ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ ΚΑΙ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ

Οικονομοτεχνική Μελέτη Εγκατάστασης Διασυνδεδεμένου Οικιακού Συστήματος Φωτοβολταϊκών

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Θεόδωρος Λαδάς

Επιβλέπων: Ιωάννης Ψαρράς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2012

ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ ΚΑΙ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΦΑΣΕΩΝ

Οικονομοτεχνική Μελέτη Εγκατάστασης Διασυνδεδεμένου Οικιακού Συστήματος Φωτοβολταϊκών

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Θεόδωρος Λαδάς

Επιβλέπων : Ιωάννης Ψαρράς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 15η Οκτωβρίου 2012.

.....	.....	.....
Ιωάννης Ψαρράς	Δημήτριος Ασκούνης	Βασίλειος Ασημακόπουλος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.	Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.	Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2012

Η εργασία αυτή αφιερώνεται στους γονείς μου.
Σε αυτούς χρωστάω την ύπαρξη της,
Και την δική μου...

.....
Θεόδωρος Λαδάς

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © ΘΕΟΔΩΡΟΣ ΛΑΔΑΣ, 2012
Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Περίληψη

Η παρούσα διπλωματική εργασία πραγματεύεται την εγκατάσταση ενός διασυνδεδεμένου φωτοβολταϊκού συστήματος, ισχύος 10 kWp, στην οροφή κατοικίας. Συγκεκριμένα, περιγράφεται τόσο η τεχνική μελέτη που πραγματοποιήθηκε όσο και η οικονομική αξιολόγηση του έργου.

Αρχικά παρουσιάζονται κάποια στοιχεία για την σύγχρονη τεχνολογία που χρησιμοποιείται σε τέτοιου είδους έργα καθώς και το νομικό πλαίσιο που τα διέπει. Αναφορά γίνεται ακόμη στις τάσεις εξέλιξης της αγοράς και του κόστους επένδυσης. Στην συνέχεια γίνεται αναλυτική περιγραφή του λογισμικού PVsyst και κυρίως των στοιχείων εκείνων που χρησιμοποιήθηκαν για την πραγματοποίηση της μελέτης και της προσομοίωσης. Η τεχνική μελέτη περιλαμβάνει μεταξύ άλλων την χωροθέτηση των πλαισίων και την μελέτη σκίασης της φωτοβολταϊκής γεννήτριας.

Ακολουθεί η οικονομική αξιολόγηση του έργου. Επειδή, σε ένα διασυνδεδεμένο σύστημα η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια πωλείται στον προμηθευτή του δικτύου, ο κύριος της εγκατάστασης εξασφαλίζει έσοδα, που δίνουν την δυνατότητα να αντιμετωπιστεί το έργο ως ένα επενδυτικό σχέδιο. Παρουσιάζονται, λοιπόν, όλοι εκείνοι οι παράμετροι που επιδρούν στην οικονομική απόδοση του σχεδίου, όπως : Συνολική εγκατεστημένη ισχύς, ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, ύψος εγγυημένης τιμής πώλησης, κόστος κεφαλαίου, κόστος συντήρησης και ασφάλισης κ.α. Ακολούθως, υπολογίζονται αναλυτικά οι καθαρές ταμειακές ροές όπως και οι χρηματοοικονομικοί δείκτες της επένδυσης.

Τέλος, για τους δείκτες τις Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ) και του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (ΕΒΑ), πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας ως προς τις περισσότερες από τις παραμέτρους αυτές και εξάγονται τα τελικά συμπεράσματα για την ανθεκτικότητα και την οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης, σε περιπτώσεις αβεβαιότητας.

Λέξεις Κλειδιά:

Φωτοβολταϊκά , διασυνδεδεμένο σύστημα, PVsyst, οικονομοτεχνική μελέτη, ΑΠΕ, FIT, ανάλυση ευαισθησίας

Abstract

This thesis deals with the installation of a photovoltaic system, powered with 10 kWp, on a residence's roof. Specifically, both the technical study conducted and the economic evaluation of the project, are being described.

Initially clues to modern technology used in such projects and the legal framework that governs them are presented. Reference is also made in trends in the market and the investment cost. Furthermore, there is a detailed description of the software PVsyst and especially those elements which were used to make the design and simulation of the system. The technical study includes, among other, the layout of the modules and the shading analysis of the PV generator.

The economic evaluation of the project follows. Because of the fact that, in an interconnected system, the electricity generated is sold to the supplier network, the project can be handled as an investment plan. Presented, therefore, are all those factors that affect the economic performance of the project, such as: Total installed capacity, annual generated electricity, feed in tariff, capital costs, maintenance costs, insurance, etc. Flowingly, the net cash flows as well as the financial indicators of the investment were estimated.

