

“Τεχνοοικονομική Μελέτη ενός  
Υβριδικού Συστήματος Παραγωγής  
Ενέργειας σε Μη-Διασυνεδεμένα  
Νησιά: Η περίπτωση της Αστυπάλαιας”

ΔΕΛΗΓΙΑΝΝΗ ΜΑΡΙΑ

Επιβλέπων Καθηγητής: Ιψάκης Δημήτριος

Χανιά, 2023

## Περίληψη

Στην παρούσα εργασία εξετάζεται η εγκατάσταση υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Αστυπάλαια, καθώς σε απομακρυσμένες περιοχές όπως είναι μερικά νησιά η επέκταση του εθνικού δικτύου που ξεκινάει από την ηπειρωτική χώρα κρίνεται οικονομικά ασύμφορη. Ένα υβριδικό σύστημα ενέργειας συνδυάζει ανανεώσιμες πηγές ενέργειας με συμβατικές πηγές και αποθήκευση σε μπαταρίες ώστε να παράγει ενέργεια εντός ή εκτός δικτύου. Αρχικά αναλύεται το θεωρητικό υπόβαθρο που απαιτείται για τη δημιουργία ενός υβριδικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής και ακολούθως πραγματοποιείται η τεchnο-οικονομική μελέτη για το σχεδιασμό και τη βελτιστοποίηση του αντίστοιχου προτεινόμενου συστήματος για το νησί. Σε αυτή τη μελέτη θα θεωρήσουμε διαφορετικά σενάρια διείσδυσης ΑΠΕ στο υβριδικό έργο από χαμηλή διείσδυση μέχρι πλήρης διείσδυση και κάλυψη όλων των αναγκών του νησιού. Η επιλογή της βέλτιστης διαμόρφωσης του συστήματος γίνεται με τη χρήση του λογισμικού Homer, το οποίο κατατάσσει όλες τις πιθανές διαμορφώσεις που ικανοποιούν τις προδιαγραφές με βάση οικονομικά κριτήρια. Η αξιολόγηση του κάθε σεναρίου θα γίνει με τη Καθαρό Παρόν Κόστος και την ελάχιστη πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια.

## Abstract

In this thesis the installation of a hybrid power generation system in Astypalaia is examined, as in remote areas such as some islands the extension of the national grid starting from the mainland is considered economically unviable. A hybrid power system combines renewable energy sources with conventional sources and battery storage to produce energy on or off the grid. First, the theoretical background required to establish a hybrid power system is analyzed and then the techno-economic analysis for the design and optimization of the corresponding proposed system for the island is carried out. In this study we will consider different scenarios of RES penetration in the hybrid project from low penetration to full penetration and meeting all the needs of the island. The selection of the optimal system configuration is done using Homer software, which ranks all possible configurations that meet the specifications based on economic criteria. The evaluation of each scenario will be based on Net Present Cost and minimum excess electricity.

## Ευχαριστίες

Η ολοκλήρωση αυτής της εργασίας σημαίνει το τέλος των σπουδών μου στη σχολή Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης του Πολυτεχνείου Κρήτης. Θα ήθελα να ευχαριστήσω όλους τους συμφοιτητές μου, το προσωπικό της σχολής και τους καθηγητές μου που με στήριξαν και με βοήθησαν στις σπουδές μου. Ιδιαίτερα όμως είμαι ευγνώμων στον επιβλέποντα Καθηγητή μου Ιψάκη Δημήτρη και τον Καθηγητή Σπύρο Παπαευθυμίου για την καθοδήγηση και τον χρόνο που μου αφιέρωσαν καθ' όλη τη διάρκεια της διπλωματικής μου εργασίας. Μου έδωσαν την ευκαιρία να μάθω για έναν τομέα και ένα θέμα που πραγματικά με ενδιαφέρει και οι γνώσεις που αποκόμισα μέσα από αυτή την εργασία θα μου είναι πολύτιμες για την μετέπειτα καριέρα μου. Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω πολύ την οικογένεια μου για την αμέριστη στήριξη τους όλα αυτά τα χρόνια, την υπομονή και τη βοήθεια τους.

## Περιεχόμενα

Περίληψη.....	2
Abstract .....	2
Ευχαριστίες.....	3
Περιεχόμενα .....	4
<b>Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή .....</b>	<b>5</b>
<b>Κεφάλαιο 2 .....</b>	<b>7</b>
2.1 Μη-διασυνδεδεμένα νησιά.....	7
2.2 Το νησί της Αστυπάλαιας.....	10
2.2.1 Ο σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Αστυπάλαιας .....	11
2.2.2 Astypalaia Project .....	12
2.2.3 Ηλεκτρικό Φορτίο Αστυπάλαιας .....	13
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: Το Λογισμικό Προσομοιώσεων Homer Pro .....</b>	<b>16</b>
3.1 Εισαγωγή στο λογισμικό Homer Pro.....	16
3.2 Αξιολόγηση Δεδομένων.....	18
3.2.1 Αξιολόγηση Ανεμολογικών Δεδομένων και Δεδομένων Ηλιακής Ακτινοβολίας ...	18
3.2.2 Αξιολόγηση Οικονομικών Κριτηρίων.....	20
3.3 Μοντελοποίηση Στοιχείων Συστήματος στο Homer Pro .....	22
3.3.1 Μοντελοποίηση φωτοβολταϊκής συστοιχίας.....	22
3.2.2 Μοντελοποίηση Ανεμογεννητριών .....	23
3.2.3 Μοντελοποίηση Μπαταριών .....	27
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: Πιθανά Σενάρια και Αποτελέσματα Προσομοιώσεων .....</b>	<b>31</b>
4.1 Αρχικό Σύστημα .....	31
4.2 Σενάριο 1 .....	35
4.3 Σενάριο 2 .....	39
4.4 Σενάριο 3 .....	46
4.5 Σενάριο 4 .....	53
4.6 Σενάριο 5 .....	61
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: Συμπεράσματα .....</b>	<b>69</b>
<b>ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....</b>	<b>70</b>

## Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή

Η ανάγκη για ενεργειακή αυτάρκεια και βιώσιμη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί ένα κρίσιμο ζήτημα παγκοσμίως. Η Ελλάδα, ως μια από τις χώρες μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης, έχει υιοθετήσει διάφορες ενεργειακές πολιτικές και μέτρα για την αντιμετώπιση της ενεργειακής κρίσης και την προώθηση της βιώσιμης ανάπτυξης.

Στόχος της Ελλάδας είναι να αυξήσει το ποσοστό των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στον ενεργειακό μίγμα της. Ειδικότερα, η χώρα αποσκοπεί στην επέκταση του εθνικού ηλεκτρικού δικτύου και την ανάπτυξη και ενίσχυση των εναλλακτικών πηγών, όπως το ηλιακό και τον άνεμο, παράλληλα με τη μείωση της εξάρτησής της από τους ορυκτούς καυσίμους.

Εντός της Ευρωπαϊκής Ένωσης, έχουν θεσπιστεί διάφορες οδηγίες και πρωτοβουλίες για την προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, την ενεργειακή απόδοση και την μείωση των εκπομπών. Στο πλαίσιο αυτό, η Ελλάδα προσπαθεί να ευθυγραμμιστεί με τους ευρωπαϊκούς στόχους και να συμβάλει στην επίτευξη των στόχων της ΕΕ για το κλίμα και την ενέργεια.

Μια ξεχωριστή πρόκληση αντιμετωπίζουν τα ελληνικά νησιά που βρίσκονται σε απομακρυσμένες περιοχές και δεν έχουν πρόσβαση στο εθνικό δίκτυο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Ως αποτέλεσμα, πολλά νησιά βασίζονται κυρίως σε διεσπαρμένες ηλεκτρικές πηγές, όπως πετρέλαιο και αέριο, για την κάλυψη της ζήτησης ενέργειας. Ωστόσο, αυτές οι πηγές είναι πεπερασμένες, ακριβές και επιβαρύνουν το περιβάλλον.

Η ενεργειακή αυτονομία των νησιών αποτελεί μια κεντρική προτεραιότητα για την ασφάλεια και την αξιοπιστία της παροχής ενέργειας στους κατοίκους και τις επιχειρήσεις τους.

Για να επιτευχθεί ενεργειακή αυτονομία, τα ελληνικά νησιά εξετάζουν την ενσωμάτωση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, όπως το ηλιακό και τον άνεμο, στον ενεργειακό τους μίγμα. Επιπλέον, τα νησιά εξετάζουν τη δυνατότητα χρήσης τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας, όπως οι μπαταρίες και η παραγωγή υδρογόνου, προκειμένου να διασφαλίσουν τη συνεχή παροχή ενέργειας ακόμα και κατά τις περιόδους χαμηλής παραγωγής από τις ανανεώσιμες πηγές.

Το υβριδικό δίκτυο αποτελεί μια πρωτοποριακή και πρακτική λύση για την επίλυση της ενεργειακής πρόκλησης των μη διασυνδεδεμένων νησιών. Αυτό το σύστημα συνδυάζει ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως το ηλιακό και ο άνεμος, με συμβατικές πηγές ενέργειας και τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας, όπως οι μπαταρίες. Με αυτό τον τρόπο, το υβριδικό δίκτυο επιτρέπει την αξιόπιστη παραγωγή ενέργειας ακόμα και κατά τις περιόδους χαμηλής παραγωγής από τις ανανεώσιμες πηγές, όπως κατά τις νυχτερινές ή απαραίτητες περιόδους.

Επιπλέον, το υβριδικό δίκτυο επιτρέπει την ενεργειακή αυτονομία των νησιών, μειώνοντας την εξάρτησή τους από τις εισαγόμενες πηγές ενέργειας και το κόστος αυτών.

Η Αстуπάλαια αποτελεί ένα από τα νησιά που σχεδιάζει να εγκαταστήσει ένα υβριδικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Ο στόχος αυτής της διπλωματικής εργασίας είναι να βρεθεί το βέλτιστο υβριδικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο νησί της Αстуπάλαιας.

## Κεφάλαιο 2

### 2.1 Μη-διασυνδεδεμένα νησιά

Τα «Μη-Διασυνδεδεμένα Νησιά» (ορισμένα από την ελληνική νομοθεσία και τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)) είναι αυτά στα οποία το Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας δεν συνδέεται με το Σύστημα Μεταφοράς ή το Δίκτυο Διανομής της ηπειρωτικής χώρας. Επομένως βασίζονται σε αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα για την κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) αποτελείται από είκοσι εννέα (29) αυτόνομα συστήματα. Ορισμένα εξ αυτών αποτελούνται από περισσότερα νησιά (συμπλέγματα νησιών). Το μέγεθος των είκοσι εννέα (29) αυτόνομων νησιωτικών ηλεκτρικών συστημάτων της χώρας ποικίλει:

- Δεκαεννέα (19) «μικρά» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης έως 10 MW.
- Οκτώ (8) «μεσαίου μεγέθους» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης από 10 MW έως 100 MW.
- Δύο (2) «μεγάλα» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης άνω των 100 MW (η Κρήτη και η Ρόδος).

Η ετήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ ποικίλει σε μέγεθος, από ορισμένες εκατοντάδες MWh στα μικρότερα νησιά (π.χ. Αντικύθηρα, Αγαθονήσι, κ.λπ.), έως και ορισμένες TWh στο μεγαλύτερο ΜΔΝ (Κρήτη). [1]

Παρακάτω παρατίθεται πίνακας των αυτόνομων συστημάτων ΜΔΝ, όπου κάποια έχουν πάνω από ένα νησί συνδεδεμένο (ΔΕΔΔΗΕ – ΙΟΥΛΙΟΣ 2018) [2]:

ΠΙΝΑΚΑΣ 1: Αυτόματα συστήματα ΜΔΝ

α/α	Ηλεκτρικό Σύστημα ΜΔΝ	Νησί
1	ΑΓ.ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ	ΑΓ.ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ
2	ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ	ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ
3	ΑΜΟΡΓΟΣ	ΑΜΟΡΓΟΣ
4	ΑΝΑΦΗ	ΑΝΑΦΗ
5	ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ	ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ
6	ΑΡΚΙΟΙ	ΑΡΚΙΟΙ
		ΜΑΡΑΘΙ
7	ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑ	ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑ
8	ΓΑΥΔΟΣ	ΓΑΥΔΟΣ
9	ΔΟΝΟΥΣΑ	ΔΟΝΟΥΣΑ
10	ΕΡΕΙΚΟΥΣΑ	ΕΡΕΙΚΟΥΣΣΑ
11	ΘΗΡΑ	ΘΗΡΑ
11	ΘΗΡΑ	ΘΗΡΑΣΙΑ
12	ΙΚΑΡΙΑ	ΙΚΑΡΙΑ
13	ΚΑΡΠΑΘΟΣ	ΚΑΡΠΑΘΟΣ
13	ΚΑΡΠΑΘΟΣ	ΚΑΣΟΣ
14	ΚΡΗΤΗ	ΚΡΗΤΗ
15	ΚΥΘΝΟΣ	ΚΥΘΝΟΣ
16	ΚΩΣ- ΚΑΛΥΜΝΟΣ	ΚΩΣ
16	ΚΩΣ- ΚΑΛΥΜΝΟΣ	ΨΕΡΙΜΟΣ
17		ΓΥΑΛΙ
	ΛΕΣΒΟΣ	ΚΑΛΥΜΝΟΣ
		ΛΕΡΟΣ
		ΛΕΙΨΟΙ
		ΤΕΛΕΝΔΟΣ
		ΝΙΣΥΡΟΣ
		ΤΗΛΟΣ
		ΛΕΣΒΟΣ
17	ΛΕΣΒΟΣ	ΜΕΓΑΛΟΝΗΣΙ
18	ΛΗΜΝΟΣ	ΛΗΜΝΟΣ
19	ΜΕΓΙΣΤΗ	ΜΕΓΙΣΤΗ
20	ΜΗΛΟΣ	ΜΗΛΟΣ
20	ΜΗΛΟΣ	ΚΙΜΩΛΟΣ
21	ΟΘΩΝΟΙ	ΟΘΩΝΟΙ
22	ΠΑΤΜΟΣ	ΠΑΤΜΟΣ
23	ΡΟΔΟΣ	ΡΟΔΟΣ
23	ΡΟΔΟΣ	ΧΑΛΚΗ
24	ΣΑΜΟΣ	ΣΑΜΟΣ
24	ΣΑΜΟΣ	ΦΟΥΡΝΟΙ
25	ΣΕΡΙΦΟΣ	ΘΥΜΑΙΝΑ
		ΣΕΡΙΦΟΣ
26	ΣΙΦΝΟΣ	ΣΙΦΝΟΣ
27	ΣΚΥΡΟΣ	ΣΚΥΡΟΣ
28	ΣΥΜΗ	ΣΥΜΗ
29	ΧΙΟΣ	ΧΙΟΣ
29	ΧΙΟΣ	ΟΙΝΟΥΣΕΣ
		ΨΑΡΑ

Τα Ηλεκτρικά Συστήματα (ΗΣ) ΜΔΝ, σύμφωνα με τον Διαχειριστή Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ), έχουν κάποιες βασικές ιδιαιτερότητες [2]:



1) Αφορούν νησιά που διαφέρουν σημαντικά σε μέγεθος, πληθυσμό και στην απόσταση από την ηπειρωτική χώρα.

2) Έχουν υψηλό δυναμικό για ανάπτυξη ΑΠΕ, λόγω πολύ καλών επιπέδων ανέμου και ηλιακής ακτινοβολίας σε όλα τα ΜΔΝ.

3) Δεν μπορούν να ανταλλάξουν ενέργεια με άλλα ΗΣ και αυτό επηρεάζει την αξιοπιστία και την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού.

4) Λόγω έλλειψης διασυνδέσεων με άλλα ηλεκτρικά συστήματα υψηλής αδράνειας στα ΗΣ των ΜΔΝ τίθενται θέματα σταθερότητας τάση και συχνότητας, ιδιαίτερα σε περιπτώσεις υψηλών ρυθμών διείσδυσης διακοπτόμενων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ).

Για τους παραπάνω λόγους, σε συνδυασμό με το υψηλό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (το μέσο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα ΜΔΝ είναι 2,5 φορές υψηλότερο από ό,τι σε περιοχές με πρόσβαση στο κύριο, διασυνδεδεμένο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας. [3]), κρίνεται απαραίτητη η σύνδεση των ΜΔΝ με το κύριο σύστημα ενέργειας (παρ' ότι προβλέπεται σε βάθος χρόνου στις περισσότερες περιπτώσεις) δεν είναι εφικτή βραχυπρόθεσμα. Αυτό διότι, ένα έργο διασύνδεσης κρατάει πολλά χρόνια και είναι αρκετά κοστοβόρο.

Επομένως, είναι απαραίτητο να εφαρμοστούν εναλλακτικές λύσεις που χρησιμοποιούν τοπικές πηγές ενέργειας, με το μικρότερο περιβαλλοντικό αντίκτυπο. Όπως είναι η κατασκευή ενός υβριδικού δικτύου με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ όπου θα περιορίσει τις μη-φιλικές προς το περιβάλλον υπάρχουσες πηγές ενέργειας και θα διαχειρίζεται την παραγωγή και αποθήκευση ενέργειας με έξυπνο και αποδοτικό τρόπο σύμφωνα με της ανάγκες του κάθε νησιού.



ΕΙΚΟΝΑ 1: Σχέδια διασύνδεσης περιοχών με το κεντρικό δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ΑΔΜΗΕ)

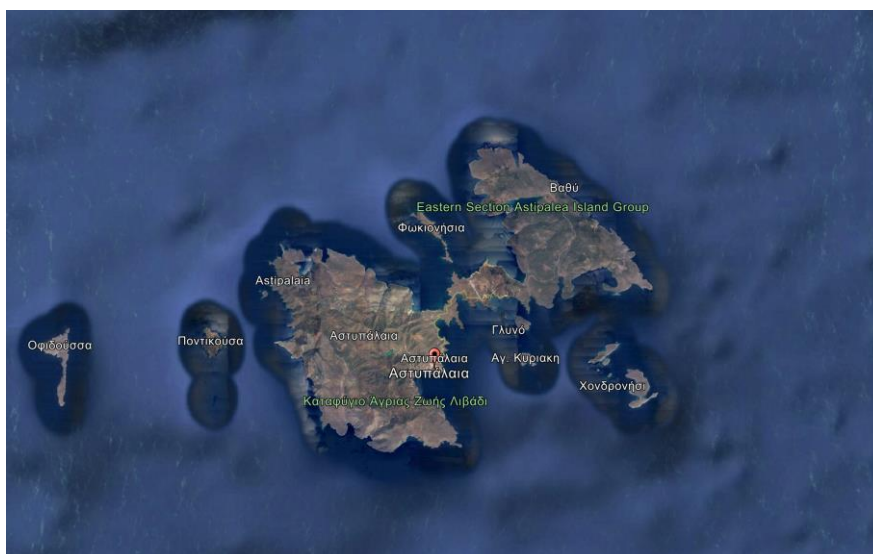


ΕΙΚΟΝΑ 2: Υφιστάμενος χάρτης γραμμών μεταφοράς ηλεκτρικού ρεύματος  
(<https://www.admie.gr/systima/perigrabi/hartis-grammon>)

## 2.2 Το νησί της Αστυπάλαιας

Το νησί της Αστυπάλαιας (Εικόνα 3) διοικητικά αποτελεί το δυτικότερο νησί των Δωδεκανήσων, αλλά γεωγραφικά και πολιτισμικά στέκει ανάμεσα στα Δωδεκάνησα και στις Κυκλάδες. Έχει έκταση 97 km<sup>2</sup> και ακτογραμμή 110 km<sup>2</sup>. Στα νοτιοανατολικά υπάρχουν διάφορα μικρά νησιά όπως η Αγία Κυριακή, ο Χονδρός, το Κουνούπι και ο Κουτσομούτης. Στα Δυτικά βρίσκονται οι νησίδες Οφιδούσα, Χτένια, Ποντικούσα και άλλες. Οι ακτές της Αστυπάλαιας είναι βραχώδεις με όρμους και παραλίες. Μια μικρή λωρίδα γης περίπου 100 μέτρων, το Στενό, χωρίζει το νησί σε δύο τμήματα το Μέσα (δυτικό) και το Έξω νησί (ανατολικό). Η Αστυπάλαια δεν χαρακτηρίζεται από πληθώρα οικισμών και τα κατοικήσιμα τμήματά της είναι λίγα. Πρωτεύουσα του νησιού είναι η Αστυπάλαια ή Χώρα. Εκτός από τη Χώρα, 10 km ανατολικά αυτής υπάρχει ο οικισμός Ανάληψη, όπου βρίσκεται και το αεροδρόμιο του νησιού. Ακόμα, σε πολύ μικρή απόσταση από τη Χώρα υπάρχει το πιο εύφορο σημείο του νησιού, ο οικισμός Λιβάδι. Το μεγαλύτερο μέρος του εδάφους του νησιού είναι άδενδρο και χαρακτηρίζεται από πολλούς βράχους και λόφους, ο ψηλότερος των οποίων είναι 482 m. [5] Σύμφωνα με

την απογραφή του 2021 υπάρχουν 1.376 κάτοικοι (ΕΛΛΣΤΑΤ) στο νησί της Αστυπάλαιας.



ΕΙΚΟΝΑ 3: Το νησί της Αστυπάλαιας (Google Earth Pro)

### 2.2.1 Ο σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Αστυπάλαιας

Η Αστυπάλαια είναι ένα από τα μη συνδεδεμένα νησιά των Δωδεκανήσων στο κύριο ηλεκτρικό σύστημα της ηπειρωτικής χώρας. Τα μη συνδεδεμένα νησιά χρησιμοποιούν αυτόνομους πετρελαϊκούς σταθμούς (ντίζελ και μαζούτ) χαμηλής απόδοσης που έχουν εγκατασταθεί από τις δεκαετίες του '60 και του '70, με αποτέλεσμα για την κάλυψη της ζήτησης τους θερινούς μήνες οι τοπικοί σταθμοί παραγωγής να λειτουργούν στα όριά τους. Επίσης σημαντικός παράγοντας είναι το υψηλό κόστος της ενέργειας στα νησιά αυτά σε σχέση με το αντίστοιχο στην ηπειρωτική χώρα. Το μέσο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των αυτόνομων πετρελαϊκών σταθμών τον Αύγουστο του 2017, σύμφωνα με τα επίσημα στοιχεία της ΔΕΔΔΗΕ, διαμορφώθηκε στα 336,96 €/MWh, δηλαδή περίπου επτά φορές πάνω από την οριακή τιμή του ηπειρωτικού συστήματος, που κυμάνθηκε γύρω στα 50 €/MWh.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται από πετρελαϊκούς σταθμούς της ΔΕΗ που λειτουργούν με την καύση πετρελαίου diesel. Στο νησί υπάρχουν 7 σταθερές μονάδες για την παράγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και λειτουργούν με την καύση πετρελαίου. Παρακάτω παρουσιάζεται στον Πίνακα τα χαρακτηριστικά των εγκατεστημένων θερμικών μονάδων, ο τύπος του καυστήρα, η ονομαστική καθώς και η αποδιδόμενη ισχύς.

ΠΙΝΑΚΑΣ 2: Χαρακτηριστικά εγκατεστημένων θερμικών μονάδων

	Τύπος Μηχανής	Καύσιμο	Ονομ. Ισχύς	Αποδ. Ισχύς
1	STORK ABR-216S	Πετρέλαιο	208	150
2	STORK ABR-216S	Πετρέλαιο	208	150
3	STORK ABR-216S	Πετρέλαιο	208	150
4	STORK ABR-216S	Πετρέλαιο	208	150
5	MITSUBISHI S16R-PTA	Πετρέλαιο	1275	1100
6	MITSUBISHI S16R-PTA	Πετρέλαιο	1275	1100
7	MITSUBISHI S16R-PTA	Πετρέλαιο	1275	1100

Το αυτόνομο ηλεκτρικό δίκτυο της Αστυπάλαιας αποτελείται από 8 ντιζελογεννήτριες με αποδιδόμενη ισχύ 3,9 MW.

Επιπλέον το νησί της Αστυπάλαιας έχει εγκατεστημένη ισχύ ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Αστυπάλαια που ανέρχεται σύμφωνα με στοιχεία του ΔΕΔΔΗΕ για το έτος 2018, στα 320 kW και προέρχεται από ορισμένες εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών μικρής εγκατεστημένης ισχύος.

## 2.2.2 Astypalaia Project

### Αστυπάλαια: Το πρώτο Έξυπνο & Βιώσιμο Νησί της Μεσογείου

Η Ελληνική Δημοκρατία, με την υποστήριξη του Ομίλου Volkswagen, υλοποιεί ένα πρωτοποριακό έργο, με στόχο να μεταμορφώσει ένα ελληνικό νησί σε μια πρότυπη τοποθεσία για την ηλεκτρική κινητικότητα, την έξυπνη κινητικότητα και τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ).

Το «Έξυπνο και Βιώσιμο Νησί» της Αστυπάλαιας είναι ένα πρωτοποριακό έργο που επικεντρώνεται σε τέσσερις πυλώνες:

- Ηλεκτροκίνηση οχημάτων: Ένας βασικός στόχος του έργου είναι η σταδιακή αντικατάσταση του υπάρχοντα στόλου με ηλεκτρικά οχήματα.
- Έξυπνη Κινητικότητα: Η δημόσια συγκοινωνία θα λειτουργεί κατά παραγγελία, με τη χρήση app.
- Φόρτιση και υποδομή: Ένα υβριδικό σύστημα ενέργειας από ΑΠΕ θα αντικαταστήσει σταδιακά τις υπάρχουσες πετρελαιογεννήτριες.
- Αυτόνομη οδήγηση: Μελλοντική επιλογή: Θα δοκιμαστεί στο νησί όταν θα είναι διαθέσιμη η κατάλληλη τεχνολογία.

