



**ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ**  
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ  
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

## **Διπλωματική Εργασία**

# **ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΜΕ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

**ΚΕΡΑΜΙΑΝΙΔΗΣ ΜΙΧΑΗΛ**

**ΕΞΕΤΑΣΤΙΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ**

Καθηγητής Κουτρούλης Ευτύχιος (Επιβλέπων)  
Αναπληρωτής Καθηγητής Γυφτάκης Κωνσταντίνος  
Επίκουρος Καθηγητής Πέππας Γεώργιος

Χανιά, Οκτώβριος 2025

## **Πρόλογος**

Πυρήνα της παρούσας διπλωματικής εργασίας αποτελεί η βελτιστοποίηση της αξιοπιστίας ενός μη διασυνδεδεμένου μικροδικτύου μέσω του βέλτιστου σχεδιασμού και λειτουργίας ενός υβριδικού ενεργειακού συστήματος. Το σύστημα που εξετάζεται αποτελείται από φωτοβολταϊκές συστοιχίες, ανεμογεννήτριες, παλιρροϊκές γεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες ιόντων λιθίου. Μέσα από τη συνεκτική αξιοποίηση των επιμέρους τεχνολογιών επιδιώκεται η μείωση των περιπτώσεων μη εξυπηρετούμενου φορτίου.

Ιδιαίτερες ευχαριστίες οφείλω στον επιβλέποντα καθηγητή μου, κ. Ευτύχιο Κουτρούλη, για την ανάθεση του θέματος, καθώς ταυτόχρονα και για την αδιάλειπτη καθοδήγηση, την ουσιαστική υποστήριξη και τις καίριες επισημάνσεις του καθ' όλη τη διάρκεια της εκπόνησης της διπλωματικής μου εργασίας.

Επιπλέον, εκφράζω την ειλικρινή μου ευγνωμοσύνη προς την οικογένειά μου και τους φίλους μου για την αμέριστη αγάπη, αδιάκοπη συμπαράσταση και βαθιά κατανόηση που επέδειξαν καθ' όλη τη διάρκεια των σπουδών μου. Η ενθάρρυνσή τους, η υπομονή τους στις απαιτητικές περιόδους, καθώς και οι μικρές και μεγάλες θυσίες τους αποτέλεσαν αδιαμφισβήτητο θεμέλιο για την ολοκλήρωση της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

## Περίληψη

Στην παρούσα διπλωματική εργασία γίνεται προσομοίωση ενός υβριδικού ενεργειακού συστήματος, το οποίο συνδυάζει φωτοβολταϊκές συστοιχίες, ανεμογεννήτριες, παλιρροϊκές γεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης με μπαταρίες ιόντων λιθίου για την τροφοδότηση ηλεκτρικού φορτίου. Το φορτίο αφορά σύμπλεγμα κατοικιών που εδράζονται στην ίδια γεωγραφική περιοχή, είναι μη διασυνδεδεμένες με το δίκτυο και τροφοδοτούνται αποκλειστικά από το εν λόγω υβριδικό σύστημα για το οποίο διερευνάται η βέλτιστη τοπολογία του με στόχο τη μέγιστη κάλυψη και την ταυτόχρονη ελαχιστοποίηση της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας.

Η βελτιστοποίηση της παραδιδόμενης ενέργειας και η ελαχιστοποίηση των περιπτώσεων μη εξυπηρετούμενου φορτίου (Loss of Load Probability, LOLP), υπό οικονομικούς και χωροταξικούς περιορισμούς, πραγματοποιήθηκαν με την εφαρμογή του αλγορίθμου βελτιστοποίησης Particle Swarm Optimization (PSO). Η προσομοίωση του υβριδικού συστήματος αποτυπώνει λεπτομερώς την παραγόμενη ενέργεια, καθώς και τη λειτουργική συμπεριφορά κάθε υποσυστήματος, αναλύοντας τους κύκλους φόρτισης και εκφόρτισης, την εξέλιξη της στάθμης φόρτισης των μπαταριών και την ενεργειακή συνεισφορά κάθε υποσυστήματος στην κάλυψη του φορτίου. Στη συνέχεια, τα βέλτιστα μεγέθη που προκύπτουν από τον αλγόριθμο βελτιστοποίησης, επανεισάγονται στο μοντέλο και εκτελούνται επαληθευτικές προσομοιώσεις για την επιβεβαίωση των αποτελεσμάτων. Ταυτόχρονα, μελετήθηκαν οι ρυθμοί αστοχίας των επιμέρους δομικών στοιχείων, τα οποία συγκροτούν κάθε υποσύστημα και του συνολικού υβριδικού συστήματος, ως συνάρτηση των μεταβολών των μετεωρολογικών δεδομένων. Με βάση τους εκτιμώμενους ρυθμούς αστοχίας, προσδιορίζεται η αναμενόμενη συχνότητα βλαβών και ο αναμενόμενος χρόνος εκτός λειτουργίας, στον οποίο το σύστημα δεν θα παράγει ενέργεια.

Η παραπάνω διαδικασία βελτιστοποίησης σε συνδυασμό με τον ρυθμό αστοχίας επιτρέπει τη συστηματική σύγκριση εναλλακτικών διατάξεων ως προς παραγόμενη ενέργεια, του συνολικού κόστους και την τεκμηριωμένη ανάδειξη της κατάλληλης λύσης για μη διασυνδεδεμένα μικροδίκτυα, με σαφώς βελτιωμένη αξιοπιστία και μειωμένη μη εξυπηρετούμενη ενέργεια. Εν κατακλείδι, η προτεινόμενη προσέγγιση συνδυάζει ρεαλιστική προσομοίωση, ανάλυση αξιοπιστίας μέσω των ρυθμών

αστοχίας και βελτιστοποίηση υπό περιορισμούς, προσφέροντας κατά αυτόν τον τρόπο ένα συνεκτικό πλαίσιο για ποσοτική αξιολόγηση και τεκμηριωμένη επιλογή της βέλτιστης τοπολογίας του υβριδικού συστήματος.

## **Abstract**

In this thesis a hybrid energy system is simulated, that combines photovoltaic arrays, wind turbines, tidal generators, and a lithium-ion battery storage system to power supply a given electrical load. The load corresponds to a cluster of dwellings located within the same geographic area, not connected to the utility grid, and supplied exclusively by the hybrid system, for which the optimal topology is investigated with the aim of maximizing coverage while simultaneously minimizing unserved energy.

Optimization of delivered energy and minimization of the Loss of Load Probability (LOLP), subject to economic and siting constraints, were carried out using the Particle Swarm Optimization (PSO) algorithm. On the other hand, the simulation resolves in detail both generated and delivered energy and the operational behavior of each subsystem, analyzing charge/discharge cycles, the evolution of battery state of charge, and each subsystem's contribution to meeting the load. The optimal configurations returned by the PSO algorithm are then re-injected into the simulation model and verification simulations are performed to confirm the results. At the same time, failure rates were evaluated for the components comprising each subsystem and for the system as a whole as functions of air temperature, solar irradiance, and wind speed. Based on these rates, the expected failure rate and the expected downtime, during which the system does not deliver energy, are determined.

The above optimization workflow, combined with the failure-rate analysis, enables a systematic comparison of alternative layouts in terms of delivered energy and total cost, and supports an evidence-based selection of the appropriate solution for off-grid microgrids, achieving demonstrably higher reliability and reduced unserved energy. In conclusion, the proposed approach integrates realistic simulation, reliability analysis via failure rates, and constrained optimization, providing a coherent framework for quantitative assessment and justified selection of the system optimal topology.

## Πίνακας περιεχομένων

<b>1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....</b>	<b>8</b>
1.1 ΓΕΝΙΚΑ .....	8
1.2 ΣΥΝΟΨΗ ΚΕΦΑΛΑΙΩΝ.....	10
<b>2. ΑΝΑΛΥΣΗ ΥΠΟΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ .....</b>	<b>12</b>
<b>2.1 ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ.....</b>	<b>12</b>
2.2 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΠΛΑΙΣΙΑ .....	14
2.2.1 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΦΑΙΝΟΜΕΝΟ .....	14
2.2.2 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ .....	14
2.2.3 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ .....	15
2.2.4 ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ .....	16
2.2.5 ΑΝΙΧΝΕΥΣΗ ΣΗΜΕΙΟΥ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ .....	19
ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ .....	19
2.2.6 ΑΠΟΔΟΣΗ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΥ ΠΛΑΙΣΙΟΥ.....	20
<b>2.3 ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ .....</b>	<b>21</b>
2.3.1 ΑΡΧΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΗΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ.....	21
2.3.2 ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ.....	23
2.3.3 ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ .....	24
2.3.4 ΑΝΙΧΝΕΥΣΗ ΣΗΜΕΙΟΥ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ .....	25
2.3.5 ΑΠΟΔΟΣΗ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ .....	26
<b>2.4 ΠΑΛΙΡΡΟΪΚΗ ΓΕΝΝΗΤΡΙΑ .....</b>	<b>26</b>
2.4.1 ΑΡΧΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΗΣ ΠΑΛΙΡΡΟΪΚΗΣ ΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ .....	27
2.4.2 ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΠΑΛΙΡΡΟΪΚΗΣ ΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ .....	28
2.4.3 ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΠΑΛΙΡΡΟΪΚΗΣ ΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ.....	29
2.4.4 ΑΝΙΧΝΕΥΣΗ ΣΗΜΕΙΟΥ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΠΑΛΙΡΡΟΪΚΗΣ ΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ .....	30
2.4.5 ΑΠΟΔΟΣΗ ΠΑΛΙΡΡΟΪΚΗΣ ΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ.....	30
<b>2.5 ΣΥΣΤΟΙΧΙΑ ΜΠΑΤΑΡΙΩΝ .....</b>	<b>31</b>
2.5.1 ΑΡΧΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΠΑΤΑΡΙΩΝ.....	32
2.5.2 ΑΠΟΔΟΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΗΣ ΜΠΑΤΑΡΙΑΣ .....	33
<b>2.6 ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΟΙ ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΙΣ ΙΣΧΥΟΣ .....</b>	<b>35</b>
2.6.1 ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΙΣ DC-DC .....	35
2.6.2 ΑΝΤΙΣΤΡΟΦΕΑΣ (INVERTER).....	39
<b>3. ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ .....</b>	<b>40</b>
<b>3.1 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ .....</b>	<b>40</b>
3.1.1 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΕΣ ΣΥΣΤΟΙΧΙΕΣ, ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ, ΠΑΛΙΡΡΟΪΚΕΣ ΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ .....	41
3.1.2 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΕΣ ΣΥΣΤΟΙΧΙΕΣ, ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	42
3.1.3 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΕΣ ΣΥΣΤΟΙΧΙΕΣ, ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ, ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ .....	42
3.1.4 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΕΣ ΣΥΣΤΟΙΧΙΕΣ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ .....	43
3.1.5 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΕΣ ΣΥΣΤΟΙΧΙΕΣ, ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	44
3.1.6 ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ .....	45
3.1.7 ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ, ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ .....	46
<b>3.2 ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ.....</b>	<b>47</b>
3.2.1 ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ .....	47
3.2.2 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΗ ΣΥΣΤΟΙΧΙΑ .....	50
3.2.3 ΠΑΛΙΡΡΟΪΚΗ ΓΕΝΝΗΤΡΙΑ .....	58
3.2.4 ΣΥΣΤΗΜΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ – ΜΠΑΤΑΡΙΑ ΙΟΝΤΩΝ ΛΙΘΙΟΥ .....	62

<b>3.3 ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΤΟ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ MATLAB .....</b>	<b>66</b>
3.3.1 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΗ ΣΥΣΤΟΙΧΙΑ .....	66
3.3.2 ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑ .....	68
3.3.3 ΠΑΛΙΡΡΟΪΚΗ ΓΕΝΝΗΤΡΙΑ .....	71
3.3.4 ΜΠΑΤΑΡΙΑ ΙΟΝΤΩΝ ΛΙΘΙΟΥ.....	73
<b>3.4 ΡΥΘΜΟΣ ΑΣΤΟΧΙΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ.....</b>	<b>76</b>
3.4.1 ΡΥΘΜΟΣ ΑΣΤΟΧΙΑΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ .....	77
3.4.2 ΡΥΘΜΟΣ ΑΣΤΟΧΙΑΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΗΣ ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ .....	89
3.4.3 ΡΥΘΜΟΣ ΑΣΤΟΧΙΑΣ ΠΑΛΙΡΡΟΪΚΗΣ ΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ .....	94
3.4.4 ΡΥΘΜΟΣ ΑΣΤΟΧΙΑΣ ΜΠΑΤΑΡΙΑ ΙΟΝΤΩΝ ΛΙΘΙΟΥ .....	98
<b>3.5 ΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΤΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ.....</b>	<b>102</b>
3.5.1 ΜΕΣΟΣ ΧΡΟΝΟΣ ΑΠΟΚΑΤΑΣΤΑΤΗΣ ΥΠΟΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ .....	104
3.6 ΣΥΝΟΛΙΚΟΣ ΡΥΘΜΟΣ ΑΣΤΟΧΙΑΣ ΤΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ .....	106
<b>4. ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ.....</b>	<b>110</b>
4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ .....	110
4.2 ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ ΣΜΗΝΟΥΣ ΣΩΜΑΤΙΔΙΩΝ .....	111
4.3 ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΩΝ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΩΝ ΒΕΛΤΙΣΤΗΣ ΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ .....	114
4.4 ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΤΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ .....	116
<b>5. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ.....</b>	<b>119</b>
5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ .....	119
5.2 ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ.....	120
5.1.2 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΦΟΡΤΙΟ .....	125
5.3 ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΜΕ ΧΩΡΟΤΑΞΙΚΟΥΣ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟΥΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥΣ.....	127
5.4 ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΜΕ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ, ΧΩΡΙΣ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟΥΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥΣ.....	140
5.5 ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΥΠΟ ΣΥΝΘΗΚΗ ΜΗΔΕΝΙΚΗΣ ΑΠΩΛΕΙΑΣ ΦΟΡΤΙΟΥ .....	147
5.6 ΣΕΝΑΡΙΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΤΟ SIMULINK ΚΑΙ ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΜΕ ΤΟ MATLAB..	154
5.6.1 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΕΣ ΣΥΣΤΟΙΧΙΕΣ ΚΑΙ ΕΚΦΟΡΤΙΣΗ ΜΠΑΤΑΡΙΩΝ .....	155
5.6.2 ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ ΚΑΙ ΕΚΦΟΡΤΙΣΗ ΜΠΑΤΑΡΙΩΝ.....	157
5.6.3 ΠΑΛΙΡΡΟΪΚΕΣ ΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ ΚΑΙ ΣΤΑΘΕΡΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΠΛΗΡΟΥΣ ΦΟΡΤΙΣΗΣ ΤΗΣ ΜΠΑΤΑΡΙΑΣ .....	160
5.6.4 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΕΣ ΣΥΣΤΟΙΧΙΕΣ, ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ ΚΑΙ ΦΟΡΤΙΣΗ .....	163
ΜΠΑΤΑΡΙΩΝ .....	163
5.7 ΚΟΣΤΟΛΟΓΗΣΗ ΤΟΠΟΛΟΓΙΩΝ .....	166
<b>6. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ .....</b>	<b>171</b>
<b>7. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ .....</b>	<b>174</b>

---

# 1.

## ΕΙΣΑΓΩΓΗ

---

### 1.1 Γενικά

Στην σημερινή εποχή, η ενεργειακή μετάβαση, όπως επιβάλλεται από την άνοδο της ηλεκτρικής ζήτησης λόγω του εξηλεκτρισμού των μεταφορών και της θέρμανσης, καθιστά κρίσιμη την υιοθέτηση αρχιτεκτονικών παραγωγής με υψηλή διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ). Παρά τα περιβαλλοντικά τους πλεονεκτήματα, οι ΑΠΕ χαρακτηρίζονται από στοχαστικότητα, εποχική και ημερήσια μεταβλητότητα, οι οποίες διαταράσσουν την ισορροπία παραγωγής και ζήτησης και αυξάνουν τον κίνδυνο μη εξυπηρετούμενου φορτίου, σε μη διασυνδεδεμένα συστήματα. Σε αυτό το πλαίσιο, τα υβριδικά συστήματα, τα οποία συνδυάζουν φωτοβολταϊκές συστοιχίες, αιολικούς μετατροπείς, παλιρροϊκές γεννήτριες και συστήματα αποθήκευσης ενέργειας αποτελούν τεχνικά αποτελεσματική λύση για αυτόνομη και αξιόπιστη τροφοδότηση. Ο υβριδισμός αξιοποιεί τη συμπληρωματικότητα των πηγών: όταν η ηλιοφάνεια υποχωρεί, συνεισφέρει η αιολική/θαλάσσια παραγωγή, ενώ σε περιόδους νηνεμίας αναλαμβάνει η φωτοβολταϊκή συνιστώσα. Η παράλληλη λειτουργία των τεχνολογιών, σε συνδυασμό με την αποθήκευση, εξομαλύνει το στοχαστικό προφίλ παραγωγής, επιτρέποντας κατά αυτόν τον τρόπο την χρονική μετατόπιση της ενέργειας, διασφαλίζοντας την συνεχή τροφοδότηση του ενεργειακού φορτίου.



Η αξιοπιστία και η επάρκεια ενός υβριδικού συστήματος αποτιμώνται κυρίως με δύο βασικούς ενεργειακούς δείκτες. Πρώτο δείκτη αποτελεί το Loss of Load Probability (LOLP), το οποίο εκφράζει τη στιγμιαία πιθανότητα σε μία χρονική περίοδο να μη δύναται το σύστημα να καλύψει το φορτίο, και το οποίο προκύπτει από την κατανομή της καθαρής ικανότητας συνεισφοράς ενέργειας, δηλαδή το άθροισμα της παραγωγής και της αποθήκευσης, αφαιρώντας τις απώλειες λόγω βλαβών των υποσυστημάτων καθώς δεν συνεισφέρουν ενέργεια, έναντι της ζήτησης σε όλο τον χρονικό ορίζοντα προσομοίωσης και συνοψίζεται ως ποσοστό. Δεύτερο δείκτη αποτελεί το Expected Energy Not Supplied (EENS), το οποίο αποτυπώνει την ποσοτική διάσταση του ίδιου φαινομένου, δηλαδή το άθροισμα της ενέργειας που δεν εξυπηρετείται ετησίως, ενσωματώνοντας όχι μόνο τη συχνότητα αλλά και το βάθος των ελλειμμάτων. Και οι δύο δείκτες επηρεάζονται τόσο από την στοχαστική μεταβλητότητα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, δηλαδή την ωριαία μεταβολή των μετεωρολογικών και θαλάσσιων δεδομένων, όσο και από τους ρυθμούς αστοχίας και τους χρόνους αποκατάστασης του εκάστοτε συστήματος και ταυτόχρονα από τα χαρακτηριστικά αποθήκευσης των μπαταριών. Μικρές τιμές στους παραπάνω δείκτες, LOLP και EENS, υποδηλώνουν υψηλή επάρκεια και σταθερότητα τροφοδότησης, ενώ αυξημένες τιμές σηματοδοτούν την ανάγκη για αναδιάρθρωση της τοπολογίας. Έτσι, οι δείκτες λειτουργούν ως εργαλείο σχεδιασμού και βελτιστοποίησης καθώς επιτρέπουν την συγκριτική αξιολόγηση διαφορετικών σεναρίων υπό οικονομικούς και χωροταξικούς περιορισμούς και τεκμηριώνουν τις αποφάσεις διαστασιολόγησης που ελαχιστοποιούν τον κίνδυνο απώλειας φορτίου.

Κεντρικό ζητούμενο την συγκεκριμένης μελέτης αποτελεί η ορθή διαστασιολόγηση των επιμέρους συστημάτων, υπό ρεαλιστικούς οικονομικούς και χωροταξικούς περιορισμούς. Η συνολική επίδοση του υβριδικού συστήματος επηρεάζεται επιπλέον από την ωριαία μεταβολή των μετεωρολογικών και θαλάσσιων δεδομένων και ταυτόχρονα από τους ρυθμούς αστοχίας και συνεπώς τους χρόνους αποκατάστασης του εκάστοτε υποσυστήματος. Για την επίλυση αυτού του προβλήματος χρησιμοποιείται ο αλγόριθμος Particle Swarm Optimization (PSO), στον οποίο οι παράμετροι βελτιστοποίησης αποτελούν το πλήθος των μονάδων ανά υποσύστημα και την ετήσια ενεργειακή τους απόδοση, ενσωματώνοντας τη μη διαθεσιμότητα τους μέσω των ρυθμών αστοχίας. Ο επιδιωκόμενος στόχος έχει διττή μορφή, αφενός τη

μεγιστοποίηση της παραγόμενης ενέργειας και αφετέρου την ελαχιστοποίηση του δείκτη LOLP.

Στο πλαίσιο της αξιολόγησης εξετάζονται επτά αντιπροσωπευτικές τοπολογίες του υβριδικού συστήματος, με τρεις διαφορετικούς αλγορίθμους βελτιστοποίησης. Με βάση τα παραπάνω σενάρια, εξετάζεται σε βάθος πώς διαφοροποιείται η ενεργειακή συνεισφορά του συστήματος, ιδίως ως προς την παρουσία ή απουσία αποθήκευσης και την ένταξη/απαλοιφή επιμέρους υποσυστημάτων. Η ανάλυση αυτή επιτρέπει να αποτυπωθούν καθαρά οι επιδράσεις κάθε επιλογής στη συνολική απόδοση του μικροδικτύου. Για καθεμία από τις διατάξεις αυτές υπολογίζονται η παραγόμενη ενέργεια, οι δείκτες αξιοπιστίας LOLP και EENS και στην συνέχεια υπολογίζεται το συνολικό κόστος υλοποίησης της εκάστοτε διάταξης, καθιστώντας δυνατή την τεκμηριωμένη επιλογή τοπολογίας για μη διασυνδεδεμένα μικροδίκτυα.

Μετά την ανεύρεση των βέλτιστων διανυσμάτων σχεδιασμού από τον αλγόριθμο βελτιστοποίησης PSO, τα αποτελέσματα επανεισάγονται στο χρονικό μοντέλο του συστήματος προσομοίωσης, Simulink, για επαλήθευση. Η προσομοίωση εκτελείται στον ίδιο ωριαίο ορίζοντα, με τα ίδια μετεωρολογικά και θαλάσσια δεδομένα και το ίδιο ενεργειακό φορτίο. Στο περιβάλλον αυτό παρακολουθούνται, ισοζύγια ισχύος, καμπύλες ενεργειακής κατάστασης της μπαταρίας και ροές φόρτισης και εκφόρτισης, χρονικά διαστήματα μη εξυπηρετούμενου φορτίου, καθώς και τυχόν απορρίψεις παραγωγής ενέργειας λόγω αστοχίας των υποσυστημάτων. Από τα αποτελέσματα υπολογίζονται εκ νέου οι δείκτες αξιοπιστίας και επιβεβαιώνεται ότι οι τιμές τους συνάδουν με εκείνες που προβλέπει ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης.

## 1.2 Σύνοψη Κεφαλαίων

- Στο Κεφάλαιο 2 αναλύεται η δομή του μικροδικτύου και οι αρχές λειτουργίας των φωτοβολταϊκών πλαισίων, της ανεμογεννήτριας, της παλιρροϊκής γεννήτριας, των μπαταριών και των μετατροπέων/αντιστροφών τάσης εξηγώντας κατά αυτόν τον τρόπο τον λόγο που επιλέχθηκαν οι συγκεκριμένες μονάδες σε αυτή την εργασία.

- Στο Κεφάλαιο 3 αναλύεται η μοντελοποίηση του συστήματος και οι διαφορετικές εκδοχές του, καθώς επίσης και η μοντελοποίηση του στο Simulink και στο Matlab. Επίσης αναλύονται οι ρυθμοί αστοχίας του κάθε υποσυστήματος και απεικονίζονται γραφικά.
- Στο Κεφάλαιο 4 αναπτύσσονται όλες οι παραλλαγές του αλγορίθμου βελτιστοποίησης που χρησιμοποιούνται στην παρούσα διπλωματική και αναλύεται η μέθοδος αξιολόγησης της αξιοπιστίας του συστήματος.
- Στο Κεφάλαιο 5 παρουσιάζονται και απεικονίζονται γραφικά τα αποτελέσματα των βελτιστοποιήσεων για όλες τις διαφορετικές διατάξεις του συστήματος. Ταυτόχρονα, επιβεβαιώνονται οι τιμές των αποτελεσμάτων από τον αλγόριθμο βελτιστοποίησης με τα μοντέλα προσομοίωσης που έχουν υλοποιηθεί στο Simulink. Παράλληλα, γίνεται αναλυτική κοστολόγηση των συστημάτων.
- Στο Κεφάλαιο 6 παρουσιάζονται συμπεράσματα αναφορικά με τα αποτελέσματα του κάθε συστήματος του Κεφαλαίου 5 και , ταυτόχρονα, γίνεται μια σύγκριση μεταξύ τους με γνώμονα το κόστος, την αυτονομία και την αξιοπιστία του κάθε συστήματος.
- Στο Κεφάλαιο 7 παρουσιάζονται οι πηγές και η βιβλιογραφία που χρησιμοποιήθηκαν για την εκπόνηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

---

# 2.

## ΑΝΑΛΥΣΗ ΥΠΟΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ

---

### 2.1 Μικροδίκτυο

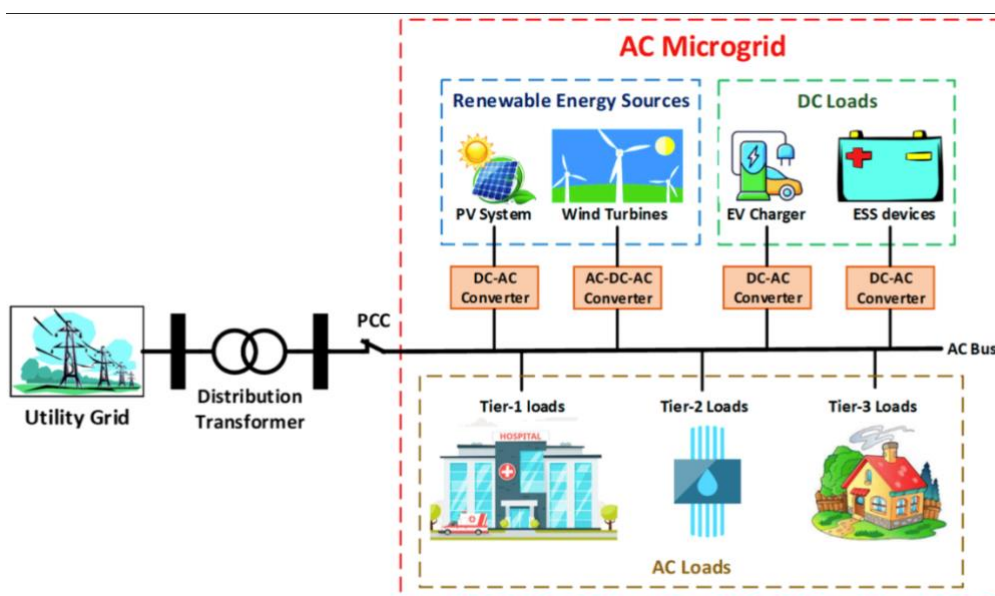
Μικροδίκτυο ορίζεται ως μια ομάδα αλληλοσυνδεδεμένων φορτίων και διεσπαρμένων ενεργειακών πόρων (Distributed Energy Resources, DERs), μέσα σε σαφώς ορισμένα ηλεκτρικά όρια, η οποία λειτουργεί ως ένα ενιαίο ελεγχόμενο υποκείμενο έναντι του ανάντη δικτύου και μπορεί να συνδέεται και να αποσυνδέεται ώστε να λειτουργεί τόσο διασυνδεδεμένο όσο και νησιδοποιημένο.

Σε επίπεδο δομής, τυπικά περιλαμβάνει ανανεώσιμες ή και συμβατικές μονάδες παραγωγής, σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, όπως οι συστοιχίες μπαταριών, κρίσιμα και μη κρίσιμα φορτία, σημεία ευφυούς μέτρησης και έναν Μικροδικτυακό Ελεγκτή (Microgrid Controller, MGC), ο οποίος ρυθμίζει την εκκίνηση και την στάση, τη μετάπτωση τρόπων λειτουργίας, τη ρύθμιση της ισχύος, της συχνότητας και της τάσης, τη διαχείριση αποθήκευσης και την ιεραρχημένη αποκοπή φορτίων βάσει προτεραιοτήτων. Ταυτόχρονα, οι λειτουργικές απαιτήσεις αυτού του ελεγκτή τυποποιούνται από την προδιαγραφή IEEE 2030.7 και ελέγχονται με βάση το πρότυπο IEEE 2030.8.

Η λειτουργία ελέγχου ακολουθεί συνήθως μια ιεραρχική αρχιτεκτονική, κατά την οποία στο πρωτεύον επίπεδο ρυθμίζονται η συχνότητα και η τάση μέσω εικονικής αδρανείας, ενώ στο δευτερεύον αποκαθίσταται η απόκλιση από τα ονομαστικά φορτία, όπως η αποφόρτιση των μπαταριών και η αποκατάσταση της συχνότητας. Στο τριτεύον επίπεδο, γίνεται βελτιστοποίηση της οικονομικής λειτουργίας και ανταλλαγών ισχύος με το δίκτυο και την αγορά, λαμβάνοντας περιορισμούς και προβλέψεις.

Ως «σύστημα-εντός-συστήματος» με μοναδικό σημείο σύζευξης (Power Control Center, PCC), το μικροδίκτυο κατέχει την δυνατότητα να παρέχει ευστάθεια και ανθεκτικότητα, καθώς επίσης και βελτίωση της ποιότητας ισχύος, της ενεργειακής αποδοτικότητας και αγοραίες υπηρεσίες, όπως τον περιορισμό αιχμών και επικουρικές υπηρεσίες. Πρέπει να σημειωθεί ότι η αξία του αναδεικνύεται ιδιαίτερα σε εφαρμογές κρίσιμων υποδομών και σε περιοχές με συχνές διαταραχές από ακραία καιρικά φαινόμενα.

Συνοψίζοντας, ένα μικροδίκτυο δεν είναι απλώς τοπική παραγωγή αλλά αποτελεί μια οριοθετημένη, ελεγχόμενη και ευφυή υποδομή η οποία ενσωματώνει DERs, σύστημα αποθήκευσης ενέργειας και φορτία με τυποποιημένες λειτουργίες ελέγχου και δοκιμών με απώτερο σκοπό την μεγιστοποίηση της αξιοπιστίας, της οικονομίας και της ευελιξίας, είτε λειτουργεί συνδεδεμένο είτε αυτόνομα [1]. Στο Σχήμα 2-1 απεικονίζεται ένα μικροδίκτυο και τα μέρη από τα οποία αποτελείται.



Σχήμα 2-1. Γενικό διάγραμμα ενός Μικροδικτύου [1].

## 2.2 Φωτοβολταϊκά πλαίσια

Τα φωτοβολταϊκά (Φ/Β) πλαίσια συνδέονται σε σειρά ή παράλληλα ώστε να σχηματίσουν ένα Φ/Β σύστημα. Τα πλαίσια αυτά, γνωστά και ως Φ/Β συλλέκτες, αποτελούνται από Φ/Β στοιχεία που τοποθετούνται πάνω σε μια βάση. Στόχος των Φ/Β συστημάτων είναι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην έξοδο, απορροφώντας και αξιοποιώντας την ηλιακή ακτινοβολία.

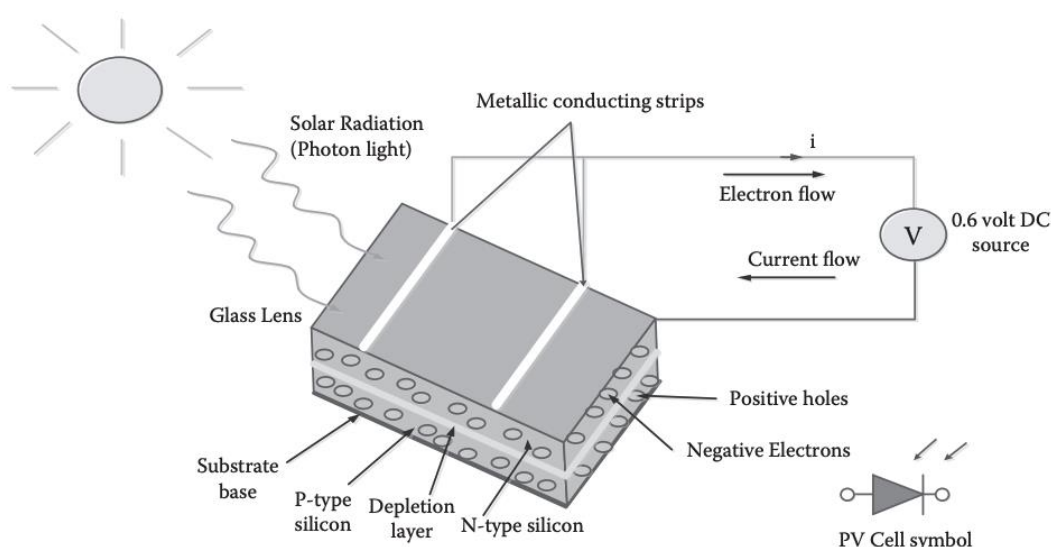
### 2.2.1 Φωτοβολταϊκό φαινόμενο

Η λειτουργία των Φ/Β πλαισίων στηρίζεται στο φωτοβολταϊκό φαινόμενο, κατά το οποίο όταν τα ηλιακά φωτόνια απορροφηθούν σε μια ένωση δύο ανόμοιων ημιαγώγιμων υλικών, ένωση p–n, δημιουργούνται ζεύγη ηλεκτρονίου–οπής. Η ένωση σχηματίζεται με προσμίξεις του ίδιου βασικού υλικού, κατά κανόνα πυριτίου, ώστε το ένα τμήμα, τύπου p, να παρουσιάζει έλλειμμα ηλεκτρονίων και το άλλο, τύπου n, περίσσειμα. Στο σύνορο των δύο περιοχών δημιουργείται περιοχή εκκένωσης και ένα εσωτερικό ηλεκτρικό πεδίο το οποίο χωρίζει τους νέους φορείς, στο οποίο τα ηλεκτρόνια ωθούνται προς την πλευρά n και οι οπές προς την πλευρά p. Έτσι αναπτύσσεται διαφορά δυναμικού στα άκρα της κυψέλης και, όταν συνδεθεί εξωτερικό κύκλωμα, ρέει ηλεκτρικό ρεύμα, ενώ παράλληλα συνεχίζεται η μεταφορά φορτίου μέσα από το υλικό [\[2\]](#).

### 2.2.2 Φωτοβολταϊκά στοιχεία

Ο πυρήνας κάθε φωτοβολταϊκού (Φ/Β) συστήματος είναι το Φ/Β στοιχείο, το οποίο αποτελείται από μια δίοδο p–n με μεταλλικές επαφές στην εμπρόσθια και οπίσθια όψη, σχεδιασμένη ώστε να συλλέγει το ρεύμα που παράγεται όταν τα φωτόνια απορροφώνται στο υλικό. Η απορρόφηση δημιουργεί ζεύγη φορέων, ηλεκτρόνιο–οπής, τα οποία διαχωρίζονται από το εσωτερικό ηλεκτρικό πεδίο της επαφής p–n και οδηγούνται στις επαφές, με αποτέλεσμα την ανάπτυξη ρεύματος και τάσης. Η τάση ανοικτού κυκλώματος ενός μεμονωμένου στοιχείου είναι τυπικά της τάξης 0,6–0,7 V, συνεπώς ένα μοναδικό κελί δεν επαρκεί για τις περισσότερες εφαρμογές και απαιτούνται συνδέσεις σε σειρά και παράλληλα για τη διαμόρφωση του επιθυμητού επιπέδου τάσης και ρεύματος. Πρέπει να σημειωθεί ότι, η απόδοση και η μέγιστη ισχύς ενός Φ/Β στοιχείου εξαρτώνται κατ' εξοχήν από το ενεργειακό διάκενο του υλικού, το οποίο καθορίζει το φάσμα απορρόφησης και το μέγιστο θεωρητικό

επίπεδο τάσης. Υλικό με κατάλληλο  $E_g$  προσφέρει καλό συμβιβασμό μεταξύ ικανότητας απορρόφησης, και επομένως ρεύματος, και υψηλής τάσης κυψέλης, μεγιστοποιώντας κατά αυτόν τον τρόπο τη διαθέσιμη ηλεκτρική ισχύ. Ειδικότερα, το ενεργειακό διάκενο αποτυπώνει την αναλογία της μέγιστης ηλεκτρικής ισχύος που αποδίδει το Φ/Β στοιχείο προς την ισχύ της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας στην επιφάνειά του [2], [3]. Στο Σχήμα 2-2 απεικονίζονται τα δομικά μέρη ενός Φ/Β στοιχείου και η διαδικασία του Φ/Β φαινομένου.



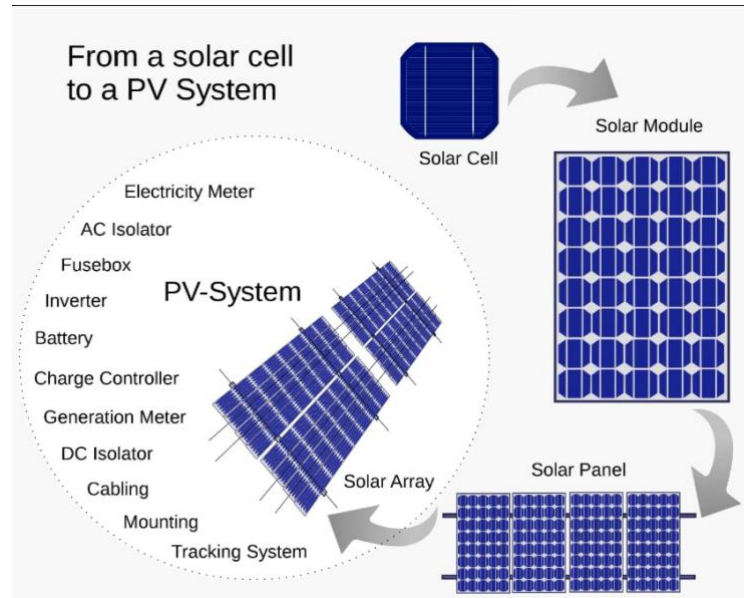
**Σχήμα 2-2.** Φωτοβολταϊκό φαινόμενο σε ένα φωτοβολταϊκό στοιχείο [3].

### 2.2.3 Φωτοβολταϊκό σύστημα

Σε ένα φωτοβολταϊκό σύστημα, τα πλαίσια διασυνδέονται είτε σειριακά είτε παράλληλα, ώστε να επιτευχθεί ο επιθυμητός συνδυασμός τάσης και ρεύματος. Οι λεγόμενοι συλλέκτες συγκροτούνται από επιμέρους φωτοβολταϊκά στοιχεία (κυψέλες) στερεωμένα πάνω σε μια βάση, ενώ παράλληλα απώτερος σκοπός του συστήματος αποτελεί η απορρόφηση της ηλιακής ακτινοβολίας και η μετατροπή της σε ηλεκτρική ενέργεια διαθέσιμη στην έξοδό του.

Η τάση που αποδίδει μία μεμονωμένη φωτοβολταϊκή κυψέλη είναι χαμηλή, γι' αυτό πολλά Φ/Β στοιχεία ενώνονται κυρίως σε σειρά ώστε να σχηματίσουν μια ενιαία μονάδα. Οι μονάδες αυτές, που αποτελούν τα Φ/Β πλαίσια ή συλλέκτες και είναι στερεωμένες σε βάση και διασυνδέονται μεταξύ τους σε σειρά ή και παράλληλα για να επιτευχθούν τα ζητούμενα επίπεδα τάσης και ρεύματος και επομένως η

απαιτούμενη ηλεκτρική ισχύς. Ομαδοποιημένα πλαίσια συγκροτούν τις Φ/Β συστοιχίες, οι οποίες συνθέτουν τελικά τη Φ/Β γεννήτρια [2], [4]. Στο Σχήμα 2-3 αναπαρίστανται τα δομικά μέρη του φωτοβολταϊκού συστήματος.



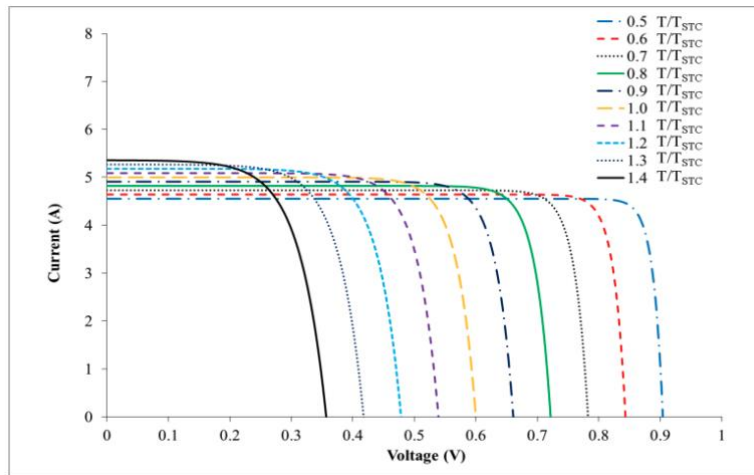
Σχήμα 2-3. Δομικά μέρη φωτοβολταϊκού συστήματος [4].

#### 2.2.4 Τεχνικά χαρακτηριστικά Φωτοβολταϊκών Συστημάτων

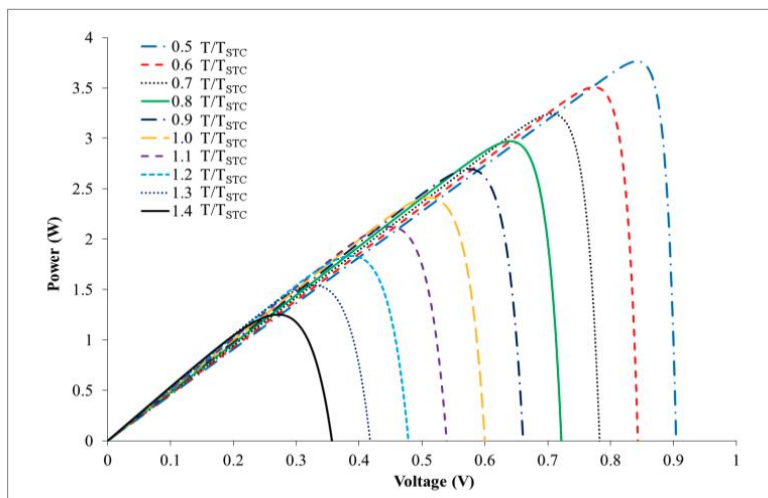
Στην ηλεκτρική περιγραφή ενός φωτοβολταϊκού πλαισίου, καίριο ρόλο διαδραματίζουν δύο οριακές τιμές της χαρακτηριστικής  $I - V$ , όπου το ρεύμα βραχυκύκλωσης συμβολίζεται ως  $I_{sc}$  και η τάση ανοικτού κυκλώματος με  $V_{oc}$ . Το  $I_{sc}$  αποτελεί το μέγιστο ρεύμα που εκδηλώνεται όταν η τάση μηδενίζεται και η  $V_{oc}$  την διαφορά δυναμικού στα άκρα του πλαισίου όταν δεν ρέει ρεύμα. Οι τιμές αυτές καθορίζονται από τη χαρακτηριστική  $I(V, G, T)$  υπό πρότυπες συνθήκες,  $1000 \text{ W/m}^2$  και  $25^\circ \text{C}$ , και μεταβάλλονται με την ακτινοβολία  $G$  και την θερμοκρασία του αέρα  $T$ . Κάθε πλαίσιο διαθέτει σημείο μέγιστης ισχύος, (Maximum Power Point, MPP), στο οποίο η ισχύς εξόδου μεγιστοποιείται και ισούται με το γινόμενο του ρεύματος και της τάσης που αντιστοιχούν στο σημείο αυτό. Στο MPP ισχύει ότι  $\frac{dP}{dV} = 0$  και  $P_{mp} = V_{mp}I_{mp}$ , όπου  $V_{mp}$  και  $I_{mp}$  οι αντίστοιχες τιμές της τάσης και του ρεύματος. Η θέση του MPP μετακινείται με τις μεταβολές της ηλιακής ακτινοβολίας  $G$  και της θερμοκρασίας του αέρα  $T$ , γεγονός που υπαγορεύει την εφαρμογή αλγορίθμων εύρεσης του σημείου μέγιστης ισχύος με σκοπό η γεννήτρια να αποδίδει την μέγιστη δυνατή ισχύ  $P_{mp}$ .



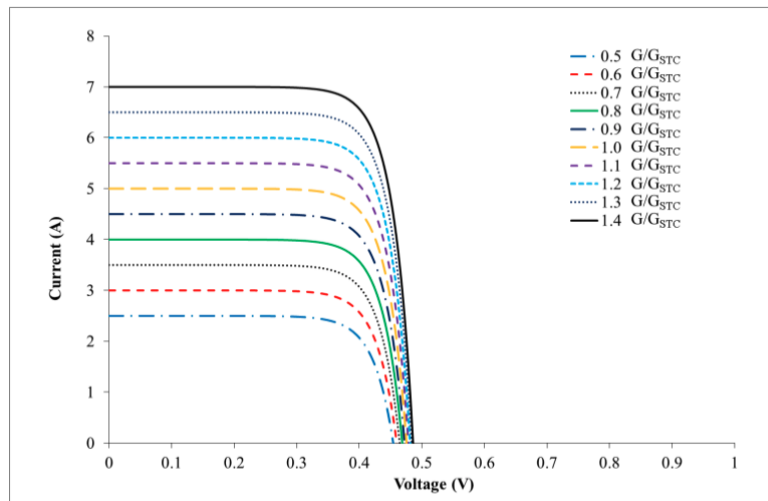
Τέλος, η κλιμάκωση των ηλεκτρικών μεγεθών υπαγορεύεται από τη συνδεσμολογία των επιμέρους στοιχείων καθώς η σύνδεση σε σειρά  $n_s$  πλαισίων προσεγγίζεται ως  $V_{OC,tot} \approx n_s V_{OC}$  και  $V_{mp,tot} \approx n_s V_{mp}$ , ενώ η παράλληλη σύνδεση  $n_p$  κλάδων προκύπτει ως  $I_{SC,tot} \approx n_p I_{SC}$  και  $I_{mp,tot} \approx n_p I_{mp}$ , επομένως η τάση διαμορφώνεται πρωτίστως από τον αριθμό των στοιχείων που είναι συνδεδεμένα σε σειρά, ενώ το διαθέσιμο ρεύμα από τα παράλληλα συνδεδεμένα στοιχεία και συνεπώς η μέγιστη ισχύς προκύπτει από τον συνδυασμό τους [5]. Στα Σχήματα 2-4, 2-5, 2-6 και 2-7, απεικονίζονται μέσω καμπυλών οι σχέσεις ρεύματος-τάσης και ισχύος-τάσης σε ένα Φ/Β πλαίσιο αντιστοίχως για τις διαφορετικές τιμές της ηλιακής ακτινοβολίας και της θερμοκρασίας του αέρα.



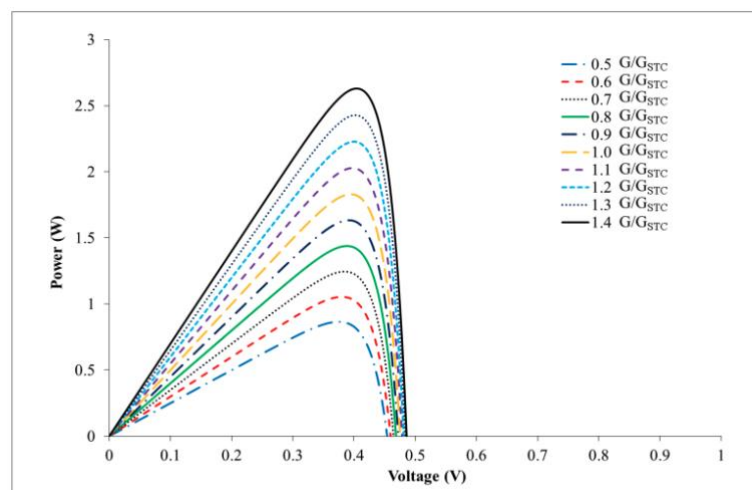
**Σχήμα 2-4.** Διάγραμμα ρεύματος-τάσης Φ/Β πλαισίου με μεταβαλλόμενη θερμοκρασία του αέρα [5].



**Σχήμα 2-5.** Διάγραμμα ισχύος-τάσης Φ/Β πλαισίου με μεταβαλλόμενη θερμοκρασία του αέρα [5].



**Σχήμα 2-6.** Διάγραμμα ρεύματος-τάσης Φ/Β πλαισίου με μεταβαλλόμενη ηλιακή ακτινοβολία [5].



**Σχήμα 2-7.** Διάγραμμα ισχύος-τάσης Φ/Β πλαισίου με μεταβαλλόμενη ηλιακή ακτινοβολία [5].

Παρατηρώντας προσεκτικά το Σχήμα 2-4, διαπιστώνεται ότι η μέγιστη ισχύς εξόδου παράγεται στο “γόνατο” της καμπύλης I-V, δηλαδή στο σημείο μέγιστης ισχύος και βέλτιστης λειτουργίας (MPP), όπου η στιγμιαία ισχύς  $P_{mp} = V_{mp} I_{mp}$  λαμβάνει τη μέγιστη τιμή της. Στην περιοχή αριστερά του γονάτου, η καμπύλη είναι σχεδόν οριζόντια και στην οποία το ρεύμα μεταβάλλεται ήπια ως προς την τάση, ενώ ταυτόχρονα ο ρυθμός μεταβολής  $\frac{dI}{dV}$  παραμένει μικρός, οπότε οι ήπιες διαταραχές της

τιμής της τάσης δεν επιφέρουν σημαντική απώλεια ισχύος. Ωστόσο, δεξιά του «γονάτου», η καμπύλη μεταβάλλεται απότομα καθώς η τάση μειώνεται ταχύτατα με μικρή μεταβολή ρεύματος, με αποτέλεσμα η ισχύς να υποχωρεί μη γραμμικά.

Αναφορικά με την μεταβολή της θερμοκρασίας, αυτή επηρεάζει κυρίως την τάση ανοικτού κυκλώματος και, δευτερευόντως, το ρεύμα καθώς η αύξηση της ανυψώνει το ρεύμα κορεσμού της διόδου και, μέσω της σχέσης  $V_{OC} \approx \left(\frac{n k T}{q}\right) \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1\right)$  προκαλεί την λογαριθμική μείωση της  $V_{OC}$ . Αντιστρόφως, η πτώση της θερμοκρασίας ανυψώνει την  $V_{OC}$  κατά περίπου γραμμικό ρυθμό, ενώ το  $I_{sc}$  μεταβάλλεται με ήπιο ρυθμό. Συνεπώς το σημείο μέγιστης ισχύος μετατοπίζεται προς χαμηλότερες τάσεις σε υψηλότερες θερμοκρασίες και προς υψηλότερες τάσεις σε χαμηλότερες, με αντίστοιχη μείωση ή αύξηση της  $P_{mp}$  και του συντελεστή πλήρωσης.

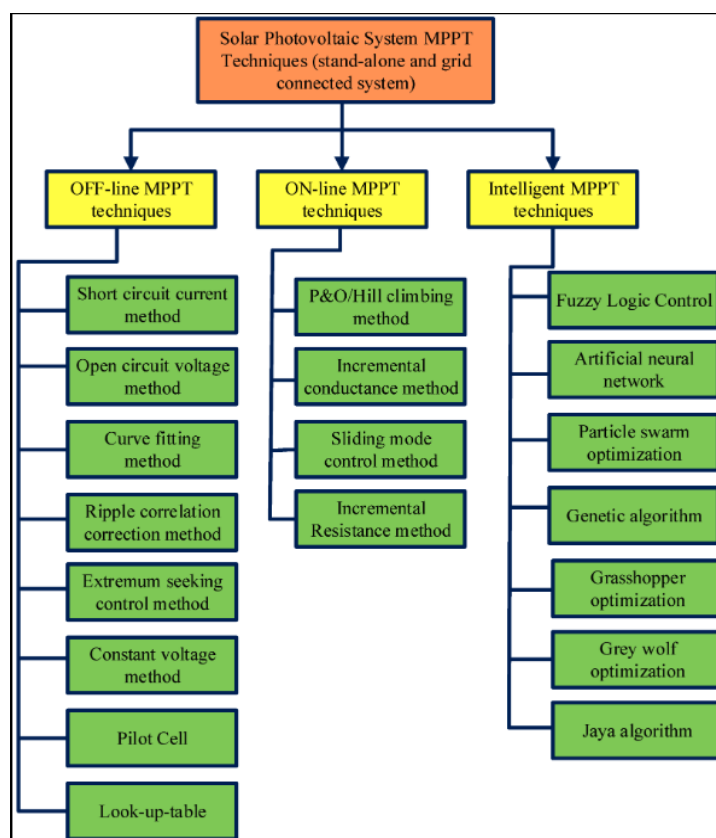
Ο όρος Standard Conditions Tests (STC), ο οποίος αναγράφεται στα παραπάνω σχήματα εκφράζει τις συνθήκες αναφοράς υπό τις οποίες λαμβάνονται οι παραπάνω μετρήσεις σχετικά με την ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας  $G$  και της θερμοκρασίας του αέρα  $T$ . Σύμφωνα με τις τυποποιημένες συνθήκες δοκιμής, STC, η θερμοκρασία  $T$  έχει οριστεί ίση με  $25\text{ }^{\circ}\text{C}$  και η ηλιακή ακτινοβολία  $G$  ίση με  $1000\text{ W/m}^2$ .

### 2.2.5 Ανίχνευση Σημείου Μέγιστης Ισχύος Φωτοβολταϊκών

#### Στοιχείων

Η βέλτιστη λειτουργία ενός φωτοβολταϊκού (Φ/Β) πλαισίου επιτυγχάνεται όταν το σημείο λειτουργίας του ταυτίζεται με το σημείο μέγιστης ισχύος (MPP). Ωστόσο, το MPP μεταβάλλεται διαρκώς λόγω καιρικών και λειτουργικών παραγόντων, κυρίως της προσπίπτουσας ακτινοβολίας, της θερμοκρασίας της κυψελίδας, της μερικής σκίασης και της γήρανσης, γεγονός που καθιστά την εκ των προτέρων πρόβλεψή του δυσχερή και δυναμική στο χρόνο. Για τον λόγο αυτό, τα σύγχρονα Φ/Β συστήματα ενσωματώνουν αλγορίθμους ανίχνευσης MPP, στον μετατροπέα ισχύος της γεννήτριας, οι οποίοι ρυθμίζουν συνήθως την τάση στην πλευρά του Φ/Β, μέσω του duty cycle, ώστε να εξαναγκάζουν το σημείο λειτουργίας να παραμένει περίξ του MPP, μεγιστοποιώντας έτσι την παραγόμενη ισχύ υπό μεταβαλλόμενες συνθήκες. Οι

βασικές κατηγορίες περιλαμβάνουν συμβατικές μεθόδους όπως Perturb & Observe και Incremental Conductance, καθώς και «ευφυείς» ή υβριδικές προσεγγίσεις όπως τα νευρωνικά δίκτυα, με αξιολόγηση ως προς την ταχύτητα σύγκλισης, την σταθερότητα, την απόδοση, την πολυπλοκότητα και τους απαιτούμενους αισθητήρες. Ταυτόχρονα, υπό ταχείες μεταβολές ή μερική σκίαση, οι απλές μέθοδοι μπορεί να αποκλίνουν ή να παγιδευτούν σε τοπικά μέγιστα, οπότε προτιμώνται εξελιγμένες ή συνδυαστικές τεχνικές. Το πλαίσιο αυτό αποτυπώνεται εκτενώς στη βιβλιογραφία ανασκοπήσεων και συγκριτικών μελετών, με κοινή παραδοχή ότι η ενσωμάτωση ελέγχου Maximum Power Point Tracking (MPPT) στον μετατροπέα ισχύος αποτελεί αναγκαίο προαπαιτούμενο για την βέλτιστη ενεργειακή απόδοση σε πραγματικές συνθήκες, ενώ οι ονομαστικές τιμές STC, χρησιμεύουν αποκλειστικά ως σημείο αναφοράς για τη βαθμονόμηση και τη σύγκριση [6]. Το Σχήμα 2-8 απεικονίζει όλες τις διαφορετικές τεχνικές MPPT για το φωτοβολταϊκό σύστημα.



Σχήμα 2-8. Αλγόριθμοι MPPT για φωτοβολταϊκό σύστημα [6].

### 2.2.6 Απόδοση Φωτοβολταϊκού Πλαισίου

Κρίσιμο μέγεθος για την λειτουργία ενός Φ/Β συστήματος αποτελεί ο συντελεστής απόδοσης του που εξαρτάται από τον λόγο της μέγιστης δυνατής ηλεκτρικής ισχύος

στην έξοδο προς την ισχύ της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας που λαμβάνει ως είσοδο το σύστημα, όπως παρουσιάζεται στην σχέση [2] :

$$\eta_{\pi} = \frac{P_{\pi}}{H \times S} \quad (2.1)$$

όπου:

$H$ : Η ισχύς της ηλιακής ακτινοβολίας που δέχεται στην επιφάνεια του ένα Φ/Β πλαίσιο ( $\text{kW/m}^2$ ).

$S$ : Η επιφάνεια του Φ/Β πλαισίου ( $\text{m}^2$ ).

$P_{\pi}$ : Η ηλεκτρική ισχύς εξόδου του Φ/Β πλαισίου ( $\text{kW}$ ).

Υπάρχουν πολλοί παράγοντες που επηρεάζουν την τιμή του συντελεστή απόδοσης ενός Φ/Β συστήματος. Ένας από αυτούς είναι η θερμοκρασία η οποία δεν μπορεί να προβλεφθεί με ακρίβεια, με αποτέλεσμα η τιμή του συντελεστή απόδοσης που δηλώνει ο κατασκευαστής και μετριέται σε συνθήκες STC να αποκλίνει από την πραγματική. Επιπλέον, η σκόνη και οι ρύποι που συσσωρεύονται στην επιφάνεια των πλαισίων μειώνουν τον συντελεστή απόδοσης, καθώς περιορίζουν την απορρόφηση της ηλιακής ακτινοβολίας. Συνεπώς, απαιτείται τακτική συντήρηση και καθαρισμός των πλαισίων για τη βέλτιστη λειτουργία του συστήματος, αυξάνοντας όμως το συνολικό κόστος του συστήματος.

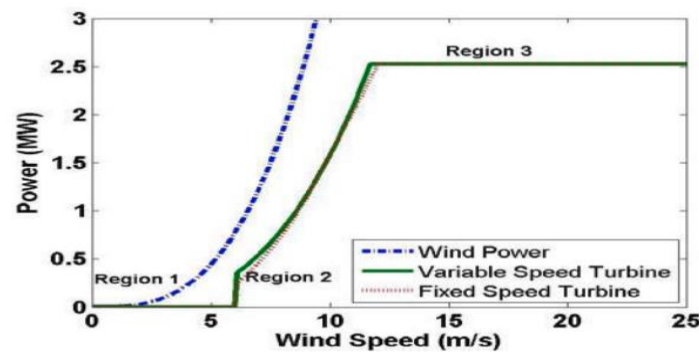
## 2.3 Ανεμογεννήτρια

Μια ανεμογεννήτρια (Α/Γ) αποτελεί μια μηχανή που μετατρέπει την κινητική ενέργεια του ανέμου σε μηχανική ροπή και στη συνέχεια σε ηλεκτρική ισχύ. Τα πτερύγια του ρότορα δημιουργούν άντωση, ο ρότορας περιστρέφεται και μέσω μετάδοσης κινεί τη γεννήτρια, ενώ τα ηλεκτρονικά ισχύος διαμορφώνουν την ενέργεια για το δίκτυο. Πέρα από αυτόνομη εγκατάσταση, σε μικροδίκτυο με μπαταρίες ή ως μεμονωμένη μονάδα, μια ανεμογεννήτρια συνήθως εντάσσεται σε αιολικό πάρκο. Εκεί πολλές μονάδες συνδέονται με τον υποσταθμό, όπου γίνεται ανύψωση τάσης και εξαγωγή προς το δίκτυο.

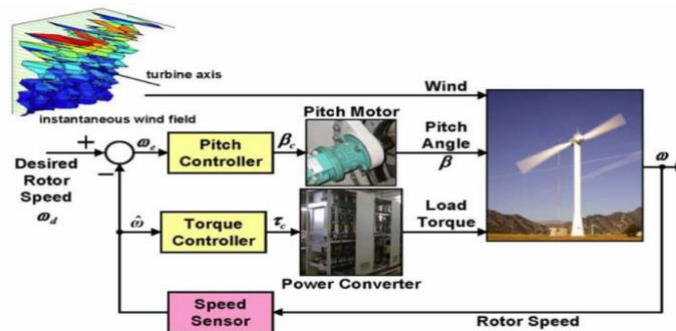
### 2.3.1 Αρχή Λειτουργίας της Ανεμογεννήτριας

Η αρχή λειτουργίας μιας ανεμογεννήτριας στηρίζεται στη μετατροπή της κινητικής ενέργειας του ανέμου σε ηλεκτρική, κατά την οποία ο άνεμος παράγει αεροδυναμική

άντωση στα πτερύγια ενώ ταυτόχρονα ο ρότορας αναπτύσσει ροπή, η οποία μεταδίδεται μέσω του χαμηλόστροφου άξονα και του κιβωτίου ταχυτήτων στον υψηλόστροφο άξονα που κινεί τη γεννήτρια και παράγει τριφασική ισχύ ίση με  $P = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) U^3$  με θεωρητικό άνω όριο το όριο Betz. Υπάρχουν τρεις περιοχές λειτουργίας της ανεμογεννήτριας με βάση την ταχύτητα του αέρα. Στις χαμηλές ταχύτητες (Region 1) η μηχανή δεν λειτουργεί καθώς η ταχύτητα του ανέμου είναι μικρότερη από την ταχύτητα έναρξης της ανεμογεννήτριας. Στη μεσαία περιοχή (Region 2) ο έλεγχος ροπής διατηρεί τον λόγο της ταχύτητας του πτερυγίου,  $\lambda$ , στο βέλτιστο ώστε να μεγιστοποιείται ο συντελεστής ισχύος  $C_p$ . Στις υψηλές ταχύτητες, (Region 3) ο έλεγχος της κλίσεως των πτερυγίων περιορίζει την ισχύ στη ονομαστική τιμή ενώ στην περίπτωση που η ταχύτητα του ανέμου ξεπεράσει μια προκαθορισμένη τιμή τότε η ανεμογεννήτρια σταματάει την λειτουργία της με σκοπό την αποφυγή βλαβών. Οι σύγχρονες ανεμογεννήτριες είναι κατά κανόνα μεταβλητής ταχύτητας και λειτουργούν περισσότερο χρόνο κοντά στο μέγιστο  $C_p$  σε σχέση με τις ανεμογεννήτριες σταθερής ταχύτητας και επομένως αποδίδουν υψηλότερη ετήσια ενέργεια [7], [8]. Στα Σχήματα 2-9 και 2-10 απεικονίζονται οι περιοχές λειτουργίας και το διάγραμμα ελέγχου της ανεμογεννήτριας.



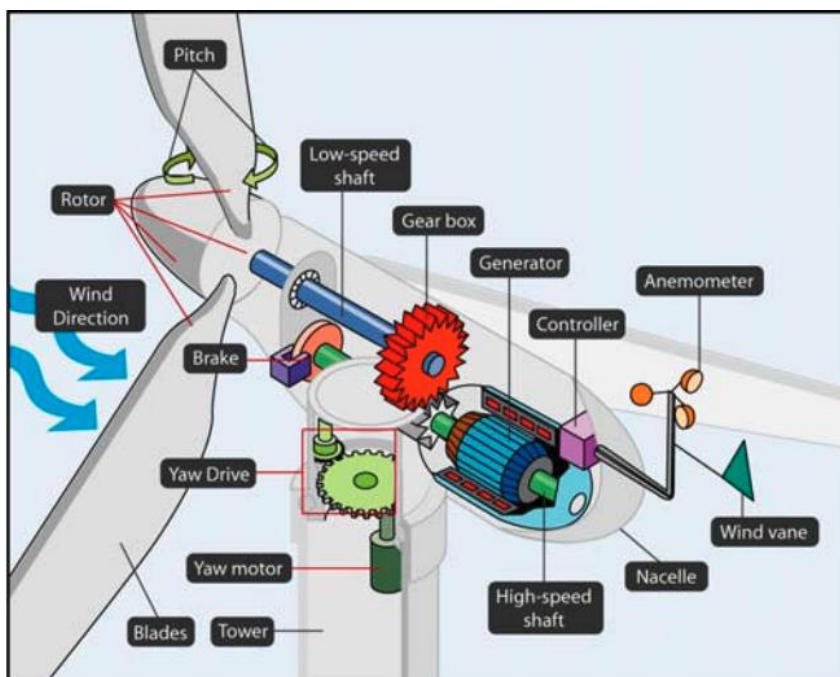
Σχήμα 2-9. Περιοχές λειτουργίας της Α/Γ [8].



Σχήμα 2-10. Διάγραμμα ελέγχου της Α/Γ [8].

### 2.3.2 Στοιχεία Ανεμογεννήτριας

Μια τυπική ανεμογεννήτρια οριζοντίου άξονα αποτελείται από ρότορα, κέλυφος και πύργο, με τον ρότορα να δεσμεύει την κινητική ενέργεια του ανέμου και να την μετατρέπει σε ροπή που μεταδίδεται μέσω του κύριου εδράνου και του χαμηλόστροφου άξονα. Το κιβώτιο ταχυτήτων ανυψώνει τις στροφές προς τον υψηλόστροφο άξονα, ο οποίος κινεί τη γεννήτρια για την παραγωγή τριφασικής ηλεκτρικής ισχύος, ενώ σε διατάξεις direct-drive η γεννήτρια συνδέεται απευθείας στον ρότορα. Το σύστημα κλίσεως (pitch) ρυθμίζει τη γωνία των πτερυγίων ώστε να ελέγχεται η ροπή και να περιορίζεται η ισχύς στην ονομαστική τιμή σε υψηλούς ανέμους, ενώ το σύστημα προσανατολισμού (yaw) ευθυγραμμίζει το κέλυφος με τη διεύθυνση του ανέμου μέσω κινητήρων. Ταυτόχρονα, το κέλυφος φιλοξενεί επίσης το πλαίσιο, τα υποσυστήματα πέδησης, τις διατάξεις λίπανσης και ψύξης, τα ηλεκτρονικά ισχύος και τον μετασχηματιστή τα οποία διαμορφώνουν την παραγόμενη ισχύ σύμφωνα με τις απαιτήσεις του δικτύου. Επίσης, ο πύργος παρέχει στήριξη και το απαραίτητο ύψος για υψηλότερες ταχύτητες ανέμου και στεγάζει εσωτερικά τις καλωδιώσεις, τους πίνακες, τα μέσα πρόσβασης και, όπου απαιτείται, αποσβεστήρες ταλαντώσεων [8]. Στο σχήμα 2-11, αναπαρίστανται όλα τα δομικά στοιχεία μιας ανεμογεννήτριας.

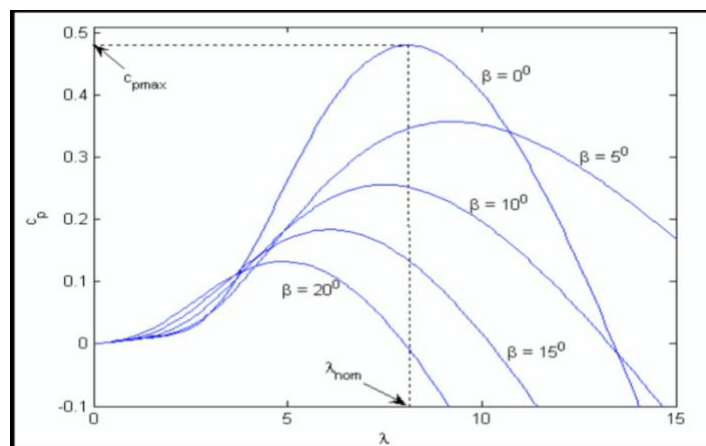


Σχήμα 2-11. Δομικά μέρη της ανεμογεννήτριας [8].



### 2.3.3 Τεχνικά Χαρακτηριστικά Ανεμογεννήτριας

Η αποδιδόμενη ισχύς μιας ανεμογεννήτριας θεμελιώνεται στην αεροδυναμική σχέση  $P = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) U^3$ , η οποία εξαρτάται γραμμικά από την πυκνότητα αέρα  $\rho$ , την επιφάνεια σάρωσης  $A$  και κυβικά από την ταχύτητα του ανέμου, και το ποσοστό που ο δρομέας μπορεί να αξιοποιήσει μέσω του συντελεστή ισχύος  $C_p$  με ανώτατο θεωρητικό όριο το όριο Betz, το οποίο είναι περίπου το 59% της ισχύος του ανέμου. Το όριο αυτό,  $C_{p \max} = \frac{16}{27}$  προκύπτει αναλυτικά από το  $C_p = 4a(1-a)^2$  με βέλτιστο συντελεστή  $a = \frac{1}{3}$ . Η μέγιστη ισχύς επιτυγχάνεται όταν ο δρομέας λειτουργεί στο ζεύγος  $(\lambda^*, \beta^*)$ , στο οποίο μεγιστοποιείται η  $C_p$ , όπου το  $\lambda = \omega \frac{R}{v}$  και  $\beta$  η κλίση των ακροπερυγίων της ανεμογεννήτριας. Για μια σταθερή ταχύτητα του ανέμου  $v$ , η ισχύς της ανεμογεννήτριας εξαρτάται αποκλειστικά από το  $C_p$ . Συγκεκριμένα, σε μικρές τιμές του  $\lambda$ , ο ρότορας περιστρέφεται αργά και το  $C_p$  είναι μικρό και επομένως και η ισχύς είναι μικρή. Για μεγαλύτερες τιμές  $\lambda$ , ο ρότορας γυρίζει υπερβολικά γρήγορα σε σχέση με τον άνεμο και ο  $C_p$  φθίνει εκ νέου, μειώνοντας δραστικά την ισχύ. Παράλληλα, η κλίση  $\beta$  μετατοπίζει ολόκληρη την οικογένεια των καμπυλών, καθώς η αύξηση του  $\beta$  μειώνει το  $C_{p \max}$  και μετακινεί το  $\lambda^*$  προς χαμηλότερες τιμές. Στο παρακάτω σχήμα 2-12, παρουσιάζεται με λεπτομέρεια η επίδραση του λόγου ταχύτητας ακροπερυγίου  $\lambda$  και της κλίσης πτερυγίων  $\beta$ , οι οποίες επηρεάζουν τη θέση και το μέγεθος του μέγιστου συντελεστή ισχύος [9]. Στο Σχήμα 2-12 παρουσιάζεται η μεταβολή της καμπύλης  $C_p$  σε σχέση με τις διαφορετικές τιμές της γωνίας των ακροπερυγίων της Α/Γ.



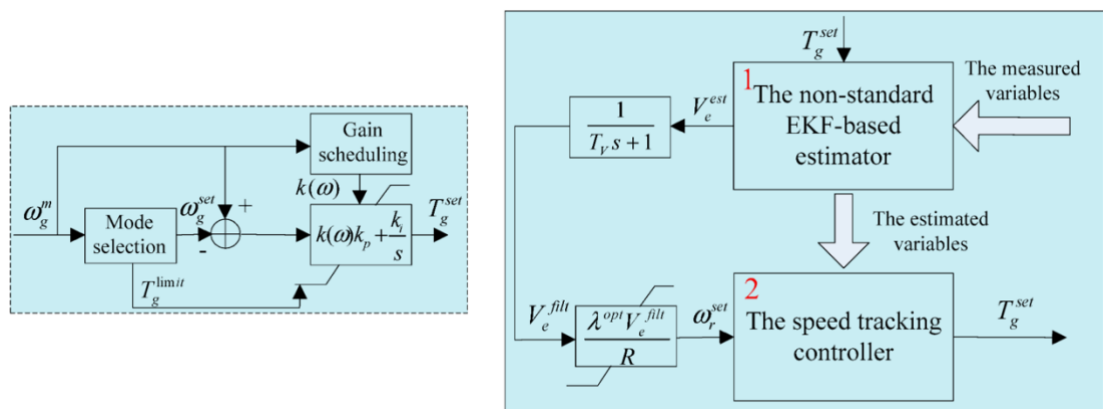
**Σχήμα 2-12.** Επίδραση της καμπύλης του συντελεστή ισχύος  $C_p$  με τη μεταβολή της γωνίας των ακροπερυγίων [9].



