



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ
ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

**ΤΕΧΝΙΚΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ
ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ ΣΤΗ ΒΙΠΕ
ΚΟΜΟΤΗΝΗΣ ΚΑΙ ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΜΕ ΤΟ NET
METERING ΤΗΣ ΙΔΙΑΣ ΜΟΝΑΔΑΣ**

**Financial study of investment of a photovoltaic panel
parc in the Industrial sector of Komotini and net
metering comparison comparison**

ΣΩΤΗΡΗΣ ΚΥΡΟΥΣΗΣ

ΑΜ: 47992

Επιβλέποντες Καθηγητές: ΠΡΟΕΣΤΑΚΗΣ ΕΜΜΑΝΟΥΗΛ, ΚΑΝΕΤΑΚΗ ΖΩΗ

Εξεταστική επιτροπή:

ΠΡΟΕΣΤΑΚΗΣ ΕΜΜΑΝΟΥΛ

ΛΕΚΤΟΡΑΣ ΕΦΑΡΜΟΓΩΝ

ΚΑΝΕΤΑΚΗ ΖΩΗ

ΛΕΚΤΟΡΑΣ

ΣΑΡΡΗΣ ΙΩΑΝΝΗΣ

ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ

ΔΗΛΩΣΗ ΣΥΓΓΡΑΦΕΑ ΠΤΥΧΙΑΚΗΣ/ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Ο κάτωθι υπογεγραμμένος ΣΩΤΗΡΗΣ ΚΥΡΟΥΣΗΣ του ΓΙΑΝΝΗ, με αριθμό μητρώου 47992 φοιτητής του Πανεπιστημίου Δυτικής Αττικής της Σχολής ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ του Τμήματος ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ δηλώνω υπεύθυνα ότι:

«Είμαι συγγραφέας της της πτυχιακής/διπλωματικής εργασίας και ότι κάθε βοήθεια την οποία είχα για την προετοιμασία της είναι πλήρως αναγνωρισμένη και αναφέρεται στην εργασία. Της, οι όποιες πηγές από της οποίες έκανα χρήση δεδομένων, ιδεών ή λέξεων, είτε ακριβώς είτε παραφρασμένες, αναφέρονται στο σύνολό της, με πλήρη αναφορά της συγγραφείς, τον εκδοτικό οίκο ή το περιοδικό, συμπεριλαμβανομένων και των πηγών που ενδεχομένως χρησιμοποιήθηκαν από το διαδίκτυο. Της, βεβαιώνω ότι αυτή η εργασία έχει συγγραφεί από μένα αποκλειστικά και αποτελεί προϊόν πνευματικής ιδιοκτησίας τόσο δικής μου, όσο και του Ιδρύματος.

Παράβαση της ανωτέρω ακαδημαϊκής μου ευθύνης αποτελεί ουσιώδη λόγο για την ανάκληση του πτυχίου μου».

Ο/Η Δηλών/ούσα

ΣΩΤΗΡΗΣ ΚΥΡΟΥΣΗΣ

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Αρχικά θα ήθελα να ευχαριστήσω τους επιβλέποντες καθηγητές της διπλωματικής μου εργασίας, κυρία Κανετάκη Ζωή, κύριο Προεστάκη Εμμανουήλ για την βοήθεια και την εμπιστοσύνη που μου έδειξαν, στη διάρκεια της συγγραφής της. Ακόμη θα ήθελα να ευχαριστήσω και τους υπόλοιπους καθηγητές του τμήματος μου. Επίσης θα ήθελα να πω ένα ευχαριστώ στην οικογένειά μου, για την υποστήριξη και την καθοδήγηση καθ' όλη τη διάρκεια των σπουδών μου. Τέλος θα ήθελα να ευχαριστήσω και όλους τους φίλους και συμφοιτητές μου που έκαναν τις σπουδές μου καλύτερες και πιο ευχάριστες.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στη παρούσα διπλωματική εργασία πραγματοποιείται μια τεχνοοικονομική μελέτη για την εγκατάσταση ενός φωτοβολταϊκού σταθμού στην ΒΙ. ΠΕ. Κομοτηνής.

Στην αρχή, γίνεται μία παρουσίαση για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, αλλά και του ήλιου, και την ηλιακής ακτινοβολίας στην χώρα, αφού μέσω της ηλιακής ακτινοβολίας και την χρήση φωτοβολταϊκών πλαισίων μπορούμε να παράγουμε ηλεκτρική ενέργεια. Στο επόμενο κεφάλαιο αναλύονται οι μέθοδοι σύνδεσης ενός φωτοβολταϊκού πάρκου με το ηλεκτρικό δίκτυο και τους παρόχους ενέργειας.

Ακόμα, γίνεται ανάλυση των βασικών μεγεθών για την οικονομική αξιολόγηση μίας επένδυσης και οι τύποι που χρησιμοποιούνται.

Έπειτα, γίνεται η παρουσίαση της περιοχής όπου θα πραγματοποιηθεί η εγκατάσταση του φωτοβολταϊκού σταθμού και οι καιρικές και κλιματολογικές συνθήκες της περιοχής.

Μετά γίνεται ανάλυση των συστημάτων που επιλέχθηκαν για την κατασκευή του φωτοβολταϊκού σταθμού και παρουσιάζεται η κατασκευή του.

Τέλος αναλύεται το κόστος κατασκευής, οι προσδοκώμενες ετήσιες απολάβες του επενδυτή από την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας είτε με την διαδικασία της απευθείας έγχυσης στο δίκτυο με σταθερή τιμή είτε με την διαδικασία του net metering.

ABSTRACT

In this thesis, a techno-economic study is carried out for the installation of a photovoltaic plant in Industrial. Sector of Komotini.

At the beginning, a presentation is made about renewable energy sources, but also the sun, and solar radiation in the country, since through solar radiation and the use of photovoltaic panels we can produce electricity.

In the next chapter, the methods of connecting a photovoltaic park to the electricity grid and energy providers are analyzed.

Furthermore, an analysis is made of the main dimensions for the financial evaluation of an investment and the types used.

Then, the area where the installation of the photovoltaic plant will take place and the weather and climatic conditions of the area are presented.

Then the systems chosen for the construction of the photovoltaic plant are analyzed and its construction is presented.

Finally, the construction costs are analyzed, the expected annual benefits of the investor from the production of electricity either through the process of direct injection into the grid at a fixed price or through the process of net metering.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

1. Εισαγωγή.....	9
1.1. Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.....	9
1.1.1 Γενικά για τις ΑΠΕ.....	9
1.2. Η Ηλιακή Ακτινοβολία	11
1.2.1. Ο Ήλιος.....	11
1.2.2. Ημερήσια ενεργειακή απολαβή από τον ήλιο	11
1.2.3. Ηλιοφάνεια	11
1.3. Το ηλιακό δυναμικό της Ελλάδας.....	12
2. Διασύνδεση με το δίκτυο.....	16
2.1. Μέθοδοι διασύνδεσης με το δίκτυο.....	16
2.1.1. Διασυνδεδεμένο φωτοβολταϊκό σύστημα (με δυνατότητα κατανάλωσης της ηλεκτρικής ενέργειας).....	16
2.1.2. Διασυνδεδεμένο φωτοβολταϊκό σύστημα (η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια διοχετεύεται εξολοκλήρου στο ηλεκτρικό δίκτυο).....	16
2.2 Net Metering	17
2.2.1. Net metering στην Ελλάδα	18
2.2.2. Θεσμικό πλαίσιο	18
2.2.3. Όρια ισχύος.....	20
2.2.4. Νομοθεσία Βιομηχανίας.....	20
2.2.5. Βιομηχανικές στέγες	20
3. Κριτήρια αξιολόγησης επένδυσης	22
3.1. Ρυθμός επιστροφής αρχικής επένδυσης.....	22
3.2. Χρόνος αποπληρωμής.....	22
3.3. Παρούσα αξία (PV).....	23
3.4. Καθαρά Παρούσα Αξία (NPV).....	24
3.5. Εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR).....	24
3.6. Λόγος Οφέλους/Κόστους (BCR).....	25
3.7. Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (DPB).....	26
4. Τοποθεσία φωτοβολταϊκού σταθμού.....	27
4.1 Περιοχή Κατασκευής Φωτοβολταϊκού Σταθμού.....	27
4.1.1. Χαρακτηριστικά Περιοχής.....	27

4.1.2. Θέση Κατασκευής Φωτοβολταϊκού Σταθμού.....	28
4.2 Ηλιακό δυναμικό και κλιματολογικά δεδομένα της Κομοτηνής.....	29
5. Επιλογή ισχύος σταθμού.....	39
5.1 Κριτήρια επιλογής της ισχύος του σταθμού.....	39
5.2 Η επιλογή του του αντιστροφέα.....	40
5.3 Η επιλογή των φωτοβολταϊκών πλαισίων.....	42
5.4. Η επιλογή των βάσεων.....	44
5.5. Η επιλογή του διακοπτικού υλικού.....	44
5.6. Η επιλογή της καλωδίωσης.....	45
5.7. Διάταξη του φωτοβολταϊκού σταθμού.....	45
6. Οικονομική ανάλυση.....	50
6.1. Κοστολόγηση κατασκευής φωτοβολταϊκού σταθμού.....	50
6.2. Υπολογισμός ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος.....	52
6.3 Οικονομική ανάλυση για ενέργεια που εγχέεται στο σύστημα.....	59
6.3.1. Οικονομική ανάλυση για πώληση ενέργειας με σταθερή τιμή.....	60
6.3.2. Οικονομική ανάλυση για πώληση ενέργειας με net – metering.....	67
6.3.3. Συμπέρασμα.....	75
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	78

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

1. Εισαγωγή

1.1. Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

1.1.1. Γενικά για τις ΑΠΕ

Οι ανανεώσιμες μορφές ενέργειας (ΑΠΕ) ή ήπιες μορφές ενέργειας, είναι μορφές εκμετάλλευσης της ενέργειας που παράγονται από διάφορες διαδικασίες που προέρχονται από την φύση, όπως η γεωθερμία, η κυκλοφορία του νερού, ο άνεμος, και άλλες. Συγκεκριμένα σύμφωνα με την οδηγία 2009/28/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου, ως ενέργεια από ανανεώσιμες, και όχι ορυκτές πηγές θεωρείται η γεωθερμική, αιολική, υδροθερμική και η ενέργεια των ωκεανών, από βιομάζα, ηλιακή, υδροηλεκτρική, από αέρια μονάδων επεξεργασίας λυμάτων, από βιοαέρια και από τα εκλύόμενα στους χώρους υγειονομικής ταφής αέρια.

Ο όρος ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αφορά δυο βασικά χαρακτηριστικά τους. Αρχικά, για την παραγωγή τους δεν χρειάζεται κάποια παρέμβαση, όπως άντληση, καύση ή εξόρυξη, όπως συμβαίνει με τις πηγές ενέργειας που χρησιμοποιούνται μέχρι τώρα, απλώς η χρήση της φυσικής ροής ενέργειας. Επιπλέον, αφορά μορφές ενέργειας, οι οποίες είναι καθαρές και φιλικές προς το περιβάλλον, που δεν εκλύουν υδρογονάνθρακες, διοξείδιο του άνθρακα ή άλλα τοξικά και ραδιενεργά απόβλητα, όπως συμβαίνει με τις υπόλοιπες πηγές ενέργειας που χρησιμοποιούνται σε ευρεία κλίμακα. Οπότε η πλειοψηφία θεωρεί ότι οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αποτελούν την έναρξη ώστε να δοθεί λύση στα οικολογικά προβλήματα που παρουσιάζονται στη Γη.

Η ηλιακή και η αιολική ενέργεια θεωρούνται εναλλακτικές πηγές ενέργειας. Η γεωθερμική ενέργεια, ουσιαστικά, δεν θεωρείται ανανεώσιμη πηγή ενέργειας, αφού δεν ανανεώνεται σε βάθος χρόνου. Το πρόβλημα στην αναμενόμενη εξάντληση των αποθεμάτων ορυκτών καυσίμων μοιάζει να βρίσκει την λύση του στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Τελευταία, υιοθετούνται από την Ευρωπαϊκή Ένωση, καθώς και από πολλά μεμονωμένα κράτη, καινούριες πολιτικές για τις ανανεώσιμες πηγές και τη χρήση της, που ωθούν τέτοιες τακτικές και για τα κράτη μέλη. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι η βάση του μοντέλου οικονομικής ανάπτυξης για την πράσινη οικονομία και κεντρικό σημείο στόχευσης των οικολογικών οικονομικών, τα οποία έχουν μία επιρροή στο οικολογικό κίνημα.

Η ηλιακή ακτινοβολία κυρίως αποτελεί την βάση των ήπιων μορφών ενέργειας. Εξάιρεση αποτελεί η γεωθερμική ενέργεια, της οποίας η ροή προέρχεται από το εσωτερικό του φλοιού της γης, καθώς και από την παλιρροϊκή ενέργεια που εκμεταλλεύεται τη βαρύτητα. Οι πηγές ενέργειας που στηρίζονται στην ηλιακή ακτινοβολία είναι ανανεώσιμες. Αυτό συμβαίνει διότι υπάρχει ο ήλιος, και όσο υπάρχει δεν δύναται να εξαντληθούν. Θα υφίστανται δηλαδή για πολλά δισεκατομμύρια χρόνια. Ουσιαστικά η ηλιακή ενέργεια είναι κρυμμένη στο περιβάλλον ως εξής: η βιομάζα είναι ηλιακή ενέργεια, η οποία μέσω της διαδικασίας της φωτοσύνθεσης δεσμεύεται στους ιστούς των φυτών, η αιολική, η οποία δημιουργείται από τους ανέμους που προκαλεί η αύξηση της θερμοκρασίας ενώ αυτές που βασίζονται στο νερό χρησιμοποιούν την κυκλοφορία του καθώς και την διαδικασία εξάτμισης-συμπύκνωσης.

Η χρήση τους γίνεται με δυο τρόπους, άμεσα και έμμεσα. Άμεσα ή μετά την μετατροπή σε άλλες μορφές, είτε μετατρέπόμενη σε άλλες μορφές ενέργειας (κυρίως ηλεκτρισμό ή μηχανική ενέργεια). Το τεχνικά εκμεταλλεύσιμο ενεργειακό δυναμικό από τις ήπιες μορφές ενέργειας υπολογίζεται ότι είναι πολλαπλάσιο της παγκόσμιας συνολικής κατανάλωσης ενέργειας. Οι ακριβές νέες ενεργειακές εφαρμογές, τα προβλήματα της εφαρμογής όπως και τα πολιτικά και οικονομικά συμφέροντα που αφορούν την διατήρηση της παρούσας κατάστασης στον ενεργειακό τομέα εμπόδισαν την εκμετάλλευση του δυναμικού αυτού ή έστω μέρους του.

Το ενδιαφέρον για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ξεκίνησε τη δεκαετία του 1970, ως βασικό αποτέλεσμα των απανωτών πετρελαϊκών κρίσεων, καθώς και της αλλοίωσης που έφεραν οι κλασικές πηγές ενέργειας τόσο στο περιβάλλον όσο και στην ποιότητα ζωής. Το κόστος των αρχικών εφαρμογών, οι οποίες ξεκίνησαν ως πειραματικές, ήταν πολύ υψηλό. Σήμερα όμως, αποτελούν βασική παράμετρο στους ενεργειακούς σχεδιασμούς των ανεπτυγμένων κρατών. Τις τελευταίες δυο δεκαετίες το κόστος των εφαρμογών ήπιων μορφών ενέργειας ολοένα μειώνεται και ιδίως η υδροηλεκτρική και η αιολική, όπως και η βιομάζα, δύναται να αναμετρηθούν στα ίσα παραδοσιακές πηγές ενέργειας όπως η πυρηνική ενέργεια και ο άνθρακας.

1.2. Η Ηλιακή Ακτινοβολία

1.2.1. Ο Ήλιος

Ο ήλιος είναι ένα κλασσικό αστέρι, με μάζα 2×10^{30} kg, έχει ακτίνα 700.000 km, η ηλικία του είναι 5×10^9 χρόνια και το υπόλοιπο ζωής του είναι άλλα 5 περίπου δισεκατομμύρια χρόνια. Η θερμοκρασία στην επιφάνειά του υπολογίζεται περίπου 5.800°K , ενώ στο εσωτερικό του, $15.000.000^\circ\text{K}$ περίπου. Οι αυτοσυντηρούμενες πυρηνικές αντιδράσεις που λαμβάνουν μέρος στον πυρήνα του είναι η αιτία στην οποία οφείλεται η υψηλή θερμοκρασία του. Το υδρογόνο μετατρέπεται σε ήλιο με αυτές τις πυρηνικές αντιδράσεις. Υπολογίζεται ότι από κάθε γραμμάριο υδρογόνου, που μετατρέπεται σε ήλιο, εκλύεται ενέργεια ίση με $1,67 \times 10^5$ kWh. Η ηλιακή ενέργεια μεταδίδεται στο σύμπαν, τόσο μέσω της ηλεκτρομαγνητικής ακτινοβολίας όσο και με σωματιδιακή μορφή.

1.2.2. Ημερήσια ενεργειακή απολαβή από τον ήλιο

Η κλίση που έχει η συλλεκτική επίπεδη επιφάνεια, η ημέρα του έτους, το γεωγραφικό πλάτος της περιοχής και οι συγκεντρώσεις των στερεών, αερίων και υγρών συστατικών και αιωρημάτων στην ατμόσφαιρα στην διάρκεια της συγκεκριμένης ημέρας είναι παράγοντες που επηρεάζουν την ενέργεια ανά μονάδα επιφάνειας που φτάνει στην Γη κατά τη διάρκεια της ημέρας. Οι επιφάνειες των συλλεκτών των μετρητικών οργάνων, έχουν τη δυνατότητα να προσανατολιστούν ανάλογα με τις απαιτήσεις των οργάνων αυτών, αλλά και τις προδιαγραφές τους.

1.2.3. Ηλιοφάνεια

Ηλιοφάνεια παρατηρείται κατά τις ώρες που ο ήλιος είναι ορατός στον ουρανό και εκφράζεται σε σύνολο ωρών ανά μήνα και ανά έτος. Χαρακτηριστικό στοιχείο για μια περιοχή δεν είναι μόνο η μέση ημερήσια ενέργεια σε μηνιαία και ετήσια βάση, αλλά και η ηλιοφάνειά της. Η ηλιοφάνεια μιας περιοχής εξαρτάται από τη θέση, το γεωγραφικό πλάτος, καθώς και από την επιφάνεια της περιοχής αυτής, στοιχεία εξαιτίας των οποίων μπορεί να προκληθούν νεφώσεις. Η ανάπτυξη νεφώσεων οδηγεί στην μείωση των ημερών ηλιοφάνειας.

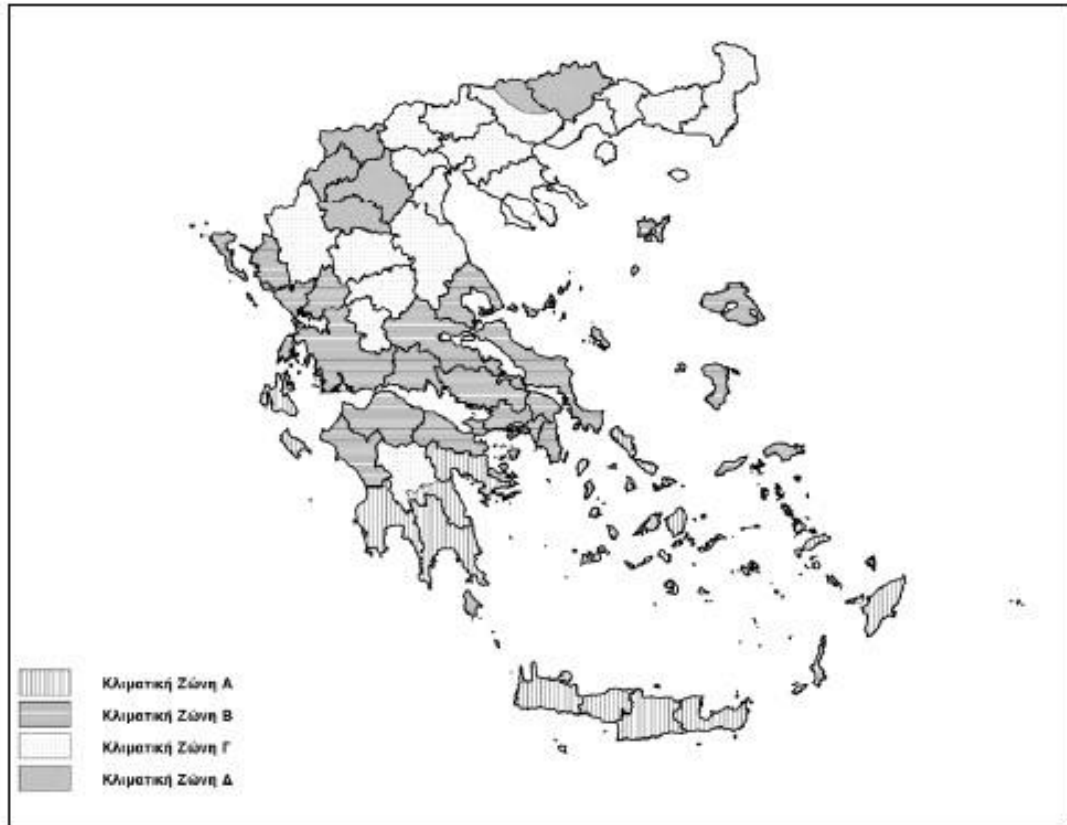
1.3. Το ηλιακό δυναμικό της Ελλάδας

Με βάση τον Κ.Εν.Α.Κ, η Ελλάδα διαχωρίζεται σε τέσσερις κλιματικές ζώνες σύμφωνα με τις ημέρες θέρμανσης. Στον παρακάτω πίνακα καθορίζονται οι νομοί που βρίσκονται στις τέσσερις κλιματικές ζώνες (από την πιο θερμή στην πιο ψυχρή) και στην εικόνα παρακάτω αναπαρίστανται σχηματικά στον χάρτη.

ΚΛΙΜΑΤΙΚΗ ΖΩΝΗ	ΝΟΜΟΙ
ΖΩΝΗ Α	Ηρακλείου, Χανίων, Ρεθύμνου, Λασιθίου, Κυκλάδων, Δωδεκανήσου, Σάμου, Μεσσηνίας, Λακωνίας, Αργολίδας, Ζακύνθου, Κεφαλληνίας & Ιθάκης, Κύθηρα & νησιά Σαρωνικού (Αττικής), Αρκαδίας (πεδινή)
ΖΩΝΗ Β	Αττικής (εκτός Κυθήρων & νησιών Σαρωνικού), Κορινθίας, Ηλείας, Αχαΐας, Αιτωλοακαρνανίας, Φθιώτιδας, Φωκίδας, Βοιωτίας, Ευβοίας, Μαγνησίας, Λέσβου, Χίου, Κέρκυρας, Λευκάδας, Θεσπρωτίας, Πρέβεζας, Άρτας
ΖΩΝΗ Γ	Αρκαδίας (ορεινή), Ευρυτανίας, Ιωαννίνων, Λάρισας, Καρδίτσας, Τρικάλων, Πιερίας, Ημαθίας, Πέλλης, Θεσσαλονίκης, Κιλκίς, Χαλκιδικής, Σερρών (εκτός ΒΑ τμήματος), Καβάλας, Ξάνθης, Ροδόπης, Έβρου
ΖΩΝΗ Δ	Γρεβενών, Κοζάνης, Καστοριάς, Φλώρινας, Σερρών (ΒΑ τμήμα), Δράμας

Πίνακας 1.1.: Νομοί ελληνικής επικράτειας ανά κλιματική ζώνη
Πηγή Τ.Ο.Τ.Ε.Ε. 20701-3/2010

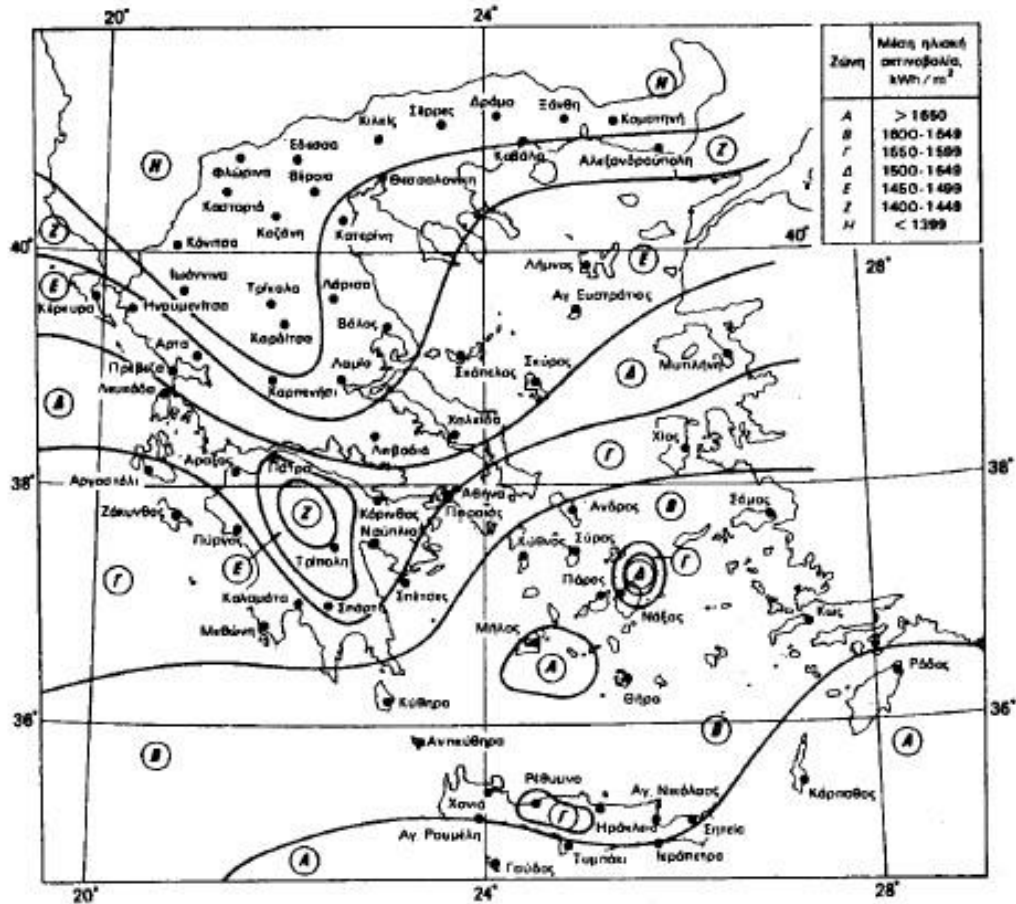
Οι περιοχές κάθε νομού που είναι σε υψόμετρο μεγαλύτερο των 500 μέτρων, κατατάσσονται στην παραπάνω ψυχρότερη κλιματική ζώνη από αυτή στην οποία υπάγονται με βάση τον παραπάνω διαχωρισμό. Στη ζώνη Δ όλες οι περιοχές ανεξάρτητα του υψομέτρου που βρίσκονται κατατάσσονται στην ζώνη Δ.



