ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΡΕΥΣΤΩΝ

Μελέτη και διαστασιολόγηση υβριδικού σταθμού παραγωγής ενέργειας στο σύμπλεγμα Καρπάθου-Κάσου.

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΙΩΑΝΝΗΣ Κ. ΚΑΡΤΑΛΗΣ

Επιβλέπων: Αρθούρος Ζερβός
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Σεπτέμβριος 2016

ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΡΕΥΣΤΩΝ

Μελέτη και διαστασιολόγηση υβριδικού σταθμού παραγωγής ενέργειας στο σύμπλεγμα Καρπάθου-Κάσου

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΙΩΑΝΝΗΣ Κ. ΚΑΡΤΑΛΗΣ

Επιβλέπων: Αρθούρος Ζερβός
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την …….. 2016

.....	…….	…….
Σ. Βουτσινάς	Α. Ζερβός	Β. Ριζώτης
Καθηγητής Ε.Μ.Π.	Καθηγητής Ε.Μ.Π.	Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Σεπτέμβριος 2016

……..
ΙΩΑΝΝΗΣ Κ. ΚΑΡΤΑΛΗΣ

Διπλωματούχος Μηχανολόγος Μηχανικός Ε.Μ.Π.

Copyright © Ιωάννης Καρτάλης, 2016

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 και στον αδερφό μου

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής είναι η μελέτη ενός υβριδικού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το σύμπλεγμα νησιών Κάσος-Κάρπαθος με κύριο στόχο την αντικατάσταση σημαντικού μέρους της συμβατικής παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές. Πιο συγκεκριμένα εξετάζεται ένα μοντέλο υβριδικού σταθμού αποτελούμενο από φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα τα οποία πλαισιώνονται από συστοιχίες συσσωρευτών. Η εκπόνηση της εργασίας έγινε βασιζόμενη στις ισχύουσες νομοθεσίες για υβριδικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής σε μη διασυνδεδεμένα δίκτυα, στα τωρινά οικονομικά δεδομένα, στα ενεργειακά στοιχεία που υπάρχουν για το νησί και στις προβλέψεις που κυριαρχούν όσον αφορά την εξέλιξή τους.
Η μελέτη αφορά τη διαστασιολόγηση του σταθμού, για την οποία αναπτύχθηκε ένα υπολογιστικό εργαλείο με βάση το πρόγραμμα Microsoft Excel και εξυπηρετεί αποκλειστικά τις ανάγκες του συγκεκριμένου συμπλέγματος νησιών. Αρχικά εξετάστηκε η τοποθεσία και η δομή του σταθμού και στη συνέχεια, με βάση ορισμένα κριτήρια και περιορισμούς, επιλέχθηκαν κάποιες περιοχές στις οποίες θα μπορούσε να κατασκευαστεί ο σταθμός. Έπειτα παρουσιάζονται αναλυτικά τα στάδια κατασκευής του υπολογιστικού εργαλείου και περιγράφεται ο τρόπος λειτουργίας του. Το συγκεκριμένο λογισμικό προσομοιώνει τη λειτουργία και την ενεργειακή απόκριση του σταθμού για τις διάφορες παραμέτρους που εισάγονται και παρέχει επίσης τη δυνατότητα αυτόματης βελτιστοποίησης, κατά την οποία λαμβάνονται υπόψη ενεργειακά και οικονομικά κριτήρια και τα αποτελέσματα της παραμετρικής διερεύνησης αναλύονται και αξιολογούνται. Αξιοποιώντας στη συνέχεια το πρόγραμμα, προέκυψαν ορισμένα αποτελέσματα τα οποία περιγράφουν τα πιθανά σενάρια διαστασιολόγησης του σταθμού. Η διερεύνηση του οικονομικού σκέλους του υπολογιστικού εργαλείου έγινε από τη σκοπιά ανεξάρτητου παραγωγού που θα εμπορεύεται την παραγόμενη ενέργεια στη ΔΕΗ, ενώ, ακόμα, παρουσιάζονται και οι αλλαγές που θα επιφέρει ένα τέτοιο έργο στο παρόν σύστημα και στον σημερινό κύριο παραγωγό ενέργειας που είναι η ΔΕΗ. Τέλος παρουσιάζονται τα βασικά συμπεράσματα και τα θέματα για περεταίρω διερεύνηση.

Λέξεις κλειδιά

Υβριδικός σταθμός, διαχείριση ενέργειας, αποθήκευση ενέργειας, μπαταρίες ιόντων λιθίου, αιολική ενέργεια, ηλιακή ενέργεια

ABSTRACT

The purpose of the current thesis is the study of a hybrid power station for the group of islands Karpathos-Kasos, in order to replace a significant part of today's conventional production with renewable energy sources. Specifically, the hybrid model that is being examined consists of wind and photovoltaic parks combined with energy storage units. The formulation of the thesis was conducted in accordance with the current legal frame for hybrid power stations in isolated systems, the energy data that exist for the islands and the estimations for the future. This study concerns the dimensioning of the power station, for which a calculating tool was developed based on the program Microsoft Excel to specifically serve the needs of the current group of islands. In the beginning the structure and the location of the station were examined and some possible regions for its construction were selected. Moreover, the constructional stages of the calculating tool are presented thoroughly while describing its function. This software simulates the function and the energy response for the initial parameters and also provides the opportunity of optimization, during which it takes energy and financial criteria into consideration and the results of the parametric investigation are analyzed and evaluated. Furthermore, after the operation of the program, some results were produced that describe the possible dimensioning scenarios of the station. The investigation of the financial part was transacted from the viewpoint of an independent producer who will provide the produced energy to DEI and it also examines the changes that it will bring to the current system. Finally, the main conclusions are presented, as well as ideas for further investigation.

Key words

Hybrid power station, energy management, energy storage, lithium-ion batteries, wind energy, solar energy

Ευχαριστίες

Ευχαριστώ θερμά τους επιβλέποντες της διπλωματικής μου, κ. Α. Ζερβό και κ. Α. Κλαδά, καθηγητές του Ε.Μ.Π, για την ευκαιρία που μου έδωσαν να ασχοληθώ με την παρούσα διπλωματική, καθώς και τους κυρίους Γ. Κάραλη και Α. Αλεξάνδρου, μέλος ΕΔΙΠ του τομέα ρευστών της σχολής μηχανολόγων μηχανικών και διδακτορικό φοιτητή της σχολής ηλεκτρολόγων μηχανικών αντίστοιχα, για τη συνεχή καθοδήγησή τους. Ακόμη θα ήθελα να ευχαριστήσω τα μέλη της διεύθυνσης νήσων της ΔΕΗ και πιο συγκεκριμένα τον κ. Π. Κατσικέα, τομεάρχη λειτουργίας, για την αμέριστη συμπαράσταση και βοήθεια που μού παρείχε, όπως επίσης και τον κ. Β. Κουρουμπλάκη, διευθυντή του Α.Σ.Π Καρπάθου. Τέλος, πολύτιμή ήταν η προσφορά της Ρ.Α.Ε και συγκεκριμένα του κυρίου Β. Παπανδρέου και της κυρίας Π. Καπετανά, οι οποίοι με βοήθησαν στη συλλογή πληροφοριών σχετικά με το νομοθετικό πλαίσιο των Α.Π.Ε.

Πίνακας περιεχομένων

ΠΕΡΙΛΗΨΗ **6**

ABSTRACT **7**

ΠΙΝΑΚΑΣ ΣΥΜΒΟΛΩΝ **11**

ΕΙΣΑΓΩΓΗ **12**

1. ΥΒΡΙΔΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ **13**

1.1Γενικά 13

1.2 Δομή 13

1.3 Συστήματα αποθήκευσης 14

1.4 Μπαταρίες Ιόντων λιθίου 16

1.4.1 Γενικές πληροφορίες 16

1.4.2 Αρχές λειτουργίας 17

1.4.3 Χαρακτηριστικά μεγέθη 18

2. ΣΗΜΕΡΙΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ **20**

2.1 Παρούσα κατάσταση ελληνικών νησιών 20

2.2 Αξιοποίηση των ΑΠΕ από τα ελληνικά νησιά 23

2.3 Γενικά στοιχεία Καρπάθου-Κάσου 25

2.4 Ενεργειακά στοιχεία Καρπάθου-Κάσου 26

3. ΔΟΜΗ ΚΑΙ ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ ΣΤΑΘΜΟΥ **33**

3.1 Διάταξη του σταθμού 33

3.2 Επιλογή τοποθεσίας σταθμού 34

4. ΚΑΤΑΣΚΕΥΗ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΟΥ ΕΡΓΑΛΕΙΟΥ **37**

4.1 Σκοπός και λειτουργία 37

4.2 Δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν 38

4.3 Φύλλο εργασίας MENU 40

4.4 Φύλλο εργασίας DATA: Δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν 43

4.5 Φύλλο εργασίας WIND: Προσομοίωση του αιολικού πάρκου 46

4.6 Φύλλο εργασίας PV:Προσομοίωση του φωτοβολταϊκού πάρκου 48

4.7 Φύλλο εργασίας ELECTRONICS: Ενεργειακή προσομοίωση των ηλεκτρονικών ισχύς (Μπαταριών και μετασχηματιστών) 52

4.8 Φύλλο εργασίας HYBRID: Προσομοίωση λειτουργίας του σταθμού 53

4.9 Φύλλο εργασίας ASP:Προσομοίωση των συμβατικών μονάδων παραγωγής 57
4.10 Φύλλο εργασίας FINANCIALS: Υπολογισμός οικονομικών μεγεθών 58
4.11 Φύλλο εργασίας OPTIMIZATION: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης 63
4.12 Φύλλο εργασίας RESULTS: Αναλυτικά αποτελέσματα του υβριδικού σταθμού 65
5. ΝΟΜΙΚΟ-ΘΕΣΜΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ 66
6. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ 68
6.1 Σκοπός 68
6.2 Κριτήρια παραμετρικής μελέτης 68
6.3 Αλγόριθμος παραμετρικής μελέτης 71
6.4 Αρχικές συνθήκες 72
6.5 Περιγραφή αλγορίθμου 75
7. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗΣ 77
8. ΑΝΑΚΕΦΑΛΑΙΩΣΗ-ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ 84
8.1 Κυριότερα συμπεράσματα εργασίας 84
8.2 Σημεία προαγωγής της επιστήμης 85
8.3 Εργασίες για περεταίρω διερεύνηση 85
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α-1 ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΠΑΤΑΡΙΑΣ 86
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α-2 ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ Φ/ΤΑΪΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΦΟΡΤΙΣΗ ΤΗΣ ΜΠΑΤΑΡΙΑΣ 87
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β-1 ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΣΠ 88
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β-2 ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΑΣΠ 89
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ-1 ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗΣ ΜΕΛΕΤΗΣ (Visual Basic) 90
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΑΝΑΛΥΣΗΣ 95
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ε ΚΑΜΠΥΛΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ 98
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ζ ΝΟΜΙΚΟ/ΘΕΣΜΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΓΙΑ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥΣ ΣΤΑΘΜΟΥΣ ΣΤΗΝ ΚΑΡΠΑΘΟ 99
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Η ΑΝΑΛΥΤΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΤΗΣ ΒΕΛΤΙΣΤΗΣ ΛΥΣΗΣ ΓΙΑ ΚΑΘΕ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ 102
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ 115

ΠΙΝΑΚΑΣ ΣΥΜΒΟΛΩΝ

P_{PV}	Ισχύς που παράγεται από το φβ/ταϊκό πάρκο
P_W	Ισχύς που παράγεται από το αιολικό πάρκο
$P_{PV,com}$	Ισχύς που παράγεται από το φβ/ταϊκό πάρκο και πάει απευθείας στη ζήτηση
$P_{W,com}$	Ισχύς που παράγεται από το αιολικό πάρκο και πάει απευθείας στη ζήτηση
G	Ολική ακτινοβολία οριζοντίου επιπέδου
G_t	Ολική ακτινοβολία στο επίπεδο του συλλέκτη
P_t	Τεχνικό ελάχιστο συμβατικών μονάδων
OMC	Κόστος λειτουργίας
PC	Κόστος παραγόμενης ενέργειας
IC	Κόστος επένδυσης μιας συνιστώσας του σταθμού
FC	Κόστος καυσίμου
RC	Κόστος ενοικίασης
CT	Κόστος μετασχηματιστών
$\mu OT\Sigma_{v-1}$	Μέση οριακή τιμή του συστήματος του προηγούμενου έτους
C	Αρχικό κόστος επένδυσης
NPV	Καθαρή παρούσα αξία
N	Χρονικός ορίζοντας επένδυσης
F_t	Ετήσια καθαρή ταμειακή ροή
SV_N	Απομένουσα αξία επένδυσης
NP	Καθαρό ετήσιο κέρδος
LR	Δόση για την αποπληρωμή δανείου
D	Απόσβεση
η_{dep}	Ρυθμός απόσβεσης
In	Ο τόκος κάθε έτους
Income	Ετήσια έσοδα σταθμού
Loan	Αρχικό δάνειο
$Loan_t$	Εναπομείναν ποσό δανείου για το έτος t
$Loan_{t-1}$	Εναπομείναν ποσό δανείου για το προηγούμενο έτος
P_B	Διαθέσιμη ενέργεια μπαταρίας
P_L	Ζήτηση
P_{L1}	Ζήτηση μείον τη συνολική φωτοβολταϊκή παραγωγή, την υπάρχουσα αιολική παραγωγή που απορροφάται και τα τεχνικά ελάχιστα
$P_{B,min}$	Ελάχιστη επιτρεπόμενη στάθμη μπαταρίας
$P_{B,max}$	Χωρητικότητα μπαταρίας
P_{WB}	Αιολική ισχύς που απορροφάται από την μπαταρία
P_B	Φωτοβολταϊκή ισχύς που απορροφάται από την μπαταρία
P_{BD}	Συμβατική ισχύς που απορροφάται από την μπαταρία
P_D	Ισχύς που παράγεται από τις συμβατικές μονάδες
$P_{Nom,i}$	Ονομαστική ισχύς της μονάδας I του αυτόνομου σταθμού παραγωγής
q_M	Κατανάλωση μαζούτ
q_D	Κατανάλωση ντίζελ

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Μία από τις προκλήσεις που καλείται να αντιμετωπίσει η παγκόσμια κοινότητα σήμερα είναι αυτή του περιορισμού των αερίων του θερμοκηπίου. Η ανάγκη αυτή καθίσταται επιτακτική καθώς τα παγκόσμια περιβαλλοντικά προβλήματα, που διαρκώς διογκώνονται, έχουν λάβει εκτενείς διαστάσεις. Μεταξύ αυτών είναι και η αύξηση της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη, η αύξηση της στάθμης των ωκεανών και η παρουσία επιβλαβών για την υγεία αερίων, κυρίως σε βιομηχανικές ζώνες και μεγάλα αστικά κέντρα. Κύρια αιτία που προκαλεί αυτά τα φαινόμενα είναι η παραγωγή των αερίων του θερμοκηπίου. Τα αέρια αυτά διακρίνονται από μεγάλη ικανότητα απορρόφησης θερμότητας με αποτέλεσμα να δεσμεύουν ένα μέρος της ηλιακής ακτινοβολίας, εμποδίζοντας έτσι την αποβολή θερμότητας από τη Γη. Η έντονη παρουσία τους στην ατμόσφαιρα οφείλεται σχεδόν εξολοκλήρου στην καύση γαιανθράκων/υδρογονανθράκων για την παραγωγή ενέργειας. Αυτή ήταν τους τελευταίους δύο αιώνες και η κύρια πηγή ενέργειας για τον άνθρωπο λόγω της αφθονίας της στη φύση. Ωστόσο με τη ραγδαία αύξηση των παγκόσμιων ενεργειακών αναγκών, πολλαπλασιάστηκε και η κατανάλωση των φυσικών πόρων της Γης με αποτέλεσμα την έντονη ρύπανση και τη σταδιακή εξάντληση κάποιων εξ αυτών. Η εξέλιξη αυτή έφερε στο προσκήνιο εναλλακτικές λύσεις για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών. Οι λύσεις αυτές, γνωστές και ως ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), αξιοποιούνταν και στο παρελθόν, σε μικρό βαθμό, αλλά άρχισαν να παρουσιάζουν έντονη ανάπτυξη στο δεύτερο μισό του 20ου αιώνα. Οι ανανεώσιμες πηγές συναντώνται σε διάφορες μορφές στη φύση. Οι κυριότερες μορφές τους είναι η βιομάζα, η αιολική, η ηλιακή, η υδροηλεκτρική και η γεωθερμική ενέργεια. Πλέον οι πηγές αυτές έχουν διεισδύσει σε ένα ποσοστό στην παγκόσμια ενεργειακή παραγωγή, προκειμένου να ελαχιστοποιηθεί η χρήση των συμβατικών και ρυπογόνων πηγών, ενώ σε πολλές χώρες επικρατεί όλο και περισσότερο η τάση αξιοποίησης πολλών εξ αυτών ούτως ώστε να έχουν μια πολυμορφία στο ενεργειακό τους μείγμα. Η τεχνολογία που αναπτύχθηκε γύρω από το συνδυασμό διαφορετικών πηγών ενέργειας ονομάζεται υβριδική τεχνολογία. Ο όρος υβρίδιο στη βιολογία σημαίνει το αποτέλεσμα της διασταύρωσης δύο ανόμοιων οργανισμών, οι οποίοι όμως εκφράζουν κάποιο κοινό χαρακτηριστικό με διαφορετικό τρόπο. Με την ίδια φιλοσοφία η υβριδική τεχνολογία συνδυάζει τουλάχιστον μία ανανεώσιμη πηγή με μία συμβατική για την παραγωγή ενέργειας με απώτερο σκοπό τη μείωση των ρυπογόνων εκπομπών.

Στην Ελλάδα, λόγω της γεωγραφικής της τοποθεσίας, υπάρχει υψηλό ενεργειακό δυναμικό κυρίως όσον αφορά την αιολική και την ηλιακή ενέργεια. Η περιοχή του Αιγαίου μάλιστα χαρακτηρίζεται από έντονους ανέμους και ηλιοφάνεια σχεδόν καθ' όλη τη διάρκεια του έτους. Αυτός είναι και ο λόγος που εδώ και δεκαπέντε χρόνια περίπου γίνονται ενέργειες αξιοποίησης με εγκατάσταση ανεμογεννητριών και φωτοβολταϊκών πάνελ, ενώ στην ηπειρωτική χώρα έχουν κατασκευαστεί και οι πρώτοι υβριδικοί σταθμοί. Στα νησιά ωστόσο δεν έχει επιτευχθεί ακόμα η κατασκευή κάποιου υβριδικού σταθμού για λόγους ενεργειακής διαχείρισης και ευστάθειας του συστήματος.

1. ΥΒΡΙΔΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ

1.1Γενικά

Υβριδικό σύστημα ισχύος ονομάζεται ένα δυναμικό σύστημα το οποίο χρησιμοποιεί πάνω από μία μέθοδο παραγωγής ενέργειας για την επιτέλεση ενός σκοπού. Αυτός μπορεί να είναι είτε η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, είτε η λειτουργία ενός κινητήρα, καθώς επίσης και πολλές άλλες περιπτώσεις όπου απαιτείται παραγωγή ενέργειας. Συνήθως, συνδυάζεται τουλάχιστον μία ανανεώσιμη πηγή με μία συμβατική. Η παρουσία της συμβατικής πηγής εξυπηρετεί κυρίως την ανάγκη σταθερότητας στην παραγωγή, καθώς οι ανανεώσιμες πηγές διακρίνονται από περιοδικότητα. Για παράδειγμα η ένταση του ανέμου διακυμαίνεται ανάλογα με τα καιρικά φαινόμενα, η ηλιακή ακτινοβολία ακολουθεί μία περιοδική μεταβολή κ.ο.κ. Ωστόσο υπάρχουν πολλές περιπτώσεις στις οποίες δε γίνεται χρήση συμβατικών πηγών και η συμβατική πηγή αντικαθίσταται από ανανεώσιμες η οποίες παρουσιάζουν μεγαλύτερη σταθερότητα στην παραγωγή όπως η βιομάζα και οι κυψέλες καυσίμου. Τα υβριδικά συστήματα χαρακτηρίζονται ως δυναμικά, καθώς είναι σχεδιασμένα έτσι ώστε να εναλλάσσονται ανάμεσα στις διαθέσιμες πηγές ενέργειας ή και να τις συνδυάζουν ταυτόχρονα με αποτέλεσμα να εξαρτώνται κατά το ελάχιστο από τις μεταβολές των εξωγενών παραγόντων, όπως το τοπικό δίκτυο, η ηλιοφάνεια, η ένταση του ανέμου, η ροή του νερού κ.τ.λ.

Μια μεγάλη κατηγορία υβριδικών είναι αυτή της παραγωγής ενέργειας για ηλεκτροδότηση. Σε αυτήν την κατηγορία εντάσσεται και η παρούσα εργασία. Οι υβριδικοί σταθμοί που αποσκοπούν στην ηλεκτροδότηση μιας περιοχής βρίσκουν εφαρμογή κυρίως σε περιοχές όπου η σύνδεση με το κύριο δίκτυο δεν είναι εφικτή ή παρουσιάζει υψηλό κόστος. Για παράδειγμα μπορούν να αποτελέσουν λύση για απομονωμένα χωριά που βρίσκονται μακριά από τους σταθμούς παραγωγής της ΔΕΗ. Επίσης χρησιμοποιούνται για την τροφοδότηση κεραιών τηλεπικοινωνίας, καθώς οι τοποθεσίες των τελευταίων είναι σε μεγάλα υψόμετρα μακριά από το πλησιέστερο σημείο σύνδεσης με το δίκτυο.
Επιπλέον υβριδικά συστήματα χρησιμοποιούνται και στους κινητήρες οχημάτων. Η τεχνολογία που αναπτύσσεται πάνω σε αυτό το κομμάτι παρουσιάζει πολύ μεγάλο ενδιαφέρον και εξελίσσεται με ταχείς ρυθμούς.

1.2 Δομή

Ο σχεδιασμός και η δομή των σταθμών ποικίλλει ανάλογα με το μέγεθος της ισχύος που παράγει και τις διαθέσιμες ανανεώσιμες της περιοχής όπου είναι εγκατεστημένος. Η πιο συνηθισμένη μορφή που συναντάται περιλαμβάνει αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα. Επίσης πολλές φορές συνοδεύονται από μία μονάδα αποθήκευσης ενέργειας για την κάλυψη των αιχμών και τον περιορισμό της απορριπτόμενης ενέργειας. Στην Ελλάδα αυτός είναι ο παραγωγικότερος τύπος υβριδικών σταθμών, δεδομένου ότι τόσο το αιολικό όσο και το ηλιακό δυναμικό είναι υψηλά. Επίσης σε πολλές περιπτώσεις προστίθεται και μια μονάδα συμβατικής παραγωγής για την αντιμετώπιση των διακυμάνσεων της παραγωγής των ΑΠΕ. Στα ελληνικά νησιά για παράδειγμα χρησιμοποιούνται γεννήτριες Diesel ως κύρια πηγή ενέργειας και τα αιολικά/φωτοβολταϊκά πάρκα καλύπτουν ένα μικρό ποσοστό της ζήτησης. Όπως είναι αναμενόμενο, μία τέτοια διάταξη έχει υψηλό και μεταβαλλόμενο κόστος παραγωγής, πέραν των αρνητικών περιβαλλοντικών

επιπτώσεων. Για το λόγο αυτόν έχουν επινοηθεί παραλλαγές αυτού του τύπου, οι οποίες αντικαθιστούν τη συμβατική πηγή με μία ανανεώσιμη. Η πιο συνηθισμένη εξ αυτών είναι το υδρογόνο ή αλλιώς οι κυψέλες καυσίμου (fuel cells). Η λειτουργία τους βασίζεται στην καύση υδρογόνου κατά την οποία απελευθερώνονται ηλεκτρόνια και το προϊόν της καύσης είναι νερό. Συνεπώς αποτελεί μία πολύ καλή και οικολογική λύση, ωστόσο το κόστος είναι μέχρι στιγμής υψηλό.

1.3 Συστήματα αποθήκευσης

Όσον αφορά τη μονάδα αποθήκευσης υπάρχουν διάφορες επιλογές. Η πιο διαδεδομένη μέχρι σήμερα είναι η αντλησιοταμίευση, η οποία απαιτεί μία διάταξη αντλίας και στροβίλου σε συνδυασμό με μία δεξαμενή αποθήκευσης νερού. Πιο συγκεκριμένα, όταν η παραγωγή υπερβαίνει τη ζήτηση, τότε τίθεται σε λειτουργία η αντλία μέσω της περισσευούμενης ενέργειας και διοχετεύει με νερό τη δεξαμενή η οποία βρίσκεται σε κάποιο ύψος. Έπειτα, όταν παρουσιαστεί έλλειμμα ενέργειας, τροφοδοτείται ο υδροστρόβιλος με το νερό της δεξαμενής και παράγεται ηλεκτρικό ρεύμα. Η αντλησιοταμίευση συνηθίζεται κατά κόρον στα ελληνικά νησιά όπου οι ενεργειακές απαιτήσεις δεν είναι μεγάλες και το κόστος κατασκευής αποθηκευτικών μονάδων άλλου τύπου είναι ακριβό.
Άλλη μέθοδος αποθήκευσης ενέργειας είναι οι μπαταρίες. Τα πλεονεκτήματα των μπαταριών είναι ότι έχουν τη δυνατότητα να αποθηκεύσουν μεγάλα ποσά ενέργειας και με λιγότερες απώλειες από την αντλησιοταμίευση. Ακόμα έχουν ταχύτερη απόκριση και μπορούν να τεθούν σε λειτουργία πολύ πιο γρήγορα απ' ότι η αντλία και ο υδροστρόβιλος, ενώ το κόστος λειτουργίας τους είναι πολύ μικρό. Ωστόσο το κόστος κατασκευής τους είναι υψηλό και απαιτούν μεγάλες οικοδομικές εγκαταστάσεις. Το τελευταίο μπορεί να αποτελέσει πρόβλημα σε μικρά νησιά όπου η μορφολογία τους καθιστά δύσκολη την κατασκευή μεγάλων έργων. Όσον αφορά τους τύπους των μπαταριών που χρησιμοποιούνται η επιλογές είναι αρκετές. Πολύ συνηθισμένες είναι οι μπαταρίες μολύβδου, τα τελευταία χρόνια, ωστόσο, παρουσιάζουν ταχεία ανάπτυξη οι μπαταρίες ιόντων λιθίου. Η λειτουργία τους βασίζεται στη μετακίνηση ιόντων λιθίου από το αρνητικό ηλεκτρόδιο στο θετικό κατά την εκφόρτιση και το αντίστροφο κατά την εκφόρτιση. Κατά τη διαδικασία αυτή απελευθερώνονται μεγάλα ποσά ενέργειας ανά μονάδα όγκου, με αποτέλεσμα να διακρίνονται από μεγάλη πυκνότητα αποθήκευσης. Όπως είναι κατανοητό πρόκειται για επαναφορτιζόμενες μπαταρίες, οι οποίες, σε αντίθεση με άλλους τύπους επαναφορτιζόμενων μπαταριών, έχουν μεγάλο βάθος εκφόρτισης που αγγίζει πολλές φορές το 100%. Μπαταρίες ιόντων λιθίου συναντώνται καθημερινά σε πλήθος ηλεκτρικών συσκευών, εδώ και μερικά χρόνια όμως γίνονται απόπειρες για την αξιοποίησή τους σε σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής.
Μια τρίτη κατηγορία αποθηκευτικής μονάδας είναι οι υπερπυκνωτές[1] (ultracapaccitors). Οι υπερπυκνωτές είναι ηλεκτρικές διατάξεις που κατασκευαστικά θυμίζουν τους πυκνωτές με μόνη διαφορά ότι χρησιμοποιούν ως διαχωριστικό μεταξύ των οπλισμών ένα διάλυμα ηλεκτρολύτη αντί για ένα διηλεκτρικό υλικό. Με αυτών τον τρόπο αυξάνεται η πυκνότητα της ενέργειας που μπορεί να αποθηκευτεί. Επιγραμματικά παρουσιάζονται τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα των υπερπυκνωτών έναντι των μπαταριών.

<u>Πλεονεκτήματα</u>:
- Πολύ μεγαλύτερη πυκνότητα ισχύος από τις μπαταρίες (Η αιχμή μπορεί να φτάσει από 1000W/kg έως 1500W/kg)
- Υψηλή απόδοση (95%), μικρή εσωτερική αντίσταση
- Μεγαλύτερη διάρκεια ζωής από τις μπαταρίες
- Χαμηλό κόστος ανά κύκλο

- Ταχεία φόρτιση/εκφόρτιση
- Απλή μέθοδος φόρτισης (ικανότητα υπερφόρτισης χωρίς κινδύνους)

Μειονεκτήματα:
- Μικρή πυκνότητα ενέργειας (3 – 5 Wh/kg, ενώ για μπαταρίες μολύβδου–οξέως 30 – 40 Wh/kg)
- Μεγάλη διακύμανση της τερματικής τάσης, ανάλογα με το επίπεδο φόρτισης (state-of-charge)
- Φαινόμενο αυτοεκφόρτισης
- Μικρή τιμή τερματικής τάσης (απαιτούνται συστοιχίες υπερπυκνωτών για την επίτευξη υψηλότερων τάσεων)

Στον πίνακα[2] που ακολουθεί συγκρίνονται διάφορες μέθοδοι αποθήκευσης ενέργειας ως προς την απόδοση και το κόστος τους.

	supercap	SMES	flywheel	lead-acid	lithium-ion	NaS	redox-flow	hydrogen	pumped hydro	CAES
energy density in Wh/l	2-10	0,5-10	80-200	50-100	200-350	150-250	20-70	750/250bar 2400/liquid	0,27-1,5	3-6
installation costs in €/kW	150-200	high	300	150-200	150-200	150-200	1000-1500	1500-2000	500-1000	700-1000
installation costs in €/kWh	10000-20000	high	1000	100-250	300-800	500-700	300-500	0,3-0,6	5-20	40-80
reaction time	<10ms	1-10ms	>10ms	3-5ms	3-5ms	3-5ms	>1s	10min	>3min	3-10min
self-discharge rate	up to 25% in first 48h	10-15 %/day	5-15 %/h	0,1-0,4 %/day	5 %/month	10 %/day	0,1-0,4 %/day	0,003-0,03 %/day	0,005-0,02 %/day	0,5-1 %/day
cycle life-time	>1Mill.	>1Mill.	>1Mill.	500-2000	2000-7000	5000-10000	>10000	>5000		
life-time in years	15	20	15	5-15	5-20	15-20	10-15	20	80	ca. 25
system efficiency in %	77-83	80-90	80-95	70-75	80-85	68-75	70-80	34-40	75-82	60-70
short-term (<1min)	XXX	XXX	XXX		X		X			
mid-term (>1min,<2d)			X	XXX	XXX	XX	XX	X	XX	XX
long-term (>2d)				X		X	XX	XXX	XXX	XX

Πίνακας 1.1 με τα χαρακτηριστικά των συνηθέστερων μονάδων αποθήκευσης

Για τις ανάγκες της εργασίας η μονάδα αποθήκευσης που θα ληφθεί υπόψη είναι οι μπαταρίες ιόντων λιθίου. Όπως φαίνεται και από τα παραπάνω στοιχεία, ο συγκεκριμένος τύπος μπαταριών διακρίνεται από μεγάλη χωρητικότητα και αποδοτικότητα, ενώ το κόστος του είναι υψηλό. Αυτοί είναι και οι δύο κύριοι παράγοντες που θα παίξουν ρόλο στην επιλογή του μεγέθους του συσσωρευτή στη διαστασιολόγηση που θα γίνει μετέπειτα.

1.4 Μπαταρίες Ιόντων λιθίου

1.4.1 Γενικές πληροφορίες

Οι φορητές ενεργειακές εφαρμογές οδηγούν όλο και περισσότερο στην έρευνα και την ανάπτυξη εξελιγμένων συστημάτων μπαταριών. Πολλές φορές δίνεται περισσότερη σημασία στο επιπλέον ενεργειακό περιεχόμενο ενός συστήματος, απ' ότι στα οικονομικά χαρακτηριστικά που το διέπουν. Αυτό συμβαίνει σε μεγάλο βαθμό και στις μπαταρίες ιόντων λιθίου τα τελευταία τριάντα χρόνια. Ιδίως τα τελευταία χρόνια, οι ανάγκες για φορητότητα των εφαρμογών έχουν αυξηθεί κάτι που οδήγησε στην ανάγκη για μείωση του βάρους της μπαταρίας. Το λίθιο έχει το μικρότερο βάρος, τη μεγαλύτερη ενεργειακή πυκνότητα και τη μεγαλύτερη τάση απ' όλα τα μέταλλα. Τα χαρακτηριστικά αυτά το καθιστούν ιδανικό υλικό για την κατασκευή αποθηκευτικών συστημάτων με χαμηλή μάζα και μεγάλη χωρητικότητα.

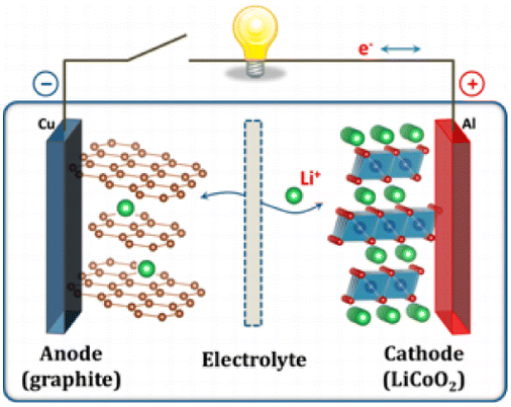
Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου[3] ανήκουν στην κατηγορία των επαναφορτιζόμενων μπαταριών. Η χρήση τους είναι σήμερα ευρέως διαδεδομένη σε ποικίλες εφαρμογές, με χαρακτηριστικό παράδειγμα τα κινητά τηλέφωνα, ενώ έχει αρχίσει να κάνει την εμφάνισή της και στα ηλεκτρικά αυτοκίνητα. Κύριο πλεονέκτημα που διαθέτουν είναι η μεγάλη πυκνότητα ενέργειας που μπορούν να αποθηκεύσουν για δεδομένη μάζα, ενώ επίσης μπορούν να παράγουν υψηλή τάση εξόδου με χαμηλό ποσοστό αποφόρτισης (1,5% ανά μήνα). Ωστόσο έχουν σχετικά χαμηλή διάρκεια ζωής (έως 7000 κύκλους), αυξάνεται η εσωτερική αντίστασή τους με την πάροδο του χρόνου, καθώς επίσης έχουν υψηλές απαιτήσεις σε ασφάλεια λόγω πιθανότητας υπερθέρμανσης ή υπερφόρτωσης.

Αναλόγως με την εφαρμογή, οι τύποι των μπαταριών ιόντων λιθίου ποικίλλουν. Ο διαχωρισμός [4] τους γίνεται με βάση τα υλικά τα οποία χρησιμοποιούνται. Για παράδειγμα σε μικρές φορητές ηλεκτρονικές συσκευές χρησιμοποιούνται κράματα λιθίου οξειδίου του κοβαλτίου (LiCoO) λόγω της υψηλής ενεργειακής του πυκνότητας. Επίσης σε πολλές περιπτώσεις προτιμώνται μπαταρίες με βάση το λίθιο φωσφορικού σιδήρου (LiFePO) και το λίθιο οξείδιο του μαγγανίου (LiMn2O). Ακόμα χρησιμοποιούνται μπαταρίες ιόντων λιθίου, νικελίου, μαγγανίου και κοβαλτίου (LiNiMnCoO2 ή NMC), οι οποίες χαρακτηρίζονται από μικρότερη ενεργειακή πυκνότητα αλλά και από περισσότερους κύκλους ζωής και περισσότερη ασφάλεια. Αυτές οι μπαταρίες βρίσκουν συχνά εφαρμογή σε ηλεκτρικά μηχανήματα και μηχανολογικό εξοπλισμό, ενώ εμφανίζονται κατά κόρον και στην αυτοκινητοβιομηχανία. Τέλος υπάρχει και η κατηγορία των μπαταριών λιθίου-θείου, η οποία παρουσιάζει το μεγαλύτερο λόγο απόδοσης/βάρους.

Ένα άλλο πλεονέκτημα των μπαταριών ιόντων λιθίου αποτελεί το γεγονός ότι το λίθιο βρίσκεται σε μεγαλύτερη αφθονία αποθεμάτων στο φλοιό της γης σε σχέση με το μόλυβδο και το νικέλιο (από 20 έως 100 φορές). Παρ' όλα αυτά ο λόγος που είναι λιγότερο σύνηθες όμως, οφείλεται στο γεγονός ότι το λίθιο είναι πολύ πιο αντιδραστικό από οποιοδήποτε άλλο μέταλλο και έτσι δεν βρίσκεται σε ελεύθερη κατάσταση, αλλά συνδυασμένο με άλλα στοιχεία. Η παρακάτω εικόνα παρουσιάζει τη σχετική αφθονία του φλοιού της γης σε χημικά στοιχεία. Ακόμη, βαρέα μέταλλα όπως το κάδμιο και ο υδράργυρος δεν χρησιμοποιούνται πλέον λόγω της τοξικότητάς τους, που μπορεί να είναι και 1000 φορές πιο τοξικά από το λίθιο.

1.4.2 Αρχές λειτουργίας

Οι μπαταρίες αυτές αποτελούνται από ένα σύνολο κυψελών, η λειτουργία των οποίων βασίζεται στην κίνηση ιόντων μεταξύ του θετικού και του αρνητικού ηλεκτροδίου. Συγκεκριμένα κατά τη φόρτιση, όταν εφαρμόζεται τάση στα άκρα της μπαταρίας, ιόντα μετακινούνται από το θετικό στο αρνητικό ηλεκτρόδιο και αντίστροφα όταν εφαρμόζεται κάποιο φορτίο στα άκρα της. Η κάθε ημι-κυψέλη έχει μία ηλεκτρεγερτική δύναμη (ΗΕΔ), που καθορίζεται από την ικανότητά της να οδηγεί το ηλεκτρικό ρεύμα εκτός της κυψέλης. Η συνολική ΗΕΔ [5] της κυψέλης είναι η διαφορά των επιμέρους ΗΕΔ της κάθε ημι-κυψέλης. Θεωρώντας τις επιμέρους ΗΕΔ ως Ε1 και Ε2 η συνολική ή συνιστάμενη ΗΕΔ της κυψέλης Enet ισούται με Enet = E2 - E1 .



Εικόνα 1.1 Αναπαράσταση της λειτουργίας μπαταρίας ιόντων λιθίου

Πιο συγκεκριμένα, η κάθε κυψέλη της μπαταρίας αποτελείται από μία άνοδο και μία κάθοδο, που χωρίζονται από έναν ηλεκτρολύτη, ο οποίος μεταφέρει τα ιόντα της διεργασίας. Παρακάτω αναφέρεται η χημική αντίδραση, αρχικά μιας κυψέλης, και στη συνέχεια της καθόδου και της ανόδου[6].

Για όλη την κυψέλη: $C + LiCoO_2 \leftrightarrow LiC_6 + Li_{0.5}CoO_2$

Για την κάθοδο: $LiCoO_2 - Li^+ - e^- \leftrightarrow Li_{0.5}CoO_2 \Rightarrow 143$ mAh/g

Για την άνοδο: $6C + Li^+ + e^- \leftrightarrow LiC_6 \Rightarrow 372$ mAh/g

Μπαταρίες ιόντων λιθίου. Εικόνες από lithium-ion batteries.com

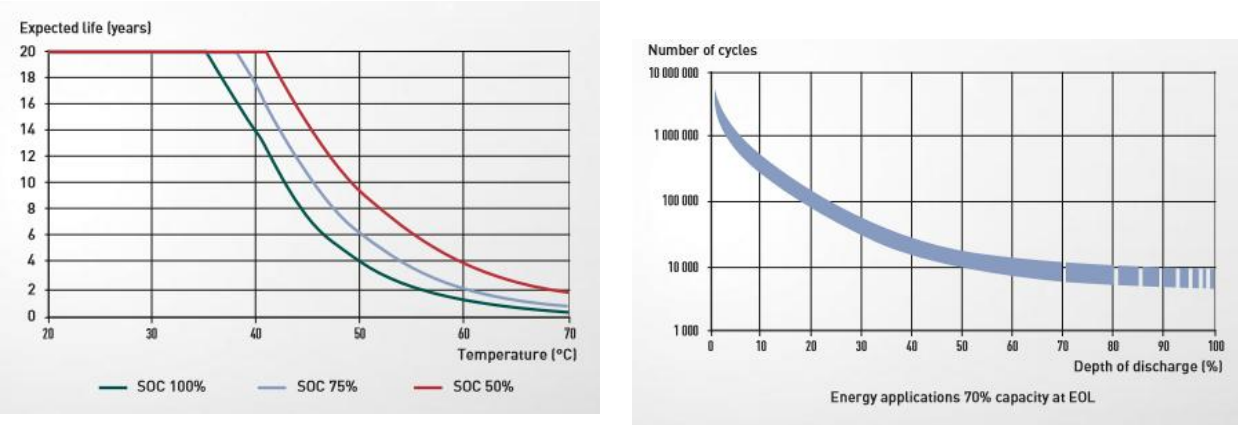
1.4.3 Χαρακτηριστικά μεγέθη

Τα μεγέθη που χαρακτηρίζουν τη λειτουργία και την απόδοση μιας μπαταρίας έχουν να κάνουν κυρίως με την απόδοσή της σε ενέργεια και ισχύ, αλλά και με τη διάρκεια ζωής της. Αυτά είναι η ειδική ενέργεια, η ειδική ισχύς, η ενεργειακή πυκνότητα, ο βαθμός απόδοσης, το κόστος, ο ρυθμός αυτοεκφόρτισης, η ονομαστική τάση και οι κύκλοι ζωής. Στον παρακάτω πίνακα [3][4] παρατίθεται το εύρος αυτών των μεγεθών που ισχύει για τις μπαταρίες ιόντων λιθίου σημερινής τεχνολογίας.