### 2.3.4 Ανίχνευση Σημείου Μέγιστης Ισχύος Ανεμογεννήτριας

Η μέγιστη ισχύς επιτυγχάνεται όταν ο δρομέας λειτουργεί στο ζεύγος  $(\lambda^*, \beta^*)$ , στο οποίο μεγιστοποιείται η  $C_p$ . Στην Region 2 λειτουργίας της ανεμογεννήτριας η μέγιστη ισχύς επιτυγχάνεται διατηρώντας τον λόγο ταχύτητας ακροπερυγίου  $\lambda = \omega \frac{R}{v}$  κοντά στο  $\lambda^*$  είτε με την χρήση TSR Control, δηλαδή μέτρηση και εκτίμηση της ταχύτητας του ανέμου και ταυτόχρονη ρύθμιση της  $\omega$ , είτε με την εφαρμογή του νόμου της βέλτιστης ροπής  $T(\omega) = K\omega^2$ , οποίος προκύπτει από το  $P = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) U^3$  και  $v = \omega \frac{R}{\lambda^*}$ . Στην Region 3, η ταχύτητα “κλειδώνει” στην ονομαστική τιμή και το pitch control μεταβάλλει τη κλίση των ακροπερυγίων  $\beta$ , ώστε να κινείται πάνω σε ισοκαμπύλες της  $C_p$  διατηρώντας την ισχύ στην ονομαστική της τιμή. Για περιβάλλον με έντονη στροβιλότητα του ανέμου ή αβεβαιότητες, χρησιμοποιούνται αλγόριθμοι Hill-Climb και Perturb-and-Observe, καθώς επίσης και προσαρμοστικές μέθοδοι όπως fuzzy logic, νευρωνικά δίκτυα, sliding-mode, extremum seeking control, ή model predictive control, που εντοπίζουν και παρακολουθούν το MPP χωρίς ακριβή γνώση του μοντέλου και μπορούν να φιλτράρουν τις ριπές του ανέμου [10].

Στο Σχήμα 2-13, αναπαρίστανται δύο διαγράμματα βασικών στρατηγικών εντοπισμού του σημείου μέγιστης ισχύος: Optimal Torque (OTC) και Tip-Speed Ratio (TSR).



**Σχήμα 2-13.** Optimal Torque (OTC) (αριστερά) και Tip-Speed Ratio (TSR) (δεξιά) [10].

### 2.3.5 Απόδοση Ανεμογεννήτριας

Η ολική απόδοση της ανεμογεννήτριας ως προς το διαθέσιμο αιολικό δυναμικό ορίζεται ως εξής [11]:

$$\eta_{TT} = \frac{P_{grid}}{(0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3)} = C_{p(\lambda, \beta, Fr)} \cdot \eta_{drive} \cdot \eta_{gen} \cdot \eta_{conv} \cdot \eta_{tr} \quad (2.2)$$

όπου:

$P_{grid}$ : Η ισχύς στην έξοδο προς το δίκτυο (W)

$\rho$ : Η πυκνότητα αέρα (kg / m<sup>3</sup>)

$A$ : Η επιφάνεια σάρωσης (m<sup>2</sup>), η οποία ισούται με  $\pi R^2$ ,  $R$  το μήκος του πτερυγίου

$v$ : Η ταχύτητα του ανέμου (m/s)

$C_{p(\lambda, \beta)}$ : Ο συντελεστής ισχύος

$\eta_{drive}$ : Ο βαθμός απόδοσης του κιβωτίου,  $\eta_{drive} = \frac{P_{mech, out}}{P_{mech, in}}$

$\eta_{gen}$ : Ο βαθμός απόδοσης της γεννήτριας,  $\eta_{gen} = \frac{P_{elec, out}}{P_{mech, in}}$

$\eta_{conv}$ : Ο βαθμός απόδοσης των μετατροπών ισχύος,  $\eta_{conv} = \frac{P_{dc, out}}{P_{ac, in}}$

$\eta_{tr}$ : Ο βαθμός απόδοσης του μετασχηματιστή,  $\eta_{tr} = 1 - \frac{(P_{core} + P_{Cu} + P_{aux})}{P_{pri}}$

Η απόδοση της ανεμογεννήτριας, η οποία διαδραματίζει καθοριστικό ρόλο για την λειτουργία και συνεπώς την παραγόμενη ισχύ της, επηρεάζεται πρωτίστως από τη ταχύτητα του ανέμου, την πυκνότητα του αέρα, η οποία καθορίζεται από την θερμοκρασία, την πίεση και το ύψος, καθώς επίσης και από τη γεωμετρία και αεροδυναμική κατάσταση των πτερυγίων. Ταυτόχρονα, οι μηχανικές και ηλεκτρικές απώλειες που προκαλούνται στα έδρανα, στο κιβώτιο ταχυτήτων, στη γεννήτρια, και στα ηλεκτρονικά ισχύος, καθώς και οι αλληλεπιδράσεις από τις άλλες ανεμογεννήτριες σε ένα αιολικό πάρκο, συνδράμουν στην απόδοση και επομένως στην ισχύ που παράγεται.

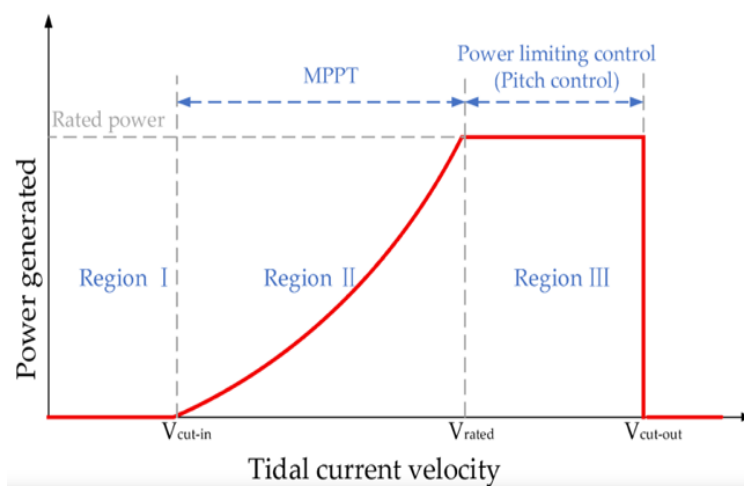
## 2.4 Παλιρροϊκή Γεννήτρια

Μια παλιρροϊκή γεννήτρια (Π/Γ) είναι μηχανή που μετατρέπει την κινητική ενέργεια των παλιρροϊκών ρευμάτων σε μηχανική ροπή και στη συνέχεια σε ηλεκτρική ισχύ. Τα πτερύγια της υποθαλάσσιας τουρμπίνας, συνήθως οριζόντιου άξονα, αναπτύσσονται από τη ροή, ο δρομέας περιστρέφεται και μέσω μετάδοσης ή απευθείας σύζευξης κινεί τη γεννήτρια, ενώ τα ηλεκτρονικά ισχύος ρυθμίζουν την παρεχόμενη ισχύ και τη συγχρονίζουν με το δίκτυο. Πέρα από αυτόνομη εγκατάσταση, σε μικροδίκτυο με

μπαταρίες ή ως μεμονωμένη, διασυνδεδεμένη μονάδα με δικό της μετασχηματιστή, μια παλιρροϊκή γεννήτρια συνήθως εντάσσεται σε ένα παλιρροϊκό πάρκο. Εκεί πολλές μονάδες ενώνονται με υποβρύχια καλώδια σε υπεράκτιο ή χερσαίο υποσταθμό συλλογής, όπου γίνεται ανύψωση της τάσης και εξαγωγή της προς το ηλεκτρικό δίκτυο.

### 2.4.1 Αρχή Λειτουργίας της Παλιρροϊκής Γεννήτριας

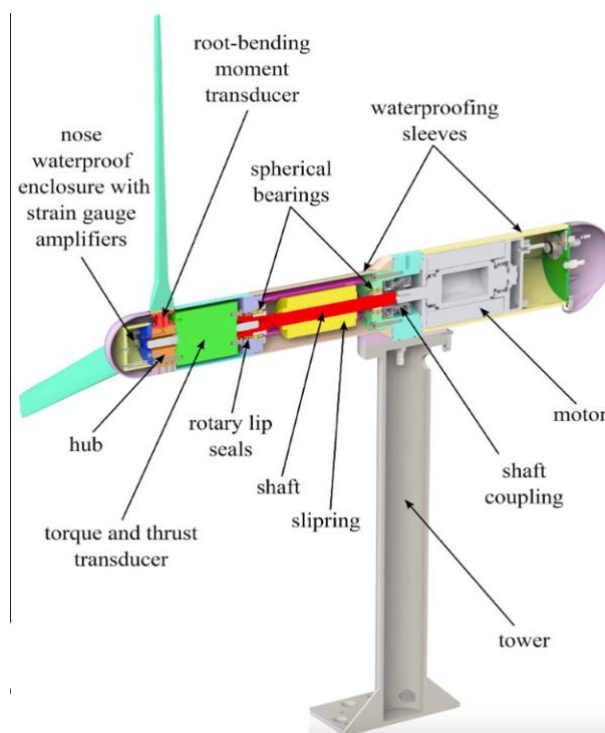
Μια παλιρροϊκή γεννήτρια μετατρέπει την περιοδική μηχανική ενέργεια της παλίρροιας σε ηλεκτρική, με την αρχή λειτουργίας παλιρροϊκού ρεύματος, στο οποίο αξιοποιείται άμεσα η κινητική ενέργεια των ρευμάτων μέσω υποθαλάσσιων τουρμπινών με συνολική ισχύ ίση με  $P = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) U^3$ , η οποία εξαρτάται γραμμικά από την πυκνότητα του θαλασσινού νερού  $\rho$ , την επιφάνεια σάρωσης  $A$  και κυβικά από την ταχύτητα του θαλάσσιου ρεύματος και το ποσοστό που ο δρομέας μπορεί να αξιοποιήσει μέσω του συντελεστή ισχύος  $C_p$ . Στη συνέχεια, σε μια τυπική παλιρροϊκή τουρμπίνα οριζόντιου άξονα (Horizontal-Axis Tidal Turbine HATT), η λειτουργία της χωρίζεται πρακτικά σε τρεις περιοχές όπως και στις ανεμογεννήτριες. Στην Region 1, κάτω από την ταχύτητα εκκίνησης, το σύστημα παραμένει εκτός λειτουργίας, ενώ στην Region 2 ο έλεγχος MPPT κρατά τον λόγο ακροπερυγίου  $\lambda$ , κοντά στο  $\lambda^*$ , ώστε το  $C_p$  να προσεγγίζει το μέγιστο. Στην Region 3 η ισχύς «κλειδώνει» στην ονομαστική τιμή με pitch control για την αποφυγή βλαβών στην γεννήτρια. Μετά από μια προκαθορισμένη τιμή της ταχύτητας του θαλάσσιου ρεύματος, η γεννήτρια τίθεται εκτός λειτουργίας [13]. Στα Σχήμα 2-14 παρουσιάζονται οι περιοχές λειτουργίας της παλιρροϊκής γεννήτριας.



Σχήμα 2-14. Περιοχές λειτουργίας της Π/Γ [13].

## 2.4.2 Στοιχεία Παλιρροϊκής Γεννήτριας

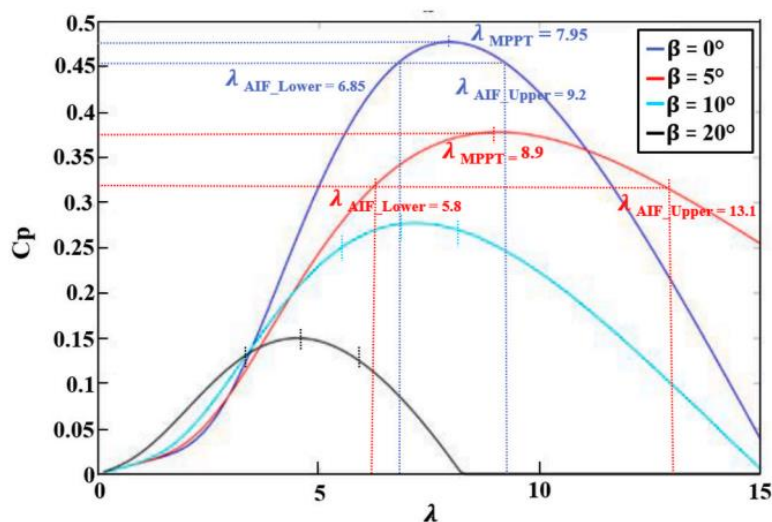
Μια τυπική παλιρροϊκή γεννήτρια ρευμάτων αποτελείται από δρομέα με πτερύγια, καθώς και κεντρικό δακτύλιο και άτρακτο, τα οποία δεσμεύουν την κινητική ενέργεια της ροής και τη μετατρέπουν σε ροπή. Παράλληλα, ο μηχανισμός βήματος, pitch, ρυθμίζει τη γωνία των πτερυγίων για τον έλεγχο ισχύος, την αναστροφή ώσης και την προστασία, ενώ ο μηχανισμός προσανατολισμού, yaw ή διπλής κατεύθυνσης διάταξη, ευθυγραμμίζει τον δρομέα με το ρεύμα στις παλιρροϊκές αντιστροφές. Η ροπή μεταδίδεται μέσω κιβωτίου ταχυτήτων σε γεννήτρια ή σε διατάξεις direct-drive, ενώ η σύγχρονη γεννήτρια μόνιμων μαγνητών συνδέεται απευθείας στον δρομέα. Στο περίβλημα στεγάζονται τα ηλεκτρονικά ισχύος, τα συστήματα λίπανσης και ψύξης, οι ελεγκτές και ο εξοπλισμός παρακολούθησης κατάστασης, όπως αισθητήρες κραδασμών, φορτίων και διάβρωσης. Η υποθαλάσσια καλωδίωση περιλαμβάνει καλώδιο διασύνδεσης της μονάδας προς τον υποσταθμό ανύψωσης τάσης. Συμπληρωματικά στοιχεία αποτελούν τα φίλτρα και τα στοιχεία προστασίας, τα αντιδιαβρωτικά μέτρα, καθώς και οι διατάξεις ασφαλείας όπως τα μηχανικά και ηλεκτρικά φρένα. Όλα τα δομικά μέρη συνεργάζονται ώστε να εξασφαλίζεται υψηλή απόδοση και αξιόπιστη μεταφορά της παραγόμενης ισχύος στο δίκτυο [14]. Στο Σχήμα 2-15 απεικονίζονται τα δομικά στοιχεία που αποτελούν μια παλιρροϊκή γεννήτρια.



Σχήμα 2-15. Δομικά μέρη Παλιρροϊκής Γεννήτριας [14].

### 2.4.3 Τεχνικά Χαρακτηριστικά Παλιρροϊκής Γεννήτριας

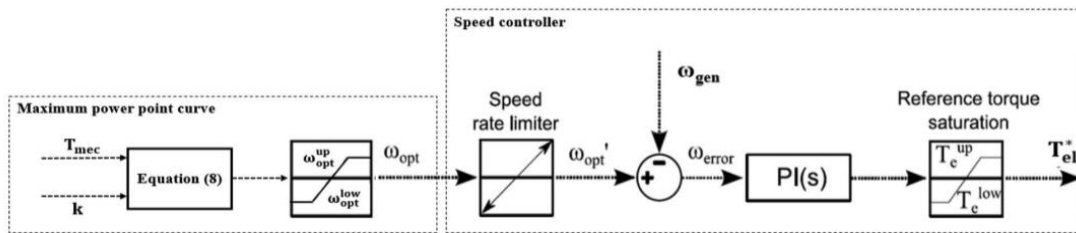
Η αποδιδόμενη ισχύς μιας παλιρροϊκής γεννήτριας περιγράφεται από την υδροδυναμική σχέση  $P = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) U^3$ , η οποία εξαρτάται γραμμικά από την πυκνότητα του νερού  $\rho$ , από την επιφάνεια σάρωσης  $A$  και κυβικά από την ταχύτητα του θαλάσσιου ρεύματος  $U$ , ενώ το ποσοστό της κινητικής ενέργειας που μπορεί να αξιοποιηθεί εκφράζεται από τον συντελεστή ισχύος  $C_p$  ως συνάρτηση του λόγου ακροπερυγίου  $\lambda = \omega \frac{R}{v}$  και της κλίσης περυγίων  $\beta$ , ακριβώς όπως και στις ανεμογεννήτριες. Η μέγιστη ισχύς επιτυγχάνεται όταν ο δρομέας λειτουργεί στο ζεύγος  $(\lambda^*, \beta^*)$ , στο οποίο μεγιστοποιείται η τιμή του  $C_p$ . Πειραματικές μετρήσεις σε οριζοντίου άξονα παλιρροϊκές τουρμπίνες, HATT δείχνουν τυπικά μέγιστα  $C_p \cong 0.4$  για  $\lambda$  μεταξύ 4 και 6. Η ταχύτητα έναρξης της παλιρροϊκής γεννήτριας αποτελεί την ελάχιστη ταχύτητα του θαλασσινού ρεύματος ώστε να ξεκινήσει η λειτουργίας της. Πρέπει να σημειωθεί ότι η μεγάλη πυκνότητα του θαλάσσιου ρεύματος σε σχέση με του αέρα, σημαίνει ότι για ίση διάμετρο και ταχύτητα ροής, η θεωρητικά διαθέσιμη ισχύς ανά  $A$  είναι πολλαπλάσια [15]. Στο Σχήμα 2-16 παρουσιάζεται η μεταβολή της καμπύλης  $C_p$  σε σχέση με τις διαφορετικές τιμές της γωνίας των ακροπερυγίων της Π/Γ.



**Σχήμα 2-16.** Επίδραση της καμπύλης του συντελεστή ισχύος  $C_p$  με την μεταβολή της γωνίας των ακροπερυγίων [15].

#### 2.4.4 Ανίχνευση Σημείου Μέγιστης Ισχύος Παλιρροϊκής Γεννήτριας

Η μέγιστη ισχύς μιας παλιρροϊκής γεννήτριας επιτυγχάνεται όταν ο δρομέας λειτουργεί στο ζεύγος  $(\lambda^*, \beta^*)$ , στο οποίο μεγιστοποιείται ο συντελεστής ισχύος  $C_p$ . Στην περιοχή λειτουργίας κάτω από την ονομαστική ταχύτητα της παλιρροϊκής γεννήτριας η εύρεση του μέγιστου σημείου ισχύος υλοποιείται διατηρώντας τον λόγο ακροπερυγίου κοντά στο  $\lambda^*$  είτε με άμεσο έλεγχο TSR είτε με τον νόμο της βέλτιστης ροπής  $T(\omega) = K\omega^2$ , οποίος προκύπτει από το  $P = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) U^3$  και  $v = \omega \frac{R}{\lambda^*}$ . Στην περιοχή πάνω από την ονομαστική ταχύτητα, η ισχύς περιορίζεται στην ονομαστική τιμή μέσω pitch control ώστε ο δρομέας να κινείται πάνω σε ισοκαμπύλες  $C_p$  πέριξ του  $C_{p \max}$ . Για την ανίχνευση και την παρακολούθηση του σημείου μέγιστης ισχύος σε μη στάσιμες ροές, δηλαδή παλίρροια με αντίστροφη φορά, κυματισμό και ισχυρή τυρβώδη διακύμανση, χρησιμοποιούνται μέθοδοι όπως οι perturb-and-observe, hill-climb, optimum-relation-based, sliding-mode, extremum seeking και model predictive control, οι οποίες ρυθμίζουν σε πραγματικό χρόνο την ταχύτητα και την ροπή ή και το pitch ώστε να παραμένει η λειτουργία κοντά στο ζεύγος  $(\lambda^*, \beta^*)$  [15]. Στο Σχήμα 2-17 παρουσιάζεται η δομή ενός MPPT τύπου power-curve / optimal-torque (Power Signal Feedback/ Optimal Torque Control).



Σχήμα 2-17. MPPT τύπου power-curve / optimal-torque (PSF/OTC) [15].

#### 2.4.5 Απόδοση Παλιρροϊκής Γεννήτριας

Η ολική απόδοση της παλιρροϊκής γεννήτριας ως προς το διαθέσιμο υδροδυναμικό ορίζεται ως εξής [16]:

$$\eta_{TT} = \frac{P_{grid}}{(0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3)} = C_{p(\lambda, \beta, Fr)} \cdot \eta_{drive} \cdot \eta_{gen} \cdot \eta_{conv} \cdot \eta_{tr} \quad (3.23)$$

όπου:

$P_{grid}$ : Η ισχύς στην έξοδο προς το δίκτυο (W).

$\rho$ : Η πυκνότητα του θαλασσινού νερού ( $\text{kg} / \text{m}^3$ ).

$A$ : Η επιφάνεια σάρωσης ( $\text{m}^2$ ), η οποία ισούται με  $\pi R^2$ ,  $R$  το μήκος του πτερυγίου.

$v$ : Η ταχύτητα του θαλάσσιου ρεύματος ( $\text{m/s}$ ).

$B$ : Blockage ratio, ratio of rotor area to channel cross-section,  $B = \frac{A}{b h}$ , where  $b$  is the channel width and  $h$  the water depth.

$Fr$ : Froude number, μετράει πόσα σημαντικά είναι τα free-surface effects και ορίζεται ως  $Fr = \frac{v}{\sqrt{g h}}$

$C_{p(\lambda, \beta, B, Fr)}$ : Ο συντελεστής ισχύος, ο οποίος εξαρτάται από τον λόγο του ακροπτερυγίου  $\lambda$ , την κλίση των ακροπτερυγίων  $\beta$ , από το blockage ratio  $B$  και από το Froude number  $Fr$ .

$\eta_{drive}$ : Ο βαθμός απόδοσης του κιβωτίου,  $\eta_{drive} = \frac{P_{mech, out}}{P_{mech, in}}$ .

$\eta_{gen}$ : Ο βαθμός απόδοσης της γεννήτριας,  $\eta_{gen} = \frac{P_{elec, out}}{P_{mech, in}}$ .

$\eta_{conv}$ : Ο βαθμός απόδοσης των μετατροπέων ισχύος,  $\eta_{conv} = \frac{P_{dc, out}}{P_{ac, in}}$ .

$\eta_{tr}$ : Ο βαθμός απόδοσης του μετασχηματιστή,  $\eta_{tr} = 1 - \frac{(P_{core} + P_{Cu} + P_{aux})}{P_{pri}}$ .

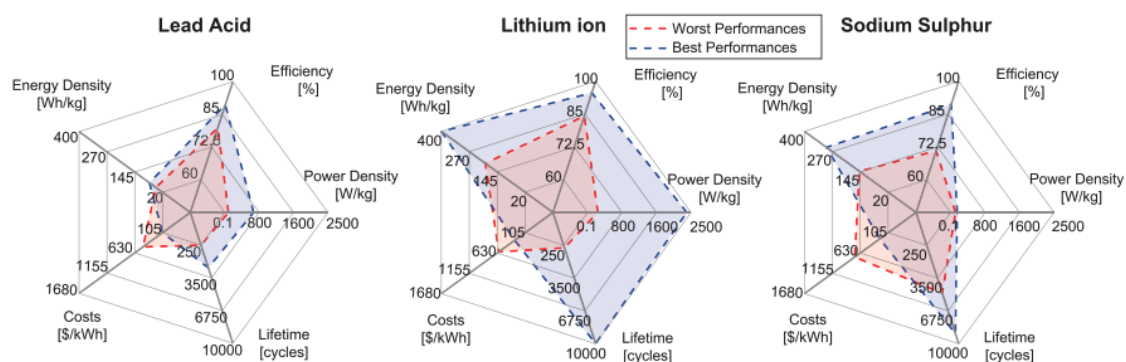
## 2.5 Συστοιχία Μπαταριών

Η τεχνολογία των μπαταριών αποτελεί αναγκαίο και αναπόσπαστο μέσο εξισορρόπησης μεταξύ παραγωγής και ζήτησης, καθώς παρέχει γρήγορη απόκριση, δυνατότητα αποθήκευσης και χρονικής μετατόπισης της ενέργειας, ενώ ταυτόχρονα απορροφά και εξισορροπεί τις μεταβολές της ενεργειακής παραγωγής από όλα τα υποσυστήματα της εγκατάστασης, προσφέροντας ομαλή, ελεγχόμενη έξοδο προς το δίκτυο και στηρίζει τη ρύθμιση της τάσης και της συχνότητας, βελτιώνοντας, κατά αυτόν τον τρόπο, την προβλεψιμότητα και την αποδοτικότητα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Σε κλίμακα δικτύου, η επιλογή των συστημάτων μπαταριών γίνεται με γνώμονα το κόστος, τον κύκλο ζωής, την πυκνότητα ισχύος και τη δυναμική συμπεριφορά.

Στους πλέον διαδεδομένους τύπους μπαταριών περιλαμβάνονται, οι μπαταρίες μολύβδου-οξέος (Lead Acid), οι οποίες αποτελούν χαμηλού κόστους τεχνολογία με απλή συντήρηση, αλλά περιορισμένη ειδική ενέργεια και μικρότερο κύκλο ζωής, καθιστώντας τις κατάλληλες κυρίως για εφαρμογές χαμηλού κόστους ή εφεδρείας. Η



δεύτερη κατηγορία μπαταριών είναι οι ιόντων-λιθίου (Lithium ion), που κυριαρχούν σε σύγχρονα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, λόγω της υψηλής ενεργειακής τους απόδοσης και της μεγάλης πυκνότητας ισχύος. Τέλος, η τρίτη κατηγορία είναι οι μπαταρίες νατρίου-θείου (Sodium Sulphur), οι οποίες χρησιμοποιούνται ως συστήματα αποθήκευσης ενέργειας συνδεδεμένα με το δίκτυο με σκοπό την εξομάλυνση της ενεργειακής παραγωγής από τα ΑΠΕ. Χαρακτηρίζονται από μεγάλη ενεργειακή πυκνότητα και απόδοση, ενώ συγχρόνως έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής. Στο Σχήμα 2-18, απεικονίζονται η καλύτερη και η χειρότερη απόδοση της κάθε μπαταρίας ως προς την απόδοση, την πυκνότητα ισχύος, την διάρκεια ζωής, το κόστος και την ενεργειακή πυκνότητα [17].



Σχήμα 2-18. Επιδόσεις διαφορετικών τύπων μπαταριών [17].

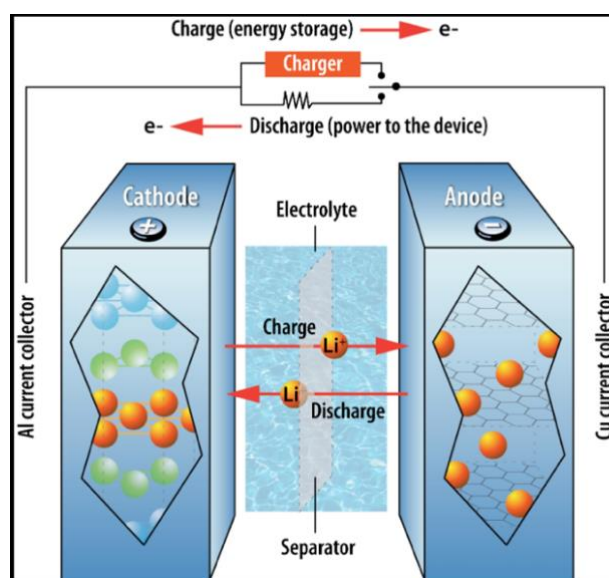
### 2.5.1 Αρχές Λειτουργίας Συστήματος Μπαταριών

Η μπαταρία είναι μια ηλεκτροχημική πηγή, η οποία αποτελείται από δύο ηλεκτρόδια, ένα αρνητικό (άνοδος στη φόρτιση και κάθοδος στην εκφόρτιση), και ένα θετικό, τα οποία βυθίζονται σε ηλεκτρολύτη και χωρίζονται από έναν διαχωριστή. Ο διαχωριστής επιτρέπει τη διέλευση των ιόντων αλλά εμποδίζει την άμεση επαφή των ηλεκτροδίων, προφυλάσσοντας από βραχυκυκλώματα και συγχρόνως παρέχει μηχανική και θερμική σταθερότητα. Κατά την εκφόρτιση, οι ηλεκτροχημικές αντιδράσεις οξειδοαναγωγής στα ηλεκτρόδια δημιουργούν την ηλεκτρεγερτική δύναμη του στοιχείου και τα ηλεκτρόνια ρέουν στο εξωτερικό κύκλωμα από τον αρνητικό στον θετικό πόλο, ενώ τα ιόντα μετακινούνται μέσα από τον ηλεκτρολύτη με σκοπό να διατηρήσουν την ηλεκτρική τους ουδετερότητα.

Η ονομαστική τάση μιας μπαταρίας προκύπτει από τα ηλεκτροχημικά δυναμικά των αντιδρώντων ζευγών, δηλαδή την διαφορά δυναμικού μεταξύ της καθόδου και της



ανόδου, και αντιστοιχεί σε τάση λειτουργίας γύρω από την οποία κινείται η μπαταρία στο μεγαλύτερο μέρος της εκφόρτισης, επηρεαζόμενη από την θερμοκρασία, τον ρυθμό ρεύματος και την κατάσταση φόρτισης ενώ διαφοροποιείται από την τάση πλήρους φόρτισης και εκφόρτισης. Με σκοπό την επίτευξη υψηλότερης τάσης, πολλές μπαταρίες συνδέονται σε σειρά ενώ για μεγαλύτερη χωρητικότητα και αύξηση του ρεύματος, συνδέονται παράλληλα. Ο συνδυασμός των δυο προαναφερθέντων συνδεσμολογιών έχει ως αποτέλεσμα την δημιουργία συστοιχίας μπαταριών. Στο σχήμα 2-19 αναπαρίσταται η αρχή λειτουργίας της μπαταρίας [18].



Σχήμα 2-19. Αρχή λειτουργίας της μπαταρίας [18].

### 2.5.2 Απόδοση Λειτουργίας της Μπαταρίας

Γενικός τύπος απόδοσης της μπαταρίας, round-trip energy efficiency, η οποία μετράται σε έναν πλήρη κύκλο φόρτισης και εκφόρτισης της μπαταρίας και χρησιμοποιείται για δοκιμές απόδοσης συστημάτων αποθήκευσης με βάση το πρότυπο IEC 62933-2-1 [19], [20], είναι ο εξής:

$$\eta_{RTE} = \frac{E_{out}}{E_{in}} = \frac{\int_{\text{εκφόρτιση}} V(t) I(t) dt}{\int_{\text{φόρτιση}} V(t) I(t) dt} \quad (2.3)$$

όπου

V: Η τάση της μπαταρίας σε V.

I: Το ρεύμα της μπαταρίας σε A.

Στην συνέχεια αναλύονται ορισμένα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά των μπαταριών, τα οποία διαδραματίζουν καθοριστικό ρόλο στην απόδοση της λειτουργίας τους.

### **1. Τάση Ακροδεκτών**

Αποτελεί την διαφορά δυναμικού μεταξύ των ακροδεκτών της μπαταρίας όταν η έξοδος της είναι συνδεδεμένη σε φορτίο. Η τάση αυτή μεταβάλλεται ανάλογα με το επίπεδο φόρτισης και με το ρεύμα φόρτισης και εκφόρτισης. Μετριέται σε Volt.

### **2. Τάση ανοικτού κυκλώματος**

Εκφράζει την διαφορά δυναμικού μεταξύ των ακροδεκτών της μπαταρίας όταν δεν είναι συνδεδεμένη σε φορτίο. Στο ίδιο πλαίσιο με την τάση ακροδεκτών, η τάση ανοικτού κυκλώματος μεταβάλλεται ανάλογα με το επίπεδο φόρτισης. Μετριέται σε Volt.

### **3. Εσωτερική Αντίσταση**

Εκφράζει την ωμική εσωτερική αντίσταση μεταξύ των ακροδεκτών της μπαταρίας που προκαλεί πτώση τάσης και θερμότητα. Η αύξηση της εσωτερικής αντίστασης προκαλεί μείωση της διαθέσιμης ισχύος και της απόδοσης του κάθε κύκλου φόρτισης και εκφόρτισης της μπαταρίας. Μετριέται σε  $\Omega$ .

### **4. Ονομαστική Χωρητικότητα**

Η μέγιστη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που μπορεί να αποδώσει μια μπαταρία υπό προδιαγεγραμμένη θερμοκρασία. Εκφράζεται σε Ah ή Wh.

### **5. Ονομαστική Τάση**

Εκφράζει την διαφορά δυναμικού μεταξύ των ακροδεκτών σε κατάσταση πλήρους φόρτισης. Μετριέται σε Volt.

### **6. Επίπεδο Φόρτισης**

Δηλώνει πόση από τη συνολική χωρητικότητα της μπαταρίας παραμένει διαθέσιμη τη δεδομένη στιγμή και εκφράζεται ως το ποσοστό της ονομαστικής χωρητικότητας που μπορεί να αποθηκεύσει η μπαταρία.

### **7. Τάση Διακοπής/Κατωφλίου**

Η τάση διακοπής ορίζεται ως η προκαθορισμένη τιμή της τάσης της μπαταρίας στην οποία κάτω από αυτήν η μπαταρία κρίνεται ως μη λειτουργική. Μετριέται σε Volt.

## 8. Κύκλος Ζωής

Ο κύκλος ζωής μιας μπαταρίας είναι ο αριθμός των πλήρων κύκλων φόρτισης–εκφόρτισης που μπορεί να εκτελέσει μέχρις ότου η λειτουργικότητα και η απόδοσή της μειωθούν αισθητά. Σημειώνεται ότι η πραγματική διάρκεια ζωής μεταβάλλεται σημαντικά ανάλογα με τον τρόπο χρήσης.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία, το υβριδικό σύστημα που έχει υλοποιηθεί, δεν είναι διασυνδεδεμένο με το ηλεκτρικό δίκτυο και η αποθήκευση ενέργειας με μπαταρίες αποτελεί τον κεντρικό μηχανισμό ευστάθειας και ενεργειακής αυτονομίας. Επιλέγονται μπαταρίες ιόντων λιθίου, διότι έχουν υψηλή ενεργειακή πυκνότητα, προσφέροντας μεγάλη αποθηκευτική ικανότητα ενώ συγχρόνως έχουν χαμηλή αυτοεκφόρτιση, που σημαίνει ότι χάνουν λίγη ενέργεια κατά τη διάρκεια της αποθήκευσης. Αυτό βοηθάει στη διατήρηση της ενεργειακής απόδοσης όταν η ενέργεια αποθηκεύεται για μεγάλα χρονικά διαστήματα.

Ένας σημαντικός παράγοντας είναι και το χαμηλό κόστος, καθώς από την μια οι απαιτήσεις συντήρησης είναι μηδαμινές και από την άλλη η τεχνολογική εξέλιξη αυτού του είδους μπαταριών είναι αρκετά ικανοποιητική, με αποτέλεσμα το κόστος παραγωγής τους να είναι σχετικά χαμηλό.

## 2.6 Ηλεκτρονικοί Μετατροπείς Ισχύος

Οι ηλεκτρονικοί μετατροπείς ισχύος είναι διατάξεις οι οποίες μετατρέπουν την ηλεκτρική ενέργεια από μία μορφή σε μια άλλη, ρυθμίζοντας τον τύπο του ρεύματος DC/AC, το επίπεδο της τάσης και του ρεύματος, καθώς και την πολικότητα της τάσης. Σε ένα υβριδικό σύστημα που αποτελείται από φωτοβολταϊκές συστοιχίες, ανεμογεννήτριες, παλιρροϊκές γεννήτριες και μπαταρίες, οι μετατροπείς ισχύος καθίστανται απολύτως απαραίτητοι, διότι προσαρμόζουν τις μεταβαλλόμενες εξόδους των πηγών στον κοινό ζυγό και κατευθύνουν τη ροή ενέργειας προς ή από το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

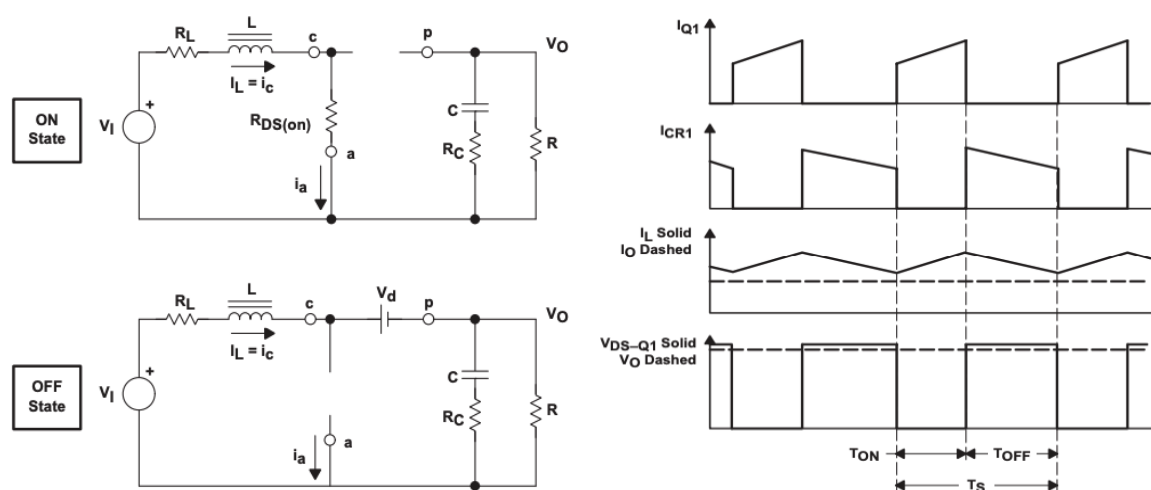
### 2.6.1 Μετατροπείς DC-DC

Οι συγκεκριμένοι μετατροπείς, μετατρέπουν το πλάτος και την πολικότητα της τάσης που δέχονται στην είσοδο στις επιθυμητές τιμές και πολικότητα στην έξοδο. Ανάλογα

με την λειτουργία τους, οι μετατροπείς συνεχούς ρεύματος χωρίζονται στις εξής κατηγορίες:

### 1. Μετατροπέας ανύψωσης τάσης (Boost Converter)

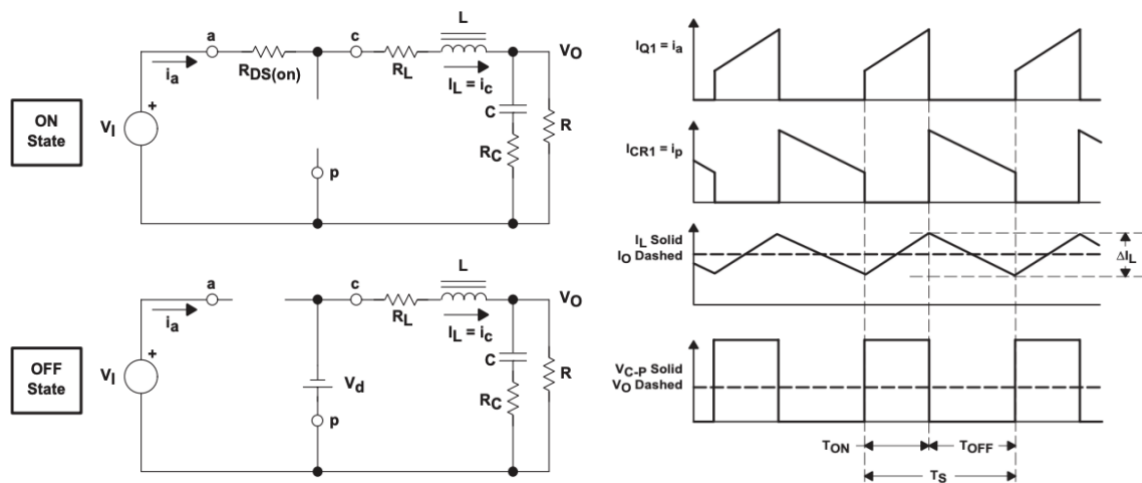
Ο μετατροπέας ανύψωσης τάσης αποτελεί μια διακοπτική βαθμίδα που αυξάνει την τάση εισόδου  $V_{in}$  σε υψηλότερη τάση εξόδου  $V_{out}$  χρησιμοποιώντας διακόπτη, MOSFET ή IGBT, πηνίο, δίοδο και πυκνωτή εξόδου. Στη φάση ON ο διακόπτης κλείνει, το πηνίο συνδέεται στην πηγή, το ρεύμα του αυξάνει γραμμικά και αποθηκεύεται ενέργεια, η οποία υπολογίζεται με βάση τον τύπο  $E_L = \frac{1}{2} L i_L^2$ , ενώ η δίοδος είναι ανάστροφα πολωμένη. Στη φάση OFF ο διακόπτης ανοίγει, το ρεύμα του πηνίου δεν μηδενίζεται στιγμιαία, η πολικότητά του αντιστρέφεται, η δίοδος άγει και η αποθηκευμένη ενέργεια μεταφέρεται στον πυκνωτή και στο φορτίο εξομαλύνοντας την τάση εξόδου. Στην συνεχή αγωγή (Continuous Conduction Mode, CCM), ο λόγος ανύψωσης δίνεται από την εξίσωση  $V_{out} = \frac{V_{in}}{(1-D)}$ , με  $D$  τον κύκλο λειτουργίας, ενώ στην ασυνεχή αγωγή (Discontinuous Conduction Mode, DCM), ο λόγος εξαρτάται επιπλέον από το φορτίο και την αυτεπαγωγή του πηνίου [21]. Στο Σχήμα 2-20 παρουσιάζονται οι κυματομορφές ρεύματος και τάσης ενός μετατροπέα ανύψωσης τάσης συνεχούς ρεύματος και το ισοδύναμο κύκλωμα του.



**Σχήμα 2-20.** Κυματομορφές ρεύματος και τάσης ενός μετατροπέα ανύψωσης τάσης συνεχούς ρεύματος (δεξιά) και το ισοδύναμο κύκλωμα του στις καταστάσεις “ON” και “OFF” (αριστερά) [21].

## 2. Μετατροπέας υποβιβασμού τάσης (Buck Converter)

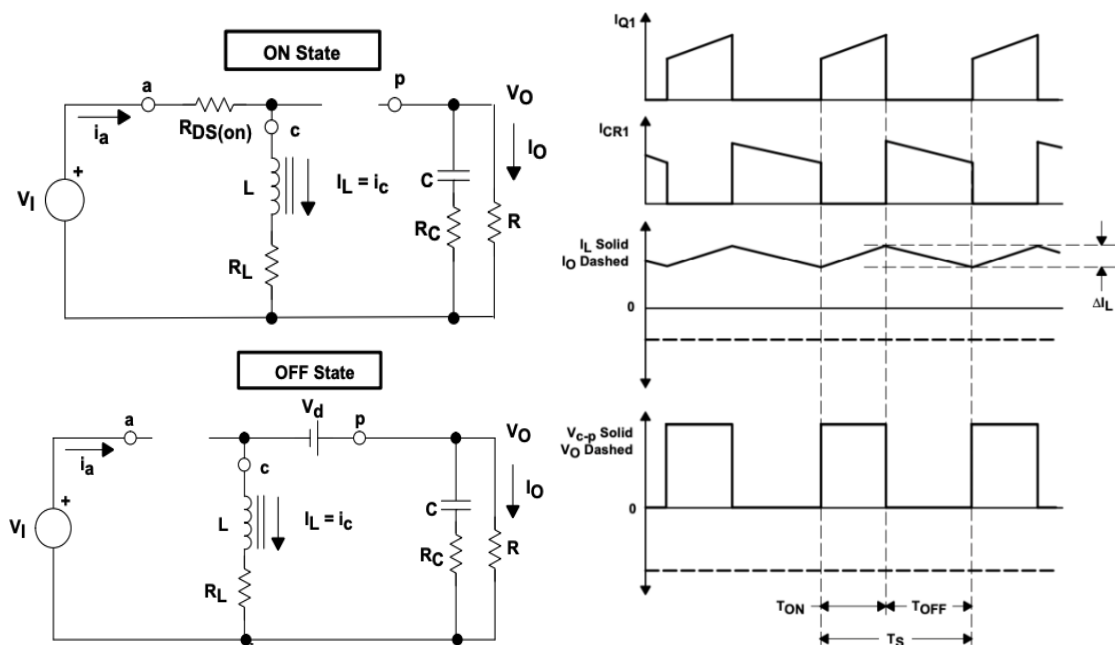
Ο μετατροπέας υποβιβασμού τάσης έχει ως στόχο την μείωση της τάσης εισόδου στο επιθυμητό επίπεδο εξόδου, αυξάνοντας αντίστοιχα το ρεύμα, με το διακόπτη και τη δίοδο τοποθετημένα πριν από το πηνίο, κατά τρόπο που, όταν ο διακόπτης είναι σε κατάσταση ON, η δίοδος πολώνεται ανάστροφα, το ρεύμα ρέει από την πηγή μέσω του διακόπτη και του πηνίου προς το φορτίο και τον πυκνωτή, ενώ το πηνίο έχει τάση φόρτισης ίση με  $v_l = V_{in} - V_o$ . Όταν ο διακόπτης είναι σε κατάσταση OFF, το πηνίο διατηρεί το ρεύμα του πολώνοντας ορθά τη δίοδο, ρέοντας προς το φορτίο και τον πυκνωτή με τάση εκφόρτισης  $v_l = -V_o$ . Σε συνεχή αγωγή CCM, το ρεύμα του πηνίου δεν μηδενίζεται και το ρεύμα εξόδου παραμένει μη παλμικό, ενώ σε ασυνεχή αγωγή DCM, το ρεύμα του πηνίου μηδενίζεται για τμήμα της περιόδου [22]. Στο Σχήμα 2-21 παρουσιάζονται οι κυματομορφές ρεύματος και τάσης ενός μετατροπέα υποβιβασμού τάσης συνεχούς ρεύματος και το ισοδύναμο κύκλωμα του.



**Σχήμα 2-21.** Κυματομορφές ρεύματος και τάσης ενός μετατροπέα υποβιβασμού τάσης συνεχούς ρεύματος (δεξιά) και το ισοδύναμο κύκλωμα του στις καταστάσεις “ON” και “OFF” (αριστερά) [22].

### 3. Αμφίδρομος μικτός μετατροπέας (Bidirectional Buck-Boost DC-DC Converter)

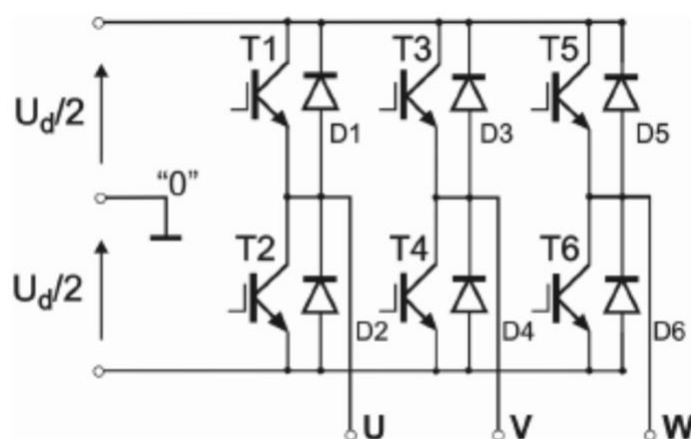
Ο αμφίδρομος μικτός μετατροπέας συνεχούς ρεύματος αποτελεί την σε σειρά σύνδεση του μετατροπέα ανύψωσης τάσης και του μετατροπέα υποβιβασμού τάσης. Συγκεκριμένα, υλοποιείται με συγχρονισμένους διακόπτες, αντικαθιστώντας τις διόδους ώστε να επιτρέπεται η ανάστροφη ροή του ρεύματος. Στη κατάσταση ON του διακόπτη προς την πηγή, το πηνίο έχει τάση ίση με  $v_l = V_{in}$ , αποθηκεύει ενέργεια και η τιμή του ρεύματος αυξάνεται. Στην κατάσταση OFF, το πηνίο αποδίδει την ενέργεια στην έξοδο με τάση ίση με  $v_l = -V_o$  και ταυτόχρονα η τιμή του ρεύματος μειώνεται. Ανάλογα με τη σχετική στάθμη τάσης, ο μετατροπέας λειτουργεί ως buck,  $V_{in} > V_o$ , ή ως boost,  $V_{in} < V_o$ . Λόγω της δυνατότητας αμφίδρομης ροής, οι μετατροπείς αυτοί αποτελούν βασικά στοιχεία σε συστήματα αποθήκευσης ενέργειας [23]. Στο Σχήμα 2-22 παρουσιάζονται οι κυματομορφές ρεύματος και τάσης ενός αμφίδρομου μετατροπέα τάσης συνεχούς ρεύματος και το ισοδύναμο κύκλωμα του.



**Σχήμα 2-22.** Κυματομορφές ρεύματος και τάσης ενός αμφίδρομου μετατροπέα τάσης συνεχούς ρεύματος (δεξιά) και το ισοδύναμο κύκλωμα του στις καταστάσεις “ON” και “OFF” (αριστερά) [23].

## 2.6.2 Αντιστροφέας (Inverter)

Τα Φ/Β πλαίσια και οι μπαταρίες παράγουν συνεχές (DC) ρεύμα, ενώ συνήθως τα φορτία και το ρεύμα που παρέχεται από το ηλεκτρικό δίκτυο είναι εναλλασσόμενο (AC). Επομένως, είναι απαραίτητη η χρήση του αντιστροφέα που έχει την δυνατότητα να αλλάζει την συχνότητα και το πλάτος του ρεύματος και της τάσης που παρέχονται στην είσοδό του. Συγκεκριμένα, υλοποιείται ως γέφυρα με ημιαγωγικούς διακόπτες που οδηγούνται έτσι ώστε το στιγμιαίο διάνυσμα τάσης (δηλαδή οι τρεις φασικές τάσεις του τριφασικού αντιστροφέα ως ένα διάνυσμα στο επίπεδο α-β όπου το μέτρο του δίνει το στιγμιαίο πλάτος της τάσης εξόδου και η γωνία του τη στιγμιαία φάση) να ακολουθεί την επιθυμητή κυματομορφή στην έξοδο. Η παραγωγή καθαρού ημιτόνου γίνεται μέσω τεχνικών PWM, όπως η SPWM και η SVPWM, οι οποίες διαμορφώνουν το duty cycle των διακοπών. Οι αντιστροφείς μπορούν να τροφοδοτηθούν είτε από πηγή συνεχούς ρεύματος, είτε από πηγή συνεχούς τάσης. Παράλληλα, συμβάλλουν στην αποδοτικότερη φόρτιση και εκφόρτιση των μπαταριών, όσο και στην εύρεση του σημείου λειτουργίας μέγιστης ισχύος των υποσυστημάτων που αποτελούν το υβριδικό σύστημα, βελτιώνοντας έτσι την διαχείριση ενέργειας και την απόδοση του συστήματος [24]. Στο Σχήμα 2-23 απεικονίζονται το ηλεκτρονικό κύκλωμα ενός τριφασικού DC/AC inverter.



**Σχήμα 2-23.** Ηλεκτρονικό κύκλωμα τριφασικού DC/AC inverter [24].

---

# 3.

## ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

---

### 3.1 Περιγραφή του συστήματος

Το υβριδικό σύστημα που εξετάζεται στην παρούσα διπλωματική εργασία συγκροτείται από φωτοβολταϊκές συστοιχίες, ανεμογεννήτριες, παλιρροϊκές γεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης με μπαταρίες ιόντων λιθίου. Το σύστημα είναι μη διασυνδεδεμένο και στοχεύει στην πλήρη κάλυψη ενός προκαθορισμένου ενεργειακού φορτίου. Υλοποιήθηκαν όλα τα υποσυστήματα σε λογισμικό Simulink καθώς επίσης έγινε και η μοντελοποίηση τους στο Matlab. Αξιοποιώντας τα μετεωρολογικά δεδομένα των Χανίων για το 2024, την θερμοκρασία του αέρα, την ταχύτητα του ανέμου και την ηλιακή ακτινοβολία, υπολογίστηκε η ισχύς του κάθε υποσυστήματος και εκτιμήθηκε ο ωριαίος ρυθμός αστοχίας των επιμέρους στοιχείων και, βάσει τούτων, υπολογίστηκε ο αναμενόμενος χρόνος αποκατάστασης μέχρι την επαναφορά του συστήματος σε κανονική λειτουργία και την εκ νέου παραγωγή ενέργειας. Ελλείπει διαθέσιμων εγχώριων δεδομένων για τη θερμοκρασία θαλασσίων υδάτων και την ταχύτητα θαλάσσιων ρευμάτων, εξετάστηκε συμπληρωματικά διακριτό σενάριο που ενσωματώνει την παλιρροϊκή γεννήτρια για την περιοχή Cape Cod Canal, Massachusetts των Ηνωμένων Πολιτειών της Αμερικής, επίσης για το έτος 2024. Η σύνθεση του ενεργειακού τμήματος μεταβάλλεται συστηματικά σε κάθε τοπολογία, ώστε να εξεταστεί το σύνολο όλων των δυνατών διαμορφώσεων. Στη

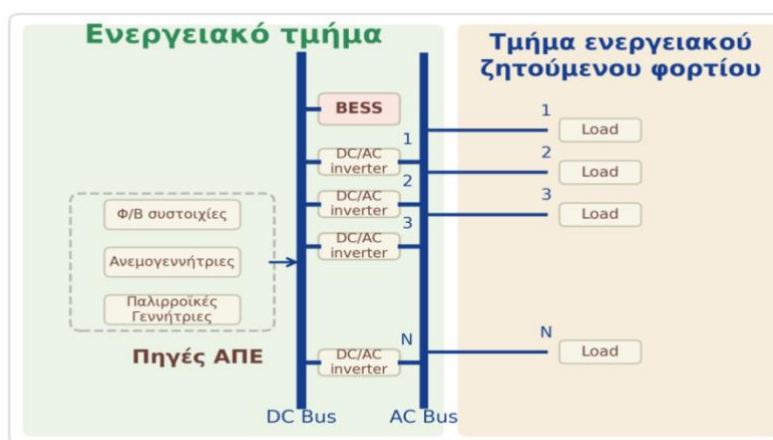


συνέχεια παρατίθενται οι τοπολογίες που μελετήθηκαν. Πρέπει να σημειωθεί ότι για λόγους απλοποίησης δεν απεικονίζονται οι ενδιάμεσοι μετατροπείς των υποσυστημάτων πριν συνδεθούν στο DC-bus. Οι φωτοβολταϊκές συστοιχίες συνδέονται στο DC-bus μέσω μετατροπέων DC/DC και το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας (Battery Energy Storage System, BESS) μέσω αμφίδρομου DC/DC Buck-Boost converter, ενώ οι ανεμογεννήτριες και οι παλιρροϊκές γεννήτριες συνδέονται στον DC bus μέσω ανορθωτών AC/DC.

### 3.1.1 Φωτοβολταϊκές Συστοιχίες, Ανεμογεννήτριες, Παλιρροϊκές

#### Γεννήτριες και Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας

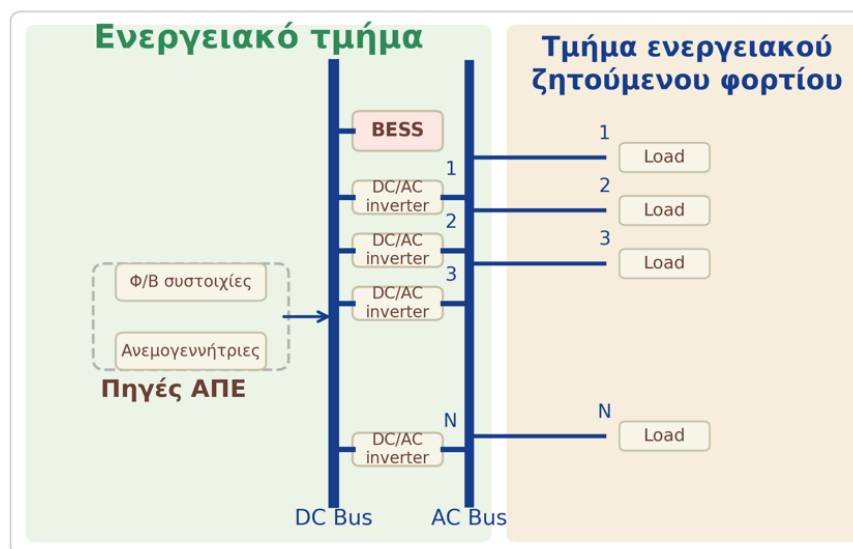
Η παρούσα τοπολογία αποτελεί ένα υβριδικό σύστημα, αποτελούμενο από όλα τα προαναφερθέντα υποσυστήματα. Δομείται σε δύο ζυγούς, στον ζυγό συνεχούς ρεύματος στον οποίο συγκλίνουν όλα τα συστήματα παραγωγής ενέργειας, καθώς ταυτόχρονα και το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες (Battery Energy Storage System, BESS), ενώ ο ζυγός εναλλασσόμενου ρεύματος είναι υπεύθυνος για την τελική διανομή της ισχύος προς τα επιμέρους φορτία. Κατά τη λειτουργία της εξισορρόπησης ενέργειας, όταν η παραγωγή υπερβαίνει τη ζήτηση, το πλεόνασμα διοχετεύεται στο DC-Bus και αποθηκεύεται με ελεγχόμενη φόρτιση του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας, τηρώντας τα όρια φόρτισης και εκφόρτισης. Ωστόσο, όταν η συνολική παραγωγή ενέργειας αδυνατεί να τροφοδοτήσει το ζητούμενο φορτίο, το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας εκφορτίζεται με σκοπό την κάλυψη του ενεργειακού ελλείμματος. Στο Σχήμα 3-1 αναπαρίσταται το διάγραμμα του υβριδικού συστήματος με τις πηγές ενέργειας από τις οποίες αποτελείται.



**Σχήμα 3-1.** Διάγραμμα υβριδικού συστήματος με φωτοβολταϊκές συστοιχίες, ανεμογεννήτριες, παλιρροϊκές γεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

### 3.1.2 Φωτοβολταϊκές Συστοιχίες, Ανεμογεννήτριες και Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας

Η υπό εξέταση διαμόρφωση συνδυάζει φωτοβολταϊκές συστοιχίες και ανεμογεννήτριες με σύστημα αποθήκευσης ενέργειας χρησιμοποιώντας την συμπληρωματικότητα των δύο υποσυστημάτων. Η λειτουργία του υβριδικού συστήματος έχει ως προτεραιότητα την άμεση κάλυψη του ενεργειακού φορτίου από τις πηγές ενέργειας και στην συνέχεια την φόρτιση του συστήματος αποθήκευσης σε περιόδους περίσσειας ενέργειας. Η αξιολόγηση εστιάζει στο κατά πόσον η υβριδική διάταξη εξασφαλίζει αυτονομία και μείωση της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας. Στο Σχήμα 3-2 αναπαρίσταται το διάγραμμα του υβριδικού συστήματος με τις πηγές ενέργειας από τις οποίες αποτελείται.

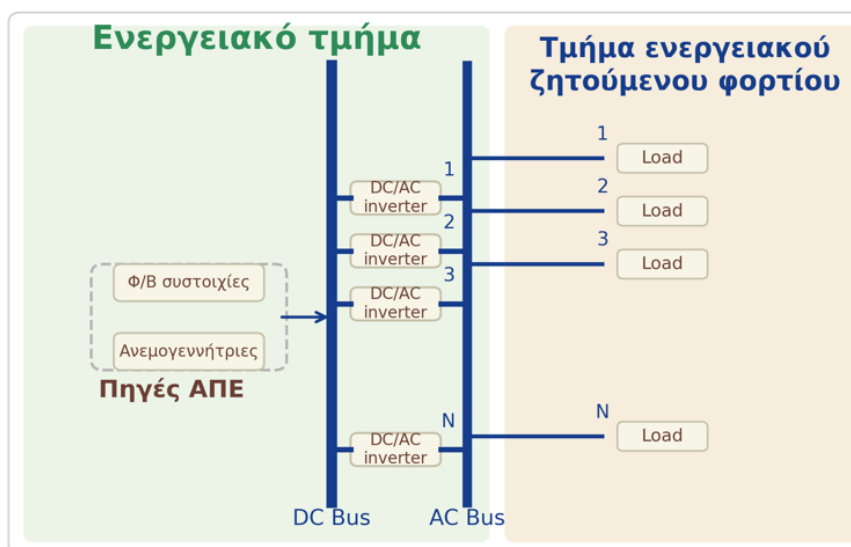


**Σχήμα 3-2.** Διάγραμμα υβριδικού συστήματος με φωτοβολταϊκές συστοιχίες, ανεμογεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

### 3.1.3 Φωτοβολταϊκές Συστοιχίες, Ανεμογεννήτριες, χωρίς Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας

Στην εν λόγω διάταξη δραστηριοποιούνται συνδυαστικά οι φωτοβολταϊκές συστοιχίες και οι ανεμογεννήτριες, χωρίς την δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας, ώστε να αξιολογηθεί η καθαρή συμπληρωματικότητα των δύο πηγών όταν η παραγωγή πρέπει να ταυτίζεται άμεσα με το ζητούμενο φορτίο. Η αποτίμηση εστιάζει

στη συμπληρωματικότητα των δύο υποσυστημάτων, καθώς όταν ο άνεμος υπολείπεται, το φορτίο καλύπτεται πρωτίστως από τις φωτοβολταϊκές συστοιχίες κατά τη διάρκεια της ημέρας, ενώ κατά τις νυχτερινές ώρες και εφόσον επικρατούν επαρκείς άνεμοι, αναλαμβάνουν οι ανεμογεννήτριες, με σκοπό την παροχή ενέργειας. Στο Σχήμα 3-3 αναπαρίσταται το διάγραμμα του υβριδικού συστήματος με τις πηγές ενέργειας από τις οποίες αποτελείται.

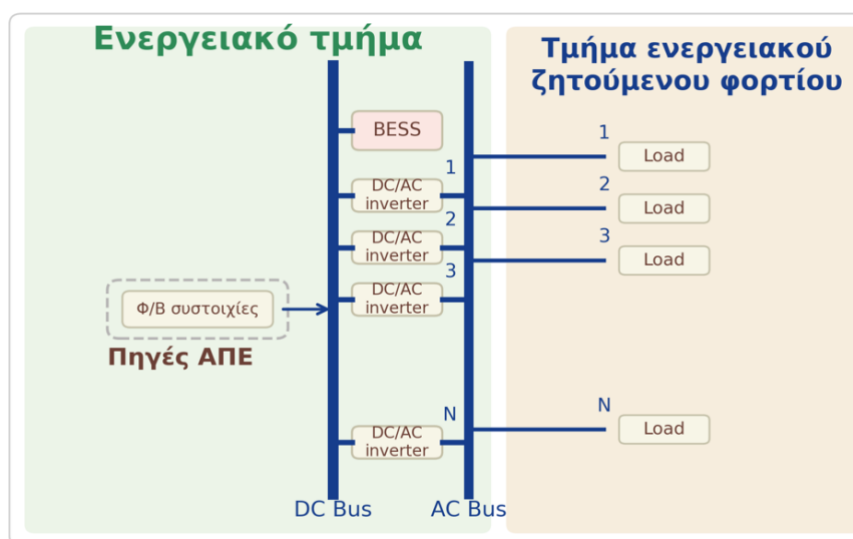


**Σχήμα 3-3.** Διάγραμμα υβριδικού συστήματος με φωτοβολταϊκές συστοιχίες και ανεμογεννήτριες.

### 3.1.4 Φωτοβολταϊκές Συστοιχίες και Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας

Στην εκδοχή αυτή ενεργοποιείται αποκλειστικά η φωτοβολταϊκή διάταξη σε συνδυασμό με το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας ώστε να εξεταστεί ο βαθμός με τον οποίο μια και μόνη πηγή παραγωγής, υποβοηθούμενη από τις μπαταρίες, δύναται να καλύψει το απαιτούμενο ενεργειακό φορτίο. Η παρούσα διάταξη χρησιμοποιείται ως σημείο αναφοράς για συγκριτική αξιολόγηση, αφενός έναντι διαμόρφωσης που περιλαμβάνει μόνον ανεμογεννήτριες σε συνδυασμό με BESS και αφετέρου, έναντι διαμόρφωσης που βασίζεται αποκλειστικά σε φωτοβολταϊκές συστοιχίες χωρίς σύστημα αποθήκευσης. Παράλληλα, αξιολογείται η καθαρή συμβολή της αποθήκευσης ενέργειας στη μείωση της μη εξυπηρέτησης φορτίου. Στο Σχήμα 3-4

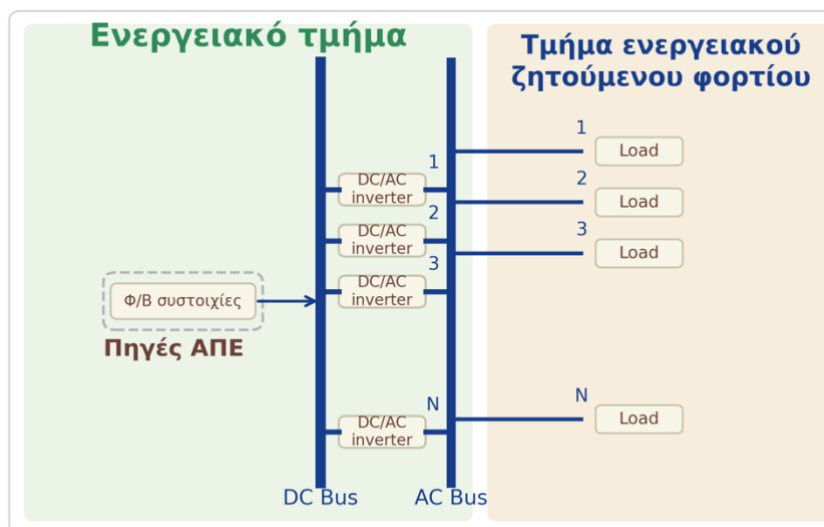
αναπαρίσταται το διάγραμμα του υβριδικού συστήματος με τις πηγές ενέργειας από τις οποίες αποτελείται.



**Σχήμα 3-4.** Διάγραμμα υβριδικού συστήματος με φωτοβολταϊκές συστοιχίες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

### 3.1.5 Φωτοβολταϊκές Συστοιχίες, χωρίς Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας

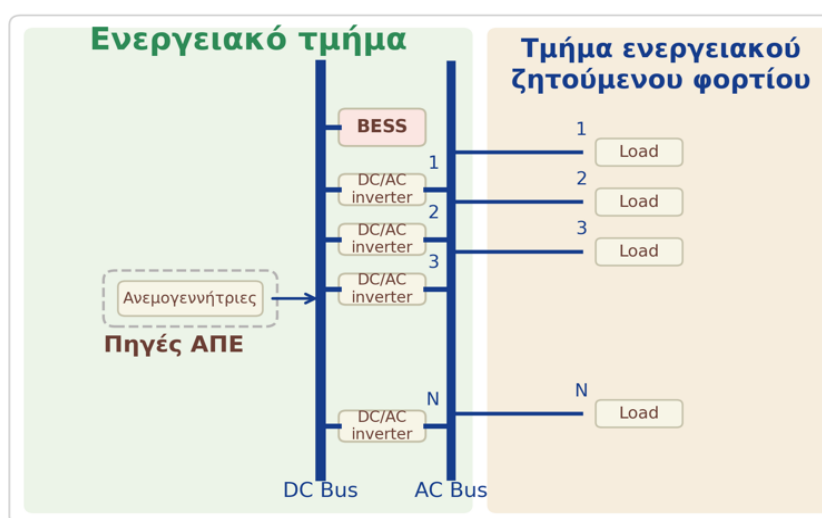
Στην παρούσα τοπολογία υλοποιούνται αποκλειστικά οι φωτοβολταϊκές συστοιχίες, χωρίς την συνδρομή συστήματος αποθήκευσης ενέργειας, με στόχο να αποτιμηθεί αυτοτελώς η ικανότητά της να καλύψει το ζητούμενο ενεργειακό φορτίο. Η ανάλυση επικεντρώνεται στην καθαρή ενεργειακή επάρκεια του φωτοβολταϊκού υποσυστήματος και στην επίδραση των εποχικών διακυμάνσεων τα οποία επηρεάζουν την παραγόμενη ισχύ δημιουργώντας ενεργειακά ελλείμματα. Συγκεκριμένα, λαμβάνονται υπόψιν τόσο οι ημερήσιες διακυμάνσεις, όσο και οι εποχικές μεταβολές. Η διαμόρφωση αυτή εξετάζει την δυνατότητα πλήρους αυτονομίας των φωτοβολταϊκών συστοιχιών για την κάλυψη του φορτίου. Στο Σχήμα 3-5 αναπαρίσταται το διάγραμμα του υβριδικού συστήματος με τις πηγές ενέργειας από τις οποίες αποτελείται.



Σχήμα 3-5. Διάγραμμα υβριδικού συστήματος με φωτοβολταϊκές συστοιχίες.

### 3.1.6 Ανεμογεννήτριες και Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας

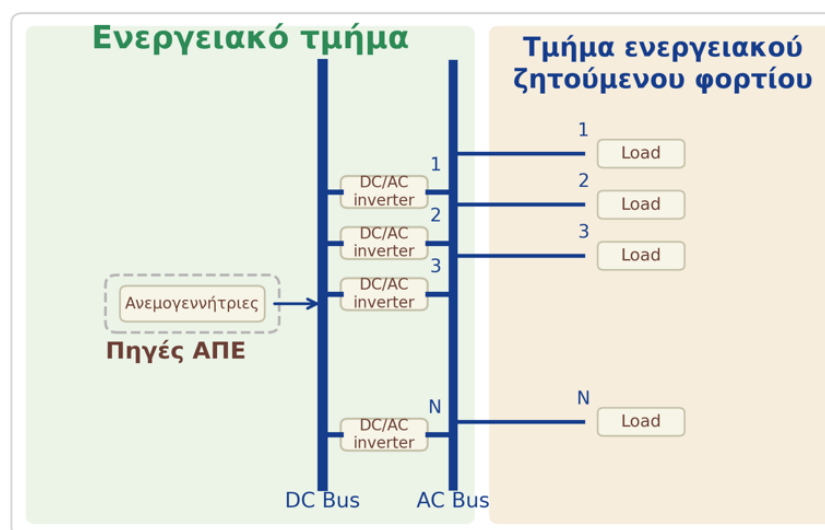
Στην παρούσα διαμόρφωση αξιοποιούνται αποκλειστικά οι ανεμογεννήτριες σε συνδυασμό με το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας. Η αξιολόγηση βασίζεται στην ταχύτητα του ανέμου και την αντίστοιχη παραγόμενη ισχύ της ανεμογεννήτριας, τα οποία παρουσιάζουν ωριαία μεταβλητότητα. Στο πλαίσιο αυτό αποτιμώνται η ενεργειακή επάρκεια και η αυτονομία του υβριδικού συστήματος. Στο Σχήμα 3-6 αναπαρίσταται το διάγραμμα του υβριδικού συστήματος με τις πηγές ενέργειας από τις οποίες αποτελείται.



Σχήμα 3-6. Διάγραμμα συστήματος με ανεμογεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

### 3.1.7 Ανεμογεννήτριες, χωρίς Σύστημα Αποθήκευσης Ενέργειας

Η παρούσα διάταξη αποτελείται αποκλειστικά από ανεμογεννήτριες, χωρίς σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, με στόχο να εκτιμηθεί αυτοτελώς η ικανότητά της να υποστηρίζει το ζητούμενο φορτίο υπό τη στοχαστικότητα της ταχύτητας ανέμου. Εξετάζονται η ενεργειακή επάρκεια και η αυτονομία χωρίς αποθήκευση, η συχνότητα και η διάρκεια των ελλειμμάτων ισχύος αλλά και τυχόν πλεονάσματα, καθώς και οι επιπτώσεις των απότομων μεταβολών στην ποιότητα τροφοδότησης στην πλευρά AC. Στο Σχήμα 3-7 αναπαρίσταται το διάγραμμα του υβριδικού συστήματος με τις πηγές ενέργειας από τις οποίες αποτελείται.



Σχήμα 3-7. Διάγραμμα συστήματος με ανεμογεννήτριες.

Συνοψίζοντας, εξετάζονται πολλαπλές διαμορφώσεις του υβριδικού συστήματος με διαφορετικούς συνδυασμούς πηγών ΑΠΕ και ενίοτε χρήσης συστήματος αποθήκευσης ενέργειας, ώστε να αποτιμηθεί συγκριτικά η απόδοσή τους. Κεντρικός στόχος της μελέτης αποτελεί η ελαχιστοποίηση της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας φορτίου και, ταυτόχρονα, ο εντοπισμός της βέλτιστης τοπολογίας με το ελάχιστο συνολικό οικονομικό κόστος ανά μονάδα εξυπηρετούμενου φορτίου. Η αξιολόγηση βασίζεται σε ενιαίους δείκτες αξιοπιστίας και ενεργειακής επάρκειας, επιτρέποντας να αναδειχθεί ο συνδυασμός πηγών και βαθμών ελευθερίας ελέγχου, ο οποίος επιτυγχάνει την πλέον συμφέρουσα ισορροπία μεταξύ του κόστους και της

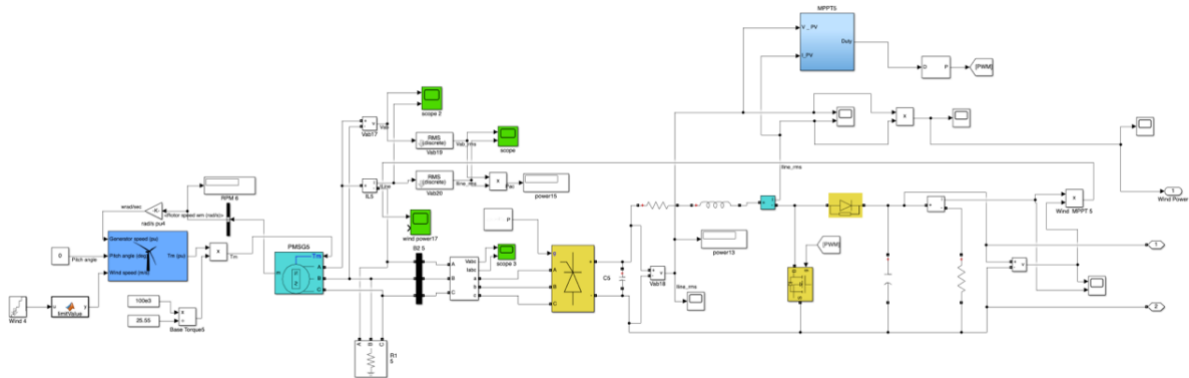
ενεργειακής απόδοσης, με σκοπό μια κατά το δυνατόν αδιάλειπτη και οικονομικά αποδοτική τροφοδότηση.

