ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ

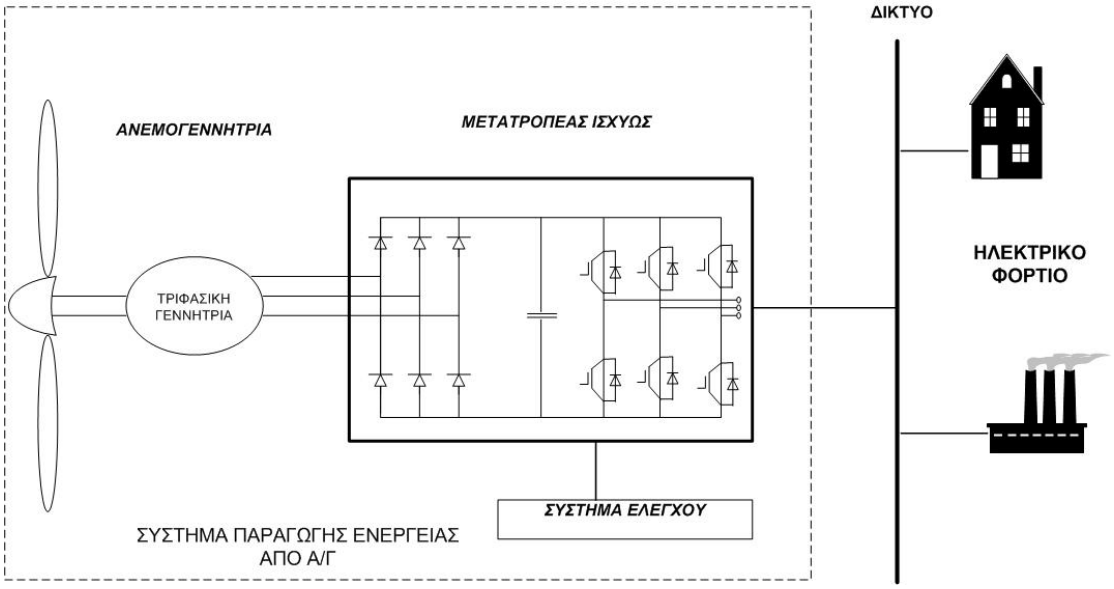
ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ & ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ

ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΜΑΤΙΚΩΝ ΚΙΝΔΥΝΩΝ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΩΝ ΣΧΕΔΙΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

του

ΚΟΚΛΑ ΑΝΔΡΕΑ



ΕΠΙΒΛΕΨΗ

ΓΕΩΡΓΙΛΑΚΗΣ ΠΑΥΛΟΣ, Επικ. Καθηγητής

ΧΑΝΙΑ 2008

Περίληψη

Οι συνεχώς αυξανόμενες ενεργειακές ανάγκες της χώρας μας καθώς και η ανάγκη παραγωγής πράσινης ενέργειας που δεν επιβαρύνει το περιβάλλον, οδηγούν στην κατασκευή καινοτόμων επιχειρηματικών σχεδίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανεμογεννήτριες, που θα διεκδικήσουν χρηματοδότηση για την πραγματοποίηση τους. Περιγράφοντας τις βασικές αρχές λειτουργίας των αιολικών μηχανών και τοποθετώντας αυτές στην ελληνική αγορά παρουσιάζεται μια εμπεριστατωμένη εισαγωγή αυτών. Οι βασικές αρχές μαζί με το νομικό καθεστώς που διέπει τέτοιου είδους επενδύσεις δίνουν τις βάσεις για την εκπόνηση τους. Οι βασικές έννοιες των επενδυτικών κινδύνων, καθώς και τα διάφορα μοντέλα οικονομικής ανάλυσης στοιχειοθετούνται επαρκώς παρέχοντας τις μαθηματικές εκφράσεις του μοντέλου. Έννοιες όπως το κόστος κεφαλαίου, η χρηματοοικονομική ισορροπία, το επιτόκιο επαναλαμβανόμενων εξόδων, τα έξοδα συντήρησης και λειτουργίας και τα έξοδα για την ενέργεια ενεργοποίησης περιγράφονται μέσω τον κατάλληλων μαθηματικών εξισώσεων. Αυτές οι εξισώσεις χρησιμοποιούνται από το μοντέλου της RETSCREEN για τη διεξαγωγή των αντίστοιχων μελετών. Το μοντέλο αυτό αποτελείται από έξι φύλλα εργασίας:

1. Το ενεργειακό μοντέλο
2. Δεδομένα εξοπλισμού
3. Ανάλυση κόστους
4. Ανάλυση μείωσης εκπομπών αερίων θερμοκηπίου
5. Περιληπτική οικονομική ανάλυση
6. Ανάλυση ευαισθησίας και επιχειρηματικού κινδύνου

Αφού εισάγουμε τα δεδομένα εισόδου, κάθε στάδιο μας παρέχει πολύτιμες πληροφορίες που θα χρησιμοποιηθούν για την ολοκλήρωση της μελέτης, μέχρι να ληφθεί η επιχειρηματική απόφαση.

Πέντε είναι οι κύριες περιπτώσεις που εξετάζονται με σκοπό να αξιολογηθούν και να επεξεργαστούν ως προς τα κύρια επενδυτικά τους χαρακτηριστικά. Οι τοποθεσίες των μελετών βρίσκονται στην ευρύτερη περιοχή της Κρήτης και τα ανεμολογικά δεδομένα προέρχονται από ήδη υπάρχουσες μετεωρολογικές εγκαταστάσεις στην περιοχή. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται σε αναλυτικούς πίνακες, αλλά και παρατίθενται συγκριτικά διαγράμματα.

Abstract

The continuous growth of local energy market, as well as the need for more green energy that is not evolves against the environment, leads to the make of innovative business plan for wind energy projects that are going to contest for founding in order to be accomplished. A meticulous introduction is being achieved, by describing the basic principles of wind turbines and placed them into the Greek market. Those principles together with the lows that is applied for wind energy projects, provides a basis for those business plans. The concept of investing and funding risks as well as the different financial analysis models is being analyzed into their specific mathematical expressions. Capital costs, balances, annual cost rates, operational and maintenance costs, and many other basic expenses described as well mathematically. Those equations are used from RETSCREEN model for the case studies to come true. This model composed from six basic worksheets:

1. Energy model
2. Equipment data
3. Cost analysis
4. GHG analysis
5. Financial summary
6. Sensitivity and risk analysis

After the import data feed, each step provides us with valuable information that are going to used for completing the case study, helping us to take the final decision.

Five case studies are examined in order to appraised and processed from the main economic features aspect. The project plans that are located in the area of Crete and the wind data provided from existing wind facilities. The results of the case studies presented alone in analytic tables but also in comparison along with specified diagrams.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1
ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 Περιοχή έρευνας – Αντικείμενο εργασίας..... 1
1.2 Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας..... 2
1.3 Αιολική ενέργεια..... 3
1.4 Παραγωγή αιολικής ενέργειας από αιολικά συστήματα..... 4
1.4.1 Πυκνότητα ισχύος ανέμου..... 4
1.4.2 Μεταβλητότητα ανέμων 7
1.4.3 Εξάρτηση ταχύτητας ανέμου από το ύψος 8
1.5 Περιγραφή ανεμογεννητριών.....11
1.6 Ανασκόπηση βιβλιογραφίας 12
1.6.1 Ανασκόπηση αιολικής ενέργειας και Α.Π.Ε. 13
1.6.2 Ανασκόπηση οικονομικών μεθοδολογιών.....14
1.6.3 Ανασκόπηση μοντέλων Retscreen 16
1.7 Περιγραφή διπλωματικής εργασίας.....17
1.8 Βιβλιογραφία.....18

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2
Η ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΓΟΡΑ

2.1 Το καθεστώς που επικρατεί σήμερα 21
2.2 Το αιολικό δυναμικό στην Ελλάδα 22
2.3 Η εγχώρια ελληνική αγορά πριν το Ν.2244/94 22
2.4 Το ισχύον νομοθετικό πλαίσιο για την αιολική ενέργεια.....24
2.5 Το ευρωπαϊκό νομοθετικό πλαίσιο για την αιολική ενέργεια 26
2.6 Επενδυτικές ευκαιρίες στον τομέα της ενέργειας 27
2.6.1 Αναπτυξιακά κίνητρα.....27
2.7 Βιβλιογραφία.....29

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3
ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΩΝ ΚΙΝΔΥΝΩΝ

3.1 Βασικές έννοιες 31
3.1.1 Τύποι εναλλακτικών σχεδίων δράσης.....31
3.1.2 Τύποι επενδύσεων.....31
3.1.3 Κόστος ευκαιρίας.....31
3.1.4 Φόρος εισοδήματος.....32
3.1.5 Πληθωρισμός 32
3.1.6 Οικονομική ζωή 32
3.2 Μοντέλα οικονομικής ανάλυσης 32
3.2.1 Γενικές εξισώσεις για την χρηματοοικονομική ισορροπία με βάση τα απαιτούμενα έσοδα.....33
3.2.2 Κόστος κεφαλαίου και αντικαταστάσεων 34
3.2.3 Επιτόκιο επαναλαμβανόμενων εξόδων.....35
3.2.4Έξοδα συντήρησης και λειτουργίας.....35
3.2.5 Ετήσια έξοδα για την ενέργεια ενεργοποίησης.....36
3.2.6 Κόστος ενέργειας 36
3.2.7 Οπτική γωνία δημοσίου συμφέροντος 36
3.3 Η διττή αξία του χρήματος 37
3.3.1 Βασικές έννοιες των μαθηματικών πίστεως 37
3.3.2 Η κεφαλαιοποίηση 37
3.3.3 Η παρούσα αξία.....38
3.3.4 Ράντες.....39

3.4 Οι χρηματοοικονομικές αποσβέσεις στην λήψη επενδυτικών αποφάσεων.....40

3.4.1 Η Απόσβεση σταθερής απόδοσης 40
3.4.2 Η Μείωση της αναπόσβεστης λογιστικής αξίας 40
3.4.3 Απόσβεση αθροίσματος σειράς ετών ζωής. 41
3.5 Κριτήρια αξιολόγησης ενεργειακών επενδύσεων. 41
3.5.1 Εσωτερικός βαθμός απόδοσης 41
3.5.2 Κόστος παραγόμενης ενέργειας 44
3.6 Βιβλιογραφία 45

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4
ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

4.1 Εισαγωγή Wind Energy Project Model 47
4.2 Παρουσίαση πρότυπης μελέτης 49
4.2.1 Περιγραφή σχεδίου 49
4.2.2 Η τοποθεσία 49
4.2.3 Οικονομικά στοιχεία 51
4.3 Βιβλιογραφία 60

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5
ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ

5.1 Αξιολόγηση case study 1 61
5.1.1 Ενεργειακό μοντέλο 62
5.1.2 Δεδομένα κατασκευαστή εξοπλισμού 64
5.1.3 Ανάλυση κόστους 67
5.1.4 Οικονομική ανάλυση 67
5.1.5 Ανάλυση ευαισθησίας 70
5.1.6 Αξιολόγηση σχεδίου 74
5.2 Αξιολόγηση case study 2 76
5.2.1 Ενεργειακό μοντέλο 76
5.2.2 Δεδομένα κατασκευαστή εξοπλισμού 77
5.2.3 Ανάλυση κόστους 80
5.2.4 Οικονομική ανάλυση 80
5.2.5 Ανάλυση ευαισθησίας 83
5.2.6 Αξιολόγηση σχεδίου 87
5.3 Αξιολόγηση case study 3 89
5.3.1 Ενεργειακό μοντέλο 89
5.3.2 Δεδομένα κατασκευαστή εξοπλισμού 90
5.3.3 Ανάλυση κόστους 93
5.3.4 Οικονομική ανάλυση 93
5.3.5 Ανάλυση ευαισθησίας 96
5.3.6 Αξιολόγηση σχεδίου 99
5.4 Αξιολόγηση case study 4 102
5.4.1 Ενεργειακό μοντέλο 103
5.4.2 Δεδομένα κατασκευαστή εξοπλισμού 105
5.4.3 Ανάλυση κόστους 108
5.4.4 Οικονομική ανάλυση 111
5.4.5 Ανάλυση ευαισθησίας 114
5.4.6 Αξιολόγηση σχεδίου 118
5.5 Αξιολόγηση case study 5 120
5.5.1 Ενεργειακό μοντέλο 122
5.5.2 Δεδομένα κατασκευαστή εξοπλισμού 124
5.5.3 Ανάλυση κόστους 125
5.5.4 Οικονομική ανάλυση 128
5.5.5 Ανάλυση ευαισθησίας 131
5.5.6 Αξιολόγηση σχεδίου 135

5.6 Βιβλιογραφία 137

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6
ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ

6.1 Ενεργειακό μοντέλο 139
6.3 Ανάλυση κόστους 145
6.4 Οικονομική Ανάλυση 148
6.5 Βιβλιογραφία 152

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7
ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

7.1 Συμπεράσματα και προτάσεις 153
7.1.1 Αξιολόγηση αιολικού δυναμικού 153
7.1.2 Αξιολόγηση ενεργειακής απόδοσης 154
7.1.3 Αξιολόγηση επενδυτικής απόδοσης 154
7.1.4 Αξιολόγηση κοινωνικού κόστους ενέργειας 155

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 ΠΕΡΙΟΧΗ ΕΡΕΥΝΑΣ – ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Η ανάλυση επιχειρηματικών κινδύνων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανεμογεννήτριες είναι ένα πολυσύνθετο έργο που απαιτεί την εναρμόνιση πολλών παραγόντων προκειμένου να πραγματοποιηθεί. Για να φθάσουμε στον τελικό σκοπό της παραγωγής και της ανάλυσης των κινδύνων της θα πρέπει πρώτα να αναλογιστούμε ένα σχέδιο, ένα project ηλεκτρικής ενέργειας. Με τον όρο project περιλαμβάνουμε επενδύσεις οι οποίες προορίζονται στο να ικανοποιούν μια δεδομένη ζήτηση και να επιτυγχάνουν έναν τεχνολογικό ή οικονομικό σκοπό, διαμέσου της βελτίωσης της αποδοτικότητας και της αξιοπιστίας του συστήματος. Ένα project λοιπόν, είναι η διαδικασία που θα δημιουργήσει εξειδικευμένα αποτελέσματα. Μπορούμε να πούμε πως είναι μια σύνθετη προσπάθεια που περιλαμβάνει πολλές ενέργειες μέχρι να επιτευχθεί ο τελικός σκοπός.

Η επιλογή ενός project ή ενός σχεδίου παραγωγής είναι ένα πρόβλημα κατανομής πόρων συμπεριλαμβανομένου του αρχικού κεφαλαίου, της εξειδικευμένης εργασίας, του management και της διοίκησης, όπως και άλλων, όπως η διαθέσιμη γη και η ενέργεια. Στη βιομηχανία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τα περισσότερα project επιβάλλονται κατά κάποιο τρόπο με την αύξησης της ζήτησης. Η ζήτηση όμως μπορεί να ικανοποιηθεί και με άλλους τρόπους όπως νέοι σταθμοί, ενίσχυση της υπάρχουσας παραγωγής και του δικτύου ή ακόμα μέσω προγράμματος διαχείρισης ζήτησης. Πολλά project γεννιούνται από την ανάγκη να βελτιώσουμε την απόδοση ή την αξιοπιστία του υπάρχοντος δικτύου θέτοντας κάποια αποδεκτά όρια ποιότητας τα οποία όμως μπορούμε να τα δικαιολογήσουμε σκεπτόμενοι πάντα το κόστος και τις επιπτώσεις τις ενεργειακές ή τις περιβαλλοντολογικές.

Προσφάτως με την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και τις συνεχείς ιδιωτικοποιήσεις στον ενεργειακό τομέα, μια μεγαλύτερη αγορά γίνεται πλέον διαθέσιμη στους επενδυτές πάσης φύσεως που επιθυμούν να επιχορηγήσουν ή να εκπονήσουν οι ίδιοι κάποιο project που αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Με τη συνεχώς αυξανόμενη τάση παγκοσμιοποίησης που κυριαρχεί και στην αγορά, τα επενδυτικά κεφάλαια δεν αναζητούν μόνο παγκόσμιες αγορές αλλά και τοπικές ή αλλιώς απομονωμένες. Αυτά τα project που δημιουργούνται από ιδιώτες αν και έχουν αρκετές εγγυήσεις όσον αφορά τις οικονομικές απολαβές και τη ζήτηση ενέργειας, πάντα θα εμπεριέχουν κάποιον επενδυτικό κίνδυνο όπως το ολικό κόστος του project, καθυστερήσεις, διαθεσιμότητα και αλλά πολλά που θα αναλυθούν μέσα από παραδείγματα στα κεφάλαια που θα ακολουθήσουν. Για το λόγο αυτό γίνεται κατανοητό ότι η ανάλυση των επιχειρηματικών κινδύνων των σχεδίων παραγωγής ενέργειας είναι πιο επιτακτικός σήμερα παρά ποτέ.

Σε αυτήν την εργασία δύναται να κάνουμε μια εφαρμογή της μεθόδου ανάλυσης κινδύνου σε εφαρμογές στην Ελλάδα υπό το νομοθετικό και οικονομικό πλαίσιο που διέπει την αγορά μας. Έτσι θα παρουσιάσουμε τις υπάρχουσες επιλογές στη διαχείριση πόρων του

συστήματος ηλεκτροπαραγωγής από ανεμογεννήτριες χρησιμοποιώντας τις διαθέσιμες πληροφορίες και δεδομένα. Αυτές οι αναλύσεις προορίζονται στο να βοηθούν στο σχεδιασμό και στην τελική επιλογή των «βιώσιμων» σχεδίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

1.2 ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Μπορεί να υπάρχουν πολλές μορφές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Α.Π.Ε.), όμως ο τρόπος με τον οποίο αναλύονται επενδυτικά παρουσιάζει πολλές ομοιότητες, πράγμα που επιτάσσει μια γενική αναφορά στο σύνολό τους ως εναλλακτικές μορφές ενέργειας. Τα κυριότερα χαρακτηριστικά των ΑΠΕ που τις καθιστούν ελκυστικές και απαραίτητες για το ενεργειακό ισοζύγιο μιας χώρας είναι [1.6]:

1. Είναι πρακτικά ανεξάντλητες πηγές ενέργειας και συμβάλλουν στη μείωση της εξάρτησης από τους εξαντλήσιμους συμβατούς ενεργειακούς πόρους.

2. Είναι εγχώριες πηγές ενέργειας και συνεισφέρουν στην ενίσχυση της ενεργειακής ανεξαρτησίας και της ασφάλειας ενεργειακού εφοδιασμού σε εθνικό επίπεδο.

3. Είναι γεωγραφικά διεσπαρμένες και οδηγούν στην αποκέντρωση του ενεργειακού συστήματος, δίνοντας τη δυνατότητα να καλύπτονται οι ενεργειακές ανάγκες σε τοπικό και περιφερειακό επίπεδο, ανακουφίζοντας τα συστήματα υποδομής και μειώνοντας τις απώλειες μεταφοράς ενέργειας.

4. Δίνουν τη δυνατότητα επιλογής της κατάλληλης μορφής ενέργειας που είναι προσαρμοσμένη στις ανάγκες του χρήστη, επιτυγχάνοντας ορθολογικότερη χρησιμοποίηση των ενεργειακών πόρων.

5. Έχουν συνήθως χαμηλό λειτουργικό κόστος, το οποίο επιπλέον δεν επηρεάζεται από τις διακυμάνσεις της διεθνούς οικονομίας και ειδικότερα των τιμών των συμβατικών καυσίμων.

6. Οι εγκαταστάσεις εκμετάλλευσης των ΑΠΕ διατίθενται σε μικρά μεγέθη και έχουν μικρή διάρκεια κατασκευής, επιτρέποντας έτσι τη γρήγορη ανταπόκριση της προσφοράς προς τη ζήτηση ενέργειας, με επαναλαμβανόμενα συστήματα σε πολλές περιπτώσεις.

7. Οι επενδύσεις των ΑΠΕ είναι εξειδικευμένης εργασίας, δημιουργώντας πολλές θέσεις εργασίας ιδιαίτερα σε τοπικό επίπεδο.

8. Μπορούν να αποτελέσουν σε πολλές περιπτώσεις πυρήνα για την αναζωογόνηση οικονομικά και κοινωνικά υποβαθμισμένων περιοχών και πόλο έλξης για την τοπική ανάπτυξη, με την προώθηση επενδύσεων που στηρίζονται στη συμβολή των ΑΠΕ.

9. Είναι φιλικές προς το περιβάλλον και τον άνθρωπο και η αξιοποίησή τους είναι γενικά αποδεκτή από το κοινό.

Από την άλλη πλευρά, οι ΑΠΕ παρουσιάζουν και ορισμένα χαρακτηριστικά που δυσχεραίνουν την αξιοποίηση και την ταχεία ανάπτυξη τους, όπως :

1. Το διεσπαρμένο δυναμικό τους είναι δύσκολο να συγκεντρωθεί σε μεγάλα μεγέθη ισχύος και να μεταφερθεί

2. Έχουν χαμηλή πυκνότητα ισχύος και ενέργειας και συνεπώς για μεγάλες ισχύεις απαιτούνται συχνά εκτεταμένες εγκαταστάσεις.

3. Παρουσιάζουν συχνά διακυμάνσεις στη διαθεσιμότητά τους που μπορεί να είναι μεγάλης διάρκειας, απαιτώντας την εφεδρεία άλλων ενεργειακών πηγών ή γενικά δαπανηρές μεθόδους αποθήκευσης.

4. Η χαμηλή διαθεσιμότητά τους συνήθως οδηγεί σε χαμηλό συντελεστή χρησιμοποίησης των εγκαταστάσεων εκμετάλλευσής τους.

5. Το κόστος επένδυσης ανά μονάδα εγκαταστημένης ισχύος είναι υψηλό.

1.3 ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Οι άνεμοι δημιουργούνται καθώς η ηλιακή ενέργεια φθάνει και απορροφάται ανομοιογενώς από τις διάφορες επιφάνειες της γης (νερά, πεδιάδες, έρημοι, δάση). Έτσι δημιουργούνται διαφορές θερμοκρασίας, πυκνότητας και πίεσης στην ατμόσφαιρα οι οποίες προκαλούν την κίνηση του αέρα. Σε παγκόσμια κλίμακα, αυτά τα ατμοσφαιρικά ρεύματα λειτουργούν σαν τεράστια μέσα μεταφοράς ενέργειας. Σύμφωνα με τη μηχανική των ρευστών, ο αέρας κινείται από τις περιοχές υψηλής πίεσης στις περιοχές χαμηλής πίεσης του πλανήτη. Η διαφορά θερμοκρασίας μεταξύ των πόλων και του ισημερινού προκαλεί τους αληγείς ανέμους, οι οποίοι δρουν ως γιγαντιαίος εναλλάκτης θερμότητας εμποδίζοντας την περαιτέρω θέρμανση του ισημερινού και την ψύξη των πόλων. Σε πολύ μικρότερη κλίμακα, οι διαφορές της θερμοκρασίας μεταξύ του εδάφους και της θάλασσας και μεταξύ των βουνών και των κοιλάδων δημιουργούν συχνά ισχυρές αύρες. Η κατεύθυνση και η ταχύτητα του ανέμου επηρεάζονται επίσης από άλλους παράγοντες, όπως είναι η περιστροφή της γης, τα τοπικά τοπογραφικά χαρακτηριστικά και η τραχύτητα του εδάφους [1.2].

Το δυναμικό της αιολικής ενέργειας μιας περιοχής χαρακτηρίζεται συνήθως από τη μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου σε m/sec, η οποία όμως μπορεί να διαφέρει μέχρι και 25% από έτος σε έτος. Η ενέργεια που παράγεται από μια αιολική μηχανή είναι ανάλογη της επιφάνειας σαρώσεως των πτερυγίων και του κύβου της ταχύτητας του ανέμου. Η ταχύτητα του ανέμου αυξάνει σε μεγαλύτερα ύψη από την επιφάνεια της γης.

Η ταχύτητα του ανέμου είναι συνήθως μεγαλύτερη το χειμώνα, υπάρχουν όμως και περιοχές όπου οι καλοκαιρινοί άνεμοι είναι ισχυρότεροι (Καλιφόρνια) ή πολύ ισχυροί (Αιγαίο). Παρατηρούνται επίσης ημερήσιες και ωριαίες μεταβολές στην ταχύτητα του ανέμου. Όλες οι χρονικές αυτές διαφορές είναι πολύ σημαντικές για τους χρήστες και ιδιαίτερα για τις ηλεκτρικές εταιρίες, γιατί επηρεάζουν την εξυπηρέτηση των φορτίων και τις αιχμές του ηλεκτρικού συστήματος, όπου είναι διασυνδεδεμένες οι ανεμογεννήτριες [1.1].

Σύμφωνα με συντηρητικές εκτιμήσεις, η διαθέσιμη αιολική ενέργεια πάνω από τη στερεά επιφάνεια του πλανήτη μας μπορεί να παράγει θεωρητικά μερικές εκατοντάδες φορές περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια από όση καταναλώνεται σήμερα από όλο τον πληθυσμό της γης.

Οι λαοί της εγγύς Ανατολής και της Αιγύπτου στην αρχαιότητα χρησιμοποιούσαν πρώτοι αιολικές μηχανές για την άντληση νερού και την άλεση σίτου, καθώς και στα ιστία για την κίνηση των πλοίων. Η χρήση τους επεκτάθηκε στην Ευρώπη από το Μεσαίωνα και μετά για μηχανική ισχύ και παραγωγή ηλεκτρισμού αργότερα. Για παράδειγμα η συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς στη Δανία τις αρχές του $20^{ου}$ αιώνα ήταν 150 – 200 MW δηλαδή το ένα τέταρτο των συνολικών της ενεργειακών αναγκών [1.2].

Η αξιοποίηση του ανέμου έπεσε ραγδαία μετά το 1930 και την ανάπτυξη της εκμετάλλευσης των κοιτασμάτων πετρελαίου και φυσικού αερίου. Έτσι, το 1973 υπήρχαν ελάχιστες εφαρμογές αιολικών μηχανών κυρίως για άντληση νερού, περιορισμένη ερευνητική δραστηριότητα και ανύπαρκτη βιομηχανία αιολικών μηχανών.

Η κατάσταση άλλαξε μετά τις ενεργειακές κρίσεις του 1973 και 1979. Τα προγράμματα ενέργειας και επίδειξης της αιολικής ενέργειας που ξεκίνησαν στη συνέχεια, οδήγησαν σε εκτεταμένες εφαρμογές σε πολλές χώρες κατά τη δεκαετία του 1980. Οι εφαρμογές της αιολικής ενέργειας μπορούν να διακριθούν κατά την ενεργειακή χρήση ως [1.35]:

- **Μηχανική ενέργεια**. Χρησιμοποιείται για άντληση νερού, επεξεργασία τροφίμων και αφαλάτωση νερού. Το δυναμικό είναι τεράστιο, ακόμα και στις ανεπτυγμένες χώρες

- **Θερμική ενέργεια**. Παράγεται είτε απευθείας από τη μηχανική ενέργεια της ανεμομηχανής είτε μέσω ηλεκτρισμού για τη θέρμανση κατοικιών και εμπορικών κτιρίων. Τέτοια συστήματα μπορούν επίσης να χρησιμοποιηθούν σε γεωργικές εφαρμογές. Δεν είναι διαδεδομένη γιατί ο ηλεκτρισμός που παράγεται μπορεί να χρησιμοποιηθεί καλύτερα σε άλλες εφαρμογές.

- **Ηλεκτρική ενέργεια**. Είναι η περισσότερο διαδεδομένη από όλες τις εφαρμογές. Μικρά και μεσαία αυτόνομα συστήματα χρησιμοποιούνται μόνα τους ή σε συνδυασμό με φωτοβολταϊκά ή μικρές ντηζελογεννήτριες για την ικανοποίηση μεμονωμένων εφαρμογών. Ανεμογεννήτριες ή αιολικά πάρκα που είναι διασυνδεδεμένα με το ηλεκτρικό δίκτυο και σχεδιασμένα κυρίως για να προσφέρουν ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο παρά για να ικανοποιούν ένα συγκεκριμένο ηλεκτρικό φορτίο παρουσιάζουν το μεγαλύτερο ενδιαφέρον στην εποχή μας.

1.4 ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΑΙΟΛΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ

1.4.1 Πυκνότητα Ισχύος Ανέμου

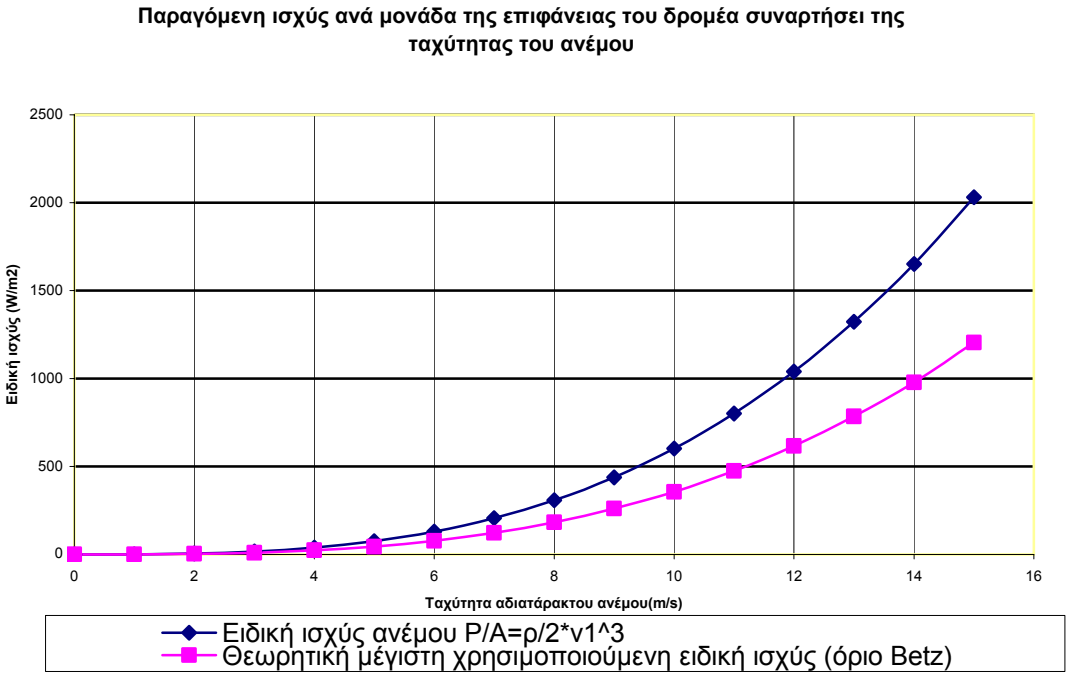
Ο άνεμος περιέχει ενέργεια η οποία μπορεί να μετατραπεί σε ηλεκτρισμό με τη χρήση των ανεμογεννητριών. Η ποσότητα ηλεκτρισμού που παράγουν οι ανεμογεννήτριες εξαρτάται από την ποσότητα ενέργειας του διερχομένου μέσω της επιφάνειας που σαρώνεται από τα πτερύγια της Α/ Γ στη μονάδα του χρόνου ανέμου. Αυτή η ροή ενέργειας ονομάζεται πυκνότητα ισχύος του ανέμου. Ειδικότερα, οι δρομείς των ανεμογεννητριών ελαττώνουν την ταχύτητα του ανέμου από την αδιατάρακτη ταχύτητα v_1 πολύ πριν το δρομέα στη μειωμένη ταχύτητα ροής του αέρα v_2 πίσω από αυτόν.

Η διαφορά στην ταχύτητα του ανέμου είναι ένα μέτρο της αποσπώμενης κινητικής ενέργειας που περιστρέφει το δρομέα και την ηλεκτρική γεννήτρια που είναι συνδεδεμένη στο άλλο άκρο του συστήματος μετάδοσης της κίνησης. Η ισχύς που θεωρητικά εξάγεται από μια ανεμογεννήτρια περιγράφεται από την εξίσωση:

$$P = C_P \cdot \eta \cdot \frac{\rho}{2} v_1^3 \cdot A \qquad (1.1)$$

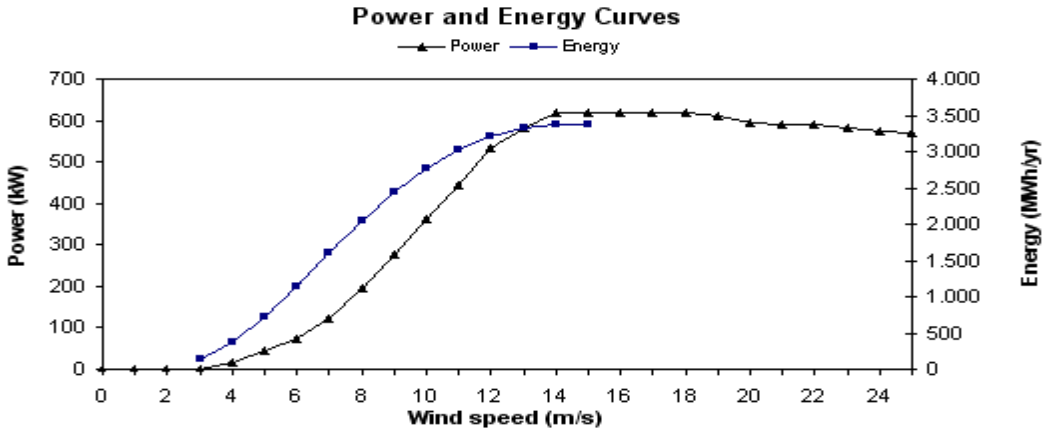
όπου ρ είναι η πυκνότητα του αέρα σε kg/m^3 , c_p είναι ο συντελεστής ισχύος, η η μηχανική/ ηλεκτρική αποδοτικότητα και Α το εμβαδόν της επιφάνειας του δρομέα.

Σε ιδανικές συνθήκες, η μέγιστη τιμή του c_p (γνωστή ως όριο Betz) είναι: 16/ 27 =0,593, δηλαδή μια ανεμογεννήτρια μπορεί θεωρητικά να αποσπάσει το 59,3% του ενεργειακού περιεχομένου της ροής του ανέμου. Υπό πραγματικές συνθήκες, ο συντελεστής ισχύος δεν υπερβαίνει την τιμή c_p = 0,5, αφού περιλαμβάνει όλες τις αεροδυναμικές απώλειες της ανεμογεννήτριας. Είναι ενδεικτικό ότι στις περισσότερες τεχνικές δημοσιεύσεις η τιμή του c_p περιλαμβάνει και όλες τις απώλειες και στην ουσία είναι συντόμευση του $c_p \cdot \eta$. Στο σχήμα (1.1) παρουσιάζονται διαφορετικά περιεχόμενα και απολήψεις ισχύος ανάλογα με το συντελεστή ισχύος και τις αποδοτικότητες μιας ανεμογεννήτριας [1.1].



Σχήμα 1.1: Παραγόμενη ισχύς ανά μονάδα επιφάνειας του δρομέα συναρτήσει της ταχύτητας του ανέμου.

Όπως προκύπτει από την εξίσωση (1.1), ένα βασικό ζήτημα της πυκνότητας ισχύος του ανέμου αποτελεί η εξάρτησή της από τον κύβο της ταχύτητας. Έτσι, αν διπλασιαστεί η ταχύτητα, η ισχύς που περιέχεται στον άνεμο θα αυξηθεί κατά οκτώ φορές. Στην πράξη, η σχέση μεταξύ της παραγόμενης ισχύος μιας ανεμογεννήτριας και της ταχύτητας του ανέμου δεν είναι τόσο ρητή [1.29].



Σχήμα 1.2: Πραγματικές καμπύλες ισχύος και ενέργειας

Όπως φαίνεται και στο σχήμα (1.2) η πραγματική καμπύλη ισχύος μιας ανεμογεννήτριας περιγράφεται συνήθως ως προς τέσσερις διακριτές περιοχές της ταχύτητας του ανέμου, του πίνακα (1.1) [1.28].

Πίνακας 1.1: Περιγραφή λειτουργίας Α/Γ για τις τέσσερις περιοχές

Περιγραφή λειτουργίας	**Περιγραφή λειτουργίας: Παραγόμενη ισχύς συναρτήσει της ταχύτητας του ανέμου**	**Ενδεικτικό εύρος ταχύτητας του ανέμου**
Περιοχή 1	Οι ταχύτητες του ανέμου είναι πολύ μικρές για παραγωγή εκμεταλλεύσιμης ενέργειας.	0 έως ταχύτητα εκκίνησης: 0-4m/s
Περιοχή 2	Παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος αυξανόμενη με την ταχύτητα του ανέμου.	Ταχύτητα εκκίνησης έως ονομαστική ταχύτητα ανέμου: 4 - 13m/s
Περιοχή 3	Παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος με σταθερό ρυθμό (ονομαστική ισχύς). Η απόδοση των πτερυγίων της Α/Γ μειώνεται σκόπιμα καθώς αυξάνεται η ταχύτητα του ανέμου.	Ονομαστική ταχύτητα ανέμου έως ταχύτητα διακοπής: 13 – 20m/s
Περιοχή 4	Δεν παράγεται ισχύς. Οι άνεμοι είναι πολύ δυναμικοί ώστε να δικαιολογείται πρόσθετη αντοχή και δαπάνη για το μικρό αριθμό ωρών ανά έτος πέραν της ταχύτητας διακοπής.	Ταχύτητα διακοπής έως ταχύτητα επιβίωσης: 20m/s έως την ονομαστική ταχύτητα επιβίωσης σε θυελλώδεις ανέμους

Από τις τέσσερις περιοχές, ισχύ παράγουν οι ταχύτητες οι οποίες βρίσκονται στις περιοχές 2 και 3. Η περιοχή 1 βρίσκεται πριν την ταχύτητα εκκινήσεως που δίνεται από τον κατασκευαστή και ως εκ τούτου δεν παράγεται ενέργεια. Η περιοχή 4 τώρα αντιπροσωπεύει την περιοχή πέραν της ταχύτητας διακοπής η οποία επίσης δίνεται από τον κατασκευαστή ώστε να προστατεύεται η κατασκευή από τους πάρα πολύ ισχυρούς ανέμους. Συνήθως σε αυτήν την περιοχή έχουμε πλήρη παύση της λειτουργίας της ανεμογεννήτριας. Θεωρητικά η ανεμογεννήτρια θα μπορούσε να δουλεύει σε αυτές της ταχύτητες αν είχε προβλεφθεί από

τον κατασκευαστή, αλλά το κόστος ενίσχυσης της κατασκευής είναι πάρα πολύ μεγάλο. Πρακτικά μόνο λίγες ώρες σε διάστημα ενός έτος μπορεί να έχουμε θυελλώδεις ανέμους και αυτό δε δικαιολογεί δαπάνη σε λειτουργία σε τέτοιους ανέμους [1.3].

Τέλος, η πυκνότητα ισχύος του ανέμου εξαρτάται από την πυκνότητα του αέρα, η οποία όσο μεγαλώνει το υψόμετρο μειώνεται και αυτή άρα έχουμε μείωση της διαθέσιμης ισχύος. Αν για παράδειγμα ένα αιολικό πάρκο βρισκόταν σε ένα οροπέδιο είναι δυνατό να είχαμε μείωση της παραγόμενης ισχύος ως και 40% σε σχέση με ένα αιολικό που βρισκόταν στα επίπεδα της θάλασσας για τις ίδιες ταχύτητες ανέμου πάντα. Η πυκνότητα του αέρα εξαρτάται αντίστροφα από τη θερμοκρασία, οπότε οι πιο χαμηλές θερμοκρασίες ευνοούν τις μεγαλύτερες πυκνότητες αέρα και άρα τη μεγαλύτερη παραγωγή αιολικής ισχύος.

1.4.2 Μεταβλητότητα Ανέμων

Για να μπορέσουμε να προβλέψουμε επακριβώς την απόδοση των ανεμογεννητριών, όχι μόνο θα πρέπει να γνωρίζουμε τη μέση ταχύτητα του ανέμου σε μια συγκεκριμένη θέση αλλά και τον τρόπο με τον οποίο μεταβάλλεται στο χρόνο. Είναι χρήσιμο να γίνεται διάκριση μεταξύ των μεταβολών σε τρεις χρονικές κλίμακες, τη βραχεία κλίμακα (από δευτερόλεπτα ως λεπτά), τη μέση κλίμακα (από ώρες έως ημέρες) και τη μακρά κλίμακα (από εβδομάδες έως έτη) [1.27].

Οι μεταβολές στη βραχεία δυναμική κλίμακα συνήθως δεν είναι πολύ σημαντικές για την αξιολόγηση του αιολικού δυναμικού, εκτός αν ο άνεμος είναι πολύ τυρβώδης ή αλλάζει συχνά διεύθυνση. Σε μεμονωμένα συστήματα ανεμογεννητριών οι απότομες μεταβολές της ταχύτητας του ανέμου μπορούν να προκαλέσουν μεγάλες διακυμάνσεις στην παραγόμενη ισχύ και άρα πρόσθετη φθορά στις συνιστώσες των ανεμογεννητριών, οπότε αυξημένες δαπάνες επισκευής και συντήρησης. Παρόλα αυτά σε αιολικά πάρκα που περιλαμβάνουν αρκετές ανεμογεννήτριες, η επίδραση αυτή τείνει να εξαλειφθεί καθώς οι διαφορετικές μηχανές δέχονται ριπές ανέμου σε διαφορετικές χρονικές στιγμές. Για το λόγο αυτό, κανονικά η μέση τιμή των μετρήσεων της ταχύτητας του ανέμου που προορίζονται για την αξιολόγηση μιας πιθανής θέσης αιολικού έργου λαμβάνεται σε μια περίοδο 10 λεπτών έως μιας ώρας.

Οι μεταβολές που υφίστανται μεταξύ ωρών και ημερών είναι πολύ σημαντικές για την αξιολόγηση του αιολικού δυναμικού. Τα αρχεία των ταχυτήτων του ανέμου εμφανίζουν συνήθως μεγάλες διακυμάνσεις που διατηρούνται έως και αρκετές ημέρες, οι απεικονίζουν διερχόμενες θύελλες και καιρικά μέτωπα. Εξάλλου, σε πολλές θέσεις παρουσιάζεται μια ημερήσια διαμόρφωση της μεταβολής της ταχύτητας του ανέμου, με τους μέγιστους ανέμους να εμφανίζονται συχνά το απόγευμα. Σημαντική επίδραση στις εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας, έχουν επίσης και ο μηνιαίες και οι εποχιακές μεταβολές. Ο βαθμός και ο χρόνος εμφάνισης των εποχιακών μεταβολών εξαρτάται από την περιοχή.

Πίνακας 1.2 Χρονικές κλίμακες των αιολικών συστημάτων παραγωγής

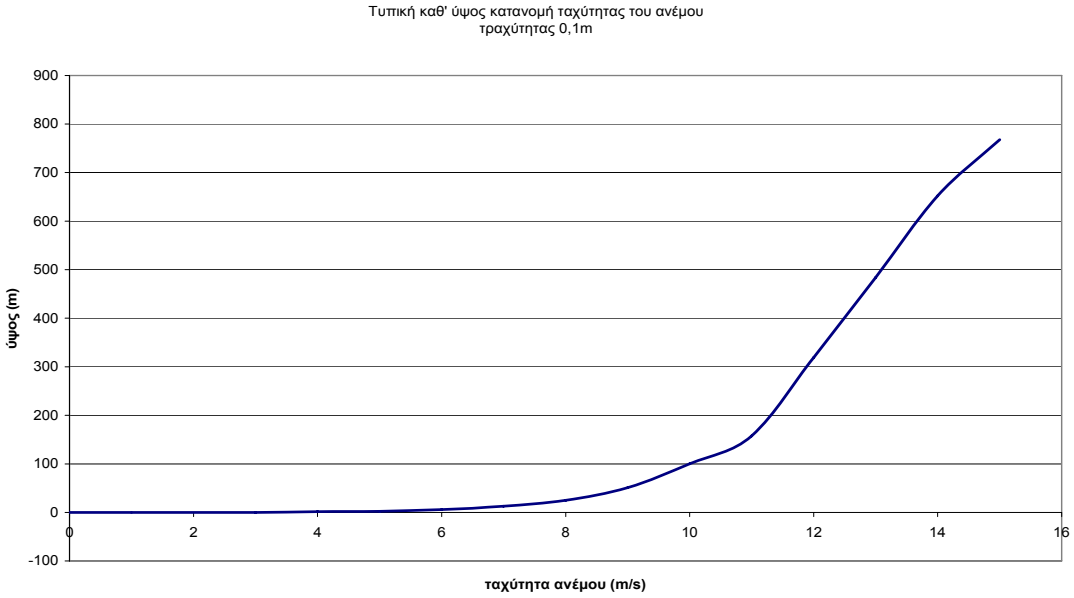
Χρονική κλίμακα	**Ενδιαφερόμενοι**	**Αιτία ενδιαφέροντος**
Δεκάδες δευτερόλεπτα ή λιγότερο	Σχεδιαστές ανεμογεννητριών	Δομική αντοχή σε φορτία προκαλούμενα από τον άνεμο, δομικές δονήσεις και καμπτική αστοχία συνιστωσών. Πιθανές διακυμάνσεις της τάσης και συχνότητας.
Δεκάδες πρώτα λεπτά έως ώρες	Χειριστές ηλεκτρικών δικτύων	Δυνατότητα παρακολούθησης ή αντιστάθμισης της μεταβαλλόμενης ισχύος που προέρχεται από το σύστημα. Πρόβλεψη ανέμου.
Μία ημέρα	Χειριστές ηλεκτρικών δικτύων	Προβλεψιμότητα ενός ημερήσιου κύκλου και της παραγωγής σε μερικές καταστάσεις του ανέμου. Συσχέτιση με την ημερήσια κατανομή φορτίου.
Από μήνα σε μήνα	Προγραμματιστές και χειριστές ηλεκτρικών δικτύων	Προβλεψιμότητα των εποχιακών μεταβολών και της παραγωγής στις περισσότερες καταστάσεις ανέμου. Συσχέτιση με την εποχιακή κατανομή φορτίου.
Ένα έτος	Χειριστές ηλεκτρικών δικτύων και οικονομική κοινότητα	Προβλεψιμότητα της ετήσιας παραγωγής χρησιμοποιώντας τα περισσότερα ανεμολογικά δεδομένα. Έλεγχος για το αν υπάρχει επάρκεια δυναμικού ώστε να μπορεί να καλυφθεί από τον προϋπολογισμό.
Από έτος σε έτος	Οικονομική κοινότητα	Διαχρονική μεταβλητότητα και δυνατότητα κάλυψης της οφειλής ενός έτους με υποδεέστερους ανέμους.

Υπάρχει ακόμα η περίπτωση να υπάρχουν αλλαγές στη μέση ταχύτητα ανέμου από έτος σε έτος, οφειλόμενες σε περιφερειακά καιρικά φαινόμενα. Για να εξαχθεί η εποχιακή συμπεριφορά του ανέμου απαιτείται τουλάχιστον ένα έτος μετρήσεων. Γενικά παραπάνω από δύο χρόνια μετρήσεων είναι σχεδόν περιττά αφού μπορούμε σε ένα τέτοιο χρονικό διάστημα να προβλέψουμε τη μέση ταχύτητα του καθώς και τη μεταβλητότητα του ανέμου με αποδεκτή ακρίβεια. Ο πίνακας (1.2) παρουσιάζει τις ιδιαίτερες χρονικές κλίμακες μετρήσεων καθώς και την κατηγορία αυτών που ενδιαφέρονται για κάθε χρονική κλίμακα μέτρησης [1.29].

1.4.3 Εξάρτηση Ταχύτητας Ανέμου από το Ύψος

Η σχέση για την εξαγόμενη ισχύ από μια ανεμογεννήτρια δείχνει ότι η ενεργειακή παραγωγή της εξαρτάται από την κατανομή της ταχύτητας του ανέμου στη θέση, την πυκνότητα του αέρα, το μέγεθος του δρομέα και τον τεχνικό σχεδιασμό. Ειδικότερα, το ύψος του πύργου επηρεάζει σημαντικά την ενεργειακή παραγωγή, γιατί όσο αυξάνει το ύψος αυξάνεται και η ταχύτητα του ανέμου σε σχέση με αυτήν του εδάφους. Ο βαθμός της διάτμησης του ανέμου εξαρτάται κυρίως από δύο παράγοντες: την ατμοσφαιρική μίξη και την τραχύτητα του εδάφους. Η τραχύτητα του εδάφους επιδρά στη διάτμηση του ανέμου καθορίζοντας το πόσο επιβραδύνεται ο άνεμος κοντά στο έδαφος. Σε περιοχές με υψηλό βαθμό τραχύτητας, όπως τα δάση ή οι πόλεις, οι ταχύτητες του ανέμου κοντά στην επιφάνεια τείνουν να είναι μικρές και η διάτμηση του ανέμου μεγάλη. Το αντίστροφο συμβαίνει σε

περιοχές με μικρή τραχύτητα, όπως είναι οι επίπεδοι ανοιχτοί αγροί. Η διάτμηση του ανέμου μπορεί να μειωθεί ή ακόμα και να εξαλειφθεί όπου υπάρχει μια απότομη αλλαγή στο ύψος του πεδίου, όπως μια απότομη ακρογιαλιά ή κορυφογραμμή. Στην εικόνα 1.3 παρουσιάζεται μια πιθανή μορφή του οριακού στρώματος της ταχύτητας του ανέμου [1.5].



Σχήμα 2.3: Πραγματικές καμπύλες ισχύος και ενέργειας

Η πιο συνηθισμένη προσέγγιση για την κατά ύψος κατανομή της ταχύτητας του ανέμου είναι η λογαριθμική:

$$v = \frac{v_\tau}{\kappa} \ln\left(\frac{h}{z_0}\right) \tag{1.2}$$

όπου v είναι η ταχύτητα του ανέμου σε ύψος h, v_τ είναι η ταχύτητα τριβής, κ η σταθερά von Karman (ίση με 0,4) και z_0 το μήκος της ταχύτητας, το οποίο σχετίζεται με την κάλυψη βλάστησης της περιοχής. Μερικές φορές χρησιμοποιείται και ένας εκθετικός νόμος για την περιγραφή της κατανομής της ταχύτητας του ανέμου:

$$v = v_R \left(\frac{h}{h_R}\right)^\alpha \tag{1.3}$$

όπου v_R είναι η ταχύτητα του ανέμου στο ύψος αναφοράς h_R. Ο εκθέτης α εξαρτάται από τα στοιχεία τραχύτητας του εδάφους, συχνά λαμβάνει την τιμή 1/7.

Η ατμοσφαιρική μίξη συνήθως ακολουθεί ένα ημερήσιο κύκλο οδηγούμενο από την ηλιακή θέρμανση. Στο ύψος της πλήμνης μιας ανεμογεννήτριας, ο κύκλος αυτός προκαλεί συχνά αύξηση της ταχύτητας του ανέμου την ημέρα και μείωση τη νύχτα. Εντούτοις, το εύρος της μεταβολής νύχτας και ημέρας εν γένει μειώνεται καθώς αυξάνεται το ύψος της

πλήμνης. Σε ύψος περίπου 10m η ημερήσια μεταβολή μπορεί να είναι πολύ έντονη, αλλά καθώς αυτό αυξάνεται στα 50 m αυτή εξασθενεί ή μπορεί ακόμα να εξαφανιστεί. Η λογαριθμική κατανομή της ταχύτητας του ανέμου (1.3) μπορεί και πάλι να εφαρμοστεί στα χαμηλότερα 100m, με κατάλληλες διορθώσεις, ώστε να ληφθούν υπόψη οι ανωτέρω μεταβολές στην ατμοσφαιρική ευστάθεια.

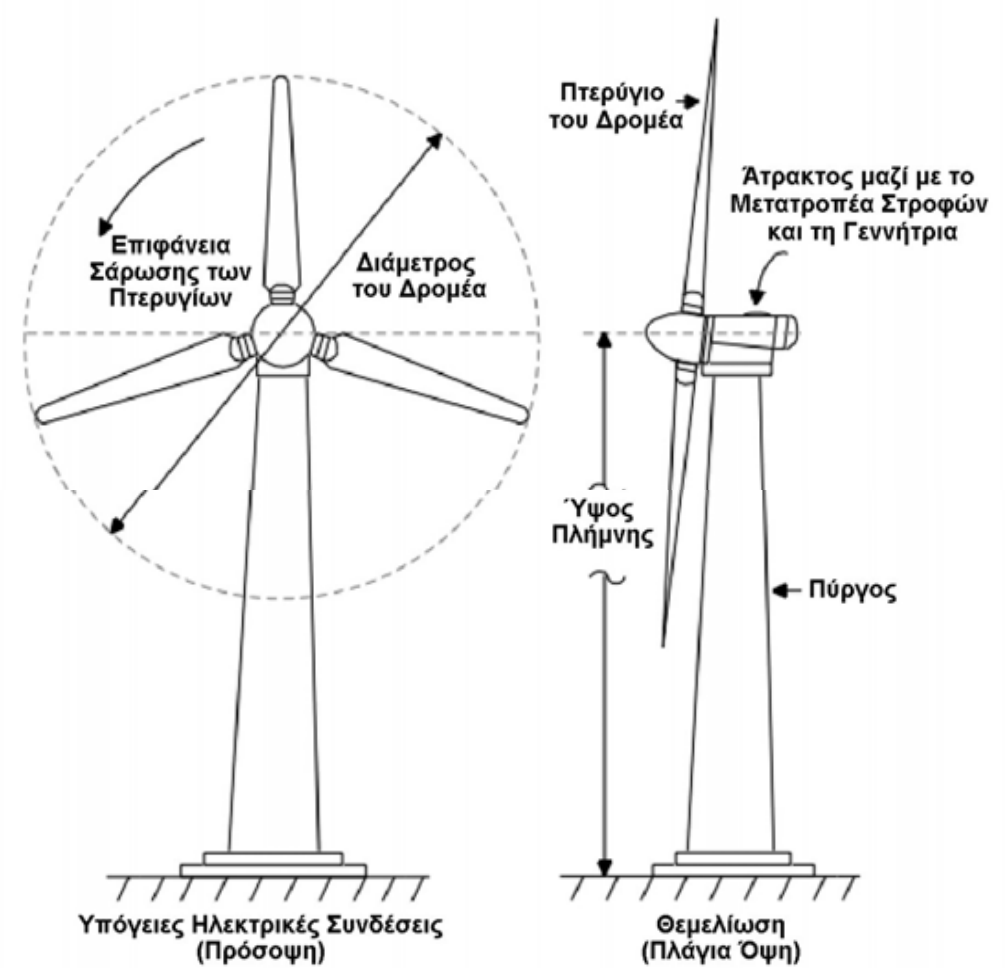
Για την εξοικονόμηση χρημάτων, οι μετρήσεις που αφορούν την ταχύτητα του ανέμου στις προπαρασκευαστικές μελέτες, γίνονται σε χαμηλότερο ύψος από αυτό του πύργου. Στην περίπτωση αυτή, είναι απαραίτητο να μετρηθεί η διάτμηση του ανέμου σε διαφορετικές χρονικές στιγμές της ημέρας και σε διαφορετικές περιοχές προκειμένου να προβλεφθεί με ακρίβεια η απόδοση μιας εγκατάστασης αιολικής ενέργειας. Η διάτμηση μπορεί να παρατηρηθεί με την παρακολούθηση των ταχυτήτων του ανέμου σε δύο η τρία ύψη του πύργου.

1.4.4 Χωρικές Μεταβολές

Τα χαρακτηριστικά του αιολικού δυναμικού μπορεί να διαφέρουν σημαντικά λόγω γειτονικών θέσεων. Οι ισχυρότεροι άνεμοι βρίσκονται στις ανοικτές περιοχές, κοντά σε θάλασσα. Επιπλέον τα χαρακτηριστικά του εδάφους, όπως οι λόφοι και οι κορυφογραμμές, μπορεί να επιταχύνουν τον άνεμο κατά το πέρασμα του από αυτά. Μια κορυφογραμμή είναι ιδανική όταν είναι προσανατολισμένη κάθετα προς την επικρατούσα διεύθυνση του ανέμου και έχει μια μέση κλίση.

Υπάρχει ενίοτε και η περίπτωση να παρατηρηθούν άνεμοι σε μη προφανείς τοποθεσίες, όπως αυτές που συζητήθηκαν. Σε ένα φαρδύ πέρασμα ανάμεσα σε μια οροσειρά είναι δυνατόν να τοποθετηθούν μονάδες αφού λόγω διαφοράς θερμοκρασίας οροσειράς και κοιλάδας έχουμε δημιουργία ρεύματος μεταφοράς, το οποίο είναι ικανό όταν οδηγείται από συγκεκριμένο μονοπάτι να δημιουργήσει ιδανικές συνθήκες για εγκατάσταση αιολικού πάρκου. Για την πρόβλεψη των ταχυτήτων του ανέμου σε σύνθετα εδάφη , επάνω από κτίρια και άλλα εμπόδια και την ορογραφία της θέσης έχει αναπτυχθεί μια πληθώρα εργαλείων, μεταξύ των οποίων περίπλοκα υπολογιστικά μοντέλα. Πάντως δεν υπάρχει υποκατάστατο των άμεσων μετρήσεων [1.33].

1.5 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ



Σχήμα 1.4: Σχηματική αναπαράσταση ανεμογεννήτριας οριζόντιου άξονα

Στο σχήμα 1.4 παρουσιάζεται μια τυπική ανεμογεννήτρια οριζόντιου άξονα [1.33]. Αν και δεν υπάρχει κάποια γενική προτυποποίηση, τα υποσυστήματα που απαρτίζουν μια ανεμογεννήτρια είναι:

1. Ο δρομέας, ο οποίος συνήθως αποτελείται από δύο ή τρία πτερύγια (υπάρχουν και περιπτώσεις με ένα πτερύγιο), μία πλήμνη μέσω της οποίας συνδέονται τα πτερύγια με το χαμηλής ταχύτητας κινητήριο άξονα καθώς και από υδραυλικά ή μηχανικά οδηγούμενα συστήματα συνδέσμων για τη μεταβολή του βήματος του συνόλου ή μέρους των πτερυγίων.

2. Η άτρακτος, η οποία περιλαμβάνει ένα μετατροπέα στροφών και μια γεννήτρια, άξονες και συνδέσμους, ένα κάλυμμα για ολόκληρη την άτρακτο και συχνά ένα υδραυλικό δισκόφρενο και ένα σύστημα εκτροπής.

3. Ο πύργος και η θεμελίωση που στηρίζει το δρομέα και το σύστημα μετάδοσης κίνησης .

4. Οι ηλεκτρικοί ελεγκτές και καλωδιώσεις καθώς και ο μηχανισμός εποπτείας και ελέγχου.

Γενικά οι ανεμογεννήτριες οριζόντιου άξονα έχουν τον άξονά τους παράλληλο προς την κατεύθυνση του ανέμου, ενώ υπάρχουν και περιπτώσεις που ο άξονας είναι παράλληλος με την επιφάνεια της γης και κάθετος προς την κατεύθυνση του ανέμου. Μια άλλη κατάταξη των μηχανών βασίζεται στην τιμή της παραμέτρου λ. Ανάλογα με τις στροφές λοιπόν, έχουμε τις αργόστροφες και τις ταχύστροφες. Η παράμετρος περιστροφής λ ορίζεται ως:

$$\lambda = \frac{\omega_0 \cdot R}{V_w} \tag{1.4}$$

όπου R είναι η ακτίνα πτερωτής, ω_0 είναι η γωνιακή ταχύτητα του δρομέα και V_w η ταχύτητα του ανέμου στον άξονα της μηχανής.

Μια άλλη κατάταξη είναι ανάλογα με τη μηχανική ισχύ των κινητήρων N_0. Έτσι έχουμε:

1. Κατηγορία μικρών κινητήρων όταν ισχύει $50W \leq N_0 \leq 30kW$
2. Κατηγορία μεσαίων κινητήρων όταν ισχύει $30kW \leq N_0 \leq 300kW$
3. Κατηγορία μεγάλων κινητήρων όταν ισχύει $300\ kW \leq N_0 \leq 5MW$

Τέλος οι αιολικές μηχανές μπορούν να καταταχθούν βάση της παραμέτρου της στιβαρότητας σ της κατασκευής η οποία για μηχανές οριζόντιου άξονα γράφεται ως εξής:

$$\sigma = \frac{z \cdot c \cdot R}{\pi \cdot R^2} \tag{1.5}$$

με z των αριθμό των πτερυγίων, R η ακτίνα της πτερωτής και c η χορδή των πτερυγίων της πτερωτής. Η παράμετρος στιβαρότητας αντιπροσωπεύει το εμβαδόν των πτερυγίων προς το εμβαδόν της πτερωτής (ιδεατής).

1.6 ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑΣ

Κατά τη διάρκεια της εργασίας αυτής, πληθώρα άρθρων και περιοδικών χρησιμοποιήθηκαν με σκοπό την αναζήτηση πληροφοριών. Τα άρθρα αυτά μπορούν να μην αποτελούν μια συγκεκριμένη ενότητα, αλλά σίγουρα βοήθησαν στην τελική διαμόρφωση της εργασίας. Για αυτό το λόγο κρίνεται σκόπιμη η αναφορά τους και η ταξινόμηση τους. Ανάλογα με το είδος και τη μορφή τους μπορούμε να τα διακρίνουμε σε τρεις κύριες κατηγορίες:

1. Βιβλιογραφικά άρθρα, αναφερόμενα κυρίως σε πληροφορίες για την αιολική ενέργεια, καθώς και σε στοιχεία για την ελληνική επικράτεια.