Εικόνα 1.1.: Σχηματική απεικόνιση κλιματικών ζωνών ελληνικής επικράτειας
 Πηγή Τ.Ο.Τ.Ε.Ε. 20701-3/2010

Η παραγόμενη ισχύς επηρεάζεται από την τη θέση ενός φωτοβολταϊκού σταθμού που παράγει ηλεκτρική ενέργεια, εξαιτίας των καιρικών φαινομένων που επικρατούν στην περιοχή αλλά και λόγω της ηλιακής ακτινοβολίας που προσλαμβάνουν. Το ηλιακό δυναμικό της χώρα συγκαταλέγεται στα υψηλότερα της Ευρωπαϊκής Ένωσης, θέτοντας τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς ελκυστικούς για επένδυση. Όμως δεν μπορούν να παραχθούν τα ίδια συμπεράσματα για όλες τις τοποθεσίες της επικράτειας, αφού ορισμένοι τόποι λαμβάνουν υψηλότερα μεγέθη ηλιακής ακτινοβολίας, ενώ άλλα πολύ χαμηλότερα. Έτσι παρακάτω ακολουθεί η απεικόνιση του χάρτη της Ελλάδας με σκοπό να παρουσιάσει τις περιοχές με μεγάλο ηλιακό δυναμικό, όπως και την ανεύρεση της βέλτιστης κλίσης ανά περιοχή.

Η ελληνική επικράτεια δύναται να κατηγοριοποιηθεί σε 7 ζώνες με βάση την ποσότητα της ετήσιας ηλιακής ακτινοβολίας που λαμβάνει.



Εικόνα 1.2.: Κατανομή της μέσης έντασης ηλιακής ακτινοβολίας
 Πηγή Τ.Ο.Τ.Ε.Ε. 20701-3/2010

Στον πιο πάνω χάρτη εμφανίζονται οι περιοχές με τις υψηλότερες τιμές ετήσιας ηλιακής ακτινοβολίας τα οποία είναι η Κρήτη, τα νησιά του νοτιανατολικού αλλά και νοτίου Αιγαίου. Αν συγκρίνουμε τα ποσά της ετήσιας ηλιακής ακτινοβολίας στις τοποθεσίες με το υψηλότερο δυναμικό, με εκείνες με το χαμηλότερο δυναμικό, τότε αυτές με το υψηλότερο παρουσιάζουν 25% περισσότερη ηλιακή ακτινοβολία από εκείνες με το χαμηλότερο.

Στον παρακάτω πίνακα, δίνονται τιμές της προσπίπτουσας μηνιαίας ολικής ηλιακής ενέργειας (kWh/(m².mo)) σε κεκλιμένες επιφάνειες για τις βέλτιστες κλίσεις εγκατάστασης ηλιακού συστήματος (β) για διάφορες περιοχές της Ελλάδας με διαφορετικά γεωγραφικά πλάτη. Οι τιμές της βέλτιστης κλίσης δίνονται σε ετήσια (Ε) βάση, σε χειμερινή (Χ) βάση και θερινή (Θ) βάση.

Κλίση β (°)	Ι	Φ	Μ	Α	Μ	Ι	Ι	Α	Σ	Ο	Ν	Δ	Ε	Χ	Θ
Αθήνα (φ=37,96°, L=23,92°)															
7-14	70	84	118	151	190	201	217	206	158	117	84	67	1664	540	1124
23-33	86	97	126	151	181	188	204	202	166	133	104	85	1724	649	1092
42-52	98	103	124	137	154	156	171	178	159	140	118	99	1637	682	955
Ηράκλειο (φ=35,33°, L=25,15°)															
5-12	73	90	133	175	211	216	221	207	173	129	94	73	1794	637	1203
20-30	87	101	140	174	202	203	210	203	180	143	112	89	1844	703	1172
38-48	96	107	140	163	180	177	185	186	176	151	124	101	1787	732	1067
Θεσσαλονίκη (φ=40,63°, L=22,93°)															
9-16	62	75	105	140	174	183	203	182	141	101	69	58	1495	510	1024
25-35	77	87	111	139	166	171	191	178	148	114	85	74	1543	574	994
45-55	86	92	110	130	148	150	168	163	144	119	94	85	1490	597	903
Ιωάννινα (φ=39,67°, L=20,83°)															
9-16	63	76	118	148	189	200	215	199	154	118	77	57	1614	539	1105
24-34	75	86	125	148	181	188	204	196	161	132	92	70	1659	596	1079
44-54	86	91	125	137	159	162	177	178	157	140	104	81	1596	624	969
Καλαμάτα (φ=36,07°, L=22,12°)															
6-13	79	90	136	158	209	214	220	204	166	128	93	68	1766	624	1172
22-32	94	102	145	158	201	202	208	201	173	143	111	83	1820	692	1142
40-50	107	109	144	146	176	172	180	181	168	151	126	95	1754	726	1022
Κομοτηνή (φ=41,13°, L=25,42°)															
10-17	67	79	117	151	188	205	212	198	160	120	77	63	1638	555	1114
26-36	80	89	124	151	180	192	201	195	166	134	92	78	1681	614	1084
46-56	91	95	123	139	157	164	173	175	161	142	104	90	1612	642	968
Λαμία (φ=39,63°, L=22,42°)															
9-16	59	78	121	160	203	210	218	202	160	114	79	57	1662	555	1154
24-34	75	92	131	160	193	194	203	198	170	132	101	76	1726	636	1118
44-54	83	96	131	151	175	173	182	184	167	138	112	85	1676	658	1032
Μυτιλήνη (φ=39,10°, L=26,53°)															
9-16	63	80	122	161	209	216	222	205	167	124	81	62	1713	569	1180
24-34	80	94	132	161	198	199	207	201	177	145	104	82	1778	652	1142
43-53	87	99	131	152	179	177	185	186	173	152	114	92	1727	675	1052
Πάτρα (φ=38,25°, L=21,73°)															
7-14	66	82	134	151	200	212	216	201	163	121	79	66	1692	578	1144
23-33	83	96	145	150	189	195	201	196	172	140	100	86	1753	660	1102
42-52	91	100	145	141	170	173	180	181	168	146	109	96	1699	682	1013

Πίνακας 1.2.: Μηνιαία ηλιακή ενέργεια για τις βέλτιστες γωνίες
Πηγή Τ.Ο.Τ.Ε.Ε. 20701-3/2010

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

2. Διασύνδεση με το δίκτυο

2.1. Μέθοδοι διασύνδεσης με το δίκτυο

2.1.1. Διασυνδεδεμένο φωτοβολταϊκό σύστημα (με δυνατότητα κατανάλωσης της ηλεκτρικής ενέργειας)

Κατασκευάζεται κυρίως για ισχύ από 10 kWp και άνω, με σύνδεση στο κύριο δίκτυο. Ο ιδιοκτήτης του συστήματος που είναι αυτοπαραγωγός, μπορεί, εάν το επιθυμεί, να καταναλώσει την ηλεκτρική ενέργεια που χρειάζεται και να πουλάει την υπόλοιπη, έναντι προσυμφωνημένης τιμής στο βασικό δίκτυο. Ακόμη έχει τη δυνατότητα, όταν δεν παράγει ηλεκτρική ενέργεια, να καλύπτει τις ανάγκες του από το κύριο δίκτυο, με χρέωση στον ίδιο από την εταιρεία που εκμεταλλεύεται το κύριο δίκτυο.

Ένα από τα πλεονεκτήματα αυτού του συστήματος είναι ότι δεν χρειάζονται συσσωρευτές αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Ένα διασυνδεδεμένο φωτοβολταϊκό σύστημα αποτελείται:

- α) Από τις διατάξεις φωτοβολταϊκών πλαισίων για την παραγωγή μεγάλης ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας.
- β) Από τον αντιστροφέα δικτύου, χαμηλής τάσης, μονοφασικό (230V, 50Hz) η τριφασικό (3X400V, 50Hz).
- γ) Από τον πίνακα ελέγχου και λειτουργίας, σύνδεσης με το κύριο δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

2.1.2. Διασυνδεδεμένο φωτοβολταϊκό σύστημα (η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια διοχετεύεται εξολοκλήρου στο ηλεκτρικό δίκτυο)

Κατασκευάζεται κυρίως για ισχύ από 50 KWp και άνω με σκοπό να διοχετεύει όλη την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια στο κύριο δίκτυο.

Ανάλογα με την ισχύ των φωτοβολταϊκών πλαισίων, ο αντιστροφέας δικτύου μπορεί να είναι:

- α) Μικρής ισχύος χαμηλής τάσης μονοφασικός ή τριφασικός.
- β) Μέσης ισχύος χαμηλής τάσης τριφασικός (3X400V).
- γ) Μεγάλης ισχύος μέσης τάσης τριφασικός (3X20KV).

Ο αντιστροφέας δικτύου συνδέεται με το πεδίο ζεύξης και φέρει ηλεκτρονική διάταξη, που σε περίπτωση διακοπής ρεύματος του κεντρικού δικτύου διανομής, θέτει την φωτοβολταϊκή εγκατάσταση αυτομάτως εκτός λειτουργίας.

Ένα τέτοιο φωτοβολταϊκό σύστημα αποτελείται:

- Από τις ομάδες (σειρές) των φωτοβολταϊκών πλαισίων για εγκατεστημένη ισχύ από 50KWp και πάνω
- Από τον αντιστροφέα δικτύου με το πεδίο ζεύξης και το μετρητή ηλεκτρικής ενέργειας
- Από την κεντρική παροχή σύνδεσης πεδίου ζεύξης και μετασχηματιστή κεντρικού κύριου δικτύου.

2.2 To Net Metering

Το net-metering συναντάται στην ίδια κατανάλωση της ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές όπως τα φωτοβολταϊκά και οι ανεμογεννήτριες. Με την διαδικασία του net metering γίνεται ενεργειακός συμψηφισμός της ενέργειας που παράγεται από τα φωτοβολταϊκά στην οροφή ενός κτιρίου με την ενέργεια που έχει καταναλωθεί από την κατοικία ή την επιχείρηση στην οποία έχει τοποθετηθεί. Η ενέργεια που περισσεύει διοχετεύεται στο δίκτυο με ή χωρίς αποζημίωση.

Στη διαδικασία του net metering τοποθετούνται δύο μετρητές που κάνουν καταμέτρηση της ενέργειας που παράγεται από το φωτοβολταϊκό, αλλά και της ενέργειας που λαμβάνεται από τον πάροχο. Η παραγόμενη ενέργεια από τα φωτοβολταϊκά πλαίσια μετατρέπεται σε εναλλασσόμενο ρεύμα από τον αντιστροφέα και στη συνέχεια διοχετεύεται στο δίκτυο. Αφού ο αυτοπαραγωγός, τη συγκεκριμένη στιγμή, καταναλώνει ενέργεια, αυτή τότε παρέχεται από το φωτοβολταϊκό του net-metering. Εάν όμως δεν καταναλώνεται, διοχετεύεται στο δίκτυο όπου και μετράται από τον μετρητή και πιστώνεται στον αυτοπαραγωγό ώστε να του επιστραφεί το χειμώνα ή το βράδυ.

Το net-metering διαθέτει αρκετά θετικά πλεονεκτήματα:

1. Η κατανάλωση γίνεται κοντά στην παραγωγή, οπότε έτσι μειώνονται οι απώλειες των καλωδίων.
2. Δεν υπάρχει εξάρτηση του καταναλωτή με το κράτος για να επιδοτηθεί και να πληρωθεί για την επένδυσή του.
3. Τα νοικοκυριά δύναται να καλύπτουν πλήρως τις ενεργειακές τους ανάγκες, με αποτέλεσμα μηδενική χρέωση ρεύματος.
4. Παρά τις αυξήσεις των παρόχων δεν θα υπάρχει καμία οικονομική επιβάρυνση
5. Απαλλάσσεται η Ελλάδα από εξαρτήσεις και ενεργειακά κόστη.

6. Μειώνεται η εκπομπή CO₂.

7. Ελαχιστοποιούνται οι περιβαλλοντικές επιβαρύνσεις των περιοχών που βρίσκονται κοντά σε μονάδες παραγωγής ρεύματος με λιγνίτη.

Τα φωτοβολταϊκά που λειτουργούν με την διαδικασία του net-metering είναι διασυνδεδεμένα με το δίκτυο. Με την διαδικασία του net-metering, η ενέργεια που παράγουν τα φωτοβολταϊκά αφαιρείται από αυτήν που έχει καταναλωθεί, μειώνοντας με αυτόν τον τρόπο το κόστος της ενέργειας του αυτοπαραγωγού. Συνοπτικότερα, με ένα δεύτερο μετρητή μπορεί να καταμετρηθεί η ενέργεια που παράγεται από το φωτοβολταϊκό του net-metering, η οποία αφαιρείται από την ενέργεια που καταμετρήθηκε από τον μετρητή κατανάλωσης. Με βάση την νομοθεσία της Ελλάδας, η επιπλέον ενέργεια δεν αποζημιώνεται, πιστώνεται όμως για τα επόμενα τρία έτη στον αυτοπαραγωγό.

Αντιθέτως με τα φωτοβολταϊκά σταθερής τιμής, στο net-metering ο συμψηφισμός του ρεύματος που παράγεται και αυτού που καταναλώνεται πραγματοποιείται με ενέργεια και όχι με χρήματα. Όμως και οι δύο τύποι ανήκουν στην κατηγορία των grid-connected systems, τα οποία έτσι είναι συνδεδεμένα με το δημόσιο δίκτυο.

2.2.1. Το Net metering στην Ελλάδα

Στην Ελλάδα, με ΦΕΚ από τον Ιανουάριο του 2015, έχει νομοθετηθεί το net-metering. Σε πολλές χώρες αποτελεί την κύρια διαδικασία συμψηφισμού ενέργειας εδώ και έτη. Με την εξέλιξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, από τις κρατικές επιδοτήσεις περνάμε στην ισότητα σε σχέση με τις συμβατικές πηγές ενέργειας και στην χρήση τους για ίδια κατανάλωση χωρίς την επιβάρυνση του συνόλου, όπως είναι τα φωτοβολταϊκά σταθερής τιμής.

2.2.2. Το θεσμικό του πλαίσιο

Το δικαίωμα της εγκατάστασης φωτοβολταϊκών πλαισίων με την διαδικασία του net-metering, έχουν νομικά πρόσωπα δημόσιου και ιδιωτικού δικαίου, αλλά και φυσικά πρόσωπα, που είτε είναι νόμιμοι κάτοχοι του χώρου που θα τοποθετηθεί, είτε έχουν τη νόμιμη χρήση του χώρου και έχουν εξασφαλίσει τη σύννομη γνώμη του ιδιοκτήτη.

Εν πάση περιπτώσει, επιτρέπεται η τοποθέτηση φωτοβολταϊκών σταθμών σε κοινόχρηστο χώρο ακινήτου, όπου οι έχοντες δικαίωμα ένταξης είτε να είναι συνιδιοκτήτες είτε να έχουν τη νόμιμη χρήση του συγκεκριμένου χώρου έπειτα από την έγγραφη έγκριση βάσει των διατάξεων του Αστικού Κώδικα, από τους λοιπούς συνιδιοκτήτες.

Για τη σύνδεση στην παροχή των κοινοχρήστων χώρων, οι κύριοι των οριζόντιων ιδιοκτησιών εκπροσωπούνται από τον διαχειριστή, ενώ αναγκαία προϋπόθεση αποτελεί η ύπαρξη της σύμφωνης γνώμης όλων των συνιδιοκτητών του κτιρίου, που αποδεικνύεται είτε με έγγραφη συμφωνία του συνόλου τους είτε με πρακτικό ομόφωνης απόφασης της γενικής συνέλευσης. Στο net-metering κάθε φωτοβολταϊκός σταθμός αντιστοιχίζεται με έναν μετρητή κατανάλωσης.

Οι όροι και οι προϋποθέσεις για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών με net-metering είναι οι εξής:

1. Ο ενδιαφερόμενος να κατέχει νόμιμα τον χώρο εγκατάστασης.
2. Να μην υπάρχει υπόλοιπο προς εξόφληση των λογαριασμών ηλεκτρικής ενέργειας του παρόχου.
3. Ο φωτοβολταϊκός σταθμός να αντιστοιχίζεται μόνο με τον μετρητή της κατανάλωσης που τροφοδοτεί.
4. Να τοποθετείται στον ίδιο ή σε χώρο πλησίον της εγκατάστασης με την οποία αντιστοιχίζεται.
5. Να υπάρχει μόνιμη παροχή ρεύματος στο όνομα του αυτοπαραγωγού για την τροφοδότηση της εγκατάστασης της κατανάλωσης του.
6. Η παροχή του ενδιαφερόμενου να μην έχει ενταχθεί στο Περιβαλλοντικό Οικιακό τιμολόγιο. Εφόσον ο ενδιαφερόμενος είναι δικαιούχος του παραπάνω τιμολογίου, τότε με την ενεργοποίηση του σταθμού παραγωγής, καταργείται αυτομάτως

Για την σωστή διαστασιολόγηση του συστήματος, οφείλεται να υπολογίζεται η ετήσια κατανάλωση της εγκατάστασης με την οποία αυτό θα συνδεθεί. Με το σκεπτικό ότι το net-metering γίνεται σε τριετή βάση και όποιο περίσσειμα ενέργειας μετά το 3^ο έτος δεν αποζημιώνεται, η ετήσια παραγωγή του συστήματος δεν πρέπει να υπερβαίνει την κατανάλωση.

2.2.3. Τα όρια ισχύος των φωτοβολταϊκών σταθμών

Στον πιο κάτω πίνακα δίνονται οι περιορισμοί στην ισχύ των φωτοβολταϊκών σταθμών με net-metering με το διασυνδεδεμένο σύστημα.

Διασυνδεδεμένο σύστημα				
Επίπεδο Τάσης	Τυποποιημένο μέγεθος παροχής	Συμφωνημένη Ισχύς (ΣΙ) Παροχής (kVA)	Μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύς ΦΒ συστήματος Αυτοπαραγωγής Net metering (kWp)	
			Φυσικά νομικά πρόσωπα	ΝΠΙΔ ή ΝΠΔΔ
Χαμηλή Τάση	03 Μονοφασικό	8	5 kWp	5 kWp
	05 Μονοφασικό	12	5 kWp	5 kWp
	1	15	15 kWp	15 kWp
	2	25	20 kWp	25 kWp
	3	35	20 kWp	35 kWp
	4	55	27,5 kWp	55 kWp
	5	85	42,5 kWp	85 kWp
	6	135	67,5 kWp	100 kWp
Μέση τάση	7	250	100 kWp	100 kWp
	-	-	100% Συμφωνημένη Ισχύ και μέχρι 3 MWp	100% Συμφωνημένη Ισχύ και μέχρι 3 MWp

Πίνακας 2.1.: Περιορισμοί στην ισχύ του φωτοβολταϊκού net-metering για το διασυνδεδεμένο σύστημα
Πηγή ΔΕΔΔΗΕ

2.2.4. Νομοθεσία Βιομηχανίας

Αφού η εγκατάσταση μας εντάσσεται στον κλάδο της βιομηχανίας πρέπει να γίνει αναφορά και στη σχετική νομοθεσία για την τοποθέτηση των φωτοβολταϊκών σταθμών είτε στη στέγη του κτιρίου, είτε στο έδαφος πλησίον της βιομηχανικής εγκατάστασης.

2.2.5. Βιομηχανικές στέγες

Βάσει του Ν.3851/2010 επιτρέπεται η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών σταθμών διαφόρων ισχύων στη στέγη ενός νόμιμα υφισταμένου κτιρίου, αλλά και περιλαμβάνονται οι βεράντες, τα στέγαστρα, τα σκίαστρα, οι προσόψεις καθώς και οι βοηθητικοί χώροι της εγκατάστασης. Για αυτού του είδους τα συστήματα δεν υπάρχει απαίτηση για περιβαλλοντική αδειοδότηση, αλλά και δεν υπάρχει απαίτηση για άδεια

παραγωγής για εκείνα με ισχύ μέχρι 1 MWp. Για φωτοβολταϊκούς σταθμούς μεγαλύτερους του 1 MWp είναι υποχρεωτική η άδεια παραγωγής από τη ΡΑΕ.

Για συστήματα ισχύος 10 έως 100kWp απαιτούνται τα εξής βήματα:

- Η προσφορά όρων σύνδεσης από τον πάροχο
- Υπογραφή σύμβασης αγοραπωλησίας με τον ΔΕΣΜΗΕ.

Για 100kWp - 1000 kWp (1MWp)

- Προσφορά όρων σύνδεσης από τον πάροχο
- Έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακας από την πολεοδομία
- Υπογραφή σύμβασης αγοραπωλησίας με τον ΔΕΣΜΗΕ

Για συστήματα μεγαλύτερα από 1 MWp

- Άδεια εγκατάστασης από την περιφέρεια
- Έκδοση άδειας παραγωγής από την ΡΑΕ
- Προσφορά ορίων σύνδεσης από τον πάροχο
- Υπογραφή σύμβασης για την αγοραπωλησία με τον ΔΕΣΜΗΕ καθώς και να εκδοθεί από την περιφέρεια άδεια λειτουργίας
- Έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακας από την πολεοδομία

Τα πιο πάνω έχουν ισχύ μόνο για το δίκτυο στην ηπειρωτική χώρα, αφού στα νησιά τα αυτόνομα δίκτυα είναι κορεσμένα με αποτέλεσμα κατά καιρούς να υπάρχουν ειδικές ρυθμίσεις.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

3. Κριτήρια αξιολόγησης επένδυσης

Σημαντικό ρόλο για την ευημερία και την ανάπτυξη των οικονομικών μονάδων κατέχουν οι επενδυτικές αποφάσεις. Αυτό ισχύει λόγω των μακροπρόθεσμων επιπτώσεων τους στο σύνολο του οργανισμού και του ύψους του κεφαλαίου που απαιτείται για την υλοποίηση αυτών των επενδυτικών αποφάσεων.

Οι αποφάσεις αυτές λαμβάνονται συνήθως, βάσει αξιολόγησης και σύγκρισης των σχετικών με αυτές εναλλακτικών επιλογών επένδυσης. Οπότε κάθε επενδυτικό σχέδιο, αποτελεί πρόταση αξιολόγησης σχετικά με πάγια στοιχεία ή λειτουργικά σύνολα τους, για την προοπτική της σχετικής επενδυτικής απόφασης.

3.1. Ρυθμός επιστροφής αρχικής επένδυσης

Ως ρυθμός επιστροφής μίας αρχικής επένδυσης i_r , ορίζεται ο εξής:

$$i_r = \frac{KK}{\Sigma KE}$$

Όπου:

KK : Το καθαρό ετήσιο κέρδος

ΣKE : Το συνολικό κόστος επένδυσης

Ανάμεσα σε δύο ή περισσότερων διαφορετικών επενδύσεων, επιλέγεται αυτή με το μεγαλύτερο i_r .

3.2. Χρόνος αποπληρωμής

Ως χρόνος αποπληρωμής r ορίζεται ο χρόνος που απαιτείται για να ανακτηθεί το αρχικό κεφάλαιο που έχει επενδυθεί μέσω των εσόδων που δημιουργεί η επένδυση. Ορίζεται από τον εξής τύπο:

$$r = \frac{\Sigma KE}{KK}$$

Όπου:

ΣΚΕ: Το συνολικό κόστος επένδυσης

ΚΚ: Το καθαρό κέρδος

Ανάμεσα σε δύο ή περισσότερων διαφορετικών επενδύσεων, επιλέγεται αυτή με το μικρότερο r

3.3. Παρούσα αξία (PV)

Στην οικονομική επιστήμη, η παρούσα αξία, γνωστή επίσης ως παρούσα προεξοφλημένη αξία, είναι η αξία μιας αναμενόμενης ταμειακής εισροής κατά την ημερομηνία της αποτίμησης. Η παρούσα αξία είναι πάντα μικρότερη ή ίση με την μελλοντική αξία του ποσού λόγω της μεταβολής του χρήματος κατά τη διάρκεια του χρόνου, δηλαδή την χρονική αξία του χρήματος, κάτι που δεν ισχύει κατά τη διάρκεια αρνητικών επιτοκίων, όπου η παρούσα αξία είναι μεγαλύτερη από τη μελλοντική αξία.

Η συνηθέστερη μέθοδος υπολογισμού της παρούσας αξίας είναι με ανατοκισμό. Ο τύπος της είναι:

$$PV = \frac{C}{(1 + i)^t}$$

Όπου:

C : Η μελλοντική ταμειακή ροή

t : Το έτος

i : Το προεξοφλητικό επιτόκιο

3.4. Καθαρά Παρούσα Αξία (NPV)

Ως καθαρά παρούσα αξία μιας επένδυσης κατά την χρονική στιγμή έναρξης της λειτουργίας της, υπολογίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$NPV = -C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t - E_t}{(1+i)^t}$$

Όπου:

- C_0 : Το αρχικό κόστος
- F_t : Η καθαρή ταμειακή ροή για το έτος t
- E_t : Έξοδα επένδυσης για το έτος t
- n : Η χρονική διάρκεια ζωής της επένδυσης
- i : Το οριακό κόστος κεφαλαίου

Για την τιμή της καθαρά παρούσας αξίας διακρίνονται οι εξής τρεις περιπτώσεις:

- Για $NPV > 0$: Η επένδυση είναι υλοποιήσιμη
- Για $NPV < 0$: Η επένδυση δεν είναι υλοποιήσιμη
- Για $NPV = 0$: Η επένδυση βρίσκεται σε οριακή κατάσταση

Η καθαρά παρούσα αξία απεικονίζει την αύξηση ή την μείωση της παρούσας αξίας της επένδυσης η οποία θα συμβεί έπειτα από την υλοποίηση της.

