



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ
UNIVERSITY OF PIRAEUS

ΠΜΣ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ & ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ
ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ

ΜΕΛΕΤΗ ΑΥΤΟΝΟΜΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΕ ΚΑΤΟΙΚΙΑ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Γεώργιος Δ. Βρεττάκος



ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ: κ. ΒΑΣΙΛΕΙΟΣ ΔΕΔΟΥΣΗΣ

ΠΕΙΡΑΙΑΣ, 2015

.....

ΓΕΩΡΓΙΟΣ Δ. ΒΡΕΤΤΑΚΟΣ

ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΟΣ ΜΗΧΑΝΙΚΟΣ, MSc

Copyright © ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΒΡΕΤΤΑΚΟΣ 2015

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 Πανεπιστημίου Πειραιά.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η εφαρμογή αυτόνομου υβριδικού συστήματος (ΑΥΣ) παραγωγής ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας, σε απομακρυσμένη κατοικία στη περιοχή του Μετσόβου. Αρχικά, γίνεται εκτενής αναφορά στο σύγχρονο ενεργειακό πρόβλημα και τις πολιτικές επίλυσής του. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται τα βασικότερα στοιχεία από διεθνείς επιστημονικές εργασίες, γύρω από το θέμα των αυτόνομων υβριδικών συστημάτων. Στο επόμενο στάδιο προχωράει η προσομοίωση των συστημάτων με χρήση των λογισμικών πακέτων HOMER και RETScreen, από τα οποία επιλέχθηκαν τα βέλτιστα συστήματα για την προς εξέταση οικία. Ακολούθως, πραγματοποιείται εκτενής παρουσίαση των οικονομοτεχνικών και περιβαλλοντικών μεγεθών του συστήματος. Τέλος, στα συμπεράσματα αναφέρονται αναλυτικά οι διαπιστώσεις που προέκυψαν από την μελέτη.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Ενεργειακό πρόβλημα, αυτόνομα υβριδικά συστήματα (ΑΥΣ), ΑΠΕ, γεννήτρια πετρελαίου, αποθήκευση ενέργειας, συσσωρευτές, HOMER, RETScreen, προσομοίωση, βελτιστοποίηση, οικονομοτεχνική ανάλυση, ανάλυση ευαισθησίας, περιβαλλοντικό όφελος.

ABSTRACT

Object of the present thesis is the implementation of an autonomous hybrid system which produces electricity and heat in a remote location house in the settlement area of Metsovo. Initially, there is extensive reference to the modern energy problem and its settlement policies. Subsequently are presented the key elements of international scientific papers on the subject of autonomous hybrid systems. In the next step, we simulate these systems using the software packages of HOMER and RetScreen, from which the best systems for the house in examination were selected. Following that, is the detailed presentation of the feasibility study and environmental figures of the system. Finally, in the conclusion all the findings that emerged from the study are reported in detail.

KEY WORDS

Energy problem, autonomous hybrid systems, renewable energy, diesel generator, energy storage, batteries, HOMER, RETScreen, simulation, optimization, feasibility analysis, sensitivity analysis, environmental benefit.

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Θα ήθελα να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου προς τον επιβλέποντα καθηγητή μου κ. Βασίλειο Δεδούση για την ευκαιρία που μου έδωσε μέσα από την εκπόνηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας που ανταποκρίνεται πλήρως στα ερευνητικά μου ενδιαφέροντα. Επιπλέον, θα ήθελα να τον ευχαριστήσω τόσο για τη συνεχή και αμέριστη συμπαράστασή του, όσο και για τις κατευθυντήριες γραμμές που μου έδωσε κατά τη διαδικασία εκπόνησης της εργασίας.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω ιδιαίτερα την κα. Αγγελική Σαγάνη, ερευνήτρια του Πανεπιστημίου Πειραιά, για την πολύτιμη βοήθεια της καθ' όλη την διάρκεια εκπόνησης της παρούσας εργασίας. Οι συμβουλές και οι επισημάνσεις της συνέβαλαν τα μέγιστα στην επιτυχή ολοκλήρωση της.

Τέλος θα ήθελα να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου προς την οικογένειά μου για τη στήριξη και την ενίσχυση που μου προσέφερε καθ' όλη τη διάρκεια παρακολούθησης του μεταπτυχιακού προγράμματος.

Νοέμβριος, 2015

Γεώργιος Δ. Βρεττάκος



ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΩΜΕΝΩΝ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 – ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	11
1.1. Σύγχρονο Ενεργειακό Πρόβλημα.....	12
1.1.1. Ιστορική Αναδρομή.....	12
1.1.2. Παράμετροι του ενεργειακού προβλήματος	12
1.1.2.1. Ενεργειακή επάρκεια	13
1.1.2.2. Ενεργειακό κόστος.....	13
1.1.2.3. Κόστος περιβαλλοντικών επιπτώσεων	14
1.2. Μελλοντικό παγκόσμιο ενεργειακό τοπίο Ενεργειακές Πολιτικές	15
1.2.1. Βασικά Χαρακτηριστικά Ενεργειακών Πολιτικών	16
1.2.2. Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Πολιτική.....	17
1.3. Φαινόμενο του Θερμοκηπίου - Κλιματική αλλαγή.....	17
1.3.1. Ένταση του φαινομένου του θερμοκηπίου	18
1.3.2. Αλλαγή του Παγκόσμιου κλίματος.....	19
1.4. Διεθνείς προσπάθειες αντιμετώπισης Φαινομένου	
Θερμοκηπίου/Κλιματικής Αλλαγής	20
1.4.1. Πρωτόκολλο του Κιότο & Ευρωπαϊκή πολιτική για την κλιματική αλλαγή	21
1.4.2. Κατάσταση στην Ελλάδα	24
1.4.3. Ο ρόλος των ΑΠΕ στην αντιμετώπιση του Φαινομένου Θερμοκηπίου	24
1.4.4. Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ	24
1.5. Περίπτωση ΑΥΣ παραγωγής ενέργειας - Σκοπός Εργασίας.....	25
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 - ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΜΕΛΕΤΩΝ ΑΥΣ	27
2.1. Μελέτες με αναφορά σε χώρες του εξωτερικού	28
2.1.1. Σχεδιασμός συστήματος Φ/Β - Α/Γ - Γ/Ν στην Παλαιστίνη.....	28
2.1.2. Τεχνο-οικονομική μελέτη σκοπιμότητας ΑΥΣ Α/Γ - Φ/Β στην Κίνα.....	31
2.1.3. Τεχνο-οικονομική ανάλυση με χρήση ΑΠΕ στα Ηνωμένα Αραβικά Εμιράτα.	33
2.1.4. Τεχνο-οικονομική ανάλυση ΑΥΣ Φ/Β-Α/Γ απομακρυσμένης περιοχής της	
Ινδονησίας	36
2.1.5. Τεχνο-οικονομική ανάλυση ΑΥΣ με χρήση Φ/Β - Γ/Ν - Συσσωρευτών για σε	
αγροτική περιοχή του Ιράν.....	39
2.1.6. Μελέτη σκοπιμότητας ΑΥΣ Α/Γ - Φ/Β - Γ/Ν σε χωριό της Σαουδικής Αραβίας.	43
2.1.7. Μελέτη ΑΥΣ παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στις υποσαχάριες χώρες της	
Αφρικής.....	45
2.2. Μελέτες με αναφορά στην Ελλάδα	48

2.2.1.	ΑΥΣ Υψηλής Διείσδυσης ΑΠΕ στο Μικρό Νησί του Αγίου Ευστρατίου	48
2.2.2.	Σχεδιασμός ΑΥΣ Α/Γ - Φ/Β - Γ/Ν για το νησί της Αστυπάλαιας	50
2.2.3.	Μελέτη του Ενεργειακού Συστήματος της Ικαρίας	52

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 – ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ & ΘΕΡΜΙΚΗΣ

ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 54

3.1. Συστήματα παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας . 55

3.1.1.	Οικιακά Φωτοβολταϊκά	55
3.1.2.	Μικρές ανεμογεννήτριες.....	56
3.1.3.	Γεννήτρια πετρελαίου	57
3.1.4.	Συσσωρευτές (μπαταρίες).....	58

3.2. Συστήματα θέρμανσης και ΖΝΧ..... 58

3.2.1.	Ενεργητικά Ηλιακά Συστήματα - Ηλιακός Θερμοσίφωνας	58
3.2.2.	Συστήματα Combi.....	60
3.2.3.	Παθητικά Ηλιακά Συστήματα	61
3.2.4.	Σύστημα Βιομάζας (Ενεργειακό Τζάκι)	63

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 - ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ ΑΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ..... 65

4.1. Ανάλυση δεδομένων του προς μελέτη κτηρίου 66

4.1.1.	Περιοχή Μελέτης.....	66
4.1.1.1.	Κλιματολογικά στοιχεία.....	66
4.1.1.2.	Εδαφολογικά στοιχεία.....	68
4.1.2.	Γενική Περιγραφή κτηρίου.....	69
4.1.2.1.	Γενικά στοιχεία κτηρίου	70
4.1.2.2.	Θερμομονώσεις αδιαφανών δομικών στοιχείων, κουφώματα και εγκατεστημένα δίκτυα θέρμανσης	71

4.2. Προσομοίωση ΑΥΣ παραγωγής ενέργειας 72

4.2.1.	ΑΥΣ παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.....	72
4.2.1.1.	Προσδιορισμός καταναλώσεων ηλεκτρικής ενέργειας	72
4.2.1.2.	Σχεδιασμός με το πρόγραμμα Homer Pro.....	75
4.2.1.2.1.	Γεννήτρια Πετρελαίου	77
4.2.1.2.2.	Οικιακό Φωτοβολταϊκό σύστημα.....	78
4.2.1.2.3.	Μικρή ανεμογεννήτρια	79
4.2.1.2.4.	Συσσωρευτές (Μπαταρίες).....	80
4.2.1.2.5.	Μετατροπέας Τάσης.....	81
4.2.1.3.	Εφαρμογή – διαδικασία προσομοίωσης / βελτιστοποίησης – αποτελέσματα....	82
4.2.2.	Σύστημα Θέρμανσης Χώρων και Ζεστού Νερού Χρήσης	87
4.2.2.1.	Προσδιορισμός θερμικών απωλειών	88

4.2.2.2. Σχεδιασμός με το πρόγραμμα RETScreen.....	89
4.2.2.3. Σύστημα καυστήρα-λέβητα πετρελαίου	89
4.2.2.4. Σύστημα καύσης βιομάζας παράλληλα με καυστήρα-λέβητα πετρελαίου	90
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5ο – ΟΙΚΟΝΟΜΟΤΕΧΝΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ	93
5.1. Οικονομικά Στοιχεία.....	94
5.1.1. Ανάλυση κόστους	94
5.1.1.1. Σύστημα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας	94
5.1.1.2. Σύστημα Θέρμανσης Χώρων και Παραγωγής Ζεστού Νερού Χρήσης	96
5.2. Οικονομική βιωσιμότητα αυτόνομου υβριδικού ενεργειακού συστήματος.....	97
5.2.1. Σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.....	98
5.2.2. Σύστημα Θέρμανσης Χώρων και Παραγωγής Ζεστού Νερού Χρήσης	101
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 – ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΟ ΟΦΕΛΟΣ.....	103
6.1. Ετήσιες εκπομπές αερίων ρύπων	104
6.2. Βέλτιστο σύστημα μείωσης εκπομπών αερίων θερμοκηπίου	106
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 - ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	109
7.1. Σύνοψη εργασίας – Συμπεράσματα	110
7.2. Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα	114
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	116
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι.....	120
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ	130
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ	137

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 – ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο κεφάλαιο αυτό δίνονται κάποια γενικά στοιχεία αναφορικά με το σύγχρονο ενεργειακό πρόβλημα, σε συνδυασμό με τις επιπτώσεις στο περιβάλλον. Ιδιαίτερη αναφορά γίνεται στο σοβαρότερο ίσως περιβαλλοντικό ζήτημα, το Φαινόμενο του Θερμοκηπίου/Κλιματική Αλλαγή και στις προσπάθειες αντιμετώπισής του διεθνώς, αλλά και στην Ελλάδα. Τέλος, στο πλαίσιο της νέας ενεργειακής πολιτικής αντιμετώπισης του φαινομένου εξετάζεται ο ρόλος των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και η ενσωμάτωσή τους σε αυτόνομα υβριδικά συστήματα παραγωγής ενέργειας, οι ενδιαφέρουσες ενεργειακές προοπτικές των οποίων σε απομονωμένες κατοικίες οδήγησαν και στον καθορισμό του θέματος της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

1.1. Σύγχρονο Ενεργειακό Πρόβλημα

1.1.1. Ιστορική Αναδρομή

Το ενεργειακό πρόβλημα απασχολούσε τον άνθρωπο άλλοτε περισσότερο και άλλοτε λιγότερο σε όλες τις εκφάνσεις της ιστορίας. Είτε αυτό ήταν η αναζήτηση ζεστασιάς και φωτισμού μέσω της φωτιάς, στην πρωτόγονη εποχή, είτε από την άλλη η κάλυψη σύνθετων ενεργειακών απαιτήσεων σε ηλεκτρική ενέργεια, στην σύγχρονη εποχή, το ζήτημα της ενέργειας είναι κυρίαρχο ανά τους αιώνες. Αυτή η ιστορική συνέχεια, όσον αφορά στη χρήση μορφών ενέργειας, δεν είχε σημαντικές μεταβολές από την αρχαιότητα ως τον μεσαίωνα. Το γεγονός που άλλαξε άρδην τα δεδομένα ήταν η Βιομηχανική Επανάσταση που ξεκίνησε στα μέσα του 18^{ου} αιώνα, σε συνδυασμό με τις αλλαγές που έφερε η αναγέννηση και ο νέος τρόπος οργάνωσης της κοινωνίας. Η εποχή της Βιομηχανικής Επανάστασης συνδέεται με νέες ραγδαίες επιστημονικές-τεχνολογικές ανακαλύψεις που θα άλλαζαν ριζικά τον τρόπο ζωής του σύγχρονου ανθρώπου. Η ανακάλυψη νέων πηγών πρωτογενούς ενέργειας σε συνδυασμό με τη δημιουργία νέων τρόπων αξιοποίησης-μετατροπής της, δημιούργησαν νέες δυνατότητες, αλλά ταυτόχρονα και νέες απαιτήσεις. Για την κάλυψη των νέων απαιτήσεων ξεκίνησε η κατανάλωση των πρωτογενών πηγών ενέργειας με έμφαση στη χρήση άνθρακα, αργότερα πετρελαίου και στην συνέχεια νέων μορφών όπως είναι τα πυρηνικά. Οι νέες αυτές συνθήκες που διαμορφώθηκαν δημιούργησαν ένα νέο γεωπολιτικό χάρτη όπου η ενέργεια έπαιζε και συνεχίζει να παίζει κυρίαρχο ρόλο. Σ' αυτό το πλαίσιο δημιουργήθηκε το σύγχρονο ενεργειακό πρόβλημα το οποίο αποτελεί κορυφαίο πρόβλημα της εποχής μας.

1.1.2. Παράμετροι του ενεργειακού προβλήματος

Το θέμα της ενέργειας παραμένει στο επίκεντρο του αιώνα μας, θα καθορίσει αναμφίβολα τις εξελίξεις του επόμενου. Μπορούμε να προσεγγίσουμε το πρόβλημα από τρία διαφορετικά σημεία:

- i. Της εξασφάλισης της αναγκαίας ποσότητας ενέργειας, στην κατάλληλη για την κάθε χρήση μορφή, δηλαδή της ενεργειακής επάρκειας.
- ii. Του χαμηλού κόστους αυτής της ενέργειας.
- iii. Του περιορισμού του κόστους περιβαλλοντικών επιπτώσεων από τη χρήση της.

Για να μπορεί ένα ενεργειακό σύστημα να είναι βιώσιμο και αποτελεσματικό πρέπει να ισχύουν, σε βάθος χρόνου, αυτές οι τρεις συνθήκες.

Έτσι τα κράτη του ανεπτυγμένου κόσμου προσαρμόζουν την ενεργειακή πολιτική τους πάνω σ' αυτούς τους άξονες. Για παράδειγμα η ευρωπαϊκή ένωση στη μακροπρόθεσμη στρατηγική της για την ενέργεια αναφέρει «η στρατηγική της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού πρέπει να συνδεθεί με την εξασφάλιση, για την ευημερία των πολιτών της και την κατάλληλη λειτουργία της οικονομίας, τη συνεχή φυσική διαθεσιμότητα των ενεργειακών προϊόντων στην αγορά, σε τιμή προσιτή για όλους τους καταναλωτές (ιδιωτικούς και βιομηχανικούς), σεβόμενη τις περιβαλλοντικές ανησυχίες και στοχεύοντας στη βιώσιμο ανάπτυξη (...)» (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2007).

1.1.2.1. Ενεργειακή επάρκεια

Η έννοια της ενεργειακής επάρκειας είναι συνυφασμένη με την έννοια της ενεργειακής ασφάλειας. Προϋπόθεση για την ενεργειακή επάρκεια είναι η ύπαρξη του κατάλληλου συστήματος που θα μπορεί να μετατρέπει τη διαθέσιμη ενέργεια σε ωφέλιμη ισχύ. Η ενεργειακή ασφάλεια, όπως είναι ευρέως καθορισμένη, σημαίνει επαρκείς, προσιτές και αξιόπιστες προμήθειες ενέργειας την ώρα που απαιτείται. Επιπροσθέτως, η ενεργειακή ασφάλεια είναι η συνεχής διαθεσιμότητα της ενέργειας με ποικίλες μορφές, σε επαρκείς ποσότητες και σε προσιτές τιμές. Πολλοί παρατηρητές έχουν επισημάνει ότι η έννοια της ενεργειακής ασφάλειας – επάρκειας δεν είναι αρκετά συγκεκριμένη για να μπορέσει να χαρακτηί μια αντίστοιχη πολιτική, αλλά πιο πρόσφατοι ορισμοί συμφωνούν στα εξής σημεία (Καρβούνης, 2014):

- Την ανάγκη ύπαρξης ενεργειακού εφοδιασμού σε μια ποσότητα επαρκή για την συνέχιση της ανεμπόδιστης οικονομικής δραστηριότητας.
- Τη συνεχή παροχή ποσότητας ενέργειας, αδιάκοπα.

Άρα συμπεραίνουμε ότι η ενεργειακή επάρκεια αναφέρεται στη διαθεσιμότητα και την κάλυψη των αιτήσεων ενός ενεργειακού συστήματος.

1.1.2.2. Ενεργειακό κόστος

Το Ενεργειακό κόστος αναφέρεται στην δυνατότητα η διάθεση της ενέργειας να γίνεται σε μία προσιτή τιμή προς τους αποδέκτες-καταναλωτές. Με την

χρησιμοποίηση της λέξης «προσιτή», εννοείται ότι η τιμή της ενέργειας πρέπει να είναι τέτοια ώστε να μην εμποδίζει την κατανάλωση. Το γεγονός αυτό βέβαια, αποτελεί τη πιο προβληματική πλευρά του ζητήματος, δεδομένου ότι είναι δύσκολο να προσδιορισθεί ποια τιμή είναι προσιτή. Για το πετρέλαιο, παραδείγματος χάριν, υπάρχει η παγκόσμια αγορά στην οποία διαμορφώνονται διάφορες τιμές αναφοράς, λόγω των διαφορετικών ιδιοτήτων του ακατέργαστου πετρελαίου και των εξόδων μεταφοράς, ενώ οι καταναλώτριες χώρες διαφέρουν ευρέως στην αγοραστική δύναμή τους. Έτσι, καταλαβαίνουμε ότι το ενεργειακό κόστος είναι ιδιαίτερα σημαντικό ώστε να αποφεύγεται το ενεργειακό πρόβλημα της μη συμφέρουσας παραγωγής. Ουσιαστικά όταν το κόστος είναι ιδιαίτερα μεγάλο η αγορά αδυνατεί να προμηθευτεί ενέργεια και πρωτογενείς πόρους, με αποτέλεσμα να δημιουργούνται κρίσεις που οδηγούν σε μεγάλα οικονομικά άλλα και κοινωνικά προβλήματα.

1.1.2.3. Κόστος περιβαλλοντικών επιπτώσεων

Μια από τις βασικότερες παραμέτρους του ενεργειακού προβλήματος είναι οι επιπτώσεις που δημιουργούνται στο περιβάλλον κατά την παραγωγή ενέργειας. Οι επιπτώσεις αυτές προκύπτουν κυρίως από τα αέρια παράγωγα της καύσης των ορυκτών καυσίμων (λιθάνθρακα, πετρελαίου, φυσικού αερίου κ.λ.π.) που χρησιμοποιούνται στους τομείς της ηλεκτροπαραγωγής, της θερμότητας και των μεταφορών. Η μεγάλη αύξηση της ζήτησης σε ενέργεια είχε ως επακόλουθο την ραγδαία αύξηση των μονάδων παραγωγής που με την σειρά τους μεγιστοποίησαν τις εκπομπές βλαβερών για το περιβάλλον αερίων. Έτσι σταδιακά άρχισαν να εμφανίζονται τα περιβαλλοντικά προβλήματα όπως είναι η κλιματική αλλαγή που προκαλείται από το φαινόμενο του θερμοκηπίου (βλ. κεφ. 1.3.) με άμεσα αποτελέσματα στην άνοδο της θερμοκρασίας του πλανήτη. Επιπρόσθετα προβλήματα στην δημόσια υγεία, το οικοσύστημα, την ατμόσφαιρα, τους ωκεανούς κ.α. δημιούργησαν την αναγκαιότητα για λήψη μέτρων ώστε να μειωθούν οι επιπτώσεις κατά την παραγωγή ενέργειας. Οι σύγχρονες πολιτικές για την ενέργεια εφαρμόζουν αυστηρά συστήματα ελέγχου των εκπομπών αερίων ρύπων και λαμβάνουν σοβαρά υπόψη το περιβαλλοντικό κόστος από τις επιπτώσεις της παραγωγής ενέργειας στρέφοντας τις προσπάθειες τους στην υιοθέτηση «καθαρότερων» μορφών ενέργειας.

1.2. Μελλοντικό παγκόσμιο ενεργειακό τοπίο | Ενεργειακές Πολιτικές

Η συνεχής τεχνολογική πρόοδος, σε συνδυασμό με την ραγδαία ανάπτυξη των νέων αναδυόμενων αγορών όπως είναι η Κίνα και η Ινδία αναμένεται να δημιουργήσουν στο μέλλον ιδιαίτερα σημαντική αύξηση της ζήτησης σε ενέργεια. Αν και αυτή η τάση μειώθηκε λόγω της παγκόσμιας οικονομικής κρίσης οι προβλέψεις για την παγκόσμια οικονομία μιλούν για αύξηση που θα φέρει νέες απαιτήσεις στην αγορά ενέργειας. Είναι ενδεικτικό ότι στις προβλέψεις του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (IEA), με βάση την ετήσια έκθεση του (World Energy Outlook, 2014), το βασικό της σενάριο υποθέτει ότι η πρωτογενής ενεργειακή ζήτηση θα αυξηθεί κατά 37% ως το 2040, εξέλιξη που θα προκαλέσει μεγάλη πίεση στο παγκόσμιο ενεργειακό σύστημα. Μάλιστα, αν δεν ληφθούν μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας, η πίεση αυτή θα είναι ακόμη μεγαλύτερη. Σύμφωνα με το σενάριο αυτό, η παγκόσμια ζήτηση για δύο από τα τρία ορυκτά καύσιμα, δηλ. το πετρέλαιο και τον άνθρακα θα σταθεροποιηθεί ως το 2040, αν και για διαφορετικούς λόγους ανά χώρα. Επίσης, η ετήσια έκθεση του IEA (World Energy Outlook, 2014), προβλέπει θετικές προοπτικές για τις ΑΠΕ, καθώς ως το 2040 περίπου το 50% της αύξησης στην παραγωγή ηλεκτρισμού θα οφείλεται σε αυτές. Μάλιστα, προβλέπει ότι θα εκτοπιστεί ο άνθρακας από την πρώτη θέση ανάμεσα στις πηγές ηλεκτρισμού. Η αιολική ενέργεια θα έχει το μεγαλύτερο μερίδιο αύξησης στις ΑΠΕ, με τα υδροηλεκτρικά και τα ηλιακά να ακολουθούν. Ωστόσο, καθώς το μερίδιο των αιολικών και των φωτοβολταϊκών στο παγκόσμιο ενεργειακό μείγμα θα τετραπλασιαστεί, η ενσωμάτωσή τους στο σύστημα θα αποτελέσει όλο και μεγαλύτερη πρόκληση σε τεχνικό επίπεδο αλλά και σε επίπεδο αγοράς.

Στα σενάρια αυτά έρχονται να προστεθούν και οι προβλέψεις που έκανε η BP, μια από τις μεγαλύτερες πετρελαϊκές εταιρίες στον κόσμο, στην ετήσια έκθεσή της για την παγκόσμια ενέργεια BP (Statistical Review of World Energy, 2014). Εκεί εξάγεται το συμπέρασμα ότι τα αποδεδειγμένα αποθέματα πετρελαίου αρκούν για ακόμη 53,3 χρόνια, ενώ αντίστοιχα αυτά του φυσικού αερίου για 54,8 χρόνια. Επιπροσθέτως, όλα τα καύσιμα αύξησαν το μερίδιό τους στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ οι ΑΠΕ έχουν αρχίσει να λαμβάνουν σημαντικό μερίδιο στην αγορά.

Όλες αυτές οι διαπιστώσεις που έρχονται τόσο από διεθνείς οργανισμούς, κυβερνήσεις ή πολιτικές και οικονομικές ενώσεις, όσο και από ηγετικές εταιρίες του κλάδου, είναι οι βασικοί δείκτες που σε συνδυασμό με τους παράγοντες του ενεργειακού προβλήματος, που αναφέραμε προηγουμένως, διαμορφώνουν τις βραχυπρόθεσμες και μακροπρόθεσμες πολιτικές για την ενέργεια στο μέλλον. Μέσα σε αυτό το πλαίσιο σχεδιάζονται και εφαρμόζονται πολιτικές τόσο σε εθνικό όσο και σε παγκόσμιο επίπεδο που αφορούν την ενεργειακή ασφάλεια, το κόστος της ενέργειας, τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις και την βιωσιμότητα του συστήματος.

Η υπογραφή του πρωτοκόλλου του Κιότο (United Nations, Framework Convention on Climate change, 2005) για την προστασία από την κλιματική αλλαγή αποτελεί ένα χαρακτηριστικό παράδειγμα πολιτικής σε διεθνές επίπεδο που στοχεύει στην μείωση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων. Επίσης η στρατηγική «20 20 20» (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2007) της Ευρωπαϊκής Ένωσης είναι άλλο ένα τέτοιο παράδειγμα που δεσμεύει τα κράτη μέλη.

1.2.1. Βασικά Χαρακτηριστικά Ενεργειακών Πολιτικών

Οι ενεργειακές πολιτικές των κρατών είναι αυτές που διαμορφώνουν το πλαίσιο μέσα στο οποίο θα αναπτυχθεί το μελλοντικό τοπίο. Σε γενικές γραμμές, οι βασικοί άξονες των πολιτικών αυτών είναι:

- η μείωση της εξάρτησης από τον άνθρακα με ταυτόχρονη αύξηση των ΑΠΕ,
- η διαφοροποίηση του ενεργειακού μίγματος με ταυτόχρονη αύξηση της διασποράς των πηγών άντλησης ενέργειας, ώστε να μην μεταβάλλεται το ενεργειακό κόστος,
- η πολιτική διακρατικών διασυνδέσεων που θα δημιουργεί μια ομπρέλα προστασίας και σταθερότητας στο σύστημα ενεργείας,
- η εξοικονόμηση ενέργειας, ώστε να αυξηθεί η αποδοτικότητα του συστήματος και να μειωθεί η ζήτηση,
- η προστασία του περιβάλλοντος από τις επιπτώσεις παραγωγής ενέργειας.

Στο σημείο αυτό, είναι σημαντικό να τονιστεί ότι οι πολιτικές αυτές αφορούν κυρίως στα κράτη του ανεπτυγμένου κόσμου, ενώ στις αναπτυσσόμενες χώρες υπάρχει μεγάλο έλλειμμα ενεργειακής πολιτικής. Αυτό οφείλεται σε πολλούς παράγοντες, όπως η έλλειψη πρόσβασης στην ενέργεια για μεγάλο μέρος του πληθυσμού, τα

τεράστια προβλήματα που αντιμετωπίζουν κάποια από αυτά τα κράτη σε βασικές ανάγκες, αλλά και οι πόλεμοι που μπορεί να είναι σε εξέλιξη σε αυτές τις περιοχές.

1.2.2. Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Πολιτική

Τα προβλήματα παραγωγής, μεταφοράς και χρήσης της ενέργειας σε παγκόσμιο επίπεδο, όπως αναλύθηκαν και σε προηγούμενα κεφάλαια, σε συνδυασμό με την αλματώδη αύξηση της ζήτησης ενέργειας στις αναπτυσσόμενες χώρες (κυρίως Κίνα, Ινδία και Βραζιλία) και τις ανησυχίες για την κλιματική αλλαγή, δημιουργούν μεγάλη ανασφάλεια ως προς τον συνεχή ενεργειακό εφοδιασμό, με αποτέλεσμα την ανεξέλεγκτη πορεία των τιμών καυσίμων. Αυτός είναι ο λόγος για τον οποίο η Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ) στις αρχές του 2008 υιοθέτησε ένα νέο στρατηγικό στόχο για την ενεργειακή της πολιτική, γνωστό και ως “τα τρία 20 έως το 2020” (Ευρωπαϊκή επιτροπή, 2007). Τα κράτη-μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης συμφώνησαν στην επίτευξη των πιο ακόλουθων στόχων έως το 2020.

1. Μείωση των εκπομπών των αερίων θερμοκηπίου κατά 20%.
2. Βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κατά 20%.
3. Αύξηση του ποσοστού διείσδυσης των ανανεώσιμων μορφών ενέργειας στο 20% της τελικής κατανάλωσης.
4. Συμμετοχή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στις μεταφορές σε ποσοστό 10%.

Στόχος της ενεργειακής πολιτικής της ΕΕ είναι η διαμόρφωση μιας οικονομίας με χαμηλή κατανάλωση ενέργειας, πιο βιώσιμης, πιο ασφαλούς και πιο ανταγωνιστικής. Επομένως, η κοινή ενεργειακή πολιτική είναι επιβεβλημένη για την αποτελεσματικότερη αντιμετώπιση των σημερινών ενεργειακών προκλήσεων που είναι κοινές σε όλα τα κράτη-μέλη.

1.3. Φαινόμενο του Θερμοκηπίου - Κλιματική αλλαγή

Το φαινόμενο του θερμοκηπίου είναι μια φυσική διαδικασία. Στην ατμόσφαιρα της γης υπάρχουν ορισμένα αέρια, όπως οι υδρατμοί και το διοξείδιο του άνθρακα, που παίζουν τον ρόλο των κρυστάλλινων επιφανειών σε ένα θερμοκήπιο (αέρια του θερμοκηπίου). Ένα τμήμα της εισερχόμενης ηλιακής ακτινοβολίας απορροφάται από την επιφάνεια της Γης και μετατρέπεται σε θερμότητα. Η θερμότητα αυτή

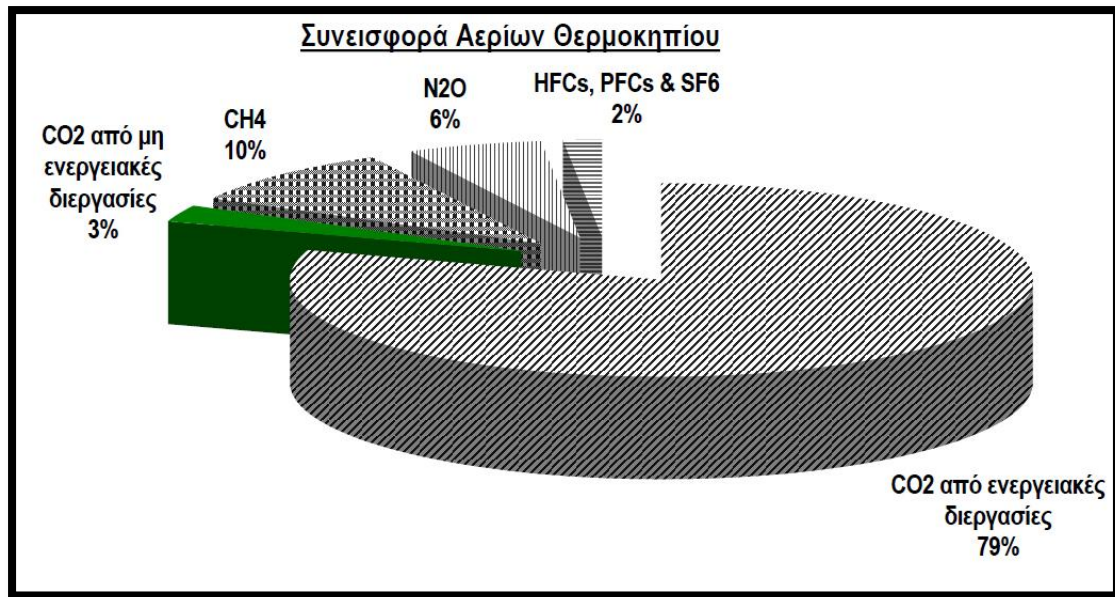
αποβάλλεται με τη μορφή υπέρυθρης ακτινοβολίας από την επιφάνεια της Γης προς το διάστημα μέσω της ατμόσφαιρας. Τα αέρια του θερμοκηπίου, τα οποία υπάρχουν φυσικά στην τροπόσφαιρα, απορροφούν προσωρινά την υπέρυθρη ακτινοβολία και στη συνέχεια την επανεκπέμπουν προς τυχαίες κατευθύνσεις. Έτσι, ένα τμήμα της υπέρυθρης ακτινοβολίας αντί να διαφύγει προς το διάστημα, επιστρέφει στην επιφάνεια της γης με αποτέλεσμα να τη θερμαίνει.

Η θερμοκρασία κοντά στην επιφάνεια της γης καθορίζεται από 4 βασικούς παράγοντες:

- την ποσότητα της ηλιακής ακτινοβολίας που φτάνει στη γη,
- την ποσότητα της ηλιακής ακτινοβολίας που η γη αντανακλά,
- τη θερμότητα που η ατμόσφαιρα συγκρατεί,
- την εξάτμιση και τη συμπύκνωση των υδρατμών της ατμόσφαιρας.

1.3.1. Ένταση του φαινομένου του θερμοκηπίου

Ο παραπάνω μηχανισμός περιγράφει το φυσικό φαινόμενο του θερμοκηπίου. Χωρίς το φυσικό φαινόμενο του θερμοκηπίου η μέση θερμοκρασία της γης θα ήταν 30 C° χαμηλότερη (δηλ., περίπου στους -15 C°). Το φυσικό φαινόμενο του θερμοκηπίου είναι πλήρως ενταγμένο στους φυσικούς κύκλους του πλανήτη. Το πρόβλημα δημιουργείται όταν οι συγκεντρώσεις των αερίων του θερμοκηπίου αυξάνονται σημαντικά. Αυτή η σημαντική αύξηση έχει, ως επί το πλείστον, ανθρωπογενή προέλευση και ενισχύει το φαινόμενο του θερμοκηπίου οδηγώντας σε διαταραχή του ισοζυγίου ενέργειας της Γης και σε κλιματικές μεταβολές. Αυτές προκαλούνται κυρίως από τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (κυρίως CO₂) από την καύση συμβατικών καυσίμων για την παραγωγή ενέργειας (όλων των μορφών). Ο αριθμός των αερίων του θερμοκηπίου ανέρχεται περίπου σε 40. Τα τέσσερα σημαντικότερα από αυτά είναι το διοξείδιο του άνθρακα, το μεθάνιο, το υποξείδιο του αζώτου και οι χλωροφθοράνθρακες (Σιοντόρου, 2014).



Εικόνα 1 - Συνεισφορά αερίων Θερμοκηπίου (Πηγή:IPCC)

Σύμφωνα με την τελευταία έκθεση (IPCC Working Group, 2013) της Διακυβερνητικής Επιτροπής για την Αλλαγή του Κλίματος (IPCC), οι συγκεντρώσεις στην ατμόσφαιρα των αερίων του θερμοκηπίου έχουν φθάσει στα υψηλότερα επίπεδα των τελευταίων 800.000 ετών, με αποτέλεσμα η μέση θερμοκρασία στην επιφάνεια της ξηράς και των ωκεανών να έχει αυξηθεί από το 1880 ως το 2012 κατά 0,85 °C, μια άνοδος θερμοκρασίας που είναι πρωτοφανής.

1.3.2. Αλλαγή του Παγκόσμιου κλίματος

Το κλίμα έχει αλλάξει σημαντικά ανά τους αιώνες ή τις χιλιετίες κατά την διάρκεια της ιστορίας της Γης. Στην εποχή μας αναφύονται νέα θέματα σχετικά με τις κλιματολογικές αλλαγές που μπορεί να συμβούν σχετικά γρήγορα υπό την επίδραση των ανθρώπινων δραστηριοτήτων. Τα διάφορα μοντέλα που έχουν χρησιμοποιήσει ερευνητικές ομάδες για να εξετάσουν τις επιπτώσεις από την αύξηση, λόγω της ανθρώπινης δραστηριότητας, των αερίων του θερμοκηπίου έχουν προβλέψει αύξηση της θερμοκρασίας του πλανήτη από 2 έως 5 C° μέχρι το έτος 2050 (Καρβούνης, 2014). Μία μέση αλλαγή της παγκόσμιας θερμοκρασίας αυτής της τάξης μεγέθους αν και φαίνεται μικρή, μπορεί να επιφέρει σε πολύ μεγάλο μέγεθος αλλαγές στο κλίμα που θα επηρεάσουν καθοριστικά την ανθρώπινη ζωή, αλλά και την βιοποικιλότητα του πλανήτη. Πιο συγκεκριμένα, αξίζει να σημειωθεί ότι υπολογιστικά μοντέλα έχουν προβλέψει ότι μεταξύ των αποτελεσμάτων μιας μεταβολής στην θερμοκρασία του πλανήτη θα είναι η αλλαγή στο παγκόσμιο μέσο επίπεδο της στάθμης της θάλασσας

κατά περίπου 20 cm μέχρι το έτος 2030 και περίπου 45 cm μέχρι το έτος 2070, λόγω της αύξησης του ρυθμού τήξης των παγετών των βουνών.

Τέλος, είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι υπάρχουν ζωνρές επιστημονικές αμφισβητήσεις για το αν η αλλαγή του κλίματος παγκοσμίως οφείλεται σε ανθρωπογενείς εκπομπές, ιδιαίτερα σε αναφορικά με την τάση αύξησης της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη λόγω του φαινομένου του θερμοκηπίου (Σιοντόρου, 2014). Η διεθνής επιστημονική κοινότητα έχει θέσει ως στόχο να διατηρήσει την παγκόσμια άνοδο της θερμοκρασίας κάτω από το όριο των 2 C°, ώστε να περιορίσει τις επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής, που συμβαίνει ήδη με πρωτοφανή ταχύτητα. Οι επιπτώσεις από την κλιματική αλλαγή αναμένεται να επηρεάσουν την δημόσια υγεία, την γεωργία, το οικοσύστημα, τα κλιματικά σχήματα, τις παράκτιες περιοχές και τους υδάτινους πόρους. Όλα αυτά δείχνουν ότι οι συνέπειες μπορεί να είναι καταστρεπτικές στο μέλλον με ό,τι αυτό συνεπάγεται.

1.4. Διεθνείς προσπάθειες αντιμετώπισης Φαινομένου Θερμοκηπίου/Κλιματικής Αλλαγής

Όλα τα παραπάνω κινητοποίησαν την διεθνή επιστημονική κοινότητα, την κοινωνία και κατ' επέκταση τα κράτη και τους διεθνείς οργανισμούς. Αποτέλεσμα ήταν να καταρτιστούν μακροπρόθεσμες στρατηγικές για την αντιμετώπιση του φαινομένου του θερμοκηπίου που εντείνει την κλιματική αλλαγή. Στο σημείο αυτό είναι αναγκαίο να γίνει μια αναδρομή στις προσπάθειες αυτές που έβαλαν τις βάσεις για τις σημερινές πολιτικές, για την μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου.

Ο ΟΗΕ και ο Παγκόσμιος Οργανισμός Μετεωρολογίας το 1988 συστήνουν την Διακυβερνητική Ομάδα Ειδικών για την εξέλιξη του κλίματος (IPCC) (Ψαρράς Ι., 2013). Το 1990 η IPCC συντάσσει την Πρώτη Αναφορά Αποτίμησης για την Παγκόσμια Κλιματική Αλλαγή όπου συγκεντρώνονται όλες οι επιστημονικές αναφορές για το φαινόμενο του θερμοκηπίου και την κλιματική αλλαγή γενικότερα. Το 1992, διεξήχθη στο Ρίο της Βραζιλίας η Συνάντηση Κορυφής της Γης, κατά την οποία τέθηκε το ζήτημα της βιώσιμης ανάπτυξης (Τουρπάλη, 2014). Το 1995 ξεκίνησαν να πραγματοποιούνται ετήσια διεθνή συνέδρια των Ηνωμένων Εθνών για την Κλιματική Αλλαγή (United Nations, Climate Change Conferences – UNFCCC), τα οποία ονομάστηκαν με την συντομογραφία COP, δηλαδή διασκέψεις των

συμβαλλομένων μερών (Conferences of the Parties). Η 1^η Συνάντηση COP-1 (Φλάμος, 2014) διεξήχθη στο Βερολίνο το 1995. Ακολούθησε η συνάντηση του 1996 στην Γενεύη της Ελβετίας, η οποία οδήγησε στη συνάντηση του 1997 στο Κιότο της Ιαπωνίας, όπου επετεύχθη υπογραφή από τα μέλη ενός πρωτοκόλλου που θα δέσμευε για πρώτη φορά τα ανεπτυγμένα κράτη να μειώσουν τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου στο μέλλον, σε σχέση με τις εκπομπές που υπήρχαν το 1990 (Φλάμος, 2014). Η COP συνέχιζε κάθε χρόνο σημειώνοντας πρόοδο στην προσπάθεια για μια παγκόσμια δράση για την καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής. Αποκορύφωμα των συναντήσεων για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής ήταν η πρώτη σύνοδος των Μερών του Πρωτοκόλλου του Κιότο, που πραγματοποιήθηκε στο Μόντρεαλ του Καναδά τον Δεκέμβριο του 2005. Στη Σύνοδο αυτή το πρωτόκολλο του Κιότο και οι μηχανισμοί του επικυρώθηκαν και τέθηκαν σε ισχύ, σε συνδυασμό με την ενδέκατη σύνοδο της Διάσκεψης των Μερών (COP 11) (Φλάμος, 2014).

1.4.1. Πρωτόκολλο του Κιότο & Ευρωπαϊκή πολιτική για την κλιματική αλλαγή

Η Συνθήκη του Πρωτοκόλλου του Κιότο είναι η μόνη συμφωνία παγκοσμίως για τον περιορισμό του φαινομένου του θερμοκηπίου. Είναι επίσης η βάση για την ολοένα και πιο αποδοτική δράση διεθνώς ενάντια στην αλλαγή του κλίματος για το μέλλον. Το Πρωτόκολλο του Κιότο τέθηκε σε ισχύ στις 16 Φεβρουαρίου 2005, ύστερα από την υπογραφή του από τη Ρωσία. Αξίζει να σημειωθεί ότι ενενήντα μέρες μετά την επικύρωση του Πρωτοκόλλου και από τη Ρωσία, ικανοποιήθηκαν και οι δύο απαραίτητοι όροι προκειμένου να τεθεί σε ισχύ το Πρωτόκολλο, δηλαδή: (i) να έχει κυρωθεί τουλάχιστον από 55 κράτη-μέρη της σύμβασης για τις κλιματικές αλλαγές, και (ii) μεταξύ αυτών να συμπεριλαμβάνονται μέρη του παραρτήματος I της Σύμβασης (ανεπτυγμένες χώρες) που αντιπροσωπεύουν τουλάχιστον το 55% των συνολικών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα των χωρών αυτών κατά το 1990 (United Nations, Framework Convention on Climate Change, 2015). Οι Η.Π.Α. από την άλλη αρνούνται συστηματικά να υπογράψουν το πρωτόκολλο, παρόλο που αποτελούν τον μεγαλύτερο ρυπαντή παγκοσμίως.

Εν συντομία, το Πρωτόκολλο του Κιότο προωθεί:

- Πολιτικές και μέτρα.

- Απόκτηση δεδομένων, παρακολούθηση και καταγραφή
- Εθνική επικοινωνία
- Συμμόρφωση

Για την επίτευξη αυτών των στόχων με τον πιο οικονομικά αποδοτικό τρόπο, ώστε να μην επιβαρυνθεί η παγκόσμια οικονομία στο πλαίσιο του Πρωτοκόλλου δημιουργήθηκαν τρεις ευέλικτοι μηχανισμοί:

- ο μηχανισμός καθαρής ανάπτυξης (ΜΚΑ)
- τα προγράμματα από κοινού (ΠΚ)
- και η Διαπραγμάτευση δικαιωμάτων εκπομπών (ΔΔΕ)

Αυτοί οι μηχανισμοί - εκτός από οικονομικά οφέλη - δημιούργησαν και δίαυλους διοχέτευσης τεχνολογίας στις αναπτυσσόμενες χώρες, ώστε να προοδεύσουν στον τομέα της εξοικονόμησης.

Η Ευρωπαϊκή Ένωση, ένας από τους πλέον ένθερμους υποστηρικτές του Πρωτοκόλλου του Κιότο, αποφάσισε να εφαρμόσει πιλοτικά την εμπορία εκπομπών εντός της κοινότητας πριν από την επίσημη έναρξη του διεθνούς συστήματος και να ενσωματώσει το Πρωτόκολλο του Κιότο στην κοινοτική νομοθεσία μέσα από τις Οδηγίες 2003/87/ΕΚ και 2004/101/ΕΚ (Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και Συμβούλιο της ΕΕ, 2003). Σύμφωνα με αυτές τις Οδηγίες, η πρώτη περίοδος του ευρωπαϊκού συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών είναι η τριετία 2005-2007, ενώ οι επόμενες περίοδοι ταυτίζονται με τις πενταετείς περιόδους που προβλέπονται από το Πρωτόκολλο του Κιότο (2008-2012, 2013-2017, κ.ο.κ.). Τα κράτη μέλη οφείλουν μέσα σε συγκεκριμένα χρονοδιαγράμματα να εκπονήσουν εθνικά σχέδια κατανομής, στα οποία υπάρχει πρόβλεψη, μεταξύ άλλων, για:

- τη συνολική ποσότητα δικαιωμάτων
- την κατανομή σε επίπεδο δραστηριότητας (κατά περίπτωση)
- την κατανομή σε επίπεδο εγκατάστασης
- τους νεοεισερχόμενους
- τη μεθοδολογία κατανομής (μαθηματικοί τύποι, διάφορες ειδικές διατάξεις κ.τ.λ.)
- τη λίστα των υπόχρεων εγκαταστάσεων

Στο πλαίσιο αυτό το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο κάνοντας μια ολοκληρωμένη προσέγγιση για την κλιματική και ενεργειακή πολιτική, με στόχο την καταπολέμηση της αλλαγής του κλίματος και την αύξηση της ενεργειακής ασφάλειας της Ε.Ε, θέσπισε συγκεκριμένη δεσμευτική πολιτική που δεσμεύει τα κράτη μέλη της.

Μέσα σ' αυτές τις Οδηγίες οι βασικοί στόχοι είναι ότι *«Οι εκπομπές αερίων θερμοκηπίου στην Κοινότητα θα πρέπει να συνεχίσουν να μειώνονται και πέραν του 2020 ως τμήμα των προσπαθειών της Κοινότητας να συμβάλει στην επίτευξη αυτού του παγκόσμιου στόχου μείωσης των εκπομπών. Το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο του Μαρτίου 2007 αποφάσισε ότι, έως ότου συναφθεί παγκόσμια και συνολική συμφωνία για τη μετά το 2012 περίοδο, η Κοινότητα αναλαμβάνει μονομερή δέσμευση να επιτύχει μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου, τουλάχιστον κατά 20 % έως το 2020, σε σχέση με το 1990. Με τον τρόπο αυτό η ένωση θέλει να συμβάλει στην επίτευξη παγκόσμιας και συνολικής συμφωνίας για τη μετά το 2012 εποχή, εφόσον και άλλες ανεπτυγμένες χώρες δεσμευθούν για ανάλογες μειώσεις εκπομπών και εφόσον οι οικονομικά πιο προηγμένες αναπτυσσόμενες χώρες, συμβάλουν καταλλήλως ανάλογα με τις ευθύνες και τις δυνατότητές τους.»* (Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και Συμβούλιο της ΕΕ, 2003).

Τον Ιανουάριο του 2008 η Ευρωπαϊκή Επιτροπή πρότεινε δεσμευτική νομοθεσία για την υλοποίηση των στόχων 20-20-20. Η γνωστή ως «δέσμη για το κλίμα και την ενέργεια», η οποία συμφωνήθηκε από το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και το Συμβούλιο τον Δεκέμβριο του 2008 και έγινε νόμος τον Ιούνιο του 2009. Για να συμφέρει οικονομικά η επιδιωκόμενη μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου κατά 20% έναντι των επιπέδων του 1990 μέχρι το 2020, θα πρέπει να συμβάλουν στις μειώσεις των εκπομπών όλοι οι τομείς της οικονομίας. Συνεπώς, τα κράτη μέλη θα πρέπει να εφαρμόσουν πρόσθετες πολιτικές και μέτρα σε μια προσπάθεια περαιτέρω περιορισμού των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου από πηγές που δεν καλύπτει η οδηγία 2003/87/ΕΚ. Η απόφαση αφορά τον επιμερισμό της προσπάθειας των Κ-Μ για μείωση των εκπομπών από τομείς που δεν καλύπτονται από το σύστημα εμπορίας, όπως οι μεταφορές, ο οικιακός τομέας, η γεωργία και τα απόβλητα.

