

ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ  
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ



ΠΡΟΠΤΥΧΙΑΚΗ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

«Μελέτη λειτουργίας σταθμού ηλεκτροπαραγωγής με  
σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, όπου η παραγόμενη  
ενέργεια διατίθεται αποκλειστικά στα φορτία του παραγωγού  
και δεν εγχέεται στο δίκτυο.»

Παναγιώτης Μαδούρος

Επιβλέπων:

Σταυρακάκης Γεώργιος Καθηγητής ΗΜΜΥ ΠΚ

Μέλη:

Κανέλλος Φώτιος Αναπληρωτής Καθηγητής ΗΜΜΥ ΠΚ

Κατσίγιαννης Ιωάννης Επικ. Καθηγητής ΗΜΜΥ ΕΛΜΕΠΑ

Χανιά, Οκτώβριος 2023

## ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στην παρούσα διπλωματική εργασία εξετάζεται ένα έξυπνο μικροδίκτυο μιας πανεπιστημιούπολης στο Ηράκλειο της Κρήτης με την πρακτική zero feed in με σκοπό να αναδειχθεί η δυνατότητα εφαρμογής του στο πλαίσιο της βιώσιμης ενεργειακής μετάβασης. Η μεγάλη ανάγκη για διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας καθιστά την έννοια του πράσινου μικροδικτύου πανεπιστημιούπολης μια πολλά υποσχόμενη λύση για την ενεργειακή μετάβαση.

Για την εκτελούμενη μελέτη θεωρείται ότι το μικροδίκτυο αποτελείται από φωτοβολταϊκά συστήματα και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες το οποίο δεν εγχέει ενέργεια στο δίκτυο. Η ανάλυση που γίνεται διερευνά τόσο την οικονομική σκοπιμότητα όσο και τον περιβαλλοντικό αντίκτυπο μιας τέτοιας επένδυσης.

Αρχικά γίνεται αναφορά στους στόχους που έχουν τεθεί για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ε.Ε και στην Ελλάδα καθώς και στο υφιστάμενο νομικό πλαίσιο με τις ΑΠΕ. Έπειτα παρατίθενται τεχνικά χαρακτηριστικά που σχετίζονται με την κατάσταση του Ελληνικού δικτύου μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και τρόποι με τους οποίους επιτυγχάνεται διείσδυση ΑΠΕ ακόμα κι αν είναι κορεσμένο το δίκτυο.

Στη συνέχεια αναλύεται η βασική αρχή λειτουργίας ενός Φ/Β συστήματος καθώς και ενός συστήματος αποθήκευσης ενέργειας με σκοπό να γίνει κατανοητή η δομή και ο τρόπος λειτουργίας του συστήματος που μελετάται στο μικροδίκτυο της πανεπιστημιούπολης.

Τέλος παρατίθεται αναλυτικά η προσομοίωση του συστήματος συνοδευόμενη από μια οικονομοτεχνική περιγραφή για την ηλεκτρολογική εγκατάσταση του Φ/Β σταθμού και του συστήματος αποθήκευσης και μια περιβαλλοντική μελέτη.

## ABSTRACT

In this thesis, a smart microgrid with zero feed in is examined on a university campus in Heraklion, Crete, in order to highlight its applicability in the context of sustainable energy transition. The great need for renewable energy penetration makes the concept of a campus microgrid a promising solution for a greener energy transition.

For the ongoing study the microgrid consists of photovoltaic systems and battery energy storage system which does not return any energy into the grid. The analysis performed examines both the economic feasibility and the environmental impact of such an investment.

Initially, a short reference is made to the targets set by the EU and the Greek government for a greener electricity production system as well as the existing legal framework regarding renewable sources. In addition technical characteristics related to the state of the Greek electricity transmission and distribution network and ways in which RES penetration is achieved even if the network is saturated are presented.

Then, the basics of a PV system and an energy storage system are analyzed in order to understand the structure and the operational principles of the system modeled in the campus.

Finally, the simulation of the system is presented in detail, accompanied by an economic description for the electrical installation of the PV station and the storage system and an environmental impact of the project study.

# ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΠΕΡΙΛΗΨΗ .....	2
ABSTRACT.....	3
Κατάλογος Σχημάτων .....	6
Κατάλογος Διαγραμμάτων.....	7
Κατάλογος Εικόνων .....	9
Κατάλογος Πινάκων .....	10
1. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	11
1.1 Εισαγωγή .....	11
1.2 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Α.Π.Ε. στην Ευρωπαϊκή Ένωση και στην Ελλάδα .....	13
1.3 Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα.....	16
1.4 Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	18
1.5 Πρακτικές Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από Α.Π.Ε και Νομοθεσία .....	22
1.6 Διείσδυση των Α.Π.Ε. σε Περιοχές με Κορεσμένο Δίκτυο.....	24
2. ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ .....	29
2.1 Εισαγωγή .....	29
2.2 Ηλιακή Ενέργεια .....	30
2.3 Φωτοβολταϊκά Πλαίσια .....	31
2.4 Βέλτιστο Σημείο Λειτουργίας των Φ/Β πάνελ.....	37
2.5 Τρόποι Στήριξης Φ/Β πλαισίων .....	37
2.6 Αντιστροφέας.....	39
2.7 Μετασχηματιστής.....	43
2.8 Μετρητής Ηλεκτρικής Ενέργειας .....	45
3. ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ .....	47
3.1 Α.Π.Ε. και Αποθήκευση Ενέργειας.....	47
3.2 Μορφές αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ .....	48
3.3 Συσσωρευτές (Μπαταρίες) .....	50
4. ΜΕΛΕΤΗ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ.....	58
4.1 Εισαγωγή .....	58
4.2 Ανάλυση του φορτίου της πανεπιστημιούπολης στην Κρήτη.....	59

4.3 Προσομοίωση ενός έξυπνου μικροδικτύου πανεπιστημιούπολης στην Κρήτη .....	65
4.4 Γενικά στοιχεία του συστήματος.....	67
4.5 Οικονομική σκοπιμότητα του μικροδικτύου της πανεπιστημιούπολης.....	68
4.6 Τεχνική Περιγραφή Ηλεκτρολογικής Εγκατάστασης Φ/Β Σταθμού και Συστήματος Αποθήκευσης.....	80
5. ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ .....	94
6. ΑΝΑΛΥΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ .....	98
7. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ.....	107

# Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1: Μερίδιο ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ στην ΕΕ (Πηγή: European Environment Agency)

Σχήμα 2: Ενεργειακό μείγμα 2022 (Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ)

Σχήμα 3: Μονογραμμικό διάγραμμα της εσωτερικής ηλεκτρικής εγκατάστασης ΧΤ μετά τη σύνδεση του σταθμού παραγωγής με zero feed in

Σχήμα 4, 5: Μονογραμμικό διάγραμμα σύνδεσης για σύστημα αποθήκευσης με Φ/Β σταθμό (Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ)

Σχήμα 6: Καμπύλη  $I=f(V)$  και  $P=f(V)$  για στοιχείο φωτοβολταϊκού συστήματος

Σχήμα 7: Καμπύλες  $I=f(V)$  ενός Φ/Β πλαισίου για διάφορες θερμοκρασίες  $T$  και πυκνότητες ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας  $G$

Σχήμα 8: Καμπύλες  $I=f(V)$  ενός Φ/Β πλαισίου για διάφορες πυκνότητες ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας  $G$

Σχήμα 9: Καμπύλη απόδοσης αντιστροφέα ανάλογα με την ισχύ εξόδου

Σχήμα 10: Ευρωπαϊκός διαβαθμισμένος βαθμός απόδοσης αντιστροφέα

Σχήμα 11: Κυριότεροι τρόποι διασύνδεσης των Φ/Β πάνελ με τους αντιστροφείς

# Κατάλογος Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 1: Ωριαία χρονοσειρά της ζήτησης φορτίου για την πανεπιστημιούπολη του ΕΛΜΕΠΑ για το έτος 2022

Διάγραμμα 2: Καμπύλη διάρκειας φορτίου για την πανεπιστημιούπολη του ΕΛΜΕΠΑ για το έτος 2022

Διάγραμμα 3: Μηνιαία ζήτηση φορτίου για την πανεπιστημιούπολη του ΕΛΜΕΠΑ για το έτος 2022

Διάγραμμα 4: Ποσοστό ζήτησης φορτίου για την πανεπιστημιούπολη του ΕΛΜΕΠΑ για το έτος 2022 ανά ημέρα της εβδομάδος

Διάγραμμα 5: Ποσοστό ζήτησης φορτίου για την πανεπιστημιούπολη του ΕΛΜΕΠΑ για το έτος 2022 ανά ώρα της ημέρας

Διάγραμμα 6: Καμπύλη διάρκειας επαυξημένου φορτίου για την πανεπιστημιούπολη του ΕΛΜΕΠΑ για το έτος 2022 με EV chargers

Διάγραμμα 7: Ροής (μοντελοποιεί την αρχή λειτουργίας του μικροδικτύου)

Διάγραμμα 8: Πρόβλεψη μείωσης του κόστους των μπαταριών δικτύων διανομής (utility batteries) κατά 25% μέχρι το 2025

Διάγραμμα 9: Μελλοντικές ροές χρημάτων (cash flows) που θα προκύψουν από την υλοποίηση του εξεταζόμενου επενδυτικού σχεδίου

Διάγραμμα 10: Διάγραμμα Ηλεκτρολογικής Εγκατάστασης Φ/Β Σταθμού και Συστήματος Αποθήκευσης

Διάγραμμα 11: Ενεργειακό μίγμα Κρήτης μετά τη μερική διασύνδεση

Διάγραμμα 12: Επίδραση της μείωσης αερίων GHG στην ΚΠΑ

Διάγραμμα 13: Ωριαία παραγωγή ισχύος του Φ/Β σταθμού σε ετήσια βάση

Διάγραμμα 14: Μηνιαία παραγωγή ενέργειας του Φ/Β σταθμού

Διάγραμμα 15: Ωριαία μεταβολή της εγκατεστημένης χωρητικότητας του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας σε ετήσια βάση

Διάγραμμα 16: Ωριαία ροή ενέργειας στο σύστημα αποθήκευσης για ένα 24ώρο μια μέρα του Ιουνίου

Διάγραμμα 17: Μέσο μηνιαίο επίπεδο φόρτισης του συστήματος αποθήκευσης

Διάγραμμα 18: Καμπύλη διάρκειας του επιπέδου φόρτισης του συστήματος αποθήκευσης

Διάγραμμα 19: Ωριαίο μείγμα ενέργειας στο ΕΛΜΕΠΑ για ένα 24ώρο μια μέρα του Ιουνίου

Διάγραμμα 20: Ενεργειακό μίγμα ΕΛΜΕΠΑ για ένα 24ώρο

Διάγραμμα 21: Μηνιαία ενέργεια που δεν κάλυψε το σύστημα αυτοπαραγωγού

Διάγραμμα 22 Μηνιαία ενέργεια που δεν κάλυψε το σύστημα αυτοπαραγωγού σε σχέση με αυτή που κάλυψε το σύστημα zero feed in

Δι. Διάγραμμα 24 Μηνιαίο ποσοστό ενεργειακής αυτονομίας ΕΛΜΕΠΑ  
Ετήσιο ενεργειακό μίγμα ΕΛΜΕΠΑ



# Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1: Ηλεκτροπαραγωγή κατά μορφή ενέργειας (Πηγή: Καθημερινή)

Εικόνα 2: Χάρτης Γραμμών Μεταφοράς (Πηγή: ΑΔΜΗΕ)

Εικόνα 3: Χάρτης Διεθνών Διασυνδέσεων (Πηγή: ΑΔΜΗΕ)

Εικόνα 4: Χάρτης με γεωγραφικές περιοχές που ο ΔΕΔΔΗΕ έχει εξαντλήσει τις δυνατότητες απορρόφησης ισχύος σταθμών ΑΠΕ (Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ)

Εικόνα 5: Οριζόντια πυκνότητα ισχύος ηλιακής ακτινοβολίας (GHI) σε εγχώρια και παγκόσμια κλίμακα (Πηγή: SolarGIS)

Εικόνα 6: Διάφορα επίπεδα ενός Φ/Β συστήματος (Πηγή: ResearchGate)

Εικόνα 7: Σταθερές βάσεις στήριξης Φ/Β πάνελ επί εδάφους

Εικόνα 8: Σταθερές βάσεις στήριξης Φ/Β πάνελ με συστήματα ιχνηλάτισης μονού άξονα

Εικόνα 9: Σταθερές βάσεις στήριξης Φ/Β πάνελ με συστήματα ιχνηλάτισης διπλού άξονα

Εικόνα 10: Μετασχηματιστής ελαίου

Εικόνα 11: Χρόνος εκφόρτισης συσσωρευτών ανάλογα με την ισχύ (Πηγή: Elsevier)

Εικόνα 12: Συσσωρευτής μολύβδου-οξέος

Εικόνα 13: Τεχνολογία συσσωρευτή μολύβδου άνθρακα (Πηγή: NaradaPower)

Εικόνα 14: Τεχνολογία συσσωρευτή λιθίου (Πηγή: ResearchGate)

Εικόνα 15: Σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες λιθίου για δίκτυα διανομής (Πηγή: NaradaPower)

Εικόνα 16 Κάτοψη περιοχής μελέτης

Εικόνα 17 Κάτοψη Φ/Β σταθμού ονομαστικής ισχύος 760kW και συσσωρευτών εγκατεστημένης χωρητικότητας 1250kWh

Εικόνα 18 Προοπτικό νότιας όψης

Εικόνα 19 Προοπτικό ανατολικής όψης

Εικόνα 20 Προοπτικό δυτικής όψης

Εικόνα 21 Προοπτικό βόρειας όψης

Εικόνα 22 Φ/Β σταθμός ονομαστικής ισχύος 760kW και συσσωρευτών εγκατεστημένης χωρητικότητας 1250kWh

Εικόνα 23 Σταθμός ελέγχου ηλεκτρολογικής εγκατάστασης

# Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1: Νέα εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ στο διασυνδεδεμένο σύστημα (Πηγή: ΑΔΜΗΕ)

Πίνακας 2: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή, μέχρι το 2030, σύμφωνα με το ΕΣΕΚ (Πηγή: ΑΔΜΗΕ)

Πίνακας 3: Φ/Β πάνελ LR5-54HIB 400M της εταιρείας LONGi

Πίνακας 4: Στοιχεία BESS της εταιρείας Narada

Πίνακας 5: Οικονομικά χαρακτηριστικά συστήματος

Πίνακας 6: Βέλτιστα αποτελέσματα για το σενάριο με Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία μολύβδου άνθρακα.

Πίνακας 7: Βέλτιστα αποτελέσματα για το σενάριο με Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία λιθίου.

Πίνακας 8: Βέλτιστα αποτελέσματα για το σενάριο με Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία μολύβδου άνθρακα με μειωμένο κόστος συσσωρευτών κατά 25%.

Πίνακας 9: Βέλτιστα αποτελέσματα για το σενάριο με Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία λιθίου με μειωμένο κόστος συσσωρευτών κατά 25%.

Πίνακας 10: Βέλτιστα αποτελέσματα για το σενάριο με Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία μολύβδου άνθρακα με μειωμένο κόστος συσσωρευτών κατά 50%.

Πίνακας 11: Βέλτιστα αποτελέσματα για το σενάριο με Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία λιθίου με μειωμένο κόστος κατά 50%.

Πίνακας 12: Βέλτιστα αποτελέσματα για το σενάριο με επαυξημένο φορτίο, Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία μολύβδου άνθρακα με μειωμένο κόστος συσσωρευτών κατά 25%.

Πίνακας 13: Βέλτιστα αποτελέσματα για το σενάριο με επαυξημένο φορτίο, Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία λιθίου με μειωμένο κόστος συσσωρευτών κατά 25%.

Πίνακας 14: Γενικά στοιχεία Φ/Β γεννήτριας

Πίνακας 15: Ανάλυση μείωσης εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου με RETScreen 4.0

Πίνακας 16: Βέλτιστα αποτελέσματα κατά Pareto για το σενάριο με Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία μολύβδου άνθρακα με μειωμένο κόστος συσσωρευτών κατά 25%

Πίνακας 17 Σύνοψη οικονομοτεχνικών στοιχείων

# 1. ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Το πρώτο κεφάλαιο εξετάζει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές στην Ευρωπαϊκή Ένωση και στην Ελλάδα, εστιάζοντας στο εθνικό σχέδιο για την ενέργεια και το κλίμα. Στη συνέχεια, αναλύει το ελληνικό σύστημα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, παρουσιάζει τις πρακτικές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και τη σχετική νομοθεσία. Τέλος, εξετάζει την πρακτική του zero feed in με έμφαση στην μεγιστοποίηση της αυτοκατανάλωσης και την προοπτική για διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε περιοχές με κορεσμένο δίκτυο.

## 1.1 Εισαγωγή

Οι συμβατικές πηγές ενέργειας, όπως ο άνθρακας, το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο, γνωστές και ως ορυκτά καύσιμα, έχουν διερευνηθεί και αξιοποιηθεί για την παραγωγή ενέργειας σε σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής τους τελευταίους αιώνες. Το σημαντικότερο πλεονέκτημα αυτών των πηγών ενέργειας είναι ότι έχουν υψηλή ενεργειακή απόδοση. Ωστόσο, εκπέμπουν διοξείδιο του άνθρακα και άλλα αέρια του θερμοκηπίου όταν χρησιμοποιούνται τα οποία εντείνουν την κλιματική αλλαγή. Ειδικότερα, με την άφιξη της βιομηχανικής επανάστασης, η ποσότητα των αερίων του θερμοκηπίου άρχισε να αυξάνεται σημαντικά στην ατμόσφαιρα. Κατά τη διάρκεια του περασμένου αιώνα, η θερμοκρασία του πλανήτη αυξήθηκε λόγω των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου[1]. Επί του παρόντος, η γη θερμαίνεται προοδευτικά με την πάροδο του χρόνου. Η εκτεταμένη χρήση ορυκτών καυσίμων είναι ένας από τους κύριους λόγους για την παγκόσμια υπερθέρμανση του πλανήτη. Το διοξείδιο του άνθρακα ( $\text{CO}_2$ ) και άλλα αέρια του θερμοκηπίου απελευθερώνονται στο περιβάλλον από τους σταθμούς παραγωγής ενέργειας που βασίζονται σε ορυκτά καύσιμα. Περίπου το 35% των αερίων του θερμοκηπίου εκπέμπεται εξαιτίας των υφιστάμενων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής [2]. Μια μελέτη δείχνει ότι, περίπου το 42% του  $\text{NO}_x$  και το 38% του  $\text{SO}_2$  εκπέμφθηκε από

σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με βάση τον άνθρακα στην Κίνα το 2015. Περίπου το 40% του συνόλου των αερίων του θερμοκηπίου παρήχθη λόγω σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με βάση τον άνθρακα[3]. Αυτά τα αέρια είναι υπεύθυνα για τον εγκλωβισμό θερμότητας στην ατμόσφαιρα, η οποία αυξάνει την παγκόσμια θερμοκρασία. Είναι επιτακτική ανάγκη να αποδεχτούμε ότι ο πλανήτης μας θα γίνει λιγότερο βιώσιμος αν η θερμοκρασία συνεχίσει να αυξάνεται με τον σημερινό ρυθμό. Η αυξημένη θερμοκρασία λιώνει τους πάγους των παγετώνων, αυξάνει το ύψος της στάθμης της θάλασσας, προκαλεί καταστροφικές ξηρασίες και πυρκαγιές σε πολλές ξηρές περιοχές. Για τον μετριασμό αυτών των προβλημάτων, απαιτείται ταχεία απεξάρτηση του τομέα της ενέργειας από τον άνθρακα για να επιτευχθεί ο στόχος αύξησης της θερμοκρασίας κατά 2°C που συζητείται στη συμφωνία του Παρισιού [2].

Οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής που χρησιμοποιούν φυσικό αέριο εκπέμπουν 50% λιγότερο CO<sub>2</sub> από ό,τι άλλες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που βασίζονται σε ορυκτά καύσιμα. Ως εκ τούτου, το φυσικό αέριο θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί ως μεταβατικό καύσιμο έως ότου οι ΑΠΕ γίνουν πιο αποδοτικές και βιώσιμες[4]. Τα Ηνωμένα Έθνη έχουν προτείνει δεκαεπτά στόχους βιώσιμης ανάπτυξης για ένα πράσινο περιβάλλον όπου η οικονομικά προσιτή καθαρή ενέργεια βρίσκεται στην έβδομη θέση. Οι ΑΠΕ συχνά θεωρούνται πηγές ενέργειας χωρίς εκπομπές και φιλικές προς το περιβάλλον. Αν και οι ΑΠΕ είναι πολύ καλύτερες από τα ορυκτά καύσιμα, έρευνες δείχνουν ότι μπορούν να έχουν και αυτές αρνητικές επιπτώσεις στο περιβάλλον (πχ ανεμογεννήτριες σε περιοχές νατουρα). Αδιαμφισβήτητο όμως οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας θα διαδραματίζουν όλο και πιο σημαντικό ρόλο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Συγκεκριμένα σύμφωνα με την οδηγία 2009/28/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου, ενέργεια από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.) ή ανανεώσιμη ενέργεια ορίζεται η ενέργεια από ανανεώσιμες μη ορυκτές πηγές, ήτοι αιολική, ηλιακή (ηλιακή θερμική και ηλιακή φωτοβολταϊκή) και γεωθερμική ενέργεια, ενέργεια του περιβάλλοντος, παλιρροϊκή, κυματική και λοιπές μορφές ενέργειας των ωκεανών, υδροηλεκτρική, από βιομάζα, ενέργεια από τα εκλυόμενα στους χώρους υγειονομικής ταφής αέρια,

από τα αέρια που παράγονται σε σταθμούς επεξεργασίας λυμάτων και από τα βιοαέρια.

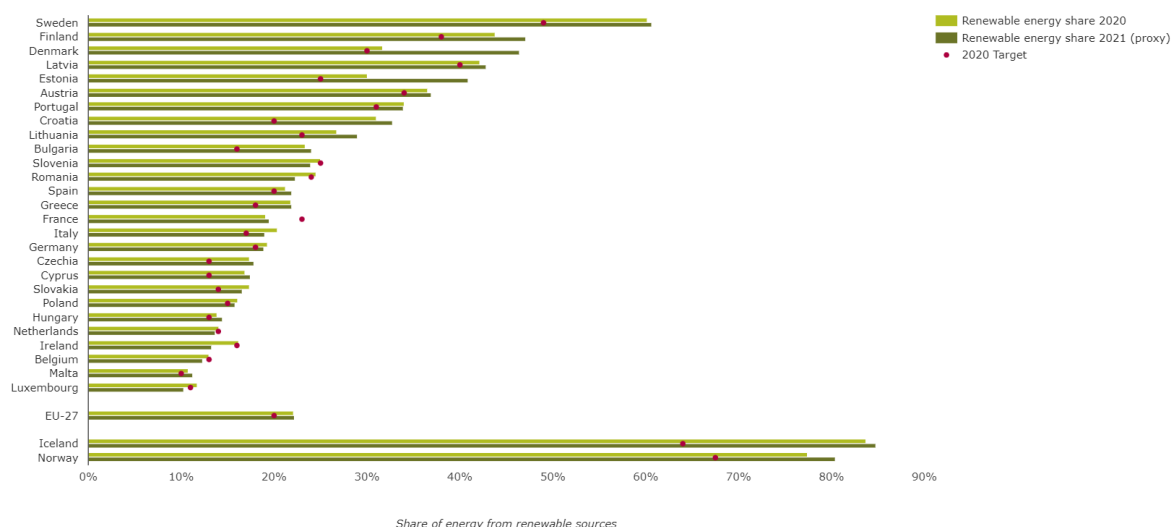
Για την εκμετάλλευσή τους δεν απαιτείται κάποια ενεργητική παρέμβαση, όπως εξόρυξη, άντληση ή καύση, όπως με τις μέχρι τώρα χρησιμοποιούμενες πηγές ενέργειας, αλλά απλώς η εκμετάλλευση της ήδη υπάρχουσας ροής ενέργειας στη φύση. Δεύτερον, πρόκειται για «καθαρές» μορφές ενέργειας, πολύ «φιλικές» στο περιβάλλον, που δεν αποδεσμεύουν υδρογονάνθρακες, διοξείδιο του άνθρακα ή τοξικά και ραδιενεργά απόβλητα, όπως οι υπόλοιπες πηγές ενέργειας που χρησιμοποιούνται σε μεγάλη κλίμακα. Έτσι θεωρούνται από πολλούς μία αφετηρία για την επίλυση των οικολογικών προβλημάτων που αντιμετωπίζει η Γη. [5]

## 1.2 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Α.Π.Ε. στην Ευρωπαϊκή Ένωση και στην Ελλάδα

Το 2021, το 22% της ενέργειας που καταναλώθηκε στην ΕΕ παρήχθη από ανανεώσιμες πηγές, σύμφωνα με τις πρώτες εκτιμήσεις του ΕΟΧ. Αυτό είναι το ίδιο με το επίπεδο που παρατηρήθηκε το 2020, παρά τα δύο χρόνια που χαρακτηρίστηκαν από διαφορετικές συνθήκες και καταναλωτικά πρότυπα. Η κατανάλωση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αυξήθηκε σε απόλυτες τιμές το 2021, λόγω της μεγαλύτερης διείσδυσής τους στον τομέα της θέρμανσης, καθώς και της αυξημένης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ηλιακή ενέργεια. Ωστόσο, αυτό επισκιάστηκε από τις πιο αργές ταχύτητες ανέμου και την ταχεία ανάκαμψη των μη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μετά την πανδημία COVID-19.

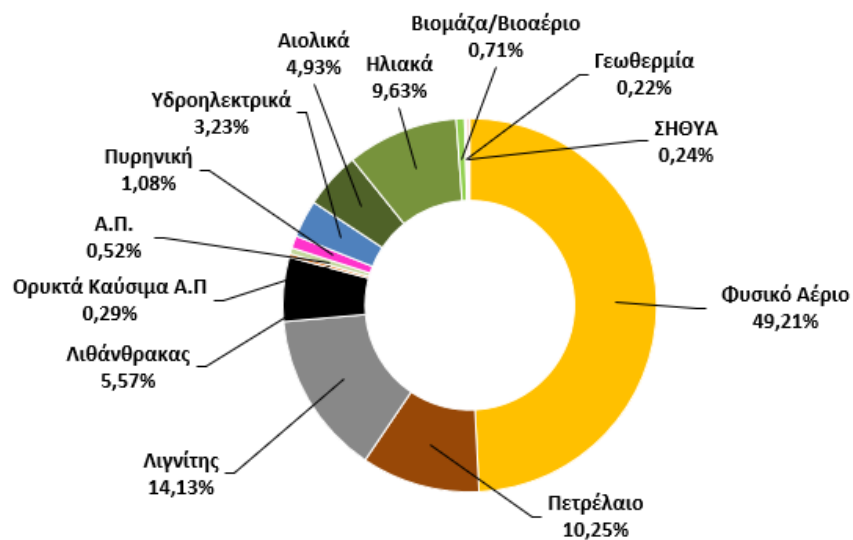
Με τον τρέχοντα ρυθμό, οι προοπτικές επίτευξης του στόχου της ΕΕ του 32% για το 2030 παραμένουν αβέβαιες. Επιπλέον, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή πρότεινε τροποποίηση της Οδηγίας για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας με πιο φιλόδοξο στόχο 40% έως το 2030, ώστε να ανοίξει ο δρόμος για την κλιματική ουδετερότητα έως το 2050. Η επίτευξη αυτού του αναθεωρημένου στόχου θα απαιτήσει βαθύ μετασχηματισμό του ευρωπαϊκού ενεργειακού συστήματος, που θα περιλαμβάνει όλους τους τομείς. [6]

Παρακάτω στο σχήμα 1 φαίνεται η πρόοδος προς τους στόχους ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ανά χώρα της ΕΕ



Σχήμα 1 Μερίδιο ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ στην ΕΕ

Η Ελλάδα παράγει σχεδόν το 50% της ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο, ενώ οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας συνεισφέρουν μόλις με 16%. Το υπόλοιπο προέρχεται από λιγνίτη 14,13%, υδροηλεκτρικά εργοστάσια 3,23%, πετρέλαιο 10,25%, λιθάνθρακα 5,57%. Η χώρα στοχεύει στη δραστική μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου για την επίτευξη μιας οικονομίας κλιματικής ουδετερότητας έως το 2050. Σημαντικός παράγοντας για τη μείωση των εκπομπών άνθρακα σε εθνικό επίπεδο είναι η αύξηση της ενσωμάτωσης των ΑΠΕ στο μείγμα παραγωγής ενέργειας.



Σχήμα 2 Ενεργειακό μείγμα 2022

Όπως φαίνεται παρακάτω στον πίνακα 1, η νέα εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ στο ΕΣΜΗΕ παρουσιάζει αυξητική τάση τα τελευταία χρόνια, ενώ το 2021 ανήλθε σε 1.043MW.

Πίνακας 1

Νέα εγκατεστημένη ισχύς (MW) ΑΠΕ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα						
Έτος	Αιολικά	Φωτοβολταϊκά	ΜΥΗΣ*	Βιομάζα	Συμπαράγωγή	Σύνολο
2019	746	149	1	5	4	905
2020	430	343	3	8	2	786
2021	528	497	5	13	0	1.043

\*Μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί

Η Ελλάδα στοχεύει μια αναδιάρθρωση του ενεργειακού μείγματος έως το 2030, με στόχο την καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής και την αύξηση της ενεργειακής ασφάλειας. Συγκεκριμένα, προβλέπεται η αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ σε τουλάχιστον 35% της συνολικής ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ενέργειας. Αυτό απαιτεί έναν ριζικό μετασχηματισμό του τομέα ηλεκτρισμού, με τις ΑΠΕ να κυριαρχούν στο παραγωγικό μείγμα με συμμετοχή άνω του 60% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας έως το 2030. Η αλματώδης διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή που αναμένεται έως το 2030, φαίνεται και στον πίνακα 2 που ακολουθεί:

[7]

## Πίνακας 2

Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή, μέχρι το 2030, σύμφωνα με το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα

Ηλεκτροπαραγωγή-Εγκατεστημένη Ισχύς (GW)	2022	2025	2027	2030
Βιομάζα & Βιοαέριο	0,09	0,12	0,23	0,32
Υδροηλεκτρικά (συμπ. Μεικτών αντλητικών)	3,66	3,72	3,83	3,86
Αιολικά	3,19	4,04	5,16	6,62
Φωτοβολταϊκά	4,38	5,33	5,81	6,76
Ηλιοθερμικοί σταθμοί	0,00	0,07	0,07	0,07
Γεωθερμία	0,00	0,00	0,03	0,08
<b>Σύνολο</b>	<b>11,33</b>	<b>13,29</b>	<b>15,14</b>	<b>17,71</b>

### 1.3 Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα

Η κυβέρνηση της Ελλάδας έχει κυρώσει με την υπ' αριθμό 4/23.12.2019 Απόφαση του Κυβερνητικού Συμβουλίου Οικονομικής Πολιτικής (ΦΕΚ Β'4893) το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) ή αλλιώς National Energy and Climate Plan (NECP), το οποίο περιλαμβάνει έναν αναλυτικό πλάνο για την επίτευξη συγκεκριμένων ενεργειακών και κλιματικών στόχων έως το έτος 2030. Το ΕΣΕΚ περιλαμβάνει επίσης μια μακροχρόνια στρατηγική για το έτος 2050, που αποτελεί έναν οδικό χάρτη για την επίτευξη του συλλογικού ευρωπαϊκού στόχου της επιτυχούς και βιώσιμης μετάβασης σε μια οικονομία κλιματικής ουδετερότητας έως το έτος 2050. Η μακροχρόνια στρατηγική βασίζεται στην επίτευξη των στόχων του ΕΣΕΚ έως το έτος 2030.

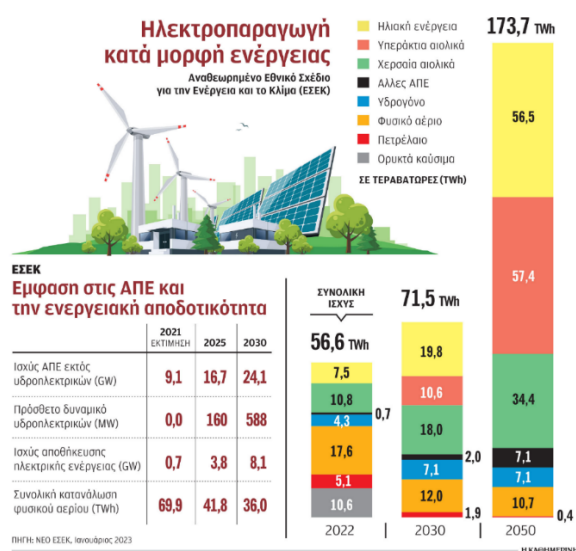
Η Ελλάδα έχει συμπεριληφθεί σε διάφορες διεθνείς συμφωνίες και πρωτοβουλίες που αφορούν τις ΑΠΕ. Μια από αυτές είναι η συνθήκη του Παρισιού για την κλιματική αλλαγή, η οποία έχει στόχο να περιορίσει την παγκόσμια αύξηση της θερμοκρασίας και να ενθαρρύνει τη χρήση ΑΠΕ. Επιπρόσθετα, η Ελλάδα είναι μια από τις χώρες που στηρίζουν την ανάπτυξη των ΑΠΕ στην Ευρωπαϊκή Ένωση, στο πλαίσιο του Ευρωπαϊκού Σχεδίου Ανάκαμψης, το οποίο περιλαμβάνει χρηματοδοτικά μέτρα για την προώθηση των ΑΠΕ και την προσαρμογή στις αλλαγές του κλίματος.

Οι επενδυτές στον τομέα των ΑΠΕ στην Ελλάδα μπορούν να επωφεληθούν από διάφορα κίνητρα και χρηματοδοτικά μέτρα, όπως



επιχορηγήσεις, ελάχιστες τιμές εγγυημένων τιμών, διάφορες μορφές φορολογικών ελαφρύνσεων και άλλα μέτρα στήριξης. Επιπλέον, η Ελλάδα έχει εισαγάγει μηχανισμούς για τη διευκόλυνση της επένδυσης στα ΑΠΕ, όπως τον μηχανισμό της απλούστευσης της διαδικασίας έκδοσης αδειών για τα αιολικά και ηλιακά πάρκα. Η χρήση των ΑΠΕ σταθεροποιείται όλο και περισσότερο σε επίπεδο κατανάλωσης ενέργειας, καθώς οι τιμές τους γίνονται όλο και πιο ανταγωνιστικές σε σχέση με τις συμβατικές μορφές ενέργειας. Η Ελλάδα έχει θέσει στόχους για την ανάπτυξη της ανανεώσιμης ενέργειας και έχει υποσχεθεί να μειώσει την εξάρτησή της από τις συμβατικές μορφές ενέργειας.

Αξίζει να αναφερθεί ότι η Ελλάδα έχει στόχο να φτάσει στο 35% της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ έως το 2030, σύμφωνα με το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, για να μειώσει τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και να βελτιώσει το περιβάλλον. Στόχος είναι επίσης η δραστική και οριστική μείωση του μεριδίου λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή και η πλήρης απένταξή του από το εγχώριο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το έτος 2028, σύμφωνα με την αναθεωρημένη Κυβερνητική στρατηγική για το ΕΣΕΚ. Στην εικόνα 1 αναπαρίστανται οι στόχοι του ΕΣΕΚ για την ηλεκτροπαραγωγή.



Εικόνα 1 Ηλεκτροπαραγωγή κατά μορφή ενέργειας

## 1.4 Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας

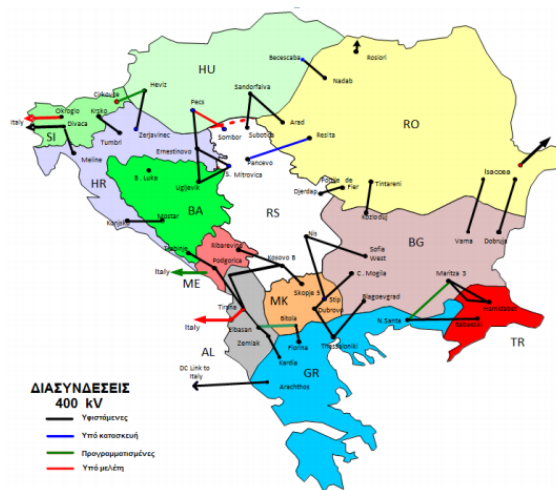
Το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) υπάγεται στον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) και αποτελείται από τις γραμμές υψηλής τάσης, τις διεθνείς διασυνδέσεις και τις εγκαταστάσεις που απαιτούνται για τη διακίνηση ηλεκτρικής ενέργειας υπό υψηλή (150 kV) και υπερυψηλή τάση (400 kV). Τα έργα διασύνδεσης των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών εντάσσονται στα έργα του ΑΔΜΗΕ για το ΕΣΜΗΕ. Οι διασυνδέσεις των νησιών με το Ηπειρωτικό Σύστημα είναι εξαιρετικά σημαντικές διότι όχι μόνο αυξάνουν την αξιοπιστία και την ποιότητα της τροφοδοσίας του εθνικού δικτύου αλλά συμβάλουν και στην απεξάρτηση από μεμονωμένες συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (πχ. Εργοστάσια ΔΕΔΔΗΕ στην Κρήτη με βασικό καύσιμο το μαζούτ και το diesel). Η ανάπτυξη τόσο του Συστήματος Μεταφοράς όσο και του Δικτύου Διανομής σχεδιάζεται και προγραμματίζεται σε ετήσια βάση, από τους αρμόδιους Διαχειριστές (ΑΔΜΗΕ Α.Ε. και ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.). Η ενίσχυση και η ανάπτυξη του Ηπειρωτικού Συστήματος Μεταφοράς, είναι ζωτικής σημασίας για τη δημιουργία υποδομών για την περαιτέρω διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας.

Το ΕΣΜΗΕ συνδέει από το 2020 με το Ηπειρωτικό Σύστημα μέσω υπόγειων και υποβρύχιων καλωδιακών γραμμών 150kV τα Νησιωτικά Συμπλέγματα των Ιονίων Νήσων, την Εύβοια και τις Κυκλάδες. Στο έργο διασύνδεσης της Κρήτης έχει υλοποιηθεί η υποβρύχια διασύνδεση AC διπλού κυκλώματος 150kV με την Πελοπόννησο και αναμένεται η σύνδεση συνεχούς Ρεύματος (DC) Αττική - Κρήτη 500kV. Στην εικόνα 2 απεικονίζεται ο χάρτης των υφιστάμενων γραμμών μεταφοράς (αριστερά) και ο ανανεωμένος χάρτης όπως προβλέπεται να διαμορφώνεται έως το 2030 (δεξιά).



### Εικόνα 2 Χάρτης Γραμμών Μεταφοράς

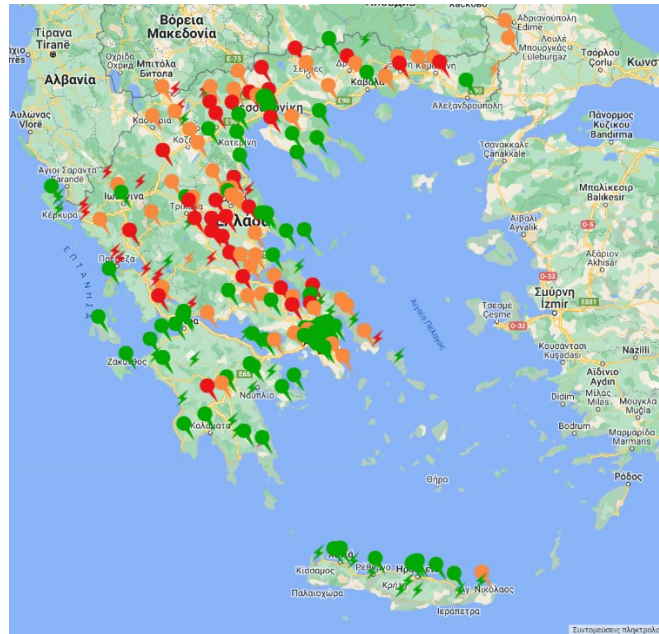
Η Ελλάδα συνδέεται με το διασυνδεδεμένο Ευρωπαϊκό Σύστημα μέσω διασυνδετικών γραμμών μεταφοράς και λειτουργεί υπό το συντονισμό του ENTSO-E (Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας). Χρησιμοποιούνται κυρίως γραμμές μεταφοράς 400 kV για την παράλληλη λειτουργία με τα συστήματα της Αλβανίας, της Βουλγαρίας, της Βόρειας Μακεδονίας και της Τουρκίας. Επιπλέον, υπάρχει ασύγχρονη σύνδεση με την Ιταλία μέσω υποβρυχίου συνδέσμου συνεχούς ρεύματος τάσης 400 kV. Στην εικόνα 3 αναπαρίστανται οι διεθνείς διασυνδέσεις ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας. Η ύπαρξη αυτών των διασυνδέσεων είναι σημαντική για την ασφάλεια του ενεργειακού συστήματος καθώς επιτρέπει την εξισορρόπηση της ζήτησης και προσφοράς ενέργειας και τη διασφάλιση της σταθερότητας του δικτύου. Επιπλέον, αυτές οι διασυνδέσεις επιτρέπουν στην Ελλάδα να εισάγει ή να εξάγει ενέργεια από άλλες χώρες, ανάλογα με τις ανάγκες της και τη διαθεσιμότητα των πόρων. Επίσης, η διασύνδεση με την Ιταλία επιτρέπει στην Ελλάδα να συνδέεται με την ευρωπαϊκή αγορά ενέργειας και να επωφελείται από τις ευκαιρίες που παρουσιάζονται σε αυτήν την αγορά. Συνολικά, οι διασυνδέσεις αυτές είναι σημαντικές για την ενεργειακή ασφάλεια της χώρας και για τη διασφάλιση της αξιοπιστίας του ενεργειακού της συστήματος.