Finally, a sensitivity analysis was run, examining the behavior of indicators such as Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR), given an input for most of these parameters and final conclusions were drawn for durability and economic viability of the investment, in situations of uncertainty.

Keywords:

Photovoltaic, grid, PVsyst, feasibility study, RES, FIT, sensitivity analysis

Ευχαριστίες

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή της διπλωματικής μου, κύριο Ιωάννη Ψαρρά για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε, καθ' όλη τη διάρκεια αυτής της προσπάθεια, καθώς επίσης και για την ελευθερία στην επιλογή του θέματος. Ακόμη ευχαριστώ τον κύριο Βαγγέλη Μαρινάκη για την βοήθεια που μου παρείχε στην συγγραφή της διπλωματικής αυτής. Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένεια μου για την αμέριστη συμπαράσταση που μου έδειξε όλα αυτά τα χρόνια. Ιδιαίτερα, ευχαριστώ την αδερφή μου για τα όμορφα χρόνια της συγκατοίκησης μας και όλους εκείνους τους φίλους και συναδέλφους που κατά καιρούς αγωνίστηκαν μαζί μου στην μακριά αυτή πορεία.

Πίνακας Περιεχομένων

Περίληψη 7
Abstract 8
Ευχαριστίες 9
Πίνακας Περιεχομένων 11
Κεφάλαιο 1. Εισαγωγή 15
1.1 Αντικείμενο - Σκοπός 17
1.2 Φάσεις υλοποίησης 18
1.3 Οργάνωση τόμου 19
Κεφάλαιο 2. Τεχνολογία Φωτοβολταϊκών Συστημάτων 21
2.1 Εισαγωγή – ΑΠΕ – Ηλιακή Ενέργεια 23
2.2 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα Φωτοβολταϊκών 25
2.3 Τεχνολογίες Φωτοβολταϊκών Πλαισίων 29
Μονοκρυσταλλικό πυρίτιο 31
Πολυκρυσταλλικό πυρίτιο. 31
Thin film πυρίτιο 32
Άμορφο πυρίτιο. 32
Αρσενικούχο γάλλιο. 33
Λιγότερο ενεργοβόρες τεχνολογίες (Ribbon Silicon) 34
Υβριδικές τεχνολογίες. 34
2.4 Αυτόνομα και Διασυνδεδεμένα Συστήματα 35
2.4.1 Αυτόνομο Σύστημα 35
2.4.2 Διασυνδεδεμένο Σύστημα 36
2.5 Βασικά Στοιχεία μιας Φ/Β Εγκατάστασης 37
2.5.1 Τεχνολογίες Inverter 37
2.5.2 Απόδοση της Εγκατάστασης 39
2.5.3 Πιστοποίηση Εγκατάστασης 43
2.6 Τάσεις Εξέλιξης 45
2.6.1. Ρυθμός Ανάπτυξης Βιομηχανίας Φωτοβολταϊκών 45
2.6.2. Εξέλιξη κόστους επένδυσης 47
Κεφάλαιο 3. Το Πρόγραμμα PVsyst 49
3.1 Εισαγωγή στο PVsyst 51
3.2 Περίπτωση Διασυνδεδεμένου Συστήματος - Αναλυτικά 54
3.2.1 Project – Έργο 55

3.2.2 Orientation – Προσανατολισμός 57
3.2.3 Horizon – Ορίζοντας 58
3.2.4 Near Shadings – Άμεσες Σκιάσεις 59
3.2.5 System – Σύστημα 61
3.2.6 Module Layout – Χωροθέτηση Πάνελ 62
3.2.7 Simulation – Προσομοίωση 64
Κεφάλαιο 4. Μελέτη Εγκατάστασης 65
4.1 Περιγραφή Τοποθεσίας Εγκατάστασης 67
4.2 Περιγραφή Χώρου Εγκατάστασης 69
4.3 Προτεινόμενες Επιλογές Εγκατάστασης 71
4.3.1 Εξοπλισμός Εγκατάστασης 71
4.3.2 Χωροθέτηση Φ/Β Πλαισίων 74
4.3.3 Μελέτη Σκίασης – Διαγράμματα Ορίζοντα 77
4.3.3 Αποτελέσματα Προσομοίωσης PvSyst 81
Κεφάλαιο 5. Οικονομική Αξιολόγηση 89
5.1 Τεχνικά Χαρακτηριστικά Έργου 91
5.1.1 Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς αιχμής (kWp) 91
5.1.2 Ετήσια Παραγόμενη Ηλεκτρική Ενέργεια ανά εγκατεστημένο κιλοβάτ ισχύς αιχμής (kWh / kWp) 92
5.1.3 Ποσοστιαία ετήσια πτώση απόδοσης Εγκατάστασης 92
5.2 Οικονομικά Χαρακτηριστικά Επένδυσης 93
5.2.1 Συνολικό Αρχικό Κόστος Επένδυσης 93
5.2.2 Εγγυημένη Τιμή Πώλησης Η.Ε. (FIT) 95
5.2.3 Κόστος Ευκαιρίας 96
5.2.4 Επιτόκιο Δανεισμού - Δανειακά Κεφάλαια 96
5.2.5 Σχήμα Χρηματοδότησης – ποσοστό ίδιας συμμετοχής => Ίδια Κεφάλαια. 97
5.2.6 Κόστος Κεφαλαίου 97
5.2.7 Παραδεχόμενος Δείκτης Τιμών Καταναλωτή 98
5.2.8 Περίοδος αποπληρωμής Δανειακών Υποχρεώσεων 98
5.2.9 Ετήσιο Κόστος Συντήρησης και Ασφάλισης 98
5.2.10 Φορολογικός Συντελεστής 99
5.3 Οικονομική Μελέτη Επενδυτικού Πλάνου 100
5.3.1 Οικονομικοί Δείκτες Αξιολόγησης Επενδύσεων 100
5.3.2 Υπολογισμός Ταμειακών Ροών 101
5.3.3 Αξιολόγηση επένδυσης ως προς τα ίδια κεφάλαια 106
5.3.4 Αξιολόγηση ως προς το σύνολο της επένδυσης 110