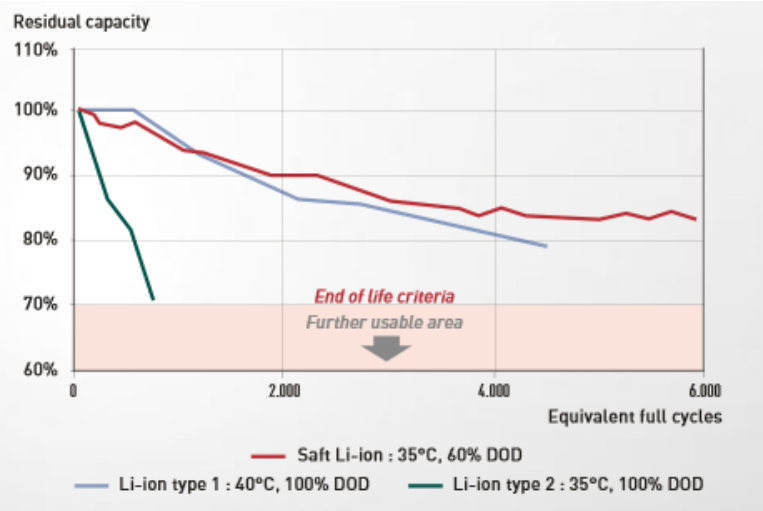
Ειδική ενέργεια (Wh/kg)	Ειδική ισχύς (W/kg)	Ενεργειακή πυκνότητα (Wh/L)	Ρυθμός αυτοεκφόρτισης (%/μήνα)	Βαθμός απόδοσης (%)	Κόστος (€/Wh)	Διάρκεια ζωής (Κύκλοι)	Ονομαστική ισχύς κυψέλης (V)
100-265	150-400	250-680	8-31	80-90	0,4	400-7000	3,2-3,8

Οι κύκλοι ζωής παρουσιάζουν μεγάλο εύρος καθώς εξαρτώνται από το βάθος εκφόρτισης του κάθε κύκλου. Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου είναι οι μόνες επαναφορτιζόμενες μπαταρίες που μπορούν να αποφορτιστούν πλήρως και δεν έχουν τεχνικά ελάχιστα. Ωστόσο όσο μεγαλώνει το βάθος εκφόρτισης τόσο ελαττώνονται οι κύκλοι ζωής του συσσωρευτή. Οι μπαταρίες λειτουργούν καλύτερα σε θερμοκρασιακές συνθήκες δωματίου[5]. Οποιαδήποτε απόκλιση από αυτή την περιοχή μειώνει τη διάρκεια ζωής της μπαταρίας αλλά και την απόδοσή της. Σημειώνεται ότι το να λειτουργείται μία μπαταρία σε υψηλότερες από αυτή θερμοκρασίες μπορεί να βελτιώσει στιγμιαία την απόδοσή της μειώνοντας την εσωτερική αντίσταση και επιταχύνοντας τις επιμέρους χημικές διαδικασίες, όμως τέτοιες συνθήκες μειώνουν τη διάρκεια ζωής της μπαταρίας. Ωστόσο μερικοί κατασκευαστές μπαταριών εκμεταλλεύονται αυτό το γεγονός και ορίζουν ως ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας τους 27°C.
Σε χαμηλές θερμοκρασίες η εσωτερική αντίσταση της μπαταρίας αυξάνεται ενώ η χωρητικότητά της μειώνεται. Ακόμη, μπαταρίες που θα απέδιδαν το 100% της χωρητικότητάς τους σε θερμοκρασία 27°C, αποδίδουν μόνο το 50% αυτής σε θερμοκρασίες -18°C. Ωστόσο η μείωση αυτή της χωρητικότητας είναι προσωρινή και σχετίζεται με την χημεία της μπαταρίας.

Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου λειτουργούν σε ορισμένες περιπτώσεις καλύτερα σε υψηλότερες θερμοκρασίες. Η θερμότητα, όπως αναφέρθηκε, μειώνει την εσωτερική αντίσταση ενώ ταυτόχρονα καταπονεί την μπαταρία. Καθημερινό παράδειγμα αποτελεί η μπαταρία του αυτοκινήτου, όπου σε ψυχρά κλίματα έχει μειωμένη απόδοση και δεν προσφέρει ικανοποιητική ισχύ, όπως συμβαίνει σε θερμότερα κλίματα. Όπως φαίνεται και από τα παρακάτω γραφήματα[7], η διάρκεια ζωής της μπαταρίας εξαρτάται από το βάθος εκφόρτισης και τη θερμοκρασία λειτουργίας.



Σχήμα 1.1 Διακύμανση διάρκειας ζωής συναρτήσει της θερμοκρασίας και του βάθους εκφόρτισης (αριστερά) και των κύκλων συναρτήσει του βάθους εκφόρτισης για θερμοκρασία λειτουργίας 25°C (δεξιά)



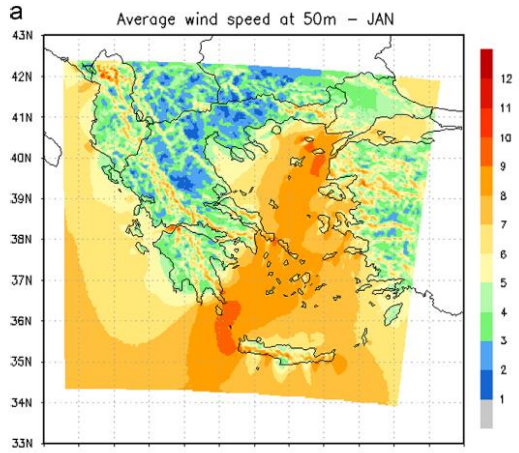
Σχήμα 1.2 Κύκλοι λειτουργίας συναρτήσει του βάθους αποφόρτισης

2. ΣΗΜΕΡΙΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ

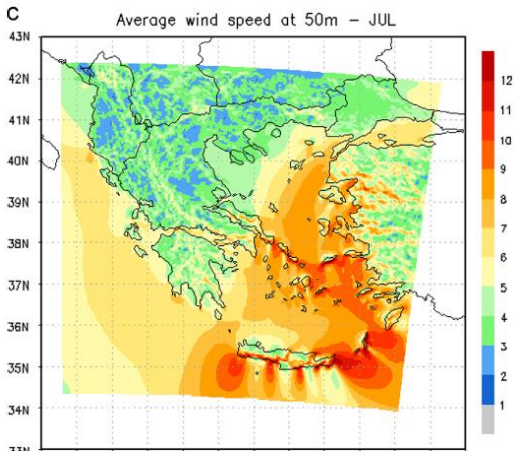
2.1 Παρούσα κατάσταση ελληνικών νησιών

Η ηλεκτροδότηση στα ελληνικά νησιά, τόσο του Αιγαίου όσο και του Ιονίου, στηρίζεται σε αυτόνομους σταθμούς παραγωγής (ΑΣΠ) οι οποίοι χρησιμοποιούν ως κύριο καύσιμο το πετρέλαιο ή παράγωγά του (π.χ. μαζούτ). Αυτό καταστεί τα νησιά ιδιαιτέρως ρυπογόνα, εάν λάβουμε ακόμα υπόψη ότι οι γεννήτριες λειτουργούν σε χαμηλούς βαθμούς απόδοσης λόγω των διακυμάνσεων του φορτίου. Επιπλέον η κατάσταση αυτή είναι οικονομικά ασύμφορη καθώς πέραν του κόστους των καυσίμων, δαπανώνται επιπρόσθετα χρήματα για τη μεταφορά τους στα νησιά. Μάλιστα, κατά μέσο όρο, η παραγωγή ενέργειας των ελληνικών νησιών, λαμβάνοντας υπόψη όλα τα προαναφερθέντα κόστη και τα κόστη λειτουργίας, ανέρχεται στα 200 €/Mwh, ποσό που είναι υψηλό. Από την άλλη το κόστος πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από τη ΔΕΗ στους καταναλωτές είναι ενιαίο για όλη την επικράτεια με αποτέλεσμα στα νησιά όπως η Κάρπαθος η τιμή πώλησης της ενέργειας να είναι υποτριπλάσια από το κόστος παραγωγής. Τη διαφορά αυτή καλείται να καλύψει το κράτος με τις λεγόμενες υπηρεσίες κοινής ωφέλειας (Υ.Κ.Ω.), το οποίο είναι ζημιογόνο για την οικονομία. Αντιθέτως, σύμφωνα με στοιχεία του Κλιμακίου Ήπιων Μορφών Ενέργειας, το οποίο είναι υπεύθυνο για την εκμετάλλευση και συντήρηση των ανεμογεννητριών στα ελληνικά νησιά, προκύπτει ότι με την αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας παρουσιάζονται σημαντικά κέρδη. Επομένως μία πολλά υποσχόμενη λύση στο ενεργειακό ζήτημα των νησιών είναι η αξιοποίηση ανανεώσιμων πηγών μέσω υβριδικών σταθμών.

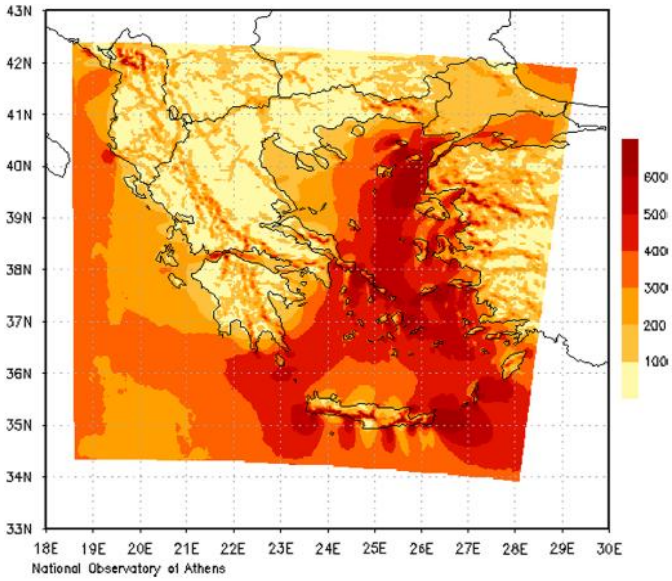
Ένα τέτοιο εγχείρημα φαντάζει εφικτό καθώς τα ελληνικά νησιά χαρακτηρίζονται από πλούσιο ενεργειακό δυναμικό. Ιδίως στην περιοχή του Αιγαίου όπου οι άνεμοι είναι ισχυροί κατά τη μεγαλύτερη διάρκεια του χρόνου και η ηλιοφάνεια έντονη. Αυτό μπορεί να το συμπεράνει κανείς από τα παρακάτω σχήματα του εθνικού αστεροσκοπείου Αθηνών, όπου απεικονίζονται η μέση ταχύτητα του ανέμου στην περιοχή του Αιγαίου για τους μήνες Ιανουάριο και Ιούλιο, η πιθανότητα ισχύος σε W/m^2 καθώς επίσης η μέση ετήσια ένταση ηλιακής ακτινοβολίας.



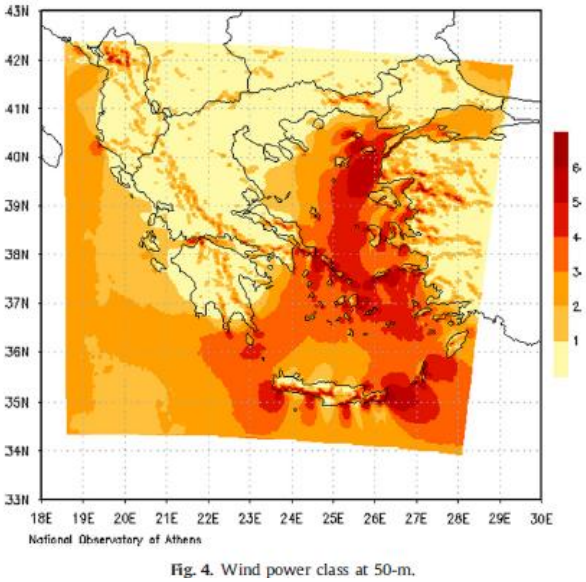
Εικόνα 2.1 Μέση ταχύτητα ανέμου για το μήνα Ιανουάριο



Εικόνα 2.2 Μέση ταχύτητα ανέμου για το μήνα Ιούλιο



Εικόνα 2.3 Δυνατότητα αιολικής ισχύος σε Watt ανά τετραγωνικό μέτρο



Εικόνα 2.4 Τάξη αιολικής ισχύος στα 50 m

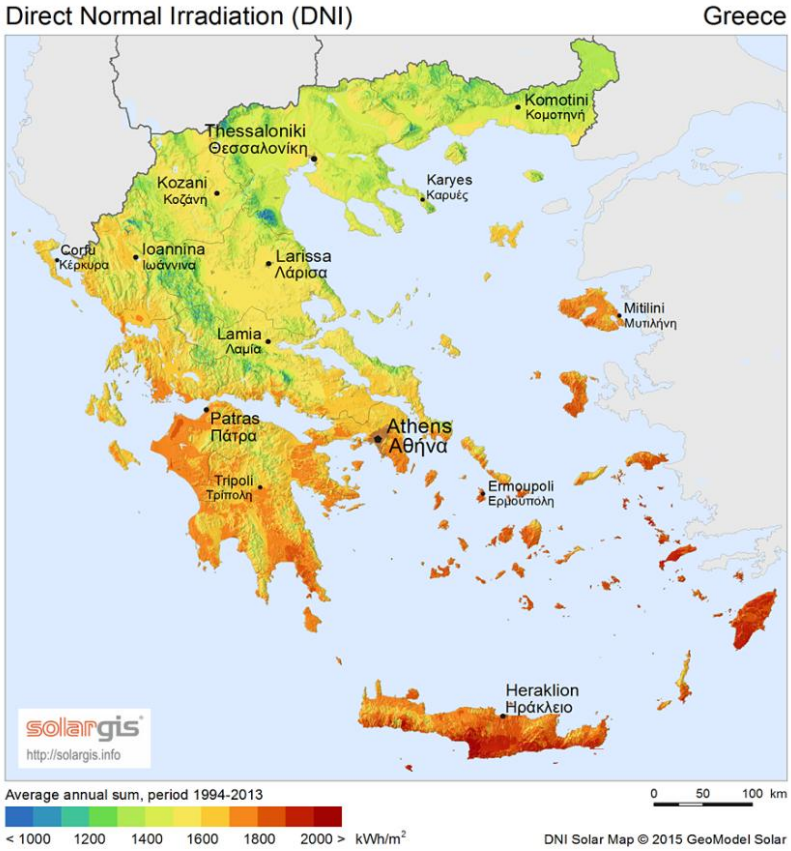
Η τάξη της αιολικής ισχύος [8] είναι ένα μέσο αξιολόγησης του ανέμου που πνέει σε μία περιοχή και γίνεται με βάση τον παρακάτω πίνακα.

Τάξη Αιολικής Ισχύος	Πυκνότητα πιθανότητας ισχύος Wm^{-2}	Εμπορική βιωσιμότητα
1	0-200	Πολύ κακή
2	200-300	Κακή
3	300-400	Οριακή
4	400-500	Καλή
5	500-600	Πολύ καλή
6	>600	Εξαιρετική

Πίνακας 2.1

Όπως μπορούμε να δούμε το αιολικό δυναμικό του Αιγαίου είναι αρκετά καλό, ενώ το υπό μελέτη νησί, η Κάρπαθος, είναι αιολικής τάξης 4-5, που δηλώνει ότι έχει δυνατότητες βιώσιμης αξιοποίησης του αιολικού της δυναμικού.

Όσον αφορά την ηλιακή ενέργεια, ηΕλλάδα βρίσκεται σε πλεονεκτική θέση λόγω της γεωγραφικής της τοποθεσίας. Βρίσκεται στην εύκρατη ζώνη που χαρακτηρίζεται από έντονη ηλιοφάνεια κατά το μεγαλύτερο μέρος του χρόνου. Η ηλιακή ακτινοβολία σε περιοχές όπως αυτή του Αιγαίου είναι πολύ έντονη που σημαίνει ότι με χρήση φωτοβολταϊκών πάρκων μπορεί να αξιοποιηθεί σημαντικό μέρος της ηλιακής ενέργειας. Σε συνδυασμό με την υψηλή αιολική παραγωγή προκύπτει ένα αξιόλογο μείγμα, το οποίο με τη σωστή μελέτη και διαχείριση θα μπορούσε να καλύψει ένα μεγάλο μέρος της ενεργειακής ζήτησης.



Εικόνα 2.5 Μέση συνολική ετήσια ηλιακή ενέργεια (1994-2013)

Σύμφωνα με το παραπάνω γράφημα [9], η συνολική ηλιακή ενέργεια ανά τετραγωνικό μέτρο που προσπίπτει στην περιοχή της Καρπάθου είναι περίπου 1600 kWh κάθε χρόνο. Δεδομένου ότι τα φωτοβολταϊκά πάρκα έχουν ένα βαθμό απόδοσης 14%, η αξιοποιήσιμη ηλιακή ενέργεια ανά τετραγωνικό μέτρο είναι περίπου 224 kWh ετησίως. Αυτός είναι και ο λόγος που από το 2005 και έπειτα τα φωτοβολταϊκά πάρκα παρουσίασαν έντονη ανάπτυξη σε όλη τη χώρα, ωστόσο με τα σημερινά οικονομικά δεδομένα και την πτώση της τιμής πώλησης του ρεύματος από φωτοβολταϊκούς σταθμούς, μειώθηκαν αισθητά οι εγκαταστάσεις νέων πάρκων. Παρ' όλα αυτά η ηλιακή ενέργεια εξακολουθεί να αποτελεί μία αξιόπιστη και καθαρή λύση για την ηλεκτροπαραγωγή της χώρας.

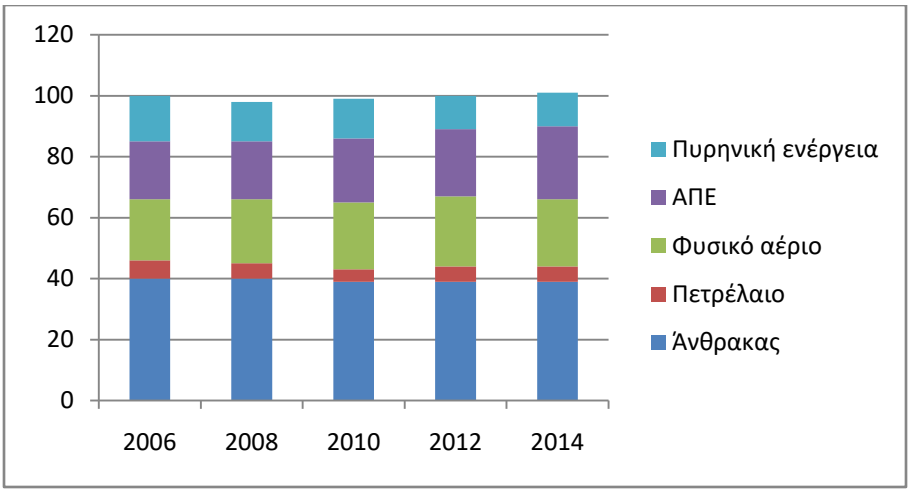
2.2 Αξιοποίηση των ΑΠΕ από τα ελληνικά νησιά

Στον παρακάτω πίνακα [10] αναγράφεται το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ και των συμβατικών πηγών διάφορων ελληνικών νησιών για το έτος 2014.

Νησί	Ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ (%)	Ποσοστό διείσδυσης Diesel/Μαζούτ (%)
ΛΕΣΒΟΣ	15,90	84,1
ΚΩΣ	13,15	86,85
ΧΙΟΣ	11,53	88,47
ΠΑΡΟΣ	16,95	83,05
ΣΑΜΟΣ	19,70	80,3
ΘΗΡΑ	0,32	99,68
ΜΥΚΟΝΟΣ	3,52	96,48
ΣΥΡΟΣ	6,23	93,68
ΚΑΛΥΜΝΟΣ	2,82	97,18
ΛΗΜΝΟΣ	9,82	90,18
ΜΗΛΟΣ	15,53	84,47
ΚΑΡΠΑΘΟΣ	11,97	88,03
ΙΚΑΡΙΑ	10,02	89,98
ΠΑΤΜΟΣ	9,48	90,52
ΣΙΦΝΟΣ	1,80	98,2
ΣΚΥΡΟΣ	2,93	97,07
ΣΥΜΗ	1,92	98,08
ΑΜΟΡΓΟΣ	4,91	95,09
ΚΥΘΝΟΣ	4,86	95,14
ΣΕΡΙΦΟΣ	2,05	97,95
ΑΣΤΥΠΑΛΑΙΑ	7,75	92,25

Πίνακας 2.2 Καταμερισμός ενεργειακής παραγωγής νησιών του Αιγαίου

Παρατηρούμε πως, παρά το γεγονός ότι το αιολικό και το ηλιακό δυναμικό των νησιών είναι έντονο, το ποσοστό αξιοποίησής του από τα νησιά δεν είναι ανάλογο. Αντ' αυτού η κύρια πηγή ενέργειας παραμένει επί δεκαετίες το πετρέλαιο. Αυτό συμβαίνει κυρίως επειδή τα δίκτυα των νησιών είναι αυτόνομα και η περιοδικότητα που παρουσιάζουν οι ανανεώσιμες δημιουργούν δυσκολίες στη διαχείριση της παραγόμενης ενέργειας, κάτι που δεν ισχύει όταν η βάση της παραγωγής είναι το μαζούτ ή το πετρέλαιο. Ωστόσο στην παγκόσμια παραγωγή επικρατεί όλο και περισσότερο η τάση μείωσης του πετρελαίου ως μέσου για την παραγωγή ηλεκτρισμού. Αυτό φαίνεται και στο παρακάτω γράφημα όπου παρουσιάζεται το παγκόσμιο ενεργειακό μείγμα της τελευταίας δεκαετίας. Σήμερα το πετρέλαιο χρησιμοποιείται για την κάλυψη μόνο του 5% των ενεργειακών απαιτήσεων για ηλεκτροπαραγωγή και το ποσοστό αυτό διαρκώς μειώνεται.



Σχήμα 2.1 Καταμερισμός ενεργειακών πηγών την τελευταία δεκαετία [13]

Η χρήση του πετρελαίου ως ενεργειακή πηγή, πέραν των περιβαλλοντικών συνεπειών, εμπεριέχει και μια αβεβαιότητα σε ό,τι αφορά το κόστος παραγωγής καθώς αυτό είναι άμεσα εξαρτημένο από την τιμή του πετρελαίου, η οποία είναι ευμετάβλητη. Για παράδειγμα σε περιόδους όπου οι γεωπολιτικές συνθήκες στις χώρες εξόρυξής του είναι τεταμένες, η τιμή του πετρελαίου μπορεί να παρουσιάσει μεγάλες αυξομειώσεις και συνεπώς το κόστος παραγωγής μπορεί να είναι ασταθές κατά τη χρονική περίοδο αυτή. Επομένως τίθεται το ζήτημα της απεξάρτησης της ηλεκτροπαραγωγής των ελληνικών νησιών από το πετρέλαιο και τα παράγωγά του. Ένα τέτοιο εγχείρημα σαφώς δεν είναι απλό, όμως η αφθονία αιολικού και ηλιακού δυναμικού στην περιοχή του Αιγαίου δίνει αυτήν τη δυνατότητα.

2.3 Γενικά στοιχεία Καρπάθου-Κάσου

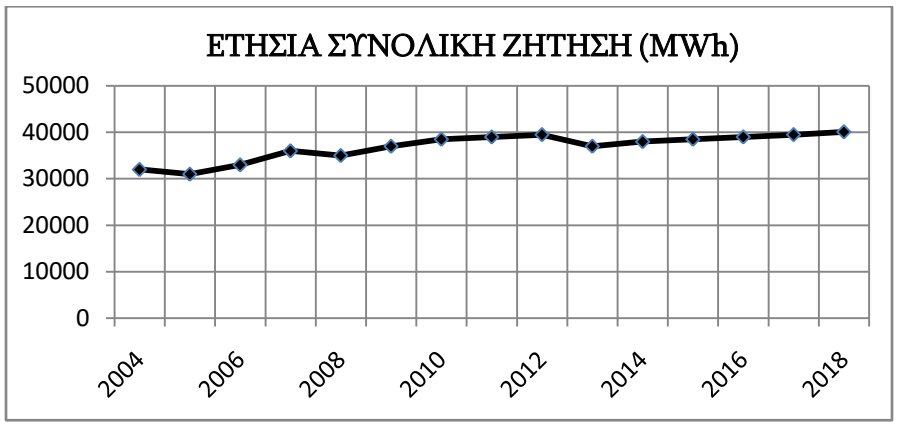
Η Κάρπαθος είναι ένα νησί του νοτιοανατολικού Αιγαίου και υπάγεται στα Δωδεκάνησα. Βρίσκεται ανάμεσα στη Ρόδο και την Κρήτη και είναι το δεύτερο σε έκταση νησί του συμπλέγματος, μετά τη Ρόδο, με συνολική επιφάνεια 302,15 τετραγωνικά χιλιόμετρα. Σύμφωνα με την απογραφή του 2011, οι μόνιμοι κάτοικοι του νησιού είναι 7120, ενώ σε συνδυασμό με την Κάσο, η οποία βρίσκεται σε πολύ μικρή απόσταση νοτιοδυτικά της Καρπάθου και το νησί Σαρία που βρίσκεται βόρια της Καρπάθου, ο συνολικός πληθυσμός ανέρχεται στους7.500 κατοίκους. Πρωτεύουσά της είναι τα Πηγάδια και χωρίζεται σε εννέα διοικητικά διαμερίσματα. Σημαντικοί οικισμοί είναι το Μεσοχώρι, η Βωλάδα, οι Μενετές, το Απέρι, οι Πύλες, το Διαφάνι, η Αρκάσα και ο Όλυμπος.
Η μορφολογία της μπορεί να χαρακτηριστεί ως κρημνώδης, καθώς αποτελείται από ορεινές και βραχώδεις περιοχές που φτάνουν έως και τα 1220 μέτρα. Χαρακτηριστικό του νησιού είναι η έντονη χλωρίδα αφού διαθέτει πυκνές δασικές εκτάσεις κυρίως στο βόρειο και το νότιο τμήμα. Επίσης η ακτογραμμή της περιλαμβάνει πολλούς μικρούς κολπίσκους με όμορφες παραλίες και πολλά σπήλαια, ενώ αποτελεί τόπο διαμονής μερικών υπό εξαφάνιση πτηνών όπως ο Μαυροπετρίτης και ο Αιγιόγλαρος. Αξίζει δε να σημειωθεί ότι η περιοχή μεταξύ βορείου Καρπάθου και Σαρίας έχει χαρακτηριστεί ως προστατευόμενη και έχει ενταχθεί στο δίκτυο NATURA 2000 (δίκτυο σημαντικών οικολογικά περιοχών Ευρώπης) με κωδικό GR4210003. Ο λόγος είναι επειδή η περιοχή αποτελεί έναν πολύ σημαντικό βιότοπο για πολλά είδη χλωρίδας και πανίδας τα οποία συναντώνται αποκλειστικά και μόνο εκεί.

Εικόνα 2.6 Το σύμπλεγμα Καρπάθου-Κάσου

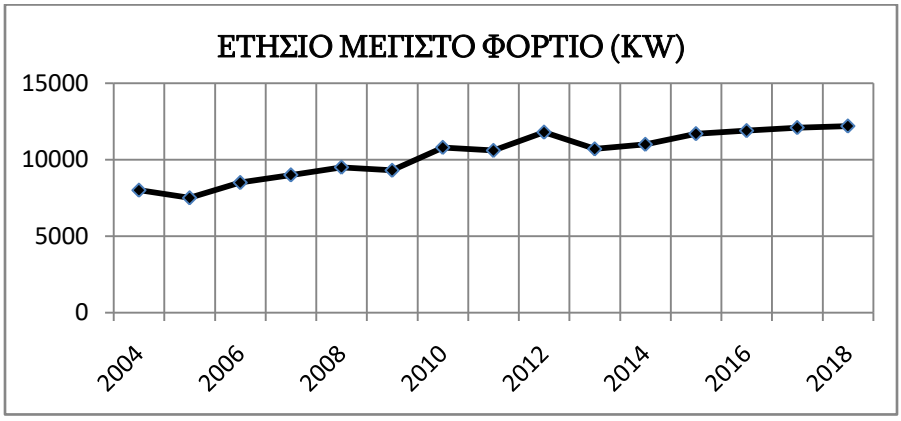
Όσον αφορά την οικονομία του νησιού αυτή βασίζεται κυρίως στον τουρισμό, την αλιεία και την κτηνοτροφία. Λόγω του φυσικού ανάγλυφου, των αρχαιολογικών χώρων και των παραδοσιακών οικισμών της αποτελεί πόλο έλξης για πολλούς επισκέπτες από όλον τον κόσμο. Βασικό πρόβλημα του νησιού είναι η ανεπάρκεια πόσιμου νερού καθώς δεν υπάρχουν πολλές υδάτινες πηγές, ενώ το δίκτυο άρδευσης είναι παλιό. Το πρόβλημα εντείνεται κατά τους θερινούς μήνες όπου η προσέλευση του κόσμου αυξάνεται σημαντικά. Αξίζει να σημειωθεί ότι το 1989 ξεκίνησαν διαδικασίες για την κατασκευή ενός φράγματος στην περιοχή του Σχοινιά, όπου οι υδάτινες απορροές και οι βροχοπτώσεις απέδιδαν τα μέγιστα. Ωστόσο το έργο έμεινε ανεκπλήρωτο από το 1999 και έπειτα, αφού είχε αποπερατωθεί μόλις το 25% του έργου. Έκτοτε έγιναν κάποιες προσπάθειες επανεκκίνησής του χωρίς ωστόσο κάποιο αποτέλεσμα.

2.4 Ενεργειακά στοιχεία Καρπάθου-Κάσου

Η Κάρπαθος, όσον αφορά τη ζήτηση ηλεκτρικής [10] ενέργειας καθώς και τη διακύμανσή της κατά τη διάρκεια του έτους, δε διαφέρει πολύ από τα περισσότερα ελληνικά νησιά αυτού του μεγέθους. Η ετήσια ζήτηση σήμερα, λαμβάνοντας υπόψη και τη γειτονική Κάσο, είναι 38 GWh με μέγιστη αιχμή 12MW η οποία συνήθως εμφανίζεται κατά τους θερινούς μήνες, ενώ ο συντελεστής φορτίου κυμαίνεται στο 37%. Τόσο το ετήσιο φορτίο όσο και η μέγιστη αιχμή παρουσιάζουν μικρή σταδιακή αύξηση κατά την πάροδο των χρόνων, η οποία παρουσιάζεται στα παρακάτω διαγράμματα μαζί με μία εκτίμηση για το άμεσο μέλλον.



Σχήμα 2.2 Διακύμανση ετήσιας ζήτησης Καρπάθου

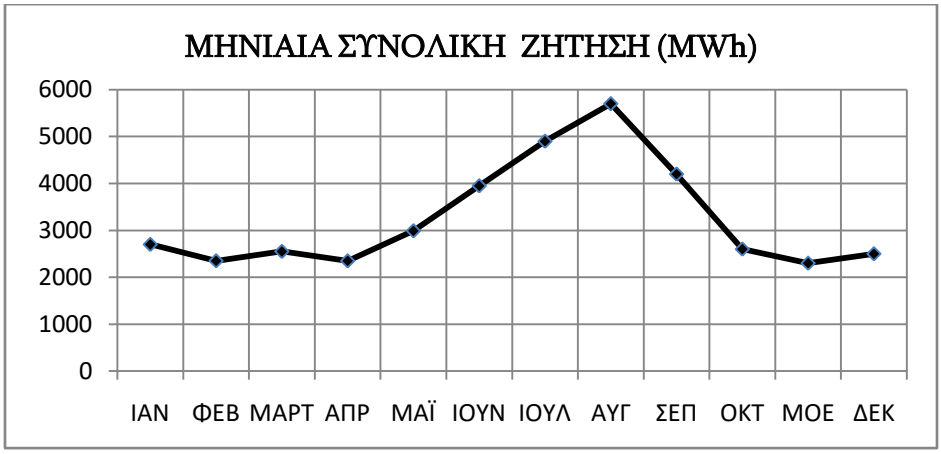


Σχήμα 2.3 Εξέλιξη ετήσιου μέγιστου φορτίου Καρπάθου την τελευταία δεκαετία

Αντίθετα ο συντελεστής φορτίου παρουσιάζει μια σταδιακή μείωση, γεγονός που οφείλεται στην αύξηση της ετήσιας μέγιστης αιχμής.

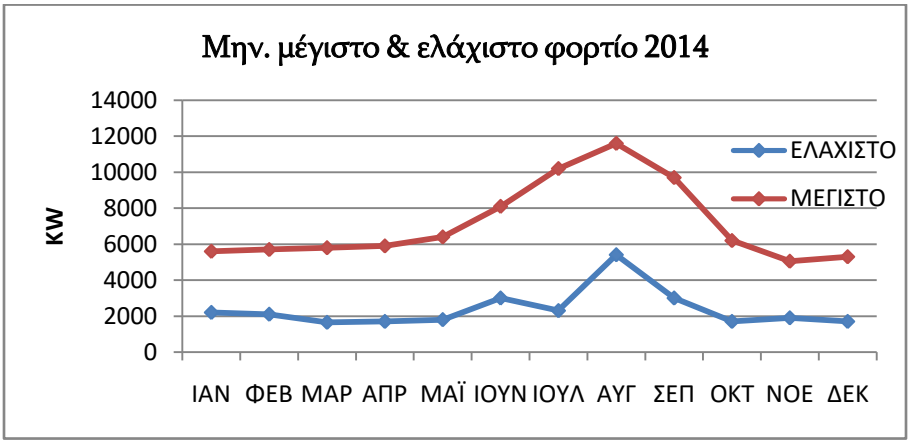
Σχήμα 2.4 Εξέλιξη του συντελεστή φορτίου Καρπάθου την τελευταία δεκαετία

Η διακύμανση της μηνιαίας ζήτησης του νησιού είναι αναμενόμενη για τις ανάγκες ενός ελληνικού νησιού αυτού του μεγέθους. Κινείται σε χαμηλά επίπεδα κατά τη μεγαλύτερη διάρκεια του χρόνου, εμφανίζει μια απότομη μεταβολή το καλοκαίρι και κορυφώνεται τον Αύγουστο.



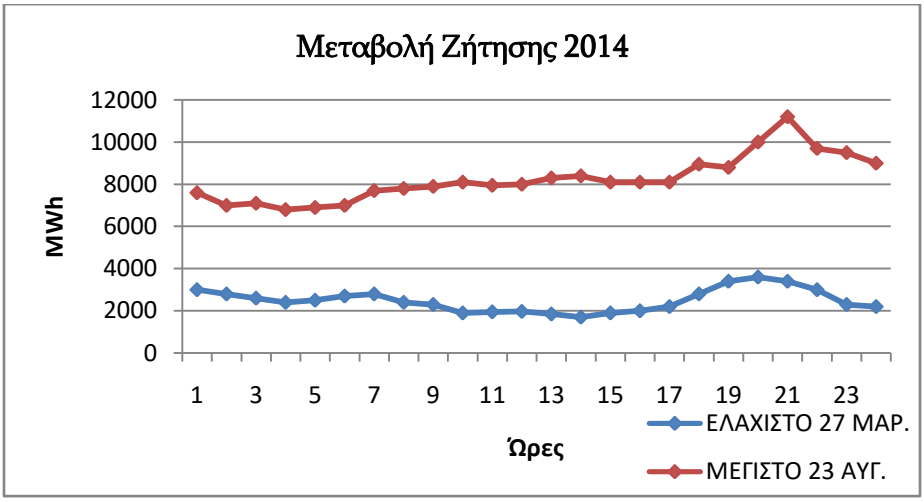
Σχήμα 2.5 Διακύμανση της μηνιαίας ζήτησης της Καρπάθου (2014)

Η διακύμανση του μηνιαίου φορτίου (μέγιστου και ελάχιστου) παρουσιάζει την παρακάτω καμπύλη, σύμφωνα με την οποία η πιο έντονη περίοδος είναι μεταξύ Ιουνίου και Σεπτεμβρίου.

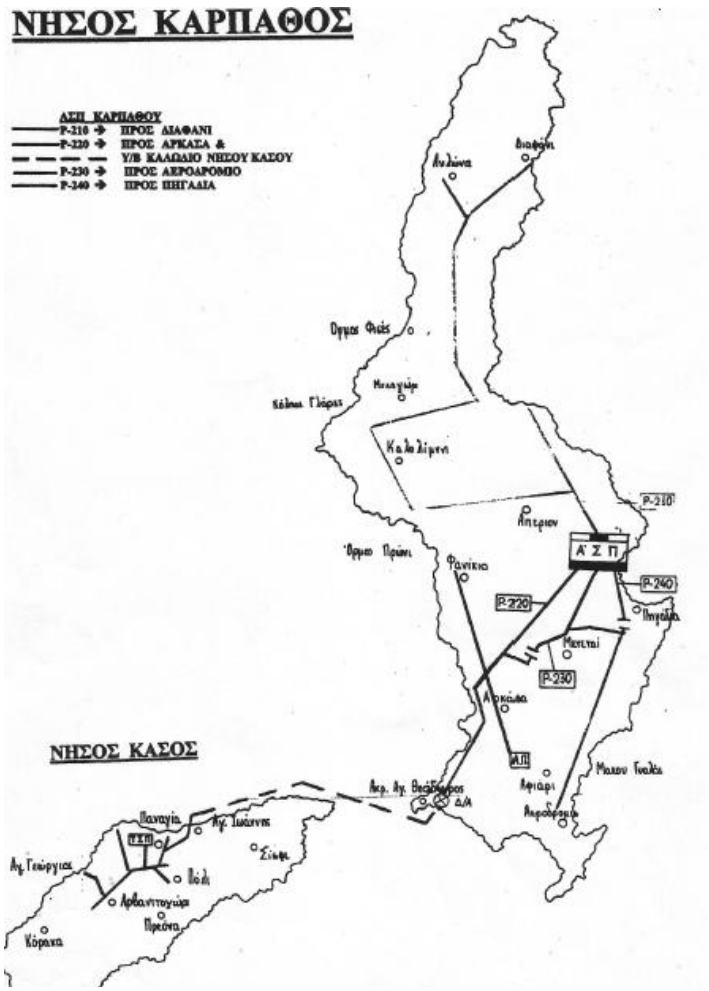


Σχήμα 2.6 Ετήσια διακύμανση μηνιαίου μέγιστου και ελάχιστου φορτίου Καρπάθου για το έτος 2014

Στο παρακάτω σχήμα αποτυπώνεται η μεταβολή της ζήτησης κατά τη διάρκεια του εικοσιτετραώρου, την ημέρα που εμφανίστηκε η μέγιστη ζήτηση (23 Αυγούστου) και η ελάχιστη (27 Μαρτίου).



Σχήμα 2.7 Ημερήσια μεταβολή της μέγιστης (23 Αυγ. και της ελάχιστης (27 Μαρτ.) ζήτησης της Καρπάθου για το έτος 2014



Ηλεκτρικό δίκτυο Καρπάθου-Κάσου

Η παραγωγή ενέργειας του νησιού στηρίζεται κατά κύριο λόγο στην καύση μαζούτ και diesel. Το 12% της παραγωγής προέρχεται από αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα ενώ εδώ και μερικά χρόνια έχουν αρχίσει να εγκαθίστανται φωτοβολταϊκά πάνελ και σε στέγες σπιτιών.