Τα δύο παραπάνω νομοθετήματα στοχεύουν στην επίτευξη του στόχου μείωσης των εκπομπών κατά 20%, στόχος που εξειδικεύεται σε μείωση κατά 21% στους τομείς του συστήματος εμπορίας και κατά 10% στους τομείς εκτός εμπορίας. Η ΕΕ σκοπεύει να δημιουργηθεί ένα δίκτυο μονάδων επίδειξης CCS μέχρι το 2015 για να δοκιμάσει

τη βιωσιμότητά της, με σκοπό την εμπορική εφαρμογή της περίπου μέχρι το 2020. Για την επίτευξη αυτού του στόχου, η Επιτροπή αναλαμβάνει διαρκώς πρωτοβουλίες για να κινητοποιήσει την κοινή γνώμη, τους φορείς λήψης αποφάσεων και τους φορείς της αγοράς. Επίσης θεσπίζει ελάχιστα πρότυπα ενεργειακής απόδοσης και κανόνες για την επισήμανση των προϊόντων, υπηρεσιών και υποδομών.

1.4.2. Κατάσταση στην Ελλάδα

Η Ελλάδα υπέγραψε το Πρωτόκολλο τον Απρίλιο του 1998, παράλληλα με τα υπόλοιπα Κράτη Μέλη της Ε.Ε. και την Ευρωπαϊκή Επιτροπή. Όλα τα Κ-Μ της ΕΕ κύρωσαν το Πρωτόκολλο το Μάιο 2002. Η Ελλάδα το κύρωσε με το Νόμο 3017/2002 (ΦΕΚ Α'117). Σύμφωνα με το Πρωτόκολλο, η ΕΕ και τα Κ-Μ της, έχουν υποχρέωση μείωσης των εκπομπών κατά 8% κατά τη περίοδο 2008-2012 σε σύγκριση με τις εκπομπές του έτους βάσης (1990). Η Ελλάδα σύμφωνα με την απόφαση αυτή, δεσμεύεται να περιορίσει την αύξηση των εκπομπών της στο +25% για το διάστημα 2008-2012, προκειμένου να συνεισφέρει στο κοινό στόχο της ΕΕ για 8% μείωση των εκπομπών της για αυτό το διάστημα. Για να ανταποκριθεί στη δέσμευσή της αυτή, η χώρα μας εκτόνησε το Εθνικό Πρόγραμμα μείωσης εκπομπών αερίων φαινομένου θερμοκηπίου για την περίοδο 2000-2010. Επίσης στο πλαίσιο της δέσμευσης για εξοικονόμηση ενέργειας τέθηκαν σε ισχύ ευρωπαϊκά προγράμματα που στόχο είχαν να βελτιώσουν την ενεργειακή αποδοτικότητα κτηρίων και εγκαταστάσεων. Τέλος, επιδοτήθηκε η χρήση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας με αποτέλεσμα να δημιουργηθούν νέες εγκαταστάσεις παραγωγής πράσινης ενέργειας.

1.4.3. Ο ρόλος των ΑΠΕ στην αντιμετώπιση του Φαινομένου Θερμοκηπίου/Κλιματικής αλλαγής

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) είναι οι μη ορυκτές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, δηλαδή η αιολική, η ηλιακή και η γεωθερμική ενέργεια, η ενέργεια κυμάτων, η παλιρροϊκή ενέργεια, η υδραυλική ενέργεια, τα αέρια τα εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής, από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και τα βιοαέρια, όπως ορίζει η ΟΔΗΓΙΑ 2001/77/ΕΚ.

1.4.4. Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ

Η παραγωγή ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας προέρχεται κυρίως από:

- Την εκμετάλλευση Αιολικής ή Ηλιακής Ενέργειας ή βιομάζας ή Βιοαερίου.
- Την εκμετάλλευση Γεωθερμικής Ενέργειας, εφόσον το δικαίωμα εκμετάλλευσης του σχετικού Γεωθερμικού Δυναμικού έχει παραχωρηθεί στον ενδιαφερόμενο, σύμφωνα με τις ισχύουσες κάθε φορά διατάξεις.
- Την εκμετάλλευση της Ενέργειας από την Θάλασσα.
- Την εκμετάλλευση Υδάτινου Δυναμικού με Μικρούς Υδροηλεκτρικούς Σταθμούς μέχρι 10 MW.
- Συνδυασμό των ανωτέρω.
- Τη Συμπαράγωγή, με χρήση των Πηγών Ενέργειας, των (1) και (2) και συνδυασμό τους.

Όπως είναι προφανές οι ΑΠΕ αποτελούν μορφές παραγωγής ενέργειας οι οποίες κατά τη λειτουργία τους έχουν μηδενικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Για τον λόγο αυτό παίζουν καθοριστικό ρόλο στην αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και συμπεριλαμβάνονται, όπως είδαμε και παραπάνω, σε όλες τις διεθνείς συμφωνίες για την μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

1.5. Περίπτωση αυτόνομων υβριδικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας - Σκοπός Εργασίας

Μέσα σ' αυτό το περιβάλλον που διαμορφώνεται τόσο σε διεθνές όσο και σε εθνικό επίπεδο, είναι επιτακτική η ανάγκη για συνεχή μελέτη και βελτίωση των διαθέσιμων ενεργειακών συστημάτων παραγωγής. Στόχος είναι αυτά τα συστήματα να εξασφαλίζουν ενεργειακή ασφάλεια, χαμηλό κόστος εγκατάστασης - κατανάλωσης, ταυτόχρονη μείωση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων και την εξασφάλιση της βιωσιμότητας.

Στην κατεύθυνση αυτή, μια πρόταση με πολλές εφαρμογές, κυρίως στον κτηριακό τομέα, είναι τα αυτόνομα υβριδικά συστήματα παραγωγής ενέργειας. Υβριδικά είναι τα συστήματα που αποτελούνται από τουλάχιστον δυο διαφορετικές μεθόδους παραγωγής ενέργειας (Αντωνακόπουλος, 2010). Τα υβριδικά συστήματα μπορούν να συνδυάζουν ανανεώσιμες μορφές ενέργειας με συμβατικές και έτσι να μεγιστοποιείται η σταθερότητα και η ασφάλεια του εφοδιασμού. Τα αυτόνομα υβριδικά συστήματα είναι ανεξάρτητα από τα μεγάλα εθνικά δίκτυα και ενσωματώνουν πολλούς και διαφορετικούς τύπους πηγών ισχύος. Το μέγεθος τους

από πλευράς ισχύος μπορεί να κυμαίνεται από πολλά MW, όπως είναι το παράδειγμα αυτόνομων δικτύων απομονωμένων νησιών, μέχρι και λίγα kW, όπως στις περιπτώσεις απομονωμένων κατοικιών. Τα αυτόνομα υβριδικά συστήματα αποτελούνται συνήθως από μια συμβατική γεννήτρια ντίζελ, ένα σύστημα διανομής ενέργειας, φορτία, ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, μετατροπείς ισχύος, σύγχρονους πυκνωτές, διατάξεις αυτόματης απόρριψης φορτίου και ένα σύστημα διαχείρισης και εποπτικού ελέγχου του αυτόνομου δικτύου (Αντωνακόπουλος, 2010).

Στο πλαίσιο αυτό, στην παρούσα εργασία κατεβλήθη προσπάθεια σχεδιασμού και ανάλυσης ενός υβριδικού συστήματος σε απομακρυσμένη ορεινή κατοικία στην περιοχή του Μετσόβου, το οποίο θα καλύπτει τις απαιτήσεις τόσο σε ηλεκτρική ενέργεια όσο και σε θέρμανση χώρων (στο εξής ΘΧ) και ζεστό νερό χρήσης (στο εξής ΖΝΧ). Πιο συγκεκριμένα, μετά την εισαγωγική παρουσίαση του ενεργειακού προβλήματος, ακολουθεί στα κεφάλαια 4, 5 και 6 εμπεριστατωμένη τεχνο-οικονομική και περιβαλλοντική ανάλυση των αυτόνομων υβριδικών συστημάτων (στο εξής ΑΥΣ) παραγωγής ενέργειας. Τέλος, παρατίθενται συμπεράσματα αναφορικά με βιωσιμότητα τέτοιων συστημάτων και τις περιπτώσεις που είναι συμφέρουσα η εφαρμογή τους.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 - ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΜΕΛΕΤΩΝ ΑΥΣ

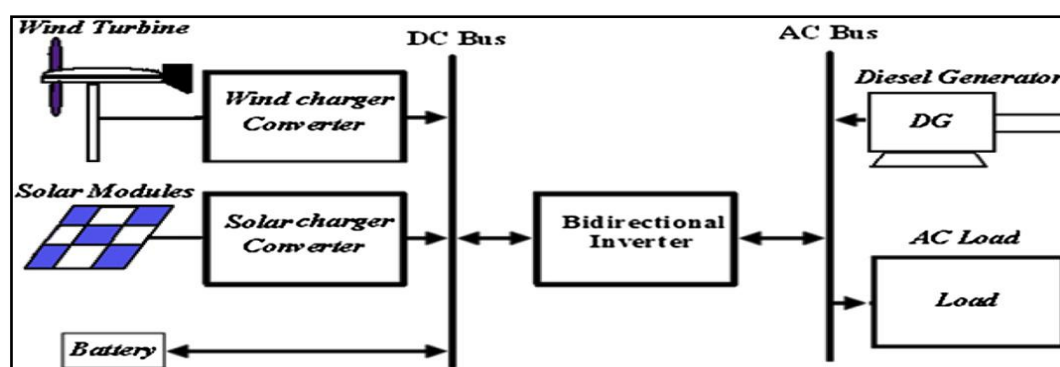
Στο κεφάλαιο αυτό επιχειρείται μια σύντομη παρουσίαση των εργασιών που ασχολούνται με Αυτόνομα Υβριδικά Συστήματα τόσο σε διεθνές όσο και σε εγχώριο επίπεδο. Πέρα από την γενική αναφορά στην μελέτη δίνεται ιδιαίτερο βάρος στη μεθοδολογία της κάθε ανάλυσης όπως και στα αποτελέσματα που παράγονται από την εφαρμογή του εκάστοτε μοντέλου. Τέλος παρουσιάζονται συνοπτικά τα συμπεράσματα της κάθε εργασίας με σκοπό μια συνολική προσέγγιση στο θέμα. Οι εργασίες επιλέχθηκαν με κριτήριο την ημερομηνία δημοσίευσης τους καθώς και τα έγκυρα διεθνή περιοδικά στα οποία δημοσιεύτηκαν.

2.1. Μελέτες με αναφορά σε χώρες του εξωτερικού

2.1.1. Σχεδιασμός συστήματος Φ/Β - Α/Γ - Γ/Ν στην Παλαιστίνη

Η μελέτη αφορά κατοικία στη περιοχή Al-Mazra'a Al-sharqiyah που βρίσκεται στη Ramallah της Παλαιστίνης. Οι συνθήκες (μέσο ηλιακό δυναμικό: 5.60 kWh/m^2 και μέσο αιολικό δυναμικό 5.5 m/s) είναι ικανοποιητικές για την χρήση ΑΠΕ στην περιοχή (Daudetal, 2012).

Η διάταξη που παρουσιάζεται στη μελέτη αξιοποιεί συνδυαστικά Φωτοβολταϊκά Συστήματα (Φ/Β στο εξής), Ανεμογεννήτριες (Α/Γ στο εξής) και τέλος γεννήτρια πετρελαίου ντίζελ (Γ/Ν στο εξής) με σκοπό την σταθερότητα του συστήματος και την κάλυψη 100% των προβλεπόμενων αναγκών, όπως φαίνεται αναλυτικά στο Σχήμα 1.



Σχήμα 1. Σύστημα με Φ/Β - Α/Γ - Γ/Ν - Μπαταρίες

Μεθοδολογία Ανάλυσης - Δεδομένα

Η εν' λόγω μελέτη αναπτύσσει μέσω ενός μαθηματικού μοντέλου ένα λογισμικό προσομοίωσης, το οποίο εξετάζει τέσσερις διαφορετικές περιπτώσεις λειτουργίας της διάταξης (ανάλογα με τα παραγόμενα φορτία και την ζήτηση) ως εξής:

1. Η ενέργεια που παράγεται από τις ΑΠΕ (Α/Γ και Φ/Β) είναι επαρκής. Έτσι, χρησιμοποιείται κατά προτεραιότητα για την κάλυψη των απαιτήσεων του συστήματος σε σχέση με τη χρήση των μπαταριών ή της Γ/Ν. Η επιπλέον ενέργεια που δεν καταναλώνεται από το σύστημα διοχετεύεται για τη φόρτιση των μπαταριών.
2. Όπως και στην περίπτωση 1, μόνο που σ' αυτή την περίπτωση η παραγόμενη ενέργεια καλύπτει και τις απαιτήσεις του συστήματος και την πλήρη φόρτιση

των μπαταριών. Έτσι η εναπομένουσα ενέργεια καταναλώνεται σε ένα ελεγχόμενο φορτίο «dumpload» ώστε να μην υπάρχει πρόβλημα στο σύστημα.

3. Η παραγόμενη ενέργεια από τις ΑΠΕ δεν μπορεί να καλύψει την ζήτηση, με αποτέλεσμα η ζήτηση καλύπτεται κατά προτεραιότητα από την αποθηκευμένη ενέργεια στις μπαταρίες και όχι από την Γ/Ν.
4. Ούτε η παραγόμενη ενέργεια από τις ΑΠΕ, αλλά ούτε και η αποθηκευμένη ενέργεια στις μπαταρίες επαρκεί για να καλύψει την ζήτηση. Στη περίπτωση αυτή η Γ/Ν ενεργοποιείται για την κάλυψη των φορτίων, ενώ παράλληλα η όποια παραγόμενη ενέργεια από τις ΑΠΕ χρησιμοποιείται για να φορτίσει τις μπαταρίες. Το υβριδικό σύστημα θα παραμείνει σ' αυτή την κατάσταση έως ότου επαναφορτιστούν πλήρως οι μπαταρίες.

Στην συνέχεια, με βάση την μέθοδο της Ανάλυσης Κύκλου Ζωής "LifeCycleCostingMethod" προσδιορίζεται το κόστος του υβριδικού συστήματος για όλη τη διάρκεια ζωής του. Αυτό περιλαμβάνει: το αρχικό κόστος εγκατάστασης (Α/Γ, Φ/Β, συσσωρευτές, Ν/Γ, ρυθμιστές φόρτισης, μετατροπέας inverter, μονάδα διαχείρισης, καλώδια και άλλα εξαρτήματα που απαιτούνται για την εγκατάσταση καθώς και την απαιτούμενη εργασία), το κόστος των ανταλλακτικών, το κόστος συντήρησης, το κόστος λειτουργίας/καύσιμα, το κόστος των απαιτούμενων καυσίμων καθώς και την υπολειμματική αξία του εξοπλισμού κατά το τέλος του κύκλου ζωής του. Σε όλους τους υπολογισμούς λαμβάνονται υπόψη πληθωρισμός (inflationrate) $i=4\%$ και επιτόκιο προεξόφλησης (discountrate) $r=8\%$. Παράλληλα, αναλύονται και άλλα σενάρια υβριδικών συστημάτων (Περίπτωση 1-6, Πίνακας 1) ως προς το κόστος παραγωγής ενέργειας (στο εξής COE – CostofEnergy) όσο και τις εκπομπές CO₂.

α/α	Περίπτωση	COE (\$)	CO2 (kg)
1	Υβριδικό σύστημα (Α/Γ - Φ/Β – Γ/Ν με μπαταρίες αποθήκευσης)	0.281	1,415
2	Υβριδικό σύστημα με τη χρήση μόνο Φ/Β (Φ/Β – Γ/Ν με μπαταρίες αποθήκευσης)	0.332	2,286
3	Υβριδικό σύστημα με τη χρήση μόνο Α/Γ (Α/Γ – Γ/Ν με μπαταρίες αποθήκευσης 0.3 AD)	0.433	8,166
4	Αυτόνομο σύστημα με τη χρήση μόνο Φ/Β (160% Φ/Β με μπαταρίες αποθήκευσης 4 AD)	0.743	No
5	Αυτόνομο σύστημα με τη χρήση μόνο Α/Γ (14 kW Α/Γ με μπαταρίες αποθήκευσης 4 AD)	0.534	No
6	Αυτόνομο σύστημα με τη χρήση μόνο Γ/Ν	0.743	16,173

Πίνακας 1- Περιπτώσεις που εξετάστηκαν

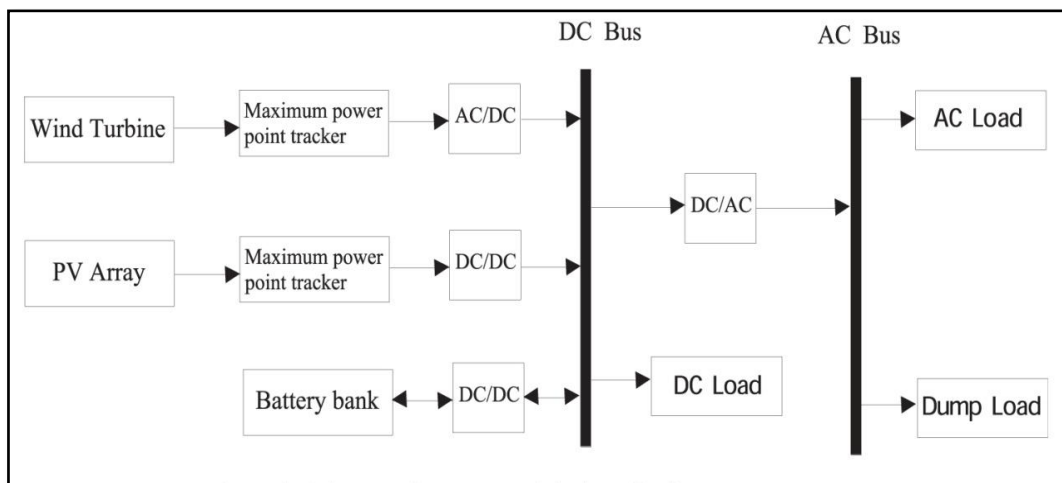
Αποτελέσματα – Συμπεράσματα

Η μελέτη καταλήγει στο συμπέρασμα ότι το πιο οικονομικό σενάριο για την περιοχή που εξετάζεται είναι αυτό της εφαρμογής αυτόνομου υβριδικού συστήματος που θα αποτελείται από: Φ/Β, Α/Γ, συσσωρευτές (μπαταρίες) και Γ/Ν ως εφεδρικό σύστημα. Το βέλτιστο COE επιτυγχάνεται με συνεισφορά 60% των Φ/Β και 0.5 μέρες αυτονομίας, και υπολογίζεται ίσο με 0.281\$/kWh. Αυτό δικαιολογείται γιατί στην περιοχή της Παλαιστίνης κατά τους θερινούς μήνες η ηλιακή ακτινοβολία έχει αρκετά υψηλές τιμές, ενώ αντίστοιχα κατά την περίοδο του χειμώνα η ταχύτητα των ανέμων είναι υψηλή. Επίσης, η ανάλυση των διαφορετικών σεναρίων συστημάτων παραγωγής του Πίνακα 1 έδειξε ότι το πιο συμφέρον είναι το Σενάριο 1 το οποίο αξιοποιεί αιολική-ηλιακή-diesel ενέργεια με παράλληλη χρήση μπαταριών, καθώς τα υπόλοιπα σενάρια, αν και σε ορισμένες περιπτώσεις έχουν μηδενικές εκπομπές CO₂, παρουσιάζουν μεγάλο COE. Τέλος η μελέτη αναφέρει ότι τα σενάρια που μελετήθηκαν από πλευράς κόστους ενέργειας COE δεν είναι περισσότερο συμφέροντα από την εναλλακτική της απλής σύνδεσης στο υπάρχον δίκτυο όπου το COE για την περιοχή ανέρχεται σε 0.20 \$/kWh. Ίσως σε κάποιες αποκρουσμένες περιοχές όπου η σύνδεση με το δίκτυο είναι αδύνατη, και με δεδομένες τις αλλαγές στην τιμή πώλησης του ηλεκτρικού ρεύματος σε συνδυασμό με την ενδεχόμενη επιδότηση των εν' λόγω εγκαταστάσεων και την ανάγκη για περισσότερο φιλικές προς το περιβάλλον τεχνολογίες η εν' λόγω επένδυση να γίνει συμφέρουσα.

2.1.2. Τεχνο-οικονομική μελέτη σκοπιμότητας ΑΥΣ Α/Γ - Φ/Β - Συσσωρευτών στην Κίνα.

Η μελέτη αφορά στην πόλη Urumqi πρωτεύουσα της Xinjiang της Κίνας, η συνολική παραγόμενη ενέργεια της οποίας βασίζεται κυρίως στον άνθρακα, το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο, ενώ πολύ μικρή συνεισφορά έχουν οι ΑΠΕ. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα η περιοχή να έχει μεγάλη περιβαλλοντολογική επιβάρυνση – κόστος (Chongetal., 2013).

Δεδομένου ότι το υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό της περιοχής μένει ανεκμετάλλευτο, η μελέτη ασχολείται με τις δυνατότητες αξιοποίησης του, ώστε να συμβάλει στην μείωση του κόστους των περιβαλλοντικών επιπτώσεων. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 2 που ακολουθεί, η διάταξη που εξετάζεται χρησιμοποιεί Φ/Β – Α/Γ και συσσωρευτές.



Σχήμα 2- Σχεδιάγραμμα αυτόνομου υβριδικού συστήματος Α/Γ - Φ/Β - μπαταριών

Μεθοδολογία Ανάλυσης - Δεδομένα

Η τεχνο-οικονομική ανάλυση διεξάγεται με τη χρήση του υπολογιστικού προγράμματος HOMER, το οποίο επεξεργάζεται τεχνικά και οικονομικά δεδομένα αυτόνομων η διασυνδεδεμένων συστημάτων παραγωγής ενέργειας. Το πρόγραμμα δίνει την δυνατότητα στον σχεδιαστή να δοκιμάσει πολλά διαφορετικά μοντέλα και συνδυασμούς ώστε να καταλήξει στη βέλτιστη δυνατή λύση τόσο από οικονομικής όσο και από τεχνικής άποψης. Επίσης διαθέτει πλούσιες βιβλιοθήκες κλιματολογικών δεδομένων όπως και τεχνικών λύσεων.

Αρχικά, εισάγονται στο πρόγραμμα οι ημερήσιες καταναλώσεις για μια τυπική κατοικία τριών ατόμων, στη περιοχή της μελέτης, και υπολογίζονται οι συνολικές καταναλώσεις σε ωριαία βάση, για ένα χρόνο (8,760 ώρες). Παράλληλα, με βάση την τοποθεσία μελέτης, το HOMER εκτιμά το ηλιακό και το αιολικό δυναμικό (4,2 kWh/m² και 3.61 m/s αντίστοιχα μ.τ.), καθώς και τη θερμοκρασία της περιοχής, η οποία κυμαίνεται από 20.6 °C το καλοκαίρι έως -13.3 °C το χειμώνα. Στη συνέχεια εισάγονται τα δεδομένα των Φ/Β διατάξεων, της Α/Γ που θα χρησιμοποιηθεί, των συσσωρευτών, καθώς και του μετατροπέα τάσης που είναι αναγκαίος για την λειτουργία του συστήματος. Τέλος, εξετάζονται διαφορετικοί συνδυασμοί συστημάτων(Φ/Β / Α/Γ / Συσσωρευτές, Φ/Β / Συσσωρευτές, Α/Γ / Συσσωρευτές) για την εύρεση της βέλτιστης λύσης.

Αποτελέσματα – Συμπεράσματα

Τα αποτελέσματα της τεχνο-οικονομικής ανάλυσης συνοψίζονται στον Πίνακα 2 που ακολουθεί, και δείχνουν ότι το βέλτιστο σύστημα συνίσταται από Φ/Β πάνελ συνολικής ισχύος 5.00 kW, μία Α/Γ 2.50 kW (συνεισφορά 72% και 28% ηλιακής και αιολικής ενέργειας αντίστοιχα), από 8 συσσωρευτές χωρητικότητας 6.94 kWh ο καθένας, και τέλος, από έναν μετατροπέα ισχύος 5.0 kW.

Επιλογές	Φ/Β (kW)	Α/Γ	S6CS25P	Converter (kW)	αρχικό κόστος	κόστος λειτουργίας	NPC (\$)	COE (\$/kWh)
Α/Γ-Φ/Β-Μπαταρίες	5	1	8	5	42,300	860	53,296	1.045
Φ/Β- Μπαταρίες	5	-	12	10	45,200	1,053	58,659	1.150
Α/Γ - Μπαταρίες	-	3	16	10	39,600	1,579	59,779	1.173

Πίνακας 2- Συγκρίσεις μεταξύ των βελτιστοποιημένων υβριδικών συστημάτων για μια οικογένεια

Το προτεινόμενο αυτό σύστημα έχει αρχικό κόστος \$42,300, ετήσιο λειτουργικό κόστος \$860/year, συνολικό κόστος καθαρής παρούσας αξίας (NPC) \$53,296 και κόστος παραγωγής ενέργειας (COE) 1,045 \$/kWh.) Αν και το COE είναι σχεδόν το ίδιο σε όλα τα εξεταζόμενα συστήματα, το σύστημα Α/Γ/Φ/Β/συσσωρευτές εμφανίζει το μικρότερο NPC (\$53,296) συγκριτικά με τα συστήματα Α/Γ/συσσωρευτές και Φ/Β/συσσωρευτές (\$58,659 και \$59,779 αντίστοιχα).

Το οικονομικό σκέλος της μελέτης επίσης συμπεραίνει ότι το μεγαλύτερο μέρος του NPC προέρχεται κυρίως από την προμήθεια και την εγκατάσταση των Φ/Β και λιγότερο από τις άλλες παραμέτρους. Επιπρόσθετα, διάφορες μετατροπές (π.χ.

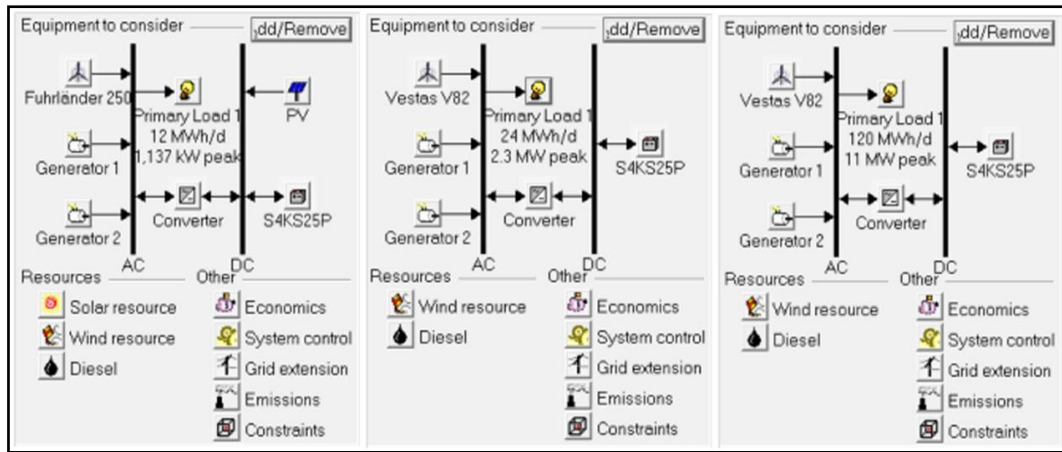
αύξηση/μείωση των ανεμογεννητριών) των διατάξεων επιδρούν δραστικά στην μετατροπή των δεικτών NPC και COE. Τέλος, η ανάλυση ευαισθησίας που έγινε δείχνει ότι η ηλιακή ενέργεια συμβάλει καθοριστικά στο προτεινόμενο σύστημα σε σχέση με την αιολική.

2.1.3. Τεχνο-οικονομική ανάλυση με χρήση ΑΠΕ στα Ηνωμένα Αραβικά Εμιράτα.

Η μελέτη αφορά στην απομακρυσμένη χερσόνησο RasMusherib που βρίσκεται στα βορειοδυτικά της περιοχής Gharbia στα δυτικά του εμιράτου Abudabi. Ο σχετικά μικρός πληθυσμός, οι χαμηλές ενεργειακές καταναλώσεις καθώς και το γεγονός ότι η περιοχή βρίσκεται μακριά από το συμβατικό δίκτυο της διπλανής πόλης (περίπου 32 km από το δίκτυο της πόλης Al- Gharbia) καθιστούν τη συγκεκριμένη περιοχή κατάλληλη για να μελετηθεί ένα αυτόνομο υβριδικό σύστημα παραγωγής ενέργειας.

Στη περιοχή η ταχύτητα του ανέμου κυμαίνεται κατά 66% πάνω από 3.5 m/s με το μέσο όρο να είναι 4.95 m/s. Επίσης τα δεδομένα της ηλιακής ακτινοβολίας μαρτυρούν ότι η περιοχή έχει ένα σημαντικό ηλιακό δυναμικό (Rohani, etal., 2013).

Η μελέτη αναλύει τρία διαφορετικά σενάρια όσον αφορά στη ζήτηση ενέργειας. Συγκεκριμένα, εξετάζει συστήματα ονομαστικής ισχύος 500 kW, 1 MW και 5MW τα οποία είναι ικανά να καλύψουν τις απαιτήσεις για 250, 500 και 2,500 νοικοκυριά αντίστοιχα. Για την κάλυψη των απαιτήσεων στα τρία αυτά διαφορετικά εξεταζόμενα σενάρια προτείνονται οι υβριδικές διατάξεις που παρουσιάζονται στο Σχήμα 2: αξιοποίηση της αιολικής & ηλιακής ενέργειας σε συνδυασμό με γεννήτριες πετρελαίου κατά την πρώτη περίπτωση ενώ κατά την δεύτερη και τρίτη. Τα Φ/Β στις δύο αυτές περιπτώσεις απορρίπτονται λόγω υψηλού κόστους αγοράς και εγκατάστασης.



Σχήμα 3 - Υβριδικό μοντέλο 5,000 kW-υβριδικό μοντέλο 500 kW, υβριδικό μοντέλο 1,000 kW.

Μεθοδολογία Ανάλυσης - Δεδομένα

Και στη συγκεκριμένη μελέτη, η ανάλυση γίνεται με χρήση του προγράμματος προσομοίωσης HOMER.

Λαμβάνοντας υπόψη όλους τους παράγοντες που επηρεάζουν την απόδοση των Φ/Β, όπως είναι η θερμοκρασία, η καθαριότητα και η κλίση τους, επιλέγονται - μόνο για την πρώτη περίπτωση - για την κάλυψη του φορτίου Φ/Β πάνελ SHARP 240 Watt (Μέγιστη ισχύς 240 W).

Παράλληλα, επιλέγονται τα ακόλουθα δύο είδη Α/Γ:

- a. FL 250 ονομαστικής ισχύος 250 kW για την περίπτωση κάλυψης φορτίου 500 kW
- b. Vestas V82 ονομαστικής ισχύος 1.65 MW που είναι κατάλληλη για συνθήκες χαμηλού και μεσαίου ανέμου για την περίπτωση κάλυψης φορτίου 1 και 5 MW

Αποτελέσματα – Συμπεράσματα

Το πρόγραμμα προσομοίωσης προτείνει:

1. **Για το φορτίο των 500 kW:** δύο Γ/Ν ονομαστικής ισχύος 500 kW η κάθε μία, τρεις Α/Γ 250 kW τύπου Fuhrländer 250, Φ/Β συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 500 kW, συσσωρευτές χωρητικότητας 100 kW και μετατροπέα τάσης 250 kW. Το μοντέλο αυτό είναι ικανό να παράγει 500 kW μέσο φορτίο και έως 1,137 kW ως φορτίο αιχμής. Η συνολική ηλεκτρική ενέργεια που μπορεί

να παράγει το σύστημα αυτό κατ' έτος είναι ίση με 5,005,980 kWh. Η συνεισφορά των επιμέρους συστημάτων στο σύνολο υπολογίζεται ως εξής: 15% Φ/Β, 30% Α/Γ, 49% πρώτη Γ/Ν και 6% δεύτερη Γ/Ν.

2. Για το φορτίο των 1000 kW: δυο Α/Γ 1,650 kW Vestas V82, δυο Γ/Ν με ον. ισχύ 1,500 kW και μια 500 kW αντίστοιχα. Το μοντέλο μπορεί να ανταποκριθεί σε φορτίο αιχμής έως 2,300 kW. Η συνολική ηλεκτρική ενέργεια που μπορεί να παράγει το σύστημα αυτό κατ'έτος είναι ίση με 13,421,970 kWh. Η συνεισφορά των επιμέρους συστημάτων στο σύνολο εκτιμάται ως εξής: 64% Α/Γ, 20% πρώτη Γ/Ν και 16% δεύτερη Γ/Ν.
3. για το φορτίο των 5,000 kW: δέκα Α/Γ 1,650 kW Vestas V82, δυο Γ/Ν ονομαστικής ισχύος 6,000 kW και μια 4,000 kW αντίστοιχα. Το μοντέλο μπορεί να ανταποκριθεί σε φορτίο αιχμής έως 11,265 kW. Η συνολική ηλεκτρική ενέργεια που μπορεί να παράγει το σύστημα αυτό κατ' έτος είναι ίση με 66,487,280 kWh. Η συνεισφορά των επιμέρους συστημάτων στο σύνολο ανέρχεται σε ποσοστά 65%, 24% και 11% για τις Α/Γ, την πρώτη και τη δεύτερη Γ/Ν αντίστοιχως.

Όπως υπογραμμίζεται στη μελέτη, όσο αυξάνει η διείσδυση των ΑΠΕ σε ένα υβριδικό σύστημα τόσο αυξάνει και το κόστος της επένδυσης. Από την άλλη μειώνονται οι εκπομπές CO₂ και οι απαιτήσεις σε καύσιμα. Επίσης, η χρήση πολλών μικρότερων Γ/Ν αντί μίας μειώνει την περίσσεια ενέργειας, συνεπώς εξοικονομεί καύσιμα και μειώνει τις εκπομπές CO₂.

Παράλληλα, οι μελετητές επισημαίνουν ότι κατά την οικονομική αξιολόγηση αυτόνομων συστημάτων πρέπει να ληφθεί σοβαρά υπόψη η απόσταση από το συμβατικό δίκτυο, δεδομένου ότι αν το κόστος της επένδυσης ξεπερνάει το κόστος διασύνδεσης με το δίκτυο η επένδυση καθίσταται ασύμφορη. Για να μπορεί να είναι συμφέρουσα μια τέτοια επένδυση θα πρέπει τα δυο κόστη να έχουν ίση καθαρή παρούσα αξία «breakeven» όπως φαίνεται και στο διάγραμμα 1. Αυτό επιτυγχάνεται μόνο στην πρώτη εξεταζόμενη περίπτωση καθώς η απόσταση των 32 km από το δίκτυο είναι κοντά στο «breakeven». Αντίθετα, οι άλλες δύο περιπτώσεις (1 και 5 MW) λόγω του υψηλού απαιτούμενου κόστους επένδυσης, καθίστανται συμφέρουσες μόνο όταν η απόσταση από το δίκτυο είναι 38 και 180 km για την πρώτη και τη δεύτερη περίπτωση αντίστοιχα. Άρα ο μόνος λόγος να εξεταστούν αυτές οι δυο

επενδύσεις είναι η μείωση των εκπομπών CO₂ οι οποίες κυμαίνονται από 37% έως και 46%.



Διάγραμμα 1-Breakeven επέκτασης του δικτύου μεταφοράς.

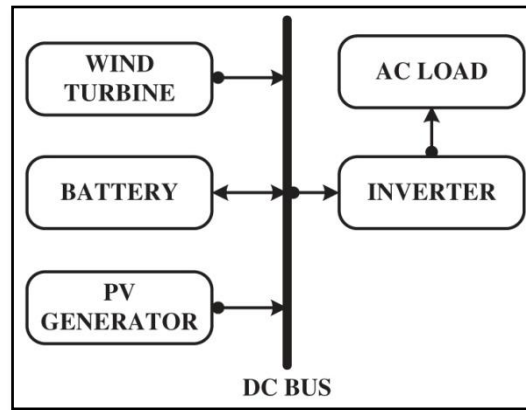
Το LCOE των τριών συστημάτων υπολογίζετε ίσο με 0.2 – 0.3 \$/kWh, διπλάσιο δηλαδή από το αντίστοιχο των συμβατικών συστημάτων των UAE's (0.1 \$ / kWh), οδηγώντας στο συμπέρασμα ότι από οικονομικής άποψης η επένδυση είναι ασύμφορη. Ως εκ τούτου, οι μελετητές επισημαίνουν ότι για να ενθαρρυνθεί η αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στα Ηνωμένα Αραβικά Εμιράτα, είναι αναγκαίο να αναθεωρηθούν οι ισχύουσες πολιτικές ώστε να δοθούν περισσότερα κίνητρα και να ενθαρρυνθεί ο ιδιωτικός τομέας να επενδύσει στον κλάδο των ΑΠΕ. Αυτό μπορεί να περιλαμβάνει ελκυστικό feedintariff, οικονομικά κίνητρα, όπως απαλλαγή από το φόρους, επιδοτήσεις, μονάδες έρευνας και ανάπτυξης ΑΠΕ, ειδικό ταμείο για επιχορηγήσεις, και ενδεχομένως εισαγωγή του συστήματος εμπορεύσιμων πιστωτικών μονάδων εκπομπών.

2.1.4. Τεχνο-οικονομική ανάλυση ΑΥΣ Φ/Β - Α/Γ σε απομακρυσμένη περιοχή της Ινδονησίας

Η μελέτη αφορά στην εξέταση της βιωσιμότητας ενός αυτόνομου υβριδικού συστήματος παραγωγής ενέργειας το μικρό χωρίο Temajuk που βρίσκεται σε μια απομονωμένη χερσαία περιοχή στο δυτικό Kalimantan της Ινδονησίας, με σημαντικό αιολικό (μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου 3.93 m/s) και ηλιακό (περίπου 4.8 kWh/m²day) δυναμικό. Στην Ινδονησία το 25% του πληθυσμού το 2012 δεν είχε πρόσβαση σε ηλεκτρικό ρεύμα. Αυτό το φαινόμενο συναντάται ιδιαίτερα σε αποκομμένες περιοχές και μικρά νησιά πράγμα που οδήγησε να αξιολογηθεί η

βιωσιμότητα ενός αυτονόμου υβριδικού συστήματος παραγωγής ενέργειας στην παρούσα εργασία (Hiendroetal., 2013).

Η διάταξη που εξετάζεται εδώ χρησιμοποιεί Φ/Β – Α/Γ και συσσωρευτές όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.



Σχήμα 4- Σχεδιάγραμμα συνδεσμολογίας του Φ/Β – Α/Γ συστήματος.

Μεθοδολογία Ανάλυσης - Δεδομένα

Η ανάλυση και σε αυτή την περίπτωση γίνεται με χρήση του προγράμματος HOMER, με παράλληλη χρήση μαθηματικών μοντέλων που προσδιορίζουν:

- την ταχύτητα του ανέμου στην περιοχή (μέσω των συναρτήσεων Weibull) και την προσδοκώμενη παράγωγη ενέργειας από της Α/Γ.
- την προσδοκώμενη παραγωγή ενέργειας από τα Φ/Β πάνελ και τους θερμοκρασιακούς παράγοντες που επηρεάζουν την παραγωγή.
- τα οικονομικά μεγέθη για την αξιολόγηση της επένδυσης (κόστος κεφαλαίου, λειτουργικό κόστος, συνολικό ετήσιο κόστος, COE)

Για την κάλυψη των αναγκών της περιοχής προτείνεται η χρήση μιας Α/Γ ονομαστικής ισχύος 1.0 kW καθώς επίσης και 5 μονοκρυσταλλικών Φ/Β ονομαστικής ισχύος 200 W το καθένα, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 1.0 kW. Επίσης θα χρησιμοποιηθεί inverter με ον ισχύ 0.7 kW για την μετατροπή της DC παραγόμενης από το σύστημα ενέργειας σε AC. Το μέγεθος του μετατροπέα (inverter) είναι μικρότερο από την ονομαστική ισχύ των δυο συστημάτων ΑΠΕ (2.0 kW) γιατί δεν είναι δυνατόν και τα δυο συστήματα να δώσουν ταυτόχρονα το σύνολο της ενέργειας που είναι ικανά να παράγουν. Έτσι εξασφαλίζεται οικονομία στην επένδυση. Τέλος, προτείνεται η χρήση 45 μπαταριών μόλυβδου-οξέος.

Αποτελέσματα – Συμπεράσματα

Από την μελέτη προκύπτει ότι η συνολική εκτιμώμενη παραγωγή του συστήματος είναι ίση με 2,575 kWh/yr. Ο συντελεστής παραγωγικότητας (Capacityfactor) της Α/Γ είναι 5.66 % με αντίστοιχη παραγωγή 0.057 kW ή 496 kWh/yr . Η παραγωγή αυτή είναι ιδιαίτερα χαμηλή και οφείλεται στην ταχύτητα του αέρα που κινείται κυμαίνεται από 3 – 5 m/s, την ώρα που για να παράγει η Α/Γ το σύνολο της ικανότητας παράγωγης της (1kW) θα ήθελε 14 m/s ταχύτητα ανέμου. Αντίστοιχα, ο συντελεστής παραγωγικότητας (Capacityfactor) των Φ/Β είναι 23.70% με αντίστοιχη παραγωγή 0.24 kW ή 2,079 kWh/yr. Αυτό δείχνει ότι η εκτιμώμενη παραγωγή ενέργειας είναι έως 4.2 φορές μεγαλύτερη από τα Φ/Β συγκριτικά με την Α/Γ αν και έχουν την ίδια ονομαστική ισχύ. Το σύστημα έχει σχεδιαστεί για να καλύπτει ζήτηση 6.5 kWh/day με το peak να είναι τα 56.0 kW.

Το κόστος της προτεινόμενης διάταξης περιλαμβάνει το κόστος κεφαλαίου ή CAPEX (κόστος σχεδιασμού-αδειοδότησης, αγοράς & εγκατάστασης συστημάτων), το κόστος αντικατάστασης και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης (operationandmaintenancencost στο εξής O&M). Τα υβριδικά συστήματα αν και έχουν ιδιαίτερα υψηλό κόστος κεφαλαίου, δεν έχουν υψηλό κόστος συντήρησης. Πιο συγκεκριμένα το κόστος συντήρησης τους περιορίζεται σε περιοδικούς λειτουργικούς ελέγχους, καθαρισμούς και την ασφαλιστική κάλυψη του εξοπλισμού.

Το κόστος της προτεινόμενης διάταξης υπολογίζεται ως εξής:

- a. Για την Α/Γ 1kW \$3,000/unit με εκτιμώμενο χρόνο ζωής 20 χρόνια. Οι δαπάνες O&M υπολογίζονται στο 2% της αρχικής επένδυσης για κάθε χρόνο ενώ το κόστος αντικατάστασης στο τέλος του χρόνου ζωής αναμένεται να είναι μειωμένο κατά 50%.
- b. Για τα P/V πάνελ \$220/unit. Για εγκατάσταση με ονομαστικής ισχύος 1kW απαιτούνται 5 unit, άρα το συνολικό κόστος είναι \$1,100 με εκτιμώμενο χρόνο ζωής 25 χρόνια. Οι δαπάνες O&M υπολογίζονται 0.5% της αρχικής επένδυσης για κάθε χρόνο ενώ το κόστος αντικατάστασης στο τέλος του χρόνου ζωής αναμένεται μειωμένο κατά 60%.
- c. Για τον μετατροπέα τάσης \$0.50/W. Άρα για τον μετατροπέα (0,7 kW) που χρησιμοποιείται στην επένδυση το συνολικό κόστος θα είναι \$350 με

εκτιμώμενο χρόνο ζωής 10 χρόνια. Οι δαπάνες O&M υπολογίζονται 1% της αρχικής επένδυσης για κάθε χρόνο ενώ το κόστος αντικατάστασης στο τέλος του χρόνου ζωής αναμένεται στα \$0.45/W.

- d. Για τους συσσωρευτές το κόστος είναι \$235/unit. Άρα για τους 45 συσσωρευτές που απαιτούνται στο σύστημα θα απαιτηθούν \$10,575 με εκτιμώμενο χρόνο ζωής 10 χρόνια. Οι δαπάνες O&M υπολογίζονται 2% της αρχικής επένδυσης για κάθε χρόνο ενώ το κόστος αντικατάστασης στο τέλος του χρόνου ζωής αναμένεται να διατηρηθεί στα ίδια επίπεδα.

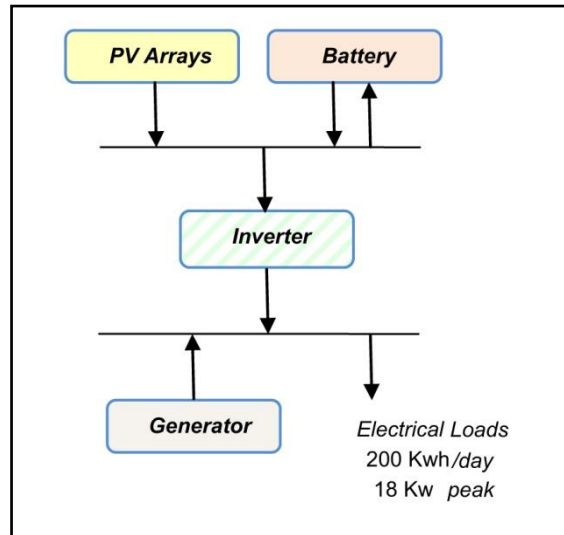
Η συνολική οικονομική αξιολόγηση έγινε λαμβάνοντας ως χρόνο ζωής της επένδυσης τα 25 χρόνια με επιτόκιο προεξόφλησης 3%. Το COE του υβριδικού συστήματος είναι ίσο με \$1,06/kWh (Φ/B=\$0.0333/kWh και A/Γ= \$0.502/kWh). Το NPC είναι \$43,711 και το μεγαλύτερο ποσοστό του το καλύπτουν οι μπαταρίες (80.34 % και οι A/Γ (13.57%). Αυτό δείχνει ότι η επένδυση έχει πολύ υψηλό κόστος λόγω του μεγάλου κόστους των μπαταριών. Έτσι δοκιμάζεται, ως εναλλακτική πρόταση, με την βοήθεια του προγράμματος HOMER, μια διαφορετική διάταξη με χρήση δυο A/Γ και παράλληλη μείωση των μπαταριών. Στην περίπτωση αυτή το NPC μειώνεται σε \$30,921 ενώ αντίστοιχα τα COE μειώνεται σε \$0.751/kWh.

Συνοψίζοντας η μελέτη καταλήγει στα εξής συμπεράσματα: η προς εξέταση περιοχή διαθέτει αξιοποιήσιμο αιολικό και ηλιακό δυναμικό. Ωστόσο αν και τα συστήματα ΑΠΕ έχουν ίδια ον. ισχύ παρατηρείτε ότι τα Φ/B μπορούν να παράγουν περισσότερη ενέργεια από τις A/Γ. Οι A/Γ και οι μπαταρίες είναι απαραίτητες (αν και κοστοβόρες) για να μπορούν να καλύψουν τα φορτία κατά την διάρκεια της νύχτας, όπου τα Φ/B δεν μπορούν να παράγουν ενέργεια. Για την μείωση του κόστους είναι απαραίτητο να επιλεγεί με μεγάλη προσοχή η A/Γ και οι μπαταρίες.

2.1.5. Τεχνο-οικονομική ανάλυση ΑΥΣ με χρήση Φ/B - Γ/N - Συσσωρευτών για σε αγροτική περιοχή του Ιράν.

Η μελέτη αφορά το απομονωμένο από το συμβατικό δίκτυο μικρό χωρίο Khavar-E-Bala που αριθμεί 14 κατοικίες και βρίσκεται στα βορειανατολικά του Ιράν. Στις επαρχίες του Ιράν υπάρχουν πολλά μικρά χωριά, που αριθμούν λιγότερες από 20 κατοικίες και δεν έχουν πρόσβαση στο ηλεκτρικό ρεύμα. Επίσης στο Ιράν αν και υπάρχει υψηλό ηλιακό δυναμικό (περίπου 5.1 kWh/m²/day) το 2009 είχε μόλις 0.11%

διείσδυση της ΑΠΕ. Στη μελέτη εξετάζεται κατά πόσον η εφαρμογή ενός αυτόνομου υβριδικού συστήματος (Σχήμα 5) θα ήταν συμφέρουσα για να λύσει το πρόβλημα ηλεκτροδότησης της περιοχής (Ghasemi, etal., 2013).



Σχήμα 5-Διάγραμμα ροής της ενέργειας του συστήματος

Μεθοδολογία Ανάλυσης - Δεδομένα

Η ανάλυση και σε αυτή την περίπτωση γίνεται με την χρήση του προγράμματος HOMER. Η ζήτηση για να καλύψει τις ανάγκες των δεκατεσσάρων κατοικιών του χωριού προσδιορίζεται σε 200 kWh/day με μέγιστο φορτίο αιχμής (peak) 18 kW. Το ηλιακό δυναμικό είναι παρόμοιο σε όλη την χώρα και προσδιορίζεται σε 5.1 kWh/m²/day.

Οι μελετητές εισάγουν στο πρόγραμμα τα δεδομένα αναζητώντας την βέλτιστη λύση και συγκρίνουν τις τρεις ακόλουθες περιπτώσεις: αυτόνομο σύστημα μόνο με Γ/Ν, β) Αυτόνομο υβριδικό σύστημα με Γ/Ν και Φ/Β και γ) Αυτόνομο υβριδικό σύστημα με Ν/Γ, Φ/Β και μπαταρίες.

Για την κάλυψη της ζήτησης του χωριού χρησιμοποιούνται: α) Γ/Ν με ον. ισχύ 20.0 kW που μπορεί να καλύψει μόνη της ακόμα και το μέγιστο φορτίο (peak 18.0 kW) της ζήτησης, και παρέχει ασφάλεια στο σύστημα β) Φ/Β πάνελ, γ) μπαταρίες 6V 360 Ah και δ) μετατροπέας τάσης με δυνατότητα μετατροπής ισχύος από 0 έως 20.0 kW.

Για την οικονομική αξιολόγηση των προτεινόμενων συστημάτων η μελέτη λαμβάνει υπόψη διάρκεια ζωής της επένδυσης 25 χρόνια και επιτόκιο προεξόφλησης 10%.

Αποτελέσματα – Συμπεράσματα

Από την επεξεργασία των δεδομένων προκύπτει ότι το πιο οικονομικό σύστημα που είναι το α' - αυτόνομο σύστημα με Ν/Γ. Το NPC υπολογίζεται σε \$202,287 και είναι το πιο χαμηλό από τις άλλες προτάσεις λόγω του χαμηλού κόστους επένδυσης που ισχύει σε αυτή την περίπτωση. Επίσης το COE υπολογίζεται \$0.304/kWh. Η γεννήτρια για να μπορέσει να καλύψει την εκτιμώμενη ετήσια ζήτηση (76,309 kWh) θα πρέπει να καταναλώσει 33,093 L καυσίμου εκπέμποντας προς το περιβάλλον 81,144 kgCO₂ καθώς και 2,349 kg άλλες ρυπογόνες ουσίες.