5.3.5 Οικονομικοί Δείκτες Αξιολόγησης Επενδύσεων – Σχολιασμός 113
Κεφάλαιο 6. Ανάλυση Ευαισθησίας 115
6.1 Ανάλυση Ευαισθησίας – Τεχνικοί Παράμετροι 117
6.1.1 Εγκατεστημένη Ισχύς – Αρχικό Κόστος Εγκατάστασης 117
6.1.2 Ετήσια Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας (kWh) ανά Εγκατεστημένο kWp Ισχύος. (kWh/ kWp) 121
6.1.3 Ποσοστιαία Ετήσια Πτώσης Απόδοσης Εγκατάστασης (Ποιότητα Κατασκευής – Εξοπλισμού) 124
6.2 Ανάλυση Ευαισθησίας – Χρηματοοικονομικοί Παράμετροι 126
6.2.1 Feed In Tariff (FIT) 126
6.2.2 Σχήμα Χρηματοδότησης – Ποσοστό συμμετοχής Ιδίων Κεφαλαίων – Κόστος Κεφαλαίου 129
6.2.3 Κόστος Ευκαιρίας 131
6.2.4 Κόστος Δανεισμού 132
6.3 Ανάλυση Ευαισθησίας – Σενάριο Φορολόγησης 135
Κεφάλαιο 7. Συμπεράσματα - Προοπτικές 139
7.1 Τεχνικά – Μελέτη Εγκατάστασης 141
7.1.1 Συμπεράσματα (α) 141
7.1.2 Προοπτικές (α) 141
7.2 Οικονομική Αξιολόγηση και Ανάλυση Ευαισθησίας 143
7.2.1 Συμπεράσματα (β) 143
7.2.2 Προοπτικές (β) 144
Παράρτημα Α. Φύλλα Δεδομένων Εξοπλισμού 145
Παράρτημα Β. Νομικό Πλαίσιο – Ειδικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Φ/Β σε στέγες .. 151
Β.1 Γενικοί Όροι 153
Β.2 Προϋποθέσεις Ένταξης στο Πρόγραμμα 154
Β.3 Όροι Εγκατάστασης ΦΒ Συστήματος 154
Β.4 Σύνδεση ΦΒ Συστήματος με το Δίκτυο 154
Β.5 Βασικά στοιχεία για την Σύμβαση Συμψηφισμού 155
Β.6 Προϋποθέσεις Ενεργοποίησης Σύνδεσης της Εγκατάστασης στο Δίκτυο... 156
Βιβλιογραφία 157

Κεφάλαιο 1. Εισαγωγή

1.1 Αντικείμενο - Σκοπός

Από τις αρχές του 2009 και μετά ξεκίνησε να ανθίζει στην Ελλάδα μια νέα πολλά υποσχόμενη αγορά, αυτή των φωτοβολταϊκών. Μέσα σε μόλις δύο χρόνια, στο τέλος του 2010, η συνολική εγχώρια εγκατεστημένη ισχύς είχε δεκαπλασιαστεί. Ενώ στη συνέχεια, ο ρυθμός ανάπτυξης αυξήθηκε ακόμα περισσότερο, παρά την πρωτοφανή οικονομική κρίση, που κορυφώθηκε στο ίδιο χρονικό διάστημα, φτάνοντας από τα 200 MWp εγκατεστημένης ισχύος στις αρχές του 2011 στα 1.000 MWp μόλις στο τέλος του πρώτου εξαμήνου του 2012.

