ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

# ΜΕΛΕΤΗ ΚΑΙ ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΤΗΝ ΚΑΡΠΑΘΟ.

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΜΑΡΙΑ Α. ΛΙΑΜΠΟΤΗ

Επιβλέπων : Ευάγγελος Ν. Διαλυνάς

Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Ιούλιος 2012

ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

# ΜΕΛΕΤΗ ΚΑΙ ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΤΗΝ ΚΑΡΠΑΘΟ.

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΜΑΡΙΑ Α. ΛΙΑΜΠΟΤΗ

Επιβλέπων : Ευάγγελος Ν. Διαλυνάς

Καθηγητής ΕΜΠ

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την ..... 2012

| | | |
|---|---|---|
| ..... | ..... | ..... |
| Ευάγγελος Διαλυνάς | Γεώργιος Κορρές | Παύλος Γεωργιλάκης |
| Καθηγητής ΕΜΠ | Καθηγητής ΕΜΠ | Λέκτορας ΕΜΠ |

Αθήνα, Ιούλιος 2012

.....

Μαρία Α. Λιαμπότη

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Μαρία Λιαμπότη,2012
Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

**Στους γονείς μου**

# ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Αντικείμενο αυτής της εργασίας είναι η μελέτη και η διαστασιολόγηση του υβριδικού συστήματος ενός Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, συγκεκριμένα της Καρπάθου. Το υβριδικό σύστημα που προτείνουμε απαρτίζεται από ένα Αιολικό Πάρκο, ένα Φ/Β Πάρκο, έναν Υδροηλεκτρικό Σταθμό αναστρέψιμης λειτουργίας, τις συμβατικές μονάδες και την Κυβερνητική Μονάδα. Για να προσομοιώσουμε τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος χρησιμοποιήσαμε κώδικα προσομοίωσης γραμμένο σε προγραμματιστικό περιβάλλον Matlab (R2010b), που προσομοιώνει την ετήσια λειτουργία ενός νησιωτικού συστήματος με ωριαίο βήμα προσομοίωσης, στηριζόμενο στο ισοζύγιο ισχύος και ενέργειας του συστήματος.

Αρχικά επιχειρήσαμε να κάνουμε μια αρχική διαστασιολόγηση των υποσυστημάτων που απαρτίζουν το προτεινόμενο υβριδικό σύστημα χωρίς τη βοήθεια του κώδικα προσομοίωσης. Στη συνέχεια καταρτίσαμε την οικονομοτεχνική μελέτη, ώστε να μπορέσουμε να δούμε το μέγεθος που μας συμφέρει να έχουν τα υποσυστήματα ώστε να μεγιστοποιείται η διείσδυση των ΑΠΕ αλλά και να επιτυγχάνεται το μέγιστο κέρδος από τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος. Με βάση τις επικρατούσες αυτή τη στιγμή οικονομικές συνθήκες και το επιτόκιο δανεισμού καταλήξαμε στην βέλτιστη διαστασιολόγηση. Σύμφωνα με τη βέλτιστη διαστασιολόγηση και θεωρώντας ότι η λειτουργία του υβριδικού συστήματος θα ήταν δυνατόν να αρχίσει στα τέλη του 2012, κάναμε κάποιες εκτιμήσεις σχετικά με τα κέρδη που θα μπορούσαμε να έχουμε από τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος. Παραθέτουμε και μια μελέτη ευαισθησίας που μας δείχνει ποιοι παράγοντες και κατά ποιον τρόπο επηρεάζουν το κόστος παραγωγής 1 kWh και συνεπώς και τα κέρδη από τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος.

Τέλος παρουσιάζουμε τα ετήσια διαγράμματα σύνθεσης φορτίου για τα δεδομένα του έτους 2011, τις καμπύλες διάρκειας του κάθε υποσυστήματος και τα ποσοστά συμμετοχής του κάθε υποσυστήματος στην κάλυψη του φορτίου. Δεν εξετάσαμε ζητήματα που αφορούν στην ευστάθεια και τη μεταβατική συμπεριφορά των συστημάτων.

## ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Αιολικό Πάρκο, Φ/Β Πάρκο, Υδροηλεκτρικός Σταθμός Αναστρέψιμης Λειτουργίας, Υβριδικό Σύστημα, Κώδικας Προσομοίωσης, Διείσδυση Αιολικής Ενέργειας, Διείσδυση Των ΑΠΕ, ΑΠΕ, Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας.

# ABSTRACT

The purpose of this thesis is the study and size optimization of the hybrid system of a non-interconnected island, namely Karpathos. The proposed hybrid system consists of a wind farm, a PV park, a reversible hydroelectric power station, the conventional units (diesel) and the control unit. In order to simulate the operation of the hybrid system, we used a simulation code developed on the language of technical computing Matlab (R2010b),which simulates the annual operation of an island system using hourly simulation step, based on the energy and power balance of the system.

At first we tried to find an initial size of the subsystems that make up the proposed hybrid system, without using the simulation code. After that we prepared the techno-economical study to find out the optimal size of the subsystems which would maximize the RES penetration and the profits from the operating hybrid system. According to the currently prevailing economic conditions and lending interest rates we estimated the optimal size of each subsystem. Based on the optimal sizing and considering that the operation of the hybrid system could begin in late 2012, we estimated the profits we could have from the operation of the hybrid system. We present a sensitivity analysis that shows us which factors and how they affect the cost of producing 1kWh and thus the profits of the operating hybrid system.

Finally we present the annual load composition diagrams for the data of 2011, the duration curves for each subsystem and the participation rates for each subsystem to cover the load. Technical issues related on stability and transient behavior of the systems are not examined.



# KEY WORDS

Wind Farm, PV Park, Reversible Hydroelectric Power Station, Hybrid System, Simulation Code, Wind Energy Penetration, RES Penetration, RES, Electricity Generation

# ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Θα ήθελα καταρχήν να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή μου κ. Ευάγγελο Διαλυνά για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε αναθέτοντας μου την εκπόνηση μιας τόσο ενδιαφέρουσας εργασίας, αλλά και για την άριστη συνεργασία μας που ήταν καθοριστική για την ολοκλήρωση της.

Ένα πολύ μεγάλο ευχαριστώ οφείλω στον κ.Γεώργιο Μπέτζιο που υπήρξε για μένα πηγή έμπνευσης και γνώσης, καθώς και ο καθοδηγητής μου στην εκπόνηση της παρούσας εργασίας. Είναι ο εμπνευστής του θέματος της εργασίας μου και ο άνθρωπος που με παρότρυνε να μπω στον κόσμο των υβριδικών συστημάτων. Τον ευχαριστώ πολύ που ήταν πάντοτε κοντά μου λύνοντας μου απορίες και εμψυχώνοντάς με.

Επιπλέον ένα μεγάλο ευχαριστώ οφείλω στον κ.Πέτρο Θεοδωρόπουλο για την καταλυτική του βοήθεια στο προγραμματιστικό κομμάτι της εργασίας μου αλλά και για τις πληροφορίες και την καθοδήγηση που μου παρείχε. Ακόμα θα ήθελα να ευχαριστήσω τη ΔΕΗ Ανανεώσιμες για τα στοιχεία που μου παραχώρησε.

Δεν θα μπορούσα να παραλείψω τους κοντινούς μου φίλους, για τη συμπαράσταση και την κατανόηση τους.

Τέλος θα ήθελα να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου στους γονείς μου για την κατανόηση, την αμέριστη υποστήριξη και για όσα μου παρέχουν όλα αυτά τα χρόνια. Σε αυτούς οφείλω όσα έχω έως σήμερα επιτύχει.

# ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

**ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1$^{Ο}$ :ΕΙΣΑΓΩΓΗ…….....16**

**ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2$^{Ο}$:ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ……24**

2.1. Γενικά στοιχεία Νήσου Καρπάθου……..….24

2.2.Αιολικό δυναμικό……..30

2.3.Ηλιακή Ενέργεια……...31

2.4.Υβριδικά συστήματα ΑΠΕ……..33

2.5.Τεχνικά χαρακτηριστικά του φράγματος Καρπάθου……..37

**ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3$^{Ο}$ :ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΑΙ ΖΗΤΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ……39**

3.1.Σημερινή κατάσταση……39

3.1.1.ΑΣΠ Καρπάθου……..40

3.1.2.Αιολικά Πάρκα περιοχής Αγίου Ιωάννη……..44

3.2.Εξέλιξη της Ζήτησης Φορτίου……47

**ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4$^{Ο}$ :ΠΡΟΔΙΑΓΡΑΦΕΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΩΝ ΝΗΣΙΩΝ ΚΑΙ Ο ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ ΤΟΥ ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΚΑΡΠΑΘΟΥ……..54**

4.1.Τεχνικά Χαρακτηριστικά Ηλεκτροπαραγωγής Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών…….....54

4.2. Υβριδικά Συστήματα-Υποσυστήματα του νέου Υβριδικού Συστήματος της Καρπάθου…….....58

**ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5$^{Ο}$ :ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ……61**

5.1.Ανεμογεννήτριες……...61

5.2.Επιλεγμένο μοντέλο Α/Γ…….....65

5.3.Το Αιολικό Πάρκο……70

5.4.Μύθοι και Αλήθειες για την Αιολική Ενέργεια……74

**ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6$^{Ο}$ :ΤΟ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΠΑΡΚΟ……76**

6.1.Γενικά Στοιχεία…….....76

6.1.1.Φ/Β Στοιχεία……...77

6.1.2 Φ/Β Συστήματα……..78

6.1.3.Κατηγορίες Φ/Β Συστημάτων……..80

6.1.4. Παράγοντες που επηρεάζουν τη λειτουργία και την απόδοση των Φ/Β……82

6.2.Επιλεγμένο μοντέλο Φ/Β γεννήτριας και inverter……...83

6.3.Το Φ/Β Πάρκο……..89

**ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7$^{Ο}$ :Ο ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΑΝΑΣΤΡΕΨΙΜΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ…….....94**

7.1.Γενικά Στοιχεία…….…...94

7.2.Η διαμόρφωση του Υδροηλεκτρικού Σταθμού……..…..98

7.2.1.Επιλογή βέλτιστης θέσης για την άνω δεξαμενή…….…...99

7.2.2.Επιλογή σωληνώσεων……..102

7.2.3.Επιλογή κατάλληλων υδροστροβίλων και αντλιών……...103

7.3.Αρχή λειτουργίας του ΥΗΣ ως αποθηκευτική μονάδα……104

**ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8$^{Ο}$ :ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΣ ΤΟΥ ΚΑΤΑΛΛΗΛΟΥ ΜΕΓΕΘΟΥΣ ΤΩΝ ΥΠΟΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ……109**

**ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9$^{Ο}$ :Η ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑ ΤΩΝ ΕΠΙΜΕΡΟΥΣ ΥΠΟΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΚΑΙ ΣΥΝΤΟΜΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΚΩΔΙΚΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ……122**

9.1.Η συνεργασία των επιμέρους υποσυστημάτων……122

9.2.Ο κώδικας προσομοίωσης……...123

**ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10$^{Ο}$ :ΟΙΚΟΝΟΜΟΤΕΧΝΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ……125**

10.1.Αρχική επένδυση κεφαλαίου για την κατασκευή του Υβριδικού Συστήματος……125

10.2.Ανάλυση Κόστους……...126

10.3.Βελτιστοποίηση με οικονομικά κριτήτρια……128

10.4.Μελέτη Ευαισθησίας……...134

10.5.Η βέλτιστη πρόταση……136

**ΚΕΦΑΛΑΙΟ 11$^{Ο}$ :ΓΡΑΦΗΜΑΤΑ ΤΗΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΤΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ……..142**

**ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ……159**

**ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ……...162**

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1$^{ο}$: ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Οι κλιματικές αλλαγές που είναι το επακόλουθο της καταστροφής του περιβάλλοντος καθώς και η ενεργειακή κρίση αποτελούν δυο από τα βασικότερα προβλήματα του 21$^{ου}$ αιώνα που καλούμαστε να αντιμετωπίσουμε. Σήμερα στον πλανήτη μας τίποτα δεν φαντάζει ευοίωνο και δεδομένο. Βιώνουμε μια από τις χειρότερες οικονομικές κρίσεις όλων των εποχών που απειλεί ακόμα και τις πιο πλούσιες οικονομίες. Οι κλιματικές αλλαγές είναι τόσο βλαβερές που τίθεται ακόμα και το θέμα της επιβίωσης του πλανήτη μας. Σύμφωνα με επίσημα κείμενα της WWF πάνω από το 33% των οικοσυστημάτων του πλανήτη μας βρίσκεται σήμερα σε κίνδυνο και πολλά είδη πανίδας και χλωρίδας απειλούνται με εξαφάνιση. Αν συνεχιστεί η αλόγιστη καταστροφή του περιβάλλοντος σχεδόν 250 εκατομμύρια άνθρωποι θα αναγκαστούν να μεταναστεύσουν εξαιτίας των κλιματικών αλλαγών. Οι συνέπειες αυτής της μετανάστευσης θα ήταν καταστροφικές, αφού υπολογίζεται ότι το κόστος που θα είχε στην παγκόσμια οικονομία θα ήταν περίπου ίσο με το 20% του παγκόσμιου ΑΕΠ.

Η αύξηση της μέσης θερμοκρασία της Γης ιδιαίτερα μετά τη βιομηχανική επανάσταση και εξαιτίας του φαινομένου του θερμοκηπίου, είναι τεράστια. Το ενεργειακό σύστημα του πλανήτη μας που στηρίζεται κυρίως στα ορυκτά καύσιμα συμβάλλει καθοριστικά στην έξαρση του φαινομένου του θερμοκηπίου.

Εξαιτίας της κατανάλωσης καυσίμων παράγονται ετησίως περίπου 30 δισ. τόνοι διοξειδίου του άνθρακα ($CO_2$) , με αποτέλεσμα να διαταράσσεται το ενεργειακό ισοζύγιο, προκαλώντας έτσι άνοδο της θερμοκρασίας, λιώσιμο των πάγων, άνοδο της στάθμης των υδάτων και κατά επέκταση ριζική αλλαγή στο φυσικό μας περιβάλλον. Το 2010 οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα άγγιξαν τα 33 δισ. τόνους παγκοσμίως. Αξίζει να σημειωθεί ότι η αύξηση των εκπομπών άνθρακα που κατέγραψε το αμερικανικό υπουργείο ανέρχεται σε 512 εκατομμύρια τόνους ή αλλιώς στο 6%, ενώ η επιμέρους αύξηση στις εκπομπές άνθρακα από την καύση λιθάνθρακα, που αποτελεί τη βασικότερη πηγή αερίων του θερμοκηπίου, ήταν ακόμα μεγαλύτερη της τάξης του 8% και αυτά μόνο για το έτος 2010. Με την αρχή της οικονομικής κρίσης παρατηρήθηκε μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, κράτησε όμως για μικρό διάστημα, ενώ αμέσως μετά παρατηρήθηκε ραγδαία αύξηση τους. Παρά τις προσπάθειες σε διεθνές

επίπεδο με το πρωτόκολλο του Κιότο(1997) για την μείωση των εκπομπών $CO_2$ που αποτελεί το βασικότερο αέριο του φαινομένου του θερμοκηπίου, το πρόβλημα φαντάζει μεγαλύτερο από ποτέ. Η Διακυβερνητική Επιτροπή του ΟΗΕ για την Κλιματική Αλλαγή προβλέπει ότι αν δεν ληφθούν άμεσα μέτρα η αύξηση της μέσης θερμοκρασίας της Γης θα φτάσει ακόμα και τους 6,5$^{o}$ C στη διάρκεια του 21$^{ου}$ αιώνα. Αυτό το τρομακτικό σενάριο χαρακτηρίζεται μάλιστα ως αισιόδοξο από το υπουργείο Ενέργειας που προβλέπει ακόμα και διπλάσια αύξηση της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη.

Το πετρέλαιο αποτελεί την κινητήρια δύναμη της οικονομίας του πλανήτη. Η τιμή του καθορίζει όλες τις λοιπές οικονομικές δραστηριότητες, όμως για πόσο ακόμα; Ενώ οι περισσότερες δραστηριότητες μας εξαρτώνται καθημερινά από τα ορυκτά καύσιμα (πετρέλαιο, κάρβουνο, φυσικό αέριο, κτλ) η μελλοντική εξάντληση τους είναι αναπόφευκτη. Η τιμή του μαύρου χρυσού αυξάνεται μέρα με τη μέρα ενώ τα λιγοστά πλέον κοιτάσματα πετρελαίου βρίσκονται σε ορισμένες χώρες της Γης και η εκμετάλλευση τους αποτελεί πολύ συχνά αιτία πολέμων.

Έχουν γίνει κατά καιρούς προσπάθειες για ανάπτυξη της πυρηνικής ενέργειας, ώστε να καλυφθεί η συνεχώς αυξανόμενη ζήτηση ενέργειας. Το 2011, 25 χρόνια μετά τον πυρηνικό όλεθρο στο Τσερνομπίλ(1986), η πυρηνική ενέργεια είχε επανέλθει δυναμικά στο προσκήνιο ως μια φιλική προς το περιβάλλον μορφή ενέργειας η αξιοποίηση της οποίας θα βοηθούσε σημαντικά στην καταπολέμηση των κλιματικών αλλαγών. Αυτή η άποψη ενισχύθηκε σημαντικά επειδή οι πυρηνικοί σταθμοί πράγματι δεν εκπέμπουν διοξείδιο του άνθρακα. Και ενώ οι υπέρμαχοι της πυρηνικής ενέργειας μιλούσαν για την Νέα Πυρηνική Αναγέννηση, προαναγγέλλοντας την ανανέωση πυρηνικών σταθμών και την κατασκευή νέων και χαρακτηρίζοντας ακόμα την πυρηνική ενέργεια ως μια μορφή πράσινης ενέργειας, η καταστροφή της Φουκουσίμα δεν αργούσε να έρθει. Την άνοιξη του 2011 σημειώθηκε στη Φουκουσίμα μια από της μεγαλύτερες οικολογικές καταστροφές. Οι ειδικοί μιλάνε για την μεγαλύτερη τραγωδία που έχει συμβεί ποτέ στην ανθρώπινη ιστορία. Καταλαβαίνουμε λοιπόν πόσο επιζήμια είναι η χρήση της πυρηνικής ενέργειας. Δεν μπορούμε σε καμία περίπτωση να την χρησιμοποιήσουμε για την αντιμετώπιση της καταστροφής του περιβάλλοντος.

Είναι πλέον επιτακτική η ανάγκη να στραφούμε σε φιλικές ως προς το περιβάλλον μορφές ενέργειας. Οι μόνες μορφές ενέργειας που μπορούν να μας εξασφαλίσουν ένα ελπιδοφόρο και καλύτερο μέλλον είναι οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, οι οποίες είναι ουσιαστικά ανεξάντλητες, προέρχονται από την φύση και για αυτό είναι πλήρως φιλικές ως προς το περιβάλλον. Από την χρήση των ΑΠΕ δεν παράγεται διοξείδιο του άνθρακα,

καθώς και κανένας άλλος επικίνδυνος ρύπος. Οι κυριότερες μορφές των ΑΠΕ είναι η Ηλιακή Ενέργεια, η Αιολική Ενέργεια, η Γεωθερμική Ενέργεια, η Βιομάζα, η Ενέργεια των Κυμάτων και η Ενέργεια των υδατοπτώσεων.

Ως Γεωθερμική χαρακτηρίζεται η φυσική θερμική ενέργεια της Γης , που διαρρέει από το θερμό εσωτερικό του πλανήτη προς την επιφάνεια. Η μετάδοση θερμότητας μπορεί να πραγματοποιηθεί με δυο τρόπους με αγωγή από το εσωτερικό της Γης προς την επιφάνεια της και με ρεύματα μεταφοράς, που περιορίζονται όμως στις ζώνες κοντά στα όρια των λιθοσφαιρικών πλακών. Η Γεωθερμική ενέργεια γίνεται αντιληπτή με τη μορφή θερμού νερού ή ατμού. Εκτός από την Γεωθερμική, οι λοιπές ΑΠΕ υπάρχουν σε αφθονία στη φύση και δεν πρόκειται ποτέ να εκλείψουν. Η βιομάζα έχει κυρίως φυτική προέλευση και την κατατάσσουμε στις ΑΠΕ, παρότι την εκμεταλλευόμαστε με καύση και άλλες οξειδωτικές διεργασίες που καταναλίσκουν οξυγόνο και παράγουν διοξείδιο του άνθρακα. Αυτό γίνεται γιατί τα φυτά, που θα αποτελέσουν τη βιομάζα, απορροφούν κατά τη διάρκεια της φωτοσύνθεσης μεγάλες ποσότητες διοξειδίου του άνθρακα και απελευθερώνουν οξυγόνο. Έτσι όταν καίγεται βιομάζα έχουμε ανακύκλωση του διοξειδίου του άνθρακα της ατμόσφαιρας, με βασική προϋπόθεση όμως, να υπάρχει συνεχής αναγέννηση της χλωρίδας που καίγεται. Οι συχνότερες χρήσεις της βιομάζας είναι για την παραγωγή θερμικής και ηλεκτρικής ενέργειας αλλά μπορεί να χρησιμοποιηθεί και για την κάλυψη ενεργειακών αναγκών αλλά και για την παραγωγή υγρών βιοκαυσίμων, όπως είναι η βιοαιθανόλη και το βιοντίζελ. Στην Ελλάδα, οι κυριότερες εφαρμογές αφορούν στην παραγωγή θερμικής ενέργειας σε γεωργικές και δασικές βιομηχανίες, στη θέρμανση στον οικιακό τομέα, ενώ έχει ξεκινήσει και η παραγωγή βιοντίζελ.

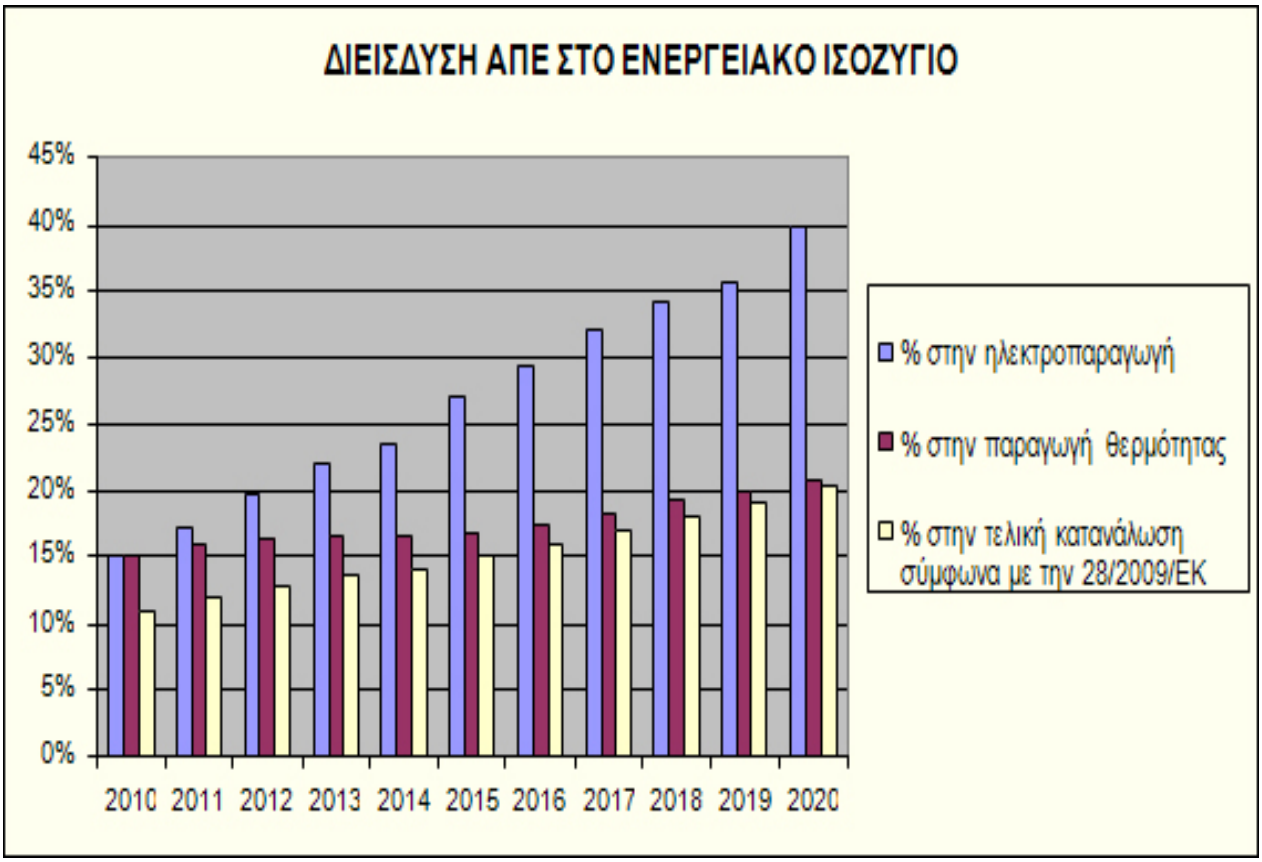
Την περίοδο που γράφεται η παρούσα εργασία και διανύουμε την οικονομική κρίση και την εποχή του μνημονίου, η Ελληνική οικονομία παρά τα όποια δημοσιονομικά μέτρα και να ληφθούν, θα πρέπει να αναπτυχθεί και να παράγει έσοδα. Σε αυτή την κατεύθυνση θα συντελέσει σημαντικά η επένδυση στην πράσινη οικονομία με την ανάπτυξη των ΑΠΕ. Οι πιο διαδεδομένες ΑΠΕ είναι η Ηλιακή και η Αιολική, ενώ είναι και οι πιο οικονομικά συμφέρουσες για παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας μαζί και με την ενέργεια των υδατοπτώσεων . Η χώρα μας διαθέτει μοναδικό ανανεώσιμο δυναμικό και στις 6 μορφές ΑΠΕ που αναφέρθηκαν παραπάνω και ήδη έχουν γίνει σημαντικά βήματα προς την κατεύθυνση ανάπτυξης τους. Σύμφωνα με τον οίκο Ernst&Young η Ελλάδα καταλαμβάνει την $6^{η}$ θέση μεταξύ 35 χωρών ως προς το βαθμό ελκυστικότητας για επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά με πιο πρόσφατο πρόγραμμα επένδυσης το πρόγραμμα

Ήλιος που προβλέπει την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών ισχύος 3.000 - 10.000 μεγαβάτ με την ανάπτυξη μηχανισμών συνεργασίας με άλλες χώρες της ΕΕ, στο πλαίσιο της ευρωπαϊκής Οδηγίας για τις ανανεώσιμες πηγές. Ενώ σύμφωνα με τη Λευκή Βίβλο και την οδηγία 2009/28/ΕΚ που περιλαμβάνει εκτιμήσεις για την εξέλιξη του ενεργειακού τομέα και τη διείσδυση των τεχνολογιών των ΑΠΕ έως το 2020, ορίζεται ως Εθνικό Σχέδιο Δράσης η επίτευξη της συμβολής των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην τελική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό 20%, η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 20% και η εξοικονόμηση ενέργειας κατά 20% έως το 2020. Ορίζονται επίσης οι ακόλουθοι ενεργειακοί στόχοι που τέθηκαν από την ελληνική νομοθεσία, η οποία προωθεί το συγκεντρωτισμό των εγκαταστάσεων ΑΠΕ και ιδιαίτερα των Φ/Β σταθμών, γεγονός που αντίκειται στη φύση τους ως αποκεντρωμένες μορφές ενέργειας:

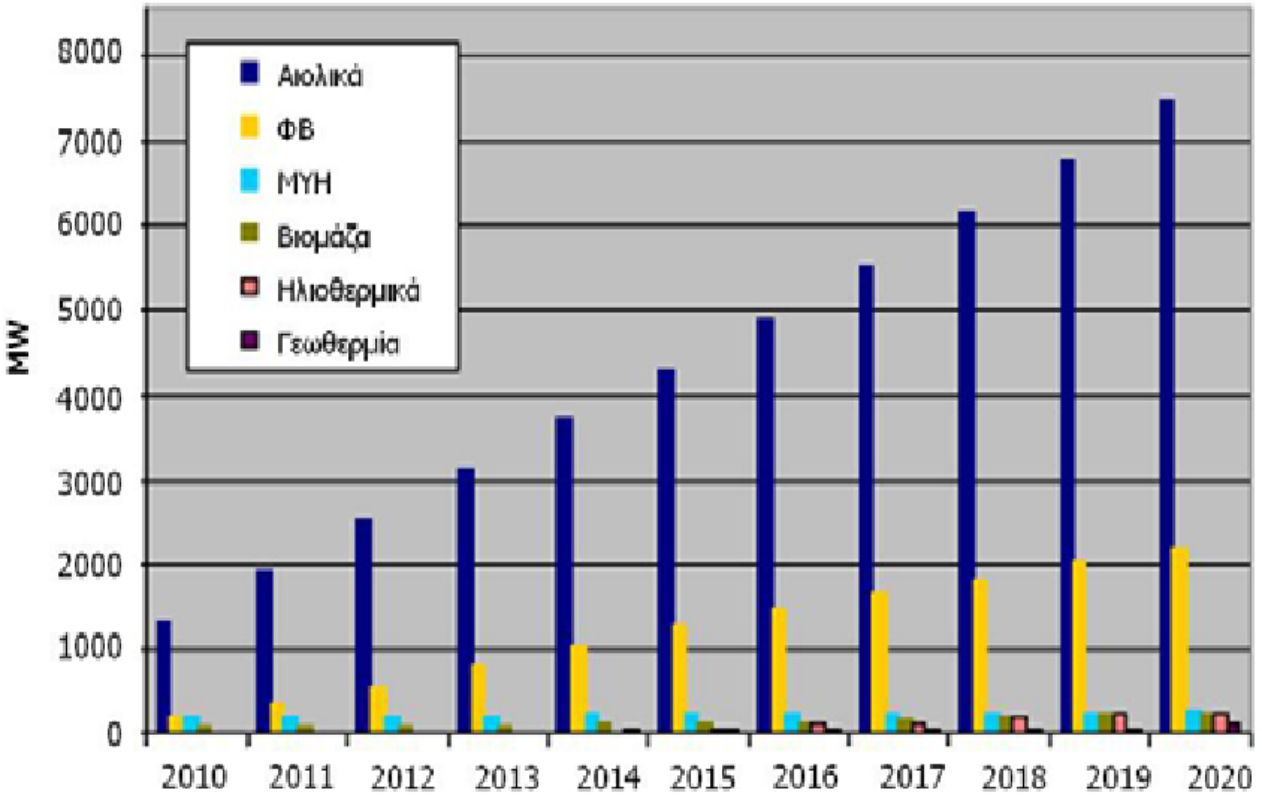
- Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό 20%
- Συμμετοχή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε ποσοστό 40%.
- Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας στις μεταφορές σε ποσοστό 20%.
- Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας σε θέρμανση και ψύξη σε ποσοστό 10%.

Οι παραπάνω στόχοι είναι ένα πρώτο βήμα για σημαντική ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας καθώς σημαίνουν την συνολική εγκατάσταση 10.000MW περίπου ως το 2020.

Παρακάτω παρατίθεται το διάγραμμα των Εθνικών Δεσμευτικών Στόχων και η Εκτίμηση Διείσδυσης των ΑΠΕ(διάγραμμα 1) καθώς και το Εθνικό Σχέδιο Δράσης όπως αυτό ορίσθηκε από την Ελληνική κυβέρνηση το καλοκαίρι του 2010(διάγραμμα 2):

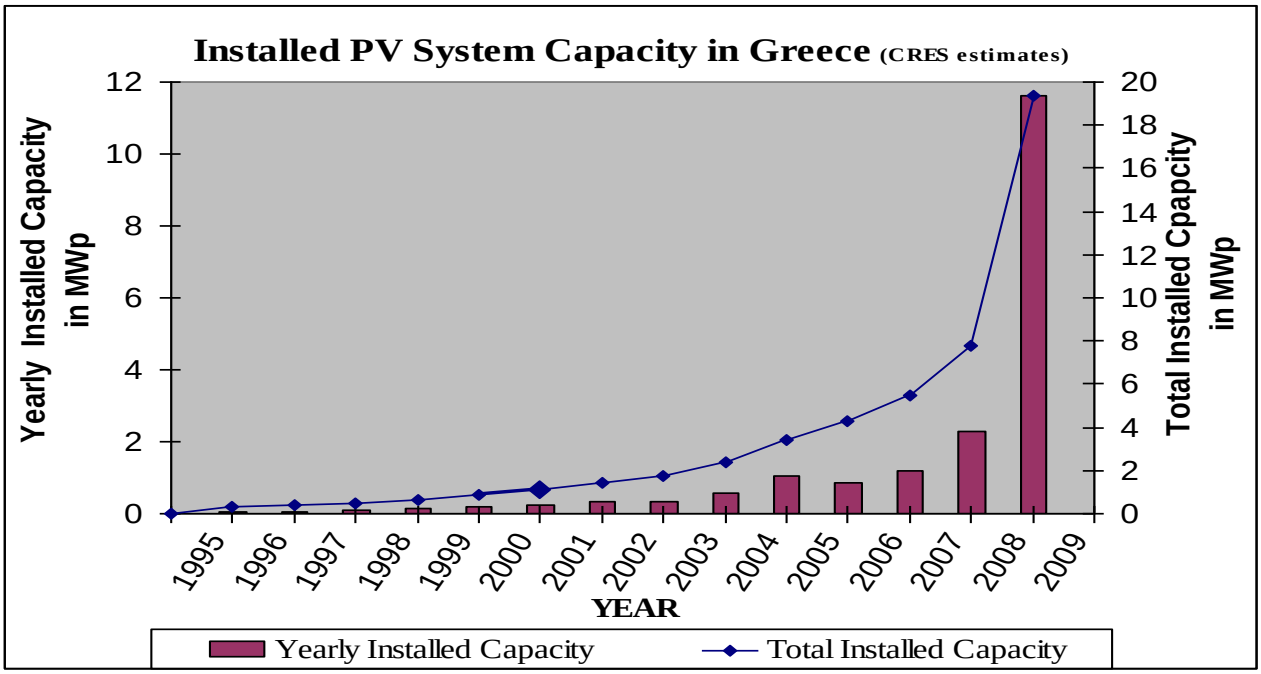



Διάγραμμα 1.1:Εκτίμηση διείσδυσης ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο .

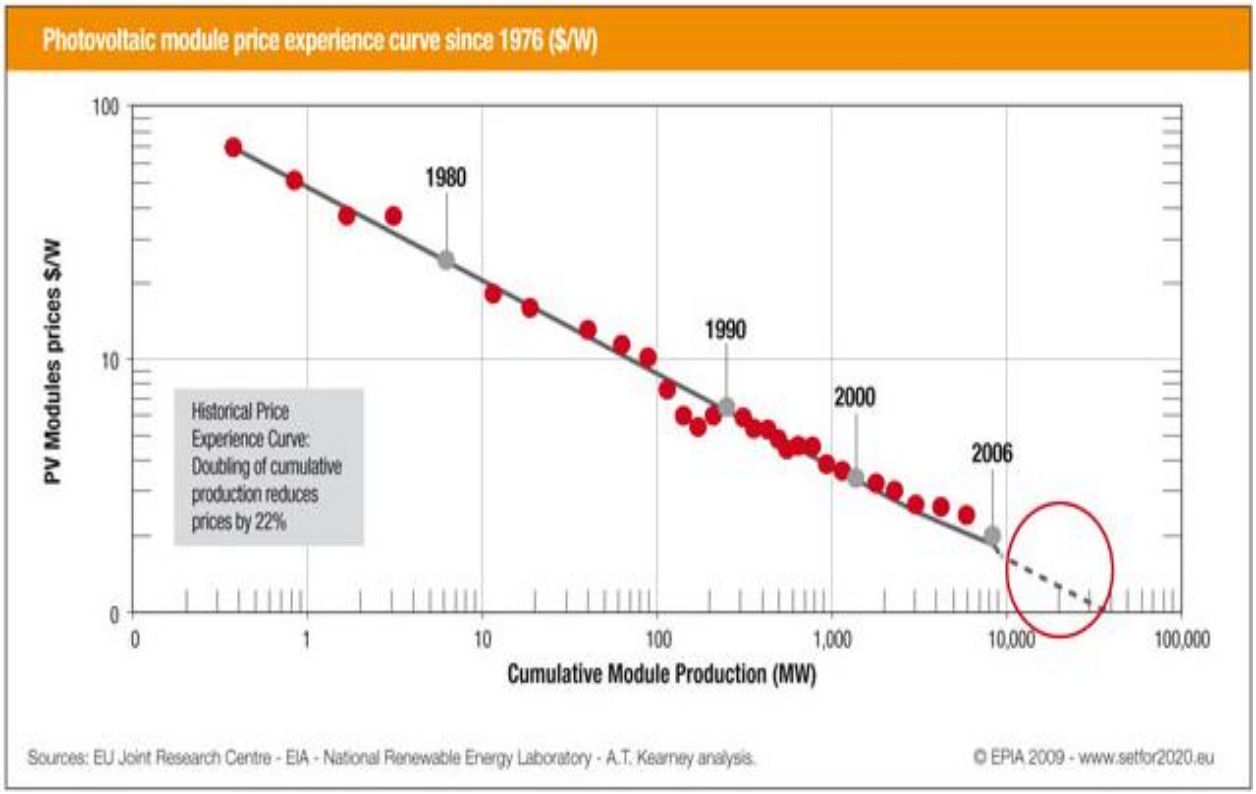



Διάγραμμα 1.2: Εθνικό Σχέδιο Δράσης, Ελλάδα ΥΠΕΚΑ, καλοκαίρι 2010.

Ως προς την ηλιοθερμική ενέργεια η Ελλάδα ήταν πρωτοπόρος χώρα στην Ευρώπη τις τελευταίες δεκαετίες με περίπου ένα εκατομμύριο εγκατεστημένους ηλιακούς θερμοσίφωνες, που συμβάλουν σημαντικά στην εξοικονόμηση ενέργειας και στην προστασία του περιβάλλοντος, αξιοποιώντας το ανεξάντλητο ηλιακό δυναμικό. Οι προϋποθέσεις μάλιστα για τα Φωτοβολταϊκά Συστήματα είναι ακόμα καλύτερες, αφού τα Φ/Β συστήματα παρουσιάζουν την μέγιστη παραγωγή ακριβώς εκείνες τις ώρες της ημέρας που και η κατανάλωση (ζήτηση) φτάνει στο μέγιστο και η ΔΕΗ ζητά από όλους τους καταναλωτές να περιορίσουν την ζήτηση ή αναγκάζεται να κάνει περικοπές (ελεγχόμενη συσκότιση). Ο χώρος των φωτοβολταϊκών είναι ο πιο αναπτυσσόμενος τομέας Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας παγκοσμίως. Για αυτό το λόγο από το 2006 έχουν ψηφιστεί στην Ελλάδα νόμοι που απλοποιούν σημαντικά τις διαδικασίες αδειοδότησης και εγκατάστασης Φ/Β πάρκων. Μέχρι πρόσφατα βάσει του νόμου Ν.3522/06 και του αναπτυξιακού νόμου Ν. 3299/04 για επενδυτές μεσαίας και μεγάλης κλίμακας, επιδοτούνταν από το Ελληνικό κράτος η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων. Πλέον όμως δεν υπάρχει επιδότηση επένδυσης αλλά ευνοϊκή τιμή κιλοβατώρας. Μετά την ψήφιση ενός νέου νομοσχεδίου(Ν.3851/2010) στα μέσα 2010 απλοποιήθηκαν σημαντικά οι αδειοδοτήσεις φωτοβολταϊκών συστημάτων. Τα παραπάνω σε συνδυασμό και με τη συνεχή πτώση των τιμών στα φωτοβολταϊκά συντέλεσαν στην όλο και αυξανόμενη εγκατάσταση τους στον ελλαδικό χώρο.




Διάγραμμα 1.3:Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β συστημάτων στην Ελλάδα.(Πηγή: ΚΑΠΕ)

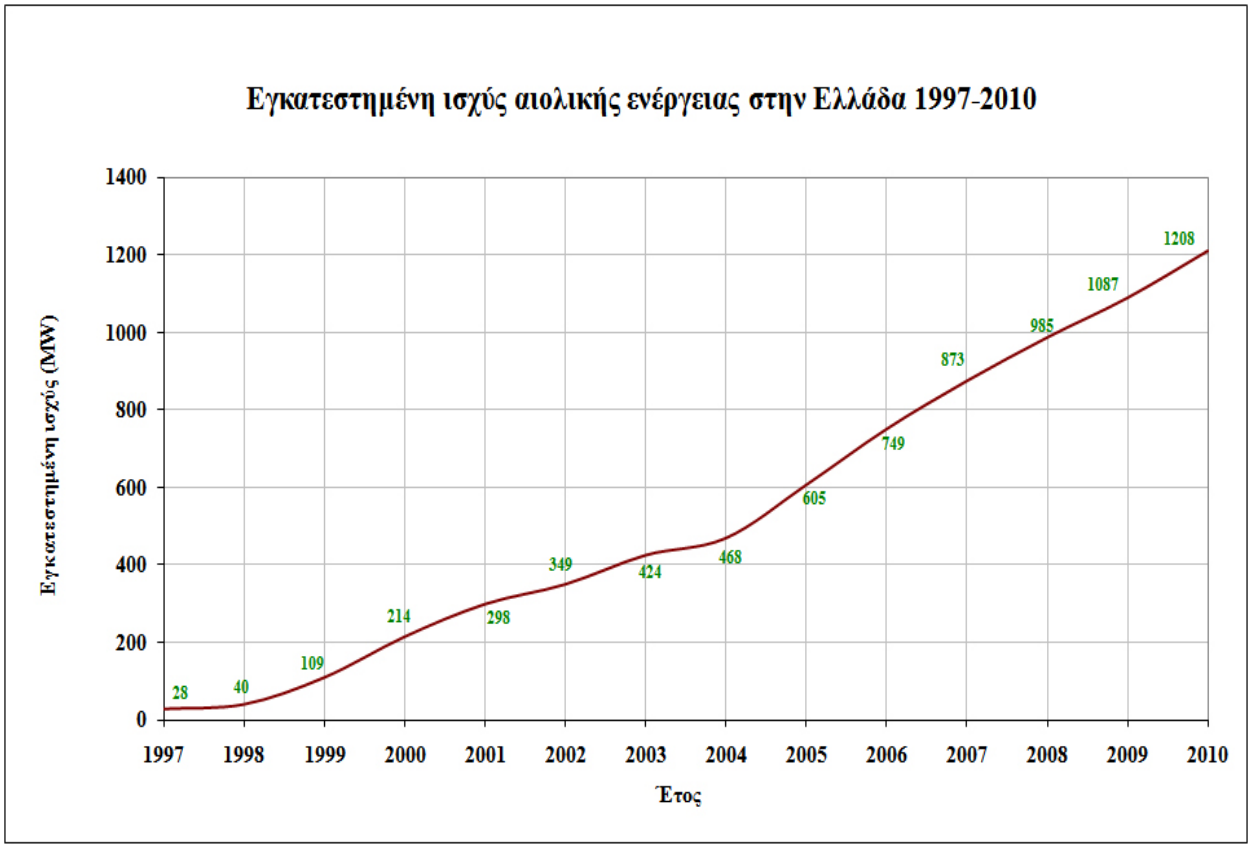



Διάγραμμα 1.4:Μείωση των τιμών στα Φ/Β συστήματα.

Στον ευρωπαϊκό χώρο έχουν γίνει πολλές επενδύσεις ώστε να εκμεταλλευτεί το αιολικό δυναμικό και να αναπτυχθούν οι ΑΠΕ γενικότερα. Σύμφωνα με την ετήσια στατιστική της Ευρωπαϊκής Ένωσης Αιολικής Ενέργειας (EWEA), εθνικός εκπρόσωπος της οποίας είναι η **ΕΛΕΤΑΕΝ,** το 2011 εγκαταστάθηκαν στην Ευρωπαϊκή Ένωση (Ε.Ε) **νέα αιολικά πάρκα συνολικής ισχύος 9.616 MW** φτάνοντας συνολικά την εγκατεστημένη αιολική ισχύ σε 93.957 MW ,αρκετή για να καλύψει το 6,3% του ηλεκτρισμού της Ε.Ε. Κατά τη διάρκεια του 2011 πραγματοποιήθηκε **μεγαλύτερη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των Α.Π.Ε.** συνολικά, παρά οποιαδήποτε άλλη χρονιά. Οι Α.Π.Ε. αντιπροσωπεύουν το **71,3% των νέων εγκαταστάσεων**: 32.043 νέα MW Α.Π.Ε., 37,7% περισσότερα από όσα μπήκαν το 2010. Οι εγκαταστάσεις ηλεκτροπαραγωγής από πετρέλαιο και πυρηνική ενέργεια μειώθηκαν την περασμένη χρονιά με μεγαλύτερη ισχύ να αποψιλώνεται παρά να εγκαθίσταται. Η βιομηχανία της αιολικής ενέργειας τα τελευταία 17 χρόνια έχει μέση ετήσια αύξηση 15,6%.

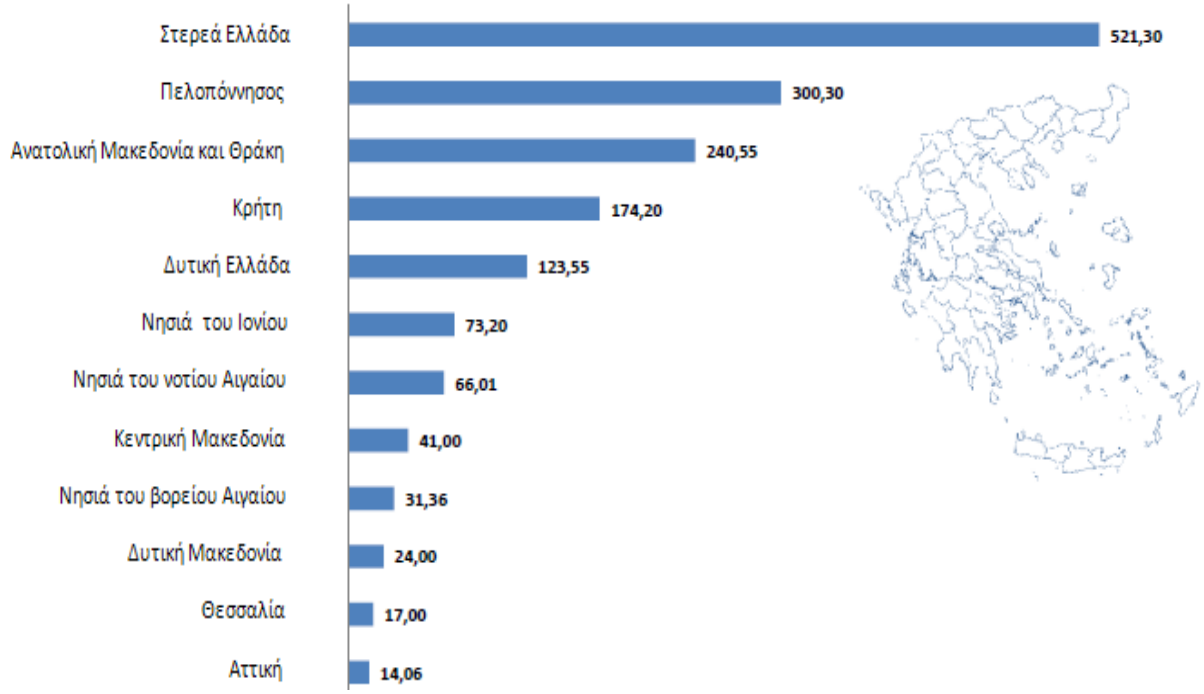
Παρόλα αυτά στην Ελλάδα η ανάπτυξη της Αιολικής Ενέργειας αντιμετωπίζει πολλά προβλήματα, κυρίως λόγω των αβάστακτων γραφειοκρατικών διαδικασιών που αποτρέπουν την ανάπτυξή της . Αν και σημειώνεται σημαντική αύξηση εγκατεστημένης

ισχύος, είναι κοινά αποδεκτό ότι η αύξηση αυτή είναι πολύ μικρή δεδομένου του πλούσιου αιολικού δυναμικού της χώρας μας.




Διάγραμμα 1.5: Εγκατεστημένη ισχύς αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα 1997- 2010(Πηγή:EUNICE ENERGY GROUP)

Ο εθνικός μας στόχος για το 2010,όσον αφορά την ηλεκτροπαραγωγή από αιολική ενέργεια, ήταν η εγκατεστημένη ισχύς να φθάνει τα 3500MW. Τελικά όμως η εγκατεστημένη ισχύς έφτασε μόλις τα 1208 MW, από αυτά η εγκατεστημένη ισχύς των Αιολικών Πάρκων της ΔΕΗ Ανανεώσιμες ανέρχεται μόλις σε 81,09 MW, ενώ τα υπόλοιπα αντιστοιχούν σε ιδιώτες. Οι ιδιωτικές επενδύσεις αφορούν την Κρήτη, την Εύβοια, τη Θράκη, τη Στερεά Ελλάδα, την Πελοπόννησο, κτλ, ενώ ένα πολύ μικρό μέρος τους αφορά τα νησιά του νοτίου Αιγαίου όπου παρατηρείται πλούσιο αιολικό δυναμικό. Αυτή τη στιγμή η ΔΕΗ έχει εγκατεστημένα 14,98 MW ≈15MW στα νησιά του νοτίου Αιγαίου.




Διάγραμμα 1.6:Εγκατεστημένη αιολική ισχύς(σε MW) ανά περιοχή.(Πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ)

Λόγω του ότι τα δίκτυα των νησιών είναι απομονωμένα και δεν είναι συνδεδεμένα με το ηπειρωτικό δίκτυο, η εγκατάσταση περισσότερων Α/Γ σταθερών στροφών από την ΔΕΗ στα νησιά είναι ασύμφορη. Όμως και αν διασυνδεθούν όλα τα νησιά μεταξύ τους με υποβρύχιες καλωδιώσεις ώστε να διοχετεύεται η παραγόμενη αιολική ισχύς στο ηπειρωτικό δίκτυο απαιτούνται πολλές δαπάνες και θα υπάρξουν εύλογες αντιδράσεις των τοπικών κοινωνιών. Είναι λοιπόν λύση η διασύνδεση; Για κάποια νησιά η διασύνδεση είναι όντως η πιο συμφέρουσα λύση, ενώ για κάποια άλλα η πιο συμφέρουσα λύση είναι η κατασκευή υβριδικών συστημάτων.

Αυτή τη στιγμή οι προσπάθειες αξιοποίησης της Αιολικής Ενέργειας δεν ξεπερνούν το ποσοστό της τάξης του 10% και σε σπάνιες περιπτώσεις φτάνουν το 15%.Το χαμηλό αυτό ποσοστό οφείλεται κυρίως στις διακυμάνσεις της ζήτησης μεταξύ χειμερινής και καλοκαιρινής περιόδου σε συνδυασμό με τα τεχνικά ελάχιστα των πετρελαϊκών μονάδων των Αυτόνομων και Τοπικών Σταθμών Παραγωγής. Αν συνεχίσουμε να έχουμε τις Α/Γ ως εφεδρικές πηγές ενέργειας δεν θα έχουμε σοβαρή εκμετάλλευση της Αιολικής Ενέργειας ιδιαίτερα στα πλούσια σε αιολικό δυναμικό νησιά του Αιγαίου όπου η παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας με τις επικρατούσες συνθήκες είναι επιζήμια για τη ΔΕΗ . Είναι πλέον επιτακτική ανάγκη να αλλάξουμε πλήρως την ενεργειακή μας

θεώρηση και να έχουμε από εδώ και στο εξής τις Α/Γ ως πηγές ενέργειας βάσης και τις πετρελαϊκές μονάδες ως εφεδρικές. Τα υβριδικά συστήματα παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας που θα συνδυάζουν διάφορες Πηγές Ενέργειας και θα έχουν ως μονάδες βάσης τις ΑΠΕ είναι η λύση στο ενεργειακό πρόβλημα των νησιών μας.

Σε αυτό το σημείο πρέπει να αναφερθούμε στον περίφημο νόμο 3468/2006 που περιορίζει τη μέγιστη συμμετοχή των Α/Γ σε ποσοστό 30%της στιγμιαίας ζήτησης φορτίου στην κάλυψη της ζήτησης. Ο νόμος αυτός όχι μόνο δεν μεγιστοποιεί την εκμετάλλευση της Αιολικής Ενέργειας, που ήταν ο αρχικός του στόχος αλλά και 6χρόνια μετά τη θέσπιση του δεν μπορεί να έχει καμία εφαρμογή. Σε καμία περίπτωση δεν μεγιστοποιεί τη διείσδυση των ΑΠΕ, αλλά τις περιορίζει στο ελάχιστο δυνατό. Αυτό είναι εγκληματικό γιατί η ελαχιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ είναι καταστροφική πράξη τόσο για το περιβάλλον όσο και για την Ελληνική Οικονομία.

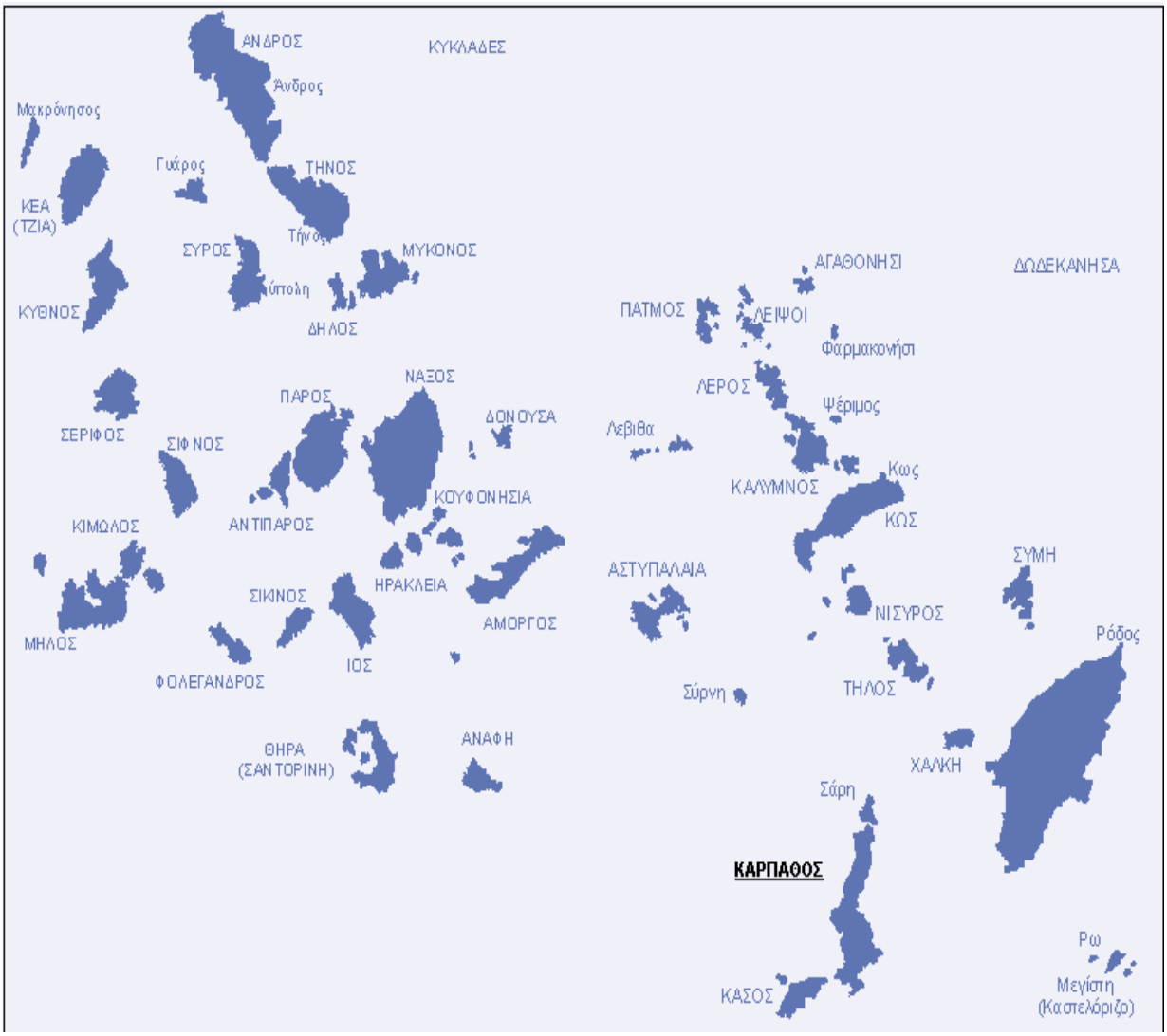
Στη χώρα μας λειτουργεί ήδη από τον Οκτώβριο του 2000 το υβριδικό σύστημα της Κύθνου, το οποίο συνδυάζει Αιολική και Ηλιακή Ενέργεια με ηλεκτρικούς συσσωρευτές για βραχυχρόνια αποθήκευση ενέργειας. Στο υβριδικό σύστημα της Κύθνου μπορεί να επιτευχθεί έως 100% διείσδυση των ΑΠΕ. Δύο από τα μεγαλύτερα υπό κατασκευή έργα υβριδικής παραγωγής ενέργειας βρίσκονται στην Ικαρία και στο Ρέθυμνο. Το υβριδικό σύστημα της Ικαρίας κατασκευάζεται με γνώμονα την μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και την ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας. Θα έχει τις Α/Γ ως μονάδες βάσης και τις μηχανές ντήζελ ως εφεδρικές. Είναι πρωτοπόρο στο είδος του, καθώς για πρώτη φορά στην Ελλάδα θα έχουμε συνδυασμό Αιολικής Ενέργειας με αντλησιοταμίευση σε τόσο μεγάλη κλίμακα.

Στην εργασία αυτή μελετάμε την κατασκευή ενός υβριδικού συστήματος στην Κάρπαθο που θα συνδυάζει Αιολική Ενέργεια, Ηλιακή Ενέργεια και αντλησιοταμίευση. Οι ΑΠΕ θα είναι η βασική πηγή ενέργειας, ενώ ο σταθμός ντήζελ θα είναι η εφεδρική. Θα είναι ένα πρωτοπόρο υβριδικό σύστημα για τα δεδομένα του Ελλαδικού αλλά και του διεθνή χώρου , τόσο για το συνδυασμό 3 διαφορετικών μορφών ΑΠΕ, αλλά και γιατί δεν θα λαμβάνει υπόψη του τις επιταγές του νόμου. Η μελέτη και η διαστασιολόγηση του υβριδικού συστήματος έγινε καθαρά με γνώμονα τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και την ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας. Πιστεύουμε σε ένα καλύτερο μέλλον, όπου οι ΑΠΕ θα έχουν επιτέλους τον πρωταγωνιστικό ρόλο στην παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας. Ελπίζουμε η μελέτη αυτή να δώσει το έναυσμα για παρόμοιες μελέτες για τα υπόλοιπα νησιά του Αιγαίου αλλά και για την κατασκευή παρόμοιων υβριδικών συστημάτων.

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2$^{ο}$:ΓΕΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ

## 2.1.Γενικά στοιχεία Νήσου Καρπάθου

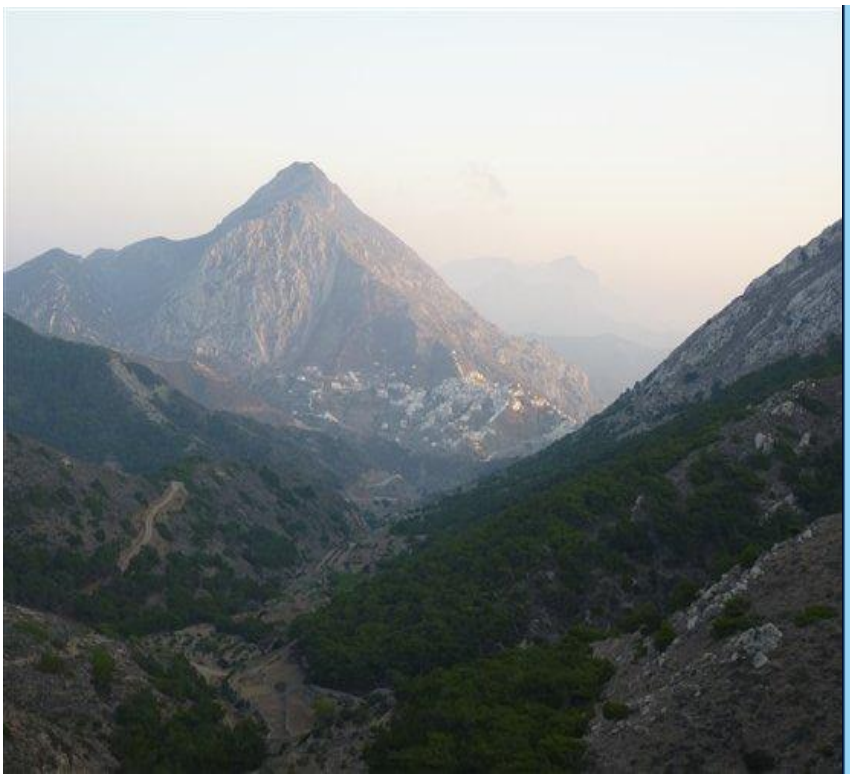
Η Κάρπαθος είναι το δεύτερο σε έκταση νησί του ελληνικού συμπλέγματος της Δωδεκανήσου μετά τη Ρόδο και ανήκει στα νησιά του νοτιοανατολικού Αιγαίου.




Χάρτης 2.1:Νησιά του νοτίου Αιγαίου.

Βρίσκεται στη μέση του Καρπάθιου Πελάγους, στο οποίο έδωσε το όνομα της επειδή την περιβρέχει, και αποτελεί τον κρίκο της νησιωτικής γέφυρας που ενώνει την Κρήτη με τη Ρόδο και τη Μικρά Ασία. Απέχει 40 ναυτικά μίλια από την Ρόδο και 26 ναυτικά μίλια από την Κρήτη, ενώ απέχει μόλις 3 ναυτικά μίλια από την Κάσο που βρίσκεται νοτιοδυτικά της. Η Κάρπαθος μαζί με την Κάσο, τη νήσο Σαρία και τις νησίδες γύρω από αυτές αποτελούν το Δήμο Καρπάθου με συνολικό πληθυσμό 7.250 κατοίκους βάσει της απογραφής του 2011.

Η Κάρπαθος σύμφωνα με έναν παλιό θρύλο ονομάστηκε έτσι επειδή οι κάτοικοι της, οι οποίοι αγαπούσαν υπερβολικά τον τόπο τους, έκλεψαν τους Ολύμπιους θεούς και τους έφεραν στο νησί. Για την πράξη αυτή ονομάστηκαν Αρπάθεοι και μετέπειτα Καρπάθιοι. Έχει έκταση 301,2 τετραγωνικά χιλιόμετρα, 160 χιλιόμετρα μήκος ακτών και συνολικό πληθυσμό 6.160 κατοίκους(απογραφή 2011). Υπολογίζεται ότι τους καλοκαιρινούς μήνες, λόγω των τουριστών και των Καρπάθιων που επισκέπτονται το νησί τους, ο πληθυσμός φτάνει τους 20.000 κατοίκους. Η Κάρπαθος έχει μακρόστενο σχήμα, το μήκος της είναι περίπου 48km και το πλάτος της ποικίλει από 1εώς 12km. Το έδαφος της είναι κυρίως ορεινό με ψηλότερο βουνό το Λαστό ύψους 1.215 μέτρων, που είναι και το ψηλότερο βουνό στα Δωδεκάνησα ,ενώ η νότια πλευρά του νησιού είναι πεδινή. Αν και δεν διαθέτει μεγάλα ποτάμια δεν είναι το ξερονήσι που περίμενε κανείς καθώς διαθέτει πολλά ρυάκια και χείμαρρους. Κοντά στη βόρεια ακτή της Καρπάθου βρίσκεται το νησάκι Σαρία με το οποίο ήταν κάποτε ενωμένη. Πρωτεύουσα του νησιού καθώς και κεντρικό λιμάνι του είναι τα Πηγάδια με 2.180 κατοίκους. Βρίσκονται στο νοτιοανατολικό τμήμα του νησιού στη θέση της αρχαίας πόλης Ποσείδιο. Τα Πηγάδια εκτός από πρωτεύουσα είναι και το κεντρικό λιμάνι του νησιού, ενώ υπάρχει και ένα μικρότερο λιμάνι στο Διαφάνι, στην βόρεια πλευρά του νησιού. Άλλοι σημαντικοί οικισμοί είναι: το Απέρι, η Αρκάσα, η Βωλάδα, οι Μενέτες, το Μεσοχώριο, το Όθος, οι Πύλες, η Όλυμπος και το Διαφάνι.



Φωτογραφία 2.1: Το θαυμάσιο ανάγλυφο του νησιού(Όλυμπος). Χάρτης 2.2: Η Κάρπαθος.

Από άποψη γεωμορφολογίας η Κάρπαθος, μαζί με το νησάκι Σαρία που της ανήκει γεωπολιτικά, είναι από τα πιο πλούσια Ελληνικά νησιά. Η ποικιλία και η χρωματική μαγεία του φυσικού τοπίου της είναι μοναδική. Θεωρείται το νησί των αντιθέσεων καθώς συνδυάζει βουνά, χαράδρες, πεδιάδες, κοιλάδες, ατέλειωτες αμμουδιές, κολπίσκους και γραφικά λιμανάκια. Το έδαφος στο μεγαλύτερο μέρος της Καρπάθου είναι ορεινό και δύσβατο με απόκρημνες πλαγιές και βραχώδης εκτάσεις. Διαθέτει εκτεταμένες δασικές εκτάσεις με έντονη βλάστηση, όπου υπάρχουν πολλά σπάνια και ενδημικά είδη φυτών και ζώων. Για αυτό το λόγο κρίθηκε απαραίτητο 2 περιοχές της Καρπάθου, η μια στην κεντρική Κάρπαθο και η άλλη στην Βόρεια Κάρπαθο, να ενταχθούν στο δίκτυο NATURA.

Η πρώτη περιοχή NATURA βρίσκεται στην κεντρική Κάρπαθο και οριοθετείται από τους κόλπους Λαρές, Αδείας, Βροντή και το ακρωτήρι Μάραθος. Πρόκειται για το πιο ορεινό και το πιο πράσινο τμήμα του νησιού. Το μεγαλύτερο τμήμα της περιοχής καλύπτεται από το βουνό Καλή Λίμνη με μέγιστο υψόμετρο 1215 m). Εδώ υπάρχουν εκτεταμένα δάση κωνοφόρων με Pinus brutia, ένα μέρος των οποίων κάηκε πρόσφατα, και φρύγανα σε καλή κατάσταση. Υπάρχουν επίσης γκρεμοί, σάρες, χάσματα, μικρά φαράγγια (που είναι χαρακτηριστικά του νησιού), καθώς και πηγές με τρεχούμενο νερό,

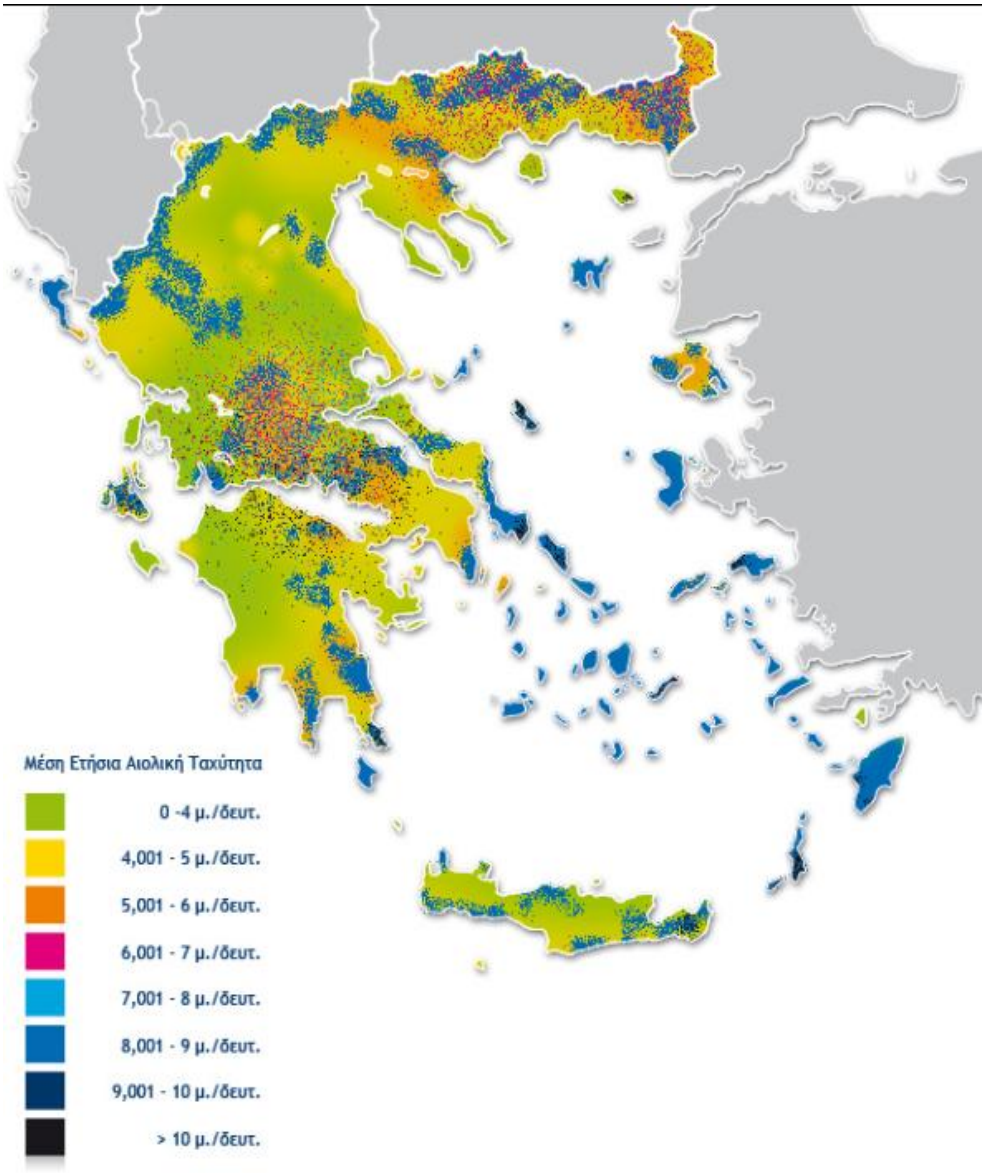
οι οποίες περιβάλλονται από βλάστηση με υδροχαρή φυτά. Κατά μήκος των ακτών της περιοχής συναντώνται απότομοι γκρεμοί και περιορισμένης έκτασης αμμώδης παραλίες.

Η δεύτερη περιοχή NATURA περιλαμβάνει το βόρειο τμήμα της Καρπάθου (με όρια τα χωριά Όλυμπος και Διαφάνι προς το νότο) και το νησί Σαρία στο βορειότερο σημείο του νησιού. Τα 2 νησιά χωρίζονται από ένα κανάλι πλάτους 80 μέτρων. Η βόρεια Κάρπαθος στο μεγαλύτερο μέρος της είναι ορεινή (μέγιστο υψόμετρο 589μ) και χαρακτηρίζεται από απότομες βραχώδης πλαγιές. Στην ανατολική πλευρά συναντάμε πευκοδάση. Ο κόλπος του Τριστόμου στο νότιο τμήμα του νησιού θεωρείται η πιο σημαντική περιοχή θαλάσσιου οικοσυστήματος της Καρπάθου. Πρόκειται για έναν κλειστό κόλπο που σχηματίζει ένα φυσικό λιμάνι με την είσοδο του στην δυτική πλευρά. Αυτή η περιοχή είναι ο βιότοπος πολλών ειδών φυτών και ζώων που βρίσκονται υπό εξαφάνιση. Εδώ παραθέτουμε τον χάρτη των προαναφερθέντων περιοχών:

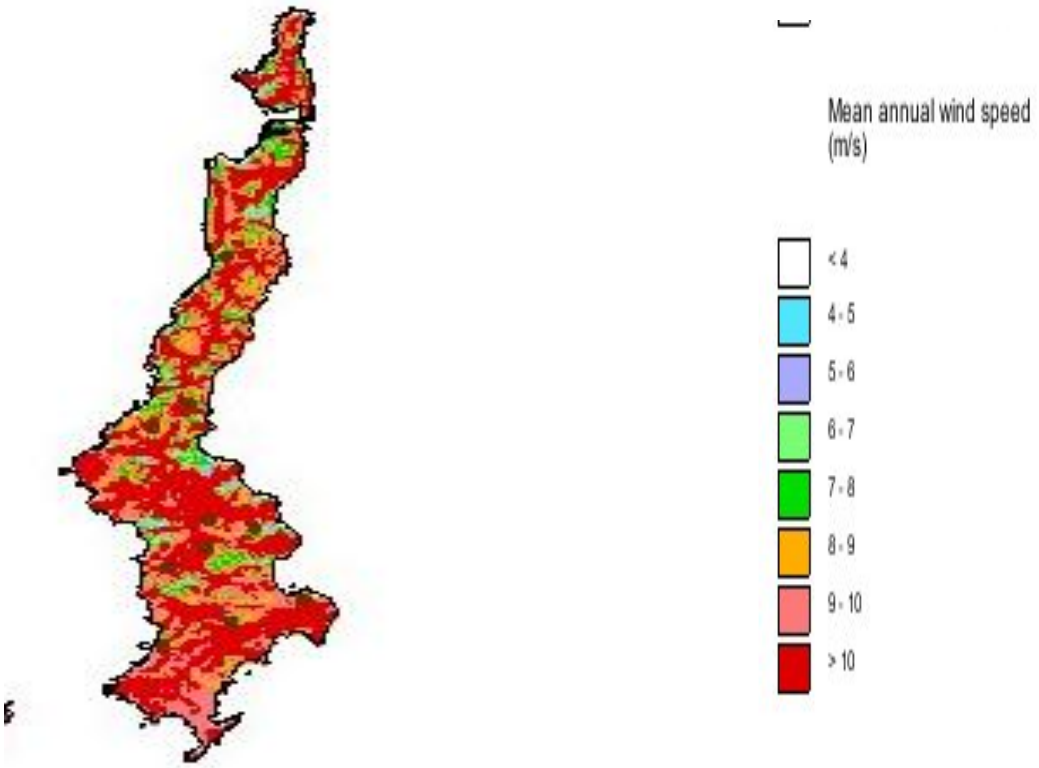
Χάρτης 2.3: Περιοχές NATURA Καρπάθου.

Ενώ βάσει της νομοθεσίας δίνεται η δυνατότητα χωροθέτησης ΑΠΕ στις περιοχές NATURA, αρκεί αυτές να μην έχουν κηρυχθεί αναδασωτέες εκτάσεις, στην εργασία αυτή δεν τις εντάσουμε ως τόπους εγκατάστασης του υβριδικού μας συστήματος.

Από την αρχαιότητα έως και σήμερα η Κάρπαθος είναι γνωστή ως ένα από τα πιο ανεμοδαρμένα νησιά, για τον λόγο αυτό ονομαζόταν στην αρχαιότητα και Ανεμόεσσα. Το πλούσιο αιολικό της δυναμικό τροφοδοτούσε πολλούς ανεμόμυλους που βρίσκονται διάσπαρτοι σε όλο το νησί. Στο χάρτη που ακολουθεί βλέπουμε ότι η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου στην Κάρπαθο ξεπερνά ακόμα και τα 10m/s σε αρκετές περιοχές.




Χάρτης 2.4: Μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου.




Χάρτης 2.5:Αιολικό δυναμικό Καρπάθου.

Φωτογραφία 2.2: Ανεμόμυλοι στο χωριό Όλυμπος.

Οι Καρπάθιοι, ιδιαίτερα πιστοί στις παραδόσεις, είναι πολύ φιλόξενοι άνθρωποι. Στο νησί διοργανώνονται πολλά πανηγύρια κυρίως το καλοκαίρι με μεγαλύτερο αυτό της Κοιμήσεως της Θεοτόκου. Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται σταθερή τουριστική αύξηση στο νησί, που οφείλεται κυρίως σε Έλληνες παραθεριστές που προτιμούν τον εναλλακτικό τουρισμό αλλά και σε τουρίστες από το εξωτερικό. Στα πλαίσια της γενικότερης ανάπτυξης του νησιού θα συντελούσε και η κατασκευή ενός υβριδικού συστήματος για μετατροπή ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας σε Ηλεκτρική.

## 2.2.Αιολικό δυναμικό.

Όταν εγκατασταθεί αιολική ισχύς σε ένα αυτόνομο ηλεκτρικό δίκτυο, με τα σημερινά δεδομένα, οι ανεμογεννήτριες (Α/Γ) παίζουν συμπληρωματικό ρόλο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη των αναγκών του δικτύου, ενώ οι συμβατικές μονάδες παίζουν βασικό ρόλο παράγοντας το μεγαλύτερο ποσοστό της απαιτούμενης ενέργειας. Ακόμα και σε αιολικά πάρκα μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος, παρατηρείται μικρή διείσδυση της Αιολικής Ενέργειας. Γεγονός που οφείλεται στην αδυναμία των μικρών δικτύων να απορροφούν ενεργό ισχύ Α/Γ και να καλύπτουν και την άεργο ισχύ τους. Χρησιμοποιώντας τις νέες τεχνολογίες στα ηλεκτρονικά ισχύος μπορεί να εξασφαλιστεί μεγαλύτερη μεν αλλά όχι ικανοποιητική διείσδυση χωρίς να κινδυνεύει η ασφάλεια και η σταθερότητα του ηλεκτρικού δικτύου.

Ωστόσο το σημαντικό πρόβλημα ευρύτερης διείσδυσης των ΑΠΕ στα αυτόνομα δίκτυα μπορεί να αντιμετωπιστεί με υβριδικά συστήματα μέσω μακροχρόνιας αποθήκευσης και διαχείρισης της πλεονάζουσας ενέργειας των ΑΠΕ. Δεν μπορούμε να ρυθμίσουμε την ισχύ που παράγει ένα αιολικό πάρκο αφού δεν θα μπορέσουμε ποτέ να ελέγξουμε τον άνεμο. Η ταχύτητα του ανέμου μεταβάλλεται συνεχώς και ως προς τη διεύθυνση και ως προς το μέτρο, χωρίς να μπορούμε να προβλέψουμε αυτές τις μεταβολές. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα να παρατηρούνται σημαντικές μεταβολές στην παραγόμενη από τα αιολικά ηλεκτρική ισχύ. Έτσι ανά διαστήματα παρατηρούμε ότι μεγάλες ποσότητες ενέργειας μένουν ανεκμετάλλευτες, ενώ άλλες φορές η παραγόμενη ενέργεια δεν επαρκεί για την κάλυψη της ζήτησης. Σε περιπτώσεις που προσπαθήσουμε να ρυθμίσουμε την παραγόμενη αιολική ισχύ βάσει των απαιτήσεων της ζήτησης, έχουμε τις περισσότερες φορές απόρριψη ισχύος. Πράγμα που είναι ζημιογόνο από

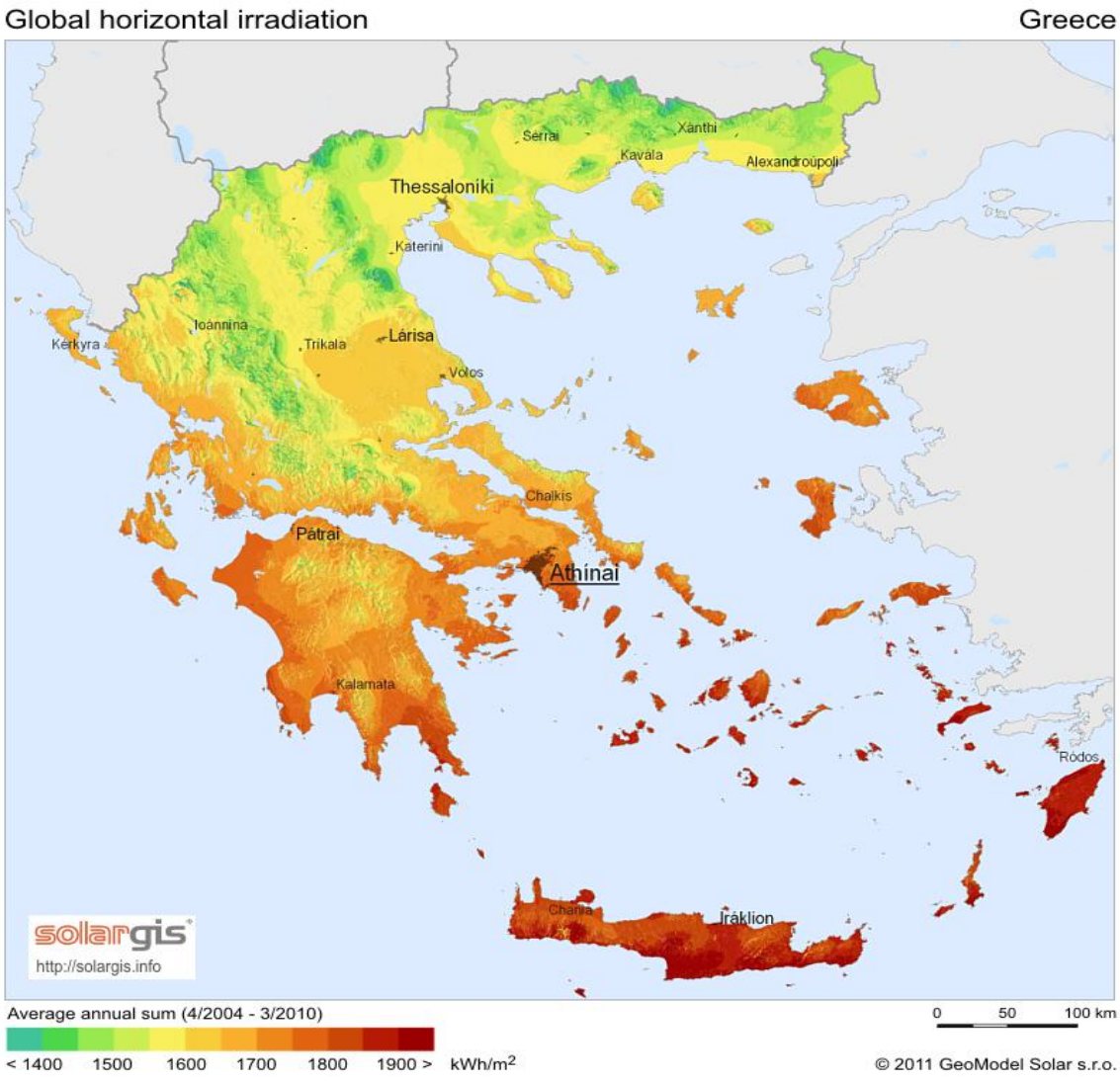
οικονομικής πλευράς για τη λειτουργία του δικτύου. Από τα παραπάνω καταλαβαίνουμε πόσο σημαντική είναι η αποθήκευση της περίσσειας Αιολικής Ενέργειας όταν είναι διαθέσιμη και η διοχέτευση της στο δίκτυο σε περιόδους αιχμής και γενικότερα ανάγκης του δικτύου (καταναλωτών).

## 2.3.Ηλιακή Ενέργεια

Με τον όρο Ηλιακή Ενέργεια χαρακτηρίζουμε ένα σύνολο από μορφές ενέργειας προερχόμενες από τον ήλιο. Αυτές οι μορφές ενέργειας είναι η φωτεινή ενέργεια, η θερμική ενέργεια και η ενέργεια ακτινοβολίας. Η εκμετάλλευση της Ηλιακής Ενέργειας γίνεται από τα παθητικά ηλιακά συστήματα, τα ενεργητικά ηλιακά συστήματα και τα φωτοβολταϊκά συστήματα. Τα παθητικά και ενεργητικά ηλιακά συστήματα εκμεταλλεύονται την θερμική ενέργεια, ενώ τα φωτοβολταϊκά συστήματα μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία σε ηλεκτρικό ρεύμα μέσω του φωτοβολταϊκού φαινομένου.

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα αποδίδουν παραπάνω σε περιοχές με αυξημένη ηλιοφάνεια. Αλλά η αυξημένη ηλιοφάνεια συνεπάγεται και αύξηση της θερμοκρασίας, πράγμα που οδηγεί σε μειωμένη απόδοση των φωτοβολταϊκών συστημάτων. Η θερμοκρασία που λειτουργούν τα φωτοβολταϊκά συστήματα εξαρτάται από την τοποθεσία που έχει ορισθεί ως τόπος εγκατάστασής τους. Όμως με τη βοήθεια των νέων τεχνολογιών των φωτοβολταϊκών, καθώς και με την εγκατάσταση συστημάτων ψύξης έχει μειωθεί σημαντικά η επίδραση της θερμοκρασίας στην παραγωγή των φωτοβολταϊκών συστημάτων. Επιπλέον μπορεί να επιτευχθεί και φυσική ψύξη όταν τοποθετούμε τα Φ/Β σε ανεμώδεις περιοχές. Ο σημαντικότερος λοιπόν παράγοντας που επηρεάζει την απόδοση των φωτοβολταϊκών συστημάτων είναι η ηλιοφάνεια.

Η Ελλάδα είναι η χώρα με τη μεγαλύτερη ηλιοφάνεια στην Ευρώπη. Τα νησιά του νοτιοανατολικού Αιγαίου είναι οι καταλληλότερες περιοχές για εγκατάσταση φωτοβολταϊκών λόγω της πολύ υψηλής ηλιοφάνειας. Στον ακόλουθο χάρτη της Ελλάδος, φαίνεται η ηλιακή ακτινοβολία :




Χάρτης 2.6: Ηλιακή ακτινοβολία.

Τα τελευταία χρόνια αυξάνεται σημαντικά η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών στη χώρα μας. Στην εξέλιξη των φωτοβολταϊκών συντέλεσε και το χαμηλό κόστος εγκατάστασης τους. Αν και έχουν τη δυνατότητα να παράγουν ενέργεια μόνο την ημέρα η παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ηλιακή είναι αρκετά συμφέρουσα. Για την εγκατάσταση ενός Φ/Β πάρκου ικανοποιητικής ισχύος απαιτούνται μεγάλες εκτάσεις. Παρόλα αυτά τα φωτοβολταϊκά πλαίσια είναι εύκολα στην εγκατάσταση, είναι ιδανικά για εγκατάσταση σε περιοχές όπου η παροχή καυσίμων μπορεί να αποτελεί πρόβλημα, δεν απαιτούν συντήρηση και η διάρκεια ζωής τους ξεπερνά άνετα τα 20 χρόνια δεδομένου ότι λαμβάνονται όλα τα απαραίτητα μέτρα προστασίας τους από υγρασία και από πτώσεις βαριών αντικειμένων.

## 2.4.Υβριδικά συστήματα ΑΠΕ

Τα υβριδικά συστήματα παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας μας εξασφαλίζουν την βέλτιστη συνεργασία πολλών πηγών ενέργειας με στόχο τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, κυρίως της Αιολικής Ενέργειας και την ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής της Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Τα βασικά υποσυστήματα που συνιστούν ένα υβριδικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής είναι:

Α. το υποσύστημα παραγωγής ενέργειας, που χωρίζεται στα επιμέρους υποσυστήματα:

i. των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και
ii. το υποσύστημα των συμβατικών μονάδων.

Β. το υποσύστημα αποθήκευσης ενέργειας

Γ. το υποσύστημα των ελεγχόμενων φορτίων (απορριπτόμενο φορτίο, δευτερεύοντες καταναλωτές) και

Δ. η κυβερνητική μονάδα, που ελέγχει την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια και συντονίζει τις επιλογές ώστε να έχουμε βέλτιστη κάλυψη των αναγκών του δικτύου.

Οι βασικές μονάδες του υβριδικού συστήματος κυβερνούνται από την κυβερνητική μονάδα, ενώ είναι παράλληλα συνδεδεμένες ώστε η ροή ισχύος προς τους καταναλωτές να είναι ευέλικτη και πιο αξιόπιστη.

Όπως έχει αναφερθεί ήδη οι πιο διαδεδομένες και εκμεταλλεύσιμες την παρούσα στιγμή ΑΠΕ είναι η Ηλιακή και η Αιολική ενέργεια. Τα τελευταία χρόνια η ανάπτυξη της τεχνολογίας των Α/Γ σε συνδυασμό με την αυξημένη πια τεχνογνωσία, μας δίνουν τη δυνατότητα μείωσης του κόστους εγκατάστασης και λειτουργίας τους ανοίγοντας έτσι το δρόμο για σοβαρή εκμετάλλευση του αιολικού μας δυναμικού. Πέραν της εξέλιξης της τεχνολογίας των Α/Γ εξελίχθηκε και η τεχνολογία των φωτοβολταϊκών, όπως έχει ήδη αναφερθεί. Επιπλέον για την παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας μπορούν να χρησιμοποιηθούν και άλλες τεχνολογίες λιγότερο διαδεδομένες, όπως οι κυψέλες υδρογόνου, τα συγκεντρωτικά ηλιακά συστήματα και τα συστήματα παραγωγής ενέργειας από τη θάλασσα (κυματισμός και παλίρροιες). Το υποσύστημα παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ, σχεδιάζεται με σκοπό την βέλτιστη συνεργασία των επί μέρους μονάδων του για να επιτύχουμε τη μέγιστη παραγωγή ενέργειας από τις ΑΠΕ.

Λόγω της στοχαστικότητας του ανέμου, δεν μπορούμε να έχουμε σταθερή παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από τα αιολικά ώστε να μπορεί να καλυφθεί η ζήτηση ενέργειας με αποτέλεσμα να καλύπτεται από τις συμβατικές μονάδες. Σε περιόδους χαμηλής ζήτησης έχουμε πλεόνασμα σημαντικών ποσών ενέργειας, τα οποία απορρίπτονται αν δεν υπάρχει δυνατότητα αποθήκευσής τους. Για να είναι οικονομικά βιώσιμο το υβριδικό μας σύστημα είναι αναγκαία η αποθήκευση της περίσσειας αιολικής ισχύος και η απόδοσή της στο δίκτυο σε περιόδους υψηλής ζήτησης. Έτσι θα μειώνεται και το κόστος από τη λειτουργία των συμβατικών μονάδων αλλά και θα αποφεύγονται οι συχνές εκκινήσεις και τα σβησίματά τους, που είναι ενεργοβόρα.