Όσον αφορά την φόρτιση και υποδομή που αφορά το μελλοντικό υβριδικό σύστημα ενέργειας της Αστυπάλαιας οι στόχοι που έχουν τεθεί είναι στην:

- α' φάση: ο υβριδικός σταθμός θα αποτελείται από φωτοβολταϊκά συνολικής ισχύος **3,5 MW** και συσσωρευτές χωρητικότητας **10 MWh** περίπου, καλύπτοντας το **50%** της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού από καθαρή ενέργεια **ΑΠΕ**.
- β' φάση: ο υβριδικός σταθμός θα επεκταθεί ακόμη περισσότερο, με τη προσθήκη ανεμογεννητριών, ώστε να καλύψει περισσότερο από το **80%** της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού, μειώνοντας σημαντικά τη λειτουργία του θερμικού σταθμού παραγωγής, ο οποίος θα παραμείνει στο νησί υποστηρικτικά και ως εφεδρεία.

Ο υβριδικός σταθμός θα καλύπτει τόσο τις ανάγκες φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων όσο και τις γενικότερες ανάγκες του νησιού για ηλεκτρική ενέργεια. Έτσι, η εκπομπή ρύπων **CO2** του ενεργειακού συστήματος του νησιού θα μειωθεί σημαντικά, ενώ το κόστος παραγωγής θα είναι σημαντικά μικρότερο από το κόστος λειτουργίας του θερμικού σταθμού, συμβάλλοντας στη μείωση του συνολικού κόστους λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος.

Τον διαγωνισμό της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ) για την ανάπτυξη του Υβριδικού Σταθμού ΑΠΕ στην Αστυπάλαια κέρδισε η ΔΕΗ Ανανεώσιμες, όπου αναμένεται να ξεκινήσει τα έργα εντός του 2023. [6]

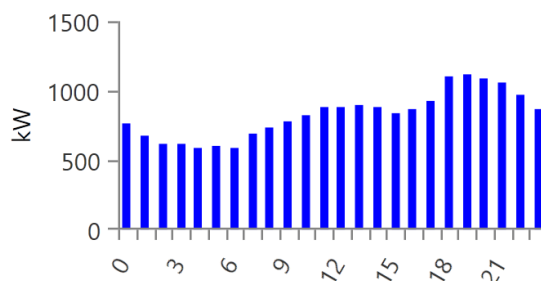
### 2.2.3 Ηλεκτρικό Φορτίο Αστυπάλαιας

Τα δεδομένα για το νησί της Αστυπάλαιας αφορούν την ωριαία και ημερήσια ζήτηση ηλεκτρικού ρεύματος και παρασχέθηκαν από τον ΔΕΔΔΗΕ. Αποτελούν πρόβλεψη για το έτος 2024 που βασίζεται σε δεδομένα προηγούμενων χρόνων. Η ωριαία χρονοσειρά του φορτίου εισάγεται σαν μεταβλητή στο Homer Pro με τη μορφή αρχείου .txt. Το Homer αυτόματα εξάγει στατιστικά δεδομένα με τη μορφή πινάκων και γραφημάτων. Από τον πίνακα 3 βλέπουμε ότι η μέση ζήτηση ανά μέρα είναι 22.268 kWh/μέρα ή 927,86 kW, ενώ η μέγιστη ζήτηση παρουσιάζεται τον Αύγουστο, στα 2.730 kW, λόγω της αύξησης του πληθυσμού του νησιού από τον τουρισμό.

ΠΙΝΑΚΑΣ 3: Βασικά στοιχεία της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2024 στην Αστυπάλαια

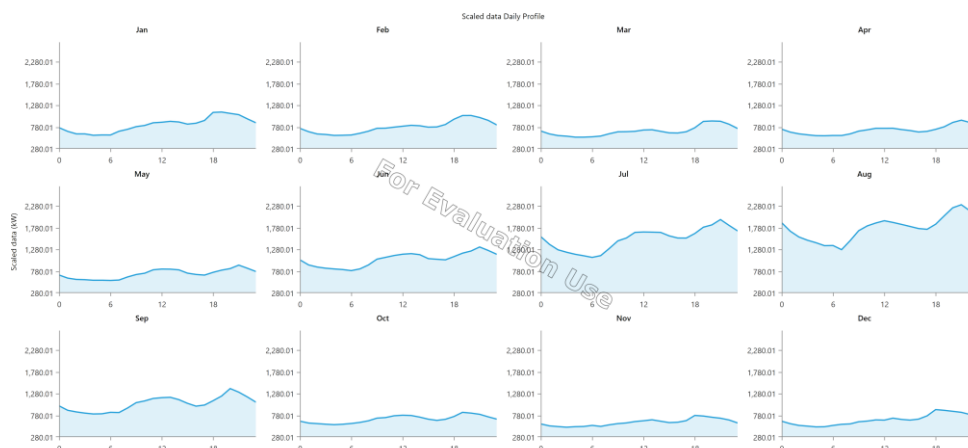
Metric	Baseline	Scaled
Average (kWh/day)	22,268.	22,268.
Average(kW)	927.86	927.86
Peak (kW)	2,730	2,730
Load factor	.34	.34

Επιπλέον, από το γράφημα 1, που μας παρουσιάζει τη μέση ωριαία ζήτηση ηλεκτρικού ρεύματος, όπως προβλέπεται το 2024, είναι φανερό κατά τη διάρκεια του 24ωρου παρατηρείται μεγαλύτερη ζήτηση από τις 18:00 μέχρι τις 22:00 το βράδυ (με εύρος 963-1.104 kW). Ενώ χαμηλότερη, όπως είναι αναμενόμενο, παρατηρείται από τα μεσάνυχτα μέχρι τις 6:00 το πρωί (με εύρος 591-762 kW).

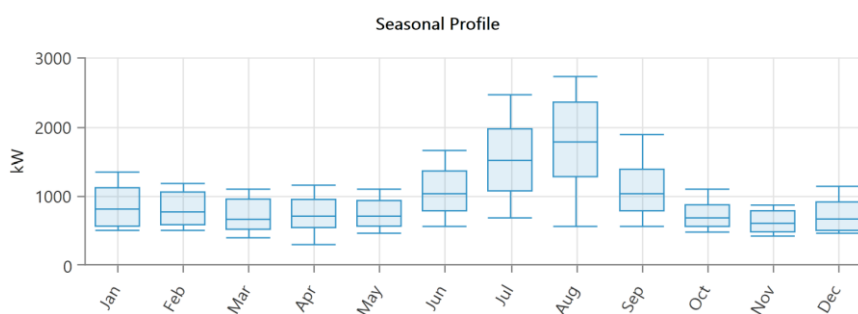


ΓΡΑΦΗΜΑ 1: Μέση ωριαία ζήτηση ηλεκτρικού ρεύματος (προβλ.2024)

Παράλληλα, αν εξετάσουμε και τα ακόλουθα γραφήματα, που παρουσιάζουν τη μέση ωριαία ζήτηση ηλεκτρικού ρεύματος κάθε μήνα, γίνεται αντιληπτό ότι όλοι οι μήνες ακολουθούν παρόμοιο μοτίβο όσον αφορά το εύρος της ώρας που παρουσιάζεται το μέγιστο και το ελάχιστο φορτίο.



ΓΡΑΦΗΜΑ 2: Μέση ωριαία ζήτηση ηλεκτρικού ρεύματος κάθε μήνα μέσα στον χρόνο





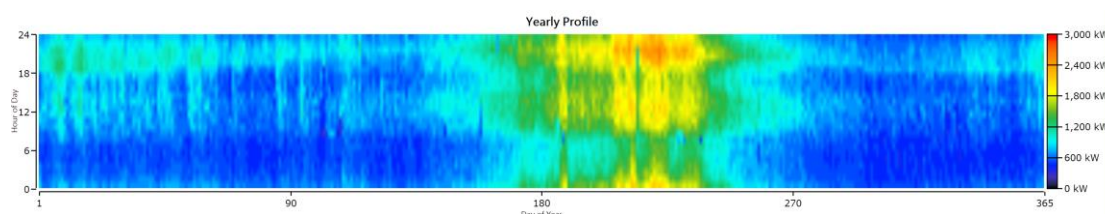
ΓΡΑΦΗΜΑ 3: Μηνιαία απεικόνιση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (μεγίστη ζήτηση, μέγιστη μέση ημερήσια ζήτηση, μέση ζήτηση, ελάχιστη μέση ημερήσια ζήτηση, ελάχιστη ζήτηση)

Όπως είναι φανερό από το γράφημα 3 θα μπορούσαμε να χωρίσουμε τους μήνες, με βάση το ηλεκτρικό τους φορτίο, σε τρεις κατηγορίες.

Η πρώτη κατηγορία θα είναι **μήνες χαμηλής ζήτησης σε ηλεκτρικό ρεύμα:** Ιανουάριος-Μάιος και Οκτώβριος – Δεκέμβριος. Σε αυτούς τους μήνες ο μέσος όρος των ημερήσιων φορτίων κυμαίνεται 617kW (Νοέμβριος) – 832kW (Ιανουάριος), ο μέσος όρος των ελάχιστων ημερήσιων φορτίων έχει εύρος 476kW (Νοέμβριος) – 573kW (Ιανουάριος) και ο μέσος όρος των μέγιστων ημερήσιων φορτίων 797kW (Νοέμβριος) - 1.144kW (Ιανουάριος).

Στην δεύτερη κατηγορία ανήκουν οι **μήνες μέτριας ζήτησης σε ηλεκτρικό ρεύμα:** Ιούνιος και Σεπτέμβριος. Σε αυτούς τους μήνες ο μέσος όρος των ημερήσιων φορτίων είναι 1.047kW (Ιούνιος) και 1.049kW (Σεπτέμβριος), ο μέσος όρος των ελάχιστων ημερήσιων φορτίων 776kW (Ιούνιος) και 782kW (Σεπτέμβριος) και ο μέσος όρος των μέγιστων ημερήσιων φορτίων 1.363kW (Ιούνιος) και 1.399kW (Σεπτέμβριος).

Στην τρίτη κατηγορία ανήκουν οι **μήνες υψηλής ζήτησης σε ηλεκτρικό ρεύμα:** Ιούλιος και Αύγουστος. Σε αυτούς τους μήνες ο μέσος όρος των ημερήσιων φορτίων είναι 1.520kW (Ιούλιος) και 1.778kW (Αύγουστος), ο μέσος όρος των ελάχιστων ημερήσιων φορτίων 1.060kW (Ιούλιος) και 1.259kW (Αύγουστος) και ο μέσος όρος των μέγιστων ημερήσιων φορτίων 1.973kW (Ιούλιος) και 2.365kW (Αύγουστος).



ΓΡΑΦΗΜΑ 4: Απεικόνιση του ημερήσιου φορτίου για όλες τις ώρες του 2024

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: Το Λογισμικό Προσομοιώσεων Homer Pro

### 3.1 Εισαγωγή στο λογισμικό Homer Pro

Το λογισμικό μικροδικτύων HOMER Pro της HOMER Energy είναι το παγκόσμιο πρότυπο για την προσομοίωση και τη βελτιστοποίηση αυτόνομων ή διασυνδεδεμένων μικρών συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Αναπτύχθηκε από το Εθνικό Εργαστήριο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας των ΗΠΑ (NREL) το 1993 και μέχρι σήμερα έχει χρησιμοποιηθεί σε αμέτρητες μελέτες και δημοσιεύσεις.

Ένα από τα βασικά χαρακτηριστικά του HOMER Pro είναι η ικανότητά του να μοντελοποιεί και να βελτιστοποιεί υβριδικά συστήματα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Τα συστήματα αυτά συνδυάζουν πολλαπλές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, αλλά και τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας για να παρέχουν αξιόπιστη και οικονομικά αποδοτική παραγωγή ενέργειας.

Όταν σχεδιάζουμε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, πρέπει να λάβουμε υπόψιν μας πολλές αποφάσεις σχετικά με τη διαμόρφωση του συστήματος, όπως: ποια εξαρτήματα είναι τα καλύτερα για αυτό το σύστημα; Πόσα από αυτά και σε τι μέγεθος κάθε εξαρτήματος είναι πιο αποδοτικό;

Το HOMER pro απλοποιεί το έργο του σχεδιασμού συστημάτων καταναεμημένης παραγωγής (DG)- τόσο εντός όσο και εκτός δικτύου. Οι αλγόριθμοι βελτιστοποίησης και ανάλυσης ευαισθησίας του HOMER επιτρέπουν να αξιολογούμε την οικονομική και τεχνική σκοπιμότητα ενός μεγάλου αριθμού τεχνολογικών επιλογών και να λαμβάνουμε υπόψη τις διακυμάνσεις στο κόστος της τεχνολογίας και τη διαθεσιμότητα των ενεργειακών πόρων.

Η αποτελεσματική εργασία με το HOMER απαιτεί την κατανόηση των τριών βασικών δυνατοτήτων του: προσομοίωση, βελτιστοποίηση και ανάλυση ευαισθησίας. [7]

#### 1. Προσομοίωση

Το HOMER προσομοιώνει τη λειτουργία ενός συστήματος πραγματοποιώντας υπολογισμούς ενεργειακού ισοζυγίου σε κάθε χρονικό βήμα (διάστημα) του έτους. Για κάθε χρονικό βήμα, το HOMER συγκρίνει την ηλεκτρική και θερμική ζήτηση σε αυτό το χρονικό βήμα με την ενέργεια που μπορεί να παρέχει το σύστημα σε αυτό το χρονικό βήμα και υπολογίζει τη ροή ενέργειας από και προς κάθε στοιχείο του συστήματος. Για συστήματα που περιλαμβάνουν μπαταρίες ή γεννήτριες που λειτουργούν με καύσιμα, το HOMER αποφασίζει επίσης σε κάθε χρονικό βήμα πώς θα λειτουργήσουν οι γεννήτριες και αν θα φορτίσουν ή θα αποφορτίσουν τις μπαταρίες.

Το HOMER εκτελεί αυτούς τους υπολογισμούς ενεργειακού ισοζυγίου για κάθε διαμόρφωση συστήματος που θέλουμε να εξετάσουμε. Στη συνέχεια, προσδιορίζει αν



μια διαμόρφωση είναι εφικτή (δηλαδή αν μπορεί να καλύψει την ηλεκτρική ζήτηση υπό τις συνθήκες που καθορίσαμε) και εκτιμά το κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας του συστήματος κατά τη διάρκεια ζωής του έργου. Οι υπολογισμοί του κόστους του συστήματος λαμβάνουν υπόψη δαπάνες όπως το κεφάλαιο, η αντικατάσταση, η λειτουργία και η συντήρηση, τα καύσιμα και οι τόκοι.

## 2. Βελτιστοποίηση

Μετά την διαδικασία προσομοίωσης όλων των πιθανών συνδυασμών των συστημάτων ενέργειας, ακολουθεί η διαδικασία της βελτιστοποίησης κατά την οποία το Homer επιδεικνύει έναν κατάλογο συνδυασμών που ταξινομούνται σύμφωνα με το καθαρό παρόν κόστος. Ο συγκεκριμένος κατάλογος μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να γίνει σύγκριση των επιλογών που έχουν γίνει προκειμένου να υιοθετηθεί το κατάλληλο σύστημα ενέργειας. Πρέπει να αναφερθεί ότι η ταξινόμηση των συστημάτων ενέργειας είναι πλήρης, δηλαδή έχουν εξεταστεί και αποτυπωθεί όλοι οι πιθανοί συνδυασμοί εφικτών συστημάτων. Για το Homer το βέλτιστο σύστημα είναι αυτό που ικανοποιεί τους περιορισμούς που θέτονται από το χρήστη και αποδίδει το μικρότερο συνολικό καθαρό κόστος αξίας (total net present cost) που περιλαμβάνει όλες τις δαπάνες και τα έξοδα που πραγματοποιούνται κατά τη διάρκεια του έργου. Η εξεύρεση του βέλτιστου συστήματος μπορεί να προκύπτει από την επιλογή του συνδυασμού των επιμέρους στοιχείων του συστήματος, το μέγεθος ή την ποσότητα του κάθε στοιχείου που απαρτίζει το σύστημα. Στόχος της βελτιστοποίησης είναι ο καθορισμός της βέλτιστης τιμής κάθε μεταβλητής απόφασης που τίθεται από το χρήστη.

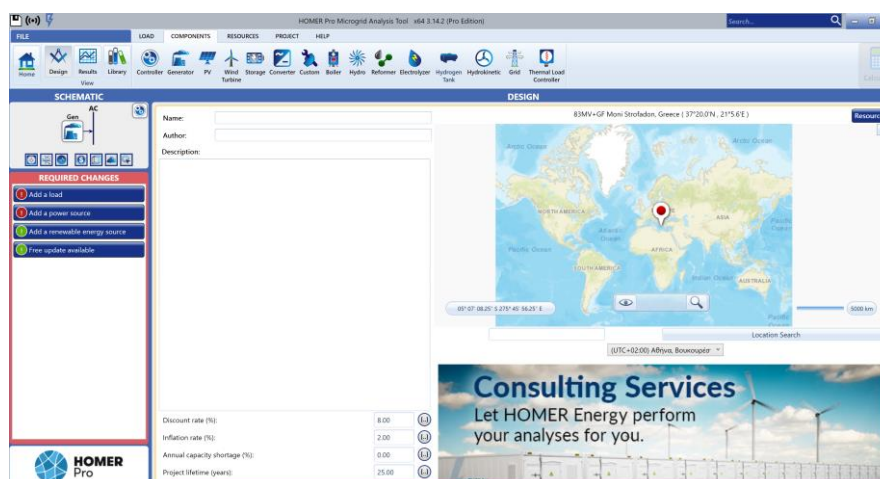
## 3. Ανάλυση ευαισθησίας

Η διαδικασία της ανάλυσης ευαισθησίας πραγματοποιείται εφόσον οριστούν μεταβλητές ευαισθησίας ως δεδομένα εισόδου, οπότε το Homer επαναλαμβάνει τη διαδικασία βελτιστοποίησης για κάθε μεταβλητή ευαισθησίας που εισάγεται. Μέσω της ανάλυσης ευαισθησίας δίνεται η δυνατότητα στο χρήστη να έχει μια ολοκληρωμένη εικόνα για το πώς επηρεάζεται το σύστημα που εξετάζει κάτω από διαφορετικά δεδομένα. Το Homer αντιμετωπίζει κάθε μεταβλητή ευαισθησίας σαν μια ξεχωριστή υπόθεση εφαρμογής συστήματος και πραγματοποιεί την ανάλυση για κάθε μία από αυτές. Η κύρια χρησιμότητα της ανάλυσης ευαισθησίας εντοπίζεται όταν ο χρήστης είναι αβέβαιος για την τιμή που θέτει για μια μεταβλητή. Η ανάλυση της ευαισθησίας του δίνει τη δυνατότητα να θέσει ένα εύρος τιμών 106 για τη συγκεκριμένη μεταβλητή και να εξετάσει την επίδρασή της πάνω στο σύστημα. Για παράδειγμα, εάν ορίσουμε την ταχύτητα του ανέμου ως μεταβλητή ευαισθησίας, το HOMER προσομοιώνει διαμορφώσεις συστήματος για το εύρος ταχυτήτων ανέμου που καθορίζουμε. [8]

Χρησιμοποιώντας το HOMER:

Για να χρησιμοποιήσετε το HOMER, επιλέγετε και εισάγετε πληροφορίες κάτω από το κουμπί “Design” για να παρέχετε στο μοντέλο εισροές, συμπεριλαμβανομένων των εξαρτημάτων (π.χ. γεννήτρια, αιολική και ηλιακή ενέργεια), του κόστους των εξαρτημάτων και της διαθεσιμότητας των πόρων. Μπορείτε επίσης να προσθέσετε νέα στοιχεία, πόρους και φορτία στο κουμπί “Library”.

Όταν κάνετε κλικ στο κουμπί “Calculate”, το HOMER χρησιμοποιεί αυτές τις εισροές για να προσομοιώσει διαφορετικές διαμορφώσεις του συστήματος ή συνδυασμούς στοιχείων και παράγει αποτελέσματα που μπορείτε να δείτε ως κατάλογο εφικτών διαμορφώσεων ταξινομημένων με βάση το καθαρό παρόν κόστος στο κουμπί “Results”. Το HOMER εμφανίζει επίσης τα αποτελέσματα της προσομοίωσης σε μια μεγάλη ποικιλία πινάκων και γραφικών παραστάσεων που σας βοηθούν να συγκρίνετε τις διαμορφώσεις και να τις αξιολογήσετε με βάση τα οικονομικά και τεχνικά τους πλεονεκτήματα.



ΕΙΚΟΝΑ 4: Επιφάνεια εργασίας Homer Pro

## 3.2 Αξιολόγηση Δεδομένων

### 3.2.1 Αξιολόγηση Ανεμολογικών Δεδομένων και Δεδομένων Ηλιακής Ακτινοβολίας

Στην παρούσα εργασία, όπου θα εξεταστούν πολλά διαφορετικά σενάρια για την λειτουργία του υβριδικού έργου. Αρκετά από αυτά εξαρτώνται και από ΑΠΕ (φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτριες) για την παραγωγή ενέργειας. Επομένως, είναι

εύλογο να αξιολογήσουμε τους πόρους (ηλιακή ακτινοβολία και ανεμολογικά δεδομένα) που θα μπορούσαν να αξιοποιηθούν από ένα σύστημα ΑΠΕ.

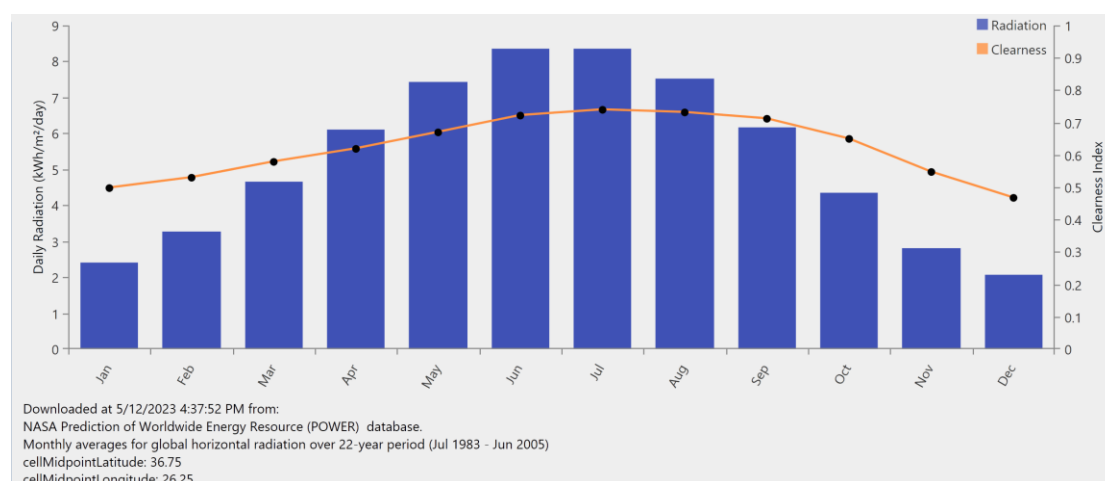
Τα κλιματικά δεδομένα του νησιού, αντλήθηκαν μέσω του Homer Pro από τη βάση μετεωρολογικών δεδομένων της NASA. Τα κλιματικά δεδομένα που εισάγονται στο λογισμικό αφορούν την ηλιακή ακτινοβολία, την καθαρότητα του ουρανού, το αιολικό δυναμικό και τη θερμοκρασία. Τα δύο πρώτα προκύπτουν από μελέτες της NASA με διάρκεια 22 έτη, ενώ τα επόμενα δύο αποτελούν αποτελέσματα μελετών με διάρκεια 29 έτη. Η ταχύτητα του ανέμου έχει ερευνηθεί σε ύψος 50 μέτρων από την επιφάνεια της γης. Στη συνέχεια παρατίθενται οι σχετικοί πίνακες.

### Δεδομένα Ηλιακής Ακτινοβολίας

Στο γράφημα 5 μας παρουσιάζονται δεδομένα σχετικά με τις τιμές ημερήσιας ακτινοβολίας και την καθαρότητα της ατμόσφαιρας.

Η τιμή της μέσης ετήσιας τιμής της ηλιακής ακτινοβολίας στην Αστυπάλαια είναι 5,29 kWh/m<sup>2</sup>/day και όπως φαίνεται, ο Ιούνιος και ο Αύγουστος είναι οι πιο ηλιόλουστοι μήνες με 8,34 kWh/m<sup>2</sup>/day και 8,35 kWh/m<sup>2</sup>/day ημερήσιας ακτινοβολίας αντίστοιχα. Ενώ, ο Δεκέμβριος ήταν ο μήνας με την χαμηλότερη τιμή ημερήσιας ακτινοβολίας στα 2,06 kWh/m<sup>2</sup>/day.

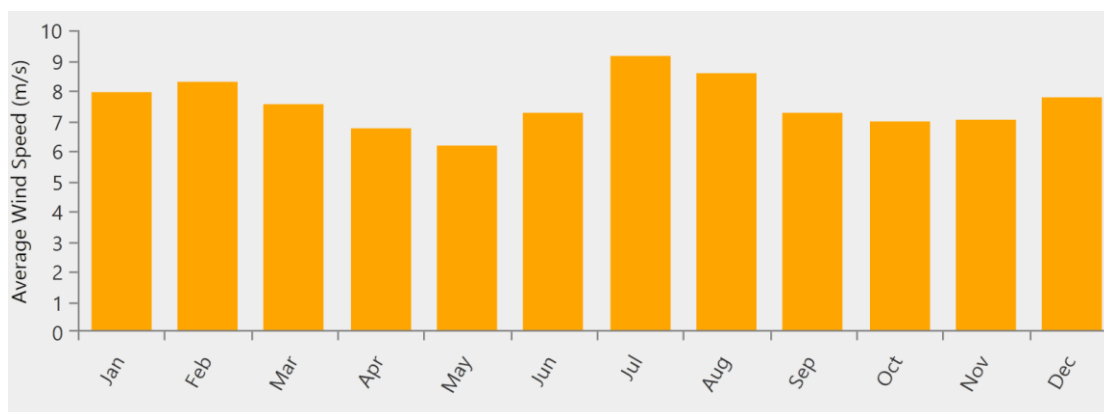
Επιπλέον, ο δείκτης καθαρότητας είναι ένα μέτρο της καθαρότητας της ατμόσφαιρας και δείχνει την ηλιακή ακτινοβολία που μεταδίδεται στην επιφάνεια της γης. Η τιμή του δείκτη καθαρότητας κυμαίνεται μεταξύ 0 και 1. Από το διάγραμμα, εντοπίζουμε ότι ο μήνας με το υψηλότερο δείκτη καθαρότητας είναι ο Ιούλιος, με 0,739 και ο μήνας με τον χαμηλότερο δείκτη καθαρότητας είναι ο Δεκέμβριος με 0,467.