2. Άρθρα αναφερόμενα σε μεθοδολογίες και σε στοιχεία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

3. Άρθρα της Retscreen, είναι άρθρα του κατασκευαστή του λογισμικού για περαιτέρω εμβάθυνση της χρήσης και της λειτουργίας αυτού.

1.6.1 Ανασκόπηση Αιολικής Ενέργειας και Α.Π.Ε.

Σε αυτήν την κατηγορία που αφορά τα πληροφοριακά στοιχεία των Α.Π.Ε. σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση του πρώτου και δεύτερου κεφαλαίου, είχαν τα άρθρα [1.8]-[1.11]. Εκτός από τα διάφορα άρθρα, ένα ολοκληρωμένο σύνολο βιβλιογραφίας βοήθησε στη συλλογή των απαιτούμενων πληροφοριών τόσο για τις Α.Π.Ε., όσο και για την αιολική ενέργεια [1.1]-[1.7], [1.26]. Σημαντικό είναι επίσης και το κομμάτι της βιβλιογραφίας που ασχολείται με τους νόμους και τις διατάξεις που αφορούν τις αιολικές μηχανές στην Ελλάδα και κυρίως στην περιοχή της Κρήτης [2.1], [2.5]-[2.7]. Τιμές μονάδων παραγωγής καθώς και ενημερώσεις σχετικά με τις υπάρχουσες τιμές στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, μαζί με οδηγίες για την κατασκευή αιολικών πάρκων στην Ελλάδα πάρθηκαν από ιστοσελίδες [2.2]-[2.4]. Από ιστοσελίδες πάρθηκε και μεγάλο κομμάτι των αριθμών που παρουσιάζονται σε πίνακες στα πρώτα τρία κεφάλαια [1.27]-[1.36].

Στα [1.2]-[1.7] μελετώνται οι βασικές πληροφορίες στα αιολικά συστήματα και στον τρόπο που αλληλεπιδρούν με το περιβάλλον. Παρέχονται πληροφορίες για την κατασκευή τους καθώς και ειδικά θέματα των αιολικών μηχανών. Συντελεστές των μηχανών αυτών που πολλές φορές παρέχονται αυτόματα από τη βάση της Retscreen εύκολα ταυτοποιούνται από τη βιβλιογραφία.

Στο [1.8] δίνεται σύνολο διαγραμμάτων και τιμές για την επερχόμενη ζήτηση σε αιολική ενέργεια, συγκρίσεις τιμών ενέργειας συμβατικών καυσίμων με αυτές από αιολική ενέργεια, επερχόμενα project για κάλυψη ενεργειακών αναγκών, εγκαταστημένη ισχύ αιολικών μηχανών σχεδόν σε όλο τον κόσμο και σενάρια για την προβλεπόμενη ζήτηση ενέργειας παγκοσμίως. Αν και στην εργασία αυτή εξετάζουμε την περίπτωση των αιολικών πάρκων στην Κρήτη, συναρτήσει της ενεργειακής ζήτησης της Κρήτης, το περιοδικό αυτό μας δίνει στοιχεία για την παγκόσμια αγορά ενέργειας. Τα στοιχεία αυτά όπως η προβλεπόμενη αύξηση του αιολικού δυναμικού μας βοηθούν να οργανώσουμε τα δικά μας project ώστε να συγκλίνουν όσο το δυνατό περισσότερο στην πραγματικότητα.

Στο [1.9] επιχειρείται σύγκριση των συστημάτων παραγωγής αιολικής ενέργειας με συμβατικά συστήματα. Αναφέρονται οι διαφορές που έχουν στη διαδικασία παραγωγής τους στο τοπικό δίκτυο και στον τρόπο που αλληλεπιδρούν με αυτό. Γίνεται μια προσπάθεια καταγραφής των υπαρχόντων αιολικών τεχνολογιών. Ως αφετηρία το γεγονός της προοπτικής της αιολικής ενέργειας εξετάζουμε της δυνατότητες τις όσον αφορά την αποδοτικότητα της με τους διάφορους χρηματοοικονομικούς δείκτες. Πάντα θα υπάρχει το ερώτημα αν η αιολική ενέργεια είναι αποδοτικότερη από αυτές των ορυκτών καυσίμων που χρησιμοποιούνται στις περιοχές που εξετάζουμε.

Στο [1.10] σκοπός είναι να προσεγγισθεί η εμπορική πλευρά των Α.Π.Ε. και συγκεκριμένα οι βιώσιμες οικονομικά χαμηλού κόστους τεχνολογίες. Αναφέρονται οι περισσότερες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, μεταξύ αυτών και η αιολική, καθώς και η εφαρμογή αυτής σε απομονωμένα συστήματα. Χρησιμοποιείται στην παρούσα εργασία

πληροφοριακά σαν οδηγό για τη συνεχή μείωση του κόστους παραγωγής αιολικής ενέργειας, συγκρινόμενη με τις υπόλοιπες Α.Π.Ε. Η αναφορά αυτή προκύπτει από διμερή συνεργασία ARMINES, Ecole Des Mines De Paris και ICCS/NTUA, Institute of Communication and Computer Systems, National Technical University of Athens, το Μάιο του 2005 .

Στο [1.11] το οποίο αναφέρονται μερικές από τις προϋποθέσεις για τη χρηματοδότηση ενός έργου που χρησιμοποιούνται κυρίως στο δεύτερο κεφάλαιο [1.31], [1.30]. Χρησιμοποιείται εν μέρη στα νομικά του δεύτερου κεφαλαίου, αλλά και στον καθορισμό του ποσοστού χρηματοδότησης των project, καθώς και στον υπολογισμό της βιωσιμότητας τους. Είναι οι ελληνική εκδοχή των ευρωπαϊκών οδηγιών για χρηματοδότηση τέτοιων επενδύσεων κατά την περίοδο που πραγματοποιήθηκαν τα project.

1.6.2 Ανασκόπηση Οικονομικών Μεθοδολογιών

Στη δεύτερη κατηγορία, δηλαδή στην κατηγορία που ανήκουν οι μεθοδολογίες που ακολουθήθηκαν, βασίζεται η δημιουργία του τρίτου κεφαλαίου κυρίως. Τιμές παραμέτρων, εκτιμήσεις μεταβλητών και πλήθος πληροφοριών αντλούνται σχετικά με τα επενδυτικά και οικονομικά μοντέλα. Η χρήση τους γίνεται συνήθως συγκριτικά με τα δικά μας αποτελέσματα. Στόχος είναι η εφαρμογή των ευρωπαϊκών οδηγιών για την πραγματοποίηση επενδύσεων από Α.Π.Ε., με τη μεγαλύτερη δυνατή προσέγγιση της πραγματικότητας της ελληνικής αγοράς [1.12]-[1.23]. Σε μεγάλο βαθμό τα άρθρα αυτά προσφέρουν ικανοποιητικές ποσότητες παραδειγμάτων επίλυσης διαφορετικών προβλημάτων που στόχο έχουν τη βελτιστοποίηση της παραγωγής ενέργειας. Στο τρίτο κεφάλαιο παρουσιάζεται επίσης ένα δείγμα των απαιτούμενων οικονομικών μαθηματικών που χρειάζονται για να τεκμηριωθεί στο πέμπτο κεφάλαιο η μελέτη [3.1]-[3.4]. Χρηματοοικονομική ανάλυση καθώς και οι βασικές έννοιες αυτής δίνουν το υπόβαθρο για να γίνουν κατανοητές οι έννοιες του μοντέλου της Retscreen

Στο [1.12] για παράδειγμα, το άρθρο παίρνει σαν αφορμή το διεθνή προβληματισμό όσον αφορά τις τιμές των στερεών καυσίμων, καθώς και των περιβαλλοντολογικών επιπτώσεων από την αλόγιστη χρήση αυτών και προτείνει μια σειρά από κόστη ενέργειας όσον αφορά την εγκατάσταση αιολικών μηχανών. Μέσω πιθανολογιών μοντέλων υπολογίζεται ο ελάχιστος βαθμός διείσδυσης της παραγόμενης ενέργειας, σε υπάρχον δίκτυο διανομής, ώστε να είναι βιώσιμη μια επένδυση αυτού του τύπου. Τα κυρίαρχα μοντέλα που απασχολούν τη μελέτη αφορούν την αξιοπιστία τους συστήματος παραγωγής συναρτήσει του κόστους παραγωγής. Στις δικές μας μελέτες όλη η παραγόμενη ενέργεια περνάει στο δίκτυο, παρόλα αυτά στο συγκεκριμένο άρθρο βλέπουμε τα κριτήρια για να είναι μια επένδυση βιώσιμη. Το γεγονός της αβεβαιότητας των τιμών των στερεών καυσίμων είναι η κοινή αφετηρία προς αναζήτηση φθηνότερων και αποδοτικότερων μορφών ενέργειας.

Το [1.13] παρουσιάζει τις προοπτικές και τα προβλήματα που προκύπτουν κατά τη διείσδυση των Α.Π.Ε. σε απελευθερωμένες αγορές. Μέσα από εκτενή παραδείγματα παρουσιάζονται οι πολιτικές τις Γερμανίας. Αγγλίας, Ολλανδία και Δανίας. Προτεραιότητα δίνεται στις περιβαλλοντολογικές επιπτώσεις που προκύπτουν από αλόγιστη χρήση Α.Π.Ε. καθώς και σε νέους τρόπους ορθής προώθησης τους σε αυτές τις αγορές. Η μακροχρόνια σωστή επένδυση σε Α.Π.Ε. φαίνεται να είναι η λύση για τη συνεχώς αυξανόμενη ζήτηση ενέργειας στο μέλλον. Αν και οι μελέτες μας αφορούν την περιοχή της Κρήτης, το ενεργειακό της πρόβλημα δεν είναι κάτι το απομονωμένο, αλλά κομμάτι της Ευρωπαϊκής αγοράς ενέργειας. Το μέγεθος και οι τιμές των παραμέτρων των μελετών εξαρτώνται από την Ευρωπαϊκή αγορά αφού, εξοπλισμός μηχανήματα και τεχνογνωσία προέρχονται από εκεί.

Στο [1.14] εξετάζονται οι πολιτικές όσον αφορά τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στην Ενωμένη Ευρώπη των 28 χωρών. Παρατίθενται συγκριτικοί πίνακες. Στόχος των άρθρων που αναφέρονται στην Ευρωπαϊκή αγορά είναι η τελική σύγκριση τιμών και συντελεστών με αυτούς της Ελληνικής αγοράς για το κατά πόσο τα αποτέλεσμα των δικών μας project πλησιάζουν τις τιμές των Ευρωπαϊκών.

Το [1.15] αποτελεί μια ολοκληρωμένη μελέτη για την εφαρμογή μικρών αιολικών συστημάτων στις Η.Π.Α. Σαν αποτελέσματα έχουμε τα ακριβή αρχικά κόστη των αιολικών, τις περιόδους αποπληρωμής των κεφαλαίων καθώς και το τελικό κόστος της παραγόμενης ενέργειας. Αν και φαινομενικά η αγορά των Η.Π.Α., δε συγκρίνεται με αυτήν των Ελληνικών νησιών, ο τρόπος που αντιμετωπίζεται η επένδυση σαν πρόβλημα αρχικών κοστών είναι ο κοινός παρονομαστής στο άρθρο και στις δικές μας μελέτες.

Το [1.16] αναφέρεται συγκεκριμένα στον τρόπο υπολογισμού των συντελεστών ισχύος της αιολικής εγκατάστασης, πολύ χρήσιμο για τα δεδομένα εισόδου που χρησιμοποιούνται στο $5^{ο}$ κεφάλαιο. Ο καθορισμός των συντελεστών ισχύος είναι από τα πρώτα προβλήματα που μας απασχολούν στις μελέτες μας και το άρθρο αυτό συμβάλει σημαντικά στον τρόπο υπολογισμού τους.

Στο [1.17] αντιμετωπίζεται η ζήτηση αιολικής ενέργειας με προσέγγιση μοντέλων Markov και παρουσιάζονται τα αποτελέσματα στην αγορά ως ανάλυση κινδύνου. Το άρθρο αυτό χρησιμοποιείται πληροφοριακά μιας και στις δικές μελέτες δεν αντιμετωπίζουμε το πρόβλημα της αβεβαιότητας της ζήτησης. Χρήσιμες πληροφορίες αντλούμε στον τρόπο που πραγματοποιείται η ανάλυση κινδύνου, σαν οδηγό για τη δική μας ανάλυση κινδύνου με διαφορετικές παραμέτρους και στόχούς.

Στο [1.18] εξετάζονται τα προπαρασκευαστικά των αιολικών μηχανών, οι βέλτιστες ρυθμίσεις αυτών και δεδομένου των εκάστοτε συνθηκών μια βέλτιστη παραγωγή ενέργειας. Προβλήματα που απασχόλησαν τη μελέτη ήταν και αυτά της σωστής επιλογής συντελεστών για το μοντέλο της Retscreen. Επειδή στόχος πάντα ήταν η προσέγγιση στην πραγματικότητα πληθώρα άρθρων σαν και αυτό εξετάστηκαν από αυτήν την οπτική γωνία. Αν και κάθε project είναι διαφορετικό, η συσσωρευμένη εμπειρία που προκύπτει από παρελθόντες μελέτες χρησιμοποιείται και στις δικές μας.

Το [1.19] εξετάζει μια παρόμοια μεθοδολογία με αυτήν που ασχολούμαστε, κατασκευασμένη από το NREL και το μοντέλο ονομάζεται JEDI. Στην παρούσα εργασία εφαρμόζεται στην κομητεία της Μοντάνα, παρέχοντας μας πληροφορίες σχετικά με τα επιχειρηματικά σχέδια για αυτές τις περιοχές. Η αγορά των Η.Π.Α. εφαρμόζει διαφορετικά μοντέλα από αυτά που χρησιμοποιούμε στις δικές μας μελέτες (μοντέλο Retscreen). Ίδια όμως είναι η ανάγκη για μεγαλύτερα και αποδοτικότερα αιολικά πάρκα. Αυτές είναι εξάλλου και οι παράμετροι που εξετάζουμε και στις δικές μας μελέτες.

Το [1.20] είναι μια πραγματική μελέτη που χρησιμοποιεί ανεμολογικά δεδομένα από συγκεκριμένες περιοχές για την παραγωγή ενέργειας. Στα ίδια πλαίσια με τα προηγούμενα άρθρα, πάντα παράλληλα με τις δικές μελέτες είναι χρήσιμο να εκμεταλλευόμαστε την προηγούμενη εμπειρία και να αποφεύγουμε πιθανά λάθη.

Στο [1.21] εφαρμόζεται ένα συγκεκριμένο μοντέλο του NREL και αναπτύσσεται η επίδραση των αιολικών συστημάτων σε μακροχρόνια βάση ως προς την αξιοπιστία και την αποδοτικότητα τους. Αν και διαφορετικό όπως έχουμε ήδη αναφέρει από αυτό που χρησιμοποιούμε, στόχος είναι η κατανόηση της λειτουργίας αιολικών πάρκων ώστε να μπορούμε να εφαρμόσουμε τη γνώση στα δικά μας προβλήματα παραγωγής ενέργειας.

Στο [1.22] αναπτύσσεται μοντέλο ανάλυσης για μεγάλου μεγέθους αιολικά σύστημα. Παρουσιάζονται τα αποτελέσματα που έχουν στο κεντρικό δίκτυο στα οποία είναι

διασυνδεδεμένα. Αν και το συγκεκριμένο άρθρο επίσης αναφέρεται στο NREL, τα αποτελέσματα έχουν τη δική τους χρησιμότητα στη συσσώρευση γνώσης. Κοινός παρονομαστής είναι η διασύνδεση στο κεντρικό δίκτυο, τα κόστη που προκύπτουν από αυτό καθώς και η συντήρηση και η εργασίες που απαιτούνται.

Το [1.23] είναι μια πραγματική μελέτη χαμηλού κόστος εγκατάστασης αιολικών συστημάτων σε μικρές κοινότητες. Διαφέρει σαν ιδέα στην εφαρμογή, αφού εμείς αναφερόμαστε σε μεγαλύτερα έργα, η μελέτη βιωσιμότητας έχει πολλά κοινά με αυτές των δικών μας project. Τα αποτελέσματα της παρουσιάζουν ενδιαφέρων αφού κυρίαρχος και κοινός στόχος είναι η ενεργειακή επάρκεια και το χαμηλό κόστος της παραγόμενης μονάδας ενέργειας.

Το [1.29] δίνει μια εκτεταμένη βιβλιογραφική προσέγγιση των οικονομικών εφαρμογών των αιολικών μηχανών παρέχοντας πρακτικούς τύπους που χρειάζονται για να επαληθευτούν τα μοντέλα της Retscreen. Οι φόρμες αυτές χρησιμοποιούνται για να εξηγηθεί η λειτουργία του μοντέλου και της ανάλυσης που ακολουθεί.

1.6.3 Ανασκόπηση μοντέλων Retscreen

Στην τρίτη κατηγορία άρθρων συμπεριλαμβάνονται όλα τα βοηθητικά μοντέλα της κατασκευάστριας Retscreen, το εγχειρίδιο λειτουργίας καθώς και πολλές πρότυπες μελέτες που υπάρχουν στην ιστοσελίδα της (http://www.retscreen.net/el/home.php). Τα εγχειρίδια αυτά παρέχουν τη μεθοδολογία που παρουσιάζεται εκτενώς μέσα από παραδείγματα στο 4^{ο} και 5^{ο} κεφάλαιο. Τέλος σε αυτήν την κατηγορία εντάσσονται πάσης φύσεως οδηγοί του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας [1.24]-[1.25].

Το [1.24] είναι ένας πρακτικός οδηγός χρηματοδότηση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην περιοχή της Ελλάδος από ελληνικούς και ευρωπαϊκούς πόρους. Αναλύεται η ελληνική νομοθεσία που διέπει την εγχώρια αγορά και συγχρόνως δίνεται μέσα από παραδείγματα ο ρόλος του κάθε οργανισμού που είναι υπεύθυνος για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στη χώρα μας. Παρουσιάζονται τα ευρωπαϊκά μοντέλα χρηματοδότησης και τέλος δίνονται πραγματικές μελέτες ανάπτυξης τέτοιου είδους επενδύσεων. Πολλοί από τους οικονομικούς δείκτες που χρειάστηκαν κατά τη διάρκεια εκπόνησης των δικών μας project αντλήθηκαν από τους συγκεκριμένους πρακτικούς οδηγούς.

Το [1.25] είναι ένας πληροφοριακός οδηγός για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, μεταξύ αυτών και για τα αιολικά συστήματα. Το έργο αυτό έγινε το 1999 στα πλαίσια του προγράμματος «Leonardo Da Vinci» και υπεύθυνος συντονισμού του έργου είχε ο Δρας Χαράλαμπος Μαλαματένιος (υπεύθυνος του τμήματος εκπαίδευσης του ΚΑΠΕ). Χρησιμοποιείται στη διάρθρωση των χρηματοοικονομικών μοντέλων αφού προσφέρει την πλατφόρμα πάνω στην οποία πρέπει να δουλεύει ο μηχανικός που επιχειρεί μελέτες για ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

1.7 ΔΟΜΗ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Μετά από σύντομη περιγραφή του αντικειμένου της εργασίας, ακολουθεί εισαγωγή στο χώρο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και ειδικότερα στην αιολική ενέργεια.

Στο **1ο Κεφάλαιο** αναλύεται ο τρόπος με τον οποίο ο άνεμος μετατρέπεται σε ενέργεια καθώς και οι παράμετροι που τον επηρεάζουν.

Συνεχίζοντας, στο **2ο Κεφάλαιο**, δίνεται η κατάσταση που επικρατεί στην Ελλάδα στον τομέα της αιολικής ενέργειας. Πρόθεση αυτού του κεφαλαίου είναι να αναδειχτούν οι ιδιαιτερότητες της εγχώριας αγοράς συγκριτικά με τη διεθνή και ειδικότερα με την ευρωπαϊκή αγορά.

Στο **3ο Κεφάλαιο** αφού αναλυθούν τα επιμέρους στοιχεία που είναι απαραίτητα για την κατανόηση της επιλογής τιμολόγησης των βασικών μεταβλητών, δίνεται εκτενής αναφορά στα μοντέλα οικονομικής ανάλυσης που θα χρησιμοποιηθούν. Οικονομικοί τύποι και βασικές μέθοδοι ανάλυσης των αποτελεσμάτων μας βοηθούν ώστε να δώσουμε το θεωρητικό υπόβαθρο για την εξαγωγή ασφαλών συμπερασμάτων κατά τη διάρκεια των τελικών υπολογισμών μέσω του λογισμικού της Retscreen.

Μετά από σύντομή αναφορά των δυνατοτήτων του λογισμικού, στο **4ο Κεφάλαιο**, δίνεται μια πρότυπη μελέτη αιολικού συστήματος κατά τον τρόπο που επιβάλει η μεθοδολογία. Σκοπός είναι να δημιουργηθεί η φόρμουλα και το απαραίτητο πρότυπο πάνω στο οποίο θα εκπονηθούν οι δικές μας μελέτες.

Στο **5ο Κεφάλαιο** στο οποίο με τη σειρά του αρχίζει η παρουσίαση και η εκτέλεση των υπολογισμών για κάθε πρότυπη μελέτη, όπως αυτή ορίζεται από τις εκάστοτε παραμέτρους της. Τα στάδια των υπολογισμών ακολουθούνται με τον ίδιο τρόπο για πέντε πρότυπα επενδυτικά σχέδια, μέχρι την ανάλυση ευαισθησίας για κάθε ένα από αυτά και την τελική αξιολόγηση του κάθε σχεδίου. Παρατίθενται αναλυτικοί πίνακες αποτελεσμάτων για κάθε στάδιο της επεξεργασίας.

Στο **6ο Κεφάλαιο** καθότι όλα τα επενδυτικά σχέδια είχαν σαν αφετηρία την ευρύτερη περιοχή της Κρήτης, συγκρίνονται μεταξύ τους με στόχο την κατανόηση επίδρασης των διαφόρων συνθηκών μεμονωμένα στο σύστημα. Δίνοντας απάντηση τελικά στο αν συμφέρει οικονομικά ή όχι μια εγκατάσταση αιολικών μηχανών στην εκάστοτε περιοχή και αν ναι, ποιοι είναι οι παράγοντες που θα επηρεάσουν περισσότερο κατά τη διάρκεια ζωής της.

Τέλος στο **7ο Κεφάλαιο** αποτιμάται η εργασία, αξιολογούνται τα αποτέλεσμα και παρουσιάζονται συνοπτικά σαν ολοκληρωμένη πρόταση όσον αφορά τα επενδυτικά σχέδια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανεμογεννήτριες.

1.8 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[1.1] Paul Gardner, Andrew Garrad, Peter Jamieson, Helen Snadin, Andrew Jindal, Poul Erik Morthorst, Henrik Jacobsen, Olar Hohneger, Florian Wetzig, David Mora, "Wind Energy in Europe-The Facts", DG-TREN (EWEA), vol.4, pp. 158-171, 2007.

[1.2] Gipe P, "Wind Energy comes of Age", John Wiley & Sons Ltd

[1.3] Ed. S. M. Hock, "Wind Energy", Mechanical Engineer Publications Ltd, 1993.

[1.4] Ed. L. L. Freris, "Wind Energy Conversion Systems", Prentice Hall, 1991.

[1.5] Ed. D. A. Spera, "Wind Turbine Technology: Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering", American Society of Mechanical Engineering, 1994.

[1.6] Michael A. Laughton, "Renewable Energy Sources", Elsevier Co, no. 22, pp. 41-54 , 2003.

[1.7] A. Bandi, W. Bogenrider, W. Braitsch, C. Clauser, Y. Dafu, M. N. Fisch, G. Goekler, A. Goetzberger, H. Haas, D. Hein, K. Heinloth, V. Huckermann, J. Karl, A. J. Lane, A. Neumann, E. Puerer, S. Richter, F. Rostillo – Calle, W. Shuqing, Won – oh Song, M. Specht, Th. Strobl, W. Van Walsum, H. J. Wagner, U. Wagner, T. Ziqin, F. Zunic, "Energy Technologies Sub volume C: Renewable Technology», Springer Berlin Heidelberg New York, vol. 3, 2006.

[1.8] Arthurs Zervos, "Winds Role in the Global Market", GWEC, pp. 1-42, 2006.

[1.9] J. G. Slootweg & W. L. Kling, "Is the Answer Blowing the Wind", IEEE power & energy magazine, pp. 25-33, 2003.

[1.10] Luis Miguel Costa, George Karniotakis, Andreas Kamarinopoulos, Nikos Hatziargyriou, "State of the art on low–cost innovative RES technologies", RISE, pp-1-23, 2005.

[1.11] «Καθορισμός των διαδικασιών και λοιπών λεπτομερειών εφαρμογής καθώς και των δικαιολογητικών καταβολής της επιδότησης χρηματοδοτικής μίσθωσης καινούργιου σύγχρονου μηχανολογικού και λοιπού εξοπλισμού, σύμφωνα με το Ν. 2601/98», Ελληνική Δημοκρατία Υπουργείο Εθνικής Οικονομίας, Γενική Γραμματεία Επενδύσεων & Ανάπτυξης, Γενική Δ/νση Ιδιωτικών Επενδύσεων, Δ/νση Έγκρισης & Ελέγχου Ιδιωτικών Επενδύσεων Τμήμα: Εγκρίσεων & Στατιστικής Παρακολούθησης.

[1.12] Rajesh Karki, Roy Billinton, "Cost Effective Wind Energy Utilization for Reliable Power Supply", IEEE Transactions on Energy Conversions, vol. 19, no. 2, pp. 435-440, 2004.

[1.13] Niels I Meyer, "European Schemes for Promoting Renewables in Liberalized Markets", Elsevier, no.31, pp. 666-674, 2002.

[1.14] Daniel Reiche, Mischa Beeleberger, "RE in EU-28: Renewable energy policies in an enlarged European Union", Refocus, pp. 29-34, 2003.

[1.15] Jennifer L Edwards, Ryan Wiser, and Mark Bolinger, "Evaluating State Markets for Residential Wind Systems: Results from an Economic and Policy Analysis Tool", Environmental Energy Technology Division, National Renewable Energy Laboratory, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, pp. 1-80, 2004.

[1.16] Sursh H. Jangamshetti, V. Guruprasada Rau, "Height Extrapolation of Capacity Factors for Wind Turbine Generators", IEEE Power Engineering Review, pp. 47-49, 1999.

[1.17] Graeme N. Bathurst, Jennie Weatherill, and Goran Strbac, "Trading Wind Generation in Short Term Energy Markets",IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, no.3, pp. 782-789, 2002.

[1.18] Suresh F. Jangamshetti and Guruprasada Rau, "Optimum Sitting of Wind Turbine Generators", IEEE Transactions on Energy Conversions, vol. 16, no. 1, pp. 8-14, 2001.

[1.19] M. Costanti, "Quantifying the Economic Development Impacts of Wind Power in Six Rural Montana Counties using NREL's JEDI Model",NREL, pp. 1-35, 2004.

[1.20] Suresh F. Jangamshetti, "Site Matching of Wind Turbine Generators: A case study", IEEE Transactions on Energy Conversions, vol. 14, no. 4, pp. 1537-1543, 1999.

[1.21] Yieh – Huei Wan, "Wind Power Plant Behaviors: Analyses of Long – Term Wind Power data", NREL, pp. 1-57, 2004.

[1.22] E. Muljadi, C. P. Butterfield, "Wind Farm Power System Model Development", NREL, pp.1-8, 2004.

[1.23] Garry Jenkins, "A Community Wind Turbine for Appleton and Spaunton Feasibility Study", North Energy, pp. 1-29, 2006.

[1.24] Nikolas P. Vassilakos, Nikolas Karapanagiotis, Dimitris Fertis, Kostas Tigas, "Methods of Financing Renewable Energy Investment in Greece", CRES, 2003.

[1.25] "Guide for the Training of Engineers in the Electricity Production Technologies from Renewable Energy Sources", CRES, ECOLE DES MINES DE PARIS, ZREU, 1999.

[1.26] Erich Hau, "Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Applications, Economics", Springer Berlin Heidelberg New York, 2006.

[1.27] Ιστοσελίδα : «American Wind Energy Association» http://www.awea.org/

[1.28] Ιστοσελίδα : «European Wind Energy Association» http://www.ewea.org/

[1.29] Ιστοσελίδα : «International Energy agency» http://www.iea.org/

[1.30] Ιστοσελίδα : «Υπουργείο Ανάπτυξης» http://www.ypan.gr/index_c_cms.htm

[1.31] Ιστοσελίδα: «Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας» http://www.rae.gr/

[1.32] Ιστοσελίδα : «Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας» http://www.desmie.gr/home/

[1.33] Ιστοσελίδα : «Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας» http://www.cres.gr/kape/index_gr.htm

[1.34] Ιστοσελίδα : «Ενέργεια» http://www.energia.gr/prices_electric_gr.php

[1.35] Ιστοσελίδα : «Danish Wind Industry Association» http://www.windpower.org/en/core.htm

[1.36] Ιστοσελίδα : http://www.windstats.com/

–

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

Η ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΓΟΡΑ

2.1 ΤΟ ΚΑΘΕΣΤΩΣ ΠΟΥ ΕΠΙΚΡΑΤΕΙ ΣΗΜΕΡΑ

Είναι γνωστός ο βαθμός εξάρτησης της χώρας μας από τα στερεά καύσιμα, τα οποία προκειμένου να καλύψουν πολλές από τις ενεργειακές ανάγκες της χώρας μας, ιδιαίτερα σε απομονωμένες περιοχές, εισάγονται με όχι και πολύ προνομιακούς όρους. Κατά την τελευταία εικοσαετία ο συντελεστής αυτάρκειας της δεν ξεπέρασε το 35%, ενώ τα εγχώρια και πλανητικά περιβαλλοντικά προβλήματα παρουσιάζουν σημαντική όξυνση. Η εγκατάσταση και η λειτουργία ανεμοκινητήρων στη χώρα μας έχει θετική συμβολή στην εξοικονόμηση συναλλάγματος, που διατίθεται για την αγορά καυσίμων (ετήσια αγορά περίπου 150 εκατομμυρίων βαρελιών αργού πετρελαίου και πλέον των 4 δισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων φυσικού αερίου) [2.1] ενώ ταυτόχρονα συντελεί στη μείωση της μόλυνσης του περιβάλλοντος. Για αυτούς και πολλούς άλλους λόγους η ελληνική πολιτεία θα έπρεπε να αντιμετωπίζει ευνοϊκότερα τέτοιες χρηματοοικονομικές επενδύσεις, δηλαδή να εντάσσει αυτές τις δραστηριότητες στα είδη υπάρχοντα αναπτυξιακά προγράμματα.

Αναμφισβήτητα, η πραγματικότητα μας υπενθυμίζει ότι η ανάπτυξη των αιολικών συστημάτων στην Ελλάδα έχει καθυστερήσει σημαντικά. Ουσιαστικά η μεγαλύτερη δραστηριοποίηση στον τομέα αυτό έγινε την περίοδο 2001 – 2002. Ο λόγος πιθανόν να είναι η ελλιπής πληροφόρηση και το μη ευέλικτο νομοθετικό πλαίσιο για την ιδιωτική πρωτοβουλία στον τομέα αυτό. Σύμφωνα με την ισχύουσα νομοθεσία ο ενεργειακός σχεδιασμός είναι υποχρέωση της πολιτείας και γίνεται από το υπουργείο ανάπτυξης, καθώς και από την ανεξάρτητη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ- Ν.2773/99 και άρθρο 5 Ν.2837/2000) [2.6] με βάση τις ενεργειακές ανάγκες των κατοίκων της χώρας μας. Επίσης σημαντικό ρόλο στον ενεργειακό σχεδιασμό παίζει και η ως πρόσφατα Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (Π.Δ. 360/91). Τώρα πια ως ανώνυμη εταιρία (Π.Δ. 333/2001), αντιπροσωπεύει το 98% της εγχώριας εγκατεστημένης ηλεκτρικής ισχύος. Με τις πρόσφατες νομοθετικές αλλαγές (Ν.2773/99) από 19 Φεβρουαρίου 2001 επιχειρείται μια μερική απελευθέρωση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα μας καθ' εφαρμογή της κοινοτικής οδηγίας 96/92/ΕΚ. Τέλος με το Π.Δ. 328/2000 ιδρύεται ο ΔΕΣΜΗΕ (Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς της Ηλεκτρικής Ενέργειας) με σκοπό να αναλάβει την κυριότητα του εγχώριου δικτύου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην ηπειρωτική χώρα.

Οι κυριότεροι φορείς που ασχολούνται με την ανάπτυξη, διαχείριση και προώθηση της αιολικής ενέργειας είναι:

1. Το Κ.Α.Π.Ε. (Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας), το οποίο είναι και ο συντονιστής και επιβλέπων εκ μέρους της Ευρωπαϊκής Ένωσης των σημαντικότερων προγραμμάτων ανάπτυξης και διάδοσης των αιολικών εφαρμογών, που επιδοτούνται και υποστηρίζονται από την Ε.Ε.

2. Η Ρ.Α.Ε., η οποία έχει την υποχρέωση την υποχρέωση του εθνικού ενεργειακού σχεδιασμού, ως εκ τούτου αξιολογεί κάθε υποψήφια επένδυση στον τομέα της αιολικής ενέργειας και προτείνει ακολούθως στον Υπουργό ανάπτυξης τη χορήγηση άδειας λειτουργίας του υποψήφιου αιολικού σταθμού.

3. Η Δ.Ε.Η. Α.Ε., η οποία αρχικά μέσω της διεύθυνσης «Εναλλακτικών Μορφών Ενέργειας» (Δ.Ε.Μ.Ε.), καθώς και της Διεύθυνσης Νήσων και πρόσφατα μέσω της Δ.Ε.Η. Ανανεώσιμες Α.Ε., υλοποιεί κατά την κρίση τις αιολικές εγκαταστάσεις.

4. Τα Ελληνικά Ανώτατα Εκπαιδευτικά Ιδρύματα Πανεπιστημιακής και Τεχνολογικής κατεύθυνσης, τα οποία ασχολούνται με την έρευνα και την ανάπτυξη της αιολικής τεχνολογίας, υποστηριζόμενα τόσο από την Ε.Ε. (μέσω επιδεικτικών προγραμμάτων αλλά και προγραμμάτων Έρευνας και Ανάπτυξης) όσο και από τη Γενική Γραμματεία Έρευνας και Τεχνολογίας.

5. Η Γενική Γραμματεία Έρευνας και Τεχνολογίας, σαν αρμόδιος εκπρόσωπος του ΥΠ.ΑΝ. σε εθνικό επίπεδο, καθώς και η αρμόδια Γενική Διεύθυνση Ενέργειας – Διεύθυνση Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας – του ΥΠ. ΑΝ., η οποία μεταξύ των άλλων χορηγεί και τις άδειες για την ίδρυση και λειτουργία ενεργειακών σταθμών με την αξιοποίηση των Α.Π.Ε.

6. Ο Ελληνικός Σύνδεσμος Επενδυτών ΑΠΕ, ο οποίος αντιπροσωπεύει τους κυριότερους ιδιώτες επενδυτές που δραστηριοποιούνται στον τομέα των εφαρμογών της αιολικής ενέργειας.

7. Η Ελληνική Εταιρία Τοπικής Ανάπτυξης και Αυτοδιοίκησης, η οποία προωθεί τη διάδοση της αιολικής ενέργειας, καθώς και των υπολοίπων μορφών ήπιας ενέργειας, σε επίπεδο δήμων και κοινοτήτων.

2.2 ΤΟ ΑΙΟΛΙΚΟ ΔΥΝΑΜΙΚΟ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Είναι γνωστό ότι στην Ελλάδα και γενικά στην περιοχή του Αιγαίου υπάρχουν έντονοι σε ένταση άνεμοι, που πολλές φορές ξεπερνούν και τα 8 Beaufort. Το γεγονός αυτό το επιβεβαιώνει και η Ε.Μ.Υ. καθώς και όλοι οι άλλοι επίσημοι φορείς που διεξάγουν μετρήσεις αιολικού δυναμικού. Στον πίνακα (2.1) φαίνονται μετρήσεις αιολικού δυναμικού σε διαφορετικές περιοχές της Ελλάδος [2.3].

Πίνακας 2.1 Μετρήσεις Αιολικού Δυναμικού (Δ.Ε.Η./ Δ.Ε.Μ.Ε.)

Τοποθεσία Μετρήσεων	Μέση ταχύτητα (m/sec)	Περίοδος Μετρήσεων
Άνδρος	9,7	81-90
Τήνος	9,5	87-90
Μύκονος	10,8	83-90
Σύρος	8,1	88-90
Κρήτη	8,1	81-83
Λήμνος	8,1	86-90
Λέσβος	8,7	87-90
Χίος	8,1	86-89
Σάμος	10,4	86-90
Εύβοια	9,2	89-90
Κάρπαθος	9,6	83-89
Σκύρος	6,5	87-89
Σαμοθράκη	6,6	86-89

Το Κ.Α.Π.Ε. στα πλαίσια ευρωπαϊκών προγραμμάτων κατασκεύασε έναν άτλαντα του αιολικού δυναμικού της Ελλάδας, όπου πραγματικές μετρήσεις σε συνδυασμό με αλγόριθμους μας δίνουν την τάξη μεγέθους του ανέμου σε κάθε αιολική ζώνη. Με ενδεικτικούς υπολογισμούς και το υπάρχον αιολικό δυναμικό, εάν εκμεταλλευόμασταν πλήρως την αιολική ισχύ θα μπορούσαμε να παράγουμε 10 TWh ετησίως, ποσόν που ισοδυναμεί με το 20% των ενεργειακών αναγκών της χώρας. Μια παλαιότερη μελέτη της Δ.Ε.Η. δείχνει συγκεκριμένα δυνατότητα κάλυψης έως 6,46 TWh/ έτος που αντιστοιχεί σε 15% των ενεργειακών αναγκών του 2000 (45,1TWh/ έτος). Το ποσό μπορεί να κατανεμηθεί ως εξής [2.3]:

- Κυκλάδες: 3,15TWh/ έτος (48,7%)
- Κρήτη: 0,74 TWh/ έτος (11,5%)
- Εύβοια: 0,96 TWh/ έτος (14,9%)
- Ηπειρωτική χώρα: 1,61 TWh/ έτος (24,9%)

Για να γίνουν αυτοί οι στόχοι πραγματικότητα θα πρέπει να δημιουργηθούν τα κατάλληλα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας και ταυτόχρονη αύξηση του συνολικού εγκατεστημένου αιολικού δυναμικού σε 4000 MW δηλαδή 6000 ανεμογεννήτριες ονομαστικής ισχύος 500-1000kW η κάθε μία.

2.3 Η ΕΓΧΩΡΙΑ ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΑΓΟΡΑ ΠΡΙΝ ΤΟ Ν.2244/94

Οι πρώτες προσπάθειες για την αξιοποίηση του εγχώριου ελληνικού αιολικού δυναμικού ξεκίνησαν το 1975 όταν έγιναν και οι πρώτες μετρήσεις εκ μέρους της Δ.Ε.Η./ Δ.Ε.Μ.Ε. με σκοπό την παραγωγή ενέργειας. Οι πρώτες χαρτογραφήσεις του αιολικού δυναμικού έγιναν το 1981 με διάφορες ερευνητικές μελέτες, ενώ το πρώτο αιολικό πάρκο λειτούργησε στην Κύθνο το 1982 με πέντε αρχικά ανεμογεννήτριες των 20 kW [2.1].

Οι ιδιώτες για πρώτη φορά μπορούσαν να συμμετάσχουν σε αιολικό πρόγραμμα και να διαθέσουν παράλληλα την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από την αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού με το νόμο 1559/85. Ο νόμος αυτός ουσιαστικά επέτρεπε σε ιδιώτες αυτοπαραγωγούς την εγκατάσταση ανεμογεννητριών με στόχο πρωτίστως την κάλυψη των αναγκών τους και ύστερα την πώληση της περισσευούμενης ενέργειας στη Δ.Ε.Η.. Ο νόμος αυτός περί «Ρυθμίσεων θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις» δεν απέδωσε τα αναμενόμενα. Η αξιοποίησή του από το σύνολο του ιδιωτικού τομέα εκείνη την εποχή κρίνεται μηδαμινή. Ο λόγος που συνέβη αυτό ήταν αφενός η πολυπλοκότητα των διατάξεων του που δημιουργούσε νομικά κολλήματα στη διαδικασία αδειοδότησης ενός έργου και αφετέρου οι πολύ χαμηλές τιμές πώλησης της περισσευούμενης ενέργειας στη Δ.Ε.Η., που δεν άφηνε πολλά περιθώρια κέρδους από τους ιδιώτες. Ενδεικτικό της νηπιακής κατάστασης που βρισκόταν η χώρα στον τομέα της αιολικής ενέργειας, είναι το ότι μέχρι το 1993 μόνο 23 MW ήταν εγκατεστημένα από τα οποία τα 20 MW ανήκαν στη Δ.Ε.Η. και τα 3MW στους αυτοπαραγωγούς, τοπική αυτοδιοίκηση και στον Ο.Τ.Ε. [2.5].

2.4 ΤΟ ΙΣΧΥΟΝ ΝΟΜΟΘΕΤΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Από το 1994 έως σήμερα πολλά πράγματα άλλαξαν, κυρίως η ευαισθητοποίηση της ευρωπαϊκής ένωσης στα ζητήματα που αφορούν τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και τις αλλαγές στη νομοθεσία πολλών χωρών – μελών πάνω σε αυτό το θέμα (οδηγία 96/92/ΕΚ). Ο νέος νόμος που αφορούσε τη «Ρύθμιση Θεμάτων Ηλεκτροπαραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας» νόμος 2244/94 έρχεται να διορθώσει τη δυσχέρεια του προηγούμενου νόμου Ν1559/85 στη διείσδυση ιδιωτών στην ηλεκτροπαραγωγή. Τα βασικά σημεία του νόμου είναι τα εξής [2.1]:

- Δίνεται η λύση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας περιορισμένης ισχύος μέχρι 50 kW από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, από οποιοδήποτε φυσικό ή νομικό πρόσωπο που πληροί τις προϋποθέσεις. Η πώληση της παραγόμενης ενέργειας στη Δ.Ε.Η., γίνεται:
    - Για τις εγκαταστάσεις σε μη διασυνδεδεμένα νησιά, με τιμολόγια που διαμορφώνονται στο 90 % του εκάστοτε τιμολογίου χαμηλής τάσης.
    - Για τις εγκαταστάσεις στο διασυνδεδεμένο δίκτυο, τα τιμολόγια αποτελούνται από δύο μέρη, το ενεργειακό μέρος και το μέρος που αφορά στην παρεχόμενη ισχύ στο δίκτυο. Η τιμολογιακή διαμόρφωση καθορίζεται στο 90% του τιμολογίου ενέργειας και στο 50% του τιμολογίου ισχύος (χρέωση ισχύος), στη μέση ή υψηλή τάση, ανάλογα με τη σύνδεση της αιολικής εγκατάστασης με το δίκτυο.
- Δίνεται η λύση αυτοπαραγωγής σύμφωνα με την οποία η περίσσεια ενέργεια πωλείται αποκλειστικά στη Δ.Ε.Η., με τιμολόγιο που καθορίζεται στο 70% του τιμολογίου τάσης (χαμηλή, μέση ή υψηλή) σύνδεσης του αυτοπαραγωγού στο δίκτυο.

- Η Δ.Ε.Η. από την πλευρά της έχει την υποχρέωση να αγοράζει την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τον αυτοπαραγωγό.

- Σε μη διασυνδεδεμένα νησιά, η επιτρεπόμενη εγκατεστημένη ονομαστική ισχύς ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όλων των μορφών, δεν επιτρέπεται να υπερβαίνει το 30% της μέγιστης ωριαίας ζήτησης.

- Η σύμβαση μεταξύ ανεξάρτητου παραγωγού και Δ.Ε.Η. είναι δεκαετούς διάρκειας με δυνατότητα ανανέωσης με νέα σύμβαση.

- Η Δ.Ε.Η. έχει τη δυνατότητα ίδρυσης θυγατρικών επιχειρήσεων με οποιαδήποτε μορφή ή σε συνεργασία με άλλα φυσικά ή νομικά πρόσωπα με σκοπό την περαιτέρω ανάπτυξη και εκμετάλλευση των ανανεώσιμων πηγών στον ελληνικό και διεθνή χώρο.

Οι βασικές διαφορές του Ν.2244/94 με το Ν.1559/85 (για τον τομέα τον Α.Π.Ε.), είναι η δυνατότητα ανεξάρτητης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τρίτους μέχρι την ονομαστική ισχύ των 50 kW, με κατ' αρχήν υποχρέωση της Δ.Ε.Η. (σήμερα πια του εκάστοτε διαχειριστή του δικτύου) για αγορά της περισσευούμενης ενέργειας από τον αυτοπαραγωγό εφόσον οι συνθήκες ευστάθειας δικτύου το επιτρέπουν. Στην περίπτωση αυτοπαραγωγής επιτρέπεται μέχρι και 90% συμψηφισμός της αγοράς – πώλησης της ενέργειας από και προς το δίκτυο της Δ.Ε.Η. σε μηνιαία βάση.

Στον πίνακα (2.2) φαίνεται η τιμολόγηση της Δ.Ε.Η. με βάση την τάση και το είδος της σύνδεσης [2.5].

Πίνακας 2.2 Τιμή πώλησης ενέργειας από Α.Π.Ε. Σεπτέμβριος 2003

Τάση	Διασυνδεδεμένο Δίκτυο Ανεξάρτητης Παραγωγής	Μη Διασυνδεδεμένο Δίκτυο Ανεξάρτητης Παραγωγής	Διασυνδεδεμένο Δίκτυο Αυτοπαραγωγή	Μη Διασυνδεδεμένο Δίκτυο Αυτοπαραγωγή
Υψηλή	0,06469 + 1,65565 €/kW	0.07973 €/kW	0.03275 0,02269 0,01684 €/kW	0,06201€/kW
Μέση	0.06469 + 1.65565 €/kW		0,05016 €/kW	
Χαμηλή			0,06201 €/kW	

Ο Ν2601/98 περί «Ενισχύσεων ιδιωτικών επενδύσεων για την οικονομική και περιφερειακή ανάπτυξη της χώρας και άλλες διατάξεις» έχει ως σκοπό την ανάπτυξη των ιδιωτικών επενδύσεων στην Ελλάδα. Τα βασικά επενδυτικά κριτήρια που αναφέρονται στον τομέα των Α.Π.Ε., είναι:

- Επιχορήγηση του 40% του ποσού των ενισχυόμενων δαπανών, δηλαδή του ποσού που αναφέρεται ως αρχικό κόστος κατά τη χρηματοοικονομική ανάλυση, ανεξάρτητα από την περιοχή της Ελλάδος που πραγματοποιείται η επένδυση.

- Επιδότηση ποσοστού 40% επί των τόκων των μεσομακροπρόθεσων επενδυτικών δανείων. Για χρονική διάρκεια τριών ετών από την έναρξη λειτουργίας των εγκαταστάσεων.

Ο Ν2773/99 περί «Απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ρύθμισης θεμάτων ενεργειακής πολιτικής και λοιπές διατάξεις», επιτρέπει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ιδιώτες και την πώληση της σε καταναλωτές (με ελάχιστη κατανάλωση 100 GWh) ύστερα από σύμβαση προμήθειας (ιδιωτικού συμβολαίου παροχής ενέργειας) μαζί τους. Η μεταφορά και η διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται αποκλειστικά, όπως προαναφέρθηκε, από το Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.

Ο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. υποχρεούται να δίνει προτεραιότητα κατά την κατανομή φορτίου σε διαθέσιμες εγκαταστάσεις παραγωγής στις οποίες η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται από Α.Π.Ε.. Το ποσό της διείσδυσης της ενέργειας από ΑΠΕ στο κεντρικό δίκτυο καθορίζεται και αυτό από νόμους και τεχνικούς περιορισμούς.

2.5 ΤΟ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΝΟΜΟΘΕΤΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Η Ευρωπαϊκή Ένωση, συνυπολογίζοντας την όξυνση των περιβαλλοντικών προβλημάτων, αλλά και τη σταδιακή μείωση των αποθεμάτων πετρελαίου και άνθρακα, έχει από τα τέλη της δεκαετίας του 1980 σταθερά και αταλάντευτα συμπεριλάβει την ανάπτυξη και αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στις βασικές προτεραιότητες.

Στο παρελθόν (Νοέμβριος του 1996), στην έκδοση που ονομάζεται πράσινη βίβλος, περιγράφεται η κατάσταση, τα πλεονεκτήματα της αυξημένης χρήσης ΑΠΕ, καθώς και η χάραξη κοινής ευρωπαϊκής στρατηγικής. Στη συνέχεια εκδίδει μια πιο ολοκληρωμένη έκδοση, τη λευκή βίβλο, για την ενεργειακή πολιτική της Ε.Ε., η οποία συνοδεύεται και από δυναμικό σχέδιο δράσης για τη χάραξη ενεργειακής πολιτικής που θα ανταποκρίνεται στους στόχους της ανταγωνιστικότητας, της ασφάλειας του εφοδιασμού και της προστασίας του περιβάλλοντος.

Για το σκοπό αυτό η Ε.Ε. έχει ενισχύσει και ενισχύει τόσο τα αρχικά επενδυτικά προγράμματα όσο και τους τομείς Έρευνας και Ανάπτυξης των «μη πυρηνικών» μορφών ενέργειας, με μια σειρά από χρηματοδοτικά προγράμματα, όπως τα προγράμματα Joule, Brite, Thermie, Synergy, Save κ.α. Τα τελευταία χρόνια η Ευρωπαϊκή Ένωση και ιδιαίτερα η Γενική Διεύθυνση Ενέργειας και Μεταφορών έχει με το πρόγραμμα Altener και Altener II καθαρίσει τους επόμενους στόχους για το έτος 2010 [2.7]:

- Κάλυψη κατά 12% των συνολικών ενεργειακών αναγκών από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.

- Τριπλασιασμό της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με το 1990.

- Υποκατάσταση των υγρών καυσίμων για τις μεταφορές σε ποσοστό 5% από βιοκαύσιμα (αρχικός στόχος μέχρι το έτος 2005)

Η διακήρυξη της Μαδρίτης (Μάρτιος του 1994) έθεσε σαν στόχο την κάλυψη κατά 15% των συνολικών αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια της Ε.Ε. από Α.Π.Ε. για το έτος 2010, η οποία αναπροσαρμόστηκε στη συνέχεια εν όψη επιδείνωσης των φαινομένων της κλιματικής αλλαγής στα επίπεδα του 22%. Η πολιτική αυτή απόφαση είναι απόλυτα συνεπής με τη δέσμευση που η Ευρωπαϊκή Ένωση ανέλαβε στο Ρίο της Βραζιλίας το 1991 και αργότερα επικύρωσε στα πλαίσια του πρωτοκόλλου του Κιότο, μαζί με τις περισσότερα βιομηχανικά ανεπτυγμένες χώρες για τη σταθεροποίηση των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα, που θεωρούνται κατά κύριο λόγο υπεύθυνες για την ενίσχυση του φαινομένου του θερμοκηπίου, στα επίπεδα του 1990, κατά το έτος 2010.

Για να γίνουν όλα αυτά εφικτά, τόσο στη χώρα μας όσο και στις άλλες χώρες μέλη της Ε.Ε., ειδικές χρηματοδοτήσεις αλλά και φοροελαφρύνσεις που αγγίζουν ακόμα και το 40% (αν είναι αυτοχρηματοδοτούμενη με καμία άλλη πηγή εσόδων), παρέχονται σε πράσινες επενδύσεις. Υπάρχουν περιπτώσεις που έχουμε συμφωνητικά αγοράς μέρους της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας ή εγγυήσεις κατώτατης τιμής πώλησης της kWh. Συνήθως αυτές οι συμφωνίες διαχωρίζουν την παραγωγή σε ώρες αιχμής και σε νυκτερινές ώρες. Γενικά τα κίνητρα σε κάθε χώρα και από επένδυση σε επένδυση διαφέρουν, δίνεται σαφής ώθηση κεφαλαίων προς αυτές τις επενδύσεις.

2.6 ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΕΣ ΕΥΚΑΙΡΙΕΣ ΣΤΟΝ ΤΟΜΕΑ ΤΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Αν και το κόστος μιας αιολικής εγκατάστασης θεωρείται αρκετά υψηλό, αν συμπεριλάβουμε την κατάλληλη νομοθεσία και τις κατάλληλες εγγυήσεις για την επένδυση μπορούμε να πούμε ότι μπορεί να αποτελέσει υπό προϋποθέσεις μια αξιόλογη επενδυτική ευκαιρία. Για να μπορεί να γίνει εφικτό αυτό θα πρέπει να εξασφαλίσουμε ορισμένο μέρος του αρχικού κεφαλαίου, υγιή επιχείρηση με εξασφάλιση χρηματοδότησης και τα έξοδα λειτουργίας και τα κόστη συντήρησης να μην ξεπερνούν τα 2 με 5% του αρχικού ετήσιου κόστους.

2.6.1 Αναπτυξιακά Κίνητρα

Για την αντιμετώπιση του προβλήματος χρηματοδότησης των αιολικών σταθμών η πολιτεία, συνυπολογίζοντας τα σαφή περιβαλλοντολογικά αλλά και κοινωνικά οφέλη από τη λειτουργία των αντίστοιχων μονάδων, έχει θεσπίσει κατά καιρούς διάφορα χρηματοδοτικά κίνητρα. Οι εν λόγω χρηματοδοτήσεις προέρχονται αρκετά συχνά από τα αναπτυξιακά ταμεία της Ευρωπαϊκής Ένωσης μέσω των διαδοχικών προγραμμάτων οικονομικής σύγκλισης, αλλά και των γενικότερων προγραμμάτων εξοικονόμησης ενέργειας και διάδοσης των ΑΠΕ. Τα παρεχόμενα κίνητρα χωρίζονται στις ακόλουθες κατηγορίες [2.1]:

- Άμεση επιδότηση αγοράς του εξοπλισμού και του κόστους εγκατάστασης, εκφραζόμενη συνήθως σαν ένα ποσοστό του αρχικού κόστους της επένδυσης, περίπου 20-40%

- Εγγύηση του δημοσίου ή άλλων φερέγγυων οργανισμών για την παροχή δανείου στον επενδυτή, ώστε να ολοκληρώσει την εγκατάστασή του.

- Επιδότηση επιτοκίου στα συναπτόμενα δάνεια, οπότε το κόστος του χρήματος για τους επενδυτές είναι μικρότερο από το επίσημο τραπεζικό κατά το ποσοστό της επιδότησης, το οποίο ποσοστό καταβάλλει στο χρηματοδοτικό οργανισμό το δημόσιο.

- Επιδότηση της τιμής της παραγόμενης ενέργειας (π.χ. κατά ένα ποσοστό του κοινωνικού – περιβαλλοντολογικού κόστους). Η τακτική αυτή που εφαρμόζεται για παράδειγμα στη Γερμανία έχει σα στόχο όχι μόνο την εγκατάσταση ενός αιολικού πάρκου αλλά και τη σωστή και μακροχρόνια λειτουργία του σταθμού, ώστε ο επενδυτής να εισπράττει σταδιακά ένα σημαντικό ποσό που θα επιταχύνει την απόσβεση και θα αυξάνει τα κέρδη μονάδας.

- Φορολογικές απαλλαγές των εισαγόμενων μηχανημάτων, καθώς και επιταχυνόμενες αποσβέσεις του υπάρχοντος εξοπλισμού του σταθμού.

- Εγγύηση μιας ελάχιστης τιμής αγοράς της παραγόμενης αιολικής ενέργειας για ένα χρονικό διάστημα (π.χ. δέκα ετών), καθώς και εξασφάλιση της αγοράς ενός ελάχιστου ποσού ενέργειας εκ μέρους των εκάστοτε διαχειριστών του ηλεκτρικού δικτύου.

Για τη χώρα μας το ύψος των επιτοκίων δανεισμού κυμαίνεται από 6% έως 12%, ενώ τα τελευταία χρόνια παρατηρείται μια διαρκής τάση μείωσης των επιτοκίων, ακολουθώντας σε ένα βαθμό και την πορεία του πληθωρισμού. Μέσα στα πλαίσια αυτά, κάθε τράπεζα καθορίζει το επιτόκιο σύμφωνα με την πολιτική δανείων που ακολουθεί. Το βασικό αυτό επιτόκιο μπορεί να αυξηθεί ή να μειωθεί κατά ορισμένες ποσοστιαίες μονάδες ανάλογα με τη φερεγγυότητα της επιχείρησης, τους όρους δανεισμού καθώς και την αναμενόμενη απόσβεση της δανειοδοτούμενης επένδυσης, όπως αυτή προκύπτει από την τεχνικοοικονομική μελέτη [2.2].

Ο χρόνος αποπληρωμής ξεκινά στα επενδυτικά δάνεια με την περίοδο χάριτος, η διάρκεια της οποίας δεν ξεπερνά κατά κανόνα τους 12 μήνες, οπότε και δεν καταβάλλονται τόκοι, αλλά προστίθενται στο κεφάλαιο της επόμενης χρονιάς. Τα υποκαταστήματα μιας τράπεζας δεν μπορούν να εγκρίνουν δάνειο το ύψος του οποίου ξεπερνά το 10% των εσόδων τους, οπότε στην περίπτωση αυτή το δάνειο εγκρίνεται από την κεντρική διοίκηση της τράπεζας.

2.7 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[2.1] 2002: Κοινωνική Αποδοχή Εγκαταστάσεων Ηλεκτροπαραγωγής. 2ο Προσυνέδριο Παγκοσμίου Συνεδρίου "Ενέργεια 2002", Π.Σ.Δ.Μ.-Η, σελ.150-160, Χαλκίδα, Απρίλιος 2002.

[2.2] Ιστοσελίδα Ελληνικής Επιστημονικής Ένωσης Αιολικής Ενέργειας
http://www.eletaen.gr/

[2.3] Ιστοσελίδα εργαστηρίου ανανεώσιμων πηγών ενέργειας Τ.Ε.Ι. Κρήτης
http://ape.chania.teicrete.gr/ape/aioliki-energy/eolpragnf.htm

[2.4] Ιστοσελίδα για το αιολικό δυναμικό Κρήτης
http://www.iene.gr/docs/lectures_crete/christakis_1.pdf

[2.5] Καλδέλλης Ι.Κ. , Καββαδίας Κ.Α., Βλάχος Γ., 2002, «Ολοκληρωμένη Μελέτη Κόστους Ηλεκτροπαραγωγής στο Αιγαίο εν Όψει της Απελευθέρωσης της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας», 2^{o} Συνέδριο Τεχνολογίες Αρχιπελάγους, Απρίλιος 2002, Πειραιάς.

[2.6] Ιστοσελίδα Θεσμικού πλαισίου ενέργειας ΡΑΕ
http://www.rae.gr/about/main.htm

[2.7] Ιστοσελίδα Νομικού Πλαισίου ΑΠΕ του Κ.Α.Π.Ε.
http://www.cres.gr/kape/datainfo/plaisio/national_ape_ape_genika.htm

–

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΩΝ ΚΙΝΔΥΝΩΝ

3.1 ΒΑΣΙΚΕΣ ΕΝΝΟΙΕΣ

3.1.1 Τύποι Εναλλακτικών Σχεδίων Δράσης

Υπάρχουν τρεις κατηγορίες εναλλακτικών σχεδίων ή λύσεων:

1. Αμοιβαία αποκλειόμενες μεταξύ τους
2. Ανεξάρτητες εναλλακτικές επιλογές
3. Αλληλοεξαρτώμενες (εξαρτημένες)

Αμοιβαία αποκλειόμενες μεταξύ τους είναι οι λύσεις από τις οποίες θα επιλεγεί μια ή μια ομάδα και οι άλλες θα αποκλειστούν. Ανεξάρτητες εναλλακτικές λύσεις είναι αυτές που η επιλογή μιας λύσης δεν αποκλείει την άλλη για ταυτόχρονη επιλογή ή ακόμα και για μελλοντική. Τέλος οι αλληλοεξαρτώμενες λύσεις είναι αυτές που έχουν άμεση εξάρτηση μεταξύ τους [3.1].

3.1.2 Τύποι Επενδύσεων

Οι επενδύσεις μπορούν να χωριστούν σε ιδιωτικές και δημόσιες. Οι ιδιωτικές επενδύσεις έχουν ως πηγή κεφαλαίων ιδιώτες ή ιδιωτικές εταιρίες και έχουν ως κύριο στόχο το κέρδος και όχι το κοινωνικό συμφέρον. Οι δημόσιες επενδύσεις από την άλλη έχουν ως κύριο στόχο το κοινωνικό συμφέρον και όχι απαραίτητα το κέρδος. Ωστόσο είναι δυνατό να συμβάλλουν στη χρηματοδότηση ιδιωτικά κεφάλαια τα οποία αποσκοπούν στο δικό τους όφελος [3.3].

3.1.3 Κόστος Ευκαιρίας

Κόστος ευκαιρίας είναι το όφελος που χάνεται όταν επιλεγεί μια εναλλακτική λύση έναντι της άλλης.

3.1.4 Φόρος Εισοδήματος

Οι ιδιωτικές επενδύσεις συνήθως έχουν φόρο εισοδήματος και επειδή πρόκειται για έξοδο του επενδυτή πρέπει να υπολογίζεται σε κάθε οικονομική μελέτη. Σε συγκεκριμένες επενδύσεις, όπως αυτές που θα μελετήσουμε, η φορολογία του εισοδήματος εμπίπτει σε συγκεκριμένες νομοθεσίες που πρέπει και αυτές να συνυπολογίζονται από το μελετητή.