Εικόνα 3 Χάρτης Διεθνών Διασυνδέσεων

Το ελληνικό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας έχει αντιμετωπίσει πρόσφατα προβλήματα κορεσμού ανά περιοχές της χώρας. Με τον όρο κορεσμένο δίκτυο εννοούμε ότι ο υποσταθμός της συγκεκριμένης περιοχής έχει φτάσει ήδη στο μέγιστο της ενέργειας που μπορεί να λάβει από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και δε δύναται να διαχειριστεί νέες εγκαταστάσεις. Σύμφωνα με ανακοινώσεις του ΔΕΔΔΗΕ, από τους 442 Μ/Σ του δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, οι 38 έχουν εξαντλήσει το θερμικό περιθώριο, οι 92 έχουν εξαντλήσει το όριο βραχυκύκλωσης και οι 2 έχουν εξαντλήσει τόσο το θερμικό περιθώριο όσο και το όριο βραχυκύκλωσης.

Σε ορισμένες γεωγραφικές περιοχές ο ΔΕΔΔΗΕ έχει εξαντλήσει τις δυνατότητες απορρόφησης ισχύος σταθμών ΑΠΕ, και δεν υπάρχει δυνατότητα νέων υποδομών εξαιτίας περιορισμών από το δίκτυο ΥΤ. Στην εικόνα 4 φαίνεται η τρέχουσα κατάσταση των υποσταθμών του ΔΕΔΔΗΕ. Επιπλέον, ο διαθέσιμος ηλεκτρικός χώρος στο δίκτυο Διανομής υπόκειται σε επιμέρους τοπικούς περιορισμούς που ενδέχεται να περιορίζουν περαιτέρω τις γεωγραφικές περιοχές που είναι δυνατή η σύνδεση επιπλέον σταθμών ΑΠΕ. Προς διευκόλυνση των Παραγωγών, ο νόμος 4951/2022 προέβλεψε τον επιμερισμό του κόστους μεγάλων έργων σύνδεσης μεταξύ ΔΕΔΔΗΕ και παραγωγών κατά 50%.



Εικόνα 4 Χάρτης με γεωγραφικές περιοχές που ο ΔΕΔΔΗΕ έχει εξαντλήσει τις δυνατότητες απορρόφησης ισχύος σταθμών ΑΠΕ

Με βάση τον χάρτη του ΔΕΔΔΗΕ υπάρχουν περιοχές στην Αττική και τη Θεσσαλονίκη, καθώς και σε μικρότερο βαθμό σε 12 Περιφερειακές Ενότητες, όπου υπάρχει πλέον περιθώριο στο δίκτυο για να συνδεθεί ένας σταθμός ΑΠΕ. Ειδικότερα, σε 17 Περιφερειακές Ενότητες υπάρχει ηλεκτρικός χώρος στο Δίκτυο Διανομής, αλλά υπάρχουν και άλλοι περιορισμοί, όπως κορεσμένες περιοχές ΥΤ και διασυνδεδεμένα νησιά, οι οποίοι εμποδίζουν την αποδοχή νέων αιτημάτων ενώ σε 16 Περιφερειακές Ενότητες δεν υπάρχει αυτή τη στιγμή διαθέσιμος ηλεκτρικός χώρος για να αποδεχθεί ο ΔΕΔΔΗΕ επιπλέον αιτήματα. Παρόλο που πρόσφατα υπήρξε επικαιροποίηση του ενδιαφέροντος για παραμονή στις λίστες αδυναμιών, δεν είναι σαφές πότε θα υπάρξει αρκετός διαθέσιμος ηλεκτρικός χώρος για να αποδεχθούν νέα αιτήματα.

Στο νομό Ηρακλείου η εγκατεστημένη ισχύς Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ ανέρχεται στα 625 MW, το σύνολο αιτημάτων στα 224 MW (δεσμευμένη ισχύς, αδυναμίες, εκκρεμή). Ο νομός Ηρακλείου δεν αντιμετωπίζει πρόβλημα κορεσμού δικτύου.

## 1.5 Πρακτικές Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από Α.Π.Ε και Νομοθεσία

Πρόσφατα ψηφίστηκε στην Ελληνική Βουλή μια νέα νομοθεσία που ενημερώνει τις ρυθμίσεις για τη χρήση και την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, με βάση τις Οδηγίες της ΕΕ 2018/2001 και 2019/944. Ο νόμος, με αριθμό 5037/2023 (κεφάλαιο Δ: άρθρα 63-67), αναφέρεται στην αυτοκατανάλωση και την αυτοπαραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές για καταναλωτές, επιχειρήσεις και ενεργειακές κοινότητες, καθώς και για την προστασία του περιβάλλοντος. Στο νόμο παρουσιάζονται οι τρεις πρακτικές που συνδέονται με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. στην Ελλάδα, δηλαδή το net billing, το net metering και το zero feed in, ενώ καθορίζονται επίσης οι όροι και οι προϋποθέσεις για την εφαρμογή τους.

Αρχικά, το net billing αναφέρεται σε μια ρύθμιση τιμολόγησης όπου ο ιδιοκτήτης ηλιακών συλλεκτών (επιχείρηση ή ενεργειακή κοινότητα) χρεώνεται για την καθαρή κατανάλωση ενέργειας, η οποία είναι η διαφορά μεταξύ της ποσότητας ενέργειας που καταναλώνει από το δίκτυο και της ποσότητας ενέργειας που παράγουν οι ηλιακοί συλλέκτες του. Εάν οι ηλιακοί συλλέκτες παράγουν περισσότερη ενέργεια από όση καταναλώνεται, η πλεονάζουσα ενέργεια πιστώνεται στο λογαριασμό του πελάτη, η οποία μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την αντιστάθμιση μελλοντικών λογαριασμών ενέργειας. Η ισχύς του φωτοβολταϊκού σε αυτή την πρακτική δεν έχει ανώτατο επιτρεπτό όριο. Μια επιχείρηση έχει τη δυνατότητα να χρησιμοποιήσει την επιλογή του virtual net-billing είτε μόνη της είτε συμμετέχοντας σε μια ενεργειακή κοινότητα. Στην περίπτωση του virtual net-billing, οι σταθμοί παραγωγής μπορούν να εγκατασταθούν σε οποιαδήποτε περιοχή της χώρας, ανεξάρτητα από το πού βρίσκονται οι εγκαταστάσεις κατανάλωσης.

Σε αντίθεση με το net-billing που συμψηφίζονται ουσιαστικά λογαριασμοί ρεύματος, στο net-metering συμψηφίζονται κιλοβατώρες. Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια που δεν χρησιμοποιείται από τον καταναλωτή μπορεί να εξαχθεί στο δίκτυο όπου αποθηκεύεται για διάστημα έως και τριών ετών. Μετά την τριετία γίνεται εκκαθάριση και τυχόν πλεόνασμα ενέργειας για τον καταναλωτή δεν αποζημιώνεται. Η

ισχύς του φωτοβολταϊκού σε αυτή την πρακτική έχει σύμφωνα με τη νέα νομοθεσία ανώτατο όριο ισχύος 10 kWp ανά παροχή κατανάλωσης για τον οικιακό τομέα και 100 kWp ανά παροχή κατανάλωσης για επιχειρήσεις. Αξίζει να σημειωθεί ότι σε περίπτωση εγκατάστασης συστήματος αποθήκευσης, η μέγιστη ονομαστική ισχύς του μετατροπέα του συστήματος αποθήκευσης (σε κιλοβολταμπέρ - kVA), δεν πρέπει να ξεπερνά την ονομαστική ισχύ του φωτοβολταϊκού (σε κιλοβάτ - kW). Τέλος, για εμπορικούς καταναλωτές δεν θα μπορεί να εφαρμόζεται εικονικός ενεργειακός συμψηφισμός.

Η πρακτική του zero feed-in είναι μια εναλλακτική λύση στο net metering και net billing, όπου ο καταναλωτής παράγει ηλεκτρική ενέργεια, αλλά δεν εξάγει καμία ενέργεια στο δίκτυο. Αντί αυτού, η παραγόμενη ενέργεια χρησιμοποιείται μόνο από τον καταναλωτή. Για να επιτευχθεί αυτό, εγκαθίσταται ένας αισθητήρας κατεύθυνσης στην είσοδο της εγκατάστασης, ο οποίος ελέγχει την κατεύθυνση της ροής της ενέργειας. Συνήθως συνδυάζεται με ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, ώστε να μπορεί να καλυφθεί η ζήτηση του καταναλωτή από την αποθηκευμένη ενέργεια σε περίπτωση που αυτή δεν είναι διαθέσιμη από την παραγωγή ή το δίκτυο. Αυτή η πρακτική καθιστά δυνατή τη σύνδεση σταθμών παραγωγής σε κορεσμένα δίκτυα, όπου ο κορεσμός οφείλεται είτε σε υπέρβαση της ονομαστικής ισχύος των στοιχείων του Δικτύου είτε στην υπέρβαση των επιθυμητών ορίων της τάσης σε κόμβους του Δικτύου. Ωστόσο, σε περιπτώσεις κορεσμού που οφείλεται σε βραχυκύκλωση στο ζυγό ΜΤ η πρακτική του zero feed-in δεν είναι υλοποιήσιμη.

Σε κάθε περίπτωση, η νομοθεσία προβλέπει την υποχρέωση του ΔΕΔΔΗΕ να προμηθεύει τους καταναλωτές που επιλέγουν το net metering, net billing και το zero feed in με τη δυνατότητα αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας όταν η παραγωγή τους δεν καλύπτει τη ζήτηση τους. Επιπρόσθετα, κάθε καταναλωτής έχει χρέος να καταβάλλει ανεξαρτήτως πρακτικής τέλη χρήσης του δικτύου και τέλη μεταφοράς και διανομής, καθώς και τον ειδικό φόρο κατανάλωσης, για την ηλεκτρική ενέργεια που αγοράζει,

## 1.6 Zero Feed-In

Το zero feed-in αποτελεί μια εναλλακτική πρακτική που διευκολύνει τη σύνδεση φωτοβολταϊκών σταθμών, ειδικά σε περιοχές με κορεσμένο δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ συγχρόνως μεγιστοποιεί την αυτοκατανάλωση. Μερικά από τα κύρια πλεονεκτήματα αυτής της πρακτικής αναλύονται στη συνέχεια.

Αρχικά, ένα από τα βασικότερα θετικά της πρακτικής αυτής είναι το μεγάλο εύρος περιοχών εγκατάστασης. Ειδικότερα, οι καταναλωτές μπορούν να εφαρμόσουν το zero feed-in σε οποιαδήποτε περιοχή που δεν αντιμετωπίζει πρόβλημα κορεσμού που οφείλεται σε βραχυκύκλωση στο ζυγό ΜΤ. Έπειτα, οι χρήστες zero feed-in καλύπτουν μεγάλο μέρος των ενεργειακών τους αναγκών από τη δική τους ανανεώσιμη παραγωγή ενέργειας, αυξάνοντας την ενεργειακή αυτονομία. Εύκολα προκύπτει ότι με την αυτόνομη παραγωγή και χρήση ενέργειας, οι καταναλωτές μειώνουν τους λογαριασμούς τους για ηλεκτρική ενέργεια από τον δικτυακό πάροχο.

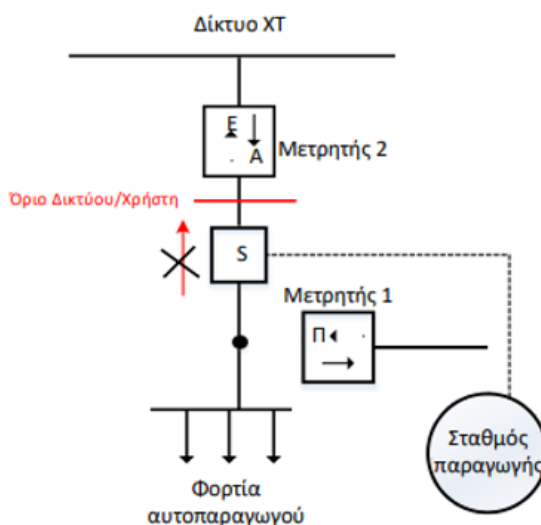
Τα συστήματα "zero feed-in" συνήθως περιλαμβάνουν αποθήκευση ενέργειας, η οποία μπορεί να χρησιμοποιηθεί κατά τις ώρες αιχμής για την τροφοδότηση των φορτίων, είτε σε διακοπές ρεύματος, εξασφαλίζοντας τη λειτουργία σημαντικών ηλεκτρικών συσκευών. Δεν μπορεί να μην δοθεί έμφαση και στα περιβαλλοντικά οφέλη του zero feed-in, αφού η αυξημένη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας βοηθά στη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και της περιβαλλοντικής επίπτωσης της ενεργειακής παραγωγής. Τέλος, δεδομένου πως το "zero feed-in," δεν εξάγει περιττή ενέργεια προς το δίκτυο, βοηθά στη μείωση του φόρτου στο δίκτυο.

Μια επιχείρηση θα μπορεί να εγκαταστήσει φωτοβολταϊκά πάνελ, δίχως να εγχέει την παραγόμενη ενέργεια στο σύστημα, αλλά μόνο να την καταναλώνει. Η επιχείρηση που ενδιαφέρεται να εγκαταστήσει σταθμό σε περιοχή με κορεσμένο ηλεκτρικό δίκτυο και να τον λειτουργεί μόνο για τις δικές της ανάγκες, δίχως να εγχέει ενέργεια στο δίκτυο υποχρεούται να καταθέσει στον ΔΕΔΔΗΕ μια τεχνική περιγραφή από την οποία θα προκύπτει η συμμόρφωση. Μαζί θα πρέπει να υποβάλλει ηλεκτρολογικό σχέδιο και τεχνικά εγχειρίδια του κατασκευαστή για τον σταθμό



παραγωγής και τον «αισθητήρα κατεύθυνσης»). Η υποχρέωση μη έγχυσης ενέργειας προς το δίκτυο θα τίθεται ως ειδικός όρος στην προσφορά σύνδεσης και στη σύμβαση σύνδεσης με τον διαχειριστή. Ο ΔΕΔΔΗΕ μπορεί να ελέγχει την απαίτηση για μη έγχυση ενέργειας στο δίκτυο μέσω κατάλληλων δοκιμών κατά τη θέση σε λειτουργία του σταθμού παραγωγής. Κατά τη λειτουργία, παρακολουθεί τα μετρητικά δεδομένα της παροχής και απενεργοποιεί τη σύνδεση του αυτοπαραγωγού με το δίκτυο σε περίπτωση παραβίασης της απαίτησης.

Παρακάτω στο σχήμα 3 παρουσιάζεται απλοποιημένο μονογραμμικό διάγραμμα της εσωτερικής ηλεκτρικής εγκατάστασης ΧΤ μετά τη σύνδεση του σταθμού παραγωγής με zero feed in, όπου η διακεκομμένη γραμμή αναπαριστά την επικοινωνία του αισθητήρα κατεύθυνσης με το σύστημα διαχείρισης του σταθμού.



Σχήμα 3 Μονογραμμικό διάγραμμα της εσωτερικής ηλεκτρικής εγκατάστασης ΧΤ μετά τη σύνδεση του σταθμού παραγωγής με zero feed in

Τα συστήματα αυτοπαραγωγής που μπορούν να αποθηκεύουν ενέργεια προσφέρουν οικονομικό όφελος στον αυτοπαραγωγό, καθώς μειώνεται η κατανάλωση ενέργειας από το δίκτυο και, ως εκ τούτου, μειώνονται οι χρεώσεις για τη χρήση του δικτύου, του συστήματος (μεταβλητό σκέλος) και του ΕΤΜΕΑΡ. Ωστόσο, οι χρεώσεις για τις υπηρεσίες κοινής ωφέλειας (ΥΚΩ) δεν μειώνονται, καθώς υπολογίζονται

βάσει της καταναλωθείσας ενέργειας, ανεξάρτητα από το εάν αυτή προέρχεται από το δίκτυο ή τον αυτοπαραγωγό.

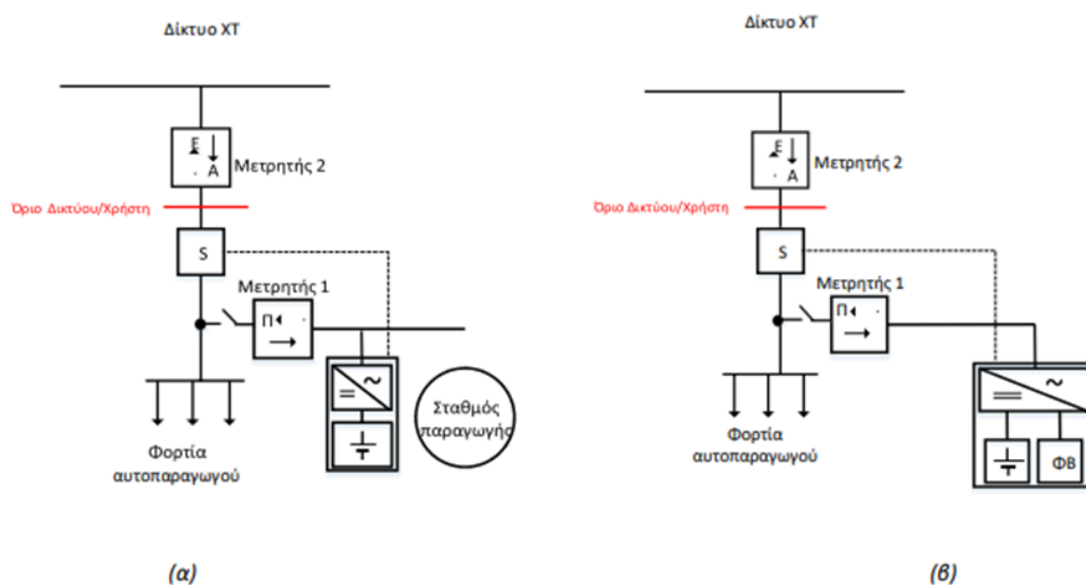
Κατά τη θέση σε λειτουργία ενός σταθμού παραγωγής που συνδυάζεται με ένα σύστημα αποθήκευσης, ο ΔΕΔΔΗΕ εκτελεί δοκιμές, ελέγχους και μετρήσεις για την προστασία του συστήματος αποθήκευσης. Αυτές περιλαμβάνουν δοκιμές προστασίας απόζευξης και έλεγχο για τη μη ανταλλαγή ενέργειας με το δίκτυο όταν δεν υπάρχουν φορτία και ο σταθμός παραγωγής είναι απενεργοποιημένος. Επιπλέον, στην περίπτωση συστημάτων αποθήκευσης μεγάλης ισχύος, μπορεί να απαιτηθούν δοκιμές και μετρήσεις για μια περίοδο δοκιμαστικής λειτουργίας μέγιστης διάρκειας 30 ημερών.

Το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας αποτελεί αναπόσπαστο μέρος της εγκατάστασης του αυτόνομου παραγωγού και τοποθετείται πίσω από το μετρητή. Η ευθύνη για την επιτυχή εγκατάσταση και ασφαλή λειτουργία του φέρεται από τον ίδιο τον παραγωγό και τον μηχανικό, σύμφωνα με τη νομοθεσία. Η εγκατάσταση πρέπει να συμμορφώνεται με τα πρότυπα των ΕΛΟΤ HD 384 και IEC 62933-5-1 και πρέπει να διαχειρίζεται τυχόν κινδύνους που μπορεί να προκληθούν από τη λειτουργία του συστήματος. Η επιλογή των προτύπων και των κανονισμών εξαρτάται από την τύπολογία των συσσωρευτών και κατά την εκκίνηση γίνεται έλεγχος μόνο των παραμέτρων που επηρεάζουν το δίκτυο και τους συνδεδεμένους χρήστες. Η ευθύνη για την καλή λειτουργία της εγκατάστασης φέρει ο παραγωγός και ο μηχανικός, σύμφωνα με την ισχύουσα νομοθεσία. Σε περίπτωση χρήσης συστήματος αποθήκευσης, η μέγιστη ονομαστική ισχύς του μετατροπέα του συστήματος αποθήκευσης (σε kVA), δεν ξεπερνά την ονομαστική ισχύ του σταθμού παραγωγής Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. (σε kW).

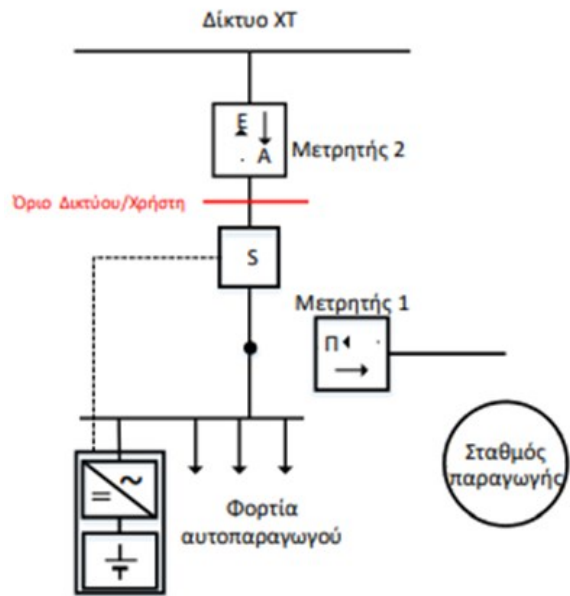
Σε περίπτωση που ένα σύστημα αποθήκευσης συνδυάζεται με έναν Φ/Β σταθμό, υπάρχουν δύο επιλογές σχετικά με τον τρόπο σύνδεσής τους στο εσωτερικό ηλεκτρικό δίκτυο του αυτοπαραγωγού. Είτε οι συσσωρευτές και ο Φ/Β σταθμός συνδέονται στο ίδιο μετατροπέα ισχύος (όπως φαίνεται στο Σχήμα 4β), είτε οι συσσωρευτές συνδέονται με έναν ανεξάρτητο μετατροπέα ισχύος (όπως φαίνεται στα Σχήματα 4α και 5), στο ίδιο εσωτερικό ηλεκτρικό δίκτυο του αυτοπαραγωγού. Η χρήση

ανεξάρτητου μετατροπέα μπορεί να χρησιμοποιηθεί από οποιονδήποτε σταθμό ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ.

Με βάση όσα αναφέρθηκαν παραπάνω θα μπορούσε να πει κανείς ότι το zero feed in αποτελεί μια ενδιαφέρουσα περίπτωση προς μελέτη για την μεγιστοποίηση της αυτοκατανάλωσης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, ιδίως για περιοχές με κορεσμένο δίκτυο, αφού όχι μόνο ενθαρρύνει την περεταίρω διείσδυση ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα της εκάστοτε περιοχής αλλά αποσυμφορεί και το δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας της σημαντικά. Στην περίπτωση του μικροδικτύου του ΕΛΜΕΠΑ θα εξετάσουμε την εφαρμογή του zero feed-in από την σκοπία της μεγιστοποίησης της αυτοκατανάλωσης, χωρίς να τίθεται ζήτημα κορεσμένου δικτύου στην περιοχή. Για την καλύτερη κατανόηση του συστήματος αυτοπαραγωγού με zero feed in και αποθήκευση ενέργειας που θα μελετηθεί στο μικροδίκτυο του ΕΛΜΕΠΑ θα εξεταστεί στα επόμενα κεφάλαια ο τρόπος λειτουργίας και ο βασικός εξοπλισμός ενός τέτοιου συστήματος.



Σχήμα 4 Μονογραμμικό διάγραμμα σύνδεσης για σύστημα αποθήκευσης με Φ/Β σταθμό



Σχήμα 5 Μονογραμμικό διάγραμμα σύνδεσης για σύστημα αποθήκευσης με Φ/Β σταθμό

## 2. ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ

Το δεύτερο κεφάλαιο επικεντρώνεται στα φωτοβολταϊκά συστήματα και παρέχει μια εισαγωγή στην Φ/Β παραγωγή ενέργειας. Αναλύονται οι βασικές αρχές της ηλιακής ενέργειας και πώς αξιοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των φωτοβολταϊκών πανελ. Επιπλέον, εξετάζονται τα διάφορα στοιχεία ενός φωτοβολταϊκού συστήματος, όπως τα φωτοβολταϊκά πλαίσια, οι τρόποι στήριξής τους, ο αντιστροφέας, ο μετασχηματιστής και ο μετρητής ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό το κεφάλαιο προσφέρει βασικές πληροφορίες για την τεχνολογία και τη λειτουργία των φωτοβολταϊκών συστημάτων, θέτοντας τα θεμέλια για την κατανόηση του συστήματος που θα προσομοιωθεί.

### 2.1 Εισαγωγή

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα είναι συστήματα που χρησιμοποιούν την ηλιακή ενέργεια για να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια. Ένα φωτοβολταϊκό σύστημα αποτελείται κυρίως από φωτοβολταϊκά πάνελ, τα οποία μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρική ενέργεια, καθώς και από μια σειρά εξαρτημάτων όπως αντιστροφείς, μετατροπείς, μπαταρίες, καλώδια και κύκλωμα ελέγχου. Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τα φωτοβολταϊκά συστήματα μπορεί να χρησιμοποιηθεί άμεσα ή να αποθηκευτεί σε μπαταρίες για μελλοντική χρήση.

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε πολλές εφαρμογές, όπως για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε κατοικίες, επιχειρήσεις και βιομηχανίες, αλλά και για την παραγωγή ενέργειας σε απομακρυσμένες περιοχές ή σε κτίρια που δεν έχουν πρόσβαση στο δίκτυο ηλεκτροδότησης.

Η τεχνολογία των φωτοβολταϊκών συστημάτων βελτιώνεται συνεχώς και οι τιμές τους έχουν μειωθεί δραματικά τα τελευταία χρόνια, κάνοντας την εγκατάστασή τους πιο προσιτή σε πολλούς ανθρώπους. Επιπλέον, τα φωτοβολταϊκά συστήματα είναι φιλικά προς το περιβάλλον,

αφού δεν απελευθερώνουν εκπομπές CO<sub>2</sub> κατά την παραγωγή ενέργειας.

Το κόστος συντήρησής του είναι χαμηλότερο από πολλές άλλες ΑΠΕ και παρέχει υπηρεσίες για μεγάλο χρονικό διάστημα (περίπου 25 έτη). Έχει απλή δομή σχεδιασμού. Μπορεί παράγει από λίγα kW σε αυτόνομα συστήματα μέχρι MW όταν συνδέονται σε μεγάλη κλίμακα. Το 2021, η παγκόσμια ηλιακή φωτοβολταϊκή ισχύς ανήλθε σε 940 GW, με περίπου 168 GW νέας φωτοβολταϊκής ισχύος εγκατεστημένης το ίδιο έτος, καθιστώντας την τρίτη υψηλότερη παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ παγκοσμίως.

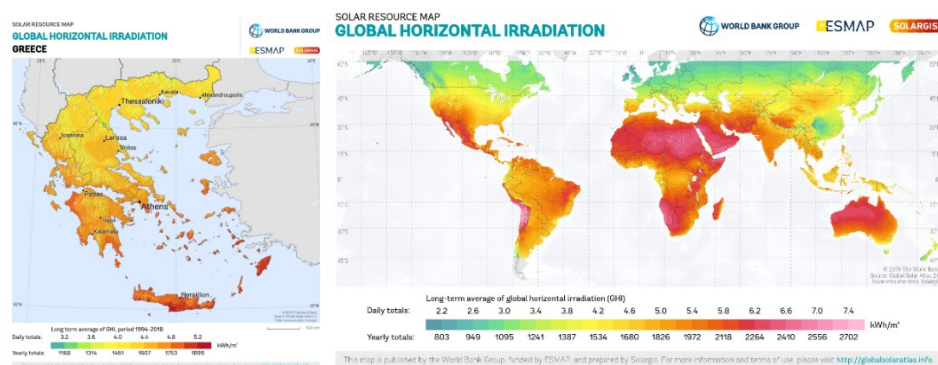
## 2.2 Ηλιακή Ενέργεια

Ηλιακή ενέργεια χαρακτηρίζεται το σύνολο των διαφόρων μορφών ενέργειας που προέρχονται από τον Ήλιο. Τέτοιες είναι το φως ή φωτεινή ενέργεια, η θερμότητα, καθώς και διάφορες ακτινοβολίες ή ενέργεια ακτινοβολίας.

Η ηλιακή ενέργεια στο σύνολό της είναι πρακτικά ανεξάντλητη, αφού προέρχεται από τον ήλιο, και ως εκ τούτου δεν υπάρχουν περιορισμοί χώρου και χρόνου για την εκμετάλλευσή της. Θεωρούνταν πάντα καθαρή ενέργεια, δηλαδή ενέργεια η οποία είναι απαλλαγμένη από εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Η επιφάνεια της γης λαμβάνει σχεδόν 140 PW ενέργειας από τον ήλιο, από τα οποία μόνο 36 PW μπορούν να αξιοποιηθούν. Το μεγαλύτερο μειονέκτημα της ηλιακής ενέργειας θεωρείται ότι είναι η διαλείπουσα φύση της, δηλαδή η μη διαθεσιμότητα κατά τη διάρκεια της νύχτας ή της συννεφιάς.

Σχετικά με την εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας, θα μπορούσαμε να πούμε ότι χωρίζεται σε τρεις κατηγορίες εφαρμογών: τα παθητικά ηλιακά συστήματα, τα ενεργητικά ηλιακά συστήματα ή ηλιοθερμικά συστήματα και τα φωτοβολταϊκά συστήματα. Τα παθητικά και τα ενεργητικά ηλιακά συστήματα εκμεταλλεύονται τη θερμότητα που εκπέμπεται μέσω της ηλιακής ακτινοβολίας, ενώ τα φωτοβολταϊκά συστήματα στηρίζονται στη μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρικό ρεύμα μέσω του φωτοβολταϊκού φαινομένου[8]. Στην εικόνα 6

απεικονίζεται η οριζόντια πυκνότητα ισχύος ηλιακής ακτινοβολίας (GHI) σε εγχώρια (αριστερά) και σε παγκόσμια κλίμακα (δεξιά).



Εικόνα 5 Οριζόντια πυκνότητα ισχύος ηλιακής ακτινοβολίας (GHI) σε εγχώρια και παγκόσμια κλίμακα

## 2.3 Φωτοβολταϊκά Πλαίσια

Σε ένα Φ/Β σύστημα, η θεμελιώδης μονάδα μετατροπής της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική ονομάζεται φωτοβολταϊκό στοιχείο. Τα Φ/Β στοιχεία είναι συνήθως ημιαγώγιμα υλικά (πυρίτιο) για να επάγουν ηλεκτρική ενέργεια. Η αρχή λειτουργίας είναι η ενεργοποίηση των ηλεκτρονίων δίνοντας πρόσθετη ενέργεια. Τα ηλεκτρόνια ενεργοποιούνται από τη χαμηλότερη ενεργειακή κατάσταση στην υψηλότερη ενεργειακή κατάσταση, ως προς την ενέργεια, από το ηλιακό φως. Αυτή η ενεργοποίηση θα δημιουργήσει με τη σειρά της ένα αριθμό οπών και ελεύθερων ηλεκτρονίων στον ημιαγωγό, δίνοντας έτσι ηλεκτρική ενέργεια [12].

Οι κυριότεροι τύποι ηλιακών κελιών είναι οι εξής:

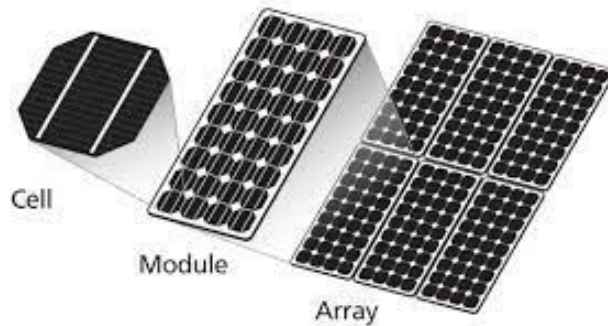
- Κελιά κρυσταλλικού πυριτίου (single-crystalline silicon cells): Είναι η πιο διαδεδομένη τεχνολογία και αποτελούνται από μονοκρυσταλλικό πυρίτιο. Η απόδοση τους είναι συνήθως περίπου 15-20%, ανάλογα με την ποιότητα του κελιού.
- Κελιά πολυκρυσταλλικού πυριτίου (multi-crystalline silicon cells): Αποτελούνται από πολυκρυσταλλικό πυρίτιο και έχουν μια λίγο

μικρότερη απόδοση σε σχέση με τα μονοκρυσταλλικά κελιά, περίπου 13-16%. Η μέθοδος κατασκευής ενός πολυκρυσταλλικού κελιού απαιτεί πολύ μικρότερη ακρίβεια και κόστος σε σχέση με τα μονοκρυσταλλικά κελιά.

- Κελιά λεπτού υμενίου (thin-film cells): Είναι μια κατηγορία τεχνολογιών φωτοβολταϊκών κελιών, οι οποίες βασίζονται σε λεπτά στρώματα από ηλεκτρικά αγωγίμα υλικά που απορροφούν την ηλιακή ακτινοβολία και μετατρέπουν την ενέργεια της σε ηλεκτρική ενέργεια. Τα κελιά αυτά έχουν μικρότερη απόδοση από τα κελιά κρυσταλλικού πυριτίου (της τάξης του 5-7%) αλλά με αρκετά χαμηλότερο κόστος, ώστε να τα καθιστά ανταγωνιστικά. Οι τεχνολογίες αυτές περιλαμβάνουν τα παρακάτω είδη φωτοβολταϊκών κελιών:
- Κελιά από άμορφο πυρίτιο amorphous-Si (amorphous silicon cells): Αυτά τα κελιά αποτελούνται από λεπτά στρώματα άμορφου πυριτίου το οποίο λιγότερο από 1% του πάχους ενός κρυσταλλικού κελιού. Επιπλέον, τα κελιά άμορφου πυριτίου δίνουν τη δυνατότητα κατασκευής εύκαμπτων φωτοβολταϊκών πάνελ.

Ένα Φ/Β σύστημα αποτελείται από διάφορα επίπεδα, όπως το φωτοβολταϊκό στοιχείο, το πλαίσιο και η συνολική φωτοβολταϊκή συστοιχία (εικόνα 6). Το φωτοβολταϊκό στοιχείο είναι η βασική μονάδα μετατροπής της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική ενέργεια. Η περιοχή μεταξύ 0.5V και 0.6V είναι η μέγιστη αναπτυσσόμενη τάση ενός Φ/Β στοιχείου, για αυτό τα φωτοβολταϊκά συστήματα συνδέονται σε σειρά για να αυξήσουν τη συνολική τάση του συστήματος. Η ταξινόμηση των Φ/Β πλαισίων γίνεται ανάλογα με την ισχύ που αποδίδουν στις πρότυπες συνθήκες δοκιμής (ΠΣΔ/STC), οι οποίες περιλαμβάνουν ηλιακή ακτινοβολία 1 kW/m<sup>2</sup>, θερμοκρασία 25°C και τιμή μάζας αέρα AM1.5. Τα φωτοβολταϊκά συστήματα βαθμολογούνται σε κιλοβάτ αιχμής (kWp), που αντιπροσωπεύουν την ισχύ εξόδου που μετράται υπό ΠΣΔ/STC.

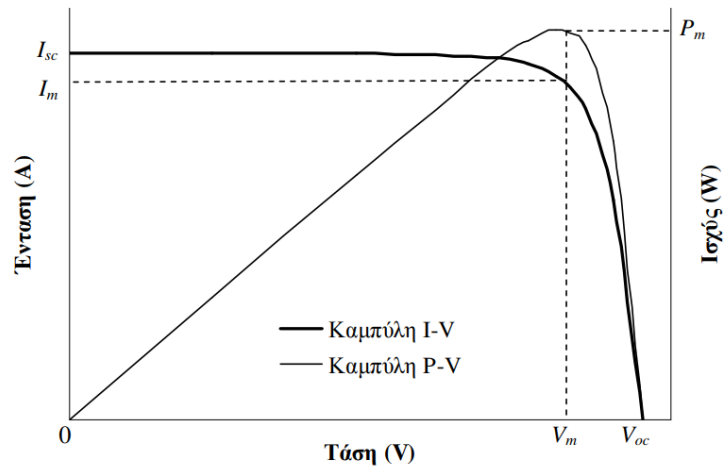




Εικόνα 6 Διάφορα επίπεδα ενός Φ/Β συστήματος

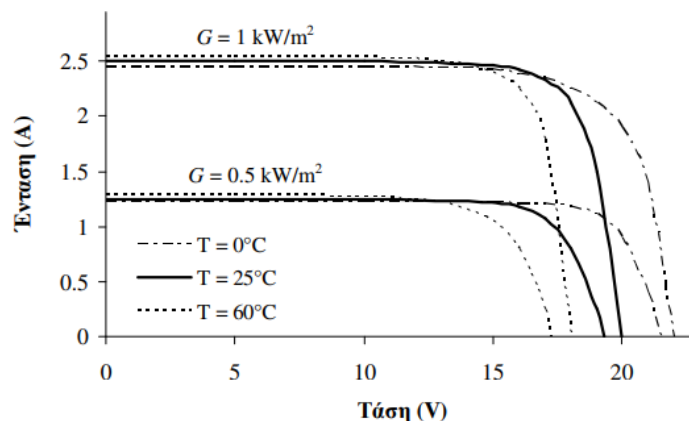
Η συμπεριφορά του φωτοβολταϊκού στοιχείου ως πηγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι ασυνήθιστη, καθώς η τάση του στοιχείου μεταβάλλεται ριζικά και μη γραμμικά σε σχέση με τη ροή του ρεύματος στο κύκλωμα, ακόμη και αν η ακτινοβολία που δέχεται παραμένει σταθερή, σε αντίθεση με άλλες ηλεκτρικές πηγές που διατηρούν σταθερή τάση στην περιοχή της κανονικής τους λειτουργίας. Η καμπύλη I-V που ορίζεται από τη μεταβολή της τάσης  $V$  σε σχέση με τη ροή του ρεύματος  $I$  είναι καθοριστική για το φωτοβολταϊκό στοιχείο και η καμπύλη P-V δείχνει την ισχύ που παράγεται από το στοιχείο σε σχέση με την τάση και τη ροή του ρεύματος. Το σχήμα δείχνει μια τυπική καμπύλη I-V για ένα φωτοβολταϊκό στοιχείο πυριτίου και την αντίστοιχη καμπύλη P-V που προκύπτει από αυτό.

Όταν ένα στοιχείο φωτοβολταϊκού συστήματος βρίσκεται σε βραχυκύκλωση, η ένταση του ρεύματος είναι μέγιστη ενώ η τάση είναι μηδενική. Αντίστοιχα, όταν βρίσκεται σε ανοιχτό κύκλωμα, η ένταση του ρεύματος είναι μηδενική ενώ η τάση είναι μέγιστη. Συνεπώς, η ισχύς του φωτοβολταϊκού στοιχείου είναι μηδενική σε αυτές τις καταστάσεις. Υπάρχει όμως ένα σημείο στην καμπύλη I-V, όπου η αποδιδόμενη ισχύς είναι μέγιστη και συμβολίζεται με το  $P_m$ . Αυτό το σημείο αντιστοιχεί σε ένα ζεύγος τιμών τάσης  $V_m$  και έντασης  $I_m$ . Για τη βέλτιστη απόδοση του φωτοβολταϊκού συστήματος είναι σημαντικό η λειτουργία του να είναι κοντά στο σημείο μέγιστης ισχύος.