Υπάρχουν πολλά και διαφορετικά συστήματα αποθήκευσης ενέργειας. Τα μεγέθη που τα χαρακτηρίζουν είναι η συνολική χωρητικότητα τους σε ενέργεια, η μέγιστη ροή ενέργειας κατά την φόρτιση και την εκφόρτιση, η απόδοσή τους, το κόστος τους, η πυκνότητα της αποθηκευμένης ενέργειας, ο μέσος χρόνος λειτουργικής ζωής τους, ο μέγιστος χρόνος αποθήκευσης και ο ελάχιστος χρόνος απόκρισης.

Η πυκνότητα της αποθηκευμένης ενέργειας αν πολλαπλασιαστεί με τον ολικό όγκο του αποθηκευτικού μέσου μας δίνει την συνολική ενέργεια που μπορεί να αποθηκεύσει και να αποδώσει στο σύστημα το αποθηκευτικό μέσο. Ο ελάχιστος χρόνος απόκρισης είναι ουσιαστικά ο χρόνος που απαιτείται για να μεταβεί το αποθηκευτικό μας μέσο από την κατάσταση αποθήκευσης στην κατάσταση παροχής και το αντίστροφο. Ενώ ο μέγιστος χρόνος αποθήκευσης είναι η μέγιστη περίοδος που μπορεί το αποθηκευτικό μας μέσο να συσσωρεύει ενέργεια δεδομένου ότι λειτουργεί υπό κανονικές συνθήκες. Για την επιλογή του κατάλληλου αποθηκευτικού μέσου για το εκάστοτε υβριδικό μας σύστημα, που χρησιμοποιεί κάποιον ενεργειακό αποταμιευτή, εξετάζουμε όλα τα μεγέθη που προαναφέρθηκαν.

Η χρήση αποθηκευτικού μέσου από το υβριδικό μας σύστημα, έχει πολλά οφέλη. Επιτυγχάνονται μείωση της κατανάλωσης καυσίμων, μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, εξισορρόπηση των μέσων διαστημάτων υπερεπάρκειας και ανεπάρκειας αιολικής ισχύος, μείωση των χρονικών διαστημάτων λειτουργίας των συμβατικών μονάδων αλλά και αποφυγή των πολλών επιζήμιων εκκινήσεων και σβησιμάτων τους και τέλος εξομάλυνση των διακυμάνσεων του καταναλισκόμενου φορτίου και της ισχύος των Α/Γ

Για εφαρμογές Αιολικής Ενέργειας τα μέσα αποθήκευσης που ενδείκνυνται είναι οι σφόνδυλοι, οι ηλεκτρικοί συσσωρευτές, οι υδραυλικοί-πνευματικοί συσσωρευτές και τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα αναστρέψιμης λειτουργίας.

Οι σφόνδυλοι χρησιμοποιούνται ως αποθηκευτικά μέσα κυρίως για βραχυχρόνια αποθήκευση στις εφαρμογές μεγάλης ισχύος αλλά όχι για να κρατούν μεγάλα ποσά ενέργειας. Πληρούν τις απαιτήσεις των υβριδικών συστημάτων εξομαλύνοντας τις διαταραχές της τυρβώδους επαγόμενης αιολικής ισχύος αλλά δεν είναι μέσα μακρόχρονης αποθήκευσης της. Αυτή τη στιγμή η χρησιμοποίηση σφονδύλων ως μέσων αποθήκευσης είναι ασύμφορη από οικονομικής πλευράς. Αλλά ο μεγάλος λειτουργικός χρόνος ζωής τους σε συνδυασμό με το λιγοστό χώρο εγκατάστασης που απαιτούν (λόγω της μεγάλης πυκνότητας ενέργειας που εσωκλείουν) καθιστά τους σφονδύλους μελλοντικό μέσο αποθήκευσης. Οι ηλεκτρικοί συσσωρευτές αποτελούνται από ηλεκτρικές μπαταρίες μαζί με έναν ελεγχόμενο ανορθωτή AC/DC και ένα μετατροπέα DC/AC. Είναι το πιο διαδεδομένο αποθηκευτικό μέσο για εφαρμογές ΑΠΕ και ενδείκνυνται για μακρύτερης περιόδου αποθήκευση. Το υβριδικό μας σύστημα χρειάζεται ένα αποθηκευτικό μέσο που θα έχει μεγάλο ρυθμό απόδοσης ενέργειας και θα είναι μεγάλης χωρητικότητας. Αν επιλέξουμε ως αποθηκευτικό μέσο τους ηλεκτρικούς συσσωρευτές απαιτείται ένας σχετικά μεγάλος αριθμός συσσωρευτών για να επιτευχθεί ο παραπάνω στόχος. Το κόστος ενός τέτοιου εγχειρήματος σε συνδυασμό με το κόστος των ηλεκτρονικών ισχύος θα καθιστούσαν την επένδυσή μας ασύμφορη. Οι υδραυλικοί-πνευματικοί συσσωρευτές αποθηκεύουν ενέργεια με τη μορφή πεπιεσμένου αερίου σε ένα δοχείο πιέσεως και την διοχετεύουν όποτε απαιτείται. Έχουν μικρότερο χρόνο απόκρισης από τους ηλεκτρικούς συσσωρευτές, έχουν μηδενικές απώλειες αλλά είναι μικρής χωρητικότητας και έχουν μικρή πυκνότητα ενέργειας.

Η βέλτιστη αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας επιτυγχάνεται με τη βοήθεια ενός μικρού υδροηλεκτρικού έργου αναστρέψιμης λειτουργίας. Αυτό είναι και το αποθηκευτικό μέσο που μας ενδιαφέρει σε αυτή τη φάση καθώς είναι αυτό που θα χρησιμοποιηθεί στην παρούσα εργασία. Ακολουθεί η ανάλυση ενός πλήρη κύκλου λειτουργίας. Η πλεονάζουσα Αιολική Ενέργεια που δεν απορροφάται από το δίκτυο μετατρέπεται σε δυναμική ενέργεια και χρησιμοποιείται για την άντληση νερού από έναν χαμηλότερης στάθμης ταμιευτήρα σε έναν άνω ταμιευτήρα, των οποίων η υψομετρική διαφορά είναι ίση με h. Αυτό συμβαίνει κατά τη φάση της αποθήκευσης ενέργειας. Αντίθετα κατά τη φάση της παραγωγής, το νερό που έχει αποθηκευτεί στον άνω

ταμιευτήρα διοχετεύεται με τη βοήθεια σωληνώσεων προσαγωγής σε υδροστροβίλους και καταλήγει πάλι στον κάτω ταμιευτήρα. Η ενέργεια πτώσης του νερού (υδραυλική) μετατρέπεται σε Ηλεκτρική Ενέργεια μέσω των σύγχρονων γεννητριών που βρίσκονται σε ζεύξη με τους υδροστρόβιλους. Αυτή η μέθοδος αποθήκευσης έχει τα ακόλουθα πλεονεκτήματα:

-Έχουμε αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων ισχύος και ενέργειας εν συγκρίσει με τα άλλα αποθηκευτικά μέσα. Επιπλέον όσο περισσότερη είναι η χωρητικότητα των ταμιευτήρων τόσο μεγαλύτερες ποσότητες ισχύος και ενέργειας αποθηκεύονται.

-Είναι αναστρέψιμη μέθοδος(έχουμε και αποθήκευση ενέργειας και τροφοδότηση του δικτύου).

-Έχει πολύ γρήγορη απόκριση. Μπορεί να απορροφήσει με γρήγορους ρυθμούς ενέργεια και αντίστοιχα να την εξάγει εξίσου γρήγορα.

-Σε έναν πλήρη κύκλο λειτουργίας έχει υψηλό βαθμό απόδοσης.

-Ο μέγιστος χρόνος αποθήκευσης μπορεί να φτάσει ακόμα και αρκετά 24ωρα, ενώ οι υδροστρόβιλοι μπορούν να λειτουργήσουν κανονικά μέσα σε χρονικό διάστημα ενός λεπτού.

-Δεν είναι απαραίτητη η συνεχής ροή νερού και το σπουδαιότερο είναι ότι δεν καταναλώνεται νερό αλλά ανακυκλώνεται.

-Η μέθοδος αυτή είναι τεχνολογικά ώριμη. Στην χώρα μας έχουμε πολλούς αναστρέψιμους υδροηλεκτρικούς σταθμούς, οπότε υπάρχει η απαιτούμενη εμπειρία και τεχνογνωσία.

-Οι ταμιευτήρες μπορούν να έχουν και άλλες ωφέλιμες χρήσεις. Μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την προστασία δασών σε ενδεχόμενες περιπτώσεις πυρκαγιών, για άρδευση, για ύδρευση και άλλα.

Τα μειονεκτήματα αντίστοιχα αυτής της μεθόδου είναι:

-Το υψηλό κόστος κατασκευής του υδροηλεκτρικού έργου.

-Οι συχνά εμφανιζόμενοι τοπογραφικοί και γεωγραφικοί περιορισμοί που δυσχεραίνουν την κατασκευή ενός τέτοιου έργου.

Στην Κάρπαθο βρίσκεται υπό κατασκευή το φράγμα του Σχοινά που θα μπορούσε κάλλιστα να χρησιμοποιηθεί ως κάτω ταμιευτήρας. Αναμένεται να είναι έτοιμο μέσα στο 2012. Εκτός από πλούσιο αιολικό δυναμικό, η Κάρπαθος έχει πολλά τρεχούμενα νερά αλλά και πλούσιο ανάγλυφο με τεράστιες υψομετρικές διαφορές που αγγίζουν ακόμα και τα 1.155 μέτρα. Καταλαβαίνουμε λοιπόν πόσο ωφέλιμη θα ήταν η κατασκευή ενός τέτοιου έργου αποθήκευσης. Επιπλέον αυτό το μέσο αποθήκευσης συντελεί στο να διασφαλίζεται η συνέχεια στην παροχή ηλεκτρικής ισχύος αλλά και στην εξασφάλιση σταθερότητας στη συχνότητα.

## 2.5.Τεχνικά χαρακτηριστικά του φράγματος Καρπάθου

Όπως προαναφέρθηκε κατασκευάζεται το φράγμα του Σχοινά στην Κάρπαθο, συνολικής χωρητικότητας 1.200.000 κυβικών μέτρων νερού. Ακολουθεί η επίσημη περιγραφή του φράγματος, από την εταιρεία ΕΡΓΟ ΑΕ ΚΑΤΑΣΚΕΥΕΣ. Το φράγμα θα είναι χωμάτινο ύψους 31μ. και μήκους στέψεως 242μ, ενώ το υψόμετρο στέψης του φράγματος θα είναι στο +65,00m. Το φράγμα θα αποτελείται από αδιαπέρατο πυρήνα, φίλτρα εκατέρωθεν του πυρήνα, σώματα στήριξης, λιθορριπή προστασίας ανάντι πρανούς και ζώνη προστασίας κατάντι πρανούς. Θα υπάρχουν επίσης στραγγιστήρια σε κατάλληλο υψόμετρο ώστε να είναι εξασφαλισμένη η εκτόνωση του ανάντι σώματος στήριξης. Κατά τη φάση εκτροπής προβλέπεται πρόφραγμα ύψους 10μ. που θα ενσωματωθεί στο κυρίως φράγμα. Για τον έλεγχο της συμπεριφοράς του φράγματος κατά την κατασκευή αλλά και την λειτουργία του θα τοποθετηθούν όργανα παρακολούθησης στο σώμα του φράγματος και στη θεμελίωση.

Θα κατασκευαστεί επίσης σήραγγα εκτροπής που θα διανοιγεί στο δεξιό αντέρεισμα η οποία θα είναι επενδεδυμένη σε όλο της το μήκος με οπλισμένο σκυρόδεμα πάχους 30εκ. Μετά την ολοκλήρωση του φράγματος η σήραγγα θα λειτουργεί ως υδροληψία και εκκενωτής πυθμένα. Η υδροληψία αποτελείται από τον πύργο υδροληψίας, εσωτερικής διαμέτρου 1,50μ. μέχρι το υψόμετρο +47,00 που καταλήγει σε διευρυμένη χοάνη. Σε κατάλληλη θέση, στην περιοχή της κουρτίνας τσιμεντενέσεων, θα κατασκευαστεί ο θάλαμος δικλείδων του εκκενωτή πυθμένα. Κατάντι του θαλάμου δικλείδων, εντός της σήραγγας, θα εγκατασταθεί ο χαλυβδοσωλήνας του εκκενωτή πυθμένα. Απαιτείται ακόμα ανοιχτός υπερχειλιστής σε υψόμετρο +61m, πλάτους στέψεως 18,00 m, ο οποίος

θα κατασκευαστεί στο αριστερό αντέρεισμα. Το πρώτο τμήμα της διώρυγας πτώσης έχει μεταβλητό πλάτος από +18,00 m σε 10,00m και κλίση 0,40. Η λεκάνη εκτόνωσης στο υψόμετρο +22,00 m είναι επενδεδυμένη με σκυρόδεμα. Τέλος θα κατασκευαστεί και οδός προσπέλασης, πλάτους 6m που θα ενώνει τη στέψη του φράγματος με το οδικό δίκτυο.

Φωτογραφία 2.3: Κατασκευή του φράγματος.

Φωτογραφία 2.4:Κατασκευή φράγματος Σχοινά.

Χάρτης 2.7: Σχοινάς Καρπάθου

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3$^{ο}$ :ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΑΙ ΖΗΤΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.

## 3.1 Σημερινή κατάσταση.

Η κατάσταση που επικρατεί σήμερα στα νησιά του Αιγαίου είναι λίγο πολύ γνωστή. Η ηλεκτροδότηση γίνεται από μικρού (μέχρι 1000kW περίπου) , μεσαίου (μέχρι 10.000kW) και μεγάλου (άνω των 10.000 kW) μεγέθους Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής (ΑΣΠ), που στηρίζονται στη λειτουργία μηχανών ντίζελ. Οι μηχανές ντίζελ, που είναι μηχανές εσωτερικής καύσεως καταναλώνουν Ντήζελ και Μαζούτ. Λειτουργούν με μικρό βαθμό απόδοσης εξαιτίας των διακυμάνσεων του φορτίου και αυτό έχει ως αποτέλεσμα να καταναλώνουν υψηλές ποσότητες καυσίμων.

Από τη μια οι υψηλές ποσότητες καυσίμων που απαιτούνται και από την άλλη το κόστος αλλά και οι δυσκολίες μεταφοράς των καυσίμων στα νησιά (ειδικά στα απομονωμένα), συνθέτουν το πολύ υψηλό κόστος παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στα νησιά. Και για να μιλήσουμε με πραγματικά μεγέθη, το κόστος παραγωγής 1 kWh από τον ΑΣΠ Καρπάθου κοστίζει στη ΔΕΗ περίπου 0,2 ευρώ, ενώ η τιμή πώλησης της χρεώνεται ανάλογα με την κατανάλωση (βλέπε παρακάτω) . Υπεύθυνη για την ηλεκτροδότηση των νησιών της Ελλάδας εκτός των νησιών του Ιονίου είναι η Διεύθυνση Παραγωγής Νήσων (ΔΠΝ). Το ρεύμα, ως γνωστόν είναι ένα από τα δημόσια αγαθά για αυτό και η ΔΕΗ έχει καθιερώσει μια κοινή τιμή πώλησης τόσο στο ηπειρωτικό δίκτυο όσο και στα νησιά. Η ΔΕΗ κοστολογεί την Ηλεκτρική Ενέργεια κλιμακωτά σύμφωνα με την κατανάλωση. Αναλυτικά αν η κατανάλωση τετραμήνου:

- Δεν υπερβαίνει τις 800kWh, η χρέωση είναι 0,06987ευρώ/kWh.
- Υπερβαίνει τις 800kWh, αλλά δεν υπερβαίνει τις 2000kWh, η χρέωση για τις 800πρώτες kWh είναι 0,07197ευρώ/kWh, για τις επόμενες 800kWh 0,09171ευρώ/kWh και για τις επόμενες 400kWh 0,11257ευρώ/kWh.
- Είναι μεγαλύτερη των 2000kWh και μικρότερη είτε ίση των 3000kWh, η χρέωση για τις 2000kWh είναι η ίδια με αυτή που περιγράφτηκε παραπάνω, ενώ οι επόμενες 1000kWh κοστολογούνται με 0,15059ευρώ/kWh.

- Είναι μεγαλύτερη των 3000kWh και μικρότερη ή ίση των 4400kWh. Η χρέωση για τις 3000 kWh γίνεται με τον τρόπο που περιγράφτηκε ήδη, ενώ οι υπόλοιπες 1440kWh χρεώνονται με 0,15204ευρώ/kWh.
- Είναι μεγαλύτερη των 4400kWh. Σε αυτή την περίπτωση αλλάζει η κλίμακα σε όλες τις χρεώσεις και γίνεται για τις πρώτες 800kWh 0,07441ευρώ/kWh, για τις επόμενες 800kWh 0,09483ευρώ/kWh, για τις επόμενες 400kWh 0,11639ευρώ/kWh και για τις υπόλοιπες kWh η χρέωση είναι 0,15421ευρώ/kWh.

Επειδή στην Κάρπαθο έχουμε κυρίως οικιακούς καταναλωτές μπορούμε με ασφάλεια να πούμε ότι η τιμή χρέωσης μιας kWh είναι περίπου 0,07ευρώ. Έτσι προκύπτει ότι το κόστος παραγωγής 1 kWh είναι σχεδόν τριπλάσιο από την τιμή πώληση της, καταλαβαίνουμε λοιπόν πόσο ζημιογόνο είναι αυτό για την ΔΕΗ. Γιατί έχει σαν αποτέλεσμα η ΔΕΗ να σημειώνει κέρδη από την ηλεκτροδότηση του ηπειρωτικού χώρου και να ζημιώνεται από την ηλεκτροδότηση των νησιών. Τα τελευταία χρόνια είχαμε την εγκατάσταση αιολικής ισχύος στα περισσότερα νησιά του Αιγαίου και συμμετοχή των αιολικών στην παραγωγή Η/Ε. Αλλά οι μεγάλες διακυμάνσεις της ζήτησης μεταξύ χειμερινής και καλοκαιρινής περιόδου σε συνδυασμό με τα τεχνικά ελάχιστα των πετρελαϊκών μονάδων δεν επιτρέπουν σοβαρή αξιοποίηση της Αιολικής Ενέργειας, που θα είχε ως επακόλουθο τη μείωση του κόστους παραγωγής Η/Ε. Ωστόσο από επίσημα στοιχεία του Κλιμάκιου Ήπιων Μορφών Ενέργειας, που εκμεταλλεύεται και συντηρεί τις εγκατεστημένες Α/Γ στα νησιά του Αιγαίου, προκύπτει ότι σημειώνονται σημαντικά κέρδη από την εκμετάλλευση της Αιολικής Ενέργειας. Η λύση για το ενεργειακό πρόβλημα των νησιών μας είναι η κατασκευή υβριδικών συστημάτων με εναλλαγή των ρόλων μεταξύ μηχανών ντίζελ και Α/Γ.

### 3.1.1.ΑΣΠ Καρπάθου.

Η Κάρπαθος διαθέτει έναν Αυτόνομο Σταθμό Παραγωγής(ΑΣΠ), ο οποίος καλύπτει το μεγαλύτερο ποσοστό των αναγκών του νησιού σε ηλεκτρική ισχύ, ενώ ένα μικρότερο ποσοστό αυτών των αναγκών καλύπτεται από το αιολικό πάρκο στον Άγιο Ιωάννη συνολικής ισχύος 0,275MW. Ο ΑΣΠ παραγωγής Η/Ε της Καρπάθου βρίσκεται σε μικρή απόσταση 3,8km περίπου από τα Πηγάδια και συγκροτείται από 5 συμβατικές πετρελαϊκές γεννήτριες και 1 εφεδρική, ενώ έχει τη δυνατότητα να καλύψει ισχύ έως και 15554kW. Αναλυτικά τα Ηλεκτροπαραγωγά Ζεύγη(Η/Ζ) απαρτίζονται από:

- 2 ντηζελογεννήτριες WARTSILA που καταναλώνουν Μαζούτ, μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος 5327 kW έκαστη,
- 2 ντηζελογεννήτριες DAIHATSU που καταναλώνουν DIESEL, μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος 1800kW, έκαστη
- 1 που καταναλώνει Μαζούτ, με μέγιστη αποδιδόμενη ισχύ 600kW και
- 1 εφεδρική ντηζελογεννήτρια WARTSILA που καταναλώνει DIESEL μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος 700kW.

| Α/Α | ΜΗΧΑΝΕΣ | ΚΑΥΣΙΜΟ | ΠΑΡΑΓ/ΝΗ ΤΑΣΗ (KV) | ΑΠΟΔ ΙΣΧΥΣ ΣΤΑΘΕΡΩΝ (KW) | ΑΠΟΔ ΙΣΧΥΣ ΦΟΡΗΤΩΝ (KW) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | WARTSILA W12V32 | MAZOYT | 6,3 | 5327 | |
| 2 | WARTSILA W12V32 | MAZOYT | 6,3 | 5327 | |
| 3 | USSR Γ-72 | MAZOYT | 6,3 | 600 | |
| 4 | DAIHATSU 8DV-26 | DIESEL | 6,3 | 1800 | |
| 5 | DAIHATSU 8DV-26 | DIESEL | 6,3 | 1800 | |
| 6 | WARTSILA | DIESEL | 0,4 | | 700 |
| | ΣΥΝΟΛΟ: | | | 14854 | 700 |
| **ΣΥΝΟΛΟ ΑΠΟΔΙΔΟΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ :** | | | | **15554** | |

Πίνακας 3.1:Πετρελαϊκές μονάδες ΑΣΠ Καρπάθο

. Χάρτης 3.1:Τοποθεσία ΑΣΠ.

Βέβαια η παραπάνω δομή του ΑΣΠ θα αλλάξει μετά το 2013 αφού έχει προγραμματιστεί η προμήθεια και εγκατάσταση 3 Η/Ζ με κινητήρα DIESEL 3,5-4 MW έκαστο. Οι μονάδες που έχει αποφασιστεί να αποξηλωθούν είναι οι 2 ντηζελογεννήτριες DAIHATSU και η ντηζελογεννήτρια USSR.

Οι βασικές μηχανές που τροφοδοτούν το νησί τον περισσότερο χρόνο είναι οι μηχανές WARTSILA και όποτε απαιτείται και η μηχανή USSR, επειδή καίνε μαζούτ και είναι οικονομικότερες και περισσότερο αξιόπιστες. Οι μηχανές DAIHATSU χρησιμοποιούνται για να καλυφθούν οι αιχμές φορτίου ιδιαίτερα τους καλοκαιρινούς μήνες ή όποτε επισκευάζεται η βρίσκεται σε συντήρηση κάποια από τις μηχανές WARTSILA. Οι μηχανές WARTSILA προτιμούνται περισσότερο από τις μηχανές DAIHATSU για το λόγο ότι οι μεν καίνε Μαζούτ ενώ οι δε DIESEL. Τέλος η εφεδρική μηχανή WARTSILA χρησιμοποιείται σε σπάνιες περιπτώσεις που οι λοιπές μηχανές δεν επαρκούν για να καλυφθεί η ζήτηση ή όταν κάποια από τις μηχανές βρίσκεται σε συντήρηση. Η εφεδρική μηχανή WARTSILA μεταφέρεται όποτε υπάρχει ανάγκη από τον ΑΣΠ Σάμου στον ΑΣΠ Καρπάθου.

Η λειτουργία των συμβατικών μονάδων σε αυτόνομα δίκτυα (Καρπάθου) είναι αντιοικονομική λόγω των διακυμάνσεων φορτίου. Σε πολλά νησιά, που συμμετέχουν και Α/Γ παλαιάς τεχνολογίας (σταθερών στροφών ), οι διακυμάνσεις αυτές αυξάνονται δραματικά καθιστώντας ακόμα πιο οικονομικά ασύμφορη τη λειτουργία των συμβατικών μονάδων. Τι συμβαίνει όμως ακριβώς όταν έχουμε διακυμάνσεις φορτίου; Όταν μια ντηζελογεννήτρια λειτουργεί κανονικά με σταθερό φορτίο χωρίς απότομες διακυμάνσεις και στο βέλτιστο σημείο, η ειδική κατανάλωση καυσίμου έχει μια συγκεκριμένη τιμή και η ντηζελογεννήτρια δεν καταπονείται. Αν το φορτίο μας δεν ήταν σταθερό και σημειώνονται διακυμάνσεις η ντηζελογεννήτρια θα έπρεπε να αυξομειώνει απότομα στροφές ώστε να μπορεί να καλύψει την επιπλέον ζήτηση. Κάτι τέτοιο όμως ισοδυναμεί με αύξηση της ειδικής κατανάλωσης, που συνεπάγεται οικονομική επιβάρυνση, και καταπόνηση της μηχανής

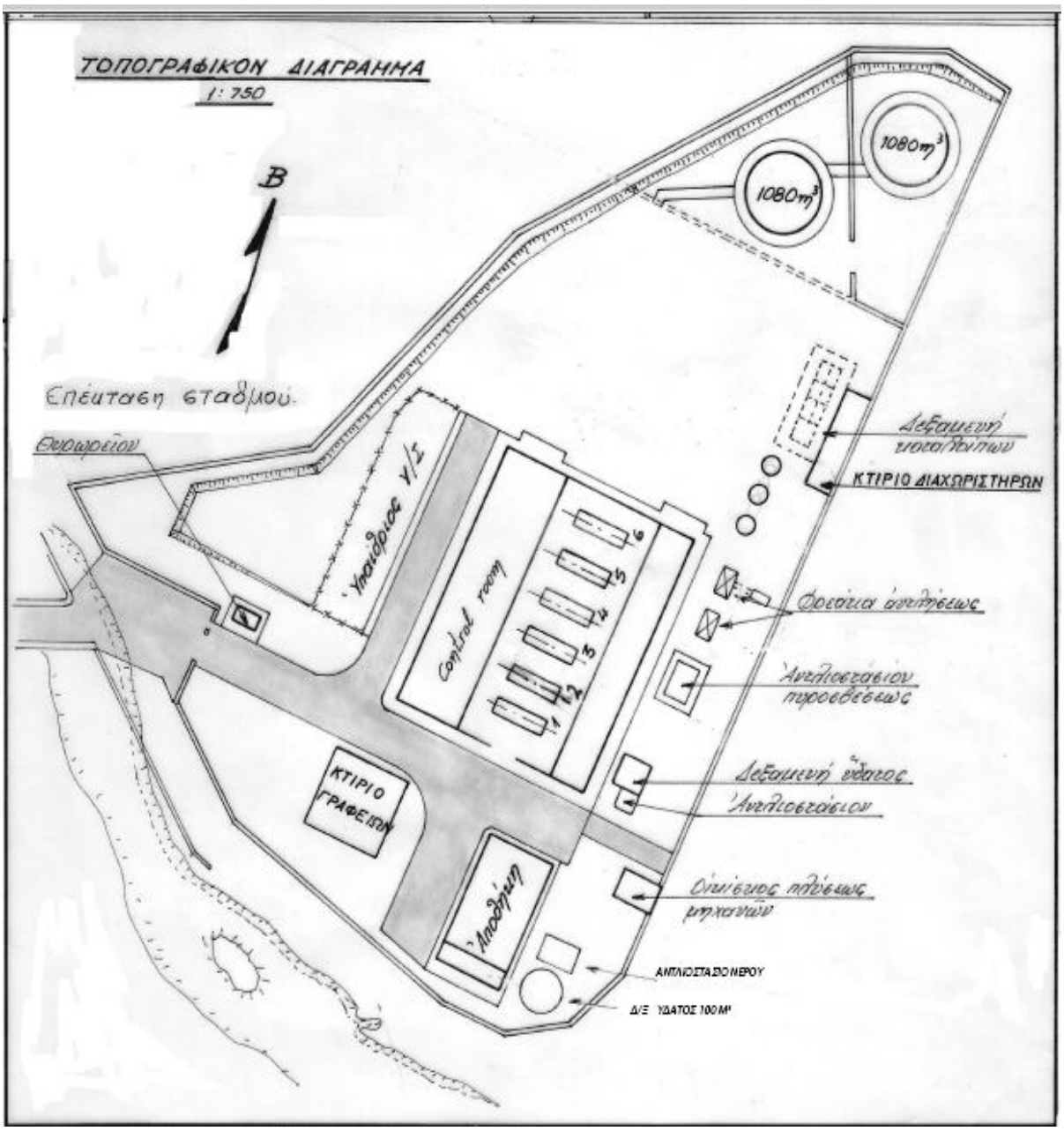
Για τη συγκεκριμένη εργασία που μελετάμε κατά πόσο θα είναι συμφέρουσα η εγκατάσταση ενός υβριδικού συστήματος, η κατανάλωση των συμβατικών μονάδων σε καύσιμο είναι ο πλέον σημαντικός παράγοντας που θα πρέπει να λάβουμε υπόψη μας. Το προσωπικό της ΔΕΗ καταγράφει το μέσο φορτίο του σταθμού ανά μια ώρα, αφού είναι ήδη γνωστή η ενέργεια που παράγεται κάθε ώρα. Αυτή η καταγραφή γίνεται ώστε να μπορεί να υπολογιστεί το κόστος καυσίμων ανά κιλοβατώρα αλλά και να μπορούν να προβλέπονται εμπειρικά οι ωριαίες μεταβολές. Έτσι ξέρουμε στο περίπου την

ημερήσια ζήτηση και μπορούμε να προγραμματίζουμε ποιες πετρελαϊκές μηχανές θα πρέπει να τεθούν σε λειτουργία.

Επειδή η έναρξη λειτουργίας μιας συμβατικής μονάδας , ιδιαίτερα όταν αυτή λειτουργεί με μαζούτ είναι μια διαδικασία που απαιτεί αρκετό χρόνο, είναι σημαντικό να ξέρουμε όσο το δυνατόν πιο νωρίς τη στιγμή που θα πρέπει να τεθεί σε λειτουργία. Για να μπορεί μια ντηζελογεννήτρια να αναλάβει φορτίο όταν απαιτείται, θα πρέπει να είναι ήδη προθερμασμένη και να λειτουργεί σε εφεδρεία υπό κενό φορτίο. Εμπειρικά μπορούμε να προβλέψουμε (από τις ήδη υπάρχουσες ωριαίες μετρήσεις) τις στιγμές που οι ντηζελογεννήτριες θα πρέπει να αναλάβουν φορτίο. Είναι τόσο σημαντική αυτή η πρόβλεψη γιατί αν προετοιμάζαμε τις ντηζελογεννήτριες για λειτουργία νωρίτερα από ότι θα έπρεπε, θα είχαμε σπατάλη καυσίμου, ενώ αν τις προετοιμάζαμε αργότερα, διακοπή στην κάλυψη του φορτίου και σημαντική καταπόνηση τους.

Ειδικά για την κατασκευή του υβριδικού συστήματος που μελετάμε είναι πολύ σημαντικό να γνωρίζουμε το χρόνο που χρειάζεται μια ντηζελογεννήτρια για να αναλάβει φορτίο. Αυτό φαίνεται ξεκάθαρα από το ακόλουθο παράδειγμα. Σε περίπτωση που έχουμε άπνοια και η ποσότητα των υδάτων δεν επαρκεί για την κάλυψη του φορτίου, πρέπει αναγκαστικά μια ντηζελογεννήτρια να αναλάβει φορτίο. Αν δεν είναι ήδη σε ετοιμότητα, μπορεί να λειτουργήσει με ντήζελ και αφού θερμανθεί να τη γυρίσουμε σε μαζούτ.

Στο σχεδιασμό του υβριδικού συστήματος μας ενδιαφέρει το χρονικό διάστημα για τη σύνδεση μιας πετρελαϊκής μονάδας. Στην περίπτωσή μας, αφού οι μηχανές DAIHATSU πρόκειται να αποξηλωθούν, η επιλογή των μηχανών WARTSILA για να χρησιμοποιηθούν για εφεδρεία κατά προτεραιότητα στο υβριδικό σύστημα, είναι μονόδρομος. Οι μηχανές WARTSILA είναι ευέλικτες και ο χρόνος προετοιμασίας τους για να συνδεθούν στο δίκτυο είναι 15 λεπτά. Μπορούν να αναλάβουν σε 15 λεπτά μετά από τη σύνδεση τους στο δίκτυο το 50% του φορτίου, ενώ σε 25 λεπτά μετά τη σύνδεση τους στο δίκτυο μπορούν να αναλάβουν το πλήρες φορτίο.




Διάγραμμα 3.1:Τοπογραφικό διάγραμμα ΑΣΠ Καρπάθου.

### 3.1.2.Αιολικά πάρκα περιοχής Αγίου Ιωάννη.

Το 1991 ξεκίνησε να λειτουργεί το αιολικό πάρκο στον Άγιο Ιωάννη Καρπάθου και σταδιακά ξεκίνησε να αποδίδει ικανοποιητική Η/Ε στο δίκτυο. Αποτελείται από 5 Α/Γ τύπου 15S/55kW, της εταιρείας Windmatic, που στην πορεία αγοράστηκε από την Vestas. Αυτό το μοντέλο Α/Γ είναι σταθερών στροφών , χωρίς έλεγχο βήματος, ονομαστικής ισχύος 55kW και μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος 58kW. Παρότι είναι σταθερών στροφών χωρίς έλεγχο βήματος, δουλεύει αποδοτικά και για χαμηλές ταχύτητες ανέμου, γιατί η ηλεκτρική ισχύς επάγεται από μια ασύγχρονη γεννήτρια

διπλής περιέλιξης που λειτουργεί σε δυο σκάλες. Το αιολικό πάρκο έχει συνολική ονομαστική ισχύ ίση με 0,275MW. Βρίσκεται σε μικρή απόσταση από το Λαστό και το Μύρτωνα, ενώ απέχει 3,822χιλιόμετρα από το Απέρι και 10 χιλιόμετρα από τον ΑΣΠ Καρπάθου. Η πρόσβαση είναι σχετικά εύκολη καθώς το αιολικό πάρκο απέχει λίγα μόλις μέτρα από το δρόμο που ενώνει το Απέρι με το Λαστό.

Χάρτης 3.2:Αιολικό Πάρκο Αγίου Ιωάννη Καρπάθου(με πράσινο χρώμα).

Ο ΑΣΠ και το αιολικό πάρκο επικοινωνούν αμφίδρομα. Έτσι είναι δυνατόν από την αίθουσα ελέγχου να σταλθούν σήματα για τη σύνδεση ή την αποσύνδεση Α/Γ. Ο ΑΣΠ πρέπει να ελέγχει τη σύνδεση ή την αποσύνδεση των Α/Γ, γιατί οι Α/Γ 15S δεν μπορούν από μόνες τους να εγγυηθούν την ποιότητα της ηλεκτρικής ισχύος καθώς δεν έχουν τη δυνατότητα να ελέγξουν από μόνες τους την σταθερότητα της τάσης, της συχνότητας και το συντελεστή ισχύος. Η συνεισφορά του αιολικού πάρκου στην ετήσια παραγόμενη ενέργεια είναι μικρή κυρίως λόγω του μικρού του μεγέθους αλλά και γιατί

δεν επιτυγχάνεται διείσδυση άνω του 30%. Η διείσδυση του αιολικού πάρκου θα μπορούσε να είναι ακόμα και 100% εάν δεν υπήρχε πρόβλημα με το χαμηλό συντελεστή ισχύος του δικτύου και αν δεν υπήρχε πρόβλημα με τη χαμηλή ζήτηση το χειμώνα. Στην ευρύτερη περιοχή του Αγίου Ιωάννη (Αφιάρτη) υπάρχει και μια Α/Γ ονομαστικής ισχύος 450kW που την εκμεταλλεύονται ιδιώτες, καθώς και 2 Α/Γ ονομαστικής ισχύος 225kW έκαστη. Η ΔΕΗ δεν εκμεταλλεύεται τις 2 Α/Γ των 225kW και τη μια των 450kW.

Φωτογραφία 3.1: Άποψη αιολικού πάρκου Καρπάθου

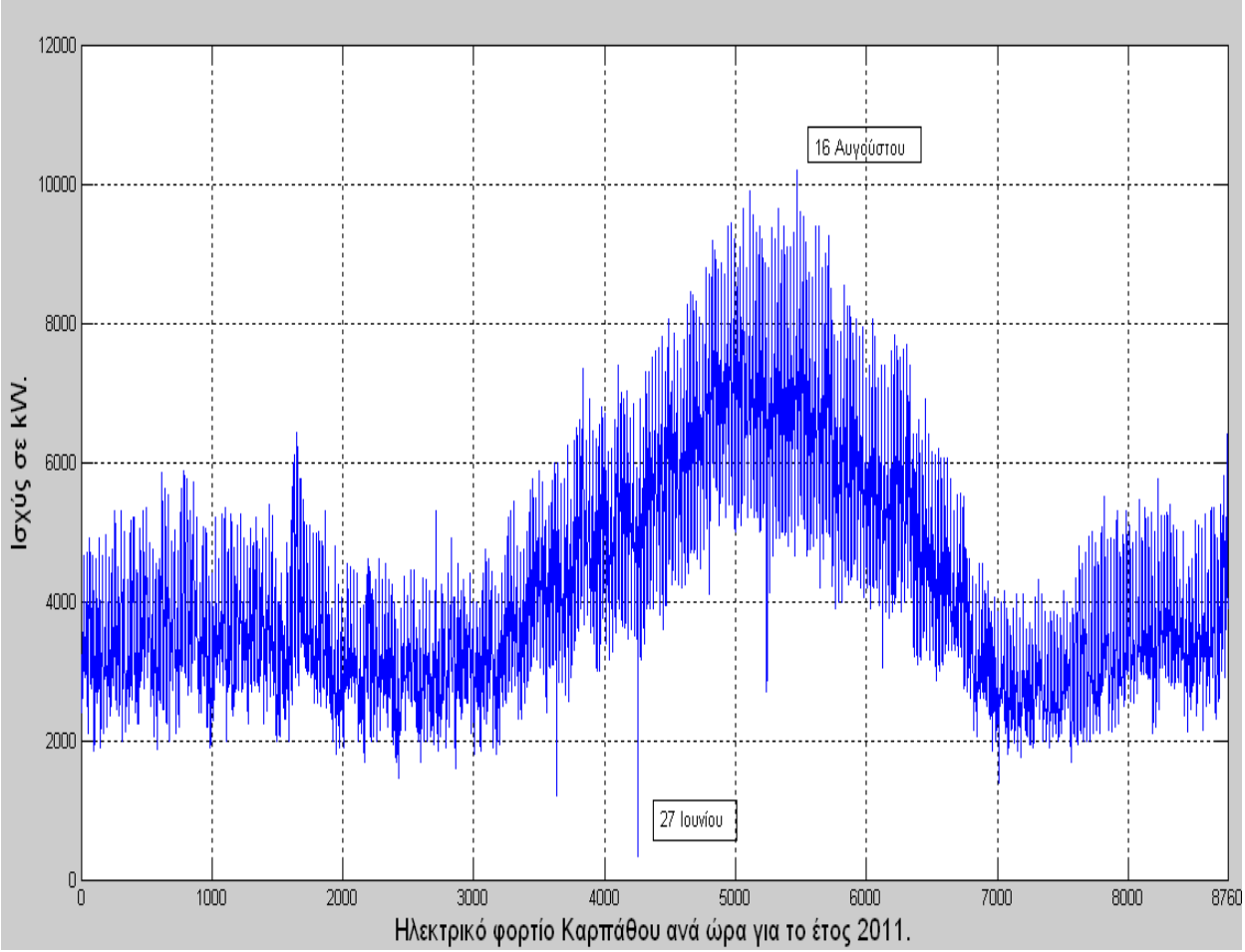
Φωτογραφία 3.2: Άποψη αιολικού πάρκου Καρπάθου

## 3.2.Εξέλιξη της ζήτησης φορτίου.

Τόσο στη διαστασιολόγηση του υβριδικού μας συστήματος όσο και στην επιλογή και διαστασιολόγηση της εγκαταστάσεως αποθήκευσης ενέργειας, η Ηλεκτρική ζήτηση είναι ο κύριος παράγοντας που πρέπει να λάβουμε υπόψη. Για αυτό το λόγο χρειαζόμαστε τα πιο πρόσφατα ωριαία ετήσια δεδομένα ζήτησης, ώστε η διαστασιολόγηση που θα κάνουμε να ανταποκρίνεται στην υπάρχουσα κατάσταση. Διαθέτουμε τα ωριαία ετήσια δεδομένα του 2011, έτσι όπως καταμετρήθηκαν στον ΑΣΠ Καρπάθου.

Από το διάγραμμα του ηλεκτρικού φορτίου της Καρπάθου βλέπουμε, ότι οι μέγιστες καταναλώσεις συμβαίνουν τους καλοκαιρινούς μήνες και ιδιαίτερα τον Ιούλιο και τον Αύγουστο . Αυτό είναι αναμενόμενο λόγω των τουριστών που συρρέουν στο νησί και των πολλών πανηγυριών που οργανώνονται στα περισσότερα χωριά της Καρπάθου. Αξιοσημείωτο είναι το γεγονός ότι η περίοδος των μεγαλύτερων καταναλώσεων είναι και η περίοδος των μελτεμιών. Χαμηλή κατανάλωση σημειώνεται προς τα τέλη Νοεμβρίου, τους χειμερινούς μήνες και την άνοιξη. Το ελάχιστο φορτίο σημειώνεται συνήθως την άνοιξη, ωστόσο το έτος 2011 σημειώθηκε προς τα τέλη Ιουνίου. Συγκεκριμένα το ελάχιστο φορτίο σημειώθηκε στις 27 Ιουνίου στις 6 το πρωί και ήταν 330kW. Το μέγιστο φορτίο αιχμής σημειώνεται σχεδόν κάθε έτος παραμονή ή ανήμερα του 15αύγουστου,

που είναι και η γιορτή Κοιμήσεως της Θεοτόκου. Για το έτος 2011 το μέγιστο φορτίο σημειώθηκε στις 16 Αυγούστου στις 9 το βράδυ και ήταν 10.200kW.




Διάγραμμα 3.2: Ηλεκτρικό φορτίο Καρπάθου ανά ώρα για το έτος 2011.

Οι ετήσιες ωριαίες τιμές ηλιοφάνειας, οι ετήσιες ωριαίες τιμές ζήτησης και οι ωριαίες ετήσιες τιμές της ταχύτητας του ανέμου είναι τα 3 πράγματα που πρέπει να γνωρίζουμε για την εκτίμηση και επιλογή των επιμέρους συστημάτων του υβριδικού συστήματος. Δυστυχώς δεν ήταν δυνατόν να βρούμε τις ωριαίες ετήσιες τιμές της ταχύτητας ανέμου της Καρπάθου. Αντί αυτών όμως διαθέτουμε τις ωριαίες ετήσιες τιμές της Νάξου, με μέση ετήσια ταχύτητα 9,2m/s. Η μέση αυτή ταχύτητα είναι πάρα πολύ κοντά στη μέση ταχύτητα της Καρπάθου και όπως θα δούμε και παρακάτω λόγω της στοχαστικότητας του ανέμου μπορούμε να χρησιμοποιήσουμε τις τιμές αυτές χωρίς ενδοιασμούς.

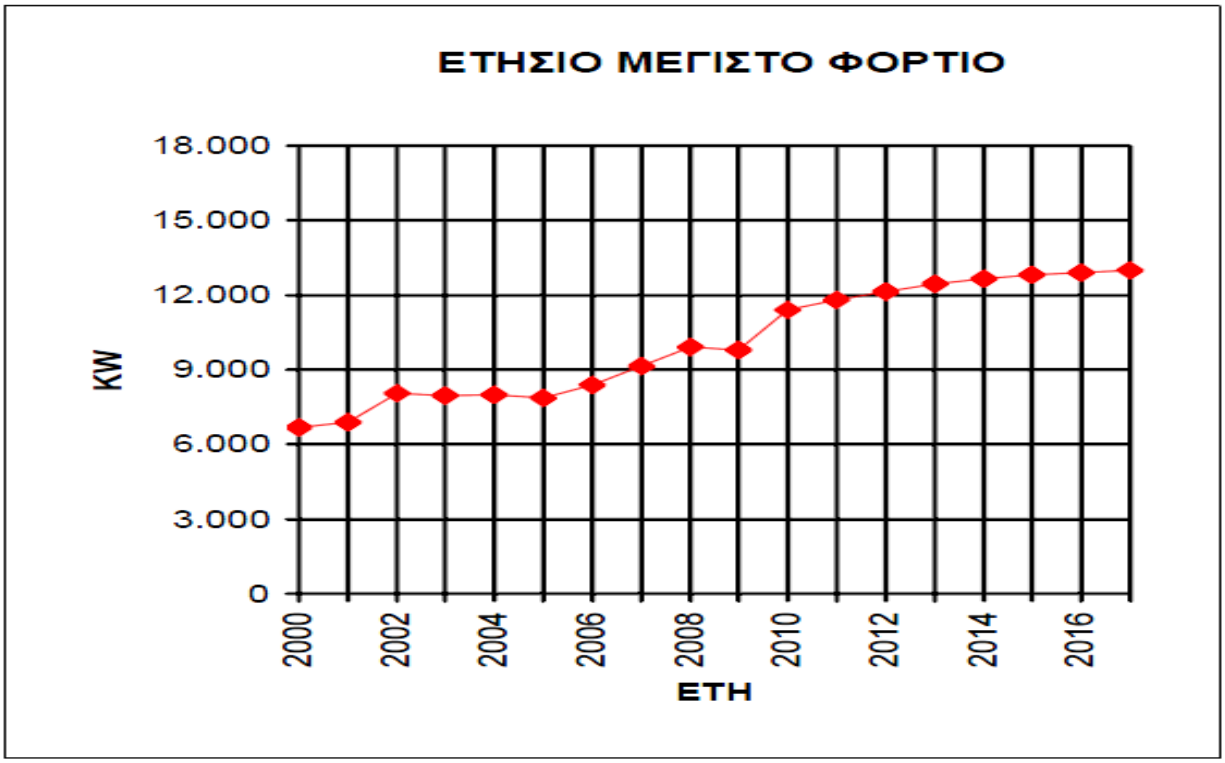
Από τα στοιχεία που διατίθενται για τα νησιά του Αιγαίου, παρατηρείται ότι η αιολική ισχύς μεταβάλλεται άσχετα και πολλές φορές ακόμα και αντίθετα από τη ζήτηση

φορτίου. Για παράδειγμα τον Αύγουστο, που είναι ο μήνας με τη μεγαλύτερη κατανάλωση, η ζήτηση φορτίου κορυφώνεται κυρίως τις απογευματινές ώρες που τα μελτέμια κοπάζουν. Έτσι αν το υβριδικό μας σύστημα αποτελούνταν μόνο από το Φ/Β πάρκο και τις Α/Γ, θα υπήρχε αδυναμία στην κάλυψη φορτίου και θα έπρεπε να θέταμε σε λειτουργία για αρκετές ώρες τις συμβατικές μονάδες. Φαίνεται λοιπόν πόσο χρήσιμο είναι το υποσύστημα αποθήκευσης ενέργειας. Η αποθήκευση ενέργειας στον άνω ταμιευτήρα, θα πρέπει να μπορεί να καλύψει μέσα χρονικά διαστήματα από κάποιες ώρες έως και κάποιες μέρες (1-2) .

Πέρα από τις ωριαίες τιμές ζήτησης, τις ωριαίες τιμές ηλιοφάνειας και τις ωριαίες τιμές ταχύτητας του ανέμου είναι απαραίτητο να ξέρουμε και τη μελλοντική εξέλιξη της ζήτησης. Για να μπορούμε να δούμε εάν το υβριδικό μας σύστημα θα είναι σε θέση να καλύψει τις μελλοντικές ανάγκες του νησιού σε ικανοποιητικό βαθμό. Από το 1986 και μετά παρατηρείται σημαντική αύξηση του ετήσιου μέγιστου φορτίου και της ετήσιας συνολικής παραγωγής που αναμένεται να αυξηθούν παραπάνω τα επόμενα χρόνια. Ενώ παρατηρείται μείωση του ελάχιστου φορτίου.

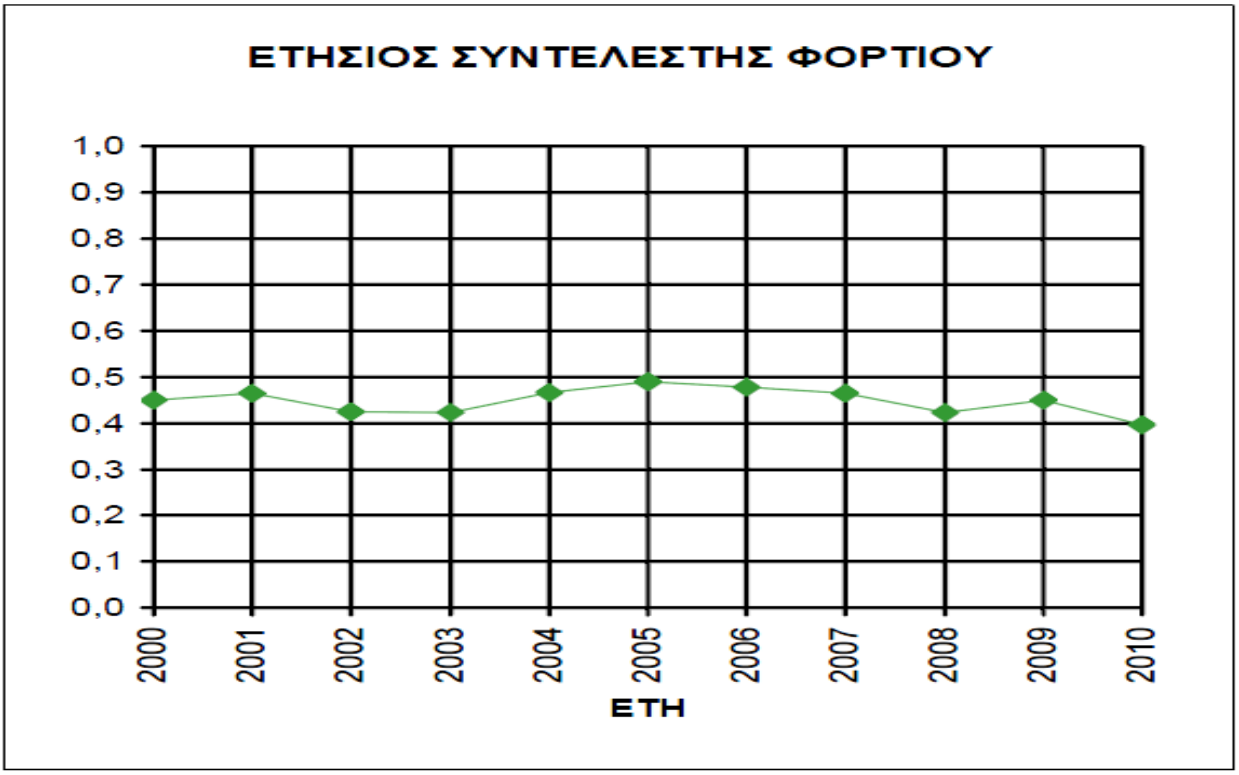
| ΕΤΟΣ | ΑΙΧΜΗ | ΑΥΞ. | ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΑΘΑΡΗ | ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΟΛΙΚΗ | ΑΥΞ. |
|---|---|---|---|---|---|
| | (KW) | (%) | (MWH) | (MWH) | (%) |
| 1986 | 2.080 | | 7.216,0 | 7.847,0 | |
| 1987 | 2.530 | 21,6 | 8.234,0 | 8.976,0 | 14,4 |
| 1988 | 2.800 | 10,7 | 9.744,0 | 10.397,0 | 15,8 |
| 1989 | 2.850 | 1,8 | 10.924,0 | 11.602,0 | 11,6 |
| 1990 | 3.060 | 7,4 | 11.467,0 | 12.305,0 | 6,1 |
| 1991 | 3.550 | 16,0 | 12.961,0 | 13.828,0 | 12,4 |
| 1992 | 4.000 | 12,7 | 14.376,0 | 15.323,0 | 10,8 |
| 1993 | 4.000 | 0,0 | 14.939,0 | 15.947,0 | 4,1 |
| 1994 | 4.550 | 13,8 | 16.576,0 | 17.576,0 | 10,2 |
| 1995 | 4.850 | 6,6 | 18.995,0 | 19.895,0 | 13,2 |
| 1996 | 5.050 | 4,1 | 19.333,0 | 20.510,0 | 3,1 |
| 1997 | 5.700 | 12,9 | 20.419,0 | 21.612,0 | 5,4 |
| 1998 | 5.740 | 0,7 | 21.906,2 | 23.185,2 | 7,3 |
| 1999 | 6.500 | 13,2 | 23.191,1 | 24.369,4 | 5,1 |
| 2000 | 6.690 | 2,9 | 23.984,8 | 25.209,1 | 3,4 |
| 2001 | 6.900 | 3,1 | 23.491,4 | 24.778,4 | -1,7 |
| 2002 | 8.050 | 16,7 | 25.622,8 | 27.096,5 | 9,4 |
| 2003 | 7.950 | -1,2 | 26.394,7 | 28.208,8 | 4,1 |
| 2004 | 8.000 | 0,6 | 26.593,1 | 28.228,2 | 0,1 |
| 2005 | 7.880 | -1,5 | 27.232,9 | 28.853,1 | 2,2 |
| 2006 | 8.400 | 6,6 | 29.700,8 | 31.043,5 | 7,6 |
| 2007 | 9.150 | 8,9 | 32.679,9 | 33.856,0 | 9,1 |
| 2008 | 9.900 | 8,2 | 31.804,0 | 33.285,8 | -1,7 |
| 2009 | 9.800 | -1,0 | 33.488,5 | 34.985,3 | 5,1 |
| 2010 | 11.400 | 16,3 | 34.129,3 | 35.858,4 | 2,5 |

Πίνακας 3.2: Μεταβολές από το 1986 έως το 2010.




Διάγραμμα 3.3:Μεταβολή του ετήσιου μέγιστου φορτίου από το 2000 και προβλέψεις έως το 2016.

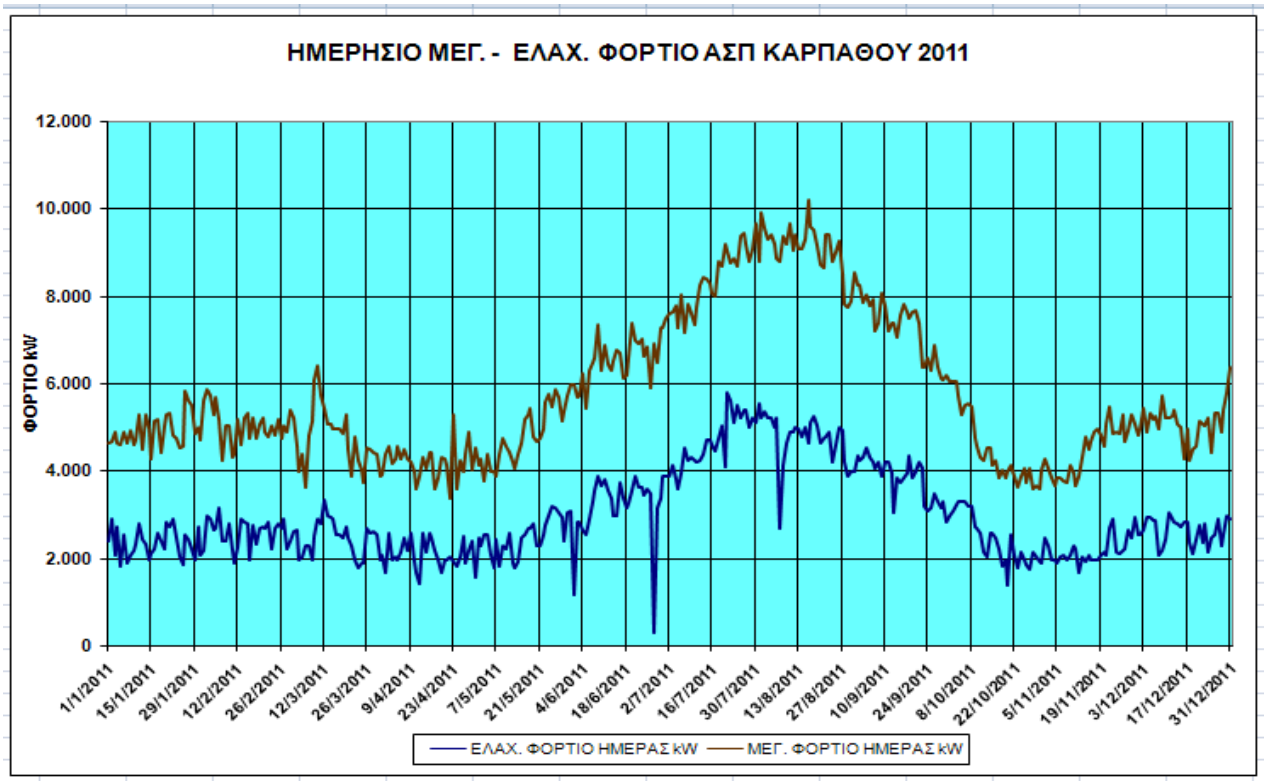
Διάγραμμα 3.4:Μεταβολή της ετήσιας συνολικής παραγωγής από το 2000 και προβλέψεις έως το 2016.



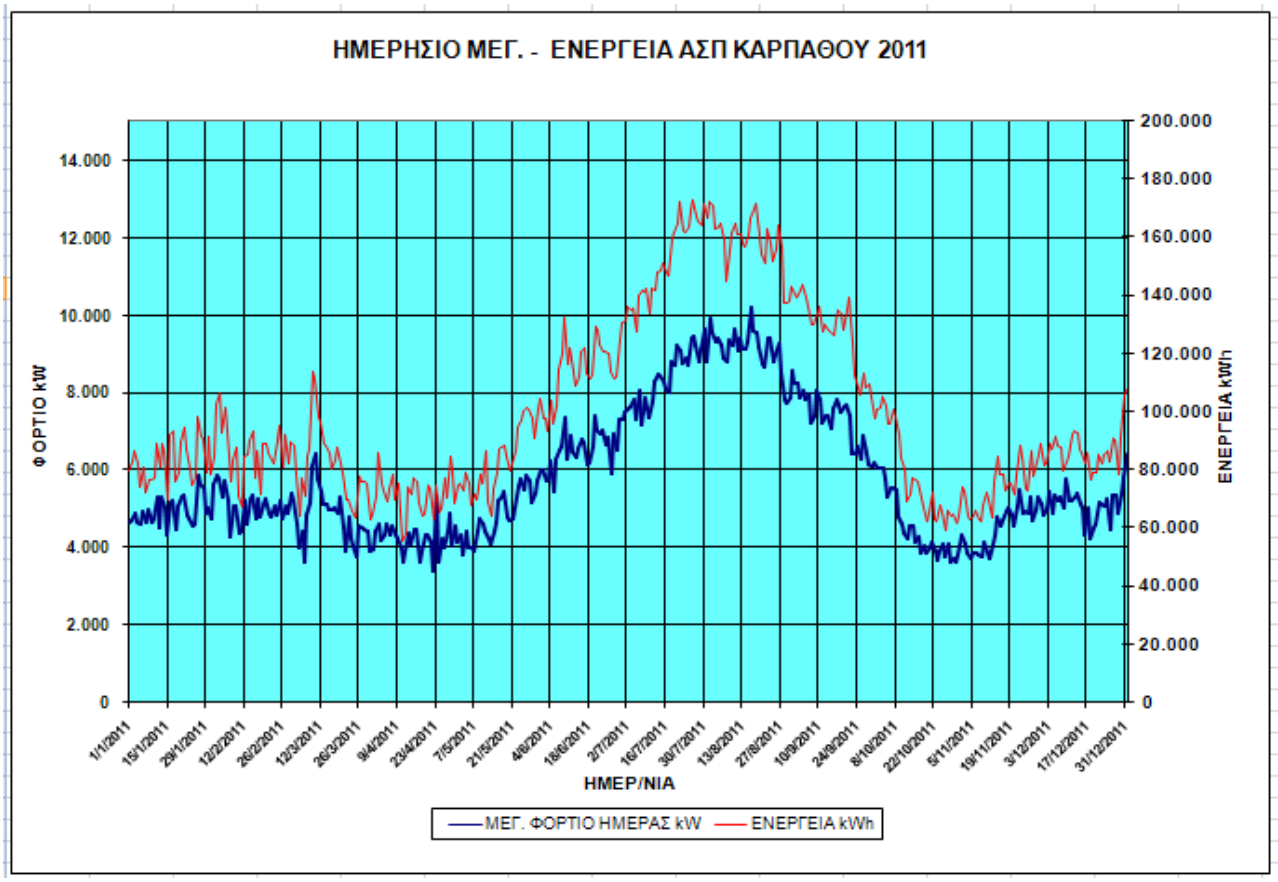

Διάγραμμα 3.5:Μεταβολή του ετήσιου συντελεστή φορτίου από το 2000 και προβλέψεις έως το 2016.

Η διαμόρφωση των καμπυλών ζήτησης μας δείχνει τις ενεργειακές συνήθειες αλλά και τις αυξομειώσεις του πληθυσμού. Ανάλογα με την εποχή και τον πληθυσμό που έχει πρόσβαση σε ηλεκτρικές συσκευές διαμορφώνεται και η ζήτηση. Επειδή η Κάρπαθος αναμένεται τα επόμενα χρόνια να προσελκύσει περισσότερους τουρίστες, αναμένεται να αυξηθούν και οι ενεργειακές ανάγκες του νησιού κατά την καλοκαιρινή περίοδο. Για αυτό, θα αυξηθούν αρκετά οι καλοκαιρινές καμπύλες ζήτησης και το μέγιστο φορτίο. Αντιθέτως οι χειμερινές καμπύλες ζήτησης και το ελάχιστο φορτίο αναμένεται να αυξηθούν ελάχιστα έως καθόλου γιατί διαμορφώνονται από το μόνιμο πληθυσμό του νησιού, που παραμένει σχεδόν σταθερός.

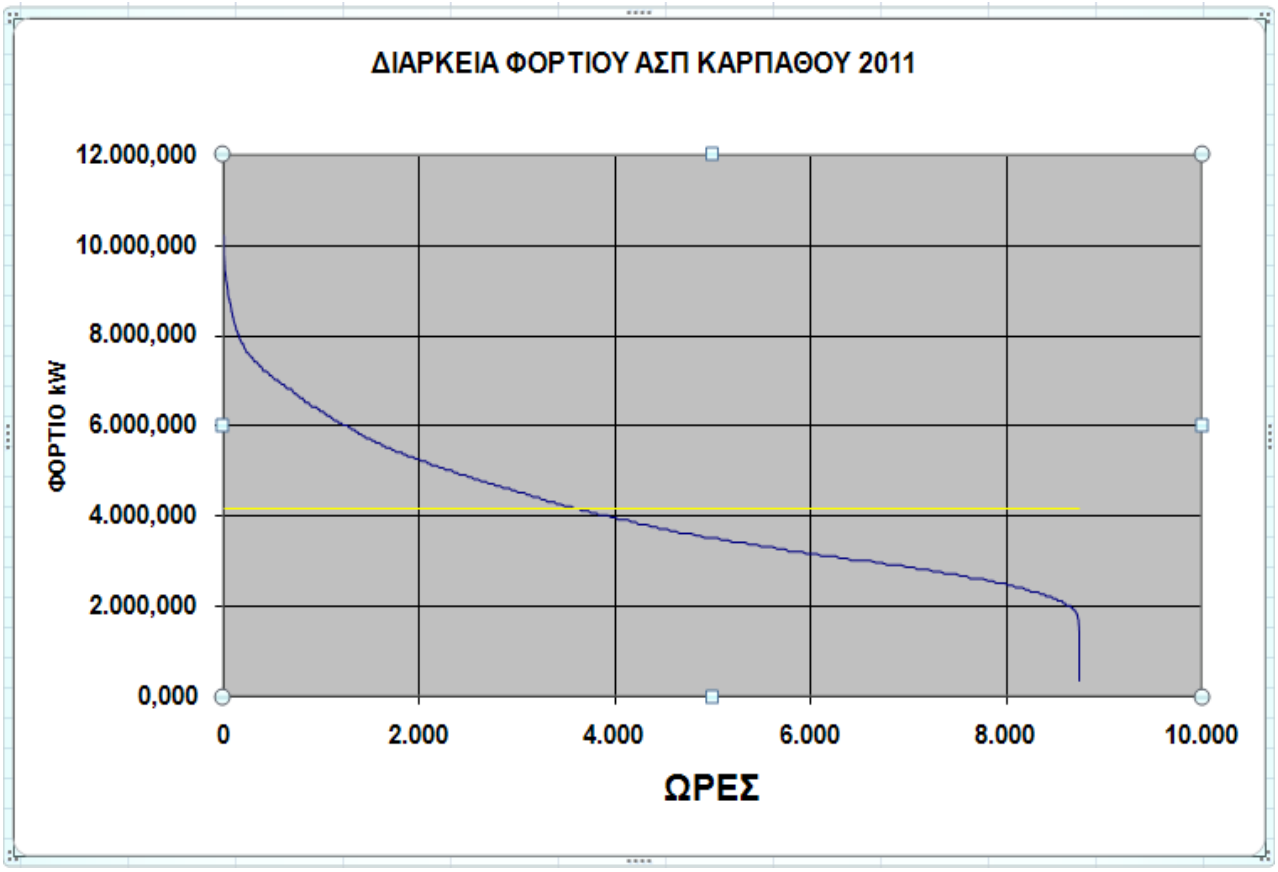
Ακολουθούν τα διαγράμματα του ημερήσιου-ελαχίστου φορτίου του ΑΣΠ Καρπάθου για το 2011, η ημερήσια μέγιστη-ελάχιστη ενέργεια του 2011 και η καμπύλη διάρκειας φορτίου για το 2011.




Διάγραμμα 3.6:Ημερήσιο μέγιστο-ελάχιστο φορτίο ΑΣΠ Καρπάθου για το έτος 2011.




Διάγραμμα 3.7: Ημερήσια μέγιστη-ελάχιστη ενέργεια ΑΣΠ Καρπάθου για το έτος 2011.




Διάγραμμα 3.8: Καμπύλη διάρκειας φορτίου ΑΣΠ Καρπάθου για το 2011.

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4ο:ΠΡΟΔΙΑΓΡΑΦΕΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΩΝ ΝΗΣΙΩΝ ΚΑΙ Ο ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ ΤΟΥ ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΚΑΡΠΑΘΟΥ.

## 4.1.Τεχνικά χαρακτηριστικά Ηλεκτροπαραγωγής μη διασυνδεδεμένων νησιών

Η ηλεκτρική ενέργεια που παρέχεται σε οποιοδήποτε δίκτυο πρέπει να πληροί συγκεκριμένες προδιαγραφές. Από τη στιγμή που μελετάμε την αντικατάσταση του υπάρχοντος συμβατικού συστήματος της Καρπάθου με ένα νέο υβριδικό, θα πρέπει η Ηλεκτρική Ενέργεια που θα παρέχει το υβριδικό μας σύστημα να είναι εξίσου καλής ποιότητας με την Ηλεκτρική Ενέργεια που παρέχει το συμβατικό σύστημα, αν όχι καλύτερης. Οι προδιαγραφές που πρέπει να πληροί ένα υβριδικό σύστημα πηγάζουν από τις απαιτήσεις για αξιοπιστία και για ποιότητα παρεχόμενης ισχύος. Σε αυτή την εργασία θα αναφερθούμε απλά σε αυτές τις απαιτήσεις χωρίς να κάνουμε εκτενή ηλεκτρολογική ανάλυση του προτεινόμενου υβριδικού συστήματος.

Η μελέτη αξιοπιστίας απαρτίζεται από τη μελέτη της διαθεσιμότητας παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας και από τη μελέτη της συνέχειας στην παροχή Ηλεκτρικής Ενέργειας. Με τον όρο ώρες διαθεσιμότητας ορίζουμε τις ώρες που η μονάδα (υβριδική, συμβατική) μπορεί να τροφοδοτήσει το δίκτυο στο πλήρες ή στο ζητούμενο φορτίο με την προϋπόθεση ότι είναι μικρότερο είτε ίσο του πλήρους φορτίου. Οι ώρες διαθεσιμότητας μπορούν να διακριθούν στις ώρες λειτουργίας και στις ώρες εφεδρείας. Ως συντελεστή διαθεσιμότητας ορίζουμε το επί τοις εκατό ποσοστό των ωρών διαθεσιμότητας δια τις συνολικές ώρες του συγκεκριμένου χρονικού διαστήματος που εξετάζεται επί 100. Ο τρόπος με τον οποίο μπορούμε να προσδιορίσουμε τη διαθεσιμότητα των ντηζελογεννητριών και των ανεμογεννητριών διαφέρει σημαντικά. Για παράδειγμα, μπορεί μια Α/Γ να είναι ικανή να λειτουργήσει αλλά λόγω άπνοιας να μην λειτουργεί. Έτσι για να μπορεί να είναι αξιόπιστο το υβριδικό μας σύστημα θα πρέπει πέρα από την Αιολική Ενέργεια, που αποτελεί την κυριότερη πηγή ανανεώσιμης ενέργειας, να έχει τουλάχιστον ένα υποσύστημα που θα βρίσκεται σε εφεδρεία, ώστε να

μπορεί να καλύψει το πιθανό έλλειμμα που μπορεί να προκύψει. Αξίζει εδώ να σημειωθεί ότι η Ηλιακή Ενέργεια θεωρείται η δεύτερη πιο σημαντική πηγή ανανεώσιμης ενέργειας, μετά την Αιολική.

Για να μπορέσει να εξασφαλιστεί η συνέχεια στην παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας πρέπει τα υποσυστήματα, που στην περίπτωση μας είναι το συμβατικό και το αντίστροφο υδροηλεκτρικό έργο αναστρέψιμης λειτουργίας (αποθηκευτικό), να είναι σε θέση να αναλάβουν φορτίο τη στιγμή που απαιτείται. Όπως έχουμε ήδη πει για εφεδρεία χρησιμοποιούμε τον υδροηλεκτρικό σταθμό και τις ντηζελομηχανές (συμβατικό σύστημα). Ο υδροηλεκτρικός σταθμός διαθέτει υδροστροβίλους PELTON που είναι ικανοί ξεκινώντας από στάση να τροφοδοτήσουν το σύστημα με ενέργεια σε χρονικό διάστημα μικρότερο του ενός λεπτού. Για να έχουμε όμως άμεση απόκριση του υδροηλεκτρικού σταθμού θα πρέπει να έχει προγραμματιστεί καταλλήλως η κεντρική μονάδα ελέγχου. Αυτό θα γίνει αφού θέσουμε ένα κατώτατο όριο στην περίσσεια αιολικής ισχύος, καθώς θα προσεγγίζεται αυτό το όριο, η κεντρική μονάδα ελέγχου θα ελέγχει τη στάθμη του άνω ταμιευτήρα. Αν η στάθμη του άνω ταμιευτήρα είναι επαρκής για να μας εξασφαλίσει την απαιτούμενη ενέργεια η κεντρική μονάδα ελέγχου θα θέτει σε ετοιμότητα τον υδροηλεκτρικό σταθμό, αλλιώς θα προετοιμάζεται για να μπει σε λειτουργία μια από τις συμβατικές μονάδες. Αξίζει να αναφερθεί ότι ακόμα και αν ένα σύστημα έχει μονάδες υψηλής διαθεσιμότητας, αυτό δεν σημαίνει ότι μπορεί να διατηρήσει τη συνέχεια στην παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας. Αυτό συμβαίνει κυρίως λόγω αδυναμιών απόκρισης σε γρήγορες μεταβολές της ζήτησης καθώς και σε κακό προγραμματισμό. Σε τέτοιες περιπτώσεις είναι αναμενόμενο να συμβαίνουν αρκετές διακοπές, που είναι πολύ επικίνδυνες για τις ηλεκτρονικές συσκευές αλλά και πολύ κουραστικές για τους καταναλωτές

Όταν εξετάζουμε την ποιότητα της παρεχόμενης ενέργειας εξετάζουμε ουσιαστικά τους εξής παράγοντες:

Α. Κατά πόσο είναι σταθερή η τάση,

Β. Κατά πόσο είναι σταθερή η συχνότητα,

Γ. Τις αρμονικές που εμφανίζονται και την παραμόρφωση που εμφανίζεται στην κυματομορφή της τάσης,

Δ. Το συντελεστή ισχύος,

Ε. Την ισορροπία των φάσεων και

ΣΤ. Την επίδραση των ηλεκτρομαγνητικών παρεμβολών στην τηλεφωνία και στις τηλεπικοινωνίες.

Θεωρητικά έχουμε αρίστης ποιότητας ισχύ όταν η τάση είναι συνεχής και ημιτονοειδής με σταθερό πλάτος και συχνότητα. Πρακτικά όμως είναι αδύνατον να έχουμε την τέλεια ποιότητα ισχύος. Χρησιμοποιούμε το βαθμό απόκλισης των πρακτικών τιμών από τις θεωρητικές τιμές ώστε να προσδιορίσουμε την ποιότητα της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι διαταραχές της τάσεως και της συχνότητάς της διακρίνονται σε δυο κατηγορίες, στις αργές και στις γρήγορες μεταβολές της τάσεως. Οι αργές μεταβολές τάσεως όταν λειτουργεί ένα αιολικό πάρκο, είναι ελαχίστης σημασίας. Μπορούν να υπολογιστούν με τη βοήθεια του ηλεκτρονικού υπολογιστή μέσω προγραμμάτων προσομοίωσης δικτύων αλλά υπολογίζονται και από τις καθιερωμένες μεθόδους υπολογισμών των Δικτύων Διανομής, αν θεωρήσουμε τις Α/Γ ως αρνητικά φορτία. Για να απαλείψουμε το φαινόμενο των αργών μεταβολών της τάσεως, λόγω των Α/Γ πρέπει να ενισχύσουμε καταλλήλως τα τοπικά δίκτυα. Αντίστοιχα τώρα οι γρήγορες μεταβολές της τάσεως είναι πολύ πιο σημαντικές για το υβριδικό μας σύστημα. Γρήγορες μεταβολές της τάσεως μπορεί να συμβούν κατά τη ζεύξη και την απόζευξη μιας Α/Γ στο δίκτυο αλλά και λόγω των μεταβολών της παραγόμενης ενέργειας από μια Α/Γ κατά τη διάρκεια λειτουργίας της. Για την ασφαλή λειτουργία των Α/Γ ενός υβριδικού συστήματος, θα πρέπει να περιοριστούν οι διαταραχές στο εύρος κάποιων συγκεκριμένων ορίων. Στο κεφάλαιο του αιολικού πάρκου θα ασχοληθούμε με τους τρόπους βελτίωσης της παρεχόμενης Ηλεκτρικής Ενέργειας των Α/Γ.

Με τον όρο παραμόρφωση της κυματομορφής της τάσεως εννοούμε τη δημιουργία υψηλότερων αρμονικών από τη βασική. Αυτό μπορεί να οφείλεται σε αρκετούς λόγους. Αν το δούμε από τη σκοπιά λειτουργίας των Α/Γ, η δημιουργία υψηλότερων αρμονικών οφείλεται στην μαγνητική υστέρηση των πυρήνων των τυλιγμάτων της γεννήτριας, που οδηγεί σε κορεσμό του μαγνητικού κυκλώματος και δημιουργούνται έτσι οι περιττές αρμονικές στο πεδίο των ακουστικών συχνοτήτων. Οφείλεται ακόμα στα ηλεκτρονικά κυκλώματα που χρησιμοποιούνται στις ΑΓ για να ρυθμίσουν την ισχύ, τη συχνότητα και την τάση. Ακόμα και οι καταναλωτές όμως μπορεί να είναι υπεύθυνοι για τη δημιουργία των αρμονικών αν θέτουν σε λειτουργία κινητήρες μεγάλης ισχύος. Οι αρμονικές είναι υπεύθυνες πολλές φορές για τη δημιουργία παράσιτων στις τηλεφωνικές γραμμές αλλά και για ανωμαλίες στη λειτουργία συστημάτων τηλεχειρισμού με ακουστική συχνότητα.

Ο συντελεστής ισχύος είναι ένας από τους πιο σημαντικούς δείκτες της ασφαλούς και οικονομικής λειτουργίας ενός δικτύου. Ορίζεται ως το συνημίτονο μεταξύ της γωνίας φ που σχηματίζουν τα παραστατικά μιγαδικά ανύσματα (phasors) της έντασης και της τάσεως. Χαμηλός συντελεστής ισχύος σημαίνει ότι έχουμε αυξημένες ωμικές απώλειες στο δίκτυο διανομής. Αλλά ο χαμηλός συντελεστής ισχύος μπορεί να προκαλέσει την υπερθέρμανση ακόμα και την καταστροφή των γεννητριών. Έτσι λοιπόν όταν το φορτίο έχει χαμηλό συντελεστή ισχύος θα έχουμε αυξημένες απώλειες στη γραμμή μεταφοράς , αλλά και η ένταση που θα διαρρέει τα τυλίγματα των γεννητριών θα είναι αρκετά μεγάλη και ικανή ακόμα και να καταστρέψει τη γεννήτρια.

Στα σημεία αναχώρησης κάθε Αυτόνομου Σταθμού Παραγωγής (ΑΣΠ), τα φορτία που καταμετρούνται δεν είναι ίσα με τη ζήτηση ισχύος γιατί πρέπει να προστεθούν οι απώλειες των γραμμών μεταφοράς και να αφαιρεθεί η πραγματική ισχύς του αιολικού πάρκου (αν λειτουργεί). Αν συνδεθούν ίδια φορτία με διαφορετικούς συντελεστές ισχύος στο ζυγό του ΑΣΠ, δεν υπάρχει κάποια διαφορά στην κατανάλωση καυσίμων σε σχέση με τη σύνδεση ίδιων φορτίων με ίδιους συντελεστές ισχύος στο ζυγό του ΑΣΠ.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις κλασσικές Α/Γ γίνεται μέσω ασύγχρονων γεννητριών που απορροφούν άεργο ισχύ από το ηλεκτρικό δίκτυο για να μπορέσουν να εγκαταστήσουν στο στάτη τους το μαγνητικό πεδίο που απαιτείται. Στα περισσότερα μεσαίου ή μικρού μεγέθους νησιά του Αιγαίου υπάρχει το πρόβλημα χαμηλού συντελεστή ισχύος. Τα εγκατεστημένα αιολικά πάρκα που συμμετέχουν στην παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας αυτή τη στιγμή στα νησιά χειροτερεύουν το πρόβλημα του χαμηλού συντελεστή ισχύος, ιδιαίτερα τις ώρες χαμηλής ζήτησης. Για αυτό το λόγο είναι σύνηθες το φαινόμενο να τίθενται εκτός λειτουργίας κάποιες Α/Γ ή ακόμα και όλες (απόζευξη). Για να λυθεί το παραπάνω πρόβλημα θα πρέπει να τοποθετούνται τράπεζες αντισταθμιστικών πυκνωτών στις εξόδους των αιολικών πάρκων ή σε κάθε Α/Γ ξεχωριστά. Αντισταθμιστικοί πυκνωτές θα μπορούσαν επίσης να τοποθετηθούν κατά μήκος του δικτύου στα σημεία που υπάρχουν μετασχηματιστές από μέση σε χαμηλή τάση. Θα λειτουργούν μόλις παρατηρείται πτώση του συντελεστή ισχύος. Στο υβριδικό σύστημα που μελετάμε δεν θα υπάρξει τέτοιο πρόβλημα καθώς οι Α/Γ που θα χρησιμοποιηθούν είναι τελευταίας τεχνολογίας και έχουν προηγμένα ηλεκτρονικά ισχύος. Έτσι οι Α/Γ είναι ικανές να ρυθμίζουν το ποσό της άεργου ισχύος που απαιτείται και να το παρέχουν, όποτε χρειάζεται.

## 4.2.Υβριδικά Συστήματα-Τα Υποσυστήματα του νέου υβριδικού συστήματος της Καρπάθου

Υπάρχουν πολλά παραδείγματα υβριδικών συστημάτων που αποδεικνύουν ότι οι μονάδες Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, είναι ικανές και πλήρως αξιόπιστες να λειτουργούν ως βασικές μονάδες τροφοδοσίας Η/Ε ενός μεσαίου η μικρού μεγέθους αυτόνομου δικτύου. Παρακάτω αναφέρονται μερικά από τα πολλά παραδείγματα υβριδικών συστημάτων.

Α. Το νησί Foula είναι το πιο απομακρυσμένο νησί της Βρετανίας. Ανήκει στο νησιωτικό σύμπλεγμα Shetlands, έχει 25 μόνιμους κατοίκους και βρίσκεται περίπου 200 χιλιόμετρα βόρεια της Σκωτίας. Το 1987 κατασκευάστηκε ένα υβριδικό σύστημα στο νησί, που συνδύαζε Αιολική Ενέργεια και αντλησιοταμίευση. Συγκεκριμένα το σύστημα αποτελείται από μια Α/Γ 60kW, έναν υδροστρόβιλο Pelton 48,6kVA ύψους πτώσεως 100m, 3 αντλίες συνολικής ισχύος 13,25kW, 1 ντηζελομηχανή ονομαστικής ισχύος 25,5kW με γεννήτρια 32kVA και από το σύστημα ελέγχου και διαχείρισης δευτερευόντων φορτίων. Το υβριδικό αυτό σύστημα κάλυπτε για χρόνια τις ανάγκες του νησιού σε Ηλεκτρική Ενέργεια και η συμμετοχή των ΑΠΕ στην παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας έφτανε πολλές φορές ακόμα και το ποσοστό των 98%. Το σύστημα αυτό όμως έπεσε σε παρακμή και ανακαινίσθηκε. Το νέο υβριδικό σύστημα αποτελείται από: τον υδροηλεκτρικό σταθμό όπως τον έχουμε περιγράψει πιο πάνω μόνο που έχει προστεθεί ένας επιπλέον υδροστρόβιλος Pelton 15kVA, μια συστοιχία Φ/Β συνολικής ισχύος 19,2kW, έναν inverter, μπαταρίες για αποθήκευση ενέργειας, την προαναφερθείσα ντηζελομηχανή και το σύστημα διαχείρισης και ελέγχου δευτερευόντων φορτίων. Η ανακαίνιση διήρκησε περίπου 2μιση μήνες και το διάστημα αυτό η ντηζελομηχανή τροφοδοτούσε το νησί με Ηλεκτρική Ενέργεια. Το νέο υβριδικό σύστημα λειτουργεί από το 2008 χωρίς να έχει παρατηρηθεί κάποιο πρόβλημα ευστάθειας και επιτυγχάνεται συμμετοχή των ΑΠΕ έως και 95% στην παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Β. Το νησί Nan'ao είναι νησί της Κίνας, έχει 70.000 κατοίκους και συνολική έκταση 200 τετραγωνικά χιλιόμετρα. Είναι μια από τις πιο πλούσιες σε αιολικό δυναμικό περιοχές της Κίνας με μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου μεγαλύτερη των 10 m/s. Λόγω των όλο αυξανόμενων αναγκών σε Ηλεκτρική Ενέργεια του νησιού και του υψηλού κόστους παραγωγής από συμβατικές μονάδες, καθώς και την υψηλή τιμή πώλησης της kWh (0,08 US$/kWh) αποξηλώθηκαν οι συμβατικές μονάδες του νησιού και εγκαταστάθηκαν

αιολικά πάρκα. Τα αιολικά πάρκα του νησιού είναι συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 24MW και τις περισσότερες φορές η παραγωγή τους επαρκεί για την κάλυψη των αναγκών του νησιού. Ωστόσο το νησί είναι διασυνδεδεμένο με το ηπειρωτικό δίκτυο μέσω 2 Η/Ζ, που παρέχουν Ηλεκτρική Ενέργεια στο νησί όποτε δεν επαρκεί η αιολική παραγωγή. Μέσω των 2 αυτών Η/Ζ διοχετεύεται και η περίσσεια αιολικής ισχύος στο ηπειρωτικό δίκτυο.

Γ. Στο Geesthacht της Γερμανίας λειτουργεί από το 1994 ένα υβριδικό σύστημα παρόμοιο με αυτό που προτείνουμε για την Κάρπαθο. Το σύστημα αποτελείται από μια Α/Γ 600kW, ένα Φ/Β πάρκο 60kW και αντλίες συνολικής ισχύος 500kW. Η υψομετρική διαφορά μεταξύ άνω και κάτω ταμιευτήρα είναι περίπου 80m ενώ το αξιοσημείωτο αυτού του συστήματος είναι ότι δεν τροφοδοτεί καταναλωτές. Κατασκευάστηκε για να βοηθήσει την έρευνα και εξαγωγή συμπερασμάτων για τη συμπεριφορά των υβριδικών συστημάτων αλλά και για να βοηθήσει στην βελτιστοποίηση τους. Συγκεκριμένα ερευνάται η βελτιστοποίηση της συνεργασίας των ΑΠΕ και ποιος θα ήταν ο καταλληλότερος ηλεκτρομηχανικός εξοπλισμός που θα βοηθούσε στην επίτευξη αυτού του στόχου. Σε αυτό το έργο συνεργάζονται το Ινστιτούτο Αυτομάτου Ελέγχου του Πολυτεχνείου του Braunschweig, η Επιχείρηση Ηλεκτρισμού του Αμβούργου και η εταιρεία παραγωγής Α/Γ Enercon και μας τροφοδοτούν συνεχώς με την πλούσια τεχνογνωσία που προκύπτει.

Δ. Στην Ελλάδα λειτουργεί από τον Οκτώβριο του 2000 το υβριδικό σύστημα της Κύθνου. Είναι το πρώτο υβριδικό σύστημα στον Ελλαδικό χώρο, στο οποίο έχουμε ευρείας κλίμακας συνδυασμό Αιολικής και Ηλιακής Ενέργειας αλλά και βραχυχρόνια αποθήκευση ενέργειας με τη βοήθεια μπαταριών. Το σύστημα αποτελείται από: ένα αιολικό πάρκο συνολικής ονομαστικής ισχύος 665kW, έναν Φ/Β σταθμό ονομαστικής ισχύος 100kW, έναν σταθμό ντηζελομηχανών συνολικής ισχύος 2300kW και από τις μπαταρίες που μπορούν να παρέχουν ενέργεια 400kWh για 5 λεπτά, όσο χρόνο δηλαδή χρειάζεται μια ντηζελογεννήτρια να αναλάβει φορτίο. Οι ΑΠΕ καλύπτουν τις περισσότερες ώρες του μήνα εξολοκλήρου το φορτίο. Ωστόσο επειδή χρησιμοποιούνται μπαταρίες βραχυχρόνιας αποθήκευσης και λειτουργίας το ετήσιο ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ δεν μπορεί να ξεπεράσει το όριο του 60% ακόμα και με την εγκατάσταση επιπλέον Α/Γ ή Φ/Β. Ωστόσο σε ώρες ελαχίστου φορτίου κάλυπτε 100% τη ζήτηση.

Στο υβριδικό σύστημα της Καρπάθου θα χρησιμοποιούνται ταμιευτήρες για μεσοπρόθεσμη αποθήκευση. Έτσι θα είναι δυνατή η αύξηση του ποσοστού οικονομικής διείσδυσης των ΑΠΕ.

Το προτεινόμενο υβριδικό σύστημα της Καρπάθου αποτελείται από τα ακόλουθα υποσυστήματα:

- Το υποσύστημα παραγωγής ΑΠΕ.

Εκτός από τα υπάρχοντα αιολικά πάρκα θα προστεθούν νέες Α/Γ. Προβλέπεται ακόμα η εγκατάσταση Φ/Β πάρκου. Ο βασικός στόχος είναι να λειτουργούν οι Α/Γ και το Φ/Β πάρκο ως βασικές μονάδες. Η βέλτιστη διαστασιολόγηση του Α/Π, του Φ/Β πάρκου και του αντλιοστασίου είναι ένας βασικός στόχος αυτής της εργασίας.

- Το υποσύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

Εδώ κατατάσσεται ο Υδροηλεκτρικός Σταθμός αναστρέψιμης λειτουργίας. Θα χρησιμοποιηθούν υδροστρόβιλοι Pelton τύπου δράσεως και για αυτό το λόγο προβλέπεται να εγκατασταθούν ξεχωριστά αντλίες. Οι αντλίες θα λειτουργούν τις ώρες που θα υπάρχει περίσσεια αιολικής ισχύος και θα την αποθηκεύουν με την μορφή δυναμικής ενέργειας. Όταν το υποσύστημα των ΑΠΕ δεν θα είναι σε θέση να καλύψει τη ζήτηση θα διοχετεύεται νερό από τον άνω ταμιευτήρα στους υδροστροβίλους και στον κάτω ταμιευτήρα. Σε αυτό τον κύκλο η δυναμική ενέργεια μετατρέπεται σε κινητική και τέλος σε ηλεκτρική μέσω των υδροστροβίλων. Ο Υδροηλεκτρικός Σταθμός αναστρέψιμης λειτουργίας είναι μεσοπρόθεσμο αποθηκευτικό μέσο. Δεν θα εξετάσουμε την περίπτωση της βραχυχρόνιας αποθήκευσης γιατί οι Α/Γ μεταβλητών στροφών που προτείνονται λειτουργούν αυτόνομα χωρίς την ανάγκη βραχυχρόνιας αποθήκευσης.

- Το υποσύστημα των συμβατικών μονάδων.

Σήμερα η παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Κάρπαθο γίνεται στο μεγαλύτερο του ποσοστό από τον ΑΣΠ. Ο ρόλος του στο προτεινόμενο υβριδικό σύστημα είναι συμπληρωματικός, καθώς θα παράγει ενέργεια τις ώρες που το υποσύστημα των ΑΠΕ σε συνεργασία με τον Υδροηλεκτρικό Σταθμό δεν μπορούν να καλύψουν την ζήτηση. Η πρόταση για δημιουργία υβριδικού συστήματος στην Κάρπαθο γίνεται την κατάλληλη στιγμή, αφού έχει αποφασιστεί ήδη η αποξήλωση 3 ντηζελογεννητριών και η αγορά και εγκατάσταση 3 Η/Ζ με κινητήρα Diesel. Η δημιουργία ενός υβριδικού συστήματος θα ήταν σαφώς μια πολύ πιο συμφέρουσα λύση.

Τα παραπάνω υποσυστήματα θα κυβερνούνται από την Κυβερνητική Μονάδα.