3.1.5 Πληθωρισμός

Πρόκειται για την αύξηση που παρουσιάζεται παγκοσμίως στις ελεύθερες αγορές στα αγαθά και στις υπηρεσίες. Το φαινόμενο αν και παγκόσμιο έχει τάσεις να διαμορφώνεται σε κάθε αγορά με το δικό του τρόπο (ανάλογο με αυτόν που διέπει και την αγορά του χρήματος). Οι επενδύσεις έχουν ως αποτέλεσμα οφέλη και ζημίες, που υπολογίζονται σε χρήματα. Τα χρήματα αυτά υπολογίζονται πάντα σε αξία πραγματικού χρόνου και για αυτό πρέπει να συνυπολογίζεται και ο πληθωρισμός. Αυτό που πρέπει να ενδιαφέρει τον επενδυτή είναι η αγοραστική αξία του χρήματος και όχι η ονομαστική του.

3.1.6 Οικονομική ζωή

Επειδή αυτό που μας ενδιαφέρει στις εν λόγω επενδύσεις είναι το μέλλον, τίθεται το ερώτημα πόσο μελλοντικά μας ενδιαφέρει να αναλύσουμε. Κάθε επένδυση γίνεται με ένα συγκεκριμένο χρονικό ορίζοντα μέσα στον οποίο θα γίνουν οι όποιοι υπολογισμοί μας ενδιαφέρουν. Αλλιώς μπορούμε να πούμε πως πρόκειται για τον ορίζοντα προγραμματισμού και ως εκ τούτου τα χρόνια για τα οποία θα μελετήσουμε είναι τα χρόνια ζωής της επένδυσης, τα χρόνια που αναμένεται να χρησιμοποιηθεί τεχνικά και οικονομικά το έργο. Γενικά η οικονομική ζωή δεν είναι ταυτόσημη πάντα με την τεχνική ζωή του έργου. Παράδειγμα στα αιολικά πάρκα μπορούμε να καθορίσουμε ως τεχνική ζωή ενός αιολικού που υπόκειται σε τακτική συντήρηση τα 20 ή ακόμα και τα 25 χρόνια. Πρακτικά όμως ένα αιολικό πάρκο που ξεπερνά τα 12 χρόνια ζωής είναι γερασμένο και με βάση την προηγούμενη εμπειρία σε αυτά είναι σχεδόν βέβαιο πως η τεχνολογία της εποχής (μετά από 12 χρόνια) θα το έχει κατά πολύ ξεπεράσει. Για αυτό προτιμάται η παύση λειτουργίας του ή η αντικατάσταση των μηχανών με ισχυρότερες για να μην επιβαρύνεται άλλο η επένδυση με υπερμεγέθη λειτουργικά έξοδα που ακολουθούν και αυτά αυξητική πορεία καθώς τα χρόνια περνούν. Παράγοντες που επηρεάζουν την οικονομική ζωή είναι:

- Η τεχνολογική ανταγωνιστικότητα
- Το ετήσιο λειτουργικό κέρδος
- Η πιθανότητα εμφάνισης υποκατάστατου ή εναλλακτικού προϊόντος
- Οι δυνάμεις της αγοράς, η επίδραση στη συμπεριφορά του καταναλωτικού κοινού.

Από τη σκοπιά λήψης οικονομοτεχνικών αποφάσεων, κύρια ενδιαφέρει η οικονομική ζωή μιας επένδυσης. Ο προσδιορισμός της οικονομικής ζωής πέρα από την εξέταση των παραγόντων που την επηρεάζουν θα στηριχτεί σε συγκριτικά στοιχεία του παρελθόντος.

Η οικονομική ζωή σαν μεταβλητή δεν είναι πάντοτε σταθερή στη μελέτη που θέλουμε να εξετάσουμε. Δε σημαίνει ότι είμαστε υποχρεωμένοι να διατηρήσουμε την επένδυση για όσο προβλέπεται αρχικά από τη μελέτη. Αυτό γίνεται κατανοητό στην περίπτωση των αιολικών σταθμών που ποτέ δεν είναι σε θέση κανείς να πει αν μπορεί για παράδειγμα μετά το δέκατο χρόνο λειτουργίας να αξίζει να συνεχισθεί η λειτουργία του πάρκου. Σε αυτές τις περιπτώσεις γίνονται επιπλέον μελέτες ανάλογα με το χρονικό σημείο στο οποίο έχουμε πρόβλημα και αναπροσδιορίζονται οι στόχοι ανάλογα με τα ζητήματα που έχουμε μπροστά μας [3.2].

3.2 ΜΟΝΤΕΛΑ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΑΝΑΛΥΣΗΣ

Το αντικείμενο που εξετάζουμε αναφέρεται σε παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Ένας ιδιαίτερος τομέας των οικονομικών έχει αναπτυχθεί ειδικά για το σκοπό αυτό. Αυτά τα μοντέλα βασίζονται στις γενικευμένες χρηματοροές ειδικά διαμορφωμένες ώστε να αποκρίνονται στη μελέτη σκοπιμότητας που πρόκειται να υλοποιηθεί και είναι και το ζητούμενο σε αυτού του είδους τις επενδύσεις.

3.2.1 Γενικές Εξισώσεις για τη Χρηματοοικονομική Ισορροπία με Βάση τα Απαιτούμενα Έσοδα

Αυτή η μεθοδολογία προέρχεται από το γεγονός ότι η καθαρή παρούσα αξία όλων των χρηματοροών, εσόδων και εξόδων, θα πρέπει να είναι θετική ή μηδέν για να γίνει η επένδυση αποδεκτή [3.4].

Για τους υπολογισμούς της χρηματοοικονομικής ισορροπίας εσόδων και εξόδων εμπειρικά έχουμε:

Απαιτούμενα έσοδα = (Αρχικό κόστος επένδυσης)*(ρυθμό επαναλαμβανόμενων εξόδων) +λειτουργικά σταθερά έξοδα +λειτουργικά μεταβλητά έξοδα (3.1)

Αυτή η εξίσωση αναδιατυπώνεται ως:

$$RI = (I)(FCRI) + MI + L_{e,I} \quad (3.2)$$

όπου

I: Αρχική επένδυση

RI: Απαιτούμενα έσοδα

FCRI: Levelized fixed charge rate. Το οποίο είναι ένα ποσοστό πολλαπλασιαζόμενο με την αρχική επένδυση υπολογίζει τα τρέχοντα ετήσια έξοδα. Αυτά τα έξοδα υπάγονται στην πιστωτική και φορολογική διαδικασία όπως και τα υπόλοιπα.

MI: Έξοδα λειτουργικά και συντήρησης

$\mathbf{L_{e,I}}$: Έξοδα ενέργειας ενεργοποίησης του συστήματος

3.2.2 Κόστος Κεφαλαίου και Αντικαταστάσεων

Η αρχική επένδυση υπολογίζεται από τη σχέση [3.4]:

$$I = \sum_{p=(1-P)}^{0} I_p (1+e)^p (1+h)^p / (1+k_n)^p + R_{m1} \frac{(1+h)^{m1}}{(1+k_n)^{m1}} + R_{m2} \frac{(1+h)^{m2}}{(1+k)^{m2}} \qquad (3.3)$$

όπου:

P: Περίοδος κατασκευής

I_p: Συνολικό ετήσιο κόστος επένδυσης, στο τέλος της περιόδου p

e: Μέση ετήσια πραγματική αύξηση στα ετήσια κεφαλαιουχικά αγαθά

R_{mi}: Κόστος αντικατάστασης εξαρτήματος στο χρόνο mi

mi: Χρόνος αντικατάστασης

h: Πληθωρισμός

N: Χρονικές περίοδοι στις οποίες η αντικατάσταση λαμβάνει χώρα, μετρούμενες πάντα από το έτος 0. Εάν δεν αντικαταστήσουμε κάποιο εξάρτημα τότε το N είναι μηδέν.

k_n: Ονομαστικό σταθμικό μέσο κόστος κεφαλαίου, μετά φόρων

$$= ke(E/V) + k_p(P/V) + k_d(D/V)(1-T)$$

όπου

ke: ονομαστικό συνήθη ποσό βαθμού απόδοσης

kp: ονομαστικό προτιμώμενο ποσό βαθμού απόδοσης

kd: ονομαστικό ποσοστό προεξόφλησης

E: σύνηθες ποσό χρηματοδότησης

P: προτιμώμενο ποσό χρηματοδότησης

D: πίστωση

V: ολική επένδυση = E + P + D

T: οριακό ποσοστό φορολογίας του επενδυτή

3.2.3 Επιτόκιο Επαναλαμβανόμενων Εξόδων

Ο σχέση που ακολουθεί είναι απλοποιημένος για ανοικτές λογιστικές καταστάσεις χρησιμοποιώντας το μετά φόρων κόστος κεφαλαίου και καθόλου αξίες εκποίησης (δεν υπάρχουν παρά μόνο σε περιπτώσεις πώλησης των ανακυκλώσιμων μερών μετά το πέρας της τεχνικής ζωής του έργου) [3.4].

$$FCRI = [1-(1/d)(b)(T)(\sum_{t=1}^{d} 1/(1+k_n)^t]/[(1-T)(\sum_{t=1}^{n} 1/(1+k_n)^t] + p_1 + p_2 \qquad (3.4)$$

όπου,

d: διάρκεια του χρόνου απόσβεσης. Αυτή η τυποποίηση προϋποθέτει απευθείας απόσβεση. Σε περίπτωση άλλης μεθόδου απόσβεσης το κλάσμα (1/d) αλλάζει σε dt και ενσωματώνεται στο άθροισμα υπολογισμού της απόσβεσης.

t: χρονικό διάστημα

b: ποσοστό απόσβεσης σε σχέση με το αρχικό ποσό που αποσβένεται.

n: Χρόνος ζωής της επένδυσης. Το πιστωτικό χρονικό όριο της επένδυσης υποτίθεται ίσο με το χρόνο ζωής της επένδυσης.

p_1: Κόστος ασφάλειας, πάντα υπολογισμένο ως ποσοστό της αρχικής επένδυσης.

p_2: Άλλοι φόροι, επίσης υπολογισμένοι ως ποσοστό της αρχικής επένδυσης

3.2.4 Έξοδα Συντήρησης και Λειτουργίας

Τα έξοδα συντήρησης και λειτουργίας υπολογίζονται από τη σχέση [3.4]:

$$MI = (OM)\sum_{t=1}^{n}[(1+e_M)^t(1+h)^t/(1+k_n)^t]/\sum_{t=1}^{n} 1/(1+k_n)^t \qquad (3.5)$$

όπου,

OM: Ετήσια κόστη συντήρησης και λειτουργίας στο χρόνο μηδέν

e_M: Ετήσιος ρυθμός αύξησης των εξόδων συντήρησης και λειτουργίας

3.2.5 Ετήσια Έξοδα για την Ενέργεια Ενεργοποίησης

Τα ετήσια έξοδα για την ενέργεια ενεργοποίησης υπολογίζονται από τη σχέση [3.4]:

$$L_{e,I} = (L)(P_{ie})\sum_{t=1}^{n}[(1+e_L)^t(1+h)^t/(1+k_n)^t]/\sum_{t=1}^{n}1/(1+k_n)^t \quad (3.6)$$

όπου,

L: Ετήσιο ποσό ενέργειας ενεργοποίησης

$\mathbf{P_{ie}}$: Τιμή ανά μονάδα αγοραζόμενης ενέργειας

$\mathbf{e_L}$: ετήσιο ποσοστό αύξησης του κόστους καυσίμων

3.2.6 Κόστος Ενέργειας

Αυτό το βαθμοποιημένο μέγεθος είναι ο πιο εύχρηστος οικονομικός δείκτης. Μας δείχνει άμεσα το κόστος της παραγόμενης ενέργειας και χρησιμοποιείται ως πρώτη ένδειξη για την επένδυσή μας. Ορίζεται ως [3.4]:

$$LC = R_I / E_1 \quad (3.7)$$

όπου,

$\mathbf{R_I}$: Απαιτούμενα έσοδα

$\mathbf{E_1}$: Καθαρή ετήσια παραγόμενη ενέργεια

3.2.7 Οπτική Γωνία Δημοσίου Συμφέροντος

Οι δημόσιες επενδύσεις δεν υπόκεινται σε φορολογία και χρηματοδοτούνται από ομόλογα του δημοσίου. Για αυτό το λόγο μια άλλη τυποποίηση αναφέρεται ειδικά για αυτήν την περίπτωση χρηματοδότησης. Ειδικότερα το k_n και το FCR_I απλοποιούνται [3.4].

$$k_n = k_d \quad (3.8)$$

$$FCR_I = (1/\sum_{t=1}^{n}1/(1+k_d)^t) + p_1 \quad (3.9)$$

ενώ οι άλλοι παράγοντες δεν επηρεάζονται.

3.3 Η ΔΙΤΤΗ ΑΞΙΑ ΤΟΥ ΧΡΗΜΑΤΟΣ

Το χρήμα σήμερα, όπως είναι γνωστό έχει διττή αξία, την αριθμητική τιμή του και τη χρονική στιγμή την οποία αναφερόμαστε. Αυτή η θεώρηση είναι που μέσω των σχέσεων που θα ακολουθήσουν θα παραστήσει τη διαχρονική αξία του χρήματος. Έτσι για παράδειγμα ο επενδυτής, με τη χρήση των απαραίτητων επιτοκίων μπορεί να υπολογίσει το χρήμα του παρόντος προβαλλόμενο σε μελλοντική στιγμή που τον ενδιαφέρει. Γίνεται κατανοητό ότι μια χρηματική μονάδα στο παρόν δεν έχει την ίδια αξία με μια χρηματική μονάδα στο μέλλον [3.2].

3.3.1 Βασικές Έννοιες των Μαθηματικών Πίστεως

Η αρχική έννοια που εμφανίζεται στα χρηματοοικονομικά μαθηματικά είναι τα δάνεια. Με τα δάνεια συνδέονται οι έννοιες του κεφαλαίου, του τόκου, του επιτοκίου και του χρόνου.

Κεφάλαιο: Για τα μαθηματικά πίστεως η έννοια του κεφαλαίου ταυτίζεται με την έννοια του χρήματος, εφόσον αυτό είναι παραγωγικό, δηλαδή εφόσον χρησιμοποιείται για την παραγωγή αγαθών.

Τόκος: Στην περίπτωση του δανείου, ο τόκος είναι το αντίτιμο (το ενοίκιο) του δανειζόμενου κεφαλαίου και εξαρτάται από το μέγεθος του κεφαλαίου, από τη χρονική διάρκεια του δανείου και από το επιτόκιο.

Επιτόκιο: Είναι ο τόκος μιας νομισματικής μονάδας σε μια χρονική περίοδο. Αν ως χρονική περίοδος θεωρηθεί το έτος, ή το εξάμηνο ή το τρίμηνο ή ο μήνας ή ημέρα, το επιτόκιο καλείται αντιστοίχως ετήσιο ή εξαμηνιαίο ή τριμηνιαίο ή μηνιαίο ή ημερήσιο.

Χρόνος: Καλείται η χρονική διάρκεια κατά την οποία ένα κεφάλαιο είναι παραγωγικό και αντίστοιχα ο χρόνος αυτός ονομάζεται χρόνος παραγωγικότητας ή απλά χρόνος. Στην περίπτωση των δανείων, ο χρόνος είναι η χρονική περίοδος από τη σύναψη μέχρι την εξόφληση του κεφαλαίου μαζί με τους τόκους που δημιουργήθηκαν [3.2].

3.3.2 Κεφαλαιοποίηση

Κεφαλαιοποίηση καλείται η ενσωμάτωση του παραγόμενου τόκου στο κεφάλαιο που τον παρήγαγε. Μπορούμε να διακρίνουμε δύο περιπτώσεις κεφαλαιοποίησης της απλής, που συνεπάγεται και απλού τόκου και της σύνθετης, που συνεπάγεται σύνθετο τόκο [3.2].

Σύμφωνα με το σύστημα της απλής κεφαλαιοποίησης ο παραγόμενος τόκος ενσωματώνεται στο κεφάλαιο στο τέλος του χρονικού διαστήματος κατά το οποίο το κεφάλαιο ήταν παραγωγικό. Ο παραγόμενος τόκος λέγεται απλός τόκος. Αυτό το σύστημα αναφέρεται σε χρηματοοικονομικές πράξεις με διάρκεια μικρότερης του έτους. Αναφερόμαστε δηλαδή σε βραχυπρόθεσμες πράξεις. Στο σύστημα απλής κεφαλαιοποίησης ο τόκος είναι ευθέως ανάλογος του κεφαλαίου, του χρόνου και του επιτοκίου.

Αν:

I: ο τόκος

C: το δανειζόμενο κεφάλαιο

t: το επιτόκιο

n: το χρονικό διάστημα κατά το οποίο το κεφάλαιο είναι παραγωγικό

τότε:

$$I = C\ t\ n \qquad (3.10)$$

Στο σύστημα της σύνθετης κεφαλαιοποίησης, ο παραγόμενος τόκος ενσωματώνεται στο τέλος κάθε μιας από τις ίσες χρονικά περιόδους που έχουμε σε κάθε δεδομένη χρηματοοικονομική πράξη. Μέσα σε κάθε τέτοια περίοδο το κεφάλαιο είναι παραγωγικό, και το κεφάλαιο της κάθε χρονικής περιόδου είναι ίσο με της προηγούμενης αυξανόμενο κατά τον εκάστοτε τόκο. Ο παραγόμενος τόκος ονομάζεται σύνθετος τόκος και αντίστοιχα το σύστημα, σύνθετης κεφαλαιοποίησης, ή ανατοκισμός. Το σύστημα σύνθετης κεφαλαιοποίησης εφαρμόζεται σε μεσοπρόθεσμες και μακροπρόθεσμες χρηματοοικονομικές πράξεις.

Αν:

$\mathbf{C_0}$: αρχικό κεφάλαιο ή ποσό σε χρόνο μηδέν

$\mathbf{C_n}$: η τελική αξία στο τέλος της περιόδου n

i: το επιτόκιο σχετικό με μια περίοδο κεφαλαιοποίησης

τότε:

$$C_n = C_0\,(1+i)^n \qquad (3.11)$$

3.3.3 Η Παρούσα Αξία

Πρόκειται για μια μέθοδο με μεγάλη πρακτική εφαρμογή στους υπολογισμούς αξίας ιδιοκτησιών όπως είναι για παράδειγμα οι ακίνητες περιουσίες. Το ζητούμενο για εμάς είναι πόση αξία έχει ένα ποσόν που αναφέρεται στο μέλλον, όπως τα σταθερά έσοδα ενοικίου για τα επόμενα πέντε χρόνια, τη στιγμή που μας ενδιαφέρει.

Η μέθοδος της παρούσας αξίας (PV) χρησιμοποιείται ευρύτατα στη λήψη χρηματοοικονομικών αποφάσεων. Παρότι η χρήση της είναι δεδομένη, η μη σωστή εφαρμογή της ενέχει κινδύνους που οδηγούν σε εσφαλμένα αποτελέσματα.

Σύμφωνα με την παρούσα αξία, μία εναλλακτική λύση ικανοποιεί το πρόβλημα όταν η διαφορά μεταξύ των οριακών της οφελών εκφρασμένων σε ισοδύναμα ποσά του παρόντος και των οριακών της εξόδων εκφρασμένων επίσης σε παρούσα αξία είναι μη αρνητική. Η λογική που ακολουθείται αξιολογώντας το κριτήριο της παρούσας αξίας, όπως είναι

αναμενόμενο, είναι το αν είναι θετική ή όχι. Το αν είναι θετική σημαίνει συμφέρουσα επιλογή ενώ για αυτούς τους υπολογισμούς το μηδέν παραμένει ως σημείο αδιαφορίας.

Ο γενικός τύπος υπολογισμού κατά τα γνωστά είναι:

$$P_0 = C\,(1+i)^{-n} \tag{3.12}$$

Όπου η σχέση (3.12) προκύπτει από τον προηγούμενο τύπο ανατοκισμού του κεφαλαίου , λαμβάνοντας υπόψιν τους σύνθετους τόκους. Αφαιρώντας αυτούς τους τόκους από το κεφάλαιο παίρνεται η παρούσα αξία του κεφαλαίου. Γίνεται εκτίμηση του κεφαλαίου στο παρόν. Ο συντελεστής $(1+i)^{-n}$ λέγεται συντελεστής προεξόφλησης ή συντελεστής της παρούσας αξίας [3.2].

3.3.4 Ράντες

Μια ράντα ορίζεται ως μια ακολουθία καταβολών ενός ποσού για ένα συγκεκριμένο αριθμό ετών. Κάθε καταβολή γίνεται στο τέλος του χρόνου. Αν η καταβολή γινόταν στην αρχή κάθε χρόνου, κάθε καταβολή θα μετατοπίζονταν για ένα χρόνο από το χρόνο μηδέν. Στην περίπτωση αυτή η ράντα θα ονομαζόταν προκαταβλητέα. Η ράντα της οποίας οι καταβολές γίνονται στο τέλος του χρόνου ονομάζεται κανονική, ή και ληξιπρόθεσμη. Οι καταβολές των ποσών προορίζονται είτε για τη δημιουργία κεφαλαίου (ράντες τοποθέτησης), είτε για την πληρωμή ενός δανείου (ράντες πληρωμής) [3.2].

Για να υπολογισθεί η τελική αξία ράντας αρκεί να υπολογισθεί, με τη βοήθεια της σύνθετης κεφαλαιοποίησης, η τελική αξία κάθε όρου της ράντας (πρόκειται για το διατιθέμενο ανά ίσα χρονικά διαστήματα κεφάλαιο) και να γίνει στη συνέχεια πρόσθεση όλων των ευρισκόμενων τελικών αξιών.

Αν ονομάσουμε αυτήν τη ροή ΔR, η οποία είναι επαναλαμβανόμενη και σταθερή για ορισμένα αριθμό χρονικό αριθμό περιόδων θα έχουμε:

$$R_n = \Delta R \cdot \left[\prod_{l=1}^{l=n-1} (1+i_1) + \prod_{l=2}^{l=n-1} (1+i_1) + \prod_{l=3}^{l=n-1} (1+i_1) + \ldots + 1 \right] \tag{3.13}$$

Χωρίς την επίδραση του επιτοκίου για τη χρονική διάρκεια των n περιόδων έχουμε:

$$R_n = \Delta R \cdot \frac{(1+i)^n - 1}{i} \tag{3.14}$$

Αντίστοιχα η παρούσα αξία μιας ράντας, σταθερής χρηματοροής ΔR για n χρονικές περιόδους είναι:

$$PV = \Delta R \cdot \frac{\left[1-(1+i)^{-n}\right]}{i} \tag{3.15}$$

Η τιμή του κλάσματος για τις διάφορες τιμές των i και n $\frac{\left[1-(1+i)^n\right]}{i}$ δίνεται από πίνακες χρηματοοικονομικών μαθηματικών [3.1].

3.4 ΟΙ ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΑΠΟΣΒΕΣΕΙΣ ΣΤΗ ΛΗΨΗ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ

Με τον όρο απόσβεση έννομε την ανάκτηση εξόδων κεφαλαίου κατά τη διάρκεια συγκεκριμένων περιόδων ανάκτησης. Δεν αφορά τον πραγματικό κύκλο ζωής του στοιχείου του ενεργητικού στο οποίο αναφερόμαστε, ούτε στην αξία μεταπώλησής του.

Ο τρόπος με τον οποίο θα επιδράσουν πάνω στη φύση της επένδυσης εξαρτάται κατά κύριο λόγο από τη νομοθεσία που επιβάλλει για παράδειγμα φορολογία επί των νόμιμων κερδών. Επομένως είναι κατανοητό ότι οι αποσβέσεις είναι ένας σημαντικός παράγοντας για την απόφαση που δύναται να λάβουμε για τη βιωσιμότητα ή μη της επένδυσης.

Οι αποσβέσεις ανάλογα με την ιδιότητά τους μπορούν να καταταχθούν σε τρεις κύριες κατηγορίες. Τις φυσικές αποσβέσεις, τις λογιστικές αποσβέσεις και τις οικονομικές αποσβέσεις.

Οι φυσικές αποσβέσεις αναφέρονται στη φυσιολογική φθορά που περιορίζει την παραγωγική δυναμικότητα του πάγιου επενδεδυμένου στοιχείου, λόγω της συνεχούς χρήσης του, μέσα στην προσδοκώμενη ωφέλιμη περίοδο λειτουργίας του. Συνήθως προηγείται η οικονομική της φυσικής απαξίωσης του στοιχείου , λαμβάνοντας υπόψιν την ταχύτητα των τεχνολογικών μεταβολών. Σε ένα αιολικό πάρκο η οικονομική ζωή μπορεί να είναι 15 χρόνια ενώ η τεχνική να είναι 20. Η οικονομική έκφραση αυτών των φθορών είναι εν μέρη υπολογισμένη μέσα στα ετήσια έξοδα συντήρησης της εγκατάστασης.

Οι λογιστικές αποσβέσεις αναφέρονται στις χρεωστικές καταχωρήσεις στον ισολογισμό της επιχείρησης, σύμφωνα με τη λογιστική πρακτική της εταιρίας. Στις λογιστικές αποσβέσεις κατατάσσονται και οι τρεις διεθνώς αναγνωρισμένες μέθοδοι απόσβεσης. Τα χαρακτηριστικά που πρέπει να εκτιμηθούν κάθε μια φορά είναι η βάση, η ωφέλιμη ζωή και η αξία μεταπώλησης. Η βάση είναι συνήθως το αρχικό κόστος του στοιχείου του ενεργητικού. Η ωφέλιμη ζωή είναι μια εκτίμηση της χρονικής διάρκειας, σε χρόνια, για την οποία το στοιχείο του ενεργητικού θα είναι χρήσιμο στον ιδιοκτήτη. Η αξία μεταπώλησης είναι η εκτίμηση του ιδιοκτήτη για την τιμή του στοιχείου του ενεργητικού στην αγορά, όταν αυτό δεν εξυπηρετεί κανένα σκοπό για τον ίδιο [3.1].

Οι κυριότερες μέθοδοι λοιπόν είναι:

3.4.1 Η Απόσβεση Σταθερής Απόδοσης

Η μέθοδος αυτή είναι η απλούστερη μέθοδος απόσβεσης. Για τον υπολογισμό της ετήσιας απόσβεσης, αφαιρείται η εκτιμώμενη αξία μεταπώλησης από τη βάση και το αποτέλεσμα διαιρείται με τον αριθμό που αναπαριστά τον εκτιμώμενο χρόνο ωφέλιμης ζωής.

3.4.2 Η Μείωση της Αναπόσβεστης Λογιστικής Αξίας

Σύμφωνα με τη μέθοδο της μείωσης της αναπόσβεστης λογιστικής αξίας, η ετήσια απόσβεση υπολογίζεται στο αρχικό κόστος του στοιχείου του ενεργητικού. Η αξία μεταπώλησης δε λαμβάνεται υπόψιν παρά μόνο έμμεσα αφού η λογιστική αξία δεν μπορεί να γίνει μικρότερης αυτής. Ως λογιστική αξία, ορίζουμε το αρχικό κόστος του στοιχείου του

ενεργητικού μειωμένο κατά την απόσβεση. Η ετήσια απόσβεση είναι ένα σταθερό ποσοστό της λογιστικής αξίας του προηγούμενου χρόνου.

Το ποσό αυτό ελαττώνεται με το χρόνο και από αυτό το γεγονός προήλθε το όνομα της μεθόδου. Τα ποσοστά που χρησιμοποιούνται στη μέθοδο αυτή είναι τρία: 200, 150, και 125%. Το ποιο ποσοστό πρέπει να χρησιμοποιηθεί κάθε φορά είναι στην ευχέρεια του αποφασίζοντα. Για τη μέθοδο της διπλής μείωσης της αναπόσβεστης λογιστικής αξίας, πρέπει να διαιρεθεί το 200% δια της εκτιμηθείσας ζωής.

3.4.3 Απόσβεση Αθροίσματος Σειράς Ετών Ζωής

Αυτή η μέθοδος μοιάζει πολύ με τη μέθοδο της μείωσης της αναπόσβεστης λογιστικής αξίας. Διαφέρει σε ένα χαρακτηριστικό. Χρησιμοποιεί την αξία μεταπώλησης για να υπολογίσει το συνολικό ποσό που δύναται να αποσβεσθεί. Επίσης χρησιμοποιεί το άθροισμα της σειράς ετών ζωής (SYD – Sum of the Years Digits), από όπου και το όνομα. Ο γενικός όρος που περιγράφει αυτό το άθροισμα είναι [3.2]:

$$SYD = \frac{N^2 + N}{2} \tag{3.16}$$

Η ετήσια απόσβεση υπολογίζεται με τον πολλαπλασιασμό δύο όρων εκ των οποίων ο πρώτος αντιπροσωπεύει τα εναπομείναντα έτη και ο δεύτερος το ποσό που είναι δυνατό να αποσβεσθεί.

Τέλος υπάρχουν και οικονομικές αποσβέσεις, όπου αναφέρονται στο ρυθμό μείωσης των εσόδων που δημιουργούνται από τη χρησιμοποίηση του συγκεκριμένου στοιχείου.

Αυτό που μας ενδιαφέρεις σε μια επένδυση τύπου αιολικού πάρκου είναι οι λογιστικές αποσβέσεις. Το ερώτημα που τίθεται είναι για το ποια μέθοδος θεωρείται καταλληλότερη για επεξεργασία των στοιχείων. Δύο είναι τα βασικά στοιχεία που πρέπει να λαμβάνονται υπόψιν. Η κάθε μέθοδος είναι αμοιβαία αποκλειόμενη σε σχέση με κάποια άλλη. Δηλαδή δεν είναι δυνατό να υπολογισθεί το ποσό επιστροφής μετά φόρων από μια χρηματορροή που προήλθε με βάση κάποια μέθοδο και να συγκριθούν αυτά με τα αποτελέσματα που προήλθαν από άλλη μέθοδο.

3.5 ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ

Τρεις είναι οι κυριότερες μέθοδοι αξιολόγησης των επενδύσεων. Η μέθοδος του εσωτερικού βαθμού απόδοσης του επενδεδυμένου κεφαλαίου, η μέθοδος του χρόνου απόσβεσης και η μέθοδος του υπολογισμού του κόστους της παραγόμενης ενέργειας [3.1].

3.5.1 Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης

Η μέθοδος του εσωτερικού βαθμού απόδοσης μιας ενεργειακής εγκατάστασης βασίζεται στον υπολογισμό της απόδοσης του κεφαλαίου που χρησιμοποιήθηκε για την υλοποίηση και λειτουργία της εγκατάστασης. Εάν θέσουμε με IC_0 το αρχικό κόστος εγκατάστασης, εύκολα διαπιστώνουμε ότι εξαρτάται από ένα πλήθος παραγόντων. Αυτοί οι παράγοντες σχετίζονται με τα εξωτερικά και τα αποδοτικά κριτήρια μια μελέτης εγκατάστασης καθώς και από τις

επιλογές που έχουμε κάνει σε εξοπλισμό και εγκατάσταση. Για διαφορετικό μέγεθος μηχανών (ηλεκτρογεννητριών) θα είναι διαφορετικό και το αρχικό κόστος.

Με FC και VC περιγράφουμε το σταθερό και μεταβλητό κόστος συντήρησης και λειτουργίας της εγκατάστασης.

$$FC = m \cdot IC_0 \cdot \sum_{j=1}^{j=n_0} \left[\frac{1+g}{1+i} \right]^j \tag{3.17}$$

όπου η παράμετρος m εκφράζει το αρχικό ετήσιο κόστος συντήρησης και λειτουργίας ως ποσοστό του αρχικού κεφαλαίου. Γενικά συνηθίζεται σε τέτοιου είδους μελέτες να χρησιμοποιούμε για τον υπολογισμό των λειτουργικών εξόδων το ποσοστό τους επί του αρχικού κόστους της εγκατάστασης. Πρέπει μέσα στον τύπο αυτό του ανατοκισμού να συμπεριλάβουμε και τον ετήσιο πληθωρισμό (στην πραγματικότητα μέσο ετήσιο πληθωρισμό).

Αντίστοιχα το μεταβλητό κόστος συντήρησης και λειτουργίας υπολογίζεται από το κόστος αντικατάστασης κάποιων συγκεκριμένων ανταλλακτικών, που έχουν μικρότερο χρόνο ζωής από την υπόλοιπη εγκατάσταση. Τέτοια «ευπαθή» ανταλλακτικά είναι συνήθως αυτά που εκτίθενται σε συνεχές καταπονήσεις όπως τα έδρανα ολίσθησης, τα φρένα, το κιβώτιο μετάδοσης κίνησης και άλλα ανάλογα με τον τύπο της πτερωτής και της ανεμογεννήτριας γενικότερα. Άρα η παρούσα αξία του μεταβλητού κόστους συντήρησης θα είναι:

$$VC = IC_0 \cdot \sum_{j=1}^{j=j_0} r_j \cdot \sum_{l=1}^{l=lj} \left[\frac{1+g}{1+i} \right]^{l \cdot k_j} \tag{3.18}$$

Όπου με l_j συμβολίζεται το ακέραιο μέρος του πηλίκου $(n_0\text{-}1)/k_j$, ενώ με n_j συμβολίζεται ο χρόνος ζωής κάθε αντικαθιστάμενου τμήματος της συνολικής εγκατάστασης.

Αν αγνοηθεί η διαχρονική μεταβολή του ετήσιου πληθωρισμού τότε το αποτέλεσμα συνδυασμού των (3.17) και (3.18) θα δώσει τα εν δυνάμει κόστη εγκατάστασης και λειτουργίας, προβεβλημένα στο παρόν, εκφρασμένα δηλαδή μέσω της παρούσας αξίας.

$$C = IC_0 \cdot \left\{ \{1 - \gamma + m \cdot \sum_{j=1}^{j=n_0} \left[\frac{1+g}{1+i} \right]^i + \sum_{j=1}^{j=j_0} r_j \cdot \sum_{l=1}^{l=l_j} \left[\frac{1+g}{1+i} \right]^{l \cdot k_j} \right\} \tag{3.19}$$

Τότε τα έσοδα από της εγκατάστασης από την ετήσια παραγωγή ενέργειας θα είναι :

$$R = E \cdot c_0 \cdot \sum_{j=1}^{j=n_0} \left[\frac{1+e}{1+i} \right]^j \tag{3.20}$$

όπου με c_0 συμβολίζεται η τιμή διάθεσης της παραγόμενης ενέργειας και με e ο ετήσιος ρυθμός αναπροσαρμογής της τιμής της ενέργειας. Στο σύνολο εσόδων θα προστεθεί στο n η υπολειπόμενη αξία της επένδυσης Y_{n0} στο σημείο $n=n_0$ σε παρούσες αξίες. Επίσης κάθε χρόνο θα πρέπει να συμπεριλάβουμε και την εκάστοτε φορολογία επί των κερδών της επιχείρησης.

Εάν συγκρίνουμε τις τελευταίες δύο εξισώσεις (3.19) και (3.20), για n χρονικό σημείο, προκύπτει η εξίσωση νεκρού σημείου, όπου επιλυόμενη θα μας δώσει τεν εσωτερικό συντελεστή απόδοσης της επένδυσης.

$$\left\{1-\gamma+m\cdot\frac{a_m\cdot\left(1-a_m{}^{n_0}\right)}{1-a_m}+\sum_{j=1}^{j=j_0}r_j\cdot\frac{a_m{}^{k_j}\cdot(1-a_m{}^{ljkj})}{1-a_m^{kj}}\right\}$$
$$=\frac{E\cdot c_0}{I\cdot C_0}\cdot\frac{a_f\cdot(1-a_f^{n_0})}{1-a_f}+\frac{Y_{n_0}}{(1+i)^{n_0}}-\sum_{j=1}^{j=n_0}\frac{\Phi_j}{(1+i)^j} \qquad (3.21)$$

Τα a_m και a_f αντίστοιχα εκφράζουν:

$$a_m=\frac{1+g}{1+i} \qquad (3.22)$$

$$a_f=\frac{1+e}{1+i} \qquad (3.23)$$

Η προσδιοριζόμενη τιμή του i, του εσωτερικού βαθμού απόδοσης θα συγκριθεί εν συνεχεία με κάποιους πρότυπους συντελεστές για τέτοιου είδους επενδύσεις, δίνοντας έτσι την αξιολόγηση της επένδυσης και την ανάλυση που αυτή απαιτεί.

Συγκεκριμένα αν η απόδοση της επένδυσης είναι μεγαλύτερη από αυτήν του επιτοκίου αγοράς τότε συμπεριλαμβανομένου του κόστους ευκαιρίας που δύναται να έχουν οι επενδυτές, τη στιγμή που αποφασίζουν για την επένδυση, μπορεί η επένδυση να χρίζεται συμφέρουσα.

Στο ίδιο μαθηματικό μοντέλο με το βαθμό απόδοσης της επένδυσης στηρίζεται και αυτό της καθαράς παρούσας αξίας NPV. Το μοντέλο προκύπτει από την εξίσωση (3.21).

$$NPV=-\left\{1-\gamma+m\cdot\frac{a_m\cdot\left(1-a_m{}^{n_0}\right)}{1-a_m}+\sum_{j=1}^{j=j_0}r_j\cdot\frac{a_m{}^{k_j}\cdot(1-a_m{}^{ljkj})}{1-a_m^{kj}}\right\}$$
$$+\frac{E\cdot c_0}{I\cdot C_0}\cdot\frac{a_f\cdot(1-a_f^{n_0})}{1-a_f}+\frac{Y_{n_0}}{(1+i)^{n_0}}-\sum_{j=1}^{j=n_0}\frac{\Phi_j}{(1+i)^j} \qquad (3.24)$$

Μια επένδυση με θετική NPV σημαίνει ότι η αναμενόμενη απόδοσή της ξεπερνά το προκαθορισμένο κόστος χρήματος i και συνεπώς μπορεί να υλοποιηθεί. Έτσι τα επενδυτικά σχέδια που παρουσιάζουν υψηλότερη NPV από κάποια άλλα είναι προτιμότερα.

Σημαντικό είναι να αναφερθούμε στην υπόθεση ότι όλα αυτά ισχύουν κάτω από την προϋπόθεση της τέλειας κεφαλαιαγοράς, στην οποία ισχύουν:

- Σε όλους τους χρόνους ισχύει σταθερός συντελεστής κόστους χρήματος i που είναι ίδιος για το δανειστή και για το δανειζόμενο

- Παρέχεται η δυνατότητα να δανειστεί ο επενδυτής οιοδήποτε απαιτούμενο ποσό ή να επενδύσει οποιαδήποτε διαθέσιμα κεφάλαια με την επικρατούσα τιμή του κόστους του χρήματος.

Γίνεται κατανοητό ότι τουλάχιστον στη χώρα μας δεν ισχύει το περιβάλλον της τέλειας κεφαλαιαγοράς και άρα η μέθοδος της καθαρής παρούσας αξίας δεν έχει παρά ένα συμπληρωματικό ρόλο στην αξιολόγηση, περισσότερο ως απόλυτος δείκτης. Σημαντικό είναι να επισημάνουμε ότι η μέθοδος αυτή δε λαμβάνει υπόψη της το χρόνο ζωής της επένδυσης όπως του εσωτερικού βαθμού απόδοσης, πράγμα που την καθιστά απαραίτητη σε απόλυτες συγκρίσεις. Οι δυο αυτοί μέθοδοι δύναται να δώσουν και διαφορετικά αποτελέσματα. Τότε η απόφαση έγκειται στον επενδυτή και στα εκάστοτε στοιχεία της επένδυσης όπώς θα παρουσιαστούν αναλυτικότερα στα επόμενα κεφάλαια.

3.5.2 Κόστος Παραγόμενης Ενέργειας

Η μέθοδος υπολογισμού του κόστους παραγόμενης ενέργειας, όπως διαφαίνεται και από τον ορισμό της, προϋποθέτει υπολογισμό του κόστους της ενέργειας και στη συνέχεια απευθείας σύγκρισή της με αυτές άλλων μορφών ενέργειας. Στη συγκεκριμένη περίπτωση έχουμε να κάνουμε με παραγωγή από ανεμογεννήτριες και έχοντας ως μονάδα μέτρησης την kWh, συγκρίνουμε το κόστος της με αυτό από παραγωγή από diesel, λιγνίτη κτλ. Με τη σύγκριση αυτή υπολογίζουμε (ως λόγο) και το βαθμό διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στο εγχώριο δίκτυο, καθώς και τη χρονική στιγμή για την ολική της ένταξη σε αυτό.

Χρησιμοποιώντας τη σχέση (3.24) και θέτοντας NPV=0 υπολογίζεται και το ελάχιστο κόστος της παραγόμενης ενέργειας. Αγνοώντας σε πρώτη προσέγγιση την υπολειπόμενη αξία της επένδυσης και το μεταβλητό κόστος συντήρησης και λειτουργίας είναι δυνατός ο υπολογισμός της ελάχιστης τιμής c_0 ως [3.1] :

$$c_0 = \frac{I \cdot C_0}{E} \cdot \frac{1 + m \cdot \dfrac{a_m \cdot (1 - a_m^{n_0})}{1 - a_m}}{\dfrac{a_f \cdot (1 - a_f^{n_0})}{1 - a_f}} \tag{3.25}$$

Και σε αυτήν την περίπτωση θα πρέπει να υπολογιστεί ο χρόνος ζωής της επένδυσης και το κόστος του χρήματος, πάντα σε δευτερεύουσα ανάλυση. Οτιδήποτε εμπίπτει σε αναπροσαρμογή των εσόδων και των εξόδων της επένδυσης πρέπει και αυτό να συνεκτιμηθεί. Τέτοια στοιχεία όπως ο ετήσιος ρυθμός αναπροσαρμογής της ενέργειας, το αρχικό κόστος της επένδυσης, δανειοδοτήσεις και γενικά ότι κατατάσσεται σε λογαριασμό παθητικού είναι στοιχεία που θα υπολογισθούν προβεβλημένα την επιθυμητή χρονική στιγμή.

3.6 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[3.1] Ι.Κ. Καλδέλλης, «Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας», 2005

[3.2] Κ. Ζοπουνίδης , «Βασικές Αρχές και Σύγχρονα Θέματα του Χρηματοοικονομικού Μάνατζμεντ»

[3.3] Stanley Block , "Foundations of Financial Management, 11/e", Texas Christian University Geoffrey Hirt, DePaul University, 2005

[3.4] "Guidelines for the Economic Analysis of Renewable Energy Technology Applications: Based on the Findings of the International Energy Agency Workshop", Organization for Economic, 1993

–

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ RETSCREEN

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται το λογισμικό RETSCREEN το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί, για εύκολο υπολογισμό της παραγωγής ενέργειας, την οικονομική βιωσιμότητα, τον υπολογισμό της μείωσης εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου για αιολικά πάρκα συνδεδεμένα με το κεντρικό δίκτυο και για απομονωμένα αιολικά συστήματα. Τα μεγέθη αυτών των εφαρμογών διαφέρουν από μεγάλης κλίμακας αιολικά πάρκα μέχρι μικρής κλίμακας, σχεδόν οικιακής χρήσης, αποτελούμενα από μια ανεμογεννήτρια ή από υβριδικό σύστημα που περιλαμβάνει και γεννήτρια Diesel.

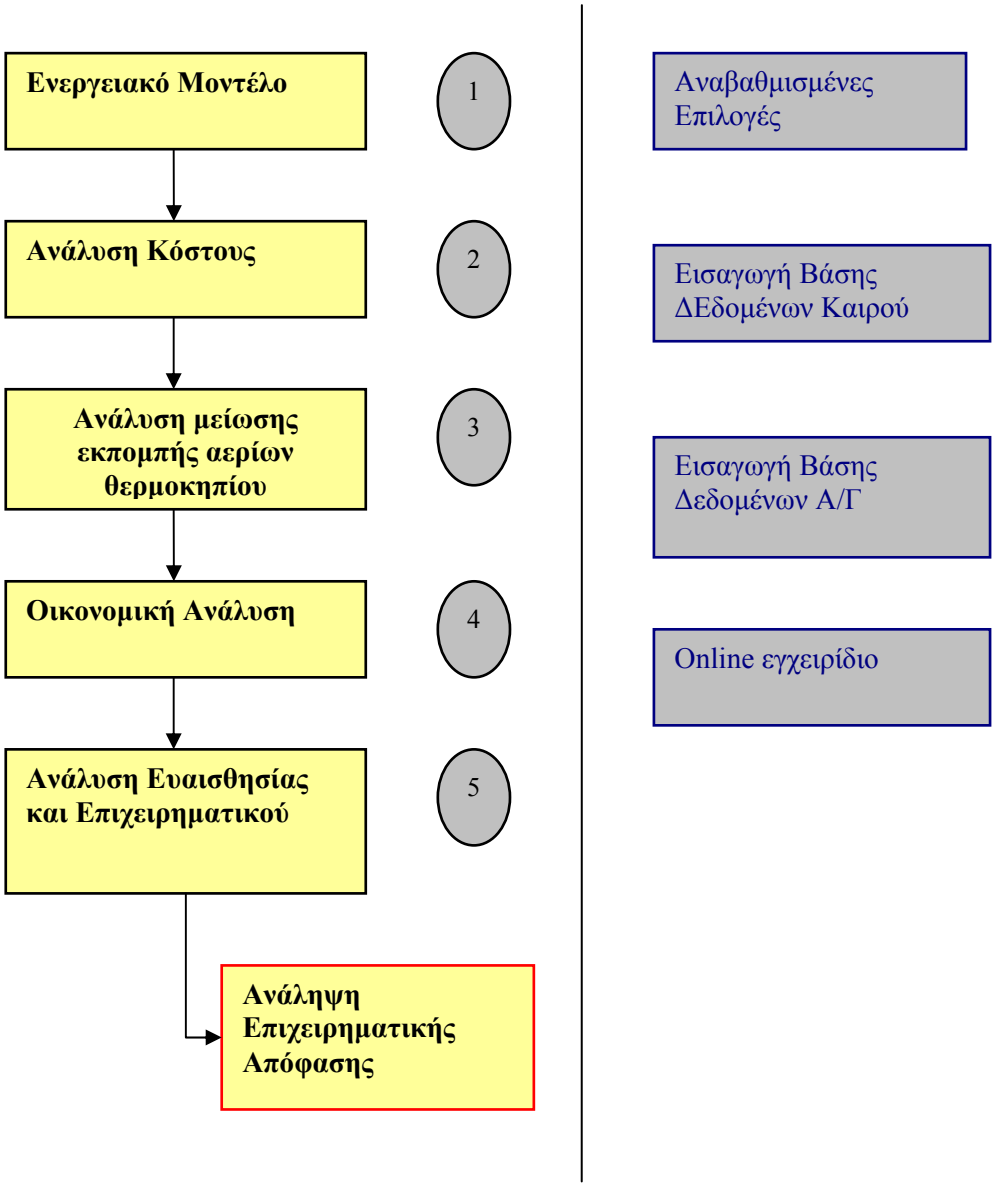
Το λογισμικό RETSCREEN έχει αναπτυχθεί σε Microsoft Excel. Αποτελείται από έξι φύλλα εργασίας [4.1] :

1. Το Ενεργειακό μοντέλο.
2. Δεδομένα εξοπλισμού.
3. Ανάλυση κόστους.
4. Ανάλυση μείωσης εκπομπών αερίων θερμοκηπίου
5. Περιληπτική οικονομική ανάλυση
6. Ανάλυση ευαισθησίας και επιχειρηματικού κινδύνου

4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ WIND ENERGY PROJECT MODEL

Το ενεργειακό μοντέλο RETScreen®, θα χρησιμοποιηθεί στην εργασία αυτή με σκοπό τον καθορισμό της ενεργειακής απόδοσης και την οικονομική αξιολόγηση επιχειρηματικών σχεδίων που ενέχουν ανεμογεννήτριες.

Στη συνέχεια θα επιχειρήσουμε να κάνουμε μια ολοκληρωμένη ανάλυση για διάφορες παραμέτρους του κάθε σχεδίου. Για να γίνει αυτό εφικτό αρκεί να ακολουθήσουμε την προτεινόμενη ροή του μοντέλου RETSCREEN, όπως αυτή φαίνεται στο σχήμα (4.1).



Σχήμα 4.1 Ροή μοντέλου RETSCREEN

Τα στάδια στο σχήμα (4.1) περιγράφονται κατά σειρά συμπλήρωσης. Το ενεργειακό μοντέλο πάντα συμπληρώνεται πρώτα σύμφωνα με τους περιορισμούς αλλά και τις απαιτήσεις που θέτουμε σε κάθε πρόβλημα. Είναι το στάδιο που θα καθορίσει την παραγόμενη ενέργεια αλλά και το είδος των ανεμογεννητριών που θα επιλέξουμε. Για να γίνει αυτό, το RETScreen μας παρέχει τη δυνατότητα online βάσης δεδομένων καιρού και βάσης δεδομένων ανεμογεννητριών (Α/Γ).

Αφού συμπληρωθεί το στάδιο 1, ακολουθεί συμπλήρωση των οικονομικών στοιχείων που απαρτίζουν ένα επιχειρηματικό σχέδιο με ανεμογεννήτριες. Τα δεδομένα εδώ εκτιμώνται από τον αναλυτή και είναι αυτά που σε συνδυασμό με τα ενεργειακά αποτελέσματα θα αξιολογήσουν την οικονομική βιωσιμότητα του σχεδίου. Σε συνδυασμό με παρακάτω στάδια έχουμε τις απαιτούμενες χρηματοροές. Έτσι συμπληρώνεται το στάδιο 2.

Στο στάδιο 3 γίνεται ανάλυση της μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου καθώς και υπολογισμός του κέρδους που προκύπτει από αυτό . Το στάδιο αυτό θα παραλειφθεί στην εργασία αυτή.

Στο στάδιο 4 γίνεται η οικονομική αποτίμηση του σταδίου 1 και 2 όπως αυτή προαναφέρθηκε μέσω κατάλληλων γραφημάτων. Τα γραφήματα αυτά είναι που θα μας οδηγήσουν στην τελική λήψη απόφασης μετά το πέρας του σταδίου 5.

Στο στάδιο 5 γίνεται υπολογισμός και ανάλυση ευαισθησίας και επιχειρηματικού κινδύνου. Ο βαθμός της ακρίβειας τους εξαρτάται κατά κύριο λόγο από την ποιότητα των δεδομένων που εισήγαγε ο χρήστης. Καθίσταται δυνατό να παρθεί απόφαση ακόμα και σε καταστάσεις αβεβαιότητας και υψηλού κινδύνου.

4.2 ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΠΡΟΤΥΠΗΣ ΜΕΛΕΤΗΣ

4.2.1 Περιγραφή Σχεδίου

Θέλουμε να δημιουργήσουμε αιολική εγκατάσταση στην περιοχή Ξηρολίμνη Σητείας. Η τοποθεσία είναι προεπιλεγμένη και έχουν γίνει μετρήσεις όσον αφορά τα αιολικά και τα ενεργειακά δεδομένα. Υπάρχει ήδη προεγκατεστημένο οδικό δίκτυο και η τοποθεσία θεωρείται διαμορφωμένη για την εγκατάσταση. Το οικόπεδο θεωρείται ότι είναι ιδιόκτητο. Οι ανεμογεννήτριες θα συνδεθούν με το κεντρικό δίκτυο και όλη η παραγόμενη ενέργεια θα διατίθεται προς χρήση. Οι ανάγκες που δημιουργούνται καλύπτονται από πλήρους ισχύος ανεμογεννήτριες με εναλλακτική τριών σχεδίων:

- Δύο ανεμογεννητριών 300kW η κάθε μία
- Τριών ανεμογεννητριών 300kW η κάθε μία
- Οκτώ ανεμογεννητριών 300kW η κάθε μία

Το συνολικό ύψος πλήμνης δε θα ξεπερνάει τα 40 m. Ζητείται να αναλυθούν τα οικονομικά οφέλη των παραπάνω περιπτώσεων, όσον αφορά το ενεργειακό κόστος και τη βιωσιμότητα του σχεδίου.

4.2.2 Η Τοποθεσία

Πρόκειται για την περιοχή Ξηρολίμνης Σητείας στην Κρήτη. Εκεί υπάρχει είδη εγκατεστημένο αιολικό πάρκο το οποίο δεν επηρεάζει καθόλου το συγκεκριμένο σχέδιο. Ο σταθμός μέτρησης βρίσκεται στα 115,6 m από την επιφάνεια της θάλασσας και σε $26,06^{o}$ γεωγραφικό μήκος και $35,12^{o}$ γεωγραφικό πλάτος. Τα μετεωρολογικά δεδομένα όπως αυτά καταγράφηκαν από το μετεωρολογικό σταθμό για το περασμένο έτος φαίνεται στον πίνακα(4.1):

Πίνακας 4.1 Μετεωρολογικά δεδομένα Ξηρολίμνης

ΜΗΝΑΣ	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
Βαρομετρική πίεση mmHg	1016,5	1015,3	1014,3	1012,6	1012,8	1011,6	1009,7	1010,2	1013,5	1015,8	1016,9	1016,2
Μέση Θερμοκρασία αέρα C^{o}	12,2	12,3	13,6	16,6	20,3	24,3	25,9	25,7	23,5	20,2	16,7	13,8
Απόλυτη Μέγιστη Θερμοκρασία C^{o}	23,8	26,6	27,6	36	35,8	39,2	40,6	39,6	36,4	36	32,2	27,1
Απόλυτη Ελάχιστη Θερμοκρασία C^{o}	1	0,5	1,2	4,7	7,2	11,4	13,8	15,2	11,3	7,4	3,4	2,5
Σχετική Υγρασία %	71,5	70,2	68,9	63,8	62,5	59,2	60,7	62,8	65,6	69,2	71,1	71,6
Μέση Νέφωση	4,6	4,5	4	3,3	2,4	1,1	0,6	0,7	1,5	3	3,7	4,4
Βροχόπτωση mm	90,5	69,6	54,6	25,1	12,6	2,7	0,3	1	17,9	53,9	61,9	88,8
Διελυθυνση Ανέμου	NW	NW	NW	NW	NW	NW	NW	NW	NW	NW	NW	NW
Ημέρες σε Βροχή	13,2	11,4	9,5	5,1	3	0,8	0,1	0,3	1,6	6,1	8,4	12,7
Ημέρες σε Χιόνι	0,4	0,3	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1
Ημέρες με Χαλάζι	2,7	2,6	2,1	1,1	0,8	0,7	0,1	0,1	0,5	3,1	2,7	3,3
Ημέρες με Καταιγίδα	0,5	0,6	0,1	0,1	0,1	0	0	0	0	0,1	0,1	0,3
Ημέρες με παγετό	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Από αυτά συμπεραίνουμε σταθερή κατεύθυνση ανέμου NW και μηδενικές σχεδόν μέρες παγετού.

4.2.3 Οικονομικά Στοιχεία

Θεωρούμε ότι επειδή η επένδυση είναι αρκετά μικρής κλίμακας το απαιτούμενο κεφάλαιο θα προέρχεται από ίδια κεφάλαια. Δε θα υπάρξουν περαιτέρω επιβαρύνσεις διοικητικές και λειτουργικές πέραν της εγκατάστασης και των service που προβλέπονται. Επειδή υπάρχει ήδη η βασική υποδομή αιολικού πάρκου δε θα υπάρξουν έξοδα υποδομής. Τέλος το σύστημα θα συνδεθεί με το δίκτυο και όλη η παραγόμενη ενέργεια θα αγοράζεται από τον ιδιοκτήτη του δικτύου, εν προκειμένω, τη Δ.Ε.Η. και θα διανέμεται στο κεντρικό δίκτυο διανομής Κρήτης. Ασφαλιστικά και διάφορα άλλα έξοδα θα συνεκτιμηθούν βάση ποσοστού επί των εξόδων εγκατάστασης. Σε κάθε περίπτωση η εταιρία που είναι επιβεβλημένη με την εγκατάσταση των ανεμογεννητριών είναι αυτή που καθορίζει τα ποσοστά των επιβαρύνσεων όπως αυτά θα αναλυθούν παρακάτω. Σε γενικές γραμμές η ισχύουσα νομοθεσία είναι αυτή που θα μας δώσει τη βασική φιλοσοφία που θα ακολουθηθεί όσον αφορά τα οικονομικά στοιχεία.

Για οικονομική ζωή 25 ετών υποθέτουμε πληθωρισμό 3,5% και προεξοφλητικό επιτόκιο (επιτόκιο αναγωγής) 9%. Στην αρχική μελέτη βιωσιμότητας της επένδυσης παρήχθησαν οι εκτιμήτριες κόστους του πίνακα (4.2).

Πίνακας 4.2 Εκτιμήσεις κόστους

Είδος	**Κόστος (Euro, €)**
Μελέτη βιωσιμότητας	€4.810
Ανεμογεννήτριες	€184.285
Θεμελίωση Ανεμογεννητριών	€154.311
Σχεδιασμός & σύμβουλοι	€15.172
Διάφορα & Απρόοπτα	€11.116
Σύνολο	€369.694

Natural Resources Canada | Ressources naturelles Canada

Canada

RETScreen® International

Clean Energy Project Analysis Software

Wind Energy Project Model

Click Here to Start

- Description & Flow Chart
- Colour Coding
- Online Manual

Worksheets

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

Features

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



Clean Energy Decision Support Centre
www.retscreen.net

Training & Support
Internet Forums
Marketplace
Case Studies
e-Textbook

Partners

UNEP NASA GEF

Version 3.1 © Minister of Natural Resources Canada 1997-2005. NRCan/CETC - Varennes

RETScreen® Energy Model - Wind Energy Project

Training & Support

Units: Metric

Site Conditions		Estimate	Notes/Range
Project name		Wind Farm	See Online Manual
Project location		Xirolimni	
Wind data source		Wind speed	
Nearest location for weather data		siteia xirolimni	See Weather Database
Annual average wind speed	m/s	7,3	
Height of wind measurement	m	10,0	3.0 to 100.0 m
Wind shear exponent	-	0,12	0.10 to 0.40
Wind speed at 10 m	m/s	7,3	
Average atmospheric pressure	kPa	103,0	60.0 to 103.0 kPa
Annual average temperature	°C	19	-20 to 30 °C

System Characteristics		Estimate	Notes/Range
Grid type	-	Central-grid	
Wind turbine rated power	kW	300	➡ Complete Equipment Data sheet
Number of turbines	-	2	
Wind plant capacity	kW	600	
Hub height	m	40,0	6.0 to 100.0 m
Wind speed at hub height	m/s	8,6	
Wind power density at hub height	W/m²	750	
Array losses	%	0%	0% to 20%
Airfoil soiling and/or icing losses	%	0%	1% to 10%
Other downtime losses	%	2%	2% to 7%
Miscellaneous losses	%	3%	2% to 6%

Annual Energy Production		Estimate Per Turbine	Estimate Total	Notes/Range
Wind plant capacity	kW	300	600	
	MW	0,300	0,600	
Unadjusted energy production	MWh	1.248	2.497	
Pressure adjustment coefficient	-	1,02	1,02	0.59 to 1.02
Temperature adjustment coefficient	-	0,99	0,99	0.98 to 1.15
Gross energy production	MWh	1.261	2.521	
Losses coefficient	-	0,95	0,95	0.75 to 1.00
Specific yield	kWh/m²	1.370	1.370	150 to 1,500 kWh/m²
Wind plant capacity factor	%	46%	46%	20% to 40%
Renewable energy delivered	MWh	1.198	**2.397**	
	GJ	4.314	8.628	

Complete Cost Analysis sheet

© Minister of Natural Resources Canada 1997-2005.

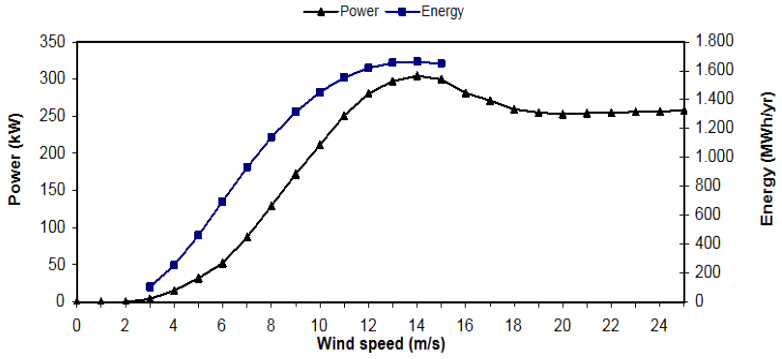
RETScreen® Equipment Data - Wind Energy Project

Wind Turbine Characteristics		Estimate	Notes/Range
Wind turbine rated power	kW	300	See Product Database
Hub height	m	40,0	6.0 to 100.0 m
Rotor diameter	m	33	7 to 80 m
Swept area	m²	875	35 to 5,027 m²
Wind turbine manufacturer		Siemens	
Wind turbine model		AN BONUS 300 kW Mk III	
Energy curve data source	-	Standard	Rayleigh wind distribution
Shape factor	-	2,0	

Wind Turbine Production Data

Wind speed (m/s)	Power curve data (kW)	Energy curve data (MWh/yr)
0	0,0	-
1	0,0	-
2	0,0	-
3	3,9	103,0
4	15,4	252,7
5	32,0	460,8
6	52,0	697,0
7	87,1	930,1
8	129,0	1.139,3
9	171,9	1.314,9
10	211,6	1.453,2
11	250,7	1.554,3
12	280,7	1.620,2
13	297,2	1.654,8
14	304,5	1.663,1
15	299,7	1.650,1
16	281,3	-
17	271,3	-
18	259,5	-
19	254,7	-
20	252,9	-
21	254,0	-
22	254,9	-
23	255,8	-
24	256,7	-
25	257,5	-

Power and Energy Curves



Return to Energy Model sheet

© Minister of Natural Resources Canada 1997-2005.