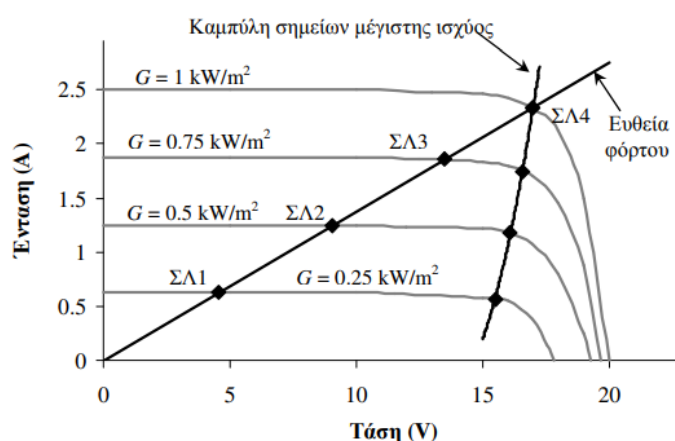
Σχήμα 6 Καμπύλη  $I=f(V)$  και  $P=f(V)$  για στοιχείο φωτοβολταϊκού συστήματος

Οι καμπύλες  $I-V$  και  $P-V$  ενός ηλιακού πάνελ έχουν παρόμοια μορφή με αυτές που φαίνονται στο σχήμα και αναφέρονται στα ηλιακά στοιχεία. Κατά τη διάρκεια μεταβαλλόμενων συνθηκών ηλιακής ακτινοβολίας και θερμοκρασίας, η μορφή αυτών των καμπυλών επηρεάζεται. Παρατηρείται ότι η ένταση βραχυκυκλώματος  $I_{sc}$  αυξάνεται σχεδόν ανάλογα με την πυκνότητα ισχύος ηλιακής ακτινοβολίας  $G$ , ενώ η τάση ανοιχτοκύκλωσης  $V_{oc}$  επίσης επηρεάζεται, αλλά σε μικρότερο βαθμό. Ωστόσο, η αύξηση της θερμοκρασίας  $T$  έχει αντίθετη επίδραση, μειώνοντας την τάση ανοιχτοκύκλωσης  $V_{oc}$ , ενώ η αύξηση της έντασης βραχυκυκλώματος  $I_{sc}$  που παρατηρείται με την αύξηση της θερμοκρασίας  $T$  είναι σημαντικά μικρότερη.



Σχήμα 7 Καμπύλες  $I=f(V)$  ενός Φ/Β πλαισίου για διάφορες θερμοκρασίες  $T$  και πυκνότητες ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας  $G$

Στο σχήμα 7 παρουσιάζονται οι καμπύλες I-V ενός Φ/Β πλαισίου για διάφορες πυκνότητες ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας  $G$ , καθώς και τα αντίστοιχα σημεία λειτουργίας του πλαισίου στη σταθερή ωμική αντίσταση. Παρατηρείται ότι η τάση  $V_m$  που αντιστοιχεί στα σημεία μέγιστης ισχύος δεν επηρεάζεται σημαντικά από την πυκνότητα ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας  $G$ . Ωστόσο, για δεδομένο ωμικό φόρτιο και διαφορετικές τιμές της πυκνότητας ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας  $G$ , η τιμή της τάσης  $V$  συνήθως αποκλίνει σημαντικά από την αντίστοιχη τιμή της  $V_m$ . Για να αποφευχθεί αυτό το πρόβλημα, τα Φ/Β συστήματα χρησιμοποιούν μια ειδική διάταξη που ονομάζεται ανιχνευτής σημείου μέγιστης ισχύος. Αυτός ο ανιχνευτής διατηρεί το σημείο λειτουργίας του Φ/Β συστήματος στο σημείο μέγιστης ισχύος ανεξάρτητα από τις συνθήκες που επικρατούν.



Σχήμα 8 Καμπύλες  $I=f(V)$  ενός Φ/Β πλαισίου για διάφορες πυκνότητες ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας  $G$

Η ισχύς εξόδου μιας Φ/Β συστοιχίας  $P_{PV}$  (kW) υπολογίζεται από την ακόλουθη σχέση:

$$P_{PV} = f_{PV} \cdot P_{STC} \cdot \frac{G_T}{G_{STC}} \cdot (1 + (T_C - T_{STC}) \cdot C_T)$$

Όπου:

$f_{PV}$  είναι ο συνολικός συντελεστής απωλειών της Φ/Β συστοιχίας που λαμβάνει υπόψη τις απώλειες που σχετίζονται με την κάλυψη από σκόνη, τη γήρανση και την αναξιοπιστία της φωτοβολταϊκής συστοιχίας,

$P_{STC}$  είναι η ονομαστική ισχύς της Φ/Β συστοιχίας (σε kWp) κάτω από ΠΣΔ,

$G_T$  είναι η πυκνότητα ισχύος της ολικής ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει στο επίπεδο της Φ/Β συστοιχίας (σε kW/m<sup>2</sup>),

$G_{STC}$  είναι η πυκνότητα ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας κάτω από ΠΣΔ (1 kW/m<sup>2</sup>),

$T_c$  είναι η θερμοκρασία σε °C των Φ/Β στοιχείων,

$T_{STC}$  η θερμοκρασία κάτω από ΠΣΔ (25°C), και

$C_T$  είναι ο θερμοκρασιακός συντελεστής των Φ/Β στοιχείων (/°C), ο οποίος δείχνει τον τρόπο που μεταβάλλεται η απόδοση του Φ/Β στοιχείου σε σχέση με τη θερμοκρασία λειτουργίας του.

Στα περισσότερα Φ/Β συστήματα, όταν η θερμοκρασία αυξάνεται, παρατηρείται μείωση στην απόδοσή τους. Ο συντελεστής απώλειας  $f_{PV}$  λαμβάνει υπόψη διάφορες απώλειες σε ένα Φ/Β πλαίσιο, όπως η κάλυψη από σκόνη και η ηλικία του πλαισίου, και μετρά τη διαφορά ανάμεσα στην ονομαστική επίδοση και την πραγματική επίδοση. Ο τυπικός συντελεστής απώλειας είναι 0.90 για την κάλυψη από σκόνη, 0.90 για τη γήρανση και 0.99 για άλλες απώλειες. Σε αυτήν τη διπλωματική εργασία, ο  $f_{PV}$  έχει τιμή 0.86 και ο  $C_T$  έχει τιμή -0.004. Η θερμοκρασία  $T_c$  μπορεί να υπολογιστεί από τη θερμοκρασία αέρα  $T_a$  (σε °C) και την πυκνότητα ισχύος της οριζόντιας ηλιακής ακτινοβολίας  $G$  (σε kW/m<sup>2</sup>) με την παρακάτω σχέση:

$$T_c = T_a + \frac{(NOCT - 20)}{0.8} \cdot G$$

Όπου NOCT είναι η κανονική θερμοκρασία λειτουργίας της κυψέλης, η οποία θεωρείται ίση με 48°C.[9]

## 2.4 Βέλτιστο Σημείο Λειτουργίας των Φ/B πάνελ

Το βέλτιστο σημείο λειτουργίας των Φωτοβολταϊκών (Φ/B) πάνελ είναι η κατάσταση όπου η ισχύς που παράγεται είναι μέγιστη για ένα δεδομένο φωτισμό και θερμοκρασία. Αυτό το σημείο είναι γνωστό ως σημείο μέγιστης ισχύος (Maximum Power Point - MPP). Η τεχνική του Maximum Power Point Tracking (MPPT) χρησιμοποιείται για να μεταβάλλεται το σημείο λειτουργίας των Φ/B πάνελ, ώστε να ανταποκρίνεται στο σημείο της μέγιστης ισχύος. Η ισχύς ενός Φ/B πάνελ δεν είναι σταθερή και εξαρτάται από την ηλιακή ακτινοβολία και τη θερμοκρασία. Οι κατασκευαστές δίνουν τη μέγιστη ισχύ στις πρότυπες συνθήκες ελέγχου (STC) και είναι απαραίτητο ο αντιστροφέας να παρακολουθεί συνεχώς το σημείο λειτουργίας και να το μεταβάλλει για να αντιστοιχεί στη μέγιστη ισχύ ανά περιβαλλοντικές συνθήκες. [10]

Μέχρι σήμερα, ένας μεγάλος αριθμός αλγορίθμων MPPT έχει αναπτυχθεί τόσο για αυτόνομα φωτοβολταϊκά συστήματα όσο και για φωτοβολταϊκά συστήματα που συνδέονται με το δίκτυο. Η επιλογή ενός συγκεκριμένου συστήματος MPPT από τα διάφορα υπάρχοντα MPPT είναι ένα δύσκολο εγχείρημα, δεδομένου ότι κάθε μέθοδος έχει ορισμένα κομβικά σημεία και μειονεκτήματα.

## 2.5 Τρόποι Στήριξης Φ/B πλαισίων

Οι δύο κύριοι τρόποι στήριξης των Φ/B πάνελ επί εδάφους είναι οι σταθερές βάσεις και τα συστήματα ιχνηλάτησης της πορείας του ήλιου (ή ηλιοπαρακολουθητές ή τράκερς).

Οι σταθερές βάσεις είναι σταθερές δομές στο έδαφος που κρατούν τα Φ/B πάνελ σταθερά και έχουν κλίση σε μια σταθερή γωνία αναφορικά με το επίπεδο του εδάφους. Η γωνία αυτή επιλέγεται για να βελτιωθεί η παραγωγή ενέργειας στα Φ/B πάνελ, ανάλογα με τις κλιματικές συνθήκες και το γεωγραφικό πλάτος της περιοχής.

Τα συστήματα ιχνηλάτησης της πορείας του ήλιου είναι βάσεις που επιτρέπουν στα Φ/B πάνελ να ακολουθούν την κίνηση του ήλιου καθ' όλη

τη διάρκεια της ημέρας. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω μηχανισμών που προσανατολίζουν τα Φ/Β πάνελ αυτόματα σε κάθε κατεύθυνση του ηλίου. Αυτός ο τρόπος στήριξης μπορεί να αυξήσει την παραγωγή ενέργειας των Φ/Β πανελ κατά περίπου 20-40% σε σχέση με τις σταθερές βάσεις.

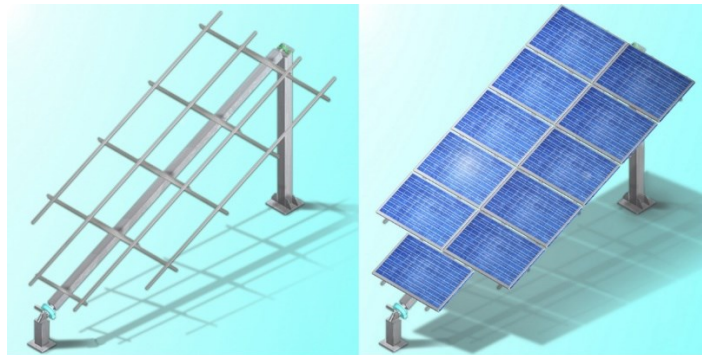
Οι σταθερές βάσεις χρησιμοποιούνται συνήθως σε περιπτώσεις που η περιοχή έχει σταθερό ηλιοφάνεια καθόλη τη διάρκεια της ημέρας και του χρόνου. Η εγκατάσταση σταθερών βάσεων αποτελεί τον απλούστερο και οικονομικότερο τρόπο εγκατάστασης Φ/Β πάνελ. Οι βάσεις κατασκευάζονται ώστε να επιτρέπουν την τοποθέτηση των πάνελ σε σταθερή κλίση περίπου 30 μοιρών, ώστε να προσπίπτει κάθετα ο ήλιος κατά το μεσημέρι. Κατασκευάζονται συνήθως από αλουμίνιο ή ανοξείδωτο χάλυβα και τοποθετούνται επί του εδάφους με σκυροδέτηση ή απευθείας με εδαφόμπηξη. Η σκυροδέτηση των βάσεων αυξάνει το κόστος εγκατάστασης, αλλά διασφαλίζει τη σταθερότητά τους. Η ιδανική κλίση των πάνελ είναι αρκετά μικρότερη κατά τους καλοκαιρινούς μήνες και αρκετά μεγαλύτερη κατά τους χειμερινούς μήνες.

Αντίθετα, τα συστήματα ιχνηλάτησης της πορείας του ήλιου, είναι πιο ακριβά και πολύπλοκα στην κατασκευή τους, αλλά παρέχουν καλύτερη απόδοση ενέργειας. Τα συστήματα αυτά ακολουθούν την πορεία του ήλιου και προσαρμόζουν τη θέση των πάνελ έτσι ώστε να έχουν τη μέγιστη έκθεση στην ηλιακή ακτινοβολία καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας. Αυτό σημαίνει ότι παράγουν περισσότερη ενέργεια από τα φωτοβολταϊκά πάνελ που στερεώνονται σε σταθερές βάσεις. Υπάρχουν δύο βασικές κατηγορίες συστημάτων ιχνηλάτησης: τα συστήματα μονού άξονα και τα συστήματα διπλού άξονα. Τα συστήματα μονού άξονα κινούν τα πάνελ κατά μήκος ενός άξονα, συνήθως του άξονα της ανατολής-δύσης, και επιτυγχάνουν αύξηση της παραγωγής κατά 20-25% σε σχέση με τα στατικά συστήματα. Τα συστήματα διπλού άξονα κινούν τα πάνελ κατά μήκος δύο αξόνων και μπορούν να προσαρμόσουν επιπλέον την κλίση των πανελ κατά μήκος του δεύτερου άξονα, παρέχοντας αύξηση της παραγωγής κατά 25-40% σε σχέση με τα στατικά συστήματα. Η κίνηση στα συστήματα αυτά επιτυγχάνεται συνήθως με ηλεκτρομηχανικά ή ηλεκτρο-υδραυλικά μέσα.[14]

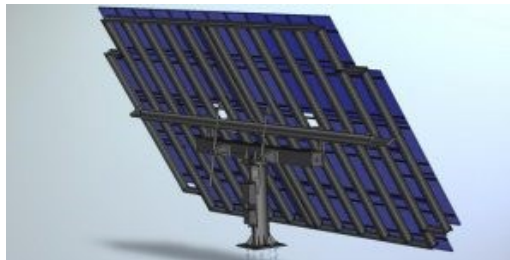
Η επιλογή μεταξύ των δύο τρόπων στήριξης εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, όπως η τοποθεσία, οι κλιματικές συνθήκες, η κατανάλωση ενέργειας και η διαθέσιμη χρηματοδότηση.



Εικόνα 7 Σταθερές βάσεις στήριξης Φ/Β πάνελ επί εδάφους



Εικόνα 8 Σταθερές βάσεις στήριξης Φ/Β πάνελ με συστήματα ιχνηλάτισης μονού άξονα



Εικόνα 9 Σταθερές βάσεις στήριξης Φ/Β πάνελ με συστήματα ιχνηλάτισης διπλού άξονα

## 2.6 Αντιστροφέας

Ο αντιστροφέας για φωτοβολταϊκά είναι μια συσκευή που μετατρέπει τη συνεχή τάση των φωτοβολταϊκών πάνελ σε εναλλασσόμενη τάση 230V/50Hz, έτσι ώστε να μπορεί να χρησιμοποιηθεί από το δίκτυο ή από τα ηλεκτρικά φορτία. Έχει υψηλή απόδοση, ευρύ εύρος

θερμοκρασιών λειτουργίας (-25°C έως +60°C), και υψηλό βαθμό προστασίας από σκόνη και υγρασία (τυπική τιμή: IP65). Ακόμη, μπορεί να περιλαμβάνει διάταξη ανίχνευσης της μέγιστης παραγωγής από την πηγή (Maximum Power Point Tracker - MPPT). Για να υπολογιστεί η πραγματική ισχύς που τροφοδοτείται στο φορτίο ή στο δίκτυο, πολλαπλασιάζουμε την ισχύ εξόδου της φωτοβολταϊκής γεννήτριας με τον βαθμό απόδοσης του αντιστροφέα.[15]

Οι αντιστροφείς χωρίζονται ανάλογα με:

- α. τον αριθμό φάσεων (μονοφασικοί και τριφασικοί, τα συστήματα ισχύος μέχρι 5kWp σχεδιάζονται ως μονοφασικά, ενώ συστήματα μεγαλύτερης ισχύος ως τριφασικά)
- β. τον τύπο διαμόρφωσης της συνεχούς τάσης προς εναλλασσόμενη που δέχονται (οι αντιστροφείς που χρησιμοποιούνται σε συστήματα φωτοβολταϊκών χρησιμοποιούν την SPWM τεχνική διαμόρφωσης παλμών)

Βαθμός απόδοσης αντιστροφέα:

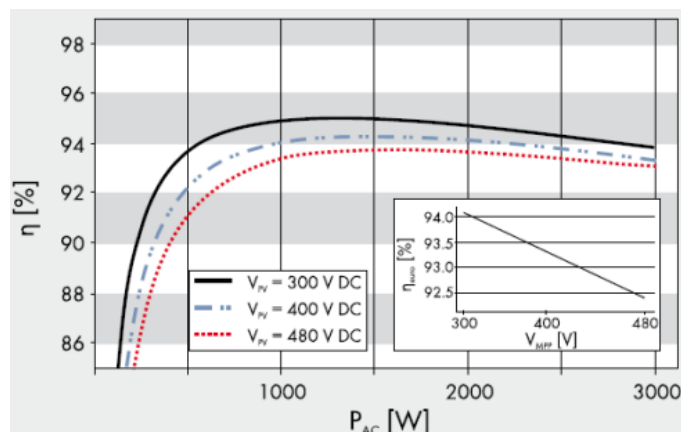
Ορίζεται ως ο λόγος της ισχύος εξόδου (AC) προς την ισχύ εισόδου (DC) του αντιστροφέα. Εξαρτάται από την ισχύ και την τάση λειτουργίας του αντιστροφέα.

$$n(\%) = \frac{P_{AC}}{P_{DC}}$$

Η απόδοση ενός αντιστροφέα σχετίζεται με το ποσό της ενέργειας που χάνεται κατά τη μετατροπή της DC εισόδου σε AC εξόδου. Αυτές οι απώλειες μπορεί να προκύψουν από διάφορες πηγές, όπως η αντίσταση των ηλεκτρονικών εξαρτημάτων και οι απώλειες αερισμού. Είναι σημαντικό να επιτυγχάνεται μια αποδοτική μετατροπή προκειμένου να μειωθούν οι απώλειες ενέργειας και να αυξηθεί η απόδοση του συστήματος. Επιπλέον, ένας αντιστροφέας που δεν λειτουργεί σωστά μπορεί να προκαλέσει βλάβες στα φωτοβολταϊκά πάνελ και στα ηλεκτρικά φορτία. Πρέπει να ληφθεί υπόψη ότι ο βαθμός απόδοσης συνήθως δεν είναι στο μέγιστό του επίπεδο καθώς εξαρτάται από το επίπεδο φόρτισης

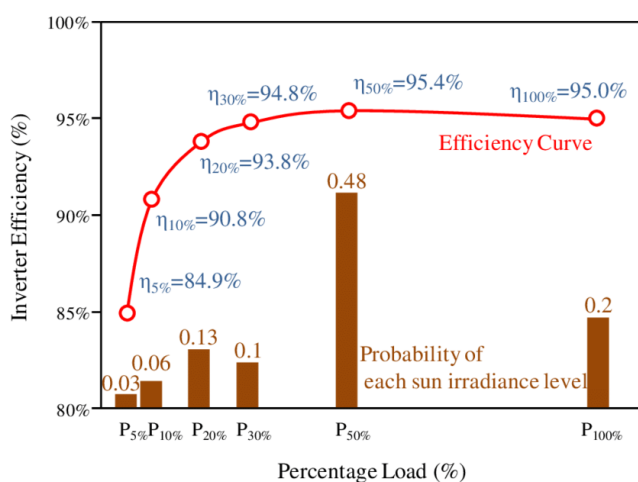


και την DC τάση λειτουργίας. Η φόρτιση αναφέρεται στο ποσοστό της ισχύος εισόδου του αντιστροφέα. [16]



Σχήμα 9 Καμπύλη απόδοσης αντιστροφέα ανάλογα με την ισχύ εξόδου

Πέρα από το μέγιστο βαθμό απόδοσης, υπάρχει επίσης ο Ευρωπαϊκός διαβαθμισμένος βαθμός απόδοσης για έναν αντιστροφέα, ο οποίος αξιολογεί τη συμπεριφορά του σε συγκεκριμένα σημεία της καμπύλης απόδοσής του, όπως φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα. Αυτός ο βαθμός υπολογίζεται σύμφωνα με τη σχέση:  $n_{EURO} = 0.03n_{5\%} + 0.06n_{10\%} + 0.13n_{20\%} + 0.1n_{30\%} + 0.48n_{50\%} + 0.2n_{100\%}$



Σχήμα 10 Ευρωπαϊκός διαβαθμισμένος βαθμός απόδοσης αντιστροφέα

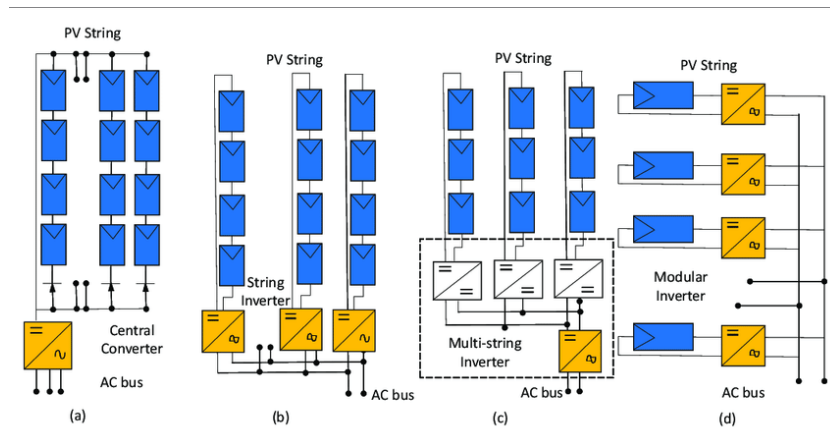
Συνήθως συνιστάται ο αντιστροφέας να έχει μέγεθος μεταξύ 95-110% της ονομαστικής ισχύος του φωτοβολταϊκού συστήματος. Αν ο αντιστροφέας δεν λειτουργεί σωστά, η απόδοση του συστήματος θα είναι χαμηλή. Επιπλέον, αν η ισχύς του φωτοβολταϊκού συστήματος είναι πολύ χαμηλή σε σχέση με την εγκατεστημένη ισχύ, τότε δεν θα εκμεταλλεύεται πλήρως τη δυνατότητα παραγωγής ενέργειας του φωτοβολταϊκού συστήματος.

Ο ΔΕΔΔΗΕ θέτει συγκεκριμένες προδιαγραφές για τους αντιστροφείς και απαιτεί την ύπαρξη σχετικών πιστοποιητικών. Οι προδιαγραφές αυτές αφορούν τα ακόλουθα:

- Συντελεστής ισχύος: από 0,95 επαγωγικό έως 0,95 χωρητικό
- Μέγιστος βαθμός απόδοσης  $\eta_{max} > 95\%$
- Διακύμανση τάση εξόδου (δυνατό εύρος ρύθμισης): +20% / -30% V
- Διακύμανση συχνότητας εξόδου (δυνατό εύρος ρύθμισης): 45 - 65 Hz
- Ολική αρμονική παραμόρφωση ρεύματος (THD): < 0.5%
- Έγχυση DC συνιστώσας ρεύματος (στην πλευρά XT): < 0.5%
- Προστασία έναντι του φαινομένου της νησιδοποίησης (islanding) κατά VDE 0126 ή ισοδύναμης μεθόδου
- Πιστοποίηση συμμόρφωσης με τις απαιτήσεις του Κανονισμού (ΕΕ) 2016/631 της 14ης Απριλίου 2016 (RfG), κατά EN 50549-1 ή EN 50549-2
- Σε περίπτωση που ο μετατροπέας τεθεί εκτός (αυτόματη απόζευξη) η επανάζευξη του μπορεί να γίνει κατ' ελάχιστον σε 3 min.

Οι κυριότεροι τρόποι διασύνδεσης των Φ/Β πάνελ με τους αντιστροφείς χωρίζονται στις παρακάτω κατηγορίες:

- a. Κεντρικοί αντιστροφείς (central inverters)
- b. Αντιστροφείς στοιχειοσειράς (string inverters)
- c. Αντιστροφείς πολλαπλών στοιχείων (multi-string inverters)
- d. Αντιστροφείς με ενσωμάτωση σε Φ/Β πάνελ (modular inverters)



Σχήμα 11 Κυριότεροι τρόποι διασύνδεσης των Φ/Β πάνελ με τους αντιστροφείς

Το εύρος λειτουργίας της Φ/Β γεννήτριας και του αντιστροφέα δεν είναι εναρμονισμένα. Για να εξασφαλιστεί η σωστή συνεργασία τους, η τάση MPP των Φ/Β στις υψηλές θερμοκρασίες πρέπει να υπολογιστεί για να διασφαλιστεί ότι ο αντιστροφέας μπορεί να αντισταθμίσει τις αλλαγές της τάσης που προκαλούνται από τη θερμοκρασία. Επίσης, η τάση ανοικτού κυκλώματος των Φ/Β στις χαμηλές θερμοκρασίες πρέπει να υπολογιστεί για να διασφαλιστεί ότι ο αντιστροφέας μπορεί να λειτουργήσει στο εύρος τάσης που απαιτείται. Τέλος, η μέγιστη ισχύς του Φ/Β πρέπει να ληφθεί υπόψη για να διασφαλιστεί ότι ο αντιστροφέας μπορεί να αντισταθμίσει τη μέγιστη παραγόμενη ισχύ από τη Φ/Β γεννήτρια. Συνολικά, η σωστή σύνδεση της Φ/Β γεννήτριας και του αντιστροφέα είναι κρίσιμη για την αποτελεσματική λειτουργία του συστήματος Φ/Β.

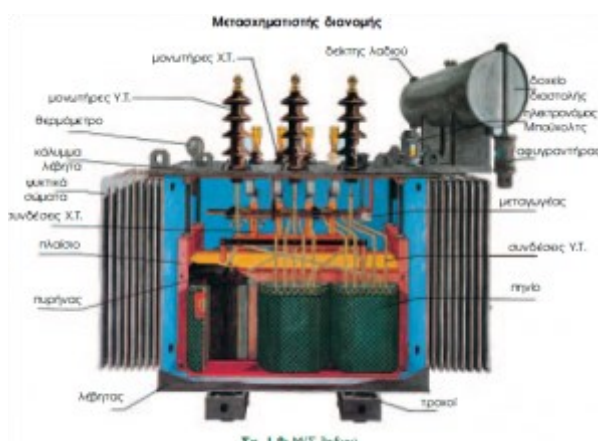
## 2.7 Μετασχηματιστής

Ο μετασχηματιστής είναι ηλεκτρική συσκευή που χρησιμοποιούνται για τη μετατροπή της ηλεκτρικής τάσης από μία τιμή σε μία άλλη. Αυτός ο μετασχηματισμός γίνεται μέσω της ηλεκτρομαγνητικής αλληλεπίδρασης μεταξύ των αγωγών που τυλίγονται γύρω από ένα κοινό μαγνητικό πυρήνα. Ο μετασχηματιστής αποτελεί βασικό στοιχείο των ηλεκτρικών δικτύων και χρησιμοποιείται σε πολλές εφαρμογές. Οι τύποι μετασχηματιστών μπορούν να κατηγοριοποιηθούν ανάλογα με την τάση

που λειτουργούν, τον αριθμό των φάσεων, τον τύπο ψύξης και τη χρήση. Ορισμένοι από τους κύριους τύπους μετασχηματιστών περιλαμβάνουν:

- Μετασχηματιστές διανομής: Χρησιμοποιούνται σε χαμηλότερες τάσεις, συνήθως για να μεταφέρουν την ενέργεια από τις υψηλότερες τάσεις των μετασχηματιστών μεταφοράς στους τελικούς καταναλωτές.
- Μετασχηματιστές μεταφοράς: Χρησιμοποιούνται σε υψηλότερες τάσεις για τη μεταφορά της ενέργειας από τα κέντρα παραγωγής στις υποσταθμές ή άλλα σημεία μετάδοσης.
- Μετασχηματιστές μέτρησης: Χρησιμοποιούνται για να μετρήσουν την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε διάφορες τοποθεσίες.
- Μετασχηματιστές ισχύος (Transformers for Power Electronics): Χρησιμοποιούνται σε ηλεκτρονικά κυκλώματα, συμπεριλαμβανομένων των μετατροπέων συχνότητας (Frequency Converters), των μετατροπέων κατεύθυνσης ρεύματος (Rectifier Transformers) και των μετατροπέων οπισθοδρομής (Inverter Transformers).

Ο μετασχηματιστής είναι απαραίτητος για τη μεταφορά και τη διανομή ηλεκτρικής ενέργειας σε καθημερινή βάση και αποτελεί κρίσιμο κομμάτι της υποδομής των ηλεκτρικών δικτύων.



Εικόνα 10 Μετασχηματιστής ελαίου

Ο μετασχηματιστής ελαίου χρησιμοποιείται σε φωτοβολταϊκές εφαρμογές για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από τα φωτοβολταϊκά πάνελ στο δίκτυο ή στα φορτία του αυτοπαραγωγού. Ο μετασχηματιστής ελαίου παρέχουν τα εξής πλεονεκτήματα στις φωτοβολταϊκές εφαρμογές:

- Μείωση των απωλειών: Οι μετασχηματιστές ελαίου έχουν υψηλή απόδοση και ελάχιστες απώλειες μεταφοράς ενέργειας.
- Απομακρυσμένη τοποθέτηση: Οι μετασχηματιστές μπορούν να τοποθετηθούν κοντά στα φωτοβολταϊκά πάνελ ή μακριά, ανάλογα με την ανάγκη και τις συνθήκες της εγκατάστασης.
- Μεταφορά ενέργειας: Επιτρέπουν την ασφαλή μεταφορά και διανομή της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.

## 2.8 Μετρητής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ο μετρητής ηλεκτρικής ενέργειας (ηλεκτρικός μετρητής ή μετρητής ρεύματος) είναι μια ηλεκτρική συσκευή που χρησιμοποιείται για τη μέτρηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας σε έναν καταναλωτή. Αποτελεί κρίσιμο εξάρτημα στους ηλεκτρικούς μετρητικούς πίνακες και χρησιμοποιείται σε κατοικίες, επιχειρήσεις, βιομηχανίες και άλλες εφαρμογές για την ακριβή μέτρηση της κατανάλωσης ηλεκτρικού ρεύματος.

Καταγράφει τον αριθμό των μονάδων ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώνονται και μετριοούνται συνήθως σε κιλοβατώρες (kWh) ή σε μεγαβατώρες (MWh), ανάλογα με το μέγεθος της κατανάλωσης. Ο μετρητής μπορούν να διαβάζεται από την ενεργειακή εταιρεία περιοδικά ή να είναι έξυπνος και να μεταδίδει τα δεδομένα αυτόματα μέσω δικτύου, προσφέροντας έτσι πιο ακριβή και αμεσότερη πληροφόρηση στους καταναλωτές και τις ενεργειακές εταιρείες. Μπορεί να είναι μηχανικοί (αναλογικοί) ή ηλεκτρονικοί. Ο ηλεκτρονικός μετρητής έχει γενικά υψηλότερη ακρίβεια και προσφέρει περισσότερες δυνατότητες για την παρακολούθηση της κατανάλωσης. Είναι σημαντικός για τον έλεγχο της κατανάλωσης και την προώθηση της ενεργειακής αποδοτικότητας.

Στο zero feed in είναι απαραίτητη η χρήση 2 μετρητών, μια μετρητική διάταξη παραγωγής του ΦΒ συστήματος που εγκαθιστά ο αυτοπαραγωγός εντός της εσωτερικής ηλεκτρικής του εγκατάστασης, δικής του ιδιοκτησίας και ευθύνης καθώς και μια μετρητική διάταξη εισερχόμενης και εξερχόμενης ενέργειας που εγκαθιστά ο ΔΕΔΔΗΕ στο Όριο Δικτύου/Χρήστη.

### 3. ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Το τρίτο κεφάλαιο εξετάζει τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, αποτελώντας μια σημαντική πτυχή της ενεργειακής τεχνολογίας. Αρχικά, εξετάζει τη σχέση μεταξύ των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Α.Π.Ε.) και της αποθήκευσης ενέργειας, αναδεικνύοντας τη σημασία της τεχνολογίας αποθήκευσης για την αποδοτική χρήση των Α.Π.Ε. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται διάφορες μορφές αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, εστιάζοντας στους συσσωρευτές, επίσης γνωστούς και ως μπαταρίες, ως έναν κυρίαρχο παράγοντα αυτής της διαδικασίας. Αυτό το κεφάλαιο παρέχει μια πολύτιμη βάση για την κατανόηση των τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας και του ρόλου τους στην αναπτυσσόμενη ενεργειακή τοποθέτηση.

#### 3.1 Α.Π.Ε. και Αποθήκευση Ενέργειας

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας έχουν το μειονέκτημα ότι η παραγωγή ενέργειας δεν συνάδει πάντα με τη ζήτηση, καθώς εξαρτάται από τις καιρικές συνθήκες. Αυτό σημαίνει ότι μπορεί να υπάρχει έλλειψη ενέργειας όταν την χρειαζόμαστε, αλλά και πλεονάζουσα ενέργεια σε άλλες περιπτώσεις. Για αυτό το λόγο, χρειάζεται να υπάρχει ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να καλύψει τις ανάγκες ενέργειας όταν η παραγωγή δεν επαρκεί, ή για να αποθηκεύσει το πλεόνασμα ενέργειας για μελλοντική χρήση. Αυτό μπορεί να γίνει είτε σε αυτόνομες εγκαταστάσεις για να καλύψουν τις ενεργειακές ανάγκες όταν δεν υπάρχει αρκετή ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές, είτε σε εγκαταστάσεις που συνδέονται στο δίκτυο για να καλύψουν τις αιχμές ισχύος.

Η αποθήκευση ενέργειας έχει πολλά οφέλη, τα οποία περιλαμβάνουν:

1. Διευκόλυνση της ενσωμάτωσης τεχνολογιών ΑΠΕ σε μεγάλη κλίμακα (π.χ. Φ/Β συστήματα)
2. Συνεισφορά στη μείωση της φόρτισης στις γραμμές μεταφοράς

3. Βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος, καθώς επιτρέπει την παροχή ενέργειας κατά τη διάρκεια διακοπών ή προβλημάτων στο δίκτυο.
4. Βελτιωμένη οικονομική απόδοση του συστήματος ενέργειας, καθώς επιτρέπει την αξιοποίηση της ενέργειας σε κατάλληλο χρόνο και με τρόπο που μπορεί να ελαχιστοποιήσει την κατανάλωση ενέργειας
5. Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, καθώς επιτρέπει την αξιοποίηση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράχθηκε με χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας όταν αυτές δεν είναι διαθέσιμες
6. Μείωση του κόστους ενέργειας αντισταθμίζοντας την υψηλότερη τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας κατά τις ώρες αιχμής με την χρήση της αποθηκευμένης ενέργειας κατά τις ώρες που η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι χαμηλότερη.
7. Μείωση της ανάγκης για αγορά ενέργειας από εξωτερικές πηγές.

### 3.2 Μορφές αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ

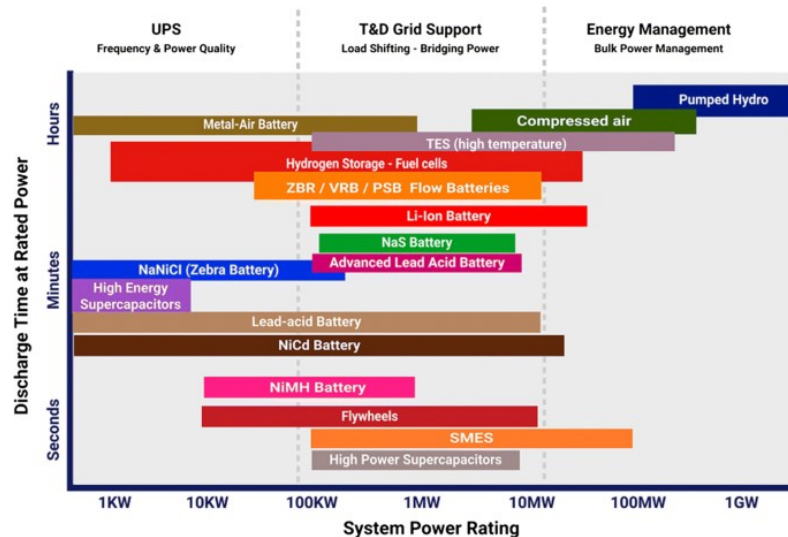
Παρακάτω παρατίθενται ορισμένες από τις βασικότερες μορφές αποθήκευσης ενέργειας από ΑΠΕ:

1. Μπαταρίες/Συσσωρευτές (χημική μορφή): Οι μπαταρίες είναι μια από τις πιο διαδεδομένες μορφές αποθήκευσης ενέργειας. Μπορούν να εγκατασταθούν σε οικιακό ή εμπορικό επίπεδο και να αποθηκεύουν την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από Φ/Β πάνελ ή άλλες πηγές ΑΠΕ για χρήση σε μετέπειτα χρόνο.
2. Υδρογόνο (κυψέλες καυσίμου): Η ηλεκτρική ενέργεια μετατρέπεται σε υδρογόνο μέσω ηλεκτρόλυσης νερού από ΑΠΕ και μπορεί να αποθηκευτεί σε δεξαμενές υδρογόνου για μετέπειτα χρήση.
3. Θερμική αποθήκευση: βασίζεται στην αποθήκευση θερμότητας σε κάποιο μέσο, όπως μια θερμική μάζα ή μια θερμική δεξαμενή, και την ανάκτηση της ενέργειας όταν αυτή απαιτείται. Η θερμική αποθήκευση ενέργειας είναι κυρίως κατάλληλη για την



αποθήκευση θερμικής ενέργειας από τεχνολογίες ΑΠΕ όπως η θερμική ηλιακή ενέργεια.

4. Υδροηλεκτρική αποθήκευση ενέργειας/Αντλησιοταμίευση (υδραυλική μορφή): μέσω της ανύψωσης νερού σε υψηλότερο σημείο με χρήση ενέργειας από ΑΠΕ συστήματα και της αποθήκευσης του νερού σε δεξαμενές για μετέπειτα χρήση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
5. Υπό μορφή ηλεκτροστατικού πεδίου, λόγω διαφορετικού ηλεκτρικού φορτίου στους οπλισμούς (υπερπυκνωτές)
6. Υπό μορφή μαγνητικού πεδίου (υπεραγώγιμο μαγνητικό σύστημα ενεργειακής αποθήκευσης)
7. Υπό μορφή πεπιεσμένου αέρα (συστήματα αποθήκευσης ενέργειας συμπιεσμένου αέρα)



Εικόνα 11 Χρόνος εκφόρτισης συσσωρευτών ανάλογα με την ισχύ

Οι κατηγορίες διατάξεων αποθήκευσης ενέργειας είναι οι εξής:

- α. Διατάξεις βραχυπρόθεσμης αποθήκευσης ενέργειας
- β. Διατάξεις μακροπρόθεσμης αποθήκευσης ενέργειας

Οι διατάξεις βραχυπρόθεσμης αποθήκευσης ενέργειας χρησιμοποιούνται για την αντιμετώπιση προσωρινών διακυμάνσεων στο ηλεκτρικό δίκτυο και αποτελούνται από συστήματα όπως οι υπερπυκνωτές, οι σφόνδυλοι και τα υπεραγώγιμα μαγνητικά συστήματα.

Οι διατάξεις μακροπρόθεσμης αποθήκευσης ενέργειας χρησιμοποιούνται για την αποθήκευση ενέργειας για μεγαλύτερα χρονικά διαστήματα και αποτελούνται από συστήματα όπως οι συσσωρευτές, η αντλησιοταμίευση, η αποθήκευση συμπιεσμένου αέρα, και η ενεργειακή αποθήκευση υδρογόνου.

### 3.3 Συσσωρευτές (Μπαταρίες)

Οι συσσωρευτές είναι ένα εξίσου σημαντικό κομμάτι του φωτοβολταϊκού συστήματος. Τα φωτοβολταϊκά πάνελ συλλέγουν την ηλιακή ενέργεια και τη μετατρέπουν σε ηλεκτρική ενέργεια, η οποία στη συνέχεια αποθηκεύεται στον συσσωρευτή. Οι συσσωρευτές φωτοβολταϊκού συστήματος αποθηκεύουν την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τα φωτοβολταϊκά πάνελ κατά τη διάρκεια της ημέρας και απελευθερώνουν αυτήν την ενέργεια όταν τα πάνελ δεν παράγουν ηλεκτρισμό (για παράδειγμα, κατά τη διάρκεια της νύχτας ή όταν ο καιρός είναι συννεφιασμένος) ή όταν η ζήτηση του φορτίου είναι μεγαλύτερη από την παραγόμενη ενέργεια.