Στην συνέχεια εξετάζεται το σενάριο β' - αυτόνομο υβριδικό σύστημα με Ν/Γ και Φ/Β. Στη περίπτωση αυτή, και αφού δοκιμάζονται πολλοί διαφορετικοί συνδυασμοί συστημάτων, το πρόγραμμα καταλήγει ότι το πιο συμφέρον σενάριο είναι αυτό που συνδυάζει: Γ/Ν 20 kW, Φ/Β συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 15 kW, μετατροπέα τάσης 10 kW. Το NPC αυτού του συστήματος είναι \$309,034 ενώ το COE είναι 0.464/kWh. Το ιδιαίτερα υψηλό κόστος της εγκατάστασης Φ/Β είναι αυτό που αυξάνει σημαντικά το τελικό κόστος. Σε αυτό το σύστημα τα Φ/Β εκτιμάται ότι θα παράγουν 28,879 kWh ή το 30% της συνολικής παραγωγής για ένα έτος. Το υπόλοιπο 70% της παραγωγής καλύπτεται από την γεννήτρια πετρελαίου. Σ' αυτό το σύστημα οι εκπομπές σε ρύπους είναι κατά 8,5% λιγότερες από αυτές του προηγούμενου συστήματος. Επίσης η έλλειψη μπαταριών αφήνει ανεκμετάλλευτο ένα πλεονάζον ποσό ενέργειας (περίπου 20,334 kWh/yr ή 21.4%) που παράγεται από τα Φ/Β, λόγω του ότι δεν μπορεί να αποθηκευτεί και να χρησιμοποιηθεί όταν απαιτηθεί από την ζήτηση.

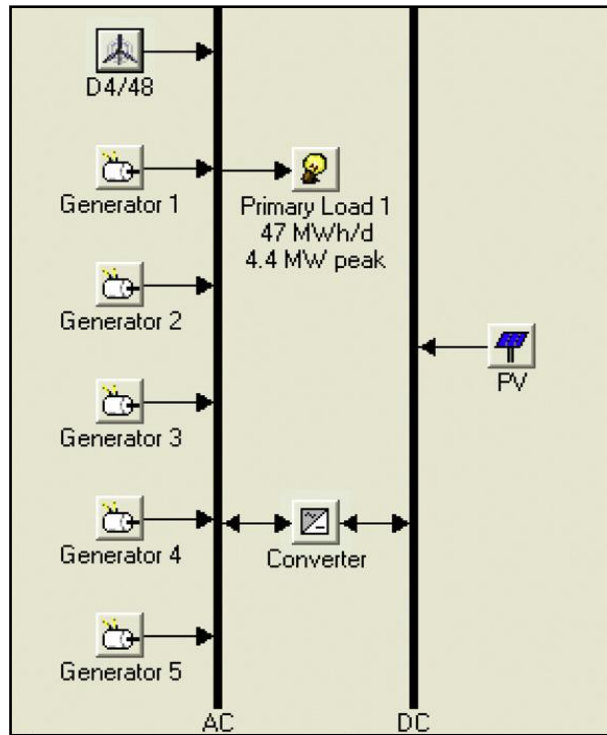
Τέλος αναλύεται το σενάριο γ (Αυτόνομο υβριδικό σύστημα με Γ/Ν, Φ/Β και μπαταρίες). Στην περίπτωση αυτή και αφού και εδώ δοκιμάζονται πολλοί διαφορετικοί συνδυασμοί συστημάτων, το πρόγραμμα καταλήγει ότι το πιο συμφέρον σενάριο είναι αυτό που συνδυάζει: Γ/Ν 20.0 kW, Φ/Β συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 15.0 kW και 10 μονάδες μπαταρίες που μπορούν να δώσουν 100 λεπτά πλήρους αυτονομίας. Το NPC αυτού του συστήματος είναι \$286,315 ενώ το COE είναι 0.430 \$/kWh. Παρατηρείτε ότι αν και προστίθενται στο αρχικό κόστος επένδυσης οι μπαταρίες και η αντικατάσταση του το NPC μειώνετε περίπου 7.3% σε σχέση με αυτό της προηγούμενης περίπτωσης. Αυτό συμβαίνει γιατί με την προσθήκη των μπαταριών αυξάνετε η εκμεταλλευόμενη παραγωγή ενέργειας από

Φ/Β κατά 16.7% με αποτέλεσμα να γίνεται εξοικονόμηση καυσίμου \$3,880 σε σχέση με το προηγούμενο αντίστοιχο κόστος. Οι μπαταρίες του συστήματος μπορούν να παράσχουν 1,978 kWh/yr, έτσι σε σχέση με την προηγούμενη περίπτωση έχουμε μείωση κατά 7.8% των ενεργειακών απωλειών. Ως αποτέλεσμα, είναι η Ν/Γ να περιορίζει την λειτουργία της στο 65% εξοικονομώντας καύσιμα ενώ ταυτόχρονα οι εκπομπές σε ρύπους μειώνονται κατά 27.6%. Τέλος, αξίζει να σημειωθεί ότι εάν αυξηθούν οι μονάδες των μπαταριών θα μειωθεί κι άλλο ο χρόνος λειτουργίας της γεννήτριας πετρελαίου ενώ ταυτόχρονα θα μειωθούν τα λειτουργικά κόστη και οι εκπομπές σε ρύπους. Όμως αναπόφευκτα θα αυξηθεί το τελικό κόστος της επένδυσης. Το συμπέρασμα της μελέτης, λαμβάνοντας υπόψη το δυναμικό της ηλιακής ακτινοβολίας της περιοχής, δεδομένης και της μεγάλης απόστασης των χωριών της επαρχίας Khorasan-E-Jonoobi, είναι ότι μια επένδυση με χρήση Φ/Β/Diesel/Battery θα ήταν απολύτως βιώσιμη και συμφέρουσα.

2.1.6. Μελέτη σκοπιμότητας ΑΥΣ Α/Γ - Φ/Β - Γ/Ν σε χωριό της Σαουδικής Αραβίας.

Στη Σαουδική Αραβία τα περισσότερα απομακρυσμένα χωριά, που δεν είναι συνδεδεμένα με το εθνικό δίκτυο μεταφοράς ενέργειας, τροφοδοτούνται με ηλεκτρική ενέργεια μέσω Γ/Ν. Αυτό ωστόσο δημιουργεί προβλήματα λόγω της ανάγκης συνεχούς τροφοδοσίας με καύσιμα και των Black-out που γίνονται όταν συμβεί κάποια βλάβη ή πρέπει να τεθεί εκτός λειτουργίας η γεννήτρια λόγω προγραμματισμένης συντήρησης. Στη μελέτη αυτή εξετάζονται οι επιδράσεις (θετικές ή αρνητικές) από την εφαρμογή ενός υβριδικού συστήματος στο απομονωμένο χωριό RowdatBenHabbas (βορειοανατολικά της Σαουδικής Αραβίας). Στο υβριδικό σύστημα αξιοποιούνται το αιολικό (πάνω από 4 m/s για το 76% του χρόνου) και ηλιακό (περίπου 5.3 kWh/m²) δυναμικό της περιοχής με στόχο την μείωση του κόστους λειτουργίας καθώς και την μείωση των εκπομπών ρύπων (Rehman, etal., 2011).

Η διάταξη που εξετάζεται χρησιμοποιεί Φ/Β – Α/Γ και Γ/Ν (Σχήμα 6).



Σχήμα 6- Υβριδικό μοντέλο που χρησιμοποιήθηκε στη μελέτη

Μεθοδολογία Ανάλυσης - Δεδομένα

Η μελέτη έγινε με την χρήση του υπολογιστικού προγράμματος HOMER. Για την κάλυψη της ζήτησης του χωρίου χρησιμοποιούνται όπως φαίνεται και στο Σχήμα 6:

- α) 3 Α/Γ ονομαστικής ισχύος 3,600 kW
- β) Φ/Β πάνελ ονομαστικής ισχύος 1,000 kW,
- γ) 5 Γ/Ν ονομαστικής ισχύος 1,120 kW
- η δ) Μετατροπέα τάσης ονομαστικής ισχύος 500 kW.

Για την οικονομική αξιολόγηση των προτεινόμενων συστημάτων η μελέτη λαμβάνει χρόνο ζωής της επένδυσης 20 χρόνια και επιτόκιο προεξόφλησης 6%.

Αποτελέσματα – Συμπεράσματα

Το τελικό σύστημα που προτείνεται από το πρόγραμμα καλύπτει συνολική ετήσια ζήτηση 17,043.40 MWh/y ενώ 4.1% της παραγόμενης ενέργειας υπερβαίνει την ζήτηση (περίσσεια ενέργειας). Η ετήσια παραγωγή από ΑΠΕ είναι 35% επί του συνόλου και επιμερίζετε ως εξής: 26% ή 4,713.70 MWh για τις Α/Γ και 9% ή 1,653.50 MWh για τα Φ/Β. Το υπόλοιπο 65% ή 11,542.60 MWh καλύπτεται από τις Ν/Γ. Το κόστος της προτεινόμενης διάταξης υπολογίζετε ως εξής:

- a. Για τις Α/Γ \$1,000,000/unit με εκτιμώμενο χρόνο ζωής 20 χρόνια. Οι δαπάνες O&M υπολογίζονται 12,000 \$/turbine/year ενώ το κόστος αντικατάστασης στο τέλος του χρόνου ζωής αναμένεται 800,000 \$/turbine.

- b. Για τα P/V πάνελ 3,500 \$/kW με εκτιμώμενο χρόνο ζωής 25 χρόνια. Οι δαπάνες O&M υπολογίζονται 25 \$/kW της αρχικής επένδυσης για κάθε χρόνο ενώ το κόστος αντικατάστασης στο τέλος του χρόνου ζωής αναμένεται 3.500 \$/kW.
- c. Για τον μετατροπέα τάσης 900 \$/kW με εκτιμώμενο χρόνο ζωής 15 χρόνια. Οι δαπάνες O&M θεωρούνται μηδενικές ενώ το κόστος αντικατάστασης στο τέλος του χρόνου ζωής αναμένετε 900 \$/kW.
- d. Για της γεννήτριες ντίζελ το κόστος είναι 1,521 \$/kW με εκτιμώμενες ώρες λειτουργίας 20,000 για κάθε γεννήτρια. Οι δαπάνες O&M υπολογίζονται 0.012 \$/hour.

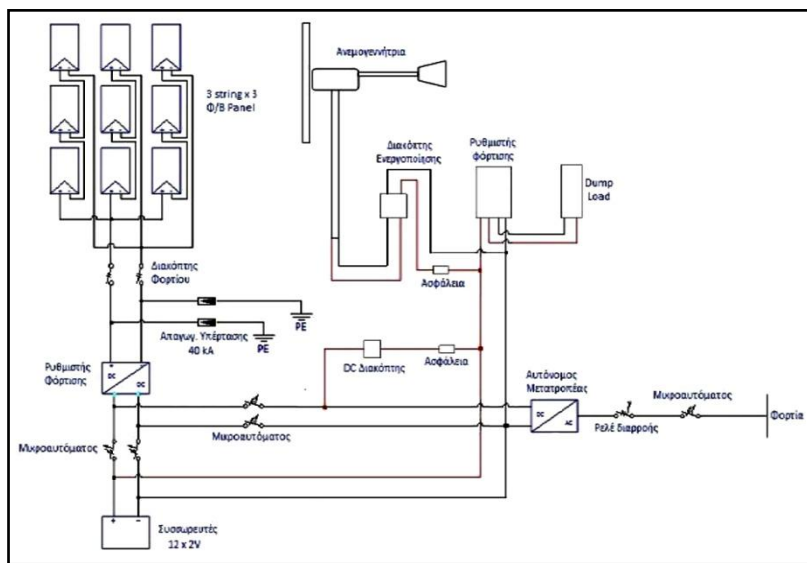
Το COE του υβριδικού συστήματος είναι ίσο με \$0.212/kWh, ενώ το COE για σύστημα που χρησιμοποιεί μόνο Γ/Ν είναι \$0.232/kWh, δηλαδή κατά 9.4% υψηλότερο. Το NPC ανέρχεται σε \$41,389,628. Στο σύστημα, η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ ανέρχεται σε 6.367,2 MWh ετησίως. Με τον τρόπο αυτό εξοικονομούνται ετήσιος 10,824 βαρέλια πετρελαίου ή \$ 865,939 τα οποία θα δαπανούνταν από την Γ/Ν, στην μη ανανεώσιμων πηγών. Επίσης μειώνονται οι εκπομπές σε ρύπους κατά 29% ή 4,976.8 tn/yr. Η ανάλυση ευαισθησίας έδειξε ότι εάν η μέση ταχύτητα του αέρα αυξηθεί από 4.5 σε 5.0 m/s, η εκτιμώμενη παραγωγή θα αυξηθεί κατά 5%. Επίσης αν η ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία ανέβει κατά 0.5 kWh/m²/day τότε η παραγωγή των Φ/Β θα ανέβει 1%. Επιπροσθέτως, η τιμή του καυσίμου φαίνεται ότι επηρεάζει δραστικά την αυξομείωση του COE. Όμως στην περίπτωση του υβριδικού συστήματος επηρεάζεται λιγότερο απ' ότι στην περίπτωση μόνο Γ/Ν.

2.1.7. Μελέτη για εφαρμογή ΑΥΣ παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στις υποσαχάριες χώρες της Αφρικής

Η μελέτη αφορά στην εξέταση και εφαρμογή δύο κατάλληλων υβριδικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας (αξιοποιώντας το αιολικό και ηλιακό δυναμικό), τα οποία θα έχουν εφαρμογή σε κάποια χώρα της υποσαχάριας Αφρικής. Στην Υποσαχάρια Αφρική, το 80% των ανθρώπων δεν έχουν πρόσβαση σε ηλεκτρισμό. Για μαγείρεμα και θέρμανση στηρίζονται σχεδόν αποκλειστικά στην καύση βιομάζας, ξύλου, κάρβουνου και κοπριάς (Σαντίκος, 2014).

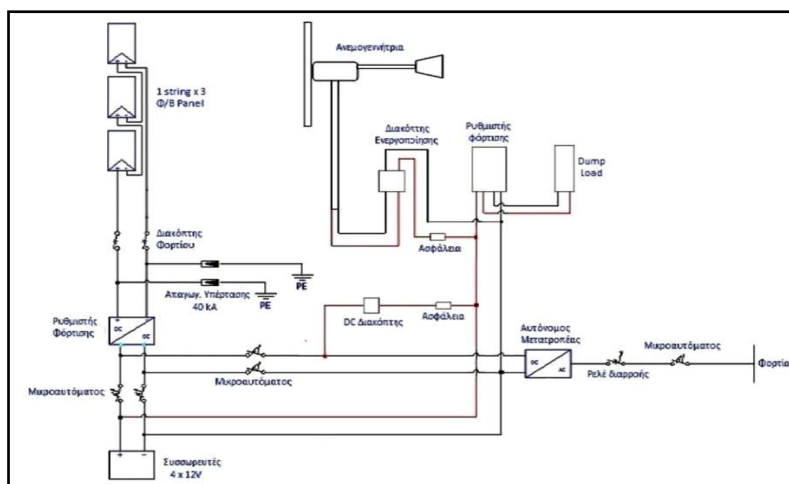
Μεθοδολογία Ανάλυσης - Δεδομένα

Η μελέτη εστιάζει σε δυο κατευθύνσεις. Αρχικά μέσα από τα Πολυκριτηρικά Συστήματα Υποστήριξης Αποφάσεων, και αφού συλλέχτηκαν και αναλύθηκαν όλα τα απαραίτητα στοιχεία σχετικά με τις χώρες της υποσαχάριας Αφρικής, ο συγγραφέας καταλήγει στην επιλογή ως καταλληλότερης χώρας για την εφαρμογή ενός ΑΥΣ την Τανζανία. Στη συνέχεια εφαρμόζει υβριδικά πακέτα με χρήση ΑΠΕ για δυο περιπτώσεις, η πρώτη σε αγροτικό οικισμό με 12 κατοικίες και η δεύτερη σε σπίτι αστικής περιοχής όπως φαίνονται στα Σχήματα 7 και 8 αντίστοιχα.



Σχήμα 7-Μονογραμμικό σχέδιο του υβριδικού πακέτου αγροτικής περιοχής

Στο σύστημα της αγροτικής περιοχής για την κάλυψη 2,760.00 kWh/yr επιλέγονται τα εξής: Φ/Β πλαίσια ονομαστικής ισχύος 2.3 kW ως κύρια πηγή ενέργειας, Α/Γ ονομαστικής ισχύος 1.0 kW ως δευτερεύουσα πηγή ενέργειας και 24 συσσωρευτές χωρητικότητας 224 Ah.



Σχήμα 8- Μονογραμμικό σχέδιο του υβριδικού πακέτου αστικής περιοχής.

Στην κατοικία της αστικής περιοχής για την κάλυψη 892.5 kWh/yr επιλέγονται τα εξής: Φ/Β πλαίσια ονομαστικής ισχύος 0.765 kW ως κύρια πηγή ενέργειας, Α/Γ ονομαστικής ισχύος 1kW ως δευτερεύουσα πηγή ενέργειας και 4 συσσωρευτές χωρητικότητας 102 Ah.

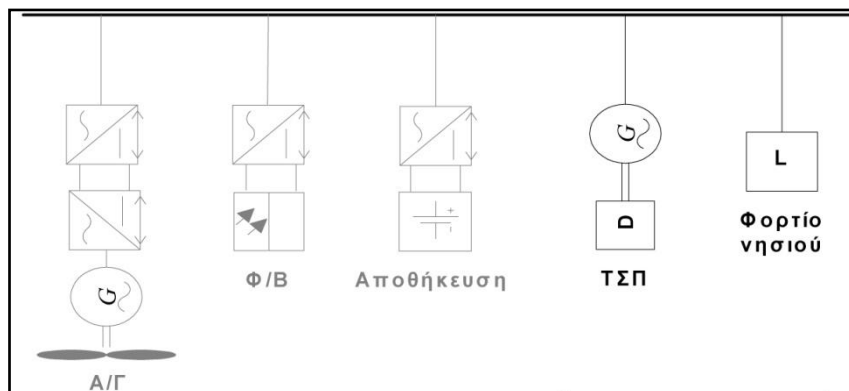
Αποτελέσματα – Συμπεράσματα

Η μελέτη συμπεράνει ότι οι ΑΠΕ αποτελούν μια εναλλακτική λύση για τις χώρες της υποσαχάριας Αφρικής που μπορούν να δώσουν σημαντικές λύσεις στο πρόβλημα ηλεκτροδότησης της περιοχής. Από την αξιοποίηση των συστημάτων θα δοθεί αξία σε περιοχές που ήταν μηδενικής χρησιμότητας, θα δημιουργηθούν πολλές θέσεις εργασίας για τον τοπικό πληθυσμό, θα δοθεί ώθηση για τις ΑΠΕ σε μεγάλη κλίμακα στην ευρύτερη περιοχή. Η ενεργειακή αποθήκευση είναι σημαντική για τα ηλεκτρικά συστήματα, δεδομένου ότι επιτρέπει την αυξημένη χρησιμοποίηση του συστήματος και βελτιώνει γενικότερα την ευελιξία, την αξιοπιστία και την αποδοτικότητα του δικτύου. Επίσης σημειώνετε ότι μια ενεργειακή επένδυση για να είναι οικονομικά βιώσιμη θα πρέπει να μπορεί να αποσβέσει τα κόστη της στο τέλος του κύκλου ζωής της. Από την άλλη, η τεχνική αξιοπιστία της ενεργειακής επένδυσης σχετίζεται με παράγοντες όπως η σωστή συνέργεια μεταξύ των τεχνολογιών ενεργειακής παραγωγής ή/κα αποθήκευσης ενέργειας, η πιθανότητα μη παροχής ισχύος, η μη ικανοποίηση του φορτίου, το ποσοστό ενέργειας που παράγεται αλλά ξεπερνά τις ανάγκες των καταναλώσεων.

2.2. Μελέτες με αναφορά στην Ελλάδα

2.2.1. ΑΥΣ Υψηλής Διείσδυσης ΑΠΕ στο Μικρό Νησί του Αγίου Ευστρατίου

Η εργασία παρουσιάζει τα αποτελέσματα της προμελέτης σκοπιμότητας για την εγκατάσταση ενός υβριδικού συστήματος ενεργείας με υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ σε νησιωτική περιοχή. Το υβριδικό σύστημα που μελετήθηκε περιλαμβάνει Α/Γ και Φ/Β ως πρωτογενείς πηγές ενέργειας και συσσωρευτές ως διατάξεις αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης παρουσιάζεται η βασική δομή του συστήματος, η φιλοσοφία ελέγχου που προτείνεται και τα κύρια αποτελέσματα από την ενεργειακή μελέτη. Ειδικότερα παρουσιάζονται αποτελέσματα και αναλύσεις ευαισθησίας αναφορικά με την επιτευχθείσα διείσδυση ΑΠΕ για διάφορες συνθέσεις του συστήματος, τον βαθμό αξιοποίησης των επιμέρους μονάδων, καθώς και την επίπτωση στο κόστος λειτουργίας του αυτόνομου νησιωτικού συστήματος (Βρεττός κ.α., 2009). Η βασική δομή του προτεινόμενου συστήματος ηλεκτροδότησης του νησιού παρουσιάζεται στο Σχ. 9



Σχήμα 9-Δομή του κύριου συστήματος ηλεκτροπαραγωγής του νησιού: Με μαύρο χρώμα η υφιστάμενη κατάσταση και με γκρίζο το εξεταζόμενο υβριδικό σύστημα.

Μεθοδολογία Ανάλυσης – Δεδομένα

Η ετήσια ζήτηση ενέργειας στον Αγ. Ευστράτιο είναι 1,021 MWh με αιχμή της ζήτησης 307 kW. Το αιολικό δυναμικό του νησιού είναι αρκετά πλούσιο (μέση ταχύτητα ανέμου είναι 8.7 m/s στα 10 m και 9.3 m/s στα 50 m). Επίσης, χρησιμοποιώντας κατάλληλες χρονοσειρές ηλιακής ακτινοβολίας, η ετήσια Φ/Β παραγωγή ανά εγκατεστημένο kW Φ/Β συλλεκτών για το νησί υπολογίζεται σε 1,295 kWh/yr. Η μελέτη βασίζεται πάνω σε έναν αλγόριθμο διαχείρισης ο καθορίζει τρία

στάδια: α) πρόβλεψη του μέσου φορτίου του συστήματος και της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ, β) προγραμματισμός της λειτουργίας για το ακόλουθο χρονικό διάστημα, γ) λειτουργία του συστήματος. Τέλος, αναπτύχθηκε μοντέλο λειτουργίας και προσομοίωσης με την αξιοποίηση του προγράμματος MATLAB. Το μοντέλο βασίζεται στο ενεργειακό ισοζύγιο μεταξύ παραγωγής, αποθήκευσης και κατανάλωσης και αγνοεί τα μεταβατικά φαινόμενα. Είσοδοι είναι οι ετήσιες χρονοσειρές φορτίου και δυναμικού ΑΠΕ και τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων του Τοπικού Σταθμού Παραγωγής (στο εξής ΤΣΠ), των μονάδων ΑΠΕ και των διατάξεων αποθήκευσης. Στη μελέτη εξετάζονται πέντε διαφορετικά σενάρια.

Αποτελέσματα – Συμπεράσματα

Σε όλα τα σενάρια η δυνητική παραγωγή των ΑΠΕ υπερκαλύπτει τη ζήτηση του φορτίου, άρα είναι αναπόφευκτη η απόρριψη σημαντικού ποσοστού της, το οποίο φτάνει μέχρι και το 72%. Η αποκοπή ισχύος αφορά κυρίως τις μεγάλες Α/Γ. Η διείσδυση ΑΠΕ κυμαίνεται στο εύρος 77-97%. Ο χρόνος λειτουργίας των συμβατικών μονάδων και παράλληλα η ετήσια κατανάλωση καυσίμου ντίζελ είναι μειωμένος. Η αποθηκευτική διάταξη διακινεί χαμηλό ποσοστό (10-15%) της συνολικής ενέργειας του φορτίου, το οποίο κυρίως τροφοδοτείται απ' ευθείας από τις μονάδες ΑΠΕ. Το γεγονός αυτό είναι θετικό καθώς αφενός περιορίζονται οι απώλειες στα συστήματα αποθήκευσης και αφετέρου μειώνεται η καταπόνησή τους. Για το βέλτιστο σενάριο οι συσσωρευτές παραμένουν πλήρως φορτισμένοι για το 50% του έτους, ενώ η λειτουργία τους σε χαμηλά επίπεδα φόρτισης είναι πολύ περιορισμένη.

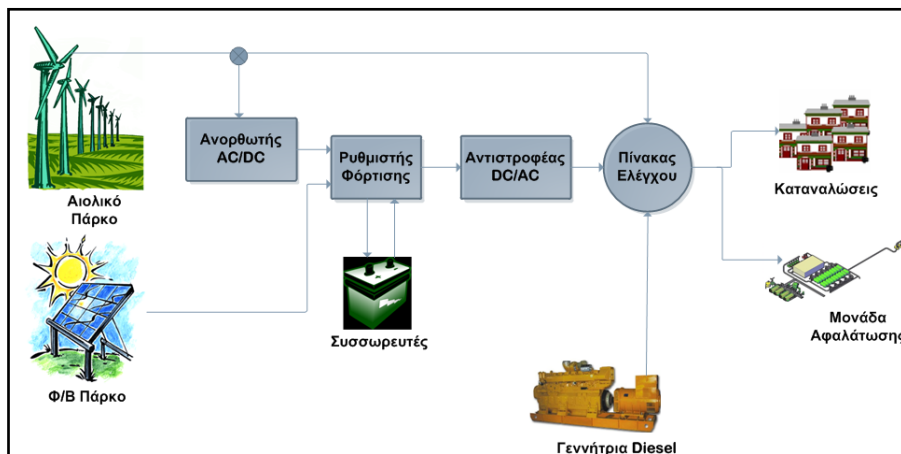
Κατά την ανάλυση ευαισθησίας που γίνεται στην εργασία παρατηρούνται τα εξής:

- η αύξηση του μεγέθους της αποθήκευσης αρχικά οδηγεί σε αύξηση της διείσδυσης, όμως στη συνέχεια σημειώνεται έντονος κορεσμός που εμφανίζεται νωρίτερα για μεγάλες εγκατεστημένες ισχύεις ΑΠΕ.
- για επίπεδα διείσδυσης μέχρι περίπου 90% το υβριδικό σύστημα μπορεί ακόμα και να μειώσει το κόστος παραγωγής του όλου συστήματος
- αντίθετα, για διεισδύσεις μεταξύ 90-95% το κόστος αυξάνεται κατά περίπου 10-20%, ενώ διεισδύσεις πάνω από 95% επιβαρύνουν δυσανάλογα το κόστος παραγωγής

- στα σενάρια υψηλής και μέσης ισχύος ΑΠΕ, λόγω κορεσμού του συστήματος, η αύξηση της Φ/Β ισχύος δεν αυξάνει σημαντικά τη διείσδυση ΑΠΕ.

2.2.2. Σχεδιασμός ΑΥΣ Α/Γ - Φ/Β - Γ/Ν για το νησί της Αστυπάλαιας

Σκοπός της εργασίας είναι η κατάθεση μιας ολοκληρωμένης πρότασης για την ενεργειακή αυτονομία περιοχών που δεν είναι συνδεδεμένες με το κεντρικό δίκτυο ηλεκτροδότησης και εξαρτώνται αποκλειστικά από ρυπογόνες πηγές ενέργειας. Συγκεκριμένα εξετάζεται η περίπτωση της ενεργειακής αυτονομίας του νησιού της Αστυπάλαιας. Προτείνεται μια υβριδική εγκατάσταση παραγωγής ενέργειας (Σχήμα 10), που αξιοποιεί την ηλιακή και αιολική ενέργεια, με χρήση σε στιγμές αδυναμίας κάλυψης του φορτίου, συσσωρευτών ή/και συμβατικών πηγών ενέργειας. Παράλληλα, οι απαιτήσεις σε ΖΝΧ θα επιτυγχάνονται από κατάλληλα διαστασιολογημένα θερμικά ηλιακά συστήματα και το πόσιμο νερό θα παρέχεται από κατάλληλης δυναμικότητας μονάδα αφαλάτωσης (Γεωργαντέας, 2011).



Σχήμα 10-Σχεδιάγραμμα του προτεινόμενου συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Μεθοδολογία Ανάλυσης – Δεδομένα

Η ανάλυση γίνεται με την χρήση των προγραμμάτων HOMMER και RETScreen. Η περιοχή παρουσιάζει υψηλό ηλιακό (μέση ηλιακή ακτινοβολία ίση με 4.82 kWh/m^2) και αιολικό δυναμικό (μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου ίση με 5.67 m/s). Η μέση ημερήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στο νησί της Αστυπάλαιας είναι 16.610 kWh ενώ οι ετήσιες ενεργειακές ανάγκες για τη θέρμανση του νερού αναμένεται να φτάσουν περίπου τις $2,773 \text{ MWh}$.

Για την κάλυψη της ζήτησης του νησιού σε ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιούνται: α) Αιολικό πάρκο με 22 Α/Γ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 7,260.00 kW με συμμετοχή στο σύστημα 76% β) Φ/Β πάνελ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 4,000.00 kW με συμμετοχή στο σύστημα 21%, γ) Γ/Ν συνολικής ισχύος 3,000.00 kW με συμμετοχή στο σύστημα 3%, δ) συσσωρευτές με ονομαστική χωρητικότητα 48,853.00 kWh που μπορούν να παρέχουν αυτονομία για 20.5 h ε) μετατροπέας τάσης συνολικής ισχύος 2,500.00 kW. Για την κάλυψη της ζήτησης του νησιού σε ΖΝΧ θα χρησιμοποιηθούν 413 θερμοσιφωνικά συστήματα.

Για την οικονομική αξιολόγηση των προτεινόμενων συστημάτων η μελέτη λαμβάνει υπόψη διάρκεια ζωής της επένδυσης 20 χρόνια, ποσό δανειοδότησης ίσο με το 50% του αρχικού κεφαλαίου, πληθωρισμό 3%, επιτόκιο αναγωγής 10%, επιτόκιο δανεισμού 8%, κυλιόμενο φόρο κόστους καυσίμου 4% και περίοδος χρέους 10 έτη.

Αποτελέσματα – Συμπεράσματα

Το τελικό σύστημα που προτείνεται από το πρόγραμμα παράγει σε ετήσια βάση 27,018 MWh ενώ 49.5% της παραγόμενης ενέργειας υπερβαίνει την ζήτηση (περίσσεια ενέργειας). Η ετήσια παραγωγή από ΑΠΕ είναι 97% επί του συνόλου.

Το κόστος της προτεινόμενης διάταξης υπολογίζετε ως εξής:

- a. Για τις 22 Α/Γ αρχικό κεφάλαιο ίσο με 8,712,000 € . Ενώ οι δαπάνες Ο&Μ υπολογίζονται 2,750,205 € για το σύνολο του κύκλου ζωής της επένδυσης.
- b. Για τα Φ/Β πάνελ αρχικό κεφάλαιο ίσο με 6,900,000.00 €. Ενώ Οι δαπάνες Ο&Μ υπολογίζονται 381,384.00 €.
- c. Για την Γ/Ν αρχικό κεφάλαιο ίσο με 750,000 €. Ενώ οι δαπάνες Ο&Μ υπολογίζονται 2,355,049 € και το κόστος καυσίμου 4,113,549 €.
- d. Για τους συσσωρευτές αρχικό κεφάλαιο ίσο με 6,428,000. Ενώ οι δαπάνες Ο&Μ υπολογίζονται 680,983 € και το κόστος αντικατάστασης στο τέλος του χρόνου ζωής τους 2,854,107 €.
- e. Για τον μετατροπέα τάσης αρχικό κεφάλαιο ίσο με 2,500,000 €. Οι δαπάνες Ο&Μ θεωρούνται μηδενικές ενώ το κόστος αντικατάστασης στο τέλος του χρόνου ζωής αναμένετε 2,301,858 €.

Το κόστος παραγωγής ενέργειας (301 €/MWh). Το εν λόγω σύστημα για εικοσαετή λειτουργία εμφανίζει NPC ίσο με 39,924,760 €, από τα οποία το 61.4% οφείλονται στο αρχικό κόστος επένδυσης, το 16% σε κόστη συντήρησης και λειτουργίας, το 10% στο κόστος καυσίμων και το 12.5% σε κόστος αντικατάστασης τμημάτων του όλου αυτόνομου συστήματος.

Στο σύστημα από την ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ μειώνετε ετησίως η λειτουργία της Γ/Ν από 8,759 σε 741. Επίσης μειώνονται οι εκπομπές σε CO₂ κατά 94% ή 16,000 tn/έτος.. Στο σενάριο όπου η Αστυπάλαια θα συνεχίζει να παράγει το 100% της απαιτούμενης ενέργειας από γεννήτριες Diesel, θα απαιτούνται ετησίως 6,591,794 λίτρα καυσίμων, δηλαδή θα υπάρχει μια διαφορά κόστους, σε σχέση με την εξεταζόμενη περίπτωση, γύρω στα 4,000,000 €. Οι υψηλές αυτές αποταμιεύσεις έχουν ως αποτέλεσμα η επένδυση του υβριδικού συστήματος Φ/Β-Α/Γ-Diesel-Συσσωρευτές να εμφανίζει ΚΠΑ στο τέλος της διάρκειας ζωής της γύρω στα 31.000.000 €. Η ανάλυση ευαισθησίας έδειξε ότι θεωρώντας ένα εύρος ευαισθησίας 50% για το αρχικό κόστος και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης και ένα εύρος ευαισθησίας 100% για τις παραμέτρους όπως, το κόστος καυσίμου, το τοκοχρεολύσιο, το επιτόκιο δανεισμού και την περίοδο δανεισμού, η ΚΠΑ φαίνεται να έχει αρνητική τιμή μόνο για το 8% όλων των πιθανών συνδυασμών των τιμών των παραπάνω παραμέτρων.

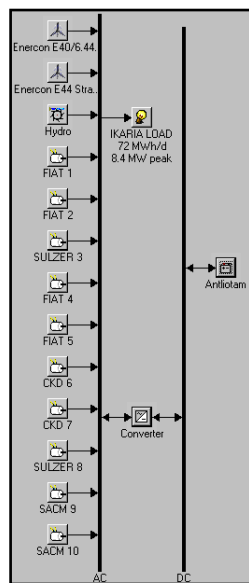
Τέλος η εργασία συμπεράνει ότι αν και η επένδυση ενός ΑΥΣ στην περιοχή της Αστυπάλαιας έχει ιδιαίτερα υψηλό αρχικό κόστος επένδυσης, σε σχέση με αυτό της παραγωγής μόνο από Γ/Ν (σχεδόν έξι φορές μικρότερο σε σχέση με τις ΑΠΕ), το κόστος στο τέλος του κύκλου ζωής της επένδυσης είναι πολύ πιο μικρό, κάνοντας την επένδυση ιδιαίτερα βιώσιμη.

2.2.3. Μελέτη του Ενεργειακού Συστήματος της Ικαρίας

Η εργασία έχει ως θέμα την μελέτη του ενεργειακού συστήματος του νησιού της Ικαρίας. Εκτός από την επισκόπηση του συγκεκριμένου συστήματος, σκοπός είναι και η γενικότερη προσέγγιση των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, και ειδικότερα ενός ΑΥΣ. Επίσης εξετάζονται οι δυνατότητες διείσδυσης επιπλέον ΑΠΕ, καθώς και η εκτίμηση της λειτουργίας του κατασκευαζόμενου Υβριδικού Έργου στην περιοχή (Κατσάφαρος, 2011).

Μεθοδολογία Ανάλυσης – Δεδομένα

Η ανάλυση γίνεται με την βοήθεια του προγράμματος προσομοίωσης HOMER. Με το εργαλείο αυτό διερευνώνται ζητήματα όπως η μελλοντική λειτουργία του συστήματος, μετά την ένταξη του κατασκευαζόμενου Υβριδικού Ενεργειακού Έργου (αιολικού - υδροηλεκτρικού) που είναι σε εξέλιξη. Το πρότυπο αυτό έργο, ισχύος μέχρι 6,8 MW, θα επιτρέπει την αποθήκευση ενέργειας, με την μορφή της αντλησιοταμίευσης, σε δεξαμενή νερού. Ενώ εξετάζονται η εξής περιπτώσεις: α) Παρούσα μορφή συστήματος, β) Ένταξη επιπλέον μονάδων ΑΠΕ στο σύστημα, γ) Εξομοίωση Υβριδικού Έργου (Σχ. 11).



Σχήμα 11-Το Υβριδικό Έργο με το υπάρχον σύστημα.

Αποτελέσματα – Συμπεράσματα

Από τη μελέτη προκύπτει το συμπέρασμα ότι συμφέρει πρωτίστως η εγκατάσταση άλλων 2 Α/Γ, και 200 kWp Φ/Β συστημάτων, αλλά δευτερευόντως και άλλων συνδυασμών, μέχρι 7 Α/Γ συνολικά στο ήδη υπάρχον σύστημα. Προκύπτουν επίσης τα εξής συμπεράσματα: (α) Το Έργο είναι οικονομικά βιώσιμο. (β) Η οικονομική επίδοση του Έργου βελτιώνεται με δέσμευση επιπλέον νερού στις δεξαμενές για αντλησιοταμίευση. (γ) Το Έργο υποστηρίζει οικονομικώς Ανεμογεννήτριες μέχρι 10 MW και Φ/Β 2.5 MWp. (δ) Το Έργο δεν επαρκεί για την μελλοντική αύξηση της κατανάλωσης, ακόμα και με επιπλέον ΑΠΕ, εκτός και αν αυξηθεί παράλληλα η ισχύς του ΤΣΠ.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 – ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ & ΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Το κεφάλαιο αυτό αναφέρεται στα επί μέρους συστήματα που θα χρησιμοποιηθούν για την δημιουργία του Αυτόνομου Υβριδικού Συστήματος. Αρχικά γίνεται αναφορά στα συστήματα που θα καλύψουν τη ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια (Φ/Β, Α/Γ, Γ/Ν). Στη συνέχεια αναλύονται τα συστήματα για παραγωγή Ζεστού Νερού Χρήσης και Θέρμανσης Χώρου (Σύστημα COMBI, Παθητικά Ηλιακά, Συστήματα καύσης βιομάζας (Θερμοδυναμικό Τζάκι).

3.1. Συστήματα παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

3.1.1. Οικιακά Φωτοβολταϊκά

Τα Φωτοβολταϊκά συστήματα παραγωγής ενέργειας (στο εξής Φ/Β) μετατρέπουν το ηλιακό φως απευθείας σε ηλεκτρική ενέργεια. Το ηλιακό φως αποτελείται από φωτόνια, τα οποία περιέχουν ποικίλα ποσά ενέργειας που αντιστοιχούν σε διαφορετικά μήκη κύματος. Όταν αυτά προσπίπτουν σε μία επιφάνεια, ένα μέρος την διαπερνά, ένα μέρος ανακλάται και ένα μέρος απορροφάται από την επιφάνεια αυτή. Όταν το φωτόνιο απορροφηθεί από μια επιφάνεια με υψηλή φωτοαγωγιμότητα (ημιαγωγός), η ενέργειά του μεταφέρεται στα ηλεκτρόνια του υλικού. Με την βοήθεια του ηλεκτρικού πεδίου που δημιουργείται στις επαφές διαφορετικών υλικών, το ηλεκτρόνιο αποδρά από την κανονική του θέση και τίθεται σε κίνηση, αφήνοντας πίσω του μία οπή. Αυτός ο ημιαγωγός ονομάζεται πλέον φωτοβολταϊκό στοιχείο. Εάν συνδέσουμε στις πλευρές του δύο ακροδέκτες και κλείσουμε το κύκλωμα, θα έχουμε τη διέλευση ηλεκτρικού ρεύματος. Μέσω αυτής της διεργασίας τα PV μετατρέπουν το φως σε ενέργεια.

Τα Φ/Β χρησιμοποιούνται σε διάφορες εφαρμογές και σε διαφορετικές τάξεις μεγέθους. Στην παρούσα εργασία το ενδιαφέρον επικεντρώνεται στην των Φ/Β σε κατοικίες. Ένα οικιστικό σύστημα παραγωγής ενέργειας από τον ήλιο μέσω των PV επιτρέπει στον ιδιοκτήτη του σπιτιού είτε να πουλήσει την παραγόμενη ενέργεια στο γενικότερο σύστημα αποκομίζοντας οικονομικό όφελος, είτε να το χρησιμοποιήσει για να μειώσει τον λογαριασμό του ηλεκτρικού ρεύματος μέσω του συμψηφισμού παραγωγής-κατανάλωσης ενέργειας (netmetering), είτε τέλος να το χρησιμοποιήσει για την αυτόνομη κάλυψη των αναγκών του σε ενέργεια, περίπτωση η οποία θα αναλυθεί στη συγκεκριμένη εργασία.

Τα απομονωμένα ή εκτός δικτύου φωτοβολταϊκά συστήματα (standalone ή off-gridconnected) διακρίνονται σε δυο κατηγορίες: τα αυτόνομα και τα υβριδικά. Αυτόνομα ονομάζονται τα συστήματα που η ενέργεια της φωτοβολταϊκής συστοιχίας, καλύπτει εξ ολοκλήρου τις ανάγκες της εγκατάστασης. Αυτά τα συστήματα βρίσκουν εφαρμογή στην ηλεκτροδότηση αγροτικών περιοχών στον αναπτυσσόμενο κόσμο. Παράλληλα αξιοποιούνται σαν μικρά συστήματα φωτισμού ενταγμένα σε

μεγαλύτερα συστήματα (π.χ. νοσοκομεία, σχολεία). Μία ακόμη χρήση βρίσκουν σε απομακρυσμένες κατοικίες και κτήρια στα οποία η επέκταση του δικτύου θα είναι πιο ακριβή από την εγκατάσταση ενός αυτόνομου συστήματος καθώς και σαν εφεδρικά συστήματα όπου συμβαίνουν διακοπές ρεύματος μεγάλης διάρκειας. Ταυτόχρονα χρησιμοποιούνται ως ηλιακά συστήματα αντλιών νερού για πόση και άρδευση, για ηλιακή απολύμανση του νερού και αφαλάτωση. Το φάσμα των εφαρμογών είναι αρκετά μεγάλο και συνεχώς αυξανόμενο. Από την άλλη, Υβριδικό σύστημα ονομάζεται όταν στην παραγωγή ενέργειας συμμετέχει και άλλη πηγή Α.Π.Ε. (π.χ. ανεμογεννήτρια) ή συμβατική πηγή καυσίμου (π.χ. ηλεκτροπαραγωγό ζεύγος). Ένα υβριδικό σύστημα μπορεί να είναι και αυτόνομο όπως είναι αντιληπτό.

3.1.2. Μικρές ανεμογεννήτριες

Η αιολική ενέργεια, υπήρξε μια από τις πρώτες πηγές ενέργειας που αξιοποίησε ιστορικά ο άνθρωπος. η εκμετάλλευση της εντοπίζεται από την αρχαιότητα στα πρώτα ιστιοφόρα πλοία και στους παραδοσιακούς ανεμόμυλους. Ωστόσο οι εφαρμογές αξιοποίησης της αιολικής ενέργειας στον οικιακό τομέα μέχρι σήμερα είναι περιορισμένες, αν και μπορούν να δώσουν σημαντικά οφέλη υπό συγκεκριμένες προϋποθέσεις.

Στη σύγχρονη εποχή, η αιολική ενέργεια βρίσκει εφαρμογή κυρίως στην ηλεκτροπαραγωγή. Αυτό επιτυγχάνεται με τις ανεμογεννήτριες οι οποίες μετατρέπουν, σε πρώτο στάδιο, την κινητική ενέργεια του ανέμου σε μηχανική και ακολούθως σε ηλεκτρική. Εφαρμογές των ανεμογεννητριών για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας συνήθως συναντάμε σε αιολικά πάρκα μικρής ή μεγαλύτερης κλίμακας, τα οποία τροφοδοτούν το κεντρικό δίκτυο ανάλογα με την παραγωγή τους και τις ανάγκες του συστήματος. Οι ανεμογεννήτριες αυτές ονομάζονται συνδεδεμένες με το δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρισμού. Στην περίπτωση αυτή η παραγόμενη ενέργεια πωλείται στο δίκτυο. Δεν χρειάζεται η αποθήκευση της ενέργειας σε μπαταρίες, απαιτείται όμως η εγκατάσταση μετατροπέα. Επίσης υπάρχουν ανεμογεννήτριες κυρίως μικρής κλίμακας (400 W μέχρι 10 kW) που μπορούν να εφαρμοστούν για την τροφοδότηση εγκαταστάσεων με μικρές απαιτήσεις (π.χ. για την ικανοποίηση οικιακών καταναλώσεων). Οι εφαρμογές αυτές είναι αυτόνομες (μη συνδεδεμένες με το δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρισμού). Είναι ιδανικές για κατοικίες απομακρυσμένες από το δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Στην

περίπτωση αυτή απαιτούνται συσσωρευτές (μπαταρίες) για την αποθήκευση της ενέργειας, καθώς και εγκατάσταση μετατροπέα συνεχούς ρεύματος σε εναλλασσόμενο. Η περίπτωση αυτών των συστημάτων θα εξετασθεί και στην παρούσα εργασία, καθώς ανταποκρίνεται στις απαιτήσεις της προτεινόμενης εγκατάστασης.

Η χρήση μικρών ανεμογεννητριών συνιστάται σε μη αστικές περιοχές. Η εγκατάσταση τους απαιτεί μια ελεύθερη έκταση γύρω από αυτές, χωρίς εμπόδια που να επηρεάζουν την έκθεση τους στον άνεμο, έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η αποδοτική λειτουργία τους.

3.1.3. Γεννήτρια πετρελαίου

Μια γεννήτρια ντίζελ είναι ο συνδυασμός μιας μηχανής diesel και μίας ηλεκτρικής γεννήτριας (συντά με εναλλάκτη) για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Χρησιμοποιείται για τη μετατροπή της θερμικής ενέργειας που απελευθερώνεται κατά την καύση του καυσίμου (πετρελαίου ντίζελ στην περίπτωση μας) σε κινητική και στην συνέχεια μέσω του ηλεκτρικού εναλλάκτη σε ηλεκτρική, τροφοδοτώντας το δίκτυο με ηλεκτρική ενέργεια.

Ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη ντίζελ χρησιμοποιούνται συνήθως σε χώρους χωρίς σύνδεση με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας ή ως εγκαταστάσεις εφεδρείας (έκτακτης ανάγκης) παροχής ρεύματος. Εάν το δίκτυο πέφτει για κάποιο λόγο, σκοπός είναι η απρόσκοπτη λειτουργία του χώρου που καλύπτει. Η «Εφεδρεία» ή «Εφεδρική παροχή» τροφοδοτεί φορτία που απαιτούν ισχύ μετά την πτώση της κύριας παροχής, η οποία μπορεί να διαρκέσει από μερικά δευτερόλεπτα ή να είναι και μακράς διάρκειας. Η Εφεδρεία έχει σχετικά υψηλό κόστος εγκατάστασης και συντήρησης αλλά είναι αναγκαία και πρέπει να είναι διαθέσιμη σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης. Στα αυτόνομα υβριδικά συστήματα με ΑΠΕ, το ηλεκτροπαραγωγό ζεύγος είναι αυτό που θα σταθεροποιήσει την εγκατάσταση και θα τροφοδοτήσει με ηλεκτρική ενέργεια το σύστημα όταν τα συστήματα ΑΠΕ δεν μπορούν να καλύψουν τα φορτία ή όταν η ζήτηση σε ενέργεια αυξάνεται κατακόρυφα λόγω της χρήσης του κτηρίου.

Αυτό που θα πρέπει να γίνει με προσοχή είναι η σωστή διαστασιολόγηση του ηλεκτροπαραγωγού ζεύγους, ώστε να μπορεί να ανταποκριθεί στα pick ζήτησης διασφαλίζοντας με αυτόν τον τρόπο την σταθερότητα του συστήματος.

3.1.4. Συσσωρευτές (μπαταρίες)

Ένα μέρος της ενέργειας που παράγεται από τις ΑΠΕ είναι ανάγκη να αποθηκευτεί, ώστε να χρησιμοποιηθεί όταν το απαιτήσει το σύστημα. Για παράδειγμα τα Φωτοβολταϊκά παράγουν ενέργεια μόνο κατά τη διάρκεια της ημέρας με αποτέλεσμα εάν δεν μετά τη δύση του ήλιου ή κατά τη διάρκεια συνεχών ημερών με νεφελώδη ουρανό, να μην προσφέρουν στο σύστημα. Με την αποθήκευση μέρους της ενέργειας που παράγουν όμως κατά τη διάρκεια της ημέρας, αυξάνουν την απόδοσή τους, αφού χρησιμοποιείται αυτή η ενέργεια από το σύστημα όταν απαιτηθεί (Μαρκάτου, 2011). Για την αποθήκευση αυτή χρησιμοποιούνται κατά κύριο λόγο οι επαναφορτιζόμενοι συσσωρευτές (μπαταρίες). Κάποιοι τύποι επαναφορτιζόμενων μπαταριών που υπάρχουν στην αγορά είναι οι μπαταρίες μολύβδου-οξέος, νικελίου-καδμίου, νικελίου-υδριδίου μετάλλου και ιόντων λιθίου. Από αυτές οι πρώτες χρησιμοποιούνται κυρίως στα αυτόνομα υβριδικά ενεργειακά συστήματα ενώ οι υπόλοιπες χρησιμοποιούνται κυρίως σε μικρές συσκευές όπως ρολόγια, ραδιόφωνα, φορητούς υπολογιστές κλπ. Οι μπαταρίες είναι δοχεία. Μία μπαταρία μολύβδου-οξέος είναι γεμάτη με αραιωμένο θειικό οξύ (H_2SO_4) που λειτουργεί ως ηλεκτρολύτης. Μέσα στον ηλεκτρολύτη υπάρχουν τοποθετημένες δύο πλάκες αντίθετης πολικότητας που λειτουργούν ως ηλεκτρόδια. Αυτές αποτελούνται από το ενεργό υλικό και το πλέγμα. Το ενεργό υλικό προσφέρει την επιφάνεια στην οποία γίνεται η ηλεκτροχημική αντίδραση και είναι ουσιαστικά η αποθήκη ενέργειας, ενώ το πλέγμα είναι ένα πλαίσιο από κράμα μολύβδου και είναι καλός αγωγός του ηλεκτρικού ρεύματος. Για την αποφυγή αγωγίμης επαφής του θετικού ηλεκτροδίου με το αρνητικό χρησιμοποιείται ένα απομονωτικό μέσο το οποίο ονομάζεται "διαχωριστής". Τέλος στην μπαταρία υπάρχουν οι πόλοι, δηλαδή οι εξωτερικές ηλεκτρικές συνδέσεις της (Παγγέλα, 2012).

