναι μόλις 9%. Άρα, ο ε είναι πολύ μεγαλύτερος από το D .

Η ΚΠΑ του έργου υπολογίστηκε στα 17 924 193.05€, ενώ ο δείκτης αποδοτικότητας PI υπολογίστηκε ίσος με 0.34.

Στο Σχήμα 5.3 αποτυπώνεται η εξέλιξη των συνολικών καθαρών ταμειακών ροών του έργου.



Σχήμα 5.3: Η εξέλιξη των συνολικών καθαρών ταμειακών ροών του έργου στο χρόνο, έως το τέλος της ζωής του.

5.9 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [5.1] Ιωαννης Κλεαν. Καλδέλλης, “*Διαχείριση της αιολικής ενέργειας*”, Εκδόσεις Αθ. Σταμουλης, 2005
- [5.2] Ιωαννης Κλεαν. Καλδέλλης, Κοσμάς Α. Καββαδίας “*Υπολογιστικές εφαρμογές ήπιων μορφών ενέργειας*”, Εκδόσεις Αθ. Σταμουλης, 2005
- [5.3] <http://retscreen.gc.ca>, accessed on August 2007
- [5.4] Βασ. Σταμπολίδης “*Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων παραγωγής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα*” Διπλωματική εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης, 2005.
- [5.5] Ηλ. Γουσγουρίωτης “*Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων ανάπτυξης συστημάτων θέρμανσης με στερεά βιομάζα*” Διπλωματική εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης, 2005.
- [5.6] <http://www.canren.gc.ca> accessed on August 2007
- [5.7] Κ. Ζοπουνίδης, “*Βασικές Αρχές Χρηματοοικονομικού Μάνατζμεντ*”, Πανεπιστημιακές παραδόσεις, Πολυτεχνείο Κρήτης, Μεσογειακό Αγρονομικό Ινστιτούτο Χανίων (ΜΑΙΧ), Χανιά 2000.
- [5.8] Π. Σ. Γεωργιλάκης, “*Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας*” ”, Σημειώσεις μαθήματος, Πολυτεχνείο Κρήτης, Σεπτέμβριος 2006.

ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΗ ΣΕ ΑΠΟΜΑΚΡΥΣΜΕΝΟ ΔΙΚΤΥΟ

6.1 ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Στο κεφάλαιο αυτό θα διερευνηθεί η αποτελεσματικότητα και χρησιμότητα ενός αιολικού συστήματος το οποίο εξυπηρετεί ένα απομακρυσμένο και μη κεντρικό δίκτυο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Στη μελέτη που θα γίνει, θα καθοριστεί το κόστος παραγωγής ενέργειας από το εγκατεστημένο αιολικό σύστημα. Ακόμη, θα υπολογιστεί το εισόδημα από την μείωση εκπομπής CO₂ και θα συνυπολογισθεί με την μέθοδο της απλής επανέσπραξης. Η συγκεκριμένη αιολική εγκατάσταση έχει δημιουργηθεί με σκοπό την έρευνα και την αξιοποίηση των πληροφοριών που αυτή μας δίνει.

6.2 ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ ΤΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ

Η εγκατάσταση βρίσκεται στο Whitehorse, Yukon Territory, στον Καναδά. Η κορυφογραμμή έχει υψόμετρο 2000 m, ενώ η τοποθεσία που είναι εγκατεστημένο το αιολικό σύστημα βρίσκεται σε υψόμετρο 1400 m. Η πλησιέστερη τοποθεσία για την οποία είναι διαθέσιμα μετεωρολογικά δεδομένα είναι το Whitehorse, YT. Ο μετεωρολογικός σταθμός βρίσκεται στην κοιλάδα που περικλείει η κορυφογραμμή, στα 700 m, ενώ η ταχύτητα του ανέμου στην τοποθεσία της εγκατάστασης σε ύψος 10 m, είναι περίπου 2.2 m/s μεγαλύτερη από την ταχύτητα του ανέμου στην τοποθεσία που βρίσκεται ο μετεωρολογικός σταθμός. Αξίζει να τονιστεί ότι στην τοποθεσία της αιολικής εγκατάστασης υπάρχει δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας αλλά η χωρητικότητα του είναι μικρή για την ισχύ που παράγεται από την ανεμογεννήτρια. Ενώ τέλος, επειδή η τοποθεσία αυτή είναι κοντά στο Whitehorse το κόστος μεταφοράς και διαμονής είναι μηδαμινό.

6.3 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ

Το αιολικό αυτό σύστημα προβλέπεται να έχει διάρκεια ζωής 25 χρόνια, ενώ οι οικονομικές παράμετροι είναι διαθέσιμες από την επιχείρηση. Αξίζει να σημειωθεί ότι επειδή η αιολική εγκατάσταση ανήκει στο δημόσιο δεν πληρώνει φόρους.

Όπως τονίστηκε και στην Παράγραφο 6.1 η συγκεκριμένη αιολική εγκατάσταση δημιουργήθηκε με σκοπό την έρευνα την αξιοποίηση πληροφοριών, και όχι με σκοπό να αποτελέσει μια οικονομικά βιώσιμη εγκατάσταση. Ο κυριότερος λόγος για τον οποίο δημιουργήθηκε μια τέτοια αιολική εγκατάσταση, είναι να αξιοποιηθούν οι πληροφορίες σχετικά με την λειτουργία και την βιωσιμότητα μιας ενός αιολικού συστήματος σε παρόμοιες συνθήκες λειτουργίας. Παρόλα αυτά είναι εξίσου σημαντικό να μειωθεί το κόστος και να αυξηθούν τα οφέλη.

Όλα τα δεδομένα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα μελέτη, συνοψίζονται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 6.1δεδομένα του προβλήματος

<i>α/α</i>	<i>Περιγραφή Μεγέθους</i>	<i>Σύμβολο</i>	<i>Μονάδα</i>	<i>Παρατηρήσεις</i>
Χαρακτηριστικά του συστήματος και της πηγής ισχύος				
1)	Τύπος του αιολικού συστήματος	on-grid	-	Απομονωμένο
2)	Τύπος υποκαθιστούμενου καυσίμου	Πετρέλαιο	-	-
Μοντέλο ενέργειας				
3)	Ετήσια μέση ταχύτητα ανέμου.	$\bar{x} = 6.0$	m/s	
4)	Ύψος μέτρησης του ανέμου.	$h=10.0$	m	3.00-100.00
5)	Συντελεστής α	$\alpha=0.15$	-	0.10-0.25
6)	Μέση ατμοσφαιρική πίεση	$P=85.1$	kPa	60.00-103.00
7)	Μέση ετήσια θερμοκρασία	$T= -6$	°C	-20.00-30.00
8)	Αριθμός ανεμογεννητριών	$N=1$	-	-
9)	Ρυθμός απορρόφησης αιολικής ενέργειας	$\mu=100\%$	%	
10)	Απώλειες εξοπλισμού	$\lambda_a=0\%$	%	0.00%-20.00%
11)	Airfoil soiling & icing losses	$\lambda_{s\&i}=8\%$	%	1.00%-10.00%
12)	Downtime losses	$\lambda_d=2\%$	%	2.00%-7.00%
13)	Διάφορες απώλειες	$\lambda_m=2\%$	%	2.00%-6.00%
Δεδομένα εξοπλισμού				
14)	Ισχύς ανεμογεννήτριας	$P_x=150$	KW	
15)	Ύψος πλήμνης	$H=30.0$	m	6.00-100.00
16)	Διάμετρος στροφέα	$R=27$	m	7.00-72.00
17)	Swept area	572	m ²	35.00-5 027
18)	Κατασκευαστής ανεμογεννήτριας	-	-	Nordex Balcke
19)	Μοντέλο ανεμογεννήτριας	-	-	NORDEX N27/150
20)	Βάση δεδομένων για καμπύλη φορτίου	-	-	Δίνεται από τον χρήστη

<i>α/α</i>	<i>Περιγραφή Μεγέθους</i>	<i>Σύμβολο</i>	<i>Μονάδα Μέτρησης</i>	<i>Παρατηρήσεις</i>
Οικονομική σύνοψη				
21)	Εξοικονομούμενο κόστος ενέργειας	$E_{save} = 0.1$	\$/ kWh	-
22)	Πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	-	-	-
23)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	$r_{RE-credit} = 0,0$	%	-
24)	Επιτόκιο προσαύξησης του κόστους ενέργειας	$r_{E-cost} = 2.5$	%	-
25)	Πληθωρισμός	$f=2.5$	%	-
26)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	$d=8.0$	%	-
27)	Διάρκεια ζωής έργου (επένδυσης)	$PL=25$	yr	-
28)	Αναλογία δανεισμού προς τα αρχικά κόστη	$R_{costs}=60,0\%$	%	-
29)	Επιτόκιο εξόφλησης χρεών	$r_{debt}=8.0$	%	-
30)	Προθεσμία εξόφλησης χρεών	$Debt_{term}=20$	yr	-
31)	Οικονομικά κίνητρα ή χάρες, πριμ	-	XM (€)	-

Στον Πίνακα 6.2 δίνονται τα δεδομένα της καμπύλης ισχύος και της καμπύλης ενέργειας για τις ανεμογεννήτριες.

Πίνακας 6.2: Δεδομένα της καμπύλης ισχύος και της καμπύλης ενέργειας

<i>Ταχύτητα ανέμου (m/s)</i>	<i>Δεδομένα καμπύλης ισχύος (kW)</i>	<i>Δεδομένα καμπύλης ενέργειας (MWh/yr)</i>
0	-	-
1	-	-
2	-	-
3	0.0	56.0
4	8.0	151.0
5	19.0	283.0
6	31.0	432.0
7	55.0	575.0
8	83.0	702.0
9	110.0	805.0
10	136.0	885.0
11	160.0	941.0
12	170.0	976.0
13	176.0	-
14	180.0	-

<i>Ταχύτητα ανέμου (m/s)</i>	<i>Δεδομένα καμπύλης ισχύος (kW)</i>	<i>Δεδομένα καμπύλης ενέργειας (MWh/yr)</i>
15	175.0	-
16	172.0	-
17	164.0	-
18	155.0	-
19	150.0	-
20	145.0	-
21	145.0	-
22	140.0	-
23	135.0	-
24	130.0	-
25	130.0	-

6.4 ΤΕΛΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

Σε αυτή την ενότητα θα παρουσιαστούν τα τελικά αποτελέσματα, δηλαδή τα δεδομένα εξόδου, τα οποία προκύπτουν με βάση την ανάλυση που έγινε στο Κεφάλαιο 3.

6.4.1 Ταχύτητα του ανέμου σε ύψος 10 m

Η ταχύτητα του ανέμου σε ύψος 10 m, δίνεται από της σχέση:

$$x_{10m} = x^* \left(\frac{10}{h} \right)^{\alpha} \quad (6.1)$$

οπότε σύμφωνα με τα δεδομένα για την συγκεκριμένη εφαρμογή έχουμε το παρακάτω αποτέλεσμα.

$$x_{10m} = 6 * \left(\frac{10}{10} \right)^{0.15} = 6 \text{ m/s} \quad (6.2)$$

6.4.2 Χωρητικότητα του εξοπλισμού

Η χωρητικότητα του εργοστασίου σε ενέργεια δίνεται από την σχέση:

$$WPC = N * P_{\%} = 1 * 150 = 150 \text{ KW} \quad (6.3)$$

6.4.3 Ταχύτητα του ανέμου στο ύψος πλήμνης

Η ταχύτητα του ανέμου στο ύψος πλήμνης υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση.

$$V = x_{10m} * \left(\frac{H}{10}\right)^a \quad (6.4)$$

οπότε σύμφωνα με τα δεδομένα για την συγκεκριμένη τοποθεσία έχουμε το παρακάτω αποτέλεσμα.

$$V = x_{10m} * \left(\frac{H}{10}\right)^a = 6 * \left(\frac{30}{10}\right)^{0.15} = 7.07 \text{ m/s} \approx 7.1 \text{ m/s} \quad (6.5)$$

6.4.4 Ακανόνιστη παραγωγή ενέργειας

Για να υπολογίσουμε την ακανόνιστη παραγωγή ενέργειας πρέπει να κάνουμε κάποιους ενδιάμεσους υπολογισμούς όπως αυτοί περιγράφονται στην αντίστοιχη ενότητα του Κεφαλαίου 3.

Αρχικά θα πρέπει να υπολογίσουμε τον συντελεστή διαβάθμισης ο οποίος υπολογίζεται από την παρακάτω εξίσωση για δεδομένο συντελεστή διαμόρφωσης $k=2$. Ο συντελεστής διαβάθμισης υπολογίζεται για μέση ταχύτητα v με $v \in [3, 15]$.

Από πίνακες βρίσκουμε ότι $\Gamma(1.5)$ είναι ίσο με $\Gamma(1.5)=0.8862$

Οπότε για μέση ταχύτητα v και σύμφωνα με την σχέση (6.6) προκύπτει ο παρακάτω πίνακας.

$$C = \frac{\bar{x}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} = \frac{v}{\Gamma(1.5)} \quad (6.6)$$

Πίνακας 6.3: Τιμές του συντελεστή διαβάθμισης

Μέση ταχύτητα ανέμου (m/s)	Συντελεστής διαβάθμισης C
0	-
1	-
2	-
3	3.385240352
4	4.513653803
5	5.642067253
6	6.770480704
7	7.898894155
8	9.027307606

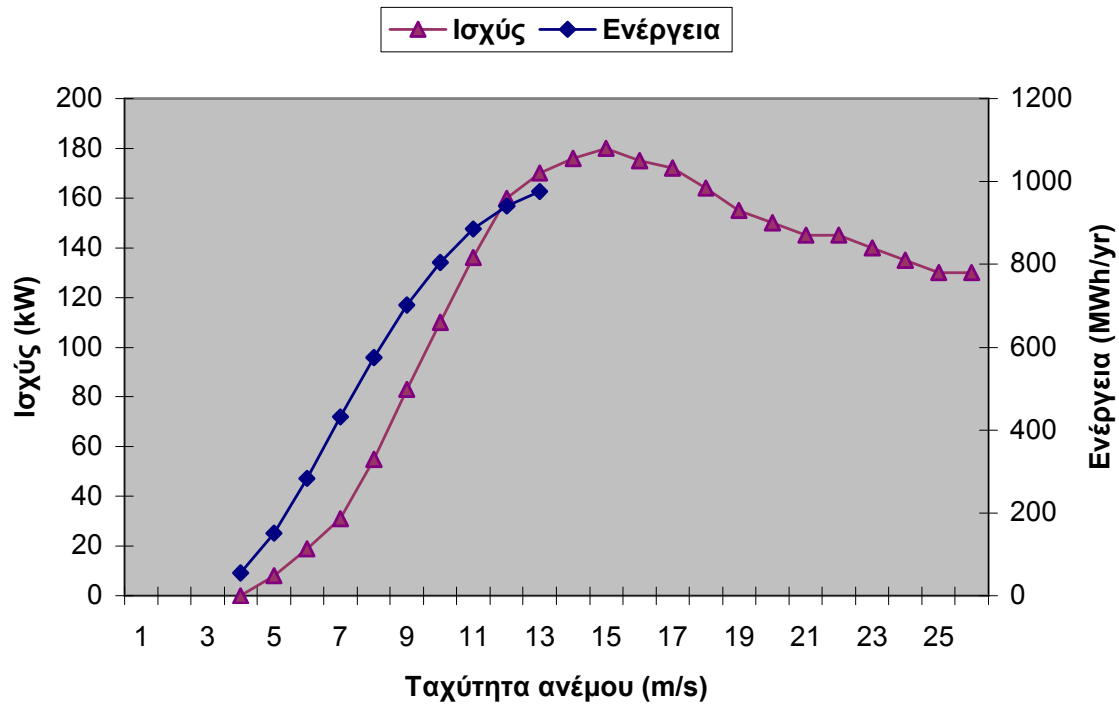
<i>Μέση ταχύτητα ανέμου (m/s)</i>	<i>Συντελεστής διαβάθμισης C</i>
9	10.15572106
10	11.28413451
11	12.41254796
12	13.54096141
13	14.66937486
14	15.79778831
15	16.92620176
16	-
17	-
18	-
19	-
20	-
21	-
22	-
23	-

Τα δεδομένα της καμπύλης ισχύος όπως και της καμπύλης ενέργειας για το συγκεκριμένο αιολικό σύστημα είναι γνωστά και δίνονται στο παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 6.3: Δεδομένα της καμπύλης ισχύος και της καμπύλης ενέργειας

<i>Ταχύτητα ανέμου (m/s)</i>	<i>Δεδομένα καμπύλης ισχύος (kW)</i>	<i>Δεδομένα καμπύλης ενέργειας (MWh/yr)</i>
0	-	-
1	-	-
2	-	-
3	0.0	56.0
4	8.0	151.0
5	19.0	283.0
6	31.0	432.0
7	55.0	575.0
8	83.0	702.2
9	110.0	805.0
10	136.0	885.0
11	160.0	941.0
12	170.0	976.0
13	176.0	-
14	180.0	-
15	175.0	-
16	172.0	-
17	164.0	-
18	155.0	-
19	150.0	-
20	145.0	-
21	145.0	-
22	140.0	-

Ταχύτητα ανέμου (m/s)	Δεδομένα καμπύλης ισχύος (kW)	Δεδομένα καμπύλης ενέργειας (MWh/yr)
23	135.0	-
24	130.0	-
25	130.0	-



Σχήμα 6.1: Γραφική παράσταση καμπύλης ισχύος και καμπύλης ενέργειας

Στην συνέχεια πρέπει να υπολογιστεί η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης, έτσι ώστε παρεμβάλλοντας στην καμπύλη ενέργειας να υπολογίσουμε την ακανόνιστη παραγόμενη ενέργεια E_U .

Η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης δίνεται από την σχέση (6.7):

$$\frac{\bar{V}}{\bar{V}_0} = \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad (6.7)$$

άρα έχουμε:

$$\bar{V} = \bar{V}_0 \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha = 6.0 * \left(\frac{30}{10} \right)^{0.10} = 6.69 \text{ m/s} \quad (6.8)$$

Παρεμβάλλοντας την παραπάνω τιμή στο διάγραμμα βρίσκουμε ότι η ακανόνιστη παραγωγή ενέργειας είναι ίση με 585 MWh.

$$\underline{E_U = 585 \text{ MWh}}$$

6.4.5 Συνολική παραγωγή ενέργειας

Η συνολική παραγωγή ενέργειας υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση

$$E_G = E_U * c_H * c_T \quad (6.9)$$

Πρέπει να υπολογίσουμε τους συντελεστές πίεσης και θερμοκρασίας όπως αυτοί δίνονται από τις παρακάτω σχέσεις.

$$c_H = \frac{P}{P_0} \quad c_T = \frac{T_0}{T} \quad (6.10)$$

Άρα έχουμε

$$c_H = \frac{85.1}{101.3} = 0.84 \quad c_T = \frac{288.1}{267} = 1.08 \quad (6.11)$$

Οπότε η συνολική παραγωγή ενέργειας είναι ίση με :

$$E_G = 0.84 * 1.08 * 585 = 530.71 MWh \quad (6.12)$$

6.4.6 Διανεμόμενη παραγωγή ενέργειας

Για να υπολογίσουμε την διανεμόμενη παραγωγή ενέργειας πρέπει αρχικά να υπολογίσουμε το ποσό της ανανεώσιμης η οποία συλλέγεται από το δίκτυο, όπως δίνεται από την παρακάτω σχέση.

$$E_C = E_G * c_L \quad (6.13)$$

Πρέπει να υπολογίσουμε τον συντελεστή απωλειών όπως αυτός δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$c_L = (1 - \lambda_a) * (1 - \lambda_{s\&i}) * (1 - \lambda_d) * (1 - \lambda_m) \quad (6.14)$$

$$c_L = (1 - 0) * (1 - 0.08) * (1 - 0.02) * (1 - 0.02) \quad (6.15)$$

$$c_L = 1.0 * 0.92 * 0.98 * 0.98 = 0.883 \quad (6.16)$$

Άρα η ενέργεια η οποία συλλέγεται από το δίκτυο είναι ίση με:

$$E_C = 0.883 * 530.7 = 468.9 MWh \quad (6.17)$$

Η ενέργεια η οποία συλλέγεται από το δίκτυο είναι ίση με την ενέργεια η οποία παραδίδεται αφού μελετάμε την περίπτωση κεντρικού δικτύου διανομής ενέργειας.

Εν συνεχεία θα υπολογίσουμε την χαρακτηριστική απόδοση Y ανά ανεμογεννήτρια.

$$Y = \frac{E_C}{A} = \frac{468.9 MWh}{572 m^2} = 819 kWh / m^2 \quad (6.18)$$

Ο συντελεστής χωρητικότητας της εγκατάστασης PCF δίνει το ποσοστό της μέσης ενέργειας που παράγεται από την εγκατάσταση και υπολογίζεται ως εξής.

$$PCF = \frac{468.9 MWh}{150 kW * (365 * 24)} * 100\% = 35.68\% \quad (6.19)$$

6.4.7 Ενέργεια η οποία παραδίδεται στο σύστημα

Η ενέργεια η οποία παραδίδεται στο υπολογίζεται από τον παρακάτω τύπο.

$$E_D = E_C * \mu \quad (6.20)$$

Στην περίπτωση που εξετάζουμε ο ρυθμός απορρόφησης της αιολικής ενέργειας (μ) είναι 100%. Άρα η ενέργεια η οποία παραδίδεται είναι ίση με:

$$E_D = 469 MWh$$

6.5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ

Στην περίπτωση αυτή εξετάζουμε τα κόστη. Αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα θα παρουσιάσουμε μια σύνοψη των αρχικών δαπανών για την υλοποίηση του έργου.