Αρχικά, και ιδιαίτερα τα δύο πρώτα χρόνια, το βάρος της ανάπτυξης του κλάδου, έπεσε στα λεγόμενα «αγροτικά» φωτοβολταϊκά. Σε εγκαταστάσεις, δηλαδή έως 100 kWp επί εδάφους, από αγρότες ανά την ελληνική επικράτεια. Στην διάρκεια, όμως του 2011 και εν συνεχεία και το 2012, παρατηρήθηκε μια πολύ έντονη ανάπτυξη στα λεγόμενα «οικιακά» φωτοβολταϊκά. Σε εγκαταστάσεις, δηλαδή στην στέγη ή το δώμα κατοικιών, έως 10 kWp, από ιδιώτες. Το ευνοϊκό νομικό πλαίσιο σε συνδυασμό με την ανάπτυξη χιλιάδων επιχειρήσεων γύρω από την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων, έκαναν δυνατή αυτή την θεαματική πρόοδο, παρά την οικονομική ασφυξία, λόγω της κρίση την ίδια περίοδο.

Στα πλαίσια, λοιπόν, αυτής της δραστηριότητας, αναπτύχθηκε στην Ελλάδα, μια τεχνογνωσία γύρω από την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων, τόσο σε τεχνικό επίπεδο όσο και υπό το πρίσμα ενός πολλά υποσχόμενου επενδυτικού σχεδίου. Ωστόσο, αυτή η γνώση, είναι τμήμα της αγοράς, τόσο σε επίπεδο μελετητών και εγκαταστατών όσο και σε επίπεδο οικονομικών συμβούλων και τραπεζικών στελεχών.

Ο σκοπός λοιπόν αυτής της διπλωματικής εργασίας, είναι να δημιουργηθεί μια πρώτη σύνδεση ανάμεσα στην πρακτική γνώση της αγοράς και της ακαδημαϊκής μεθόδου διερεύνησης και ανάλυσης, για το συγκεκριμένο πρόβλημα της εγκατάστασης φωτοβολταϊκών συστημάτων στις οροφές κτιρίων, ισχύος έως 10 kWp, και οικονομικής ανάλυσης που συνοδεύει ένα τέτοιο έργο. Για την επίτευξη αυτού του στόχου, χρησιμοποιηθήκαν όλα τα σύγχρονα επιστημονικά εργαλεία, όπως ενδελεχή μελέτη σε έρευνες άλλων ακαδημαϊκών φορέων στο σχετικό αντικείμενο, ανάλυση και χρήση εξειδικευμένου λογισμικού, όπως Google Sketchup, PVsyst, PVGIS και τέλος σύνδεση όλων αυτών με πραγματικά στοιχεία από όλους του αρμόδιου φορείς της αγοράς , όπως μελετητικά γραφεία και τραπεζικά ιδρύματα.

1.2 Φάσεις υλοποίησης

Η εκπόνηση της διπλωματικής εργασίας πραγματοποιήθηκε μεταξύ Μαρτίου και Οκτωβρίου 2012 και η πορεία αυτής ακολούθησε τις εξής φάσεις.

- *Φάση 1η - Μελέτη του νομικού πλαισίου και της αγοράς για τα φωτοβολταϊκά στην Ελλάδα.* Ιδιαίτερη έμφαση εδόθη στο «Ειδικό Πρόγραμμα Ανάπτυξη φωτοβολταϊκών συστημάτων σε στέγες και δώματα κτιρίων». Προσωπικές συναντήσεις με ανθρώπους του κλάδου, βοήθησαν στο να συγκεκριμενοποιηθεί στα πραγματικά δεδομένα της σημερινής ελληνικής αγοράς.

- *Φάση 2η - Εκτενής βιβλιογραφική αναζήτηση και αναζήτηση στο διαδίκτυο, για όλα τα σύγχρονα δεδομένα για την τεχνολογία των φωτοβολταϊκών, τις προοπτικές τους και τις τάσεις εξέλιξης.* Ακόμη συγκεντρώθηκαν πληροφορίες για όλο τον τεχνικό εξοπλισμό που χρειάζεται για την υλοποίηση μιας φωτοβολταϊκής εγκατάστασης.

- *Φάση 3η – Μελέτη, αξιολόγηση και παρουσίαση των συγκεντρωμένων στοιχείων.* Κυρίως μελετήθηκαν όλες εκείνες οι παράμετροι που καθιστούν μια εγκατάσταση φωτοβολταϊκών, αποδοτική και εύρωστη. Ενώ παράλληλα αναζητήθηκαν και τα κατάλληλα εργαλεία για τη πραγματοποίηση της μελέτης εγκατάστασης.