3.2. Συστήματα θέρμανσης και ZNX

3.2.1. Ενεργητικά Ηλιακά Συστήματα - Ηλιακός Θερμοσίφωνας

Ο ηλιακός θερμοσίφωνας είναι ένα ενεργητικό ηλιοθερμικό σύστημα παραγωγής Ζεστού Νερού Χρήσης (στο εξής ZNX), που αξιοποιεί την ηλιακή ενέργεια. Χρησιμοποιείται ευρύτατα στις χώρες που έχουν μεγάλη ηλιοφάνεια, όπως για παράδειγμα οι χώρες της Μεσογείου. Ο ηλιακός θερμοσίφωνας είναι η απλούστερη

και η γνωστότερη ηλιακή συσκευή. Κατά την λειτουργία του εκμεταλλεύεται την λεγόμενη «αρχή του θερμοσίφωνου», δηλαδή το φυσικό φαινόμενο της ροής των ρευστών λόγω διαφοράς θερμοκρασίας (διαφοράς πυκνότητας). Το θερμό νερό έχει την τάση να ανεβαίνει προς τα πάνω. Έτσι επιτυγχάνεται με φυσικό τρόπο -χωρίς αντλία (κυκλοφορητή) - η συνεχής ροή του νερού από το θερμότερο σημείο (ηλιακοί συλλέκτες) προς το ψυχρότερο (δοχείο νερού), μέχρις ότου τα δύο σημεία να αποκτήσουν παρόμοιες θερμοκρασίες. Για να επιτευχθεί αυτό, το ψυχρότερο σημείο να είναι ψηλότερα από το θερμότερο σημείο. Για το λόγο αυτό, όλοι οι ηλιακοί θερμοσίφωνες έχουν τη δεξαμενή αποθήκευσης πάντα ψηλότερα από τους ηλιακούς συλλέκτες. Η θέρμανση του νερού επιτυγχάνεται με την εκμετάλλευση του φαινομένου του θερμοκηπίου που αναπτύσσεται στους συλλέκτες του ηλιακού.

Η συνολική απόδοση του ηλιακού θερμοσίφωνα εξαρτάται από τη θερμοκρασία του περιβάλλοντος, από το ποσοστό νέφωσης και από την σωστή θερμική μόνωση του συστήματος.

Μέρη ηλιακού θερμοσίφωνα

Οι ηλιακοί θερμοσίφωνες, ανεξάρτητα από το είδος τους (ανοικτού ή κλειστού κυκλώματος), αποτελούνται από δύο βασικά μέρη:

- α) Το τμήμα συλλογής, που το αποτελούν οι ηλιακοί συλλέκτες (η επιφάνεια απορρόφησης της ηλιακής ακτινοβολίας).
- β) Το τμήμα αποθήκευσης, που είναι το δοχείο νερού (η δεξαμενή αποθήκευσης του ζεστού νερού).

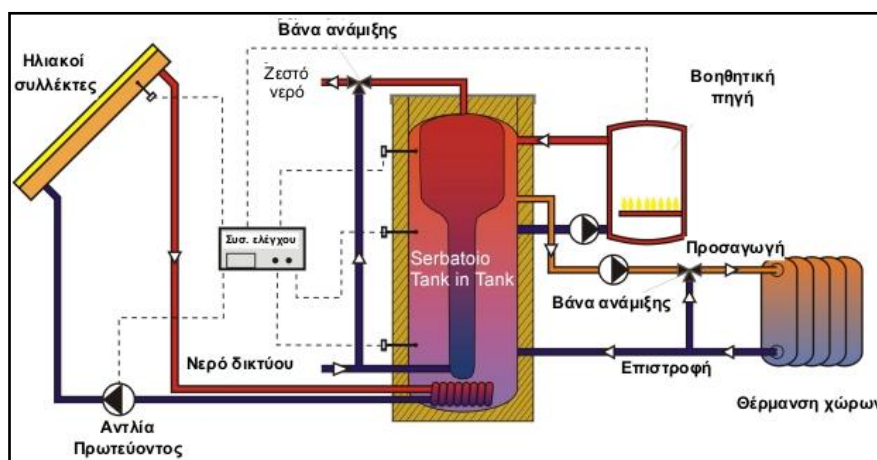
Τα δύο αυτά μέρη είναι συναρμολογημένα μαζί (με το δοχείο νερού πάντα σε ψηλότερο σημείο από τους ηλιακούς συλλέκτες) και συνδέονται μεταξύ τους με σωληνώσεις. Σε μεγαλύτερα ηλιακά συστήματα μπορούν να είναι και χωριστά (οι ηλιακοί συλλέκτες στην ταράτσα ή στην κεραμοσκεπή και η δεξαμενή σε άλλο χώρο) και να χρησιμοποιούνται αντλίες (κυκλοφορητές) για την κυκλοφορία του ζεστού νερού.

Η δεξαμενή αποθήκευσης μπορεί να διαθέτει και ηλεκτρική αντίσταση με θερμοστάτη, για να μπορεί να παράγεται ζεστό νερό όταν επικρατεί κρύο και συννεφιά. Οι καλύτερης ποιότητας ηλιακοί θερμοσίφωνες διαθέτουν και μερικά

πρόσθετα εξαρτήματα ασφαλείας και ελέγχου, όπως η βαλβίδα υπερπίεσης ή αυτόματα εξαεριστικά.

3.2.2. Συστήματα Combi

Τα ηλιακά συστήματα που υποβοηθούν τη θέρμανση χώρων, παρότι δεν είναι ακόμη ιδιαίτερα γνωστά στη χώρα μας, αναπτύσσονται με ταχείς ρυθμούς σε άλλες Ευρωπαϊκές χώρες όπως η Αυστρία και η Γερμανία. Επιπροσθέτως, η ανάγκη για εξοικονόμηση ενέργειας και περιορισμό των εκπομπών CO₂ επιβάλλει την επέκταση των εφαρμογών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας σε νέους τομείς.



Σχήμα 12-ενδεικτικό σχηματικό διάγραμμα ενός συστήματος combi

Τα ηλιακά συστήματα τα οποία παράλληλα με την παραγωγή νερού χρήσης υποβοηθούν τη θέρμανση χώρων (για τα οποία έχει επικρατήσει ο όρος “solarcombi-systems” ή απλά “combi”) προσφέρουν υψηλή απόδοση παράλληλα με χαμηλές εκπομπές CO₂ στο περιβάλλον.

Οι προσομοιώσεις για τον Ελληνικό χώρο έδειξαν ότι τα συστήματα combi μπορούν να συνδυαστούν με συμβατικά συστήματα θέρμανσης, δίνοντας αξιόλογα ενεργειακά αποτελέσματα και καλύψεις του συνολικού θερμικού φορτίου που φτάνουν το 40 με 50% (Αηδόνης, κ.α., 2005). Ανάλογα ενθαρρυντικά αποτελέσματα υπήρξαν και από σε προσομοίωση τριών συστημάτων στην Βόρεια Ελλάδα (Argiriouetal, 1996). Το σύστημα COMBI εκμεταλλεύεται την θερμική ενέργεια από τον ήλιο με αποτέλεσμα να υποβοηθά το δίκτυο εξοικονομώντας πόρους κατά την λειτουργία του συστήματος. Οι εφαρμογές της εν λόγω διάταξης είναι πολλαπλές, και ιδιαίτερα στην

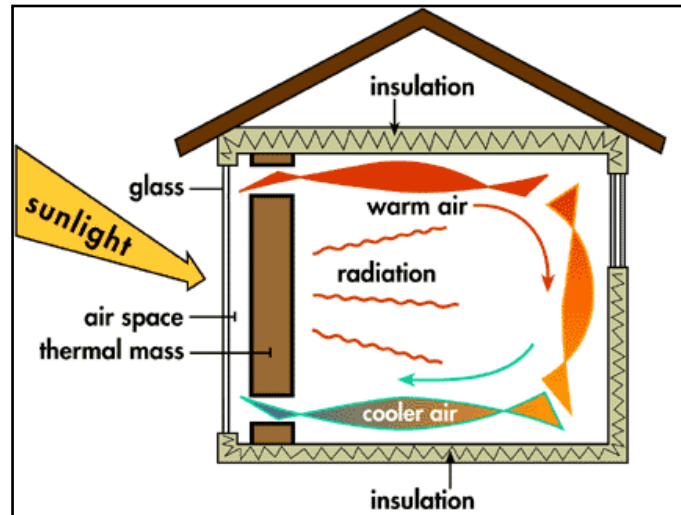
χώρα μας μπορεί να αυξήσει κατακόρυφα την απόδοση του συστήματος θέρμανσης και ΖΝΧ.

3.2.3. Παθητικά Ηλιακά Συστήματα

Τα παθητικά ηλιακά συστήματα που εφαρμόζονται σε κτήρια (κατοικίες, επιχειρήσεις κλπ) αξιοποιούν την ηλιακή ενέργεια με σκοπό την θέρμανση των χώρων το χειμώνα με φυσικό τρόπο. Επίσης παρέχουν φυσικό φωτισμό λόγω του τρόπου κατασκευής τους.

Τα παθητικά ηλιακά συστήματα θέρμανσης συλλέγουν την ηλιακή ενέργεια, την αποθηκεύουν υπό μορφή θερμότητας και τη διανέμουν στο χώρο. Η συλλογή της ηλιακής ενέργειας βασίζεται στο φαινόμενο του θερμοκηπίου και ειδικότερα, στην είσοδο της ηλιακής ακτινοβολίας μέσω του γυαλιού ή άλλου διαφανούς υλικού και τον εγκλωβισμό της προκύπτουσας θερμότητας στο εσωτερικό του χώρου που καλύπτεται από το γυαλί. Όλα τα παθητικά ηλιακά συστήματα πρέπει να έχουν νότιο προσανατολισμό, ώστε να υπάρχει ηλιακή πρόσπτωση στα ανοίγματα κατά τη μεγαλύτερη διάρκεια της ημέρας το χειμώνα.

Το συνηθέστερο παθητικό ηλιακό σύστημα (σύστημα άμεσου κέρδους) βασίζεται στην αξιοποίηση των παραθύρων κατάλληλου προσανατολισμού, σε συνδυασμό με την κατάλληλη θερμική μάζα (βαριά υλικά, όπως πέτρα, πλάκες, μπετόν στους τοίχους και στα δάπεδα, χωρίς να είναι καλυμμένα, π.χ. από χαλιά). Η τελευταία απορροφά μέρος της θερμότητας και την «προσφέρει» στο χώρο αργότερα, έτσι ώστε να διατηρείται ο χώρος θερμός για πολλές ώρες. Ένα νότιο οριζόντιο σκίαστρο μπορεί να εμποδίσει τον καλοκαιρινό ήλιο που έρχεται από πιο ψηλά να μπει απευθείας στο χώρο.



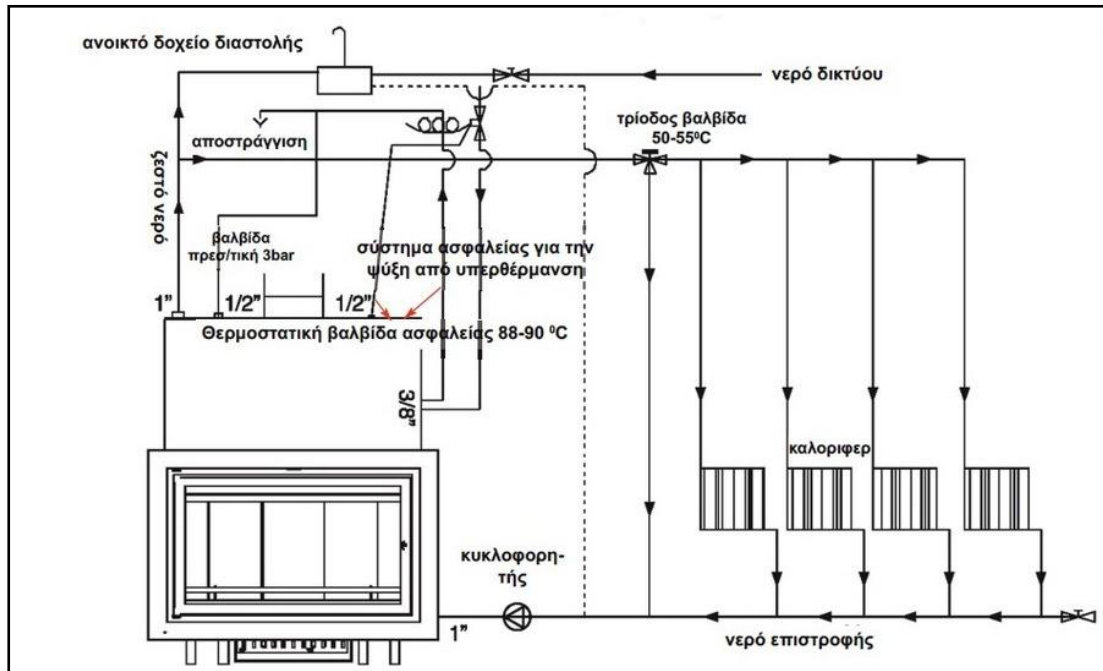
Εικόνα2 - PASSIVE SOLAR HEATING - πηγή: <http://www.iklimnet.com/>

Τα υπόλοιπα παθητικά συστήματα είναι συστήματα έμμεσου κέρδους και ταξινομούνται στις παρακάτω κατηγορίες:

- Ηλιακοί τοίχοι : Έχουν στην εξωτερική τους πλευρά, σε μικρή απόσταση από την τοιχοποιία τζάμι (υαλοπίνακα), και λειτουργούν ως ηλιακοί συλλέκτες, μεταφέροντας τη θερμότητα είτε μέσω του υλικού του τοίχου (*τοίχος θερμικής αποθήκευσης*) είτε μέσω θυρίδων (*θερμοσιφωνικόπανέλο*) στον εσωτερικό χώρο. Συνδυασμός των δύο λειτουργιών είναι ο τοίχος μάζας με θυρίδες *τοίχος Trombe - Michel* .
- Θερμοκήπια (ηλιακοί χώροι) : Είναι κλειστοί χώροι που ενσωματώνονται σε νότια τμήματα του κτιριακού κελύφους και περιβάλλονται από υαλοστάσια. Η ηλιακή θερμότητα από το θερμοκήπιο μεταφέρεται στους κυρίως χώρους του κτιρίου μέσω ανοιγμάτων ή και διαπερνά τον τοίχο.
- Ηλιακά αίθρια: είναι εσωτερικοί χώροι του κτιρίου οι οποίοι έχουν στην οροφή τους τζάμι και λειτουργούν όπως τα θερμοκήπια.

Όλα τα Παθητικά Ηλιακά Συστήματα πρέπει να συνδυάζονται με την απαιτούμενη θερμική προστασία (θερμομόνωση) και την απαιτούμενη θερμική μάζα του κτηρίου, η οποία αποθηκεύει και αποδίδει τη θερμότητα στο χώρο με χρονική υστέρηση, ομαλοποιώντας έτσι την κατανομή της θερμοκρασίας μέσα στο εικοσιτετράωρο. Τα παθητικά ηλιακά συστήματα θα πρέπει το καλοκαίρι να συνδυάζονται με ηλιοπροστασία και συχνά με δυνατότητα αερισμού.

3.2.4. Σύστημα Βιομάζας (Ενεργειακό Τζάκι)



Εικόνα 3 – Διάγραμμα εγκατάστασης Θερμοδυναμικής Εστίας

Τα συμβατικά τζάκια έχουν χαμηλό βαθμό απόδοσης (περίπου 10%) και αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η καύση τους είναι ανεξέλεγκτη (περίπου 60-100 m³ αέρα ανά ώρα κατά κιλό ξύλου), με περίσσεια οξυγόνου το οποίο χρησιμοποιείτε χωρίς κανέναν περιορισμό. Παράλληλα, τα συμβατικά τζάκια αποβάλλουν το μεγαλύτερο ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας τους στο εξωτερικό περιβάλλον, ενώ η ενέργεια την οποία εκμεταλλεύονται περιορίζεται μόνο στο ποσό της ακτινοβολίας που κατευθύνεται προς το εσωτερικό περιβάλλον. Τα τζάκια αυτά χαρακτηρίζονται από μεγάλη κατανάλωση σε ξύλο, γεγονός που επιβαρύνει όχι μόνο τον οικονομικό προϋπολογισμό του χρήστη, αλλά και το περιβάλλον με τις μεγάλες εκπομπές που παράγουν, υπεύθυνες για μία σειρά περιβαλλοντικών προβλημάτων, όπως είναι η αιθαλομίχλη.

Από την άλλη, τα ενεργειακά θερμοδυναμικά τζάκια πραγματοποιούν ελεγχόμενη καύση μέσω της ρύθμισης του οξυγόνου που καταναλώνουν. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω του κλεισίματος της εστίας με την χρήση ειδικής πυράντοχης πόρτας, η οποία όμως επιτρέπει σε ορισμένη ποσότητα αέρα να εισχωρήσει στον χώρο της καύσης (περίπου 6-8 m³ ανά ώρα ανά κιλό ξύλου) επιβραδύνοντας ή αυξάνοντας την ταχύτητα της καύσης ανάλογα με το τι θέλουμε να πετύχουμε. Ουσιαστικά, επειδή

στην περίπτωση του τζακιού είναι αδύνατον να ρυθμιστεί η ποσότητα του καυσίμου, αντ' αυτού ρυθμίζεται η ποσότητα του αέρα, άρα και του οξυγόνου που εισέρχεται στον χώρο καύσης, ελέγχοντας με αυτό τον τρόπο την ταχύτητα καύσης.

Επίσης, εφαρμόζοντας στα θερμοδυναμικά τζάκια διαφορετικές τεχνικές η ενέργεια τους μπορεί να αξιοποιηθεί είτε για θέρμανση Χώρου (στο εξής ΘΧ) είτε για κάλυψη των αναγκών σε Ζεστά Νερά Χρήσης (στο εξής ΖΝΧ). Η θέρμανση χώρου επιτυγχάνεται με δυο μεθόδους, είτε αερόθερμα είτε με την χρήση θερμικού μέσου που μεταφέρεται με κυκλοφορητή στα θερμαντικά πάνελ (τζάκι λέβητας).

Όλα τα παραπάνω αυξάνουν κατακόρυφα την απόδοση των εν' λόγω τζακιών που κινείται μεταξύ 50 – 70%, ενώ από την επιβράδυνση στην καύση σε συνδυασμό με τα συστήματα δευτερογενούς καύσης μειώνονται δραστικά οι εκπομπές αέριων ρύπων στο περιβάλλον.

Στην παρούσα εργασία, στον σχεδιασμό του προτεινόμενου συστήματος θα χρησιμοποιηθεί ως σύστημα βιομάζας ένα τζάκι λέβητα, το οποίο θα συνδεθεί παράλληλα με έναν καυστήρα-λέβητα πετρελαίου με σκοπό την ΘΧ τον χειμώνα, καθώς και την παραγωγή ΖΝΧ. Τα ΖΝΧ τους καλοκαιρινούς μήνες θα καλύπτονται από ηλιακό θερμοσίφωνα.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 - ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ ΑΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στο κεφάλαιο αυτό γίνεται αναλυτική παρουσίαση των δεδομένων τόσο της περιοχής μελέτης όσο και του προς εξέταση κτηρίου. Στη συνέχεια γίνεται εκτενής αναφορά στην προσομοίωση του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσα από το πρόγραμμα HOMER. Παρουσιάζονται τα βέλτιστα αποτελέσματά από την προσομοίωση και γίνεται εκτενής σχολιασμός τους. Η ίδια διαδικασία ακολουθείτε και για το σύστημα ΘΧ και ΖΝΧ, μόνο που αυτή η ανάλυση γίνεται με το πρόγραμμα Retscreen.

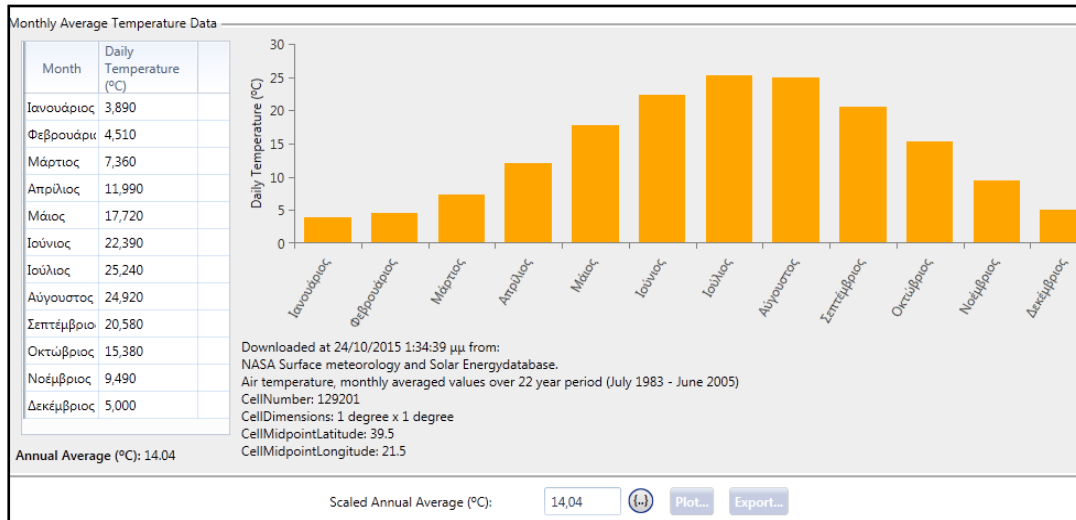
4.1. Ανάλυση δεδομένων του προς μελέτη κτηρίου

4.1.1. Περιοχή Μελέτης

Η περιοχή εφαρμογής της μελέτης του ΑΥΣ είναι η ορεινή περιοχή του παραδοσιακού οικισμού του Μετσόβου. Η συγκεκριμένη περιοχή εμφανίζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον λόγω της ενεργειακής της ταυτότητας. Οι ορεινές περιοχές είναι σαφώς διαφοροποιημένες από τις αντίστοιχες περιοχές με χαμηλότερο υψόμετρο, κυρίως λόγω των μεταβολών των κλιματικών συνθηκών συναρτήσει του υψομέτρου. Το υψόμετρο, αποτελεί το δεύτερο σε σημαντικότητα παράγοντα διαμόρφωσης του κλίματος μετά το γεωγραφικό πλάτος. Σε γενικές γραμμές, στα ορεινά των μεσογειακών περιοχών, αυξανόμενου του υψομέτρου, μειώνεται η μέση θερμοκρασία, αυξάνονται οι βροχοπτώσεις και μειώνεται η σχετική υγρασία (Parish, 2002). Το Μέτσοβο βρίσκεται στο νομό Ιωαννίνων στις βόρειες πλαγιές, ανάμεσα στα βουνά της μεγαλύτερης οροσειράς της Ελλάδος, της Πίνδου. Το σενάριο της μελέτης που εξετάζεται αναφέρεται σε κατοικία που βρίσκεται έξω από τον οικισμό, σε απομακρυσμένο σημείο, που η σύνδεση με το κεντρικό δίκτυο ηλεκτροδότησης είναι ιδιαίτερα κοστοβόρα.

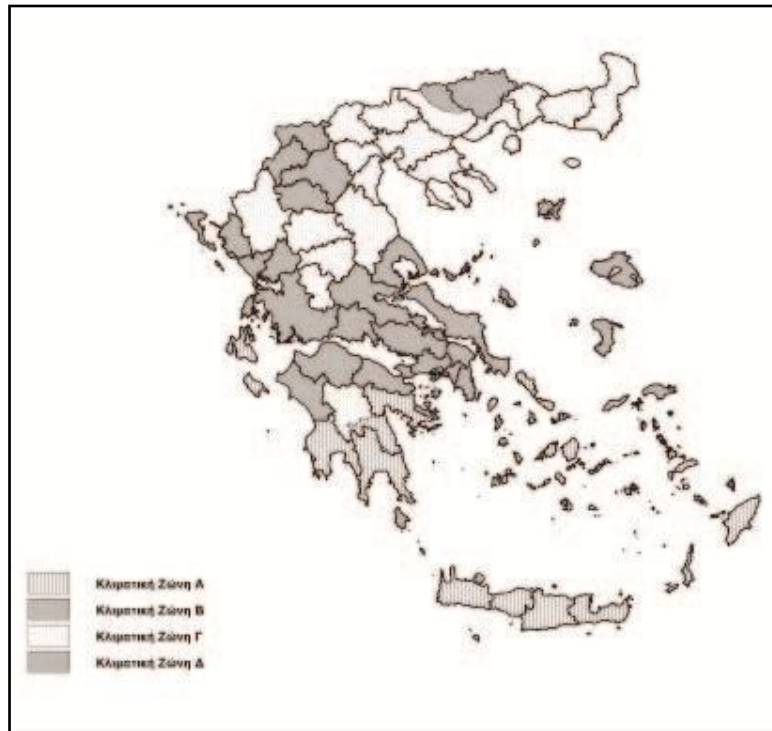
4.1.1.1. Κλιματολογικά στοιχεία

Στην ευρύτερη περιοχή του Μετσόβου λειτουργεί τοπικός μετεωρολογικός σταθμός από τον οποίο μπορούν να αντληθούν δεδομένα σχετικά με τις κλιματολογικές συνθήκες που επικρατούν εκεί. Επίσης, το πρόγραμμα Homer Pro διαθέτει πλούσιες βιβλιοθήκες άντλησης δεδομένων από τα κλιματολογικά εργαστήρια της NASA. Η ετήσια θερμοκρασία στην περιοχή κυμαίνεται από 30.4 C° έως -9.7 C°, ενώ η μέση τιμή της είναι 14.4C°.



Διάγραμμα 1-Μηνιαία θερμοκρασία για την περιοχή του Μετσόβου

Η ταχύτητα του ανέμου είναι περίπου 4,3m/s ενώ στις κορυφογραμμές των ορεινών όγκων είναι κατά μέσο όρο μεγαλύτερη από 6.0 m/s. Η εκτιμώμενη ηλιακή ακτινοβολία είναι κατά μέσο όρο 4,14 kWh/m² για το οριζόντιο επίπεδο. Πρέπει να τονιστεί, ότι οι ανωτέρω τιμές ηλιακής ακτινοβολίας, είναι σημαντικές, αν και σαφώς μικρότερες από τις αντίστοιχες λ.χ. στα νησιά του Αιγαίου. Όμως, λόγω του ότι η προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία κατά το μεγαλύτερο βαθμό εξαρτάται από το γεωγραφικό πλάτος, η γεωγραφική θέση της Ελλάδας είναι τέτοια, που ακόμη και στις ορεινές περιοχές, η αξιοποιήσιμη ηλιακή ενέργεια κάθε άλλο παρά αμελητέα είναι (N. Κατσουλάκος, 2009). Το Μέτσοβο ανήκει στην κλιματική ζώνη Δ (Σχήμα 13) βάσει του άρθρου 6 του Κανονισμού Ενεργειακής Απόδοσης Κτηρίων (στο εξής KENAK), που είναι και η δυσμενέστερη περιοχή από πλευράς βαθμομερών θέρμανσης (KENAK, 2010).



Σχήμα 13 - Σχηματική Απεικόνιση κλιματικών ζωνών ελληνικής επικράτειας (πηγή: ΚΕΝΑΚ)

4.1.1.2. Εδαφολογικά στοιχεία

Η περιοχή του Μετσόβου χαρακτηρίζεται από την ποικιλομορφία στο γεωμορφολογικό της ανάγλυφο, τόσο στο επίπεδο του εδάφους όσο και στο επίπεδο του υπεδάφους. Το πολυσχιδές ανάγλυφο της περιοχής εμφανίζεται με παραδείγματα ορεινών όγκων αλλά και σε εύρος επιφανειακών και υπόγειων υδάτων. Τμήματα της οροσειράς της Βόρειας Πίνδου αναπτύσσονται γύρω από την ευρύτερη περιοχή του Μετσόβου. Αυτά είναι το Μαυροβούνι (υ: 2.159μ.) στα βόρεια της περιοχής μελέτης, νότια –το ψηλότερο βουνό στο Μέτσοβο- ο Λάκμος ή Περιστέρι (υ: 2.295μ.), τα βουνά του Ζυγού (υ: 1.746μ.) ανατολικά και η Τσούκα Ρόσα (υ: 1.987μ.) βορειοδυτικά.



Σχήμα 14 - Δυτική άποψη του οικισμού Μετσόβου.

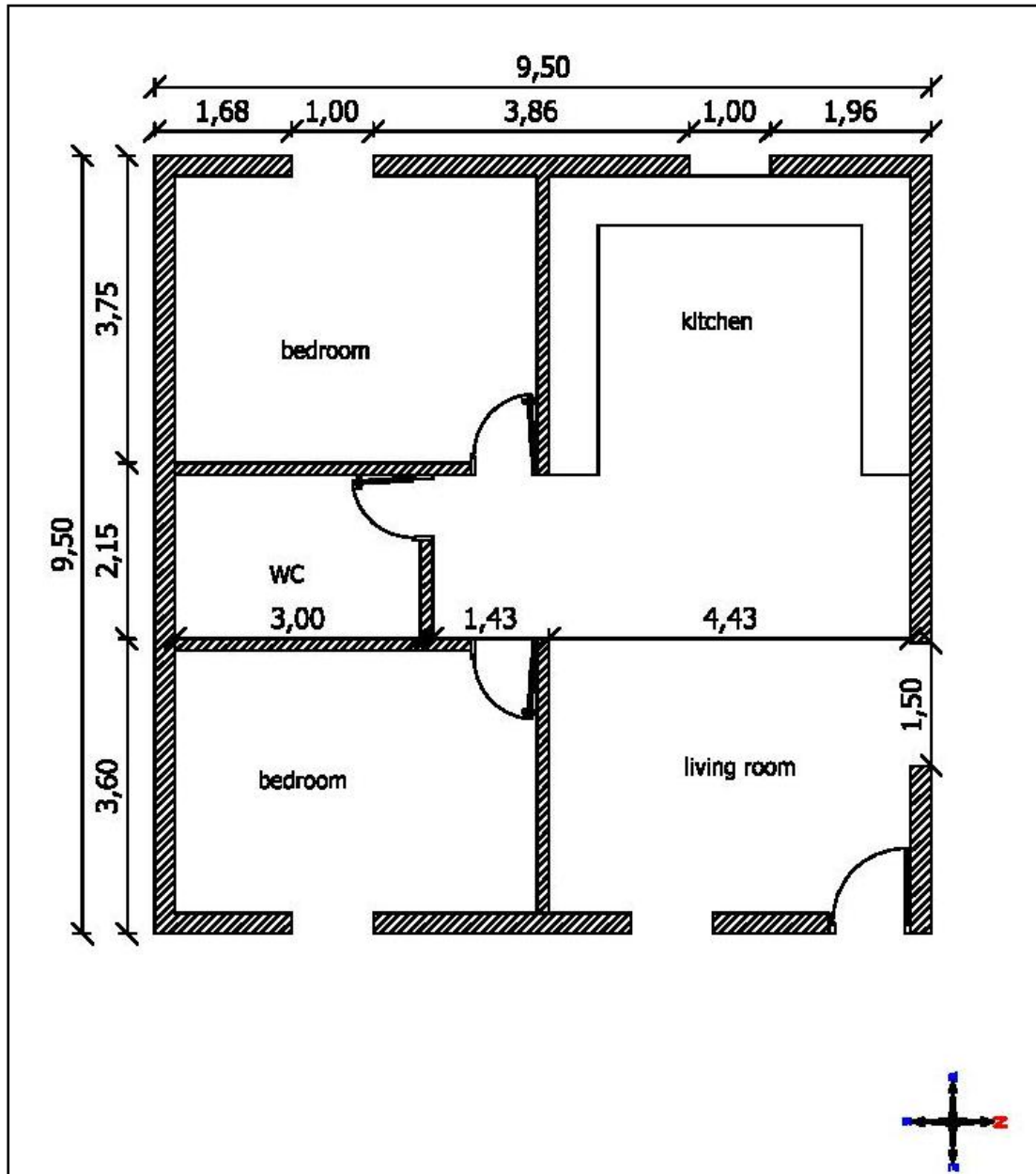
Στην περιοχή αποτυπώνεται και ένα πυκνό υδρογραφικό δίκτυο, με πέντε υδρολογικές λεκάνες (λεκάνες απορροής) του Αλιάκμονα, του Άραχθου, του Αχελώου, του Αώου και του Πηνειού να συναντώνται εκεί. Από αυτά τα ποτάμια συστήματα απορροής πηγάζει ο παραπόταμος του Αράχθου, ο Μετσοβίτικος ποταμός και σε μικρή απόσταση οι παραπόταμοι του Πηνειού και του Αλιάκμονα, καθώς και ο Αχελώος. Επιπλέον, η τεχνητή λίμνη του Αώου, η οποία τοποθετείται μεταξύ των περιοχών Γρεβενιτίου, Χρυσοβίτσας και Μετσόβου, ήρθε να ενισχύσει ποσοτικά τα ήδη υπάρχοντα ρέματα και χείμαρρους. Ως αμιγώς ορεινή περιοχή το Μέτσοβο υστερεί σε πεδινές εκτάσεις οι οποίες περιορίζονται κατά μήκος του Μετσοβίτικου ποταμού. Επίσης, συναντάμε μικρά οροπέδια τα οποία χρησιμοποιούνται ως βοσκότοποι. Ο υπόλοιπος γεωμορφολογικός διάκοσμος παίρνει τη μορφή πυκνών δασών αλλά και γυμνών, ορεινών πλαγιών. Γεωλογικά η περιοχή ανήκει στη ζώνη της Πίνδου με κυριότερα πετρώματα τους ασβεστόλιθους, τον φλύσχη και τους οφειόλιθους (Δ. Μετσόβου, 2014).

4.1.2. Γενική Περιγραφή κτηρίου

Το κτήριο που εξετάζεται στο βασικό σενάριο της εργασίας είναι μια τυπική κατοικία στην οποία διαμένει μια τετραμελής οικογένεια. Το κτήριο είναι σύγχρονο και συμμορφώνεται στις απαιτήσεις του Κανονισμού Ενεργειακής Απόδοσης Κτηρίων (ΚΕΝΑΚ).

4.1.2.1. Γενικά στοιχεία κτηρίου

Το υπό μελέτη κτήριο βρίσκεται έξω από τον οικισμό του Μετσόβου, σε απομακρυσμένη περιοχή από το δίκτυο της ΔΕΗ. Πρόκειται για μια ισόγεια τυπική μονοκατοικία συνολικού εμβαδού κύριας χρήσης 81 τμ, αποτελούμενη από δύο υπνοδωμάτια, λουτρό, ενιαίο χώρο κουζίνας και σαλονιού όπως φαίνεται στο Σχήμα 15. Κατά την κατασκευή της, από αρχιτεκτονικής άποψης, λήφθηκαν υπόψη όλα τα προβλεπόμενα που ισχύουν για τον παραδοσιακό οικισμό του Μετσόβου. Ο εσωτερικός σχεδιασμός και η διαμόρφωση των χώρων στο κτήριο έχουν γίνει με γνώμονα την μέγιστη εκμετάλλευση ή την αποφυγή της ηλιακής ακτινοβολίας ανάλογα με την εποχή. Οι κύριοι χώροι έχουν νότιο προσανατολισμό. Στον ανατολικό προσανατολισμό είναι τοποθετημένη η κουζίνα έτσι ώστε κατά τους χειμερινούς μήνες να είναι δυνατή η αξιοποίηση της ηλιακής ακτινοβολίας κατά τις πρωινές ώρες, ενώ κατά την περίοδο του θέρους η χρήση των χώρων θα είναι ευχάριστη προτού η εξωτερική θερμοκρασία να έχει ανέβει αισθητά. Τα δωμάτια θα τοποθετηθούν στους δυτικούς προσανατολισμούς έτσι ώστε να είναι δυνατή η χρήση του φυσικού δροσισμού ακόμη και τις πρώτες πρωινές ώρες κατά τη θερινή περίοδο. Στον περιβάλλοντα χώρο δεν υπάρχουν άλλα κτήρια που να σκιάζουν τον χώρο. Άρα το κτήριο είναι πανταχόθεν ελεύθερο. Στο οικόπεδο που βρίσκεται η κατοικία υπάρχουν περίπου 300 τμ ελεύθερου χώρου προς αξιοποίηση για ανάπτυξη συστημάτων ΑΠΕ, αλλά και διαμόρφωση του χώρου προς βελτίωση του μικροκλίματος.



Σχήμα 15 - κάτοψη κτηρίου και οικοπέδου

4.1.2.2. Θερμομονώσεις αδιαφανών δομικών στοιχείων, κουφώματα και εγκατεστημένα δίκτυα θέρμανσης

Όλα τα δομικά στοιχεία του κτηρίου πληρούν τους περιορισμούς θερμομόνωσης του ΚΕΝΑΚ. Πιο συγκεκριμένα, στα κατακόρυφα αδιαφανή στοιχεία (τοιχούς) που βρίσκονται σε επαφή με τον εξωτερικό αέρα έχει εφαρμοστεί σύστημα εξωτερικής θερμοπρόσοψης με χρήση εξηλασμένης πολυστερίνης με αποτέλεσμα ο συντελεστής θερμοπερατότητας τοίχου να είναι: $U = 0.40 \text{ W/m}^2\text{K}$. Στα οριζόντια αδιαφανή στοιχεία (οροφή και δάπεδο) έχουμε εφαρμογή αντίστοιχων συστημάτων μόνωσης με

$U=0.35 \text{ W/m}^2\text{K}$ για την οροφή που βρίσκεται σε επαφή με τον εξωτερικό αέρα και $U=0,70 \text{ W/m}^2\text{K}$ για το δάπεδο σε επαφή με το έδαφος. Στα διαφανή κατακόρυφα στοιχεία (κουφώματα – ανοίγματα) έχουν χρησιμοποιηθεί αναγόμενα πλαίσια αλουμινίου με θερμοδιακοπή, με συντελεστή θερμοπερατότητας $U=2.60\text{W/m}^2\text{K}$. Τέλος, όσον αφορά τα δίκτυα θέρμανσης υπάρχει τοποθετημένο δίκτυο με θερμαντικά πάνελ διαστασιολογημένα, ώστε να καλύπτουν τις ανάγκες της κατοικίας σε θέρμανση.

4.2. Προσομοίωση ΑΥΣ παραγωγής ενέργειας

4.2.1. ΑΥΣ παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Το αυτόνομο υβριδικό σύστημα παραγωγής ενέργειας σχεδιάζεται ώστε να μπορεί να ανταποκριθεί στις απαιτήσεις φορτίου της υπό εξέταση κατοικίας ανεξάρτητα από τις καιρικές συνθήκες. Για την προσομοίωση και τον υπολογισμό του συστήματος χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό πακέτο Homer Pro. Για τον λόγο αυτό εξετάστηκε η δυνατότητα αξιοποίησης του αιολικού και του ηλιακού δυναμικού της περιοχής σε συνδυασμό με μια Γ/Ν ώστε να εξασφαλίζεται η απόλυτη αυτονομία. Όλο το σύστημα συντονίζεται από το κεντρικό control panel που διαχειρίζεται τα φορτία συνυπολογίζοντας τις απαιτήσεις.

4.2.1.1. Προσδιορισμός καταναλώσεων ηλεκτρικής ενέργειας

Οι ηλεκτρικές καταναλώσεις προσδιορίστηκαν με την ακόλουθη μεθοδολογία. Αρχικά καταγράφηκαν οι ηλεκτρικές συσκευές που υπάρχουν στο προς μελέτη κτήριο, καθώς και η ονομαστική ισχύς τους όπως φαίνεται στον πίνακα 3 (δεν προσμετρείται η κουζίνα γιατί επιλέγεται η λύση της κουζίνας υγραερίου). Στην συνέχεια καθορίστηκαν οι πιθανές ώρες λειτουργίας των ηλεκτρικών συσκευών κατά την διάρκεια της ημέρας (24 ώρες) καθώς και η πιθανότητα ταυτόχρονης λειτουργίας κάποιων συσκευών. Γνωρίζοντας την ισχύ των συσκευών και το χρόνο λειτουργίας τους μπορούμε να υπολογίσουμε την απαιτούμενη ημερήσια ηλεκτρική ενέργεια, ενώ θεωρώντας ταυτόχρονη λειτουργία κάποιων συσκευών υπολογίζουμε τη μέγιστη ισχύ κατά τη διάρκεια της ημέρας. Φυσικά οι ανάγκες των χρηστών διαφέρουν από εποχή σε εποχή αλλά και από ημέρα σε ημέρα. Όμως, στην περίπτωση του Μετσόβου λόγω των κλιματικών συνθηκών, παρατηρείται ιδιαίτερα περιορισμένη χρήση

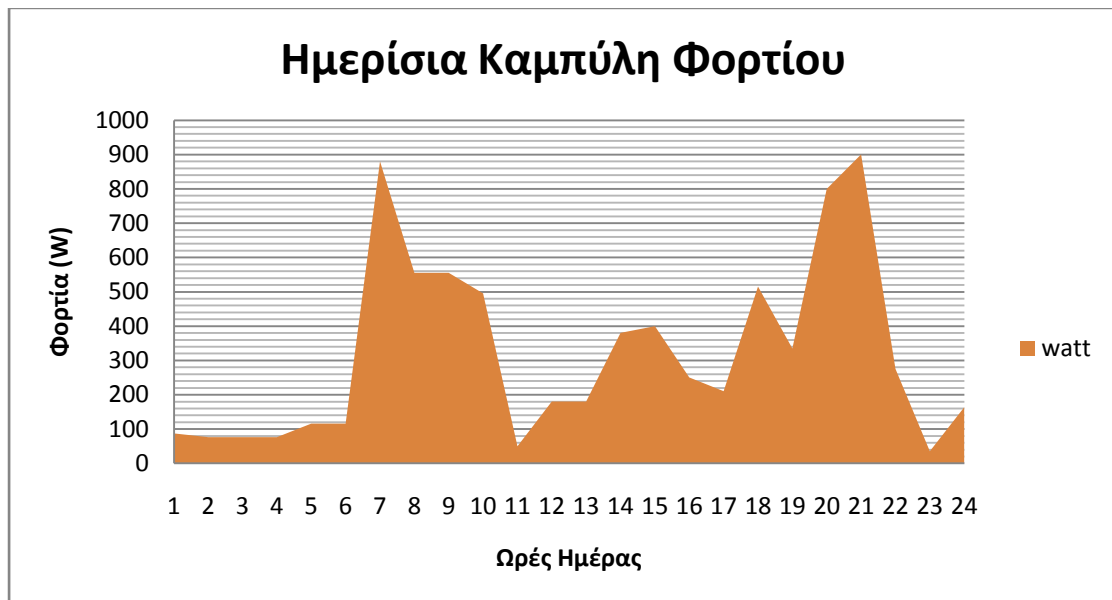
κλιματιστικών μηχανημάτων κατά τη θερινή περίοδο με αποτέλεσμα οι διαφορές σε καταναλώσεις να μην είναι τόσο μεγάλες όσο είναι σε άλλες περιοχές της χώρας (Κατσουλάκος, 2009). Για τον λόγο αυτό, χάριν απλοποίησης, λαμβάνουμε τις ηλεκτρικές καταναλώσεις ίδιες καθ' όλη τη διάρκεια του χρόνου. Το ωράριο λειτουργίας του κτηρίου διαμορφώνεται με βάση την χρήση του όπως ορίζεται από την 20701-1/2010 Τεχνική Οδηγία του Τεχνικού Επιμελητηρίου Ελλάδος (στο εξής ΤΟΤΕΕ). Άρα για την χρήση της μονοκατοικίας υπολογίζεται σε 18 ώρες την ημέρα, 7 ημέρες την εβδομάδα για το σύνολο του έτους (12 μήνες). Για κάθε μία από τις ώρες λειτουργίας επιμερίστηκε η ανάλογη χρήση των ηλεκτρικών συσκευών, ώστε να υπολογιστεί η συνολική ηλεκτρική ενέργεια που απαιτείται για την κάλυψη των αναγκών της οικογένειας για μία τυπική ημέρα όσο και οι αιχμές που παρουσιάζονται.

Συσκευή	Ονομαστική Ισχύς (W)	Συνολικές Ώρες Λειτουργίας	Συνολική Κατανάλωση (Wh)
ΦΩΤΙΣΜΟΣ ΔΩΜΑΤΙΩΝ (2)	30,00	3,00	90,00
ΦΩΤΙΣΜΟΣ ΚΟΥΖΙΝΑΣ-ΣΑΛΟΝΙΟΥ	60,00	4,00	240,00
ΦΩΤΙΣΜΟΣ ΛΟΥΤΡΟΥ	20,00	2,50	50,00
ΕΞΩΤΕΡΙΚΟΣ ΦΩΤΙΣΜΟΣ	30,00	2,00	60,00
ΤΗΛΕΟΡΑΣΗ led	80,00	3,50	280,00
ΛΑΡΤΟΡ	60,00	2,50	150,00
ΨΥΓΕΙΟ	150,00	3,00	450,00
ΑΠΟΡΟΦΗΤΗΡΑΣ	200,00	2,00	400,00
ΤΟΣΤΙΕΡΑ	700,00	0,40	280,00
ΒΡΑΣΤΗΡΑΣ	1.000,00	0,70	700,00
ΚΑΦΕΤΙΕΡΑ	1.000,00	0,70	700,00
ΦΟΥΡΝΟΣ ΜΙΚΡΟΚΥΜΑΤΩΝ	700,00	0,40	280,00
ΠΛΥΝΤΗΡΙΟ ΡΟΥΧΩΝ	1.500,00	1,50	2.000,00
ΠΛΥΝΗΡΙΟ ΠΙΑΤΩΝ	1.500,00	1,50	
ΛΟΙΠΑ ΦΟΡΤΙΑ	1.800,00	1,11	2.070,00
ΣΥΝΟΛΟ			7.700,00

Πίνακας 3 - Καταναλώσεις Συσκευών Κτηρίου

Όσον αφορά το ψυγείο λειτουργεί καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας χωρίς όμως να καταναλώνει ηλεκτρική ενέργεια συνεχώς. Όταν η θερμοκρασία στο εσωτερικό του

ξεπεράσει κάποιο συγκεκριμένο όριο τίθεται σε λειτουργία ώστε να ψύξει ξανά τον θάλαμο στα επιθυμητά επίπεδα. Αυτό επαναλαμβάνεται συνεχώς στη διάρκεια του εικοσιτετραώρου. Από τον κατασκευαστή του γνωρίζουμε ότι η ημερήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας είναι 450Wh. Οπότε μοιράζουμε την λειτουργία του σε τρεις περιόδους της μέρας – πρωί, μεσημέρι, βράδυ – έτσι προσεγγίζουμε την πιθανή λειτουργία του. Η λειτουργία των πλυντηρίων γίνεται κάποιες ημέρες της εβδομάδας για το πλυντήριο ρούχων ενώ κάποιες άλλες για το πλυντήριο πιάτων. Επομένως μία τυπική ημέρα χρησιμοποιείται ένα από τα δύο. Και εφόσον η ισχύς και ο τρόπος λειτουργίας τους είναι ίδιος θεωρείται ότι για τη συνολική πλύση διάρκειας μιάμισης ώρας καταναλώνεται ηλεκτρική ενέργεια ίση με 2.0kWh. Επιπροσθέτως, στα λοιπά φορτία περιλαμβάνονται η ηλεκτρική σκούπα, το ηλεκτρικό σίδερο και ο στεγνωτήρας μαλλιών, τα οποία έχουν ισχύ 1,800W το καθένα. Θεωρείται ότι σε μία τυπική ημέρα λειτουργεί ένα από αυτά για μία ώρα. Έτσι η ηλεκτρική ενέργεια που καταναλώνουν σε μία ημέρα είναι 1,800Wh. Τέλος, για το φωτισμό χρησιμοποιούνται διάφορες λάμπες εξοικονόμησης ενέργειας με αποτέλεσμα η ενέργεια που καταναλώνεται για φωτισμό να μην είναι ιδιαίτερα μεγάλη. Ακολουθώντας την παραπάνω μέθοδο υπολογίσαμε την ημερήσια καμπύλη φορτίου όπως φαίνεται στο Διάγραμμα 2.



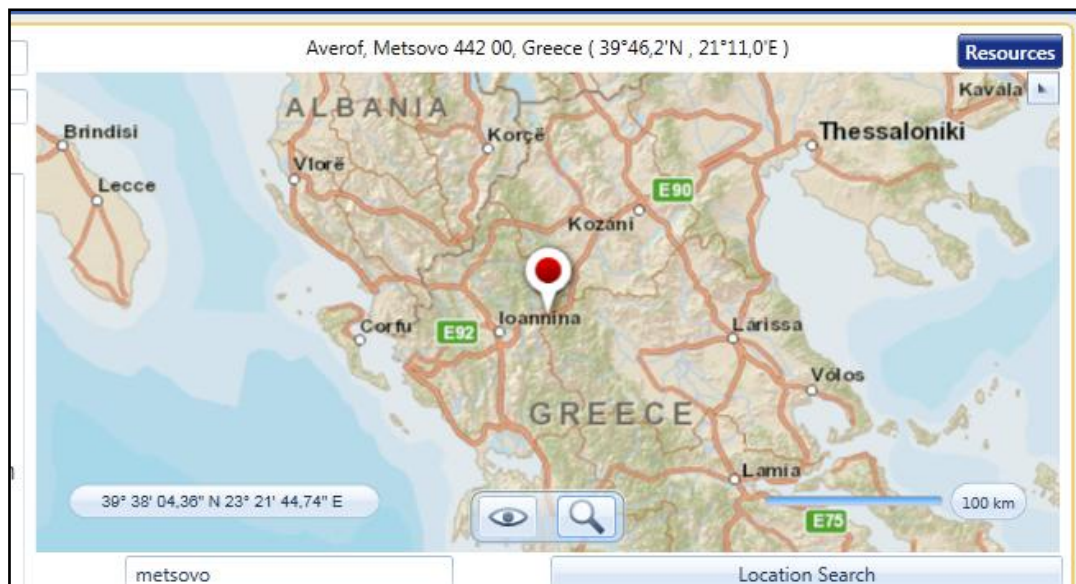
Διάγραμμα 2 - ημερήσια καμπύλη φορτίου

Από την καμπύλη παρατηρούμε ότι η αιχμή που παρουσιάζεται κατά την διάρκεια της τυπικής ημέρας είναι κατά τη βραδινή ώρα 20:00-21:00 όπου απαιτούνται 900 Wh,

ενώ η αμέσως επόμενη σε μέγεθος αιχμή παρατηρείται το πρωί μεταξύ 07:00-08:00 όπου απαιτούνται 880 Wh. Τέλος, η συνολική ενέργεια που προβλέπεται να καταναλωθεί κατά τη διάρκεια της ημέρας είναι ίση με 7,702.00Wh/day.