Πίνακας 6.4: Σύνοψη αρχικών δαπανών για την υλοποίηση του έργου

<i>α/α</i>	<i>Δραστηριότητα του έργου</i>	<i>Μοναδιαίο κόστος δραστηριότητας (€)</i>	<i>Συνολικό κόστος δραστηριότητας (€)</i>
1)	Μελέτη σκοπιμότητας	43 500	43 500
2)	Ανάπτυξη του έργου	40 000	40 000
3)	Μηχανολογικό τμήμα του έργου	59 800	59 800
	Σύνολο	-	143 300
4)	Αγορά εξοπλισμού με ονομαστική ισχύ 150 kW	331 750	331 750
5)	Ισοζύγιο εξοπλισμού	315 000	315 000
	Σύνολο	-	646 750

<i>α/α</i>	<i>Δραστηριότητα του έργου</i>	<i>Μοναδιαίο κόστος δραστηριότητας (€)</i>	<i>Συνολικό κόστος δραστηριότητας (€)</i>
6)	Διάφορα έξοδα	71 403	71 403
	Γενικό σύνολο	-	861 453
	Ετήσια κόστη	Εργασίες λειτουργίας και συντήρησης	26 034 ανά έτος
	Περιοδικά κόστη	Εργασίες λειτουργίας και συντήρησης	170 000 ανά 10 έτη

6.5.1 Ανάλυση εκπομπής κόστους αερίων θερμοκηπίου

Η ανάλυση αυτή θα πραγματοποιηθεί επειδή το προς εγκατάσταση αιολικό σύστημα αποσκοπεί στο να υποκαταστήσει μέρος της ενέργειας που παράγεται από πετρέλαιο στην εξεταζόμενη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, είναι απαραίτητο να έχουμε γνώση των συντελεστών εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, οι οποίοι και παρουσιάζονται στο παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 6.5: Συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου

<i>Τύπος Καυσίμου</i>	<i>Συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου (G_{gas-j}) (Kg/GJ)</i>		
	CO₂	CH₄	N₂O
Πετρέλαιο	74.10	0.0020	0.0020

Η σύσταση του αρχικού μείγματος παραγωγής ενέργειας, είναι 50% πετρέλαιο, ενώ το υπόλοιπο 50% καλύπτεται από ένα μικρό υδροηλεκτρικό σύστημα, το οποίο βεβαίως δεν εκπέμπει αέρια θερμοκηπίου.

Η απόδοση μετατροπής (n_{fuel_i-base}) του πετρελαίου, και του μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού είναι αντίστοιχα 30% και 100%. Οι απώλειες μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας (T-D losses) είναι ίσες με 5%.

Παρακάτω θα παρουσιάσουμε όλους τους υπολογισμούς ξεχωριστά και για το πετρέλαιο.

Για τον υπολογισμό του συντελεστή ισοδύναμης εκπομπής CO₂ του πετρελαίου (στο αρχικό σύστημα), GHG_{i-base} προκύπτει ότι:

$$GHG_{i-base} = (G_{CO_2} + G_{CH_4} * 21 + G_{N_2O} * 310) * \frac{1}{n_{fuel_i}} * \frac{1}{1 - J_{T-D}} =$$

$$\left[74.1 \text{ kg} / \text{GJ} + (0.002 \text{ kg} / \text{GJ} * 21 t_{CO_2}) + (0.002 \text{ kg} / \text{GJ} * 310 t_{CO_2}) \right] * \frac{1}{0.30} * \frac{1}{1 - 5\%} =$$

$$265.175 \text{ kg} / \text{GJ} * \frac{3.6}{1000} \Rightarrow GHG_{i-base} = 0.943 t_{CO_2} / \text{MWh}$$

Στην συνέχεια θα υπολογίσουμε το GHG_{F-base} για κάθε το πετρέλαιο σύμφωνα με την σχέση που δίνεται παρακάτω:

$$GHG_{F-base} = \sum_i \left(\frac{p_{i,base} * GHG_{i,base}}{n_{fuel_i,base} * (1 - J_{T-D,i})} \right) \quad (6.21)$$

με

$$p_{i,oil} = 50.0\%$$

άρα έχουμε :

$$GHG_{F-CO_2} = 130 kg / GJ$$

$$GHG_{F-CH_4} = 0.0035 kg / GJ$$

$$GHG_{F-N_2O} = 0.0035 kg / GJ$$

Το GHG_{F-base} θα είναι ίσο με το άθροισμα των GHG_{i-base} για κάθε τύπο καυσίμου πολλαπλασιαζόμενο με το αντίστοιχο $p_{i,g}$ δηλαδή $GHG_{F-base} = \sum p_{i,g} * GHG_{i-base} = 0.472 t_{CO_2} / MWh$

Για την δομή του προτεινόμενου συστήματος, το αιολικό σύστημα προορίζεται να αντικαταστήσει πλήρως τις μονάδες του πετρελαίου, οπότε η σύσταση του νέου συστήματος θα αποτελείται από 100% αιολική ενέργεια. Οι απώλειες T-D θεωρούνται ίσες με 5%. Η μετατροπή της αιολικής ενέργειας, ως καυσίμου, σε ηλεκτρική, θεωρείται ίση με 100%, ενώ οι συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου είναι όλοι μηδέν, αφού η αιολική ενέργεια δεν εκπέμπει αέρια θερμοκηπίου. Άρα ο συνολικός ισοδύναμος συντελεστής εκπομπής CO_2 , $GHG_{F-proposed} = 0$.

Η ετήσια παραδιδόμενη ενέργεια από το σύστημα, δίνεται από την σχέση:

$$E_{annual} = \left[RE_{delivered}^{on-grid} + \frac{E_{AC-delivered}}{1000} * (1 - Abs_{rate}) \right] * (1 - J_{T-D}) \quad (6.22)$$

άρα

$$E_{annual} = 469 * 0.95 = 445.55 MWh$$

Η ετήσια μείωση του ισοδύναμου συντελεστή εκπομπής CO_2 υπολογίζεται από την Σχέση 6.23:

$$GHG_{net-red-yr} = \sum (GHG_{F-base} - GHG_{F-proposed}) * E_{annual} \quad (6.23)$$

άρα έχουμε:

$$GHG_{net-red-yr} = 210.29 t_{CO_2}$$

6.6 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Στην ενότητα αυτή θα πραγματοποιηθεί η χρηματοοικονομική ανάλυση για την εγκατάσταση του αιολικού συστήματος. Αρχικά, υπολογίζεται η συνολική μείωση εκπομπής CO₂ για την διάρκεια ζωής του έργου, με βάση το συνολικό ισοδύναμο συντελεστή εκπομπής CO₂. Η διάρκεια του επενδυτικού έργου είναι PL=25 έτη, οπότε για ετήσια μείωση διοξειδίου του άνθρακα (CO₂), που όπως υπολογίστηκε παραπάνω και είναι ίση με $GHG_{net-red-yr} = 210.29 t_{CO_2}$. Άρα η συνολική μείωση θα είναι 5 257.25 τόνοι CO₂. Επειδή και η διάρκεια για την πίστωση μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου θα είναι επίσης 25 έτη, η συνολική μείωσης εκπομπής CO₂ θα είναι επίσης 5 257.25 τόνοι CO₂.

6.6.1 Ετήσια έξοδα

Τα περιοδικά αυτά κόστη προέρχονται από συντήρηση ή επισκευή της ανεμογεννήτριας, που γίνεται κάθε 10 έτη, και είναι ίσα με 170 000 ΧΜ (€).

Τα ετήσια κόστη από την λειτουργία της εγκατάστασης και τις εργασίες συντήρησης του προτεινόμενου επενδυτικού σχεδίου είναι ίσα με 26 034 ΧΜ (€).

Το ετήσιο χρεολύσιο για την εξόφληση του χρέους του έργου, υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση.

$$d_p = \frac{-Project_{debt} * r_{debt} * (1 + r_{debt})^{Debt_{term}}}{(1 + r_{debt})^{Debt_{term}} - 1} \quad (6.24)$$

άρα

$$d_p = \frac{-516872 * 0.08 * 1.08^{20}}{1.08^{20} - 1} = 52644.55 \text{ XM (€)}$$

Ο τρόπος υπολογισμού του χρέους του έργου, $\text{Project}_{\text{debt}}$, θα παρουσιαστεί αναλυτικότερα σε επόμενη παράγραφο.

6.6.2 Ετήσια έσοδα

Τα ετήσια έσοδα, ή αλλιώς πιστώσεις του έργου, προέρχονται από την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος και παραγωγής ενέργειας του συστήματος, καθώς και από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου. Αναλυτικότερα, για το εξεταζόμενο έργο, οι πιστώσεις από την παρακάτω σχέση:

$$E_{\text{saving}} = RE_{\text{delivered}}^{\text{on-grid}} * E_{\text{save}} + RE_{\text{exceww}} * E_{\text{save}} \quad (6.25)$$

$$E_{\text{saving}} = 469 * 1000 \text{ kWh} * 0.1 \text{ XM} / \text{Kwh} + 0.057 \text{ XM} / \text{Kwh} * 0 = 46900 \text{ XM}$$

$$\text{Annual}_{\text{saving}} = E_{\text{saving}} = 46900 \text{ XM}$$

6.6.3 Ετήσιες ταμειακές ροές

Στην συνέχεια θα εξεταστούν μερικοί δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης της βιωσιμότητας του έργου. Για αυτό τον λόγο κρίνεται απαραίτητο να υπολογιστούν οι καθαρές ταμειακές του έργου.

Η προ φόρων καθαρή ταμειακή ροή, περιλαμβάνει τα συνολικά έσοδα. Τα συνολικά έσοδα τον χρόνο μηδέν, περιλαμβάνουν τις εξοικονομήσεις ενέργειας, τα έξοδα που αποφεύχθηκαν για την εγκατεστημένη ισχύ του συστήματος, τα έσοδα από την μείωση εκπομπής παραγωγής αερίων θερμοκηπίου, τα έσοδα από χάρες ή δωρεές και η αξία τέλους του έργου. Όλα τα παραπάνω για το έτος μηδέν είναι ίσα με το μηδέν, οπότε και τα συνολικά έσοδα είναι μηδέν.

Τα συνολικά έξοδα περιλαμβάνουν τα ποσά που καταβλήθηκαν για την σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου. Τα ποσά αυτά υπολογίζονται ότι έγιναν το έτος 0 και δίνονται από την παρακάτω σχέση:

$$I_{cap} = I * (1 - R_{costs}) = 861453 * (1 - 60\%) = 344581.2 \text{XM} \quad (6.26)$$

Επίσης, υπάρχουν τα έξοδα για την τροφοδοσία ενέργειας στην εγκατάσταση, τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης της εγκατάστασης, τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους του επενδυτικού έργου, τα περιοδικά έξοδα. Όλα τα παραπάνω το έτος 0 είναι ίσα με 0.

Οπότε καταλήγουμε ότι για το έτος 0 οι καθαρή ταμειακή του έργου είναι ίση με $\text{Συνολικά έσοδα} - \text{Συνολικά έξοδα} = 0 - 344\,581.2 = -344\,581.2\text{€}$.

Εν συνεχεία θα υπολογιστούν οι ταμειακές ροές και τα υπόλοιπα έτη.

Συνολικά έσοδα:

- Για κάθε n έτος μέχρι το τέλος ζωής του έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις πόρων ενέργειας, από την παρακάτω σχέση:

$$\begin{aligned} E_{n-save} &= E_{saving} * (1 + r_{E-cost})^n = RE_{delivered} * E_{save} * (1 + r_{E-cost})^n = \\ &= 0.1 \text{XM} / kWh * 469 * 1000 kWh * (1 + 2.5\%)^n = \\ &= 46900 * (1 + 2.5\%)^n \text{XM} \end{aligned} \quad (6.27)$$

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις πόρων εγκατεστημένης ισχύος, όπως περιγράφεται από την παρακάτω σχέση:

$$Capacity_{n-save} = Capacity_{saving} * (1 + f)^n \quad (6.28)$$

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος της διάρκειας πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, RE_{credit}^{lc} , εντός

της διάρκειας ζωής του έργου ($1 \leq n \leq \text{MIN}(PL, RE_{credit}^{lc})$), υπολογίζονται τα έσοδα από την πίστωση αυτή από την παρακάτω σχέση:

$$RE_{n-credit} = RE_{credit} * (1 + r_{RE-credit})^n \quad (6.29)$$

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος της διάρκειας πίστωσης για μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, $GHG_{reduce-credit}^{lc}$, εντός της διάρκειας ζωής του επενδυτικού έργου ($1 \leq n \leq \text{MIN}(PL, GHG_{credit}^{lc})$), υπολογίζονται τα έσοδα από την πίστωση αυτή από την παρακάτω σχέση:

$$GHG_{n-credit} = GHG_{red-credit} * (1 + r_{GHG})^n \quad (6.30)$$

- Από τα παραπάνω έσοδα, αφαιρούνται τα έξοδα από την αξία του τέλους του έργου. Τα έξοδα αυτά υπολογίζονται στο τέλος ζωής του επενδυτικού έργου από την παρακάτω σχέση:

$$EOL_{PL} = EOL * (1 + f)^n \quad (6.31)$$

με τα έξοδα να δίνονται από τον χρήστη.

Τα συνολικά έσοδα ανά έτος n , υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έσοδα όπως αυτά υπολογίζονται παραπάνω. Ο Πίνακας 6.6 συγκεντρώνει τα αποτελέσματα για τα ετήσια έσοδα στην περίπτωση που εξετάζεται.

Πίνακας 6.6: Ετήσια έσοδα της εγκατάστασης

Έτος n	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο (€)	Έσοδα από την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ (€)	Έσοδα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου (€)	Χορηγίες Δωρεές (€)	Έξοδα από την αξία τέλους του έργου (€)	Συνολικά έσοδα (€)
0	0.00	0	0	0	0	0.00
1	48 072.50	0	0	0	0	48 072.50
2	49 274.31	0	0	0	0	49 274.31
3	50 506.17	0	0	0	0	50 506.17

Έτος <i>n</i>	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο (€)	Έσοδα από την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ (€)	Έσοδα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου (€)	Χορηγίες Δωρεές (€)	Έξοδα από την αξία τέλους του έργου (€)	Συνολικά έσοδα (€)
4	51 768.82	0	0	0	0	51 768.82
5	53 063.05	0	0	0	0	53 063.05
6	54 389.62	0	0	0	0	54 389.62
7	55 749.36	0	0	0	0	55 749.36
8	57 143.10	0	0	0	0	57 143.10
9	58 571.67	0	0	0	0	58 571.67
10	60 035.97	0	0	0	0	60 035.97
11	61 536.86	0	0	0	0	61 536.86
12	63 075.29	0	0	0	0	63 075.29
13	64 652.17	0	0	0	0	64 652.17
14	66 268.47	0	0	0	0	66 268.47
15	67 925.18	0	0	0	0	67 925.18
16	69 623.31	0	0	0	0	69 623.31
17	71 363.90	0	0	0	0	71 363.90
18	73 147.99	0	0	0	0	73 147.99
19	74 976.69	0	0	0	0	74 976.69
20	76 851.11	0	0	0	0	76 851.11
21	78 772.39	0	0	0	0	78 772.39
22	80 741.70	0	0	0	0	80 741.70
23	82 760.24	0	0	0	0	82 760.24
24	84 829.25	0	0	0	0	84 829.25
25	86 949.98	0	0	0	0	86 949.98

Συνολικά έξοδα:

- Μόνο για το έτος 0 υπολογίζονται τα έξοδα για την σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου, όπως παρουσιάστηκε παραπάνω.

$$I_{cap} = I * (1 - R_{costs}) = 861453 * (1 - 60\%) = 344581.2 \text{ XM}$$

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του επενδυτικού έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται τα έξοδα τροφοδοσίας και εγκατάστασης με ενέργεια από την παρακάτω σχέση:

$$FEC = FE_{expents} * (1 + r_{costs})^n \quad (6.32)$$

τα έξοδα $FE_{expents}$ δίνονται από τον χρήστη.

- Τα έξοδα για την λειτουργία και την συντήρηση της εγκατάστασης, υπολογίζονται για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής PL του έργου, από την παρακάτω σχέση:

$$OM_{labour} = OM_{expents} * (1 + f)^n \quad (6.33)$$

τα έξοδα $OM_{expents}$ δίνονται από τον χρήστη

- Τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους για το έργο είναι όσα με το ετήσια χρεολύσιο, δηλαδή: $Dept_{n-coverage} = d_p$
- Τα περιοδικά έξοδα στην περίπτωση αυτή, λαμβάνονται υπόψιν κάθε φορά που γίνεται κάποια αντικατάσταση στις λεπίδες του τουρμπίνας σε συγκεκριμένη χρονική στιγμή κατά την διάρκεια ζωής του έργου, και δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$PE_n = PE * (1 + f)^n \quad (6.34)$$

Πίνακας 6.7: Ετήσια έξοδα της εγκατάστασης

Έτος n (€)	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο (€)	Λειτουργικά έξοδα και έξοδα συντήρησης (€)	Έξοδα Τροφοδοσίας της εγκατάστασης με ενέργεια (€)	Έξοδα αποπληρωμής του έργου (€)	Περιοδικά έξοδα (€)	Συνολικά έξοδα (€)
0	344 581.2	0.00	0	0.00	0	344 581.20
1	0	26 684.85	0	52 644.55	0	79 329.40
2	0	27 351.97	0	52 644.55	0	79 996.52
3	0	28 035.77	0	52 644.55	0	80 680.32
4	0	28 736.66	0	52 644.55	0	81 381.21
5	0	29 455.08	0	52 644.55	0	82 099.63
6	0	30 191.46	0	52 644.55	0	82 836.01
7	0	30 946.24	0	52 644.55	0	83 590.79
8	0	31 719.90	0	52 644.55	0	84 364.45
9	0	32 512.90	0	52 644.55	0	85 157.45
10	0	33 325.72	0	52 644.55	170 000	255 970.27
11	0	34 158.86	0	52 644.55	0	86 803.41
12	0	35 012.84	0	52 644.55	0	87 657.39
13	0	35 888.16	0	52 644.55	0	88 532.71
14	0	36 785.36	0	52 644.55	0	89 429.91
15	0	37 704.99	0	52 644.55	0	90 349.54

Έτος <i>n</i> (€)	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο (€)	Λειτουργικά έξοδα και έξοδα συντήρησης (€)	Έξοδα Τροφοδοσίας της εγκατάστασης με ενέργεια (€)	Έξοδα αποπληρωμής του έργου (€)	Περιοδικά έξοδα (€)	Συνολικά έξοδα (€)
16	0	38 647.62	0	52 644.55	0	91 292.17
17	0	39 613.81	0	52 644.55	0	92 258.36
18	0	40 604.16	0	52 644.55	0	93 248.71
19	0	41 619.26	0	52 644.55	0	94 263.81
20	0	42 659.74	0	52 644.55	170 000	265 304.29
21	0	43 726.23	0	0	0	43 726.23
22	0	44 819.39	0	0	0	44 819.39
23	0	45 939.87	0	0	0	45 939.87
24	0	47 088.37	0	0	0	47 088.37
25	0	48 265.58	0	0	0	48 265.58

Τα συνολικά έξοδα ανά έτος n , υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έξοδα όπως αυτά υπολογίζονται παραπάνω. Ο Πίνακας 6.7 συγκεντρώνει τα αποτελέσματα για τα ετήσια έξοδα για κάθε ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης στην περίπτωση που εξετάζεται.

Τα συνολικά έσοδα και έξοδα για κάθε ετήσιο κύκλο λειτουργίας της αιολικής εγκατάστασης, στην περίπτωση που εξετάζουμε, παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.8. Στον ίδιο πίνακα παρουσιάζονται, επίσης, η διαφορά των ετήσιων συνολικών εξόδων από τα ετήσια συνολικά έσοδα, καθώς και οι συνολικές καθαρές ταμειακές ροές του έργου.

Οι συνολικές καθαρές ταμειακές ροές για κάθε έτος n υπολογίζονται από την σχέση: $\text{Συνολικά έσοδα}_n - \text{Συνολικά έξοδα}_n$. Να σημειωθεί, επίσης, ότι στην διαφορά αυτή λαμβάνεται υπόψιν και το ποσό του φόρου, εφόσον υπάρχει, που πληρώνει η εγκατάσταση.

Πίνακας 6.8: Καθαρές ταμειακές ροές της εγκατάστασης

Έτος <i>n</i> (€)	Συνολικά έσοδα (€)	Συνολικά έξοδα (€)	Συνολική ροή προ φόρων (€)	Καθαρή Συνολική ροή (€)
0	-344 581.200	-344 581.20	-344 581.20	-344 581.2
1	-312 56.900	-312 56.90	-31 256.90	-375 838.1
2	-307 22.209	-307 22.21	-30 722.21	-406 560.31

Έτος <i>n</i> (€)	Συνολικά έσοδα (€)	Συνολικά έξοδα (€)	Συνολική ροή προ φόρων (€)	Καθαρή Συνολική ροή (€)
3	-301 74.150	-301 74.15	-30 174.15	-436 734.46
4	-29 612.390	-29 612.39	-29 612.39	-466 346.85
5	-29 036.586	-29 036.59	-29 036.59	-495 383.44
6	-28 446.387	-28 446.39	-28 446.39	-523 829.82
7	-27 841.433	-27 841.43	-27 841.43	-551 671.26
8	-27 221.355	-27 221.36	-27 221.36	-578 892.61
9	-26 585.775	-26 585.78	-26 585.78	-605 478.39
10	-195 934.306	-195 934.31	-195 934.31	-801 412.69
11	-25 266.550	-25 266.55	-25 266.55	-826 679.24
12	-24 582.100	-24 582.10	-24 582.10	-851 261.34
13	-23 880.539	-23 880.54	-23 880.54	-875 141.88
14	-23 161.438	-23 161.44	-23 161.44	-898 303.32
15	-22 424.360	-22 424.36	-22 424.36	-920 727.68
16	-21 668.856	-21 668.86	-21 668.86	-942 396.53
17	-20 894.463	-20 894.46	-20 894.46	-963 291
18	-20 100.711	-20 100.71	-20 100.71	-98 3391.71
19	-19 287.115	-19 287.12	-19 287.12	-1 002 678.8
20	-188 453.179	-188 453.18	-188 453.18	-1 191 132
21	35 046.155	35 046.15	35 046.15	-1 156 085.9
22	35 922.309	35 922.31	35 922.31	-1 120 163.5
23	36 820.367	36 820.37	36 820.37	-1 083 343.2
24	37 740.876	37 740.88	37 740.88	-1 045 602.3
25	38 684.398	38 684.40	38 684.40	-1 006 917.9

6.7 ΔΕΙΚΤΕΣ ΚΑΙ ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ

Στη συνέχεια θα εξεταστεί ο τρόπος με τον οποίο μπορεί να αξιολογηθεί το συγκεκριμένο επενδυτικό έργο. Αρχή θα γίνει με τον υπολογισμό του εσωτερικού βαθμού απόδοσης και την απόδοση στην επένδυση για το έργο αυτό.

6.7.1 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης είναι το επιτόκιο, έστω ε , το οποίο μηδενίζει την ΚΠΑ. Θα πρέπει να υπολογιστεί και για τις ταμειακές ροές προ φόρων και για τις ταμειακές ροές μετά φόρων. Στο συγκεκριμένο παράδειγμα δεν έχουμε φόρο εισοδήματος άρα οι τιμές των ταμειακών ροών προ και μετά φόρων είναι οι ίδιες.

Η επίλυση της σχέσης (6.35) πραγματοποιείται με τη χρήση της επαναληπτικής αριθμητικής μεθόδου Newton-Raghsen.