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5$^{ο}$:ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ

## 5.1. Ανεμογεννήτριες

Οι παλιοί ανεμόμυλοι που υπάρχουν στις περισσότερες χώρες του κόσμου μαρτυρούν ότι εδώ και πολλά χρόνια οι άνθρωποι εκμεταλλεύονται την ενέργεια του αέρα. Σήμερα η εκμετάλλευση του αέρα γίνεται σχεδόν αποκλειστικά με ανεμογεννήτριες (Α/Γ). Η ιστορία των σύγχρονων εμπορικών Α/Γ ξεκίνησε στις αρχές της δεκαετίας του ’80 σαν συνέπεια της πετρελαϊκής κρίσης που είχε προηγηθεί. Οι Α/Γ είναι μηχανές που μετατρέπουν την ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική. Υπάρχουν πολλών ειδών Α/Γ, οι οποίες ταξινομούνται σε δύο βασικές κατηγορίες σύμφωνα με τον προσανατολισμό των αξόνων τους σε σχέση με τη ροή του ανέμου. Αυτές οι κατηγορίες είναι:

- Οριζοντίου άξονα και
- Κατακόρυφου άξονα

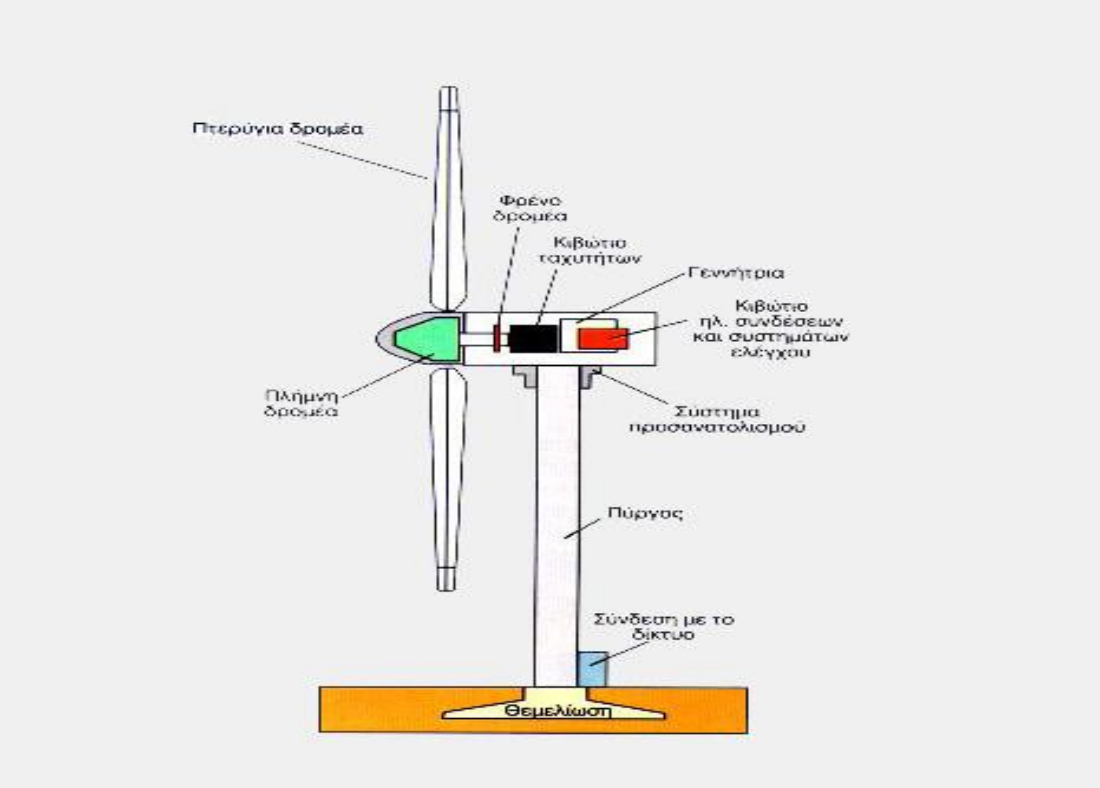
Στις Α/Γ οριζοντίου άξονα ο δρομέας είναι τύπου έλικας και βρίσκεται συνεχώς κάθετος με την επιφάνεια του εδάφους και ακολουθεί την κατεύθυνση του αέρα. Ενώ στις Α/Γ κατακόρυφου άξονα ο δρομέας παραμένει σταθερός και είναι κάθετος προς την επιφάνεια του εδάφους. Μπορούν όμως να υπάρξουν και επιπλέον διαχωρισμοί των Α/Γ σε κατηγορίες. Χωρίς να υπάρχει κάποιος ιδιαίτερος λόγος στην αγορά έχουν επικρατήσει σχεδόν αποκλειστικά οι Α/Γ οριζοντίου άξονα (περίπου το 90-95% των εγκατεστημένων Α/Γ παγκοσμίως είναι οριζοντίου άξονα). Μια Α/Γ οριζοντίου άξονα αποτελείται από τα ακόλουθα μέρη:

- Το δρομέα, ο οποίος αποτελείται από 2 ή 3 πτερύγια από ενισχυμένο πολυεστέρα. Υπάρχουν 2 τρόποι να προσδεθούν τα πτερύγια πάνω στην πλήμνη. Μπορούν να προσδεθούν είτε σταθερά ή έχοντας τη δυνατότητα να περιστρέφονται γύρω από το διαμήκη άξονα τους μεταβάλλοντας το βήμα.
- Το σύστημα μετάδοσης της κίνησης, που αποτελείται από τον κύριο άξονα, τα έδρανα του. και το κιβώτιο πολλαπλασιασμού στροφών. Το κιβώτιο πολλαπλασιασμού στροφών, το οποίο τα τελευταία χρόνια αρχίζει να παραλείπεται με την ανάπτυξη πολυπολικών γεννητριών, προσαρμόζει την

ταχύτητα περιστροφής του δρομέα στη σύγχρονη ταχύτητα της ηλεκτρογεννήτριας.

- Το σύστημα προσανατολισμού, που αναγκάζει τον άξονα περιστροφής του δρομέα να βρίσκεται διαρκώς παράλληλα με τη διεύθυνση του ανέμου.
- Την ηλεκτρική γεννήτρια, η οποία μπορεί να είναι σύγχρονη ή επαγωγική με 4 ή 6 και περισσότερους στις Α/Γ χωρίς κιβώτιο, πόλους και συνδέεται με την έξοδο του πολλαπλασιαστή μέσω ενός ελαστικού ή υδραυλικού συνδέσμου. Μετατρέπει τη μηχανική ενέργεια σε ηλεκτρική και βρίσκεται συνήθως πάνω στον πύργο της Α/Γ. Στον άξονα της Α/Γ ή στον κύριο άξονα τοποθετείται το σύστημα πέδης που είναι ένα συνηθισμένο δισκόφρενο.
- Τον πύργο. Ο πύργος είναι συνήθως σωληνωτός ή δικτυωτός ή σπανίως από οπλισμένο σκυρόδεμα και στηρίζει όλη την προαναφερθείσα ηλεκτρομηχανολογική εγκατάσταση.
- Τον ηλεκτρονικό πίνακα και τον πίνακα ελέγχου, που βρίσκονται τοποθετημένοι στη βάση του πύργου. Το σύστημα ελέγχου παρακολουθεί, συντονίζει και ελέγχει κάθε λειτουργία της Α/Γ.

Στην ακόλουθη εικόνα φαίνονται τα μέρη που προαναφέρθηκαν.




Εικόνα 5.1: Α/Γ οριζοντίου άξονα.

Η συνεχής εξέλιξη των σύγχρονων Α/Γ βασίζεται στον εντυπωσιακό συνδυασμό της τεχνολογικής και επιστημονικής δεξιότητας καθώς και του επιχειρηματικού πνεύματος. Κατά τη διάρκεια των τελευταίων 20 ετών έχει παρατηρηθεί αύξηση της ονομαστικής ισχύος κατά δύο τάξεις μεγέθους, ενώ το κόστος της παραγόμενης ενέργειας έχει μειωθεί δραστικά. Η τεχνολογική βάση και τα απαραίτητα υπολογιστικά εργαλεία έχουν εξελιχθεί ώστε να καλύπτουν κάθε φορά τις νέες ανάγκες. Το μεγαλύτερο ποσοστό της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος σήμερα ανήκει σε Α/Γ μεσαίου μεγέθους (800-3.000kW). Τεχνολογικά οι Α/Γ οριζοντίου άξονα μπορούν να κατηγοριοποιηθούν:

1. Ως προς την πτερύγωση και χωρίζονται στις ακόλουθες κατηγορίες:

    Α. Σταθερού βήματος και

    Β. Ελεγχόμενου βήματος.

2. Ως προς το είδος της γεννήτριας και διακρίνονται σε:

    Α. Σύγχρονης γεννήτριας που λειτουργεί πάντα με μετατροπείς AC-DC-AC και

    Β. Ασύγχρονης (επαγωγικής) γεννήτριας που μπορούν να λειτουργούν με ή χωρίς αντισταθμιστικούς πυκνωτές.

3. Ως προς τον τρόπο μετάδοσης της κίνησης:

    Α. Χωρίς κιβώτιο κίνησης και

    Β. Με κιβώτιο κίνησης(απλό ή πλανητικό).

4. Ως προς τα Ηλεκτρονικά Ισχύος διακρίνονται σε:

    Α. Α/Γ σταθερών στροφών και

    Β. Α/Γ μεταβλητών στροφών.

Μας ενδιαφέρει ιδιαίτερα η 4$^{η}$ κατηγορία, στην οποία οι Α/Γ κατατάσσονται ανάλογα με τα ηλεκτρονικά ισχύος που χρησιμοποιούνε.

Οι Α/Γ σταθερών στροφών ή όπως αλλιώς χαρακτηρίζονται Α/Γ του παρελθόντος αποτελούν ακόμα και σήμερα το μεγαλύτερο κομμάτι των Α/Γ που είναι εγκατεστημένες στη χώρα μας. Χρησιμοποιούν σχεδόν αποκλειστικά γεννήτριες επαγωγής, ενώ μπορούν να χρησιμοποιούν και σύγχρονες γεννήτριες. Οι σύγχρονες γεννήτριες δεν χρησιμοποιούνται ευρέως λόγω της αυξημένης ταλαντωτικότητας της απόκρισης τους

σε συνθήκες μεταβαλλόμενου αέρα, του βάρους και του κόστους τους. Οι Α/Γ σταθερών στροφών μπορούν να συνδεθούν απευθείας με το δίκτυο χωρίς να απαιτείται η παρεμβολή ηλεκτρονικών μετατροπέων. Αυτό έχει ως συνέπεια να μειώνεται σημαντικά το κόστος τους, πράγμα που συνέβαλλε καθοριστικά στην εξάπλωση τους. Η απευθείας αυτή σύνδεση έχει σαν αποτέλεσμα η ταχύτητα του δρομέα να είναι σταθερή και πρακτικά ίση με τη σύγχρονη, με μικρή απόκλιση της τάξης περίπου του 1%, όσο είναι δηλαδή και η ολίσθηση ονομαστικής λειτουργίας. Από την πλευρά παρεχόμενης ποιότητας ισχύος προκαλούν πολλά προβλήματα όταν ξεπεράσουν ένα ορισμένο ποσοστό διείσδυσης(για αυτό θεσπίστηκε και το γνωστό όριο του 30%) και λόγω της μεγάλης τύρβης του ανέμου στη χώρα μας παράγουν ισχύ με μεγάλες διακυμάνσεις. Όπως καταλαβαίνουμε δεν πληρούν τις προϋποθέσεις, ώστε να είναι ικανές να καλύπτουν τις ανάγκες των απομονωμένων δικτύων των νησιών μας. Επιπλέον έπειτα από μελέτες που έχουν γίνει έχουμε καταλήξει στο συμπέρασμα ότι οι Α/Γ σταθερών στροφών που είναι εγκατεστημένες στη χώρα μας έχουν περισσότερα προβλήματα και φθείρονται πολύ πιο εύκολα συγκρινόμενες με Α/Γ σταθερών στροφών που είναι εγκατεστημένες σε περιοχές της Βόρειας Ευρώπης. Οι Α/Γ αυτές μελετήθηκαν και σχεδιάστηκαν για τις συνθήκες που επικρατούν στη Βόρεια Ευρώπη όπου το αιολικό δυναμικό είναι σαφώς μικρότερο από το αιολικό δυναμικό της Ελλάδας. Στην Ελλάδα και κυρίως στα νησιά του Αιγαίου οι Α/Γ σταθερών στροφών δεν αξιοποιούν επαρκώς το αιολικό δυναμικό. Οι ριπές του ανέμου προκαλούν απότομα μεγάλες στρεπτικές ροπές στις ατράκτους. Αυτό συμβαίνει γιατί ακόμα και αν η επιτρεπόμενη ολίσθηση της ασύγχρονης γεννήτριας είναι ίση με 2-3% (εδώ συναντάται η μέγιστη ηλεκτρική ροπή), η αύξηση των στροφών δεν είναι αρκετή ώστε να απορροφήσει την απότομη αύξηση της ισχύος. Άρα, η ροπή αντίστασης της γεννήτριας αυξάνεται αντίστοιχα με τη μηχανική ροπή των πτερυγίων για να διατηρηθούν οι στροφές εντός ορίου ολίσθησης. Έτσι όχι μόνο μένουν αναξιοποίητες οι ριπές του ανέμου αλλά καταπονούν κιόλας τους μηχανισμούς των Α/Γ προκαλώντας έτσι και διαταραχές στην τάση του δικτύου.

Τα προβλήματα που παρουσιάζουν οι Α/Γ σταθερών στροφών οδήγησαν τόσο τους επιστήμονες όσο και τους καταναλωτές να στραφούν προς τις Α/Γ μεταβλητών στροφών. Οι Α/Γ μεταβλητών στροφών έχουν τη δυνατότητα να μεταβάλουν διαρκώς την περιστροφική ταχύτητα του δρομέα τους, διατηρώντας σταθερή τη συχνότητα του εναλλασσόμενου ρεύματος που παρέχουν. Η μεταβλητότητα των στροφών επιτυγχάνεται με την χρήση ηλεκτρονικών ισχύος τελευταίας τεχνολογίας. Αυτή τη στιγμή οι Α/Γ μεταβλητών στροφών κυριαρχούν στην αγορά λόγω των πολλών πλεονεκτημάτων που παρουσιάζουν μερικά εκ των οποίων παρουσιάζονται παρακάτω:

- Βέλτιστη εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού σε όλες τις ταχύτητες ανέμου.
- Εξομάλυνση της μεταβλητότητας των μηχανικών ροπών.
- Χαμηλά επίπεδα θορύβου.
- Δυνατότητα βραχυχρόνιας αποθήκευσης ενέργειας.
- Περιορισμός δυναμικών καταπονήσεων των μηχανικών μερών εξαιτίας απότομων ριπών. Αυτό έχει ως συνέπεια τη μεγαλύτερη διάρκεια ζωής της Α/Γ.
- Εξομάλυνση διακυμάνσεων ισχύος λόγω της τύρβης του ανέμου.
- Περιορισμός ταχέων διακυμάνσεων της τάσης.
- Διευκόλυνση διαδικασιών εκκινήσεως.
- Πολύ καλή ποιότητα ηλεκτρικής ισχύος.
- Δυνατότητα ελέγχου, παροχής και άεργου ισχύος.
- Δυνατότητα ρύθμισης συχνότητας σε αυτόνομα δίκτυα και τάσης σε ασθενή δίκτυα.

Παρότι το κόστος των Α/Γ μεταβλητών στροφών είναι υψηλότερο λόγω των ηλεκτρονικών ισχύος που χρησιμοποιούνται και είναι απαραίτητα για τη σύνδεση των Α/Γ στο δίκτυο οι ΑΓ αυτές κερδίζουν έδαφος λόγω της ελαχιστοποίησης βλαβών. Με τη μελλοντική όμως πρόοδο της τεχνολογίας των ηλεκτρονικών ισχύος είναι σίγουρο ότι θα μειωθεί το κόστος τους και θα βελτιωθούν ακόμα πιο πολύ τα χαρακτηριστικά τους. Έτσι θα μειωθεί και το κόστος των Α/Γ μεταβλητών στροφών, καθιστώντας την εκμετάλλευση της Αιολικής Ενέργειας πιο ελκυστική και συμφέρουσα από ποτέ.

## 5.2.Επιλεγμένο μοντέλο Α/Γ

Οι Α/Γ μεταβλητών στροφών είναι προφανώς οι πλέον κατάλληλες για την περίπτωσή μας και αυτές επιλέγουμε χωρίς καμία επιφύλαξη. Επιλέγουμε το μοντέλο E44-900 της ENERCON ονομαστικής ισχύος 900kW.

Το συγκεκριμένο μοντέλο είναι ένα από τα πιο εμπορικά αυτή την περίοδο και το κόστος εγκατάστασης ανά kW ονομαστικής ισχύος είναι αρκετά χαμηλό συγκρινόμενο με το κόστος εγκατάστασης αντίστοιχων μοντέλων. Έχει εγκατασταθεί ευρέως και έτσι μπορούμε να πούμε με σιγουριά ότι είναι ένα από τα καλύτερα μοντέλα Α/Γ. Αφού το ανάγλυφο της Καρπάθου είναι έντονο δεν επιλέγουμε μεγάλου μεγέθους Α/Γ (άνω των 1000kW). Γιατί αν επιλέγαμε μεγάλου μεγέθους Α/Γ οι δυσκολίες πρόσβασης στα

σημεία εγκατάστασης των Α/Γ, θα οδηγούσαν σε αύξηση του κόστους μεταφοράς του εξοπλισμού.

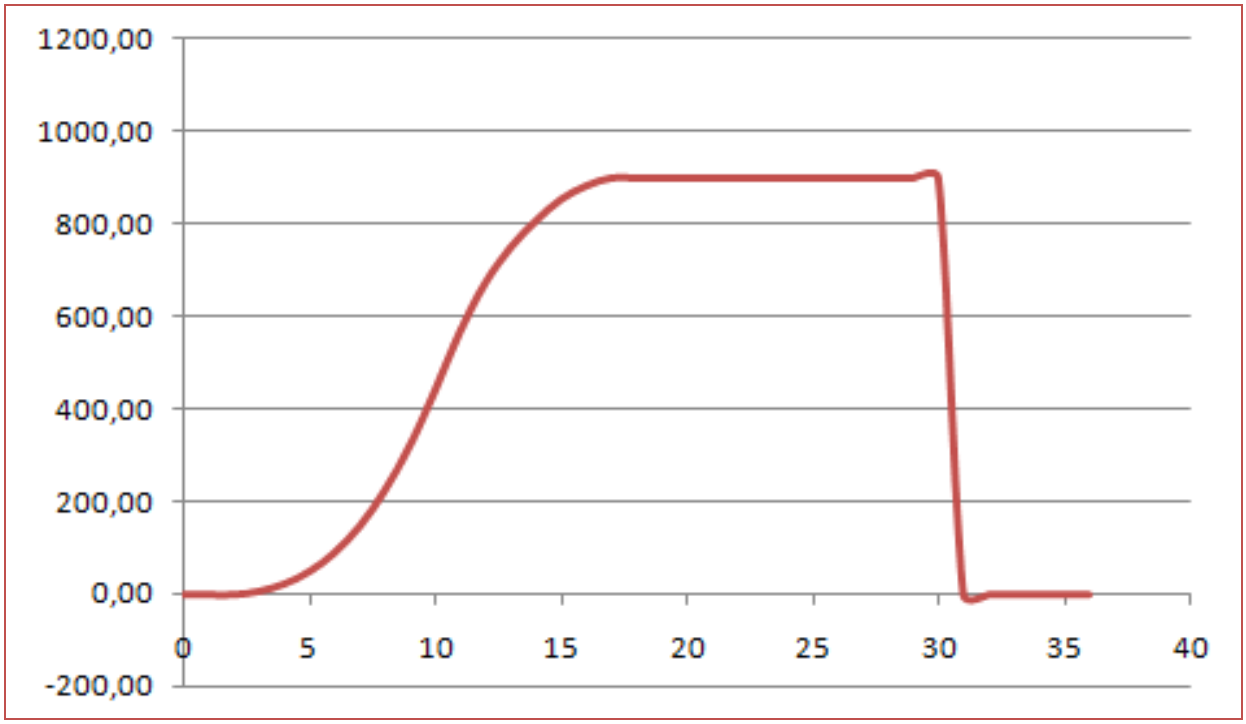
Παραθέτουμε τα τεχνικά χαρακτηριστικά της Α/Γ των 900kW, όπως δίνονται από την κατασκευάστρια εταιρεία, που χρησιμοποιήθηκε στην προσομοίωση του υβριδικού συστήματος:

| | |
|---|---|
| Rated power: | 900 kW |
| Rotor diameter: | 44 m |
| Hub height: | 45 m / 55 m |
| Wind class (IEC): | IEC/NVN IA |
| **Turbine concept:** | Gearless, variable speed, single blade adjustment |
| **Rotor** | |
| Type: | Upwind rotor with active pitch control |
| Rotational direction: | Clockwise |
| No. of blades: | 3 |
| Swept area: | 1,521 m² |
| Blade material: | GRP (epoxy resin); integrated lightning protection |
| Rotational speed: | variable, 12 - 34 rpm |
| Pitch control: | ENERCON single blade pitch system, one independent pitch system per rotor blade with allocated emergency supply |
| **Drive train with generator** | |
| Hub: | Rigid |
| Main bearing: | Tapered roller bearing pair |
| Generator: | ENERCON direct-drive annular generator |
| **Grid feeding:** | ENERCON inverter |
| **Brake systems:** | 3 independent pitch control systems with emergency power supply, rotor brake, rotor lock |
| **Yaw control:** | Active via adjustment gears, load-dependent damping |
| **Cut-out wind speed:** | 28 - 34 m/s (with ENERCON storm control) |
| **Remote monitoring:** | ENERCON SCADA |

Πίνακας 5.1:Τεχνικά χαρακτηριστικά της Α/Γ E44-900.

Υπάρχουν όπως βλέπουμε και από τον παραπάνω πίνακα 2 μοντέλα Α/Γ 900 kW, ένα με ύψος ατράκτου ίσο με 45m και ένα άλλο με ύψος ατράκτου ίσο με 55m. Στην προσομοίωση μας δουλεύουμε με το μοντέλο των 900kW και ύψους ατράκτου 55 m.

Ακολουθεί η χαρακτηριστική καμπύλη ισχύος της Α/Γ E44-900 και ο πίνακας μετρήσεων ταχυτήτων και παραγόμενης ισχύος.



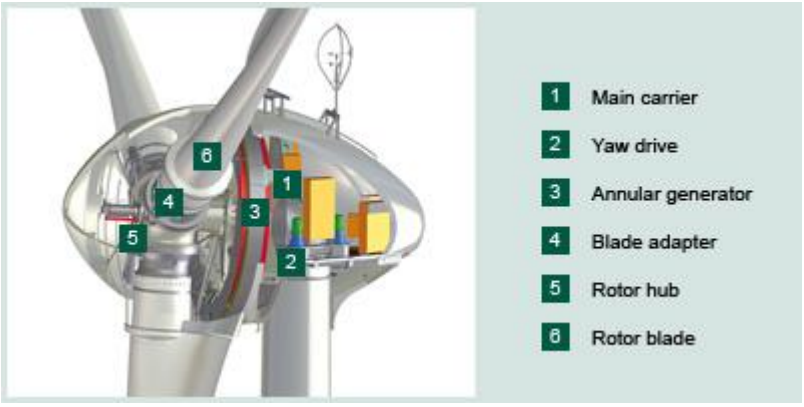

Διάγραμμα 5.1: Χαρακτηριστική καμπύλη ισχύος Α/Γ 900kW.

| A/A | Vhub(m/s) at 55m | Guaranteed power output Pi(kW) |
|---|---|---|
| 1 | 0 | 0 |
| 2 | 1 | 0 |
| 3 | 2 | 0 |
| 4 | 3 | 7,6 |

| | | |
|---|---|---|
| 5 | 4 | 23,3 |
| 6 | 5 | 50,4 |
| 7 | 6 | 91,2 |
| 8 | 7 | 148,2 |
| 9 | 8 | 226,1 |
| 10 | 9 | 323 |
| 11 | 10 | 442,7 |
| 12 | 11 | 570 |
| 13 | 12 | 674,5 |
| 14 | 13 | 750,5 |
| 15 | 14 | 807,5 |
| 16 | 15 | 854 |
| 17 | 16 | 883 |
| 18 | 17 | 900 |
| 19 | 18 | 900 |
| 20 | 19 | 900 |
| 21 | 20 | 900 |
| 22 | 21 | 900 |
| 23 | 22 | 900 |
| 24 | 23 | 900 |
| 25 | 24 | 900 |
| 26 | 25 | 900 |
| 27 | 26 | 900 |
| 28 | 27 | 900 |
| 29 | 28 | 900 |
| 30 | 29 | 900 |
| 31 | 30 | 900 |
| 32 | 31 | 0 |
| 33 | 32 | 0 |
| 34 | 33 | 0 |
| 35 | 34 | 0 |
| 36 | 35 | 0 |
| 37 | 36 | 0 |

Πίνακας 5.2:Μετρήσεις ταχύτητας παραγόμενης ισχύος.

Φωτογραφία 5.1:Α/Γ 900 kW




Εικόνα 5.2:Αιολική μηχανή της Enercon.

## 5.3. Το Αιολικό Πάρκο

Οι βασικότεροι παράγοντες που συντελούν στην αρμονική λειτουργία του υβριδικού συστήματος και στη μέγιστη εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού, είναι το μέρος που θα εγκατασταθεί το αιολικό πάρκο και ο τρόπος σύνδεσής του με το δίκτυο. Υπάρχουν 3 τρόποι σύνδεσης του αιολικού πάρκου και διοχέτευσης της Αιολικής Ενέργειας που παράγεται στο δίκτυο. Αυτοί είναι:

Α. Απευθείας σύνδεση του αιολικού πάρκου με το ηλεκτρικό δίκτυο.

Β. Σύνδεση του αιολικού πάρκου μόνο με την αντλητική μονάδα αποθήκευσης και

Γ. Σύνδεση του αιολικού πάρκου τόσο με το ηλεκτρικό δίκτυο όσο και με την αντλητική μονάδα αποθήκευσης.

Απευθείας σύνδεση του αιολικού πάρκου με το ηλεκτρικό δίκτυο

Πριν τη σύνδεση του αιολικού πάρκου με το δίκτυο μέσης τάσης γίνεται ανύψωση της τάσης στα 15kV με τη βοήθεια μετασχηματιστών (Χαμηλής Τάσης/Μέσης Τάσης). Με το ηλεκτρικό δίκτυο είναι απευθείας συνδεδεμένες και οι αντλίες και όποτε υπάρχει περίσσεια αιολικής ισχύος θέτονται σε λειτουργία. Τα πλεονεκτήματα αυτής της σύνδεσης είναι:

- Με αυτό τον τρόπο σύνδεσης γίνεται καλύτερη εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού επειδή υπάρχουν απώλειες αποθήκευσης μόνο όταν χρειάζεται.
- Επίσης δεν υπάρχουν περιορισμοί στην απόσταση που πρέπει να έχουν το αιολικό πάρκο με το αντλιοστάσιο. Ενώ υπάρχει επιβάρυνση του ηλεκτρικού δικτύου από το αιολικό πάρκο προς το αντλιοστάσιο, η ροή ισχύος από το αιολικό πάρκο στο αντλιοστάσιο είναι σχετικά μικρή καθώς αφορά καθαρά και μόνο την περίσσεια αιολικής ισχύος.

Ενώ τα μειονεκτήματα αυτής της μεθόδου είναι:

- Απαιτείται ενίσχυση του δικτύου κατά μήκος της διαδρομής αιολικού πάρκου-αντλιοστασίου. Πράγμα που σημαίνει ότι απαιτούνται νέες γραμμές μεταφοράς(ΜΤ) ή καλώδια με μεγαλύτερη διατομή.
- Απαιτείται ακόμα επιπλέον εξοπλισμός για τη λειτουργία των Α/Γ στο απομονωμένο νησιωτικό δίκτυο. Οι Α/Γ που έχουμε επιλέξει είναι μεταβλητών στροφών ώστε να εξασφαλίζεται η ποιότητα της παρεχόμενης ηλεκτρικής ισχύος και θα υποστηρίζονται από τη λειτουργία των υδροστροβίλων σε κενό φορτίο. Οι

υδροστρόβιλοι θα είναι συνδεδεμένοι με το δίκτυο και έτοιμοι να αναλάβουν φορτίο σε χρόνο μικρότερου του ενός λεπτού, όποτε αυτό απαιτείται.

Σύνδεση του αιολικού πάρκου μόνο με την αντλητική μονάδα αποθήκευσης

Σε αυτή την περίπτωση όλη η παραγόμενη ισχύς από τις Α/Γ χρησιμοποιείται για να τροφοδοτηθούν οι αντλίες. Επειδή οι αντλίες είναι μεταβλητών στροφών δεν απαιτούν σταθερή συχνότητα. Έτσι όλη η Αιολική Ενέργεια χρησιμοποιείται για την άντληση νερού, την αποθήκευσή του, με τη μορφή δυναμικής ενέργειας, και την διοχέτευση του εκ νέου στην κάτω δεξαμενή δίνοντας κίνηση στους υδροστροβίλους. Η ισχύς παρέχεται στο δίκτυο μόνο από τους υδροστροβίλους και είναι πολύ καλής ποιότητας. Το μοναδικό πλεονέκτημα αυτής της μεθόδου είναι:

- Ότι αποφεύγονται εντελώς τα φαινόμενα που εμφανίζονται εξαιτίας της λειτουργίας των Α/Γ στα αυτόνομα δίκτυα. Σε αυτά τα φαινόμενα ανήκουν οι διακυμάνσεις ισχύος, συχνότητας και άλλα.

Τα μειονεκτήματα αυτής της μεθόδου είναι τα ακόλουθα:

- Απαιτείται η απόσταση του αιολικού πάρκου και του Υδροηλεκτρικού Σταθμού να είναι μικρή για να συμφέρει η κατασκευή της αποκλειστικής γραμμής μεταφοράς. Επειδή το αιολικό πάρκο θα έχει το λιγότερο 7000kW ονομαστική ισχύ, η γραμμή μεταφοράς θα διαρρέεται από μεγάλης εντάσεως ρεύμα. Για αυτό αν η γραμμή είναι μέσης τάσεως, τα καλώδια θα πρέπει να είναι σχεδιασμένα για 467 Α (7000/15). Η τοποθέτηση τέτοιων καλωδίων είναι οικονομικά ασύμφορη και η εναλλακτική λύση που υπάρχει, της κατασκευής πυλώνων μεταφοράς υψηλής τάσεως, είναι ακόμα πιο ασύμφορη. Καταλαβαίνουμε λοιπόν ότι είναι αναγκαία η μικρή απόσταση του αιολικού πάρκου και του αντλιοστασίου.
- Η κακή αξιοποίηση της Αιολικής Ενέργειας. Η μετατροπή της Ηλεκτρικής Ενέργειας σε υδροηλεκτρική και το αντίστροφο συνοδεύεται από μεγάλες απώλειες ακόμα και αν οι βαθμοί απόδοσης των υδροστροβίλων και των αντλιών είναι οι βέλτιστοι δυνατοί.

Ο τρίτος τρόπος σύνδεσης είναι συνδυασμός των δύο προαναφερθέντων.

Σύνδεση του αιολικού πάρκου τόσο με το ηλεκτρικό δίκτυο όσο και με την αντλητική μονάδα

Σε αυτή την περίπτωση το αιολικό πάρκο είναι συνδεδεμένο και απευθείας με το δίκτυο αλλά και με αποκλειστική γραμμή με το αντλιοστάσιο. Το μειονέκτημα αυτής της μεθόδου είναι:

- Ότι υπάρχει περιορισμός στην απόσταση που θα πρέπει να έχουν το αιολικό πάρκο και ο Υδροηλεκτρικός Σταθμός.(απαιτείται μικρή απόσταση)

Ενώ τα πλεονεκτήματα της μεθόδου είναι:

- Έχουμε καλή αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού και υψηλό βαθμό απόδοσης.
- Δεν υπάρχει επιπλέον επιβάρυνση του δικτύου μεταφοράς. Η διάταξη αυτή συμφέρει οικονομικά παραπάνω από την πρώτη διάταξη.

Από τους παραπάνω τρόπους σύνδεσης θα επιλέξουμε τον πρώτο ή τον τρίτο γιατί με την χρήση Α/Γ μεταβλητών στροφών μπορούμε να έχουμε άμεση και υψηλής ποιότητας τροφοδοσία του δικτύου. Ο δεύτερος τρόπος σύνδεσης απορρίπτεται χωρίς μεγάλη σκέψη. Η επιλογή της μεθόδου που θα προτιμήσουμε τελικά θα γίνει αφού αποφασιστεί η θέση που θα εγκατασταθεί το αιολικό πάρκο.

Οι κατάλληλες θέσεις για το αιολικό πάρκο είναι στο κεντρικό και προς το νότιοκεντρικό τμήμα του νησιού όπου παρατηρείται πάρα πολύ καλό αιολικό δυναμικό όπως φαίνεται και από το χάρτη 5 του $2^{ου}$ κεφαλαίου. Οι επιλογές που έχουμε είναι να εγκατασταθεί το νέο αιολικό πάρκο στην περιοχή του Αγίου Ιωάννη (Αφιάρτη), που βρίσκεται ήδη το αιολικό πάρκο της ΔΕΗ και η δεύτερη επιλογή μας είναι η περιοχή που βρίσκεται στο νοτιοανατολικό τμήμα του νησιού και οριοθετείται από τα χωριά Μενέτες, Κεφαλάς και Λακκί. Και στις δυο περιοχές το αιολικό δυναμικό είναι πλούσιο. Βέβαια για να γίνει η τελική επιλογή της θέσης εγκατάστασης του νέου αιολικού πάρκου, θα πρέπει να επισκεφτούν τις δυο περιοχές ειδικοί μηχανικοί και μετεωρολόγοι που θα αποφανθούν για την καταλληλότητα κάθε θέσης από πλευράς ανεμολογικών συνθηκών, οικονομικής βιωσιμότητας και μετεωρολογικών συνθηκών.

Φωτογραφία 5.2: Η μια εκ των δύο προτεινόμενων περιοχών για την εγκατάσταση του αιολικού πάρκου.

Η επιλογή των συγκεκριμένων περιοχών έγινε για το πλούσιο αιολικό δυναμικό τους όπως προαναφέρθηκε. Το πλεονέκτημα της δεύτερης περιοχής είναι ότι αν τοποθετηθεί εκεί το αιολικό πάρκο η απόσταση μεταξύ του αιολικού πάρκου και του Υδροηλεκτρικού Σταθμού θα είναι μικρή. Επίσης σε αυτή την περιοχή δεν έχουμε πολύ μεγάλο υψόμετρο(το μέγιστο υψόμετρο είναι γύρω στα 500m) και μπορούμε να έχουμε σημαντική αξιοποίηση της Αιολικής Ενέργειας. Στην παρούσα διπλωματική υποθέτουμε ότι οι νέες Α/Γ, θα τοποθετηθούν τελικά στην δεύτερη περιοχή που αναφέραμε παραπάνω, χωρίς να πιστεύουμε ότι αυτή η θέση είναι η μόνη κατάλληλη. Εξάλλου η επιλογή της καταλληλότερης θέσης δεν είναι ο σκοπός αυτής της εργασίας. Αφού θεωρήσουμε τη θέση του αιολικού πάρκου δεδομένη, καταλήγουμε και στον τρόπο παροχής της Αιολικής Ενέργειας στο δίκτυο. Θα προτιμήσουμε τη σύνδεση του νέου αιολικού πάρκου τόσο με το δίκτυο μέσης τάσης, όσο και με την αντλητική μονάδα λόγω της σχετικά μικρής απόστασης του αιολικού πάρκου από τον Υδροηλεκτρικό Σταθμό. Αν προτιμούσαμε την πρώτη περιοχή, λόγω της μεγάλης απόστασης του αιολικού πάρκου από τον Υδροηλεκτρικό Σταθμό θα προτιμούσαμε τη σύνδεση του αιολικού πάρκου μόνο με το δίκτυο μέσης τάσης.

Για την προσομοίωση του υβριδικού συστήματος χρειαζόμαστε ωριαίες ανεμολογικές μετρήσεις της προτεινόμενης θέσης. Δυστυχώς όπως έχουμε αναφέρει ήδη, λόγω έλλειψης δεδομένων στον κώδικα προσομοίωσης δεν χρησιμοποιούμε τα απαιτούμενα ανεμολογικά δεδομένα, αλλά τις ωριαίες ανεμολογικές μετρήσεις της Νάξου για το έτος 2004. Η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου είναι ίση με 9,2m/s, αρκετά κοντά στη μέση ετήσια ταχύτητα της Καρπάθου. Χρησιμοποιούμε μακροχρόνια ανεμολογικά δεδομένα και όχι βραχυχρόνια γιατί δεν θα κάνουμε δυναμική ανάλυση του συστήματος. Ως μακροχρόνια χαρακτηρίζονται αυτά με χρόνο δειγματοληψίας μεγαλύτερο του δεκαλέπτου. Το γεγονός ότι χρησιμοποιούμε τις μέσες ταχύτητες της Νάξου δεν επηρεάζει την εγκυρότητα της μελέτης μας. Σαφώς θα ήταν καλύτερα να είχαμε εξαρχής τις ανεμολογικές μετρήσεις της Καρπάθου, αλλά η μελέτη μας ως μελέτη σκοπιμότητας αναφέρεται στο μέλλον. Και να είχαμε τα ανεμολογικά δεδομένα της Καρπάθου για το έτος 2011, δεν θα σήμαινε ότι ο άνεμος στα επόμενα χρόνια θα φυσούσε το ίδιο την ίδια μέρα και ώρα. Έτσι μπορούμε να χρησιμοποιήσουμε χωρίς επιφύλαξη τα ανεμολογικά δεδομένα της Νάξου.

## 5.4.Μύθοι και Αλήθειες για την Αιολική Ενέργεια

Η Αιολική Ενέργεια είναι μια από τις λίγες εμπορικά και τεχνολογικά «έτοιμες¨» λύσεις για την αντιμετώπιση του ενεργειακού ζητήματος και για την επίλυση των προβλημάτων που προκαλούν οι κλιματικές αλλαγές. Δυστυχώς όμως υπάρχουν πολλά στερεότυπα και προκαταλήψεις γύρω από αυτήν. Λέγονται πολλά για την αιολική ενέργεια, τα περισσότερα από τα οποία είναι μύθοι που εξυπηρετούν τα συμφέροντα όσων δεν επιθυμούν την ανάπτυξη της. Αναφέρουμε ενδεικτικά κάποιους μύθους.

- Οι Α/Γ απειλούν τα πουλιά.

Μελέτες που έχουν γίνει έδειξαν ότι για κάθε 10.000 θανάτους πουλιών , λιγότερος από ένας προκαλείται από τις Α/Γ. Η πραγματική απειλή για τα πουλιά δεν είναι οι Α/Γ, αλλά οι κλιματικές αλλαγές.

- Οι Α/Γ είναι θορυβώδεις.

Οι σύγχρονες Α/Γ έχουν εξελιχθεί σε αθόρυβες μηχανές. Σε αποστάσεις μεγαλύτερες των 200m, ο θόρυβος περιστροφής των πτερυγίων συνήθως καλύπτεται πλήρως από το θόρυβο του ανέμου μέσα στα φύλλα των δέντρων και των θάμνων. Ενώ σε

απόσταση 300m μια σύγχρονη Α/Γ δεν ακούγεται περισσότερο από ένα ψυγείο που λειτουργεί σε μια κουζίνα.

- Η Αιολική Ενέργεια δεν είναι αποδοτική.

Η απόδοση μιας τεχνολογικής εγκατάστασης για την παραγωγή ενός προϊόντος μετράται ως ποσοστό του πόρου που αναλώνει για τη λειτουργία της. Η έννοια της απόδοσης δεν έχει νόημα για την Αιολική Ενέργεια παρά μόνο για τη σύγκριση της αποδοτικότητας των διαφόρων Α/Γ μεταξύ τους. Η Αιολική Ενέργεια αξιοποιεί έναν ανεξάντλητο φυσικό πόρο, τον άνεμο με τον βέλτιστο τρόπο.

- Η Αιολική Ενέργεια δεν είναι αξιόπιστη πηγή ηλεκτρικής ισχύος και δεν μπορεί να αναλάβει μεγάλο μερίδιο της ηλεκτροπαραγωγής.

Η Αιολική Ενέργεια είναι μια αξιόπιστη τεχνολογία μεταβλητής παραγωγής ενέργειας και έχει ήδη οδηγήσει σε απεγκατάσταση συμβατικών σταθμών στην Ευρώπη. Την περίοδο 2000-2009 στην Ευρωπαϊκή Ένωση η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των στερεών καυσίμων(άνθρακα, λιγνίτη) μειώθηκε κατά 12.010MW, του πετρελαίου κατά 12.920MW και των πυρηνικών κατά 7.205MW. Η τάση αυτή είναι όλο και πιο έντονη. Το 2009, η συνολική καθαρή αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος για ηλεκτροπαραγωγή στην Ευρώπη προήλθε κατά 77% από ΑΠΕ, από τα οποία 50% από αιολικά πάρκα και 21% φωτοβολταϊκά.

- Το κόστος παραγωγής ενέργειας από τις Α/Γ είναι υψηλό και επιβαρύνει πολύ τον καταναλωτή.

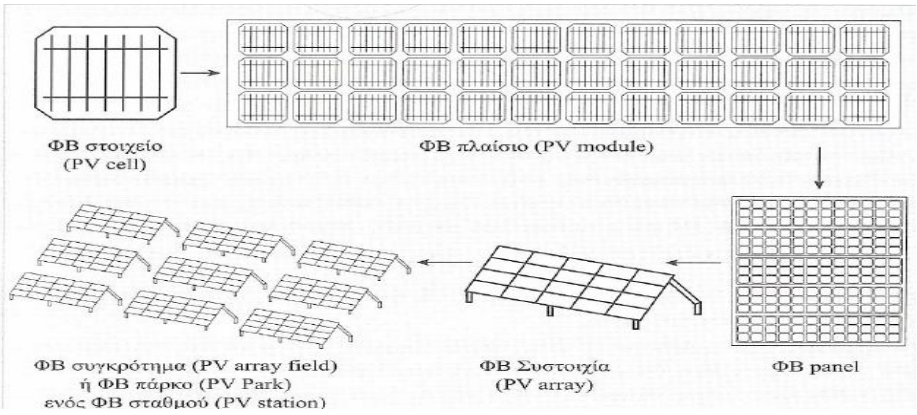
Αυτό δεν ισχύει. Η Ηλεκτρική Ενέργεια που παράγεται από Αιολική Ενέργεια είναι φθηνότερη από αυτή που παράγεται από πυρηνικούς και πετρελαϊκούς σταθμούς. Ενώ, σε καλές ανεμολογικά θέσεις η Αιολική Ενέργεια ανταγωνίζεται με μεγάλη επιτυχία καινούργιους σταθμούς παραγωγής που λειτουργούν με κάρβουνο ή φυσικό αέριο.

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6$^{ο}$ :ΤΟ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΠΑΡΚΟ

Το φωτοβολταϊκό φαινόμενο αφορά τη μετατροπή της Ηλιακής Ενέργειας σε Ηλεκτρική. Ανακαλύφθηκε το 1839 από τον Εντμόντ Μπεκερέλ και χρησιμοποιήθηκε για πρακτικούς σκοπούς στα τέλη της δεκαετίας του ’50 σε διαστημικές εφαρμογές. Το φαινόμενο αναφέρεται στην απευθείας μετατροπή της ακτινοβολίας που προσπίπτει σε μια επιφάνεια σε ηλεκτρικό ρεύμα.

## 6.1. Γενικά Στοιχεία

Φ/Β στοιχείο ή ηλιακό κύτταρο ή κυψέλη ονομάζεται η ηλεκτρονική διάταξη που παράγει Ηλεκτρική Ενέργεια όταν δέχεται ακτινοβολία. Ένα σύνολο Φ/Β στοιχείων που είναι ηλεκτρονικά συνδεδεμένα χαρακτηρίζεται με τον όρο Φ/Β πλαίσιο. Το Φ/Β πλαίσιο (PV module) αποτελεί τη βασική δομική μονάδα της Φ/Β γεννήτριας. Ένα ή περισσότερα Φ/Β πλαίσια που έχουν προκατασκευαστεί και συναρμολογηθεί σε ενιαία κατασκευή έτοιμα για να εγκατασταθούν ονομάζονται Φ/Β πανέλο (PV panel). Φ/Β συστοιχία(PV array) ονομάζεται μια ομάδα από Φ/Β πλαίσια ή πανέλα με ηλεκτρική αλληλοσύνδεση που βρίσκονται συνήθως τοποθετημένα σε κοινή κατασκευή στήριξης. Με τον όρο Φ/Β γεννήτρια (PV generator) χαρακτηρίζουμε το τμήμα μιας εγκατάστασης που περιέχει Φ/Β στοιχεία και παράγει συνεχές ρεύμα. Το επιθυμητό ρεύμα και η επιθυμητή τάση μπορούν να επιτευχθούν με τη σύνδεση Φ/Β πλαισίων σε σειρά και παράλληλα.




Εικόνα 6.1: Δομές Φ/Β στοιχείων.

### 6.1.1.Φ/Β Στοιχεία

Τα Φ/Β στοιχεία είναι δίοδοι ημιαγωγών σε μορφή δίσκου, που καθώς δέχονται στην επιφάνεια τους την ηλιακή ακτινοβολία, εκδηλώνουν μία διαφορά δυναμικού ανάμεσα στην μπροστινή και την πίσω όψη τους. Ένα Φ/Β στοιχείο ανάλογα με το υλικό κατασκευής του και την ένταση της ακτινοβολίας που δέχεται, μπορεί να δώσει διαφορά δυναμικού 0,5-1 V και πυκνότητα ρεύματος 20-40mA/$cm^3$ της επιφάνειας του. Ορίζουμε ως συντελεστή απόδοσης ή απόδοση του Φ/Β στοιχείου το λόγο της μέγιστης ηλεκτρικής ισχύος που παράγει το στοιχείο προς την ισχύ της ηλιακής ακτινοβολίας που δέχεται στην επιφάνεια του.

Τα Φ/Β στοιχεία από τεχνολογικής άποψης μπορούν να χωριστούν σε δυο βασικές κατηγορίες:

Α. Κρυσταλλικού πυριτίου

- Μονοκρυσταλλικού πυριτίου, με ονομαστικές αποδόσεις πλαισίων 14,5% έως 21% και
- Πολυκρυσταλλικού πυριτίου, με ονομαστικές αποδόσεις πλαισίων 13% έως 14,5%

Β. Λεπτών Μεμβρανών

- Άμορφου Πυριτίου, ονομαστικής απόδοσης ~7% και
- Χαλκοπυριτών CIS / CIGS, ονομαστικής απόδοσης από 7% έως 11%.

Το πυρίτιο (Si) είναι η βάση για το 90% περίπου της παγκόσμιας παραγωγής Φ/Β. Η κυριαρχία αυτή οφείλεται αρχικά στην τεράστια παγκόσμια επιστημονική και τεχνική υποδομή για το υλικό αυτό, στα χαρακτηριστικά του και στην αφθονία του στη γη.

Η συνεχής αύξηση της παραγωγής ημιαγώγιμων υλικών και η βελτίωση της τεχνολογίας πυριτίου οδηγούν στη συνεχή αύξηση της απόδοσης των Φ/Β στοιχείων, που πλησιάζει τη μέγιστη θεωρητική τιμή ενώ παράλληλα έχουμε ραγδαία μείωση στο κόστος τους. Παραθέτουμε ένα πινακάκι με τους τύπους των Φ/Β πάνελ και τις αποδόσεις τους:

*Τύποι Φ/Β πάνελ:*

| ΤΥΠΟΣ | ΜΕΓΙΣΤΗ ΑΠΟΔΟΣΗ (%) |
|---|---|
| **Μονοκρυσταλικά** | 16,9 |
| **Πολυκρυσταλικά** | 14,2 |
| **Thin film** | 7,9 |
| **Άμορφο πυρίτιο** | 7,5 |
| Ribbon silicon | 13,1 |
| Μικρο-άμορφο πυρίτιο | 9,1 |
| CIS | 11 |
| Cadmium telluride | 9 |
| III-V semiconductor | 27 |
| Dye-sensitized | 5 |
| Hybrid HIT solar cell | 16.8 |

Πίνακας 6.1: Τύποι Φ/Β πάνελ και η μέγιστη απόδοση τους.

### 6.1.2.Φ/Β Συστήματα

Ένα τυπικό Φ/Β σύστημα αποτελείται από τα Φ/Β στοιχεία και τα ηλεκτρονικά συστήματα που διαχειρίζονται την Ηλεκτρική Ενέργεια που παράγεται από τη Φ/Β συστοιχία. Για αυτόνομα συστήματα υπάρχει επίσης το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας σε μπαταρίες. Μία τυπική Φ/Β συστοιχία αποτελείται από ένα ή περισσότερα Φ/Β στοιχεία ηλεκτρικά συνδεδεμένα μεταξύ τους. Όταν τα Φ/Β στοιχεία εκτεθούν στην ηλιακή ακτινοβολία, μετατρέπουν ποσοστό 14% περίπου της προσπίπτουσας Ηλιακής Ενέργειας σε Ηλεκτρική. Η μετατροπή της Ηλιακής Ενέργειας σε Ηλεκτρική γίνεται αθόρυβα, αξιόπιστα και χωρίς περιβαλλοντικές επιπτώσεις.

Τα βασικά χαρακτηριστικά των Φ/Β συστημάτων, που τα διακρίνουν από τις άλλες μορφές ΑΠΕ είναι:

- Με τη χρήση τους μπορούμε να έχουμε απευθείας παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας ακόμα και σε πολύ μικρή κλίμακα, π.χ. σε επίπεδο μερικών δεκάδων W ή mW.
- Είναι εύχρηστα. Σε μικρά συστήματα μπορούν να εγκατασταθούν από τους ίδιους τους χρήστες.
- Μπορούν να εγκατασταθούν μέσα στις πόλεις, ενσωματωμένα σε κτίρια και δεν προσβάλλουν αισθητικά το περιβάλλον.

- Μπορούν να συνδυαστούν με άλλες πηγές ενέργειας (υβριδικά συστήματα).
- Μπορούν να επεκταθούν ανά πάσα στιγμή για να αντιμετωπίσουν τις αυξημένες ανάγκες των χρηστών.
- Οι απαιτήσεις συντήρησης είναι σχεδόν μηδενικές.
- Έχουν αθόρυβη λειτουργία και μηδενικές εκπομπές ρύπων.
- Έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής και αξιοπιστία.

Τα πλεονεκτήματα των Φ/Β συστημάτων είναι:

- Έχουν μηδενικό κόστος λειτουργίας. Δεν καταναλώνουν πρώτες ύλες, καθώς χρειάζονται μόνο το φως του ήλιου για να παράγουν Ηλεκτρική Ενέργεια.
- Διακρίνονται για την υψηλή τους αξιοπιστία και τη μεγάλη διάρκεια ζωής τους. Η αρχική τους κατασκευή ήταν για χρήση στο διάστημα όπου οι επισκευές είναι δαπανηρές έως ακατόρθωτες. Οι φωτοβολταϊκοί συλλέκτες σήμερα τροφοδοτούν με ρεύμα σχεδόν όλους τους δορυφόρους.
- Δεν απαιτούν συντήρηση, αφού δεν έχουν κινούμενα μέρη.
- Δεν μολύνουν το περιβάλλον. Κατασκευάζονται από ανακυκλώσιμα υλικά (γυαλί, αλουμίνιο,πυρίτιο) και για αυτό είναι περιβαλλοντικά καθαρά. Δεν απαιτούν καύσιμα κατά τη λειτουργία τους και δεν παράγουν βλαβερούς για το περιβάλλον ρύπους, ενώ ταυτόχρονα είναι και αθόρυβα.
- Είναι ευέλικτα συστήματα καθώς τοποθετούνται σύμφωνα με τις απαιτήσεις σε ενέργεια. Σε περίπτωση αύξησης των αναγκών το σύστημα μπορεί εύκολα να αναβαθμιστεί και να καλύψει τις ανάγκες που προέκυψαν.
- Παρέχουν πλήρη ενεργειακή αυτονομία. Έτσι μπορούν να τοποθετηθούν σε δύσβατες περιοχές, σε πλωτές εξέδρες και γενικά όπου το δίκτυο της ΔΕΗ είναι οικονομικά ασύμφορο να φτάσει.

Το κυριότερο μειονέκτημα μέχρι πριν από λίγο καιρό ήταν το σχετικά υψηλό κόστος αγοράς και η έλλειψη επιδοτήσεων. Το κλίμα αυτό όμως τώρα αλλάζει ριζικά. Πάρα πολλές χώρες έχουν ξεκινήσει τα τελευταία χρόνια σημαντικά προγράμματα ενίσχυσης των Φ/Β, με υψηλές επιδοτήσεις της αγοράς και εγκατάστασης Φ/Β αλλά και της παραγόμενης ηλιακής kWh.

### 6.1.3.Κατηγορίες Φ/Β Συστημάτων

Ανάλογα με την αποθήκευση της παραγόμενης ενέργειας τα Φ/Β συστήματα διακρίνονται σε τρεις μεγάλες κατηγορίες :

A. Διασυνδεδεμένα Φ/Β συστήματα

Στα διασυνδεδεμένα με το δίκτυο φωτοβολταϊκά συστήματα, η παραγόμενη Ηλεκτρική Ενέργεια από τα φωτοβολταϊκά, τροφοδοτεί τα ηλεκτρικά φορτία και η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας εφ' όσον υπάρχει διαβιβάζεται και πωλείται στο δίκτυο. Στις περιπτώσεις όμως που η ενέργεια από τα φωτοβολταϊκά δεν επαρκεί για να καλύψει τα φορτία τότε το δίκτυο παρέχει την ενέργεια που απαιτείται. Έτσι στα διασυνδεδεμένα συστήματα υπάρχουν δύο μετρητές Ηλεκτρικής Ενέργειας. Ο ένας μετράει την ενέργεια που δίνεται στο δίκτυο και ο άλλος την ενέργεια που παρέχει το δίκτυο. Επίσης στην περίπτωση των διασυνδεδεμένων συστημάτων δεν απαιτείται χρήση συσσωρευτών, γεγονός που ελαττώνει το αρχικό κόστος της εγκατάστασης καθώς και το κόστος συντήρησης.

Β Αυτόνομα φωτοβολταϊκά συστήματα

Σήμερα υπάρχει πληθώρα μικρών φωτοβολταϊκών συστημάτων σε κεραίες τηλεπικοινωνιακών σταθμών, εξοχικά σπίτια, αντλίες άντλησης νερού, χιονοδρομικά κέντρα, τροχόσπιτα, φάρους, μετεωρολογικούς σταθμούς, υπαίθρια φωτιστικά σώματα, σκάφη και άλλα τα οποία καθίστανται ενεργειακά αυτόνομα. Βέβαια υπάρχουν συστοιχίες συσσωρευτών οι οποίες αποθηκεύουν την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια. ενώ σε περίπτωση που έχουμε φορτία εναλλασσόμενου ρεύματος θα πρέπει να υπάρχει ένας αντιστροφέας στο σύστημα ο οποίος θα μετατρέπει την συνεχή σε εναλλασσόμενη τάση. Όταν τα αυτόνομα φωτοβολταϊκά συστήματα συνδυασθούν και με άλλη ανανεώσιμη ή συμβατική πηγή Ηλεκτρικής Ενέργειας (ανεμογεννήτρια, ηλεκτροπαραγωγό ζεύγος, κ.λ.π.) τότε χαρακτηρίζονται σαν υβριδικά.

Γ. Υβριδικά φωτοβολταϊκά συστήματα

Σε αυτή την κατηγορία έχουμε κάποιο αυτόνομο σύστημα που αποτελείται από τη Φ/Β συστοιχία σε συνδυασμό με άλλες πηγές ενέργειας όπως μια γεννήτρια πετρελαίου ή άλλη μορφή ΑΠΕ όπως για παράδειγμα οι Α/Γ.

Τα Φ/Β συστήματα μπορούν να κατηγοριοποιηθούν επίσης βάσει των περιοχών εφαρμογής τους. Έτσι έχουμε:

Α. Καταναλωτικά προϊόντα (0,001-100Wp)

Τα συστήματα της κατηγορίας αυτής χρησιμοποιούνται σε περιοχές που δεν είναι συνδεδεμένες με το δίκτυο ή σε τροχόσπιτα, σκάφη αναψυχής κλπ, για να εξυπηρετηθούν οι ανάγκες φωτισμού, ψύξης και για προϊόντα όπως ηλεκτρονικοί υπολογιστές, φανοί και άλλα.

Β. Αυτόνομα ή απομονωμένα συστήματα (100Wp – μερικά kWp)

Σε αυτή την κατηγορία συναντάμε συστήματα παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας για σπίτια και μικρούς οικισμούς που δεν συνδέονται στο δίκτυο. Τα συστήματα αυτής της κατηγορίας χρησιμοποιούνται επίσης για αφαλάτωση και άντληση νερού, για φωτισμό(δρόμων, πάρκων, αεροδρομίων), για ψύξη(αγροτικών προϊόντων), για συστήματα σηματοδότησης(οδικής κυκλοφορίας) και για συστήματα τηλεπικοινωνιών, τηλεμετρήσεων και συναγερμού.

Γ. Συστήματα συνδεδεμένα με το δίκτυο(200Wp-αρκετά Wp)

Στην κατηγορία αυτή διακρίνουμε δυο υποκατηγορίες συστημάτων:

-τους Φ/Β σταθμούς παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας, όπου η παραγόμενη ενέργεια διοχετεύεται απευθείας στο δίκτυο και

-τα Φ/Β συστήματα μεγέθους μέχρι μερικών εκατοντάδων kWp που τροφοδοτούν κατοικίες, συγκροτήματα κατοικιών ή άλλα κτίρια. Αν τυχόν υπάρξει πλεονάζουσα ενέργεια, τροφοδοτείται (πωλείται) στο δίκτυο.

### 6.1.4. Παράγοντες που επηρεάζουν τη λειτουργία και την απόδοση των Φ/Β.

Το ηλεκτρικό ρεύμα που παράγουν τα Φ/Β από την ηλιακή ακτινοβολία, χρησιμοποιείται για να δώσει ενέργεια σε μια συσκευή ή για να φορτίσει μια μπαταρία. Η θερμοκρασία είναι μια σημαντική παράμετρος λειτουργίας ενός Φ/Β συστήματος. Ο συντελεστής θερμοκρασίας για την τάση ανοικτού κυκλώματος είναι περίπου ίσος με -2,3mV/$^{o}$C. Επομένως και ο συντελεστής τάσης μιας βασικής μονάδας είναι αρνητικός καθώς η τάση καθορίζεται από τη θερμοκρασία λειτουργίας των ηλιακών στοιχείων. Αξίζει να αναφέρουμε ότι η θερμοκρασία λειτουργίας των ηλιακών στοιχείων διαφέρει από τη θερμοκρασία περιβάλλοντος.

Για κάθε ηλιακό κύτταρο, το ρεύμα βραχυκύκλωσης Isc μιας βασικής μονάδας είναι ανάλογο προς την ακτινοβολία. Συνεπώς θα ποικίλλει κατά τη διάρκεια της ημέρας κατά τον ίδιο τρόπο που ποικίλλει η ακτινοβολία. Επειδή η τάση είναι λογαριθμική συνάρτηση του ρεύματος, θα εξαρτάται επίσης λογαριθμικά από την ακτινοβολία και κατά τη διάρκεια της ημέρας θα μεταβάλλεται λιγότερο από το ρεύμα. Συνήθως κατά το σχεδιασμό μιας Φ/Β γεννήτριας θεωρείται αμελητέα η μεταβολή της τάσης και λαμβάνεται το ρεύμα βραχυκύκλωσης ανάλογο της ακτινοβολίας.

Ο βαθμός απόδοσης ενός Φ/Β συστήματος εκφράζει το ποσοστό της ηλιακής ακτινοβολίας που μετατρέπεται σε Ηλεκτρική Ενέργεια στο Φ/Β σύστημα. Ο βαθμός απόδοσης εξαρτάται από:

- Το κλίμα της περιοχής που έχει εγκατασταθεί το Φ/Β σύστημα. Όσο λιγότερες είναι οι μέρες της ηλιοφάνειας τόσο μικρότερος είναι ο βαθμός απόδοσης.
- Το γεωγραφικό πλάτος της περιοχής. Όσο πιο νότια είναι η περιοχή, τόσο πιο μεγάλη είναι η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας.
- Την κλίση των Φ/Β πάνελ ως προς το οριζόντιο επίπεδο. Βέλτιστη απόδοση σημειώνεται με νότιο προσανατολισμό και κλίση περίπου 30$^{o}$ μοίρες.
- Την ηλικία των Φ/Β πάνελ. Υπολογίζεται ότι η απόδοση των πάνελ μειώνεται κατά μέσο όρο 0,5% έως 1% κάθε έτος.
- Την τεχνολογία που χρησιμοποιείται. Τα συστήματα ανίχνευσης ήλιου μπορεί να βελτιώσουν την απόδοση έως και 35%.
- Τη σωστή συντήρηση στο βάθος του χρόνο.

- Τον προσανατολισμό των Φ/Β. Τα Φ/Β έχουν μέγιστη απόδοση όταν έχουν νότιο προσανατολισμό. Αποκλίσεις από το Νότο έως και 45$^{o}$ μοίρες είναι επιτρεπτές, μειώνουν όμως την απόδοση.
- Την ύπαρξη ανωμαλιών στην περιοχή εγκατάστασης των Φ/Β. Μπορεί για παράδειγμα να υπάρχουν ρέματα, βράχια, εξογκώματα και άλλα στο οικόπεδο εγκατάστασης.
- Την ύπαρξη στοιχείων στην περιοχή εγκατάστασης που δημιουργούν σκίαση. Σε αυτή την περίπτωση πρέπει να ξέρουμε ακριβώς σε πόση έκταση υπάρχει το πρόβλημα της σκίασης και για πόση ώρα.

| **Προσανατολισμός** | **Απόδοση** | | |
|---|---|---|---|
| | **Κλίση 0º** | **Κλίση 30º** | **Κλίση 90º** |
| Ανατολικός - Δυτικός | 90% | 85% | 50% |
| Νοτιοανατολικός- Νοτιοδυτικός | 90% | 95% | 60% |
| Νότιος | 90% | **100%** | 60% |
| Βορειοανατολικός-Βορειοδυτικός | 90% | 67% | 30% |
| Βόρειος | 90% | 60% | 20% |

Πίνακας 6.2: Ποσοστιαία παραγωγή Φ/Β ανάλογα με τον προσανατολισμό και την κλίση τους ως προς το οριζόντιο επίπεδο.(Πηγή: ΣΕΦ-Σύνδεσμος Εταιρειών Φωτοβολταϊκών)

Για την Ελλάδα μπορούμε να θεωρήσουμε ότι ένα Φ/Β σύστημα με την βέλτιστη κλίση και τον βέλτιστο προσανατολισμό παράγει ετησίως κατά μέσο όρο γύρω στα 1200-1450kWh ανά έτος και ανά εγκατεστημένο kW (kWh/έτος/kW). Στην Ελλάδα όσο πιο νότια και ανατολικά βρίσκεται μια περιοχή τόσο πιο υψηλές αποδόσεις έχει. Καταλαβαίνουμε λοιπόν ότι η Κάρπαθος είναι μια από τις καλύτερες περιοχές της χώρας για εγκατάσταση Φ/Β.

## 6.2.Επιλεγμένο μοντέλο Φ/Β γεννήτριας και inverter

Η τεχνολογία των Φ/Β σήμερα είναι πιο ανεπτυγμένη από ποτέ, δίνοντας μας τη δυνατότητα να έχουμε μεγάλη γκάμα επιλογών. Η επιλογή των πάνελ γίνεται κυρίως με οικονομικά και εμπορικά κριτήρια. Έπειτα από επικοινωνία με αρκετές εταιρείες, ενημερωθήκαμε ότι το κόστος αγοράς και εγκατάστασης κυμαίνεται περίπου στα 0,7ευρώ/W για το συγκεκριμένο μέγεθος του Φ/Β πάρκου. Επιλέγουμε να προτείνουμε

την εγκατάσταση Φ/Β πλαισίων της εταιρείας QJ-Solar (Solarena η γερμανική εταιρεία που τα εμπορεύεται), καθαρά για οικονομικούς λόγους, αφού το κόστος αγοράς και εγκατάστασης για το συγκεκριμένο Φ/Β πάρκο θα είναι μικρότερο των 0,7ευρώ/W, και γιατί τα προϊόντα της θεωρούνται από τα πιο καλά.

Το μοντέλο που επιλέγουμε είναι οι Φ/Β γεννήτριες QJP 300W. Οι συγκεκριμένες Φ/Β γεννήτριες προσφέρουν ένα υψηλό επίπεδο ενεργειακής παραγωγής και χρησιμοποιούνται αυτή τη στιγμή ευρέως αποδεικνύοντας την αξία τους.

Παραθέτουμε το ενημερωτικό φυλλάδιο του μοντέλου, όπως δίνεται από την κατασκευάστρια εταιρεία και την εταιρεία που τα εμπορεύεται:

**PV module** **QJP-250W-255W-260W-265W-270W 275W-280W-285W-290W-295W-300W**

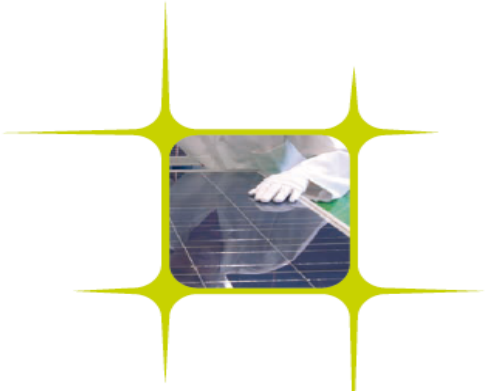
**Applications**

On-grid residential for:

- Roof-tops
- On-grid commercial/industrial roof-tops
- Agricultural areas and roof-tops
- Solar power stations

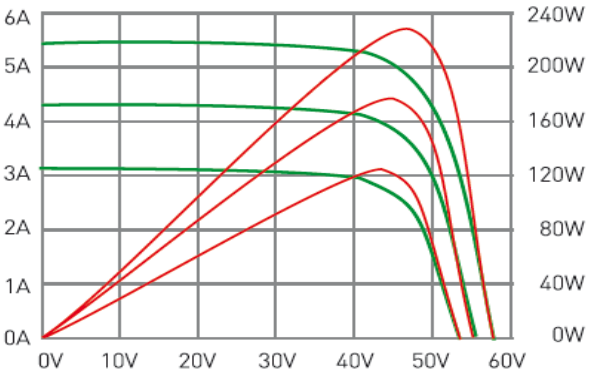
**Quality certificates**

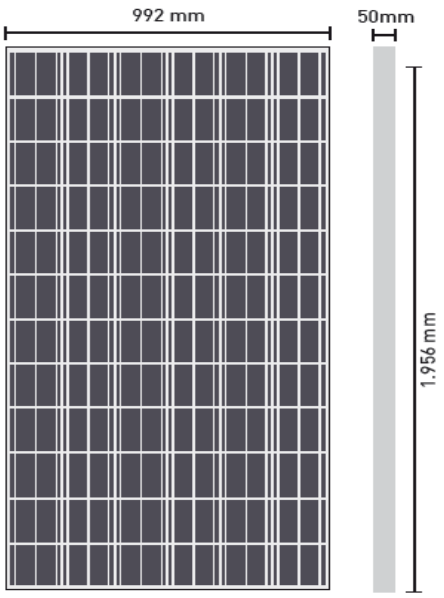
- VDE.TUV.IEC.UL1703.CE
- ISO9001:2008 Stamdards for quality Management systems
- ISO/TS 16949:2001 The automotive quality management system
- Qco80000HSPM: The certification for hazardous substances regulations



**On-grid module**

QJM modules are durable solar modules that can be used with grid-connected systems. Thanks to their mature construction and production engineering, each single module is highly effective and long-lasting. They also meet the highest quality requirements due to consistent quality control and quality assurance.



**Mechanical data**

| | |
|---|---|
| **Cell tape:** | Polycrystalline cell |
| **Cell arrangement:** | 72 (6x12) |
| **Dimensions:** | 1.956 x 992 x 50mm |
| **Weight:** | 23,5 kg |
| **Front glass:** | 3.2mm tempered low iron glass |
| **EVA:** | EVA |
| **Back side:** | TPT |
| **Frame material:** | Aluminium |
| **Diodes & type:** | IP65 By-pass diodes |
| **Cable type:** | 900mm / 900mm ( Ø 4mm²) |
| **Connector:** | MC Plug Typ IV (or equal) |

**Electrical data QJP 54**

| Pmax (± 3%) | 250W | 255W | 260W | 265W | 270W | 275W | 280W | 285W | 290W | 295W | 300W |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Vmp | 35.0V | 35.1V | 35.2V | 35.3V | 35.4V | 35.5V | 35.7V | 35.9V | 36.0V | 36.1V | 36.2V |
| Imp | 7.14A | 7.26A | 7.39A | 7.51A | 7.65A | 7.75A | 7.84A | 7.94A | 8.05A | 8.17A | 8.28A |
| Voc | 42.0V | 42.1V | 42.2V | 42.3V | 42.4V | 42.6V | 42.8V | 43.1V | 43.2V | 43.3V | 43.4V |
| Isc | 8.00A | 8.13A | 8.27A | 8.41A | 8.57A | 8.68A | 8.78A | 8.89A | 9.01A | 9.15A | 9.27A |

| | |
|---|---|
| **Maximum system voltage:** | DC 1000V (TÜV) / DC 600V (UL) |
| **STC:** | irrediance 1000W/m²<br>AM: 1.5 temperature 25°C |

**Temperature coefficient**

| | |
|---|---|
| **NOCT (NOCT):** | 47°C ± 2°C |
| **Isc:** | 0.05% / °C |
| **Voc:** | - 0,35% / °C |
| **Pmax:** | - 0,45% / °C |

**Permissable operating conditions**

| | |
|---|---|
| **Operating temperature:** | - 40°C - +85°C |
| **Maximum loading capacity:** | 200 Kg/m² (5400 Pa) |

**Warranty**

| | |
|---|---|
| **Manufaturing:** | 5 years |
| **Power production:** | 90% : 10 years<br>80% : 25 years |

**Note:**
This publication summarizes product warranty and specifications, which are subject to change without notice. Additional information may be found on our web site: www.cnpv-power.com

solarena

Solarena GmbH
Wilhelm-Stein-Weg 1A
D-22339 Hamburg
Fon +49 (0)40 589 79 598
Fax +49 (0)40 589 79 599
office@solarena.eu
www.solarena.eu

Το επόμενο βήμα είναι να επιλέξουμε τον κατάλληλο inverter. Και πάλι η επιλογή γίνεται με οικονομικά και εμπορικά κριτήρια. Πρέπει όμως να ληφθεί ιδιαίτερη μέριμνα ώστε τα πάνελ που έχουμε επιλέξει να μπορούν να συνεργαστούν με τον inverter.

Οι περισσότεροι αντιστροφείς (inverters) που προορίζονται για σύνδεση με το δίκτυο, σχεδιάζονται για να λειτουργήσουν χωρίς μπαταρίες. Είναι όμως διαθέσιμες και τοπολογίες που περιλαμβάνουν μπαταρίες. Ο αντιστροφέας που θα επιλέξουμε θα λειτουργεί χωρίς μπαταρία. Οι αντιστροφείς που συνδέονται στο δίκτυο μπορούν να εγκατασταθούν υπαίθρια σε μέρος με σκίαση (ιδανικό). Αυτή τη στιγμή οι αντιστροφείς της αγοράς πληρούν τις ακόλουθες προδιαγραφές:

- Όταν το δίκτυο παρουσιάζει προβλήματα οι αντιστροφείς τα ανιχνεύουν, χωρίς να συμβάλλουν σε αυτά.
- Αποφεύγουν τη νησιδοποίηση (islanding). Η κατάσταση της νησιδοποίησης είναι αυτή κατά την οποία ένας συνδεδεμένος στο δίκτυο φωτοβολταϊκός αντιστροφέας συνεχίζει να τροφοδοτεί τα φορτία που συνδέονται στο ίδιο δίκτυο, μετά από μια διακοπή της γραμμής διανομής. Αυτό μπορεί να συμβεί έπειτα από διαδικασίες συντήρησης, συνθήκες σφάλματος, και άλλα.
- Ελέγχουν την τάση και τη συχνότητα του δικτύου και όταν αυτές ξεπεράσουν τα επιτρεπόμενα όρια θα πρέπει να γίνεται απόζευξη της Φ/Β πηγής από το δίκτυο. Εφόσον το δίκτυο παύει να είναι προβληματικό, η επαναφορά της σύνδεσης γίνεται μετά τον προκαθορισμένο χρόνο αναμονής.

Το μοντέλο inverter που επιλέγουμε να χρησιμοποιήσουμε είναι ο inverter IPG 300C. Οι κεντρικοί μετατροπείς της σειράς Conergy IPG C χωρίς μετασχηματιστή χαρακτηρίζονται για την υψηλή απόδοση και την αξιοπιστία τους. Είναι συμμορφωμένοι με όλους τους όρους της Γερμανικής οδηγίας Μέσης Τάσης BDEW, καθώς πληρούν όλες τις απαιτήσεις για θωράκιση ενάντια στις παρεμβολές και για λειτουργική ασφάλεια. Η επιλογή εξαρτημάτων υψηλής ποιότητας και η ευκολία στην εγκατάσταση και στη χρήση, τους καθιστούν ιδανική επιλογή για Φ/Β εγκαταστάσεις μεγάλης κλίμακας οπουδήποτε στην Ευρώπη. Θα χρειαστούμε συνολικά 7 inverter για την εγκατάσταση μας.

| | | |
|---|---|---|
| **Ψύξη** | | |
| **Τύπος ψύξης** | Ελεγχόμενος ανεμιστήρας με θερμική ρύθμιση | |
| **Απαιτούμενος αερισμός** | 4.000m³/h | |
| **Συνολική αντίθλιψη για εξαερισμό** | 70Pa | |
| **Τύπος φίλτρου αέρα** | Η πρόσληψη αέρα πρέπει να φιλτράρεται με φίλτρο τύπου G3 / G4 σύμφωνα με EN 779 | |
| **Περιβαλλοντικές απαιτήσεις** | | |
| **Εύρος θερμοκρασιών**[5] | από -20°C έως +50°C | |
| **Μέγιστη θερμοκρασία για διατήρηση της ονομαστικής ισχύος** | +50°C | +45°C |
| **Σχετική υγρασία (μη συγκεντρωτική)** | 0- 95% | |
| **Εγκατάσταση σε υψόμετρο πάνω από την επιφάνεια της θάλασσας** | ≤ 2.000m | |
| **Περιοχή εγκατάστασης** | Εσωτερικός χώρος | |
| **Εκπομπές θορύβου** | <85dB | |
| **Προστασία - ασφάλεια** | | |
| **Τύπος προστασίας** | IP 20 σύμφωνα με EN 60529 | |
| **Τάξη προστασίας** | Τάξη I, σύμφωνα με το πρότυπο IEC 61140 | |
| **Έλεγχος σφαλμάτων γείωσης** | Ναι, με προσαρμοζόμενο τύπο αντίδρασης | |
| **Επιλογές γείωσης** | Συμπεριλαμβανομένης της προ-ασφάλειας | |
| **Προστασία υπέρτασης** | Αυτόματη αποσύνδεση | |
| **Συμπεριφορά υπερφόρτωσης** | Προσαρμογή σημείου λειτουργίας | |
| **Συμπεριφορά υψηλής θερμοκρασίας** | Μείωση απόδοσης | |
| **Αποσύνδεση των Φ/Β γεννητριών από το δίκτυο** | Καμία, γίνεται γαλβανική απομόνωση από το ΜΤΣΧ μέσης τάσης | |
| **Αντικεραυνική προστασία Φ/Β στην είσοδο** | Τύπος II & Τύπος III σύμφωνα με IEC 61643-1 | |
| **Αντικεραυνική προστασία στην έξοδο** | Τύπος II σύμφωνα με IEC 61463-1 | Τύπος I σύμφωνα με IEC 61463-1 |
| **Αντικεραυνική προστασία για εξωτερική παροχή** | Τύπος II & Τύπος III σύμφωνα με IEC 61643-1 | |

| | |
|---|---|
| **Επιτήρηση δικτύου** | |
| **Η παρακολούθηση του δικτύου πληροί τις απαιτήσεις**[6] | VDE 0126-1-1, ENEL, RD 664, RD 1663 EN50438: 2007, ÖVE E 2750, οδηγία BDEW MS |
| **Διαστάσεις/ βάρος** | |
| **Διαστάσεις σε mm (MxYxB)**[7] | 1.600 x 1.800 x 800 |
| **Βάρος** | 1.250 kg |
| **Πρότυπα** | |
| **Απώλειες σύζευξης (EMC)** | DIN EN 61000-6-4:2007-09 |
| **Αντίσταση παρεμβολών (EMC)** | DIN EN 61000-6-2:2006-03 |
| **Ποιότητα δικτύου** | DIN EN 61000-3-11:2001-04/DIN EN 61000-3-12:2005-09 |
| **Αξιοπιστία υλικών** | DIN EN 50178:1998-04 |
| **Συμμόρφωση με πρότυπα CE** | Ναι |
| **Έγκριση GS** | Ναι |
| **Συμμόρφωση με το Γερμανικό Νόμο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας EEG 2009 § 6.1** | Ναι |
| **Συμμόρφωση με τη Γερμανική οδηγία Μέσης τάσης (BDEW)** | Ναι (πιθανόν να απαιτείται πρόσθετος εξοπλισμός) |
| **Άλλα** | |
| **Οθόνη** | Οθόνη αφής, VGA, 65.536 χρωμάτων |
| **Επιτήρηση** | Καταγραφέας δεδομένων με μνήμη 2GB |
| **Πρωτόκολλο επικοινωνίας** | CAN, Ethernet |
| **Γλώσσα** | Γερμανικά, Αγγλικά, Ισπανικά, Ιταλικά, Γαλλικά, Ελληνικά |

Πίνακας 6.3: Γενικά χαρακτηριστικά inverter.

| Είσοδος (Φ/Β γεννήτρια) | | |
|---|---|---|
| Προτεινόμενο φορτίο Φ/Β γεννητριών | 220kWp | 330kWp |
| Μέγιστη έξοδος DC | 260kWp | 360kWp |
| Μέγιστη τάση εισόδου ($V_{dcmax}$) | 1.000V | 1.000V |
| Ελάχιστη τάση εισόδου ($V_{dcmin}$) | 530V | 530V |
| Τάση εκκίνησης ($V_{dcstart}$) | 580V | 580V |
| Ονομαστική τάση εισόδου ($V_{dc,r}$) | 540V | 540V |
| Μέγιστη τάση ($V_{mppmax}$) | 800V | 800V |
| Ελάχιστη τάση ($V_{mppmin}$) | 530V | 530V |
| Μέγιστο ρεύμα εισόδου ($I_{dcmax}$) | 400A | 590A |
| Μέγιστο ρεύμα βραχυκύκλωσης | 800A | 800A |
| Ισχύς εκκίνησης (Feed - in from) | 1.800W | 1.800W |
| Ανιχνευτής MPP | 1 | 1 |
| Σχεδιασμός συνδέσεων | M12 βιδωμένα σε χάλκινη μπάρα | |
| Αριθμός εισόδων DC | 4 | 4 |
| Ακρίβεια MPP | ≥ 99,9% | ≥ 99,9% |
| Ηλεκτρική προστασία ανά είσοδο (εσωτερική - θερμική) | 175A-250A (ρυθμιζόμενη) | 175A-250A (ρυθμιζόμενη) |
| Έξοδος (Σύνδεση στο δίκτυο) | | |
| Ονομαστική τάση δικτύου ($V_{ac,r}$)[1] | 300V | 300V |
| Μέγιστη τάση δικτύου ($V_{acmax}$)[1] | 360V | 360V |
| Ελάχιστη τάση δικτύου ($V_{acmin}$)[1] | 240V | 240V |
| Μέγιστο ρεύμα εξόδου ($I_{acmax}$) / Ρεύμα βραχυκύκλωσης | 400A | 590A |
| Συντελεστής ρεύματος βραχυκύκλωσης | 1 | 1 |
| Ονομαστική ισχύς ($P_{ac,r}$) | 200kVA | 300kVA |
| Μέγιστη ισχύς ($P_{acmax}$) | 200kVA | 300kVA |
| Ονομαστική συχνότητα ($f_r$) | 50Hz | 50Hz |
| Μέγιστη συχνότητα ($f_{max}$) | 52,0Hz | 52,0Hz |
| Ελάχιστη συχνότητα ($f_{min}$) | 47,5Hz | 47,5Hz |
| συν Φ | Ρυθμιζόμενο 0,7 επαγωγικό σε 0,7 χωρητικό | |
| Απαιτούμενος τύπος δικτύου | IT grid | IT grid |
| Παραμόρφωση ρεύματος εξόδου στην ονομαστική ισχύ | ≤ 3% | ≤ 3% |
| Σχεδιασμός συνδέσεων | M12 βιδωμένα σε χάλκινη μπάρα | |
| Τύπος τροφοδοσίας | 3-φασικό ρεύμα | |
| Έκχυση DC στο δίκτυο | ≤ 0,5% | ≤ 0,5% |
| Βαθμός απόδοσης | | |
| Μέγιστος βαθμός απόδοσης [2] | 98,7% | 98,7% |
| Ευρωπαϊκός βαθμός απόδοσης [2] | 98,3% | 98,5% |
| Βαθμός απόδοσης Καλιφόρνιας [2] | 98,6% | 98,6% |
| Εξωτερική παροχή | | |
| Ημερήσια κατανάλωση ($P_{day}$) [3] | 100 W έως 920 W | |
| Κατανάλωση σε κατάσταση αναμονής / νυκτερινή κατανάλωση ($P_{night}$) | ≤ 100 W | |
| Ενεργειακές απαιτήσεις για 8 ώρες στους 25°C [4] | 3,8 kWh | 4,2 kWh |
| Εξωτερική τροφοδοσία | 230V - 10% / + 15% (σύμφωνα με EN 50160)/ 50Hz | |
| Περίοδος απομόνωσης σε περίπτωση διακοπής ρεύματος | ≥ 1 s | |
| Απαιτούμενες ασφάλειες | B16A | |
| Τύπος τερματικού | Spring-type 1,5 mm² έως 2,5 mm² | |

Πίνακας 6.4: Τεχνικά χαρακτηριστικά.

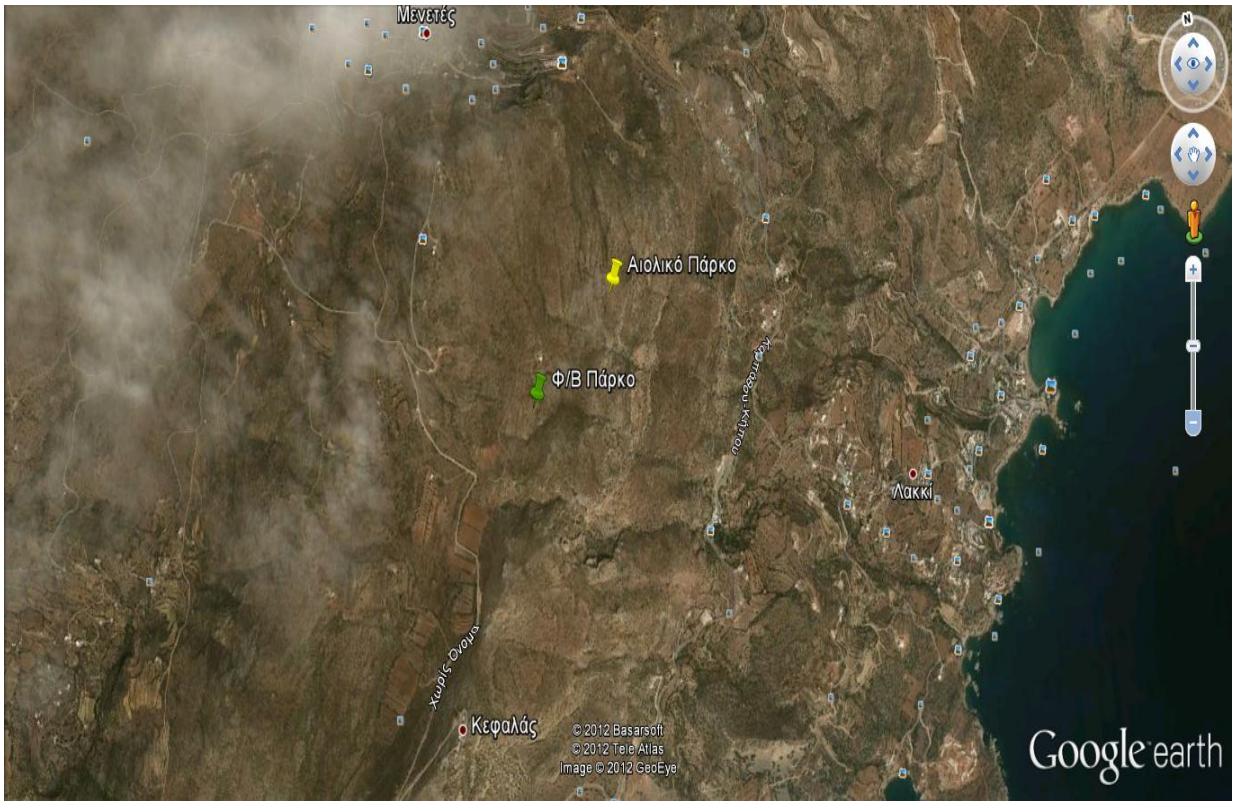
## 6.3.Το Φ/Β πάρκο

Κρίναμε απαραίτητη την εγκατάσταση Φ/Β πάρκου σχετικά μεγάλης ισχύος στην Κάρπαθο, λόγω του χαμηλού κόστους των Φ/Β. Ενώ μέχρι πέρυσι οι επενδύσεις που αφορούσαν τις ΑΠΕ δικαιούνταν επιδότηση έως 40% από την Ευρωπαϊκή Ένωση, φέτος λόγω των μέτρων λιτότητας και του συνεχούς δανεισμού μας από την Ευρωπαϊκή Ένωση οι επιδοτήσεις αυτές κόπηκαν. Έτσι αναγκαστικά πρέπει να λάβουμε πολύ σοβαρά υπόψη μας το κόστος για να αποφασίσουμε ποιες μονάδες θα συγκροτούν το υποσύστημα των ΑΠΕ. Η αρχική ιδέα ήταν το υποσύστημα των ΑΠΕ να συγκροτείται από το αιολικό πάρκο. Τελικά όμως, λόγω του χαμηλού κόστους των Φ/Β και των συνθηκών που ευνοούν ιδιαίτερα στην Κάρπαθο την παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ηλιακή, προτείνεται η εγκατάσταση Φ/Β πάρκου που θα μπορεί να συμμετέχει στην παραγωγή σε ποσοστό περίπου 10%.

Σύνδεση Φ/Β συστήματος με το δίκτυο

Η σύνδεση του Φ/Β συστήματος με το δίκτυο είναι απλή, χωρίς να χρειάζεται κάποιο αποθηκευτικό μέσον. Πρέπει όμως να ληφθεί ειδική μέριμνα ώστε να λειτουργεί το Φ/Β σύστημα παράλληλα με το υπάρχον σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας. Το Φ/Β σύστημα συνδέεται με τον inverter (στην περίπτωση μας θα έχουμε αρκετούς inverter) και η Ηλεκτρική Ενέργεια που παράγεται τροφοδοτείται στο δίκτυο.

Για να μπορούμε να έχουμε μέγιστη απόδοση των Φ/Β , πρέπει να κάνουμε καλή επιλογή του μέρους που θα εγκατασταθεί το Φ/Β πάρκο. Βασικό μας κριτήριο είναι να είναι το Φ/Β πάρκο κοντά στις άλλες εγκαταστάσεις του υβριδικού συστήματος. Για αυτό το λόγο προτείνουμε το ΦΒ πάρκο να εγκατασταθεί στην περιοχή που θα εγκατασταθεί και το Αιολικό Πάρκο. Θυμίζουμε ότι η περιοχή αυτή οριοθετείται από τα χωριά Μενέτες, Κεφαλάς και Λακκί. Στην εικόνα που ακολουθεί επισημαίνουμε την προτεινόμενη θέση εγκατάστασης με πράσινο χρώμα.




Φωτογραφία 6.1: Προτεινόμενη θέση για εγκατάσταση Φ/Β Πάρκου.

Φωτογραφία 6.2: Προτεινόμενη θέση για εγκατάσταση Φ/Β Πάρκου.

Η ισχύς του Φ/Β πάρκου θα είναι ίση με 2,0MW. Η έκταση που απαιτείται για την εγκατάστασή του θα είναι το πολύ 70.000 τετραγωνικά μέτρα. Στη θέση εγκατάστασης που προτείνουμε υπάρχει αρκετός χώρος, ώστε να μπορέσει να πραγματοποιηθεί η εγκατάσταση του Φ/Β Πάρκου και του Αιολικού Πάρκου . Επίσης στη συγκεκριμένη θέση είναι εύκολη η οδική πρόσβαση.