4.2.1.2. Σχεδιασμός με το πρόγραμμα Homer Pro

Η διαδικασία που ακολουθήθηκε στο λογισμικό πακέτο Homer Pro ώστε να γίνει προσομοίωση του συστήματος περιελάμβανε τα εξής στάδια: γεωγραφικός εντοπισμός της περιοχής, άντληση κλιματολογικών δεδομένων, ορισμός οικονομικών παραμέτρων σεναρίου, προσδιορισμός ημερήσιας ζήτησης, επιλογή Γ/Ν, επιλογή Φ/Β, επιλογή Α/Γ, επιλογή συσσωρευτών, επιλογή μετατροπέα τάσης, διαδικασία προσομοίωσης. Αναλυτικότερα κατά τη διαδικασία προσδιορισμού της περιοχής μελέτης έγινε αναζήτηση για τον οικισμό του Μετσόβου (Σχήμα 16).



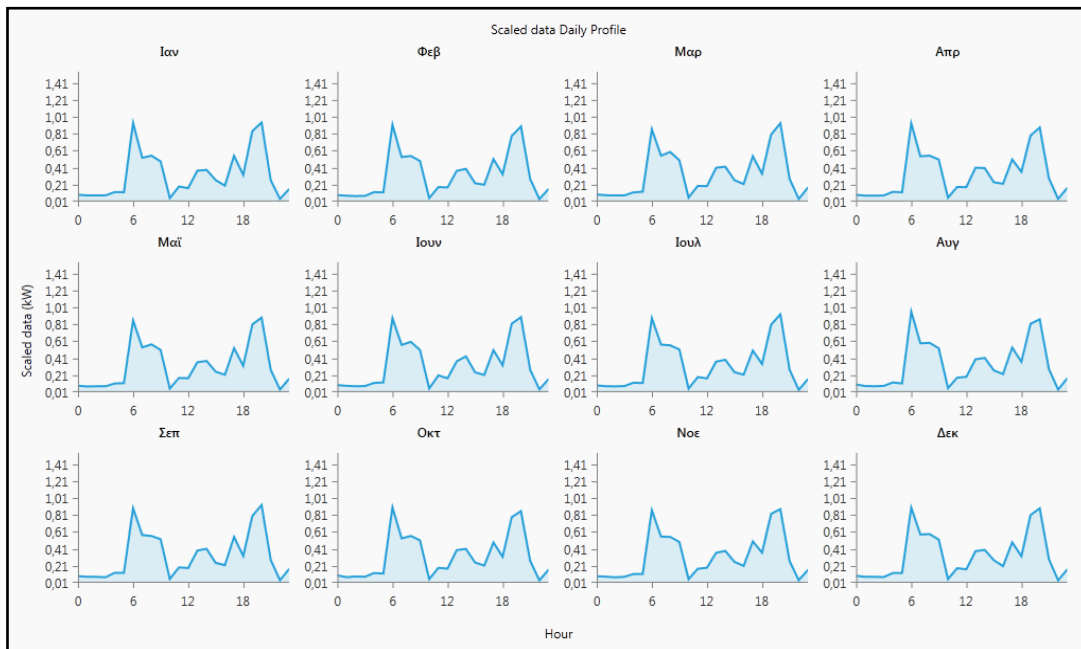
Σχήμα 16 – Χάρτης Αναζήτησης Προγράμματος HomerPro

Στη συνέχεια αντλήθηκαν κλιματολογικά δεδομένα από τις βάσεις της NASA για την συγκεκριμένη περιοχή. Αξίζει να σημειωθεί ότι τα εν λόγω δεδομένα κρίνονται τα πιο αξιόπιστα, καθώς προέρχονται από μετρήσεις 22 ετών (1983-2005) όσον αφορά την ηλιακή ακτινοβολία και την θερμοκρασία, ενώ όσον αφορά το αιολικό δυναμικό τα δεδομένα προέρχονται από μετρήσεις 10 ετών (1983-1993). Στο επόμενο στάδιο ορίστηκαν οι οικονομικές παράμετροι της επένδυσης βάσει των δεδομένων της ελληνικής οικονομίας. Ως επιτόκιο προεξόφλησης λαμβάνεται ίσο με 12% ενώ ο πληθωρισμός ίσος με 1,5% (Τσαλέμης κ.α., 2012).

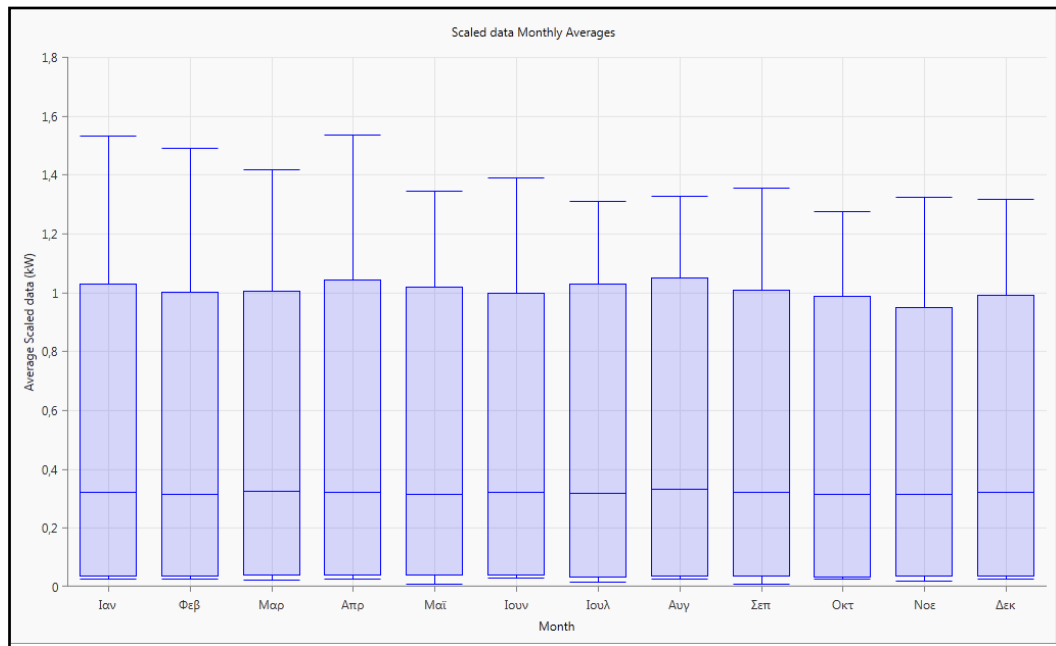
Discount rate (%):	12,00	3
Inflation rate (%):	1,50	(...)
Annual capacity shortage (%):	0,00	(...)
Project lifetime (years):	25,00	(...)

Πίνακας 4 – Οικονομικά στοιχεία επένδυσης

Στη συνέχεια, εισήχθησαν στο πρόγραμμα τα δεδομένα της ζήτησης, έγινε αναγωγή τους καθ' όλη τη διάρκεια του έτους, σύμφωνα με τα δεδομένα για την κατανάλωση που έχει το πρόγραμμα για την συγκεκριμένη περιοχή. Από την ανάλυση αυτή προκύπτουν τα παρακάτω διαγράμματα 3 και 4 τα οποία παρουσιάζουν την καμπύλη ζήτησης για όλη τη διάρκεια του χρόνου.



Διάγραμμα 3-Ημερήσια καμπύλη φορτίου κατά τη διάρκεια του χρόνου

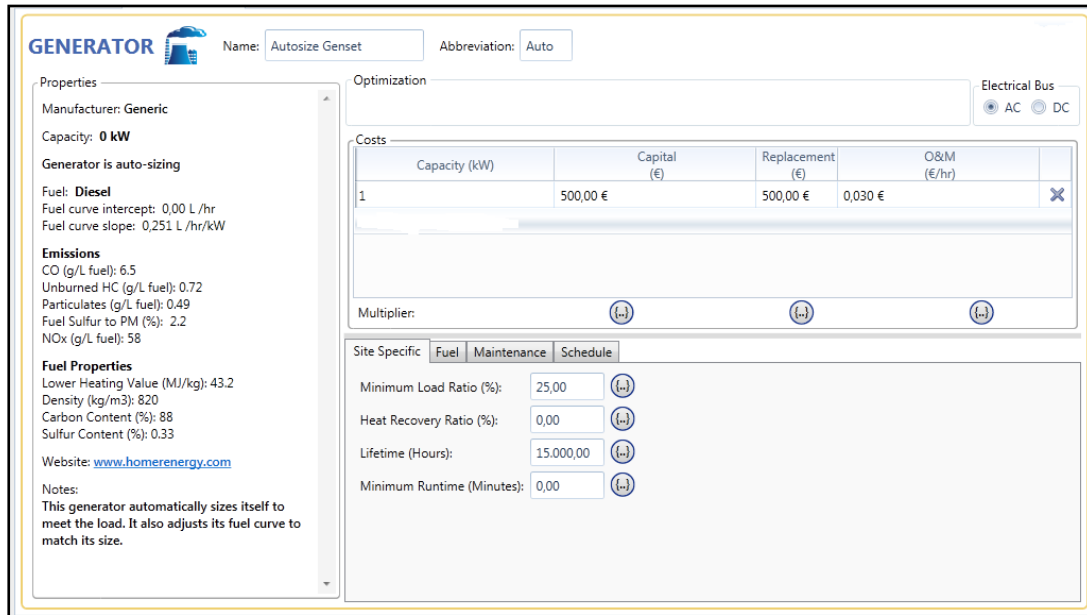


Διάγραμμα 4-Διακύμανση μηνιαίας κατανάλωσης

Στις επόμενες παραγράφους αναλύονται εκτενώς τα στάδια της προσομοίωσης.

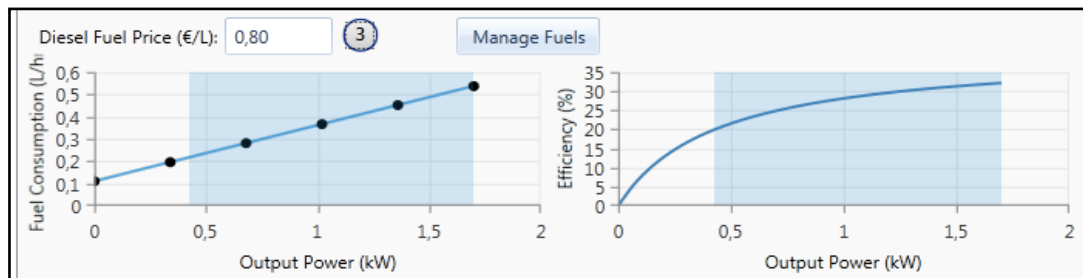
4.2.1.2.1. Γεννήτρια Πετρελαίου

Κατά την επιλογή της Γ/Ν το πρόγραμμα δίνει την δυνατότητα στο χρήστη να ορίσει γεννήτρια, το μέγεθος της οποίας ορίζεται αυτόματα με βάση τις ανάγκες (AutoSizeGen – Σχήμα 17). Η διαδικασία της διαστασιολόγησης της Γ/Ν γίνεται κατά την προσομοίωση του συστήματος, με στόχο να έχει όσο το δυνατόν τα βέλτιστα χαρακτηριστικά.



Σχήμα 17 – Χαρακτηριστικά Γ/Ν

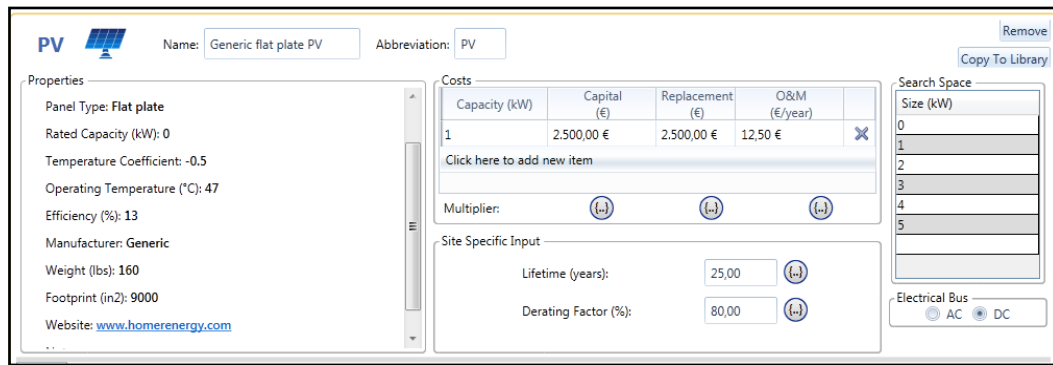
Επίσης, κατά την επιλογή της Γ/Ν δίνεται η δυνατότητα ορισμού του καυσίμου και της τιμής του, ώστε να μπορεί να γίνει η οικονομική ανάλυση καθώς παρουσιάζονται και οι καμπύλες παραγωγής της ενέργειας όπως φαίνεται στο Διάγραμμα 5.



Διάγραμμα 5-Καμπύλες παραγωγής Γ/Ν

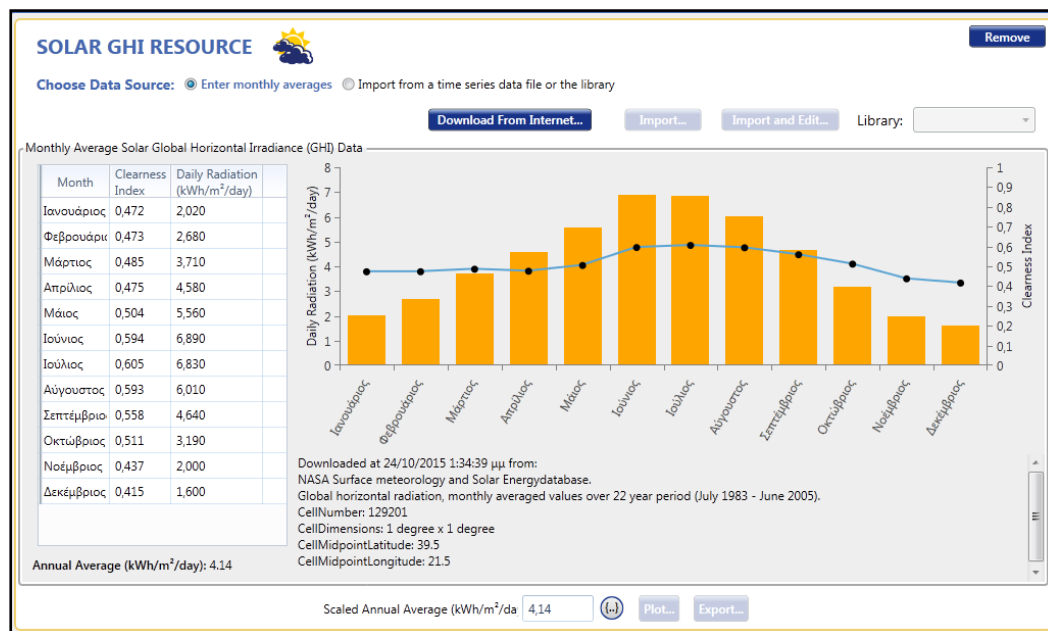
4.2.1.2.2. Οικιακό Φωτοβολταϊκό σύστημα

Κατά την διαδικασία επιλογής Φ/Β ορίστηκαν στο πρόγραμμα επίπεδα πάνελ μετα χαρακτηριστικά που φαίνονται στο παρακάτω Σχήμα 18 ενώ όσον αφορά την ονομαστική ισχύ του συστήματος εξετάστηκαν όλες οι μοναδιαίες περιπτώσεις εγκατάστασης από 0kW–δηλαδή χωρίς χρήση Φ/Β συστήματος – έως και 5kW. Το κόστος επένδυσης ορίστηκε σε 2,500.00 €/kW, ενώ τα Ο&Μκόστη ορίζονται σε 0,5% ανά έτος επί του κόστους επένδυσης ανά έτος. Ο χρόνος ζωής του Φ/Β ορίζεται ίσος με το κόστος ζωής της επένδυσης (25 χρόνια).



Σχήμα 18 – Χαρακτηριστικά Φ/Β

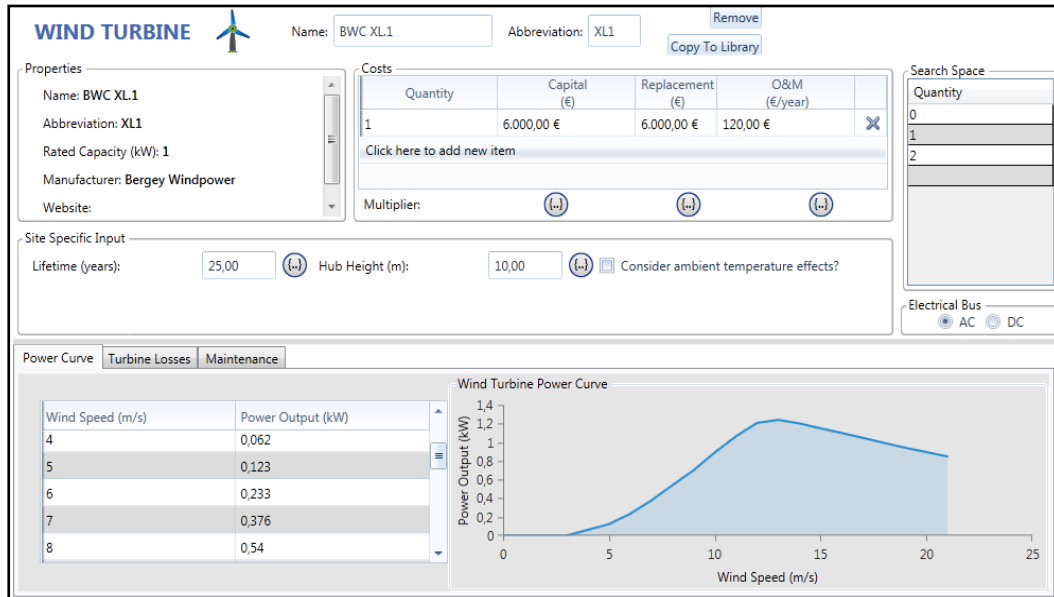
Η ηλιακή ακτινοβολία για την περιοχή έχει μέση τιμή $4,14 \text{ kWh/m}^2/\text{day}$ και παρουσιάζεται αναλυτικά από το ακόλουθο Διάγραμμα 6.



Διάγραμμα 6-Μηνιαία διακύμανση τιμών ηλιακής ακτινοβολίας

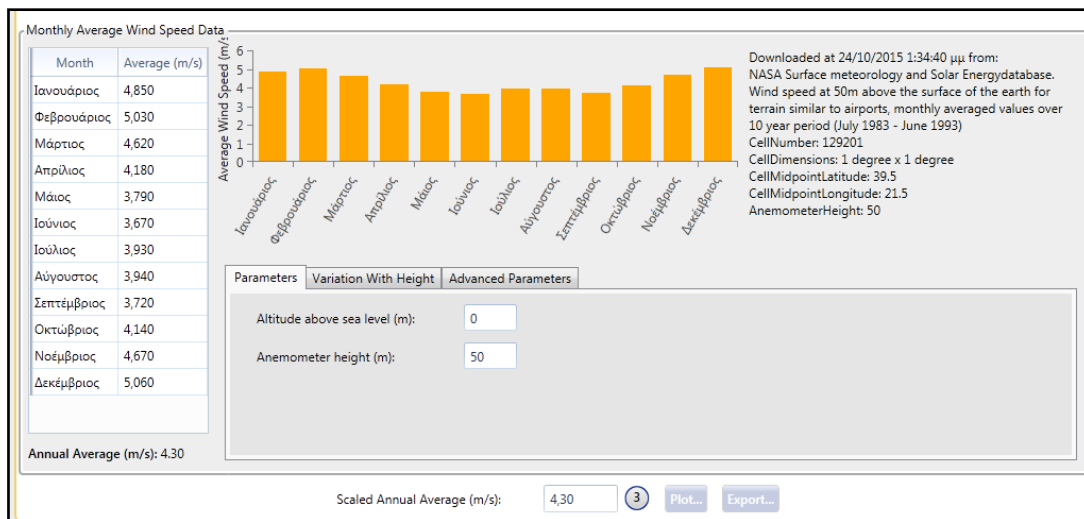
4.2.1.2.3. Μικρή ανεμογεννήτρια

Η Α/Γ που επιλέχθηκε έχει τα χαρακτηριστικά που φαίνονται στο παρακάτω Σχήμα 19. Πιο συγκεκριμένα η ονομαστική ισχύς της είναι ίση με 1kW ενώ το κόστος αγοράς ισούται με 6,000.00€ με Ο&Μκόστη 2% τον χρόνο. Για τις ανάγκες της προσομοίωσης εξετάστηκε το σενάριο που δεν χρησιμοποιεί καθόλου Α/Γ για την κάλυψη της ζήτησης καθώς και η χρήση 1 ή 2 Α/Γ.Ο εκτιμώμενος χρόνος ζωής της επένδυσης είναι 25 χρόνια.



Σχήμα 19 – Χαρακτηριστικά Α/Γ

Το μέσο αιολικό δυναμικό της περιοχής ορίζεται σε 4,3 m/s και παρουσιάζεται αναλυτικά στο ακόλουθο Διάγραμμα 7.



Διάγραμμα 8-Μηνιαία διακύμανση τιμών αιολικού δυναμικού

4.2.1.2.4. Συσσωρευτές (Μπαταρίες)

Οι συσσωρευτές που επιλέχθηκαν για το σύστημα είναι οι Generic 1kWh Lead Acid και παρουσιάζουν τα χαρακτηριστικά που φαίνονται στο παρακάτω Σχήμα 20. Για τις ανάγκες της προσομοίωσης εξετάστηκε σενάριο που δεν χρησιμοποιούνται καθόλου μπαταρίες στο σύστημα έως και τη χρήση 10 μπαταριών. Το κόστος ανά μπαταρία

ισούται με 300.00 € με κόστη συντήρησης 10€/year ενώ ο χρόνος ζωής (άρα και αντικατάστασης τους) ισούται με 10 χρόνια.

The screenshot displays the configuration window for a battery in the HOMER software. The battery is named 'Generic 1kWh Lead Acid' with an abbreviation of '1kWh L'. The 'Properties' section on the left lists various technical specifications such as Nominal Voltage (12.0V), Maximum Capacity (83.4 Ah), and Round Trip Efficiency (80.0%). The 'Costs' table shows a capital cost of 300.00 €, a replacement cost of 300.00 €, and an O&M cost of 10.00 € per year. The 'Site Specific Input' section includes settings for 'Batteries per string' (1), 'Initial State of Charge (%)' (100.00%), 'Minimum State of Charge (%)' (40.00%), 'Lifetime Throughput (kWh)' (800.00), and 'Minimum battery life (yr)' (5.00). A search space for batteries is also visible on the right side of the interface.

Σχήμα 20 – Χαρακτηριστικά Συσσωρευτών

4.2.1.2.5. Μετατροπέας Τάσης

Κατά την διαδικασία επιλογής μετατροπέα τάσης ορίστηκε στο πρόγραμμα μετατροπέας με τα χαρακτηριστικά που φαίνονται στο παρακάτω Σχήμα 21 ενώ όσον αφορά την ονομαστική ισχύ του συστήματος εξεταστήκαν οι περιπτώσεις χρήσης μετατροπέα 1,54 kW (που είναι και το ρεακτής ημερήσιας ζήτησης), 2,54 kW και 3 kW. Το κόστος επένδυσης ορίστηκε σε 600 €/kW. Ο χρόνος ζωής (άρα και αντικατάστασης του μετατροπέα) ισούται με 10 χρόνια.

CONVERTER

Name: Leonics S219CPH 5KW 48V Abbreviation: BDI 1P

Properties

Name: Leonics S219CPH 5KW 48Vdc
 Abbreviation: BDI 1P
 Manufacturer: Leonics
 Weight (lbs): 72.6
 Footprint (in2): 1900
 Website: www.leonics.com
 Notes: 5kW 48Vdc, Can Parallel Output up to 8 Units, Multi-Master Bidirectional inverter

Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	600,00 €	600,00 €	0,0 €

Inverter Input

Lifetime (years): 10,00
 Efficiency (%): 96,00
 Parallel with AC generator?

Rectifier Input

Relative Capacity (%): 80,00
 Efficiency (%): 94,00

Σχήμα 21 – Χαρακτηριστικά μετατροπέα τάσης

4.2.1.3. Εφαρμογή - διαδικασία προσομοίωσης / βελτιστοποίησης - αποτελέσματα

Αφού εισήχθησαν τα παραπάνω δεδομένα στο πρόγραμμα ορίστηκε το εύρος των τιμών μέσα στο οποίο θα πραγματοποιηθεί η ανάλυση. Αναλυτικότερα ορίστηκαν διαφορετικές τιμές ανάλυσης (ευαισθησία) για το επιτόκιο προεξόφλησης (discount rate 8% – 10% – 12%), για την μέση ταχύτητα του ανέμου (4.3m/s – 5.3m/s – 6.3m/s), για την ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια (6.7 kWh/day – 7.7 kWh/day – 8.7 kWh/day) και για την τιμή του καυσίμου (0.8€/L – 1.08€/L – 1.28€/L). Με τον τρόπο αυτό μπορούν να εξέχουν συμπεράσματα για την επιρροή που έχει στα τεχνοοικονομικά μεγέθη της επένδυσης η μεταβολή προς το καλύτερο ή προς το χειρότερο κάποιας από της προαναφερθείσες μεταβλητές (βλ. εκτενής ανάλυση ευαισθησίας στο Κεφ. 6). Στη συνέχεια προχώρησε η προσομοίωση από το πρόγραμμα όλων των δυνατών σεναρίων. Συγκεκριμένα το πρόγραμμα έτρεξε 80,433 διαφορετικές προσομοιώσεις από τις οποίες οι 44,874 παρήγαγαν εφικτά αποτελέσματα. Το βασικό σενάριο που επιλέχθηκε να αναλυθεί είναι αυτό με 12% επιτόκιο προεξόφλησης, 1€/L τιμή καυσίμου diesel, 7,7kW κατανάλωση και 4,3 m/s μέση ταχύτητα ανέμου. Ο λόγος επιλογής του συγκεκριμένου σεναρίου είναι ότι ανταποκρίνεται περισσότερο από τα άλλα στις πραγματικές τιμές των μεταβλητών. Η

βέλτιστη λύση που προτείνεται από το πρόγραμμα είναι αυτή που φαίνεται στον Πίνακα 5.

Sensitivity				Architecture							Cost			
NominalDiscountRate (%)	Diesel Fuel Price (€/L)	Electric Load #1 Scaled Average (kWh/d)	Wind Scaled Average (m/s)	PV (kW)	XLI	Auto (kW)	1kWh LA	BDI 1P (kW)	Dispatch	COE (€)	NPC (€)	Operating cost (€)	Initial capital (€)	
12	0.8	7,7050008	4,30	1.00		1,70	3	1,54	CC	0,612 €	15,222 €	1,136 €	5,174 €	
12	1,2	7,7050008	4,30	1.00		1,70	4	1,54	CC	0,723 €	17,973 €	1,414 €	5,474 €	
12	1	7,7050008	4,30	1.00		1,70	4	1,54	CC	0,667 €	16,589 €	1,257 €	5,474 €	

Πίνακας 5 – Αποτελέσματα προσομοίωσης

Πιο συγκεκριμένα, το βέλτιστο σύστημα που προτείνεται από το πρόγραμμα αποτελείται από επίπεδα Φ/Β πάνελ ονομαστικής ισχύος 1kW, 1 Γ/Ν ονομαστικής ισχύος 2kW, 4 μπαταρίες 1kWh η κάθε μία, μετατροπέας τάσης 2kW. Στο σημείο αυτό θα πρέπει να σημειωθεί ότι η βέλτιστη λύση που προτείνει το πρόγραμμα δεν περιλαμβάνει τη χρήση Α/Γ, ως μέρος του υβριδικού συστήματος. Αυτό οφείλεται στο μεγάλο κόστος εγκατάστασης σε συνδυασμό με το χαμηλό αιολικό δυναμικό της περιοχής. Ακόμα και στην περίπτωση αύξησης του αιολικού δυναμικού χρήση Α/Γ εξακολουθεί να μην βρίσκεται στις πιο συμφέρουσες λύσεις από οικονομικής απόψεως.

Συνεχίζοντας την ανάλυση, το πρόγραμμα προτείνει ως στρατηγική για την κατανομή του φορτίου, αυτή των ολοκληρωμένων κύκλων φόρτισης. Τα γενικά χαρακτηριστικά του συστήματος παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.

System architecture		
PV	Generic flat plate PV	1 kW
Generator	Autosize Genset	2 kW
Battery	Generic 1kWh Lead Acid	4 strings
Converter	Leonics S219CPH 5KW 48Vdc	2 kW
Dispatch Strategy	Cycle Charging	

Πίνακας 6 – Γενικά χαρακτηριστικά ΑΥΣ

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη του φορτίου επιμερίζεται κατά 39% ή 1,320kWh/yr από τα Φ/Β και κατά 61% ή 2,044kWh/yr από την Γ/Ν Πίνακας 7.

Component	Production(kWh/yr)	Fraction (%)
PV	1.320	39
Generator	2.044	61
Total	3.364	100

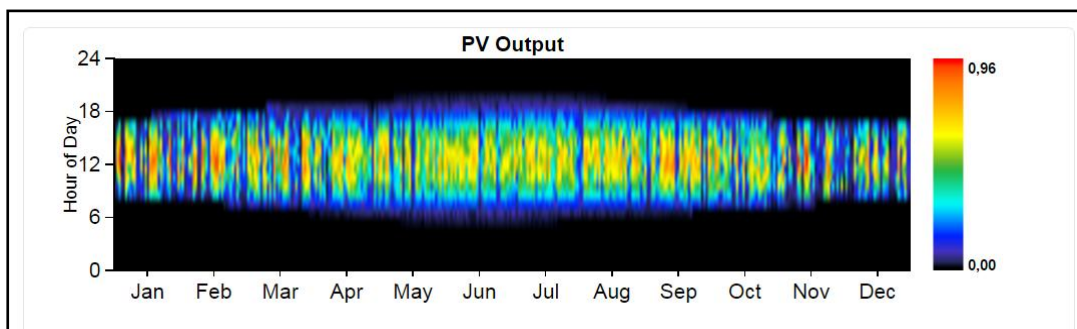
Πίνακας 7 – Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Αναλυτικότερα όσον αφορά το Φ/Β σύστημα ο συντελεστής εκμετάλλευσης (Capacity factor) ισούται με 15.06%, ενώ οι εκτιμώμενες ώρες λειτουργίας (Hours of operation) του συστήματος είναι 4,382hrs/yr. Τα λεπτομερή στοιχεία λειτουργίας του Φ/Β συστήματος παρουσιάζονται στον Πίνακα 8.

PV:Generic flat plate PV		
Quantity	Value	Units
Rated capacity		1 kW
Mean output		0 kW
Mean output		3,62 kWh/d
Capacity factor		15,06 %
Total production		1320 kWh/yr
Minimum output		0,00 kW
Maximum output		0,96 kW
PV penetration		46,92 %
Hours of operation		4382 hrs/yr
Levelized cost		0,224 €/kWh

Πίνακας 8 – Αποτελέσματα προσομοίωσης Φ/Β

Επίσης όπως είναι φυσικό παρατηρείται αύξηση της παραγωγής του Φ/Β συστήματος κατά τους θερινούς μήνες όπου η ημερήσια ακτινοβολία αυξάνεται κατά πολύ Διάγραμμα 9.



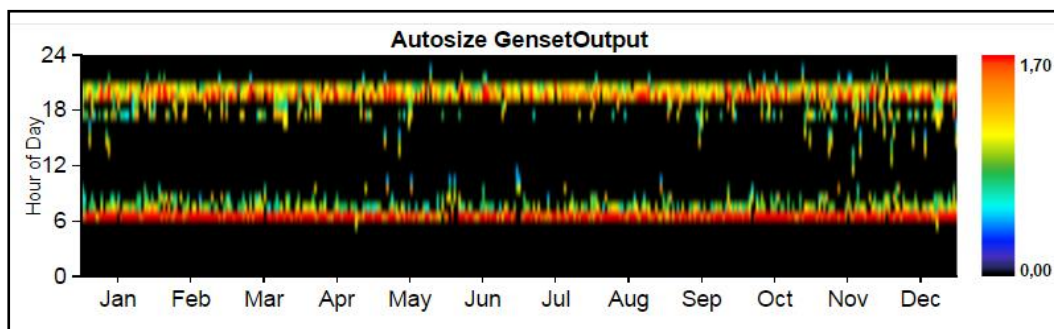
Διάγραμμα 9-Ετήσια παραγωγή ενέργειας από Φ/Β

Όσον αφορά τη Γ/Ν οι εκτιμώμενες ώρες λειτουργίας της είναι 1678hrs/yr ενώ η κατανάλωση καυσίμου προσδιορίζεται σε 699 L/yr. Τα αναλυτικά χαρακτηριστικά της Γ/Ν φαίνονται στον Πίνακα 9.

Generator:Autosize Genset		
Quantity	Value	Units
Hours of operation	1678	hrs/yr
Number of starts	831	starts/yr
Operational life	9	yr
Fixed generation cost	0,22	€/hr
Marginal generation cost	0,25	€/kWh
Electrical production	2044	kWh/yr
Mean electrical output	1	kW
Min. electrical output	0	kW
Max. electrical output	2	kW
Fuel consumption	699	L/yr
Specific fuel consumption	0,34	L/kWh
Fuel energy input	6873	kWh/yr
Mean electrical efficiency	30	%

Πίνακας 9 - Αποτελέσματα προσομοίωσης Γ/Ν

Παρατηρείται μεγάλη χρησιμότητα της γεννήτριας κατά τις πρώτες πρωινές ώρες, αλλά και τις απογευματινές-βραδινές ώρες, όταν δηλαδή δεν υπάρχει η ηλιακή ακτινοβολία για να δοθεί τάση στο σύστημα από τα Φ/Β (Διάγραμμα 10).



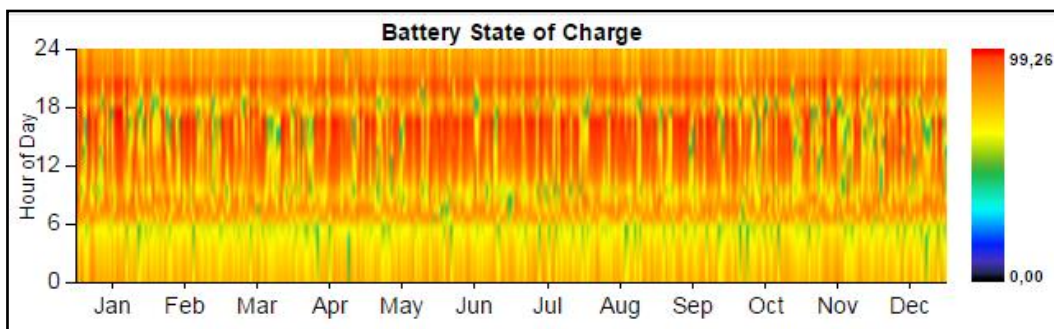
Διάγραμμα 11-Ετήσια παραγωγή ενέργειας από Γ/Ν

Επιπλέον, στο σύστημα χρησιμοποιούνται συνολικά 4 συσσωρευτές σε παράλληλη σύνδεση με ονομαστική χωρητικότητα 4kWhπου μπορούν να δώσουν αυτονομία στο σύστημα για 7 ώρες. Τα αναλυτικά χαρακτηριστικά των συσσωρευτών φαίνονται στον Πίνακα 10.

Battery: Generic 1kWh Lead Acid		
Quantity	Value	
String size	1	
Strings in parallel	4	
Batteries	4	
Bus voltage	12	
Quantity	Value	Units
Nominal capacity	4	kWh
Usable nominal capacity	2	kWh
Autonomy	7	hr
Lifetime throughput	3200	kWh
Battery wear cost	0,419	€/kWh
Average energy cost	0,233	€/kWh
Energy in	1096	kWh/yr
Energy out	877	kWh/yr
Storage depletion	1	kWh/yr
Losses	217	kWh/yr
Annual throughput	981	kWh/yr
Expected life	3	yr

Πίνακας 10 - Αποτελέσματα προσομοίωσης συσσωρευτών

Από το Διάγραμμα 12 παρατηρείται ότι οι μπαταρίες στο μεγαλύτερο διάστημα της ημέρας είναι φορτισμένες, πράγμα που δείχνει ότι το σύστημα μπορεί να παράγει περισσότερη ενέργεια απ όση χρειάζεται να καταναλώσει.



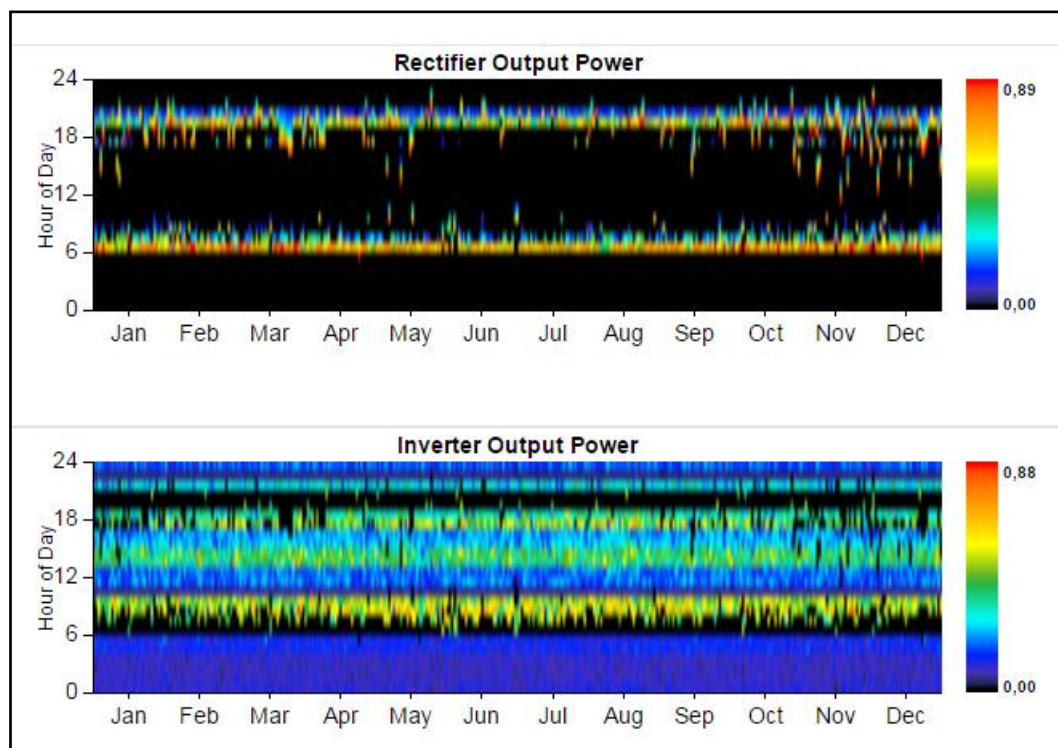
Διάγραμμα 13-Ετήσια αποθήκευση ενέργειας από συσσωρευτές

Τέλος, στο σύστημα υπάρχει ο απαραίτητος μετατροπέας τάσης από DCσε AC,ο οποίος μετατρέπει την τάση που παράγουν τα Φ/Β και αποθηκεύουν οι μπαταρίες αντίστοιχα. Τα χαρακτηριστικά του μετατροπέα τάσης φαίνονται στον παρακάτω πίνακα 11.

Converter			
Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity		2	1 kW
Mean output		0	0 kW
Minimum output		0	0 kW
Maximum output		1	1 kW
Capacity factor		12	7 %
Hours of operation		7.110	1.646 hrs/yr
Energy in		1.625	790 kWh/yr
Energy out		1.560	742 kWh/yr
Losses		65	47 kWh/yr

Πίνακας 11 - Αποτελέσματα προσομοίωσης μετατροπέα τάσης

Παρατηρείται μεγιστοποίηση της χρήσης του μετατροπέα τάσης την ώρα που παράγουν ενέργεια τα Φ/Β, αλλά και την ώρα που οι συσσωρευτές αποθηκεύουν ή διοχετεύουν τάση στο σύστημα.



Διάγραμμα 14 - ετήσια χρήση μετατροπέα τάσης

4.2.2. Σύστημα Θέρμανσης Χώρων και Ζεστού Νερού Χρήσης

Το σύστημα θέρμανσης χώρων σχεδιάζεται με στόχο να καλύπτει όλες τις ανάγκες της θερμικής ζώνης του κτηρίου τους χειμερινούς μήνες. Για την κάλυψη αυτών των

αναγκών εξετάζεται η περίπτωση εφαρμογής θερμοδυναμικού ενεργειακού τζακιού νερού με καύση βιομάζας (ξύλου).

4.2.2.1. Προσδιορισμός θερμικών απωλειών

Στις ορεινές περιοχές οι βαθμομέρες θέρμανσης αποτυπώνουν μια αυξημένη ζήτηση θερμότητας. Οι βαθμομέρες είναι ένα μέτρο της διακύμανσης της εξωτερικής θερμοκρασίας μιας περιοχής και ένας δείκτης για το πόσο δριμύ είναι το κλίμα της. Είναι επίσης ανάλογες της θερμικής ζήτησης και εφ' όσον είναι γνωστά τα χαρακτηριστικά του κελύφους του κτηρίου και του συστήματος θέρμανσης που χρησιμοποιείται, είναι δυνατός ο υπολογισμός της κατανάλωσης ενέργειας με πολύ μικρά περιθώρια σφάλματος. Οι βαθμομέρες θέρμανσης υπολογίζονται σε $DDy=3112 \text{ }^{\circ}\text{C}\cdot\text{days}$. Είναι αξιοσημείωτο ότι ο αριθμός των βαθμομερών θέρμανσης στο Μέτσοβο είναι κατά 53% μεγαλύτερος, σε σχέση με τα γειτονικά Ιωάννινα και κατά 166% σε σχέση με την Κέρκυρα. Οι μειωμένες θερμοκρασίες που επικρατούν στα ορεινά επιβαρύνουν σημαντικά τη θερμική κατανάλωση. Από την άλλη πλευρά, έχουν ευεργετική επίδραση στις ανάγκες ψύξης. Στην περίπτωση του Μετσόβου, οι ανάγκες ψύξης είναι ελάχιστες και η χρήση κλιματιστικών μηχανημάτων ιδιαίτερα περιορισμένη καταναλισκόμενη θερμότητα ανά νοικοκυριό προκύπτει ίση με 11.573 kWh (Κατσουλάκος, 2009).

Για τον υπολογισμό με αναλυτικό τρόπο των απαιτήσεων σε θέρμανση της προς εξέταση οικίας χρησιμοποιήθηκε το πρόγραμμα excel, λαμβάνοντας υπόψη τις οδηγίες της αντίστοιχης TOTEE, αλλά και την διαδεδομένη μεθοδολογία του προτύπου DIN 4701. Από την επεξεργασία των δεδομένων προέκυψε ότι οι συνολικές απώλειες θέρμανσης του κτηρίου υπολογίζονται σε 9,483.29 kcal/h ή 10.91 kW (Πίνακας 12). Άρα το σύστημα θέρμανσης χώρων που θα μελετήσουμε θα πρέπει να έχει ονομαστική ισχύ 11 kW. Από την άλλη οι απαιτήσεις του κτηρίου σε ZNX υπολογίζονται βάση του πίνακα 2.5 της TOTEE σε 2.5 lt/day/m². Άρα για το υπό εξέταση κτίριο υπολογίζονται σε 200 lt/day για την παραγωγή των οποίων θα χρειαστούν 3,75 kW ενέργειας (για τους θερινούς μήνες θεωρείτε ότι οι απαιτήσεις σε ZNX καλύπτονται εξ' ολοκλήρου από ηλιακό θερμοσίφωνα). Άρα το συνολικό σύστημα για την κάλυψη των φορτίων σε Θ.Χ. και Ζ.Ν.Χ. είναι 14,75 kW.

ΧΩΡΟΙ	ΒΑΣΙΚΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ (Kcal/h)
ΥΠΝΟΔΩΜΑΤΙΟ 1	1,067.69
ΥΠΝΟΔΩΜΑΤΙΟ 2	1,061.79
ΛΟΥΤΡΟ	84.52
ΚΑΘΗΣΤΙΚΟ	1,754.74
ΚΟΥΖΙΝΑ	508.17
ΔΑΠΕΔΟ	1,640.25
ΟΡΟΦΗ	1,093.50
	7,210.66
ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΑΕΡΙΣΜΟΥ	1,946.43
ΠΡΟΣΑΥΞΗΣΗ ΛΟΓΟ ΠΡΟΣΑΝΑΤΟΛΙΣΜΟΥ	326.11
ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ	9,483.2 (ή 10.91 kW)

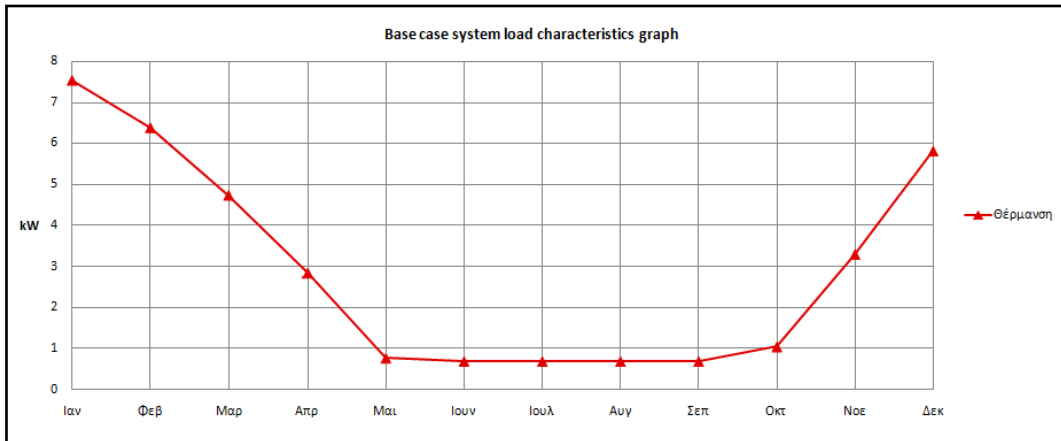
Πίνακας 12 – Υπολογισμός θερμικών απωλειών κτηρίου

4.2.2.2. Σχεδιασμός με το πρόγραμμα RETScreen

Για την κάλυψη των αναγκών σε Θ.Χ. και ZNX θα εξεταστούν με τη βοήθεια του λογισμικού προγράμματος RETScreen δυο διαφορετικές περιπτώσεις. Αρχικά αξιολογείται η περίπτωση συστήματος καυστήρα-λέβητα πετρελαίου για την κάλυψη του συνόλου της ζήτησης. Στη συνέχεια εξετάζεται εναλλακτικό σενάριο με κάλυψη του φορτίου βάσης σύστημα καύσης βιομάζας με παράλληλη σύνδεση με καυστήρα-λέβητα πετρελαίου για την κάλυψη ενδεχομένων αιχμών στη ζήτηση, όπως επίσης για παροχή ασφάλειας και σταθερότητας στο σύστημα, σε περίπτωση που υπάρχει κάποιο λειτουργικό πρόβλημα.

4.2.2.2.1. Σύστημα καυστήρα-λέβητα πετρελαίου

Το σύστημα λέβητα-καυστήρα σχεδιάζεται για να μπορεί να καλύψει το φορτίο σε ΘΧ και ZNX. Η ονομαστική ισχύς του είναι ίση με 14.8 kW ενώ η συνολική ετήσια κατανάλωση του σε πετρέλαιο Ντίζελ υπολογίζεται σε 4,380 L. Το κόστος καυσίμου ανά έτος υπολογίζεται σε 3,636 € ενώ η κατανομή του φορτίου κατά την διάρκεια του έτους φαίνεται από το Διάγραμμα 15. Η ανάλυση αυτή μας δείχνει ότι υπάρχει ένα πολύ σημαντικό κόστος καυσίμου το οποίο οφείλεται στην απαίτηση σε πετρέλαιο από το σύστημα. Τα αναλυτικά στοιχεία του συστήματος λέβητα-καυστήρα φαίνονται στον Πίνακα 13.