ΓΡΑΦΗΜΑ 5: Απεικόνιση της μέσης μηνιαίας ηλιακής ακτινοβολίας, της μέσης μηνιαίας καθαρότητας του ουρανού

## Αξιολόγηση Ανεμολογικών Δεδομένων

Η Ελλάδα είναι μια χώρα με μεγάλο δυναμικό αξιοποίησης ανέμου. Οι άνεμοι έχουν υψηλές ταχύτητες όλο το χρόνο σε όλη τη χώρα και ιδιαίτερα στα νησιά. Όσον αφορά τη μελέτη αυτή, η Αστυπάλαια θεωρείται ιδανική τοποθεσία για αιολικές εφαρμογές εφόσον η **τιμή της μέσης ετήσιας ταχύτητας του ανέμου είναι στα 7,56 m/s** και από το διάγραμμα συμπεραίνουμε ότι έχει ισχυρό αιολικό δυναμικό όλο τον χρόνο.



ΓΡΑΦΗΜΑ 6: Απεικόνιση της μέσης μηνιαίας ταχύτητας του ανέμου

### 3.2.2 Αξιολόγηση Οικονομικών Κριτηρίων

Για να γίνει η αξιολόγηση κάθε υβριδικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, με οικονομικά κριτήρια, που είναι και ένας από τους σκοπούς αυτής της εργασίας, γίνεται χρήση δύο οικονομικών παραμέτρων: το **Καθαρό Παρόν Κόστος** (NPC: Net Present Cost) και το **Ισοσταθμισμένο Κόστος Ενέργειας** (LCOE: Cost Of Energy).

#### Καθαρό Παρόν Κόστος (NPC: Net Present Cost)

Το συνολικό καθαρό παρόν κόστος, NPC, ενός συστήματος είναι η παρούσα αξία όλων των δαπανών που το σύστημα πραγματοποιεί κατά τη διάρκεια της ζωής του, μείον την παρούσα αξία όλων των εσόδων που αποκομίζει κατά τη διάρκεια της ζωής του. Το κόστος περιλαμβάνει το κόστος κεφαλαίου, το κόστος αντικατάστασης, το κόστος λειτουργίας και διαχείρισης, το κόστος καυσίμου, τις κυρώσεις εκπομπών και το κόστος αγοράς ενέργειας από το δίκτυο (αν το σύστημα είναι συνδεδεμένο με το δίκτυο). Τα έσοδα περιλαμβάνουν την υπολειμματική αξία και τα έσοδα από τις πωλήσεις στο δίκτυο.

Το HOMER υπολογίζει το συνολικό Καθαρό Παρόν Κόστος κάθε προτεινόμενου συστήματος ενέργειας αθροίζοντας τις συνολικές προεξοφλημένες ταμειακές ροές σε κάθε έτος της διάρκειας ζωής του έργου. Το συνολικό Καθαρό Παρόν Κόστος (NPC)

είναι το κύριο οικονομικό αποτέλεσμα του HOMER, η τιμή με την οποία κατατάσσει, σε φθίνουσα σειρά, όλες τις διαμορφώσεις του συστήματος στα αποτελέσματα βελτιστοποίησης και η βάση από την οποία υπολογίζει το συνολικό ετήσιο κόστος και το ισοσταθμισμένο κόστος ενέργειας. [9]

Το Καθαρό Παρόν Κόστος, NPC, υπολογίζεται με τον παρακάτω τύπο:

$$NPC = \frac{C_{an,tot}}{CRF(i, R_{proj})} \quad (\alpha)$$

Όπου:

- $C_{an,tot}$  : Το Συνολικό Κόστος του υβριδικού συστήματος (σε €)
- $R_{proj}$  : Η Διάρκεια Ζωής του έργου
- $i$  : Πραγματικό Επιτόκιο Προεξόφλησης

Χρησιμοποιείται για τη μετατροπή μεταξύ του εφάπαξ κόστους και του ετήσιου κόστους. [10]

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (\alpha 1)$$

Όπου:

$i'$  : ονομαστικό προεξοφλητικό επιτόκιο (επιτόκιο δανεισμού)

$f$  : ποσοστό πληθωρισμού

- $CRF(i, R_{proj})$  : Συντελεστής Ανάκτησης Κεφαλαίου

Χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της παρούσας αξίας μιας προσόδου (μια σειρά ίσων ετήσιων ταμειακών ροών) [11]

$$CRF(i, R_{proj}) = \frac{i(1+i)^{R_{proj}}}{(1+i)^{R_{proj}} - 1} \quad (\alpha 2)$$

Σε αυτή την εργασία θεωρήσαμε ότι η διάρκεια ζωής του έργου είναι 20 χρόνια, το ονομαστικό προεξοφλητικό επιτόκιο είναι 5,39% (Εθνική Τράπεζα – Μάρτιος 2023) [12] και ότι ο πληθωρισμός είναι 3% (ΕΛΛΣΤΑΤ – Μάρτιος 2023) [13].

### ΚΟΣΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (COE: Cost of Energy)

Το HOMER ορίζει το ισοσταθμισμένο κόστος ενέργειας (COE) ως το μέσο κόστος του συστήματος ανά kWh (€/kWh) ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από το σύστημα.

Για τον υπολογισμό του COE, το HOMER διαιρεί το ετήσιο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (το συνολικό ετήσιο κόστος μείον το κόστος εξυπηρέτησης του

θερμικού φορτίου) με το συνολικό εξυπηρετούμενο ηλεκτρικό φορτίο, χρησιμοποιώντας την ακόλουθη εξίσωση [14]:

$$COE = \frac{C_{ann,tot} - c_{boiler} H_{therm.served}}{E_{served}}$$

- $C_{ann,tot}$  : Συνολικό ετήσιο κόστος υβριδικού συστήματος (€)
- $c_{boiler}$  : Οριακό κόστος λέβητα (€/kWh)
- $H_{therm.served}$  : Συνολικό ετήσιο θερμικό φορτίο που εξυπηρετείται (kWh/year)
- $E_{served}$  : Συνολικό ετήσιο ηλεκτρικό φορτίο που ικανοποιείται (kWh/year)

Ο δεύτερος όρος στον αριθμητή είναι το μέρος του ετήσιου κόστους που προκύπτει από την εξυπηρέτηση του θερμικού φορτίου. Σε συστήματα, όπως τα αιολικά ή τα φωτοβολταϊκά, που δεν εξυπηρετούν θερμικό φορτίο ( $H_{thermal}=0$ ), ο όρος αυτός είναι μηδενικός.

Το COE είναι μια βολική μετρική με την οποία συγκρίνονται τα συστήματα, αλλά το HOMER δεν κατατάσσει τα συστήματα με βάση το COE.

### 3.3 Μοντελοποίηση Στοιχείων Συστήματος στο Homer Pro

#### 3.3.1 Μοντελοποίηση φωτοβολταϊκής συστοιχίας

Η φωτοβολταϊκή συστοιχία μοντελοποιείται στο λογισμικό HOMER ως συσκευή που παράγει ηλεκτρική ενέργεια συνεχούς ρεύματος χρησιμοποιώντας την παγκόσμια ηλιακή ακτινοβολία σε άμεση αναλογία.

Η ισχύς ηλεκτρικού ρεύματος που παράγεται από τις ηλεκτρικές συστοιχίες υπολογίζεται από το Homer λαμβάνοντας υπόψη κάποιες μεταβλητές εισόδου:

--**Την κλίση**: ορίζεται ως η γωνία που τοποθετούνται τα πάνελ σε σχέση με το οριζόντιο επίπεδο. Στην περίπτωση Φ/Β συστημάτων σταθερής κλίσης, η κλίση του φωτοβολταϊκού είναι ίση με το γεωγραφικό πλάτος (στην περίπτωση της Αστυπάλαιας 36°) και η ενέργεια που παράγεται είναι σχεδόν μέγιστη.

--**Το αζιμούθιο**: είναι η κατεύθυνση προς την οποία είναι στραμμένα τα Φ/Β πάνελ. Πάντα είναι στραμμένα προς τον ισημερινό. Για το βόρειο ημισφαίριο είναι 0° και για το νότιο 180°. Για το ανατολικό -90° και για το δυτικό +90°.

--Ο λόγος της ηλιακής ακτινοβολίας που ανακλάται από το έδαφος είναι η ανάκλαση εδάφους και ονομάζεται λευκαύγεια (**μέτρο της ανακλαστικότητας** μιας επιφάνειας ή ενός σώματος). Το κλάσμα αυτό, συνήθως εκφράζεται ως ποσοστό από 3% έως 70%, ανάλογα με το υλικό κάλυψης του εδάφους. Στην παρούσα μελέτη επιλέγεται το 20%.

Λαμβάνοντας υπόψη μας και την επίδραση της θερμοκρασίας, ο τύπος υπολογισμού παραγωγής φορτίου από την Φ/Β συστοιχία είναι ο εξής [15]:

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \frac{\bar{G}_T}{\bar{G}_{T,STC}} [1 + a_P (T_C - T_{C,STC})]$$

Όπου:

- $Y_{PV}$  : η ονομαστική ισχύς της Φ/Β συστοιχίας, δηλαδή η ισχύς εξόδου της υπό τυπικές συνθήκες δοκιμής [kW].
- $f_{PV}$  : ο συντελεστής απομείωσης (derating factor) [%].
- $\bar{G}_T$  : η ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει στη φωτοβολταϊκή συστοιχία κατά το τρέχον χρονικό βήμα [kW/m<sup>2</sup>].
- $\bar{G}_{T,STC}$  : η προσπίπτουσα ακτινοβολία στις συνθήκες δοκιμής [1 kW/m<sup>2</sup>].
- $a_P$  : ο θερμοκρασιακός συντελεστής της ισχύος [%/°C].
- $T_C$  : η θερμοκρασία του φωτοβολταϊκού στοιχείου στο τρέχον χρονικό βήμα [°C].
- $T_{C,STC}$  : η θερμοκρασία του φωτοβολταϊκού στοιχείου υπό τυπικές συνθήκες δοκιμής [25°C]

### 3.2.2 Μοντελοποίηση Ανεμογεννητριών

Το HOMER μοντελοποιεί μια ανεμογεννήτρια ως μια συσκευή που μετατρέπει την κινητική ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική ενέργεια εναλλασσόμενου ή συνεχούς ρεύματος σύμφωνα με μια συγκεκριμένη καμπύλη ισχύος, η οποία είναι ένα γράφημα της ισχύος εξόδου σε σχέση με την ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης.

Το Homer υπολογίζει την ισχύ εξόδου της Α/Γ με κάθε βήμα χρησιμοποιώντας μια διαδικασία τριών βημάτων. [16]

Αρχικά, υπολογίζει την (1) ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης της ανεμογεννήτριας. Έπειτα υπολογίζει (2) την ισχύ που παράγει η Α/Γ στην συγκεκριμένη ταχύτητα του ανέμου σε μια τυπική πυκνότητα αέρα. Τέλος, το λογισμικό Homer (3) προσαρμόζει την τιμή της ισχύος εξόδου για την πραγματική πυκνότητα του αέρα.

#### 1. Υπολογισμός ταχύτητας αέρα στο ύψος της πλήμνης

Σε κάθε βήμα το Homer υπολογίζει την ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης, χρησιμοποιώντας δεδομένα από την καρτέλα “Wind Resources” και λαμβάνοντας υπόψιν τον διατμητικό άνεμο (wind shear).

Το Homer προσαρμόζει την ταχύτητα του ανέμου ώστε να ληφθεί υπόψη η διάτμηση του ανέμου μεταξύ του ύψους του ανεμόμετρου (το οποίο εισάγεται στο παράθυρο Wind Resources Inputs) και του ύψους της πλήμνης της Α/Γ (το οποίο εισάγεται στο παράθυρο Wind Turbine Inputs). Υποθέτει σταθερή διάτμηση ανέμου, την οποία μπορείτε να εισαγάγετε πατώντας την επιλογή “Variation with Height” στο παράθυρο “Wind Resources Inputs”.

Αν επιλέξουμε να εφαρμόσουμε τον λογαριθμικό νόμο, το λογισμικό υπολογίζει την ταχύτητα του αέρα στο ύψος της πλήμνης με τον παρακάτω τύπο:

$$U_{hub} = U_{anem} \cdot \frac{\ln(z_{hub}/z_0)}{\ln(z_{anem}/z_0)}$$

Όπου:

$U_{hub}$  : η ταχύτητα του ανέμου στο ύψος πλήμνης της Α/Γ (m/s).

$U_{anem}$  : η ταχύτητα του ανέμου στο ύψος του ανεμόμετρου (m/s).

$z_{hub}$  : το ύψος της πλήμνης της Α/Γ (m).

$z_{anem}$  : το ύψος του ανεμόμετρου (m).

$z_0$  : η τραχύτητα της επιφάνειας (m).

Αν επιλέξουμε να εφαρμόσουμε τον νόμο της δύναμης, το Homer υπολογίζει την ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης με τον παρακάτω τύπο:

$$U_{hub} = U_{anem} \cdot \left(\frac{z_{hub}}{z_{anem}}\right)^a$$

Όπου:

$U_{hub}$  : ταχύτητα του αέρα στο ύψος της πλήμνης της Α/Γ (m/s).

$U_{anem}$  : ταχύτητα του ανέμου στο ύψος του ανεμόμετρου (m/s).

$z_{hub}$  : ύψος της πλήμνης της Α/Γ (m).

$z_{anem}$  : ύψος του ανεμόμετρου (m).

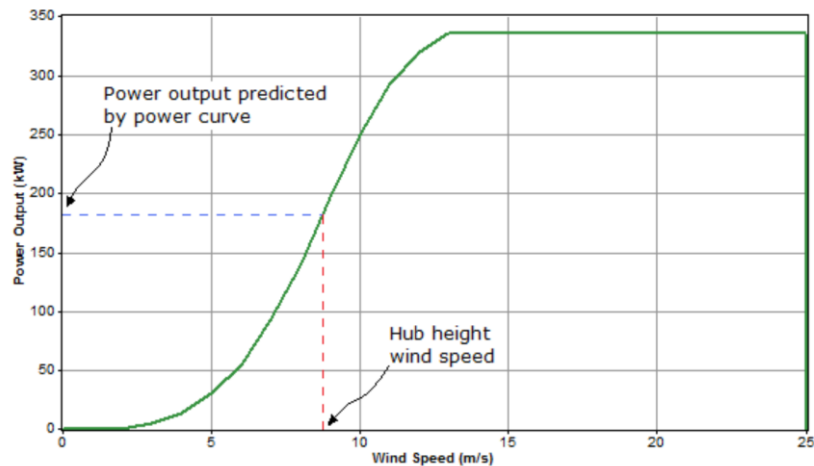
$a$  : εκθέτης του νόμου της δύναμης.

## 2. Υπολογισμός της ισχύος της Α/Γ σε τυπική πυκνότητα αέρα

Αφού το HOMER προσδιορίσει την ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης, στρέφεται στην καμπύλη ισχύος της Α/Γ για να υπολογίσει την αναμενόμενη ισχύ εξόδου από την Α/Γ σε αυτή την ταχύτητα ανέμου υπό τυπικές συνθήκες θερμοκρασίας και πίεσης.



Στο παρακάτω διάγραμμα, η κόκκινη διακεκομμένη γραμμή υποδεικνύει την ταχύτητα ανέμου στο ύψος της πλήμνης και η μπλε διακεκομμένη γραμμή υποδεικνύει την ισχύ εξόδου της ανεμογεννήτριας που προβλέπει η καμπύλη ισχύος για την εν λόγω ταχύτητα ανέμου.



ΕΙΚΟΝΑ 5: Ενδεικτική καμπύλη ισχύος Α/Γ

Εάν η ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης της Α/Γ δεν βρίσκεται εντός του εύρους που ορίζεται στην καμπύλη ισχύος, η ανεμογεννήτρια δεν παράγει ισχύ, ακολουθώντας την παραδοχή ότι οι ανεμογεννήτριες δεν παράγουν ισχύ σε ταχύτητες ανέμου κάτω από την ελάχιστη ταχύτητα αποκοπής ή πάνω από τη μέγιστη ταχύτητα αποκοπής.

### 3. Εφαρμογή διόρθωσης πυκνότητας

Οι καμπύλες ισχύος προσδιορίζουν συνήθως την απόδοση της ανεμογεννήτριας υπό συνθήκες τυπικής θερμοκρασίας και πίεσης (STP).

Για την προσαρμογή στις πραγματικές συνθήκες, το HOMER πολλαπλασιάζει την τιμή ισχύος που προβλέπεται από την καμπύλη ισχύος με τον λόγο πυκνότητας αέρα, σύμφωνα με την ακόλουθη εξίσωση [16]:

$$P_{WTC} = \left(\frac{\rho}{\rho_0}\right) \cdot P_{WTG,STP}$$

Όπου:

$P_{WTC}$  : ισχύς εξόδου της Α/Γ (kW).

$P_{WTG,STP}$  : ισχύς εξόδου της Α/Γ σε συνθήκες τυπικής θερμοκρασίας και πίεσης (kW).

$\rho$  : πραγματική πυκνότητα του αέρα ( $\text{kg/m}^3$ ).

$\rho_0$  : πυκνότητα αέρα σε συνθήκες τυπικής θερμοκρασίας και πίεσης ( $1,225 \text{ kg/m}^3$ ).

## ΕΠΙΛΟΓΗ ΜΟΝΤΕΛΟΥ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ

Το νησί της Αστυπάλαιας έχει ισχυρό αιολικό δυναμικό. Συγκεκριμένα κατατάσσεται στην κατηγορία wind class 1 προς 2 σύμφωνα με της προδιαγραφές της Διεθνούς Ηλεκτροτεχνικής Επιτροπής (International Electrotechnical Commission- IEC). [17] Άρα το μοντέλο Α/Γ θα πρέπει να ανταποκρίνεται σε απαιτήσεις που έχουν αυτές οι κατηγορίες. Συνήθως αυτές οι ανεμογεννήτριες έχουν μικρότερους ρότορες (δηλαδή μικρότερα πτερύγια) και βρίσκονται σε μικρότερους πύργους για να ελαχιστοποιήσουν τα δομικά φορτία. Είναι επίσης πιο βαριάς κατασκευής, γεγονός που τις καθιστά πιο ακριβές.

Επιπλέον, στην επιλογή μοντέλου Α/Γ πρέπει να λάβουμε υπόψη μας ότι η Αστυπάλαια δεν είναι μη-διασυνδεδεμένο νησί και λειτουργεί με δίκτυο μέσης τάσης 3 MW. Επομένως οι Α/Γ θα πρέπει να έχουν ισχύ μέχρι 3 MW συνολικά.

Για να γίνει διασπορά κινδύνου σε περίπτωση βλάβης, δεν θα προτιμήσουμε να γίνει εγκατάσταση μίας Α/Γ με την ισχύ που θέλουμε αλλά δύο ή περισσότερες ανάλογα με το σενάριο που εξετάζουμε.

Σύμφωνα με τα παραπάνω επιλέξαμε τα μοντέλα: **Vestas V47** [18] και **Leitwind 80** [19]. Παρακάτω παρατίθεται πίνακας με τα χαρακτηριστικά τους:

### VESTAS V47

ΠΙΝΑΚΑΣ 4: Τεχνικοί και οικονομικοί παράμετροι μοντέλου Α/Γ VESTAS V47

ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ (μονάδες)	ΑΞΙΑ
Ονομαστική Ισχύς (kW)	660 kW
Διάμετρος Ρότορα (m)	47 m
Επιφάνεια Σάρωσης ( $\text{m}^2$ )	$1.735 \text{ m}^2$
Ταχύτητα Έναρξης - Διακοπής Λειτουργίας (m/s)	4- 25 m/s
Ύψος Πύργου (m)	50 m
Κόστος Α/Γ* (€)	726.000 €
Κόστος Εγκατάστασης* (€)	198.000 €
Κόστος Αντικατάστασης (€)	726.000 €
Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης* (€/έτος)	80.000 €

## LEITWIND 80

ΠΙΝΑΚΑΣ 5: Τεχνικοί και οικονομικοί παράμετροι μοντέλου Α/Γ LEITWIND 80

ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ (μονάδες)	ΑΞΙΑ
Ονομαστική Ισχύς (kW)	1500 kW
Διάμετρος Ρότορα (m)	80,3 m
Επιφάνεια Σάρωσης (m <sup>2</sup> )	5065 m <sup>2</sup>
Ταχύτητα Έναρξης - Διακοπής Λειτουργίας (m/s)	3 - 25 m/s
Ύψος Πύργου (m)	60 m
Κόστος Α/Γ* (€)	1.650.000 €
Κόστος Εγκατάστασης* (€)	450.000 €
Κόστος Αντικατάστασης (€)	1.650.000 €
Ετήσιο Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης* (€/έτος)	80.000 €

\*Το κόστος Α/Γ εκτιμήθηκε στα 1.100.000 €/MW και το κόστος εγκατάστασης στα 300.000 €/MW. Επιπλέον το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης εκτιμάται στα 3% του κόστους αγοράς [20].

### 3.2.3 Μοντελοποίηση Μπαταριών

Η συστοιχία μπαταριών είναι μια συλλογή από μία ή περισσότερες μεμονωμένες μπαταρίες. Το HOMER μοντελοποιεί μια μεμονωμένη μπαταρία ως μια συσκευή ικανή να αποθηκεύει μια ορισμένη ποσότητα συνεχούς ρεύματος ηλεκτρικής ενέργειας με σταθερή ενεργειακή απόδοση κυκλικής διαδρομής, με όρια ως προς τη ταχύτητα φόρτωσης ή εκφόρτισης, το φορτίο εκφόρτισης χωρίς να προκαλέσει βλάβη και ως προς το ποσό ενέργειας που μπορεί να περάσει από αυτήν πριν χρειαστεί αντικατάσταση. Το HOMER υποθέτει ότι οι ιδιότητες των μπαταριών παραμένουν σταθερές καθ' όλη τη διάρκεια ζωής τους και δεν επηρεάζονται από εξωτερικούς παράγοντες όπως η θερμοκρασία.

Στη περίπτωση που εξετάζουμε, το μελλοντικό ενεργειακό σύστημα της Αστυπάλαιας θα περιλαμβάνει παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ και οι μπαταρίες είναι μια τεχνολογία που αποτελεί σημαντικό στοιχείο για την αξιοπιστία και το κόστος ενός τέτοιου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Δίνει λύση στην ευμετάβλητη παραγωγή ενέργειας από Α/Γ και Φ/Β, αποθηκεύοντας την ενέργεια την ώρα που δεν καταναλώνεται. Αυτό επιτρέπει στο σύστημα να ανταποκρίνεται στιγμιαία σε φορτία αιχμής και να σταθεροποιεί την τάση του συστήματος. Επιπλέον, με τον τρόπο αυτό συμβάλλει στην περαιτέρω διείσδυση παραγωγής ΑΠΕ, καθώς διασφαλίζει την ομαλή ενσωμάτωσή τους στο σύστημα και περιορίζει τις ανάγκες επέκτασης των δικτύων.

Υπάρχουν διαφορετικά είδη μπαταριών που χρησιμοποιούνται σε ενεργειακά συστήματα όπως: μολύβδου - οξέως, λιθίου – αέρα, ιόντων λιθίου και πολυμερών λιθίου.

Σήμερα χρησιμοποιούνται κυρίως μπαταρίες μολύβδου-οξέος και ιόντων λιθίου.

Οι μπαταρίες μολύβδου οξέως είναι η πλέον ώριμη τεχνολογία, καθώς χρησιμοποιείται ήδη από τις προηγούμενες δεκαετίες, έχει χαμηλό κόστος, αντοχή σε κύκλους λειτουργίας και την ικανότητα φόρτισης / εκφόρτισης, όμως έχει μέτρια διάρκεια ζωής και χαμηλή πυκνότητα ενέργειας. Σημαντικό στη περίπτωση της Αστυπάλαιας είναι να σημειωθεί ότι στις μπαταρίες μολύβδου-οξέος επηρεάζεται ο χρόνος ζωής τους στα θερμά κλίματα. [21]

Από την άλλη, οι μπαταρίες ιόντων λιθίου έχουν εξελιχθεί τεχνολογικά σε ραγδαίο ρυθμό την τελευταία δεκαετία. Έχουν υψηλή πυκνότητα ενέργειας, μεγαλύτερη διάρκεια ζωής και γενικότερα υψηλότερες αποδόσεις σε σχέση με τις μπαταρίες μολύβδου οξέως. Παρ' όλα αυτά, το κόστος ανά αποθηκευμένη kWh είναι πιο ακριβό, προβλέπεται όμως να πέσει στα επόμενα χρόνια. [22]

Για να αποφασίσουμε ποια τεχνολογία αποθήκευσης θα εκτελέσουμε δυο σενάρια στο Homer με μοναδική διαφορά το είδος μπαταρίας. Το αποτέλεσμα που θα προτιμήσουμε θα κριθεί κυρίως από το κόστος.

Για τις μπαταρίες μολύβδου οξέος η βιβλιοθήκη του Homer Pro μας παρέχει το μοντέλο Horphecke 24 OPzS 3000. Με τα εξής χαρακτηριστικά:

ΠΙΝΑΚΑΣ 6: Τεχνικοί και οικονομικοί παράμετροι μοντέλου μπαταρίας Horphecke 24 OPzS 3000

ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ (μονάδες)	ΑΞΙΑ
Ονομαστική Τάση (V)	2 V
Ονομαστική Ισχύς (kWh)	7.15 kWh
Μέγιστη Χωρητικότητα (Ah)	3570 Ah
Αποδοτικότητα (%)	86%
Ελάχιστη κατάσταση φόρτισης (%)	30%
Μέγιστο ρεύμα φόρτισης (A)	610 A
Μέγιστο ρεύμα εκφόρτισης (A)	610 A
Κόστος Κεφαλαίου (€)	1200 €

Το κόστος του συσσωρευτή Horphecke 24 OPzS 3000 εκτιμήθηκε μετά από έρευνα αγοράς που έγινε. Το κόστος κυμαινόταν μεταξύ 900-1500 €. Οπότε υποθέσαμε μια μέση τιμή 1200 €.