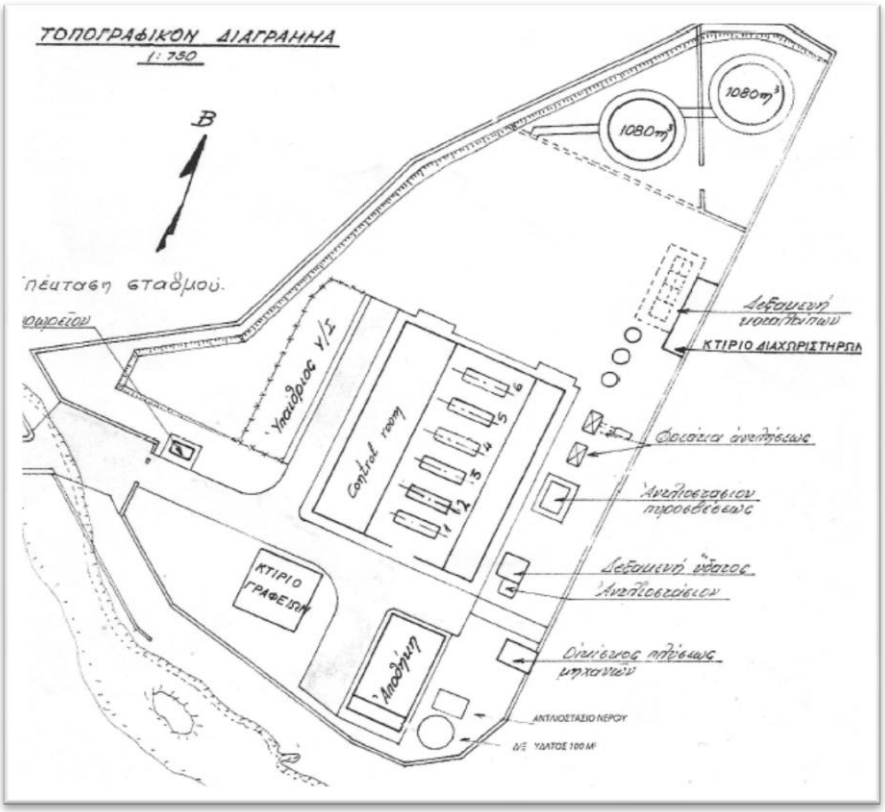
Το 2015 η συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς ήταν 1,23 MW και η φωτοβολταϊκή 1,16 MW. Οι ανεμογεννήτριες που είναι εγκατεστημένες στο νησί είναι 8 και ανήκουν κάποιες στο δήμο και άλλες σε ιδιώτες.

Ο αυτόνομος σταθμός παραγωγής (ΑΣΠ) της ΔΕΗ βρίσκεται πέντε χιλιόμετρα περίπου μακριά από την πρωτεύουσα και διαθέτει 8 μηχανές εσωτερικής καύσης συνολικής ονομαστικής ισχύος 19,4 MW. Οι δύο κυριότερες έχουν ονομαστική ισχύ 5,3 MW και χρησιμοποιούν ως καύσιμο μαζούτ, ενώ οι υπόλοιπες diesel. Στην παραγωγή του σταθμού εμπεριέχεται και ένα ποσοστό ιδιοκαταναλώσεων 5%.

Αρ. Μονάδας	Μονάδα	Καύσιμο	Ονομ. ισχύς (MW)
1	WARTSILA W12V32	ΜΑΖΟΥΤ	5.327
2	WARTSILA W12V32	ΜΑΖΟΥΤ	5.327
3	USSR Γ-72	ΝΤΙΖΕΛ	0.8
4	DAIHATSU 8 DV-26	ΝΤΙΖΕΛ	2.1
5	DAIHATSU 8 DV-26	ΝΤΙΖΕΛ	2.1
6	WARTSILA VASA 8R22MD	ΝΤΙΖΕΛ	1.2
7	MITSUBISHI S16R-PTA	ΝΤΙΖΕΛ	1.275
8	MITSUBISHI S16R-PTA	ΝΤΙΖΕΛ	1.275

Πίνακας 2.3 Συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής του αυτόνομου σταθμού παραγωγής Καρπάθου

Από τις μηχανές αυτές κατά κύριο λόγο χρησιμοποιούνται οι δύο Wärtsila W12V32, ενώ οι Daihatsu 8 DV-26 και η USSRΓ-72 είναι προς αποξήλωση και χρησιμοποιούνται ελάχιστα.

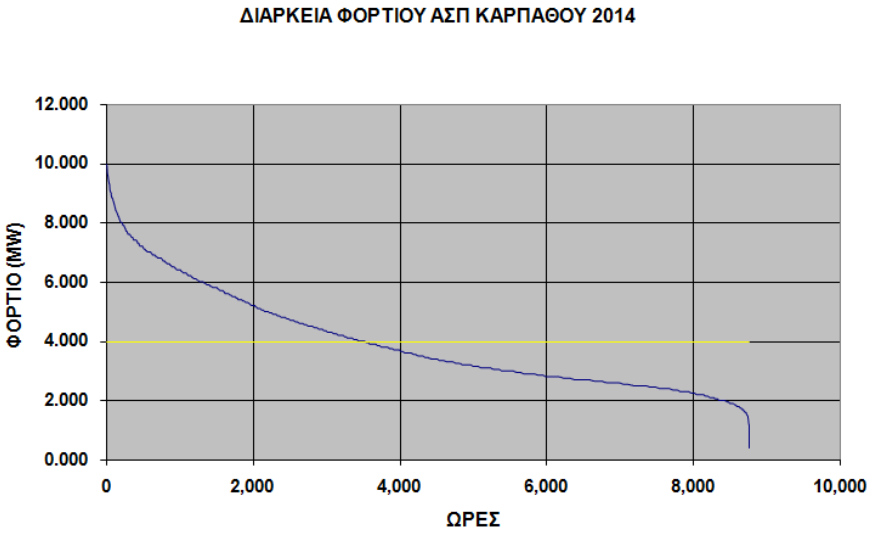


Εικόνα 2.6 Τοπογραφικό διάγραμμα αυτόνομου σταθμού παραγωγής (ΑΣΠ) Καρπάθου

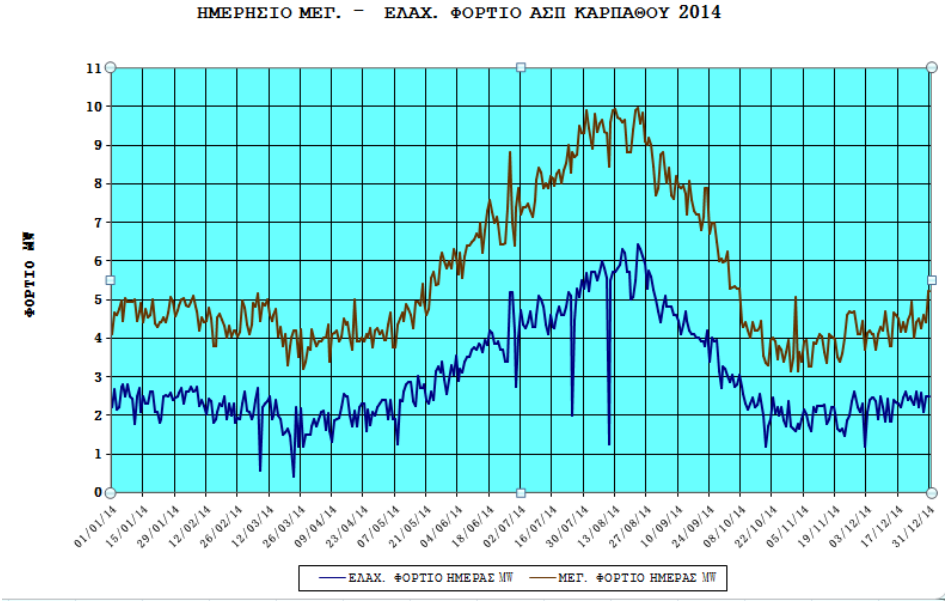
Οι δύο ντιζελογεννήτριες Wärtsila W12V32 προστέθηκαν στην παραγωγή το 2005. Έχουν ονομαστική ισχύ 5,327 MW συχνότητας 50 Hz και καλύπτουν το μεγαλύτερο ποσοστό της ζήτησης. Ο λόγος είναι κυρίως επειδή καταναλώνουν μαζούτ αντί για πετρέλαιο, συνεπώς είναι πιο οικονομικές. Η τάση εξόδου τους είναι 6,3 kV και η ειδική κατανάλωση στο πλήρες φορτίο είναι 206,476 g/kWh της πρώτης και 209,206 g/kWh της δεύτερης. Ένα σημαντικό πλεονέκτημα που διαθέτουν είναι η υψηλή ταχύτητα ανάληψης πλήρους φορτίου. Συγκεκριμένα απαιτούνται δέκα λεπτά για την προετοιμασία ένταξής τους στο δίκτυο ενώ από κει και έπειτα μπορούν να αναλάβουν το πλήρες ονομαστικό τους φορτίου μέσα σε ένα λεπτό περίπου. Το τελευταίο στοιχείο είναι πολύ σημαντικό για την περίπτωση της ένταξης υβριδικού σταθμού με υψηλό ποσοστό διείσδυσης ανανεώσιμων καθώς σε απότομες μεταβολές της παραγωγής ή της ζήτησης οι γεννήτριες θα μπορούν να αναλάβουν μέρος του φορτίου εντός 11-12 λεπτών, ενώ σε αυτό το χρονικό διάστημα τις ανάγκες θα μπορεί να καλύψει η μπαταρία.

Εικόνα 2.7 Μονάδα παραγωγής Wärtsila W12V32

Το έτος 2014 η ΑΣΠ Καρπάθου κάλυψε το 89% των ενεργειακών απαιτήσεων του νησιού. Στα γραφήματα που ακολουθούν βλέπουμε την καμπύλη διάρκειας φορτίου καθώς και τη διακύμανση της μέγιστης και της ελάχιστης ημερήσιας αιχμής του σταθμού κατά τη διάρκεια του έτους.



Σχήμα 2.8 Καμπύλη διάρκειας φορτίου Καρπάθου για το έτος 2014



Σχήμα 2.9 Ετήσια διακύμανση του ημερήσιου μέγιστου και ελάχιστου φορτίου Καρπάθου για το έτος 2014

Παρατηρούμε ότι το μέσο ετήσιο φορτίο που καλύπτει ο ΑΣΠ είναι 4 MW. Το μέσο ετήσιο φορτίο όλου του νησιού είναι 4,45 MW, συνεπώς καταλαβαίνουμε ότι η ζήτηση του νησιού στηρίζεται σχεδόν εξολοκλήρου στο πετρέλαιο και το μαζούτ. Επίσης η διακύμανση της ζήτησης παρουσιάζει σημαντική αύξηση κατά τους θερινούς μήνες. Αναμενόμενο αφού την περίοδο αυτή αυξάνεται ο πληθυσμός του νησιού.

Συνοψίζοντας επομένως όλα τα προαναφερθέντα στοιχεία, προκύπτει ο εξής συγκεντρωτικός πίνακας:

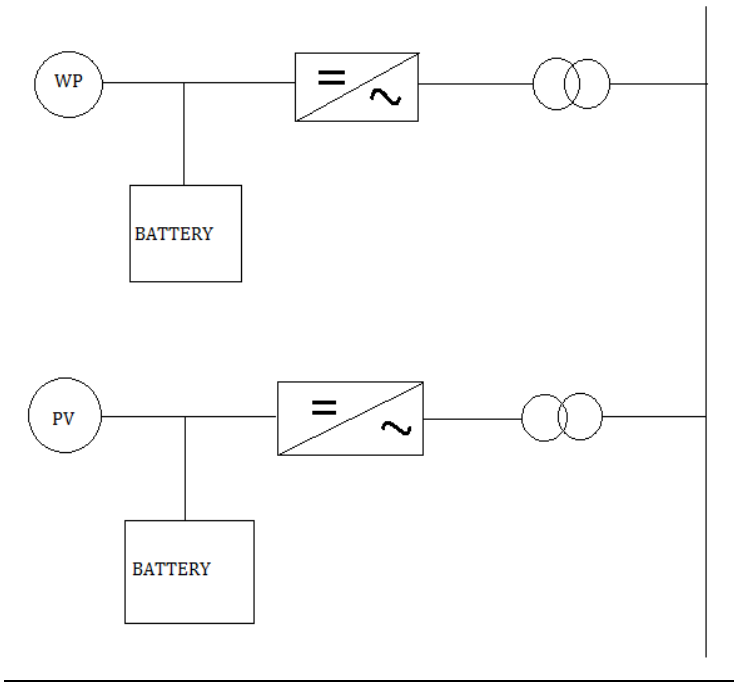
Νησί	Κάρπαθος
Πληθυσμός	7.500
Ετήσια ζήτηση (MWh)	38.000
Μέσο ετήσιο φορτίο (MW)	4,45
Ελάχιστη ετήσια αιχμή (MW)	0,18
Μέγιστη ετήσια αιχμή(MW)	12
Συντελεστής φορτίου (%)	37
Ετήσιο ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ (%)	12
Εγκατεστημένη αιολική ισχύς (MW)	1,23
Εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (MW)	1,16
Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων (MW)	19,4

Πίνακας 2.4 Στοιχεία Καρπάθου

3. ΔΟΜΗ ΚΑΙ ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ ΣΤΑΘΜΟΥ

3.1 Διάταξη του σταθμού

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, ο σταθμός που μελετάται θα αποτελείται από φωτοβολταϊκά και αιολικά στοιχεία πλαισιωμένα από συστοιχίες μπαταριών. Η διάταξη αυτή επιλέχθηκε έτσι ώστε να αξιοποιηθούν οι φυσικοί ενεργειακοί πόροι της περιοχής με όσο το δυνατόν μικρότερο κόστος. Πιο συγκεκριμένα ο σταθμός θα χωρίζεται σε δύο κύρια τμήματα, αυτό του φωτοβολταϊκού και αυτό του αιολικού πάρκου, κάθε ένα από τα οποία θα περιλαμβάνει και τη δική του μονάδα αποθήκευσης ενέργειας. Επίσης το κάθε πάρκο θα περιέχει και το δικό του μετασχηματιστή στη έξοδο. Αυτό είθισται για ενεργειακά πάρκα άνω του 1 MW, όπως θα είναι τα συγκεκριμένα, και αυτό γιατί θέλουμε να καλύπτουν μεγάλο μέρος της συνολικής ζήτησης. Οπότε το ηλεκτρικό σχέδιο του σταθμού θα είναι το παρακάτω:



Σχήμα 3.1 Ηλεκτρικό σχέδιο σταθμού

Όπως βλέπουμε η διάταξη αποτελείται από δύο επιμέρους τμήματα, αυτό του φωτοβολταϊκού και αυτό του αιολικού πάρκου. Στην πλευρά συνεχούς τάσης του καθενός συνδέεται παράλληλα η αντίστοιχη μπαταρία, η οποία μέσω ρυθμιστών φόρτισης έχει τη δυνατότητα αποθήκευσης και πρόσδοσης ενέργειας. Στη συνέχεια το τμήμα αυτό οδηγείται σε έναν αντιστροφέα τάσης και μετά, μέσω ενός μετασχηματιστή, συνδέεται με το υπόλοιπο δίκτυο. Δεν είναι απαραίτητο και τα δύο πάρκα να συνδέονται στην ίδια γραμμή μεταφοράς ή να βρίσκονται στην ίδια περιοχή. Αναλόγως το μέγεθος του σταθμού υπάρχουν και διάφορες παραλλαγές της παραπάνω διάταξης. Για παράδειγμα, εάν η συνολική εγκατεστημένη ισχύς προκύψει μεγάλη τότε θα μπορούσε να χωριστεί σε δύο αιολικά πάρκα που θα συνδέονται σε διαφορετικά σημεία με το δίκτυο. Το ίδιο ισχύει και

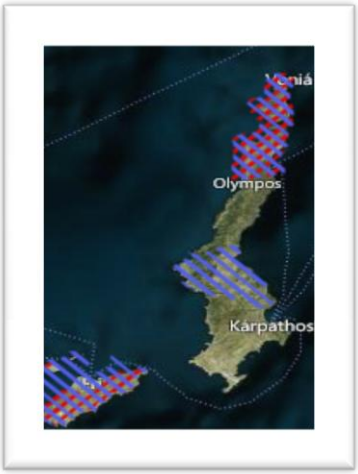
για τα φωτοβολταϊκά. Ακόμα εάν κάποια από τις δύο συνιστώσες είναι πολύ μικρότερη του 1 MW τότε ο μετασχηματιστής τάσης που αντιστοιχεί σε αυτήν θα μπορούσε να παραληφθεί και η σύνδεση με το δίκτυο να γίνει μέσω του μετασχηματιστή της ΔΕΗ.

3.2 Επιλογή τοποθεσίας σταθμού

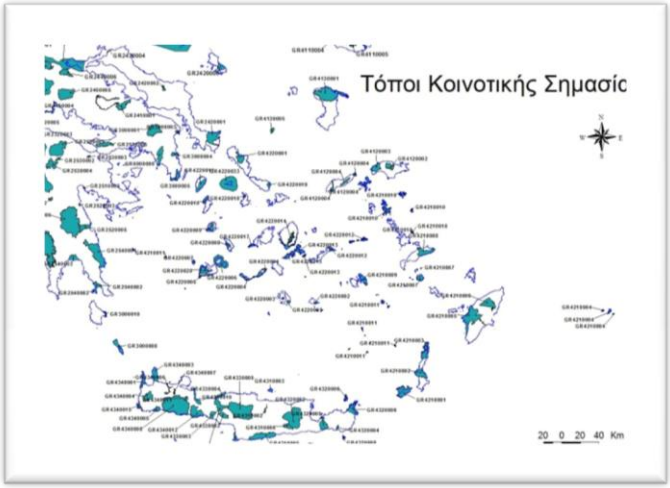
Η Κάρπαθος λόγω το έντονου και βραχώδους ανάγλυφού της παρουσιάζει διαφοροποιήσεις στο αιολικό της δυναμικό από περιοχή σε περιοχή. Για παράδειγμα παρουσιάζει εντονότερο άνεμο στις παράκτιες περιοχές που συνορεύουν με την Κάσο απ' ότι κοντά στην ορεινή περιοχή του Ολύμπου, ο οποίος είναι το υψηλότερο βουνό του νησιού. Επίσης η βραχώδης επιφάνειά της ενδέχεται να ανεβάσει το κόστος εγκατάστασης του σταθμού. Όλες αυτές οι παράμετροι επηρεάζουν σημαντικά τη διαστασιολόγηση τόσο από ενεργειακής όσο και από οικονομικής άποψης. Σε πρώτη φάση επομένως πρέπει να καθοριστεί η τοποθεσία της κάθε συνιστώσας του σταθμού με στόχο να έχει καλή απόδοση και χαμηλό κόστος. Για να γίνει αυτό χρησιμοποιούνται τα εξής κριτήρια:

- Η κάθε περιοχή θα πρέπει να έχει υψηλό αιολικό/ηλιακό δυναμικό.
- Το αιολικό πάρκο πρέπει να βρίσκεται μακριά από περιοχές που υπάγονται στο Natura 2000 και οικισμούς.
- Η απόσταση των πάρκων από το σημείο σύνδεσής τους με το δίκτυο να μην είναι μεγάλη προκειμένου να μην αυξάνεται το μήκος και ακολούθως το κόστος των καλωδίων.
- Η ισχύς που τροφοδοτείται στο δίκτυο να μην είναι μεγαλύτερη από αυτήν που μπορεί να δεχτεί η αντίστοιχη γραμμή μεταφοράς της ΔΕΗ.

Για το πρώτο σκέλος, εντονότερη ηλιοφάνεια και ισχυρότερος άνεμος παρουσιάζονται στο νότιο τμήμα της Καρπάθου. Ιδιαίτερα στα σύνορα με την Κάσο όπου η μέση ταχύτητα του ανέμου είναι 8,4 m/s, η μέγιστη 22,8 m/s, ενώ η μέση ηλιακή ισχύς είναι 592 W/m^2 [11]. Με βάση την καμπύλη λειτουργίας των ανεμογεννητριών που χρησιμοποιήθηκε στη συνέχεια προκύπτει ότι για ταχύτητα 8,4 m/s η ανεμογεννήτρια παράγει ισχύ εξόδου 40% επί της ονομαστικής. Αντίστοιχα για τα φωτοβολταϊκά η παραγόμενη ισχύς για τη μέση ακτινοβολία είναι 90 kW για ένα τυπικό πάρκο συνολικής συλλεκτικής επιφάνειας ενός στρέμματος. Οι τιμές αυτές λοιπόν μπορούν να αποτελέσουν βάση για έναν υβριδικό σταθμό του μεγέθους που θέλουμε.
Όσον αφορά το δίκτυο Natura 2000 [12] οι περιοχές που θεωρούνται προστατευόμενες βρίσκονται στη βόρια και την κεντρική Κάρπαθο. Το ίδιο ισχύει και για τους περισσότερους οικισμούς του νησιού. Στην εικόνα που ακολουθεί απεικονίζονται οι περιοχές που υπάγονται στο δίκτυο προστασίας καθώς επίσης και οι κατοικημένες ζώνες. Αυτό που παρατηρούμε είναι ότι το νότιο κομμάτι του νησιού, που είναι το πιο παραγωγικό ενεργειακά, δεν έχει κάποιον περιορισμό. Τα φωτοβολταϊκά από την άλλη δεν απαγορεύεται να βρίσκονται εντός κατοικημένων περιοχών, οπότε έχουμε περισσότερες επιλογές σχετικά με την τοποθεσία τους. Αυτό είναι αρκετά εξυπηρετικό αφού η διακύμανση της ηλιακής ακτινοβολίας δεν παρουσιάζει διαφορές κατά μήκος του νησιού που σημαίνει ότι το πάρκο θα είναι σχεδόν το ίδιο αποδοτικό σε όποιο μέρος και να εγκατασταθεί.

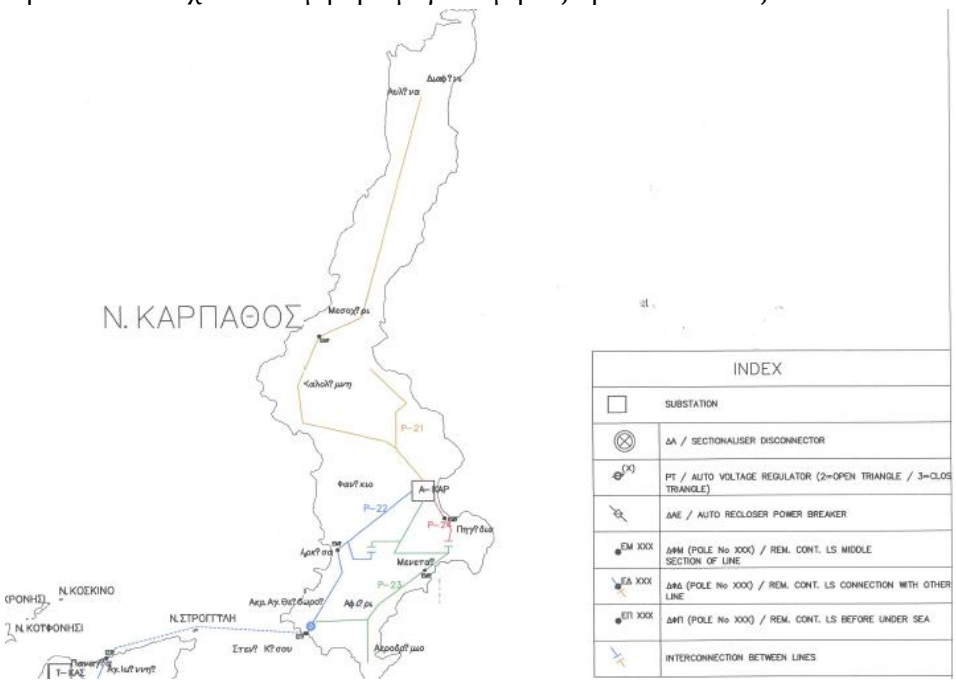


Εικόνα 3.1 Χάρτης με τις προστατευόμενες περιοχές νησιού. Με κόκκινο χρώμα απεικονίζονται οι περιοχές που υπάγονται στο δίκτυο Natura 2000 και με μπλε οι κατοικημένες περιοχές



Εικόνα 3.2 Προστατευόμενες περιοχές Αιγαίου Πελάγους Πηγή: Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας

Για το κομμάτι της σύνδεσης με το δίκτυο θα πρέπει να εξεταστεί η τοπολογία του. Για αυτό χρησιμοποιήθηκε το σχέδιο με τις γραμμές μεταφοράς του δικτύου, τους υποσταθμούς της ΔΕΗ και τα σημεία σύνδεσης. Όπως βλέπουμε, από το νότιο τμήμα κοντά στα σύνορα με την Κάσο περνούν δύο γραμμές μεταφοράς. Αυτό σημαίνει ότι τα καλώδια σύνδεσης που θα χρησιμοποιηθούν δε θα έχουν ασύμφορα μεγάλο μήκος άρα και κόστος.



Εικόνα 3.3 Σχέδιο ηλεκτρικού δικτύου Καρπάθου-Κάσου

Τέλος σημαντικό ρόλο παίζει η ισχύς που μπορεί να δεχθεί η εκάστοτε γραμμή μεταφοράς. Αυτό θα πρέπει να ληφθεί σοβαρά υπόψη καθώς ο σταθμός θα παράγει μεγάλο ποσοστό της ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού, κάτι που σημαίνει ότι, εάν η ενέργεια αυτή τροφοδοτείται σε ένα μόνο σημείο στο δίκτυο, τότε μπορεί να παρουσιαστούν προβλήματα ή ακόμα και σοβαρές βλάβες στη γραμμή μεταφοράς. Οπότε ο σχεδιασμός θα πρέπει να γίνει και γνώμονα τα χαρακτηριστικά και τις αντοχές του τοπικού δικτύου.
Το δίκτυο της Καρπάθου αποτελείται από έξι διαφορετικές γραμμές μεταφοράς εκ των οποίων η μία είναι υποθαλάσσια και τη συνδέει με την Κάσο. Όλες οι γραμμές είναι μέσης τάσης 15,75 kV και έχουν ως αφετηρία τον ΑΣΠ του νησιού, ενώ σε αυτές συνδέονται και τα ήδη υπάρχοντα αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα του νησιού.
Οι γραμμές μεταφοράς, όπως είναι αναμενόμενο, έχουν ένα όριο στην ισχύ που μπορούν να μεταφέρουν. Αυτό σημαίνει ότι όταν το ρεύμα που διακινείται υπερβεί μία τιμή τότε παρουσιάζεται βραχυκύκλωμα από την υπερφόρτωση της γραμμής. Στην περίπτωση αυτή ανοίγει ο διακόπτης που συνδέει τη γραμμή με τον πάροχο ηλεκτρικής ενέργειας, διακόπτοντας έτσι την ηλεκτροδότησή της. Η τιμή αυτή ονομάζεται στιγμιαία λειτουργία φάσεων (ΣΛΦ) και οριοθετεί το μέγιστο διακινούμενο ρεύμα που μπορεί να τροφοδοτηθεί στην αντίστοιχη γραμμή. Από τη στιγμή που η τάση των γραμμών είναι σταθερή μπορούμε από τη (ΣΛΦ) να υπολογίσουμε τη μέγιστη διακινούμενη ισχύ της κάθε γραμμής.

Γραμμή	Μέγιστο διακινούμενο ρεύμα (A)	Διακινούμενο ρεύμα κατά τη μέγιστη αιχμή (A)	Τάση (kV)	Μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύς (MW)
P-200	296	25	15,75	4,662
P-210	296	80	15,75	4,662
P-220	368	80	15,75	5,796
P-230	368	90	15,75	5,796
P-240	368	110	15,75	5,796
P-250	*368*	*110*	*15,75*	*5,796*

Πίνακας 3.1 Μέγιστο επιτρεπόμενο ρεύμα και μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύ της κάθε γραμμής
Πηγή: ΔΕΗ

Από τη στιγμή που η μέγιστη ετήσια αιχμή είναι 12 MW και λαμβάνοντας επίσης υπόψη τις υπάρχουσες ανανεώσιμες που είναι συνολικά 2,39 MW, μπορούμε να συμπεράνουμε ότι ο υβριδικός σταθμός δε θα ξεπερνάει σε ονομαστική ισχύ τα 10 MW. Το ζητούμενο που τίθεται είναι με ποιον τρόπο θα γίνει η σύνδεσή του στο δίκτυο έτσι ώστε να μην υπερβαίνονται τα παραπάνω όρια κατά την αιχμιακή φόρτιση και να αποφεύγονται ανεπιθύμητες καταστάσεις. Από τα κριτήρια που εξετάστηκαν προηγουμένως οι καταλληλότερες τοποθεσίες για την κατασκευή του σταθμού είναι το νότιο κομμάτι της Καρπάθου (κυρίως για το αιολικό πάρκο) και το μεσαίο. Σύμφωνα με το σχέδιο του ηλεκτρικού δικτύου του νησιού που παρουσιάστηκε προηγουμένως, τις περιοχές αυτές καλύπτουν οι γραμμές είναι η P-210, η P-220 και η P-230. Οπότε αυτές θα είναι υποψήφιες για τη σύνδεση του υβριδικού με το υπόλοιπο δίκτυο. Κατά τη μέγιστη αιχμή οι γραμμές P-220 και P-230 μπορούν να διακινήσουν επιπλέον 3MW ηλεκτρικής ενέργειας η κάθε μία. Επομένως, στην περίπτωση που η αιολική ισχύς ξεπερνάει τα 3 MW θα μπορούσε να διαμεριστεί σε δύο αιολικά πάρκα, κάθε ένα από τα οποία θα τροφοδοτεί και μία από τις δύο γραμμές που αναφέρθηκαν τελευταίες. Για το φωτοβολταϊκό πάρκο από την άλλη, μια καλή τοποθεσία είναι το κεντρικό κομμάτι του νησιού, από το οποίο περνάει η γραμμή P-210, η οποία κατά τη μέγιστη αιχμή έχει περιθώριο να δεχθεί περίπου 2,5 επιπλέον MW.

4. ΚΑΤΑΣΚΕΥΗ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΟΥ ΕΡΓΑΛΕΙΟΥ

4.1 Σκοπός και λειτουργία

Ένα σημαντικό ζήτημα που τίθεται όταν σχεδιάζεται η εγκατάσταση ενός ενεργειακού σταθμού είναι αυτό της διαστασιολόγησης. Ειδικά όταν πρόκειται για αυτόνομα συστήματα όπως είναι αυτά των νησιών όπου το δίκτυο δεν μπορεί να διαχειριστεί απότομες μεταβολές. Επιπλέον μπαίνει και το ζήτημα του κόστους το οποίο είναι ανάλογο της εγκατεστημένης ισχύος. Για το λόγο αυτό προκύπτει η ανάγκη δημιουργίας ενός βοηθητικού μέσου το οποίο θα πραγματοποιεί μια τέτοια διερεύνηση. Αντίστοιχα προγράμματα που εκτελούν τέτοιες διεργασίες υπάρχουν, όπως για παράδειγμα το RetScreen και το Hommer Energy που αξιολογούν ενεργειακά συστήματα από οικονομικής και ενεργειακής άποψης αντίστοιχα, όμως στην προκειμένη περίπτωση θέλουμε ένα λογισμικό το οποίο θα μπορεί να πραγματοποιήσει και τα δύο με όσο το δυνατόν μεγαλύτερη ακρίβεια.

Το παρόν υπολογιστικό εργαλείο χρησιμοποιείται προκειμένου να γίνει μία συμφέρουσα και λειτουργική διαστασιολόγηση του σταθμού ώστε να καλύπτονται οι απαιτήσεις του νησιού με υψηλό ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ και όσο το δυνατόν μικρότερο κόστος. Η ταυτόχρονη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ανανεώσιμων και η ελαχιστοποίηση του κόστους δεν είναι εφικτή, οπότε πρέπει να οριστούν κάποια κριτήρια ως προς τα οποία θα αναζητηθεί μία βέλτιστη λύση για την τελική σχεδίαση. Το παρόν εργαλείο δίνει τη δυνατότητα αξιολόγησης των επιλογών με βάση αυτά τα κριτήρια, που θα περιγραφούν στη συνέχεια. Αυτό επιτυγχάνεται χάρη στο γεγονός ότι προσομοιώνει τη λειτουργία του σταθμού με βάση πραγματικά δεδομένα που ισχύουν σήμερα (οικονομικά, ενεργειακά κ.α.) και, επομένως, μπορεί να υπολογίσει την απόκρισή του από λειτουργικής και επενδυτικής άποψης σε βάθος κάποιου χρόνου. Για να γίνει αυτό προγραμματίστηκε ένας αλγόριθμος παραμετρικής μελέτης κατά τον οποίο μεταβάλλονται με κάποιο βήμα οι αρχικές παράμετροι και τα αποτελέσματα κατατάσσονται και αξιολογούνται με βάση την οικονομική και ενεργειακή τους απόδοση.

Το κομμάτι όπου γίνεται η προσομοίωση της λειτουργίας του σταθμού είναι σχεδιασμένο σε Microsoft Excel και ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης έχει γραφτεί σε Visual Basic. Αποτελείται από έντεκα φύλλα εργασίας, κάθε ένα από τα οποία αφορά και κάποια διαφορετική συνιστώσα του σταθμού ή της μελέτης. Συγκεκριμένα το χρήστη αφορούν τα τρία πρώτα, ενώ τα υπόλοιπα χρησιμοποιούνται μόνο για τους υπολογισμούς. Πιο αναλυτικά, το πρώτο φύλλο που ονομάζεται MENU αποτελεί το κομμάτι όπου εισάγονται όλες οι παράμεροι του έργου, ενώ φέρει και την επιλογή της αυτόματης παραμετρικής μελέτης. Στο δεύτερο κατά σειρά φύλλο με τίτλο OPTIMIZATION παρουσιάζονται τα αποτελέσματα τις βελτιστοποίησης για κάθε παράμετρο που εξετάζεται ενώ επιλέγεται και η βέλτιστη. Το τρίτο φύλλο έχει τον τίτλο RESULTS και περιέχει αναλυτικά όλα τα αποτελέσματα όλων των συνιστωσών για τις παραμέτρους που εισήχθησαν στην αρχή. Τα υπόλοιπα φύλλα περιέχουν όλους τους υπολογισμούς που απαιτούνται. Αναλυτικότερα υπάρχει ένα φύλλο για τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν (π.χ. χρονοσειρές φορτίου, ανέμου κ.τ.λ.) με τον τίτλο DATA. Από εκεί αντλούνται όλες οι απαραίτητες για τους υπολογισμούς πληροφορίες. Στη συνέχεια ακολουθούν τα τρία φύλλα WIND, PV και ELECTRONICS που προσομοιώνουν τη λειτουργία του κάθε πάρκου και των ηλεκτρονικών ισχύος και το κύριο φύλλο όπου συγκεντρώνονται όλες οι πληροφορίες και μοντελοποιείται η λειτουργία του σταθμού με τον τίτλο HYBRID. Έπειτα υπάρχει το φύλλο FINANCIALS όπου αναλύεται το οικονομοτεχνικό κομμάτι. Τέλος υπολογίζεται σε ξεχωριστό φύλλο η λειτουργία του αυτόνομου σταθμού παραγωγής και πώς αυτός επηρεάζεται από την ύπαρξη του υβριδικού σταθμού, ενώ υπάρχει και ένα βοηθητικό φύλλο εργασίας όπου υπάρχουν επιπλέον δεδομένα, λίστες ή υπολογισμοί.

4.2 Δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν

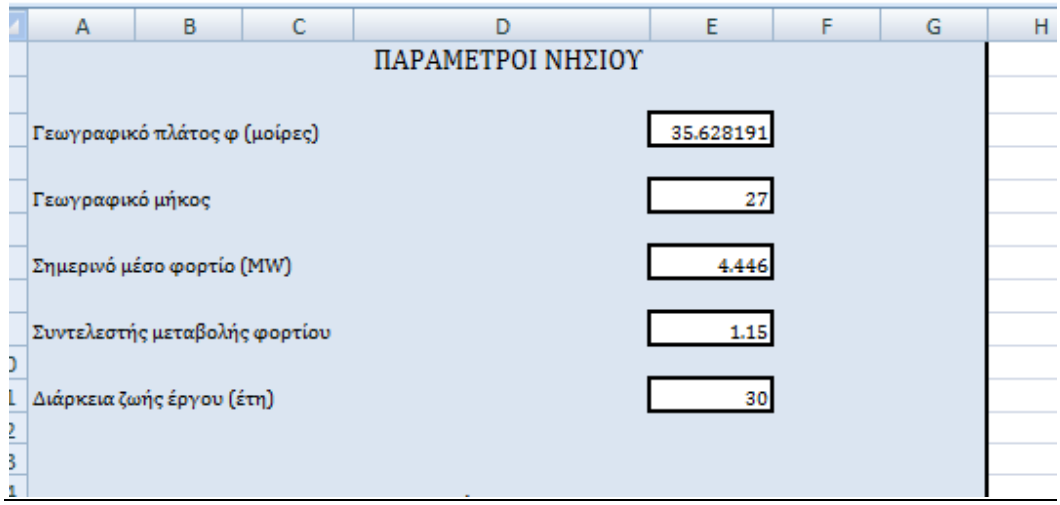
Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν αφορούν πρώτον τα ενεργειακά χαρακτηριστικά της Καρπάθου, δηλαδή τη ζήτηση και την υπάρχουσα παραγωγή και δεύτερον τα κλιματολογικά δεδομένα που έχουν να κάνουν με τις ανανεώσιμες που θα ληφθούν υπόψη. Αναλυτικά παρουσιάζονται όλα τα στοιχεία που συμπεριελήφθησαν:

- Ζήτηση:
  Για τις ανάγκες της εργασίας είναι απαραίτητες οι τιμές τις ζήτησης ενέργειας σε ωριαία βάση για έναν χρόνο. Πριν την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών πάρκων τις τιμές αυτές τις καταμετρούσε η ΔΕΗ καθώς η ζήτηση ήταν ίση με την παραγωγή των ΑΣΠ και τω ανεμογεννητριών η οποία ήταν γνωστή. Ωστόσο από τη στιγμή που εγκαταστάθηκαν τα πρώτα φωτοβολταϊκά πάνελ οι μετρήσεις άρχισαν να χάνουν ακρίβεια και πλέον δεν υπάρχουν σαφείς τιμές για το φορτίο σε ωριαία βάση που απαιτείται. Για το λόγο αυτό χρησιμοποιήθηκε η χρονοσειρά φορτίου του νησιού για το έτος 2006. Όπως όμως είναι αναμενόμενο το συνολικό φορτίο θα είναι μικρότερο από το σημερινό και αυτό που θα παραμείνει σε γενικές γραμμές ίδιο είναι η διακύμανσή του. Συνεπώς χρησιμοποιήθηκαν οι ωριαίες τιμές του 2006 πολλαπλασιασμένες κατά το λόγο του συνολικού φορτίου του έτους 2014 προς το συνολικό φορτίο του έτους 2006 (1,5). Οι τιμές αυτές εκφράζουν η μέση ισχύς της ζήτησης σε MW για κάθε ώρα, που σημαίνει ότι εκφράζουν ταυτόχρονα και τη συνολική ενέργεια του φορτίου σε MWh για κάθε ώρα.
- Αιολικά δεδομένα:
  Και στην περίπτωση των αιολικών όπως και των φωτοβολταϊκών δεδομένων χρειάζονται αντιπροσωπευτικές ωριαίες τιμές του δυναμικού της περιοχής για έναν χρόνο έτσι ώστε να εξάγουμε αξιόπιστα συμπεράσματα για την παραγωγή. Για το λόγο αυτό χρησιμοποιήθηκαν οι ωριαίες τιμές του ανεμολογικού έτους σε δύο περιοχές, αυτήν ανάμεσα στην Κάσο και την Κάρπαθο και αυτήν που βρίσκεται κοντά στο Μεσοχώρι. Το ανεμολογικό έτος είναι ένα εποπτικό μέσο που προκύπτει μέσω στατιστικών μετρήσεων κατά το οποίο καταμετρώνται οι ταχύτητες και οι κατευθύνσεις του ανέμου σε μια περιοχή με συγκεκριμένο χρονικό βήμα για μεγάλες χρονικές περιόδους. Μέσω αυτού προκύπτει η πιθανότερη ταχύτητα ανέμου μιας περιοχής για την αντίστοιχη χρονική περίοδο του έτους. Για προβλήματα που εξελίσσονται σε βάθος χρόνου είναι ένα αρκετά αξιόπιστο μέσο και σε αυτό θα βασιστεί η κατάρτιση της ετήσιας αιολικής παραγωγής της εργασίας. Το ανεμολογικό έτος προέκυψε από μετρήσεις του meteo.gr. Επίσης χρησιμοποιήθηκε και μία τυπική καμπύλη ισχύος για τον υπολογισμό της παραγόμενης ενέργειας των ανεμογεννητριών. Η καμπύλη λειτουργίας εκφράζει το λόγο της παραγόμενης ενέργειας ως προς την ονομαστική για κάθε ταχύτητα ανέμου από 0 έως 40 m/s με βήμα 0,5 m/s. Για της ενδιάμεσες τιμές ταχυτήτων (0,25, 0,75 κ.τ.λ.) χρησιμοποιήθηκε το ημιάθροισμα της αμέσως προηγούμενης με την αμέσως επόμενη. Η ταχύτητα αποκοπής είναι τα 25 m/s ενώ η ονομαστική ισχύς επιτυγχάνεται για ταχύτητες άνω των 14,5 m/s.