Το οριακό κόστος κεφαλαίου μπορεί να θεωρηθεί ίσο με το τραπεζικό επιτόκιο δανεισμού.

3.5. Εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR)

Ως εσωτερικός βαθμός απόδοσης μιας επένδυσης μπορεί να οριστεί το προεξοφλητικό επιτόκιο το οποίο μηδενίζει την καθαρά παρούσα αξία. Αυτό μπορεί να υπολογιστεί από την εξής σχέση:

$$NVP_{(i=IRR)} = 0 \Leftrightarrow -C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t - E_t}{(1+IRR)^t} = 0$$

Όπου:

- C_0 : Το αρχικό κόστος
- Ft : Η καθαρή ταμειακή ροή για το έτος t
- E_t : Έξοδα επένδυσης για το έτος t
- n : Η χρονική διάρκεια ζωής της επένδυσης

Ο επενδυτής ορίζει ένα ελάχιστο αποδεκτό επιτόκιο για την τιμή του IRR , κάτω από το οποίο απορρίπτεται η επένδυση. Το επιτόκιο αυτό είναι το κόστος ευκαιρίας της επένδυσης, δηλαδή το οριακό κόστος κεφαλαίου i . Εν τέλει εφόσον το IRR προκύψει μεγαλύτερο από το επιτόκιο αναγωγής η επένδυση είναι αποδεκτή, ενώ σε αντίθετη περίπτωση η επένδυση απορρίπτεται.

Ανάμεσα σε δύο ή περισσότερων διαφορετικών επενδύσεων, επιλέγεται αυτή με το μεγαλύτερο IRR .

3.6. Λόγος Οφέλους/Κόστους (BCR)

Ως λόγος οφέλους/κόστους ορίζεται ο λόγος του συνολικού κέρδους προς το συνολικό κόστος της επένδυσης στο σύνολο της ζωής της επένδυσης:

$$BCR = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}}$$

όπου:

- B_t : Το κέρδος για το έτος t
- C_t : Το κόστος για το έτος t (η τιμή)
- C_0 : Το κόστος της αρχικής επένδυσης

Η επένδυση θεωρείται υλοποιήσιμη όταν ο λόγος οφέλους/κόστους είναι ίσος ή μεγαλύτερος της μονάδας. Η επένδυση θεωρείται καλύτερη όσο υψηλότερος είναι ο λόγος. Ουσιαστικά εάν το όφελος είναι μεγαλύτερο από το κόστος τότε η επένδυση θεωρείται καλή. Εάν ο λόγος οφέλους κόστους είναι μικρότερος του μηδενός η επένδυση δεν θεωρείται υλοποιήσιμη.

3.7. Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (DPB)

Ως έντοκη περίοδος αποπληρωμής θεωρείται το χρονικό διάστημα που απαιτείται για την αποπληρωμή της αρχικής επένδυσης όπως και των τόκων που δύναται να ληφθούν από μια πιθανή τοποθέτηση για το αρχικό κεφάλαιο. Ορίζεται ως η λύση της παρακάτω εξίσωσης:

$$NVP_{(n=DPB)} = 0$$

όπου για $n = DPB$ νοείται ότι λύνεται η εξίσωση ως προς n .

Εφόσον η υπολειμματική αξία μιας επένδυσης θεωρηθεί ίση με το μηδέν και ακόμη ότι οι καθαρές ταμιακές ροές F_t παραμένουν μόνιμα σε σταθερές τιμές, η εξίσωση για την πιο πάνω σχέση έχει τη μορφή:

$$DPB = \frac{-\ln\left(1 - \frac{i \cdot C_0}{F}\right)}{\ln(1 + d)}$$

Η επένδυση θεωρείται υλοποιήσιμη εάν η τιμή της έντοκης περιόδου αποπληρωμής ικανοποιεί τις απαιτήσεις του επενδυτή για το χρονικό διάστημα αποπληρωμής της επένδυσης.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

4. Τοποθεσία φωτοβολταϊκού σταθμού

4.1 Περιοχή Κατασκευής Φωτοβολταϊκού Σταθμού

4.1.1. Χαρακτηριστικά Περιοχής

Για την κατασκευή του φωτοβολταϊκού σταθμού έγινε η επιλογή της θέσης του στην Βιομηχανική Περιοχή (ΒΙ.ΠΕ.) Κομοτηνής. Η ΒΙ.ΠΕ. βρίσκεται σε απόσταση 12 χιλιομέτρων από την πόλη της Κομοτηνής. Η περιοχή έχει γεωγραφικό πλάτος $41,07^\circ$ και γεωγραφικό μήκος $25,5^\circ$.

Το έδαφος είναι αρκετά επίπεδο χωρίς ορεινούς όγκους, δεν υπάρχει ψηλή βλάστηση, δεν υπάρχουν κτίρια με ιδιαίτερα μεγάλο ύψος και είναι σχετικά αραιοκατοικημένη περιοχή.



Εικόνα 4.1.: Χάρτης τοποθεσίας εγκατάστασης
Πηγή Google Maps

Η εγκατάσταση ενός φωτοβολταϊκού σταθμού εντός μίας Βιομηχανικής Περιοχής έχει κάποια πλεονεκτήματα. Το βασικότερο αυτών είναι ότι υπάρχουν υποδομές με συνέπεια να είναι ευκολότερη και οικονομικότερη η σύνδεση του σταθμού στο δίκτυο. Επίσης η εγκατάσταση δραστηριοτήτων σε οργανωμένες Βιομηχανικές Περιοχές της ΕΤΒΑ συγκεντρώνει σημαντικά πλεονεκτήματα, ως προς

την επιτάχυνση της διαδικασίας περιβαλλοντικής αδειοδότησης, καθώς απαιτούνται γνωμοδοτήσεις λιγότερων υπηρεσιών-φορέων. Και συγκεκριμένα, η εγκατάσταση εντός Βιομηχανικών περιοχών δεν απαιτεί:

- Βεβαίωση Χρήσης Γης από αρμόδια υπηρεσία πολεοδομικού ελέγχου.
- Και ειδικά για έργα Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), σε περιπτώσεις φωτοβολταϊκών πάρκων και ανεμογεννητριών, που εγκαθίσταται εντός οργανωμένης Βιομηχανικής Περιοχής ΕΤΒΑ, δεν απαιτείται περιβαλλοντική αδειοδότηση.

4.1.2. Θέση Κατασκευής Φωτοβολταϊκού Σταθμού

Η τοποθέτηση του φωτοβολταϊκού σταθμού θα πραγματοποιηθεί στη στέγη επαγγελματικού βιομηχανικού χώρου εντός της Βιομηχανικής Περιοχής της Κομοτηνής και θα υλοποιηθεί με σταθερές βάσεις με προσανατολισμό προς τον νότο για την βέλτιστη απόδοσή τους.



Εικόνα 4.2.: Φωτοβολταϊκά σε στέγη
Πηγή διαδικτυο

Η ισχύς του φωτοβολταϊκού σταθμού θα είναι 59,4 kWp και προκύπτει από τις απαιτήσεις σε ενέργεια της βιομηχανίας σε ετήσια βάση.

Η στέγη του επαγγελματικού χώρου που θα τοποθετηθεί ο φωτοβολταϊκός σταθμός έχει διαστάσεις 65 μέτρα x 70 μέτρα και έχει συνολικό εμβαδό 2.400 τ.μ. Από αυτή την επιφάνεια, ο διαθέσιμος χώρος για την κατασκευή του σταθμού είναι

διαστάσεων 45 μέτρα x 20 μέτρα, με συνολική επιφάνεια 900 τ.μ. Η διαστασιολόγηση του σταθμού θα αναλυθεί σε επόμενο κεφάλαιο. Η στέγη δεν έχει κλίση και είναι επίπεδη. Οι βάσεις των φωτοβολταϊκών πλαισίων θα έχουν κλίση 30° ως προς το οριζόντιο επίπεδο. Δεν υπάρχουν σκιάσεις από γειτονικά κτίρια, βλάστηση αλλά και από το ίδιο το κτίριο στο σημείο που θα γίνει η εγκατάσταση.

Η εγκατάσταση του σταθμού στην στέγη του βιομηχανικού κτιρίου, μας παρέχει κάποια πλεονεκτήματα σε σύγκριση με την κατασκευή του σε ένα γήπεδο. Δεν απαιτούνται επιπλέον κατασκευές (οικίσκοι) για την τοποθέτηση του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού της εγκατάστασης, αφού ο εξοπλισμός θα τοποθετηθεί εντός του κτιρίου. Δεν απαιτούνται εκσκαφές για την δημιουργία βάσεων για την τοποθέτηση των φωτοβολταϊκών πλαισίων. Οι βάσεις των πλαισίων θα τοποθετηθούν απευθείας στην στέγη της εγκατάστασης. Επίσης δεν απαιτούνται εκσκαφές για την όδευση των καλωδιώσεων αφού αυτή θα πραγματοποιηθεί με ειδικά κανάλια τοποθετημένα στις βάσεις των πλαισίων και στην συνέχεια θα εισέλθουν εντός του κτιρίου. Με τον τρόπο αυτό μειώνονται και οι αποστάσεις των καλωδιώσεων. Ακόμη δεν απαιτούνται επιπλέον μέτρα για την ασφάλεια του σταθμού, όπως περίφραξη και κλειστό κύκλωμα παρακολούθησης αλλά και σύνδεση στο διαδίκτυο για την παρακολούθηση του σταθμού, αφού θα χρησιμοποιηθούν εκείνα τα οποία διαθέτει ήδη η εγκατάσταση. Επιπροσθέτως υπάρχουν ήδη υποδομές ώστε να γίνει ευκολότερη η σύνδεση του σταθμού στο δίκτυο για την διοχέτευση της ηλεκτρικής ενέργειας. Τα παραπάνω είναι μερικά από τα στοιχεία που παρέχουν ένα πλεονέκτημα στην κατασκευή ενός φωτοβολταϊκού σταθμού σε μία στέγη σε σύγκριση με ένα γήπεδο, αφού είναι παράγοντες που μειώνουν το κόστος για την κατασκευή του.

4.2 Ηλιακό δυναμικό και κλιματολογικά δεδομένα της Κομοτηνής

Στους παρακάτω πίνακες δίνονται στοιχεία για την μέση μηνιαία ολική ακτινοβολία στο οριζόντιο επίπεδο ($\text{kWh}/(\text{m}^2.\text{mo})$), για την μέση μηνιαία διάχυτη ηλιακή ακτινοβολία στο οριζόντιο επίπεδο ($\text{kWh}/(\text{m}^2.\text{mo})$), ο μέσος μηνιαίος συντελεστής αιθριότητας k_t , η μέση μηνιαία θερμοκρασία 24ώρου ($^{\circ}\text{C}$) και η μέση ταχύτητα του ανέμου (m/s).

Περιοχή/μήνας	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΙΑ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
Αθήνα (Ελληνικό)	63,0	79,0	117,7	154,3	195,4	214,0	222,4	202,7	152,6	109,0	70,7	55,7
Αθήνα (Φιλαδέλφεια)	63,3	77,7	118,9	152,7	190,4	207,4	214,5	198,6	156,0	111,1	68,1	54,4
Αγρίνιο	63,5	78,3	119,4	148,4	189,9	214,1	224,2	200,3	151,3	109,8	69,8	55,1
Αγχιάλος	61,3	74,3	112,5	149,2	189,7	212,7	217,4	195,1	146,8	98,8	63,1	51,5
Αλεξανδρούπολη	50,7	68,9	107,3	141,8	182,8	205,8	211,6	192,3	144,2	99,4	57,8	43,7
Αλιάρτος	51,0	70,0	114,0	158,0	208,0	216,0	220,0	204,0	153,0	102,0	66,0	49,0
Ανδραβίδα	68,4	83,4	128,4	159,5	200,2	220,6	228,4	205,5	156,1	115,6	75,2	60,1
Αραξος	62,6	78,8	119,7	155,8	196,1	210,9	217,8	197,6	152,4	110,2	69,4	54,6
Άργος (Πυργέλα)	68,7	83,8	127,7	159,5	202,5	220,6	229,0	206,4	157,2	115,5	74,8	59,2
Αργοστόλι	65,0	80,0	124,9	157,3	204,3	219,4	226,1	203,1	155,6	112,6	72,6	56,1
Ζάκυνθος	64,2	77,8	110,1	158,8	190,8	200,1	218,5	203,8	154,0	104,3	65,4	52,8
Άρτα	65,5	79,7	120,4	149,1	190,2	211,2	218,1	196,4	150,6	110,0	69,5	56,2
Ηράκλειο	65,6	81,6	125,0	166,5	207,3	222,4	227,1	207,0	163,0	117,3	78,6	61,2
Θεσσαλονίκη	52,6	67,5	103,2	140,7	179,1	198,6	209,5	184,7	136,7	91,4	56,6	45,5
Ιεράπετρα	73,0	89,0	137,0	174,0	210,0	220,0	224,0	205,0	165,0	125,0	89,0	69,0
Ιωάννινα	51,8	66,4	105,2	134,9	178,3	202,1	212,0	190,3	136,5	96,1	57,6	45,1
Καλαμάτα	68,2	82,3	126,1	156,2	198,7	216,0	222,0	200,9	154,9	114,5	75,2	59,3
Καστοριά	57,6	71,3	111,2	141,1	173,6	201,8	206,3	185,5	138,5	97,0	60,0	47,7
Κέρκυρα	57,7	72,5	116,7	149,9	195,4	212,8	221,9	197,9	148,9	102,1	64,1	50,7
Κομοτηνή	50,0	65,0	105,0	145,0	188,0	209,0	215,0	193,0	145,0	99,0	58,0	45,0
Κοζιτσά	63,0	65,0	112,0	138,0	190,0	200,0	216,0	194,0	141,0	99,0	63,0	50,0
Κόρινθος (Βέλο)	65,4	82,8	123,4	157,9	201,7	218,3	223,2	201,9	154,2	111,9	72,0	56,2
Κύθηρα	68,0	81,0	127,0	161,0	210,0	220,0	223,0	204,0	160,0	117,0	78,0	60,0
Λαμία	59,4	73,1	113,9	150,5	188,8	210,3	214,1	193,4	145,5	100,3	65,3	52,1
Λάρισα	55,1	71,4	112,1	151,1	190,9	210,8	215,8	194,3	145,9	97,8	61,2	47,8
Λήμνος	51,1	69,6	112,3	154,3	199,5	215,3	220,9	198,5	150,8	104,6	61,3	46,0
Μεθώνη	62,0	78,0	125,0	155,0	207,0	215,0	220,0	199,0	157,0	116,0	77,0	57,0
Μήλος	56,0	67,0	120,0	175,0	213,0	223,0	226,0	205,0	164,0	112,0	77,0	52,0
Μυτιλήνη	52,0	70,0	113,0	156,0	209,0	219,0	223,0	201,0	156,0	109,0	67,0	50,0
Νάξος	60,3	77,0	122,6	161,2	204,7	220,4	224,5	204,8	159,1	115,9	73,7	55,6
Πάρος	60,0	80,0	125,0	168,0	211,0	220,0	223,0	202,0	160,0	117,0	75,0	58,0
Πάτρα	55,0	72,0	124,0	147,0	200,0	215,0	218,0	197,0	153,0	107,0	66,0	53,0
Πύργος	68,4	83,1	127,5	157,9	200,4	215,6	223,8	202,1	155,0	115,9	75,5	59,3
Ρέθυμνο	62,0	81,0	119,0	164,0	211,0	218,0	223,0	204,0	160,0	106,0	81,0	58,0
Ρόδος	69,9	85,1	130,8	164,0	203,0	217,2	225,1	204,3	158,9	120,2	79,2	61,2
Σάμος	64,9	82,1	126,7	162,5	206,8	224,9	230,6	209,6	163,7	120,5	78,6	58,5
Σέρρες	50,8	68,0	105,7	141,0	180,5	202,8	209,7	187,7	140,8	94,7	56,5	43,7
Σητεία	66,5	83,0	128,4	165,2	207,4	223,2	227,1	207,5	163,7	119,3	80,4	61,9
Σκύρος	51,2	69,1	109,9	153,3	197,2	214,2	219,7	198,8	151,7	102,5	62,9	47,7
Σούδα	65,0	81,7	130,7	166,5	208,5	221,9	228,5	209,3	163,6	116,3	76,8	60,3
Σύρος	58,0	80,0	121,0	172,0	212,0	219,0	225,0	204,0	160,0	199,0	74,0	57,0
Τανάγρα	59,1	74,2	112,7	151,9	194,0	215,4	222,0	201,3	153,1	104,5	64,7	51,2
Τρίκαλα (Ημαθίας)	57,3	72,2	105,6	140,2	178,0	202,9	206,4	185,8	138,6	94,0	59,7	49,1
Τυμπάκιο	73,4	90,5	137,5	169,0	207,8	222,9	228,7	209,8	166,3	127,2	85,9	67,7
Χανιά	62,0	80,0	124,0	167,0	212,0	220,0	225,0	205,0	161,0	111,0	78,0	59,0
Χίος	55,0	72,0	119,0	161,0	210,0	220,0	225,0	203,0	159,0	116,0	71,0	53,0
Χρυσούπολη	57,5	78,0	111,3	137,6	189,9	204,0	208,8	187,6	141,8	97,7	62,1	43,3

Πίνακας 4.1.: Μέση μηνιαία ολική ηλιακή ακτινοβολία στο οριζόντιο επίπεδο
Πηγή Τ.Ο.Τ.Ε.Ε. 20701-3/2010

Περιοχή/μήνας	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΙΑ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
Αθήνα, Ελληνικό	25,1	32,2	50,3	65,7	81,9	85,5	85,3	73,7	55,5	40,1	26,5	22,0
Αθήνα (Φιλαδέλφεια)	25,1	32,0	50,4	65,6	81,8	85,5	85,2	73,7	55,5	40,1	26,3	21,8
Αγρίνιο	24,6	31,7	50,0	65,2	81,9	85,8	85,5	73,6	55,1	39,5	25,9	21,4
Αγχιάλος	23,9	30,9	49,1	65,1	82,1	86,1	85,7	73,5	54,7	38,5	24,8	20,5
Αλεξανδρούπολη	21,4	29,1	47,5	64,2	82,2	86,8	86,2	73,2	53,6	37,1	23,0	18,3
Αλιάρτος	23,1	31,0	49,8	65,7	82,2	85,7	85,4	73,7	55,3	39,4	25,8	20,8
Ανδραβίδα	25,6	32,6	51,0	65,9	82,0	85,6	85,3	73,8	55,6	40,4	26,8	22,4
Άραξος	24,9	32,1	50,4	65,7	82,0	85,6	85,3	73,7	55,4	40,0	26,3	21,7
Άργος (Πυργέλα)	25,9	32,9	51,2	66,0	82,0	85,4	85,2	73,8	55,8	40,6	27,1	22,6
Αργοστόλι	25,1	32,1	50,6	65,8	82,1	85,7	85,4	73,7	55,4	40,0	26,4	21,8
Άρτα	24,3	31,4	49,7	65,1	82,1	86,1	85,6	73,5	54,8	39,1	25,4	21,0
Ζάκυνθος	25,4	32,2	49,8	65,9	81,8	85,3	85,2	73,8	55,7	40,1	26,3	21,8
Ηράκλειο	27,6	34,4	52,6	66,8	81,5	84,3	84,3	74,1	57,2	42,8	29,4	24,8
Θεσσαλονίκη	21,8	29,2	47,3	64,2	82,0	86,6	86,1	73,1	53,6	36,9	23,1	18,7
Ιεράπετρα	28,6	35,3	53,4	67,1	81,5	84,1	84,2	74,1	57,4	43,3	30,2	25,8
Ιωάννινα	22,4	29,6	48,1	64,0	81,8	86,2	85,8	73,4	54,1	38,0	23,9	19,3
Καλαμάτα	26,4	33,2	51,5	66,0	81,8	85,1	84,9	73,8	56,1	41,1	27,6	23,1
Καστοριά	22,5	29,7	48,1	64,3	81,7	86,6	86,0	73,2	53,7	37,4	23,5	19,1
Κέφαλος	23,2	30,5	49,1	65,0	82,3	86,3	85,9	73,5	54,4	38,4	24,6	20,1
Κομοτηνή	21,1	28,5	47,1	64,3	82,4	87,0	86,3	73,2	53,4	36,8	22,8	18,2
Κονίτσα	22,3	29,2	48,5	64,2	82,2	86,4	85,9	73,3	54,0	37,6	24,1	19,7
Κόρινθος (Βέλο)	25,4	32,5	50,7	65,9	82,0	85,5	85,3	73,7	55,6	40,2	26,6	22,0
Κύθηρα	27,1	33,7	52,1	66,4	81,8	84,7	84,6	73,9	56,7	41,9	28,5	23,9
Λαμία	24,0	31,0	49,4	65,3	82,0	85,9	85,5	73,5	54,8	38,9	25,3	20,8
Λάρισα	22,9	30,3	48,8	65,1	82,2	86,3	85,8	73,4	54,4	38,1	24,3	19,7
Λήμνος	22,1	29,9	48,6	65,1	82,4	86,5	85,9	73,4	54,3	38,2	24,1	19,3
Μεθώνη	23,4	30,7	49,4	65,2	82,5	86,4	85,9	73,4	54,4	38,5	25,0	20,5
Μήλος	25,1	31,6	51,3	66,6	81,9	85,0	84,9	73,9	56,4	41,3	28,0	22,5
Μυτιλήνη	22,8	30,5	49,2	65,4	82,3	86,1	85,7	73,6	54,9	39,1	25,3	20,4
Νάξος	25,5	32,7	51,3	66,2	81,9	85,2	85,0	73,9	56,1	41,1	27,5	22,7
Πάρος	25,5	33,0	51,4	66,4	82,0	85,1	84,9	73,8	56,2	41,2	27,6	23,0
Πάτρα	23,9	31,3	50,5	65,3	82,1	85,7	85,3	73,6	55,4	39,8	25,9	21,5
Πύργος	25,8	32,7	51,1	65,9	82,0	85,4	85,2	73,8	55,7	40,6	27,0	22,6
Ρέθυμνο	27,1	34,4	52,1	66,8	81,6	84,3	84,3	74,0	57,2	42,2	29,5	24,4
Ρόδος	27,1	33,9	52,2	66,5	81,7	84,8	84,7	73,9	56,6	41,9	28,5	23,9
Σάμος	25,5	32,6	51,0	66,1	82,0	85,5	85,3	73,9	55,8	40,6	27,1	22,5
Σέρρες	21,2	28,9	47,2	64,1	82,1	86,9	86,2	73,1	53,4	36,7	22,7	18,1
Σητεία	27,8	34,7	52,9	66,8	81,5	84,2	84,3	74,1	57,3	43,0	29,6	25,0
Σκύρος	22,8	30,5	49,1	65,4	82,1	86,0	85,6	73,6	54,9	39,0	25,1	20,3
Σούδα	27,4	34,3	52,8	66,8	81,6	84,4	84,4	74,1	57,1	42,6	29,1	24,5
Σύρος	24,9	32,7	50,9	66,3	82,0	85,3	85,1	73,8	55,9	51,9	27,2	22,6
Τανάγρα	24,4	31,5	49,7	65,5	82,0	85,7	85,4	73,7	55,3	39,6	25,7	21,2
Τρίκαλα Ημαθίας	22,3	29,6	47,5	64,2	81,9	86,7	86,0	73,2	53,6	37,1	23,4	19,1
Τρίπολη	25,8	32,5	50,8	65,7	81,6	85,3	85,0	73,7	55,8	40,6	27,0	22,7
Τυμπάκιο	28,7	35,4	53,4	67,0	81,5	84,1	84,2	74,1	57,5	43,3	30,1	25,7
Χανιά	27,0	34,2	52,4	66,8	81,6	84,4	84,4	74,0	57,1	42,4	29,2	24,4
Χίος	23,8	31,2	50,2	65,8	82,2	85,8	85,4	73,7	55,4	39,9	26,2	21,4
Χρυσούπολη	22,1	29,8	47,8	63,9	82,4	86,8	86,2	73,1	53,5	37,0	23,3	18,2

Πίνακας 4.2.: Μέση μηνιαία διάχυτη ηλιακή ακτινοβολία στο οριζόντιο επίπεδο
Πηγή Τ.Ο.Τ.Ε.Ε. 20701-3/2010