Οι βασικές λειτουργίες των συσσωρευτών σε Φ/Β συστήματα είναι οι εξής:

1. Αποθήκευση ενέργειας: Οι συσσωρευτές αποθηκεύουν την παραγόμενη ενέργεια από τα Φ/Β πάνελ και την απελευθερώνουν όταν χρειάζεται.
2. Παροχή ενέργειας: Οι συσσωρευτές παρέχουν ενέργεια στο φορτίο/δίκτυο όταν η ηλιακή ακτινοβολία δεν είναι αρκετή για να καλύψει τη ζήτηση ενέργειας.
3. Ρύθμιση τάσης: Οι συσσωρευτές βοηθούν στη ρύθμιση της τάσης του Φ/Β συστήματος και στη διατήρηση σταθερής τάσης κατά τη διάρκεια των διακυμάνσεων της παραγωγής ενέργειας από τα πάνελ.
4. Βελτίωση απόδοσης: Η χρήση συσσωρευτών μπορεί να βελτιώσει την απόδοση του Φ/Β συστήματος, καθώς μειώνει την απώλεια ενέργειας κατά τη διάρκεια της αποθήκευσης και της διανομής της.

5. Ανεξαρτησία από το δίκτυο: Με τη χρήση συσσωρευτών, τα Φ/Β συστήματα μπορούν να λειτουργούν ανεξάρτητα από το δίκτυο, καθώς μπορούν να αποθηκεύουν την ενέργεια που παράγουν και να τη χρησιμοποιούν όταν απαιτείται.
6. Αξιοπιστία: Με τη χρήση συσσωρευτών, τα Φ/Β συστήματα γίνονται πιο αξιόπιστα, καθώς οι συσσωρευτές μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως πηγή ενέργειας σε περίπτωση διακοπής ρεύματος.

Οι πιο σημαντικοί παράγοντες που επηρεάζουν την επίδοση ενός συσσωρευτή είναι:

- a. Χωρητικότητα: αφορά την ποσότητα ενέργειας που μπορεί να αποθηκεύσει ο συσσωρευτής
- b. Απόδοση: αναφέρεται στην αποτελεσματικότητα με την οποία μπορεί να αποθηκευτεί και αποδοθεί η ενέργεια
- c. Ο ρυθμός φόρτισης και εκφόρτισης: είναι σημαντικός για τον χρόνο που απαιτείται για να φορτίσει ή να εκφορτίσει ο συσσωρευτής
- d. Διάρκεια ζωής: αναφέρεται στο χρονικό διάστημα για το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί ο συσσωρευτής

Η ποσότητα ηλεκτρικού φορτίου που μπορεί να αποθηκευτεί στο συσσωρευτή μετριέται στη χωρητικότητα  $C_{bat}$  (σε Ah). Ωστόσο, επειδή η τάση του συσσωρευτή  $V_{bat}$  διατηρεί σχεδόν σταθερή τιμή κατά τη λειτουργία του, πιο σημαντικό είναι να υπολογίζεται η ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που μπορεί να αποθηκευτεί στο συσσωρευτή  $E_{bat}$  (σε kWh), σύμφωνα με την εξίσωση:

$$E_{bat} = \frac{C_{bat} \cdot V_{bat}}{10^3}$$

Η απόδοση του συσσωρευτή αναφέρεται στο ποσοστό της ενέργειας που αποθηκεύεται αρχικά σε αυτόν και μετέπειτα μπορεί να ανακτηθεί από αυτόν. Για τους συσσωρευτές μολύβδου-οξέος, η τυπική τιμή απόδοσης είναι  $n_{bat} = 80\%$ , ενώ για τους συσσωρευτές λιθίου-ιόντων είναι σχεδόν  $n_{bat} = 100\%$ . Στην παρούσα εργασία, θεωρείται απόδοση

φόρτισης και εκφόρτισης του συσσωρευτή ίση με 0.95%. Οι μέγιστοι ρυθμοί φόρτισης και εκφόρτισης καθορίζουν την ταχύτητα με την οποία ο συσσωρευτής μπορεί να απορροφήσει και να απελευθερώσει ενέργεια. Τα ρεύματα φόρτισης και εκφόρτισης εκφράζονται ως  $\frac{C_{bat}}{t_{bat}}$ , όπου  $C_{bat}$  είναι η χωρητικότητα (σε Ah) και  $t_{bat}$  είναι ο χρόνος φόρτισης ή εκφόρτισης (σε h).

Η χωρητικότητα ενός συσσωρευτή εξαρτάται από τον ρυθμό εκφόρτισης του. Όταν ο ρυθμός εκφόρτισης αυξάνεται, η διαθέσιμη χωρητικότητα του συσσωρευτή μειώνεται. Αυτό συμβαίνει γιατί η ενέργεια αποθηκευμένη στον συσσωρευτή μετατρέπεται σε ηλεκτρικό ρεύμα κατά τη διάρκεια της εκφόρτισης. Όσο περισσότερο η ενέργεια μετατρέπεται σε ρεύμα, τόσο πιο γρήγορα η χωρητικότητα του συσσωρευτή μειώνεται. Επιπλέον, οι συσσωρευτές έχουν μια μέγιστη χωρητικότητα που δεν μπορεί να υπερβεί. Όταν ο ρυθμός εκφόρτισης είναι υψηλός και η διάρκεια εκφόρτισης είναι μεγάλη, η χωρητικότητα του συσσωρευτή μπορεί να εξαντληθεί πλήρως. Αυτό μπορεί να προκαλέσει προβλήματα στην απόδοση του συστήματος και να μειώσει τη διάρκεια ζωής του συσσωρευτή.

Στη μοντελοποίηση των συσσωρευτών χρειάζεται να ληφθεί υπόψη το γεγονός ότι, στις περισσότερες περιπτώσεις, δεν επιτρέπεται να εκφορτιστούν κάτω από μια συγκεκριμένη κατάσταση φόρτισης. Το βάθος εκφόρτισης (Depth of Discharge) μιας μπαταρίας αναφέρεται στο ποσοστό της συνολικής χωρητικότητας της μπαταρίας που έχει εκφορτιστεί. Για παράδειγμα, αν μια μπαταρία 200 Ah έχει εκφορτιστεί με 100 Ah, το DoD θα είναι 50%. Το DoD μιας μπαταρίας είναι μια σημαντική παράμετρος, επειδή επηρεάζει τη διάρκεια ζωής και την απόδοση της μπαταρίας. Γενικά, οι μπαταρίες που εκφορτίζονται σε χαμηλότερο DoD έχουν μεγαλύτερη διάρκεια ζωής και καλύτερη απόδοση σε σχέση με τις μπαταρίες που εκφορτίζονται σε υψηλότερο DoD.

Για παράδειγμα, μια μπαταρία μολύβδου-οξέος που εκφορτίζεται σε ένα DoD του 80% μπορεί να διαρκέσει μόνο 300 κύκλους, ενώ η ίδια μπαταρία που εκφορτίζεται σε ένα DoD του 50% μπορεί να διαρκέσει 700 κύκλους. Οι μπαταρίες λιθίου-ιόντων επίσης έχουν καλύτερη διάρκεια ζωής και απόδοση όταν εκφορτίζονται σε χαμηλότερο DoD. Επιπλέον, το DoD μπορεί να παίξει ρόλο στην επιλογή του τύπου της μπαταρίας που

θα χρησιμοποιηθεί για ένα συγκεκριμένο σύστημα. Για παράδειγμα, αν ένα σύστημα απαιτεί συχνές και βαθιές εκφορτίσεις, μια μπαταρία με υψηλότερο DoD μπορεί να είναι καλύτερη επιλογή, ενώ αν το σύστημα απαιτεί μικρές εκφορτίσεις, μια μπαταρία με χαμηλότερο DoD μπορεί να είναι καλύτερη επιλογή.

Ο περιορισμός του μέγιστου βάθους εκφόρτισης έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση της αξιοποιήσιμης χωρητικότητας  $C_{bat}$  (σε Ah) και της αξιοποιήσιμης ενέργειας  $E_{bat}$  (σε kWh) σε:

$$C_{bat} = DoD \cdot C_{rated\_capacity}$$

$$E_{bat} = DoD \cdot E_{rated\_capacity}$$

Για τον υπολογισμό της διάρκειας ζωής του συσσωρευτή, λαμβάνονται υπόψη δύο παράγοντες: ο αριθμός κύκλων λειτουργίας και το βάθος εκφόρτισης που αντιστοιχεί σε καθέναν από αυτούς. Κάθε κύκλος λειτουργίας αποτελείται από τη συνεχή διαδικασία φόρτισης και εκφόρτισης του συσσωρευτή. Με καλή προσέγγιση, μπορεί να θεωρηθεί ότι το γινόμενο του βάθους εκφόρτισης (DoD) και του αριθμού των κύκλων λειτουργίας ( $N_{cycle}$ ) παραμένει σταθερό.

Άλλοι παράγοντες που επηρεάζουν την επίδοση ενός συσσωρευτή είναι:

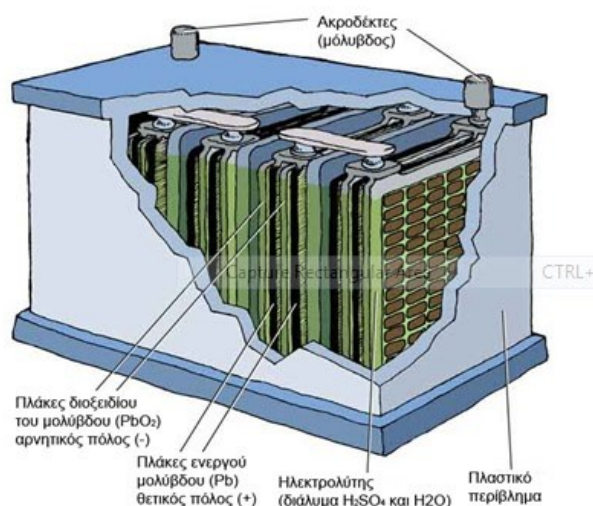
- a. Θερμοκρασία: Οι συσσωρευτές λειτουργούν καλύτερα σε σταθερές θερμοκρασίες. Η υψηλή ή χαμηλή θερμοκρασία μπορεί να μειώσει τόσο την απόδοση τους όσο και τη διάρκεια ζωής τους.
- b. Αυτοεκφόρτιση: αφορά την απώλεια ενέργειας που συμβαίνει όταν ο συσσωρευτής δεν χρησιμοποιείται, αλλά παραμένει συνδεδεμένος. Αυτό μπορεί να οδηγήσει σε μείωση της χωρητικότητας και της διάρκειας ζωής του συσσωρευτή.
- c. Γήρανση: Οι συσσωρευτές μπορούν να υποστούν γήρανση ανάλογα με τον τύπο τους και τη χρήση τους. Η γήρανση μπορεί να επηρεάσει την απόδοση του συσσωρευτή και τη διάρκεια ζωής του.

Οι δύο κύριοι τύποι συσσωρευτών που συνήθως χρησιμοποιούνται για εφαρμογές Φ/Β είναι οι συσσωρευτές μολύβδου-οξέος και οι συσσωρευτές λιθίου. Κάθε τύπος έχει τα δικά του πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα και η επιλογή του κατάλληλου τύπου

συσσωρευτή εξαρτάται από τις απαιτήσεις και τις ανάγκες της συγκεκριμένης εφαρμογής.

Οι συσσωρευτές μολύβδου-οξέος (Lead-acid) είναι οι πιο διαδεδομένοι συσσωρευτές για εφαρμογές Φ/Β, καθώς είναι οι πιο οικονομικοί και έχουν καλή απόδοση σε διακυμάνσεις της θερμοκρασίας και σε κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης. Είναι διαθέσιμοι σε διάφορες χωρητικότητες και μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε μια ευρεία γκάμα εφαρμογών Φ/Β. Μπορούν να είναι είτε με υγρό ηλεκτρολύτη (απαιτούν την παρακολούθηση του ηλεκτρολύτη και την περιοδική προσθήκη αποσταγμένου νερού-δε συνίσταται η χρήση τους σε περιβάλλον με χαμηλές θερμοκρασίες), είτε ρυθμιζόμενοι με βαλβίδα (δεν έχουν τόσο μεγάλη διάρκεια ζωής), ανάλογα με το επίπεδο συντήρησης που απαιτείται.

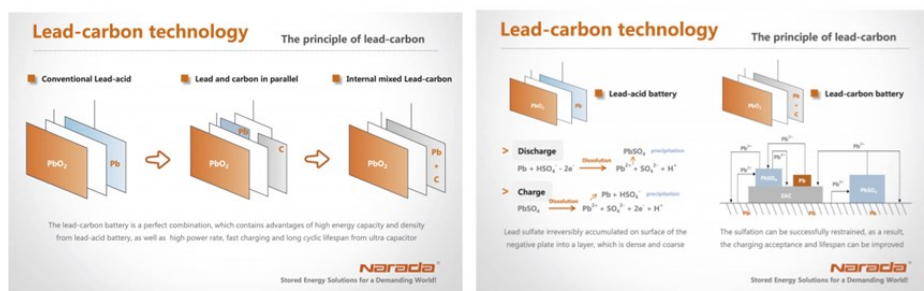
Ωστόσο, ένα μειονέκτημα των συσσωρευτών VRLA είναι ότι δεν είναι τόσο ανθεκτικοί σε υψηλές θερμοκρασίες, καθώς η απόδοσή τους μπορεί να μειωθεί σημαντικά σε υψηλές θερμοκρασίες περιβάλλοντος. Οι μπαταρίες μολύβδου-οξέος (VRLA) με ρυθμισμένη βαλβίδα έχουν ονομαστική διάρκεια ζωής σχεδιασμού με βάση βέλτιστη θερμοκρασία λειτουργίας 20-25°C. Για κάθε σταθερή αύξηση της θερμοκρασίας κατά 10°C πάνω από αυτή τη σύσταση, είναι γενικά αποδεκτό ότι η διάρκεια ζωής της μπαταρίας μειώνεται στο μισό (μειώνεται κατά 50%).



Εικόνα 12 Συσσωρευτής μολύβδου-οξέος

Οι μπαταρίες μολύβδου-άνθρακα (ή Lead-carbon) είναι μια εξέλιξη των συμβατικών μπαταριών μολύβδου-οξέος, που περιλαμβάνουν

άνθρακα ως πρόσθετο υλικό στην κατασκευή τους. Οι lead carbon μπαταρίες έχουν αυξημένη αντοχή σε κύκλους φόρτισης και εκφόρτισης, μειωμένη αυτοεκφόρτιση και μεγαλύτερη διάρκεια ζωής σε σύγκριση με τις συμβατικές μπαταρίες μολύβδου-οξέος. Η προσθήκη άνθρακα στην κατασκευή των lead carbon μπαταριών βελτιώνει την αγωγιμότητα του ηλεκτρολύτη και μειώνει την πρόσφατη διάβρωση των πλακών του μολύβδου. Αυτό οδηγεί σε μεγαλύτερη αντοχή σε κύκλους φόρτισης και εκφόρτισης, μειωμένη αυτοεκφόρτιση και αυξημένη διάρκεια ζωής της μπαταρίας. Οι lead carbon μπαταρίες χρησιμοποιούνται συνήθως σε εφαρμογές που απαιτούν υψηλή αντοχή σε κύκλους, όπως σταθμοί αποθήκευσης ενέργειας, συστήματα ηλιακής ενέργειας και αιολικά πάρκα. Επίσης, οι lead carbon μπαταρίες είναι πιο φιλικές προς το περιβάλλον από τις κλασικές μπαταρίες μολύβδου-οξέος, καθώς μειώνουν την ποσότητα των επιβλαβών ουσιών που απελευθερώνονται στο περιβάλλον.

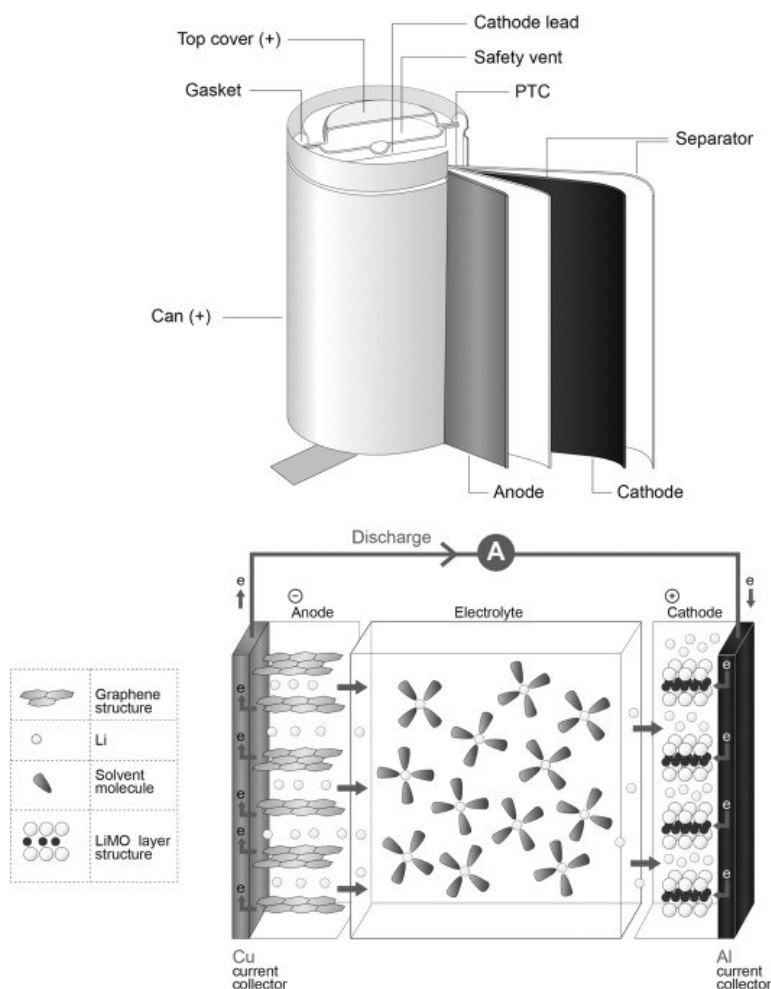


Εικόνα 13 Τεχνολογία συσσωρευτή μολύβδου άνθρακα

Οι συσσωρευτές λιθίου (Li-ion) αποτελούν μια εξαιρετική επιλογή για εφαρμογές που απαιτούν υψηλές αποδόσεις και μακρά διάρκεια ζωής. Αυτοί οι συσσωρευτές έχουν μικρό μέγεθος και βάρος σε σύγκριση με τους συσσωρευτές μολύβδου-οξέος και προσφέρουν υψηλή ενεργειακή πυκνότητα. Επιπλέον, έχουν μακρά διάρκεια ζωής (έως 8.000 κύκλους) και χαρακτηρίζονται από υψηλή απόδοση (>99%). Ένα σημαντικό πλεονέκτημά τους είναι ότι δεν απαιτούν συντήρηση, αντίθετα με άλλους τύπους συσσωρευτών. Επιπλέον, η τάση τους δεν μειώνεται κατά τη διάρκεια της εκφόρτισης (ένας συσσωρευτής ιόντων λιθίου σε ένα βάθος εκφόρτισης 20% έχει πρακτικά την ίδια τάση όπως και όταν βρίσκεται σε ένα βάθος εκφόρτισης 80%). Πρέπει να σημειωθεί επίσης ότι διατηρούν τη χωρητικότητά τους καλύτερα σε χαμηλές θερμοκρασίες σε σύγκριση με τους συσσωρευτές μολύβδου-οξέος (σε θερμοκρασία -

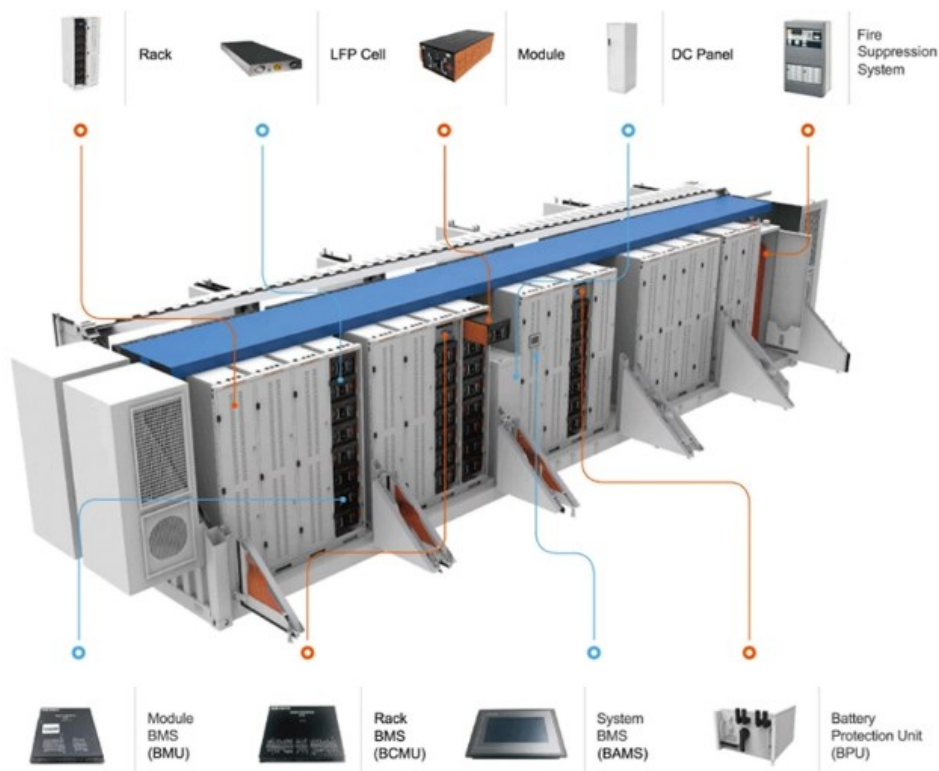
20°C, οι συσσωρευτές ιόντων λιθίου θα διατηρούν περίπου το 80% της ονομαστικής τους χωρητικότητας, ενώ οι συσσωρευτές μολύβδου-οξέος θα διατηρούν μόλις το 40% της ονομαστικής τους χωρητικότητας. Επιπλέον, οι συσσωρευτές λιθίου έχουν χαμηλό ρυθμό αυτοεκφόρτισης (<5% ανά μήνα), επομένως διατηρούν την ενέργειά τους για μεγάλο χρονικό διάστημα χωρίς την ανάγκη για επαναφόρτιση/εκφόρτιση κύκλων.

Ωστόσο, οι συσσωρευτές λιθίου είναι σχετικά ακριβοί και περιλαμβάνουν ορισμένα υλικά που μπορεί να είναι επιβλαβή για το περιβάλλον (όπως το κοβάλτιο). Επίσης, οι συσσωρευτές λιθίου απαιτούν σύστημα διαχείρισης μπαταριών για να διατηρήσουν την απόδοσή τους και να αποτρέψουν την υπερφόρτιση ή την υποφόρτιση στην οποία είναι εξαιρετικά ευαίσθητοι. Δεν συνίσταται να φορτίζονται σε χαμηλές θερμοκρασίες (<0°C).



Εικόνα 14 Τεχνολογία συσσωρευτή λιθίου





Εικόνα 15 Σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες λιθίου για δίκτυα διανομής

Κατά την επιλογή συσσωρευτή για μια εφαρμογή Φ/Β, πρέπει να ληφθούν υπόψη πολλοί παράγοντες, όπως η απαιτούμενη χωρητικότητα, η διάρκεια ζωής, οι θερμοκρασιακές συνθήκες, το κόστος και η ανάγκη για συντήρηση.

## 4. ΜΕΛΕΤΗ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ

Στο κεφάλαιο αυτό εξετάζεται αναλυτικά ο συνδυασμός όλων των παραπάνω στοιχείων σε μια προσομοίωση ενός συστήματος παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με φωτοβολταϊκά και μπαταρίες χωρίς να εγχέουν ενέργεια στο δίκτυο.

### 4.1 Εισαγωγή

Από το 2021, η Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ) απαιτεί από τα κράτη μέλη να διασφαλίσουν ότι όλα τα νέα κτίρια θα είναι υψηλής ενεργειακής απόδοσης με ελάχιστη κατανάλωση ενέργειας. Αυτή η πρωτοβουλία αναμένεται να επιταχύνει τη μετάβαση προς μια βιώσιμη ενεργειακή κατάσταση. Προκειμένου να επιτευχθεί αυτός ο στόχος, προωθείται η χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στον επιστημονικό χώρο, σε πανεπιστήμια με συγκεντρωμένα κτίρια. Από άποψη ηλεκτρικής ενέργειας, ένα τέτοιο δίκτυο μπορεί να θεωρηθεί ως μικροδίκτυο. Τα μικροδίκτυα αποτελούνται από ένα σύνολο κατανεμημένων ενεργειακών πόρων (DERs) που περιλαμβάνουν τις ΑΠΕ, το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με μπαταρίες (BESS) και τα φορτία. Τα μικροδίκτυα μπορούν να λειτουργούν είτε συνδεδεμένα με το κύριο ηλεκτρικό δίκτυο, είτε αυτόνομα, είτε σε λειτουργία zero feed in.

Η Κρήτη, γενικά, αποτελεί μια ενδιαφέρουσα περίπτωση επιστημονικού χώρου προς μελέτη με σημαντικό αριθμό πανεπιστημίων και ερευνητικών ιδρυμάτων. Συγκεκριμένα, το νησί φιλοξενεί τέσσερα πανεπιστήμια (Ελληνικό Μεσογειακό Πανεπιστήμιο, Πανεπιστήμιο Κρήτης, Πολυτεχνείο Κρήτης, Πατριαρχικό Πανεπιστήμιο Εκκλησιαστική Ακαδημία Κρήτης), με συνολικά εννέα κύριες πανεπιστημιούπολεις, καθώς και τρία ανεξάρτητα ερευνητικά κέντρα (Ίδρυμα Τεχνολογίας και Έρευνας Ελλάδος, Ελληνικό Κέντρο Θαλασσιών Ερευνών, Ορθόδοξη Ακαδημία Κρήτης). Ως εκ τούτου, υπάρχουν συνολικά δώδεκα πανεπιστημιούπολεις. Έτσι, τα αποτελέσματα αυτής της μελέτης θα μπορούσαν να παρακινήσουν όλα τα ακαδημαϊκά ιδρύματα στο νησί και

να διαδραματίσουν ζωτικό ρόλο προς την κατεύθυνση της ενεργειακής μετάβασης.

Αξίζει να σημειωθεί πως η Κρήτη πρόκειται για ένα μερικώς διασυνδεδεμένο νησιωτικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, όπου το μέγιστο επίπεδο μονάδων ΑΠΕ έχει επιτευχθεί και δεν επιτρέπεται η εγκατάσταση νέων για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, μέχρι να δημιουργηθεί η νέα διασύνδεση HVDC με το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία, διερευνάται για την πανεπιστημιούπολη του Ελληνικού Μεσογειακού Πανεπιστημίου (ΗΜΥ) στο Ηράκλειο της Κρήτης η περίπτωση ενός μικροδικτύου με zero feed in. Το μικροδίκτυο βασίζεται σε μονάδα παραγωγής με φωτοβολταϊκά συστήματα και σύστημα αποθήκευσης το οποίο έχει τη δυνατότητα να μεταβαίνει μεταξύ των λειτουργιών σύνδεσης με το δίκτυο (μόνο για να καλύψει αιχμές του φορτίου) και αυτόνομης λειτουργίας.

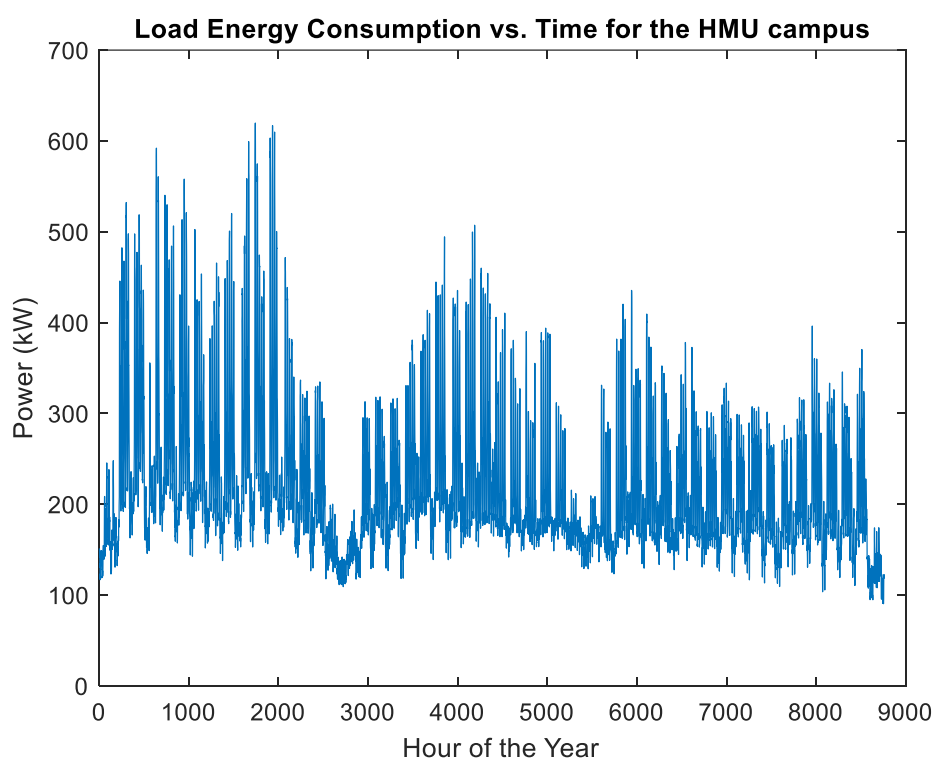
Το Ελληνικό Μεσογειακό Πανεπιστήμιο είναι ένα νέο πανεπιστήμιο στο νησί της Κρήτης και αποτελείται από πέντε πανεπιστημιούπολεις στις μεγάλες πόλεις της Κρήτης (Ηράκλειο, Χανιά, Ρέθυμνο, Άγιος Νικόλαος και Σητεία). Μεταξύ των πέντε πανεπιστημιούπολεων, η πανεπιστημιούπολη του Ηρακλείου φιλοξενεί τον μεγαλύτερο αριθμό ακαδημαϊκών τμημάτων και φοιτητών. Επιπλέον, στην πανεπιστημιούπολη του Ηρακλείου στεγάζονται το Εργαστήριο Ενεργειακών και Φωτοβολταϊκών Συστημάτων (LEPS) και το Ινστιτούτο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (ΙΕΕΚΚ) του ερευνητικού κέντρου του πανεπιστημίου, δηλαδή ιδρύματα που διεξάγουν διδασκαλία και έρευνα στον τομέα των έξυπνων δικτύων.

## 4.2 Ανάλυση του φορτίου της πανεπιστημιούπολης στην Κρήτη

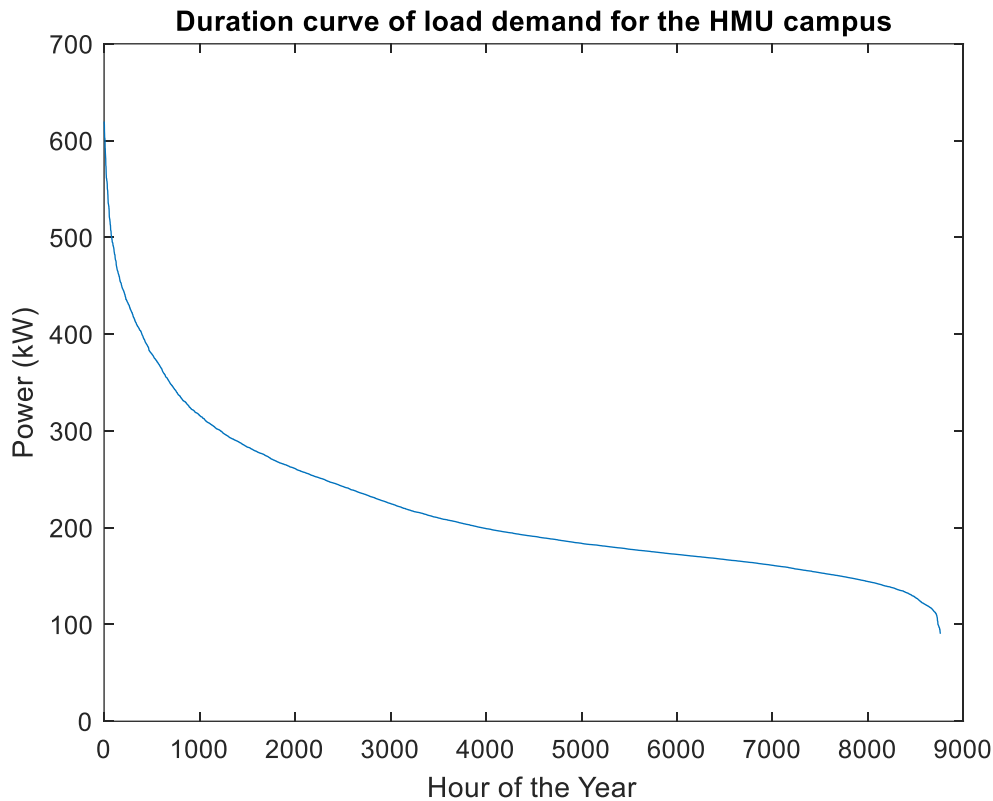
Όπως συνηθίζεται στις μελέτες διαστασιολόγησης συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, ο πρώτος παράγοντας που πρέπει να ληφθεί υπόψη κατά τη μελέτη διαστασιολόγησης ενός μικροδικτύου είναι το αναμενόμενο φορτίο που πρόκειται να τροφοδοτηθεί. Στην συγκεκριμένη

μελέτη η ανάλυση βασίζεται σε ωριαία δεδομένα της ζήτησης φορτίου της πανεπιστημιούπολης κατά τη διάρκεια του έτους 2022, αναφορικά με την τροφοδοσία του (κύριου) δικτύου της σε επίπεδο μέσης τάσης (20 kV). Επί του παρόντος, η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας της πανεπιστημιούπολης εξυπηρετείται αποκλειστικά από το κύριο ηλεκτρικό δίκτυο. Ως εκ τούτου, στόχος είναι να μειωθεί σημαντικά η ζήτηση που παρέχεται από το ηλεκτρικό δίκτυο, λαμβάνοντας ως δεδομένα τα δεδομένα της ακόλουθης μελέτης.

Στο διάγραμμα 1 παρουσιάζεται η ωριαία χρονοσειρά της ζήτησης φορτίου για την πανεπιστημιούπολη του ΕΛΜΕΠΑ για το έτος 2022, με τη μέση τιμή της ζήτησης φορτίου να είναι ίση με 219,39kW ενώ η μέγιστη ζήτηση φορτίου ίση με 619,70kW και η ελάχιστη 90,45kW. Η ετήσια ζήτηση φορτίου είναι ίση με 1,92GW. Όπως προκύπτει από το διάγραμμα 5 η μέγιστη ζήτηση φορτίου για κάθε μήνα παρατηρείται κατά τις ώρες 10 π.μ. - 2 μ.μ., που είναι ώρες εργασίας και διδασκαλίας. Από την καμπύλη διάρκειας φορτίου του διαγράμματος 2, συμπεραίνεται ότι για πάνω από τις μισές ώρες του έτους, η ζήτηση φορτίου υπερβαίνει τα 150 kW.

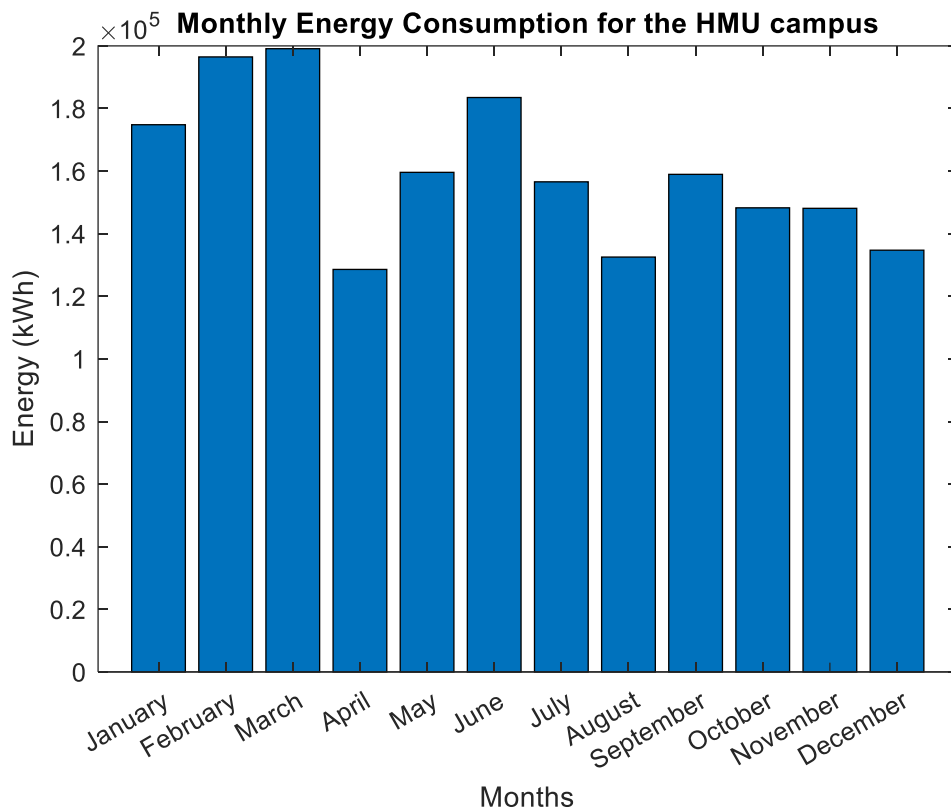


Διάγραμμα 1 Ωριαία χρονοσειρά της ζήτησης φορτίου για την πανεπιστημιούπολη του ΕΛΜΕΠΑ για το έτος 2022



Διάγραμμα 2 Καμπύλη διάρκειας φορτίου για την πανεπιστημιούπολη του ΕΛΜΕΠΑ για το έτος 2022

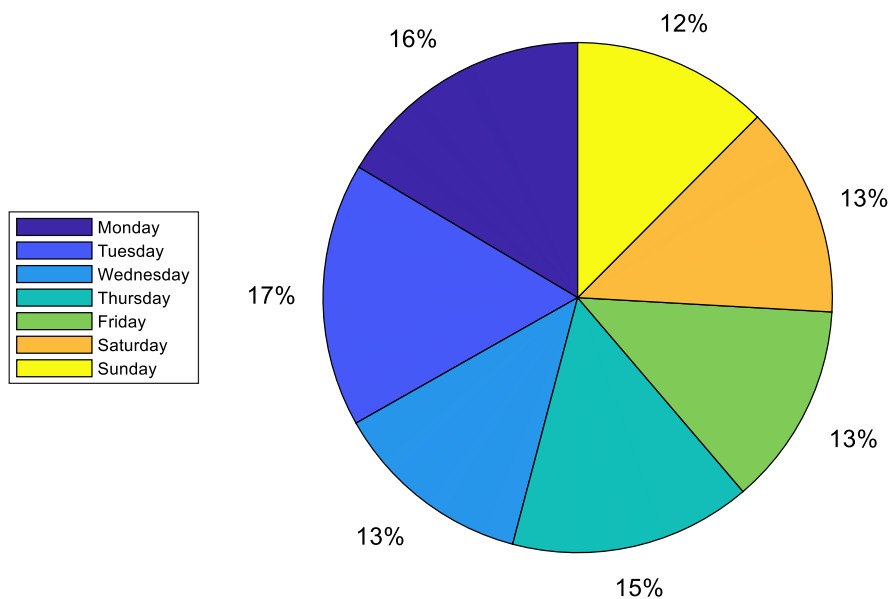
Ένας παράγοντας που επηρεάζει την κατανάλωση ενέργειας στην πανεπιστημιούπολη είναι οι καιρικές συνθήκες. Ο Μάρτιος, με 0,199 GWh, είναι ο μήνας με την υψηλότερη συνολική κατανάλωση ενέργειας, όπως φαίνεται στο διάγραμμα 3. Οι ουδέτερες κλιματικές συνθήκες, σε συνδυασμό με τις αργίες λόγω του ορθόδοξου Πάσχα, καθιστούν τον Απρίλιο τον μήνα με τη χαμηλότερη κατανάλωση ενέργειας (0.128 GWh). Παρόμοια αποτελέσματα προκύπτουν και για τον Αύγουστο (0.132 GWh) λόγω των θερινών διακοπών που εφαρμόζονται γενικά σε όλες τις βαθμίδες της εκπαίδευσης, συμπεριλαμβανομένων των πανεπιστημίων και των ερευνητικών κέντρων.