- *Φάση 4η – Εξοικείωση και χρήση προγράμματος PVsyst για την διεξαγωγή της μελέτης:* Με βάση όλες τις τεχνικές παραμέτρους που μελετήθηκαν στο προηγούμενο βήμα, και με την βοήθεια και τις δομή του εξειδικευμένου σε θέματα φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων PVsyst, δημιουργηθήκαν ένα σύνολο σεναρίων για την τελική υλοποίηση από τα οποία επιλέχθηκαν και παρουσιάζονται δύο.

- *Φάση 5η –Εκτενής αναζήτηση για τις χρηματοοικονομικές παραμέτρους του έργου, μελέτη συναφών οικονομικών αξιολογήσεων και δημιουργία μοντέλου για τον υπολογισμό των χρηματοροών και των οικονομικών δεικτών της επένδυσης.* Για την φάση αυτή έγινε χρήση του λογισμικού Excel της Microsoft.

- *Φάση 6η –Πραγματοποίηση ανάλυσης ευαισθησίας για το σύνολο σχεδόν των παραμέτρων που επηρεάζουν την επένδυση.*

- *Φάση 7η - Εξαγωγή συμπερασμάτων και προοπτικών:* Σε αυτή τη φάση εξήχθησαν γενικά συμπεράσματα και έγινε αναφορά και στις προοπτικές που ανοίγει η παρούσα εργασία.

1.3 Οργάνωση τόμου

Η παρούσα διπλωματική εργασία αποτελείται από τα ακόλουθα επτά (7) Κεφάλαια:

- *Εισαγωγή:* Αποτελεί το κεφάλαιο στο οποίο παρουσιάζονται συνοπτικά το αντικείμενο και ο σκοπός της διπλωματικής, οι φάσεις υλοποίησης της και τέλος η παρούσα οργάνωση τόμου.
- *Τεχνολογία Φωτοβολταϊκών Συστημάτων:* Αναλύονται διεξοδικά τα τεχνολογικά χαρακτηριστικά μιας εγκατάστασης Φ/Β στη στέγη ή στο δώμα κτιρίου, καθώς και οι μελλοντικές τάσεις εξέλιξης της τεχνολογίας και της αγοράς των Φ/Β.
- *Το Πρόγραμμα PVsyst:* Στο κεφάλαιο αυτό, παρουσιάζεται μια συνοπτική περιγραφή του προγράμματος PVsyst και ιδιαίτερα των στοιχείων εκείνων του λογισμικού που αφορούν την μελέτη και εγκατάσταση ενός διασυνδεδεμένου με το ηλεκτρικό δίκτυο συστήματος φωτοβολταϊκών.
- *Μελέτη Εγκατάστασης:* Περιλαμβάνει την μελέτη εγκατάστασης που πραγματοποιήθηκε μέσω κατάλληλων υπολογιστικών εργαλείων (PVsyst, Autocad, Google Sketchup 3D) και αφορά δύο εναλλακτικά σχέδια υλοποίησης. Η μελέτη περιλαμβάνει, μεταξύ άλλων, την χωροθέτηση, την μελέτη σκίασης και των υπολογισμό των δεικτών απόδοσης.
- *Οικονομική Αξιολόγηση:* Στο κεφάλαιο πραγματοποιείται μια εκτενής οικονομική ανάλυση του έργου. Προκειμένου να εξασφαλιστεί η πληρότητα αυτής της οικονομικής αξιολόγησης, ελήφθησαν υπ' όψιν πλήθος παραμέτρων, τόσο τεχνικών όσο και χρηματοοικονομικών.
- *Ανάλυση Ευαισθησίας:* Αναλύεται η ευαισθησία των χρηματοοικονομικών δεικτών της Καθαρής Παρούσας Αξίας και του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης έργου ως προς πλήθος τεχνικών και χρηματοοικονομικών παραμέτρων της επένδυσης, όπως η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, το κόστος κεφαλαίου κ.α.
- *Συμπεράσματα - Προοπτικές:* Στο τελευταίο κεφάλαιο, παρουσιάζονται τα συμπεράσματα που προέκυψαν κατά την πραγματοποίηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας και εξετάζονται οι μελλοντικές προοπτικές των επενδύσεων σε ηλιακή ενέργεια.
- *Φύλλα Δεδομένων Εξοπλισμού - Παράρτημα Α. :* Δίνονται τα τεχνικά φύλλα δεδομένων, όπως αυτά δημοσιεύονται από τον εκάστοτε κατασκευαστή για τις δύο περιπτώσεις φ/β πάνελ και αντιστροφέων που εξετάζονται στο τέταρτο κεφάλαιο.
- *Νομικό Πλαίσιο – Ειδικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Φ/Β σε στέγες - Παράρτημα Β. :* Παρουσιάζεται συνοπτικά η νομοθεσία που αφορά το Ειδικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΦΒ συστημάτων έως 10 kWp σε κτιριακές εγκαταστάσεις.