Για την προσομοίωση του υβριδικού συστήματος χρειαζόμαστε τις ωριαίες μετρήσεις θερμοκρασίας και ηλιακής ακτινοβολίας. Θεωρούμε ότι τα Φ/Β μας είναι τοποθετημένα με κλίση $25^{o}$ και προσανατολισμό προς το Νότο. Για την προσομοίωση της λειτουργίας του Φ/Β πάρκου χρησιμοποιούμε ένα έτοιμο μοντέλο προσομοίωσης και βρίσκουμε την παραγωγή(σε kWh) για 1 Φ/Β σύστημα ονομαστικής ισχύος 1kW. Ανάλογα με το μέγεθος του Φ/Β πάρκου, πολλαπλασιάζουμε τα kW της εγκατεστημένης ισχύος επί την παραγωγή του 1 kW και βρίσκουμε τη συνολική παραγόμενη ενέργεια. Για την προτεινόμενη θέση εγκατάστασης, με δεδομένη την ηλιοφάνεια και την θερμοκρασία της περιοχής προσομοιώσαμε τη λειτουργία ενός Φ/Β συστήματος ισχύος 1kW. Το πρόγραμμα προσομοίωσης που χρησιμοποιήσαμε είναι το PVGIS, που έχει αναπτυχθεί από την Ευρωπαϊκή Ένωση, έχει συμβουλευτικό χαρακτήρα, αλλά είναι εξαιρετικά χρήσιμο στην προκαταρκτική αξιολόγηση. Παραθέτουμε λοιπόν κάποια από τα αποτελέσματα της προσομοίωσης:

# Performance of Grid-connected PV

## PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 35°29'47" North, 27°8'59" East, Elevation: 543 m a.s.l.,
Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 1.0 kW (crystalline silicon)
Estimated losses due to temperature: 11.0% (using local ambient temperature)
Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.4%
Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
Combined PV system losses: 25.3%

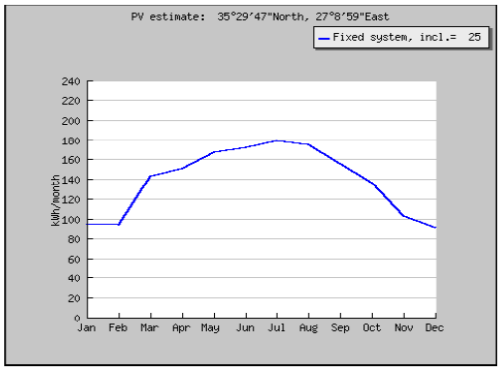
| | Fixed system: inclination=25 deg., orientation=0 deg. | | | |
|---|---|---|---|---|
| Month | Ed | Em | Hd | Hm |
| Jan | 3.05 | 94.7 | 3.88 | 120 |
| Feb | 3.38 | 94.5 | 4.34 | 121 |
| Mar | 4.62 | 143 | 6.03 | 187 |
| Apr | 5.01 | 150 | 6.64 | 199 |
| May | 5.39 | 167 | 7.34 | 228 |
| Jun | 5.74 | 172 | 7.92 | 238 |
| Jul | 5.75 | 178 | 8.00 | 248 |
| Aug | 5.64 | 175 | 7.85 | 243 |
| Sep | 5.20 | 156 | 7.13 | 214 |
| Oct | 4.39 | 136 | 5.88 | 182 |
| Nov | 3.42 | 103 | 4.47 | 134 |
| Dec | 2.94 | 91.1 | 3.74 | 116 |
| Year | 4.55 | 138 | 6.11 | 186 |
| Total for year | | 1660 | | 2230 |

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

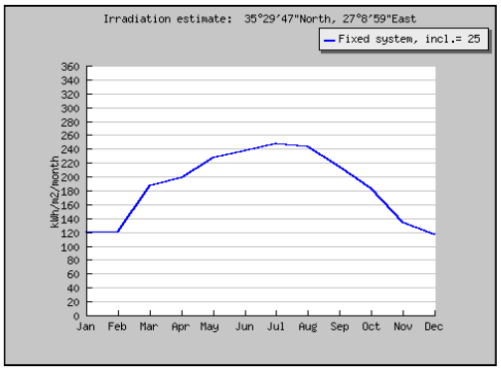
Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

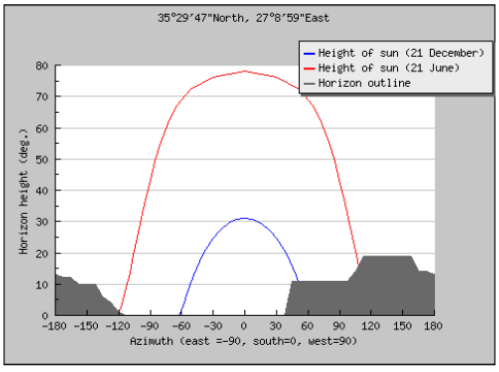
Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)




Monthly energy output from fixed-angle PV system




Monthly in-plane irradiation for fixed angle




Outline of horizon with sun path for winter and summer solstice

PVGIS (c) European Communities, 2001-2010
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.
http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.
This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7$^{ο}$ :Ο ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΑΝΑΣΤΡΕΨΙΜΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ

## 7.1.Γενικά Στοιχεία

Η υδραυλική ενέργεια, η ενέργεια του νερού, είναι μια Ανανεώσιμη Πηγή Ενέργειας που συμβάλλει καθοριστικά στην ανάπτυξη τους. Πολυάριθμοι υδραυλικοί τροχοί, νερόμυλοι, δριστέλλες, υδροτριβεία, πριονιστήρια, κλωστοϋφαντουργεία και πολλοί άλλοι μηχανισμοί υδροκίνησης χρησιμοποιούν ακόμα και σήμερα τη δύναμη του νερού. Συμβάλλοντας έτσι στην πρόοδο της τοπικής οικονομίας πολλών περιοχών με φιλικό προς το περιβάλλον τρόπο.

Σε πολλά σημεία της χώρας μας μερικές παραδοσιακές, αλλά και σύγχρονες εγκαταστάσεις μικρών υδροηλεκτρικών έργων αξιοποιούν την ενέργεια του νερού για την παραγωγή μηχανικού έργου αλλά κυρίως πλέον για την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος. Το υδροδυναμικό χιλιάδων μικρών ή μεγαλύτερων υδατορρευμάτων και πηγών της ορεινής Ελλάδος μπορεί να αξιοποιηθεί με την ανάπτυξη μικρών Υδροηλεκτρικών Σταθμών πολλαπλής σκοπιμότητας. Δηλαδή οι Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί αυτοί μπορούν να λειτουργούν και να καλύπτουν ταυτόχρονα υδρευτικές, αρδευτικές αλλά και άλλες ανάγκες. Δυο χαρακτηριστικοί δείκτες που αποδεικνύουν την ενεργειακή αποτελεσματικότητα και την τεχνολογική ωριμότητα των Υδροηλεκτρικών Σταθμών είναι οι πολύ υψηλοί βαθμοί απόδοσης των υδροστροβίλων, που αρκετές φορές υπερβαίνουν το 90%, και η πολύ μεγάλη διάρκεια ζωής των υδροηλεκτρικών έργων , που μπορεί να υπερβεί και τα 100 έτη.

Τα βασικά πλεονεκτήματα που παρουσιάζουν τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα είναι:

- Η δυνατότητα άμεσης σύνδεσης-απόζευξης στο δίκτυο.
- Η αυτόνομη λειτουργία τους.
- Η αξιοπιστία τους.
- Η παραγωγή αρίστης ποιότητας ενέργειας χωρίς διακυμάνσεις.
- Η άριστη διαχρονική συμπεριφορά τους.
- Η μεγάλη διάρκεια ζωής τους.

- Ο προβλέψιμος χρόνος απόσβεσης των αναγκαίων επενδύσεων, που οφείλεται στο πολύ χαμηλό κόστος συντήρησης και λειτουργίας αλλά και στην ανυπαρξία πρώτης ύλης.
- Η φιλικότητα προς το περιβάλλον με τις μηδενικές εκπομπές ρύπων και τις περιορισμένες περιβαλλοντικές επιπτώσεις.
- Η ταυτόχρονη ικανοποίηση και άλλων αναγκών(ύδρευση, άρδευση).
- Η δυνατότητα παρεμβολής τους σε υπάρχουσες εγκαταστάσεις.

Πρέπει να επισημάνουμε ότι ένας μικρός Υδροηλεκτρικός Σταθμός αποτελεί ένα έργο απόλυτα συμβατό με το περιβάλλον, που μπορεί να συμβάλλει ακόμα και στη δημιουργία νέων υδροβιότοπων σχετικά μικρής κλίμακας στα ανάντη των μικρών ταμιευτήρων. Το σύνολο των επιμέρους συνιστωσών του έργου μπορεί να ενταχθεί αισθητικά και λειτουργικά στα χαρακτηριστικά του περιβάλλοντος, αξιοποιώντας τα υλικά με παραδοσιακό τρόπο και αναβαθμίζοντας το γύρω χώρο.

Όπως έχει αναφερθεί και σε προηγούμενο κεφάλαιο στην Κάρπαθο βρίσκεται ήδη υπό κατασκευή το φράγμα του Σχοινά, που αναμένεται να είναι έτοιμο μέσα στο 2012. Η χωρητικότητα του κάτω ταμιευτήρα είναι πολύ μεγάλη (1.200.000 κυβικά μέτρα νερού) και μας επιτρέπει την αναπλήρωση των απωλειών όγκου του νερού. Απώλειες όγκου του νερού σημειώνονται λόγω της εξατμίσεως και κατά την ανακύκλωση του νερού μεταξύ των 2 δεξαμενών. Με δεδομένη τη θέση του κάτω ταμιευτήρα, πρέπει να επιλέξουμε τη θέση του άνω ταμιευτήρα.

Η υψομετρική διαφορά μεταξύ άνω και κάτω ταμιευτήρα, είναι βασικός παράγοντας οικονομικότητας του Υδροηλεκτρικού Σταθμού αναστρέψιμης λειτουργίας. Αυτό φαίνεται και από την ακόλουθη σχέση της υδραυλικής ισχύος:

$$N_h = (\rho * g) * h * Q,$$

όπου με g συμβολίζεται η επιτάχυνση της βαρύτητας και είναι $g=9,81 m/s^2$, με ρ συμβολίζεται η πυκνότητα του νερού και είναι $\rho=1000 kg/m^3$, με Q η διακινούμενη παροχή του νερού που μετράται σε $m^3/s$ και τέλος με h η υψομετρική διαφορά μεταξύ άνω και κάτω ταμιευτήρα που μετράται σε m.

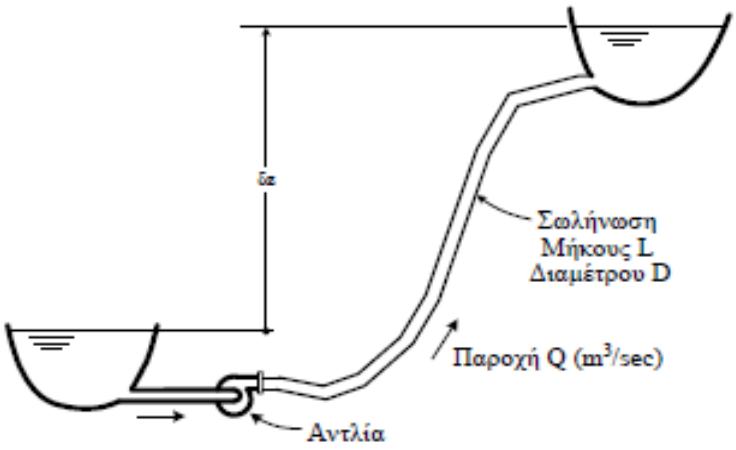
Όσο μεγαλύτερη είναι η υψομετρική διαφορά, τόσο μικρότερη είναι η αντίστοιχη παροχή Q και η ποσότητα νερού. Έτσι όσο αυξάνεται η υψομετρική διαφορά, τόσο μειώνεται το κόστος της σωλήνωσης, των αντλιών και του ταμιευτήρα, λόγω της μικρότερης χωρητικότητας που απαιτείται για την αποθήκευση της ίδιας ποσότητας ενέργειας

(ισχύει E = N*δt). Για αυτό το λόγο τα υδροηλεκτρικά έργα αντλησιοταμίευσης θεωρούνται οικονομοτεχνικά αποδοτικά όταν η υδραυλική πτώση είναι υψηλότερη των 150-200m.

Ένας πλήρης κύκλος λειτουργίας ενός Υδροηλεκτρικού Σταθμού χωρίζεται σε δυο φάσεις:

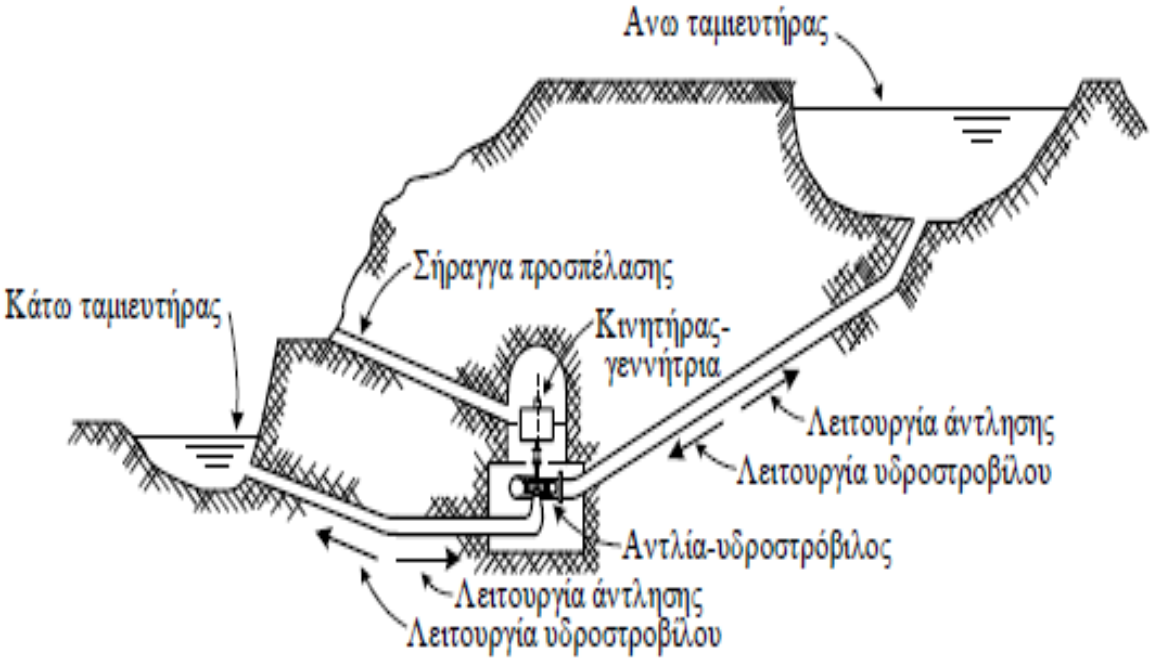
- Στη φάση της άντλησης και
- Στη φάση επαναπρόσδοσης της υδραυλικής ενέργειας.

Κατά τη φάση της άντλησης έχουμε άντληση νερού από έναν κάτω ταμιευτήρα σε έναν άνω, των οποίων η υψομετρική διαφορά είναι ίση με h. Σε αυτή τη φάση έχουμε μετατροπή της Ηλεκτρικής Ενέργειας σε υδραυλική. Έστω ότι έχουμε έναν Υδροηλεκτρικό Σταθμό αναστρέψιμης λειτουργίας με μία αντλία και έναν υδροστρόβιλο. Η ενέργεια Η του νερού, που θα πρέπει να δίνει η αντλία είναι ίση με $H = h + \delta h_f$, όπου $\delta h_f$ είναι οι υδραυλικές απώλειες που αναπτύσσονται στην σωλήνωση που συνδέει τον κάτω με τον άνω ταμιευτήρα. Έτσι η ισχύς $\delta N_f = (\rho * g) * \delta h_f * Q$ συμβολίζει την απώλεια ισχύος που αντιστοιχεί στην ισχύ που χάνεται στις υδραυλικές απώλειες της σωλήνωσης. Ο συνολικός βαθμός απόδοσης $\eta = \eta_p * \eta_M * \eta_{Tr}$ προκύπτει αν λάβουμε υπόψη μας τις απώλειες του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού που παρεμβαίνει(αντλία, ηλεκτροκινητήρας, μετασχηματιστές). Έτσι εάν υπάρχει υδροηλεκτρική ισχύς N(πριν την άντληση) , αυτή μπορεί να μετατραπεί σε υδροηλεκτρική ισχύ $N_h$, όπου $N_h < N$.




Εικόνα 7.1:Φάση άντλησης.

Αντίστοιχα κατά τη φάση της επαναπρόσδοσης της υδραυλικής ενέργειας έχουμε διακίνηση του νερού από τον πάνω ταμιευτήρα στον κάτω μέσω υδροστροβίλων και μετατροπή της υδραυλικής ενέργειας σε μηχανική και στη συνέχεια σε Ηλεκτρική. Σε αυτή τη φάση έχουμε αντιστροφή της φοράς της ενέργειας και της ροής του νερού. Αυτή τη λειτουργία εξασφαλίζουν ο υδροστρόβιλος και η ηλεκτρική γεννήτρια που στρέφεται από αυτόν. Η ενέργεια που διατίθεται στον υδροστρόβιλο για να την μετατρέπει σε μηχανική και στη συνέχεια σε ηλεκτρική ισούται με $H=h-\delta h_{f,}$ όπου με $\delta h_f$ συμβολίζονται οι υδραυλικές απώλειες που αναπτύσσονται στην σωλήνωση που συνδέει τον κάτω με τον άνω ταμιευτήρα. Έτσι η ισχύς $\delta N_f=(\rho*g)*\delta h_f*Q$ συμβολίζει την απώλεια ισχύος και αντιστοιχεί στην ισχύ που χάνεται στις υδραυλικές απώλειες της σωλήνωσης. Ο συνολικός βαθμός απόδοσης ισούται με $\eta =\eta_T *\eta_G*\eta_{Tr}$ αν ληφθούν υπόψη οι απώλειες του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού που παρεμβαίνει. Έτσι από την υδραυλική ισχύ $N_h$ αυτή που μετατρέπεται σε ηλεκτρική ισχύ $N_e$ και τροφοδοτεί το ηλεκτρικό δίκτυο είναι μικρότερη κατά τις απώλειες. Συνολικά σε έναν πλήρη κύκλο λειτουργίας ανάλογα βέβαια και με τον εξοπλισμό που υπάρχει(αντλίες, υδροστροβίλους, κτλ) και το μέγεθος της μονάδας, ο ολικός βαθμός απόδοσης είναι της τάξεως του 65%-80%(το υπόλοιπο 35%-20% της ενέργειας χάνεται σε απώλειες).




Εικόνα 7.2:ΥΗΣ αναστρέψιμης λειτουργίας.

Ο ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός, δηλαδή οι υδροδυναμικές και ηλεκτρικές μηχανές, που χρησιμοποιούνται μπορούν να διακριθούν σε δύο κατηγορίες, ανάλογα με τη σύνθεση των μονάδων τους. Αυτές οι δύο κατηγορίες είναι:

- Οι σύνθετες υδροδυναμικές και ηλεκτρικές μηχανές

Εδώ οι υδροδυναμικές και ηλεκτρικές μηχανές είναι εξοπλισμένες και με στροβίλους και με φυγόκεντρες αντλίες.

- Αυτές που είναι εξοπλισμένες με αναστρέψιμες υδροδυναμικές μηχανές και ηλεκτρική μηχανή που λειτουργεί ως γεννήτρια ή κινητήρας.

Η αναστρέψιμη υδροδυναμική μηχανή έχει τη δυνατότητα να λειτουργήσει και ως υδροστρόβιλος και ως αντλία με την αντιστροφή της φοράς περιστροφής της πτερωτής.

## 7.2.Η Διαμόρφωση του Υδροηλεκτρικού Σταθμού

Μικροί Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί χαρακτηρίζονται αυτοί με ονομαστική ισχύ μικρότερη ή ίση των 15MW. Ο προτεινόμενος προς κατασκευή Υδροηλεκτρικός Σταθμός στην Κάρπαθο, θα κατατάσσεται σε αυτή την κατηγορία. Για την βέλτιστη διαμόρφωση ενός Υδροηλεκτρικού Σταθμού, οι βασικότεροι παράγοντες που πρέπει να λάβουμε υπόψη μας είναι οι τοπογραφικές και υδρολογικές συνθήκες της περιοχής. Αυτό συμβαίνει γιατί το ύψος πτώσης και η παροχή, που είναι οι δυο αποφασιστικοί παράγοντες στον καθορισμό της υδροηλεκτρικής ισχύος, αλλά και στον καθορισμό και τη διαστασιολόγηση των υδραυλικών μηχανών, είναι ταυτόχρονα και τα δυο προβλήματα που πρέπει εξαρχής να μελετηθούν.

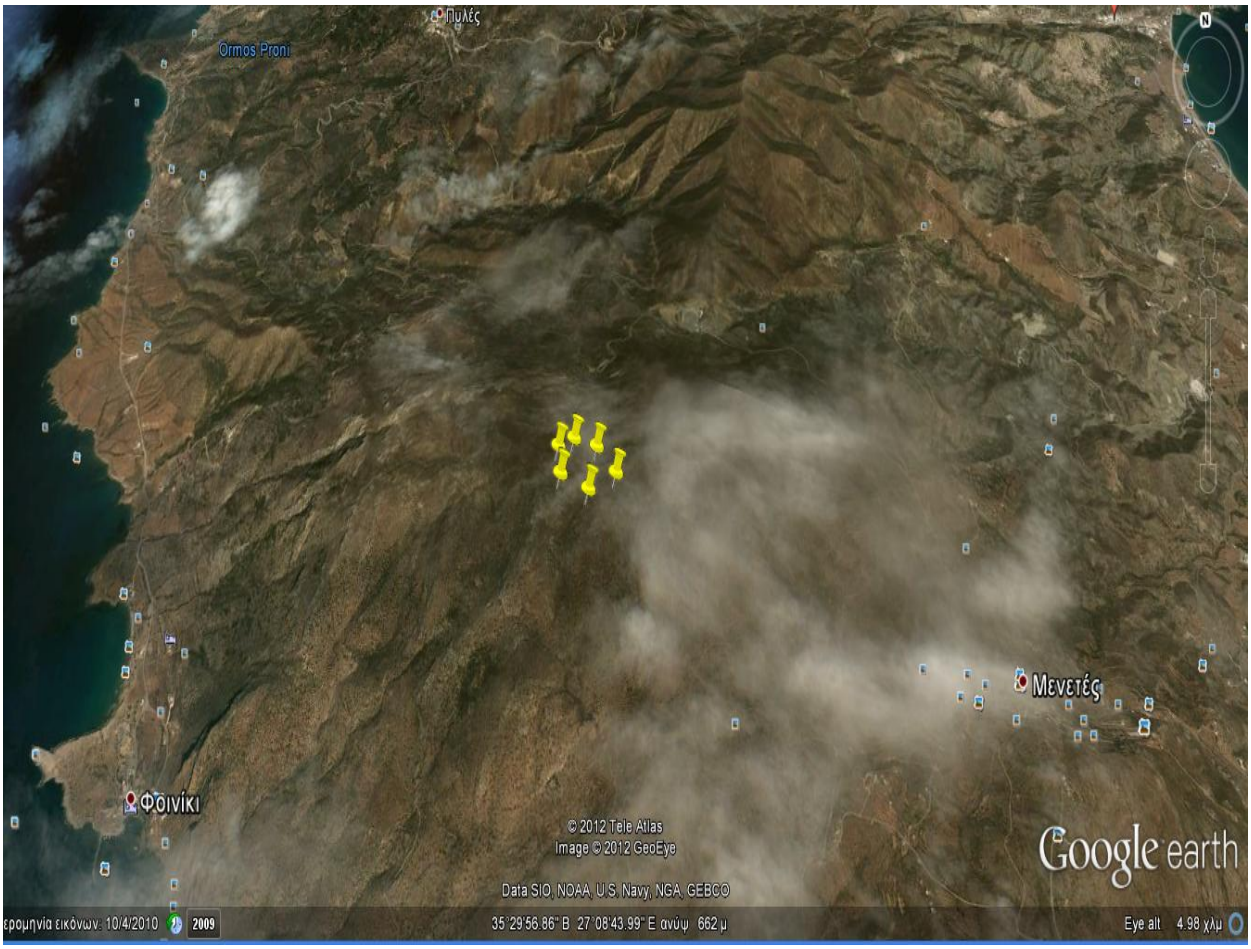
Στην ευρύτερη περιοχή γύρω από το φράγμα αλλά και γενικότερα στην Κάρπαθο μπορεί να παρατηρήσει κανείς το πλούσιο ανάγλυφο αλλά και τις μεγάλες υψομετρικές διαφορές. Αφού η τοπογραφία της περιοχής το επιτρέπει, το αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό έργο θα χαρακτηρίζεται από μεγάλο ύψος πτώσης. Κύριο μέλημά μας είναι να σχεδιαστεί ο Υδροηλεκτρικός Σταθμός με όσο το δυνατόν μεγαλύτερο ύψος πτώσης, για να μπορεί να επιτυγχάνεται μεγάλη ισχύς με μικρή παροχή. Επειδή το ύψος πτώσης θα ξεπερνά σίγουρα τα 200m, επιβάλλεται να επιλέξουμε υδροστροβίλους Pelton. Οι υδροστρόβιλοι Pelton είναι υδροστρόβιλοι δράσεως, λειτουργούν με δέσμες νερού υπό ατμοσφαιρική πίεση και δεν έχουν τη δυνατότητα για ανάστροφη λειτουργία. Για αυτό το λόγο απαιτείται αναγκαστικά αντλιοστάσιο για την

αποθήκευση της περίσσειας της αιολικής ισχύος. Με το αντλιοστάσιο έχουμε τη δυνατότητα να συνδέσουμε πολλές μικρές αντλίες παράλληλα για να ρυθμίζουμε καλύτερα την απαιτούμενη ισχύ και να επιτυγχάνουμε μεγαλύτερο βαθμό απόδοσης.

Στη συνέχεια θα γίνει η επιλογή της θέσης και της χωρητικότητας του άνω ταμιευτήρα. Τα τοπογραφικά δεδομένα της Καρπάθου και ιδιαίτερα της θέσης που προτείνουμε να κατασκευαστεί ο άνω ταμιευτήρας, θέτουν ένα όριο στη χωρητικότητα της δεξαμενής. Στην παρούσα διπλωματική διεξάγουμε προσομοιώσεις για διάφορες τιμές χωρητικότητας και εξετάζουμε την επίδραση της στην δυνατότητα αποθήκευσης και γενικότερα στις επιδόσεις του υβριδικού συστήματος.

### 7.2.1.Επιλογή της βέλτιστης θέσης για την άνω δεξαμενή.

Η θέση που προτείνουμε να κατασκευαστεί η άνω δεξαμενή απέχει περίπου 3,5 με 4 km από το υπό κατασκευή φράγμα του Σχοινά και 3,5km περίπου τόσο από το προς εγκατάσταση προτεινόμενο αιολικό πάρκο όσο και από το προς εγκατάσταση προτεινόμενο Φ/Β Πάρκο.. Βρίσκεται στο νοτιοδυτικό τμήμα του νησιού, με υψόμετρο άνω των 640 μέτρων. Η κατασκευή του άνω ταμιευτήρα στη συγκεκριμένη περιοχή μας αυξάνει σημαντικά την υψομετρική διαφορά μεταξύ άνω και κάτω ταμιευτήρα, ενώ αν παρατηρήσουμε προσεκτικά το ανάγλυφο της περιοχής στη συγκεκριμένη θέση δημιουργείται μια φυσική κοιλότητα σαν λεκάνη που θα διευκολύνει σημαντικά την κατασκευή της δεξαμενής. Επίσης η περιοχή αυτή βρίσκεται σχετικά πολύ κοντά με το φράγμα και με τα υπόλοιπα υποσυστήματα του προτεινόμενου υβριδικού συστήματος. Ακολουθούνε η απεικόνιση της περιοχής που αναφέραμε που οριοθετείται στην παρακάτω φωτογραφία από τα κίτρινα σύμβολα καθώς και η φωτογραφία που θα μας δείχνει τις θέσεις εγκατάστασης του Φ/Β πάρκου, του αιολικού πάρκου και του άνω ταμιευτήρα όπως μελετούνται σε αυτή την εργασία.




Φωτογραφία 7.1:Προτεινόμενη περιοχή για κατασκευή της άνω δεξαμενής.

Το εμβαδόν της περιοχής που οριοθετούμε είναι περίπου ίσο με 51.500$m^2$. Θεωρώντας ως ύψος τοιχωμάτων της δεξαμενής τα 10m, μπορούμε να έχουμε εύκολα μια δεξαμενή χωρητικότητας μεγαλύτερης των 500.000$m^3$. Η δεξαμενή που προτείνουμε να κατασκευαστεί θα είναι σίγουρα μικρότερη των 500.000$m^3$, οπότε το εμβαδόν της περιοχής επαρκεί για την κατασκευή της.

Φωτογραφία 7.2: Απεικόνιση προτεινόμενων θέσεων για εγκατάσταση του άνω ταμιευτήρα, του Φ/Β και του αιολικού πάρκου.(φαίνονται και το φράγμα Σχοινά και ο ΑΣΠ Καρπάθου).

Παρατηρώντας την παραπάνω φωτογραφία βλέπουμε ότι τα υποσυστήματα του υβριδικού σταθμού καθώς και το φράγμα του Σχοινά βρίσκονται σε μικρές σχετικά αποστάσεις μεταξύ τους.

Οι άνω δεξαμενές διαστασιολογούνται συνήθως με κριτήριο να μπορούν να καλύψουν τη ζήτηση λίγων ημερών (συνήθως μιας ημέρας ή δυο ημερών). Μια αρχική διαστασιολόγηση της άνω δεξαμενής χωρίς τον κώδικα προσομοίωσης θα ήταν 200.000$m^3$. Η διαστασιολόγηση αυτή έγινε ώστε να μπορεί να καλύπτεται η ζήτηση 2 ημερών. Για την κάλυψη της ζήτησης 2ημερών, απαιτούνται 174.830$m^3$ νερού και αν λάβουμε υπόψη μας ότι η άνω δεξαμενή δεν θα πρέπει να περιέχει ποτέ λιγότερο του 10% της συνολικής της χωρητικότητας καταλήγουμε στα 200.000$m^3$. Καταλήξαμε λοιπόν σε μια αποδεκτή αρχική διαμόρφωση, που θα επανεξετάσουμε σε επόμενο κεφάλαιο με τη βοήθεια του κώδικα προσομοίωσης. Η δεξαμενή θα πρέπει να κατασκευαστεί από προεντεταμένο σκυρόδεμα.

### 7.2.2.Επιλογή σωληνώσεων.

Γενικά όταν το μήκος του αγωγού είναι μεγάλο, προβλέπεται όλοι οι υδροστρόβιλοι να τροφοδοτούνται από τον ίδιο αγωγό. Επειδή στην περίπτωση μας το μήκος της σωληνογραμμής θα είναι περίπου 3,5με 4km, επιλέγουμε τη μονή σωλήνωση μεταφοράς.

Οι κλειστοί αγωγοί κατασκευάζονται από χαλυβοσωλήνα ή οπλισμένο σκυρόδεμα, εμείς για τον Υδροηλεκτρικό Σταθμό επιλέγουμε χαλυβοσωλήνες. Κατά τη χάραξη των κλειστών αγωγών προσαγωγής πρέπει να αποφεύγονται περιοχές με ασταθές έδαφος, γιατί τοποθετούνται συνήθως υπέργειοι και πολύ σπάνια υπόγειοι. Εάν ο αγωγός είναι υπέργειος ο τρόπος στήριξής του θα είναι με αγκύρωση σε βάσεις από σκυρόδεμα σε τακτά διαστήματα. Πέρα από το βάρος του αγωγού και του περιεχομένου τους, οι αγκυρώσεις περιλαμβάνουν την υδραυλική ώθηση στις καμπύλες όπου γίνεται αλλαγή της διεύθυνσης και τις δυνάμεις που αναπτύσσονται λόγω θερμικών διαστολών. Οι δυνάμεις αυτές είναι δυνατόν να μειωθούν ή ακόμα και να απορροφηθούν από ειδικά εξαρτήματα όπως οι διασταλτικοί σύνδεσμοι. Εάν ο αγωγός είναι υπόγειος μειώνονται σημαντικά οι δυνάμεις που οφείλονται στις θερμικές διαστολές. Είναι αναγκαία όμως εξωτερική αντιδιαβρωτική επιφανειακή προστασία ή και καθοδική προστασία. Επιπλέον κατά τη μελέτη των κλειστών αγωγών προσαγωγής θα πρέπει να υπολογίζονται με τρόπο που να αντέχουν στο υδραυλικό πλήγμα και θα πρέπει να μελετούνται και ειδικές διατάξεις για τη μείωση των υποπιέσεων και των υπερπιέσεων. Κατά τη σχεδίαση των κλειστών αγωγών είναι απαραίτητο να υπολογιστούν η αντίσταση του αγωγού, η πτώση πίεσης που συνεπάγεται η ροή σε αυτόν, οι γραμμικές και εντοπισμένες απώλειες αλλά και οι απώλειες που οφείλονται στα εξαρτήματα του αγωγού. Για δεδομένη διάμετρο, υπολογίζουμε τις γραμμικές και εντοπισμένες απώλειες της ροής στους κλειστούς αγωγούς με τη βοήθεια της τιμής του αριθμού Reynolds της ροής και της τραχύτητας του αγωγού. Ο αδιάστατος συντελεστής αντίστασης λ δίνει εύκολα τις απώλειες ύψους $H_{απ}$ κατά μήκος μιάς σωλήνωσης. Ο συντελεστής απωλειών ζ είναι ίσος με:

$$\zeta=\sum\lambda_i*(l_i/d_i^5*2g*(\pi^2/16)),$$

με $l_i$ και $d_i$ συμβολίζονται τα μήκη και οι διάμετροι κατά μήκος της σωλήνωσης. Οι απώλειες ύψους είναι ίσες με $H_{απ}=\zeta*Q^2$.

Ακόμα πρέπει να υπολογίσουμε τις υδροστατικές πιέσεις σε κάθε τμήμα της σωλήνωσης , ώστε να επιλεχθούν οι κατάλληλης αντοχής σωληνώσεις. Η διάμετρος

που θα πρέπει να έχει ο αγωγός υπολογίζεται από ειδική τεχνοοικονομική μελέτη. Μπορούμε να δώσουμε σε κάθε τμήμα της σωληνογραμμής διαφορετική διάμετρο και διαφορετικό πάχος. Δηλαδή τα τμήματα που έχουν μικρή υδροστατική πίεση θα έχουν σχετικά μεγάλη διάμετρο, ενώ τα τμήματα που έχουν μεγάλη υδροστατική πίεση θα έχουν μικρή διάμετρο. Αυτό βοηθάει και στη λειτουργία των υδροστροβίλων Pelton, που λειτουργούν υπό ατμοσφαιρική πίεση. Αφού όλη η δυναμική τους ενέργεια που είναι αποθηκευμένη σε μορφή υδροστατικής πίεσης μετατρέπεται από τα ακροφύσια σε κινητική και για αυτό έχουμε επιτάχυνση της ροής και μείωση της διατομής.

### 7.2.3.Επιλογή κατάλληλων υδροστροβίλων και αντλιών.

- Επιλογή στροβίλων.

Το ύψος πτώσεως είναι ίσο με h=640-60=580m. Για παρόμοιο ύψος πτώσης η ΔΑΥΕ επιλέγει συνήθως υδροστροβίλους 1600kW. Χωρίς τη βοήθεια του κώδικα προσομοίωσης, θα επιλέξουμε αρχικά 2 υδροστροβίλους των 1600kW. Αυτή είναι μια αρχική διαστασιολόγηση, που σε επόμενο κεφάλαιο θα μας βοηθήσει να καταλήξουμε στην τελική διαστασιολόγηση.

- Επιλογή αντλιών.

Θα επιλέξουμε την κατάλληλη αντλία καταρχάς από το πλήρες διάγραμμα μιας σειράς αντλιών, στο οποίο δίνεται η βέλτιστη περιοχή λειτουργίας μονοβάθμιων αντλιών. Το συνολικό ύψος είναι ίσο με 580 m, για αυτό κρίνεται απαραίτητο να τοποθετηθούν πολυβάθμιες αντλίες. Οι πολυβάθμιες αντλίες ανεβάζουν σταδιακά το ύψος τροφοδοτώντας με την ίδια παροχή την επόμενη βαθμίδα. Για τον υπολογισμό του ολικού ύψους Η, το οποίο θα πρέπει να έχει μια αντλία θα πρέπει να λάβουμε υπόψη μας πιθανές κακοτεχνίες που μπορεί να υπάρχουν στην κατασκευή της σωλήνωσης, αλλά και τη μελλοντική γήρανση της σωλήνωσης. Οι δύο αυτοί παράγοντες θα έχουν ως επακόλουθο την αύξηση των υδραυλικών απωλειών και συνεπώς την αύξηση των Η για επιθυμητή παροχή Q. Το πιο βασικό αλλά όχι και το μοναδικό κριτήριο για την επιλογή της αντλίας είναι ο καθορισμός του κανονικού σημείου λειτουργίας της αντλίας. Πρέπει επιπλέον να λάβουμε υπόψη μας και την κλίση της χαρακτηριστικής dH/dQ τόσο όσον αφορά την ευστάθεια λειτουργίας όσο και την μετατόπιση της διακινούμενης παροχής σε σχέση με την επιθυμητή Q σε περίπτωση που η πραγματική χαρακτηριστική της σωλήνωσης διαφέρει από αυτήν

που υπολογίστηκε. Η συμπεριφορά ως προς την σπηλαίωση είναι ένας ακόμα παράγοντας που πρέπει να ληφθεί υπόψη για την επιλογή αντλίας.

Αν είναι γνωστός ο συντελεστής απωλειών ζ μπορούμε να υπολογίσουμε τη χαρακτηριστική της σωλήνωσης από τον τύπο $H_{\Sigma} = H_{\Sigma T1} + \zeta * Q^2$. Το ύψος $H_{\Sigma}$ που αντιστοιχεί στην επιθυμητή διακινούμενη παροχή Q, θα πρέπει να είναι το ολικό ύψος Η της αντλίας. Πρέπει λοιπόν να επιλέξουμε μια αντλία της οποίας το κανονικό σημείο λειτουργίας να είναι (Η,Q) ώστε να μπορεί να εξασφαλιστεί η λειτουργία της με το μέγιστο βαθμό απόδοσης. Η επιθυμητή παροχή προκύπτει από την επιθυμητή ισχύ προς απορρόφηση από τον τύπο:

$$Q = (\eta_P * N_P)/(\gamma * H),$$

Όπου θεωρούμε προσεγγιστικά ότι είναι $\eta_P = 0,72$ και $H = H_{\Sigma}$. Στην προσομοίωση μας χρησιμοποιούμε αντλίες ονομαστικής ισχύος 250kW. Η επιλογή έγινε επειδή οι αντλίες του συγκεκριμένου μεγέθους χρησιμοποιούνται αυτή τη στιγμή ευρύτατα και εγγυώνται σχετικά υψηλό βαθμό απόδοσης . Έτσι για Η =580, $\eta_P$ =0,72 και $N_P$=250 έχουμε $Q=0.0315516 m^3/s$ ή $Q=113,58576 m^3/h$. Σύμφωνα με το κανονικό σημείο που επιλέξαμε διαλέγουμε από τα ειδικά διαγράμματα μιας σειράς πολυβάθμιων αντλιών το κατάλληλο μοντέλο.

## 7.3.Αρχή λειτουργίας του ΥΗΣ ως αποθηκευτική μονάδα.

Ο ΥΗΣ αναστρέψιμης λειτουργίας είναι αναμφίβολα σημαντικός για τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος. Σε περιόδους που θα υπάρχει πλεόνασμα αιολικής ισχύος, θα λειτουργεί το αντλιοστάσιο, αποθηκεύοντας την περίσσεια Ηλεκτρικής Ενέργειας από την κάτω στην άνω δεξαμενή με τη μορφή δυναμικής ενέργειας. Σε περιόδους που η παραγωγή των Α/Γ, δεν θα επαρκεί για να καλύψει τη ζήτηση, το αποθηκευμένο νερό θα πέφτει στον κάτω ταμιευτήρα μετατρέποντας την δυναμική ενέργεια σε κινητική και μετέπειτα σε Ηλεκτρική μέσω των στροβίλων Pelton. Ο ΥΗΣ είναι ο πλέον κατάλληλος για την κάλυψη των αιχμών ζήτησης κατά τη διάρκεια της ημέρας. Ένας κύκλος μετατροπής της Ηλεκτρικής Ενέργειας σε υδραυλική και μετά πάλι σε Ηλεκτρική, συνοδεύεται από απώλειες. Όσο πιο μικρό είναι το μέγεθος των μηχανών τόσο μεγαλύτερες είναι οι συνολικές απώλειες. Θεωρούμε ότι $\eta_P$ είναι ο ολικός βαθμός απόδοσης της αντλητικής εγκατάστασης και $\eta_T$ ο συνολικός βαθμός απόδοσης των στροβίλων. Υπολογίζουμε λοιπόν το συνολικό βαθμό απόδοσης της

αποθήκευσης ενέργειας για έναν πλήρη κύκλο λειτουργίας και έχουμε: $\eta_{ST}=\eta_P*\eta_T$. Για υδροστροβίλους Pelton ισχύος 2MW, μπορούμε άνετα να θεωρήσουμε βαθμό απόδοσης $\eta_T=0,9$, ενώ για καλά σχεδιασμένες αντλίες ισχύος 250kW $\eta_P=0,72$. Έτσι προκύπτει περίπου $\eta_{ST}=0,65$.

Ο ΥΗΣ, σύμφωνα με την αρχική διαστασιολόγηση που κάναμε, θα μπορεί να καλύπτει φορτία έως και 3.200kW όταν θα λειτουργούν ταυτόχρονα οι δυο υδροστρόβιλοι. Η ηλεκτρική ισχύς που θα παρέχουν οι σύγχρονες γεννήτριες του ΥΗΣ σταθμού θα είναι πολύ καλής ποιότητας.

Όταν θα λειτουργεί το αντλιοστάσιο κατά την ανάστροφη λειτουργία του ΥΗΣ θα αποθηκεύεται νερό στην άνω δεξαμενή. Το αντλιοστάσιο θα έπρεπε να τοποθετηθεί σε επίπεδο χαμηλότερα από την κάτω δεξαμενή για λόγους αποφυγής σπηλαίωσης. Ο αγωγός προσαγωγής και η σωλήνωση κατάθλιψης θα ενώνονται σε κάποιο σημείο κοντά στην κάτω δεξαμενή. Στο σημείο που θα συναντούνται θα υπάρχουν ειδικές βαλβίδες που θα καθορίζουν τη διαδρομή του νερού.

Ένα από τα πιο σημαντικά ζητήματα είναι το πώς θα ρυθμίζεται η απορροφούμενη ισχύς από το αντλιοστάσιο, για να μπορεί να προσαρμόζεται στην εκάστοτε περίσσεια αιολικής ισχύος. Υπάρχουν 4 βασικοί τρόποι ρύθμισης της λειτουργίας μιας αντλητικής εγκατάστασης, ενώ μπορεί να υπάρξουν και συνδυασμοί τους. Αυτοί οι 4 βασικοί τρόποι είναι:

- Ρύθμιση με παροχέτευση (by pass).

Αυτός ο τρόπος χρησιμοποιείται κυρίως για την εύκολη ρύθμιση της παροχής. Χρησιμοποιείται κυρίως από βιομηχανίες, που θέλουν ακριβή ρύθμιση της παροχής. Το βασικό χαρακτηριστικό αυτού του τρόπου, είναι ότι η ανεπιθύμητη παροχή παροχετεύεται πίσω στην κάτω δεξαμενή. Για τη μελέτη που κάνουμε επιθυμούμε τη μέγιστη δυνατή παροχή για την εκάστοτε περίσσεια αιολικής ισχύος, για αυτό δεν θα χρησιμοποιήσουμε αυτό τον τρόπο.

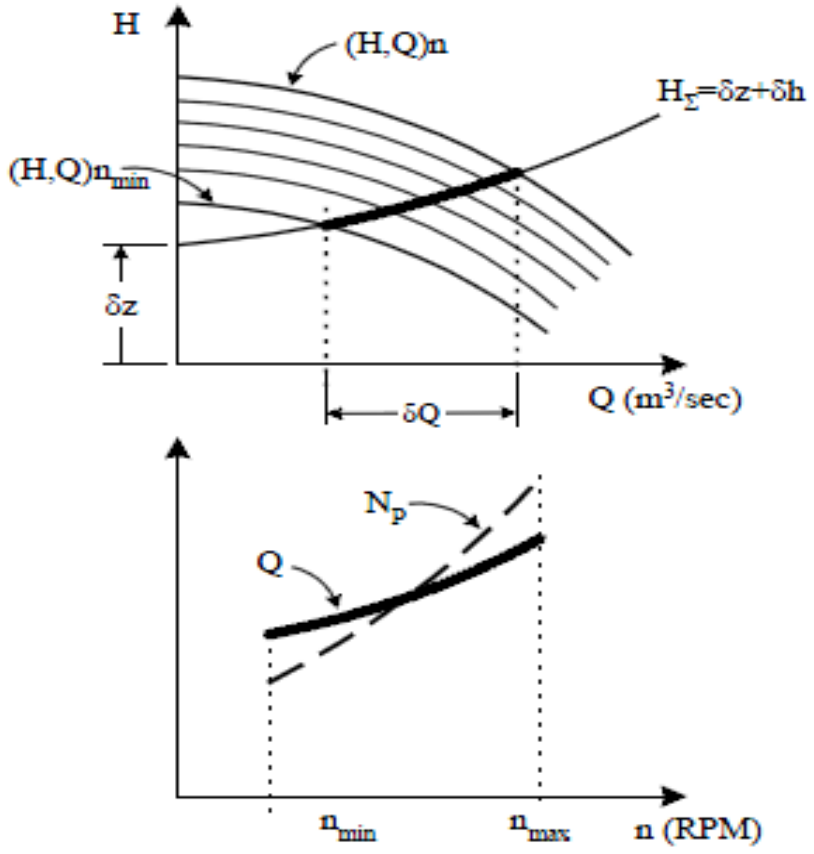
- Ρύθμιση με μεταβολή του συντελεστή απωλειών ζ.

Σε αυτή την περίπτωση μπορούμε να μεταβάλλουμε το συντελεστή απωλειών ζ μέσω μιας εντοπισμένης αντίστασης και να μεταβάλουμε τη χαρακτηριστική της σωλήνωσης $H_\Sigma= H_{\Sigma T} +\zeta*Q$. Έτσι επιτυγχάνεται μικρότερη μεταβολή της ισχύος σε σύγκριση με τη μεταβολή της παροχής. Οι απώλειες ρυθμίσεως κατά την

αποθήκευση θα είναι πολύ μεγάλες , για αυτό το λόγο ο τρόπος αυτός ενδέχεται να χρησιμοποιείται μόνο για κάποιες μικρές ρυθμίσεις της ισχύος.

- Μεταβολή των στροφών λειτουργίας.

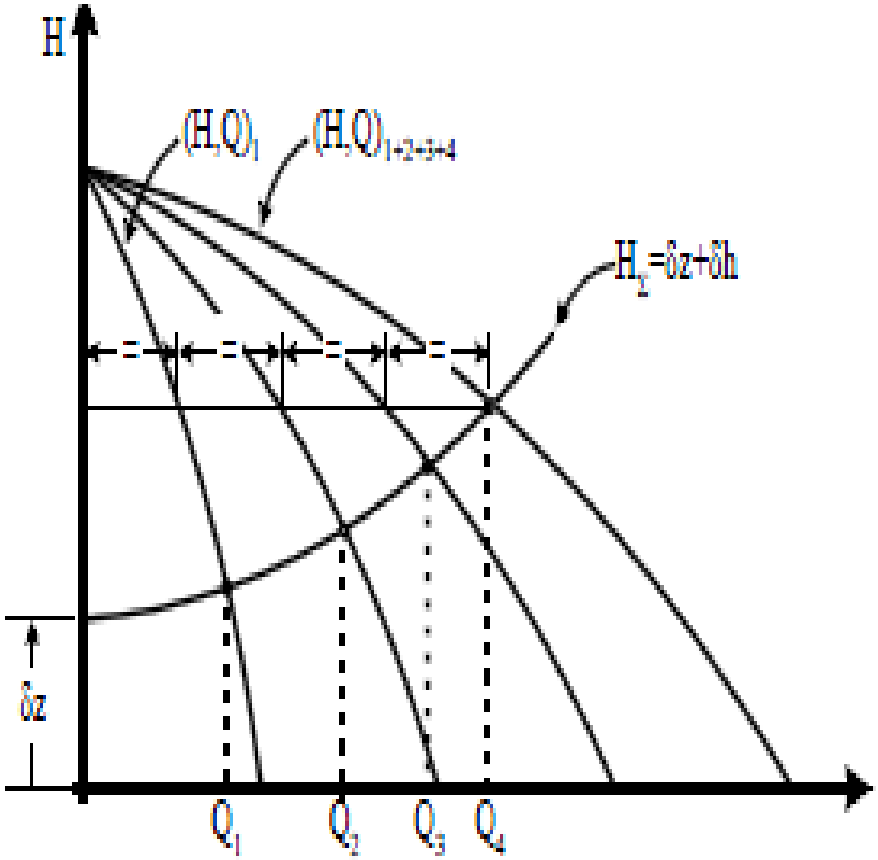
Η μέθοδος αυτή έχει πολύ καλό βαθμό απόδοσης και πολύ πιο μικρές απώλειες σε σύγκριση με τις 2 μεθόδους που αναφέραμε πριν. Οι επιπλέον απώλειες οφείλονται στην λειτουργία της αντλίας σε μικρότερες από τις κανονικές στροφές που σημαίνει ότι θα είναι μικρότερος και ο βαθμός απόδοσης. Η μείωση του βαθμού απόδοσης είναι συγκριτικά πολύ μικρότερη από τη μείωση του βαθμού απόδοσης κατά τη μέθοδο της μεταβολής του συντελεστή απωλειών. Με αυτή τη μέθοδο επιτυγχάνουμε μεγάλη εξοικονόμηση ισχύος και ενέργειας. Το κόστος του ακριβού εξοπλισμού που απαιτείται είναι το σημαντικό μειονέκτημα αυτής της μεθόδου, καθώς πέρα από τις αντλίες μεταβλητών στροφών θα πρέπει να εγκατασταθούν μετατροπείς AC/DC/AC ή άλλες διατάξεις ελέγχου ασύγχρονων κινητήρων.




Διάγραμμα 7.1:Ρύθμιση με μεταβολή στροφών.

- Παράλληλη σύνδεση αντλιών.

Μας συμφέρει να εγκατασταθούν παράλληλα περισσότερες αντλίες όταν η περιοχή ισχύος που λειτουργεί το αντλιοστάσιο είναι μεγάλη σε σχέση με το κανονικό σημείο λειτουργίας της μίας αντλίας. Για να υπάρχει σωστή συνεργασία των αντλιών είναι απαραίτητο να έχουν το ίδιο ύψος για μηδενική παροχή. Για οικονομικούς λόγους αλλά και για λόγους ευελιξίας ευκολίας συντήρησης συνηθίζεται οι αντλίες να είναι πανομοιότυπες.




Διάγραμμα 7.2:Ρύθμιση αντλιών με παράλληλη σύνδεση.

Για να έχουμε την επιθυμητή ρύθμιση της λειτουργίας της αντλητικής εγκατάστασης, προτείνουμε να εγκατασταθούν πολυβάθμιες αντλίες μεταβλητών στροφών ονομαστικής ισχύος 250kW έκαστη σε παράλληλη σύνδεση. Θα επιτυγχάνεται ρύθμιση της απορροφούμενης ισχύος με το πλήθος των αντλιών που λειτουργούν, την ταυτόχρονη μεταβολή των στροφών τους και για λεπτές ρυθμίσεις θα χρησιμοποιείται η μέθοδος ρύθμισης με μεταβολή του συντελεστή ζ.

Η λειτουργία της αντλητικής εγκατάστασης έχει ένα κατώτατο όριο ισχύος, κάτω από το οποίο η αντλία δεν θα μπορεί να δημιουργήσει το απαιτούμενο ύψος των 580m για την άντληση. Έτσι κάτω από αυτό το όριο η παροχή μηδενίζεται ή για πολύ χαμηλές στροφές η αντλία μπορεί να στραφεί ανάποδα. Αν λοιπόν η περίσσεια αιολικής ισχύος είναι μικρότερη από αυτή την τιμή, θα πρέπει αναγκαστικά να απορρηφθεί.

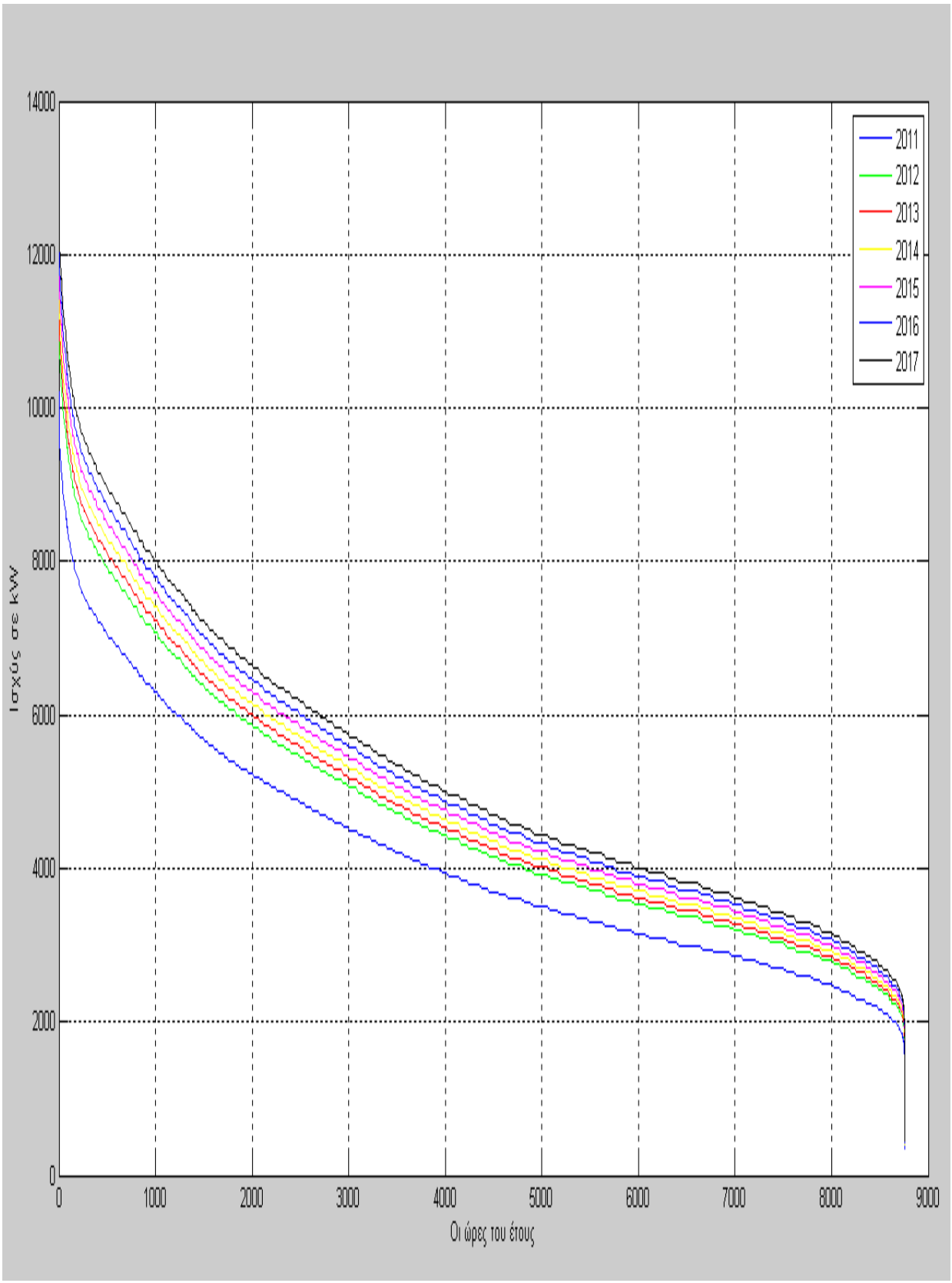
# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8$^{ο}$ :ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΣ ΤΟΥ ΚΑΤΑΛΛΗΛΟΥ ΜΕΓΕΘΟΥΣ ΤΩΝ ΥΠΟΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ.

Σε αυτό το κεφάλαιο θα προσπαθήσουμε να κάνουμε μια αρχική διαστασιολόγηση του νέου αιολικού πάρκου και του αντλιοστασίου χωρίς το πρόγραμμα προσομοίωσης. Θεωρούμε τα υπόλοιπα υποσυστήματα δεδομένα. Αυτό γίνεται για να μπορέσουμε να έχουμε κάποιο αρχικό δείκτη του μεγέθους των υποσυστημάτων που στη συνέχεια θα χρησιμοποιηθεί ως αρχικό σημείο για να βελτιστοποιήσουμε τη διαστασιολόγηση μας. Ο κώδικας που έχουμε αναπτύξει και προσομοιώνει τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος δεν απαιτεί εκ των προτέρων τον ακριβή προσδιορισμό του μεγέθους του αιολικού πάρκου και του αντλιοστασίου, αφού προσομοιώνει τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος για τα διάφορα μεγέθη των υποσυστημάτων. Όπως έχουμε αναφέρει ήδη μέχρι πριν από λίγο καιρό η κατασκευή υβριδικών συστημάτων και γενικά έργων ΑΠΕ επιδοτούνταν έως και 40%  Αυτό δεν ισχύει πλέον. Η τεχνολογία των ανεμογεννητριών έχει ωριμάσει σημαντικά, οι τιμές των φωτοβολταϊκών μειώνονται συνεχώς και η τιμή αγοράς της ενέργειας από Φ/Β είναι τέτοια που οι επενδύσεις είναι συμφέρουσες.

Κατά συνέπεια στην εργασία αυτή εξετάζεται και η δυνατότητα συμμετοχής και ενός Φ/Β πάρκου.  Η αρχική ιδέα ήταν το Φ/Β πάρκο να συμμετέχει σε ποσοστό περίπου 10% στην κάλυψη της ζήτησης. Όπως προκύπτει από τον κώδικα προσομοίωσης για να μπορεί να συμβεί αυτό θα πρέπει η ονομαστική ισχύς του Φ/Β μας πάρκου να είναι ίση με 2MW. Σε αυτό το κεφάλαιο θα θεωρήσουμε την ονομαστική ισχύ του Φ/Β πάρκου δεδομένη και ίση με 2,0MW,  χωρίς να ασχοληθούμε περαιτέρω.  Επίσης θεωρούμε σαν δεδομένο ότι θα χρησιμοποιηθούν 2 υδροστρόβιλοι Pelton των 1600kW και ότι η χωρητικότητα της άνω δεξαμενής θα είναι ίση με 200.000$m^3$.

Για να μπορέσουμε να κάνουμε μια αρχική διαστασιολόγηση των συνιστωσών του υβριδικού συστήματος, θα χρειαστούμε τις εκτιμήσεις των μελλοντικών αναγκών και της μελλοντικής ζήτησης φορτίου. Στο ακόλουθο σχήμα παραθέτουμε τις ετήσιες καμπύλες

διάρκειας του μελλοντικού φορτίου, όπως προκύπτουν από τις εκτιμήσεις της ΔΕΗ Ανανεώσιμες:




Διάγραμμα 8.1: Εκτιμώμενες μελλοντικές καμπύλες διάρκειας φορτίου της Καρπάθου.

Από τις μελλοντικές καμπύλες διάρκειας φορτίου μπορούμε να έχουμε μια πρώτη εικόνα για το απαιτούμενο μέγεθος του αιολικού πάρκου. Στόχος μας είναι να έχουμε όσο το δυνατόν μεγαλύτερη κάλυψη φορτίου από το αιολικό πάρκο, πράγμα που σημαίνει ότι η εγκατεστημένη ονομαστική ισχύς θα πρέπει να καλύπτει ένα μεγάλο ποσοστό ωρών το έτος. Αμέσως μετά θα πρέπει να βρούμε το σημείο κορεσμού εγκατάστασης νέων Α/Γ. Ψάχνουμε λοιπόν το σημείο εκείνο που η εγκατάσταση επιπλέον Α/Γ, δηλαδή η εγκατάσταση επιπλέον ισχύος δεν θα επιφέρει ανάλογη αύξηση του βαθμού διείσδυσης της Αιολικής Ενέργειας στην κατανάλωση. Για να βρούμε το σημείο κορεσμού θα πρέπει να γνωρίζουμε τα ωριαία ανεμολογικά δεδομένα και τη χρονοσειρά της ωριαίας ζήτησης. Έτσι μπορούμε να προσομοιώσουμε τη λειτουργία των νέων Α/Γ σε συνδυασμό και με τη λειτουργία των ήδη εγκατεστημένων στο νησί Α/Γ και να υπολογίσουμε τη μέγιστη διείσδυση ανά ώρα. Κατά τη διαδικασία αυτή δεν λαμβάνουμε καθόλου υπόψη μας το αποθηκευτικό μέσο. Οι Α/Γ που χρησιμοποιούμε στην προσομοίωση είναι μεταβλητών στροφών και μπορούνε άνετα να καλύψουν ακόμα και το 100% του φορτίου. Στην περίπτωση μας όμως επειδή τα Φ/Β καλύπτουν περίπου το 10% του φορτίου, οι Α/Γ μπορούν να καλύψουν έως και το 90% του φορτίου.

Για να γίνει η παραπάνω προσομοίωση, χρησιμοποιήθηκε το προγραμματιστικό περιβάλλον MATLAB(R2010b). Το πρόγραμμα προσομοίωσης (aiolika) ακολουθεί μια πολύ απλή λογική. Ξεκινάει να υπολογίζει από τα ανεμολογικά δεδομένα και τις καμπύλες ισχύος την ωριαία ενέργεια που παράγουν οι Α/Γ. Ο υπολογισμός αυτός γίνεται σε kWh. Από την ωριαία ζήτηση φορτίου PL αφαιρεί την ωριαία παραγωγή των Φ/Β Pv και βρίσκει την νέα ωριαία ζήτηση φορτίου Pc. Στη συνέχεια συγκρίνει την ωριαία παραγόμενη ενέργεια Ppr με την νέα ωριαία ζήτηση φορτίου Pc εκείνης της στιγμής. Διακρίνονται τρεις περιπτώσεις:

- Η ζήτηση φορτίου Pc είναι μεγαλύτερη από την ενέργεια που παράγουν οι Α/Γ Ppr.

Σε αυτή την περίπτωση όλη η ενέργεια που παράγουν οι Α/Γ διοχετεύεται στο δίκτυο και το ποσοστό της ωριαίας διείσδυσης υπολογίζεται από τον τύπο 100*Ppr/Pc. Φυσικά, το ποσοστό διείσδυσης είναι μικρότερο του 100%.

- Η ζήτηση φορτίου Pc είναι ίση με την ενέργεια που παράγουν οι Α/Γ Ppr.

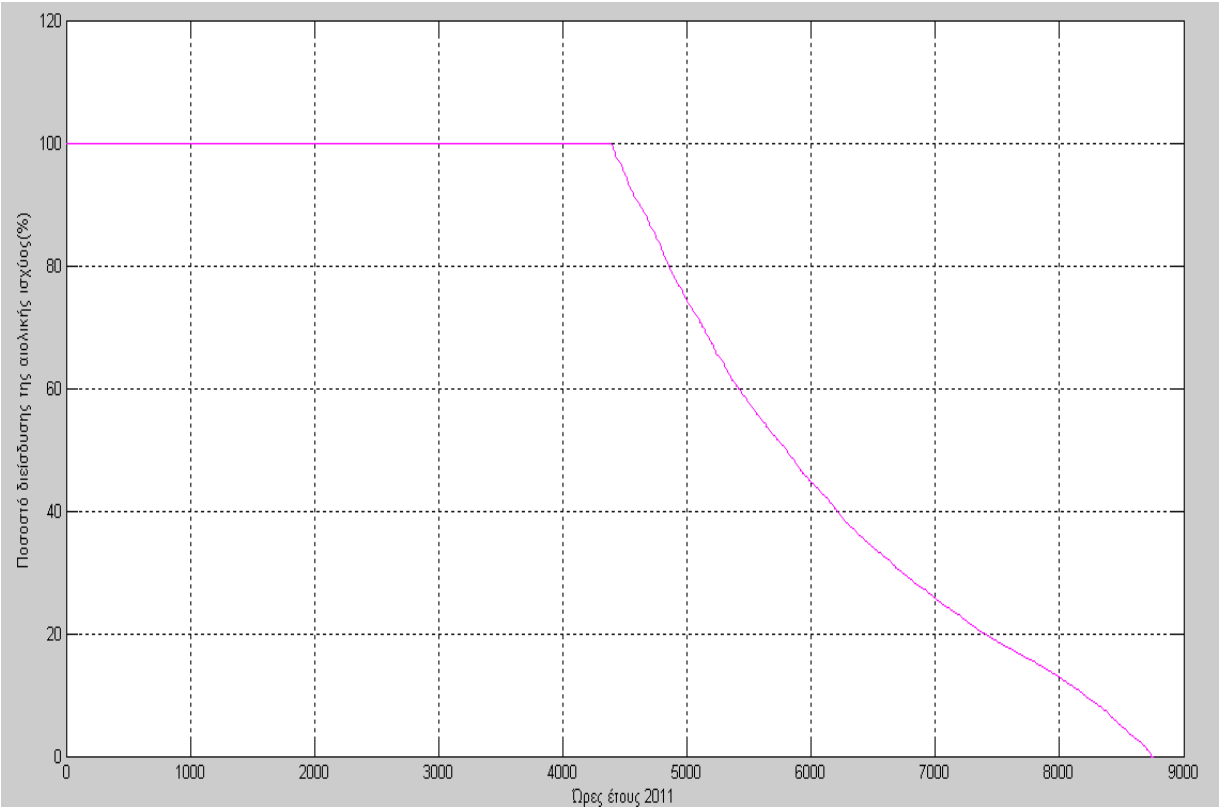
Και πάλι όλη η ενέργεια που παράγεται από τις Α/Γ διοχετεύεται στο δίκτυο, ενώ το ποσοστό της ωριαίας διείσδυσης είναι ίσο με 100%.

- Η ζήτηση φορτίου Pc είναι μικρότερη από την ενέργεια που παράγουν οι Α/Γ Ppr.

Σε περίπτωση που η παραγόμενη από τις Α/Γ ενέργεια είναι μεγαλύτερη της ζήτησης φορτίου, διοχετεύεται στο δίκτυο ενέργεια ίση με τη ζήτηση φορτίου. Ενώ η ενέργεια που περισσεύει μπορεί να αποθηκευτεί. Και πάλι το ποσοστό της ωριαίας διείσδυσης είναι ίσο με 100%.

Εκτελέσαμε το παραπάνω πρόγραμμα για την εγκατάσταση 1 έως 20 νέων Α/Γ(900kW), ψάχνοντας το σημείο κορεσμού. Παρακάτω φαίνονται οι καμπύλες διάρκειας διείσδυσης της αιολικής ισχύος με τα δεδομένα του έτους 2011 και για τον εκάστοτε αριθμό Α/Γ, συγκεκριμένα για νέες Α/Γ από 9 έως 15 . Επικεντρωνόμαστε σε αυτό το διάστημα γιατί εκεί εντοπίζεται το σημείο κορεσμού. Υπενθυμίζουμε ότι στην προσομοίωση συμμετέχουν και οι ήδη εγκατεστημένες στην Κάρπαθο Α/Γ, που παρουσιάστηκαν στο τρίτο κεφάλαιο.

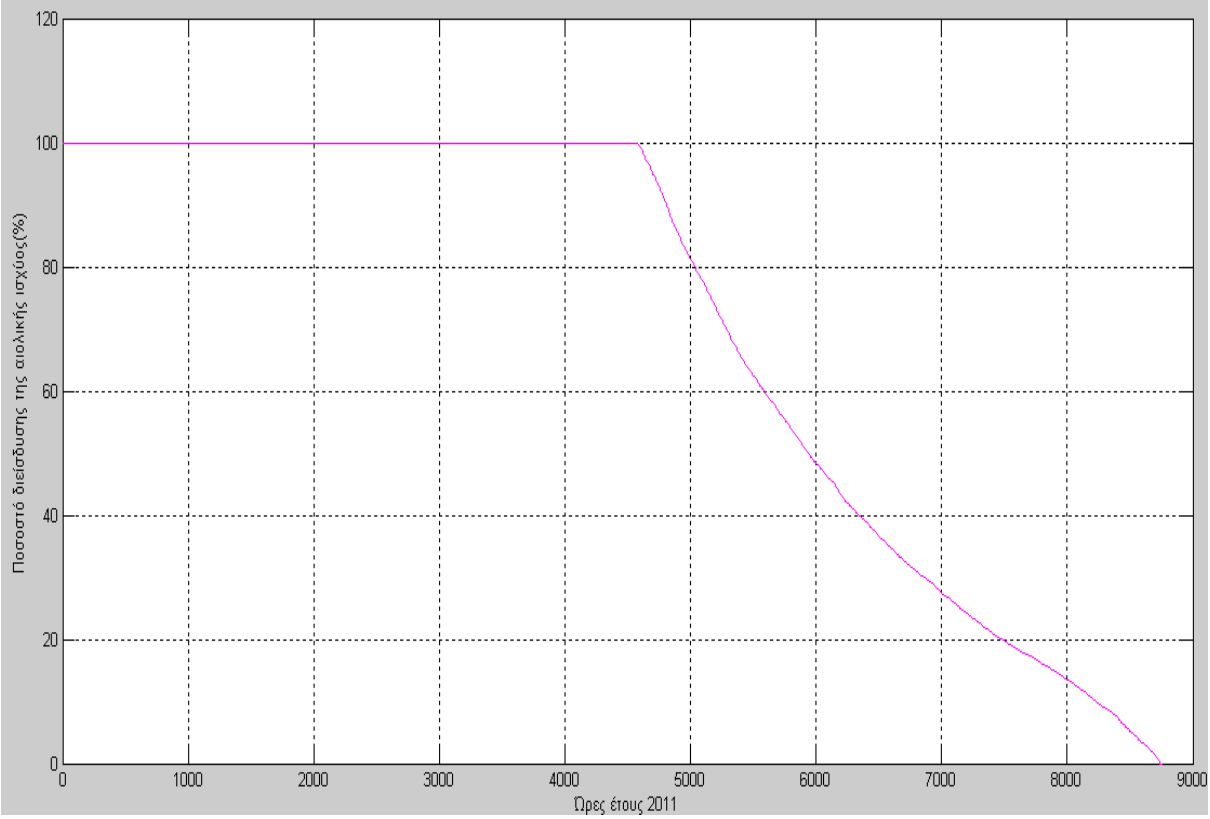
Με τις ήδη εγκατεστημένες Α/Γ και 9 Α/Γ των 900kW έχουμε:




Διάγραμμα 8.2: Καμπύλη διάρκειας διείσδυσης για την εγκατάσταση 9 νέων Α/Γ(900kW).

Ο ετήσιος βαθμός διείσδυσης είναι ίσος με 58,5295%.

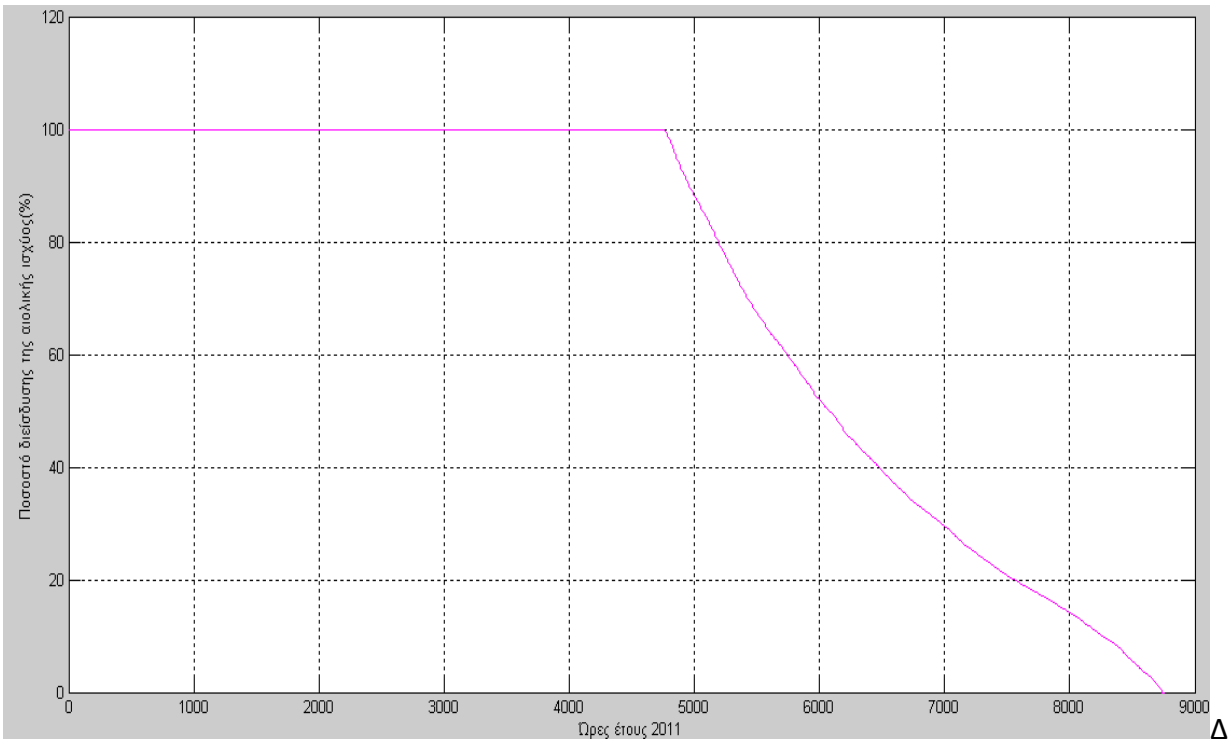
Με τις ήδη εγκατεστημένες Α/Γ και 10 Α/Γ των 900kW έχουμε:




Διάγραμμα 8.3: Καμπύλη διάρκειας διείσδυσης για την εγκατάσταση 10 νέων Α/Γ(900kW).

Ο ετήσιος βαθμός διείσδυσης είναι ίσος με 60,1677%.

Με τις ήδη εγκατεστημένες Α/Γ και 11 Α/Γ των 900kW έχουμε:

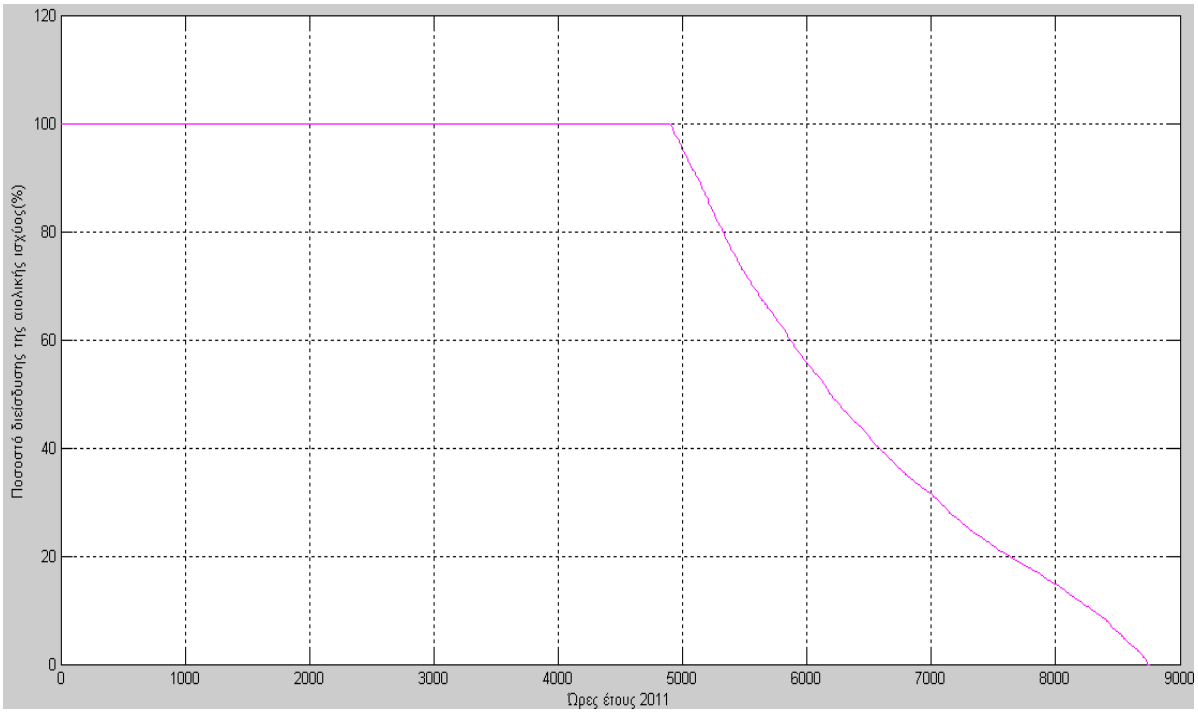



Δ

ιάγραμμα 8.4: Καμπύλη διάρκειας διείσδυσης για την εγκατάσταση 11 νέων Α/Γ(900kW).

Ο ετήσιος βαθμός διείσδυσης είναι ίσος με  61,5857%.

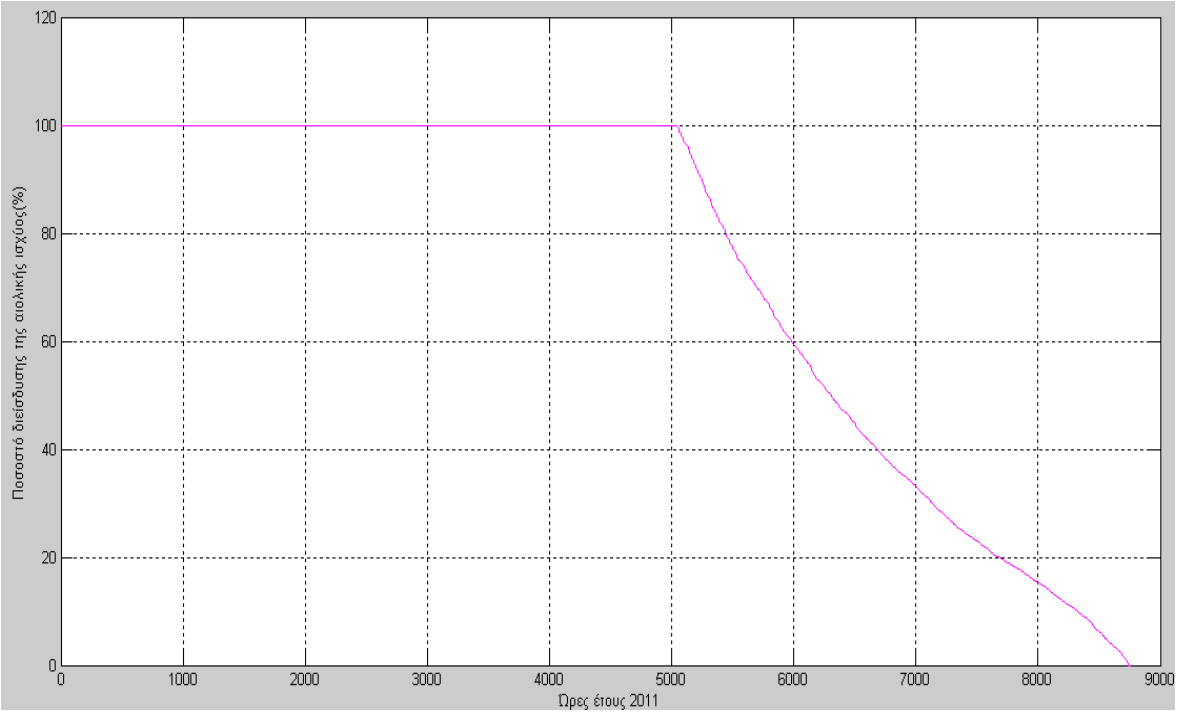
Με τις ήδη εγκατεστημένες Α/Γ και 12 Α/Γ των 900kW έχουμε:



Διάγραμμα 8.5:Καμπύλη διάρκειας διείσδυσης για την εγκατάσταση 12 νέων Α/Γ(900kW).

Ο ετήσιος βαθμός διείσδυσης είναι ίσος με  62,8378%

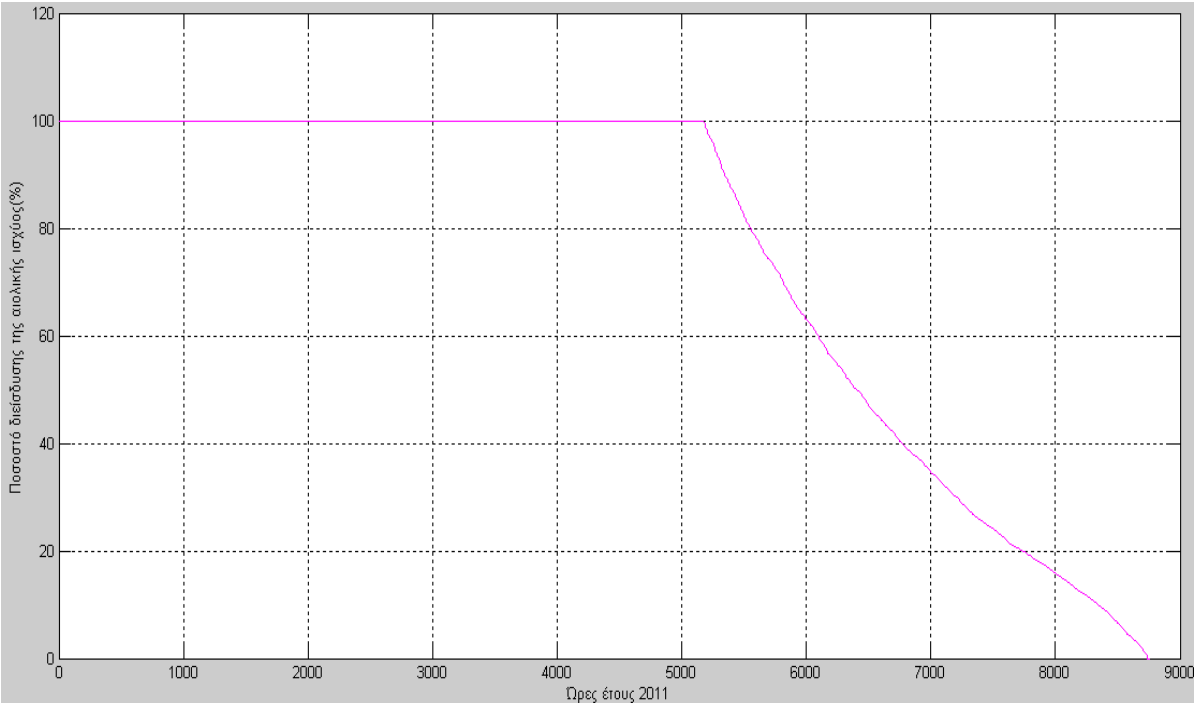
. Με τις ήδη εγκατεστημένες Α/Γ και 13 Α/Γ των 900kW έχουμε:




Διάγραμμα 8.6: Καμπύλη διάρκειας διείσδυσης για την εγκατάσταση 13 νέων Α/Γ(900kW).

Ο ετήσιος βαθμός διείσδυσης είναι ίσος με  63,9606%.

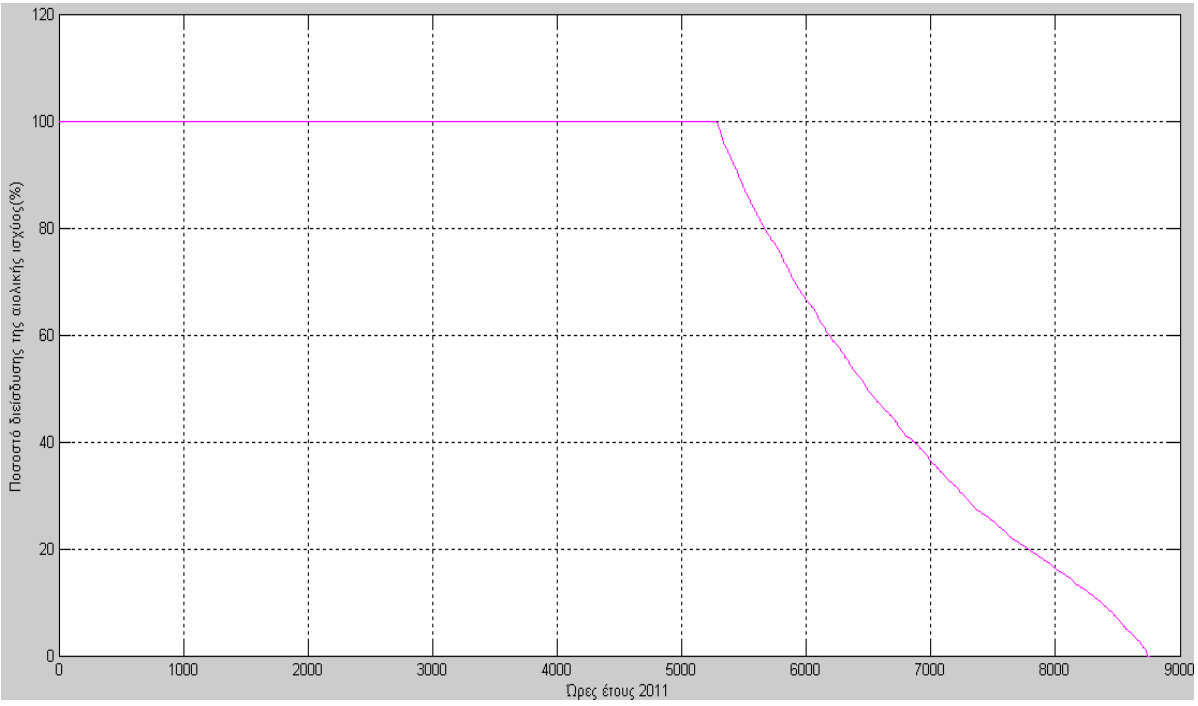
. Με τις ήδη εγκατεστημένες Α/Γ και 14 Α/Γ των 900kW έχουμε:




Διάγραμμα 8.7:Καμπύλη διάρκειας διείσδυσης για την εγκατάσταση 14 νέων Α/Γ(900kW).

Ο ετήσιος βαθμός διείσδυσης είναι ίσος με  64,9728%.

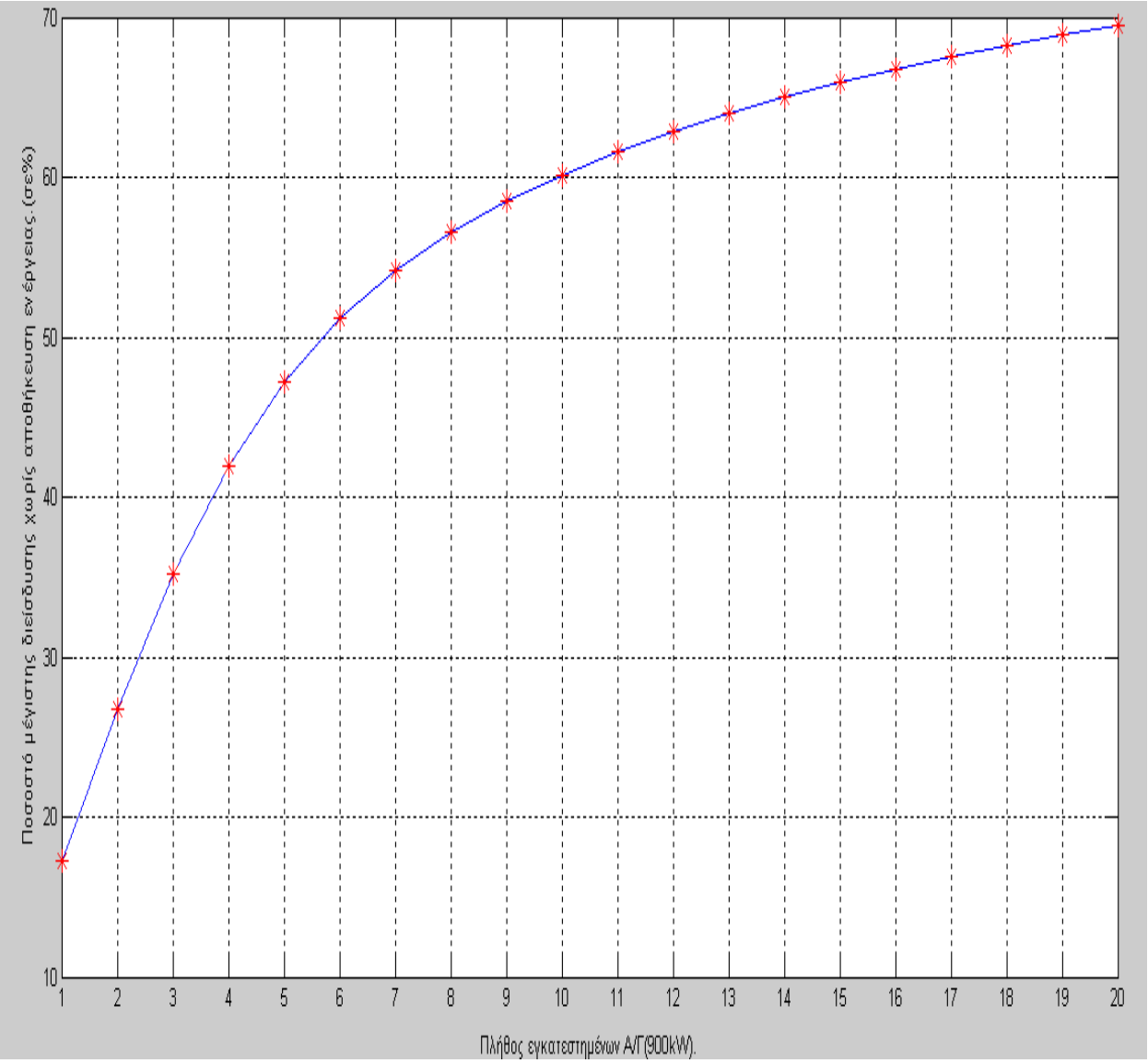
. Με τις ήδη εγκατεστημένες Α/Γ και 15 Α/Γ των 900kW έχουμε:




Διάγραμμα 8.8:Καμπύλη διάρκειας διείσδυσης για την εγκατάσταση 15 νέων Α/Γ(900kW).