Διάγραμμα 16-Χαρακτηριστικά φορτίου περίπτωσης καυστήρα-λέβητα

Έργο παραγωγής θερμότητας	Μονάδα
Σύστημα θέρμανσης βασικής περίπτωσης	Μεμονωμένο κτίριο - χώροι και διεργασίες θέρμανσης
Θερμαινόμενη επιφάνεια δαπέδου του κτίριου	m ² 81
Τύπος Καυσίμου	Ντίζελ (#2 πετρέλαιο) - L
Εποχιακή απόδοση	% 65%
Υπολογισμός φορτίου θέρμανσης	
Φορτίο θέρμανσης για κτίριο	W/m ² 135,8
Ζήτηση βάσης οικιακού ζεστού νερού θέρμανσης	% 25%
Αιχμή φορτίου θέρμανσης	kW 14,8
Χαρακτηριστικά διεργασίας θερμικού φορτίου	Τυποποιημένο
Ισοδύναμες ώρες πλήρους φορτίου - διεργασία θέρμανσης	ώρα 200
Ζήτηση θέρμανσης χώρου	MWh 26
Ζήτηση διεργασίας θέρμανσης	MWh 3
Συνολική απαίτηση θέρμανσης	MWh 29
Συνολική αιχμή φορτίου θέρμανσης	kW 25,7
Κατανάλωση καυσίμου - ετήσια	L 4.380
Τιμή Καυσίμου	€/L 0,830
Κόστος καυσίμου	€ 3.636

Πίνακας 13 – Αναλυτικά στοιχεία συστήματος λέβητα-καυστήρα

4.2.2.2. Σύστημα καύσης βιομάζας παράλληλα με καυστήρα-λέβητα πετρελαίου

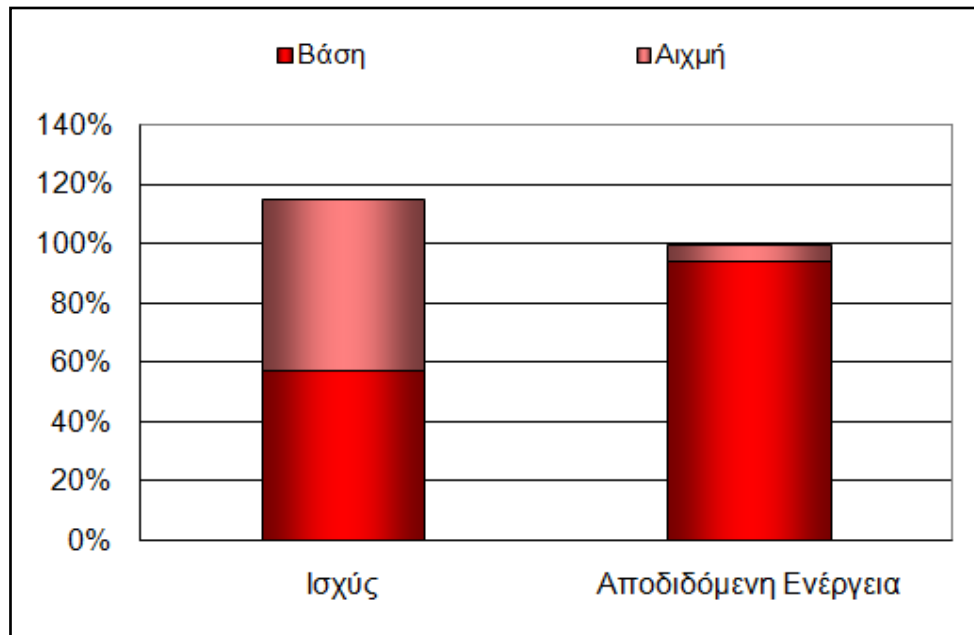
Στη συνέχεια εξετάζεται η περίπτωση συστήματος με καύση βιομάζας – ξύλου για την κάλυψη του φορτίου βάσης με παράλληλη χρήση λέβητα-καυστήρα για την κάλυψη φορτίων αιχμής. Στην προτεινόμενη περίπτωση το σύστημα καύσης βιομάζας αποτελείται από μια θερμοδυναμική εστία (τζάκι) η οποία αξιοποιώντας την καύση του ξύλου θερμαίνει το θερμό μέσο (νερό) και το διαχέει με την βοήθεια ενός κυκλοφορητή σε όλα τα σώματα panel της κατοικίας. Επίσης με την χρήση εναλλάκτη θερμότητας θερμαίνει το νερό χρήσης που απαιτείται. Ως καύσιμο μελέτης ορίζουμε το πεύκο (Πίνακας 14). Το σύστημα καυστήρα-λέβητα το οποίο συνδέουμε παράλληλα με το σύστημα καύσης βιομάζας τίθεται σε λειτουργία μόνο σε εξαιρετικές περιπτώσεις όπου η αιχμή του φορτίου δεν μπορεί να καλυφθεί από

την βιομάζα. Αυτό μπορεί να συμβεί λόγω της ιδιομορφίας του καυσίμου της βιομάζας (ξύλου), εξαιτίας της οποίας δεν μπορούν να γίνουν μεταβολές σε σύντομο χρονικό διάστημα, αφού χρειάζεται χρόνος ώστε να τροφοδοτηθεί με ξύλο η εστία και το ξύλο αυτό να αποδώσει τη θερμογόνο δύναμη του. Επίσης, ο λέβητας-καυστήρας σε έκτακτες περιπτώσεις, που είτε λόγω έλλειψης ξύλου είτε λόγω βλάβης στο σύστημα βάσης απαιτηθεί να καλύψει εξ' ολοκλήρου όλο το φορτίο, αυτό είναι εφικτό, προσδίδοντας ασφάλεια στο σύστημα. Τα δεδομένα του λέβητα-καυστήρα είναι ίδια με αυτά της προηγούμενης παραγράφου 4.2.2.3..

Σύστημα θέρμανσης προτεινόμενης περίπτωσης			
Επιλογή Συστήματος	Σύστημα φορτίου βάσης		
Σύστημα θέρμανσης φορτίου βάσης	Σύστημα βιομάζας		
Τεχνολογία			
Μέθοδος επιλογής καυσίμου	Μόνο ένα καύσιμο		
Τύπος Καυσίμου	Πεύκο		
Τιμή Καυσίμου	€/t	133.000	
Σύστημα βιομάζας			
Ισχύς	kW	14,8	57,5%
Αποδιδόμενη θερμότητα	MWh	27	94,5%
Κατασκευαστής	Edil Kamin		
Μοντέλο	15 kW		
Εποχιακή απόδοση	%	65%	1 μονάδα(-ες)
Τύπος λέβητα	Ζεστό νερό		
Απαιτούμενη ποσότητα καυσίμου	GJ/ώρα	0,1	

Πίνακας 14 – Χαρακτηριστικά Συστήματος Βιομάζας

Η ενεργειακή συνεισφορά στο σύστημα φαίνεται από το Διάγραμμα 17 και είναι 27 MWh από το σύστημα βιομάζας για τις οποίες απαιτείται ετησίως η καύση 7 τόνων ξύλου (πεύκου) και 2 MWh από το σύστημα λέβητα-καυστήρα για τις οποίες απαιτείται η καύση 239 L πετρελαίου.



Διάγραμμα 18-Διάγραμμα σχεδιασμού συστήματος

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5^ο – ΟΙΚΟΝΟΜΟΤΕΧΝΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ

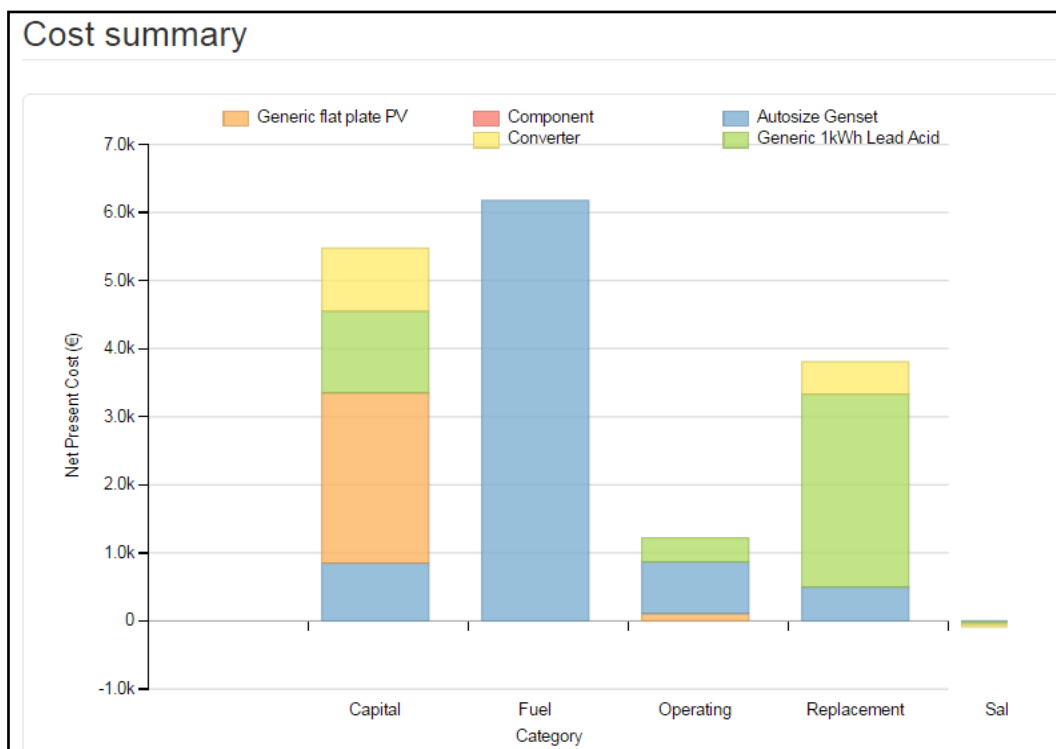
Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται τα οικονομικά μεγέθη των ΑΥΣ. Γίνεται εκτενής ανάλυση κόστους, όπου παρουσιάζονται αναλυτικοί πίνακες που δείχνουν τον επιμερισμό του κόστους. Επίσης συγκρίνονται τα οικονομικά μεγέθη των συστημάτων με αυτά των συμβατικών δικτύων ενέργειας, ώστε να εξαχθούν συμπεράσματα σε σχέση με την βιωσιμότητα τους. Τέλος, γίνεται ανάλυση ευαισθησίας σε δεδομένα η μεταβολή των οποίων επηρεάζει τους οικονομικούς δείκτες της επένδυσης.

5.1. Οικονομικά Στοιχεία

5.1.1. Ανάλυση κόστους

5.1.1.1. Σύστημα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Το κόστος της επένδυσης σε όρους καθαρής παρούσας αξίας (NPC) ισούται με 16,589.00 € ενώ το κόστος παραγωγής της ενέργειας (LCOE) ανά kWh είναι 0,667 παρατηρείται ότι το μεγαλύτερο μέρος του κόστους οφείλεται στην προμήθεια καυσίμου με δαπάνη που φτάνει τις 6.2 χιλ. €. Από την άλλη, κόστη κεφαλαίου (της επένδυσης φτάνουν συνολικά τις 5.5 χιλ. €, από τις οποίες οι 2.5 χιλ. € αφορούν το κόστος των Φ/Β, 1.2 χιλ. € αφορούν στην προμήθεια των μπαταριών, 900.00 € αφορούν την αγορά του μετατροπέα τάσης, ενώ τέλος 800.00 € αφορούν την προμήθεια της Γ/Ν. Το συνολικό ύψος του κόστους συντήρησης του εξοπλισμού είναι 1.3 χιλ. € και το μεγαλύτερο μέρος του (800.00 €) οφείλεται στην συντήρηση της Γ/Ν. Τέλος, το κόστος αντικατάστασης εξοπλισμού ανέρχεται σε 3,8 χιλ. € από τα οποία το μεγαλύτερο ποσοστό (2.8 χιλ. €) αφορά την προμήθεια νέων συσσωρευτών, ενώ το υπόλοιπο κόστος μοιράζεται μεταξύ της αντικατάστασης του μετατροπέα τάσης και της αντικατάστασης της Γ/Ν. Στο Διάγραμμα 19 και τον Πίνακα 15 παρουσιάζονται αναλυτικά όλα τα κόστη της επένδυσης.

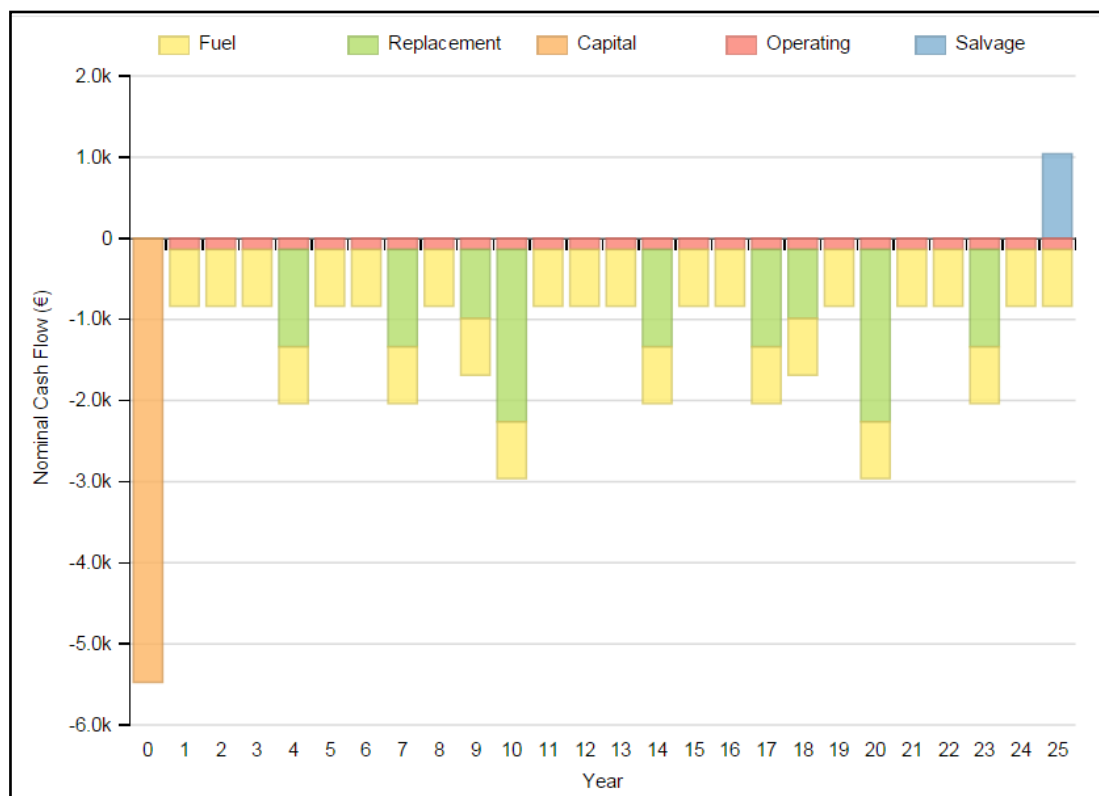


Διάγραμμα 20-Συνολικά κόστη επένδυσης

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
Generic flat plate PV	2.500	0	111	0	0	2.611
Autosize Genset	850	499	757	6.176	-15	8.267
Generic 1kWh Lead Acid	1.200	2.834	354	0	-35	4.353
Converter	924	474	0	0	-39	1.359
System	5.474	3.807	1.221	6.176	-89	16.589

Πίνακας 15-Αναλυτικά κόστη επένδυσης

Οι ταμειακές ροές καθ' όλη τη διάρκεια ζωής της επένδυσης φαίνονται αναλυτικά στο Διάγραμμα 21. Παρατηρείται σταθερό κόστος συντήρησης και καυσίμου (O&M Cost), ενώ από την άλλη το κόστος αντικατάστασης εξοπλισμού (Replacement Cost) παρουσιάζεται κάθε 3 χρόνια όσον αφορά στις μπαταρίες και κάθε 10 χρόνια όσον αφορά στον μετατροπέα τάσης.



Διάγραμμα 22-Ταμειακές Ροές Επένδυσης (cash flow)

Επίσης στον Πίνακα 16 παρουσιάζονται τα ετήσια κόστη της επένδυσης (Annualized Costs) τα οποία επιμερίζονται σε όλες τις κατηγορίες.

Annualized Costs						
Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
Generic flat plate PV	283	0	13	0	0	295
Autosize Genset	96	56	86	699	-2	935
Generic 1kWh Lead Acid	136	321	40	0	-4	492
Converter	105	54	0	0	-4	154
System	619	431	138	699	-10	1.876

Πίνακας 16-Ετήσιο κόστος επένδυσης

5.1.1.2. Σύστημα Θέρμανσης Χώρων και Παραγωγής Ζεστού Νερού Χρήσης

Το κόστος αρχικής επένδυσης του συστήματος βιομάζας – λέβητα/καυστήρα ανέρχεται στο ποσό των 9,000 € και αυτό προκύπτει από το άθροισμα του κόστους

του συστήματος βιομάζας, το οποίο υπολογίζεται σε 5,000 € και του συστήματος λέβητα-καυστήρα, το οποίο υπολογίζεται σε 4,000€. Τα ετήσια κόστη συντήρησης του συστήματος υπολογίζονται σε 2% της συνολικής επένδυσης ή 180€/έτος. Το κόστος καυσίμου ανέρχεται σε 1,193 €/έτος από τα οποία τα 995€ αφορούν την προμήθεια βιομάζας (ξύλου) και τα 198€ την προμήθεια πετρελαίου. Αν συγκριθεί το κόστος καυσίμου σε σχέση με την πρώτη περίπτωση, παρατηρείται μια ιδιαίτερα σημαντική ετήσια εξοικονόμηση καυσίμου της τάξης των 2,443 €/έτος. Το γεγονός αυτό δείχνει ότι από άποψη κόστους η πρώτη επένδυση αν και έχει μικρό αρχικό κόστος (4,000 € κόστος λέβητα-καυστήρα πετρελαίου), έχει ιδιαίτερα υψηλό ετήσιο κόστος καυσίμου (3,636 €/έτος), πράγμα που κάνει την δεύτερη περίπτωση περισσότερο συμφέρουσα.

Ετήσια κόστη (πιστώσεις)	Μονάδα	Ποσότητα	Μονάδα κόστους	Ποσό
Λειτουργία & Συντήρηση				
Τμήματα & Εργασία	έργο		€	-
Οριζόμενο από τον χρήστη	κόστος	1	€	180
Απρόβλεπτα	%		€	180
Υπο-σύνολο:			€	180
Κόστος καυσίμου - προτεινόμενη περίπτωση				
Ελαφρύ πετρέλαιο (#2 πετρέλαιο)	L	239	€	0,830
Πεύκο	tn	7	€	133,000
Υπο-σύνολο:			€	1.193

Πίνακας 17 – Ετήσια κόστη

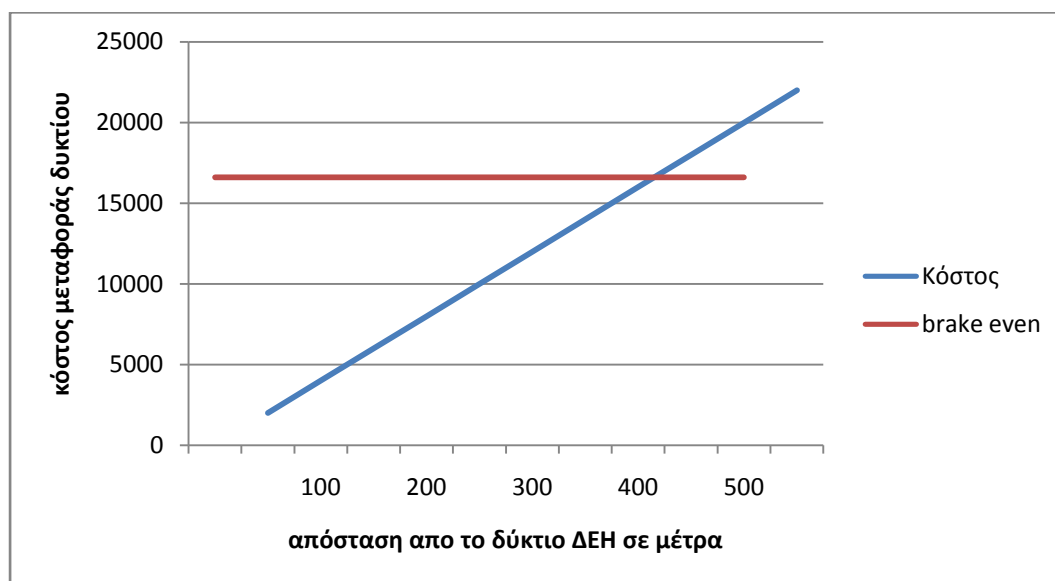
5.2. Οικονομική βιωσιμότητα αυτόνομου υβριδικού ενεργειακού συστήματος

Η οικονομική βιωσιμότητα των επενδύσεων σε ένα ενεργειακό σύστημα εξαρτάται από τα ετήσια λειτουργικά οφέλη που προκύπτουν από την υποκατάσταση αγοράς ηλεκτρικής ισχύος και ενέργειας από την επιχείρηση ηλεκτρισμού, καθώς και από την εξοικονόμηση καυσίμου για παραγωγή θερμικής ενέργειας με συμβατικό τρόπο. Επίσης, σημαντικό ρόλο στη βιωσιμότητα μια επένδυσης παίζει και το κόστος κατασκευής και λειτουργίας του συστήματος, που θα πετύχει αυτήν την υποκατάσταση. Τα μεγέθη αυτά χρησιμοποιούνται για τον προσδιορισμό των δεικτών οικονομικής σκοπιμότητας.

Στην παρούσα εργασία η βιωσιμότητα της επένδυσης εξετάζεται ξεχωριστά για τα δυο συστήματα, ενώ στο τέλος γίνεται μια συνολική αποτίμηση της επένδυσης.

5.2.1. Σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

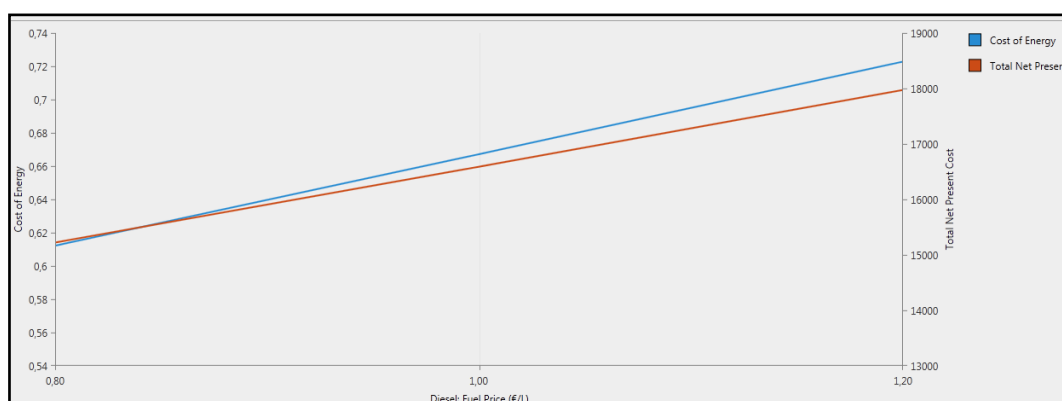
Όσον αφορά το αυτόνομο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, τα οικονομικά δεδομένα συγκρίνονται σε σχέση με αυτά που θα ίσχυαν για ένα κοινό διασυνδεδεμένο σύστημα. Συγκρίνοντας το LCOE, παρατηρείται μεγάλη διαφορά στο κόστος ενέργειας. Αναλυτικότερα, το βέλτιστο αυτόνομο σύστημα που προτείνεται από το πρόγραμμα Homer έχει $LCOE=0,667 \text{ €/kWh}$. Το αντίστοιχο κόστος ενέργειας του οικιακού τιμολογίου της ΔΕΗ είναι $0,227 \text{ €/kWh}$ (συνυπολογίζοντας σε αυτό πέραν του κόστους ανά kWh και όλες τις ρυθμιζόμενες χρεώσεις – φόρους κλπ). Άρα το COE του αυτόνομου συστήματος είναι κατά 294% μεγαλύτερο αυτού του συμβατικού συστήματος. Αυτό δείχνει, ότι στην περίπτωση που υπάρχει πρόσβαση στο δίκτυο της ΔΕΗ θα ήταν πολύ πιο συμφέρον, από άποψη κόστους, να συνδεθεί το κτήριο με αυτό το δίκτυο. Η μόνη περίπτωση που θα ήταν περισσότερο συμφέρουσα η χρήση αυτόνομου συστήματος, θα ήταν όταν το κόστος μεταφοράς του δικτύου της ΔΕΗ υπερβαίνει το κόστος της επένδυσης, οπότε αυξάνει και το κόστος της ενέργειας. Δηλαδή αν υποθέσουμε ένα ενδεικτικό κόστος επέκτασης δικτύου ΔΕΗ, βάσει των προβλεπόμενων στο «*ΣΥΣΤΗΜΑ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΣΥΜΜΕΤΟΧΩΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΩΝ ΧΑΜΗΛΗΣ ΤΑΣΗΣ*» της ΔΕΗ ίσο με $40 \text{ €/μέτρο επέκτασης}$, τότε για να είναι συμφέρον ένα τέτοιο σύστημα θα πρέπει η απόστασή του από δίκτυο να υπερβαίνει τα 415 m. Αναλυτικά, το σημείο Brake Even, όπου το κόστος επέκτασης τους δικτύου υπερβαίνει το κόστος εγκατάστασης ΑΥΣ παραγωγής ενέργειας φαίνεται από το Διάγραμμα 23.



Διάγραμμα 24-Breakeven επέκτασης του δικτύου μεταφοράς

Αξίζει να σημειωθεί εδώ ότι η παρούσα μελέτη αφορά διάστημα 25 ετών. Ενώ από την άλλη, στην περίπτωση που είχαμε διασύνδεση του συστήματος με το συμβατικό δίκτυο η σύνδεση θεωρείται μόνιμη.

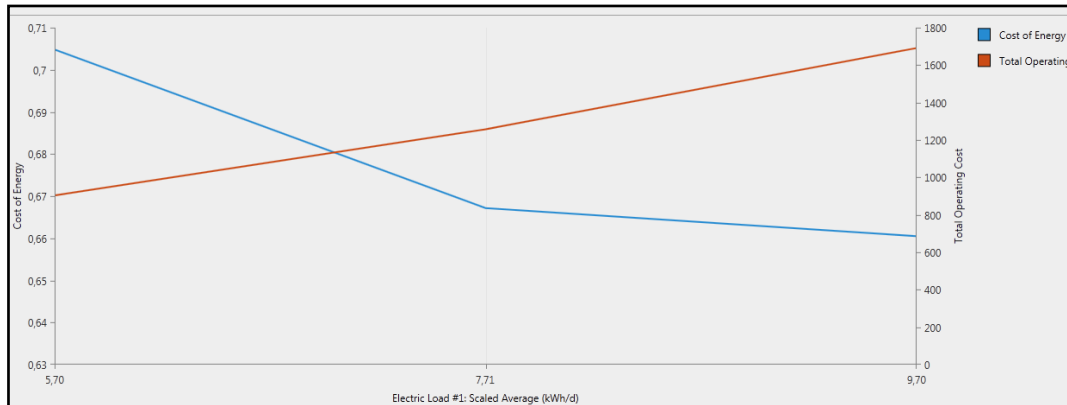
Ένας ακόμη σημαντικός παράγοντας βιωσιμότητας της επένδυσης είναι η ευαισθησία που παρουσιάζει στις μεταβολές των δεδομένων. Για τον λόγο αυτό έγινε ανάλυση ευαισθησίας όπου εξετάστηκε η «αντίδραση» της επένδυσης στην μεταβολή σημαντικών παραγόντων. Αρχικά εξετάστηκε η μεταβολή που θα είχε η αύξηση ή η μείωση της τιμής του καυσίμου (από 0,8 έως 1,2 €/L), σε σχέση με το COE και το NPC όπως φαίνεται στο Διάγραμμα 25.



Διάγραμμα 26-Ανάλυση ευαισθησίας σχετικά με τις μεταβολές στην τιμή του καυσίμου

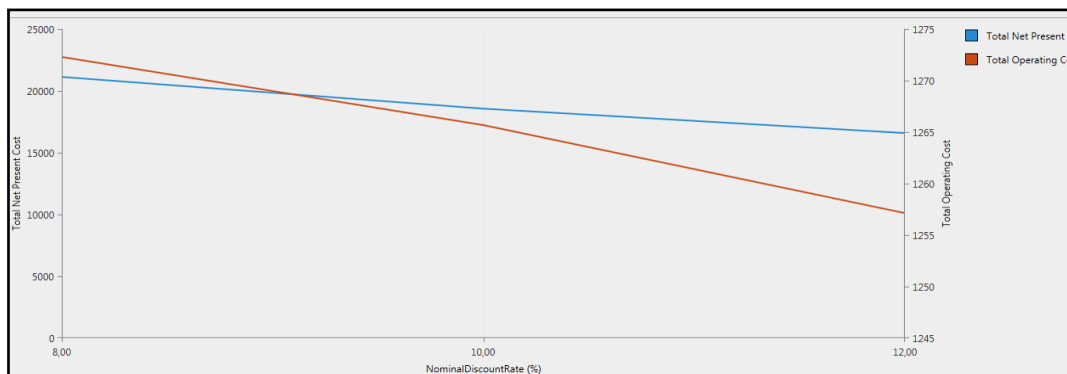
Παρατηρείται μια γραμμική μείωση τόσο του COE όσο και του NPC όταν η τιμή του καυσίμου μειώνεται. Αντιθέτως, όσο η τιμή του καυσίμου αυξάνεται, οι δυο

προαναφερόμενοι δείκτες αυξάνουν αντίστοιχα. Αυτό είναι φυσιολογικό αφού το κόστος καυσίμου καταλαμβάνει σημαντικό μέρος του συνολικού κόστους της επένδυσης, οπότε οι διακυμάνσεις στην τιμή του επηρεάζουν δραστικά τους οικονομικούς δείκτες. Στη συνέχεια έγινε ανάλυση ευαισθησίας, η οποία αφορά την αύξηση ή την μείωση της ζήτησης (5,7 έως 9,7 kWh/day), σε σχέση με το COE και τα λειτουργικά κόστη όπως φαίνεται στο διάγραμμα 26.



Διάγραμμα 27 - Ανάλυση ευαισθησίας σχετικά με τις μεταβολές στην ζήτηση

Στο διάγραμμα παρατηρείται μια μείωση του κόστους ενέργειας όσο αυξάνει η ζήτηση και αυτό είναι φυσικό, καθώς ο δείκτης COE αναφέρεται σε κόστος ανά καταναλισκόμενη kWh. Αντιθέτως, τα λειτουργικά κόστη αυξάνουν γραμμικά όσο αυξάνεται η ζήτηση, καθώς λόγω της αύξησης της λειτουργίας της Γ/Ν, αλλά και των φορτίων που διακινούνται συνολικά στο σύστημα, απαιτούνται περισσότερα έξοδα συντήρησης και λειτουργίας. Συνεχίζοντας την ανάλυση, εξετάστηκαν οι πιθανές μεταβολές του επιτοκίου προεξόφλησης (8 έως 12%), ως προς το NPC, όσο και προς τα λειτουργικά κόστη, όπως φαίνεται στο Διάγραμμα 27.

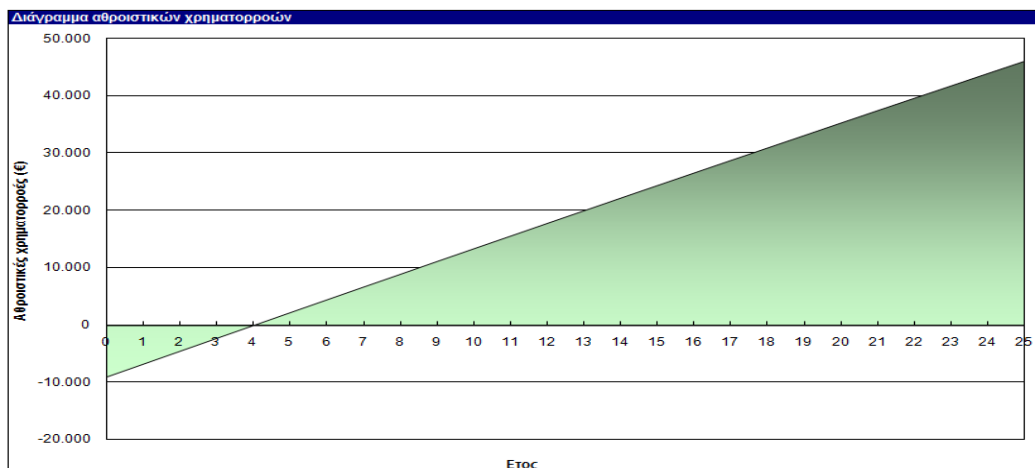


Διάγραμμα 28 - Ανάλυση ευαισθησίας σχετικά με τις μεταβολές στο επιτόκιο προεξόφλησης

Από το διάγραμμα παρατηρείται μια μικρή μείωση του συνολικού κόστους επένδυσης σε όρους καθαρής παρούσας αξίας, ενώ σχετικά με τα λειτουργικά κόστη η μείωση αυτή είναι λίγο μεγαλύτερη. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι το μεγαλύτερο ποσοστό του NPC αφορά την αρχική επένδυση, οπότε δεν επηρεάζεται σε μεγάλο μέγεθος από τις μεταβολές του επιτοκίου προεξόφλησης σε αντίθεση με τα λειτουργικά κόστη τα οποία είναι ετήσια. Τέλος, αξίζει να σημειωθεί ότι στην ανάλυση ευαισθησίας που έγινε ως αναφορά την αύξηση της μέσης ταχύτητας του ανέμου, ώστε να διαπιστωθεί εάν είναι συμφέρον να χρησιμοποιηθεί μικρή Α/Γ στο ενεργειακό μίγμα του ΑΥΣ, σε όλες τις περιπτώσεις το σύστημα δεν συμπεριλάμβανε την Α/Γ στις βέλτιστες λύσεις, ακόμα και για μέση ταχύτητα ανέμου ίση με 6,3m/s. Αυτό δείχνει ότι στη συγκεκριμένη περιοχή δεν είναι συμφέρουσα μια τέτοια λύση.

5.2.2. Σύστημα Θέρμανσης Χώρων και Παραγωγής Ζεστού Νερού Χρήσης

Το σύστημα ΘΧ και ΖΝΧ που εξετάζεται είναι αυτό της παράλληλης χρήσης συστήματος βιομάζας με λέβητα-καυστήρα σε σχέση με συμβατικό σύστημα το οποίο χρησιμοποιεί μόνο καυστήρα πετρελαίου. Αρχικά, ως προς το κόστος καυσίμου παρατηρούμε ότι το σύστημα με χρήση βιομάζας είναι πολύ πιο συμφέρον από αυτό που χρησιμοποιεί μόνο πετρέλαιο, καθώς εξοικονομεί 2,443 €/έτος. Επίσης, απαιτεί ένα μικρό κόστος επένδυσης ύψους 9.000 €, το οποίο μπορεί να καλυφθεί από ίδια κεφάλαια (δεν υπολογίζονται κόστη για την ανάπτυξη δικτύου διανομής, θεωρείται ότι είναι ήδη εγκατεστημένα στο κτήριο). Συνεχίζοντας περαιτέρω, η οικονομική ανάλυση έδειξε ότι η απόσβεση της επένδυσης θα γίνει σε μόλις 4 χρόνια όπως φαίνεται και στο Διάγραμμα 29, πράγμα που δείχνει ότι η επένδυση είναι ιδιαίτερα βιώσιμη. Επίσης, η εν' λόγω επένδυση παρουσιάζει ιδιαίτερα ικανοποιητικό βαθμό απόδοσης, ίσο με 24,8%, ΚΠΑ ίση με 8.500 € και αναλογία κόστους-οφέλους 1,94. Όλα τα παραπάνω ενισχύουν το συμπέρασμα ότι η επένδυση είναι ιδιαίτερα ελκυστική. Στη συνέχεια, πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας η οποία παρουσιάζει τις μεταβολές που θα έχει η ΚΠΑ σε αλλαγές με διακύμανση +/- 30% στα αρχικά κόστη, σε σχέση με τις μεταβολές στις τιμές των καυσίμων, όπως φαίνεται στον Πίνακα 18.



Διάγραμμα 29 – Χρόνος απόσβεσης επένδυσης

Από την ανάλυση ευαισθησίας παρατηρείται αύξηση στις τιμές της ΚΠΑ στις περιπτώσεις που μειώνεται τόσο η τιμή του καυσίμου όσο και η τιμή του αρχικού κόστους επένδυσης. Ενώ αντίθετος στις περιπτώσεις που η τιμές μειώνονται μειώνετε και η ΚΠΑ.

Αρχικά κόστη €		Κόστος καυσίμου – Σύστημα Βιομάζας –Κ/Λ				€
		-30%	-15%	0%	15%	30%
6.300	-30%	14.007	12.604	11.200	9.797	8.394
7.650	-15%	12.657	11.254	9.850	8.447	7.044
9.000	0%	11.307	9.904	8.500	7.097	5.693
10.351	15%	9.957	8.554	7.150	5.747	4.343
11.701	30%	8.607	7.204	5.800	4.397	2.993

Πίνακας 18- Ανάλυση ευαισθησίας σχετικά με τις μεταβολές στα αρχικά κόστη και την τιμή του καυσίμου

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 – ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΟ ΟΦΕΛΟΣ

Στο κεφάλαιο αυτό αναλύεται το περιβαλλοντικό όφελος από την εφαρμογή των ΑΥΣ. Παρουσιάζονται αναλυτικά οι εκπομπές σε αέρια του θερμοκηπίου, ενώ συγκρίνονται με συμβατικά συστήματα. Τέλος, γίνεται παρουσίαση του βέλτιστου ΑΥΣ από περιβαλλοντικής άποψης.

6.1. Ετήσιες εκπομπές αερίων ρύπων

Εκτός από την τεχνική και οικονομική ανάλυση του ΑΥΣ συστήματος που εξετάζεται στην παρούσα εργασία, κρίνεται σκόπιμο να αναλυθεί και το περιβαλλοντικό αποτύπωμα του συστήματος. Δεδομένου του ενεργειακού προβλήματος όπως αυτό αναλύθηκε επαρκώς στα προηγούμενα κεφάλαια, είναι ιδιαίτερα σημαντικό στη λήψη μιας απόφασης για την υλοποίηση ή μη μιας επένδυσης, να εξετάζονται και περιβαλλοντικά ζητήματα.

Το πρόγραμμα Homer, στο οποίο έγινε η ανάλυση του ΑΥΣ παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, εκτίμησε τις ετήσιες εκπομπές του συστήματος, όπως φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα 19.

Emissions		
Pollutant	Emissions	Units
Carbon dioxide	1839	kg/yr
Carbon monoxide	5	kg/yr
Unburned hydrocarbons	1	kg/yr
Particulate matter	0	kg/yr
Sulfur dioxide	4	kg/yr
Nitrogen oxides	41	kg/yr

Πίνακας 19- ετήσιες εκπομπές του συστήματος ΑΥΣ με ΑΠΕ

Οι εκπομπές σε CO₂ ανέρχονται σε 1,839.00Kg/yr, ενώ τα μεγέθη των άλλων ρύπων είναι μηδαμινά. Αντίστοιχα αν δεν είχαμε διείσδυση των ΑΠΕ (με αποτέλεσμα το σύνολο της ζήτησης να καλύπτεται από την Γ/Ν), οι εκπομπές σε CO₂ θα ήταν ετησίως 2,995.60Kg/yr (Πίνακας 20) δηλαδή αυξημένες κατά 1,156.6 Kg/yr ή 163%.

Emissions		
Pollutant	Emissions	Units
Carbon dioxide	2996	kg/yr
Carbon monoxide	7	kg/yr
Unburned hydrocarbons	1	kg/yr
Particulate matter	1	kg/yr
Sulfur dioxide	6	kg/yr
Nitrogen oxides	66	kg/yr

Πίνακας 20 - ετήσιες εκπομπές του συστήματος ΑΥΣ χωρίς ΑΠΕ

Αυτό δείχνει ότι το υβριδικό σύστημα που μπορεί να αξιοποιεί παράλληλα τόσο συμβατικές, όσο και ΑΠΕ έχει και οικονομικό αλλά και ιδιαίτερα σημαντικό περιβαλλοντικό όφελος. Επίσης, είναι φανερό ότι όσο αυξάνεται η διείσδυση των ΑΠΕ, τόσο μειώνονται δραστικά οι εκπομπές σε ρύπους. Όμως, μετά από κάποιο ποσοστό αν και από περιβαλλοντικής άποψης η επένδυση γίνεται ιδιαίτερα ελκυστική, από οικονομικής άποψης γίνεται ασύμφορη.

Από την άλλη, σε ότι έχει να κάνει με το σύστημα ΘΧ και ΖΝΧ οι ετήσιες εκπομπές υπολογίζονται σε 0,9 tn CO₂/έτος όπως φαίνονται αναλυτικά από τον Πίνακα 21.

Περίληψη εκπομπών ΑΤΘ προτεινόμενης περίπτωσης (Έργο παραγωγής θερμότητας)							
Τύπος Καυσίμου	Μίγμα καυσίμου %	Συντελεστής	Συντελεστής	Συντελεστής	Κατανάλωση	Συντελεστής	Εκπομπές ΑΤΘ tn CO ₂
		εκπομπής CO ₂ kg/GJ	εκπομπής CH ₄ kg/GJ	εκπομπής N ₂ O kg/GJ	καυσίμου MWh	εκπομπής ΑΤΘ tn CO ₂ /MWh	
Ελαφρύ πετρέλαιο (#2 πετρέλαιο)	5,5%	73,3	0,0020	0,0020	2	0,266	0,6
Πεύκο	94,5%	0,0	0,0320	0,0040	42	0,007	0,3
Σύνολο	100,0%	4,0	0,0304	0,0039	44	0,021	0,9

Πίνακας 21 – Εκπομπές συστήματος Βιομάζας – λέβητα/καυστήρα

Αντίστοιχα στην περίπτωση που είχαμε εφαρμογή συστήματος με αποκλειστική χρήση λέβητα-καυστήρα πετρελαίου, οι ετήσιες εκπομπές θα ήταν 11.8 tn CO₂/έτος ή κατά 1,310% μεγαλύτερες από αυτές του προτεινόμενου συστήματος με καύση βιομάζας. Οι αναλυτικές εκπομπές φαίνονται από τον Πίνακα 22.

Περίληψη εκπομπών ΑΤΘ βασικού σεναρίου (σεναρίου αναφοράς)							
Τύπος Καυσίμου	Μίγμα καυσίμου %	Συντελεστής	Συντελεστής	Συντελεστής	Κατανάλωση	Συντελεστής	Εκπομπές ΑΤΘ tn CO ₂
		εκπομπής CO ₂ kg/GJ	εκπομπής CH ₄ kg/GJ	εκπομπής N ₂ O kg/GJ	καυσίμου MWh	εκπομπής ΑΤΘ tn CO ₂ /MWh	
Ελαφρύ πετρέλαιο (#2 πετρέλαιο)	100,0%	73,3	0,0020	0,0020	44	0,266	11,8
Σύνολο	100,0%	73,3	0,0020	0,0020	44	0,266	11,8

Πίνακας 22 - Εκπομπές συστήματος λέβητα/καυστήρα

Είναι αντιληπτό ότι από την χρήση του υβριδικού συστήματος θέρμανσης εκτός από το μεγάλο οικονομικό όφελος παρατηρείται μια εξαιρετικά σημαντική μείωση σε εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, κάτι που κάνει την επένδυση ιδιαίτερα συμφέρουσα. Αναλυτικότερα, το πρόγραμμα Retscreen μας δίνει την ετήσια μείωση

σε εκπομπές που επιτυγχάνεται από την αλλαγή του συστήματος σε σύστημα καύσης, κυρίως βιομάζας.

Σύνολψη μείωσης εκπομπών ΑΤΘ						
	Εκπομπές ΑΤΘ βασικής περίπτωσης tn CO2	Εκπομπές ΑΤΘ προτεινόμενης περίπτωσης tn CO2		Μικτή ετήσια μείωση εκπομπών ΑΤΘ tn CO2	Τέλη συναλλαγών πιστώσεων %	Καθαρή ετήσια μείωση εκπομπών ΑΤΘ tn CO2
Εργο παραγωγής θερμότητας	11,8	0,9		10,8		10,8
Καθαρή ετήσια μείωση εκπομπών ΑΤΘ	10,8	tn CO2	ισοδυναμεί με	2,0	Αυτοκίνητα και ελαφριά φορτηγά δεν χρησιμοποιούνται	

Πίνακας 23 - καθαρή ετήσια μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου

Από τον Πίνακα 23 φαίνεται η καθαρή ετήσια μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου η οποία ανέρχεται σε 10,8 tn CO₂ ανά έτος. Τέλος, η ετήσια εξοικονόμηση εκπομπών, με σκοπό να κατανοηθεί ευκολότερα η εξοικονόμηση που συντελείται, παρομοιάζεται με όφελος που θα υπήρχε αν έβγαιναν εκτός λειτουργίας 2 αυτοκίνητα και ελαφριά φορτηγά.

6.2. Βέλτιστο σύστημα μείωσης εκπομπών αερίων θερμοκηπίου

Με σκοπό να μελετηθεί διεξοδικά το σενάριο ενός συστήματος που έχει ως πρώτη προτεραιότητα τη μείωση των εκπομπών ρύπων, μεγιστοποιώντας τα περιβαλλοντικά οφέλη, έγινε προσομοίωση του ΑΥΣ με στόχο την ελαχιστοποίηση καυσίμου. Δηλαδή, αξιοποιώντας τις δυνατότητες του προγράμματος εξετάσαμε ποιο είναι το σύστημα εκείνο που κατά την εφαρμογή του παράγει τους λιγότερους δυνατούς ρύπους, καλύπτοντας το φορτίο. Στο σύστημα αυτό το κριτήριο της οικονομικής βιωσιμότητας είναι δευτερεύον.

Τα στοιχεία του εν' λόγω συστήματος φαίνονται αναλυτικά στον Πίνακα... . Αξίζει να σημειωθεί ότι σε αυτό το σύστημα το πρόγραμμα περιλαμβάνει και Α/Γ, αφού πλέον το βασικό κριτήριο επιλογής δεν είναι το οικονομικό, αλλά το περιβαλλοντικό όφελος. Επίσης αυξάνονται τα Φ/Β πλαίσια καθώς και ο αριθμός των μπαταριών. Γενικότερα το σύστημα προσανατολίζεται στην αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ σε ποσοστά που φτάνουν το 94% της συνολικής παραγωγής. Από την άλλη, η Γ/Ν χρησιμοποιείται καθαρά πλέον ως εφεδρικό σύστημα, με μόλις 6% συμμετοχή στην συνολική παραγωγή του συστήματος.

System architecture		
PV	Generic flat plate PV	5 kW
Wind Turbine	BWC XL.1	2
Generator	Autosize Genset	2 kW
Battery	Generic 1kWh Lead Acid	10 strings
Converter	Leonics S219CPH 5KW 48Vdc	3 kW
Dispatch Strategy	Cycle Charging	

Πίνακας 24 – δεδομένα ΑΥΣ παραγωγής ενέργειας με ελαχιστοποίηση καυσίμου

Σχετικά με τα οικονομικά μεγέθη της επένδυσης, το πρόγραμμα έδειξε ότι το συγκεκριμένο σύστημα παρουσιάζει ιδιαίτερα αυξημένες τιμές. Πιο συγκεκριμένα το συνολικό NPC ανέρχεται σε 38.375 € κατά 231% μεγαλύτερο από αυτό του οικονομικότερου συστήματος (βλέπε κεφ. 4). Επιπρόσθετα, το COE ανέρχεται σε 1,543 αντί για 0,667 €/kWh που ήταν στην πρώτη περίπτωση.

Net Present Costs						
Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
Generic flat plate PV	12.500	0	553	0	0	13.053
BWC XL.1	12.000	0	2.122	0	0	14.122
Autosize Genset	850	0	64	503	-55	1.362
Generic 1kWh Lead Acid	3.000	3.487	884	0	-180	7.191
Converter	1.800	924	0	0	-77	2.647
System	30.150	4.411	3.623	503	-312	38.375

Πίνακας 25-οικονομικά μεγέθη ΑΥΣ παραγωγής ενέργειας με ελαχιστοποίηση καυσίμου

Συνεχίζοντας σχετικά με τις εκπομπές του συστήματος παρατηρείται ότι στο προτεινόμενο σύστημα οι εκπομπές CO₂ υπολογίζονται μόλις σε 150 kg/yr (Πίνακας 26), τιμή που είναι σχεδόν αμελητέα. Η τιμή αυτή σε σχέση με αυτή του πρώτου συστήματος είναι κατά 92% χαμηλότερη, πράγμα που δείχνει ότι το σύστημα είναι εξαιρετικά φιλικό προς το περιβάλλον. Από την άλλη εκτιμώντας συνολικά το σύστημα διαπιστώνεται ότι από οικονομικής άποψης είναι ιδιαίτερα ασύμφορο και μία εφαρμογή του θα μπορούσε να στηριχτεί σε κάποιου είδους μηχανισμό στήριξης, όπως είναι παραδείγματος χάριν η επιδοτήσεις.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 | ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΟ ΟΦΕΛΟΣ

Emissions		
Pollutant	Emissions	Units
Carbon dioxide	150	kg/yr
Carbon monoxide	0	kg/yr
Unburned hydrocarbons	0	kg/yr
Particulate matter	0	kg/yr
Sulfur dioxide	0	kg/yr
Nitrogen oxides	3	kg/yr

Πίνακας 26 – εκπομπές ρύπων ΑΥΣ παραγωγής ενέργειας με ελαχιστοποίηση καυσίμου

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 - ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στο κεφάλαιο αυτό συνοψίζονται τα συμπεράσματα της παρούσας εργασίας. Αναλύονται τα αποτελέσματα από τις προσομοιώσεις μέσω των λογισμικών προγραμμάτων που χρησιμοποιήθηκαν, ενώ εξάγονται ασφαλής εκτιμήσεις σχετικά με την βιωσιμότητα των συστημάτων. Τέλος, διατυπώνονται σκέψεις, προτάσεις και προβληματισμοί σχετικά με περαιτέρω έρευνα με βάση αυτή την εργασία.

7.1. Σύνοψη εργασίας – Συμπεράσματα

Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας έγινε αναφορά στο σύγχρονο ενεργειακό πρόβλημα και τις πολιτικές επίλυσής του. Είναι αντιληπτό ότι, μέσα σε ένα περιβάλλον ραγδαίων μεταβολών, τόσο σε επιστημονικό, όσο και κοινωνικό-οικονομικό επίπεδο, τα θέματα της ενέργειας αποτελούν **πρώτιστη** προτεραιότητα. Σε συνδυασμό δε με την ραγδαία επιδείνωση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων από την παραγωγή ενέργειας, δημιουργούν μεγάλο επιστημονικό ενδιαφέρον, ώστε να ερευνηθούν τρόποι για την άμβλυνση των επιπτώσεων αυτών. Επιπρόσθετα, δίνεται μεγάλο βάρος στα θέματα της ενεργειακής ασφάλειας και του κόστους της ενέργειας, που μαζί με το περιβαλλοντικό θέμα αποτελούν τις βάσεις προβληματισμού γύρω από τα ενεργειακά θέματα.