Κεφάλαιο 2. Τεχνολογία Φωτοβολταϊκών Συστημάτων

2.1 Εισαγωγή – ΑΠΕ – Ηλιακή Ενέργεια

Τα τελευταία χρόνια υπάρχει μια στροφή παγκοσμίως στις ΑΠΕ (Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας). Περιβαλλοντικοί κυρίως λόγοι έχουν οδηγήσει σε αυτή τη μεταστροφή της παγκόσμιας αγοράς ενέργειας , όπως επίσης και πολύ σημαντικά θέματα βιωσιμότητας του ίδιου του πλανήτη, καθώς επίσης και η ποιότητα ζωής των κατοίκων του , δηλαδή των ίδιων των ανθρώπων. Οι συνθήκες που έχουν δημιουργηθεί στον πλανήτη από την βιομηχανική επανάσταση και έπειτα γίνονται όλο και χειρότερες, ενώ όλο και συχνότερα κάνουν την εμφάνιση τους μεγάλες περιβαλλοντικές καταστροφές.

Μια κατηγορία ΑΠΕ είναι αυτή που εκμεταλλεύεται την ηλιακή ενέργεια. Ανάμεσα στις τεχνολογίες που κάνουν χρήση της ηλιακής ακτινοβολίας είναι και τα γνωστά, σε όλους πλέον φωτοβολταϊκά.

Το ηλιακό φως είναι η κυριότερη πηγή ενέργειας για την Γη. Η ύπαρξη ζωής στην γη τροφοδοτείται σχεδόν αποκλειστικά από τον ήλιο. Μέσω της διαδικασίας της φωτοσύνθεσης, τα φυτά χρησιμοποιούν την ηλιακή ενέργεια για να κατασκευάσουν τις οργανικές ουσίες εκείνες τις οποίες χρειάζονται για να τραφούν. Έτσι, δημιουργείται η βάσης της διατροφικής αλυσίδας και κατ' επέκταση τροφοδοτείται με ενέργεια το σύνολο των ανώτερων ζωντανών οργανισμών. Ακόμη και τα ορυκτά καύσιμα προέρχονται από την βιομάζα, που επίσης, παράγεται από τον μετασχηματισμό της ηλιακής ενέργειας σε χημική από τα πράσινα φυτά. Επιπλέον, η επιφάνεια της γης , οι ωκεανοί και η ατμόσφαιρα απορροφούν την ηλιακή ακτινοβολία και αυτό αυξάνει την θερμοκρασία τους, διατηρώντας έναν μέσο όρο 14 oC, απαραίτητο για την διατήρηση της ζωής. Παράλληλα, το νερό των ωκεανών αρχίζει να εξατμίζεται προκαλώντας την κυκλοφορία αέριων μαζών. Μόλις αυτές οι αέριες μάζες φτάσουν σε υψηλότερα στρώματα της ατμόσφαιρας, όπου η θερμοκρασία είναι χαμηλή, οι υδρατμοί συμπυκνώνονται σε σύννεφα και καταλήγουν σε βροχή, ολοκληρώνοντας έτσι τον κύκλο του νερού. Όλη αυτή η διαδικασία είναι με απλά λόγια και η γενεσιουργός αιτία καιρικών φαινομένων όπως ο άνεμος, οι κυκλώνες και οι μουσώνες.

Η ποσότητα της ενέργειας που φτάνει στην επιφάνεια της γης υπό την μορφή φωτός ισοδυναμεί με περίπου 10.000 φορές την παγκόσμια ενεργειακή ζήτηση. Συνεπώς, μόνο το 0,01% της ενέργειας που εμπεριέχει το φως του ήλιου, θα χρειάζονταν, να απορροφηθεί για την κάλυψη όλων των ενεργειακών αναγκών του ανθρώπινου είδους. Αυτό φανερώνει τις τεράστιες προοπτικές για φθηνή, πρακτικά ανεξάντλητη και καθαρή ενέργεια καθώς και τους λόγους που παγκοσμίως επιδιώκεται άνοδος της συνεισφοράς των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο μέσω επενδυτικών σχεδίων, ανάμεσα στα οποία μεγάλη έμφαση δίνεται και σε αυτά που χρησιμοποιούν φωτοβολταϊκή τεχνολογία.

Στην Ευρώπη και συγκεκριμένα στις χώρες της Ε.Ε. υπάρχει ο στόχος για την κάλυψη του 20% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας από ΑΠΕ έως το 2020, όσο ακριβώς είναι και ο στόχος της Ελλάδας για το αντίστοιχο χρονικό διάστημα.