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης C_t^p , υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\sum_{t=0}^{25} \frac{C_t^p}{(1+\varepsilon)^n} = 0 \quad (6.35)$$

άρα

$$\sum_{t=0}^{25} \frac{C_t^p}{(1+\varepsilon)^n} = 0 \Rightarrow \frac{-344581,20}{(1+\varepsilon)^0} + \frac{-375830,10}{(1+\varepsilon)^1} + \dots + \frac{-1006917,90}{(1+\varepsilon)^{25}} = 0$$

Επειδή το $C_t^p < 0$, δεν υπάρχει λύση για το ε .

6.7.2 Το κριτήριο της Απλής Επανείσπραξης

Σύμφωνα με τη μέθοδο της απλής επανείσπραξης, οι επενδυτές θα λάβουν τα χρήματά τους πίσω, σε μια περίοδο ίση με αυτήν που υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\frac{\text{Αρχικές δαπάνες} - \Delta\omega\rho\epsilon\acute{\epsilon}\varsigma}{\text{Ετήσιες εξοικονομήσεις} - (\text{Ετήσιο Κόστος} - \text{Χρεολύσιο})} \quad (6.36)$$

Όλοι οι παράγοντες στην τελευταία σχέση είναι γνωστοί από την προηγούμενη ανάλυση. Η αντικατάσταση των τιμών στη σχέση αυτή, δίνει:

$$\frac{861453 - 0}{46900 + 52644.55 - 26034 - 52644.55} = 41.37 \approx 41.4 \text{ έτη}$$

Η χρονική στιγμή y_p κατά την οποία θα υπάρξει θετική συνολική καθαρή ταμειακή ροή για το έργο δεν μπορεί να υπολογιστεί γιατί η περίοδος στην οποία θα υπάρξει επανείσπραξη ξεπερνά τα 25 έτη.

6.7.3 Το κριτήριο της Καθαρής Παρούσας Αξίας

Η ΚΠΑ του έργου υπολογίζεται από τη παρακάτω σχέση (6.37) για $D = 9\%$:

$$\text{ΚΠΑ} = \sum_{t=1}^{25} C_t^p \cdot (1+D)^{-n} - I_{cap} \quad (6.37)$$

Οπότε η ΚΠΑ του έργου είναι ίση με $\text{ΚΠΑ} = -693\,072.51\text{€}$

Το γεγονός ότι η τιμή που βρήκαμε για την ΚΠΑ είναι αρνητική υποδηλώνει ότι το επενδυτικό έργο δεν μπορεί να γίνει αποδεκτό.

6.7.4 Ετήσιες Εξοικονομήσεις

Οι εξοικονομήσεις από τον ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης, υπολογίζονται από την παρακάτω σχέση.

$$p = \frac{-\text{ΚΠΑ} \cdot D \cdot (1 + D)^{PL}}{(1 + D)^{PL} - 1} \quad (6.38)$$

$$\text{Άρα } p = -64\,926.19\text{€}$$

6.7.5 Δείκτης Κερδοφορίας

Ο δείκτης κερδοφορίας μπορεί να υπολογιστεί από τη παρακάτω σχέση.

$$PI = \frac{\text{ΚΠΑ}}{I_{cap}} = \frac{-693072,51}{344581,20} = -2,01 \quad (6.39)$$

6.8 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Το επενδυτικό έργο που εξετάστηκε, δεν κρίνεται αποδοτικό και η υλοποίησή του κρίνεται ασύμφορη, με βάση όλα τα χρηματοοικονομικά κριτήρια που εξετάστηκαν.

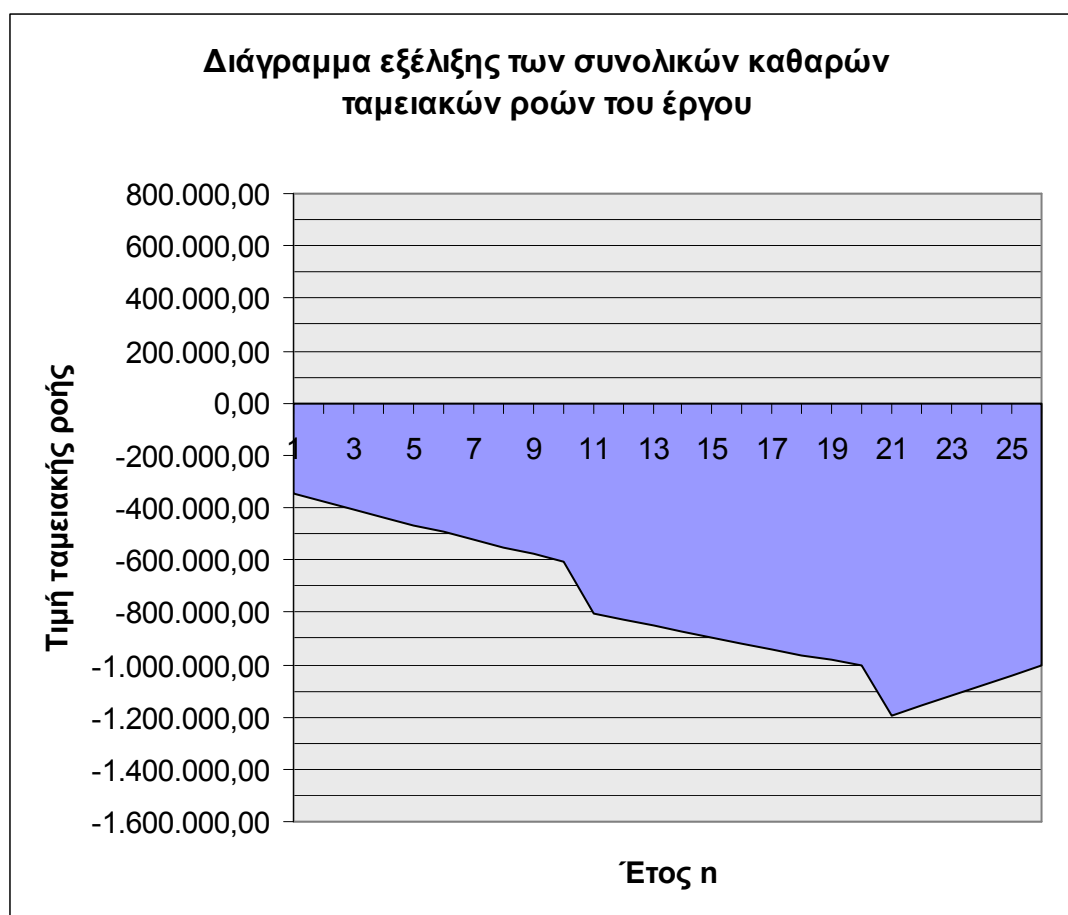
Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης ε δεν είναι δυνατό να υπολογιστεί.

Η ΚΠΑ του έργου υπολογίστηκε στα -693 072.51€, ενώ ο δείκτης αποδοτικότητας PI υπολογίστηκε ίσος με - 2,01.

Σαν συμπέρασμα μπορούμε να πούμε ότι το επενδυτικό σχέδιο δεν είναι οικονομικά βιώσιμο, αλλά σίγουρα τα αποτελέσματα καταγράφονται και αναλύονται με στόχο να δώσουν πολύτιμα συμπεράσματα. Αυτό το επενδυτικό σχέδιο είναι ξεκάθαρα ένα σχέδιο έρευνας και επίδειξης το οποίο δίνει ξεκάθαρες πληροφορίες σχετικά με τον σχεδιασμό, την εγκατάσταση, την λειτουργία, την καταγραφή και την έκθεση.

Οι μεγάλες απώλειες λόγω του πάγου και των χαμηλών θερμοκρασιών και η αποτυχία της ανεμογεννήτριας συνδεδεμένη σε απομακρυσμένο δίκτυο μειώνουν την οικονομική βιωσιμότητα του επενδυτικού σχεδίου, αλλά οι σημαντικότεροι λόγοι αποτυχίας είναι το σημαντικά αυξημένο κόστος της εγκατάστασης, της οικοδόμησης της μεταφοράς και της συντήρησής του.

Στο Σχήμα 6.2 αποτυπώνεται η εξέλιξη των συνολικών καθαρών ταμειακών ροών του έργου.



Σχήμα 6.2: Η εξέλιξη των συνολικών καθαρών ταμειακών ροών του έργου στο χρόνο, έως το τέλος της ζωής του

6.9 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [6.1] Ιωαννης Κλεαν. Καλδέλλης, “*Διαχείρηση της αιολικής ενέργειας*”, Εκδόσεις Αθ. Σταμουλης, 2005
- [6.2] Ιωαννης Κλεαν. Καλδέλλης, Κοσμάς Α. Καββαδίας “*Υπολογιστικές εφαρμογές ήπιων μορφών ενέργειας*”, Εκδόσεις Αθ. Σταμουλης, 2005
- [6.3] <http://retscreen.gc.ca>, accessed on August 2007
- [6.4] Βασ. Σταμπολίδης “*Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων παραγωγής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα*” Διπλωματική εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης, 2005.
- [6.5] Ηλ. Γουσγουρίωτης “*Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων ανάπτυξης συστημάτων θέρμανσης με στερεά βιομάζα*” Διπλωματική εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης, 2005.
- [6.6] <http://www.canren.gc.ca> accessed on August 2007
- [6.7] Κ. Ζοπουνίδης, “*Βασικές Αρχές Χρηματοοικονομικού Μάνατζμεντ*”, Πανεπιστημιακές παραδόσεις, Πολυτεχνείο Κρήτης, Μεσογειακό Αγρονομικό Ινστιτούτο Χανίων (ΜΑΙΧ), Χανιά 2000.
- [6.8] Π. Σ. Γεωργιλάκης, “*Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας*” , Σημειώσεις μαθήματος, Πολυτεχνείο Κρήτης, Σεπτέμβριος 2006.

ΜΕΓΑΛΕΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΕΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ

7.1 ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Στο κεφάλαιο αυτό θα διερευνηθεί η αποτελεσματικότητα και χρησιμότητα ενός αιολικού συστήματος το οποίο εξυπηρετεί ένα κεντρικό δίκτυο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Στη μελέτη που θα γίνει, θα καθοριστεί το κόστος παραγωγής ενέργειας από το εγκατεστημένο αιολικό σύστημα. Ακόμη, θα υπολογιστεί το εισόδημα από την μείωση εκπομπής CO₂ και θα συνυπολογισθεί με την μέθοδο της απλής επανείσπραξης.

7.2 ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ ΤΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ

Η εγκατάσταση βρίσκεται σε φάρμα στο Gruppenbuhren, περίπου 100 Km ανατολικά της γερμανικής βόρειας ακτής. Ο πλησιέστερος μετεωρολογικός σταθμός είναι στην Βρέμη. Η ετήσια μέση ταχύτητα του ανέμου, στην συγκεκριμένη περιοχή, είναι περίπου 6.4 m/s σε ύψος 65 m. Το αιολικό πάρκο που θα δημιουργηθεί θα έχει ισχύ περίπου 10 MW χρησιμοποιώντας ανεμογεννήτριες 1.65 MW και τύπου V66 της εταιρίας Vestas Wind Systems. Οι ανεμογεννήτριες μπορούν να παραδοθούν στο αιολικό πάρκο με μια τιμή, μαζί με τα ανταλλακτικά, περίπου 670 €/KW. Τα ανταλλακτικά που χρειάζονται σε ετήσια βάση και η εργασία για τις ανεμογεννήτριες κοστίζει περίπου 0.012 €/KW.

Τέλος όσον αφορά τα αέρια θερμοκηπίου, το αιολικό πάρκο θα αντικαταστήσει συμβατικά καύσιμα με 44% άνθρακα, 5% φυσικού αερίου, 36% πετρελαίου, 14% πυρηνική ενέργεια και 1% αιολική ενέργεια.

7.3 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ

Η ενέργεια που θα παραχθεί από το αιολικό πάρκο θα πωληθεί με 0.091 €/KW σταθερά για όλη την 25ετη διάρκεια ζωής του επενδυτικού σχεδίου. Υποθέτουμε ότι ο πληθωρισμός είναι 2.5%, ενώ το προεξοφλητικό επιτόκιο είναι 9%. Τοπική τράπεζα προσφέρει δάνειο με αναλογία δανεισμού προς το αρχικό κόστος ίση με 31%, με

επιτόκιο εξόφλησης χρεών 5.75% και προθεσμία εξόφλησης χρεών τα 15 έτη. Τα έσοδα του αιολικού πάρκου δεν εμπίπτουν σε φορολογία.

Η αρχική μελέτη για το σύστημα που έγινε για το σύστημα έδωσε έναν προϋπολογισμό για τα αρχικά έξοδα, τα οποία και δίνονται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 7.1: Αρχικός προϋπολογισμός

<i>Κατηγορίες κόστους</i>	<i>Κόστος (Ευρώ,€)</i>
Μελέτη σκοπιμότητας	45 000
Ανάπτυξη του έργου	330 000
Μηχανολογικό τμήμα του έργου	30 000

Η γραμμή τροφοδοσίας και η δημιουργία του υποσταθμού που είναι απαραίτητος για να συνδεθεί στο δίκτυο το αιολικό πάρκο, θα κοστίσει 1 300 000€ ενώ χρειάζονται άλλα 700 000€ για το ισοζύγιο της εγκατάστασης.

Όλα τα παραπάνω δεδομένα καθώς και όλα τα υπόλοιπα δεδομένα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα μελέτη, συνοψίζονται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 7.2: Δεδομένα του προβλήματος

<i>α/α</i>	<i>Περιγραφή Μεγέθους</i>	<i>Σύμβολο</i>	<i>Μονάδα Μέτρησης</i>	<i>Παρατηρήσεις</i>
Χαρακτηριστικά του συστήματος και της πηγής ισχύος				
1)	Τύπος του αιολικού συστήματος	on-grid	-	Κεντροποιημένο
2)	Τύπος υποκαθιστούμενου καυσίμου	Φυσικό αέριο Πετρέλαιο Άνθρακας Πυρηνική ενέργεια Αιολική ενέργεια	-	-
Μοντέλο ενέργειας				
3)	Ετήσια μέση ταχύτητα ανέμου.	$\bar{x} = 6,4$	m/s	
4)	Ύψος μέτρησης του ανέμου.	$h=65.0$	m	3.00-100.00
5)	Συντελεστής α	$\alpha=0.14$	-	0.10-0.25
6)	Μέση ατμοσφαιρική πίεση	$P=101,5$	kPa	60.00-103.00
7)	Μέση ετήσια θερμοκρασία	$T=9$	°C	-20.00-30.00
8)	Αριθμός ανεμογεννητριών	$N=6$	-	-
9)	Απώλειες εξοπλισμού	$\lambda_a=2\%$	%	0.00%-20.00%
10)	Airfoil soiling & icing losse	$\lambda_{s\&i}=2\%$	%	1.00%-10.00%

<i>α/α</i>	<i>Περιγραφή Μεγέθους</i>	<i>Σύμβολο</i>	<i>Μονάδα Μέτρησης</i>	<i>Παρατηρήσεις</i>
11)	Downtime losses	$\lambda_d=3\%$	%	2.00%-7.00%
12)	Διάφορες απώλειες	$\lambda_m=3\%$	%	2.00%-6.00%
Δεδομένα εξοπλισμού				
13)	Ισχύς ανεμογεννήτριας	$P_\chi=1650$	KW	
14)	Ύψος πλήμενης	$H=67.0$	m	6.00-100.00
15)	Διάμετρος στροφέα	$R=66$	m	7.00-72.00
16)	Swept area	3 421	m ²	35.00-5 027
17)	Κατασκευαστής ανεμογεννήτριας	-	-	Vestas Wind Systems
18)	Μοντέλο ανεμογεννήτριας	-	-	VESTAS V66-1.65MW
19)	Βάση δεδομένων για καμπύλη φορτίου	-	-	Τυπική
Οικονομική σύνοψη				
20)	Εξοικονομούμενο κόστος ενέργειας	$E_{save}=0.0910$	€/ KWh	-
21)	Πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	$RE_{credit}=0$	€/ KWh	-
22)	Χρονική διάρκεια της πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ	$RE_{credit}^{lc}=0$	yr	-
23)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	$r_{RE-credit}=0.0$	%	-
24)	Επιτόκιο προσαύξησης του κόστους ενέργειας	$r_{E-cost}=2.5$	%	-
25)	Πληθωρισμός	$f=2.5$	%	-
26)	Αναλογία δανεισμού προς τα αρχικά κόστη	$R_{costs}=31.0\%$	%	-
27)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	$d=8.0$	%	
28)	Προθεσμία εξόφλησης χρεών	$Debt_{term}=20$	yr	-
29)	Διάρκεια ζωής έργου (επένδυσης)	$PL=25$	yr	-
30)	Επιτόκιο εξόφλησης χρεών	$r_{debt}=8.0$	%	-
31)	Οικονομικά κίνητρα ή χάρες, πριμ	0	XM (€)	-

Στον Πίνακα 7.3 δίνονται τα δεδομένα της καμπύλης ισχύος και της καμπύλης ενέργειας για τις ανεμογεννήτριες.

Πίνακας 7.3: Δεδομένα της καμπύλης ισχύος και της καμπύλης ενέργειας

<i>Ταχύτητα ανέμου (m/s)</i>	<i>Δεδομένα καμπύλης δύναμης (kW)</i>	<i>Δεδομένα καμπύλης ενέργειας (MWh/yr)</i>
0	0.0	-
1	0.0	-
2	0.0	-
3	0.0	237.2
4	13.5	672.2
5	80.8	1 596.3
6	169.0	2 651.2
7	289.0	3 803.4
8	448.0	4 943.8
9	644.0	5 992.9
10	858.0	6 896.8
11	1 069.0	7 623.2
12	1 263.0	8 160.5
13	1 431.0	8 515.6
14	1 552.0	8 707.6
15	1 617.0	8 761.9
16	1 642.0	-
17	1 649.0	-
18	1 650.0	-
19	1 650.0	-
20	1 650.0	-
21	1 650.0	-
22	1 650.0	-
23	1 650.0	-
24	1 650.0	-
25	1 650.0	-

7.4 ΤΕΛΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

Σε αυτή την ενότητα θα παρουσιαστούν τα τελικά αποτελέσματα, δηλαδή τα δεδομένα εξόδου, τα οποία προκύπτουν με βάση την ανάλυση που έγινε στο Κεφάλαιο 3.

7.4.1 Ταχύτητα του ανέμου σε ύψος 10 m

Η ταχύτητα του ανέμου σε ύψος 10 m, δίνεται από της σχέση:

$$x_{10m} = x^* \left(\frac{10}{h} \right)^\alpha \quad (7.1)$$

οπότε σύμφωνα με τα δεδομένα για την συγκεκριμένη εφαρμογή έχουμε το παρακάτω αποτέλεσμα.

$$x_{10m} = 6.4 * \left(\frac{10}{65}\right)^{0.14} = 4.93m/s \quad (7.2)$$

7.4.2 Χωρητικότητα του εξοπλισμού

Η χωρητικότητα του εργοστασίου σε ενέργεια δίνεται από την σχέση:

$$WPC = N * P_{\%} = 6 * 1650 = 9900KW \quad (7.3)$$

7.4.3 Ταχύτητα του ανέμου στο ύψος πλήμνης

Η ταχύτητα του ανέμου στο ύψος πλήμνης υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση.

$$V = x_{10m} * \left(\frac{H}{10}\right)^a \quad (7.4)$$

οπότε σύμφωνα με τα δεδομένα για την συγκεκριμένη τοποθεσία έχουμε το παρακάτω αποτέλεσμα.

$$V = x_{10m} * \left(\frac{H}{10}\right)^a = 4.93 * \left(\frac{67}{10}\right)^{0.14} = 6.43m/s \approx 6.4m/s \quad (7.5)$$

7.4.4 Ακανόνιστη παραγωγή ενέργειας

Για να υπολογίσουμε την ακανόνιστη παραγωγή ενέργειας πρέπει να κάνουμε κάποιους ενδιάμεσους υπολογισμούς όπως αυτοί περιγράφονται στην αντίστοιχη ενότητα του Κεφαλαίου 3.

Αρχικά θα πρέπει να υπολογίσουμε τον συντελεστή διαβάθμισης ο οποίος υπολογίζεται από την παρακάτω εξίσωση για δεδομένο συντελεστή διαμόρφωσης $k=2$. Ο συντελεστής διαβάθμισης υπολογίζεται για μέση ταχύτητα v με $v \in [3,15]$.