- Δεδομένα ηλιακής ακτινοβολίας:
  Για την περίπτωση των φωτοβολταϊκών δεν υπάρχουν ωριαίες μετρήσεις για την Κάρπαθο. Αυτό όμως δεν αποτελεί εμπόδιο καθώς τα νησιά του νοτίου Αιγαίου δεν παρουσιάζουν διαφορές στην ηλιοφάνεια, που σημαίνει ότι μπορούν να χρησιμοποιηθούν μετρήσεις κάποιου άλλου κοντινού νησιού. Έτσι για το σκοπό αυτό επιλέχθηκαν μετρήσεις από τη Σητεία, η οποία είναι κωμόπολη της ανατολικής Κρήτης. Η μετρήσεις αυτές αφορούν την οριζόντια ακτινοβολία οριζοντίου επιπέδου εκφρασμένη σε W/m^2. Το θετικό με τις μετρήσεις της ηλιακής ακτινοβολίας είναι ότι δεν παρουσιάζουν αποκλίσεις μεταξύ των ετών που σημαίνει ότι μπορούν να αποτελέσουν αξιόπιστη βάση για τη σχεδίαση των φωτοβολταϊκών
- Στοιχεία ΑΣΠ:
  Τέλος σε ό,τι αφορά τον ΑΣΠ χρησιμοποιήθηκαν πληροφορίες που έχουν να κάνουν με τις υπάρχουσες γεννήτριες, όπως για παράδειγμα τα τεχνικά χαρακτηριστικά (ονομαστική ισχύς, τεχνικά ελάχιστα κ.τ.λ.) και τα κόστη λειτουργίας και εγκατάστασης. Τα στοιχεία και οι λεπτομέρειες που έχουν να κάνουν με τον ΑΣΠ, καθώς επίσης και τα στοιχεία που έχουν να κάνουν με την παραγωγή των αιολικών του νησιού δόθηκαν από τη Διεύθυνση Νήσων της ΔΕΗ.
- Οικονομικά στοιχεία:
  Όσον αφορά το οικονομοτεχνικό σκέλος χρησιμοποιήθηκαν οικονομικά μεγέθη και δείκτες με βάση τα δεδομένα που ισχύουν στην Ελλάδα την περίοδο που εκπονήθηκε η παρούσα εργασία. Επιλέχθηκαν τυπικές τιμές για τα διαφόρων ειδών κόστη (λειτουργικά, εγκατάστασης) και οι ενδεικτικές τιμές για τα τραπεζικά μεγέθη. Για το φορολογικό συντελεστή επιλέχθηκε η ισχύουσα τιμή του για το έτος 2016, 26% με βάση τις τιμές που παραθέτει η ΡΑΕ. Λόγω της ρευστότητας της οικονομικής κατάστασης της χώρας τα μεγέθη αυτά ενδέχεται να μεταβληθούν στο μέλλον.

4.3 Φύλλο εργασίας MENU

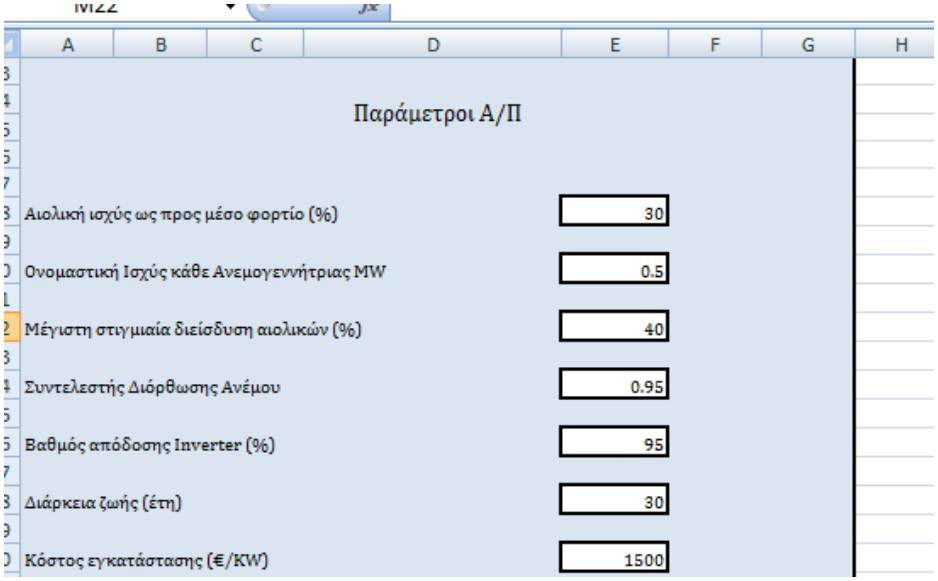
Προκειμένου να μπορούμε να εισάγουμε δεδομένα στο πρόγραμμα και να μεταβάλλουμε τις παραμέτρους που χρειαζόμαστε είναι απαραίτητο ένα φύλλο υποδοχής στο οποίο θα εισάγονται οι πληροφορίες που θέλουμε και απαιτούνται για να γίνουν οι υπολογισμοί. Αυτόν το σκοπό εξυπηρετεί το φύλλο εργασίας MENU, στο οποίο πληκτρολογούνται τα αρχικά δεδομένα. Οι πληροφορίες που απαιτούνται για κάθε συνιστώσα του έργου είναι συγκεντρωμένες σε κατηγορίες.
Αρχικά ζητούνται δεδομένα που αφορούν το νησί και τη σημερινή του κατάσταση, όπως για παράδειγμα γεωγραφικό πλάτος/μήκος και το σημερινό μέσο φορτίο.



ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ ΝΗΣΙΟΥ	
Γεωγραφικό πλάτος φ (μοίρες)	35.628191
Γεωγραφικό μήκος	27
Σημερινό μέσο φορτίο (MW)	4.446
Συντελεστής μεταβολής φορτίου	1.15
Διάρκεια ζωής έργου (έτη)	30

Εικόνα 4.1 Παράμετροι νησιού

Έπειτα ακολουθούν τα δεδομένα του αιολικού πάρκου. Οι τιμές που αναγράφονται δεν είναι απαραίτητα αυτές που θα χρησιμοποιηθούν αλλά ενδεικτικά παραδείγματα.



Παράμετροι Α/Π	
Αιολική ισχύς ως προς μέσο φορτίο (%)	30
Ονομαστική Ισχύς κάθε Ανεμογεννήτριας MW	0.5
Μέγιστη στιγμιαία διείσδυση αιολικών (%)	40
Συντελεστής Διόρθωσης Ανέμου	0.95
Βαθμός απόδοσης Inverter (%)	95
Διάρκεια ζωής (έτη)	30
Κόστος εγκατάστασης (€/KW)	1500

Εικόνα 4.2 Παράμετροι Α/Π

Όσον αφορά την εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών και των φωτοβολταϊκών πάρκων, αυτή εισάγεται ως ποσοστό επί του σημερινού μέσου φορτίου ώστε να υπάρχει μια καλύτερη εικόνα σχετικά με το μέγεθος του πάρκου σε σύγκριση με το νησί. Στη συνέχεια εισάγονται τα δεδομένα των φωτοβολταϊκών.

	A	B	C	D	E	F	G	H
31								
32				ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ				
33								
34								
35				Φωτοβολταϊκή ισχύς ως προς μέσο ετήσιο φορτίο (%)	55			
36								
37				Ισχύς ανά επιφάνεια συλλέκτη (W/m^2)	117			
38								
39				Κλίση φωτοβολταϊκών (μοίρες)	35.628191			
40								
41				Βαθμός απόδοσης φωτοβολταϊκών (%)	19		0.19	
42								
43				Απώλειες φωτοβολταϊκών (%)	12		0.12	
44								
45				Βαθμός απόδοσης Inverter (%)	95			
46								
47				Διάρκεια ζωής (έτη)	30			
48								
49				Συντελεστής διόρθωσης ηλιακής ακτινοβολίας	0.95			
50								
51				Κόστος εγκατάστασης (€/Wp)	0.65			
52								

Εικόνα 4.3 Παράμετροι φωτοβολταϊκού πάρκου

Ακολουθούν οι παράμετροι του συσσωρευτή.

M22 ▾ *fx*

	A	B	C	D	E	F	G	H
52								
53				ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ				
54								
55								
56								
57				Χωρητικότητα μπαταρίας (MWh)	0.5			
58								
59				Τάση DC ζυγού (V)	400			
60								
61				Βαθμός απόδοσης μπαταρίας (%)	95		0.95	
62								
63								
64								
65				Ελάχιστη επιτρεπόμενη φόρτιση (%)	70			
66								
67				Βαθμός Απόδοσης Inverter (%)	95		0.95	
68								
69				Κόστος συσσωρευτή (€/KWh)	400			
70								
71				Κόστος εγκατάστασης (€)	1000			
72								
73				Διάρκεια ζωής (έτη)	10			
74								

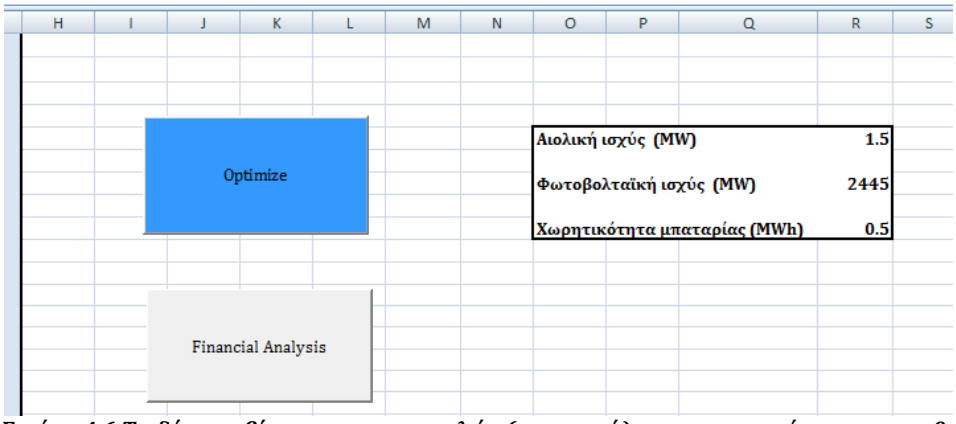
Εικόνα4.4 Παράμετροι Συσσωρευτή

Και τέλος οι οικονομικές παράμετροι.

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ	
Τιμή μαζούτ (€/lt)	0.52
Τιμή Diesel (€/lt)	1.56
Ποσοστό επιχορήγησης (%)	0
Κόστος απορροφούμενης από το δίκτυο ενέργειας (€/KWh)	0.12
Τιμή πώλησης ενέργειας μπαταρίας (€/KWh)	0.165
Τιμή πώλησης αιολικής ενέργειας (€/KWh)	0.09945
Τιμή πώλησης PV ενέργειας (€/KWh)	0.0726991
Φορολογικός συντελεστής (%)	26
Ποσοστό κάλυψης αρχικού κεφαλαίου από δάνειο (%)	40
Επιτόκιο προεξόφλησης (%)	10
Επιτόκιο δανεισμού (%)	7
Υπολειμματική αξία (%)	30
Ρυθμός απόσβεσης (%)	6.7
Τιμή πώλησης εγγυημένης ισχύος (€/KWh/έτος)	188

Εικόνα 4.5 Οικονομικές παράμετροι

Επιπροσθέτως σε αυτό το φύλλο υπάρχει και η επιλογή βελτιστοποίησης για τη διενέργεια παραμετρικής μελέτης, καθώς και η επιλογή της οικονομικής αξιολόγησης για τις αρχικές παραμέτρους που επιλέγονται κάθε φορά. Η ενεργοποίησή τους γίνεται αφότου έχουν εισαχθεί όλα τα απαραίτητα στοιχεία και εφόσον είναι επιθυμητή η εύρεση της βέλτιστης λύσης ή η οικονομική ανάλυση ενός συγκεκριμένου μοντέλου. Ο χρόνος επίλυσης ποικίλλει από μερικά λεπτά έως μερικές ώρες, καθώς εξαρτάται από το πλήθος των περιπτώσεων που εξετάζονται.



Εικόνα 4.6 Τα δύο κομβία των μακροεντολών (αριστερά) και οι συνιστώσες του σταθμού (δεξιά)

4.4 Φύλλο εργασίας DATA: Δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν

Όπως προαναφέρθηκε σε αυτό το φύλλο εμπεριέχονται όλα τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν. Οι χρονοσειρές περιλαμβάνουν 8760 τιμές, μία για κάθε ώρα του έτους.

1																	
2																	
3							Ταχύτητα ανέμου m/s				Ηλιακή ακτινοβολία W/m^2				Ζήτηση MW		
4																	
5		μήνας	ημέρα	ώρα			Κάρπαθος-Κάσος	Μεσοχώρι				Ολική ορζοντίου επιφάνειας			Ολική ζήτηση 2014 (βάσει του 2006)	ΑΣΠ 2014	ΑΣΠ-Ιδιοκαταναλώσεις
6							6	35									
7	1	1	1	1			9.1	8.2				0			4.2244	3.55	3.3725
8	2	1	1	2			9.7	8.7				0			3.835	3.21	3.0495
9	3	1	1	3			10.2	8.6				0			3.658	2.21	2.0995
10	4	1	1	4			9.6	7.6				0			3.599	2.79	2.6505
11	5	1	1	5			9	7				0			3.363	2.83	2.6885
12	6	1	1	6			8.3	5.9				46.4453			3.4574	2.85	2.7075

Εικόνα 4.7 Τμήμα του φύλλου εργασίας DATA

AP	AQ	AR	AS	AT	AU	AV	AW	AX	AY
	ΚΑΜΠΥΛΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ Α/Π								
	ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ					ΥΠΑΡΧΟΥΣΕΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ			
	Wind Speed m/s	*Power produced /Rated power*	*Power curve of the wind turbine KW*			*Wind Speed m/s*	*Power produced /Rated power*	*Power curve of the wind farm KW*	
	0	0.00	*0*			*0*	0.00	*0*	
	0.25	0.00	*0*			*0.25*	0.00	*0*	
	0.5	0.00	*0*			*0.5*	0.00	*0*	
	0.75	0.00	*0*			*0.75*	0.00	*0*	
	1	0.00	*0*			*1*	0.00	*0*	
	1.25	0.00	*0*			*1.25*	0.00	*0*	
	1.5	0.00	*0*			*1.5*	0.00	*0*	
	1.75	0.00	*0*			*1.75*	0.00	*0*	
	2	0.00	*0*			*2*	0.00	*0*	
	2.25	0.00	*1*			*2.25*	0.00	*1*	
	2.5	0.00	*1*			*2.5*	0.00	*2*	
	2.75	0.00	*2*			*2.75*	0.00	*4*	
	3	0.00	*2*			*3*	0.00	*5*	
	3.25	0.01	*5*			*3.25*	0.01	*12*	
	3.5	0.02	*8*			*3.5*	0.02	*19*	
	3.75	0.02	*11*			*3.75*	0.02	*26*	
	4	0.03	*13*			*4*	0.03	*33*	
	4.25	0.04	*18*			*4.25*	0.04	*45*	
	4.5	0.05	*23*			*4.5*	0.05	*57*	

Εικόνα 4.8 Οι τιμές των καμπύλων λειτουργίας για κάθε ανεμογεννήτρια. Αριστερά του υβριδικού και δεξία για ήδη υπάρχουσες

Συμβατικές Μονάδες													
							ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (g/KWh)						
ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΑΣΠ/ΤΣ	ΑΡ. ΜΟΝ/	ΦΟΡ	ΜΟΝΑΔΑ	ΚΑΥΣΙΜΟ	ΟΝΟΜ. ΙΣ	ΜΕΓΙΣΤΗ	ΜΕΓΙΣΤΗ Σ	0.5	0.75	1	ΠΑΡΑΓ. ΤΑΣΗ (KV)		Κόστος εγκατάστασης (€)
ΑΣΠ ΚΑΡΠΑΘΟΥ	1		WARTSILA W12V32	ΜΑΖΟΥΤ	5.327	5.327	5	221.097	209.188	206.476	6.3		4381232
ΑΣΠ ΚΑΡΠΑΘΟΥ	2		WARTSILA W12V32	ΜΑΖΟΥΤ	5.327	5.327	5	223.153	212.64	209.206	6.3		4381232
ΑΣΠ ΚΑΡΠΑΘΟΥ	3		USSR Γ-72	ΝΤΙΖΕΛ	0.8	0.6	0.6	ΔΕ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΕΙΤΑΙ			6.3	ΠΡΟΣ ΑΠΟΞΗΛΩΣΗ	320000
ΑΣΠ ΚΑΡΠΑΘΟΥ	4		DAIHATSU 8 DV-26	ΝΤΙΖΕΛ	2.1	1.8	1.8	232	227	222	6.3	ΠΡΟΣ ΑΠΟΞΗΛΩΣΗ	840000
ΑΣΠ ΚΑΡΠΑΘΟΥ	5		DAIHATSU 8 DV-26	ΝΤΙΖΕΛ	2.1	1.8	1.8	232	227	222	6.3	ΠΡΟΣ ΑΠΟΞΗΛΩΣΗ	840000
ΑΣΠ ΚΑΡΠΑΘΟΥ	6	ΦΟΡ	WARTSILA VASA 8R22MD	ΝΤΙΖΕΛ	1.2	0.85	0.85	225	220	215	0.4		480000
ΑΣΠ ΚΑΡΠΑΘΟΥ	7	ΦΟΡ	MITSUBISHI S16R-PTA	ΝΤΙΖΕΛ	1.275	1.1	1	217.163	208.98	207.97	0.4		510000
ΑΣΠ ΚΑΡΠΑΘΟΥ	8	ΦΟΡ	MITSUBISHI S16R-PTA	ΝΤΙΖΕΛ	1.275	1.1	1	217.163	208.98	207.97	0.4		510000
ΣΥΝΟΛΟ ΑΣΠ ΚΑΡΠΑΘΟΥ					19.404	17.904	17.05						12262464

Εικόνα 4.9 Χαρακτηριστικά γεννητριών ΑΣΠ

			Ολικό	ΑΣΠ
Μέσο ετήσιο φορτίο (MW)	4.446050899	Ετήσιο φορτίο (GWh)	39.0541111	33.109
Μέσο ετήσιο φορτίο ΑΣΠ (MW)	3.769235531	Συντελεστής φορτίου (%)	37.15193217	
Μέση ημερίσια ζήτηση 2014 (MWh/day)	90.4717	Ολικό αιχμιακό φορτίο (MW)	12	
Αιχμιακό φορτίο ΑΣΠ (MW)	9.4525			
Υπάρχουσα Ισχύς Φωτοβολταϊκών MWp	1.16			
Υπάρχουσα Αιολική Ισχύς MW	1.23			
Κατανάλωση Μαζούτ για το 2014 (tn)	7292			
Κατανάλωση Diesel για το 2014 (tn)	440.63			

Εικόνα 4.10 Λοιπά δεδομένα νησιού-ΑΣΠ

4.5 Φύλλο εργασίας WIND: Προσομοίωση του αιολικού πάρκου

Σκοπός του συγκεκριμένου φύλλου είναι ο υπολογισμός της παραγόμενης ενέργειας τόσο του αιολικού πάρκου του υβριδικού σταθμού όσο και των ήδη εγκατεστημένων για κάθε ώρα του έτους. Οι υπολογισμοί γίνονται με βάση το τυπικό ανεμολογικό έτος, την καμπύλη ισχύος και τα δεδομένα που έχουμε εισάγει στο φύλλο MENU.
Αρχικά η εγκατεστημένη αιολική ισχύς προκύπτει από το ποσοστό εγκατεστημένης αιολικής ισχύος ως προς το μέσο ετήσιο φορτίο που επιλέξαμε στην αρχή.

$$P_{\alpha\iota o\lambda} = c_{\alpha\iota o\lambda} * \bar{P}_{\zeta\acute{\eta}\tau\eta\sigma\eta\varsigma} \quad (4.5.1)$$

όπου $c_{\alpha\iota o\lambda}$ ο λόγος της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος ως προς το μέσο ετήσιο φορτίο το οποίο συμβολίζεται ως $\bar{P}_{\zeta\acute{\eta}\tau\eta\sigma\eta\varsigma}$.
Από αυτήν μπορούμε να υπολογίσουμε τον αριθμό των ανεμογεννητριών που απαιτούνται.

$$\mathrm{N} = P_{\alpha\iota o\lambda} / P_{\alpha\nu\varepsilon\mu o\gamma\varepsilon\nu} \quad (4.5.2)$$

όπου $\mathbf{P_{\alpha\nu\varepsilon\mu o\gamma\varepsilon\nu}}$ είναι η ονομαστική ισχύς της κάθε ανεμογεννήτριας. Σε περίπτωση που προκύψει δεκαδικός, η τιμή στρογγυλοποιείται προς τον αμέσως μεγαλύτερο ακέραιο. Οπότε υπολογίζεται εκ νέου η συνολική εγκατεστημένη ισχύς.

$$P_{\alpha\iota o\lambda} = \mathrm{N} * P_{\alpha\nu\varepsilon\mu o\gamma\varepsilon\nu} \quad (4.5.3)$$

Θεωρούμε ως δεδομένο ότι όλες οι ανεμογεννήτριες θα είναι ίδιου μεγέθους.
Δίνεται επίσης η επιλογή καταμερισμού του αριθμού των ανεμογεννητριών σε δύο τοποθεσίες, αυτής του Μεσοχωρίου και αυτής που βρίσκεται στα σύνορα με την Κάσο. Παραγωγικότερη είναι η δεύτερη οπότε θα επιλέξουμε αυτήν για την εγκατάσταση όλων των ανεμογεννητριών.
Ο υπολογισμός της παραγόμενης ενέργειας των αιολικών πάρκων για κάθε ώρα του χρόνου γίνεται με τον παρακάτω τρόπο:
Για κάθε ταχύτητα του τυπικού ανεμολογικού έτους αναζητείται η αντίστοιχη ταχύτητα στην καμπύλη λειτουργίας και επιλέγεται ο λόγος παραγόμενης ισχύος προς την ονομαστική που αντιστοιχεί σε αυτήν την τιμή. Η αντιστοίχιση γίνεται μέσω της εντολής VLOOKUP. Μετά έχοντας βρει το λόγο P/P_{nom} της κάθε ώρας του έτους, τον πολλαπλασιάζουμε με την ονομαστική ισχύ της ανεμογεννήτριας. Οπότε η συνολική ωριαία παραγόμενη αιολική ενέργεια θα είναι ίση με την παραγόμενη ενέργεια της μίας ανεμογεννήτριας επί τον αριθμό των ανεμογεννητριών.
Αντίστοιχα υπολογίζεται και η χρονοσειρά παραγωγής των ήδη υπαρχόντων αιολικών πάρκων, μόνο που εκεί χρησιμοποιούμε κατευθείαν τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ. Τέλος οι τιμές που προκύπτουν πολλαπλασιάζονται με τους βαθμούς απόδοσης των ηλεκτρονικών ισχύος.
Στην περίπτωση που επιλέξουμε να τοποθετηθούν ανεμογεννήτριες και στην περιοχή του Μεσοχωρίου τότε η παραγόμενη ενέργεια θα είναι το άθροισμα των πάρκων των δύο περιοχών.
Αντιγράφοντας επομένως τις παραπάνω σχέσεις και στα επόμενα 8759 κελιά, προκύπτουν αυτομάτως οι τιμές της παραγόμενης αιολικής ενέργειας κάθε πάρκου για κάθε ώρα του χρόνου.
Για τυχούσες αποκλίσεις των μετρήσεων από τις πραγματικές τιμές χρησιμοποιείται ένας συντελεστής διόρθωσης ανέμου ο οποίος επιλέγεται στο αρχικό φύλλο MENU και πολλαπλασιάζεται με τις τιμές του ανεμολογικού έτους. Οι αποκλίσεις που ενδεχομένως να υπάρξουν δε θα είναι μεγάλες οπότε ο συντελεστής διόρθωσης ανέμου θα κυμαίνεται από 0,90 μέχρι 0,99. Η απώλειες που εμφανίζονται αφορούν κυρίως το κομμάτι που συνορεύει με την Κάσο καθώς οι μετρήσεις που έχουμε ελήφθησαν στο θαλάσσιο τμήμα ενώ οι ανεμογεννήτριες θα

εγκατασταθούν στη στεριά. Οπότε λόγω των οριακών στρωμάτων αναμένεται μια μικρή ελάττωση της ταχύτητας του ανέμου. Για τη συγκεκριμένη περίπτωση επιλέχθηκε συντελεστής διόρθωσης ανέμου 0,95.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ									ΥΠΑΡΧΟΥΣΕΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ			
2	Ώρα του έτους	Αιολική Παραγωγή offshore (MW)	Αιολική Παραγωγή στο Μεσοχώρι (MW)		Συνολική παραγωγή								
3											0.491549		
4	1	0.849458333	0.256697917		1.050848438						0.4179335		
5	2	0.999083333	0.309858333		1.243494583						0.315738438		
6	3	1.181760417	0.279933333		1.388609063						0.10906		
7	4	0.999083333	0.186991667		1.12677125						0.10906		
8	5	0.849458333	0.150654167		0.950106875						0.0775105		
9	6	0.641744792	0.088666667		0.693890885						0.0775105		
10	7	0.221666667	0.034872917		0.243712604						0.0775105		
11	8	0.221666667	0.02006875		0.229648646						0.065971563		
12	9	0.157541667	0.009222917		0.158426354						0.004674		
13	10	0.157541667	0.014645833		0.163578125						0.004674		
14	11	0.157541667	0.014645833		0.163578125						0.024684563		
15	12	0.134088542	0.0038		0.130994115						0.024684563		
16	13	0.0095	0.009222917		0.017786771						0.011344188		
17	14	0.0095	0.0038		0.012635						0.002337		
18	15	0.050171875	0.034872917		0.080792552						0.09328525		
19	16	0.050171875	0.034872917		0.080792552						0.10906		
20	17	0.023057292	0.014645833		0.035817969						0.0775105		
21	18	0.00475	0.00095		0.005415						0.054432625		

Εικόνα 4.11 Παράδειγμα χρονοσειράς παραγόμενης ενέργειας

Ετήσια παραγωγή Α/Π Υβριδικού (GWh)	9.81932	Αριθμός Ανεμογεννητριών	7	Αριθμός Ανεμογεννητριών Μεσοχώρι	2
Ετήσια παραγωγή υπάρχοντος Α/Π (GWh)	3.87876	Αιολική ισχύς ως προς μέσο φορτίο (%)	78.722	Αριθμός Ανεμογεννητριών σύνορα με Κάσο	5
Μέγιστη ισχύς Α/Π Υβριδικού (MW)	3.159	Συνολική αιολική ισχύς (MW)	3.5		
		$Cf_{wind-hybrid}$ (%)	25.5021		
		$Cf_{wind-today}$ (%)	35.8375		

Εικόνα 4.12 Στοιχεία αιολικών πάρκων για τυχαίες αρχικές συνθήκες

4.6 Φύλλο εργασίας PV:Προσομοίωση του φωτοβολταϊκού πάρκου

Είναι το φύλλο στο οποίο υπολογίζεται η παραγόμενη φωτοβολταϊκή ισχύς/ενέργεια. Για τον υπολογισμό της πρέπει να εξετασθούν δύο παράγοντες. Η ισχύς της ηλιακής ακτινοβολίας στο επίπεδο του συλλέκτη [14] και η συλλεκτική επιφάνεια που είναι διαθέσιμη. Για τη συνολική επιφάνεια του πάρκου ισχύει:

$$A = P_{PV} / p \quad (4.6.1)$$

όπου $\boldsymbol{P_{PV}}$ η ονομαστική ισχύς του φωτοβολταϊκού πάρκου εκφρασμένη σε KWp και $\boldsymbol{p}$ η ανά επιφάνεια παραγόμενη ισχύς των συλλεκτών εκφρασμένη σε KWp/m^2.
Η ονομαστική ισχύς εκφράζεται και σε αυτήν την περίπτωση ως ποσοστό του μέσου ετήσιου φορτίου. Η ανά επιφάνεια παραγόμενη ισχύς εξαρτάται από το είδος του συλλέκτη και το υλικό το οποίο χρησιμοποιήθηκε.

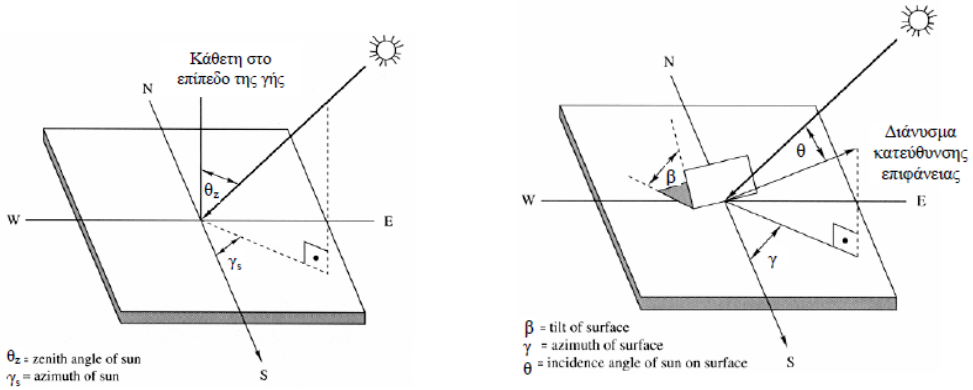
$$P_{PV} = c_{PV} * \overline{P}_{\zeta\acute{\eta}\tau\eta\sigma\eta\varsigma} \quad (4.6.2)$$

όπου c_{PV} ο λόγος της εγκατεστημένης φωτοβολταϊκής ισχύος προς το μέσο ετήσιο φορτίο.
Όσον αφορά την ηλιακή ακτινοβολία αυτή διακρίνεται σε άμεση, ανακλώμενη και διάχυτη.

Η μετρήσεις που είναι διαθέσιμες αφορούν την ολική ακτινοβολία οριζοντίου επιπέδου. Για τον υπολογισμό της παραγόμενης ενέργειας πρέπει να βρεθεί πρώτα η ολική ηλιακή ακτινοβολία στο επίπεδο του συλλέκτη, η οποία εξαρτάται από την ανά ώρα θέση του ήλιου και τη γωνία κλίσης του συλλέκτη. Η τελευταία ορίζεται ίση με το γεωγραφικό πλάτος της περιοχής καθώς έτσι αξιοποιείται η μέγιστη δυνατή ακτινοβολία. Πιο συγκεκριμένα ισχύει η παρακάτω σχέση:

$$G_t = G \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \quad (4.6.3) \quad [15]$$

όπου $\boldsymbol{G}$ η ολική ακτινοβολία οριζοντίου επιπέδου και $\boldsymbol{G_t}$ η ολική ακτινοβολία στο επίπεδο του συλλέκτη. Η γωνία $\boldsymbol{\theta}$ ονομάζεται γωνία πρόσπτωσης και $\boldsymbol{\theta_z}$ γωνία ζενίθ.



Εικόνες 4.13-4.14 Γωνίες πρόσπτωσης ηλιακής ακτινοβολίας στη συλλεκτική επιφάνεια
Εικόνες από Τμήμα Μηχανικών Διαχείρισης Πόρων Κοζάνης

Για τις επιφάνειες που βρίσκονται στο βόριο ημισφαίριο και είναι στραμμένες προς το νότο (δηλαδή έχουν γωνία αζιμούθιου γ=0) ισχύει:

$$\cos\theta = \sin\delta\sin(\varphi-\beta)+\cos\delta\cos(\varphi-\beta)\cos\omega \quad (4.6.4)$$

Η γωνία $\boldsymbol{\beta}$ είναι η γωνία κλίσης του συλλέκτη και $\boldsymbol{\omega}$ είναι η ωριαία γωνία, η οποία εκφράζει τη γωνιακή μετατόπιση του ήλιου ανατολικά ή δυτικά του τοπικού μεσημβρινού λόγω της περιστροφής της γης περί τον άξονά της με ρυθμό 0,25°/min. Λαμβάνεται ω>0 για μ.μ. και ω<0 για π.μ. Με $\boldsymbol{\delta}$ συμβολίζεται η ηλιακή απόκλιση, η οποία είναι η γωνιακή θέση του ήλιου κατά το ηλιακό μεσημέρι ως προς το επίπεδο του ισημερινού και προκύπτει από τον παρακάτω τύπο:

$$\delta = 23,45\sin\left(\frac{360(284+n)}{365}\right)$$ με 1≤n≤365 η ημέρα του έτους.

Η γωνία ζενίθ είναι ίση με $\cos\theta_z = \sin\delta\sin\varphi+\cos\delta\cos\varphi\cos\omega \quad (4.6.5)$

όπου $\boldsymbol{\varphi}$ το γεωγραφικό πλάτος. Όσον αφορά το υπό μελέτη φωτοβολταϊκό πάρκο επιλέχθηκαν συλλέκτες κλίσεως 36°, όσο είναι και το γεωγραφικό πλάτος, και νότιου προσανατολισμού (γ=0).

Λαμβάνοντας υπόψη τους προαναφερθέντες τύπους το φύλλο εργασίας σχεδιάστηκε με τον εξής τρόπο:

Αρχικά συμπληρώθηκαν πέντε στήλες με τις χρονικές παραμέτρους που χρειάζονται για τους υπολογισμούς (μήνας, ημέρα μήνα, ημέρα έτους, ώρα ημέρας, ώρα έτους). Με βάση την ημέρα του έτους υπολογίσθηκαν οι τιμές τις γωνίας δ για κάθε ώρα του έτους. Έπειτα βρέθηκαν οι τιμές τις γωνίας ω από τη σχέση:

$\omega = -0,25(12-h)\cdot 60$ για π.μ.

$\omega = 0,25(h-12)\cdot 60$ για μ.μ. με hτην αντίστοιχη ώρα της ημέρας

Από τις σχέσεις 3.6.4 και 3.6.5 κατασκευάστηκαν και οι στήλες στον συνημίτονων cosθ και $\cos\theta_z$.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1											
2											
3											
4	μήνας	ημέρα μήνα	ημέρα έτους	ώρα ημέρας	ώρα έτους						
5							δ	ω	cosω	cosθ	cosθz
6											
7	1	1	1	1	1		-23.0116	-165	-0.96592583	-0.88906274	-0.95036
8	1	1	1	2	2		-23.0116	-150	-0.8660254	-0.79711185	-0.87562
9	1	1	1	3	3		-23.0116	-135	-0.70710678	-0.6508391	-0.75673
10	1	1	1	4	4		-23.0116	-120	-0.5	-0.46021274	-0.60179
11	1	1	1	5	5		-23.0116	-105	-0.25881905	-0.23822364	-0.42135
12	1	1	1	6	6		-23.0116	-90	0	0	-0.22772

Εικόνα 4.15 Τμήμα του φύλλου εργασίας PV

Με γνωστά τα δύο συνημίτονα υπολογίστηκαν οι τιμές της ολικής ακτινοβολίας στο επίπεδο του συλλέκτη μέσω της σχέσης 3.6.3. Οι τιμές αυτές είναι σε MW/m^2, οπότε για την εύρεση της παραγόμενης ενέργειας πολλαπλασιάσθηκε η κάθε τιμή με το συνολικό εμβαδόν της συλλεκτικής επιφάνειας. Ωστόσο τα φωτοβολταϊκά δεν δύνανται να μετατρέψουν το 100% της ηλιακής ενέργειας που δέχονται σε ηλεκτρική παρά μόνο ένα μικρό ποσοστό. Μια ενδεικτική τιμή του βαθμού απόδοσης ενός πάρκου είναι 14%. Λαμβάνοντας και ένα ποσοστό απωλειών περίπου 14%, η τελική χρονοσειρά της παραγόμενης ισχύος σε MW του πάρκου προκύπτει από τον τύπο:

$$P = G_T \cdot A \cdot \eta_{PV} \left(1 - \eta_{\alpha\pi}\right) \quad (4.6.6)$$

Στις θερινές περιόδους, όπου η ακτινοβολία είναι πολύ έντονη, μπορεί η τιμή της παραγόμενης ισχύος να υπερβεί την ονομαστική. Γι' αυτόν το λόγο προστέθηκε και ένας έλεγχος κατά τον οποίο στις περιπτώσεις αυτές η τιμή της παραγόμενης ισχύος τίθεται ίση με αυτήν της ονομαστικής.

Αντίστοιχα υπολογίσθηκε και η χρονοσειρά της υπάρχουσας εγκατεστημένης φωτοβολταϊκής ισχύος.

N	O	P	Q	R
		Ωριαία παραγωγή φωτοβολταϊκών (MW)		
		0		
		0		
		0		
		0		
		0		
		0		
		0		
		0.625485752		
		0.561095605		
		0.544626531		
		0.490212277		
		0.397028175		
		0.270467718		
		0.134277573		
		0.010872351		
		0		

Εικόνα 4.16 Υπολογισμός της μέσης ωριαίας φωτοβολταϊκής ισχύος του υβριδικού

X	Y
	Παραγωγή ήδη εγκατεστημένων φ/βολταϊκών πάρκων (MW)
	0
	0
	0
	0
	0
	0
	0
	0.815963974
	0.731965193
	0.710480818
	0.639495875
	0.51793456
	0.35283284
	0.175168917
	0.014183292

Εικόνα 4.17 Υπολογισμός της μέσης ωριαίας φωτοβολταϊκής ισχύος των ήδη υπαρχόντων φωτοβολταϊκών

Όπως και στην περίπτωση των αιολικών, οι τιμές εκφράζουν τη μέση παραγόμενη ισχύ κάθε ώρας αλλά ταυτόχρονα και την παραγόμενη ενέργεια της κάθε ώρας σε MWh καθώς το χρονικό βήμα των τιμών είναι μία ώρα και $\mathrm{E} = \overline{P} \cdot t$

Ένα μέσο για την αξιολόγηση της επίδοσης ενός φωτοβολταϊκού ενός αιολικού πάρκου είναι ο δείκτης Cf (Capacity factor). Ορίζεται ως ο λόγος της ετήσιας ενέργειας που αξιοποιείται προς την ονομαστική ισχύ του πάρκου πολλαπλασιασμένη επί της ώρες λειτουργίας ενός έτους.

Συνολικά εγκατεστημένη επιφάνεια (m^2)		3800
Ονομαστική Ισχύς Φωτοβολταϊκών KWp		444.61
Ετήσια παραγωγή	0.82821	GWh
Cf pv-hybrid (%)	20.20158	
Cf pv-today (%)	21.01316	

Εικόνα 4.18 Δείκτες απόδοσης φωτοβολταϊκού πάρκου

Επίσης αναγράφονται στο φύλλο τα υπόλοιπα στοιχεία του πάρκου όπως η συνολική συλλεκτική επιφάνεια, η ετήσια παραγωγή και οι capacity factors. Οι τελευταίοι υπολογίζονται στη συνέχεια μέσω του φύλλου hybrid.

4.7 Φύλλο εργασίας ELECTRONICS: Ενεργειακή προσομοίωση των ηλεκτρονικών ισχύς (Μπαταριών και μετασχηματιστών)

Στο συγκεκριμένο τμήμα επεξεργάζονται οι παράμετροι που έχουν να κάνουν με τη μονάδα αποθήκευσης και τα τους μετασχηματιστές των πάρκων.

Αρχικά υπολογίζεται και το μέγεθος της μπαταρίας σε Ah μέσω της σχέσης

$$C(Ah) = C(Wh) / V(Volt) \quad (4.7.2)$$

όπου **V**η τάση της μπαταρίας. Εδώ επιλέχθηκε τάση 400 V. Επίσης υπολογίζεται και η μέγιστη ισχύς της μπαταρίας καθώς και η εγγυημένη ισχύς οκταώρου με έναν τρόπο που θα αναλυθεί παρακάτω.

Σημαντικό για το οικονομοτεχνικό σκέλος είναι και οι φορές που θα επανεγκατασταθεί η μπαταρία κατά τη διάρκεια ζωής του έργου. Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, η μπαταρίες έχουν μία διάρκεια ζωής που εξαρτάται από τον τύπο της και τη χρήση που της γίνεται. Για τις μπαταρίες ιόντων λιθίου κυμαίνεται από 5 έως 30 χρόνια, που σημαίνει ότι υπάρχει πιθανότητα να χρειαστεί να εγκατασταθεί ξανά όλη η αποθηκευτική μονάδα. Έτσι διαιρώντας τη διάρκεια ζωής του έργου με τη διάρκεια ζωής των μπαταριών και στρογγυλοποιώντας στον αμέσως μεγαλύτερο ακέραιο προκύπτει και ο αριθμός των εγκαταστάσεων της μπαταρίας.