### 3.2 Προσομοίωση λειτουργίας του υβριδικού συστήματος

Στην ενότητα αυτή πραγματοποιείται η προσομοίωση του προαναφερθέντος υβριδικού συστήματος με την χρήση του λογισμικού Simulink με σκοπό την γραφική απεικόνιση και εξαγωγή καμπυλών ισχύος για τις διαφορετικές μετεωρολογικές συνθήκες.

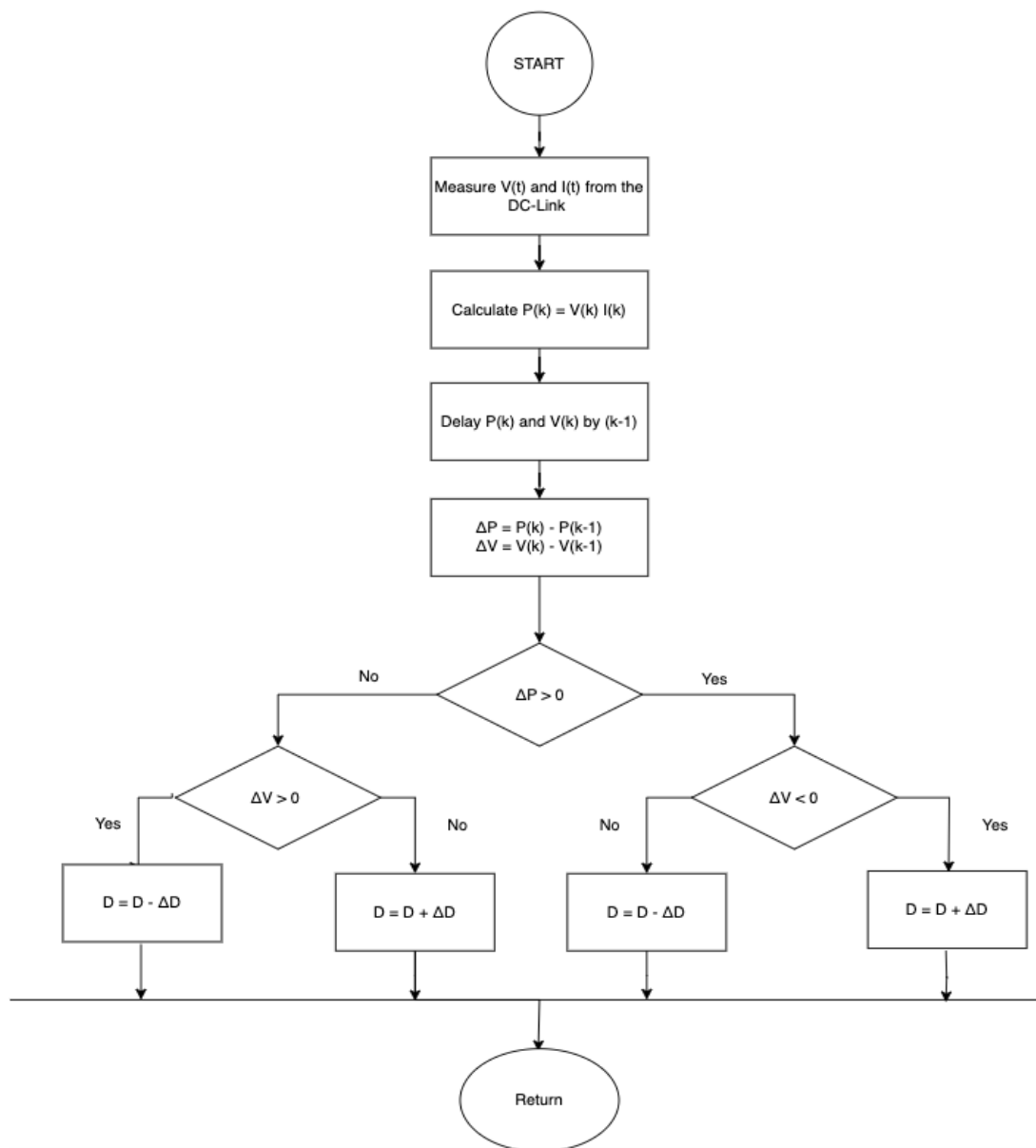
#### 3.2.1 Ανεμογεννήτρια

Υλοποιήθηκε ανεμογεννήτρια με σύγχρονη γεννήτρια μόνιμων μαγνητών, PMSG, ονομαστικής ισχύος 100 kW και ονομαστική ταχύτητα ανέμου ίση με 12 m/s. Η αεροδυναμική ισχύς μεταφέρεται μέσω του άξονα στη γεννήτρια και ανορθώνεται με τριφασικό ανορθωτή. Στη συνέχεια, η τάση ανυψώνεται από μετατροπέα DC-DC τύπου Boost και σύζευξη στον κοινό DC ζυγό του υβριδικού συστήματος [25]. Στο Σχήμα 3-8 απεικονίζεται στο Simulink η ανεμογεννήτρια με PMSG, τον Boost Converter και το Perturb & Observe MPPT.



**Σχήμα 3-8.** Μοντέλο ανεμογεννήτριας με σύγχρονη γεννήτρια μόνιμων μαγνητών, AC/DC ανορθωτή, αλγόριθμο P&O για το MPPT και DC-DC Boost converter.

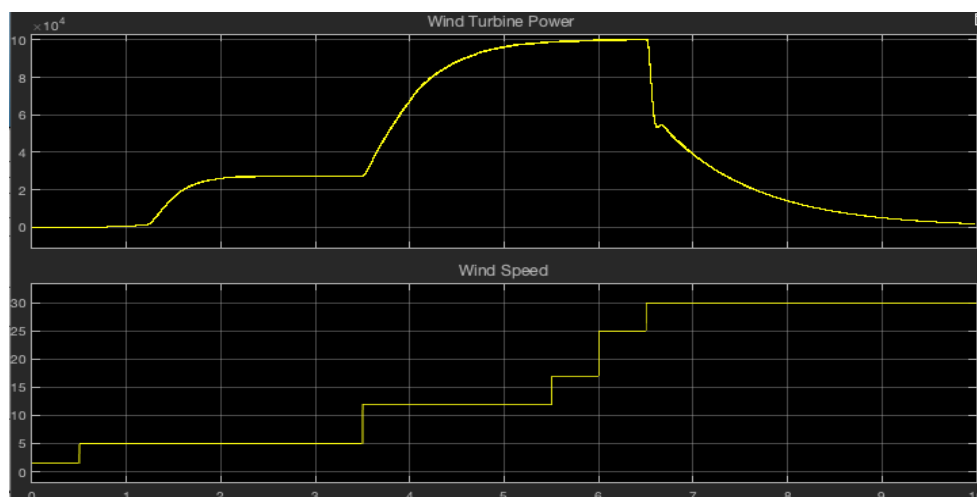
Ο έλεγχος της εύρεσης του μέγιστου σημείου ισχύος (MPPT) υλοποιείται με τον αλγόριθμο Perturb & Observe (P&O), παράγοντας το duty cycle του μετατροπέα Boost ώστε να διατηρείται η λειτουργία περίξ του βέλτιστου λόγου  $\lambda$  και του αντίστοιχου συντελεστή ισχύος  $C_p$ . Στο Σχήμα 3-9 απεικονίζεται το flowchart του αλγορίθμου P&O που χρησιμοποιήθηκε.



**Σχήμα 3-9.** Διάγραμμα αλγορίθμου P&O για την ανεμογεννήτρια.

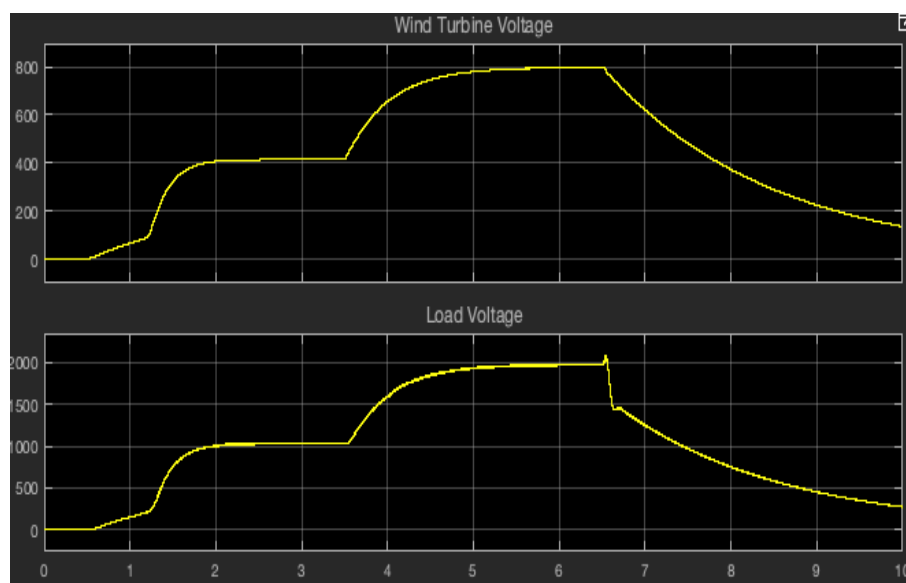
Έχει υλοποιηθεί κατάλληλη συνάρτηση ελέγχου που επιβάλλει την ταχύτητα έναρξης, στα 2 m/s, και την ταχύτητα εξόδου, στα 28 m/s της ανεμογεννήτριας. Η αποδιδόμενη ισχύς αυξάνει έως την ονομαστική τιμή της στα 12 m/s και, πέραν αυτού, παραμένει σταθερή, γεγονός που επιβεβαιώνει την ορθή λειτουργία του περιορισμού της ονομαστικής ισχύος. Ωστόσο, όταν η ταχύτητα του ανέμου υπερβεί το όριο των 28 m/s, η ανεμογεννήτρια τίθεται εκτός λειτουργίας και η παραγωγή μηδενίζεται. Στο Σχήμα 3-10 παρουσιάζεται η καμπύλη ισχύος ως συνάρτηση της ταχύτητας ανέμου.



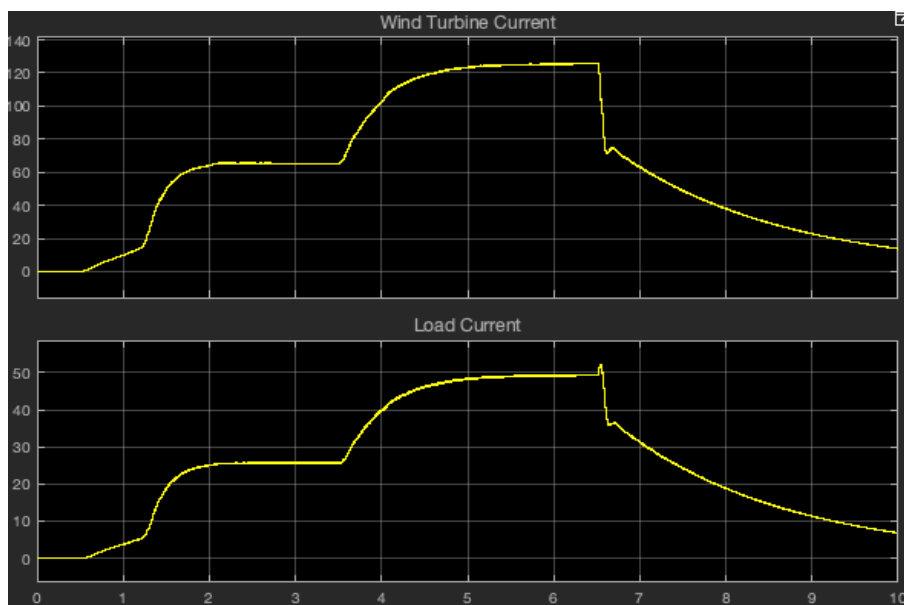


**Σχήμα 3-10.** Διάγραμμα ισχύος της ανεμογεννήτριας συναρτήσει της ταχύτητας του ανέμου.

Στα Σχήματα 3-11 και 3-12 απεικονίζονται η συμπεριφορά της τάσης και του ρεύματος τόσο στην έξοδο της ανεμογεννήτριας όσο και στον ζυγό DC. Παρατηρείται ότι ο αλγόριθμος Perturb-and-Observe MPPT οδηγεί το σύστημα σε σταθεροποίηση στο βέλτιστο σημείο, δηλαδή στην τάση και στο ρεύμα που αντιστοιχούν στη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ για κάθε διαφορετική ταχύτητα του ανέμου. Παράλληλα, επιβεβαιώνεται η λειτουργία του μετατροπέα DC-DC Boost Converter, καθώς αυξάνει την τάση της ανεμογεννήτριας σε μεγαλύτερη τιμή στον ζυγό και μειώνει ταυτόχρονα το ρεύμα που ρέει προς τον ζυγό.



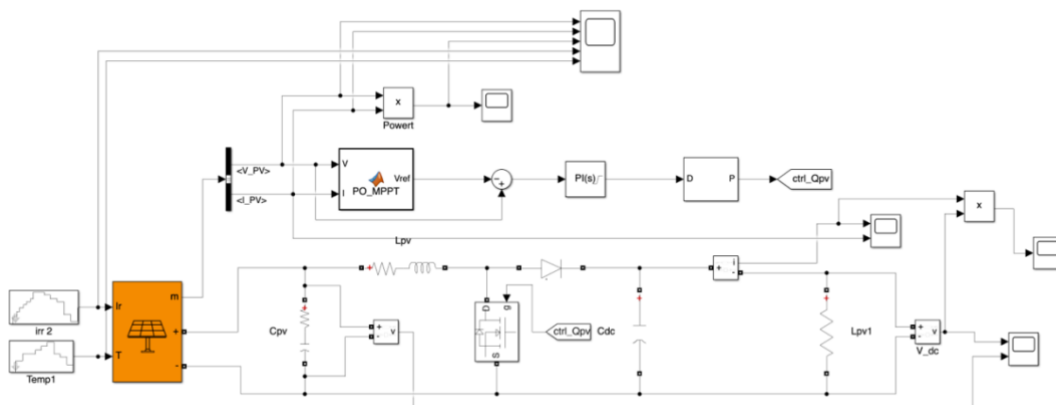
**Σχήμα 3-11.** Διάγραμμα τάσης στην ανεμογεννήτρια και στο φορτίο.



Σχήμα 3-12. Διάγραμμα ρεύματος στην ανεμογεννήτρια και στο φορτίο.

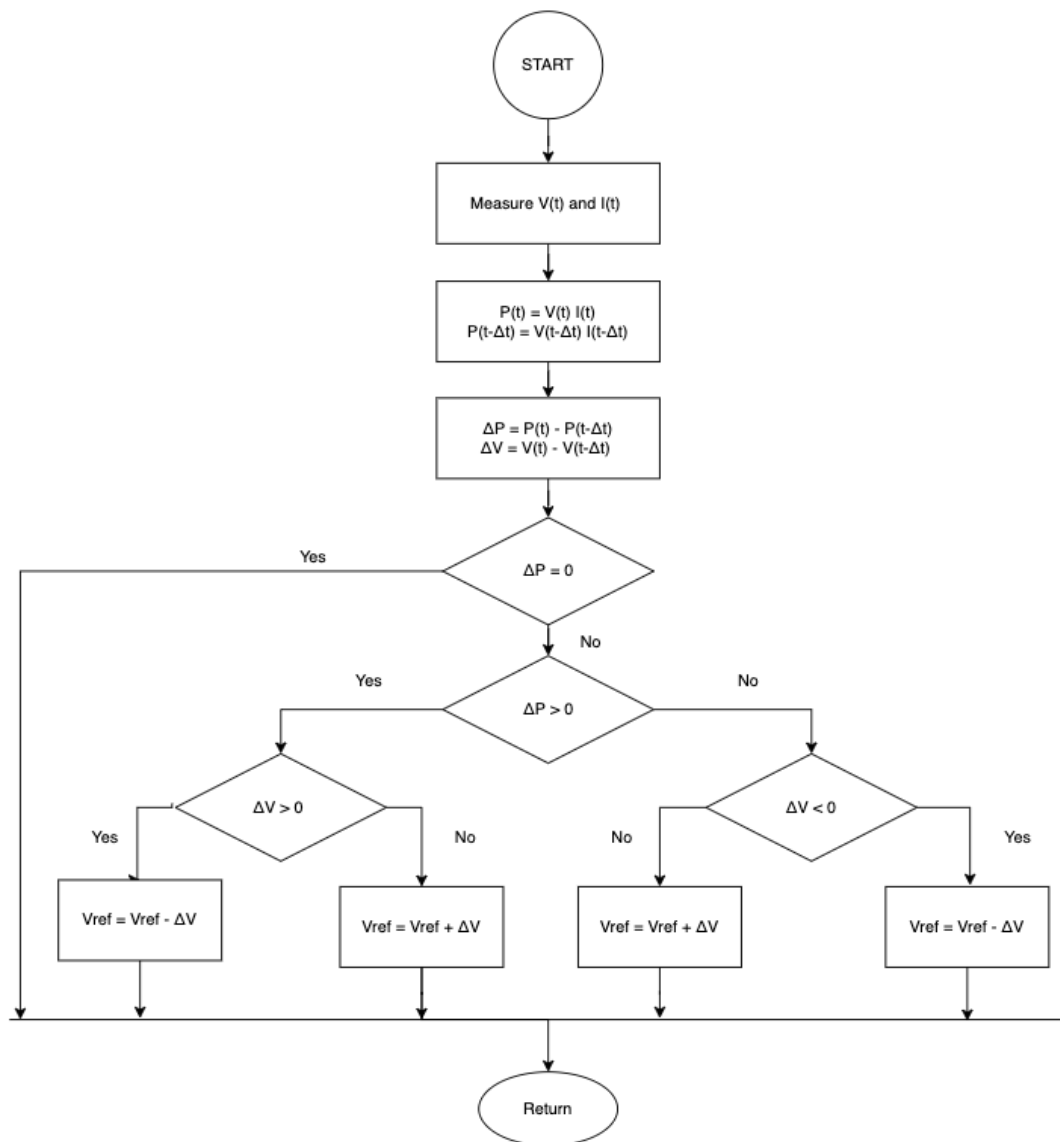
### 3.2.2 Φωτοβολταϊκή συστοιχία

Υλοποιήθηκε φωτοβολταϊκή συστοιχία ονομαστικής ισχύος 100 kW. Η μεγιστοποίηση της παραγόμενης ισχύος επιτυγχάνεται με την χρήση του αλγορίθμου Perturb & Observe. Το σφάλμα της τάσης διέρχεται από τον ελεγκτή PI, ο οποίος τροφοδοτεί το Duty Cycle και έτσι διαμορφώνεται το σήμα PWM ώστε να ελαχιστοποιείται το σφάλμα, διασφαλίζοντας την σταθερότητα του DC-ζυγού και την σύγκλιση στο σημείο μέγιστης ισχύος. Η ορθή λειτουργία τεκμηριώνεται μέσω σεναρίων με μεταβαλλόμενη ηλιακή ακτινοβολία και θερμοκρασία περιβάλλοντος, τα οποία επιβεβαιώνουν την ευστάθεια και την αποδοτικότητα του συστήματος [26]. Στο Σχήμα 3-13 αναπαρίσταται στο Simulink το φωτοβολταϊκό σύστημα.



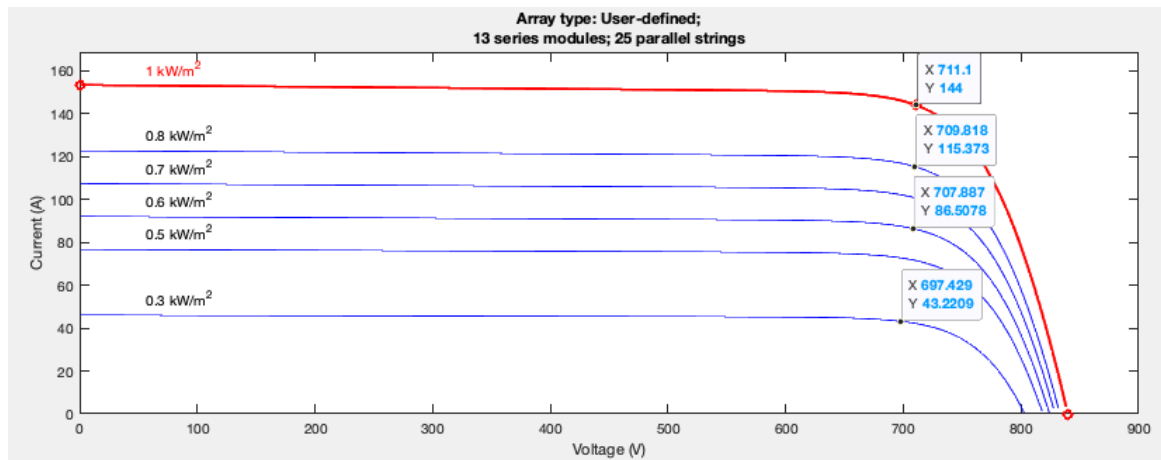
Σχήμα 3-13. Μοντέλο φωτοβολταϊκής συστοιχίας με αλγόριθμο P&O για το MPPT και DC-DC Boost converter.

Το διάγραμμα ροής του Σχήματος 3-14 περιγράφει την μέθοδο του αλγορίθμου P&O για την ανίχνευση του σημείου μέγιστης ισχύος. Σε κάθε κύκλο ο ελεγκτής δειγματοληπτεί την τρέχουσα τάση και το ρεύμα της φωτοβολταϊκής συστοιχίας, υπολογίζει τη στιγμιαία ισχύ και συγκρίνει τη μεταβολή της  $\Delta P$  με αυτή της τάσης  $\Delta V$  ως προς τις αντίστοιχες τιμές του προηγούμενου βήματος. Αν η μεταβολή της τάσης προκάλεσε αύξηση ισχύος, η εντολή αναφοράς τάσης  $V_{ref}$  διατηρείται στην ίδια κατεύθυνση, διαφορετικά αντιστρέφεται, ώστε το λειτουργικό σημείο να ανεβεί προς το μέγιστο. Η διαδικασία επαναλαμβάνεται συνεχώς, επιτρέποντας στο σύστημα να ακολουθεί δυναμικά τις μεταβολές της ηλιακής ακτινοβολίας. Στο Σχήμα 3-14 απεικονίζεται το διάγραμμα ροής του αλγορίθμου P&O για το φωτοβολταϊκό σύστημα.

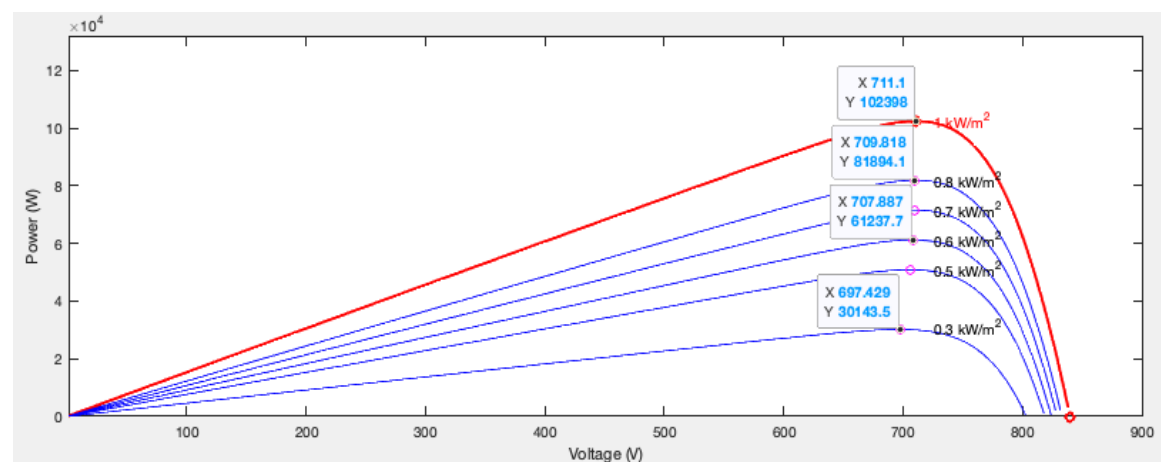


**Σχήμα 3-14.** Διάγραμμα ροής αλγορίθμου P&O για την φωτοβολταϊκή συστοιχία.

Στα Σχήματα 3-15 και 3-16 αναπαρίστανται τα MPP για τις διαφορετικές τιμές της ηλιακής ακτινοβολίας διατηρώντας την θερμοκρασία του αέρα σταθερή και ίση με 25 °C.

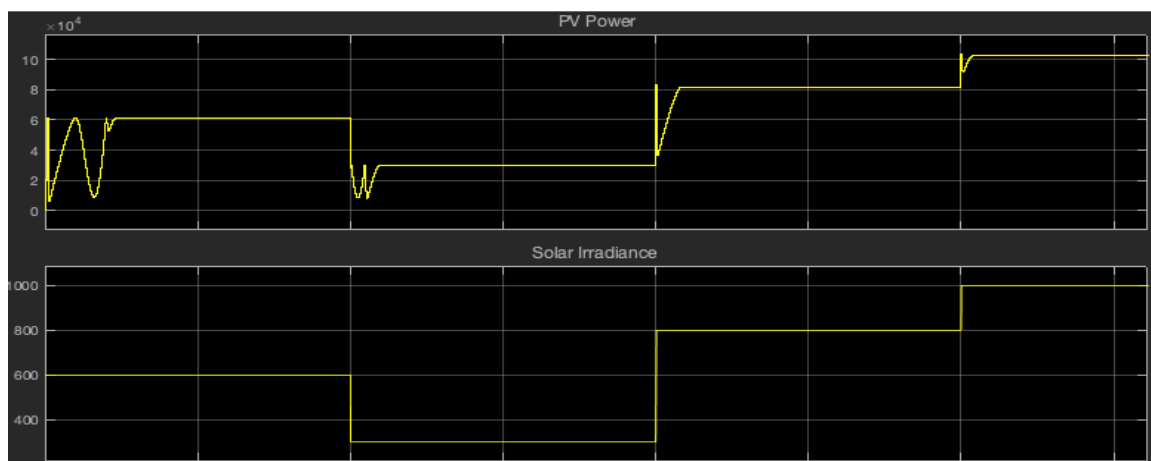


**Σχήμα 3-15.** Διάγραμμα ρεύματος-τάσης για την φωτοβολταϊκή συστοιχία με σταθερή θερμοκρασία.



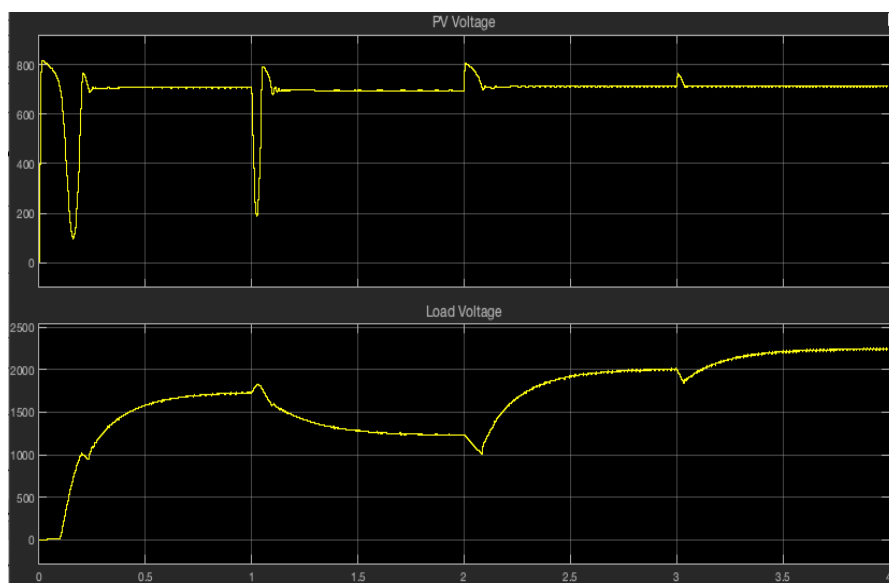
**Σχήμα 3-16.** Διάγραμμα ισχύος-τάσης για την φωτοβολταϊκή συστοιχία με σταθερή θερμοκρασία.

Στο Σχήμα 3-17 αποδεικνύεται η ορθή λειτουργία του φωτοβολταϊκού μοντέλου, καθώς για κάθε επιλεγμένη τιμή της ηλιακής ακτινοβολίας η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς που υπολογίζεται στο Simulink συμφωνεί με την αναμενόμενη τιμή.

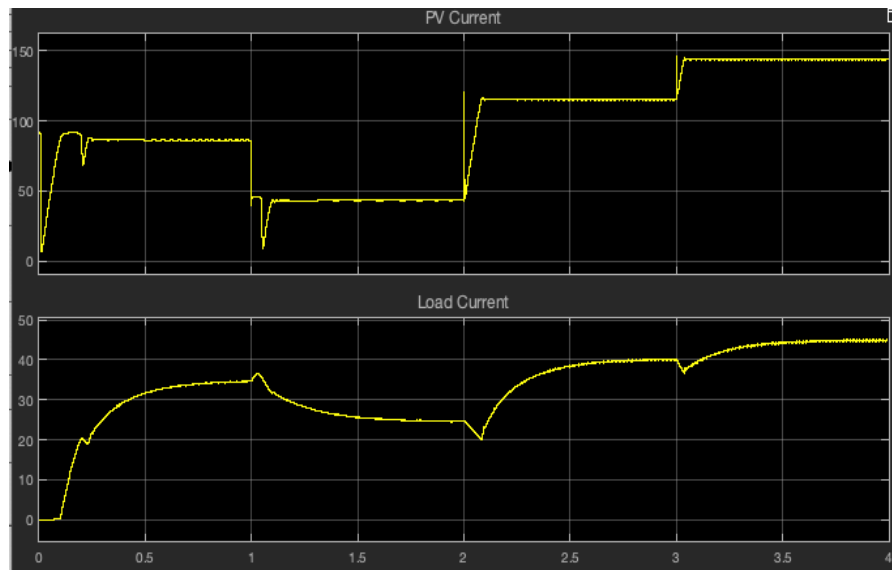


**Σχήμα 3-17.** Διάγραμμα ισχύος της φωτοβολταϊκής συστοιχίας συναρτήσει της ηλιακή ακτινοβολίας.

Στα Σχήματα 3-18 και 3-19 απεικονίζεται η συμπεριφορά τάσης και ρεύματος τόσο στην έξοδο της φωτοβολταϊκής συστοιχίας όσο και στον ζυγό DC. Παρατηρείται ότι ο αλγόριθμος P&O οδηγεί το σύστημα σε σταθεροποίηση στο βέλτιστο σημείο, δηλαδή στην τάση και στο ρεύμα που αντιστοιχούν στη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ για κάθε επίπεδο ακτινοβολίας. Παράλληλα, επιβεβαιώνεται η λειτουργία του μετατροπέα DC-DC Boost Converter, καθώς αυξάνει την τάση του φωτοβολταϊκού σε μεγαλύτερη τιμή στον ζυγό και μειώνει ταυτόχρονα το ρεύμα που ρέει προς τον ζυγό.

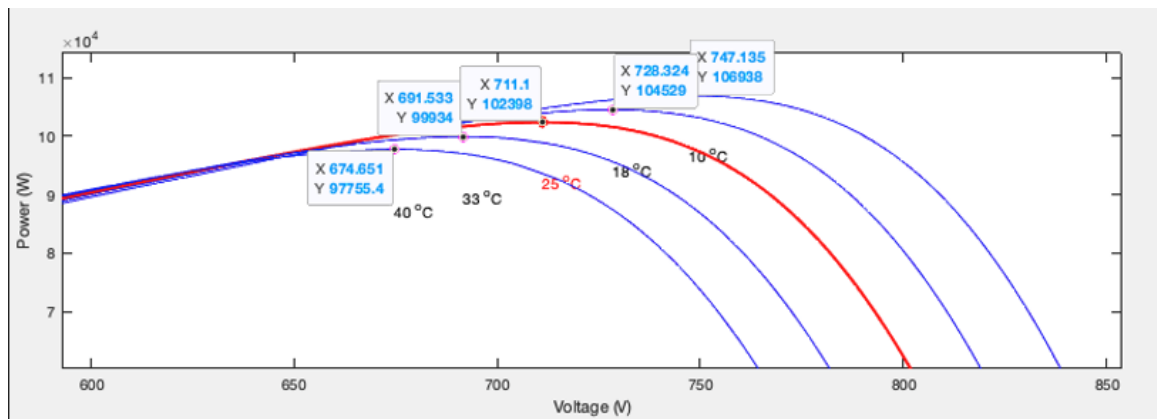


**Σχήμα 3-18.** Διάγραμμα τάσης στην φωτοβολταϊκή συστοιχία και στο φορτίο.

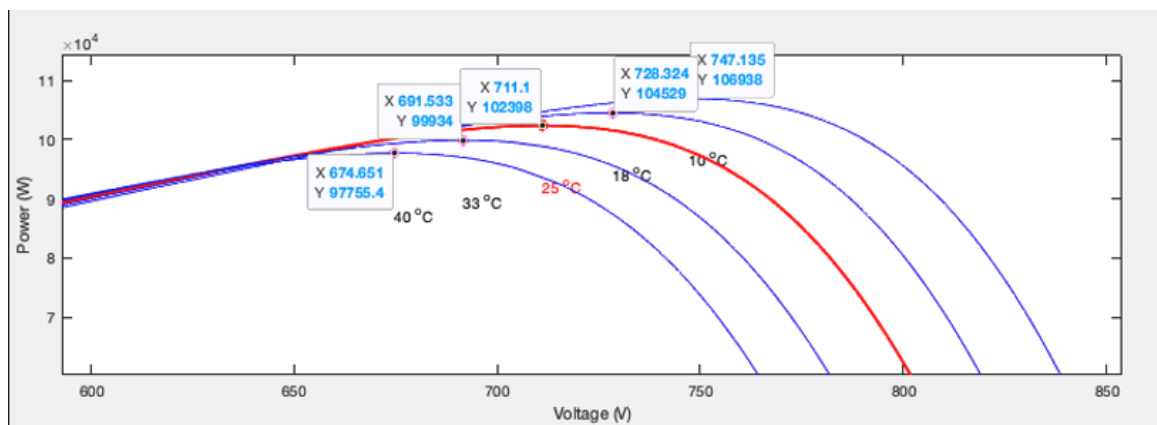


Σχήμα 3-19. Διάγραμμα ρεύματος στην φωτοβολταϊκή συστοιχία και στο φορτίο.

Στα Σχήματα 3-20 και 3-21 αναπαρίστανται τα MPP για τις διαφορετικές τιμές της θερμοκρασίας του αέρα διατηρώντας την τιμή της ηλιακής ακτινοβολίας σταθερή και ίση με  $1000 \text{ W/m}^2$ .

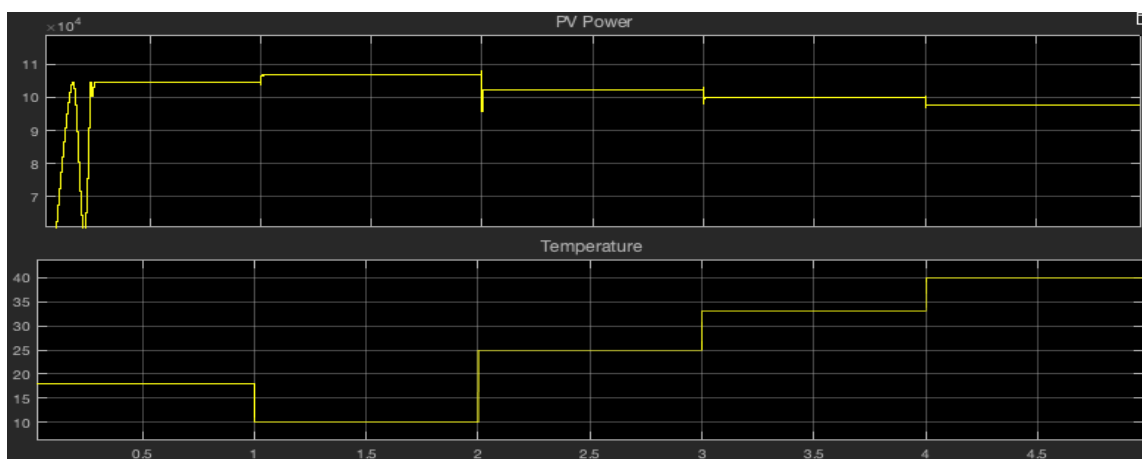


Σχήμα 3-20. Διάγραμμα ρεύματος-τάσης για το φωτοβολταϊκό με σταθερή ακτινοβολία.



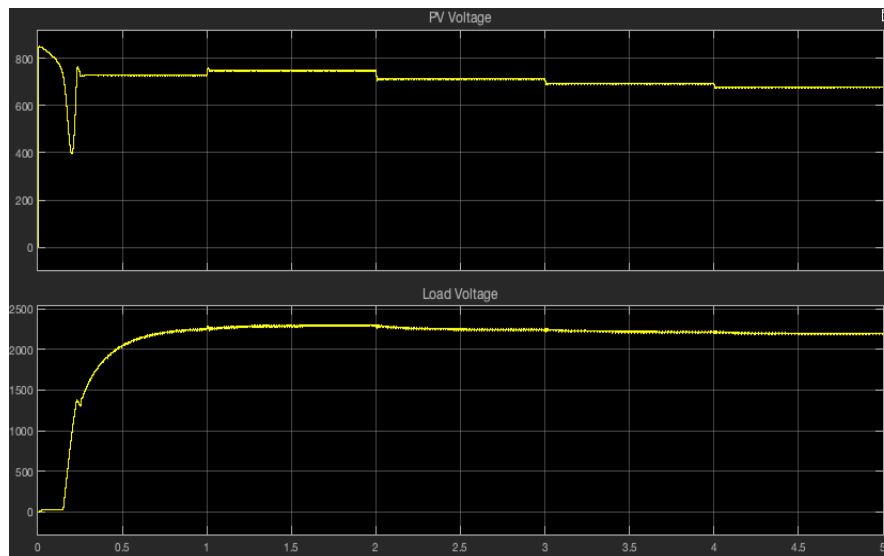
Σχήμα 3-21. Διάγραμμα ισχύος-τάσης για το φωτοβολταϊκό με σταθερή ακτινοβολία.

Με βάση το Σχήμα 3-22 αποδεικνύεται η ορθή λειτουργία του φωτοβολταϊκού μοντέλου, καθώς για κάθε επιλεγμένη διαφορετική τιμή της θερμοκρασίας, διατηρώντας την ηλιακή ακτινοβολία ίση και σταθερή με  $1000 \text{ W/m}^2$ , η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς που υπολογίζει το Simulink συμφωνεί με την αναμενόμενη τιμή. Πρέπει να σημειωθεί ότι με την μείωση της θερμοκρασίας παρατηρείται μεγαλύτερη ισχύς στην έξοδο του φωτοβολταϊκού.

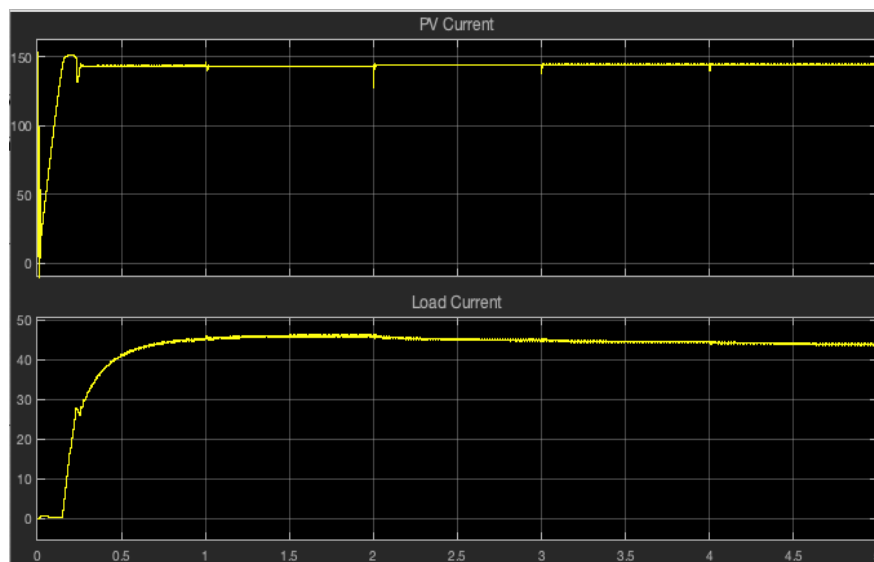


**Σχήμα 3-22.** Διάγραμμα ισχύος της φωτοβολταϊκής συστοιχίας συναρτήσει της θερμοκρασίας του αέρα.

Τα Σχήματα 3-23 και 3-24 απεικονίζουν τη συμπεριφορά τάσης και ρεύματος τόσο στην έξοδο του φωτοβολταϊκού όσο και στον ζυγό DC. Παρατηρείται ότι ο αλγόριθμος P&O οδηγεί το σύστημα σε σταθεροποίηση στο βέλτιστο σημείο, δηλαδή στην τάση και στο ρεύμα που αντιστοιχούν στη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ για κάθε επίπεδο ακτινοβολίας. Παράλληλα, επιβεβαιώνεται η λειτουργία του μετατροπέα DC-DC Boost Converter, καθώς αυξάνει την τάση του φωτοβολταϊκού σε μεγαλύτερη τιμή στον ζυγό και μειώνει ταυτόχρονα το ρεύμα που ρέει προς τον ζυγό.



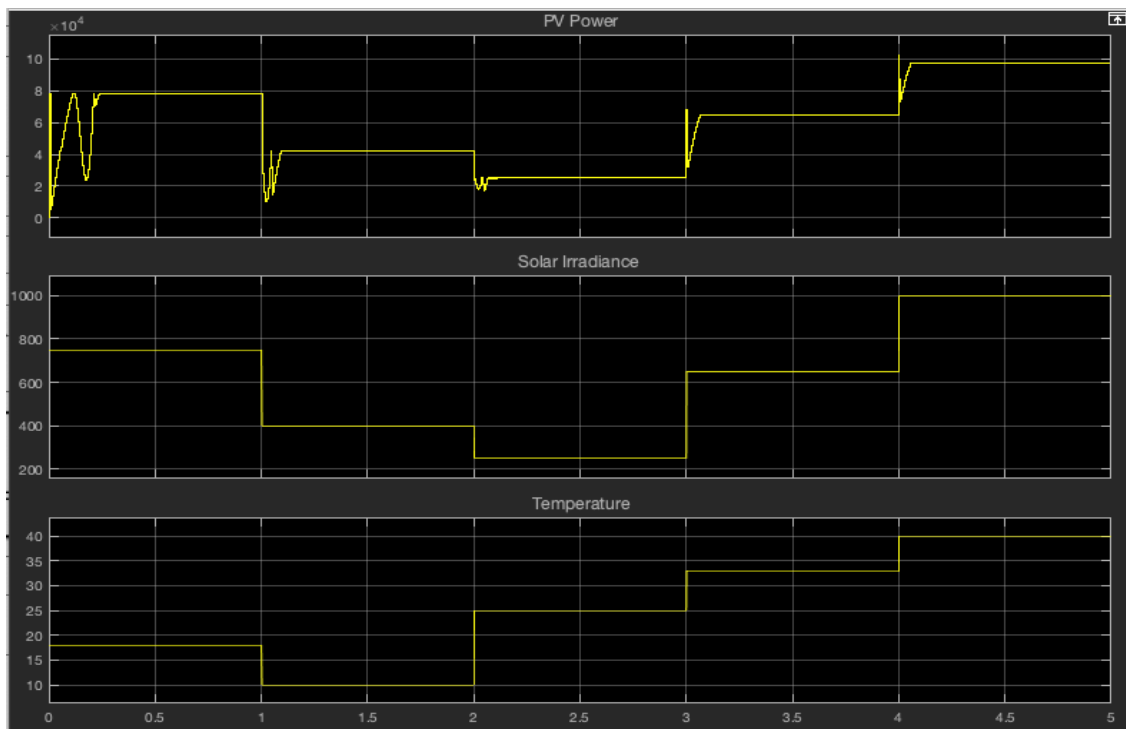
Σχήμα 3-23. Διάγραμμα τάσης στην φωτοβολταϊκή συστοιχία και στο φορτίο.



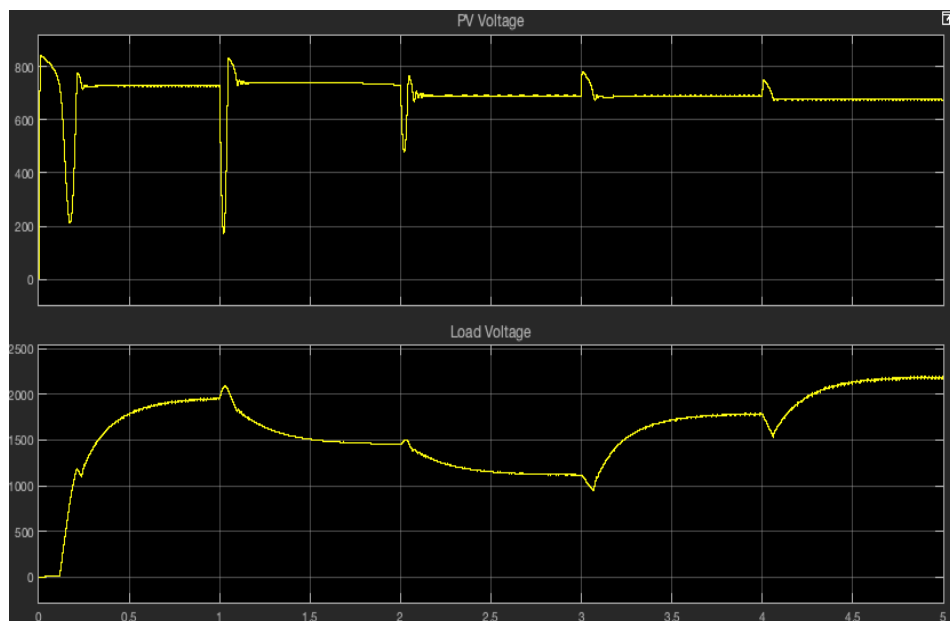
Σχήμα 3-24. Διάγραμμα ρεύματος στην φωτοβολταϊκή συστοιχία και στο φορτίο.

Στα Σχήματα 3-25 απεικονίζεται η μεταβολή της εξόδου του φωτοβολταϊκού υπό διαφορετικές τιμές της ηλιακής ακτινοβολίας και της θερμοκρασίας. Διαπιστώνεται ότι η ισχύς σταθεροποιείται σε καθένα από τα νέα σημεία χωρίς ταλαντώσεις. Ταυτόχρονα, στα Σχήματα 3-26 και 3-27 απεικονίζονται οι τιμές του ρεύματος και της τάσης τόσο του ζυγού όσο και της φωτοβολταϊκής συστοιχίας. Η σύγκλιση στην τελική τιμή επιβεβαιώνει πως ο αλγόριθμος P&O εντοπίζει κάθε φορά το σημείο μέγιστης διαθέσιμης ισχύος, για τις ταυτόχρονες μεταβολές. Συνεπώς, το φωτοβολταϊκό σύστημα αποδίδει, σε όλες τις εξεταζόμενες συνθήκες, την θεωρητικά μέγιστη ισχύ του.

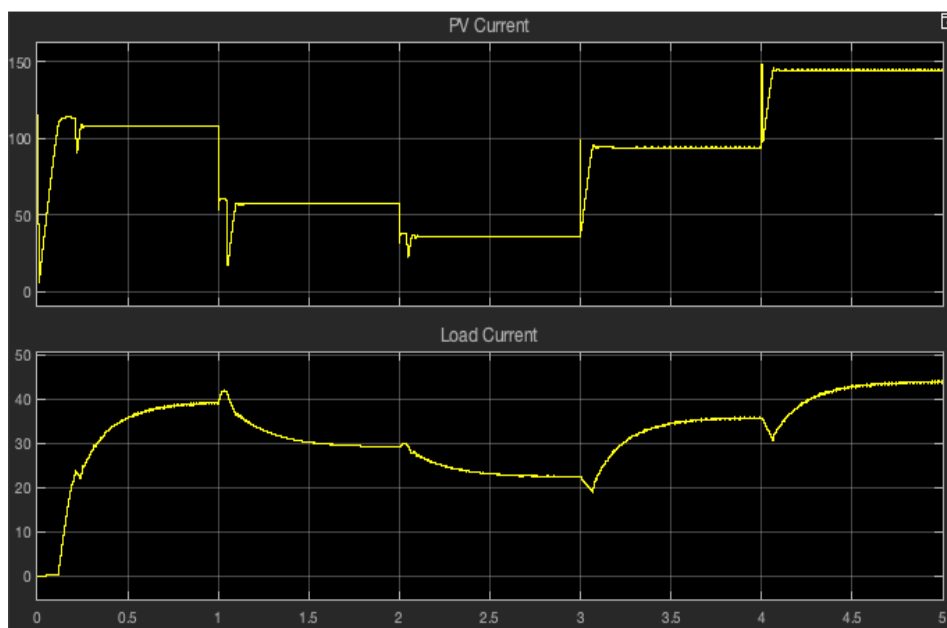




**Σχήμα 3-25.** Διάγραμμα ισχύος της φωτοβολταϊκής συστοιχίας συναρτήσει της θερμοκρασίας του αέρα και τη ηλιακής ακτινοβολίας



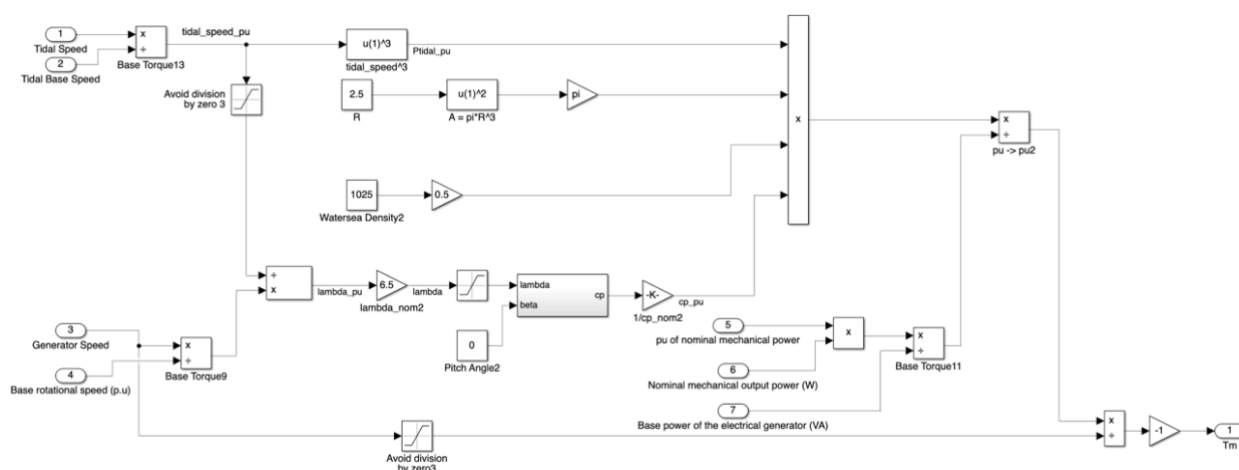
**Σχήμα 3-26.** Διάγραμμα τάσης στην φωτοβολταϊκή συστοιχία και στο φορτίο.



Σχήμα 3-27. Διάγραμμα ρεύματος στην φωτοβολταϊκή συστοιχία και στο φορτίο.

### 3.2.3 Παλιρροϊκή Γεννήτρια

Υλοποιήθηκε παλιρροϊκή γεννήτρια με σύγχρονη γεννήτρια μόνιμων μαγνητών, PMSG, ανυψωτικό μετατροπέα DC–DC Boost, και αλγόριθμο MPPT τύπου Perturb & Observe, με ονομαστική παραγόμενη ισχύ 100 kW. Το υποσύστημα αναπτύχθηκε κατ’ αντιστοιχία με το μοντέλο της ανεμογεννήτριας, με στοχευμένες προσαρμογές ώστε να αποτυπώνεται η υδροκινητική φύση του συστήματος. Στο Σχήμα 3-28 απεικονίζεται το μοντέλο της παλιρροϊκής γεννήτριας [44].



Σχήμα 3-28. Μοντέλο παλιρροϊκής γεννήτριας.

Χρησιμοποιήθηκαν οι ακόλουθες εξισώσεις με σκοπό την υλοποίηση της παλιρροϊκής γεννήτριας [27]:

$$P_{act} = 0.5 \rho C_P(\lambda, \beta) A V^3 \quad (3.1)$$

$$\lambda = \frac{R \omega_r}{v} \quad (3.2)$$

$$C_P(\lambda, \beta) = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) \exp \left( -\frac{c_5}{\lambda_i} \right) + c_6 \quad (3.3)$$

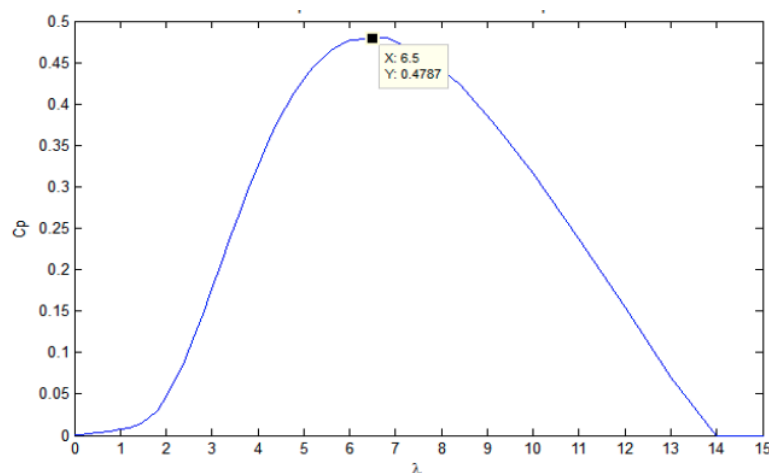
όπου οι τιμές των παραπάνω  $c$  μεταβλητών είναι:

$$c_1 = 0.5176, c_2 = 116, c_3 = 0.4, c_4 = 5, c_5 = 21, c_6 = 0.0068$$

και

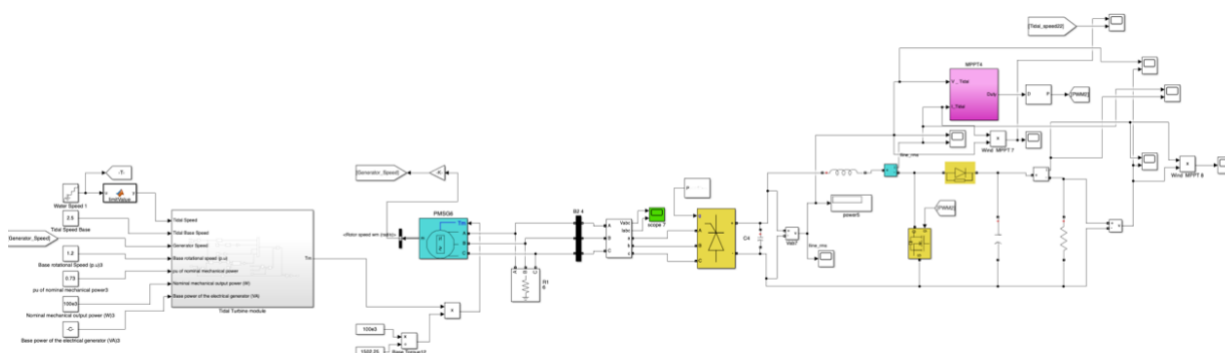
$$\lambda_i = \frac{1}{\lambda + 0.08 \beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (3.4)$$

Επιλέχθηκε κλίση γωνίας  $\beta = 0$  και ακτίνα πτερυγίου  $R = 2.5$  m. Πρέπει να σημειωθεί ότι η πυκνότητα του θαλασσινού νερού είναι ίση με  $\rho = 1025 \text{ kg} / \text{m}^3$ . Επομένως, για την ονομαστική τιμή του  $\lambda$  και του συντελεστή ισχύος  $C_p$ , επιλέγονται οι τιμές 6.5 και 0.4787, αντίστοιχα, σύμφωνα με το όριο του Betz. Οι παραπάνω τιμές που υπολογίζονται στο module της παλιρροϊκής γεννήτριας είναι per unit ώστε να μπορεί να συνδεθεί απευθείας με την σύγχρονη γεννήτρια μονίμων μαγνητών. Στο Σχήμα 3-29 απεικονίζεται η καμπύλη ισχύος και το σημείο  $\lambda$  για την μέγιστη ισχύ.



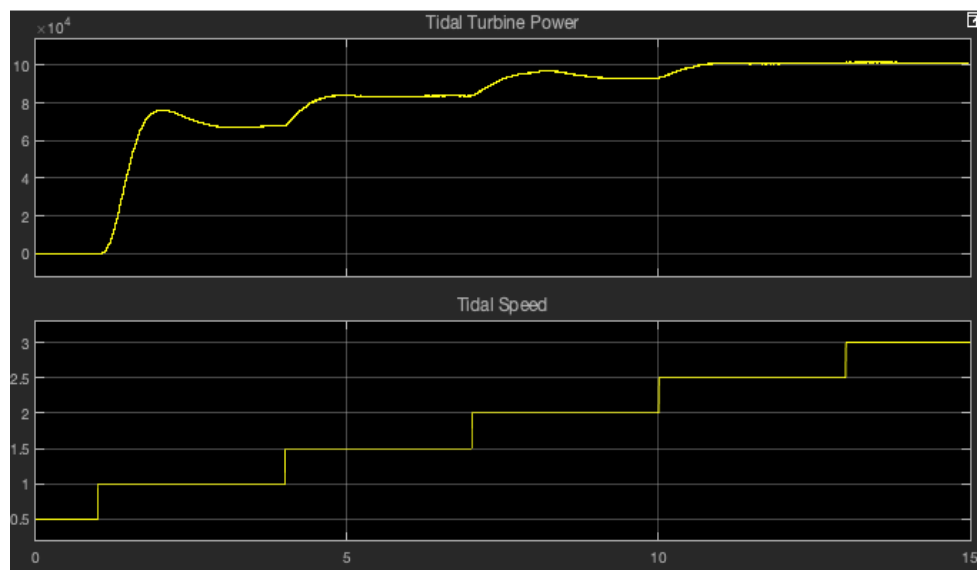
**Σχήμα 3-29.** Καμπύλη ισχύος για την παλιρροϊκή γεννήτρια.

Στο Σχήμα 3-30 αποτυπώνεται το σύστημα της παλιρροϊκής γεννήτριας με σύγχρονη γεννήτρια μόνιμων μαγνητών και τη διασύνδεσή του στον κοινό DC ζυγό του υβριδικού συστήματος. Η λειτουργία της παλιρροϊκής γεννήτριας καθορίζεται από τη χρονικά μεταβαλλόμενη ταχύτητα του θαλάσσιου ρεύματος, η μηχανική ισχύς μετατρέπεται σε τριφασική ηλεκτρική και ανορθώνεται. Στην συνέχεια, ακολουθεί μετατροπέας DC-DC τύπου Boost, του οποίου το σήμα ελέγχου PWM καθορίζεται από αλγόριθμο Perturb & Observe και ταυτόχρονα μέσω βρόχου ελέγχου με ελεγκτή PI, ο οποίος διαμορφώνει το duty cycle με σκοπό να διατηρείται η λειτουργία της γεννήτριας στο σημείο μέγιστης ισχύος και να σταθεροποιείται η τάση του DC-ζυγού.



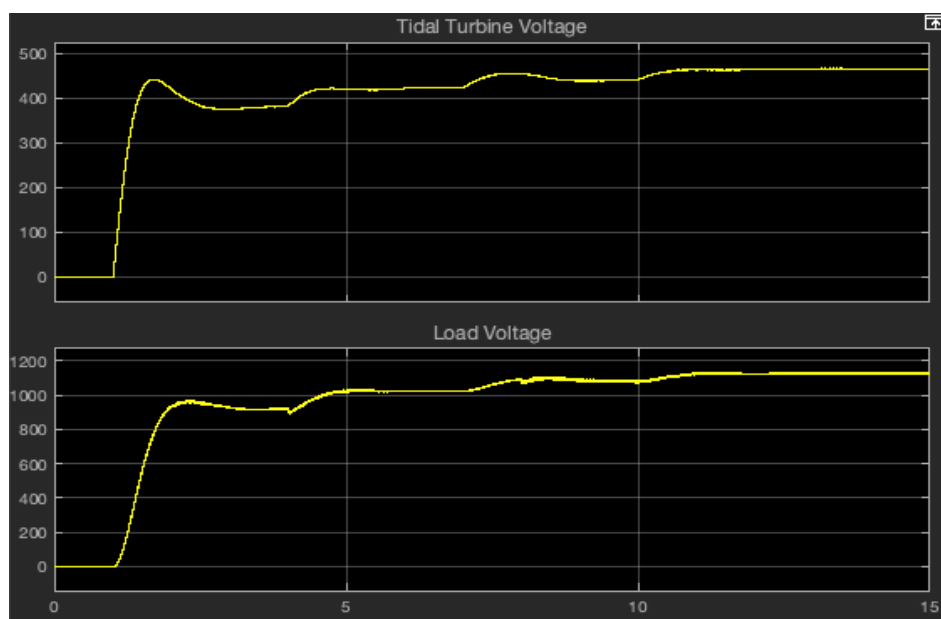
**Σχήμα 3-30.** Μοντέλο παλιρροϊκής γεννήτριας με σύγχρονη γεννήτρια μόνιμων μαγνητών, AC/DC ανορθωτή, αλγόριθμο P&O για το MPPT και DC-DC Boost converter.

Σημειώνεται ότι η παλιρροϊκή γεννήτρια διαθέτει ταχύτητα έναρξης λειτουργίας 1 m/s και ταχύτητα ονομαστικής ισχύος 2,5 m/s. Στο παρακάτω διάγραμμα, στο οποίο απεικονίζονται η ισχύς της γεννήτριας και η ταχύτητα του θαλάσσιου ρεύματος, παρατηρείται ότι η παραγωγή ισχύος εκκινεί μόλις η ταχύτητα υπερβεί το όριο των 1 m/s, αυξάνεται προοδευτικά και σταθεροποιείται στην ονομαστική τιμή των 100 kW περί τα 2,5 m/s. Για υψηλότερες ταχύτητες, ενδεικτικά στα 3 m/s, η ισχύς παραμένει σταθερή στα 100 kW. Στο Σχήμα 3-31 απεικονίζεται η μεταβολή της παραγόμενης ισχύος της παλιρροϊκής γεννήτριας σε σχέση με την μεταβολή της ταχύτητας του θαλάσσιου ρεύματος.

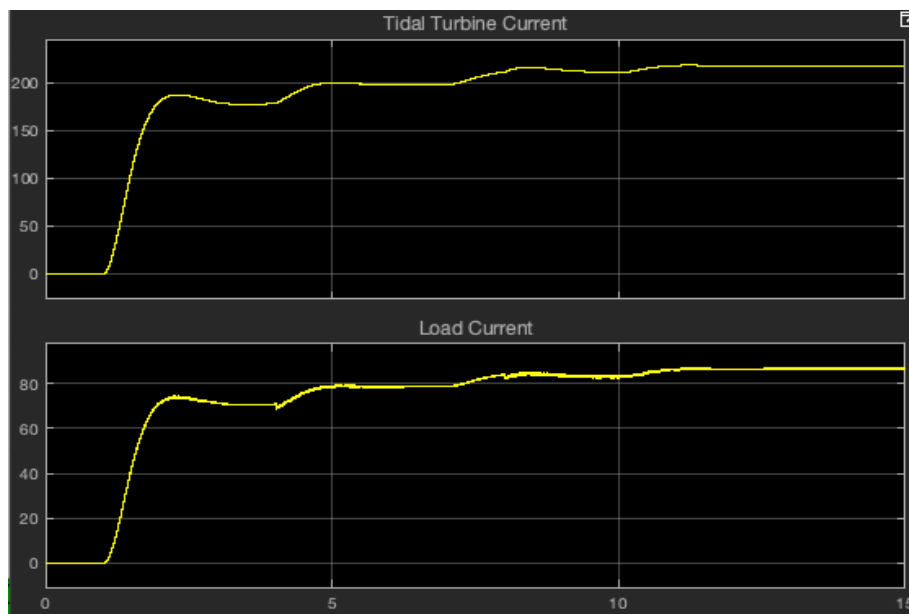


**Σχήμα 3-31.** Διάγραμμα ισχύος της παλιρροϊκής γεννήτριας συναρτήσει της ταχύτητας του θαλάσσιου ρεύματος.

Στα Σχήματα 3-32 και 3-33 απεικονίζονται η σωστή λειτουργία τόσο του αλγορίθμου P&O όσο και του Boost Converter καθώς ο αλγόριθμος εύρεσης του μέγιστου σημείου ισχύος οδηγεί το σύστημα σε σταθεροποίηση. Παράλληλα, επιβεβαιώνεται η λειτουργία του μετατροπέα DC-DC Boost Converter, καθώς αυξάνει την τάση της παλιρροϊκής γεννήτριας σε μεγαλύτερη τιμή στον ζυγό και μειώνει ταυτόχρονα το ρεύμα που ρέει προς τον ζυγό.



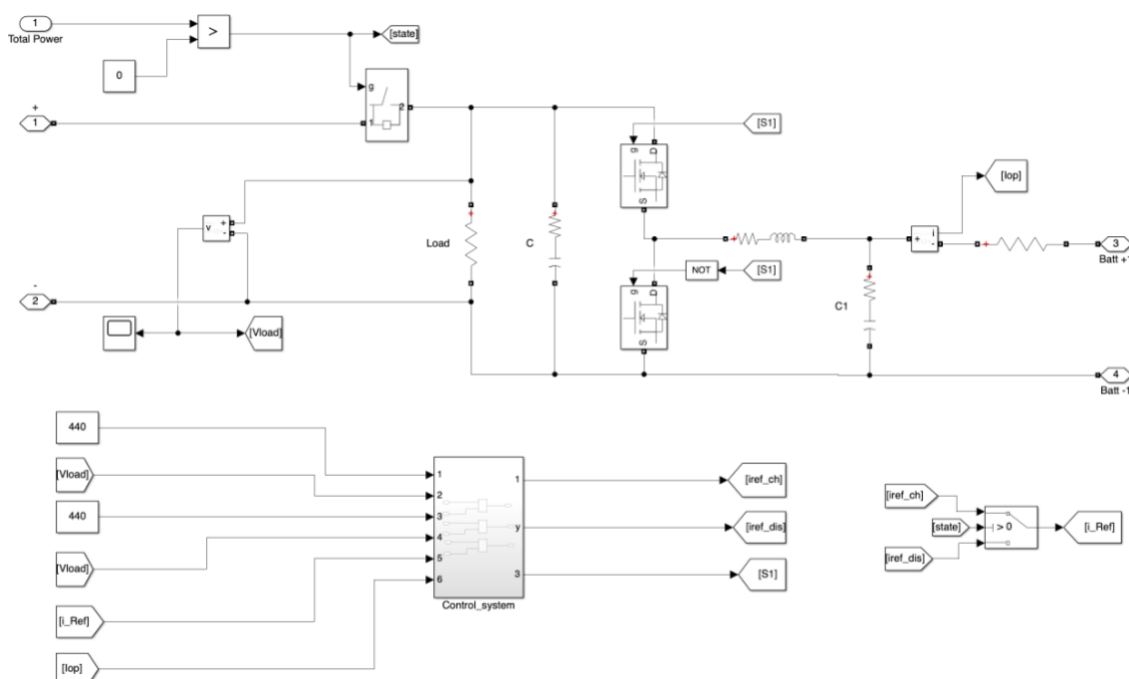
**Σχήμα 3-32.** Διάγραμμα τάσης στην παλιρροϊκή γεννήτρια και στο φορτίο.



**Σχήμα 3-33.** Διάγραμμα ρεύματος στην παλινδρομική γεννήτρια και στο φορτίο.

### 3.2.4 Σύστημα αποθήκευσης ενέργειας – Μπαταρία ιόντων λιθίου

Στο υβριδικό σύστημα ενσωματώθηκε συστοιχία μπαταριών ιόντων λιθίου με ονομαστική τάση 200V και ονομαστική χωρητικότητα 500Ah, η οποία λειτουργεί ως μονάδα εξομάλυνσης ισχύος και εξισορρόπησης ενέργειας. Η μπαταρία φορτίζεται κατά τις χρονικές περιόδους όπου η αθροιστική παραγωγή ενέργειας του υβριδικού συστήματος υπερκαλύπτει τη ζήτηση των τοπικών φορτίων. Αντιστρόφως, σε περιόδους ανεπαρκούς παραγωγής ενέργειας από το υβριδικό σύστημα, η αποθηκευμένη ενέργεια από τις μπαταρίες εκφορτίζεται, συμβάλλοντας στην κάλυψη της απαιτούμενης κατανάλωσης. Με τον τρόπο αυτό διασφαλίζεται η συνεχής τροφοδοσία των φορτίων και βελτιστοποιείται η αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών [28]. Στο Σχήμα 3-34 αναπαρίσταται ο μετατροπέας τύπου Buck-Boost ο οποίος καθορίζει την φόρτιση και την εκφόρτιση της μπαταρίας.

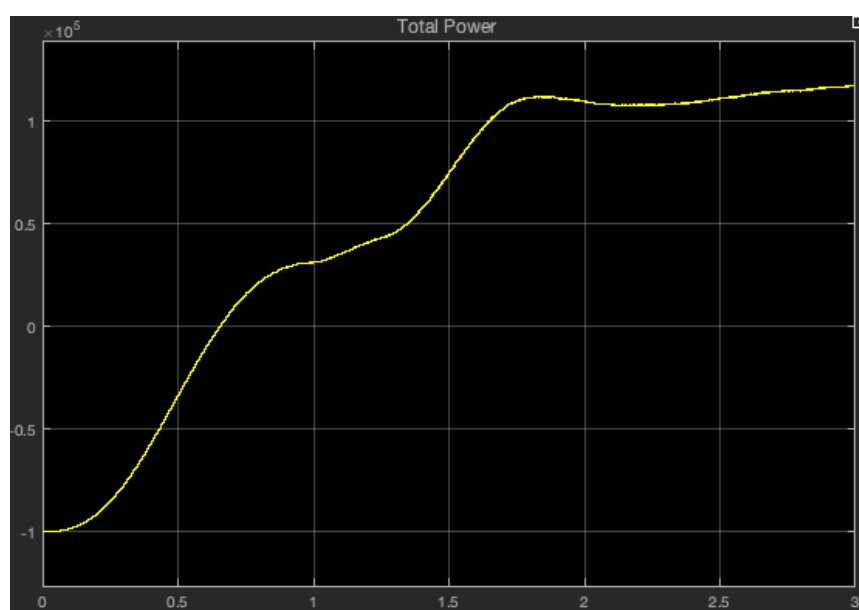


**Σχήμα 3-34.** Αμφίδρομος Buck-Boost DC-DC Converter.

Ο αμφίδρομος μετατροπέας τύπου Buck-Boost DC-DC διασυνδέει τη μπαταρία με τον κοινό ζυγό DC και το φορτίο. Στο αριστερό άκρο ένας συγκριτής ελέγχει το ενεργειακό ισοζύγιο, Total Power, όταν το άθροισμα παραγωγής είναι θετικό τίθεται σε  $state = 1$  (φόρτιση) ενώ σε έλλειμμα ισχύος σε  $state = 0$  (εκφόρτιση). Με βάση την κατάσταση στην οποία βρίσκεται, παράγεται το αντίστοιχο σήμα S1 για τα MOSFET. Για την εύρεση του ρεύματος που θα διέρχεται στην μπαταρία υπολογίζεται το σφάλμα του ρεύματος στα άκρα της μπαταρίας με το ρεύμα της αντίστοιχης κατάστασης και στην συνέχεια το σφάλμα διέρχεται μέσα από έναν PI Controller του οποίου η έξοδος συγκρίνεται με ένα πριονωτό σήμα σταθερής συχνότητας, στην οποία κάθε φορά που υπερβαίνει την τιμή του πριονωτού σήματος η έξοδος τίθεται σε λογικό '1' και αντιστρόφως. Στη λειτουργία Buck,  $state = 1$ , ο S1 έχει τιμή 1, το ρεύμα φορτίζει την μπαταρία με ελεγχόμενο duty-cycle, ενώ ο S1' παραμένει κλειστός ώστε το ρεύμα να επιστρέφει μέσω της ενσωματωμένης διόδου. Αντίστροφα, στη λειτουργία Boost,  $state = 0$ , ο S1' έχει τιμή 1 και ο S1 κλείνει, επιτρέποντας στο ρεύμα να διέρχεται από την μπαταρία στο υπόλοιπο σύστημα. Κατά αυτόν τον τρόπο, ο μετατροπέας είτε απορροφά περίσσεια ενέργεια φορτίζοντας τη μπαταρία είτε παρέχει ισχύ όταν το σύστημα βρίσκεται σε έλλειμμα ενέργειας.