Από πίνακες βρίσκουμε ότι $\Gamma(1.5)$ είναι ίσο με $\Gamma(1.5)=0.8862$

Οπότε για μέση ταχύτητα v και σύμφωνα με την σχέση (7.6) προκύπτει ο παρακάτω πίνακας.

$$C = \frac{\bar{x}}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} = \frac{v}{\Gamma(1.5)} \quad (7.6)$$

Πίνακας 7.4: Τιμές του συντελεστή διαβάθμισης	
Μέση ταχύτητα ανέμου (m/s)	Συντελεστής διαβάθμισης <i>C</i>
0	-
1	-
2	-
3	3.385240352
4	4.513653803
5	5.642067253
6	6.770480704
7	7.898894155
8	9.027307606
9	10.15572106
10	11.28413451
11	12.41254796
12	13.54096141
13	14.66937486
14	15.79778831
15	16.92620176
16	-
17	-
18	-
19	-
20	-
21	-
22	-
23	-
24	-
25	-

Στη συνέχεια θα υπολογιστεί η πιθανότητα $p(x)$ να υπάρχει x ταχύτητα ανέμου κατά την διάρκεια του έτους και εκφράζεται από την σχέση (7.7), όπου x η μέση ταχύτητα του ανέμου. Ο υπολογισμός αυτός θα γίνει για κάθε τιμή του συντελεστή διαβάθμισης C , όπως αυτές παρουσιάζονται στον Πίνακα (7.5) :

$$p(x) = \left(\frac{k}{C}\right) * \left(\frac{x}{C}\right)^{k-1} * \exp\left[-\left(\frac{x}{C}\right)^k\right] \quad (7.7)$$

Πίνακας 7.5: Τιμές της πιθανότητας $p(x)$ για x ταχύτητα ανέμου

Συντελεστής διαβάθμισης C	3,39	4,51	5,64	6,77	7,90	9,03	10,16	11,28	12,41	13,54	14,67	15,80	16,93
Μέση ταχύτητα ανέμου \bar{u} (m/s)	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ετήσια ταχύτητα ανέμου $\bar{u}_{\text{ετήσια}}$ (m/s)	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα	Πιθανότητα
0	0,021579	0,012196	0,007828	0,005440	0,003998	0,003061	0,002419	0,001963	0,001622	0,001363	0,001161	0,001001	0,000872
1	0,156686	0,092504	0,060461	0,042466	0,031412	0,024155	0,019142	0,015565	0,012881	0,010835	0,009240	0,007972	0,006947
2	0,242115	0,159831	0,110094	0,079570	0,059883	0,046568	0,037189	0,030406	0,025266	0,021319	0,018223	0,015753	0,013750
3	0,236251	0,187875	0,141237	0,107062	0,082927	0,065706	0,053151	0,043853	0,036690	0,031119	0,026708	0,023161	0,020269
4	0,172531	0,178061	0,151292	0,122599	0,098868	0,080415	0,066228	0,055345	0,046749	0,039939	0,034472	0,030028	0,026374
5	0,099452	0,143510	0,142722	0,126016	0,107029	0,090035	0,075884	0,064463	0,055123	0,047534	0,041326	0,036207	0,031948
6	0,046334	0,100719	0,121416	0,119056	0,107731	0,094434	0,081870	0,070957	0,061592	0,053722	0,047122	0,041576	0,036895
7	0,017668	0,062337	0,094333	0,104704	0,102110	0,093967	0,084230	0,074753	0,066047	0,058389	0,051756	0,046046	0,041137
8	0,005556	0,034282	0,067442	0,086365	0,091824	0,089380	0,083263	0,075943	0,068484	0,061492	0,055170	0,049557	0,044618
9	0,001448	0,016834	0,044585	0,067141	0,078727	0,081665	0,079469	0,074764	0,069001	0,063057	0,057356	0,052084	0,047306
10	0,000314	0,007405	0,027346	0,049259	0,064568	0,071912	0,073476	0,071562	0,067779	0,063172	0,058347	0,053633	0,049193
11	0,000057	0,002925	0,015598	0,034395	0,050777	0,061175	0,065967	0,066756	0,065062	0,061975	0,058219	0,054239	0,050292
12	0,000009	0,001039	0,008288	0,022758	0,038356	0,050363	0,057611	0,060796	0,061141	0,059644	0,057079	0,053965	0,050636
13	0,000001	0,000333	0,004108	0,014317	0,027867	0,040179	0,049007	0,054128	0,056321	0,056385	0,055059	0,052895	0,050276
14	0,000000	0,000096	0,001902	0,008573	0,019493	0,031093	0,040647	0,047159	0,050909	0,052414	0,052308	0,051128	0,049279
15	0,000000	0,000025	0,000823	0,004890	0,013140	0,023361	0,032899	0,040242	0,045193	0,047948	0,048984	0,048776	0,047721
16	0,000000	0,000006	0,000333	0,002658	0,008540	0,017051	0,026001	0,033654	0,039425	0,043195	0,045245	0,045956	0,045687
17	0,000000	0,000001	0,000126	0,001378	0,005355	0,012097	0,020078	0,027598	0,033818	0,038341	0,041244	0,042786	0,043266
18	0,000000	0,000000	0,000045	0,000682	0,003241	0,008346	0,015154	0,022202	0,028535	0,033546	0,037120	0,039380	0,040548
19	0,000000	0,000000	0,000015	0,000322	0,001894	0,005601	0,011184	0,017529	0,023694	0,028944	0,032997	0,035845	0,037620
20	0,000000	0,000000	0,000005	0,000145	0,001069	0,003658	0,008073	0,013586	0,019367	0,024634	0,028981	0,032278	0,034565
21	-	0,000000	0,000001	0,000063	0,000583	0,002326	0,005702	0,010340	0,015587	0,020686	0,025155	0,028762	0,031459
22	-	0,000000	0,000000	0,000026	0,000307	0,001439	0,003941	0,007729	0,012355	0,017144	0,021584	0,025366	0,028368
23	-	0,000000	0,000000	0,000010	0,000156	0,000868	0,002666	0,005676	0,009647	0,014025	0,018310	0,022148	0,025351
24	-	0,000000	0,000000	0,000004	0,000077	0,000509	0,001766	0,004096	0,007421	0,011328	0,015360	0,019147	0,022454
25	-	0,000000	0,000000	0,000001	0,000037	0,000291	0,001145	0,002904	0,005625	0,009035	0,012745	0,016392	0,019716

Εν συνεχεία θα πρέπει να δημιουργήσουμε την καμπύλη ισχύος, κάθε σημείο της οποίας δίνεται από την παρακάτω σχέση.

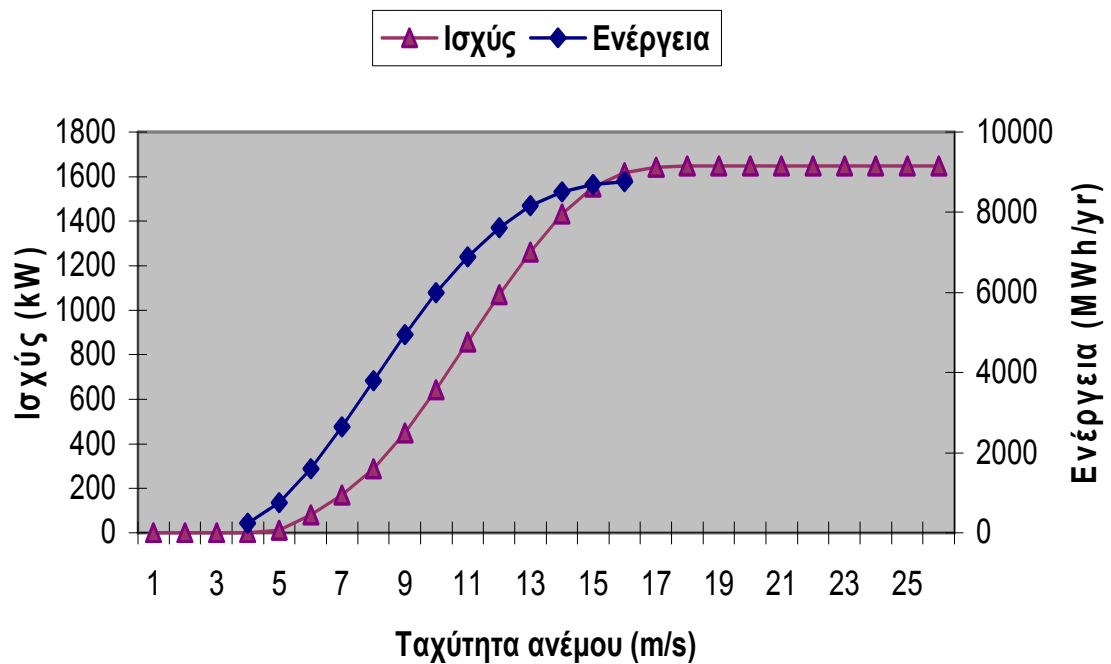
$$E_v = 8760 * \sum_{x=0}^{25} P_x p(x) \quad (7.8)$$

Έτσι έχοντας δεδομένη την καμπύλη δύναμης κάθε τουρμπίνας για ένα εύρος ταχύτητας ανέμου από 3 έως 23 m/s, όπως δίνονται στον Πίνακα 7.4 και την πιθανότητα να υπάρχει αυτή η ταχύτητα, θα υπολογίσουμε τα σημεία της καμπύλης ισχύος για την ταχύτητα αυτή.

Πίνακας 7.6: Δεδομένα καμπύλης ισχύος

Μέση ταχύτητα ανέμου (m/s)	Συντελεστής διαβάθμισης C	Ισχύς ανεμογεννήτριας (kW)	Καμπύλη ενέργειας E_v (MWh/yr)
0	-	0	-
1	-	0	-
2	-	0	-
3	3.39	0	237.0909654

Μέση ταχύτητα ανέμου (m/s)	Συντελεστής διαβάθμισης <i>C</i>	Ισχύς ανεμογεννήτριας (kW)	Καμπύλη ενέργειας <i>E_v</i> (MWh/yr)
4	4.51	13.5	759.5496126
5	5.64	80.8	1 593.547933
6	6.77	169	2 649.140275
7	7.90	289	3 802.221043
8	9.03	448	4 943.275012
9	10.16	644	5 992.815332
10	11.28	858	6 889.371225
11	12.41	1 069	7 616.736038
12	13.54	1 263	8 154.738996
13	14.67	1 431	8 510.054005
14	15.80	1 552	8 701.8798
15	16.93	1 617	8 755.846977
16	-	1 642	-
17	-	1 649	-
18	-	1 650	-
19	-	1 650	-
20	-	1 650	-
21	-	1 650	-
22	-	1 650	-
23	-	1 650	-
24	-	1 650	-
25	-	1 650	-



Σχήμα 7.1: Γραφική παράσταση καμπύλης ισχύος και καμπύλης ενέργειας

Στην συνέχεια πρέπει να υπολογιστεί η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης, έτσι ώστε παρεμβάλλοντας στην καμπύλη ενέργειας να υπολογίσουμε την ακανόνιστη παραγόμενη ενέργεια E_U .

Η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης δίνεται από την σχέση (7.9):

$$\frac{\bar{V}}{\bar{V}_0} = \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad (7.9)$$

άρα έχουμε:

$$\bar{V} = \bar{V}_0 \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha = 6.4 * \left(\frac{67}{65} \right)^{0.14} = 6.427 m/s \quad (7.10)$$

Παραμβάλλοντας την παραπάνω τιμή στο διάγραμμα βρίσκουμε ότι η ακανόνιστη παραγωγή ενέργειας είναι ίση με 3 143 MWh.

$$\underline{E_U = 3\ 143\ MWh}$$

7.4.5 Συνολική παραγωγή ενέργειας

Η συνολική παραγωγή ενέργειας υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση

$$E_G = E_U * c_H * c_T \quad (7.11)$$

Πρέπει να υπολογίσουμε τους συντελεστές πίεσης και θερμοκρασίας όπως αυτοί δίνονται από τις παρακάτω σχέσεις.

$$c_H = \frac{P}{P_0} \quad c_T = \frac{T_0}{T} \quad (7.12)$$

Άρα έχουμε

$$c_H = \frac{101.5}{101.3} = 1.0019 \quad c_T = \frac{288.1}{282} = 1.02 \quad (7.13)$$

Οπότε η συνολική παραγωγή ενέργειας είναι ίση με :

$$E_G = 1.0019 * 1.02 * 3143 = 3211.95 MWh \quad (7.14)$$

7.4.6 Διανεμόμενη παραγωγή ενέργειας

Για να υπολογίσουμε την διανεμόμενη παραγωγή ενέργειας πρέπει αρχικά να υπολογίσουμε το ποσό της ανανεώσιμης η οποία συλλέγεται από το δίκτυο, όπως δίνεται από την παρακάτω σχέση.

$$E_C = E_G * c_L \quad (7.15)$$

Πρέπει να υπολογίσουμε τον συντελεστή απωλειών όπως αυτός δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$c_L = (1 - \lambda_a) * (1 - \lambda_{s\&i}) * (1 - \lambda_d) * (1 - \lambda_m) \quad (7.16)$$

$$c_L = (1 - 0.02) * (1 - 0.02) * (1 - 0.03) * (1 - 0.03) \quad (7.17)$$

$$c_L = 0.98 * 0.98 * 0.97 * 0.97 = 0.9036 \quad (7.18)$$

Άρα η ενέργεια η οποία συλλέγεται από το δίκτυο είναι ίση με:

$$E_C = 0.9036 * 3211.95 = 2902.318 MWh \quad (7.19)$$

Η ενέργεια η οποία συλλέγεται από το δίκτυο είναι ίση με την ενέργεια η οποία παραδίδεται αφού μελετάμε την περίπτωση κεντρικού δικτύου διανομής ενέργειας.

Εν συνεχεία θα υπολογίσουμε την χαρακτηριστική απόδοση Y ανά ανεμογεννήτρια.

$$Y = \frac{E_C}{A} = \frac{2902.318 MWh}{3421 m^2} = 848.38 kWh / m^2 \quad (7.20)$$

Ο συντελεστής χωρητικότητας της εγκατάστασης PCF δίνει το ποσοστό της μέσης ενέργειας που παράγεται από την εγκατάσταση και υπολογίζεται ως εξής.

$$PCF = \frac{2902.318 MWh}{1650 kW * (365 * 24)} * 100\% = 20.07\% \quad (7.21)$$

7.5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ

Στην περίπτωση αυτή εξετάζουμε τα κόστη. Αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα θα παρουσιάσουμε μια σύνοψη των αρχικών δαπανών για την υλοποίηση του έργου.

Πίνακας 7.7: Σύνοψη αρχικών δαπανών για την υλοποίηση του έργου

<i>α/α</i>	<i>Δραστηριότητα του έργου</i>	<i>Μοναδιαίο κόστος δραστηριότητας (€)</i>	<i>Συνολικό κόστος δραστηριότητας (€)</i>
1)	Μελέτη σκοπιμότητας	44 000	44 000
2)	Ανάπτυξη του έργου	339 620	339 620
3)	Μηχανολογικό τμήμα του έργου	29 345	29 345
	Σύνολο	-	412 965
4)	Αγορά εξοπλισμού με ονομαστική ισχύ 9900 kW	6 679 680	6 679 680
5)	Ισοζύγιο εξοπλισμού	2 070 300	2 070 300
	Σύνολο	-	8 749 980
6)	Διάφορα έξοδα	465 147	465 147
	Γενικό σύνολο	-	9 628 092
	Ετήσια κόστη	Εργασίες λειτουργίας και συντήρησης	277 675 ανά έτος
	Περιοδικά κόστη	Εργασίες λειτουργίας και συντήρησης	-

7.5.1 Ανάλυση εκπομπής κόστους αερίων θερμοκηπίου

Η ανάλυση αυτή θα πραγματοποιηθεί επειδή το προς εγκατάσταση αιολικό σύστημα αποσκοπεί στο να υποκαταστήσει μέρος της ενέργειας που παράγεται από άνθρακα, φυσικό αέριο και πετρέλαιο στην εξεταζόμενη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, είναι απαραίτητο να έχουμε γνώση των συντελεστών εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, οι οποίοι και παρουσιάζονται στο παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 7.8: Συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου

<i>Τύπος Καυσίμου</i>	<i>Συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου (G_{gas-j}) (Kg/GJ)</i>		
	CO₂	CH₄	N₂O
Άνθρακας	94.60	0.0020	0.0030
Φυσικό αέριο	56.10	0.0030	0.0010
Πετρέλαιο	77.40	0.0030	0.0020

Η σύσταση του αρχικού μείγματος παραγωγής ενέργειας, είναι 44% άνθρακας, 5% φυσικό αέριο και 36% πετρέλαιο. Το υπόλοιπο 15% καλύπτεται από πυρηνική ενέργεια το 14% ενώ το υπόλοιπο 1% από αιολική ενέργεια τα οποία βεβαίως δεν εκπέμπουν αέρια θερμοκηπίου.

Η απόδοση μετατροπής (n_{fuel_i-bas}) του άνθρακα, του φυσικού αερίου, του πετρελαίου, της πυρηνικής ενέργειας και της αιολικής ενέργειας είναι αντίστοιχα

35%, 45%, 30%, 30% και 100%. Οι απώλειες μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας (T-D losses) είναι ίσες με 8%.

Παρακάτω θα παρουσιάσουμε όλους τους υπολογισμούς ξεχωριστά για κάθε ένα από τους: άνθρακα, φυσικού αερίου και πετρελαίου.

Για τον υπολογισμό του συντελεστή ισοδύναμης εκπομπής CO₂ του άνθρακα (στο αρχικό σύστημα), GHG_{i-base} προκύπτει ότι:

$$\begin{aligned} GHG_{i-base} &= \left(G_{CO_2} + G_{CH_4} * 21 + G_{N_2O} * 310 \right) * \frac{1}{n_{fuel_i}} * \frac{1}{1 - J_{T-D}} = \\ &= \left[94.6 \text{ kg} / GJ + \left(0.002 \text{ kg} / GJ * 21 t_{CO_2} \right) + \left(0.003 \text{ kg} / GJ * 310 t_{C_2} \right) \right] * \frac{1}{0.35} * \frac{1}{1 - 8\%} = \\ &= 296.2732 \text{ kg} / GJ * \frac{3.6}{1000} \Rightarrow GHG_{i-base} = 1.066 t_{CO_2} / MWh \end{aligned}$$

Ο συντελεστής $\frac{3.6}{1000}$ λήφθηκε υπόψιν για τον υπολογισμό του GHG_{i-base} σε t_{CO_2} / MWh .

Για τον υπολογισμό του συντελεστή ισοδύναμης εκπομπής CO₂ του φυσικού αερίου (στο αρχικό σύστημα), GHG_{i-base} προκύπτει ότι:

$$\begin{aligned} GHG_{i-base} &= \left(G_{CO_2} + G_{CH_4} * 21 + G_{N_2O} * 310 \right) * \frac{1}{n_{fuel_i}} * \frac{1}{1 - J_{T-D}} = \\ &= \left[56.1 \text{ kg} / GJ + \left(0.003 \text{ kg} / GJ * 21 t_{CO_2} \right) + \left(0.001 \text{ kg} / GJ * 310 t_{C_2} \right) \right] * \frac{1}{0.45} * \frac{1}{1 - 8\%} = \\ &= 136.394 \text{ kg} / GJ * \frac{3.6}{1000} \Rightarrow GHG_{i-base} = 0.491 t_{CO_2} / MWh \end{aligned}$$

Για τον υπολογισμό του συντελεστή ισοδύναμης εκπομπής CO₂ του πετρελαίου (στο αρχικό σύστημα), GHG_{i-base} προκύπτει ότι:

$$\begin{aligned} GHG_{i-base} &= \left(G_{CO_2} + G_{CH_4} * 21 + G_{N_2O} * 310 \right) * \frac{1}{n_{fuel_i}} * \frac{1}{1 - J_{T-D}} = \\ &= \left[77.4 \text{ kg} / GJ + \left(0.003 \text{ kg} / GJ * 21 t_{CO_2} \right) + \left(0.002 \text{ kg} / GJ * 310 t_{C_2} \right) \right] * \frac{1}{0.30} * \frac{1}{1 - 8\%} = \\ &= 282.909 \text{ kg} / GJ * \frac{3.6}{1000} \Rightarrow GHG_{i-base} = 1.018 t_{CO_2} / MWh \end{aligned}$$

Στην συνέχεια θα υπολογίσουμε το GHG_{F-base} για κάθε τύπο καυσίμου, άνθρακα, πετρέλαιο και φυσικό αέριο, σύμφωνα με την σχέση που δίνεται παρακάτω:

$$GHG_{F-base} = \sum_i \left(\frac{p_{i-base} * GHG_{i-base}}{n_{fuel_{i-base}} * (1 - J_{T-D,i})} \right) \quad (7.22)$$

με

$$p_{i,coal} = 44.0\%$$

$$p_{i,oil} = 36.0\%$$

$$p_{i,gas} = 5.0\%$$

άρα έχουμε :

$$GHG_{F-CO_2} = 237.0097 kg / GJ$$

$$GHG_{F-CH_4} = 0.007 kg / GJ$$

$$GHG_{F-N_2O} = 0.0079 kg / GJ$$

Το GHG_{F-base} θα είναι ίσο με το άθροισμα των GHG_{i-base} για κάθε τύπο καυσίμου πολλαπλασιαζόμενο με το αντίστοιχο $p_{i,g}$ δηλαδή $GHG_{F-base} = \sum p_{i,g} * GHG_{i-base} = 0.866 t_{CO_2} / MWh$

Για την δομή του προτεινόμενου συστήματος, το αιολικό σύστημα προορίζεται να αντικαταστήσει πλήρως τις μονάδες του άνθρακα, πετρελαίου και φυσικού αερίου, οπότε η σύσταση του νέου συστήματος θα αποτελείται από 100% αιολική ενέργεια. Οι απώλειες T-D θεωρούνται ίσες με 8%. Η μετατροπή της αιολικής ενέργειας, ως καυσίμου, σε ηλεκτρική, θεωρείται ίση με 100%, ενώ οι συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου είναι όλοι μηδέν, αφού η αιολική ενέργεια δεν εκπέμπει αέρια θερμοκηπίου. Άρα ο συνολικός ισοδύναμος συντελεστής εκπομπής CO_2 , $GHG_{F-proposed} = 0$.

Η ετήσια παραδιδόμενη ενέργεια από το σύστημα, δίνεται από την σχέση:

$$E_{annual} = \left[RE_{delivered}^{on-grid} + \frac{E_{AC-delivered}}{1000} * (1 - Abs_{rate}) \right] * (1 - J_{T-D}) \quad (7.23)$$

άρα

$$E_{annual} = 17413.908 * 0.92 = 16020.79 MWh$$

Η ετήσια μείωση του ισοδύναμου συντελεστή εκπομπής CO_2 υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$GHG_{net-red-yr} = \sum (GHG_{F-base} - GHG_{F-proposed}) * E_{annual} \quad (7.24)$$

άρα έχουμε:

$$GHG_{net-red-yr} = 13874.00 t_{CO_2}$$

7.6 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Στην ενότητα αυτή θα πραγματοποιηθεί η χρηματοοικονομική ανάλυση για την εγκατάσταση του αιολικού συστήματος. Αρχικά, υπολογίζεται η συνολική μείωση εκπομπής CO₂ για την διάρκεια ζωής του έργου, με βάση το συνολικό ισοδύναμο συντελεστή εκπομπής CO₂. Η διάρκεια του επενδυτικού έργου είναι PL=25 έτη, οπότε για ετήσια μείωση διοξειδίου του άνθρακα (CO₂), που όπως υπολογίστηκε παραπάνω και είναι ίση με $GHG_{net-red-yr} = 13874.00 t_{CO_2}$. Άρα η συνολική μείωση θα είναι 346 850 τόνοι CO₂. Επειδή και η διάρκεια για την πίστωση μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου θα είναι επίσης 25 έτη, η συνολική μείωσης εκπομπής CO₂ θα είναι επίσης 346 850 τόνοι CO₂.

7.6.1 Ετήσια έξοδα

Τα ετήσια κόσθη από την λειτουργία της εγκατάστασης και τις εργασίες συντήρησης του προτεινόμενου επενδυτικού σχεδίου είναι ίσια με 277 675 ΧΜ (€). Το ετήσιο χρεολύσιο για την εξόφληση του χρέους του έργου, υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση.

$$d_p = \frac{-Project_{debt} * r_{debt} * (1 + r_{debt})^{Debt_{term}}}{(1 + r_{debt})^{Debt_{term}} - 1} \quad (7.25)$$

άρα

$$d_p = \frac{-2984709 * 0.058 * 1.058^{15}}{1.058^{15} - 1} = 303310.60 \text{ ΧΜ (€)}$$

Ο τρόπος υπολογισμού του χρέους του έργου, $Project_{debt}$, θα παρουσιαστεί αναλυτικότερα σε επόμενη παράγραφο.