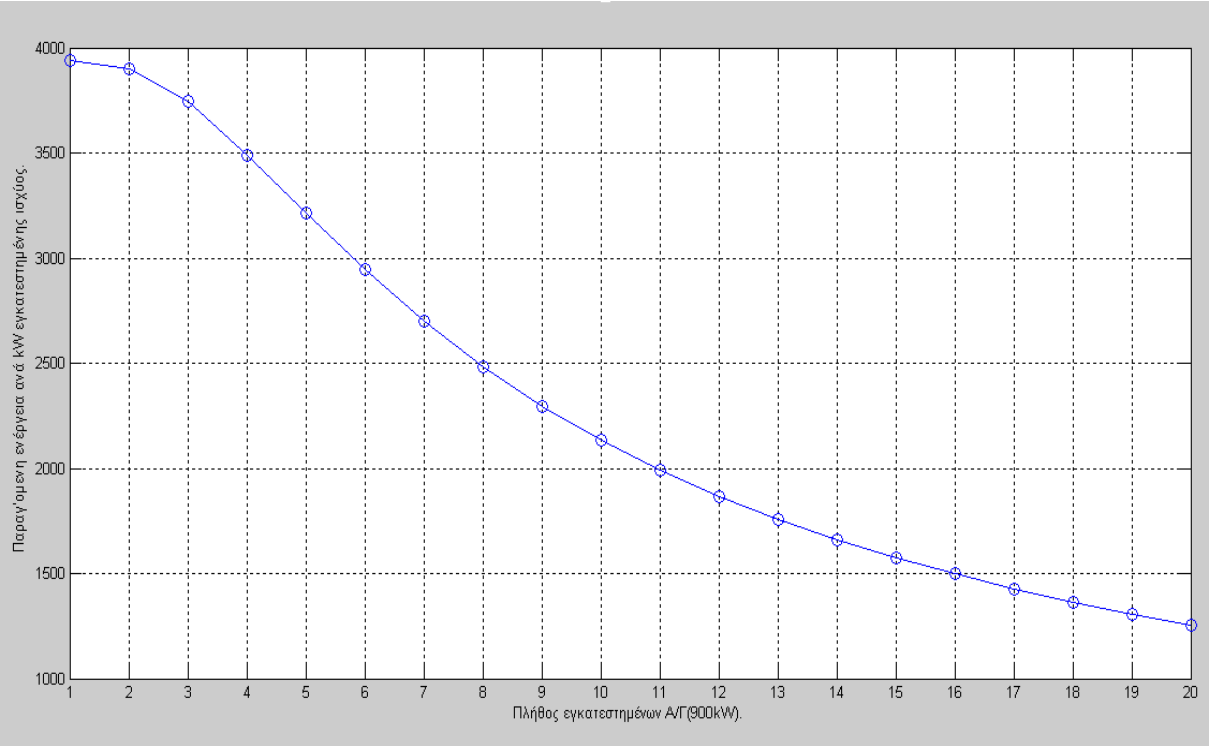
Ο ετήσιος βαθμός διείσδυσης είναι ίσος με 65,8947%.

Από τα παραπάνω διαγράμματα βλέπουμε, ότι από ένα σημείο και μετά η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος, δεν επιφέρει ανάλογη αύξηση στο ποσοστό διείσδυσης της Αιολικής Ενέργειας. Συγκεντρώνουμε τα συνολικά αποτελέσματα και παραθέτουμε το διάγραμμα της ετήσιας διείσδυσης για το εκάστοτε πλήθος εγκατεστημένων Α/Γ( 1 έως 20):




Διάγραμμα 8.9:Μεταβολή του ετήσιου βαθμού διείσδυσης Αιολικής Ενέργειας για σύστημα χωρίς αποθήκευση.

Παραθέτουμε ακόμα τη μεταβολή του λόγου της παραγόμενης από το αιολικό πάρκο ενέργειας προς την εγκατεστημένη ονομαστική ισχύ του αιολικού πάρκου :

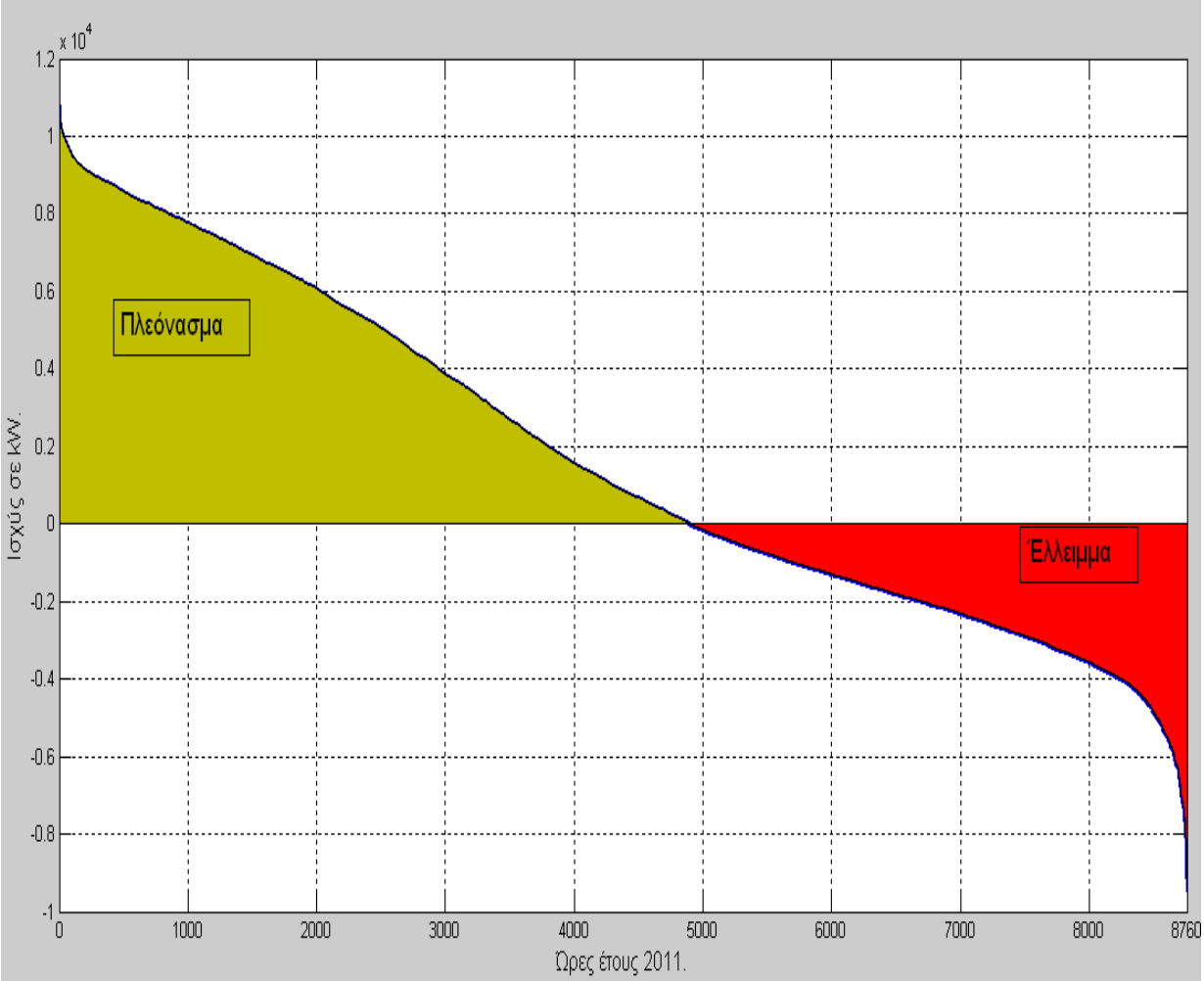



Διάγραμμα 8.10:Μεταβολή του λόγου της παραγόμενης από το αιολικό πάρκο ενέργειας προς την εγκατεστημένη αιολική ισχύ του αιολικού πάρκου.

Σύμφωνα με τα παραπάνω διαγράμματα η αρχική μας εκτίμηση είναι ότι απαιτούνται 12 Α/Γ, δηλαδή επιλέγουμε ως αρχική ονομαστική ισχύ τα 10.800kW. (Το σημείο κορεσμού εντοπίζεται για 12 Α/Γ). Όπως έχουμε πει η εκτίμηση μας αυτή αποτελεί μια αρχική διαστασιολόγηση, που θα μας βοηθήσει να καταλήξουμε στην τελική διαστασιολόγηση του αιολικού πάρκου.

Από εδώ και στο εξής σε αυτό το κεφάλαιο θα θεωρούμε την ονομαστική ισχύ του αιολικού πάρκου δεδομένη. Στη συνέχεια θα πρέπει να εκτιμήσουμε τον αριθμό των αντλιών που απαιτούνται ώστε να έχουμε τη μέγιστη και όσο το δυνατόν πιο οικονομική αποθήκευση της περίσσειας της Αιολικής Ενέργειας. Το πρόγραμμα aiolika υπολογίζει ακόμα τη διαφορά Pd=Ppr-Pc. Αν η διαφορά είναι θετική έχουμε περίσσεια Αιολικής Ενέργειας και αν είναι αρνητική έχουμε έλλειμμα Αιολικής Ενέργειας. Σε

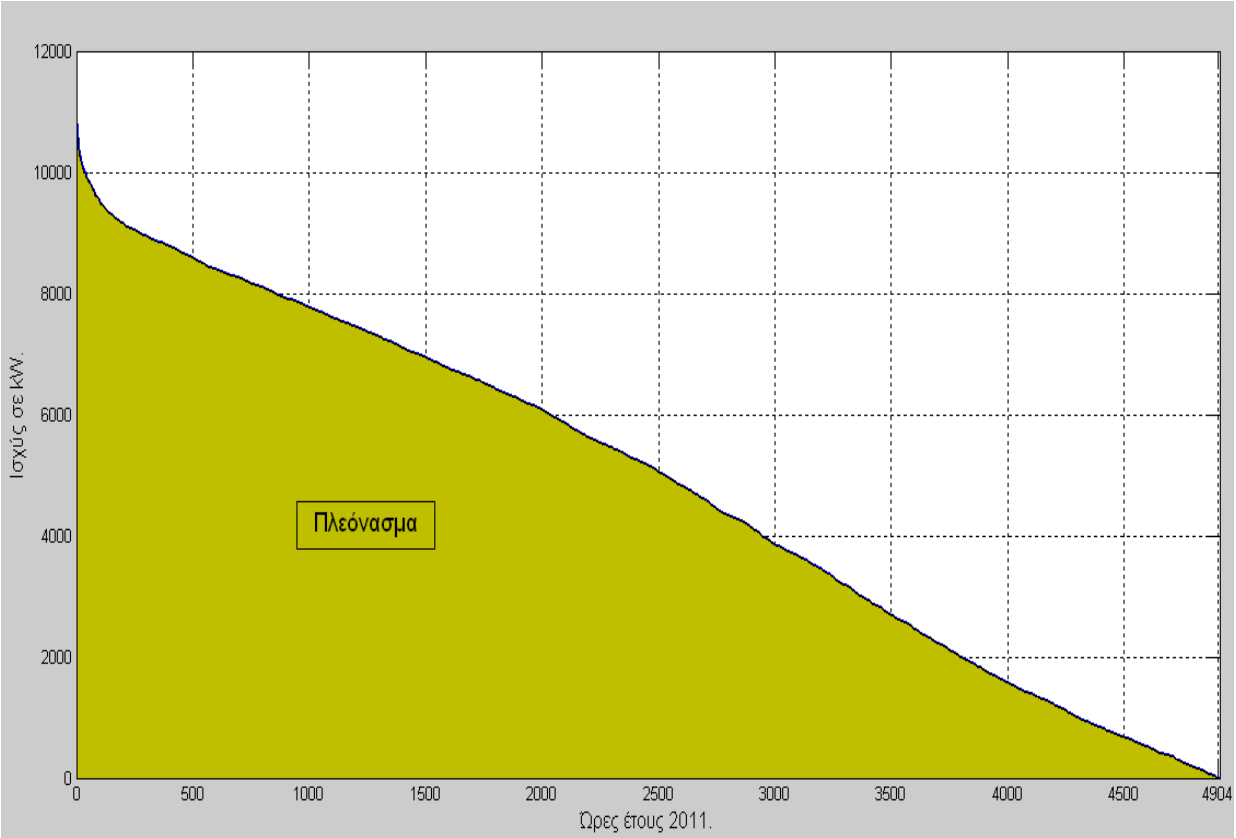
περίπτωση που η διαφορά είναι μηδέν δεν υπάρχει ούτε πλεόνασμα ούτε έλλειμμα Αιολικής Ενέργειας. Παραθέτουμε την καμπύλη διάρκειας της διαφοράς Pd.




Διάγραμμα 8.11: Καμπύλη διάρκεια διαφοράς αιολικής ισχύος από ζήτηση ισχύος.

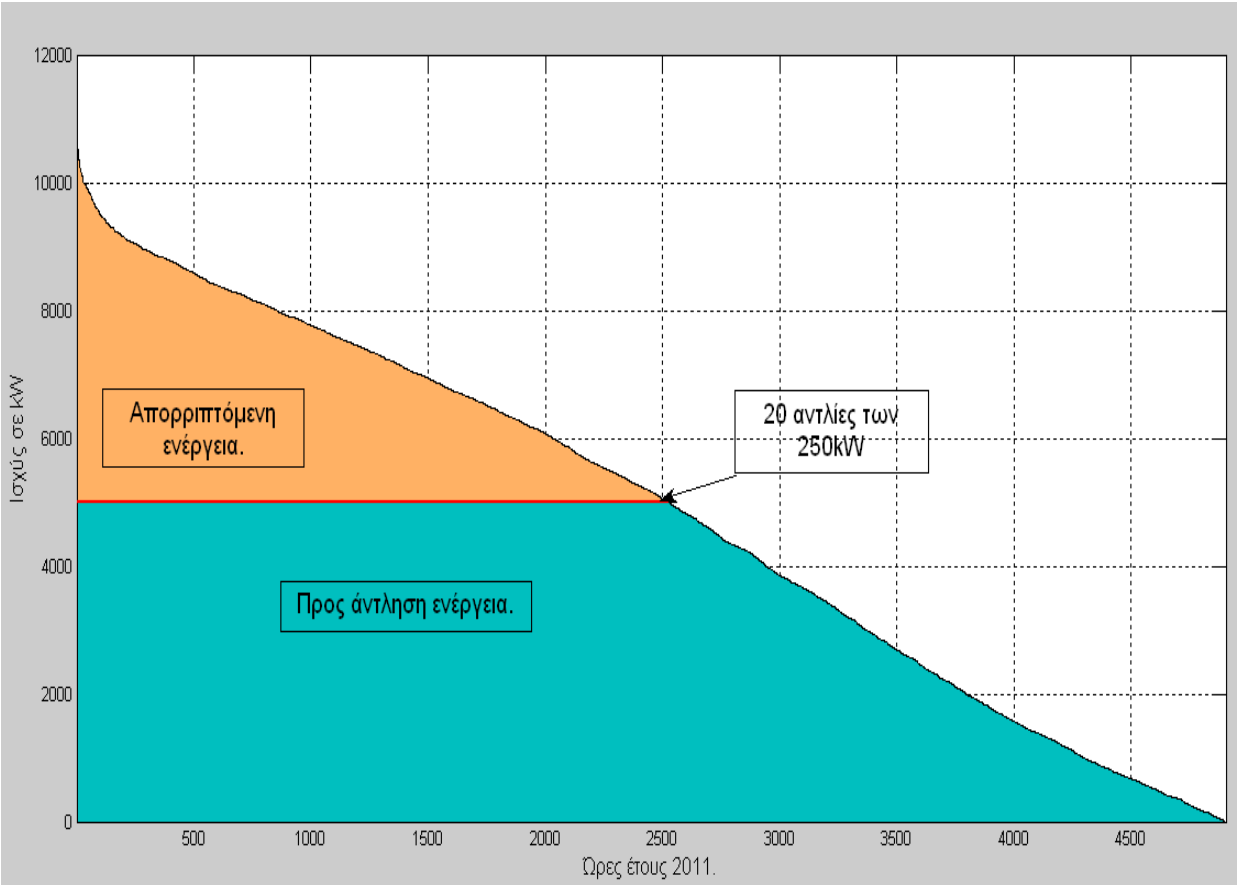
Παρατηρούμε ότι στο παραπάνω διάγραμμα υπάρχουν τόσο θετικές, όσο και αρνητικές τιμές ισχύος. Επιπλέον η καμπύλη διάρκειας της Pd τέμνει τον άξονα των ωρών. Αυτό το σημείο τομής εκφράζει τις ώρες του έτους για τις οποίες έχουμε πλήρη ή οριακή κάλυψη φορτίου από τις Α/Γ. Οι θετικές τιμές της καμπύλης διάρκειας της Pd, εκφράζουν πλεόνασμα αιολικής ισχύος και φαίνονται στο σχήμα με πράσινο χρώμα. Αντίστοιχα με κόκκινο χρώμα φαίνονται οι αρνητικές τιμές της καμπύλης διάρκειας που εκφράζουν έλλειμμα αιολικής ισχύος. Το εμβαδό της πράσινης περιοχής συμβολίζει το συνολικό ετήσιο πλεόνασμα αιολικής ισχύος, ενώ το εμβαδό της κόκκινης περιοχής εκφράζει το συνολικό ετήσιο έλλειμμα αιολικής ισχύος.

Εάν απομονώσουμε το θετικό κομμάτι της καμπύλης διάρκειας της Pd, θα έχουμε την καμπύλη διάρκειας απορριπτόμενου φορτίου.




Διάγραμμα 8.12: Καμπύλη διάρκειας απορριπτόμενης αιολικής παραγωγής (χωρίς αποθήκευση).

Ο απαραίτητος αριθμός αντλιών που πρόκειται να τοποθετηθούν παράλληλα, θα επιλεχθεί με βασικό γνώμονα την όσο το δυνατόν επαρκή κάλυψη της καμπύλης διάρκειας απορριπτόμενου φορτίου. Δεν μας συμφέρει να επιλέξουμε αντλίες, που θα καλύπτουν μόνο τις αιχμές της περίσσειας αιολικής ισχύος, και θα λειτουργούν μόνο λίγες ώρες το χρόνο. Θεωρούμε ότι οι αντλίες που θα εγκαταστήσουμε θα πρέπει να δουλεύουν τουλάχιστον 2500 ώρες το έτος. Στην προσομοίωση μας χρησιμοποιούμε αντλίες ονομαστικής ισχύος 250kW. Έτσι σύμφωνα και με τα παραπάνω επιλέγουμε 20 αντλίες των 250kW.




Διάγραμμα 8.13:Καμπύλη διάρκειας πλεονάζουσας αιολικής ισχύος και επιλογή αντλιών.

Έτσι χωρίς να χρησιμοποιήσουμε τον κώδικα που προσομοιώνει το ολοκληρωμένο σύστημα καταφέραμε να καθορίσαμε ένα αρχικό σημείο για τη βελτιστοποίηση του υβριδικού συστήματος. Η αρχική διαστασιολόγηση είναι:

- Φ/Β πάρκο ονομαστικής ισχύος 2,0MW.
- Νέο αιολικό πάρκο ονομαστικής ισχύος 10,8MW.(συν τις ήδη εγκατεστημένες Α/Γ).
- 20 αντλίες ονομαστικής ισχύος 250kW έκαστη.
- 2 υδροστρόβιλοι ονομαστικής ισχύος 1,6MW έκαστος και
- Άνω δεξαμενή χωρητικότητας 200.000$m^3$.

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9$^{ο}$ : Η ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑ ΤΩΝ ΕΠΙΜΕΡΟΥΣ ΥΠΟΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΚΑΙ ΣΥΝΤΟΜΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΚΩΔΙΚΑ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ.

## 9.1.Η συνεργασία των επιμέρους υποσυστημάτων.

Πέρα από την επιλογή, τη διαστασιολόγηση και την χωρική τοποθέτηση των υποσυστημάτων του υβριδικού συστήματος, πρωταρχική σημασία για την αποδοτική και βέλτιστη λειτουργία του υβριδικού συστήματος έχει η σωστή και αρμονική συνεργασία των επιμέρους μονάδων του. Το τμήμα του υβριδικού συστήματος που είναι αρμόδιο να ελέγχει τη συνεργασία των επιμέρους μονάδων είναι η Κυβερνητική Μονάδα. Η Κυβερνητική Μονάδα, μαζί με τις ελεγκτικές διατάξεις του κάθε υποσυστήματος και το δίκτυο επικοινωνίας και μετάδοσης σημάτων συγκροτούν το Σύστημα Ελέγχου και Διαχείρισης Ενέργειας . Η Κυβερνητική Μονάδα (ή Κεντρική Μονάδα Ελέγχου) παρακολουθεί αδιάλειπτα και αξιολογεί τις συνθήκες που επικρατούν και αποφασίζει για την κατάσταση λειτουργίας του Υβριδικού Σταθμού. Στέλνει σήματα εισόδου στις διατάξεις ελέγχου και επιβλέπει με αυτό τον τρόπο τα υποσυστήματα παραγωγής και αποθήκευσης. Οι διατάξεις ελέγχου αφού λάβουν τα σήματα εισόδου θα εφαρμόζουν τα όσα τους υπαγορεύει η Κυβερνητική Μονάδα, ενώ θα διαθέτουν και όργανα μέτρησης, αισθητήρες, κτλ, που θα ελέγχουν τις επιμέρους μονάδες και θα τροφοδοτούν τα αποτελέσματα του ελέγχου στην Κυβερνητική μονάδα. Έτσι στην Κυβερνητική Μονάδα θα συγκεντρώνονται σημαντικά δεδομένα, τα οποία μαζί με τα δεδομένα της ζήτησης θα είναι οι σημαντικότεροι παράγοντες για να επιλεχτεί η πιο κατάλληλη κατάσταση λειτουργίας (π.χ. θα έχουμε άντληση ή θα τεθούν σε λειτουργία οι υδροστρόβιλοι, και άλλα).

Η Κυβερνητική Μονάδα κατά την εποπτεία του υβριδικού συστήματος τηρεί ορισμένες προτεραιότητες. Αυτές είναι:

- Κύρια προτεραιότητα για την κάλυψη του φορτίου έχουν οι Α/Γ και τα Φ/Β.
- Σε περίπτωση που η παραγωγή των Φ/Β και των Α/Γ δεν επαρκεί για την κάλυψη της ζήτησης, προτεραιότητα έχουν οι υδροστρόβιλοι εφόσον το επιτρέπει

η στάθμη της άνω δεξαμενής. Και τέλος, αν δεν το επιτρέπει η στάθμη της άνω δεξαμενής μπαίνουν σε λειτουργία οι συμβατικές μονάδες.

- Σε περίπτωση που έχουμε οριακή κάλυψη του φορτίου από τα Φ/Β και τις Α/Γ, τίθενται κατά προτεραιότητα σε ετοιμότητα οι υδροστρόβιλοι. Αν η στάθμη της άνω δεξαμενής δεν το επιτρέπει, τίθεται σε θερμή εφεδρεία μια συμβατική μονάδα.

- Σε περίπτωση που έχουμε πλήρη κάλυψη του φορτίου από τα Φ/Β και τις Α/Γ, ενώ υπάρχει και περίσσεια Αιολική Ενέργεια, μπαίνουν σε λειτουργία οι αντλίες. Η περίσσεια Αιολικής Ενέργειας πρέπει να είναι μεγαλύτερη από το ελάχιστο όριο λειτουργίας των αντλιών, ενώ θα πρέπει και η άνω δεξαμενή να μην είναι πλήρως γεμάτη. Έτσι θα μπορεί να πραγματοποιηθεί η άντληση.

- Σε περίπτωση υπερεπάρκειας ισχύος από το Αιολικό και Φ/Β Πάρκο το ποσό αυτό μπορεί να διοχετεύεται σε δευτερεύουσες καταναλώσεις (όπως για παράδειγμα για να τροφοδοτεί μια μονάδα αφαλάτωσης ή για τη θέρμανση δημοσίων κτιρίων και άλλα). Στην προσομοίωση μας δεν μελετάμε τη διοχέτευση περίσσειας Αιολικής Ενέργειας σε δευτερεύουσες καταναλώσεις.

Όπως βλέπουμε στο υβριδικό μας σύστημα οι συμβατικές μονάδες έχουν εφεδρικό ρόλο. Θα ήταν ιδανικό να μην χρειαζόταν να λειτουργούν καν, κάτι τέτοιο όμως θα απαιτούσε τεράστια δυνατότητα αποθήκευσης. Έτσι αναγκαστικά θα θέτονται σε λειτουργία οι συμβατικές μονάδες όταν η παραγωγή των Α/Γ και των Φ/Β δεν θα επαρκεί για να καλύψει το φορτίο και όταν δεν θα υπάρχει ικανή ποσότητα νερού στην άνω δεξαμενή.

## 9.2.Ο κώδικας προσομοίωσης.

Με βάση όσα αναφέρθηκαν παραπάνω γράφτηκε ο κώδικας προσομοίωσης, που προσομοιώνει τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος. Η προσομοίωση γίνεται κυρίως για να μπορούμε να εκτιμήσουμε την οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης και να δούμε πως μπορεί να επιτευχθεί η κάλυψη του φορτίου από τα επιμέρους υποσυστήματα του υβριδικού συστήματος. Στα πλαίσια της εργασίας αυτής δεν είναι δυνατόν να γίνει λεπτομερής σχεδιασμός δυναμικών φαινομένων.

Θεωρούμε ότι όλα τα προβλήματα τεχνικής φύσεως είτε έχουν επιλυθεί είτε πρόκειται να επιλυθούν και ότι το σενάριο που έχουμε επιλέξει είναι εφικτό. Η προσομοίωση μας γίνεται για χρονικό διάστημα ενός έτους και τα κυριότερα αποτελέσματα που εξάγονται μετά την εφαρμογή της προσομοίωσης είναι:

- Τα ποσοστά της παραχθείσας ενέργειας από τα Φ/Β, τις Α/Γ, τον ΥΗΣ και συμβατικές μονάδες.
- Η χρονική διάρκεια λειτουργίας του κάθε υποσυστήματος.
- Τα ποσά ενέργειας από και προς αποθήκευση.
- Η απορριπτόμενη Αιολική Ενέργεια.
- Η κατανάλωση καυσίμων από τις συμβατικές μονάδες και η εξοικονόμηση που επιτυγχάνεται από τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος.
- Οι απώλειες ενέργειας.

Το πρόγραμμα μας είναι γραμμένο σε προγραμματιστικό περιβάλλον Matlab(R2010b), καθώς το Matlab έχει πολλές έτοιμες συναρτήσεις, προσφέρει ευχέρεια στην διαχείριση πινάκων και υποστηρίζει την δημιουργία γραφημάτων. Το πρόγραμμα μας αποτελείται από τον κυρίως κορμό και τις υπορουτίνες. Κάθε υποσύστημα του υβριδικού συστήματος αντιστοιχεί σε μια υπορουτίνα του κώδικα μας, ενώ προσομοιώνεται και η λειτουργία της Κυβερνητικής μονάδας που αποφασίζει με τις εκάστοτε συνθήκες την κατάσταση λειτουργίας. Στο κεφάλαιο 10 ακολουθεί η οικονομοτεχνική ανάλυση και στο κεφάλαιο 11 παραθέτουμε τα αποτελέσματα από τις προσομοιώσεις του υβριδικού συστήματος με διαφορετικές τιμές παραμέτρων. Ως παραμέτρους λάβαμε την εγκατεστημένη αιολική ισχύ, τον αριθμό των αντλιών, τον αριθμό των υδροστροβίλων και τον όγκο της άνω δεξαμενής. Η κεντρική τιμή των παραμέτρων γύρω από την οποία γίνεται η διερεύνηση είναι 10800kW Α/Γ, 20 αντλίες των 250kW, 2 υδροστρόβιλοι των 1600kW και άνω δεξαμενή χωρητικότητας 200.000$m^3$.

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10$^{ο}$ : ΟΙΚΟΝΟΜΟΤΕΧΝΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ.

Όπως έχουμε ήδη αναφέρει στο 3$^{ο}$ κεφάλαιο το κόστος παροχής Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Κάρπαθο είναι σχεδόν τριπλάσιο από την τιμή πώλησης της. Για να μπορέσουμε να αξιολογήσουμε τη βιωσιμότητα ενός υβριδικού συστήματος, πρέπει να συγκρίνουμε το κόστος παροχής Ηλεκτρικής Ενέργειας από το υβριδικό σύστημα με το κόστος παραγωγής της υφιστάμενης σήμερα κατάστασης. Ο κύριος στόχος μας είναι να ελαχιστοποιήσουμε το κόστος παροχής Η/Ε με ταυτόχρονη αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο νησί. Αυτό θα γίνει συγκρίνοντας την εξέλιξη του κόστους για μια εύλογη χρονική περίοδο μιας δεκαετίας, λαμβάνοντας υπόψη φυσικά και τις προγραμματιζόμενες επενδύσεις σε συμβατικές μονάδες με αστάθμητο παράγοντα την εξέλιξη της τιμής των καυσίμων που σίγουρα θα είναι ανοδική.

## 10.1. Αρχική επένδυση κεφαλαίου για την υλοποίηση του υβριδικού συστήματος.

Για να είναι επιτυχής η οικονομική μας ανάλυση είναι σημαντική η εκτίμηση του αρχικού κεφαλαίου της επένδυσης Ρ, η εξέλιξη της τιμής καυσίμων και η εκτίμηση της ετήσιας παραγωγής των ΑΠΕ που θα γίνει από την προσομοίωση του συστήματος.

Μέχρι πρόσφατα οι επενδύσεις που αφορούσαν τις ΑΠΕ δικαιούνταν επιδότηση 40%, τώρα πια αυτές οι επενδύσεις δεν επιδοτούνται. Θεωρούμε λοιπόν ότι όλο το ποσοστό 100% του κεφαλαίου θα πρέπει να καταβληθεί από τον επενδυτή, ο οποίος θα πρέπει να πάρει δάνειο για να μπορέσει να πραγματοποιήσει την επένδυση. Αυτή τη στιγμή τα δάνεια που αφορούν επενδύσεις ΑΠΕ έχουν επιτόκιο ίσο με 7,5%, αναμένεται όμως να μειωθεί και να γίνει ίσο με 5-6%.

Στις συνολικές δαπάνες εγκατάστασης του υβριδικού συστήματος κατατάσσονται δαπάνες εξοπλισμού του ( αιολικό πάρκο, Φ/Β πάρκο, αντλιοστάσιο και ΥΗ Σταθμός, αγωγοί, κλπ), δαπάνες αγοράς ή ενοικίασης της γης κλπ. Αυτή τη στιγμή, θεωρείται ότι το συνολικό κόστος εγκατάστασης ενός αιολικού πάρκου είναι ίσο με 1000 ευρώ ανά εγκατεστημένο kW. Οι δαπάνες κατασκευής του Υδροηλεκτρικού Σταθμού

αναστρέψιμης λειτουργίας συνίστανται από τις δαπάνες αγοράς και εγκατάστασης του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού και από τις δαπάνες των έργων του πολιτικού μηχανικού. Οι δαπάνες για την κατασκευή του Φ/Β πάρκου (Φ/Β πλαίσια, inverter, στηρίγματα, κλπ) ανέρχονται σε 0,87 ευρώ/W ή σε 870ευρώ/kW.

## 10.2.Ανάλυση Κόστους.

Το σχετικό κέρδος από τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος ισούται με τη διαφορά των ετήσιων δαπανών λειτουργίας και συντήρησης των 2 συστημάτων (υφιστάμενο ΑΣΠ και υβριδικό σύστημα) συμπεριλαμβανομένων και των δαπανών εξυπηρέτησης των κεφαλαίων επένδυσης σε Ευρώ/kWh. Για να μπορέσουμε να συγκρίνουμε τα κόστη των δύο συστημάτων ανά kWh θα πρέπει να ξέρουμε λεπτομερώς ποιες και τι είδους δαπάνες διαμορφώνουν την τιμή τους. Απαιτείται η λεπτομερής γνώση, γιατί υπάρχουν κάποιες δαπάνες που δεν επηρεάζονται από την κατασκευή και την έναρξη λειτουργίας του υβριδικού συστήματος. Σύμφωνα με τα στοιχεία της ΔΠΝ, το κόστος της Ηλεκτρικής Ενέργειας τόσο για την Κάρπαθο όσο και για τα υπόλοιπα νησιά, διαμορφώνεται από τις δαπάνες για τα καύσιμα, για τα αναλώσιμα υλικά και τις λοιπές δαπάνες που συμπεριλαμβάνουν τη μισθοδοσία, τις γενικές δαπάνες διοίκησης, τις αποσβέσεις παγίων και τους τόκους εξυπηρέτησης κεφαλαίων.

Από όσο είμαστε σε θέση να γνωρίζουμε δεν προβλέπεται αύξηση του προσωπικού του ΑΣΠ Καρπάθου, έτσι τα έξοδα μισθοδοσίας θα παραμείνουν τα ίδια ακόμα και αν κατασκευαζόταν το υβριδικό σύστημα την παρούσα στιγμή στην Κάρπαθο. Όλες οι δαπάνες (εκτός αυτών για την μελλοντική εγκατάσταση νέων συμβατικών μονάδων) θα παρέμεναν σταθερές πλην της δαπάνης των καυσίμων, η οποία θα μειωνόταν κατά ένα μεγάλο μέρος. Δεν θα απαιτούνταν να συνυπολογίσουμε στις συνολικές δαπάνες και τη μισθοδοσία συντήρησης του προσωπικού του αιολικού πάρκου και του Υδροηλεκτρικού Σταθμού, καθώς αυτές οι δαπάνες θα είχαν υπολογιστεί ήδη στα λειτουργικά κόστη. Προκύπτει λοιπόν ότι ο κυριότερος παράγοντας που επηρεάζει τις δαπάνες λειτουργίας του ΑΣΠ είναι οι δαπάνες καυσίμου.

Οι ετήσιες δαπάνες παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από το υβριδικό σύστημα αποτελούνται από την ετήσια επιβάρυνση του κεφαλαίου R, τα λειτουργικά έξοδα των μονάδων ΑΠΕ, τις ετήσιες δαπάνες των καυσίμων και τα λοιπά έξοδα του υβριδικού σταθμού.

Από τα παραπάνω συμπεραίνουμε ότι για να υπολογίσουμε τη βιωσιμότητα του υβριδικού συστήματος, θα πρέπει να συγκρίνουμε τις δαπάνες της ετήσιας επιβάρυνσης κεφαλαίου R, των λειτουργικών εξόδων των ΑΠΕ και της κατανάλωσης καυσίμων με την δαπάνη καυσίμων της υφιστάμενης κατάστασης καθώς επίσης και προβλεπόμενες μελλοντικές δαπάνες επέκτασης των εγκαταστάσεων του συμβατικού σταθμού (ΑΣΠ).

Η ετήσια επιβάρυνση κεφαλαίου R αντιπροσωπεύει την ετήσια αποπληρωμή δανείου ύψους ίσου με το συνολικό κεφάλαιο επένδυσης. Οι δυο παράγοντες που επηρεάζουν την ετήσια αποπληρωμή του δανείου είναι το επιτόκιο και ο χρόνος αποπληρωμής του δανείου. Αυτή τη στιγμή τα τραπεζικά επιτόκια κυμαίνονται μεταξύ 7-8%. Αναμένεται όμως μέσα στους επόμενους μήνες να είναι ίσα με 5-6%. Για αυτό το λόγο θα μελετήσουμε 3 διαφορετικά σενάρια για 3 επιτόκια. Το πρώτο σενάριο θα είναι για επιτόκιο i=7,5%, το δεύτερο για επιτόκιο i=6% και το τρίτο για επιτόκιο i=5%. (Η μελέτη του δεύτερου και του τρίτου σεναρίου θα γίνει στο παράρτημα). Και για τα 3 σενάρια θεωρούμε ως χρόνο αποπληρωμής τα 20 χρόνια. Γνωρίζοντας το αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης P, το επιτόκιο i και το χρόνο αποπληρωμής του δανείου n, μπορούμε εύκολα να υπολογίσουμε από τον τύπο του χρεολυσίου την ετήσια επιβάρυνση, που θα είναι:

$$R=(P * i *(1+i)^{n}) / ((1+i)^{n}-1)$$

Στις λειτουργικές δαπάνες συγκαταλέγονται οι δαπάνες συντήρησης, επισκευής, μισθοδοσίας και άλλες του αιολικού πάρκου και του Υδροηλεκτρικού σταθμού. Όπως έχουμε ήδη πει τα Φ/Β δεν απαιτούν ιδιαίτερες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης. Το μέσο ετήσιο λειτουργικό κόστος των Α/Γ είναι ίσο με 0,003 ευρώ/kWh. Άρα οι ετήσιες λειτουργικές δαπάνες ισούνται με (0,003ευρώ/kWh)*Ε, όπου με Ε συμβολίζουμε την παραχθείσα από το αιολικό πάρκο ενέργεια. Για τον Υδροηλεκτρικό Σταθμό αναστρέψιμης λειτουργίας μπορούμε να θεωρήσουμε ότι οι ετήσιες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης είναι ίσες με το 1,5% του συνολικού κεφαλαίου που απαιτήθηκε για την κατασκευή του, δηλαδή ίσες με 0,0265 ευρώ/kWh. Για το Φ/Β πάρκο θεωρούμε τις ετήσιες δαπάνες λειτουργίας ίσες με 0.

Οι δαπάνες καυσίμων και λιπαντικών, υπολογίζονται ανάλογα με την συμβολή των εφεδρικών πλέον συμβατικών μονάδων στο υβριδικό σύστημα. Έτσι προκύπτει και η εξοικονόμηση καυσίμων με τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος. Οι δαπάνες καυσίμων και λιπαντικών εξαρτώνται από:

- Την τιμή του πετρελαίου και

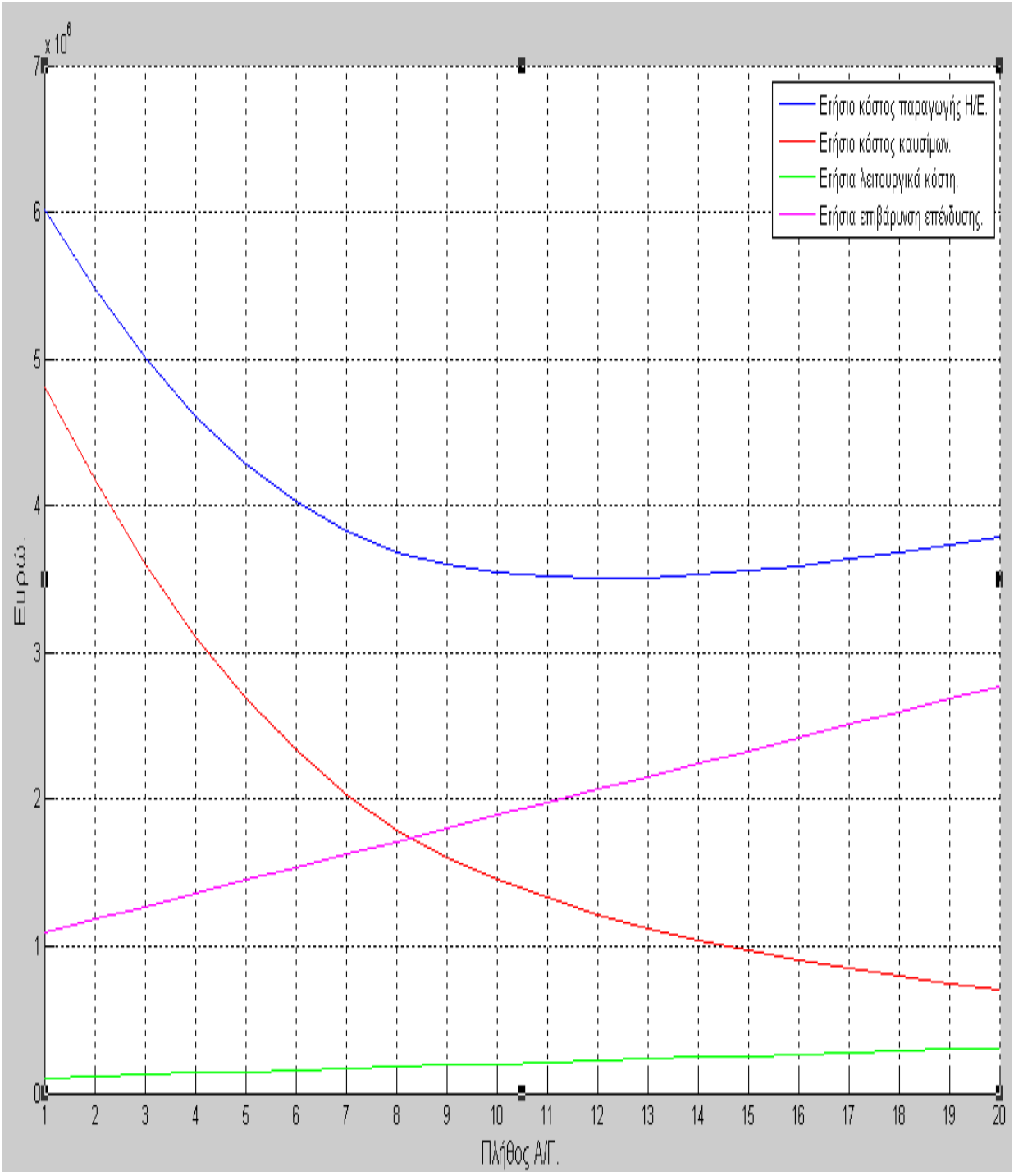
- Το λόγο ελαφρού προς βαρέως καυσίμου που καταναλώνουν σε ένα χρόνο οι ντηζελογεννήτριες.

Η τιμή του πετρελαίου γενικά αλλά και ιδιαίτερα τώρα την περίοδο της οικονομικής κρίσης αυξάνεται με γρήγορους ρυθμούς. Επειδή όμως η μακροχρόνια τάση στις τιμές πετρελαίου είναι αύξουσα, δεν υπάρχει επιχειρηματικό ρίσκο από αυτόν τον παράγοντα και μπορούμε να κάνουμε την αξιολόγηση της επένδυσης. Για την αξιολόγηση μας χρησιμοποιούμε τις τιμές πετρελαίου του συμβατικού συστήματος για το έτος 2011. Αυτό γίνεται για να μπορούμε να συγκρίνουμε τις δαπάνες καυσίμων του υβριδικού και του συμβατικού συστήματος. Οι τιμές πετρελαίου του συμβατικού συστήματος συμπεριλαμβάνουν και τα έξοδα μεταφοράς και διανομής στην Κάρπαθο. Υπενθυμίζουμε ότι το ελαφρύ καύσιμο (Ντήζελ) είναι 3 φορές πιο ακριβό από το βαρύ καύσιμο (Μαζούτ).

## 10.3. Βελτιστοποίηση του υβριδικού συστήματος με οικονομικά κριτήρια.

Σε αυτή την παράγραφο θα προσπαθήσουμε να κάνουμε τη διαστασιολόγηση του υβριδικού συστήματος με οικονομικά κριτήρια, ώστε να μπορέσουμε να επιτύχουμε το ελάχιστο δυνατό κόστος παραγωγής kWh. Θα προσπαθήσουμε λοιπόν να βρούμε την ελάχιστη τιμή που μπορεί να πάρει η συνάρτηση των ετήσιων δαπανών του υβριδικού συστήματος. Για να επιτευχθεί αυτό θα προσομοιώσουμε το υβριδικό σύστημα αλλάζοντας τις παραμέτρους του. Αρχικά καθορίζουμε την βέλτιστη ισχύ του αιολικού πάρκου με αρχική εκτίμηση των λοιπών παραμέτρων (όγκο άνω δεξαμενής ίσο με 200.000$m^3$, ισχύ αντλιοστασίου 20*250kW και υδροστροβίλων 2*1600kW). Στη συνέχεια με δεδομένη την ισχύ του αιολικού πάρκου, καθορίζουμε ένα ένα τα υπόλοιπα μεγέθη κρατώντας πάντα σταθερά τα ήδη καθορισμένα. Κάναμε τη διαστασιολόγηση του υβριδικού πάρκου και για τα 3 διαφορετικά σενάρια επιτοκίων (7,5%, 6% , 5%). Ωστόσο επειδή τώρα η επικρατούσα τιμή επιτοκίου είναι 7,5% σε αυτή την παράγραφο παραθέτουμε τη διαστασιολόγηση μόνο για επιτόκιο 7,5%. Στο παράρτημα περιγράφουμε αναλυτικά τη διαστασιολόγηση του υβριδικού συστήματος και για τις άλλες τιμές επιτοκίων.

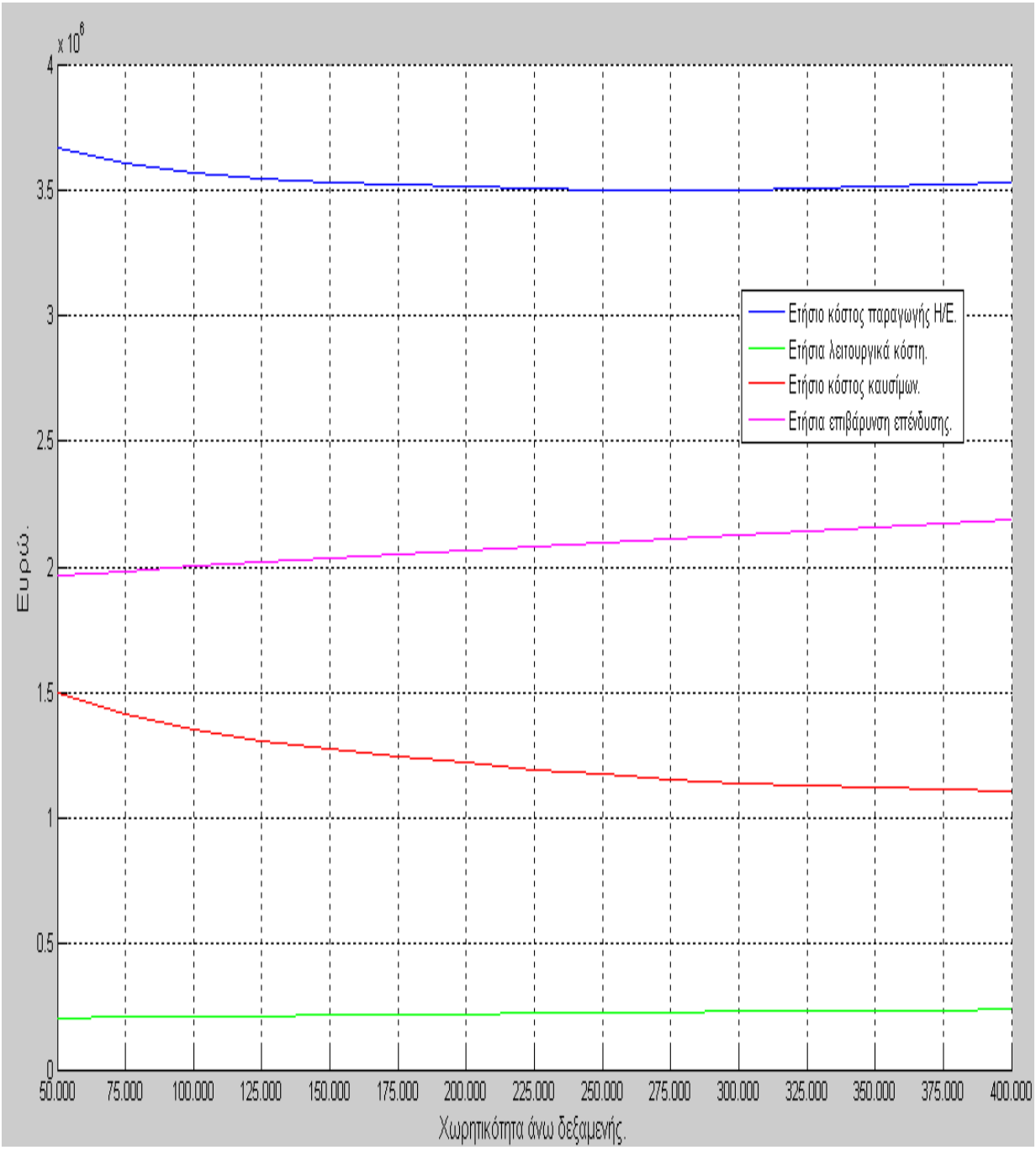
Θεωρούμε επιτόκιο i=7,5%. Και ψάχνουμε την βέλτιστη ισχύ του αιολικού πάρκου ή αλλιώς το πλήθος των Α/Γ του νέου αιολικού πάρκου. Σε αυτό το βήμα θεωρούμε ως δεδομένα τον όγκο της άνω δεξαμενής ίσο με 200.000$m^3$, το πλήθος των αντλιών 20*250kW και το πλήθος των υδροστροβίλων 2*1600kW. Παραθέτουμε τα διαγράμματα που προκύπτουν κατά την οικονομική βελτιστοποίηση.




Διάγραμμα 10.1:Οικονομική διερεύνηση και βελτιστοποίηση ως προς τον αριθμό των Α/Γ.

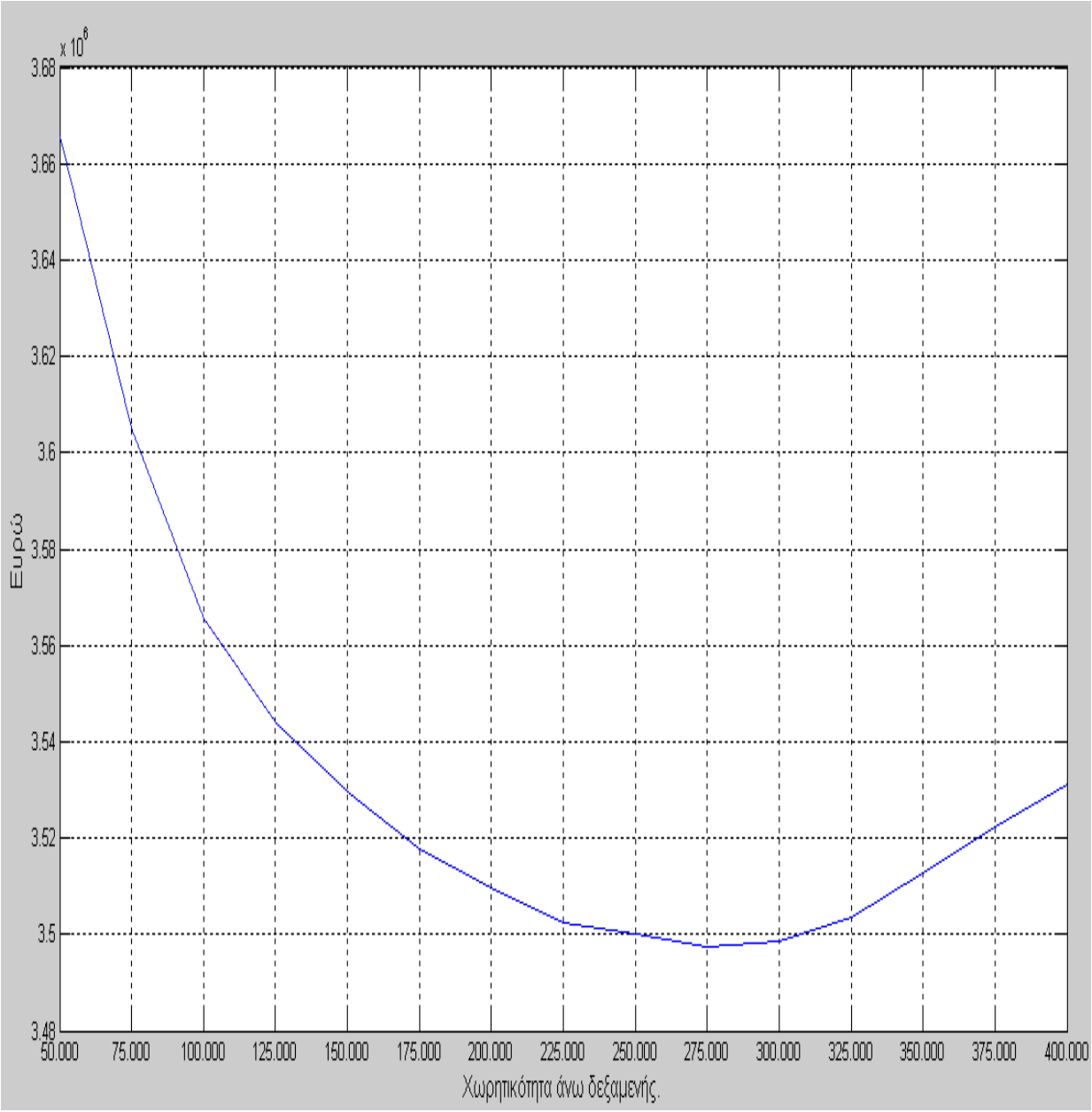
Από το παραπάνω διάγραμμα παρατηρούμε ότι το ετήσιο κόστος παραγωγής Η/Ε ελαχιστοποιείται για 12 Α/Γ και είναι ίσο με 3.509.200ευρώ ή αλλιώς 0,0964ευρώ/kWh.

Με δεδομένο το πλήθος των Α/Γ (12), το πλήθος των αντλιών (20) και των υδροστροβίλων (2) προχωρούμε στον καθορισμό του βέλτιστου όγκου της άνω δεξαμενής.




Διάγραμμα 10.2:Οικονομική διερεύνηση και βελτιστοποίηση ως προς τη χωρητικότητα της άνω δεξαμενής.

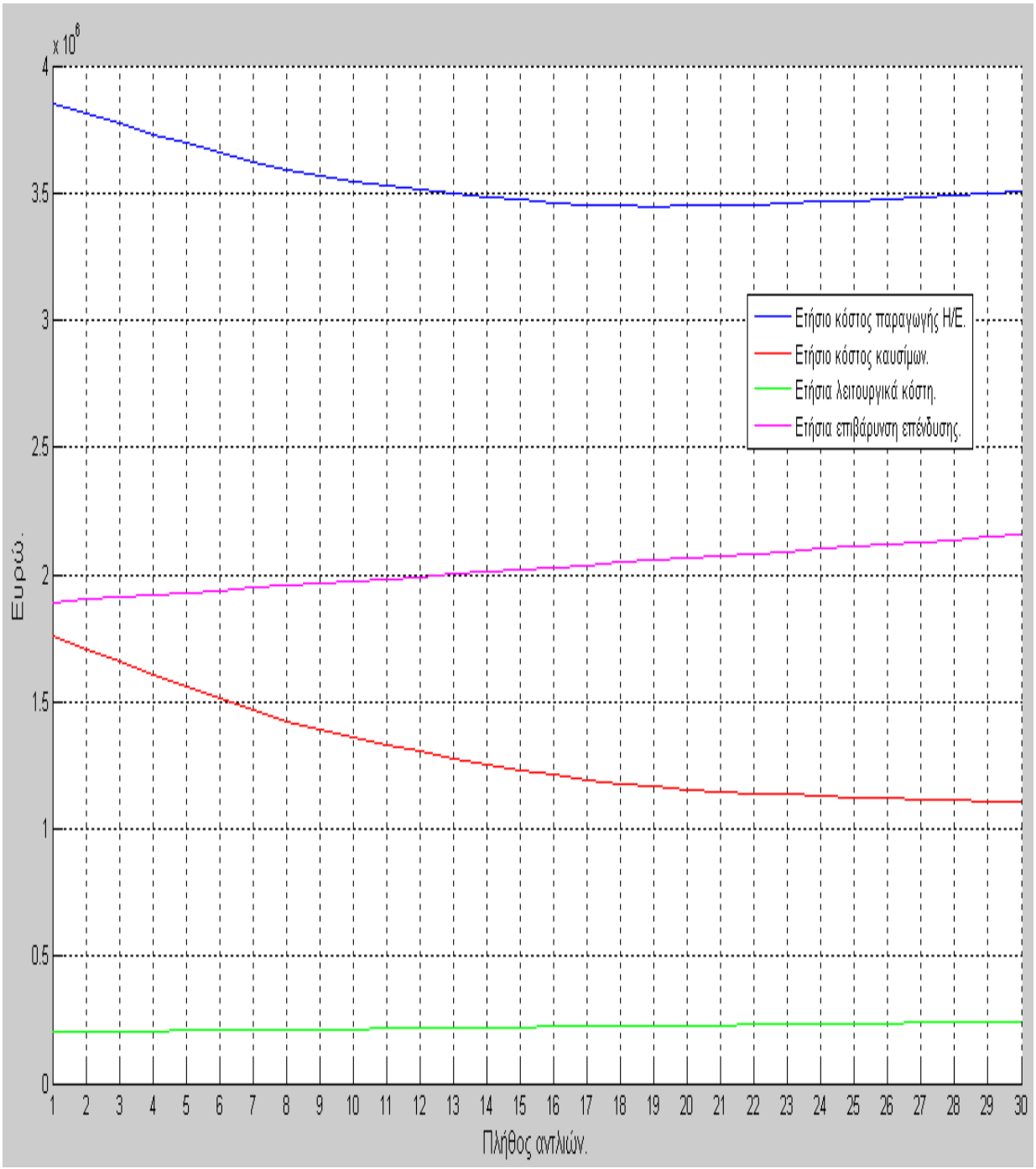
Επειδή δεν φαίνεται ευκρινώς από το διάγραμμα η βέλτιστη χωρητικότητα, παραθέτουμε ξεχωριστά το ετήσιο κόστος παραγωγής Η/Ε συναρτήσει της χωρητικότητας και έχουμε:




Διάγραμμα 10.3:Ετήσιο κόστος παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας συναρτήσει της χωρητικότητας της άνω δεξαμενής.

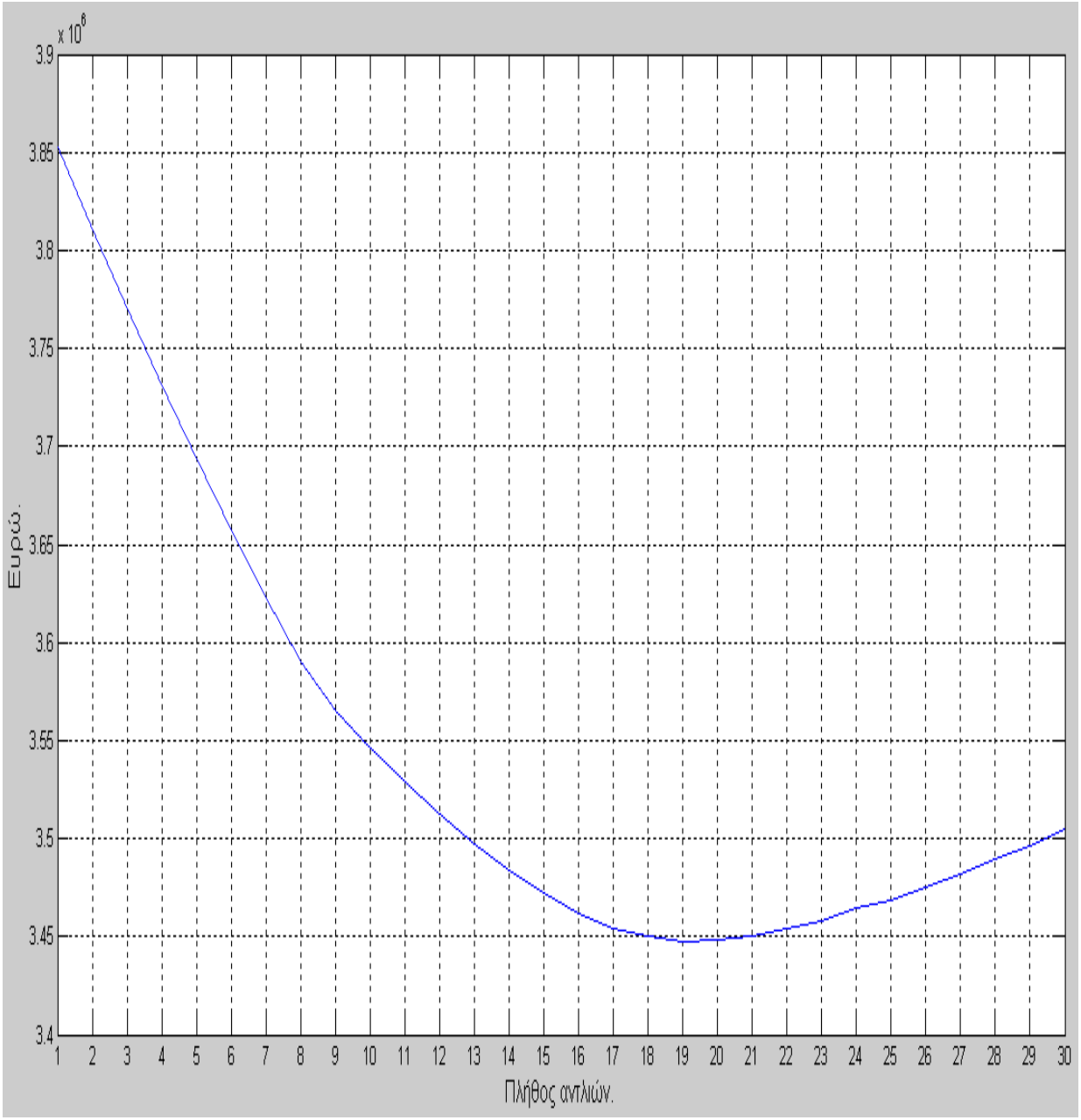
Βλέπουμε λοιπόν ότι το ετήσιο κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας ελαχιστοποιείται για άνω δεξαμενή χωρητικότητας 275.000 $m^3$. Συγκεκριμένα είναι ίσο με 3.497.600ευρώ για δεξαμενή χωρητικότητας 275.000$m^3$ ή αλλιώς ίσο με 0,096ευρώ/kWh. Θεωρώντας

τώρα το πλήθος των Α/Γ ίσο με 12, τη χωρητικότητα της άνω δεξαμενής ίση με 275.000$m^3$ και το πλήθος των υδροστροβίλων ίσο με 2 θα προσδιορίσουμε το βέλτιστο αριθμό αντλιών.



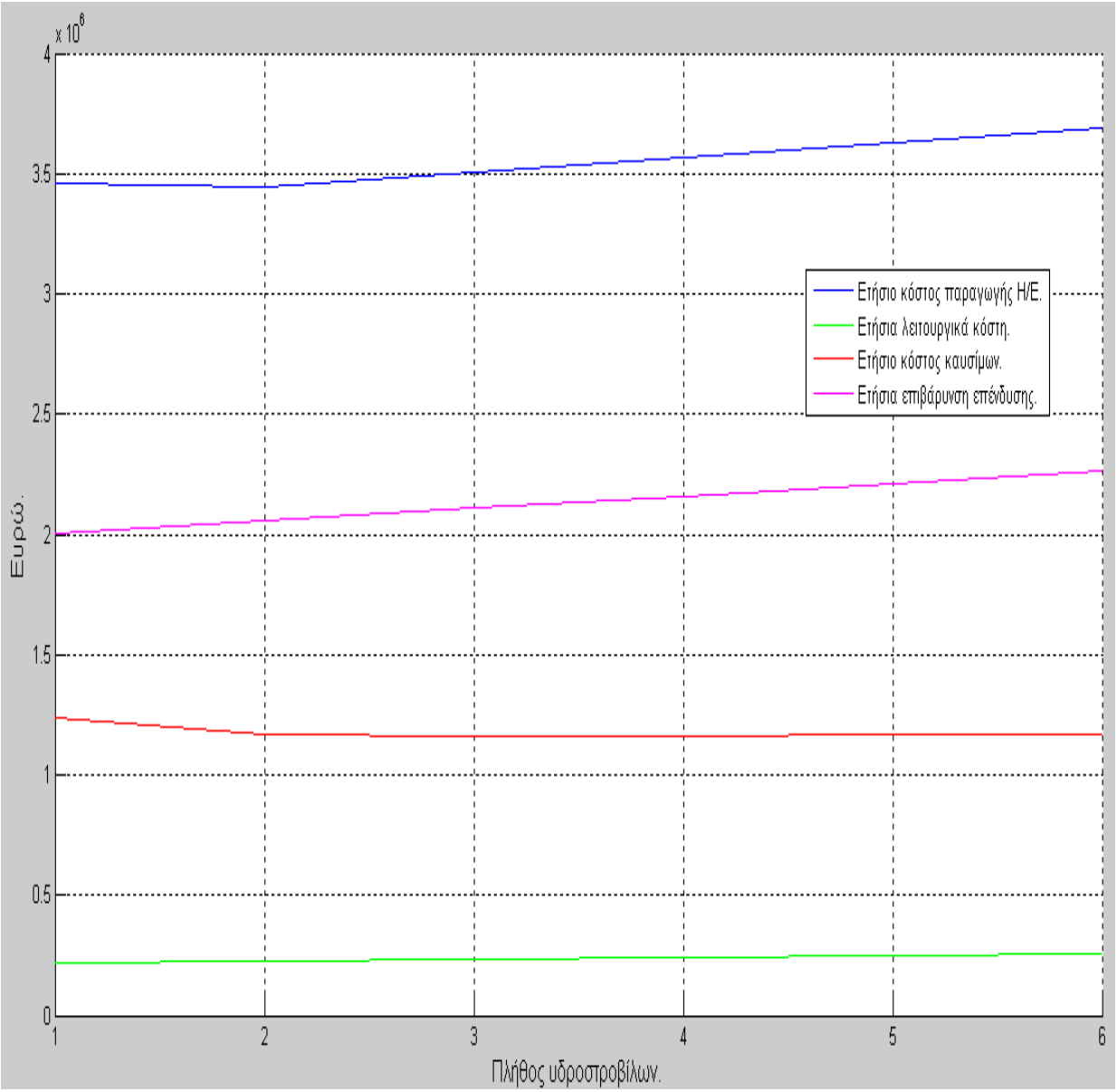

Διάγραμμα 10.4:Οικονομική διερεύνηση και βελτιστοποίηση ως προς τον αριθμό των αντλιών.

Από το παραπάνω διάγραμμα δεν φαίνεται καθαρά ο βέλτιστος αριθμός αντλιών που απαιτείται. Για αυτό παραθέτουμε ξεχωριστά το ετήσιο κόστος παραγωγής Η/Ε συναρτήσει του πλήθους των αντλιών:




Διάγραμμα 10.5:Ετήσιο κόστος παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας συναρτήσει του πλήθους των αντλιών.

Το ετήσιο κόστος παραγωγής Η/Ε ελαχιστοποιείται για 19 αντλίες και είναι ίσο με 3.447.100 ευρώ ή αλλιώς 0,0946ευρώ/kWh. Τέλος θα προσδιορίσουμε το βέλτιστο αριθμό υδροστροβίλων.




Διάγραμμα 10.6:Οικονομική διερεύνηση και βελτιστοποίηση ως προς τον αριθμό των υδροστροβίλων.

Το ετήσιο κόστος παραγωγής Η/Ε ελαχιστοποιείται για 2 υδροστροβίλους και είναι ίσο με 3.447.100 ευρώ ή 0,0946 ευρώ/kWh.

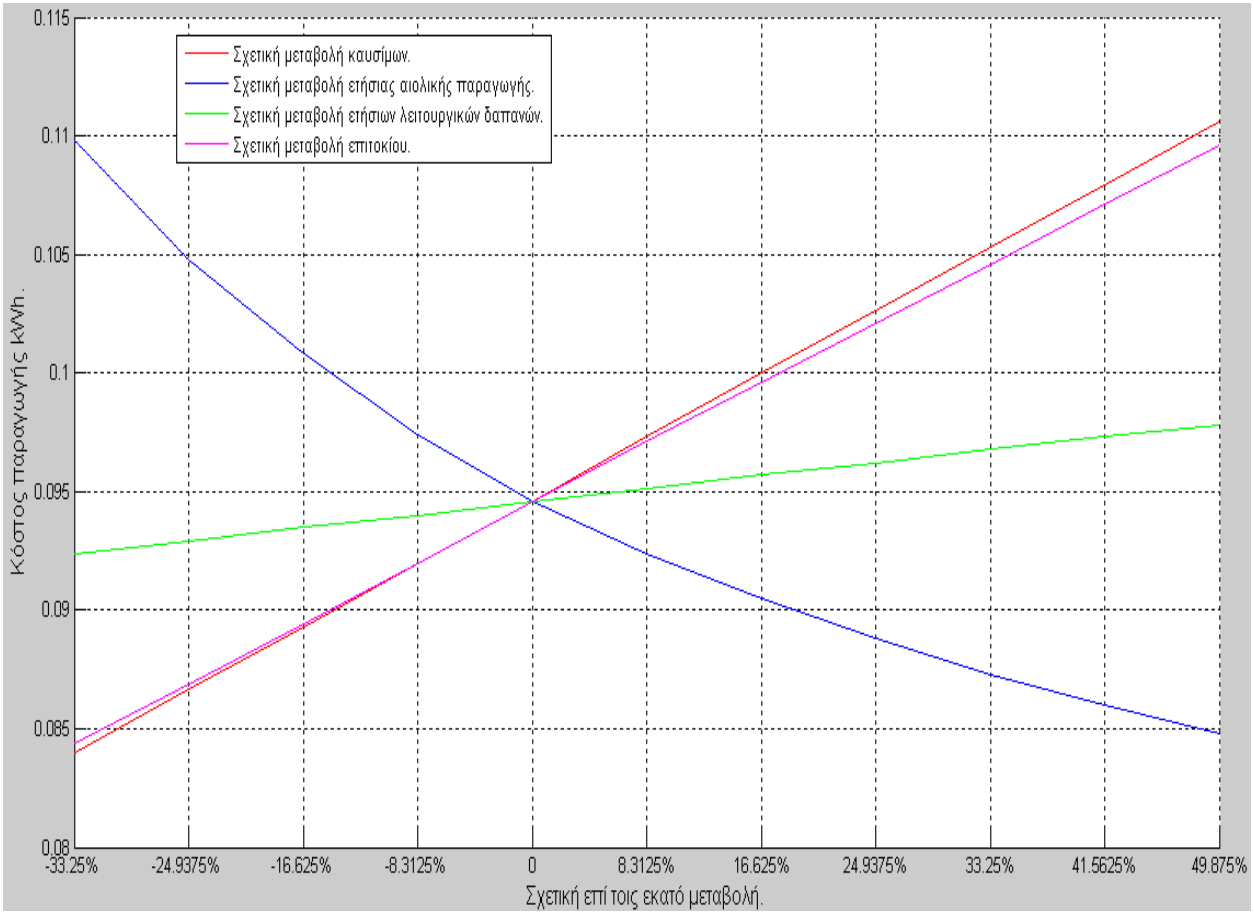
## 10.4. Μελέτη ευαισθησίας.

Εκτός από τη μελέτη κόστους που προηγήθηκε είναι εξίσου σημαντική και η μελέτη ευαισθησίας. Κατά τη μελέτη ευαισθησίας θα πρέπει να καθορίσουμε πόσο ευαίσθητη

θα είναι η επίτευξη ενός στόχου στις αλλαγές ορισμένων παραμέτρων. Στόχος μας είναι να καθορίσουμε τους παράγοντες που είναι οι πιο σημαντικοί στη λήψη μιας απόφασης, δηλαδή στην κατασκευή του υβριδικού συστήματος. Κρίνουμε ότι οι σημαντικότεροι παράγοντες, για να αναλύσουμε την ευαισθησία του σχετικού κόστους παραγωγής ανά kWh και συνεπώς και του κέρδους που θα έχουμε ανά kWh, είναι:

1) Η τιμή του πετρελαίου.
2) Η ετήσια παραγωγή Αιολικής Ενέργειας.
3) Το επιτόκιο αναγωγής και
4) Τα ετήσια λειτουργικά κόστη.

Για να μπορέσουμε να συγκρίνουμε τις μεταβολές των παραμέτρων, τις ανάγουμε στην επί τοις εκατό σχετική διακύμανση και βλέπουμε τη μεταβολή του κόστους ανά kWh από την λειτουργία του υβριδικού συστήματος. Έτσι προχωρούμε στην κατασκευή του διαγράμματος ευαισθησίας για τους 4 κρισιμότερους παράγοντες, θεωρώντας τα αποτελέσματα που βρήκαμε για το σενάριο 1 και έχουμε:




Διάγραμμα 10.7: Διάγραμμα ευαισθησίας.

Από το διάγραμμα ευαισθησίας βλέπουμε ότι η τιμή των καυσίμων είναι ο παράγοντας που επηρεάζει περισσότερο από όλους την κερδοφορία του υβριδικού συστήματος. Όσο παραπάνω αυξάνεται η τιμή των καυσίμων τόσο παραπάνω συμφέρει η λειτουργία του υβριδικού συστήματος. Συνεπώς τώρα όσο ποτέ μας συμφέρει η κατασκευή του υβριδικού συστήματος λόγω της ραγδαίας αύξησης της τιμής του πετρελαίου. Η δεύτερη πιο κρίσιμη παράμετρος είναι η μεταβολή της ετήσιας παραγωγής των αιολικών, η τρίτη είναι η μεταβολή του επιτοκίου και τελευταία η μεταβολή των λειτουργικών δαπανών. Υπενθυμίζουμε ότι το κέρδος από τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος ανά kWh προκύπτει αν αφαιρέσουμε από το κόστος παραγωγής 1kWh από το συμβατικό σύστημα το κόστος παραγωγής 1kWh από το υβριδικό.

## 10.5.Η βέλτιστη πρόταση.

Η βέλτιστη πρόταση για τη διαστασιολόγηση του υβριδικού συστήματος προκύπτει αφού επιλέξουμε πρώτα το επιτόκιο. Όπως ξαναείπαμε αυτή τη στιγμή το επιτόκιο είναι ίσο με 7,5% . Έτσι η βέλτιστη για την παρούσα στιγμή διαστασιολόγηση του υβριδικού μας συστήματος είναι:

- 12 Α/Γ των 900kW,
- Άνω δεξαμενή χωρητικότητας 275.000$m^3$,
- 19 αντλίες των 250kW και
- 2 υδροστρόβιλοι των 1600kW

Παραθέτουμε την εκτίμηση των διαφόρων δαπανών που απαιτούνται για την κατασκευή του υβριδικού συστήματος:

| | Κατηγορία | Περιγραφή | Εγκατεστημένη ισχύς (kW) | Τιμή σε ευρώ | Κόστος σε ευρώ |
|---|---|---|---|---|---|
| Α) | Αιολικό Πάρκο | 12 Α/Γ των 900kW | 10800 | 1000ευρώ/kW | 10.800.000 |
| Β) | Φ/Β Πάρκο | 6667Φ/Β πλαίσια των 0,3kW | 2000 | 870ευρώ/kW | 1.830.000 |
| | | 7inverter των 330kW | | | |
| Γ) | ΥΗΣ αναστρέψιμης λειτουργίας | 19 αντλίες των 250kW | 4750 | 74.352ευρώ/μονάδα | 1.412.688 |
| | | 19 μετατροπείς των 280kVA | 5320 | 18.000ευρώ/μονάδα | 342.000 |
| | | 2Υδροστρόβιλοι Pelton των 1600 kW | 3200 | 534.343ευρώ/μονάδα | 1.068.686 |
| | | Αγωγοί προσαγωγής | - | - | 900.000 |
| | | Άνω δεξαμενή | - | - | 2.188.400 |
| | | Οδική πρόσβασ-η και έργα υποδομής | - | - | 500.000 |
| Δ) | Κυβερνητική μονάδα | - | - | - | 650.000 |
| Ε) | Λοιπές δαπάνες | Μελέτη και σχεδιασμός έργου | - | - | 350.000 |
| | | Συντονισμός και management έργου | - | - | 280.000 |
| | | Επίβλεψη έργου | - | - | 180.000 |
| | | Ετήσια δοκιμαστική λειτουργία, καταγραφή και αντιμετώπιση προβλημάτων | - | - | 150.000 |
| | | Υπόλοιπα έξοδα (π.χ. ταξίδια, αναλώσιμα) | - | - | 100.000 |
| ΣΤ) | Σύνδεση ΑΣΠ με τον υποσταθμό | - | - | - | 500.000 |
| Ζ) | Διασυνδέσεις | - | - | - | 200.000 |
| | Συνολική δαπάνη | | | | 20.951.774 |

Πίνακας 10.1: Δαπάνες κατασκευής υβριδικού συστήματος.

Προτείνεται η απευθείας σύνδεση του υποσταθμού, που θα βρίσκεται στην τοποθεσία που θα εγκατασταθούν το Αιολικό και Φ/Β Πάρκο, με τον ΑΣΠ με διπλή γραμμή μέσης τάσης 95-SR χαλκού κόστους 500.000 ευρώ.

Η συνολική δαπάνη επένδυσης ανέρχεται σε 20.951.774 ευρώ.

Η άνω δεξαμενή θα έχει κυλινδρικό σχήμα. Για να υπολογίσουμε το κόστος κατασκευής της συμβουλευτήκαμε πολιτικό μηχανικό. Πληροφορηθήκαμε ότι η τιμή εκσκαφής είναι 6 ευρώ/$m^3$, η τιμή τσιμέντου είναι 85ευρώ/$m^3$, η τιμή της μονωτικής μεμβράνης είναι 8ευρώ/$m^2$, η τιμή οπλισμού 425ευρώ/$m^3$ και η τιμή του τάπητα είναι 20ευρώ/$m^2$. Θεωρούμε ότι η δεξαμενή θα κατασκευαστεί με εκσκαφή στη θέση που προτείνουμε, προβλέπεται επένδυση του πυθμένα και των τοιχωμάτων(έως 5m από τον πυθμένα) από προεντεταμένο σκυρόδεμα και τοποθέτηση μονωτικής μεμβράνης και τάπητα. Το κόστος κατασκευής της άνω δεξαμενής είναι ίσο με 2.188.400 ευρώ για δεξαμενή χωρητικότητας 275.000$m^3$.

Παραθέτουμε τα βασικά στοιχεία της άνω δεξαμενή:

| | |
|---|---|
| Όγκος = | 275.000$m^3$ |
| Εμβαδόν = | 34.375$m^2$ |
| Ύψος τοιχώματος = | 8m |
| Πάχος τοιχώματος = | 40cm |
| Περίμετρος = | 657,2432m |

Πίνακας 10.2:Στοιχεία της άνω δεξαμενή.

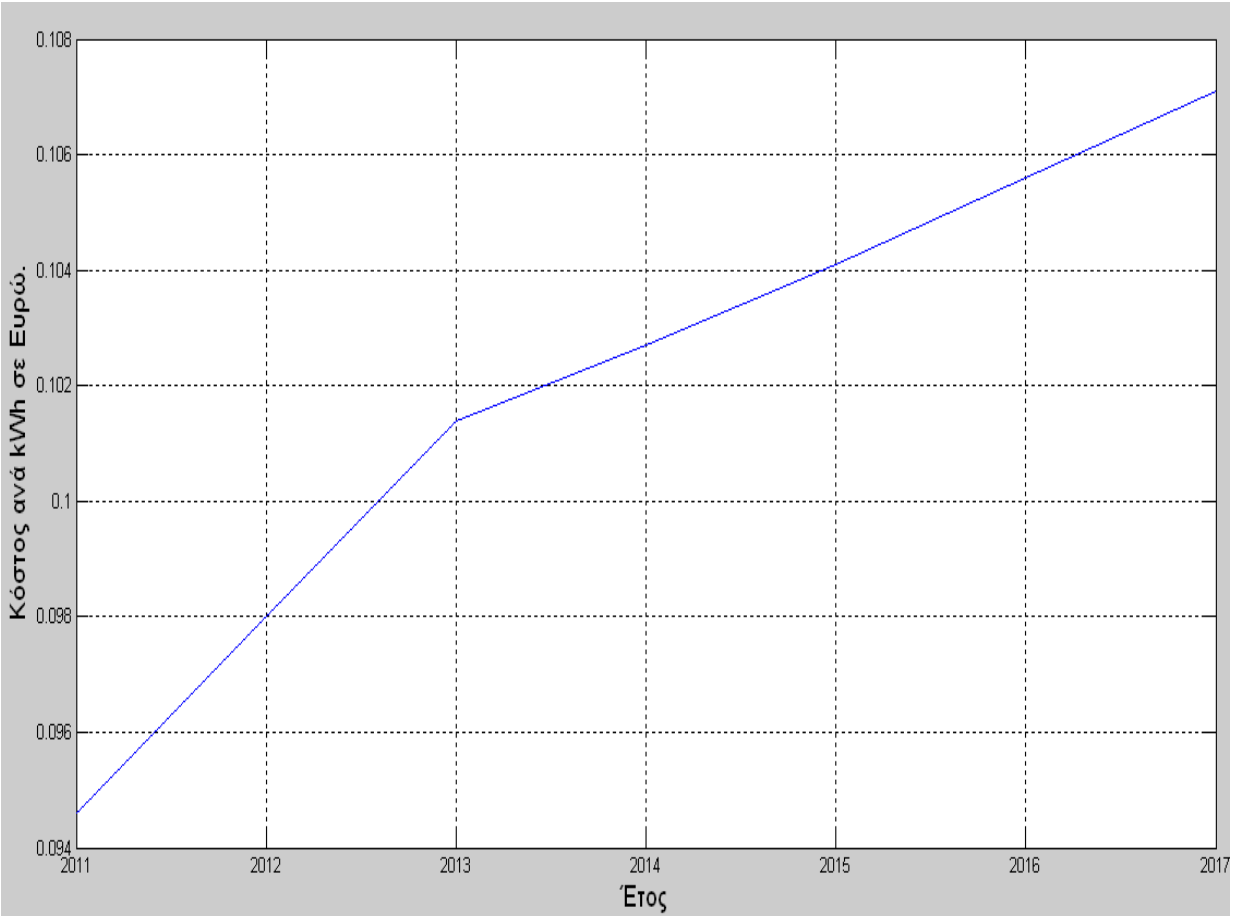
Εάν συγκρίνουμε το κόστος καυσίμων ανά kWh του συμβατικού συστήματος, που είναι ίσο με 0,2 ευρώ/kWh, με το συνολικό κόστος ανά kWh του υβριδικού συστήματος που είναι ίσο με 0,0946ευρώ/kWh προκύπτει κέρδος 0,1054ευρώ/kWh. Η οικονομική βελτιστοποίηση έγινε για τα δεδομένα του έτους 2011. Θεωρούμε ότι η κατασκευή του υβριδικού συστήματος θα έχει ολοκληρωθεί ως το τέλος του έτους 2012. Για το έτος 2013 η ετήσια παραγωγή εκτιμάται να φθάσει τις 41.817MWh. Επειδή η τιμή του πετρελαίου αναμένεται να αυξηθεί, υποθέτουμε ότι αυτή η αύξηση θα είναι περίπου κατά 9% (σε σχέση με την τιμή του 2011), εκτιμάται ότι το κόστος παραγωγής 1 kWh από το συμβατικό σύστημα για το έτος 2013 θα είναι ίσο με 0,213 Ευρώ. Έτσι το κέρδος από τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος θα ανέρθει στα 4.666.800 Ευρώ. Το κόστος παραγωγής 1kWh από το υβριδικό σύστημα για το έτος 2013 είναι ίσο με 0,1014 Ευρώ όπως βλέπουμε και παρακάτω . Για το έτος 2015 η ετήσια παραγωγή εκτιμάται να φθάσει τις 43.904 MWh. Και πάλι η τιμή του πετρελαίου θεωρούμε ότι θα

αυξηθεί πιθανότατα κατά 15% σε σχέση με την τιμή του 2011. Μια τέτοια αύξηση θα αύξανε το κόστος παραγωγής 1kWh από το συμβατικό σύστημα στα 0,2217 Ευρώ/ kWh. Σε αυτή την περίπτωση το κέρδος από τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος θα ήταν 5.163.100 Ευρώ. Το κόστος παραγωγής 1kWh από το υβριδικό σύστημα για το έτος 2015 υπολογίζεται να είναι ίσο με 0,1041 Ευρώ (βλέπε παρακάτω). Επιπλέον για το έτος 2017 η ετήσια παραγωγή εκτιμάται να φθάσει τις 46.267 MWh. Θεωρούμε ότι η τιμή του πετρελαίου θα αυξηθεί πιθανότατα κατά 20% σε σχέση με την τιμή του 2011. Μια τέτοια αύξηση θα αύξανε το κόστος παραγωγής 1kWh από το συμβατικό σύστημα στα 0,229 Ευρώ/ kWh. Οπότε το κέρδος από τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος θα ήταν 5.639.900 Ευρώ. Το κόστος παραγωγής 1kWh από το υβριδικό σύστημα για το έτος 2017 υπολογίζεται να είναι ίσο με 0,1071 Ευρώ. Τα παραπάνω είναι οι εκτιμήσεις που κάνουμε όσον αφορά την τιμή του πετρελαίου. Σε καμία περίπτωση δεν μπορούμε να προβλέψουμε σίγουρα την αύξηση που θα επέλθει στην τιμή του πετρελαίου.

Οι προβλέψεις φορτίου που διαθέτουμε είναι μέχρι και το έτος 2017. Έπειτα από προσομοιώσεις που κάναμε διαπιστώσαμε ότι δεν απαιτείται η εγκατάσταση επιπρόσθετων Α/Γ έως το έτος 2017. Είναι πολύ πιθανό κάποιο έτος μετά το 2017 να πρέπει να εγκατασταθούν επιπλέον Α/Γ, ώστε να λειτουργεί το υβριδικό σύστημα με ικανοποιητική χρήση της δυνατότητας αποταμίευσης.

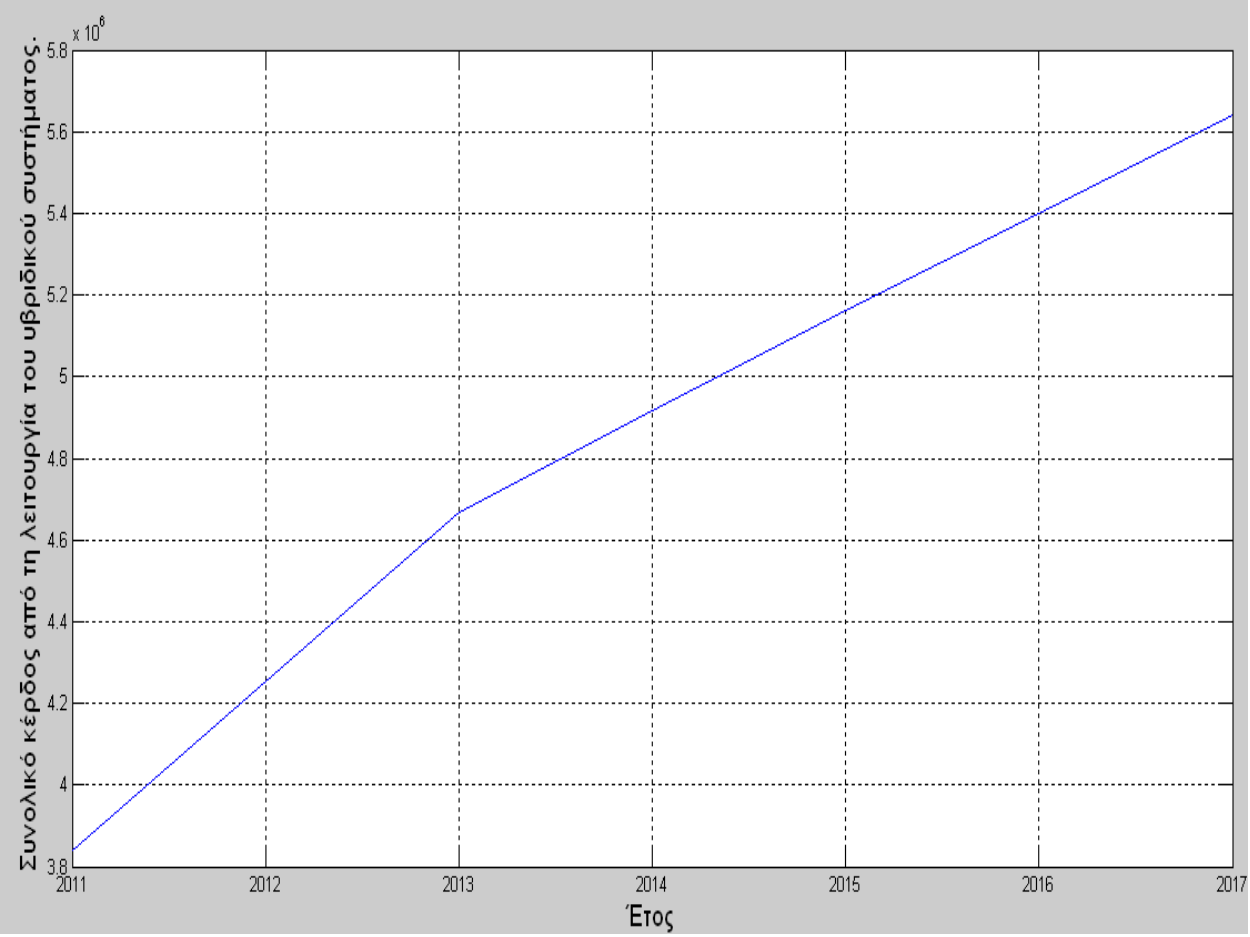
Παρατηρούμε ότι αυξάνεται το κόστος παραγωγής 1kWh από το υβριδικό σύστημα αν και το ποσοστό συμμετοχής των συμβατικών μονάδων στην κάλυψη του φορτίου αυξάνεται ελάχιστα . Αυτό οφείλεται στην αυξανόμενη τιμή του πετρελαίου, που επηρεάζει καθοριστικά τις δαπάνες καυσίμων.

Στο διάγραμμα που ακολουθεί φαίνεται η εκτίμηση για την εξέλιξη του κόστους παραγωγής ανά kWh από τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος για τα έτη 2011-2017:




Διάγραμμα 10.8: Χρονική εξέλιξη του κόστους παραγωγής ανά kWh από τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος .

Όπως βλέπουμε το κόστος παραγωγής ανά kWh έχει μια συνεχή αύξουσα πορεία. Αυτό όπως προείπαμε οφείλεται στην αύξηση της τιμής του πετρελαίου. Παραθέτουμε την εκτίμηση μας για την εξέλιξη του κέρδους από τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος :




Διάγραμμα 10.9: Χρονική εξέλιξη του κέρδους από τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος.