Κατά το εξεταζόμενο σενάριο της προσομοίωσης το συνολικό φορτίο που πρέπει να καλυφθεί ανέρχεται σε 200 kW. Από  $t = 0$  έως  $t \approx 0.5$  s η ζήτηση καλύπτεται αποκλειστικά από την παλιρροϊκή γεννήτρια ( $\approx 100$  kW), με αποτέλεσμα το ισοζύγιο

ισχύος του υβριδικού συστήματος να είναι αρχικά αρνητικό με αποτέλεσμα η μπαταρία να τίθεται σε κατάσταση εκφόρτισης. Παρατηρούμε ότι περίπου στα  $t \approx 0,7$  s το άθροισμα της συνολικής παραγωγής ενέργειας μείον του φορτίου να μηδενίζεται και γίνεται θετικό, ενώ στο  $t \approx 0.5$  s τίθενται σε λειτουργία η ανεμογεννήτρια και το φωτοβολταϊκό σύστημα. Πρέπει να σημειωθεί ότι περίπου στην χρονική στιγμή  $t \approx 2$  s η ισχύς των επί μέρους πηγών έχουν σχεδόν σταθεροποιηθεί και η συνολική παραγωγή υπερκαλύπτει πλέον το ζητούμενο ενεργειακό φορτίο. Το Σχήμα 3-35 απεικονίζει την διαφορά μεταξύ της παραγόμενης ενέργειας από τις πηγές ΑΠΕ του συστήματος και του σταθερού φορτίου.

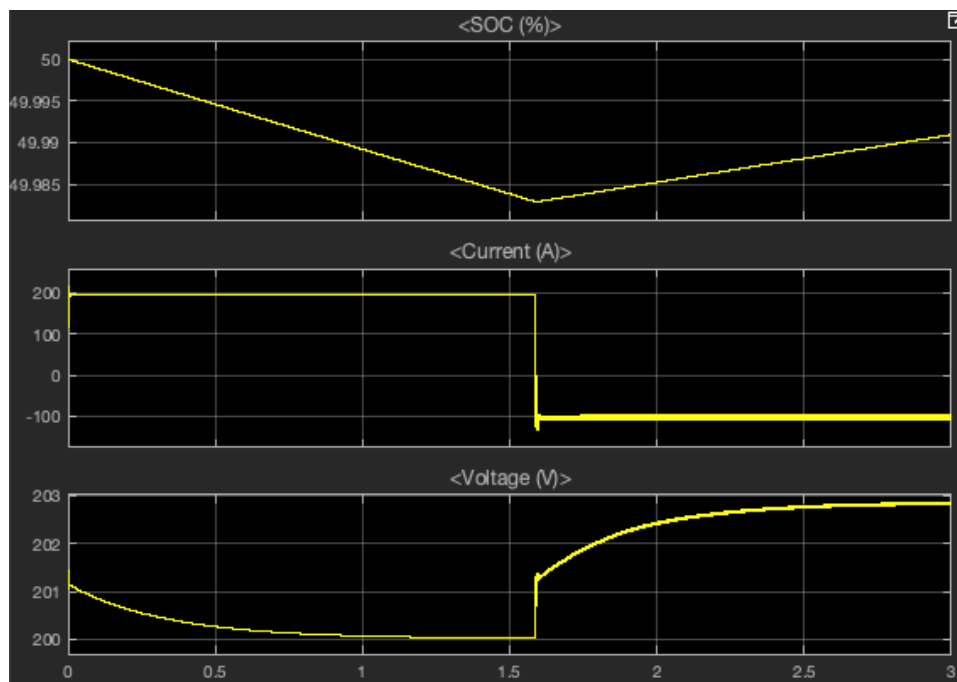


**Σχήμα 3-35.** Ενεργειακό ισοζύγιο συστήματος.

Η μπαταρία αρχικά βρίσκεται σε κατάσταση εκφόρτισης καθώς το ισοζύγιο ισχύος είναι αρνητικό. Την χρονική στιγμή  $t \approx 0.7$ s όπου το ισοζύγιο γίνεται θετικό, η μπαταρία παραμένει σε κατάσταση εκφόρτισης καθώς πρέπει να διέλθει ο χρόνος απόκρισης της που είναι ίσος με  $t \approx 1$ s ώστε να μεταβεί στην κατάσταση φόρτισης. Πράγματι, η μπαταρία μεταβαίνει στην κατάσταση φόρτισης περίπου την χρονική στιγμή  $t \approx 1 + 0.7$  s. Παρατηρείται ότι το ρεύμα της αντιστρέφει πρόσημο, θετικό κατά την εκφόρτιση, αρνητικό κατά τη φόρτιση, γεγονός που επιβεβαιώνει την ορθή πολικότητα του ελέγχου της μπαταρίας. Σε όλη τη διάρκεια της διαδικασίας η τάση της συστοιχίας παραμένει πρακτικά σταθερή και πλησίον της ονομαστικής της τιμής. Στο Σχήμα 3-36 απεικονίζονται η κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας (State of

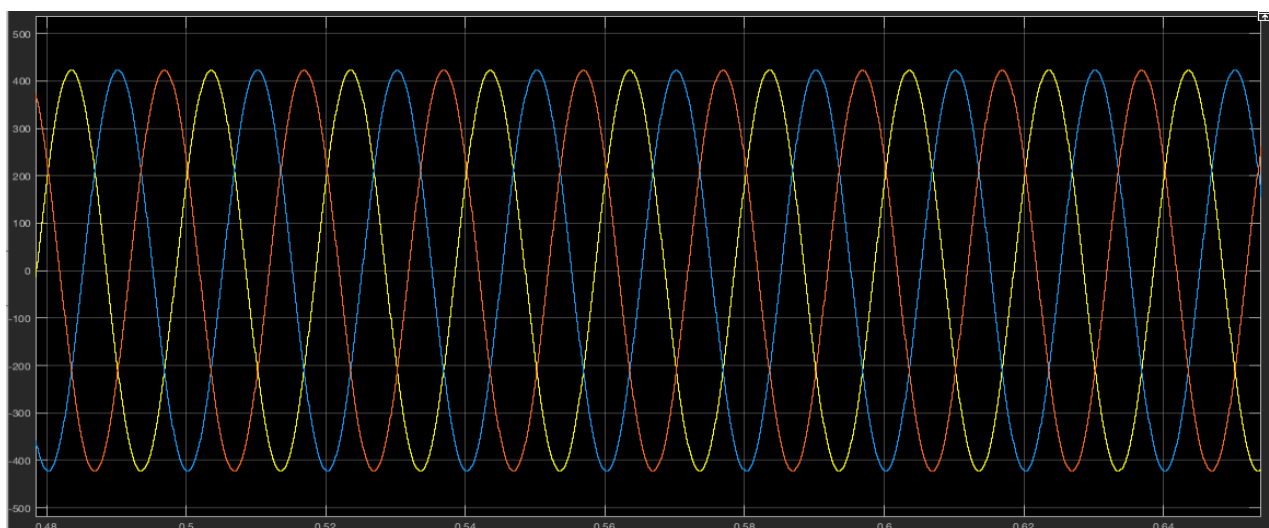


Charge, SoC), καθώς και το ρεύμα και η τάση της μπαταρίας κατά την διάρκεια της εκφόρτισης και της φόρτισης.



**Σχήμα 3-36.** Το SoC της μπαταρίας και το ρεύμα και η τάση της μπαταρίας σε καταστάσεις εκφόρτισης και φόρτισής της.

Στο Σχήμα 3-37 απεικονίζεται η τάση της εξόδου του Voltage Source Converter στον AC ζυγό.



**Σχήμα 3-37.** Η τάση στον ζυγό AC.

### 3.3 Προσομοίωση λειτουργίας του συστήματος στο λογισμικό MATLAB

Οι παρακάτω εξισώσεις αποτελούν μοντέλα μετασχηματισμού των πραγματικών μετεωρολογικών δεδομένων με σκοπό τον υπολογισμό της ωριαίας παραγόμενης ενέργειας του κάθε υποσυστήματος του υβριδικού συστήματος. Για το φωτοβολταϊκό χρησιμοποιείται το εμπειρικό μοντέλο NOCT, στο οποίο από την ηλιακή ακτινοβολία  $G$  και τη θερμοκρασία αέρα  $T_a$  υπολογίζεται η θερμοκρασία των κυψελών, διορθώνεται η απόδοση με τον θερμικό συντελεστή  $\gamma_{Pmp}$  και κλιμακώνεται ως προς το STC ώστε να παράγει την ισχύ στο αντίστοιχο MPP. Παράλληλα, για την ανεμογεννήτρια εφαρμόζεται τυπική καμπύλη τριών περιοχών, η οποία χωρίζεται σε μηδενική ισχύ κάτω από την ταχύτητα εκκίνησης, σε κυβική αύξηση μέχρι την ονομαστική ταχύτητα, σε σταθερή ισχύ στην ονομαστική ταχύτητα και σε μηδενισμό πάνω από την ταχύτητα αποκοπής. Στην συνέχεια, υλοποιήθηκε η μοντελοποίηση της μπαταρίας ιόντων λιθίου, χρησιμοποιώντας εξισώσεις του Arrhenius και του Weibull καθώς και εξισώσεις για την φόρτιση και την εκφόρτιση της. Τέλος, απεικονίζονται οι απαιτούμενες εξισώσεις και έπειτα η ωριαία παραγωγή ενέργειας για το κάθε υποσύστημα για τις διαφορετικές θερμοκρασίες του αέρα, της ηλιακής ακτινοβολίας και της ταχύτητας του ανέμου.

#### 3.3.1 Φωτοβολταϊκή Συστοιχία

Υπολογίζεται η θερμοκρασία των κυψελών από τη θερμοκρασία του αέρα και την ακτινοβολία με το εμπειρικό μοντέλο NOCT [29].

Η ισχύς στο MPP κλιμακώνεται γραμμικά με την ακτινοβολία και διορθώνεται με τον θερμικό συντελεστή  $\gamma_{Pmp}$ .

Η θερμοκρασία των κυψελών υπολογίζεται ως εξής :

$$T_{cell} = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G \quad (3.5)$$

Με βάση την βαθμονόμηση σε Standard Test Conditions ( $P_{STC}$ ) [29] προκύπτουν οι ακόλουθες εξισώσεις:

$$T_{c0} = T_{a,anchor} + \frac{NOCT - 20}{800} G_{anchor} \quad (3.6)$$

$$\text{scale}_0 = \frac{G_{\text{anchor}}}{G_{\text{ref}}} [1 + \gamma_{\text{Pmp}} (T_{c0} - T_{\text{ref}})] \quad (3.7)$$

$$P_{\text{STC}} = \frac{P_{\text{anchor}}}{\text{scale}_0} \quad (3.8)$$

Για την ισχύ της φωτοβολταϊκής συστοιχίας στο MPP ισχύει το εξής:

$$G < G_{\text{cut}} \Rightarrow P(G, T_a) = 0 \quad (3.9)$$

$$G \geq G_{\text{cut}} \Rightarrow P(G, T_a) = P_{\text{STC}} \frac{G}{G_{\text{ref}}} [1 + \gamma_{\text{Pmp}} (T_{\text{cell}} - T_{\text{ref}})] \quad (3.10)$$

όπου,

$G$  [ $\text{W/m}^2$ ] : Η ηλιακή ακτινοβολία.

$T_a$  [ $^{\circ}\text{C}$ ] : Η θερμοκρασία του αέρα.

$T_{\text{cell}}$  [ $^{\circ}\text{C}$ ] : Η θερμοκρασία των κυψελών.

$G_{\text{ref}}$  [ $\text{W/m}^2$ ] =  $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $T_{\text{ref}}$  [ $^{\circ}\text{C}$ ] =  $25^{\circ}\text{C}$ .

$\gamma_{\text{Pmp}}$  [ $1/^{\circ}\text{C}$ ] =  $-0.004$  ανά  $^{\circ}\text{C}$  ( $\approx -0.4\%/^{\circ}\text{C}$ ).

$\text{NOCT}$  [ $^{\circ}\text{C}$ ] =  $45^{\circ}\text{C}$ .

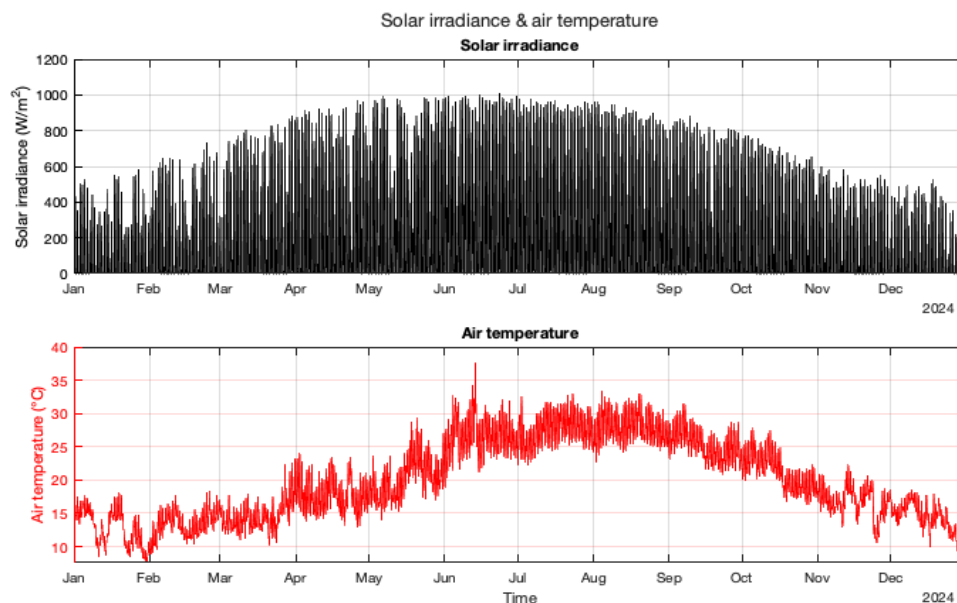
$G_{\text{cut}}$  [ $\text{W/m}^2$ ] =  $50 \text{ W/m}^2$ .

$P_{\text{anchor}}$  [ $\text{W}$ ] =  $100 \text{ kW}$ .

$G_{\text{anchor}}$  [ $\text{W/m}^2$ ] =  $1000 \text{ W/m}^2$ .

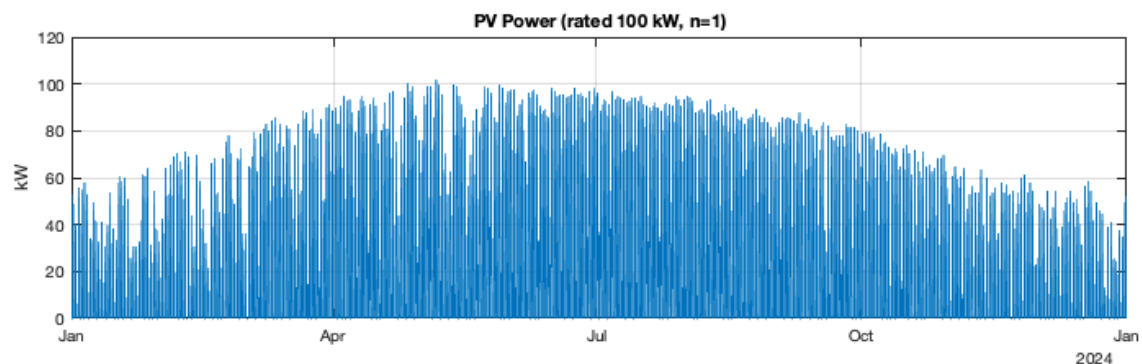
$T_{a,\text{anchor}}$  [ $^{\circ}\text{C}$ ] =  $25^{\circ}\text{C}$ .

Στο Σχήμα 3-39 αναπαρίστανται οι διαφορετικές ημερήσιες τιμές της ηλιακής ακτινοβολίας και της θερμοκρασίας του αέρα για το έτος 2024 στα Χανιά [41].



**Σχήμα 3-39.** Ωριαίες τιμές ηλιακής ακτινοβολία και θερμοκρασίας του αέρα.

Στο Σχήμα 3-40 αναπαρίσταται η ωριαία ενέργεια που παράγει η υλοποιημένη συστοιχία φωτοβολταϊκών, αποτελούμενη από 325 panels, ονομαστικής ισχύος 100kW, παράγοντας συνολικά 193920.5kWh.



**Σχήμα 3-40.** Ωριαίες τιμές παραγόμενης ενέργειας του φωτοβολταϊκού συστήματος.

### 3.3.2 Ανεμογεννήτρια

Γίνεται έλεγχος TSR στην περιοχή μεταξύ της ταχύτητας έναρξης της ανεμογεννήτριας και της ονομαστικής ταχύτητας, στον οποίο για τις τιμές της ταχύτητας του ανέμου οι οποίες είναι μικρότερες από την ονομαστική ταχύτητα, κρατάμε σταθερό το  $\lambda = \lambda_{opt}$  με σκοπό να λειτουργεί στο  $C_{p,max}$ . Για να διατηρείται

σταθερός ο βέλτιστος TSR σε αυτή την περιοχή, η ροπή γεννήτριας πρέπει να μεταβάλλεται με το τετράγωνο της ταχύτητας του δρομέα [30], [31].

Η ισχύς του ρότορα δίνεται από τον ακόλουθο τύπο :

$$P_{\text{rotor}} = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) U^3 \quad (3.11)$$

όπου:

$\rho$ : Η πυκνότητα του αέρα σε  $kg / m^3$ .

$A$ : Η επιφάνεια σάρωσης σε  $m^2$ .

$C_p$ : Ο συντελεστής ισχύος της ανεμογεννήτριας.

$\lambda$ : Ο λόγος των ακροπτερυγίων της ανεμογεννήτριας.

$\beta$ : Η γωνία κλίσης των ακροπτερυγίων της ανεμογεννήτριας.

$U$ : Η ταχύτητα του ανέμου.

Με σταθερό  $\lambda$  ισχύουν τα εξής :

$$\lambda = \lambda_{\text{opt}} = \frac{\omega R}{U} \quad (3.12)$$

$$U = \frac{\omega R}{\lambda_{\text{opt}}} \quad (3.13)$$

$$T_{\text{gen}} = \frac{P_{\text{rotor}}}{\omega} \quad (3.14)$$

όπου:

$\omega$ : Η γωνιακή ταχύτητα σε  $rad/s$

$R$ : Το μήκος του πτερυγίου σε  $m$ .

$T_{\text{gen}}$ : Η ροπή της γεννήτριας σε  $Nm$

$P_{\text{rotor}}$ : Η ισχύς του ρότορα σε  $W$ .

Με βάση τις εξισώσεις 3.11-3.14 η ροπή της γεννήτριας και η ισχύς ισούνται με:

$$T_{\text{gen}} = k \omega^2 \quad (3.15)$$

$$P = \omega (k \omega^2) = k \omega^3 \quad (3.16)$$

όπου:

$$k = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_{p,\text{max}}}{\lambda_{\text{opt}}^3}$$

Χρησιμοποιώντας τις εξισώσεις 3.12 και 3.16 η ισχύς ισοδυναμεί με:

$$P = k \left( \frac{U \lambda_{\text{opt}}}{R} \right)^3 = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_{p,\text{max}} U^3 \quad (3.17)$$

Ορίζεται μια κυβική συνάρτηση στον άξονα των ταχυτήτων ως εξής:

$$P(v) = K (v - v_{ci})^3 \quad (v_{ci} \leq v < v_r) \quad (3.18)$$

όπου:

$v$ : Η ταχύτητα του ανέμου σε m/s.

$v_r$ : Η ονομαστική ταχύτητα της ανεμογεννήτριας σε m/s.

$v_{ci}$ : Η ελάχιστη ταχύτητα του ανέμου ώστε να ξεκινήσει η λειτουργία της ανεμογεννήτριας.

Για ταχύτητα του ανέμου ίση με την ονομαστική ταχύτητα της ανεμογεννήτριας, η εξίσωση 3.18 ισοδυναμεί με:

$$P_r = K (v_r - v_{ci})^3 \rightarrow K = \frac{P_r}{(v_r - v_{ci})^3} \quad (3.19)$$

Επομένως, η παραγόμενη ισχύς της ανεμογεννήτριας στην κατάσταση λειτουργίας της προσδιορίζεται ως εξής:

$$P(v) = P_r \left( \frac{v - v_{ci}}{v_r - v_{ci}} \right)^3 \quad (v_{ci} \leq v < v_r) \quad (3.20)$$

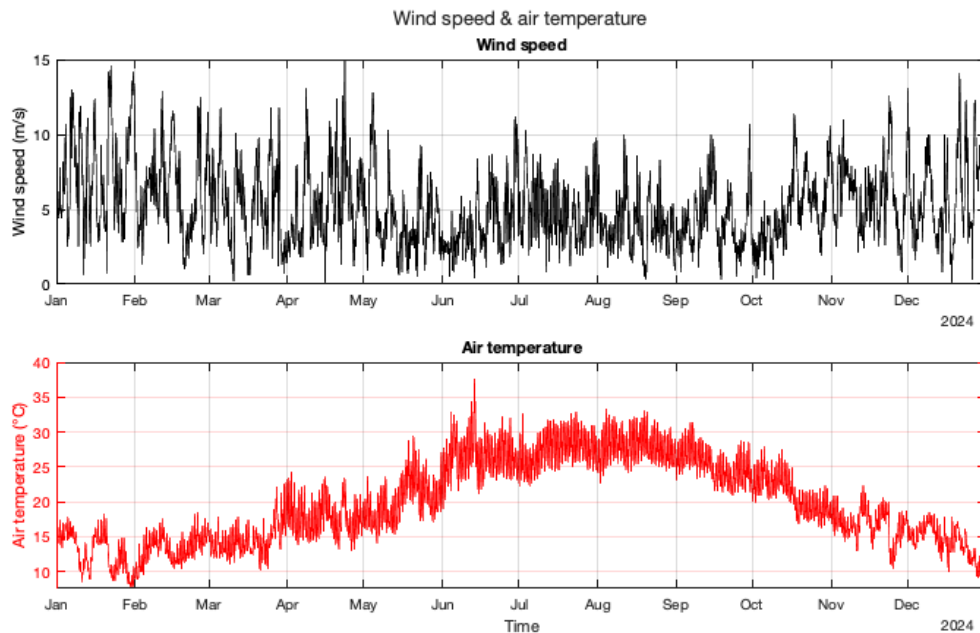
Με βάση την εξίσωση 3.20 και την αρχή λειτουργίας της ανεμογεννήτριας, προσδιορίζονται οι εξής τύποι για τον υπολογισμό της ισχύος ανάλογα με την ταχύτητα του ανέμου:

1.  $P(v) = 0 \quad (v < v_{ci})$
2.  $P(v) = P_r \left( \frac{v - v_{ci}}{v_r - v_{ci}} \right)^3 \quad (v_{ci} \leq v < v_r)$
3.  $P(v) = P_r \quad (v_r \leq v < v_{co})$
4.  $P(v) = 0 \quad (v \geq v_{co})$

Για την υλοποιημένη ανεμογεννήτρια χρησιμοποιήθηκαν οι εξής τιμές:

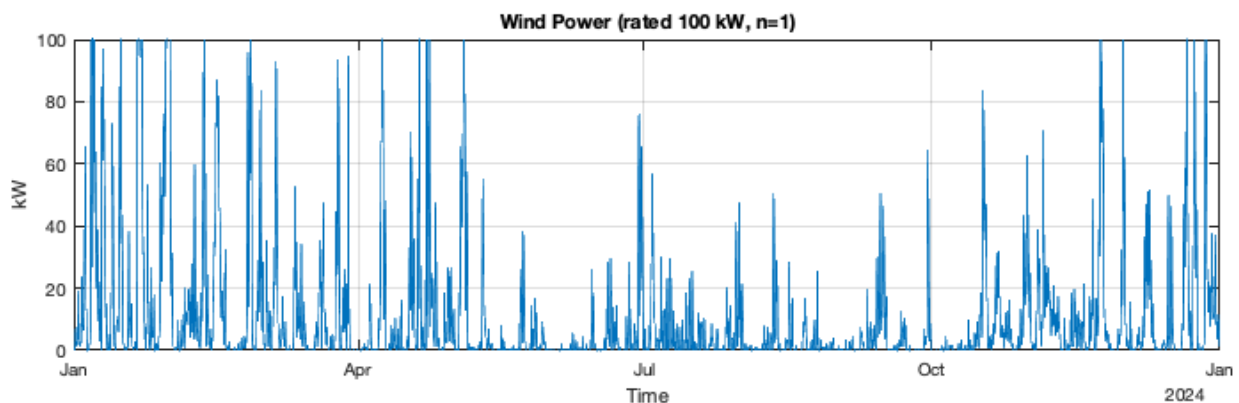
$$P_r = 100 \text{ kW}, v_{ci} = 2 \text{ m/s}, v_r = 12 \text{ m/s}, v_{co} = 28 \text{ m/s}$$

Στο Σχήμα 3-41 αναπαρίστανται οι ωριαίες τιμές της ταχύτητας του ανέμου και της θερμοκρασίας του αέρα για το έτος 2024 στα Χανιά [41].



**Σχήμα 3-41.** Ωριαίες τιμές της ταχύτητα του ανέμου και της θερμοκρασίας του αέρα.

Στο Σχήμα 3-42 αναπαρίσταται η ωριαία ενέργεια που παράγει η υλοποιημένη ανεμογεννήτρια με ονομαστική ισχύ 100kW, παράγοντας συνολικά 95662.4 kWh.



**Σχήμα 3-42.** Ωριαίες τιμές παραγόμενης ενέργειας της ανεμογεννήτριας.

### 3.3.3 Παλιρροϊκή Γεννήτρια

Χρησιμοποιώντας τις εξισώσεις 3.11-3.20 υλοποιήθηκε η παλιρροϊκή γεννήτρια στο Matlab με την διαφορά στην σταθερά της πυκνότητας  $\rho$ , όπου στην εξίσωση της ανεμογεννήτριας η σταθερά ισούται με  $\rho = 1.29 \text{ kg} / \text{m}^3$  σε αντίθεση με του θαλασσινού νερού η οποία είναι ίση με  $\rho = 1025 \text{ kg} / \text{m}^3$  [30], [31].

Οι εξισώσεις ισχύος που εφαρμόζονται είναι οι εξής:

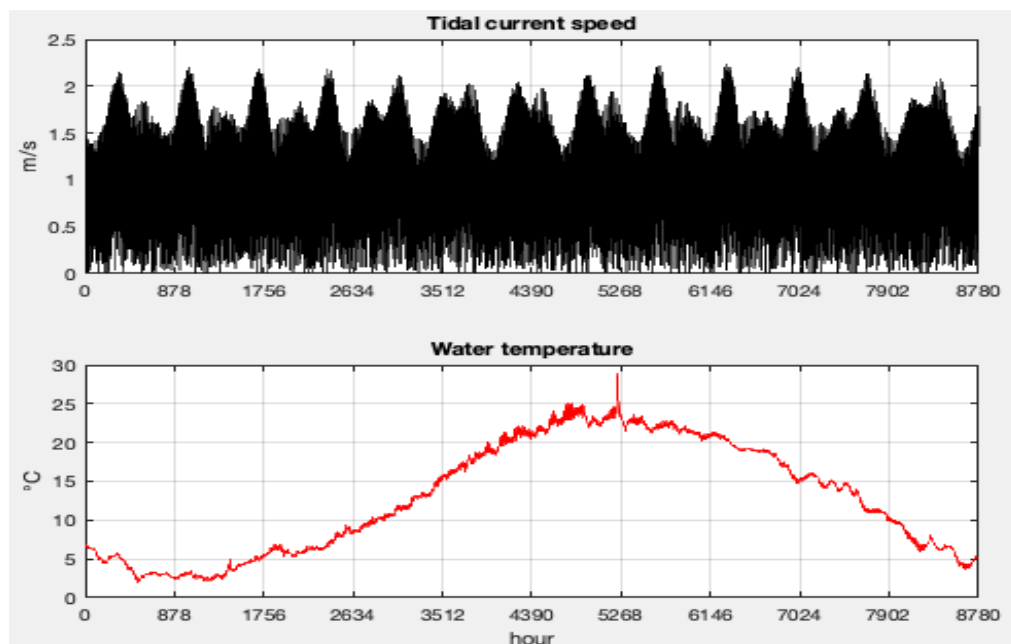
1.  $P(v) = 0 \quad (v < v_{ci})$
2.  $P(v) = P_r \left( \frac{v - v_{ci}}{v_r - v_{ci}} \right)^3 \quad (v_{ci} \leq v < v_r)$
3.  $P(v) = P_r \quad (v_r \leq v < v_{co})$
4.  $P(v) = 0 \quad (v \geq v_{co})$

Για την υλοποιημένη παλιρροϊκή γεννήτρια χρησιμοποιήθηκαν οι εξής τιμές:

$$P_r = 100 \text{ kW}, v_{ci} = 1 \text{ m/s}, v_r = 2.5 \text{ m/s}, v_{co} = 4 \text{ m/s}$$

Στην παρούσα ανάλυση αξιοποιούνται χρονοσειρές ταχύτητας θαλάσσιου ρεύματος και θερμοκρασίας νερού, προερχόμενες από την περιοχή Cape Cod, Massachusetts, με έτος αναφοράς το 2024, παράγοντας συνολικά 411834.0 kWh.

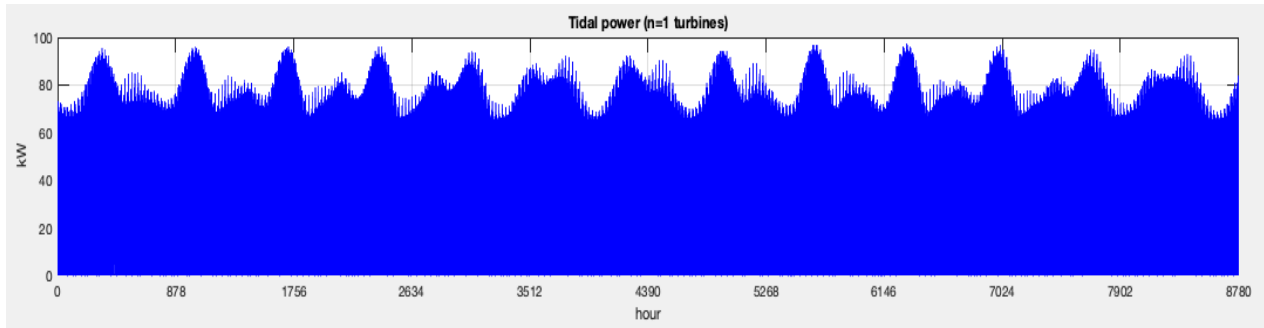
Στο Σχήμα 3-43 αναπαρίστανται οι ωριαίες τιμές της ταχύτητας του θαλάσσιου ρεύματος και της θερμοκρασίας του νερού [43].



**Σχήμα 3-43.** Ωριαίες τιμές της ταχύτητα του ρεύματος και της θερμοκρασίας του νερού.



Στο Σχήμα 3-44 αναπαρίσταται η ωριαία ενέργεια που παράγει η υλοποιημένη παλιρροϊκή γεννήτρια με ονομαστική ισχύ 100kW, παράγοντας συνολικά 411834.0 kWh.



**Σχήμα 3-44.** Ωριαίες τιμές της παραγόμενης ενέργειας της παλιρροϊκής γεννήτριας.

### 3.3.4 Μπαταρία ιόντων λιθίου

Στην παρούσα ενότητα διατυπώνεται το μαθηματικό πρότυπο της μπαταρίας ιόντων λιθίου, ενσωματώνοντας τον θερμοκρασιακή συντελεστής επιτάχυνσης γήρανσης. Παρουσιάζεται το μοντέλο φόρτισης και εκφόρτισης, τα άνω όρια ισχύος, οι περιορισμοί της κατάστασης φόρτισης και αμοιβαίος αποκλεισμός ταυτόχρονης φόρτισης και εκφόρτισης [32], [33].

Ο θερμοκρασιακός συντελεστής επιτάχυνσης γήρανσης  $A_T$  (Arrhenius) υπολογίζεται ως εξής [32]:

$$A_T = \exp \left[ \frac{E_a}{k_B} \left( \frac{1}{T_{\text{ref}}} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (3.21)$$

όπου:

$E_a$ : Ενέργεια ενεργοποίησης, μετριέται σε J/mol.

$k$ : Η σταθερά Boltzmann.

$T$ : Η θερμοκρασία σε βαθμούς Celsius.

$T_{\text{ref}}$ : Η θερμοκρασία αναφοράς σε βαθμούς Celsius.

Η χαρακτηριστική διάρκεια ζωής της μπαταρίας διορθωμένη ως προς την θερμοκρασία προσδιορίζεται ως εξής:

$$\eta_T = \frac{\eta_0}{A_T^{1/\beta}} \quad (3.22)$$

όπου:

$\eta_0$ : Χαρακτηριστική διάρκεια ζωής διορθωμένη ως προς την θερμοκρασία αναφοράς.

$A_T$ : Συντελεστής επιτάχυνσης του Arrhenius.

$\beta$ : Παράμετρος της κατανομής Weibull.

Η ενεργειακή εξίσωση για την φόρτιση και την εκφόρτιση της μπαταρίας προσδιορίζεται ως εξής:

$$E_{\{k+1\}} = E_k + \eta_c P_{\{ch,k\}} \Delta t - \left( \frac{1}{\eta_d} \right) P_{\{dis,k\}} \Delta t \quad (3.23)$$

όπου:

$E_k$ : Η αποθηκευμένη ενέργεια την χρονική στιγμή  $k$  σε kWh.

$P_{\{ch,k\}}$ : Η ισχύς στην κατάσταση φόρτισης της την χρονική στιγμή  $k$  σε kW.

$P_{\{dis,k\}}$ : Η ισχύς στην κατάσταση εκφόρτισης της την χρονική στιγμή  $k$  σε kW.

$\eta_c$ : Η απόδοση στην κατάσταση φόρτισης.

$\eta_d$ : Η απόδοση στην κατάσταση εκφόρτισης.

$\Delta t$ : Η διάρκεια που βρίσκεται η μπαταρία σε κατάσταση φόρτισης ή εκφόρτισης.

Με βάση την εξίσωση 3.23 και το άνω όριο ενέργειας στην κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας ισχύει ότι:

$$0 \leq P_{ch,k} \leq P_{c,max} \quad (3.24)$$

$$E_k + \eta_c P_{\{ch,k\}} \Delta t \leq C \Leftrightarrow P_{ch,k} \leq (C - E_k) / (\eta_c \Delta t) \quad (3.25)$$

όπου:

$P_{c,max}$ : Το ανώτατο όριο ισχύος κατά την κατάσταση φόρτισης σε kW.

$\Delta t$ : Το χρονικό διάστημα που βρίσκεται σε αυτή την κατάσταση.

$E_k$ : Η αποθηκευμένη ενέργεια την χρονική στιγμή  $k$  σε kWh.

$\eta_c$ : Η απόδοση στην κατάσταση φόρτισης.

$C$ : Η χωρητικότητα ενέργειας της μπαταρίας.

$\Delta t$ : Η διάρκεια που βρίσκεται η μπαταρία σε κατάσταση φόρτισης.

Με βάση την εξίσωση 3.23 και το κάτω όριο ενέργειας στην κατάσταση εκφόρτισης της μπαταρίας ισχύει ότι:

$$0 \leq P_{dis,k} \leq P_{d,max} \quad (3.26)$$

$$s_{min} C \leq E_k - \left( \frac{1}{\eta_d} \right) P_{\{dis,k\}} \Delta t \Leftrightarrow P_{dis,k} \leq \eta_d (E_k - s_{min} C) / \Delta t \quad (3.27)$$

όπου:

$P_{d,max}$ : Το ανώτατο όριο ισχύος κατά την κατάσταση εκφόρτισης σε kW.

$E_k$ : Η αποθηκευμένη ενέργεια την χρονική στιγμή k σε kWh.

$C$ : Η χωρητικότητα ενέργειας της μπαταρίας.

$\eta_d$ : Η απόδοση στην κατάσταση εκφόρτισης.

$\Delta t$ : Η διάρκεια που βρίσκεται η μπαταρία σε κατάσταση εκφόρτισης.

$s_{min}$ : Το ελάχιστο SoC της μπαταρίας.

Το όριο εκφόρτισης της μπαταρίας προσδιορίζεται ως εξής:

$$s_{min} \leq s_{k+1} = E_{k+1}/C \leq s_{max} \leftrightarrow s_{min}C \leq E_{k+1} \leq s_{max}C \quad (3.28)$$

όπου:

$s_k = E_k/C$ : Το SoC την χρονική στιγμή k.

Για την αποφυγή ταυτόχρονης φόρτισης και εκφόρτισης της μπαταρίας χρησιμοποιείται ο ακόλουθος δυαδικός δείκτης λειτουργίας:

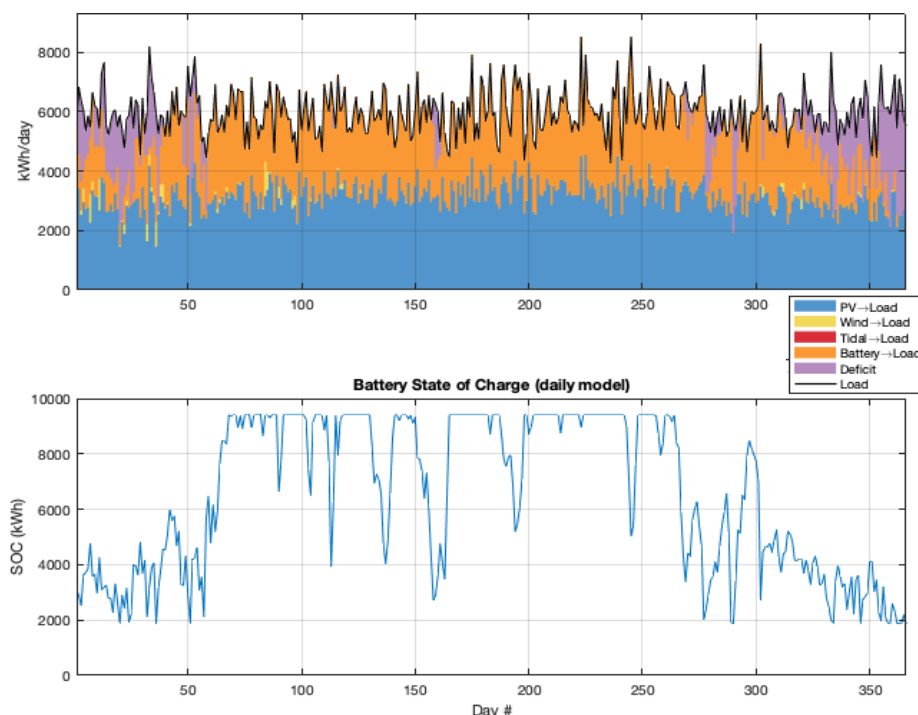
$$u_k \in 0,1 \quad P_{ch,k} \leq u_k P_{c,max}, \quad P_{dis,k} \leq (1 - u_k) P_{d,max} \quad (3.29)$$

όπου:

$u_k = 1$  επιτρέπεται μόνο η φόρτιση της μπαταρίας.

$u_k = 0$  επιτρέπεται μόνο η εκφόρτιση της μπαταρίας.

Στο Σχήμα 3-45 απεικονίζεται ένα σενάριο στο οποίο όταν η παραγωγή είναι μεγαλύτερη από το ζητούμενο φορτίο, η περίσσεια διοχετεύεται στη συστοιχία μπαταριών και το SoC αυξάνεται, ενώ αντίθετα, όταν η ζήτηση είναι μεγαλύτερη της παραγωγής, η μπαταρία εκφορτίζεται για να καλύψει το κενό και το SOC μειώνεται έως το επιτρεπτό κατώφλι.



**Σχήμα 3-45.** Εκφόρτιση και φόρτιση της μπαταρίας κατά περιόδους ελλείμματος και περισσεύας ενέργειας.

### 3.4 Ρυθμός Αστοχίας Συστημάτων

Στην παρούσα υποενότητα ποσοτικοποιείται ο ρυθμός αστοχίας των επιμέρους υποσυστημάτων του υβριδικού συστήματος, αποτελούμενο από φωτοβολταϊκή συστοιχία, ανεμογεννήτρια, παλιρροϊκή γεννήτρια, σύστημα αποθήκευσης ενέργειας και σύστημα ελέγχου, ως συνάρτηση των περιβαλλοντικών συνθηκών και των ηλεκτρομηχανικών καταπονήσεων, δηλαδή των ηλεκτρικών (υπερτάσεις και θερμικές απώλειες) και των μηχανικών επιβαρύνσεων (δονήσεις, ροπές, κάμψεις) που υφίστανται τα υποσυστήματα. Παράγονται ωριαίες καμπύλες  $\lambda(t)$  για κάθε δομικό στοιχείο και αποτυπώνονται τόσο ως επιφάνειες έναντι των τιμών των μετεωρολογικών και θαλάσσιων μεταβλητών, όσο και ως χρονοσειρές ετησίας κλίμακας. Οι επιμέρους ρυθμοί συντίθενται σε επίπεδο υποσυστήματος και, μέσω ισοδύναμου, εν σειρά μοντέλου, σε συνολικό ρυθμό αστοχίας του συστήματος. Ταυτόχρονα, σε συνδυασμό με τον ισοδύναμο ρυθμό αποκατάστασης, υπολογίζονται οι πιθανότητες διαθεσιμότητας και μη-διαθεσιμότητας από το μοντέλο δύο καταστάσεων του Markov. Παράλληλα, εισάγεται ο δείκτης μέσου χρόνου αποκατάστασης και συσχετίζεται με τις λειτουργικές καταστάσεις, εντός ή εκτός λειτουργίας, στις οποίες βρίσκεται το εκάστοτε υποσύστημα, με σκοπό να εξαχθούν

συμπεράσματα για τις επιπτώσεις στην επάρκεια τροφοδότησης. Πρέπει να σημειωθεί ότι χρησιμοποιήθηκαν ως τιμές εισόδων για την εξαγωγή του ρυθμού αστοχίας, οι μετεωρολογικές τιμές στην περιοχή των Χανίων για το έτος 2024.

### 3.4.1 Ρυθμός Αστοχίας Ανεμογεννήτριας

Στην επόμενη ενότητα αναπτύσσεται το θεωρητικό και υπολογιστικό πλαίσιο εκτίμησης του ρυθμού αστοχίας της ανεμογεννήτριας. Παρουσιάζονται οι σχέσεις για τα κρίσιμα δομικά και ηλεκτρονικά στοιχεία, τα οποία αποτελούνται από κιβώτιο ταχυτήτων, πτερύγια, γεννήτρια PMSG, μετατροπέα back-to-back, μετασχηματιστή και καλώδια. Οι επιμέρους ρυθμοί συντίθενται σε συνολικό  $\lambda(t)$  και αποτυπώνονται τόσο ως επιφάνειες έναντι ταχύτητας ανέμου και θερμοκρασίας όσο και ως ωριαίες χρονοσειρές, αναδεικνύοντας εποχικές τάσεις και αιχμές [34], [49], [50]:

- 1) Ο ισοδύναμος ρυθμός αστοχίας του υποσυστήματος όταν δομικά του στοιχεία είναι συνδεδεμένα σε σειρά υπολογίζεται ως εξής:

$$\lambda_t = \sum_{k=1}^n \lambda_k \quad (3.22)$$

όπου:

$\lambda_k$ : ο ρυθμός αστοχίας των δομικών στοιχείων του υποσυστήματος.

- 2) Η επιτρεπόμενη τάση κάμψης του οδοντωτού τροχού στο κιβώτιο ταχυτήτων υπολογίζεται ως εξής:

$$\sigma_F = \frac{\sigma_{Flim} Y_N}{S_F Y_\theta Y_Z} \quad (3.23)$$

όπου:

$\sigma_{Flim}$ : Όριο κόπωσης για την τάση κάμψης, μετριέται σε MPa.

$Y_N$ : Συντελεστής κύκλων φόρτισης για την αντοχή της τάσης κάμψης.

$S_F$ : Συντελεστής ασφάλειας για την τάση κάμψης (bending stress).

$Y_\theta$ : Συντελεστής θερμοκρασίας.

$Y_Z$ : Συντελεστής αξιοπιστίας.

- 3) Η επιτρεπόμενη τάσης επαφής (contact stress) στα δόντια του γραναζιού υπολογίζεται ως εξής:

$$\sigma_H = \frac{\sigma_{Hlim} Z_N Z_W}{S_H Y_\theta Y_Z} \quad (3.24)$$

όπου:

$\sigma_{Hlim}$ : Όριο κόπωσης της τάσης επαφής, μετριέται σε MPa.

$Z_N$ : Συντελεστής κύκλων φόρτισης για την αντοχής της τάσης επαφής.

$Z_W$ : Συντελεστής λόγου σκληρότητας για την αντοχή της τάσης επαφής.

$S_H$ : Συντελεστής ασφαλείας για την τάση επαφής.

$Y_\theta$ : Συντελεστής θερμοκρασίας.

$Y_Z$ : Συντελεστής αξιοπιστίας.

- 4) Οι ώρες αναμενόμενης διάρκειας ζωής λαμβάνοντας υπόψη την ταχύτητα περιστροφής του κιβωτίου ταχυτήτων προσδιορίζονται ως εξής:

$$H_{\sigma_H} = \frac{n L_h}{60 n q} \quad (3.25)$$

$$H_{\sigma_F} = \frac{n L_f}{60 n q} \quad (3.26)$$

όπου:

$H_{\sigma_H}$ : Αναμενόμενη διάρκεια ζωής δεδομένης της τάσης επαφής, μετριέται σε ώρες.

$H_{\sigma_F}$ : Αναμενόμενη διάρκεια ζωής δεδομένης της τάσης κάμψης, μετριέται σε ώρες.

$n L_h$ : Αναμενόμενος αριθμός κύκλων φόρτισης από την τάση επαφής.

$n L_f$ : Αναμενόμενος αριθμός κύκλων φόρτισης από την κόπωση.

$n$ : Η ταχύτητα περιστροφής, μετριέται σε rpm.

$q$ : Αριθμός των κύκλων φόρτισης.

- 5) Η ταχύτητα περιστροφής της γεννήτριας και του κιβωτίου ταχυτήτων εξαρτάται από την ταχύτητα του ανέμου ως εξής:

$$n = \frac{60 \omega}{2\pi} = \frac{60 v}{2\pi r} \quad (3.27)$$

όπου:

$n$ : Η ταχύτητα περιστροφής, μετριέται σε rpm.

$\omega$ : Η γωνιακή ταχύτητα, μετριέται σε rad/s.

$v$ : Η ταχύτητα του ανέμου, μετριέται σε m/s.

$r$ : Η διάμετρος του δρομέα, μετριέται σε m.

- 6) Ο συντελεστής διόρθωσης θερμοκρασίας για το κιβώτιο ταχυτήτων προσδιορίζεται ως εξής:

$$k_d = 0.975 + 0.000432 T_F - 1.15 \times 10^{-6} T_F^2 + 1.04 \times 10^{-9} T_F^3 - 5.95 \times 10^{-12} T_F^4 \quad (3.28)$$

όπου:

$k_d$ : Συντελεστής διόρθωσης της θερμοκρασίας.

$T_F$ : Θερμοκρασία της διάταξης, μετριέται σε Fahrenheit.

- 7) Το όριο αντοχής στην κόπωση (endurance limit) των εξαρτημάτων του κιβωτίου ταχυτήτων προσδιορίζεται ως εξής:

$$S_e = k_a k_b k_c k_d k_e k_f S'_e \quad (3.29)$$

όπου:

$k_a$ : Συντελεστής διόρθωσης της κατάστασης της επιφάνειας.

$k_b$ : Συντελεστής διόρθωσης μεγέθους της επιφάνειας.

$k_c$ : Συντελεστής διόρθωσης σε συνθήκες φόρτισης.

$k_d$ : Συντελεστής διόρθωσης θερμοκρασίας.

$k_e$ : Συντελεστής διόρθωσης αξιοπιστίας.

$k_f$ : Συντελεστής διόρθωσης άλλων φαινομένων.

$S'_e$ : Το βασικό όριο αντοχής στην κόπωση.

- 8) Ο ρυθμός αστοχίας των εξαρτημάτων του κιβωτίου ταχυτήτων προσδιορίζεται ως εξής:

$$\lambda_{\text{gearbox}}(T_F) = \frac{k_d(T_F)}{k_d(T_{F0})} \lambda_{\text{gearbox}}(T_{F0}) \quad (3.30)$$

όπου:

$\lambda_{\text{gearbox}}(T_F)$ : Ρυθμός αστοχίας των εξαρτημάτων του κιβωτίου ταχυτήτων.

$k_d(T_F)$ : Συντελεστής διόρθωσης θερμοκρασίας.

$T_F$ : Θερμοκρασία της διάταξης, μετριέται σε Fahrenheit.

$T_{F0}$ : Θερμοκρασία της διάταξης σε συνθήκες δοκιμών, μετριέται σε Fahrenheit.

9) Η συνάρτηση αντοχής (limit state function) του περυγίου υπολογίζεται ως εξής:

$$f(v) = f_c - \frac{C_m M_f}{Z_f} \quad (3.31)$$

όπου:

$f_c$ : Αντοχή υλικού του περυγίου, μετριέται σε  $\text{kN}/\text{m}^2$ .

$C_m$ : Συντελεστής με βάση τα αποτελέσματα κανονικής κατανομής.

$M_f$ : Ροπή κάμψης κατά την διεύθυνση του περυγίου, μετριέται σε  $\text{kN m}$ .

$Z_f$ : αντίσταση διατομής του περυγίου ως προς τον αντίστοιχο άξονα κάμψης.

10) Ο συντελεστής  $M_f$  μπορεί να προσδιοριστεί ως εξής:

$$M_f = -45.9 + 52.3 v \quad (3.32)$$

όπου:

$v$ : Ταχύτητα του ανέμου, μετριέται σε  $\text{m/s}$ .

11) Ο ρυθμός αστοχίας της γεννήτριας PMSG με βάση τον νόμο του Arrhenius υπολογίζεται ως εξής:

$$\lambda(\theta) = \lambda(25^\circ\text{C}) \exp \left[ -\frac{E_a}{k} \left( \frac{1}{\theta + 273} - \frac{1}{298} \right) \right] \quad (3.33)$$

όπου:

$\lambda(25^\circ\text{C})$ : Ρυθμός αστοχίας της γεννήτριας στους  $25^\circ\text{C}$ .

$E_a$ : Ενέργεια ενεργοποίησης, μετριέται σε  $\text{J/mol}$ .

$k$ : Σταθερά Boltzmann.

$\theta$ : Θερμοκρασία του αέρα, μετριέται σε βαθμούς Κελσίου.



12) Οι απώλειες ισχύος της γεννήτριας PMSG υπολογίζονται ως εξής:

$$P_{\text{loss-PMSG}} = 3 R_G I_G^2 \quad (3.34)$$

όπου:

$R_G$ : Ωμική αντίσταση τυλιγμάτων του στάτη, μετριέται σε Ohms.

$I_G$ : Ρεύμα του στάτη, μετριέται σε A.

13) Η θερμοκρασία της μόνωσης της γεννήτριας PMSG προσδιορίζεται ως εξής:

$$T_G = T_a + R_{GH} P_{\text{loss-PMSG}} \quad (3.35)$$

όπου:

$T_a$ : Θερμοκρασία περιβάλλοντος, μετριέται σε βαθμούς Κελσίου.

$R_{GH}$ : Ισοδύναμη θερμική αντίσταση από τα τυλίγματα του στάτη μέχρι το κέλυφος της ανεμογεννήτριας, συμπεριλαμβάνοντας τις αντιστάσεις των μονωτικών υλικών, μετριέται σε  $^{\circ}\text{C}/\text{kW}$ .

14) Ο συνολικός ρυθμός αστοχίας της γεννήτριας PMSG προσδιορίζεται ως εξής:

$$\lambda_{\text{PMSG}} = \lambda_{\text{PMSG-e}} + \lambda_{\text{PMSG-m}} \quad (3.36)$$

όπου:

$\lambda_{\text{PMSG-e}}$ : Ρυθμός αστοχίας του ηλεκτρικού μέρους της PMSG.

$\lambda_{\text{PMSG-m}}$ : Ρυθμός αστοχίας του μηχανικού μέρους της PMSG.

15) Η θερμοκρασία κάθε ημιαγωγού που χρησιμοποιείται στους μετατροπείς ισχύος ή στους αντιστροφείς μπορεί να προσδιοριστεί ως εξής:

$$T_{sd} = T_a + P_{sd} R_{TH} + P_{sd} R_{CH} \quad (3.37)$$

όπου:

$T_a$ : Θερμοκρασία περιβάλλοντος, μετριέται σε βαθμούς Κελσίου.

$P_{sd}$ : Θερμικές απώλειες του ημιαγωγού, μετριούνται σε W.

$R_{CH}$ : Θερμική αντίσταση από τον ημιαγωγό μέχρι το κέλυφος, μετριέται σε  $\text{K}/\text{kW}$ .

$R_{TH}$ : Θερμική αντίσταση από τον ημιαγωγό μέχρι το heat sink, μετριέται σε  $\text{K}/\text{kW}$ .

16) Ο συνολικός ρυθμός αστοχίας ενός ημιαγωγού υπολογίζεται ως εξής:

$$\lambda = \lambda_1 k_1 \pi_1 + \lambda_2 k_2 \pi_2 + \lambda_3 \pi_3 + \lambda_4 \quad (3.38)$$

όπου:

$\lambda_1$ : Βασικός ρυθμός αστοχίας του ημιαγωγού στην αγωγή κατάσταση.

$k_1$ : Παράμετρος για τον μηχανισμό αγωγής.

$\pi_1$ : Συντελεστής του duty cycle για την αγωγή κατάσταση.

$\lambda_2$ : Βασικός ρυθμός αστοχίας του ημιαγωγού στην μη αγωγή κατάσταση.

$k_2$ : Παράμετρος για τον μηχανισμό στην μη αγωγή κατάσταση.

$\pi_2$ : Συντελεστής του duty cycle για την μη αγωγή κατάσταση.

$\lambda_3$ : Βασικός ρυθμός αστοχίας λόγω θερμοκρασιακής κυκλικής καταπόνησης.

$\pi_3$ : Παράμετρος επιτάχυνσης του θερμικού κύκλου.

$\lambda_4$ : Ρυθμός αστοχίας που οφείλεται στο soldier joint του ημιαγωγού και σε ηλεκτρικό overstress.

17) Οι συντελεστές επιτάχυνσης (acceleration factors) του Arrhenius,  $k_1$  για αγωγή λειτουργία ή  $k_2$  για μη-αγωγή λειτουργία ενός ημιαγωγού υπολογίζονται ως εξής:

$$k_1 \text{ or } k_2 = \exp \left[ -\frac{E_a}{k} \left( \frac{1}{T_{sd} + 273} - \frac{1}{298} \right) \right] \quad (3.39)$$

όπου:

$E_a$ : Ενέργεια ενεργοποίησης, μετριέται σε J/mol.

$k$ : Σταθερά Boltzmann.

$T_{sd}$ : Θερμοκρασία του κάθε ημιαγωγού, μετριέται σε βαθμούς Κελσίου.

18) Το duty cycle κατά την αγωγή λειτουργία του ημιαγωγού προσδιορίζεται ως εξής:

$$\pi_1 = \frac{1 - P_{non}}{DC_{op}} \quad (3.40)$$

όπου:

$P_{non}$ : Πιθανότητα μη αγωγής κατάστασης.

$DC_{op}$ : Σταθερά με βάση τον ημιαγωγό που εκφράζει την τιμή του duty cycle στη αγωγή κατάσταση λειτουργίας του.

- 19) Το duty cycle κατά την μη αγωγή λειτουργία του ημιαγωγού προσδιορίζεται ως εξής:

$$\pi_2 = \frac{P_{\text{non}}}{DC_{\text{nonop}}} \quad (3.41)$$

όπου:

$P_{\text{non}}$ : Πιθανότητα μη αγωγίμης κατάστασης.

$DC_{\text{nonop}}$ : Σταθερά με βάση τον ημιαγωγό που εκφράζει την τιμή του duty cycle στη μη αγωγή κατάσταση λειτουργίας του.

- 20) Ο συντελεστής επιτάχυνσης delta temperature cycling προσδιορίζεται ως εξής:

$$\pi_3 = \left( \frac{T_{\text{sd}} - T_a}{DT} \right)^2 \quad (3.42)$$

όπου:

$T_{\text{sd}}$ : Θερμοκρασία του κάθε ημιαγωγού, μετριέται σε βαθμούς Κελσίου.

$T_a$ : Θερμοκρασία περιβάλλοντος, μετριέται σε βαθμούς Κελσίου.

$DT$ : Σταθερά αναφοράς του θερμικού κύκλου.

- 21) Ο συνολικός ρυθμός αστοχίας του μετατροπέα ισχύος υπολογίζεται ως εξής:

$$\lambda_{\text{ec}} = \lambda_r + \lambda_c + \lambda_i \quad (3.43)$$

όπου:

$\lambda_r$ : Ρυθμός αστοχίας του ανορθωτή.

$\lambda_c$ : Ρυθμός αστοχίας του πυκνωτή.

$\lambda_i$ : Ρυθμός αστοχίας του αντιστροφέα.

- 22) Ο ρυθμός αστοχίας του ανορθωτή και του αντιστροφέα υπολογίζεται ως εξής:

$$\lambda_r = n_T \lambda_{\text{thyristor}} + n_D \lambda_{\text{diode}} \quad (3.44)$$

$$\lambda_i = n_S \lambda_{\text{sw}} + n_D \lambda_{\text{diode}} \quad (3.45)$$

όπου:

$\lambda_r$ : Ρυθμός αστοχίας του ανορθωτή.

$\lambda_i$ : Ρυθμός αστοχίας του αντιστροφέα.

$\lambda_{thyristor}$ : Ρυθμός αστοχίας των θυρίστορ.

$n_T$ : Πλήθος των θυρίστορ.

$\lambda_{diode}$ : Ρυθμός αστοχίας των διόδων.

$n_D$ : Πλήθος των διόδων.

$\lambda_{sw}$ : Ρυθμός αστοχίας των διακοπών.

$n_S$ : Πλήθος των διακοπών.

23) Ο ρυθμός αστοχίας του μετατροπέα της ανεμογεννήτριας ορίζεται ως εξής:

$$\lambda_{WT,conv} = N_d^{(rect)} \lambda_d^{(rect)} + N_{sw} \lambda_{IGBT} + N_d^{(inv)} \lambda_d^{(inv)} + N_L \lambda_L + N_C \lambda_C \quad (3.46)$$

όπου:

$N_d^{(rect)}$ : Αριθμός των διόδων του ανορθωτή.

$\lambda_d^{(rect)}$ : Ρυθμός αστοχίας των διόδων του ανορθωτή.

$N_{sw}$ : Αριθμός των MOSFET/IGBT.

$\lambda_{IGBT}$ : Ρυθμός αστοχίας των MOSFET/IGBT.

$N_d^{(inv)}$ : Αριθμός των διόδων του αντιστροφέα.

$\lambda_d^{(inv)}$ : Ρυθμός αστοχίας των διόδων του αντιστροφέα.

$N_L$ : Πλήθος πηνίων.

$\lambda_L$ : Ρυθμός αστοχίας του κάθε πηνίου.

$N_C$ : Πλήθος πυκνωτών.

$\lambda_C$ : Ρυθμός αστοχίας του κάθε πυκνωτή.

24) Το ρεύμα του ανορθωτή υπολογίζεται ως εξής:

$$I_{P-rectifier} = \frac{\sqrt{2} P_G}{\sqrt{3} V_G} \quad (3.47)$$

όπου:

$P_G$ : Παραγόμενη ισχύς από την PMSG, μετριέται σε W.

$V_G$ : Επαγόμενη τάση της PMSG, μετριέται σε V.

25) Το ρεύμα του αντιστροφέα υπολογίζεται ως εξής:

$$I_{P.inverter} = I_{P-rectifier} \frac{V_G}{V_i} \quad (3.48)$$

όπου:

$V_i$ : Η τάση εξόδου του αντιστροφέα, μετριέται σε V.

$V_G$ : Επαγόμενη τάση της PMSG, μετριέται σε V.

$I_{P.rectifier}$ : Το ρεύμα του ανορθωτή, μετριέται σε A.

26) Ο ρυθμός αστοχίας του πυκνωτή μεταξύ του ανορθωτή και του αντιστροφέα προσδιορίζεται ως εξής:

$$\lambda_C = \lambda_0 \pi_T \pi_C \pi_V \pi_{SR} \pi_E \quad (3.49)$$

όπου:

$\lambda_0$ : Ρυθμός αστοχίας του πυκνωτή σε κατάσταση δοκιμών.

$\pi_T$ : Συντελεστής θερμοκρασίας.

$\pi_C$ : Συντελεστής χωρητικότητας.

$\pi_V$ : Συντελεστής τάσης καταπόνησης.

$\pi_{SR}$ : Συντελεστής αντίστασης σειράς.

$\pi_E$ : Περιβαλλοντικός συντελεστής.

27) Η θερμοκρασία ενός μετασχηματιστή τύπου λαδιού με βάση το πρότυπο IEC 60076-7, προσδιορίζεται ως εξής:

$$T_{tr} = T_a + \Delta T_0 \left( \frac{1 + r_t a}{1 + r_t} \right)^x + H g_r a^y \quad (3.50)$$

όπου:

$T_a$ : Θερμοκρασία περιβάλλοντος, μετριέται σε βαθμούς Κελσίου.

$\Delta T_0$ : Ρυθμός μεταβολής της θερμοκρασίας του μετασχηματιστή σε σταθερή κατάσταση, μετριέται σε βαθμούς Κελσίου.

$r_t$ : Λόγος των απωλειών με φορτίο και των απωλειών χωρίς φορτίο.

$a$ : Λόγος ρεύματος τυλιγμάτων προς ονομαστικό ρεύμα.

$x, y$ : Συντελεστές ισχύος του μετασχηματιστή τύπου λαδιού.

$H$ : Συντελεστής για το σημείο που εμφανίζεται η μέγιστη θερμοκρασία στα τυλίγματα του μετασχηματιστή.

$g_r$ : Αναλογία μέσης θερμοκρασίας των τυλιγμάτων και της μέσης θερμοκρασίας ελαίου στο ονομαστικό ρεύμα.

28) Η θερμοκρασία του καλωδίου Cross-Linked Polyethylene (XLPE) προσδιορίζεται ως εξής:

$$\Delta T = T_1(rI^2 + W_d) + n T_2(W_d + rI^2(1 + \sigma_1)) + n (T_3 + T_4)(W_d + rI^2(1 + \sigma_1 + \sigma_2)) \quad (3.51)$$

όπου:

$T_1, T_2, T_3, T_4$ : Θερμικές αντιστάσεις μεταξύ των διαφορετικών στρώσεων του καλωδίου, μετριούνται σε W/km.

$\sigma_1, \sigma_2$ : Συντελεστές απωλειών λόγω επαγόμενων ρευμάτων μεταξύ των διαφορετικών στρώσεων του καλωδίου.

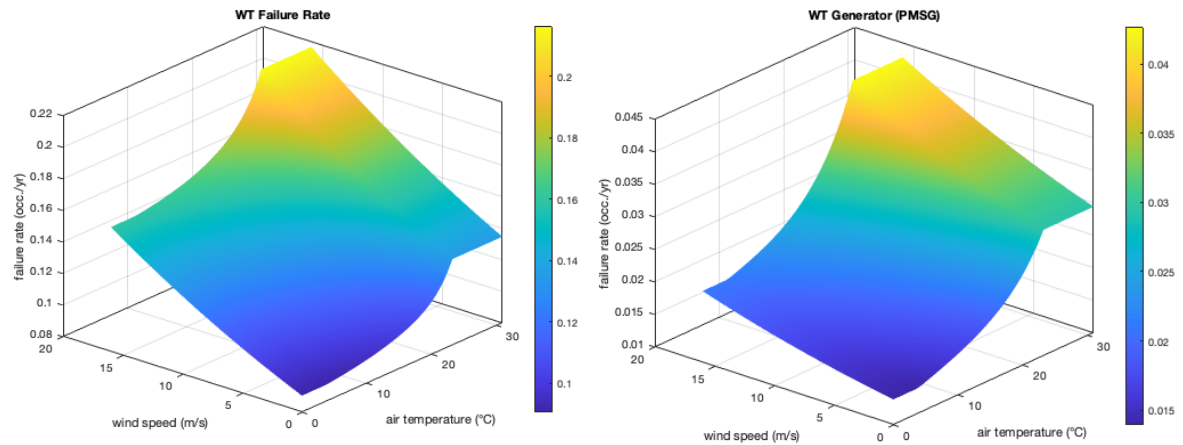
$W_d$ : Διηλεκτρικές απώλειες, μετριούνται σε W.

$r$ : Αντίσταση αγωγού του καλωδίου στη μέγιστη θερμοκρασία λειτουργίας του, μετριέται σε Ohms.

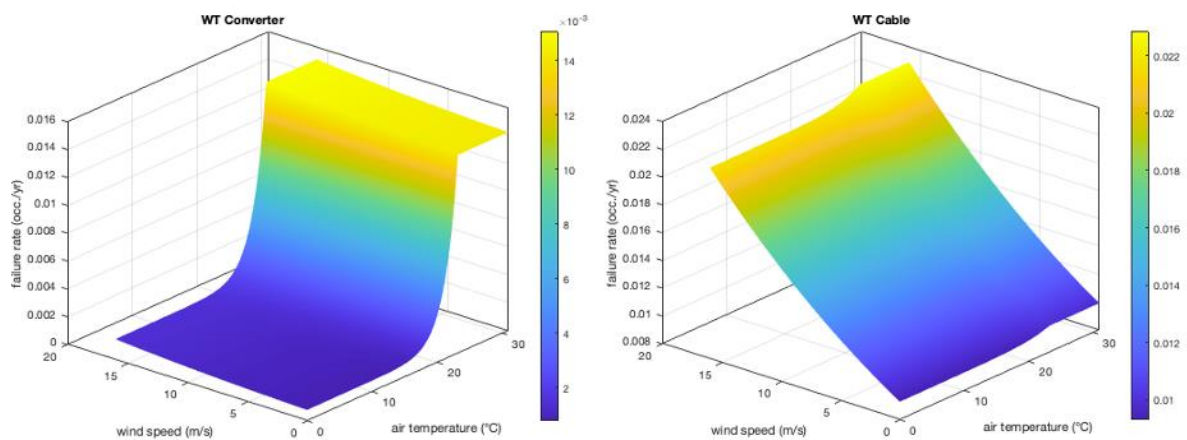
$I$ : Ρεύμα του καλωδίου, μετριέται σε A.

$n$ : Αριθμός των αγωγών του καλωδίου.

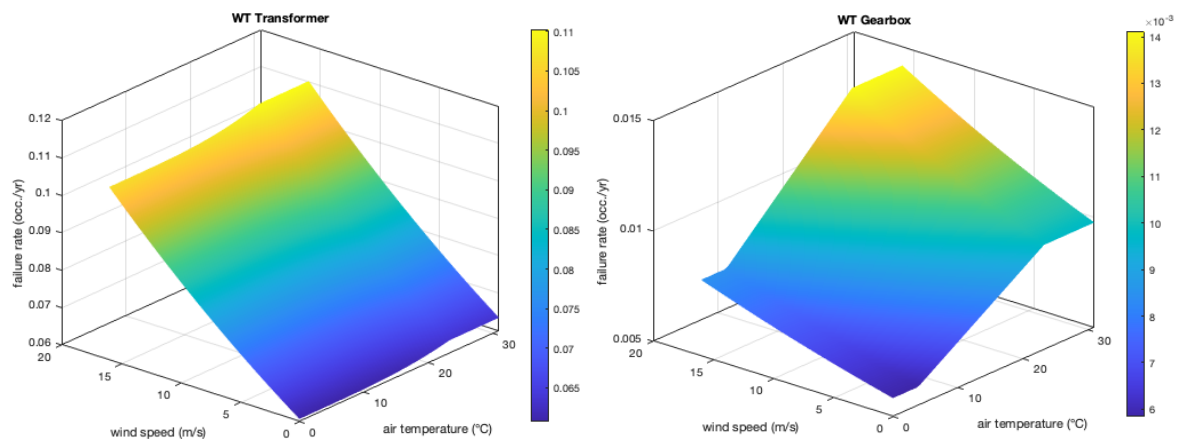
Οι ετήσιοι ρυθμοί αστοχίας προκύπτουν από τον ωριαίο ρυθμό αστοχίας  $\lambda$  για κάθε συνδυασμό της ταχύτητας του ανέμου και της θερμοκρασίας του αέρα εντός του εύρους των αξόνων (ταχύτητα ανέμου 0-20 m/s και θερμοκρασία αέρα 0-30°C), αφού πολλαπλασιαστούν με τις συνολικές ώρες ενός έτους. Γενικά, ο  $\lambda$  αυξάνει με την άνοδο της θερμοκρασίας, ενώ η αύξηση της ταχύτητας ανέμου εντείνει κυρίως τα μηχανικά φορτία, ιδίως το κιβώτιο ταχυτήτων. Ο μετατροπέας και τα καλώδια εμφανίζουν απότομη αύξηση συναρτήσεως της αύξησης της θερμοκρασίας του αέρα, όπως και η γεννήτρια PMSG και ο μετασχηματιστής. Συνολικά, οι υψηλές θερμοκρασίες και οι μεγάλες ταχύτητες του ανέμου οδηγούν σε δυσμενέστερες συνθήκες αξιοπιστίας. Στα Σχήματα 3-46, 3-47 και 3-48 απεικονίζονται οι ετήσιοι ρυθμοί αστοχίας για την ανεμογεννήτρια και για κάθε δομικό της μέρος σε σχέση με την μεταβολή της ταχύτητας του ανέμου και της θερμοκρασίας του αέρα.