7.6.2 Ετήσια έσοδα

Τα ετήσια έσοδα, ή αλλιώς πιστώσεις του έργου, προέρχονται από την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος και παραγωγής ενέργειας του συστήματος, καθώς και από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου. Αναλυτικότερα, για το εξεταζόμενο έργο, οι πιστώσεις από την παρακάτω σχέση:

$$E_{saving} = RE_{delivered}^{on-grid} * E_{save} + RE_{excew} * E_{save} \quad (7.26)$$

$$E_{saving} = 17413.9 * 1000kWh * 0.0910XM / Kwh + 0.057XM / Kwh * 0 = 1584665XM$$

$$Annual_{saving} = E_{saving} = 1584665XM$$

7.6.3 Ετήσιες ταμειακές ροές

Στην συνέχεια θα εξεταστούν μερικοί δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης της βιωσιμότητας του έργου. Για αυτό τον λόγο κρίνεται απαραίτητο να υπολογιστούν οι καθαρές ταμειακές του έργου.

Η προ φόρων καθαρή ταμειακή ροή, περιλαμβάνει τα συνολικά έσοδα. Τα συνολικά έσοδα τον χρόνο μηδέν, περιλαμβάνουν τις εξοικονομήσεις ενέργειας, τα έξοδα που αποφεύχθηκαν για την εγκατεστημένη ισχύ του συστήματος, τα έσοδα από την μείωση εκπομπής παραγωγής αερίων θερμοκηπίου, τα έσοδα από χάρες ή δωρεές και η αξία τέλους του έργου. Όλα τα παραπάνω για το έτος μηδέν είναι ίσα με το μηδέν, οπότε και τα συνολικά έσοδα είναι μηδέν.

Τα συνολικά έξοδα περιλαμβάνουν τα ποσά που καταβλήθηκαν για την σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου. Τα ποσά αυτά υπολογίζονται ότι έγιναν το έτος 0 και δίνονται από την παρακάτω σχέση:

$$I_{cap} = I * (1 - R_{costs}) = 9628092 * (1 - 31\%) = 6643383.48 \text{XM} \quad (7.27)$$

Επίσης, υπάρχουν τα έξοδα για την τροφοδοσία ενέργειας στην εγκατάσταση, τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης της εγκατάστασης, τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους του επενδυτικού έργου, τα περιοδικά έξοδα. Όλα τα παραπάνω το έτος 0 είναι ίσα με 0.

Οπότε καταλήγουμε ότι για το έτος 0 οι καθαρή ταμειακή του έργου είναι ίση με $\text{Συνολικά έσοδα} - \text{Συνολικά έξοδα} = 0 - 6\,643\,383.48 = -6\,643\,383.48\text{€}$.

Εν συνεχεία θα υπολογιστούν οι ταμειακές ροές και τα υπόλοιπα έτη.

Συνολικά έσοδα:

- Για κάθε n έτος μέχρι το τέλος ζωής του έργου PL ($1 \leq n \leq \text{PL}$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις πόρων ενέργειας, από την παρακάτω σχέση:

$$\begin{aligned} E_{n-save} &= E_{saving} * (1 + r_{E-cost})^n = RE_{delivered} * E_{save} * (1 + r_{E-cost})^n = \\ &= 0.0910 \text{XM} / \text{kWh} * 17413.9 * 1000 \text{kWh} * (1 + 0\%)^n = \\ &= 1584664.9 * (1 + 0\%)^n \text{XM} \end{aligned} \quad (7.28)$$

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου PL ($1 \leq n \leq \text{PL}$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις πόρων εγκατεστημένης ισχύος, όπως περιγράφεται από την παρακάτω σχέση:

$$Capacity_{n-save} = Capacity_{saving} * (1 + f)^n \quad (7.29)$$

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος της διάρκειας πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, RE_{credit}^{lc} , εντός της διάρκειας ζωής του έργου ($1 \leq n \leq \text{MIN}(\text{PL}, RE_{credit}^{lc})$), υπολογίζονται τα έσοδα από την πίστωση αυτή από την παρακάτω σχέση:

$$RE_{n-credit} = RE_{credit} * (1 + r_{RE-credit})^n \quad (7.30)$$

- ο Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος της διάρκειας πίστωσης για μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, $GHG_{reduce-credit}^{lc}$, εντός της διάρκειας ζωής του επενδυτικού έργου ($1 \leq n \leq \min(PL, GHG_{credit}^{lc})$), υπολογίζονται τα έσοδα από την πίστωση αυτή από την παρακάτω σχέση:

$$GHG_{n-credit} = GHG_{red-credit} * (1 + r_{GHG})^n \quad (7.31)$$

- ο Από τα παραπάνω έσοδα, αφαιρούνται τα έξοδα από την αξία του τέλους του έργου. Τα έξοδα αυτά υπολογίζονται στο τέλος ζωής του επενδυτικού έργου από την παρακάτω σχέση:

$$EOL_{PL} = EOL * (1 + f)^n \quad (7.32)$$

με τα έξοδα να δίνονται από τον χρήστη.

Τα συνολικά έσοδα ανά έτος n , υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έσοδα όπως αυτά υπολογίζονται παραπάνω. Ο Πίνακας 7.9 συγκεντρώνει τα αποτελέσματα για τα ετήσια έσοδα στην περίπτωση που εξετάζεται.

Πίνακας 7.9: Ετήσια έσοδα της εγκατάστασης

Έτος n	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο (€)	Έσοδα από την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ (€)	Έσοδα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου (€)	Χορηγίες Δωρεές (€)	Έξοδα από την αξία τέλους του έργου (€)	Συνολικά έσοδα (€)
0	0.00	0	0	0	0	0.00
1	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
2	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
3	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
4	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
5	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
6	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
7	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
8	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90

Έτος n	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο (€)	Έσοδα από την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ (€)	Έσοδα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου (€)	Χορηγίες Δωρεές (€)	Έξοδα από την αξία τέλους του έργου (€)	Συνολικά έσοδα (€)
9	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
10	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
11	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
12	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
13	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
14	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
15	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
16	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
17	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
18	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
19	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
20	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
21	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
22	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
23	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
24	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90
25	1 584 664.90	0	0	0	0	1 584 664.90

Συνολικά έξοδα:

- Μόνο για το έτος 0 υπολογίζονται τα έξοδα για την σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου, όπως παρουσιάστηκε παραπάνω.

$$I_{cap} = I * (1 - R_{costs}) = 9628092 * (1 - 31\%) = 6643383.48 \text{ ΧΜ}$$

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του επενδυτικού έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται τα έξοδα τροφοδοσίας και εγκατάστασης με ενέργεια από την παρακάτω σχέση:

$$FEC = FE_{expents} * (1 + r_{costs})^n \quad (7.33)$$

τα έξοδα $FE_{expents}$ δίνονται από τον χρήστη.

- ο Τα έξοδα για την λειτουργία και την συντήρηση της εγκατάστασης, υπολογίζονται για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής PL του έργου, από την παρακάτω σχέση:

$$OM_{labour} = OM_{expents} * (1 + f)^n \quad (7.34)$$

τα έξοδα $OM_{expents}$ δίνονται από τον χρήστη

- ο Τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους για το έργο είναι όσα με το ετήσια χρεολύσιο, δηλαδή: $Dept_{n-cov\ erage} = d_p$
- ο Τα περιοδικά έξοδα στην περίπτωση αυτή, λαμβάνονται υπ' όψιν κάθε φορά που γίνεται κάποια αντικατάσταση στις λεπίδες του τουρμπίνας σε συγκεκριμένη χρονική στιγμή κατά την διάρκεια ζωής του έργου, και δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$PE_n = PE * (1 + f)^n \quad (7.35)$$

Πίνακας 8.10: Ετήσια έξοδα της εγκατάστασης

Έτος n (€)	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο (€)	Λειτουργικά έξοδα και έξοδα συντήρησης (€)	Έξοδα Τροφοδοσίας της εγκατάστασης με ενέργεια (€)	Έξοδα αποπληρωμής του έργου (€)	Περιοδικά έξοδα (€)	Συνολικά έξοδα (€)
0	6 643 383.48	0.00	0	0.00	0.00	6 643 383.48
1	0.00	284 616.88	0	303 310.60	0.00	587 927.48
2	0.00	291 732.0	0	303 310.60	0.00	595 042.90
3	0.00	299 025.60	0	303 310.60	0.00	602 336.20
4	0.00	306 501.24	0	303 310.60	0.00	609 811.84
5	0.00	314 163.78	0	303 310.60	0.00	617 474.38
6	0.00	322 017.87	0	303 310.60	0.00	625 328.47
7	0.00	330 068.32	0	303 310.60	0.00	633 378.92
8	0.00	338 320.02	0	303 310.60	0.00	641 630.62
9	0.00	346 778.03	0	303 310.60	0.00	650 088.63
10	0.00	355 447.48	0	303 310.60	0.00	658 758.08
11	0.00	364 333.66	0	303 310.60	0.00	667 644.26
12	0.00	373 442.00	0	303 310.60	0.00	676 752.60
13	0.00	382 778.05	0	303 310.60	0.00	686 088.65
14	0.00	392 347.51	0	303 310.60	0.00	695 658.11
15	0.00	402 156.19	0	303 310.60	0.00	705 466.79

Έτος n (€)	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο (€)	Λειτουργικά έξοδα και έξοδα συντήρησης (€)	Έξοδα Τροφοδοσίας της εγκατάστασης με ενέργεια (€)	Έξοδα αποπληρωμής του έργου (€)	Περιοδικά έξοδα (€)	Συνολικά έξοδα (€)
16	0.00	412 210.10	0	0.00	0.00	412 210.10
17	0.00	422 515.35	0	0.00	0.00	422 515.35
18	0.00	433 078.23	0	0.00	0.00	433 078.23
19	0.00	443 905.19	0	0.00	0.00	443 905.19
20	0.00	455 002.82	0	0.00	0.00	455 002.82
21	0.00	466 377.89	0	0.00	0.00	466 377.89
22	0.00	478 037.34	0	0.00	0.00	478 037.34
23	0.00	489 988.27	0	0.00	0.00	489 988.27
24	0.00	502 237.98	0	0.00	0.00	502 237.98
25	0.00	514 793.93	0	0.00	0.00	514 793.93

Τα συνολικά έξοδα ανά έτος n, υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έξοδα όπως αυτά υπολογίζονται παραπάνω. Ο Πίνακας 7.10 συγκεντρώνει τα αποτελέσματα για τα ετήσια έξοδα για κάθε ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης στην περίπτωση που εξετάζεται.

Τα συνολικά έσοδα και έξοδα για κάθε ετήσιο κύκλο λειτουργίας της αιολικής εγκατάστασης, στην περίπτωση που εξετάζουμε, παρουσιάζονται στον Πίνακα 7.11. Στον ίδιο πίνακα παρουσιάζονται, επίσης, η διαφορά των ετήσιων συνολικών εξόδων από τα ετήσια συνολικά έσοδα, καθώς και οι συνολικές καθαρές ταμειακές ροές του έργου.

Οι συνολικές καθαρές ταμειακές ροές για κάθε έτος n υπολογίζονται από την σχέση: $\text{Συνολικά έσοδα}_n - \text{Συνολικά έξοδα}_n$. Να σημειωθεί, επίσης, ότι στην διαφορά αυτή λαμβάνεται υπ' όψιν και το ποσό του φόρου, εφόσον υπάρχει, που πληρώνει η εγκατάσταση.

Πίνακας 7.11: Καθαρές ταμειακές ροές της εγκατάστασης

Έτος n (€)	Συνολικά έσοδα (€)	Συνολικά έξοδα (€)	Συνολική ροή προ φόρων (€)	Καθαρή Συνολική ροή (€)
0	-6 643 383.480	-6 643 383.48	-6 643 383.48	-6 643 383.48
1	996 737.425	996 737.43	996 737.43	-5 646 646.06
2	989 622.003	989 622.00	989 622.00	-4 657 024.05

Έτος <i>n</i> (€)	Συνολικά έσοδα (€)	Συνολικά έξοδα (€)	Συνολική ροή προ φόρων (€)	Καθαρή Συνολική ροή (€)
3	982 328.696	982 328.70	982 328.70	-3 674 695.36
4	974 853.056	974 853.06	974 853.06	-2 699 842.30
5	967 190.524	967 190.52	967 190.52	-1 732 651.78
6	959 336.430	959 336.43	959 336.43	-773 315.35
7	951 285.983	951 285.98	951 285.98	177 970.64
8	943 034.275	943 034.28	943 034.28	1 121 004.91
9	934 576.275	934 576.27	934 576.27	2 055 581.19
10	925 906.824	925 906.82	925 906.82	2 981 488.01
11	917 020.637	917 020.64	917 020.64	3 898 508.65
12	907 912.296	907 912.30	907 912.30	4 806 420.94
13	898 576.246	898 576.25	898 576.25	5 704 997.19
14	889 006.794	889 006.79	889 006.79	6 594 003.98
15	879 198.107	879 198.11	879 198.11	7 473 202.09
16	1 172 454.802	1 172 454.80	1 172 454.80	8 645 656.89
17	1 162 149.549	1 162 149.55	1 162 149.55	9 807 806.44
18	1 151 586.666	1 151 586.67	1 151 586.67	10 959 393.11
19	1 140 759.710	1 140 759.71	1 140 759.71	12 100 152.82
20	1 129 662.080	1 129 662.08	1 129 662.08	13 229 814.90
21	1 118 287.009	1 118 287.01	1 118 287.01	14 348 101.91
22	1 106 627.562	1 106 627.56	1 106 627.56	15 454 729.47
23	1 094 676.629	1 094 676.63	1 094 676.63	16 549 406.10
24	1 082 426.922	1 082 426.92	1 082 426.92	17 631 833.02
25	1 069 870.972	1 069 870.97	1 069 870.97	18 701 703.99

7.7 ΔΕΙΚΤΕΣ ΚΑΙ ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ

Στη συνέχεια θα εξεταστεί ο τρόπος με τον οποίο μπορεί να αξιολογηθεί το συγκεκριμένο επενδυτικό έργο. Αρχή θα γίνει με τον υπολογισμό του εσωτερικού βαθμού απόδοσης και την απόδοση στην επένδυση για το έργο αυτό.

7.7.1 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης είναι το επιτόκιο, έστω ε , το οποίο μηδενίζει την ΚΠΑ. Θα πρέπει να υπολογιστεί και για τις ταμειακές ροές προ φόρων και για τις ταμειακές ροές μετά φόρων. Στο συγκεκριμένο παράδειγμα δεν έχουμε φόρο εισοδήματος άρα οι τιμές των ταμειακών ροών προ και μετά φόρων είναι οι ίδιες. Η επίλυση της σχέσης (7.36) πραγματοποιείται με τη χρήση της επαναληπτικής αριθμητικής μεθόδου Newton-Raghsan.

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης C_i^p , υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\sum_{t=0}^{25} \frac{C_t^p}{(1+\varepsilon)^t} = 0 \quad (7.36)$$

άρα

$$\sum_{t=0}^{25} \frac{C_t^p}{(1+\varepsilon)^n} = 0 \Rightarrow \frac{-6643383 \cdot 48}{(1+\varepsilon)^0} + \frac{-5646646 \cdot 06}{(1+\varepsilon)^1} + \dots + \frac{18701703.9 \cdot 9}{(1+\varepsilon)^{25}} = 0$$

$$\Rightarrow \varepsilon = 14.19\%$$

Το γεγονός ότι το ε υπολογίστηκε μεγαλύτερο από το προεξοφλητικό επιτόκιο $D = 9\%$, υποδηλώνει ότι η επένδυση μπορεί να γίνει αποδεκτή, καθώς θεωρείται αποδοτική.

7.7.2 Το κριτήριο της Απλής Επανείσπραξης

Σύμφωνα με τη μέθοδο της απλής επανείσπραξης, οι επενδυτές θα λάβουν τα χρήματά τους πίσω, σε μια περίοδο ίση με αυτήν που υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\frac{\text{Αρχικές δαπάνες} - \Delta\omegaρεές}{\text{Ετήσιες εξοικονομήσεις} - (\text{Ετήσιο Κόστος} - \text{Χρεολύσιο})} \quad (7.37)$$

Όλοι οι παράγοντες στην τελευταία σχέση είναι γνωστοί από την προηγούμενη ανάλυση. Η αντικατάσταση των τιμών στη σχέση αυτή, δίνει:

$$\frac{9628092 - 0}{1584664.9 - 277675} = 7.366 \approx 7.3 \text{ έτη}$$

Η χρονική στιγμή y_p κατά την οποία θα υπάρξει θετική συνολική καθαρή ταμειακή ροή για το έργο, υπολογίζεται με γραμμική παρεμβολή μεταξύ των ακραίων εκείνων διαδοχικών τιμών για τις οποίες η πρώτη τιμή είναι αρνητική και η αμέσως επόμενη είναι θετική. Στην συγκεκριμένη περίπτωση, οι τιμές αυτές (από τον Πίνακα 7.11) είναι -773 315.35€ για το έτος 6 και 177 970.64€ για το έτος 7. Τώρα έχουμε:

$$\frac{7 - yr_0}{177970.64 - 0} = \frac{7 - 6}{177970.64 - (-773315.35)} \Rightarrow$$

$$yr_0 = 6.81$$

Η τιμή y_0 είναι η τιμή για την οποία η καθαρή συνολική ταμειακή ροή είναι μηδέν, οπότε λίγο μετά την τιμή αυτή, μπορούμε να έχουμε θετική ταμειακή ροή. Γενικά, μπορεί να θεωρηθεί $y_p \approx 6.8$ έτη.

7.7.3 Το κριτήριο της Καθαρής Παρούσας Αξίας

Η ΚΠΑ του έργου υπολογίζεται από τη παρακάτω σχέση (7.37) για $D = 9\%$:

$$ΚΠΑ = \sum_{t=1}^{25} C_t^p \cdot (1+D)^{-n} - I_{cap} \quad (7.38)$$

Οπότε η ΚΠΑ του έργου είναι ίση με $ΚΠΑ = 3\,902\,406.03€$

Το γεγονός ότι η τιμή που βρήκαμε για την ΚΠΑ είναι θετική υποδηλώνει ότι το επενδυτικό έργο μπορεί να γίνει αποδεκτό.

7.7.4 Ετήσιες Εξοικονομήσεις

Οι εξοικονομήσεις από τον ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης, υπολογίζονται από την παρακάτω σχέση.

$$p = \frac{-ΚΠΑ \cdot D \cdot (1+D)^{PL}}{(1+D)^{PL} - 1} \quad (7.39)$$

$$\text{Άρα } p = 365\,572.63€$$

7.7.5 Δείκτης Κερδοφορίας

Ο δείκτης κερδοφορίας μπορεί να υπολογιστεί από τη παρακάτω σχέση.

$$PI = \frac{ΚΠΑ}{I_{cap}} = \frac{3902406,03}{6643383,48} = 0,587 \quad (7.40)$$

7.8 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Το επενδυτικό έργο που εξετάστηκε, κρίνεται αποδοτικό και η υλοποίησή του κρίνεται συμφέρουσα, με βάση όλα τα χρηματοοικονομικά κριτήρια που εξετάστηκαν.

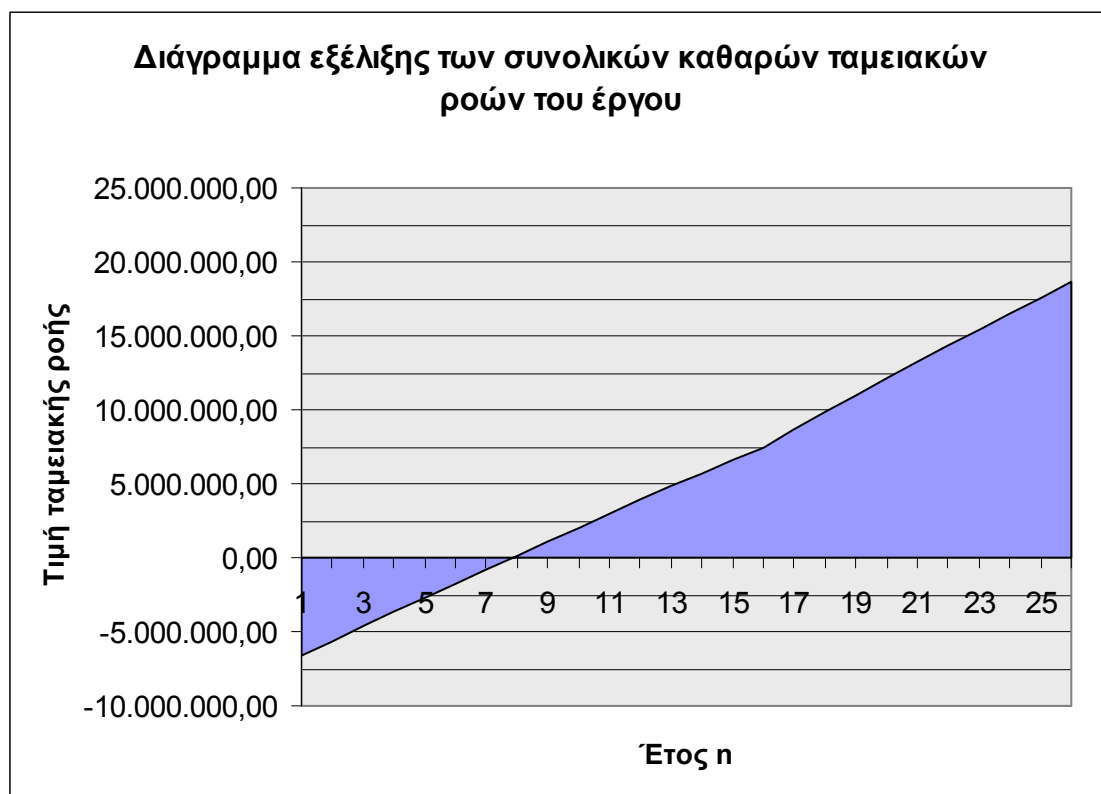
Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης ε είναι 14.19%. Αυτό υποδηλώνει πως το έργο αυτό είναι αποδοτικό, καθώς το προεξοφλητικό επιτόκιο D είναι μόλις 9%. Άρα, ο ε είναι πολύ μεγαλύτερος από το D .

Η ΚΠΑ του έργου υπολογίστηκε στα 3 902 406.03€, ενώ ο δείκτης αποδοτικότητας PI υπολογίστηκε ίσος με 0.587.

Σαν συμπέρασμα μπορούμε να πούμε ότι το κράτος αν αντιμετωπίσει τα αιολικά επενδυτικά σχέδια ευνοϊκά, όπως στο συγκεκριμένο επενδυτικό σχέδιο στο οποίο δεν επιβλήθηκε φορολογία, τότε τα αιολικά πάρκα μπορούν να γίνουν από οικονομικής πλευράς ελκυστικά. Σημαντικό ρόλο για επιτευχθεί αυτό αν και τα τραπεζικά ιδρύματα παρέχουν ευνοϊκά και εύκαμπτα, όπως στην συγκεκριμένη περίπτωση, δάνεια.

Τέλος τα αιολικά πάρκα φαντάζουν σαν μια ορθολογική μακροπρόθεσμη επένδυση, που μπορούν να ισοσταθμίσουν τυχόν αυξήσεις των τιμών στην υπάρχουσα αγορά ενέργειας.