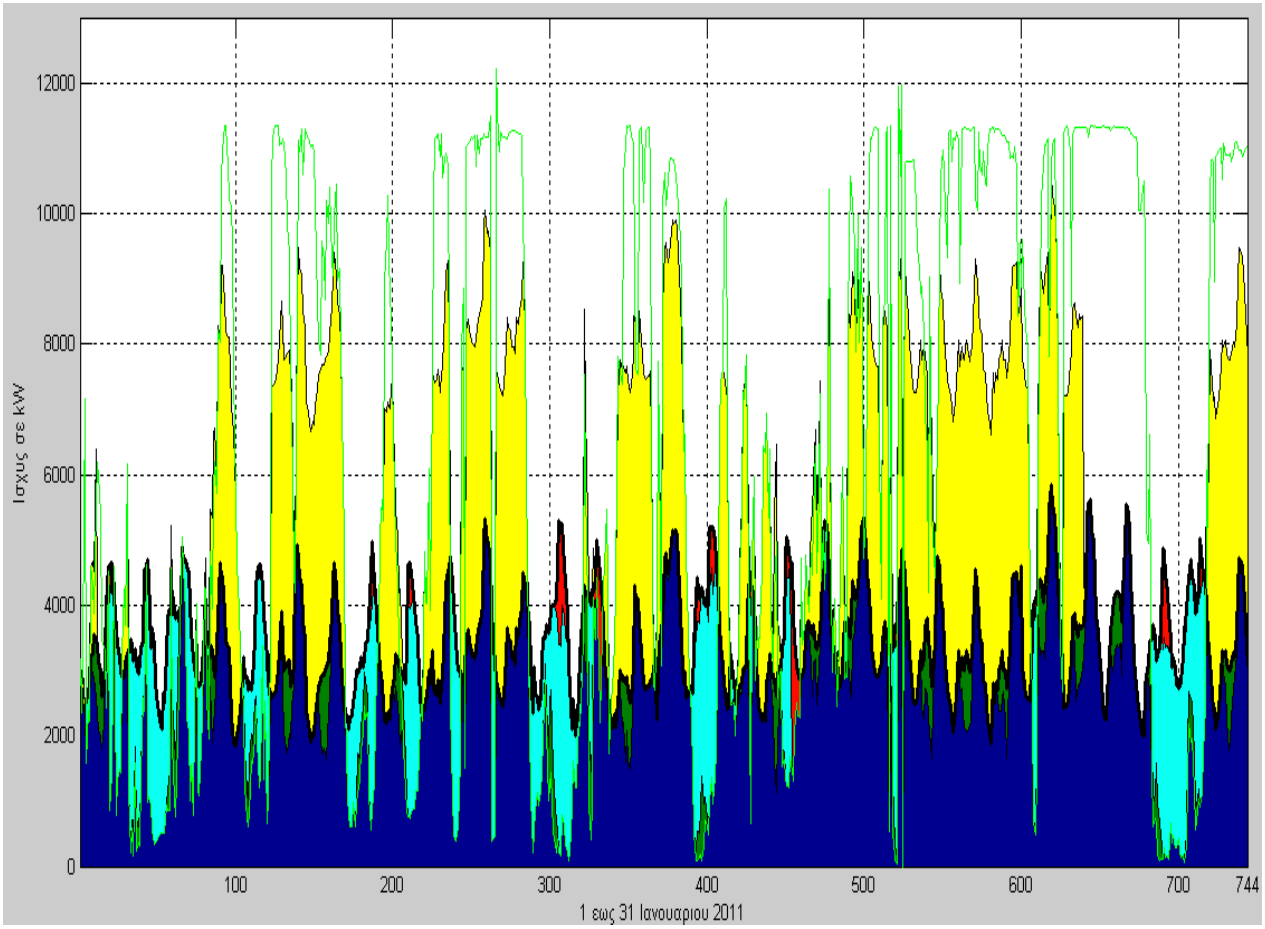
Για έτος 2013 έχει προγραμματιστεί να εγκατασταθούν 3 Η/Ζ με κινητήρα Diesel ισχύος 3,5-4MW έκαστο. Εκτιμάται ότι οι δαπάνες αγοράς και εγκατάστασης κάθε ντηζελομηχανής θα κυμαίνονται μεταξύ 4.000.000-5.000.000 ευρώ. Εάν όμως κατασκευαστεί το υβριδικό σύστημα δεν θα χρειαστεί να εγκατασταθεί καμία από τις 3 μηχανές. Παρότι η προοπτική αγοράς και εγκατάστασης των ντηζελομηχανών απαιτεί μικρότερο κεφάλαιο από την προοπτική κατασκευής του υβριδικού συστήματος, συμφέρει πολύ παραπάνω η κατασκευή του υβριδικού συστήματος. Και αυτό γιατί το κόστος της παραγόμενης kWh από το υβριδικό σύστημα είναι πολύ μικρότερο του αντίστοιχου κόστους της παραγόμενης kWh από το συμβατικό σύστημα. Η λειτουργία του υβριδικού συστήματος θα μπορούσε να μας εξασφαλίσει τεράστια κέρδη.

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 11$^{ο}$ :ΓΡΑΦΗΜΑΤΑ ΤΗΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΤΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

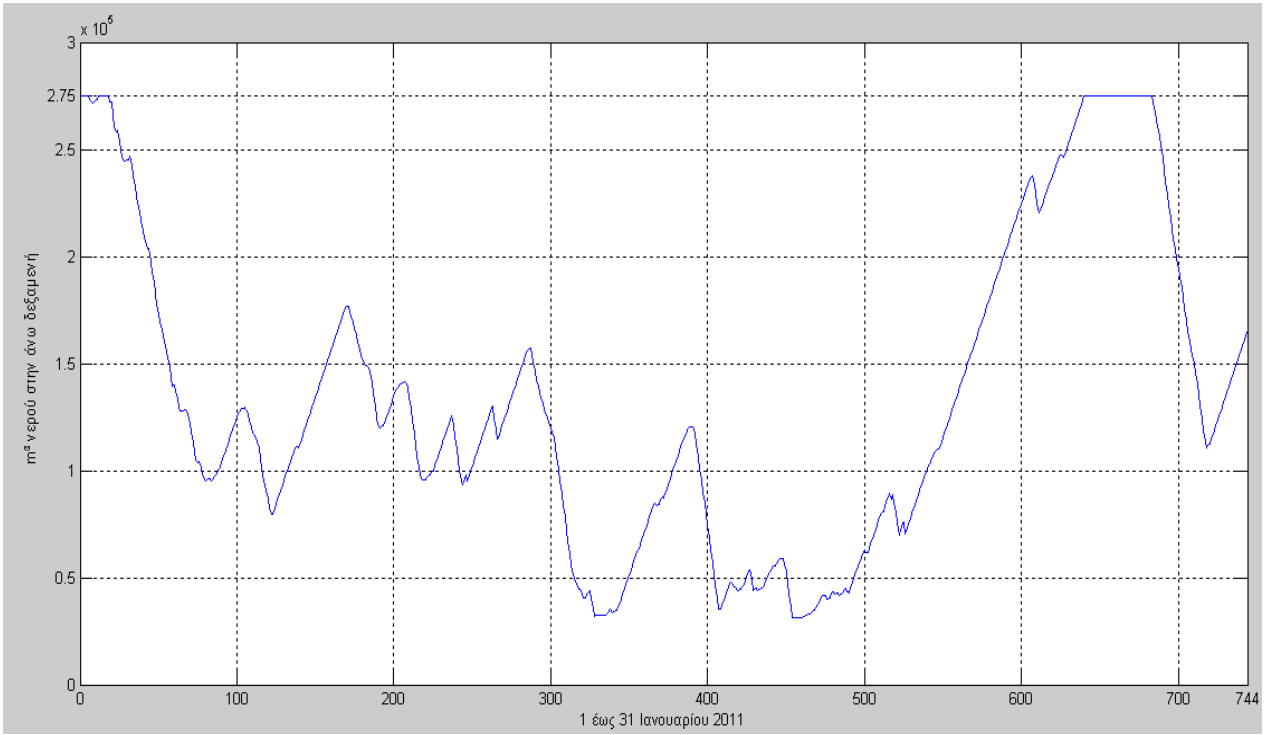
Με βάση τη βέλτιστη διαστασιολόγηση ,12 Α/Γ των 900kW, άνω δεξαμενή χωρητικότητας 275.000m$^3$ , 19αντλίες και 2 υδροστροβίλους, προσομοιώσαμε τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος. Παραθέτουμε παρακάτω τα μηνιαία διαγράμματα σύνθεσης φορτίου και τη μηνιαία μεταβολή της στάθμης της άνω δεξαμενής. Με σκούρο μπλε συμβολίζουμε την παραγωγή των αιολικών που διανέμεται προς κατανάλωση, με κίτρινο την αιολική ενέργεια που τροφοδοτεί τις αντλίες, με ανοιχτό μπλε την παραγωγή των υδροστροβίλων, με κόκκινο την παραγωγή των συμβατικών μονάδων και με πράσινο την παραγωγή των Φ/Β. Η μαύρη γραμμή είναι η καμπύλη ζήτησης και η πράσινη γραμμή είναι η καμπύλη συνολικής παραγωγής των αιολικών.

Στα ακόλουθα διάγραμμα παρατηρούμε ότι σε κάποια σημεία η αιολική ενέργεια που τροφοδοτεί τις αντλίες φαίνεται να μην ακολουθεί την καμπύλη παραγωγής των αιολικών. Γιατί όμως συμβαίνει αυτό; Κατά τη δημιουργία των διαγραμμάτων έχουμε δώσει προτεραιότητα στην αιολική ενέργεια που διοχετεύεται στο δίκτυο και τοποθετείται στη βάση του διαγράμματος. Αμέσως μετά δώσαμε προτεραιότητα στην παραγωγή των Φ/Β, στους υδροστροβίλους, στις συμβατικές μονάδες και τέλος στην αιολική ενέργεια που τροφοδοτεί τις αντλίες. Η καμπύλη ζήτησης και η καμπύλη συνολικής παραγωγής των αιολικών σχεδιάζονται ως έχουν. Υπενθυμίζουμε ότι κατά τη λειτουργία των υδροστροβίλων και των συμβατικών μονάδων δεν μπορούμε να έχουμε άντληση. Όπως έχουμε πει ήδη πρώτη προτεραιότητα για την κάλυψη φορτίου έχουν οι Α/Γ και τα Φ/Β. Έτσι λοιπόν αφού στα διαγράμματα μας τοποθετούμε την παραγωγή των Φ/Β ανάμεσα στην αιολική ενέργεια που διοχετεύεται στο δίκτυο και στην αιολική ενέργεια που τροφοδοτεί τις αντλίες είναι φυσικό να φαίνεται ότι προεξέχει τμήμα του εμβαδού της αιολικής ενέργειας που τροφοδοτεί τις αντλίες από την καμπύλη συνολικής παραγωγής των αιολικών. Στο συγκεκριμένο διάστημα που προεξέχει το εμβαδό της αιολικής ενέργειας που τροφοδοτεί τις αντλίες από την καμπύλη συνολικής παραγωγής των αιολικών, αν αφαιρέσουμε το εμβαδόν της παραγωγής των Φ/Β από το εμβαδό που ορίζεται από την καμπύλη της συνολικής αιολικής παραγωγής στο συγκεκριμένο αυτό διάστημα θα βρούμε το εμβαδόν του τμήματος που προεξέχει. Έχουμε λοιπόν:

- Ιανουάριος

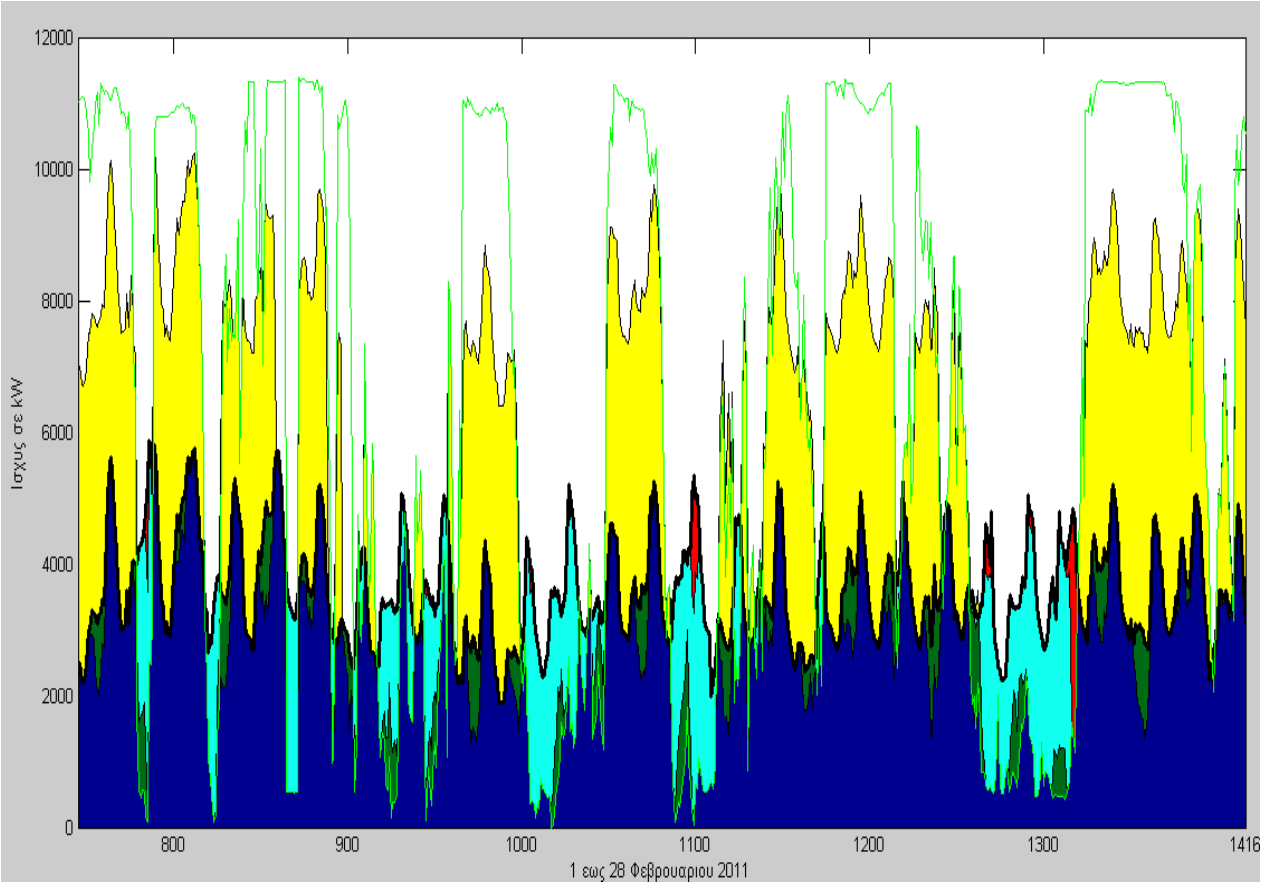



Διάγραμμα 11.1:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Ιανουάριο.

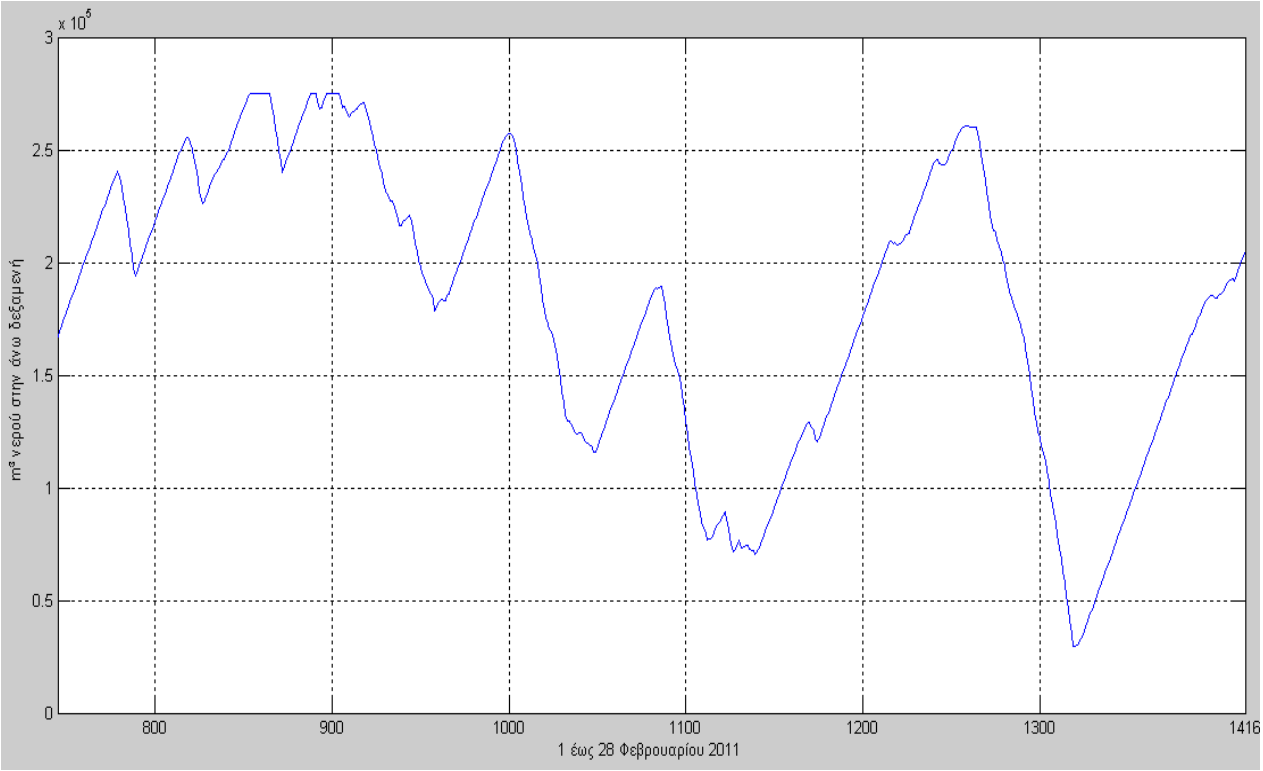



Διάγραμμα 11.2:Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Ιανουάριο.

- Φεβρουάριος

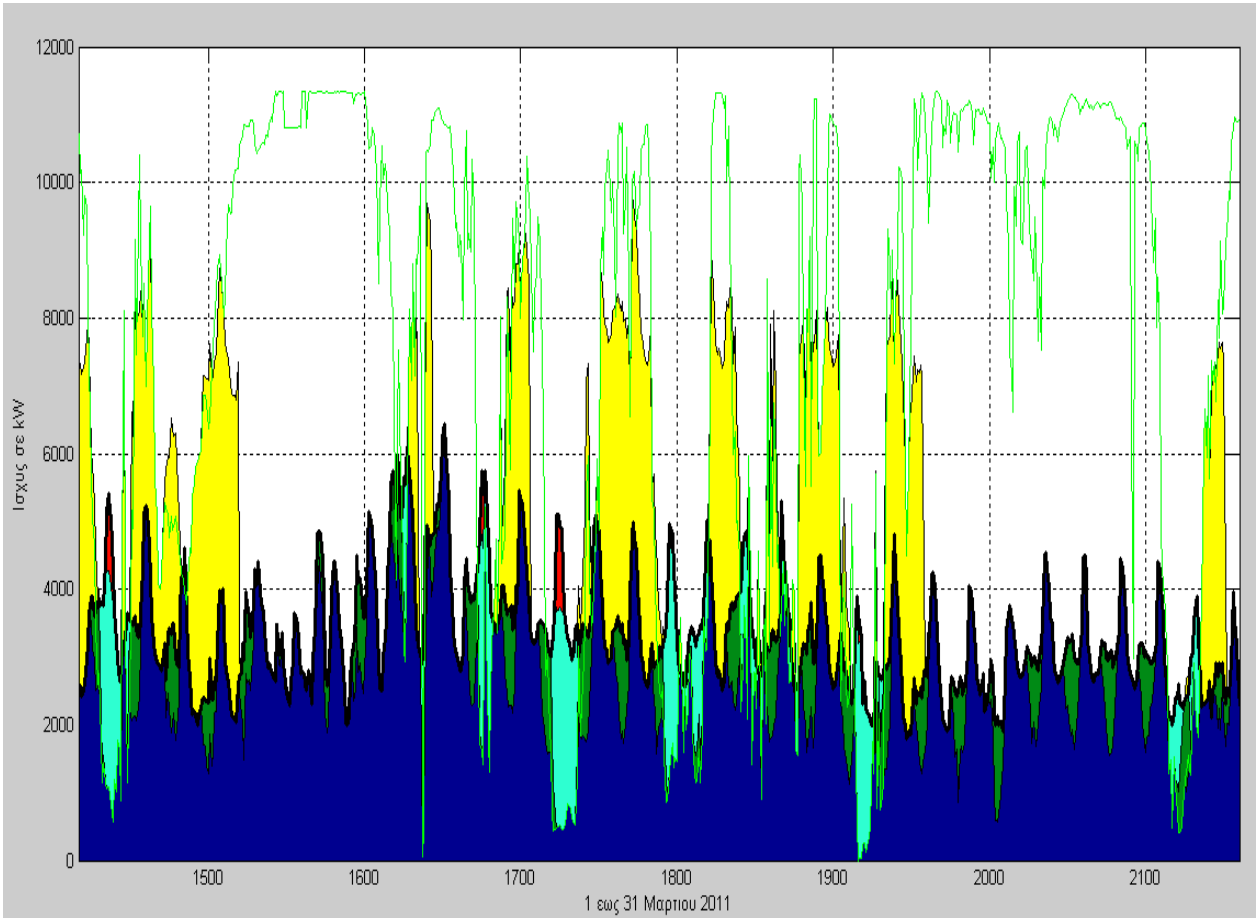



Διάγραμμα 11.3:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Φεβρουάριο.

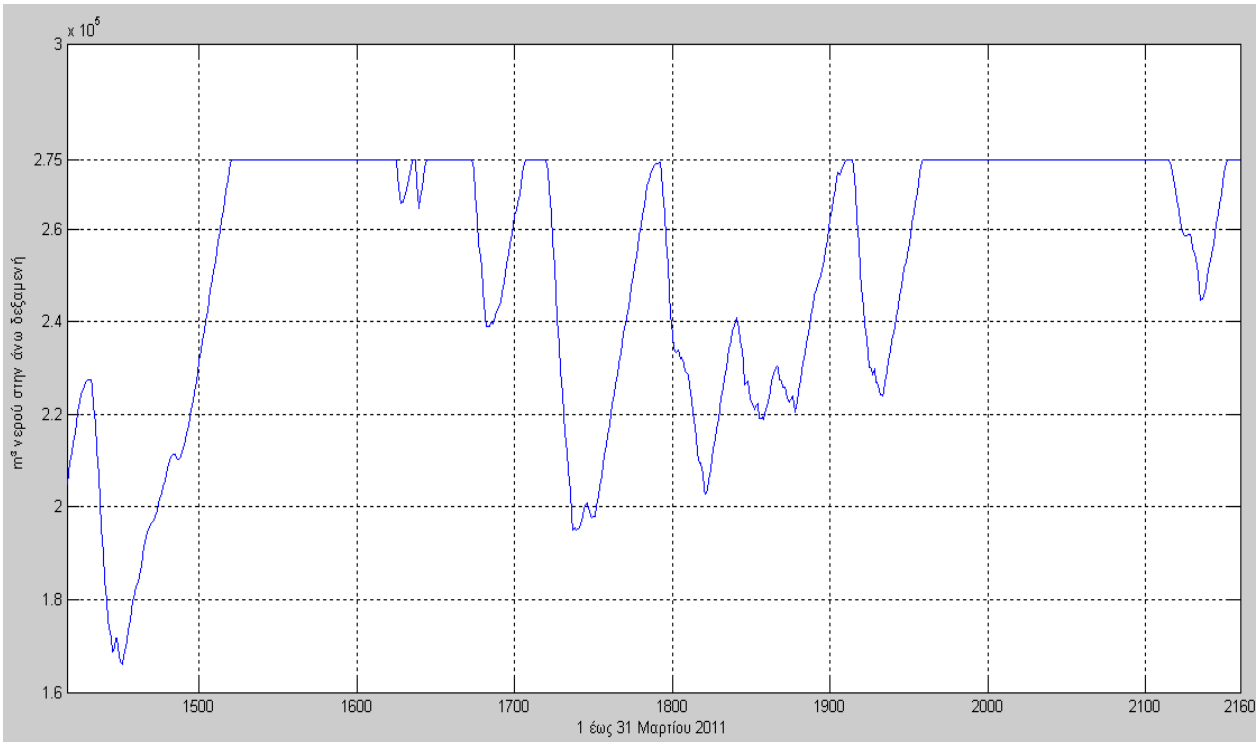



Διάγραμμα 11.4:Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Φεβρουάριο.

- Μάρτιος

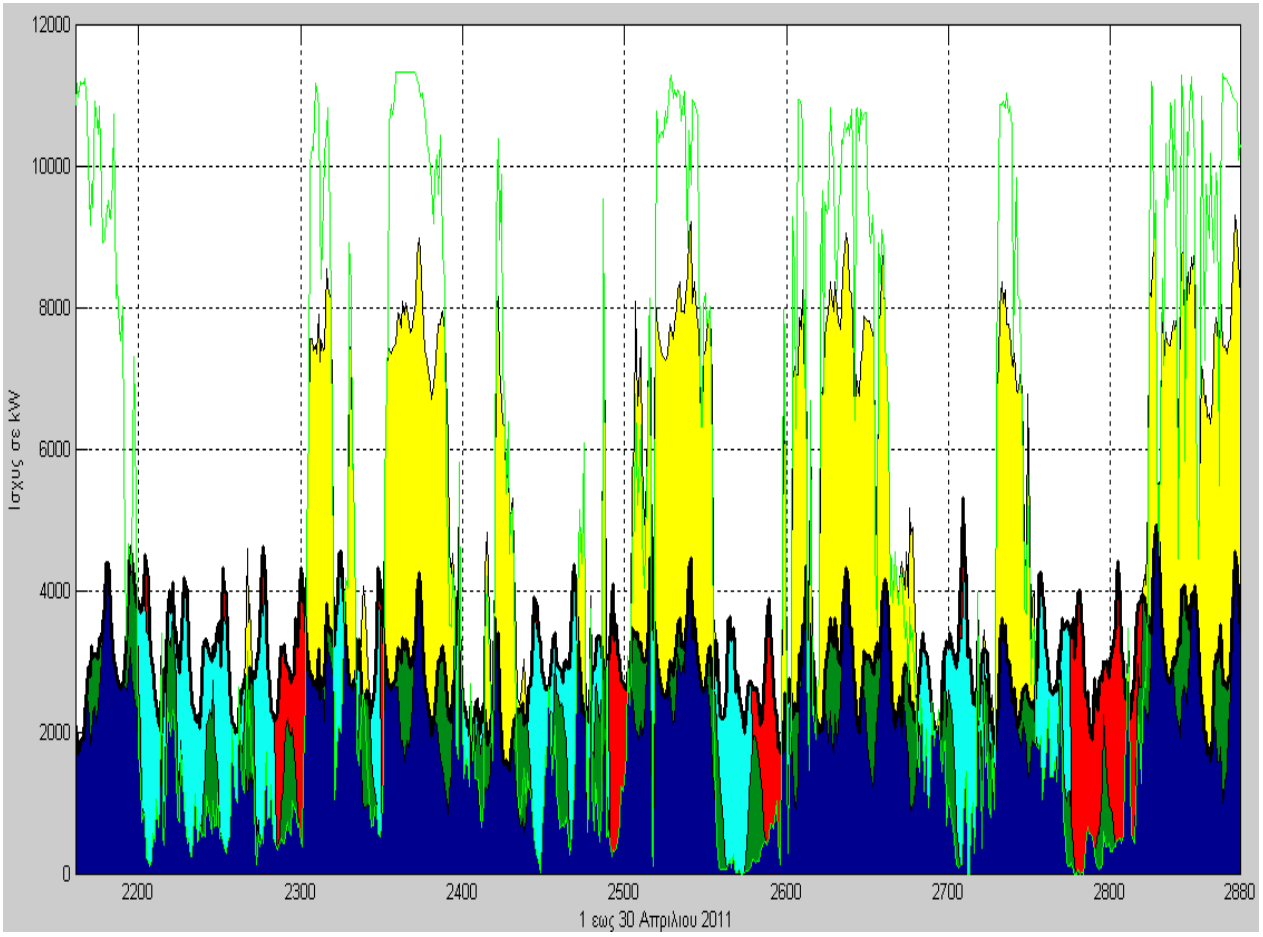



Διάγραμμα 11.5:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Μάρτιο.

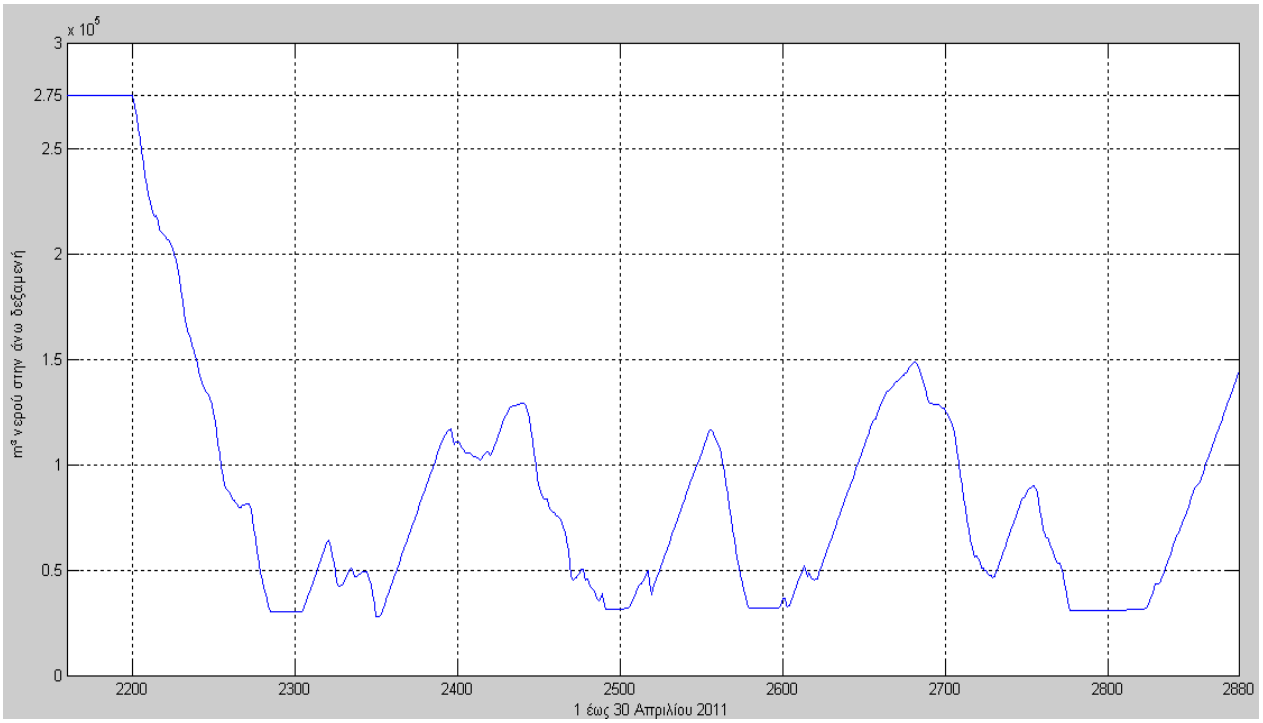



Διάγραμμα 11.6:Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Μάρτιο.

- Απρίλιος

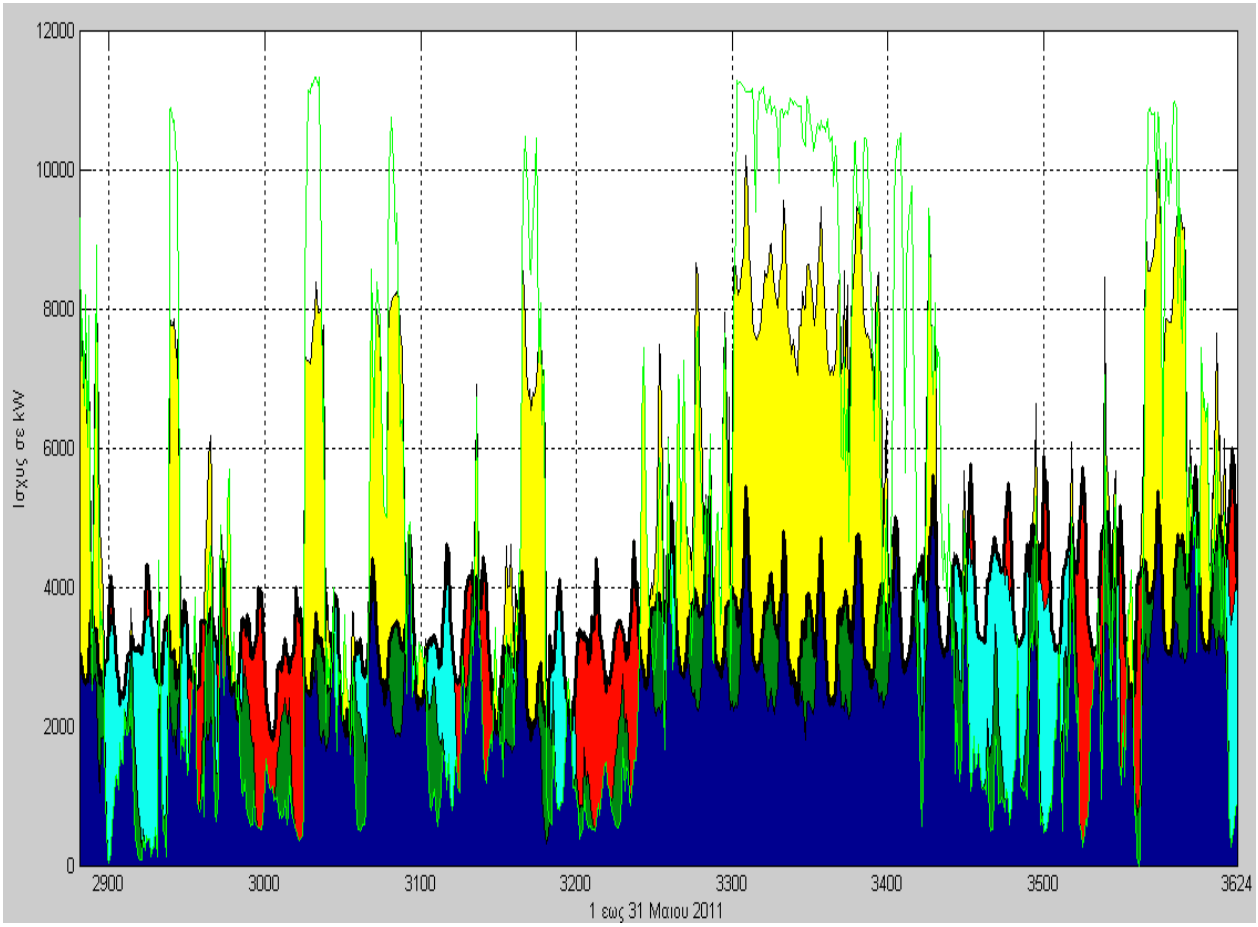



Διάγραμμα 11.7:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Απρίλιο.

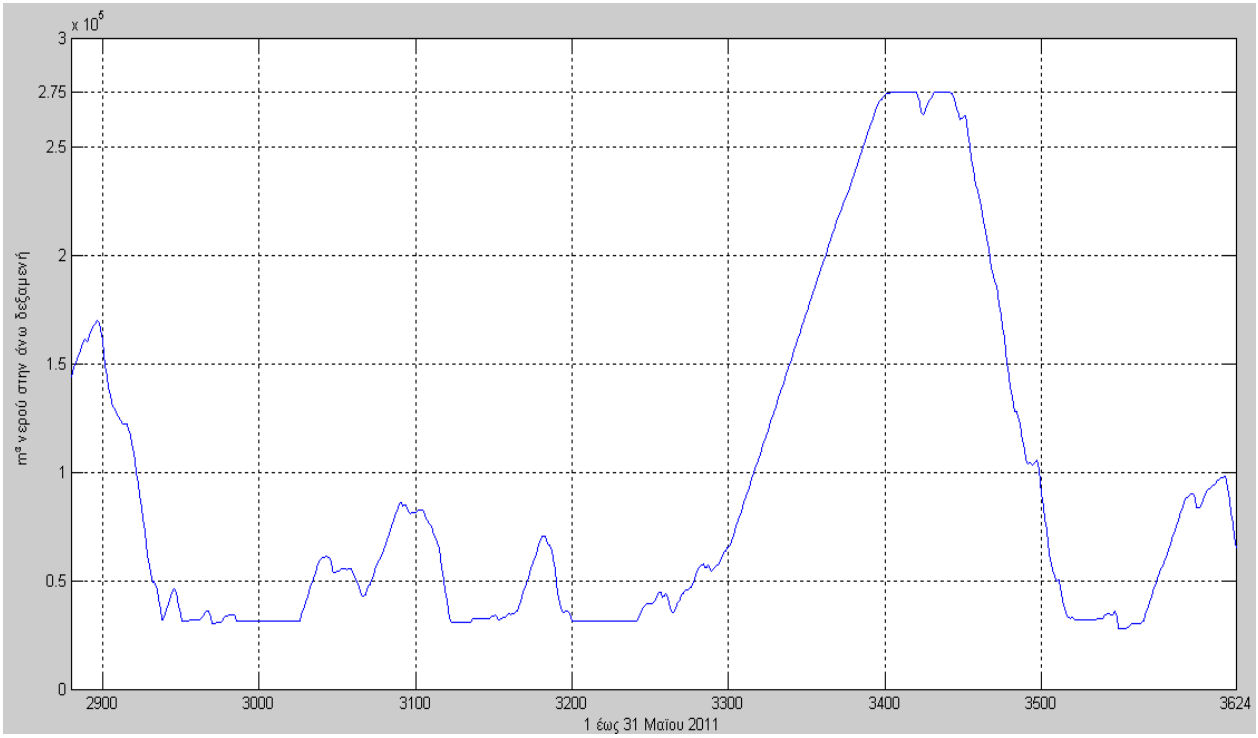



Διάγραμμα 11.8:Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Απρίλιο.

- Μάιος:

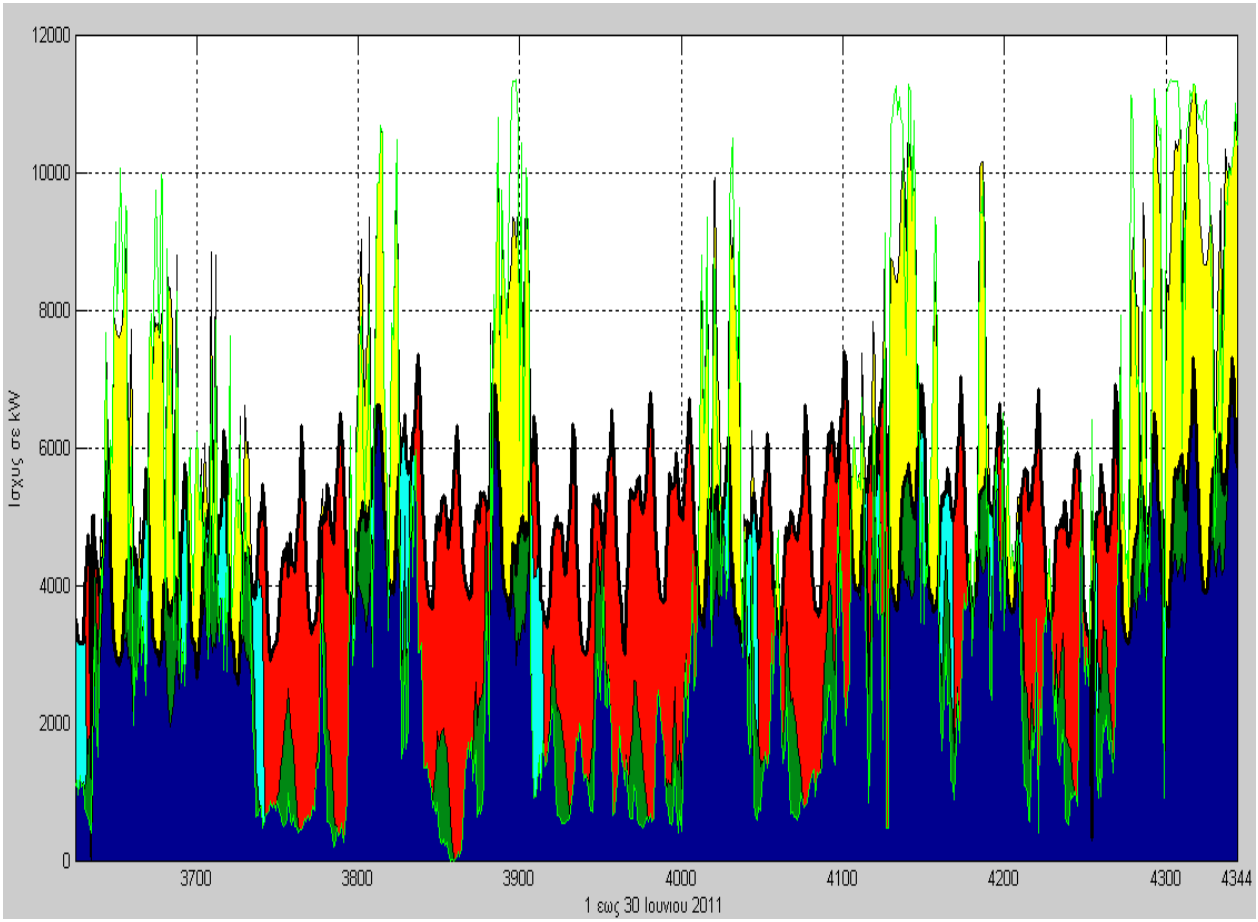



Διάγραμμα 11.9:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Μάιο.

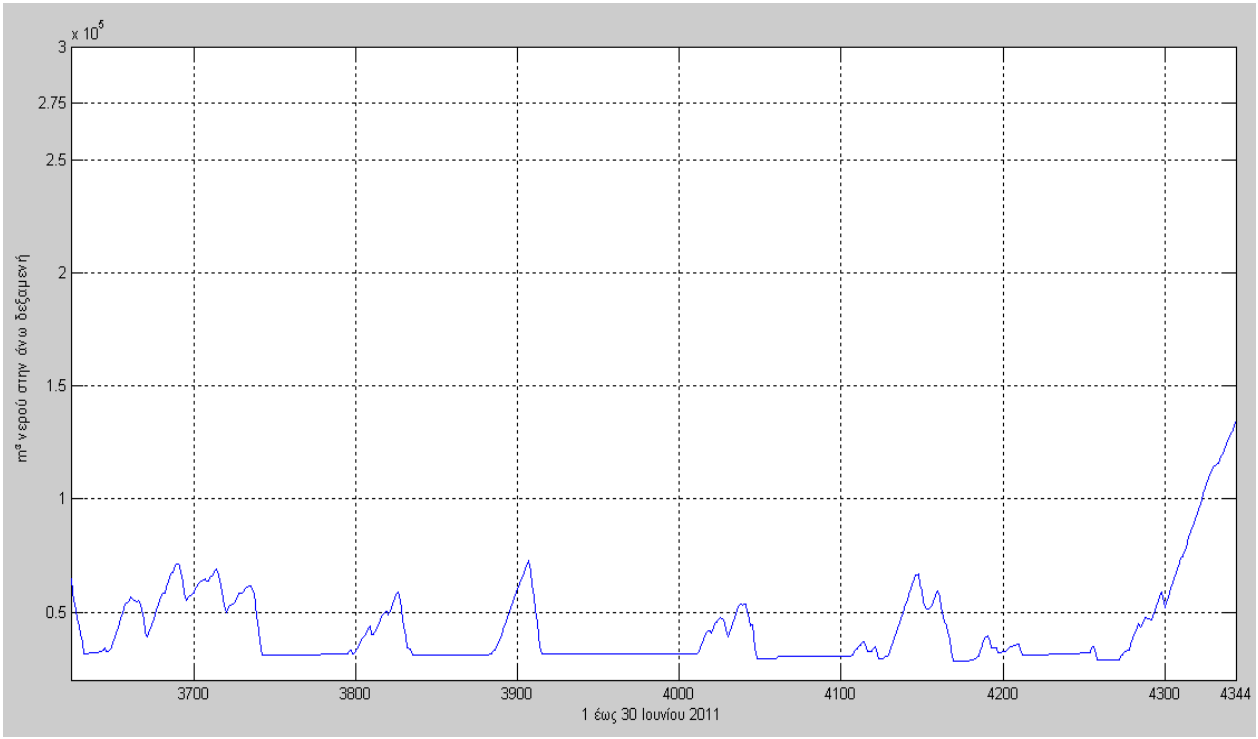



Διάγραμμα 11.10:Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Μάιο.

- Ιούνιος:

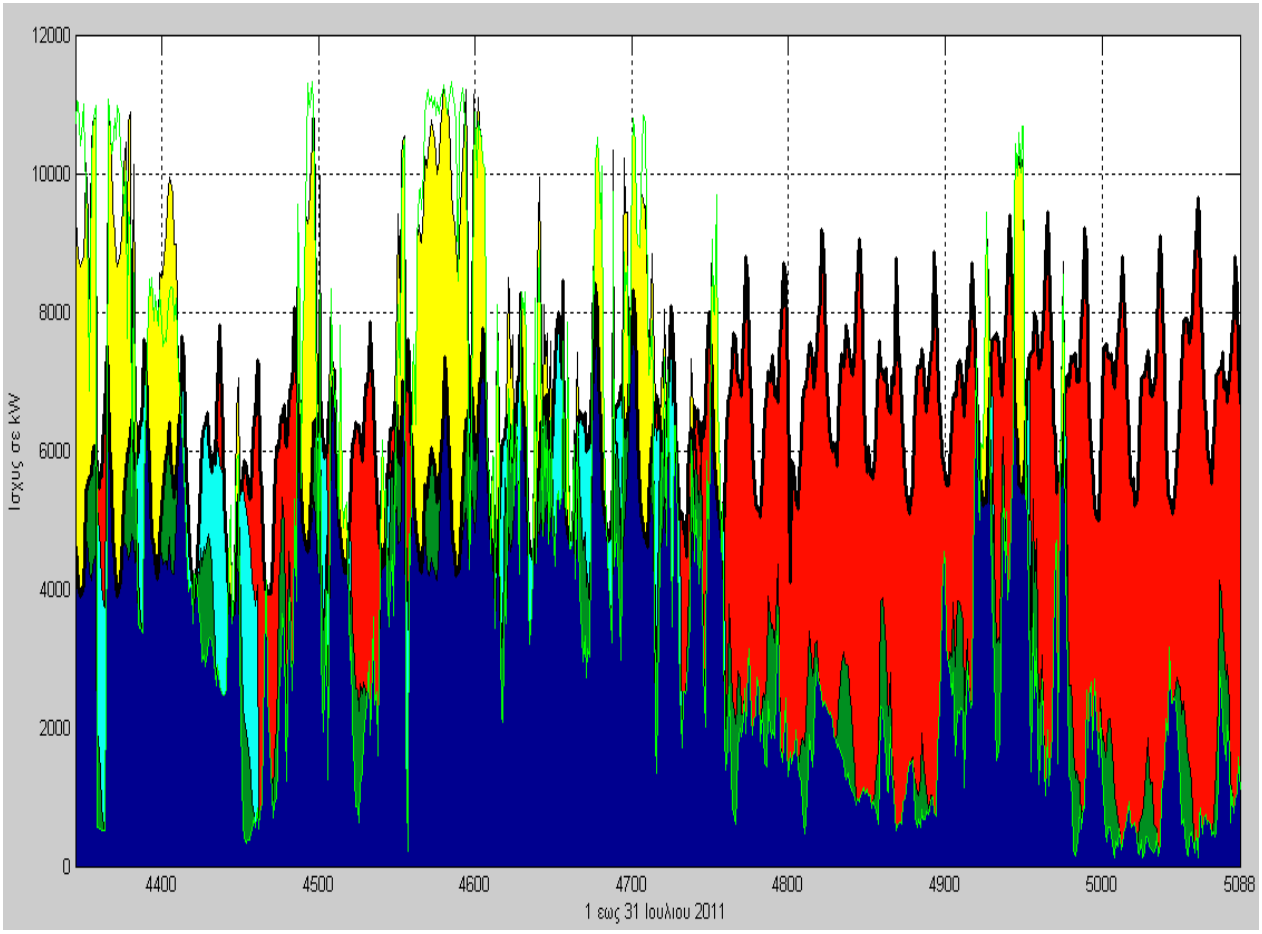



Διάγραμμα 11.11:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Ιούνιο.

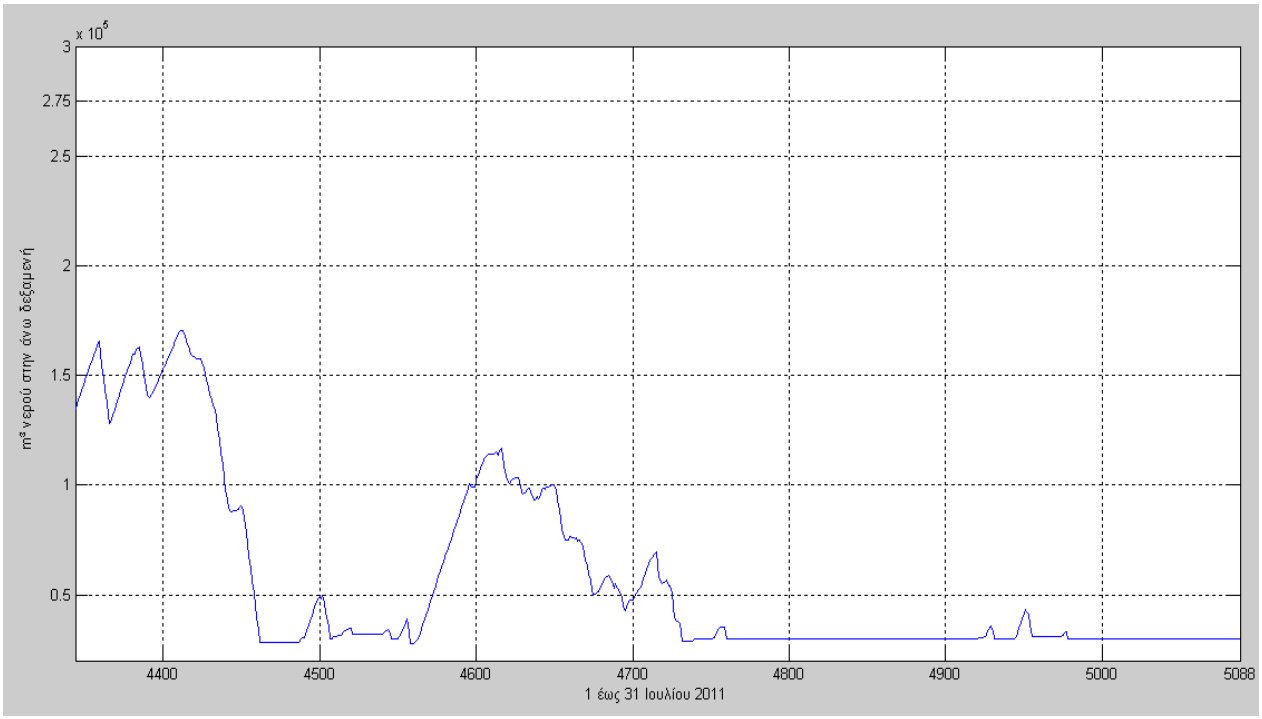



Διάγραμμα 11.12:Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Ιούνιο.

- Ιούλιος

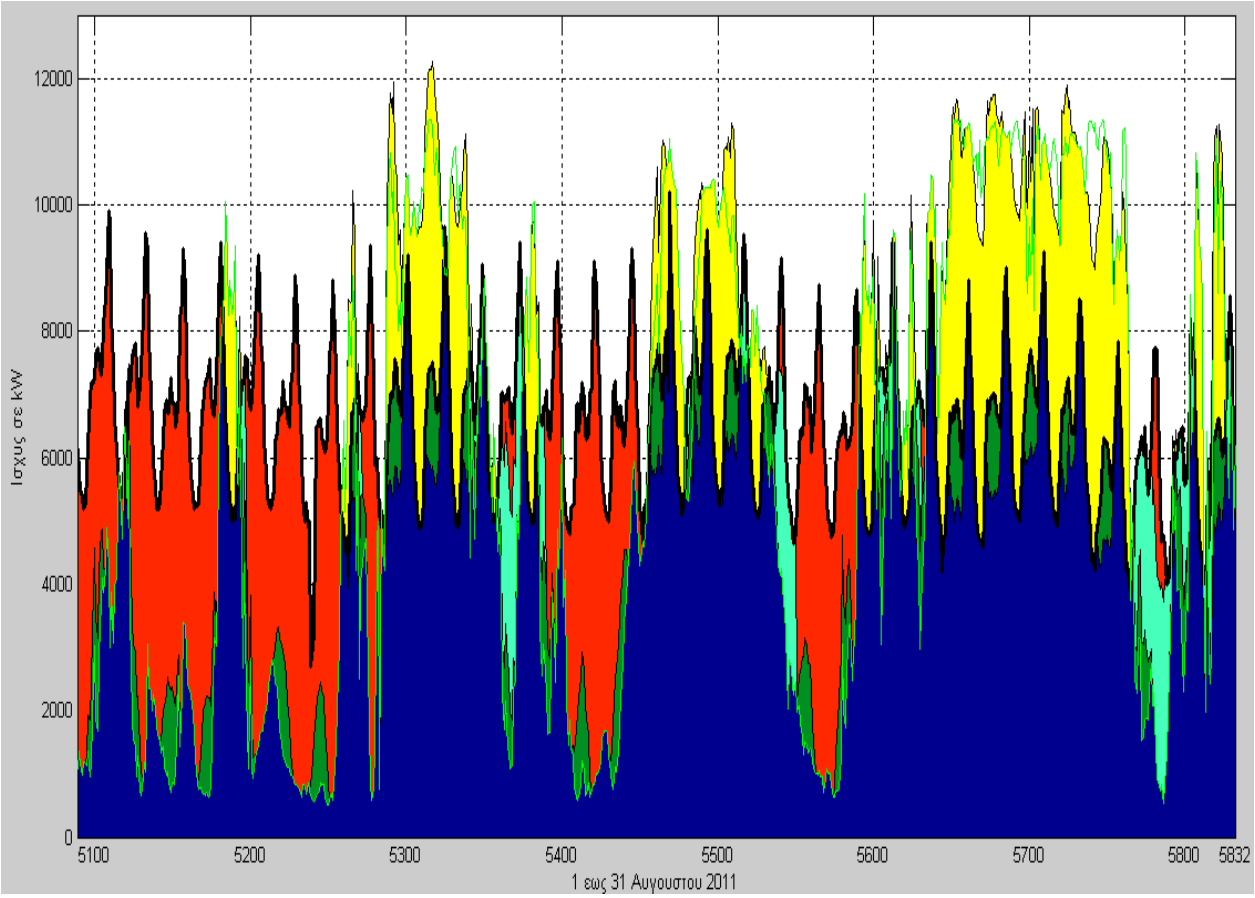



Διάγραμμα 11.13:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Ιούλιο.

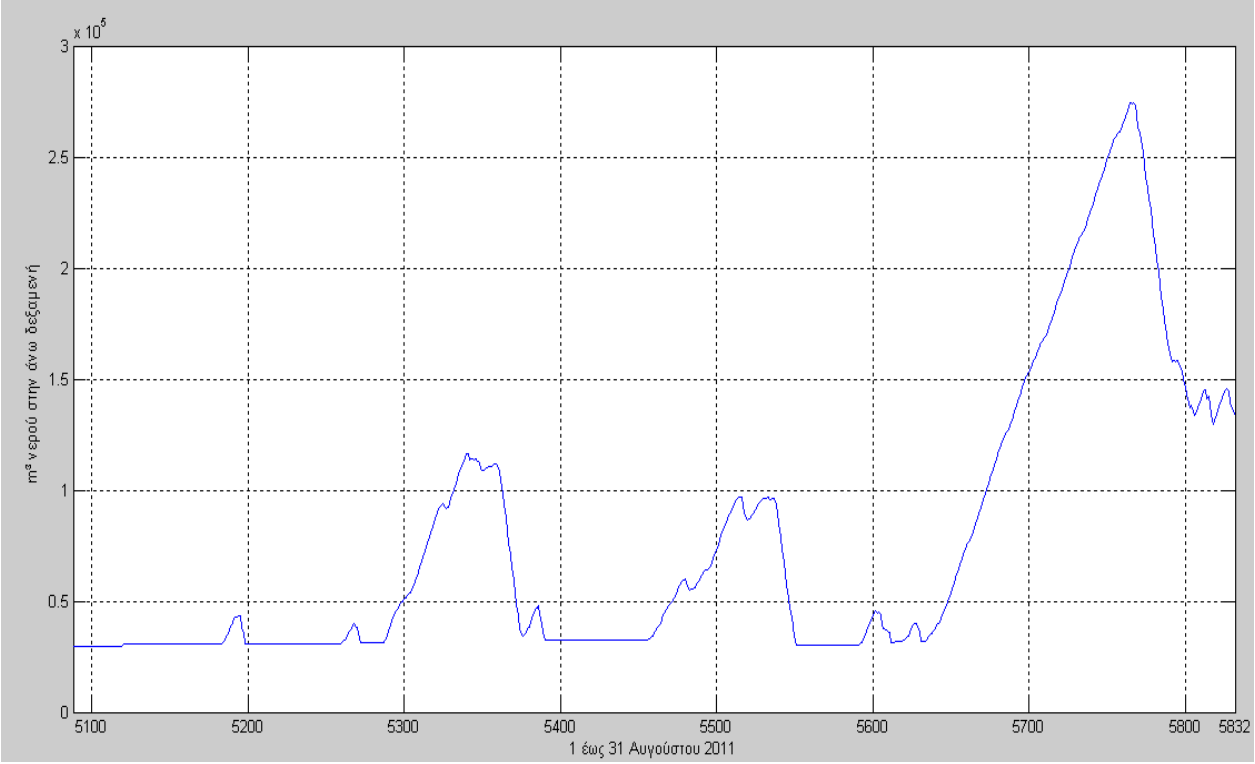



Διάγραμμα 11.14:Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Ιούλιο.

- Αύγουστος

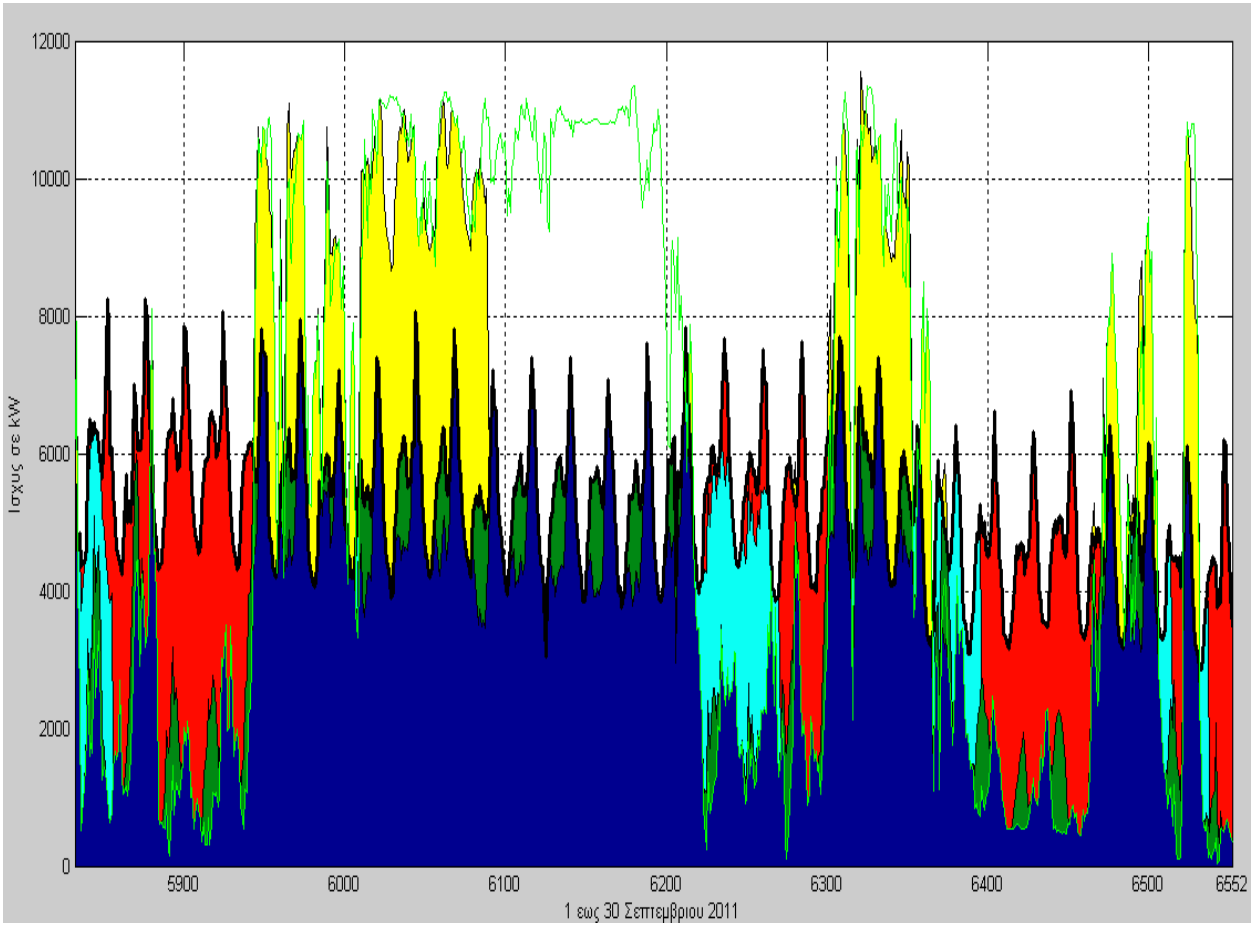



Διάγραμμα 11.15:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Αύγουστο.

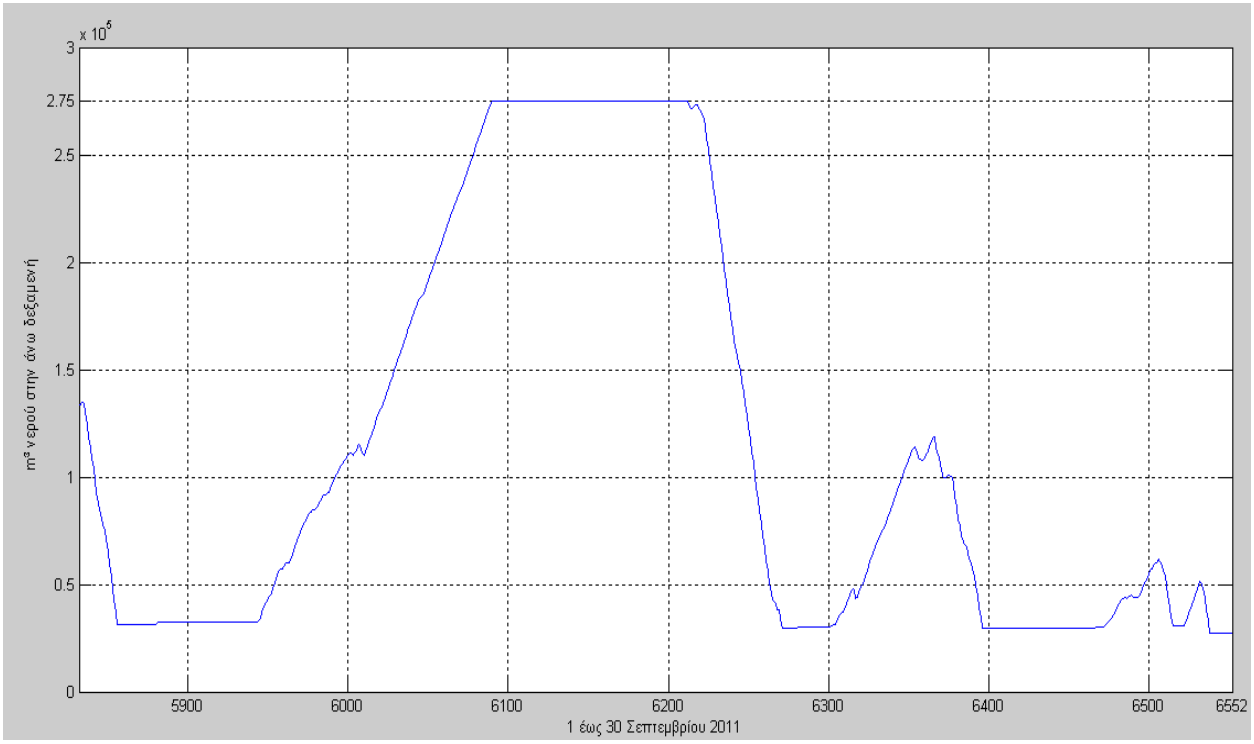



Διάγραμμα 11.16:Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Αύγουστο.

- Σεπτέμβριος

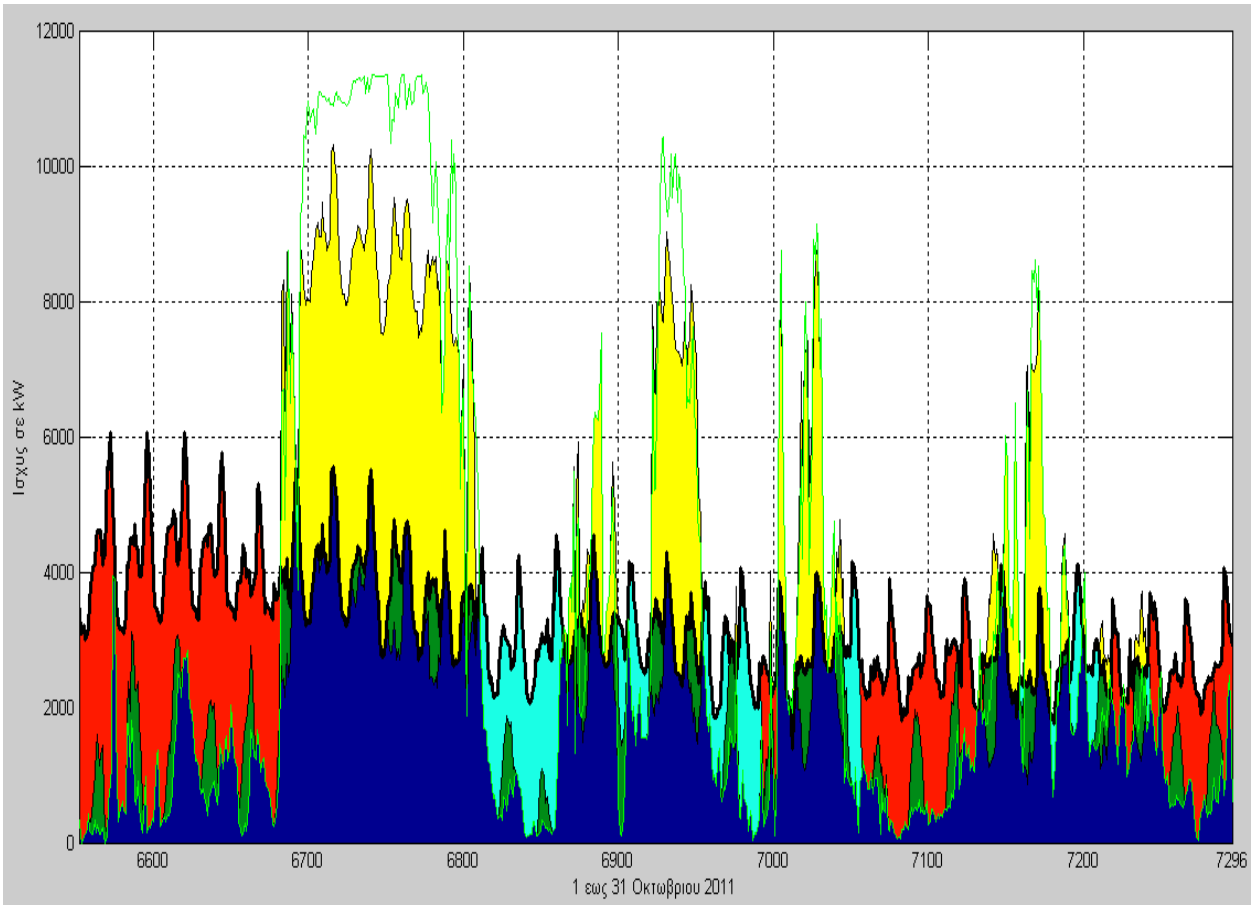



Διάγραμμα 11.17:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Σεπτέμβριο.

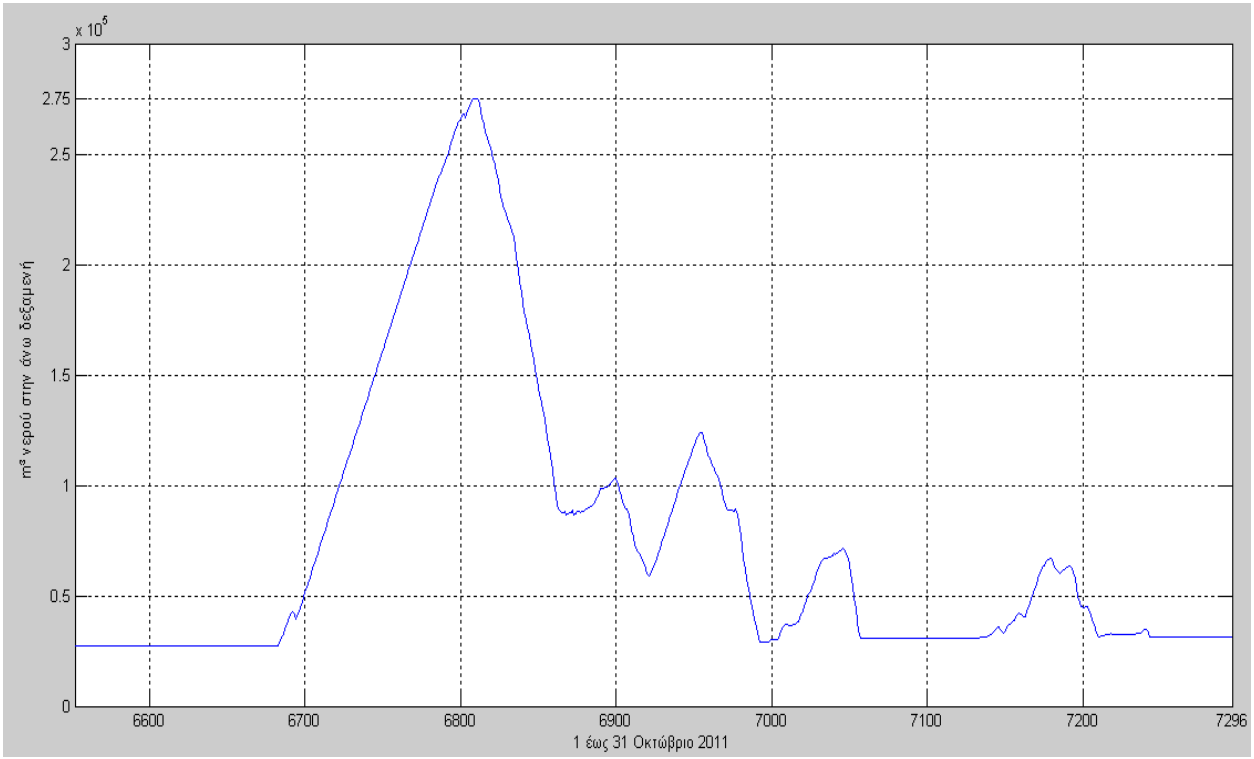



Διάγραμμα 11.18:Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Σεπτέμβριο.

- Οκτώβριος

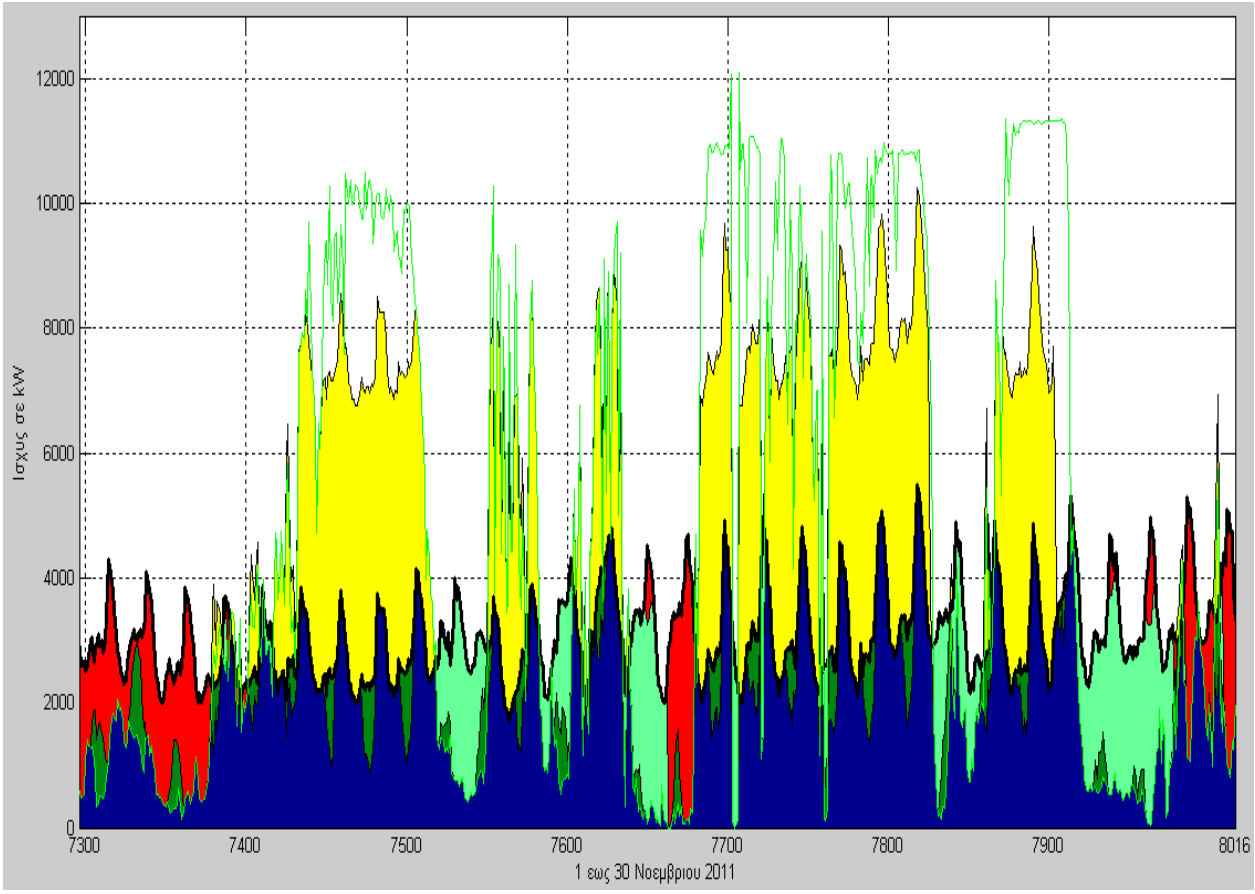



Διάγραμμα 11.19:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Οκτώβριο.

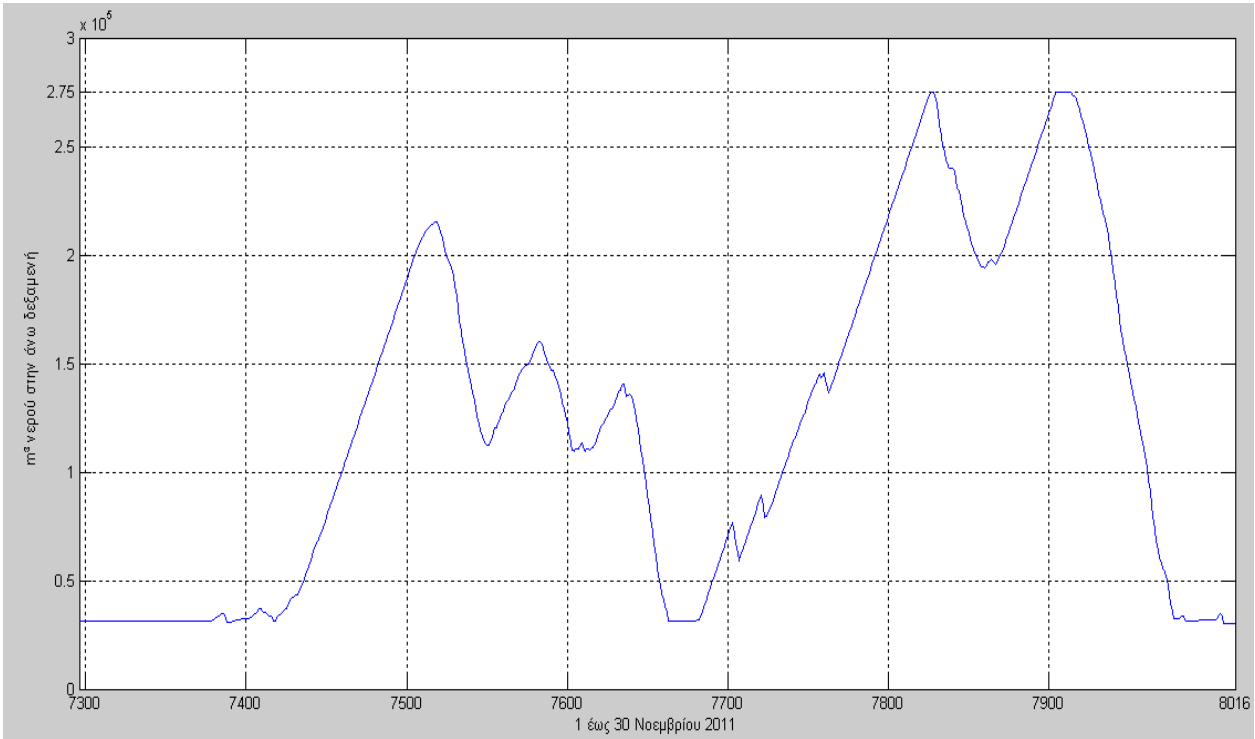



Διάγραμμα 11.20:Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Οκτώβριο.

- Νοέμβριος

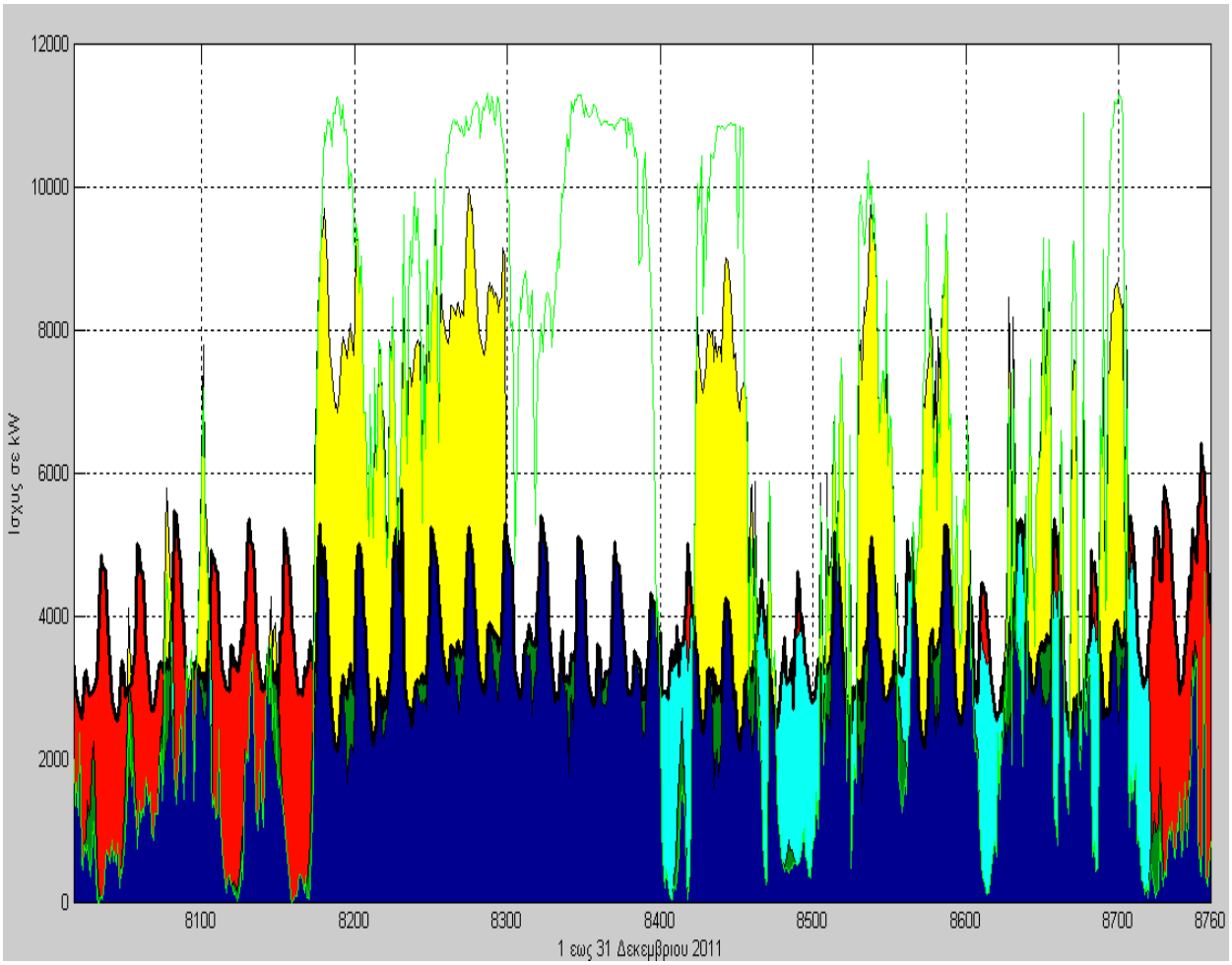



Διάγραμμα 11 21:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Νοέμβριο.

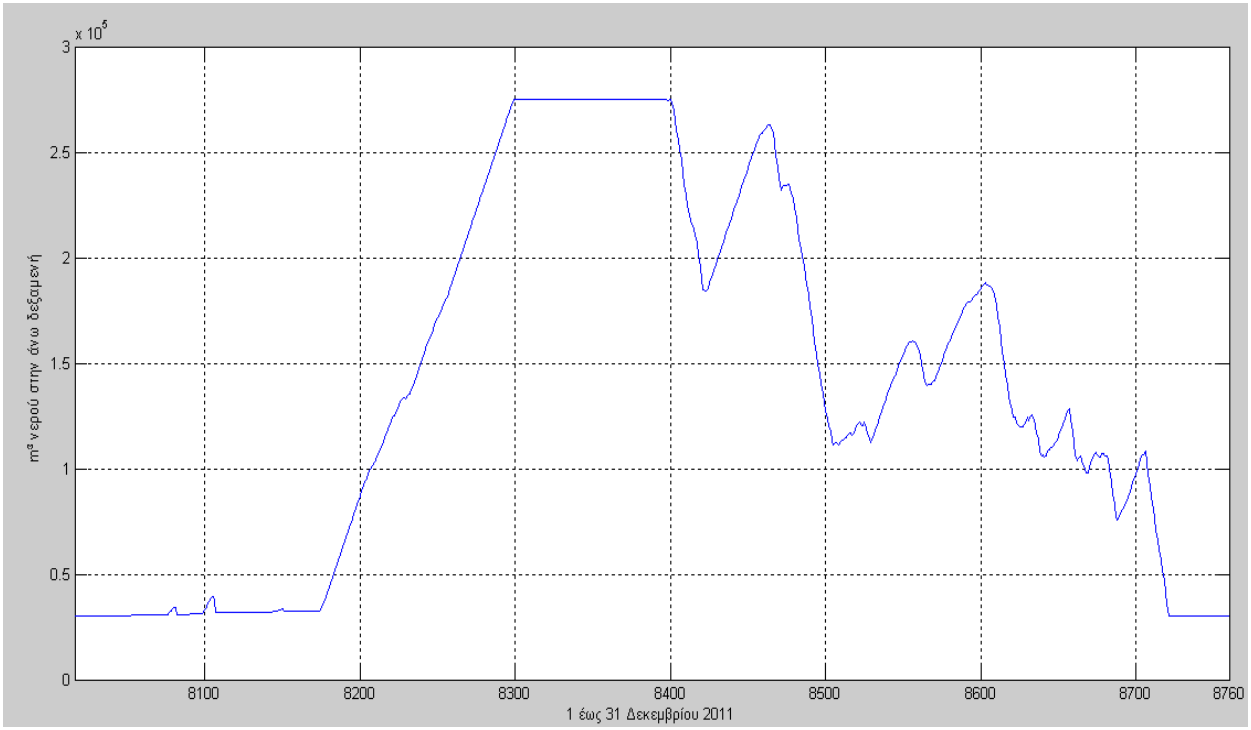



Διάγραμμα 11.22:Διακύμανση των υδάτων στην ά δεξαμενή για το μήνα Νοέμβριο.

- Δεκέμβριος

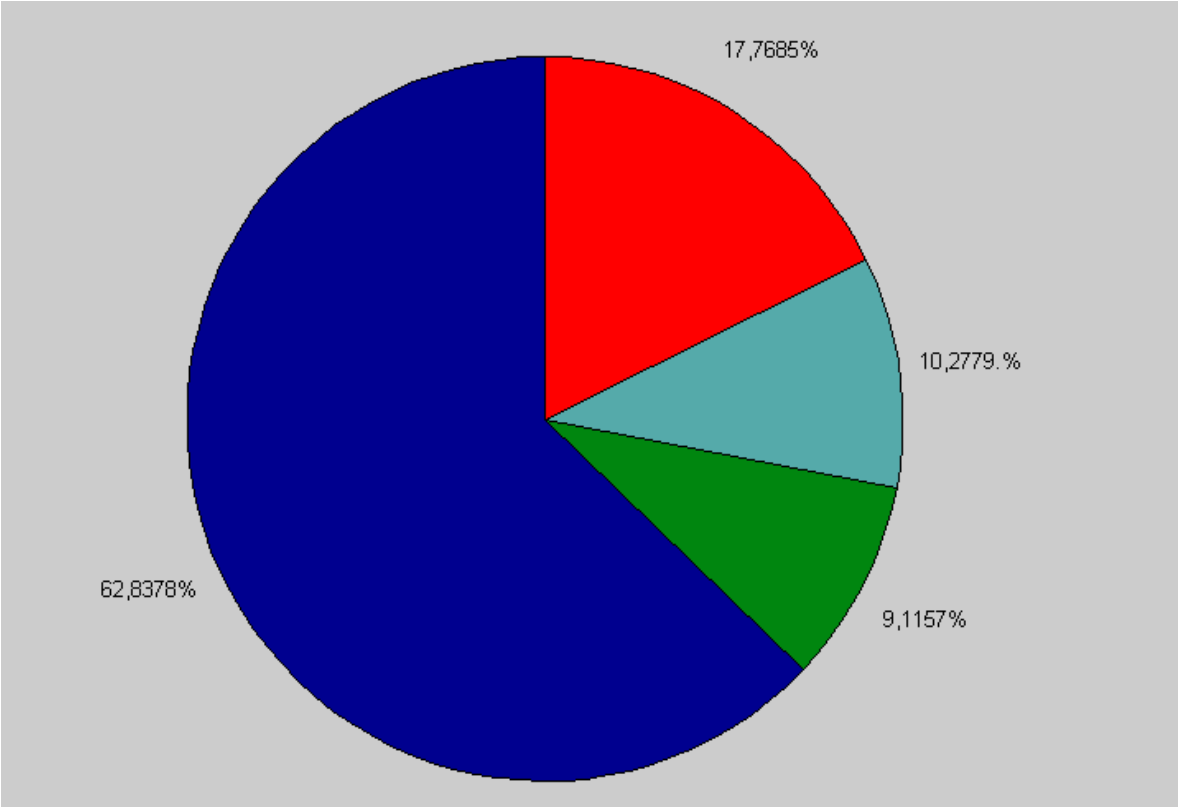



Διάγραμμα 11.23:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Δεκέμβριο.




Διάγραμμα 11.24:Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Δεκέμβριο.

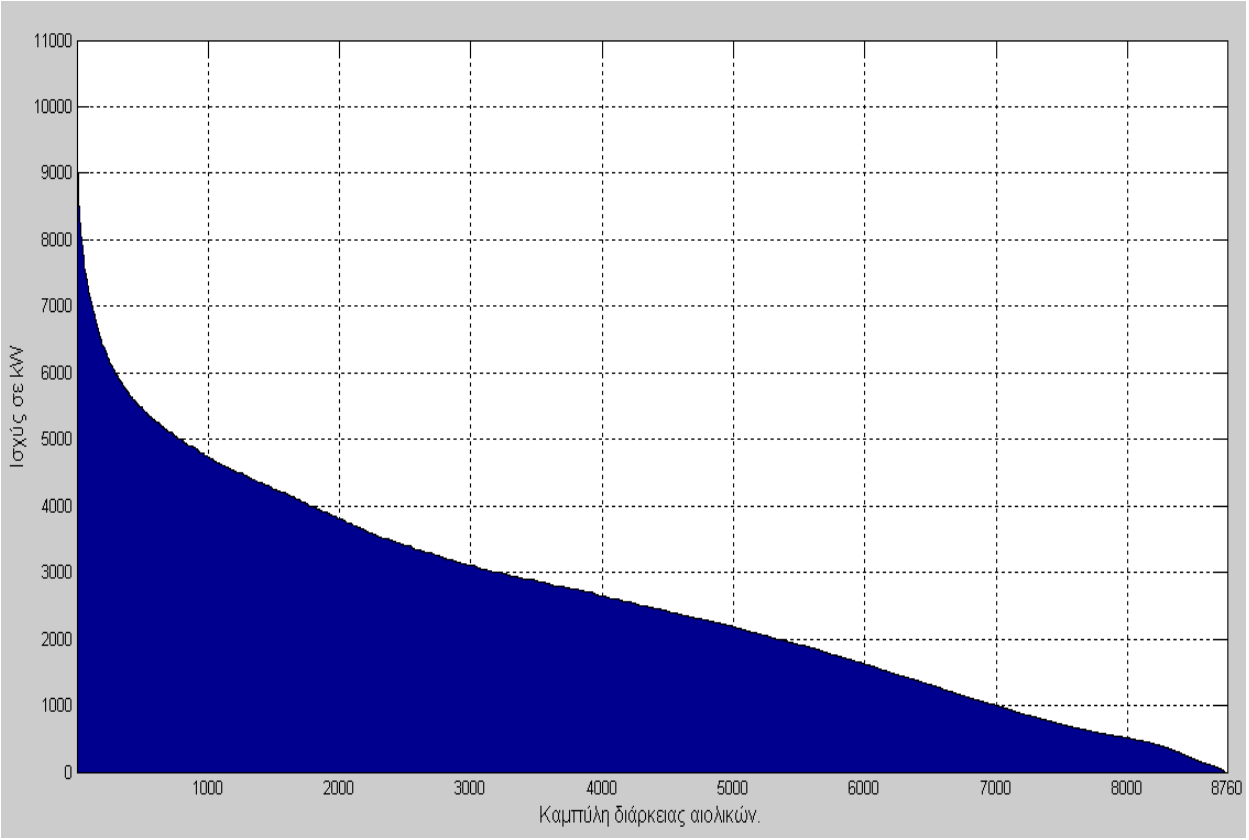
Το ποσοστό συμμετοχής των αιολικών στην κάλυψη του φορτίου είναι 62,8378%, των Φ/Β 9,1157%, των υδροστροβίλων 10,2779% και των συμβατικών μονάδων μόλις 17,7685%. Βλέπουμε λοιπόν ότι το ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ στην κάλυψη του φορτίου είναι ίσο με 82,2315%. Παραθέτουμε και το ακόλουθο διάγραμμα:



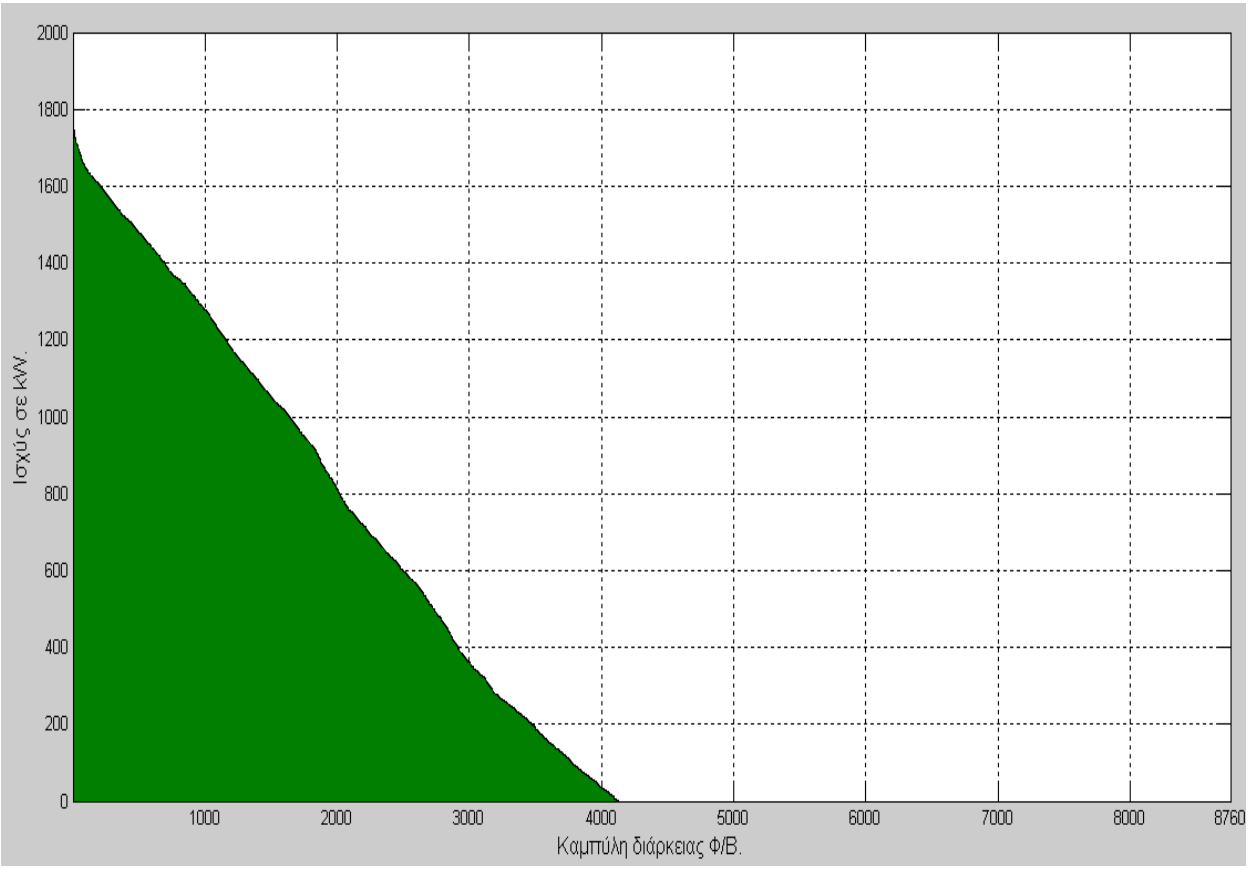

Διάγραμμα 11.25: Ποσοστό συμμετοχής των υποσυστημάτων στην κάλυψη του φορτίου.