RETScreen® Cost Analysis - Wind Energy Project

Type of analysis: Pre-feasibility | Currency: Greece | Cost references: None

Initial Costs (Credits)	Unit	Quantity		Unit Cost		Amount	Relative Costs	Quantity Range	Unit Cost Range
Feasibility Study									
Feasibility study	Cost	1	EUR	4.810	EUR	4.810		-	-
Sub-total:					**EUR**	**4.810**	1,3%		
Development									
Development	Cost	1	EUR	15.172	EUR	15.172		-	-
Sub-total:					**EUR**	**15.172**	4,1%		
Engineering									
Engineering	Cost	0	EUR	-	EUR	-		-	-
Sub-total:					**EUR**	**-**	0,0%		
Energy Equipment									
Wind turbine(s)	kW	600	EUR	-	EUR	-		-	-
Spare parts	%	0,0%	EUR	-	EUR	-		-	-
Transportation	turbine	2	EUR	-	EUR	-		-	-
Other - Energy equipment	Cost	1	EUR	184.285	EUR	184.285		-	-
Sub-total:					**EUR**	**184.285**	49,8%		
Balance of Plant									
Balance of plant	Cost	1	EUR	154.311	EUR	154.311		-	-
Sub-total:					**EUR**	**154.311**	41,7%		
Miscellaneous									
Contingencies	%	3%	EUR	358.578	EUR	11.116		-	-
Interest during construction	0,0%	12 month(s)	EUR	369.694	EUR	-		-	-
Sub-total:					**EUR**	**11.116**	3,0%		
Initial Costs - Total					**EUR**	**369.694**	100,0%		

Annual Costs (Credits)	Unit	Quantity		Unit Cost		Amount	Relative Costs	Quantity Range	Unit Cost Range
O&M									
O&M	Cost	1	EUR	13.478	EUR	13.478		-	-
Contingencies	%	0%	EUR	13.478	EUR	13		-	-
Annual Costs - Total					**EUR**	**13.492**	100,0%		

Periodic Costs (Credits)		Period		Unit Cost		Amount	Interval Range	Unit Cost Range
Drive train	Cost	10 yr	EUR	-	**EUR**	-	-	-
Blades	Cost	15 yr	EUR	-	**EUR**	-	-	-
					EUR	-	-	-
End of project life	Credit	-	EUR	-	**EUR**	-		

Go to GHG Analysis sheet

© Minister of Natural Resources Canada 1997-2005.

RETScreen® Financial Summary - Wind Energy Project

Annual Energy Balance

Project name		Wind Farm
Project location		Xirolimni
Renewable energy delivered	MWh	2.397
Excess RE available	MWh	-
Firm RE capacity	kW	
Grid type		Central-grid

CO_2

Financial Parameters

Avoided cost of energy	EUR/kWh	0,0108	Debt ratio	%	0,0%
RE production credit	EUR/kWh	0,023			
RE production credit duration	yr	6			
RE credit escalation rate	%	0,0%			
			Income tax analysis?	yes/no	Yes
			Effective income tax rate	%	35,0%
			Loss carryforward?	yes/no	Yes
			Depreciation method	-	Declining balance
			Depreciation tax basis	%	100,0%
Energy cost escalation rate	%	2,5%	Depreciation rate	%	35,0%
Inflation	%	3,5%			
Discount rate	%	9,0%	Tax holiday available?	yes/no	No
Project life	yr	25			

Project Costs and Savings

Initial Costs			
Feasibility study	1,3%	EUR	4.810
Development	4,1%	EUR	15.172
Engineering	0,0%	EUR	-
Energy equipment	49,8%	EUR	184.285
Balance of plant	41,7%	EUR	154.311
Miscellaneous	3,0%	EUR	11.116
Initial Costs - Total	100,0%	**EUR**	**369.694**
Incentives/Grants		EUR	4.810
Periodic Costs (Credits)			
Drive train		EUR	-
Blades		EUR	-
		EUR	-
End of project life - Credit		EUR	-

Annual Costs and Debt		
O&M	EUR	13.492
Annual Costs and Debt -Total	**EUR**	**13.492**
Annual Savings or Income		
Energy savings/income	EUR	25.885
Capacity savings/income	EUR	-
RE production credit income - 6 yrs	EUR	55.125
Annual Savings - Total	**EUR**	**81.010**

Financial Feasibility

			Calculate energy production cost?	yes/no	Yes
Pre-tax IRR and ROI	%	10,0%	Energy production cost	EUR/kWh	0,0118
After-tax IRR and ROI	%	7,8%			
Simple Payback	yr	5,4			
Year-to-positive cash flow	yr	5,6	Project equity	EUR	369.694
Net Present Value - NPV	EUR	(20.055)			
Annual Life Cycle Savings	EUR	(2.042)			
Benefit-Cost (B-C) ratio	-	0,95			

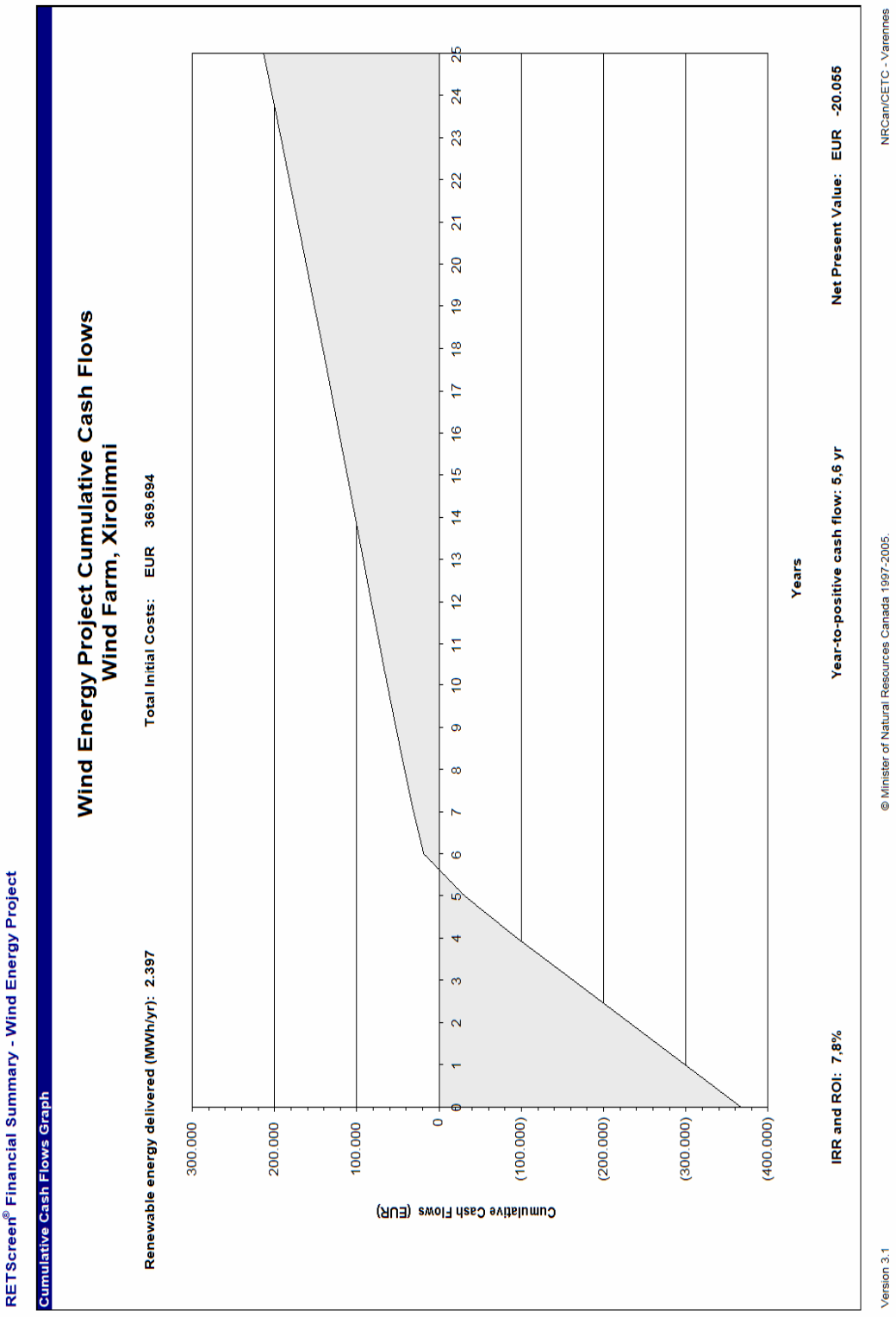
Yearly Cash Flows

Year #	Pre-tax EUR	After-tax EUR	Cumulative EUR
0	(364.884)	(366.567)	(366.567)
1	67.693	67.693	(298.874)
2	67.868	67.868	(231.007)
3	68.042	68.042	(162.965)
4	68.215	68.215	(94.750)
5	68.387	63.695	(31.055)
6	68.559	49.818	18.763
7	13.604	12.258	31.021
8	13.772	11.172	42.193
9	13.939	10.503	52.696
10	14.103	10.105	62.801
11	14.266	9.882	72.683
12	14.425	9.773	82.456
13	14.582	9.736	92.192
14	14.735	9.745	101.937
15	14.885	9.784	111.722
16	15.032	9.841	121.563
17	15.173	9.909	131.471
18	15.311	9.982	141.453
19	15.443	10.057	151.510
20	15.569	10.133	161.643
21	15.690	10.207	171.850
22	15.805	10.278	182.128
23	15.912	10.346	192.475
24	16.012	10.410	202.885
25	16.105	10.472	213.357

Version 3.1

© Minister of Natural Resources Canada 1997-2005.

NRCan/CETC - Varennes


RETScreen® Financial Summary - Wind Energy Project
Cumulative Cash Flows Graph
Wind Energy Project Cumulative Cash Flows
Wind Farm, Xirolimni
Renewable energy delivered (MWh/yr): 2.397
Total Initial Costs: EUR 369.694
Cumulative Cash Flows (EUR)
300.000
200.000
100.000
0
(100.000)
(200.000)
(300.000)
(400.000)
0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25
Years
IRR and ROI: 7,8%
Year-to-positive cash flow: 5,6 yr
Net Present Value: EUR -20.055
Version 3.1
© Minister of Natural Resources Canada 1997-2005.
NRCan/CETC - Varennes

RETScreen® Sensitivity and Risk Analysis - Wind Energy Project

Use sensitivity analysis sheet?	Yes
Perform risk analysis too?	Yes
Project name	Wind Farm
Project location	Xirolimni

Perform analysis on	Net Present Value - NPV
Sensitivity range	20%
Threshold	EUR

Click here to Calculate Sensitivity Analysis

Sensitivity Analysis for Net Present Value - NPV

RE delivered (MWh)		Avoided cost of energy (EUR/kWh) 0,0086 -20%	0,0097 -10%	**0,0108 0%**	0,0119 10%	0,0130 20%
1.917	-20%	-147.976	-122.488	-101.656	-82.524	-64.291
2.157	-10%	-99.995	-78.896	-59.327	-39.799	-20.271
2.397	0%	-63.253	-41.501	**-20.055**	1.381	22.818
2.636	10%	-28.470	-4.890	18.666	41.997	65.329
2.876	20%	5.827	31.280	56.733	82.186	107.541

Initial costs (EUR)		Avoided cost of energy (EUR/kWh) 0,0086 -20%	0,0097 -10%	**0,0108 0%**	0,0119 10%	0,0130 20%
295.755	-20%	-5.554	15.662	36.873	58.084	79.174
332.724	-10%	-34.189	-12.732	8.704	29.946	51.157
369.694	0%	-63.253	-41.501	**-20.055**	1.381	22.818
406.663	10%	-92.732	-70.878	-49.176	-27.478	-5.942
443.632	20%	-125.399	-101.295	-78.574	-56.851	-35.153

Annual costs (EUR)		Avoided cost of energy (EUR/kWh) 0,0086 -20%	0,0097 -10%	**0,0108 0%**	0,0119 10%	0,0130 20%
10.793	-20%	-38.320	-16.884	4.552	25.988	47.385
12.143	-10%	-50.765	-29.188	-7.751	13.685	35.121
13.492	0%	-63.253	-41.501	**-20.055**	1.381	22.818
14.841	10%	-75.821	-53.961	-32.358	-10.922	10.514
16.190	20%	-88.611	-66.460	-44.692	-23.226	-1.789

RE delivered (MWh)		RE production credit (EUR/kWh) 0,018 -20%	0,021 -10%	**0,023 0%**	0,025 10%	0,028 20%
1.917	-20%	-137.326	-119.182	-101.656	-85.020	-70.384
2.157	-10%	-94.241	-75.912	-59.327	-43.284	-27.645
2.397	0%	-55.455	-37.629	**-20.055**	-2.747	14.312
2.636	10%	-19.496	-349	18.666	37.208	55.751
2.876	20%	15.894	36.505	56.733	76.857	96.643

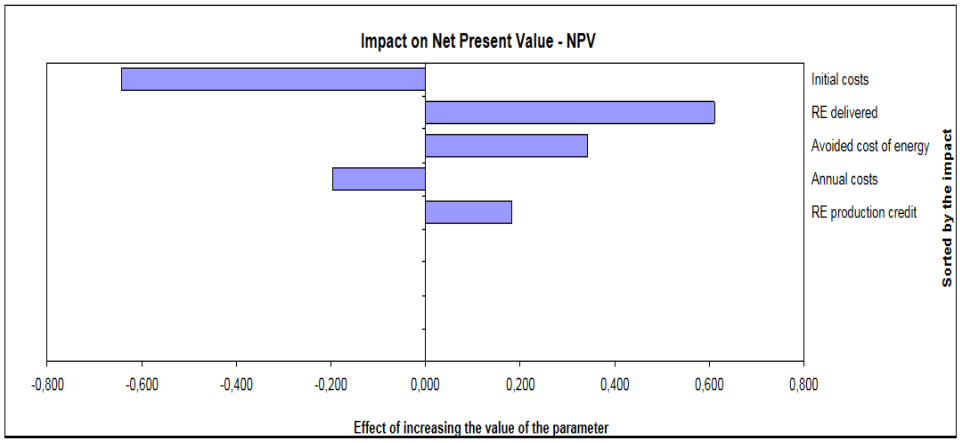
© Minister of Natural Resources Canada 1997-2005.

RETScreen® Sensitivity and Risk Analysis - Wind Energy Project

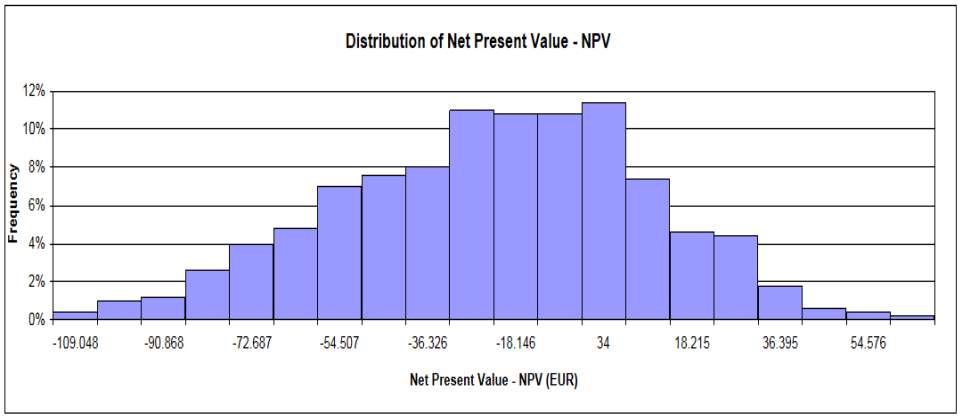
Risk Analysis for Net Present Value - NPV

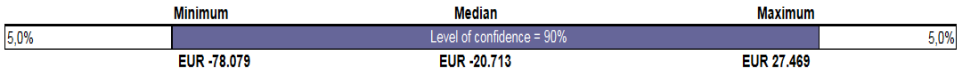
Parameter	Unit	Value	Range (+/-)	Minimum	Maximum
Avoided cost of energy	EUR/kWh	0,0108	15%	0,0092	0,0124
RE delivered	MWh	2.397	15%	2.037	2.756
Initial costs	EUR	369.694	20%	295.755	443.632
Annual costs	EUR	13.492	15%	11.468	15.516
RE production credit	EUR/kWh	0,023	10%	0,021	0,025

Click here to Calculate Risk Analysis



Median	EUR	-20.713
Level of risk	%	10%
Minimum within level of confidence	EUR	-78.079
Maximum within level of confidence	EUR	27.469





© Minister of Natural Resources Canada 1997-2005.

4.3 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

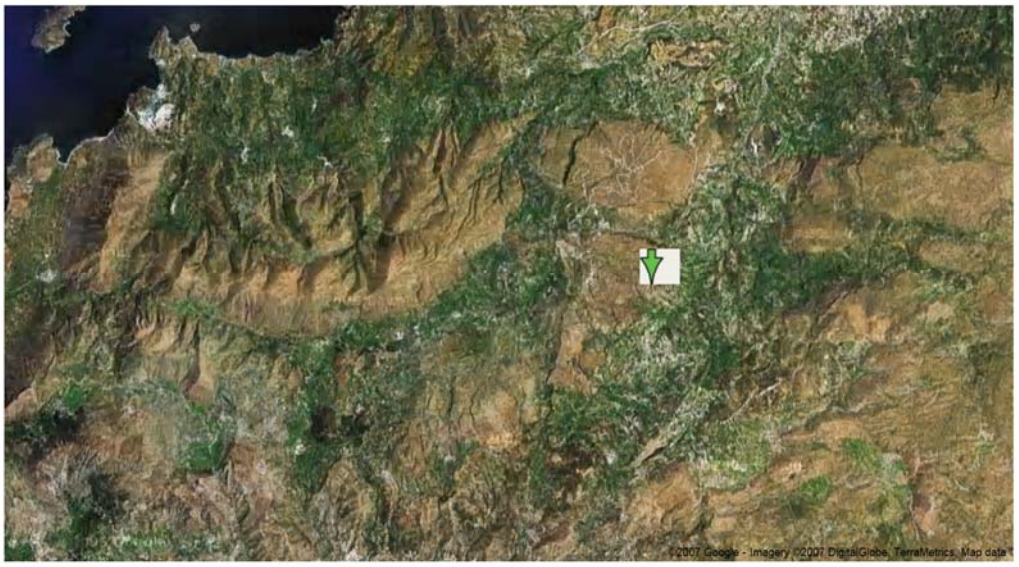
[4.1] Ιστοσελίδα Natural Resources Canada RETScreen International
http://www.retscreen.net/el/home.php

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΑΙ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ

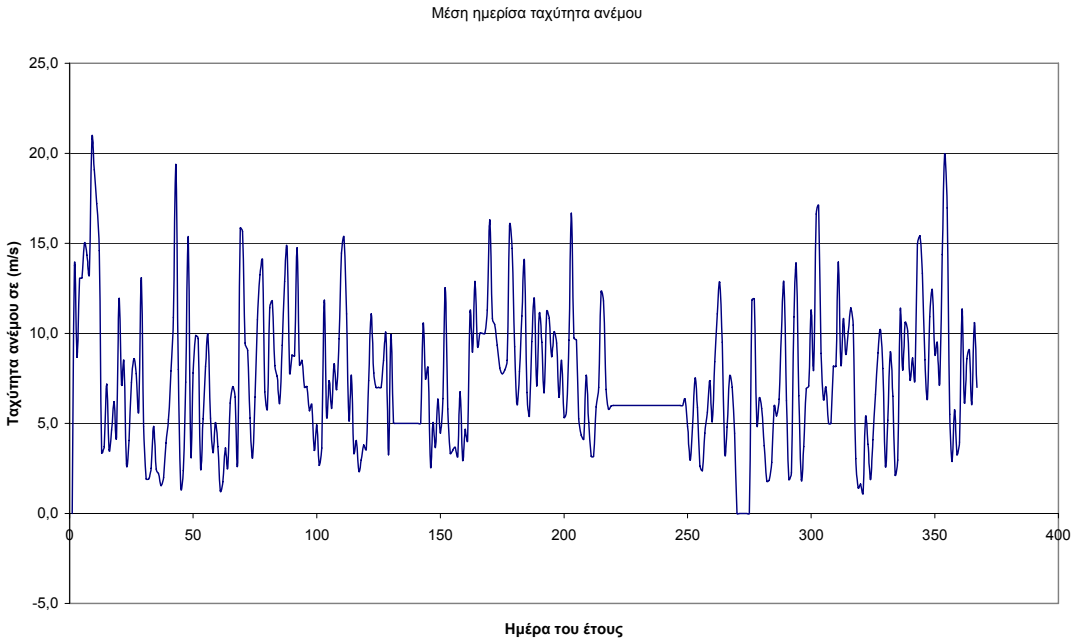
5.1 ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ CASE STUDY 1

Η περιοχή Ξηρολίμνη Σητείας όπως φαίνεται και στο σχήμα (5.1) είναι ικανή να μας προμηθεύσει με ικανό και αναγκαίο ποσό αιολικού δυναμικού ώστε να δικαιολογηθεί η δημιουργία αιολικού πάρκου.



Σχήμα 5.1 Δορυφορική άποψη Ξηρολίμνης Σητείας

Σύμφωνα με τα αιολικά δεδομένα που συλλέχθηκαν κατά τη διάρκεια των περασμένων ετών το αιολικό δυναμικό σε μέση ημερήσια δυναμικότητα έχει τη μορφή του σχήματος (5.2)



Σχήμα 5.2 Μέση ημερήσια ταχύτητα ανέμου για τη διάρκεια ενός έτους

5.1.1 Ενεργειακό Μοντέλο

Οι μεταβλητές εισόδου και εξόδου καθώς και οι τιμές τους παρουσιάζονται αναλυτικά στους παρακάτω πίνακες.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΤΟΠΙΚΕΣ ΣΥΝΘΗΚΕΣ

Πίνακας 5.1 Τοπικές συνθήκες (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	**ΤΟΠΙΚΕΣ ΣΥΝΘΗΚΕΣ (ΕΙΣΟΔΟΣ)**	**Τιμή**
1	Είδος ανεμολογικών δεδομένων	Ταχύτητα ανέμου
2	Ετήσια μέση ταχύτητα ανέμου (m/s)	7,3
3	Ύψος μέτρησης (m)	10
4	Δείκτης τραχύτητας εδάφους	0,12
5	Μέση ατμοσφαιρική πίεση (kPa)	103
6	Μέση ετήσια θερμοκρασία (^{0}C)	19

Πίνακας 5.2 Τοπικές συνθήκες (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΤΟΠΙΚΕΣ ΣΥΝΘΗΚΕΣ (ΕΞΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Ταχύτητα Ανέμου στο ύψος της μέτρησης	7,3

Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Πίνακας 5.3 Χαρακτηριστικά συστήματος (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ (ΕΙΣΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Τύπος αιολικού πάρκου	Κεντρικού δικτύου
2	Αριθμός Α/Γ	2
3	Απώλειες λόγω σειράς	0%
4	Απώλειες λόγω αντίξοων καιρικών συνθηκών	0%
5	Απρόβλεπτες απώλειες	2%
6	Διάφορε άλλες απώλειες	3%

Πίνακας 5.4 Χαρακτηριστικά συστήματος (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ (ΕΞΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Ισχύς Α/Γ (kW)	300
2	Συνολική ισχύς αιολικού πάρκου (kW)	600
3	Ύψος πλήμνης	40
3	Ταχύτητα ανέμου στο ύψος της πλήμνης (m/s)	8,3
4	Πυκνότητα ισχύος ανέμου στο ύψος της πλήμνης(W/m^2)	750

Γ΄ ΜΕΡΟΣ: ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Πίνακας 5.5 Ετήσια παραγωγή ενέργειας (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΕΞΟΔΟΣ)	Ανά Α/Γ	Συνολικά
1	Ισχύς Α/Γ (kW)	300	600
2	Παραγωγή ενέργειας σε ιδανικές συνθήκες (σταθερές συνθήκες) (MWh)	1.248	2.497
3	Συντελεστής προσαρμογής πίεσης	1.02	1.02
4	Συντελεστής προσαρμογής θερμοκρασίας	0.99	0.99
5	Παραγόμενη ενέργεια χωρίς την επίδραση τοπικών απωλειών	1.261	2.521
6	Συντελεστής απωλειών	0,95	0,95
7	Ειδική απόδοση (kWh/m^2)	1.370	1.370
8	Συντελεστής απόδοσης	46%	46%
9	Ενέργεια που παράγεται από το σύστημα (MWh)	1.198	2.397

5.1.2 Δεδομένα Κατασκευαστή Εξοπλισμού

Από τη βάση δεδομένων του RETScreen®, για τους κατασκευαστές ανεμογεννητριών, επιλέγουμε μέσω ειδικής φόρμας τον κατασκευαστή, το επιθυμητό μέγεθος της ανεμογεννήτριας και τέλος ένα εκ των διαθέσιμων υψών πλήμνης. Τα αποτελέσματα συνεργάζονται άμεσα με τα Β΄ και Γ΄ μέρη του ενεργειακού μοντέλου. Τέλος μας δίνουν ως μεταβλητές εξόδου τα χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών καθώς και το διάγραμμα ισχύος της ανεμογεννήτριας.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ

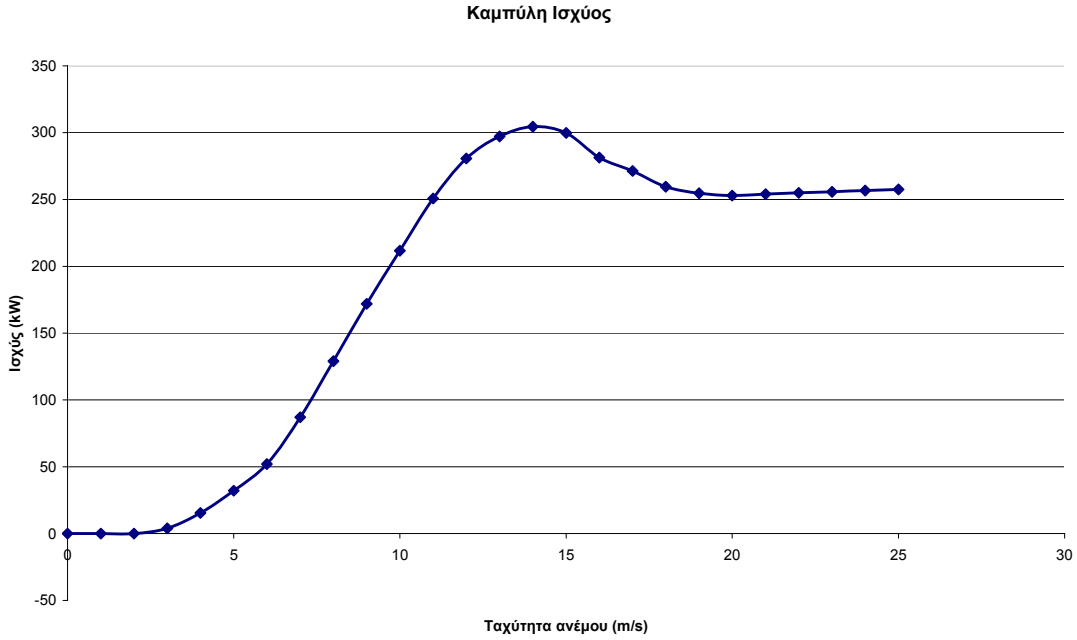
Πίνακας 5.6 Τεχνικά χαρακτηριστικά ανεμογεννήτριας

Α/Α	**ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ**	**Τιμή**
1	Ισχύς Ανεμογεννήτριας (kW)	300
2	Ύψος πλήμνης (m)	40
3	Διάμετρος δρομέα (m)	33
4	Επιφάνεια σάρωσης (m^2)	875
5	Κατασκευαστής	SIEMENS
6	Μοντέλο	AN BONUS 300kW Mk III
7	Τύπος κατανομής ενεργειακών δεδομένων	Standard
8	Τιμή συντελεστή Rayleigh	2.0

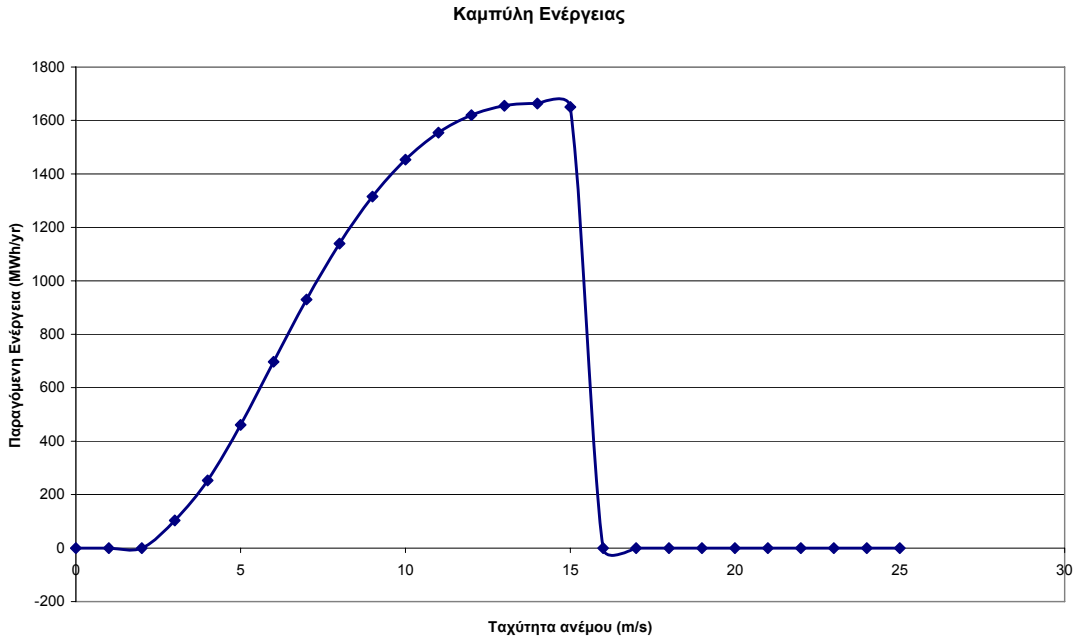
Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ

Πίνακας 5.7 Δεδομένα καμπυλών Ισχύος και Ενέργειας

Ταχύτητα Ανέμου (m/s)	**Καμπύλη Ισχύος (kW)**	**Καμπύλη Ενέργειας (MWh/yr)**
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	3,9	102,9899801
4	15,4	252,6814004
5	32	460,7810077
6	52	697,0156953
7	87,1	930,0856597
8	129	1139,346313
9	171,9	1314,905781
10	211,6	1453,247149
11	250,7	1554,272703
12	280,7	1620,179958
13	297,2	1654,839546
14	304,5	1663,10363
15	299,7	1650,113987
16	281,3	0
17	271,3	0
18	259,5	0
19	254,7	0
20	252,9	0
21	254	0
22	254,9	0
23	255,8	0
24	256,7	0
25	257,5	0



Σχήμα 5.3 Καμπύλη ισχύος για case study 1



Σχήμα 5.4 Καμπύλη ενέργειας για case study 1

5.1.3 Ανάλυση Κόστους

Εν ολίγοις η ανάλυση κόστους αποτελείται μόνο από μεταβλητές εισόδου, που προσδιορίζονται από την εμπειρία από προηγούμενα σχέδια αλλά και από την αρχική περιγραφή. Στη συγκεκριμένη ανάλυση λόγω του μικρού του μεγέθους της ολικής εγκατάστασης, θα χρησιμοποιηθεί προκαταρκτική μελέτη βιωσιμότητας και όχι διεξοδική. Για το λόγο αυτό επιλέγουμε στην αρχή του φύλου την κατάλληλη επιλογή και δίνουμε επίσης τη νομισματική μονάδα που θα ακολουθήσουμε. Τα κόστη χωρίζονται σε τρεις κατηγορίες αρχικά, ετήσια και περιοδικά. Στη δικιά μας περίπτωση δε θα έχουμε περιοδικά κόστη.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΑΡΧΙΚΑ ΚΟΣΤΗ

Πίνακας 5.8 Αρχικά κόστη (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	**ΑΡΧΙΚΑ ΚΟΣΤΗ (ΕΙΣΟΔΟΣ)**	**Τιμή (€)**
1	Μελέτη βιωσιμότητας	4.810
2	Ανάπτυξη	15.172
3	Μηχανολογικά	0
4	Εξοπλισμός	184.285
5	Θεμελίωση Ανεμογεννητριών	154.311
6	Διάφορα και απρόοπτα	11.116

Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΕΤΗΣΙΑ ΚΟΣΤΗ

Πίνακας 5.9 Ετήσια κόστη (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	**ΠΕΡΙΟΔΙΚΑ ΚΟΣΤΗ (ΕΙΣΟΔΟΣ)**	**Τιμή (€)**
1	Λειτουργικά	13.492

5.1.4 Οικονομική Ανάλυση

Το υπολογιστικό φύλλο που αναφέρεται ως οικονομική ανάλυση έχει πέντε μέρη. Το ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο, τις οικονομικές παραμέτρους, τα κέρδη και τα έσοδα της επένδυσης, την οικονομική βιωσιμότητα και τις ετήσιες χρηματοροές.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΕΤΗΣΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ

Πίνακας 5.10 Ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	**ΕΤΗΣΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ (ΕΞΟΔΟΣ)**	**Τιμή**
1	Όνομα έργου	Αιολικό Πάρκο
2	Τοποθεσία έργου	Ξηρολίμνη Σητείας
3	Σύνολο ενέργειας που παραδόθηκε (MWh)	2.397

Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ

Πίνακας 5.11 Οικονομικές παράμετροι (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	**ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ (ΕΙΣΟΔΟΣ)**	**Τιμή**
1	Κόστος ενέργειας (€/kWh)	0,0108
2	Πιστωτική χρηματοδότηση Α.Π.Ε. (€/kWh)	0,023
3	Χρόνος πίστωσης Α.Π.Ε. (χρόνια)	6
4	Ανατίμηση Α.Π.Ε. (%)	0
5	Αύξηση κόστους ενέργειας (%)	2,5
6	Πληθωρισμός (%)	3,5
7	Εκπτωτικό επιτόκιο (%)	9
8	Χρόνος ζωής (χρόνια)	25
9	Δείκτης δανειακής επιβάρυνσης (%)	0
10	Υπολογισμός φορολογίας εισοδήματος	ΝΑΙ
11	Φορολογικός συντελεστής κερδών (%)	35
12	Συνέχιση με ζημιές	ΝΑΙ
13	Μέθοδος απόσβεσης	Αποσβέσεις φθίνοντος υπολοίπου
14	Φορολογική βάση απόσβεσης (%)	100
15	Ρυθμός απόσβεσης (%)	35
16	Περίοδος χάριτος	ΟΧΙ

Γ΄ ΜΕΡΟΣ: ΚΕΡΔΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΑΜΙΕΥΣΕΙΣ

Πίνακας 5.12 Κέρδη και έσοδα (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	**ΚΕΡΔΗ ΚΑΙ ΕΣΟΔΑ (ΕΙΣΟΔΟΣ)**	**Τιμή (€)**
1	Κίνητρα και επιχορηγήσεις	4.810

Πίνακας 5.13 Κέρδη και έσοδα έργου (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	**ΚΕΡΔΗ ΚΑΙ ΕΣΟΔΑ (ΕΞΟΔΟΣ)**	**Ποσοστό επί των αρχικών εξόδων**	**Τιμή (€)**
1	Μελέτη βιωσιμότητας	1,3%	4.810
2	Ανάπτυξη	4,1%	15.172
3	Μηχανολογικά	0%	0
4	Ενεργειακός εξοπλισμός	49,8%	184.285
5	Εγκατάσταση ανεμογεννητριών	41,7%	154.311
6	Διάφορα	3,0%	11.116
7	**Σύνολο**	**100%**	**369.694**
8	Ετήσια κόστη και χρέη	-	13.492
9	**Σύνολο Ετήσιων εξόδων**	**-**	**13.492**
10	Ετήσια αποταμίευση ή έσοδα	-	25.885
11	Έσοδα από πίστωση Α.Π.Ε.	-	55.125
12	**Σύνολο εσόδων**	**-**	**81.010**

Δ΄ ΜΕΡΟΣ: ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑ

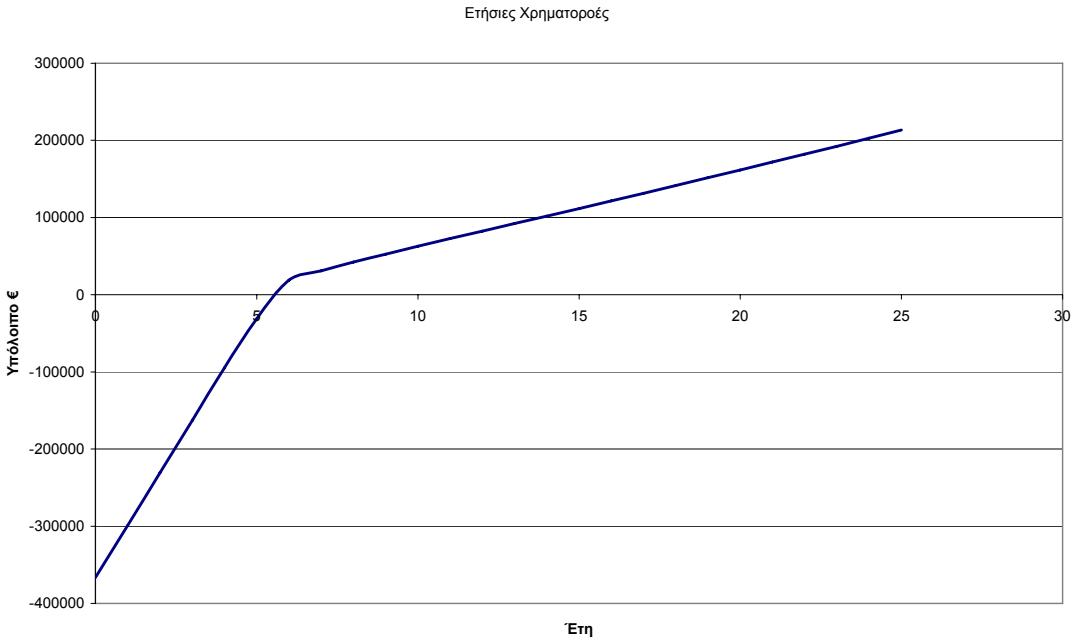
Πίνακας 5.14 Οικονομική βιωσιμότητα (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑ (ΕΞΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Προ φόρων IRR και ROI (%)	10,0
2	Μετά φόρων IRR και ROI (%)	7,8
3	Απλή αποπληρωμή αρχικού κεφαλαίου (έτη)	5,4
4	Χρόνος μέχρι θετική χρηματοροή (έτη)	5,6
5	Καθαρή παρούσα αξία NPV (€)	-20.055
6	Ετήσιος κύκλος εσόδων (€)	2.042
7	Συντελεστής οικονομικής αποδοτικότητας (B-C)	0,95
8	Κόστος παραγωγής ενέργειας (€/kWh)	0,0118
9	Ίδια κεφάλαια (€)	369.694

Ε΄ ΜΕΡΟΣ: ΕΤΗΣΙΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΕΣ

Πίνακας 5.15 Ετήσιες χρηματοροές (αποτελέσματα)

Έτος	Προ φόρων	Μετά φόρων	Αθροιστικά
#	€	€	€
0	-364883,6603	-366567,1603	-366567,1603
1	67692,96557	67692,96557	-298874,1947
2	67867,52361	67867,52361	-231006,6711
3	68041,55821	68041,55821	-162965,1129
4	68214,88521	68214,88521	-94750,22765
5	68387,30988	63695,28302	-31054,94464
6	68558,62642	49817,77025	18762,82562
7	13603,57407	12257,85414	31020,67976
8	13772,01019	11171,90178	42192,58154
9	13938,64936	10503,18393	52695,76547
10	14103,23637	10105,09384	62800,85931
11	14265,50228	9882,270112	72683,12942
12	14425,16381	9772,657338	82455,78676
13	14581,92272	9735,845329	92191,63209
14	14735,46515	9745,489461	101937,1215
15	14885,46094	9784,383735	111721,5053
16	15031,56295	9841,258095	121562,7634
17	15173,40629	9908,696508	131471,4599
18	15310,60762	9981,783527	141453,2434
19	15442,76431	10057,22437	151510,4678
20	15569,4536	10132,77276	161643,2405
21	15690,23184	10206,85885	171850,0994
22	15804,6335	10278,34707	182128,4465
23	15912,17031	10346,37865	192474,8251
24	16012,33028	10410,26884	202885,094
25	16104,57669	10472,16115	213357,2551



Σχήμα 5.5 Ετήσιες χρηματοροές αιολικού πάρκου Ξηρολίμνης

5.1.5 Ανάλυση Ευαισθησίας

Η ανάλυση ευαισθησίας, τελευταίο μέρος της ανάλυσης του RETScreen, χρησιμοποιείται κατόπιν δήλωσης του χρήστη. Αυτομάτως υπολογίζεται η ευαισθησία σημαντικών οικονομικών δεικτών όπως το IRR, το ROI και η NPV, σε σχέση με τους απαραίτητους οικονομικούς και τεχνικούς όρους. Η standard διαδικασία έχει δύο κύρια μέρη: Την Ανάλυση Ευαισθησίας και την Ανάλυση Επιχειρηματικού Κινδύνου. Κάθε μέρος μας προμηθεύει με τις απαραίτητες πληροφορίες της συσχέτισης των οικονομικών δεικτών με τους ποιο σημαντικούς παράγοντες, οι οποίοι αλλάζοντας αλλάζουν και τη φύση της επένδυσης. Οι παράγοντες που χρησιμοποιούνται είναι αυτοί με τη μέγιστη επίδραση πάνω στο έργο. Η ανάλυση ευαισθησίας είναι προορισμένη για γενικευμένη χρήση, ενώ η ανάλυση χρηματοοικονομικών κινδύνων, η οποία χρησιμοποιεί προσομοίωση Monte Carlo, είναι προορισμένη για πιο εξειδικευμένη χρήση.

Σημειωτέο ότι και τα δύο μέρη αυτής της ανάλυσης είναι προαιρετικά και αποτελούνται κυρίως από αποτελέσματα, δηλαδή μεταβλητές εξόδου. Η μεταβλητές εισόδου είναι φτιαγμένες για να προσδιορίζουν μόνο αυτό το φύλλο εργασίας και δεν επηρεάζουν τις προηγούμενες ενότητες.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΚΑΘΑΡΗΣ ΠΑΡΟΥΣΑΣ ΑΞΙΑΣ -NPV

Πίνακας 5.16 Κόστος ενέργειας σε σχέση με την παραγόμενη ενέργεια

Κόστος ενέργειας (€/ kWh)						
Παραγόμενη ενέργεια (MWh)	**Εύρος**	**0,00864**	**0,00972**	**0,0108**	**0,01188**	**0,01296**
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
1917,393	**-0,2**	-147976	-122488	-101656	-82523,8	-64290,8
2157,067	**-0,1**	-99994,9	-78895,7	-59327,5	-39799,1	-20270,7
2396,741	**0**	-63253,4	-41501,4	-20054,9	1381,357	22817,66
2636,415	**0,1**	-28470,1	-4890,16	18665,54	41997,36	65329,18
2876,089	**0,2**	5827,484	31280,38	56733,27	82186,16	107540,5

Πίνακας 5.17 Κόστος ενέργειας σε σχέση με τα αρχικά κόστη

Κόστος ενέργειας (€/ kWh)						
Αρχικά κόστη (€)	**Εύρος**	**0,00864**	**0,00972**	**0,0108**	**0,01188**	**0,01296**
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
295754,9	**-0,2**	-5554,23	15662,16	36872,9	58083,64	79174,12
332724,3	**-0,1**	-34189,3	-12731,9	8704,361	29946,1	51156,84
369693,7	**0**	-63253,4	-41501,4	-20054,9	1381,357	22817,66
406663	**0,1**	-92731,9	-70877,8	-49176,3	-27478	-5941,65
443632,4	**0,2**	-125399	-101295	-78573,7	-56851,1	-35152,9

Πίνακας 5.18 Κόστος ενέργειας σε σχέση με τα ετήσια κόστη

Κόστος ενέργειας (€/ kWh)						
Ετήσια κόστη (€)	**Εύρος**	**0,00864**	**0,00972**	**0,0108**	**0,01188**	**0,01296**
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
10793,43	**-0,2**	-38320,4	-16884,1	4552,157	25988,46	47385,41
12142,61	**-0,1**	-50764,8	-29187,7	-7751,39	13684,91	35121,21
13491,79	**0**	-63253,4	-41501,4	-20054,9	1381,357	22817,66
14840,97	**0,1**	-75820,9	-53960,6	-32358,5	-10922,2	10514,11
16190,15	**0,2**	-88611	-66460,1	-44691,5	-23225,7	-1789,44

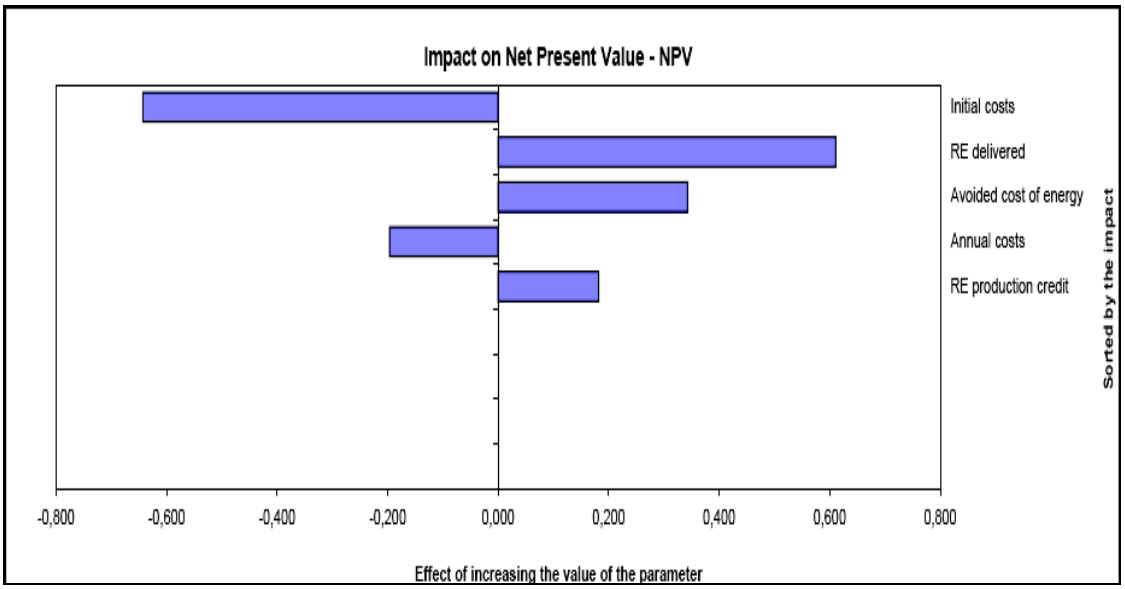
Πίνακας 5.19 Κόστος ενέργειας σε σχέση με τα ετήσια κόστη

Πιστωτική χρηματοδότηση Α.Π.Ε. (€/ kWh)						
Παραγόμενη ενέργεια (MWh)	**Εύρος**	**0,0184**	**0,0207**	**0,023**	**0,0253**	**0,0276**
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
1917,393	**-0,2**	-137326	-119182	-101656	-85019,6	-70383,8
2157,067	**-0,1**	-94240,6	-75912,3	-59327,5	-43284	-27644,5
2396,741	**0**	-55455,4	-37629,3	-20054,9	-2746,53	14311,78
2636,415	**0,1**	-19496,2	-349,484	18665,54	37208,22	55750,9
2876,089	**0,2**	15894,29	36504,89	56733,27	76857,3	96642,83

Β΄ ΜΕΡΟΣ:ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΜΑΤΙΚΩΝ ΚΙΝΔΥΝΩΝ ΓΙΑ ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ –NPV

Πίνακας 5.20 Παράμετροι για τον υπολογισμό του κινδύνου, (μεταβλητές εισόδου – εξόδου)

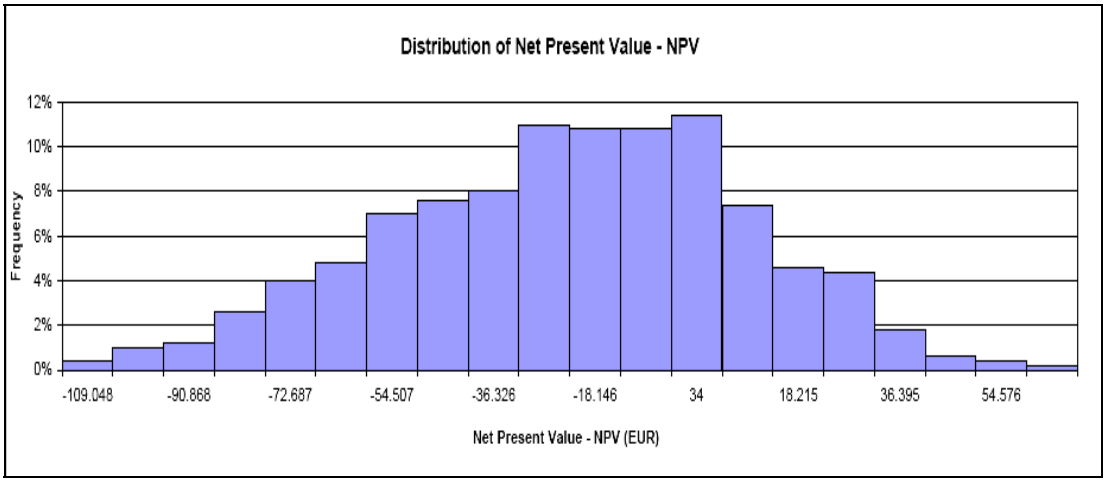
Παράμετρος	**Μονάδα**	**Τιμή**	**Εύρος (+/-)**	**Ελάχιστο**	**Μέγιστο**
Κόστος ενέργειας	€/kWh	0,0108	0,15	0,00918	0,01242
Παραγόμενη Α.Π.Ε.	MWh	2396,741	0,15	2037,23	2756,252
Αρχικά Κόστη	€	369693,7	0,2	295754,9	443632,4
Ετήσια Κόστη	€	13491,79	0,15	11468,02	15515,56
Πιστωτική χρηματοδότηση Α.Π.Ε.	€/kWh	0,023	0,1	0,0207	0,0253
Δείκτης δανειακής επιβάρυνσης	%	0	0	0	0
Επιτόκιο δανειακής επιβάρυνσης	%	0,19	0,3	0,133	0,247
Χρόνος δανειακής επιβάρυνσης	έτη	25	0	25	25



Σχήμα 5.6 Επίδραση παραγόντων στην ΚΠΑ κατά σειρά σημαντικότητας (Μεταβλητές εξόδου)

Πίνακας 5.21 Παράμετροι υπολογισμού κινδύνου (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	**ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ**	**Μονάδα**	**Τιμή**
1	Διάμεσος	€	-20713,1
2	Επίπεδο Κινδύνου (επιλέγεται από το χρήστη)	%	10
3	Ελάχιστο μέσα στο διάστημα εμπιστοσύνης	€	-78079,1
4	Μέγιστο μέσα στο διάστημα εμπιστοσύνης	€	27469,39



Σχήμα 5.7 Κατανομή ΚΠΑ (μεταβλητή εξόδου)



Σχήμα 5.8 Επιχειρηματικός κίνδυνος (μεταβλητή εξόδου)

5.1.6 Αξιολόγηση Σχεδίου

Καθότι το πρώτο επιχειρηματικό σχέδιο που αναλύεται, επιλέχθηκε να είναι σκοπίμως μικρής δυναμικότητας, δηλαδή 600kW, για να παρουσιαστεί καταρχάς η αποδοτικότητα του και εν συνεχεία το κατά πόσο συμφέρει ή όχι μια τέτοια επιχειρηματική δραστηριότητα σε μικρή κλίμακα.

Στην οικονομική ανάλυση προστίθεται σκοπίμως και μια παράμετρος (πίνακας 5.11) ως κόστος ενέργειας. Το ποσό αυτό αντιπροσωπεύει το κόστος που εξοικονομούμε για κάθε παραγόμενη kWh. Εξοικονόμηση αυτή δύναται να συγκρίνεται με την εκάστοτε συμπαραγωγή. Επειδή σε αυτήν τη μελέτη δεν υπάρχει συμπαραγωγή η τιμή αυτή αναφέρεται σε υποθετικό κόστος παραγωγής ενέργειας με τη βοήθεια ηλεκτρογεννήτριας υγρών καυσίμων.

Προσθέτουμε επίσης άλλη μια υποθετική τιμή που αναφέρεται στον πίνακα (5.11) ως πιστωτική χρηματοδότηση Α.Π.Ε., που αναφέρεται στην επιδοτούμενη τιμή από τα εκάστοτε αναπτυξιακά πρόγραμμα για κάθε παραγόμενη kWh. Η χρονική διάρκεια αυτής της πίστωσης είναι από 6 μέχρι 8 χρόνια. Στη συγκεκριμένη μελέτη αναφερόμαστε στα 6 πρώτα χρόνια οικονομικής λειτουργίας του αιολικού πάρκου.

Στον ίδιο πίνακα (πίνακας 5.11) δίδουμε μια ενδεικτική τιμή ανατίμησης ώστε να ακολουθείται ο πληθωρισμός. Το προεξοφλητικό επιτόκιο είναι στο 9% και ο χρόνος ζωής στα 25 χρόνια. Η μέθοδος των αποσβέσεων είναι φθίνοντος υπολοίπου, μια μέθοδο που ξεκινάει με μεγάλα ποσά τα πρώτα χρόνια και σταδιακά μειώνονται ανάλογα με το ετήσιο εισόδημα.

Ως αποτελέσματα πια, είναι οι χρηματοροές που παρουσιάζονται γραφικά στο σχήμα (5.5). Από το διάγραμμα αυτό φαίνεται πως η περίοδος αποπληρωμής της επένδυσης είναι τα 5,4 χρόνια ενώ αρχίζουμε να έχουμε θετική χρηματοροή, δηλαδή κέρδος, στα 5,6 χρόνια. Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης IRR και η απόδοση πάνω στο κεφάλαιο ROI (ανάλυση Du pont) συμπίπτουν για το συγκεκριμένο λογισμικό και υπολογίζονται για ανάλυση προ φόρων και μετά φόρων. Προ φόρων είναι στο 10% και μετά φόρων στο 7,8%. Όπως φαίνεται το ποσό αυτό είναι μικρότερο από το επιτόκιο προεξόφλησης και συγχρόνως η καθαρή παρούσα αξία του είναι αρνητική, στις -20.055. Το επενδυτικό αυτό πρόγραμμα γίνεται σαφές ότι απορρίπτεται, εάν λάβουμε υπόψιν αυτούς τους δύο χρηματοοικονομικούς δείκτες. Το γεγονός αυτό το επιβεβαιώνει και ο συντελεστής αποδοτικότητας B-C που είναι κάτω από τη μονάδα στο 0,95. Τα αποτελέσματα αυτά παρουσιάζονται στο σύνολό τους στον πίνακα (5.14).

Το γεγονός της απόρριψης ή όχι μιας επένδυσης δεν πρέπει να λαμβάνεται ελαφρά. Στη συγκεκριμένη περίπτωση θα μπορούσαμε να χαρακτηρίσουμε την όλη επένδυση οριακά απορριπτέα. Είναι δε φανερό ότι αν το έργο δε φορολογούνταν τόσο πολύ, θα ήταν σίγουρα αποδεκτό (ο προ φόρων συντελεστής IRR είναι 10%). Για αυτούς αλλά και για άλλους λόγους μπορούμε να πούμε ότι επιβάλλεται ανάλυση ευαισθησίας στη συγκεκριμένη μελέτη.

Τα συμπεράσματα που αντλούμε από το κεφάλαιο 5.1.5, όπου παρουσιάζεται αναλυτικά η ευαισθησία των παραγόντων που επηρεάζουν την επένδυση, είναι ποικίλα και επιβεβαιώνουν της προηγούμενες εικασίες μας. Για την ενέργεια που παραδίδεται στο σύστημα όπως έχει, εάν μείνει αμετάβλητη, θα πρέπει για να γίνει οικονομικά βιώσιμη η επένδυση να αυξήσουμε αντιστοίχως το συντελεστή του πίνακα (5.11) κόστους ενέργειας σε €/kWh από 0,0108 που ορίσαμε εμείς στα 0,119. Από την άλλη θα μπορούσαμε να αυξήσουμε την παραγωγή μας από 2.397MWh σε 2.636 MWh χωρίς να αυξήσουμε το κόστος ενέργειας. Η αύξηση της παραγωγής σχεδόν πάντα είναι προφανής λύση και συγχρόνως ανέφικτη με τον υπάρχον εξοπλισμό γιατί εξαρτάται από εξωγενείς παράγοντες.

Όσον αφορά τα αρχικά κόστη έτσι όπως υπολογίστηκαν με βάση την προηγούμενη εμπειρία μας εάν δεν αλλάξουν και μείνουν στα 369.694€ θα πρέπει για να βγάλουμε αποδεκτή την επένδυση να αυξήσουμε το κόστος ενέργειας κατά 10% από το 0,0108 στο 0,0119 €/kWh. Η διαδικασία επαναλήφθηκε και για τον προηγούμενο δείκτη και απλά έρχεται να επιβεβαιώσει το συλλογισμό μας. Εάν θα κρατούσαμε σταθερό το κόστος ενέργειας παρατηρούμε ότι για να έχουμε αποδεκτό σχέδιο θα πρέπει να μειώσουμε αντιστοίχως κατά 10% το αρχικό κόστος από τα 369.694€ στα 332.724€.

Τα ετήσια κόστη τώρα είναι και αυτά με την υπάρχουσα τιμή του κόστους ενέργειας σε κατάσταση που δεν μπορούν να γίνουν αποδεκτά. Μια αύξηση του κόστους κατά 10% και εδώ μπορεί να αποβεί όπως και στις προηγούμενες παραμέτρους θετική. Αν θέλουμε τώρα να κάνουμε το σχέδιο αποδεκτό χωρίς να μειώσουμε το κόστος ενέργειας θα έπρεπε να ορίζαμε μείωση της τάξης του 20% όσον αφορά τα ετήσια κόστη και από 13.492€ να έχουμε 10.793€ το χρόνο ετήσια έξοδα. Μια τέτοια μείωση είναι σχεδόν απραγματοποίητη για τα δεδομένα τέτοιου τύπου επενδυτικού σχεδίου.

Τέλος η παραγόμενη ενέργεια συναρτήσει της πιστωτικής χρηματοδότησης Α.Π.Ε. είναι και αυτή όπως και τα υπόλοιπα χαρακτηριστικά σε δυσμενή και συνεπώς απορριπτέα κατάσταση. Για να αλλάξει κάτι θα πρέπει είτε να αυξηθεί το ποσό πιστωτικής χρηματοδότησης κατά 20% και από 0,023€/kWh να πάει στα 0,028€/kWh, είτε η παραγόμενη ενέργεια κατά τα γνωστά να αυξηθεί κατά 10% στις 2.636MWh.

Σαν κατακλείδα όλων των αναλύσεων, έρχεται η ανάλυση επιχειρηματικού κινδύνου έτσι όπως υπολογίζεται μέσα από τρία διαφορετικά διαγράμματα από το μοντέλο. Στο σχήμα (5.6) απεικονίζεται η επίδραση των διάφορων παραμέτρων όπως, αρχικά κόστη, παραγόμενη ενέργεια, κόστος ενέργειας, ετήσια κόστη και κόστος παραγωγής ενέργειας πάνω στην καθαρή παρούσα αξία ΚΠΑ του σχεδίου. Είναι κατανεμημένα με σειρά σημαντικότητας επίδρασης και φαίνονται καθαρά στον y άξονα. Στον x άξονα δεν υπάρχουν μονάδες αλλά ποσοστά που καθορίζουν το μέγεθος της επιρροής της κάθε παραμέτρου πάνω στην Κ.Π.Α. του σχεδίου. Το αν είναι θετικά ή αρνητικά υποδηλώνει το είδος της αλληλοεξάρτησης τους. Για παράδειγμα, τα αρχικά κόστη έχουν τη μεγαλύτερη επιρροή πάνω στην Κ.Π.Α. και μάλιστα κατά αρνητικό τρόπο, δηλαδή αύξηση των αρχικών στοιχείων κόστους θα οδηγήσει σε μείωση της Κ.Π.Α. και το αντίθετο.