Σε προηγούμενο κεφάλαιο διευκρινίστηκε ότι η μπαταρία θα διαμεριστεί στα δύο πάρκα αναλογικά με το μέγεθός τους. Γι' αυτόν το λόγο υπολογίζονται οι λόγοι Ppv/Phybr και Pw/Phybr και πολλαπλασιάζονται με τη συνολική χωρητικότητα της μπαταρίας για τον υπολογισμό της επιμέρους χωρητικότητας των επιμέρους μπαταριών. Ο λόγος που γίνεται αυτό είναι για τον προσδιορισμό της μέγιστης ισχύος που θα παράγεται από κάθε πάρκο. Η τιμή της μέγιστης ισχύος χρειάζεται τόσο για την εκτίμηση του μεγέθους των μετασχηματιστών όσο και για να γνωρίζουμε πόση θα είναι η μέγιστη ηλεκτρική ισχύς που θα διοχετεύεται σε κάθε γραμμή μεταφοράς.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1															
2				ΜΠΑΤΑΡΙΑ									ΜΕΤΑΣΧΗΜΑΤΙΣΤΕΣ		
3															
4	Χωρητικότητα συσσωρευτή (MWh)				1.9										
5										Μέγιστη διακινούμενη ισχύς υβριδικού (MW)				6.66777	
6	Χωρητικότητα συσσωρευτή (Ah)				4750										
7										Μέγιστη διακινούμενη αιολική ισχύς (MW)				4.66197	
8	Ελάχιστη επιτρεπόμενη φόρτιση (%)				0										
9										Μέγιστη διακινούμενη φωτοβολταϊκή ισχύς (MW)				2.96105	
10	Αρχικό επίπεδο φόρτισης (%)				100		1								
11															
12	Ελάχιστη επιτρεπόμενη στάθμη (MWh)				0										
13										Ppv/Phybr	0.388435				
14	Τάση συσσωρευτή (V)				400										
15										Pw/Phybr	0.611565				
16	Ah/KWh				2.5										
17															
18	Βαθμός Απόδοσης Ηλ. Ισχύος συσσωρευτή (%)				95										
19															
20	Κόστος συσσωρευτή (€/MWh)				800000										
21															
22	Αριθμός εγκαταστάσεων κατά τη διάρκεια ζωής του έργου				2										
23															
24	Βαθμός απόδοσης μπαταρίας (%)				95		0.95								
25															

Εικόνα 4.19 Τμήμα του φύλλου εργασίας ELECTRONICS

4.8 Φύλλο εργασίας HYBRID: Προσομοίωση λειτουργίας του σταθμού

Το φύλλο αυτό αποτελεί την καρδιά των υπολογισμών. Εδώ προσομοιώνεται η λειτουργία του σταθμού για ολόκληρο το έτος και εξάγεται το ποσοστό της ενέργειας που παράγεται από την κάθε συνιστώσα. Απαρτίζεται από τρεις κύριους πίνακες, κάθε ένας από τους οποίους αναφέρεται και σε ένα διαφορετικό κομμάτι της ηλεκτροπαραγωγής του νησιού. Συγκεκριμένα ο πρώτος αφορά τον υβριδικό σταθμό, ο δεύτερος τον ΑΣΠ και ο τρίτος τις υπάρχουσες ανανεώσιμες. Για τους υπολογισμούς αντλούνται στοιχεία από τα αρχικά δεδομένα και από δεδομένα που υπολογίστηκαν στα φύλλα που αναφέρθηκαν προηγουμένως.

Η πρώτη στήλη περιέχει τη χρονοσειρά της ζήτησης πολλαπλασιαζόμενη με το συντελεστή διόρθωσης φορτίου. Ο συγκεκριμένος συντελεστής χρησιμεύει στο να βλέπουμε πώς μεταβάλλεται η λειτουργία του συστήματος με την αύξηση της ζήτησης. Χρησιμοποιείται αργότερα κατά την παραμετρική μελέτη που γίνεται. Ακολουθούν η αιολική και η φωτοβολταϊκή παραγωγή του υβριδικού και οι ήδη υπάρχουσες όπως προκύπτουν από τα αντίστοιχα φύλλα. Σε αυτές πολλαπλασιάζονται οι βαθμοί απόδοσης των μετατροπέων τους. Με αφετηρία αυτές τις στήλες κατασκευάζονται και οι υπόλοιπες με τον εξής τρόπο:

Αρχικά υπολογίζεται σε μία στήλη η φωτοβολταϊκή παραγωγή του υβριδικού που πάει απευθείας στη ζήτηση. Για την εύρεσή της βρίσκεται πρώτα η διαφορά της ζήτησης με την παραγωγή των σημερινών φωτοβολταϊκών πάρκων. Η απορροφόμενη φωτοβολταϊκή ισχύς θα είναι το ελάχιστο μεταξύ της διαφοράς αυτής και της παραγωγής του φωτοβολταϊκού πάρκου του υβριδικού.

$$P_{PV,com} = \min(P_{PV}, P_L - P_{PV_1}) \quad (4.8.1)$$

F	G	H	I	J	K
Ζήτηση (MW)	Φωτοβολταϊκή Παραγωγή (MW)		Αιολική Παραγωγή (MW)	Συνολική Παραγωγή ΑΠΕ	Φωτοβολταϊκή ενέργεια που πάει απευθείας στη ζήτηση
4.2244		0	1.45257375	1.45257375	0
3.835		0	1.7084325	1.7084325	0
3.658		0	2.020810313	2.020810313	0
3.599		0	1.7084325	1.7084325	0

Εικόνα 4.20 Τμήμα του φύλλο εργασίας HYBRID

Στη συνέχεια υπολογίζεται η συνολική φωτοβολταϊκή παραγωγή (P_{PV}) σε μία στήλη. Μετά σε μία βοηθητική υπολογίζεται η διαφορά της ζήτησης με τη συνολική φωτοβολταϊκή παραγωγή, P_L- P_{PV}. Θεωρήσαμε ως παραδοχή ότι πρώτα θα απορροφάται η φωτοβολταϊκή ισχύς και έπειτα η ισχύς από τις άλλες πηγές. Εφόσον η διαφορά P_L- P_{PV} είναι θετική τότε η ποσότητα αυτή πρέπει να καλυφθεί από τα αιολικά, την μπαταρία και τον ΑΣΠ με αυτήν τη σειρά. Η διείσδυση των αιολικών διέπεται από δύο περιορισμούς [16]. Ο ένας είναι δυναμικός περιορισμός και έχει να κάνει με το

όριο διείσδυσης που ορίζεται για τα αιολικά και ο άλλος έχει να κάνει με τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων που λειτουργούν εκείνη την ώρα.
Πρώτα υπολογίζονται τα τεχνικά ελάχιστα, τα οποία λαμβάνονται 20% επί την ονομαστική ισχύ της μονάδας που είναι σε λειτουργία. Για τις ανάγκες της εργασίας θεωρήσαμε ότι ο ΑΣΠ θα λειτουργεί με τέσσερις εκ των εννιά μηχανών που διαθέτει. Τις δύο Wartsila ονομαστικής ισχύος 5,327 MW και τις δύο Mitsubishi ονομαστικής ισχύος 1,275 MW.
Για τον προσδιορισμό των τεχνικών ελαχίστων πρώτα πρέπει να βρεθεί ποια μονάδα είναι σε λειτουργία κάθε στιγμή. Για να γίνει αυτό εξετάζουμε περιπτώσεις για κάθε χρονική στιγμή. Συγκεκριμένα ελέγχουμε ποια μονάδα μπορεί να καλύψει όλη την υπολειπόμενη ισχύ P_L- P_{PV} ξεκινώντας από τη μικρότερη και καταλήγοντας στη μεγαλύτερη. Για τη μονάδα που προκύπτει ότι μπορεί να καλύψει την πιο πάνω διαφορά υπολογίζεται σε μία στήλη το 20% της ονομαστικής της ισχύος. Αυτό είναι και το τεχνικό ελάχιστο της αντίστοιχης χρονικής στιγμής.
Ο δυναμικός περιορισμός υπολογίζεται εύκολα από τη σχέση:

$$P_{W\max_1} = (P_L - P_{PV})c_{\max} \quad (4.8.2)$$

όπου c_{max} το όριο διείσδυσης των αιολικών.
Οπότε η απορροφόμενη αιολική ενέργεια των σημερινών ανεμογεννητριών θα είναι ίση με το ελάχιστο των δύο περιορισμών.

$$P_{W_1} = \min\left(P_{W\max}, P_L - P_{PV} - P_t\right) \quad (4.8.3)$$

Με $\mathbf{P_t}$ συμβολίζεται το αντίστοιχο τεχνικό ελάχιστο. Οπότε αντιγράφοντας τη σχέση 4.8.3 σε κάθε κελί προκύπτει αυτόματα η απορροφόμενη ενέργεια των υπαρχόντων αιολικών πάρκων. Στη συνέχεια με τον ίδιο τρόπο υπολογίζεται και η απορροφόμενη ισχύς των αιολικών πάρκων του υβριδικού. Μόνο που θα πρέπει να ληφθεί υπόψη η ισχύς των υπόλοιπων αιολικών πάρκων. Οπότε ο νέος δυναμικός περιορισμό θα είναι:

$$P_{W\max_2} = (P_L - P_{PV} - P_{W_1})c_{\max} \quad (4.8.4)$$

και άρα η αιολική ισχύς του υβριδικού που πάει απευθείας στο δίκτυο θα είναι:

$$P_W = \min\left(P_{W\max_2}, P_L - P_{PV} - P_{W_1} - P_t\right) \quad (4.8.5)$$

Πρώτα δόθηκε προτεραιότητα στα φωτοβολταϊκά πάρκα.

V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC
ΥΠΑΡΧΟΥΣΕΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ			PHOTOVOLTAICS	BOI			
Παραγωγή ήδη εγκατεστημένου αιολικού πάρκου (MW)	Ισχύς που αξιοποιείται από παρόν αιολικό πάρκο	Παραγωγή των ήδη εγκατεστημένων φ/βολταϊκών	Συνολική φ/βολταϊκή παραγωγή	Τεχνικό ελάχιστο ΑΣΠ (MW)	PL-PPV	Pw,com	PL-PPV1
0.491549	0.491549	0	0	1.0654	4.2244	1.45257375	4.2244
0.4179335	0.4179335	0	0	1.0654	3.835	1.7084325	3.835
0.315738438	0.315738438	0	0	1.0654	3.658	1.671130781	3.658
0.10906	0.10906	0	0	1.0654	3.599	1.7084325	3.599
0.10906	0.10906	0	0	1.0654	3.363	1.45257375	3.363
0.0775105	0.0775105	0	0	1.0654	3.4574	1.097383594	3.4574

Εικόνα 4.21 Τμήμα του φύλλο εργασίας HYBRID

Οπότε μέχρι στιγμής έχουμε υπολογίσει την ισχύ που πάει απευθείας στο δίκτυο για κάθε πάρκο. Το επόμενο βήμα είναι η μπαταρία και η διαχείριση της ενέργειας που θα κάνει. Για τη διαδικασία αυτή χρησιμοποιήθηκαν ως δεδομένα η χωρητικότητα, η ελάχιστη επιτρεπόμενη φόρτιση και η αρχική στάθμη της μπαταρίας.

Ο αλγόριθμος που καθορίζει την όλη διαχείριση παρατίθεται στο παράρτημα Α-1.
Από το συγκεκριμένο αλγόριθμο προκύπτει σε μία στήλη η διαθέσιμη ενέργεια της μπαταρίας για κάθε ώρα. Από αυτήν υπολογίζεται και η ενέργεια φόρτισης και εκφόρτισης της μπαταρίας. Όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως η τιμές των ισχύων που παρουσιάζονται εκφράζουν τη μέση ισχύ κάθε ώρας. Οπότε επί της ουσίας εκφράζουν και την αντίστοιχη συνολική ενέργεια για αυτήν την ώρα. Με βάση αυτό το σκεπτικό η ισχύς που απορροφάει ή δίνει η μπαταρία ισοδυναμεί με την ενέργεια που κερδίζει ή χάνει κάθε ώρα.

K	L	M	N	O	P
			ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ		
Φωτοβολταϊκή ενέργεια που πάει απευθείας στη ζήτηση	Αιολική ενέργεια που πάει απευθείας στη ζήτηση	Ενέργεια φόρτισης μπαταρίας (MWh)	Ενέργεια εκφόρτισης μπαταρίας (MWh)	Διαθέσιμη ενέργεια μπταρίας (MWh)	Ποσοστό φόρτισης (%)
				3.7	100
0	1.45257375	0	1.21487725	2.48512275	67.16548
0	1.7084325	0	0.643234	1.84188875	49.780777
0	1.671130781	0	0.605730781	1.236157969	33.409675
0	1.7084325	0	0.7161075	0.520050469	14.055418
0	1.45257375	0	0.520050469	0	0
0	1.097383594	0	0	0	0
0	0.37905	0	0	0	0
1.188422929	0.37905	0	0	0	0

Εικόνα 4.22 Τμήμα του φύλλου εργασίας HYBRID

Έπειτα εκτιμάται σε ξεχωριστή στήλη η φωτοβολταϊκή ενέργεια που πάει στην μπαταρία. Αυτή η περίπτωση εμφανίζεται μόνο όταν η συνολική φωτοβολταϊκή ισχύς υπερβαίνει τη ζήτηση. Στη συνέχεια έχοντας υπολογίσει την τελευταία προκύπτει εύκολα η αιολική ισχύς που πάει στην μπαταρία.

$$E_{W \to BAT} = E_{charge} - E_{PV \to BAT} \quad (4.8.6)$$

$\mathbf{E_{charge}}$ είναι η ενέργεια φόρτισης της μπαταρίας.

Έχοντας υπολογίσει τα παραπάνω μπορούμε να εκτιμήσουμε και το ποσό της απορριπτόμενης ενέργειας.

$$E_{W \to \alpha\pi o\rho} = E - E_{W \to grid} - E_{W \to BAT} \quad (4.8.9)$$

Η ίδια σχέση ισχύει και για τα φωτοβολταϊκά αν και όπως προέκυψε αργότερα δεν θα εμφανιστεί απόρριψη φωτοβολταϊκής ισχύος. Ο λόγος είναι επειδή κατά την πρόσδοση ενέργειας στο δίκτυο δίνεται προτεραιότητα πρώτα στα φωτοβολταϊκά και μετά στις υπόλοιπες συνιστώσες. Επίσης λόγω της χαμηλής τιμής πώλησης της φωτοβολταϊκής ενέργειας προέκυψε χαμηλή εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς σε σχέση με την αιολική.

Ακολουθεί ένα παράδειγμα με τα αποτελέσματα της προσομοίωσης του υβριδικού σταθμού. Οι τιμές είναι ενδεικτικές αλλά όχι οι τελικές.

AI	AJ	AK	AL	AM	AN	AO	AP	AQ	AR
ΑΣΠ(%)	63.34058168								
			WIND REJECTED (MWh)		1235.91			(%) wind	91.6772
ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ(%)	21.65197656								
			PV REJECTED (MWh)		0			(%) pv	8.32282
ΥΠΑΡΧΟΥΣΕΣ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ(%)	15.00744176								
			Wind used (MWh)		7750.47				
WIND direct(%)	19.84546098								
			PV used (MWh)		703.619				
PV (%)	1.801650527								
Battery(%)	0.231609411								
Συνολική εγκατεστημένη ισχύς υβριδικού (MW)			3.44460509						
Συντελεστής φορτίου νησιού(%)		37.15193217							
Συνολική ετήσια παραγόμενη ενέργεια (Mwh)			34427.09511						

Εικόνα 4.23 Αποτελέσματα προσομοίωσης λειτουργίας σταθμού

Τα αποτελέσματα που εξάγονται απ' αυτό το φύλλο είναι αποκλειστικά ενεργειακά και έχουν να κάνουν με την κατανομή της παραγωγής, τόσο ποσοστιαία όσο και ποσοτικά.
Συνεπώς έως τώρα έχει κατασκευαστεί ένα μέσο με το οποίο δίνεται η δυνατότητα μοντελοποίησης της ετήσιας λειτουργίας του σταθμού. Πάνω σε αυτό θα στηριχτεί στη συνέχεια η διαδικασία της παραμετρικής μελέτης για τη διερεύνηση των βέλτιστων σεναρίων.

4.9 Φύλλο εργασίας ASP:Προσομοίωση των συμβατικών μονάδων παραγωγής

Στο φύλλο αυτό αναλύεται η λειτουργία του ΑΣΠ και η επιρροή που έχει η παρουσία του υβριδικού σε αυτόν. Εδώ εισάγεται η χρονοσειρά παραγωγής του ΑΣΠ όπως προκύπτει από το φύλλο HYBRID και προστίθεται σε αυτήν ένα 5% λόγω των ιδιοκαταναλώσεων. Σκοπός είναι να προσδιοριστεί η ετήσια κατανάλωση μαζούτ και πετρελαίου έτσι ώστε να εκτιμηθεί το κόστος λειτουργίας. Επιπλέον μία άλλη σημαντική παράμετρος που αφορά τους σταθμούς diesel είναι ο αριθμός εκκινήσεων των μηχανών. Γενικότερα οι πολλές επανεκκινήσεις μιας ντιζελογεννήτριας σε μικρό χρονικό διάστημα είναι ανεπιθύμητες καθώς επιβαρύνουν τον κινητήρα. Επομένως θα ήταν προτιμότερο η κάθε μηχανή να μην τίθεται σε λειτουργία πάνω από δύο φορές τη μέρα.

Για τη διαχείριση έγινε η εξής παραδοχή:

Επειδή παρατηρήθηκε ότι, κατά τις προσομοιώσεις που έγιναν στη διάρκεια κατασκευής του υπολογιστικού εργαλείου, η μέγιστη ισχύς που καλείται να καλύψει ο ΑΣΠ είναι λιγότερη από 10 MW, αποφασίστηκε να χρησιμοποιηθούν μόνο τέσσερις από τις εννιά γεννήτριες που διαθέτει. Συγκεκριμένα επιλέχθηκαν οι δύο Wartsilaτων 5,3 MW και οι δύο Mitsubishi του 1,27 MW. Ο συνδυασμός αυτός προτιμήθηκε διότι παρέχεται κάλυψη τόσο στα χαμηλά φορτία από τις δύο Mitsubishi όσο και στα υψηλά από τις δύο Wartsila. Η νέα συνολική εγκατεστημένη ισχύς του σταθμού θα είναι 13 MW από τα 18 που ήταν πρωτύτερα. Οι εναπομένουσες γεννήτριες μπορούν είτε να μεταφερθούν σε κάποιο άλλο νησί, είτε να παραμείνουν στην Κάρπαθο για τις ανάγκες της εφεδρείας.

<u>Καταμερισμός της παραγωγής ανά μονάδα</u>

Αρχικά πρέπει να προσδιορισθεί ποια ή ποιες μονάδες θα είναι κάθε στιγμή σε λειτουργία και τι καύσιμο θα χρησιμοποιείται. Στη συνέχεια θα προσδιοριστεί η αντίστοιχη κατανάλωση καυσίμου με βάση τις τιμές ειδικής κατανάλωσης κάθε μηχανής που υπάρχουν στο φύλλο DATA. Τέλος γνωρίζοντας ποιες μηχανές είναι ενεργές κάθε στιγμή θα προσδιοριστεί ο αριθμός ενεργοποιήσεων της καθεμίας. Οι αλγόριθμοι για τον επιλογή της μονάδας που βρίσκεται σε λειτουργία και για τον υπολογισμό της κατανάλωσης παρουσιάζονται στα παραρτήματα Β-1 και Β-2.

E	F	G	H	I	J	K	L	M
Παραγωγή από συμβατική μονάδα (MWh)	Παραγωγή από συμβατική μονάδα (MWh) (συν 5% ιδιοκαταναλώσεις)	Μονάδες σε λειτουργία	Καύσιμο	Κατανάλωση ΜΑΖΟΥΤ (g)	Κατανάλωση DIESEL (g)	Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "1"	Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "2"	Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "7"
1.0654	1.11867	7	DIESEL	0	232649.7999	0	0	1
2.07718	2.181039	1	ΜΑΖΟΥΤ	482221.1798	0	1	0	0
2.005356938	2.105624784	1	ΜΑΖΟΥΤ	465547.323	0	0	0	0
2.34068275	2.457716888	1	ΜΑΖΟΥΤ	543393.8307	0	0	0	0
2.2855575	2.399835375	1	ΜΑΖΟΥΤ	530596.4019	0	0	0	0
2.648300438	2.780715459	1	ΜΑΖΟΥΤ	581692.3055	0	0	0	0
3.3041895	3.469398975	1	ΜΑΖΟΥΤ	725756.6328	0	0	0	0
2.368119793	2.486525783	1	ΜΑΖΟΥΤ	549763.391	0	0	0	0
2.944945332	3.092192598	1	ΜΑΖΟΥΤ	646849.5853	0	0	0	0
3.448550079	3.620977583	1	ΜΑΖΟΥΤ	757465.0587	0	0	0	0
4.005581794	4.205860883	1	ΜΑΖΟΥΤ	868409.3317	0	0	0	0
4.071931557	4.275528134	1	ΜΑΖΟΥΤ	882793.9471	0	0	0	0
4.179580432	4.388559453	1	ΜΑΖΟΥΤ	906132.2017	0	0	0	0

Εικόνα 4.24 Τμήμα του φύλλου εργασίας ASP

4.10 Φύλλο εργασίας FINANCIALS: Υπολογισμός οικονομικών μεγεθών

Εδώ γίνεται η οικονομική διερεύνηση του έργου. Τα αποτελέσματά του φύλλου αυτού εξαρτώνται αποκλειστικά από τις αρχικές παραμέτρους και και την παραγόμενη ενέργεια που υπολογίζεται στο φύλλο HYBRID. Πιο συγκεκριμένα παρατίθενται τα χρηματικά ποσά που αφορούν την επένδυση με βάση τα αρχικά δεδομένα που επιλέχθηκαν και τα επιμέρους κόστη του σταθμού. Επίσης ερευνάται και το νέο κόστος παραγωγής του ΑΣΠ μετά την τοποθέτηση του σταθμού και γίνεται σύγκριση των νέων δεδομένων με τα σημερινά.

Κόστος εγκατάστασης:

Αρχικά προσδιορίζονται τα κόστη εγκατάστασης/κατασκευής των επιμέρους συνιστωσών. Για κάθε συνιστώσα θα ισχύει:

$$K = k \cdot P_{nom} \quad (4.10.1)$$

Όπου **K** το συνολικό κόστος σε €, **k** το κόστος εγκατάστασης σε €/MWκαι $\mathbf{P_{nom}}$ η ονομαστική ισχύς σε MW.

Στη συνέχεια εκτιμάται η τιμή του αδιάστατου συντελεστή R. Ο συντελεστής R θα χρειαστεί για τον προσδιορισμό του δείκτη Levelized Cost Of Energy (LCOE), ο οποίος θα περιγραφεί στη συνέχεια.

$$R = \frac{i}{1-(1+i)^{-N}} \quad (4.10.2)$$

Όπου **i** το επιτόκιο αναγωγής και **N** η διάρκεια ζωής της κάθε συνιστώσας.

Κόστος λειτουργίας:

Το κόστος λειτουργίας χωρίζεται σε δύο επιμέρους κόστη, το σταθερό και το μεταβλητό κόστος. Το σταθερό κόστος έχει να κάνει με μόνιμα έξοδα λειτουργίας (εργατοώρες, κατανάλωση ενέργειας) που μένουν κατά κύριο λόγο σταθερά. Εκφράζονται ως ποσοστά επί το κόστος εγκατάστασης της κάθε μονάδας. Το μεταβλητό κόστος αφορά το κόστος λειτουργίας το οποίο δεν έχει σταθερή τιμή. Για παράδειγμα ο ΑΣΠ έχει κόστος λειτουργίας ανάλογο με την παραγόμενη ενέργεια. Στη συνέχεια παρατίθενται ενδεικτικές τιμές για τα κόστη λειτουργίας κάθε συνιστώσας [17].

Συνιστώσα	PV	Wind Park	Battery
Σταθερό κόστος (%)	1	3	3
Μεταβλητό κόστος (%)	-	-	-

Πίνακας 4.1 Κόστος λειτουργίας κάθε συνιστώσας του υβριδικού

Συνιστώσα	ΑΣΠ
Σταθερό κόστος (€/MWh)	28
Μεταβλητό κόστος (€/MWh)	2,3

Πίνακας 4.2 Κόστος λειτουργίας ΑΣΠ

Κόστος παραγόμενης ενέργειας:

Σε πρώτη φάση υπολογίζεται το κόστος παραγόμενης ενέργειας, δηλαδή το ποσό που πρέπει να δαπανηθεί για την παραγωγή μίας μεγαβατώρας. Το κόστος αυτό θα είναι:

$$PC = E_{PV} \cdot OMC_{PV} + E_W \cdot OMC_W + E_{BAT} \cdot OMC_{BAT} \quad (4.10.3)$$

Όπου $OMC = OMC_{CONS} + OMC_{VAR}$ είναι το κόστος λειτουργίας κάθε συνιστώσας και **Ε** η αντίστοιχη ετήσια παραγόμενη ενέργεια, η οποία έχει υπολογισθεί για κάθε συνιστώσα του σταθμού στο φύλλο HYBRID. Το κόστος της παραγόμενης ενέργειας υπολογίζεται και για τον ΑΣΠ (όταν αυτός θα λειτουργεί σε συνεργασία με τον υβριδικό σταθμό).

Ένας δείκτης ο οποίος παρέχει μία αντιπροσωπευτική εικόνα για το κόστος της παραγωγής μίας εγκατάστασης είναι το Levelized cost of energy (LCOE). Συγκεντρώνει όλα τα κόστη σχετικά με την παραγωγική μονάδα και τα ανάγει στη συνολική ετήσια ενέργεια που αυτή παράγει.

$$LCOE_{Hybrid} = \frac{\sum IC \cdot R}{E_{total}} + PC_{Hybrid} \quad (4.10.4)$$ για την περίπτωση του υβριδικού και

$$LCOE_{Diesel} = \frac{IC_{Diesel} + FC}{E_{Diesel}} + PC_{Diesel} \quad (4.10.5)$$ για την περίπτωση του ΑΣΠ.

Με **IC** συμβολίζεται το αντίστοιχο κόστος επένδυσης και με **FC** το κόστος καυσίμου. Προκειμένου να υπάρχει η δυνατότητα σύγκρισης υπολογίζονται τέσσερις διαφορετικοί δείκτες, ένας για τον υβριδικό σταθμό, δύο για τον ΑΣΠ (προ και μετά υβριδικού) και ένας για ολόκληρο το σύστημα του νησιού μετά την εγκατάσταση του υβριδικού (πλην τα ήδη υπάρχοντα αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα).

$$LCOE_{SYSTEM} = LCOE_{HYBRID} + LCOE_{ASP} \quad (4,10.6)$$

Για τους παραπάνω υπολογισμούς χρησιμοποιήθηκαν οι σημερινές τιμές καυσίμων που αναγράφονται στον πίνακα:

Καύσιμο	Κόστος (€/lt)
Μαζούτ	0,52
Diesel	1,56

Πίνακας 4.3 Κόστος καυσίμου

HYBRID	PV	WIND	BATTERY
επιτόκιο αναγωγής (i)	0.07	0.07	0.07
διάρκεια ζωής (N) (έτη)	20	20	10
OMC const (%)	1	3	3
OMC var (€/MWh)	-	-	-
FC (€)	-	-	-
R	0.094392926	0.09439	0.14238
IC (€)	311223.563	4500000	1521000
Κόστος παραγόμενης ενέργειας (€/Mwh)	23.2325		
LCOE (€/Mwh)	108.036		
Κόστος παραγόμενης ενέργειας ΑΣΠ & Υβριδικού (€/Mwh)	224.742		

ΑΣΠ	FUEL BEFORE HYBRID	FUEL AFTER HYBRID
επιτόκιο αναγωγής (i)	0.07	0.07
διάρκεια ζωής (N) (έτη)	30	30
OMC const (€/MWh)	28	28
OMC var (€/MWh)	2.3	2.3
FC (€)	4817591.776	3489694.181
R	0.080586404	0.080586404
IC (€)	11942464	9782464
Κόστος παραγόμενης ενέργειας (€/Mwh)	201.5094698	201.5094698
LCOE (€/Mwh)	376.0843022	232.6725829

Εικόνα 4.24 Τμήμα του φύλλου εργασίας FINANCIALS

Από πλευράς επένδυσης αναγράφονται: το αρχικό κεφάλαιο που θα απαιτηθεί, τα ποσά που θα καλυφθούν από δάνεια και επιχορηγήσεις και η υπολειμματική αξία της επένδυσης. Για την εύρεση αυτών των μεγεθών υπολογίζονται τα έξοδα που έχουν να κάνουν με τη σύνδεση στο τοπικό δίκτυο, τα λειτουργικά έξοδα του σταθμού, τα κόστη των μετασχηματιστών και τα ενοίκια που θα δαπανώνται κατά τη διάρκεια ζωής του έργου. Αναλυτικά προκύπτουν ως εξής:

<u>Κόστος σύνδεσης στο δίκτυο</u>

Το κόστος σύνδεσης στο δίκτυο οφείλεται στα καλώδια που θα χρησιμοποιηθούν. Οι δύο παράγοντες που καθορίζουν το κόστος είναι το μήκος τους και η ισχύς που μπορούν να μεταφέρουν. Επομένως πρέπει να καθοριστεί η απόσταση των πάρκων του σταθμού από τις πλησιέστερες γραμμές μεταφοράς και ποια θα είναι η μέγιστη ισχύς που θα μεταφέρουν.

Όπως αναφέρθηκε στην παράγραφο 3.2 η ιδανικότερη τοποθεσία για το αιολικό πάρκο είναι στη νοτιοδυτική Κάρπαθο κοντά στη θάλασσα. Στην επόμενη εικόνα αναγράφονται οι τοποθεσίες των ανεμογεννητριών και του πλησιέστερου σημείου σύνδεσης. Η τοποθεσία που επιλέχθηκε δεν είναι μοναδική καθώς μπορούν να επιλεγούν και βορειότερες ή νοτιότερες περιοχές. Η απόσταση από την πλησιέστερη γραμμή μεταφοράς δεν πρόκειται ν' αλλάξει σημαντικά. Για τον υπολογισμό της χρησιμοποιήθηκε η εφαρμογή Google Earth και η τιμή της κυμαίνεται στα 2,74 km. Όσον αφορά τη μέγιστη ισχύ που θα μεταφέρουν επελέγησαν τρία καλώδια χαλκού συνολικής διατομής 3X95 mm^2 μέγιστου ρεύματος 363 A. Συνεπώς για μέση τάση 15,75 kV η μέγιστη μεταφερόμενη 3-φ ισχύς θα είναι

$$P = \sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 363 \cdot 0,8 = 7922kW = 7,9MW$$

Ο όρος 0,8 αναφέρεται στις απώλειες της μεταφοράς.

Το κόστος των καλωδίων τέτοιου μεγέθους κυμαίνεται μεταξύ 40000-45000 €/km. Εδώ επιλέχθηκε η μεγαλύτερη τιμή, 45.000 €/km.

Εικόνα 4.25,Τοποθεσία αιολικού πάρκου (αριστερά) και σημείου σύνδεσης με τη γραμμή μεταφοράς (δεξιά)

Τα φωτοβολταϊκά έχουν τη δυνατότητα να τοποθετηθούν πλησιέστερα στη γραμμή μεταφοράς καθώς δεν επηρεάζονται από τους περιορισμούς των αιολικών. Επομένως μπορούμε να θεωρήσουμε τη δυσμενέστερη περίπτωση και να λάβουμε απόσταση ίση με αυτήν των αιολικών, δηλαδή περίπου 2,7 km [18]. Όπως παρατηρήθηκε κατά της προσομοιώσεις, η φωτοβολταϊκή παραγωγή είναι πολύ λιγότερη από την αιολική και στις περισσότερες των περιπτώσεων δεν ξεπερνάει το 1 MWp. Οπότε για την περίπτωσή τους επιλέχθηκαν 3-φ καλώδια συνολικής ισχύος 3X35 mm^{2}μέγιστου ρεύματος 180 A. Οπότε η μέγιστη μεταφερόμενη 3-φ ισχύς θα είναι

$$P = \sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 180 \cdot 0,8 = 3928kW = 3,9MW$$

Το κόστος τέτοιων καλωδίων ανέρχεται στα 30.000 €/km. Συνεπώς το συνολικό κόστος σύνδεσης με το δίκτυο θα είναι:

$$C_{con} = d_w \cdot c_w + d_{pv} \cdot c_{pv} = 2,74 \cdot 45.000 + 2,7 \cdot 30.000 = 204.300\,€$$

Όπου με **d** συμβολίζονται οι αποστάσεις των πάρκων από τα σημεία σύνδεσης και με **c** τα κόστη των καλωδίων ανά μήκος.

<u>Κόστη εγκατάστασης</u>

Τα κόστη εγκατάστασης για κάθε επιμέρους συνιστώσα υπολογίσθηκαν με βάση τη σχέση 4.10.1.

<u>Λειτουργικά έξοδα</u>

Τα λειτουργικά έξοδα υπολογίζονται ως ποσοστά του κόστους εγκατάστασης της αντίστοιχης συνιστώσας, οπότε:

$$OC = OMC_W \cdot IC_W + OMC_{PV} \cdot IC_{PV} + OMC_{BAT} \cdot IC_{BAT} \quad (4.10.7)$$

Κόστος ενοικίασης

Αφορά το φωτοβολταϊκό πάρκο και η τιμή του εξαρτάται από τα στρέμματα που καταλαμβάνει το πάρκο. Ωστόσο η τιμές ποικίλλουν και γι' αυτόν το λόγο θα επιλεγεί μία ενδεικτική, 125 €/km²/μήνα. Άρα το ετήσιο κόστος ενοικίασης θα είναι

$$RC = 125 \cdot A \cdot 1,5 \cdot 12 \quad (4.10.8)$$

Όπου **A** η συνολική επιφάνεια των πάνελ. Επειδή η έκταση που θα καταλαμβάνει το πάρκο δε θα περιορίζεται μόνο στην επιφάνεια των πάνελ, χρησιμοποιήθηκε και ο συντελεστής 1,5.

Κόστος μετασχηματιστών

Οι τιμές των μετασχηματιστών κυμαίνονται από 15.000 €/MW έως 25.000 €/MW. Για την παρούσα μελέτη επιλέχθηκε η τιμή των 20.000 €/MW. Το μέγεθος των μετασχηματιστών υπολογίζεται στο φύλλο ELECTRONICS. Οπότε:

$$CT = 20.000 \cdot (P_{T-W} + P_{T-PV}) \quad (4.10.9)$$

Αρχικό κόστος εγκατάστασης

Έχοντας βρει τα παραπάνω το συνολικό κόστος επένδυσης θα είναι:

$$IC = IC_W + IC_{PV} + \nu \cdot IC_{BAT} + C_{con} + CT \quad (4.10.10)$$

Όπου ν ο αριθμός που θα επανεγκατασταθούν οι μπαταρίες καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του σταθμού.

Ποσά δανείου-επιχορηγήσεων

Το ποσό που θα καλυφθεί από δάνεια ή επιχορηγήσεις προκύπτει ως ποσοστό επί το αρχικό κεφάλαιο IC.

	A	B	C	D	E	F
1						
2	Ποσό επιχορήγησης (€)			0		
3	Ποσό από ιδία κεφάλαια (€)			5E+06		
4	Ποσό δανείου (€)			3E+06		
5	Επιτόκιο δανεισμού (%)			7		
6	Επιτόκιο προεξόφλησης (%)			10		
7	Υπολειμματική αξία (€)			1E+06		
8						
9						
10						
11						
12	Κόστος σύνδεσης στο δίκτυο (€)		204300			
13	Συνολικό κόστος επένδυσης (€)		8165523.563			
14	Λειτουργικά έξοδα (€/έτος)		183742.2356			
15	Κόστος μετασχηματιστων (€/MW)		20000			
16	Κόστος ενοικίασης pv (€/χρόνο)		8550.097883			
17						
18						
19						
20						

Εικόνα 4.26 Τμήμα φύλλου εργασίας FINANCIALS- Οικονομικά στοιχεία επένδυσης

4.11 Φύλλο εργασίας OPTIMIZATION: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης

Όπως αναφέρθηκε στην αρχή της εργασίας, το υπολογιστικό εργαλείο δίνει τη δυνατότητα παραμετρικής μελέτης. Η διαδικασία της παραμετρικής μελέτης, όπως θα αναλυθεί και στη συνέχεια, αποσκοπεί στην εύρεση μίας ή περισσότερων επιθυμητών λύσεων για ένα πρόβλημα με γνώμονα ορισμένα κριτήρια. Στη συγκεκριμένη περίπτωση το πρόβλημα είναι η εύρεση μιας οικονομικά συμφέρουσας διαστασιολόγησης του σταθμού που να αυξάνει σημαντικά το ποσοστό διείσδυσης των ανανεώσιμων στο νησί. Πρόκειται για ένα πρόβλημα που επηρεάζεται από πολλούς παράγοντες που αλληλεπιδρούν μεταξύ τους, επομένως ο μόνος τρόπος επίλυσής του είναι να εξεταστούν όλοι οι πιθανοί συνδυασμοί των παραμέτρων μέσα σε ένα εύρος τιμών με κάποιο βήμα. Τα αποτελέσματα στη συνέχεια θα πρέπει να συγκεντρώνονται και να κατατάσσονται βάσει των κριτηρίων που έχουν τεθεί.

Στο φύλλο αυτό αποθηκεύονται όλα τα αποτελέσματα της παραμετρικής μελέτης και παρουσιάζεται το βέλτιστο από αυτά. Οι παράμετροι που καθορίζουν το πρόβλημα είναι τρεις: η εγκατεστημένη αιολική ισχύς, η εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή και το μέγεθος της μπαταρίας. Αυτές μεταβάλλονται για να εξετασθούν όλοι οι πιθανοί συνδυασμοί τους.

Για κάθε συνδυασμό καταγράφονται τα εξής μεγέθη: Η καθαρή παρούσα αξία (Net Present Value), ο χρόνος αποπληρωμής της επένδυσης, το νέο ποσοστό διείσδυσης ανανεώσιμων του νησιού (συμπεριλαμβανομένων και των υπαρχουσών ανανεώσιμων) και ο LCOE. Ως βέλτιστο κριτήριο επιλέχθηκε η καθαρή παρούσα αξία.

Αφού γίνει η παραμετρική μελέτη, στο φύλλο παρουσιάζονται τέσσερις κατηγορίες δεδομένων. Πρώτα τα βασικά στοιχεία της βέλτιστης λύσης, μετά η χρηματοροή της, στη συνέχεια τα στοιχεία που αναφέρθηκαν παραπάνω για όλους τους συνδυασμούς και τέλος ένα διάγραμμα που στον οριζόντιο άξονα έχει το ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ του κάθε συνδυασμού και στον κάθετο τον αντίστοιχο LCOE.
Οι τιμές που αναγράφονται στα παρακάτω παραδείγματα είναι ενδεικτικές και όχι οι τελικές.

Βέλτιστη εγκατεστημένη αιολική ισχύς (MW)	3
Βέλτιστη εγκατεστημένη pv ισχύς (MW)	0.44460509
Μέγεθος μπαταρίας (KWh)	0
Εκμετάλλευση ΑΠΕ (%)	35.26612861
LCOE (€/Mwh)	281.8629159
Κ.Π.Α. (€)	1537176.04
IRR	18%
Χρόνος αποπληρωμής (έτη)	9

Εικόνα 4.27 Στοιχεία βέλτιστης λύσης

Έτος	Εισόδημα	Δάνειο	Τόκος	Καθαρό κέρδος	Χρηματοροή
		2034349			-3051524
1	899029	1932632	135284.24	304571.885	543607.9
2	902006	1830914	128164.01	306774.2684	545810.3
3	904962	1729197	121043.79	308962.0895	547998.1
4	907875	1627480	113923.57	311117.6193	550153.7
5	910752	1525762	106803.34	313246.8709	552282.9
6	913596	1424045	99683.122	315351.3817	554387.4
7	916367	1322327	92562.899	317401.8494	556437.9
8	919087	1220610	85442.676	319414.3621	558450.4
9	921798	1118892	78322.453	321420.554	560456.6
10	924470	1017175	71202.23	323398.184	562434.2
11	927051	915457	64082.007	325307.9176	564344
12	929639	813740	56961.784	327222.5943	566258.7
13	932187	712022	49841.561	329108.4435	568144.5
14	934698	610305	42721.338	330966.4554	570002.5
15	937169	508587	35601.115	332794.9093	571831
16	939594	406870	28480.892	334589.677	573625.7
17	941983	305152	21360.669	336357.6932	575393.8
18	944334	203435	14240.446	338097.5783	577133.6
19	946659	101717	7120.223	339817.6933	578853.8
20	948949	8.4E-10	5.908E-11	341512.3372	580548.4
21	1117834	390055	27303.831	343588.1239	654413
22	1121089	292541	20477.873	345703.3097	656528.2
23	1123851	195027	13651.915	347498.7424	658323.6
24	1126743	97513.7	6825.9577	349378.9411	660203.8
25	1129377	-8.7E-11	-6.11E-12	351090.78	661915.6

Εικόνα 4.28 Χρηματοροή βέλτιστης λύσης

Κ.Π.Α.	PV (MW)	Wind(MW)	Battery (MWh)	(%) ΑΠΕ (ολικό)	LCOE TOTAL (€/MWh)	Χρόνος αποπληρωμής (έτη)
308135.8255	0.44461	0.5	0	20.57376245	259.1424826	10
290739.6856	0.66691	0.5	0	21.44203065	257.967423	11
272737.7257	0.88921	0.5	0	22.30208796	257.1655397	12
252099.1103	1.11151	0.5	0	23.14603896	256.6388568	12
232307.8326	1.33382	0.5	0	23.98549013	256.257552	13
213063.2827	1.55612	0.5	0	24.82696371	255.9798336	14
194675.9764	1.77842	0.5	0	25.6680864	255.7911044	14
176119.7204	2.00072	0.5	0	26.50501465	255.6763975	15
158016.9647	2.22303	0.5	0	27.34047757	255.6414198	16
138707.9679	2.44533	0.5	0	28.14536667	255.6981176	16
733680.2306	0.44461	1	0	24.22462301	263.3425239	8
708977.8312	0.66691	1	0	25.06258068	262.6311276	9
683646.105	0.88921	1	0	25.89606466	262.0759839	9
655784.8949	1.11151	1	0	26.71040971	261.6908864	10
628246.1385	1.33382	1	0	27.52000522	261.3918942	10
601616.7321	1.55612	1	0	28.33434011	261.1491791	11

Εικόνα 4.29 Οικονομικά και ενεργειακά δεδομένα κάθε περίπτωσης της παραμετρικής διερεύνησης

4.12 Φύλλο εργασίας RESULTS: Αναλυτικά αποτελέσματα του υβριδικού σταθμού

Είναι το τελικό φύλλο στο οποίο παρουσιάζονται αναλυτικά όλα τα δεδομένα και τα αποτελέσματα της κάθε συνιστώσας για το βέλτιστο συνδυασμό που προέκυψε κατά την παραμετρική μελέτη. Επίσης γίνεται και η σύγκριση της εν λόγω επιλογής με τη σημερινή κατάσταση που επικρατεί στο νησί. Τα παραδείγματα που ακολουθούν είναι και εδώ ενδεικτικά.

ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ	
Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύς (MW)	3
Εγκατεστημένη Φωτοβολταϊκή Ισχύς (MWp)	0.44461
Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς	3.44461
Χωρητικότητα συσσωρευτή (MWh)	1.9
Ποσοστό παραγόμενης ενέργειας σταθμού ως προς τη συνολική (%)	20.2555
Ποσοστό ετήσιας παραγόμενης ενέργειας από ΑΣΠ (%)	64.7743
Ποσοστό απορριπτομενης αιολικής ενέργειας (%)	19.8204
Ποσοστό απορριπτομενης φωτοβολταϊκής ενέργειας (%)	0
Ποσοστό απορριπτομενης αιολικής ενέργειας (%)	19.8204
Συνεισφορά PV στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	1.80165
Συνεισφορά Α/Π στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	18.4494
Συνεισφορά μπαταρίας στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	1.63524
Μέγιστη καλυπτόμενη αιχμή από σταθμό (MW)	9.4525
Κόστος παραγόμενης ενέργειας (€/Mwh)	23.2325
LCOE (€/Mwh)	108.036
Συνολικό κόστος εγκατάστασης (€)	6332224

Σύγκριση με λειτουργία προ υβριδικού	
Εξοικονόμηση καυσίμου (%)	28.3376
LCOEHYBRID-LCOEBEFORE (€/Mwh)	-35.3754

Φωτοβολταϊκό πάρκο	
Ονομαστική ισχύς (MWp)	0.444605
Συνολική επιφάνεια συλλέκτη (m^2)	3800.044
PVGiS (KWh/KWp)	1665.863
Φωτοβολταϊκή ισχύς ως προς μέσο ετήσιο φορτίο (%)	10
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	740.6512
Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια (MWh)	0
Κόστος εγκατάστασης (€)	311223.6

Αιολικό Πάρκο	
Ονομαστική ισχύς (MW)	3
Αριθμός ανεμογεννητριών (Μεσοχώρι)	0
Αριθμός ανεμογεννητριών (σύνορα με Κάσο)	6
Αιολική ισχύς ως προς μέσο φορτίο (%)	60
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	8991.96
Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια (MWh)	1781.138
Κόστος εγκατάστασης (€)	4500000

Συσσωρευτής	
Τύπος συσσωρευτή	Μπαταρία Ιόντων λιθίου
Χωρητικότητα (Ah)	4750
Χωρητικότητα (KWh)	1900
Ημέρες αυτονομίας	0.02
Συνολική ενέργεια που αποθηκεύεται (MWh)	636.8772
Συνολική ενέργεια που προσδίδεται (MWh)	638.6289
Τάση λειτουργίας (V)	400
Κόστος εγκατάστασης (€)	1521000

Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής	
Χρησιμοποιούμενες μονάδες	1,2,7,8
Ονομαστική Ισχύς	13.204
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	25297.01
Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια (MWh)	0
Ετήσια κατανάλωση Μαζούτ (tn)	5197.537
Ετήσια κατανάλωση Diesel (tn)	343.8541
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "1" ανά ημέρα	1.139726
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "2" ανά ημέρα	0.134247
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "7" ανά ημέρα	1.70137
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "8" ανά ημέρα	0

Εικόνα 4.29 Τμήμα φύλλου εργασίας RESULT όπου παρουσιάζονται αναλυτικά τα αποτελέσματα του συστήματος

Συνολικά δεδομένα νησιού	
Συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς (MW)	4.23
Συνολική εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (MWp)	1.60461
Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων (MW)	13.204
Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (MW)	19.0386
Ετήσια ζήτηση (GWh)	39.0541
Ετήσια αιχμή (MW)	12
Συντελεστής φορτίου (%)	37.1519
Ποσοστό κάλυψης φορτίου από ΑΠΕ (%)	35.2257
Ποσοστό κάλυψης φορτίου από συμβατικές μονάδες (%)	64.7743
LCOE (€/Mwh)	340.709

5. ΝΟΜΙΚΟ-ΘΕΣΜΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ

Βάσει της ισχύουσας νομοθεσίας[20], υβριδικός λέγεται κάθε σταθμός παραγωγής ενέργειας ο οποίος:

α)Χρησιμοποιεί μία τουλάχιστον μορφή ΑΠΕ.

β) Η συνολική ενέργεια που απορροφά από το Δίκτυο σε ετήσια βάση, δεν υπερβαίνει το 30% της συνολικής ενέργειας που καταναλώνεται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του σταθμού αυτού.

γ) Η μέγιστη ισχύς παραγωγής των μονάδων του σταθμού ΑΠΕ δεν μπορεί να υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης του σταθμού αυτού προσαυξημένη κατά 20%.

Οι συνιστώσες που αποτελούν τους υβριδικούς σταθμούς είναι:

- Η συμβατική ή πλήρως ελεγχόμενη πηγή.
- Η ανανεώσιμη ή μη ελεγχόμενη πηγή
- Η μονάδα αποθήκευσης
- Η μονάδα ελέγχου και διαχείρισης του συστήματος

<u>Συμβατική πηγή:</u>

- ✓ Η μονάδα της οποίας η παραγωγή είναι 100% ελεγχόμενη
- ✓ Συνήθως είναι γεννήτρια που χρησιμοποιεί ορυκτά ή υγρά καύσιμα (υδρογονάνθρακες κατά βάση)
- ✓ Μπορεί επίσης να είναι και ΑΠΕ (π.χ. σταθμός καύσης βιομάζας, fuel cells κ.τ.λ.)
- ✓ Χαρακτηρίζονται από σταθερότητα στην παραγωγή
- ✓ Συνήθως καταλαμβάνουν το μεγαλύτερο κομμάτι της παραγωγής του σταθμού

<u>Ανανεώσιμη-μη ελεγχόμενη πηγή:</u>

- ✓ Είναι η μονάδα ΑΠΕ της οποίας την παραγωγή δεν μπορούμε να ελέγξουμε πλήρως
- ✓ Χαρακτηρίζεται από περιοδικότητα ή ακόμα και ασυνέχεια στην παραγωγή
- ✓ Συνήθως όχι μεγάλο ποσοστό διείσδυσης στο μείγμα του σταθμού
- ✓ Αιολικά/φωτοβολταϊκά πάρκα

<u>Μονάδα αποθήκευσης:</u>

- ➢ Διάταξη για την αποθήκευση περισσευούμενης ενέργειας και την κάλυψη των αιχμιακών φορτίων
- ➢ Μπορεί να χρησιμοποιηθεί και ως συμβατική πηγή
- ➢ Σταθερή απόδοση ενέργειας για ορισμένο χρονικό διάστημα

Όσον αφορά την τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας από υβριδικούς σταθμούς, αυτή διαφέρει από νησί σε νησί. Για την Κάρπαθο συγκεκριμένα εκδόθηκε εντός του 2016 απόφαση που καθορίζει την τιμή πώλησης της ενέργειας που προέρχεται από υβριδικούς σταθμούς, η οποία παρατίθεται στο παράρτημα Ζ:

Για την τιμολόγηση της φωτοβολταϊκής ενέργειας, με βάση το άρθρο 13 του νόμου 3468/2006, αυτή θα είμαι ίση με: $1,4 \cdot \mu ΟΤΣ_{ν-1}$, όπου $\mu ΟΤΣ_{ν-1}$ είναι η μέση οριακή τιμή του συστήματος του προηγούμενου έτους. Εδώ λήφθηκε υπόψη η μέση οριακή τιμή συστήματος για το έτος 2015, όπως αυτή δόθηκε από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας και είναι ίση με 0,0513 €/KWh.

6. ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ

6.1 Σκοπός

Προκειμένου να μπορεί να γίνει ολοκληρωμένη και πλήρης αξιολόγηση μιας επένδυσης, πρέπει να εξεταστεί η εξέλιξη και το αποτέλεσμα που θα έχει στο τέλος του χρόνου ζωής της. Έτσι και σε αυτήν την περίπτωση είναι αναγκαίο να μελετηθεί η απόκριση της επένδυσης στο χρονικό ορίζοντά που θα επιλεχθεί. Στόχος της διαδικασίας είναι να αξιολογήσει την επένδυση στο πέρας του χρόνου ζωής της με βάση ορισμένους δείκτες και η αξιολόγηση αυτή να επαναληφθεί για κάθε δυνατό συνδυασμό. Οι δείκτες αυτοί είναι οικονομικοί κατά κύριο λόγο και ενεργειακοί κατά δεύτερο. Στο τέλος επιλέγεται μία βέλτιστη λύση με κριτήριο την καθαρή παρούσα αξία (Κ.Π.Α.). Με αυτήν τη μέθοδο θα έχουμε εντέλει μία πλήρη εικόνα του πώς θα ανταποκριθεί ο σταθμός λειτουργικά και επενδυτικά για τη διαστασιολόγηση που θα επιλεχθεί και πώς θα επηρεαστεί η ΔΕΗ από αυτήν. Για την εκτέλεση της διαδικασίας κατασκευάστηκε αλγόριθμος σε Visual Basic ο οποίος παρατίθεται στο παράρτημα Γ-1.

6.2 Κριτήρια παραμετρικής μελέτης

Τα κριτήρια ως προς τα οποία αξιολογείται ο σταθμός είναι οικονομικής [19] και ενεργειακής φύσεως. Από οικονομικής πλευράς οι δείκτες που εξετάζονται είναι η Καθαρή Παρούσα Αξία (Κ.Π.Α.), ο χρόνος αποπληρωμής της επένδυσης και ο LCOE. Για το ενεργειακό κομμάτι αυτό που απασχολεί περισσότερο είναι το ποσοστό διείσδυση των ανανεώσιμων στο νησί. Όσον αφορά τη βελτιστοποίηση και τη διαστασιολόγηση που θα προκύψει ως ιδανικότερη στο τέλος της παραμετρικής μελέτης, το μοναδικό κριτήριο είναι η Κ.Π.Α. Παρακάτω αναλύονται όλοι οι δείκτες:

Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value)

Η καθαρή παρούσα αξία είναι η διαφορά μεταξύ της παρούσας αξίας των ταμειακών ροών της επένδυσης και του κεφαλαίου που απαιτείται. Εν ολίγοις δηλώνει εάν μια επένδυση θα έχει τελικά κέρδος η ζημία. Υπολογίζεται από τη σχέση:

$$NPV = -C + \sum_{t=1}^{N} \frac{F_t}{(1+i)^t} + \frac{SV_N}{(1+i)^N} \quad (5.2.1)$$

Όπου:

- **C** η αρχική επένδυση
- $\mathbf{F_t}$ η ετήσια καθαρή ταμειακή ροή
- **N** η διάρκεια οικονομικής ζωής της επένδυσης
- **i** το επιτόκιο αναγωγής σε παρούσα αξία
- $\mathbf{SV_N}$ η απομένουσα αξία της επένδυσης

Η Κ.Π.Α. μπορεί να είναι είτε θετική είτε αρνητική.

- Αν NPV>0 τότε η επένδυση θεωρείται βιώσιμη.
- Αν NPV=0 τότε η επένδυση είναι οριακή και εμπεριέχει ένα μεγάλο ρίσκο.
- Αν NPV<0 τότε είναι ασύμφορη.

Όταν πρόκειται για μία ολοκληρωμένη επένδυση στην οποία εμπλέκονται και άλλοι ενδιαφερόμενοι (π.χ. τράπεζες) ο υπολογισμός της καθαρής ετήσιας ταμειακής ροής εξαρτάται από αρκετούς παράγοντες. Συγκεκριμένα προκύπτει από τον παρακάτω τύπο:

$$F_t = D + NP - LR \quad (5.2.2)$$

Όπου με **D** συμβολίζεται η απόσβεση, με **NP** το καθαρό κέρδος και με **LR** η δόση για την αποπληρωμή του δανείου.
Τα μεγέθη αυτά υπολογίζονται ως εξής:

$$D = (1-\varepsilon)\cdot IC \cdot \eta_{dep} \quad (5.2.3)$$ Όπου:

- **ε** το ποσοστό της επένδυσης που καλύπτεται από επιχορήγηση
- **IC** το ολικό κόστος της επένδυσης
- $\boldsymbol{\eta_{dep}}$ ο ρυθμός απόσβεσης

Οι δόσεις αποπληρωμής του δανείου είναι ισόποσες για κάθε χρόνο, οπότε:

$$LR = \frac{Loan}{N} \quad (5.2.4)$$

- **Loan** είναι το αρχικό δάνειο που λαμβάνεται
- **N** Η διάρκεια της επένδυσης

Το καθαρό κέρδος προκύπτει εάν αφαιρεθούν οι φόροι από το κέρδος του κάθε έτους.

$$NP = (1-tax)\cdot Profit \quad (5.2.5)$$

Το ετήσιο κέρδος προ φόρων υπολογίζεται εάν αφαιρεθούν από τα ετήσια έσοδα τα λειτουργικά έξοδα, οι τόκοι και η απόσβεση.

$$PR = Income - OC - IN - D \quad (5.2.6)$$

Όπου:

- **Income** είναι το ετήσιο εισόδημα
- **OC** τα λειτουργικά έξοδα
- **IN** ο τόκος κάθε έτους

Ο ετήσιος τόκος υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$In = ir \cdot Loan_{t-1} \quad (5.2.7)$$

- **ir** είναι το επιτόκιο δανεισμού
- $\mathbf{Loan_{t-1}}$ η τιμή του δανείου του αμέσως προηγούμενου έτους

Η τελευταία προκύπτει να αφαιρεθεί η δόση αποπληρωμής από την τιμή του δανείου του προηγούμενου έτους

$$Loan_t = Loan_{t-1} - LR \quad (5.2.8)$$

Το ετήσιο εισόδημα προκύπτει ως εξής:

$$Income = E_{PV} \cdot p_{PV} + E_W \cdot p_W + E_{BAT} \cdot p_{BAT} \quad (5.2.9)$$

Όπου **E** η ετήσια ενέργεια κάθε συνιστώσας που πωλείται από το σταθμό και **p** η αντίστοιχη τιμή πώλησής της.

Χρόνος αποπληρωμής

Ο χρόνος αποπληρωμής είναι το χρονικό διάστημα που απαιτείται ώστε η καθαρή παρούσα αξία να γίνει μεγαλύτερη ή ίση του μηδενός. Δηλώνει το χρονικό ορόσημο από το οποίο και έπειτα η επένδυση θεωρείται κερδοφόρα. Είναι ένας δείκτης στον οποίο δίνεται ιδιαίτερη σημασία. Εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, μεταξύ των οποίων και του μεγέθους της επένδυσης. Στην Ελλάδα ικανοποιητικοί χρόνοι αποπληρωμής θεωρούνται τα 4-6 έτη για μικρά έργα (π.χ. φωτοβολταϊκά πάρκα) όμως για μεγαλύτερα, όπως είναι ο παρόν υβριδικός σταθμός, ο χρόνος αποπληρωμής αναμένεται να είναι μεγαλύτερος.

Σταθμισμένο κόστος παραγόμενης ενέργειας (LCOE)

Όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως, ο LCOE εκφράζει το κόστος της παραγόμενης ενέργειας. Η τιμή του ποικίλλει ανάλογα με την τεχνολογία που χρησιμοποιείται. Παρακάτω αναγράφονται ορισμένες ενδεικτικές τιμές του LCOE[21] ανάλογα με την ενεργειακή πηγή που αξιοποιείται. Στην προκειμένη περίπτωση ο δείκτης αφορά το σύστημα υβριδικού σταθμού-ΑΣΠ, ενώ δε λαμβάνονται υπόψη τα υπάρχοντα αιολικά και φωτοβολταϊκά.

Τεχνολογία	Χαμηλότερο κόστος	Υψηλότερο κόστος
Φωτοβολταϊκά	78	142
Αιολικά	45	107
Βιοαέρια	135	250
Λιγνιτικές μονάδες	38	80
Κυψέλες καυσίμου	106	167
Πυρηνικοί σταθμοί	97	136
Diesel	212	281

Πίνακας 6.1 Τιμές του LCOEσε €/MWh για διάφορες τεχνολογίες

Συνολικό ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ

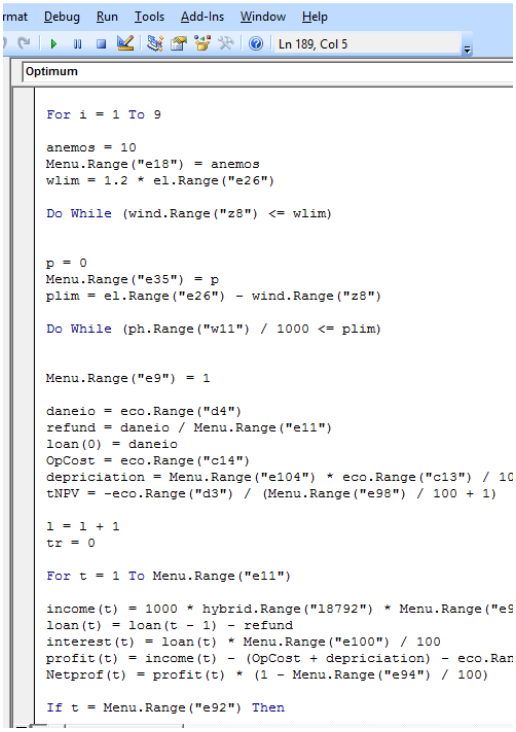
Το συνολικό ποσοστό διείσδυσης των ανανεώσιμων εκφράζει το κομμάτι της ενεργειακής παραγωγής που καλύπτεται από ΑΠΕ. Εδώ προσμετρείται το συνολικό ποσοστό διείσδυσης του νησιού και όχι μόνο του υβριδικού, συμπεριλαμβάνοντας και τις υπάρχουσες ανανεώσιμες. Μέχρι σήμερα το ποσοστό αυτό ανέρχεται στο 12%.

IRR (Internal rate of return)

Ο IRR είναι εκφράζει το επιτόκιο δανεισμού για το οποίο μία επένδυση έχει μηδενική καθαρή παρούσα αξία. Όσο υψηλότερο είναι αυτό το ποσοστό τόσο αποδοτικότερη είναι η επένδυση.

6.3 Αλγόριθμος παραμετρικής μελέτης

Η λειτουργία που επιτελεί ο αλγόριθμος είναι να υπολογίζει τους δείκτες που αναφέρθηκαν στην ενότητα 5.2 για κάθε πιθανή διαστασιολόγηση. Για την επίτευξή της προσομοιώνει μέσα σε έναν επαναληπτικό βρόχο την ετήσια λειτουργία του σταθμού για κάθε χρόνο μέχρι το τέλος της διάρκειας ζωής που έχει επιλεγεί. Στο τέλος της επαναληπτικής διαδικασίας υπολογίζονται ο χρόνος αποπληρωμής και η Κ.Π.Α, ενώ οι υπόλοιποι δείκτες προκύπτουν αυτομάτως από το Excel για της παραμέτρους που έχουν τεθεί στην αρχή από τον αλγόριθμο. Ο βρόχος αυτός βρίσκεται εντός άλλου βρόχου ο οποίος μεταβάλλει με σταθερό βήμα την εγκατεστημένη ισχύ των φωτοβολταϊκών. Αντίστοιχα ο τελευταίος βρόχος βρίσκεται μέσα σε άλλον ο οποίος μεταβάλλει με σταθερό βήμα την εγκατεστημένη αιολική ισχύ και τέλος όλοι οι βρόχοι εμπεριέχονται σε έναν ευρύτερο που μεταβάλλει τη χωρητικότητα της μπαταρίας. Έτσι η διαδικασία επαναλαμβάνεται για όλους τους πιθανούς συνδυασμούς. Τα αποτελέσματα συγκεντρώνονται αναλυτικά στο φύλλο OPTIMIZATION όπως περιγράφηκε και στην ενότητα 4.11. Από τα αποτελέσματα που προκύπτουν επιλέγεται ο συνδυασμός που αποδίδει τη μέγιστη Κ.Π.Α ως βέλτιστος και στο τέλος της διαδικασίας οι παράμετροι στο φύλλο MENU τίθενται ίδιες με αυτές της βέλτιστης διαστασιολόγησης. Συνεπώς δίνεται η δυνατότητα αναλυτικής εποπτείας των αποτελεσμάτων της βέλτιστης διαστασιολόγησης στο φύλλο RESULTS. Στο παράρτημα Γ-1 παρατίθεται πλήρως ο αλγόριθμος.



Εικόνα 6.1 Τμήμα του αλγορίθμου βελτιστοποίησης

6.4 Αρχικές συνθήκες

Προκειμένου η διερεύνηση να προσεγγίζει την πραγματικότητα και τα αποτελέσματα να είναι αξιόπιστα, είναι πολύ σημαντικό να οριστούν οι αρχικές παράμετροι με βάση πραγματικά δεδομένα που ισχύουν σήμερα. Γι' αυτόν το λόγο πρέπει να επιλεγούν ρεαλιστικές τιμές τόσο για τη σημερινή κατάσταση όσο και για το μέλλον, στο βαθμό που είναι δυνατόν. Στους παρακάτω πίνακες παρουσιάζονται οι αρχικές συνθήκες κάθε ενότητας, όπως αυτές επιλέχθηκαν και στη συνέχεια αναλύονται οι λόγοι αυτών των επιλογών. Οι παράμετροι που δεν έχουν κάποια τιμή είναι αυτές οι οποίες θα μεταβάλλονται κατά τη βελτιστοποίηση.

Δεδομένα νησιού

Γεωγραφικό πλάτος (μοίρες)	**35,62819**
Γεωγραφικό μήκος (μοίρες)	**27,15778**
Σημερινό μέσο ετήσιο φορτίο (MW)	**4,446**
Συντελεστής μεταβολής φορτίου	**1**
Διάρκεια ζωής έργου (έτη)	**20**

Πίνακας 6.2 Αρχικές συνθήκες των παραμέτρων του νησιού

Τα δεδομένα αναφορικά με το σημερινό μέσο ετήσιο φορτίο δόθηκαν από τη ΔΕΗ. Ο συντελεστής μεταβολής του φορτίου είναι ένας συντελεστής ο οποίος πολλαπλασιάζεται με τη χρονοσειρά της ζήτησης. Κατά την εκτέλεση του αλγόριθμου αυξάνεται κατά 0,1 για να προσεγγίσει την προβλεπόμενη μεταβολή του φορτίου στα επόμενα χρόνια. Η διάρκεια ζωής του έργου ορίστηκε στα 20 χρόνια καθώς είναι ένα ενδεικτικό και σύνηθες διάστημα για τέτοιου είδους επενδύσεις.

Παράμετροι αιολικού πάρκου

Αιολική ισχύς ως προς μέσο ετήσιο φορτίο (%)	**-**
Ονομαστική ισχύς κάθε ανεμογεννήτριας (MW)	**0,5-3**
Μέγιστη στιγμιαία διείσδυση αιολικών (%)	**40**
Συντελεστής διόρθωσης ανέμου	**0,95**
Βαθμός απόδοσης inverter (%)	**95**
Διάρκεια ζωής (έτη)	**30**
Κόστος εγκατάστασης (€/KW)	**1500**

Πίνακας 6.3 Αρχικές συνθήκες παραμέτρων του αιολικού πάρκου

Η αιολική ισχύς ως προς το μέσο φορτίο είναι η παράμετρος που θα μεταβάλλεται. Ως αρχική τιμή της κατά την εκτέλεση του αλγορίθμου επιλέχθηκε το 10% και ως τελική το αυτή που θα προκύψει βάσει των περιορισμών που ορίζονται από τη νομοθεσία και θα τούς αναλύονται στη συνέχεια. Οι ενδιάμεσες τιμές θα προκύπτουν με ένα βήμα 10%. Η ονομαστική ισχύς κάθε ανεμογεννήτριας δεν παίζει σημαντικό ρόλο στο αποτέλεσμα της διαδικασίας, οπότε μπορούν να επιλεγούν διάφορα μεγέθη. Οικονομικά είναι προτιμότερο να επιλεγεί μία μεγάλη έναντι δύο μικρών, ωστόσο η διαφορά αυτή δεν επηρεάζει σημαντικά την παρούσα μελέτη. Η μέγιστη στιγμιαία διείσδυση αιολικών του νησιού κυμαίνεται στο 40%. Ωστόσο, επειδή σκοπός του έργου είναι η κάλυψη μεγάλου μέρους της ηλεκτροπαραγωγής, μπορεί να τεθεί και 50%. Για το συντελεστή διόρθωσης της ταχύτητας του ανέμου επιλέχθηκε η τιμή 0,95 καθώς οι μετρήσεις που ήταν διαθέσιμες αφορούσαν την offshore περιοχή ενώ οι ανεμογεννήτριες θα τοποθετηθούν onshore σε μικρή όμως απόσταση από την ακτή. Η διάρκεια ζωής των ανεμογεννητριών είναι μεγάλη, οπότε μπορεί να

τεθεί ίση με αυτήν του έργου. Όσον αφορά το κόστος εγκατάστασης μια ενδεικτική μέση τιμή είναι τα 1500 (€/KW). Οι βαθμοί απόδοσης των ηλεκτρονικών ισχύος θεωρήθηκαν 95%, που είναι μία τυπική τιμή.

Παράμετροι φωτοβολταϊκού πάρκου

Φωτοβολταϊκή ισχύς ως προς μέσο ετήσιο φορτίο (%)	**-**
Ισχύς ανά επιφάνεια συλλέκτη (W/m²)	**117**
Κλίση φωτοβολταϊκών (μοίρες)	**35,62919**
Βαθμός απόδοσης φωτοβολταϊκών (%)	**19**
Απώλειες φωτοβολταϊκών (%)	**14**
Βαθμός απόδοσης Inverter (%)	**95**
Διάρκεια ζωής (έτη)	**20**
Συντελεστής διόρθωσης ηλιακής ακτινοβολίας	**0,95**
Κόστος εγκατάστασης (€/kWp)	**650**

Πίνακας 6.4 ρχικές συνθήκες παραμέτρων του φωτοβολταϊκού πάρκου

Η εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς είναι εδώ η παράμετρος που θα μεταβάλλεται κατά την παραμετρική μελέτη. Επειδή τα φωτοβολταϊκά πλέον δεν είναι αποδοτικά ως επενδύσεις η διερεύνηση θα ξεκινήσει χωρίς αυτά και θα έχει τελική τιμή όση προκύψει βάσει των περιορισμών που θα δούμε στη συνέχεια. Οι ενδιάμεσες τιμές θα προκύπτουν με ένα βήμα 10%. Η ισχύς ανά επιφάνεια συλλέκτη εξαρτάται από την κατασκευάστρια εταιρία και αναγράφεται στις πληροφορίες του πάνελ. Κυμαίνεται ανάμεσα σε διάφορες τιμές, ανάλογα με το είδος των φωτοβολταϊκών στοιχείων. Μια μέση τιμή είναι τα 117 W/m². Η κλίση των πάνελ επιλέγεται με τέτοιον τρόπο ώστε να μεγιστοποιείται η απόδοσή τους. Αυτό επιτυγχάνεται επιλέγοντας κλίση ίση με το γεωγραφικό πλάτος της περιοχής ώστε η άμεση ηλιακή ακτινοβολία να πέφτει κάθετα στη συλλεκτική επιφάνεια. Ο βαθμός απόδοσης είναι χαμηλός με συνηθέστερη τιμή 14%. Αντιθέτως οι απώλειες που εμφανίζονται είναι σχετικά υψηλές. Μια τυπική τιμή είναι 14%. Η διάρκεια ζωής τους συνήθως ξεπερνάει τα 20 έτη, οπότε μπορεί να ληφθεί ίση με τη διάρκεια της επένδυσης. Ο συντελεστής διόρθωσης της ηλιακής ακτινοβολίας θεωρήθηκε ίσος με 0,95. Η μικρή διαφορά οφείλεται στο γεγονός ότι οι διαθέσιμες μετρήσεις ήταν από τη Σητεία, που βρίσκεται πολύ κοντά στην Κάρπαθο, συνεπώς η ηλιοφάνεια θα είναι σχεδόν η ίδια. Το κόστος εγκατάστασης ανέρχεται στα 700€/kWp.

Παράμετροι συσσωρευτή

Χωρητικότητα μπαταρίας (MWh)	**-**
Τάση DC ζυγού (V)	**400**
Βαθμός απόδοσης μπαταρίας (%)	**95**
Ελάχιστη επιτρεπόμενη φόρτιση (%)	**70**
Αρχικό επίπεδο φόρτισης (%)	**70**
Βαθμός Απόδοσης Inverter (%)	**95**
Κόστος συσσωρευτή (€/KWh)	**400**
Κόστος εγκατάστασης (€)	**1000**
Διάρκεια ζωής (έτη)	**10**

Πίνακας 6.5 Αρχικές συνθήκες παραμέτρων συσσωρευτή

Η χωρητικότητα της μπαταρίας είναι η μεταβαλλόμενη τιμή. Το εύρος της κυμαίνεται από 0.5 MWh έως 4.5 MWh. Η τάση ζυγού δεν παίζει ιδιαίτερο ρόλο στους υπολογισμούς, παρά μόνο στον υπολογισμό των απαιτούμενων αμπερωρίων, οπότε προτιμήθηκε μία συνηθισμένη τιμή, 400 V. Η ελάχιστη επιτρεπόμενη στάθμη της μπαταρίας, όσον αφορά τις μπαταρίες ιόντων λιθίου είναι 0. Ωστόσο επειδή στο συγκεκριμένο σταθμό, η μπαταρία είναι και η ελεγχόμενη πηγή, πρέπει ανά πάσα στιγμή να διαθέτει ένα ποσό ισχύος το οποίο θα μπορεί να διαθέτει στο δίκτυο, συνήθως για ένα οκτάωρο. Το ποσό αυτής της ισχύος προκύπτει έπειτα από συμφωνία μεταξύ των εμπλεκόμενων μελών. Στην προκειμένη περίπτωση τέθηκε αυθαίρετα 70%. Το κόστος του συσσωρευτή ποικίλλει και μεταβάλλεται με το πέρασμα των χρόνων. Η τιμή των μπαταριών ιόντων λιθίου προς το παρόν κυμαίνεται μεταξύ 300-800 €/KWh . Λόγω της προσπάθειας που γίνεται σήμερα για μείωση της τιμής των μπαταριών αυτών, επιλέχθηκαν 400 (€/KWh). Επίσης συνοδεύεται και από ένα κόστος εγκατάστασης περίπου 1000 €. Η διάρκεια ζωής εξαρτάται από πολλούς παράγοντες και μπορεί να κρατήσει από 5 έως 20 χρόνια. Εδώ επιλέχθηκε μία ενδιάμεση τιμή, 10 έτη.

Οικονομικές παράμετροι

Τιμή μαζούτ (€/lt)	**0,52**
Τιμή Diesel (€/lt)	**1,56**
Κόστος απορροφόμενης ενέργειας από το δίκτυο (€/KWh)	**0,12**
Τιμή πώλησης αιολικής ενέργειας (€/KWh)	**0,0945**
Τιμή πώλησης PV ενέργειας (€/KWh)	**0,0727**
Τιμή πώλησης ενέργειας μπαταρίας (€/KWh)	**0,165**
Τιμή πώλησης εγγυημένης ισχύος (€/KWh/έτος)	**188**
Ποσοστό κάλυψης αρχικού κεφαλαίου από δάνειο (%)	**40**
Επιτόκιο προεξόφλησης (%)	**10**
Επιτόκιο δανεισμού (%)	**7**
Υπολειμματική αξία (%)	**30**
Ρυθμός απόσβεσης (%)	**6,7**
Φορολογικός συντελεστής (%)	**26**

Πίνακας 6.7 Αρχικές συνθήκες των οικονομικών παραμέτρων

Η τιμές των καυσίμων είναι ίσως η πιο ευμετάβλητη παράμετρος. Επιλέχθηκαν οι ισχύουσες για το έτος 2016 τιμές, ωστόσο αυτές πρόκειται να αλλάξουν μελλοντικά. Για το επενδυτικό κομμάτι θεωρήθηκε ότι για το 40% του κόστους της επένδυσης θα ληφθεί δάνειο. Το ποσοστό της επιχορήγησης είναι ένα κομμάτι γύρω από το οποίο θα επαναληφθεί η όλη διαδικασία ώστε να διαπιστωθεί πώς επηρεάζεται η όλη επένδυση από τη χορήγηση ή μη κεφαλαίου από το κράτος. Όσον αφορά τους οικονομικούς δείκτες, ελήφθησαν ενδεικτικά, για τα σημερινά, δεδομένα επιτόκια προεξόφλησης και δανεισμού (10% και 7% αντίστοιχα). Για την υπολειμματική αξία μια ενδεικτική τιμή είναι το 30% ενώ για το ρυθμό απόσβεσης 6,7. Ο φορολογικός συντελεστής με βάση τη ΡΑΕ είναι 26%. Οι τιμές αυτές κατά πάσα πιθανότητα θα μεταβληθούν στο μέλλον, κάτι που αυξάνει την αβεβαιότητα και το ρίσκο της επένδυσης. Σχετικά με την τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας, αυτή υπακούει στο νομικό/θεσμικό πλαίσιο που έχει καταρτιστεί από τη ΡΑΕ για μη διασυνδεδεμένα νησιά και περιγράφηκε στην προηγούμενη παράγραφο. Όσον αφορά την τιμή πώλησης της φωτοβολταϊκής ενέργειας, αυτή είναι ίση με $1{,}4 \cdot ΟΤΣ_{ν-1}$, όπου η οριακή τιμή του συστήματος για το έτος 2015 ήταν 0,052 €/KWh, σύμφωνα με στοιχεία της Ρ.Α.Ε.

6.5 Περιγραφή αλγορίθμου

Η εκτέλεση του αλγορίθμου, όπως προαναφέρθηκε, υπολογίζει τους οικονομικούς δείκτες της παραγράφου 6.2 για κάθε πιθανή διαστασιολόγηση. Οι διαστασιολογήσεις προκύπτουν μεταβάλλοντας με κάποιο βήμα τις παραμέτρους των αιολικών, των φωτοβολταϊκών και της μπαταρίας, μέσα σε κάποιο εύρος τιμών, έτσι ώστε να προκύψουν όλοι οι πιθανοί συνδυασμοί.
Σε αυτό θα πρέπει να ληφθεί υπόψη ο περιορισμός που αναφέρθηκε στο κεφάλαιο 5 και αναφέρει ότι η μέγιστη ισχύς παραγωγής των μονάδων του σταθμού ΑΠΕ δεν μπορεί να υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης του σταθμού αυτού προσαυξημένη κατά 20%. Επομένως ο περιορισμός που θα ισχύει θα είναι ο παρακάτω:

$$P_{PV,nom} + P_{Wind,nom} = 1,2 \cdot P_{Battery,\max}$$

Για τον υπολογισμό της μέγιστης ισχύος της μπαταρίας συναρτήσει της χωρητικότητάς της χρειάζονται η ειδική ενέργεια και η ειδική ισχύς. Όσον αφορά τις μπαταρίες ιόντων λιθίου τα παραπάνω χαρακτηριστικά τους κυμαίνονται ως εξής[4][6]:

	Μπαταρίες Ιόντων λιθίου
Ειδική ενέργεια (Wh/kg)	100-265
Ειδική ισχύς (W/kg)	150-400

Πίνακας 6.8 Ειδική ενέργεια και ειδική ισχύς μπαταριών ιόντων λιθίου

Για τις ανάγκες τις εργασίας χρησιμοποιήθηκαν οι μέσες τιμές της ειδικής ενέργειας και τις ειδικής ισχύος προκειμένου να εκφραστεί η μέγιστη ισχύς της μπαταρίας σε σχέση με τη χωρητικότητά της.

$P/m = 275W/kg$ και $E/m = 185Wh/kg$

Οπότε η σχέση που προκύπτει είναι:

$$P/E = 275/185 \Rightarrow P = 1,5E$$

Η τιμή αυτή υπολογίζεται στο φύλλο ELECTRONICS.

Με γνωστό το όριο της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ, ξεκινάει η επαναληπτική διαδικασία. Αρχικά υπολογίζεται το όριο στην εγκατάσταση των αιολικών χωρίς την ύπαρξη των φωτοβολταϊκών. Αυτό θα είναι ίσο με 1,2* $P_{Battery,max}$, εφόσον δίνεται προτεραιότητα στα αιολικά. Συνεπώς το όριο της εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών θα είναι 1,2* $P_{Battery,max}$ – P_{Wind}, όπου P_{Wind} η αιολική ισχύς που εξετάζεται εκείνη τη στιγμή. Οπότε έχουμε έναν εξωτερικό βρόχο ο οποίος μεταβάλλει τη χωρητικότητα της μπαταρίας με κάποιο βήμα. Μέσα στο βρόχο αυτόν υπολογίζεται το όριο της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών όπως αυτό περιγράφηκε προηγουμένως. Όσο η αιολική ισχύς είναι μικρότερη αυτού του ορίου ξεκινάει μία άλλη επαναληπτική διαδικασία η οποία μεταβάλλει την ισχύ των αιολικών με κάποιο βήμα. Μέσα σε αυτήν την επανάληψη υπολογίζεται αρχικά το όριο της εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών. Αντίστοιχα και σε αυτήν την περίπτωση, όσο η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών δεν ξεπερνάει το όριό της ξεκινάει μία επαναληπτική διαδικασία, η οποία

μεταβάλλει τη φωτοβολταϊκή ισχύ. Στον τελευταίο αυτό βρόχο αρχίζει μία ακόμα επαναληπτική διαδικασία που αφορά το κάθε έτος της επένδυσης. Εδώ μεταβάλλεται μόνο ο συντελεστής του φορτίου βάσει των εκτιμήσεων για την εξέλιξη της ζήτησης του νησιού, ενώ υπολογίζονται και η καθαρή παρούσα αξία και ο IRR, όπως περιγράφηκαν στην παράγραφο 6.2. Ο αλγόριθμος συγκρίνει κάθε φορά την καθαρή παρούσα αξία της διαδικασίας και κρατάει κάθε φορά τη βέλτιστη, ενώ όλα τα αποτελέσματα παρουσιάζονται αναλυτικά στο φύλλο OPTIMIZATION. Στο τέλος, όλες η αρχικές παράμετροι του φύλλου εργασίας MENU τίθενται αυτόματα ίσες με αυτές της βέλτιστης, έτσι ώστε τα αποτελέσματα της βέλτιστης λύσης να παρουσιάζονται αναλυτικά στο φύλλο RESULTS.

7. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗΣ

Η παραμετρική μελέτη έγινε με βάση ορισμένα σενάρια σχετικά με το ποσοστό της επιδότησης της επένδυσης. Συγκεκριμένα εξετάστηκαν πέντε περιπτώσεις για επιδότηση από 0 έως 40% του αρχικού κόστους της επένδυσης. Κατά την εκτέλεση της διαδικασίας, το πρόγραμμα υπολόγιζε την καθαρή παρούσα αξία, τον IRR, το χρόνο αποπληρωμής, το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ στο δίκτυο και το L.C.O.E για την κάθε περίπτωση. Τα δεδομένα αυτά τα συνέκρινε και με βάση τη μέγιστη καθαρή παρούσα αξία, επέλεγε και τη βέλτιστη λύση.