**Σχήμα 3-46.** Ετήσιος ρυθμός αστοχίας της ανεμογεννήτριας (αριστερά) και της γεννήτριας PMSG (δεξιά).

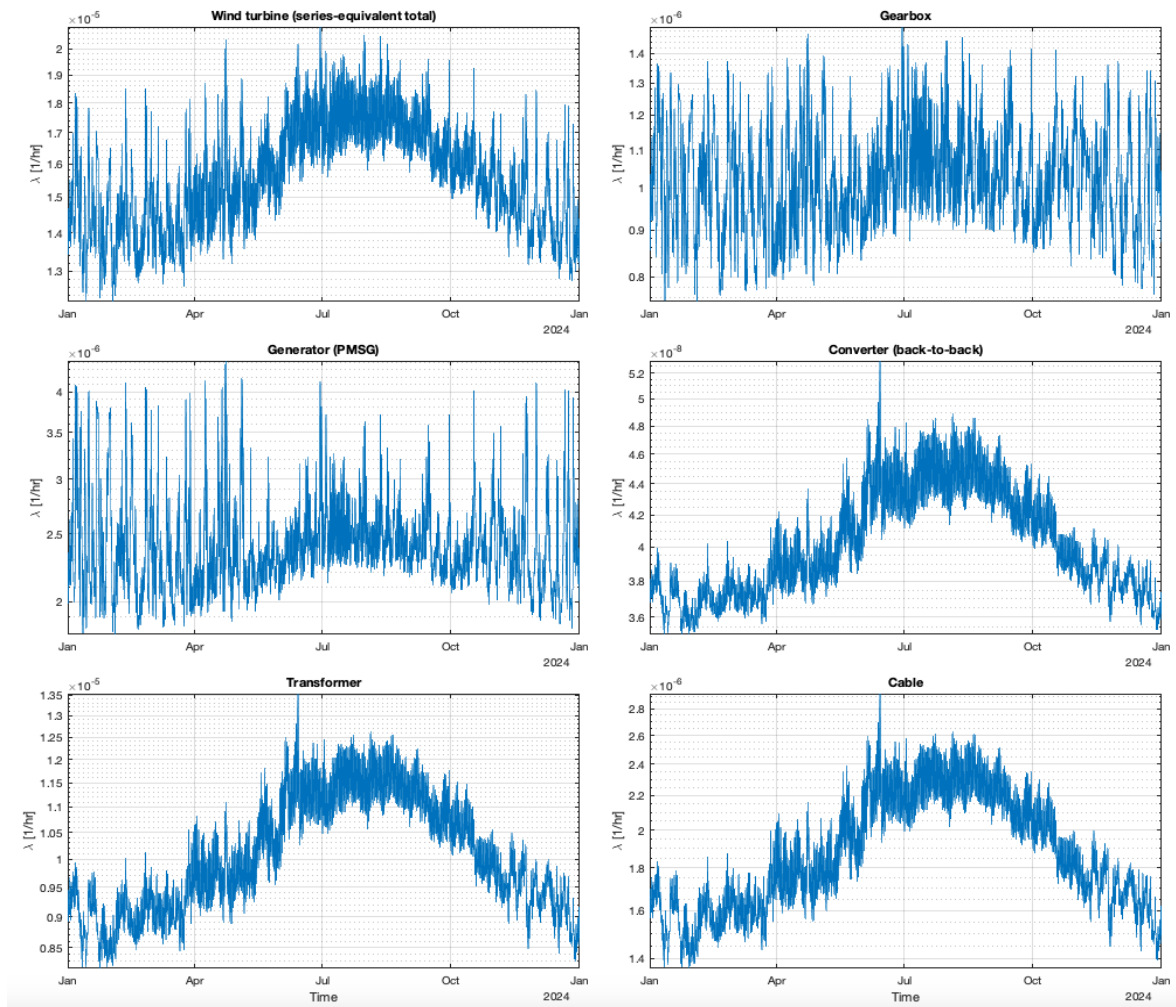


**Σχήμα 3-47.** Ετήσιος ρυθμός αστοχίας του μετατροπέα ισχύος (αριστερά) και του καλωδίου (δεξιά).



**Σχήμα 3-48.** Ετήσιος ρυθμός αστοχίας του μετασχηματιστή (αριστερά) και του κιβωτίου ταχυτήτων (δεξιά).

Στο Σχήμα 3-49 απεικονίζονται οι ωριαίοι ρυθμοί αστοχίας  $\lambda$ , για την ανεμογεννήτρια και τα δομικά στοιχεία που την αποτελούν για το υπό εξέταση έτος. Παρατηρείται ο μεγαλύτερος ρυθμός αστοχίας το καλοκαίρι λόγω της αύξηση της θερμοκρασίας του αέρα.



**Σχήμα 3-49.** Ωριαίοι ρυθμοί αστοχίας της ανεμογεννήτριας, της γεννήτριας PMSG, του κιβωτίου ταχυτήτων, του μετασχηματιστή, του μετατροπέα ισχύος και του καλωδίου.



### 3.4.2 Ρυθμός Αστοχίας Φωτοβολταϊκής Συστοιχίας

Στην επόμενη ενότητα διαμορφώνεται το μοντέλο ρυθμού αστοχίας της φωτοβολταϊκής συστοιχίας, συνδυάζοντας τις γενικές σχέσεις για τον μετατροπέα, τον μετασχηματιστή και το καλώδιο, από τις εξισώσεις 3.43 και 3.51 που χρησιμοποιήθηκαν στον ρυθμό αστοχίας της ανεμογεννήτριας, με ειδικές εξισώσεις του φωτοβολταϊκού πλαισίου. Η γήρανση των κυψελών περιγράφεται με μοντέλο θερμικής επιτάχυνσης τύπου Arrhenius (thermal acceleration model of Arrhenius). Οι επιμέρους συνεισφορές, συντίθενται σε συνολικό  $\lambda_{\text{cell}}$ , από το οποίο παράγονται ωριαίες καμπύλες για το πλαίσιο, τον inverter, τον μετασχηματιστή και το καλώδιο. Τα αντίστοιχα γραφήματα αποτυπώνουν την εποχική μεταβολή του  $\lambda$  ως συνάρτηση της ηλιακής ακτινοβολίας και της θερμοκρασίας του αέρα [34], [51].

29) Η χωρητικότητα παραγωγής ενός φωτοβολταϊκού συστήματος προσδιορίζεται ως εξής:

$$P_{PV} = \frac{n-1}{n} P_{\text{string}} = \frac{n-1}{n} m P_{\text{panel}} \quad (3.52)$$

όπου:

$P_{PV}$ : Η παραγόμενη ισχύς του φωτοβολταϊκού συστήματος, μετριέται σε W.

$P_{\text{string}}$ : Η παραγόμενη ισχύς των φωτοβολταϊκών πλαισίων συνδεδεμένα σε σειρά, μετριέται σε W.

$P_{\text{panel}}$ : Η παραγόμενη ισχύς κάθε φωτοβολταϊκού πλαισίου, μετριέται σε W.

$n$ : Αριθμός των φωτοβολταϊκών πλαισίων συνδεδεμένα σε σειρά.

$m$ : Αριθμός των πλαισίων σε σειρά σε κάθε φωτοβολταϊκή συστοιχία.

30) Η παραγόμενη ισχύς του φωτοβολταϊκού συστήματος λόγω της αστοχίας των φωτοβολταϊκών πλαισίων που αποτελούν το σύστημα προσδιορίζεται ως εξής:

$$P_{PV} = \frac{n_a-1}{n_a} P_{\text{array}} \quad (3.53)$$

όπου:

$n_a$ : Αριθμός των συστοιχιών στο φωτοβολταϊκό σύστημα.

$P_{\text{array}}$ : Η παραγόμενη ισχύς της κάθε φωτοβολταϊκής συστοιχίας, μετριέται σε W.

- 31) Η παραγόμενη ισχύς των φωτοβολταϊκών πάνελ, λαμβάνοντας υπόψη τις διακυμάνσεις της ηλιακής ακτινοβολίας και της θερμοκρασίας του αέρα υπολογίζεται ως εξής:

$$P_{\text{panel}} = \frac{S}{S_0} P_0 [1 + \gamma_P (T_a - T_{a0})] \quad (3.54)$$

όπου:

$S$ : Ηλιακή ακτινοβολία, μετριέται σε  $W/m^2$ .

$S_0$ : Ηλιακή ακτινοβολία σε συνθήκες δοκιμών, μετριέται σε  $W/m^2$ .

$P_0$ : Παραγόμενη ισχύς φωτοβολταϊκού πλαισίου σε συνθήκες δοκιμών, μετριέται σε W.

$\gamma_P$ : Συντελεστής θερμοκρασίας της ισχύος.

$T_a$ : Θερμοκρασία περιβάλλοντος, μετριέται σε βαθμούς Κελσίου.

$T_{a0}$ : Θερμοκρασία περιβάλλοντος σε συνθήκες δοκιμών, μετριέται σε βαθμούς Κελσίου.

- 32) Η τάση των φωτοβολταϊκών πάνελ, η οποία εξαρτάται από τη θερμοκρασία, προσδιορίζεται ως εξής:

$$V_{\text{panel}} = V_0 [1 + \gamma_V (T_a - T_{a0})] \quad (3.55)$$

όπου:

$V_0$ : Το μέγιστο σημείο τάσης του φωτοβολταϊκού πλαισίου υπό βασικές συνθήκες δοκιμών, μετριέται σε V.

$\gamma_V$ : Συντελεστής θερμοκρασίας της τάσης.

$T_a$ : Θερμοκρασία περιβάλλοντος, μετριέται σε βαθμούς Κελσίου.

$T_{a0}$ : Θερμοκρασία περιβάλλοντος σε συνθήκες δοκιμών, μετριέται σε βαθμούς Κελσίου.

- 33) Ο ρυθμός αστοχίας των εξαρτημάτων του φωτοβολταϊκού συστήματος προσδιορίζεται ως εξής:

$$\lambda_{sc} = \lambda_0 \pi_T \pi_S \pi_A \pi_R \pi_E \quad (3.56)$$

όπου:

$\lambda_0$ : Βασικός ρυθμός αστοχίας του φωτοβολταϊκού κυττάρου.

$\pi_T$ : Συντελεστής θερμοκρασίας.

$\pi_S$ : Συντελεστής ηλεκτρικής καταπόνησης.

$\pi_A$ : Διορθωτικός συντελεστής με βάση τις συνθήκες εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού συστήματος.

$\pi_R$ : Συντελεστής ισχύος.

$\pi_E$ : Περιβαλλοντικός συντελεστής.

34) Ο συντελεστής της θερμοκρασίας προσδιορίζεται ως εξής:

$$\pi_T = \exp \left[ -\frac{E_a}{k} \left( \frac{1}{T + 273} - \frac{1}{298} \right) \right] \quad (3.57)$$

όπου:

$E_a$ : Ενέργεια ενεργοποίησης, μετριέται σε J/mol.

$k$ : Σταθερά Boltzmann.

$T$ : Θερμοκρασία, μετριέται σε βαθμούς Κελσίου.

35) Ο συντελεστής ηλεκτρικών καταπονήσεων προσδιορίζεται ως εξής:

$$\pi_S = \alpha e^{\beta V_{sc}} \quad (3.58)$$

όπου:

$\alpha, \beta$ : Σταθερές με βάση το συγκεκριμένο φωτοβολταϊκό κύτταρο.

$V_{sc}$ : Η τάση του στο φωτοβολταϊκό κύτταρο, μετριέται σε V.

36) Ο συντελεστής ισχύος προσδιορίζεται ως εξής:

$$\pi_R = P_{sc}^a \quad (3.59)$$

όπου:

$P_{sc}$ : Η παραγόμενη ισχύς του φωτοβολταϊκού κυττάρου, μετριέται σε W.

$a$ : Σταθερά με βάση το συγκεκριμένο φωτοβολταϊκό κύτταρο.

37) Ο ρυθμός αστοχίας του μετατροπέα της φωτοβολταϊκής συστοιχίας ορίζεται ως εξής:

$$\lambda_{PV,conv} = N_{MOSFET} \lambda_{MOSFET} + N_d \lambda_d + N_L \lambda_L + N_C \lambda_C \quad (3.60)$$

όπου:

$N_{MOSFET}$ : Πλήθος των διακοπών MOSFET.

$\lambda_{MOSFET}$ : Ρυθμός αστοχίας των διακοπών MOSFET.

$N_d$ : Πλήθος διόδων.

$\lambda_d$ : Ρυθμός αστοχίας της κάθε διόδου.

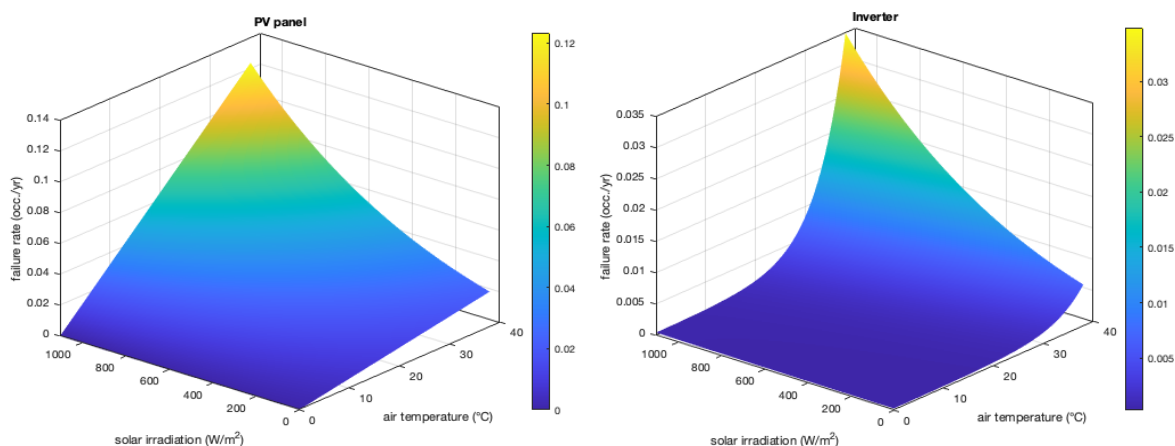
$N_L$ : Πλήθος πηνίων.

$\lambda_L$ : Ρυθμός αστοχίας του κάθε πηνίου.

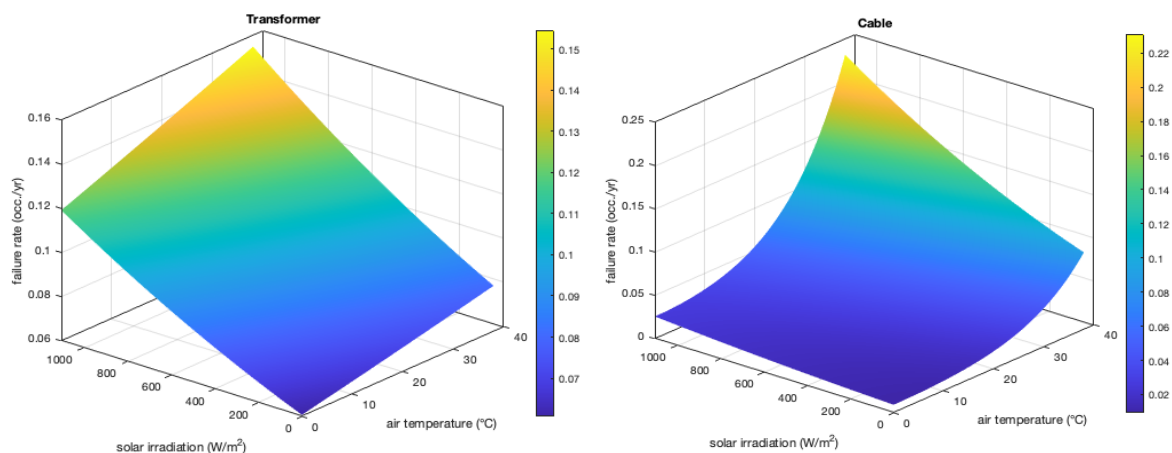
$N_C$ : Πλήθος πυκνωτών.

$\lambda_C$ : Ρυθμός αστοχίας του κάθε πυκνωτή.

Οι ετήσιοι ρυθμοί αστοχίας προκύπτουν από τον ωριαίο ρυθμό αστοχίας  $\lambda$  για κάθε συνδυασμό της ηλιακής ακτινοβολίας και της θερμοκρασίας του αέρα εντός του εύρους των αξόνων (ηλιακή ακτινοβολία 0-1000 W/m<sup>2</sup> και θερμοκρασία αέρα 0-40°C), αφού πολλαπλασιαστούν με τις συνολικές ώρες ενός έτους. Και στα τέσσερα δομικά στοιχεία παρατηρείται ανοδική τάση του  $\lambda$  με την αύξηση και των δύο μεταβλητών, με εντονότερη θερμική ευαισθησία για τον inverter και το καλώδιο. Το πλαίσιο έχει ανοδική τάση με την άνοδο της ακτινοβολίας ενώ ο μετασχηματιστής εμφανίζει ομαλή αύξηση. Σε χαμηλή ακτινοβολία και θερμοκρασία οι τιμές του  $\lambda$  είναι πολύ μικρές, ενώ κορυφώνονται στις θερινές συνθήκες υψηλής θερμοκρασίας. Στα Σχήματα 3-50 και 3-51 απεικονίζονται οι ετήσιοι ρυθμοί αστοχίας για το φωτοβολταϊκό πλαίσιο και για κάθε δομικό της μέρος σε σχέση με την μεταβολή της ηλιακής ακτινοβολίας και της θερμοκρασίας του αέρα.

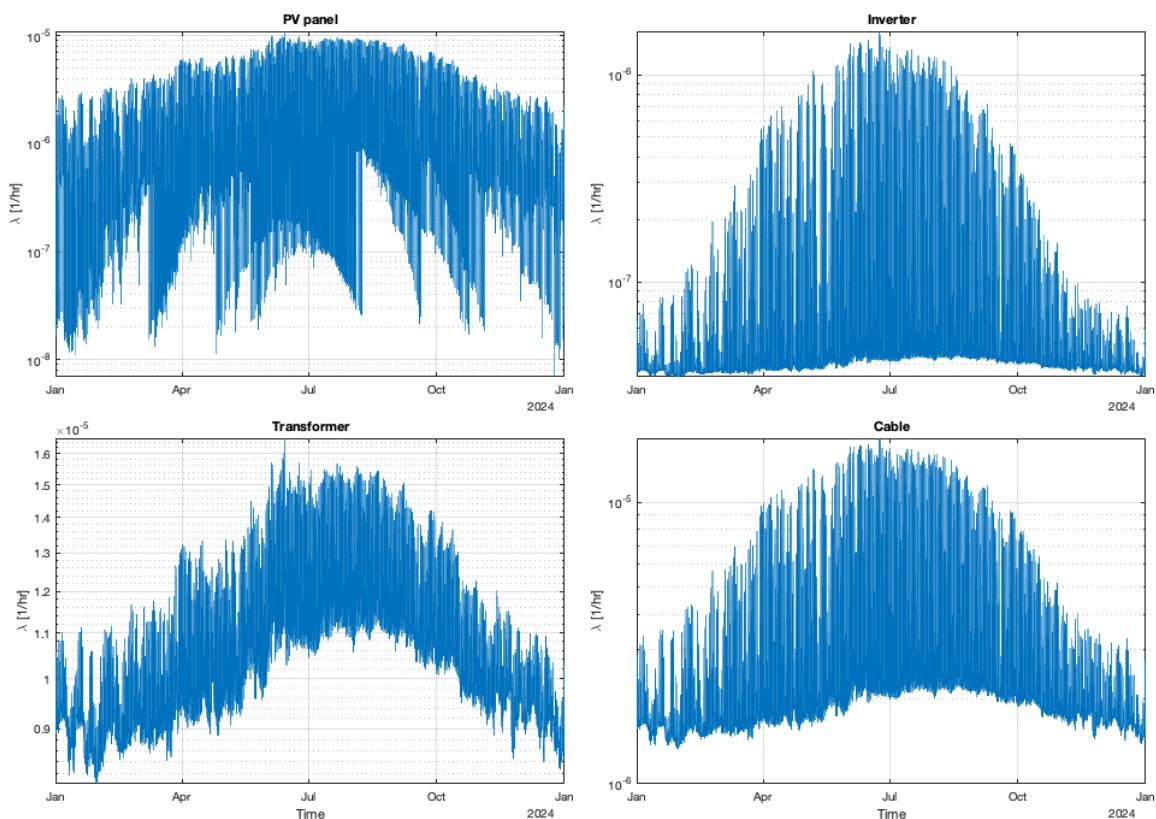


**Σχήμα 3-50.** Ετήσιος ρυθμός αστοχίας του φωτοβολταϊκού πλαισίου (αριστερά) και του αντιστροφέα (δεξιά).



**Σχήμα 3-51.** Ετήσιος ρυθμός αστοχίας του μετασχηματιστή (αριστερά) και των καλωδίων (δεξιά).

Στο Σχήμα 3-52 απεικονίζονται οι ωριαίες τιμές του ρυθμού αστοχίας  $\lambda(t)$  για το φωτοβολταϊκό πλαίσιο, τον inverter, τον μετασχηματιστή και τα καλώδια σε ετήσια κλίμακα για το υπό εξέταση έτος. Διακρίνεται σαφής εποχικότητα με κορυφώσεις το θέρος, όταν η ακτινοβολία και η θερμοκρασία αυξάνονται. Ο inverter και το καλώδιο εμφανίζουν τις εντονότερες ημερήσιες και θερινές διακυμάνσεις λόγω θερμικών και ηλεκτρικών καταπονήσεων.



**Σχήμα 3-52.** Ωριαίοι ρυθμοί αστοχίας για το φωτοβολταϊκό πλαίσιο, τον inverter, τον μετασχηματιστή και του καλωδίου.

### 3.4.3 Ρυθμός Αστοχίας Παλιρροϊκής Γεννήτριας

Στην παρούσα ενότητα υπολογίζεται ο ρυθμός αστοχίας της παλιρροϊκής γεννήτριας ως συνάρτηση της ταχύτητας του θαλάσσιου ρεύματος και της θερμοκρασίας του νερού, με μοντέλα υδροδυναμικών φορτίων και ηλεκτροθερμικών απωλειών. Για τα βασικά δομικά και ηλεκτρικά στοιχεία, δηλαδή το κιβώτιο ταχυτήτων, την γεννήτρια PMSG, τον μετατροπέα back-to-back, τον μετασχηματιστή και τα καλώδια, υπολογίζονται οι απώλειες χαλκού, τα όρια ρευμάτων του inverter και με την συμπληρωματική χρήση των εξισώσεων 3.35-3.43, 3.46 και 3.51 που χρησιμοποιήθηκαν στον ρυθμό αστοχίας της ανεμογεννήτριας, ώστε να εξαχθούν οι επιμέρους καμπύλες λ. Τα αποτελέσματα αποδίδονται τόσο ως επιφάνειες λ έναντι της ταχύτητας του θαλάσσιου ρεύματος και της θερμοκρασίας του νερού όσο και ως ετήσιες χρονοσειρές, αναδεικνύοντας την εποχικότητα και τις συνισταμένες αιχμές καταπόνησης [34]:

38) Η ολίσθηση της γεννήτριας προσδιορίζεται ως εξής:

$$s = \frac{n_s - n_r}{n_s} = \frac{v_s - v_{tid}}{v_s} \quad (3.61)$$

όπου:

$n_s$ : Σύγχρονη ταχύτητα περιστροφής, μετριέται σε rpm.

$n_r$ : Ταχύτητα περιστροφής του δρομέα, μετριέται σε rpm.

$v_s$ : Ταχύτητα του θαλάσσιου ρεύματος που αντιστοιχεί στην ονομαστική ταχύτητα της παλιρροϊκής γεννήτριας, μετριέται σε m/s.

$v_{tid}$ : Ταχύτητα του θαλάσσιου ρεύματος, μετριέται σε m/s.

39) Η επαγόμενη τάση στο ρότορα προσδιορίζεται ως εξής:

$$V_r = s V_s \frac{N_r}{N_s} \quad (3.62)$$

όπου:

$s$ : Ολίσθηση της γεννήτριας.

$V_s$ : Η τάση του στάτη, μετριέται σε V.

$N_r$ : Αριθμός των σπειρών του δρομέα ανά φάση.

$N_s$ : Αριθμός των σπειρών του στάτη ανά φάση.

40) Οι απώλειες ισχύος στα τυλίγματα του στάτη και του ρότορα υπολογίζονται ως εξής:

$$P_{\text{loss, stator}} = 3 r_s I_s^2 \quad (3.63)$$

$$P_{\text{loss, rotor}} = 3 r_r I_r^2 \quad (3.64)$$

όπου:

$r_s$ : Αντίσταση του στάτη ανά φάση, μετριέται σε Ohms.

$I_s$  : Ρεύμα του στάτη, μετριέται σε A.

$r_r$ : Αντίσταση του δρομέα ανά φάση, μετριέται σε Ohms.

$I_r$  : Ρεύμα του δρομέα, μετριέται σε A.

41) Η θερμοκρασία που αναπτύσσεται στον στάτη και του ρότορα προσδιορίζεται ως εξής:

$$T_s = T_{\text{seawater}} + R_{\text{GHS}} P_{\text{loss, stator}} \quad (3.65)$$

$$T_r = T_{\text{seawater}} + R_{\text{GHR}} P_{\text{loss, rotor}} \quad (3.66)$$

όπου:

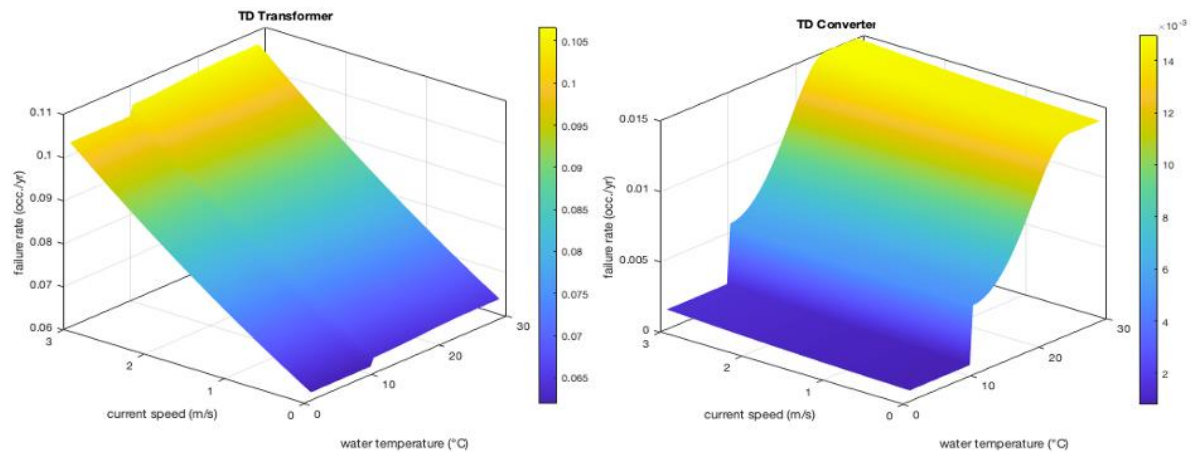
$T_{\text{seawater}}$ : Η θερμοκρασία του θαλασσινού νερού, μετριέται σε βαθμούς Κελσίου.

$R_{\text{GHS}}$ : Ισοδύναμη θερμική αντίσταση από τα τυλίγματα του στάτη προς το κέλυφος της παλιρροϊκής γεννήτριας, μετριέται σε  $^{\circ}\text{C}/\text{kW}$ .

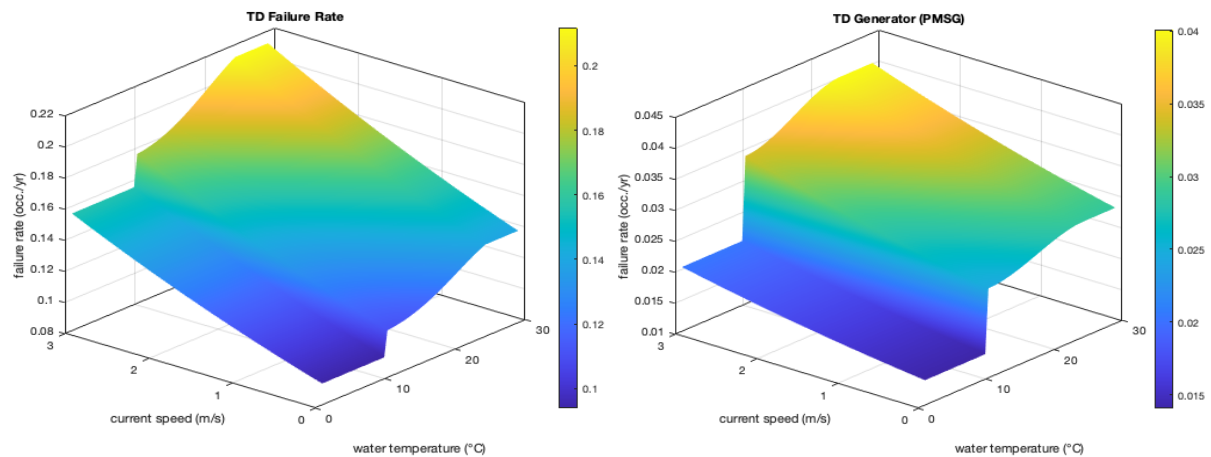
$R_{\text{GHR}}$ : Ισοδύναμη θερμική αντίσταση από τα τυλίγματα του δρομέα προς το κέλυφος της παλιρροϊκής γεννήτριας, μετριέται σε  $^{\circ}\text{C}/\text{kW}$ .

Οι ετήσιοι ρυθμοί αστοχίας προκύπτουν από τον ωριαίο ρυθμό αστοχίας  $\lambda$  για κάθε συνδυασμό της ταχύτητας θαλάσσιου ρεύματος και της θερμοκρασίας του νερού εντός του εύρους των αξόνων (ταχύτητα θαλάσσιου ρεύματος 0-3m/s και θερμοκρασία νερού 0-30 $^{\circ}\text{C}$ ), αφού πολλαπλασιαστούν με τις συνολικές ώρες ενός έτους. Γενικά, ο  $\lambda$  αυξάνει με την άνοδο της θερμοκρασίας, κυρίως στον μετατροπέα, στα καλώδια και στον μετασχηματιστή, και εντείνεται με μεγαλύτερες ταχύτητες ρεύματος. Η σύγχρονη γεννήτρια μόνιμων μαγνητών εμφανίζει ηπιότερη θερμική εξάρτηση. Συμπερασματικά, το θερμότερο νερό και τα ισχυρότερα θαλάσσια ρεύματα συνεπάγονται δυσμενέστερες συνθήκες αξιοπιστίας, με διαφοροποιημένη ευαισθησία ανά στοιχείο. Στα Σχήματα 3-53, 3-54 και 3-55 παρουσιάζονται οι επιφάνειες του ετήσιου ρυθμού αστοχίας  $\lambda$  για τα στοιχεία της παλιρροϊκής

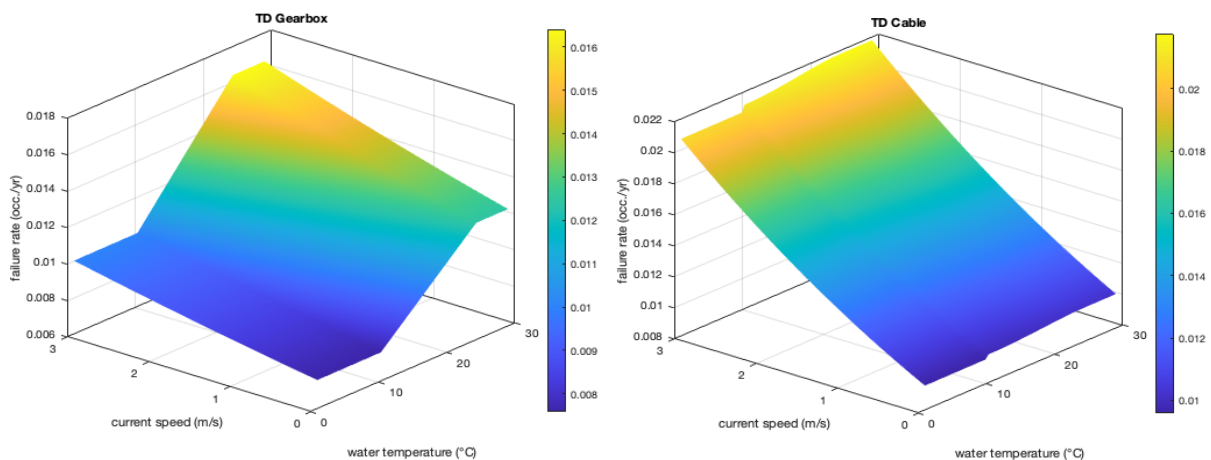
γεννήτριας ως συνάρτηση της ταχύτητας του θαλάσσιου ρεύματος και της θερμοκρασίας νερού.



**Σχήμα 3-53.** Ετήσιος ρυθμός αστοχίας της παλιρροϊκής γεννήτριας (αριστερά) και της γεννήτριας PMSG (δεξιά).



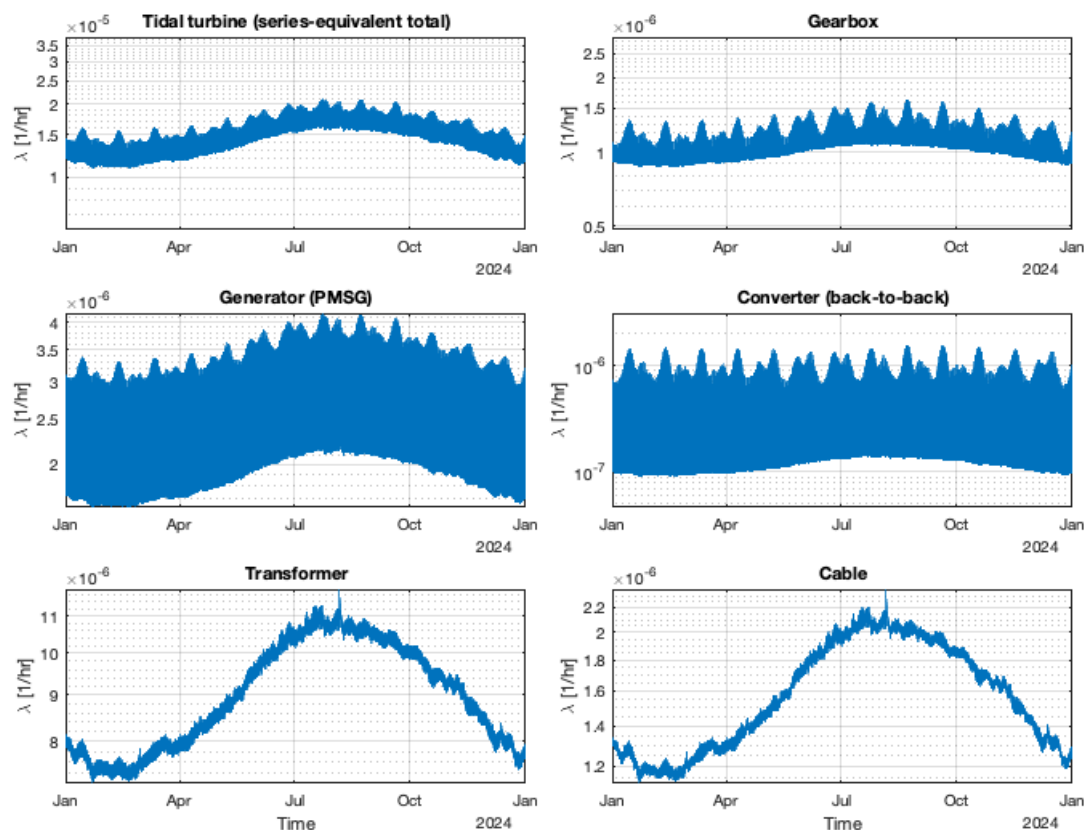
**Σχήμα 3-54.** Ετήσιος ρυθμός αστοχίας του μετασχηματιστή (αριστερά) και του μετατροπέα ισχύος (δεξιά).



**Σχήμα 3-55.** Ετήσιος ρυθμός αστοχίας του κιβωτίου ταχυτήτων (αριστερά) και του καλωδίου (δεξιά).



Στο Σχήμα 3-56 αποτυπώνονται οι ωριαίες τιμές του ρυθμού αστοχίας  $\lambda(t)$  για όλα τα δομικά στοιχεία τα οποία αποτελούν το συστήματα της παλιρροϊκής γεννήτριας για το υπό εξέταση έτος. Διακρίνεται εποχική διακύμανση με ανώτερες τιμές τους θερμούς μήνες. Πρέπει να σημειωθεί ότι, με βάση τα δεδομένα θερμοκρασίας νερού και ταχύτητας θαλάσσιου ρεύματος, η παλιρροϊκή γεννήτρια τελεί σχεδόν αδιάλειπτα σε λειτουργία, εξ ου και η ιδιαίτερα πυκνή δειγματοληψία και απεικόνιση στις χρονοσειρές.



**Σχήμα 3-56.** Ωριαίοι ρυθμοί αστοχίας για την παλιρροϊκή γεννήτρια, το κιβώτιο ταχυτήτων, την γεννήτρια PMSG, τον μετατροπέα ισχύος, τον μετασχηματιστή και το καλώδιο.

### 3.4.4 Ρυθμός Αστοχίας Μπαταρία Ιόντων Λιθίου

Στην παρούσα ενότητα διατυπώνεται το πλαίσιο αξιοπιστίας της μπαταρίας ιόντων λιθίου. Εφαρμόζεται μοντέλο θερμικής επιτάχυνσης τύπου Arrhenius και κατανομή Weibull για τη συσσωρευμένη πιθανότητα αστοχίας. Παρουσιάζονται επιφάνειες  $\lambda$  και χρονοσειρές που καταδεικνύουν την αύξηση του κινδύνου με υψηλότερες θερμοκρασίες και προχωρημένη γήρανση, καθώς και οι αντίστοιχοι ρυθμοί αστοχίας του αμφίδρομου Buck-Boost DC-DC Converter και του καλωδίου της μπαταρίας. Πρέπει να σημειωθεί ότι για τον υπολογισμό του ρυθμού αστοχίας του καλωδίου χρησιμοποιείται η εξίσωση 3.51. Τα ευρήματα αυτά ενσωματώνονται στη συνολική αποτίμηση διαθεσιμότητας του υβριδικού συστήματος [35].

42) Ο συντελεστής θερμικής επιτάχυνσης του Arrhenius προσδιορίζεται ως εξής:

$$A_T = \exp \left[ \frac{E_a}{k} \left( \frac{1}{T_{\text{ref}}} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (3.67)$$

όπου:

$E_a$ : Ενέργεια ενεργοποίησης, μετριέται σε J/mol.

$k$ : Σταθερά Boltzmann.

$T$ : Θερμοκρασία, μετριέται σε βαθμούς Κελσίου.

$T_{\text{ref}}$ : Θερμοκρασία αναφοράς, μετριέται σε βαθμούς Κελσίου.

43) Ο ρυθμός αστοχίας του αμφίδρομου Buck-Boost DC-DC Converter ορίζεται προσδιορίζεται ως εξής:

$$\lambda_{\text{BB}} = N_{\text{sw}} \lambda_{\text{sw}} + N_{\text{d}} \lambda_{\text{d}} + N_{\text{L}} \lambda_{\text{L}} + N_{\text{C}} \lambda_{\text{C}} \quad (3.68)$$

όπου:

$N_{\text{sw}}$ : Πλήθος διακοπών MOSFET/IGBT.

$\lambda_{\text{sw}}$ : Ρυθμός αστοχίας του κάθε διακόπτη MOSFET/IGBT.

$N_{\text{d}}$ : Πλήθος διόδων.

$\lambda_{\text{d}}$ : Ρυθμός αστοχίας της κάθε διόδου.

$N_{\text{L}}$ : Πλήθος πηνίων.

$\lambda_{\text{L}}$ : Ρυθμός αστοχίας του κάθε πηνίου.

$N_{\text{C}}$ : Πλήθος πυκνωτών.

$\lambda_{\text{C}}$ : Ρυθμός αστοχίας του κάθε πυκνωτή.

44) Χαρακτηριστική διάρκεια ζωής της μπαταρίας διορθωμένη ως προς την θερμοκρασία προσδιορίζεται ως εξής:

$$\eta_T = \frac{\eta_0}{A_T^{1/\beta}} \quad (3.69)$$

όπου:

$\eta_0$ : Χαρακτηριστική διάρκεια ζωής διορθωμένη ως προς την θερμοκρασία αναφοράς.

$A_T$ : Συντελεστής επιτάχυνσης του Arrhenius.

$\beta$ : Παράμετρος της κατανομής Weibull.

45) Η συσσωρευμένη πιθανότητα αστοχίας μέχρι την χρονική στιγμή  $t$  όπου λειτουργεί η μπαταρία προσδιορίζεται ως εξής:

$$F(t) = 1 - \exp \left[ - \left( \frac{t}{\eta_T} \right)^\beta \right] \quad (3.70)$$

όπου:

$\eta_T$ : Χαρακτηριστική διάρκεια ζωής της μπαταρίας διορθωμένη ως προς την θερμοκρασία.

$\beta$ : Παράμετρος της κατανομής Weibull.

46) Η συνάρτηση αξιοπιστίας, η οποία εκφράζει την πιθανότητα να μην παρουσιάσει βλάβη, προσδιορίζεται ως εξής:

$$R(t) = \exp \left[ - \left( \frac{t}{\eta_T} \right)^\beta \right] \quad (3.71)$$

όπου:

$\eta_T$ : Χαρακτηριστική διάρκεια ζωής της μπαταρίας διορθωμένη ως προς την θερμοκρασία.

$\beta$ : Παράμετρος της κατανομής Weibull.

47) Η πιθανότητα αστοχίας μέσα στον επόμενο χρόνο με βάση τον χρόνο  $t$  στον οποίο έχει λειτουργήσει η μπαταρία προσδιορίζεται ως εξής:

$$P_{\text{year}}(t) = 1 - \exp [ - (\Delta t \eta_T)^\beta + (\eta_T)^\beta ] \quad (3.72)$$

όπου

$\Delta t$ : Prediction horizon.

$\eta_T$ : Χαρακτηριστική διάρκεια ζωής της μπαταρίας διορθωμένη ως προς την θερμοκρασία.

$\beta$ : Παράμετρος της κατανομής Weibull.

48) Ο στιγμιαίος δείκτης κινδύνου (instantaneous hazard rate) για την μπαταρία ανάλογα με την ηλικία της προσδιορίζεται ως εξής:

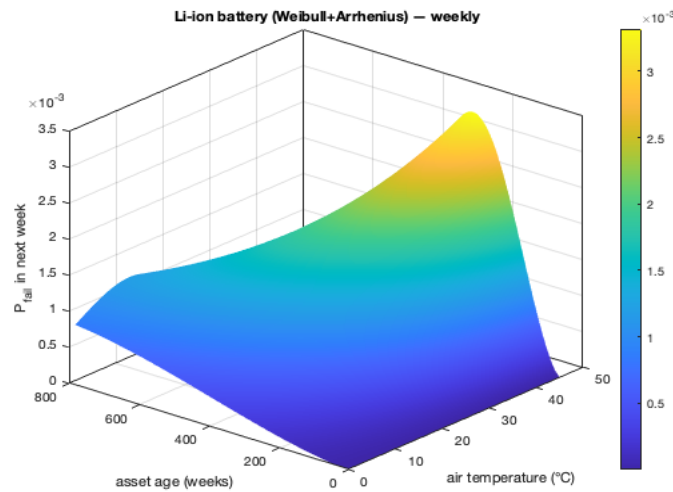
$$h(t) = \frac{\beta}{\eta_T} \left( \frac{t}{\eta_T} \right)^{\beta-1} \quad (3.73)$$

όπου:

$\eta_T$ : Χαρακτηριστική διάρκεια ζωής της μπαταρίας διορθωμένη ως προς την θερμοκρασία.

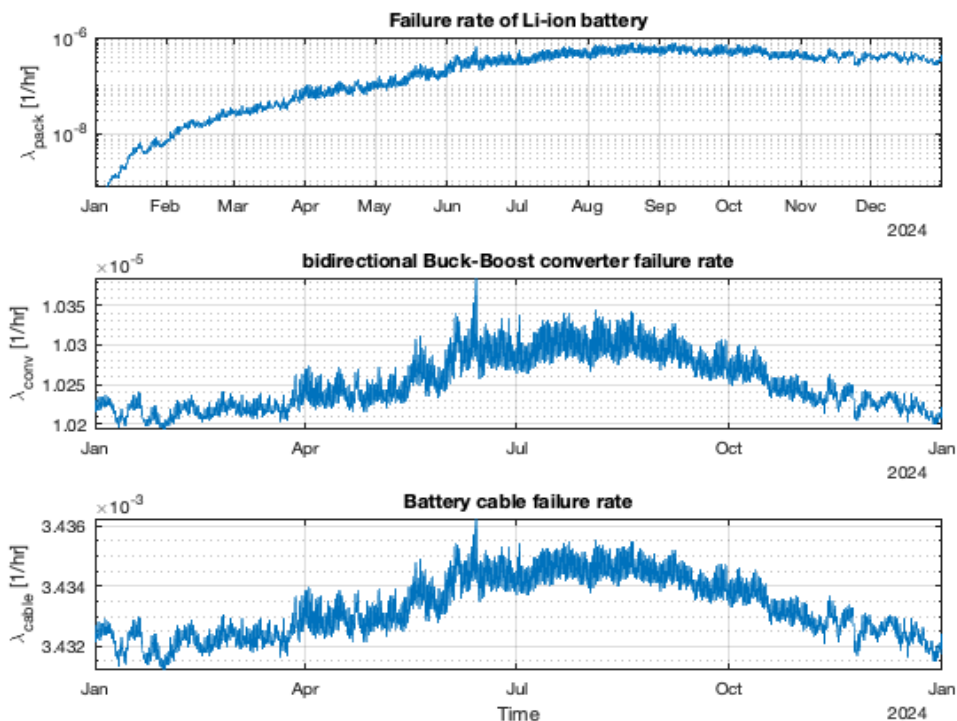
$\beta$ : Παράμετρος της κατανομής Weibull.

Στο Σχήμα 3-57 παρουσιάζεται ο ετήσιος ρυθμός αστοχίας μιας μπαταρίας ιόντων λιθίου που προκύπτει από τον ωριαίο ρυθμό αστοχίας  $\lambda$  για κάθε συνδυασμό της ηλικίας της μπαταρίας και της θερμοκρασίας του αέρα εντός του εύρους των αξόνων (ηλικία μπαταρίας 0-600 εβδομάδες και θερμοκρασία αέρα 0-50°C), αφού πολλαπλασιαστούν με τις συνολικές ώρες ενός έτους. Η επιφάνεια αναδεικνύει σαφή αύξηση του κινδύνου με τη γήρανση και, ιδίως, με την άνοδο της θερμοκρασίας, κορυφώνοντας σε υψηλές τιμές, ~40–50 °C, και προχωρημένη ηλικία. Σε ήπιες θερμοκρασίες και μικρή ηλικία, ο κίνδυνος παραμένει χαμηλός. Η μορφή της επιφάνειας αντανακλά τον συνδυασμό θερμικής επιτάχυνσης Arrhenius και γήρανσης τύπου Weibull.



**Σχήμα 3-57.** Ετήσιος ρυθμός αστοχίας της μπαταρίας ιόντων λιθίου.

Στο Σχήμα 3-58 αποτυπώνονται σε ετήσια κλίμακα, ο ωριαίος ρυθμός αστοχίας της μπαταρίας και οι ωριαίοι ρυθμοί αστοχίας του του αμφίδρομου Buck-Boost DC-DC Converter και του καλωδίου για το υπό εξέταση έτος. Παρατηρείται σταδιακή άνοδο από την άνοιξη, με κορύφωση το θέρος λόγω υψηλότερων θερμοκρασιών και ηλεκτρικών καταπονήσεων και υποχώρηση προς τον χειμώνα.



**Σχήμα 3-58.** Ωριαίοι ρυθμοί αστοχίας για την μπαταρία, τον αμφίδρομο Buck-Boost DC-DC Converter και το καλώδιο κατά τη διάρκεια ενός έτους.

### 3.5 Καταστάσεις λειτουργίας των συστημάτων του υβριδικού συστήματος

Στην παρούσα ενότητα αναπτύσσεται το μοντέλο υπολογισμού διαθεσιμότητας των υποσυστημάτων μέσω δύο καταστάσεων συνεχούς χρόνου Markov, με παραμέτρους τον ωριαίο ρυθμό αστοχίας  $\lambda(t)$  και τον ισοδύναμο ρυθμό αποκατάστασης για τα επιμέρους υποσυστήματα που αποτελούν το υβριδικό σύστημα και ορίζεται ως εξής [34]:

$$\mu(t) = \frac{1}{MTTR(t)} \quad (3.74)$$

όπου:

MTTR(t): Mean Time To Repair για την χρονική στιγμή  $t$  και μετριέται σε ώρες.

Αρχικά υπολογίζονται ανά ώρα οι ρυθμοί αστοχίας και αποκατάστασης των επιμέρους στοιχείων και στην συνέχεια συντίθενται σε ισοδύναμο σειράς με βάση τις παρακάτω εξισώσεις:

$$\lambda_t = \sum_{k=1}^N \lambda_k \quad (3.75)$$

$$\mu_{eq} = \frac{\lambda_{tot}}{\sum_{k=1}^N \left( \frac{\lambda_k}{\mu_k} \right)} \quad (3.76)$$

Ο ρυθμός αστοχίας για τον κεντρικό ελεγκτή του υβριδικού συστήματος προσδιορίζεται ως εξής:

$$\lambda_{cc} = \lambda_b + \lambda_s \quad (3.77)$$

όπου:

$\lambda_b$ : Ρυθμός αστοχίας του hardware συστήματος που προκύπτει από βιβλιοθήκες με πρότυπα και βάσεις δεδομένων αξιοπιστίας.

$\lambda_s$ : Ρυθμός αστοχίας του software συστήματος που υπολογίζεται με βάση τα λειτουργικά σφάλματα του εκάστοτε συστήματος και με βάση μοντέλα αξιοπιστίας λογισμικού.

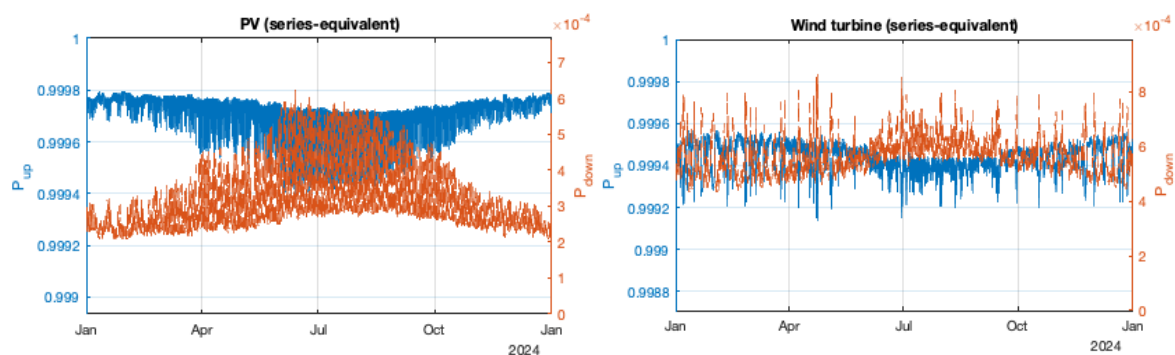
Οι εξισώσεις 3.78 και 3.79 προκύπτουν από την αλυσίδα του Markov των δυο καταστάσεων, παράγουν τις αντίστοιχες χρονοσειρές  $P_{up}(t)$  και  $P_{down}(t)$  για κάθε

υποσύστημα και επιτρέπουν τον εντοπισμό περιόδων αυξημένης μη διαθεσιμότητας [34]:

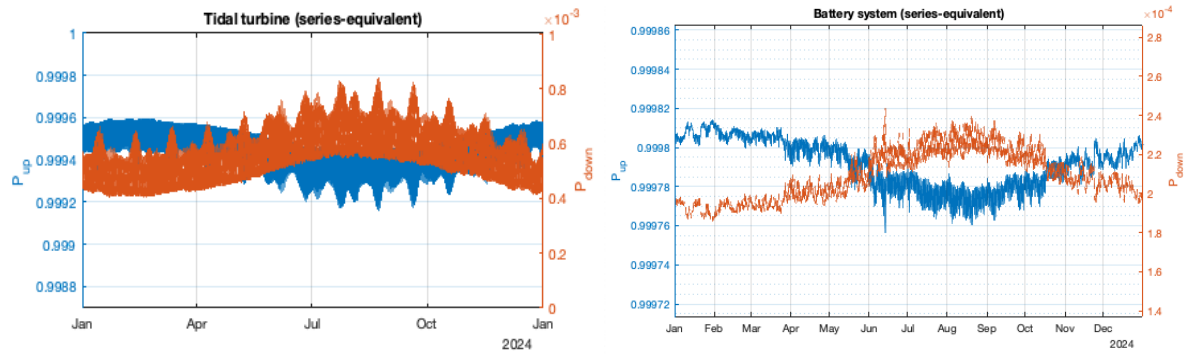
$$P_{up}(t) = \frac{\mu(t)}{\lambda(t) + \mu(t)} \quad (3.78)$$

$$P_{down}(t) = \frac{\lambda(t)}{\lambda(t) + \mu(t)} \quad (3.79)$$

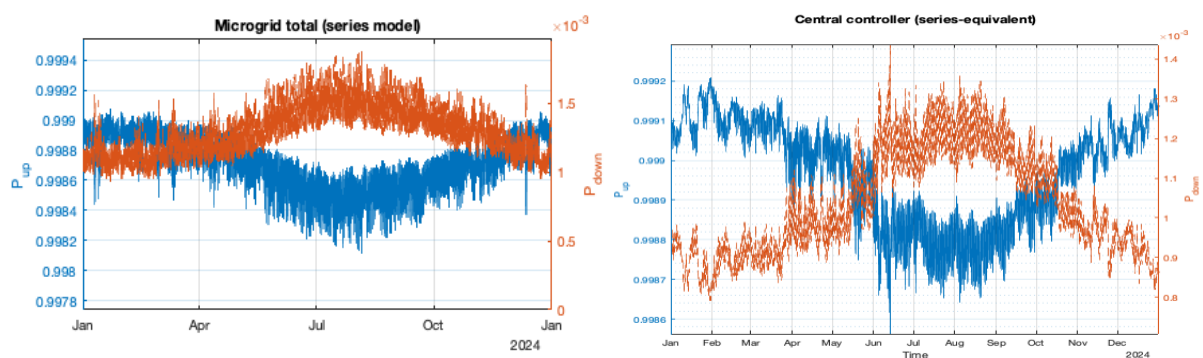
Τα παρακάτω διαγράμματα απεικονίζουν τις ωριαίες πιθανότητες κατάστασης των υποσυστημάτων σε ετήσια βάση. Συγκεκριμένα, η κατάσταση διαθεσιμότητας,  $P_{up}$ , να παραμένει πολύ κοντά στη μονάδα, με την κατάσταση μη διαθεσιμότητας,  $P_{down}$ , να εμφανίζει εποχικότητα. Η φωτοβολταϊκή συστοιχία παρουσιάζει τη μεγαλύτερη θερινή επιβάρυνση λόγω υψηλών θερμοκρασιών και ηλιακής ακτινοβολίας, ενώ η ανεμογεννήτρια είναι πιο επίπεδη με μικρές, ταχείες διακυμάνσεις. Η παλιρροϊκή γεννήτρια εμφανίζει ήπιο κυματισμό με μέγιστο στο μέσον του έτους, το σύστημα μπαταρίας εμφανίζει μικρή αλλά αισθητή θερινή υποχώρηση της διαθεσιμότητας, και ο συνολικός ρυθμός διαθεσιμότητας του υβριδικού συστήματος αποτυπώνει μια μετρημένη καμπύλη, στην οποία παρατηρείται μικρή πτώση κατά τους καλοκαιρινούς μήνες και ανάκαμψη προς τον χειμώνα. Ο κεντρικός ελεγκτής εμφανίζει έντονη εποχική μεταβολή με ενδιάμεσες αιχμές μη διαθεσιμότητας, οι οποίες επηρεάζουν δυσμενώς τη συνολική αξιοπιστία όταν συμπίπτουν με τις θερινές κορυφώσεις των υπολοίπων υποσυστημάτων. Στα Σχήματα 3-59, 3-60 και 3-61 αναπαρίστανται οι πιθανότητες διαθεσιμότητας και μη διαθεσιμότητας για τα συστήματα παραγωγής ενέργειας, το κεντρικό ελεγκτή και το συνολικό μικροδίκτυο [34], [36].



**Σχήμα 3-59.** Ωριαίες πιθανότητες διαθεσιμότητας και μη διαθεσιμότητας για την φωτοβολταϊκή συστοιχία (αριστερά) και την ανεμογεννήτρια (δεξιά).



**Σχήμα 3-60.** Ωριαίες πιθανότητες διαθεσιμότητας και μη διαθεσιμότητας για την παλιρροϊκή γεννήτρια (αριστερά) και την μπαταρία (δεξιά).



**Σχήμα 3-61.** Ωριαίες πιθανότητες διαθεσιμότητας και μη διαθεσιμότητας για το μικροδίκτυο (αριστερά) και τον κεντρικό ελεγκτή (δεξιά).

### 3.5.1 Μέσος Χρόνος Αποκατάστατης Υποσυστήματος

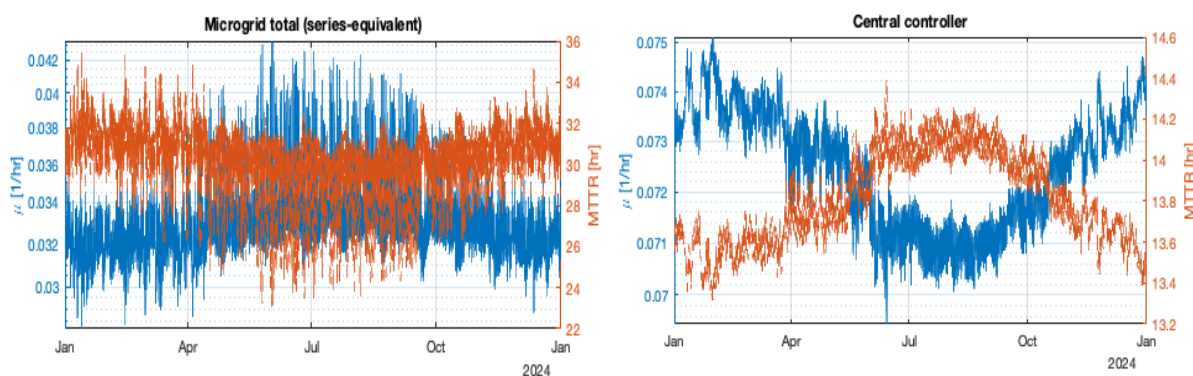
Σε συνέχεια της προηγούμενης ενότητας, υπολογίζονται και αποτυπώνονται γραφικά, οι ωριαίοι ρυθμοί αστοχίας, καθώς και ο μέσος χρόνος αποκοτάστασης βλάβης, για την ανεμογεννήτρια, για την φωτοβολταϊκή συστοιχία, την παλιρροϊκή γεννήτρια, την μπαταρία, καθώς επίσης και για τον κεντρικό ελεγκτή με βάση την εξίσωση 3.77 και συνεπώς για το συνολικό υβριδικό σύστημα. Οι γραφικές προκύπτουν υπολογίζοντας πρώτα τους ρυθμούς αστοχίας των επιμέρους εξαρτημάτων και με τις εξισώσεις 3.78 και 3.79, υπολογίζεται ο μέσος χρόνος αποκατάστασης σε ώρες ως εξής [34]:

$$MTTR(t) = \frac{1}{\mu(t)} \quad (3.80)$$

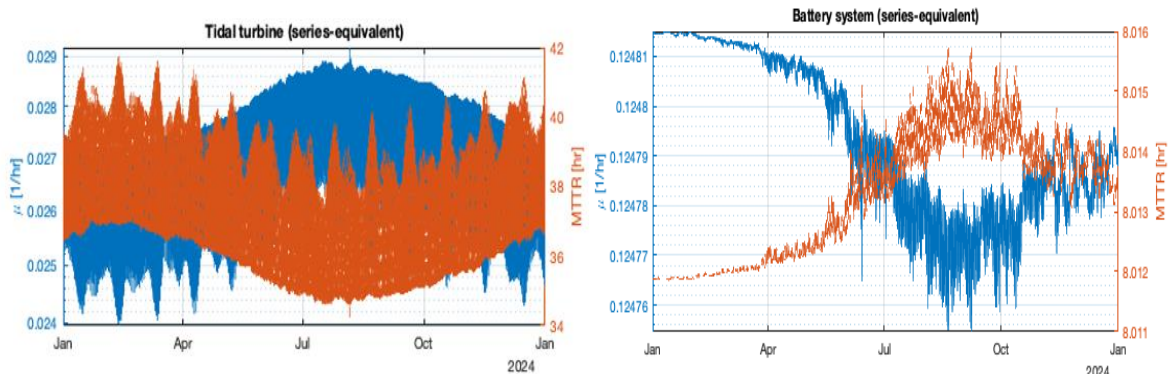
Σε περιπτώσεις όπου κάποιο σύστημα βρίσκεται σε κατάσταση  $P_{down}$  τότε δεν παράγει καθόλου ενέργεια, μέχρι να περάσει ο αντίστοιχος MTTR χρόνος και να



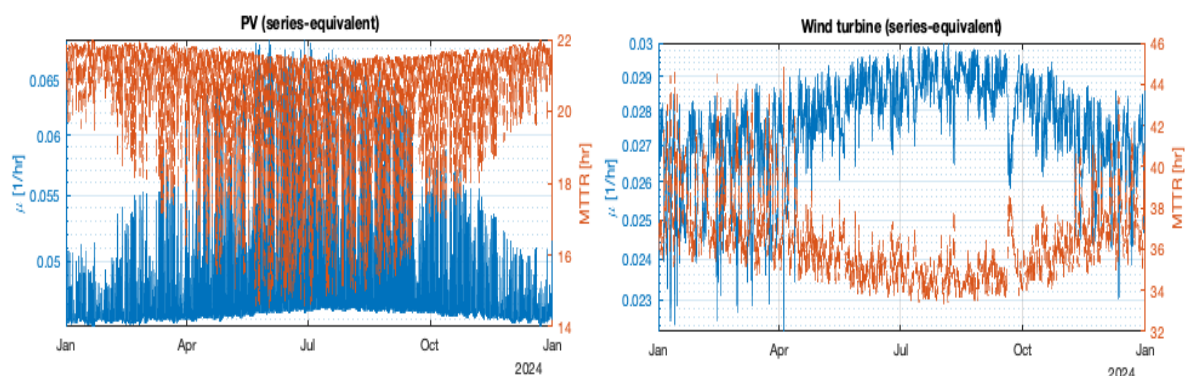
βρεθεί ξανά σε κατάσταση  $P_{up}$ . Τα διαγράμματα απεικονίζουν τη μεταβολή στο χρόνο του ρυθμού αποκατάστασης,  $\mu(t)$ , και του μέσου χρόνου αποκατάστασης,  $MTTR(t)$ , για κάθε υποσύστημα, αναδεικνύοντας την αναμενόμενη αντιστροφή  $\mu(t) = \frac{1}{MTTR(t)}$  και την εποχικότητα που επιβάλλουν οι περιβαλλοντικές διεγέρσεις. Στο φωτοβολταϊκό παρατηρείται θερινή υποχώρηση του  $\mu$  και αντίστοιχη διόγκωση του  $MTTR$ , σύμφωνα με τις αυξημένες θερμικές και ηλεκτρικές καταπονήσεις από την υψηλή ακτινοβολία και την θερμοκρασία του αέρα. Η ανεμογεννήτρια εμφανίζει ηπιότερες μεταβολές, με ελαφρά βελτίωση της αποκατάστασης προς το φθινόπωρο. Η παλιρροϊκή γεννήτρια παρουσιάζει χαρακτηριστικό κυματισμό με μικρό  $\mu$ , και κατά συνέπεια υψηλό  $MTTR$ , στο μέσον του έτους, ο οποίος αποδίδεται σε ισχυρότερα ρεύματα και υψηλότερη θερμοκρασία νερού. Στην μπαταρία ο  $\mu$  μειώνεται από την άνοιξη έως τα τέλη του θέρους, με παράλληλη αύξηση του  $MTTR$  πριν σταθεροποιηθεί εκ νέου προς τον χειμώνα. Ο κεντρικός ελεγκτής εμφανίζει την εντονότερη περιοδική διακύμανση. Παρατηρείται τελικά ότι οι γραφικές παραστάσεις για τον συνολικό ρυθμό αποκατάστασης του υβριδικού συστήματος εξομαλύνονται, καταγράφοντας χαμηλότερο  $\mu$  και υψηλότερο  $MTTR$  το καλοκαίρι και αποκατάσταση τον χειμώνα. Στα Σχήματα 3-62, 3-63 και 3-64 απεικονίζονται οι μέσοι χρόνοι αποκατάστασης για το κάθε σύστημα παραγωγής ενέργειας, τον κεντρικό ελεγκτή και το μικροδίκτυο.



**Σχήμα 3-62.** Μέσος χρόνος αποκατάστασης για την φωτοβολταϊκή συστοιχία (αριστερά) και την ανεμογεννήτρια (δεξιά).



**Σχήμα 3-63.** Μέσος χρόνος αποκατάστασης για την παλιρροϊκή γεννήτρια (αριστερά) και την μπαταρία (δεξιά).



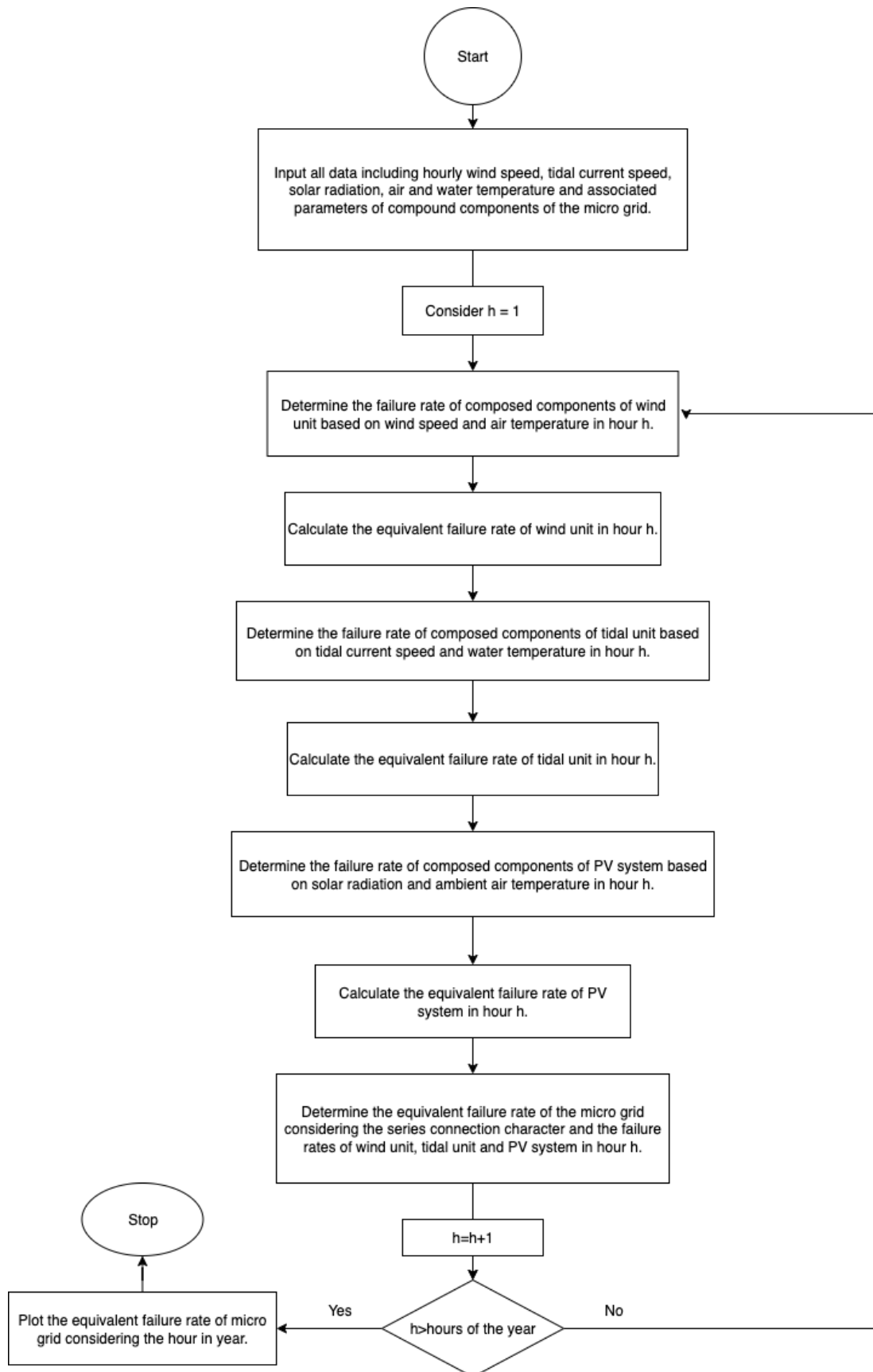
**Σχήμα 3-64.** Μέσος χρόνος αποκατάστασης για το μικροδίκτυο (αριστερά) και τον κεντρικό ελεγκτή (δεξιά).

### 3.6 Συνολικός Ρυθμός Αστοχίας του υβριδικού συστήματος

Στο Σχήμα 3-65 απεικονίζεται το διάγραμμα ροής το οποίο συνοψίζει τον αλγόριθμο με τον οποίο παράγονται οι χρονοσειρές και οι επιφάνειες ρυθμού αστοχίας στα γραφήματα. Αρχικά εισάγονται τα ωριαία μετεωρολογικά δεδομένα, δηλαδή η ταχύτητα του ανέμου, η ταχύτητα του θαλάσσιου ρεύματος, η ηλιακή ακτινοβολία, η θερμοκρασία αέρα και νερού, μαζί με τις παραμέτρους των επιμέρους στοιχείων. Για κάθε ώρα του έτους, συνολικά  $H$  ώρες, υπολογίζονται πρώτα οι ρυθμοί αστοχίας των στοιχείων κάθε υποσυστήματος με τα αντίστοιχα μαθηματικά μοντέλα, και κατόπιν συντίθενται σε ισοδύναμο σύστημα εν σειρά, με ρυθμό υποσυστήματος με βάση την εξής εξίσωση [34]:

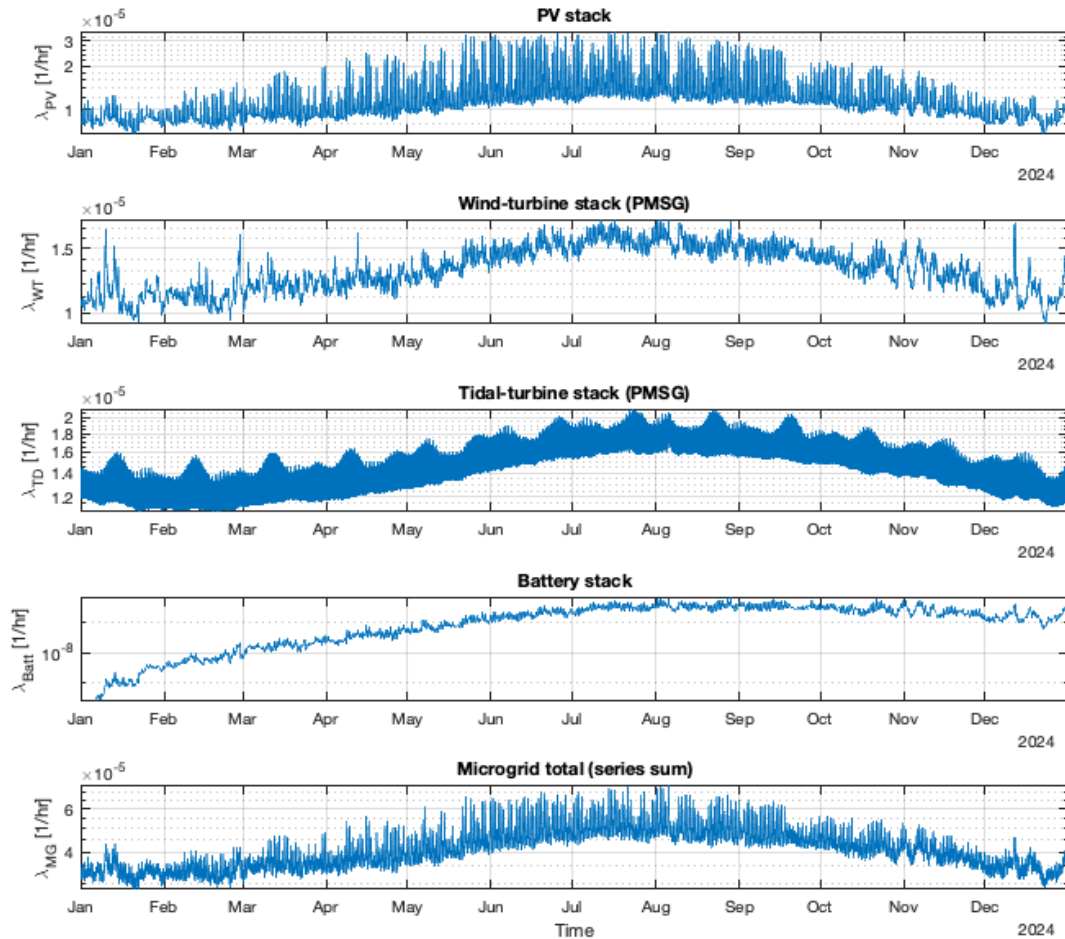
$$\lambda_{\text{unit}}(h) = \sum_{k=1}^H \lambda_k(h) \quad (3.80)$$

Στη συνέχεια, οι ωριαίοι ρυθμοί αστοχίας του κάθε υποσυστήματος αθροίζονται για να προκύψει ο συνολικός ρυθμός αστοχίας του μικροδικτύου  $\lambda_{\text{micro grid}}(h)$ . Με την ολοκλήρωση του βρόχου προκύπτουν οι καμπύλες που απεικονίζουν την εποχικότητα και τις αιχμές καταπόνησης, όπως παρουσιάζονται στα επόμενα γραφήματα. Στο Σχήμα 3-65 απεικονίζεται το διάγραμμα ροής για τον υπολογισμό του συνολικού ρυθμού αστοχίας του υβριδικού συστήματος ανά ώρα.



**Σχήμα 3-65.** Διάγραμμα ροής υπολογισμού ισοδύναμου ρυθμού αστοχίας του υβριδικού συστήματος για κάθε ώρα.

Στο Σχήμα 3-66 απεικονίζονται ο ωριαίος ρυθμός αστοχίας  $\lambda$ , για την φωτοβολταϊκή συστοιχία, την ανεμογεννήτρια, την παλιρροϊκή γεννήτρια, την μπαταρία και για το συνολικό υβριδικό σύστημα.