Περιοχή/μήνας	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΙΑ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
Αθήνα, Ελληνικό	0,44	0,47	0,48	0,53	0,57	0,82	0,83	0,84	0,80	0,54	0,49	0,44
Αθήνα (Φιλαδέλφεια)	0,45	0,48	0,49	0,52	0,56	0,80	0,81	0,83	0,81	0,55	0,47	0,43
Αγρίνιο	0,46	0,47	0,49	0,51	0,55	0,82	0,84	0,83	0,59	0,55	0,49	0,44
Αγχίαλος	0,45	0,46	0,47	0,51	0,55	0,81	0,82	0,82	0,58	0,51	0,46	0,43
Αλεξανδρούπολη	0,40	0,44	0,46	0,49	0,54	0,59	0,80	0,81	0,58	0,53	0,44	0,39
Αλιάρτος	0,37	0,42	0,47	0,54	0,80	0,82	0,83	0,84	0,80	0,51	0,46	0,39
Ανδραβίδα	0,48	0,49	0,53	0,54	0,58	0,83	0,85	0,85	0,81	0,57	0,52	0,47
Αραξος	0,44	0,47	0,49	0,53	0,57	0,81	0,82	0,82	0,80	0,55	0,48	0,43
Αργος (Πυργέλα)	0,48	0,49	0,52	0,54	0,59	0,84	0,85	0,85	0,81	0,57	0,51	0,48
Αργασόλι	0,46	0,48	0,51	0,54	0,80	0,83	0,85	0,84	0,81	0,56	0,51	0,44
Άρτα	0,48	0,49	0,50	0,51	0,56	0,81	0,82	0,82	0,80	0,56	0,50	0,46
Ζάκυνθος	0,45	0,46	0,45	0,54	0,56	0,58	0,82	0,84	0,80	0,52	0,45	0,41
Ηράκλειο	0,42	0,45	0,49	0,56	0,80	0,84	0,85	0,84	0,82	0,55	0,50	0,43
Θεσσαλονίκη	0,41	0,43	0,44	0,49	0,52	0,57	0,80	0,59	0,55	0,48	0,43	0,40
Ιεράπετρα	0,46	0,49	0,54	0,58	0,81	0,84	0,84	0,84	0,82	0,58	0,56	0,48
Ιωάννινα	0,39	0,41	0,44	0,47	0,52	0,58	0,81	0,80	0,54	0,50	0,42	0,38
Καλαμάτα	0,47	0,48	0,51	0,53	0,58	0,82	0,83	0,83	0,80	0,56	0,50	0,45
Καστοριά	0,45	0,45	0,47	0,49	0,51	0,58	0,59	0,59	0,56	0,51	0,45	0,42
Κέρκυρα	0,43	0,46	0,49	0,52	0,57	0,81	0,83	0,83	0,59	0,53	0,47	0,43
Κομοτηνή	0,40	0,42	0,45	0,51	0,55	0,80	0,81	0,82	0,59	0,53	0,45	0,41
Κονίτσα	0,41	0,41	0,47	0,48	0,56	0,57	0,82	0,82	0,56	0,52	0,47	0,43
Κόρινθος (Βέλο)	0,46	0,49	0,51	0,54	0,59	0,83	0,84	0,84	0,80	0,56	0,50	0,43
Κύθηρα	0,45	0,46	0,51	0,54	0,81	0,83	0,84	0,84	0,81	0,56	0,51	0,44
Λαμία	0,43	0,44	0,47	0,52	0,55	0,80	0,81	0,81	0,57	0,51	0,47	0,43
Λάρισα	0,41	0,44	0,47	0,52	0,56	0,81	0,82	0,82	0,58	0,50	0,45	0,40
Λήμνος	0,39	0,43	0,47	0,53	0,58	0,82	0,83	0,83	0,80	0,54	0,45	0,39
Μεθώνη	0,47	0,49	0,53	0,54	0,81	0,82	0,83	0,83	0,83	0,80	0,57	0,49
Μήλος	0,38	0,39	0,48	0,59	0,82	0,84	0,84	0,84	0,83	0,54	0,51	0,39
Μυτιλήνη	0,38	0,43	0,47	0,54	0,81	0,83	0,84	0,84	0,82	0,56	0,48	0,41
Νάξος	0,41	0,45	0,50	0,55	0,80	0,83	0,84	0,84	0,81	0,56	0,49	0,42
Πάρος	0,41	0,46	0,51	0,57	0,81	0,83	0,84	0,83	0,82	0,57	0,50	0,44
Πάτρα	0,39	0,43	0,51	0,50	0,58	0,82	0,82	0,82	0,80	0,53	0,46	0,42
Πύργος	0,48	0,49	0,52	0,54	0,58	0,82	0,84	0,84	0,80	0,57	0,52	0,46
Ρέθυμνο	0,40	0,45	0,47	0,55	0,81	0,83	0,84	0,84	0,81	0,50	0,51	0,41
Ρόδος	0,47	0,48	0,52	0,55	0,59	0,83	0,84	0,84	0,81	0,58	0,52	0,45
Σάμος	0,45	0,48	0,52	0,55	0,80	0,85	0,86	0,86	0,84	0,80	0,54	0,45
Σέρρες	0,41	0,44	0,46	0,49	0,53	0,58	0,80	0,80	0,57	0,51	0,44	0,39
Σητεία	0,43	0,46	0,50	0,55	0,80	0,84	0,85	0,85	0,82	0,56	0,51	0,44
Σκύρος	0,37	0,42	0,46	0,53	0,58	0,82	0,83	0,83	0,80	0,52	0,45	0,39
Σούδα	0,42	0,46	0,52	0,56	0,81	0,84	0,85	0,85	0,82	0,55	0,49	0,43
Σύρος	0,40	0,47	0,49	0,59	0,82	0,83	0,84	0,84	0,82	0,98	0,50	0,44
Τανάγρα	0,42	0,44	0,46	0,52	0,57	0,82	0,83	0,83	0,80	0,52	0,45	0,41
Τρίκαλα Ημαθίας	0,45	0,46	0,45	0,49	0,52	0,58	0,59	0,59	0,56	0,50	0,45	0,43
Τρίπολη	0,46	0,46	0,49	0,52	0,55	0,80	0,81	0,81	0,80	0,54	0,49	0,45
Τυμπάκιο	0,47	0,50	0,54	0,57	0,80	0,84	0,85	0,85	0,83	0,59	0,54	0,47
Χανιά	0,40	0,45	0,49	0,56	0,82	0,83	0,84	0,84	0,81	0,52	0,50	0,42
Χίος	0,39	0,43	0,49	0,55	0,81	0,83	0,84	0,84	0,82	0,58	0,50	0,42
Χρυσούπολη	0,46	0,50	0,48	0,48	0,56	0,59	0,80	0,80	0,57	0,52	0,48	0,39

Πίνακας 4.3.: Μέσος μηνιαίος συντελεστής αιθριότητας k_t
Πηγή Τ.Ο.Τ.Ε.Ε. 20701-3/2010

Περιοχή/μήνας	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΙ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
Αθήνα (Ελληνικό)	10,3	10,6	12,3	16,0	20,7	25,4	28,1	28,0	24,3	19,6	15,4	12,0
Αθήνα (Φιλαδέλφεια)	10,3	10,6	12,3	16,0	20,7	25,4	28,1	28,0	24,3	19,6	15,4	12,0
Αγρίνιο	8,3	9,2	11,5	15,2	20,4	24,8	27,2	27,0	23,0	18,0	13,2	9,6
Αγχιάλος	6,6	7,7	10,0	14,3	19,6	24,6	26,9	26,3	22,2	17,0	12,1	8,1
Αλεξανδρούπολη	5,0	5,9	8,3	13,2	18,4	23,2	25,9	25,6	21,1	15,7	10,8	7,0
Αλιάρτος	7,1	8,2	10,6	15,2	20,6	25,7	27,2	26,2	22,6	16,9	12,0	8,6
Ανδραβίδα	9,4	9,9	11,8	14,8	19,5	23,7	25,9	26,0	22,9	18,3	14,1	10,9
Αραξος	10,2	10,5	12,2	15,2	19,8	24,1	26,6	26,8	23,4	19,0	14,7	11,6
Άργος (Πυργέλα)	8,1	8,4	10,6	14,7	20,0	24,9	27,3	26,5	22,6	17,8	12,9	9,5
Αργαστόλι	11,4	11,5	12,8	15,3	19,5	23,5	25,7	26,1	23,4	19,8	15,8	12,8
Άρτα	8,0	9,0	11,5	14,6	19,6	23,6	25,7	25,6	22,0	17,8	12,5	9,1
Δράμα	4,7	6,5	10,0	14,7	20,2	24,7	26,7	25,9	22,3	16,4	9,9	6,0
Έδεσσα	4,5	6,2	9,6	13,4	18,6	23,8	25,2	24,5	20,7	15,6	9,4	5,8
Ζάκυνθος	10,5	10,5	11,8	14,8	19,7	24,3	27,2	27,1	23,6	19,1	14,8	11,7
Ηράκλειο	12,1	12,2	13,5	16,5	20,3	24,4	26,2	26,1	23,6	20,1	16,7	13,7
Θεσσαλονίκη	5,3	6,8	9,8	14,3	19,7	24,5	26,8	26,2	21,9	16,3	11,1	6,9
Ιεράπετρα	12,9	12,9	14,2	17,0	20,9	25,4	27,8	27,7	24,9	21,0	17,5	14,5
Ιωάννινα	4,7	6,0	8,8	12,4	17,5	22,0	24,9	24,5	20,1	15,0	9,7	5,8
Καλαμάτα	10,2	10,6	12,3	15,2	19,8	24,2	26,5	26,3	23,2	19,0	14,8	11,6
Καρδίτσα	4,5	6,9	10,4	13,9	18,0	24,2	26,3	25,6	22,1	16,1	10,1	4,3
Καρπενήσι	3,8	3,1	5,4	10,6	14,7	18,9	21,6	20,9	17,6	12,4	6,8	4,8
Κάρυστος	10,4	10,3	12,4	15,7	19,5	24,2	26,8	26,4	23,6	19,4	14,9	11,7
Καστοριά	2,2	3,4	6,9	11,5	16,4	21,4	24,0	23,2	18,9	13,4	7,2	3,0
Κέρκυρα	9,7	10,3	12,0	15,0	19,8	24,0	26,5	26,5	22,7	18,5	14,3	11,1
Κοζάνη	2,3	3,7	6,9	11,6	16,8	21,5	24,1	23,6	19,3	13,5	8,0	3,9
Κομοτηνή	4,8	6,2	8,6	13,1	18,4	23,0	25,5	25,0	20,6	15,2	10,8	7,0
Κονίτσα	5,2	6,5	9,5	12,2	17,2	21,7	24,4	24,0	20,3	15,4	9,8	6,4
Κόρινθος (Βέλο)	8,8	9,3	11,5	15,4	20,7	25,8	28,3	27,8	23,4	18,6	13,4	10,1
Κύθηρα	10,9	10,9	11,9	14,6	18,9	23,2	25,7	25,7	22,9	19,1	15,8	12,7
Κως	11,0	10,5	12,1	15,4	19,5	23,8	25,9	25,4	23,2	19,4	15,0	12,4
Λαμία	7,1	8,1	10,7	15,0	20,2	25,4	27,0	26,0	22,5	17,0	11,9	8,2
Λάρισα	5,2	6,8	9,5	14,0	19,7	25,2	27,3	26,3	21,9	16,3	10,9	6,5
Λευκάδα	10,2	10,6	12,7	15,2	19,4	23,1	25,4	25,5	23,0	19,3	14,6	11,5
Λήμνος	7,4	7,8	9,7	13,8	18,5	23,6	25,9	25,1	21,5	16,8	12,3	9,0
Μεθώνη	11,3	11,5	12,9	15,4	19,0	22,6	24,8	25,7	23,6	19,8	16,0	12,9
Μήλος	10,7	10,8	11,9	15,0	19,4	23,6	25,2	24,9	22,3	18,8	15,3	12,4
Μυτιλήνη	9,5	9,9	11,6	15,6	20,2	24,7	26,6	26,1	22,9	18,5	14,3	11,3
Νάξος	12,1	12,2	13,3	16,1	19,5	23,3	24,9	24,8	22,8	19,6	16,3	13,6
Ξάνθη	5,6	6,8	9,6	14,3	19,8	24,1	26,6	26,0	22,4	16,5	11,0	6,9
Πάρος	11,2	11,2	12,9	16,2	19,8	24,0	25,5	25,0	22,8	19,1	15,2	12,3
Πάτρα	10,0	10,6	12,5	15,6	20,1	24,1	26,4	26,7	23,5	19,0	14,5	11,4
Πολύγυρος	4,9	4,7	8,7	12,4	16,3	22,4	24,0	24,1	21,3	15,1	10,7	6,8
Πύργος	9,6	10,1	12,2	15,2	19,7	23,9	26,4	26,3	23,0	18,7	14,1	11,0
Ρέθυμνο	12,8	12,9	14,2	17,1	20,7	24,9	26,9	26,8	24,2	20,6	17,3	14,5
Ρόδος	12,0	12,2	13,7	16,6	20,6	24,8	26,9	27,1	24,7	20,9	16,7	13,5
Σάμος	10,4	10,2	12,2	16,1	20,8	25,7	28,6	28,2	24,4	19,6	14,7	12,0
Σέρρες	4,0	6,3	9,7	14,4	19,7	24,4	26,5	25,6	21,7	15,7	9,4	4,8
Σητεία	12,2	12,3	13,6	16,6	20,3	24,2	25,9	25,7	23,6	20,2	16,8	13,8
Σκύρος	9,9	10,2	11,5	15,0	19,3	23,7	25,5	25,1	22,2	18,3	14,6	11,6

Πίνακας 4.4.: Μέση μηνιαία θερμοκρασία 24ώρου
Πηγή Τ.Ο.Τ.Ε.Ε. 20701-3/2010

Περιοχή/μήνας	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΙ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
Αθήνα (Ελληνικό)	3,9	4,0	3,8	3,3	3,1	3,3	3,9	4,0	3,6	3,7	3,4	3,8
Αθήνα (Φιλαδέλφεια)	2,9	3,1	3,1	2,7	2,6	2,8	3,4	3,4	3,0	2,9	2,4	2,5
Αργίριο	1,9	2,3	2,4	2,2	2,0	2,0	1,9	1,7	1,6	1,7	1,6	1,7
Αγχιάλος	2,8	2,9	2,7	2,5	2,4	2,8	2,8	2,8	2,6	2,5	2,3	2,7
Αλεξανδρούπολη	4,3	4,4	4,3	3,2	2,8	2,8	3,5	3,5	3,4	3,9	3,5	4,1
Αλιάρτος	2,2	2,5	2,5	2,5	2,3	2,4	2,5	2,3	2,2	2,0	1,7	2,0
Ανδραβίδα	2,5	2,8	2,7	2,5	2,3	2,3	2,2	2,3	2,1	2,1	2,4	2,5
Αραζος	3,2	3,3	3,4	2,7	2,3	2,2	2,2	2,3	2,3	2,8	2,7	2,8
Άργος (Πυργέλα)	2,0	2,3	2,5	2,5	2,7	2,7	2,9	2,7	2,1	1,9	1,6	1,8
Αργασόλι	3,5	3,8	3,7	3,3	3,2	3,2	3,2	3,0	2,9	3,1	3,2	3,4
Άρτα	1,4	1,6	1,9	1,8	2,0	2,0	1,6	1,7	1,6	1,4	1,1	1,3
Δράμα	0,6	0,7	0,8	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,6
Έδεσσα	2,0	1,6	1,6	1,8	1,6	1,7	1,7	1,5	1,4	1,5	1,7	2,0
Ζάκυνθος	2,8	3,2	2,8	2,5	2,2	2,4	2,4	2,4	2,0	2,4	2,8	2,8
Ηράκλειο	4,8	5,1	4,7	4,1	3,2	3,5	4,6	4,6	4,0	3,8	4,2	4,8
Θεσσαλονίκη	3,0	3,0	2,8	2,8	2,6	3,1	3,3	2,9	2,8	2,5	2,6	2,8
Ιεράπετρα	4,7	4,9	4,6	4,0	3,7	4,4	6,4	6,0	5,1	4,4	3,9	4,6
Ιωάννινα	1,6	1,9	2,1	1,8	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,5	1,0	1,2
Καλαμάτα	2,9	2,9	2,7	2,5	2,5	2,9	2,9	2,9	2,6	2,5	2,4	2,8
Καρδίτσα	2,2	2,3	2,5	2,6	2,8	2,9	2,9	2,7	2,7	2,6	2,5	2,4
Καρπενήσι	4,5	4,6	4,9	4,3	3,8	6,2	4,0	4,4	3,4	3,7	3,8	4,0
Κάρυστος	6,8	7,0	6,0	5,1	4,9	4,8	5,9	6,0	5,5	5,8	6,3	6,5
Καστοριά	1,3	1,5	1,9	2,0	1,5	1,7	1,8	1,5	1,3	1,2	1,2	1,2
Κέρκυρα	2,5	2,8	2,6	2,2	1,8	1,9	1,8	1,8	1,7	2,1	2,6	2,7
Κοζάνη	2,4	2,2	2,0	2,0	1,6	2,1	2,2	2,0	1,7	1,7	1,6	2,1
Κομοτηνή	3,2	3,2	3,3	2,8	2,6	2,7	3,2	3,4	3,2	3,2	2,5	2,8
Κόνιτσα	1,6	1,8	1,7	1,6	1,3	1,4	1,1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,6
Κόρινθος (Βέλο)	2,9	2,9	2,8	2,7	2,7	2,9	2,7	2,5	2,5	2,7	2,4	2,4
Κύθηρα	7,1	6,8	6,8	5,7	5,0	4,4	4,4	4,5	5,0	6,3	5,8	6,8
Κως	5,1	5,8	5,0	4,7	4,5	4,9	6,0	5,6	5,0	4,5	4,9	5,2
Λαμία	2,7	2,8	3,0	3,2	3,2	3,4	3,2	3,0	2,7	2,5	2,4	2,6
Λάρισα	1,2	1,5	1,7	1,6	1,6	2,0	2,1	1,9	1,7	1,4	1,0	0,9
Λευκάδα	2,8	3,1	3,3	3,4	3,4	3,8	3,5	3,3	3,2	2,8	2,7	2,8
Λήμνος	5,8	6,3	5,7	4,2	3,9	3,7	4,4	4,8	4,4	5,3	5,3	5,7
Μεθώνη	5,5	5,7	5,5	5,3	4,8	5,0	5,1	4,9	4,6	4,5	5,1	5,5
Μήλος	7,9	8,0	7,1	5,7	4,4	4,1	5,7	5,9	5,9	6,3	6,3	7,4
Μυτιλήνη	5,5	5,8	5,1	4,3	3,5	3,8	4,9	4,7	4,4	4,3	4,7	5,6
Νάξος	7,9	8,1	7,6	5,9	4,9	5,0	6,6	6,9	7,0	7,4	6,7	7,5
Ξάνθη	1,4	1,3	1,0	0,8	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	1,4	1,3	1,4
Πάρος	7,5	7,5	6,5	5,4	4,5	4,0	5,2	4,9	4,9	5,5	6,3	6,8
Πάτρα	2,5	2,6	2,6	2,6	2,3	2,3	2,3	2,2	2,2	2,1	2,3	2,4
Πολύγυρος	2,6	2,6	2,5	2,3	1,7	1,5	1,6	1,6	1,3	2,1	2,6	2,9
Πύργος	2,4	2,7	2,7	2,7	2,5	2,6	2,5	2,4	2,3	2,1	2,3	2,3
Ρέθυμνο	4,6	5,0	4,6	3,9	3,1	3,0	3,5	3,2	3,4	3,7	4,2	4,6
Ρόδος	3,9	4,4	4,4	4,5	4,3	5,2	6,0	5,8	4,9	3,4	3,1	3,8
Σάμος	6,0	6,2	5,5	4,3	4,2	4,7	7,0	6,6	5,7	5,1	5,5	6,0
Σέρρες	1,0	1,4	1,6	1,9	1,9	2,2	2,0	1,7	1,6	1,1	1,0	0,8
Σητεία	4,1	4,5	4,3	3,8	3,3	3,9	5,3	5,1	4,1	3,5	3,6	4,0
Σκύρος	6,8	6,9	6,2	4,9	4,0	4,2	4,8	5,1	5,1	6,0	5,6	6,4
Σούδα	4,1	4,3	4,2	4,0	3,6	3,8	3,5	3,2	3,1	3,2	3,2	3,9

Πίνακας 4.5.: Μέση ταχύτητα ανέμου
Πηγή Τ.Ο.Τ.Ε.Ε. 20701-3/2010

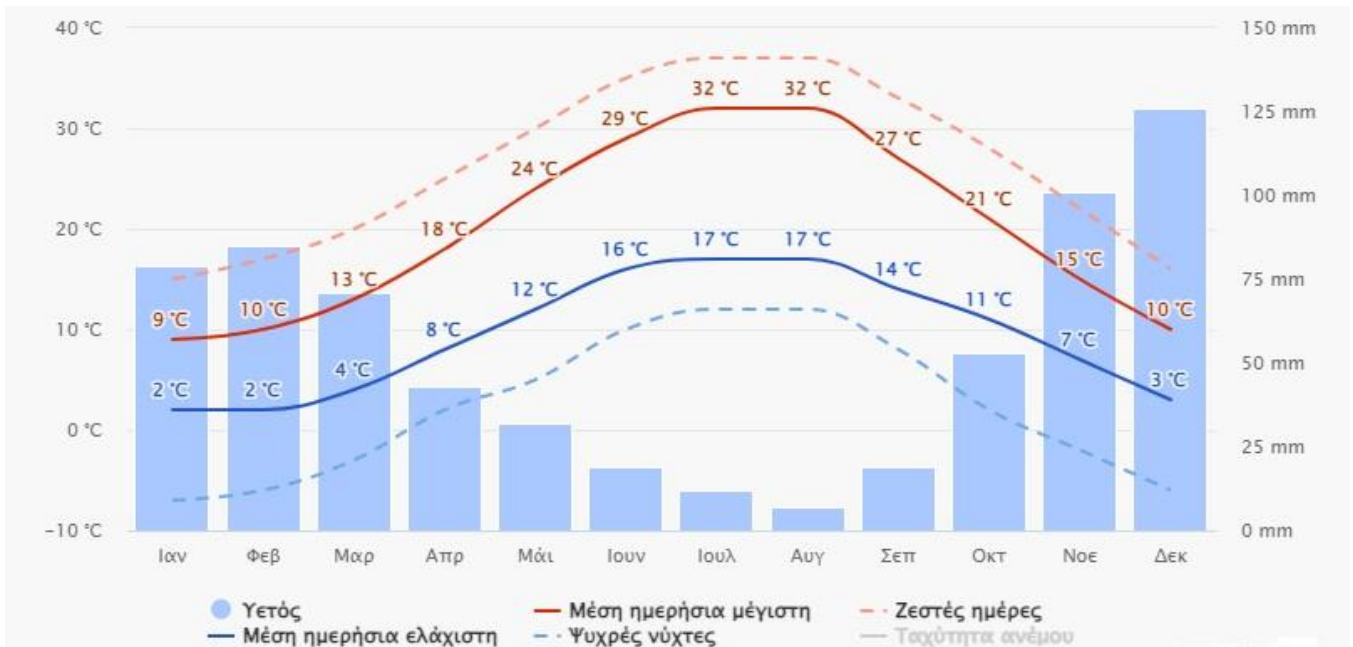
Τα συστήματα αξιοποίησης της ηλιακής ακτινοβολίας (ηλιακός συλλέκτης ή φωτοβολταϊκά) μπορεί να είναι τοποθετημένα πάνω σε σταθερή βάση ή σε περιστρεφόμενη βάση. Αναλόγως με το είδος του συστήματος, το ποσό της ηλιακής ακτινοβολίας που αξιοποιείται, είναι διαφορετικό.

Στο πίνακα, δίνονται τιμές της προσπίπτουσας μηνιαίας ολικής ηλιακής ενέργειας (kWh/(m².mo)) σε κεκλιμένες επιφάνειες για τις βέλτιστες κλίσεις εγκατάστασης ηλιακού συστήματος (β). Οι τιμές της βέλτιστης κλίσης δίνονται σε ετήσια (E) βάση, σε χειμερινή (X) βάση και θερινή (Θ) βάση. Οι τιμές βέλτιστης κλίσης (β) είναι σχεδόν ίδιες για περιοχές με ίδιο γεωγραφικό πλάτος. Στην Ελλάδα, η μεταβολή της κλίση ενός ηλιακού συστήματος σε εποχική βάση, αυξάνει την προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία κατά περίπου 5% ως προς την προσπίπτουσα σε σύστημα σταθερής ετήσιας κλίσης, ενώ η μεταβολή της κλίσης σε μηνιαία βάση ισούται με 6%.