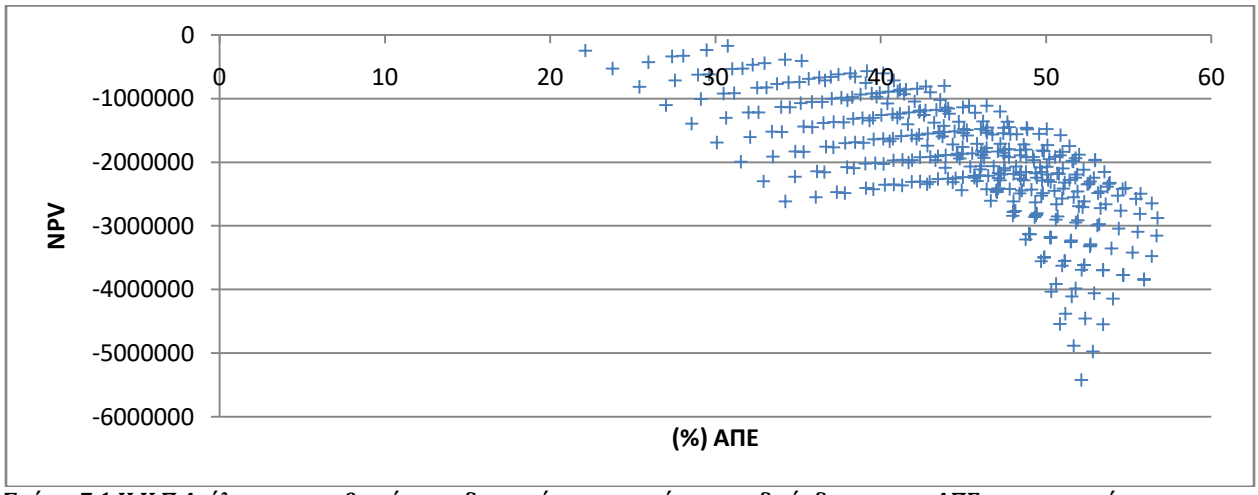
Μετά την εκτέλεση κατάστρωνε δύο διαγράμματα που απεικονίζουν το πλήθος των περιπτώσεων που είναι αποδοτικές. Το πρώτο διάγραμμα αναπαριστά την καθαρά παρούσα αξία συναρτήσει του ποσοστού διείσδυσης των ΑΠΕ για κάθε περίπτωση, ενώ το δεύτερο αναπαριστά το LCOE συναρτήσει του ποσοστού των ΑΠΕ.

1η Περίπτωση: 0% επιχορήγηση

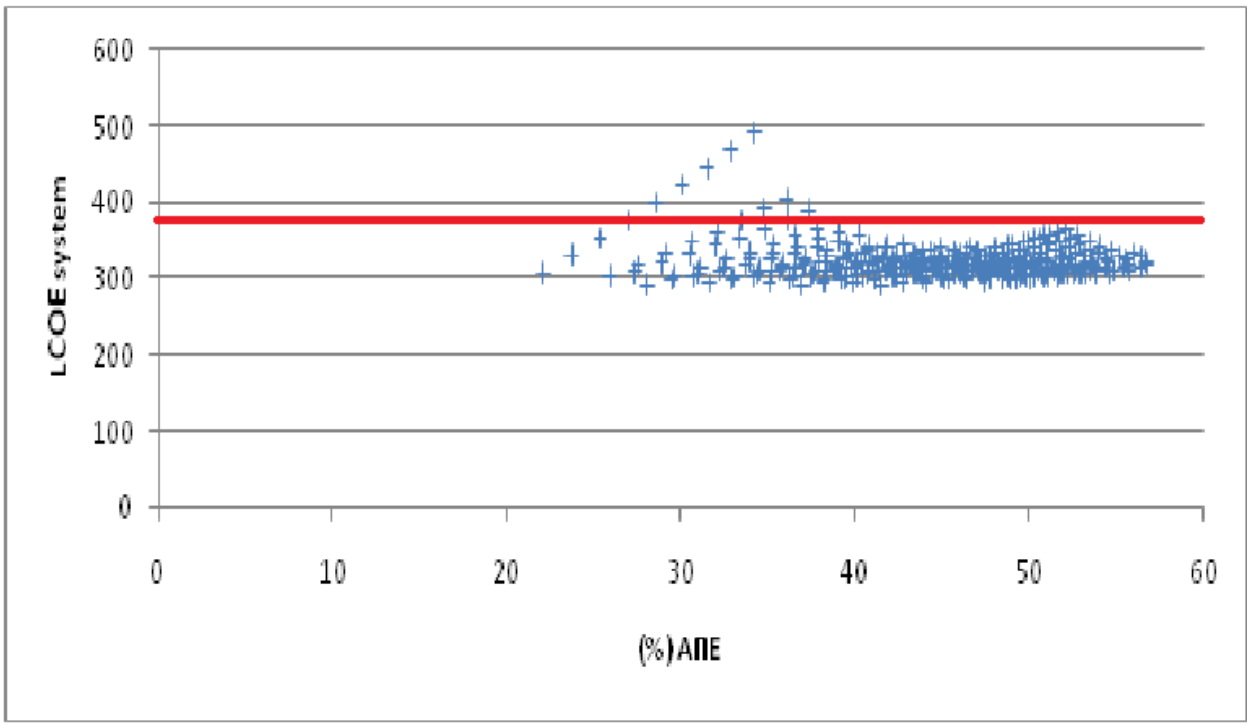
Βέλτιστη επιλογή	
Βέλτιστη εγκατεστημένη αιολική ισχύς (MW)	1,5
Βέλτιστη εγκατεστημένη pv ισχύς (MW)	0,5
Μέγεθος μπαταρίας (KWh)	1000
Κ.Π.Α. (€)	-171203
IRR	-
Χρόνος αποπληρωμής (έτη)	-
Εκμετάλλευση ΑΠΕ (%)	30,74
LCOE (€/Mwh)	301,1

Πίνακας 7.1 Αποτελέσματα βέλτιστης λύσης της πρώτης περίπτωσης

Παρατηρούμε ότι στη μη επιδοτούμενη περίπτωση, η πιο συμφέρουσα λύση καταλήγει σε αρνητική καθαρή παρούσα αξία, για τις παραμέτρους που τέθηκαν. Αυτό συνεπάγεται αυτομάτως ότι για τα συγκεκριμένα οικονομικά μεγέθη που ορίστηκαν στην αρχή (π.χ. κόστη, επιτόκια κ.τ.λ.), η επένδυση θα είναι μη συμφέρουσα.



Σχήμα 7.1 Η Κ.Π.Α. όλων των πιθανών συνδυασμών συναρτήσει της διείσδυσης των ΑΠΕ για την πρώτη περίπτωση (χωρίς επιχορήγηση)



Σχήμα 7.2 Ο LCOE όλων των περιπτώσεων συναρτήσει της διείσδυσης των ΑΠΕ για την πρώτη περίπτωση (χωρίς επιχορήγηση). Η γραμμή με κόκκινο δείχνει τον LCOE του συστήματος σήμερα

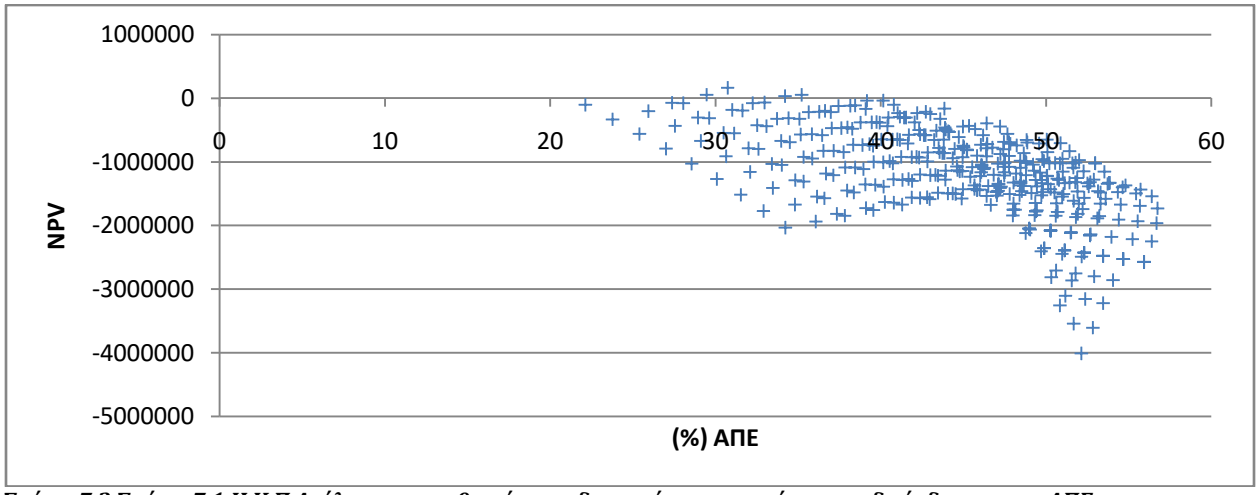
Όπως ήταν αναμενόμενο, στο πρώτο διάγραμμα όλες οι τιμές βρίσκονται κάτω από το θετικό άξονα, ανεξάρτητα από το ποσοστό των ανανεώσιμων. Ειδικότερα, για ποσοστό διείσδυσης άνω του 45% η Κ.Π.Α μειώνεται απότομα. Ωστόσο, παρά το γεγονός ότι μία τέτοια επένδυση δεν είναι συμφέρουσα, ο LCOE του συστήματος κυμαίνεται σε φυσιολογικά πλαίσια για τις περισσότερες

περιπτώσεις, όπως προκύπτει από το δεύτερο διάγραμμα. Να σημειωθεί ότι ο συγκεκριμένος δείκτης αφορά το LCOE όλου του συστήματος, συμπεριλαμβανομένων και των υπαρχόντων ανανεώσιμων αλλά και του ΑΣΠ. Τα αναλυτικά αποτελέσματα της βέλτιστης λύσης για κάθε περίπτωση, όπως αυτά προκύπτουν από το φύλλο RESULTS παρουσιάζονται στο παράρτημα Η. Επομένως ένας υβριδικός σταθμός που αποτελείται από ένα αιολικό πάρκο 500 MW και μία μπαταρία 500 MWh, αν και μη βιώσιμος, θα εξοικονομούσε περίπου 11-12% του καυσίμου που καταναλώνεται σήμερα για την παραγωγή ενέργειας, ενώ και το κόστος της παραγόμενης ενέργειας θα έπεφτε σημαντικά.

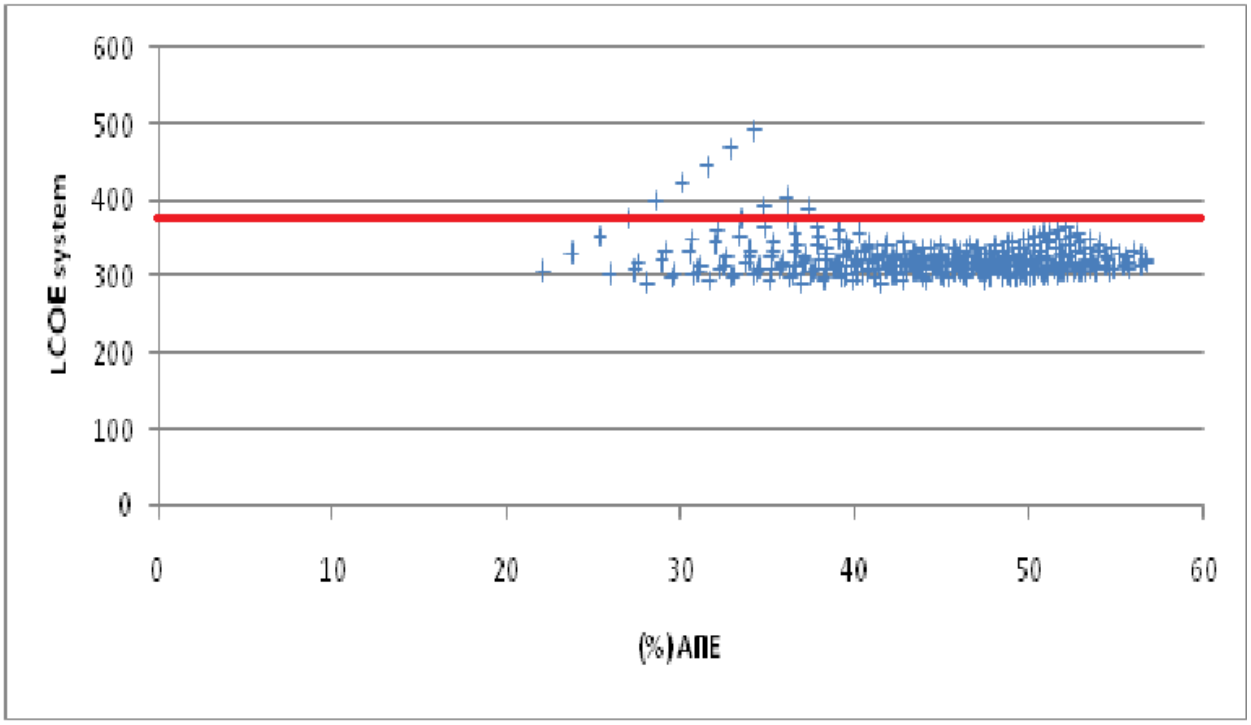
Παρότι η διερεύνηση κατέληξε σε αρνητικό αποτέλεσμα για την πρώτη περίπτωση, αυτό δε σημαίνει απαραίτητα ότι κάποια παραλλαγή της θα είναι μη συμφέρουσα. Για παράδειγμα, αλλάζοντας τις παραμέτρους του κόστους ή τις οικονομικές παραμέτρους, θα μπορούσε να καταλήξει σε θετικό αποτέλεσμα.

2η Περίπτωση: 10% επιχορήγηση

Βέλτιστη επιλογή	
Βέλτιστη εγκατεστημένη αιολική ισχύς (MW)	0,5
Βέλτιστη εγκατεστημένη pv ισχύς (MW)	0
Μέγεθος μπαταρίας (KWh)	500
Κ.Π.Α. (€)	165824
IRR	11%
Χρόνος αποπληρωμής (έτη)	21
Εκμετάλλευση ΑΠΕ (%)	30,74
LCOE (€/Mwh)	301,1



Σχήμα 7.3 Σχήμα 7.1 Η Κ.Π.Α. όλων των πιθανών συνδυασμών συναρτήσει της διείσδυσης των ΑΠΕ για την δεύτερη περίπτωση (10% επιχορήγηση)



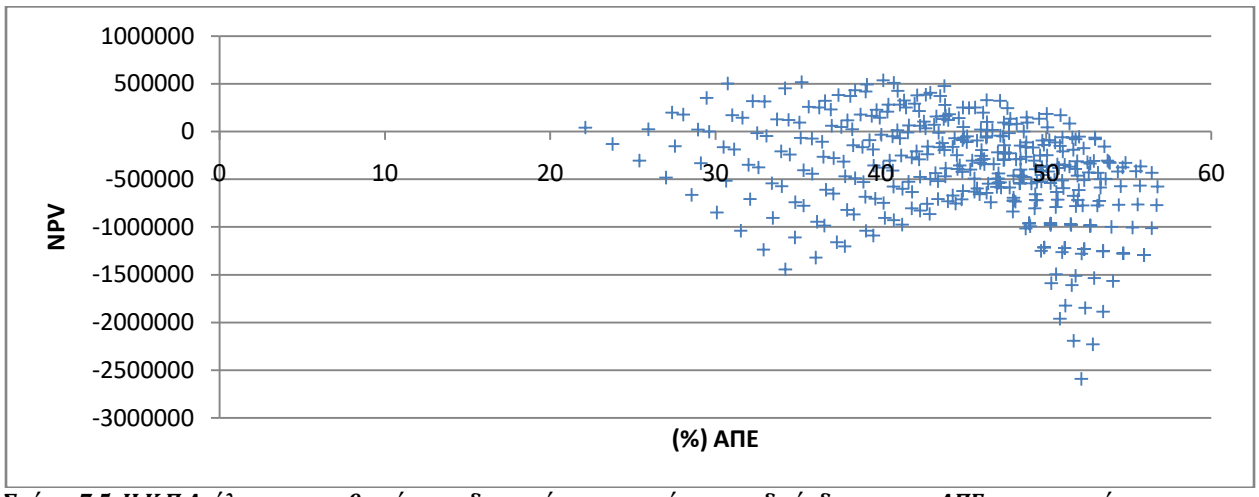
7.4 Ο LCOE όλων των περιπτώσεων συναρτήσει της διείσδυσης των ΑΠΕ για την πρώτη περίπτωση (10% επιχορήγηση). Η γραμμή με κόκκινο δείχνει τον LCOE του συστήματος σήμερα

Το πρώτο διάγραμμα, που απεικονίζει τη διακύμανση της Κ.Π.Α συναρτήσει του ποσοστού διείσδυσης των ΑΠΕ, δεν άλλαξε σημαντικά σε σχέση με την πρώτη περίπτωση. Η μόνη διαφορά είναι ότι όλες οι τιμές μετατοπίστηκαν προς τα επάνω κατά ένα μικρό ποσοστό. Από την άλλη, το δεύτερο διάγραμμα που παριστά τη διακύμανση του LCOE συναρτήσει του ποσοστού διείσδυσης των ΑΠΕ παρέμεινε αμετάβλητο, καθώς ο δείκτης αυτός και το ποσοστό των ανανεώσιμων δεν επηρεάζονται από την επιχορήγηση κεφαλαίων.

3η Περίπτωση: 20% επιχορήγηση

Βέλτιστη επιλογή	
Βέλτιστη εγκατεστημένη αιολική ισχύς (MW)	2
Βέλτιστη εγκατεστημένη pv ισχύς (MW)	0,89
Μέγεθος μπαταρίας (KWh)	2000
Κ.Π.Α. (€)	536254
IRR	13%
Χρόνος αποπληρωμής (έτη)	16
Εκμετάλλευση ΑΠΕ (%)	40,15
LCOE (€/Mwh)	303

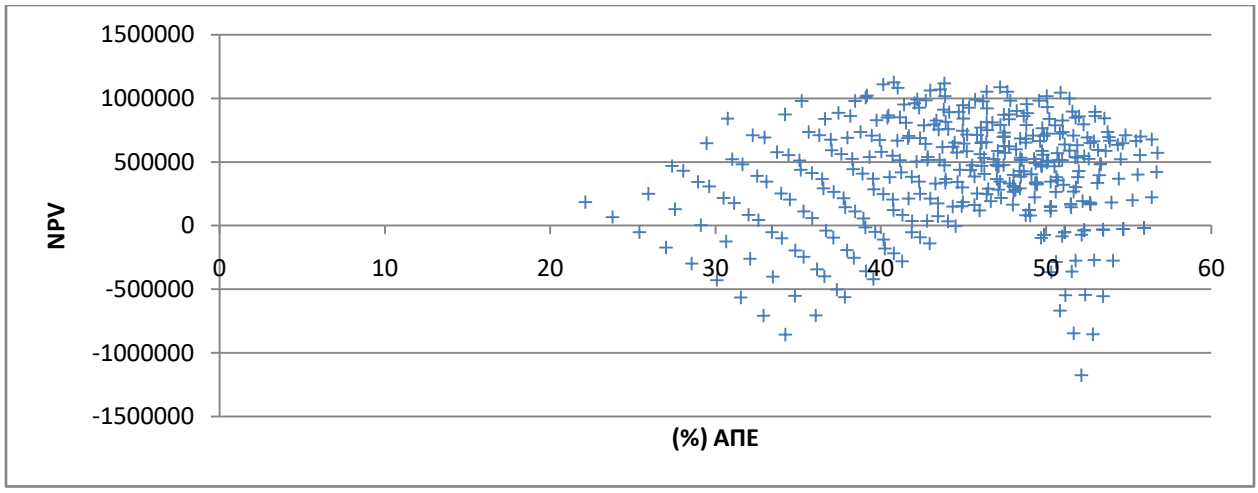
Εδώ, όσο αυξάνεται το επιχορηγούμενο ποσό και άρα τα επενδυτικά κόστη μειώνονται, η βέλτιστη διαστασιολόγηση αλλάζει.



Σχήμα 7.5 Η Κ.Π.Α. όλων των πιθανών συνδυασμών συναρτήσει της διείσδυσης των ΑΠΕ για την τρίτη περίπτωση (20% επιχορήγηση)

4η Περίπτωση: 30% επιχορήγηση

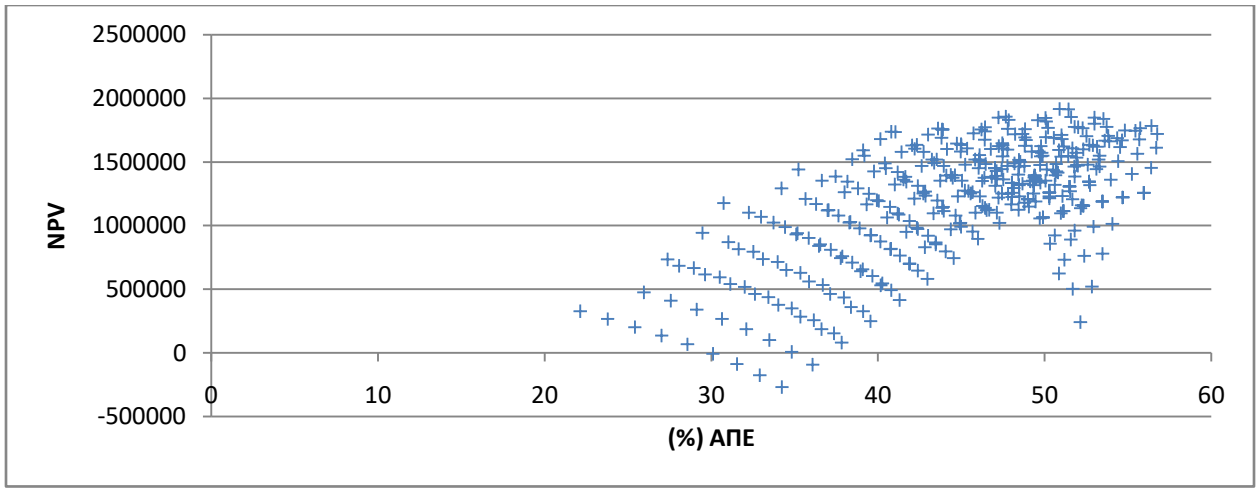
Βέλτιστη επιλογή	
Βέλτιστη εγκατεστημένη αιολική ισχύς (MW)	2,5
Βέλτιστη εγκατεστημένη pv ισχύς (MW)	0,44
Μέγεθος μπαταρίας (KWh)	2000
Κ.Π.Α. (€)	1123798
IRR	17%
Χρόνος αποπληρωμής (έτη)	10
Εκμετάλλευση ΑΠΕ (%)	40,8
LCOE (€/Mwh)	309



Σχήμα 7.6 Η Κ.Π.Α. όλων των πιθανών συνδυασμών συναρτήσει της διείσδυσης των ΑΠΕ για την τέταρτη περίπτωση (30% επιχορήγηση)

5η Περίπτωση: 40% επιχορήγηση

Βέλτιστη επιλογή	
Βέλτιστη εγκατεστημένη αιολική ισχύς (MW)	2
Βέλτιστη εγκατεστημένη pv ισχύς (MW)	3,11
Μέγεθος μπαταρίας (KWh)	3500
Κ.Π.Α. (€)	1915957
IRR	22%
Χρόνος αποπληρωμής (έτη)	7
Εκμετάλλευση ΑΠΕ (%)	50,9
LCOE (€/Mwh)	304,7



Σχήμα 7.7 Η Κ.Π.Α. όλων των πιθανών συνδυασμών συναρτήσει της διείσδυσης των ΑΠΕ για την πέμπτη περίπτωση (40% επιχορήγηση)

8. ΑΝΑΚΕΦΑΛΑΙΩΣΗ-ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

8.1 Κυριότερα συμπεράσματα εργασίας

Στην παρούσα διπλωματική προσομοιώθηκε η λειτουργία ενός υβριδικού σταθμού αποτελούμενος από αιολικά-φωτοβολταϊκά πάρκα και συστοιχίες μπαταριών ιόντων λιθίου, για το σύμπλεγμα νησιών Κάρπαθος-Κάσος. Για το σκοπό αυτόν κατασκευάστηκε ένα υπολογιστικό εργαλείο βασισμένο σε Microsoft Excel, το οποίο προσομοιώνει την ετήσια λειτουργία και απόκριση του σταθμού και με βάση οικονομοτεχνικά κριτήρια, παρέχει και βέλτιστη λύση. Αξιοποιώντας το, για κάποια οικονομικά σενάρια, προέκυψαν τα παρακάτω συμπεράσματα:

- Το πρώτο κύριο συμπέρασμα που προέκυψε από την παραμετρική διερεύνηση είναι ότι ένα τέτοιο έργο δεν μπορεί να είναι βιώσιμο χωρίς την ύπαρξη επιχορήγησης. Αυτό ήταν έως ένα βαθμό αναμενόμενο, δεδομένου του υψηλού κόστους των μπαταριών. Καταλληλότερος τύπος αποθήκευσης για τέτοιες περιπτώσεις, όπου έχουμε μικρά μη διασυνδεδεμένα συστήματα, είναι η αντλησιοταμίευση, καθώς η αποθηκευόμενη ενέργεια δεν είναι ιδιαίτερα μεγάλη και το κόστος της αντλησιοταμίευσης είναι μικρότερο από αυτό των μπαταριών.
- Επίσης η έρευνα έδειξε πως η κατασκευή ενός τέτοιου σταθμού στην Κάρπαθο μπορεί να οδηγήσει σε διείσδυση των ΑΠΕ έως και 50%.
- Όσον αφορά την επίδραση που θα έχει στο υπάρχον σύστημα, προέκυψε ότι θα μειωθεί αισθητά η κατανάλωση καυσίμου από τις συμβατικές μονάδες του ΑΣΠ (12% έως 30%), ενώ θα επέλθει σημαντική μείωση και στο κόστος της παραγόμενης ενέργειας όλου του συστήματος.
- Ακόμα παρατηρήθηκε ότι η μέγιστη αιχμή που θα χρειαστεί να καλύψει ο ΑΣΠ, παρουσία του υβριδικού είναι μικρότερη των 10 MW. Αυτό σημαίνει ότι, από τα 19 MW εγκατεστημένης ισχύος που διαθέτει αυτήν τη στιγμή ο σταθμός της ΔΕΗ, θα μπορούσε να παραχωρήσει κάποια γεννήτρια σε κάποιο άλλο νησί ή να αποξηλώσει κάποιες παλιές.
- Τέλος, το γενικό συμπέρασμα που μπορούμε να εξάγουμε από την παρούσα διπλωματική είναι ότι η κατασκευή ενός τέτοιου σταθμού είναι ένα πολυπαραγοντικό πρόβλημα, συνεπώς και το ρίσκο του είναι αρκετά μεγάλο. Ωστόσο υπάρχουν και αισιόδοξα σενάρια, κατά τα οποία μία τέτοια επένδυση μπορεί να αποβεί βιώσιμη και με σημαντικά αποτελέσματα όσον αφορά την αξιοποίηση των ΑΠΕ. Κύριο πρόβλημα που εμφανίζεται σε τέτοιες εφαρμογές είναι η έντονη διακύμανση ζήτησης και ΑΠΕ που δυσκολεύει τη διαχείριση της ενέργειας και περιορίζει τη διείσδυσή τους. Προκειμένου αυτή να αυξηθεί και να μειωθεί η κατανάλωση πετρελαίου και μαζούτ στα νησιά, θα ήταν προτιμότερο να αντιμετωπιστούν πρωτίστως αυτά τα ζητήματα. Μια λύση, για παράδειγμα, που υφίσταται ως ιδέα, είναι η διασύνδεση των νησιών, η οποία θα επιτρέψει μεγαλύτερη διείσδυση αιολικών. Παρόλα αυτά, η παρουσία του υβριδικού σταθμού μπορεί και αυτή να συνεισφέρει σε αυτήν την προσπάθεια με αξιόλογα αποτελέσματα.

8.2 Σημεία προαγωγής της επιστήμης

Ένα ζήτημα που απασχολεί την παγκόσμια κοινότητα είναι αυτό της μείωσης των ρυπογόνων πηγών παραγωγής ενέργειας. Το ζήτημα αυτό αφορά και την Ελλάδα, καθώς το μεγαλύτερο μέρος της παραγόμενης ενέργειας προέρχεται από την καύση υδρογονανθράκων. Ιδιαίτερα στα νησιά, η κατάσταση είναι ιδιαιτέρως επιβαρημένη, τη στιγμή που υπάρχει πλούσιο ενεργειακό δυναμικό από ανανεώσιμες πηγές. Όλα αυτά καθιστούν αναγκαία την αξιοποίησή του, προκειμένου να μειωθεί η χρήση των υδρογονανθράκων. Τα υβριδικά συστήματα είναι κατάλληλα για την επίτευξη τέτοιων στόχων, καθώς αξιοποιούν το αιολικό και το ηλιακό δυναμικό, μπορούν να αποθηκεύσουν μέρος του, ενώ παράλληλα έχουν τη δυνατότητα να παρέχουν σταθερή ισχύ στο δίκτυο. Τα καινοτομικά στοιχεία που περιλαμβάνει η παρούσα διπλωματική εργασία είναι τα εξής:

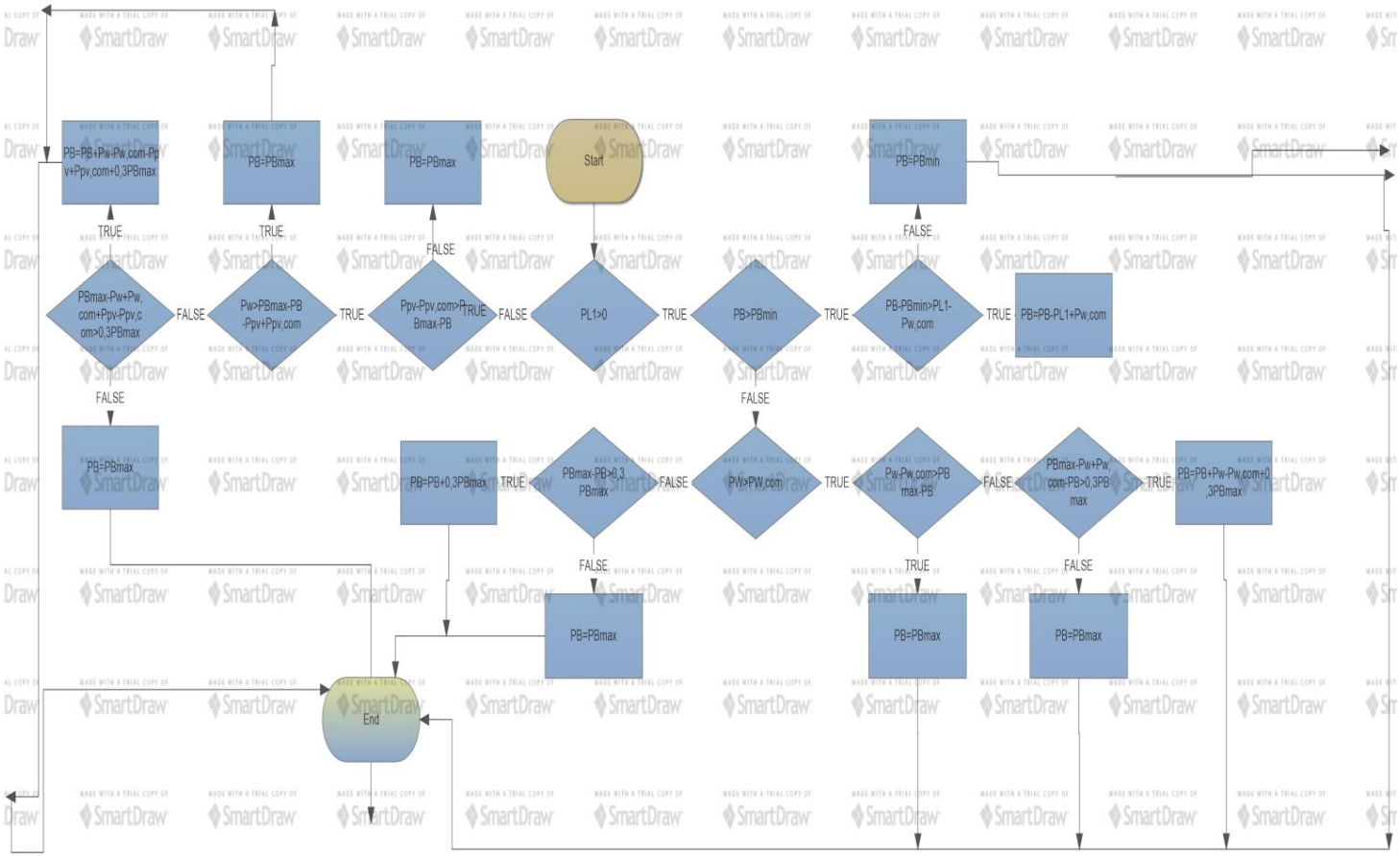
- Ανάπτυξη ενός μοντέλου που προσομοιώνει τη ροη ισχύος και το ενεργειακό ισοζύγιο ενός ολοκληρωμένου σταθμού παραγωγής ΑΠΕ – μπαταρίας.
- Διαστασιολόγηση των συνιστωσών του σταθμού με βάση τις ισχύουσες νομοθετικές διατάξεις.
- Ανάπτυξη αλγορίθμου βελτιστοποίησης με βάση την οικονομικά επικερδέστερη λύση.
- Δυνατότητα αξιοποίησης είτε από ενδιαφερόμενους επενδυτές, είτε από κρατικούς φορείς για τον προγραμματισμό μελλοντικής ενεργειακής πολιτικής και υποδομών.

8.3 Εργασίες για περεταίρω διερεύνηση

Με την ολοκλήρωση αυτή της εργασίας αναδείχθηκαν τα ακόλουθα σημεία, τα οποία χρήζουν περαιτέρω διερεύνησης:

- Επέκταση του υπολογιστικού εργαλείου ώστε να καλύπτει τις ανάγκες όλων των νησιών και όχι μόνο της Καρπάθου και της Κάσου.
- Εισαγωγή περισσότερων κριτηρίων βελτιστοποίησης.
- Σχεδιασμός διάταξης ελέγχου που θα ρυθμίζει τη λειτουργία του σταθμού με βάσει τους ισχύοντες κανόνες.
- Μελέτη ενός υβριδικού συστήματος που θα χρησιμοποιεί άλλο είδος αποθήκευσης (π.χ. αντλησιοταμίευση, υπερπυκνωτές κ.α.).
- Μελέτη της δυναμικής απόκρισης και ευστάθειας του σταθμού σε απότομες μεταβολές του φορτίου και της ζήτησης.
- Μελέτη περίπτωσης ενιαίας διαχείρισης από τη ΔΕΗ του υβριδικού σταθμού και των υφιστάμενων μονάδων παραγωγής.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α-1
ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΠΑΤΑΡΙΑΣ



ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α-2
ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ Φ/ΤΑΪΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΦΟΡΤΙΣΗ ΤΗΣ ΜΠΑΤΑΡΙΑΣ

IF ($P_L \geq P_{PV}$) **THEN**
$P_{BPV} = 0$
ELSE
IF ($P_W - P_{W,comm} + P_{PV} - P_{PV,comm} \leq P_{Bmax} - P_{Bt-1}$) **THEN**
$P_{BPV} = P_{PV} - P_{PV,comm.}$
ELSE
IF ($P_{Bmax} - P_{Bt-1} \geq P_{PV} - P_{PV,comm}$) **THEN**
$P_{BPV} = P_{PV} - P_{PV,comm}$
ELSE
$P_{BPV} = P_{Bmax} - P_{Bt-1}$
END IF
END IF
END IF

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β-1
ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΣΠ

IF (P_D = 0) **THEN**
  Unit = 'ΚΑΜΙΑ'
ELSE IF(P_D ≤ 1.275) **THEN**
  Unit = '7'
ELSE IF (P_D ≤ 2.55) **THEN**
  Unit = '7,8'
ELSE IF (P_D ≤ 5.327) **THEN**
  Unit = '1'
ELSE IF (P_D ≤ 6.602) **THEN**
  Unit = '1,7'
ELSE IF (P_D ≤ 7.877) **THEN**
  Unit = '1,7,8'
ELSE
Unit = '1,2'
END IF

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β-2
ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΑΣΠ

ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΜΑΖΟΥΤ:
IF (Unit = '1') **THEN**
  IF ($P_D/P_{NOM1} \leq 0.5$) **THEN**
$q_M = 221.097 \cdot P_D$
ELSE IF ($P_D/P_{NOM1} \leq 0.75$) **THEN**
$q_M = 209.188 \cdot P_D$
ELSE
$q_M = 206.476 \cdot P_D$
END IF
END IF
IF (Unit = '1,2') **THEN**
  IF ($P_D/(P_{NOM1}+P_{NOM2}) \leq 0.5$) **THEN**
$q_M = 221.097 \cdot P_D/2+223.153 \cdot P_D/2$
ELSE IF ($P_D/(P_{NOM1}+P_{NOM2}) \leq 0.75$) **THEN**
$q_M = 209.188 \cdot P_D/2+212.64 \cdot P_D/2$
ELSE
$q_M = 206.476 \cdot P_D/2+209.206 \cdot P_D/2$
END IF
END IF
IF (Unit = '1,7')**OR** (Unit = '1,7,8') **THEN**
$q_M = 206.476 \cdot P_{NOM1}$
END IF

ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗDIESEL
IF (Unit = '1,7') **OR** (Unit = '1,7,8') **THEN**
  IF ($(P_D - P_{NOM1})/P_{NOM7} \leq 0.5$) **THEN**
$q_D = 221.097 \cdot (P_D - P_{NOM1})$
  ELSE IF ($(P_D - P_{NOM1})/P_{NOM1} \leq 0.75$) **THEN**
$q_D = 209.188 \cdot (P_D - P_{NOM1})$
ELSE
$q_D = 206.476 \cdot (P_D - P_{NOM1})$
END IF
END IF
IF (Unit = '7,8')
IF ($P_D/(P_{NOM7}+P_{NOM8}) \leq 0.5$) **THEN**
$q_D = 221.097 \cdot P_D$
  ELSE IF ($P_D/(P_{NOM7}+P_{NOM8}) \leq 0.75$) **THEN**
$q_D = 209.188 \cdot P_D$
ELSE
$q_D = 206.476 \cdot P_D$
  END IF
ENDIF

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ-1
ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΙΚΗΣ ΜΕΛΕΤΗΣ (Visual Basic)

```
Private Sub Optimum_Click()

Dim StartTime As Double
Dim MinutesElapsed As String
StartTime = Timer

'Application.ScreenUpdating = False
'Application.DisplayStatusBar = False
'ActiveSheet.DisplayPageBreaks = False



Dim i As Long
Dim j As Long
Dim k As Long

Dim Opt As Worksheet
Dim Menu As Worksheet
Dim Results As Worksheet
Dim eco As Worksheet
Dim hybrid As Worksheet
Dim helping As Worksheet
Dim wind As Worksheet
Dim el As Worksheet
Dim ph As Worksheet
Dim b(40)
Dim income(50)
Dim interest(50)
Dim profit(50)
Dim Netprof(50)
Dim cashfl(50)
Dim loan(0 To 60)


Set Opt = ActiveWorkbook.Sheets("OPTIMIZATION")
Set Menu = ActiveWorkbook.Sheets("MENU")
Set Results = ActiveWorkbook.Sheets("RESULTS")
Set eco = ActiveWorkbook.Sheets("FINANCIALS")
Set wind = ActiveWorkbook.Sheets("WIND")
Set hybrid = ActiveWorkbook.Sheets("HYBRID")
Set helping = ActiveWorkbook.Sheets("HelpingSheet")
Set el = ActiveWorkbook.Sheets("electronics")
Set ph = ActiveWorkbook.Sheets("PV")
```

```
Menu.Range("e9") = 1
Opt.Range("f3") = 0
Opt.Range("f4") = 0
Opt.Range("f5") = 0
Opt.Range("f12") = 0
Opt.Range("f11") = 0
Opt.Range("f14") = 0
Opt.Range("f16") = 0



bat = 0.5
Menu.Range("e57") = bat
maxnpv = -9000000000#
l = 2



For i = 1 To 9

anemos = 10
Menu.Range("e18") = anemos
wlim = 1.2 * el.Range("e26")

Do While (wind.Range("z8") <= wlim)


p = 0
Menu.Range("e35") = p
plim = el.Range("e26") - wind.Range("z8")

Do While (ph.Range("w11") / 1000 <= plim)


Menu.Range("e9") = 1

daneio = eco.Range("d4")
refund = daneio / Menu.Range("e11")
loan(0) = daneio
OpCost = eco.Range("c14")
depriciation = Menu.Range("e104") * eco.Range("c13") / 100 * (1 - Menu.Range("e106") / 100)
tNPV = -eco.Range("d3") / (Menu.Range("e98") / 100 + 1)

l = l + 1
tr = 0

For t = 1 To Menu.Range("e11")
```

```
income(t) = 1000 * hybrid.Range("l8792") * Menu.Range("e90") + 1000 * hybrid.Range("k8792") *
Menu.Range("e92") + 1000 * hybrid.Range("n8792") * Menu.Range("e88") + 1000 *
Menu.Range("e106") * el.Range("e28") - Menu.Range("e86") * hybrid.Range("ap15") * 1000
loan(t) = loan(t - 1) - refund
interest(t) = loan(t) * Menu.Range("e100") / 100
profit(t) = income(t) - (OpCost + depriciation) - eco.Range("c16")
Netprof(t) = profit(t) * (1 - Menu.Range("e94") / 100)

If t = Menu.Range("e92") Then
cashfl(t) = depriciation + Netprof(t) - refund + eco.Range("d7")
Else
cashfl(t) = depriciation + Netprof(t) - refund
End If

tNPV = tNPV + cashfl(t) / (Menu.Range("e98") / 100 + 1) ^ (t + 1)


If tNPV > 0 Then
b(t) = 1
Else
b(t) = -1
End If
If (b(t) * b(t - 1) = -1) Then
tr = t
End If

Menu.Range("e9") = Menu.Range("e9") + 0.005

Next

Menu.Range("e9") = 1

Opt.Cells(l, 16) = tNPV
Opt.Cells(l, 17) = Results.Range("q5")
Opt.Cells(l, 18) = wind.Range("z8")
Opt.Cells(l, 19) = Results.Range("q28")
Opt.Cells(l, 20) = Results.Range("h52")
Opt.Cells(l, 21) = Results.Range("h54")

If tNPV >= 0 Then
Opt.Cells(l, 22) = tr
End If



If (tNPV > maxnpv) Then
maxnpv = tNPV
Opt.Range("f16") = tr
Max = Results.Range("h52")
```

```
Opt.Range("f3") = Results.Range("q16")
Opt.Range("f4") = Results.Range("q5")
Opt.Range("f5") = Results.Range("q28")
Opt.Range("f12") = Results.Range("H54")
Opt.Range("f11") = Max
Opt.Range("f14") = tNPV

kount = 3

p1 = p
d = bat
w = anemos
Opt.Range("n2") = -eco.Range("d3")
Opt.Cells(2, 11) = loan(0)

For x = 1 To Menu.Range("e11")

Opt.Cells(kount, 9) = x
Opt.Cells(kount, 10) = income(x)
Opt.Cells(kount, 12) = interest(x)
Opt.Cells(kount, 13) = Netprof(x)
Opt.Cells(kount, 11) = loan(x)
Opt.Cells(kount, 14) = cashfl(x)

kount = kount + 1
Next


End If


p = p + 10
Menu.Range("e35") = p

Loop

anemos = anemos + 10
Menu.Range("e18") = anemos

Loop

bat = bat + 0.5
Menu.Range("e57") = bat


Next

Menu.Range("e18") = w
```

```
Menu.Range("e35") = p1
Menu.Range("e57") = d


Application.ScreenUpdating = True
Application.DisplayStatusBar = True
ActiveSheet.DisplayPageBreaks = True

MinutesElapsed = Format((Timer - StartTime) / 86400, "hh:mm:ss")
MsgBox "This code ran successfully in " & MinutesElapsed & " minutes", vbInformation

End Sub
```