Σχήμα 3-66. Ωριαίος ρυθμός αστοχίας του υβριδικού συστήματος.

# 4.

## ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

---

### 4.1 Εισαγωγή

Το υβριδικό σύστημα θεωρείται ως αξιόπιστο όταν ο ολοκληρωμένος συνδυασμός των υποσυστημάτων από τα οποία αποτελείται, δηλαδή οι φωτοβολταϊκές συστοιχίες, οι ανεμογεννήτριες, οι παλιρροϊκές γεννήτριες και η συστοιχία μπαταριών με τους αντίστοιχους μετατροπείς, διασφαλίζει αδιάλειπτη και ομαλή τροφοδότηση του ζητούμενου ενεργειακού φορτίου, παρά τις στοχαστικές διακυμάνσεις των μετεωρολογικών συνθηκών. Στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας, το εξεταζόμενο πρόβλημα αποτελεί ο βελτιστοποιημένος σχεδιασμός και η παραμετροποίηση των παραπάνω υποσυστημάτων, με στόχο είτε τη διατήρηση της απώλειας φορτίου κάτω από προκαθορισμένο όριο με ταυτόχρονο περιορισμό του κόστους, είτε την ελαχιστοποίηση του συνολικού οικονομικού κόστους υπό τον αυστηρό περιορισμό μηδενικής της απώλειας φορτίου. Εξετάζονται εναλλακτικές τοπολογίες του μικροδικτύου ανάλογα με τον επιμέρους συνδυασμό των υποσυστημάτων και τη στρατηγική διαχείρισης της αποθήκευσης ενέργειας. Η επίλυση της ζητούμενης βελτιστοποίησης, πραγματοποιείται με τον αλγόριθμο Particle Swarm Optimization (PSO), ο οποίος αναζητά το βέλτιστο σύνολο μεγεθών

και ρυθμίσεων υπό τους φυσικούς και λειτουργικούς περιορισμούς του συστήματος, εξισορροπώντας με συστηματικό τρόπο την αξιοπιστία εφοδιασμού και την οικονομική αποδοτικότητα.

## 4.2 Αλγόριθμος Βελτιστοποίησης Σμήνους Σωματιδίων

Ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης Particle Swarm Optimization, αποτελεί έναν στοχαστικό εξελικτικό αλγόριθμο βελτιστοποίησης, ο οποίος προέκυψε από τα μοντέλα κοινωνικής αναζήτησης και συμπεριφοράς, μοντελοποιώντας την συμπεριφορά ενός σμήνους σωματιδίων. Κάθε υποψήφια λύση είναι ένα σωματίδιο που έχει θέση  $x$ , διάνυσμα μεταβλητών απόφασης και ταχύτητα  $v$  μέσα σε έναν προκαθορισμένο χώρο αναζήτησης, αποτελούμενος από διακριτά όρια. Τα σωματίδια κινούνται επηρεαζόμενα πρώτον από την ταχύτητα  $v$  που έχουν, δεύτερον από τη δική τους μνήμη της καλύτερης προσωπικής θέσης που έχουν βρει, και τρίτον από την καλύτερη πληροφορία που έχει ανακαλύψει το σμήνος. Οι βέλτιστες λύσεις όλων των σωματιδίων συγκρίνονται στο τέλος κάθε επανάληψης για να εξακριβωθεί η καθολική βέλτιστη λύση του προβλήματος. Η αντικειμενική συνάρτηση, η οποία χρησιμοποιείται για να ορίσει τις μεταβλητές προς βελτιστοποίηση, διαθέτει έναν αριθμό παραμέτρων και μεταβλητών σχεδίασης. Ο συνδυασμός των τιμών των μεταβλητών σχεδιασμού αποτελεί το σύνολο των «συντεταγμένων» ενός σωματιδίου στο χώρο, το οποίο αντιπροσωπεύεται ως ένα διάνυσμα  $X$ .

Συγκεκριμένα, η διαδικασία της ανίχνευσης των βέλτιστων τιμών των μεταβλητών εξαρτάται από κάποιες παραμέτρους όπως το μέγεθος του σμήνους (swarm size), το οποίο εκφράζει πόσες υποψήφιες λύσεις «τρέχουν» ταυτόχρονα, καθώς κάθε σωματίδιο αποτελεί μια λύση και το σύνολο των σωματιδίων (swarm) αποτελεί τον πληθυσμό που εξερευνά τον χώρο αναζήτησης. Όσο μεγαλύτερο το μέγεθος του σμήνους τόσο καλύτερη κάλυψη και μικρότερος κίνδυνος πρόωρης σύγκλισης υπάρχει, αλλά και μεγαλύτερο υπολογιστικό κόστος ανά βήμα, ενώ με μικρότερο μέγεθος σμήνους, ο αλγόριθμος υλοποιεί τα βήματα με μικρότερο υπολογιστικό κόστος αλλά αυξάνει τον κίνδυνο εγκλωβισμού σε τοπικό άκρο. Παράλληλα καθοριστικό ρολό διαδραματίζει και ο μέγιστος αριθμός των επαναλήψεων (maximum iterations), ο οποίος ορίζει πόσους κύκλους ενημέρωσης θα εκτελέσει ο αλγόριθμος, καθώς σε κάθε κύκλο ανανεώνονται η θέση και η ταχύτητα όλων των

σωματιδίων βάσει του προσωπικού και του συλλογικού καλύτερου. Οι περισσότερες επαναλήψεις δίνουν περισσότερες ευκαιρίες βελτίωσης, αλλά έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση του συνολικού χρόνου εκτέλεσης [37].

Στην συνέχεια, αναλύεται ο τρόπος λειτουργίας του αλγορίθμου βελτιστοποίησης με τα ακόλουθα βήματα εκτέλεσης :

1. Για κάθε σωματίδιο  $i$  του σμήνους, ορίζονται τυχαία θέση και ταχύτητα μέσα στα επιτρεπτά όρια του χώρου αναζήτησης, με θέση  $x$  και ταχύτητα  $v$ , και  $n$  το πλήθος των μεταβλητών σχεδίασης :

$$X_i(0) = (x_{i1}(0), x_{i2}(0), x_{i3}(0), \dots, x_{in}(0))$$

$$V_i(0) = (v_{i1}(0), v_{i2}(0), v_{i3}(0), \dots, v_{in}(0))$$

2. Στην συνέχεια, πραγματοποιείται υπολογισμός της αντικειμενικής συνάρτησης  $f(X)$  για κάθε σωματίδιο  $i \dots n$ , με τις τιμές των συντεταγμένων του εκάστοτε σωματιδίου.
3. Για το κάθε σωματίδιο  $i$ , υπολογίζεται εάν η τρέχουσα προσωπική του λύση αποτελεί την βέλτιστη μέχρι την επανάληψη αυτή.
4. Υπολογίζεται και ενημερώνεται το ολικό βέλτιστο, δηλαδή η βέλτιστη λύση ανάμεσα σε όλα τα σωματίδια του αλγορίθμου.
5. Με βάση το τοπικό βέλτιστο για κάθε σωματίδιο αλλά και με βάση το ολικό βέλτιστο, ενημερώνεται η ταχύτητά του και η θέση του για την επόμενη επανάληψη. Επομένως, η νέα θέση του σωματιδίου  $i$  στην επόμενη επανάληψη θα είναι ίση με :

$$X_i(t+1) = X_i(t) + V_i(t+1) \quad (4.1)$$

όπου:

$$V_i(t+1) = w \cdot V_i(t) + c_1 \cdot r_1 \cdot (best_{p,i} - X_i(t)) + c_2 \cdot r_2 \cdot (best_{g,t} - X_i(t)).$$

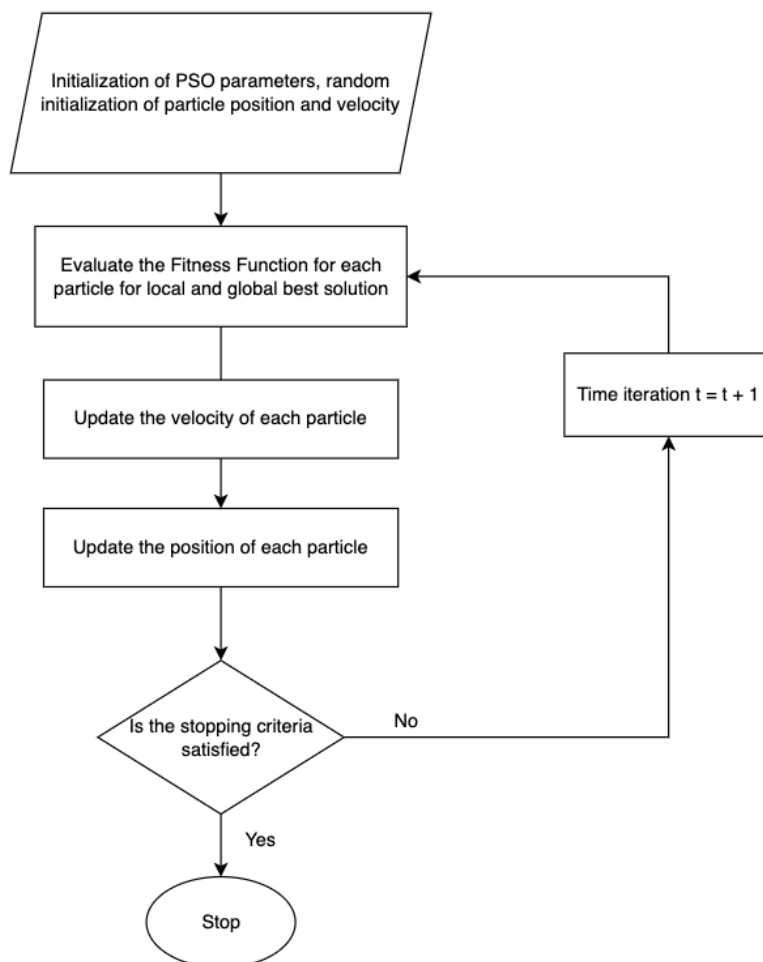
Για τον υπολογισμό της ταχύτητα τους σωματιδίου  $i$  για την χρονική στιγμή  $t + 1$ , χρησιμοποιούνται οι ακόλουθες σταθερές, οι οποίες αποτελούν τις παραμέτρους του αλγορίθμου βελτιστοποίησης :

- $c_1$ : ο «γνωστικός» συντελεστής που ελκύει κάθε σωματίδιο προς το προσωπικό του καλύτερο  $p_i$ .
- $c_2$ : ο «κοινωνικός» συντελεστής που ελκύει κάθε σωματίδιο προς το καλύτερο σημείο που έχει βρει το σμήνος, ή η γειτονιά,  $g$ .



- $w$ : ο συντελεστής αδράνειας που ζυγίζει την προηγούμενη ταχύτητα και ρυθμίζει το ισοζύγιο εξερεύνησης–εκμετάλλευσης (μεγαλύτερο  $w$  ισοδυναμεί με περισσότερη εξερεύνηση).
- $best_{p,i}$ : η προσωπική καλύτερη θέση του σωματιδίου  $i$  (personal best) δηλαδή το διάνυσμα των συντεταγμένων που έχει δώσει τη χαμηλότερη τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης για το συγκεκριμένο σωματίδιο μέχρι την τρέχουσα στιγμή.
- $best_{g,t}$ : η καλύτερη θέση του σμήνους στη χρονική στιγμή  $t$  (global best) δηλαδή το διάνυσμα με την καλύτερη τιμή ανάμεσα σε όλα τα σωματίδια στην τρέχουσα επανάληψη.

Η προαναφερθείσα διαδικασία επαναλαμβάνεται έως ότου σταματήσει να προκύπτει νέο ολικό βέλτιστο ή εφόσον εξαντληθεί ο αριθμός των επαναλήψεων που έχουν οριστεί. Στο Σχήμα 4-1 απεικονίζεται το διάγραμμα ροής του αλγορίθμου PSO.



**Σχήμα 4-1.** Διάγραμμα ροής του αλγορίθμου PSO.

### 4.3 Ανάλυση των Προβλημάτων Βέλτιστης Διαμόρφωσης του Συστήματος

Στην παρούσα διπλωματική εργασία εξετάζονται τρία διακριτά σενάρια σχεδιασμού. Το πρώτο σενάριο αποτελεί την ελαχιστοποίηση του δείκτη LOLP υπό οικονομικούς περιορισμούς και περιορισμούς διαθέσιμης επιφάνειας προς εγκατάσταση των υποσυστημάτων, δηλαδή αναζήτηση της μέγιστης δυνατής αξιοπιστίας με περιορισμένους πόρους. Η δεύτερη περίπτωση μελέτης, αποτελεί την ελαχιστοποίηση του LOLP χωρίς οικονομικούς περιορισμούς, με ρητή απαίτηση ο δείκτης απώλειας φορτίου να είναι μικρότερος από 1%, ώστε η αξιοπιστία τροφοδότησης να προταχθεί ανεξαρτήτως κόστους. Η τρίτη περίπτωση, ορίζεται ως η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους υπό περιορισμό μηδενικού δείκτη LOLP. Στην συνέχεια παρουσιάζονται η μαθηματική διατύπωση και οι παράμετροι των προαναφερθέντων σεναρίων.

1. Στην πρώτη βελτιστοποίηση, εξετάζεται η βέλτιστη τοπολογία του υβριδικού συστήματος ώστε να ελαχιστοποιείται ο δείκτης LOLP με την χρήση του αλγορίθμου Swarm Optimization με χωροταξικούς και οικονομικούς περιορισμούς. Αξιολογείται κάθε συνδυασμός ώστε να καλύπτει το ημερήσιο ζητούμενο ενεργειακό φορτίο, υπολογίζεται η χωρητικότητα των μπαταριών σε περιπτώσεις περίσσειας παραγωγής και επιστρέφεται ο βέλτιστος αριθμός από το πλήθος των φωτοβολταϊκών συστοιχιών, των ανεμογεννητριών και των μπαταριών ιόντων λιθίου. Για την συγκεκριμένη περιοχή των Χανίων, η οποία είναι υπό μελέτη, έχουν τεθεί οικονομικοί περιορισμοί και περιορισμοί στην διαθέσιμη επιφάνεια για την εγκατάσταση των υποσυστημάτων. Ειδικότερα, το ανώτατο επενδυτικό κεφάλαιο ορίζεται σε 2.5 εκατομμύρια Ευρώ, ενώ ο διαθέσιμος χώρος εγκατάστασης περιορίζεται σε 50000 m<sup>2</sup>. Στη συνέχεια αξιολογούνται όλες οι εφικτές τοπολογίες του υβριδικού συστήματος, δηλαδή όλοι οι δυνατοί συνδυασμοί φωτοβολταϊκών, ανεμογεννητριών και συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, καταλήγοντας σε τεκμηριωμένα συμπεράσματα για καθεμία διάταξη, ως προς το κόστος, την ενεργειακή απόδοση και την αξιοπιστία.

Στην πράξη εφαρμόζεται Particle Swarm Optimization Algorithm για τον πίνακα  $\mathbf{x} = [n_{pv}, n_w, n_b]$ , όπου  $n_{pv}$  ο αριθμός των φωτοβολταϊκών συστημάτων,  $n_w$  ο αριθμός των ανεμογεννητριών και  $n_b$  ο αριθμός των μπαταριών. Για κάθε υποψήφιο  $x$  που πληροί τις παραπάνω προϋποθέσεις υπολογίζει την μικρότερη πιθανότητα απώλειας φορτίου, LOLP, για το συγκεκριμένο φορτίο.

Κατά αυτόν τον τρόπο ορίζεται η αντικειμενική συνάρτηση ως εξής:

$$\min_{x \in Z_{\geq 0}^3} LOLP(x) \quad (4.2)$$

όπου:

$$\mathbf{x} = [n_{pv}, n_w, n_b] \quad x \in Z_{\geq 0}^3$$

Άνω όρια: Οικονομικός περιορισμός στα 2.5 εκατομμύρια Ευρώ και  $50000 \text{ m}^2$  διαθέσιμη επιφάνεια για την εγκατάσταση των υποσυστημάτων.

2. Στην δεύτερη περίπτωση, δεν εφαρμόστηκε το οικονομικό όριο ως παράγοντας στην αναζήτηση του βέλτιστου πίνακα  $x$  από το PSO, αλλά εφαρμόστηκε η προϋπόθεση ότι ο δείκτης LOLP θα πρέπει να έχει τιμή μικρότερη από 1% για την εύρεση της βέλτιστης τοπολογίας του υβριδικού συστήματος.

Ορίζεται η αντικειμενική συνάρτηση ως εξής:

$$\min_{x \in Z_{\geq 0}^3} LOLP(x) \quad (4.3)$$

όπου:

$$\mathbf{x} = [n_{pv}, n_w, n_b] \quad x \in Z_{\geq 0}^3$$

Άνω όρια: Κανένας οικονομικός περιορισμός,  $50000 \text{ m}^2$  διαθέσιμη επιφάνεια για την εγκατάσταση των υποσυστημάτων και ο δείκτης αξιοπιστίας LOLP να έχει τιμή μικρότερη από 1%.

3. Για την εύρεση της βέλτιστης διάταξης στην τρίτη περίπτωση, πραγματοποιήθηκε αλλαγή της αντικειμενικής συνάρτησης στον αλγόριθμο βελτιστοποίησης PSO με σκοπό την ελαχιστοποίηση του οικονομικού κεφαλαίου προς χρήση. Επομένως, η αντικειμενική συνάρτηση ορίζεται ως εξής:

$$\min_{x \in Z_{\geq 0}^3} \text{CAPITAL}(x) \quad (4.4)$$

όπου:

$$\mathbf{x} = [n_{pv}, n_w, n_b] \quad x \in Z_{\geq 0}^3$$

Άνω όρια : Κανένας οικονομικός περιορισμός, 50000  $m^2$  διαθέσιμη επιφάνεια για την εγκατάσταση των υποσυστημάτων και ο δείκτης αξιοπιστίας LOLP να έχει μηδενική τιμή.

#### 4.4 Αξιολόγηση Αξιοπιστίας του Υβριδικού Συστήματος

Για την αξιολόγηση της αξιοπιστίας του υβριδικού συστήματος, στη συνέχεια αναλύονται τα βήματα για τον υπολογισμό του βέλτιστου LOLP και EENS:

1. Με βάση το PSO και τους οικονομικούς περιορισμούς και την διαθέσιμη επιφάνεια προς εγκατάσταση των υποσυστημάτων, υπολογίζεται ο καλύτερος δυνατός συνδυασμός ώστε να ελαχιστοποιηθεί το LOLP με βάση τα δεδομένα για την ωριαία ταχύτητα ανέμου, ωριαία ηλιακή ακτινοβολία και την ωριαία θερμοκρασία αέρα.
2. Με βάση τις εξισώσεις που αντιστοιχούν στον ρυθμό αστοχίας των στοιχείων, όπως έχουν αναπτυχθεί σε προηγούμενη ενότητα και για μια δεδομένη ώρα με βάση τα δεδομένα, υπολογίζεται ο ρυθμός αστοχίας όλων των στοιχείων του συστήματος.
3. Για κάθε ώρα και για όλα τα στοιχεία με βάση τον ωριαίο ρυθμό αστοχίας υπολογίζεται η πιθανότητα το σύστημα να βρίσκεται σε κατάσταση  $P_{up}$  ή  $P_{down}$ . Αν βρίσκεται σε κατάσταση  $P_{up}$  τότε το στοιχείο θεωρείται ότι βρίσκεται σε κατάσταση λειτουργίας. Ωστόσο, αν βρίσκεται σε κατάσταση  $P_{down}$  τότε δεν παράγει ενέργεια μέχρι να περάσει το χρονικό όριο του repair rate ώστε να βρεθεί ξανά σε λειτουργία.
4. Σύμφωνα με τα μοντέλα αξιοπιστίας των μονάδων παραγωγής ενέργειας, προσδιορίζεται η επίδραση κάθε αστοχίας στην ισχύ των μονάδων. Στην

συνέχεια, καθορίζονται οι καταστάσεις των μονάδων και η παραγόμενη ισχύς στη συγκεκριμένη υπό εξέταση ώρα.

5. Συγκρίνοντας την ωριαία διαθέσιμη ισχύ παραγωγής του συστήματος με το ωριαίο φορτίο, προσδιορίζεται το ωριαίο μη τροφοδοτημένο φορτίο.
6. Επαναλαμβάνοντας τη διαδικασία προσομοίωσης για  $n$  φορές υπολογίζονται οι μέσες τιμές των δεικτών αξιοπιστίας ως εξής:

$$LOLP = \left( \sum_{k=1}^{n \times 8760} B_k \right) / (n \times 8760) \quad (4.5)$$

$$EENS = \left( \sum_{k=1}^{n \times 8760} L_k \right) / n \quad [\text{MWh/year}] \quad (4.6)$$

όπου:

$n$ : Ο αριθμός ετών προσομοίωσης.

$L_k$ : Η ωριαία μη τροφοδοτημένη ενέργεια σε MWh για την χρονική στιγμή  $k$ .

$B_k$ : Η δυαδική μεταβλητή, η οποία ορίζεται ως εξής:

$$\begin{aligned} B_k &= 1, \text{ if } P_{\text{microgrid},k} < \text{load}_k \\ B_k &= 0, \text{ if } P_{\text{microgrid},k} \geq \text{load}_k \end{aligned} \quad (4.7)$$

όπου:

$P_{\text{microgrid},k}$ : Η παραγόμενη ισχύς του μικροδικτύου την χρονική στιγμή  $k$ .

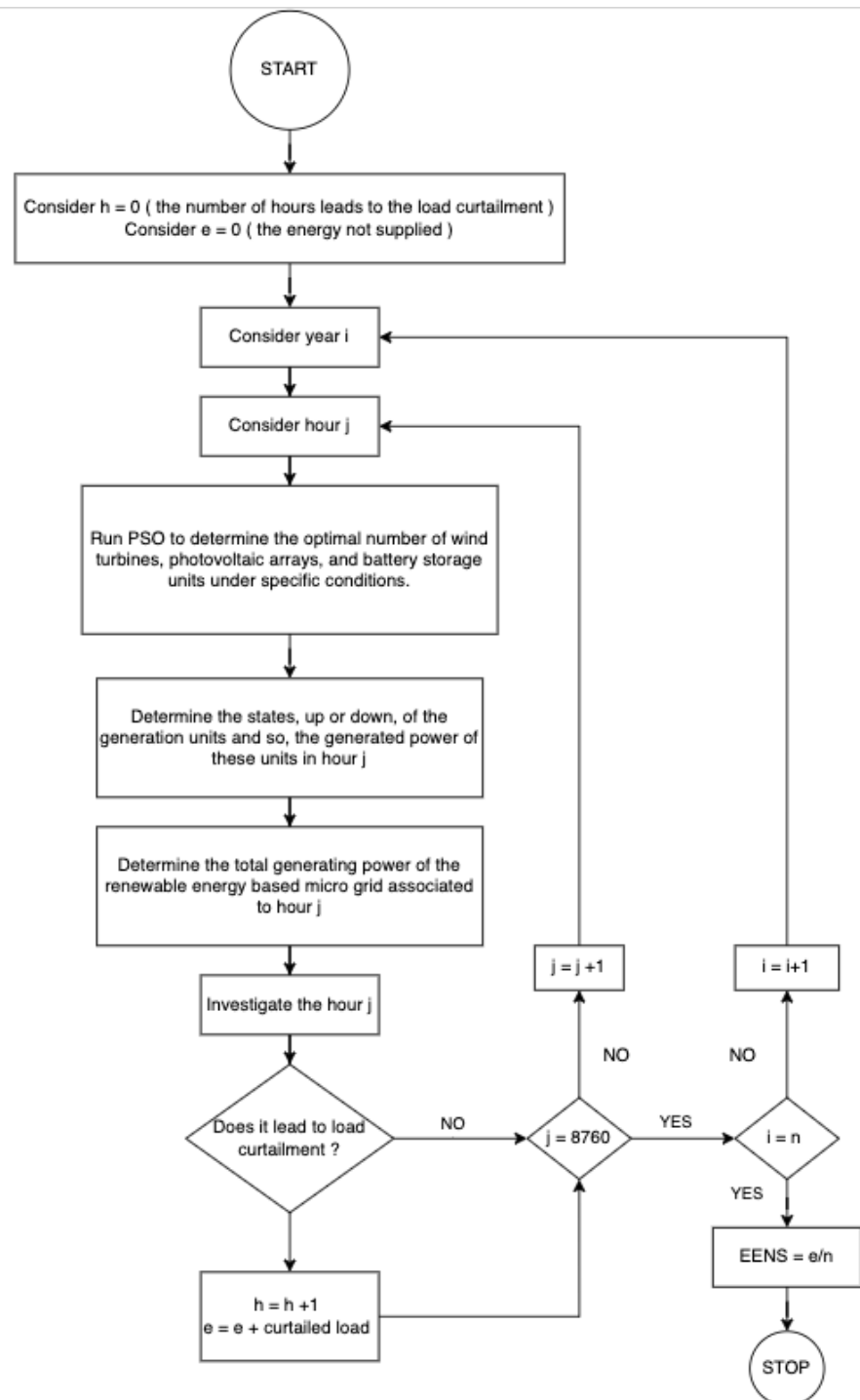
$\text{load}_k$ : Το φορτίο την χρονική στιγμή  $k$ .

Στην παρούσα διπλωματική ο αριθμός των ετών προσομοίωσης  $n$  που χρησιμοποιείται στις εξισώσεις 4.5 και 4.6 είναι ίσος με 1. Η γενίκευση για  $n$  μεγαλύτερο του 1 εφαρμόζεται στην περίπτωση που υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα για τις μετεωρολογικές συνθήκες για διαδοχικά έτη.

Πρέπει να σημειωθεί, ότι στα σενάρια όπου εντάσσεται η παλιρροϊκή γεννήτρια, εφαρμόζεται απαρέγκλιτα το ίδιο μεθοδολογικό πλαίσιο που αναλύθηκε προηγουμένως. Η παλιρροϊκή μονάδα προστίθεται ισοδύναμα στο ενεργειακό τμήμα και υποβάλλεται στις ίδιες διαδικασίες μοντελοποίησης, ελέγχου και αξιολόγησης με

τα λοιπά υποσυστήματα. Με αυτόν τον τρόπο, η συμβολή της παλιρροϊκής παραγωγής αποτιμάται συγκρίσιμα ως προς το συνολικό υβριδικό σύστημα.

Στο Σχήμα 4-2 απεικονίζεται το διάγραμμα ροής που ακολουθήθηκε με σκοπό την εύρεση των δεικτών αξιοπιστίας LOLP και EENS.



**Σχήμα 4-2.** Διάγραμμα ροής αλγορίθμου για την εξαγωγή δεικτών LOLP και EENS.

---

# 5.

## ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ

---

### 5.1 Εισαγωγή

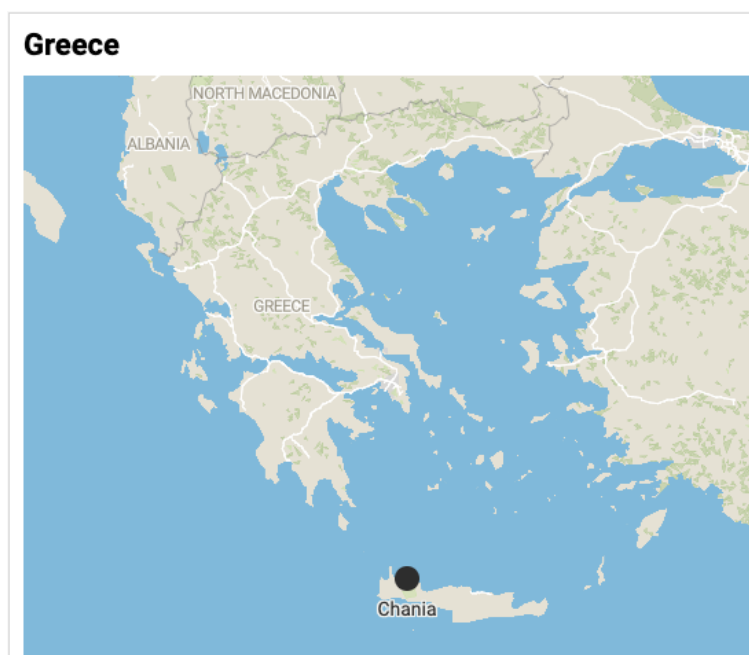
Στο παρόν κεφάλαιο παρατίθενται τα αποτελέσματα των βελτιστοποιήσεων που υλοποιήθηκαν στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας. Όπως τεκμηριώθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, το αντικείμενο καλύπτει όλους τους εφικτούς συνδυασμούς του υβριδικού συστήματος, αποτελούμενο από φωτοβολταϊκές συστοιχίες, ανεμογεννήτριες και συστοιχίες μπαταριών, καθώς και ένα ενδεικτικό σενάριο επέκτασης με παλιρροϊκή γεννήτρια σε σύζευξη με τα προαναφερθέντα υποσυστήματα. Για κάθε διακριτή διαμόρφωση υπολογίστηκαν και αποτυπώθηκαν συστηματικά τα αποτελέσματα από τις τρεις διαφορετικές διαδικασίες βελτιστοποίησης που εφαρμόστηκαν, ενώ συντίθενται συγκριτικά συμπεράσματα ως προς την ενεργειακή επάρκεια και αξιοπιστία των διατάξεων, παρέχοντας σαφές πλαίσιο αξιολόγησης της σχετικής τους απόδοσης.

Όλες οι βελτιστοποιήσεις υλοποιήθηκαν με τον αλγόριθμο Particle Swarm Optimization. Κατόπιν δοκιμών ευαισθησίας ως προς το μέγεθος πληθυσμού και τον αριθμό επαναλήψεων, διαπιστώθηκε ότι με 250 σωματίδια και 500 επαναλήψεις ο αλγόριθμος συγκλίνει σε σταθερή τιμή, καθώς ακόμη κι αν αυξήσουμε τον αριθμό των σωματιδίων και των επαναλήψεων, το αποτέλεσμα της βελτιστοποίησης δεν

αλλάζει. Στα αποτελέσματα που ακολουθούν παρατίθενται, για κάθε εξεταζόμενη διάταξη, οι βέλτιστες διαστασιολογήσεις των υποσυστημάτων, η ενεργειακή συνεισφορά του εκάστου κλάδου, τα ενεργειακά ισοζύγια πλεονάσματος και ελλείμματος ενέργειας, καθώς και οι γραφικές παραστάσεις φόρτισης και εκφόρτισης των μπαταριών. Παράλληλα, με βάση τα ενεργειακά ελλείμματα, υπολογίζονται οι δείκτες LOLP και EENS, με απώτερο σκοπό την ποσοτικοποίηση της αξιοπιστίας και την εξαγωγή τεκμηριωμένων συμπερασμάτων. Τέλος, διενεργείται αναλυτική κοστολόγηση για τη βέλτιστη διάταξη, προκειμένου να αποτιμηθεί η οικονομική αποδοτικότητα σε συνδυασμό με την ενεργειακή επίδοση.

## 5.2 Χαρακτηριστικά Συστήματος

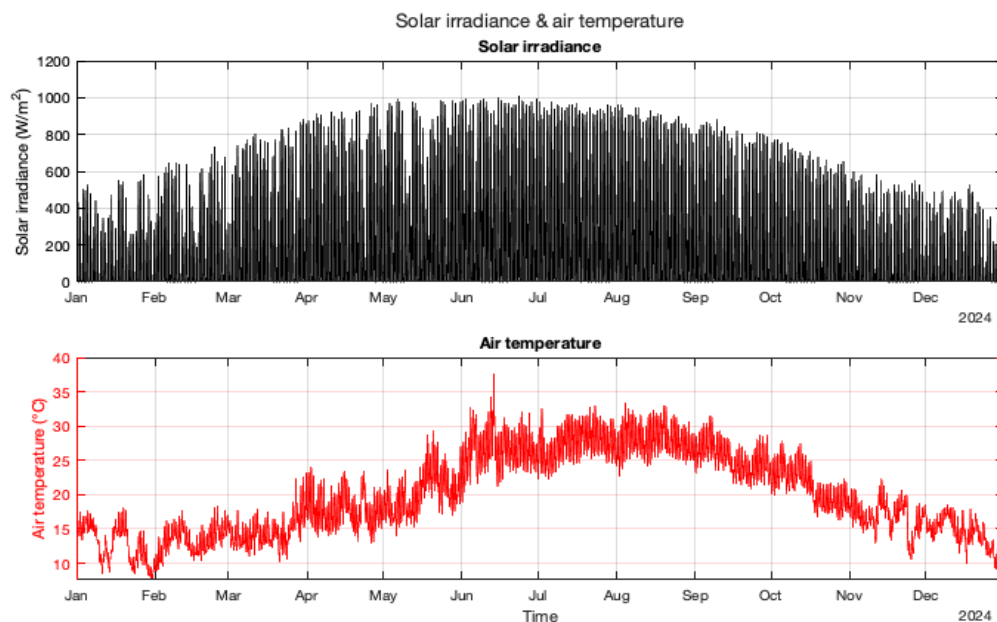
Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται τα μετεωρολογικά και θαλάσσια δεδομένα που εφαρμόστηκαν στο υβριδικό σύστημα, καθώς και η ετήσια ενεργειακή παραγωγή κάθε υποσυστήματος. Στο Σχήμα 5-1 αναπαρίσταται η υπό εξέταση περιοχή στην Ελλάδα.



Σχήμα 5-1. Η υπό εξέταση περιοχή.

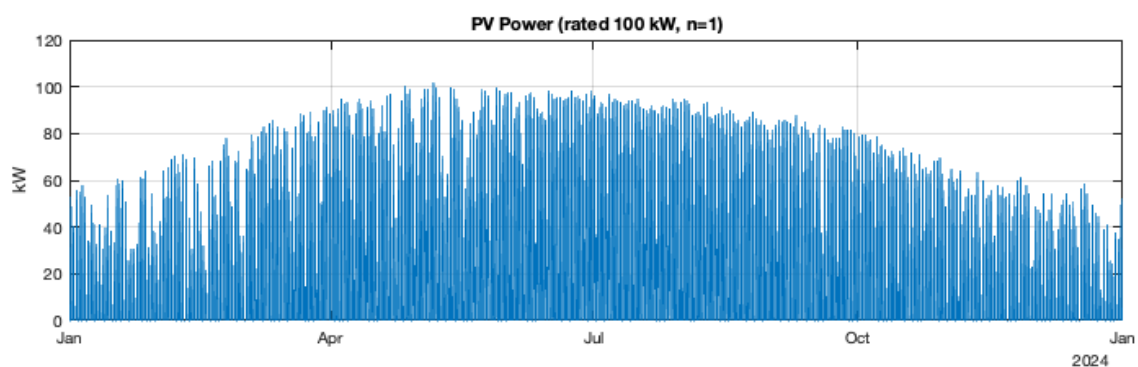


Στο Σχήμα 5-2 απεικονίζονται οι ωριαίες τιμές της ηλιακής ακτινοβολίας και της θερμοκρασίας του αέρα για την περιοχή των Χανίων κατά το έτος 2024.



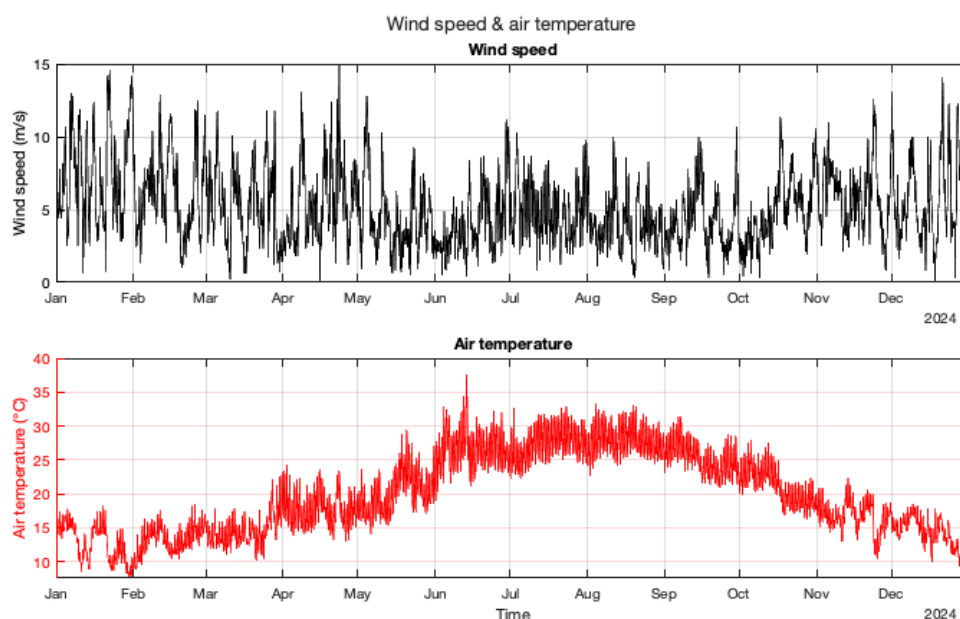
**Σχήμα 5-2.** Ωριαία ηλιακή ακτινοβολία και θερμοκρασία του αέρα στην περιοχή των Χανίων.

Στο Σχήμα 5-3 αναπαρίσταται η ωριαία ενέργεια που παράγει το υλοποιημένο φωτοβολταϊκό σύστημα αποτελούμενο από 325 πλαίσια με ονομαστική ισχύς 100kW με βάση τα δεδομένα του Σχήματος 5-2, παράγοντας συνολικά 193920.5kWh.



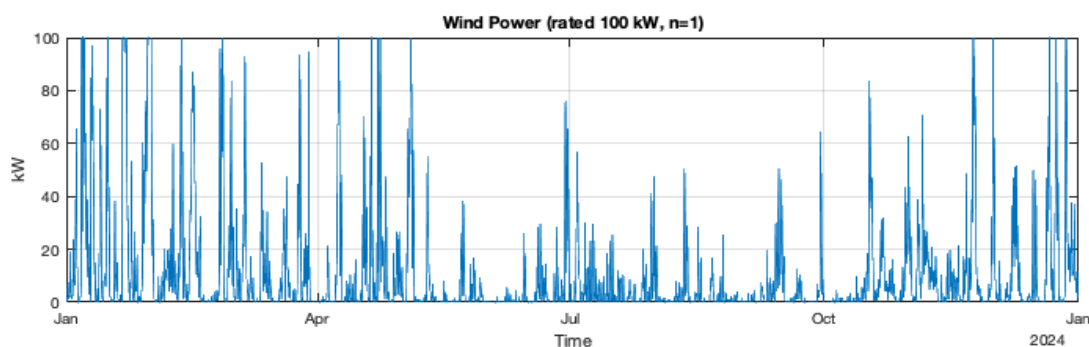
**Σχήμα 5-3.** Ωριαία παραγόμενη ισχύς από μία φωτοβολταϊκή συστοιχία στην περιοχή των Χανίων.

Στο Σχήμα 5-4 απεικονίζονται οι ωριαίες τιμές της ταχύτητας του ανέμου και της θερμοκρασίας του αέρα για την περιοχή των Χανίων κατά το έτος 2024.



**Σχήμα 5-4.** Ωριαία ταχύτητα του ανέμου και θερμοκρασία αέρα στην περιοχή των Χανίων.

Στο Σχήμα 5-5 αναπαρίσταται η ωριαία ενέργεια που παράγει η υλοποιημένη ανεμογεννήτρια με ονομαστική ισχύς 100kW με βάση τα δεδομένα του Σχήματος 5-4, παράγοντας συνολικά 95662.4 kWh.



**Σχήμα 5-5.** Ωριαία παραγόμενη ισχύς από μια ανεμογεννήτρια στην περιοχή των Χανίων.

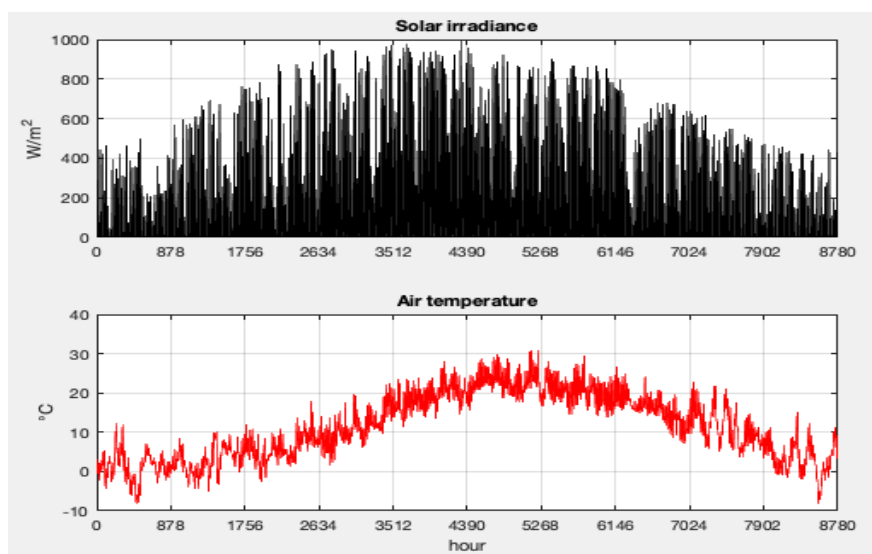
Περαιτέρω, διερευνάται το εναλλακτικό σενάριο με την ένταξη της παλιρροϊκής γεννήτριας. Δεδομένου ότι δεν υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα για τη θερμοκρασία θαλασσινού νερού και την ταχύτητα του θαλάσσιου ρεύματος σε Ελληνικές περιοχές, η μελέτη εκπονήθηκε για την συγκεκριμένη τοποθεσία, Cape Cod Canal,

Massachusetts, των Ηνωμένων Πολιτειών της Αμερικής κατά το έτος 2024, με απaráλλακτο το ενεργειακό φορτίο και ταυτόσημη μεθοδολογία και παραδοχές με τα προηγούμενα σενάρια. Στο Σχήμα 5-6 απεικονίζεται η περιοχή υπό εξέταση για το υβριδικό σύστημα με παλιρροϊκή γεννήτρια.



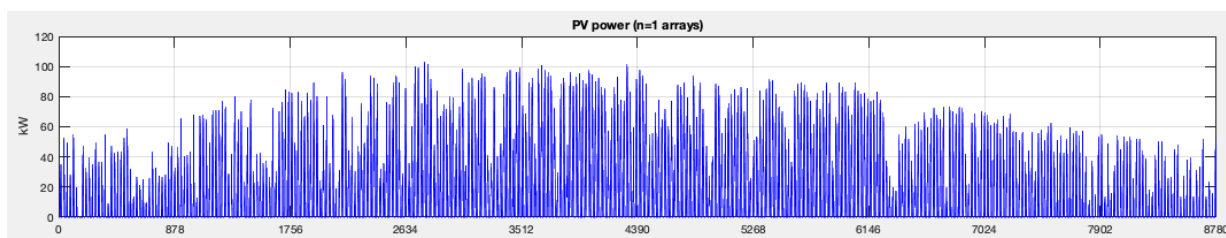
Σχήμα 5-6. Η υπό εξέταση περιοχή.

Η παραγόμενη ισχύς του φωτοβολταϊκού συστήματος και της ανεμογεννήτριας είναι διαφορετική από την περιοχή των Χανίων και αναπαρίσταται στα Σχήματα 5-8 και 5-12 συνοδευόμενα από τα αντίστοιχα μετεωρολογικά δεδομένα. Στο Σχήμα 5-7 απεικονίζονται οι ωριαίες τιμές της ηλιακής ακτινοβολίας και της θερμοκρασίας του αέρα για την περιοχή Cape Cod Canal κατά το έτος 2024 [42].



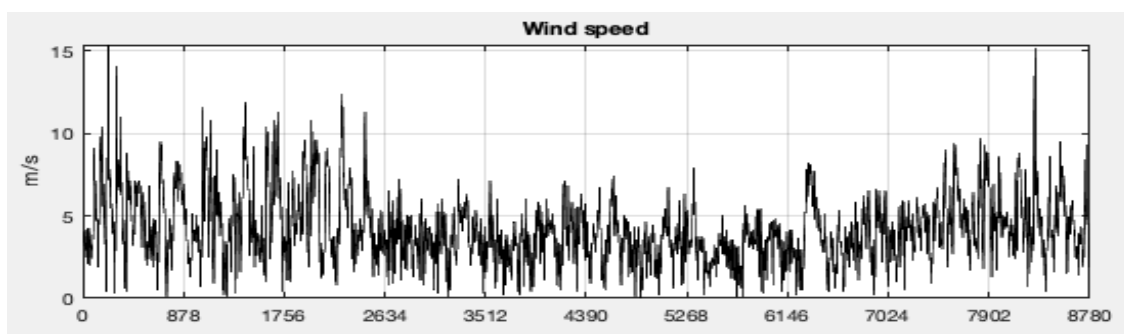
Σχήμα 5-7. Ωριαία ηλιακή ακτινοβολία και θερμοκρασία αέρα στην περιοχή Cape Cod Canal.

Στο Σχήμα 5-8 παρουσιάζεται η ωριαία ενέργεια που παράγει το υλοποιημένο φωτοβολταϊκό σύστημα αποτελούμενο από 325 πλαίσια με ονομαστική ισχύς 100kW με βάση τα δεδομένα του Σχήματος 5-7, παράγοντας συνολικά 156856.9kWh.



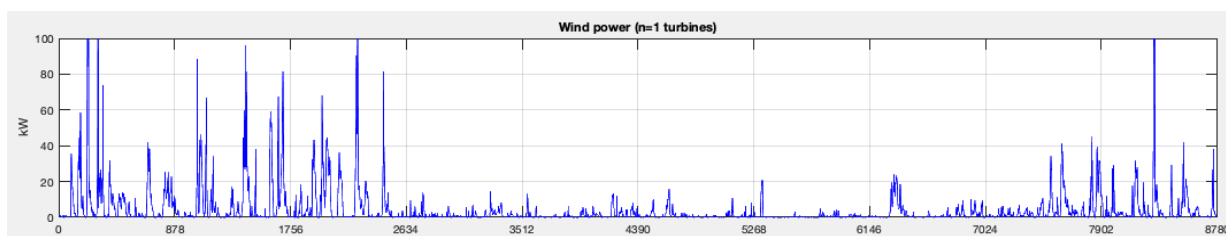
**Σχήμα 5-8.** Ωριαία παραγόμενη ισχύς από μία φωτοβολταϊκή συστοιχία στην περιοχή Cape Cod Canal.

Στο Σχήμα 5-9 απεικονίζονται οι ωριαίες τιμές της ταχύτητας του ανέμου για την περιοχή Cape Cod Canal κατά το έτος 2024 [42].



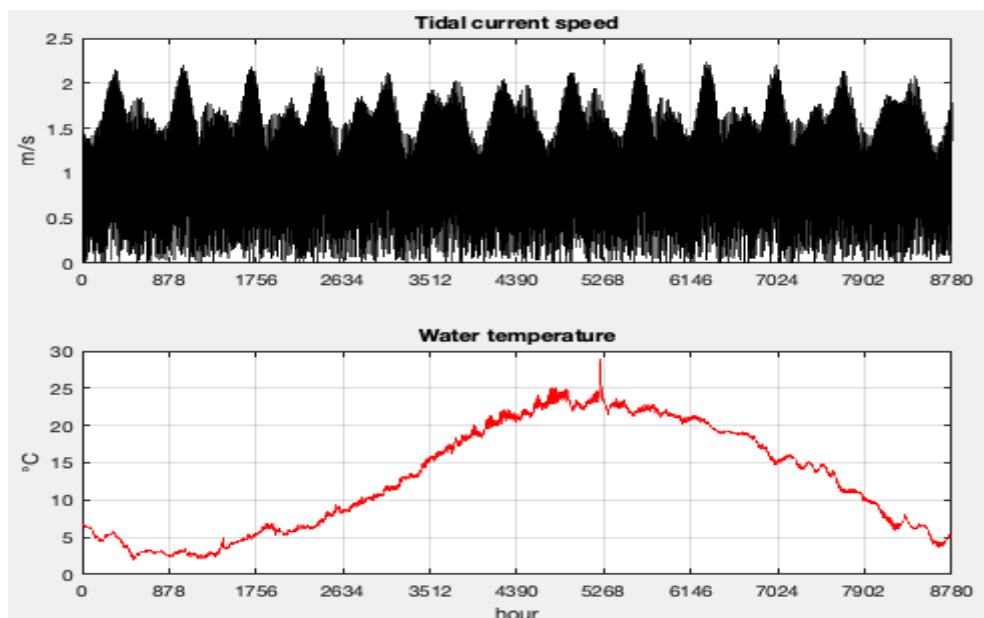
**Σχήμα 5-9.** Ωριαία ταχύτητα του ανέμου στην περιοχή Cape Cod Canal.

Στο Σχήμα 5-10 αναπαρίσταται η ωριαία ενέργεια που παράγει η υλοποιημένη ανεμογεννήτρια με ονομαστική ισχύς 100kW με βάση τα δεδομένα του Σχήματος 5-7 για την θερμοκρασία του αέρα και του Σχήματος 5-9 για την ταχύτητα του ανέμου, παράγοντας συνολικά 38560.0 kWh.



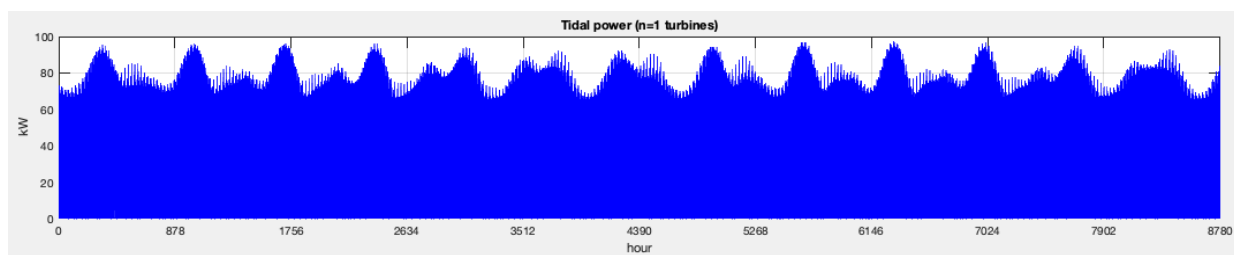
**Σχήμα 5-10.** Ωριαία παραγόμενη ισχύς από μία ανεμογεννήτρια στην περιοχή Cape Cod Canal.

Στο Σχήμα 5-10 απεικονίζονται οι ωριαίες τιμές της ταχύτητας του θαλάσσιου ρεύματος και της θερμοκρασίας του νερού για την περιοχή Cape Cod Canal κατά το έτος 2024 [43].



**Σχήμα 5-10.** Ωριαία ταχύτητα ρεύματος και θερμοκρασίας του νερού στην περιοχή Cape Cod Canal.

Στο Σχήμα 5-11 αναπαρίσταται η ωριαία ενέργεια που παράγει η υλοποιημένη παλιρροϊκή γεννήτρια με ονομαστική ισχύς 100kW με βάση τα δεδομένα του Σχήματος 5-10, παράγοντας συνολικά 411792.1 kWh.

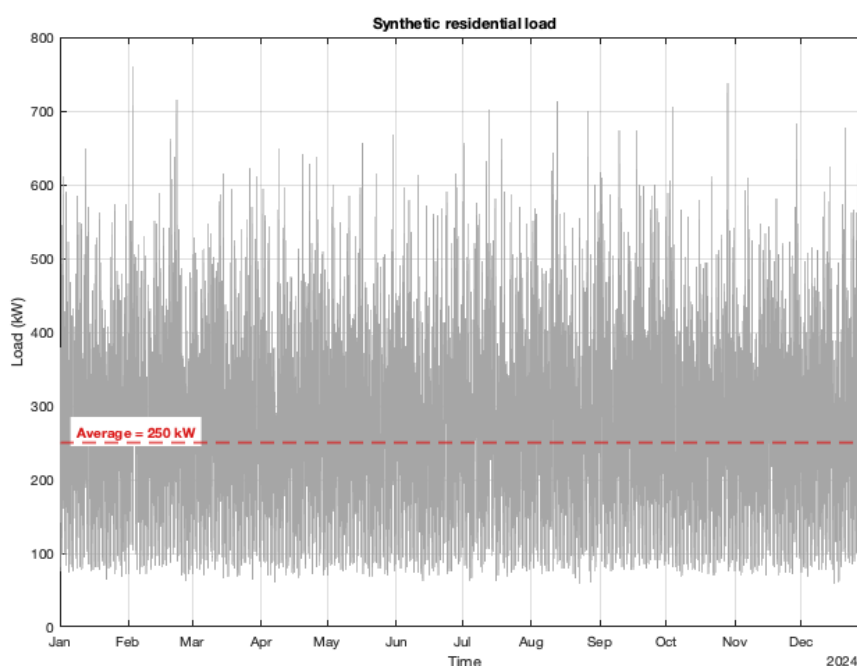


**Σχήμα 5-11.** Ωριαία παραγόμενη ισχύς από μία παλιρροϊκή γεννήτρια στην περιοχή Cape Cod Canal.

### 5.1.2 Ενεργειακό Φορτίο

Στο Σχήμα 5-13 απεικονίζεται το ωριαίο ετήσιο ενεργειακό προφίλ ζήτησης μιας μικρής κοινότητας, η οποία αποτελείται από 100 κατοικίες, ένα σχολείο και ένα παντοπωλείο, με μέση ωριαία κατανάλωση 250 kW. Το φορτίο εμφανίζει έντονη

διακύμανση εντός της ημέρας, συγκεκριμένα ενισχυμένη ζήτηση τις πρωινές και μεσημβρινές ώρες, καθώς επίσης εσπερινή αιχμή λόγω αυξημένης οικιακής χρήσης, σε αντίθεση με τις νυχτερινές ώρες, στις οποίες παρατηρείται χαμηλό υπόβαθρο κατανάλωσης. Σε ετήσια κλίμακα προκύπτουν εποχικές διαφοροποιήσεις, οι οποίες αυξάνουν την τυπική απόκλιση και το peak-to-average φορτίο, με σποραδικές αιχμές που υπαγορεύουν επαρκές περιθώριο εφεδρείας στους μετατροπείς και στο δίκτυο διανομής. Το συγκεκριμένο ενεργειακό προφίλ χρησιμοποιείται ως αναφορά διαστασιολόγησης και συγκριτικής αξιολόγησης των προτεινόμενων τοπολογιών, καθώς επιτρέπει τον υπολογισμό μη εξυπηρετούμενου φορτίου, πιθανών απορρίψεων ισχύος και των απαιτήσεων αποθήκευσης, με τελικό στόχο την εύρεση της βέλτιστης διάταξης που επιτυγχάνει αξιόπιστη και ταυτόχρονα, οικονομικά αποδοτική τροφοδότηση της κοινότητας [40].



**Σχήμα 5-13.** Ωριαία ζητούμενη ενέργεια.

### 5.3 Βελτιστοποίηση με Χωροταξικούς και Οικονομικούς Περιορισμούς

Στις διαστασιολογήσεις που ακολουθούν, ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης στοχεύει στην ελαχιστοποίηση του δείκτη LOLP, λαμβάνοντας ταυτόχρονα υπόψη περιορισμούς κόστους και διαθέσιμου χώρου εγκατάστασης. Ειδικότερα, το ανώτατο επενδυτικό κεφάλαιο ορίζεται σε 2.5 εκατομμύρια Ευρώ, ενώ ο διαθέσιμος χώρος εγκατάστασης περιορίζεται σε 50000  $m^2$ . Στη συνέχεια αξιολογούνται όλες οι εφικτές τοπολογίες του υβριδικού συστήματος, δηλαδή όλοι οι δυνατοί συνδυασμοί φωτοβολταϊκών συστημάτων, ανεμογεννητριών και συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, καταλήγοντας σε τεκμηριωμένα συμπεράσματα για καθεμία διάταξη, ως προς το κόστος, την ενεργειακή απόδοση και την αξιοπιστία. Πρέπει να σημειωθεί ότι στον Πίνακα 5-1 παρουσιάζεται το αρχικό κόστος προμήθειας ανά υποσύστημα για τις τεχνολογίες που εξετάστηκαν [45], [46], [47], [48].

**Πίνακας 5-1.** Τιμές κόστους αγοράς των υποσυστημάτων του υβριδικού συστήματος.

	Φωτοβολταϊκή συστοιχία	Ανεμογεννήτρια	Παλιρροϊκή γεννήτρια	Μπαταρία ιόντων λιθίου
Τιμή αγοράς υποσυστήματος	92 138 €	350 000 €	260 000 €	10 900 €

Σενάριο 1<sup>ο</sup>: Φωτοβολταϊκές συστοιχίες, ανεμογεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

Ο Πίνακας 5-2 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης με τη μέθοδο PSO, όπου συνοψίζονται ο αριθμός των μονάδων ανά υποσύστημα, η ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο από κάθε υποσύστημα και το αντίστοιχο εκτιμώμενο κόστος αγοράς. Ο Πίνακας 5-3 παρουσιάζει τη συνολική ενέργεια ζήτησης του φορτίου, το ενεργειακό έλλειμμα που προέκυψε κατά τη λειτουργία του συστήματος, καθώς και τους δείκτες αξιοπιστίας LOLP και EENS.

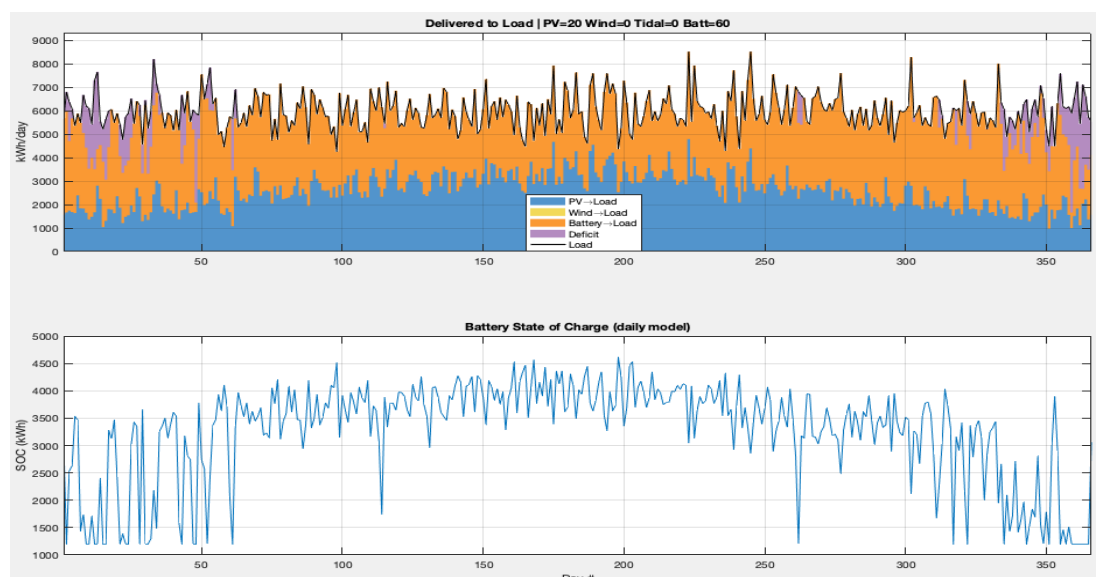
**Πίνακας 5-2.** Αποτελέσματα PSO, εξυπηρετούμενη ενέργεια, εκτιμώμενο κόστος αγοράς στο σενάριο 1.

	Φωτοβολταϊκή συστοιχία	Ανεμογεννήτρια	Μπαταρία ιόντων λιθίου	Σύνολο
Αριθμός μονάδων ανά υποσύστημα	20	0	60	80
Ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο	946266.2 kWh (946.266 MWh)	0 kWh	1134077.7 kWh (1134.078 MWh)	2080343.9 kWh (2080.344 MWh)
Εκτιμώμενο κόστος	1 842 750 €	0	654 000 €	2 496 750 €

**Πίνακας 5-3.** Συνολική ενέργεια φορτίου, ενεργειακό έλλειμμα και δείκτες αξιοπιστίας στο σενάριο 1.

Συνολική ενέργεια φορτίου	Ενεργειακό έλλειμμα	LOLP	EENS
2196000.0 kWh (2196.000 MWh)	115656.1 kWh (115.656 MWh)	6.6826 %	115.34 MWh/year

Εφαρμόστηκε ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης PSO βρίσκοντας το βέλτιστο διάνυσμα των υποσυστημάτων του υβριδικού συστήματος,  $x = [20, 0, 60]$ . Ο συγκεκριμένος συνδυασμός εμφανίζει EENS 115,34 MWh/έτος, καλύπτει το ετήσιο φορτίο κατά 93,3174%, τηρώντας ταυτόχρονα τους χωρικούς και οικονομικούς περιορισμούς, συνιστά ιδιαίτερα αποδοτική επιλογή. Στο Σχήμα 5-14 αναπαρίσταται η ημερήσια παραγωγή ενέργειας από τα υποσυστήματα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα διάταξη, το SoC της συστοιχίας μπαταριών και οι περίοδοι ενεργειακού ελλείμματος.



**Σχήμα 5-14.** Ενεργειακή παραγωγή ανά υποσύστημα, φωτοβολταϊκές συστοιχίες, ανεμογεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας στο σενάριο 1.



Σενάριο 2<sup>ο</sup>: Φωτοβολταϊκές συστοιχίες και ανεμογεννήτριες χωρίς σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

Ο Πίνακας 5-4 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης με τη μέθοδο PSO, όπου συνοψίζονται ο αριθμός των μονάδων ανά υποσύστημα, η ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο από κάθε υποσύστημα και το αντίστοιχο εκτιμώμενο κόστος αγοράς. Ο Πίνακας 5-5 παρουσιάζει τη συνολική ενέργεια ζήτησης του φορτίου, το ενεργειακό έλλειμμα που προέκυψε κατά τη λειτουργία του συστήματος, καθώς και τους δείκτες αξιοπιστίας LOLP και EENS.

**Πίνακας 5-4.** Αποτελέσματα PSO, εξυπηρετούμενη ενέργεια, αναμενόμενο κόστος αγοράς στο σενάριο 2.

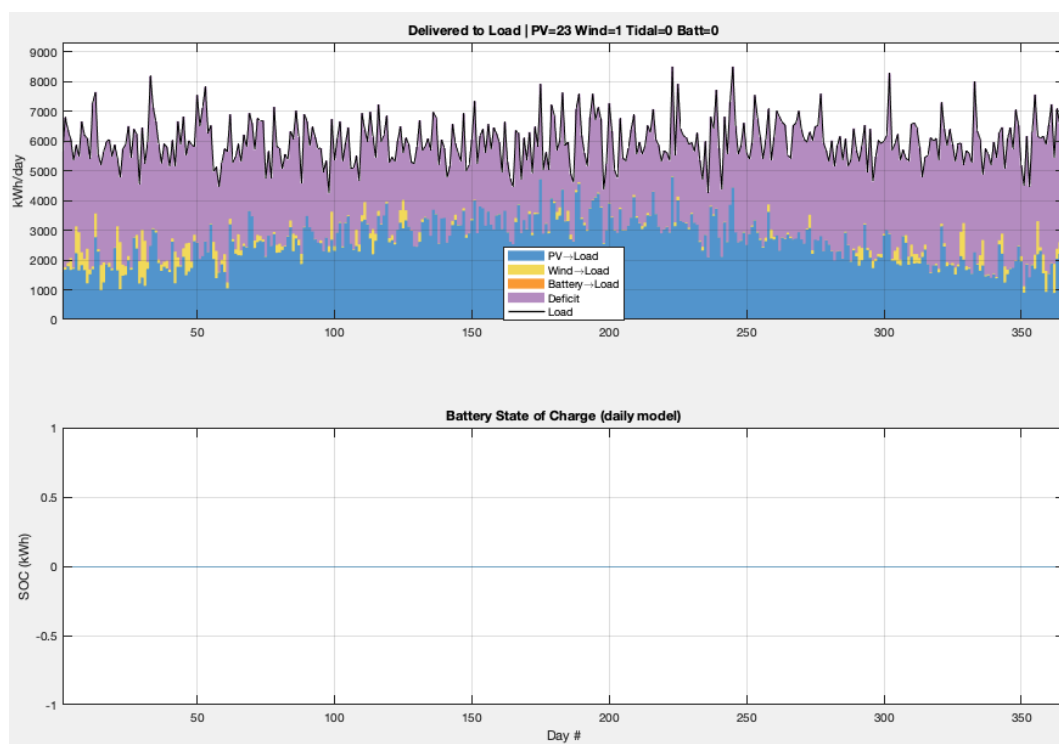
	Φωτοβολταϊκή συστοιχία	Ανεμογεννήτρια	Μπαταρία ιόντων λιθίου	Σύνολο
Αριθμός μονάδων ανά υποσύστημα	23	1	0	24
Ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο	949735.5 kWh (949.736 MWh)	59485.4 kWh (59.485 MWh)	0 kWh	1186779.1 kWh (118.678 MWh)
Εκτιμώμενο κόστος	2 119 162€	350 000 €	0 €	2 487 712 €

**Πίνακας 5-5.** Συνολική ενέργεια φορτίου, ενεργειακό έλλειμμα και δείκτες αξιοπιστίας στο σενάριο 2.

Συνολική ενέργεια φορτίου	Ενεργειακό έλλειμμα	LOLP	EENS
2196000.0 kWh (2196.000 MWh)	1009220.9 kWh (1009.221 MWh)	59.1347%	1183.54 MWh/year

Για το σενάριο χωρίς αποθήκευση ενέργειας, αποτελούμενο από 23 φωτοβολταϊκές συστοιχίες και μια ανεμογεννήτρια, η βελτιστοποίηση κατέληξε σε παραγόμενη ενέργεια 1.186.779,1 kWh και έλλειμμα 1.009.220,9 kWh, με LOLP 59,1347% και EENS 1.183,54 MWh/έτος. Η κάλυψη του ετήσιου φορτίου περιορίζεται στο ~40,87%, ενώ το εκτιμώμενο κόστος παραμένει εντός του διαθέσιμου προϋπολογισμού. Πρέπει να σημειωθεί ότι η απουσία συστήματος αποθήκευσης ενέργειας οδηγεί σε συχνές και εκτεταμένες ενεργειακές ελλείψεις. Στο Σχήμα 5-15 αναπαρίσταται η ημερήσια παραγωγή ενέργειας από τα υποσυστήματα που

χρησιμοποιούνται στην παρούσα διάταξη, το SoC της συστοιχίας μπαταριών και οι περίοδοι ενεργειακού ελλείμματος.



**Σχήμα 5-15.** Ενεργειακή παραγωγή ανά υποσύστημα, φωτοβολταϊκές συστοιχίες και ανεμογεννήτριες στο σενάριο 2.

Σενάριο 3<sup>ο</sup>: Ανεμογεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

Ο Πίνακας 5-6 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης με τη μέθοδο PSO, όπου συνοψίζονται ο αριθμός των μονάδων ανά υποσύστημα, η ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο από κάθε υποσύστημα και το αντίστοιχο εκτιμώμενο κόστος αγοράς. Ο Πίνακας 5-7 παρουσιάζει τη συνολική ενέργεια ζήτησης του φορτίου, το ενεργειακό έλλειμμα που προέκυψε κατά τη λειτουργία του συστήματος, καθώς και τους δείκτες αξιοπιστίας LOLP και EENS.

**Πίνακας 5-6.** Αποτελέσματα PSO, εξυπηρετούμενη ενέργεια, εκτιμώμενο κόστος αγοράς στο σενάριο 3.

	Φωτοβολταϊκή συστοιχία	Ανεμογεννήτρια	Μπαταρία ιόντων λιθίου	Σύνολο
Αριθμός μονάδων ανά υποσύστημα	0	6	36	42
Ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο	0 kWh	424631.2 kWh (424.631 MWh)	87100.9 kWh (87.101 MWh)	511732.2 kWh (511.732 MWh)
Εκτιμώμενο κόστος	0 €	2 100 000 €	392 400 €	2 492 400 €

**Πίνακας 5-7.** Συνολική ενέργεια φορτίου, ενεργειακό έλλειμμα και δείκτες αξιοπιστίας στο σενάριο 3.

Συνολική ενέργεια φορτίου	Ενεργειακό έλλειμμα	LOLP	EENS
2196000.0 kWh (2196.000 MWh)	1684267.8 kWh (1684.268 MWh)	84.1530 %	1679.67 MWh/year

Στο τρίτο σενάριο, με 6 ανεμογεννήτριες και 36 μπαταρίες, χωρίς την χρήση φωτοβολταϊκής συστοιχίας, η ετήσια παροχή φτάνει τις 511.732,2 kWh, κυρίως από τον άνεμο (424.631,2 kWh), με τη μπαταρία να συνεισφέρει 87.100,9 kWh. Παρά το ότι το συνολικό κόστος 2.492.400 € παραμένει εντός προϋπολογισμού, το έλλειμμα ενέργειας αγγίζει τις 1.684.267,8 kWh, δηλαδή καλύπτεται μόλις ~23,3% του φορτίου. Η αξιοπιστία είναι χαμηλή (LOLP 84,1530% και EENS 1.679,67 MWh/έτος), ενώ το SoC δείχνει συχνά εξάντληση της αποθήκευσης, γεγονός που δεν επιτρέπει στη συστοιχία μπαταριών να αντισταθμίσει τα μεγάλα διαστήματα χαμηλού ανέμου. Συνολικά, η λύση αυτή αποτελεί ένα σενάριο με τεράστιο ενεργειακό έλλειμμα. Στο Σχήμα 5-16 αναπαρίσταται η ημερήσια παραγωγή ενέργειας από τα υποσυστήματα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα διάταξη, το SoC της συστοιχίας μπαταριών και οι περίοδοι ενεργειακού ελλείμματος.



**Σχήμα 5-16.** Ενεργειακή παραγωγή ανά υποσύστημα, ανεμογεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας στο σενάριο 3.

Σενάριο 4<sup>ο</sup>: Φωτοβολταϊκές συστοιχίες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

Ο Πίνακας 5-8 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης με τη μέθοδο PSO, όπου συνοψίζονται ο αριθμός των μονάδων ανά υποσύστημα, η ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο από κάθε υποσύστημα και το αντίστοιχο εκτιμώμενο κόστος αγοράς. Ο Πίνακας 5-9 παρουσιάζει τη συνολική ενέργεια ζήτησης του φορτίου, το ενεργειακό έλλειμμα που προέκυψε κατά τη λειτουργία του συστήματος, καθώς και τους δείκτες αξιοπιστίας LOLP και EENS.

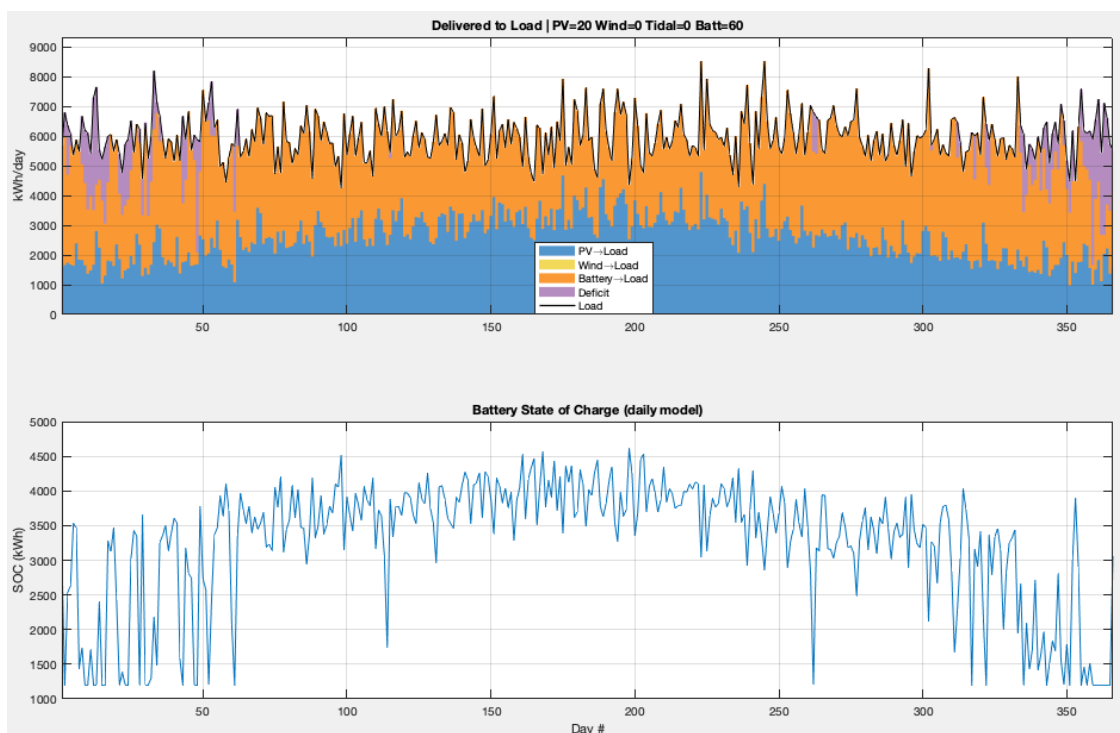
**Πίνακας 5-8.** Αποτελέσματα PSO, εξυπηρετούμενη ενέργεια, εκτιμώμενο κόστος αγοράς στο σενάριο 4.