Στο Σχήμα 7.2 αποτυπώνεται η εξέλιξη των συνολικών καθαρών ταμειακών ροών του έργου.



Σχήμα 7.2: Η εξέλιξη των συνολικών καθαρών ταμειακών ροών του έργου στο χρόνο, έως το τέλος της ζωής του.

7.9 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [7.1] Ιωαννης Κλεαν. Καλδέλλης, “*Διαχείρηση της αιολικής ενέργειας*”, Εκδόσεις Αθ. Σταμουλης, 2005
- [7.2] Ιωαννης Κλεαν. Καλδέλλης, Κοσμάς Α. Καββαδίας “*Υπολογιστικές εφαρμογές ήπιων μορφών ενέργειας*”, Εκδόσεις Αθ. Σταμουλης, 2005
- [7.3] <http://retscreen.gc.ca>, accessed on August 2007
- [7.4] Βασ. Σταμπολίδης “*Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων παραγωγής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα*” Διπλωματική εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης, 2005.
- [7.5] Ηλ. Γουσγουρίωτης “*Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων ανάπτυξης συστημάτων θέρμανσης με στερεά βιομάζα*” Διπλωματική εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης, 2005.
- [7.6] <http://www.canren.gc.ca> accessed on August 2007
- [7.7] Κ. Ζοπουνίδης, “*Βασικές Αρχές Χρηματοοικονομικού Μάνατζμεντ*”, Πανεπιστημιακές παραδόσεις, Πολυτεχνείο Κρήτης, Μεσογειακό Αγρονομικό Ινστιτούτο Χανίων (ΜΑΙΧ), Χανιά 2000.
- [7.8] Π. Σ. Γεωργιλάκης, “*Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας*” , Σημειώσεις μαθήματος, Πολυτεχνείο Κρήτης, Σεπτέμβριος 2006.

ΑΙΟΛΙΚΟ ΠΑΡΚΟ ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ

8.1 ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Στο κεφάλαιο αυτό θα διερευνηθεί η αποτελεσματικότητα και χρησιμότητα ενός αιολικού συστήματος το οποίο εξυπηρετεί ένα κεντρικό δίκτυο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Στη μελέτη που θα γίνει, θα καθοριστεί το κόστος παραγωγής ενέργειας από το εγκατεστημένο αιολικό σύστημα. Ακόμη, θα υπολογιστεί το εισόδημα από την μείωση εκπομπής CO₂ και θα συνυπολογισθεί με την μέθοδο της απλής επανείσπραξης. Το αιολικό πάρκο θα πουλά την ενέργεια σε τοπική εταιρία κοινής ωφέλειας σε προκαθορισμένη τιμή.

8.2 ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ ΤΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ

Το αιολικό πάρκο βρίσκεται στην μήκους 20 χιλιομέτρων οροσειρά Kadavakallu, στην νότια Andhra Pradesh σε γεωγραφικό πλάτος 17 μοιρών. Η ετήσια μέση ταχύτητα του ανέμου είναι περίπου 6.7 m/s σε ύψος 30 m. Ο πλησιέστερος μετεωρολογικός σταθμός εντοπίζεται στο Hyderabad. Το αιολικό πάρκο που θα δημιουργηθεί ισχύ περίπου 20 MW και θα χρησιμοποιεί ανεμογεννήτριες Lagerwey σε ύψος 36 m. Ο οργανισμός που έχει αναλάβει να δημιουργήσει το συγκεκριμένο αιολικό πάρκο, κρίνοντας με βάση την μεταφορά και την εγκατάσταση των ανεμογεννητριών στην οροσειρά, θα χρησιμοποιήσει μικρές ανεμογεννήτριες με ισχύ μικρότερη από 300 KW.

Τέλος όσον αφορά τα αέρια θερμοκηπίου, το αιολικό πάρκο θα αντικαταστήσει συμβατικά καύσιμα με 50% άνθρακα, και 50% από μεγάλο υδροηλεκτρικό σταθμό.

8.3 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ

Το αιολικό πάρκο προβλέπεται να έχει διάρκεια ζωής 25 χρόνια, ενώ υποθέτουμε ότι ο πληθωρισμός είναι 2,5%, ενώ το προεξοφλητικό επιτόκιο είναι 12%. Η ενέργεια που θα παραχθεί από το αιολικό πάρκο θα πωληθεί με 4.16 IRN/KWh με αύξηση 5% ετησίως για όλη την 25ετη διάρκεια ζωής του επενδυτικού σχεδίου. Τοπική τράπεζα προσφέρει δάνειο με αναλογία δανεισμού προς το αρχικό

κόστος ίση με 75%, με επιτόκιο εξόφλησης χρεών 14% και προθεσμία εξόφλησης χρεών τα 7 έτη. Επειδή ο οργανισμός που έχει αναλάβει την οργάνωση, δημιουργία, και διαχείριση του αιολικού πάρκου είναι κερδοσκοπικός το ποσοστό επί του φορολογητέου εισοδήματος είναι ίσο με 35%, ενώ η φορολογική βάση λογιστικής απόσβεσης είναι ίση με 90% και ο ρυθμός λογιστικής απόσβεσης είναι 30%.

Όλα τα παραπάνω δεδομένα καθώς και όλα τα υπόλοιπα δεδομένα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα μελέτη, συνοψίζονται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 8.1: Δεδομένα του προβλήματος

<i>α/α</i>	<i>Περιγραφή Μεγέθους</i>	<i>Σύμβολο</i>	<i>Μονάδα Μέτρησης</i>	<i>Παρατηρήσεις</i>
Χαρακτηριστικά του συστήματος και της πηγής ισχύος				
1)	Τύπος του αιολικού συστήματος	on-grid	-	Κεντροποιημένο
2)	Τύπος υποκαθιστούμενου καυσίμου	Άνθρακας Μεγάλος υδροηλεκτρ ικός σταθμός	-	-
Μοντέλο ενέργειας				
3)	Ετήσια μέση ταχύτητα ανέμου.	$\bar{x} = 6,2$	m/s	
4)	Ύψος μέτρησης του ανέμου.	$h=30.0$	m	3.00-100.00
5)	Συντελεστής α	$\alpha=0,15$	-	0.10-0.25
6)	Μέση ατμοσφαιρική πίεση	$P=94.4$	kPa	60.00-103.00
7)	Μέση ετήσια θερμοκρασία	$T=27$	°C	-20.00-30.00
8)	Αριθμός ανεμογεννητριών	$N=80$	-	-
9)	Απώλειες εξοπλισμού	$\lambda_a=1\%$	%	0.00%-20.00%
10)	Airfoil soiling & icing losse	$\lambda_{s\&i}=1\%$	%	1.00%-10.00%
11)	Downtime losses	$\lambda_d=6\%$	%	2.00%-7.00%
12)	Διάφορες απώλειες	$\lambda_m=2\%$	%	2.00%-6.00%
Δεδομένα εξοπλισμού				
13)	Ισχύς ανεμογεννήτριας	$P_x=250$	KW	
14)	Ύψος πλήμνης	$H=36.0$	m	6.00-100.00
15)	Διάμετρος στρόφlea	$R=30$	m	7.00-72.00
16)	Swept area	707	m ²	35.00-5 027
17)	Κατασκευαστής ανεμογεννήτριας	-	-	Lagerwey Windturbine
18)	Μοντέλο ανεμογεννήτριας	-	-	LAGERWEY 30/250
19)	Βάση δεδομένων για καμπύλη φορτίου	-	-	Δίνεται από τον χρήστη

<i>a/a</i>	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
Οικονομική σύνοψη				
20)	Εξοικονομούμενο κόστος ενέργειας	$E_{save} = 4.16$	IRN/ KWh	-
21)	Πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	$RE_{credit} = 0$	€/ KWh	-
22)	Χρονική διάρκεια της πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ	$RE_{credit}^{lc} = 0$	yr	-
23)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	$r_{RE-credit} = 0.0$	%	-
24)	Επιτόκιο προσαύξησης του κόστους ενέργειας	$r_{E-cost} = 5$	%	-
25)	Πληθωρισμός	$f = 2.5$	%	-
26)	Αναλογία δανεισμού προς τα αρχικά κόστη	$R_{costs} = 75.0\%$	%	-
27)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	$d = 12.0$	%	-
28)	Προθεσμία εξόφλησης χρεών	$Debt_{term} = 7$	yr	-
29)	Διάρκεια ζωής έργου (επένδυσης)	$PL = 25$	yr	-
30)	Επιτόκιο εξόφλησης χρεών	$r_{debt} = 14.0$	%	-
31)	Ποσοστό επί του φορολογητέου εισοδήματος	$I_{tax} = 35$	%	-
32)	Φορολογική βάση λογιστικής απόσβεσης	$T_{basis} = 90$	%	-
33)	Ρυθμός λογιστικής απόσβεσης	$r_{depr} = 30$	%	-

Στον Πίνακα 8.2 δίνονται τα δεδομένα της καμπύλης ισχύος και της καμπύλης ενέργειας για τις ανεμογεννήτριες.

Πίνακας 8.2: Δεδομένα της καμπύλης ισχύος και της καμπύλης ενέργειας

<i>Ταχύτητα ανέμου</i> (m/s)	<i>Δεδομένα καμπύλης δύναμης</i> (kW)	<i>Δεδομένα καμπύλης ενέργειας</i> (MWh/yr)
0	0.0	-
1	0.0	-
2	0.0	-
3	0.1	-
4	4.4	-
5	15.3	284.0
6	38.3	466.0
7	51.3	659.0
8	76.6	845.0
9	109.8	1 011.0
10	151.5	1 153.0
11	198.6	-

<i>Ταχύτητα ανέμου (m/s)</i>	<i>Δεδομένα καμπύλης ισχύος (kW)</i>	<i>Δεδομένα καμπύλης ενέργειας (MWh/yr)</i>
12	227.5	-
13	246.7	-
14	250.0	-
15	250.0	-
16	250.0	-
17	250.0	-
18	250.0	-
19	250.0	-
20	250.0	-
21	250.0	-
22	250.0	-
23	250.0	-
24	250.0	-
25	250.0	-

8.4 ΤΕΛΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

Σε αυτή την ενότητα θα παρουσιαστούν τα τελικά αποτελέσματα, δηλαδή τα δεδομένα εξόδου, τα οποία προκύπτουν με βάση την ανάλυση που έγινε στο Κεφάλαιο 3.

8.4.1 Ταχύτητα του ανέμου σε ύψος 10 m

Η ταχύτητα του ανέμου σε ύψος 10 m, δίνεται από της σχέση:

$$x_{10m} = x^* \left(\frac{10}{h} \right)^\alpha \quad (8.1)$$

οπότε σύμφωνα με τα δεδομένα για την συγκεκριμένη εφαρμογή έχουμε το παρακάτω αποτέλεσμα.

$$x_{10m} = 6.2 * \left(\frac{10}{30} \right)^{0.15} = 5.258 m/s \quad (8.2)$$

8.4.2 Χωρητικότητα του εξοπλισμού

Η χωρητικότητα του εργοστασίου σε ενέργεια δίνεται από την σχέση:

$$WPC = N * P_{\%} = 80 * 250 = 20000 KW \quad (8.3)$$

8.4.3 Ταχύτητα του ανέμου στο ύψος πλήμνης

Η ταχύτητα του ανέμου στο ύψος πλήμνης υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση.

$$V = x_{10m} * \left(\frac{H}{10}\right)^a \quad (8.4)$$

οπότε σύμφωνα με τα δεδομένα για την συγκεκριμένη τοποθεσία έχουμε το παρακάτω αποτέλεσμα.

$$V = x_{10m} * \left(\frac{H}{10}\right)^a = 5.258 * \left(\frac{36}{10}\right)^{0.15} = 6.37 \text{ m/s} \quad (8.5)$$

8.4.4 Ακανόνιστη παραγωγή ενέργειας

Για να υπολογίσουμε την ακανόνιστη παραγωγή ενέργειας πρέπει να κάνουμε κάποιους ενδιάμεσους υπολογισμούς όπως αυτοί περιγράφονται στην αντίστοιχη ενότητα του Κεφαλαίου 3.

Αρχικά θα πρέπει να υπολογίσουμε τον συντελεστή διαβάθμισης ο οποίος υπολογίζεται από την παρακάτω εξίσωση για δεδομένο συντελεστή διαμόρφωσης $k=2$. Ο συντελεστής διαβάθμισης υπολογίζεται για μέση ταχύτητα v με $v \in [3, 15]$.

Από πίνακες βρίσκουμε ότι $\Gamma(1.5)$ είναι ίσο με $\Gamma(1.5)=0.8862$

Οπότε για μέση ταχύτητα v και σύμφωνα με την σχέση (8.6) προκύπτει ο παρακάτω πίνακας.

$$C = \frac{\bar{x}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} = \frac{v}{\Gamma(1.5)} \quad (8.6)$$

Πίνακας 8.3: Τιμές του συντελεστή διαβάθμισης

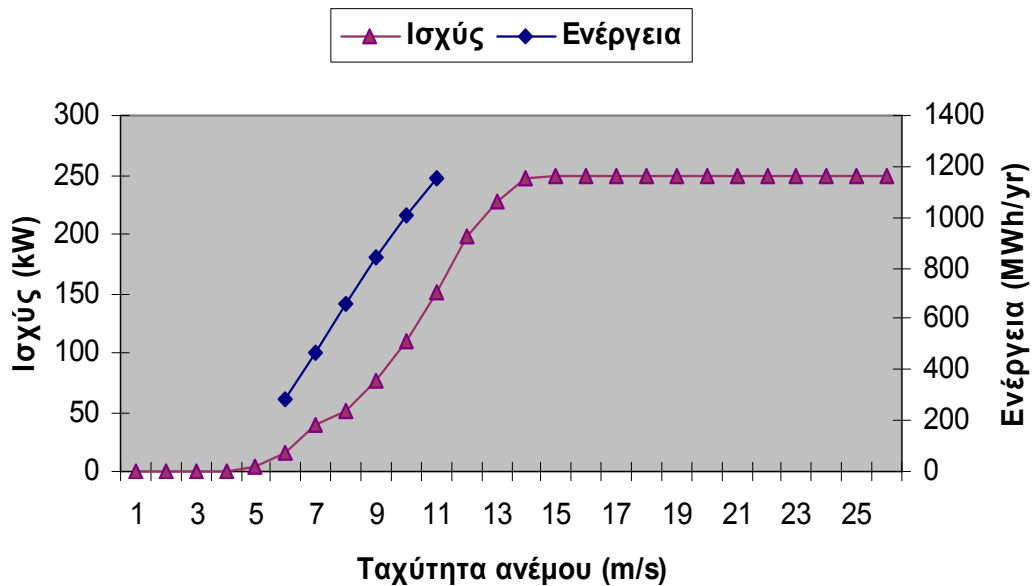
Μέση ταχύτητα ανέμου (m/s)	Συντελεστής διαβάθμισης C
0	-
1	-
2	-
3	3.385240352
4	4.513653803
5	5.642067253
6	6.770480704
7	7.898894155
8	9.027307606
9	10.15572106

<i>Μέση ταχύτητα ανέμου (m/s)</i>	<i>Συντελεστής διαβάθμισης C</i>
10	11.28413451
11	12.41254796
12	13.54096141
13	14.66937486
14	15.79778831
15	16.92620176
16	-
17	-
18	-
19	-
20	-
21	-
22	-
23	-

Τα δεδομένα της καμπύλης ισχύος όπως και της καμπύλης ενέργειας για το συγκεκριμένο αιολικό σύστημα είναι γνωστά και δίνονται στο παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 8.3: Δεδομένα της καμπύλης ισχύος και της καμπύλης ενέργειας

<i>Ταχύτητα ανέμου (m/s)</i>	<i>Δεδομένα καμπύλης ισχύος (kW)</i>	<i>Δεδομένα καμπύλης ενέργειας (MWh/yr)</i>
0	0.0	-
1	0.0	-
2	0.0	-
3	0.1	-
4	4.4	-
5	15.3	284.0
6	38.3	466.0
7	51.3	659.0
8	76.6	845.0
9	109.8	1 011.0
10	151.5	1 153.0
11	198.6	-
12	227.5	-
13	246.7	-
14	250.0	-
15	250.0	-
16	250.0	-
17	250.0	-
18	250.0	-
19	250.0	-
20	250.0	-
21	250.0	-
22	250.0	-
23	250.0	-
24	250.0	-
25	250.0	-



Σχήμα 8.1: Γραφική παράσταση καμπύλης ισχύος και καμπύλης ενέργειας

Στην συνέχεια πρέπει να υπολογιστεί η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης, έτσι ώστε παρεμβάλλοντας στην καμπύλη ενέργειας να υπολογίσουμε την ακανόνιστη παραγόμενη ενέργεια E_U .

Η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης δίνεται από την σχέση (8.7):

$$\frac{\bar{V}}{\bar{V}_0} = \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad (8.7)$$

άρα έχουμε:

$$\bar{V} = \bar{V}_0 \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha = 6.2 * \left(\frac{36}{30} \right)^{0.15} = 6.37 \text{ m/s} \quad (8.8)$$

Παρεμβάλλοντας την παραπάνω τιμή στο διάγραμμα βρίσκουμε ότι η ακανόνιστη παραγωγή ενέργειας είναι ίση με 538 MWh.

8.4.5 Συνολική παραγωγή ενέργειας

Η συνολική παραγωγή ενέργειας υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση

$$E_G = E_U * c_H * c_T \quad (8.9)$$

Πρέπει να υπολογίσουμε τους συντελεστές πίεσης και θερμοκρασίας όπως αυτοί δίνονται από τις παρακάτω σχέσεις.

$$c_H = \frac{P}{P_0} \quad c_T = \frac{T_0}{T} \quad (8.10)$$

Άρα έχουμε

$$c_H = \frac{94.4}{101.3} = 0.93 \quad c_T = \frac{288.1}{300} = 0.96 \quad (8.11)$$

Οπότε η συνολική παραγωγή ενέργειας είναι ίση με :

$$E_G = 0.93 * 0.96 * 538 = 480.32 MWh \quad (8.12)$$

8.4.6 Διανεμόμενη παραγωγή ενέργειας

Για να υπολογίσουμε την διανεμόμενη παραγωγή ενέργειας πρέπει αρχικά να υπολογίσουμε το ποσό της ανανεώσιμης η οποία συλλέγεται από το δίκτυο, όπως δίνεται από την παρακάτω σχέση.

$$E_C = E_G * c_L \quad (8.13)$$

Πρέπει να υπολογίσουμε τον συντελεστή απωλειών όπως αυτός δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$c_L = (1 - \lambda_a) * (1 - \lambda_{s\&i}) * (1 - \lambda_d) * (1 - \lambda_m) \quad (8.14)$$

$$c_L = (1 - 0.01) * (1 - 0.01) * (1 - 0.06) * (1 - 0.02) \quad (8.15)$$

$$c_L = 0.99 * 0.99 * 0.94 * 0.98 = 0.90 \quad (8.16)$$

Άρα η ενέργεια η οποία συλλέγεται από το δίκτυο είναι ίση με:

$$E_C = 0.90 * 480.32 = 432.28 MWh \quad (8.17)$$

Η ενέργεια η οποία συλλέγεται από το δίκτυο είναι ίση με την ενέργεια η οποία παραδίδεται αφού μελετάμε την περίπτωση κεντρικού δικτύου διανομής ενέργειας.

Εν συνεχεία θα υπολογίσουμε την χαρακτηριστική απόδοση Y ανά ανεμογεννήτρια.

$$Y = \frac{E_C}{A} = \frac{432.28 MWh}{707 m^2} = 611.4 kWh / m^2 \quad (8.18)$$

Ο συντελεστής χωρητικότητας της εγκατάστασης PCF δίνει το ποσοστό της μέσης ενέργειας που παράγεται από την εγκατάσταση και υπολογίζεται ως εξής.

$$PCF = \frac{432.28 MWh}{250 kW * (365 * 24)} * 100\% = 19.74\% \quad (8.19)$$

8.4.7 Ενέργεια η οποία παραδίδεται στο σύστημα

Η ενέργεια η οποία παραδίδεται στο υπολογίζεται από τον παρακάτω τύπο.

$$E_D = E_C * \mu \quad (8.20)$$

Στην περίπτωση που εξετάζουμε ο ρυθμός απορρόφησης της αιολικής ενέργειας (μ) είναι 100%. Άρα η ενέργεια η οποία παραδίδεται είναι ίση με:

$$E_D = 432.28 MWh$$

8.5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ

Στην περίπτωση αυτή εξετάζουμε τα κόστη. Αναλυτικά στον παρακάτω πίνακα θα παρουσιάσουμε μια σύνοψη των αρχικών δαπανών για την υλοποίηση του έργου.

Πίνακας 8.4: Σύνοψη αρχικών δαπανών για την υλοποίηση του έργου

<i>α/α</i>	<i>Δραστηριότητα του έργου</i>	<i>Μοναδιαίο κόστος δραστηριότητας (IRN)</i>	<i>Συνολικό κόστος δραστηριότητας (IRN)</i>
1)	Μελέτη σκοπιμότητας	2 190 000	2 190 000
2)	Ανάπτυξη του έργου	6 125 000	6 125 000
3)	Μηχανολογικό τμήμα του έργου	5 200 000	5 200 000
4)	Αγορά εξοπλισμού με ονομαστική ισχύ 20000 kW	628 520 000	628 520 000
5)	Ισοζύγιο εξοπλισμού	95 700 000	95 700 000
	Σύνολο	-	737 735 000
6)	Διάφορα έξοδα	73 681 283	73 681 283
	Γενικό σύνολο	-	811 416 283

<i>α/α</i>	<i>Δραστηριότητα του έργου</i>	<i>Μοναδιαίο κόστος δραστηριότητας (IRN)</i>	<i>Συνολικό κόστος δραστηριότητας (IRN)</i>
	Ετήσια κόστη	Εργασίες λειτουργίας και συντήρησης	14 773 000 ανά έτος
	Περιοδικά κόστη	Εργασίες λειτουργίας και συντήρησης	-

8.5.1 Ανάλυση εκπομπής κόστους αερίων θερμοκηπίου

Η ανάλυση αυτή θα πραγματοποιηθεί επειδή το προς εγκατάσταση αιολικό σύστημα αποσκοπεί στο να υποκαταστήσει μέρος της ενέργειας που παράγεται από πετρέλαιο στην εξεταζόμενη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, είναι απαραίτητο να έχουμε γνώση των συντελεστών εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, οι οποίοι και παρουσιάζονται στο παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 8.5: Συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου

<i>Τύπος Καυσίμου</i>	<i>Συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου (G_{gas-i}) (Kg/GJ)</i>		
	CO₂	CH₄	N₂O
Άνθρακας	94.6	0.0020	0.0030

Η σύσταση του αρχικού μείγματος παραγωγής ενέργειας, είναι 50% άνθρακας, ενώ το υπόλοιπο 50% καλύπτεται από ένα μεγάλο υδροηλεκτρικό σύστημα, το οποίο βεβαίως δεν εκπέμπει αέρια θερμοκηπίου.