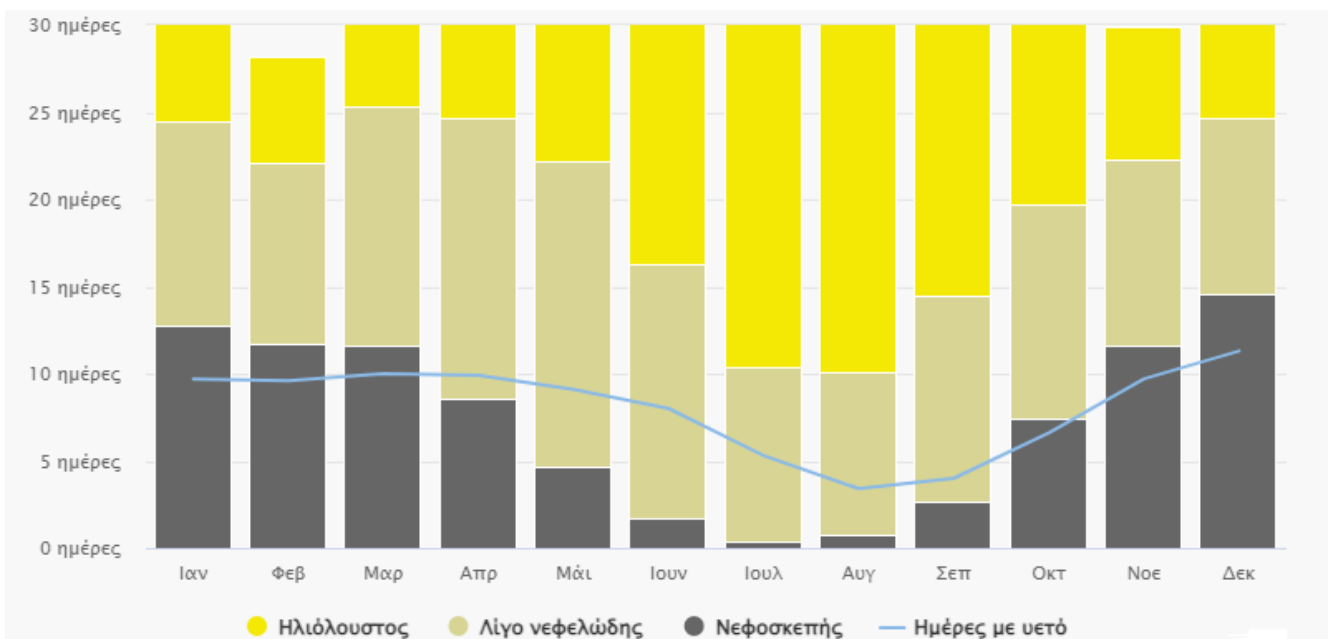
Κλίση β(°)	Ι	Φ	Μ	Α	Μ	Ι	Ι	Α	Σ	Ο	Ν	Δ	Ε	Χ	Θ
Κομοτηνή (φ=41,13°, L =25,42°)															
10-17	6 7	7 9	11 7	15 1	18 8	20 5	21 2	19 8	16 0	12 0	77	6 3	163 8	55 5	111 4
26-36	8 0	8 9	12 4	15 1	18 0	19 2	20 1	19 5	16 6	13 4	92	7 8	168 1	61 4	108 4
46-56	9 1	9 5	12 3	13 9	15 7	16 4	17 3	17 5	16 1	14 2	10 4	9 0	161 2	64 2	968

Πίνακας 4.6.: Μηνιαία ηλιακή ενέργεια για τις βέλτιστες γωνίες
Πηγή Τ.Ο.Τ.Ε.Ε. 20701-3/2010

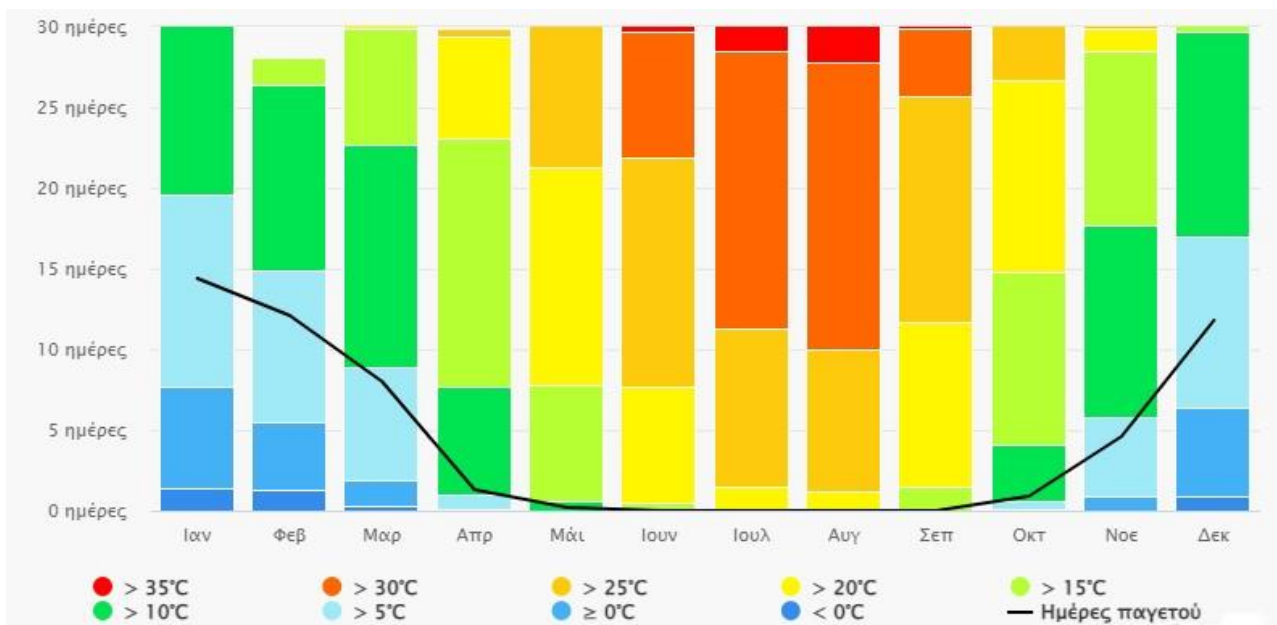
Στις παρακάτω εικόνες παρουσιάζονται ο μέσος όρος θερμοκρασιών και βροχοπτώσεων, η νέφωση, η αιθριότητα και οι ημέρες βροχόπτωσης, οι μέγιστες θερμοκρασίες, τα ποσά υετού και η ταχύτητα του ανέμου για την περιοχή της Κομοτηνής.



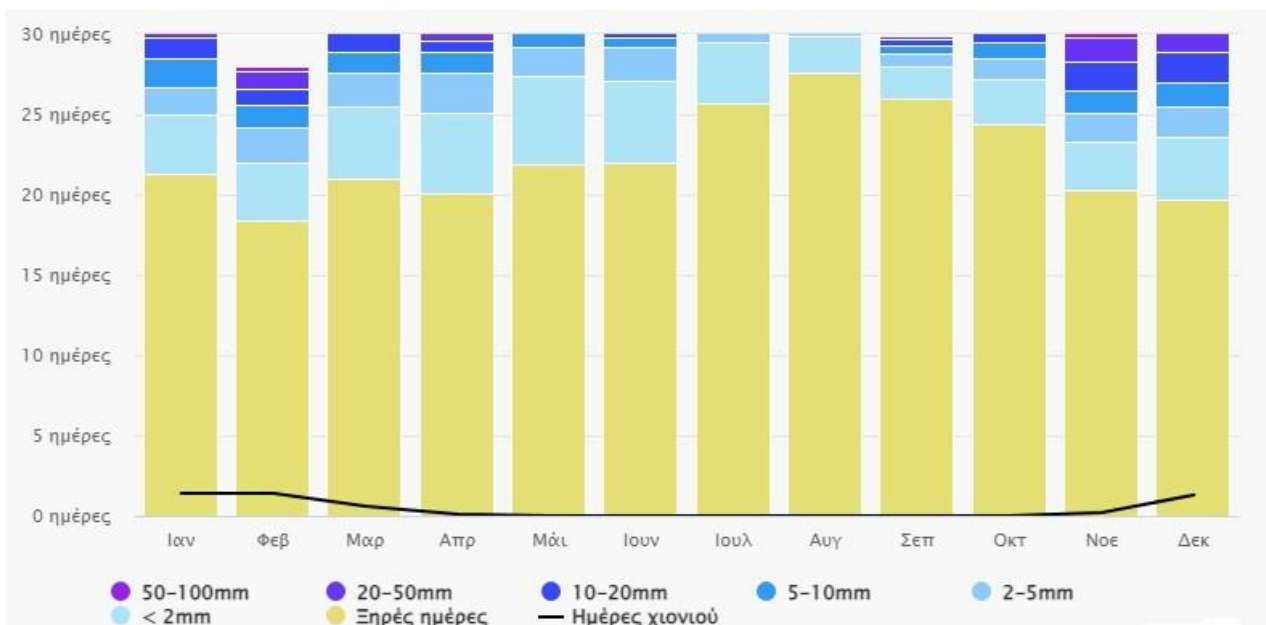
Εικόνα 4.3.: Μέσος όρος θερμοκρασιών και βροχοπτώσεων
 Πηγή meteoblue.gr



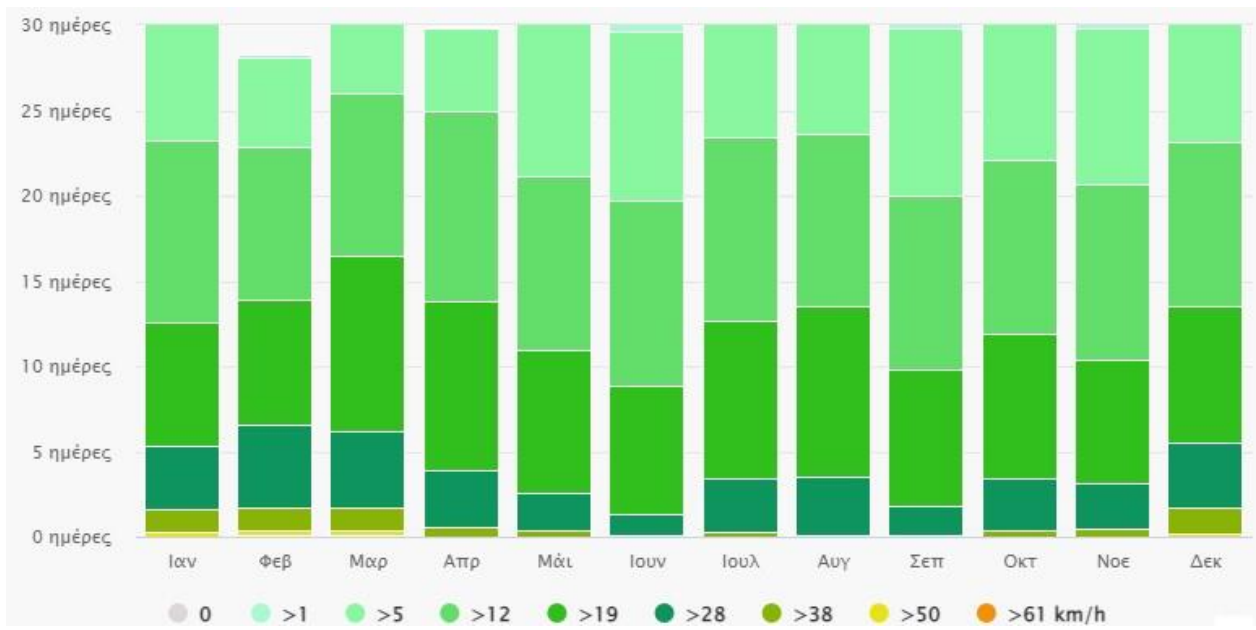
Εικόνα 4.4.: Νέφωση, αιθριότητα και ημέρες βροχόπτωσης
 Πηγή meteoblue.gr



Εικόνα 4.5.: Μέγιστες θερμοκρασίες
Πηγή meteoblue.gr



Εικόνα 4.6.: Ποσά νετού
Πηγή meteoblue.gr



Εικόνα 4.7.: Ταχύτητα ανέμου
 Πηγή meteoblue.gr

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

5. Επιλογή ισχύος σταθμού

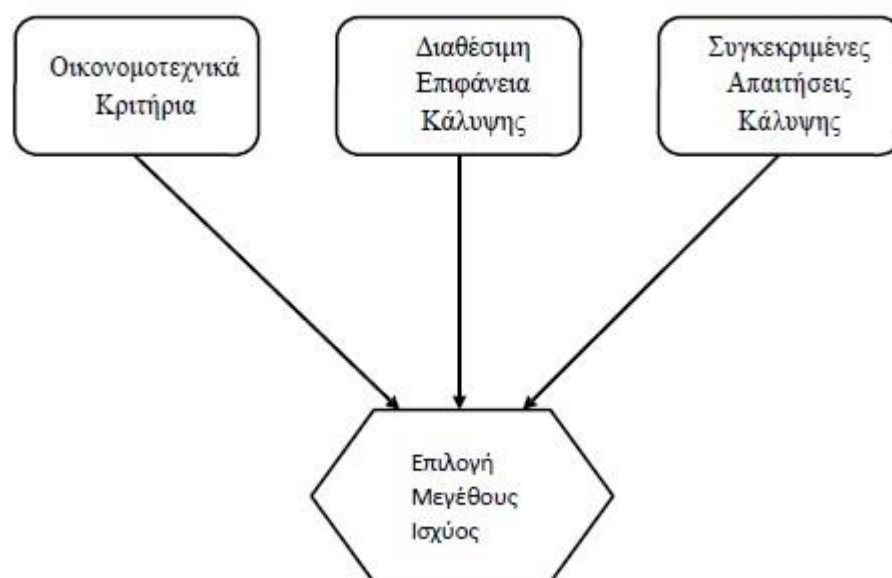
5.1 Κριτήρια επιλογής της ισχύος του σταθμού

Ο σχεδιασμός ενός φωτοβολταϊκού σταθμού απαιτεί όπως και ο σχεδιασμός κάθε τεχνικού έργου την διαστασολόγηση ορισμένων μεγεθών. Το μέγεθος που αποτελεί την αφετηρία για τη σχεδίαση ενός φωτοβολταϊκού σταθμού είναι η ισχύς του, η οποία καθορίζεται από τα εξής κριτήρια:

α) Οικονομοτεχνικά κριτήρια. Στην περίπτωση αυτή, στην οποία απαιτείται οικονομοτεχνική μελέτη, εμπίπτουν κυρίως οι αυτοπαραγωγοί, με απευθείας διασυνδεδεμένα στο δίκτυο φωτοβολταϊκά συστήματα.

β) Κριτήρια με βάση την διαθέσιμη επιφάνεια που έχουμε προς κάλυψη. Έτσι αυτή η ισχύς του πάρκου ισούται με την ισχύ που προκύπτει αν τοποθετήσουμε συλλέκτες σε ολόκληρη τη διαθέσιμη επιφάνεια. Το σύστημα μπορεί να λειτουργεί αυτόνομα με συσσωρευτές ή χωρίς, με απευθείας διασύνδεση στο δίκτυο.

γ) Καθαρά τεχνικά κριτήρια. Αυτά τα κριτήρια αφορούν τον υπολογισμό συγκεκριμένου μεγέθους ισχύος που απορρέει από συγκεκριμένες απαιτήσεις κατανάλωσης. Το μειονέκτημα του αυτόνομου συστήματος είναι ότι δεν μπορεί να αξιοποιήσει την ενέργεια που παράγει όταν δεν υπάρχει κατανάλωση, πράγμα το οποίο δεν ισχύει με το απευθείας διασυνδεδεμένο σύστημα.



Σχεδιάγραμμα 5.1.: Κριτήρια επιλογής ισχύος

5.2 Η επιλογή του αντιστροφέα

Η επιλογή των αντιστροφέων είναι ίσως το βασικότερο μέρος στη μελέτη μιας φωτοβολταϊκής εγκατάστασης. Ο φωτοβολταϊκός σταθμός που κατασκευάζουμε θα έχει συνολική ισχύ 59,4kWp. Θα μπορούσαμε να τοποθετήσουμε έναν και μοναδικό αντιστροφέα περίπου σε αυτή την ισχύ, όμως αυτό δεν είναι σωστό λόγω ότι σε περίπτωση κάποιας βλάβης θα τεθεί ολόκληρος ο σταθμός εκτός λειτουργίας. Οπότε καταλήγουμε να τοποθετήσουμε τέσσερις αντιστροφείς, έναν για κάθε συστοιχία φωτοβολταϊκών πλαισίων.

Ο αντιστροφέας που θα επιλέξουμε είναι της εταιρείας HUAWEI και το μοντέλο του είναι το SUN2000 15KTL – M2. Από τα τεχνικά χαρακτηριστικά του, που βρίσκονται στον παρακάτω πίνακα, παρατηρούμε ότι η μέγιστη τιμή εισόδου είναι 22.5kW. Οπότε καταλήγουμε στο συμπέρασμα ότι καλύπτει τις απαιτήσεις μας αφού το μέγεθος του σταθμού είναι 59,4kWp και θα τον κατασκευάσουμε με τέσσερις συστοιχίες. Οπότε $59.400\text{Wp} / 4 = 14.850\text{Wp}$ για κάθε συστοιχία.



Εικόνα 5.1.: HUAWEI SUN 2000 – 15KTL – M2
Πηγή HUAWEI

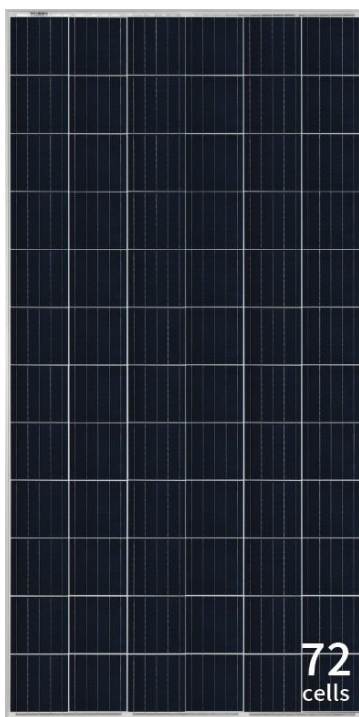
Technical Specification	SUN2000 -12KTL-M2	SUN2000 -15KTL-M2	SUN2000 -17KTL-M2	SUN2000 -20KTL-M2
Efficiency				
Max. efficiency	98.50%	98.65%	98.65%	98.65%
European weighted efficiency	98.00%	98.30%	98.30%	98.30%
Input				
Recommended max. PV power ¹	18,000 Wp	22,500 Wp	25,500 Wp	30,000 Wp
Max. input voltage ²	1,080 V			
Operating voltage range ³	160 V – 950 V			
Start-up voltage	200 V			
Rated input voltage	600 V			
Max. input current per MPPT	22 A			
Max. short-circuit current	30 A			
Number of MPP trackers	2			
Max. input number per MPP tracker	2			
Output				
Grid connection	Three phase			
Rated output power	12,000 W	15,000 W	17,000 W	20,000 W
Max. apparent power	13,200 VA	16,500 VA	18,700 VA	22,000 VA
Rated output voltage	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W + N + PE			
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz			
Max. output current	20 A	25.2 A	28.5 A	33.5 A
Adjustable power factor	0.8 leading – 0.8 lagging			
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %			
Features & Protections				
Input-side disconnection device	Yes			
Anti-islanding protection	Yes			
AC over-current protection	Yes			
AC short-circuit protection	Yes			
AC over-voltage protection	Yes			
DC reverse-polarity protection	Yes			
DC surge protection	TYPE II			
AC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11			
Residual current monitoring unit	Yes			
Arc fault protection	Yes			
Ripple receiver control	Yes			
Integrated PID recovery ⁴	Yes			
General Data				
Operation temperature range	-25 – +60 °C (-13 °F – 140 °F)			
Relative humidity	0 % RH – 100% RH			
Max. operating altitude	0 – 4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2000 m)			
Cooling	Natural Convection			
Display	LED Indicators; Integrated WLAN + FusionSolar App			
Communication	RS485; WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)			
Weight (with mounting plate)	25 kg			
Dimensions (W x H x D) (incl. mounting plate)	525 x 470 x 262 mm (20.7 x 18.5 x 10.3 inch)			
Degree of protection	IP65			
Nighttime Power Consumption	< 5.5 W ⁵			
Optimizer Compatibility				
DC MBUS compatible optimizer	SUN2000-450W-P			
Standard Compliance (more available upon request)				
Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2			
Grid connection standards	G98, G99, EN 50549, CEI 0-21, CEI 0-16, VDE-AR-N-4105, VDE-AR-N-4110, AS 4777.2, C10/11, ABNT, VFR 2019, RD 1699, RD 661, PO 12.3, TOR D4, IEC61727, IEC62116, DEWA			

Πίνακας 5.1.: Τεχνικά χαρακτηριστικά HUWEI SUN 2000 – 15KTL – M2
Πηγή: HUAWAI

5.3 Η επιλογή των φωτοβολταϊκών πλαισίων

Για τα φωτοβολταϊκά πλαίσια επιλέξαμε αυτά της τεχνολογίας πολυκρυσταλλικού πυριτίου τα οποία προσφέρουν την καλύτερη αναλογία απόδοσης σε σχέση με την τιμή. Για τα φωτοβολταϊκά πλαίσια θα επιλέξουμε αυτά της εταιρείας Sharp και το μοντέλο αυτών είναι το SHARP ND – AF330C. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά του φαίνονται στον παρακάτω πίνακα.

Με τα φωτοβολταϊκά πλαίσια θα δημιουργήσουμε τέσσερις συστοιχίες οι οποίες θα αποτελούνται από σαράντα πέντε πλαίσια (45) η κάθε μία, σε τρεις σειρές πλαισίων. Το σύνολο των φωτοβολταϊκών πλαισίων θα είναι εκατόν ογδόντα (180) τεμάχια. Η συνολική ισχύς των φωτοβολταϊκών πλαισίων θα είναι 59.400Wp.



Εικόνα 5.2.: Sharp, ND –AF330C
Πηγή: Sharp

Electrical data (STC)

ND-AF330C			
Maximum power	P_{max}	330	W_p
Open-circuit voltage	V_{oc}	45.96	V
Short-circuit current	I_{sc}	8.91	A
Voltage at point of maximum power	V_{mp}	39.11	V
Current at point of maximum power	I_{mp}	8.45	A
Module efficiency	η_m	17.0	%

STC = Standard Test Conditions: irradiance 1,000 W/m², AM 1.5, cell temperature 25°C.

Rated electrical characteristics are within ±10% of the indicated values of I_{sc} , V_{oc} and 0 to +5% of P_{max} (power measurement tolerance ±3%).

Reduction of efficiency from an irradiance of 1,000 W/m² to 200 W/m² (module = 25°C) is less than 5%.

Electrical data (NMOT)

ND-AF330C			
Maximum power	P_{max}	246.90	W_p
Open-circuit voltage	V_{oc}	43.56	V
Short-circuit current	I_{sc}	7.22	A
Voltage at point of maximum power	V_{mp}	36.46	V
Current at point of maximum power	I_{mp}	6.77	A

NMOT = Nominal Module Operating Temperature: 42.5°C, irradiance 800 W/m², air temperature of 20°C, wind speed of 1 m/s.

Mechanical data

Length	1,960 mm
Width	992 mm
Depth	40 mm
Weight	22.5 kg

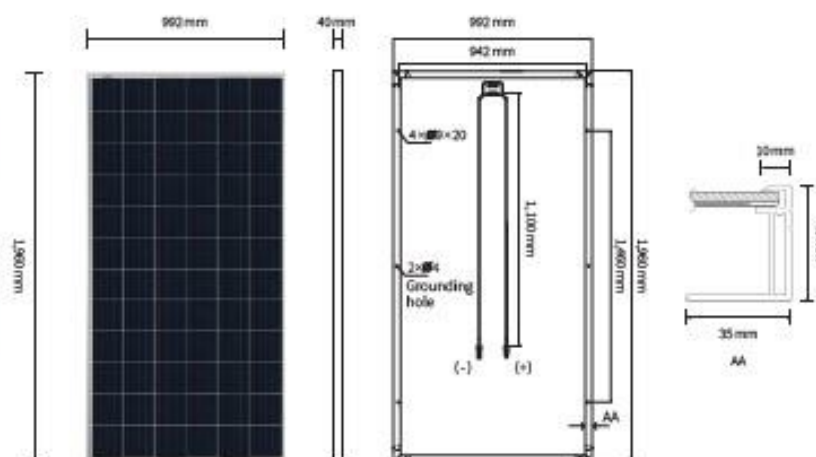
Temperature coefficient

P_{max}	-0.38%/°C
V_{oc}	-0.28%/°C
I_{sc}	0.039%/°C

Limit values

Maximum system voltage	1,500 V DC
Over-current protection	15 A
Temperature range	-40 to 85 °C
Max. mechanical load (snow/wind)	2,400 Pa

Dimensions (mm)



*Please refer to SHARP's installation manual for details.

Packaging data

Modules per pallet	26 pcs
Pallet size (L x W x H)	2.00 m x 1.06 m x 1.20 m
Pallet weight	Approx. 620 kg

General data

Cells	Polycrystalline silicon, 157 mm x 157 mm, 72 cells in series
Front glass	Anti-reflective high transmissive low iron tempered glass, 3.2 mm
Frame	Anodized aluminium alloy, silver
Backsheet	White
Connection box	IP68 rating, 3 bypass diodes
Cable	Ø 4.0 mm ² , length 1,100 mm
Connector	C1, IP68

Πίνακας 5.2.: Τεχνικά χαρακτηριστικά ND –AF330C
Πηγή: Sharp

5.4. Η επιλογή των βάσεων

Οι βάσεις που θα χρησιμοποιηθούν για την στήριξη των φωτοβολταϊκών πλαισίων θα τοποθετηθούν στην στέγη του επαγγελματικού χώρου όπου θα γίνει η κατασκευή του σταθμού. Οι βάσεις θα είναι σταθερές, χωρίς δυνατότητα ρύθμισης σε κάποιον άξονα και θα δίνουν κλίση στα φωτοβολταϊκά πλαίσια $\beta=30^\circ$.

5.5. Η επιλογή του διακοπτικού υλικού

Το διακοπτικό υλικό που θα χρησιμοποιηθεί στους πίνακες συνεχούς και εναλλασσόμενου ρεύματος για την προστασία και ασφάλιση των ηλεκτρολογικής εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού πάρκου θα είναι των εταιρειών ABB και Schneider Electric.



Εικόνα 5.3.: Απαγωγέας υπερτάσεων
Πηγή: Schneider



Εικόνα 5.4.: Αυτόματη ασφάλεια
Πηγή: ABB

5.6. Η επιλογή της καλωδίωσης

Για την καλωδίωση του συνεχούς ρεύματος επιλέγονται καλώδια Photovoltaic Solar H1Z2Z2-K της εταιρείας ELAND CABLES. Για την καλωδίωση του εναλλασόμενου ρεύματος επιλέγονται καλώδια τύπου J1VV-R της εταιρείας NEXANS και ελέγχεται η πτώση τάσης, η οποία στα φωτοβολταϊκά συστήματα δεν πρέπει να ξεπερνά το 2%

Photovoltaic Solar H1Z2Z2-K Cable



Εικόνα 5.5.: Καλώδιο DC
Πηγή: Nexans



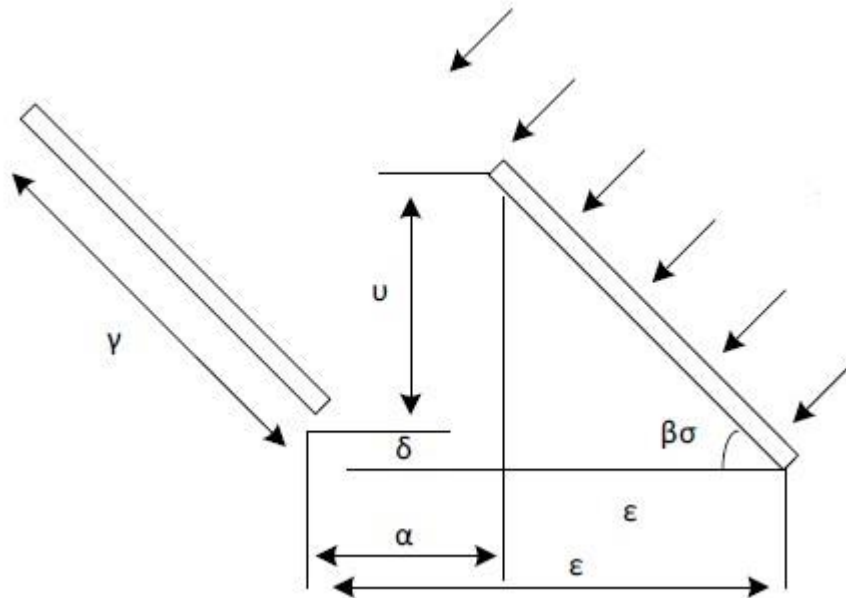
Εικόνα 5.6.: Καλώδιο AC
Πηγή: Nexans

5.7. Διάταξη του φωτοβολταϊκού σταθμού

Σε μια φωτοβολταϊκή εγκατάσταση, η οποία βρίσκεται εντός κάποιων ορίων πάνω σε μία στέγη, θέλουμε τα σημεία στα οποία θα εγκατασταθούν οι βάσεις των φωτοβολταϊκών πλαισίων, τα φωτοβολταϊκά πλαίσια, οι αντιστροφείς, τα καλώδια κτλ. να έχουν την βέλτιστη τοποθέτηση. Πρέπει να λάβουμε υπόψη μας τις διαστάσεις του στεγάστρου, για να υπολογίσουμε τον τρόπο που θα τοποθετήσουμε τις συστοιχίες, και να υπάρχει ελεύθερος χώρος για να έχουμε άνετη πρόσβαση στην εγκατάστασή μας. Ακόμη πρέπει να υπολογίσουμε τις αποστάσεις των συστοιχιών ώστε να μην επηρεάζεται η προσλαμβανόμενη ηλιακή ενέργεια στις επιφάνειες των πλαισίων.