Για να υπολογίσουμε τον βέλτιστο αριθμό μονάδων συσσωρευτών για κάθε σενάριο θα ακολουθήσουμε την εξής μεθοδολογία:

Θα υπολογίσουμε την συνολική χωρητικότητα της μπαταρίας (Ah) σύμφωνα με τον παρακάτω τύπο:

$$C_{tot,cap} = \frac{n_{day} \cdot E_L}{\eta_{bat} \cdot DOD \cdot V_{bat}}$$

Όπου:

- $C_{tot,cap}$  : συνολική απαιτούμενη χωρητικότητα για την συστοιχία μπαταριών (Ah)
- $n_{day}$  : αριθμός ημερών αυτονομίας του συστήματος που εξασφαλίζονται από την συστοιχία μπαταριών.
- $E_L$  : μέση ημερήσια κατανάλωση ενέργειας (kWh)
- $\eta_{bat}$  : συνολική απόδοση της μπαταρίας
- $DOD$  : βάθος εκφόρτισης της μπαταρίας (%)
- $V_{bat}$  : ονομαστική τάση μπαταρίας (V)

Ξέρουμε ότι  $E_L=22.269$  kWh/μέρα ,  $\eta_{bat}=86\%$  ,  $DOD=70\%$  και  $V_{bat}=2V$ , αν υποθέσουμε ότι θέλουμε 1 μέρα αυτονομίας να εξασφαλίζεται από την συστοιχία μπαταριών ( $n_{day}=1$ ) , τότε  **$C_{tot,cap}=18495,84$  Ah**

Έπειτα θα υπολογίσουμε τον αριθμό των μπαταριών που θα χρειαστούμε με τον παρακάτω τύπο:

$$n_{batteries} = \frac{C_{tot,cap}}{C_{single}}$$

Όπου:

- $n_{batteries}$  : αριθμός μπαταριών που χρειάζονται
- $C_{single}$  : χωρητικότητα μιας μπαταρίας

Ξέρουμε ότι  $C_{tot,cap}=18.495$  Ah και  $C_{single}=7.15$  kWh , τότε  **$n_{batteries}=2586,83$**

Βρίσκουμε τον αριθμό σειρών των μπαταριών με τον παρακάτω τύπο:

$$n_{string} = \frac{n_{batteries}}{V_{DCbus}/V_{bat}}$$

Όπου:

- $n_{string}$  : αριθμός σειρών των μπαταριών
- $V_{DCbus}$  : ονομαστική ισχύς τροφοδοτικού αγωγού συνεχούς ρεύματος (48 V)

Επομένως,  **$n_{string}=107,78$**

Για τις μπαταρίες ιόντων λιθίου η βιβλιοθήκη του Homer Pro μας παρέχει το μοντέλο PowerPlus Energy LiFe2433. Με τα εξής χαρακτηριστικά:

ΠΙΝΑΚΑΣ 7: Τεχνικοί και οικονομικοί παράμετροι μοντέλου μπαταρίας PowerPlus Energy LiFe2433

ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ (μονάδες)	ΑΞΙΑ
Ονομαστική Τάση (V)	25,6 V
Ονομαστική Ισχύς (kWh)	3.28 kWh
Μέγιστη Χωρητικότητα (Ah)	128 Ah
Αποδοτικότητα (%)	96%
Μέγιστος ρυθμός φόρτισης (A/Ah)	0,5
Μέγιστο ρεύμα φόρτισης (A)	63 A
Μέγιστο ρεύμα εκφόρτισης (A)	60 A
Κόστος Κεφαλαίου (€)	2274 €

Με την ίδια μεθοδολογία που ακολούθησα στη περίπτωση των μπαταριών μολύβδου οξέος θα υπολογίσω και τον αριθμό μπαταριών ιόντων λιθίου που θα χρειαστούν.

Ξέρουμε ότι  $E_L=22.269$  kWh/μέρα ,  $\eta_{bat}=96\%$  ,  $DOD=100\%$  και  $V_{bat}=25.6V$ , αν υποθέσουμε ότι θέλουμε 1 μέρα αυτονομίας να εξασφαλίζεται από την συστοιχία μπαταριών ( $n_{day}=1$ ) , τότε  $C_{tot,cap}=906,13$  Ah.

Έπειτα θα υπολογίσουμε τον αριθμό των μπαταριών που θα χρειαστούμε  $n_{batteries}=276,29$

Βρίσκουμε τον αριθμό σειρών των μπαταριών  $n_{string}=147,35$

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: Πιθανά Σενάρια και Αποτελέσματα Προσομοιώσεων

Σε αυτό το κεφάλαιο, θα εκτελέσουμε προσομοιώσεις διαφορετικών σεναρίων στο Homer Pro και έπειτα θα αναλύσουμε τα αποτελέσματα με βάση τεχνο-οικονομικά κριτήρια.

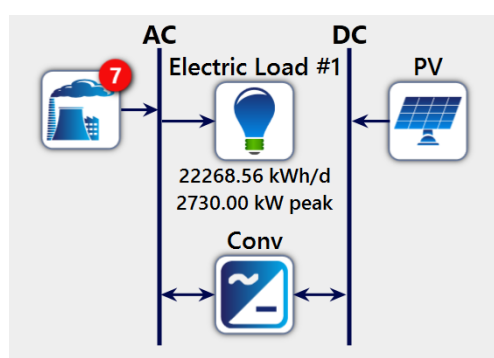
Στις προσομοιώσεις θα χρησιμοποιήσουμε σαν παραμέτρους (συστοιχία μπαταριών, Α/Γ) τα στοιχεία που αναλύσαμε στο παραπάνω κεφάλαιο.

Το λογισμικό θα προσομοιώσει όλες τις πιθανές διαμορφώσεις του συστήματος που ικανοποιούν τη ζήτηση του φορτίου, για όλους τους πιθανούς συνδυασμούς των παραμέτρων που του έχουμε εισάγει.

Αρχικά θα προσομοιωθεί το αρχικό σενάριο που περιλαμβάνει την παρούσα εγκατάσταση και θα υπολογιστεί το θεωρητικό κόστος του σεναρίου αυτού. Το αρχικό σενάριο θα αποτελέσει το μέτρο σύγκρισης για τις υπόλοιπα σενάρια που θα προσομοιώσουμε.

Όλα τα σενάρια θα έχουν διάρκεια ζωής 10 ετών, εφόσον προβλέπεται η διασύνδεση κάποιων νησιών των Δωδεκανήσων ήδη από το 2029 (Κως, Ρόδος), επομένως η διασύνδεση της Αστυπάλαιας σε 10 χρόνια είναι μια καλή εκτίμηση.

### 4.1 Αρχικό Σύστημα



ΕΙΚΟΝΑ 5: Διάταξη Αρχικού Σεναρίου

Η εγκατάσταση του αρχικού σεναρίου αποτελείται από 7 ντιζελογεννήτριες και 320 kW Φ/Β.

Σύστημα	Φ/Β (kW)	MITSUBISHI S16R-PTA (G1)	MITSUBISHI S16R-PTA (G2)	MITSUBISHI S16R-PTA (G3)	STORK ABR-216S (G4)	STORK ABR-216S (G5)	STORK ABR-216S (G6)	STORK ABR-216S (G7)	Μετατροπ. έας (kW)	Περίσσεια Ενέργειας
Αρχικό Σενάριο	320	1100	1100	1100	150	150	150	150	256	0

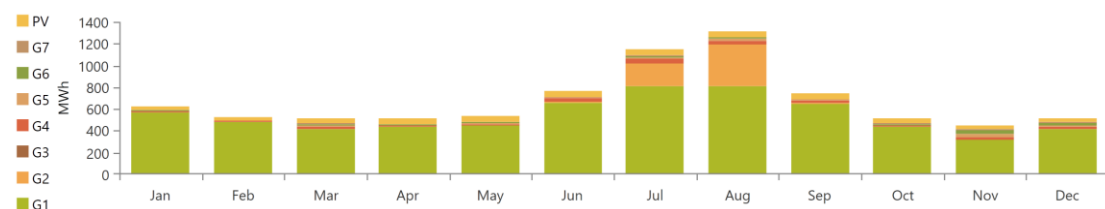
ΠΙΝΑΚΑΣ 8: Αρχιτεκτονική συστήματος αρχικού σεναρίου

Παρακάτω παρουσιάζονται τα στοιχεία του υπάρχοντος συστήματος:

ΠΙΝΑΚΑΣ 9: Αποτελέσματα προσομοίωσης αρχικού σεναρίου (παραγωγή ενέργειας)

	Παραγωγή (kWh/έτος)	Παραγωγή (%)	Μέση Απόδοση (kW)	Μέση ετήσια κατανάλωση πετρελαίου (L/έτος)	Ώρες Λειτουργίας (ώρες/έτος)
MITSUBISHI S16R-PTA (G1)	6.445.358	79,0	797	1.879.663	8.084
MITSUBISHI S16R-PTA (G2)	608.504	7,46	663	182.226	918
MITSUBISHI S16R-PTA (G3)	3.341	0,04	418	1.092	8
STORK ABR-216S (G4)	226.371	2,77	92,2	67.579	2.454
STORK ABR-216S (G5)	159.294	1,95	91,5	52.069	1.739
STORK ABR-216S (G6)	115.678	1,42	87,3	38.139	1.325
STORK ABR-216S (G7)	50.718	0,62	52,0	18.677	976
Εγκατ. Φ/Β	548.580	6,72	62,6		4.390
Σύστημα		100		2.239.445	

Από τα αποτελέσματα παρατηρείται ότι το μεγαλύτερο ποσοστό του φορτίου το διαχειρίζεται η G1 (Mitsubishi S16R-PTA) η οποία συνολικά έχει 8.084 ώρες λειτουργίας, ενώ κατά τους μήνες αιχμής του φορτίου (καλοκαιρινοί μήνες) αυξάνεται η παραγωγή και από την G2 (Mitsubishi S16R-PTA).

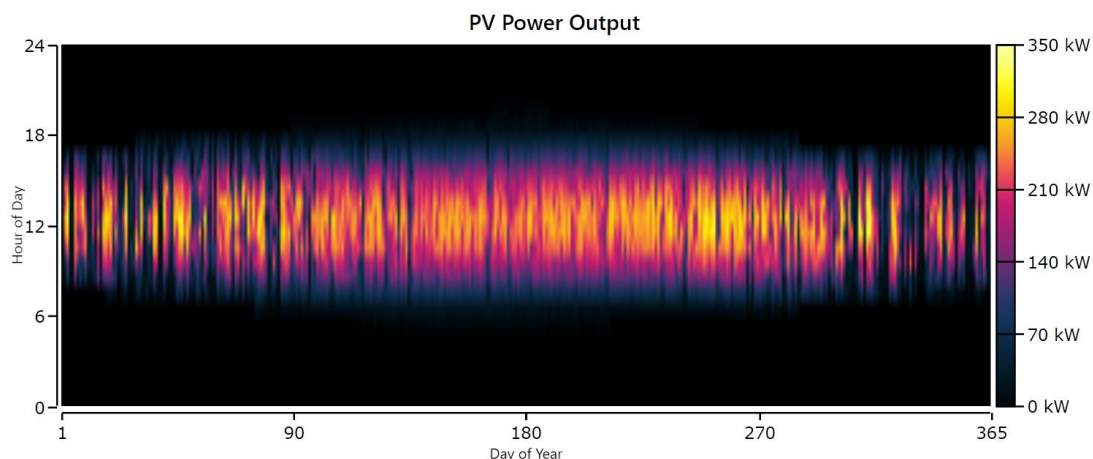


Γράφημα 7: Μηνιαία παραγωγή ενέργειας αρχικού σεναρίου

Δυστυχώς, η τρέχουσα εγκατάσταση φωτοβολταϊκών δεν είναι αρκετή για να κάνει μεγάλη διαφορά στο κόστος του συστήματος (6,72% της παραγωγής του ηλεκτρικού ρεύματος).



Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μεγιστοποιείται τον Ιούλιο και τον Αύγουστο. Η ονομαστική ισχύς των Φ/Β σε αυτό το σενάριο είναι 320 kW. Οι συνολικές ώρες λειτουργίας των φωτοβολταϊκών πλαισίων είναι 4.390 ώρες/έτος, δηλαδή 12 ώρες ανά ημέρα.



Γράφημα 8: Ωριαία-ετήσια παραγωγή ενέργειας από Φ/Β για το αρχικό σενάριο

ΠΙΝΑΚΑΣ 10: Αποτελέσματα προσομοίωσης για Φ/Β για το αρχικό σενάριο

	Ποσό	Μονάδες
Ονομαστική Ισχύς	320	kW
Μέση Απόδοση	62,6	kW
Μέση Απόδοση	1.503	kWh/μέρα
Παράγοντας Δυναμικότητας	19,6	%
Συνολική Παραγωγή	548.580	kWh/έτος
Ελάχιστη Απόδοση	0	kW
Μέγιστη Απόδοση	331	kW
Διείσδυση Φ/Β	6,75	%
Ώρες Λειτουργίας	4.390	Ώρες/έτος
Κόστος Ισοστάθμισης	0,104	€/kWh

#### Οικονομικά στοιχεία αρχικού σεναρίου:

Τα οικονομικά στοιχεία του αρχικού συστήματος παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα. Παρατηρούμε ότι το μεγαλύτερο με διαφορά κόστος είναι το κόστος καυσίμων (95% του κόστους).

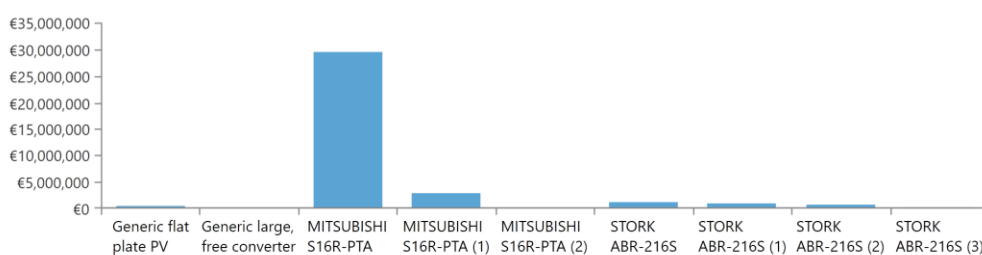
Αυτό δικαιολογείται από το γεγονός ότι το 93% της ενέργειας παράγεται από ντιζελογεννήτριες και από το αρχικό κόστος κεφαλαίου των μονάδων γεννήτριας ντίζελ που θεωρείται δεδομένου ότι έχουν ήδη εγκατασταθεί και λειτουργούν στο νησί εδώ και χρόνια.

Πίνακας 11: Οικονομικά αποτελέσματα για το σύστημα του αρχικού σεναρίου

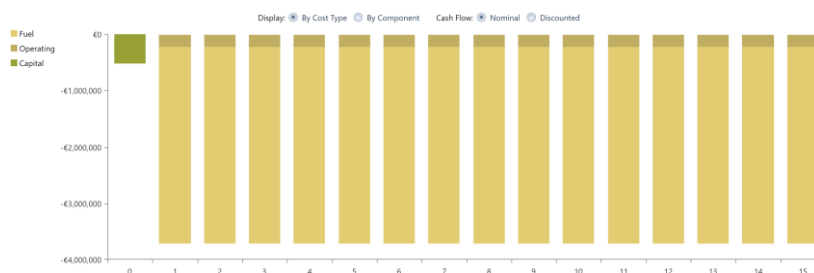
Σενάριο	Καθαρό Παρόν Κόστος (NPC)	Κόστος Ενέργειας (COE)	Κόστος Λειτουργίας	Αρχικό Κεφάλαιο	Ποσοστό ΑΠΕ (εκμεταλ.)	Συνολικό Καύσιμο (L/έτος)
Αρχικό Σεν.	35.859.390€	0,45€	3.612.168€	520.320€	6,16%	2.238.864

Πίνακας 12: Οικονομικά αποτελέσματα για το αρχικό σενάριο ανά στοιχείο του συστήματος παραγωγής ενέργειας

	Κεφάλαιο	Αντικατ- άσταση	Κόστος Λειτ. και Συντ.	Καύσιμα	Σύνολο
MITSUBISHI S16R-PTA (G1)	0,00€	0,00€	870.329,86€	28.607.190,90€	29.469.630,78€
MITSUBISHI S16R-PTA (G2)	0,00€	0,00€	98.832,61€	2.773,353,46€	2.871.431,05€
MITSUBISHI S16R-PTA (G3)	0,00€	0,00€	861,29€	16.615,56€	17.476,85€
STORK ABR-216S (G4)	0,00€	0,00€	72.054,43€	1.028.500,22€	1.100.371,25€
STORK ABR-216S (G5)	0,00€	0,00€	51.060,58€	792.855,87€	843.514,35€
STORK ABR-216S (G6)	0,00€	0,00€	38.904,70€	580.445,44€	619.350,14€
STORK ABR-216S (G7)	0,00€	0,00€	28.657,35€	284.255,06€	312.912,41€
Εγκατ. Φ/Β	448.000,00€	0,00€	109.618,26€	0,00€	557.618,26€
Μετατροπέας	57.856,00€	0,00€	0,00€	0,00€	57.856,00€
Σύστημα	505.856,00€	0,00€	1.270.319,07€	34.083.216,53€	35.859.391,59€



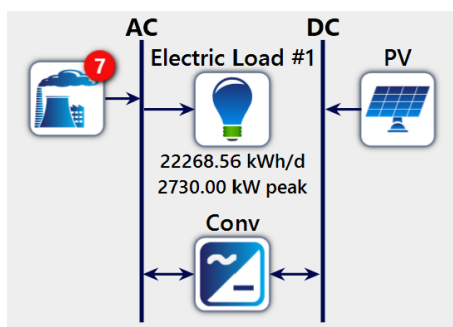
Γράφημα 9: Καθαρό Παρόν Κόστος ανά στοιχείο αρχικού σεναρίου



Γράφημα 10: Ταμειακές ροές (κόστη) για το αρχικό σενάριο

## 4.2 Σενάριο 1

Στο σενάριο 1, θα προσομοιώσουμε-αναλύσουμε το ενδεχόμενο της επέκτασης των φωτοβολταϊκών συστοιχιών διατηρώντας τις εγκατεστημένες γεννήτριες ντίζελ. Για το σενάριο αυτό ο χώρος αναζήτησης για τις φωτοβολταϊκές συστοιχίες θα οριστεί σε 700-1000-1400-1800-2200-2400 kW.



ΕΙΚΟΝΑ 6: Διάταξη Σεναρίου 1

Παρακάτω παρουσιάζονται τα στοιχεία του συστήματος στο σενάριο 1:

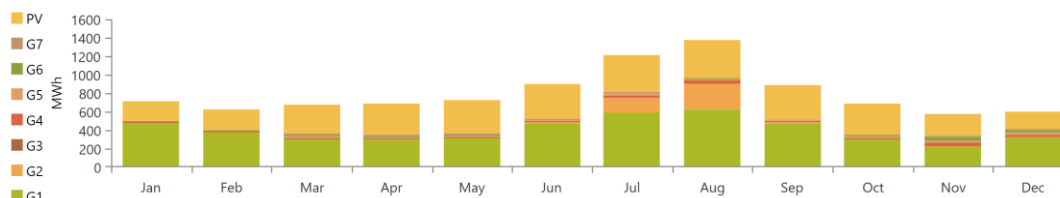
ΠΙΝΑΚΑΣ 13: Αρχιτεκτονική συστήματος σεναρίου 1

Σύστημα	Φ/Β (kW)	MITSUBI SHI S16R-PTA (G1)	MITSUBI HI S16R-PTA (G2)	MITSUBI HI S16R-PTA (G3)	STORK ABR-216S (G4)	STORK ABR-216S (G5)	STORK ABR-216S (G6)	STORK ABR-216S (G7)	Μετατροπ έας (kW)	Περίσσεια Ενέργειας
Σενάριο 1	2200	1100	1100	1100	150	150	150	150	1.365	14.5 %

ΠΙΝΑΚΑΣ 14: Αποτελέσματα προσομοίωσης σεναρίου 1 (παραγωγή ενέργειας)

	Παραγωγή (kWh/έτος)	Παραγωγή (%)	Μέση Απόδοση (kW)	Μέση ετήσια καταν. πετρελ. (L/έτος)	Ώρες Λειτουργίας (ώρες/έτος)
MITSUBISHI S16R-PTA (G1)	4.782.452	49,6	679	1.426.946	7.045
MITSUBISHI S16R-PTA (G2)	452.517	4,69	618	137.032	732
MITSUBISHI S16R-PTA (G3)	3.341	0,03	418	1.092	8
STORK ABR-216S (G4)	233.712	2,42	68,8	73.401	3.398
STORK ABR-216S (G5)	180.870	1,88	65	63.158	2.784
STORK ABR-216S (G6)	142.203	1,47	60,8	50.404	2.340
STORK ABR-216S (G7)	76.238	0,79	45,2	29.169	1.688
Εγκατ. Φ/Β	3.771.488	39,1	431		4.390
Σύστημα		100		1.781.202	

Από τα αποτελέσματα διαπιστώνουμε ότι το μεγαλύτερο ποσοστό του φορτίου το παράγει η G1 (49,6%) και τα Φ/Β (39,1%) καθ' όλη τη διάρκεια του χρόνου. Τα ποσοστά του μείγματος παραγωγής ενέργειας παραμένουν σταθερά καθ' όλη τη διάρκεια του έτους, με εξαίρεση τους καλοκαιρινούς μήνες, όπου έχουμε αύξηση παραγωγής ενέργειας από τα Φ/Β και αύξηση της λειτουργίας της G2 ώστε να καλυφθεί η ζήτηση.

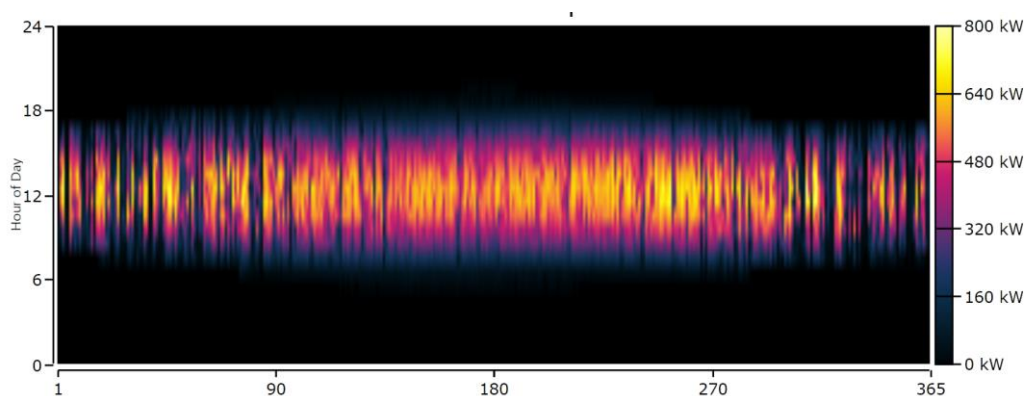


Γράφημα 11: Μηνιαία παραγωγή ενέργειας σεναρίου 1

Στον παρακάτω πίνακα παρατηρούμε τα αποτελέσματα της προσομοίωσης για τα Φ/Β. Η βέλτιστη ονομαστική ισχύς από τον χώρο αναζήτησης βρέθηκε να είναι 2200 kW με μέγιστη απόδοση 2.272 kW.

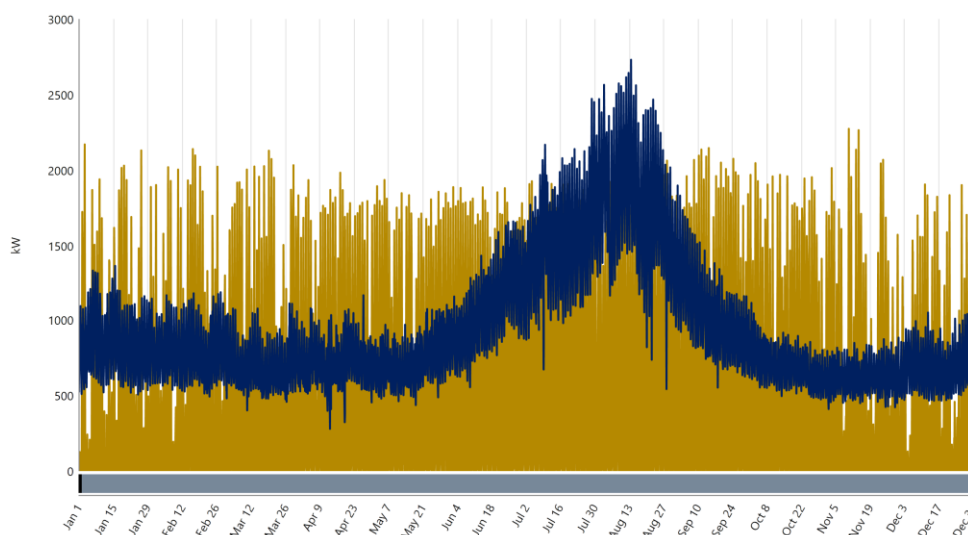
ΠΙΝΑΚΑΣ 15: Αποτελέσματα προσομοίωσης για Φ/Β για το σενάριο 1

	Ποσό	Μονάδες
Ονομαστική Ισχύς	2200	kW
Μέση Απόδοση	431	kW
Μέση Απόδοση	10.333	kWh/μέρα
Παράγοντας Δυναμικότητας	19,6	%
Συνολική Παραγωγή	3.771.488	kWh/έτος
Ελάχιστη Απόδοση	0	kW
Μέγιστη Απόδοση	2.272	kW
Διείσδυση Φ/Β	46,4	%
Ώρες Λειτουργίας	4.390	Ώρες/έτος
Κόστος Ισοστάθμισης	0,104	€/kWh



Γράφημα 12: Ωριαία-ετήσια ισχύς εξόδου Φ/Β για το σενάριο 1

Από το γράφημα της ωριαίας παραγωγής ρεύματος και απεικόνισης του φορτίου, βλέπουμε ότι παράγεται αρκετή περίσσεια ενέργειας καθ' όλη τη διάρκεια του έτους (14,5%), αυτό είναι μια καλή ένδειξη ότι το σύστημα θα λειτουργούσε πιο αποτελεσματικά με τη χρήση μπαταριών.