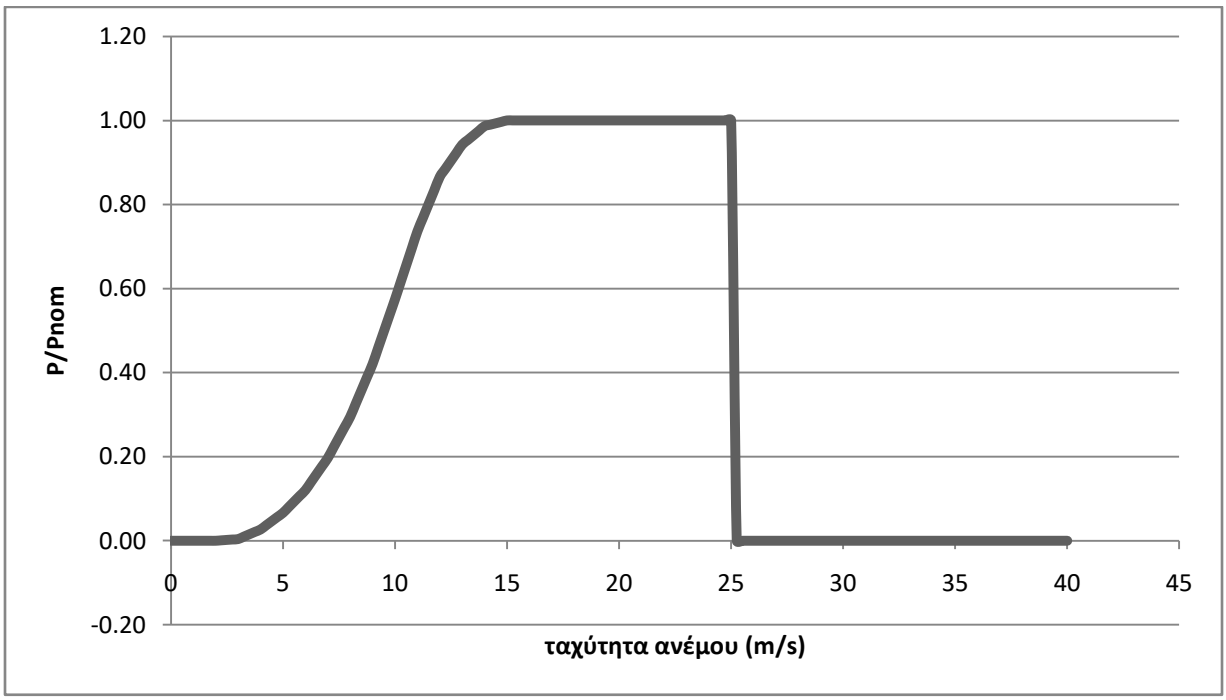
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ
ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΑΝΑΛΥΣΗΣ

```
Sub analysis()


Dim Opt As Worksheet
Dim Menu As Worksheet
Dim Results As Worksheet
Dim eco As Worksheet
Dim hybrid As Worksheet
Dim helping As Worksheet
Dim wind As Worksheet
Dim el As Worksheet
Dim ph As Worksheet
Dim b(40)
Dim income(50)
Dim interest(50)
Dim profit(50)
Dim Netprof(50)
Dim cashfl(50)
Dim loan(0 To 60)


Set Opt = ActiveWorkbook.Sheets("OPTIMIZATION")
Set Menu = ActiveWorkbook.Sheets("MENU")
Set Results = ActiveWorkbook.Sheets("RESULTS")
Set eco = ActiveWorkbook.Sheets("FINANCIALS")
Set wind = ActiveWorkbook.Sheets("WIND")
Set hybrid = ActiveWorkbook.Sheets("HYBRID")
Set helping = ActiveWorkbook.Sheets("HelpingSheet")
Set el = ActiveWorkbook.Sheets("electronics")
Set ph = ActiveWorkbook.Sheets("PV")



Menu.Range("e9") = 1

daneio = eco.Range("d4")
refund = daneio / Menu.Range("e11")
loan(0) = daneio
OpCost = eco.Range("c14")
depriciation = Menu.Range("e104") * eco.Range("c13") / 100 * (1 - Menu.Range("e106") / 100)
tNPV = -eco.Range("d3") / (Menu.Range("e98") / 100 + 1)
```

```
tr = 0

For t = 1 To Menu.Range("e11")

income(t) = 1000 * hybrid.Range("l8792") * Menu.Range("e90") + 1000 * hybrid.Range("k8792") *
Menu.Range("e92") + 1000 * hybrid.Range("n8792") * Menu.Range("e88") + 1000 *
Menu.Range("e106") * el.Range("e28") - Menu.Range("e86") * hybrid.Range("ap15") * 1000
loan(t) = loan(t - 1) - refund
interest(t) = loan(t) * Menu.Range("e100") / 100
profit(t) = income(t) - (OpCost + depriciation) - eco.Range("c16")
Netprof(t) = profit(t) * (1 - Menu.Range("e94") / 100)

If t = Menu.Range("e92") Then
cashfl(t) = depriciation + Netprof(t) - refund + eco.Range("d7")
Else
cashfl(t) = depriciation + Netprof(t) - refund
End If

tNPV = tNPV + cashfl(t) / (Menu.Range("e98") / 100 + 1) ^ (t + 1)


If tNPV > 0 Then
b(t) = 1
Else
b(t) = -1
End If
If (b(t) * b(t - 1) = -1) Then
tr = t
End If

Menu.Range("e9") = Menu.Range("e9") + 0.005

Next

kount = 3

For x = 1 To Menu.Range("e11")

Opt.Cells(kount, 9) = x
Opt.Cells(kount, 10) = income(x)
Opt.Cells(kount, 12) = interest(x)
Opt.Cells(kount, 13) = Netprof(x)
Opt.Cells(kount, 11) = loan(x)
Opt.Cells(kount, 14) = cashfl(x)

kount = kount + 1



Next
```

```
tIRR = Opt.Range("f15") * 100

MsgBox "Kathari parousa aksia se euro:" & tNPV
MsgBox "IRR:" & tIRR & "%"

If tNPV >= 0 Then

MsgBox "xronos apopliromis:" & tr & "eth"

Else

MsgBox "xronos apopliromis: -"

End If


End Sub
```

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ε
ΚΑΜΠΥΛΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ



ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ζ
ΝΟΜΙΚΟ/ΘΕΣΜΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΓΙΑ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥΣ ΣΤΑΘΜΟΥΣ ΣΤΗΝ ΚΑΡΠΑΘΟ

ΑΠΟΦΑΣΗ Ρ.Α.Ε. ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 139/2016

Καθορισμός τιμολόγησης ηλεκτρικής ενέργειας από Υβριδικούς Σταθμούς που εντάσσονται στο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα Καρπάθου

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας

Κατά την τακτική συνεδρίασή της, στην έδρα της, την 19η Μαΐου 2016 και

Έχοντας υπόψη:
Τις διατάξεις του Ν.3851/2010 *«Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής»*, ΦΕΚ Α' 85/4.6.2010.
Τις διατάξεις του Ν.3468/2006 *«Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις»*, ΦΕΚ Α' 129/27.06.2006, όπως ισχύει, και ιδίως τα οριζόμενα στην παράγραφο 3 του άρθρου 13.
Τις διατάξεις και τα Παραρτήματα της υπ' αριθμ. ΥΑΠΕ/Φ1/14810 απόφασης του Υπουργού Ανάπτυξης *«Κανονισμός αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση ΑΠΕ και μέσω Σ.Η.Θ.Υ.Α.»* (ΦΕΚ Β' 2373/25.10.2011), εφεξής *«Κανονισμός Αδειών»*.
Τις διατάξεις του Ν.4254/2014 *«Μέτρα στήριξης και ανάπτυξης της ελληνικής οικονομίας στο πλαίσιο εφαρμογής του Ν.4046/2012 και άλλες διατάξεις»*, όπως ισχύει, και ιδίως τα οριζόμενα στην παράγραφο 3 της Υποπαραγράφου ΙΓ.5.
Τα στοιχεία και δεδομένα που χορηγήθηκαν από το Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών και χρησιμοποιήθηκαν από τη ΡΑΕ για την εκτίμηση (ΕΣ/20688) σχετικά με τον καθορισμό τιμολόγησης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Υβριδικούς Σταθμούς για το αυτόνομο Σύστημα Καρπάθου.

Σκέφτηκε ως εξής:
Επειδή, σύμφωνα με τις διατάξεις της παραγράφου 3 του άρθρου 13 του Ν.3468/2006, όπως ισχύει, κατά τη χορήγηση άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Υβριδικό Σταθμό (ΥΒΣ) που εγκαθίσταται σε Μη Διασυνδεδεμένο Νησί, καθορίζονται οι εξής τιμές:
Η τιμή, με βάση την οποία τιμολογείται η διαθεσιμότητα ισχύος των μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής του ΥΒΣ, για την τιμολόγηση της οποίας *«λαμβάνεται υπόψη το εκτιμώμενο κόστος κατασκευής και το σταθερό κόστος λειτουργίας νεοεισερχόμενου συμβατικού σταθμού παραγωγής στο Αυτόνομο Ηλεκτρικό Σύστημα του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού»*. Το τίμημα αυτό *«δεν μπορεί να υπολείπεται του τιμήματος που καταβάλλεται για τη διαθεσιμότητα των μονάδων του νεοεισερχόμενου συμβατικού σταθμού παραγωγής, με αντίστοιχη ισχύ».*
«Η τιμή, με βάση την οποία τιμολογείται η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής Υβριδικού Σταθμού που αξιοποιούν την αποθηκευμένη ενέργεια στο σύστημα αποθήκευσής του και εγχέεται στο Δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού. Ο καθορισμός αυτός γίνεται με βάση το μέσο οριακό μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που εκτιμάται ότι έχουν, κατά το χρόνο έκδοσης της άδειας παραγωγής, οι συμβατικές μονάδες του Αυτόνομου Ηλεκτρικού Συστήματος για την κάλυψη της ηλεκτρικής ενέργειας που ζητείται από το Μη Διασυνδεδεμένο Νησί και η οποία καλύπτεται, εν προκειμένω, από τις ανωτέρω μονάδες

ελεγχόμενης παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού». Η τιμή αυτή *«δεν μπορεί να είναι κατώτερη από την τιμή με την οποία τιμολογείται η ηλεκτρική ενέργεια που απορροφά ο Υβριδικός Σταθμός από το Δίκτυο για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσής του, προσαυξημένη με ποσοστό 25%»*.
Επίσης, σύμφωνα με το Ν.4254/2014, ο υπολογισμός της τιμής με βάση την οποία θα τιμολογείται η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής Υβριδικού Σταθμού θα γίνεται με βάση την τιμή αποζημίωσης για αιολικούς σταθμούς (κατηγορία 3 του Πίνακα Α του Νόμου), επαυξημένη κατά 50% τουλάχιστον, ώστε να καλύπτονται οι απώλειες ενέργειας στον κύκλο αποθήκευσης του Υβριδικού Σταθμού.
«Η τιμή, με βάση την οποία τιμολογείται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφά ο Υβριδικός Σταθμός από το Δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσής του», με τον καθορισμό της να *«γίνεται με βάση το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής των μονάδων βάσης του Αυτόνομου Ηλεκτρικού Συστήματος του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού κατά το χρόνο έκδοσης της άδειας παραγωγής»*.
Ειδικότερα, στο άρθρο 28 του Κανονισμού Αδειών (στοιχείο 3 ως άνω) προβλέπεται ότι, κατά την κατάρτιση της πρότασης τιμολόγησης των ΥΒΣ, πρέπει να λαμβάνονται υπόψη:
i. για την ενέργεια που εγχέεται στο δίκτυο από τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής του ΥΒΣ, το μέσο οριακό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος) των συμβατικών μονάδων αιχμής κατά το προηγούμενο έτος (λειτουργία για χρονικό διάστημα μικρότερο του 30% του έτους αναφοράς).
ii. για την ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του ΥΒΣ, το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των συμβατικών μονάδων βάσης κατά το προηγούμενο έτος (λειτουργία για χρονικό διάστημα μεγαλύτερο του 70% του έτους αναφοράς).

Επειδή, περαιτέρω, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 29 του Κανονισμού Αδειών, *«Η τιμολόγηση για τη διαθεσιμότητα ισχύος του σταθμού, την ηλεκτρική ενέργεια που εγχέεται από τις ελεγχόμενες μονάδες του σταθμού και την ηλεκτρική ενέργεια που απορροφάται για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης του σταθμού… είναι ενιαίες για όλους τους Υβριδικούς Σταθμούς που λειτουργούν στο ίδιο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, υπό την προϋπόθεση ότι οι σταθμοί αυτοί χρησιμοποιούν την ίδια τεχνολογία και λειτουργούν με τους ίδιους όρους και περιορισμούς»*.

Επειδή, για τον καθορισμό των ως άνω τιμών εφαρμόζεται μεθοδολογία υπολογισμού βάσει του Κανονισμού Αδειών, η οποία στηρίζεται στην ανάλυση λειτουργίας των μονάδων αιχμής και βάσης του συστήματος, ανεξάρτητα από το επίπεδο διείσδυσης των υβριδικών σταθμών και του τρόπου λειτουργίας τους, καθώς δεν είναι εφικτό, κατά το κρίσιμο χρονικό σημείο αδειοδότησης των σταθμών αυτών, να προσδιορισθεί η ενέργεια που υποκαθιστά κάθε υβριδικός σταθμός ξεχωριστά.

Οι τιμές αυτές καθορίζονται με βάση το έτος αξιολόγησης της αίτησης και έκδοσης της άδειας παραγωγής, εν προκειμένω το έτος 2016.

Επειδή, προκειμένου η ΡΑΕ να καθορίσει τις ως άνω τιμές, προέβη σε μελέτη της λειτουργίας του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος Καρπάθου. Τα αποτελέσματα της μελέτης στηρίζονται σε ανάλυση της λειτουργίας του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος με βάση απολογιστικά στοιχεία των συμβατικών μονάδων.

Με βάση τα απολογιστικά στοιχεία ενέργειας και αιχμής των συστημάτων ΜΔΝ, διαπιστώνεται ότι το ηλεκτρικό σύστημα Καρπάθου είναι αναλογικού μεγέθους με το σύστημα της Ικαρίας, προτείνεται δε να υιοθετηθεί, αναφορικά με το τίμημα διαθεσιμότητας ισχύος, η αντίστοιχη τιμή που έχει ορισθεί με την υπ' αριθμ. 1146/2011 Απόφαση της ΡΑΕ για τη νήσο Ικαρία, καθόσον είναι δύο συστήματα με παραπλήσια τιμή διαθεσιμότητας ισχύος.

Επειδή, για την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής Υβριδικού Σταθμού, το μεταβλητό κόστος παραγωγής των μονάδων αιχμής εκτιμάται ότι είναι ίσο και με πτωτική τάση της τιμής των 165 €/MWh, που προκύπτει από την τιμή αποζημίωσης για αιολικούς σταθμούς (κατηγορία 3 του Πίνακα Α του Ν.4254/2014), επαυξημένη κατά 50%.

Επειδή, δεν προβλέπεται αναπροσαρμογή της τιμολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφά ο Υβριδικός Σταθμός από το Δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσής του, σε σχέση με τη διακύμανση των τιμών του πετρελαίου. Συνεπώς, θα πρέπει να υιοθετείται μία τιμή αντιπροσωπευτική κατά μέσο όρο με βάση τα διαθέσιμα απολογιστικά στοιχεία για το μεταβλητό κόστος παραγωγής των μονάδων βάσης του εν λόγω συστήματος.

Για τους παραπάνω λόγους

ΑΠΟΦΑΣΙΖΕΙ
Τον καθορισμό των τιμών των περιπτώσεων α, β, και γ της Παρ. 3 του Άρθρου 13 του Ν.3468/2006, όπως αυτό ισχύει, για τους Υβριδικούς Σταθμούς που εντάσσονται στο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα Καρπάθου ως εξής:

		Σύστημα Καρπάθου
Διαθεσιμότητα ισχύος	k€/MWh/έτος	188
Ενέργεια από ελεγχόμενες μονάδες	€/MWh	165
Απορροφόμενη από το Δίκτυο Ενέργεια	€/MWh	120

Ο παραπάνω πίνακας θα αποτελέσει και τη βάση για την τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας, αλλά και για το κόστος της απορροφόμενης από το δίκτυο.

Για την τιμολόγηση των ΑΠΕ ισχύουν οι διατάξεις του νόμου 3468/2006, όπου σύμφωνα με το άρθρο 13 ισχύει για τα αιολικά:

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	Τιμή διασυνδεδεμένου συστήματος (€/MWh)	Τιμή μη διασυνδεδεμένου συστήματος (€/MWh)
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με χερσαίες εγκαταστάσεις ισχύος μεγαλύτερης από 50 kW	87,85	99,45

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Η
ΑΝΑΛΥΤΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΤΗΣ ΒΕΛΤΙΣΤΗΣ ΛΥΣΗΣ ΓΙΑ ΚΑΘΕ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ

1η περίπτωση:

ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ	
Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύς (MW)	0.5
Εγκατεστημένη Φωτοβολταϊκή Ισχύς (MWp)	0
Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	0.5
Χωρητικότητα συσσωρευτή (MWh)	0.5
Ποσοστό παραγόμενης ενέργειας σταθμού ως προς τη συνολική (%)	5.50328
Ποσοστό ετήσιας παραγόμενης ενέργειας από ΑΣΠ (%)	77.8739
Ποσοστό απορριπτομενης αιολικής ενέργειας (%)	0.00825
Ποσοστό απορριπτομενης φωτοβολταϊκής ενέργειας (%)	#ΔΙΑΙΡ/0!
Ποσοστό απορριπτομενης αιολικής ενέργειας (%)	0.00825
Συνεισφορά PV στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	0
Συνεισφορά Α/Π στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	3.83469
Συνεισφορά μπαταρίας στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	1.66884
Μέγιστη καλυπτόμενη αιχμή από σταθμό (MW)	9.4525
Κόστος παραγόμενης ενέργειας (€/Mwh)	19.0504
LCOE (€/Mwh)	78.5171
Συνολικό κόστος εγκατάστασης (€)	951000

Φωτοβολταϊκό πάρκο	
Ονομαστική ισχύς (MWp)	0
Συνολική επιφάνεια συλλέκτη (m^2)	0
Cf (%)	#ΔΙΑΙΡ/0!
Φωτοβολταϊκή ισχύς ως προς μέσο ετήσιο φορτίο (%)	0
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	0
Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια (MWh)	0
Κόστος εγκατάστασης (€)	0

Αιολικό Πάρκο	
Ονομαστική ισχύς (MW)	0.5
Αριθμός ανεμογεννητριών (Μεσοχώρι)	0
Αριθμός ανεμογεννητριών (σύνορα με Κάσο)	1
Αιολική ισχύς ως προς μέσο φορτίο (%)	10
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	1498.66
Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια (MWh)	0.123582
Κόστος εγκατάστασης (€)	750000

Συσσωρευτής	
Τύπος συσσωρευτή	Μπαταρία Ιόντων λιθίου
Χωρητικότητα (Ah)	1250
Χωρητικότητα (KWh)	500
Εγγυημένη ισχύς 8ωρου (MW)	0.04375
Μέγιστη αποοδιδόμενη ισχύς (MW)	0.75
Ημέρες αυτονομίας	0.5
Συνολική ενέργεια που αποθηκεύεται (MWh)	651.9
Συνολική ενέργεια που προσδίδεται (MWh)	651.75
Τάση λειτουργίας (V)	400
Κόστος εγκατάστασης (€)	201000

Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής	
Χρησιμοποιούμενες μονάδες	1,2,7,8
Ονομαστική Ισχύς	13.204
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	31064.77
Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια (MWh)	0
Ετήσια κατανάλωση Μαζούτ (tn)	6689.445
Ετήσια κατανάλωση Diesel (tn)	146.3065
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "1" ανά ημέρα	0.257534
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "2" ανά ημέρα	0.243836
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "7" ανά ημέρα	1.246575
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "8" ανά ημέρα	0

Συνολικά δεδομένα νησιού	
Συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς (MW)	1.73
Συνολική εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (MWp)	1.16
Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων (MW)	13.204
Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (MW)	16.094
Ετήσια ζήτηση (GWh)	39.0541
Ετήσια αιχμή (MW)	12
Συντελεστής φορτίου (%)	37.1519
Ποσοστό κάλυψης φορτίου από ΑΠΕ (%)	22.1261
Ποσοστό κάλυψης φορτίου από συμβατικές μονάδες (%)	77.8739
LCOE (€/Mwh)	305.404

Σύγκριση με λειτουργία προ υβριδικού	
Εξοικονόμηση καυσίμου (%)	11.5986
LCOEHYBRID-LCOEBEFORE (€/Mwh)	-70.6806

2η περίπτωση:

ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ	
Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύς (MW)	0.5
Εγκατεστημένη Φωτοβολταϊκή Ισχύς (MWp)	0
Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	0.5
Χωρητικότητα συσσωρευτή (MWh)	0.5
Ποσοστό παραγόμενης ενέργειας σταθμού ως προς τη συνολική (%)	5.50328
Ποσοστό ετήσιας παραγόμενης ενέργειας από ΑΣΠ (%)	77.8739
Ποσοστό απορριπτομενης αιολικής ενέργειας (%)	0.00825
Ποσοστό απορριπτομενης φωτοβολταϊκής ενέργειας (%)	#ΔΙΑΙΡ/0!
Ποσοστό απορριπτομενης αιολικής ενέργειας (%)	0.00825
Συνεισφορά PV στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	0
Συνεισφορά Α/Π στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	3.83469
Συνεισφορά μπαταρίας στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	1.66884
Μέγιστη καλυπτόμενη αιχμή από σταθμό (MW)	9.4525
Κόστος παραγόμενης ενέργειας (€/Mwh)	19.0504
LCOE (€/Mwh)	78.5171
Συνολικό κόστος εγκατάστασης (€)	951000

Φωτοβολταϊκό πάρκο	
Ονομαστική ισχύς (MWp)	0
Συνολική επιφάνεια συλλέκτη (m^2)	0
Cf (%)	#ΔΙΑΙΡ/0!
Φωτοβολταϊκή ισχύς ως προς μέσο ετήσιο φορτίο (%)	0
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	0
Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια (MWh)	0
Κόστος εγκατάστασης (€)	0

Συσσωρευτής	
Τύπος συσσωρευτή	Μπαταρία Ιόντων λιθίου
Χωρητικότητα (Ah)	1250
Χωρητικότητα (KWh)	500
Εγγυημένη ισχύς 8ωρου (MW)	0.04375
Μέγιστη αποοδιδόμενη ισχύς (MW)	0.75
Ημέρες αυτονομίας	0.5
Συνολική ενέργεια που αποθηκεύεται (MWh)	651.9
Συνολική ενέργεια που προσδίδεται (MWh)	651.75
Τάση λειτουργίας (V)	400
Κόστος εγκατάστασης (€)	201000

Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής	
Χρησιμοποιούμενες μονάδες	1,2,7,8
Ονομαστική Ισχύς	13.204
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	31064.77
Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια (MWh)	0
Ετήσια κατανάλωση Μαζούτ (tn)	6689.445
Ετήσια κατανάλωση Diesel (tn)	146.3065
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "1" ανά ημέρα	0.257534
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "2" ανά ημέρα	0.243836
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "7" ανά ημέρα	1.246575
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "8" ανά ημέρα	0

ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ	
Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύς (MW)	2
Εγκατεστημένη Φωτοβολταϊκή Ισχύς (MWp)	3.11224
Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	5.11224
Χωρητικότητα συσσωρευτή (MWh)	3.5
Ποσοστό παραγόμενης ενέργειας σταθμού ως προς τη συνολική (%)	36.3688
Ποσοστό ετήσιας παραγόμενης ενέργειας από ΑΣΠ (%)	49.1105
Ποσοστό απορριπτομενης αιολικής ενέργειας (%)	16.9982
Ποσοστό απορριπτομενης φωτοβολταϊκής ενέργειας (%)	0.95717
Ποσοστό απορριπτομενης αιολικής ενέργειας (%)	16.9982
Συνεισφορά PV στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	15.8897
Συνεισφορά Α/Π στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	12.7325
Συνεισφορά μπαταρίας στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	7.922
Μέγιστη καλυπτόμενη αιχμή από σταθμό (MW)	9.4525
Κόστος παραγόμενης ενέργειας (€/Mwh)	13.6212
LCOE (€/Mwh)	67.6779
Συνολικό κόστος εγκατάστασης (€)	6423953

Συνολικά δεδομένα νησιού	
Συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς (MW)	1.73
Συνολική εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (MWp)	1.16
Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων (MW)	13.204
Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (MW)	16.094
Ετήσια ζήτηση (GWh)	39.0541
Ετήσια αιχμή (MW)	12
Συντελεστής φορτίου (%)	37.1519
Ποσοστό κάλυψης φορτίου από ΑΠΕ (%)	22.1261
Ποσοστό κάλυψης φορτίου από συμβατικές μονάδες (%)	77.8739
LCOE (€/Mwh)	305.404

Σύγκριση με λειτουργία προ υβριδικού	
Εξοικονόμηση καυσίμου (%)	11.5986
LCOEHYBRID-LCOEBEFORE (€/Mwh)	-70.6806

3η περίπτωση:

ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ	
Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύς (MW)	2
Εγκατεστημένη Φωτοβολταϊκή Ισχύς (MWp)	0.88921
Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς MW)	2.88921
Χωρητικότητα συσσωρευτή (MWh)	2
Ποσοστό παραγόμενης ενέργειας σταθμού ως προς τη συνολική (%)	24.4253
Ποσοστό ετήσιας παραγόμενης ενέργειας από ΑΣΠ (%)	59.848
Ποσοστό απορριπτομενης αιολικής ενέργειας (%)	7.03327
Ποσοστό απορριπτομενης φωτοβολταϊκής ενέργειας (%)	0.00213
Ποσοστό απορριπτομενης αιολικής ενέργειας (%)	7.03327
Συνεισφορά PV στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	4.58368
Συνεισφορά Α/Π στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	14.2611
Συνεισφορά μπαταρίας στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	5.63065
Μέγιστη καλυπτόμενη αιχμή από σταθμό (MW)	9.4525
Κόστος παραγόμενης ενέργειας (€/Mwh)	16.2792
LCOE (€/Mwh)	70.953
Συνολικό κόστος εγκατάστασης (€)	4378987

Φωτοβολταϊκό πάρκο	
Ονομαστική ισχύς (MWp)	0.88921
Συνολική επιφάνεια συλλέκτη (m^2)	7600.087
Cf (%)	22.98118
Φωτοβολταϊκή ισχύς ως προς μέσο ετήσιο φορτίο (%)	20
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	1884.371
Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια (MWh)	0.038211
Κόστος εγκατάστασης (€)	577986.6

Αιολικό Πάρκο	
Ονομαστική ισχύς (MW)	2
Αριθμός ανεμογεννητριών (Μεσοχώρι)	0
Αριθμός ανεμογεννητριών (σύνορα με Κάσο)	4
Αιολική ισχύς ως προς μέσο φορτίο (%)	40
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	5994.64
Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια (MWh)	421.3572
Κόστος εγκατάστασης (€)	3000000

Συσσωρευτής	
Τύπος συσσωρευτή	Μπαταρία Ιόντων λιθίου
Χωρητικότητα (Ah)	5000
Χωρητικότητα (KWh)	2000
Εγγυημένη ισχύς 8ωρου (MW)	0.175
Μέγιστη αποοδιδόμενη ισχύς (MW)	3
Ημέρες αυτονομίας	2
Συνολική ενέργεια που αποθηκεύεται (MWh)	2199.6
Συνολική ενέργεια που προσδίδεται (MWh)	2199
Τάση λειτουργίας (V)	400
Κόστος εγκατάστασης (€)	801000

Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής	
Χρησιμοποιούμενες μονάδες	1,2,7,8
Ονομαστική Ισχύς	13.204
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	25553.12
Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια (MWh)	0
Ετήσια κατανάλωση Μαζούτ (tn)	5165.299
Ετήσια κατανάλωση Diesel (tn)	473.5986
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "1" ανά ημέρα	1.476712
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "2" ανά ημέρα	0.4
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "7" ανά ημέρα	2.849315
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "8" ανά ημέρα	0

Συνολικά δεδομένα νησιού	
Συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς (MW)	3.23
Συνολική εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (MWp)	2.04921
Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων (MW)	13.204
Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (MW)	18.4832
Ετήσια ζήτηση (GWh)	39.0541
Ετήσια αιχμή (MW)	12
Συντελεστής φορτίου (%)	37.1519
Ποσοστό κάλυψης φορτίου από ΑΠΕ (%)	40.152
Ποσοστό κάλυψης φορτίου από συμβατικές μονάδες (%)	59.848
LCOE (€/Mwh)	303.313

Σύγκριση με λειτουργία προ υβριδικού	
Εξοικονόμηση καυσίμου (%)	27.0766
LCOEHYBRID-LCOEBEFORE (€/Mwh)	-72.771

4η περίπτωση:

ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ	
Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύς (MW)	2.5
Εγκατεστημένη Φωτοβολταϊκή Ισχύς (MWp)	0.44461
Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς	2.94461
Χωρητικότητα συσσωρευτή (MWh)	2
Ποσοστό παραγόμενης ενέργειας σταθμού ως προς τη συνολική (%)	24.8718
Ποσοστό ετήσιας παραγόμενης ενέργειας από ΑΣΠ (%)	59.1974
Ποσοστό απορριπτομενης αιολικής ενέργειας (%)	10.7017
Ποσοστό απορριπτομενης φωτοβολταϊκής ενέργειας (%)	0
Ποσοστό απορριπτομενης αιολικής ενέργειας (%)	10.7017
Συνεισφορά PV στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	2.29189
Συνεισφορά Α/Π στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	17.123
Συνεισφορά μπαταρίας στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	5.65984
Μέγιστη καλυπτόμενη αιχμή από σταθμό (MW)	9.4525
Κόστος παραγόμενης ενέργειας (€/Mwh)	18.3875
LCOE (€/Mwh)	76.3557
Συνολικό κόστος εγκατάστασης (€)	4839993

Φωτοβολταϊκό πάρκο	
Ονομαστική ισχύς (MWp)	0.4446051
Συνολική επιφάνεια συλλέκτη (m^2)	3800.0435
Cf (%)	22.981667
Φωτοβολταϊκή ισχύς ως προς μέσο ετήσιο φορτίο (%)	10
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	942.18561
Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια (MWh)	0
Κόστος εγκατάστασης (€)	288993.31

Αιολικό Πάρκο	
Ονομαστική ισχύς (MW)	2.5
Αριθμός ανεμογεννητριών (Μεσοχώρι)	0
Αριθμός ανεμογεννητριών (σύνορα με Κάσο)	5
Αιολική ισχύς ως προς μέσο φορτίο (%)	50
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	7493.3002
Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια (MWh)	228.35735
Cf (%)	33.152004
Κόστος εγκατάστασης (€)	3750000

Συσσωρευτής	
Τύπος συσσωρευτή	Μπαταρία Ιόντων λιθίου
Χωρητικότητα (Ah)	5000
Χωρητικότητα (KWh)	2000
Εγγυημένη ισχύς 8ωρου (MW)	0.175
Μέγιστη αποοδιδόμενη ισχύς (MW)	3
Ημέρες αυτονομίας	2
Συνολική ενέργεια που αποθηκεύεται (MWh)	2211
Συνολική ενέργεια που προσδίδεται (MWh)	2210.4
Τάση λειτουργίας (V)	400
Κόστος εγκατάστασης (€)	801000

Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής	
Χρησιμοποιούμενες μονάδες	1,2,7,8
Ονομαστική Ισχύς	13.204
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	25250.74
Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια (MWh)	0
Ετήσια κατανάλωση Μαζούτ (tn)	5100.665
Ετήσια κατανάλωση Diesel (tn)	474.5461
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "1" ανά ημέρα	1.473973
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "2" ανά ημέρα	0.375342
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "7" ανά ημέρα	2.778082
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "8" ανά ημέρα	0

Συνολικά δεδομένα νησιού	
Συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς (MW)	3.73
Συνολική εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (MWp)	1.60461
Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων (MW)	13.204
Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (MW)	18.5386
Ετήσια ζήτηση (GWh)	39.0541
Ετήσια αιχμή (MW)	12
Συντελεστής φορτίου (%)	37.1519
Ποσοστό κάλυψης φορτίου από ΑΠΕ (%)	40.8026
Ποσοστό κάλυψης φορτίου από συμβατικές μονάδες (%)	59.1974
LCOE (€/Mwh)	309.085

Σύγκριση με λειτουργία προ υβριδικού	
Εξοικονόμηση καυσίμου (%)	27.9002
LCOEHYBRID-LCOEBEFORE (€/Mwh)	-66.9989

5η περίπτωση:

ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ	
Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύς (MW)	2
Εγκατεστημένη Φωτοβολταϊκή Ισχύς (MWp)	3.112236
Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	5.112236
Χωρητικότητα συσσωρευτή (MWh)	3.5
Ποσοστό παραγόμενης ενέργειας σταθμού ως προς τη συνολική (%)	37.11034
Ποσοστό ετήσιας παραγόμενης ενέργειας από ΑΣΠ (%)	49.06801
Ποσοστό απορριπτομενης αιολικής ενέργειας (%)	12.11539
Ποσοστό απορριπτομενης φωτοβολταϊκής ενέργειας (%)	0.955727
Ποσοστό απορριπτομενης αιολικής ενέργειας (%)	12.11539
Συνεισφορά PV στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	15.88988
Συνεισφορά Α/Π στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	13.48154
Συνεισφορά μπαταρίας στην ετήσια παραγωγή του σταθμού (%)	7.86565
Μέγιστη καλυπτόμενη αιχμή από σταθμό (MW)	9.4525
Κόστος παραγόμενης ενέργειας (€/Mwh)	13.27372
LCOE (€/Mwh)	65.95143
Συνολικό κόστος εγκατάστασης (€)	6423953

Φωτοβολταϊκό πάρκο	
Ονομαστική ισχύς (MWp)	3.1122356
Συνολική επιφάνεια συλλέκτη (m^2)	26600.305
Cf (%)	22.762025
Φωτοβολταϊκή ισχύς ως προς μέσο ετήσιο φορτίο (%)	70
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	6595.2992
Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια (MWh)	59.881423
Κόστος εγκατάστασης (€)	2022953.2

Αιολικό Πάρκο	
Ονομαστική ισχύς (MW)	2
Αριθμός ανεμογεννητριών (Μεσοχώρι)	0
Αριθμός ανεμογεννητριών (σύνορα με Κάσο)	4
Αιολική ισχύς ως προς μέσο φορτίο (%)	40
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	5994.6402
Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια (MWh)	725.82319
Cf (%)	30.051905
Κόστος εγκατάστασης (€)	3000000

Συσσωρευτής	
Τύπος συσσωρευτή	Μπαταρία Ιόντων λιθίου
Χωρητικότητα (Ah)	8750
Χωρητικότητα (KWh)	3500
Εγγυημένη ισχύς 8ωρου (MW)	0.30625
Μέγιστη αποοδιδόμενη ισχύς (MW)	5.25
Ημέρες αυτονομίας	3.5
Συνολική ενέργεια που αποθηκεύεται (MWh)	3094.42
Συνολική ενέργεια που προσδίδεται (MWh)	3093.865
Τάση λειτουργίας (V)	400
Κόστος εγκατάστασης (€)	1401000

Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής	
Χρησιμοποιούμενες μονάδες	1,2,7,8
Ονομαστική Ισχύς	13.204
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	22205.61
Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια (MWh)	0
Ετήσια κατανάλωση Μαζούτ (tn)	4263.801
Ετήσια κατανάλωση Diesel (tn)	627.9674
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "1" ανά ημέρα	2.00274
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "2" ανά ημέρα	0.679452
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "7" ανά ημέρα	4.065753
Αριθμός ενεργοποιήσεων μονάδας "8" ανά ημέρα	0

Συνολικά δεδομένα νησιού	
Συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς (MW)	3.23
Συνολική εγκατεστημένη φωτοβολταϊκή ισχύς (MWp)	4.27224
Εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων (MW)	13.204
Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (MW)	20.7062
Ετήσια ζήτηση (GWh)	39.0541
Ετήσια αιχμή (MW)	12
Συντελεστής φορτίου (%)	37.1519
Ποσοστό κάλυψης φορτίου από ΑΠΕ (%)	50.8895
Ποσοστό κάλυψης φορτίου από συμβατικές μονάδες (%)	49.1105
LCOE (€/Mwh)	304.689

Σύγκριση με λειτουργία προ υβριδικού	
Εξοικονόμηση καυσίμου (%)	36.7386
LCOEHYBRID-LCOEBEFORE (€/Mwh)	-71.3954

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[1] Μ. ΑΝΤΩΝΑΚΟΠΟΥΛΟΣ, «Ανάλυση υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που συνδυάζει ΑΠΕ και τεχνολογίες υδρογόνου», Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, 2010

[2] http://www.Sciencedirect.com

[3] W.A. van Schalkwijk, B. Scrosati, "Advances In Lithium Ion Batteries"

[4] http://www.wikipedia.com

[5] Χ. Στεφάνου, «Μοντελοποίηση μπαταρίας Li-ion μέσω της μεθόδου Φασματοσκοπίας Εμπέδησης», Διπλωματική εργασία, Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο, 2015

[6] J. B. Goodenough, Kyu-Sung Park, "The Li-ion Rechargeable Battery: A Perspective"

[6] http://www.saftbatteries.com

[8] V. Kotroni, K. Lagouvardos, S. Lykoudis, "Renewable and Sustainable Energy Reviews'', Institute for environmental research, National observatory of Athens, pp 479-489 2013

[9] http://solargis.info

[10] Τμήμα Διεύθυνσης Νήσων, ΔΕΗ

[11] http://www.meteo.gr/meteoplus/windStatistics.com

[12] http://natura2000.eea.europa.eu

[13] http://tsp-data-portal.org

[14] Κ. Αντωνόπουλος, «Θερμικά - Ηλιακά Συστήματα», ΕΜΠ, Αθήνα, 2001

[15] Γ.Πλευράκης, «Μελέτη Υβριδικού Συστήματος ΑΠΕ με Υδρογόνο στον Άγιο Ευστράτιο», Διπλωματική εργασία, Ε.Μ.Π., 2009

[16] Α. Αλεξάνδρου, «Μελέτη συμβολής των επαναφορτιζόμενων ηλεκτρικών οχημάτων στην αύξηση της δυνατότητας διείσδυσης της Αιολικής Ενέργειας στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα», Μεταπτυχιακή εργασία, ΕΜΠ-ΠΑ.ΠΕΙ, 2013

[17] Γ. Κάραλης, «Ανάπτυξη και ανάλυση συστημάτων κινητήρων και αντλιοταμιευτήρων», Διδακτορική διατριβή, ΕΜΠ, 2008

[18] Διεύθυνση ΑΣΠ Καρπάθου, ΔΕΗ

[19] Κ. Αραβώσης, «Τεχνικοοικονομική Αξιολόγηση Επενδύσεων», ΙΑΝΟΣ, 2014

[20] Ν.3468/2006,Φύλλο Εφημερίδας της Κυβερνήσεως. Α'129, αρθ.2, §25

[21] http://en.openei.org, National Renewable Energy Laboratory