Το μοντέλο εν συνεχεία υπολογίζει για την ανάλυση κινδύνου μία οικονομική διάμεσο (το πεντηκοστό εκατοστό της προσομοίωσης), που στην περίπτωση αυτή έχει αρνητική τιμή και είναι στα -20.713€ ποσό κοντά στην Κ.Π.Α. που υπολογίστηκε στην οικονομική ανάλυση -20.055. Η προσομοίωση που έλαβε χώρα είναι Monte Carlo και υπολογίζεται με 500 διαφορετικούς συνδυασμούς των μεταβλητών εισόδου, που αποδίδουν αντιστοίχως 500 διαφορετικές τιμές του εκάστοτε οικονομικού δείκτη. Το γράφημα της κατανομής της Κ.Π.Α. ανακλά το γεγονός αυτό για το πότε μπορεί να πάρουμε θετική Κ.Π.Α., διάγραμμα 5.7. Το επίπεδο εμπιστοσύνης όπως υπολογίζεται από το μοντέλο περιγράφεται στο τελευταίο διάγραμμα (διάγραμμα 5.8). Εδώ μπορούμε να δούμε γραφικά τη σχέση που έχουμε όσον αφορά την Κ.Π.Α. της επένδυσης. Έτσι συνοψίζοντας έχουμε ότι το ελάχιστο κατώφλι μέσα στο οποίο μπορεί να έχουμε εμπιστοσύνη (δηλαδή να μην αλλάξει Κ.Π.Α.) είναι 5% των

πιθανών τιμών της Κ.Π.Α. να είναι χαμηλότερες από 5% δηλαδή χαμηλότερες από -78.079€. Ενώ αντίθετα για το μέγιστο κατώφλι συμφωνίας και για κίνδυνο στο 10% σημαίνει ότι 95% των πιθανών τιμών της Κ.Π.Α. να είναι χαμηλότερες του 5% δηλαδή των 27.469€.

Το επίπεδο κινδύνου όπως και η διάμεσος καταδεικνύει το γεγονός της απόρριψης της επένδυσης, όπως αυτό ήταν αναμενόμενο ήδη από την οικονομική ανάλυση.

5.2 ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ CASE STUDY 2

Η περιοχή της Ξηρολίμνης είναι ίδια με το προηγούμενο σχέδιο για το λόγω αυτό τα ανεμολογικά δεδομένα καθώς και ο συντελεστής τραχύτητας του εδάφους παραμένουν ως έχουν και για αυτήν την περίπτωση. Η μέσες ετήσιες θερμοκρασίες και πιέσεις είναι ίδιες με την πρώτη μελέτη. Τρεις ανεμογεννήτριες ισχύος 300kW η κάθε μία τοποθετούνται όπως και στην πρώτη μελέτη. Η μόνη διαφορά με το πρώτο σχέδιο είναι στην αύξηση του αριθμού ανεμογεννητριών κατά μία. Στόχος είναι να εξεταστεί η επίδραση που θα έχουμε στο σύστημα η μικρή αύξηση της ισχύος.

5.2.1 Ενεργειακό Μοντέλο

Οι μεταβλητές εισόδου και εξόδου καθώς και οι τιμές τους παρουσιάζονται αναλυτικά στους παρακάτω πίνακες.

Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Πίνακας 5.22 Χαρακτηριστικά συστήματος (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΕΙΣΟΔΟΣ	Τιμή
1	Τύπος αιολικού πάρκου	Κεντρικού δικτύου
2	Αριθμός Α/Γ	3
3	Απώλειες λόγω σειράς	0%
4	Απώλειες λόγω αντίξοων καιρικών συνθηκών	0%
5	Απρόβλεπτες απώλειες	2%
6	Διάφορε άλλες απώλειες	3%

Πίνακας 5.23 Χαρακτηριστικά συστήματος (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΕΞΟΔΟΣ	Τιμή
1	Ισχύς Α/Γ (kW)	300
2	Συνολική ισχύς αιολικού πάρκου (kW)	900
3	Ύψος πλήμνης	40
3	Ταχύτητα ανέμου στο ύψος της πλήμνης (m/s)	8,6
4	Πυκνότητα ισχύος ανέμου στο ύψος της πλήμνης(W/ m^2)	750

Γ΄ ΜΕΡΟΣ: ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Πίνακας 5.24 Ετήσια παραγωγή ενέργειας (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΕΞΟΔΟΣ)	Ανά Α/Γ	Συνολικά
1	Ισχύς Α/Γ (kW)	300	900
2	Παραγωγή ενέργειας σε ιδανικές συνθήκες (σταθερές συνθήκες) (MWh)	1.248	3.745
3	Συντελεστής προσαρμογής πίεσης	1.02	1.02
4	Συντελεστής προσαρμογής θερμοκρασίας	0.99	0.99
5	Παραγόμενη ενέργεια χωρίς την επίδραση τοπικών απωλειών	1.261	3.782
6	Συντελεστής απωλειών	0,95	0,95
7	Ειδική απόδοση (kWh/m^2)	1.370	1.370
8	Συντελεστής απόδοσης	46%	46%
9	Ενέργεια που παράγεται από το σύστημα (MWh)	1.198	3.595

5.2.2 Δεδομένα Κατασκευαστή Εξοπλισμού

Από τη βάση δεδομένων του RETScreen®, για τους κατασκευαστές ανεμογεννητριών, επιλέγουμε μέσω ειδικής φόρμας τον κατασκευαστή, το επιθυμητό μέγεθος της ανεμογεννήτριας και τέλος ένα εκ των διαθέσιμων υψών πλήμνης. Τα αποτελέσματα συνεργάζονται άμεσα με τα Β΄ και Γ΄ μέρη του ενεργειακού μοντέλου. Τέλος μας δίνουν ως μεταβλητές εξόδου τα χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών καθώς και το διάγραμμα ισχύος της ανεμογεννήτριας. Όπως είναι αναμενόμενα είναι ακριβώς ίδια με αυτά του προηγούμενου σχεδίου (ίδιος τύπος ανεμογεννητριών).

Α΄ ΜΕΡΟΣ : ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ

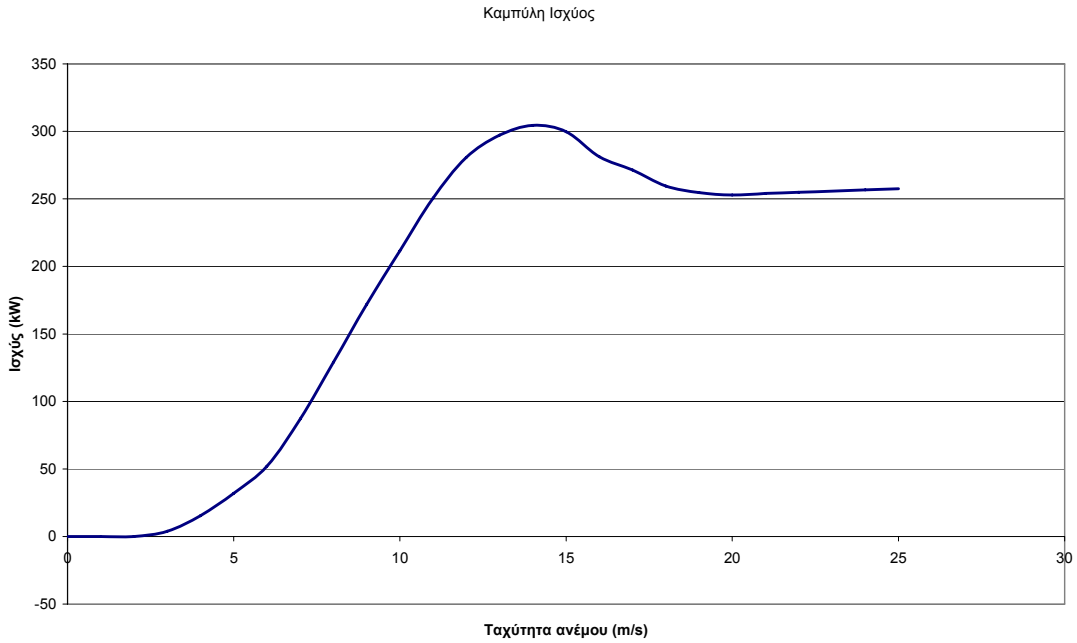
Πίνακας 5.25 Τεχνικά χαρακτηριστικά ανεμογεννήτριας

Α/Α	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ	Τιμή
1	Ισχύς Ανεμογεννήτριας (kW)	300
2	Ύψος πλήμνης	40
3	Διάμετρος ρότορα	33
4	Επιφάνεια σάρωσης	875
5	Κατασκευαστής	SIEMENS
6	Μοντέλο	AN BONUS 300kW Mk III
7	Τύπος κατανομής ενεργειακών δεδομένων	Standard
8	Τιμή συντελεστή Rayleigh	2.0

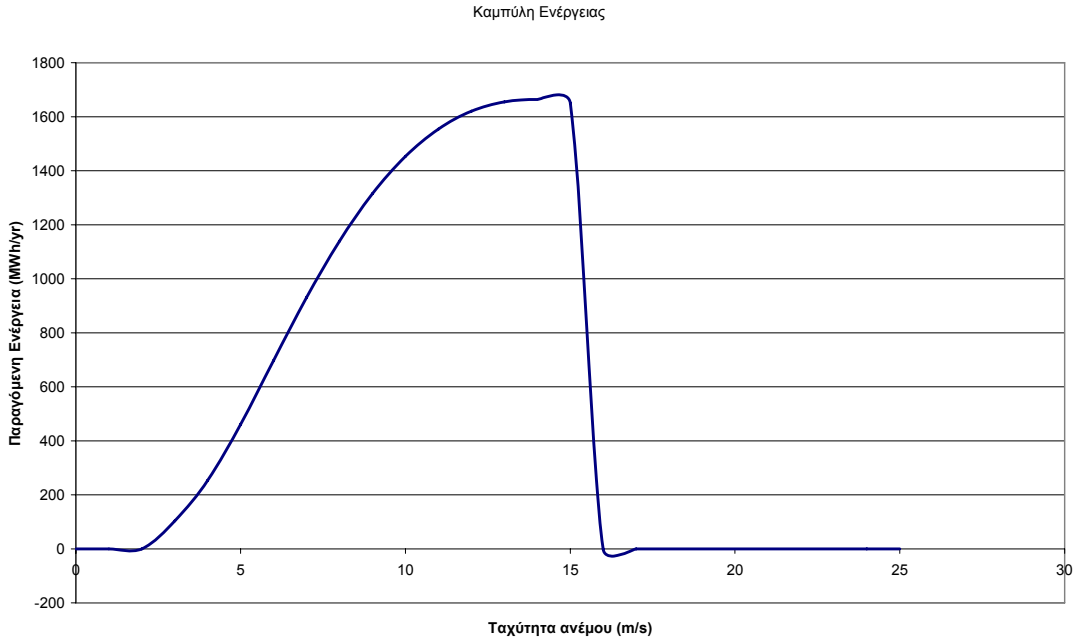
Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ

Πίνακας 5.26 Δεδομένα καμπυλών Ισχύος και Ενέργειας

Ταχύτητα Ανέμου (m/s)	**Καμπύλη Ισχύος (kW)**	**Καμπύλη Ενέργειας (MWh/yr)**
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	3,9	102,9899801
4	15,4	252,6814004
5	32	460,7810077
6	52	697,0156953
7	87,1	930,0856597
8	129	1139,346313
9	171,9	1314,905781
10	211,6	1453,247149
11	250,7	1554,272703
12	280,7	1620,179958
13	297,2	1654,839546
14	304,5	1663,10363
15	299,7	1650,113987
16	281,3	0
17	271,3	0
18	259,5	0
19	254,7	0
20	252,9	0
21	254	0
22	254,9	0
23	255,8	0
24	256,7	0
25	257,5	0



Σχήμα 5.9 Καμπύλη ισχύος για case study 2



Σχήμα 5.10 Καμπύλη ενέργειας για case study 2

5.2.3 Ανάλυση Κόστους

Εν ολίγοις η ανάλυση κόστους αποτελείται μόνο από μεταβλητές εισόδου, που από την εμπειρία από προηγούμενα σχέδια αλλά και από την αρχική περιγραφή προσδιορίζονται. Στη συγκεκριμένη ανάλυση λόγο του μικρού του μεγέθους της ολικής εγκατάστασης θα χρησιμοποιηθεί μελέτη προκαταρκτική βιωσιμότητας και όχι διεξοδική. Για το λόγο αυτό επιλέγουμε στην αρχή του φύλου την κατάλληλη επιλογή και δίνουμε επίσης τη νομισματική μονάδα που θα ακολουθήσουμε. Τα κόστη χωρίζονται σε τρεις κατηγορίες αρχικά, ετήσια και περιοδικά. Στη δικιά μας περίπτωση δε θα έχουμε περιοδικά κόστη.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΑΡΧΙΚΑ ΚΟΣΤΗ

Πίνακας 5.27 Αρχικά κόστη (μεταβλητές εισόδου)

A/A	ΑΡΧΙΚΑ ΚΟΣΤΗ (ΕΙΣΟΔΟΣ)	Τιμή (€)
1	Μελέτη βιωσιμότητας	15.321
2	Ανάπτυξη	48.321
3	Μηχανολογικά	0
4	Εξοπλισμός	586.918
5	Εγκατάσταση Ανεμογεννητριών	491.555
6	Διάφορα και απρόοπτα	35.402

Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΕΤΗΣΙΑ ΚΟΣΤΗ

Πίνακας 5.28 Ετήσια κόστη (μεταβλητές εισόδου)

A/A	ΠΕΡΙΟΔΙΚΑ ΚΟΣΤΗ ΕΙΣΟΔΟΣ	Τιμή (€)
1	Λειτουργικά	20.217

5.2.4 Οικονομική Ανάλυση

Το υπολογιστικό φύλλο που αναφέρεται ως οικονομική ανάλυση έχει πέντε μέρη. Το ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο, τις οικονομικές παραμέτρους, τα κέρδη και τα έσοδα της επένδυσης, την οικονομική βιωσιμότητα και τις ετήσιες χρηματοροές.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΕΤΗΣΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ

Πίνακας 5.29 Ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο (μεταβλητές εξόδου)

A/A	ΕΤΗΣΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ (ΕΞΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Όνομα έργου	Αιολικό Πάρκο
2	Τοποθεσία έργου	Ξηρολίμνη Σητείας
3	Σύνολο ενέργειας που παραδόθηκε (MWh)	3.595

Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ

Πίνακας 5.30 Οικονομικές παράμετροι (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ (ΕΙΣΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Κόστος ενέργειας (€/kWh)	0,0162
2	Πιστωτική χρηματοδότηση Α.Π.Ε. (€/kWh)	0,035
3	Χρόνος πίστωσης Α.Π.Ε. (χρόνια)	6
4	Ανατίμηση Α.Π.Ε. (%)	0
5	Αύξηση κόστους ενέργειας (%)	2,5
6	Πληθωρισμός (%)	3,5
7	Εκπτωτικό επιτόκιο (%)	9
8	Χρόνος ζωής (χρόνια)	25
9	Δείκτης δανειακής επιβάρυνσης (%)	0
10	Υπολογισμός φορολογίας εισοδήματος	ΟΧΙ

Γ΄ ΜΕΡΟΣ ΚΕΡΔΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΑΜΙΕΥΣΕΙΣ

Πίνακας 5.31 Κέρδη και έσοδα (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	ΚΕΡΔΗ ΚΑΙ ΕΣΟΔΑ (ΕΙΣΟΔΟΣ)	Τιμή (€)
1	Κίνητρα και επιχορηγήσεις	15.321

Πίνακας 5.32 Κέρδη και έσοδα έργου (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΚΕΡΔΗ ΚΑΙ ΕΣΟΔΑ (ΕΞΟΔΟΣ)	Ποσοστό επί των αρχικών εξόδων	Τιμή (€)
1	Μελέτη βιωσιμότητας	1,3%	15.321
2	Ανάπτυξη	4,1%	48.321
3	Μηχανολογικά	0%	0
4	Ενεργειακός εξοπλισμός	49,8%	586.918
5	Θεμελίωση ανεμογεννητριών	41,7%	491.455
6	Διάφορα	3,0%	35.402
7	**Σύνολο**	**100%**	**1.177.417**
8	Ετήσια κόστη και χρέη	-	20.237
9	**Σύνολο Ετήσιων εξόδων**	**-**	**20.237**
10	Ετήσια αποταμίευση ή έσοδα	-	58.241
11	Έσοδα από πίστωση Α.Π.Ε.	-	124.031
12	**Σύνολο εσόδων**	**-**	**182.272**

Δ΄ ΜΕΡΟΣ: ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑ

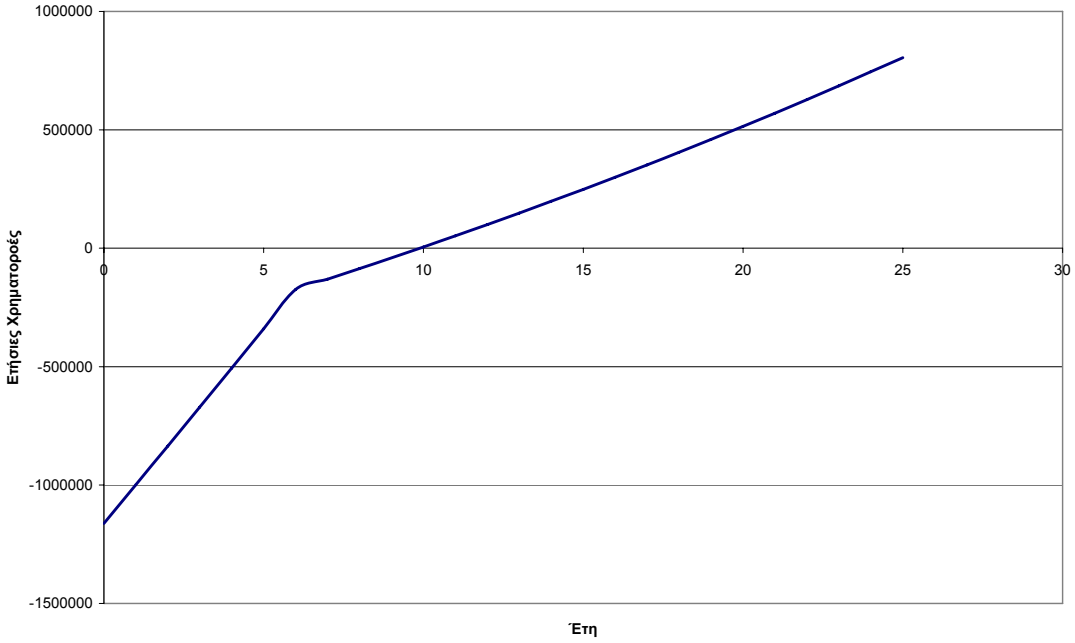
Πίνακας 5.33 Οικονομική βιωσιμότητα (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑ (ΕΞΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Προ φόρων IRR και ROI (%)	6,5
2	Μετά φόρων IRR και ROI (%)	6,5
3	Απλή αποπληρωμή αρχικού κεφαλαίου (έτη)	7,2
4	Χρόνος μέχρι θετική χρηματοροή (έτη)	9,9
5	Καθαρή παρούσα αξία NPV (€)	-161.204
6	Ετήσιος κύκλος εσόδων (€)	-16.412
7	Συντελεστής οικονομικής αποδοτικότητας (B-C)	0,86
8	Κόστος παραγωγής ενέργειας (€/kWh)	0,0198
9	Ίδια κεφάλαια (€)	1.177.417

Ε΄ ΜΕΡΟΣ: ΕΤΗΣΙΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΕΣ

Πίνακας 5.34 Ετήσιες χρηματοροές (αποτελέσματα)

Έτος	Προ φόρων	Μετά φόρων	Αθροιστικά
#	€	€	€
0	-1162096,413	-1162096,413	-1162096,413
1	162782,655	162782,655	-999313,7585
2	163541,9824	163541,9824	-835771,776
3	164312,9622	164312,9622	-671458,8139
4	165095,6289	165095,6289	-506363,185
5	165890,0092	165890,0092	-340473,1757
6	166696,1211	166696,1211	-173777,0546
7	43482,62571	43482,62571	-130294,4289
8	44312,21744	44312,21744	-85982,21148
9	45153,53737	45153,53737	-40828,67411
10	46006,56331	46006,56331	5177,889203
11	46871,26146	46871,26146	52049,15067
12	47747,58576	47747,58576	99796,73643
13	48635,47716	48635,47716	148432,2136
14	49534,86291	49534,86291	197967,0765
15	50445,65576	50445,65576	248412,7323
16	51367,75317	51367,75317	299780,4854
17	52301,03649	52301,03649	352081,5219
18	53245,37001	53245,37001	405326,8919
19	54200,60014	54200,60014	459527,4921
20	55166,55438	55166,55438	514694,0465
21	56143,04035	56143,04035	570837,0868
22	57129,84475	57129,84475	627966,9316
23	58126,73224	58126,73224	686093,6638
24	59133,44437	59133,44437	745227,1082
25	60149,69834	60149,69834	805376,8065



Σχήμα 5.12 Ετήσιες χρηματοροές αιολικού πάρκου Ξηρολίμνης για case study 2

5.2.5 Ανάλυση Ευαισθησίας

Η ανάλυση ευαισθησίας, τελευταίο μέρος της ανάλυσης του RETScreen, χρησιμοποιείται κατόπιν δήλωσης τους χρήστη. Αυτομάτως υπολογίζεται η ευαισθησία σημαντικών οικονομικών δεικτών όπως το IRR, το ROI και η NPV, σε σχέση με τους απαραίτητους οικονομικούς και τεχνικούς όρους. Η standard διαδικασία έχει δύο κύρια μέρη: Την Ανάλυση Ευαισθησίας και την Ανάλυση Επιχειρηματικού Κινδύνου. Κάθε μέρος μας προμηθεύει με τις απαραίτητες πληροφορίες της συσχέτισης των οικονομικών δεικτών με τους ποιο σημαντικούς παράγοντες, οι οποίοι αλλάζοντας αλλάζουν και τη φύση της επένδυσης. Οι παράγοντες που χρησιμοποιούνται είναι αυτοί με τη μέγιστη επίδραση πάνω στο έργο. Η ανάλυση ευαισθησίας είναι προορισμένη για γενικευμένη χρήση, ενώ η ανάλυση χρηματοοικονομικών κινδύνων, η οποία χρησιμοποιεί προσομοίωση Monte Carlo, είναι προορισμένη για πιο εξειδικευμένη χρήση.

Σημειωτέο ότι και τα δύο μέρη αυτής της ανάλυσης είναι προαιρετικά και αποτελούνται κυρίως από αποτελέσματα, δηλαδή μεταβλητές εξόδου. Η μεταβλητές εισόδου είναι φτιαγμένες για να προσδιορίζουν μόνο αυτό το φύλλο εργασίας και δεν επηρεάζουν τις προηγούμενες ενότητες.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΤΗΣ ΚΑΘΑΡΗΣ ΠΑΡΟΥΣΑΣ ΑΞΙΑΣ

Πίνακας 5.35 Κόστος ενέργειας σε σχέση με την παραγόμενη ενέργεια

Κόστος ενέργειας (€/ kWh)						
Παραγόμενη ενέργεια (MWh)	**Εύρος**	0,01296	0,01458	0,0162	0,01782	0,01944
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
2876,089	**-0,2**	-532027	-474350	-416674	-358997	-301321
3235,600	**-0,1**	-418711	-353825	-288939	-224053	-159167
3595,112	**0**	-305395	-233299	-161204	-89108,2	-17012,6
3954,623	**0,1**	-192079	-112774	-33468,8	45836,39	125141,5
4314,134	**0,2**	-78763,1	7751,57	94266,28	180781	267295,7

Πίνακας 5.36 Κόστος ενέργειας σε σχέση με τα αρχικά κόστη

Κόστος ενέργειας (€/ kWh)						
Αρχικά κόστη (€)	**Εύρος**	0,01296	0,01458	0,0162	0,01782	0,01944
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
941933,9	**-0,2**	-69911,5	2184,079	74279,67	146375,3	218470,9
1059676	**-0,1**	-187653	-115558	-43462,1	28633,52	100729,1
1177417	**0**	-305395	-233299	-161204	-89108,2	-17012,6
1295159	**0,1**	-423137	-351041	-278946	-206850	-134754
1412901	**0,2**	-540878	-468783	-396687	-324592	-252496

Πίνακας 5.37 Κόστος ενέργειας σε σχέση με τα ετήσια κόστη

Κόστος ενέργειας (€/ kWh)						
Ετήσια κόστη (€)	**Εύρος**	0,01296	0,01458	0,0162	0,01782	0,01944
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
16189,77	**-0,2**	-250103	-178008	-105912	-33816,6	38278,95
18213,5	**-0,1**	-277749	-205654	-133558	-61462,4	10633,16
20237,22	**0**	-305395	-233299	-161204	-89108,2	-17012,6
22260,94	**0,1**	-333041	-260945	-188850	-116754	-44658,4
16190,15	**0,2**	-360687	-288591	-216495	-144400	-72304,2

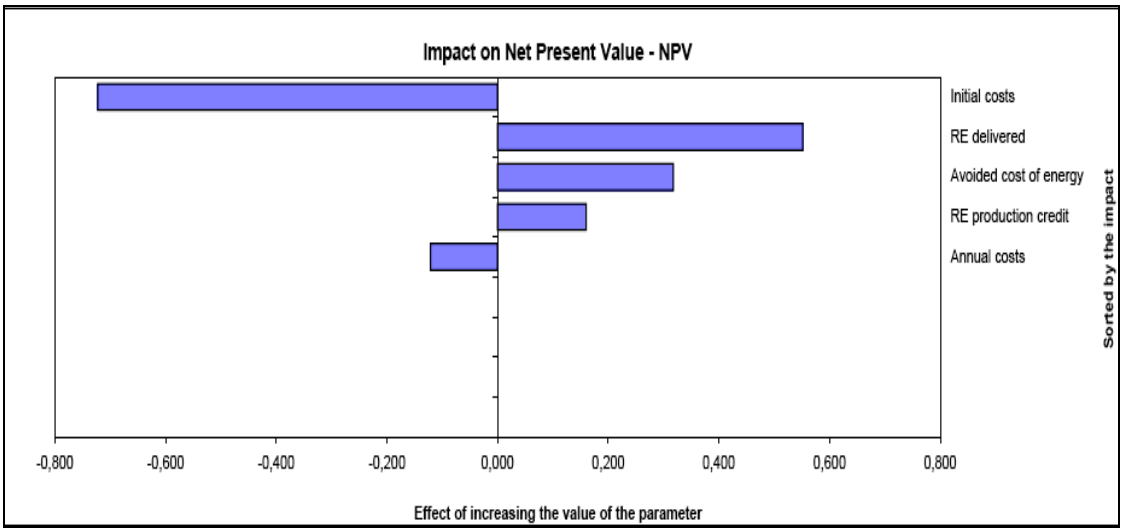
Πίνακας 5.38 Κόστος ενέργειας σε σχέση με την παραγόμενη ενέργεια

Πιστωτική χρηματοδότηση Α.Π.Ε. (€/ kWh)						
Παραγόμενη ενέργεια (MWh)	**Εύρος**	0,0276	0,03105	0,0345	0,03795	0,0414
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
2876,089	**-0,2**	-505697	-461185	-416674	-372162	-327651
3235,6	**-0,1**	-389090	-339014	-288939	-238863	-188788
3595,112	**0**	-272483	-216843	-161204	-105564	-49924,9
3954,623	**0,1**	-155876	-94672,2	-33468,8	27734,63	88938,03
4314,134	**0,2**	-39268,4	27498,94	94266,28	161033,6	227801

Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΜΑΤΙΚΩΝ ΚΙΝΔΥΝΩΝ ΓΙΑ ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ –NPV

Πίνακας 5.39 Παράμετροι για τον υπολογισμό του κινδύνου, (μεταβλητές εισόδου – εξόδου)

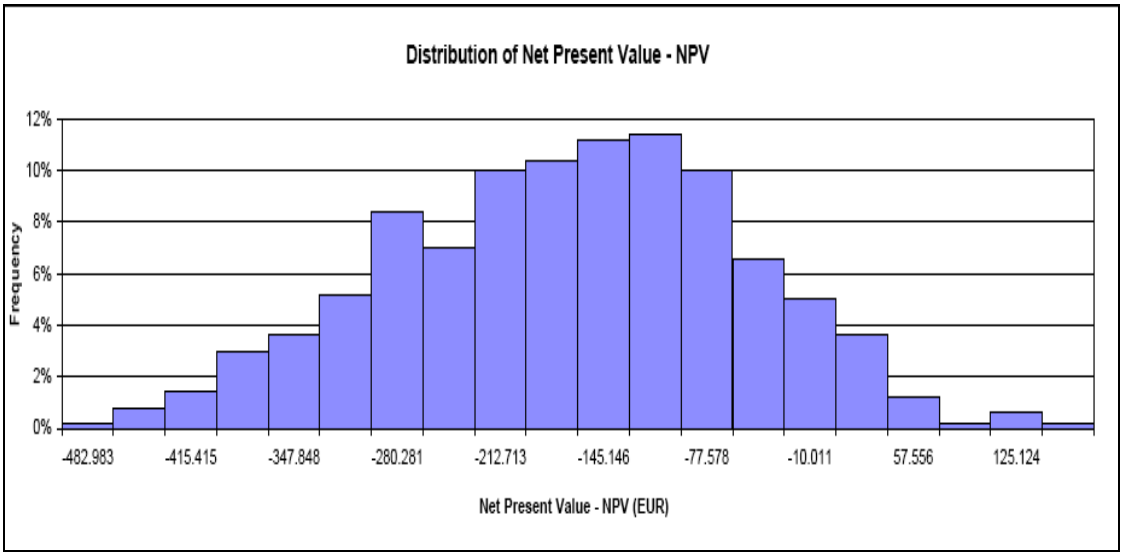
Παράμετρος	**Μονάδα**	**Τιμή**	**Εύρος (+/-)**	**Ελάχιστο**	**Μέγιστο**
Κόστος ενέργειας	€/kWh	0,0162	0,15	0,01377	0,01863
Παραγόμενη Α.Π.Ε.	MWh	3595,112	0,15	3055,845	4134,378
Αρχικά Κόστη	€	1177417	0,2	941933,9	1412901
Ετήσια Κόστη	€	20237,22	0,15	17201,63	23272,8
Πιστωτική χρηματοδότηση Α.Π.Ε.	€/kWh	0	0,1	0,03105	0,03795



Σχήμα 5.13 Επίδραση παραγόντων στην ΚΠΑ κατά σειρά σημαντικότητας (μεταβλητές εξόδου)

Πίνακας 5.40 Παράμετροι υπολογισμού κινδύνου (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ	Μονάδα	Τιμή
1	Διάμεσος	€	-162.134
2	Επίπεδο Κινδύνου (επιλέγεται από το χρήστη)	%	10
3	Ελάχιστο μέσα στο διάστημα εμπιστοσύνης	€	-366.448
4	Μέγιστο μέσα στο διάστημα εμπιστοσύνης	€	12.718



Σχήμα 5.14 Κατανομή ΚΠΑ (μεταβλητή εξόδου)



Σχήμα 5.15 Επιχειρηματικός κίνδυνος (μεταβλητή εξόδου)

5.2.6 Αξιολόγηση Σχεδίου

Είναι το δεύτερο επιχειρηματικό σχέδιο, σκοπίμως τοποθετημένο στην ίδια τοποθεσία με το πρώτο, με τη μόνη διαφορά ότι προστέθηκε ακόμα μια μία ανεμογεννήτρια των 300 kW αυξάνοντας το σύνολο της ισχύος του αιολικού στα 900kW. Στόχος εδώ είναι να δούμε το αν συμφέρει η όχι μια τέτοια επένδυση, τον επιχειρηματικό κίνδυνο και την ενδεχόμενη διαφορά που έχουμε με μια τέτοια (μικρή ομολογουμένως) αύξηση της ισχύος.

Στη συγκεκριμένη μελέτη έχουμε θέσει εμπειρικά στην οικονομική ανάλυση δύο παράγοντες. Το κόστος ενέργειας αλλά και την πιστωτική χρηματοδότηση Α.Π.Ε., που από πίνακα (5.30) συμπεραίνομε ότι είναι 0,0162 και 0,035 €/kWh αντίστοιχα. Όταν αναφερόμαστε στην πίστωση, αναφερόμαστε σε δάνειο επιχορηγίας διάρκειας 6 ετών και συνολικού ποσού όσο και της προκαταρκτικής μελέτης δηλαδή στα 15.321 €.

Στον πίνακα (5.30) μπορούμε επίσης να δούμε την ενδεικτική τιμή ανατίμησης που θα ακολουθηθεί από την εταιρία και ανέρχεται στα 2,5% της αρχικής τιμής. Ο λόγος αυτής της αναπροσαρμογής είναι για να ακολουθείται συνεχώς ο πληθωρισμός που έχει ενδεικτική τιμή στα 3,5% ετησίως.

Ο χρόνος ζωής του έργου ανέρχεται στα 25 χρόνια ζωής και το επιτόκιο προεξόφλησης στα 9%. Δείκτης δανειακής επιβάρυνσης δε θα υπάρξει αλλά και τα εισοδήματα δε θα φορολογηθούν.

Ως άμεσο αποτέλεσμα αυτής της οικονομικής ανάλυσης έρχονται οι χρηματοροές του σχήματος (5.12). Από το διάγραμμα αυτό συμπεραίνουμε ότι η περίοδος αποπληρωμής της επένδυσης είναι στα 7,2 χρόνια και θα έχουμε τις πρώτες θετικές χρηματοροές, δηλαδή κέρδος στα 9,9 χρόνια. Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης IRR και η απόδοση πάνω στο κεφάλαιο ROI (γνωστή και ως ανάλυση Du pont) υπολογίζονται και είναι 6,5% , όπως φαίνονται και στον πίνακα (5.33). Για προ φόρων αλλά και για μετά φορών ανάλυση η τιμές των δεικτών συμπίπτουν αφού δε θα φορολογηθούν τα έσοδα. Η καθαρή παρούσα αξία και σε αυτό το σχέδιο είναι αρνητική στα -161.204 €. Η απόδοση της επένδυσης τίθεται αμέσως υπό αμφισβήτηση και για το λόγο αυτό δύναται να αξιολογηθεί περαιτέρω ο συντελεστής αποδοτικότητας B-C που για τη συγκεκριμένη ανάλυση είναι 0,86. Το 0,86 είναι σαφώς κάτω από της μονάδα και είναι ενδεικτικό του οφέλους που θα έχουμε αν πραγματοποιήσουμε μια τέτοια επένδυση, κάτι που επιβεβαιώνουν τα αρνητικά ετήσια έξοδα. Τα παραπάνω παρουσιάζονται στον πίνακα (5.35).

Εάν η προηγούμενη μελέτη ήταν οριακά απορριπτέα αυτή σίγουρα χαρακτηρίζεται ως απορριπτέα. Ο IRR είναι κατά πολύ κάτω από το κατώφλι του 10% και η Κ.Π.Α. είναι αρνητική. Η ανάλυση ευαισθησίας θα δείξει γιατί και ποιοι παράγοντες ευθύνονται για αυτό αφού σημειωτέον δεν έχουμε επιβάρυνση φορολογίας.

Στους πίνακες του κεφαλαίου 5.2.5 πραγματοποιείται η ανάλυση ευαισθησίας και από εκεί γίνεται η περαιτέρω ανάλυση των αποτελεσμάτων. Για την ανανεώσιμη ενέργεια που παραδίνεται στο σύστημα έχουμε 3.595 MWh παραδιδόμενες. Εάν τώρα προσμετρήσουμε κόστος ενέργειας που είναι στα 0,0162 €/kWh έχουμε αρνητική καθαρή παρούσα αξία στα -161.204 € όπως υπολογίστηκε. Όσον αφορά την παραγωγή μας θα πρέπει για να έχουμε θετικές Κ.Π.Α. αδιαμφισβήτητα να αυξηθεί. Για αύξηση της τάξης του 10% δηλαδή στις 3.955MWh παραδιδόμενες ετησίως θα πρέπει να αυξηθεί το κόστος ενέργειας τουλάχιστον κατά 10% δηλαδή 0,0178€/kWh. Έτσι η Κ.Π.Α. θα γίνει θετική στα 45.836 €. Ένας άλλος τρόπος είναι να αυξηθεί η παραγωγή στα 20% δηλαδή στις 4.314 MWh παραδιδόμενες ετησίως οπότε εκεί θα μπορούσαμε να έχουμε θετικές χρηματοροές ακόμα και σε -10 % μείωση στο κόστος ενέργειας, δηλαδή από τις 0,0146 €/kWh.

Τα κόστη έτσι όπως υπολογίστηκαν με βάση προηγούμενη εμπειρία είναι πολλά σε σύγκριση με το κόστος ενέργειας που έχουμε και γι' αυτό δίνουν και αυτά όπως υπολογίστηκαν αρνητικές χρηματοροές. Για να αλλάξει κάτι στην όλη κατάσταση όπως αυτή χαρακτηριστικά περιγράφεται στον πίνακα (5.35) θα πρέπει να επέλθει μείωση των αρχικών κοστών κατά 20% στα 941.934 €. Τότε μόνο θα μπορούσαμε να έχουμε θετικές χρηματοροές από 10% μείωση του φευκτού κόστος στις 0,0146€/kWh. Φυσικά το να μειωθούν τα αρχικά έξοδα είναι κάτι πολύ δύσκολο, δεδομένου ότι προηγουμένως ζητήθηκε και αύξηση της παραγωγής που σημαίνει περισσότερα έξοδα.

Τα ετήσια κόστη συναρτήσει κόστους δεν αποτελούν εξαίρεση για την ανάλυση μας. Ακολουθούν και αυτά με τη σειρά τους την άσχημη οικονομική εικόνα των προηγούμενων παραγόντων. Έτσι όπως παρουσιάζεται χαρακτηριστικά στον πίνακα (5.36) για να έχουμε θετική Κ.Π.Α. θα πρέπει ούτε λίγο ούτε πολύ να μειώσουμε τα ετήσια έξοδα από 20.237 € στα 18.213 €, δηλαδή μείωση της τάξης του 10%, ενώ ταυτόχρονα το κόστος ενέργειας να αυξηθεί στα 20% δηλαδή στις 0,0194 €/kWh. Συνοψίζοντας για αυτόν τον πίνακα, η ανάλυση ευαισθησίας μας ζητάει να έχουμε ταυτόχρονη αύξηση του φευκτού κόστους ενέργεια με ταυτόχρονη μείωση των ετήσιων κοστών, πράγμα που κρίνεται ανέφικτο.

Τέλος η παραγόμενη ανανεώσιμη ενέργεια συναρτήσει της πιστωτικής χρηματοδότησης Α.Π.Ε., όπως παρουσιάζεται από τον πίνακα (5.37) είναι και αυτή ανίκανη να αποδώσει σε κανονικές συνθήκες θετική Κ.Π.Α. Πολύ απλά για να συμβεί κάτι τέτοιο θα πρέπει να αυξηθεί η παραγόμενη ενέργεια στις 3.955 MWh ετησίως, αύξηση της τάξης του 10% και ταυτόχρονα να αύξηση της χρηματοδότησης στα 0,038 €/kWh , αύξηση που αντιστοιχεί σε 10%. Κάτι παρόμοιο που έγινε και όταν συγκρίναμε την παραγόμενη ενέργεια με το κόστος ενέργειας.

Ακολουθώντας πιστά τα βήματα του μοντέλου καταλήγουμε στην ανάλυση επιχειρηματικού κινδύνου, όπως αυτή υπολογίζεται μέσα από τρία διαφορετικά διαγράμματα. Στον πίνακα (5.39) καθορίζουμε το εύρος των παραμέτρων που συναντήσαμε στην προηγούμενη ανάλυση ευαισθησίας και εν συνεχεία υπολογίζεται με μορφή διαγράμματος η επίδραση των εκάστοτε παραγόντων πάνω στην Κ.Π.Α. Στον y άξονα είναι οι παράγοντες που εξετάζονται τοποθετημένοι κατά σειρά μεγαλύτερης επιρροής, ενώ στο x άξονα βρίσκεται το ποσοστό επιρροής τους. Μεγαλύτερη επιρροή όπως είναι αναμενόμενο και εδώ έχουν τα αρχικά κόστη και μάλιστα η επιρροή τους είναι αρνητική δηλαδή όσο αυξάνονται τα αρχικά κόστη τόσο μειώνεται η Κ.Π.Α.

Το μοντέλο στη συνέχεια υπολογίζει μια οικονομική διάμεσο (φαίνεται καθαρά στον πίνακα 5.40) η οποία είναι το μέσον της προσομοίωσης που έλαβε χώρα. Για τη συγκεκριμένη μελέτη έχει τιμή -162.131€ ποσό που αντιστοιχεί σχεδόν στην ήδη υπολογισμένη Κ.Π.Α. Για τη συγκεκριμένη προσομοίωση Monte Carlo υπολογίστηκε με 500 διαφορετικούς συνδυασμούς των μεταβλητών εισόδου, που απέδωσαν αντιστοίχως 500 διαφορετικές τιμές για κάθε οικονομικό δείκτη. Με τι συχνότητα μπορούμε να πάρουμε θετική Κ.Π.Α. φαίνεται να είναι μεταξύ 1-1,5%. Γραφικά αυτή η κατανομή συχνοτήτων

μπορεί να φανεί στο σχήμα (5.14). Τέλος το διάγραμμα εμπιστοσύνης (σχήμα 5.15) μας δίνει το διάστημα μέσα στο οποίο δεν αλλάζει η Κ.Π.Α. (ως τιμή κεντρική παίρνει την οικονομική διάμεσο που υπολογίστηκε νωρίτερα και είναι αρκετά κοντά με την Κ.Π.Α.). Για το διάστημα αυτό εύκολα εξάγουμε ότι εάν ο κίνδυνος είναι τοποθετημένος από εμάς στο 10% , τότε για να είμαστε μέσα στα όρια εμπιστοσύνης έχουμε 5% των πιθανών τιμών της Κ.Π.Α. να είναι χαμηλότερες από το 5% , δηλαδή χαμηλότερες από -366.448€ Από την άλλη έχουμε 95% των πιθανών τιμών της Κ.Π.Α. να είναι χαμηλότερες του 5% δηλαδή του 12.718€. Για μια τέτοιου μεγέθους επένδυση τα όρια κρίνονται κάθε άλλο από ικανοποιητικά (μέσα στα οποία έχουμε εν τέλη 90% εμπιστοσύνη).

5.3 ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ CASE STUDY 3

Η περιοχή της Ξηρολίμνης παραμένει ίδια και σε αυτήν τη μελέτη επιχειρώντας να κρατήσουμε σταθερούς τους εξωτερικούς παράγοντες και να αλλάξουμε τους οικονομικούς και τους ενεργειακούς. Όπως είναι φυσικό ο συντελεστής τραχύτητας του εδάφους οι μέσες ετήσιες θερμοκρασίες και πιέσεις το ίδιο με την πρώτη μελέτη. Οι ανεμολογικές μετρήσεις παραμένουν ίδιες με αυτές του πρώτου σχεδίου. Η διαφορά είναι ότι εδώ αυξάνουμε την ισχύ των ανεμογεννητριών σε 2400kW, κρατώντας τον ίδιο τύπο ανεμογεννήτριας. Στόχος είναι να επιχειρήσουμε μια μεγάλη αύξηση στην παραγωγή ενέργειας, ενώ όλες οι άλλες συνθήκες θα παραμείνουν σταθερές. Με αυτόν τον τρόπο θα κατανοήσουμε πως επιδράει μια μεγάλη αύξηση της ισχύος σε αυτό το σύστημα.

5.3.1 Ενεργειακό Μοντέλο

Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Πίνακας 5.41Χαρακτηριστικά συστήματος (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ (ΕΙΣΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Τύπος αιολικού πάρκου	Κεντρικού δικτύου
2	Αριθμός Α/Γ	8
3	Απώλειες λόγω σειράς	0%
4	Απώλειες λόγω αντίξοων καιρικών συνθηκών	0%
5	Απρόβλεπτες απώλειες	2%
6	Διάφορε άλλες απώλειες	3%

Πίνακας 5.42 Χαρακτηριστικά συστήματος (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ (ΕΞΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Ισχύς Α/Γ (kW)	300
2	Συνολική ισχύς αιολικού πάρκου (kW)	2400
3	Ύψος πλήμνης	40
3	Ταχύτητα ανέμου στο ύψος της πλήμνης (m/s)	8,6
4	Πυκνότητα ισχύος ανέμου στο ύψος της πλήμνης(W/m^2)	750

Γ΄ ΜΕΡΟΣ: ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Πίνακας 5.43 Ετήσια παραγωγή ενέργειας μεταβλητές εξόδου

Α/Α	**ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΕΞΟΔΟΣ**	**Ανά Α/Γ**	**Συνολικά**
1	Ισχύς Α/Γ (kW)	300	2400
2	Παραγωγή ενέργειας σε ιδανικές συνθήκες (σταθερές συνθήκες) (MWh)	1.248	9.987
3	Συντελεστής προσαρμογής πίεσης	1.02	1.02
4	Συντελεστής προσαρμογής θερμοκρασίας	0.99	0.99
5	Παραγόμενη ενέργεια χωρίς την επίδραση τοπικών απωλειών	1.261	10.085
6	Συντελεστής απωλειών	0,95	0,95
7	Ειδική απόδοση (kWh/m^2)	1.370	1.370
8	Συντελεστής απόδοσης	46%	46%
9	Ενέργεια που παράγεται από το σύστημα (MWh)	1.198	34.513

5.3.2 Δεδομένα Κατασκευαστή Εξοπλισμού

Από τη βάση δεδομένων του RETScreen®, για τους κατασκευαστές ανεμογεννητριών, επιλέγουμε μέσω ειδικής φόρμας τον κατασκευαστή, το επιθυμητό μέγεθος της ανεμογεννήτριας και τέλος ένα εκ των διαθέσιμων υψών πλήμνης. Τα αποτελέσματα συνεργάζονται άμεσα με τα Β΄ και Γ΄ μέρη του ενεργειακού μοντέλου. Τέλος μας δίνουν ως μεταβλητές εξόδου τα χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών καθώς και το διάγραμμα ισχύος της ανεμογεννήτριας. Όπως είναι αναμενόμενα είναι ακριβώς ίδια με αυτά του προηγούμενου σχεδίου (ίδιος τύπος ανεμογεννητριών).

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ

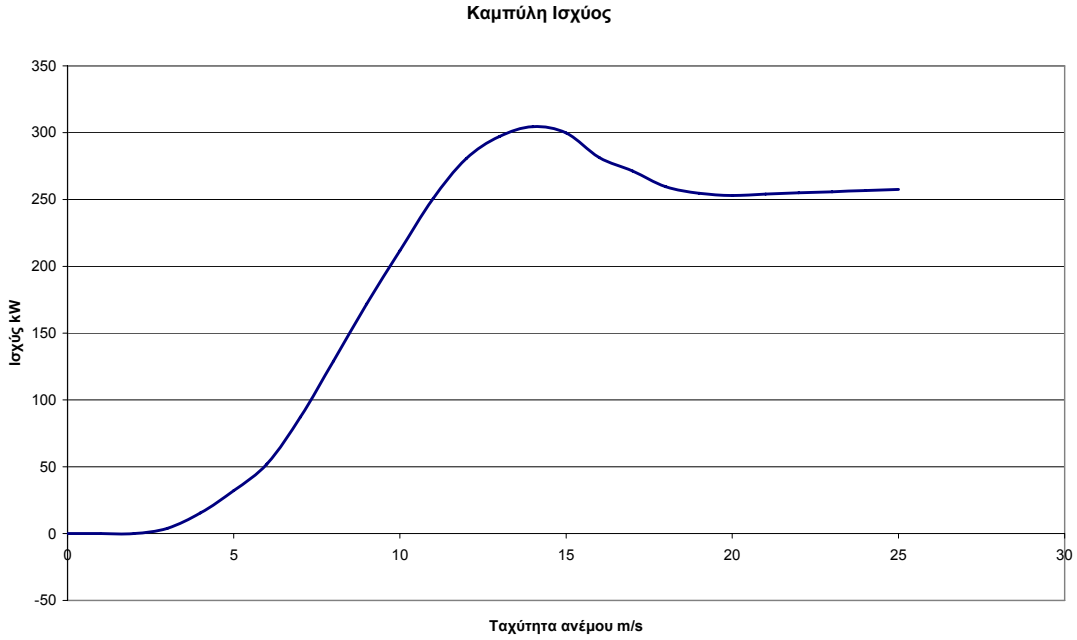
Πίνακας 5.44 Τεχνικά χαρακτηριστικά ανεμογεννήτριας

Α/Α	**ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ**	**Τιμή**
1	Ισχύς Ανεμογεννήτριας (kW)	300
2	Ύψος πλήμνης	40
3	Διάμετρος ρότορα	33
4	Επιφάνεια σάρωσης	875
5	Κατασκευαστής	SIEMENS
6	Μοντέλο	AN BONUS 300kW Mk III
7	Τύπος κατανομής ενεργειακών δεδομένων	Standard
8	Τιμή συντελεστή Rayleigh	2.0

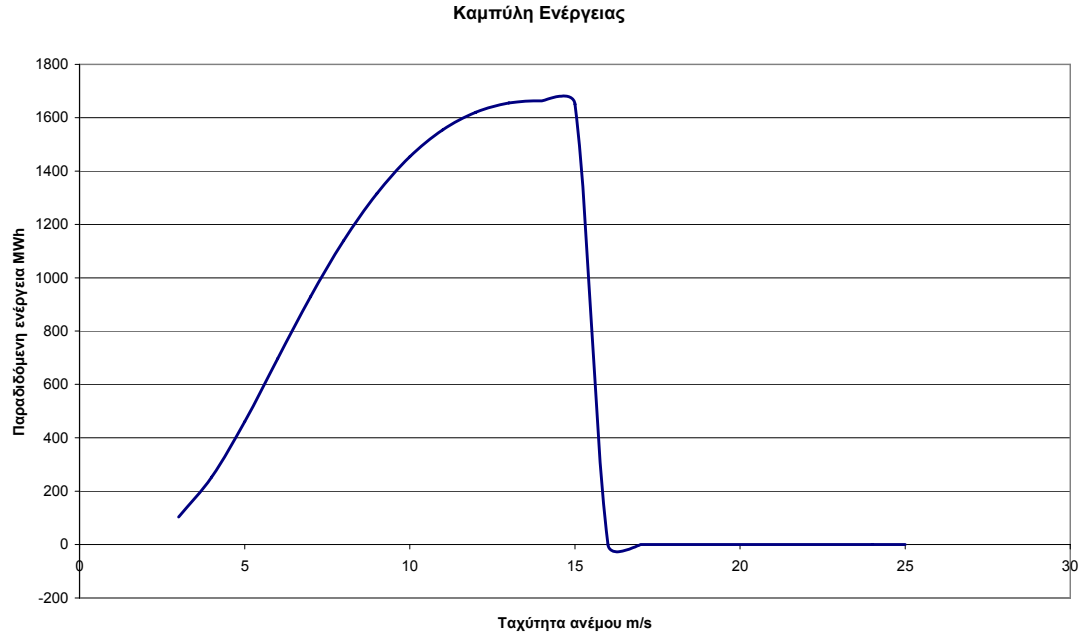
Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ

Πίνακας 5.45 Δεδομένα καμπυλών Ισχύος και Ενέργειας

Ταχύτητα Ανέμου (m/s)	Καμπύλη Ισχύος (kW)	Καμπύλη Ενέργειας (MWh/yr)
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	3,9	102,9899801
4	15,4	252,6814004
5	32	460,7810077
6	52	697,0156953
7	87,1	930,0856597
8	129	1139,346313
9	171,9	1314,905781
10	211,6	1453,247149
11	250,7	1554,272703
12	280,7	1620,179958
13	297,2	1654,839546
14	304,5	1663,10363
15	299,7	1650,113987
16	281,3	0
17	271,3	0
18	259,5	0
19	254,7	0
20	252,9	0
21	254	0
22	254,9	0
23	255,8	0
24	256,7	0
25	257,5	0



Σχήμα 5.16 Καμπύλη ισχύος για case study 2



Σχήμα 5.17 Καμπύλη ενέργειας για case study 2

5.3.3 Ανάλυση Κόστους

Εν ολίγοις η ανάλυση κόστους αποτελείται μόνο από μεταβλητές εισόδου, που από την εμπειρία από προηγούμενα σχέδια αλλά και από την αρχική περιγραφή προσδιορίζονται. Στη συγκεκριμένη ανάλυση θα χρησιμοποιηθεί μελέτη προκαταρκτική βιωσιμότητας και όχι διεξοδική. Για το λόγο αυτό επιλέγουμε στην αρχή του φύλου την κατάλληλη επιλογή και δίνουμε επίσης τη νομισματική μονάδα που θα ακολουθήσουμε. Τα κόστη χωρίζονται σε τρεις κατηγορίες αρχικά, ετήσια και περιοδικά. Στη δικιά μας περίπτωση δε θα έχουμε περιοδικά κόστη.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΑΡΧΙΚΑ ΚΟΣΤΗ

Πίνακας 5.46 Αρχικά κόστη (μεταβλητές εισόδου)

A/A	ΑΡΧΙΚΑ ΚΟΣΤΗ (ΕΙΣΟΔΟΣ)	Τιμή (€)
1	Μελέτη βιωσιμότητας	40.856
2	Ανάπτυξη	128.555
3	Μηχανολογικά	0
4	Εξοπλισμός	1.565.114
5	Θεμελίωση Ανεμογεννητριών	1.310.548
6	Διάφορα και απρόοπτα	94.407

Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΕΤΗΣΙΑ ΚΟΣΤΗ

Πίνακας 5.47 Ετήσια κόστη (μεταβλητές εισόδου)

A/A	ΠΕΡΙΟΔΙΚΑ ΚΟΣΤΗ (ΕΙΣΟΔΟΣ)	Τιμή (€)
1	Λειτουργικά	53.967

5.3.4 Οικονομική Ανάλυση

Το υπολογιστικό φύλλο που αναφέρεται ως οικονομική ανάλυση έχει πέντε μέρη. Το ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο, τις οικονομικές παραμέτρους, τα κέρδη και τα έσοδα της επένδυσης, την οικονομική βιωσιμότητα και τις ετήσιες χρηματοροές.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΕΤΗΣΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ

Πίνακας 5.48 Ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο (μεταβλητές εξόδου)

A/A	ΕΤΗΣΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ (ΕΞΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Όνομα έργου	Αιολικό Πάρκο
2	Τοποθεσία έργου	Ξηρολίμνη Σητείας
3	Σύνολο ενέργειας που παραδόθηκε (MWh)	9.587

Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ

Πίνακας 5.49 Οικονομικές παράμετροι μεταβλητές εισόδου

Α/Α	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ (ΕΙΣΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Κόστος ενέργειας (€/kWh)	0,0288
2	Πιστωτική χρηματοδότηση Α.Π.Ε. (€/kWh)	0,092
3	Χρόνος πίστωσης Α.Π.Ε. (χρόνια)	8
4	Ανατίμηση Α.Π.Ε. (%)	0
5	Αύξηση κόστους ενέργειας (%)	2,5
6	Πληθωρισμός (%)	3,5
7	Εκπτωτικό επιτόκιο (%)	9
8	Χρόνος ζωής (χρόνια)	25
9	Δείκτης δανειακής επιβάρυνσης (%)	0
10	Υπολογισμός φορολογίας εισοδήματος	ΝΑΙ

Γ΄ ΜΕΡΟΣ: ΚΕΡΔΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΑΜΙΕΥΣΕΙΣ

Πίνακας 5.50 Κέρδη και έσοδα (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	ΚΕΡΔΗ ΚΑΙ ΕΣΟΔΑ (ΕΙΣΟΔΟΣ)	Τιμή (€)
1	Κίνητρα και επιχορηγήσεις	40.856

Πίνακας 5.51 Κέρδη και έσοδα έργου (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΚΕΡΔΗ ΚΑΙ ΕΣΟΔΑ (ΕΞΟΔΟΣ)	Ποσοστό επί των αρχικών εξόδων	Τιμή (€)
1	Μελέτη βιωσιμότητας	1,3%	40.856
2	Ανάπτυξη	4,1%	128.855
3	Μηχανολογικά	0%	0
4	Ενεργειακός εξοπλισμός	49,8%	1.565.114
5	Θεμελίωση ανεμογεννητριών	41,7%	1.310.548
6	Διάφορα	3,0%	94.407
7	**Σύνολο**	**100%**	**3.139.780**
8	Ετήσια κόστη και χρέη	-	53.967
9	**Σύνολο Ετήσιων εξόδων**	**-**	**53.967**
10	Ετήσια αποταμίευση ή έσοδα	-	276.105
11	Έσοδα από πίστωση Α.Π.Ε.	-	882.001
12	**Σύνολο εσόδων**	**-**	**1.158.105**

Δ΄ ΜΕΡΟΣ: ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑ

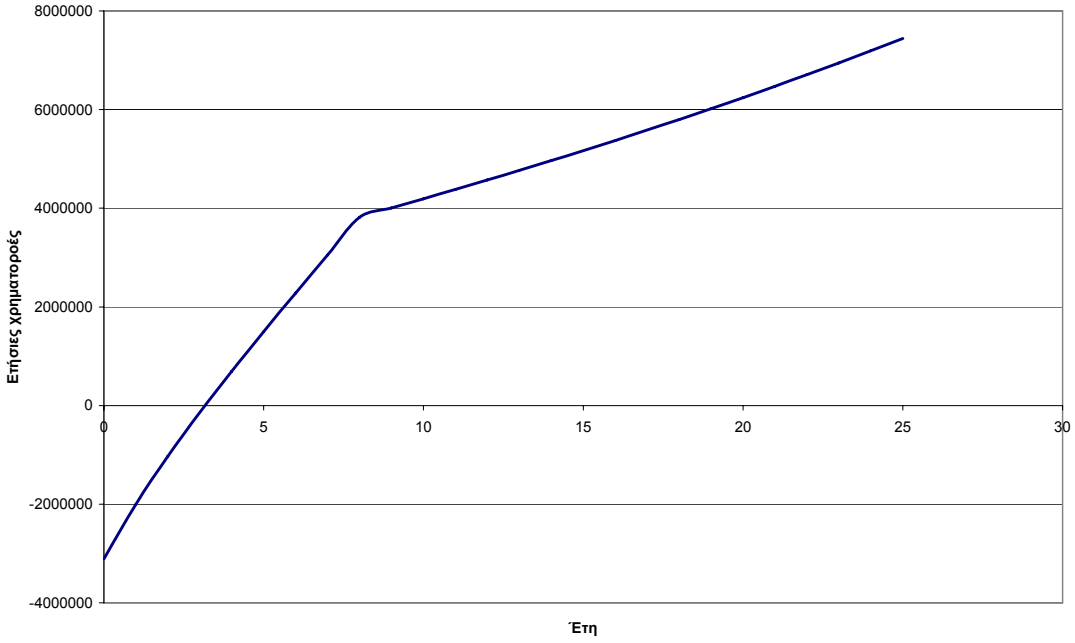
Πίνακας 5.52 Οικονομική βιωσιμότητα (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑ (ΕΞΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Προ φόρων IRR και ROI (%)	33,5
2	Μετά φόρων IRR και ROI (%)	25,9
3	Απλή αποπληρωμή αρχικού κεφαλαίου (έτη)	2,8
4	Χρόνος μέχρι θετική χρηματοροή (έτη)	3,2
5	Καθαρή παρούσα αξία NPV (€)	2.676.442
6	Ετήσιος κύκλος εσόδων (€)	272.479
7	Συντελεστής οικονομικής αποδοτικότητας (B-C)	1,85
8	Κόστος παραγωγής ενέργειας (€/kWh)	0,0030
9	Ίδια κεφάλαια (€)	3.139.780

Ε΄ ΜΕΡΟΣ: ΕΤΗΣΙΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΕΣ

Πίνακας 5.53 Ετήσιες χρηματοροές (αποτελέσματα)

Έτος	Προ φόρων	Μετά φόρων	Αθροιστικά
#	€	€	€
0	-3098923,769	-3113223,369	-3113223,369
1	1109151,87	1105571,737	-2007651,632
2	1114272,09	974281,8223	-1033369,81
3	1119500,765	890178,7238	-143191,0857
4	1124839,923	836773,0473	693581,9616
5	1130291,618	803347,1652	1496929,127
6	1135857,931	782935,1037	2279864,231
7	1141540,968	771009,4706	3050873,701
8	1147342,862	764627,9571	3815501,658
9	271265,077	188578,1131	4004079,771
10	277311,187	188218,5501	4192298,322
11	283482,7067	189441,8404	4381740,162
12	289781,8703	191723,9684	4573464,13
13	296210,9363	194724,8478	4768188,978
14	302772,1872	198223,9522	4966412,93
15	309467,9285	202078,4733	5168491,404
16	316300,4886	206196,1255	5374687,529
17	323272,2179	210517,4668	5585204,996
18	330385,4881	215004,4086	5800209,404
19	337642,6913	219632,7462	6019842,151
20	345046,2393	224387,3035	6244229,454
21	352598,5629	229258,777	6473488,231
22	360302,1104	234241,684	6707729,915
23	368159,3471	239333,0286	6947062,944
24	376172,7535	244531,4342	7191594,378
25	384344,825	249859,6902	7441454,068



Σχήμα 5.18 Ετήσιες χρηματοροές αιολικού πάρκου Ξηρολίμνης για case study 2

5.3.5 Ανάλυση Ευαισθησίας

Η ανάλυση ευαισθησίας τελευταίο μέρος της ανάλυσης του RETScreen, χρησιμοποιείται κατόπιν δήλωσης τους χρήστη. Αυτομάτως υπολογίζεται η ευαισθησία σημαντικών οικονομικών δεικτών όπως το IRR, το ROI και η NPV, σε σχέση με τους απαραίτητους οικονομικούς και τεχνικούς όρους. Η standard διαδικασία έχει δύο κύρια μέρη: Την Ανάλυση Ευαισθησίας και την Ανάλυση Επιχειρηματικού Κινδύνου. Κάθε μέρος μας προμηθεύει με τις απαραίτητες πληροφορίες της συσχέτισης των οικονομικών δεικτών με τους ποιο σημαντικούς παράγοντες, οι οποίοι αλλάζοντας αλλάζουν και τη φύση της επένδυσης. Οι παράγοντες που χρησιμοποιούνται είναι αυτοί με τη μέγιστη επίδραση πάνω στο έργο. Η ανάλυση ευαισθησίας είναι προορισμένη για γενικευμένη χρήση, ενώ η ανάλυση χρηματοοικονομικών κινδύνων, η οποία χρησιμοποιεί προσομοίωση Monte Carlo, είναι προορισμένη για πιο εξειδικευμένη χρήση.