Η απόδοση μετατροπής (n_{fuel_i-base}) του άνθρακα, και του μεγάλου υδροηλεκτρικού σταθμού είναι αντίστοιχα 35% και 100%. Οι απώλειες μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας (T-D losses) είναι ίσες με 12%.

Παρακάτω θα παρουσιάσουμε όλους τους υπολογισμούς ξεχωριστά για τον άνθρακα.

Για τον υπολογισμό του συντελεστή ισοδύναμης εκπομπής CO₂ του άνθρακα (στο αρχικό σύστημα), GHG_{i-base} προκύπτει ότι:

$$GHG_{i-base} = (G_{CO_2} + G_{CH_4} * 21 + G_{N_2O} * 310) * \frac{1}{n_{fuel_i}} * \frac{1}{1 - J_{T-D}} =$$

$$[94.6 kg / GJ + (0.002 kg / GJ * 21 t_{CO_2}) + (0.003 kg / GJ * 310 t_{C_2})] * \frac{1}{0.35} * \frac{1}{1 - 12\%} =$$

$$310.298 kg / GJ * \frac{3.6}{1000} \Rightarrow GHG_{i-base} = 1.117 t_{CO_2} / MWh$$

Στην συνέχεια θα υπολογίσουμε το GHG_{F-base} για κάθε το πετρέλαιο σύμφωνα με την σχέση που δίνεται παρακάτω:

$$GHG_{F-base} = \sum_i \left(\frac{p_{i,base} * GHG_{i,base}}{n_{fuel_{i,base}} * (1 - J_{T-D,i})} \right) \quad (8.21)$$

με

$$p_{i,coal} = 50.0\%$$

άρα έχουμε :

$$GHG_{F-CO_2} = 153.6 kg / GJ$$

$$GHG_{F-CH_4} = 0.0032 kg / GJ$$

$$GHG_{F-N_2O} = 0.0049 kg / GJ$$

Το GHG_{F-base} θα είναι ίσο με το άθροισμα των GHG_{i-base} για κάθε τύπο καυσίμου (άνθρακα) πολλαπλασιαζόμενο με το αντίστοιχο $p_{i,g}$ δηλαδή $GHG_{F-base} = \sum p_{i,g} * GHG_{i-base} = 0.5585 t_{CO_2} / MWh$

Για την δομή του προτεινόμενου συστήματος, το αιολικό πάρκο προορίζεται να αντικαταστήσει πλήρως τις μονάδες του άνθρακα, και του μεγάλου υδροηλεκτρικού σταθμού, οπότε η σύσταση του νέου συστήματος θα αποτελείται από 100% αιολική ενέργεια. Οι απώλειες T-D θεωρούνται ίσες με 12%. Η μετατροπή της αιολικής ενέργειας, ως καυσίμου, σε ηλεκτρική, θεωρείται ίση με 100%, ενώ οι συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου είναι όλοι μηδέν, αφού η αιολική ενέργεια δεν εκπέμπει αέρια θερμοκηπίου. Άρα ο συνολικός ισοδύναμος συντελεστής εκπομπής CO_2 , $GHG_{F-proposed} = 0$.

Η ετήσια παραδιδόμενη ενέργεια από το σύστημα, δίνεται από την σχέση:

$$E_{annual} = \left[RE_{delivered}^{on-grid} + \frac{E_{AC-delivered}}{1000} * (1 - Abs_{rate}) \right] * (1 - J_{T-D}) \quad (8.22)$$

άρα

$$E_{annual} = 432.28 * 80 * 0.88 = 30432.512 MWh$$

Η ετήσια μείωση του ισοδύναμου συντελεστή εκπομπής CO_2 υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$GHG_{net-red-yr} = \sum (GHG_{F-base} - GHG_{F-proposed}) * E_{annual} \quad (8.23)$$

άρα έχουμε:

$$GHG_{net-red-yr} = 16996.558 t_{CO_2}$$

8.6 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Στην ενότητα αυτή θα πραγματοποιηθεί η χρηματοοικονομική ανάλυση για την εγκατάσταση του αιολικού συστήματος. Αρχικά, υπολογίζεται η συνολική μείωση εκπομπής CO_2 για την διάρκεια ζωής του έργου, με βάση το συνολικό ισοδύναμο συντελεστή εκπομπής CO_2 . Η διάρκεια του επενδυτικού έργου είναι $PL=25$ έτη, οπότε για ετήσια μείωση διοξειδίου του άνθρακα (CO_2), που όπως υπολογίστηκε παραπάνω και είναι ίση με $GHG_{net-red-yr} = 16996.558 t_{CO_2}$. Άρα η συνολική μείωση θα είναι 424 913.95 τόνοι CO_2 . Επειδή και η διάρκεια για την πίστωση μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου θα είναι επίσης 25 έτη, η συνολική μείωσης εκπομπής CO_2 θα είναι επίσης 424 913.95 τόνοι CO_2 .

8.6.1 Ετήσια έξοδα

Τα ετήσια κόστη από την λειτουργία της εγκατάστασης και τις εργασίες συντήρησης του προτεινόμενου επενδυτικού σχεδίου είναι ίσα με 14 773 000 ΧΜ (IRN).

Το ετήσιο χρεολύσιο για την εξόφληση του χρέους του έργου, υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση.

$$d_p = \frac{-Project_{debt} * r_{debt} * (1 + r_{debt})^{Debt_{term}}}{(1 + r_{debt})^{Debt_{term}} - 1} \quad (8.24)$$

άρα

$$d_p = \frac{-608562212 * 0.14 * 1.14^7}{1.14^7 - 1} = 141912068.9 \text{ ΧΜ (IRN)}$$

Ο τρόπος υπολογισμού του χρέους του έργου, $Project_{debt}$, θα παρουσιαστεί αναλυτικότερα σε επόμενη παράγραφο.

8.6.2 Ετήσια έσοδα

Τα ετήσια έσοδα, ή αλλιώς πιστώσεις του έργου, προέρχονται από την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος και παραγωγής ενέργειας του συστήματος, καθώς και από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου. Αναλυτικότερα, για το εξεταζόμενο έργο, οι πιστώσεις από την παρακάτω σχέση:

$$E_{saving} = RE_{delivered}^{on-grid} * E_{save} + RE_{excess} * E_{save} \quad (8.25)$$

$$E_{saving} = 34582.4 * 1000kWh * 4.16XM / Kwh + 0.057XM / Kwh * 0 = 143.862.784XM$$

$$Annual_{saving} = E_{saving} = 143.862.784XM$$

8.6.3 Ετήσιες ταμειακές ροές

Στην συνέχεια θα εξεταστούν μερικοί δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης της βιωσιμότητας του έργου. Για αυτό τον λόγο κρίνεται απαραίτητο να υπολογιστούν οι καθαρές ταμειακές του έργου.

Η προ φόρων καθαρή ταμειακή ροή, περιλαμβάνει τα συνολικά έσοδα. Τα συνολικά έσοδα τον χρόνο μηδέν, περιλαμβάνουν τις εξοικονομήσεις ενέργειας, τα έξοδα που αποφεύχθηκαν για την εγκατεστημένη ισχύ του συστήματος, τα έσοδα από την μείωση εκπομπής παραγωγής αερίων θερμοκηπίου, τα έσοδα από χάρες ή δωρεές και η αξία τέλους του έργου. Όλα τα παραπάνω για το έτος μηδέν είναι ίσα με το μηδέν, οπότε και τα συνολικά έσοδα είναι μηδέν.

Τα συνολικά έξοδα περιλαμβάνουν τα ποσά που καταβλήθηκαν για την σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου. Τα ποσά αυτά υπολογίζονται ότι έγιναν το έτος 0 και δίνονται από την παρακάτω σχέση:

$$I_{cap} = I * (1 - R_{costs}) = 811416283 * (1 - 75\%) = 202854070.8 \text{ XM} \quad (8.26)$$

Επίσης, υπάρχουν τα έξοδα για την τροφοδοσία ενέργειας στην εγκατάσταση, τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης της εγκατάστασης, τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους του επενδυτικού έργου, τα περιοδικά έξοδα. Όλα τα παραπάνω το έτος 0 είναι ίσα με 0.

Οπότε καταλήγουμε ότι για το έτος 0 οι καθαρή ταμειακή του έργου είναι ίση με Συνολικά έσοδα – Συνολικά έξοδα = 0 – 202854070.8 = -202854070.8 IRN.

Εν συνεχεία θα υπολογιστούν οι ταμειακές ροές και τα υπόλοιπα έτη.

Συνολικά έσοδα:

- ο Για κάθε n έτος μέχρι το τέλος ζωής του έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις πόρων ενέργειας, από την παρακάτω σχέση:

$$\begin{aligned} E_{n-save} &= E_{saving} * (1 + r_{E-cost})^n = RE_{delivered} * E_{save} * (1 + r_{E-cost})^n = \\ &= 4.16 \text{ XM} / kWh * 34582.4 * 1000 kWh * (1 + 5\%)^n = \\ &= 143862784 * (1 + 5\%)^n \text{ XM} \end{aligned} \quad (8.27)$$

- ο Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις πόρων εγκατεστημένης ισχύος, όπως περιγράφεται από την παρακάτω σχέση:

$$Capacity_{n-save} = Capacity_{saving} * (1 + f)^n \quad (8.28)$$

- ο Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος της διάρκειας πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, RE_{credit}^{lc} , εντός της διάρκειας ζωής του έργου ($1 \leq n \leq \min(PL, RE_{credit}^{lc})$), υπολογίζονται τα έσοδα από την πίστωση αυτή από την παρακάτω σχέση:

$$RE_{n-credit} = RE_{credit} * (1 + r_{RE-credit})^n \quad (8.29)$$

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος της διάρκειας πίστωσης για μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, $GHG_{reduce-credit}^{lc}$, εντός της διάρκειας ζωής του επενδυτικού έργου ($1 \leq n \leq \min(PL, GHG_{credit}^{lc})$), υπολογίζονται τα έσοδα από την πίστωση αυτή από την παρακάτω σχέση:

$$GHG_{n-credit} = GHG_{red-credit} * (1 + r_{GHG})^n \quad (8.30)$$

- Από τα παραπάνω έσοδα, αφαιρούνται τα έξοδα από την αξία του τέλους του έργου. Τα έξοδα αυτά υπολογίζονται στο τέλος ζωής του επενδυτικού έργου από την παρακάτω σχέση:

$$EOL_{PL} = EOL * (1 + f)^n \quad (8.31)$$

με τα έξοδα να δίνονται από τον χρήστη.

Τα συνολικά έσοδα ανά έτος n , υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έσοδα όπως αυτά υπολογίζονται παραπάνω. Ο Πίνακας 8.6 συγκεντρώνει τα αποτελέσματα για τα ετήσια έσοδα στην περίπτωση που εξετάζεται.

Πίνακας 8.6: Ετήσια έσοδα της εγκατάστασης

Έτος n	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο (IRN)	Έσοδα από την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ (IRN)	Έσοδα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου (IRN)	Χορηγίες Δωρεές (IRN)	Έξοδα από την αξία τέλους του έργου (IRN)	Συνολικά έσοδα (IRN)
0	0.00	0	0	0	0	0.00
1	151 479 174.00	0	0	0	0	151 479 174.00
2	159 053 132.70	0	0	0	0	159 053 132.70
3	167 005 789.34	0	0	0	0	167 005 789.34
4	175 356 078.80	0	0	0	0	175 356 078.80
5	184 123 882.74	0	0	0	0	184 123 882.74
6	193 330 076.88	0	0	0	0	193 330 076.88
7	202 996 580.72	0	0	0	0	202 996 580.72
8	213 146 409.76	0	0	0	0	213 146 409.76
9	223 803 730.25	0	0	0	0	223 803 730.25
10	234 993 916.76	0	0	0	0	234 993 916.76
11	246 743 612.60	0	0	0	0	246 743 612.60
12	259 080 793.23	0	0	0	0	259 080 793.23

Έτος <i>n</i>	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο (IRN)	Έσοδα από την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ (IRN)	Έσοδα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου (IRN)	Χορηγίες Δωρεές (IRN)	Έξοδα από την αξία τέλους του έργου (IRN)	Συνολικά έσοδα (IRN)
13	272 034 832.89	0	0	0	0	272 034 832.89
14	285 636 574.53	0	0	0	0	285 636 574.53
15	299918403,26	0	0	0	0	299 918 403.26
16	314 914 323.42	0	0	0	0	314 914 323.42
17	330 660 039.59	0	0	0	0	330 660 039.59
18	347 193 041.57	0	0	0	0	347 193 041.57
19	364 552 693.65	0	0	0	0	364 552 693.65
20	382 780 328.33	0	0	0	0	382 780 328.33
21	401 919 344.75	0	0	0	0	401 919 344.75
22	422 015 311.99	0	0	0	0	422 015 311.99
23	443 116 077.59	0	0	0	0	443 116 077.59
24	465 271 881.47	0	0	0	0	465 271 881.47
25	488 535 475.54	0	0	0	0	488 535 475.54

Συνολικά έξοδα:

- Μόνο για το έτος 0 υπολογίζονται τα έξοδα για την σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου, όπως παρουσιάστηκε παραπάνω.

$$I_{cap} = I * (1 - R_{costs}) = 811416283 * (1 - 75\%) = 202854070.8 \text{ XM}$$

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του επενδυτικού έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται τα έξοδα τροφοδοσίας και εγκατάστασης με ενέργεια από την παρακάτω σχέση:

$$FEC = FE_{expents} * (1 + r_{costs})^n \quad (8.32)$$

τα έξοδα $FE_{expents}$ δίνονται από τον χρήστη.

- Τα έξοδα για την λειτουργία και την συντήρηση της εγκατάστασης, υπολογίζονται για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής PL του έργου, από την παρακάτω σχέση:

$$OM_{labour} = OM_{expents} * (1 + f)^n \quad (8.33)$$

τα έξοδα $OM_{expents}$ δίνονται από τον χρήστη

- Τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους για το έργο είναι όσα με το ετήσιο χρεολύσιο, δηλαδή: $Dept_{n-coverage} = d_p$

Τα συνολικά έξοδα κάθε έτους n υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έξοδα, όπως υπολογίστηκαν στα προηγούμενα. Ο Πίνακας 8.7 δείχνει τα συνολικά αποτελέσματα για κάθε ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης.

Πίνακας 8.7: Ετήσια έξοδα του έργου

Έτος n	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο (IRN)	Λειτουργικά έξοδα και έξοδα συντήρησης (IRN)	Έξοδα Τροφοδοσίας της εγκατάστασης με ενέργεια (IRN)	Έξοδα αποπληρωμής του έργου (IRN)	Περιοδικά έξοδα (IRN)	Συνολικά έξοδα (IRN)
0	202 854 070.75	0.00	0	0.00	0	202 854 070.75
1	0	15 142 325.00	0	141 912 068.90	0	157 054 393.90
2	0	15 520 883.13	0	141 912 068.90	0	157 432 952.03
3	0	15 908 905.20	0	141 912 068.90	0	157 820 974.10
4	0	16 306 627.83	0	141 912 068.90	0	158 218 696.73
5	0	16 714 293.53	0	141 912 068.90	0	158 626 362.43
6	0	17 132 150.87	0	141 912 068.90	0	159 044 219.77
7	0	17 560 454.64	0	141 912 068.90	0	159 472 523.54
8	0	17 999 466.00	0	0	0	17 999 466.00
9	0	18 449 452.66	0	0	0	18 449 452.66
10	0	18 910 688.97	0	0	0	18 910 688.97
11	0	19 383 456.20	0	0	0	19 383 456.20
12	0	19 868 042.60	0	0	0	19 868 042.60
13	0	20 364 743.67	0	0	0	20 364 743.67
14	0	20 873 862.26	0	0	0	20 873 862.26
15	0	21 395 708.81	0	0	0	21 395 708.81
16	0	21 930 601.53	0	0	0	21 930 601.53
17	0	22 478 866.57	0	0	0	22 478 866.57
18	0	23 040 838.24	0	0	0	23 040 838.24
19	0	23 616 859.19	0	0	0	23 616 859.19
20	0	24 207 280.67	0	0	0	24 207 280.67
21	0	24 812 462.69	0	0	0	24 812 462.69
22	0	25 432 774.26	0	0	0	25 432 774.26
23	0	26 068 593.61	0	0	0	26 068 593.61
24	0	26 720 308.45	0	0	0	26 720 308.45
25	0	27 388 316.16	0	0	0	27 388 316.16

Η εγκατάσταση πληρώνει φόρο, με συντελεστή φορολόγησης 35%. Για να υπολογιστεί ο συνολικός φόρος, θα πρέπει να προσδιοριστούν τα συνολικά καθαρά εισοδήματα της εγκατάστασης. Τα συνολικά καθαρά εισοδήματα υπολογίζονται αθροίζοντας τα συνολικά έσοδα προ φόρων με τους τόκους του χρέους του έργου μέχρι την αποπληρωμή του τελευταίου και αφαιρώντας από αυτά τα συνολικά έξοδα

προ φόρων. Οι τόκοι του χρέους του έργου υπολογίζονται για κάθε έτος n της προθεσμίας αποπληρωμής του έργου, εκτός του έτους 0, από τη παρακάτω σχέση:

$$a_n = \text{Project}_{debt} \cdot \frac{r_{debt}}{1 - (1 + r_{debt})^{-n}} \quad (8.34)$$

Η λογιστική απόσβεση των αρχικών κοστών λαμβάνει χώρα με τη μέθοδο της γραμμικής απόσβεσης, σύμφωνα με την οποία, η αξία μέρους του εξοπλισμού αποσβένεται ισόποσα σε κάθε περίοδο για μια συγκεκριμένη χρονική διάρκεια και σε ένα ορισμένο ποσοστό (T_{basis}) της αποσβενόμενης αξίας. Εδώ το ποσοστό είναι $T_{basis}=90\%$.

Για το έτος 0 η απόσβεση λαμβάνεται ίση με $(1 - T_{basis}) \cdot I$, όπου I η αρχική δαπάνη του έργου, δηλαδή:

$$(1-90\%)*811\,416\,283 = 81\,141\,628.3 \text{ XM}$$

Τα συνολικά έξοδα ανά έτος n , υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έξοδα όπως αυτά υπολογίζονται παραπάνω. Ο Πίνακας 8.7 συγκεντρώνει τα αποτελέσματα για τα ετήσια έξοδα για κάθε ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης στην περίπτωση που εξετάζεται.

Τα συνολικά έσοδα και έξοδα για κάθε ετήσιο κύκλο λειτουργίας της αιολικής εγκατάστασης, στην περίπτωση που εξετάζουμε, παρουσιάζονται στον Πίνακα 8.8. Στον ίδιο πίνακα παρουσιάζονται, επίσης, η διαφορά των ετήσιων συνολικών εξόδων από τα ετήσια συνολικά έσοδα, καθώς και οι συνολικές καθαρές ταμειακές ροές του έργου.

Οι συνολικές καθαρές ταμειακές ροές για κάθε έτος n υπολογίζονται από την σχέση: $\text{Συνολικά έσοδα}_n - \text{Συνολικά έξοδα}_n$. Να σημειωθεί, επίσης, ότι στην διαφορά αυτή λαμβάνεται υπόψιν και το ποσό του φόρου, εφόσον υπάρχει, που πληρώνει η εγκατάσταση.

Το ετήσιο ποσό των συνολικών καθαρών εισοδημάτων (P_t) προκύπτει από τη σχέση:

$$P_t = P_t^p - E_t^p + I_{cap} + T + (\text{Φόρος που αναλογεί στην ετήσια αποσβενόμενη αξία})$$

Όπου: P_t^p τα συνολικά έσοδα προ φόρων, E_t^p τα συνολικά έξοδα προ φόρων, I_{cap} τα αρχικά έξοδα και T οι τόκοι χρέους του έργου. Με τον τρόπο αυτό προκύπτουν τα αποτελέσματα της πρώτης στήλης του Πίνακα 8.8.

Για τα συνολικά εισοδήματα θα υπολογιστεί ο φόρος που θα πρέπει να πληρώσει η εγκατάσταση. Ο ετήσιος φόρος για κάθε έτος δίνεται από το γινόμενο των συνολικών καθαρών εισοδημάτων του έτους επί το ποσοστό επί του φορολογητέου εισοδήματος, που στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι 35%

$$\text{Αναλογούν ετήσιος φόρος} = P_t \cdot I_{\text{tax}}$$

Μετά τον υπολογισμό των ετήσιων φόρων, μπορούν να υπολογιστούν τα συνολικά ετήσια έξοδα μετά φόρων. Αυτά υπολογίζονται ως το αλγεβρικό άθροισμα των ετήσιων εξόδων προ φόρων συν το ποσό των αντίστοιχων ετήσιων φόρων. Ο Πίνακας 8.8 συνοψίζει τα αποτελέσματα αυτά.

Πίνακας 8.8: Σύνοψη αποτελεσμάτων υπολογισμού ετήσιων εξόδων, μετά φόρων.

Έτος <i>n</i>	Συνολικά καθαρά εισοδήματα, (IRN)	Αναλογούν ετήσιος φόρος (IRN)	Ετήσια έξοδα προ φόρων, (IRN)	Ετήσια έξοδα μετά φόρων, (IRN)
0	-	0.00	202 854 071	202 854 071
1	151 479 174	0.00	157 054 394	157 054 394
2	159 053 133	0.00	157 432 952	157 432 952
3	167 005 789	0.00	157 820 974	157 820 974
4	175 356 079	0.00	158 218 697	158 218 697
5	184 123 883	0.00	158 626 362	158 626 362
6	193 330 077	0.00	159 044 220	159 044 220
7	202 996 581	0.00	159 472 524	159 472 524
8	213 146 410	56 023 221	17 999 466	74 022 687
9	223 803 730	67 453 615	18 449 453	85 903 067
10	234 993 917	72 534 862	18 910 689	91 445 551
11	246 743 613	77 410 067	19 383 456	96 793 524
12	259 080 793	82 208 272	19 868 043	102 076 314
13	272 034 833	87 023 197	20 364 744	107 387 941
14	285 636 575	91 924 016	20 873 862	112 797 878
15	299 918 403	96 962 889	21 395 709	118 358 598
16	314 914 323	102 180 265	21 930 602	124 110 867
17	330 660 040	107 608 584	22 478 867	130 087 451
18	347 193 042	113 274 893	23 040 838	136 315 731
19	364 552 694	119 202 677	23 616 859	142 819 536
20	382 780 328	125 413 161	24 207 281	149 620 442
21	401 919 345	131 926 225	24 812 463	156 738 688
22	422 015 312	138 761 060	25 432 774	164 193 834
23	443 116 078	145 936 639	26 068 594	172 005 233
24	465 271 881	153 472 065	26 720 308	180 192 373
25	488 535 476	161 352 538	27 388 316	188 740 855

Στο σημείο αυτό είναι δυνατόν να υπολογιστεί η καθαρή ταμειακή ροή, με βάση τις τιμές των συνολικών εσόδων προ φόρων και των συνολικών εξόδων μετά φόρων. Οι καθαρές ταμειακές ροές για κάθε έτος, όπως φαίνονται στον Πίνακα 8.11, υπολογίζονται από την αλγεβρική διαφορά:

$$\text{Συνολικά ετήσια έσοδα προ φόρων}(P_t^p) - \text{Συνολικά ετήσια έξοδα μετά φόρων}(E_t^a)$$

Η συνολική ταμειακή ροή του κάθε έτους είναι το άθροισμα των καθαρών ταμειακών ροών από το έτος 0 έως το τελευταίο έτος.