Γράφημα 13: Ωριαία παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος από Φ/Β και απεικόνιση ζήτησης φορτίου για το σενάριο 1

Η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστοιχιών έχει επεκταθεί σημαντικά σε σχέση με το προηγούμενο σενάριο, κάτι το οποίο θα επηρεάσει το κόστος.

### Οικονομικά στοιχεία σεναρίου 1:

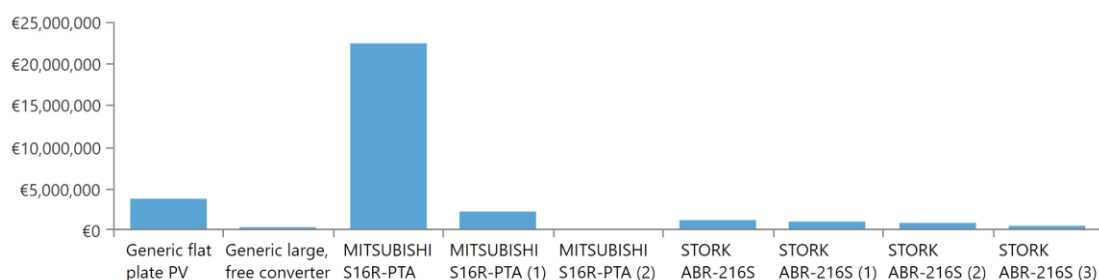
Οι παρακάτω πίνακες μας δείχνουν ότι το μεγαλύτερο κόστος του συστήματος παραμένει το κόστος καυσίμου. Γεγονός που είναι αναμενόμενο αφού οι γεννήτριες εξακολουθούν να παράγουν το μεγαλύτερο ποσοστό της ενέργειας που απαιτεί το σύστημα (60,9%). Σε σχέση με το αρχικό σενάριο, έχουμε καταφέρει να μειώσουμε την κατανάλωση καυσίμου και κατά προέκταση και το κόστος του κατά 20,5%.

Πίνακας 16: Οικονομικά αποτελέσματα για το σύστημα του σεναρίου 1

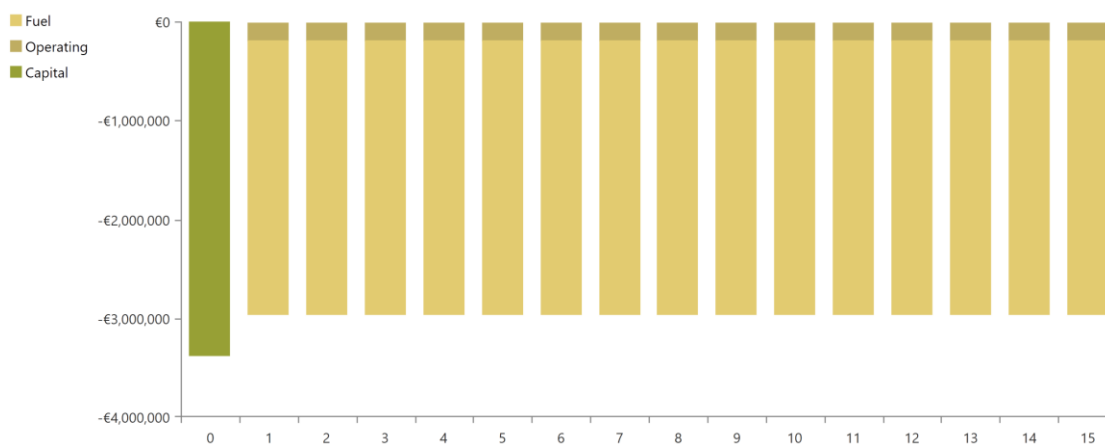
Σενάριο	Καθαρό Παρόν Κόστος (NPC)	Κόστος Ενέργειας (COE)	Κόστος Λειτουργίας	Αρχικό Κεφάλαιο	Ποσοστό ΑΠΕ (εκμεταλ.)	Συνολικό Καύσιμο (L/έτος)
Σενάριο 1	32.388.810€	0,407€	2.963.035€	3.388.565,33€	31,1%	1.781.202

Πίνακας 17: Οικονομικά αποτελέσματα για το σενάριο 1 ανά στοιχείο του συστήματος παραγωγής ενέργειας

	Κεφάλαιο	Αντικατάσταση	Κόστος Λειτ. και Συντ.	Καύσιμα	Σύνολο
MITSUBISHI S16R-PTA (G1)	0,00€	0,00€	758.470,29€	21.717.154,46€	22.475.624,75€
MITSUBISHI S16R-PTA (G2)	0,00€	0,00€	78.807,70€	2.085.541,33	2.164.349,03€
MITSUBISHI S16R-PTA (G3)	0,00€	0,00€	861,29€	16.615,56€	17.476,85€
STORK ABR-216S (G4)	0,00€	0,00€	99.772,9€	1.117.109,56€	1.216.881,75€
STORK ABR-216S (G5)	0,00€	0,00€	81.743,90€	961.226,46€	1.042.970,37€
STORK ABR-216S (G6)	0,00€	0,00€	68.707,16€	767.120,19€	835.827,35€
STORK ABR-216S (G7)	0,00€	0,00€	49.563,11€	443.924,78€	493.487,90€
Εγκατ. Φ/Β	3.080.000,00€	0,00€	753.625,56€	0,00€	3.833.625,56€
Μετατροπέας	308.565,33€	0,00€	0,00€	0,00€	308.565,33€
<b>Σύστημα</b>	<b>3.388.565,33€</b>	<b>0,00€</b>	<b>1.891.551,21€</b>	<b>27.108.692€</b>	<b>32.388.808,89€</b>



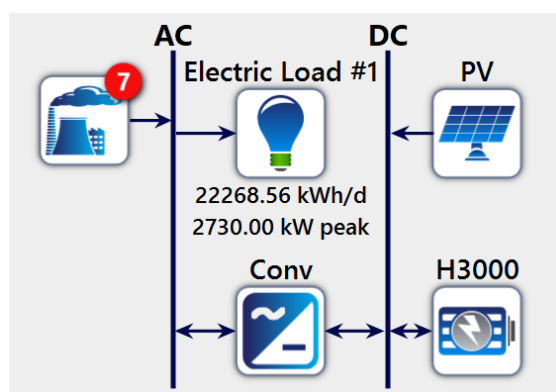
Γράφημα 14: Καθαρό Παρόν Κόστος ανά στοιχείο σεναρίου 1



Γράφημα 15: Ταμειακές ροές (κόστη) για το σενάριο 1

### 4.3 Σενάριο 2

Στο σενάριο 2, η διαμόρφωση θα παραμείνει η ίδια με το σενάριο 1, ενώ θα εγκατασταθεί μια συστοιχία μπαταριών, ώστε να αυξηθεί η διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα χωρίς να έχουμε υπερβολική περίσσεια ενέργειας. Ο χώρος αναζήτησης για τα φωτοβολταϊκά θα οριστεί σε 700-1000-1400-1800-2200-2400 kW. Σε αυτό το σενάριο το σύστημα αποθήκευσης θα αποτελείται από μπαταρία μολύβδου οξέος Hoppecke 24 OPzS 3000 (βλ. κεφ 3.2.3: Μοντελοποίηση Μπαταριών). Ο αριθμός μπαταριών θα οριστεί από το Homer Optimizer, το εργαλείο του λογισμικού που βρίσκει τον βέλτιστο αριθμό μπαταριών. Οι γεννήτριες ντίζελ θα παραμείνουν ως έχουν στο αρχικό σενάριο.



ΕΙΚΟΝΑ 7: Διάταξη Σεναρίου 2

Παρακάτω παρουσιάζονται τα στοιχεία του συστήματος στο σενάριο 2:

ΠΙΝΑΚΑΣ 18: Αρχιτεκτονική συστήματος σεναρίου 2

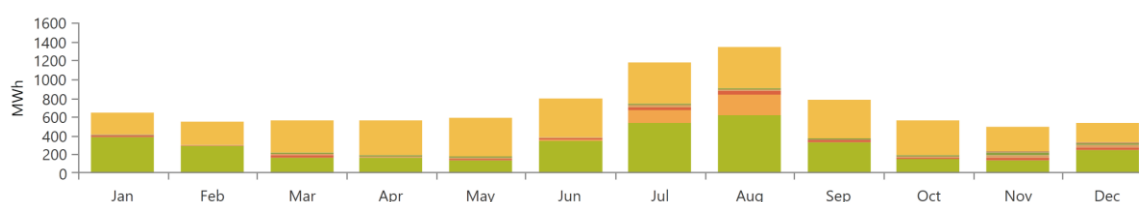
Σύστημα	Φ/Β (kW)	MITSUBI SHI S16R-PTA (G1)	MITSUBI HI S16R-PTA (G2)	MITSUBI HI S16R-PTA (G3)	STORK ABR-216S (G4)	STORK ABR-216S (G5)	STORK ABR-216S (G6)	STORK ABR-216S (G7)	Μετατροπέας (kW)	Hoppecke 24 OPzS 3000 (μον.)	Περίσσεια Ενέργειας
Σενάριο 2	2.400	1100	1100	1100	150	150	150	150	1.237	1.195	0,78 %

Βλέπουμε ότι οι μπαταρίες μας βοήθησαν να εξαλείψουμε σχεδόν την περίσσεια ενέργειας που είναι πρόβλημα όταν έχουμε μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ (Φ/Β) στο ενεργειακό μας μείγμα.

ΠΙΝΑΚΑΣ 19: Αποτελέσματα προσομοίωσης σεναρίου 2 (παραγωγή ενέργειας)

	Παραγωγή (kWh/έτος)	Παραγωγή (%)	Μέση Απόδοση (kW)	Μέση ετήσια κατανάλωση πετρελαίου (L/έτος)	Ώρες Λειτουργίας (ώρες/έτος)
MITSUBISHI S16R-PTA (G1)	3.499.098	40,8	739	1.031.202	4.738
MITSUBISHI S16R-PTA (G2)	360.244	4,21	731	106.326	493
MITSUBISHI S16R-PTA (G3)	3.341	0,04	418	1.092	8
STORK ABR-216S (G4)	239.726	2,8	83,8	72.667	2.861
STORK ABR-216S (G5)	174.208	2,03	79,2	58.449	2.200
STORK ABR-216S (G6)	119.960	1,4	72,4	40.956	1.658
STORK ABR-216S (G7)	55.696	0,65	48,9	20.848	1.140
Εγκατ. Φ/Β	4.114.350	48	470		4.390
Σύστημα	8.566.624	100		1.331.540	

Παρατηρούμε ότι οι γεννήτριες καλύπτουν το 52% των απαιτήσεων σε φορτίο. Συγκεκριμένα η G1, που είναι μια από τις 3 μεγάλες καλύπτει το 40,8% της παραγωγής, ενώ οι άλλες 2 μεγάλες χρησιμοποιούνται ελάχιστα (G2) έως καθόλου (G3: μόνο 8 ώρες λειτουργίας). Περισσότερο γίνεται χρήση των μικρών γεννητριών, παράλληλα με την μεγάλη G1. Αυτό συμβαίνει διότι οι μικρές γεννήτριες καλύπτουν την μικρο-μεταβλητότητα που έχουμε στις ανάγκες του φορτίου (βραδινές-πρωινές ώρες) και μεταβλητότητα που έχουμε ως προς την παραγωγή ισχύος από τα Φ/Β (συννεφιά-ηλιοφάνεια).



Γράφημα 16: Μηνιαία παραγωγή ενέργειας σεναρίου 2

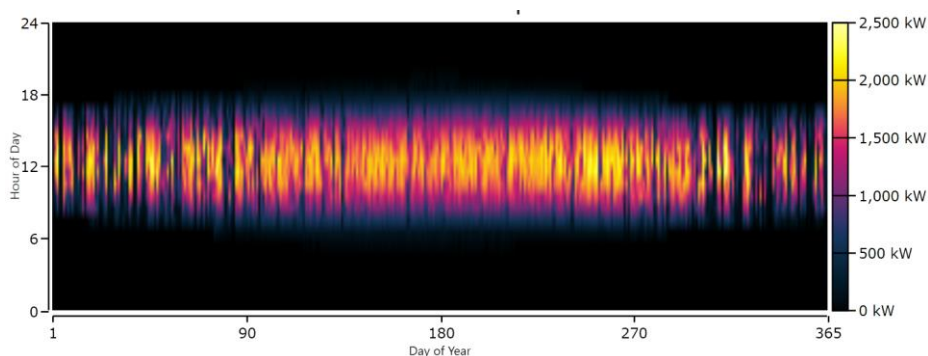
Η ισχύς των Φ/Β αυξήθηκε κατά 200kW σε σχέση με το προηγούμενο σενάριο (αύξηση 9%). Δεν αναμένουμε να δούμε μεγάλες διαφορές ως προς την ισχύ εξόδου και τα αποτελέσματα της προσομοίωσης. Το Σχήμα απεικονίζει την ισχύ εξόδου (μεγαλύτερη ισχύς εξόδου τους καλοκαιρινούς μήνες) και τα αποτελέσματα προσομοίωσης της ηλεκτρικής ενέργειας των φωτοβολταϊκών. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μεγιστοποιείται τον Ιούνιο, τον Ιούλιο και τον Αύγουστο. Η ονομαστική ισχύς των



φωτοβολταϊκών πλαισίων σε αυτό το σενάριο είναι 2.400 kW με μέγιστη ισχύ εξόδου 2.479 kW.

ΠΙΝΑΚΑΣ 20: Αποτελέσματα προσομοίωσης για Φ/Β για το σενάριο 2

	Ποσό	Μονάδες
Ονομαστική Ισχύς	2.400	kW
Μέση Απόδοση	470	kW
Μέση Απόδοση	11.272	kWh/μέρα
Παράγοντας Δυναμικότητας	19,6	%
Συνολική Παραγωγή	4.114.350	kWh/έτος
Ελάχιστη Απόδοση	0	kW
Μέγιστη Απόδοση	2.479	kW
Διείσδυση Φ/Β	50,6	%
Ώρες Λειτουργίας	4.390	Ώρες/έτος
Κόστος Ισοστάθμισης	0,104	€/kWh



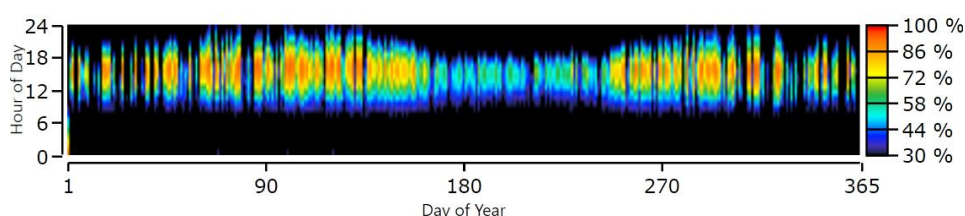
Γράφημα 17: Ωριαία ισχύς εξόδου Φ/Β για το σενάριο 2

Σε αυτό το σενάριο εγκαθίσταται ένα σύστημα αποθήκευσης που αποτελείται από τις μπαταρίες μολύβδου οξέος Horrecke 24 OPzS 3000, τα αποτελέσματα της προσομοίωσης για την συστοιχία μπαταριών παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

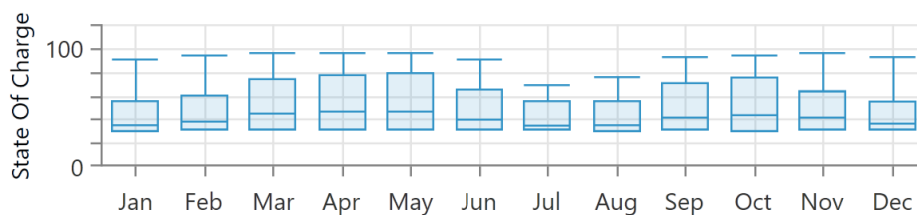
Πίνακας 21: Αποτελέσματα προσομοίωσης συστοιχίας μπαταριών για το σύστημα του σεναρίου 2

	Ποσό	Μονάδες
Μπαταρίες	1.296	Μονάδες
Μέγεθος Σειρών	12	Μπαταρίες
Παράλληλες σειρές	108	Σειρές
Ονομ. Ισχύς τροφοδοτικού αγωγού ( $V_{bus}$ )	24	V
Αυτονομία	6,66	Ώρες
Κόστος Φθοράς Αποθήκευσης	0	€/kWh
Ονομαστική Ισχύς	9.265	kWh
Χρήσιμη Ονομαστική Ισχύς	6.486	kWh
Συνολική αποθήκευση Ηλεκτρικής Ενέργειας (στη διάρκεια ζωής)	12.268.607	kWh
	Ποσό	Μονάδες
Αναμενόμενη Διάρκεια Ζωής	10	Χρόνια
Μέσο Κόστος Ενέργειας	0	€/kWh
Ενέργεια εντός	1.315.964	kWh/έτος
Ενέργεια εκτός	1.137.744	kWh/έτος
Απώλεια Αποθηκευτικής Ικανότητας	6.486	kWh/έτος
Απώλειες	184.706	kWh/έτος
Συνολική αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας (ετήσια)	1.226.861	kWh/έτος

Παρατηρώντας την κατανομή φόρτισης των μπαταριών κατά τη διάρκεια του έτους στο γράφημα παρακάτω, μπορεί να συναχθεί ότι η μπαταρία είναι κυρίως σε ένα υψηλό επίπεδο φόρτισης (ειδικά τις μεσημεριανές ώρες) κατά τη διάρκεια του έτους, με εξαίρεση τους καλοκαιρινούς μήνες, όπου έχω υψηλή ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια (η ενέργεια που παράγουν τα Φ/Β πάει κατευθείαν στο δίκτυο για να ικανοποιήσει την υψηλή ζήτηση).

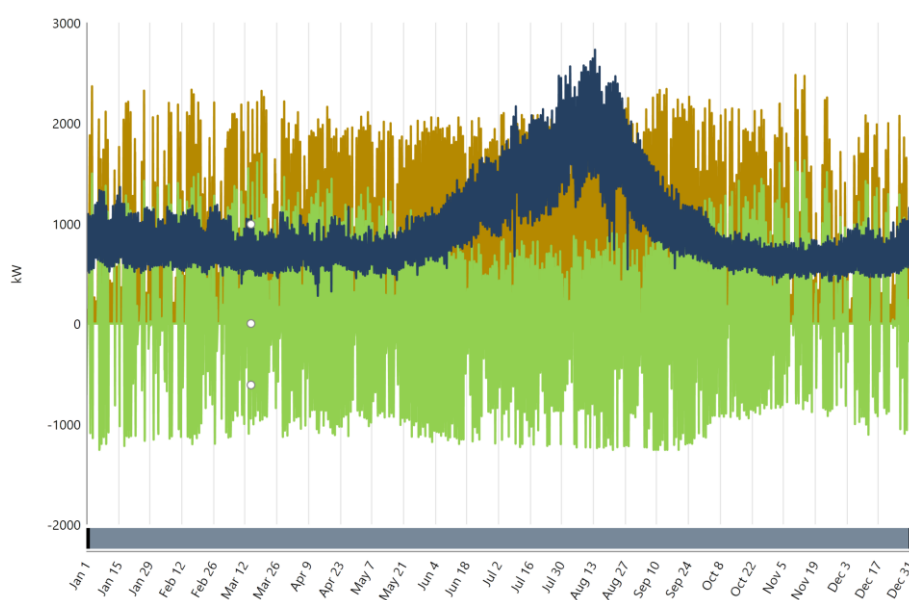


Γράφημα 18: Ωριαία κατάσταση φόρτισης συστοιχίας μπαταριών για το σενάριο 2



Γράφημα 19: Μηνιαία κατάσταση φόρτισης συστοιχίας μπαταριών για το σενάριο 2

Είναι προφανές από το παρακάτω γράφημα ότι η παράγεται περίσσεια ενέργειας καθ' όλη τη διάρκεια του έτους (εκτός των καλοκαιρινών μηνών), παρ' όλα αυτά η συστοιχία μπαταριών εκμεταλλεύεται αυτή τη περίσσεια ενέργειας και την αποθηκεύει. Απ' ότι φαίνεται ιδιαίτερα αποτελεσματικά, αφού φαίνεται ότι τις περισσότερες (ή τουλάχιστον αρκετές) μέρες του χρόνου οι μπαταρίες είναι φορτισμένες πάνω από τη ζήτηση φορτίου από το δίκτυο.



Γράφημα 20: Ωριαία κατάσταση φόρτισης συστοιχίας μπαταριών, ζήτησης φορτίου και παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος από Φ/Β για το σενάριο 2

### Οικονομικά χαρακτηριστικά του σεναρίου 2:

Συγκρίνοντας το κόστος των σεναρίων 1 και 2, το κόστος καυσίμου για το σενάριο 2 ανέρχεται σε 2.026.513,47 €/έτος ενώ στο σενάριο 1 σε 3.408.321,65€/έτος.

Δηλαδή στο σενάριο 2 εξοικονομούμε 1.381.808,18 €/έτος σε καύσιμα σε σύγκριση με το σενάριο 1.

Πρέπει επίσης να σημειωθεί ότι η διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αυξήθηκε από 31,1% σε 33%!

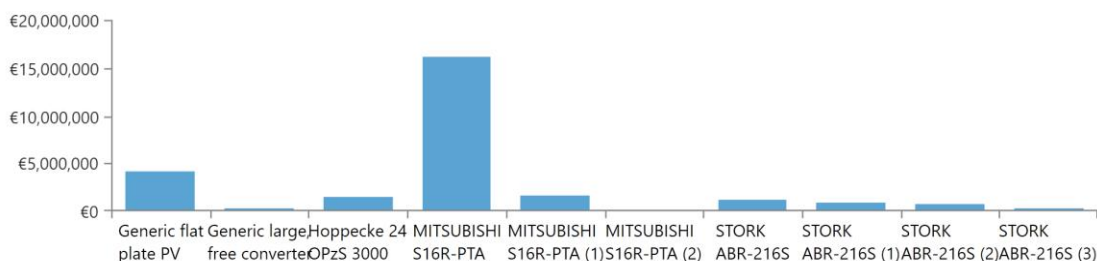
Φυσικά για το σενάριο 2 έχουμε αρκετά μεγαλύτερο κόστος αφού εκτός από 200 kW μπαταριών παραπάνω έχουμε και το αρχικό κόστος των μπαταριών να συνυπολογίσουμε το οποίο ανέρχεται στα 1.555.200,00€.

Πίνακας 22: Οικονομικά αποτελέσματα για το σύστημα του σεναρίου 2

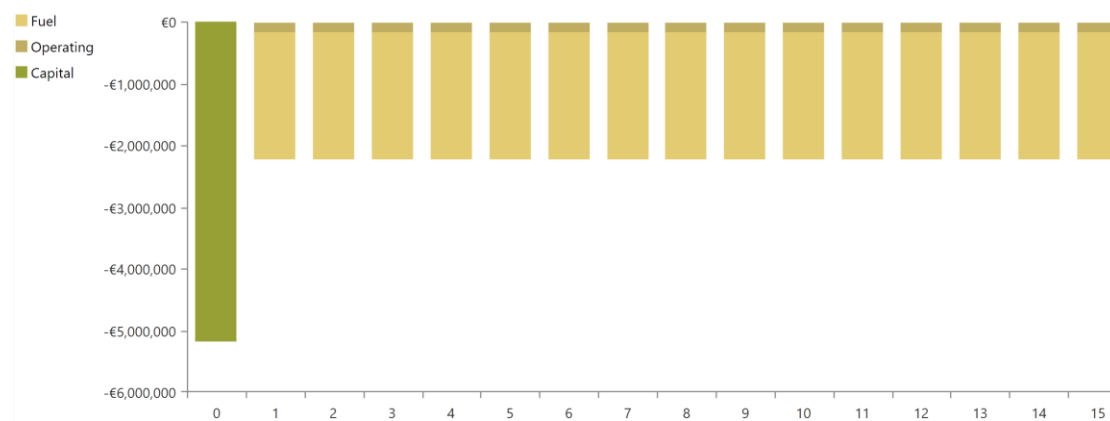
Σενάριο	Καθαρό Παρόν Κόστος (NPC)	Κόστος Ενέργειας (COE)	Κόστος Λειτουργίας	Αρχικό Κεφάλαιο	Ποσοστό ΑΠΕ (εκμεταλ.)	Συνολικό Καύσιμο (L/έτος)
Σενάριο 2	27.067.260€	0,34€	2.235.751€	5.185.194€	33%	1.331.540

Πίνακας 23: Οικονομικά αποτελέσματα ανά στοιχείο του συστήματος παραγωγής ενέργειας για το σενάριο 2

	Κεφάλαιο	Αντικατάσταση	Κόστος Λειτ. και Συντ.	Καύσιμα	Σύνολο
mitsubishi S16R-PTA (G1)	0,00€	0,00€	510.096,84€	15.694.197,80€	16.204.294,64€
mitsubishi S16R-PTA (G2)	0,00€	0,00€	53.076,77€	1.618.213,01€	1.671.289,78€
mitsubishi S16R-PTA (G3)	0,00€	0,00€	861,29€	16.615,56€	17.476,85€
STORK ABR-216S (G4)	0,00€	0,00€	84.004,78€	1.105.940,35€	1.189.945,14€
STORK ABR-216S (G5)	0,00€	0,00€	64.596,48€	889.551,35€	954.147,82€
STORK ABR-216S (G6)	0,00€	0,00€	48.682,25€	623.323,45€	672.005,70€
STORK ABR-216S (G7)	0,00€	0,00€	33.472,72€	317.293,22€	350.765,94€
Εγκατ. Φ/Β	3.360.000,00€	0,00€	822.136,97€	0,00€	4.182.136,97€
Μετατροπέας	266.994,67€	0,00€	0,00€	0,00€	269.994,67€
Hoppecke 24 OPzS 3000	1.555.200,00€		0,00€	0,00€	1.555.200,00€
<b>Σύστημα</b>	<b>5.185.194,67</b>	<b>0,00€</b>	<b>1.616.928,10€</b>	<b>20.265.134,73€</b>	<b>27.067.257,50€</b>



Γράφημα 21: Καθαρό Παρόν Κόστος ανά στοιχείο σεναρίου 2



Γράφημα 22: Ταμειακές ροές (κόστη) για το σενάριο 2

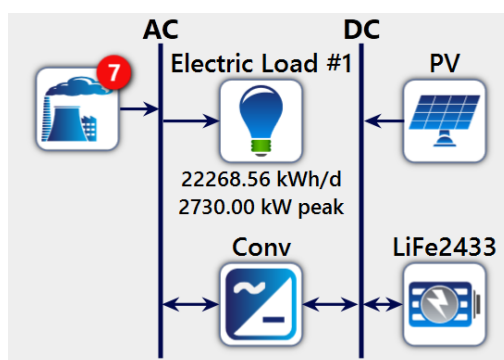
#### 4.4 Σενάριο 3

Στο σενάριο 3, η διαμόρφωση θα παραμείνει η ίδια με το σενάριο 2, ενώ θα αντικατασταθεί η μπαταρία μόλυβδου οξέος με μπαταρία ιόντων λιθίου (οι γεννήτριες θα παραμείνουν ως έχουν στο βασικό σενάριο για την παροχή φορτίου που δεν μπορεί να καλυφθεί με ηλιακή ενέργεια και οι Φ/Β συστοιχίες θα έχουν ίδια ονομαστική ισχύ).