Σημειωτέο ότι και τα δύο μέρη αυτής της ανάλυσης είναι προαιρετικά και αποτελούνται κυρίως από αποτελέσματα, δηλαδή μεταβλητές εξόδου. Η μεταβλητές εισόδου είναι φτιαγμένες για να προσδιορίζουν μόνο αυτό το φύλλο εργασίας και δεν επηρεάζουν τις προηγούμενες ενότητες.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΤΗΣ ΚΑΘΑΡΗΣ ΠΑΡΟΥΣΑΣ ΑΞΙΑΣ

Πίνακας 5.54 Κόστος ενέργειας σε σχέση με την παραγόμενη ενέργεια

Κόστος ενέργειας (€/ kWh)						
Παραγόμενη ενέργεια (MWh)	**Εύρος**	0,02304	0,02592	0,0288	0,03168	0,03456
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
7669,57	**-0,2**	1231310	1410755	1590199	1769643	1948249
8628,27	**-0,1**	1732911	1933532	2134152	2334773	2535393
9586,96	**0**	2230890	2453802	2676442	2898604	3120765
10545,7	**0,1**	2727160	2971538	3215915	3460292	3704670
11504,4	**0,2**	3222201	3488794	3755388	4021981	4288575

Πίνακας 5.55 Κόστος ενέργειας σε σχέση με τα αρχικά κόστη

Κόστος ενέργειας (€/ kWh)						
Αρχικά κόστη (€)	**Εύρος**	0,02304	0,02592	0,0288	0,03168	0,03456
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
2511824	**-0,2**	2685247	2907408	3129570	3351731	3573892
2825802	**-0,1**	2458684	2680845	2903006	3125167	3347328
3139780	**0**	2230890	2453802	2676442	2898604	3120765
3453758	**0,1**	2001413	2224325	2447236	2670148	2893060
3767736	**0,2**	1770305	1994611	2217759	2440671	2663582

Πίνακας 5.56 Κόστος ενέργειας σε σχέση με τα ετήσια κόστη

Κόστος ενέργειας (€/ kWh)						
Ετήσια κόστη (€)	**Εύρος**	0,02304	0,02592	0,0288	0,03168	0,03456
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
43173,7	**-0,2**	2327028	2549939	2772283	2994445	3216606
48570,4	**-0,1**	2278959	2501871	2724363	2946524	3168685
53967,2	**0**	2230890	2453802	2676442	2898604	3120765
59363,9	**0,1**	2182822	2405733	2628522	2850683	3072844
64760,6	**0,2**	2134753	2357665	2580577	2802763	3024924

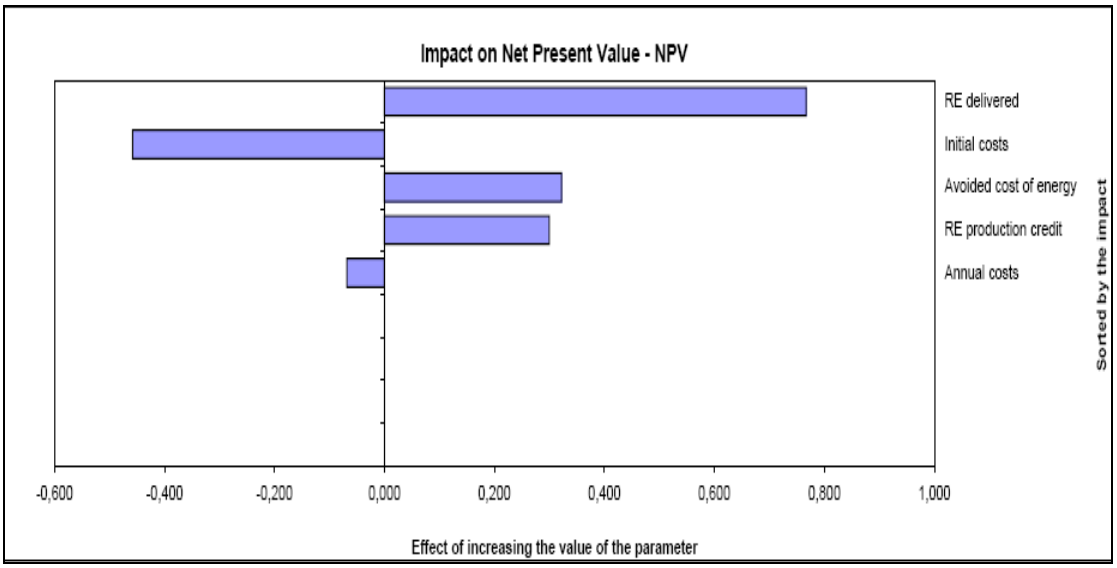
Πίνακας 5.57 Πιστωτική χρηματοδότηση Α.Π.Ε. σε σχέση με την παραγόμενη ενέργεια

Πιστωτική χρηματοδότηση Α.Π.Ε. (€/ kWh)						
Παραγόμενη ενέργεια (MWh)	**Εύρος**	0,0736	0,0828	0,092	0,1012	0,1104
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
7669,57	**-0,2**	1070527	1331047	1590199	1847311	2103031
8628,27	**-0,1**	1555352	1846467	2134152	2421837	2708130
9586,96	**0**	2037414	2357064	2676442	2993754	3311065
10545,7	**0,1**	2516045	2866873	3215915	3564958	3914000
11504,4	**0,2**	2993840	3374614	3755388	4136161	4516935

Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΜΑΤΙΚΩΝ ΚΙΝΔΥΝΩΝ ΓΙΑ ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ –NPV

Πίνακας 5.58 Παράμετροι για τον υπολογισμό του κινδύνου (μεταβλητές εισόδου – εξόδου)

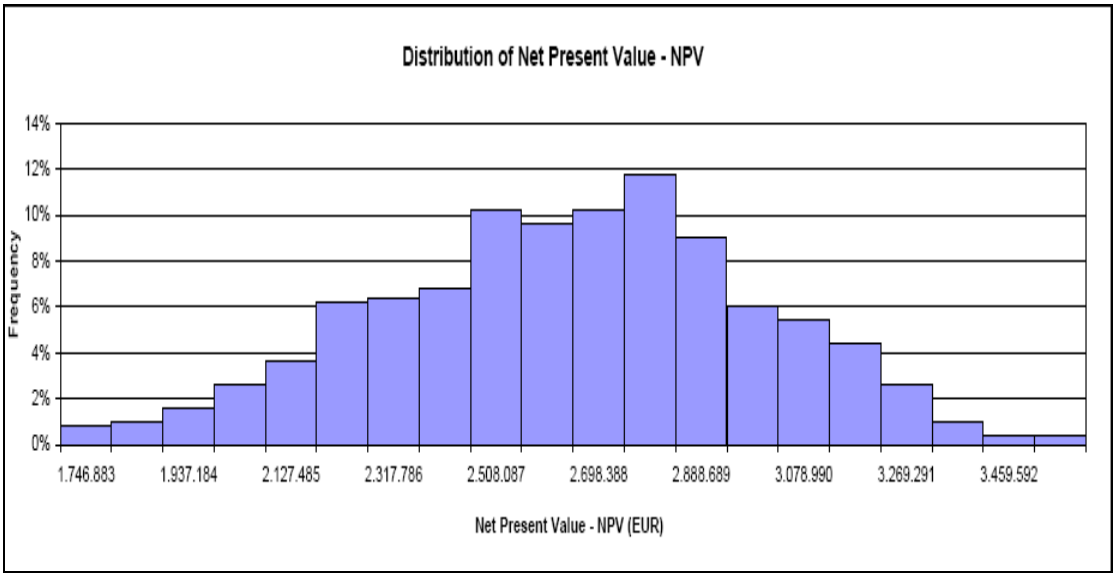
Παράμετρος	**Μονάδα**	**Τιμή**	**Εύρος (+/-)**	**Ελάχιστο**	**Μέγιστο**
Κόστος ενέργειας	€/kWh	0,0288	0,15	0,02448	0,03312
Παραγόμενη Α.Π.Ε.	MWh	9.587	0,15	8148,9195	11025,01
Αρχικά Κόστη	€	3.139.780	0,2	2511823,8	3767736
Ετήσια Κόστη	€	53.967	0,15	45872,08	62062,23
Πιστωτική χρηματοδότηση Α.Π.Ε.	€/kWh	0,092	0,1	0,0828	0,1012



Σχήμα 5.19 Επίδραση παραγόντων στην ΚΠΑ κατά σειρά σημαντικότητας (μεταβλητές εξόδου)

Πίνακας 5.59 Παράμετροι υπολογισμού κινδύνου (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ	Μονάδα	Τιμή
1	Διάμεσος	€	-441.161
2	Επίπεδο Κινδύνου (επιλέγεται από το χρήστη)	%	0,1
3	Ελάχιστο μέσα στο διάστημα εμπιστοσύνης	€	-1.008.516
4	Μέγιστο μέσα στο διάστημα εμπιστοσύνης	€	69.392



Σχήμα 5.20 Μεταβλητή εξόδου. Κατανομή ΚΠΑ



Σχήμα 5.21 Μεταβλητή εξόδου επιχειρηματικός κίνδυνος

5.3.6 Αξιολόγηση Σχεδίου

Το τρίτο και τελευταίο σχέδιο που τοποθετείται πάνω στην περιοχή της Ξηρολίμνης Σητείας, είναι και το κατά σειράν μεγαλύτερο. Οκτώ ανεμογεννήτριες τοποθετήθηκαν έναντι τριών και δύο αντίστοιχα στα προηγούμενα σχέδια. Η συνολική δυναμικότητα αγγίζει τα 2.400 kW. Το αν είναι συμφέρουσα η εκλογή αυτή θα φανεί παρακάτω μέσα από την εκτεταμένη ανάλυση.

Στην οικονομική ανάλυση το κόστος ενέργειας για μια τέτοια εγκατάσταση είναι 0,0288 €/kWh (πίνακας 5.49). Το ποσό αυτό αντιπροσωπεύει το κόστος που εξοικονομούμε για κάθε παραγόμενη kWh. Η εξοικονόμηση αυτή, προϋποθέτει εναλλακτική παραγωγή ενέργειας από γεννήτρια υγρών καυσίμων, κάτι που δεν είναι απίθανο για την περιοχή της Κρήτης ιδιαίτερα τους καλοκαιρινούς μήνες.

Στον πίνακα (5.49)παίρνουμε και μια άλλη τιμή που αναφέρεται στη χρηματοδότηση από τα διάφορα αναπτυξιακά προγράμματα, την πιστωτική χρηματοδότηση Α.Π.Ε. Το κόστος αυτό αφαιρείται από το σύνολο κόστος παραγωγής και για το συγκεκριμένο σχέδιο είναι ίσο με 0,092€/kWh. Ο χρόνος που θα πιστώνεται θα είναι 8 χρόνια.

Στον ίδιο πίνακα παίρνουμε μια ενδεικτική τιμή ετήσιας αύξησης της παραγόμενης ενέργειας (ανατίμηση Α.Π.Ε.), που για το συγκεκριμένο έργο επιλέγουμε να είναι 0. Άρα το κόστος της ενέργειας δε θα αυξάνει χρόνο με το χρόνο. Το εκπτωτικό επιτόκιο θα είναι στο 9% και ο χρόνος ζωής στα 25 χρόνια. Παρατηρούμε ακόμα ότι ενώ δε θα αυξάνει η ετήσια τιμή της kWh,ο πληθωρισμός υπάρχει και είναι 3,5% καθώς και το ετήσιο κόστος της ενέργειας θα επιβαρύνεται κατά 2,5% ετησίως.

Να σημειώσουμε ότι σε αυτήν τη μελέτη θα έχουμε φορολογία εισοδήματος με τη μορφή του 35% επί των κερδών. Η μέθοδος απόσβεσης θα είναι και εδώ φθίνοντος υπολοίπου. Εάν υπάρχει ζημία η μελέτη θα συνεχιστεί ενώ επί το 100% της φορολογικής βάσης θα έχουμε ρυθμό απόσβεσης στα 35%.

Ως αποτέλεσμα όλων αυτών παίρνουμε τις χρηματοροές της επένδυσης που παρουσιάζονται αναλυτικά στον πίνακα (5.53) και γραφικά στο διάγραμμα (5.18). Από το τελευταίο αυτό διάγραμμα φαίνεται πως η περίοδος αποπληρωμής της επένδυσης θα είναι τα 2,8 χρόνια, ενώ στα 3,2 χρόνια θα έχουμε τα πρώτα μας έσοδα. Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης IRR αλλά και η απόδοση πάνω στο κεφάλαιο ROI (ανάλυση Du pont) συμπίπτουν για το συγκεκριμένο λογισμικό και υπολογίζονται για προ φόρων και για μετά φόρων. Έτσι για προ φόρων έχουμε 33,5% και για μετά φόρων 25,9%. Εδώ έχουμε εσωτερικό βαθμό απόδοσης πολύ μεγαλύτερο από το επιτόκιο προεξόφλησης ακόμα και για μετά τη φορολογία επί των κερδών. Τα πρώτα θετικά συμπεράσματα επαληθεύει η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης NPV που υπολογίζεται θετική στα 2.676.442. Το επενδυτικό αυτό πρόγραμμα είναι κάτι παραπάνω από αποδεκτό γεγονός που επιβεβαιώνει και ο συντελεστής αποδοτικότητας της επένδυσης B-C που είναι στο 1,85, δηλαδή πάνω από τη μονάδα. Τα αποτελέσματα που αναλύθηκαν παρουσιάζονται συνοπτικά στα πίνακα 5.56.

Η επένδυση αυτή ήδη από τις δύο ποιο διαδεδομένες μεθόδους ανάλυσης έχει γίνει αποδεκτή. Απομένει να εξετάσουμε στις παραγράφους που ακολουθούν την ευαισθησία της συναρτήσει των παραγόντων που την επηρεάζουν πιο πολύ.

Έτσι από πίνακα (5.54) το κόστος ενέργειας στα 0,0288 €/kWh κρίνεται απολύτως ικανοποιητικό για δεδομένη παραδιδόμενη ετήσια ενέργεια 9.587MWh. Μάλιστα στο συγκεκριμένο πίνακα μας αποδίδει Κ.Π.Α. 2.676.442€. Από τη στιγμή που έχουμε τέτοια ενθαρρυντικά αποτελέσματα μπορούμε να έχουμε κέρδος ακόμα και σε χειρότερες συνθήκες. Ενδεικτικά ακόμα και να μειώσουμε το κόστος ενέργειας στα -20% της αρχικής τιμής του δηλαδή στα 0,0230 €/kWh και ταυτόχρονα να μειωθεί η παραγωγή μας στις 7.670 MWh ετησίως πάλι θα είχαμε κέρδος για την Κ.Π.Α. της τάξης του 1.231.310 €.

Στον πίνακα (5.55) που ακολουθεί και συγκρίνει τα αρχικά κόστη συναρτήσει του κόστους ενέργειας η ίδια θετική εικόνα συνεχίζεται. Η κατάσταση όπως έχει αποδίδει θετική Κ.Π.Α. όπως είναι ήδη γνωστό. Κέρδος θα είχαμε ακόμα και να είχαμε και εδώ ταυτόχρονη μείωση του κόστους ενέργειας κατά -20% και αύξηση από την άλλη των αρχικών κοστών της εγκατάστασης κατά 20%. Έτσι θα είχαμε κόστος ενέργειας στα 0,0230€/kWh και αρχικά κόστη στα 3.767.736. Η Κ.Π.Α. σε αυτήν την περίπτωση θα ήταν 2.134.753€, δηλαδή θετική.

Στον πίνακα (5.56) συγκρίνοντας τα ετήσια κόστη αυτήν τη φορά συναρτήσει του κόστους ενέργειας πάλι παίρνουμε την ίδια θετική εικόνα. Τα πράγματα όπως είναι δίνουν θετική Κ.Π.Α., αλλά και εδώ εάν είχαμε να κάνουμε με ταυτόχρονη αύξηση των ετήσιων κοστών κατά 20% και ταυτόχρονη μείωση του κόστους ενέργειας κατά -20% θα ήμασταν κερδισμένοι. Η αυξομείωση αυτή σημαίνει ετήσια κόστη στα 64.761€ και κόστος ενέργειας στα 0,0230€/kWh και Κ.Π.Α. να υπολογίζεται στα 2.134.753€, δηλαδή θετική.

Τέλος στον πίνακα (5.57) που συγκρίνουμε την παραγόμενη ενέργεια συναρτήσει της πιστωτικής χρηματοδότησης Α.Π.Ε. όπου και εδώ όπως έχουν τα πράγματα η Κ.Π.Α. είναι θετική. Στη χείριστη δυνατή περίπτωση βάση πάντα του εύρους της ευαισθησίας που έχουμε ορίσει παίρνουμε πάλι θετική Κ.Π.Α. Αναλυτικά με ταυτόχρονη μείωση και στους δύο παράγοντες κατά -20% , η παραγόμενη ενέργεια στις 7.670MWh ετησίως και η χρηματοδότηση στις 0,074€/kWh, η Κ.Π.Α. και εδώ συνεχίζει να είναι θετική στα 1.070.527€.

Στην κατακλείδα των αναλύσεων έχουμε την επιχειρηματική ανάλυση κινδύνου. Σημειώνουμε ότι η επένδυση είναι αποδεκτή και τώρα θα εξεταστεί όσον αφορά τον κίνδυνο της. Η ανάλυση ολοκληρώνεται σταδιακά σε τρία διαγράμματα από το μοντέλο. Στον πρώτο διάγραμμα που υπολογίζεται η επίδραση των διάφορων παραγόντων πάνω στην Κ.Π.Α. (σχήμα 5.19) έχουμε ταυτόχρονα στον y άξονα και την κατάταξη τους με σειρά σημαντικότητας επίδρασης τους πάνω της. Ο x άξονας δίνει το μέγεθος της επιρροής ως ποσοστό. Συμπερασματικά λοιπόν η παραδιδόμενη στο σύστημα ενέργεια, όπως είναι φυσικό έχει τη μεγαλύτερη επίδραση κατά 0,8. αυτό πρακτικά σημαίνει ότι όσο μεγαλώνουμε την παραγωγή κατά το συγκεκριμένο ποσοστό θα μεγαλώνει και η Κ.Π.Α. Τέλος αρνητική σχέση έχουν τα αρχικά κόστη κατά -0,5 και τα ετήσια κατά -0,1 αντίστοιχα. Αυτό σημαίνει ότι όσο μειώνουμε τα κόστη αυτά κατά τα ποσοστά αυτά θα αυξάνεται η Κ.Π.Α.

Το μοντέλο αφού του δοθεί το επιθυμητό επίπεδο κινδύνου, στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι 10% υπολογίζει την οικονομική διάμεσο μέσα από τη γνωστή πλέον διαδικασία προσομοίωσης Monte Carlo. Συγκεκριμένα όπως και στις προηγούμενες προσομοιώσεις είναι το πεντηκοστό εκατοστό των διαθέσιμων τιμών. Οι υπολογισμοί που λαμβάνουν χώρα γίνονται με 500 διαφορετικούς συνδυασμούς των μεταβλητών εισόδου του συστήματος που αποδίδουν αντιστοίχως 500 διαφορετικές τιμές του εκάστοτε οικονομικού δείκτη. Το γράφημα κατανομής συχνοτήτων για την Κ.Π.Α. (5.20) αντανακλά το γεγονός ότι η διάμεσος έχει τη μεγαλύτερη συχνότητα και είναι η 2.663.176€. Ενώ για τα επίπεδα εμπιστοσύνης από το διάγραμμα κινδύνου (5.21) παρατηρούμε ότι έχουμε ανώτερο όριο τα 3.139.644€ και κατώτερο τα 2.039.428€. Μέσα σε αυτά τα όρια έχουμε επίπεδο εμπιστοσύνης 90% πράγμα καταφανές και από το προηγούμενο διάγραμμα. Η επένδυση δε θα μπορούσε από το να γίνει δεκτή με μεγάλα περιθώρια κέρδους ακόμα και σε χείριστες συνθήκες παραγωγής και παραγόντων.

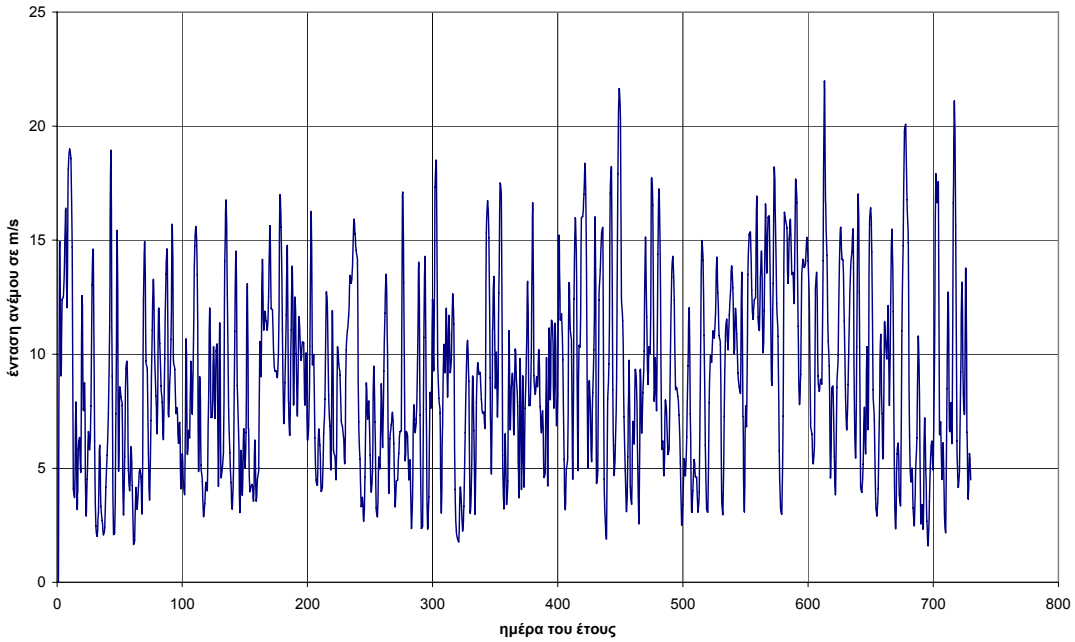
5.4 ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ CASE STUDY 4

Το τέταρτο κατά σειρά σχέδιο προς μελέτη τοποθετείται γεωγραφικά στην περιοχή Μόδι της επαρχίας Κυδωνίας Χανίων. Βρίσκεται σε υψόμετρο 80μ από την επιφάνεια της θάλασσας ενώ απέχει 1 km από το Γεράνι και 15 km από τα Χανιά. Η περιοχή όπως φαίνεται και από δορυφόρο (εικόνα 5.22) δύναται να παρέχει ικανό και αναγκαίο αιολικό δυναμικό για τη δημιουργία αιολικού πάρκου.

Το αιολικό δυναμικό από μετρήσεις προηγούμενων ετών φαίνεται στο διάγραμμα (5.23). Η μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου που προκύπτει είναι περίπου 8,8 m/s.



Σχήμα 5.22 Δορυφορική άποψη περιοχής του Μοδιού στο νομό Χανίων Κρήτης



Σχήμα 5.23 Ανεμολογικά δεδομένα προηγούμενων ετών για την περιοχή Μόδι

5.4.1 Ενεργειακό Μοντέλο

Οι μεταβλητές εισόδου και εξόδου καθώς και οι τιμές τους παρουσιάζονται αναλυτικά στους παρακάτω πίνακες.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΤΟΠΙΚΕΣ ΣΥΝΘΗΚΕΣ

Πίνακας 5.60 Τοπικές συνθήκες (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	ΤΟΠΙΚΕΣ ΣΥΝΘΗΚΕΣ (ΕΙΣΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Είδος ανεμολογικών δεδομένων	Ταχύτητα ανέμου
2	Ετήσια μέση ταχύτητα ανέμου (m/s)	8,9
3	Ύψος μέτρησης (m)	10
4	Δείκτης τραχύτητας εδάφους	0,2
5	Μέση ατμοσφαιρική πίεση (kPa)	103
6	Μέση ετήσια θερμοκρασία (^{0}C)	19

Πίνακας 5.64 Τοπικές συνθήκες (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΤΟΠΙΚΕΣ ΣΥΝΘΗΚΕΣ (ΕΞΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Ταχύτητα Ανέμου στο ύψος της μέτρησης	8,9

Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Πίνακας 5.61 Χαρακτηριστικά συστήματος (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΕΙΣΟΔΟΣ	Τιμή
1	Τύπος αιολικού πάρκου	Κεντρικού δικτύου
2	Αριθμός Α/Γ	3
3	Απώλειες λόγω σειράς	0%
4	Απώλειες λόγω αντίξοων καιρικών συνθηκών	0%
5	Απρόβλεπτες απώλειες	2%
6	Διάφορε άλλες απώλειες	3%

Πίνακας 5.62 Χαρακτηριστικά συστήματος (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ (ΕΞΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Ισχύς Α/Γ (kW)	1000
2	Συνολική ισχύς αιολικού πάρκου (kW)	3000
3	Ύψος πλήμνης	60
3	Ταχύτητα ανέμου στο ύψος της πλήμνης (m/s)	12,7
4	Πυκνότητα ισχύος ανέμου στο ύψος της πλήμνης(W/ m^2)	2.155

Γ΄ ΜΕΡΟΣ: ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Πίνακας 5.63 Ετήσια παραγωγή ενέργειας (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΕΞΟΔΟΣ)	Ανά Α/Γ	Συνολικά
1	Ισχύς Α/Γ (kW)	1000	3000
2	Παραγωγή ενέργειας σε ιδανικές συνθήκες (σταθερές συνθήκες) (MWh)	5.388	16.165
3	Συντελεστής προσαρμογής πίεσης	1.02	1.02
4	Συντελεστής προσαρμογής θερμοκρασίας	0.99	0.99
5	Παραγόμενη ενέργεια χωρίς την επίδραση τοπικών απωλειών	5.441	16.323
6	Συντελεστής απωλειών	0,95	0,95
7	Ειδική απόδοση (kWh/m^2)	2.249	2.249
8	Συντελεστής απόδοσης	59%	59%
9	Ενέργεια που παράγεται από το σύστημα (MWh)	5.172	15.517

5.4.2 Δεδομένα Κατασκευαστή Εξοπλισμού

Από τη βάση δεδομένων του RETScreen®, για τους κατασκευαστές ανεμογεννητριών, επιλέγουμε μέσω ειδικής φόρμας τον κατασκευαστή, το επιθυμητό μέγεθος της ανεμογεννήτριας και τέλος ένα εκ των διαθέσιμων υψών πλήμνης. Τα αποτελέσματα συνεργάζονται άμεσα με τα Β΄ και Γ΄ μέρη του ενεργειακού μοντέλου. Τέλος μας δίνουν ως μεταβλητές εξόδου τα χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών καθώς και το διάγραμμα ισχύος της ανεμογεννήτριας.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ

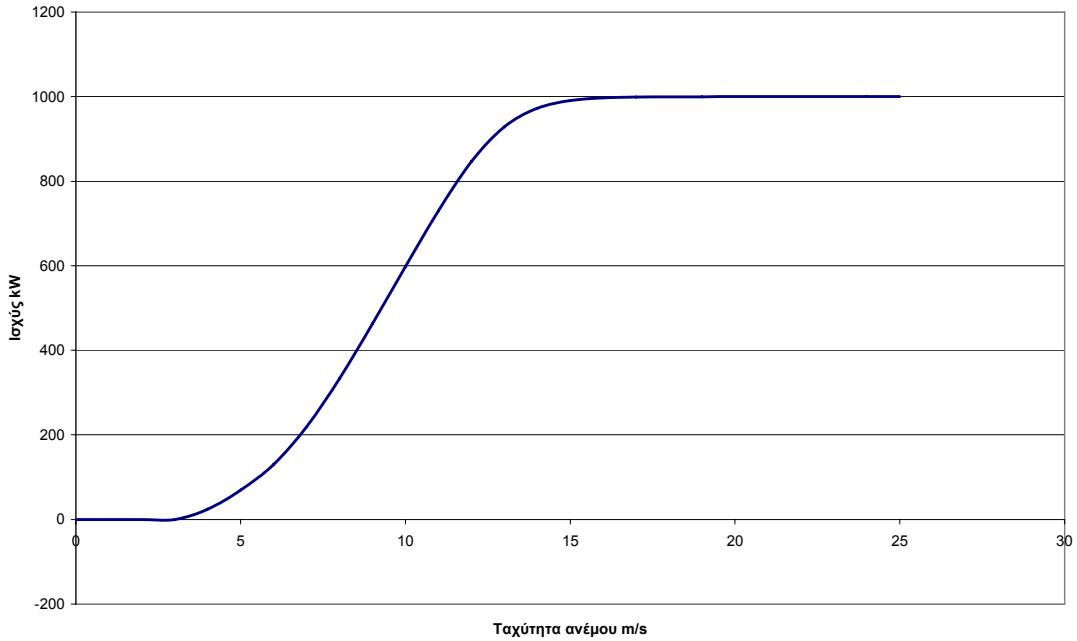
Πίνακας 5.64 Τεχνικά χαρακτηριστικά ανεμογεννήτριας

Α/Α	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ	Τιμή
1	Ισχύς Ανεμογεννήτριας (kW)	1000
2	Ύψος πλήμνης	60
3	Διάμετρος ρότορα	54,2
4	Επιφάνεια σάρωσης	2300
5	Κατασκευαστής	Siemens
6	Μοντέλο	AN BONUS 1 MW
7	Τύπος κατανομής ενεργειακών δεδομένων	Standard
8	Τιμή συντελεστή Rayleigh	2

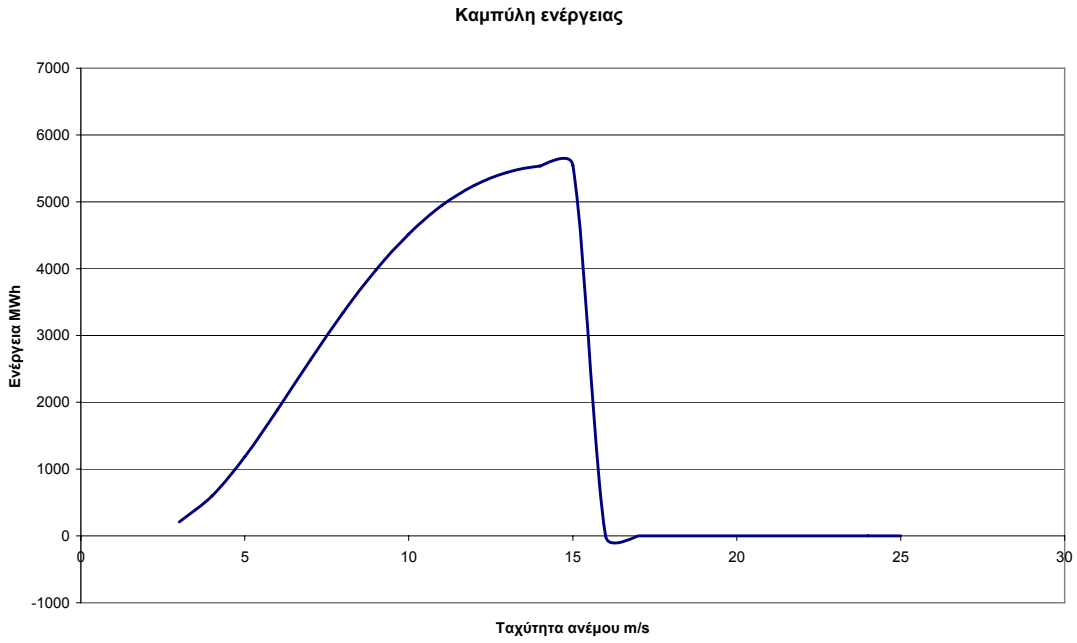
Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ

Πίνακας 5.65 Δεδομένα καμπυλών Ισχύος και Ενέργειας

Ταχύτητα Ανέμου (m/s)	Καμπύλη Ισχύος (kW)	Καμπύλη Ενέργειας (MWh /yr)
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	0	207,6327856
4	24,1	598,0613093
5	69,3	1182,754677
6	130	1889,333036
7	219,1	2631,542553
8	333,5	3342,791565
9	463,1	3980,390994
10	598,1	4517,872564
11	730	4940,794983
12	846,5	5245,869353
13	928,8	5439,423763
14	972,6	5534,403531
15	990,8	5547,023678
16	997,2	0
17	999,2	0
18	999,8	0
19	999,9	0
20	1000	0
21	1000	0
22	1000	0
23	1000	0
24	1000	0
25	1000	0



Σχήμα 5.24 Καμπύλη ισχύος για case study 4



Σχήμα 5.25 Καμπύλη ενέργειας για case study 4

5.4.3 Ανάλυση Κόστους

Εν ολίγοις η ανάλυση κόστους αποτελείται μόνο από μεταβλητές εισόδου, που από την εμπειρία από προηγούμενα σχέδια αλλά και από την αρχική περιγραφή προσδιορίζονται. Στη συγκεκριμένη ανάλυση λόγο του μικρού του μεγέθους της ολικής εγκατάστασης θα χρησιμοποιηθεί μελέτη προκαταρκτική βιωσιμότητας και όχι διεξοδική. Για το λόγο αυτό επιλέγουμε στην αρχή του φύλου την κατάλληλη επιλογή και δίνουμε επίσης τη νομισματική μονάδα που θα ακολουθήσουμε. Τα κόστη χωρίζονται σε τρεις κατηγορίες αρχικά, ετήσια και περιοδικά. Στη δικιά μας περίπτωση δε θα έχουμε περιοδικά κόστη.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΑΡΧΙΚΑ ΚΟΣΤΗ

Πίνακας 5.66 Αρχικά κόστη, μελέτη βιωσιμότητας (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	Μελέτη βιωσιμότητας είσοδος	Μονάδες	Ποσότητα	Κόστος Μονάδας (€)	Σύνολο (€)
1	Μελέτη Τοποθεσίας	p-d	5	105	525
2	Μελέτη διαθέσιμου αιολικού δυναμικού	met tower	2	3090,9	6181,8
3	Περιβαλλοντολογική μελέτη	p-d	5	105	525
4	Προπαρασκευαστικό σχέδιο	p-d	20	105	2100
5	Εκτίμηση λεπτομερούς κόστους	p-d	10	105	1050
6	Ετοιμασία αναφοράς	p-d	10	105	1050
7	Διαχείρηση σχεδίου	p-d	10	105	1050
8	Ταξίδια και διαμονή	p-trip	5	157,57	787,85
9	Άλλα - Μελέτη βιωσιμότητας	Cost	0	4810,65	0
10	Μελέτη βιωσιμότητας	Cost	1	4810	4810
11	**Σύνολο**				**13269,65**

Πίνακας 5.67Αρχικά κόστη, ανάπτυξη (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	Ανάπτυξη είσοδος	Μονάδες	Ποσότητα	Κόστος Μονάδας (€)	Σύνολο (€)
1	PPA διαπραγμάτευση	p-d	20	105	2100
2	Άδειες και εγκρίσεις	p-d	250	105	26250
3	Δικαιώματα γής	project	0	0	0
4	Έρευνα για εύρεση γης	p-d	0	0	0
5	Χρηματοδότηση σχεδίου	p-d	100	105	10500
6	Νομικά και λογιστικά	p-d	100	105	10500
7	Διαχείριση σχεδίου	p-yr	0,2	31000	6200
8	Ταξίδια και διαμονή	p-trip	18	157,57	2836,26
9	Άλλα - Ανάπτυξη	Cost	0	0	0
10	Ανάπτυξη	Cost	1	15172	15172
11	**Σύνολο**				**58386,26**

Πίνακας 5.68 Αρχικά κόστη, μηχανολογικά (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	**Μηχανολογικά είσοδος**	**Μονάδες**	**Ποσότητα**	**Κόστος Μονάδας (€)**	**Σύνολο (€)**
1	Μικρό ρυθμίσεις Α/Γ	p-d	10	105	1050
2	Μηχανολογικό σχέδιο	p-d	10	105	1050
3	Ηλεκτρολογικό σχέδιο	p-d	5	105	525
4	Σχέδιο πολιτικού μηχανικού	p-d	5	105	525
5	Αποζημιώσεις και συμβόλαια	p-d	10	105	1050
6	Επίβλεψη κατασκευής	p-yr	0,15	31000	4650
7	Άλλα- Μηχανολογικά	Cost	0	0	0
8	Μηχανολογικά	Cost	0	0	0
9	**Σύνολο**				**8850**

Πίνακας 5.69 Αρχικά κόστη, ενεργειακός εξοπλισμό (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	**Ενεργειακός εξοπλισμός είσοδος**	**Μονάδες**	**Ποσότητα**	**Κόστος Μονάδας (€)**	**Σύνολο (€)**
1	Ανεμογεννήτριες	kW	3000	640	1920000
2	Ανταλλακτικά	%	0,03	1920000	57600
3	Μεταφορικά	turbine	3	7757,57	23272,71
4	Άλλα- εξοπλισμός ενέργειας	Cost	0	0	0
5	**Σύνολο**				**2000872,71**

Πίνακας 5.70Αρχικά κόστη, θεμελίωση Α/Γ (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	**Θεμελίωση Α/Γ**	**Μονάδες**	**Ποσότητα**	**Κόστος Μονάδας (€)**	**Σύνολο (€)**
1	Εγκατάσταση Α/Γ	turbine	3	12090,9	36272,7
2	Ανύψωση Α/Γ	turbine	3	8060,6	24181,8
3	Κατασκευή δρόμων	km	0	0	0
4	Γραμμή μεταφοράς ενέργειας	km	0	0	0
5	Υποσταθμός	project	1	230303,03	230303,03
6	Κτίρια ελέγχου και συντηρήσεως	building	1	19363,63	19363,63
7	Μεταφορικά	project	1	10545,45	10545,45
8	Άλλα – θεμελίωση Α/Γ	Cost	0	0	0
9	Θεμελίωση Α/Γ	Cost	1	154310,85	154310,85
10	Σύνολο				320666,61

Πίνακας 5.71 Αρχικά κόστη, διάφορα (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	**Διάφορα είσοδος**	**Μονάδες**	**Ποσότητα**	**Κόστος Μονάδας (€)**	**Σύνολο (€)**
1	Εκπαίδευση	p-d	10	105	1050
2	Αναθέσεις	p-d	10	105	1050
3	Απρόοπτα	%	0,05	2404145,23	120207,2615
4	Τόκοι κατά τη διάρκεια κατασκευής	0	12	2524352,492	0
5	**Σύνολο**				**122307,2615**

Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΕΤΗΣΙΑ ΚΟΣΤΗ

Πίνακας 5.72 Ετήσια κόστη (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	**O&M κόστη λειτουργικά και διαχείρισης**	**Μονάδες**	**Ποσότητα**	**Κόστος Μονάδας (€)**	**Σύνολο (€)**
1	Μίσθωση Γης	project	0	0	0
2	Φορολογία ιδιοκτησίας	project	0	0	0
3	Ασφάλιση	project	0	0	0
4	Συντήρηση δικτύου	%	0,02	230303,03	4606,0606
5	Ανταλλακτικά και εργασία	kWh	15516808,23	0,012	186201,6988
6	Οφέλη κοινότητας	-	0	0	0
7	Ταξίδια και διαμονή	p-trip	0	0	0
8	Γενικά και διοικητικά	%	0,06	190807,7594	11448,46556
9	Άλλα - O&M	Cost	0	0	0
10	O&M	Cost	1	13478,31	13478,31
11	Απρόοπτα	%	0,06	202256,2249	12135,3735
12	Σύνολο				214391,5984

5.4.4 Οικονομική Ανάλυση

Το υπολογιστικό φύλλο που αναφέρεται ως οικονομική ανάλυση έχει πέντε μέρη. Το ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο, τις οικονομικές παραμέτρους, τα κέρδη και τα έσοδα της επένδυσης, την οικονομική βιωσιμότητα και τις ετήσιες χρηματοροές.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΕΤΗΣΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ

Πίνακας 5.73 Ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΕΤΗΣΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ (ΕΞΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Όνομα έργου	Αιολικό Πάρκο
2	Τοποθεσία έργου	Μόδι
3	Σύνολο ενέργειας που παραδόθηκε (MWh)	15.517

Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ

Πίνακας 5.74 Οικονομικές παράμετροι (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ (ΕΙΣΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Κόστος ενέργειας (€/kWh)	0,0275
2	Πιστωτική χρηματοδότηση Α.Π.Ε. (€/kWh)	0
3	Χρόνος πίστωσης Α.Π.Ε. (χρόνια)	0
4	Ανατίμηση Α.Π.Ε. (%)	0
5	Αύξηση κόστους ενέργειας (%)	3,0
6	Πληθωρισμός (%)	2,5
7	Εκπτωτικό επιτόκιο (%)	9
8	Χρόνος ζωής (χρόνια)	25
9	Δείκτης δανειακής επιβάρυνσης (%)	31%
10	Χρεωστικό επιτόκιο	5,8%
11	Φορολογία εσόδων	ΟΧΙ

Γ΄ ΜΕΡΟΣ: ΚΕΡΔΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΑΜΙΕΥΣΕΙΣ

Πίνακας 5.75 Κέρδη και έσοδα (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	ΚΕΡΔΗ ΚΑΙ ΕΣΟΔΑ (ΕΙΣΟΔΟΣ)	Τιμή (€)
1	Κίνητρα και επιχορηγήσεις	-

Πίνακας 5.76 Κέρδη και έσοδα έργου (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	**ΚΕΡΔΗ ΚΑΙ ΕΣΟΔΑ ΕΞΟΔΟΣ**	**Ποσοστό επί των αρχικών εξόδων**	**Τιμή (€)**
1	Μελέτη βιωσιμότητας	0,5%	13.270
2	Ανάπτυξη	2,3%	58.386
3	Μηχανολογικά	0,4%	8.850
4	Ενεργειακός εξοπλισμός	79,3%	2.000.873
5	Θεμελίωση ανεμογεννητριών	12,7%	320.667
6	Διάφορα	4,8%	122.307
7	**Σύνολο**	**100%**	**2.524.352**
8	Ετήσια κόστη και χρέη	-	214.392
9	Χρεωστικές πληρωμές 15ετίας	-	79.524
10	**Σύνολο Ετήσιων εξόδων**	**-**	**293.915**
11	Ετήσια αποταμίευση ή έσοδα	-	426.712
12	Έσοδα από πίστωση Α.Π.Ε.	-	-
13	**Σύνολο εσόδων**	**-**	**426.712**

Δ΄ ΜΕΡΟΣ: ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑ

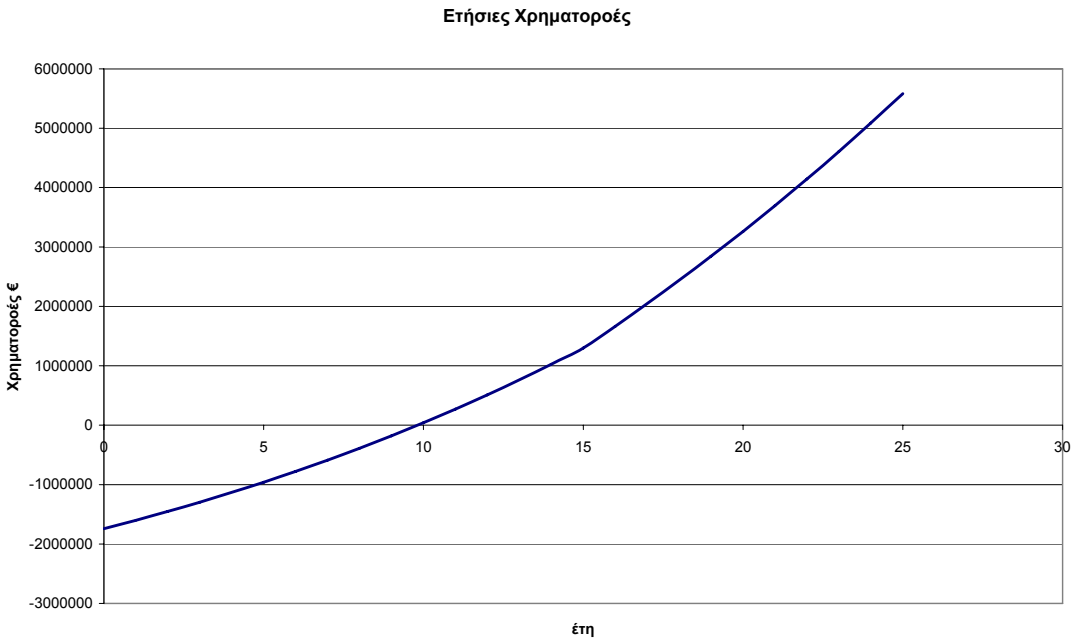
Πίνακας 5.77 Οικονομική βιωσιμότητα (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	**ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑ ΕΞΟΔΟΣ**	**Τιμή**
1	Προ φόρων IRR και ROI (%)	11,6
2	Μετά φόρων IRR και ROI (%)	11,6
3	Απλή αποπληρωμή αρχικού κεφαλαίου (έτη)	11,9
4	Χρόνος μέχρι θετική χρηματοροή (έτη)	9,8
5	Καθαρή παρούσα αξία NPV (€)	509.834
6	Ετήσιος κύκλος εσόδων (€)	51.904
7	Συντελεστής οικονομικής αποδοτικότητας (B-C)	1,29
8	Κόστος παραγωγής ενέργειας (€/kWh)	51.904
9	Ίδια κεφάλαια (€)	1.741.803

Ε΄ ΜΕΡΟΣ: ΕΤΗΣΙΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΕΣ

Πίνακας 5.78 Ετήσιες χρηματοροές (αποτελέσματα)

Έτος	Προ φόρων	Μετά φόρων	Αθροιστικά
#	€	€	€
0	-1741803,219	-1741803,219	-1741803,219
1	140238,3752	140238,3752	-1601564,844
2	147929,9983	147929,9983	-1453634,846
3	155879,839	155879,839	-1297755,007
4	164096,3306	164096,3306	-1133658,676
5	172588,1764	172588,1764	-961070,4995
6	181364,3587	181364,3587	-779706,1408
7	190434,147	190434,147	-589271,9939
8	199807,1075	199807,1075	-389464,8864
9	209493,1123	209493,1123	-179971,7741
10	219502,3492	219502,3492	39530,57506
11	229845,3314	229845,3314	269375,9065
12	240532,908	240532,908	509908,8145
13	251576,2745	251576,2745	761485,0889
14	262986,9835	262986,9835	1024472,072
15	274776,9565	274776,9565	1299249,029
16	366482,3244	366482,3244	1665731,353
17	379068,1218	379068,1218	2044799,475
18	392071,2763	392071,2763	2436870,751
19	405505,3032	405505,3032	2842376,055
20	419384,1481	419384,1481	3261760,203
21	433722,2006	433722,2006	3695482,403
22	448534,3078	448534,3078	4144016,711
23	463835,7892	463835,7892	4607852,5
24	479642,4514	479642,4514	5087494,952
25	495970,6032	495970,6032	5583465,555



Σχήμα 5.26 Ετήσιες χρηματοροές αιολικού πάρκου Μοδιού

5.4.5 Ανάλυση Ευαισθησίας

Η ανάλυση ευαισθησίας τελευταίο μέρος της ανάλυσης του RETScreen, χρησιμοποιείται κατόπιν δήλωσης τους χρήστη. Αυτομάτως υπολογίζεται η ευαισθησία σημαντικών οικονομικών δεικτών όπως το IRR, το ROI και η NPV, σε σχέση με τους απαραίτητους οικονομικούς και τεχνικούς όρους. Η standard διαδικασία έχει δύο κύρια μέρη: Την Ανάλυση Ευαισθησίας και την Ανάλυση Επιχειρηματικού Κινδύνου. Κάθε μέρος μας προμηθεύει με τις απαραίτητες πληροφορίες της συσχέτισης των οικονομικών δεικτών με τους ποιο σημαντικούς παράγοντες, οι οποίοι αλλάζοντας αλλάζουν και τη φύση της επένδυσης. Οι παράγοντες που χρησιμοποιούνται είναι αυτοί με τη μέγιστη επίδραση πάνω στο έργο. Η ανάλυση ευαισθησίας είναι προορισμένη για γενικευμένη χρήση, ενώ η ανάλυση χρηματοοικονομικών κινδύνων, η οποία χρησιμοποιεί προσομοίωση Monte Carlo, είναι προορισμένη για πιο εξειδικευμένη χρήση.

Σημειωτέο ότι και τα δύο μέρη αυτής της ανάλυσης είναι προαιρετικά και αποτελούνται κυρίως από αποτελέσματα, δηλαδή μεταβλητές εξόδου. Η μεταβλητές εισόδου είναι φτιαγμένες για να προσδιορίζουν μόνο αυτό το φύλλο εργασίας και δεν επηρεάζουν τις προηγούμενες ενότητες.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΜΕΤΑ ΦΟΡΩΝ ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΤΟΥ ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΥ ΒΑΘΜΟΥ ΑΠΟΔΟΣΗΣ IRR ΚΑΙ ROI

Πίνακας 5.79 Κόστος ενέργειας σε σχέση με την παραγόμενη ενέργεια

Κόστος ενέργειας (€/ kWh)						
Παραγόμενη ενέργεια (MWh)	**Εύρος**	0,022	0,02475	0,0275	0,03025	0,033
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
12413,45	**-0,2**	-0,54%	2,84%	5,66%	8,17%	10,49%
13965,13	**-0,1**	2,84%	5,99%	8,76%	11,33%	13,76%
15516,81	**0**	5,66%	8,76%	11,60%	14,29%	16,88%
17068,49	**0,1**	8,17%	11,33%	14,29%	17,14%	19,93%
18620,17	**0,2**	10,49%	13,76%	16,88%	19,93%	22,93%

Πίνακας 5.80 Κόστος ενέργειας σε σχέση με τα αρχικά κόστη

Κόστος ενέργειας (€/ kWh)						
Αρχικά κόστη (€)	**Εύρος**	0,022	0,02475	0,0275	0,03025	0,033
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
2019482	**-0,2**	8,19%	11,73%	15,05%	18,25%	21,39%
2271917	**-0,1**	6,82%	10,11%	13,16%	16,07%	18,90%
2524352	**0**	5,66%	8,76%	11,60%	14,29%	16,88%
2776788	**0,1**	4,66%	7,61%	10,28%	12,79%	15,20%
3029223	**0,2**	3,78%	6,61%	9,15%	11,51%	13,77%

Πίνακας 5.81 Κόστος ενέργειας σε σχέση με τα ετήσια κόστη

Κόστος ενέργειας (€/ kWh)						
Ετήσια κόστη (€)	**Εύρος**	0,022	0,02475	0,0275	0,03025	0,033
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
171513,3	**-0,2**	8,63%	11,50%	14,20%	16,81%	19,36%
192952,4	**-0,1**	7,18%	10,15%	12,91%	15,55%	18,12%
214391,6	**0**	5,66%	8,76%	11,60%	14,29%	16,88%
235830,8	**0,1**	4,04%	7,33%	10,26%	13,01%	15,64%
257269,9	**0,2**	2,29%	5,82%	8,89%	11,71%	14,38%

Πίνακας 5.82 Ποσοστό δανεικής επιβάρυνσης σε σχέση με το χρεωστικό επιτόκιο

Δείκτης δανειακής επιβάρυνσης						
Χρεωστικό επιτόκιο %	**Εύρος**	24,80%	27,90%	31,00%	34,10%	37,20%
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
4,64%	**-0,2**	11,53%	11,69%	11,86%	12,04%	12,24%
5,22%	**-0,1**	11,43%	11,58%	11,73%	11,90%	12,07%
5,80%	**0**	11,33%	11,46%	11,60%	11,75%	11,90%
6,38%	**0,1**	11,23%	11,35%	11,47%	11,60%	11,73%
6,96%	**0,2**	11,13%	11,23%	11,34%	11,45%	11,56%

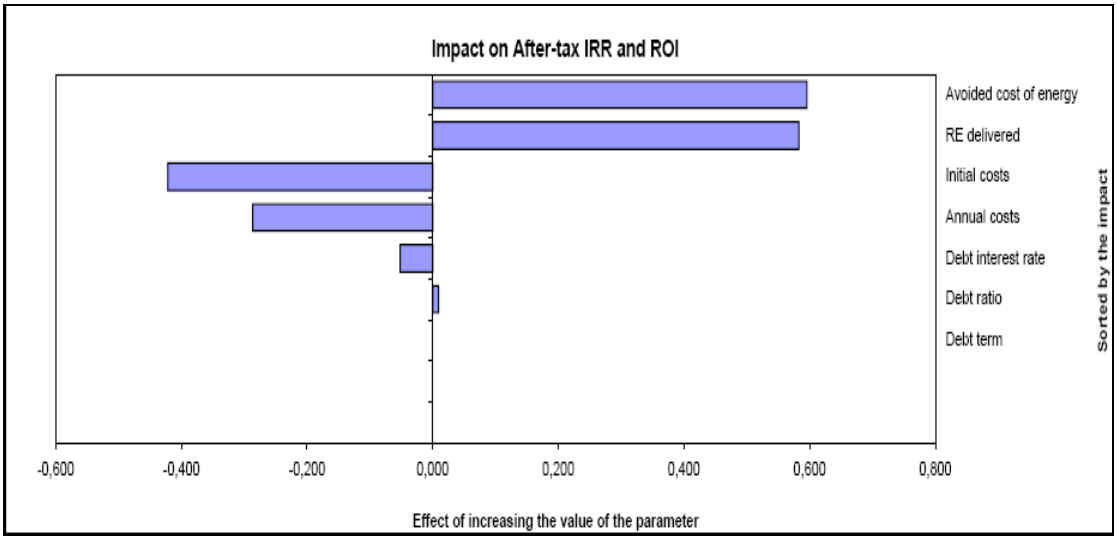
Πίνακας 5.87 Χρόνος δανεισμού σε σχέση με το χρεωστικό επιτόκιο

Χρόνος δανεισμού						
Χρεωστικό επιτόκιο %	**Εύρος**	12	13,5	15	16,5	18
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
4,64%	**-0,2**	11,53%	11,69%	11,86%	12,04%	12,24%
5,22%	**-0,1**	11,43%	11,58%	11,73%	11,90%	12,07%
5,80%	**0**	11,33%	11,46%	11,60%	11,75%	11,90%
6,38%	**0,1**	11,23%	11,35%	11,47%	11,60%	11,73%
6,96%	**0,2**	11,13%	11,23%	11,34%	11,45%	11,56%

Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΜΑΤΙΚΩΝ ΚΙΝΔΥΝΩΝ ΓΙΑ ΕΣΩΤΕΡΙΚΟ ΒΑΘΜΟ ΑΠΟΔΟΣΗΣ

Πίνακας 5.84 Παράμετροι για τον υπολογισμό του κινδύνου (μεταβλητές εισόδου – εξόδου)

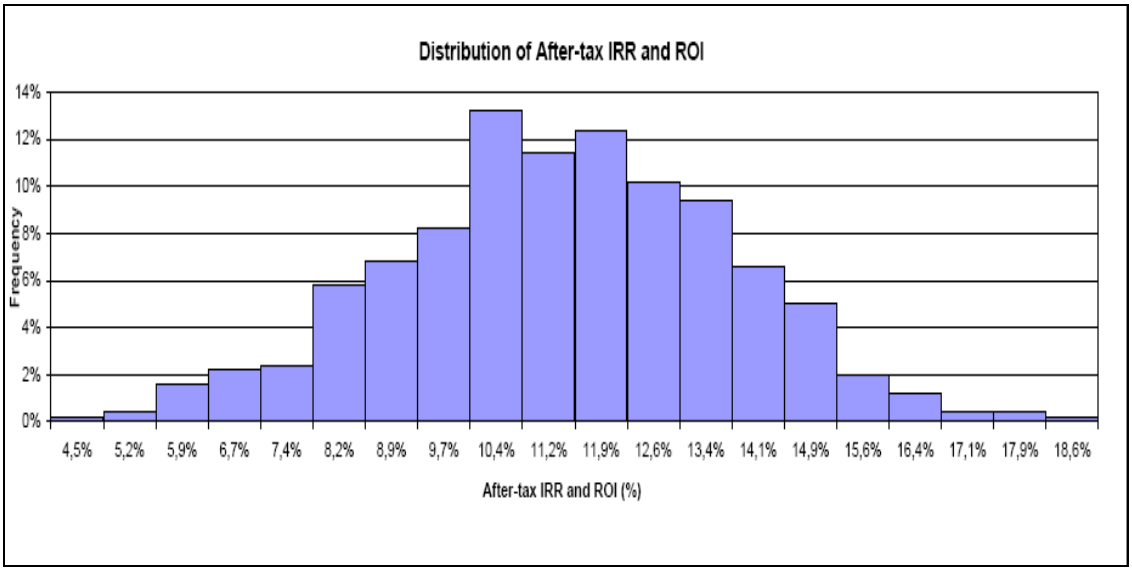
Παράμετρος	**Μονάδα**	**Τιμή**	**Εύρος (+/-)**	**Ελάχιστο**	**Μέγιστο**
Κόστος ενέργειας	€/kWh	0,0275	0,15	0,023375	0,031625
Παραγόμενη Α.Π.Ε.	MWh	15516,81	0,15	13189,287	17844,32947
Αρχικά Κόστη	€	2524352	0,2	2019482	3029222,99
Ετήσια Κόστη	€	214391,6	0,15	182232,86	246550,3382
Δείκτης δανειακής επιβάρυνσης	%	31,00%	0,05	29,45%	32,55%
Επιτόκιο δανειακής επιβάρυνσης	%	5,80%	0,3	4,06%	7,54%
Χρόνος δανειακής επιβάρυνσης	έτη	15	0	15	15



Σχήμα 5.27 Επίδραση παραγόντων στον ΕΒΑ κατά σειρά σημαντικότητας (μεταβλητές εξόδου)

Πίνακας 5.85Παράμετροι υπολογισμού κινδύνου (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	**ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ**	**Μονάδα**	**Τιμή**
1	Διάμεσος	%	11,4
2	Επίπεδο Κινδύνου (επιλέγεται από το χρήστη)	%	10
3	Ελάχιστο μέσα στο διάστημα εμπιστοσύνης	%	7,2
4	Μέγιστο μέσα στο διάστημα εμπιστοσύνης	%	15,0



Σχήμα 5.28 Κατανομή ΕΒΑ (μεταβλητή εξόδου)



Σχήμα 5.29 Επιχειρηματικός κίνδυνος (μεταβλητή εξόδου)

5.4.6 Αξιολόγηση Σχεδίου

Το τέταρτο σε σειρά επιχειρηματικό σχέδιο, αναφέρεται σε αιολική εγκατάσταση 3 ανεμογεννητριών 1000kW στην περιοχή Μόδι. Το σχέδιο είναι μεσαίας κλίμακας και θα εξεταστεί αν συμφέρει η όχι μιας τέτοια εγκατάσταση στην περιοχή.

Η ανάλυση του συγκεκριμένου σχεδίου διαφοροποιείται σε σύγκριση με τα προηγούμενα στην περιοχή της Ξηρολίμνης όχι μόνο προς της περιοχή και την ωφέλιμη ισχύ αλλά και στον τρόπο διεξαγωγής της μελέτη. Η διαφοροποίηση ξεκινάει από την εκτίμηση κόστους η οποία εδώ γίνεται ποιο αναλυτική και ενδελεχής. Σαν κόστος αυτήν τη φορά έχουμε βάλει ενδεικτική τιμή τα 0,0275€/kWh ενώ πιστωτική χρηματοδότηση Α.Π.Ε. δε θα υπάρξει καθόλου.

Στον πίνακα (5.74) όπου εξάγουμε και αυτές τις τιμές, παρατηρούμε ακόμα ενδεικτικές τιμές ανατίμησης της ενέργειας στο 3,0% ετησίως και ετήσιο πληθωρισμό στο 2,5%. Το εκπτωτικό επιτόκιο είναι στο 9,0% και ο αναμενόμενος χρόνος ζωής στα 25 χρόνια. Σε αυτήν τη μελέτη επιλέξαμε δείκτη δανειακής επιβάρυνσης στα 31% και χρεωστικό επιτόκιο στο 5,8%, Ο χρόνος δανεισμού θα είναι 15 χρόνια. Δε θα υπάρξει περαιτέρω φορολόγηση στα έσοδα της επένδυσης.