Διάγραμμα 3 Μηνιαία ζήτηση φορτίου για την πανεπιστημιούπολη του ΕΛΜΕΠΑ για το έτος 2022

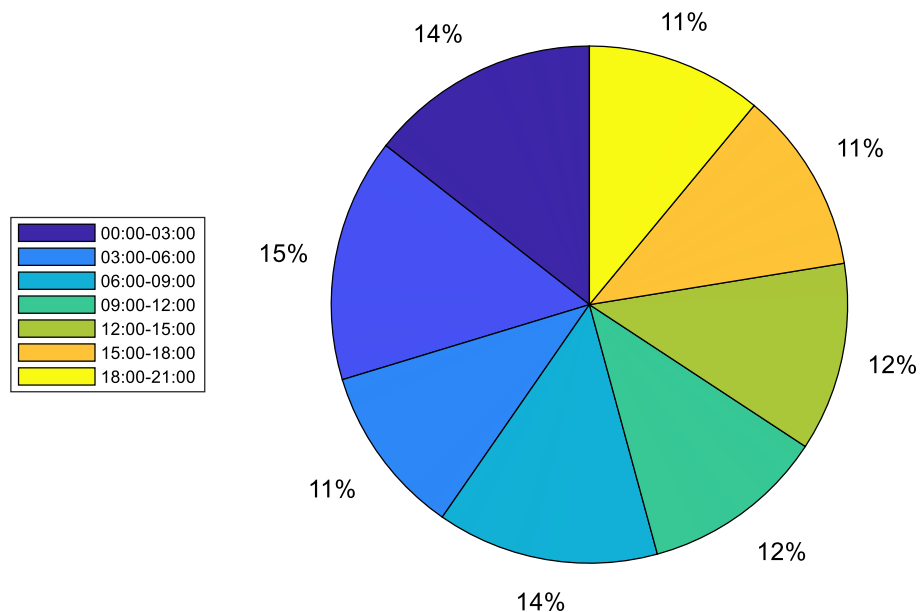
Το διάγραμμα 4 δείχνει ότι η υψηλότερη κατανάλωση ενέργειας εμφανίζεται τις καθημερινές αντί για τα Σαββατοκύριακα, κυρίως λόγω της χρήσης των ακαδημαϊκών χώρων (αίθουσες διδασκαλίας, γραφεία). Ωστόσο, δεν υπάρχουν σημαντικές διαφοροποιήσεις στο ποσοστό κατανάλωσης μεταξύ των καθημερινών. Όπως φαίνεται στο διάγραμμα 5, οι ώρες της ημέρας με τη μεγαλύτερη κατανάλωση ενέργειας είναι οι τρεις ώρες 9-12 π.μ. και 3-6 π.μ., οι οποίες αντιστοιχούν στο 14% και 15% της ετήσιας κατανάλωσης ενέργειας αντίστοιχα. Έτσι, η αξιοποίηση της φωτοβολταϊκής τεχνολογίας με σύστημα αποθήκευσης φαίνεται να αποτελεί ιδανικό μέσο εξοικονόμησης ηλεκτρικής ενέργειας για το εξεταζόμενο προφίλ φορτίου αφού οι ημερήσιες ανάγκες θα καλύπτονται άμεσα από τα Φ/Β πάνελ ενώ το σύστημα αποθήκευσης θα τροφοδοτεί το φορτίο τις ώρες αιχμής κατά τη διάρκεια της νύχτας.

**Weekly Energy Consumption for the HMU campus**



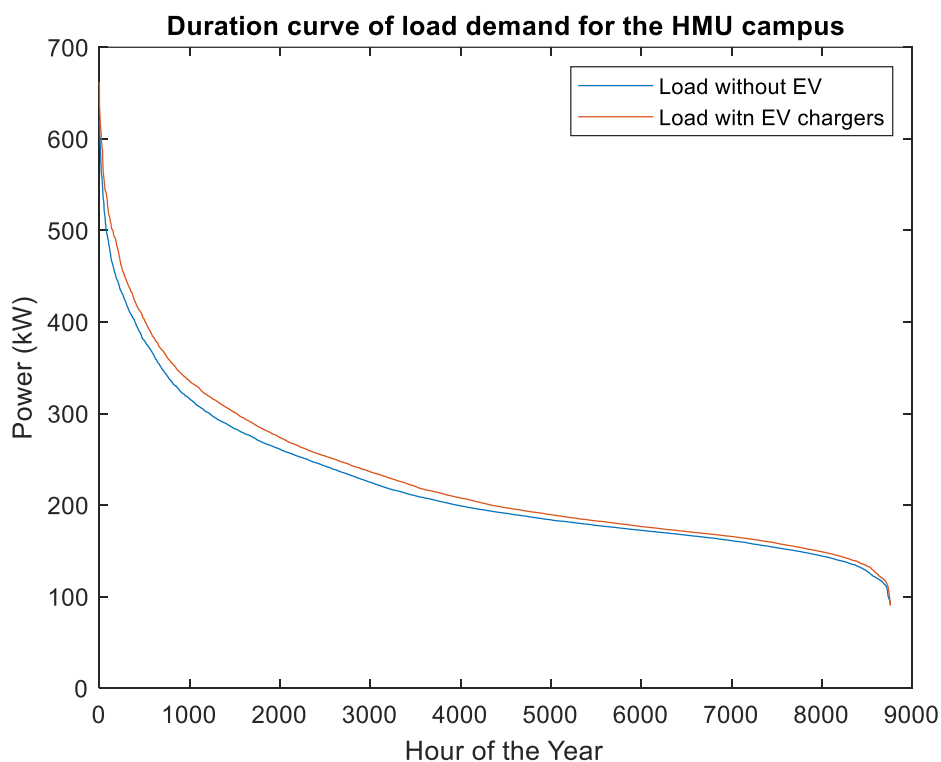
Διάγραμμα 4 Ποσοστό ζήτησης φορτίου για την πανεπιστημιούπολη του ΕΛΜΕΠΑ για το έτος 2022 ανά ημέρα της εβδομάδος

**Hourly Energy Consumption for the HMU campus**



Διάγραμμα 5 Ποσοστό ζήτησης φορτίου για την πανεπιστημιούπολη του ΕΛΜΕΠΑ για το έτος 2022 ανά ώρα της ημέρας

Αξιζει να σημειωθεί πως η αξιολόγηση του μικροδικτύου της πανεπιστημιούπολης οφείλει να λάβει υπόψιν της και μία μελλοντική αύξηση του φορτίου. Για το λόγο αυτό διερευνάται και η περίπτωση όπου το φορτίο του μικροδικτύου βασίζεται στην τρέχουσα κατανάλωση ηλεκτρικού φορτίου με την προσαύξηση που δημιουργεί η προσθήκη 20 φορτιστών ηλεκτρικών οχημάτων (EV) ισχύος 7 kW AC. Για την εκτίμηση του πρόσθετου φορτίου λόγω της φόρτισης των EV σε μια πανεπιστημιούπολη λήφθηκαν υπόψη πληροφορίες σχετικά με την ώρα άφιξης στην πανεπιστημιούπολη (το 85% των αφίξεων πραγματοποιείται μεταξύ 7-9 π.μ.), τον χρόνο φόρτισης των EV και τη μειωμένη φόρτιση των EV σε ορισμένες περιόδους του έτους (Σαββατοκύριακα, διακοπές Χριστουγέννων και Πάσχα, Ιούλιος και Αύγουστος). Η σύγκριση των σημερινών και των αναμενόμενων καμπυλών διάρκειας φόρτισης παρουσιάζεται στο διάγραμμα 6. Το μεγαλύτερο μέρος της πρόσθετης κατανάλωσης φορτίου συμβαίνει τις πρωινές και μεσημεριανές ώρες. Η μελέτη των καμπυλών διάρκειας φορτίου δείχνει ότι οι φορτιστές EV αυξάνουν την ετήσια κατανάλωση φορτίου κατά 4,54% και τη ζήτηση φορτίου αιχμής κατά περισσότερο από 6,87%.



Διάγραμμα 6 Καμπύλη διάρκειας επαυξημένου φορτίου για την πανεπιστημιούπολη του ΕΛΜΕΠΑ για το έτος 2022 με EV chargers



### 4.3 Προσομοίωση ενός έξυπνου μικροδικτύου πανεπιστημιούπολης στην Κρήτη

Με βάση το μη επαυξημένο φορτίο, αναπτύσσεται μια προσομοίωση στο πρόγραμμα Matlab για ένα έξυπνο μικροδίκτυο, το οποίο στοχεύει στην ελαχιστοποίηση του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας και στην επίτευξη βέλτιστης διαστασιολόγησης των στοιχείων του συστήματος. Σύμφωνα με την ισχύουσα νομοθεσία η μέγιστη ισχύς Φ/Β σταθμού παραγωγής που μπορεί να εγκατασταθεί με την πρακτική του zero feed in είναι αυτή της συμφωνημένης ισχύος της παροχής κατανάλωσης που στην περίπτωση του ΕΛΜΕΠΑ στο Ηράκλειο είναι 1330 kVA. Ως αποτέλεσμα, η μέγιστη δυνατή εγκατεστημένη ισχύς του Φ/Β σταθμού παραγωγής στο ΕΛΜΕΠΑ θεωρήθηκε ίση με 1330 kW.

Σενάρια λειτουργίας μικροδικτύου ΗΜΥ:

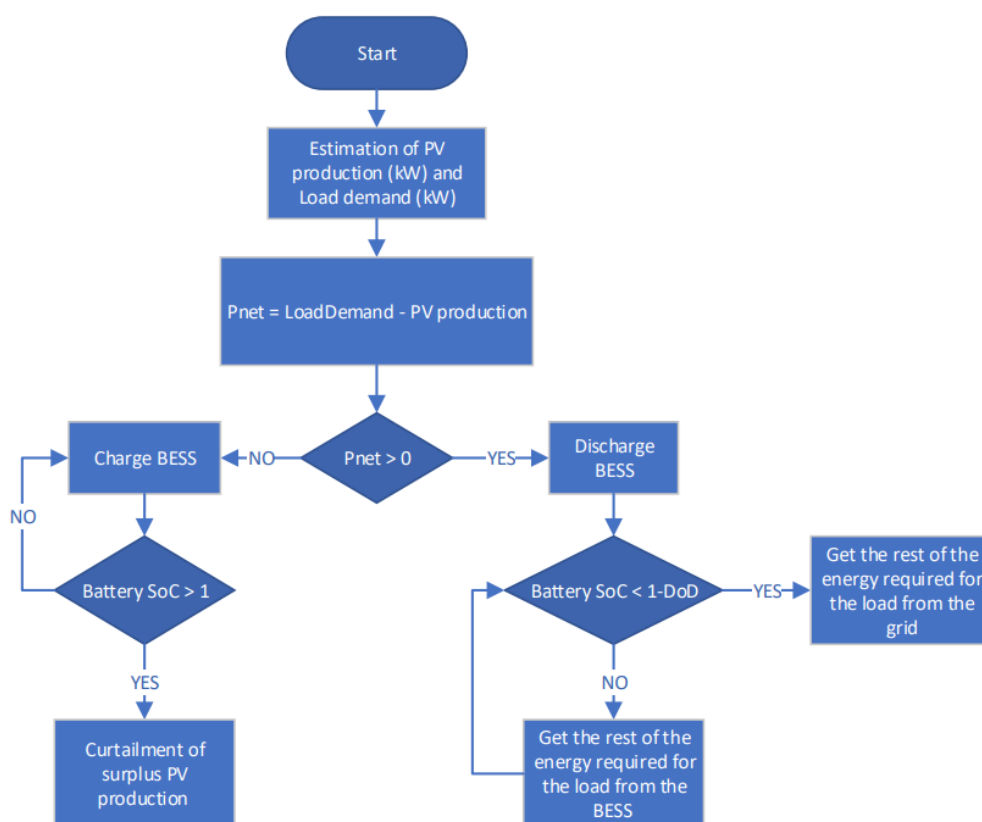
- Φ/Β σταθμός παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία μολύβδου άνθρακα
- Φ/Β σταθμός παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία λιθίου

Κατά τη λειτουργία του σταθμού παραγωγής και του συστήματος αποθήκευσης, η ενέργεια απορροφάται από το σταθμό παραγωγής και διατίθεται αποκλειστικά για την τροφοδότηση των φορτίων του αυτοπαραγωγού. Το σύστημα αποθήκευσης δεν ανταλλάσσει ενέργεια με το δίκτυο, δηλαδή οι συσσωρευτές δε φορτίζουν ή εκφορτίζουν σε αυτό. Για να διαχειριστεί την ενέργεια στην εγκατάσταση του αυτοπαραγωγού και να διασφαλίσει τη μη ανταλλαγή ενέργειας με το δίκτυο, χρησιμοποιείται ένας αισθητήρας κατεύθυνσης ενέργειας (Σύστημα Διαχείρισης Ενέργειας EMA EcoStruxure Microgrid Advisor) στην είσοδο της εγκατάστασης του αυτοπαραγωγού. Αυτός αναλόγως με την κατεύθυνση της ενέργειας έγχυσης/απορρόφησης δίνει εντολή στο σύστημα ελέγχου του μετατροπέα να φορτίσει ή να εκφορτίσει τους συσσωρευτές.

Αρχικά, όταν η ενέργεια που παράγεται από τον αυτοπαραγωγό δεν είναι αρκετή για τα φορτία του, η ενέργεια εισέρχεται στην ηλεκτρική εγκατάσταση από το δίκτυο (αγοράζεται σε τιμολόγηση μέσης τάσης). Σε

αυτή την περίπτωση, μπορεί να γίνει εκφόρτιση των συσσωρευτών προς τα φορτία, με σκοπό τη μείωση της ενέργειας που απορροφάται από το δίκτυο. Επιπλέον, όταν υπάρχει περίσσεια παραγόμενης ενέργειας, αυτή εξέρχεται από την ηλεκτρική εγκατάσταση και φορτίζει τους συσσωρευτές από το σταθμό παραγωγής. Η αποθηκευμένη ενέργεια μπορεί να χρησιμοποιηθεί στο μέλλον, όταν υπάρξει αυξημένη ζήτηση. Εάν λόγω αυξημένης παραγωγής ή μειωμένου φορτίου στην ηλεκτρική εγκατάσταση η περιττή ενέργεια πρόκειται να εξέλθει στο δίκτυο, ο αισθητήρας δίνει εντολή στον σταθμό να μειώσει (δίνοντας χαμηλότερα setpoints ισχύος στους αντιστροφείς των Φ/Β) ή να σταματήσει την παραγωγή (ανοίγει τον διακόπτη του Φ/Β αντιστροφή), προκειμένου να αποφευχθεί η εγχύση ενέργειας στο δίκτυο. Τέλος, σε περίπτωση υψηλής ζήτησης, μπορεί να χρησιμοποιηθεί ταυτόχρονα η ενέργεια από το σταθμό παραγωγής και από τους συσσωρευτές, προκειμένου να καλυφθεί η ζήτηση ενέργειας.

Το διάγραμμα 7 είναι ροής και μοντελοποιεί την αρχή λειτουργίας του μικροδικτύου.



Διάγραμμα 7 Ροής (μοντελοποιεί την αρχή λειτουργίας του μικροδικτύου)

## 4.4 Γενικά στοιχεία του συστήματος

Για τα Φ/Β πάνελ εξετάστηκε το μοντέλο LR5-54HIB 400M της εταιρείας LONGi.

Πίνακας 3 Φ/Β πάνελ LR5-54HIB 400M της εταιρείας LONGi

Γενικά στοιχεία Φ/Β πάνελ		
Θερμοκρασία λειτουργίας	-40 °C ~ 85 °C	
Ονομαστική θερμοκρ. κυψελών	45 °C ± 2 °C	
Ηλεκτρικές ιδιότητες		
Συνθήκες δοκιμής	STC	NOCT
Ονομαστική ισχύς	400,00 Wp	299,00 Wp
Τάση ανοιχτού κυκλώματος	36,90 V	34,70 V
Ρεύμα βραχυκύκλωσης	13,72 A	11,09 A
Τάση MPP	30,94 V	28,74 V
Ρεύμα MPP	12,93 A	10,40 A
Βαθμός απόδοσης	20,48 %	
Συντελεστές θερμοκρασίας		
Τάση ανοιχτού κυκλώματος	-0,265 %/°C ή -97,8 mV/°C	
Ρεύμα βραχυκύκλωσης	0,05 %/°C ή 6,86 mA/°C	
Ονομαστική ισχύς	-0,34 %/°C	
Μηχανικές ιδιότητες		
Αριθμός κυψελών	108	
Πλάτος	1134 mm	
Μήκος	1722 mm	
Βάρος	20,8 kg	
Βύσμα σύνδεσης	Kabel MC4	

\*STC: AM1.5 1000W/m<sup>2</sup> 25°C και NOCT: AM1.5 800W/m<sup>2</sup> 20°C

Για το BESS, εξετάστηκαν και συγκρίθηκαν δύο εναλλακτικά μοντέλα που παρείχε η εταιρεία Narada.

Πίνακας 4 Στοιχεία BESS της εταιρείας Narada

Γενικά στοιχεία BESS		
Σύστημα	BESS-500C	BESS-500L
Τύπος μπαταρίας	Lead Carbon	Lithium
Εγκατεστημένη χωρητικότητα	250 kWh	250 kWh
Εγκατεστημένη ισχύς	500 kW	500 kW

Στοιχεία <b>Μετατροπέα</b>		
Ονομαστική ισχύς	500 kW	500 kW
Ονομαστική τάση εξόδου	500 V – 880 V	500 V – 880 V
THD	<3%	<3%
Power factor	>0.99	>0.99
Conversion efficiency	>0.98	>0.98
Στοιχεία <b>Συσσωρευτών</b>		
Κύκλοι ζωής	5000 με 40% DOD	6000 με 60% DOD
Ονομαστική τάση	600 V	691.2 V
Ονομαστική χωρητικότητα	300 kWh	311 kWh
Διαστάσεις	12,2 m container (battery & PCS)	
Σύστ. Διαχείρισης	Nai	Nai

Το πρώτο μοντέλο είναι σύστημα με μπαταρία μολύβδου-άνθρακα με αναμενόμενη διάρκεια ζωής 5000 ημερήσιων κύκλων (περίπου 13 χρόνια) που λειτουργεί σε 40% βάθος εκφόρτισης (DOD). Το δεύτερο μοντέλο είναι με μπαταρία λιθίου με αναμενόμενη διάρκεια ζωής 6000 ημερήσιων κύκλων (περίπου 16 έτη) που λειτουργεί σε 60% DOD. Σε όλες τις περιπτώσεις, η διάρκεια ζωής του έργου θεωρείται ίση με 25 έτη.

#### 4.5 Οικονομική σκοπιμότητα του μικροδικτύου της πανεπιστημιούπολης

Η οικονομική σκοπιμότητα του μικροδικτύου της πανεπιστημιούπολης αναλύεται μέσω της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ). Η ΚΠΑ είναι ένα μέτρο που χρησιμοποιείται στη χρηματοοικονομική ανάλυση για την αξιολόγηση της απόδοσης επενδυτικών σχεδίων. Περιγράφει την παρούσα αξία των μελλοντικών ρευμάτων εσόδων και δαπανών με βάση ένα επιλεγμένο επιτόκιο αναφοράς. Υπολογίζεται αφαιρώντας από τη συνολική παρούσα αξία των εσόδων τη συνολική παρούσα αξία των δαπανών. Οι εισροές και εκροές χρημάτων λαμβάνονται υπόψη για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα, και η ΚΠΑ υπολογίζεται με βάση το χρονολογικό σημείο των ροών. Η ΚΠΑ μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να αποφασίσει κάποιος αν ένα επενδυτικό σχέδιο αξίζει το κόστος του, δηλαδή αν η παραγόμενη αξία είναι μεγαλύτερη από το αρχικό κόστος της επένδυσης. Επίσης, μπορεί να χρησιμοποιηθεί για

τη σύγκριση διαφορετικών επενδυτικών επιλογών μεταξύ τους, επιλέγοντας την επιλογή με τη μεγαλύτερη προβλεπόμενη Καθαρή Παρούσα Αξία. Αυτό σημαίνει ότι μπορούμε να αξιολογήσουμε ποιο επενδυτικό σχέδιο αναμένεται να παράγει μεγαλύτερη αξία στο μέλλον, λαμβάνοντας υπόψη τις ροές εισροών και εκροών χρημάτων και το κόστος της επένδυσης.

Για την αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων και την παρουσίαση των αναμενόμενων αποτελεσμάτων (εσόδων και εξόδων) της επένδυσης, συνήθως χρησιμοποιούνται σταθερές περιοδικές χρηματοροές ή "ράντες" (κυρίως σε ετήσια βάση). Οι χρηματοροές μπορούν να είναι είτε σταθερές είτε μεταβλητές. Αυτό εξαρτάται από το εάν τα ποσά των πληρωμών ή εισπράξεων παραμένουν σταθερά ή μεταβαλλόμενα.

Βασικά κριτήρια αποδοχής-απόρριψης για ένα επενδυτικό σχέδιο βασιζόμενο στην Καθαρή Παρούσα Αξία: Όταν η ΚΠΑ είναι μεγαλύτερη από το μηδέν, τότε η επένδυση θεωρείται συμφέρουσα και μπορεί να πραγματοποιηθεί. Στην περίπτωση που η ΚΠΑ είναι ίση με το μηδέν, τότε το οικονομικό αποτέλεσμα της επένδυσης είναι οριακό και η απόφαση για την πραγματοποίηση της επένδυσης πρέπει να ληφθεί βάσει άλλων παραγόντων, όπως για παράδειγμα η στρατηγική της εταιρείας. Τέλος, όταν η ΚΠΑ είναι μικρότερη από το μηδέν, τότε η επένδυση απορρίπτεται και δεν πρέπει να πραγματοποιηθεί.

$$NPV = -K_0 + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1+k)^t} + \frac{YA_N}{(1+k)^N}$$

Όπου:

$K_0$ : το κόστος της επένδυσης

$KTP_t$ : η Καθαρή Ταμειακή Ροή του έτους  $t$

$k$ : η ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων που επενδύονται (επιτόκιο αναγωγής)

$N$ : η διάρκεια της επένδυσης σε έτη

$YA_N$ : η υπολειμματική αξία της επένδυσης στο  $N$ -οστό έτος

Τα βασικά οικονομικά και τεχνικά χαρακτηριστικά των προαναφερθέντων στοιχείων συνοψίζονται παρακάτω στον πίνακα 5.

Πίνακας 5 Οικονομικά χαρακτηριστικά συστήματος

Στοιχείο	Επενδυτικό κόστος	Λειτουργικές δαπάνες	Διάρκεια ζωής
Φωτοβολταϊκή συστοιχία-Inverter-Controller	700 €/kWp	10 €/kWp	25 έτη
Μπαταρία Lead-Crabon	200 €/kWh	1500 €/250 kWh	13 έτη με 40% DOD
Μπαταρία Lithium	300 €/kWh	2500 €/250 kWh	16 έτη με 60% DOD

Στο σημείο αυτό θα ακολουθήσει αναλυτικός υπολογισμός της ΚΠΑ για ένα τυχαίο σενάριο λειτουργίας του μικροδικτύου του ΕΛΜΕΠΑ με Φ/Β σταθμό ισχύος 1000kW και συσσωρευτές εγκατεστημένης χωρητικότητας 1500kWh. Ο υπολογισμός αναφέρεται σε 25 ετή περίοδο λειτουργίας. Η τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο θεωρείται σταθερή καθ' όλη τη διάρκεια ζωής της επένδυσης στα 0,2€/kWh (επομένως σταθερά θα είναι τα κέρδη του ΕΛΜΕΠΑ από την ηλ.ενέργεια που θα αγοράζε από το δίκτυο εάν δεν είχε zero feed in και τα έξοδα του για την αγορά ηλ.ενέργειας σε ετήσια βάση). Το επιτόκιο αναγωγής θεωρείται 6%.

Κόστος της επένδυσης: Κόστος Φ/Β συστοιχίας, inverter, controller + Κόστος Μπαταριών

$$K_0 = 1000kW \cdot 700 \frac{\text{€}}{\text{kWp}} + 1500kWh \cdot 200 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 1.000.000\text{€}$$

Κόστος λειτουργίας και συντήρησης εξοπλισμού / έτος:

$$\text{Κόστος } \Lambda\Sigma = 1000kW \cdot 10 \frac{\text{€}}{\text{kWp}} + 1.500kWh \cdot \frac{1.500\text{€}}{250kWh} = 19.000\text{€}$$

Κέρδος από την ηλ. ενέργεια που θα αγοράζονταν από το δίκτυο / έτος:

$$\begin{aligned} \text{Κέρδος πάροχου} &= (\text{ενέργεια που παρείχε το σύστημα zero feed in ανα έτος}) \cdot \frac{0,2\text{€}}{\text{kWh}} \\ &= 0,90708 \text{ GW} \cdot \frac{0,2\text{€}}{\text{kWh}} = 181.416\text{€} \end{aligned}$$

Καθαρή Ταμειακή Ροή του έτους t:

$$KTP_t = \text{Κέρδος πάροχου} - \text{Κόστος } \Lambda\Sigma = 181.416\text{€} - 19.000\text{€} = 162.416\text{€}$$

Σημείωση:

Δεν λαμβάνεται υπόψιν στον υπολογισμό της ΚΠΑ τα ετήσια έξοδα του ΕΛΜΕΠΑ για την αγορά ηλ.ενέργειας από το δίκτυο αφού είναι πάγια έξοδα που δεν αφορούν τις ετήσιες ταμειακές ροές της επένδυσης.

Επιτόκιο αναγωγής:

$$k = 6\%$$

Κόστος αντικατάστασης των συσσωρευτών στο 13<sup>ο</sup> έτος:

$$\frac{300.000}{(1 + 0,06)^{13}} = 140.651\text{€}$$

Διάρκεια της επένδυσης σε έτη:

$$N = 25$$

Υπολειμματική αξία της επένδυσης:

Θεωρούμε ότι μετά το πέρας της 25ετίας το σύστημα μας έχει χάσει την αρχική του αξία

$$YA_N = 0$$

Επομένως,

$$\begin{aligned} NPV &= -K_0 + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1+k)^t} + \frac{YA_N}{(1+k)^N} \\ &= -1.000.000\text{€} + \sum_{t=1}^{25} \frac{162.416\text{€}}{(1+0,06)^t} - \frac{300.000}{(1+0,06)^{13}} = 935.570\text{€} \end{aligned}$$

Ομοίως υπολογίζεται παρακάτω η ΚΠΑ για οποιοδήποτε σενάριο λειτουργίας του μικροδικτύου.

Στους ακόλουθους πίνακες παρουσιάζονται τα βέλτιστα αποτελέσματα για τα δυο σενάρια λειτουργίας του μικροδικτύου. Ο πίνακας 6 αναφέρεται στο σενάριο με Φ/Β σταθμό παραγωγής και

σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία μολύβδου άνθρακα. Παρατηρούμε πως η βέλτιστη λύση περιλαμβάνει Φ/Β σταθμό ονομαστικής ισχύος 640kW ενώ δεν περιέχει συσσωρευτές. Ο πίνακας 7 αναφέρεται στο σενάριο με Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία λιθίου. Παρατηρούμε πως η βέλτιστη λύση περιλαμβάνει Φ/Β σταθμό ονομαστικής ισχύος 640kW ενώ δεν περιέχει συσσωρευτές.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της βέλτιστης διαστασιολόγησης του μικροδικτύου, το κόστος των μπαταριών φαίνεται να αποτελεί κρίσιμο παράγοντα. Ως εκ τούτου, εφαρμόζεται ανάλυση ευαισθησίας του κόστους των μπαταριών στηριζόμενη σε δημοσίευση του NREL που προβλέπει μείωση του κόστους των μπαταριών δικτύων διανομής (utility batteries) κατά 25% μέχρι το 2025 (διάγραμμα 8) [17].

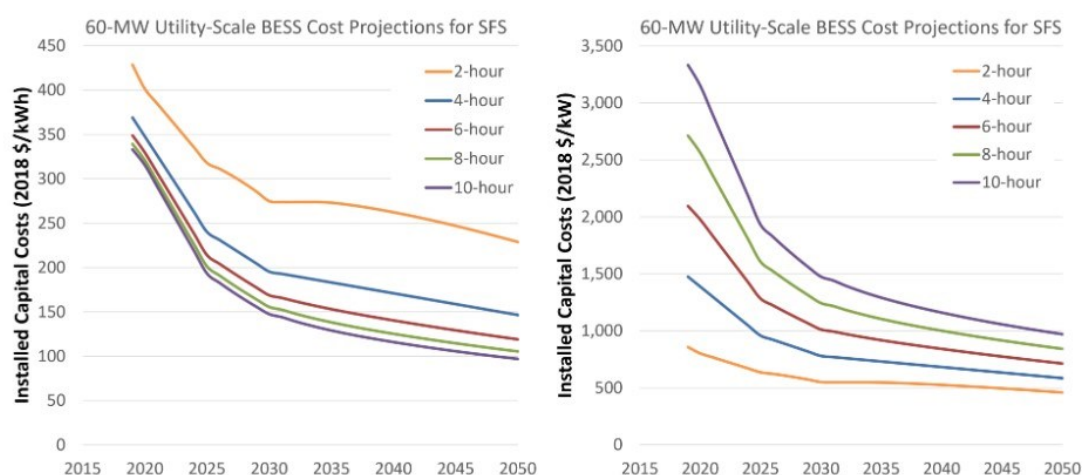


Figure 3. Utility-scale BESS Moderate Scenario cost projections, on a \$/kWh basis (left) and a \$/kW basis (right)

Διάγραμμα 8 Πρόβλεψη μείωσης του κόστους των μπαταριών δικτύων διανομής (utility batteries) κατά 25% μέχρι το 2025

Στους πίνακες 8 και 9 παρουσιάζονται τα βέλτιστα αποτελέσματα για τα δυο σενάρια λειτουργίας του μικροδικτύου έχοντας μειώσει το κόστος των μπαταριών κατά 25%. Από τον πίνακα 9 που αναφέρεται στο σενάριο με Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία μολύβδου άνθρακα παρατηρούμε πως η βέλτιστη λύση περιλαμβάνει πλέον Φ/Β σταθμό ονομαστικής ισχύος 760kW και συσσωρευτές εγκατεστημένης χωρητικότητας 1250kWh. Από



τον πίνακα 10 που αναφέρεται στο σενάριο με Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία λιθίου παρατηρούμε πως η βέλτιστη λύση περιλαμβάνει και πάλι Φ/Β σταθμό ονομαστικής ισχύος 640kW ενώ δεν περιέχει συσσωρευτές. Συμπεραίνουμε λοιπόν πως το κόστος της μπαταρίας λιθίου είναι αρκετά υψηλότερο σε σχέση με αυτό της μπαταρίας μολύβδου άνθρακα που ακόμα και με μείωση 25% δεν καταφέρνει να δώσει βέλτιστη λύση με συσσωρευτές.

Από τους πίνακες 10 και 11 που περιέχουν τα βέλτιστα αποτελέσματα για τα δυο σενάρια λειτουργίας του μικροδικτύου με μειωμένο το κόστος των μπαταριών κατά 50% παρατηρούμε ότι πλέον όλες οι λύσεις έχουν συσσωρευτές. Μάλιστα μπορεί κάποιος να αποφανθεί πως μείωση κόστους σε συσσωρευτές λιθίου κατά 50% αποφέρει παρόμοια αποτελέσματα με αυτά της μείωσης κόστους κατά 25% των συσσωρευτών μολύβδου άνθρακα.

Η μελέτη μας λοιπόν, θα στηριχθεί στην πρόβλεψη μείωσης του κόστους των συσσωρευτών κατά 25% και θα περιέχει συσσωρευτές μολύβδου άνθρακα. Το φορτίο που θεωρούμε δεν περιέχει προσαύξηση και αντιστοιχεί σε αυτό του ΕΛΜΕΠΑ για το έτος 2022. Η ΚΠΑ για Φ/Β σταθμό ονομαστικής ισχύος 760kW και συσσωρευτές εγκατεστημένης χωρητικότητας 1250kWh ανέρχεται στο 1.516.311,504€.

Οι πίνακες 12 και 13 περιέχουν τα βέλτιστα αποτελέσματα για τα δυο σενάρια λειτουργίας του μικροδικτύου με μειωμένο το κόστος των μπαταριών κατά 25% (μολύβδου άνθρακα και λιθίου αντίστοιχα) για την περίπτωση του επαυξημένου φορτίου με τους EV chargers. Η βέλτιστη λύση περιλαμβάνει Φ/Β σταθμό ονομαστικής ισχύος 800kW και συσσωρευτές μολύβδου άνθρακα εγκατεστημένης χωρητικότητας 1250kWh. Η προσαύξηση του Φ/Β σταθμού κατά 40kW επιφέρει εν μέρη αύξηση της ΚΠΑ κατά 8,1% στο 1.639.257,711€. Το σενάριο με το προσαυξημένο φορτίο δεν εξετάζεται στην παρούσα εργασία.

Πίνακας 6 Βέλτιστα αποτελέσματα για το σενάριο με Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία μολύβδου άνθρακα

PV (kW)	Battery (kWh)	Percentage Unmet (%)	Capital Cost (€)	Operational Cost (annual €)	Grid Electricity Cost (annual €)	Profit from Grid Cost (annual €)	NPV (€)
640,00	0,00	62,79	448.000,00	6.400,00	241.333,89	143.045,82	1.133.600,43
660,00	250,00	60,81	512.000,00	8.100,00	233.743,59	150.636,12	1.127.848,80
620,00	0,00	63,25	434.000,00	6.200,00	243.124,78	141.254,93	1.127.140,48
640,00	250,00	61,26	498.000,00	7.900,00	235.482,52	148.897,19	1.121.950,54
700,00	500,00	58,56	590.000,00	10.000,00	225.094,24	159.285,47	1.120.645,38
600,00	0,00	63,75	420.000,00	6.000,00	245.032,07	139.347,64	1.119.422,08
680,00	500,00	58,99	576.000,00	9.800,00	226.731,91	157.647,80	1.115.841,76
620,00	250,00	61,75	484.000,00	7.700,00	237.339,04	147.040,67	1.114.781,04
580,00	0,00	64,28	406.000,00	5.800,00	247.066,97	137.312,74	1.110.324,26
660,00	500,00	59,43	562.000,00	9.600,00	228.455,78	155.923,93	1.110.106,33

Πίνακας 7 Βέλτιστα αποτελέσματα για το σενάριο με Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία λιθίου

N)	Battery (kWh)	Percentage Unmet (%)	Capital Cost (€)	Operational Cost (annual €)	Grid Electricity Cost (annual €)	Profit from Grid Cost (annual €)	NPV (€)
Ι	0,00	62,79	448.000,00	6.400,00	241.333,89	143.045,82	1.133.600,43
Ι	0,00	62,79	448.000,00	6.400,00	241.333,89	143.045,82	1.133.600,43
Ι	0,00	63,25	434.000,00	6.200,00	243.124,78	141.254,93	1.127.140,48
Ι	0,00	63,25	434.000,00	6.200,00	243.124,78	141.254,93	1.127.140,48
Ι	250,00	59,66	551.000,00	9.300,00	229.329,54	155.050,17	1.126.664,72
Ι	250,00	60,10	537.000,00	9.100,00	231.012,70	153.367,01	1.121.369,41
Ι	0,00	63,75	420.000,00	6.000,00	245.032,07	139.347,64	1.119.422,08
Ι	0,00	63,75	420.000,00	6.000,00	245.032,07	139.347,64	1.119.422,08
Ι	250,00	60,57	523.000,00	8.900,00	232.806,35	151.573,36	1.114.879,52
Ι	0,00	64,28	406.000,00	5.800,00	247.066,97	137.312,74	1.110.324,26
Ι	0,00	64,28	406.000,00	5.800,00	247.066,97	137.312,74	1.110.324,26

Πίνακας 8 Βέλτιστα αποτελέσματα για το σενάριο με Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία μολύβδου άνθρακα με μειωμένο κόστος συσσωρευτών κατά 25%

PV (kW)	Battery (kWh)	Percentage Unmet (%)	Capital Cost (€)	Operational Cost (annual €)	Grid Electricity Cost (annual €)	Profit from Grid Cost (annual €)	NPV (€)
760,00	1.250,00	53,45	719.500,00	13.225,00	205.463,21	178.916,50	1.342.643,00
740,00	1.000,00	55,13	668.000,00	11.900,00	211.908,18	172.471,53	1.341.958,59
780,00	1.500,00	51,82	771.000,00	14.550,00	199.173,06	185.206,65	1.341.396,26
720,00	750,00	56,82	616.500,00	10.575,00	218.422,92	165.956,79	1.340.402,96
800,00	1.750,00	50,21	822.500,00	15.875,00	192.995,91	191.383,80	1.338.738,97
740,00	1.250,00	53,88	705.500,00	13.025,00	207.108,46	177.271,25	1.337.003,68
700,00	500,00	58,56	565.000,00	9.250,00	225.094,24	159.285,47	1.336.893,23
720,00	1.000,00	55,55	654.000,00	11.700,00	213.515,29	170.864,42	1.336.794,82
820,00	2.000,00	48,61	874.000,00	17.200,00	186.830,24	197.549,47	1.335.938,30
760,00	1.500,00	52,24	757.000,00	14.350,00	200.818,31	183.561,40	1.335.756,56

Πίνακας 9 Βέλτιστα αποτελέσματα για το σενάριο με Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία λιθίου με μειωμένο κόστος συσσωρευτών κατά 25%

N)	Battery (kWh)	Percentage Unmet (%)	Capital Cost (€)	Operational Cost (annual €)	Grid Electricity Cost (annual €)	Profit from Grid Cost (annual €)	NPV (€)
Ι	0,00	62,79	448.000,00	6.400,00	241.333,89	143.045,82	1.133.600,43
Ι	0,00	62,79	448.000,00	6.400,00	241.333,89	143.045,82	1.133.600,43
Ι	0,00	63,25	434.000,00	6.200,00	243.124,78	141.254,93	1.127.140,48
Ι	0,00	63,25	434.000,00	6.200,00	243.124,78	141.254,93	1.127.140,48
Ι	250,00	59,66	551.000,00	9.300,00	229.329,54	155.050,17	1.126.664,72
Ι	250,00	60,10	537.000,00	9.100,00	231.012,70	153.367,01	1.121.369,41
Ι	0,00	63,75	420.000,00	6.000,00	245.032,07	139.347,64	1.119.422,08
Ι	0,00	63,75	420.000,00	6.000,00	245.032,07	139.347,64	1.119.422,08
Ι	250,00	60,57	523.000,00	8.900,00	232.806,35	151.573,36	1.114.879,52
Ι	0,00	64,28	406.000,00	5.800,00	247.066,97	137.312,74	1.110.324,26
Ι	0,00	64,28	406.000,00	5.800,00	247.066,97	137.312,74	1.110.324,26

Πίνακας 10 Βέλτιστα αποτελέσματα για το σενάριο με Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία μολύβδου άνθρακα με μειωμένο κόστος συσσωρευτών κατά 50%

PV (kW)	Battery (kWh)	Percentage Unmet (%)	Capital Cost (€)	Operational Cost (annual €)	Grid Electricity Cost (annual €)	Profit from Grid Cost (annual €)	NPV (€)
1.060,00	5.000,00	30,30	1.242.000,00	25.600,00	116.468,99	267.910,72	1.366.700,12
1.040,00	5.000,00	30,74	1.228.000,00	25.400,00	118.172,02	266.207,69	1.361.554,34
1.040,00	4.750,00	31,75	1.203.000,00	24.650,00	122.048,96	262.330,75	1.357.390,54
1.020,00	5.000,00	31,21	1.214.000,00	25.200,00	119.980,43	264.399,28	1.355.344,71
1.020,00	4.750,00	32,20	1.189.000,00	24.450,00	123.760,68	260.619,03	1.352.157,01
1.000,00	5.000,00	31,72	1.200.000,00	25.000,00	121.938,88	262.440,83	1.347.620,32
1.020,00	4.500,00	33,23	1.164.000,00	23.700,00	127.740,02	256.639,69	1.346.959,33
1.000,00	4.750,00	32,67	1.175.000,00	24.250,00	125.564,89	258.814,82	1.345.989,74
1.000,00	4.500,00	33,68	1.150.000,00	23.500,00	129.453,88	254.925,83	1.341.704,21
980,00	5.000,00	32,27	1.186.000,00	24.800,00	124.033,49	260.346,22	1.338.521,29

Πίνακας 11 Βέλτιστα αποτελέσματα για το σενάριο με Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία λιθίου με μειωμένο κόστος συσσωρευτών κατά 50%

PV (kW)	Battery (kWh)	Percentage Unmet (%)	Capital Cost (€)	Operational Cost (annual €)	Grid Electricity Cost (annual €)	Profit from Grid Cost (annual €)	NPV (€)
760,00	1.250,00	53,45	719.500,00	13.850,00	205.463,21	178.916,50	1.120.800,10
780,00	1.500,00	51,82	771.000,00	15.300,00	199.173,06	185.206,65	1.120.459,38
740,00	1.000,00	55,13	668.000,00	12.400,00	211.908,18	172.471,53	1.119.533,01
800,00	1.750,00	50,21	822.500,00	16.750,00	192.995,91	191.383,80	1.118.945,22
720,00	750,00	56,82	616.500,00	10.950,00	218.422,92	165.956,79	1.117.541,29
820,00	2.000,00	48,61	874.000,00	18.200,00	186.830,24	197.549,47	1.117.311,73
740,00	1.250,00	53,88	705.500,00	13.650,00	207.108,46	177.271,25	1.116.106,82
760,00	1.500,00	52,24	757.000,00	15.100,00	200.818,31	183.561,40	1.115.766,17
840,00	2.250,00	47,01	925.500,00	19.650,00	180.706,16	203.673,55	1.115.246,37
720,00	1.000,00	55,55	654.000,00	12.200,00	213.515,29	170.864,42	1.115.235,85

Πίνακας 12 Βέλτιστα αποτελέσματα για το σενάριο με επαυξημένο φορτίο, Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία μολύβδου άνθρακα με μειωμένο κόστος συσσωρευτών κατά 25%

PV (kW)	Battery (kWh)	Percentage Unmet (%)	Capital Cost (€)	Operational Cost (annual €)	Grid Electricity Cost (annual €)	Profit from Grid Cost (annual €)	NPV (€)
800,00	1.250,00	52,71	747.500,00	13.625,00	211.806,87	190.026,50	1.639.257,71
820,00	1.500,00	51,13	799.000,00	14.950,00	205.448,98	196.384,39	1.638.803,96
780,00	1.000,00	54,33	696.000,00	12.300,00	218.318,73	183.514,64	1.637.541,42
840,00	1.750,00	49,57	850.500,00	16.275,00	199.187,60	202.645,77	1.636.989,94
760,00	750,00	55,97	644.500,00	10.975,00	224.896,00	176.937,37	1.634.903,26
860,00	2.000,00	48,03	902.000,00	17.600,00	192.992,89	208.840,48	1.634.236,33
920,00	2.500,00	44,58	1.019.000,00	20.450,00	179.138,77	222.694,60	1.632.553,62
780,00	1.250,00	53,13	733.500,00	13.425,00	213.501,68	188.331,69	1.632.189,90
800,00	1.500,00	51,55	785.000,00	14.750,00	207.146,12	194.687,25	1.631.703,28
880,00	2.250,00	46,50	953.500,00	18.925,00	186.858,57	214.974,80	1.630.631,56

Πίνακας 13 Βέλτιστα αποτελέσματα για το σενάριο με επαυξημένο φορτίο, Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία λιθίου με μειωμένο κόστος συσσωρευτών κατά 25%

PV (kW)	Battery (kWh)	Percentage Unmet (%)	Capital Cost (€)	Operational Cost (annual €)	Grid Electricity Cost (annual €)	Profit from Grid Cost (annual €)	NPV (€)
680,00	0,00	61,77	476.000,00	6.800,00	248.202,10	153.631,27	1.593.431,78
720,00	250,00	59,42	560.250,00	9.075,00	238.756,73	163.076,64	1.584.471,75
660,00	0,00	62,23	462.000,00	6.600,00	250.071,93	151.761,44	1.583.897,26
700,00	250,00	59,85	546.250,00	8.875,00	240.511,52	161.321,85	1.576.558,62
640,00	0,00	62,73	448.000,00	6.400,00	252.082,19	149.751,18	1.572.383,54
680,00	250,00	60,32	532.250,00	8.675,00	242.395,89	159.437,48	1.566.819,33
620,00	0,00	63,27	434.000,00	6.200,00	254.229,12	147.604,25	1.558.943,63
740,00	500,00	57,66	630.500,00	11.150,00	231.702,18	170.131,19	1.558.634,48
660,00	250,00	60,81	518.250,00	8.475,00	244.366,45	157.466,92	1.555.865,05
720,00	500,00	58,09	616.500,00	10.950,00	233.431,78	168.401,59	1.551.076,39

Αναλυτικός υπολογισμός των χρηματικών ροών και της ΚΠΑ που θα προκύψουν από την υλοποίηση του εξεταζόμενου επενδυτικού σχεδίου, δηλαδή Φ/Β σταθμό ονομαστικής ισχύος 760kW και σύστημα αποθήκευσης με τεχνολογία μολύβδου άνθρακα εγκατεστημένης χωρητικότητας 1250kWh. Η τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο θεωρείται σταθερή καθ' όλη τη διάρκεια ζωής της επένδυσης στα 0,2€/kWh ενώ το επιτόκιο αναγωγής θεωρείται 6%.