Πίνακας 8.9: Καθαρές ταμειακές ροές της εγκατάστασης

Έτος <i>n</i>	Συνολικά έσοδα προ φόρων (IRN)	Συνολικά έξοδα μετά φόρων (IRN)	Συνολική ροή προ φόρων (IRN)	Συνολική ροή μετά φόρων (IRN)	Καθαρή Συνολική ροή (IRN)
0	-	202 854 071	-202 854 071	-202 854 071	-202 854 071
1	151 479 174	157 054 394	-5 575 220	-5 575 220	-208 429 291
2	159 053 133	157 432 952	1 620 181	1 620 181	-206 809 110
3	167 005 789	157 820 974	9 184 815	9 184 815	-197 624 295
4	175 356 079	158 218 697	17 137 382	17 137 382	-180 486 913
5	184 123 883	158 626 362.43	25 497 520	25 497 520	-154 989 392
6	193 330 077	159 044 219.77	34 285 857	34 285 857	-120 703 535
7	202 996 581	159 472 523.54	43 524 057	43 524 057	-77 179 478
8	213 146 410	74 022 687.20	195 146 944	139 123 723	61 944 244
9	223 803 730	85 903 067.35	205 354 278	137 900 663	199 844 907
10	234 993 917	91 445 550.97	216 083 228	143 548 366	343 393 273
11	246 743 613	96 793 523.53	227 360 156	149 950 089	493 343 362
12	259 080 793	102 076 314.14	239 212 751	157 004 479	650 347 841
13	272 034 833	107 387 941.06	251 670 089	164 646 892	814 994 733
14	285 636 575	112 797 877.87	264 762 712	172 838 697	987 833 430
15	299 918 403	118 358 598.29	278 522 694	181 559 805	1 169 393 235
16	314 914 323	124 110 866.69	292 983 722	190 803 457	1 360 196 692
17	330 660 040	130 087 450.88	308 181 173	200 572 589	1 560 769 280
18	347 193 042	136 315 731.03	324 152 203	210 877 311	1 771 646 591
19	364 552 694	142 819 536.39	340 935 834	221 733 157	1 993 379 748
20	382 780 328	149 620 441.95	358 573 048	233 159 886	2 226 539 634
21	401 919 345	156 738 687.63	377 106 882	245 180 657	2 471 720 292
22	422 015 312	164 193 833.81	396 582 538	257 821 478	2 729 541 770
23	443 116 078	172 005 232.95	417 047 484	271 110 845	3 000 652 614
24	465 271 881	180 192 372.97	438 551 573	285 079 508	3 285 732 123
25	488 535 476	188 740 854.53	461 147 159	299 794 621	3 585 526 744

8.7 ΔΕΙΚΤΕΣ ΚΑΙ ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ

Στη συνέχεια θα εξεταστεί ο τρόπος με τον οποίο μπορεί να αξιολογηθεί το συγκεκριμένο επενδυτικό έργο. Αρχή θα γίνει με τον υπολογισμό του εσωτερικού βαθμού απόδοσης και την απόδοση στην επένδυση για το έργο αυτό.

8.7.1 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης είναι το επιτόκιο, έστω ε , το οποίο μηδενίζει την ΚΠΑ. Θα πρέπει να υπολογιστεί και για τις ταμειακές ροές προ φόρων και για τις ταμειακές ροές μετά φόρων. Στο συγκεκριμένο παράδειγμα επειδή έχουμε φόρο εισοδήματος οι τιμές των ταμειακών ροών προ και μετά φόρων δεν είναι ίδιες. Η επίλυση των σχέσεων (8.35) και (8.36) πραγματοποιείται με τη χρήση της επαναληπτικής αριθμητικής μεθόδου Newton-Raghsan.

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης προ φόρων C_t^p , υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\sum_{t=0}^{25} \frac{C_t^p}{(1+\varepsilon)^n} = 0 \quad (8.35)$$

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης μετά φόρων C_t^a , υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\sum_{t=0}^{25} \frac{C_t^a}{(1+\varepsilon)^n} = 0 \quad (8.36)$$

άρα

$$\sum_{t=0}^{25} \frac{C_t^p}{(1+\varepsilon)^n} = 0 \Rightarrow \frac{-202854071}{(1+\varepsilon)^0} + \frac{-5575220}{(1+\varepsilon)^1} + \dots + \frac{461147159}{(1+\varepsilon)^{25}} = 0$$

$$\Rightarrow \varepsilon^p = 26.5\%$$

και

$$\sum_{t=0}^{25} \frac{C_t^a}{(1+\varepsilon)^n} = 0 \Rightarrow \frac{-202854071}{(1+\varepsilon)^0} + \frac{-5575220}{(1+\varepsilon)^1} + \dots + \frac{29794621}{(1+\varepsilon)^{25}} = 0$$

$$\Rightarrow \varepsilon^a = 22.8\%$$

Το γεγονός ότι τόσο το ε^a όσο και το ε^p υπολογίστηκε μεγαλύτερο από το προεξοφλητικό επιτόκιο $D = 12\%$, υποδηλώνει ότι η επένδυση μπορεί να γίνει αποδεκτή, καθώς θεωρείται αποδοτική.

8.7.2 Το κριτήριο της Απλής Επανείσπραξης

Σύμφωνα με τη μέθοδο της απλής επανείσπραξης, οι επενδυτές θα λάβουν τα χρήματά τους πίσω, σε μια περίοδο ίση με αυτήν που υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\frac{\text{Αρχικές δαπάνες} - \text{Δωρεές}}{\text{Ετήσιες εξοικονομήσεις} - (\text{Ετήσιο Κόστος} - \text{Χρεολύσιο})} \quad (8.37)$$

Όλοι οι παράγοντες στην τελευταία σχέση είναι γνωστοί από την προηγούμενη ανάλυση. Η αντικατάσταση των τιμών στη σχέση αυτή, δίνει:

$$\frac{811416283 - 0}{144265880 + 141912068.9 - 14773000 - 141912068.9} = 6.26 \approx 6.3 \text{ έτη}$$

Η χρονική στιγμή y_p κατά την οποία θα υπάρξει θετική συνολική καθαρή ταμειακή ροή για το έργο, υπολογίζεται με γραμμική παρεμβολή μεταξύ των ακραίων εκείνων διαδοχικών τιμών για τις οποίες η πρώτη τιμή είναι αρνητική και η αμέσως επόμενη είναι θετική. Στην συγκεκριμένη περίπτωση, οι τιμές αυτές (από τον Πίνακα 8.9) είναι $-77\ 179\ 478\ \text{XM}$ για το έτος 7 και $61\ 944\ 244\ \text{XM}$ για το έτος 8. Τώρα έχουμε:

$$\frac{8 - y_{r_0}}{61944244 - 0} = \frac{8 - 7}{61944244 - (-77179478)} \Rightarrow$$

$$y_{r_0} = 7.55 \approx 7.6$$

Η τιμή y_{r_0} είναι η τιμή για την οποία η καθαρή συνολική ταμειακή ροή είναι μηδέν, οπότε λίγο μετά την τιμή αυτή, μπορούμε να έχουμε θετική ταμειακή ροή. Γενικά, μπορεί να θεωρηθεί $y_p \approx 7.6$ έτη.

8.7.3 Το κριτήριο της Καθαρής Παρούσας Αξίας

Η ΚΠΑ του έργου υπολογίζεται από τη παρακάτω σχέση (8.37) για $D = 12\%$:

$$\text{ΚΠΑ} = \sum_{t=1}^{25} C_t^p \cdot (1 + D)^{-n} - I_{cap} \quad (8.38)$$

Οπότε η ΚΠΑ του έργου είναι ίση με $\text{ΚΠΑ} = 442\ 323\ 643.41\ \text{IRN}$

Το γεγονός ότι η τιμή που βρήκαμε για την ΚΠΑ είναι θετική υποδηλώνει ότι το επενδυτικό έργο μπορεί να γίνει αποδεκτό.

8.7.4 Ετήσιες Εξοικονομήσεις

Οι εξοικονομήσεις από τον ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης, υπολογίζονται από την παρακάτω σχέση.

$$p = \frac{-\text{ΚΠΑ} \cdot D \cdot (1+D)^{PL}}{(1+D)^{PL} - 1} \quad (8.39)$$

$$\text{Άρα } p = 56\,396\,251.18 \text{ IRN}$$

8.7.5 Δείκτης Κερδοφορίας

Ο δείκτης κερδοφορίας μπορεί να υπολογιστεί από τη παρακάτω σχέση.

$$PI = \frac{\text{ΚΠΑ}}{I_{cap}} = \frac{442323643.41}{202854070.8} = 2.18 \quad (8.40)$$

8.8 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Το επενδυτικό έργο που εξετάστηκε, κρίνεται αποδοτικό και η υλοποίησή του κρίνεται συμφέρουσα, με βάση όλα τα χρηματοοικονομικά κριτήρια που εξετάστηκαν.

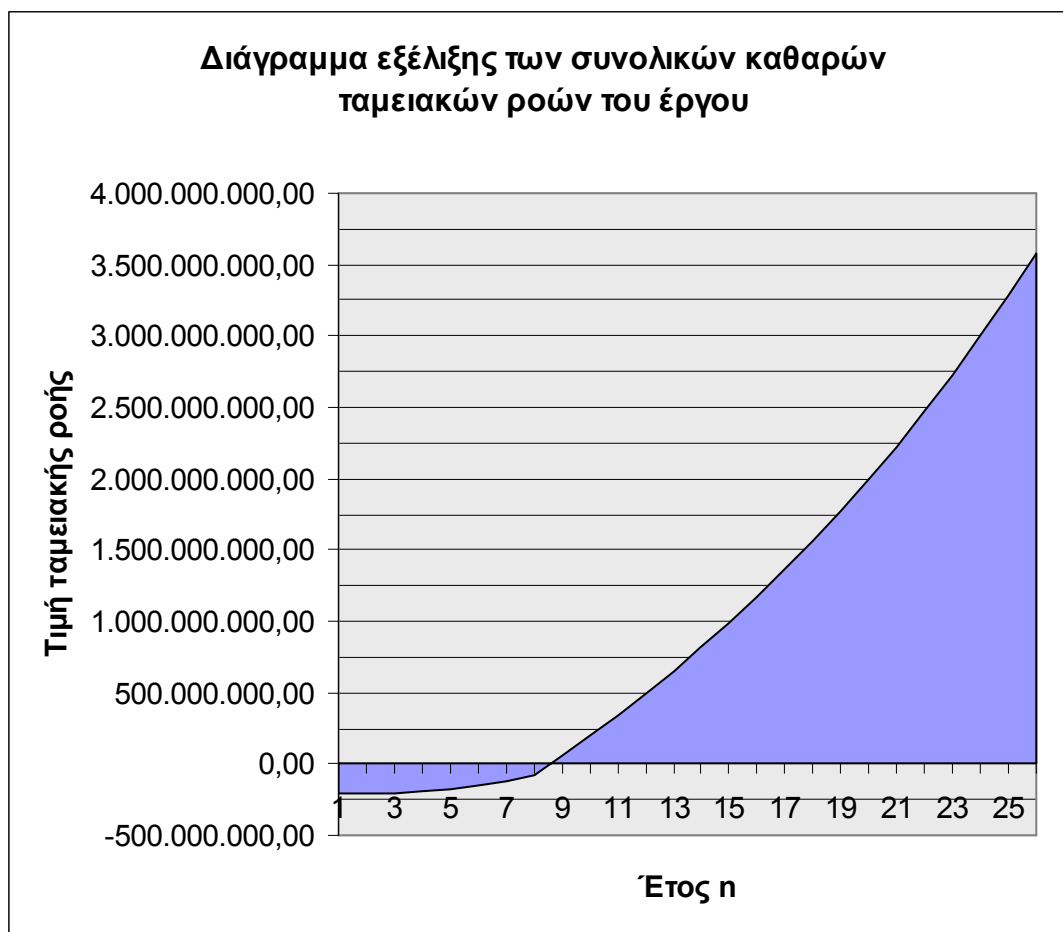
Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης μετά φόρων ε^a και ο ε^p εσωτερικός βαθμός απόδοσης προ φόρων ε^p είναι 26.5% και 22.8% αντίστοιχα. Αυτό υποδηλώνει πως το έργο αυτό είναι αποδοτικό, καθώς το προεξοφλητικό επιτόκιο D είναι μόλις 12%. Άρα, ο ε^p και ο ε^a είναι πολύ μεγαλύτερος από το D.

Η ΚΠΑ του έργου υπολογίστηκε στα $KPIA = 442\,323\,643.41 \text{ IRN}$, ενώ ο δείκτης αποδοτικότητας PI υπολογίστηκε ίσος με 2.18.

Σαν συμπέρασμα μπορούμε να πούμε ότι η οικονομική βιωσιμότητα ενός αιολικού πάρκου μπορεί να αυξηθεί εάν αυτό δημιουργηθεί σε μια περιοχή με σχετικά καλό αιολικό δυναμικό, όπως επίσης εάν υπάρχουν ευνοϊκά οικονομικά και δημοσιονομικά κίνητρα για την δημιουργία τέτοιων επενδυτικών σχεδίων.

Επίσης επειδή το επενδυτικό αυτό σχέδιο επιτυγχάνει οικονομική ισορροπία σε μικρό χρονικό διάστημα μετά από την αποπληρωμή του χρέους του και έως το τέλος της διάρκειας ζωής του έχει μόνο κέρδη, θα μπορούσαμε να πούμε ότι εάν υπήρχε μεγαλύτερη προθεσμία εξόφλησης χρεών θα είχε επιτευχθεί οικονομική ισορροπία σε συντομότερο χρονικό διάστημα.

Στο Σχήμα 8.2 αποτυπώνεται η εξέλιξη των συνολικών καθαρών ταμειακών ροών του έργου.



Σχήμα 8.2: Η εξέλιξη των συνολικών καθαρών ταμειακών ροών του έργου στο χρόνο, έως το τέλος της ζωής του.

8.9 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [8.1] Ιωαννης Κλεαν. Καλδέλλης, “*Διαχείρηση της αιολικής ενέργειας*”, Εκδόσεις Αθ. Σταμουλης, 2005
- [8.2] Ιωαννης Κλεαν. Καλδέλλης, Κοσμάς Α. Καββαδίας “*Υπολογιστικές εφαρμογές ήπιων μορφών ενέργειας*”, Εκδόσεις Αθ. Σταμουλης, 2005
- [8.3] <http://retscreen.gc.ca>, accessed on August 2007
- [8.4] Βασ. Σταμπολίδης “*Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων παραγωγής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα*” Διπλωματική εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης, 2005.
- [8.5] Ηλ. Γουσγουρίωτης “*Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων ανάπτυξης συστημάτων θέρμανσης με στερεά βιομάζα*” Διπλωματική εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης, 2005.
- [8.6] <http://www.canren.gc.ca> accessed on August 2007
- [8.7] Κ. Ζοπουνίδης, “*Βασικές Αρχές Χρηματοοικονομικού Μάνατζμεντ*”, Πανεπιστημιακές παραδόσεις, Πολυτεχνείο Κρήτης, Μεσογειακό Αγρονομικό Ινστιτούτο Χανίων (ΜΑΙΧ), Χανιά 2000.
- [8.8] Π. Σ. Γεωργιλάκης, “*Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας*” ”, Σημειώσεις μαθήματος, Πολυτεχνείο Κρήτης, Σεπτέμβριος 2006.

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στην παρούσα εργασία παρουσιάστηκε μια μεθοδολογία αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά συστήματα. Η μεθοδολογία αυτή καλύπτει όλες τις φάσεις ανάπτυξης του έργου, από τον αρχικό σχεδιασμό έως και την τελική οικονομική του αξιολόγηση. Για τη θεωρητική περιγραφή της μεθοδολογίας αυτής χρησιμοποιήθηκαν στοιχεία τα οποία αφορούν τον τρόπο υπολογισμού της αιολικής ακτινοβολίας, καθώς και στοιχεία τα οποία αναφέρονται στον τρόπο με τον οποίο εξετάζεται η οικονομική βιωσιμότητα επενδυτικών σχεδίων, όπως η εγκατάσταση αιολικών πάρκων.

Η υψηλή και διαρκώς μεταβαλλόμενη τιμή του πετρελαίου, σε συνδυασμό με την αβεβαιότητα γύρω από το μέγεθος των αξιοποιήσιμων αποθεμάτων του και την εντεινόμενη ανησυχία για την όξυνση του φαινομένου του θερμοκηπίου, έχουν επαναφέρει τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας στο προσκήνιο, όχι μόνο σε ερευνητικό επίπεδο, αλλά και στο πεδίο των εμπορικών εφαρμογών.

Στην παρούσα εργασία παρουσιάστηκε μια μεθοδολογία αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά συστήματα. Στην ανάπτυξη της μεθοδολογίας λήφθηκαν υπόψη όλες οι παράμετροι που εμπλέκονται στο σχεδιασμό και την εφαρμογή αιολικών συστημάτων, τόσο από τεχνική, όσο και από οικονομική σκοπιά. Με την εφαρμογή της μεθοδολογίας σε έργα που έχουν ήδη υλοποιηθεί στο εξωτερικό, επιχειρήθηκε να αναδειχτούν οι παράγοντες εκείνοι που επηρεάζουν καθοριστικότερα την τεχνική εφικτότητα και την οικονομική βιωσιμότητα επενδύσεων σε συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αιολική ενέργεια.

Σε ότι αφορά την εξέλιξη της παραγωγής και εγκατάστασης αιολικών συστημάτων, διαπιστώθηκε ότι κυρίαρχη θέση κατέχουν η Γερμανία, η Ισπανία, οι Η.Π.Α., η Ινδία και η Δανία, με την Γερμανία να βρίσκεται στην πρώτη θέση παγκοσμίως. Οι τιμές των αιολικών μηχανών ακολουθούν συνεχώς πτωτική πορεία, από το 1975 έως και σήμερα, δίνοντας την δυνατότητα για συνεχόμενη πρόοδο στην τεχνολογία για την βελτίωση τους, και ιδιαίτερα ευνοϊκές συνθήκες για επιπλέον εγκατάσταση και αξιοποίηση των αιολικών συστημάτων. Η πρόοδος που σημειώνεται στον τομέα της βελτίωσης της απόδοσης των ανεμογεννητριών είναι σημαντική, ενώ το ερευνητικό ενδιαφέρον πάνω στο θέμα αυτό είναι έντονο. Ήδη η έρευνα έχει να παρουσιάσει πληθώρα νέων τεχνολογιών που υλοποιήθηκαν σε πειραματικό επίπεδο.

Εξαιτίας της συνεχώς αυξανόμενης ανάγκης για λήψη μέτρων τα οποία αφορούν την περιβαλλοντική προστασία, η εξέλιξη της χρησιμοποίησης των ανανεώσιμων

πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) παρουσιάζει σημαντική πρόοδο σε πολλές περιοχές του κόσμου. Πολλές χώρες ανά τον κόσμο ορίζουν θεσμικά πλαίσια για τη χρησιμοποίηση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, με αποτέλεσμα οι ΑΠΕ να κερδίζουν συνεχώς έδαφος. Η χρησιμοποίηση των αιολικών εφαρμογών ως εναλλακτική πηγή ενέργειας βρίσκεται σε υψηλή θέση συγκριτικά με τις υπόλοιπες μορφές εναλλακτικών πηγών ενέργειας. Στην Ελλάδα η χρησιμοποίηση αιολικών συστημάτων χαρακτηρίζεται σαν *αναπτυσσόμενη*, όντας στην 16 θέση στο σύνολο της παγκόσμιας εγκατεστημένης αιολικής ισχύος αλλά θεωρείται δεδομένη η περαιτέρω ανάπτυξή της έχοντας πολλαπλά οικονομικά οφέλη δεδομένη και την επιδότηση από 15% μέχρι 40%, ανάλογα με τις περιοχές, του αρχικού κόστους, που προβλέπει το παρόν νομοθετικό πλαίσιο για έργα ΑΠΕ, για τους παραγωγούς, το κράτος και την τοπική οικονομία.

Στην εργασία αυτή παρουσιάστηκε μία μεθοδολογία αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά συστήματα. Η μεθοδολογία βασίζεται στην αξιολόγηση των επενδυτικών σχεδίων, λαμβάνοντας υπ' όψιν κλασσικά κριτήρια οικονομικής αξιολόγησης, όπως τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης, την καθαρή παρούσα αξία, την απλή επανείσπραξη, το χρόνο μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή που θα παρουσιάσει το έργο και το δείκτη κερδοφορίας. Πολλά από τα κριτήρια αυτά λαμβάνουν υπ' όψιν τη διαχρονική αξία του χρήματος, αξιολογώντας με τον τρόπο αυτό το έργο σε όλη τη διάρκειά του, προσδίδοντας ένα μεγάλο βαθμό αξιοπιστίας στα εξαγόμενα συμπεράσματα.

Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας, η περιγραφόμενη μεθοδολογία εφαρμόστηκε σε τέσσερις υλοποιήσεις εγκατάστασης αιολικών συστημάτων, οι οποίες έλαβαν χώρα κατά το παρελθόν, με τόπο εγκατάστασης περιοχές, στον Καναδά, στη Γερμανία, στην Ινδία και στην Δανία. Οι εφαρμογές αυτές αφορούν στην εγκατάσταση αιολικών συστημάτων για διαφορετικές χρήσεις, με το μέγεθος της εγκατεστημένης ισχύος, και τα δεδομένα εγκατάστασης να διαφέρει από εφαρμογή σε εφαρμογή. Τα αποτελέσματα της εφαρμογής της περιγραφόμενης μεθοδολογίας σε αυτές τις περιπτώσεις έδειξαν ότι η εγκατάσταση των αντίστοιχων αιολικών συστημάτων επέφερε σημαντικά οικονομικά πλεονεκτήματα στους εμπλεκόμενους επενδυτές.