Ως αποτέλεσμα έχουμε τις ετήσιες χρηματοροές του πίνακα (5.78) και τη γραφική τους αναπαράσταση στο διάγραμμα (5.26). Από αυτό το διάγραμμα συμπεραίνομε ότι απλή αποπληρωμή του κεφαλαίου θα έχουμε στα 11,9 χρόνια ενώ κέρδη θα έχουμε νωρίτερα από τα 9,8 χρόνια. Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης IRR και ROI είναι ίδιος για προ φόρων και μετά φόρων και είναι ίσος με 11,6%. Είναι σίγουρα πάνω από το εκπτωτικό επιτόκιο και πάνω από ένα υποτιθέμενο κατώφλι στα 10%. Αυτό μας ενθαρρύνει να αναλύσουμε την επένδυση αφού είναι οριακά αποδεκτή. Η Καθαρή παρούσα αξία της είναι 509.834€, δηλαδή είναι θετική πράγμα που συντελεί στη θετική μας προδιάθεση. Οι ετήσιοι κύκλοι εσόδων είναι στα 51.904€, ενώ ο δείκτης αποδοτικότητας είναι και αυτός πολύ πάνω από τη μονάδα κατά 1,29. Για όλα αυτά με πρώτη ανάλυση η επένδυση κρίνεται αποδεκτή αν και ο μακρύς χρόνος αποπληρωμής του αρχικού κόστους είναι ένα σημαντικό εμπόδιο για μια μορφή επένδυσης που επιδιώκει γρήγορα κέρδη.

Ακολουθώντας τη διαδικασία της ανάλυσης ευαισθησίας θα επιχειρήσουμε να εξετάσουμε την αλληλεπίδραση των σημαντικότερων παραγόντων και τον αντίκτυπο που έχουν πάνω στον εσωτερικό βαθμό απόδοσης. Σε αυτό το σημείο είναι που διαφοροποιούμαστε από τις προγενέστερες μελέτες γιατί ακριβώς δεν εξετάζουμε τον αντίκτυπο που έχουμε στην ΚΠΑ αλλά στον ΕΒΑ. Επειδή η ανάλυση του ΕΒΑ γίνεται πάντα συγκριτικά, είναι απαραίτητη η τοποθέτηση κατωφλιού συμφωνίας πάνω από το οποίο θα γίνεται αποδεκτή η επένδυση. Είδαμε ότι αν το κατώφλι τεθεί το 10% η επένδυση είναι αποδεκτή. Στην περίπτωση αυτή σκοπίμως επιλέγουμε την αύξηση του κατωφλιού συμφωνίας στο 15%.

Έτσι με τη σειρά και ξεκινώντας από τον πίνακα (5.79) έχουμε ότι το κόστος ενέργειας συναρτήσει της παραδιδόμενης ενέργειας στο σύστημα σε κανονικές συνθήκες δίνουν IRR που δεν ξεπερνά το προσαυξημένο κατώφλι που θέσαμε. Για να συμβεί αυτό θα πρέπει να έχουμε τουλάχιστον αύξηση της παραγωγής ενέργειας κατά 10% στις 17.068 MWh και ταυτόχρονη αύξηση του κόστους ενέργειας κατά 10% στο 0,0303€/kWh. Η αντί αυτής της αλλαγής πολύ απλά να αυξήσουμε την παραγωγή κατά 20%.

Στον πίνακα (5.80) βλέπουμε ότι το κόστος συναρτήσει ων αρχικών κοστών πάλι δίνει χαμηλότερο IRR από το κατώφλι συμφωνίας. Για να είμαστε πάνω από αυτό το κατώφλι θα πρέπει να έχουμε τουλάχιστον μείωση των αρχικών κοστών κατά 20%, δηλαδή να πάνε στα 2.019.482€.

Στον πίνακα (5.81) βλέπουμε ότι το κόστος ενέργειας συναρτήσει των ετήσιων κοστών δίνει IRR χαμηλότερο από το κατώφλι συμφωνίας. Για να είμαστε σε IRR μεγαλύτερο από το προβλεπόμενο αρκεί μια αύξηση της τάξης του 10% του κόστους ενέργειας, δηλαδή στο 0,0303€/kWh. Αυτή η ποσοστιαία αύξηση θα δώσει IRR στο 16,8% , πάνω δηλαδή από το κατώφλι συμφωνίας.

Στον πίνακα (5.82) παρουσιάζεται η σχέση του ποσοστού δανειακή επιβάρυνσης συναρτήσει του χρεωστικού επιτοκίου. Η μικρή αυτή διαφοροποίηση από τις προηγούμενες μελέτες γίνεται γιατί πολύ απλά δεν έχουμε πιστωτική χρηματοδότηση Α.Π.Ε. σε αυτήν την περίπτωση. Εκ πρώτης όψεως γίνεται κατανοητό ότι δεν υπάρχει μέσα στα προβλεπόμενα όρια ευαισθησίας η δυνατότητα να περαστεί το προσυμφωνημένο κατώφλι για τον IRR.

Στον πίνακα (5.83) παρουσιάζεται η σχέση του χρόνου δανεισμού με το χρεωστικό επιτόκιο πάνω στο IRR. Είναι και εδώ οφθαλμοφανές ότι καμία αύξηση του χρόνου δανεισμού μέσα στα όρια της ευαισθησίας ή καμία μείωση του χρεωστικού επιτοκίου δε θα μας ωθήσει να περάσουμε το κατώφλι του 15% για τον IRR.

Τέλος έρχεται η ανάλυση επιχειρηματικού κινδύνου όπως υπολογίζεται μέσα από τρία διαφορετικά διάγραμμα για να μας δώσει την τελική εικόνα της επένδυσης. Στο σχήμα (5.27) βλέπουμε την επίδραση των διαφόρων παραμέτρων πάνω στο IRR. Όπως και όταν αναλύαμε για NPV, έτσι και εδώ στον άξονα x είναι το ποσό της σημαντικότητας της επίδρασης ενώ στον άξονα y είναι κατά σειρά σημαντικότητας τοποθετημένες οι παράμετροι της επένδυσης. Στο συγκεκριμένο διάγραμμα παρατηρούμε ότι εδώ τη μεγαλύτερη σημαντικότητα την έχουν τα κόστη ενέργειας ακολουθώντας οριακά η παραγόμενη ενέργεια που παραδίδεται στο σύστημα. Είναι ένα αποτέλεσμα που μας έχει προϊδεάσει από την ανάλυση ευαισθησίας. Η σχέση αυτών των παραμέτρων είναι θετική κατά το αναγραφόμενο ποσοστό.

Εν συνεχεία το μοντέλο μέσω της προσομοίωσης Monte Carlo που ακολουθεί δοκιμάζει τιμές και παίρνουμε τη διάμεσο αυτών τον παρατηρήσεων που αναφέρεται σε τιμή του IRR. Η τιμή αυτή είναι το 11,4% πράγμα απολύτως κατανοητό. Το γεγονός αυτό αποτυπώνεται γραφικά με το διάγραμμα συχνοτήτων (5.28).

Τέλος το διάστημα εμπιστοσύνης τοποθετείται για το 90% των παρατηρήσεων στα όρια μεταξύ 7,2% και 15%. Ακουμπάει εν ολίγης το άνω όριο το κατώφλι συμφωνίας που εμείς θέσαμε. Για το λόγο αυτό είναι οριακή. Το διάγραμμα (5.29) είναι αυτό που αποτυπώνει το επίπεδο εμπιστοσύνης. Συνοψίζοντας το σχέδιο αυτό γίνεται οριακά αποδεκτό, με την προϋπόθεση να μην επειγόμαστε για γρήγορη αποπληρωμή κεφαλαίου.

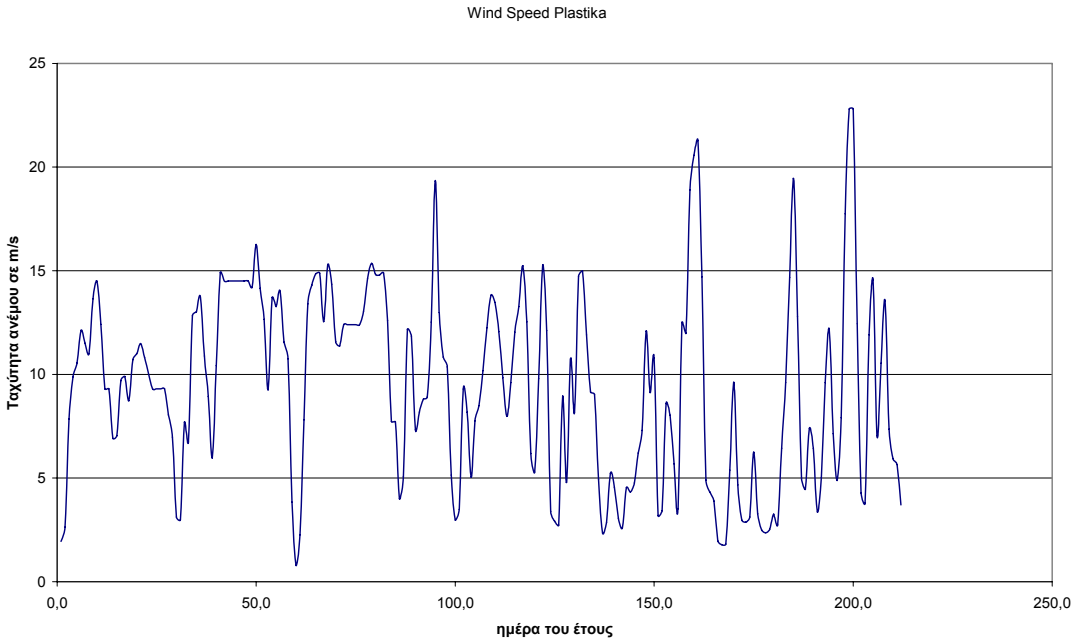
5.5 ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ CASE STUDY 5

Η περιοχή που επιλέχθηκε για το πέμπτο κατά σειρά αιολικό πάρκο είναι στο ακρωτήριο του Αγίου Ιωάννη στο νομό Λασιθίου.



Σχήμα 5.30 Δορυφορική άποψη ακρωτηρίου Αγίου Ιωάννη

Το αιολικό δυναμικό της περιοχής φαίνεται από μετρήσεις που έγιναν τα προηγούμενα έτη στο σχήμα 5.31



Σχήμα 5.31 Αιολικό δυναμικό περιοχής Αγίου Ιωάννη Λασιθίου.

Σύμφωνα με τις μετρήσεις που έγιναν η μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου, όπως προκύπτει είναι 5,4 m/s.

5.5.1 Ενεργειακό Μοντέλο

Οι μεταβλητές εισόδου και εξόδου καθώς και οι τιμές τους παρουσιάζονται αναλυτικά στους παρακάτω πίνακες.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΤΟΠΙΚΕΣ ΣΥΝΘΗΚΕΣ

Πίνακας 5.86 Τοπικές συνθήκες (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	ΤΟΠΙΚΕΣ ΣΥΝΘΗΚΕΣ (ΕΙΣΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Είδος ανεμολογικών δεδομένων	Ταχύτητα ανέμου
2	Ετήσια μέση ταχύτητα ανέμου (m/s)	5,4
3	Ύψος μέτρησης (m)	10
4	Δείκτης τραχύτητας εδάφους	0,2
5	Μέση ατμοσφαιρική πίεση (kPa)	103
6	Μέση ετήσια θερμοκρασία (^{0}C)	19

Πίνακας 5.87 Τοπικές συνθήκες (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΤΟΠΙΚΕΣ ΣΥΝΘΗΚΕΣ (ΕΞΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Ταχύτητα Ανέμου στο ύψος της μέτρησης	5,4

Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Πίνακας 5.88 Χαρακτηριστικά συστήματος (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ (ΕΙΣΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Τύπος αιολικού πάρκου	Κεντρικού δικτύου
2	Αριθμός Α/Γ	10
3	Απώλειες λόγω σειράς	2%
4	Απώλειες λόγω αντίξοων καιρικών συνθηκών	0%
5	Απρόβλεπτες απώλειες	2%
6	Διάφορε άλλες απώλειες	3%

Πίνακας 5.89 Χαρακτηριστικά συστήματος (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ (ΕΞΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Ισχύς Α/Γ (kW)	1000
2	Συνολική ισχύς αιολικού πάρκου (kW)	10000
3	Ύψος πλήμνης	60
3	Ταχύτητα ανέμου στο ύψος της πλήμνης (m/s)	7,7
4	Πυκνότητα ισχύος ανέμου στο ύψος της πλήμνης(W/ m^2)	541

Γ΄ ΜΕΡΟΣ: ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Πίνακας 5.90 Ετήσια παραγωγή ενέργειας (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΕΞΟΔΟΣ)	Ανά Α/Γ	Συνολικά
1	Ισχύς Α/Γ (kW)	1000	10000
2	Παραγωγή ενέργειας σε ιδανικές συνθήκες (σταθερές συνθήκες) (MWh)	2.979	29.793
3	Συντελεστής προσαρμογής πίεσης	1.02	1.02
4	Συντελεστής προσαρμογής θερμοκρασίας	0.99	0.99
5	Παραγόμενη ενέργεια χωρίς την επίδραση τοπικών απωλειών	3.008	30.085
6	Συντελεστής απωλειών	0,93	0,93
7	Ειδική απόδοση (kWh/m^2)	1.224	1.224
8	Συντελεστής απόδοσης	32%	32%
9	Ενέργεια που παράγεται από το σύστημα (MWh)	2.803	28.027

5.5.2 Δεδομένα Κατασκευαστή Εξοπλισμού

Από τη βάση δεδομένων του RETScreen®, για τους κατασκευαστές ανεμογεννητριών, επιλέγουμε μέσω ειδικής φόρμας τον κατασκευαστή, το επιθυμητό μέγεθος της ανεμογεννήτριας και τέλος ένα εκ των διαθέσιμων υψών πλήμνης. Τα αποτελέσματα συνεργάζονται άμεσα με τα Β΄ και Γ΄ μέρη του ενεργειακού μοντέλου. Τέλος μας δίνουν ως μεταβλητές εξόδου τα χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών καθώς και το διάγραμμα ισχύος της ανεμογεννήτριας.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ

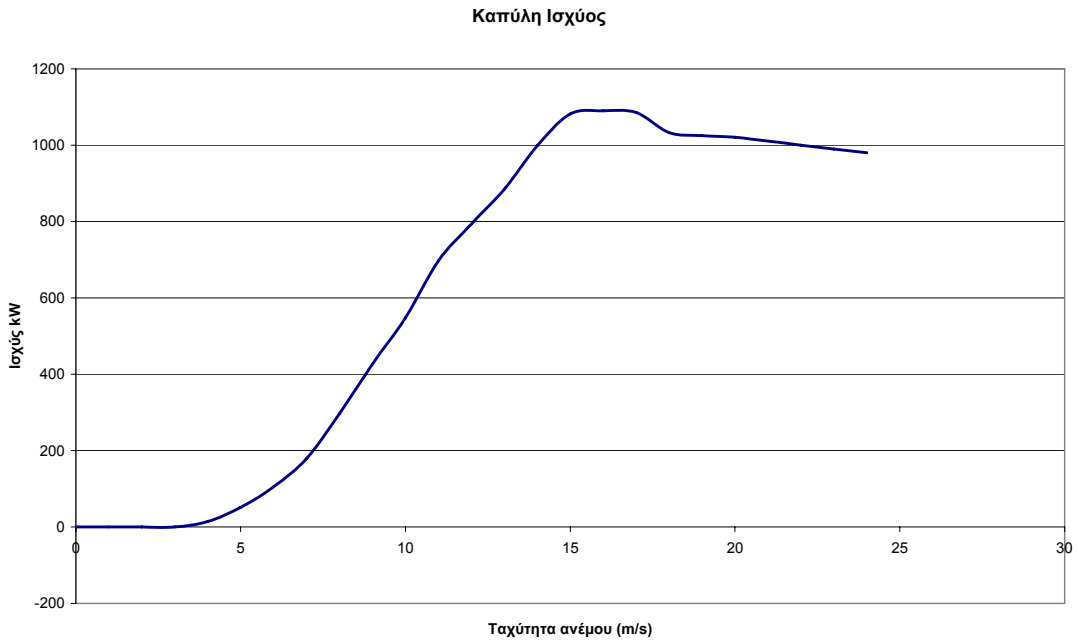
Πίνακας 5.91 Τεχνικά χαρακτηριστικά ανεμογεννήτριας

Α/Α	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ	Τιμή
1	Ισχύς Ανεμογεννήτριας (kW)	1000
2	Ύψος πλήμνης	60
3	Διάμετρος ρότορα	54,2
4	Επιφάνεια σάρωσης	2300
5	Κατασκευαστής	Siemens
6	Μοντέλο	AN BONUS 1 MW
7	Τύπος κατανομής ενεργειακών δεδομένων	Standard
8	Τιμή συντελεστή Rayleigh	2

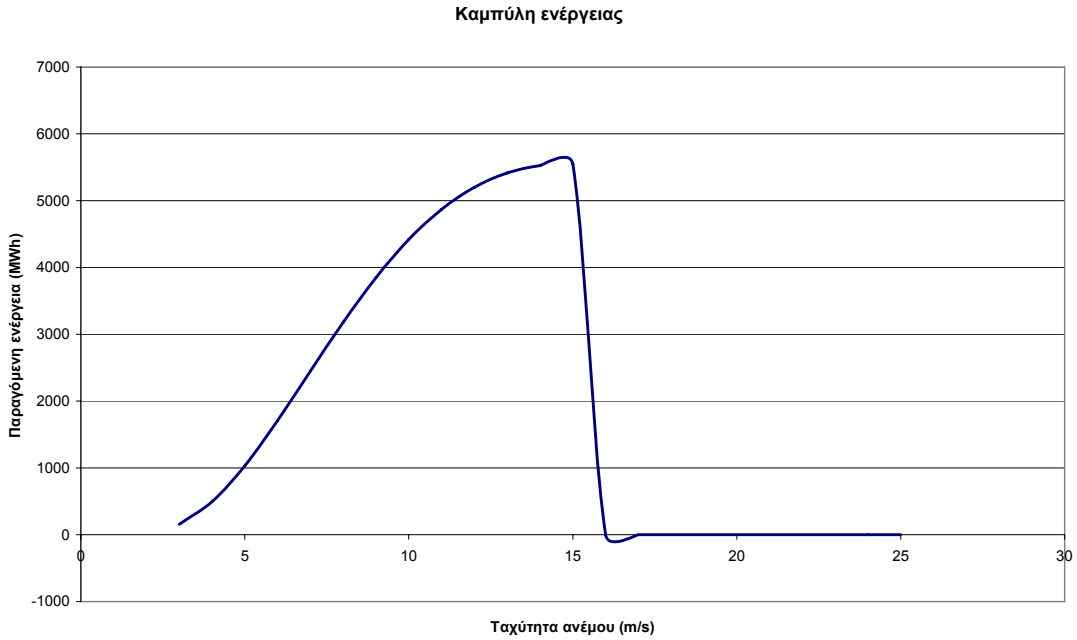
Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ

Πίνακας 5.92 Δεδομένα καμπυλών Ισχύος και Ενέργειας

Ταχύτητα Ανέμου (m/s)	Καμπύλη Ισχύος (kW)	Καμπύλη Ενέργειας (MWh /yr)
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	0	157,6833356
4	14	494,241252
5	51	1030,612742
6	105	1708,414215
7	179	2448,154522
8	297	3178,485048
9	427	3846,490447
10	548	4416,820359
11	697	4869,778267
12	794	5199,896373
13	885	5413,175745
14	999	5523,108456
15	1082	5546,748034
16	1090	0
17	1086	0
18	1033	0
19	1025	0
20	1021	0
21	1011	0
22	1000	0
23	990	0
24	980	0
25	970	0



Διάγραμμα 5.32 Καμπύλη ισχύος για case study 5



Διάγραμμα 5.33 Καμπύλη ενέργειας για case study5

5.5.3 Ανάλυση Κόστους

Εν ολίγοις η ανάλυση κόστους αποτελείται μόνο από μεταβλητές εισόδου, που από την εμπειρία από προηγούμενα σχέδια αλλά και από την αρχική περιγραφή προσδιορίζονται. Για το λόγο αυτό επιλέγουμε στην αρχή του φύλου την κατάλληλη επιλογή και δίνουμε επίσης τη νομισματική μονάδα που θα ακολουθήσουμε. Τα κόστη χωρίζονται σε τρεις κατηγορίες αρχικά, ετήσια και περιοδικά. Στη δικιά μας περίπτωση δε θα έχουμε περιοδικά κόστη.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΑΡΧΙΚΑ ΚΟΣΤΗ

Πίνακας 5.93 Αρχικά κόστη, μελέτη βιωσιμότητας (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	**Μελέτη βιωσιμότητας είσοδος**	**Μονάδες**	**Ποσότητα**	**Κόστος Μονάδας (€)**	**Σύνολο (€)**
1	Μελέτη Τοποθεσίας	p-d	5	350	1750
2	Μελέτη διαθέσιμου αιολικού δυναμικού	met tower	2	10200	20400
3	Περιβαλλοντολογική μελέτη	p-d	5	350	1750
4	Προπαρασκευαστικό σχέδιο	p-d	20	350	7000
5	Εκτίμηση λεπτομερούς κόστους	p-d	10	350	3500
6	Ετοιμασία αναφοράς	p-d	10	350	3500
7	Διαχείρηση σχεδίου	p-d	520	2600	5
8	Ταξίδια και διαμονή	p-trip	5	520	520
9	Άλλα - Μελέτη βιωσιμότητας	Cost	0	-	-
10	**Σύνολο**	Cost			44000

Πίνακας 5.94 Αρχικά κόστη, ανάπτυξη (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	**Ανάπτυξη είσοδος**	**Μονάδες**	**Ποσότητα**	**Κόστος Μονάδας (€)**	**Σύνολο (€)**
1	PPA διαπραγμάτευση,	p-d	20	350	7000
2	Άδειεςς και εγκρίσεις	p-d	250	350	87500
3	Δικαιώματα γης	project	0	0	0
4	Έρευνα για εύρεση γης	p-d	0	0	0
5	Χρηματοδότηση σχεδίου	p-d	100	350	35000
6	Νομικά και λογιστικά	p-d	100	350	35000
7	Διαχείριση σχεδίου	p-yr	0,2	102300	20460
8	Ταξίδια και διαμονή	p-trip	18	520	9360
9	Άλλα - Ανάπτυξη	Cost	0	0	0
10	**Σύνολο**				**194320**

Πίνακας 5.95 Αρχικά κόστη, μηχανολογικά (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	**Μηχανολογικά είσοδος**	**Μονάδες**	**Ποσότητα**	**Κόστος Μονάδας (€)**	**Σύνολο (€)**
1	Μικρό ρυθμίσεις Α/Γ	p-d	10	350	3500
2	Μηχανολογικό σχέδιο	p-d	10	350	3500
3	Ηλεκτρολογικό σχέδιο	p-d	5	350	1750
4	Σχέδιο πολιτικού μηχανικού	p-d	5	350	1750
5	Αποζημιώσεις και συμβόλαια	p-d	10	350	3500
6	Επίβλεψη κατασκευής	p-yr	0,15	102300	15345
7	Άλλα- Μηχανολογικά	Cost	0	0	0
8	**Σύνολο**				**29345**

Πίνακας 5.96 Αρχικά κόστη, ενεργειακός εξοπλισμός (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	**Ενεργειακός εξοπλισμός είσοδος**	**Μονάδες**	**Ποσότητα**	**Κόστος Μονάδας (€)**	**Σύνολο (€)**
1	Ανεμογεννήτριες	kW	3000	640	1920000
2	Ανταλλακτικά	%	0,03	1920000	57600
3	Μεταφορικά	turbine	3	7757,57	23272,71
4	Άλλα- εξοπλισμός ενέργειας	Cost	0	0	0
5	**Σύνολο**				**2000872,71**

Πίνακας 5.97 Αρχικά κόστη, θεμελίωση Α/Γ (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	**Θεμελίωση Α/Γ**	**Μονάδες**	**Ποσότητα**	**Κόστος Μονάδας (€)**	**Σύνολο (€)**
1	Εγκατάσταση Α/Γ	turbine	10	39900	399000
2	Ανύψωση Α/Γ	turbine	10	26600	266000
3	Κατασκευή δρόμων	km	0	0	0
4	Γραμμή μεταφοράς ενέργειας	km	0	0	0
5	Υποσταθμός	project	1	760000	760000
6	Κτίρια ελέγχου και συντηρήσεως	building	1	63900	63900
7	Μεταφορικά	project	1	34800	34800
8	Άλλα – θεμελίωση Α/Γ	Cost	0	0	0
9	Σύνολο		0	0	1523700

Πίνακας 5.98 Αρχικά κόστη, διάφορα (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	**Διάφορα είσοδος**	**Μονάδες**	**Ποσότητα**	**Κόστος Μονάδας (€)**	**Σύνολο (€)**
1	Εκπαίδευση	p-d	10	350	3500
2	Αναθέσεις	p-d	10	350	3500
3	Απρόοπτα	%	0,05	8646365	432318,3
4	Τόκοι κατά τη διάρκεια κατασκευής	0	12	9078683	0
5	**Σύνολο**				439318,3

Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΕΤΗΣΙΑ ΚΟΣΤΗ

Πίνακας 5.99 Ετήσια κόστη (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	**O&M κόστη λειτουργικά και διαχείρισης**	**Μονάδες**	**Ποσότητα**	**Κόστος Μονάδας (€)**	**Σύνολο (€)**
1	Μίσθωση Γης	project	0	0	0
2	Φορολογία ιδιοκτησίας	project	0	0	0
3	Ασφάλιση	project	0	0	0
4	Συντήρηση δικτύου	%	2	760000	15200
5	Ανταλλακτικά και εργασία	kWh	28026563	0,012	336318,8
6	Οφέλη κοινότητας	-	0	0	0
7	Ταξίδια και διαμονή	p-trip	0	0	0
8	Γενικά και διοικητικά	%	6	351518,8	21091,13
9	Άλλα - O&M	Cost	0	0	0
11	Απρόοπτα	%	6	372.610	22.357
12	Σύνολο				394966,5

5.5.4 Οικονομική Ανάλυση

Το υπολογιστικό φύλλο που αναφέρεται ως οικονομική ανάλυση έχει πέντε μέρη. Το ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο, τις οικονομικές παραμέτρους, τα κέρδη και τα έσοδα της επένδυσης, την οικονομική βιωσιμότητα και τις ετήσιες χρηματοροές.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΕΤΗΣΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ

Πίνακας 5.100 Ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	ΕΤΗΣΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ (ΕΞΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Όνομα έργου	Αιολικό Πάρκο
2	Τοποθεσία έργου	Άγιος Ιωάννης
3	Σύνολο ενέργειας που παραδόθηκε (MWh)	28.027

Β΄ ΜΕΡΟΣ: ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ

Πίνακας 5.101 Οικονομικές παράμετροι (μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ (ΕΙΣΟΔΟΣ)	Τιμή
1	Κόστος ενέργειας (€/kWh)	0,0910
2	Πιστωτική χρηματοδότηση Α.Π.Ε. (€/kWh)	0
3	Χρόνος πίστωσης Α.Π.Ε. (χρόνια)	0
4	Ανατίμηση Α.Π.Ε. (%)	0
5	Αύξηση κόστους ενέργειας (%)	0
6	Πληθωρισμός (%)	2,5
7	Εκπτωτικό επιτόκιο (%)	9
8	Χρόνος ζωής (χρόνια)	25
9	Δείκτης δανειακής επιβάρυνσης (%)	31%
10	Χρεωστικό επιτόκιο	5,8%
11	Φορολογία εσόδων	ΟΧΙ

Γ΄ ΜΕΡΟΣ: ΚΕΡΔΗ ΚΑΙ ΑΠΟΤΑΜΙΕΥΣΕΙΣ

Πίνακας 5.102 Κέρδη και έσοδα(μεταβλητές εισόδου)

Α/Α	ΚΕΡΔΗ ΚΑΙ ΕΣΟΔΑ (ΕΙΣΟΔΟΣ)	Τιμή (€)
1	Κίνητρα και επιχορηγήσεις	-

Πίνακας 5.103 Κέρδη και έσοδα έργου (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	**ΚΕΡΔΗ ΚΑΙ ΕΣΟΔΑ (ΕΞΟΔΟΣ)**	**Ποσοστό επί των αρχικών εξόδων**	**Τιμή (€)**
1	Μελέτη βιωσιμότητας	0,5%	44.000
2	Ανάπτυξη	2,1%	194.320
3	Μηχανολογικά	0,3%	29.345
4	Ενεργειακός εξοπλισμός	75,4%	6.848.000
5	Θεμελίωση ανεμογεννητριών	16.8%	1.523.700
6	Διάφορα	4,8%	439.318
7	**Σύνολο**	**100%**	**9.078.683**
8	Ετήσια κόστη και χρέη	-	394.966
9	Χρεωστικές πληρωμές 15ετίας	-	286.003
10	**Σύνολο Ετήσιων εξόδων**	**-**	**680.969**
11	Ετήσια αποταμίευση ή έσοδα	-	2.550.417
12	Έσοδα από πίστωση Α.Π.Ε.	-	-
13	**Σύνολο εσόδων**	**-**	**2.550.417**

Δ΄ ΜΕΡΟΣ: ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑ

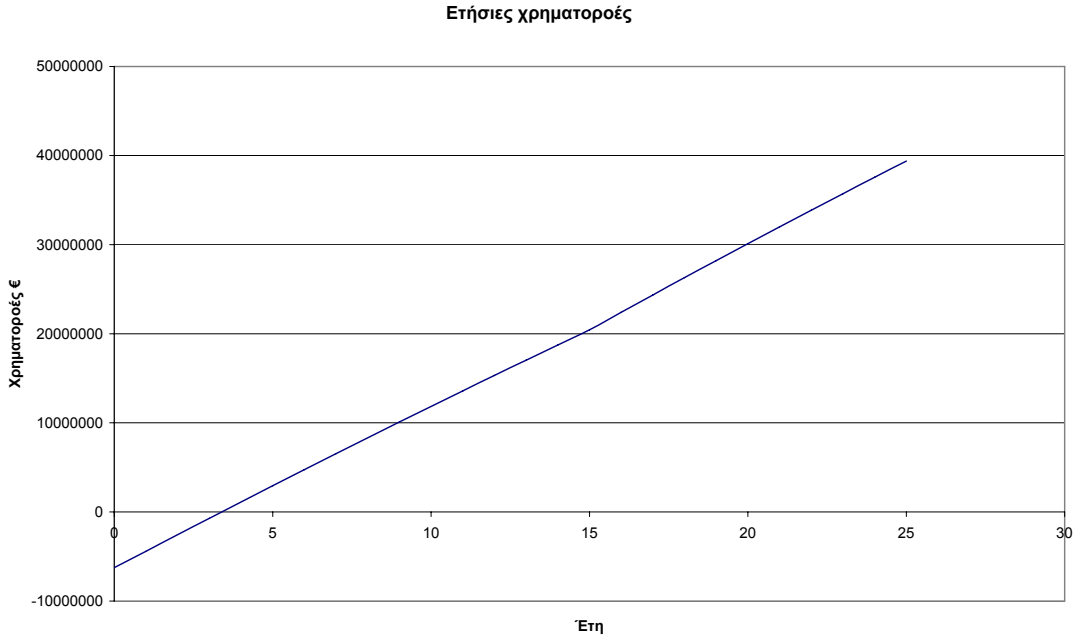
Πίνακας 5.104 Οικονομική βιωσιμότητα (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	**ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑ (ΕΞΟΔΟΣ)**	**Τιμή**
1	Προ φόρων IRR και ROI (%)	29,1
2	Μετά φόρων IRR και ROI (%)	29,1
3	Απλή αποπληρωμή αρχικού κεφαλαίου (έτη)	4,2
4	Χρόνος μέχρι θετική χρηματοροή (έτη)	3,4
5	Καθαρή παρούσα αξία NPV (€)	11.592.764
6	Ετήσιος κύκλος εσόδων (€)	1.180.216
7	Συντελεστής οικονομικής αποδοτικότητας (B-C)	2,85
8	Ίδια κεφάλαια (€)	6.264.291
9	Χρέος project(€)	2.814.392
10	Χρεωστικές πληρωμές(€/έτος)	286.003
11	Μέρος του προϋπολογισμού που χρειάζεται για ρύθμιση ετήσιων χρεών	7,5

Ε΄ ΜΕΡΟΣ: ΕΤΗΣΙΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΕΣ

Πίνακας 5.105 Ετήσιες χρηματοροές (αποτελέσματα)

Έτος	**Προ φόρων**	**Μετά φόρων**	**Αθροιστικά**
#	€	€	€
0	-6264291,443	-6264291,44	-6264291,443
1	1859573,904	1859573,9	-4404717,539
2	1849452,888	1849452,89	-2555264,651
3	1839078,846	1839078,85	-716185,8053
4	1828445,454	1828445,45	1112259,648
5	1817546,226	1817546,23	2929805,875
6	1806374,519	1806374,52	4736180,394
7	1794923,518	1794923,52	6531103,911
8	1783186,242	1783186,24	8314290,154
9	1771155,535	1771155,53	10085445,69
10	1758824,06	1758824,06	11844269,75
11	1746184,298	1746184,3	13590454,05
12	1733228,541	1733228,54	15323682,59
13	1719948,891	1719948,89	17043631,48
14	1706337,25	1706337,25	18749968,73
15	1692385,318	1692385,32	20442354,05
16	1964087,299	1964087,3	22406441,35
17	1949429,05	1949429,05	24355870,4
18	1934404,345	1934404,35	26290274,74
19	1919004,023	1919004,02	28209278,76
20	1903218,692	1903218,69	30112497,46
21	1887038,728	1887038,73	31999536,18
22	1870454,264	1870454,26	33869990,45
23	1853455,19	1853455,19	35723445,64
24	1836031,138	1836031,14	37559476,78
25	1818171,485	1818171,49	39377648,26



Σχήμα 5.34 Ετήσιες χρηματοροές αιολικού πάρκου Αγίου Ιωάννη

5.5.5 Ανάλυση Ευαισθησίας

Η ανάλυση ευαισθησίας τελευταίο μέρος της ανάλυσης του RETScreen, χρησιμοποιείται κατόπιν δήλωσης τους χρήστη. Αυτομάτως υπολογίζεται η ευαισθησία σημαντικών οικονομικών δεικτών όπως το IRR, το ROI και η NPV, σε σχέση με τους απαραίτητους οικονομικούς και τεχνικούς όρους. Η standard διαδικασία έχει δύο κύρια μέρη: Την Ανάλυση Ευαισθησίας και την Ανάλυση Επιχειρηματικού Κινδύνου. Κάθε μέρος μας προμηθεύει με τις απαραίτητες πληροφορίες της συσχέτισης των οικονομικών δεικτών με τους ποιο σημαντικούς παράγοντες, οι οποίοι αλλάζοντας αλλάζουν και τη φύση της επένδυσης. Οι παράγοντες που χρησιμοποιούνται είναι αυτοί με τη μέγιστη επίδραση πάνω στο έργο. Η ανάλυση ευαισθησίας είναι προορισμένη για γενικευμένη χρήση, ενώ η ανάλυση χρηματοοικονομικών κινδύνων, η οποία χρησιμοποιεί προσομοίωση Monte Carlo, είναι προορισμένη για πιο εξειδικευμένη χρήση.

Σημειωτέο ότι και τα δύο μέρη αυτής της ανάλυσης είναι προαιρετικά και αποτελούνται κυρίως από αποτελέσματα, δηλαδή μεταβλητές εξόδου. Η μεταβλητές εισόδου είναι φτιαγμένες για να προσδιορίζουν μόνο αυτό το φύλλο εργασίας και δεν επηρεάζουν τις προηγούμενες ενότητες.

Α΄ ΜΕΡΟΣ: ΜΕΤΑ ΦΟΡΩΝ ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΤΟΥ ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΥ ΒΑΘΜΟΥ ΑΠΟΔΟΣΗΣ IRR ΚΑΙ ROI

Πίνακας 5.106 Κόστος ενέργειας σε σχέση με την παραγόμενη ενέργεια

Κόστος ενέργειας (€/ kWh)						
Παραγόμενη ενέργεια (MWh)	**Εύρος**	0,0728	0,0819	0,091	0,1001	0,1092
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
22421,25059	**-0,2**	13,80%	17,33%	20,76%	24,13%	27,47%
25223,90692	**-0,1**	17,33%	21,18%	24,97%	28,72%	32,44%
28026,56324	**0**	20,76%	24,97%	29,13%	33,27%	37,39%
30829,21957	**0,1**	24,13%	28,72%	33,27%	37,80%	42,32%
33631,87589	**0,2**	27,47%	32,44%	37,39%	42,32%	47,25%

Πίνακας 5.107 Κόστος ενέργειας σε σχέση με τα αρχικά κόστη

Κόστος ενέργειας (€/ kWh)						
Αρχικά κόστη (€)	**Εύρος**	0,0728	0,0819	0,091	0,1001	0,1092
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
7262946,6	**-0,2**	27,32%	32,53%	37,70%	42,85%	47,99%
8170814,925	**-0,1**	23,68%	28,33%	32,94%	37,53%	42,10%
9078683,25	**0**	20,76%	24,97%	29,13%	33,27%	37,39%
9986551,575	**0,1**	18,36%	22,21%	26,01%	29,78%	33,54%
10894419,9	**0,2**	16,34%	19,91%	23,41%	26,88%	30,32%

Πίνακας 5.108 Κόστος ενέργειας σε σχέση με τα ετήσια κόστη

Κόστος ενέργειας (€/ kWh)						
Ετήσια κόστη (€)	**Εύρος**	0,0728	0,0819	0,091	0,1001	0,1092
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
315973,182	**-0,2**	22,26%	26,43%	30,56%	34,68%	38,79%
355469,8298	**-0,1**	21,51%	25,70%	29,85%	33,98%	38,09%
394966,4775	**0**	20,76%	24,97%	29,13%	33,27%	37,39%
434463,1253	**0,1**	19,99%	24,23%	28,41%	32,56%	36,69%
473959,773	**0,2**	19,22%	23,49%	27,68%	31,85%	35,99%

Πίνακας 5.109 Ποσοστό δανεικής επιβάρυνσης σε σχέση με το χρεωστικό επιτόκιο

Δείκτης δανειακής επιβάρυνσης						
Χρεωστικό επιτόκιο %	**Εύρος**	24,80%	27,90%	31,00%	34,10%	37,20%
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
4,64%	**-0,2**	27,76%	28,58%	29,47%	30,44%	31,51%
5,22%	**-0,1**	27,64%	28,44%	29,30%	30,25%	31,29%
5,80%	**0**	27,51%	28,29%	29,13%	30,05%	31,06%
6,38%	**0,1**	27,38%	28,14%	28,96%	29,85%	30,83%
6,96%	**0,2**	27,25%	27,98%	28,78%	29,64%	30,59%

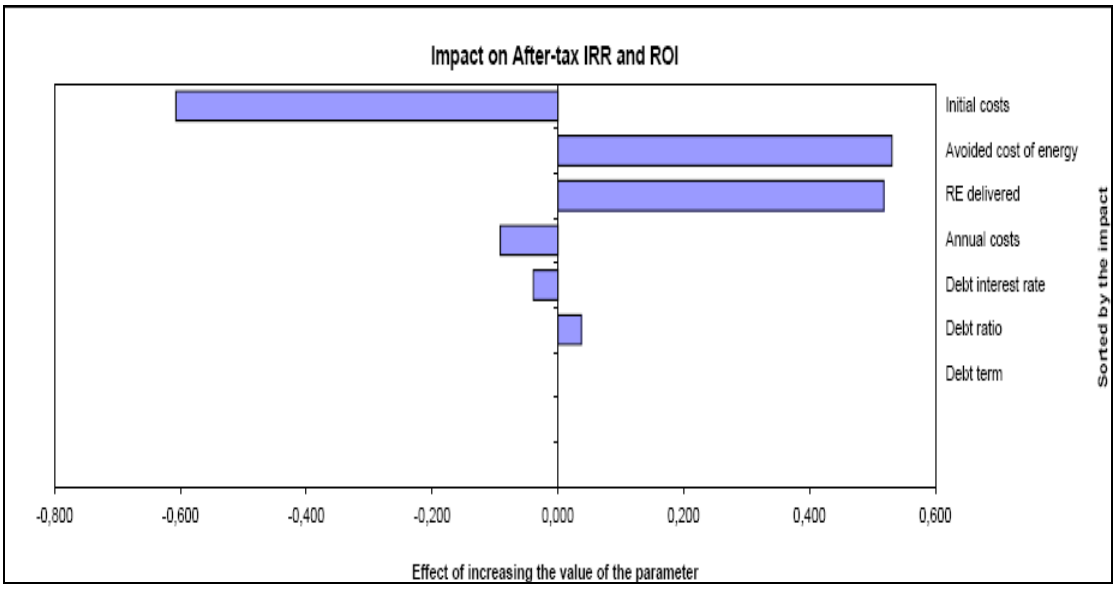
Πίνακας 5.110 Χρόνος δανεισμού σε σχέση με το χρεωστικό επιτόκιο

Χρόνος δανεισμού						
Χρεωστικό επιτόκιο %	**Εύρος**	12	13,5	15	16,5	18
		-0,2	**-0,1**	**0**	**0,1**	**0,2**
4,64%	**-0,2**	28,86%	29,21%	29,47%	29,72%	29,92%
5,22%	**-0,1**	28,70%	29,05%	29,30%	29,55%	29,74%
5,80%	**0**	28,54%	28,88%	29,13%	29,37%	29,56%
6,38%	**0,1**	28,38%	28,71%	28,96%	29,19%	29,38%
6,96%	**0,2**	28,21%	28,54%	28,78%	29,01%	29,19%

Β΄ ΜΕΡΟΣ:ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΜΑΤΙΚΩΝ ΚΙΝΔΥΝΩΝ ΓΙΑ ΕΣΩΤΕΡΙΚΟ ΒΑΘΜΟ ΑΠΟΔΟΣΗΣ

Πίνακας 5.111 Παράμετροι για τον υπολογισμό του κινδύνου, (μεταβλητές εισόδου – εξόδου)

Παράμετρος	**Μονάδα**	**Τιμή**	**Εύρος (+/-)**	**Ελάχιστο**	**Μέγιστο**
Κόστος ενέργειας	€/kWh	0,091	15,00%	0,07735	0,10465
Παραγόμενη Α.Π.Ε.	MWh	28026,56	15,00%	23822,58	32230,55
Αρχικά Κόστη	€	9078683	20,00%	7262947	10894420
Ετήσια Κόστη	€	394966,5	15,00%	335721,5	454211,4
Δείκτης δανειακής επιβάρυνσης	%	31	5,00%	29,45%	32,55%
Επιτόκιο δανειακής επιβάρυνσης	%	5,8	30,00%	4,06%	7,54%
Χρόνος δανειακής επιβάρυνσης	έτη	15	0,00%	15	15

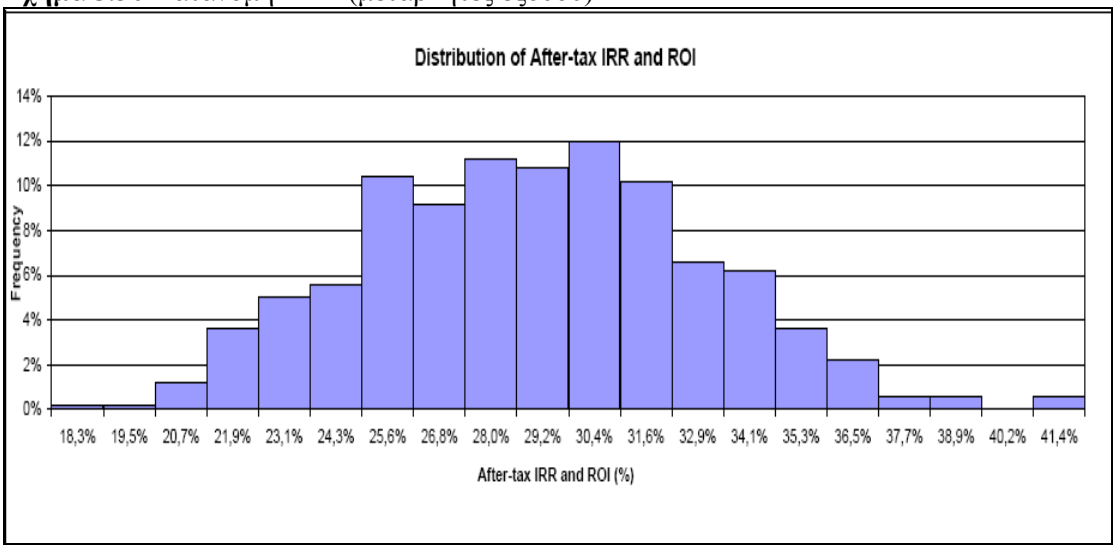


Σχήμα 5.35 Επίδραση παραγόντων στον ΕΒΑ κατά σειρά σημαντικότητας (μεταβλητές εξόδου)

Πίνακας 5.112 Παράμετροι υπολογισμού κινδύνου (μεταβλητές εξόδου)

Α/Α	**ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ**	**Μονάδα**	**Τιμή**
1	Διάμεσος	%	29,0
2	Επίπεδο Κινδύνου (επιλέγεται από το χρήστη)	%	10
3	Ελάχιστο μέσα στο διάστημα εμπιστοσύνης	%	22,4
4	Μέγιστο μέσα στο διάστημα εμπιστοσύνης	%	35,4

Σχήμα 5.36 Κατανομή ΕΒΑ (μεταβλητές εξόδου)





Σχήμα 5.37 Επιχειρηματικός κίνδυνος (μεταβλητές εξόδου)

5.5.6 Αξιολόγηση Σχεδίου

Το τελευταίο επιχειρηματικό σχέδιο είναι και το πιο μεγάλο σε δυναμικότητα. Αποτελείται από 10 ανεμογεννήτριες 1000 kW η κάθε μία. Το αιολικό πάρκο είναι δηλαδή μεγάλης κλίμακας και στόχο έχουμε να εξετάσουμε το αν συμφέρει η όχι ένα τέτοιας κλίμακας αιολικό πάρκο.

Στην οικονομική ανάλυση στις μεταβλητές εισόδου που παρουσιάζονται στον πίνακα (5.101) θέτουμε ως τιμή κόστους ενέργειας τα 0,0910€/kWh. Πιστωτική χρηματοδότηση δεν υπάρχει. Επίσης δε θα υπάρξει ανατίμηση του κόστους της ενέργειας. Ο πληθωρισμός θα είναι στο 2,5% και το εκπτωτικό επιτόκιο στο 9%. Ως χρόνο ζωής της επένδυσης θέτουμε 25 χρόνια. Ο δείκτης δανειακής επιβάρυνσης είναι 31% και το χρεωστικό επιτόκιο στο 5,8%. Ο χρόνος δανεισμού θα είναι τα 15 χρόνια. Τα έσοδα δε θα φορολογηθούν.

Ως αποτέλεσμα παίρνουμε τις ετήσιες χρηματοροές που παρουσιάζονται στον πίνακα (5.105) και γραφικά με τη σειρά τους στο σχήμα 5.34. Από το διάγραμμα αυτό φαίνεται ότι η περίοδος αποπληρωμής της επένδυσης είναι 4,2 χρόνια ενώ θετικές χρηματοροές έχουμε είδη από τα 3,4 χρόνια. Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης IRR και η απόδοση πάνω στο κεφάλαιο ROI (γνωστή και ως ανάλυση Du pont), που συμπίπτουν για το συγκείμενο λογισμικό είναι 29,1% και για προ φόρων και για μετά φορών, αφού δεν έχουμε φορολόγηση. Η καθαρή παρούσα αξία NPV είναι θετική στα 11.592.764€. Ο IRR αλλά και η NPV πληρούν της προϋποθέσεις για να γίνει η επένδυση αποδεκτή, δεδομένου ότι έχουμε και αρκετά σύντομη αποπληρωμή του αρχικού κεφαλαίου. Το γεγονός αυτό φαίνεται και από τα ετήσια έσοδα που αγγίζουν τα 1.180.216€ και το λόγο αποδοτικότητας B-C που είναι κατά πολύ πάνω από τη μονάδα στο 2,85. Τα αποτελέσματα αυτά παρουσιάζονται συνολικά στον πίνακα 5.108.

Η ανάλυση ευαισθησίας που ακολουθεί αναφέρεται στην επίπτωση των διαφόρων παραγόντων πάνω στο IRR. Γενικά η ανάλυση ευαισθησίας κρίνεται χρήσιμη ιδιαίτερα σε οριακές περιπτώσεις. Η περίπτωση αυτή οπωσδήποτε δεν μπορεί να χαρακτηριστεί έτσι. Είναι όμως αρκετά χρήσιμο να γνωρίζεις στην επένδυση ποιοι παράγοντες και πόσο επηρεάζουν περισσότερο ώστε να λαμβάνονται πάντα σε περιπτώσεις ανάγκης τα κατάλληλα μέτρα. Επειδή ο IRR είναι πάντα συγκρίσιμο μέγεθος πρέπει να θέσουμε εμείς ένα κατώφλι πάνω από το οποίο θα γίνεται δεκτός ο IRR και κάτω από αυτό απορριπτέος. Το κατώφλι αυτό είναι το 15%

Στο κεφάλαιο 5.5.5 παρουσιάζονται με τη σειρά πίνακες που δείχνουν την επίπτωση των διαφόρων παραγόντων μεταξύ τους πάνω στο IRR. Ο πίνακας (5.106) δείχνει την επίδραση του κόστους ενέργειας συναρτήσει της παραδιδόμενης στο σύστημα ενέργειας στον IRR που κανονικά είναι 29,1%. Η μόνη περίπτωση να φύγουμε έξω από τα όρια είναι να μειωθεί και η παραγωγή αλλά και το κόστος ενέργειας στο -20%. Δηλαδή να έχουμε κόστος στα 0,0728€/kWh και παραδιδόμενη ενέργεια στις 22.421MWh, τότε ο IRR θα είναι 13,8% κάτω δηλαδή από το κατώφλι.

Στον πίνακα (5.107) παρουσιάζεται η επίδραση που έχει το κόστος ενέργειας συναρτήσει των αρχικών κοστών πάνω στον IRR. Πολύ εύκολα παρατηρεί κανείς ότι μέσα στα όρια της ευαισθησίας του +- 20% δεν υπάρχει περίπτωση να έχουμε IRR κάτω από το κατώφλι που έχουμε ορίσει. Πρακτικά μπορούμε να πούμε ότι έχουμε περιθώριο να αυξήσουμε τα αρχικά κόστη ενώ παράλληλα μπορούμε να μειώσουμε το κόστος ενέργειας.

Στον πίνακα (5.108) παρουσιάζεται η επίδραση του κόστους ενέργειας συναρτήσει των ετήσιων κοστών. Εύκολα μπορεί κανείς να συμπεράνει και εδώ ότι είμαστε σε κάθε περίπτωση πάνω από το κατώφλι του IRR. Πρακτική σημασία έχει το γεγονός, όπως και στα αρχικά, ότι έχουμε ένα περιθώριο να αυξήσουμε τα ετήσια κόστη χωρίς να επιβαρύνουμε την επένδυση.

Στον πίνακα (5.109) παρουσιάζεται η επίδραση του ποσοστού δανειακής επιβάρυνσης συναρτήσει του χρεωστικού του επιτοκίου πάνω στον IRR. Είναι προφανές ότι ακόμα και να αυξήσουμε το ποσοστό που θα πάρουμε δάνειο πάλι ο IRR θα είναι πάνω από το κατώφλι του 15%. Πρακτικά σημαίνει ότι ακόμα και τα επιτόκια να αυξηθούν κατά 20% πάλι η επένδυση θα είναι κερδοφόρα.

Στον πίνακα (5.110) παρουσιάζεται η επίδραση των χρόνων δανεισμού συναρτήσει του επιτοκίου πάνω στον IRR. Παρουσιάζεται επίσης η ίδια εικόνα με αποτέλεσμα να μπορούμε να έχουμε περιθώριο μείωσης των χρόνων δανεισμού και πάλι να είμαστε κατά πολύ πάνω από το κατώφλι για τον IRR.

Τέλος όλος των αναλύσεων είναι η ανάλυση επιχειρηματικού κινδύνου που λαμβάνει χώρα μέσα από τρία διαφορετικά διαγράμματα. Στο πρώτο σχήμα 5.35 παρουσιάζεται γραφικά η επίδραση των διαφόρων παραμέτρων της επένδυσης πάνω στον IRR. Στον άξονα x είναι τοποθετημένος ο συντελεστής επίδρασης, θετικός ή αρνητικός ανάλογα τη σχέση που έχουν με τον IRR η κάθε παράμετρος. Στον άξονα y είναι τοποθετημένες αυτές οι παράμετροι τοποθετημένες κατά σειρά σημαντικότητας. Έτσι μεγαλύτερο αντίκτυπο πάνω στο IRR έχουν τα αρχικά κόστη με τρόπο αρνητικό, όπως έχουμε δει και σε προηγούμενες μελέτες. Αυτό πρακτικά σημαίνει ότι όσο μειώνονται τα αρχικά κόστη κατά το ποσοστό αυτό, αυξάνεται και ο IRR.

Το μοντέλο εν συνεχεία υπολογίζει για την ανάλυση κινδύνου μια διάμεσο που προέρχεται μετά από προσομοίωση των τιμών των παραμέτρων, για το IRR. Η διάμεσος αυτή είναι το 29% και αντιστοιχεί στο μεγαλύτερο πλήθος των παρατηρήσεων. Όπως φαίνεται και από την κατανομή συχνοτήτων διάγραμμα (5.36). Τέλος στο διάγραμμα (5.37) το επίπεδο εμπιστοσύνης υπολογίζεται για το 90% των παρατηρήσεων και είναι το 22,4% με 35,4%. Μέσα σε αυτό το επίπεδο IRR θα είμαστε συνεχώς κερδισμένοι.

5.6 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[5.1] Ιστοσελίδα Natural Resources Canada RETScreen International
http://www.retscreen.net/el/home.php

–

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

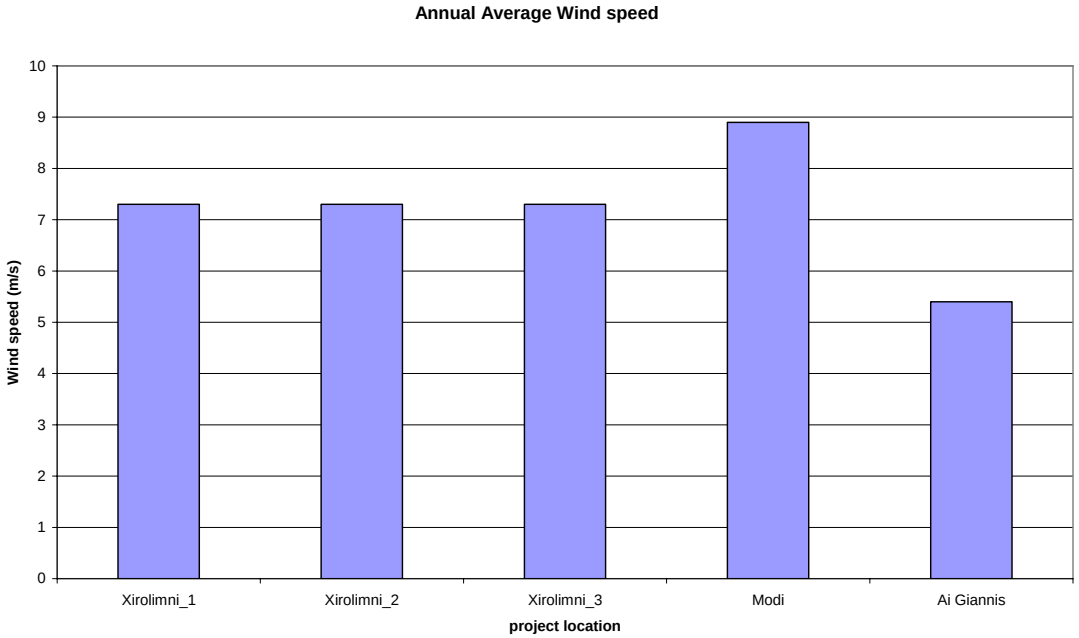
ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ

Σε αυτό το κεφάλαιο θα επιχειρήσουμε να δώσουμε όπου είναι δυνατό μια συγκριτική εικόνα των σχεδίων που μελετήθηκαν μεμονωμένα στο προηγούμενο κεφάλαιο. Η σύγκριση διαφορετικών σχεδίων δεν είναι πάντοτε ωφέλιμη και αυτό γατί υπάρχει μεγάλη ανομοιομορφία στην επιλογή διαφόρων παραμέτρων προς εξέταση. Παρόλα αυτά υπάρχει πάντοτε η δυνατότητα να συγκριθούν έστω υπό κλίμακα πολλοί παράγοντες, όχι όσον αφορά το ίδιο το επιχειρηματικό σχέδιο αλλά, σε σχέση με τα υπόλοιπα μοντέλα. Για να γίνει εφικτό θα χωρίσουμε το μοντέλο στα επιμέρους φύλλα εργασίας όπως και στα προηγούμενα κεφάλαια και θα απομονώνουμε κάθε φορά τους δείκτες εκείνους που μας ενδιαφέρουν.

6.1 Ενεργειακό Μοντέλο

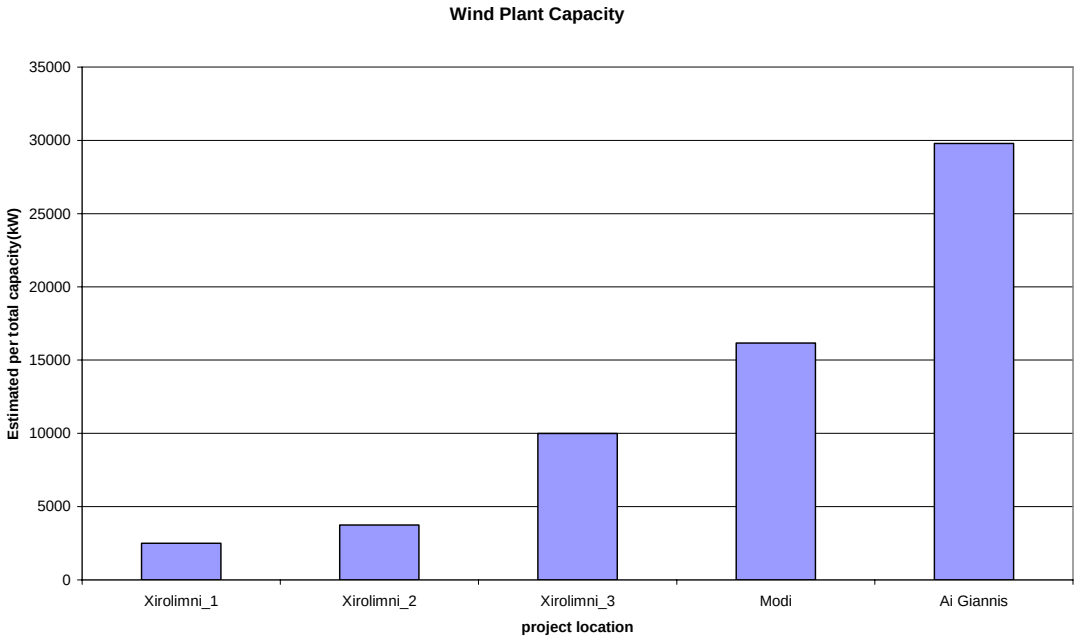
Με βάση το πρώτο μέρος της ανάλυσης, που είναι το ενεργειακό μοντέλο, επιχειρούμε να δούμε συγκριτικά την κάθε μελέτη για το διαθέσιμο αιολικό δυναμικό, την παραγωγή ενέργειας υπό συνθήκες και για τους συντελεστές παραγωγής.

Στο σχήμα 6.1 βλέπουμε ότι το μεγαλύτερο διαθέσιμο αιολικό δυναμικό σε μέση ετήσια βάση το διαθέτει η περιοχή του Μοδιού.