Στόχος αυτής της προσομοίωσης είναι να δούμε ποια τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας μας συμφέρει περισσότερο. Η τελική επιλογή θα γίνει με βάση οικονομικά, αλλά και κριτήρια απόδοσης-αυτονομίας του συστήματος.

Σε αυτό το σενάριο το σύστημα αποθήκευσης θα αποτελείται από μπαταρίες ιόντων λιθίου PowerPlus Energy LiFe2433.

Όπως αναλύσαμε στο κεφάλαιο 3.2.3 (μοντελοποίηση μπαταριών) το κόστος για τις μπαταρίες ιόντων λιθίου είναι υψηλό, αλλά οι μπαταρίες αυτές έχουν καλύτερη απόδοση (ταχύτερος χρόνος φόρτισης-εκφόρτισης) σε σχέση με αυτές του μολύβδου οξέος.



ΕΙΚΟΝΑ 8: Διάταξη Σεναρίου 3

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης του σεναρίου 3 παρουσιάζονται στους παρακάτω πίνακες:

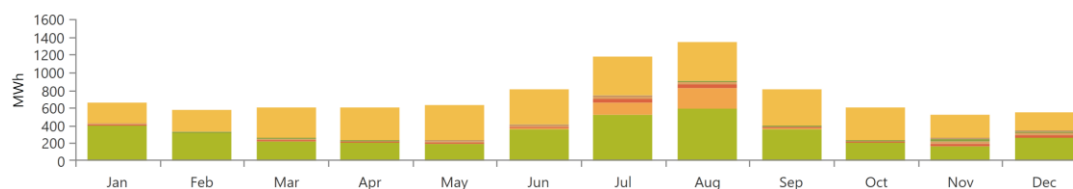
ΠΙΝΑΚΑΣ 24: Αρχιτεκτονική συστήματος σεναρίου 3

Σύστημα	Φ/Β (kW)	MITSUBI SHI S16R-PTA (G1)	MITSUBIS HI S16R-PTA (G2)	MITSUBIS HI S16R-PTA (G3)	STORK ABR-216S (G4)	STORK ABR-216S (G5)	STORK ABR-216S (G6)	STORK ABR-216S (G7)	Μετατροπέας (kW)	PowerPlus Energy LiFe2433 (μον.)	Περίσσεια Ενέργειας
Σενάριο 3	2.400	1100	1100	1100	150	150	150	150	1.323	920	5,89 %

ΠΙΝΑΚΑΣ 25: Αποτελέσματα προσομοίωσης σεναρίου 3 (παραγωγή ενέργειας)

	Παραγωγή (kWh/έτος)	Παραγωγή (%)	Μέση Απόδοση (kW)	Μέση ετήσια κατανάλωση πετρελαίου (L/έτος)	Ώρες Λειτουργίας (ώρες/έτος)
MITSUBISHI S16R-PTA (G1)	3.769.054	42,6	745	1.109.326	5.057
MITSUBISHI S16R-PTA (G2)	388.631	4,39	716	115.048	543
MITSUBISHI S16R-PTA (G3)	3.341	0,04	3.341	1.092	8
STORK ABR-216S (G4)	236.703	2,67	83,3	71.827	2.843
STORK ABR-216S (G5)	171.246	1,93	78,3	57.576	2.187
STORK ABR-216S (G6)	118.935	1,34	71,6	40.686	1.660
STORK ABR-216S (G7)	55.102	0,62	49,1	20.602	1.123
Εγκτ. Φ/Β	4.114.350	46,5	470		4.390
Σύστημα	8.857.363	100		1.416.159	

Τα αποτελέσματα του σεναρίου 3 είναι σχεδόν πανομοιότυπα με αυτά του σεναρίου 2. Οι 6 γεννήτριες παράγουν το 53,5% της ενέργειας που χρειάζεται το νησί, με την G1 να παράγει το μεγαλύτερο ποσοστό (42,6% της συνολικής παραγωγής και τις υπόλοιπες να λειτουργούν βοηθητικά. Οι Φ/Β συστοιχίες παράγουν το 46,5% της ενέργειας.



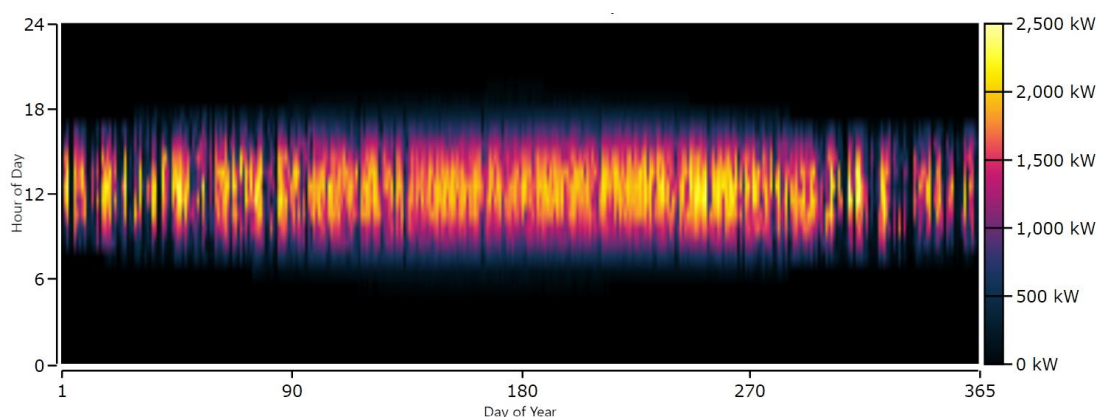
Γράφημα 23: Μηνιαία παραγωγή ενέργειας σεναρίου 3

Σε αυτή την περίπτωση, αναμένεται ότι τα φωτοβολταϊκά θα παραμείνουν στα ίδια επίπεδα με το σενάριο 2 (στο σενάριο 2 είχαμε ποσοστό παραγωγή ενέργειας από Φ/Β 48%).

Στον πίνακα παρακάτω απεικονίζεται η ισχύς εξόδου και τα αποτελέσματα προσομοίωσης της ηλεκτρικής ενέργειας των φωτοβολταϊκών. Φυσικά, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μεγιστοποιείται τους καλοκαιρινούς μήνες. Η ονομαστική ισχύς των φωτοβολταϊκών σε αυτό το σενάριο είναι 2.400 kW με μέγιστη ισχύ εξόδου 2.479 kW.

ΠΙΝΑΚΑΣ 26: Αποτελέσματα προσομοίωσης για Φ/Β για το σενάριο 3

	Ποσό	Μονάδες
Ονομαστική Ισχύς	2.400	kW
Μέση Απόδοση	470	kW
Μέση Απόδοση	11.272	kWh/μέρα
Παράγοντας Δυναμικότητας	19,6	%
Συνολική Παραγωγή	4.114.350	kWh/έτος
Ελάχιστη Απόδοση	0	kW
Μέγιστη Απόδοση	2.479	kW
Διείσδυση Φ/Β	50,6	%
Ώρες Λειτουργίας	4.390	Ώρες/έτος
Κόστος Ισοστάθμισης	0,104	€/kWh



Γράφημα 24: Ωριαία ισχύς εξόδου Φ/Β για το σενάριο 3

Σε αυτό το σενάριο εγκαθίσταται ένα σύστημα αποθήκευσης το οποίο αποτελείται μόνο από τις PowerPlus Energy LiFe2433 μπαταρίες ιόντων λιθίου. Τα Φ/Β φορτίζουν τις μπαταρίες ανάλογα με το φορτίο που υπάρχει στο σύστημα σε σχέση με τη ζήτηση.

Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων των συστημάτων μπαταριών παρουσιάζονται στον πίνακα:

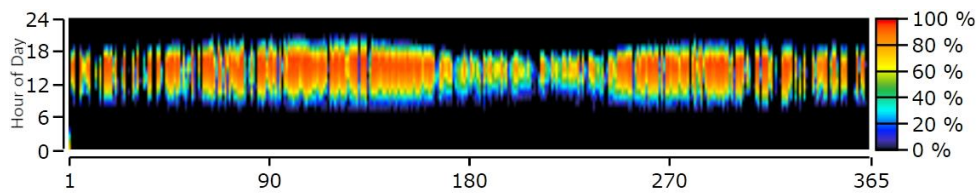


Πίνακας 27: Αποτελέσματα προσομοίωσης συστοιχίας μπαταριών για το σύστημα του σεναρίου 3

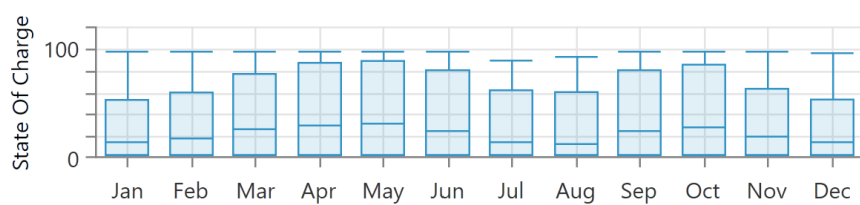
	Ποσό	Μονάδες
Μπαταρίες	920	Μονάδες
Μέγεθος Σειρών	2	Μπαταρίες
Παράλληλες σειρές	460	Σειρές
Ονομ. Ισχύς τροφοδοτικού αγωγού ( $V_{bus}$ )	51,2	V
Αυτονομία	3,25	Ώρες
Κόστος Φθοράς Αποθήκευσης	0	€/kWh
Ονομαστική Ισχύς	3.015	kWh
	Ποσό	Μονάδες
Χρήσιμη Ονομαστική Ισχύς	3.015	kWh
Συνολική αποθήκευση Ηλεκτρικής Ενέργειας (στη διάρκεια ζωής)	15.074.200	kWh
Αναμενόμενη Διάρκεια Ζωής	10	Χρόνια
Μέσο Κόστος Ενέργειας	0	€/kWh
Ενέργεια εντός	809.967	kWh/έτος
Ενέργεια εκτός	780.522	kWh/έτος
Απώλεια Αποθηκευτικής Ικανότητας	3.015	kWh/έτος
Απώλειες	32.460	kWh/έτος
Συνολική αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας (ετήσια)	796.617	kWh/έτος

Παρατηρώντας την προσέγγιση για την κατανομή από το Σχήμα παρακάτω, συμπεραίνουμε ότι έχουμε χαμηλότερη μέση κατάσταση φόρτισης σε σύγκριση με τις μπαταρίες μολύβδου-οξέος. Παράλληλα, έχουμε μέση ελάχιστη (avg min) φόρτισης μηδέν και αρκετά υψηλή μέση μέγιστη (avg max) κατάσταση φόρτισης. Τα παραπάνω συμβαίνουν επειδή για το ίδιο σύστημα έχουμε μικρότερη αποθηκευτική δυνατότητα στο σενάριο 3. Επομένως οι μπαταρίες φορτίζονται και αποφορτίζονται πιο γρήγορα.

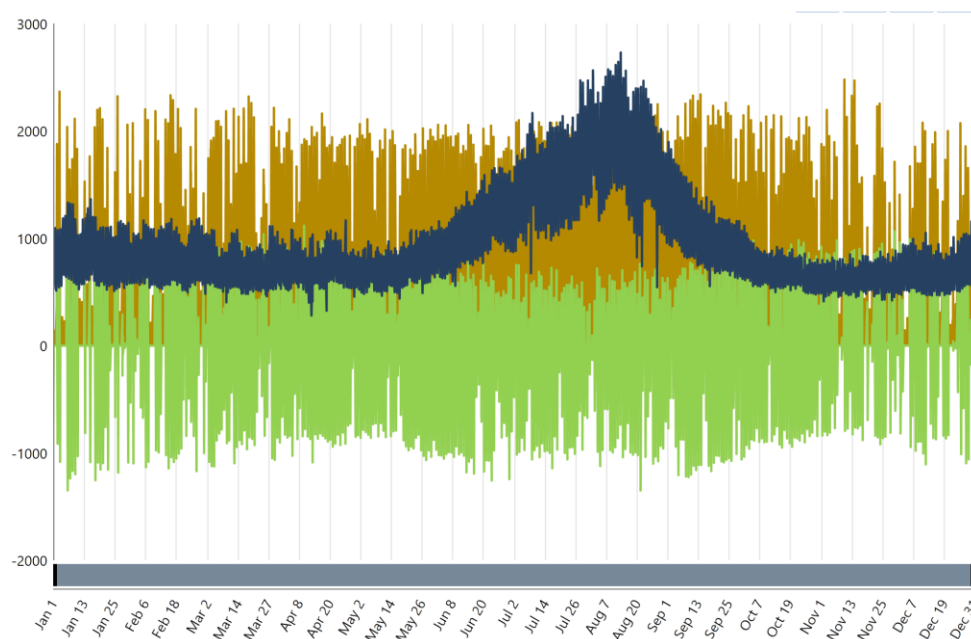
Οι μπαταρίες ιόντων λιθίου είναι διπλάσια ακριβές (2.556 €/μονάδα) σε σχέση με αυτές του μολύβδου οξέος (1.200 €/μονάδα). Επομένως το λογισμικό, βελτιστοποιώντας το κριτήριο του κόστους, προτείνει συνολικά μικρότερη χρήσιμη ονομαστική ισχύ για τις μπαταρίες του τρίτου σεναρίου (3.015 kWh) σε σχέση με του δεύτερου (6.486 kWh).



Γράφημα 25: Ωριαία κατάσταση φόρτισης συστοιχίας μπαταριών για το σενάριο 3



Γράφημα 26: Μηνιαία κατάσταση φόρτισης συστοιχίας μπαταριών για το σενάριο 3



Γράφημα 27: Ωριαία κατάσταση φόρτισης συστοιχίας μπαταριών, ζήτηση φορτίου και παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος από Φ/Β για το σενάριο 3

### Οικονομικά χαρακτηριστικά του σεναρίου 3:

Σχετικά με το κόστος του συστήματος, αναμενόμενα, είναι υψηλότερο σε σχέση με το σενάριο 2 κατά 2.151.430€. Αυτό συμβαίνει λόγω υψηλότερου κόστους σε αρχικό κεφάλαιο (+825.248€) και υψηλότερο κόστος σε καύσιμα (+1.287.804€)

Από όλα τα παραπάνω, σε συνδυασμό με τα οικονομικά χαρακτηριστικά του σεναρίου 3, συμπεραίνουμε ότι οι μπαταρίες ιόντων-λιθίου δεν μας συμφέρουν σε σχέση με τις μπαταρίες-μολύβδου οξέος. Πρώτα απ' όλα όσον αφορά το κόστος και δεύτερον με τόσο μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ στο σύστημα, είναι προτιμότερο να έχουμε μεγαλύτερη

χωρητικότητα σε μπαταρίες. Επιπλέον στο σενάριο 3 έχουμε 5,89% περίσσεια ενέργειας ενώ στο σενάριο 2 έχουμε κοντά στο μηδέν.

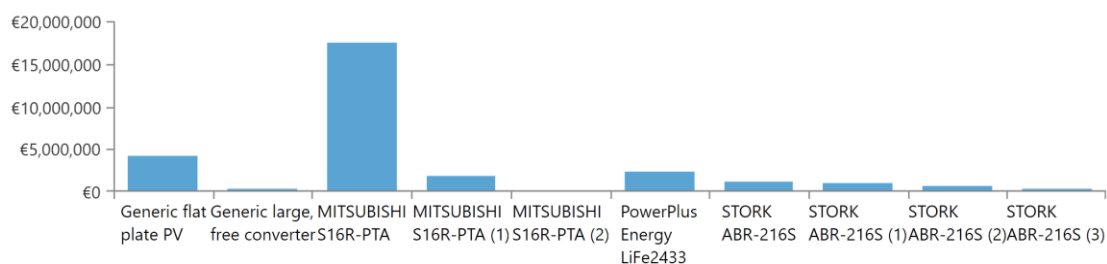
Γενικά συνυπολογίζοντας το κόστος και επομένως επιλέγοντας μικρότερη χωρητικότητα μπαταριών τα προτερήματα των μπαταριών ιόντων-λιθίου δεν φαίνονται στα αποτελέσματα της προσομοίωσης.

Πίνακας 28: Οικονομικά αποτελέσματα για το σύστημα του σεναρίου 3

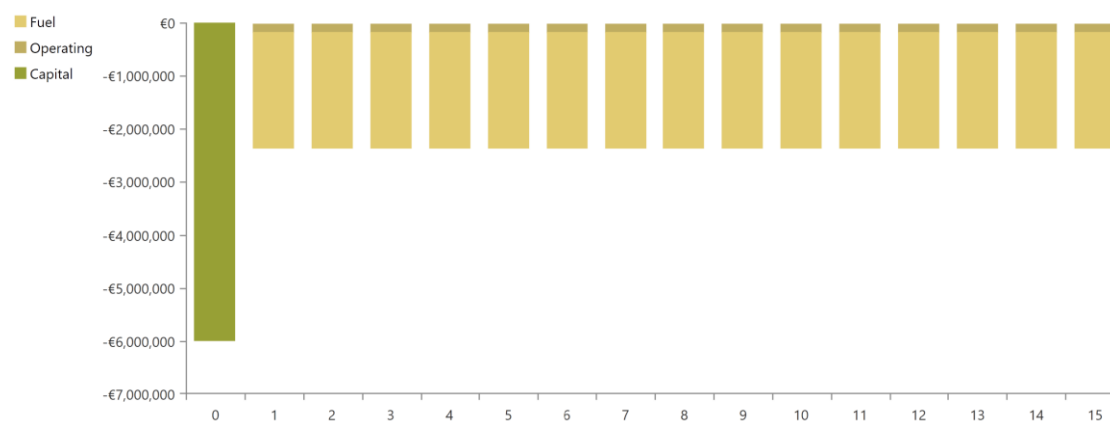
Σενάριο	Καθαρο Παρόν Κόστος (NPC)	Κόστος Ενέργειας (COE)	Κόστος Λειτουργίας	Αρχικό Κεφάλαιο	Ποσοστό ΑΠΕ (εκμεταλ.)	Συνολικό Καύσιμο (L/έτος)
Σενάριο 3	29.218.690€	0,367€	2.371.250.751€	6.010.442€	33%	1.416.156

Πίνακας 29: Οικονομικά αποτελέσματα ανά στοιχείο του συστήματος παραγωγής ενέργειας για το σενάριο 3

	Κεφάλαιο	Αντικατάσταση	Κόστος Λειτ. και Συντ.	Καύσιμα	Σύνολο
mitsubishi S16R-PTA (G1)	0,00€	0,00€	544.440,63€	15.694.197,80€	17.427.634,49€
mitsubishi S16R-PTA (G2)	0,00€	0,00€	58.459,81€	1.618.213,01€	1.809.413,33
mitsubishi S16R-PTA (G3)	0,00€	0,00€	861,29€	16.615,56€	17.476,85
STORK ABR-216S (G4)	0,00€	0,00€	83.476,26€	1.105.940,35€	2.351.520,00€
STORK ABR-216S (G5)	0,00€	0,00€	64.214,77€	889.551,35€	1.176.627,43€
STORK ABR-216S (G6)	0,00€	0,00€	48.740,98€	623.323,45€	940.479,15€
STORK ABR-216S (G7)	0,00€	0,00€	32.973,56€	317.293,22€	667.958,19€
Εγκατ. Φ/Β	3.360.000,00€	0,00€	822.136,97€	0,00€	346.516,70€
Μετατροπέας	298.922,67€	0,00€	0,00€	0,00€	298.992,67€
PowerPlus Energy LiFe2433	2.351.520,00€	0,00€	0,00€	0,00€	2.351.520,00€
<b>Σύστημα</b>	<b>6.010.442,67€</b>	<b>0,00€</b>	<b>1.616.928,10€</b>	<b>21.552.938,83€</b>	<b>29.218.685,78€</b>



Γράφημα 28: Καθαρό Παρόν Κόστος ανά στοιχείο σεναρίου 3



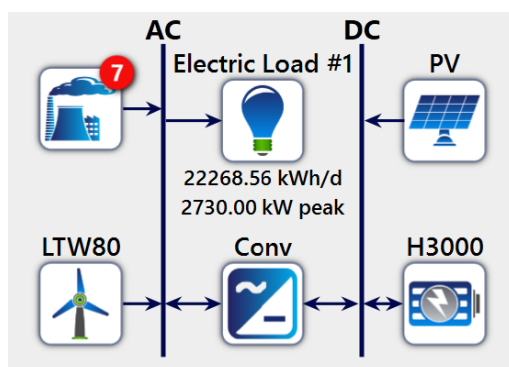
Γράφημα 29: Ταμειακές ροές (κόστη) για το σενάριο 3

## 4.5 Σενάριο 4

Στο σενάριο 4, θα επιλέξουμε την βέλτιστη διαμόρφωση συστοιχίας μπαταριών (σενάριο 2) και θα προσθέσουμε ανεμογεννήτριες στο σενάριο που θα προσομοιώσουμε.

Η ανεμογεννήτρια που επιλέξαμε για αυτό το σενάριο είναι η Leitwind 80 (ονομαστική ισχύς: 1500 kW, διάμετρος ρότορα: 80,3 m).

Λόγω της μεγάλης ονομαστικής ισχύς μιας Α/Γ θα τρέξουμε τις προσομοιώσεις μόνο με μια. Σε περίπτωση που βάζαμε και δεύτερη θα είχαμε αρκετά μεγάλο ποσοστό περίσσειας ενέργειας. Ο χώρος αναζήτησης για τα φωτοβολταϊκά θα οριστεί σε 600-700-800-1000 kW. (μικρότερος χώρος αναζήτησης σε σχέση με τα προηγούμενα σενάρια διότι τώρα έχουμε και άλλη πηγή ενέργειας με υψηλή ονομαστική ισχύ και δεν θέλουμε να έχουμε υψηλό ποσοστό περίσσειας ενέργειας).



*ΕΙΚΟΝΑ 9:* Διάταξη Σεναρίου 4

Παρακάτω παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης για το σενάριο 4:

*ΠΙΝΑΚΑΣ 29:* Αρχιτεκτονική συστήματος σεναρίου 4 (1<sup>η</sup> εκδοχή)

Σύστημα	Φ/Β (kW)	Leitwind 80 (μον.)	MITSUBI SHI S16R-PTA (G1)	MITSUBI HI S16R-PTA (G2)	MITSUBI HI S16R-PTA (G3)	STORK ABR-216S (G4)	STORK ABR-216S (G5)	STORK ABR-216S (G6)	STORK ABR-216S (G7)	Μετατροπ έας (kW)	Hoppecke 24 OpzS 3000 (μον.)	Περίσσεια Ενέργειας
<b>Σενάριο 4</b>	1.000	1	1100	1100	1100	150	150	150	150	1.195	1.572	18,2 %

Από τα αποτελέσματα συμπεραίνουμε ότι έχουμε πολύ μεγάλο ποσοστό περίσσειας ενέργειας. Η συνεχής διαχείριση περισσότερης ισχύος από όση έχει σχεδιαστεί για ένα σύστημα μπορεί να οδηγήσει σε φθορά των υποδομών του δικτύου, μειώνοντας τη διάρκεια ζωής τους και αυξάνοντας το κόστος συντήρησης. Επομένως, πρέπει να μειώσουμε το ποσοστό της περίσσειας ενέργειας. Σε αυτό το σενάριο δεδομένου του

πολύ χαμηλού ΚΠΑ (12.693.840 €) σε σχέση με το 2ο σενάριο (27.067.260 €), θα επεκτείνουμε την συστοιχία μπαταριών για να δούμε αν υπάρχει περίπτωση να φέρουμε την περίσσεια σε πιο αποδεκτά επίπεδα, χωρίς να ξεπεράσουμε κατά πολύ το Καθαρό Παρόν Κόστος του σεναρίου 2.

Μετά από πολλές δοκιμές, ως προς τον αριθμό των μπαταριών. Βρισκουμε ότι όσο και να αυξήσουμε τον αριθμό μπαταριών πάνω από 7.200, δεν αλλάζει το ποσοστό περίσσειας ενέργειας. Είναι γύρω στο 14%. Επομένως, θα τρέξουμε την προσομοίωση με 7.200 μπαταρίες.