Η μελέτη γύρω από τα θέματα της ενέργειας μπορεί να γίνει τόσο σε έργα μεγάλης κλίμακας (πόλεις, νομοί, περιφέρειες, χώρες κλπ) όσο και σε έργα μικρής κλίμακας, όπως είναι και η απομονωμένη κατοικία στην περιοχή του Μετσόβου που εξετάζεται εδώ. Πιο συγκεκριμένα, ερευνήθηκε σε βάθος η περίπτωση των αυτόνομων υβριδικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας. Γύρω από το θέμα υπάρχει πλήθος επιστημονικών εργασιών και δημοσιεύσεων, κυρίως σε διεθνές επίπεδο. Μελετώντας ορισμένες από τις πιο πρόσφατα δημοσιευμένες εργασίες καταλήγουμε στο συμπέρασμα ότι, οι μελέτες των ΑΥΣ στο μεγαλύτερο τους ποσοστό αφορούν αναπτυσσόμενες χώρες, οι οποίες αντιμετωπίζουν μεγάλα προβλήματα ηλεκτροδότησης. Στις περιοχές αυτές είτε δεν υπάρχει πρόσβαση στην ενέργεια, είτε το δίκτυο αντιμετωπίζει μεγάλα προβλήματα. Οι περισσότερες μελέτες εξετάζουν την κάλυψη φορτίων μεγάλης κλίμακας και πολύ λιγότερες αναφέρονται σε μεμονωμένες κατοικίες. Ενώ σχεδόν σε όλες τις εργασίες εξετάζεται μόνο το σύστημα ηλεκτροδότησης και όχι το σύστημα ΘΧ και ΖΝΧ. Αντιθέτως, στην παρούσα μελέτη γίνεται προσπάθεια να εξεταστούν τα δύο συστήματα παράλληλα, προσπαθώντας να αποτιμηθεί το συνολικό ενεργειακό σύστημα της κατοικίας. Επιπλέον, σε όλες τις εργασίες παρατηρείται η χρήση του προγράμματος HOMER, το οποίο εξειδικεύεται στην προσομοίωση και βελτιστοποίηση ΑΥΣ. Όσον αφορά τα οικονομικά μεγέθη, στις περισσότερες περιπτώσεις τα ΑΥΣ είναι ασύμφορα, αφού είναι κατά πολύ ακριβότερα από άποψη κόστους ενέργειας, σε σχέση με το συμβατικό σύστημα. Οι περιπτώσεις στις οποίες είναι συμφέροντα, παρουσιάζονται όταν το κόστος μεταφοράς του συμβατικού δικτύου υπερβαίνει το κόστος επένδυσης ενός ΑΥΣ.

Τότε, συνεκτιμώντας όλους τους παράγοντες, ίσως είναι περισσότερο συμφέρον και ασφαλές να υπάρχουν τοπικά ΑΥΣ παραγωγής ενέργειας κοντά στην περιοχή κατανάλωσης. Ιδιαίτερα σε περιπτώσεις εξαιρετικά δύσβατων περιοχών (απομακρυσμένα νησιά κ.α), όπου είναι σημαντικά υψηλό το κόστος σύνδεσης με το δίκτυο, τα ΑΥΣ ίσως αποτελούν την μοναδική λύση ηλεκτροδότησης. Αντίθετα με τους οικονομικούς δείκτες, τα ΑΥΣ, όταν έχουν σημαντική διείσδυση ΑΠΕ, είναι ιδιαίτερα φιλικά προς το περιβάλλον και μειώνουν σημαντικά τις εκπομπές σε ρύπους. Εκτός αυτού, η διείσδυση των ΑΠΕ σε περιοχές με πλούσιο αιολικό και ηλιακό δυναμικό μειώνει και το κόστος της ενέργειας, αν και αυξάνει το κόστος επένδυσης.

Αποτιμώντας σε βάθος τα αποτελέσματα των μελετών η ανάλυση προχώρησε στην διερεύνηση ενός ΑΥΣ σε απομακρυσμένη κατοικία κοντά στον οικισμό του Μετσόβου. Η κατοικία είναι υψηλής ενεργειακής κλάσης, αφού έχουν εφαρμοστεί σε αυτή όλα τα προβλεπόμενα από τον ΚΕΝΑΚ. Αρχικά, με τη βοήθεια του προγράμματος HOMER, μελετήθηκε ΑΥΣ παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη των αναγκών της κατοικίας. Στη συνέχεια, με τη βοήθεια του προγράμματος RETScreen διερευνήθηκε το σύστημα ΘΧ και ΖΝΧ.

Όσον αφορά το ΑΥΣ παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, το βέλτιστο σύστημα που το πρόγραμμα προτείνει για την κάλυψη της ζήτησης στο προς εξέταση κτήριο, αποτελείται από μια Γ/Ν ονομαστικής ισχύος 1,7 kW, επίπεδα Φ/Β πάνελ ονομαστικής ισχύος 1kW, 4 συσσωρευτές 1kWh και έναν μετατροπέα τάσης 1,54 kW. Το σύστημα μπορεί να καλύψει όλες τις απαιτήσεις του κτηρίου (7,7 kWh/day), ενώ η συνεισφορά των ΑΠΕ ανέρχεται σε 27% της συνολικής παραγωγής. Η χρήση Α/Γ δεν συμπεριλαμβάνεται στις βέλτιστες λύσεις, λόγω του χαμηλού αιολικού δυναμικού της περιοχής (4,3 m/s), αλλά και του μεγάλου κόστους προμήθειας και εγκατάστασης που παρουσιάζει. Το βέλτιστο σύστημα έχει NPC 16,589 € και COE 0,667 €/kWh. Συγκρίνοντας τους δείκτες αυτούς με τους αντίστοιχους του συμβατικού δικτύου της ΔΕΗ βλέπουμε ότι το COE του αυτόνομου συστήματος είναι κατά 294% μεγαλύτερο από αυτό του συμβατικού συστήματος. Για να είναι συμφέρον το σύστημα, θα πρέπει η απόσταση του δικτύου από την κατοικία να υπερβαίνει τα 415 m, οπότε το κόστος επέκτασης του δικτύου να υπερβαίνει το κόστος επένδυσης. Αναλύοντας περαιτέρω την ευαισθησία του συστήματος στις

μεταβολές των δεδομένων, παρατηρείται μείωση του NPC αλλά και του COE όσο η τιμή του καυσίμου μειώνεται, ενώ αντίθετα τα μεγέθη αυξάνονται όταν η τιμή έχει ανοδικές τάσεις. Επιπροσθέτως, στην περίπτωση που η ζήτηση θα αυξηθεί, το COE θα μειωθεί αφού με τα ίδια δεδομένα θα καλύπτεται μεγαλύτερο φορτίο. Άρα η επένδυση μεταβάλλει τα μεγέθη της ανάλογα με την αυξομείωση των μεταβλητών, όμως αυτό δεν γίνεται σε τόσο μεγάλο ποσοστό ώστε να την καταστήσουν πιο συμφέρουσα από αυτή της συμβατικής σύνδεσης με το δίκτυο της ΔΕΗ. Από περιβαλλοντικής άποψης το σύστημα υπολογίζεται να παράγει ετησίως 1,839 kg CO₂. Αν στο ίδιο σύστημα δεν υπήρχε διείσδυση ΑΠΕ, οι εκπομπές θα υπολογίζονταν σε 2,995 kg/yr, δηλαδή αυξημένες κατά 163%. Το γεγονός αυτό οδηγεί στο συμπέρασμα ότι έστω και μια μικρή, αλλά σημαντική, συνεισφορά καθαρών τεχνολογιών ΑΠΕ σε ένα ενεργειακό σύστημα μπορεί να δώσει σημαντικά περιβαλλοντικά οφέλη. Επιπρόσθετα, με σκοπό να μελετηθούν σε βάθος συστήματα που μεγιστοποιούν το περιβαλλοντικό όφελος, έγινε προσομοίωση του ΑΥΣ μέσω του προγράμματος HOMER με στόχο την ελαχιστοποίηση καυσίμου, άρα και την μείωση των εκπομπών ρύπων. Από την ανάλυση αυτή προέκυψε ως βέλτιστο σύστημα, το σύστημα που περιλαμβάνει Φ/Β 5kW, Α/Γ 2 kW, Γ/Ν 2 kW, 10 Συσσωρευτές 1 kWh, Μετατροπέα τάσης 3 kW. Αξίζει να σημειωθεί ότι σε αυτό το σύστημα το πρόγραμμα περιλαμβάνει και Α/Γ, αφού πλέον το βασικό κριτήριο επιλογής δεν είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους αλλά η μεγιστοποίηση του περιβαλλοντικού οφέλους. Επίσης, στο εν' λόγω σύστημα αυξάνονται τα Φ/Β πλαίσια, καθώς και ο αριθμός των μπαταριών. Γενικότερα το σύστημα προσανατολίζεται στην αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ σε ποσοστά που φτάνουν το 94% της συνολικής παραγωγής. Από την άλλη η Γ/Ν χρησιμοποιείται καθαρά πλέον ως εφεδρικό σύστημα, με μόλις 6% συμμετοχή στην συνολική παραγωγή. Από οικονομικής άποψης όμως το σύστημα αυτό είναι ιδιαίτερα ασύμφορο αφού το COE παρουσιάζεται αυξημένο στα 1,543 αντί για 0,667 €/kWh που ήταν στην πρώτη περίπτωση, ενώ το NPC ανέρχεται σε 38.375 € κατά 231% μεγαλύτερα από αυτό του οικονομικότερου συστήματος. Άρα, για να μπορέσουν να είναι οικονομικά βιώσιμα τέτοιου είδους μοντέλα θα πρέπει είτε να επιδοτηθούν από το κράτος, είτε να στηριχτούν με άλλους μηχανισμούς στήριξης. Αντίθετα το σύστημα από περιβαλλοντικής άποψης είναι ιδιαίτερα φιλικό με μόλις 150 kg/yr εκπομπές σε CO₂, τιμή που θεωρείται σχεδόν αμελητέα.

Στη συνέχεια εξετάστηκαν συστήματα για την κάλυψη των απαιτήσεων σε ΘΧ και ΖΝΧ με την βοήθεια του προγράμματος RETScreen. Το προτεινόμενο σύστημα (στο εξής ΠΣ) περιλαμβάνει ως μονάδα βάσης διάταξη καύσης βιομάζας παράλληλα με λέβητα-καυστήρα πετρελαίου, ο οποίος τίθεται σε λειτουργία μόνο σε εξαιρετικές περιπτώσεις αιχμής της ζήτησης. Τα δεδομένα από την ανάλυση αυτή συγκρίνονται με την περίπτωση που η κάλυψη της ζήτησης (15 kW) θα ικανοποιούνταν με αποκλειστική χρήση λέβητα-καυστήρα πετρελαίου (Λ/Κ). Από την σύγκριση προκύπτει ότι το ΠΣ που συνδυάζει δύο τεχνολογίες (βιομάζα – πετρέλαιο) είναι κατά πολύ πιο αποδοτικό και οικονομικά βιώσιμο σε σχέση με το σύστημα Λ/Κ που έχει ως καύσιμο αποκλειστικά το πετρέλαιο. Αναλυτικότερα, το ΠΣ εξοικονομεί ετησίως 2,443 € καυσίμου, με κόστος κεφαλαίου 9,000 € και χρόνο απόσβεσης τα 4 χρόνια. Επίσης, παρουσιάζει ιδιαίτερα ικανοποιητικό βαθμό απόδοσης, ίσο με 24.8%, ΚΠΑ ίση με 8,500 € και αναλογία κόστους-οφέλους 1.94. Όλα τα παραπάνω αποδεικνύουν ότι η εναλλαγή του συστήματος θα μειώσει κατακόρυφα το λειτουργικό κόστος, κάνοντας την επένδυση ιδιαίτερα βιώσιμη. Πέραν του οικονομικού οφέλους που δημιουργείται, το ΠΣ καταγράφει σημαντικά οφέλη και στο περιβαλλοντικό επίπεδο. Πιο συγκεκριμένα με την εφαρμογή του ΠΣ επιτυγχάνεται καθαρή ετήσια μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου η οποία ανέρχεται σε 10.8 tn CO₂ ανά έτος σε σχέση με τις εκπομπές που θα υπήρχαν αν είχε εφαρμοστεί σύστημα Λ/Κ.

Στον Πίνακα 27 παρουσιάζονται τα συνολικά δεδομένα των δύο επιμέρους συστημάτων.

ΑΥΣ	Ον. Ισχύς (kW)	κόστος επένδυσης (€)	ετήσιο κόστος συντήρησης (€/έτος)	κόστος καυσίμου (€/έτος)	εκπομπές σε CO ₂ (kg CO ₂ /yr)
Παραγωγή Ενέργειας	3	5,474	138	699	900
ΘΧ και ΖΝΧ	15	9,000	180	1,193	1,839
Συνολικό Σύστημα	18	14,474	318	1,892	2,739

Πίνακας 27 – συνολική αποτίμηση ΑΥΣ παραγωγής ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας

Από την συνολική εικόνα του ΑΥΣ παρατηρείται ότι το σύστημα ΘΧ και ΖΝΧ έχει σχεδόν διπλάσιο κόστος καυσίμου από το σύστημα παραγωγής ενέργειας. Επίσης και τα δυο συστήματα δεν έχουν ιδιαίτερα υψηλό κόστος συντήρησης. Επιπλέον, η ονομαστική ισχύς του συστήματος ΘΧ και ΖΝΧ είναι κατά 5 φορές υψηλότερη, ενώ

και οι εκπομπές σε αέρια του θερμοκηπίου είναι 2 φορές περίπου μεγαλύτερες. Άρα, από τα παραπάνω συνάγουμε το συμπέρασμα ότι είναι εξίσου σημαντικό να μελετηθούν και τα δυο συστήματα μαζί, γιατί αν και διαφορετικά έχουν πολλούς κοινούς παράγοντες. Έτσι, είναι εφικτή μια συνολική αποτίμηση του ενεργειακού προβλήματος σε επίπεδο κτηρίου, η οποία μπορεί να οδηγήσει σε περαιτέρω συμπεράσματα.

7.2. Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα

Μέσα από την διαδικασία συγγραφής της παρούσας εργασίας γεννήθηκαν νέα ερωτήματα και νέες προκλήσεις για περαιτέρω έρευνα. Σκοπός της έρευνας αυτής θα πρέπει να είναι η συμβολή στο έργο της παγκόσμιας επιστημονικής κοινότητας στην προσπάθεια επίλυσης του σύγχρονου ενεργειακού προβλήματος. Στόχος θα πρέπει να είναι η αναλυτική καταγραφή των αιτιών του προβλήματος, που θα οδηγήσουν σε λύσεις που θα ανταποκρίνονται στις υψηλές απαιτήσεις.

Στο πλαίσιο αυτό, και με βαθιά πεποίθηση ότι η εφαρμοσμένη επιστήμη και κατ' επέκταση η τεχνολογία πρέπει να υπηρετεί τον άνθρωπο και τα προβλήματα του, καταγράφονται τα νέα ερωτήματα-προτάσεις που με έναυσμα αυτή την εργασία μπορούν να δώσουν «τροφή» για περαιτέρω έρευνα.

Αρχικά παρατηρήθηκε το γεγονός πως το θέμα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, σε σχέση με το θέμα της παραγωγής θερμότητας αντιμετωπίζονται ξεχωριστά. Θα ήταν πολύ ενδιαφέρον να γίνει περαιτέρω προσπάθεια σύνδεσης των δύο ζητημάτων, ίσως μέσα και από την γραφή του κώδικα ενός προγράμματος που θα συσχετίζει τα δύο θέματα. Στόχος θα είναι η συνολική και με μεθοδικό τρόπο αποτίμηση (οικονομική και περιβαλλοντική) των συστημάτων ενός κτηρίου, πράγμα το οποίο θα μπορέσει να οδηγήσει σε νέα συμπεράσματα.

Επίσης, θα ήταν σημαντικό να ερευνηθούν τρόποι καταγραφής της συνολικής ενεργειακής συμπεριφοράς ενός κτηρίου, μέσα από την εφαρμογή ή τη δημιουργία λογισμικών προγραμμάτων, που σε συνδυασμό με αισθητήρες, θα «παρακολουθούν» το κτήριο σε καθημερινή βάση. Αποτέλεσμα της καθημερινής καταγραφής θα είναι ο ακριβής εντοπισμός των σημείων επέμβασης για μέτρα εξοικονόμησης. Εάν δε, αυτό το σύστημα μπορούσε να εφαρμοστεί σε μεγάλο αριθμό κτηρίων, τα οποία μέσω του διαδικτύου θα αποστέλλουν τα δεδομένα σε ένα κεντρικό σύστημα αυτό θα

δημιουργούσε απόλυτα ασφαλείς εκτιμήσεις για τις αιτίες του ενεργειακού προβλήματος. Επίσης, θα μπορούσε να εντοπίσει τις τεχνολογίες αυτές οι οποίες χρήζουν άμεσου εκσυγχρονισμού, δίνοντας την κατεύθυνση για τον σχεδιασμό και την υλοποίηση νέων πολιτικών εξοικονόμησης και βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

Everett B., Godfrey B., Peake S., Ramage J. *Energy Systems and Sustainability: Power for a Sustainable Future*. Oxford: Oxford University Press; 2011.

Jr. Miller G. *Living in the Environment: Principles, Connections, and Solutions*. USA: Brooks/Cole; 2006.

Καρβούνη Σ., Γεωργακέλλου Δ. *Διαχείριση του Περιβάλλοντος: Επιχειρήσεις & Βιώσιμη Ανάπτυξη*. Αθήνα: Αθ. Σταμούλης; 2003.

Βρεττός, Ε., Τσικαλάκης Α., Παπαθανασίου, Σ., Χατζηαργυρίου, Ν., Κάλλιος, Μ. *Υβριδικά Συστήματα Πολύ Υψηλής Διείσδυσης ΑΠΕ σε Μικρά Νησιωτικά Δίκτυα*. Αθήνα: Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών ΕΜΠ, ΔΕΗ Α.Ε., ΔΕΗ Ανανεώσιμες Α.Ε; 2010.

Κατσουλάκος Ν., Καλιαμπάκος Δ. *Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Ορεινές Περιοχές*. Αθήνα: Ε.Μ.Π.; 2009.

Καραγεώργου, Β. *Κλιματικές Αλλαγές, Πρωτόκολλο Κιότο, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Εμπορία Ρύπων*. Σε: Heleco. Αθήνα, Αθήνα: ΤΕΕ; 2005.

Σιοντόρου Χ. *Σημειώσεις στο μεταπτυχιακό Μάθημα "Κλιματική Αλλαγή"*. Πειραιάς: Πανεπιστήμιο Πειραιώς; 2014.

Φλάμος Α. *Σημειώσεις μεταπτυχιακό στο Μάθημα "Οικονομικά Ενέργειας & Περιβάλλοντος"*. Πειραιάς: Πανεπιστήμιο Πειραιώς; 2014.

Καρβούνης Κ. *Ενέργεια και Πράσινη Ανάπτυξη: Το Ενεργειακό Πρόβλημα στην Ελλάδα και οι Πολιτικές για τη Μετάβαση στην Πράσινη Οικονομία* [διατριβή]. Αθήνα: Πάντειο Πανεπιστήμιο; 2014.

Μπιζέλη Κ. *Εξοικονόμηση Ενέργειας στον Κτιριακό Τομέα: Η Περίπτωση του ΜΕ.Κ.Δ.Ε. στο Μέτσοβο* [διπλωματική]. Αθήνα: Ε.Μ.Π.; 2014.

Σαντικός Γ. *Μελέτη για Εφαρμογή Αυτόνομων Υβριδικών Συστημάτων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στις Υποσαχάριες Χώρες της Αφρικής* [διπλωματική]. Αθήνα: Ε.Μ.Π.; 2014.

Γεωργαντέας Ν. *Σχεδιασμός, Περιβαλλοντική και Οικονομική Ανάλυση Υβριδικού Συστήματος Αιολικής, Ηλιακής Ενέργειας και Diesel για την Ενεργειακή Αυτονομία των Νησιών. Η Περίπτωση της Αστυπάλαιας* [διπλωματική]. Αθήνα: Ε.Μ.Π.; 201

Κατσάφαρος Ι. *Μελέτη του Ενεργειακού Συστήματος της Ικαρίας* [διπλωματική]. Πάτρα: Πανεπιστήμιο Πατρών; 2011.

Νομπλιάκης Σ. *Διείσυση ΑΠΕ σε Διασυνδεδεμένη Κατοικία* [διπλωματική]. Αθήνα: ΕΜΠ; 2011.

Βρεττός Ε. *Ενεργειακή Προσομοίωση και Βέλτιστη Διαστασιολόγηση Υβριδικού Συστήματος ΑΠΕ – Συσσωρευτών - Υδρογόνου* [διπλωματική]. Αθήνα: ΕΜΠ; 2010.

Μοσχανδρέου Σ. *Αυτόνομος Ενεργειακά Σχεδιασμός Οικίας-Ξενώνα στη Μάνη* [διπλωματική]. Αθήνα: ΕΜΠ; 2012.

Γιαννακόπουλος Γ. *Μελέτη και Μοντελοποίηση Αυτόνομου Υβριδικού Συστήματος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας Αποτελούμενο από Γεννήτρια Ντίζελ, Ανεμογεννήτρια και Φωτοβολταϊκή Γεννήτρια* [διπλωματική]. Πάτρα: Πανεπιστήμιο Πατρών; 2009.

Παγγέλα Α., Τσακνάκη Σ. *Σχεδίαση Αυτόνομου Υβριδικού Φωτοβολταϊκού Συστήματος για Τροφοδότηση Κατοικίας* [διπλωματική]. Θεσσαλονίκη: Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης; 2012.

Μώτση Γ. *Μεθοδολογία Προσδιορισμού Κοινωνικο-οικονομικού Κινδύνου Στον Ενεργειακό Εφοδιασμό* [διπλωματική]. Αθήνα: Ε.Μ.Π.; 2010.

Ιωαννίδου Μ. *Τεχνοοικονομική Αξιολόγηση Αυτόνομου Φ/Β Συστήματος σε Οικιακή Εγκατάσταση* [διπλωματική]. Αθήνα: Ε.Μ.Π.; 2014.

Μαρκάτου Μ. *Σχεδίαση Αυτόνομου Υβριδικού Φωτοβολταϊκού Συστήματος* [διπλωματική]. Πάτρα: Πανεπιστήμιο Πατρών; 2011.

International Energy Agency. *World Energy Outlook 2007: China and India insights*. Paris: International Energy Agency; 2007.

United Nations Development Program. *Energy Assessment: Energy the Challenge of Sustainability*. USA: United Nations; 2001.

Ευρωπαϊκή Επιτροπή. ΠΡΑΣΙΝΗ ΒΙΒΛΟΣ: *Ευρωπαϊκή Στρατηγική για Αειφόρο, Ανταγωνιστική και Ασφαλή Ενέργεια*. COM 105. Βρυξέλλες; 2006.

Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας. *Σύστημα Υπολογισμού Συμμετοχών Καταναλωτών Χαμηλής Τάσης*. Αθήνα: ΔΕΗ; 2011.

Ομάδα Εργασίας Υ.Α.Π.Ε./Φ1/875/οικ.6292/19.03.2012: Έκθεση για τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. στο πλαίσιο του σχεδιασμού αναμόρφωσης του μηχανισμού στήριξης. Αθήνα: ΥΠΕΚΑ; 2012.

Τεχνικό επιμελητήριο Ελλάδα. *T.O.T.E.E. 20701-1/2010: Αναλυτικές Εθνικές Προδιαγραφές Παραμέτρων για τον Υπολογισμό της Ενεργειακής Απόδοσης Κτηρίων και την Έκδοση του Πιστοποιητικού Ενεργειακής Απόδοσης*. Π1/(20701-1/2010). Αθήνα: ΤΕΕ; 2011.

Sreeraj E.S., Kishore C., Bandyopadhyay, S. *Design of isolated renewable hybrid power systems*. *Solar Energy*. 2010;84:1124–1136. doi:10.1016/j.solener.2010.03.017.

Rehman S., Alam M., Meyer J.P., Al-Hadhrami, L. *Feasibility study of a wind/pvediesel hybrid power system for a village*. *Renewable Energy*. 2011;38:258-268. doi:10.1016/j.renene.2011.06.028.

Chong L., Xinfeng G., Yuan Z., Chang X., Yan R., Chenguang S., Yang, C. *Techno-economic feasibility study of autonomous hybrid wind/PV/ battery power system for a household in Urumqi, China*. *Energy*. 2013;55:263-272. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.03.084>.

Hiendro A., Kurnianto R., Rajagukguk M., Simanjuntak M., J. *Techno-economic analysis of photovoltaic/wind hybrid system for onshore/remote area in Indonesia*. *Energy*. 2013;59:652-657. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.06.005>.

Rohani G., Nour, M. *Techno-economical analysis of stand-alone hybrid renewable power system for RasMusherib in United Arab Emirates*. *Energy*. 2014;64:828-841. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.065>.

Daud A., Ismail S. *Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions*. *Renewable Energy*. 2012;44:215-224. doi:10.1016/j.renene.2012.01.011.

Abolfazl G., Arash A., Mahdi Z., Sherif, A. *Techno-economic analysis of stand-alone hybrid photovoltaic–diesel–battery systems for rural electrification in eastern part of Iran—A step to ward sustainable rural development. Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013;28:456-462 <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.011>.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι

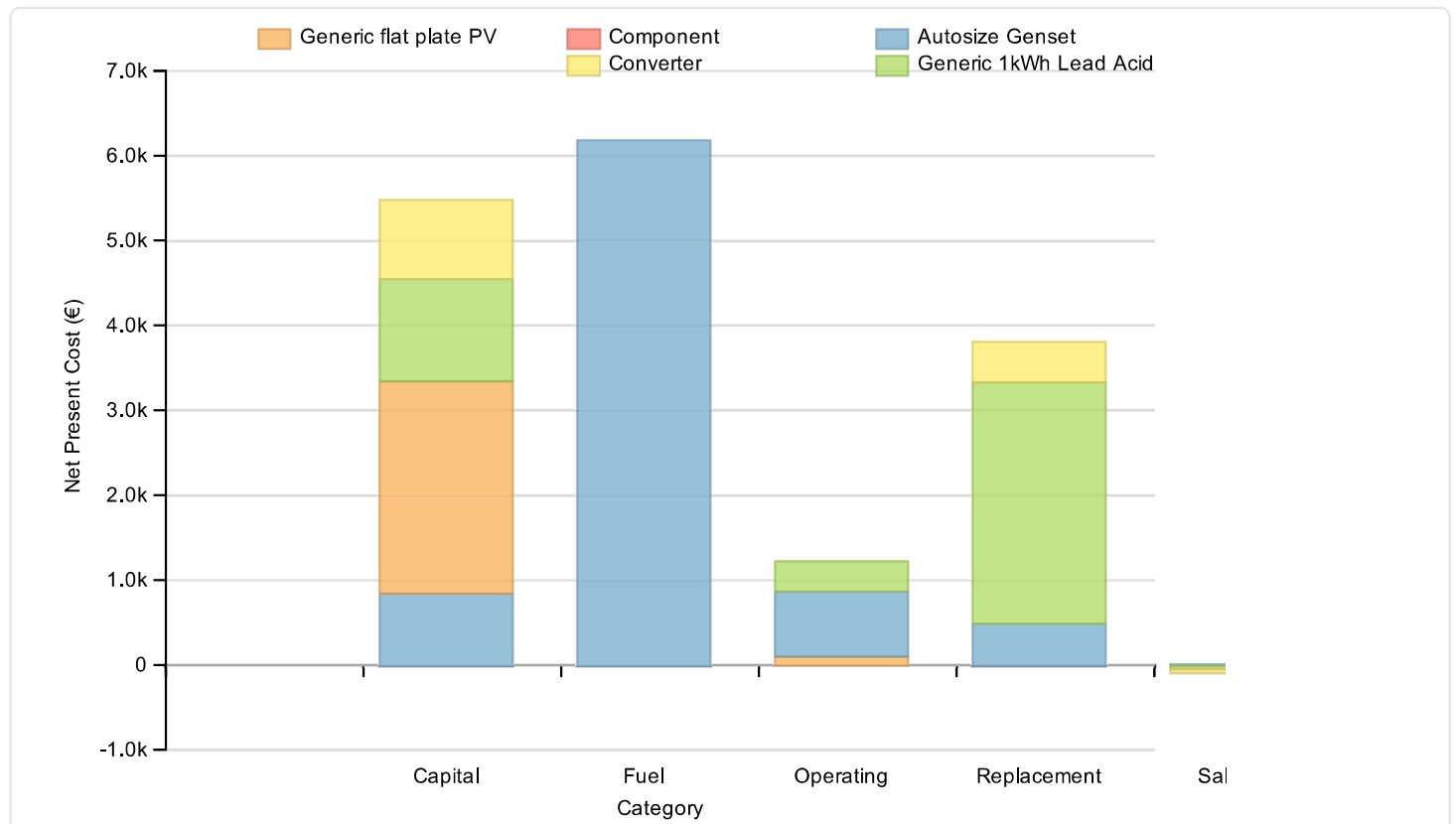
έκθεση του ΑΥΣ παραγωγής ενέργειας με 0% συμμετοχή ΑΠΕ

System Report

System architecture

PV	Generic flat plate PV	1	kW
Generator	Autosize Genset	2	kW
Battery	Generic 1kWh Lead Acid	4	strings
Converter	Leonics S219CPH 5KW 48Vdc	2	kW
Dispatch Strategy	Cycle Charging		

Cost summary



Cost Summary

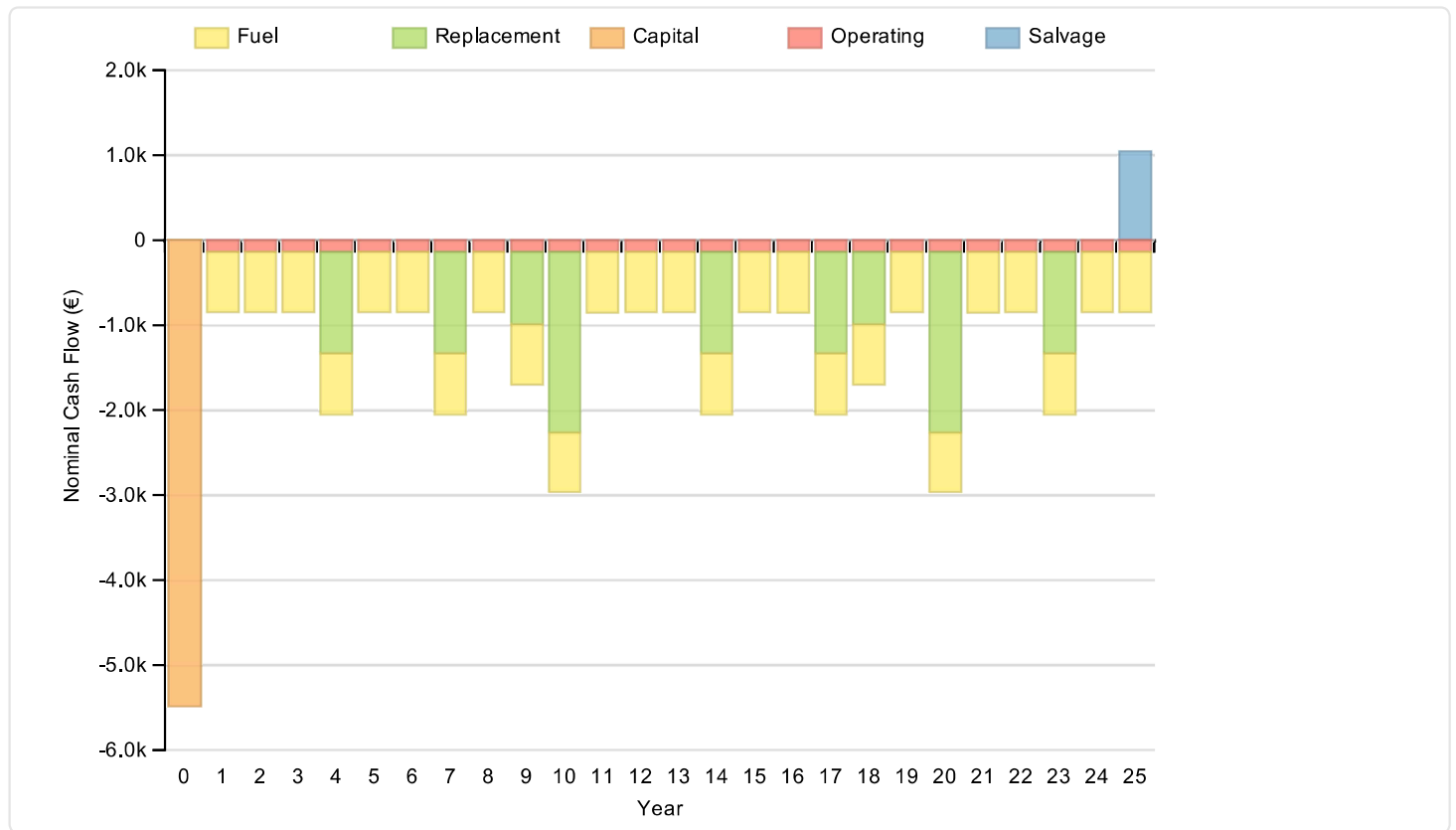
Total net present cost	16589	€
Levelized cost of energy	0,667	€/kWh

Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
Generic flat plate PV	2.500	0	111	0	0	2.611
Autosize Genset	850	499	757	6.176	-15	8.267
Generic 1kWh Lead Acid	1.200	2.834	354	0	-35	4.353
Converter	924	474	0	0	-39	1.359
System	5.474	3.807	1.221	6.176	-89	16.589

Annualized Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
Generic flat plate PV	283	0	13	0	0	295
Autosize Genset	96	56	86	699	-2	935
Generic 1kWh Lead Acid	136	321	40	0	-4	492
Converter	105	54	0	0	-4	154
System	619	431	138	699	-10	1.876



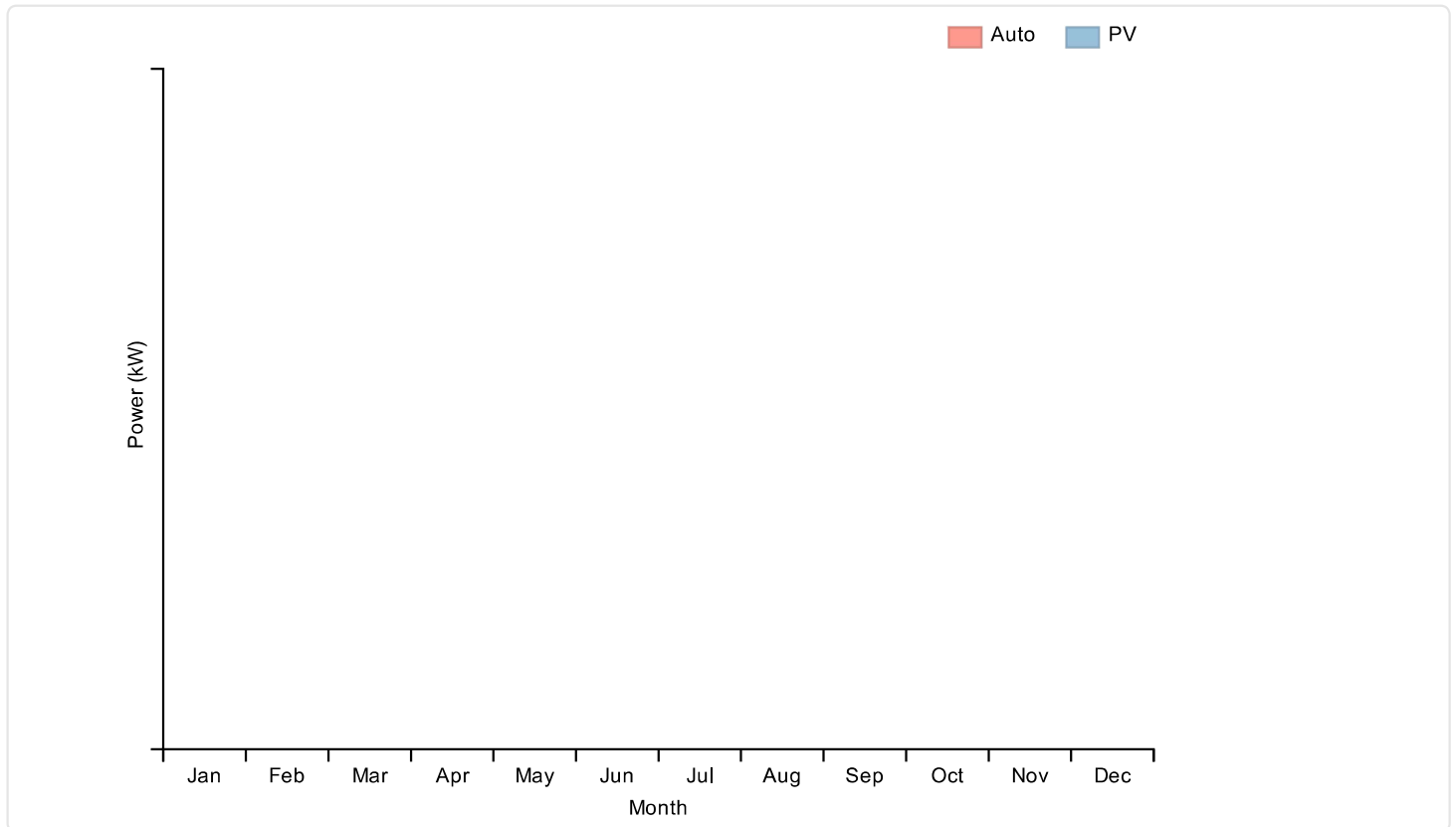
Electrical

Quantity	Value	Units
Excess electricity	221	kWh/yr
Unmet load	0	kWh/yr
Capacity shortage	0	kWh/yr
Renewable fraction	0	

Component	Production(kWh/yr)	Fraction (%)
PV	1.320	39
Generator	2.044	61
Total	3.364	100

Load	Consumption(kWh/yr)	Fraction (%)
AC primary load	2.812	100

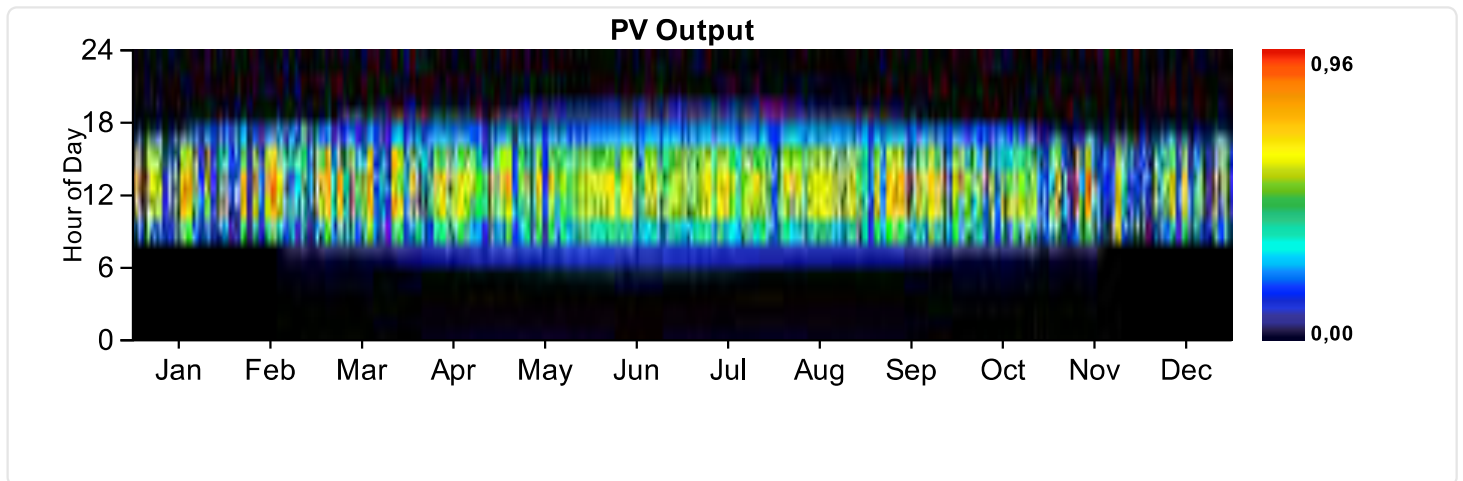
DC primary load	0	0
Total	2.812	100



PV:Generic flat plate PV

Quantity	Value	Units
Rated capacity	1	kW
Mean output	0	kW
Mean output	3,62	kWh/d
Capacity factor	15,06	%
Total production	1320	kWh/yr
Minimum output	0,00	kW
Maximum output	0,96	kW
PV penetration	46,92	%

Hours of operation	4382	hrs/yr
Levelized cost	0,224	€/kWh

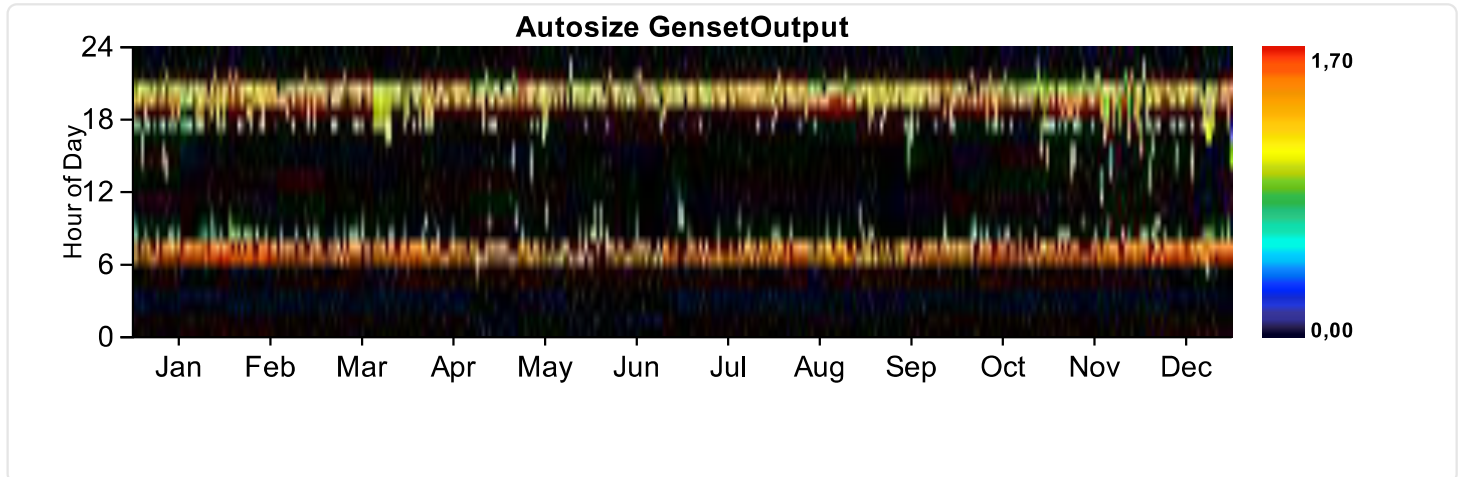


Generator:Autosize Genset

Quantity	Value	Units
Hours of operation	1678	hrs/yr
Number of starts	831	starts/yr
Operational life	9	yr
Fixed generation cost	0,22	€/hr
Marginal generation cost	0,25	€/kWh
Electrical production	2044	kWh/yr
Mean electrical output	1	kW
Min. electrical output	0	kW
Max. electrical output	2	kW
Fuel consumption	699	L/yr
Specific fuel consumption	0,34	L/kWh
Fuel energy input	6873	kWh/yr

Mean electrical efficiency

30 %

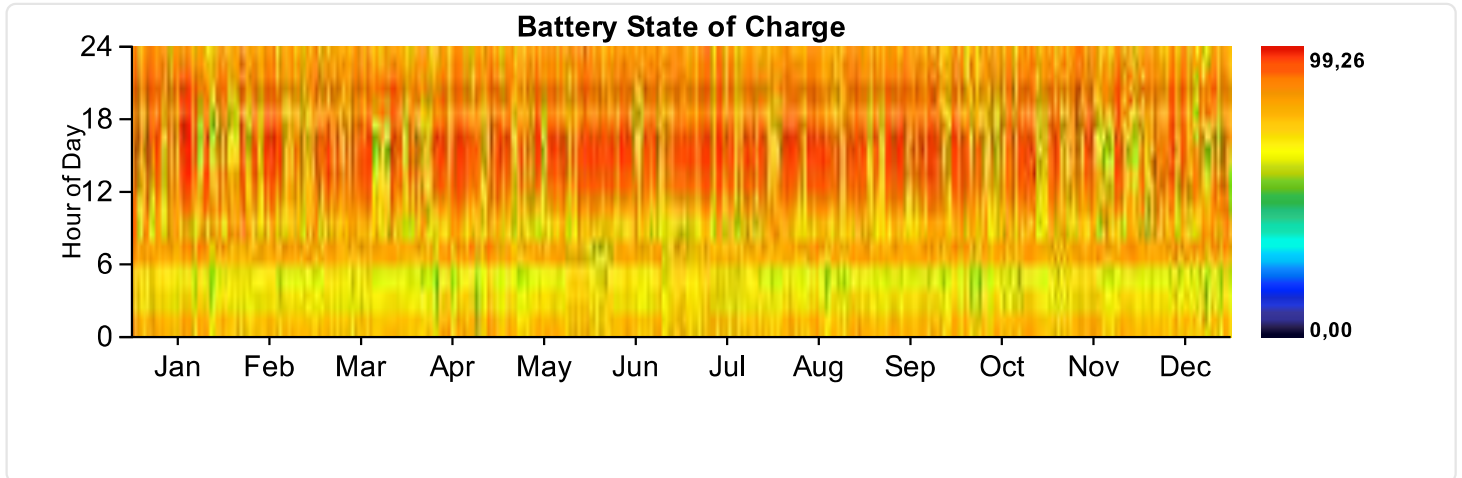


Battery:Generic 1kWh Lead Acid

Quantity	Value
String size	1
Strings in parallel	4
Batteries	4
Bus voltage	12

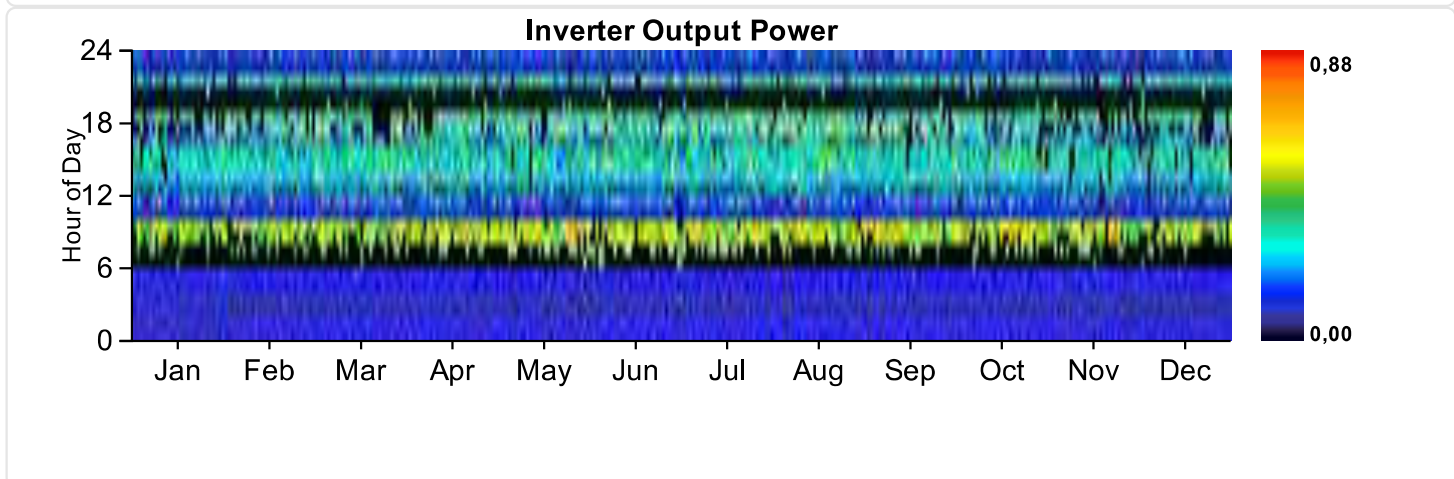
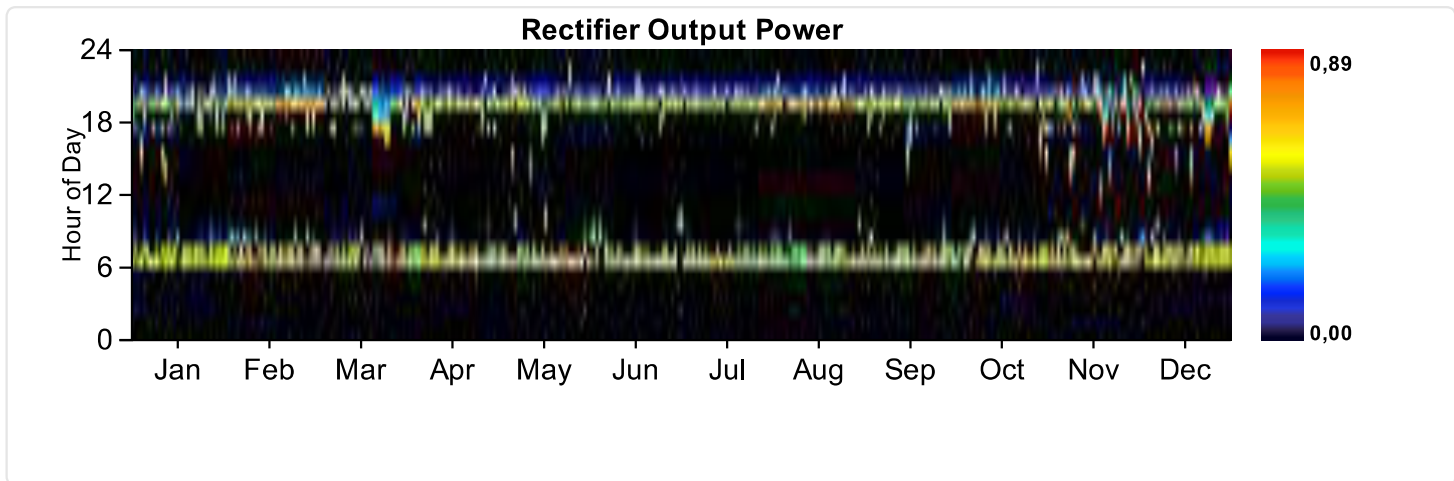
Quantity	Value	Units
Nominal capacity	4	kWh
Usable nominal capacity	2	kWh
Autonomy	7	hr
Lifetime throughput	3200	kWh
Battery wear cost	0,419	€/kWh
Average energy cost	0,233	€/kWh
Energy in	1096	kWh/yr
Energy out	877	kWh/yr

Storage depletion	1	kWh/yr
Losses	217	kWh/yr
Annual throughput	981	kWh/yr
Expected life	3	yr



Converter

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	2	1	kW
Mean output	0	0	kW
Minimum output	0	0	kW
Maximum output	1	1	kW
Capacity factor	12	7	%
Hours of operation	7.110	1.646	hrs/yr
Energy in	1.625	790	kWh/yr
Energy out	1.560	742	kWh/yr
Losses	65	47	kWh/yr



Emissions

Pollutant	Emissions	Units
Carbon dioxide	1839	kg/yr
Carbon monoxide	5	kg/yr
Unburned hydrocarbons	1	kg/yr
Particulate matter	0	kg/yr
Sulfur dioxide	4	kg/yr
Nitrogen oxides	41	kg/yr