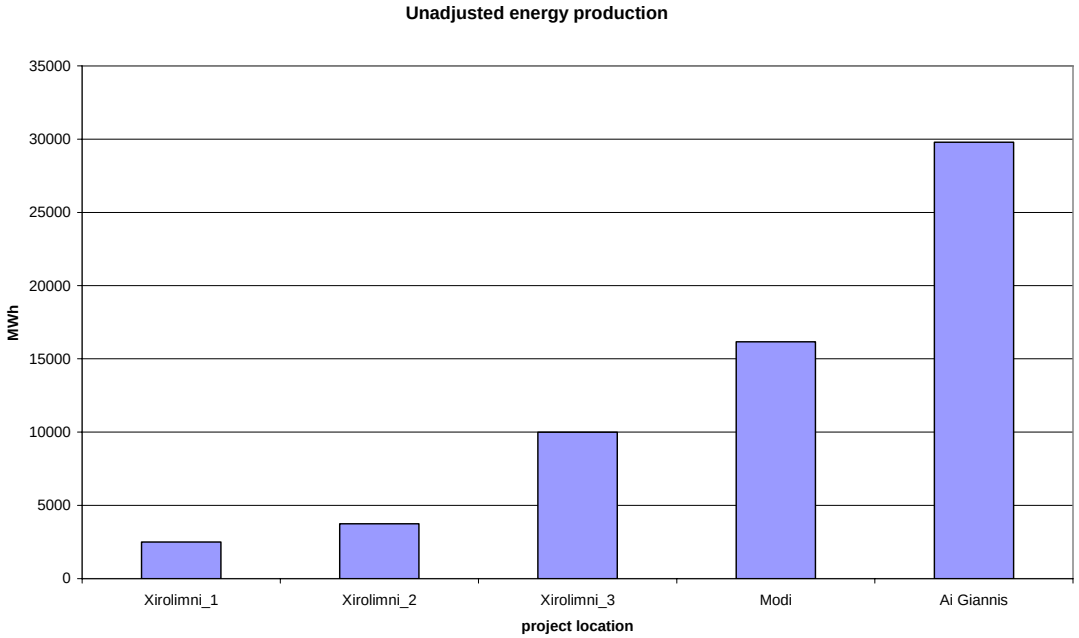


Σχήμα 6.1 Μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου

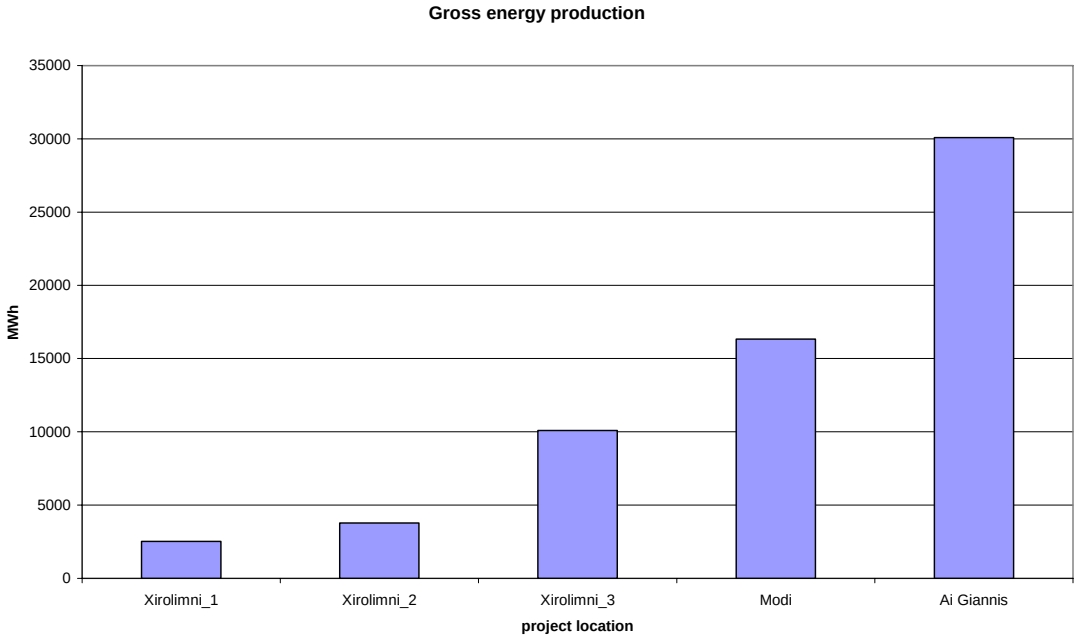
Ακολουθεί το σχήμα 6.2 όπου παρατηρούμε την ισχύ του κάθε αιολικού πάρκου. Η ισχύς του κάθε πάρκου επιλέχτηκε έτσι ώστε να έχουμε από μελέτη σε μελέτη βαθμιαία αύξηση. Ενώ στο σχήμα 6.3 παρουσιάζεται η παραγωγή ενέργειας σε σταθερές συνθήκες και στο σχήμα 6.4 χωρίς την επίδραση απωλειών. Στο σχήμα 6.5 παρατηρούμε την ειδική απόδοση της κάθε εγκατάστασης, που εξαρτάται από το διαθέσιμο αιολικό δυναμικό και στο σχήμα 6.6 το συντελεστή της εγκατάστασης capacity factor, που είναι και ο ποιο σημαντικός καθώς σημαίνει την ενεργειακή απόδοση της εγκατάστασης. Τέλος στο σχήμα 6.7 δίνεται η παραγόμενη ενέργεια στο σύστημα.



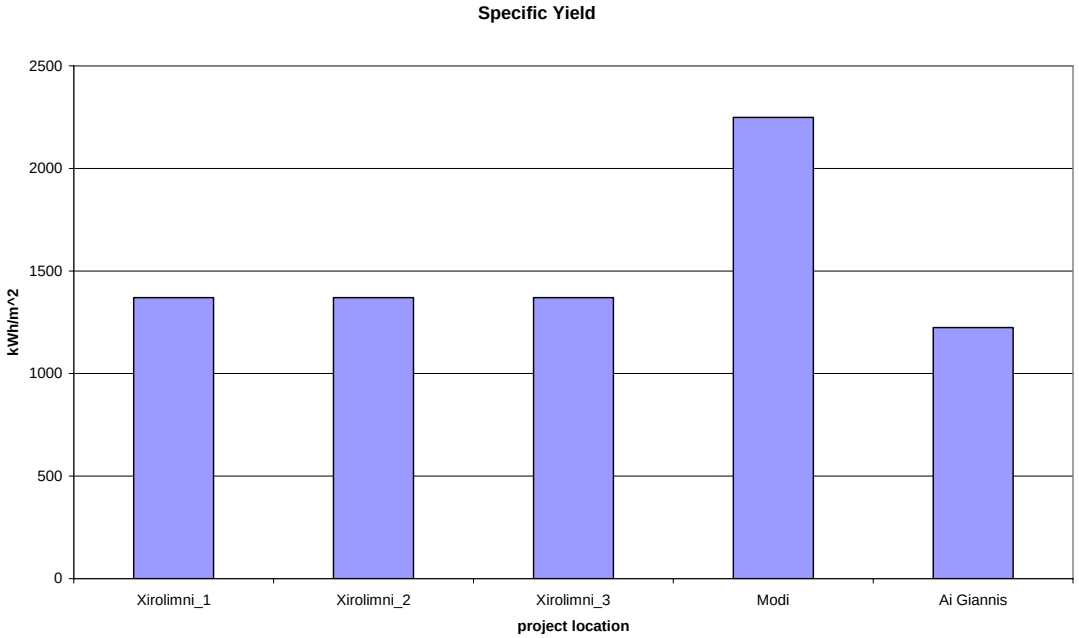
Σχήμα 6.2 Ισχύς αιολικών πάρκων



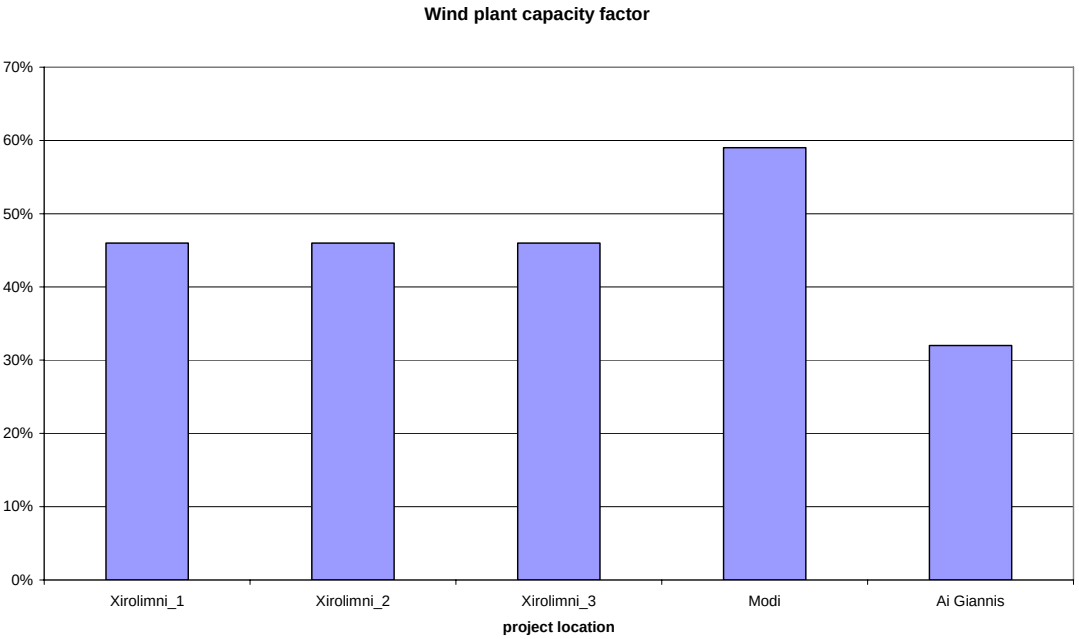
Σχήμα 6.3 Ενέργεια που παράγεται σε σταθερές συνθήκες, χωρίς εξομάλυνση



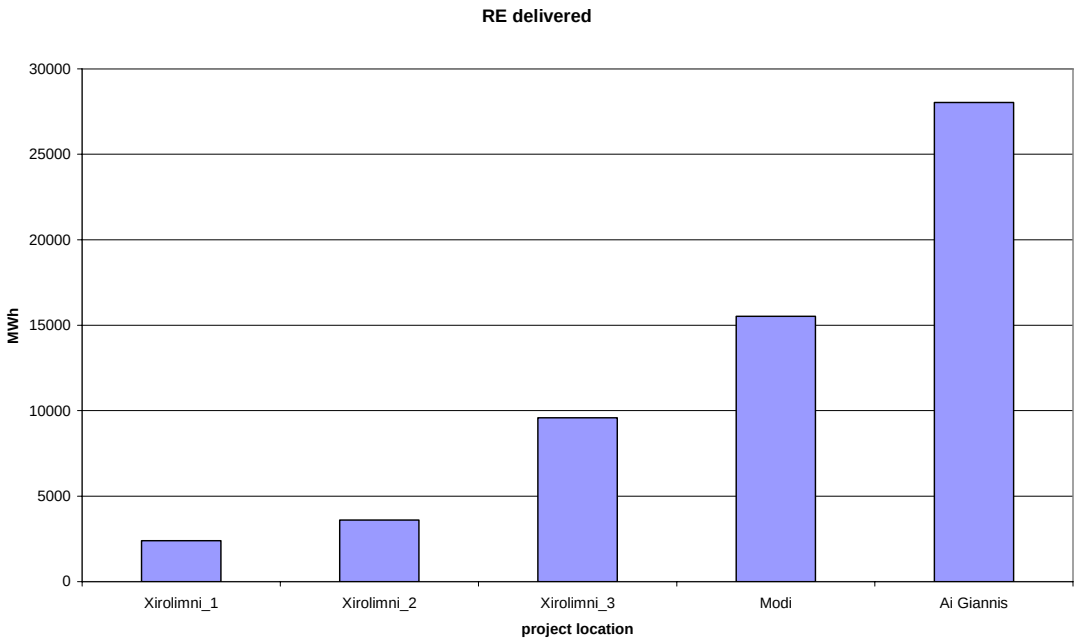
Σχήμα 6.4 Ενέργεια που παράγεται χωρίς την επίδραση απωλειών



Σχήμα 6.5 Ειδική απόδοση σε kWh/m^2



Σχήμα 6.6 Συντελεστής απόδοσης εγκατάστασης.



Σχήμα 6.7 Παραγόμενη ενέργεια εγκατάστασης

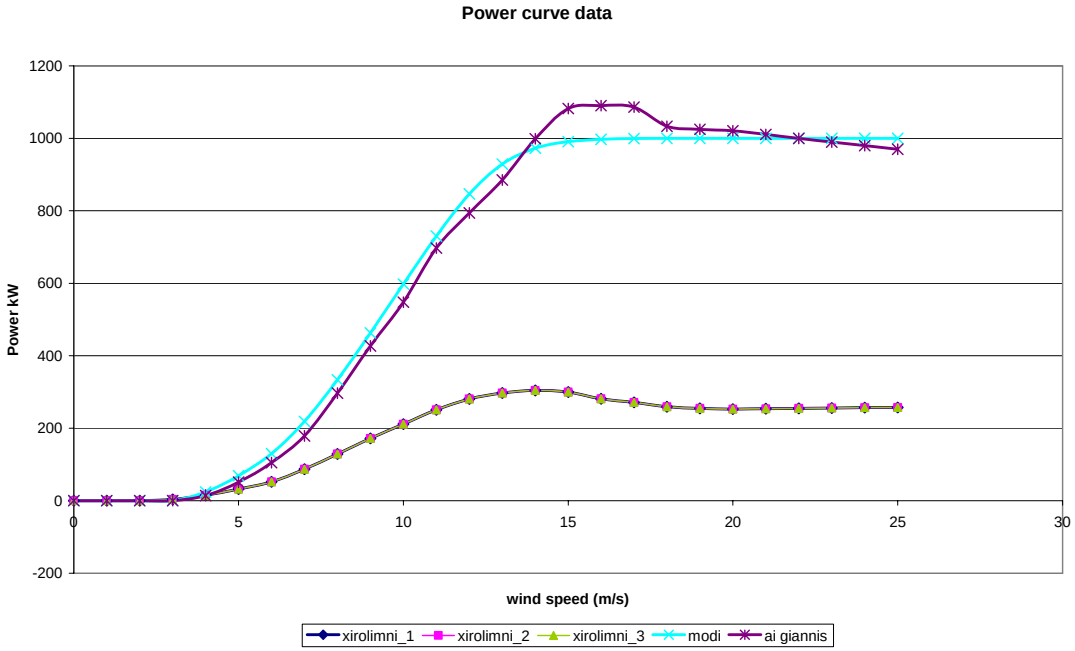
Όπως είναι προφανές η ενεργειακή απόδοση της εκάστοτε εγκατάστασης εξαρτάται τόσο από το αιολικό δυναμικό όσο και από την εν δύναμη απόδωσε που έχει. Ο συντελεστής απόδοσης δείχνει καθαρά ότι στο Μόδι έχουμε μια ιδανική κατάσταση όσον αφορά την αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού.

6.2 Δεδομένα Κατασκευαστή Εξοπλισμού

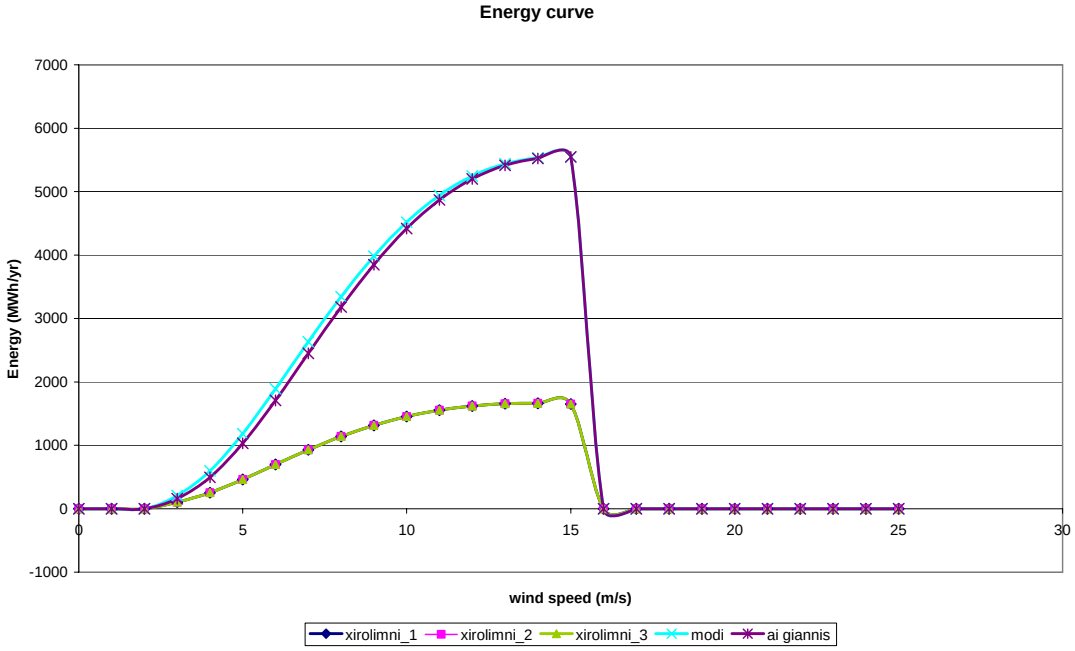
Τα δεδομένα αυτά μας έρχονται κατευθείαν από τη βάση δεδομένων του RETScreen. Και παρουσιάζονται κάτωθι με τη μορφή σύγκρισης καμπυλών ισχύος, σχήμα 6.8, και καμπυλών ενέργειας σχήμα 6.9.

Η καμπύλες ισχύος αναφέρονται στην κάθε ανεμογεννήτρια ξεχωριστά, ενώ οι καμπύλες ενέργειας στο σύνολο της παραγόμενης ενέργειας από την κάθε ανεμογεννήτρια στη διάρκεια ενός έτους.

Τα αιολικά που αναφέρονται στην περιοχή της Ξηρολίμνης χρησιμοποιούν πανομοιότυπους τύπους ανεμογεννητριών και έτσι δεν αποτελεί έκπληξη το γεγονός ότι οι καμπύλες ενέργειας και ισχύος συμπίπτουν. Ωστόσο στο μόδι και στον Αϊ Γιάννη ενώ χρησιμοποιούνται ίδιας ισχύος ανεμογεννήτριες διαφέρει ο κατασκευαστής. Στο Μόδι είναι Siemens ενώ στον Αϊ Γιάννη Nordex. Ο λόγω που αναφέρεται αυτό είναι γιατί παρατηρείται μια ενδιαφέρουσα απόκληση στη συμπεριφορά τους κατά τη διαδικασία peak λειτουργίας στα 15m/s. Το γεγονός αυτό διακρίνεται στο σχήμα 6.8



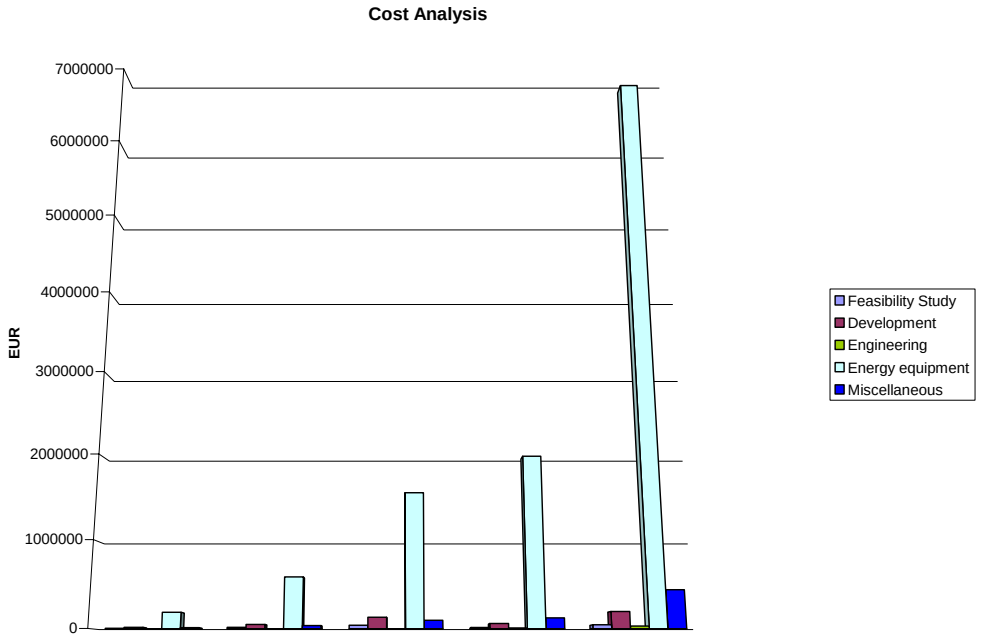
Σχήμα 6.8 Καμπύλες ισχύος



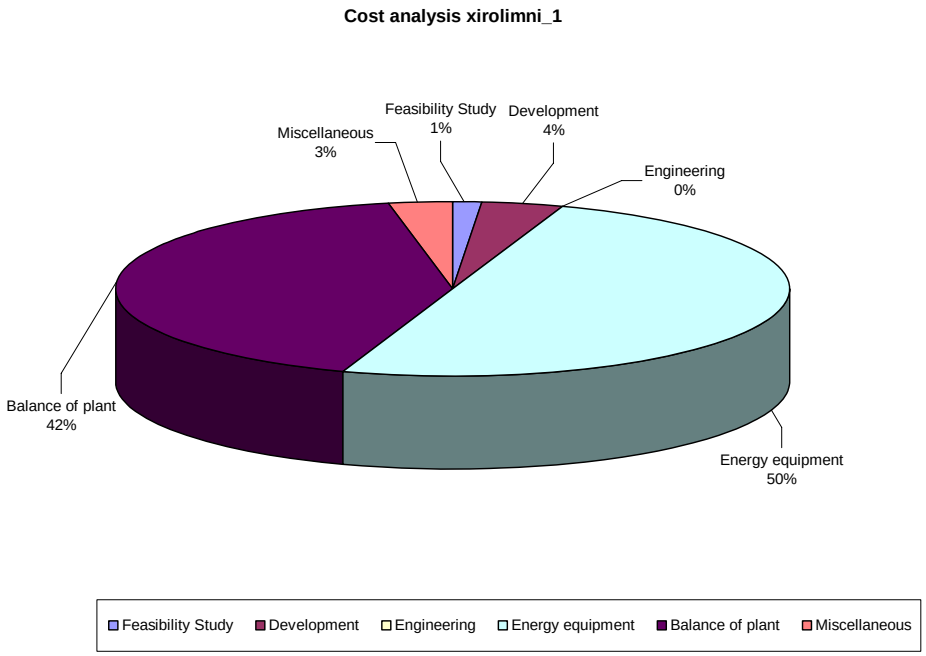
Σχήμα 6.9 Καμπύλες ενέργειας

6.3 Ανάλυση Κόστους

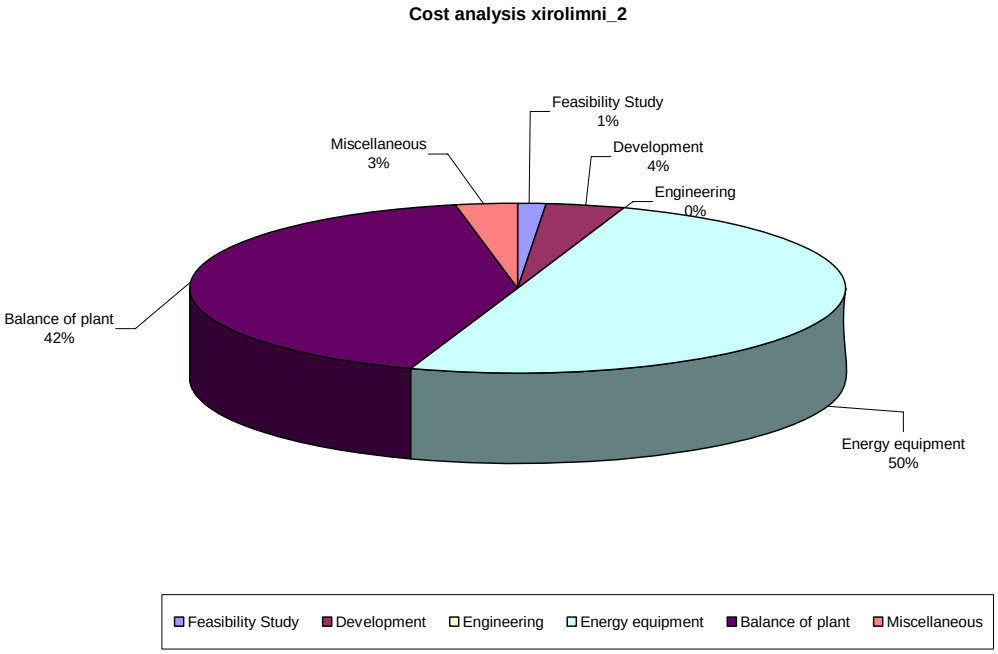
Τα σχήματα που θα ακολουθήσουν δημιουργήθηκαν για να έχουμε γραφική άποψη για τα αρχικά και τα ετήσια κόστη των εκάστοτε σχεδίων τόσο σχετικά με την ίδια την επένδυση όσο και συγκρινόμενα μεταξύ τους.



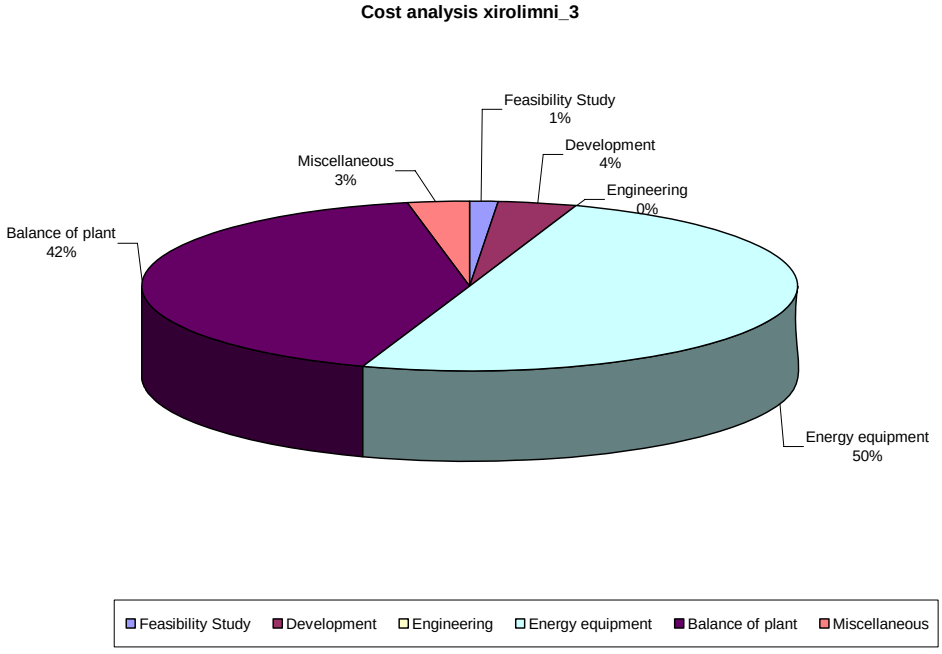
Σχήμα 6.10 Ανάλυση αρχικού κόστους στους επιμέρους παράγοντες του



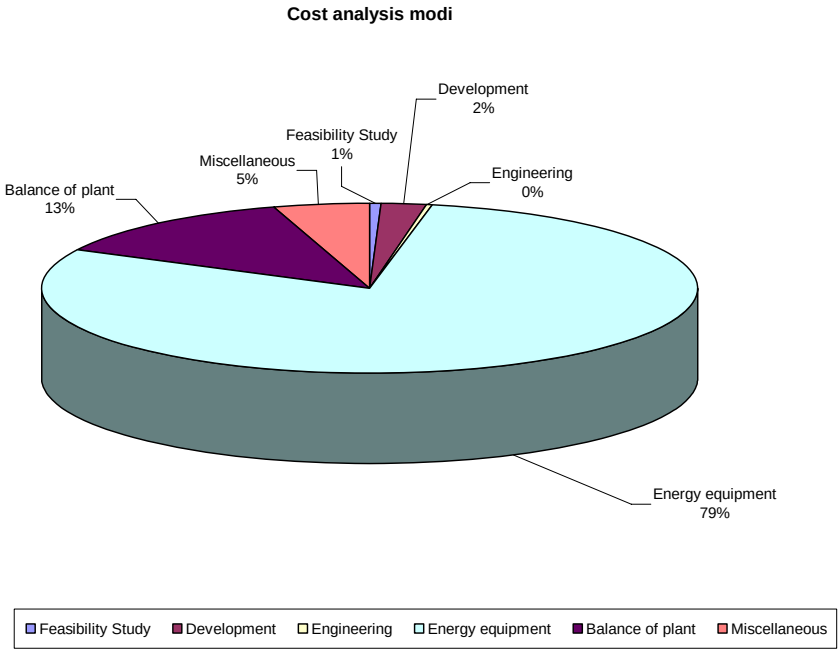
Σχήμα 6.11 Ανάλυση αρχικού κόστους Ξηρολίμνης case study 1



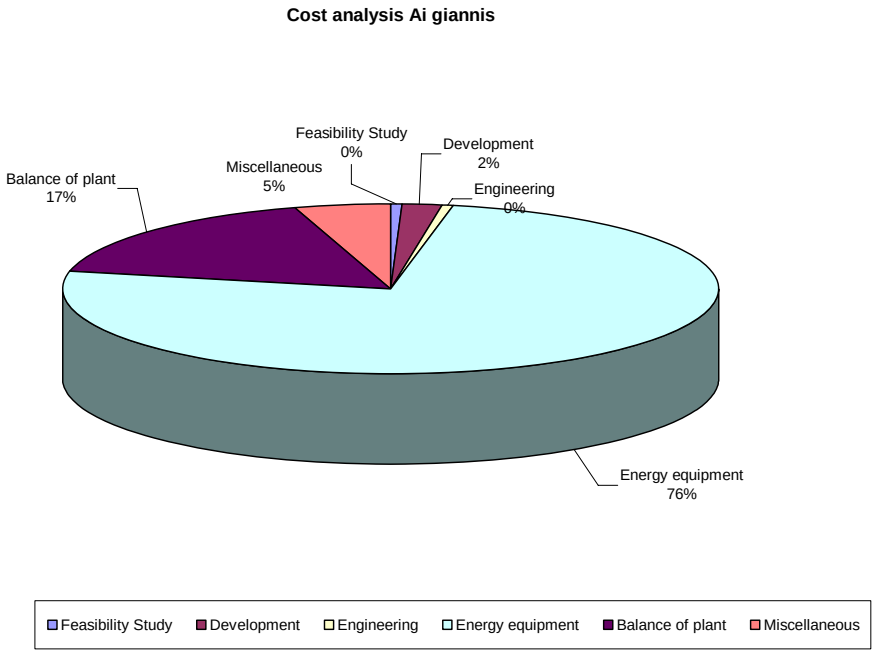
Σχήμα 6.12 Ανάλυση αρχικού κόστους Ξηρολίμνης case study 2



Σχήμα 6.13 Ανάλυση αρχικού κόστους Ξηρολίμνης case study 3

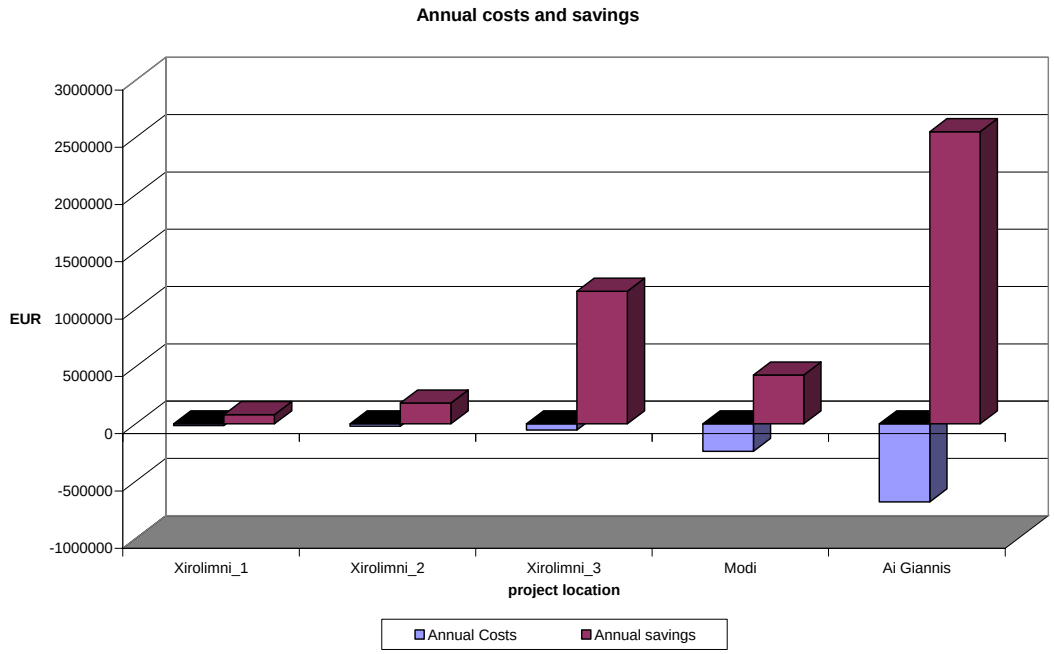


Σχήμα 6.14 Ανάλυση αρχικού κόστους Μόδι case study 4



Σχήμα 6.15 Ανάλυση αρχικού κόστους Αϊ Γιάννη case study 5

Στο ίδιο μοτίβο ακολουθούν και τα σχήματα αναφορικά με τα ετήσια κόστη. Η μόνη διαφορά είναι ότι κρίνεται ιδιαίτερα χρήσιμο να παρουσιαστούν τα ετήσια κόστη μαζί με τα ετήσια έσοδα σχήμα (6.16)

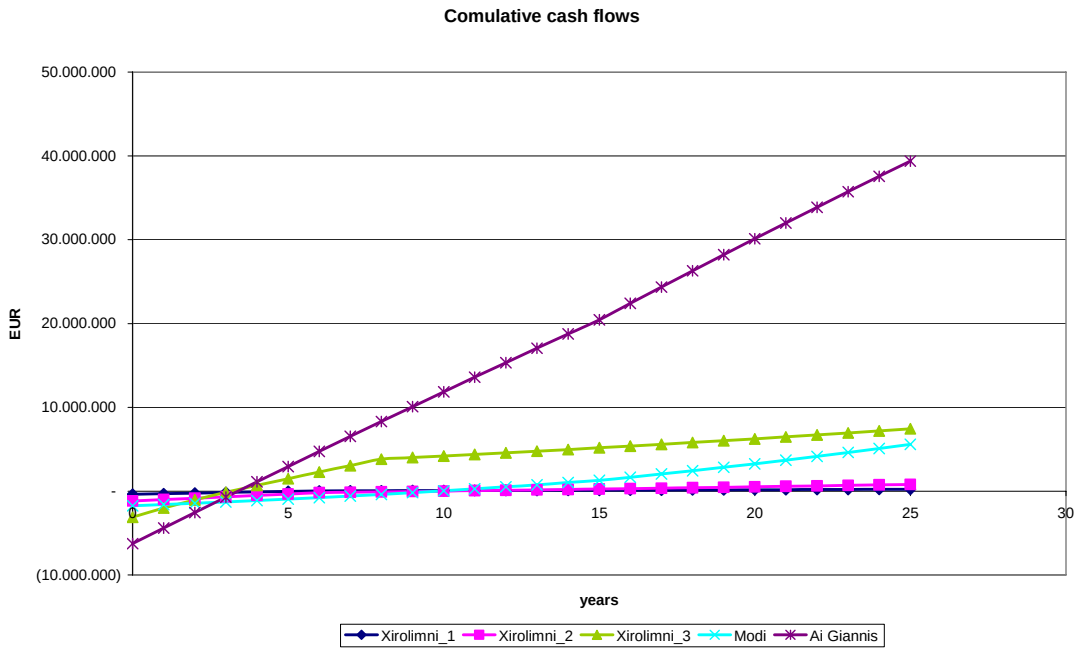


Σχήμα 6.16 Ετήσια κόστη και ετήσια έσοδα

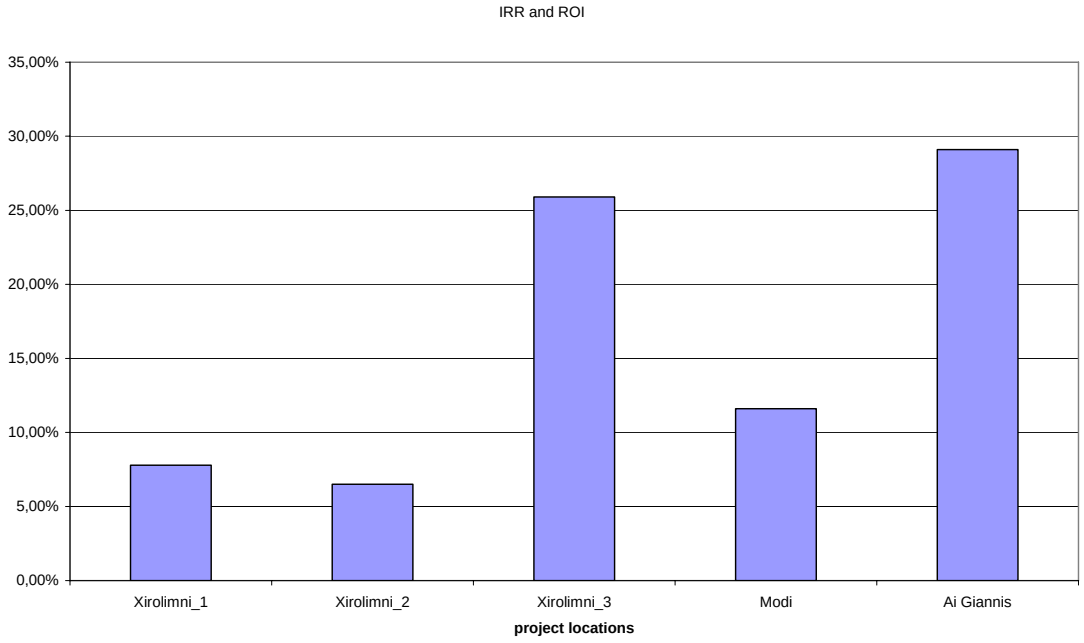
Παρατηρούμε μια μεγάλη διαφορά στο 3^{ο} project της Ξηρολίμνης και στον Αϊ Γιάννη δηλαδή το 5^{ο} project., μεταξύ των εσόδων και των εξόδων. Το γεγονός αυτό έχει επισημανθεί μεμονωμένα στις αναλύσεις των. Άξιο προσοχής είναι και το 4^{ο} project όπου παρατηρούμε μια σχετική ισορροπία εσόδων και εξόδων. Αν θεωρήσουμε ότι τα αρχικά κόστη χρεώνονται κατά το χρόνο μηδέν, τότε το χρονικό σημείο της αποπληρωμής του αρχικού κεφαλαίου, είναι ουσιαστικά το σημείο που αυτό το σχήμα αποκτά ουσιαστική σημασία.

6.4 Οικονομική Ανάλυση

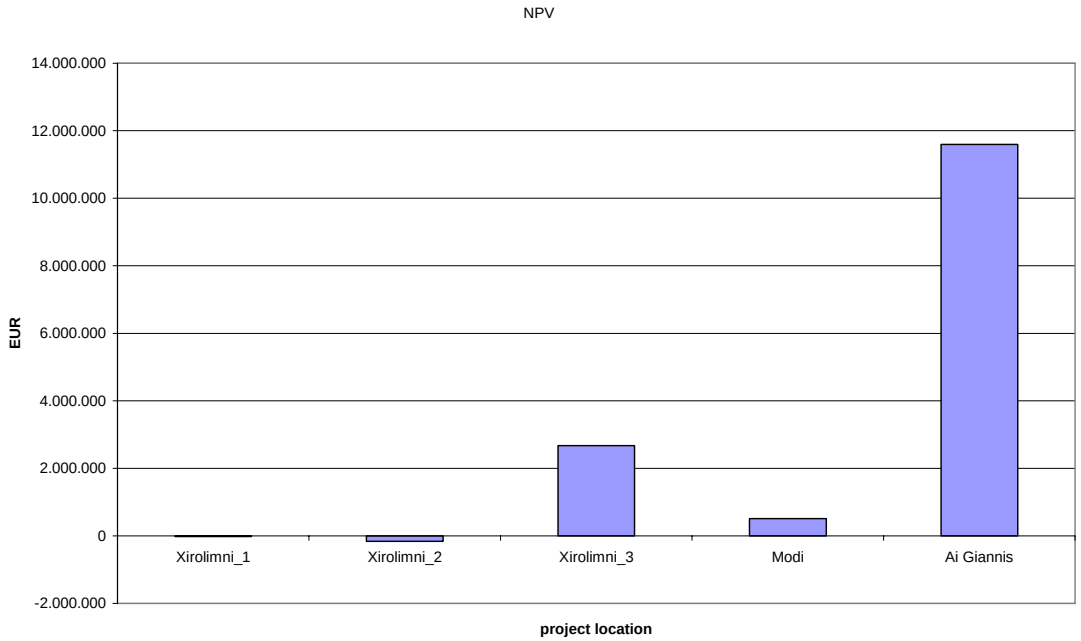
Μετά την εφαρμογή των οικονομικών κριτηρίων της κάθε επένδυσης σειρά έχει η γραφική απεικόνιση των αθροιστικών χρηματοροών. Υπενθυμίζουμε ότι τα διάγραμμα αυτά είναι ιδιαίτερης σημασίας αφού απεικονίζουν γραφικά οι χρηματοροές της επένδυσης. Εδώ στο σχήμα 6.17 έχουμε τη δυνατότητα να παρατηρήσουμε όλα μαζί τα project κατά τη διάρκεια εξέλιξης της οικονομικής ζωή τους.



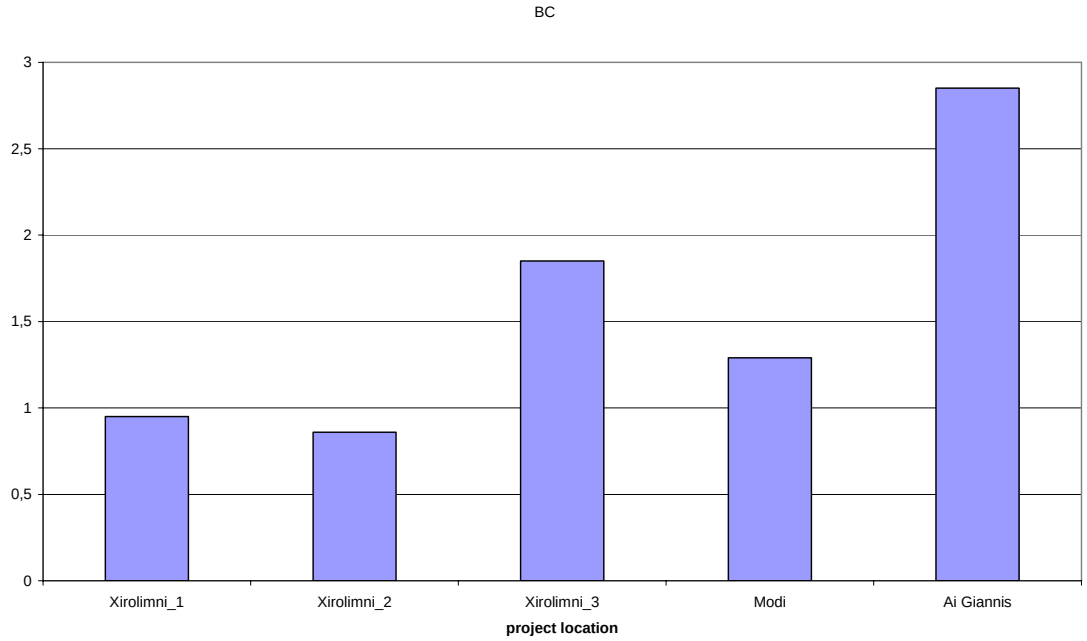
Σχήμα 6.17 Αθροιστικές χρηματοροές επενδυτικών σχεδίων



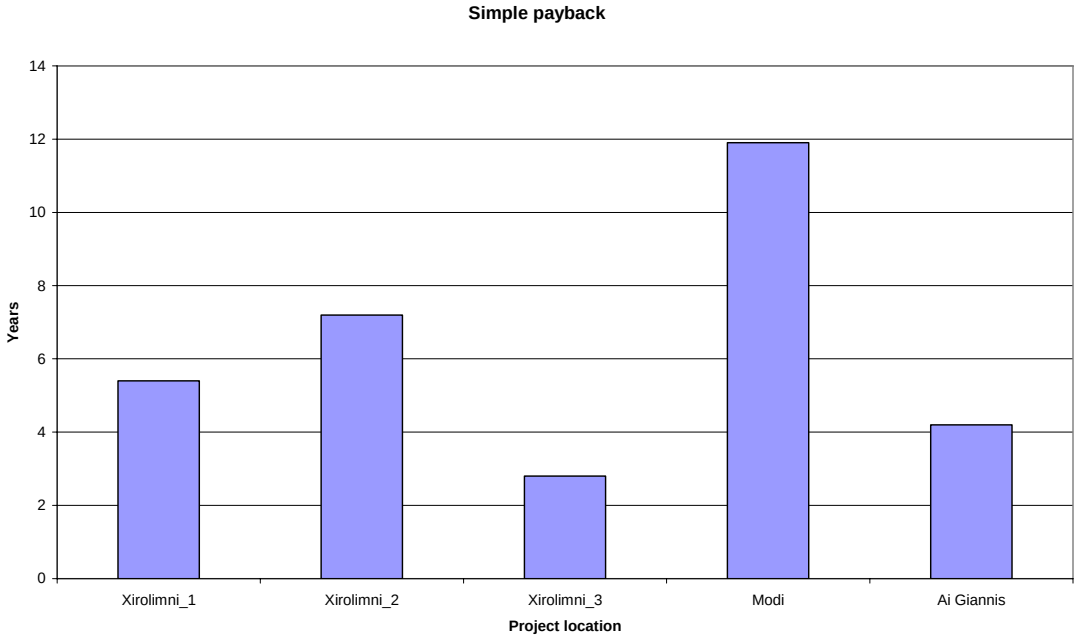
Σχήμα 6.18 Εσωτερικός βαθμός απόδοσης των επενδυτικών σχεδίων



Σχήμα 6.19 Καθαρή παρούσα αξία των επενδυτικών σχεδίων



Σχήμα 6.20 Δείκτης BC των επενδυτικών σχεδίων



Σχήμα 6.21 Χρόνος αποπληρωμής των επενδυτικών σχεδίων

6.5 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[6.1] Ιστοσελίδα Natural Resources Canada RETScreen International
http://www.retscreen.net/el/home.php

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

7.1 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ

Η χρηματοδότηση γενικά των επενδύσεων ήταν και θα είναι μια μεγάλη πρόκληση για τους μελετητές. Έτσι και εδώ, στη δεδομένη περίπτωση της χρηματοδότησης αιολικών πάρκων, ο τρόπος να γίνει η αιολική ενέργεια πιο ανταγωνιστική παραμένει το κύριο θέμα. Παίρνοντας αφορμή το γεγονός ότι οι περιβαλλοντολογικές επιπτώσεις από αλόγιστη χρήση των συμβατικών πηγών ενέργειας είναι δυσβάσταχτες η αιολική ενέργεια δίνει μια νέα δυναμική στην ενεργειακή αγορά.

Για να προωθηθεί η αιολική ενέργεια, σε ένα πλαίσιο συνολικής προβολής των Α.Π.Ε. μια νέα στρατηγική χρειάζεται. Μέσα από το μάρκετινγκ που επιβάλλουν οι καταστάσεις και τα υπάρχοντα χρηματοδοτικά πακέτα, η εξασφάλιση των απαραίτητων πόρων θα πρέπει να είναι το κυρίαρχο μέλημα σε ένα τέτοιο εγχείρημα.

Όπως φάνηκε και στο πέμπτο κεφάλαιο σε κάθε μελέτη αιολικών πάρκων, τα αρχικά κόστη μιας τέτοιας επένδυσης είναι υψηλά σε σχέση με μια επένδυση συμβατικής παραγωγής ενέργειας. Η περίοδος αποπληρωμής του κεφαλαίου είναι σχετικά μεγαλύτερη από αυτήν των συμβατικών. Ενώ ως μόνο θετικό στοιχείο μπορούμε να εκλάβουμε τις σχεδόν πάντα θετικές χρηματοροές αφού για ένα εύλογο χρονικό διάστημα ευνοούνται από τις συνθήκες.

7.1.1 Αξιολόγηση Αιολικού Δυναμικού

Ως στόχο έχουμε την αξιολόγηση πέντε διαφορετικών επιχειρηματικών σχεδίων που παρουσιάζουν ομοιότητες σε πολλά από τα χαρακτηριστικά τους, αντιμετωπίζονται ωστόσο ως ανεξάρτητες επενδύσεις. Για να μπορεί να λάβει χώρα αυτή η επένδυση στις διάφορες τοποθεσίες προηγήθηκες αξιολόγηση του αιολικού δυναμικού από είδη υπάρχοντα έργα. Τα ανεμολογικά δεδομένα, μεταβλητές εισόδου, θεωρήθηκαν σταθερά για την κάθε τοποθεσία. Εισήχθησαν δε ομαλοποιημένα, ως μεταβλητές εισόδου κατά το τρόπο που θέλει το μοντέλο της Retscreen. Τα πέντε διαφορετικά επιχειρηματικά σχέδια που εκπονήθηκαν είχαν σκοπό να εξετάσουν τις διαφορετικές παραμέτρους της αγοράς ενέργειας στην περιοχή της Κρήτης. Έτσι τα πρώτα τρία αναφέρονται στην ίδια τοποθεσία, την Ξηρολίμνη Σητείας, ενώ τα άλλα δύο στο Μόδι Κυδωνίας και στον Αϊ Γιάννη Λασιθίου αντίστοιχα. Όσον αφορά τον άνεμο σε ετήσια βάση μεγαλύτερη μέση ταχύτητα ανέμου λαμβάνουμε από $4^{ο}$ έργο στην περιοχή του

Μοδιού. Αν ανατρέξουμε στη μελέτη παρατηρούμε μια μέση ταχύτητα της τάξης των 8,9 m/s. Ακλουθεί η Ξηρολίμνη με 7,3 m/s και τέλος ο Αϊ Γιάννης με 5,4 m/s.

7.1.2 Αξιολόγηση Ενεργειακής Απόδοσης

Ακολουθεί αξιολόγηση με βάση την ενεργειακή απόδοση των αιολικών εγκαταστάσεων. Τα πρώτα τρία σχέδια χρησιμοποιούν αιολικές μηχανές των 300kW, Siemens AN BONUS MK III αυξάνοντας τον αριθμό τους από δύο σε τρεις και έπειτα σε οκτώ. Έτσι αντίστοιχα φτιάχνουμε αιολικά πάρκα της τάξης των 600kW, 900kW, 2400 kW αντίστοιχα. Σε αυτήν την περίπτωση έχοντας δεδομένη την τοποθεσία επομένως και το αιολικό δυναμικό, εξετάζουμε την επίπτωση της μικρής και μεγάλης αύξησης του αιολικού δυναμικού στην εγκατάσταση. Φυσικά όσο μεγαλώνει η παραγωγή ενέργειας για την ίδια τοποθεσία, τόσο μειώνεται το κόστος παραγωγής. Στο $4^{ο}$ και $5^{ο}$ έργο η συνολική ονομαστική ισχύς ανέρχεται στα 3MW και 10MW αντίστοιχα. Στο $4^{ο}$ χρησιμοποιείται Α/Γ Siemens AN BONUS 1MW, ενώ στο $5^{ο}$ Nordex N54 1MW. Όπως είναι φυσικό η αξιολόγηση μπορεί να γίνει με χρήση της ειδικής απόδοσης σε kWh/m^2. Σε αυτή την περίπτωση την καλύτερη απόδοση έχει το $4^{ο}$ έργο, ως άμεση συνέπεια του μεγάλου αιολικού δυναμικού της περιοχής

7.1.3 Αξιολόγηση Επενδυτικής Απόδοσης

Επειδή το αιολικό δυναμικό δεν μπορεί να αποτελέσει από μόνο ικανό παράγοντα επιλογής της μελέτης, αλλά βασική προϋπόθεση για τη σωστή διεξαγωγή της. Το σημαντικότερο κομμάτι της μελέτης είναι η χρηματοοικονομική αξιολόγηση των έργων. Όσο μεγαλώνει η συνολική ισχύς της εγκατάστασης αυξάνεται και η παραγόμενη ενέργεια, αυξάνονται και τα κόστη εγκατάστασης. Τα πρώτα δύο επενδυτικά σχέδια κρίνονται ανεπαρκή από οικονομικής πλευράς, αφού σαν μόνη λύση ζητούν αύξηση της παραγωγής ενέργειας, κάτι που με το υπάρχον αιολικό δυναμικό είναι αδύνατο καθώς και μείωση των αρχικών εξόδων εγκατάστασης. Το τρίτο σχέδιο είναι αυτό που ικανοποιεί τις περισσότερες παραμέτρους, δίνοντας παράλληλα ικανοποιητικό εύρος πάνω στο οποίο η επένδυση παραμένει αμετάβλητη. Καταλήγουμε δηλαδή στο συμπέρασμα ότι οι μεγαλύτερες εφαρμογές σε ανεμογεννήτριες μικρής ισχύος είναι και οι πιο αποδοτικές. Τα προβλήματα που αντιμετωπίζαμε λύθηκαν με μεγάλη αύξηση τους αριθμού των ανεμογεννητριών δικαιολογώντας τις προβλέψεις των δεικτών στα πρώτα δύο σχέδια που έδειχναν συνεχώς αύξηση παραγωγής προκειμένου να γίνει η επένδυση αποδεκτή. Πολλές ανεμογεννήτριες μικρής ισχύος μπορούν υπό προϋποθέσεις να κάνουν την επένδυση αποδεκτή και οικονομικά βιώσιμη. Το ίδιο ισχύει και για τις μεγάλής ισχύος Α/Γ. Όσον αφορά το τέταρτο και το πέμπτο σχέδιο τα αποτελέσματα και εδώ ευνοούν τη μεγαλύτερη εγκατάσταση, παρά το γεγονός ότι εκτελείται σε διαφορετική τοποθεσία. Εξάλλου αυτό που εξετάζεται στις μελέτες είναι το κατά πόσο ευέλικτες μπορούν να είναι οι επενδύσεις ανεξάρτητα με το αιολικό δυναμικό. Γι΄αυτό το λόγο γίνεται και η ανάλυση ευαισθησίας. Έχουμε να κάνουμε με εκμετάλλευση αιολικού δυναμικού και πρέπει να είμαστε προετοιμασμένοι για ετήσιες μεταβολές από 10% μέχρι και 20%, με τις αντίστοιχες επιπτώσεις στην παραγωγή ενέργειας. Σαν μέσο για να κρίνουμε τις επενδύσεις μεταξύ τους, χρησιμοποιούμε τους χρηματοοικονομικούς δείκτες και την ανάλυση ευαισθησίας που μας δείχνει πόσο πάνω η κάτω μπορούμε να είμαστε στην προβλεπόμενη παραγωγή χωρίς να επηρεαστούν οι χρηματοροές μας. Γεγονός είναι ότι οι μεγαλύτερες αιολικές μηχανές, όπως είναι αυτές της τάξης των 1000 kW σε συνδυασμό με σωστά σχεδιασμένη μεγάλη εγκατάσταση, όπως αυτήν του πέμπτου επιχειρηματικού σχεδίου στον Αϊ Γιάννη, δίνουν και τα καλύτερα αποτελέσματα. Το σχέδιο αυτό μπορεί και είναι αποδεκτό ακόμα και σε ακραίες μεταβολές, όπως για παράδειγμα η μείωση της παραγωγής κατά 20%. Σημαντικό είναι ότι και ο χρόνος

αποπληρωμής μιας τέτοιας επένδυσης είναι αρκετά μικρός, ενώ οι χρηματοροές παρουσιάζουν γραμμικότητα.

Αντικείμενο λοιπόν προς εξέταση θα πρέπει να είναι το κατά πόσο μπορούν οι επενδύσεις να είναι ανεξάρτητες από τους απρόβλεπτους παράγοντες που τις επηρεάζουν, προσφέροντας σταθερές και εγγυημένες απολαβές. Αυτό είναι το χαρακτηριστικό που κάνει μια επένδυση αποδεκτή ανεξάρτητα με τις συνθήκες που πραγματοποιείται. Στόχος αυτής της εργασίας ήταν εν μέρη να εξετασθούν αυτοί οι παράγοντες σε κάθε ένα από τα προτεινόμενα σχέδια τόσο ανεξάρτητα όσο και συγκριτικά μεταξύ τους. Το γεγονός ότι πολλοί παράγοντες και συντελεστές, όπως για παράδειγμα της χρηματοδότησης των σχεδίων ποικίλουν, έχει να κάνει με τις αποκλίσεις που παρουσιάζουν οι επενδύσεις στην πραγματικότητα. Άλλες για παράδειγμα εξασφαλίζουν οι ίδιες τα κεφάλαια τους και άλλες επιδοτούνται από δάνειο. Έτσι στην πρώτη περίπτωση μια καλή επένδυση είναι αυτή που αποπληρώνει γρήγορα το αρχικό κεφάλαιο, όπως είναι το 5^{ο} έργο, ενώ στη δεύτερη περίπτωση αρκεί να αποπληρώνουμε τη δόση του δανείου και να έχουμε κάποιο εισόδημα (θετικές χρηματοροές). Στα πρώτα τρία έργα έχουμε από ίδια κεφάλαια χρηματοδότηση και συντομότερο χρόνο αποπληρωμής του κεφαλαίου παρουσιάζει το 3^{ο} έργο. Στο 4^{ο} και στο 5^{ο} έργο έχουμε χρηματοδότηση από τράπεζα και άρα επιτόκιο δανεισμού. Σε αυτή την περίπτωση καλύτερες χρηματοροές έχει το 5^{ο} έργο. Ενώ αν θέλαμε να τα κατατάξουμε βάση των αθροιστικών χρηματοροών τους θα βλέπαμε ότι το 5^{ο} έργο είναι αυτό που υπερτερεί σημαντικά έναντι των άλλων. Σημαντικό είναι να αναφέρουμε ότι αν και έχει τη μεγαλύτερη ισχύ έχει ταυτόχρονα και το μικρότερο αιολικό δυναμικό παρόλα αυτά ευνοείται σε επίπεδο χρηματοοικονομικό.

7.1.4 Αξιολόγηση Κοινωνικού Κόστους Ενέργειας

Στην υποθετική περίπτωση που δε μας ενδιέφερε ο χρόνος αποπληρωμής του κεφαλαίου και εξετάζαμε τις επενδύσεις μόνο από την οπτική γωνία του δημοσίου συμφέροντος, όλες επενδύσεις αποπληρώνονται μέσα στο δεδομένο χρόνο ζωής τους. Εκπληρώνουν δηλαδή το στόχο για κάλυψη των εξόδων εγκατάστασής τους και συγχρόνως προσφέρουν το αγαθό της παραγωγής ενέργειας χωρίς την εκπομπή ρύπων. Οι απελευθερωμένες αγορές ζητούν, από οικονομικής πλευράς ακριβώς το αντίθετο. Μικροί χρόνοι αποπληρωμής του αρχικού κεφαλαίου σε συνδυασμό με χαμηλά αρχικά κόστη. Αυτές είναι οι προϋποθέσεις που κάνουν την επένδυση θετική σε εύρεση χρηματοδότησης. Γενικά αναζητούνται επενδύσεις που το προς επένδυση κεφάλαιο να είναι όσον το δυνατό λιγότερο «δεσμευμένο» υπό τη μορφή αρχικού κεφαλαίου. Όσο το δυνατό μικρότερος ο χρόνος αποπληρωμής τόσο καλύτερη η επένδυση (χαμηλού ρίσκου επενδύσεις).

Αν συγκρίνουμε τις τιμές του κόστους ενέργειας των συμβατικών καυσίμων με αυτές από Α/Γ παρατηρούμε ότι δε συμπεριλαμβάνουν πολλούς εξωτερικούς παράγωνες όπως το έμμεσο κόστος που προέρχεται από την εκπομπή διοξειδίου του άνθρακα. Επιπροσθέτως οι τιμές των συμβατικών καυσίμων δε συμπεριλαμβάνουν το κοινωνικό κόστος, πράγμα που η ενέργεια από Α/Γ το συμπεριλαμβάνει λόγω της οικολογικής και ανεξάντλητης φύσης της πηγής προέλευσης της, του ανέμου.

Ένας άλλος αρνητικός παράγοντας για την προώθηση ενέργειας παραγόμενης από Α/Γ, είναι η μη εξοικείωση της ελληνικής αγοράς και των επενδυτών με της τεχνολογίες αυτές. Μπορούμε να πούμε ότι οφείλεται εν μέρη και στην καινοτομία τους και στο γεγονός ότι δεν έχουν δοκιμαστεί εμπορικά. Η έλλειψη προηγούμενης εμπειρίας φαίνεται να μεταφράζεται σε αδικαιολόγητη αβεβαιότητα και υψηλό ρίσκο από τους υποψήφιους επενδυτές στην αγορά. Στα έργα που παρουσιάστηκαν αποδείχτηκε ότι αν ληφθούν προσεκτικά οι παράμετροι υπολογισμού των Α/Γ, υπολογίζεται ο επιχειρηματικός κίνδυνος της επένδυσης και όσο αυτός παραμένει κάτω από 10% μπορούμε να θεωρούμε τις επενδύσεις αποδεκτές και το ρίσκο που ενέχουν λογικό. Αν δούμε πάλι τα έργα από την αρχή θα παρατηρήσουμε ότι από

πλευράς ρίσκου της επένδυσης θα μπορούσαμε να τα ιεραρχήσουμε με το χαμηλότερο προς το υψηλότερο ως $5^{ο}$,$3^{ο}$,$4^{ο}$,$1^{ο}$,$2^{ο}$.

Στην αιολική ενέργεια συγκεκριμένα, ένας σημαντικός παράγοντας για την περαιτέρω ανάπτυξη της θα ήταν η δημιουργία μιας τέτοιας σχέσης, που θα μπορούσε να οδηγήσει στη μείωση των τιμών των μονάδων παραγωγής, του κόστους συντήρησης του και του κόστους διασύνδεσης με το κεντρικό δίκτυο. Μια τέτοια ανάπτυξη έχει σαν γνώμονα τη βελτιστοποίηση της παραγωγής αξιοποιώντας τις όλο και μεγαλύτερης ισχύος μηχανές. Μια δεκαετία πριν περιορίζονταν στα 300kW και σήμερα ξεπερνούν τα 1,6MW. Τέλος ο υγιής ανταγωνισμός μεταξύ των ιδιωτικών ηλεκτροπαραγωγών πρέπει να ενισχυθεί, προσφέροντας τις κατάλληλες χρηματοδοτικές ευκαιρίες, που θα οδηγήσουν σε καλύτερες τιμές ανα μονάδα ενέργειας, δηλαδή σε χαμηλότερο κόστος ενέργειας. Μια αποτελεσματική προώθηση των αιολικών συστημάτων θα ήταν να ενταχθεί σε προγράμματα ενεργειακής πολιτικής. Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι συνεχώς αυξανόμενη και αναζητά τις καλύτερες επενδυτικές ευκαιρίες.