ΠΙΝΑΚΑΣ 30: Αρχιτεκτονική συστήματος σεναρίου 4 (τελική εκδοχή)

Σύστημα	Φ/Β (kW)	Leitwind 80 (μον.)	MITSUBI SHI S16R-PTA (G1)	MITSUBIS HI S16R-PTA (G2)	MITSUBIS HI S16R-PTA (G3)	STORK ABR-216S (G4)	STORK ABR-216S (G5)	STORK ABR-216S (G6)	STORK ABR-216S (G7)	Μετατροπ έας (kW)	Hoppecke 24 OpzS 3000 (μον.)	Περίσσεια Ενέργειας
<b>Σενάριο 4</b>	1.000	1	1100	1100	1100	150	150	150	150	1.195	7.200	14,6 %

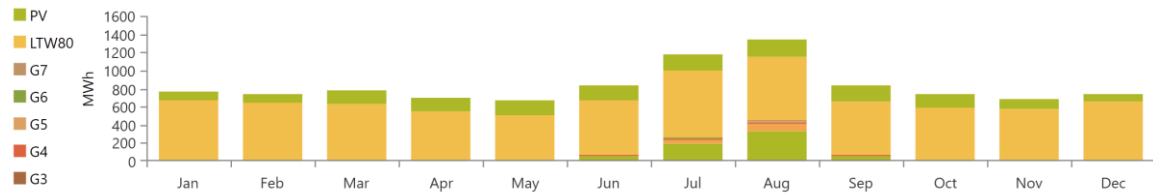
Φυσικά το ποσοστό 14,6% για περίσσειας ενέργειας εξακολουθεί να είναι ιδιαίτερα υψηλό.

ΠΙΝΑΚΑΣ 31: Αποτελέσματα προσομοίωσης σεναρίου 4 (παραγωγή ενέργειας)

	Παραγωγή (kWh/έτος)	Παραγωγή (%)	Μέση Απόδοση (kW)	Μέση ετήσια κατανάλωση πετρελαίου (L/έτος)	Ώρες Λειτουργίας (ώρες/έτος)
MITSUBISHI S16R-PTA (G1)	645.908	6,46	721	191.011	896
MITSUBISHI S16R-PTA (G2)	116.503	1,16	511	36.498	228
MITSUBISHI S16R-PTA (G3)	1.016	0,01	505	317	2
STORK ABR-216S (G4)	49.599	0,49	49,3	16.774	1.006
STORK ABR-216S (G5)	29.719	0,29	46,1	11.306	645
STORK ABR-216S (G6)	15.772	0,158	40,3	6.241	391
STORK ABR-216S (G7)	7.427	0,07	38,3	2.988	194
Εγκατ. Φ/Β	1.714.313	17,1	196		4.390
Leitwind 80	7.425.771	74,2	848		8.031
<b>Σύστημα</b>	<b>11.250.265</b>	<b>100</b>		<b>226.827</b>	

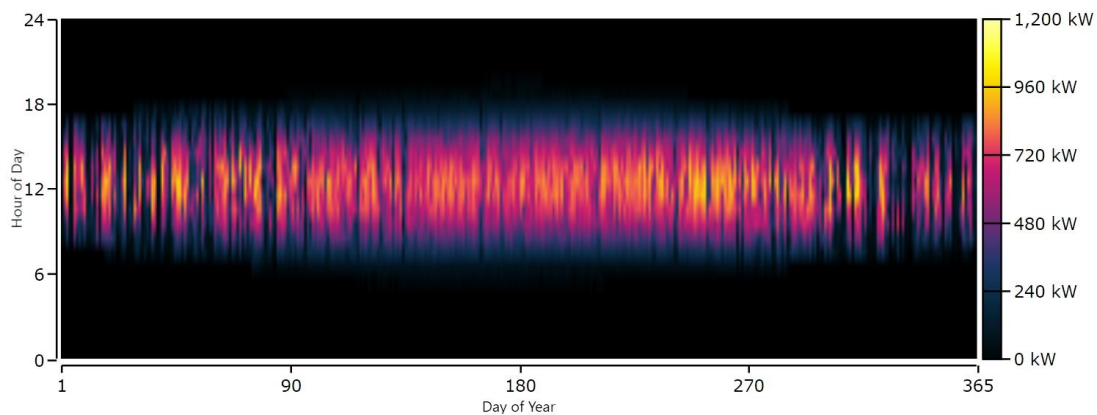
Σε αντίθεση με οποιοδήποτε άλλο σενάριο που έχει δοκιμαστεί μέχρι τώρα, η απαίτηση φορτίου καλύπτεται κυρίως από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, επιτυγχάνοντας ένα ποσοστό ανανεώσιμων πηγών ενέργειας 91,3%!

Σε αυτό το σενάριο, η 7 γεννήτριες που είναι σήμερα τοποθετημένες στο νησί συμπληρώνουν μόνο την ενέργεια που απαιτείται κυρίως κατά τη διάρκεια των μηνών αιχμής.



Γράφημα 30: Μηνιαία παραγωγή ενέργειας σεναρίου 4

Παρακάτω απεικονίζεται η ισχύς εξόδου και τα αποτελέσματα προσομοίωσης της ηλεκτρικής ενέργειας των φωτοβολταϊκών.



Γράφημα 31: Ωριαία ισχύς εξόδου Φ/Β για το σενάριο 4

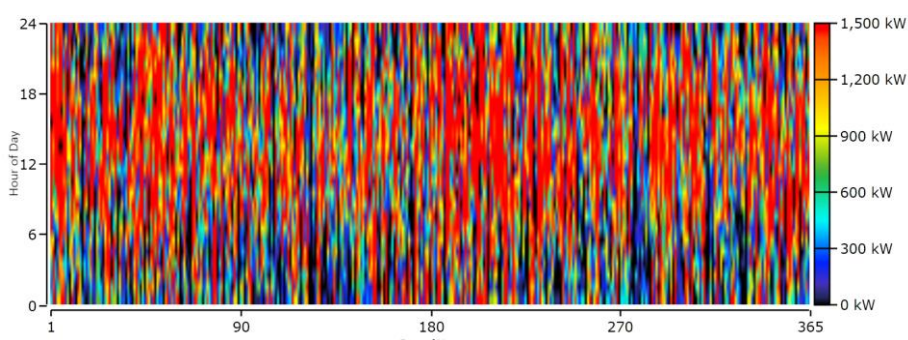
ΠΙΝΑΚΑΣ 32: Αποτελέσματα προσομοίωσης για Φ/Β για το σενάριο 4

	Ποσό	Μονάδες
Ονομαστική Ισχύς	1.000	kW
Μέση Απόδοση	196	kW
Μέση Απόδοση	4.697	kWh/μέρα
Παράγοντας Δυναμικότητας	19,6	%
Συνολική Παραγωγή	1.714.313	kWh/έτος
Ελάχιστη Απόδοση	0	kW
Μέγιστη Απόδοση	1.033	kW
Διείσδυση Φ/Β	21,1	%
Ώρες Λειτουργίας	4.390	Ώρες/έτος
Κόστος Ισοστάθμισης	0,104	€/kWh

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μεγιστοποιείται τον Ιούνιο, Ιούλιο και Αύγουστο. Η ονομαστική ισχύς των φωτοβολταϊκών πλαισίων σε αυτό το σενάριο είναι 1000 kW με μέγιστη ισχύ εξόδου 1.033 kW.

Αυτό είναι το πρώτο σενάριο στο οποίο δοκιμάζονται ανεμογεννήτριες. Το παρακάτω σχήμα απεικονίζει την ωριαία παραγωγή ισχύος της Leitwind 80 (1500 kW).

Χάρη στο ισχυρό αιολικό δυναμικό του νησιού, η Α/Γ εκδηλώνει σταθερά υψηλή απόδοση, προσεγγίζοντας την ονομαστική της ισχύ, καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας και του χρόνου.



Γράφημα 32: Ωριαία ισχύς εξόδου Α/Γ για το σενάριο 4

Ο πίνακας παρακάτω απεικονίζει τα αποτελέσματα της προσομοίωσης ηλεκτρικής ενέργειας:

ΠΙΝΑΚΑΣ 33: Αποτελέσματα προσομοίωσης για Α/Γ για το σενάριο 4

	Αξία	Μονάδες Μέτρησης
Συνολική ονομαστική ισχύς	1.500	kW
Μέση απόδοση	848	kW
Παράγοντας Δυναμικότητας	56,5	%
Συνολική παραγωγή	7.425.771	kWh/έτος
Ελάχιστη απόδοση	0	kW
Μέγιστη απόδοση	1.500	kW
Διείσδυση αιολ. Ενέργ.	91,4	%
Ώρες λειτουργίας	8.031	Ώρες/έτος
Μέσο κόστος ενέργειας	0,0397	€/kWh

Η συνολική ονομαστική ισχύς της Α/Γ Leitwind 80 σε αυτό το σενάριο είναι 1.500 kW με μέγιστη παραγωγή ισχύος 1.500 kW.



Οι ώρες λειτουργίας των ανεμογεννητριών ανέρχονται σε 8.031 ώρες/έτος ή 22 ώρες ανά ημέρα.

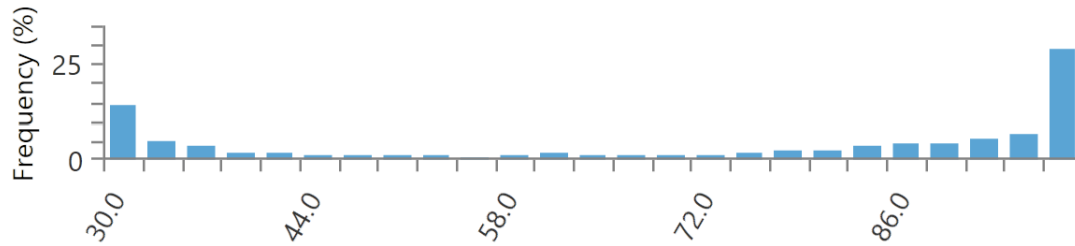
Σε αυτό το σενάριο εγκαθίσταται ένα διευρυμένο σύστημα αποθήκευσης του σεναρίου 2 το οποίο αποτελείται από Horphecke 24 μπαταρίες μολύβδου OPzS 3000.

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας φορτίζουν τις μπαταρίες με βάση την περίσσεια της παραγόμενης ενέργειας. Παρατηρώντας την κατάσταση της συχνότητας φόρτισης από Σχήμα παρακάτω, παρατηρείται ότι οι μπαταρίες παραμένουν σε βάθος φόρτισης 30% με συχνότητα 14% ή 96% με συχνότητα 29%. Βέβαια αυτό εξηγείται λόγω της υψηλής ζήτησης σε φορτίο του καλοκαιρινούς μήνες (χαμηλή κατάσταση φόρτισης) και της χαμηλής ζήτησης σε φορτίο τους υπόλοιπους μήνες (υψηλή κατάσταση φόρτισης).

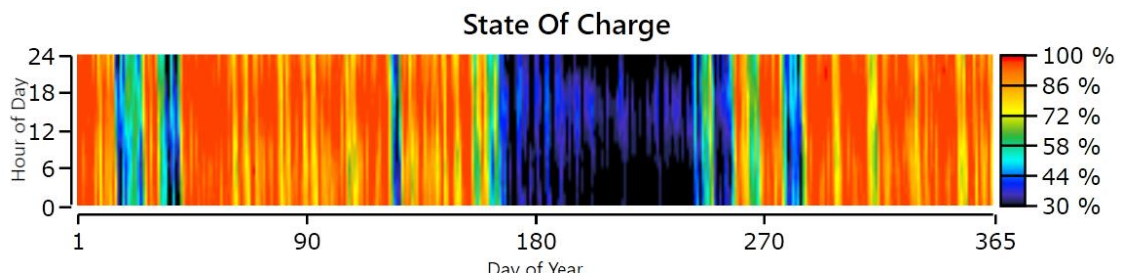
Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων της μπαταρίας συστημάτων παρουσιάζονται στον πίνακα παρακάτω:

Πίνακας 34: Αποτελέσματα προσομοίωσης συστοιχίας μπαταριών για το σύστημα του σεναρίου 4

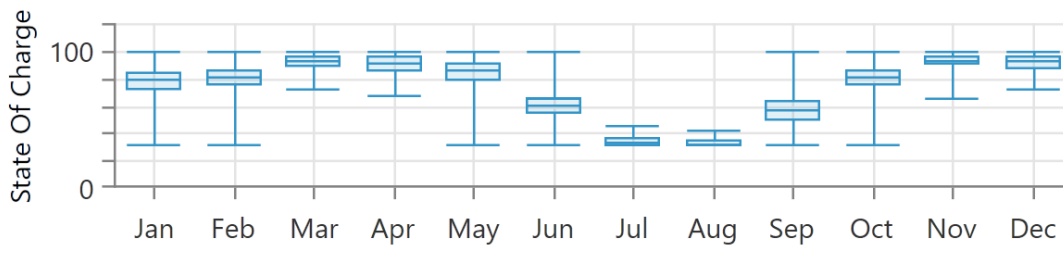
	Ποσό	Μονάδες
Μπαταρίες	7.200	Μονάδες
Μέγεθος Σειρών	12	Μπαταρίες
Παράλληλες σειρές	600	Σειρές
Ονομ. Ισχύς τροφοδοτικού αγωγού ( $V_{bus}$ )	24	V
Αυτονομία	38,8	Ώρες
Κόστος Φθοράς Αποθήκευσης	0	€/kWh
Ονομαστική Ισχύς	51.475	kWh
Χρήσιμη Ονομαστική Ισχύς	36.032	kWh
Συνολική αποθήκευση Ηλεκτρικής Ενέργειας (στη διάρκεια ζωής)	17.065.827	kWh
Αναμενόμενη Διάρκεια Ζωής	10	Χρόνια
Μέσο Κόστος Ενέργειας	0	€/kWh
Ενέργεια εντός	1.833.932	kWh/έτος
Ενέργεια εκτός	1.582.620	kWh/έτος
Απώλεια Αποθηκευτικής Ικανότητας	5.864	kWh/έτος
Απώλειες	257.176	kWh/έτος
Συνολική αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας (ετήσια)	1.706.583	kWh/έτος



Γράφημα 24: Συχνότητα κατάστασης φόρτισης συστοιχίας μπαταριών για το σενάριο 4



Γράφημα 33: Ωριαία κατάσταση φόρτισης συστοιχίας μπαταριών για το σενάριο 4



Γράφημα 34: Μηνιαία κατάσταση φόρτισης συστοιχίας μπαταριών για το σενάριο 4

### Οικονομικά χαρακτηριστικά του σεναρίου 4:

Στο σενάριο 4, βλέπουμε ότι το Καθαρό Παρόν Κόστος (17.757.590 €) έχει πέσει σημαντικά σε σχέση με τα υπόλοιπα σενάρια, ακόμα και με το σενάριο 2 που είναι άμεσα συγκρίσιμο (27.067.260€).

Αυτό μας δείχνει ότι η προσθήκη αιολικής ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα του νησιού αποτελεί συμφέρουσα επένδυση.

Παράλληλα λόγω της υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ στο μείγμα καταφέραμε να χαμηλώσουμε πολύ το κόστος καυσίμων και επομένως το κόστος λειτουργίας (μείωση σχεδόν 75% σε σχέση με το σενάριο 2).

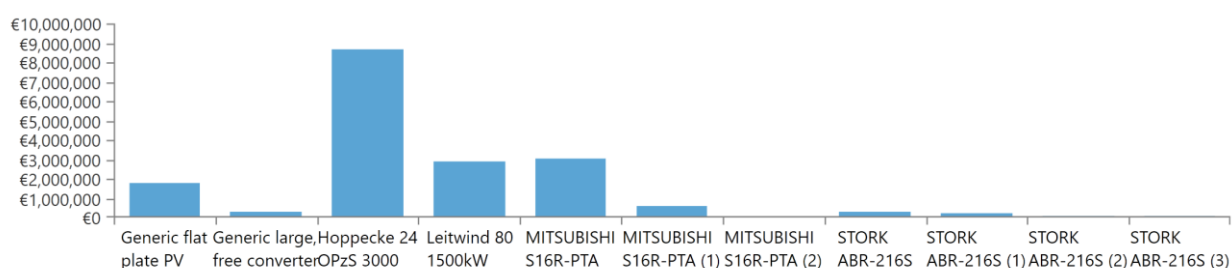
Αναμενόμενα όμως το κόστος κεφαλαίου διπλασιάστηκε διότι η Α/Γ σε συνδυασμό με τον αυξημένο, κατά πολύ, αριθμό μπαταριών είναι μια ακριβή αρχική επένδυση.

Πίνακας 35: Οικονομικά αποτελέσματα για το σύστημα του σεναρίου 4

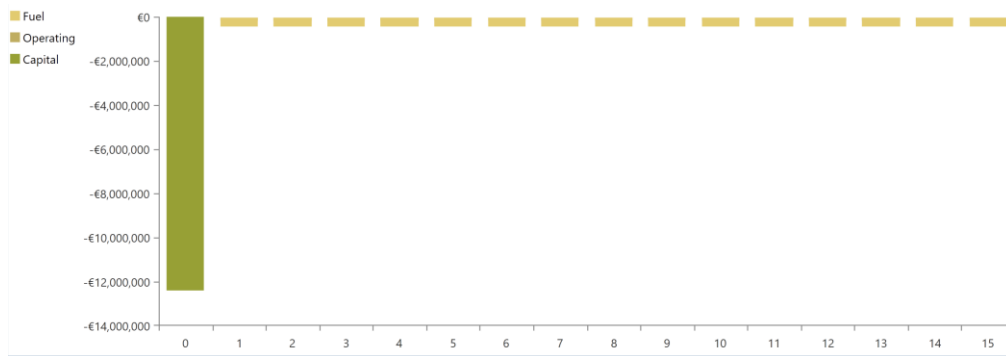
Σενάριο	Καθαρό Παρόν Κόστος (NPC)	Κόστος Ενέργειας (COE)	Κόστος Λειτουργίας	Αρχικό Κεφάλαιο	Ποσοστό ΑΠΕ (εκμεταλ.)	Συνολικό Καύσιμο (L/έτος)
Σενάριο 4	17.757.590€	0,2232€	545.379€	12.409.994€	37,9%	265.135

Πίνακας 36: Οικονομικά αποτελέσματα ανά στοιχείο του συστήματος παραγωγής ενέργειας για το σενάριο 4

	Κεφάλαιο	Αντικατάσταση	Κόστος Λειτ. και Συντ.	Καύσιμα	Σύνολο
MITSUBISHI S16R-PTA (G1)	0,00€	0,00€	94.464,07€	2.907.064,64€	3.003.528,71€
MITSUBISHI S16R-PTA (G2)	0,00€	0,00€	24.546,66€	555.470,64€	580.017,30€
MITSUBISHI S16R-PTA (G3)	0,00€	0,00€	215,32€	4.825,86€	5.041,18€
STORK ABR-216S (G4)	0,00€	0,00€	29.538,21€	255.285,22€	284.823,43€
STORK ABR-216S (G5)	0,00€	0,00€	64.214,77€	889.551,35€	1.176.627,43€
STORK ABR-216S (G6)	0,00€	0,00€	11.480,56€	94.988,19€	106.468,75€
STORK ABR-216S (G7)	0,00€	0,00€	5.696,23€	45.471,55€	51.167,79€
Εγκατ. Φ/Β	1.400.000,00€	0,00€	342.557,07€	0,00€	1.742.557,07€
Leitwind 80	2.100.000,00€	0,00€	782.987,00€	0,00€	2.882.987,59€
Μετατροπέας	269.994,67€	0,00€	0,00€	0,00€	269.994,67€
Hoppecke 24 OpzS 3000	8.640.000,00€	0,00€	0,00€	0,00€	8.640.000,00€
<b>Σύστημα</b>	<b>12.409.994,6€</b>	<b>0,00€</b>	<b>1.312.424,23€</b>	<b>4.035.175,44€</b>	<b>17.757.594,33€</b>



Γράφημα 35: Καθαρό Παρόν Κόστος ανά στοιχείο σεναρίου 4



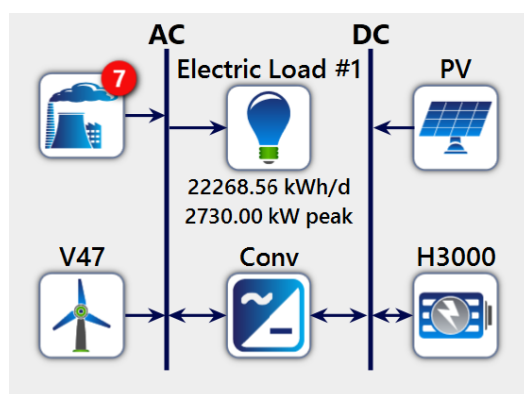
Γράφημα 36: Ταμειακές ροές (κόστη) για το σενάριο 4

## 4.6 Σενάριο 5

Μετά από τα αποτελέσματα του σεναρίου 4, είναι προφανές ότι ένα σύστημα με μια Α/Γ με τόσο μεγάλη ονομαστική ισχύ παράγει μεγάλο ποσοστό περίσσειας ενέργειας. Επίσης παρατηρούμε ότι με την προσθήκη παραγωγής ενέργειας από ανεμογεννήτριες, το κόστος κατεβαίνει σημαντικά.

Γι' αυτό στο σενάριο 5, θα τρέξουμε την προσομοίωση με μια μικρότερη Α/Γ. Συγκεκριμένα την Vestas V47 (ονομαστική ισχύς: 660 kW, διάμετρος ρότορα: 47 m). Θα επιλέξουμε μόνο 2 Α/Γ (συνολική ονομαστική ισχύ: 1.320 kW) για αυτή τη προσομοίωση, ώστε να μην έχουμε υπερβολική διείσδυση αιολικής ενέργειας στο δίκτυο όπως στο παραπάνω σενάριο.

Ο χώρος αναζήτησης για τα φωτοβολταϊκά θα οριστεί σε 600-1000-1200-1400-1800 kW.



ΕΙΚΟΝΑ 10: Διάταξη Σεναρίου 5

Παρακάτω παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης για το σενάριο 5:

Σύστημα	Φ/Β (kW)	V47 (μον.)	MITSUBI SHI S16R-PTA (G1)	MITSUBIS HI S16R-PTA (G2)	MITSUBIS HI S16R-PTA (G3)	STORK ABR-216S (G4)	STORK ABR-216S (G5)	STORK ABR-216S (G6)	STORK ABR-216S (G7)	Μετατροπ έας (kW)	Hoppecke 24 OpzS 3000 (μον.)	Περίσσεια Ενέργειας
Σενάριο 5	1.800	2	1100	1100	1100	150	150	150	150	1.536	7.200	12,2 %

ΠΙΝΑΚΑΣ 37: Αρχιτεκτονική συστήματος σεναρίου 5 (1<sup>η</sup> εκδοχή)

Παρατηρούμε, ότι έχουμε 12,2% ποσοστό περίσσειας ενέργεια, το οποίο είναι υψηλό θα περιορίσουμε τον χώρο αναζήτησης των Φ/Β σε 600-800-1000-1200, ώστε να μειώσουμε το ποσοστό.

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης παρουσιάζονται παρακάτω:

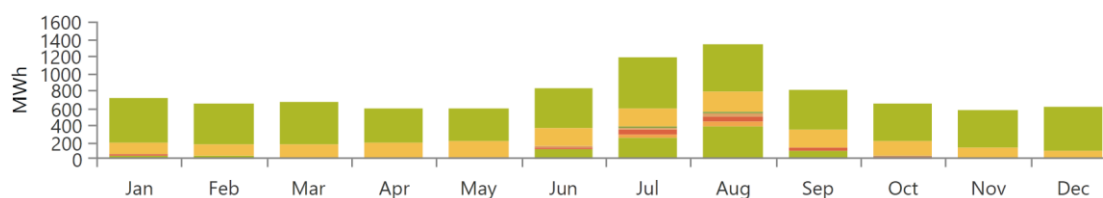
ΠΙΝΑΚΑΣ 38: Αρχιτεκτονική συστήματος σεναρίου 5 (τελική έκδοχή)

Σύστημα	Φ/Β (kW)	V47 (μον.)	MITSUBI SHI S16R-PTA (G1)	MITSUBIS HI S16R-PTA (G2)	MITSUBIS HI S16R-PTA (G3)	STORK ABR-216S (G4)	STORK ABR-216S (G5)	STORK ABR-216S (G6)	STORK ABR-216S (G7)	Μετατροπ έας (kW)	Hoppecke 24 OpzS 3000 (μον.)	Περίσσεια Ενέργειας
Σενάριο 5	1.200	2	1100	1100	1100	150	150	150	150	1.408	7.200	6,85 %

ΠΙΝΑΚΑΣ 38: Αρχιτεκτονική συστήματος σεναρίου 5 (τελική έκδοχή)

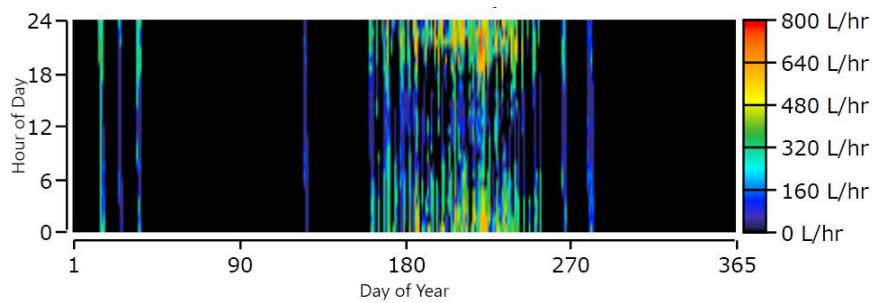
	Παραγωγή (kWh/έτος)	Παραγωγή (%)	Μέση Απόδοση (kW)	Μέση ετήσια κατανάλωση πετρελαίου (L/έτος)	Ώρες Λειτουργίας (ώρες/έτος)
MITSUBISHI S16R-PTA (G1)	910.558	9,90	1.084	256.243	840
MITSUBISHI S16R-PTA (G2)	111.100	1,21	1.100	31.219	101
MITSUBISHI S16R-PTA (G3)	0	0	0	0	0
STORK ABR-216S (G4)	185.824	2,02	138	52.688	1.351
STORK ABR-216S (G5)	88.314	0,96	134	27.372	659
STORK ABR-216S (G6)	59.232	0,64	136	18.328	436
STORK ABR-216S (G7)	26.362	0,29	139	8.137	190
Εγκατ. Φ/Β	2.057.175	22,4	235		4.390
Vestas V47	5.760.412	62,6	658		8.010
<b>Σύστημα</b>	<b>9.198.978</b>	<b>100</b>		<b>393.988</b>	

Παρατηρούμε ότι η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ φτάνει το 85% της συνολικής παραγωγής, με τις Α/Γ να παράγουν το 62,6%. Οι γεννήτριες λειτουργούν βοηθητικά όταν υπάρχει μεγάλη ζήτηση σε φορτίο τους καλοκαιρινούς μήνες.