Κόστος της επένδυσης: Κόστος Φ/Β συστοιχίας, inverter, controller + Κόστος Μπαταριών

$$K_o = 760kW \cdot 700 \frac{\text{€}}{kWp} + 0,75 \cdot 1.250kWh \cdot 200 \frac{\text{€}}{kWh} = 719.500\text{€}$$

Κόστος λειτουργίας και συντήρησης εξοπλισμού / έτος:

$$Κόστος ΛΣ = 760kW \cdot 10 \frac{\text{€}}{kWp} + 0,75 \cdot 1.250kWh \cdot \frac{1.500\text{€}}{250kWh} = 13.225\text{€}$$

Κέρδος από την ηλ. ενέργεια που θα αγοράζονταν από το δίκτυο / έτος:

$$\begin{aligned} Κέρδος \text{ πάροχον} &= (\text{ενέργεια που παρείχε το σύστημα zero feed in ανα έτος}) \cdot 0,2\text{€/kWh} \\ &= 0,90708 \text{ GWh} \cdot 0,2\text{€/kWh} = 181.416\text{€} \end{aligned}$$

Καθαρή Ταμειακή Ροή του έτους t:

$$KTP_t = Κέρδος \text{ πάροχον} - Κόστος ΛΣ = 181.416\text{€} - 13.225\text{€} = 168.191\text{€}$$

Επιτόκιο αναγωγής:  $k = 6\%$

Κόστος αντικατάστασης των συσσωρευτών στο 13ο έτος:

$$\frac{187.500\text{€}}{(1 + 0,06)^{13}} = 87.907\text{€}$$

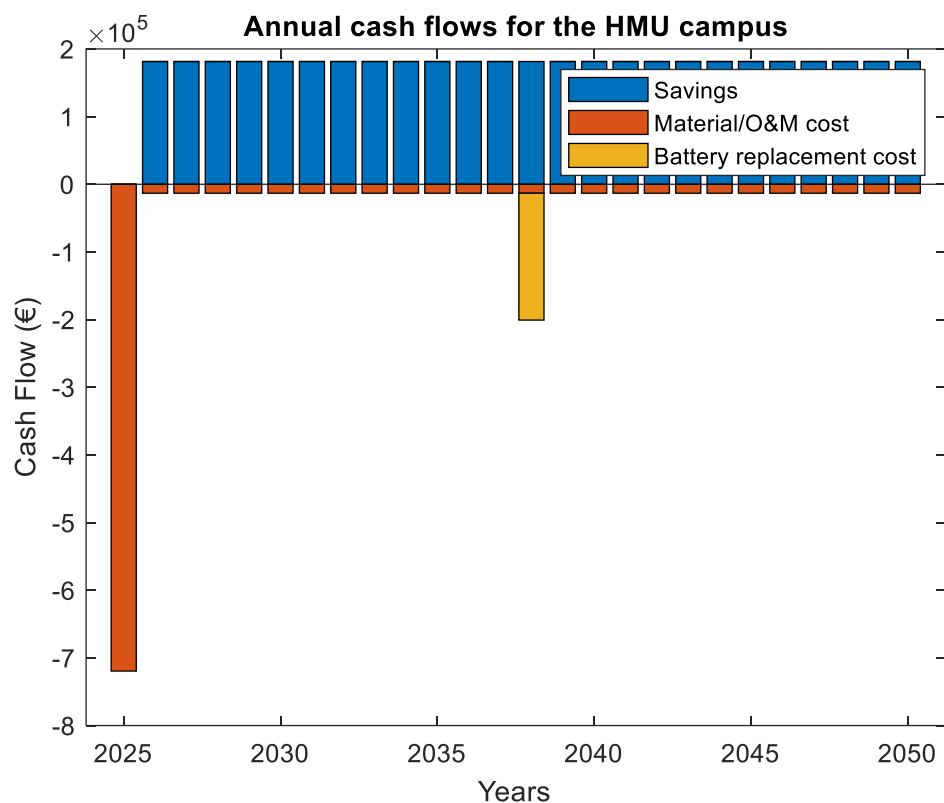
Διάρκεια της επένδυσης σε έτη:  $N = 25$

Υπολειμματική αξία της επένδυσης:  $YA_N = 0$

Επομένως,

$$\begin{aligned} NPV &= -K_0 + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1+k)^t} + \frac{YA_N}{(1+k)^N} \\ &= -719.500\text{€} + \sum_{t=1}^{25} \frac{162.416\text{€}}{(1+0,06)^t} - \frac{187.500}{(1+0,06)^{13}} = 1.342.643 \text{ €} \end{aligned}$$

Η χρηματοοικονομική ανάλυση που αναλύθηκε παραπάνω απεικονίζεται στο διαγράμμα 9 που δείχνει τις μελλοντικές χρηματικές ροές (cash flows) στην 25 ετή περίοδο λειτουργίας.



Διάγραμμα 9 Μελλοντικές ροές χρημάτων (cash flows) που θα προκύψουν από την υλοποίηση του εξεταζόμενου επενδυτικού σχεδίου

## 4.6 Τεχνική Περιγραφή Ηλεκτρολογικής Εγκατάστασης Φ/Β Σταθμού και Συστήματος Αποθήκευσης

Στο σημείο αυτό θα αναλυθεί ο σχεδιασμός του Φ/Β σταθμού, των καλωδιώσεων του Φ/Β σταθμού και των συστημάτων ασφαλείας:

- Φ/Β σταθμός ονομαστικής ισχύος 760kW.

Το Φ/Β πεδίο αποτελείται από 1900 πάνελ της εταιρείας LONGi τύπου LR5-54HIB ισχύος 400Wp έκαστο. Αυτό προκύπτει διότι:

$$\text{Πλήθος πάνελ} = \frac{760\text{kW}}{400\text{Wp}} = 1900$$

Κάθε Φ/Β στοιχειοσειρά αποτελείται από 19 πάνελ συνδεδεμένα σε σειρά. Αυτό προκύπτει διότι:

$$\frac{V_{in_{BESS}}}{V_{mp}} = \frac{600V}{30,94V} = 19,39 \sim 19 \text{ PV panels/ στοιχειοσειρά}$$

Έπειτα, οι αντιστροφείς είναι στο πλήθος 2, επομένως αναλογούν 950 Φ/Β πάνελ στον καθένα.

$$\text{Πλήθος πάνελ ανα αντιστροφή} = \frac{1900}{2} = 950$$

Κατόπιν, σε κάθε αντιστροφή αναλογούν 50 Φ/Β στοιχειοσειρές.

$$\text{Πλήθος φβ στοιχειοσειρών ανα αντιστροφή} = \frac{950}{19} = 50$$

Οι στοιχειοσειρές ομαδοποιούνται παράλληλα ανά 5 και σχηματίζουν Φ/Β μονάδες παραγωγής ισχύος 38 kW. Κάθε Φ/Β μονάδα είναι ανεξάρτητη από τις υπόλοιπες και συνδέεται ξεχωριστά σε μια είσοδο του αντιστροφέα του συστήματος BESS. Οι μονάδες παραγωγής ομαδοποιούνται στη συνέχεια παράλληλα ανά 10 και αποτελούν μια Φ/Β γεννήτρια. Σε κάθε αντιστροφή αντιστοιχεί επομένως μία Φ/Β γεννήτρια (10 μονάδες παραγωγής) ισχύος 380 kW. Οι δύο γεννήτριες λειτουργούν ανεξάρτητα από τις υπόλοιπες.

Η μέγιστη τάση που αναπτύσσεται σε μία Φ/Β στοιχειοσειρά συναντάται όταν τα Φ/Β πάνελ βρίσκονται στη χαμηλότερη τους θερμοκρασία, όπου



για το Ηράκλειο θεωρείται στους 3°C. Από το datasheet του κατασκευαστή έχουμε ότι

$$V_{array MAX} = 19 \cdot \left[ V_{mp} + \Delta T \cdot \left( -0,265 \frac{\%}{^{\circ}C} \right) \right] = 19 \cdot \left[ 30,94V - (3^{\circ}C - 25^{\circ}C) \cdot 0,265 \frac{\%}{^{\circ}C} \right]$$

$$= 698,63V > 600V$$

Το μέγιστο ρεύμα που αναπτύσσεται σε μία Φ/Β στοιχειοσειρά συναντάται όταν τα Φ/Β πάνελ βρίσκονται στην υψηλότερη τους θερμοκρασία, όπου για το Ηράκλειο θεωρείται στους 70°C. Από το datasheet του κατασκευαστή έχουμε ότι

$$I_{array MAX} = 13,72A + \Delta T \cdot 0,05 \frac{\%}{^{\circ}C} = 13,72A + (70^{\circ}C - 25^{\circ}C) \cdot 0,05 \frac{\%}{^{\circ}C} = 13,72A + 2,25A$$

$$= 15,97A < 20A$$

Ο πίνακας 14 συγκεντρώνει τα τεχνικά ηλεκτρολογικά στοιχεία σχεδιασμού του Φ/Β πεδίου της ηλεκτρολογικής εγκατάστασης του ΕΛΜΕΠΑ.

Πίνακας 14 Γενικά στοιχεία Φ/Β γεννήτριας

<b>Φ/Β πεδίο</b>	
Ονομαστική Ισχύς	760kW
Φ/Β πάνελ	1900
Φ/Β γεννήτριες	2
<b>Φ/Β γεννήτρια</b>	
Αρ. μονάδων παραγωγής	10
Αρ. στοιχειοσειρών / μονάδα	5
Συνολικός αρ. στοιχειοσειρών	50 (10x5)
Φ/Β μονάδες ανά στοιχειοσειρά	19
Ισχύς κορυφής γεννήτριας	380 kWp
Μέγ. Τάση	698,63 V
Χαρακτηριστική τάση παραγωγής	600 V
Μέγ. Ρεύμα	79,85 A

- Σύστημα αφάλειας Φ/Β σταθμού:

Το μέγιστο ρεύμα που αναπτύσσεται σε μία Φ/Β στοιχειοσειρά είναι 15,97A επομένως επιλέγουμε ασφάλεια στα 20A.

Το μέγιστο ρεύμα που αναπτύσσεται σε μία Φ/Β μονάδα είναι 79,85A επομένως επιλέγουμε ασφάλεια στα 100A.

- Καλωδιώσεις:

Η σύνδεση των πάνελ θα γίνει στο πίσω μέρος τους με καλώδια PV1-F 1,5mm<sup>2</sup> με μέγιστη αντοχή τα 30Α. Η σύνδεση των στοιχειοσειρών θα γίνει ανά 5 με καλώδια PV1-F 10mm<sup>2</sup> με μέγιστη αντοχή τα 98Α.

Το PV1-F είναι ένα καλώδιο με διπλή μόνωση για χρήση σε φωτοβολταϊκά συστήματα με επικασσιτερωμένο χαλκίνο αγωγό. Η διπλή μόνωση προσφέρει αυξημένη ασφάλεια έναντι μηχανικών καταπονήσεων. Είναι κατάλληλο τόσο για εσωτερικές όσο και για εξωτερικές εγκαταστάσεις, αλλά όχι για άμεση ταφή στο χώμα. Η ονομασία "F" αναφέρεται στο ότι το καλώδιο είναι σχεδιασμένο για σταθερές εγκαταστάσεις (fixed installations).

Συνολική τεχνική περιγραφή:

Ο σταθμός παραγωγής θα κατασκευαστεί στο Ελληνικό Μεσογειακό Πανεπιστήμιο (ΕΛΜΕΠΑ), επί της οδού Ωκεανίδων, στη Δ.Ε. Ηρακλείου της Περιφέρειας Κρήτης. Η ονομαστική ισχύς του Φ/Β σταθμού είναι 760kW.

Η θέση των Φ/Β πάνελ θα είναι στο έδαφος, για την ορθή στερέωση τους θα τοποθετηθούν κατάλληλες βάσεις γαλβανισμένες, οι οποίες θα συνδέονται με κοχλίες inox και επί αυτών τεγίδες αλουμινίου που θα συγκρατούν τα Φ/Β πάνελ. Η εγκατάσταση θα είναι μόνιμη και θα μπορεί να ανταπεξέλθει σε ανεμοπιέσεις της περιοχής.

Το Φ/Β πεδίο θα αποτελείται από 1900 πάνελ της εταιρείας LONGi τύπου LR5-54HIB ισχύος 400Wp έκαστο. Το Φ/Β πεδίο θα αποτελείται από 2 παράλληλες Φ/Β γεννήτριες των 950 πάνελ, ισχύος 380kW έκαστη. Η σύνδεση των πανελ γίνεται σε συνδυασμό σειριακής και παράλληλης σύνδεσης για να επιτευχθεί τόσο η απαιτούμενη τάση όσο και η απαιτούμενη ρευματοφορητικότητα. Κάθε Φ/Β γεννήτρια θα αποτελείται από 10 μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με 5 παράλληλες στοιχειοσειρές. Κάθε στοιχειοσειρά θα αποτελείται από 19 πάνελ συνδεδεμένα σε σειρά. Η σύνδεση των πάνελ θα γίνει στο πίσω μέρος τους με καλώδια PV1-F 1,5mm<sup>2</sup>. Η σύνδεση των στοιχειοσειρών θα γίνει ανά 5 με καλώδια PV1-F 10mm<sup>2</sup> εντός πλαστικής σωλήνας προστασίας

κατά την όδευση προς τον αντιστροφέα, με αντοχή στην έκθεση στον ήλιο, κατάλληλα στερεωμένης για μόνιμη εγκατάσταση.

Κάθε στοιχειοσειρά θα φέρει μικροαυτόματο διακόπτη S802PV-S20 για προστασία από υπερφόρτιση ή βραχυκύκλωμα 20A-DC. Ανά 5 παράλληλες στοιχειοσειρές θα τοποθετείται απαγωγός υπερτάσεων για προστασία από ατμοσφαιρικές ή βιομηχανικές υπερτάσεις 5/20kA καθώς και μικροαυτόματος διακόπτης S802PV-S2100 για προστασία του ηλεκτρικού κυκλώματος συνεχούς τάσης από υπερφόρτωση ή βραχυκύκλωμα 100A. Πίνακες DC με τις παραπάνω διατάξεις ασφαλείας θα τοποθετηθούν εξωτερικά πριν την είσοδο στο σύστημα αποθήκευσης. Οι πίνακες θα είναι κατάλληλοι για εξωτερική τοποθέτηση IP65 και η πρόσβαση σε αυτούς θα γίνεται με χρήση κατάλληλου κλειδιού για την προστασία από παρεμβάσεις από μη εξουσιοδοτημένο προσωπικό. Θα φέρουν κατάλληλη σήμανση ύπαρξης ηλεκτρικού ρεύματος. Τα μεταλλικά μέρη θα συνδέονται με τη γείωση μέσω κατάλληλου αγωγού.

Το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας θα αποτελείται από 2 συσσωρευτές της εταιρείας Narada τύπου μολυβδου άνθρακα εγκατεστημένης χωρητικότητας 650kWh έκαστος. Περιέχει ενσωματωμένους αντιστροφείς και DC/DC converters. Η σύνδεση των συσσωρευτών με τους αντιστροφείς είναι εσωτερική από τον κατασκευαστή και γίνεται με καλώδια με κατάλληλη διατομή και τεχνολογία για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των δύο συσκευών.

Ο αντιστροφέας αποτελεί τμήμα του συστήματος αποθήκευσης και συνδέεται με κάθε φωτοβολταϊκή συστοιχία ξεχωριστά. Θα είναι της εταιρείας Narada, τριφασικός μέγιστης ισχύος 500kW ο οποίος θα είναι κατάλληλος και πιστοποιημένος για τη λειτουργία αυτή.

Ο Μ/Σ (1) είναι 800kVA 800V/20kV και συνδέεται με το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας στην πλευρά του πρωτεύοντος. Ο Μ/Σ (2) είναι 1000kVA 20kV/400V και συνδέεται με τον Μ/Σ (1) στην πλευρά του πρωτεύοντος. Ο Μ/Σ (2) υφίσταται στην ήδη υπάρχουσα εγκατάσταση του ΕΛΜΕΠΑ ενώ ο Μ/Σ (1) είναι καινούριος.

Ο μετρητής (1) της εγκατάστασης θα τοποθετηθεί δίπλα από τον Μ/Σ (2) με έναν αποζεύκτη να παρεμβάλλεται ανάμεσα τους. Θα είναι

κατάλληλος και πιστοποιημένος από την ΔΕΔΔΗΕ για τη λειτουργία αυτή. Ο μετρητής (2) του ΔΕΔΔΗΕ θα τοποθετηθεί δίπλα στον μετρητή (1).

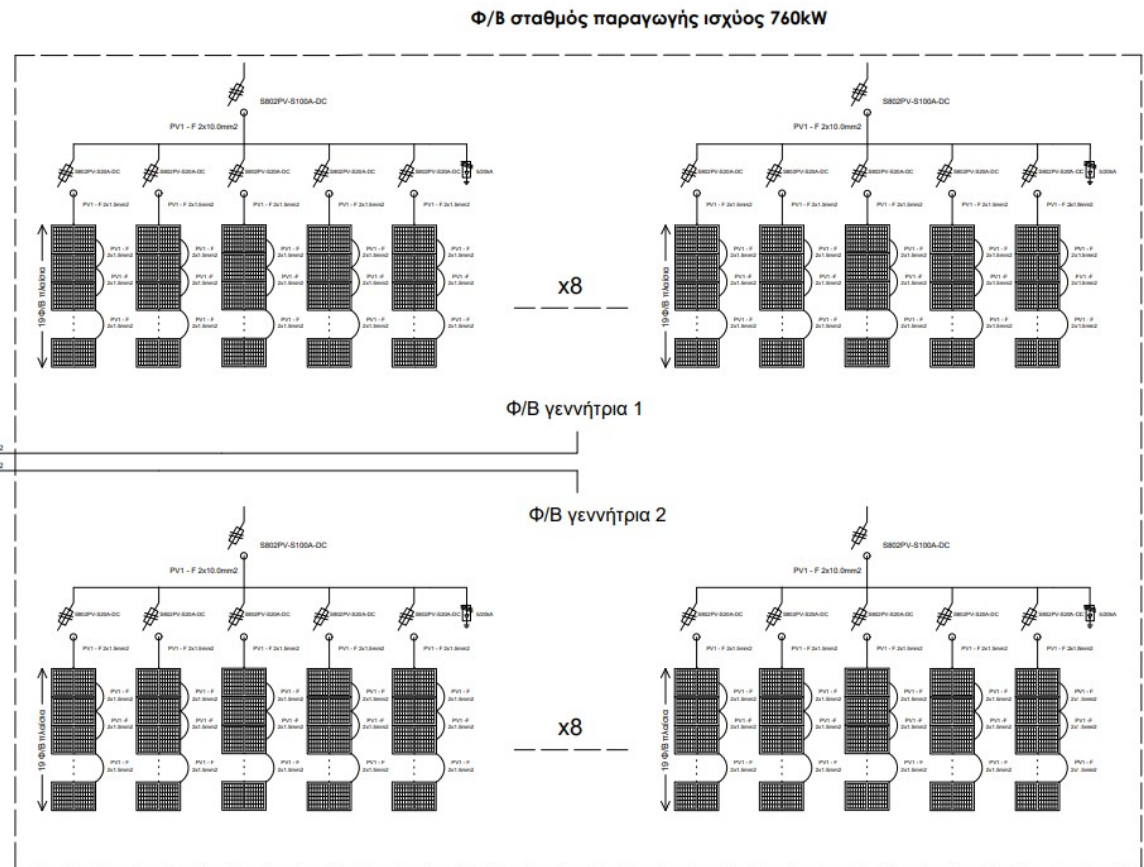
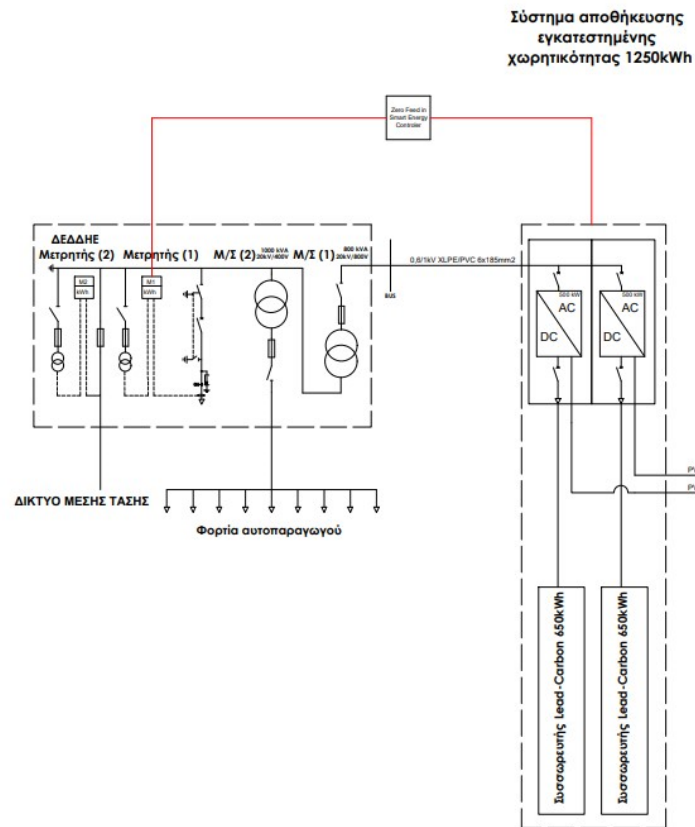
Το Σύστημα διαχείρισης ενέργειας EMA της εταιρείας Schneider Electric για την αποφυγή έγχυσης ενέργειας στο δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελείται από ένα λογικό προγραμματιστής PLC (M251 + κάρτες ψηφιακών σημάτων), τοπικό έλεγχο οθόνης αφής και SCADA. Το σύστημα επικοινωνεί απευθείας με το σύστημα διαχείρισης μπαταρίας (συγκεκριμένα με τους αντιστροφείς των Φ/Β (Ethernet, Modbus)) καθώς και με τον μετρητή (1) για τη μέτρηση της ενέργειας που ανταλλάσσεται με το δίκτυο (Ethernet, Modbus).

Γενικά όλη η εγκατάσταση θα γειωθεί με αγωγό Cu διατομής 25mm<sup>2</sup>. Η εγκατάσταση θα κατασκευαστεί βάσει των κανόνων της τέχνης και της τεχνικής, σύμφωνα με το πρότυπο της κείμενης νομοθεσίας.

Η παραπάνω τεχνική περιγραφή απεικονίζεται παρακάτω στο διάγραμμα 10.

Στη συνέχεια παρατίθενται αποκόμματα από ένα τρισδιάστατο μοντέλο (3D model) που απεικονίζει την ηλεκτρολογική εγκατάσταση zero feed-in με σύστημα αποθήκευσης στο ΕΛΜΕΠΑ. Η εικόνα 16 παρουσιάζει την κάτοψη της περιοχής μελέτης της εγκατάστασης. Στην εικόνα 17 παρατηρείται μια κάτοψη του Φ/Β σταθμού ονομαστικής ισχύος 760kW και των συσσωρευτών εγκατεστημένης χωρητικότητας 1250kWh στην περιοχή μελέτης. Η εικόνα 18 αποτελεί προοπτικό νότιας όψης, η εικόνα 19 προοπτικό ανατολικής όψης, η εικόνα 20 προοπτικό δυτικής όψης ενώ η εικόνα 21 προοπτικό βόρειας όψης. Η εικόνα 22 είναι ένα πιο κοντινό πλάνο της ηλεκτρολογικής εγκατάστασης μέσα από το Φ/Β πεδίο. Τέλος στην εικόνα 23 αναπαρίσταται ο σταθμός ελέγχου της ηλεκτρολογικής εγκατάστασης.

ΥΠΟΜΝΗΜΑ ΣΥΜΒΟΛΩΝ	
	απαγωγός υπερτάσεων
	μικροαυτόματος διακόπτης MCCB
	γείωση
	ηλεκτρική γραμμή
	μετρητική διάταξη
	αποζεύκτης
	ασφαλειοαποζεύκτης
	γραμμή Ethernet/Modbus
Παναγιώτης Χ. Μαδούρας προπτυχιακός φοιτητής ΗΜΜΥ ΓΤΚ	

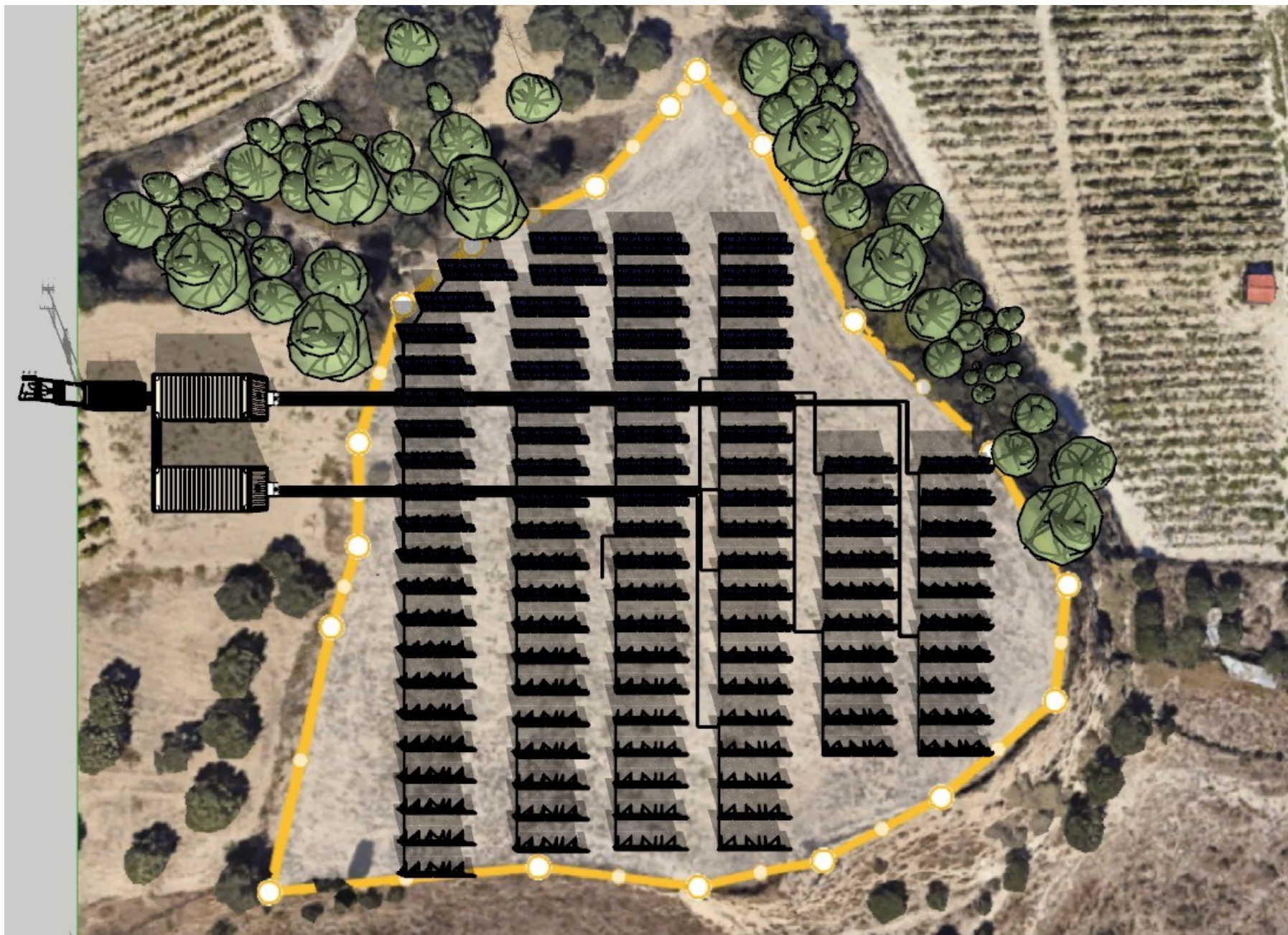


Διάγραμμα 10 Διάγραμμα Ηλεκτρολογικής Εγκατάστασης Φ/Β Σταθμού και Συστήματος Αποθήκευσης



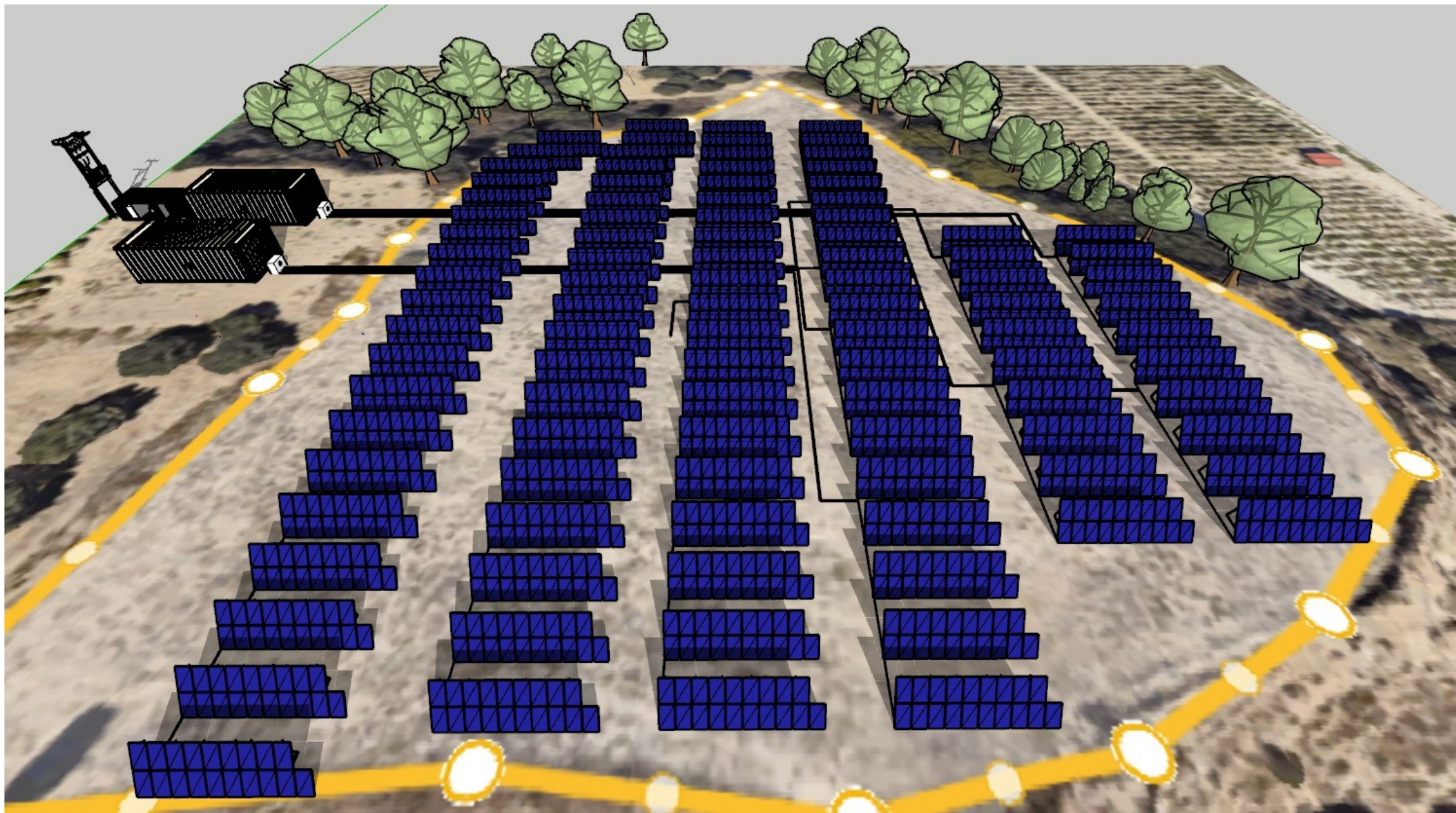
Εικόνα 16 Κάτοψη περιοχής μελέτης





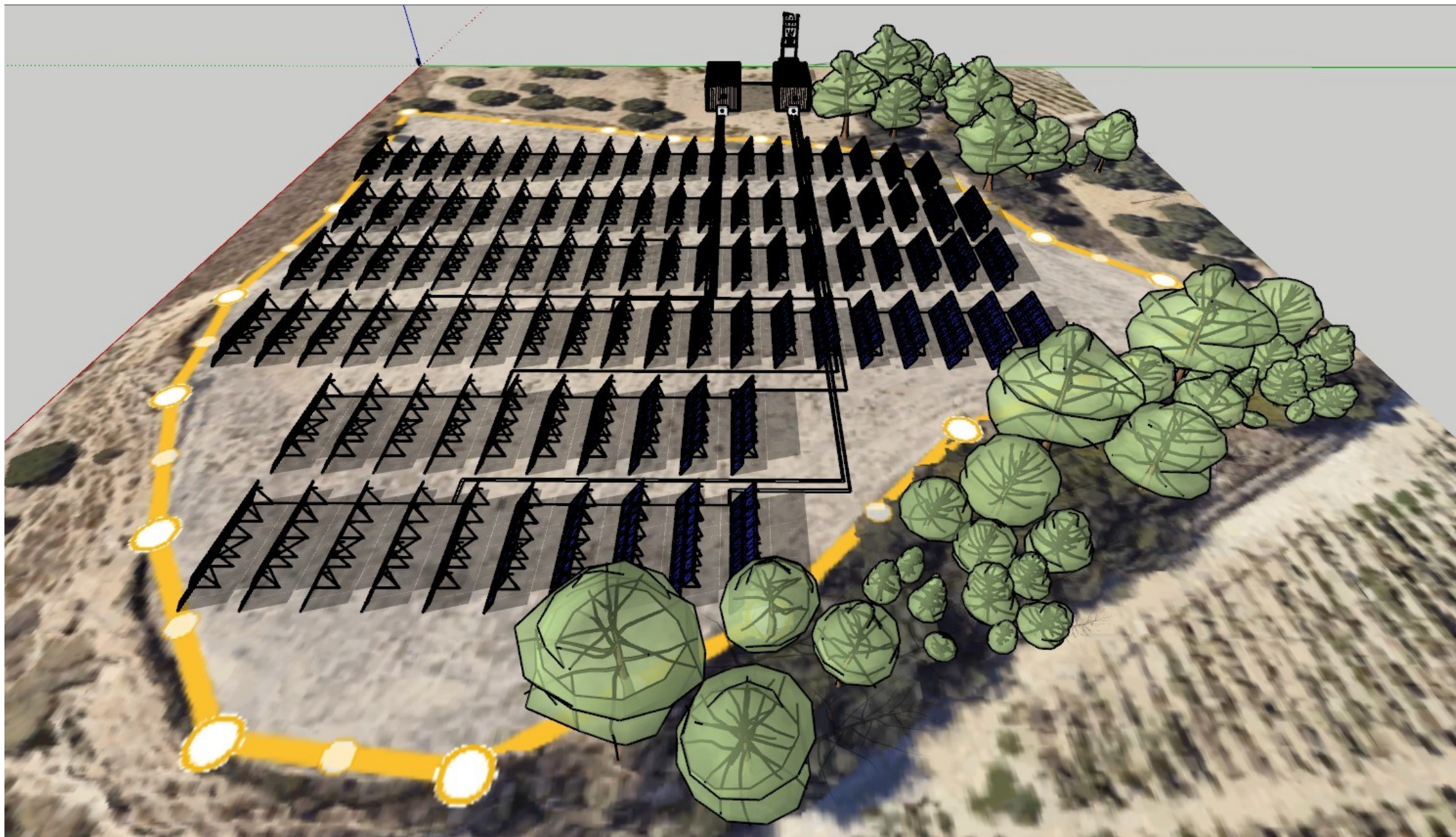
Εικόνα 17 Κάτοψη Φ/Β σταθμού ονομαστικής ισχύος 760kW και συσσωρευτών εγκατεστημένης χωρητικότητας 1250kWh