Με μπλε συμβολίζουμε την συμμετοχή των αιολικών, με πράσινο την συμμετοχή των Φ/Β, με ανοιχτό μπλε τη συμμετοχή των υδροστροβίλων και με κόκκινο τη συμμετοχή των συμβατικών μονάδων στην κάλυψη του φορτίου.

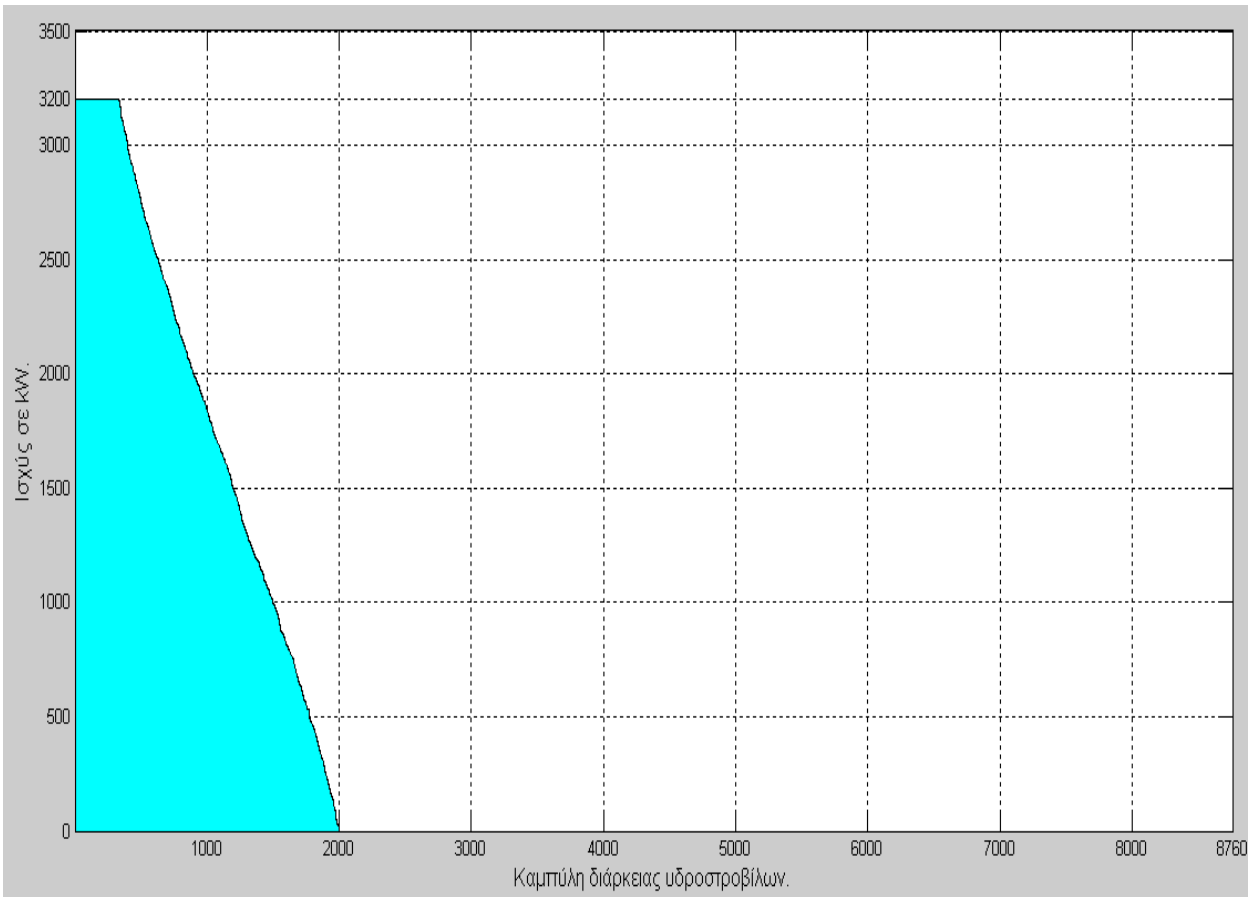
Στη συνέχεια παραθέτουμε τις ξεχωριστές καμπύλες διάρκειας κάθε υποσυστήματος, που μας δείχνουν πόσο χρόνο λειτούργησε το κάθε υποσύστημα:



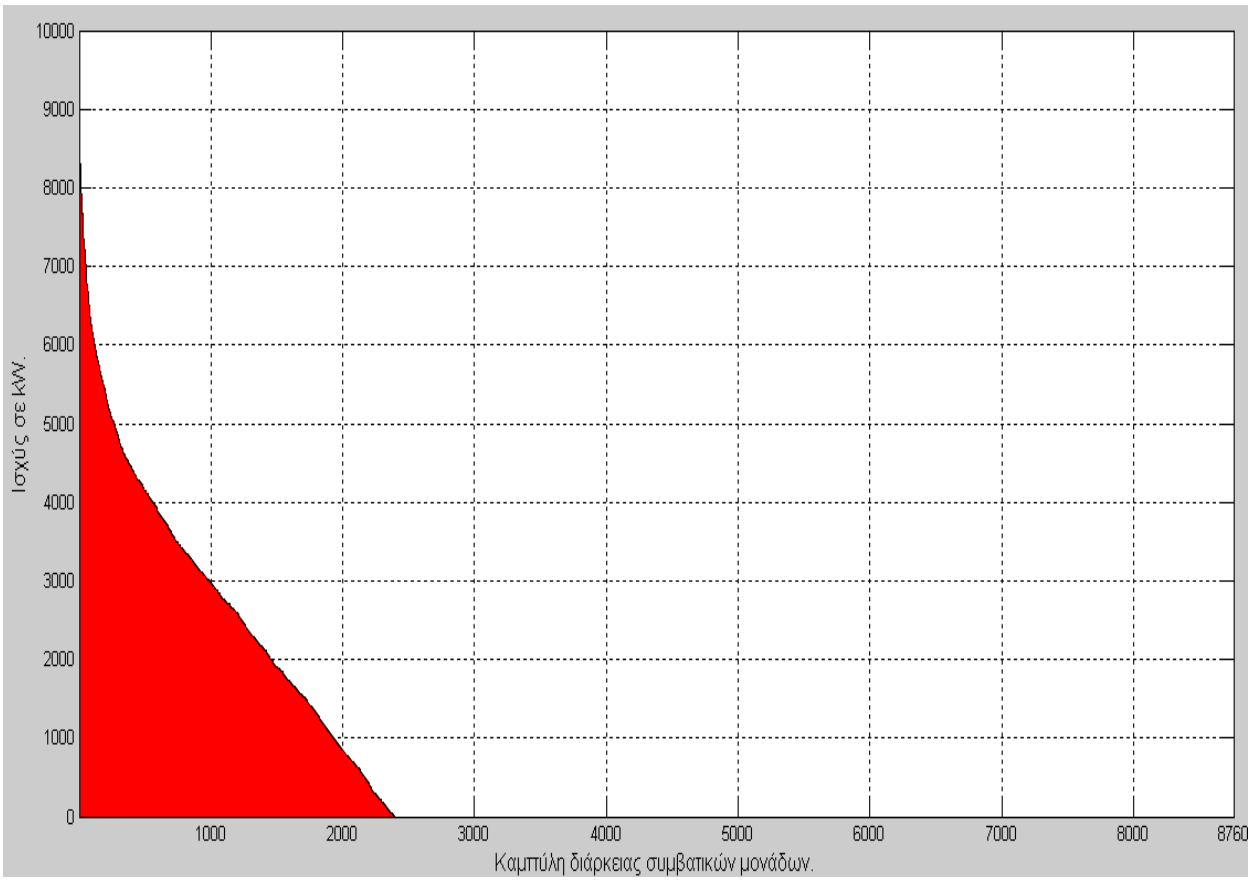

Διάγραμμα 11.26: Καμπύλη διάρκειας λειτουργίας αιολικών.



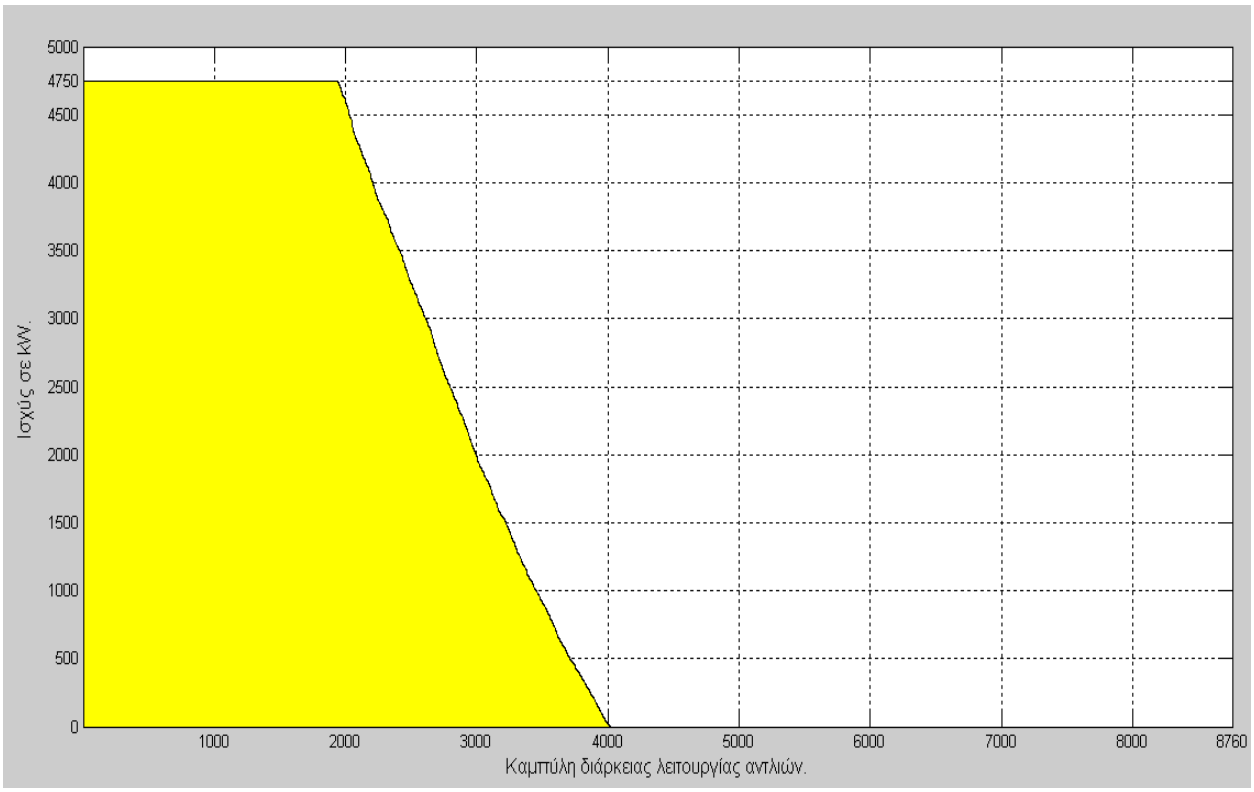

Διάγραμμα 11.27: Καμπύλη διάρκειας λειτουργίας Φ/Β.



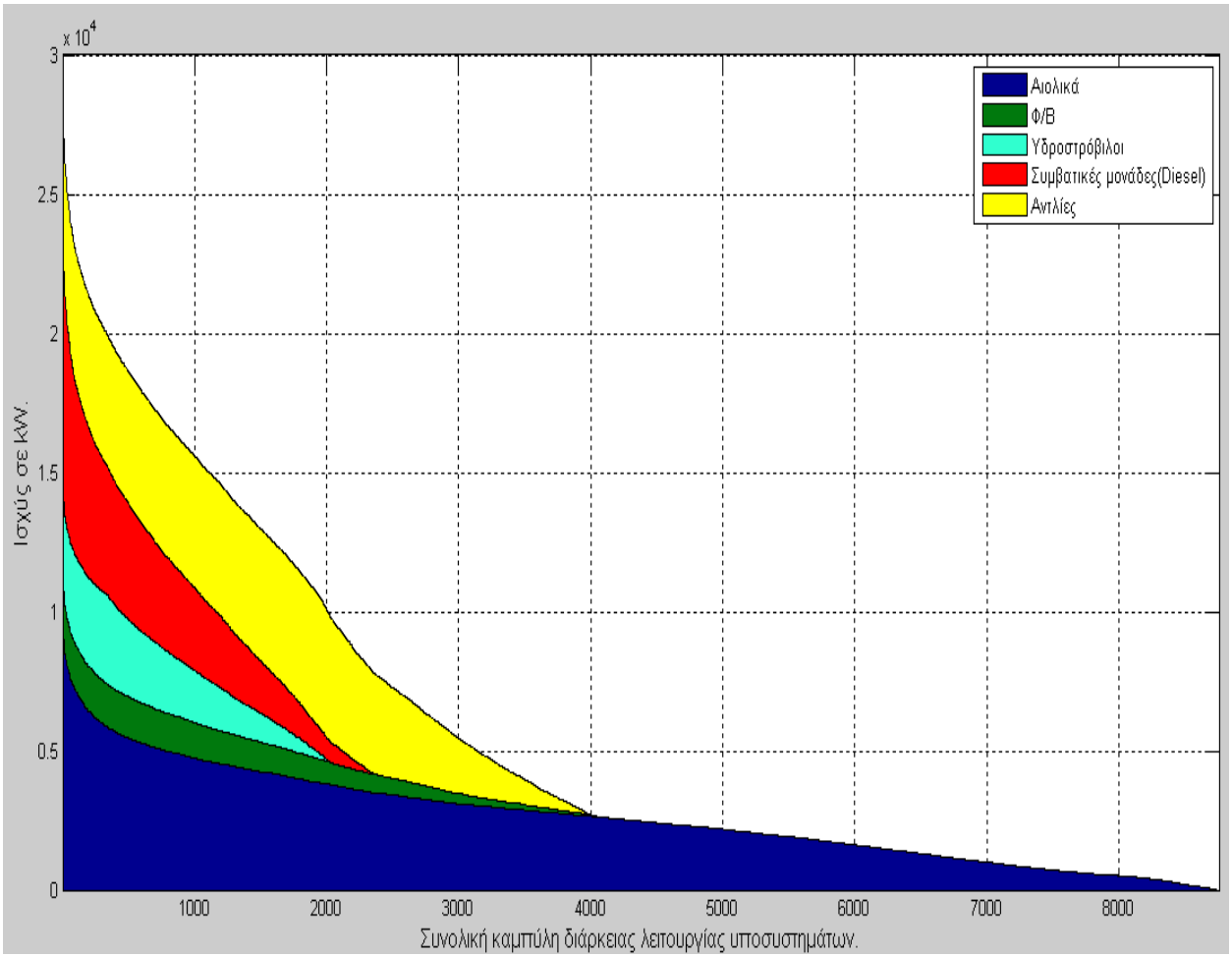

Διάγραμμα 11.28: Καμπύλη διάρκειας λειτουργίας υδροστροβίλων.




Διάγραμμα 11.29: Καμπύλη διάρκειας λειτουργίας συμβατικών (Diesel).




Διάγραμμα 11.30: Καμπύλη διάρκειας λειτουργίας αντλιών.




Διάγραμμα 11.31: Συνολική καμπύλη διάρκειας λειτουργίας των υποσυστημάτων .

# ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Το βασικό συμπέρασμα που εξάγουμε από την παρούσα εργασία είναι ότι ωφελεί η κατασκευή ενός υβριδικού συστήματος στην Κάρπαθο. Όπως διαπιστώσαμε το κόστος παραγωγής 1 kWh από το προτεινόμενο υβριδικό σύστημα είναι κατά πολύ μικρότερο από το αντίστοιχο κόστος παραγωγής 1kWh από το συμβατικό σύστημα. Μέσα στα επόμενα χρόνια που η τιμή του πετρελαίου αναμένεται να αυξηθεί ραγδαία, η λειτουργία του υβριδικού συστήματος θα ήταν πιο επιτακτική από ποτέ. Οι δαπάνες αγοράς και εγκατάστασης των 3 H/Z με κινητήρα Diesel 3,5-4MW, που έχουν προγραμματιστεί για το έτος 2013, εκτιμάται ότι θα κυμαίνονται μεταξύ 12.000.000-15.000.000ευρώ. Ενώ οι δαπάνες για την κατασκευή του υβριδικού συστήματος θα είναι περίπου 21.000.000ευρώ. Αρχικά μπορεί να μας φανεί ότι δεν συμφέρει η κατασκευή του υβριδικού συστήματος , αλλά αν σκεφτούμε τα κέρδη που θα έχουμε από τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος η πιο συμφέρουσα λύση είναι η κατασκευή του. Αναφέρουμε χαρακτηριστικά ότι για το έτος 2013 που αναμένεται η αγορά και εγκατάσταση των 3 H/Z, το κέρδος από τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος εκτιμάται ότι θα ήταν ίσο με 4.700.000ευρώ. Αλλά και πέρα από την οικονομική σκοπιά του θέματος, με τη λειτουργία του υβριδικού συστήματος θα καταφέρναμε να μειώσουμε κατά πολύ τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα.

# ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ


[1] Θεοδωρόπουλος Πέτρος «Μοντελοποίηση και διαστασιολόγηση υβριδικού. συστήματος – Εφαρμογή στην Ικαρία», Φεβρουάριος 2001.

[2] Μπέτζιος Γεώργιος «Δυνατότητες και προοπτικές αξιοποίησης των ΑΠΕ στα αυτόνομα δίκτυα των νησιών του αιγαίου» 6$^{ο}$ Εθνικό συνέδριο για τις ήπιες μορφές ενέργειας 40,46.

[3] Μπέτζιος Γεώργιος «Εμπειρίες από την λειτουργία των συστημάτων ΑΠΕ στην Ελλάδα» 6$^{ο}$ Εθνικό συνέδριο για τις ήπιες μορφές ενέργειας Α' τόμος 375.

[4] Κλειάσου Ηλιάνα «Διερεύνηση της φιλοσοφίας της λειτουργίας υβριδικού συστήματος αιολικής ενέργειας με αντλησιοταμίευση στο σύστημα της Παρο-Ναξίας»

[5] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας , www.rae.gr

[6] Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας , www.cres.gr

[7] Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας, www.eletaen.gr

[8] http://www.ashrae.gr/DIALYNAS.pdf

[9] http://translate.google.gr/translate?hl=el&sl=en&u=http://www.windandsun.co.uk/Projects/foula.htm&ei=yjCqT6a2K8z14QSZg5S1CQ&sa=X&oi=translate&ct=result&resnum=1&ved=0CCAQ7gEwAA&prev=/search%3Fq%3Dfoula%2Bisland%2Benergy%26hl%3Del%26client%3Dfirefox-a%26hs%3Djp3%26sa%3DX%26rls%3Dorg.mozilla:el:official%26channel%3Dnp%26biw%3D1366%26bih%3D629%26prmd%3Dimvns

[10] http://www.inforse.org/doc/renewable_energy_on_small_islands.pdf

[11] http://www.dafni.net.gr/gr/archives/files/090906/betzios.pdf

[12] http://www.google.gr/search?q=%CF%87%CE%B1%CF%81%CF%84%CE%B5%CF%82+%CE%BA%CE%B1%CF%81%CF%80%CE%B1%CE%B8%CE%BF%CF%85&hl=el&client=firefox-a&hs=91c&rls=org.mozilla:el:official&channel=np&prmd=imvns&tbm=isch&tbo=u&source=univ&sa=X&ei=YTL2T46pEMni4QSqm-iPBw&ved=0CFoQsAQ&biw=1366&bih=648 [13] http://www.visitkarpathos.com/olympos/

[14] http://www.grieksegids.com/griekenland/2003/foto/oktober2002/karpathos2groot.jpg

[15] http://community.pamediakopes.gr/greece/f/32/p/3280/4496.aspx

[16] http://www.tuv-nord.com/cps/rde/xbcr/tng_el/article.pdf

[17] http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=vBWJVY3FdTk%3D&tabid=37

[18] http://www.eunice-group.com/

[19] http://aims.cres.gr/grwind150/viewer.htm

[20] http://5dim-pyrgou.ilei.sch.gr/energy/html/anan1.htm#wind4

[21] http://www.cres.gr/kape/energeia_politis/energeia_politis_windmill.htm

[22] http://www.qualitynet.gr/displayITM1.asp?ITMID=61025&LANG=GR

[23] http://www.scribd.com/doc/26547335/44/

[24] http://www.enercon.de/en-en/60.htm

[25] http://www.eletaen.gr/drupal/sites/default/files/anemologia/

[26] http://el.wikipedia.org/wiki/

[27] http://www.cres.gr/kape/energeia_politis/energeia_politis_photovol.htm

[28] http://greenenergia.gr/index.php?option=com_content&task=view&id=36&Itemid=47

[29] http://library.tee.gr/digital/books_notee/book_60566/book_60566_tselepis.pdf

[30] http://www.prosolar.gr/default.asp?cmsid=8

[31] http://www.stegiorama.gr/solarparksuseful.asp?subm=usefulsolarparks&id=11&lng

[32] http://www.ergo-sa.gr/gr/index.html

[33] http://www.conergy.gr/PortalData/1/Resources/greece/pdf/

[34] http://www.conergy.gr/conergy-solar-modules.aspx

[35] http://www.ppcr.gr/Project.aspx?C=27&ProjectID=44

[36] http://www.skifun.gr/meteorologia/ta-sinnefa.html

[37] http://www.schellas.gr/categories.asp?catid=89

[38] http://www.stegiorama.gr/solarparksuseful.asp?subm=usefulsolarparks&id=15&lng=

[39] http://www.conergy.gr/conergy-solar-modules.aspx

[40] http://www.scribd.com/doc/72469389/

[41] http://library.tee.gr/digital/m2547/m2547_lazarou.pdf

[42] http://www.cres.gr/kape/energeia_politis/energeia_politis_hydro.htm

[43] http://www.ppcr.gr/Project.aspx?C=25&ProjectI=20

[44] http://www.ppcr.gr/MapInstalled.aspx?C=30

[45] http://www.rae.gr/old/K1/TRDEIREN2.html

[46] http://www.eletaen.gr/drupal/sites/default/files/deltiatypoy/2011_%20HWEA_Wind_Statistic

[47] http://www.eletaen.gr/facilities

[48] http://www.eletaen.gr/considerations

[49] http://library.tee.gr/digital/m2547/m2547_lazarou.pdf

[50] http://library.tee.gr/digital/m2380/m2380_papantonis.pdf

[51] http://www.eunice-group.com/index.

[52] http://www.solarena.eu/en/solarena-solar-modules-company.html

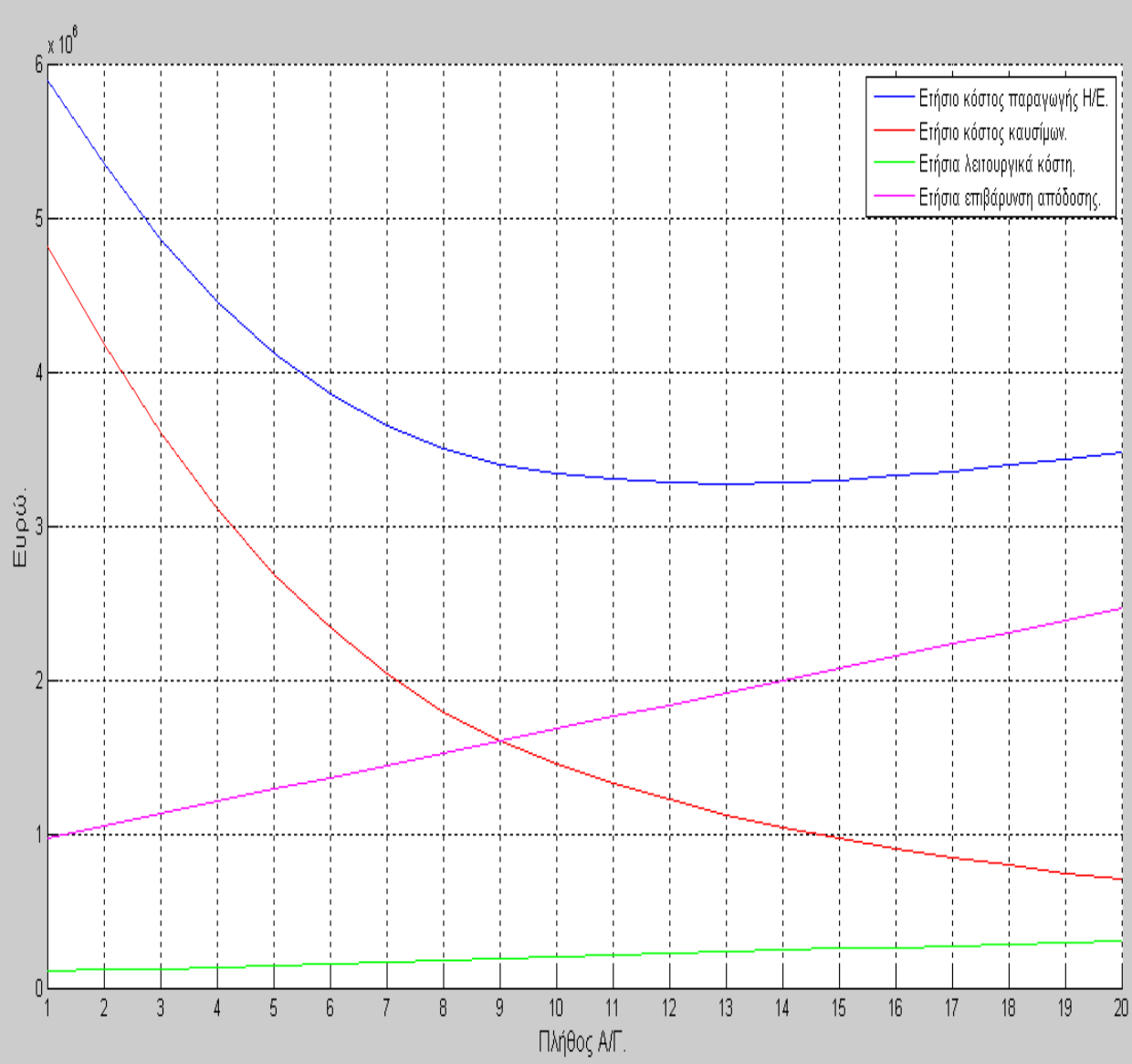
[53] http://library.tee.gr/digital/m2380/m2380_papantonis.pdf

[54] http://www.dafni.net.gr/gr/archives/files/090906/betzios.pdf

# ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ

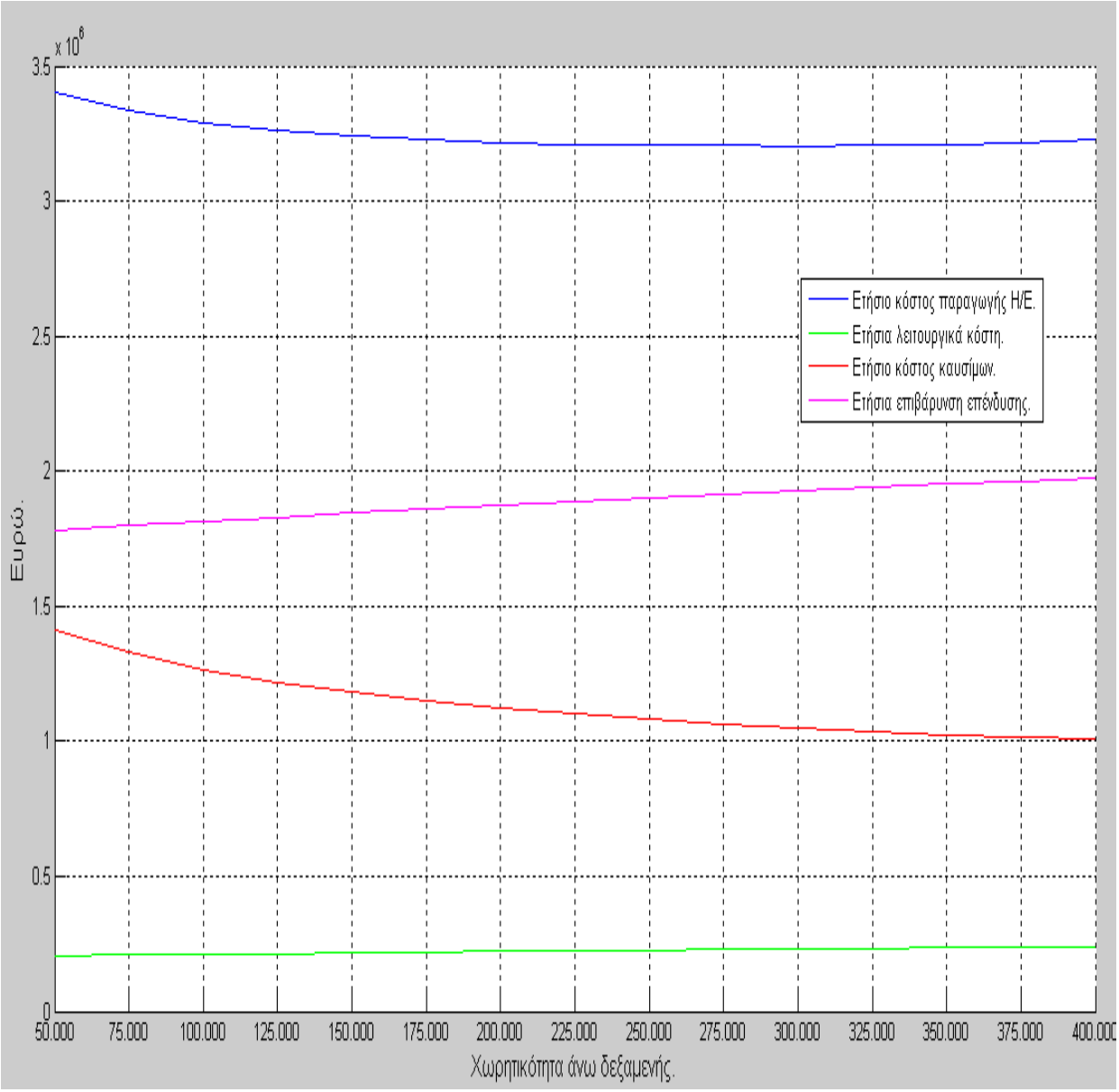
Παραθέτουμε αναλυτικά τη διαστασιολόγηση του υβριδικού συστήματος για επιτόκια i=6% και i=5%.

1ο σενάριο: Θεωρούμε επιτόκιο i=6%. Και ψάχνουμε την βέλτιστη ισχύ του αιολικού πάρκου. Σε αυτό το βήμα θεωρούμε ως δεδομένα τον όγκο της άνω δεξαμενής ίσο με 200.000$m^3$, το πλήθος των αντλιών 20*250kW και το πλήθος των υδροστροβίλων 2*1600kW. Παραθέτουμε τα διαγράμματα που προκύπτουν κατά την οικονομική βελτιστοποίηση.



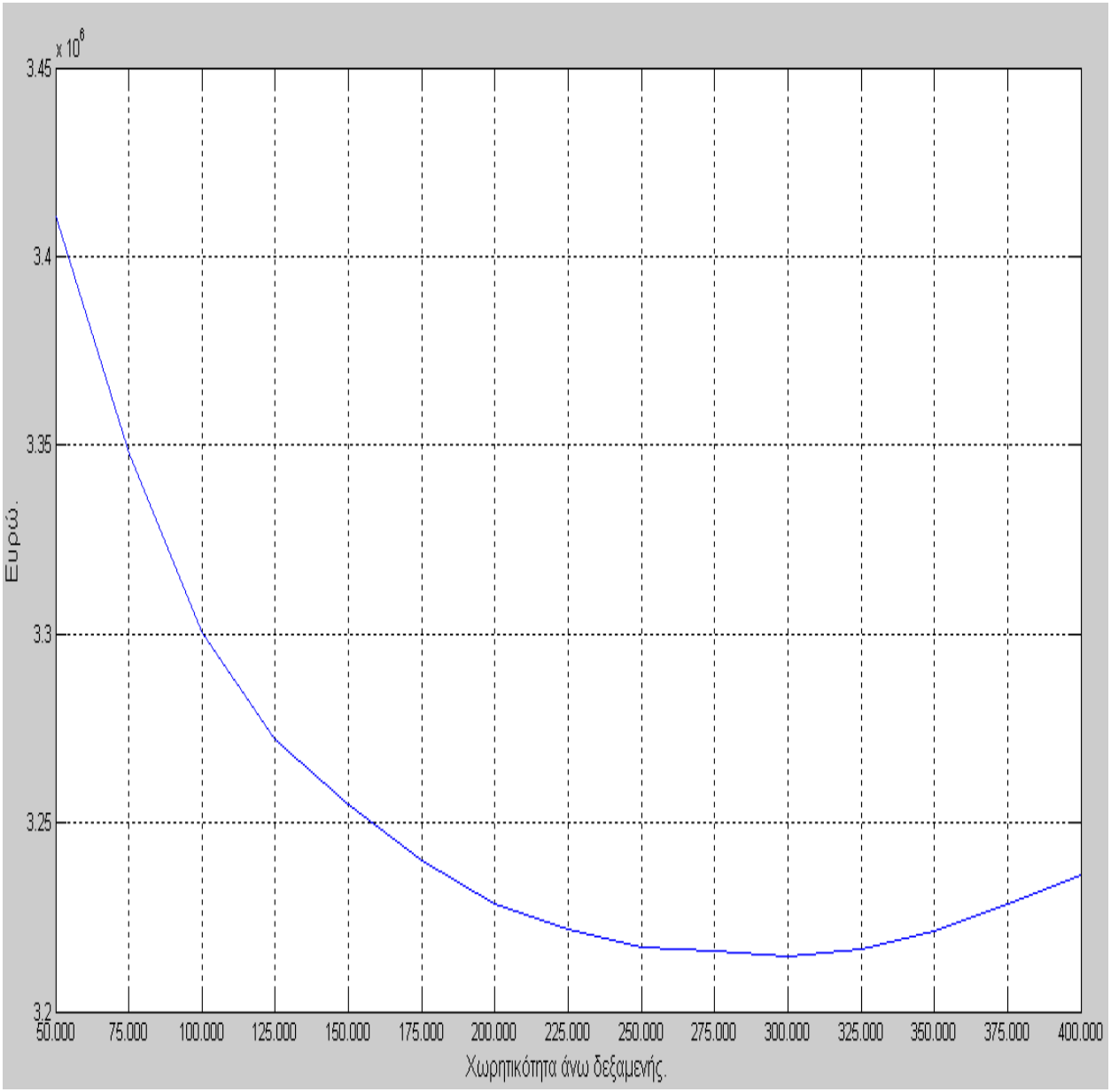

Διάγραμμα 1:Οικονομική διερεύνηση και βελτιστοποίηση ως προς τον αριθμό των Α/Γ.

Από το παραπάνω διάγραμμα παρατηρούμε ότι το ετήσιο κόστος παραγωγής Η/Ε ελαχιστοποιείται για 13 Α/Γ και είναι ίσο με 3.272.200ευρώ ή αλλιώς 0,0898ευρώ/kWh. Με δεδομένο το πλήθος των Α/Γ (13), το πλήθος των αντλιών (20) και των υδροστροβίλων (2) προχωρούμε στον καθορισμό του βέλτιστου όγκου της άνω δεξαμενής.



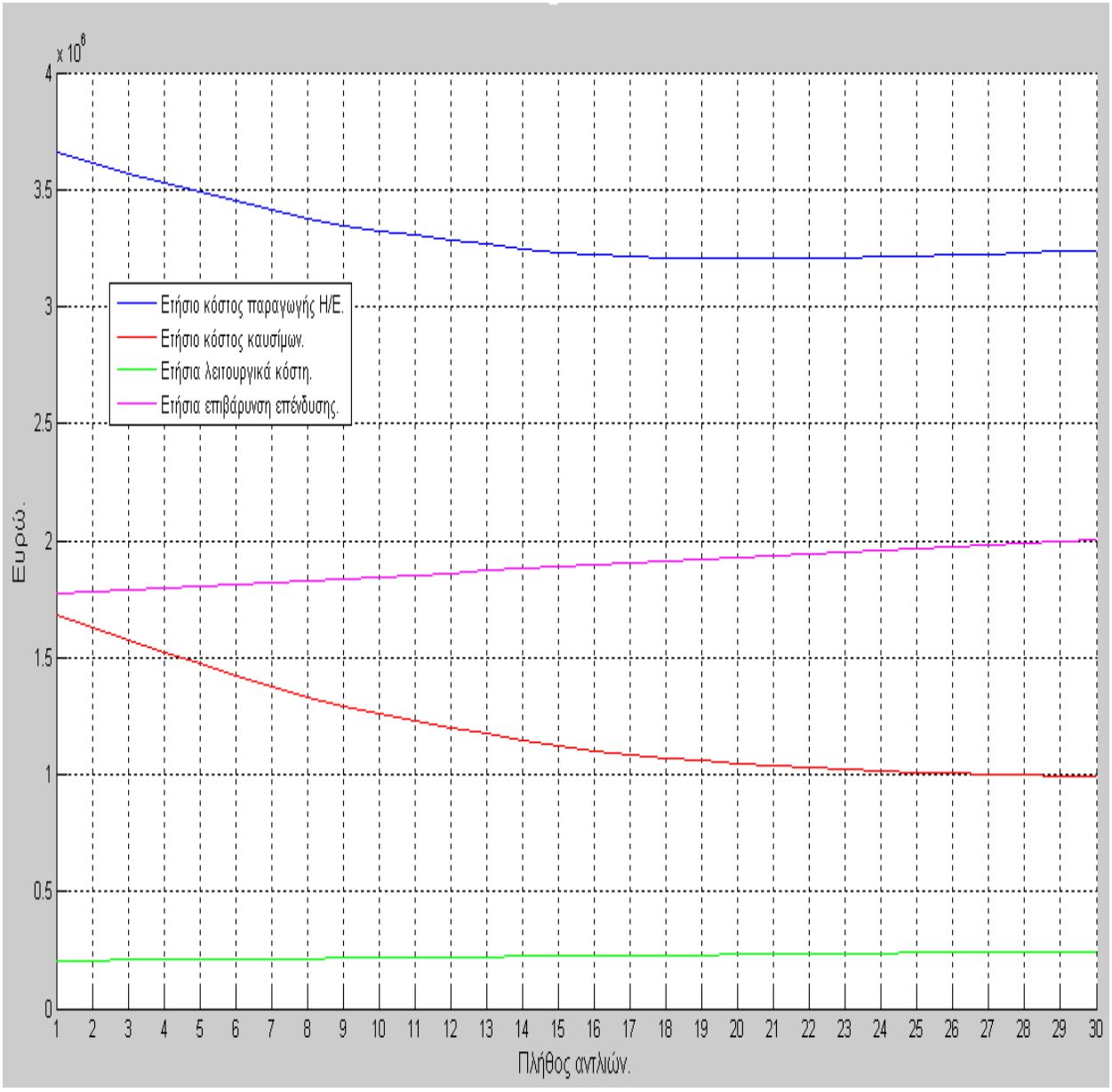

Διάγραμμα 2: Οικονομική διερεύνηση και βελτιστοποίηση ως προς την χωρητικότητα της άνω δεξαμενής.

Παραθέτουμε και το ετήσιο κόστος παραγωγής Η/Ε συναρτήσει της χωρητικότητας της άνω δεξαμενής:



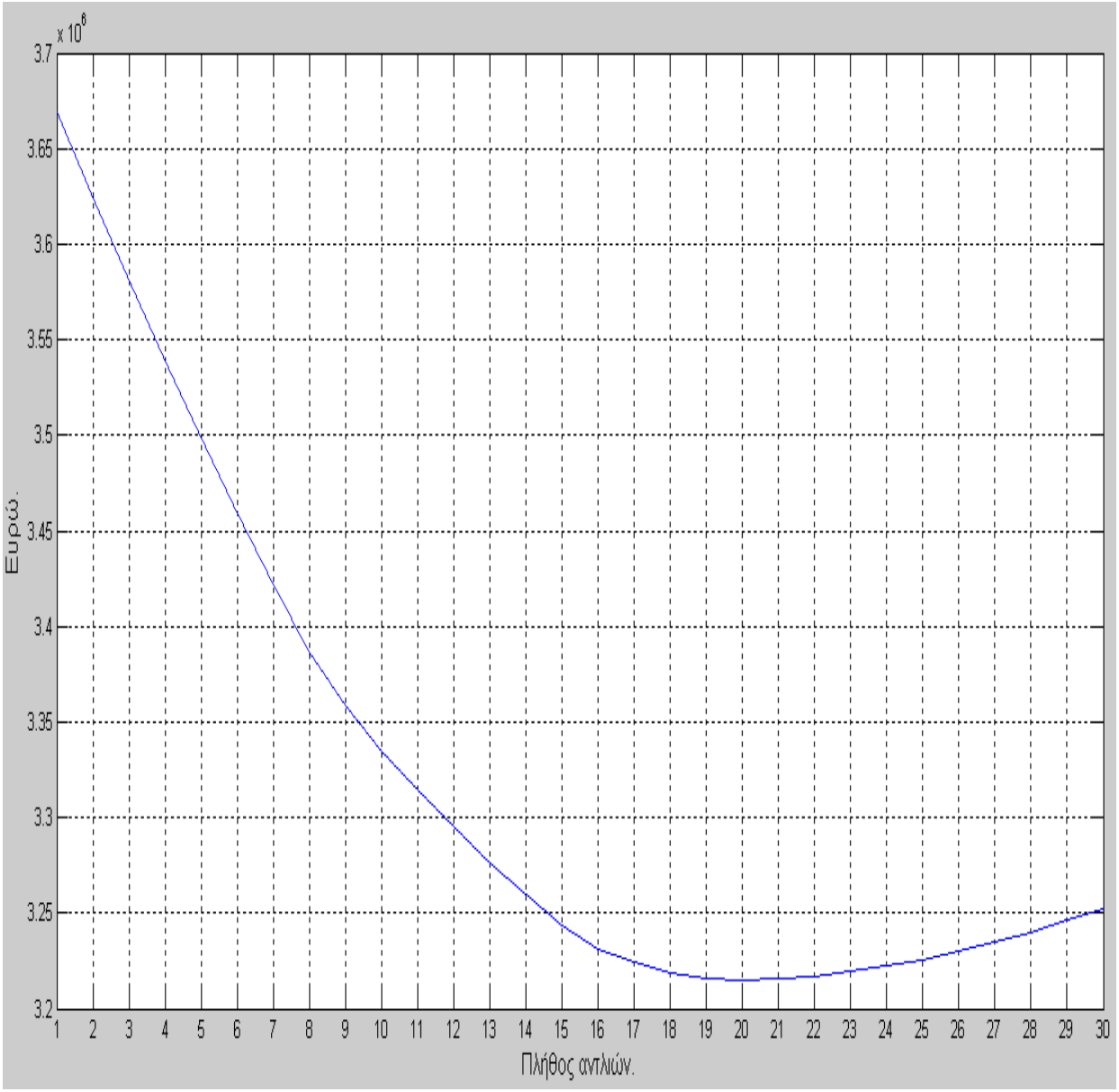

Διάγραμμα 3:Ετήσιο κόστος παραγωγής Η/Ε συναρτήσει της χωρητικότητας της άνω δεξαμενής.

Το ετήσιο κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας ελαχιστοποιείται για άνω δεξαμενή χωρητικότητας 300.000 $m^3$. Συγκεκριμένα είναι ίσο με 3.214.800ευρώ για δεξαμενή χωρητικότητας 300.000$m^3$ ή αλλιώς ίσο με 0,0883ευρώ/kWh. Θεωρώντας τώρα το πλήθος των Α/Γ ίσο με 13, τη χωρητικότητα της άνω δεξαμενής ίση με 300.000$m^3$ και το πλήθος των υδροστροβίλων ίσο με 2 θα προσδιορίσουμε το βέλτιστο αριθμό αντλιών.



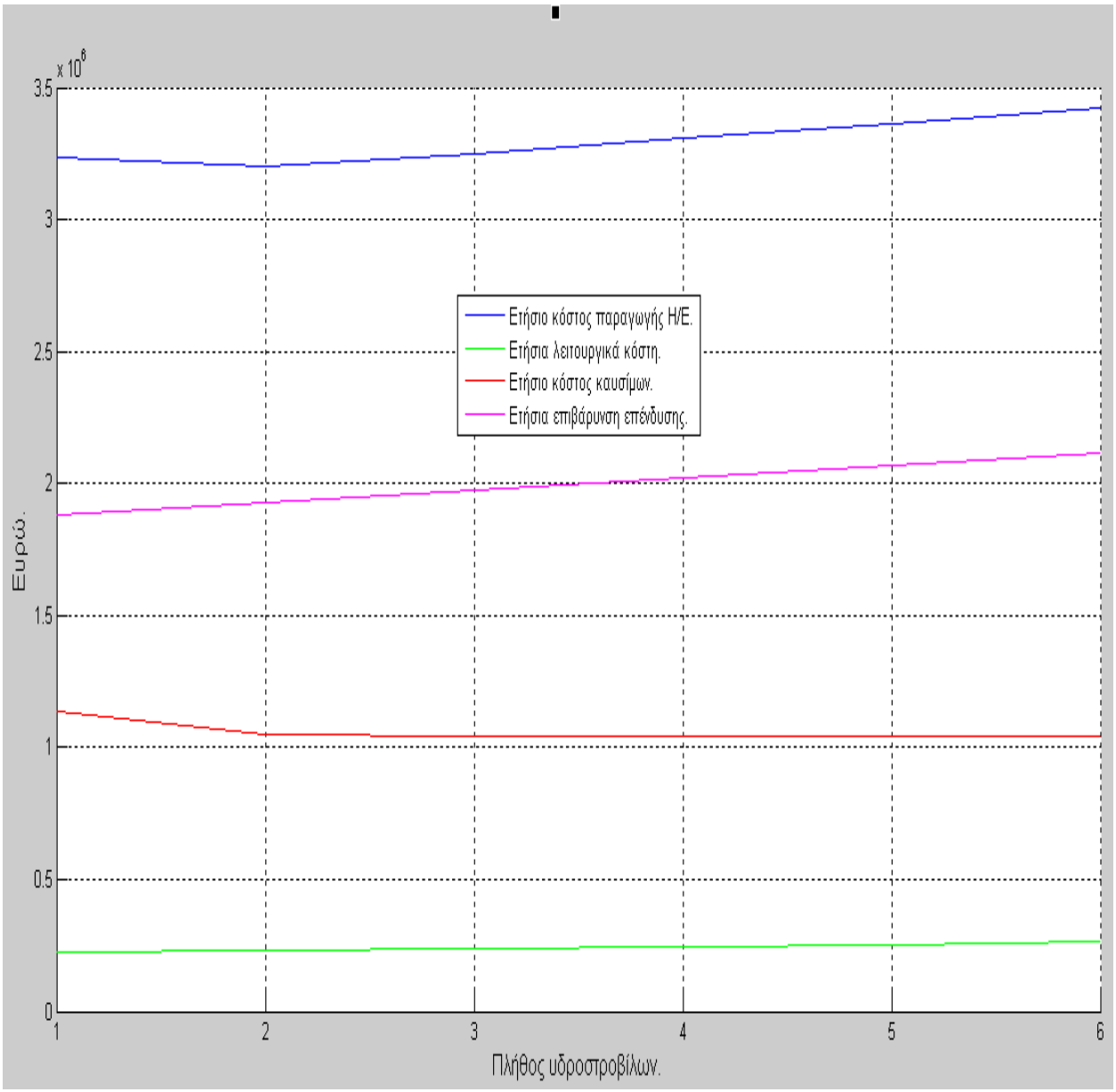

Διάγραμμα 4:Οικονομική διερεύνηση και βελτιστοποίηση ως προς τον αριθμό των αντλιών.

Παραθέτουμε και το ετήσιο κόστος παραγωγής Η/Ε συναρτήσει του πλήθους των αντλιών:




Διάγραμμα 5:Ετήσιο κόστος παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας συναρτήσει του πλήθους των αντλιών.

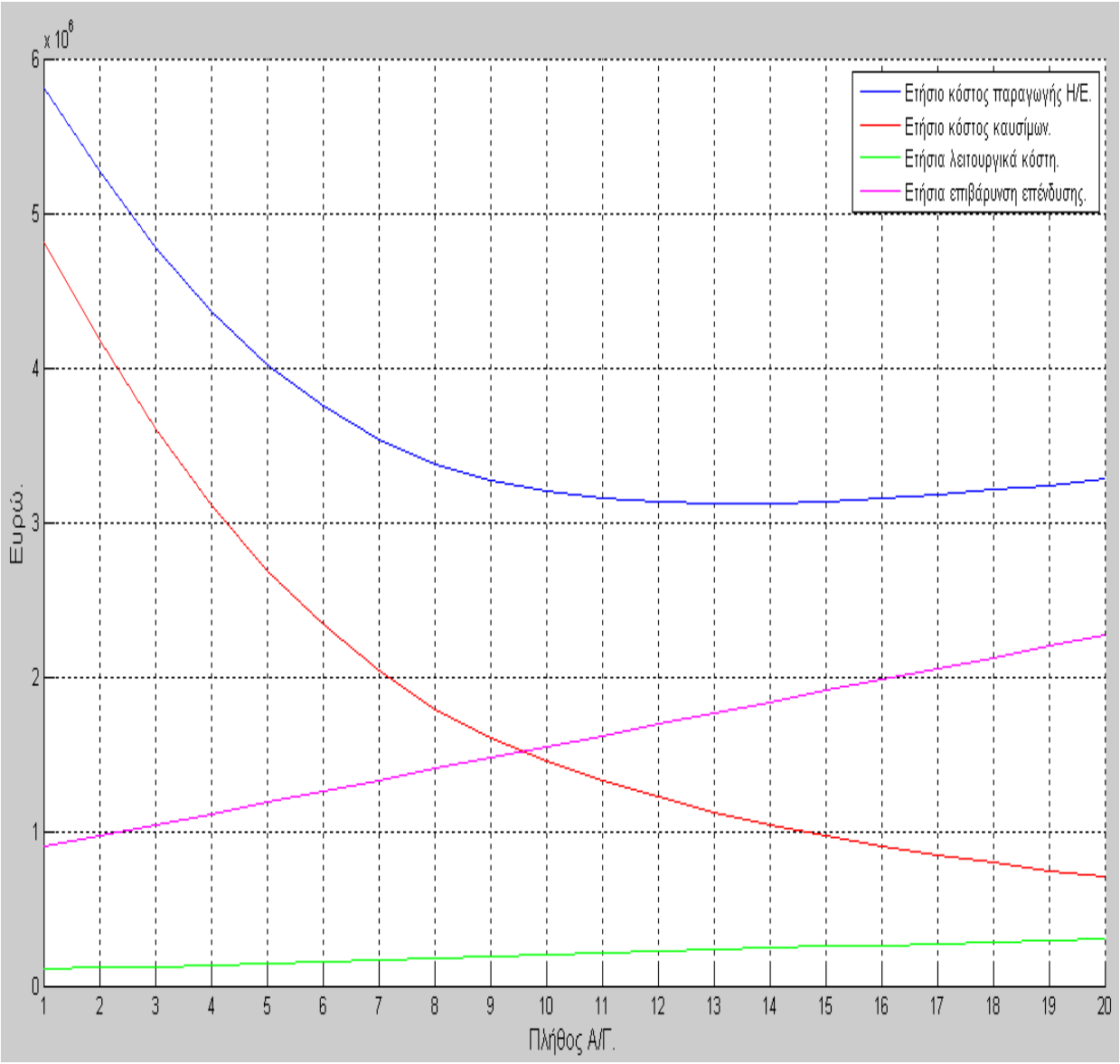
Το ετήσιο κόστος παραγωγής Η/Ε ελαχιστοποιείται για 20 αντλίες και είναι ίσο με 3.214.800 ευρώ ή αλλιώς 0,0883 ευρώ/kWh. Τώρα θα προσδιορίσουμε το βέλτιστο αριθμό υδροστροβίλων.




Διάγραμμα 6:Οικονομική διερεύνηση και βελτιστοποίηση ως προς τον αριθμό των υδροστροβίλων.

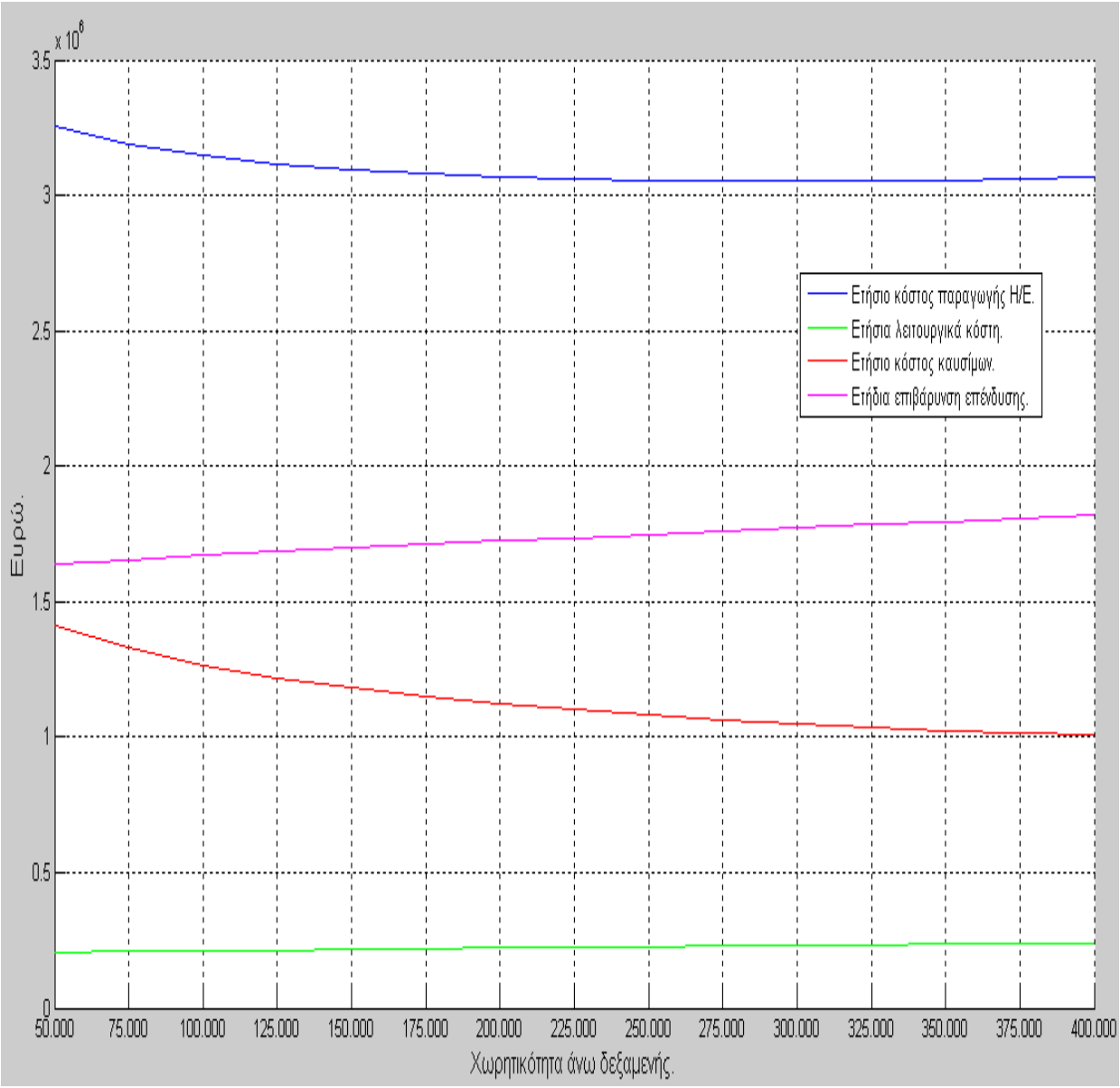
Το ετήσιο κόστος παραγωγής Η/Ε ελαχιστοποιείται για 2 υδροστροβίλους και είναι ίσο με 3.214.800 ευρώ ή 0,0883 ευρώ/kWh.

2ο σενάριο: Θεωρούμε επιτόκιο i=5%. Και ψάχνουμε την βέλτιστη ισχύ του αιολικού πάρκου. Σε αυτό το βήμα θεωρούμε ως δεδομένα τον όγκο της άνω δεξαμενής ίσο με 200.000$m^3$, το πλήθος των αντλιών 2*250kW και το πλήθος των υδροστροβίλων 2*1600kW. Παραθέτουμε τα διαγράμματα που προκύπτουν κατά την οικονομική βελτιστοποίηση.



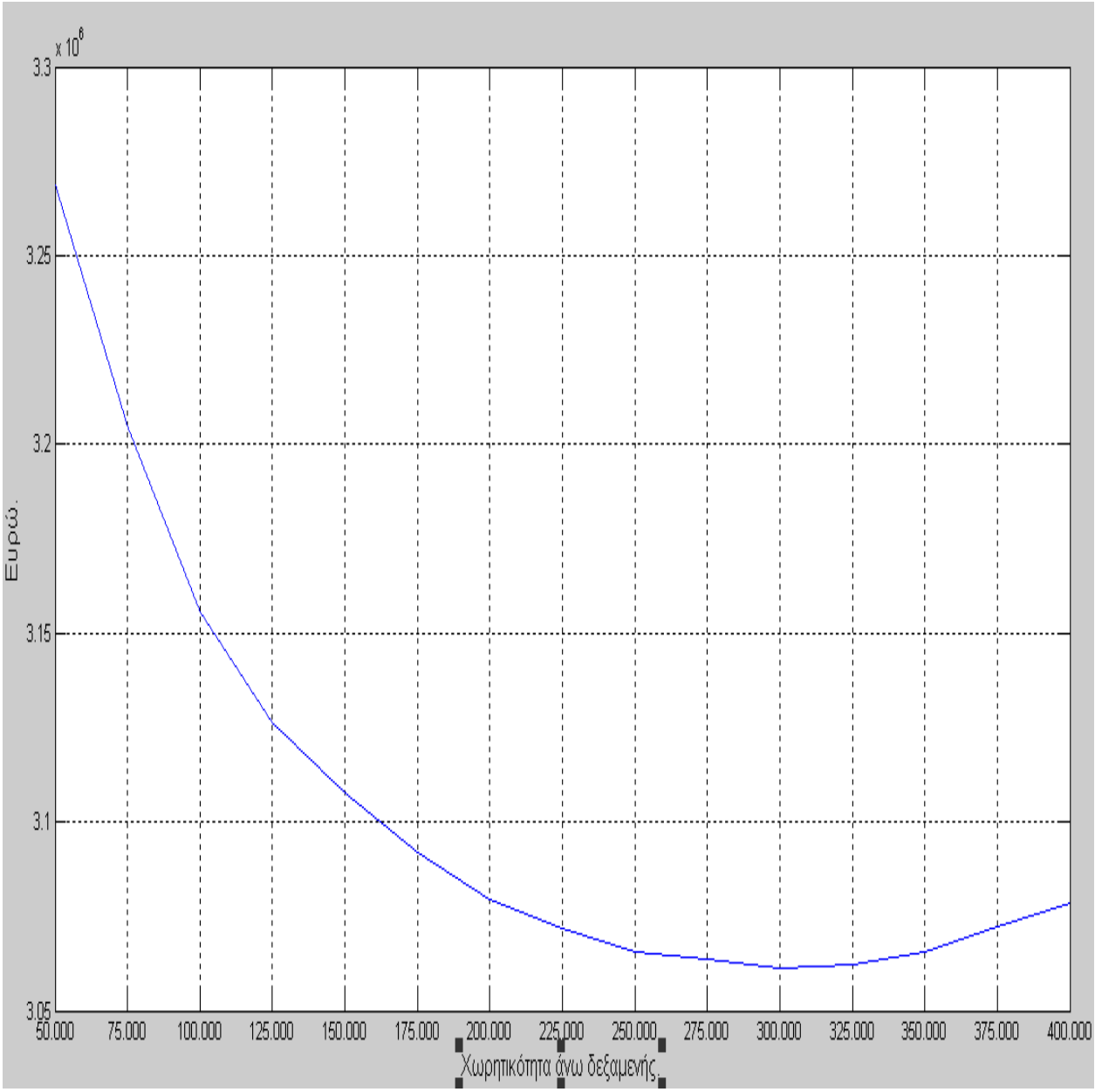

Διάγραμμα 7:Οικονομική διερεύνηση και βελτιστοποίηση ως προς τον αριθμό των Α/Γ.

Από το παραπάνω διάγραμμα παρατηρούμε ότι το ετήσιο κόστος παραγωγής Η/Ε ελαχιστοποιείται για 13 Α/Γ και είναι ίσο με 3.119.600ευρώ ή αλλιώς 0,0857 ευρώ/kWh. Με δεδομένο το πλήθος των Α/Γ (13), το πλήθος των αντλιών (20) και των υδροστροβίλων (2) προχωρούμε στον καθορισμό του βέλτιστου όγκου της άνω δεξαμενής.



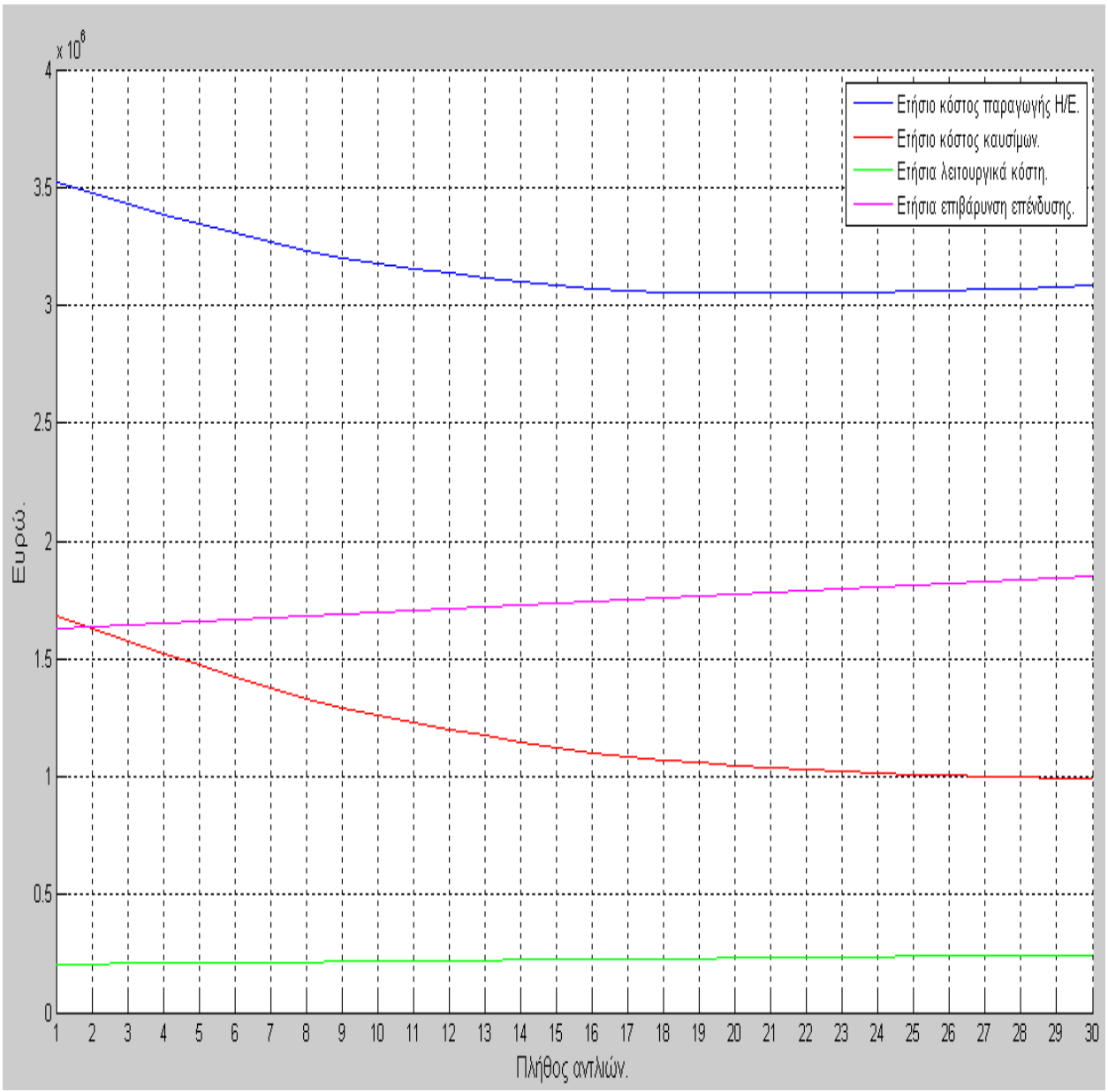

Διάγραμμα 8:Οικονομική διερεύνηση και βελτιστοποίηση ως προς την χωρητικότητα της άνω δεξαμενής.

Παραθέτουμε και το ετήσιο κόστος παραγωγής Η/Ε συναρτήσει της χωρητικότητας της άνω δεξαμενής:



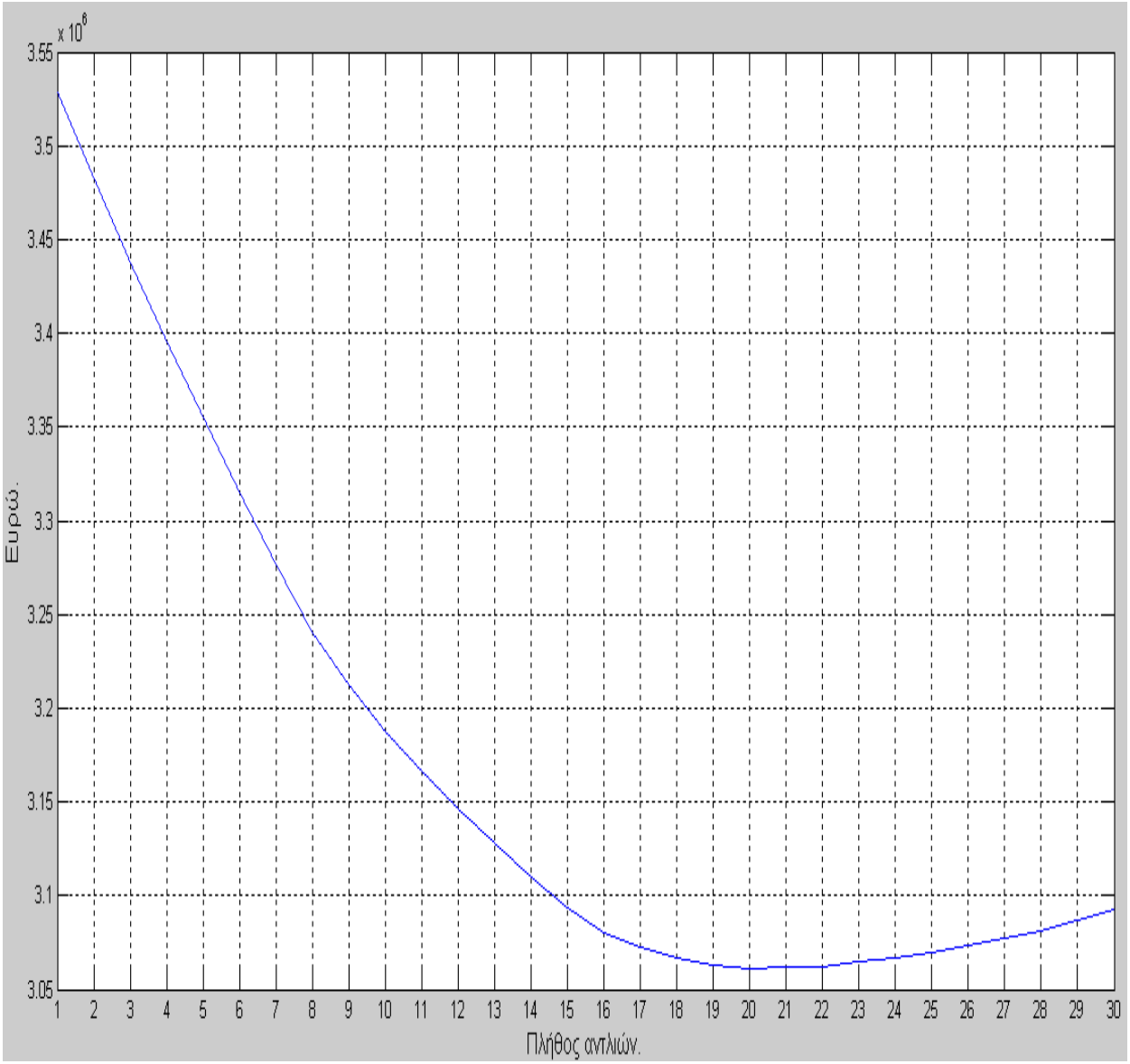

Διάγραμμα 9:Ετήσιο κόστος παραγωγής Η/Ε συναρτήσει της χωρητικότητας της άνω δεξαμενής.

Το ετήσιο κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας ελαχιστοποιείται για άνω δεξαμενή χωρητικότητας 300.000 $m^3$. Συγκεκριμένα είναι ίσο με 3.061.500ευρώ για δεξαμενή χωρητικότητας 300.000$m^3$ ή αλλιώς ίσο με 0,0841ευρώ/kWh. Θεωρώντας τώρα το πλήθος των Α/Γ ίσο με 13, τη χωρητικότητα της άνω δεξαμενής ίση με 300.000$m^3$ και το πλήθος των υδροστροβίλων ίσο με 2 θα προσδιορίσουμε το βέλτιστο αριθμό αντλιών.



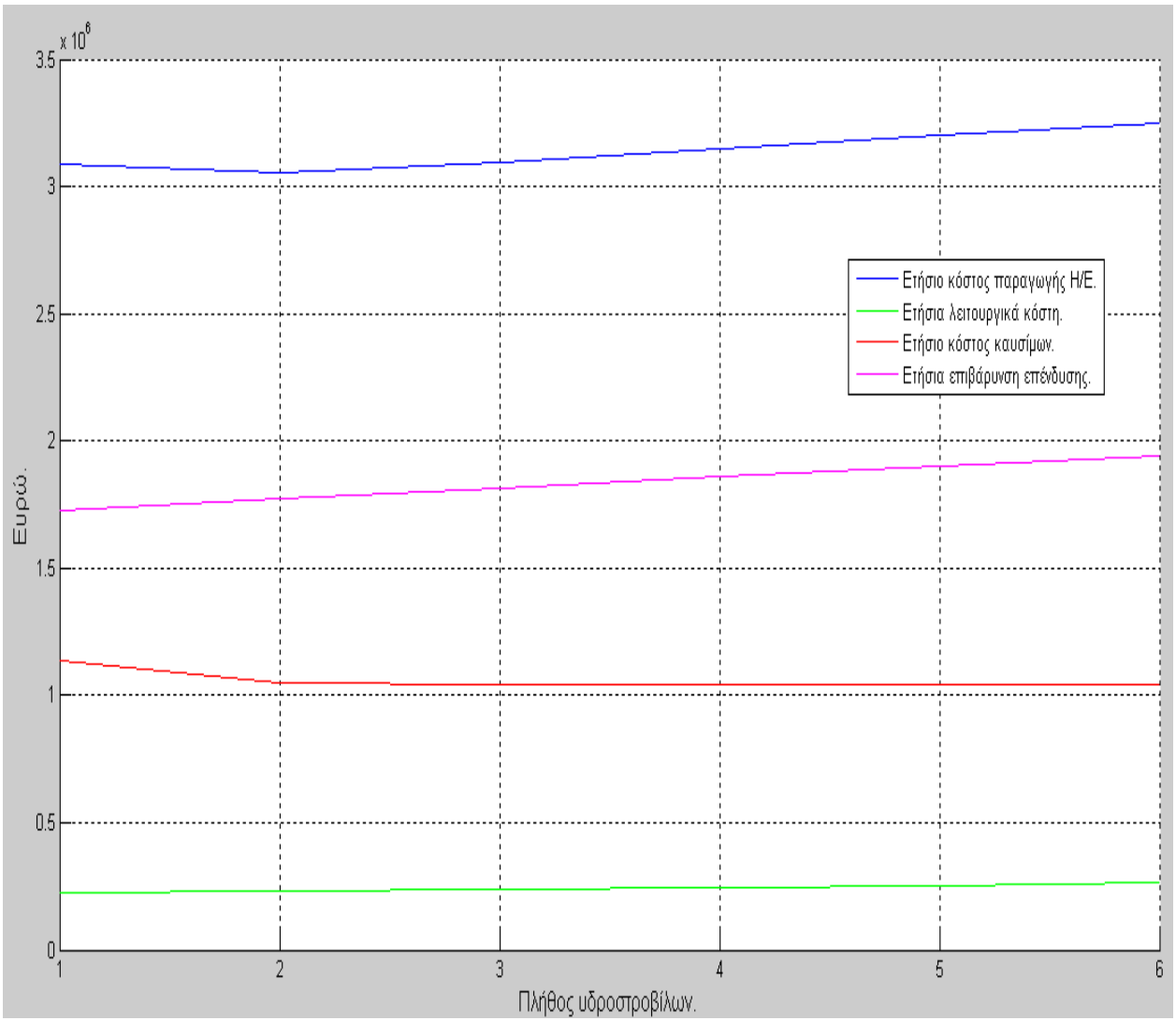

Διάγραμμα 10:Οικονομική διερεύνηση και βελτιστοποίηση ως προς το πλήθος των αντλιών.

Παραθέτουμε και το ετήσιο κόστος παραγωγής Η/Ε συναρτήσει του πλήθους των αντλιών:




Διάγραμμα 11:Ετήσιο κόστος παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας συναρτήσει του πλήθους των αντλιών.

Το ετήσιο κόστος παραγωγής Η/Ε ελαχιστοποιείται για 20 αντλίες και είναι ίσο με 3.061.500 ευρώ ή αλλιώς 0,0841 ευρώ/kWh. Τώρα θα προσδιορίσουμε το βέλτιστο αριθμό υδροστροβίλων.




Διάγραμμα 12:Οικονομική διερεύνηση και βελτιστοποίηση ως προς το πλήθος των αντλιών.

Το ετήσιο κόστος παραγωγής Η/Ε ελαχιστοποιείται για 2 υδροστροβίλους και είναι ίσο με 3.061.500 ευρώ ή 0,0841ευρώ/kWh.

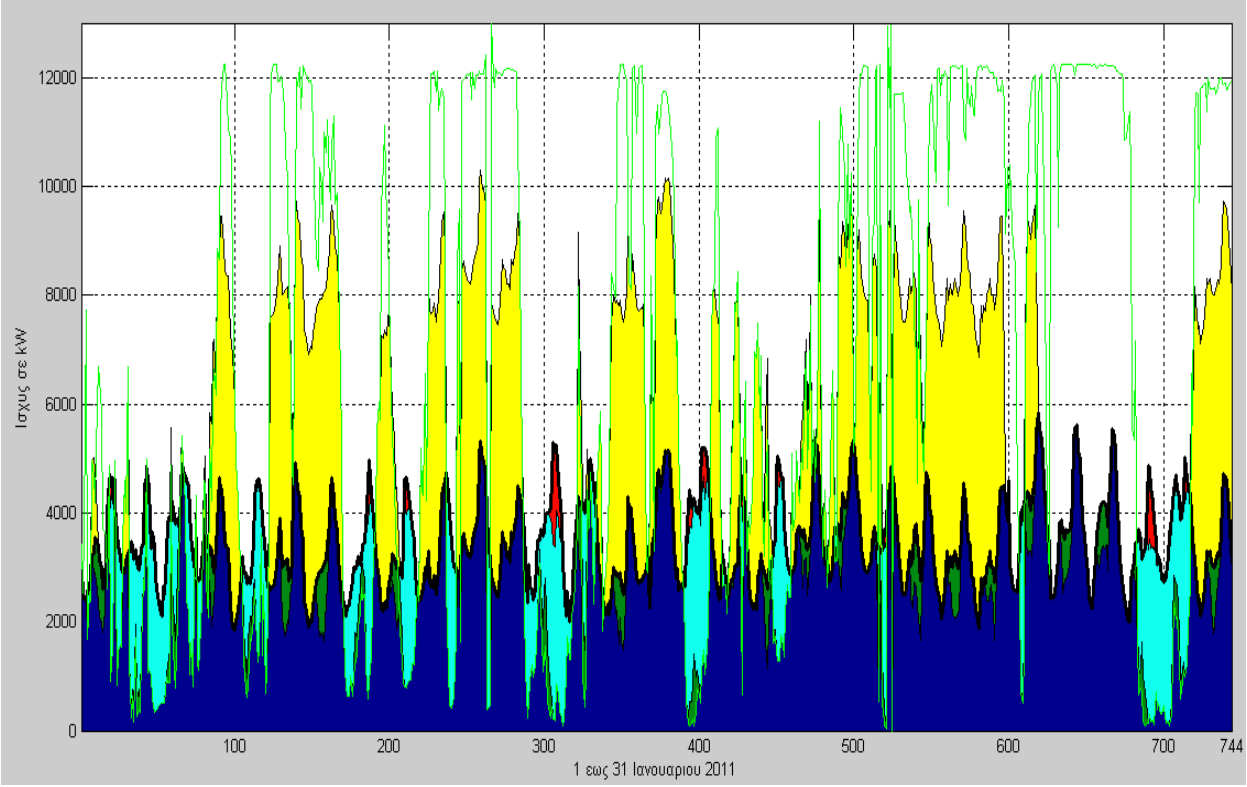
Ανάλογα με το επιτόκιο που θα ορισθεί, προκύπτει και η βέλτιστη διαστασιολόγηση του υβριδικού συστήματος.

Βλέπουμε ότι για επιτόκιο 6% ή 5% προκύπτει η ίδια διαστασιολόγηση:

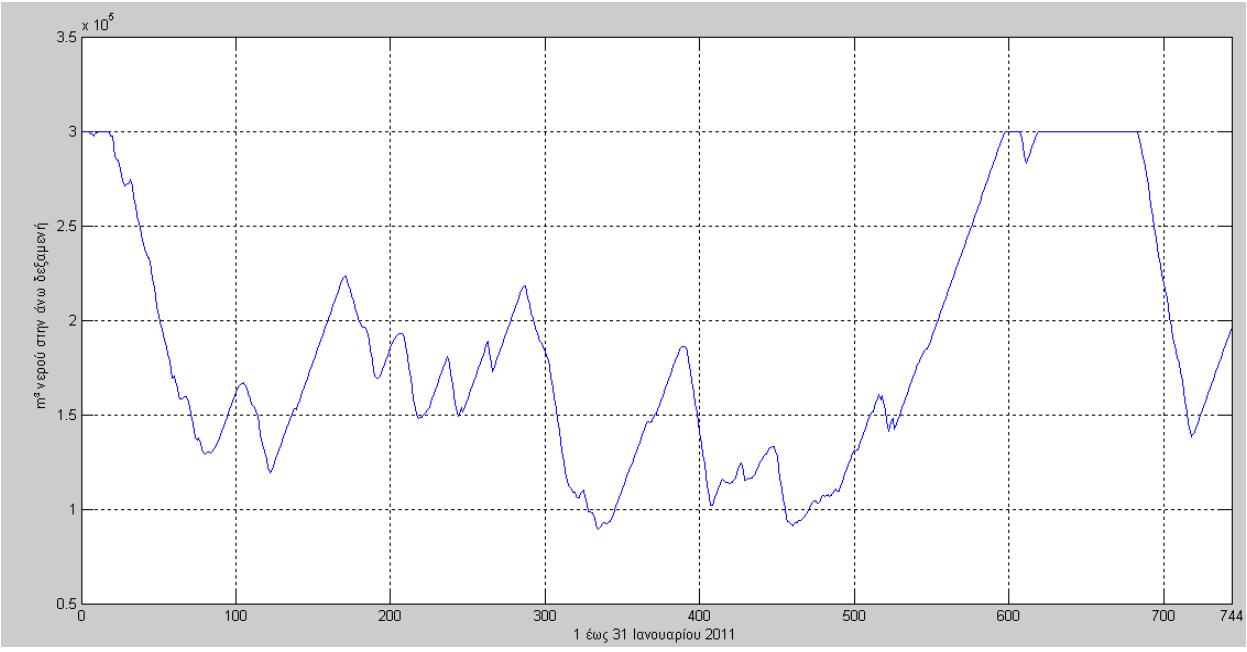
- 13Α/Γ
- Δεξαμενή χωρητικότητας 300.000$m^3$,
- 20 αντλίες των 250kW,
- 2 υδροστρόβιλοι των 1600kW.

Παραθέτουμε τα διαγράμματα σύνθεσης φορτίου και τη διακύμανση των υδάτων της άνω δεξαμενής για τη συγκεκριμένη διαστασιολόγηση:

- Ιανουάριος

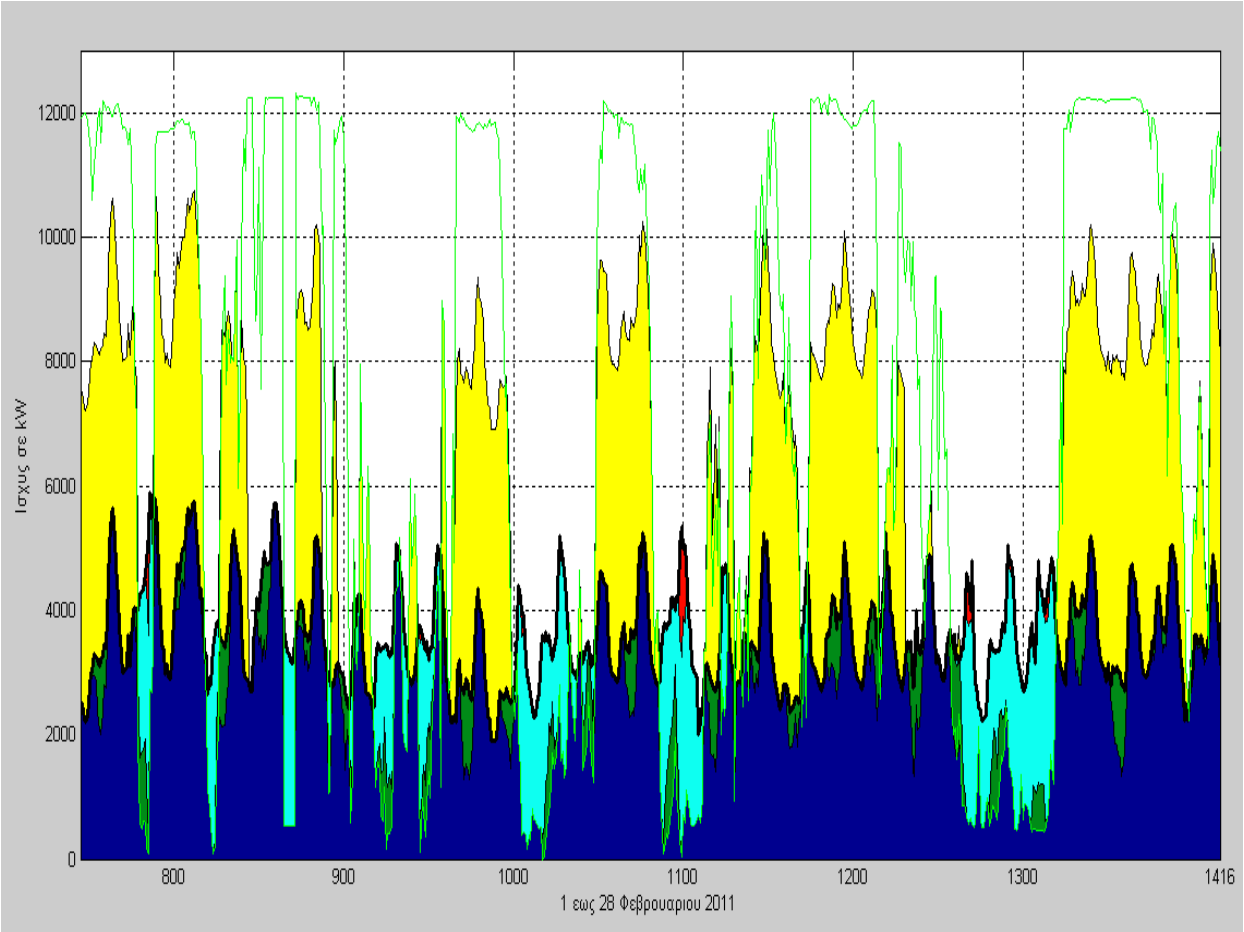



Διάγραμμα 13:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Ιανουάριο.

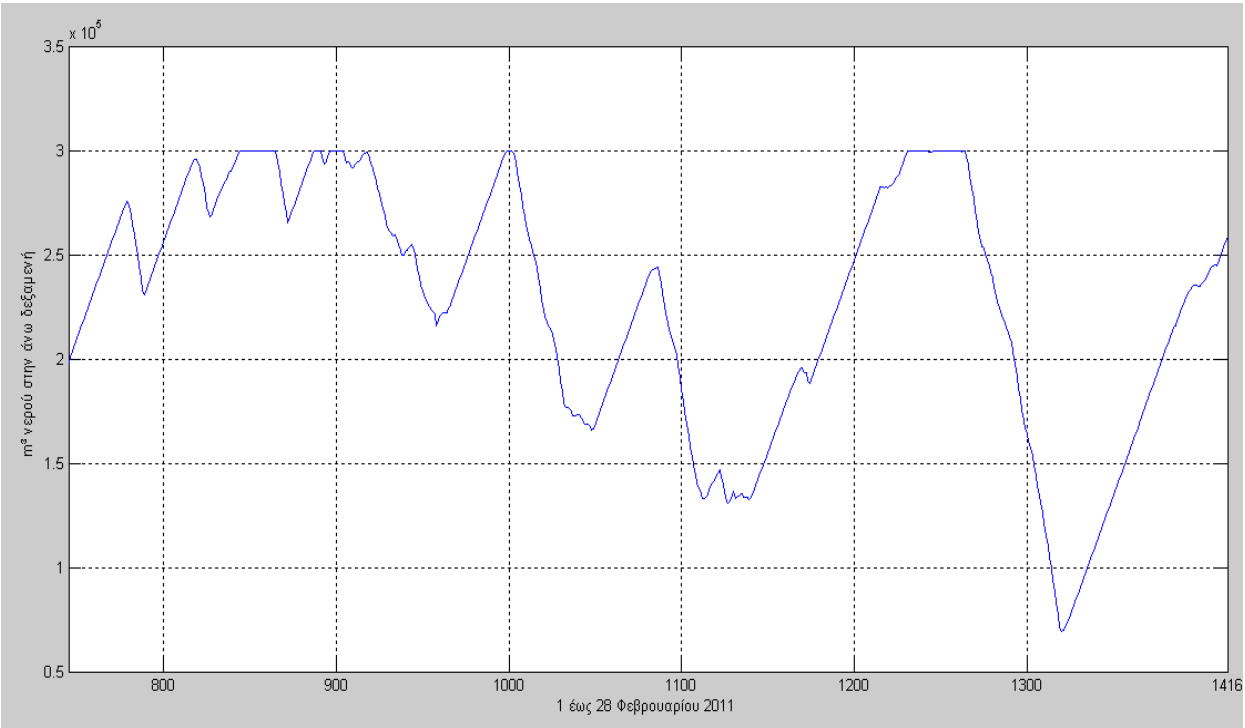



Διάγραμμα 14:Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Ιανουάριο.