	Φωτοβολταϊκή συστοιχία	Ανεμογεννήτρια	Μπαταρία ιόντων λιθίου	Σύνολο
Αριθμός μονάδων ανά υποσύστημα	20	0	60	80
Ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο	946266.2 kWh (946.266 MWh)	0 kWh	1134077.7 kWh (1134.078 MWh)	2080343.9 kWh (2080.344 MWh)
Εκτιμώμενο κόστος	1 842 750 €	0	654 000 €	2 496 750 €

**Πίνακας 5-9.** Συνολική ενέργεια φορτίου, ενεργειακό έλλειμμα και δείκτες αξιοπιστίας στο σενάριο 4.

Συνολική ενέργεια φορτίου	Ενεργειακό έλλειμμα	LOLP	EENS
2196000.0 kWh (2196.000 MWh)	115656.1 kWh (115.656 MWh)	6.6826 %	115.34 MWh/year

Είναι αναμενόμενο το συγκεκριμένο σενάριο να είναι ίδιο με το σενάριο 1 καθώς ένα φωτοβολταϊκό σύστημα κοστίζει ~100.000 € και αποδίδει 193.920,5 kWh/έτος, ~0,516 €/kWh-έτος, ενώ μια ανεμογεννήτρια κοστίζει ~350.000 € για 95.662,4 kWh/έτος, δηλαδή ~3,659 €/kWh-έτος. Επομένως, η ανεμογεννήτρια είναι 7,1 φορές ενεργειακά ακριβότερη σε σχέση με το φωτοβολταϊκό σύστημα. Με την χρήση των μπαταριών αποθηκεύεται πολύ περισσότερη ενέργεια από την ημερήσια παραγωγή των φωτοβολταϊκών και κατά αυτόν τον τρόπο τα αποτελέσματα του αλγορίθμου βελτιστοποίησης αποδίδουν μεγαλύτερη αξιοπιστία ανά Ευρώ επιλέγοντας αποκλειστικά φωτοβολταϊκά. Ενδεικτικά, για να είναι συμφέρουσα η ίδια ανεμογεννήτρια με τους τωρινούς όρους, θα έπρεπε είτε να κοστίζει περίπου 49.000 € είτε να αποδίδει ~679.000 kWh/έτος στα 350.000 €. Στο Σχήμα 5-17 αναπαρίσταται η ημερήσια παραγωγή ενέργειας από τα υποσυστήματα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα διάταξη, το SoC της συστοιχίας μπαταριών και οι περίοδοι ενεργειακού ελλείμματος.



**Σχήμα 5-17.** Ενεργειακή παραγωγή ανά υποσύστημα, φωτοβολταϊκές συστοιχίες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας στο σενάριο 4.

Σενάριο 5<sup>ο</sup>: Μόνο Φωτοβολταϊκές συστοιχίες.

Ο Πίνακας 5-10 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης με τη μέθοδο PSO, όπου συνοψίζονται ο αριθμός των μονάδων ανά υποσύστημα, η ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο από κάθε υποσύστημα και το αντίστοιχο εκτιμώμενο κόστος αγοράς. Ο Πίνακας 5-11 παρουσιάζει τη συνολική ενέργεια ζήτησης του φορτίου, το ενεργειακό έλλειμμα που προέκυψε κατά τη λειτουργία του συστήματος, καθώς και τους δείκτες αξιοπιστίας LOLP και EENS.

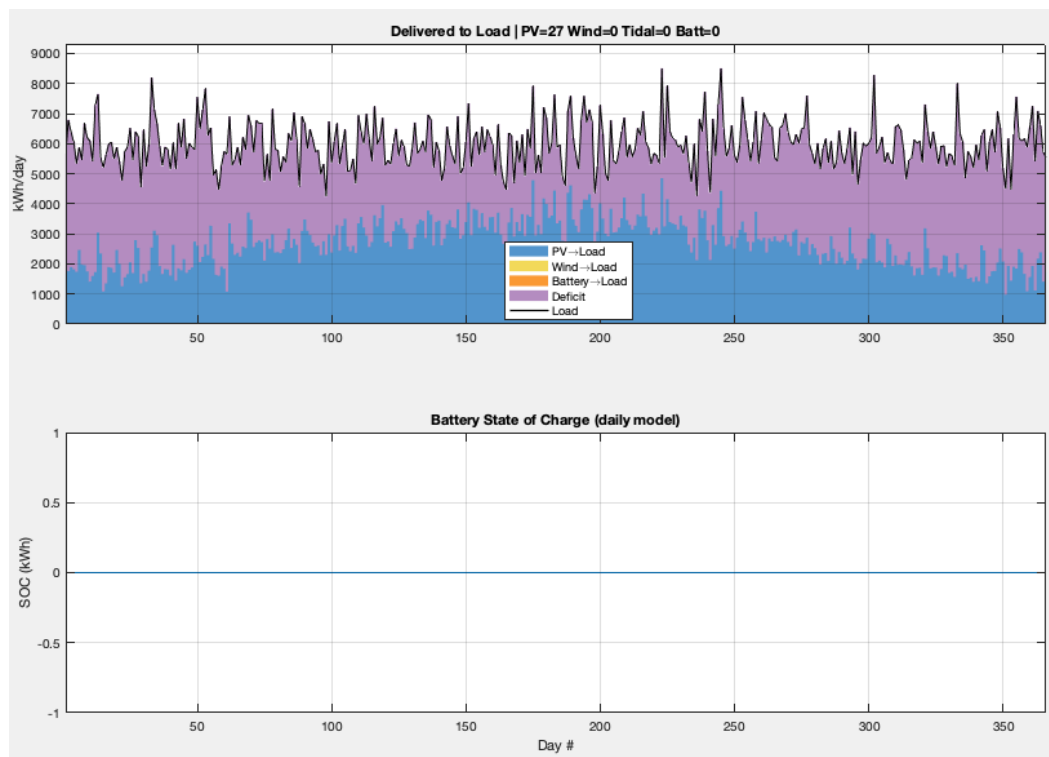
**Πίνακας 5-10.** Αποτελέσματα PSO, εξυπηρετούμενη ενέργεια, εκτιμώμενο κόστος αγοράς στο σενάριο 5.

	Φωτοβολταϊκή συστοιχία	Ανεμογεννήτρια	Μπαταρία ιόντων λιθίου	Σύνολο
Αριθμός μονάδων ανά υποσύστημα	27	0	0	27
Ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο	978680.1 kWh (978.680 MWh)	0 kWh	0 kWh	978680.1 kWh (978.680 MWh)
Εκτιμώμενο κόστος	2 487 712 €	0	0 €	2 487 712 €

**Πίνακας 5-11.** Συνολική ενέργεια φορτίου, ενεργειακό έλλειμμα και δείκτες αξιοπιστίας στο σενάριο 5.

Συνολική ενέργεια φορτίου	Ενεργειακό έλλειμμα	LOLP	EENS
2196000.0 kWh (2196.000 MWh)	1217319.9 kWh (1217.320 MWh)	58.7546 %	1213.99 MWh/year

Στο πέμπτο σενάριο αποτελούμενο αποκλειστικά από 27 φωτοβολταϊκές συστοιχίες, η ετήσια παραγωγή φτάνει τις 978.680,1 kWh, ενώ το έλλειμμα ανέρχεται σε 1.217.319,9 kWh. Η αξιοπιστία παραμένει χαμηλή με LOLP 58,7546% και EENS 1.213,99 MWh/έτος. Το γράφημα της στάθμης φόρτισης είναι μόνιμα στο μηδέν, καθώς δεν υπάρχει αποθήκευση, με αποτέλεσμα να υπάρχει μηδενική κάλυψη του ενεργειακού φορτίου κάθε νύχτα και σε περιόδους μειωμένης ηλιοφάνειας. Συμπερασματικά, η καθαρά φωτοβολταϊκή διάταξη δεν διασφαλίζει συνεχή τροφοδότηση και θα χρειαζόταν ενίσχυση μέσω αποθήκευσης ενέργειας. Στο Σχήμα 5-18 αναπαρίσταται η ημερήσια παραγωγή ενέργειας από τα υποσυστήματα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα διάταξη, το SoC της συστοιχίας μπαταριών και οι περίοδοι ενεργειακού ελλείμματος.



**Σχήμα 5-18.** Ενεργειακή παραγωγή ανά υποσύστημα, φωτοβολταϊκές συστοιχίες στο σενάριο 5.

Σενάριο 6<sup>ο</sup>: Μόνον Ανεμογεννήτριες.

Ο Πίνακας 5-11 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης με τη μέθοδο PSO, όπου συνοψίζονται ο αριθμός των μονάδων ανά υποσύστημα, η ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο από κάθε υποσύστημα και το αντίστοιχο εκτιμώμενο κόστος αγοράς. Ο Πίνακας 5-12 παρουσιάζει τη συνολική ενέργεια ζήτησης του φορτίου, το ενεργειακό έλλειμμα που προέκυψε κατά τη λειτουργία του συστήματος, καθώς και τους δείκτες αξιοπιστίας LOLP και EENS.

**Πίνακας 5-11.** Αποτελέσματα PSO, εξυπηρετούμενη ενέργεια, εκτιμώμενο κόστος αγοράς στο σενάριο 6.

	Φωτοβολταϊκή συστοιχία	Ανεμογεννήτρια	Μπαταρία ιόντων λιθίου	Σύνολο
Αριθμός μονάδων ανά υποσύστημα	0	7	0	7
Ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο	0 kWh	466494.0 kWh	0 kWh	466494.0 kWh (466.494 MWh)
Εκτιμώμενο κόστος	0 €	2 450 000 €	0 €	2 450 000 €

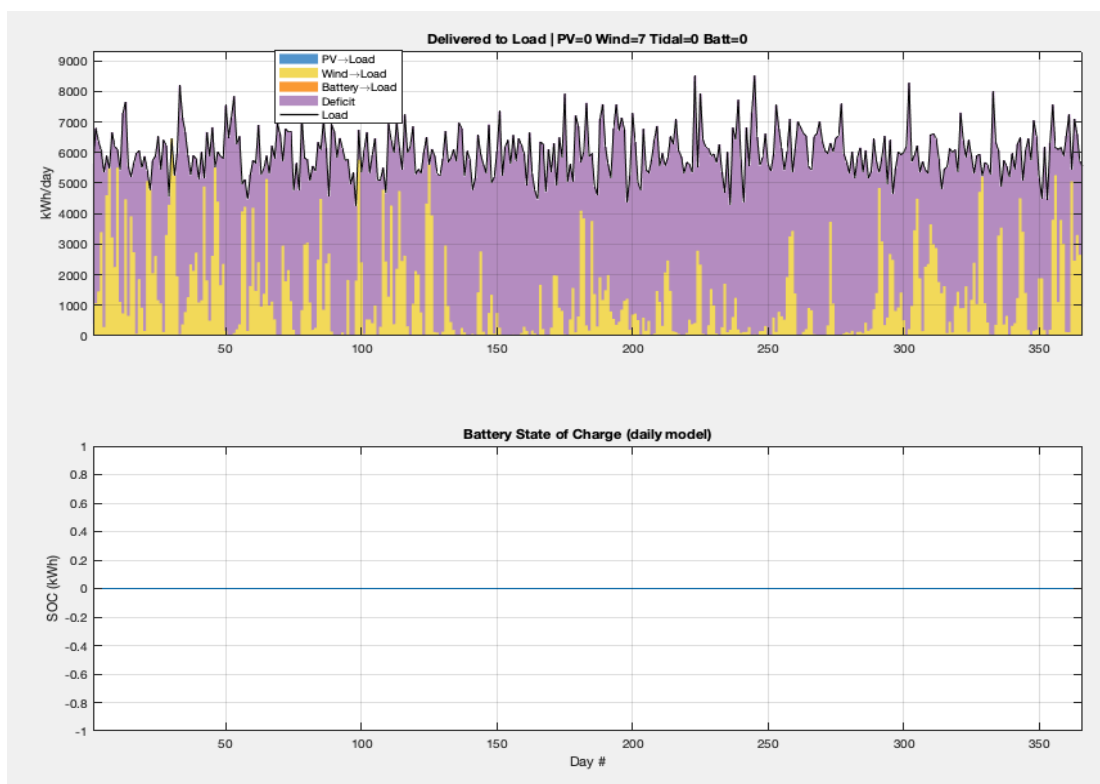
**Πίνακας 5-12.** Συνολική ενέργεια φορτίου, ενεργειακό έλλειμμα και δείκτες αξιοπιστίας στο σενάριο 6.

Συνολική ενέργεια φορτίου	Ενεργειακό έλλειμμα	LOLP	EENS
2196000.0 kWh (2196.000 MWh)	1729506.0 kWh (1729.506 MWh)	88.4448 %	1724.78 MWh/year

Στο έκτο σενάριο αποτελούμενο αποκλειστικά από 7 ανεμογεννήτριες, η ετήσια ενέργεια που αποδίδουν ανέρχεται σε 466.494,0 kWh, καλύπτοντας περίπου το 21,26% του φορτίου, έχοντας ως έλλειμμα 1.729.506,0 kWh. Οι δείκτες αξιοπιστίας είναι ιδιαίτερα δυσμενείς και ίσοι με LOLP 88,4448% και EENS 1.724,78 MWh/έτος, υποδεικνύοντας συχνές και παρατεταμένες αστοχίες τροφοδότησης. Το διάγραμμα SoC παραμένει μηδενικό όλο το έτος λόγω απουσίας συστήματος αποθήκευσης ενέργειας. Συνεπώς, η αμιγώς αιολική διάταξη δεν επαρκεί για σταθερή και αξιόπιστη παροχή ενέργειας. Στο Σχήμα 5-19 αναπαρίσταται η ημερήσια



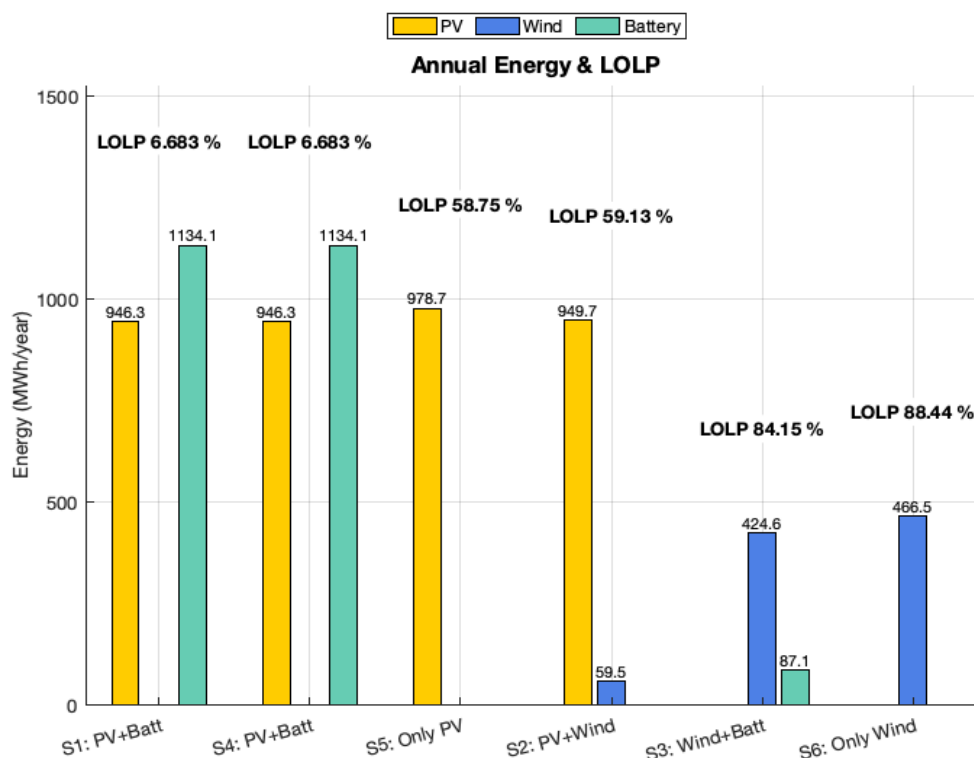
παραγωγή ενέργειας από τα υποσυστήματα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα διάταξη, το SoC της συστοιχίας μπαταριών και οι περίοδοι ενεργειακού ελλείμματος.



**Σχήμα 5-19.** Ενεργειακή παραγωγή από τις ανεμογεννήτριες και έλλειμμα ενέργειας στο σενάριο 6.

Στο Σχήμα 5-20 απεικονίζονται όλα τα παραπάνω σενάρια με βάση την ενέργεια του κάθε υποσυστήματος και τον δείκτη LOLP. Με κριτήριο την αξιοπιστία τροφοδότησης και την ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο, η βέλτιστη διαμόρφωση αναδεικνύεται σαφώς στο σενάριο 1 (S1), το οποίο αποτελείται από συστοιχία φωτοβολταϊκών και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας. Το σενάριο αυτό επιτυγχάνει το ελάχιστο  $LOLP = 6,6826\%$  και συνεπώς το μικρότερο έλλειμμα ενέργειας,  $EENS = 115,34 \text{ MWh/έτος}$ , τροφοδοτώντας συνολικά περίπου  $2,08 \text{ GWh/έτος}$  στο ενεργειακό φορτίο, με τα φωτοβολταϊκά να παρέχουν περίπου  $\approx 946,3 \text{ MWh}$  και οι μπαταρίες  $\approx 1.134,1 \text{ MWh}$ . Αντιθέτως, οι τοπολογίες χωρίς αποθήκευση ενέργειας, δηλαδή το σενάριο 5 (S5) με την χρήση μόνο φωτοβολταϊκών και το σενάριο 2 (S2) με τον συνδυασμό φωτοβολταϊκών και ανεμογεννητριών, εμφανίζουν  $LOLP \approx 58,8$  και  $LOLP \approx 59,1\%$ , αντίστοιχα, και  $EENS \sim 1,2 \text{ GWh/έτος}$ , γεγονός που υποδηλώνει συστηματικές αστοχίες κατά τις νυχτερινές ώρες και σε περιόδους μειωμένης ηλιακής

ακτινοβολίας. Παράλληλα, στο σενάριο 3 (S3) όπου η σύζευξη αποθήκευσης ενέργειας με ανεπαρκή πρωτογενή πηγή (ανεμογεννήτρια) δεν επαρκεί καθώς η αιολική συνιστώσα, περίπου 424,6 MWh δεν δύναται να τροφοδοτήσει αποτελεσματικά την συστοιχία μπαταριών η οποία τροφοδοτεί μόνο 87,1 MWh και επομένως ο δείκτης LOLP ισούται με 84,15%. Τέλος, χειρότερη επιλογή αποτελεί το σενάριο 6 (S6) το οποίο αποτελείται αποκλειστικά από ανεμογεννήτριες έχοντας δείκτη LOLP ίσο με 88,44% και συνεπώς παράγει την μικρότερη ενέργεια (466,5 MWh). Συμπερασματικά, η τοπολογία με την συστοιχία φωτοβολταϊκών και το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, συνιστά τεχνικά άρτια και λειτουργικά υπερέχουσα λύση για τη συγκεκριμένη περιοχή εγκατάστασης, καθώς επιτυγχάνει τον βέλτιστο συμβιβασμό μεταξύ ενεργειακής επάρκειας και αξιοπιστίας συστήματος.



**Σχήμα 5-20.** Δείκτης LOLP και ετήσια ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο ανά διάταξη.

Σενάριο 7<sup>ο</sup> Με όλα τα υποσυστήματα του υβριδικού συστήματος.

Ο Πίνακας 5-13 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης με τη μέθοδο PSO, όπου συνοψίζονται ο αριθμός των μονάδων ανά υποσύστημα, η ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο από κάθε υποσύστημα και το αντίστοιχο εκτιμώμενο κόστος αγοράς. Ο Πίνακας 5-14 παρουσιάζει τη συνολική ενέργεια ζήτησης του φορτίου, το ενεργειακό έλλειμμα που προέκυψε κατά τη λειτουργία του συστήματος, καθώς και τους δείκτες αξιοπιστίας LOLP και EENS.

**Πίνακας 5-13.** Αποτελέσματα PSO, εξυπηρετούμενη ενέργεια, εκτιμώμενο κόστος αγοράς στο σενάριο 7.

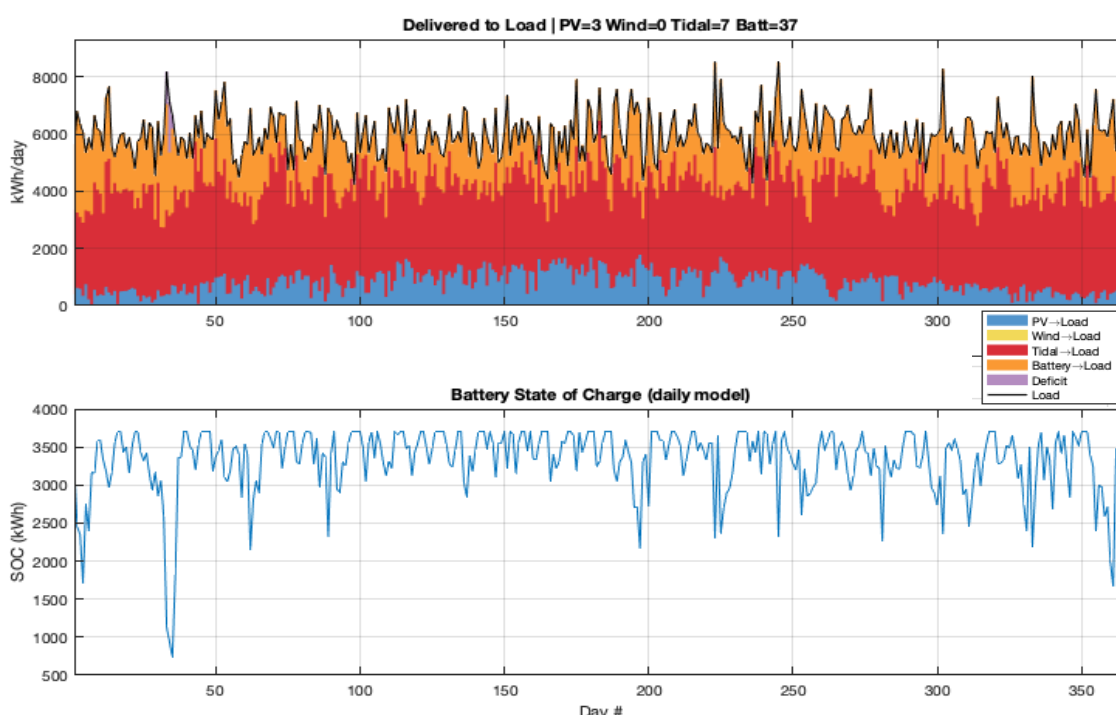
	Φωτοβολταϊκή συστοιχία	Ανεμογεννήτρια	Παλιρροϊκή γεννήτρια	Μπαταρία ιόντων λιθίου	Σύνολο
Αριθμός μονάδων ανά υποσύστημα	3	0	7	37	47
Ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο	302145.4 kWh (302.145 MWh)	0 kWh	1254649.5 kWh (1254.649 MWh)	635812.7 kWh (635.813 MWh)	2192607.7 kWh (2192.608 MWh)
Εκτιμώμενο κόστος	€276 412 €	0 €	1 820 000 €	403 300 €	2 450 000 €

**Πίνακας 5-14.** Συνολική ενέργεια φορτίου, ενεργειακό έλλειμμα και δείκτες αξιοπιστίας στο σενάριο 7.

Συνολική ενέργεια φορτίου	Ενεργειακό έλλειμμα	LOLP	EENS
2196000.0 kWh (2196.000 MWh)	3392.3 kWh (3.392 MWh)	0.148 %	3.38 MWh/year

Με τους ίδιους οικονομικούς περιορισμούς και περιορισμούς διαθέσιμης επιφάνειας προς εγκατάσταση των υποσυστημάτων όπως στα προηγούμενα σενάρια, η διάταξη με 3 φωτοβολταϊκές συστοιχίες, 7 παλιρροϊκές γεννήτριες και 37 μπαταρίες επιτυγχάνει σχεδόν πλήρη κάλυψη του φορτίου, δηλαδή παρέδωσε στο φορτίο ενέργεια ίση με 2.192,61 MWh έναντι 2.196,00 MWh ζήτησης, δηλαδή έλλειμμα μόλις 3,39 MWh/έτος. Οι δείκτες αξιοπιστίας είναι εξαιρετικοί, με LOLP = 0,148% και EENS = 3,38 MWh/έτος, καταδεικνύοντας σπάνιες και μικρής έντασης αστοχίες κάλυψης. Ο παλιρροϊκός κλάδος αναδεικνύεται ως κυρίαρχος για την τροφοδοσία του

φορτίου καθώς συνεισφέρει περίπου 1.254,65 MWh/έτος,  $\approx 57\%$  του συνόλου, ενώ τα φωτοβολταϊκά παρέχουν 302,15 MWh/έτος,  $\approx 14\%$ , και η εκφόρτιση των μπαταριών 635,81 MWh/έτος,  $\approx 29\%$ . Η σταθερότητα της ενέργειας από τις παλιρροϊκές γεννήτριες, σε συνδυασμό με την αποθήκευση, γεφυρώνουν τις ημερήσιες και εποχικές διακυμάνσεις. Στο Σχήμα 5-21 αναπαρίσταται η ημερήσια παραγωγή ενέργειας από τα υποσυστήματα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα διάταξη, το SoC της συστοιχίας μπαταριών και οι περίοδοι ενεργειακού ελλείμματος.



**Σχήμα 5-21.** Ενεργειακή παραγωγή ανά υποσύστημα, φωτοβολταϊκές συστοιχίες, παλιρροϊκές γεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας στο σενάριο 7.

#### 5.4 Βελτιστοποίηση με περιορισμό αξιοπιστίας, χωρίς οικονομικούς περιορισμούς

Για τα παρακάτω σενάρια, δεν εφαρμόστηκε το οικονομικό όριο ως παράγοντας στην αναζήτηση του βέλτιστου πίνακα  $x = [n_{pv}, n_w, n_b]$   $x \in \mathbb{Z}_{\geq 0}^3$  από το PSO, αλλά εφαρμόστηκε η προϋπόθεση ότι ο δείκτης LOLP θα έχει μικρότερη τιμή από 1% για την εύρεση της βέλτιστης τοπολογίας του υβριδικού συστήματος. Σημειώνεται ότι, στα σενάρια χωρίς σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης αδυνατεί να εντοπίσει τεχνικά εφικτές και ρεαλιστικές διατάξεις που να διατηρούν

τον δείκτη απώλειας φορτίου εντός του επιθυμητού ορίου. Αιτία αποτελεί η στοχαστικότητα των μετεωρολογικών συνθηκών, η οποία δημιουργεί χρονικά διαστήματα με σχεδόν μηδενική ή ανεπαρκή παραγωγή ενέργειας από τα υποσυστήματα της διάταξης. Σημειωτέον ότι τα αποτελέσματα της αμέσως προηγούμενης υποενοτήτας έδειξαν πιθανότητα απώλειας φορτίου, LOLP, μικρότερη του 1% για τη διάταξη που περιλαμβάνει την παλιρροϊκή γεννήτρια. Συνεπώς, αφού ικανοποιείται το απαιτούμενο όριο αξιοπιστίας, η συγκεκριμένη διαμόρφωση δεν συμπεριλαμβάνεται στην παρούσα διαδικασία βελτιστοποίησης.

Σενάριο 1<sup>ο</sup>: Φωτοβολταϊκές συστοιχίες, ανεμογεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

Ο Πίνακας 5-15 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης με τη μέθοδο PSO, όπου συνοψίζονται ο αριθμός των μονάδων ανά υποσύστημα, η ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο από κάθε υποσύστημα και το αντίστοιχο εκτιμώμενο κόστος αγοράς. Ο Πίνακας 5-16 παρουσιάζει τη συνολική ενέργεια ζήτησης του φορτίου, το ενεργειακό έλλειμμα που προέκυψε κατά τη λειτουργία του συστήματος, καθώς και τους δείκτες αξιοπιστίας LOLP και EENS.

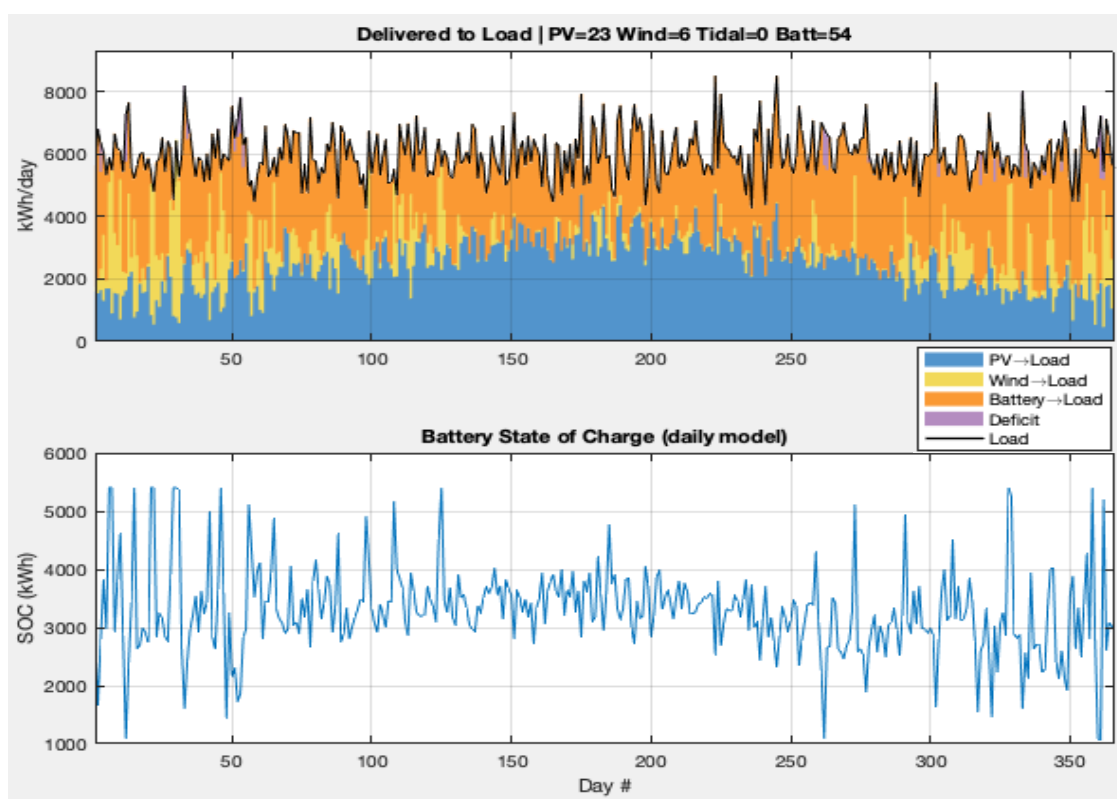
**Πίνακας 5-15.** Αποτελέσματα PSO, εξυπηρετούμενη ενέργεια, εκτιμώμενο κόστος αγοράς στο σενάριο 1.

	Φωτοβολταϊκή συστοιχία	Ανεμογεννήτρια	Μπαταρία ιόντων λιθίου	Σύνολο
Αριθμός μονάδων ανά υποσύστημα	23	6	54	83
Ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο	899389.5 kWh (899.390 MWh)	268274.4 kWh (268.274 MWh)	1011540.9 kWh (1011.541 MWh)	2179204.8 kWh (2179.205 MWh)
Εκτιμώμενο κόστος	2 119 162 €	2 100 000 €	588 600 €	4 807 762 €

**Πίνακας 5-16.** Συνολική ενέργεια φορτίου, ενεργειακό έλλειμμα και δείκτες αξιοπιστίας στο σενάριο 1.

Συνολική ενέργεια φορτίου	Ενεργειακό έλλειμμα	LOLP	EENS
2196000.0 kWh (2196.000 MWh)	16795.2 kWh (16.795 MWh)	0.967 %	15.27 MWh/year

Στην συγκεκριμένη βελτιστοποιημένη τοπολογία, ο συνδυασμός από 23 φωτοβολταϊκές συστοιχίες, 6 ανεμογεννήτριες και 54 μπαταρίες, παραδίδει 2.179 GWh έναντι ετήσιου φορτίου 2.196 GWh, αφήνοντας έλλειμμα μόλις 16.8 MWh και επιτυγχάνοντας  $LOLP = 0.967\%$  και  $EENS = 15.27 \text{ MWh/έτος}$ . Το οικονομικό κόστος γι' αυτή την διάταξη ανέρχεται στα €4.81 εκατομμύρια Ευρώ. Στο Σχήμα 5-22 αναπαρίσταται η ημερήσια παραγωγή ενέργειας από τα υποσυστήματα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα διάταξη, το SoC της συστοιχίας μπαταριών και οι περίοδοι ενεργειακού ελλείμματος.



**Σχήμα 5-22.** Ενεργειακή παραγωγή ανά υποσύστημα, φωτοβολταϊκές συστοιχίες, ανεμογεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας στο σενάριο 1.

Σενάριο 2<sup>ο</sup>: Φωτοβολταϊκές συστοιχίες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

Ο Πίνακας 5-17 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης με τη μέθοδο PSO, όπου συνοψίζονται ο αριθμός των μονάδων ανά υποσύστημα, η ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο από κάθε υποσύστημα και το αντίστοιχο εκτιμώμενο κόστος αγοράς. Ο Πίνακας 5-18 παρουσιάζει τη συνολική ενέργεια ζήτησης του φορτίου, το ενεργειακό έλλειμμα που προέκυψε κατά τη λειτουργία του συστήματος, καθώς και τους δείκτες αξιοπιστίας LOLP και EENS.

**Πίνακας 5-17.** Αποτελέσματα PSO, εξυπηρετούμενη ενέργεια, εκτιμώμενο κόστος αγοράς στο σενάριο 2.

	Φωτοβολταϊκή συστοιχία	Ανεμογεννήτρια	Μπαταρία ιόντων λιθίου	Σύνολο
Αριθμός μονάδων ανά υποσύστημα	33	0	61	80
Ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο	995179.2 kWh (995.179 MWh)	0 kWh	1185922.5 kWh (1185.922 MWh)	2181101.7 kWh (2181.102 MWh)
Εκτιμώμενο κόστος	3 040 538 €	0	664 900 €	3 705 438 €

**Πίνακας 5-18.** Συνολική ενέργεια φορτίου, ενεργειακό έλλειμμα και δείκτες αξιοπιστίας στο σενάριο 2.

Συνολική ενέργεια φορτίου	Ενεργειακό έλλειμμα	LOLP	EENS
2196000.0 kWh (2196.000 MWh)	14898.3 kWh (14.898 MWh)	0.926 %	14.86 MWh/year

Ο συνδυασμός φωτοβολταϊκών συστημάτων και συστήματος αποθήκευσης ενέργειας χωρίς την παρουσία ανεμογεννητριών, αποτελούμενο από 33 φωτοβολταϊκές συστοιχίες και 61 μπαταρίες ιόντων λιθίου, αποδίδει 2.181 GWh έναντι ζήτησης 2.196 GWh, με τους δείκτες αξιοπιστίας να ισούνται με  $LOLP = 0.926\%$  και  $EENS = 14.86 \text{ MWh/έτος}$ . Το συνολικό οικονομικό κεφάλαιο περιορίζεται σε 3.71 εκατομμύρια Ευρώ. Συνολικά, το παραπάνω σενάριο αποτελεί μια εφικτή και ρεαλιστική λύση παρέχοντας μικρή απώλεια μη εξυπηρετούμενου φορτίου. Στο Σχήμα 5-23 αναπαρίσταται η ημερήσια παραγωγή ενέργειας από τα υποσυστήματα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα διάταξη, το SoC της συστοιχίας μπαταριών και οι περίοδοι ενεργειακού ελλείμματος.



**Σχήμα 5-23.** Ενεργειακή παραγωγή ανά υποσύστημα, φωτοβολταϊκές συστοιχίες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας στο σενάριο 2.

Σενάριο 3<sup>ο</sup>: Ανεμογεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

Ο Πίνακας 5-19 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης με τη μέθοδο PSO, όπου συνοψίζονται ο αριθμός των μονάδων ανά υποσύστημα, η ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο από κάθε υποσύστημα και το αντίστοιχο εκτιμώμενο κόστος αγοράς. Ο Πίνακας 5-20 παρουσιάζει τη συνολική ενέργεια ζήτησης του φορτίου, το ενεργειακό έλλειμμα που προέκυψε κατά τη λειτουργία του συστήματος, καθώς και τους δείκτες αξιοπιστίας LOLP και EENS.

**Πίνακας 5-19.** Αποτελέσματα PSO, εξυπηρετούμενη ενέργεια, εκτιμώμενο κόστος αγοράς στο σενάριο 3.

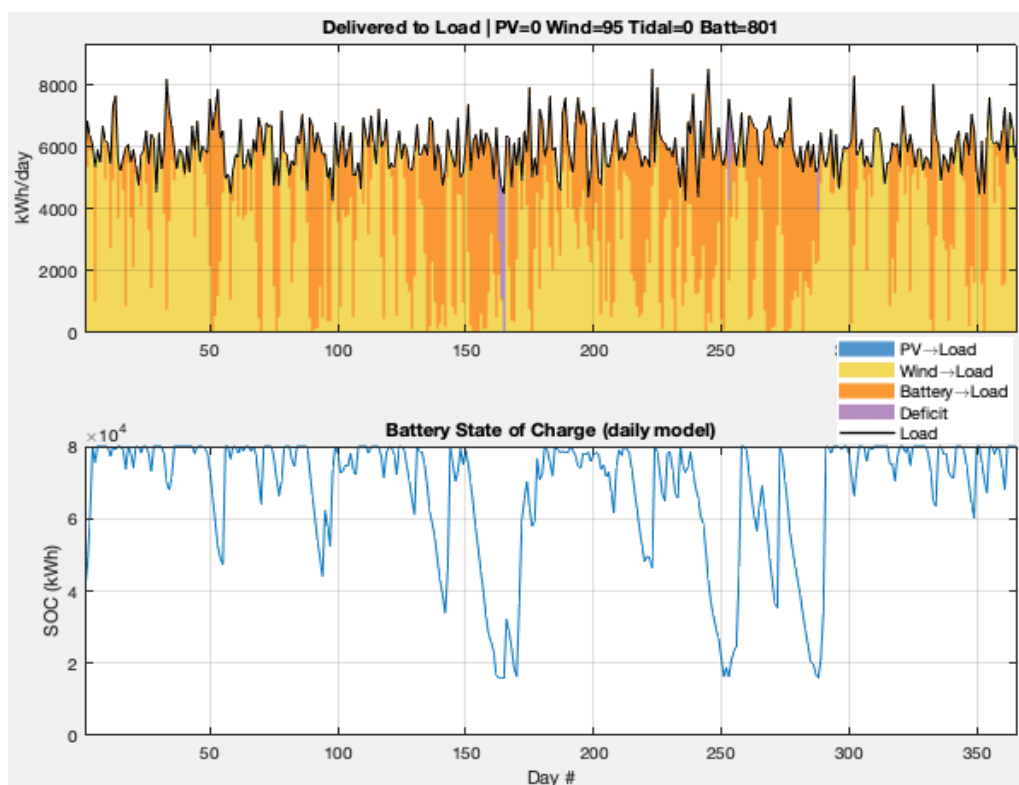
	Φωτοβολταϊκή συστοιχία	Ανεμογεννήτρια	Μπαταρία ιόντων λιθίου	Σύνολο
Αριθμός μονάδων ανά υποσύστημα	0	95	801	896
Ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο	0 kWh	1242527.0 kWh (1242.527 MWh)	936455.8 kWh (936.456 MWh)	2178982.8 kWh (2178.983 MWh)
Εκτιμώμενο κόστος	0 €	33 250 000 €	8 730 900 €	41 980 900 €



**Πίνακας 5-20.** Συνολική ενέργεια φορτίου, ενεργειακό έλλειμμα και δείκτες αξιοπιστίας στο σενάριο 3.

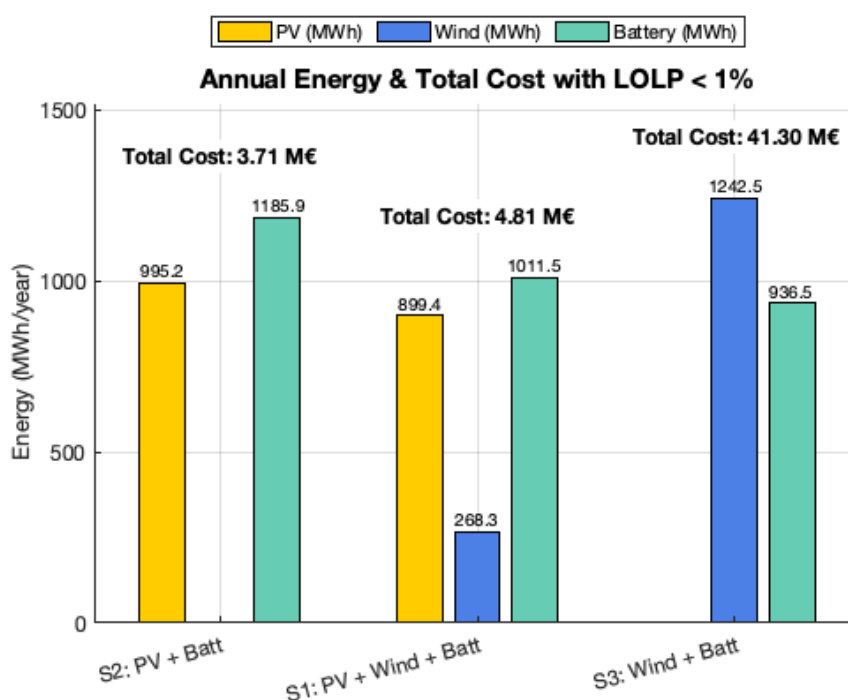
Συνολική ενέργεια φορτίου	Ενεργειακό έλλειμμα	LOLP	EENS
2196000.0 kWh (2196.000 MWh)	17017.2 kWh (17.017 MWh)	0.997 %	16.99 MWh/year

Στην συγκεκριμένη τοπολογία, η παραγωγή φτάνει τα 2.179 GWh/έτος για φορτίο 2.196 GWh, αφήνοντας έλλειμμα 17.02 MWh, κατά συνέπεια η αξιοπιστία πετυχαίνει το στόχο με  $LOLP = 0.997\%$  και  $EENS = 16.99 \text{ MWh/έτος}$ , καθώς η συστοιχία μπαταριών αποθηκεύει αρκετή ενέργεια και την προσφέρει στο φορτίο. Ωστόσο, το κόστος είναι αρκετά υψηλό, και ανέρχεται περίπου στα 42 εκατομμύρια Ευρώ. Συνολικά, είναι εφικτό ο δείκτης LOLP να είναι μικρότερος από 1%, αποκλειστικά με ανεμογεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, αλλά λόγω του υψηλού κόστους και του μεγάλο πλήθος των μπαταριών δεν αποτελεί ρεαλιστικό σενάριο. Στο Σχήμα 5-24 αναπαρίσταται η ημερήσια παραγωγή ενέργειας από τα υποσυστήματα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα διάταξη, το SoC της συστοιχίας μπαταριών και οι περίοδοι ενεργειακού ελλείμματος.



**Σχήμα 5-24.** Ενεργειακή παραγωγή ανά υποσύστημα, ανεμογεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας στο σενάριο 3.

Με βάση το Σχήμα 5-25 που απεικονίζει το συνολικό κόστος και τον αντίστοιχο δείκτη αξιοπιστίας για την κάθε τοπολογία, την βέλτιστη επιλογή αποτελεί η δεύτερη διάταξη, δομημένη με φωτοβολταϊκές συστοιχίες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με συνολικό οικονομικό κεφάλαιο να ανέρχεται στα 3.71 εκατομμύρια Ευρώ αποδίδοντας 1GWh έναντι 1.7 εκατομμυρίων Ευρώ. Παράλληλα η τοπολογία αποτελούμενη από όλα τα υποσυστήματα του υβριδικού συστήματος, αυξάνει το οικονομικό κεφάλαιο κατά 29% σε σχέση με το προηγούμενο, αγγίζοντας τα 4.81 εκατομμύρια Ευρώ, αποδίδοντας στο φορτίο 1GWh έναντι 2.21 εκατομμυρίων Ευρώ. Ωστόσο, παρατηρείται ότι η προσθήκη ανεμογεννητριών μειώνει την ενεργειακή εξάρτηση από το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας το οποίο έχει μεγάλο ρυθμό αστοχίας αλλά αυξάνει αρκετά το συνολικό κόστος υλοποίησης. Αντίθετα, η τελευταία τοπολογία αποτελούμενη αποκλειστικά από ανεμογεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, είναι εκτός οικονομικής κλίμακας με το κεφάλαιο υλοποίησης να ανέρχεται στα 41.3 εκατομμύρια Ευρώ, δηλαδή έντεκα φορές περισσότερες από την πρώτη τοπολογία, αποδίδοντας 1GWh έναντι 19.3 εκατομμυρίων Ευρώ. Συνεπώς, παρότι τα δύο πρώτα σενάρια αποτελούν οικονομικές και ρεαλιστικές λύσεις ενώ ταυτόχρονα είναι τεχνικά υλοποιήσιμα με σκοπό τον περιορισμό της μη εξυπηρέτησης φορτίου, προκρίνεται η πρώτη τοπολογία λόγω χαμηλότερου κόστους ανά GWh.



**Σχήμα 5-25.** Συνολικό κόστος ανά τοπολογία με LOLP μικρότερο από 1%.

## 5.5 Βελτιστοποίηση Κόστους υπό Συνθήκη Μηδενικής Απώλειας Φορτίου

Για την εύρεση της βέλτιστης τοπολογίας στις παρακάτω διατάξεις, πραγματοποιήθηκε αλλαγή της objective function στον αλγόριθμο βελτιστοποίησης PSO με σκοπό την ελαχιστοποίηση του οικονομικού κεφαλαίου προς χρήση και τον περιορισμό για μηδενική απώλεια φορτίου. Για τα συγκεκριμένα σενάρια, οι διατάξεις χωρίς σύστημα αποθήκευσης ενέργειας αποκλείονται στην πράξη καθώς ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης δεν βρίσκει καμία τεχνικά εφικτή λύση που να ικανοποιεί τον παραπάνω περιορισμό. Η στοχαστική φύση της ηλιακής ακτινοβολίας και της ταχύτητας του ανέμου δημιουργεί χρονικά διαστήματα με ανεπαρκή παραγωγή ενέργειας με αποτέλεσμα η ζήτηση να αδυνατεί να καλυφθεί σε αυτές τις περιόδους. Συνεπώς, το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας αποτελεί απαραίτητη και αναγκαία συνθήκη για μηδενική απώλεια φορτίου.

Σενάριο 1<sup>ο</sup>: Φωτοβολταϊκές συστοιχίες, ανεμογεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

Ο Πίνακας 5-21 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης με τη μέθοδο PSO, όπου συνοψίζονται ο αριθμός των μονάδων ανά υποσύστημα, η ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο από κάθε υποσύστημα και το αντίστοιχο εκτιμώμενο κόστος αγοράς. Ο Πίνακας 5-22 παρουσιάζει τη συνολική ενέργεια ζήτησης του φορτίου, το ενεργειακό έλλειμμα που προέκυψε κατά τη λειτουργία του συστήματος, καθώς και τους δείκτες αξιοπιστίας LOLP και EENS.

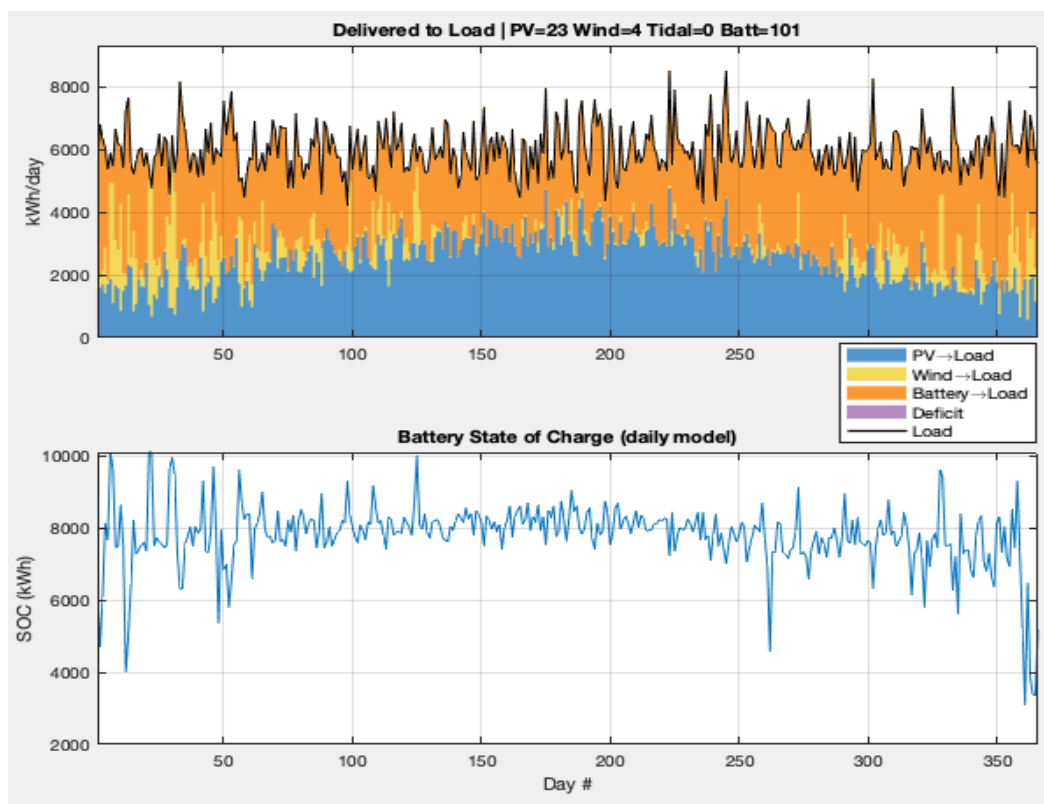
**Πίνακας 5-21.** Αποτελέσματα PSO, εξυπηρετούμενη ενέργεια, εκτιμώμενο κόστος αγοράς στο σενάριο 1.

	Φωτοβολταϊκή συστοιχία	Ανεμογεννήτρια	Μπαταρία ιόντων λιθίου	Σύνολο
Αριθμός μονάδων ανά υποσύστημα	23	4	101	128
Ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο	916987.7 kWh (916.988 MWh)	200920.6 kWh (200.921 MWh)	1078091.8 kWh (1078.092 MWh)	2196000.0 kWh (2196.000 MWh)
Εκτιμώμενο κόστος	2 119 162 €	1 400 000 €	1 100 900 €	4 620 062 €

**Πίνακας 5-22.** Συνολική ενέργεια φορτίου, ενεργειακό έλλειμμα και δείκτες αξιοπιστίας στο σενάριο 1.

Συνολική ενέργεια φορτίου	Ενεργειακό έλλειμμα	LOLP	EENS
2196000.0 kWh (2196.000 MWh)	0 kWh (0 MWh)	0 %	0 MWh/year

Η συγκεκριμένη διάταξη αποτελούμενη από 23 φωτοβολταϊκές συστοιχίες, 4 ανεμογεννήτριες και 101 μπαταρίες, επιτυγχάνει πλήρη κάλυψη του ενεργειακού φορτίου με συνολικό οικονομικό κεφάλαιο ίσο με 4.6 εκατομμύρια Ευρώ. Στο Σχήμα 5-26 αναπαρίσταται η ημερήσια παραγωγή ενέργειας από τα υποσυστήματα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα διάταξη, το SoC της συστοιχίας μπαταριών και οι περίοδοι ενεργειακού ελλείμματος.



**Σχήμα 5-26.** Ενεργειακή παραγωγή ανά υποσύστημα, φωτοβολταϊκές συστοιχίες, ανεμογεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας στο σενάριο 1.

Σενάριο 2<sup>ο</sup>: Φωτοβολταϊκές συστοιχίες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

Ο Πίνακας 5-24 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης με τη μέθοδο PSO, όπου συνοψίζονται ο αριθμός των μονάδων ανά υποσύστημα, η ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο από κάθε υποσύστημα και το αντίστοιχο εκτιμώμενο κόστος αγοράς. Ο Πίνακας 5-25 παρουσιάζει τη συνολική ενέργεια ζήτησης του φορτίου, το ενεργειακό έλλειμμα που προέκυψε κατά τη λειτουργία του συστήματος, καθώς και τους δείκτες αξιοπιστίας LOLP και EENS.

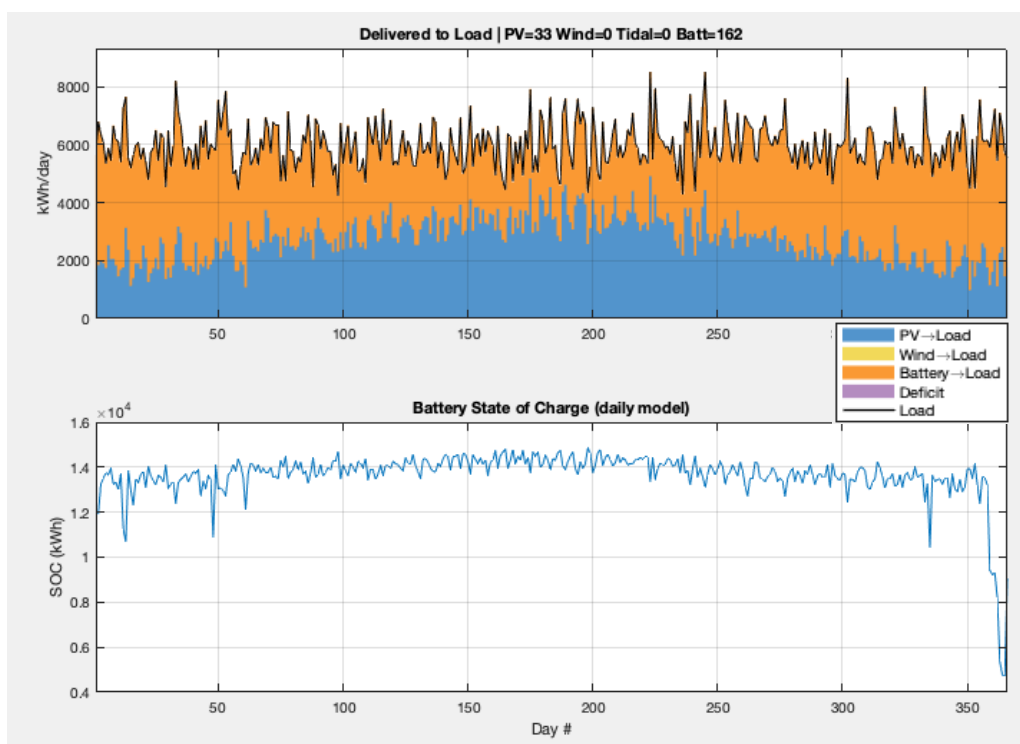
**Πίνακας 5-24.** Αποτελέσματα PSO, εξυπηρετούμενη ενέργεια, εκτιμώμενο κόστος αγοράς στο σενάριο 2.

	Φωτοβολταϊκή συστοιχία	Ανεμογεννήτρια	Μπαταρία ιόντων λιθίου	Σύνολο
Αριθμός μονάδων ανά υποσύστημα	33	0	162	195
Ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο	995179.2 kWh (995.179 MWh)	0 kWh	1200820.8 kWh (1200.821 MWh)	2196000.0 kWh (2196.000 MWh)
Εκτιμώμενο κόστος	3 040 538 €	0 €	1 765 800 €	4 806 338 €

**Πίνακας 5-25.** Συνολική ενέργεια φορτίου, ενεργειακό έλλειμμα και δείκτες αξιοπιστίας στο σενάριο 2.

Συνολική ενέργεια φορτίου	Ενεργειακό έλλειμμα	LOLP	EENS
2196000.0 kWh (2196.000 MWh)	0 kWh (0 MWh)	0 %	0 MWh/year

Η ζήτηση των 2.196 GWh/έτος καλύπτεται πλήρως με τον συνδυασμό 33 φωτοβολταϊκών συστοιχιών και 162 μπαταριών, χωρίς ελλείμματα ενέργειας. Το επενδυτικό κόστος διαμορφώνεται στα 4,8 εκατομμύρια Ευρώ, παραμένοντας σε λογικά οικονομικά πλαίσια για την πλήρη εξάλειψη του κινδύνου ενεργειακών διακοπών. Στο Σχήμα 5-27 αναπαρίσταται η ημερήσια παραγωγή ενέργειας από τα υποσυστήματα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα διάταξη, το SoC της συστοιχίας μπαταριών και οι περίοδοι ενεργειακού ελλείμματος.



**Σχήμα 5-27.** Ενεργειακή παραγωγή ανά υποσύστημα, φωτοβολταϊκές συστοιχίες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας στο σενάριο 2.

Σενάριο 3<sup>ο</sup>: Ανεμογεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

Ο Πίνακας 5-26 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης με τη μέθοδο PSO, όπου συνοψίζονται ο αριθμός των μονάδων ανά υποσύστημα, η ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο από κάθε υποσύστημα και το αντίστοιχο εκτιμώμενο κόστος αγοράς. Ο Πίνακας 5-27 παρουσιάζει τη συνολική ενέργεια ζήτησης του φορτίου, το ενεργειακό έλλειμμα που προέκυψε κατά τη λειτουργία του συστήματος, καθώς και τους δείκτες αξιοπιστίας LOLP και EENS.

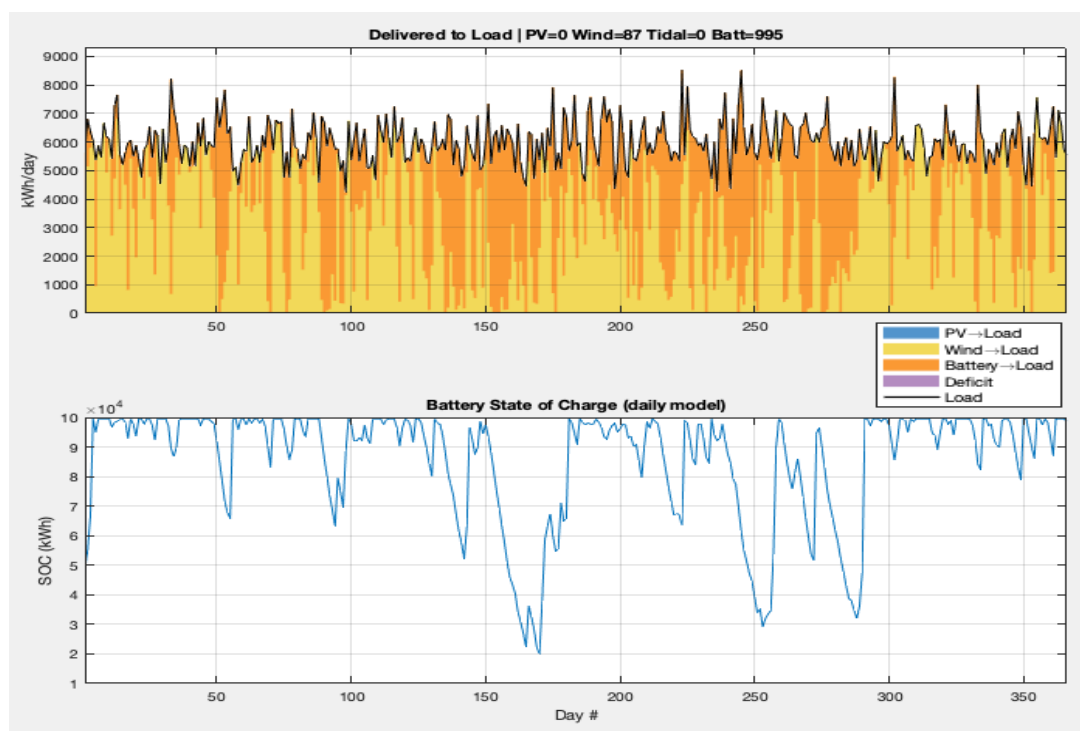
**Πίνακας 5-26.** Αποτελέσματα PSO, εξυπηρετούμενη ενέργεια, εκτιμώμενο κόστος αγοράς στο σενάριο 3.

	Φωτοβολταϊκή συστοιχία	Ανεμογεννήτρια	Μπαταρία ιόντων λιθίου	Σύνολο
Αριθμός μονάδων ανά υποσύστημα	0	87	995	1062
Ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο	0 kWh	1219890.3 kWh (1219.890 MWh)	976109.7 kWh (976.110 MWh))	2196000.0 kWh (2196.000 MWh)
Εκτιμώμενο κόστος	0 €	30 450 000 €	10 845 500 €	41 295 500 €

**Πίνακας 5-27.** Συνολική ενέργεια φορτίου, ενεργειακό έλλειμμα και δείκτες αξιοπιστίας στο σενάριο 3.

Συνολική ενέργεια φορτίου	Ενεργειακό έλλειμμα	LOLP	EENS
2196000.0 kWh (2196.000 MWh)	0 kWh (0 MWh)	0 %	0 MWh/year

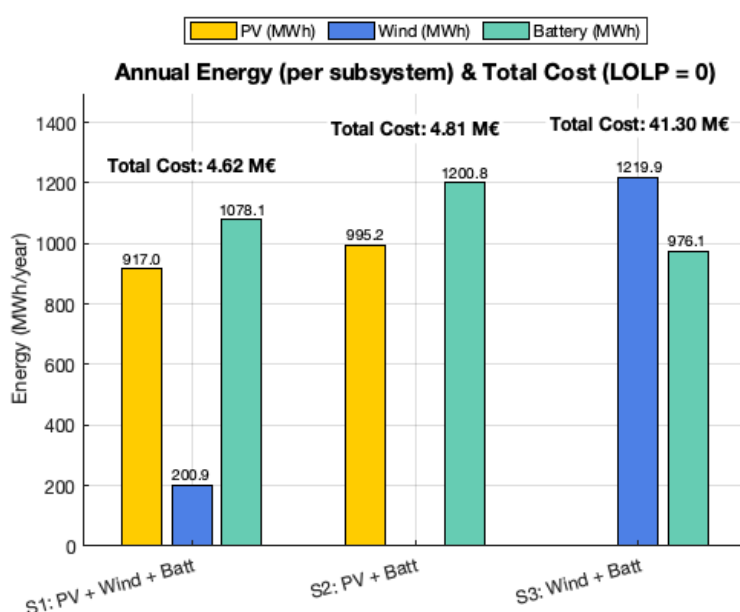
Η κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης εξασφαλίζεται αποκλειστικά με 87 ανεμογεννήτριες και 995 μπαταρίες, με το συνολικό κόστος να ανέρχεται στα 41,3 εκατομμύρια Ευρώ. Παρότι επιτυγχάνεται μηδενικό ενεργειακό έλλειμμα, το απαιτούμενο κεφάλαιο είναι υπερβολικό και περίπου δεκαπλάσιο σε σχέση με τις άλλες τοπολογίες. Στο Σχήμα 5-28 αναπαρίσταται η ημερήσια παραγωγή ενέργειας από τα υποσυστήματα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα διάταξη, το SoC της συστοιχίας μπαταριών και οι περίοδοι ενεργειακού ελλείμματος.



**Σχήμα 5-28.** Ενεργειακή παραγωγή ανά υποσύστημα, ανεμογεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας στο σενάριο 3.

Με βάση τα συνολικά τελικά αποτελέσματα δημιουργείται το Σχήμα 5-29 όπου αποτυπώνεται το ελάχιστο απαιτούμενο επενδυτικό κόστος για την υλοποίηση του υβριδικού συστήματος το οποίο καλύπτει πλήρως το ενεργειακό φορτίο. Από τη σύγκριση των τοπολογιών, βέλτιστη λύση προκύπτει η πρώτη διάταξη, αποτελούμενη από φωτοβολταϊκές συστοιχίες, ανεμογεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης

ενέργειας, καθώς κατέχει το χαμηλότερο συνολικό κόστος μεταξύ των εφικτών επιλογών. Η δεύτερη τοπολογία, στην οποία απουσιάζουν οι ανεμογεννήτριες, απαιτεί υψηλότερο επενδυτικό κόστος σε σχέση με την προηγούμενη λύση, καθώς η κάλυψη της ζήτησης βασίζεται αποκλειστικά σε φωτοβολταϊκές συστοιχίες και σε μεγαλύτερο αριθμό μπαταριών με σκοπό την αποθήκευση της ενέργειας και της τροφοδότησης του φορτίου κατά της περιόδους έλλειψης ηλιακής ακτινοβολίας. Παρ' όλα αυτά, αποτελεί ρεαλιστική επιλογή σε περιοχές με χαμηλό αιολικό δυναμικό, όπου οι ανεμογεννήτριες δεν θα πρόσθεταν ουσιαστική παραγωγή και θα επιβάρυναν άσκοπα τον προϋπολογισμό και τη συντήρηση. Η τρίτη τοπολογία, με αποκλειστικό συνδυασμό ανεμογεννητριών και μπαταριών, απομακρύνεται από κάθε ρεαλιστικό σενάριο καθώς το απαιτούμενο κεφάλαιο είναι περίπου δεκαπλάσιο σε σχέση με τις δύο προηγούμενες λύσεις, διότι για να διασφαλιστεί η αδιάλειπτη τροφοδότηση χρειάζεται πολύ μεγάλος αριθμός ανεμογεννητριών και μονάδων αποθήκευσης. Η ιδιαιτερότητα αυτή οφείλεται στο χαμηλό αιολικό δυναμικό της υπό εξέταση περιοχής, που δεν επιτρέπει σταθερή παραγωγή ενέργειας και οδηγεί σε υπερδιαστασιολόγηση του υβριδικού συστήματος και επομένως σε δυσανάλογο κόστος επένδυσης και λειτουργίας. Συνεπώς, για πλήρη κάλυψη φορτίου με μηδενικό δείκτη LOLP, η οικονομικά βέλτιστη και τεχνικά ισορροπημένη λύση αποτελεί η πρώτη τοπολογία, καθώς επιτυγχάνει τον χαμηλότερο συνολικό προϋπολογισμό μεταξύ των εφικτών επιλογών και ταυτόχρονα μοιράζει την παραγωγή ώστε να μειώνεται η μεγάλη εξάρτηση από το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.



**Σχήμα 5-29.** Συνολικό ελάχιστο κόστος ανά τοπολογία με LOLP = 0%.



Σενάριο 4<sup>ο</sup>: Με όλα τα υποσυστήματα του υβριδικού συστήματος.

Ο Πίνακας 5-29 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης με τη μέθοδο PSO, όπου συνοψίζονται ο αριθμός των μονάδων ανά υποσύστημα, η ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο από κάθε υποσύστημα και το αντίστοιχο εκτιμώμενο κόστος αγοράς. Ο Πίνακας 5-30 παρουσιάζει τη συνολική ενέργεια ζήτησης του φορτίου, το ενεργειακό έλλειμμα που προέκυψε κατά τη λειτουργία του συστήματος, καθώς και τους δείκτες αξιοπιστίας LOLP και EENS.

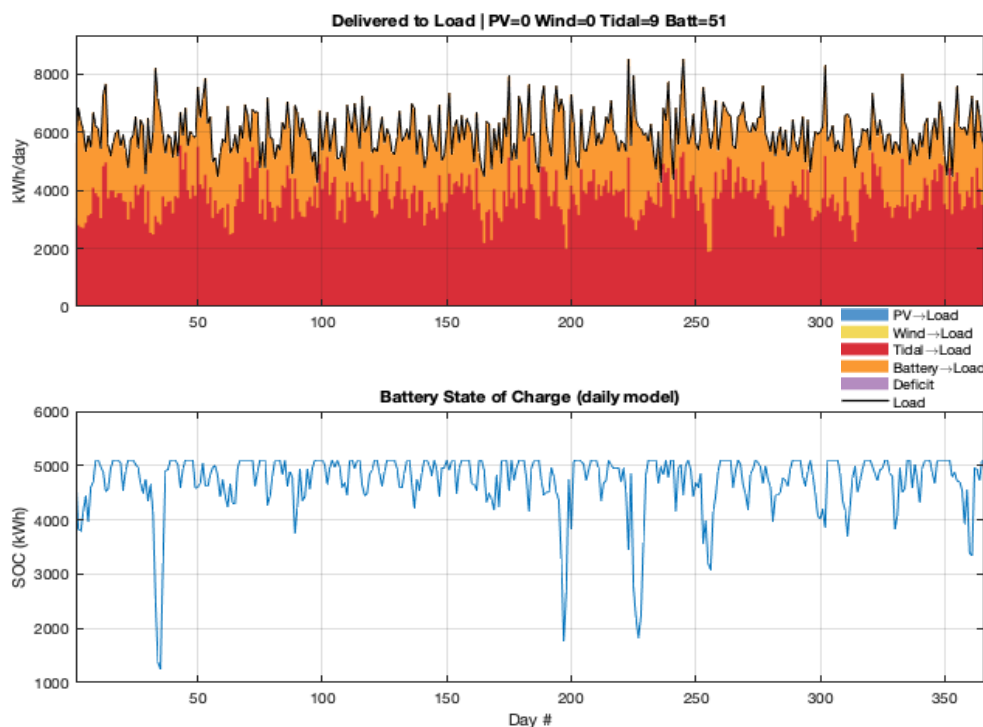
**Πίνακας 5-29.** Αποτελέσματα PSO, εξυπηρετούμενη ενέργεια, εκτιμώμενο κόστος αγοράς στο σενάριο 4.

	Φωτοβολταϊκή συστοιχία	Ανεμογεννήτρια	Παλιρροϊκή γεννήτρια	Μπαταρία ιόντων λιθίου	Σύνολο
Αριθμός μονάδων ανά υποσύστημα	0	0	9	51	60
Ενέργεια που παραδόθηκε στο φορτίο	0 kWh	0 kWh	1393974.9 kWh (1393.975 MWh)	802025.1 kWh (802.025 MWh)	2196000.0 kWh (2196.000 MWh)
Εκτιμώμενο κόστος	0 €	0 €	2 340 000 €	555 900 €	2 895 900 €

**Πίνακας 5-30.** Συνολική ενέργεια φορτίου, ενεργειακό έλλειμμα και δείκτες αξιοπιστίας στο σενάριο 4.

Συνολική ενέργεια φορτίου	Ενεργειακό έλλειμμα	LOLP	EENS
2196000.0 kWh (2196.000 MWh)	0 kWh (0 MWh)	0 %	0 MWh/year

Η παρούσα διάταξη αποτελείται από 9 παλιρροϊκές γεννήτριες και 51 μπαταρίες, εξυπηρετώντας πλήρως το ενεργειακό φορτίο. Το οικονομικό κεφάλαιο υλοποίησης ανέρχεται σε 2.9 εκατομμύρια Ευρώ, αποδίδοντας δηλαδή 1GWh έναντι 1.32 εκατομμυρίων Ευρώ. Στο Σχήμα 5-30 αναπαρίσταται η ημερήσια παραγωγή ενέργειας από τα υποσυστήματα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα διάταξη, το SoC της συστοιχίας μπαταριών και οι περίοδοι ενεργειακού ελλείμματος.