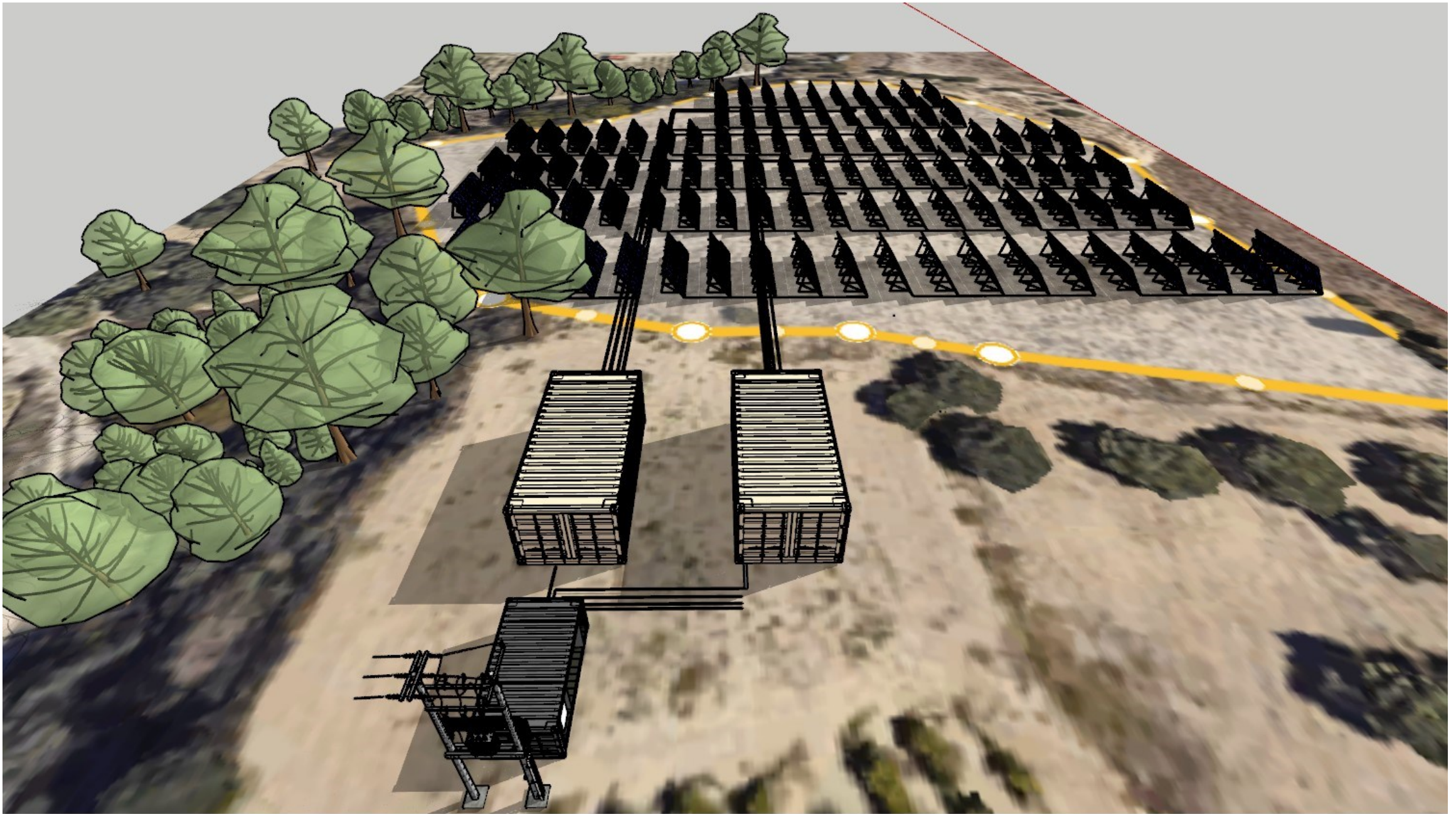
Εικόνα 18 Προοπτικό νότιας όψης





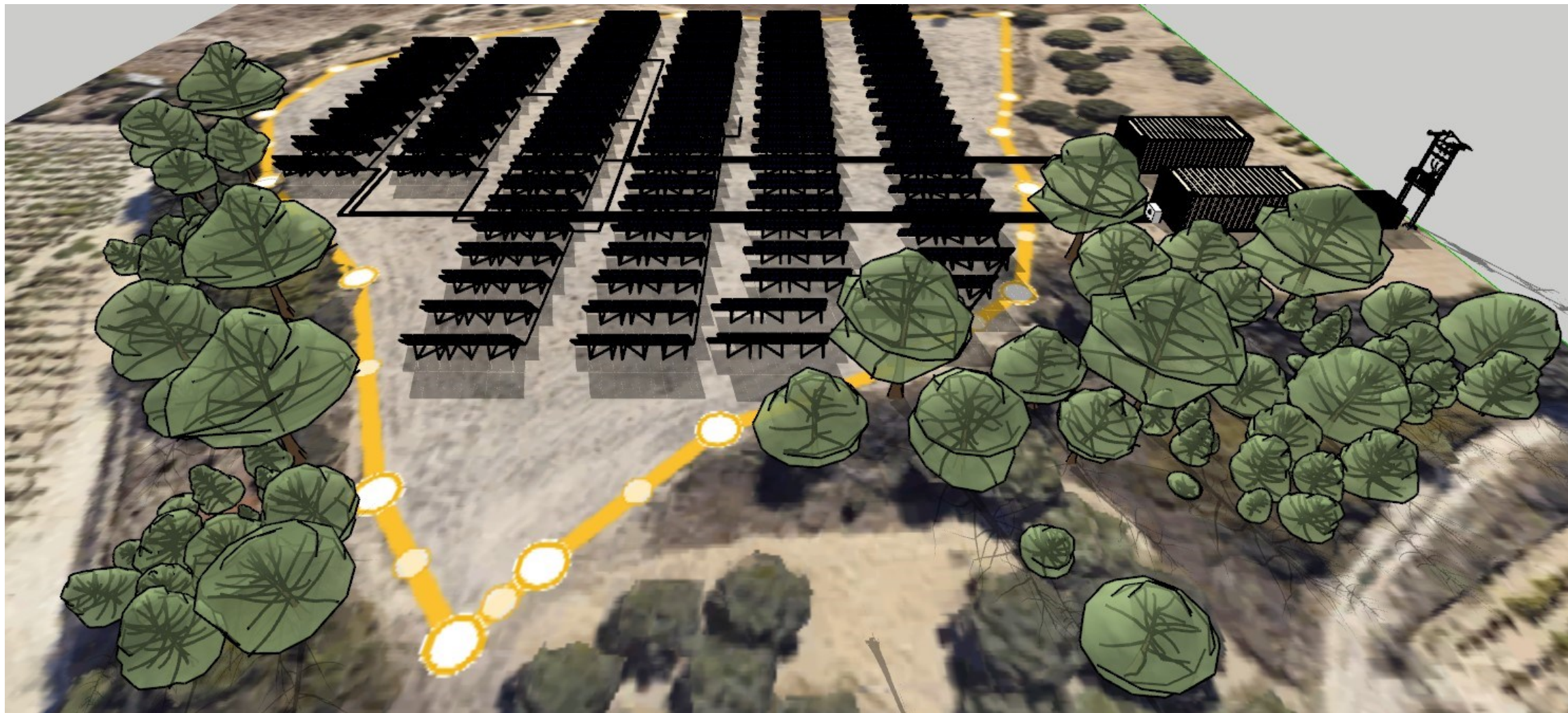
Εικόνα 19 Προοπτικό ανατολικής όψης





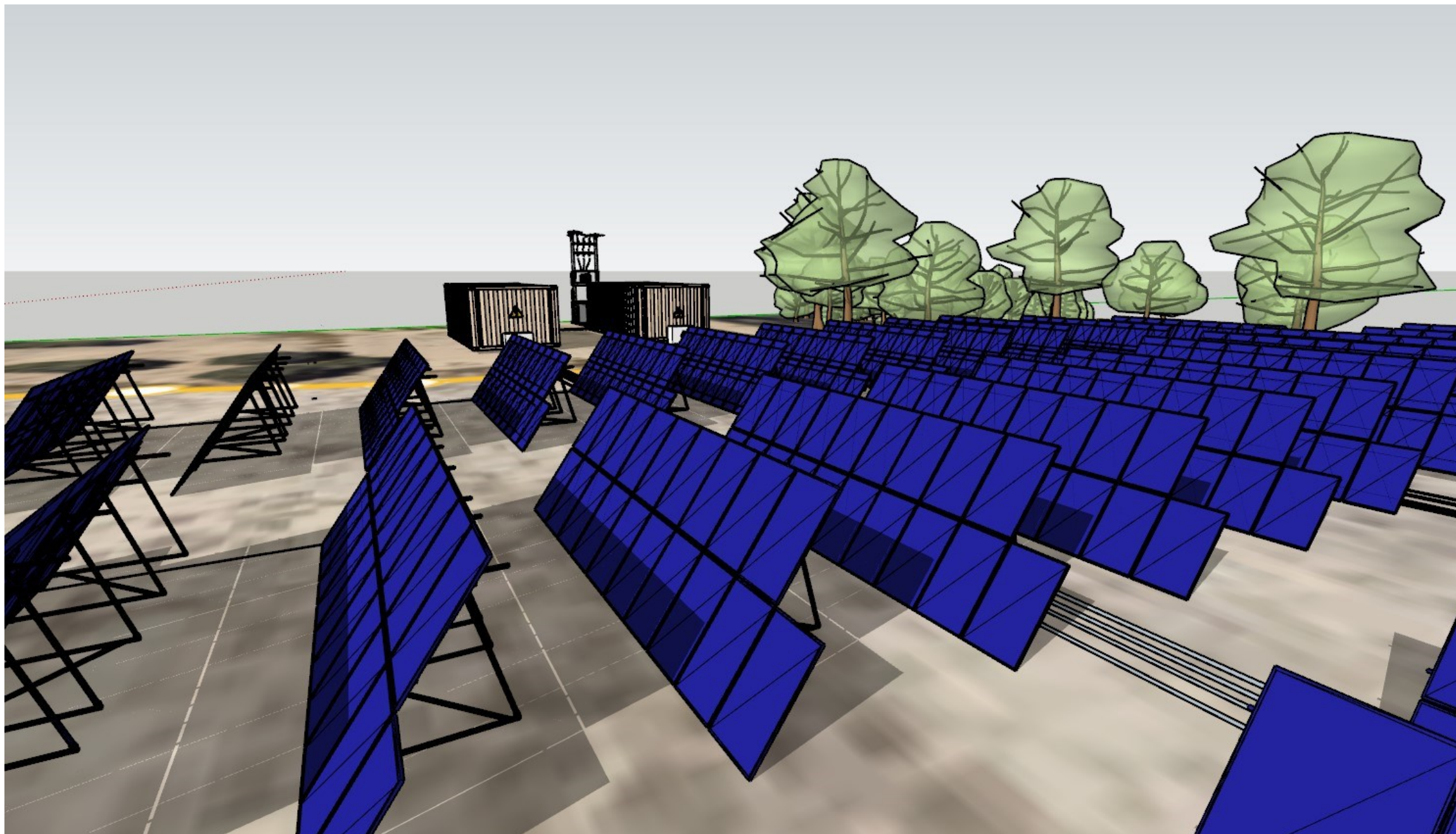
Εικόνα 20 Προοπτικό δυτικής όψης



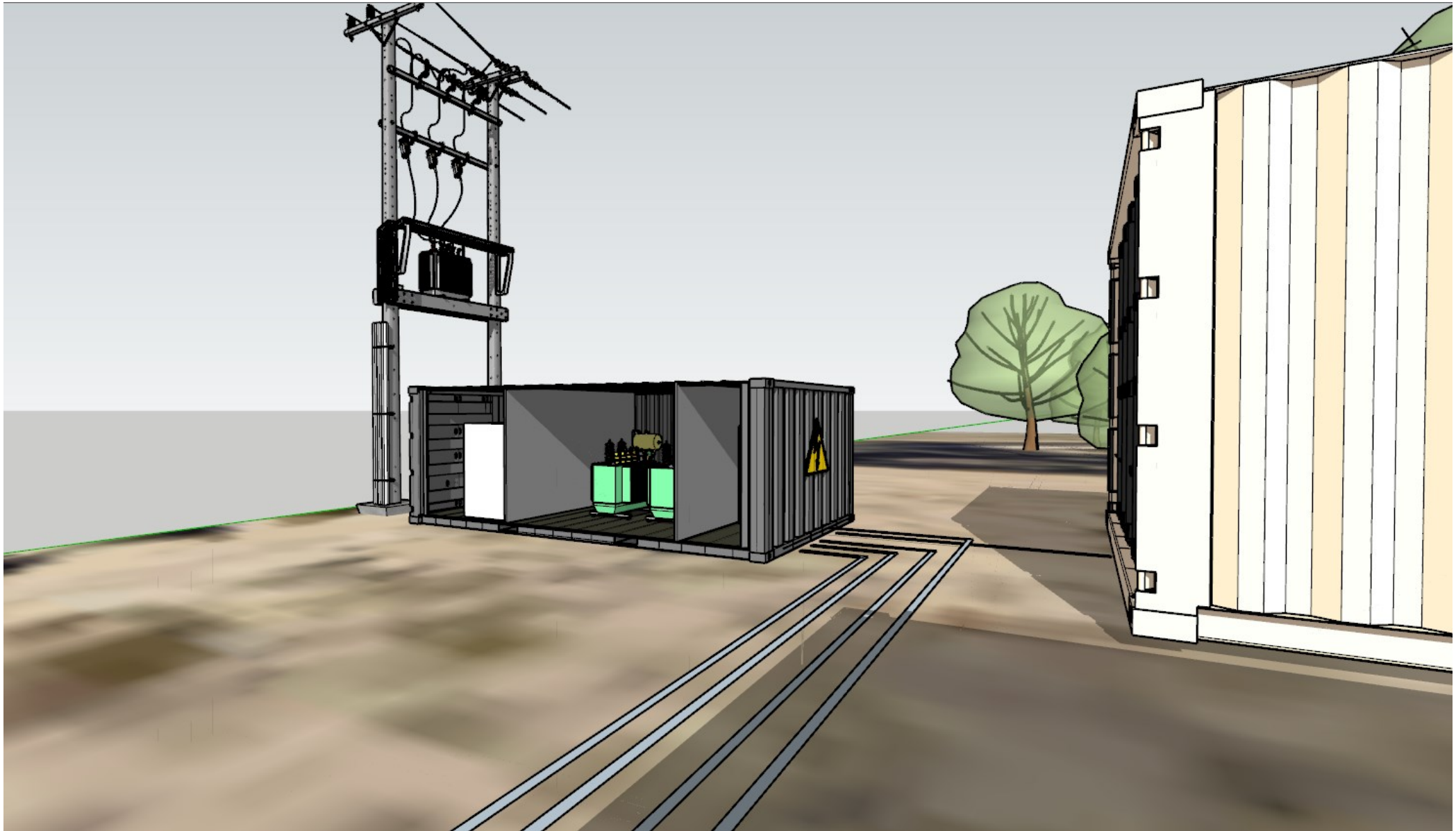


Εικόνα 21 Προοπτικό βόρειας όψης





Εικόνα 22 Φ/Β σταθμός ονομαστικής ισχύος 760kW και συσσωρευτών εγκατεστημένης χωρητικότητας 1250kWh



Εικόνα 23 Σταθμός ελέγχου ηλεκτρολογικής εγκατάστασης

## 5. ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Στο κεφάλαιο αυτό πραγματοποιείται μια περιβαλλοντική ανάλυση σχετικά με την ετήσια μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (GHG) στο νησιωτικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης δεδομένης της εγκατάστασης τεχνολογιών ΑΠΕ (Φωτοβολταϊκών) στο μικροδίκτυο του ΕΛΜΕΠΑ. Σε αυτήν την ανάλυση σημαντική είναι η επισκόπηση του ενεργειακού μίγματος της Κρήτης μετά τη μερική διασύνδεση της με το ηπειρωτικό δίκτυο. Οι αντίστοιχες πληροφορίες περιλαμβάνονται στο διάγραμμα 11, αναφορικά με την χρονική περίοδο από 1/11/2021 έως 31/12/2022. Για το συγκεκριμένο χρονικό διάστημα, το νησί κάλυψε τις ηλεκτρικές του ανάγκες 23.2% από ΑΠΕ, 12.8% από εισαγωγές μέσω της διασύνδεσης και 64% από τους τοπικούς θερμοηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής. Για τη μελέτη θεωρήθηκε ότι το 64% της συμβατικής παραγωγής το 70% χρησιμοποιεί καύσιμο μαζούτ και το 30% καύσιμο ντίζελ.



Διάγραμμα 11 Ενεργειακό μίγμα Κρήτης μετά τη μερική διασύνδεση

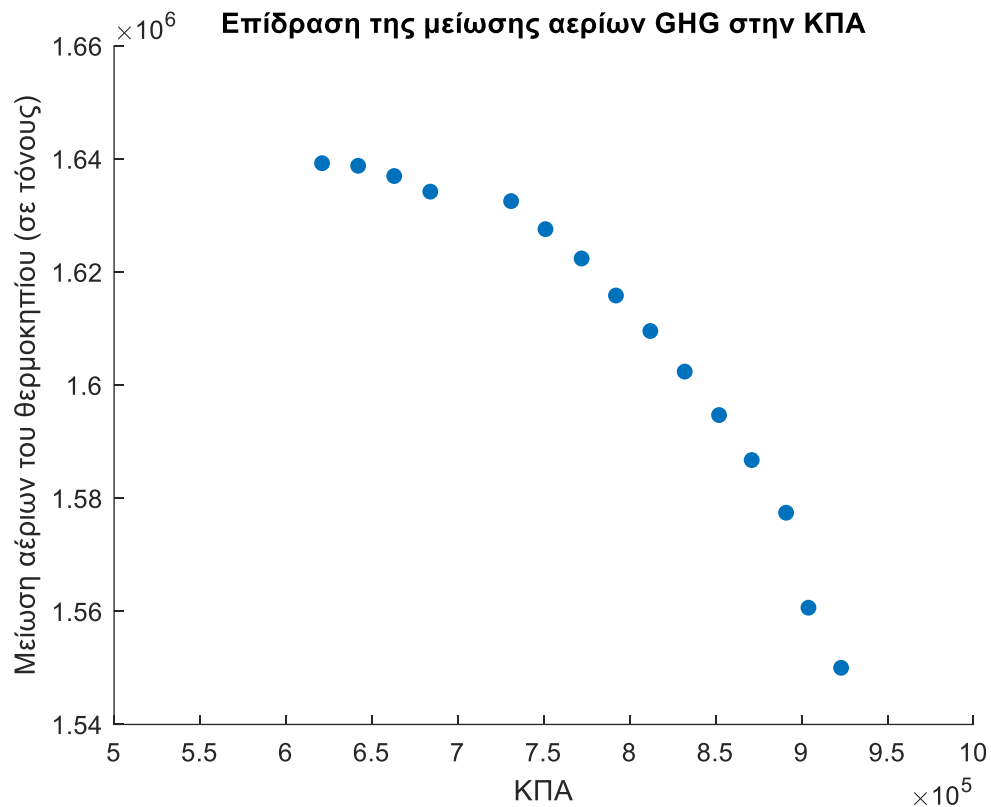
Ο υπολογισμός της ετήσιας μείωσης των εκπομπών ανά (MWh) που παράγεται από τις ΑΠΕ βασίζεται στο RETScreen 4.0. Τα αποτελέσματα που παρατίθενται στον πίνακα 15 παρακάτω δείχνουν ότι η παραγωγή 1 MW ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ τεχνολογίες μειώνει τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου του Κρητικού ηλεκτρικού συστήματος κατά 0,6243 ισοδύναμους τόνους CO<sub>2</sub> ετησίως. Ο όρος ισοδύναμα αναφέρεται στο γεγονός ότι λαμβάνεται υπόψη η επίδραση εκπομπών και άλλων αερίων του θερμοκηπίου, όπως το μεθάνιο (CH<sub>4</sub>) και το οξείδιο του αζώτου (N<sub>2</sub>O).

Το τελικό βήμα της ανάλυσης αφορά την εκτίμηση ενός συνόλου μη επικρατέστερων λύσεων σύμφωνα με οικονομικά και περιβαλλοντικά κριτήρια, δηλαδή την ΚΠΑ και την ετήσια μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Το σύνολο αυτό αποτελείται από λύσεις που είναι καλύτερες στο ένα κριτήριο και χειρότερες στο άλλο κριτήριο, και είναι επίσης γνωστό ως το βέλτιστο κατά Pareto σύνολο. Στον πίνακα 18 παρουσιάζονται τα βέλτιστα σύνολα Pareto-optimal για το εξεταζόμενο σενάριο.

Τα βέλτιστα σύνολα Pareto αναφέρονται στο σύνολο των λύσεων ενός προβλήματος που δεν μπορούν να βελτιωθούν σε έναν τομέα χωρίς να επιδεινωθούν σε έναν άλλο τομέα. Σε άλλα λόγια, αν μια λύση βρίσκεται στο βέλτιστο σύνολο Pareto, αυτό σημαίνει ότι δεν υπάρχει άλλη λύση που να είναι καλύτερη σε όλους τους τομείς. Τα βέλτιστα σύνολα Pareto είναι σημαντικά σε πολλά πεδία, όπως η πολυκριτηριακή βελτιστοποίηση, η οικονομική θεωρία και η μηχανική. Στη μηχανική, για παράδειγμα, μπορεί να χρησιμοποιηθούν για να αναπτυχθούν σχεδιαστικές λύσεις που αντιμετωπίζουν πολλαπλά κριτήρια απόδοσης, όπως αντοχή, κόστος, απόδοση κ.λπ., τα οποία συνήθως αλληλεπιδρούν μεταξύ τους.

Σε σύνολα Pareto, δεν υπάρχει μια απολύτως καλύτερη λύση, αλλά πολλές λύσεις που αποτελούν εναλλακτικές επιλογές, καθεμία καλύπτοντας διαφορετικές προτιμήσεις ή απαιτήσεις.





Διάγραμμα 12 Επίδραση της μείωσης αερίων GHG στην ΚΠΑ

Τα αποτελέσματα που παρατίθενται στον πίνακα 16 δείχνουν ότι οι βέλτιστες λύσεις των συνόλων Pareto περιέχουν εγκατεστημένη Φ/Β ισχύ από 760kW – 920kW, ενώ η προσθήκη ενός ακόμα συσσωρευτή 250kWh στις περισσότερες περιπτώσεις μειώνει την ΚΠΑ και αυξάνει την ετήσια μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (περίπου κατά 20 τόνους).

Το διάγραμμα 12 συσχετίζει τη μείωση των αερίων GHG με την ΚΠΑ της επένδυσης. Όσο η ΚΠΑ αυξάνεται (πιο συμφέρουσα οικονομικά επιλογή) η μείωση των εκπομπών μειώνεται.

Το πλεονέκτημα αυτών των συνόλων Pareto είναι ότι η βέλτιστη λύση θα περιλαμβάνεται σε αυτά ανεξάρτητα από το κριτήριο (ή το συνδυασμό οικονομικών-περιβαλλοντικών κριτηρίων) που θα χρησιμοποιηθεί. Για τα αποτελέσματα στη συνέχεια, θα ληφθούν υπόψη οι οικονομικά βέλτιστες λύσεις.



Πίνακας 15 Ανάλυση μείωσης εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου με RETScreen 4.0

Ανάλυση Μείωσης Εκπομπών							
Τύπος Καυσίμου	Ποσοστό Συμμετοχής	Συντελεστής εκπομπών CO <sub>2</sub> kg/GJ	Συντελεστής εκπομπών CH <sub>4</sub> kg/GJ	Συντελεστής εκπομπών N <sub>2</sub> O kg/GJ	Απόδοση Παραγωγής Ηλ. Ενέργειας	Απώλειες Μεταφοράς και Διανομής	Συντελεστής Εκπομπών Αερίων ΙCO <sub>2</sub> /MWh
ΑΠΕ (Κρήνη)	0.232	0,000	0,000	0,000	1,000	0,080	0,000
Μαζούτ (Κρήνη)	0.448	77,800	0,003	0,000	0,350	0,080	0,878
Diesel (Κρήνη)	0.192	73,300	0,002	0,000	0,350	0,080	0,872
Φυσικό Αέριο (Διασύνδεση)	0,064	54,500	0,004	0,000	0,450	0,100	0,488
Diesel (Διασύνδεση)	0,013	73,300	0,002	0,000	0,300	0,100	0,986
Λίγνιτης (Διασύνδεση)	0,026	95,800	0,015	0,000	0,350	0,100	1,110
ΑΠΕ (Διασύνδεση)	0,026	0,000	0,000	0,000	1,000	0,100	0,000
Σύνολο	1,000	171,900	0,007	0,000		0,083	0,624
25 tonnes CO <sub>2</sub> = 1 tonne CH <sub>4</sub>							
298 tonnes CO <sub>2</sub> = 1 tonne N <sub>2</sub> O							

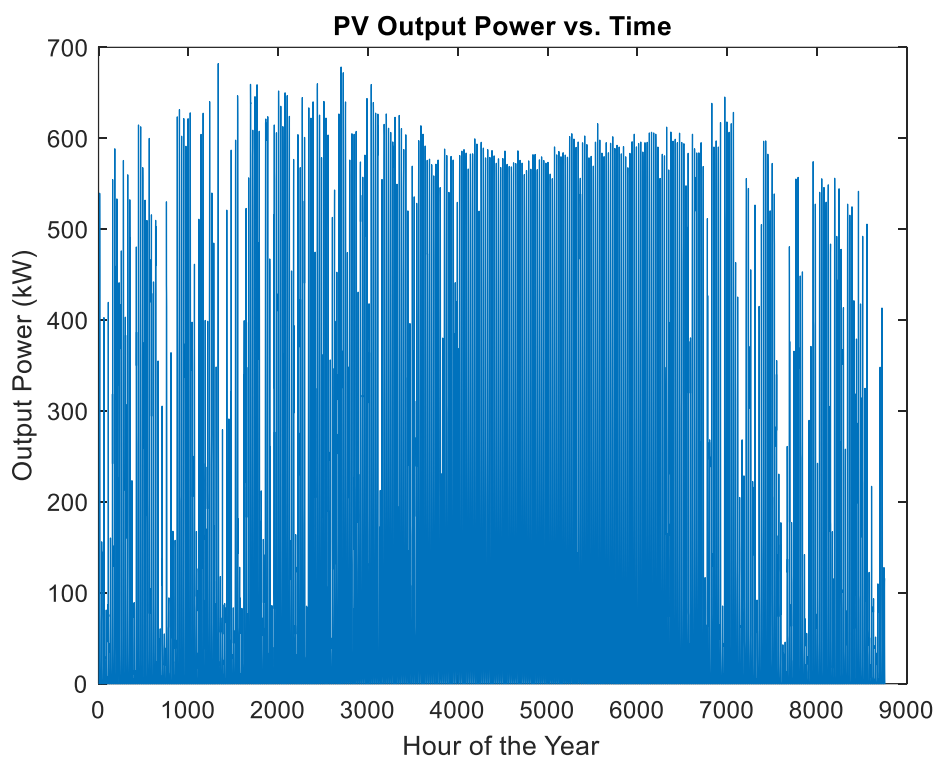
Πίνακας 16 Βέλτιστα αποτελέσματα κατά Pareto για το σενάριο με Φ/Β σταθμό παραγωγής και σύστημα αποθήκευσης ενέργειας με τεχνολογία μολύβδου άνθρακα.

PV(kW)	Battery(kWh)	Green energy (kWh)	Energy from the grid (kWh)	NPV (€)	CO <sub>2</sub> Reduction (Tons)
760,00	1.250,00	937.219,21	1.027.316,07	1.342.643,45	585,11
780,00	1.500,00	971.093,20	995.865,32	1.341.396,26	606,25
800,00	1.750,00	1.004.531,13	964.979,53	1.338.738,97	627,13
820,00	2.000,00	1.037.736,56	934.151,19	1.335.938,30	647,86
840,00	2.250,00	1.070.796,49	903.530,78	1.332.618,64	668,50
860,00	2.500,00	1.103.514,81	873.361,39	1.328.173,25	688,92
880,00	2.750,00	1.136.078,71	843.300,32	1.323.457,51	709,25
900,00	3.000,00	1.168.448,75	813.390,17	1.318.365,08	729,46
920,00	3.250,00	1.200.504,28	783.903,40	1.312.215,90	749,47
920,00	3.500,00	1.222.308,05	763.005,46	1.299.521,97	763,09
920,00	3.750,00	1.243.458,75	743.002,07	1.284.595,30	776,29
900,00	4.000,00	1.251.774,55	734.141,28	1.256.749,81	781,48
920,00	4.250,00	1.283.322,34	705.031,24	1.249.660,34	801,18
920,00	4.500,00	1.301.307,73	687.990,97	1.227.337,90	812,41
920,00	4.750,00	1.318.024,87	671.977,25	1.202.453,24	822,84
1 MW produced by PV = 0,6243 tons CO <sub>2</sub> reduction annually					

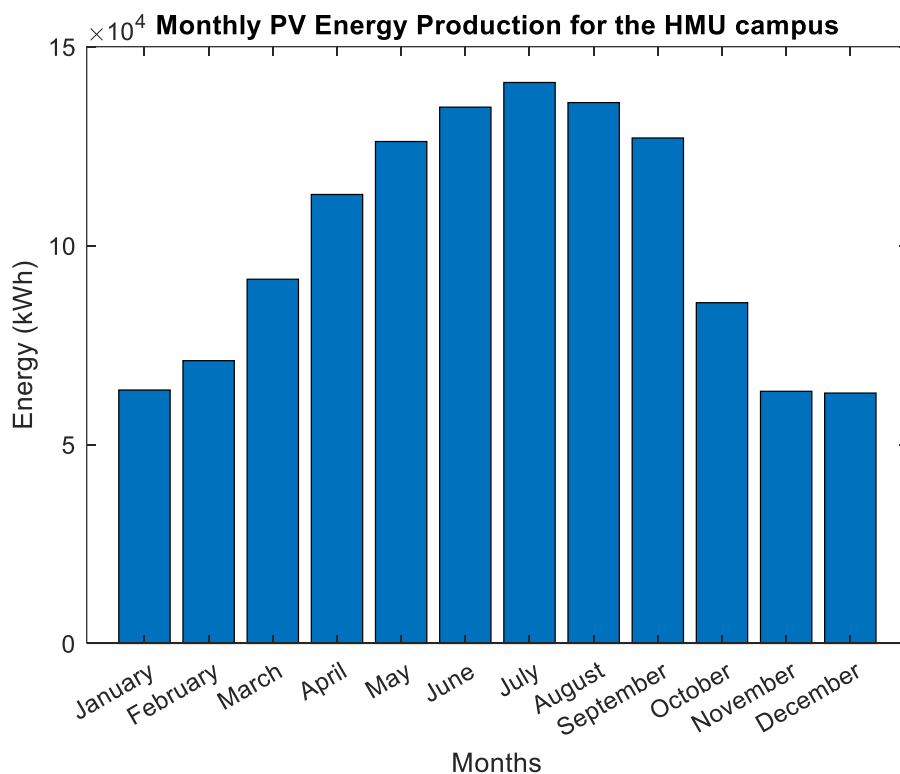
## 6. ΑΝΑΛΥΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ

Στο κεφάλαιο αυτό παρατίθενται τα τεχνικά αποτελέσματα της υλοποίησης ηλεκτρολογικής εγκατάστασης Φ/Β σταθμού ονομαστικής ισχύος 760kW και συσσωρευτών εγκατεστημένης χωρητικότητας 1250kWh τεχνολογίας μολύβδου άνθρακα με zero feed in στο μικροδίκτυο του ΕΛΜΕΠΑ.

Το διάγραμμα 13 δείχνει την ωριαία παραγωγή ισχύος του Φ/Β σταθμού σε ετήσια βάση ενώ το διάγραμμα 14 δείχνει την μηνιαία παραγωγή ενέργειας του Φ/Β σταθμού. Η μέγιστη ωριαία παραγωγή ισχύος φτάνει τα 619,70kW ενώ η μέση ωριαία παραγωγή είναι 138,8 kW. Έπειτα η συνολική παραγωγή ενέργειας από το Φ/Β σταθμό ανέρχεται στις 0,91GWh σε ετήσια βάση (καθαρή παραγωγή ενέργειας που αποδίδεται στο σύστημα μετά τον περιορισμό που εφαρμόζει ο smart energy meter του zero feed in).

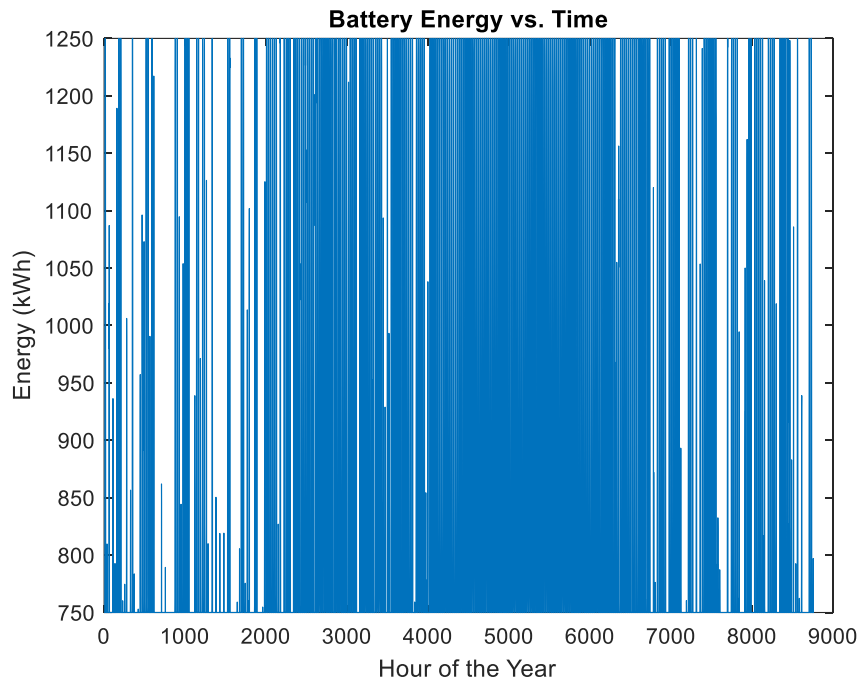


Διάγραμμα 13 Ωριαία παραγωγή ισχύος του Φ/Β σταθμού σε ετήσια βάση

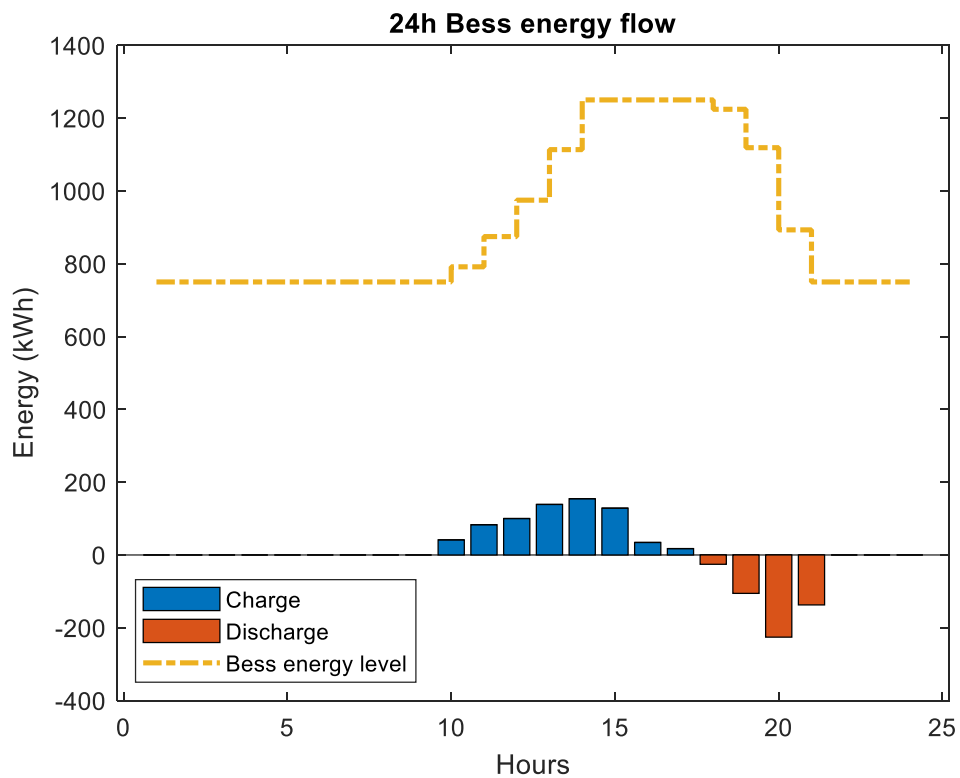


Διάγραμμα 14 Μηνιαία παραγωγή ενέργειας του Φ/Β σταθμού

Το διάγραμμα 15 δείχνει την ωριαία μεταβολή της εγκατεστημένης χωρητικότητας του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας σε ετήσια βάση. Η ελάχιστη εγκατεστημένη χωρητικότητα είναι 750kWh που αντιστοιχεί στο 40% βάθος εκφόρτισης που εφαρμόζεται στους συσσωρευτές. Το διάγραμμα 16 δείχνει την ωριαία ροή ενέργειας στο σύστημα αποθήκευσης για ένα 24ώρο μια μέρα του Ιουνίου. Οι θετικές τιμές αντικατοπτρίζουν ποιες ώρες το σύστημα φορτίζει ενώ οι αρνητικές τιμές ποιες ώρες το σύστημα εκφορτίζεται.