Ακόμη σημειώνεται ότι η δυναμική των φωτοβολταϊκών θα ενισχύεται καθώς θα πέφτει το κόστος τους, ενώ παράλληλα εκτιμάται ότι το κόστος των φωτοβολταϊκών θα πέσει πολύ χαμηλά λόγω της μείωσης του κόστους των φωτοβολταϊκών πλαισίων (grid parity) και δεν θα χρειάζονται οι επιδοτήσεις (παγκοσμίως). Η εγκατάσταση θα αφορά ιδιοκατανάλωση και δεν θα χρειάζονται οι γραφειοκρατικές διαδικασίες που ισχύουν σήμερα.

Η τεχνολογία των φωτοβολταϊκών είναι η μόνη από όλες τις ΑΠΕ, της οποίας το κόστος πέφτει. Σε λίγα χρόνια το κόστος θα συγκρίνεται με οποιουδήποτε συμβατικού εργοστασίου. Υπάρχουν σχετικές μελέτες διεθνών οργανισμών. Επιπλέον ο ιδιώτης αλλά και η βιομηχανία θα μπορούν να τα εγκαθιστούν για ιδιοκατανάλωση. Ο εθνικός στόχος που έχει βάλει το ΥΠΕΚΑ και έχει δεσμευτεί στην ΕΕ για την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος από φωτοβολταϊκά (2500 MW) είναι μοιραίο να πιαστεί. Ο λόγος είναι ότι το κόστος πέφτει.

Υπάρχουν 3 εταιρείες παραγωγής στην Πελοπόννησο και δύο στη Βόρεια Ελλάδα. Οι τρέχουσες δυνατότητες παραγωγής στην Ελλάδα είναι 200-250 MW, στα επίπεδα που είναι η ελληνική αγορά δηλαδή και το 90% εξάγεται στο εξωτερικό.

2.2 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα Φωτοβολταϊκών

Τα φωτοβολταϊκά, τα οποία μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία σε ηλεκτρικό ρεύμα, θεωρούνται τα ιδανικά συστήματα ενεργειακής μετατροπής καθώς χρησιμοποιούν την πλέον διαθέσιμη πηγή ενέργειας στον πλανήτη, και παράγουν ηλεκτρισμό, που αποτελεί την πιο χρήσιμη μορφή ενέργειας.

Η αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας με τη χρήση φωτοβολταϊκών παρουσιάζει τα εξής πλεονεκτήματα:

- μηδενική ρύπανση
- αθόρυβη λειτουργία
- αξιοπιστία και μεγάλη διάρκεια ζωής (που ξεπερνά τα 30 χρόνια)
- απεξάρτηση από τα ρυπογόνα ορυκτά καύσιμα
- δυνατότητα επέκτασης ανάλογα με τις ανάγκες
- ελάχιστη συντήρηση

Τα περιβαλλοντικά πλεονεκτήματα των φωτοβολταϊκών είναι αδιαμφισβήτητα. Κάθε κιλοβατώρα που παράγεται από φωτοβολταϊκά, και άρα όχι από συμβατικά καύσιμα, συνεπάγεται την αποφυγή έκλυσης ενός περίπου κιλού διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα (με βάση το σημερινό ενεργειακό μείγμα στην Ελλάδα και τις μέσες απώλειες του δικτύου). Ένα κιλοβάτ φωτοβολταϊκών αποτρέπει κάθε χρόνο την έκλυση κατά μέσο όρο 1,3 τόνων διοξειδίου του άνθρακα (CO_2).

Χρειάζονται 2 στρέμματα δάσους ή περίπου 100 δέντρα για να απορροφήσουν αυτή την ποσότητα CO_2 . Για να παραχθεί η ίδια ηλεκτρική ενέργεια με πετρέλαιο, απαιτούνται 2,2 βαρέλια πετρελαίου κάθε χρόνο. Από περιβαλλοντική άποψη, αποφεύγοντας 1.300 κιλά CO_2 ετησίως είναι σαν να κάνει ένα μέσο αυτοκίνητο 7.000 χιλιόμετρα λιγότερα κάθε χρόνο.

Εικόνα 2.2 «Δυναμική της Ηλιακής Ενέργειας»

Συνοπτικά, τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα των φωτοβολταϊκών παρουσιάζονται στην παρακάτω, λίστα.