Τέλος πρέπει να τοποθετήσουμε τα πλαίσια ως προς το οριζόντιο επίπεδο και ο προσανατολισμός τους να είναι προς το νότο.

Στην αρχή θα πρέπει να υπολογίσουμε την ελάχιστη απόσταση (α) μεταξύ δυο συνεχόμενων συστοιχιών κατά τη διεύθυνση Βορρά – Νότος.



Σχεδιάγραμμα 5.2.: Υπολογισμός απόστασης μεταξύ δύο σειρών φωτοβολταϊκών πλαισίων

Γνωρίζουμε ότι:

- Η κλίση της πλαγιάς κατά τη διεύθυνση Βορρά-Νότου είναι 0° .
- Η κλίση β_{σ} των πλαisiών επιλέχτηκε ίση με 30° που είναι και η βέλτιστη τιμή ($\beta_{\sigma} = 30^{\circ}$).
- Το ύψος v της συστοιχίας είναι περίπου 3,5m. Το ύψος v το υπολογίσαμε από τον τριγωνομετρικό τύπο του ημιτόνου ($\sin\beta_{\sigma}$ για $\beta_{\sigma}=30^{\circ}$) για την εύρεση του μήκους των πλευρών του τριγώνου και προσθέσαμε την υπερύψωση του κάτω μέρους της συστοιχίας (0,5m).

$$v = \gamma \sin\beta_{\sigma}$$

$$v = 5,88 \sin 30^{\circ} = 2,94\text{m}$$

- Το γεωγραφικό πλάτος της Κομοτηνής είναι 41.07. Επομένως σύμφωνα με το διάγραμμα της εταιρείας Monregon, προκύπτει ο λόγος της ελεύθερης απόστασης α προς το ύψος v , $\frac{\alpha}{v} = 2,8$

Αφού

$$\alpha / v = 2,8 \text{ και } v = 3\text{m}$$

Τότε:

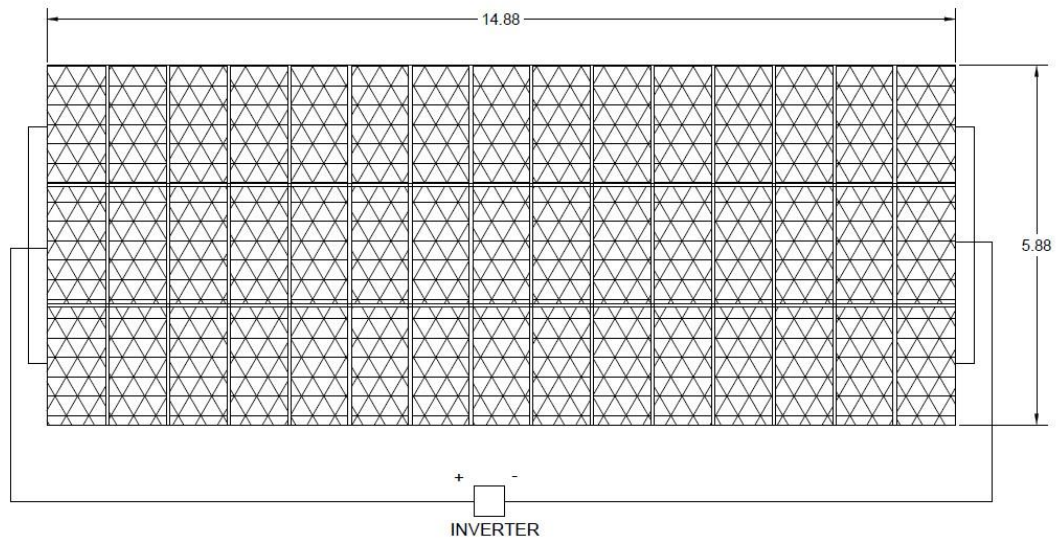
$$\alpha = 2,8 \times v = 2,8 \times 3 = 8,4\text{m}$$

Από τη παρακάτω σχέση που μας δίνει την απόσταση (ϵ) μεταξύ των συστοιχιών έχουμε:

$$\epsilon = \alpha + \gamma \cos\beta_{\sigma} = 8,4 + 5,88 \cos 30^{\circ} = 11\text{m}$$

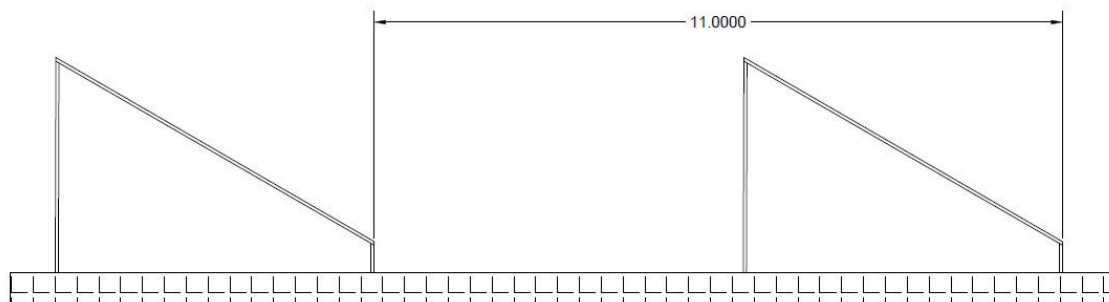
Υπολογίσαμε ότι ο αριθμός των πλαisiών που θα χρησιμοποιήσουμε είναι 180 πλαίσια. Θα τοποθετήσουμε τέσσερις συστοιχίες και για κάθε συστοιχία έναν αντιστροφέα. Όλες οι συστοιχίες θα έχουν ίσο αριθμό πλαisiών, 45 πλαίσια η κάθε μια.

Θα τοποθετήσουμε στην κάθε συστοιχία τρεις σειρές με 15 πλαίσια συνδεδεμένα σε σειρά συνδεδεμένα στον αντιστροφέα.



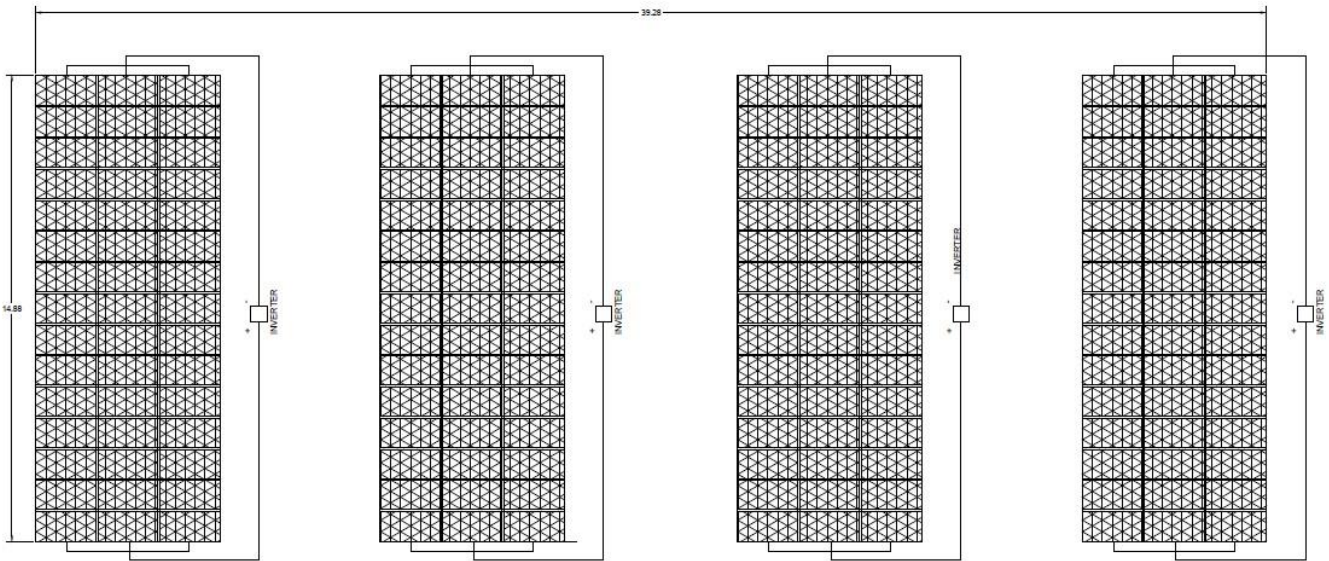
Εικόνα 5.7.: Κάτοψη συστοιχίας φωτοβολταϊκών πλαισίων

Τα πλαίσια είναι τοποθετημένα το ένα δίπλα στο άλλο χωρίς να υπάρχει απόσταση μεταξύ τους κατά μήκος και κατά πλάτος σε τριπλή σειρά. Το μήκος της κάθε συστοιχίας όπως φαίνεται στο σχήμα είναι 5.88m και το πλάτος της 14.88m. Η κλίση που θα τοποθετήσουμε τα πλαίσια είναι 30° . Στην παρακάτω εικόνα φαίνεται η πλάγια όψη της συστοιχίας με κλίση 30° και προσανατολισμό προς το Νότο.



Εικόνα 5.8.: Πλάγια όψη μεταξύ δύο σειρών φωτοβολταϊκών πλαισίων

Η κάτοψη του φωτοβολταϊκού σταθμού στην στέγη της βιομηχανικής εγκατάστασης παρουσιάζεται στο παρακάτω σχήμα.



Εικόνα 5.9.: Κάτοψη φωτοβολταϊκού σταθμού

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

6. Οικονομική ανάλυση

6.1. Κοστολόγηση κατασκευής φωτοβολταϊκού σταθμού

Στους παρακάτω πίνακες θα γίνει ο υπολογισμός των εξόδων που πραγματοποιήθηκαν ώστε να υλοποιηθεί ο φωτοβολταϊκός σταθμός στη στέγη βιομηχανικής εγκατάστασης στη ΒΙ. ΠΕ. Κομοτηνής, καθώς και τα λειτουργικά έξοδα τα οποία θα έχει ανά έτος λειτουργίας. Ο σταθμός έχει ισχύ 59,4kWp και έχουν γίνει τα παρακάτω έξοδα για την κατασκευή του. Να σημειωθεί ότι η επένδυση υλοποιείται χωρίς δανεισμό, και η κάλυψη του κόστους της εγκατάστασης γίνεται από ίδια κεφάλαια.

ΠΑΓΙΑ ΕΞΟΔΑ		
A/A	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΚΟΣΤΟΣ
1	HUWEI SUN 2000 – 15KTL – M2	33.300 €
2	SHARP ND – AF330C	11.200 €
3	Βάσεις στήριξης πλαισίων	12.000 €
4	Ηλεκτρολογικοί πίνακες και καλωδιώσεις	11.000 €
5	Κατασκευή γείωσης	1.500 €
6	Κατασκευή αντικεραυνικής προστασίας	4.000 €
7	Σύστημα απομακρυσμένης παρακολούθησης	2.500 €
8	Μελέτες	1.000 €
	ΣΥΝΟΛΟ	76.500 €

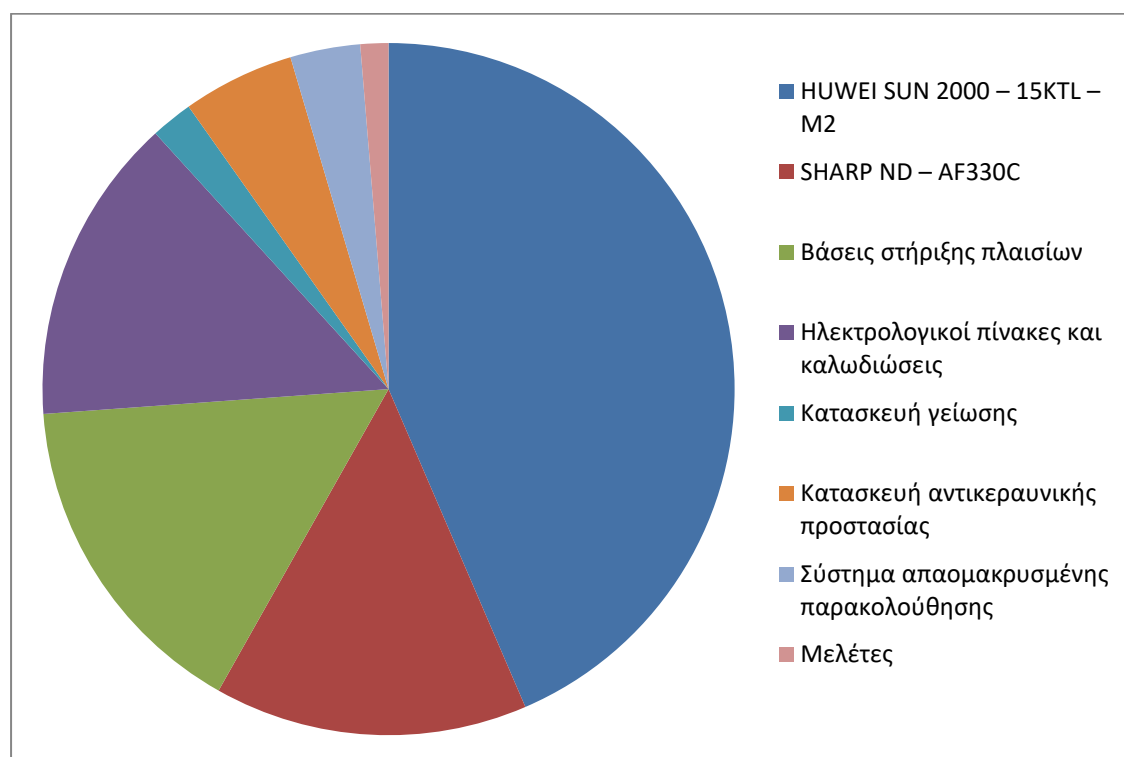
Πίνακας 6.1.: Σύνολο παγίων εξόδων

ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΑ ΕΞΟΔΑ		
A/A	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΚΟΣΤΟΣ
1	Ετήσιος καθαρισμός πλαισίων	600 €
2	Ασφάλιση εγκατάστασης	500 €
	ΣΥΝΟΛΟ	1.100 €

Πίνακας 6.2.: Σύνολο λειτουργικών εξόδων

Όπως παρατηρούμε από του πιο πάνω πίνακες το συνολικό κόστος για την κατασκευή του φωτοβολταϊκού σταθμού ανέρχεται στις 76.500€. Τα ετήσια λειτουργικά έξοδα υπολογίζονται στα 1.100€ ανά έτος. Στα λειτουργικά έξοδα δεν υπολογίζονται τυχόν επισκευές ή αντικατάσταση τμημάτων του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού, οι οποίες είναι απρόβλεπτες και δεν μπορούμε να τις υπολογίσουμε στη παρούσα φάση.

Στο παρακάτω διάγραμμα βλέπουμε την κατανομή των επιμέρους εξόδων για την υλοποίηση του φωτοβολταϊκού σταθμού σε σχέση με το συνολικό κόστος της εγκατάστασης.



Διάγραμμα 6.1.: Κατανομή των εξόδων

Στο πιο κάτω πίνακα παρουσιάζεται η κατανομή των εξόδων για την κατασκευή του φωτοβολταϊκού σταθμού εκφρασμένη σε ποσοστά σε σχέση με το συνολικό κόστος κατασκευής του σταθμού.

ΠΟΣΟΣΤΙΑΙΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΤΩΝ ΕΞΟΔΩΝ		
A/A	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΠΟΣΟΣΤΟ
1	HUWEI SUN 2000 – 15KTL – M2	43,55%
2	SHARP ND – AF330C	14,65%
3	Βάσεις στήριξης πλαισίων	15,70%
4	Ηλεκτρολογικοί πίνακες και καλωδιώσεις	14,40%
5	Κατασκευή γείωσης	2,00%
6	Κατασκευή αντικεραυνικής προστασίας	5,20%
7	Σύστημα απαομακρυσμένης παρακολούθησης	3,20%
8	Μελέτες	1,30%
	ΣΥΝΟΛΟ	100,00%

Πίνακας 6.3.: Ποσοστιαία κατανομή των εξόδων

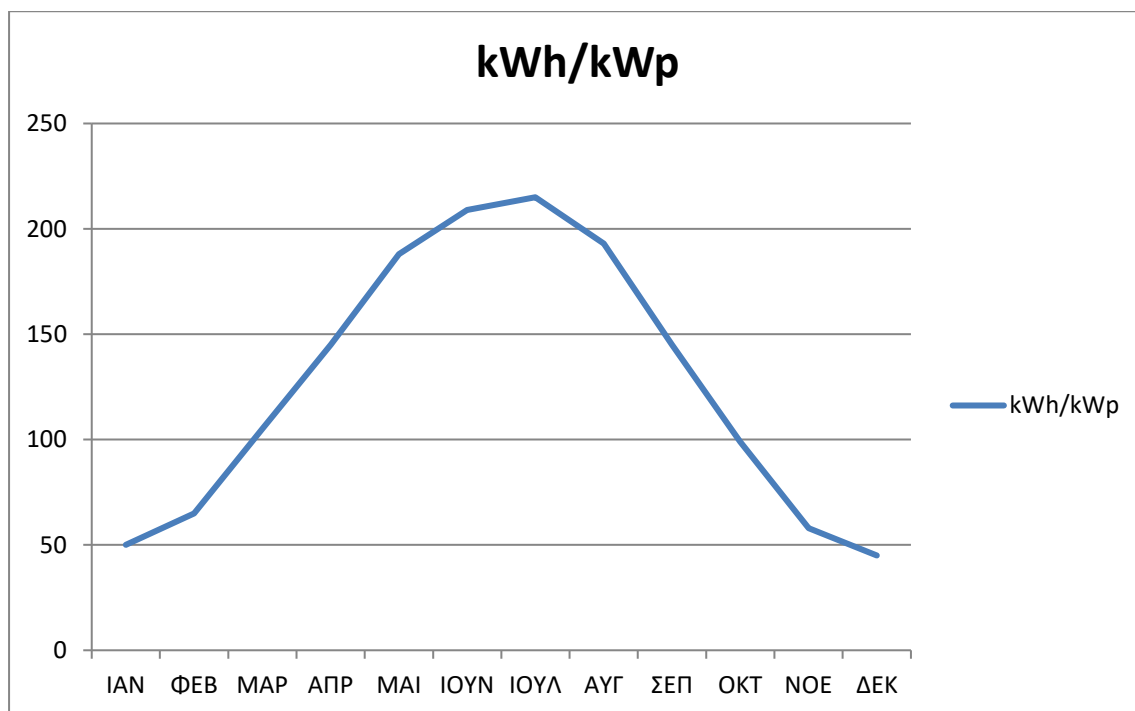
6.2. Υπολογισμός ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος

Στο συγκεκριμένο σημείο θα υπολογίσουμε την μηνιαία, ετήσια και συνολική εκτιμώμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τον φωτοβολταϊκό σταθμό με βάσει τις μετρήσεις της ηλιακής ακτινοβολίας στη περιοχή της Κομοτηνής. Επίσης θα παρατηρήσουμε την μηνιαία μεταβολή της μέσα στον χρόνο η οποία είναι αποτέλεσμα των καιρικών συνθηκών που επικρατούν στην περιοχή αλλά και θέσης του ήλιου σε σχέση με τη Γη.

Στον πίνακα και το διάγραμμα που ακολουθούν παρατηρούμε τις τιμές που λαμβάνει η μηνιαία ηλιακή ακτινοβολία για την περιοχή της Κομοτηνής και πως αυτή μεταβάλλεται μέσα στους μήνες του έτους.

ΜΕΣΕΣ ΜΗΝΙΑΙΕΣ kWh/kWp	
ΙΑΝ	50
ΦΕΒ	65
ΜΑΡ	105
ΑΠΡ	145
ΜΑΙ	188
ΙΟΥΝ	209
ΙΟΥΛ	215
ΑΥΓ	193
ΣΕΠ	145
ΟΚΤ	99
ΝΟΕ	58
ΔΕΚ	45
ΣΥΝΟΛΟ	1517

Πίνακας 6.4.: Μέσες μηνιαίες kWh/kWp



Διάγραμμα 6.2.: Καμπύλη μέσων μηνιαίων kWh/kWp

Όπως παρατηρούμε η μηνιαία ηλιακή ακτινοβολία δεν είναι σταθερή, και μεταβάλλεται ακολουθώντας κανονική κατανομή, αφού τους χειμερινούς μήνες μειώνεται και τους θερινούς μήνες αυξάνεται.

Από τα παραπάνω στοιχεία θα υπολογίσουμε την μέση μηνιαία προσδοκώμενη παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια που θα αποδίδει ο φωτοβολταϊκός σταθμός στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και την μέση προσδοκώμενη ετήσια συνολική ενέργεια του σταθμού.

Η μέση μηνιαία αυτή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται από το γινόμενο της μέσης μηνιαίας ηλιακής ακτινοβολία επί την ισχύ του φωτοβολταϊκού σταθμού. Η μέση ετήσια προσδοκώμενη παραγωγή ενέργειας υπολογίζεται ως το άθροισμα των μηνιαίων αυτών ποσών ηλεκτρικής ενέργεια που προσδοκούμε να παραχθούν.

Ορίζεται ως:

$$(MMΠHE)_t = (MMHA)_t * \Sigma I_{\phi/B} \quad \text{σε kWh/mo}$$

Όπου:

MMΠHE: Μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (kWh/mo)

MMHA: Μέση μηνιαία ηλιακή ακτινοβολία (kWh/kWp)

t: Ο μήνας του έτους

$\Sigma I_{\phi/\beta}$: Συνολική ισχύς φωτοβολταϊκού σταθμού (kWp)

Το άθροισμα της παραπάνω μέσης μηνιαίας ηλεκτρικής παραγόμενης ενέργειας για τους δώδεκα μήνες του έτους, μας δίνει την συνολική ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια.

Ορίζεται ως:

$$(EΠHE) = \sum_{t=1}^{12} (MMΠHE)_t \quad \text{σε kWh/yr}$$

Όπου (*EΠHE*) η συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (kWh/yr).

Στον κάτωθι πίνακα παρατηρούμε την μηνιαία και συνολική παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια για την ισχύ του φωτοβολταϊκού μας σταθμού.

ΜΗΝΙΑΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ kWh/mo			
ΜΗΝΑΣ	ΜΗΝΙΑΙΑ ΕΞ kWh/kWp	ΙΣΧΥΣ Φ/Β ΣΤΑΘΜΟΥ	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΗΝΑ
ΙΑΝ	50	59,4	2.970,00
ΦΕΒ	65	59,4	3.861,00
ΜΑΡ	105	59,4	6.237,00
ΑΠΡ	145	59,4	8.613,00
ΜΙΑ	188	59,4	11.167,20
ΙΟΥΝ	209	59,4	12.414,60
ΙΟΥΛ	215	59,4	12.771,00
ΑΥΓ	193	59,4	11.464,20
ΣΕΠ	145	59,4	8.613,00
ΟΚΤ	99	59,4	5.880,60
ΝΟΕ	58	59,4	3.445,20
ΔΕΚ	45	59,4	2.673,00
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΤΟΥΣ			90.109,80 kWh/yr

Πίνακας 6.5.: Μέση μηνιαία ηλεκτρική παραγωγή σε kWh/mo

Οπότε:

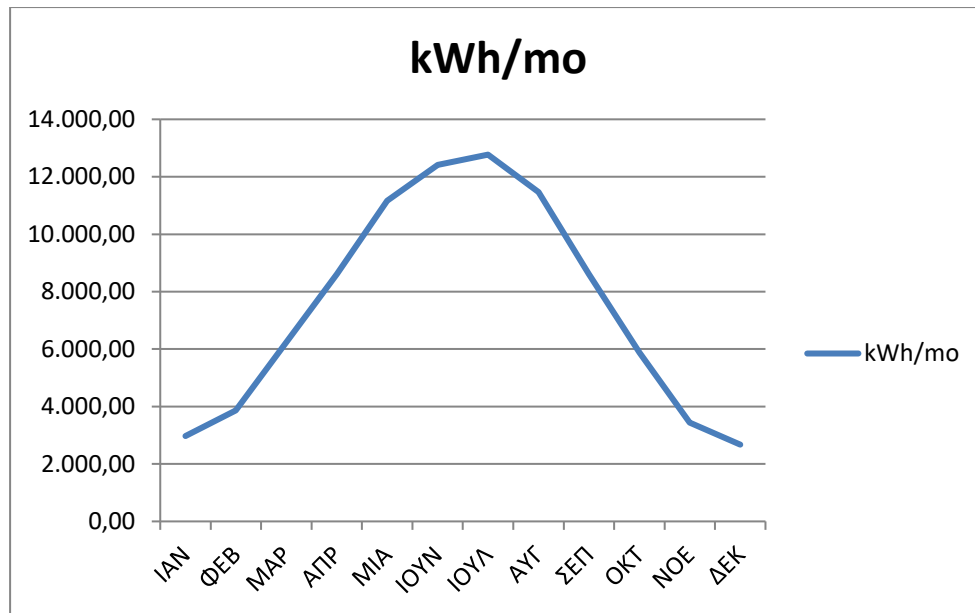
$$(ΕΠΗΕ) = \sum_{t=1}^{12} (ΜΜΠΗΕ)_t \rightarrow (ΕΠΗΕ) = 90.109,80 \text{ kWh/yr}$$

ή αλλιώς:

$$(ΕΠΗΕ) = (ΣΕΗΑ) * ΣΙ_{\Phi/B} \rightarrow (ΕΠΗΕ) = 1517 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} * 59,4 \text{ kWp}$$

$$\rightarrow (ΕΠΗΕ) = 90.109,80 \text{ kWh/yr}$$

Όπου (ΣΕΗΑ) η συνολική ετήσια ηλιακή ακτινοβολία (kWh/kWp).