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ

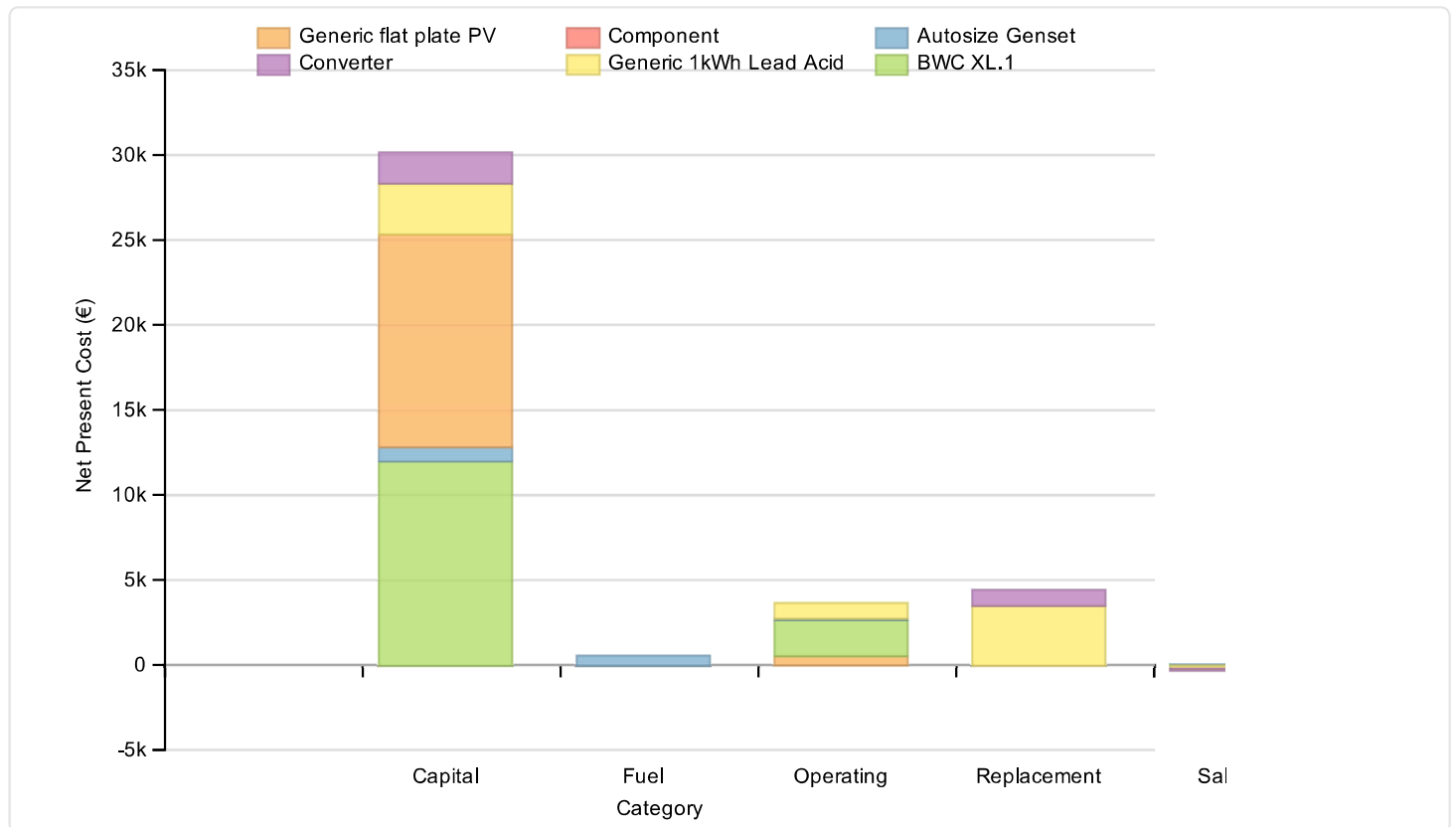
έκθεση του ΑΥΣ παραγωγής ενέργειας με 94% συμμετοχή ΑΠΕ

System Report

System architecture

PV	Generic flat plate PV	5	kW
Wind Turbine	BWC XL.1	2	
Generator	Autosize Genset	2	kW
Battery	Generic 1kWh Lead Acid	10	strings
Converter	Leonics S219CPH 5KW 48Vdc	3	kW
Dispatch Strategy	Cycle Charging		

Cost summary



Cost Summary

Total net present cost	38375 €
------------------------	---------

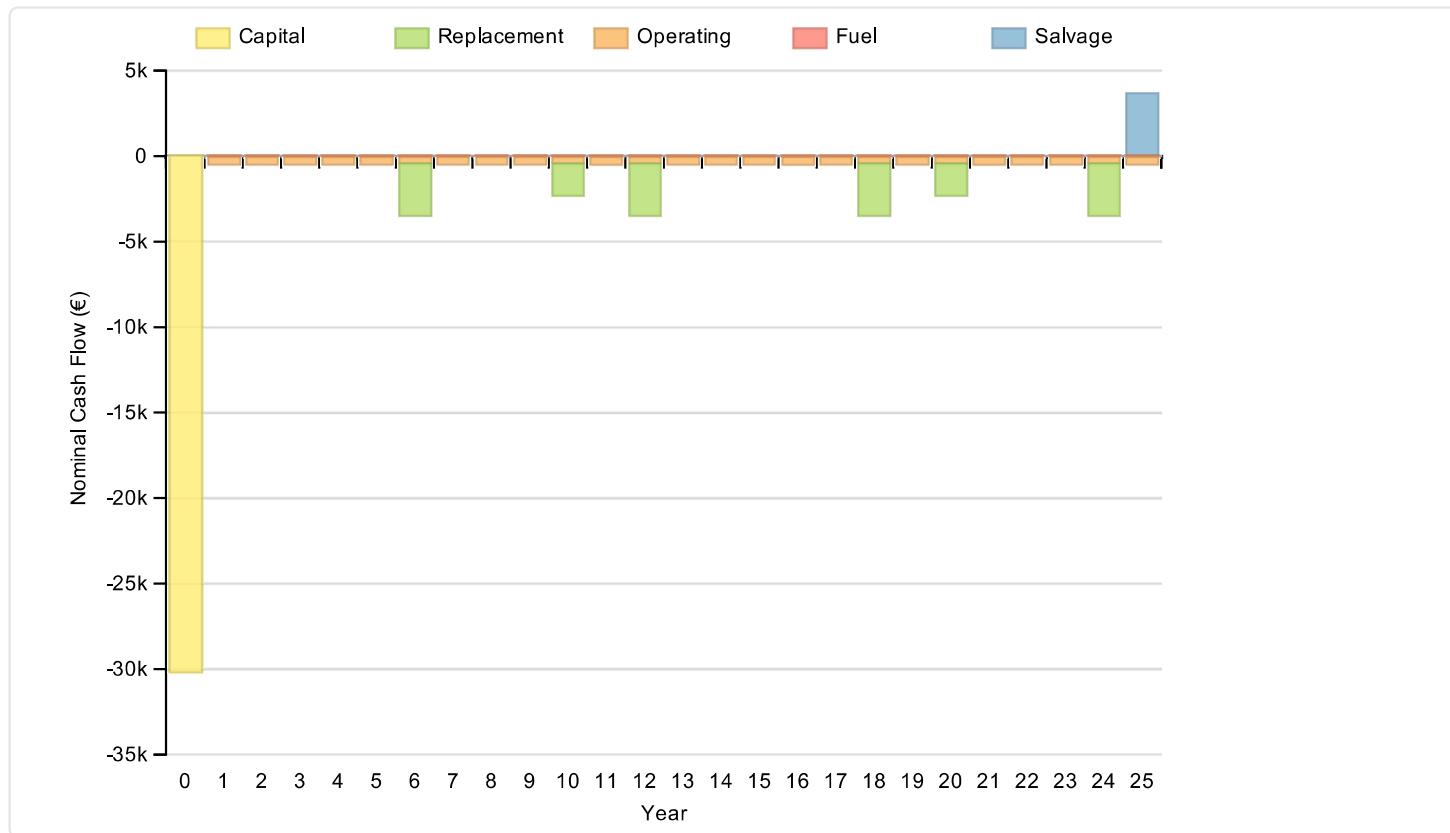
Levelized cost of energy	1,543 €/kWh
--------------------------	-------------

Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
Generic flat plate PV	12.500	0	553	0	0	13.053
BWC XL.1	12.000	0	2.122	0	0	14.122
Autosize Genset	850	0	64	503	-55	1.362
Generic 1kWh Lead Acid	3.000	3.487	884	0	-180	7.191
Converter	1.800	924	0	0	-77	2.647
System	30.150	4.411	3.623	503	-312	38.375

Annualized Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
Generic flat plate PV	1.414	0	63	0	0	1.476
BWC XL.1	1.357	0	240	0	0	1.597
Autosize Genset	96	0	7	57	-6	154
Generic 1kWh Lead Acid	339	394	100	0	-20	813
Converter	204	105	0	0	-9	299
System	3.410	499	410	57	-35	4.340



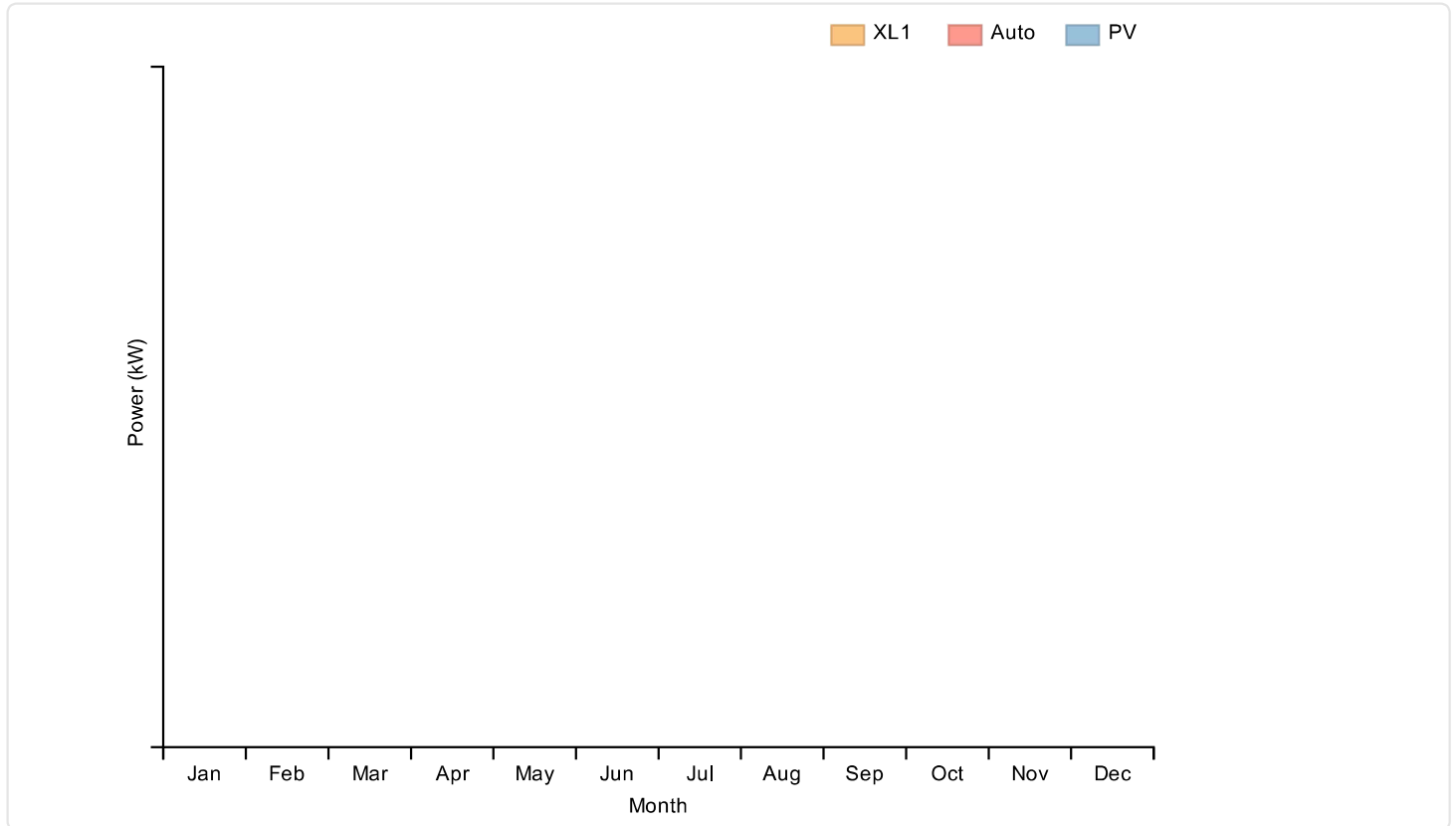
Electrical

Quantity	Value	Units
Excess electricity	4876	kWh/yr
Unmet load	0	kWh/yr
Capacity shortage	0	kWh/yr
Renewable fraction	1	

Component	Production(kWh/yr)	Fraction (%)
PV	6.598	82
Generator	164	2
Wind Turbine	1.329	16
Total	8.091	100

Load	Consumption(kWh/yr)	Fraction (%)
------	---------------------	--------------

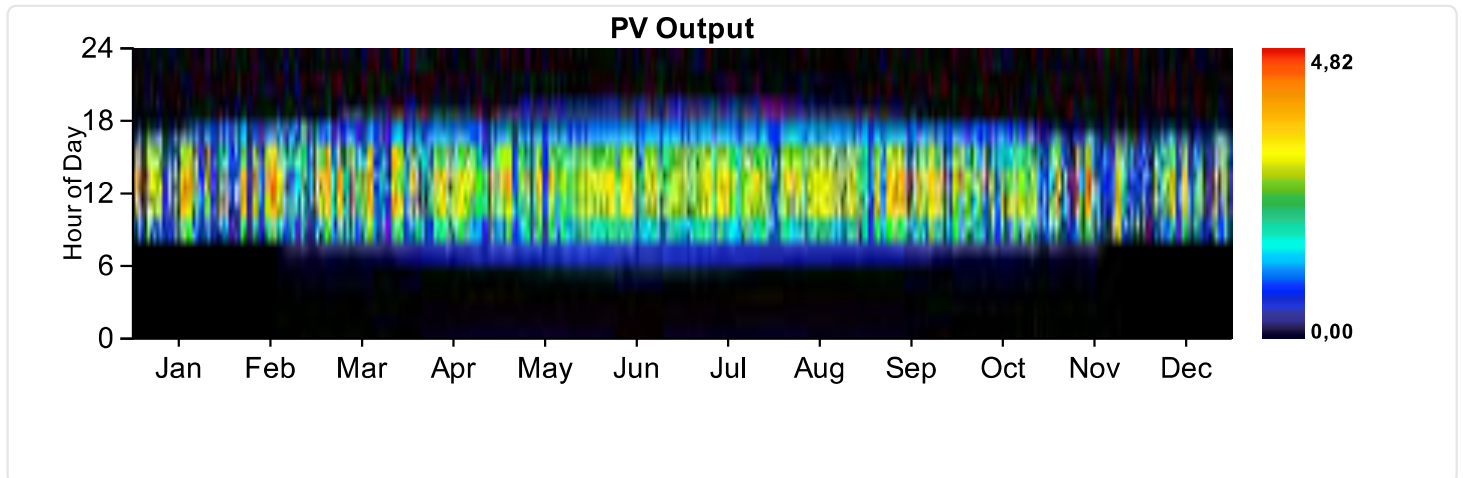
AC primary load	2.812	100
DC primary load	0	0
Total	2.812	100



PV:Generic flat plate PV

Quantity	Value	Units
Rated capacity	5	kW
Mean output	1	kW
Mean output	18,08	kWh/d
Capacity factor	15,06	%
Total production	6598	kWh/yr
Minimum output	0,00	kW
Maximum output	4,82	kW

PV penetration	234,59	%
Hours of operation	4382	hrs/yr
Levelized cost	0,224	€/kWh



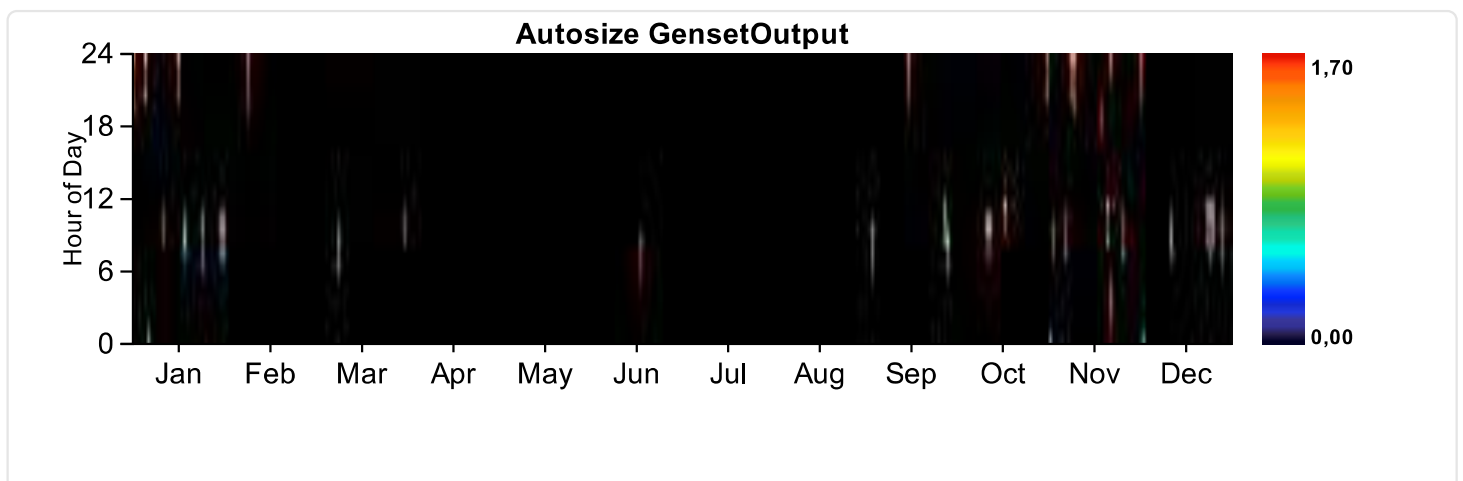
Wind Turbine:BWC XL.1

Quantity	Value	Units
Total rated capacity	2	kW
Mean output	0	kW
Capacity factor	7,59	%
Total production	1329	kWh/yr
Minimum output	0,00	kW
Maximum output	2,43	kW
Wind penetration	47,27	%
Hours of operation	4888	hrs/yr
Levelized cost	1,201	€/kWh

Generator:Autosize Genset

--	--	--

Quantity	Value	Units
Hours of operation	142	hrs/yr
Number of starts	35	starts/yr
Operational life	106	yr
Fixed generation cost	0,11	€/hr
Marginal generation cost	0,25	€/kWh
Electrical production	164	kWh/yr
Mean electrical output	1	kW
Min. electrical output	0	kW
Max. electrical output	2	kW
Fuel consumption	57	L/yr
Specific fuel consumption	0,35	L/kWh
Fuel energy input	560	kWh/yr
Mean electrical efficiency	29	%

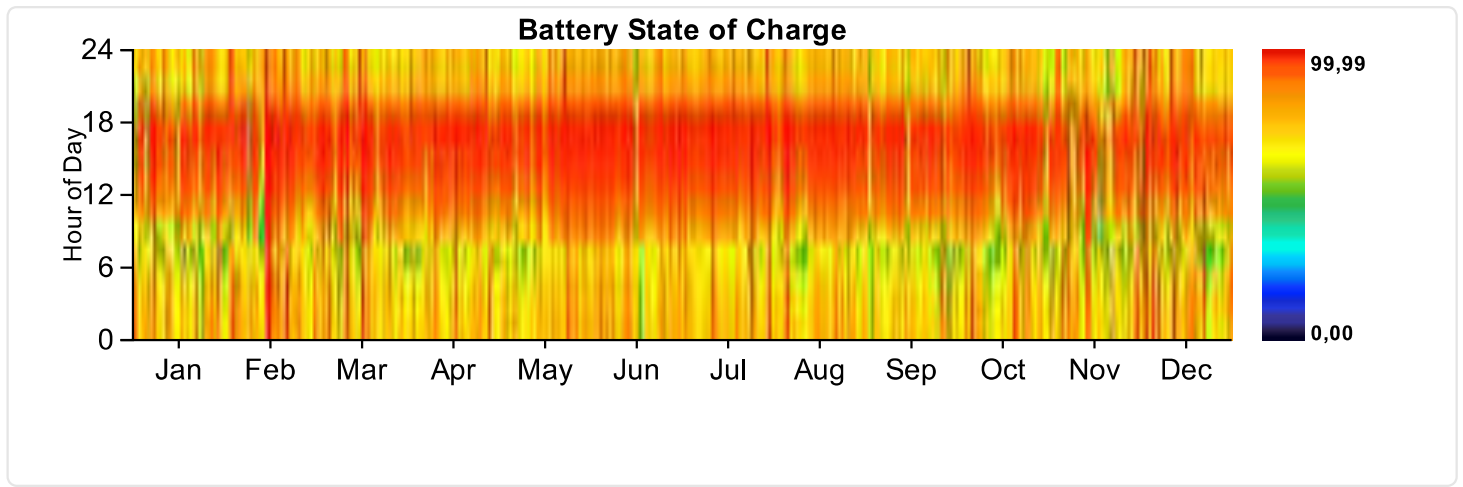


Battery:Generic 1kWh Lead Acid

Quantity	Value

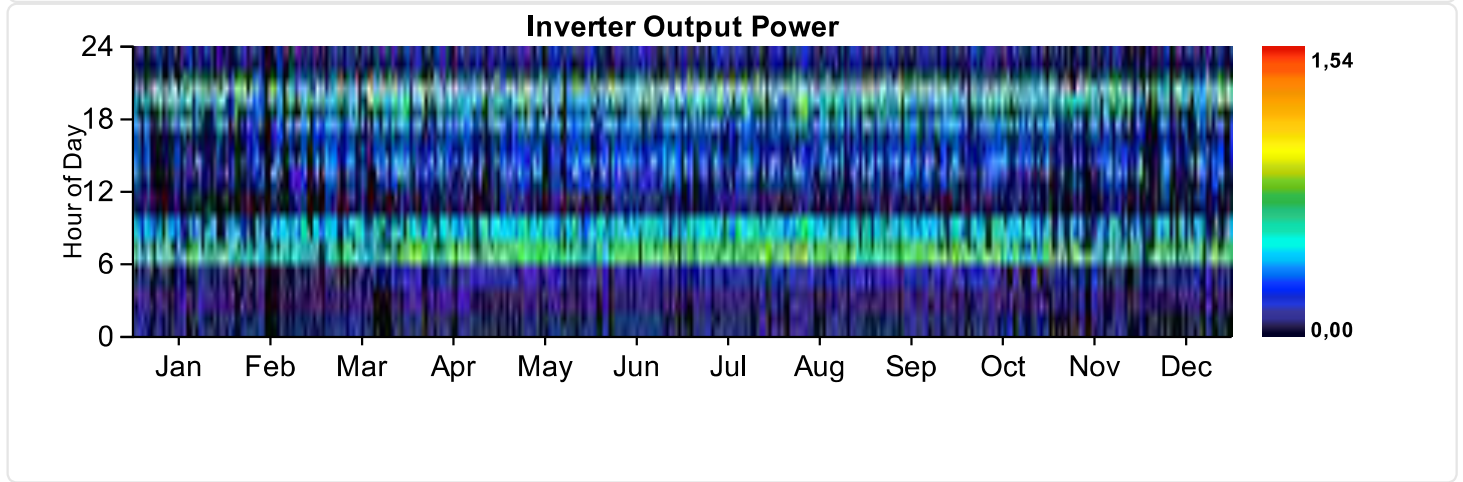
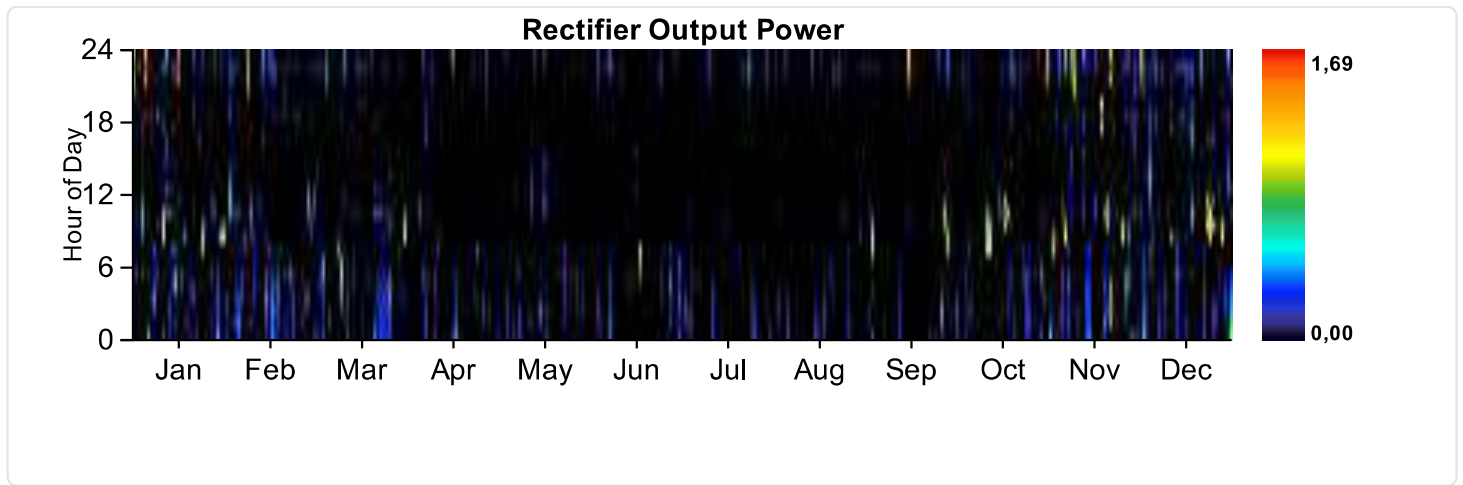
String size	1
Strings in parallel	10
Batteries	10
Bus voltage	12

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	10	kWh
Usable nominal capacity	6	kWh
Autonomy	19	hr
Lifetime throughput	8000	kWh
Battery wear cost	0,419	€/kWh
Average energy cost	0,022	€/kWh
Energy in	1534	kWh/yr
Energy out	1230	kWh/yr
Storage depletion	3	kWh/yr
Losses	302	kWh/yr
Annual throughput	1375	kWh/yr
Expected life	6	yr



Converter

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	3	3	kW
Mean output	0	0	kW
Minimum output	0	0	kW
Maximum output	2	2	kW
Capacity factor	8	1	%
Hours of operation	6.691	1.153	hrs/yr
Energy in	2.067	267	kWh/yr
Energy out	1.984	251	kWh/yr
Losses	83	16	kWh/yr



Emissions

Pollutant	Emissions	Units
Carbon dioxide	150	kg/yr
Carbon monoxide	0	kg/yr
Unburned hydrocarbons	0	kg/yr
Particulate matter	0	kg/yr
Sulfur dioxide	0	kg/yr
Nitrogen oxides	3	kg/yr

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ

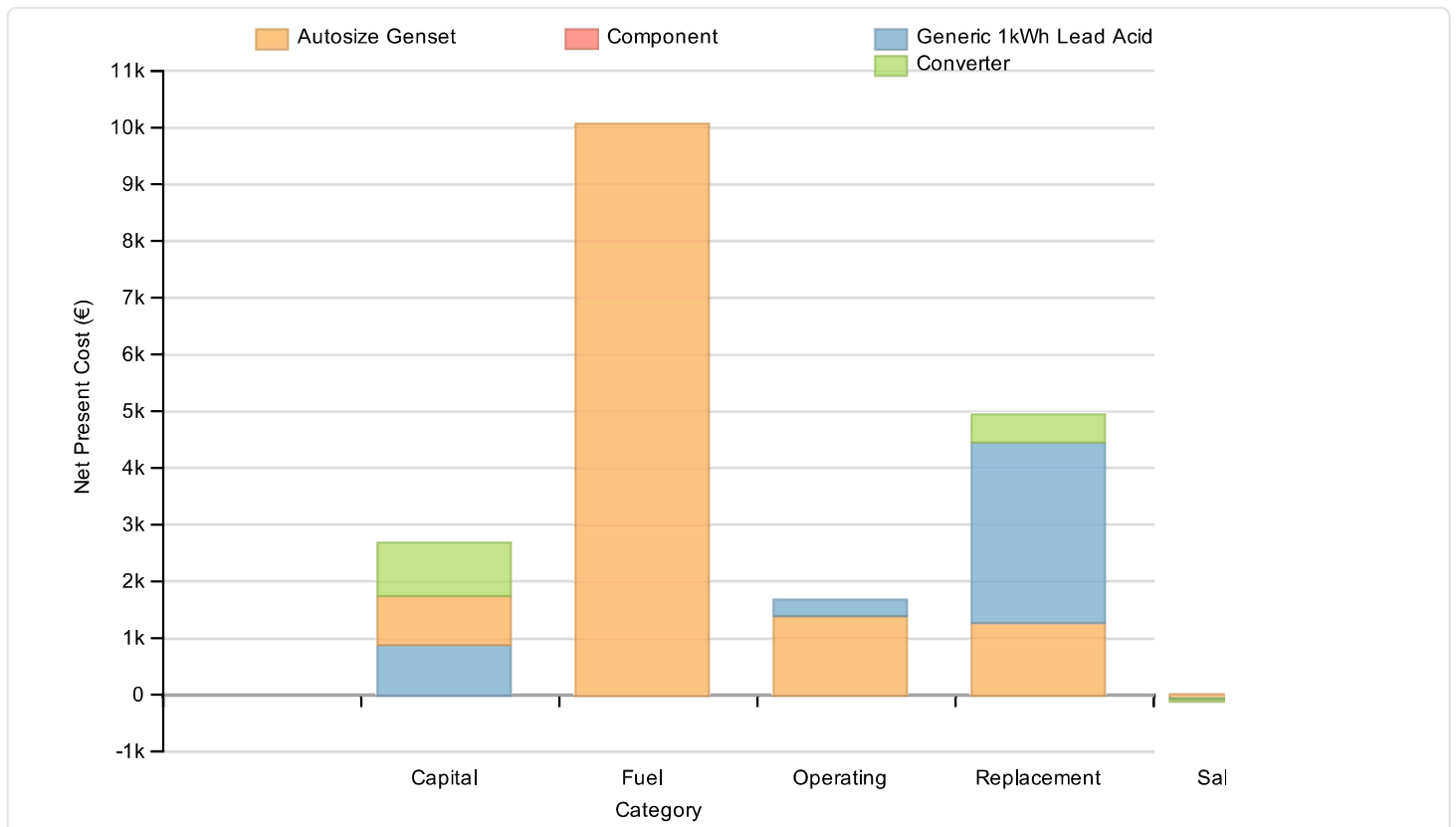
έκθεση του ΑΥΣ παραγωγής ενέργειας με 0% συμμετοχή ΑΠΕ

System Report

System architecture

Generator	Autosize Genset	2	kW
Battery	Generic 1kWh Lead Acid	3	strings
Converter	Leonics S219CPH 5KW 48Vdc	2	kW
Dispatch Strategy	Cycle Charging		

Cost summary



Cost Summary

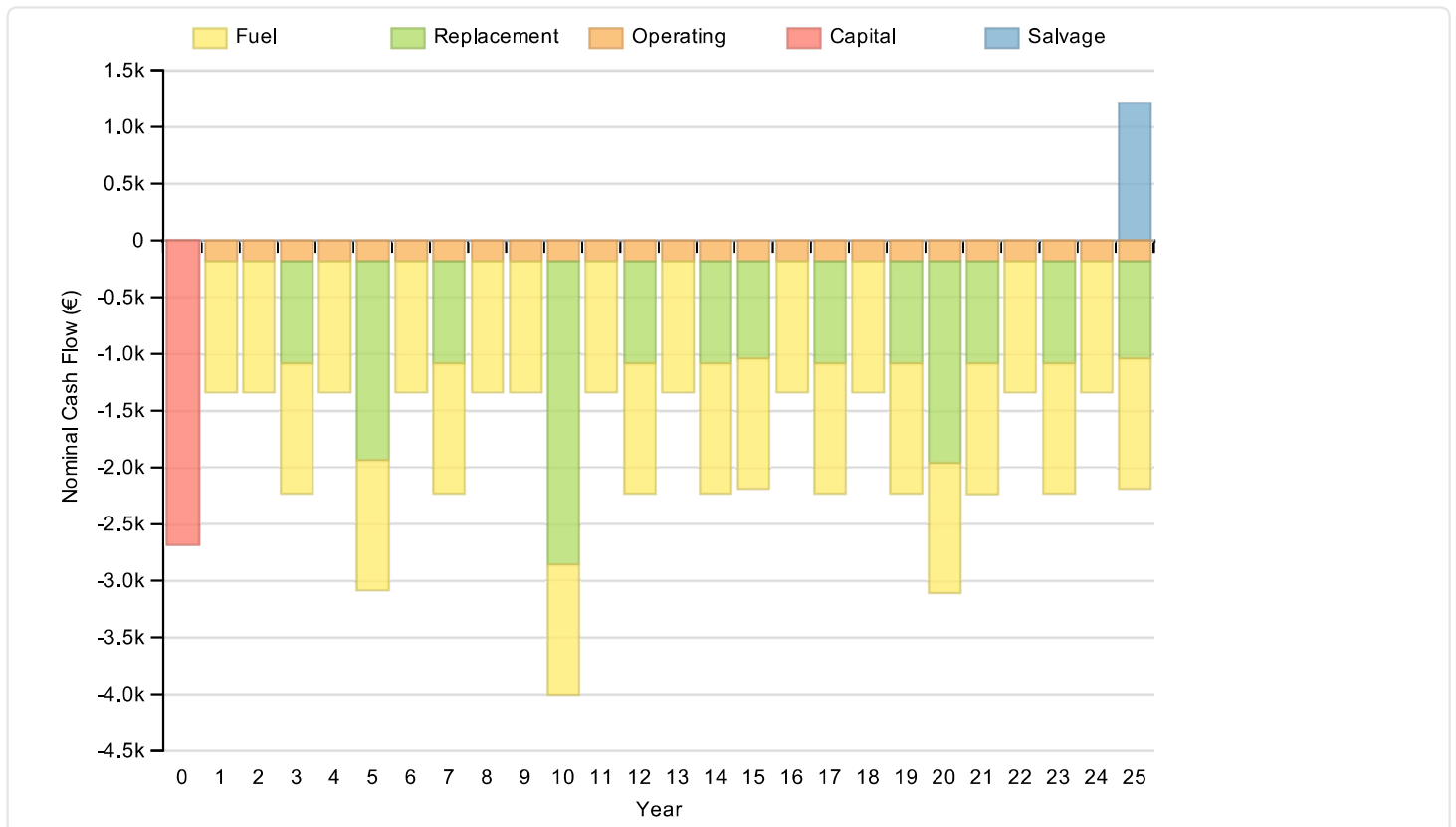
Total net present cost	19236	€
Levelized cost of energy	0,774	€/kWh

Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
Autosize Genset	850	1.273	1.407	10.058	-58	13.530
Generic 1kWh Lead Acid	900	3.187	265	0	-6	4.346
Converter	924	474	0	0	-39	1.359
System	2.674	4.934	1.673	10.058	-103	19.236

Annualized Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
Autosize Genset	96	144	159	1.138	-7	1.530
Generic 1kWh Lead Acid	102	360	30	0	-1	492
Converter	105	54	0	0	-4	154
System	302	558	189	1.138	-12	2.176

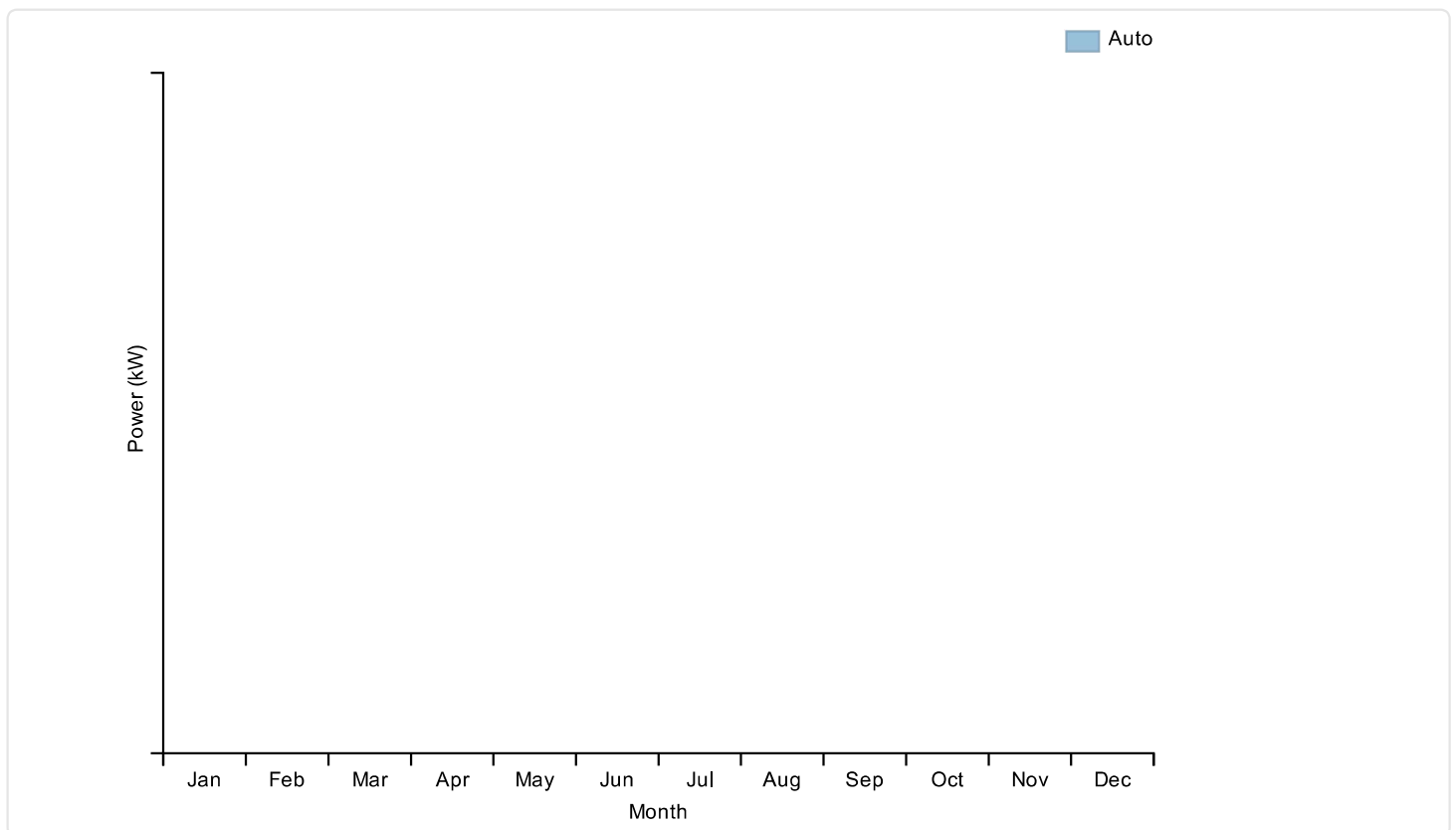


Electrical

Quantity	Value	Units
Excess electricity	1	kWh/yr
Unmet load	0	kWh/yr
Capacity shortage	0	kWh/yr
Renewable fraction	0	

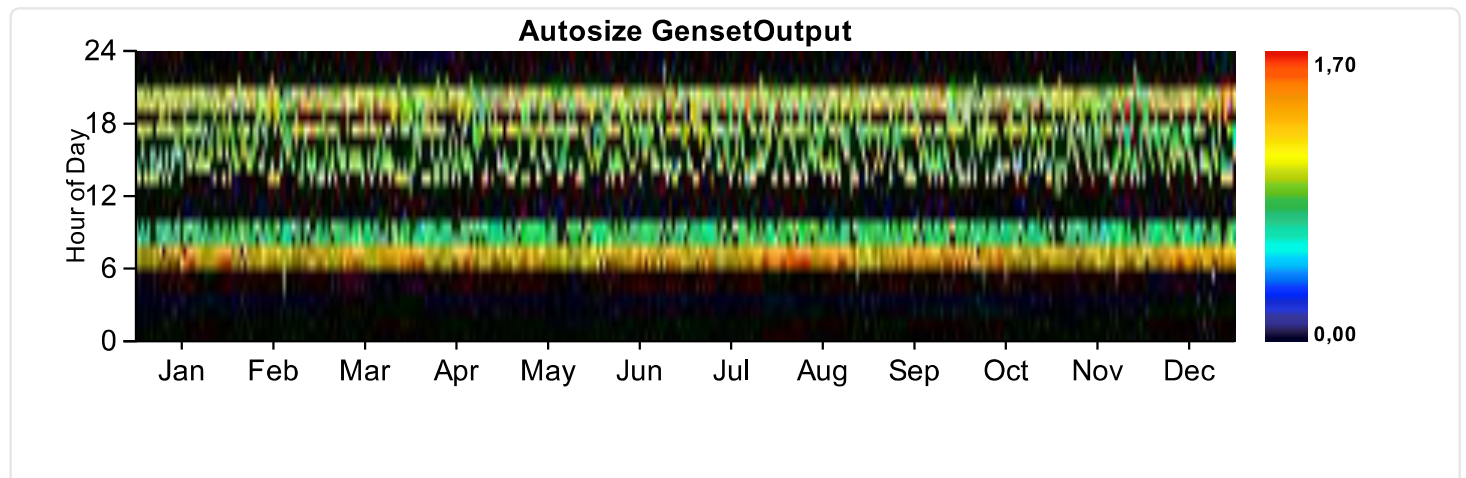
Component	Production(kWh/yr)	Fraction (%)
Generator	3.159	100
Total	3.159	100

Load	Consumption(kWh/yr)	Fraction (%)
AC primary load	2.812	100
DC primary load	0	0
Total	2.812	100



Generator:Autosize Genset

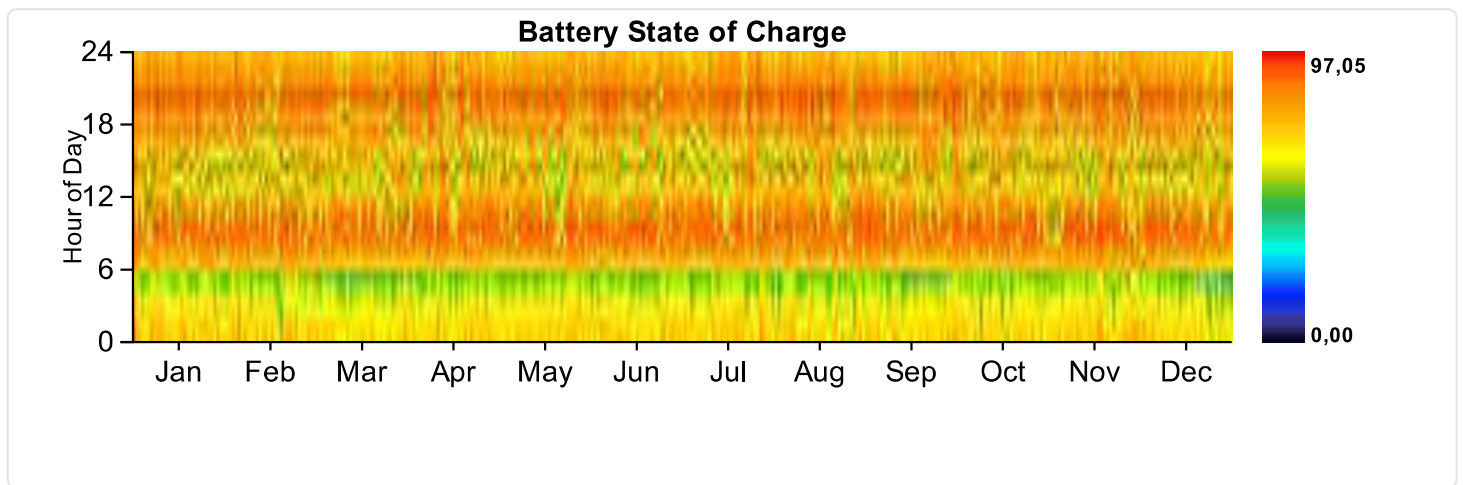
Quantity	Value	Units
Hours of operation	3121	hrs/yr
Number of starts	1201	starts/yr
Operational life	5	yr
Fixed generation cost	0,22	€/hr
Marginal generation cost	0,25	€/kWh
Electrical production	3159	kWh/yr
Mean electrical output	1	kW
Min. electrical output	0	kW
Max. electrical output	2	kW
Fuel consumption	1138	L/yr
Specific fuel consumption	0,36	L/kWh
Fuel energy input	11194	kWh/yr
Mean electrical efficiency	28	%



Battery:Generic 1kWh Lead Acid

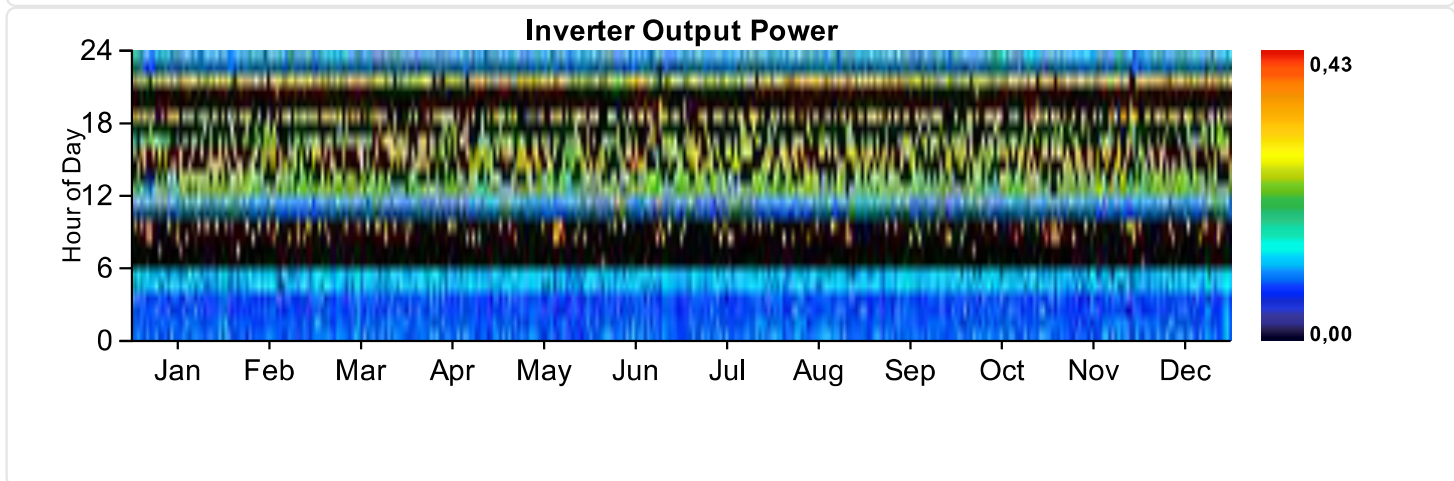
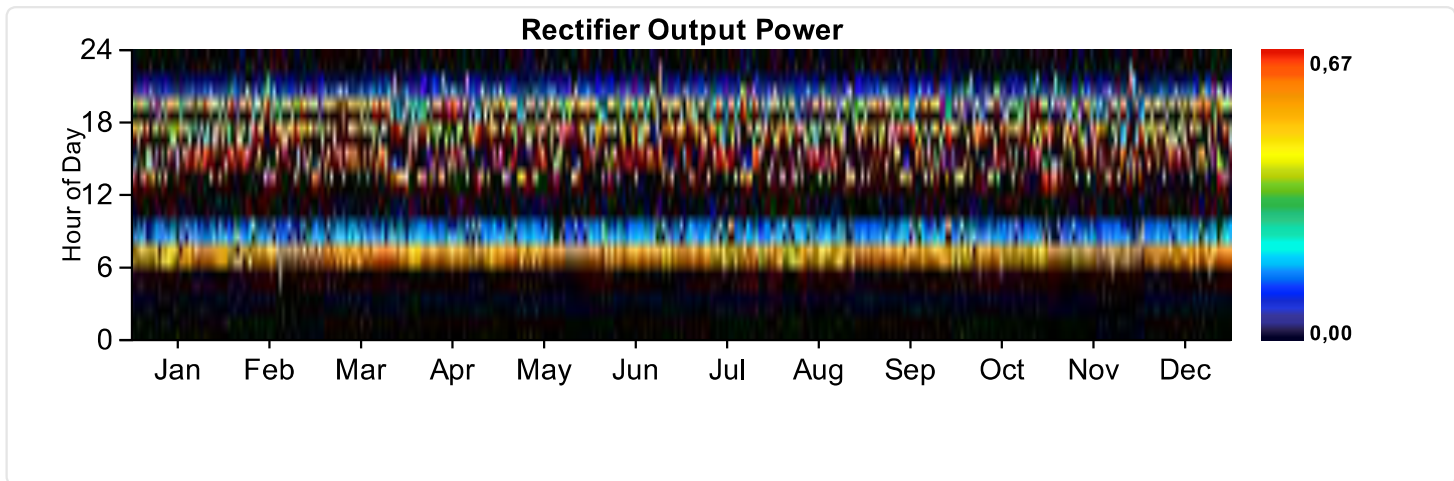
Quantity	Value
String size	1
Strings in parallel	3
Batteries	3
Bus voltage	12

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	3	kWh
Usable nominal capacity	2	kWh
Autonomy	6	hr
Lifetime throughput	2400	kWh
Battery wear cost	0,419	€/kWh
Average energy cost	0,312	€/kWh
Energy in	1171	kWh/yr
Energy out	938	kWh/yr
Storage depletion	1	kWh/yr
Losses	233	kWh/yr
Annual throughput	1049	kWh/yr
Expected life	2	yr



Converter

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	2	1	kW
Mean output	0	0	kW
Minimum output	0	0	kW
Maximum output	0	1	kW
Capacity factor	7	11	%
Hours of operation	5.639	3.121	hrs/yr
Energy in	938	1.246	kWh/yr
Energy out	900	1.171	kWh/yr
Losses	38	75	kWh/yr



Emissions

Pollutant	Emissions	Units
Carbon dioxide	2996	kg/yr
Carbon monoxide	7	kg/yr
Unburned hydrocarbons	1	kg/yr
Particulate matter	1	kg/yr
Sulfur dioxide	6	kg/yr
Nitrogen oxides	66	kg/yr