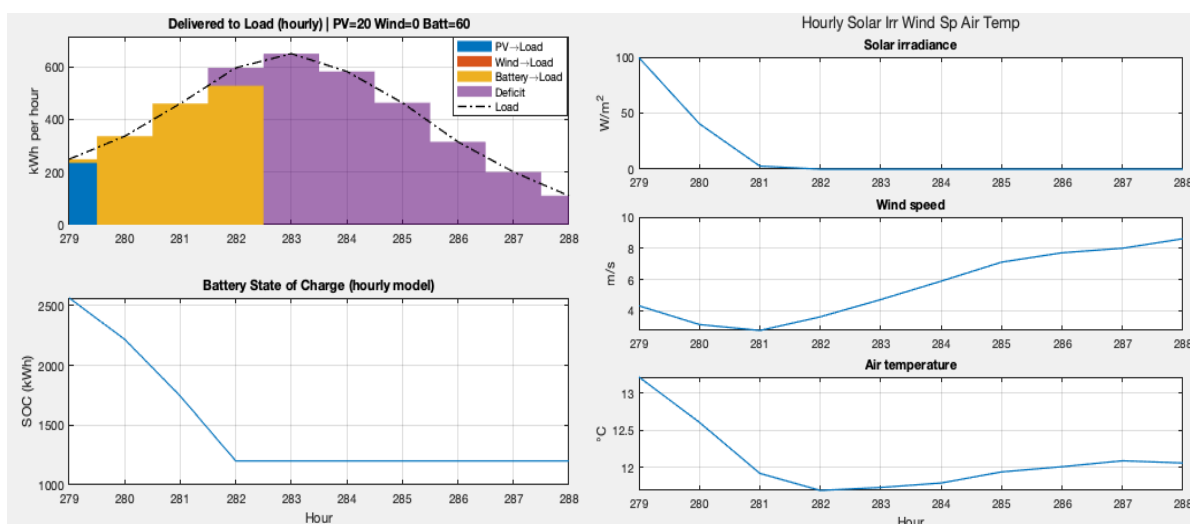
**Σχήμα 5-30.** Ενεργειακή παραγωγή ανά υποσύστημα, παλιρροϊκές γεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

## 5.6 Σενάρια λειτουργίας υβριδικού συστήματος στο Simulink και σύγκριση αποτελεσμάτων με το Matlab

Στην παρούσα υποενότητα, παρουσιάζονται τέσσερα διακριτά σενάρια λειτουργίας του υβριδικού συστήματος, ώστε να καλυφθεί όλο το φάσμα συμπεριφορών των υποσυστημάτων, σε περιόδους κατά τις οποίες η μπαταρία εκφορτίζεται, φορτίζεται και παραμένει σταθερή, καθώς είτε είναι πλήρως φορτισμένη και δεν μπορεί να αποθηκεύσει περισσότερη ενέργεια, είτε έχει φτάσει στο κατώτατο όριο εκφόρτισης. Για κάθε διαφορετική τοπολογία επιλέγεται ένα διάστημα διαδοχικών ωρών και αναλύεται συστηματικά ως προς το ζητούμενο φορτίο, τη συνεισφορά κάθε υποσυστήματος στο φορτίο, την εμφάνιση ή μη ενεργειακού ελλείμματος, και την κατάσταση φόρτισης της μπαταρίας (SoC). Στη συνέχεια, εφαρμόζονται οι ίδιες μετεωρολογικές συνθήκες στο υβριδικό σύστημα που έχει υλοποιηθεί με την χρήση του Simulink, ώστε να ελεγχθούν πιθανές αποκλίσεις σε σχέση με τα αποτελέσματα των εξισώσεων στο MATLAB. Τέλος, ελέγχονται συστηματικά και αιτιολογούνται οι όποιες διαφορές και αποκλίσεις προκύψουν μεταξύ των προσομοιώσεων του Simulink και του MATLAB.

### 5.6.1 Φωτοβολταϊκές συστοιχίες και εκφόρτιση μπαταριών

Το υβριδικό σύστημα που εξετάζεται αποτελείται από 20 φωτοβολταϊκές συστοιχίες και 60 μπαταρίες ιόντων λιθίου. Στο Σχήμα 5-31 απεικονίζονται η ενεργειακή συνεισφορά κάθε υποσυστήματος, το ενεργειακό έλλειμμα και το SoC της μπαταρίας για δέκα διαδοχικές ώρες, καθώς και τα μετεωρολογικά δεδομένα για την αντίστοιχη χρονική περίοδο.



**Σχήμα 5-31.** Ωριαία παραγόμενη ενέργεια ανά υποσύστημα, ενεργειακό έλλειμμα και SoC της μπαταρίας (αριστερά) και ωριαίες μετεωρολογικές τιμές (δεξιά).

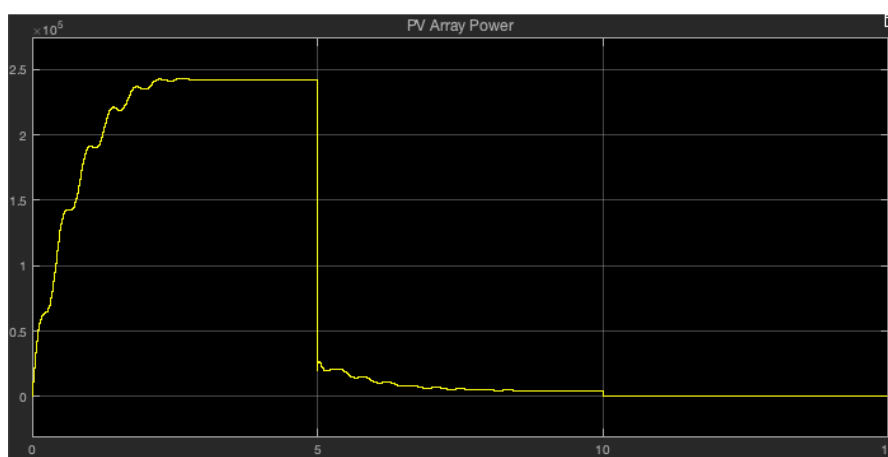
Ο Πίνακας 5-31 παρουσιάζει αναλυτικά την ενεργειακή συνεισφορά των υποσυστημάτων στο φορτίο για επιλεγμένες ώρες λειτουργίας, καθώς και τα αντίστοιχα ενεργειακά ελλείμματα. Ειδικότερα, φαίνεται το μέγεθος του φορτίου, η ενέργεια που παρέχεται από κάθε υποσύστημα, καθώς και η αποθηκευμένη ενέργεια των μπαταριών.

**Πίνακας 5-31.** Ανάλυση συνεισφοράς υποσυστημάτων στο φορτίο και ενεργειακών ελλειμμάτων.

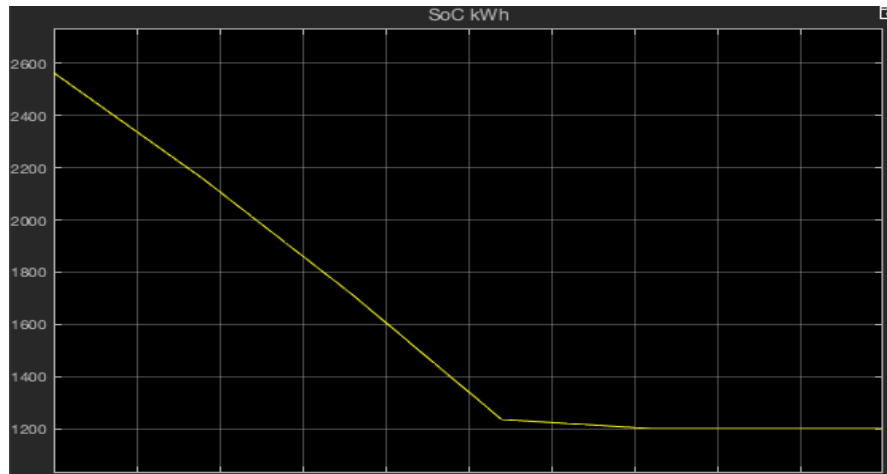
Ωρα	279	280	281
Χρονικό διάστημα στο Simulink (s)	0-5	5-10	10-15
Φορτίο (kW)	248.73	336.17	459.85
Ενεργειακό έλλειμμα (kW)	0	0	0
Φωτοβολταϊκή συστοιχία (kW)	235.25	0	0
Ενέργεια που παραδίδεται από τη συστοιχία μπαταριών (kW)	13.48	336.17	459.85
Αποθηκευμένη ενέργεια της συστοιχίας μπαταριών (kWh)	2564.66	2158.1	1744.03

Στα Σχήματα 5-32 και 5-33 απεικονίζονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης για την παραπάνω διάταξη. Συγκεκριμένα, παρουσιάζονται η παραγόμενη ενέργεια των φωτοβολταϊκών συστοιχιών και η ενεργειακή κατάσταση του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας. Με βάση τις μετεωρολογικές τιμές του Σχήματος 5-31, τροφοδοτήθηκαν τα προαναφερθέντα υποσυστήματα στο Simulink.

Παρατηρείται ότι, η ενέργεια που προκύπτει από τα μοντέλα εξισώσεων στο MATLAB, τα οποία αξιοποιήθηκαν από τον PSO για τη βελτιστοποίηση της τοπολογίας, είναι παρόμοια με τα αποτελέσματα που παράγονται από τα αντίστοιχα μοντέλα στο Simulink. Οι μικρές αποκλίσεις οφείλονται πρωτίστως στις επιπλέον φυσικές παραδοχές που εφαρμόζονται ρητά στο MATLAB, όπου μοντελοποιούνται απώλειες από μετατροπείς, μετασχηματιστές και καλώδια, μαζί με την απόδοση της μπαταρίας. Συνεπώς, τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στα Σχήματα 5-32 και 5-33 αντιστοιχούν στην καθαρή ενέργεια που φτάνει στο σημείο κατανάλωσης, δηλαδή μετά την αφαίρεση όλων των απωλειών, και όχι στην ιδανική παραγωγή ενέργειας του κάθε υποσυστήματος όπως αναπαρίστανται στο Simulink. Πρέπει να σημειωθεί ότι ο οριζόντιος άξονας (s) αντιστοιχεί σε ώρες λειτουργίας με κλίμακα  $1 \text{ h} = 5 \text{ s}$ . Επομένως, για την χρονική διάρκεια 0 έως 5s εφαρμόζονται τα μετεωρολογικά δεδομένα του Σχήματος 5-31 για την ώρα 279, αντιστοίχως γίνονται και για τις υπόλοιπες ώρες με βάση τον Πίνακα 5-31.



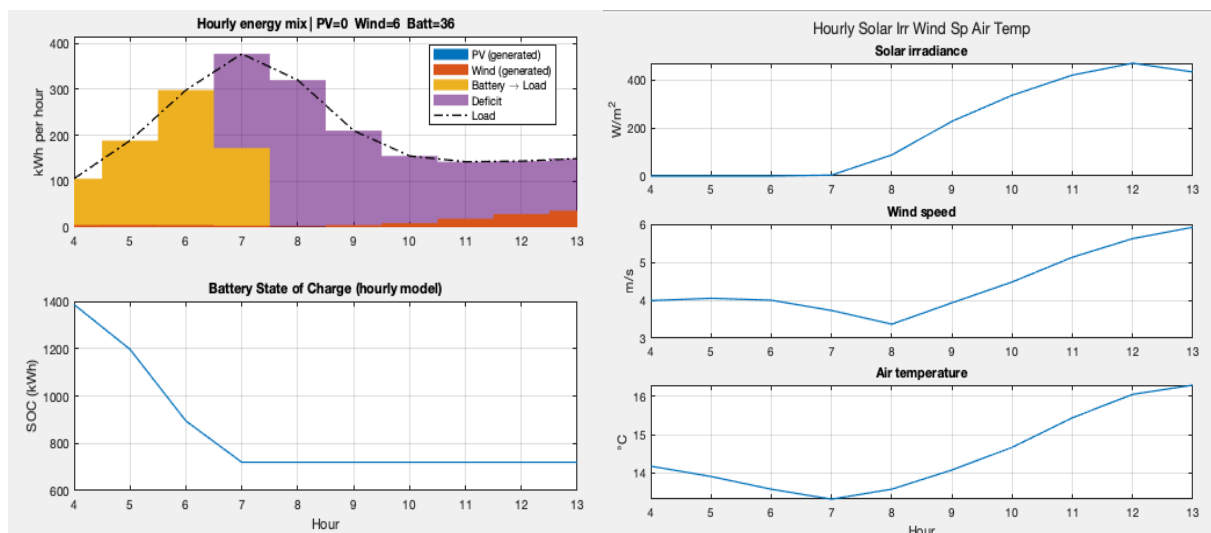
**Σχήμα 5-32.** Ωριαία παραγόμενη ενέργεια από 20 φωτοβολταϊκές συστοιχίες.



**Σχήμα 5-33.** Ωριαία μεταβολή της κατάστασης φόρτισης, απεικονισμένη ως αποθηκευμένη ενέργεια σε kWh, για την συστοιχία μπαταριών αποτελούμενη από 60 μπαταρίες.

### 5.6.2 Ανεμογεννήτριες και εκφόρτιση μπαταριών

Το υβριδικό σύστημα που εξετάζεται αποτελείται από 6 ανεμογεννήτριες και 36 μπαταρίες ιόντων λιθίου. Στο Σχήμα 5-34 απεικονίζονται η ενεργειακή συνεισφορά κάθε υποσυστήματος, το ενεργειακό έλλειμμα και το SoC της μπαταρίας για δέκα διαδοχικές ώρες, καθώς και τα μετεωρολογικά δεδομένα για την αντίστοιχη χρονική περίοδο.



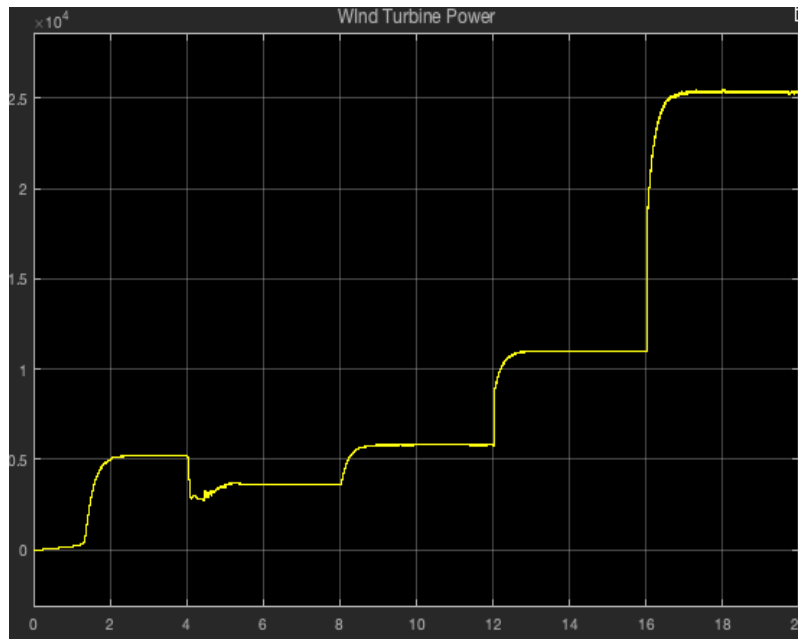
**Σχήμα 5-34.** Ωριαία παραγόμενη ενέργεια ανά υποσύστημα, ενεργειακό έλλειμμα και SoC της μπαταρίας (αριστερά) και ωριαίες μετεωρολογικές τιμές (δεξιά).

Ο Πίνακας 5-32 παρουσιάζει αναλυτικά την ενεργειακή συνεισφορά των υποσυστημάτων στο φορτίο για επιλεγμένες ώρες λειτουργίας, καθώς και τα αντίστοιχα ενεργειακά ελλείμματα. Ειδικότερα, φαίνεται το μέγεθος του φορτίου, η ενέργεια που παρέχεται από κάθε υποσύστημα, καθώς και η αποθηκευμένη ενέργεια των μπαταριών.

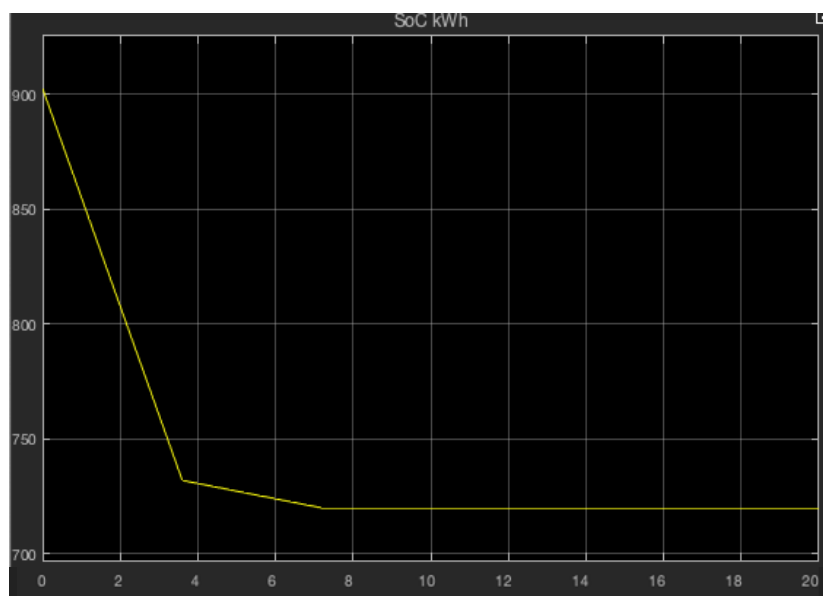
**Πίνακας 5-32.** Ανάλυση συνεισφοράς υποσυστημάτων στο φορτίο και ενεργειακών ελλειμμάτων.

Ωρα	7	8	9	10	11
Χρονικό διάστημα στο Simulink (s)	0-4	4-8	8-12	12-16	16-20
Φορτίο (kW)	377.45	320.20	210.13	154.98	147.58
Ενεργειακό έλλειμμα (kW)	373.25	317	204.78	147.83	126.71
Ανεμογεννήτρια (kW)	4.2	3.2	5.35	7.15	20.87
Ενέργεια που παραδίδεται απο τη συστοιχία μπαταριών (kW)	172.385	0	0	0	0
Αποθηκευμένη ενέργεια της συστοιχίας μπαταριών (kWh)	875.65	720	720	720	720

Στην συγκεκριμένη διάταξη παρατηρείται ότι για τις ώρες 7–11, το φορτίο μειώνεται σταδιακά ενώ ο άνεμος παραμένει χαμηλός, οπότε η συστοιχία μπαταριών τροφοδοτεί σχεδόν αποκλειστικά το ενεργειακό φορτίο έως ότου φτάσει στο ελάχιστο επιτρεπτό όριο εκφόρτισης της, δηλαδή της 720 kWh. Στην συνέχεια, η εκφόρτιση διακόπτεται και η κάλυψη βασίζεται αποκλειστικά στις ανεμογεννήτριες, με αποτέλεσμα να προκύπτουν ενεργειακά ελλείμματα. Με τις μετεωρολογικές τιμές του Σχήματος 5-34, τα αποτελέσματα της προσομοίωσης στο Simulink είναι σχεδόν ίδια με τα αποτελέσματα από το εξισώσεις στο MATLAB, καθώς οι μικρές αποκλίσεις οφείλονται ότι στο MATLAB υπολογίζονται οι απώλειες σε μετατροπείς, μετασχηματιστή και καλώδια, και η απόδοση της μπαταρίας, επομένως τα αποτελέσματα στα Σχήματα 5-35 και 5-36 αποτελούν την καθαρή ενέργεια του κάθε υποσυστήματος. Πρέπει να σημειωθεί ότι ο οριζόντιος άξονας (s) αντιστοιχεί σε ώρες λειτουργίας με κλίμακα  $1 \text{ h} = 4 \text{ s}$ . Επομένως, για την χρονική διάρκεια 0 έως 4s εφαρμόζονται τα μετεωρολογικά δεδομένα του Σχήματος 5-34 για την ώρα 7, αντιστοίχως γίνονται και για τις υπόλοιπες ώρες με βάση τον Πίνακα 5-32.



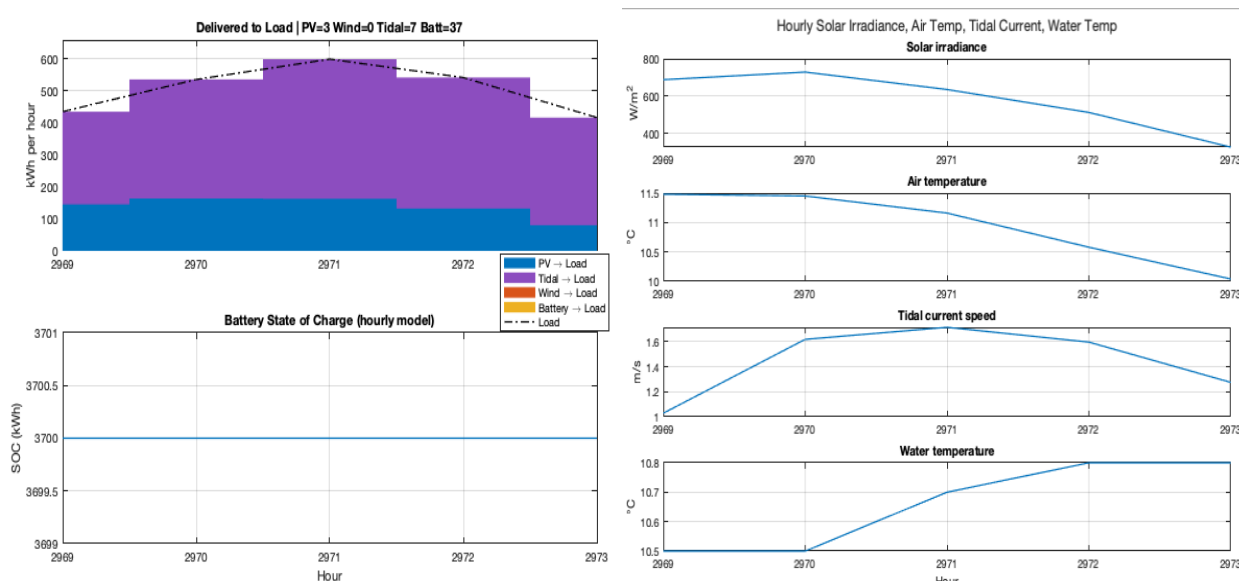
Σχήμα 5-35. Ωριαία παραγόμενη ενέργεια από 6 ανεμογεννήτριες.



Σχήμα 5-36. Ωριαία μεταβολή της κατάστασης φόρτισης, απεικονισμένη ως αποθηκευμένη ενέργεια σε kWh, για την συστοιχία μπαταριών αποτελούμενη από 36 μπαταρίες.

### 5.6.3 Παλιρροϊκές γεννήτριες και σταθερή κατάσταση πλήρους φόρτισης της μπαταρίας

Το υβριδικό σύστημα που εξετάζεται αποτελείται από 3 φωτοβολταϊκές συστοιχίες, 7 παλιρροϊκές γεννήτριες και 37 μπαταρίες ιόντων λιθίου. Στο Σχήμα 5-37 απεικονίζονται η ενεργειακή συνεισφορά κάθε υποσυστήματος, το ενεργειακό έλλειμμα και το SoC της μπαταρίας για δέκα διαδοχικές ώρες, καθώς και τα μετεωρολογικά και θαλάσσια δεδομένα για την αντίστοιχη χρονική περίοδο.



**Σχήμα 5-37.** Ωριαία παραγόμενη ενέργεια ανά υποσύστημα, ενεργειακό έλλειμμα και SoC της μπαταρίας (αριστερά) και ωριαίες μετεωρολογικές και θαλάσσιες τιμές (δεξιά).

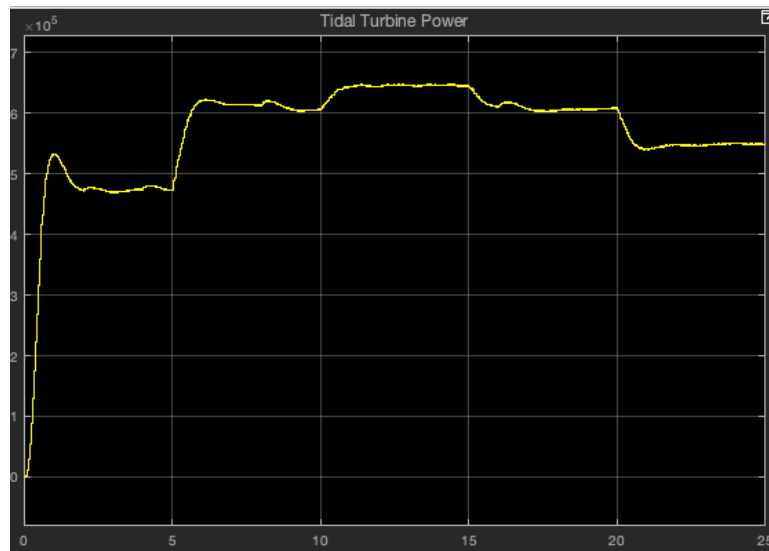
Ο Πίνακας 5-33 παρουσιάζει αναλυτικά την ενεργειακή συνεισφορά των υποσυστημάτων στο φορτίο για επιλεγμένες ώρες λειτουργίας, καθώς και τα αντίστοιχα ενεργειακά ελλείμματα. Ειδικότερα, φαίνεται το μέγεθος του φορτίου, η ενέργεια που παρέχεται από κάθε υποσύστημα, καθώς και η αποθηκευμένη ενέργεια των μπαταριών.



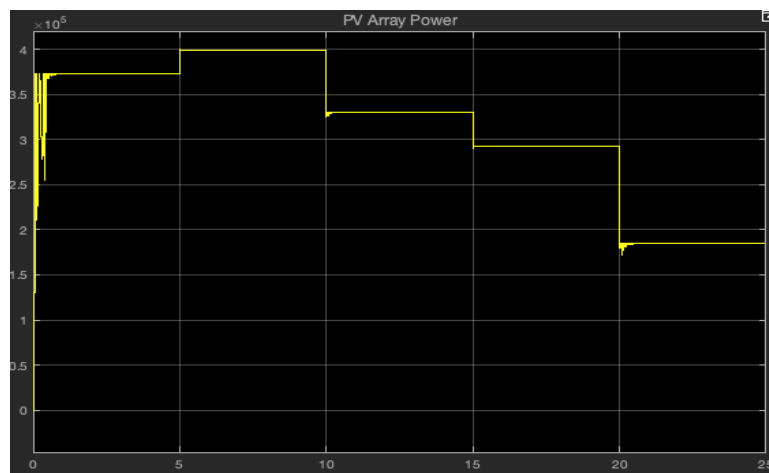
**Πίνακας 5-33.** Ανάλυση συνεισφοράς υποσυστημάτων στο φορτίο και ενεργειακών ελλειμμάτων.

Ωρα	2969	2970	2971	2972	2973
Φορτίο (kW)	435.12	535.61	599.18	541.61	416.60
Χρονικό διάστημα στο Simulink (s)	0-5	5-10	10-15	15-20	20-25
Ενεργειακό έλλειμμα (kW)	0	0	0	0	0
Φωτοβολταϊκή συστοιχία (kW)	145.31	163.94	162.97	132.12	80.25
Παλιρροϊκή γεννήτρια (kW)	289.81	371.97	436.21	404.49	336.35
Ενέργεια που παραδίδεται από τη συστοιχία μπαταριών (kW)	0	0	0	0	0
Αποθηκευμένη ενέργεια της συστοιχίας μπαταριών (kWh)	3700	3700	3700	3700	3700

Στην συγκεκριμένη διάταξη, το υβριδικό σύστημα καλύπτει πλήρως το ζητούμενο φορτίο, χωρίς να εμφανίζεται ούτε μία ώρα ενεργειακού ελλείμματος. Ο συνδυασμός της παραγόμενης ενέργειας από τις παλιρροϊκές γεννήτριες και από τις φωτοβολταϊκές συστοιχίες υπερβαίνει σταθερά τη ζήτηση, με αποτέλεσμα η συστοιχία μπαταριών να μην εκφορτίζεται και λόγω της συνεχόμενης περίσσειας ενέργειας να παραμένει πλήρως φορτισμένη. Η κυρίαρχη συνεισφορά προέρχεται από τη σταθερά υψηλή ταχύτητα του θαλάσσιου ρεύματος, ενώ η ηλιακή ακτινοβολία λειτουργεί συμπληρωματικά. Στα Σχήματα 5-38, 5-39 και 5-40 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης στο Simulink για την συνολική ισχύ των παλιρροϊκών γεννητριών, την ισχύ των φωτοβολταϊκών συστημάτων και το SoC της συστοιχίας μπαταριών αντιστοίχως, έχοντας μικρές αποκλίσεις οι οποίες έχουν αιτιολογηθεί στις προηγούμενες υποενότητες. Πρέπει να σημειωθεί ότι ο οριζόντιος άξονας (s) αντιστοιχεί σε ώρες λειτουργίας με κλίμακα  $1 \text{ h} = 5 \text{ s}$ . Επομένως, για την χρονική διάρκεια 0 έως 5s εφαρμόζονται τα μετεωρολογικά δεδομένα του Σχήματος 5-37 για την ώρα 2969, αντιστοίχως γίνονται και για τις υπόλοιπες ώρες με βάση τον Πίνακα 5-33.



Σχήμα 5-38. Ωριαία παραγόμενη ενέργεια από 7 παλιρροϊκές γεννήτριες.



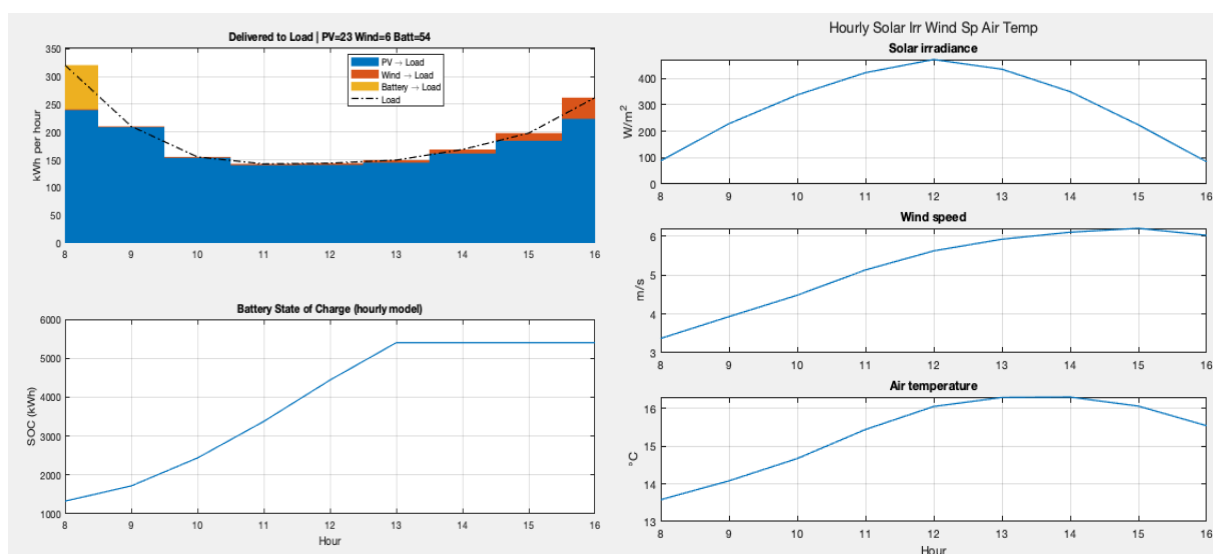
Σχήμα 5-39. Ωριαία παραγόμενη ενέργεια από 3 φωτοβολταϊκές συστοιχίες.



Σχήμα 5-40. Ωριαία μεταβολή της κατάστασης φόρτισης, απεικονισμένη ως αποθηκευμένη ενέργεια σε kWh, για την συστοιχία μπαταριών αποτελούμενη από 37 μπαταρίες.

### 5.6.4 Φωτοβολταϊκές συστοιχίες, ανεμογεννήτριες και φόρτιση μπαταριών

Το υβριδικό σύστημα που εξετάζεται αποτελείται από 23 φωτοβολταϊκές συστοιχίες, 6 ανεμογεννήτριες και 54 μπαταρίες ιόντων λιθίου. Στο Σχήμα 5-41 απεικονίζονται η ενεργειακή συνεισφορά κάθε υποσυστήματος, το ενεργειακό έλλειμμα και το SoC της μπαταρίας για δέκα διαδοχικές ώρες, καθώς και τα μετεωρολογικά και θαλάσσια δεδομένα για την αντίστοιχη χρονική περίοδο.



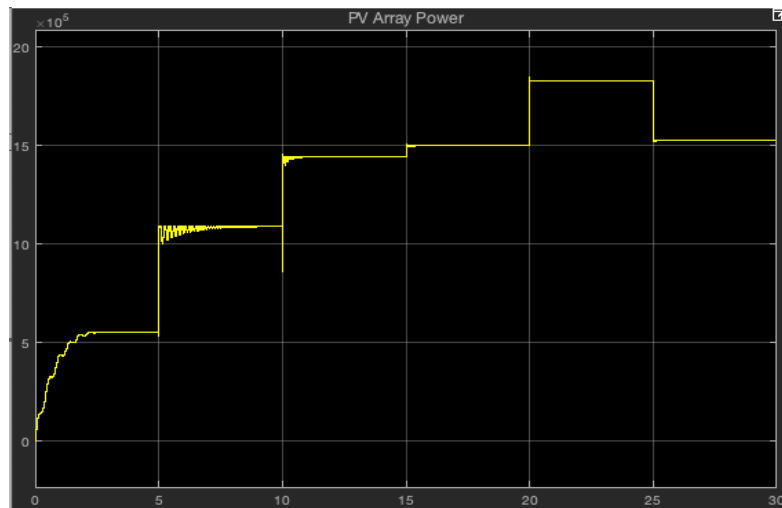
**Σχήμα 5-41.** Ωριαία παραγόμενη ενέργεια ανά υποσύστημα, ενεργειακό έλλειμμα και SoC της μπαταρίας (αριστερά) και ωριαίες μετεωρολογικές τιμές (δεξιά).

Ο Πίνακας 5-34 παρουσιάζει αναλυτικά την ενεργειακή συνεισφορά των υποσυστημάτων στο φορτίο για επιλεγμένες ώρες λειτουργίας, καθώς και τα αντίστοιχα ενεργειακά ελλείμματα. Ειδικότερα, φαίνεται το μέγεθος του φορτίου, η ενέργεια που παρέχεται από κάθε υποσύστημα, καθώς και η αποθηκευμένη ενέργεια των μπαταριών.

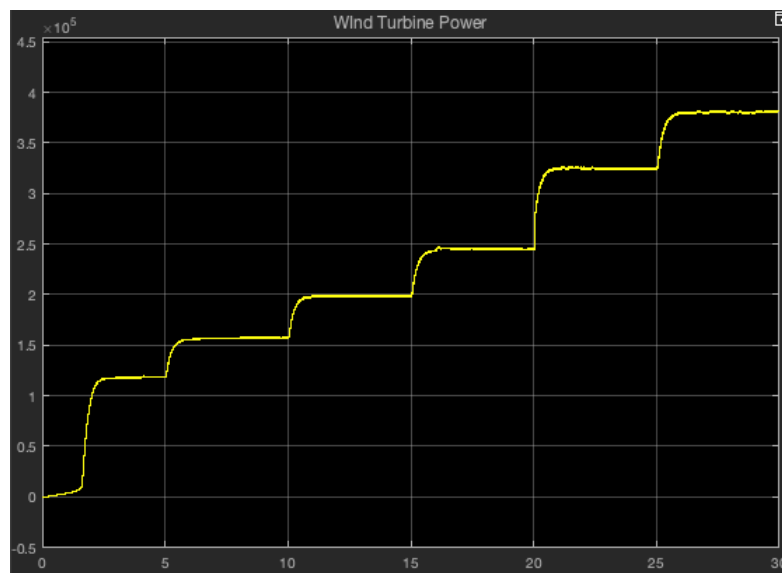
**Πίνακας 5-34.** Ανάλυση συνεισφοράς υποσυστημάτων στο φορτίο και ενεργειακών ελλειμμάτων.

Ωρα	8	9	10	11	12	13
Χρονικό διάστημα στο Simulink (s)	0-5	5-10	10-15	15-20	20-25	25-30
Φορτίο (kW)	320.3	210.13	154.99	142.42	143.80	149.33
Ενεργειακό έλλειμμα (kW)	0	0	0	0	0	0
Φωτοβολταϊκή συστοιχία (kW)	240.88	207.32	152.78	140.29	140.57	142.49
Ανεμογεννήτρια (kW)	79.42	2.81	2.21	2.13	3.23	6.84
Ενέργεια που παραδίδεται απο τη συστοιχία μπαταριών (kW)	172.385	0	0	0	0	0
Αποθηκευμένη ενέργεια της συστοιχίας μπαταριών (kWh)	1326.71	1718.61	2436.68	3376.16	4436.46	5400

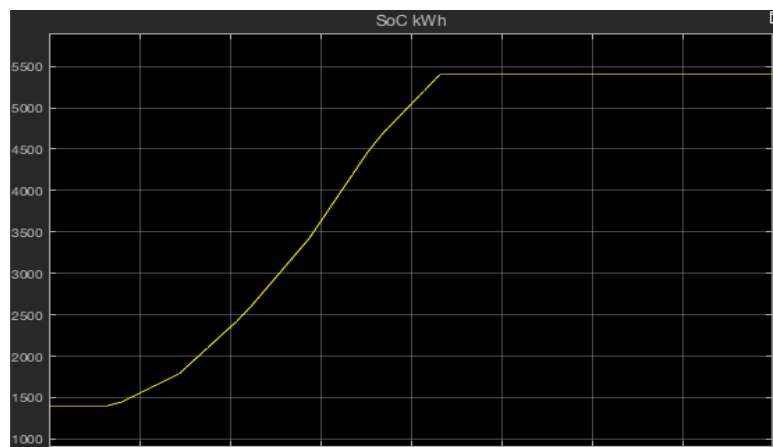
Στην παρούσα τοπολογία και για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα δεν εμφανίζεται κανένα ενεργειακό έλλειμμα, καθώς η ωριαία παραγωγή από τα φωτοβολταϊκά και τις ανεμογεννήτριες υπερβαίνει σταθερά το ζητούμενο ενεργειακό φορτίο. Η ροή ισχύος ακολουθώντας την λογική load-first, καλύπτει πρώτα πλήρως την ζήτηση και στη συνέχεια η περίσσεια ενέργεια διοχετεύεται στο σύστημα αποθήκευσης, με αποτέλεσμα την συνεχή φόρτιση των μπαταριών. Με βάση τα μετεωρολογικά δεδομένα του Σχήματος 5-41 παρατηρείται η ίδια λειτουργική εικόνα στα αποτελέσματα του Simulink με αυτά στο MATLAB, όμως οι ενεργειακές καμπύλες τείνουν να εμφανίζονται ελαφρώς μεγαλύτερες. Η διαφορά είναι αναμενόμενη και οφείλεται στους λόγους που έχουν τεκμηριωθεί στις προηγούμενες διατάξεις. Στα Σχήματα 5-42, 5-43 και 5-44 απεικονίζονται οι γραφικές της συνολικής ισχύος των φωτοβολταϊκών συστημάτων, των ανεμογεννητριών και το SoC της συστοιχίας μπαταριών, αντιστοίχως. Πρέπει να σημειωθεί ότι ο οριζόντιος άξονας (s) αντιστοιχεί σε ώρες λειτουργίας με κλίμακα  $1 \text{ h} = 5 \text{ s}$ . Επομένως, για την χρονική διάρκεια 0 έως 5s εφαρμόζονται τα μετεωρολογικά δεδομένα του Σχήματος 5-41 για την ώρα 8, αντιστοίχως γίνονται και για τις υπόλοιπες ώρες με βάση τον Πίνακα 5-34.



Σχήμα 5-42. Ωριαία παραγόμενη ενέργεια από 23 φωτοβολταϊκές συστοιχίες.



Σχήμα 5-43. Ωριαία παραγόμενη ενέργεια από 6 ανεμογεννήτριες.



Σχήμα 5-44. Ωριαία μεταβολή της κατάστασης φόρτισης, απεικονισμένη ως αποθηκευμένη ενέργεια σε kWh, για την συστοιχία μπαταριών αποτελούμενη από 54 μπαταρίες.

## 5.7 Κοστολόγηση τοπολογιών

Στην παρούσα υποενότητα εξετάζεται το συνολικό κόστος των τεσσάρων τοπολογιών που προέκυψαν από τον αλγόριθμο βελτιστοποίησης, ο οποίος παρήγαγε λύσεις με μηδενικό μη εξυπηρετούμενο φορτίο,  $LOLP = 0$ , και ελαχιστοποίησε το οικονομικό κόστος με κριτήριο την αξία προμήθειας των επιμέρους υποσυστημάτων. Η ανάλυση καλύπτει αναλυτικά την προμήθεια εξοπλισμού, τις δαπάνες εγκατάστασης και το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης για καθεμία από τις εν λόγω διατάξεις.

Αρχικά, για την πλήρη κοστολόγηση της εκάστοτε βελτιστοποιημένης διάταξης πρέπει να ληφθούν υπόψη η καθαρή αξία προμήθειας ανά υποσύστημα βάσει των τιμών μονάδας του πίνακα, οι δαπάνες μέχρι και την εμπορική λειτουργία, καθώς επίσης και το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης για τον πλήρη κύκλο ζωής. Η διάκριση αυτή επιτρέπει την αποτίμηση του συνολικού επενδυτικού προϋπολογισμού, την εκτίμηση του ετήσιου λειτουργικού βάρους και, εντέλει, τη συγκριτική αξιολόγηση της οικονομικής βιωσιμότητας μεταξύ διατάξεων με διαφορετικό συνδυασμό υποσυστημάτων [38], [39].

Αναλύεται η πρώτη διάταξη, αποτελούμενη από 23 φωτοβολταϊκές συστοιχίες, 4 ανεμογεννήτριες και 101 μπαταρίες ιόντων λιθίου, με στόχο να αποτυπωθούν όλες οι συνιστώσες του κόστους που πρέπει να ληφθούν υπόψη. Συγκεκριμένα, με σκοπό να μετατραπεί η διάταξη αυτή σε πλήρως λειτουργική εγκατάσταση απαιτείται το σύνολο των δαπανών EPC και BOS, οι οποίες καλύπτουν έργα υποδομής και κατασκευής, ηλεκτρολογικές εργασίες και διασυνδέσεις, συστήματα ελέγχου παρακολούθησης, μελέτες και αδειοδοτήσεις, δοκιμαστική λειτουργία και ασφάλιση εργοταξίου. Με βάση συντηρητική πρακτική για έργα αντίστοιχης κλίμακας, οι μη υλικές δαπάνες εκτιμώνται στο 40–60 % της αξίας των υποσυστημάτων του υβριδικού συστήματος [38], [39]. Εφαρμόζοντας το εύρος αυτό, το συνολικό επενδυτικό κόστος κυμαίνεται στα ~6,47–7,39 εκ. €, συμπεριλαμβάνοντας όλα τα παραπάνω στάδια μέχρι την παράδοση σε εμπορική λειτουργία.

Πέραν του κόστους αγοράς και εγκατάστασης, προβλέπεται ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης (Operations & Maintenance, O&M) της τάξης του 1,5–3 % του συνολικού κόστους, ήτοι περίπου 0,10–0,22 εκ. €/έτος για τη συγκεκριμένη εγκατάσταση. Το O&M καλύπτει προληπτικές και διορθωτικές εργασίες σε όλα τα

επιμέρους υποσυστήματα του υβριδικού συστήματος, αναλώσιμα και ανταλλακτικά, δοκιμές αξιοπιστίας, υπηρεσίες SCADA και λειτουργικά έξοδα του υποσταθμού.

Η τελική τιμή δύναται να επηρεαστεί από ειδικούς παράγοντες έργου όπως οι γεωτεχνικές συνθήκες, οι απαιτήσεις θεμελίωσης καθώς ταυτόχρονα και οι αποστάσεις διασύνδεσης. Υπό τις παραπάνω παραδοχές, για την αρχιτεκτονική που έχει ήδη τεκμηριώσει ενεργειακή επάρκεια, ένας ρεαλιστικός τεκμηριωμένος προϋπολογισμός υλοποίησης ανέρχεται σε περίπου 6,5–7,4 εκ. €, με ετήσιο O&M ~0,10–0,22 εκ. €/έτος [38], [39].

Κατά αναλογία της προαναφερθείσας μεθοδολογίας, προκύπτουν οι πλήρεις κοστολογικές αποτιμήσεις για τρεις ακόμη διατάξεις που επιτυγχάνουν μηδενικό μη εξυπηρετούμενο φορτίο:

- Σύστημα με 33 φωτοβολταϊκές συστοιχίες και 162 μονάδες μπαταριών.
- Σύστημα με 87 ανεμογεννήτριες και 995 μονάδες μπαταριών.
- Σύστημα με 9 παλιρροϊκές γεννήτριες και 51 μονάδες μπαταριών.

Για καθεμία εξ αυτών αποτιμάται συγκροτημένα το συνολικό επενδυτικό κόστος και το ετήσιο λειτουργικό κόστος, ώστε να τεκμηριώνεται με διαφάνεια η οικονομική βιωσιμότητα των υλοποιήσεων που εξαλείφουν πλήρως την μη εξυπηρετούμενη ενέργεια.

Στους Πίνακες 5-35, 5-36, 5-37 και 5-38 παρατίθενται αναλυτικά, (α) το αρχικό κόστος προμήθειας του εκάστου υποσυστήματος, (β) το κόστος εγκατάστασης και (γ) το ετήσιο κόστος συντήρησης.

**Πίνακας 5-35.** Κοστολόγηση υβριδικού συστήματος με φωτοβολταϊκές συστοιχίες, ανεμογεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

	Φωτοβολταϊκή συστοιχία	Ανεμογεννήτρια	Μπαταρία ιόντων λιθίου	Σύνολο
Αριθμός μονάδων ανά υποσύστημα	23	4	101	128
Κόστος αγοράς	2 119 162 €	1 400 000 €	1 100 900 €	4 620 062 €
Κόστος εγκατάστασης	1 059 581 €	675 000 €	485 250 €	2 219 831 €
Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης	71 522 €	47 250 €	37 155 €	155 927 €

**Πίνακας 5-36.** Κοστολόγηση υβριδικού συστήματος με φωτοβολταϊκές συστοιχίες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

	Φωτοβολταϊκή συστοιχία	Ανεμογεννήτρια	Μπαταρία iónτων λιθίου	Σύνολο
Αριθμός μονάδων ανά υποσύστημα	33	0	162	195
Κόστος αγοράς	3 040 538 €	0 €	1 765 800 €	4 806 338 €
Κόστος εγκατάστασης	1 520 269 €	0 €	693 745 €	2 214 014 €
Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης	102 615 €	0 €	59 596 €	162 211 €

**Πίνακας 5-37.** Κοστολόγηση υβριδικού συστήματος με ανεμογεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

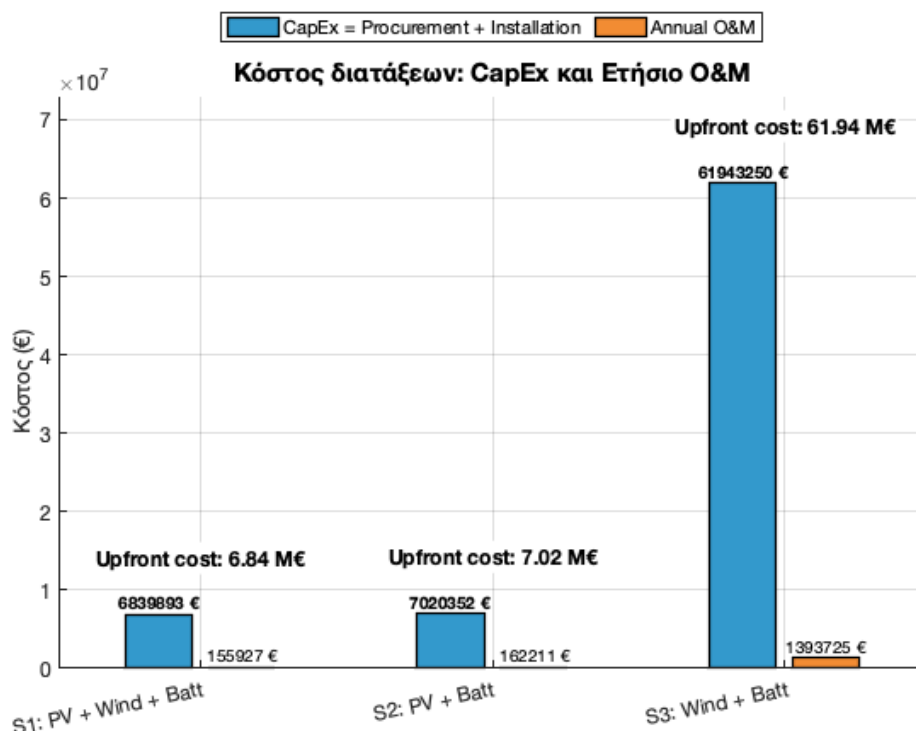
	Φωτοβολταϊκή συστοιχία	Ανεμογεννήτρια	Μπαταρία iónτων λιθίου	Σύνολο
Αριθμός μονάδων ανά υποσύστημα	0	87	995	1082
Κόστος αγοράς	0 €	30 450 000 €	10 845 500 €	41 295 500 €
Κόστος εγκατάστασης	0 €	15 225 000 €	5 422 750 €	20 647 750 €
Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης	0 €	1 027 690 €	366 035 €	1 393 725 €

**Πίνακας 5-38.** Κοστολόγησης υβριδικού συστήματος με φωτοβολταϊκές συστοιχίες, ανεμογεννήτριες, παλιρροϊκές γεννήτριες και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας.

	Φωτοβολταϊκή συστοιχία	Ανεμογεννήτρια	Παλιρροϊκή γεννήτρια	Μπαταρία iónτων λιθίου	Σύνολο
Αριθμός μονάδων ανά υποσύστημα	0	0	9	51	60
Κόστος αγοράς	0 €	0 €	2 340 000 €	555 900 €	2 895 900 €
Κόστος εγκατάστασης	0 €	0 €	1 120 000 €	255 450 €	1 375 450 €
Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης	0 €	0 €	78 975 €	18 755 €	97 730 €



Στο Σχήμα 5-45 αποτυπώνεται ποσοτικά το συνολικό επενδυτικό κόστος (Capital Expenditures, CapEx) κάθε διάταξης, οριζόμενο ως το άθροισμα του κόστους αγοράς των υποσυστημάτων και των δαπανών εγκατάστασής τους. Παράλληλα, παρουσιάζει το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης ανά τοπολογία, επιτρέποντας άμεση σύγκριση μεταξύ των εναλλακτικών διαμορφώσεων τόσο ως προς το αρχικό κεφάλαιο, όσο και ως προς τη διαχρονική επιβάρυνση της λειτουργίας. Η πρώτη τοπολογία, αποτελούμενη από φωτοβολταϊκές συστοιχίες, ανεμογεννήτριες και συστοιχία μπαταριών, συγκροτεί την οικονομικότερη υλοποίηση με CapEx 6.84 εκατομμύρια Ευρώ και ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης ίσο με περίπου 156 χιλιάδες Ευρώ. Η δεύτερη διάταξη εμφανίζει ελαφρώς υψηλότερο CapEx σε σχέση με τη πρώτη και ίσο με 7.02 εκατομμύρια Ευρώ και ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης ίσο με περίπου 162 χιλιάδες Ευρώ. Στην διάταξη αυτή, το επενδυτικό βάρος επιμερίζεται σε μεγαλύτερη ισχύ στις φωτοβολταϊκές συστοιχίες και αυξημένη χωρητικότητα αποθήκευσης, αντικαθιστώντας πλήρως τον αιολικό κλάδο. Σε σύγκριση με τα προηγούμενα, η τρίτη διαμόρφωση, η οποία βασίζεται αποκλειστικά σε ανεμογεννήτριες με συστοιχία μπαταριών, εκφεύγει των ρεαλιστικών ορίων υλοποίησης. Ο απαιτούμενος αρχικός οικονομικός προϋπολογισμός, CapEx, καθίσταται υπερμεγέθης και συνοδεύεται από ιδιαίτερα υψηλό ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, ενώ ο πολύ μεγάλος αριθμός επιμέρους μονάδων επιβαρύνει περαιτέρω την πολυπλοκότητα και το λειτουργικό ρίσκο του συνολικού συστήματος. Αθροιστικά, τόσο το CapEx, όσο και το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, O&M, προσεγγίζουν δεκαπλάσιο επίπεδο σε σχέση με το δεύτερο οικονομικότερο σενάριο, καθιστώντας τη λύση οικονομικά δυσβάστακτη και επιχειρησιακά μη ελκυστική. Συνεπώς, για πλήρη κάλυψη φορτίου με μηδενικό LOLP, η οικονομικά προσφορότερη και τεχνικώς ισορροπημένη λύση αποτελεί η πρώτη τοπολογία, καθώς συνδυάζει τον χαμηλότερο συνολικό προϋπολογισμό υλοποίησης με το μικρότερο ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, εξασφαλίζοντας κατά αυτόν τον τρόπο σταθερή παροχή ισχύος.



**Σχήμα 5-45.** Κοστολόγηση τοπολογιών.

Πρέπει να σημειωθεί ότι για τον συνδυασμό στον οποίο εντάσσεται και η παλιρροϊκή γεννήτρια για το αμερικανικό πεδίο δεδομένων, εμφανίζει ιδιαίτερα ευνοϊκό οικονομικό αποτύπωμα, καθώς το συνολικό CapEx ανέρχεται σε περίπου 4.3 εκατομμύρια Ευρώ, εκ των οποίων το ~68% αφορά την προμήθεια και ~32% την εγκατάστασή τους, ενώ το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, O&M, διαμορφώνεται σε 97.730 € συνολικά. Συνολικά, το σενάριο αναδεικνύεται οικονομικά ανταγωνιστικό, υπό την προϋπόθεση επάρκειας παλιρροϊκού δυναμικού, καθώς συνδυάζει μετριοπαθές αρχικό επενδυτικό κόστος με χαμηλές ετήσιες δαπάνες συντήρησης.

# 6.

## ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

---

Ο συνδυασμός φωτοβολταϊκών συστημάτων, ανεμογεννητριών και συστήματος αποθήκευσης ενέργειας, ενισχυμένος από την αξιοποίηση της παλιρροϊκής ισχύος ως συμπληρωματικής ανανεώσιμης πηγής, συνιστά ουσιώδες βήμα προς ένα καθαρότερο ενεργειακό υπόδειγμα. Η συνδυασμένη δράση των τριών τεχνολογικών κλάδων, μαζί με την στοχευμένη εκμετάλλευση της κινητικής ενέργειας των θαλάσσιων ρευμάτων, δύναται να καλύψει σημαντικό μέρος της ζητούμενης κατανάλωσης με υψηλό βαθμό αξιοπιστίας και μειωμένο περιβαλλοντικό αποτύπωμα. Τα αποτελέσματα των βελτιστοποιήσεων καταδεικνύουν ότι ένα αυτόνομο σύστημα ΑΠΕ αυτού του τύπου είναι τεχνικοοικονομικά εφικτό, κατασκευαστικά υλοποιήσιμο και επιχειρησιακά συνεπές, παρέχοντας σταθερή τροφοδότηση υπό ρεαλιστικές κλιματικές διακυμάνσεις.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε συστηματική, θεωρητική διερεύνηση του ρυθμού αστοχίας των δομικών μερών των υποσυστημάτων ενός υβριδικού συστήματος και της επίδρασής του στη διαθέσιμη παραγωγή ενέργειας, με αναφορά τόσο σε θερμικούς και περιβαλλοντικούς παράγοντες όσο και σε λειτουργικές καταπονήσεις. Επιπροσθέτως, η εργασία προχωρά σε συστηματική αποτίμηση της λειτουργικής επίδοσης κάθε εξεταζόμενης τοπολογίας σε συνδυασμό με κάθε επιλεγμένη πολιτική βελτιστοποίησης, αντιπαραβάλλοντας την ετήσια

παραγόμενη ενέργεια ανά υποσύστημα και ταυτόχρονα τις ροές φόρτισης και εκφόρτισης της συστοιχίας των μπαταριών στο χρονικό πεδίο. Η αξιολόγηση συμπληρώνεται με δείκτες αξιοπιστίας, όπως τον δείκτη πιθανότητας μη εξυπηρετούμενου φορτίου και την αναμενόμενη μη παρεχόμενη ενέργεια ώστε να ποσοτικοποιείται με σαφήνεια τόσο η συχνότητα όσο και το μέγεθος των ελλειμμάτων. Παράλληλα, για τις αρχιτεκτονικές που επιτυγχάνουν μηδενικό ενεργειακό έλλειμμα, παράγεται πλήρης οικονομική εικόνα που περιλαμβάνει το αρχικό κόστος προμήθειας και εγκατάστασης, CapEx, ανά υποσύστημα και στο σύνολο, καθώς και το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, O&M. Με αυτό τον τρόπο, οι βέλτιστες τοπολογίες αναδεικνύονται όχι μόνο βάσει ενεργειακής επάρκειας και αξιοπιστίας, αλλά και υπό το πρίσμα της τεχνοοικονομικής βιωσιμότητας, παρέχοντας μια συνεκτική, συγκρίσιμη βάση λήψης αποφάσεων μεταξύ εναλλακτικών τοπολογιών.

Για μικρούς οικισμούς με χαμηλή έως μέτρια μέση κατανάλωση ενέργειας, όπως το ενεργειακό προφίλ το οποίο εξετάστηκε, η προτεινόμενη υβριδική διάταξη μπορεί να καλύψει αξιόπιστα τη ζήτηση, προσφέροντας άμεση και αποδοτική ηλεκτροδότηση με υψηλή λειτουργική σταθερότητα. Ο συνδυασμός ανανεώσιμων πηγών και, όπου απαιτείται, αποθήκευσης ενέργειας εξομαλύνει τις διακυμάνσεις παραγωγής και διασφαλίζει αδιάλειπτη τροφοδότηση του φορτίου.

Η μελέτη τεκμηριώνει ότι ο υβριδικός συνδυασμός φωτοβολταϊκών συστοιχιών, ανεμογεννητριών και συστήματος αποθήκευσης, BESS, συνιστά την τεχνικά και οικονομικά ισορροπημένη επιλογή μεταξύ των διατάξεων που επιτυγχάνουν μηδενικό δείκτη μη εξυπηρετούμενου φορτίου, προσφέροντας υψηλή αξιοπιστία τροφοδότησης με μετριοπαθές επενδυτικό κόστος και συγκρατημένο ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης. Πρέπει, ωστόσο, να υπογραμμιστεί ότι ο συνολικός προϋπολογισμός ενός υβριδικού συστήματος εξαρτάται από την διαθέσιμη επιφάνεια εγκατάστασης, καθώς και από την παραγόμενη ισχύ του κάθε υποσυστήματος. Σε περιοχές με ασθενή ταχύτητα ανέμου και χαμηλή ηλιακή ακτινοβολία, ο αλγόριθμος αναγκάζεται να αυξήσει τον αριθμό ανεμογεννητριών και φωτοβολταϊκών συστοιχιών προκειμένου να καλύψει πλήρως τη ζήτηση, γεγονός που συνεπάγεται την αναπόδραστη άνοδο του επενδυτικού κόστους και των επιμέρους δαπανών. Αντιστρόφως, όπου διατίθενται θαλάσσια ρεύματα με μεγάλη ταχύτητα, η

αξιοποίηση της παλιρροϊκής ενέργειας μπορεί να καταστεί ιδιαίτερα ανταγωνιστική. Ενδεικτικά, στο Cape Cod Canal των ΗΠΑ, όπου καταγράφονται ισχυρά ρεύματα, οι παλιρροϊκές γεννήτριες επιτυγχάνουν υψηλή ισχύ, καθώς και σταθερότητα στην παραγωγή. Συνεκδοχικά, το τελικό μέγεθος και η διάρθρωση του υβριδικού συστήματος αποτελεί κατεξοχήν συνάρτηση των μετεωρολογικών και θαλάσσιων συνθηκών της θέσης. Οι διακυμάνσεις της ηλιακής ακτινοβολίας, της ταχύτητας ανέμου, των θαλάσσιων ρευμάτων, καθώς επίσης και της θερμοκρασίας του αέρα και το νερού, μεταβάλλουν την ετήσια ενεργειακή απόδοση κάθε κλάδου, συνεπώς απαιτούν αναλογική αναπροσαρμογή του πλήθους φωτοβολταϊκών πλαισίων, ανεμογεννητριών, παλιρροϊκών μονάδων και, κατ' επέκταση, της χωρητικότητας αποθήκευσης ενέργειας. Η διαφοροποίηση αυτή μεταφράζεται άμεσα σε διαφορετικό επενδυτικό αποτύπωμα και, τελικά, σε άλλο συνολικό κόστος κατασκευής και λειτουργίας.

Μελλοντικά, κρίνεται σκόπιμη η εκπόνηση ολοκληρωμένης μελέτης για τις διαφορετικές τοπολογίες του υβριδικού συστήματος που εμπεριέχει και την παλιρροϊκή γεννήτρια. Η προσέγγιση αυτή θα επιτρέψει την ακριβή ποσοτικοποίηση του πρόσθετου οφέλους της παλιρροϊκής ενέργειας. Παράλληλα, προτείνεται η μελέτη διασύνδεσης με το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο με πλήρη οικονομική αποτίμηση. Στο οικονομικό σκέλος, πρέπει να αξιολογηθούν τα σενάρια αγοράς και πώλησης, τα τέλη σύνδεσης και χρήσης συστήματος και οι απώλειες ισχύος. Ταυτόχρονα, η κοινή βελτιστοποίηση μεγέθους και η στρατηγική φόρτισης και εκφόρτισης υπό αβεβαιότητες ενεργειακών τιμών και παλιρροϊκού δυναμικού θα αποδώσει χρήσιμους δείκτες, όπως ο Levelized Cost of Energy. Μία τέτοια, τεκμηριωμένη ανάλυση θα αποσαφηνίσει πώς η προσθήκη της παλιρροϊκής παραγωγής και η διασύνδεση με το δίκτυο επηρεάζουν το συνολικό κόστος και τα έσοδα του έργου, καταλήγοντας σε βέλτιστες και οικονομικά βιώσιμες τοπολογίες του μικροδικτύου.

---

# 7.

## ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

---

- [1] Maysam Abbasi, Ehsan Abbasi, Li Li, Ricardo P. Aguilera, Dylan Lu, Fei Wang, “Review on the Microgrid Concept, Structures, Components, Communication Systems, and Control Methods”, *Energies*, 2023, 16(1):484
- [2] Β. Μαντέλος, "Βελτιστοποίηση της διαχείρισης ενέργειας κτηρίου με φωτοβολταϊκά συστήματα και κυψέλες καυσίμου", Διπλωματική Εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης, Χανιά, 2024.
- [3] Grid Integration of Solar Photovoltaic Systems  
Majid Jamil, M. Rizwan, D. P. Kothari — CRC Press (2018).
- [4] Aleksandar Mitrašinović, “Characterization of the Cu-Si System and Utilization of Metallurgical Techniques in Silicon Refining for Solar Cell Applications”, PhD Thesis, University of Toronto, 2010.
- [5] Fabio Corona, “Building Integrated Photovoltaic Systems: specific non-idealities from solar cell to grid”, PhD Thesis, Politecnico di Torino, 2014.

- [6] Laxman Bhukya, Narender Reddy Kedika, Surender Reddy Salkuti, “Enhanced Maximum Power Point Techniques for Solar Photovoltaic System under Uniform Insolation and Partial Shading Conditions: A Review”, *Algorithms*, 2022, 15:365.
- [7] John V. Ringwood, Silvio Simani, “Overview of modelling and control strategies for Wind Turbines and wave energy devices: Comparisons and contrasts”, *Annual Reviews in Control*, 2015, 40:27–49.
- [8] Lucy Y. Pao, Kathryn E. Johnson, “A Tutorial on the Dynamics and Control of Wind Turbines and Wind Farms”, *American Control Conference*, 2009, pp. 2076–2089.
- [9] Habib Kraiem, Aymen Flah, Mohamed Naoui, “Decreasing the Battery Recharge Time if Using a Fuzzy Based Power Management Loop for an Isolated Micro-Grid Farm”, *Sustainability*, 2022, 14:2870.
- [10] Dongran Song, Jian Yang, Mei Su, Anfeng Liu, Yao Liu, Young Hoon Joo, “A Comparison Study between Two MPPT Control Methods for a Large Variable-Speed Wind Turbine under Different Wind Speed Characteristics”, *Energies*, 2017, 10:613.
- [11] Aliprantis, D. C. (2014). *Fundamentals of wind energy conversion for electrical engineers*. West Lafayette, IN: Purdue University, School of Electrical and Computer Engineering. (Revision: August 25, 2014).
- [12] Marwa M. Elzalabani, Faten H. Fahmy, Abd El-Shafy A. Nafeh, Gaber Allam, “Modelling and Simulation of Tidal Current Turbine with Permanent Magnet Synchronous Generator”, *TELKOMNIKA Indonesian Journal of Electrical Engineering*, 2015, 13(1):57–64.
- [13] Meng Wang, Xueli Wang, Tianzhen Wang, “Fault-Tolerant Control of Tidal Stream Turbines: Non-Singular Fast Terminal Sliding Mode and Adaptive

- Robust Method”, Journal of Marine Science and Engineering, 2024, 12(4):539.
- [14] Grégory S. Payne, Tim Stallard, Rodrigo Martinez, “Design and manufacture of a bed supported tidal turbine model for blade and shaft load measurement in turbulent flow and waves”, Renewable Energy, 2017, 107:312–326.
- [15] Yidan Zhang, Jonathan K. H. Shek, Markus A. Mueller, “Controller design for a tidal turbine array, considering both power and loads aspects”, Renewable Energy, 2023, 216:119063.
- [16] Guy T. Houlsby, Christopher R. Vogel, “The power available to tidal turbines in an open channel flow”, Proceedings of the ICE – Energy, 2017, 170(1):12–21.
- [17] F.-B. Wu, B. Yang and J.-L. Ye, Eds., Grid-Scale Energy Storage Systems and Applications, 1st ed. Amsterdam: Elsevier, 2019. ISBN 978-0-12-815292-8.
- [18] Alessandro M. Ralls, Kaitlin Leong, Jennifer Clayton, Phillip Fuelling, Cody Mercer, Vincent Navarro, Pradeep L. Menezes, “The Role of Lithium-Ion Batteries in the Growing Trend of Electric Vehicles”, Materials, 2023, 16(17):6063.
- [19] Γ. Γεώργιος, "Τεχνολογίες Μπαταριών Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας Μεγάλης Κλίμακας," Διπλωματική Εργασία, ΑΠΘ, Θεσσαλονίκη, 2022.
- [20] Camiel J. J. Beckers, Erik R. G. Hoedemaekers, Arda Dağkılıç, Henk Jan Bergveld, “Round-Trip Energy Efficiency and Energy-Efficiency Fade Estimation for Battery Passport”, 2023 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), Article 10403325.
- [21] Everett Rogers, “Understanding Boost Power Stages in Switchmode Power Supplies”, Texas Instruments, Application Report SLVA061, March 1999.



- [22] Everett Rogers, “Understanding Buck Power Stages in Switchmode Power Supplies”, Texas Instruments, Application Report SLVA057, March 1999.
- [23] Everett Rogers, “Understanding Buck-Boost Power Stages in Switch Mode Power Supplies”, Texas Instruments, Application Report SLUA059A, March 1999 (revised Nov. 2002).
- [24] A. Sikorski, M. Korzeniewski, A. Ruszczyk, “Identification of dead-time influence on the output voltage of the inverter controlled by non-linear controllers”, IEEE Region 8 Conference EUROCON – International Conference on Computer as a Tool, Warsaw, Poland, 2007.
- [25] P. V. Mahesh, P. M. Khanam, K. Hema, M. E. Preetham, P. B. Chandu, “Maximum Power Point Tracking for Wind Energy Systems Using Perturb and Observe, Incremental Conductance, Cuckoo Search, Fuzzy Logic Control Techniques”, International Journal of Creative Research Thoughts (IJCRT), 2024, 12(4).
- [26] V. Loganathan, N. M. Jothi Swaroopan, “MPPT of solar PV systems using PSO memetic algorithm considering the effect of change in tilt angle”, Scientific Reports, 2025, 15:7818.
- [27] M. M. Elzalabani, F. H. F. Fahmy, A. E.-S. A. Nafeh, G. Allam, “Modelling and Simulation of Tidal Current Turbine with Permanent Magnet Synchronous Generator”, TELKOMNIKA Indonesian Journal of Electrical Engineering, 2015, 13(1):57–64.
- [28] K. R. Sreejyothi, Balakrishnakothapalli K., K. Chenchireddy, S. A. Sydu, V. Kumar, W. Sultana, “Bidirectional Battery Charger Circuit using Buck/Boost Converter”, Proceedings of the 6th International Conference on Electronics, Communication and Aerospace Technology (ICECA), Coimbatore, India, 2022, pp. 63–68.

- [29] V. Sun, A. Asanakham, T. Deethayat, T. Kiatsiriroat, “A new method for evaluating nominal operating cell temperature (NOCT) of unglazed photovoltaic thermal module”, *Energy Reports*, 2020, 6:1029–1042.
- [30] J. F. Manwell, J. G. McGowan, A. L. Rogers, “Wind Energy Explained: Theory, Design and Application”, 2nd ed., John Wiley & Sons, 2009.
- [31] A. D. Wright, L. J. Fingersh, “Advanced Control Design for Wind Turbines: Part I — Control Design, Implementation, and Initial Tests”, NREL Technical Report NREL/TP-500-42437, National Renewable Energy Laboratory, 2008.
- [32] R. Elazab, A. T. Abdelnaby, A. A. Ali, “A comparative study of advanced evolutionary algorithms for optimizing microgrid performance under dynamic pricing conditions”, *Scientific Reports*, 2024, 14:4548.
- [33] NIST/ITL, “Weibull Distribution”, in NIST/SEMATECH e-Handbook of Statistical Methods, Sec. 1.3.6.6.8., National Institute of Standards and Technology.  
<https://www.itl.nist.gov/div898/handbook/eda/section3/eda3668.htm>
- [34] Ayoub Nargeszar, Amir Ghaedi, Mehdi Nafar, Mohsen Simab, “Reliability evaluation of the renewable energy-based microgrids considering resource variation”, *IET Renewable Power Generation*, 2023, 17(3):507–527.
- [35] Jean S. Menye, M.-B. Camara, B. Dakyo, “Lithium Battery Degradation and Failure Mechanisms: A State-of-the-Art Review”, *Energies*, 2025, 18(2):342.
- [36] Roy Billinton, Ronald N. Allan, “Reliability Evaluation of Power Systems”, 2nd ed., Plenum Press, New York & London, 1996.
- [37] James Kennedy, Russell C. Eberhart, “Particle swarm optimization”, *Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks (ICNN)*, Perth, Australia, 1995, pp. 1942–1948.

- [38] National Renewable Energy Laboratory (NREL), “2024 Electricity Annual Technology Baseline (ATB): Utility-Scale PV, Commercial/Residential PV, Land-Based & Distributed Wind (CAPEX & O&M datasets)”, NREL, 2024. Link: <https://atb.nrel.gov/electricity/2024/data>
  
- [39] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Renewable Power Generation Costs in 2023 (Global LCOE)”, IRENA, 2024. Link: <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>
  
- [40] Open Power System Data (OPSD), “Time series — Load, wind & solar, prices (hourly resolution)”, Data package version 2020-10-06, DOI: 10.25832/time\_series/2020-10-06. Link: [https://data.open-power-system-data.org/time\\_series/2020-10-06](https://data.open-power-system-data.org/time_series/2020-10-06)
  
- [41] Joint Research Centre (JRC), “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS): Hourly radiation tool & TMY generator”, European Commission. Link: Hourly radiation [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/pvgis-tools/hourly-radiation\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/pvgis-tools/hourly-radiation_en)
  
- [42] NASA POWER Project, “Docs | Data Services — API Overview”, NASA Langley Research Center. Link: API overview <https://power.larc.nasa.gov/docs/services/api/>
  
- [43] Naval Oceanographic Office via NOAA NCEI, “Global HYCOM Surface, 2D aggregation (ERDDAP)”, Dataset ID: Hycom\_sfc\_2d. Link: [https://www.ncei.noaa.gov/erddap/griddap/Hycom\\_sfc\\_2d.html](https://www.ncei.noaa.gov/erddap/griddap/Hycom_sfc_2d.html)
  
- [44] A. G. Abo-Khalil, H.-J. Choi, “Modeling and Control of Tidal Current Power Generation System Using PMSG”, *Energies*, 2016, 9(1):86.
  
- [45] Bionic (UK), “How To Get Renewable Energy for Your Business”, Bionic, 2025. Link: <https://bionic.co.uk/business-energy/guides/guide-to-renewable-energy-for-small-businesses/>

- [46] U.S. Department of Energy — Wind Energy Technologies Office; Pacific Northwest National Laboratory, “Distributed Wind Market Report: 2024 Edition”, DOE/PNNL, 2024. Link: [https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical\\_reports/PNNL-36057.pdf](https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-36057.pdf)
  
- [47] Offshore Renewable Energy (ORE) Catapult, “Tidal Stream and Wave Energy: Cost Reduction and Industrial Benefit — Summary Analysis”, ORE Catapult, 2018. Link: <https://ore.catapult.org.uk/wp-content/uploads/2018/11/Tidal-Stream-and-Wave-Energy-Cost-Reduction-and-Industrial-Benefit.pdf>
  
- [48] BloombergNEF, “Lithium-Ion Battery Pack Prices See Largest Drop Since 2017, Falling to \$115 per Kilowatt-Hour”, Press release, 2024-12-10. Link: <https://about.bnef.com/insights/commodities/lithium-ion-battery-pack-prices-see-largest-drop-since-2017-falling-to-115-per-kilowatt-hour-bloombergnef/>
  
- [49] D. Zhou and F. Blaabjerg, “Converter-level reliability of wind turbine with low sample rate mission profile,” in Proc. 2019 10th Int. Conf. on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE 2019–ECCE Asia), 2019, pp. 3309–3314.
  
- [50] S. Peyghami, Z. Wang, and F. Blaabjerg, “Reliability Modeling of Power Electronic Converters: A General Approach,” in Proc. 2019 20th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL), 2019.
  
- [51] M. Benidris, J. Mitra, and S. Elsaiah, “A Method for Reliability Evaluation of Multi-Level Converters,” in Proc. Int. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Istanbul, Turkey, 2012.