Διάγραμμα 6.2.: Καμπύλη μέσων μηνιαίων kWh/kWp

Όπως παρατηρούμε η μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας δεν είναι σταθερή, και μεταβάλλεται ακολουθώντας κανονική κατανομή, και μεταβάλλεται ανάλογα με την διακύμανση της ηλιακής ακτινοβολίας, όπου τους χειμερινούς μήνες μειώνεται και τους θερινούς μήνες αυξάνεται.

Εδώ πρέπει να λάβουμε υπόψη ότι η απόδοση των φωτοβολταϊκών πλαισίων δεν είναι σταθερή στη διάρκεια του χρόνου και υπάρχει μία μείωση της απόδοσης σε κάθε έτος λειτουργίας τους. Η μείωση αυτή της απόδοσης είναι της τάξης του 0,5% για κάθε έτος παραγωγής. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την μείωση της ετήσιας παραγωγής για κάθε έτος λειτουργίας. Αυτή η μείωση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται από τον εξής τύπο.

$$(ΕΠΗΕ)_t = (ΕΠΗΕ)_1 * \left(1 - \frac{(t-1)*0.5}{100}\right) \quad \text{σε kWh/yr}$$

Όπου:

(ΕΠΗΕ)_t: Η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το έτος t (kWh/yr)

(ΕΠΗΕ)₁: Η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το πρώτο έτος (kWh/yr)

t: Το έτος αναφοράς

Στον παρακάτω πίνακα βλέπουμε την εκτιμώμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του φωτοβολταϊκού σταθμού για τα επόμενα είκοσι (20) έτη και την μείωση της εκτιμώμενης ηλεκτρικής παραγωγής σε βάθος εικοσαετίας λόγω της μείωσης της απόδοσης των φωτοβολταϊκών πλαισίων.

A/A	ΕΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ Φ/Β ΣΤΑΘΜΟΥ kWh/yr	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΜΕΙΩΣΗΣ ΤΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ	ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ kWh/yr
1	2023	90.109,80	1	90.109,80
2	2024	90.109,80	0,995	89.659,25
3	2025	90.109,80	0,990	89.208,70
4	2026	90.109,80	0,985	88.758,15
5	2027	90.109,80	0,980	88.307,60
6	2028	90.109,80	0,975	87.857,06
7	2029	90.109,80	0,970	87.406,51
8	2030	90.109,80	0,965	86.955,96
9	2031	90.109,80	0,960	86.505,41
10	2032	90.109,80	0,955	86.054,86
11	2033	90.109,80	0,950	85.604,31
12	2034	90.109,80	0,945	85.153,76
13	2035	90.109,80	0,940	84.703,21
14	2036	90.109,80	0,935	84.252,66
15	2037	90.109,80	0,930	83.802,11
16	2038	90.109,80	0,925	83.351,57
17	2039	90.109,80	0,920	82.901,02
18	2040	90.109,80	0,915	82.450,47
19	2041	90.109,80	0,910	81.999,92
20	2042	90.109,80	0,905	81.549,37
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ				1.716.591,69 kWh

Πίνακας 6.6.: Εκτιμώμενη ετήσια και συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας kWh

Οπότε όπως βλέπουμε στον παραπάνω πίνακα η εκτιμώμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για τα επόμενα είκοσι έτη είναι 1.716.591,61 kWh. Το σύνολο αυτό της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να υπολογιστεί από τον εξής τύπο.

$$(\Sigma Π Η Ε) = \sum_{t=1}^{20} (Ε Π Η Ε)_t \quad \text{σε kWh}$$

Όπου:

(ΣΠΗΕ): Η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (kWh)

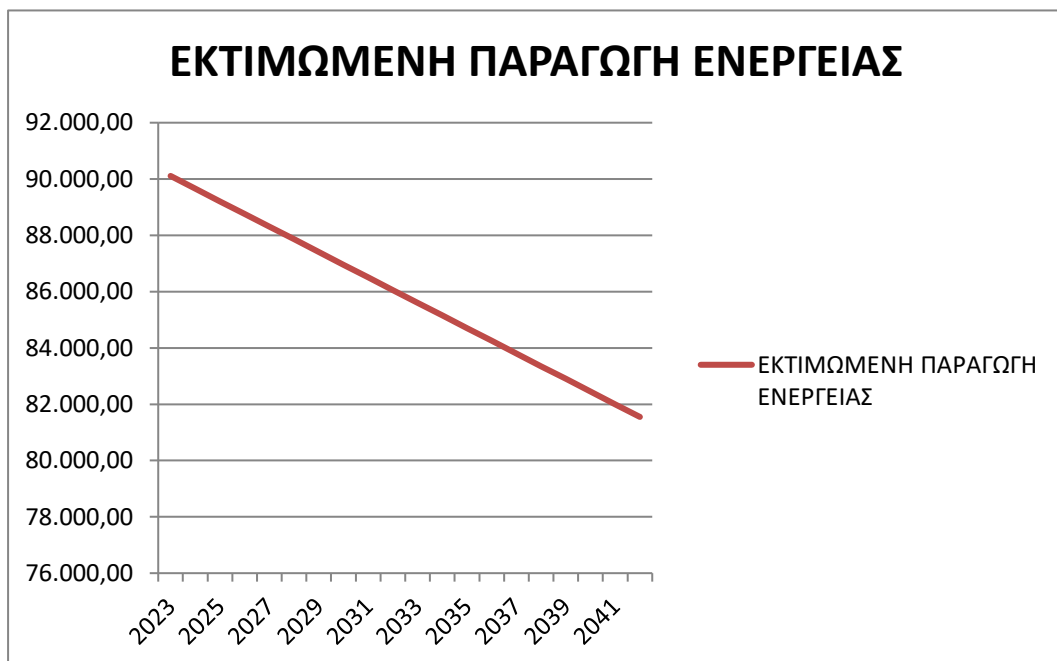
(ΕΠΗΕ)_t: Η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το έτος t (kWh/yr)

t: Το έτος

Οπότε με βάση τα παραπάνω, για τον φωτοβολταϊκό σταθμό που εξετάζουμε θα έχουμε συνολική παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια στα είκοσι έτη τις εξής kWh:

$$(\Sigma Π Η Ε) = \sum_{t=1}^{20} (Ε Π Η Ε)_t \rightarrow (\Sigma Π Η Ε) = 1.716.591,61 \text{ kWh}$$

Στο διάγραμμα παρακάτω βλέπουμε την καμπύλη μείωσης της εκτιμώμενης ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τα επόμενα είκοσι έτη.



Διάγραμμα 6.3.: Καμπύλη εκτιμώμενης συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε kWh

6.3 Οικονομική ανάλυση για ενέργεια που εγχέεται στο σύστημα

Σε μια επένδυση σε μία φωτοβολταϊκή μονάδα παραγωγής ενέργειας γίνεται έγχυση της παραγόμενης αυτής ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο. Με αυτό τον τρόπο ο επενδυτής μπορεί να παράγει έσοδα για αυτή την επένδυση και να αποκομίσει κάποιο οικονομικό όφελος. Αυτή η οικονομική ανταπόδοση μπορεί να γίνει με δύο μεθόδους. Οι μέθοδοι αυτοί είναι εκείνοι οι οποίοι θα αποφέρουν κέρδος στην επένδυση αυτή.

Η πρώτη μέθοδος είναι η απευθείας έγχυση στο δίκτυο ηλεκτροδότησης και μέσω μιας κλειδωμένης τιμής που έχει συμφωνηθεί για τα επόμενα είκοσι έτη, να εισπράττει έσοδα ανάλογα με την ηλεκτρική ενέργεια σε kWh που παρέχει στο ηλεκτρικό δίκτυο.

Η δεύτερη μέθοδος είναι αυτή η φωτοβολταϊκή μονάδα να εγκατασταθεί στην στέγη ή πλησίον μιας κατοικίας ή ενός επαγγελματικού χώρου και να γίνεται συμψηφισμός της ενέργειας που εγχέεται στο δίκτυο με αυτή που απορροφάται από την εγκατάσταση στην οποία έχει εγκατασταθεί. Αυτή η μέθοδος ονομάζεται net metering. Με τον συγκεκριμένο τρόπο ο καταναλωτής δεν πληρώνει για την ενέργεια που έχει καταναλώσει, εάν αυτή είναι ίση με την ενέργεια που έχει εγχύσει στο δίκτυο ηλεκτροδότησης. Σε περίπτωση που η ενέργεια που καταναλώνει είναι περισσότερη από αυτή που παράγει πληρώνει την διαφορά. Όμως αν καταναλώσει λιγότερη ενέργεια από αυτή που παράγει τότε αυτή δεν αποζημιώνεται από τον πάροχο της ηλεκτρικής ενέργειας και αυτή η διαφορά χάνεται σε βάθος τριετίας.

Σε αυτό το κεφάλαιο θα συγκρίνουμε οικονομικά τις δύο αυτές μεθόδους ώστε να επιλέξουμε την καλύτερη μέθοδο για την επένδυση μας

6.3.1 Οικονομική ανάλυση για πώληση ενέργειας με σταθερή τιμή

Στην περίπτωση που επενδυτής για την κατασκευή της φωτοβολταϊκής μονάδας επιλέξει τη μέθοδο της πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας με σταθερή τιμή, τότε θα αποζημιώνεται από τον πάροχο της ηλεκτρικής ενέργειας με κλειδωμένη τιμή για κάθε kWh που παράγει και θα λαμβάνει 0,10 €/kWh. Σε αυτό το σημείο θα υπολογίσουμε τα συνολικά έσοδα, τα έξοδα και το συνολικό καθαρό κέρδος που θα έχει ο επενδυτής σε αυτά τα είκοσι χρόνια της επένδυσης. Επίσης θα γίνει ανάλυση των αποτελεσμάτων με κάποιους οικονομοτεχνικούς δείκτες ώστε να δούμε την αποδοτικότητα της επένδυσης ώστε να πάρουμε τις απαραίτητες αποφάσεις για την υλοποίηση της η μη.

Η μηνιαία παραγωγή ενέργειας παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα και γίνεται υπολογισμός των μηνιαίων εσόδων από αυτή.

Ο υπολογισμός των μηνιαίων εσόδων γίνεται από τον εξής τύπο:

$$(ME)_t = (MMHA)_t * \Sigma I_{\Phi/B} * 0,10 \text{ €/kWh}$$

όπου ME τα μηνιαία έσοδα.

Οπότε τα ετήσια συνολικά έσοδα θα είναι τα εξής:

$$(EE) = \sum_{t=1}^{12} (ME)_t \rightarrow (EE) = 9.010,98\text{€}$$

όπου EE τα ετήσια έσοδα.

ΜΗΝΙΑΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ kWh/mo					
ΜΗΝΑΣ	ΜΗΝΙΑΙΕΣ kWh/kWp	ΙΣΧΥΣ Φ/Β ΣΤΑΘΜΟΥ	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΗΝΑ	ΤΙΜΗ ΑΝΑ kWh ΣΕ €	ΜΗΝΙΑΙΑ ΕΣΟΔΑ
ΙΑΝ	50	59,4	2.970,00	0,10 €	297,00 €
ΦΕΒ	65	59,4	3.861,00	0,10 €	386,10 €
ΜΑΡ	105	59,4	6.237,00	0,10 €	623,70 €
ΑΠΡ	145	59,4	8.613,00	0,10 €	861,30 €
ΜΙΑ	188	59,4	11.167,20	0,10 €	1.116,72 €
ΙΟΥΝ	209	59,4	12.414,60	0,10 €	1.241,46 €
ΙΟΥΛ	215	59,4	12.771,00	0,10 €	1.277,10 €
ΑΥΓ	193	59,4	11.464,20	0,10 €	1.146,42 €
ΣΕΠ	145	59,4	8.613,00	0,10 €	861,30 €
ΟΚΤ	99	59,4	5.880,60	0,10 €	588,06 €
ΝΟΕ	58	59,4	3.445,20	0,10 €	344,52 €
ΔΕΚ	45	59,4	2.673,00	0,10 €	267,30 €
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΤΟΥΣ			90.109,80 kWh/yr		9.010,98 €

Πίνακας 6.7.: Εκτιμώμενο ετήσιο κέρδος σε €

Όμως όπως έχουμε αναφέρει καινωρίτερα η απόδοση των φωτοβολταϊκών πλαισίων μειώνεται με την πάροδο του χρόνου με ρυθμό 0,5% κάθε έτος. Οπότε ο υπολογισμός της ετήσιας παραγωγής ενέργειας για τα υπόλοιπα έτη θα υλοποιηθεί με τον παρακάτω τύπο ώστε να υπολογίσουμε το κέρδος με βάση την μείωση αυτή.

$$(EE)_t = (EΠΗΕ)_1 * \left(1 - \frac{(t-1) * 0.5}{100}\right) * 0,10 \text{ €/kWh}$$

Οπότε τα συνολικά έσοδα από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας θα είναι τα εξής:

$$(ΣΕ) = \sum_{t=1}^{20} (EE)_t \rightarrow (EE) = 171.659,17 \text{ €}$$

A/A	ΕΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ Φ/Β ΣΤΑΘΜΟΥ kWh/yr	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΜΕΙΩΣΗΣ ΤΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ	ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ kWh/yr	ΤΙΜΗ ΑΝΑ kWh ΣΕ €	ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ
1	2023	90.109,80	1	90.109,80	0,10 €	9.010,98 €
2	2024	90.109,80	0,995	89.659,25	0,10 €	8.965,93 €
3	2025	90.109,80	0,990	89.208,70	0,10 €	8.920,87 €
4	2026	90.109,80	0,985	88.758,15	0,10 €	8.875,82 €
5	2027	90.109,80	0,980	88.307,60	0,10 €	8.830,76 €
6	2028	90.109,80	0,975	87.857,06	0,10 €	8.785,71 €
7	2029	90.109,80	0,970	87.406,51	0,10 €	8.740,65 €
8	2030	90.109,80	0,965	86.955,96	0,10 €	8.695,60 €
9	2031	90.109,80	0,960	86.505,41	0,10 €	8.650,54 €
10	2032	90.109,80	0,955	86.054,86	0,10 €	8.605,49 €
11	2033	90.109,80	0,950	85.604,31	0,10 €	8.560,43 €
12	2034	90.109,80	0,945	85.153,76	0,10 €	8.515,38 €
13	2035	90.109,80	0,940	84.703,21	0,10 €	8.470,32 €
14	2036	90.109,80	0,935	84.252,66	0,10 €	8.425,27 €
15	2037	90.109,80	0,930	83.802,11	0,10 €	8.380,21 €
16	2038	90.109,80	0,925	83.351,57	0,10 €	8.335,16 €
17	2039	90.109,80	0,920	82.901,02	0,10 €	8.290,10 €
18	2040	90.109,80	0,915	82.450,47	0,10 €	8.245,05 €
19	2041	90.109,80	0,910	81.999,92	0,10 €	8.199,99 €
20	2042	90.109,80	0,905	81.549,37	0,10 €	8.154,94 €
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ				1.716.591,69 kWh		171.659,17 €

Πίνακας 6.8.: Εκτιμώμενο συνολικό κέρδος σε €

Όμως κατά την διάρκεια του έτους προκύπτουν και κάποια λειτουργικά έξοδα που έχει ο φωτοβολταϊκός σταθμός. Τα έξοδα αυτά είναι σταθερά σε ετήσια βάση και θα υπολογιστεί το καθαρό κέρδος από τον παρακάτω τύπο.

$$(ΚΕΚ)_t = F_t - E_t$$

όπου:

$ΚΕΚ$: Το καθαρό ετήσιο κέρδος

F_t : Η καθαρή ταμειακή ροή για το έτος t

E_t : Έξοδα επένδυσης για το έτος t

Οπότε το συνολικό καθαρό κέρδος της επένδυσης για το σύνολο των είκοσι ετών θα είναι:

$$KK = \sum_{t=1}^{20} (KEK)_t \rightarrow KK = 149.659,20 \text{ €}$$

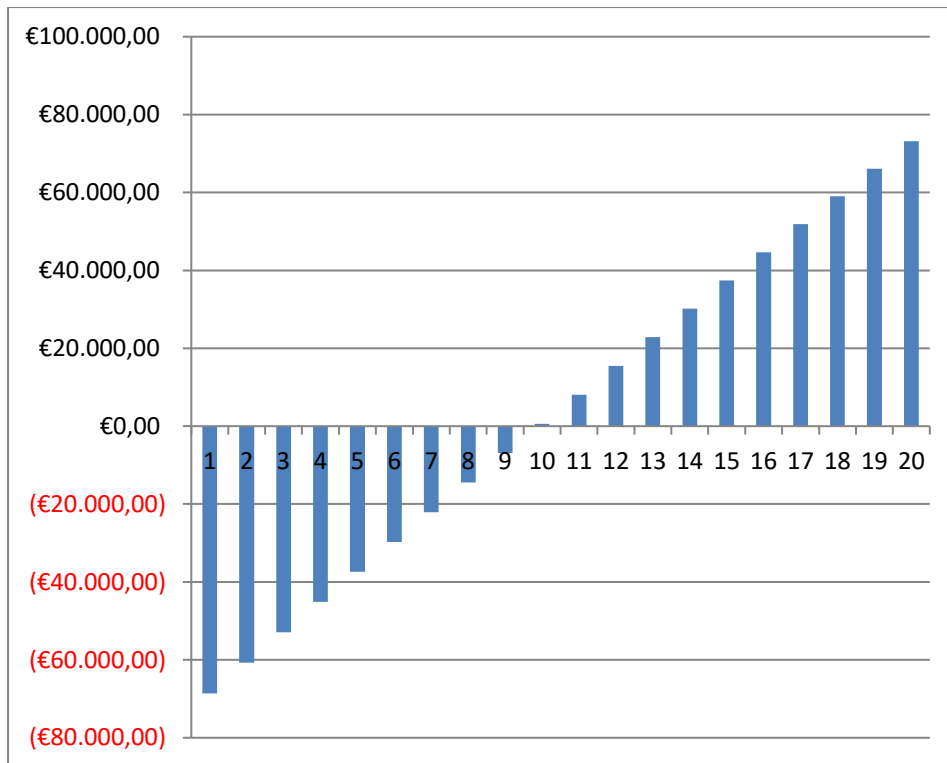
A/A	ΕΤΟΣ	ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ	ΕΤΗΣΙΑ ΕΞΟΔΑ	ΚΑΘΑΡΟ ΚΕΡΔΟΣ
1	2023	9.010,98 €	1.100,00 €	7.910,98 €
2	2024	8.965,93 €	1.100,00 €	7.865,93 €
3	2025	8.920,87 €	1.100,00 €	7.820,87 €
4	2026	8.875,82 €	1.100,00 €	7.775,82 €
5	2027	8.830,76 €	1.100,00 €	7.730,76 €
6	2028	8.785,71 €	1.100,00 €	7.685,71 €
7	2029	8.740,65 €	1.100,00 €	7.640,65 €
8	2030	8.695,60 €	1.100,00 €	7.595,60 €
9	2031	8.650,54 €	1.100,00 €	7.550,54 €
10	2032	8.605,49 €	1.100,00 €	7.505,49 €
11	2033	8.560,43 €	1.100,00 €	7.460,43 €
12	2034	8.515,38 €	1.100,00 €	7.415,38 €
13	2035	8.470,32 €	1.100,00 €	7.370,32 €
14	2036	8.425,27 €	1.100,00 €	7.325,27 €
15	2037	8.380,21 €	1.100,00 €	7.280,21 €
16	2038	8.335,16 €	1.100,00 €	7.235,16 €
17	2039	8.290,10 €	1.100,00 €	7.190,10 €
18	2040	8.245,05 €	1.100,00 €	7.145,05 €
19	2041	8.199,99 €	1.100,00 €	7.099,99 €
20	2042	8.154,94 €	1.100,00 €	7.054,94 €
		171.659,17 €		149.659,20 €

Πίνακας 6.8.: Εκτιμώμενο συνολικό καθαρό κέρδος σε €

Με βάση τα έσοδα που εισπράττει η μονάδα από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας παρατηρούμε στον παρακάτω πίνακα και το διάγραμμα τον ρυθμό της απομείωσης του κόστους της αρχικής επένδυσης.

A/A	ΕΤΟΣ	ΚΑΘΑΡΟ ΚΕΡΔΟΣ	ΚΟΣΤΟΣ ΑΡΧΙΚΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ	ΣΥΝΟΛΙΚΑ ΈΣΟΔΑ ΚΑΤ'Α ΤΟ ΤΡΕΧΩΝ ΕΤΟΣ	ΑΠΟΜΕΙΩΣΗ ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ
1	2023	7.910,98 €	76.500 €	7.910,98 €	-68.589,02 €
2	2024	7.865,93 €	76.500 €	15.776,91 €	-60.723,09 €
3	2025	7.820,87 €	76.500 €	23.597,78 €	-52.902,22 €
4	2026	7.775,82 €	76.500 €	31.373,60 €	-45.126,40 €
5	2027	7.730,76 €	76.500 €	39.104,36 €	-37.395,64 €
6	2028	7.685,71 €	76.500 €	46.790,07 €	-29.709,93 €
7	2029	7.640,65 €	76.500 €	54.430,72 €	-22.069,28 €
8	2030	7.595,60 €	76.500 €	62.026,32 €	-14.473,68 €
9	2031	7.550,54 €	76.500 €	69.576,86 €	-6.923,14 €
10	2032	7.505,49 €	76.500 €	77.082,35 €	582,35 €
11	2033	7.460,43 €	76.500 €	84.542,78 €	8.042,78 €
12	2034	7.415,38 €	76.500 €	91.958,16 €	15.458,16 €
13	2035	7.370,32 €	76.500 €	99.328,48 €	22.828,48 €
14	2036	7.325,27 €	76.500 €	106.653,75 €	30.153,75 €
15	2037	7.280,21 €	76.500 €	113.933,96 €	37.433,96 €
16	2038	7.235,16 €	76.500 €	121.169,12 €	44.669,12 €
17	2039	7.190,10 €	76.500€	128.359,22 €	51.859,22 €
18	2040	7.145,05 €	76.500 €	135.504,27 €	59.004,27 €
19	2041	7.099,99 €	76.500 €	142.604,26 €	66.104,26 €
20	2042	7.054,94 €	76.500 €	149.659,20 €	73.159,20 €
		149.659,20 €			

Πίνακας 6.9.: Απομείωση κόστους επένδυσης σε €



Διάγραμμα 6.4.: Διάγραμμα απομείωσης κόστους επένδυσης

Οπότε όπως παρατηρούμε από το παραπάνω διάγραμμα η αποπληρωμή της επένδυσης πραγματοποιείται κατά τη διάρκεια του δέκατου (10) έτους. Από το σημείο αυτό και για την υπόλοιπη διάρκεια ζωής της επένδυσης, αυτή θεωρείται κερδοφόρα.

Σε αυτό το σημείο θα εξετάσουμε με βάση κάποιους οικονομοτεχνικούς δείκτες κατά πόσο είναι υλοποιήσιμη και συμφέρουσα η συγκεκριμένη επένδυση. Θα θεωρήσουμε για τα παρακάτω ότι το επιτόκιο προεξόφλησης i είναι ίσο με 6%.

Ο ρυθμός επιστροφής της αρχικής επένδυσης υπολογίζεται από τον τύπο:

$$i_r = \frac{KK}{\Sigma KE} \rightarrow i_r = \frac{149.659,20 \text{ €}}{76.500\text{€}} \rightarrow i_r = 1,96$$

Ο χρόνος αποπληρωμής υπολογίζεται από τον τύπο:

$$r = \frac{\Sigma KE}{KK} \rightarrow r = \frac{76.500 \text{ €}}{149.659,20 \text{ €}} \rightarrow r = 0,51$$

Η καθαρά παρούσα αξία υπολογίζεται από τον παρακάτω τύπο:

$$NPV = -C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t - E_t}{(1+i)^t}$$

A/A	ΕΤΟΣ	F _t	E _t	F _t - E _t	(1 + i) ^t	NPV _t
1	2023	9.010,98 €	1.100,00 €	7.910,98 €	1,06	7.463,19 €
2	2024	8.965,93 €	1.100,00 €	7.865,93 €	1,123	7.004,39 €
3	2025	8.920,87 €	1.100,00 €	7.820,87 €	1,191	6.566,64 €
4	2026	8.875,82 €	1.100,00 €	7.775,82 €	1,262	6.161,51 €
5	2027	8.830,76 €	1.100,00 €	7.730,76 €	1,338	5.777,85 €
6	2028	8.785,71 €	1.100,00 €	7.685,71 €	1,418519	5.418,12 €
7	2029	8.740,65 €	1.100,00 €	7.640,65 €	1,50363	5.081,47 €
8	2030	8.695,60 €	1.100,00 €	7.595,60 €	1,593848	4.765,57 €
9	2031	8.650,54 €	1.100,00 €	7.550,54 €	1,689479	4.469,15 €
10	2032	8.605,49 €	1.100,00 €	7.505,49 €	1,790848	4.191,03 €
11	2033	8.560,43 €	1.100,00 €	7.460,43 €	1,898299	3.930,06 €
12	2034	8.515,38 €	1.100,00 €	7.415,38 €	2,012196	3.685,22 €
13	2035	8.470,32 €	1.100,00 €	7.370,32 €	2,132928	3.455,49 €
14	2036	8.425,27 €	1.100,00 €	7.325,27 €	2,260904	3.239,97 €
15	2037	8.380,21 €	1.100,00 €	7.280,21 €	2,396558	3.037,78 €
16	2038	8.335,16 €	1.100,00 €	7.235,16 €	2,540352	2.848,09 €
17	2039	8.290,10 €	1.100,00 €	7.190,10 €	2,692773	2.670,15 €
18	2040	8.245,05 €	1.100,00 €	7.145,05 €	2,854339	2.503,22 €
19	2041	8.199,99 €	1.100,00 €	7.099,99 €	3,0256	2.346,64 €
20	2042	8.154,94 €	1.100,00 €	7.054,94 €	3,207135	2.199,76 €
		171.659,17 €		149.659,20 €		86.815,31 €

Πίνακας 6.10.: Υπολογισμοί για NPV

Οπότε η καθαρά παρούσα αξία για την συγκεκριμένη επένδυση είναι:

$$NPV = -C_0 + \sum_{t=1}^{20} \frac{F_t - E_t}{(1+i)^t} \rightarrow NPV = -76.500 + 86.815,31$$
$$\rightarrow NPV = 10.315,31 \text{ €}$$

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης υπολογίζεται από τον τύπο:

$$NVP_{(i=IRR)} = 0 \leftrightarrow -C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t - E_t}{(1+IRR)^t} = 0 \rightarrow IRR = 8\%$$

6.3.2. Οικονομική ανάλυση για πώληση ενέργειας με net – metering

Στην περίπτωση που επενδυτής για την κατασκευή της φωτοβολταϊκής μονάδας επιλέξει τη μέθοδο της πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας με net metering, τότε δεν θα αποζημιώνεται από τον πάροχο της ηλεκτρικής ενέργειας με κλειδωμένη τιμή για κάθε kWh που παράγει, αλλά θα συμψηφίζεται με την ενέργεια που καταναλώνει η εγκατάσταση. Για να μπορέσουμε να έχουμε μία άποψη για το οικονομικό όφελος της συγκεκριμένης επένδυσης θα υπολογίσουμε ως έσοδα, τα έξοδα που θα είχαμε από την κατανάλωση της μονάδας που υλοποιείται το net metering. Οπότε θα ορίσουμε ως τιμή για την kWh τα 0,185 €/kWh που χρεώνει ο πάροχος. Σε αυτό το σημείο θα υπολογίσουμε τα συνολικά έσοδα, τα έξοδα και το συνολικό καθαρό κέρδος που θα έχει ο επενδυτής σε αυτά τα είκοσι χρόνια της επένδυσης. Επίσης θα γίνει ανάλυση των αποτελεσμάτων με κάποιους οικονομοτεχνικούς δείκτες ώστε να δούμε την αποδοτικότητα της επένδυσης ώστε να πάρουμε τις απαραίτητες αποφάσεις για την υλοποίηση της η μη.