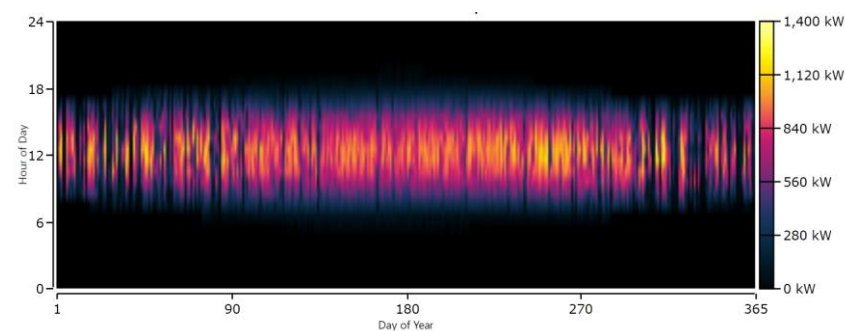
Γράφημα 37: Μηνιαία παραγωγή ενέργειας σεναρίου 5

Στο παρακάτω διάγραμμα που αφορά την κατανάλωση καυσίμου γίνεται πιο προφανές ότι οι γεννήτριες λειτουργούν βοηθητικά. Επίσης, ακόμα και τις χρονικές περιόδους που λειτουργούν, λειτουργούν κυρίως βραδινές ώρες που δεν υπάρχει ηλιοφάνεια.



Γράφημα 38: Ωριαία κατανάλωση καυσίμου για το σύστημα του σεναρίου 5

Παρακάτω απεικονίζεται η ισχύς εξόδου και τα αποτελέσματα προσομοίωσης της ηλεκτρικής ενέργειας των φωτοβολταϊκών.



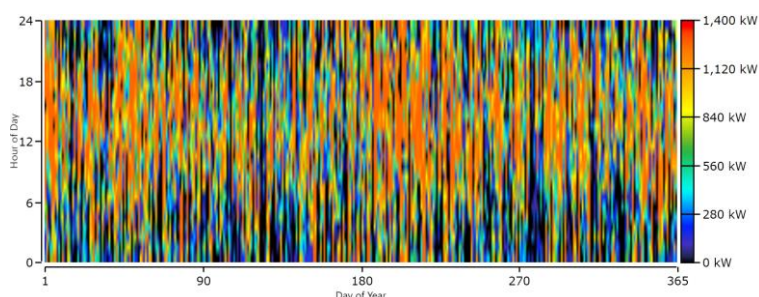
Γράφημα 39: Ωριαία ισχύς εξόδου Φ/Β για το σενάριο 5

ΠΙΝΑΚΑΣ 40: Αποτελέσματα προσομοίωσης για Φ/Β για το σενάριο 5

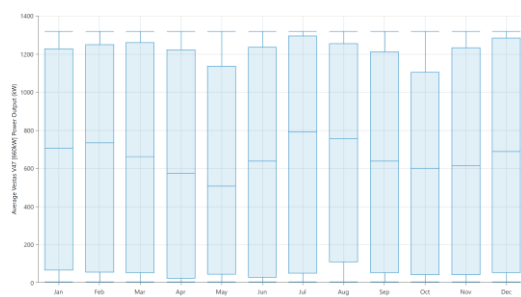
	Ποσό	Μονάδες
Ονομαστική Ισχύς	1.200	kW
Μέση Απόδοση	235	kW
Μέση Απόδοση	5.636	kWh/μέρα
Παράγοντας Δυναμικότητας	19,6	%
Συνολική Παραγωγή	2.057.175	kWh/έτος
Ελάχιστη Απόδοση	0	kW
Μέγιστη Απόδοση	1.239	kW
Διείσδυση Φ/Β	25,3	%
Ώρες Λειτουργίας	4.390	Ώρες/έτος
Κόστος Ισοστάθμισης	0,104	€/kWh

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μεγιστοποιείται τον Ιούνιο, Ιούλιο και Αύγουστο. Η ονομαστική ισχύς των φωτοβολταϊκών πλαισίων σε αυτό το σενάριο είναι 1.200 kW με μέγιστη ισχύ εξόδου 1.239 kW.

Αυτό είναι το δεύτερο σενάριο στο οποίο δοκιμάζονται ανεμογεννήτριες. Το παρακάτω σχήμα απεικονίζει την ωριαία παραγωγή ισχύος των 2 Α/Γ Vestas V47 (συν.: 1.320 kW).



Γράφημα 40: Ωριαία ισχύς εξόδου Α/Γ για το σενάριο 5



Γράφημα 41: Μηνιαία ισχύς εξόδου Α/Γ για το σενάριο 5

Χάρη στο ισχυρό αιολικό δυναμικό του νησιού, η Α/Γ εκδηλώνει σταθερά υψηλή απόδοση, προσεγγίζοντας την ονομαστική της ισχύ, καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας και του χρόνου.

Ο πίνακας παρακάτω απεικονίζει τα αποτελέσματα της προσομοίωσης ηλεκτρικής ενέργειας:

ΠΙΝΑΚΑΣ 41: Αποτελέσματα προσομοίωσης για Α/Γ για το σενάριο 5

	Αξία	Μονάδες Μέτρησης
Συνολική ονομαστική ισχύς	1.320	kW
Μέση απόδοση	658	kW
Παράγοντας Δυναμικότητας	49,8	%
Συνολική παραγωγή	5.760.412	kWh/έτος
Ελάχιστη απόδοση	0	kW
Μέγιστη απόδοση	1.320	kW
Διείσδυση αιολ. Ενέργ.	70,9	%
Ώρες λειτουργίας	8.010	Ώρες/έτος
Μέσο κόστος ενέργειας	0,0606	€/kWh



Η συνολική ονομαστική ισχύς του Vestas V47 σε αυτό το σενάριο είναι 1.320 kW με μέγιστη παραγωγή ισχύος 1.320 kW.

Οι ώρες λειτουργίας των ανεμογεννητριών ανέρχονται σε 8.010 ώρες/έτος ή 22 ώρες ανά ημέρα.

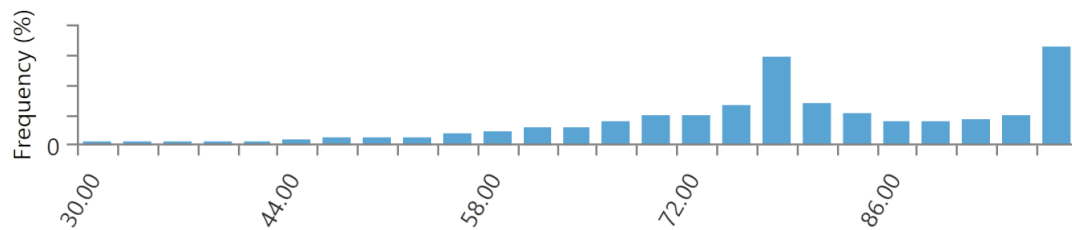
Σε αυτό το σενάριο εγκαθίσταται το ίδιο σύστημα αποθήκευσης του προηγούμενου σεναρίου (σενάριο 4) το οποίο αποτελείται από 7.200 Horrecke 24 μπαταρίες μολύβδου OPzS 3000.

Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων της μπαταρίας συστημάτων παρουσιάζονται στον πίνακα παρακάτω:

Πίνακας 42: Αποτελέσματα προσομοίωσης συστοιχίας μπαταριών για το σύστημα του σεναρίου 5

	Ποσό	Μονάδες
Μπαταρίες	7.200	Μονάδες
Μέγεθος Σειρών	12	Μπαταρίες
Παράλληλες σειρές	600	Σειρές
Ονομ. Ισχύς τροφοδοτικού αγωγού ( $V_{bus}$ )	24	V
Αυτονομία	38,8	Ώρες
Κόστος Φθοράς Αποθήκευσης	0	€/kWh
Ονομαστική Ισχύς	51.475	kWh
Χρήσιμη Ονομαστική Ισχύς	36.032	kWh
Συνολική αποθήκευση Ηλεκτρικής Ενέργειας (στη διάρκεια ζωής)	18.635.597	kWh
Αναμενόμενη Διάρκεια Ζωής	10	Χρόνια
Μέσο Κόστος Ενέργειας	0,0458	€/kWh
Ενέργεια εντός	1.993.628	kWh/έτος
Ενέργεια εκτός	1.728.194	kWh/έτος
Απώλεια Αποθηκευτικής Ικανότητας	14.745	kWh/έτος
Απώλειες	280.179	kWh/έτος
Συνολική αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας (ετήσια)	1.863.560	kWh/έτος

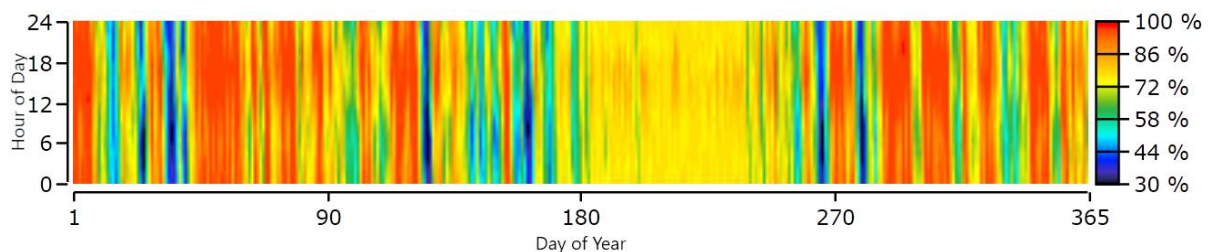
Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας φορτίζουν τις μπαταρίες με βάση την περίσσεια της παραγόμενης ενέργειας. Παρατηρώντας την κατάσταση της συχνότητας φόρτισης από Σχήμα παρακάτω, παρατηρείται ότι οι μπαταρίες παραμένουν σε υψηλά βάθη φόρτισης 76% με συχνότητα 15% ή 96% με συχνότητα 16%.



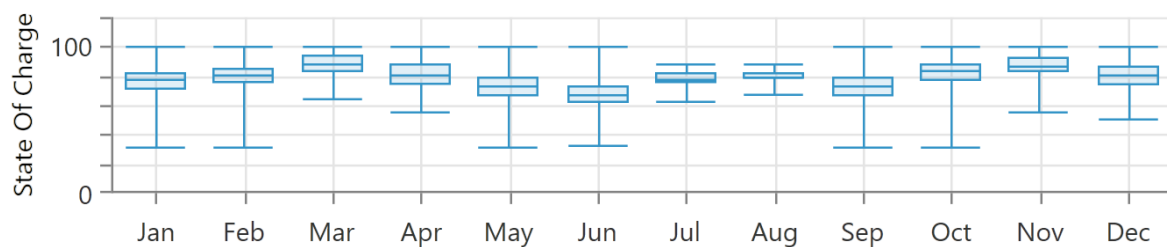
Γράφημα 42: Συχνότητα κατάστασης φόρτισης συστοιχίας μπαταριών για το σενάριο 5

Βέβαια αυτό εξηγείται λόγω του υψηλού αριθμού μπαταριών που όρισε το Homer μέσω του εργαλείου βελτιστοποίησης (Homer Optimizer). Επομένως θα μπορούσαμε να έχουμε μικρότερο αριθμό μπαταριών. Βέβαια, σε αυτή τη περίπτωση ρισκάρουμε να έχουμε μεγαλύτερο ποσοστό περίσσειας ενέργειας. Επίσης, στα προηγούμενα σενάρια το κόστος ανεβαίνει πολύ από τα καύσιμα. Επομένως, επενδύοντας περισσότερο σε ΑΠΕ, με διευρυμένο σύστημα αποθήκευσης, κατεβάζουμε το Καθαρό Παρόν Κόστος.

Όπως και στο προηγούμενο σενάριο, έχουμε χαμηλότερη κατάσταση φόρτισης τους καλοκαιρινούς μήνες, ακόμα πιο χαμηλή τέλη Μαΐου και αρχές Ιουνίου και αρκετά χαμηλή κατάσταση φόρτισης κάποιες μέρες μέσα στον χρόνο, όπου πιθανότατα να είχαμε χαμηλή ηλιοφάνεια ή χαμηλό αιολικό δυναμικό.



Γράφημα 43: Ωριαία κατάσταση φόρτισης συστοιχίας μπαταριών για το σενάριο 5



Γράφημα 44: Μηνιαία κατάσταση φόρτισης συστοιχίας μπαταριών για το σενάριο 5

## Οικονομικά χαρακτηριστικά του σεναρίου 5:

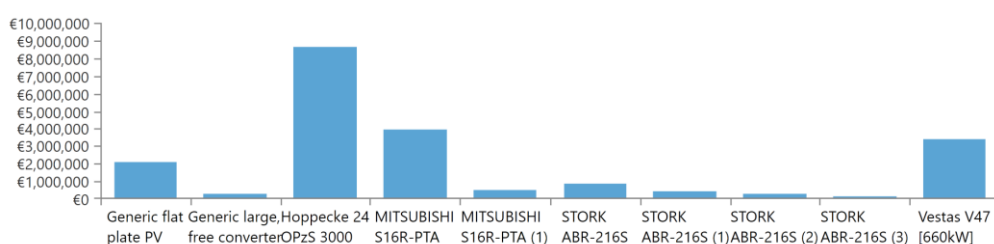
Το σενάριο 5 έχει Καθαρό Παρόν Κόστος 20.638.180€, 3 εκατομμύρια υψηλότερο σε σχέση με το σενάριο 4, διότι αν και έχουμε σχεδόν ίδιο αρχικό κεφάλαιο (12,4 εκατ. €), διαφέρει το κόστος καυσίμων. Το σενάριο 5 έχει μικρότερο ποσοστό ΑΠΕ (εκμεταλ.), επομένως χρησιμοποιεί σε μεγαλύτερο βαθμό τις γεννήτριες και επομένως ανεβαίνει το κόστος καυσίμων.

Πίνακας 43: Οικονομικά αποτελέσματα για το σύστημα του σεναρίου 5

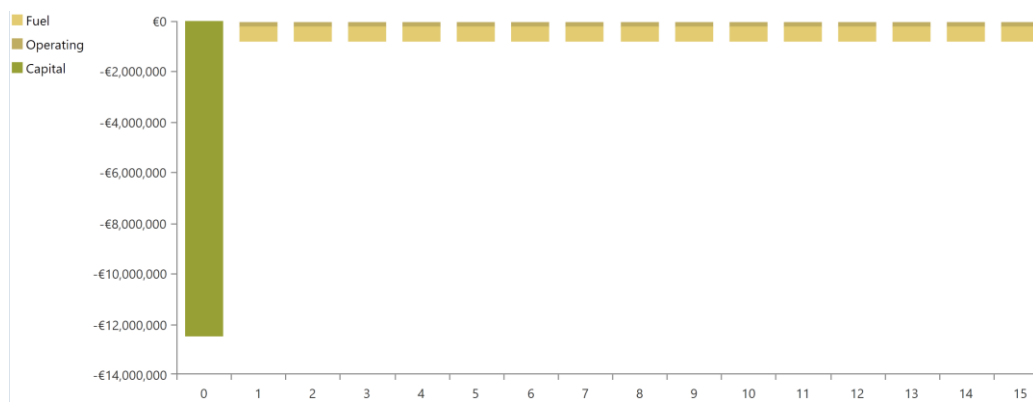
Σενάριο	Καθαρό Παρόν Κόστος (NPC)	Κόστος Ενέργειας (COE)	Κόστος Λειτουργίας	Αρχικό Κεφάλαιο	Ποσοστό ΑΠΕ (εκμεταλ.)	Συνολικό Καύσιμο (L/έτος)
Σενάριο 5	20.638.180€	0,2594€	832.909€	12.486.208€	29,3%	393.988

Πίνακας 44: Οικονομικά αποτελέσματα ανά στοιχείο του συστήματος παραγωγής ενέργειας για το σενάριο 5

	Κεφάλαιο	Αντικατ- άσταση	Κόστος Λειτ. και Συντ.	Καύσιμα	Σύνολο
mitsubishi S16R-PTA (G1)	0,00€	0,00€	90.435,07€	3.899.848,00€	3.990.283,06€
mitsubishi S16R-PTA (G2)	0,00€	0,00€	10.873,74€	475.133,51€	486.007,25€
mitsubishi S16R-PTA (G3)	0,00€	0,00€	0,00€	0,00€	0,00€
STORK ABR-216S (G4)	0,00€	0,00€	39.668,11€	801.871,96€	841.540,07€
STORK ABR-216S (G5)	0,00€	0,00€	19.349,58€	416.578,00€	435.927,58€
STORK ABR-216S (G6)	0,00€	0,00€	12.801,85€	278.946,38€	291.748,23€
STORK ABR-216S (G7)	0,00€	0,00€	5.578,79€	123.846,66€	129.425,44€
Εγκατ. Φ/Β	1.680.000,00€	0,00€	411.068,49€	0,00€	2.091.068,49€
Vestas V47	1.848.000,00€	0,00€	782.987,00€	0,00€	3.413.975,18€
Μετατροπέας	318.208,00€	0,00€	0,00€	0,00€	318.208,00€
Hoppecke 24 OpzS 3000	8.640.000,00€	0,00€	0,00€	0,00€	8.640.000,00€
Σύστημα	12.486.208,00€	0,00€	2.155.750,80€	5.996.224,51€	20.638.183,31€



Γράφημα 45: Καθαρό Παρόν Κόστος ανά στοιχείο σεναρίου 5



Γράφημα 46: Ταμειακές ροές (κόστη) για το σενάριο 5

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: Συμπεράσματα

Στόχος αυτής της διπλωματικής είναι να επιλέξουμε μια διαμόρφωση ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής ενέργειας για το νησί της Αστυπάλαιας που θα βασίζεται σε σημαντικό βαθμό, και σε ΑΠΕ.

Για την επιλογή μας τα δυο πιο σημαντικά κριτήρια θα είναι το Καθαρό Παρόν Κόστος και το ποσοστό περίσσειας ενέργειας και δευτερευόντως το ποσοστό ΑΠΕ. Διότι το πιο σημαντικό σχεδιάζοντας ένα δίκτυο παραγωγής είναι το κόστος, η αξιοπιστία και η σταθερότητα. Φυσικά όμως μας ενδιαφέρει να προσθέσουμε στο μείγμα παραγωγής ενέργειας μεγαλύτερο ποσοστό ΑΠΕ.

Πίνακας 45: Αποτελέσματα για τα συστήματα όλων των σεναρίων

Σενάριο	Καθαρό Παρόν Κόστος (€)	Κόστος Ενέργειας (€)	Αρχικό Κεφάλαιο (€)	Ποσοστό ΑΠΕ (εκμεταλ.)	Περίσσεια Ενέργειας (%)
Αρχικό Σεν.	35.859.390 €	0,450 €	520.320 €	6,16 %	0,03 %
Σενάριο 1	32.388.810 €	0,407 €	3.388.565,33 €	31,1 %	14,5 €
Σενάριο 2	27.067.260 €	0,340 €	5.185.149 €	33 %	0,78 %
Σενάριο 3	29.218.690 €	0,367 €	6.010.442 €	33 %	5,89 %
Σενάριο 4	17.757.590 €	0,223 €	12.409.994 €	37,9 %	14,4 %
Σενάριο 5	20.638.180 €	0,259 €	12.486.208 €	29,3 %	6,85 %

Με βάση τα κριτήρια που αναφέραμε και τον πίνακα παραπάνω, που παραθέτει αποτελέσματα των προσομοιώσεων για το κάθε σενάριο, η καλύτερη επιλογή που μπορούμε να κάνουμε είναι το σενάριο 5, το οποίο έχει αρκετά χαμηλό Καθαρό Παρόν Κόστος και όχι σημαντικό ποσοστό περίσσειας ενέργειας, επίσης έχει υψηλό ποσοστό εκμεταλλευόμενης ενέργειας από ΑΠΕ Σε ένα υβριδικό σύστημα παραγωγής ενέργειας είναι καλό να έχουμε παραγωγή ενέργειας από διαφορετικές πηγές ΑΠΕ για να εξισορροπήσουμε την μεταβλητότητα του ανέμου ή της ηλιοφάνειας ή κάποιου άλλου φυσικού πόρου με υψηλή μεταβλητότητα. Στο σενάριο 5 έχουμε και αιολική και ηλιακή ενέργεια για ΑΠΕ.

Επομένως επιλέγουμε το σενάριο 5 για την διαμόρφωση του υβριδικού δικτύου της Αστυπάλαιας.

## ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] <https://www.rae.gr/mi-diasynd-nisia/>
- [2] “Ηλεκτρικά συστήματα ΜΔΝ.” ΔΕΔΔΗΕ, July 2018, (προοσβ. Απρ. 2023)  
<https://deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/agora-mdn/ilektrika-systimata-mdn/>
- [3] Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τον Δεκέμβριος 2022, ΔΕΔΔΗΕ
- [4] Katsoulakos, Nikolas M. “An Overview of the Greek Islands’ Autonomous Electrical Systems: Proposals for a Sustainable Energy Future.” *Smart Grid and Renewable Energy*, vol. 10, no. 04, 2019, pp. 55–82,  
<https://doi.org/10.4236/sgre.2019.104005>
- [5] Β. Δανιήλ, «Διερεύνηση της χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο μη διασυνδεδεμένο νησί της Αστυπάλαιας,» Διπλωματική εργασία, Μάρτιος 2018.
- [6] Αστυπάλαια: Το πρώτο Έξυπνο & Βιώσιμο Νησί της Μεσογείου,  
<https://smartastypalea.gov.gr/?lang=el> , (προοσβ. Απρ. 2023)
- [7] Μπόζιαρης, Φώτιος Χ. “Τεχνικο-οικονομική μελέτη εγκατάστασης υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη νήσο Καστελλόριζο.”, 2021,  
<https://ir.lib.uth.gr/xmlui/handle/11615/55254?locale-attribute=it>
- [8] HOMER Pro<sup>®</sup> microgrid software by UL Solutions,  
<https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html> (προοσβ. Απρ. 2023)
- [9] “Total Net Present Cost.” *Homer Energy*,  
[https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/total\\_net\\_present\\_cost.html](https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/total_net_present_cost.html) Accessed Apr. 2023, (προοσβ. Απρ. 2023)

- [10] “Real Discount Rate”, Homer Energy,  
[https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/real\\_discount\\_rate.html](https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/real_discount_rate.html) , (προοσβ. Απρ. 2023)
- [11] “Capital Recovery Factor”, Homer Energy,  
[https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/capital\\_recovery\\_factor.html](https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/capital_recovery_factor.html) , (προοσβ. Απρ. 2023)
- [12] “Επιτόκια Καταθέσεων και Δανείων”, Τράπεζα της Ελλάδος,  
<https://www.bankofgreece.gr/statistika/nomismatikh-kai-trapezikh-statistiki/epitokia-katathesewn-kai-daneiwn> , (προοσβ. Απρ. 2023)
- [13] “Πληθωρισμός”, ΕΛΛΣΤΑΤ, <https://www.statistics.gr/> , (προοσβ. Απρ. 2023)
- [14] “Levelized Cost of Energy”, Homer Energy,  
[https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/levelized\\_cost\\_of\\_energy.html](https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/levelized_cost_of_energy.html) , (προοσβ. Απρ. 2023)
- [15] “How Homer calculates the PV array output”, Homer Energy,  
[https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/how\\_homer\\_calculates\\_the\\_pv\\_array\\_power\\_output.html](https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/how_homer_calculates_the_pv_array_power_output.html) , (προοσβ. Απρ. 2023)
- [16] “How Homer calculates wind turbine power output”, Homer Energy,  
[https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/how\\_homer\\_calculates\\_wind\\_turbine\\_power\\_output.html](https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/how_homer_calculates_wind_turbine_power_output.html) , (προοσβ. Απρ. 2023)
- [17] “What Is the Wind Class of Wind Turbine.” *Renewables First*,  
<https://www.renewablesfirst.co.uk/home/renewable-energy-technologies/windpower/windpower-learning-centre/what-is-the-wind-class-of-a-wind-turbine/> . (προοσβ. Απρ. 2023)
- [18] “Vestas V47.” *Wind Turbines Models* ,  
<https://en.wind-turbine-models.com/turbines/13-vestas-v47> . (προοσβ. Απρ. 2023)

[19] “Leitwind 80.” *The Wind Power* ,  
[https://www.thewindpower.net/turbine\\_en\\_545\\_leitwind\\_ltw80-1500.php](https://www.thewindpower.net/turbine_en_545_leitwind_ltw80-1500.php) .  
(προοσβ. Απρ. 2023)

[20] “Operational and Maintenance Costs for Wind Turbines.” *Wind Measurement International* ,  
<http://www.windmeasurementinternational.com/wind-turbines/om-turbines.php> . (προοσβ. Απρ. 2023)

[21] Φιορέντζη Εμμ. Γεωργία. “Βέλτιστος Ενεργειακός Σχεδιασμός για Ασφαλή Κάλυψη των Ενεργειακών Αναγκών Πλωτής Πλατφόρμας- Επιστημονικού Εργαστηρίου.” *Πολυτεχνείο Κρήτης*, σελ.59-65 Οκτ. 2019.

[22] Νικόλαος Α. Μικρογεωργίου. “ Ανάλυση Υβριδικού Συστήματος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας που συνδυάζει ΑΠΕ και Μπαταρίες ΜολύβδουΟξέος.” *ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ*, Οκτ. 2020, σελ. 34–36.