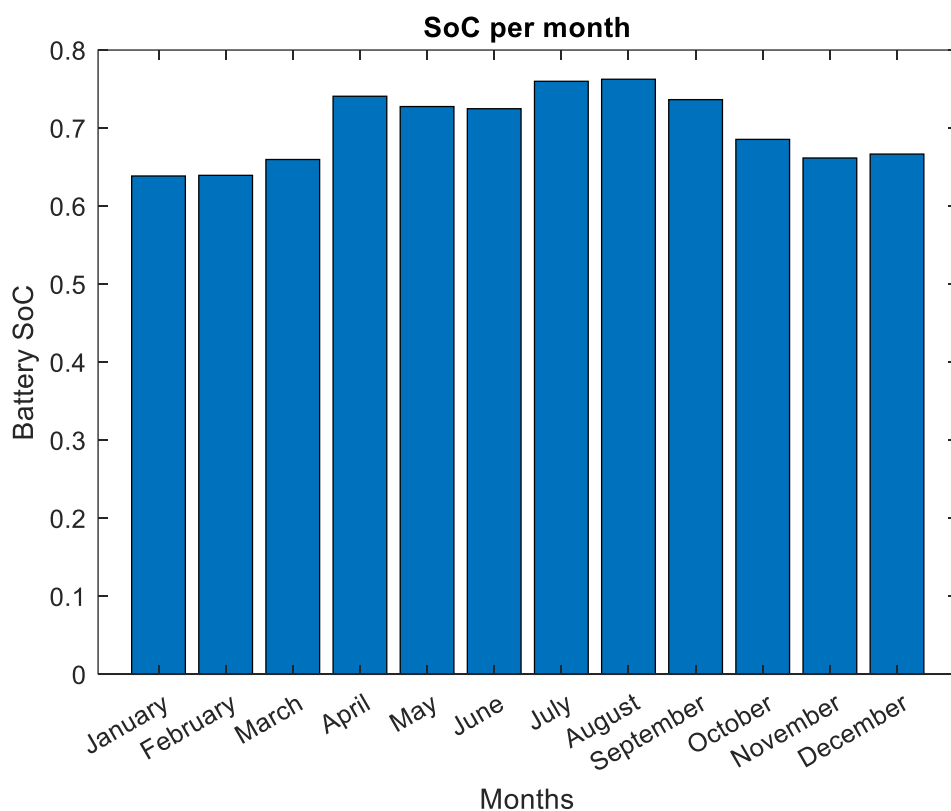


Διάγραμμα 15 Ωριαία μεταβολή της εγκατεστημένης χωρητικότητας του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας σε ετήσια βάση

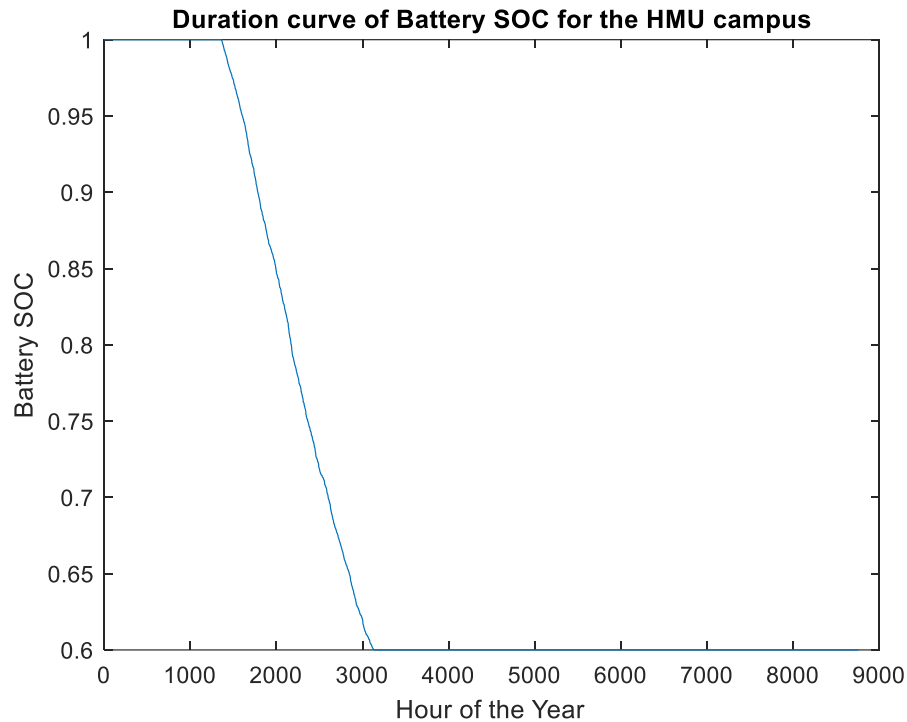


Διάγραμμα 16 Ωριαία ροή ενέργειας στο σύστημα αποθήκευσης για ένα 24ώρο μια μέρα του Ιουνίου

Το διάγραμμα 17 δείχνει το μέσο μηνιαίο επίπεδο φόρτισης του συστήματος αποθήκευσης ενώ το διάγραμμα 18 την καμπύλη διάρκειας του επιπέδου φόρτισης. Σε συμφωνία με το διάγραμμα 3 παρατηρείται πως κατά τους μήνες Απρίλιο, Ιούλιο και Αύγουστο όπου οι απαιτήσεις του φορτίου είναι μικρότερες, οι συσσωρευτές είναι φορτισμένοι σε υψηλότερο επίπεδο κατά μέσο όρο συγκριτικά με τους υπόλοιπους μήνες. Την περίοδο των χειμερινών μηνών παρατηρείται ότι το επίπεδο φόρτισης των συσσωρευτών είναι κοντά στο κατώτατο (60%). Ακόμη παρατηρείται ότι για πάνω από τις μισές ώρες του χρόνου ο συσσωρευτής είναι στο ελάχιστο επίπεδο φόρτισης.

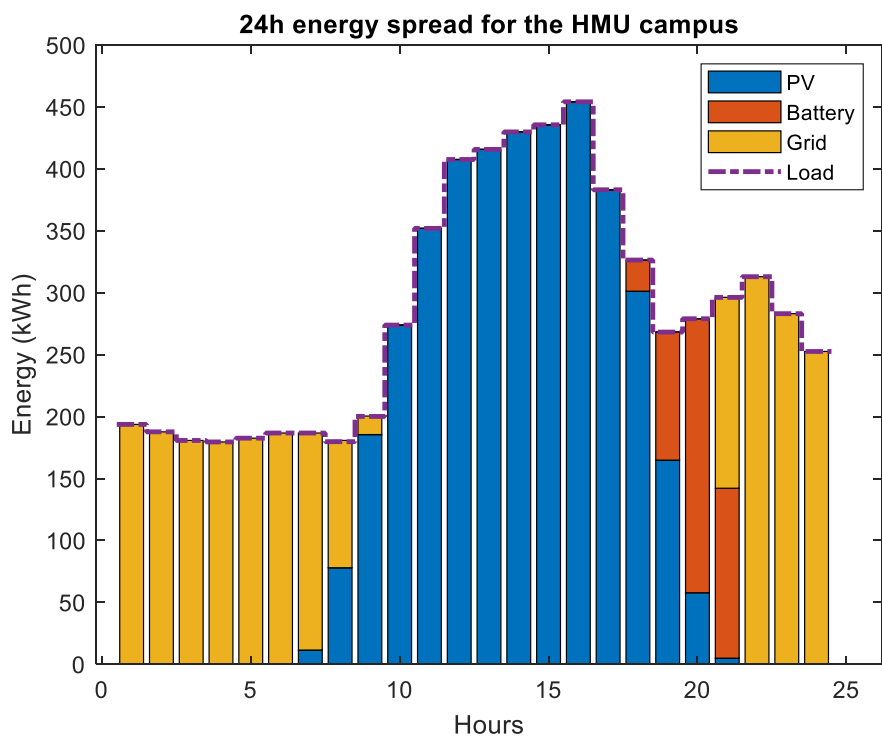


Διάγραμμα 17 Μέσο μηνιαίο επίπεδο φόρτισης του συστήματος αποθήκευσης

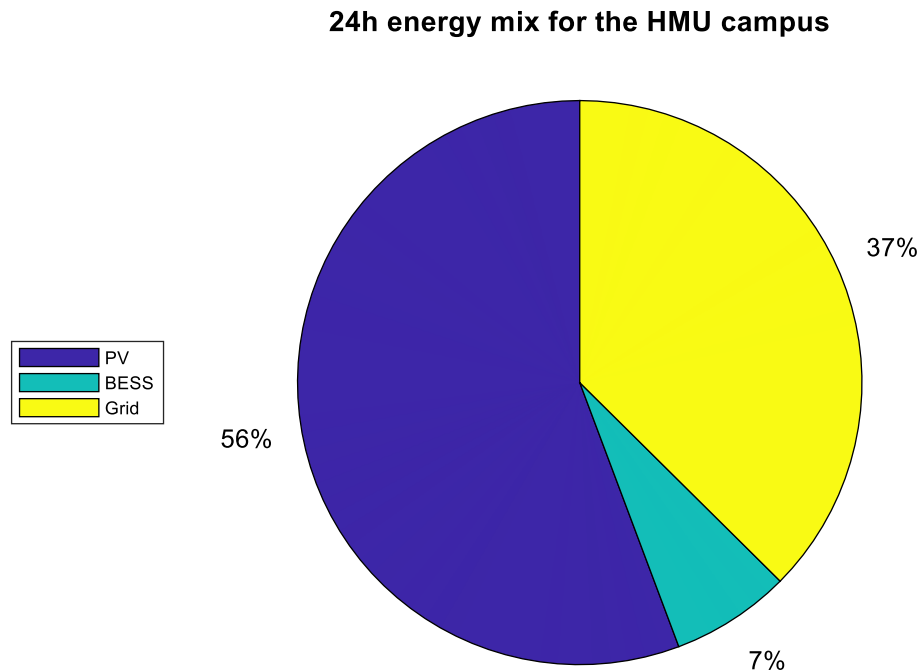


Διάγραμμα 18 Καμπύλη διάρκειας του επιπέδου φόρτισης του συστήματος αποθήκευσης

Το διάγραμμα 19 δείχνει το ωριαίο μείγμα ενέργειας στο ΕΛΜΕΠΑ για ένα 24ώρο μια μέρα του Ιουνίου και το διάγραμμα 20 το ποσοστό που αντιστοιχεί στη συνεισφορά κάθε ηλεκτροπαραγωγού στην κάλυψη του φορτίου εκείνο το 24ωρο.

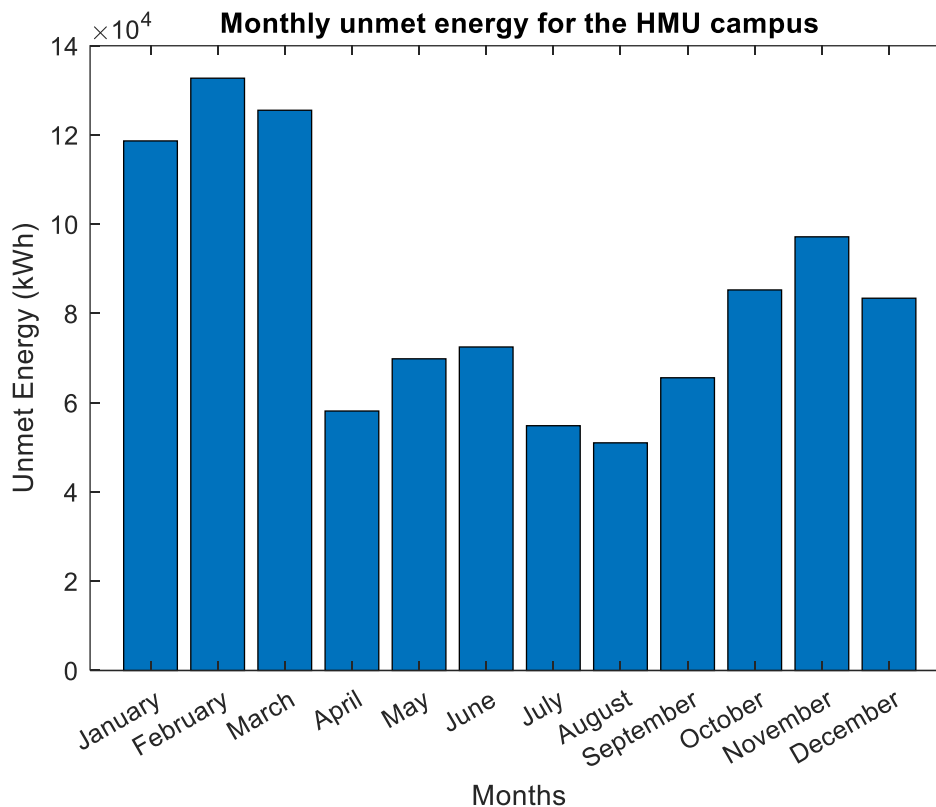


Διάγραμμα 19 Ωριαίο μείγμα ενέργειας στο ΕΛΜΕΠΑ για ένα 24ώρο μια μέρα του Ιουνίου



Διάγραμμα 20 Ενεργειακό μίγμα ΕΛΜΕΠΑ για ένα 24ώρο

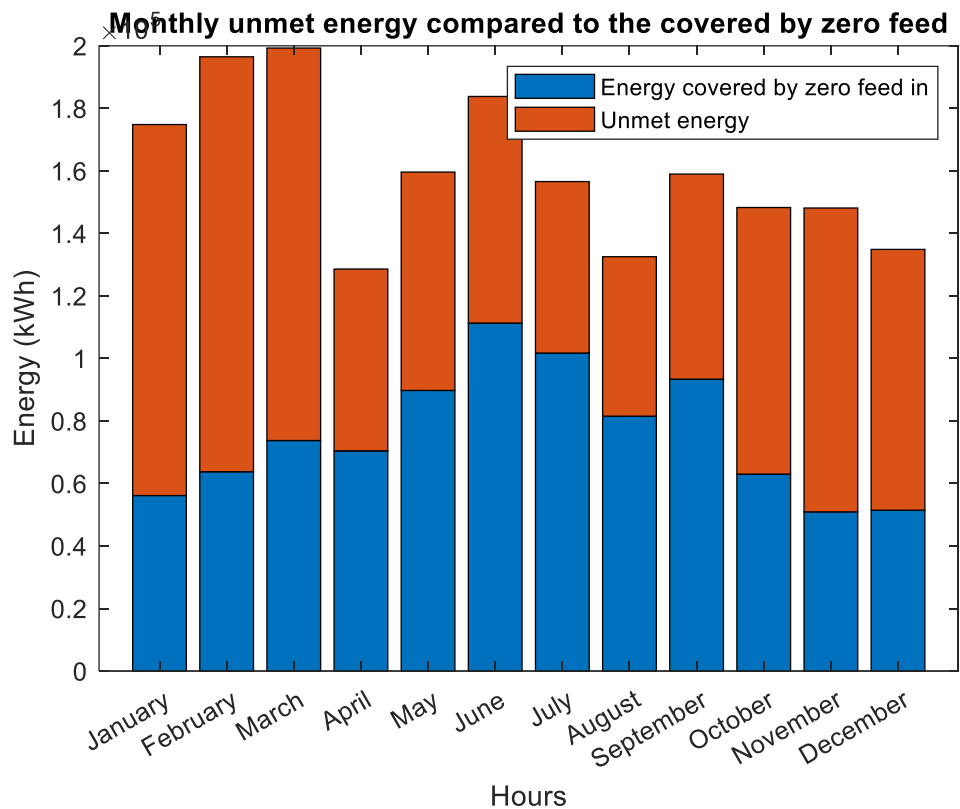
Το διάγραμμα 21 δείχνει την μηνιαία ενέργεια που δεν κάλυψε το σύστημα αυτοπαραγωγού. Το διάγραμμα 22 δείχνει την μηνιαία ενέργεια που δεν καλύφθηκε συγκριτικά με αυτή που καλύφθηκε από τον αυτοπαραγωγό. Η μέγιστη ωριαία ισχύς που δεν καλύφθηκε από τον αυτοπαραγωγό φτάνει τα 593,70kW ενώ η μέση ωριαία ισχύς που δεν καλύφθηκε είναι 115,85 kW.



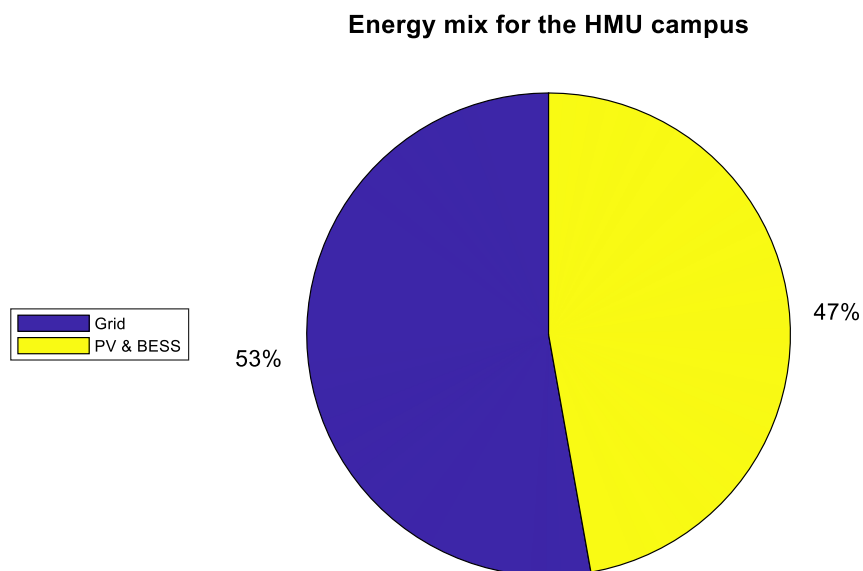
Διάγραμμα 21 Μηνιαία ενέργεια που δεν κάλυψε το σύστημα αυτοπαραγωγού

Η συνολική ενέργεια που δεν καλύφθηκε από τον αυτοπαραγωγό ανέρχεται στις 1,01GWh σε ετήσια βάση ή με άλλα λόγια το ποσοστό της ετήσιας ενέργειάς που καλύπτεται από το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας ανέρχεται σε 53%. Το διάγραμμα 24 δείχνει το μηνιαίο ποσοστό κάλυψης του φορτίου του ΕΛΜΕΠΑ από το σύστημα με zero feed in. Τελικά ο Φ/Β σταθμός ονομαστικής ισχύος 760kW και οι συσσωρευτές εγκατεστημένης χωρητικότητας 1250kWh προσδίδουν σύμφωνα με το διάγραμμα 23 αυτονομία 47% συνολικά σε ετήσια βάση στην πανεπιστημιούπολη του ΕΛΜΕΠΑ.

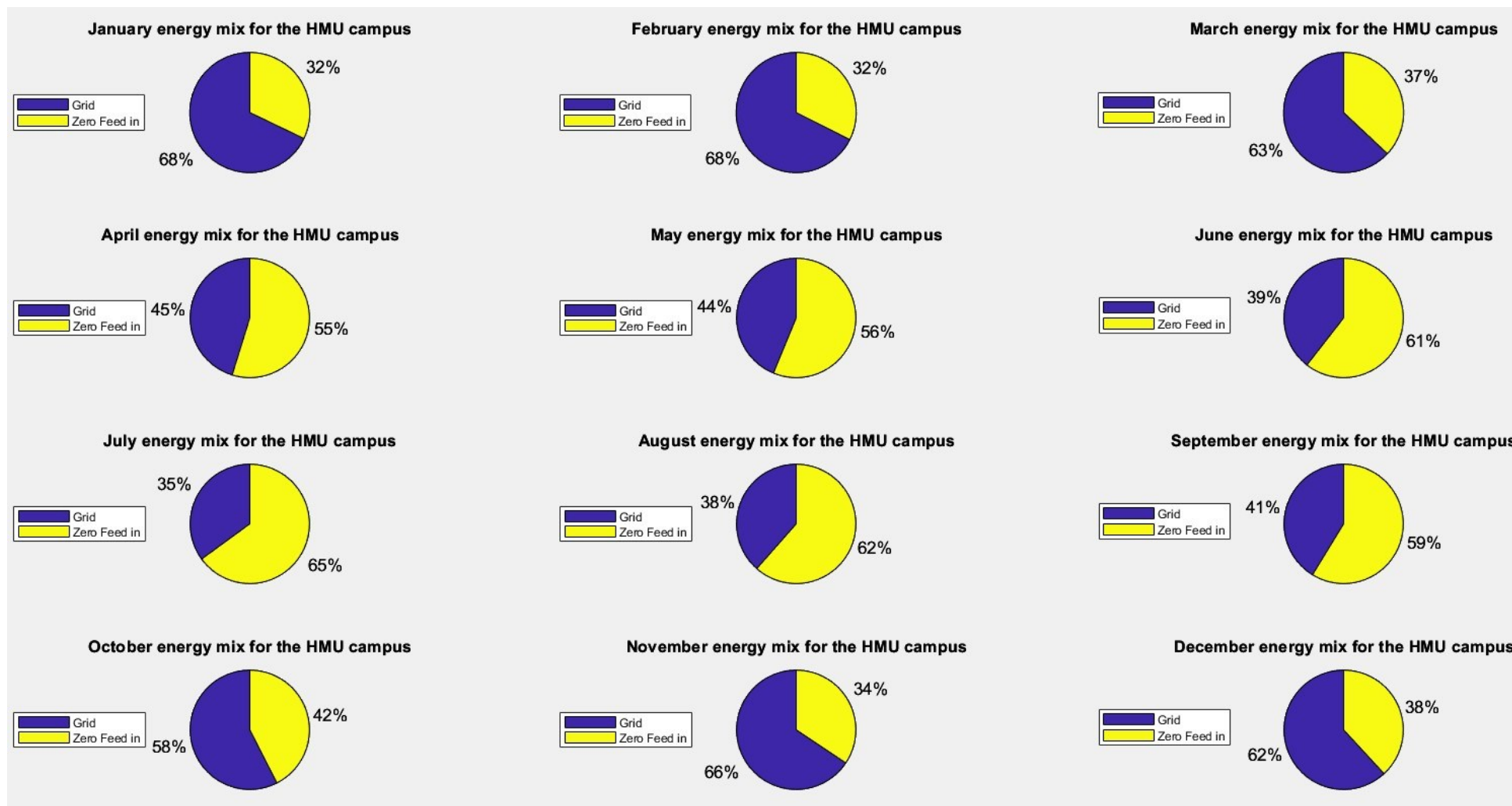




Διάγραμμα 22 Μηνιαία ενέργεια που δεν κάλυψε το σύστημα αυτοπαραγωγού σε σχέση με αυτή που κάλυψε το σύστημα zero feed in



Διάγραμμα 23 Ετήσιο ενεργειακό μίγμα ΕΛΜΕΠΑ



Διάγραμμα 24 Μηνιαίο ποσοστό ενεργειακής αυτονομίας ΕΛΜΕΠΑ

## 7. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Συνολικά, το zero feed-in με σύστημα αποθήκευσης αντιπροσωπεύει μια έξυπνη και αποδοτική προσέγγιση για την περεταίρω ενσωμάτωση τεχνολογιών ΑΠΕ η οποία μεγιστοποιεί την αυτοκατανάλωση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας ενώ συγχρόνως έχει ευρύ φάσμα εφαρμογής αφού δύναται να πραγματοποιηθεί και σε περιοχές με περιορισμένη δυνατότητα υποδομής δικτύου διανομής και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Δεδομένου μάλιστα ότι το zero feed in επιτρέπει την περεταίρω διείσδυση ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα, συμβάλλει ενεργά στην επίτευξη των στόχων αειφορίας και μείωσης των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου.

Η υλοποίηση του Φ/Β σταθμού ονομαστικής ισχύος 760kW και συστήματος αποθήκευσης ενέργειας με συσσωρευτές εγκατεστημένης χωρητικότητας 1250kWh τεχνολογίας μολύβδου άνθρακα με zero feed in στο μικροδίκτυο του ΕΛΜΕΠΑ προσδίδει μια ενεργειακή αυτονομία στο ίδρυμα της τάξης 47% ετησίως. Στη μελέτη περίπτωσης που διεξήχθη, επιλέχθηκαν τα Φ/Β ως τεχνολογία ΑΠΕ λόγω του χαμηλού κόστους εγκατάστασης, λειτουργίας και διαχείρισης. Όσον αφορά το σύστημα αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας, οι μπαταρίες είναι ένα ακριβό στοιχείο μέχρι και σήμερα, όμως η αναμενόμενη μείωση του κόστους τους θα αλλάξει σημαντικά τα αποτελέσματα στον τομέα της αποθήκευσης ενέργειας. Στον πίνακα 17 συνοψίζονται τα οικονομικά στοιχεία της επένδυσης. Για το κόστος των συσσωρευτών έχει θεωρηθεί μείωση 25%.

Αξίζει να σημειωθεί ότι εκτός από τα οικονομικά οφέλη της επένδυσης, είναι προφανές ότι το κύριο δίκτυο υφίσταται σημαντική μείωση του φορτίου, με το μικροδίκτυο να λειτουργεί ως αυτοπαραγωγός για πολλές ώρες, βελτιώνοντας έτσι την επάρκεια του συστήματος. Εξίσου ιδιαίτερα σημαντική αποτελεί η μείωση της περιβαλλοντικής επιβάρυνσης, κάτι που παρατηρήθηκε και μέσω μιας λεπτομερούς περιβαλλοντικής ανάλυσης που παρουσιάστηκε σε παραπάνω κεφάλαιο. Στον πίνακα 17 συνοψίζονται τα περιβαλλοντοτεχνικά στοιχεία της επένδυσης.

Πίνακας 17 Σύνοψη οικονομοτεχνικών και περιβαλλοντικών στοιχείων

<b>Οικονομικά στοιχεία επένδυσης</b>	
Αρχικό κόστος επένδυσης	719.500€
Κόστος συντήρησης εξοπλισμού / έτος	13.225€
Κέρδος από την ηλ. ενέργεια που θα αγοράζονταν από το δίκτυο / έτος	181.416€
Καθαρή Ταμειακή Ροή του έτους †	168.191€
Αντικατάσταση συσσωρευτών στο 13 <sup>ο</sup> έτος	187.500€
ΚΠΑ	1.342.643€
<b>Περιβαλλοντοτεχνικά στοιχεία επένδυσης</b>	
Ετήσιο φορτίο ΕΛΜΕΠΑ	1,92GWh
Φορτίο που καλύπτει το δίκτυο	1,01GWh
Φορτίο που καλύπτει ο αυτοπαραγωγός	0,91GWh
Αυτονομία	47%
Ετήσια μείωση εκπομπών GHG	585,11 tons

Η μεθοδολογία και τα παραγόμενα αποτελέσματα αναμένεται να δώσουν κίνητρα για τέτοιου είδους επενδύσεις, ιδίως σε περιοχές με υψηλή δυναμικότητα ΑΠΕ και μεγάλη πυκνότητα πανεπιστημιακών και ερευνητικών εγκαταστάσεων. Η πρακτική του zero feed in μπορεί να εφαρμοστεί σε μια μεγάλη πληθώρα εγκαταστάσεων όπως νοσοκομεία, δημόσιες υπηρεσίες, βιομηχανικές εγκαταστάσεις κ.ο.κ

Η παρούσα διπλωματική εργασία μπορεί να αποτελέσει αφορμή να διεξαχθεί μελλοντική έρευνα με επίκεντρο την αξιολόγηση της συνολικής επίδρασης όλων των πανεπιστημιούπολεων της Κρήτης στην ενεργειακή μετάβαση του νησιού και κατ'επέκταση και άλλων εγκαταστάσεων με υψηλό φορτίο.

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ

Αποκόμματα από τεχνικά εγχειρίδια για τον ηλεκτρολογικό εξοπλισμό που χρησιμοποιείται στην ηλεκτρολογική εγκατάσταση

Φ/Β πάνελ μοντέλο LR5-54HIB 400M της εταιρείας LONGi.

Electrical Characteristics		STC : AM1.5 1000W/m² 25°C		NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s		Test uncertainty for Pmax: ±3%					
Module Type		LR5-54HIB-390M		LR5-54HIB-395M		LR5-54HIB-400M		LR5-54HIB-405M		LR5-54HIB-410M	
Testing Condition		STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)		390	291.5	395	295.2	400	299.0	405	405.0	410	306.5
Open Circuit Voltage (Voc/V)		36.40	34.23	36.65	34.46	36.90	34.70	37.15	37.15	37.40	35.17
Short Circuit Current (Isc/A)		13.59	10.99	13.66	11.04	13.72	11.09	13.78	13.78	13.84	11.19
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)		30.45	28.29	30.70	28.52	30.94	28.74	31.18	31.18	31.42	29.19
Current at Maximum Power (Imp/A)		12.81	10.31	12.87	10.35	12.93	10.40	12.99	12.99	13.05	10.50
Module Efficiency(%)		20.0		20.2		20.5		20.7		21.0	

### Operating Parameters


Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1000V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

### Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

### Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C



No.8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.  
Web: en.longi-solar.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGi reserves the right of final interpretation. (20220121 Draft002)

EMA Controller: Schneider Electric M251

<b>Supply Voltage</b>	24V
<b>I/O Expansion</b>	7 Modicon™ TM3 expansion modules. 14 Modicon TM3 expansion modules with the use of bus expansion modules (transmitter and receiver).
<b>Communication Modules</b>	Ethernet 1 is used to communicate with EMA Controller and optional SCADA (external network). Ethernet 2 is used to communicate with DER and ECC (local network).
<b>Software Programming</b>	EcoStruxure Machine Expert V2.X

## Στοιχεία BESS της εταιρείας Narada

ENERGY STORAGE INVERTER PARAMETER				
Rated power	500KW	500KW	1MW	1MW
Rated output voltage	500V-880V	500V-880V	500V-880V	500V-880V
Overload ability	1.2P/1min	1.2P/1min	1.2P/1min	1.2P/1min
THD	<3%	<3%	<3%	<3%
Power factor	≥0.99	≥0.99	≥0.99	≥0.99
Communication Interface	RS485/CAN/Ethernet	RS485/CAN/Ethernet	RS485/CAN/Ethernet	RS485/CAN/Ethernet
Communication Protocol	TCP/MODBUS/IEC61850	TCP/MODBUS/IEC61850	TCP/MODBUS/IEC61850	TCP/MODBUS/IEC61850
Discharge and Charge conversion time	≤50ms	≤50ms	≤50ms	≤50ms
Seamless switching time	≤20ms	≤20ms	≤20ms	≤20ms
Conversion efficiency	≥98%	≥98%	≥98%	≥98%

ENERGY STORAGE BATTERY SYSTEM				
Battery Type	Lead-Carbon Battery	Lithium Battery	Lead-Carbon Battery	Lithium Battery
Rated voltage	600V	691.2V	672V	691.2V
Operating voltage range	540-690V	583.2V-788V	567V-725V	583.2V-788V
Energy storage Rated capacity	300KWh	311KWh	504KWh	518KWh
Cycle life	5000Cycles@40%DOD	6000Cycles@60%DOD	5000Cycles@40%DOD	6000Cycles@60%DOD
Battery Management System	Yes	Yes	Yes	Yes

Due to the improvement of product and technology, Please forgive the change of specifications and appearance without notice, Narada hold the final interpretation.

## Διακόπτης MCCB 20 & 100A

## S800PV-S Characteristic S Photovoltaic string protection with interchangeable cage terminal



2CCP413246F0001

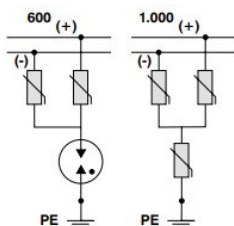
I <sub>cu</sub>	Rated current	Type designation	Product number	EAN number	Weight	Pack.
[kA]	[A]			76122712	[kg]	unit
5	10	S802PV-S10	2CCP842001R1109	10939	0.49	1
5	13	S802PV-S13	2CCP842001R1139	10946	0.49	1
5	16	S802PV-S16	2CCP842001R1169	10953	0.49	1
5	20	S802PV-S20	2CCP842001R1209	10960	0.49	1
5	25	S802PV-S25	2CCP842001R1259	10977	0.49	1
5	32	S802PV-S32	2CCP842001R1329	10984	0.49	1
5	40	S802PV-S40	2CCP842001R1409	10991	0.49	1
5	50	S802PV-S50	2CCP842001R1509	11004	0.49	1
5	63	S802PV-S63	2CCP842001R1639	11011	0.49	1
5	80	S802PV-S80	2CCP842001R1809	11028	0.49	1
5	100	S802PV-S100	2CCP842001R1829	14968	0.49	1
5	125	S802PV-S125	2CCP842001R1849	14999	0.49	1



## Απαγωγός υπερτάσεων



OVR PV



### OVR PV. Απαγωγός υπερτάσεων

Η σειρά απαγωγών υπερτάσεων OVR PV, είναι ειδικά σχεδιασμένη για την αντικεραυνική προστασία κυκλωμάτων Φ/Β, με ονομαστική τάση έως 1.000 VDC. Το ενσωματωμένο βαρίστορ (MOV), προσφέρει πολύ γρήγορη αντίδραση σε μεταβατικές υπερτάσεις κυματομορφής 8/20  $\mu$ s, προσφέροντας ολοκληρωμένη προστασία. Κατά τη λήξη ζωής τους, οι απαγωγοί OVR PV έχουν την ικανότητα απόζευξης του ρεύματος βραχυκύκλωσης, μέσω ενσωματωμένου θερμικού στοιχείου. Για ρεύμα βραχυκύκλωσης  $I_{cw}$  έως 100 A, δεν χρειάζεται εξωτερική εφεδρική προστασία.

#### OVR PV: Τεχνικά χαρακτηριστικά

Ονομαστική τάση ( $U_n$ )	600...1.000 VDC
Τάση προστασίας ( $U_p$ )	1,4 kV (600 VDC) 3,8 kV (1.000 VDC)
Μέγιστο ρεύμα παροχέτευσης ( $I_{max}$ )	40 kA
Κλάση	T2
Εφεδρική προστασία	$I_{sc} < 100$ A : δεν απαιτείται $I_{sc} > 100$ A : E92PV και E9F 10 PV
Αριθμός πόλων	3 (+/-/PE)
Θερμοκρασία περιβάλλοντος	-40...+80 °C
Διατομή καλωδίων	Μονόκλωνο: 2,5 ... 25 mm <sup>2</sup> Πολυκλωνο: 2,5 ... 16 mm <sup>2</sup>
Πρότυπα	IEC 61643-1/EN 61643-11

Για ρεύμα βραχυκύκλωσης στο κύκλωμα συνεχούς τάσης (DC), μεγαλύτερο από 100A, χρειάζεται απαραίτητα εφεδρική προστασία του κλάδου του αντικεραυνικού (OVR PV) από ασφαλειοαποζεύκτες E90 PV με ενσωματωμένα φυσίγγια τήξεως 10 A.

Σε περίπτωση που η απόσταση μεταξύ του αντιστροφέα (inverter) και του πίνακα διακλάδωσης των Φ/Β πλαϊσίων είναι μεγαλύτερη από 10 m, είναι απαραίτητη η τοποθέτηση απαγωγών υπερτάσεων και κοντά στα πλαίσια (πίνακας ή κουτί διακλάδωσης) και πριν από την είσοδο του αντιστροφέα (inverter).

Όλες οι συνδέσεις μεταξύ των απαγωγών υπερτάσεων και των μεταλλικών εκτεθειμένων μερών της εγκατάστασης, θα πρέπει να γίνονται ισοδυναμικά (κοινός αγωγός γείωσης).

## Καλώδιο XLPE/PVC 0,6/1kV διατομής 3x185.0mm<sup>2</sup>



1. Αγωγός.
2. Μόνωση από XLPE.
3. Γεμίσματα.
4. Πλαστικές ταινίες.
5. Εξωτερικός μανδύας.

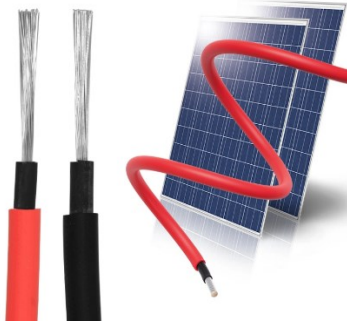
**ΤΥΠΟΣ ΚΑΛΩΔΙΟΥ:** XLPE/PVC  
**ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΤΑΣΗ:** 600/1000 V  
**ΠΡΟΔΙΑΓΡΑΦΕΣ:** IEC 60502-1

### Χρήσεις

Καλώδια ισχύος για σταθερή εγκατάσταση σε ξηρούς ή υγρούς χώρους στον αέρα ή στο έδαφος.

ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΔΙΑΤΟΜΗ ΚΑΛΩΔΙΟΥ	ΔΙΑΜΕΤΡΟΣ ΚΑΛΩΔΙΟΥ (ΠΕΡΙΠΟΥ)	ΒΑΡΟΣ ΚΑΛΩΔΙΟΥ (ΠΕΡΙΠΟΥ)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΩΜΙΚΗ ΑΝΤΙΣΤΑΣΗ ΣΕ DC ΣΕ 20°C	ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΗ ΣΥΝΕΧΗΣ ΦΟΡΤΙΣΗ		ΠΤΩΣΗ ΤΑΣΗΣ	
				ΣΤΟ ΕΔΑΦΟΣ	ΣΤΟΝ ΑΕΡΑ	1 ΦΑΣΗ AC ή DC	3 ΦΑΣΕΙΣ AC
mm <sup>2</sup>	mm	Kg/Km	Ω/Km	A	A	mV/A/m	mV/A/m
3x95	30,3	2910	0,193	265	308	0,52	0,45
3x120	34,0	3595	0,153	303	359	0,42	0,37
3x150	37,0	4415	0,124	341	412	0,35	0,30
3x185	41,7	5560	0,0991	386	475	0,29	0,25
3x240	48,2	7305	0,0754	450	564	0,24	0,21
3x300	51,3	9035	0,0601	585	649	0,22	0,19

## Καλώδια PV1-F 1,5mm<sup>2</sup> και PV1-F 10mm<sup>2</sup>



### PRODUCT DESCRIPTION

TUV Standard 10mm<sup>2</sup> PV1-F DC Solar PV Cable 1.8KV DC 0.6/1.0KV AC double XLPE

#### Specificate

Cable made of electron-beam cross-linked insulation and coating; high resistance against heat , cold, oil, abrasion, ozone,UV and weather; with improved reaction in case of fire . low smoke, halogen free , flame free ,flame retardant; flexible, easy to strip, very low space requirement, extremely, extremely mechanically robust, very long lifetime.

Type	Cross section	Strand design	Conductor diameter	Conductor resistance	Outer diameter	Rated voltage	Rated current	Weight
	mm <sup>2</sup>	No.x ø (mm)	mm	Ω /km	mm	VAC/DC	A	Kg/km
PV-1*1.5 mm <sup>2</sup>	1.5	30x ø 0.25	1.6	13.5	4.8	1000/1800	30	35
PV-1*2.5 mm <sup>2</sup>	2.5	50x ø 0.25	2.0	8.21	5.3	1000/1800	41	50
PV-1*4.0 mm <sup>2</sup>	4.0	56x ø 0.3	2.6	5.09	6.1	1000/1800	55	70
PV-1*6.0 mm <sup>2</sup>	6.0	84x ø 0.3	3.3	3.39	7.1	1000/1800	70	95
PV-1*10.0 mm <sup>2</sup>	10.0	80x ø 0.4	4.4	1.95	8.5	1000/1800	98	155
PV-1*16 mm <sup>2</sup>	16.0	120x ø 0.4	5.2	1.24	10.2	1000/1800	132	230
PV-1*25 mm <sup>2</sup>	25.0	196x ø 0.40	7.4	0.795	12.0	1000/1800	176	341
PV-1*35 mm <sup>2</sup>	35.0	276x ø 0.40	9.00	0.565	14.0	1000/1800	218	467



## ΑΝΑΦΟΡΕΣ

- [1] A. Rahman, O. Farrok, and M. M. Haque, "Environmental impact of renewable energy source based electrical power plants: Solar, wind, hydroelectric, biomass, geothermal, tidal, ocean, and osmotic," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 161. Elsevier Ltd, Jun. 01, 2022. doi: 10.1016/j.rser.2022.112279.
- [2] N. Maamoun, R. Kennedy, X. Jin, and J. Urpelainen, "Identifying coal-fired power plants for early retirement," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 126, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.109833.
- [3] Y. Yang, P. E. Campana, and J. Yan, "Potential of unsubsidized distributed solar PV to replace coal-fired power plants, and profits classification in Chinese cities," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 131, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.109967.
- [4] C. Gürsan and V. de Gooyert, "The systemic impact of a transition fuel: Does natural gas help or hinder the energy transition?," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 138. Elsevier Ltd, Mar. 01, 2021. doi: 10.1016/j.rser.2020.110552.
- [5] "Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας." [Online]. Available: <https://web.archive.org/web/20170930043949/http://kpe-k>
- [6] European Environment Information and Observation Network (Eionet), "Progress towards renewable energy source targets, by country," Oct. 26, 2022.
- [7] "ΑΑΜΗΕ Έκθεση Βιώσιμη Ανάπτυξη 2021."
- [8] "Ηλιακή/ Φωτοβολταϊκά -." <https://ypen.gov.gr/energeia/ape/technologies/iliaki-fotovoltaika/> (accessed Jun. 14, 2023).
- [9] "ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΜΙΚΡΩΝ ΑΠΟΜΟΝΩΜΕΝΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ."
- [10] A. K. Podder, N. K. Roy, and H. R. Pota, "MPPT methods for solar PV systems: A critical review based on tracking nature," *IET Renewable Power Generation*, vol. 13, no. 10. Institution of Engineering and Technology, pp. 1615–1632, Jul. 29, 2019. doi: 10.1049/iet-rpg.2018.5946.
- [11] R. B. Bollipo, S. Mikkili, and P. K. Bonthagorla, "Critical Review on PV MPPT Techniques: Classical, Intelligent and Optimisation," *IET Renewable Power*

- Generation*, vol. 14, no. 9. Institution of Engineering and Technology, pp. 1433–1452, Jul. 06, 2020. doi: 10.1049/iet-rpg.2019.1163.
- [12] N. Kannan and D. Vakeesan, "Solar energy for future world: - A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62. Elsevier Ltd, pp. 1092–1105, Sep. 01, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2016.05.022.
- [13] D. M. Bagnall and M. Boreland, "Photovoltaic technologies," *Energy Policy*, vol. 36, no. 12, pp. 4390–4396, Dec. 2008, doi: 10.1016/j.enpol.2008.09.070.
- [14] "Μόνιμη Επιτροπή Ενέργειας."
- [15] "ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΑΚΗ ΑΣΚΗΣΗ-ΑΝΤΙΣΤΡΟΦΕΙΣ (INVERTERS)." [Online]. Available: [www.sunnyportal.com](http://www.sunnyportal.com)
- [16] "Ε. Τσοτσόλη Σ. Μυλωνάς."
- [17] "Utility-Scale Battery Storage | Electricity | 2022 | ATB | NREL." [https://atb.nrel.gov/electricity/2022/utility-scale\\_battery\\_storage](https://atb.nrel.gov/electricity/2022/utility-scale_battery_storage) (accessed Jun. 14, 2023).