Η μηνιαία παραγωγή ενέργειας παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα και γίνεται υπολογισμός των μηνιαίων εσόδων από αυτή.

Ο υπολογισμός των μηνιαίων εσόδων γίνεται από τον εξής τύπο:

$$(ME)_t = (MMHA)_t * \Sigma I_{\Phi/B} * 0,185 \text{ €/kWh}$$

όπου ME τα μηνιαία έσοδα.

Οπότε τα ετήσια συνολικά έσοδα θα είναι τα εξής:

$$(EE) = \sum_{t=1}^{12} (ME)_t \rightarrow (EE) = 16.670,31\text{€}$$

όπου EE τα ετήσια έσοδα.

ΜΗΝΙΑΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ kWh/mo					
ΜΗΝΑΣ	ΜΗΝΙΑΙΕΣ kWh/kWp	ΙΣΧΥΣ Φ/Β ΣΤΑΘΜΟΥ	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΗΝΑ	ΤΙΜΗ ΑΝΑ kWh ΣΕ €	ΜΗΝΙΑΙΑ ΕΣΟΔΑ
ΙΑΝ	50	59,4	2.970,00	0,185 €	549,45 €
ΦΕΒ	65	59,4	3.861,00	0,185 €	714,29 €
ΜΑΡ	105	59,4	6.237,00	0,185 €	1.153,85 €
ΑΠΡ	145	59,4	8.613,00	0,185 €	1.593,41 €
ΜΙΑ	188	59,4	11.167,20	0,185 €	2.065,93 €
ΙΟΥΝ	209	59,4	12.414,60	0,185 €	2.296,70 €
ΙΟΥΛ	215	59,4	12.771,00	0,185 €	2.362,64 €
ΑΥΓ	193	59,4	11.464,20	0,185 €	2.120,88 €
ΣΕΠ	145	59,4	8.613,00	0,185 €	1.593,41 €
ΟΚΤ	99	59,4	5.880,60	0,185 €	1.087,91 €
ΝΟΕ	58	59,4	3.445,20	0,185 €	637,36 €
ΔΕΚ	45	59,4	2.673,00	0,185 €	494,51 €
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΤΟΥΣ			90.109,80 kWh/yr		16.670,31 €

Πίνακας 6.11.: Εκτιμώμενο ετήσιο κέρδος σε €

Όμως όπως έχουμε αναφέρει και νωρίτερα η απόδοση των φωτοβολταϊκών πλαισίων μειώνεται με την πάροδο του χρόνου με ρυθμό 0,5% κάθε έτος. Οπότε ο υπολογισμός της ετήσιας παραγωγής ενέργειας για τα υπόλοιπα έτη θα υλοποιηθεί με τον παρακάτω τύπο ώστε να υπολογίσουμε το κέρδος με βάση την μείωση αυτή.

$$(EE)_t = (EPHE)_1 * \left(1 - \frac{(t - 1) * 0.5}{100}\right) * 0,185 \text{ €/kWh}$$

A/A	ΕΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ Φ/Β ΣΤΑΘΜΟΥ kWh/yr	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΜΕΙΩΣΗΣ ΤΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ	ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ kWh/yr	ΤΙΜΗ ΑΝΑ kWh ΣΕ €	ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ
1	2023	90.109,80	1	90.109,80	0,185 €	16.670,31 €
2	2024	90.109,80	0,995	89.659,25	0,185 €	16.586,96 €
3	2025	90.109,80	0,990	89.208,70	0,185 €	16.503,61 €
4	2026	90.109,80	0,985	88.758,15	0,185 €	16.420,26 €
5	2027	90.109,80	0,980	88.307,60	0,185 €	16.336,91 €
6	2028	90.109,80	0,975	87.857,06	0,185 €	16.253,56 €
7	2029	90.109,80	0,970	87.406,51	0,185 €	16.170,20 €
8	2030	90.109,80	0,965	86.955,96	0,185 €	16.086,85 €
9	2031	90.109,80	0,960	86.505,41	0,185 €	16.003,50 €
10	2032	90.109,80	0,955	86.054,86	0,185 €	15.920,15 €
11	2033	90.109,80	0,950	85.604,31	0,185 €	15.836,80 €
12	2034	90.109,80	0,945	85.153,76	0,185 €	15.753,45 €
13	2035	90.109,80	0,940	84.703,21	0,185 €	15.670,09 €
14	2036	90.109,80	0,935	84.252,66	0,185 €	15.586,74 €
15	2037	90.109,80	0,930	83.802,11	0,185 €	15.503,39 €
16	2038	90.109,80	0,925	83.351,57	0,185 €	15.420,04 €
17	2039	90.109,80	0,920	82.901,02	0,185 €	15.336,69 €
18	2040	90.109,80	0,915	82.450,47	0,185 €	15.253,34 €
19	2041	90.109,80	0,910	81.999,92	0,185 €	15.169,98 €
20	2042	90.109,80	0,905	81.549,37	0,185 €	15.086,63 €
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ				1.716.591,69 kWh		317.569,46 €

Πίνακας 6.12.: Εκτιμώμενο συνολικό κέρδος σε €

Οπότε τα συνολικά έσοδα από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας θα είναι τα εξής:

$$(\Sigma E) = \sum_{t=1}^{20} (EE)_t \rightarrow (EE) = 317.569,46 \text{ €}$$

Όμως κατά την διάρκεια του έτους προκύπτουν και κάποια λειτουργικά έξοδα που έχει ο φωτοβολταϊκός σταθμός. Τα έξοδα αυτά είναι σταθερά σε ετήσια βάση και θα υπολογιστεί το καθαρό κέρδος από τον παρακάτω τύπο.

$$(KEK)_t = F_t - E_t$$

όπου:

KEK : Το καθαρό ετήσιο κέρδος

F_t : Η καθαρή ταμειακή ροή για το έτος t

E_t : Έξοδα επένδυσης για το έτος t

Οπότε το συνολικό καθαρό κέρδος της επένδυσης για το σύνολο των είκοσι ετών θα είναι:

$$KK = \sum_{t=1}^{20} (KEK)_t \rightarrow KK = 295.569,46 \text{ €}$$

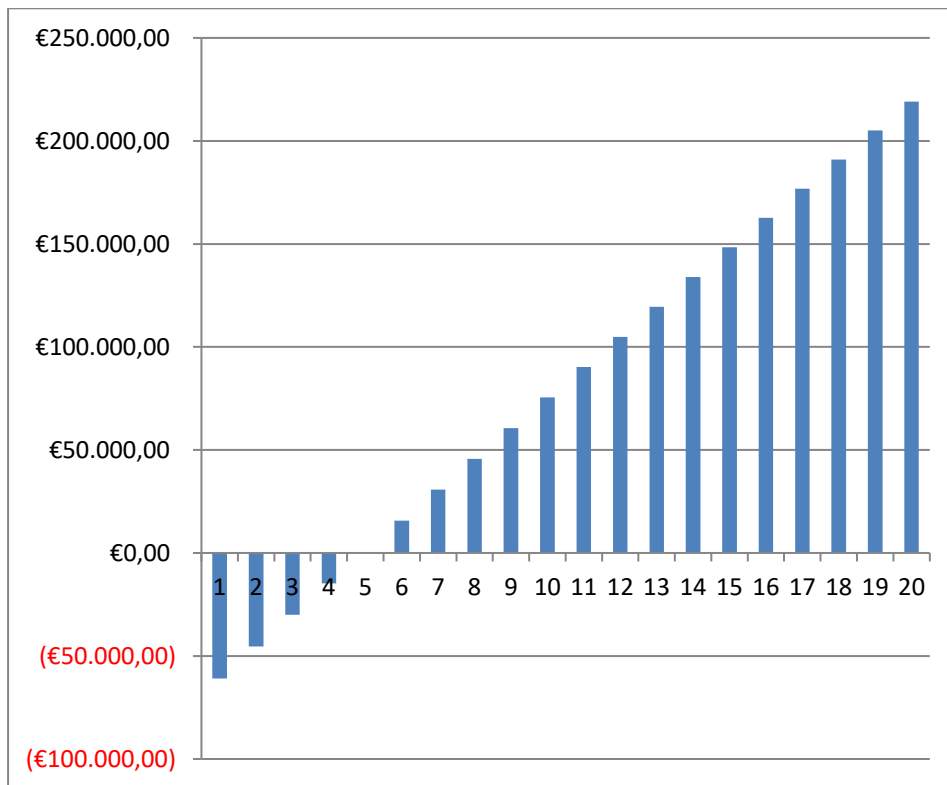
A/A	ΕΤΟΣ	ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ	ΕΤΗΣΙΑ ΕΞΟΔΑ	ΚΑΘΑΡΟ ΚΕΡΔΟΣ
1	2023	16.670,31 €	1.100,00 €	15.570,31 €
2	2024	16.586,96 €	1.100,00 €	15.486,96 €
3	2025	16.503,61 €	1.100,00 €	15.403,61 €
4	2026	16.420,26 €	1.100,00 €	15.320,26 €
5	2027	16.336,91 €	1.100,00 €	15.236,91 €
6	2028	16.253,56 €	1.100,00 €	15.153,56 €
7	2029	16.170,20 €	1.100,00 €	15.070,20 €
8	2030	16.086,85 €	1.100,00 €	14.986,85 €
9	2031	16.003,50 €	1.100,00 €	14.903,50 €
10	2032	15.920,15 €	1.100,00 €	14.820,15 €
11	2033	15.836,80 €	1.100,00 €	14.736,80 €
12	2034	15.753,45 €	1.100,00 €	14.653,45 €
13	2035	15.670,09 €	1.100,00 €	14.570,09 €
14	2036	15.586,74 €	1.100,00 €	14.486,74 €
15	2037	15.503,39 €	1.100,00 €	14.403,39 €
16	2038	15.420,04 €	1.100,00 €	14.320,04 €
17	2039	15.336,69 €	1.100,00 €	14.236,69 €
18	2040	15.253,34 €	1.100,00 €	14.153,34 €
19	2041	15.169,98 €	1.100,00 €	14.069,98 €
20	2042	15.086,63 €	1.100,00 €	13.986,63 €
		317.569,46 €		295.569,46 €

Πίνακας 6.13.: Εκτιμώμενο συνολικό καθαρό κέρδος σε €

Με βάση τα έσοδα που εισπράττει η μονάδα από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας παρατηρούμε στον παρακάτω πίνακα και το διάγραμμα τον ρυθμό της απομείωσης του κόστους της αρχικής επένδυσης.

Α/Α	ΕΤΟΣ	ΚΑΘΑΡΟ ΚΕΡΔΟΣ	ΚΟΣΤΟΣ ΑΡΧΙΚΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ	ΣΥΝΟΛΙΚΑ ΈΣΟΔΑ ΚΑΤΑ ΤΟ ΤΡΕΧΩΝ ΕΤΟΣ	ΑΠΟΜΕΙΩΣΗ ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ
1	2023	15.570,31 €	76.500 €	15.570,31 €	-60.929,69 €
2	2024	15.486,96 €	76.500 €	31.057,27 €	-45.442,73 €
3	2025	15.403,61 €	76.500 €	46.460,88 €	-30.039,12 €
4	2026	15.320,26 €	76.500 €	61.781,14 €	-14.718,86 €
5	2027	15.236,91 €	76.500 €	77.018,05 €	518,05 €
6	2028	15.153,56 €	76.500 €	92.171,61 €	15.671,61 €
7	2029	15.070,20 €	76.500 €	107.241,81 €	30.741,81 €
8	2030	14.986,85 €	76.500 €	122.228,66 €	45.728,66 €
9	2031	14.903,50 €	76.500 €	137.132,16 €	60.632,16 €
10	2032	14.820,15 €	76.500 €	151.952,31 €	75.452,31 €
11	2033	14.736,80 €	76.500 €	166.689,11 €	90.189,11 €
12	2034	14.653,45 €	76.500 €	181.342,56 €	104.842,56 €
13	2035	14.570,09 €	76.500 €	195.912,65 €	119.412,65 €
14	2036	14.486,74 €	76.500 €	210.399,39 €	133.899,39 €
15	2037	14.403,39 €	76.500 €	224.802,78 €	148.302,78 €
16	2038	14.320,04 €	76.500 €	239.122,82 €	162.622,82 €
17	2039	14.236,69 €	76.500€	253.359,51 €	176.859,51 €
18	2040	14.153,34 €	76.500 €	267.512,85 €	191.012,85 €
19	2041	14.069,98 €	76.500 €	281.582,83 €	205.082,83 €
20	2042	13.986,63 €	76.500 €	295.569,46 €	219.069,46 €
		295.569,46 €			

Πίνακας 6.14.: Απομείωση κόστους επένδυσης σε €



Διάγραμμα 6.5.: Διάγραμμα απομείωσης κόστους επένδυσης

Οπότε όπως παρατηρούμε από το παραπάνω διάγραμμα η αποπληρωμή της επένδυσης πραγματοποιείται κατά τη διάρκεια του πέμπτου (5) έτους. Από το σημείο αυτό και για την υπόλοιπη διάρκεια ζωής της επένδυσης, αυτή θεωρείται κερδοφόρα.

Σε αυτό το σημείο θα εξετάσουμε με βάση κάποιους οικονομοτεχνικούς δείκτες κατά πόσο είναι υλοποιήσιμη και συμφέρουσα η συγκεκριμένη επένδυση. Θα θεωρήσουμε για τα παρακάτω ότι το επιτόκιο προεξόφλησης i είναι ίσο με 6%.

Ο ρυθμός επιστροφής της αρχικής επένδυσης υπολογίζεται από τον τύπο:

$$i_r = \frac{KK}{\Sigma KE} \rightarrow i_r = \frac{295.569,46\text{€}}{76.500\text{€}} \rightarrow i_r = 3,86$$

Ο χρόνος αποπληρωμής υπολογίζεται από τον τύπο:

$$r = \frac{\Sigma KE}{KK} \rightarrow r = \frac{76.500}{295.569,46} \rightarrow r = 0,26$$

Η καθαρά παρούσα αξία υπολογίζεται από τον παρακάτω τύπο:

$$NPV = -C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t - E_t}{(1+i)^t}$$

A/A	ΕΤΟΣ	F _t	E _t	F _t - E _t	(1 + i) ^t	NPV _t
1	2023	15.570,31 €	1.100,00 €	14.470,31 €	1,06	13.651,24 €
2	2024	15.486,96 €	1.100,00 €	14.386,96 €	1,123	12.811,18 €
3	2025	15.403,61 €	1.100,00 €	14.303,61 €	1,191	12.009,75 €
4	2026	15.320,26 €	1.100,00 €	14.220,26 €	1,262	11.268,03 €
5	2027	15.236,91 €	1.100,00 €	14.136,91 €	1,338	10.565,70 €
6	2028	15.153,56 €	1.100,00 €	14.053,56 €	1,418519	9.907,21 €
7	2029	15.070,20 €	1.100,00 €	13.970,20 €	1,50363	9.290,98 €
8	2030	14.986,85 €	1.100,00 €	13.886,85 €	1,593848	8.712,78 €
9	2031	14.903,50 €	1.100,00 €	13.803,50 €	1,689479	8.170,27 €
10	2032	14.820,15 €	1.100,00 €	13.720,15 €	1,790848	7.661,26 €
11	2033	14.736,80 €	1.100,00 €	13.636,80 €	1,898299	7.183,70 €
12	2034	14.653,45 €	1.100,00 €	13.553,45 €	2,012196	6.735,65 €
13	2035	14.570,09 €	1.100,00 €	13.470,09 €	2,132928	6.315,30 €
14	2036	14.486,74 €	1.100,00 €	13.386,74 €	2,260904	5.920,97 €
15	2037	14.403,39 €	1.100,00 €	13.303,39 €	2,396558	5.551,04 €
16	2038	14.320,04 €	1.100,00 €	13.220,04 €	2,540352	5.204,02 €
17	2039	14.236,69 €	1.100,00 €	13.136,69 €	2,692773	4.878,50 €
18	2040	14.153,34 €	1.100,00 €	13.053,34 €	2,854339	4.573,16 €
19	2041	14.069,98 €	1.100,00 €	12.969,98 €	3,0256	4.286,75 €
20	2042	13.986,63 €	1.100,00 €	12.886,63 €	3,207135	4.018,11 €
		295.569,46 €		273.569,46 €		158.715,60 €

Πίνακας 6.15.: Υπολογισμοί για NPV

Οπότε η καθαρά παρούσα αξία για την συγκεκριμένη επένδυση είναι:

$$NPV = -C_0 + \sum_{t=1}^{20} \frac{F_t - E_t}{(1+i)^t} \rightarrow NPV = -76.500 + 158.715,60$$
$$\rightarrow NPV = 82.215,60 \text{ €}$$

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης υπολογίζεται από τον τύπο:

$$NPV_{(i=IRR)} = 0 \leftrightarrow -C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t - E_t}{(1+IRR)^t} = 0 \rightarrow IRR = 19\%$$

6.3.3. Συμπέρασμα

Θα συγκρίνουμε τα αποτελέσματα των δύο μεθόδων, της σταθερής τιμής ή του συμψηφισμού ενέργειας, για να αποφασίσουμε πια από τις δύο είναι η πιο συμφέρουσα απόφαση για την επένδυση σε φωτοβολταϊκό σταθμό ως προς τον τρόπο πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας.

Με βάση τα παραπάνω κατασκευάζουμε έναν πίνακα για σύγκριση των τιμών που υπολογίσαμε.

	ΣΤΑΘΕΡΗ ΤΙΜΗ	NET METERING
ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΕΡΔΟΣ	171.659,17 €	317.569,46
ΚΑΘΑΡΟ ΚΕΡΔΟΣ	73.159,20 €	219.069,46
ΠΕΡΙΟΔΟΣ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ	10 ΕΤΗ	5 ΕΤΗ
ΡΥΘΜΟΣ ΕΠΙΣΤΡΟΦΗΣ ΑΡΧΙΚΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ir	1,96	3,86
ΧΡΟΝΟΣ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ r	0,51	0,26
NPV	10.315,31	82.215,60
IRR	8%	19%

Πίνακας 6.15.: Συγκριτικός πίνακας

Οπότε με βάση τα αποτελέσματα που εμφανίζονται στον παραπάνω πίνακα η αποδοτικότερη επένδυση για την συγκεκριμένη φωτοβολταϊκή μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι αυτή με την μέθοδο του ενεργειακού συμψηφισμού η οποία αποφέρει μεγαλύτερο οικονομικό όφελος και σε μικρότερο χρονικό διάστημα.

Στο σημείο αυτό θα πρέπει να αναφέρουμε πάλι ότι το κέρδος προκύπτει από τον συμψηφισμό της ενέργειας που παράγεται με εκείνη που καταναλώνεται. Οπότε το βέλτιστο κέρδος με την μέθοδο του net metering υπάρχει όταν η παραγόμενη ενέργεια είναι ίση με την καταναλισκόμενη.

Οπότε θα πρέπει να υπολογίσουμε την ελάχιστη κατανάλωση με την οποία το κέρδος από τον ενεργειακό συμψηφισμό είναι ίσο με το κέρδος από την μέθοδο με σταθερή τιμή.

Αυτό θα το υπολογίσουμε από την παρακάτω εξίσωση:

$$(EΠΗΑ) * 0,185 \text{ €/kWh} - (EE) = 7.910,98 \text{ €}$$

όπου:

EΠΗΑ: Η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

EE: Τα ετήσια έξοδα

Άρα από την παραπάνω εξίσωση έχουμε ότι:

$$(ΕΠΗΑ) = \frac{7.910,98 \text{ €} + 1.100 \text{ €}}{0,185 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}} \rightarrow (ΕΠΗΕ) = 48.167,5 \text{ kWh}$$

Οπότε για να είναι η μέθοδος του ενεργειακού συμψηφισμού αποδοτικότερη από αυτή της σταθερής τιμής θα πρέπει η ετήσια κατανάλωση της εγκατάστασης να μην πέσει χαμηλότερα από τις 48.167,5kWh ανά έτος.

Επίσης αν η τιμή της kWh στο τιμολόγιο του παρόχου πέσει χαμηλότερα από τα 0,10 €/kWh, τότε η μέθοδος με σταθερή τιμή θα είναι αποδοτικότερη αφού η συγκεκριμένη τιμή είναι κλειδωμένη και δεν επηρεάζεται από τις διάφορες μεταβολές της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. Β.Χατζηαθανασίου: “Σταθμοί Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας”, εκδόσεις ΑΠΘ, Θεσσαλονίκη 2004
2. Αν.Μπακιρτζή: “Σημειώσεις Ηλεκτρικής Οικονομίας”, εκδόσεις ΑΠΘ, Θεσσαλονίκη 2001
3. ΚΑΠΕ : “Οδηγός Τεχνολογιών Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ ”
4. Gabriel Morin, Werner Platzer, Martin Strelow, Reinhard Leithner : “Techno-Economic System Simulation and Optimization of Solar Thermal Power Plants”
5. ΔΕΔΔΗΕ (2019), «Εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού (net metering) από αυτοπαραγωγούς σύμφωνα με την ΥΑ Αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/15084/382/19.2.2019 (ΦΕΚ Β’759/5.3.2019)», Τομέας Ρυθμιστικών θεμάτων, Διεύθυνση Χρηστών Δικτύου, Αθήνα.
6. Καμπούρης Κωνσταντίνος (2016). «Τεχνοοικονομική μελέτη φωτοβολταϊκού πάρκου 99.84kWp»
7. Πέτρος Ντοκόπουλος (2005). «Ηλεκτρικές εγκαταστάσεις καταναλωτών».
8. Τεχνική οδηγία Τεχνικού Επιμελητηρίου Ελλάδος, Τ.Ο.Τ.Ε.Ε. 20701-3/2010
9. Συμβατικές και ήπια μορφές ενέργειας, Κωνσταντίνος Α. Μπαλαράς, Αθανάσιος Α. Αργυρίου, Φώτης Ε. Καραγιάννης,
10. Κωνσταντίνος Ζοπουνίδης, «Βασικές Αρχές και Σύγχρονα Θέματα του Χρηματοοικονομικού Μάνατζμεντ», Εκδόσεις “Κλειδάριθμος”, 2003, Ανατύπωση 2004.
11. Ι.Ε. Φραγκιαδάκης, «Φωτοβολταϊκά Συστήματα», 3η Έκδοση, Εκδόσεις Ζήτη, 2009.
12. Φωτοβολταϊκά συστήματα, Ι. Ε. Φραγκιαδάκης, 3Η Έκδοση, Εκδόσεις Ζήτη.
13. Sofias, K.; Kanetaki, Z.; Stergiou, C.; Jacques, S. Combining CAD Modeling and Simulation of Energy Performance Data for the Retrofit of Public Buildings. *Sustainability* **2023**, *15*, 2211, [doi:10.3390/su15032211](https://doi.org/10.3390/su15032211).
14. Bhuiyan, M.R.A. Overcome the Future Environmental Challenges through Sustainable and Renewable Energy Resources. *Micro Nano Lett.* 2022, *17*, 402–416. <https://doi.org/10.1049/mna2.12148>.

15. Deshmukh, M.K.G.; Sameeroddin, M.; Abdul, D.; Abdul Sattar, M. Renewable Energy in the 21st Century: A Review. Mater. Today Proc. 2021, in press.
<https://doi.org/10.1016/j.matpr.2021.05.501>.
16. Lu, Y.; Li, P.; Lee, Y.P.; Song, X. An Integrated Decision-Making Framework for Existing Building Retrofits Based on Energy Simulation and Cost-Benefit Analysis. J. Build. Eng. 2021, 43, 103200.
<https://doi.org/10.1016/j.jobbe.2021.103200>.
17. Jacques, S.; Bissey, S. New Software Package for Teaching and Learning the Basics of Photovoltaic System Sizing. WSEAS Trans. Adv. Eng. Educ. 2015, 12, 10.
18. Gambardella, C.; Pahle, M. Time-Varying Electricity Pricing and Consumer Heterogeneity: Welfare and Distributional Effects with Variable Renewable Supply. Energy Econ. 2018, 76, 257–273.
<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.08.020>.

Ιστοσελίδες

1. www.rae.gr
2. www.lagie.gr
3. www.deddie.gr
4. www.admie.gr
5. www.meteoblue.gr
6. www.hellapco.gr