- Φεβρουάριος

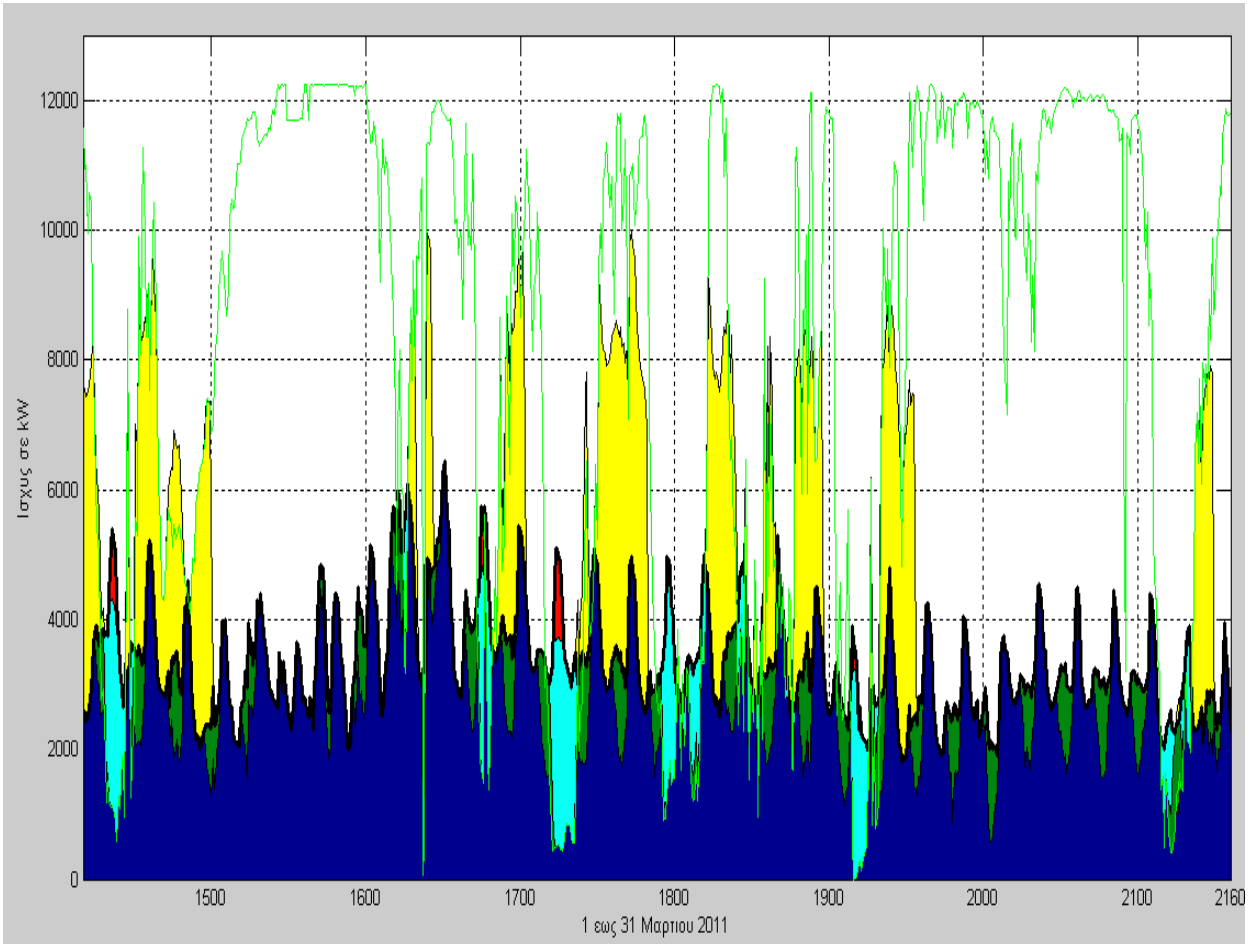



Διάγραμμα 15:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Φεβρουάριο.

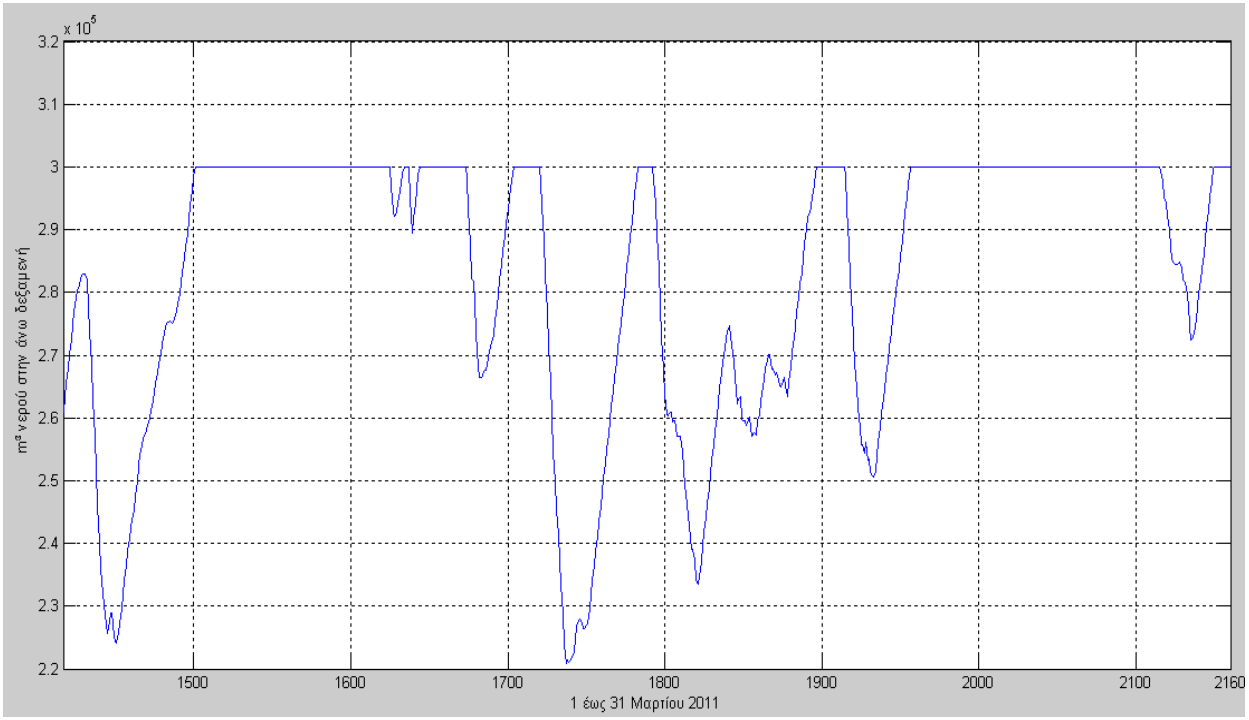



Διάγραμμα 16:Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Φεβρουάριο.

- Μάρτιος

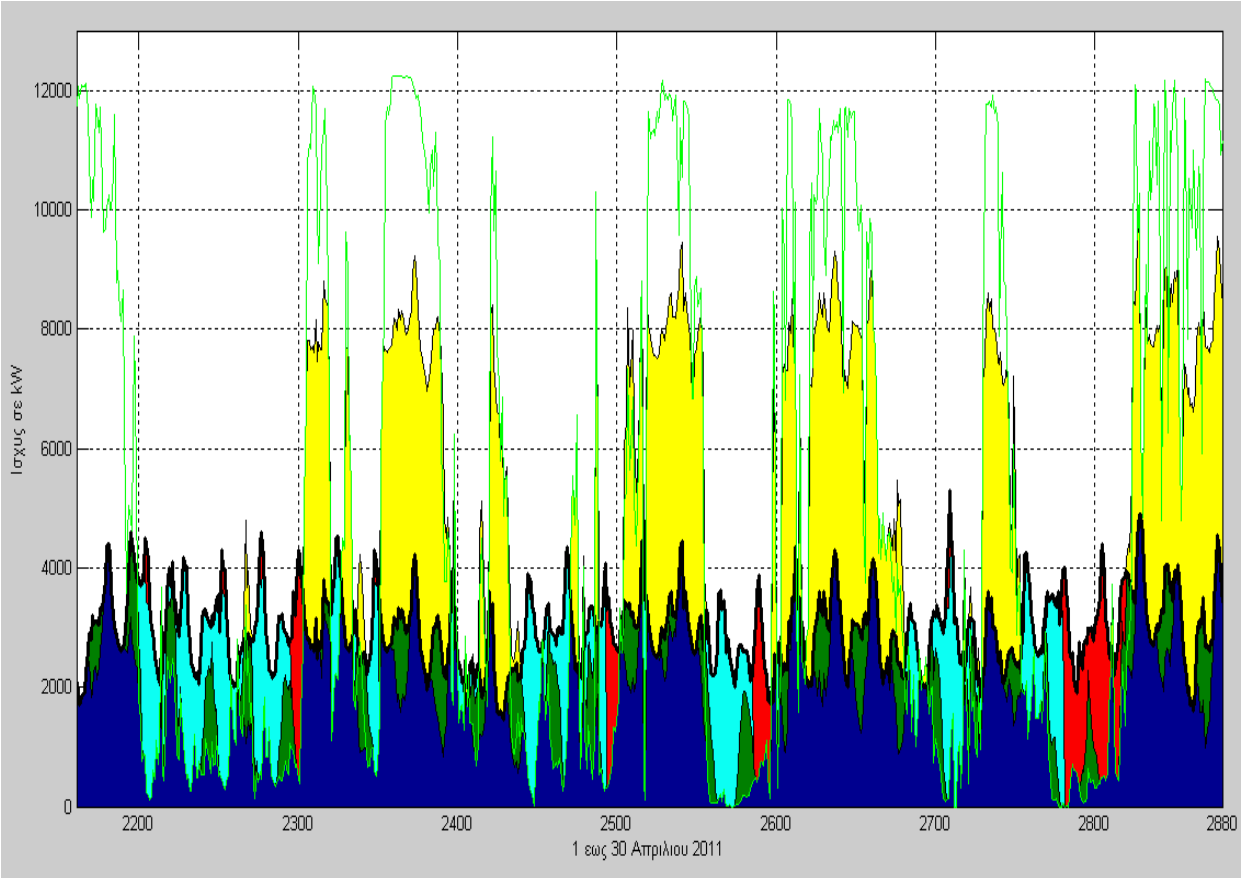



Διάγραμμα 17:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Μάρτιο.

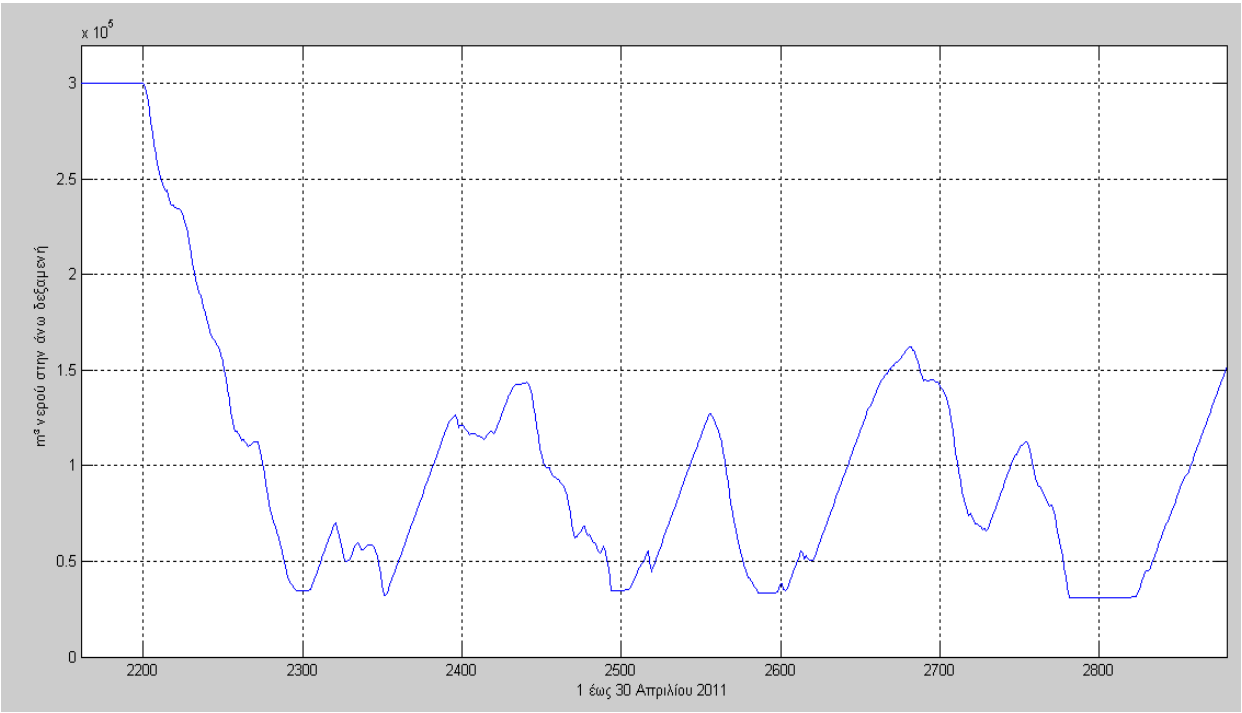



Διάγραμμα 18:Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Μάρτιο.

- Απρίλιος

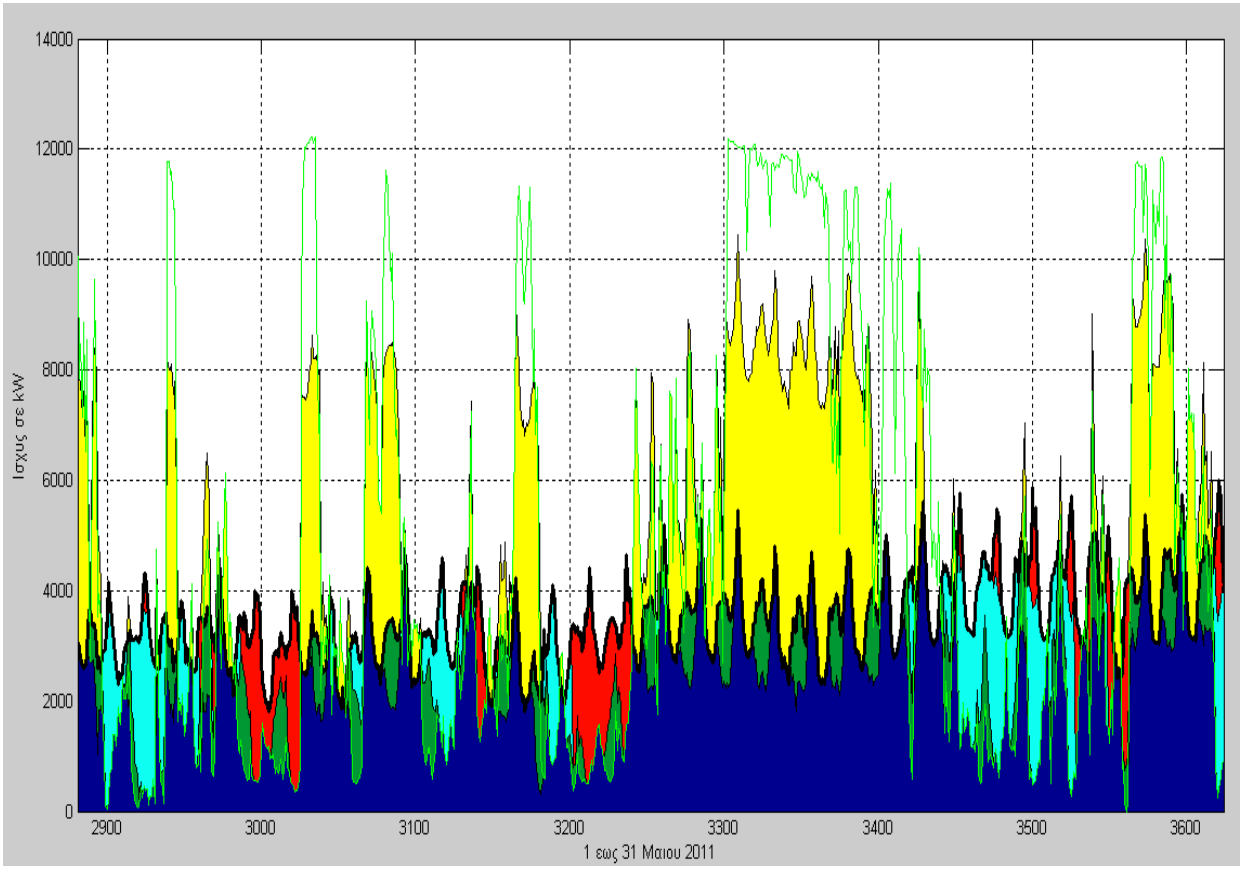



Διάγραμμα 19:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Απρίλιο.

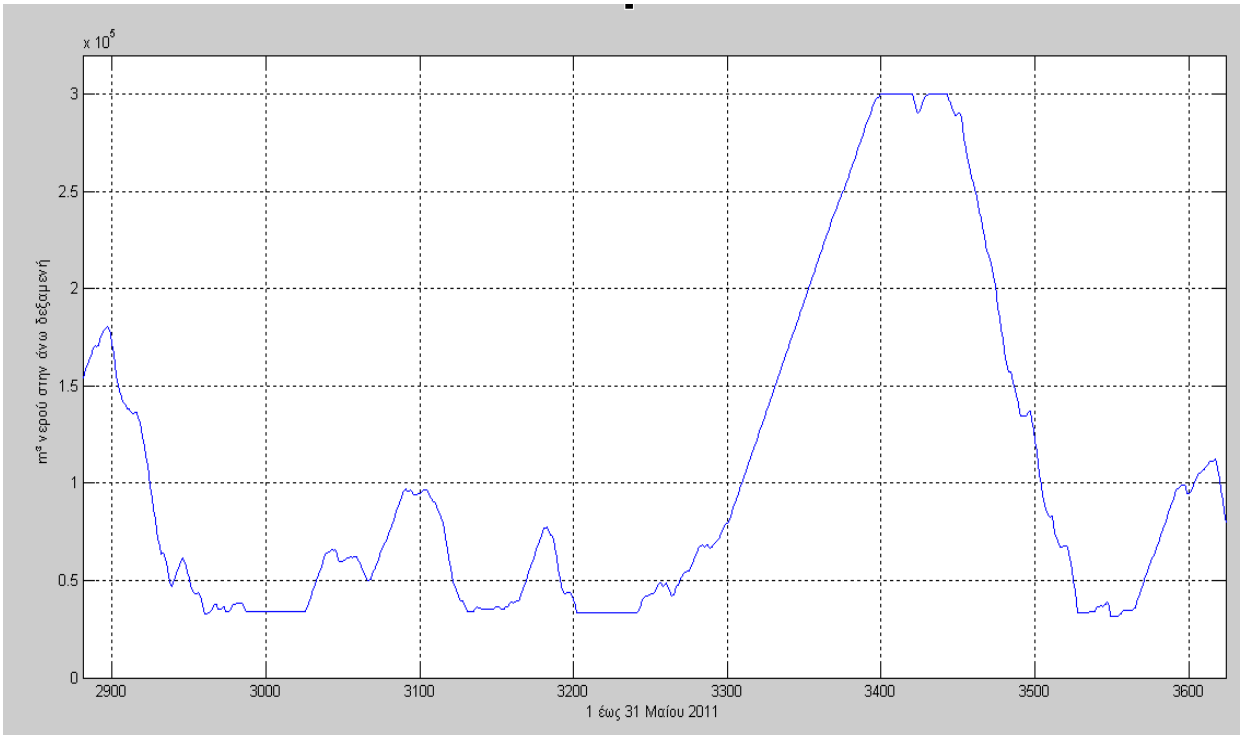



Διάγραμμα 20:Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Απρίλιο.

- Μάϊος

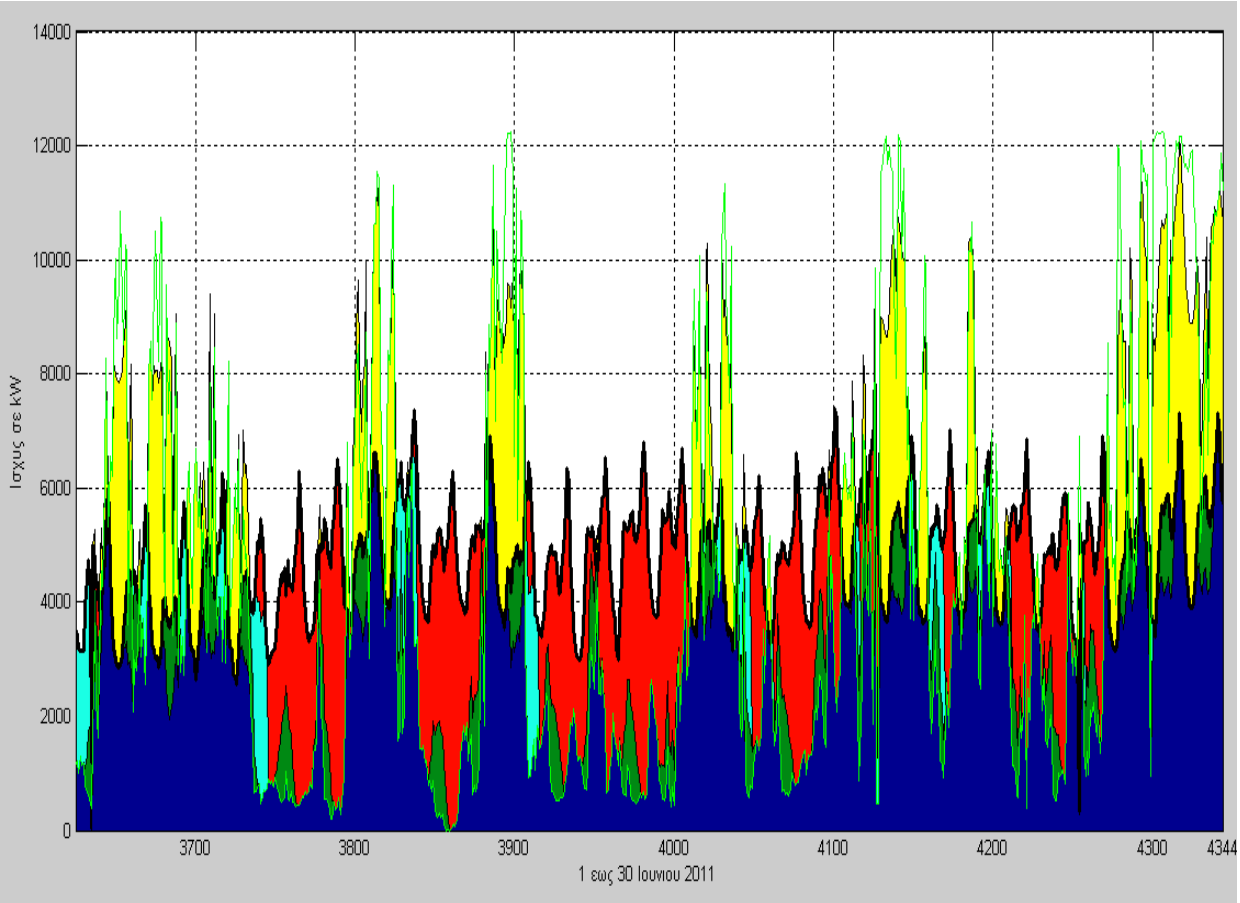



Διάγραμμα 21:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Μάιο.

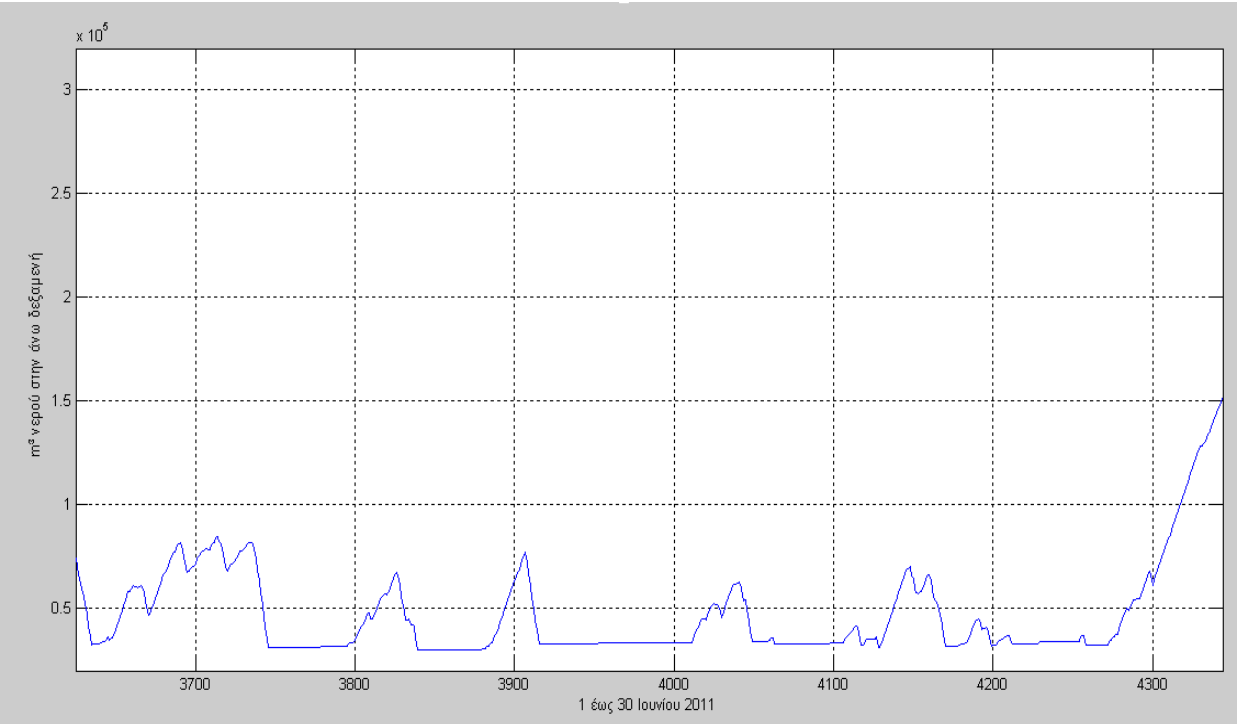



Διάγραμμα 22: Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Μάιο.

- Ιούνιος

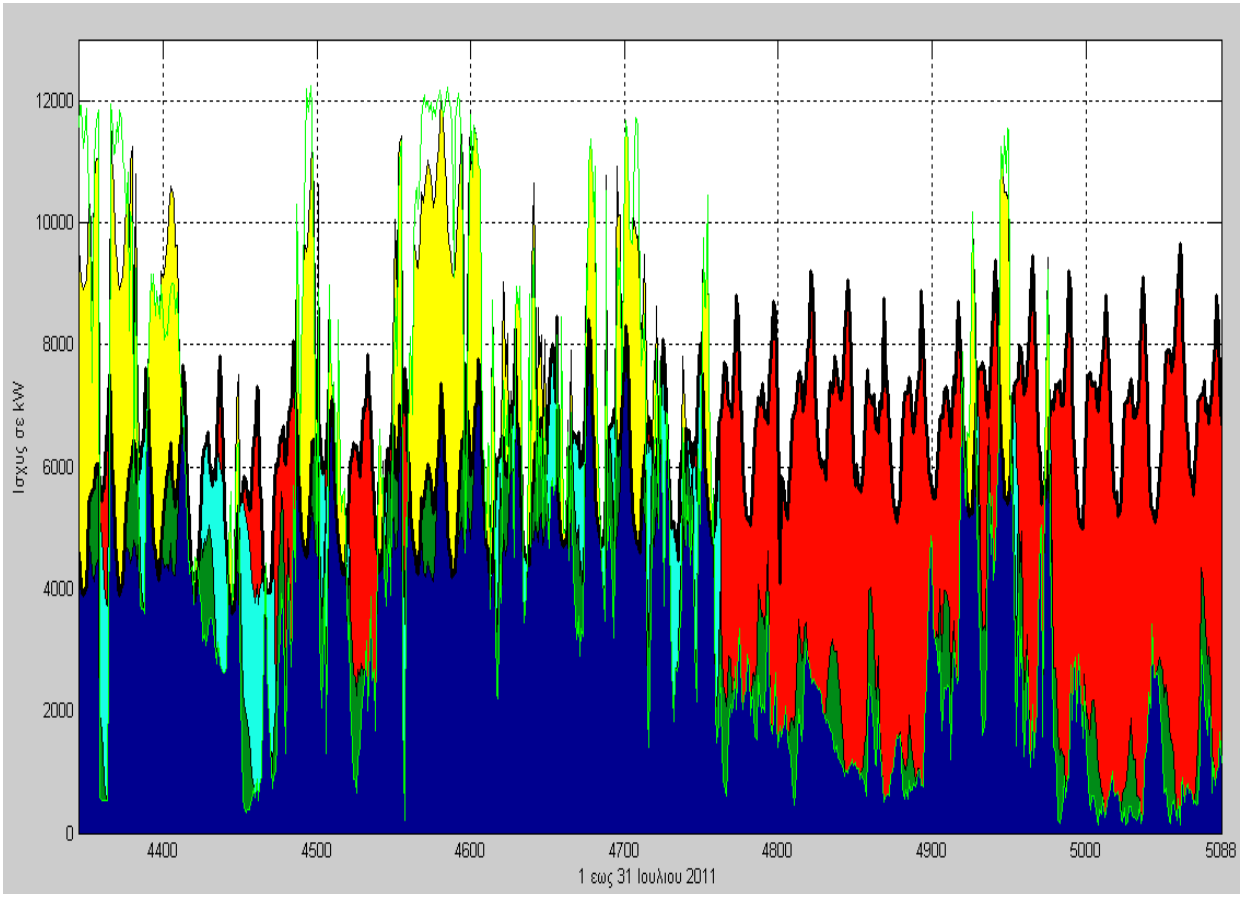



Διάγραμμα 23:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Ιούνιο.

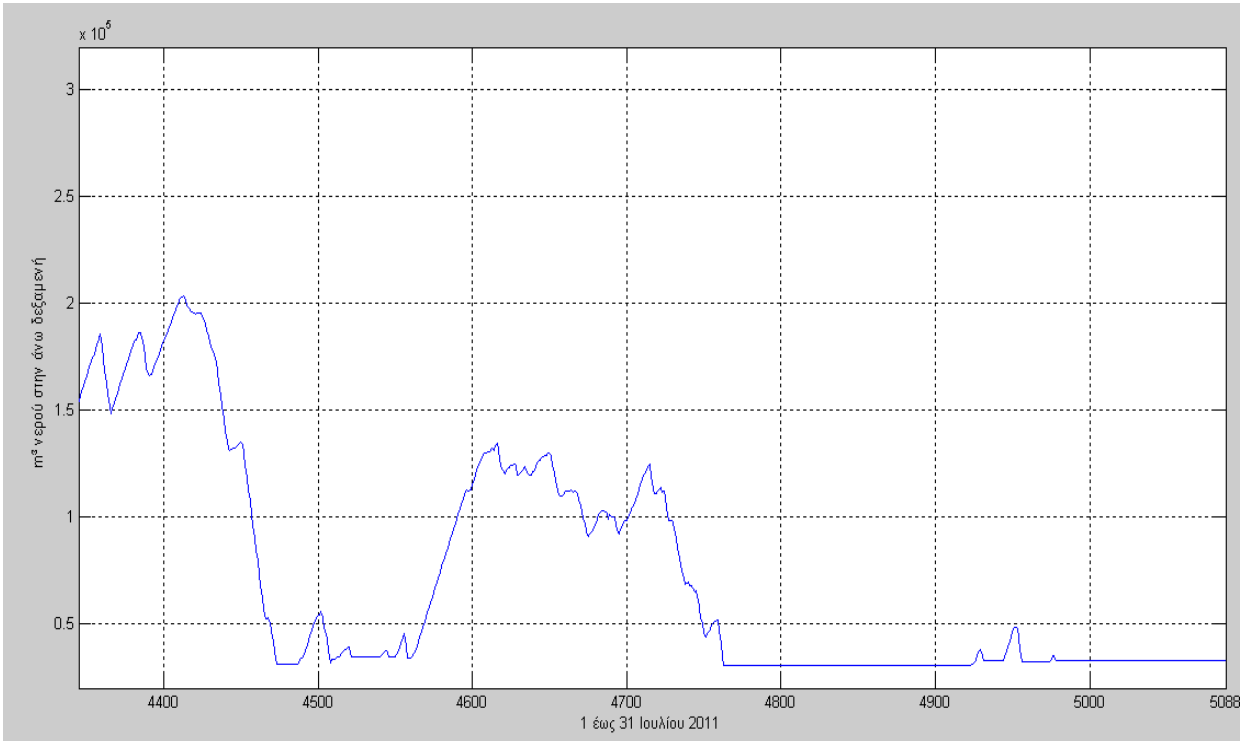



Διάγραμμα 24: Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Ιούνιο.

- Ιούλιος

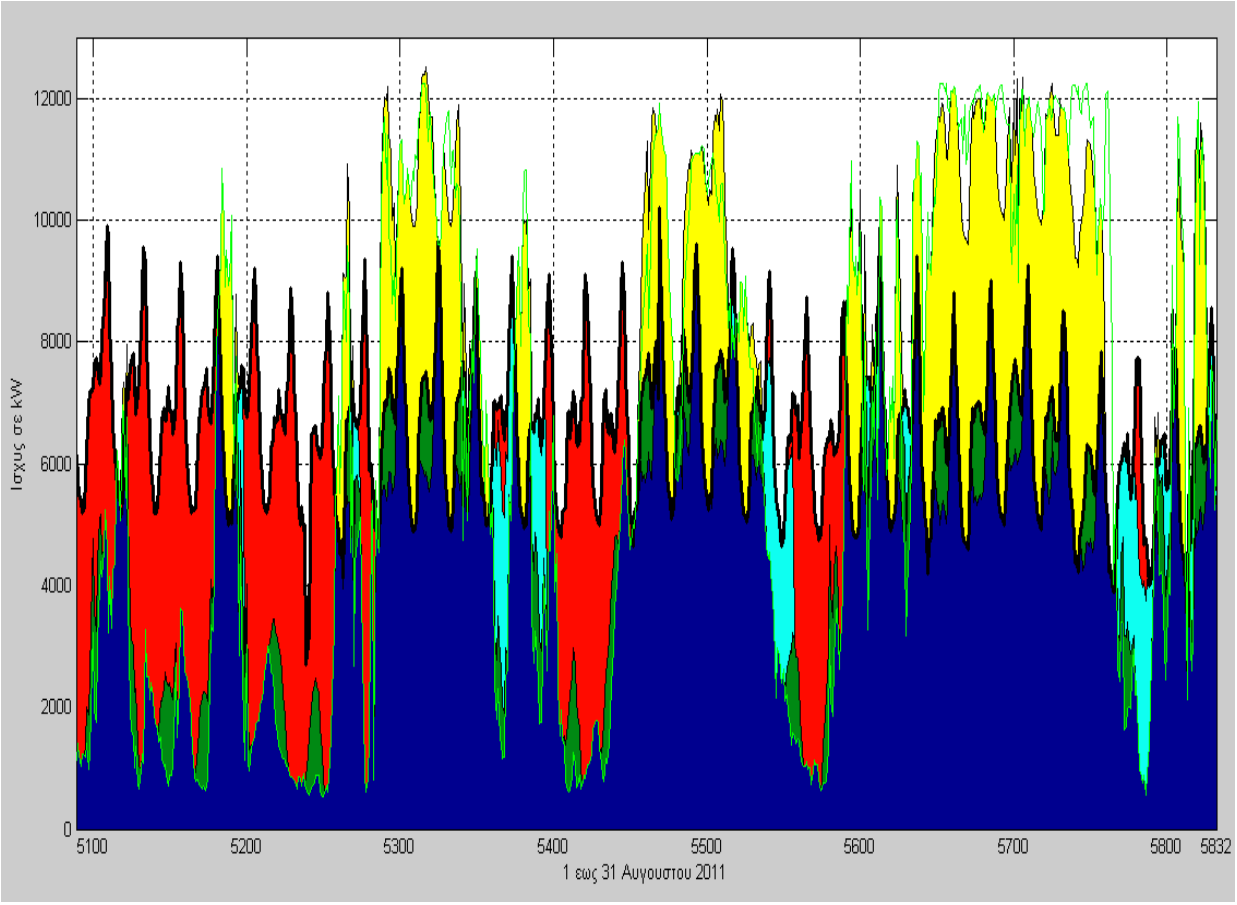



Διάγραμμα 25:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Ιούλιο.

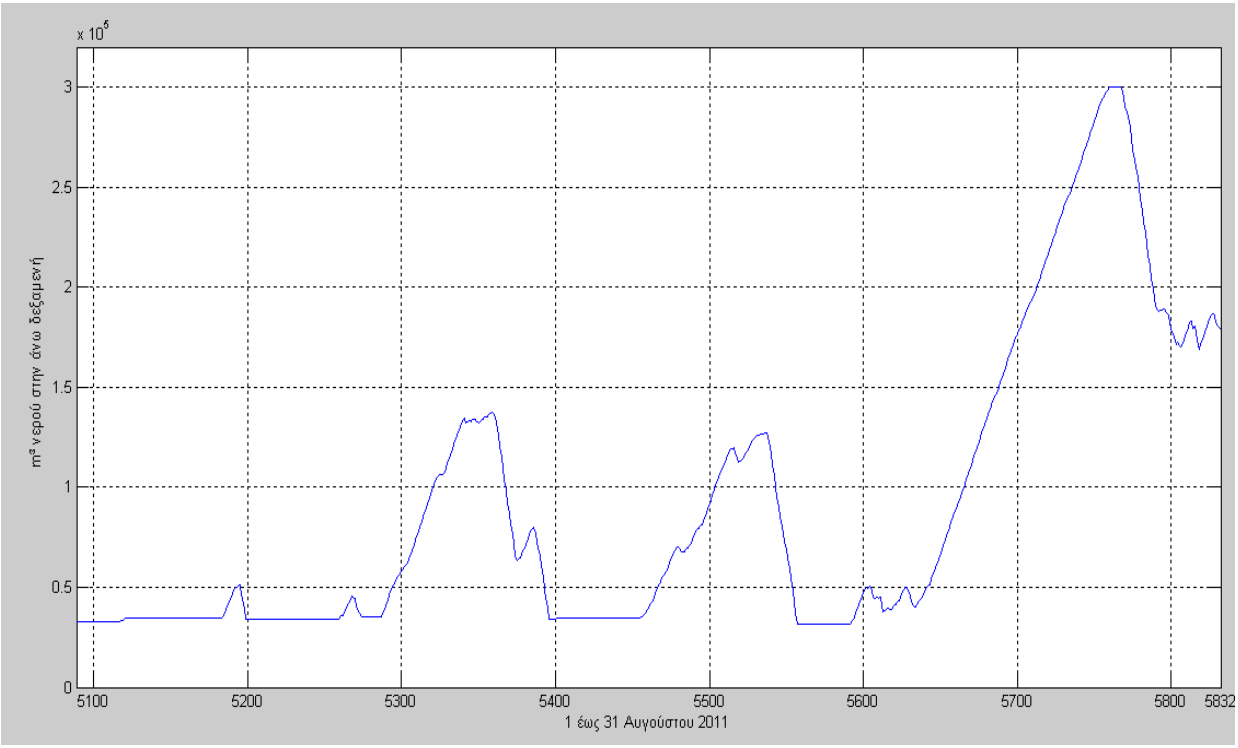



Διάγραμμα 26: Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Ιούλιο.

- Αύγουστος

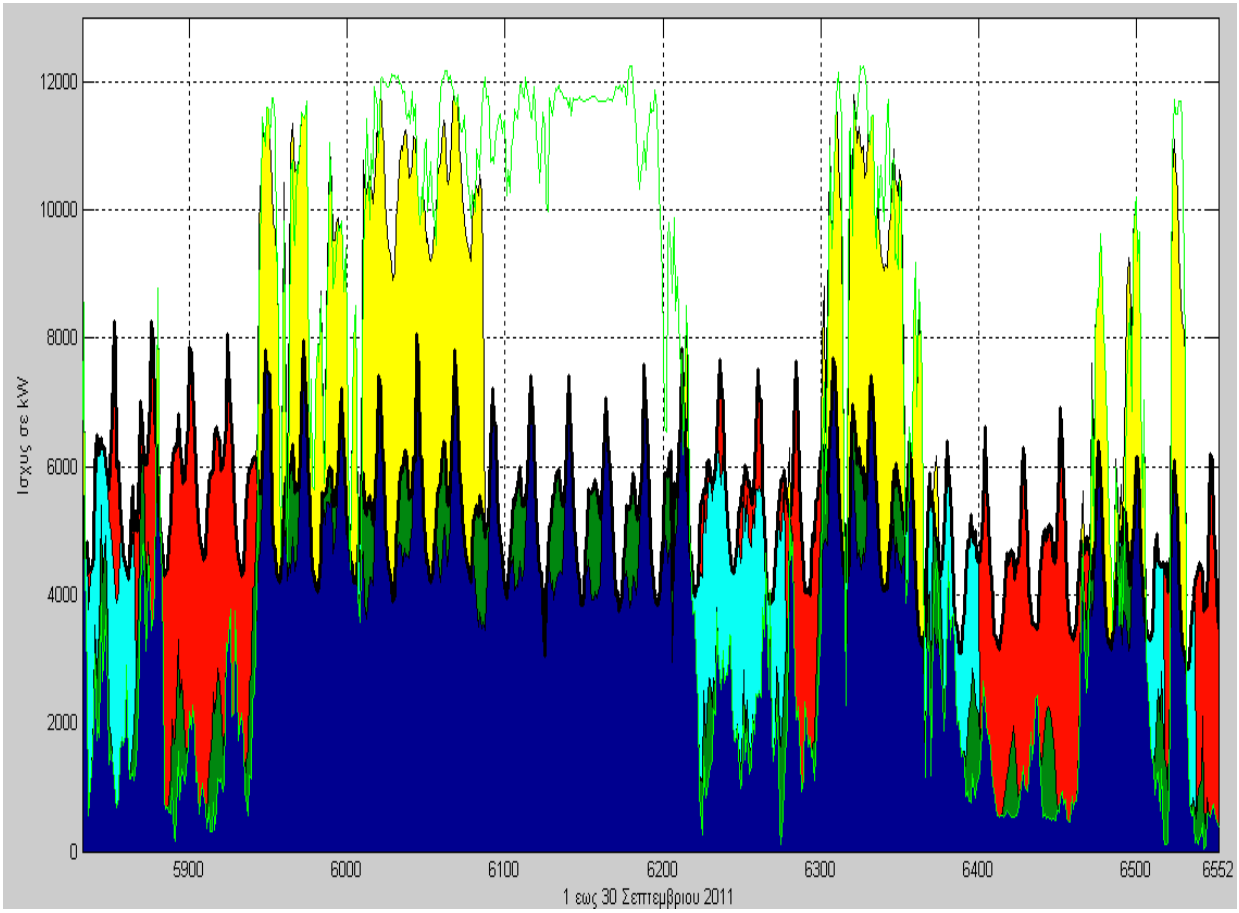



Διάγραμμα 27:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Αύγουστο.

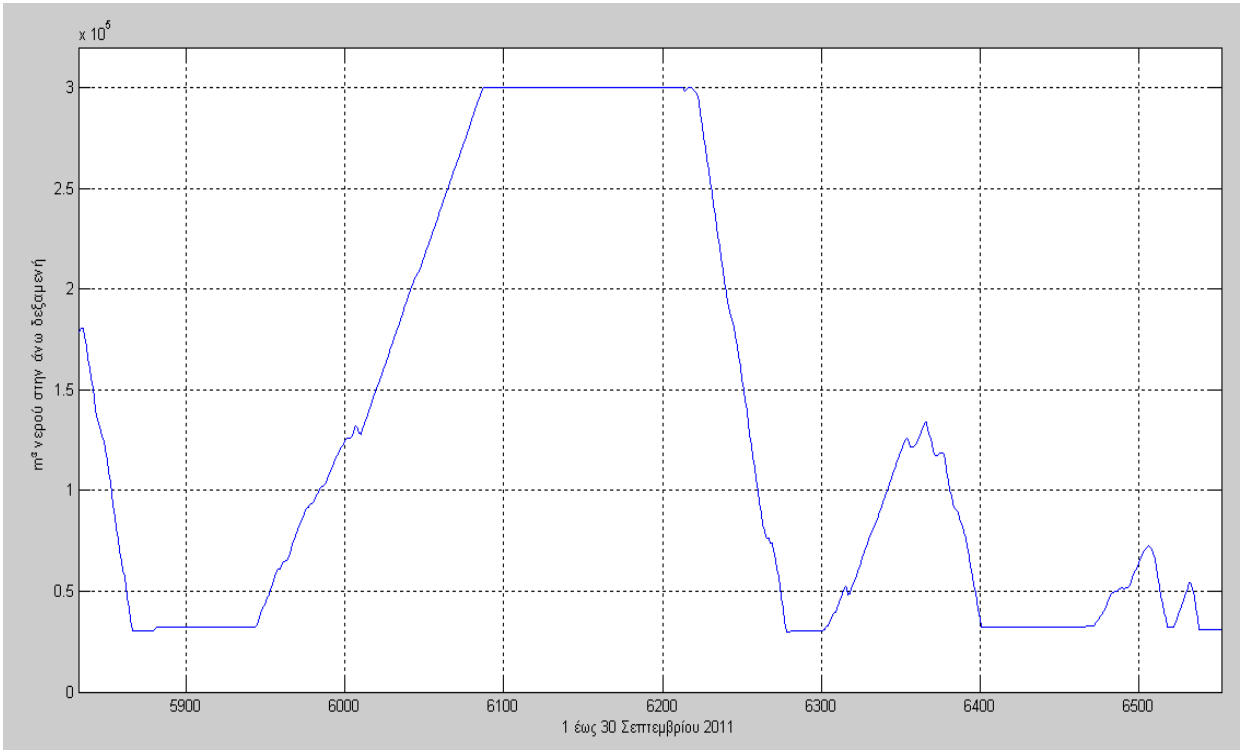



Διάγραμμα 28: Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Αύγουστο.

- Σεπτέμβριος

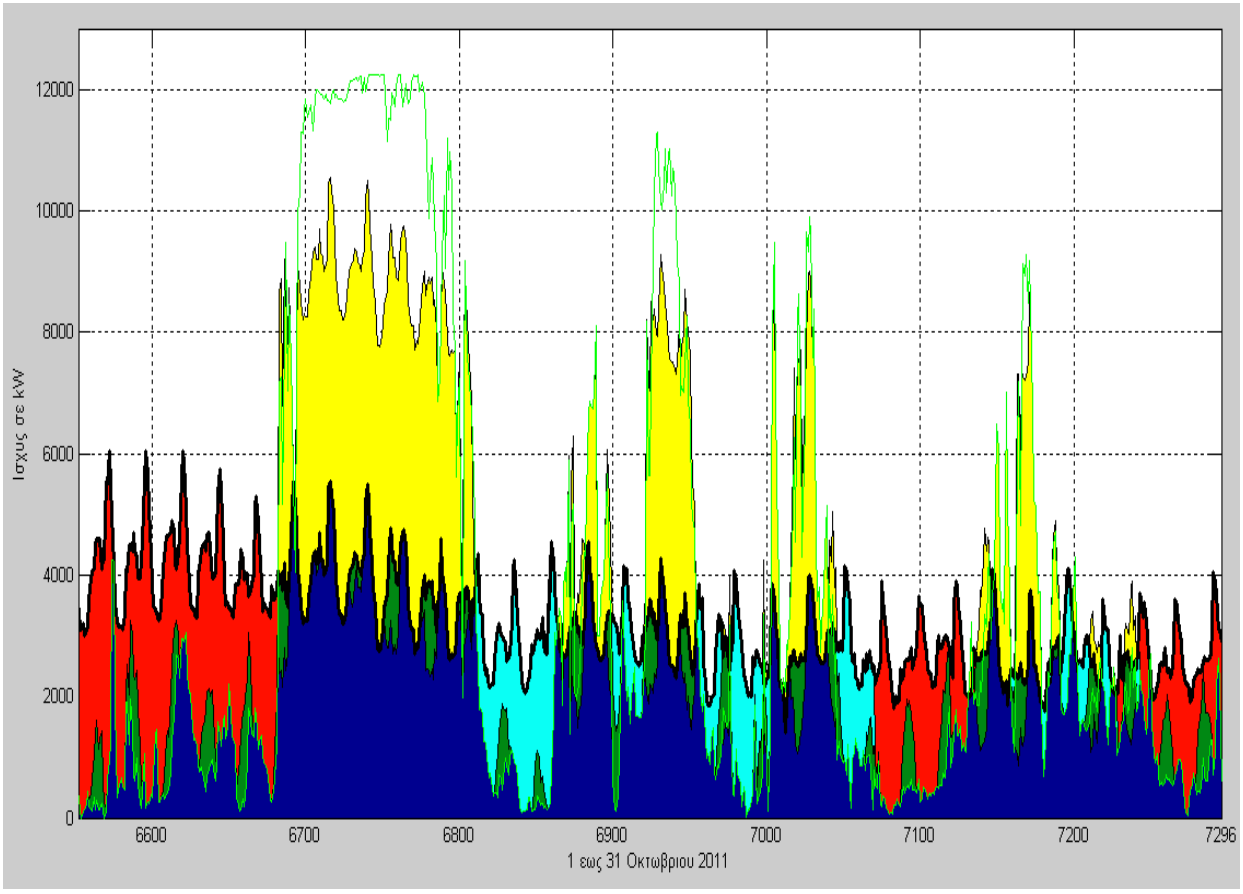



Διάγραμμα 29:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Σεπτέμβριο.

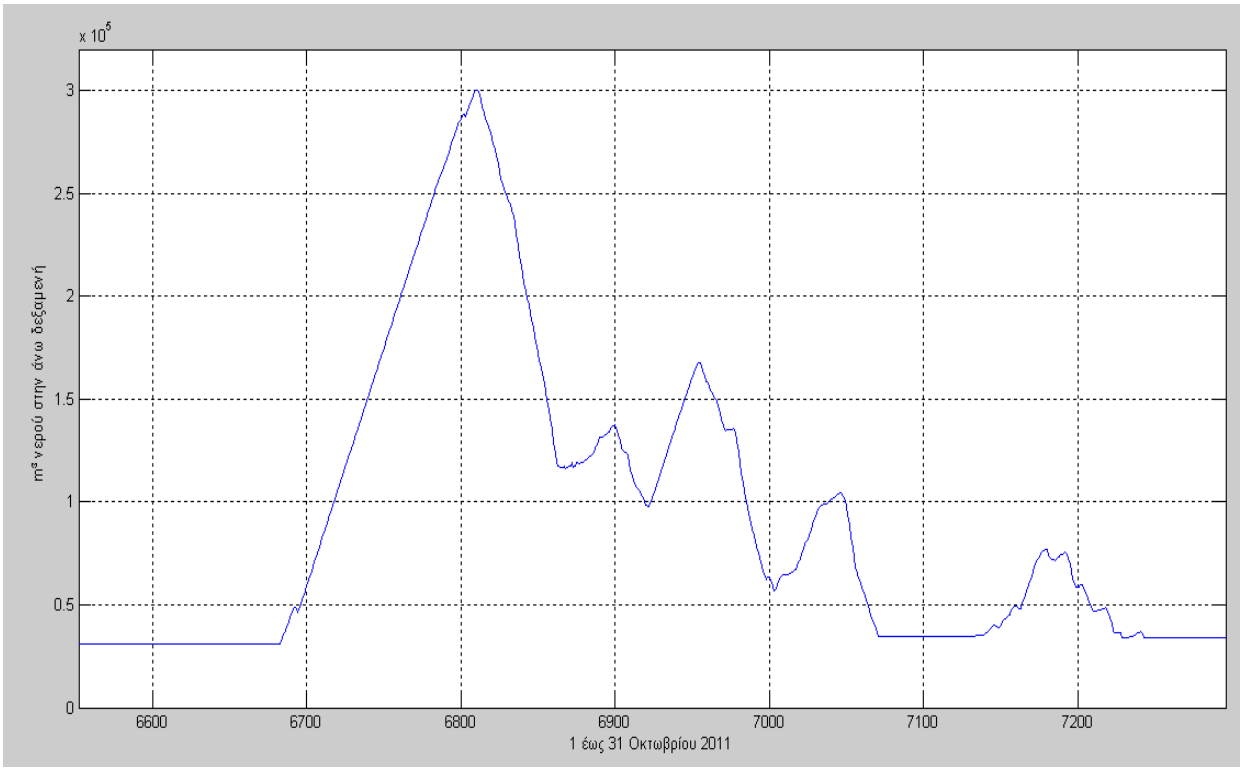



Διάγραμμα 30: Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Σεπτέμβριο.

- Οκτώβριος

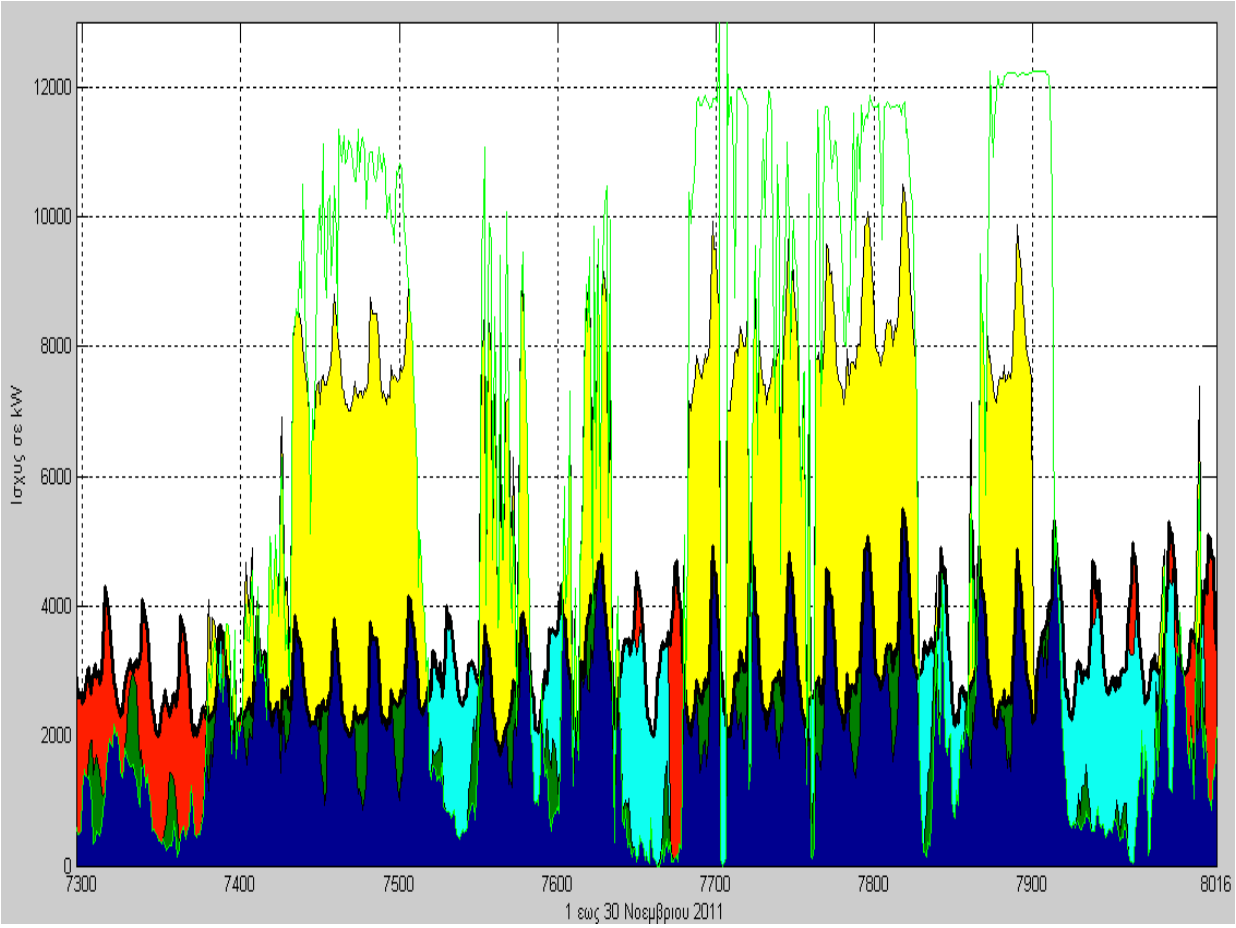



Διάγραμμα 31:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Οκτώβριο.

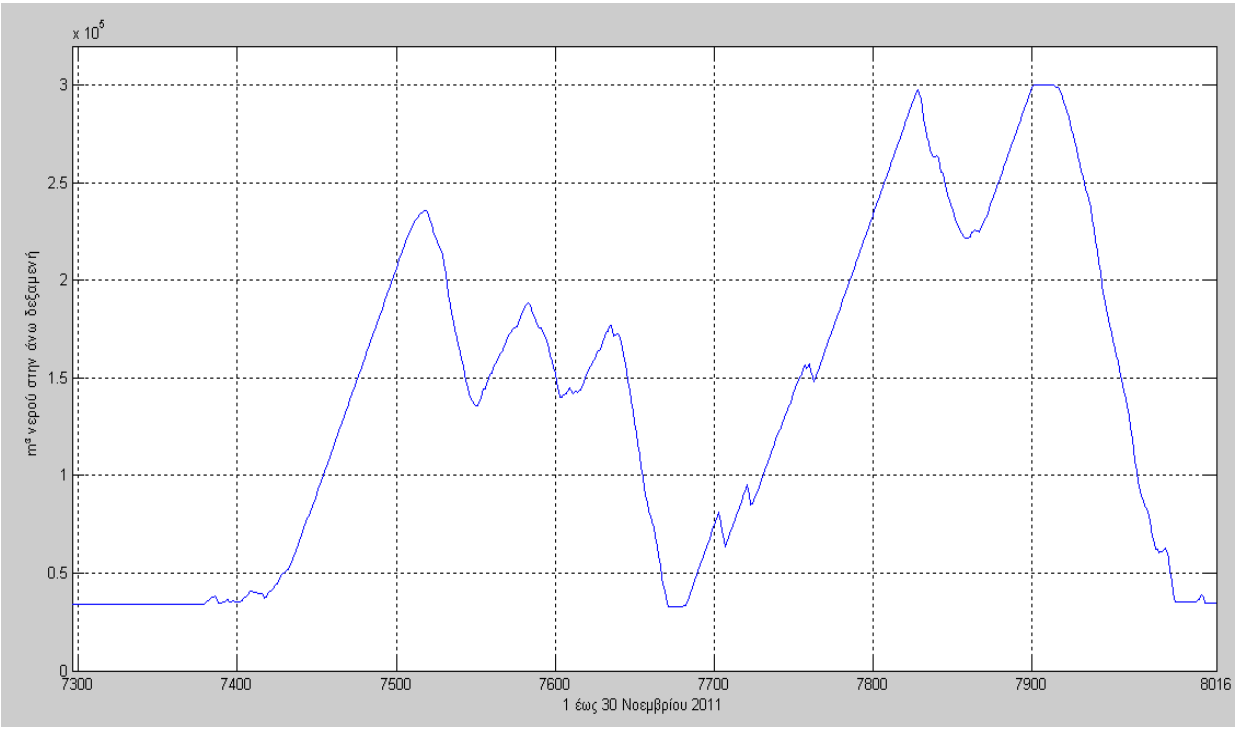



Διάγραμμα 32: Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Οκτώβριο.

- Νοέμβριος

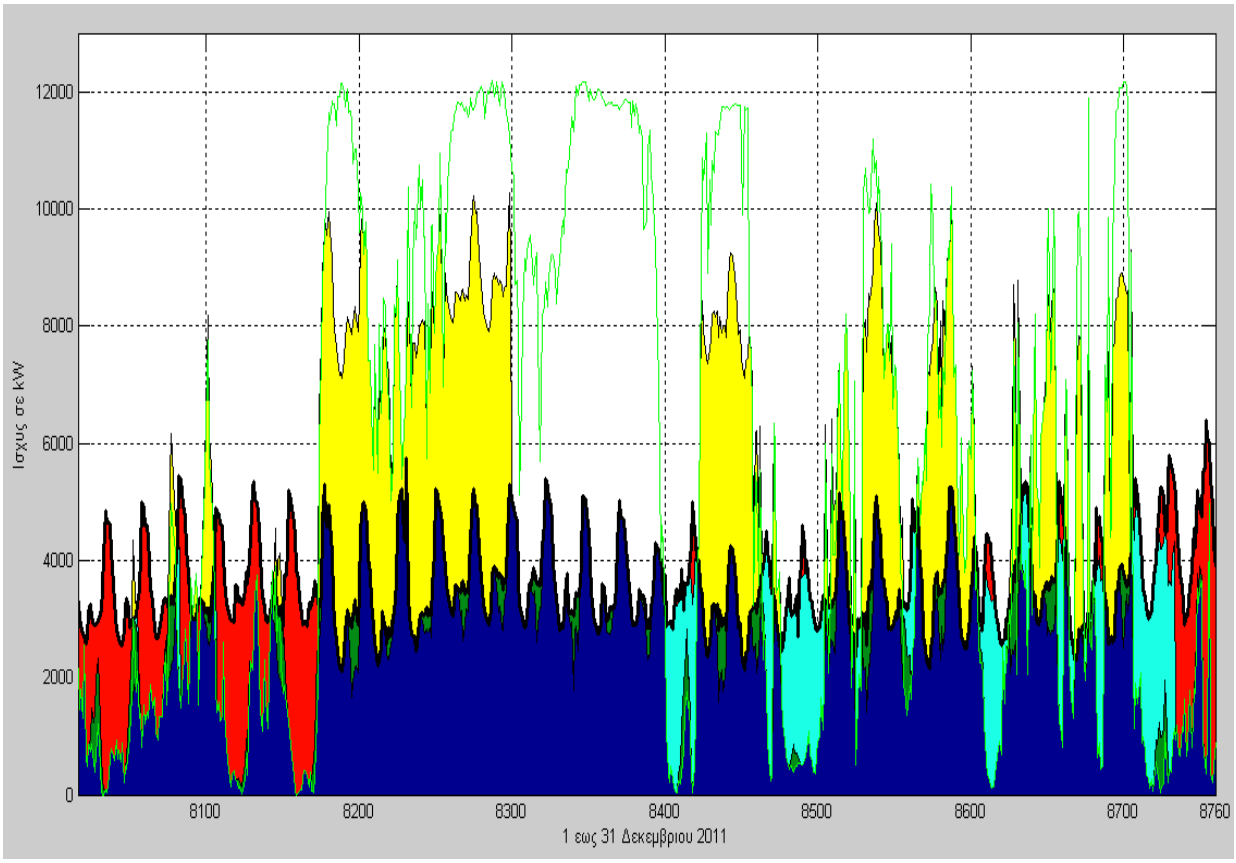



Διάγραμμα 33:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Νοέμβριο.

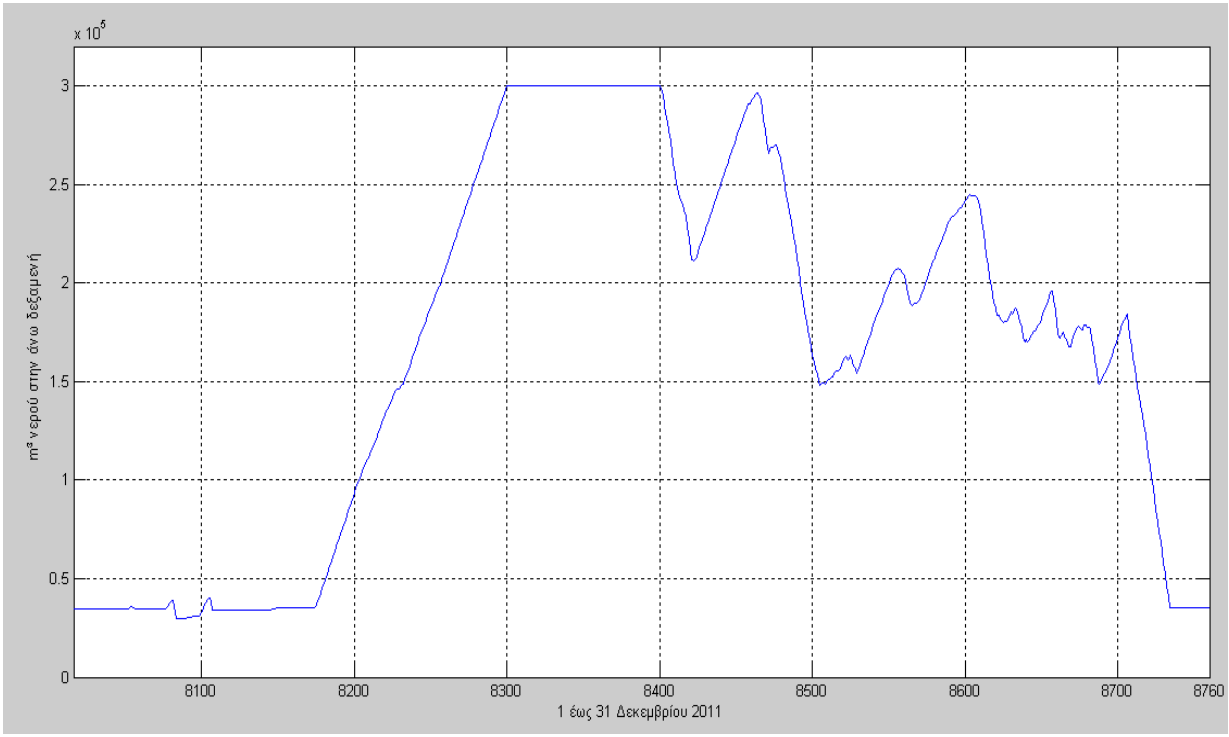



Διάγραμμα 34: Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Νοέμβριο.

- Δεκέμβριος

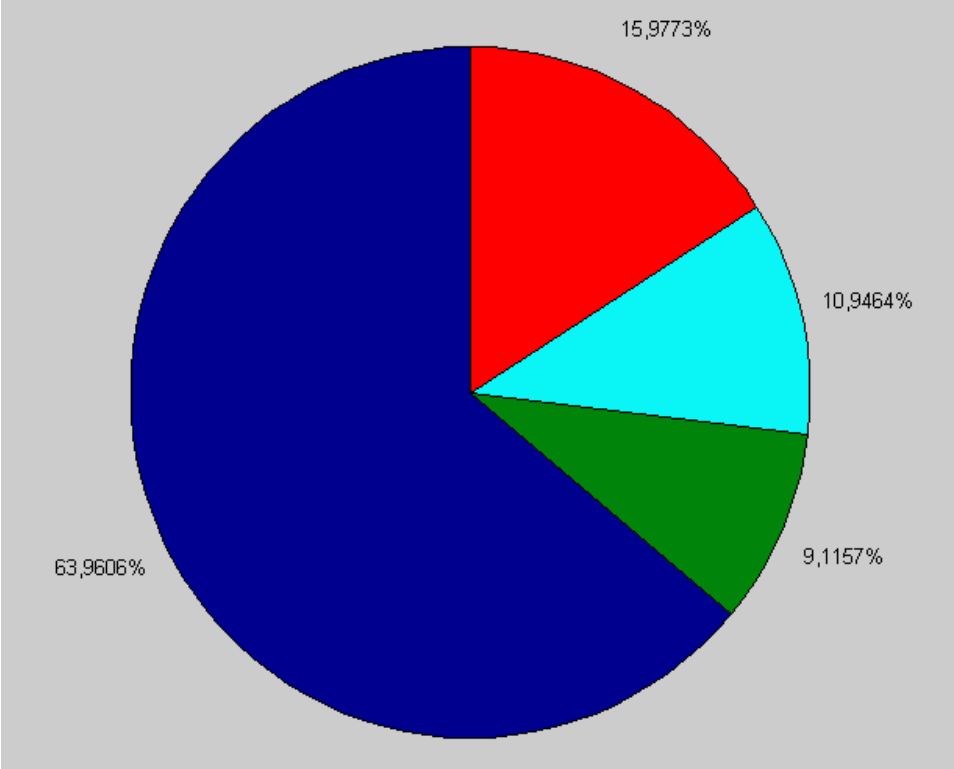



Διάγραμμα 35:Σύνθεση φορτίου για το μήνα Δεκέμβριο.




Διάγραμμα 36: Διακύμανση των υδάτων στην άνω δεξαμενή για το μήνα Δεκέμβριο.

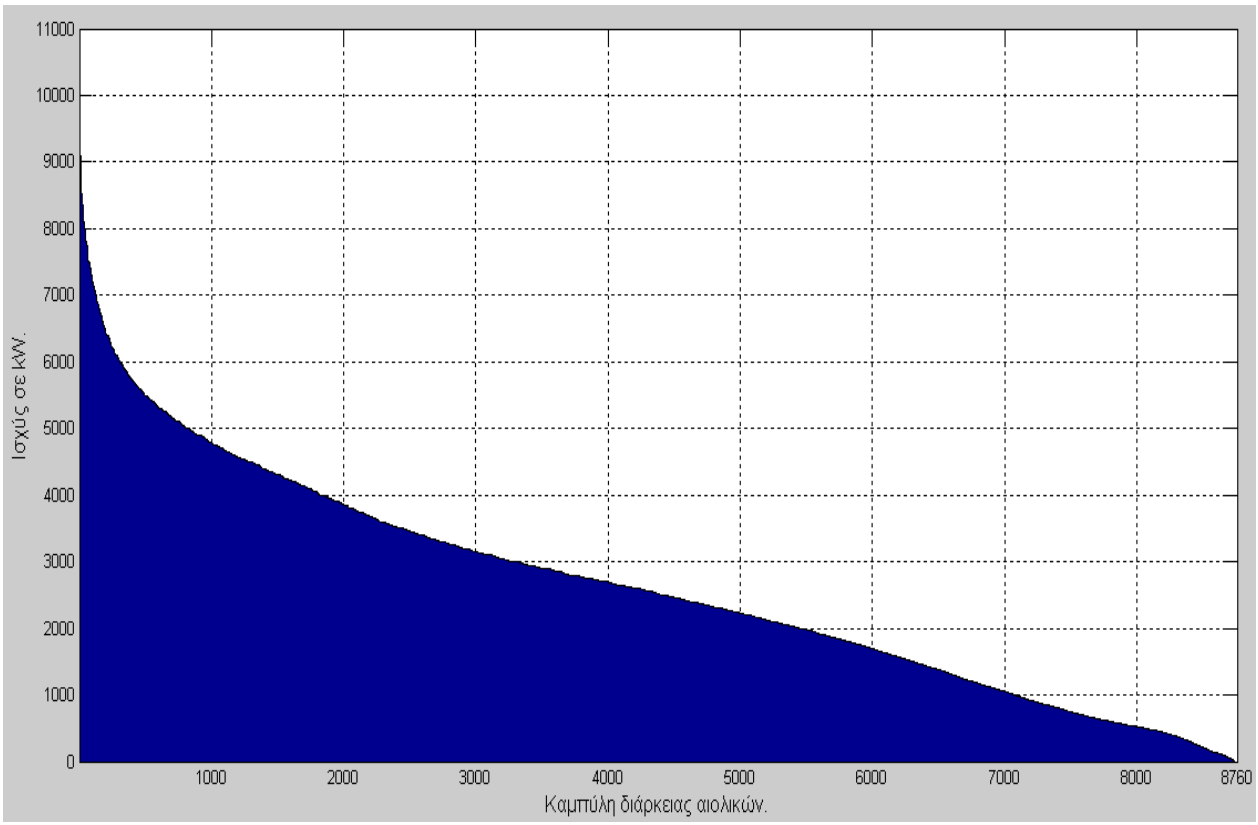
Το ποσοστό συμμετοχής των αιολικών στην κάλυψη του φορτίου είναι 63,9606%, των Φ/Β 9,1157%, των υδροστροβίλων 10,9464% και των συμβατικών μονάδων μόλις 15,9773%. Βλέπουμε λοιπόν ότι το ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ στην κάλυψη του φορτίου είναι ίσο με 84,0227%.



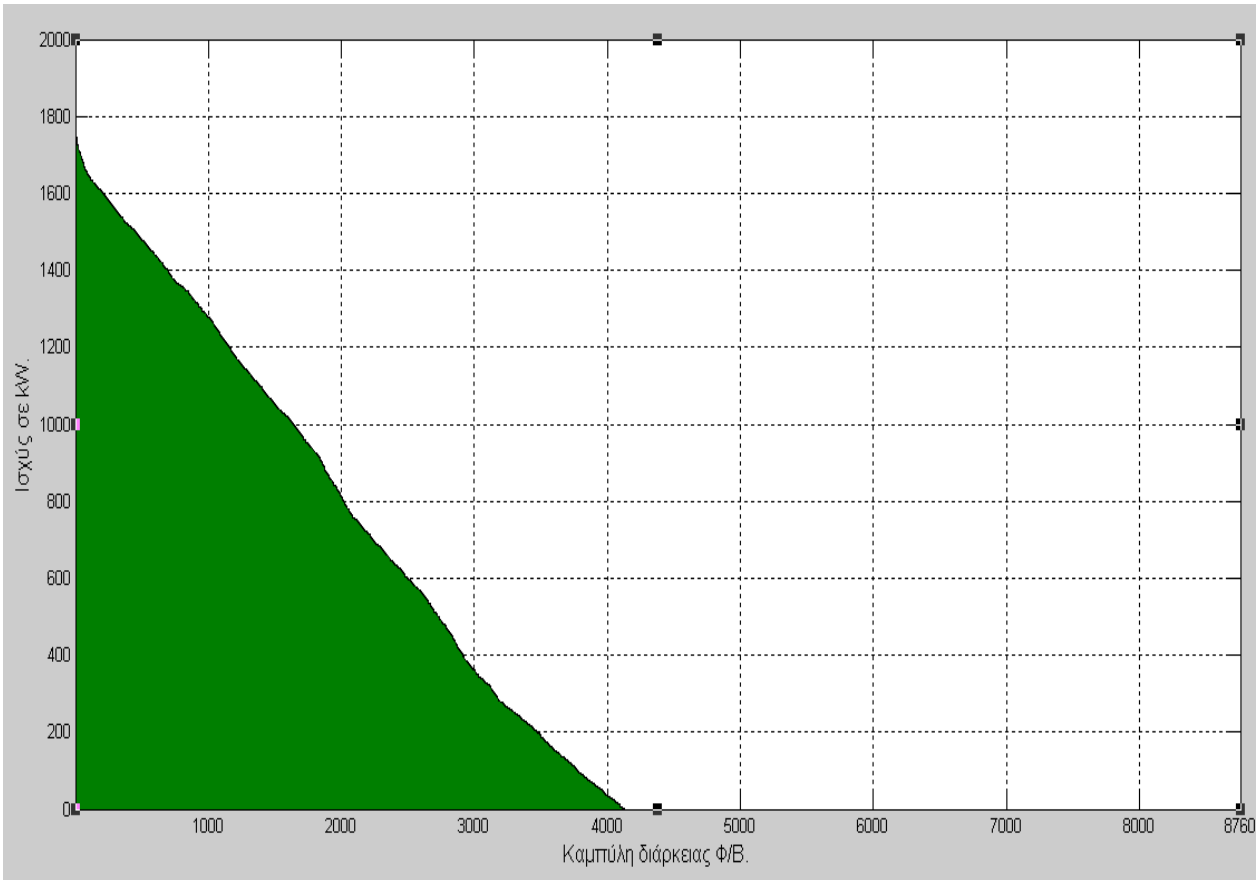

Διάγραμμα 37: Ποσοστό συμμετοχής των υποσυστημάτων στην κάλυψη του φορτίου.

Με μπλε συμβολίζουμε την συμμετοχή των αιολικών, με πράσινο την συμμετοχή των Φ/Β, με ανοιχτό μπλε τη συμμετοχή των υδροστροβίλων και με κόκκινο τη συμμετοχή των συμβατικών μονάδων στην κάλυψη του φορτίου.

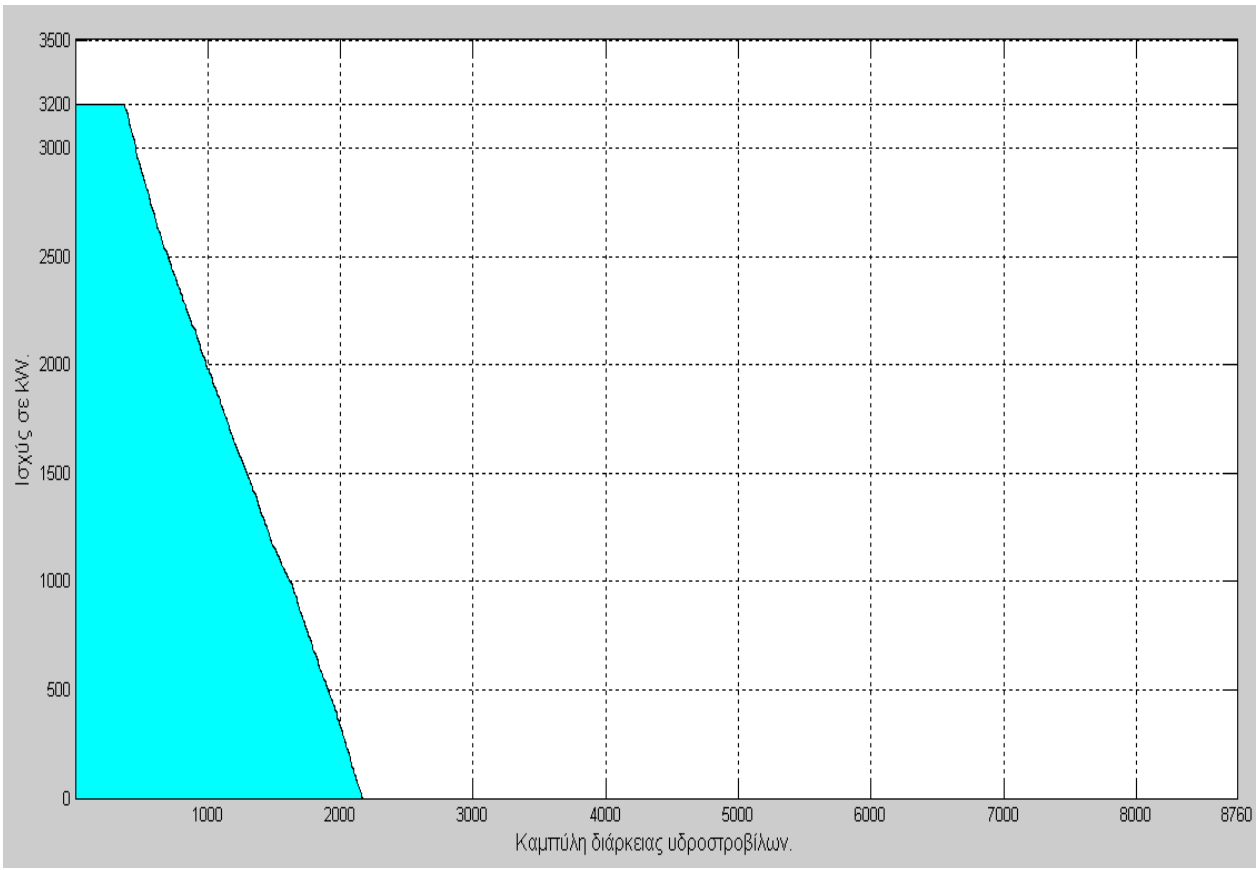
Στη συνέχεια παραθέτουμε τις ξεχωριστές καμπύλες διάρκειας λειτουργίας του κάθε υποσυστήματος, που μας δείχνουν πόσο χρόνο λειτούργησε το κάθε υποσύστημα:



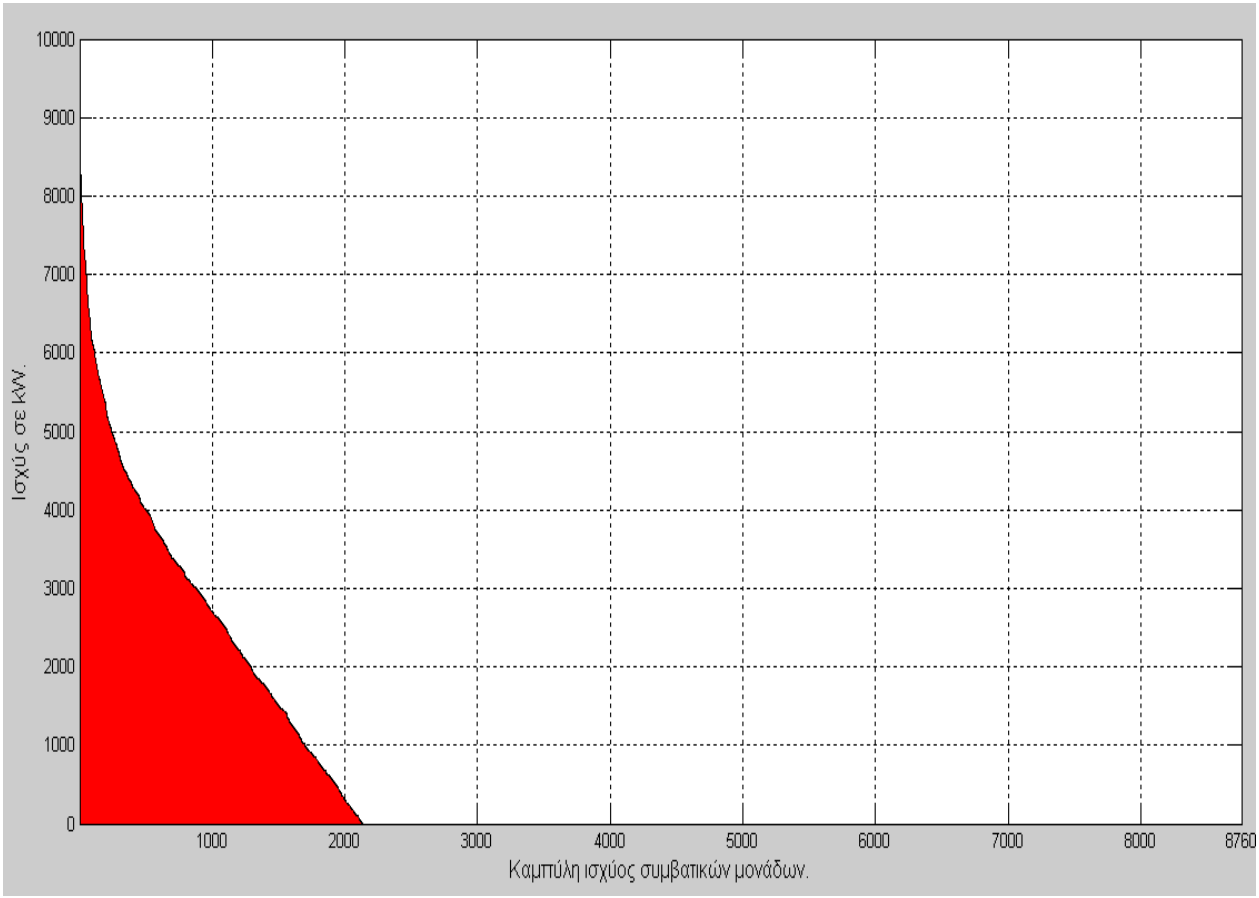

Διάγραμμα 38:Καμπύλη διάρκειας λειτουργίας αιολικών



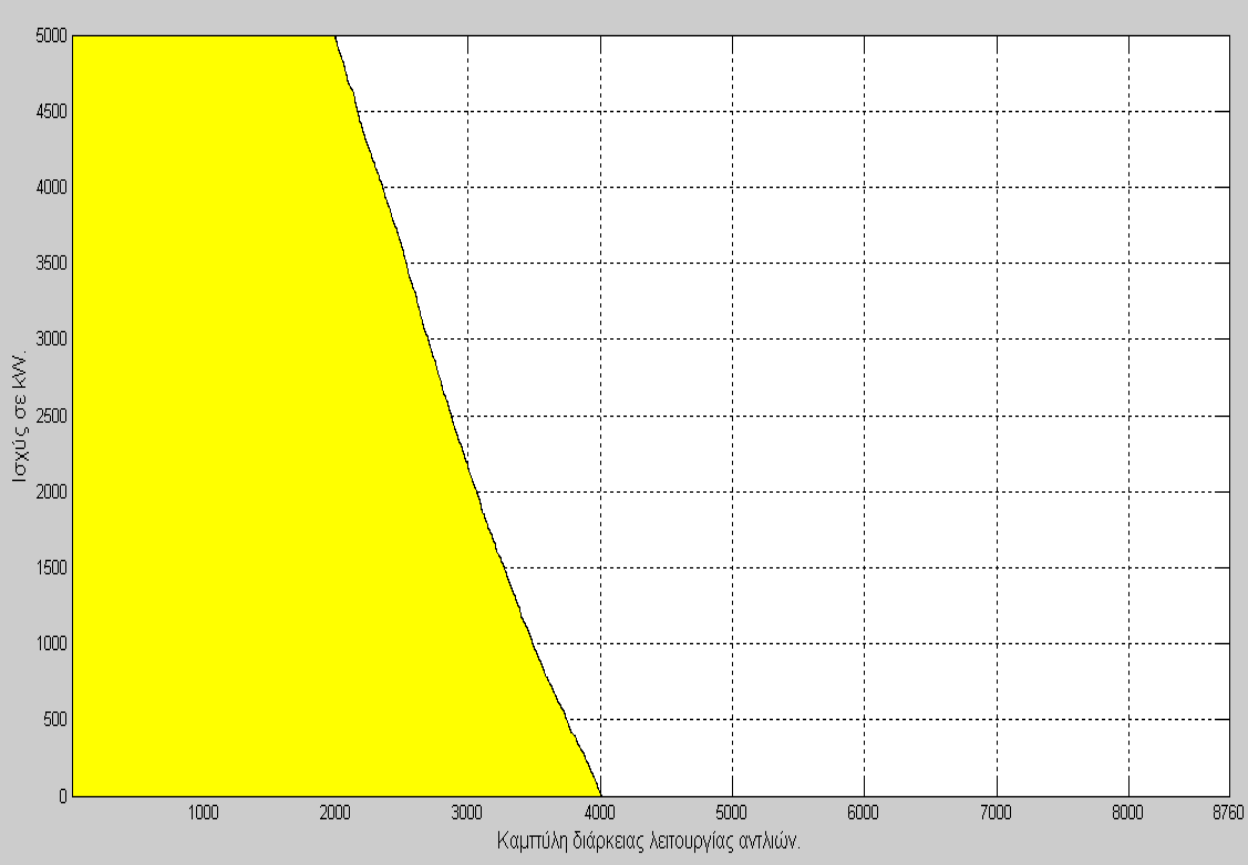

Διάγραμμα 39:Καμπύλη διάρκειας λειτουργίας Φ/Β.



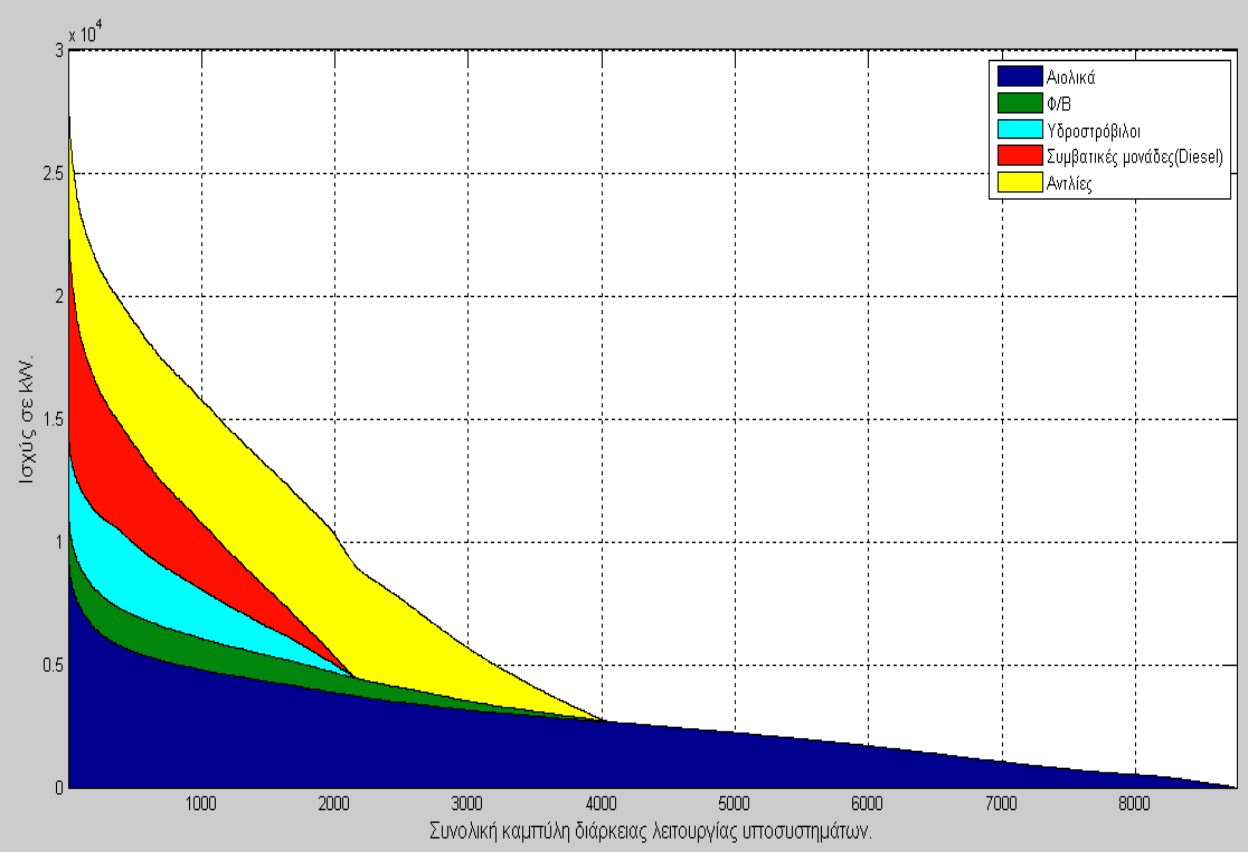

Διάγραμμα 40:Καμπύλη διάρκειας λειτουργίας υδροστροβίλων.




Διάγραμμα 41:Καμπύλη διάρκειας λειτουργίας συμβατικών μονάδων(Diesel).




Διάγραμμα 42:Καμπύλη διάρκειας λειτουργίας συμβατικών αντλιών.




Διάγραμμα 43: Συνολική καμπύλη διάρκειας λειτουργίας των υποσυστημάτων .