Πλεονεκτήματα

- Είναι ανανεώσιμη και ελεύθερα διαθέσιμη ενεργειακή πηγή
- Παρουσιάζει ικανοποιητική απόδοση μετατροπής
- Η μέθοδος κατασκευής των ηλιακών στοιχείων είναι σχετικά εύκολη, και οι πρώτες ύλες αφθονούν
- Έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής των ηλιακών στοιχείων (τουλάχιστον 20 ή 30 χρόνια)
- Τα ηλιακά στοιχεία δεν έχουν κινούμενα μέρη, επομένως είναι σχεδόν απαλλαγμένα από την ανάγκη επίβλεψης και συντήρησης (αρκεί συνήθως η επιθεώρηση και ο καθαρισμός τους μια φορά κάθε εξάμηνο). Αλλά και σε περίπτωση βλάβης, η αποκατάσταση της λειτουργίας γίνεται εύκολα λόγω της σπονδυλωτής μορφής της φωτοβολταϊκής διάταξης.
- Η φωτοβολταϊκή μετατροπή δεν προκαλεί ρύπανση στο περιβάλλον, ούτε θόρυβο ή άλλη ενόχληση και δεν δημιουργεί απόβλητα ή άχρηστα προϊόντα
- Οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί μπορούν να λειτουργήσουν με όσο μικρή ισχύ τους ζητηθεί
- Η αναλογία της παραγόμενης ισχύος προς το βάρος της διάταξης είναι αρκετά μεγάλη, γεγονός που αποτελεί σημαντική ιδιότητα για τις διαστημικές εφαρμογές
- Η ηλιακή ενέργεια είναι καθαρή, ανεξάντλητη, ήπια και ανανεώσιμη. Η ηλιακή ακτινοβολία δεν ελέγχεται από κανέναν και αποτελεί ένα ανεξάντλητο εγχώριο ενεργειακό πόρο, που παρέχει ανεξαρτησία, προβλεψιμότητα και ασφάλεια στην ενεργειακή τροφοδοσία.

Μειονεκτήματα

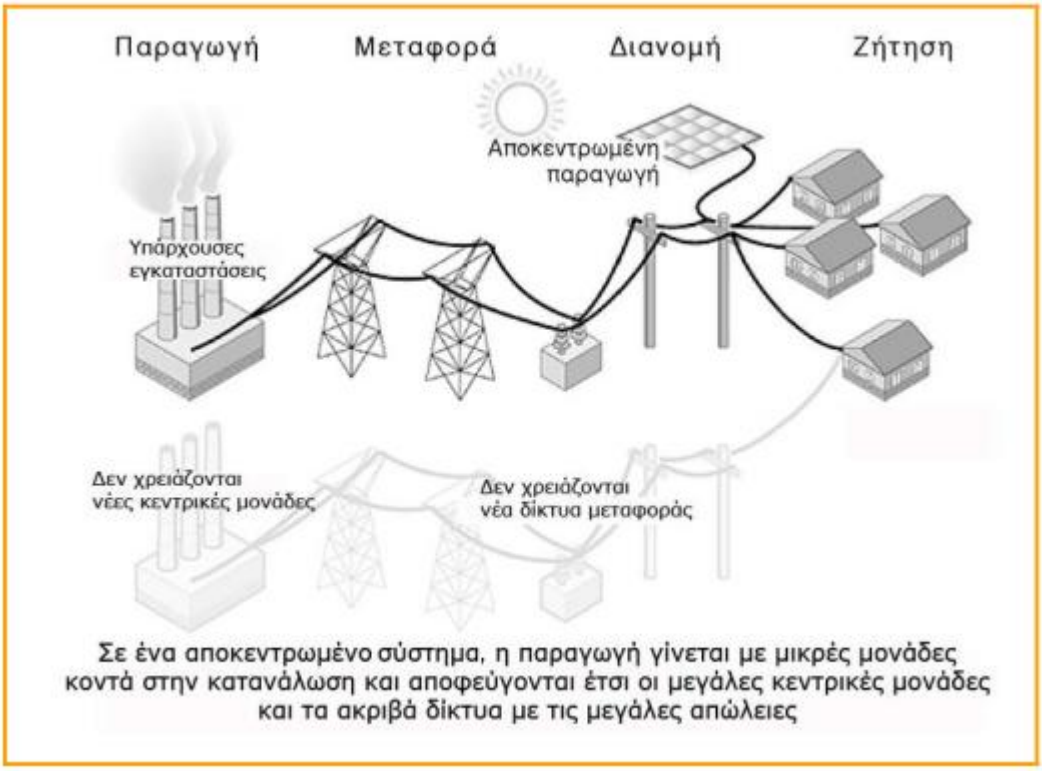
- Τα ηλιακά στοιχεία έχουν υψηλό κόστος
- Για τις περισσότερες εφαρμογές απαιτείται η δαπανηρή αποθήκευση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, λόγω της αστάθειας και της μεγάλης διακύμανσης της ηλιακής ακτινοβολίας
- Απαιτείται η χρησιμοποίηση σχετικά μεγάλων επιφανειών, λόγω της μικρής πυκνότητας ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας

Στην συνέχεια αναλύονται κάποιες επιπλέον θετικές επιπτώσεις από την χρήση φωτοβολταϊκών για την παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.

Πρώτον, η υποκατάσταση ρυπογόνων καυσίμων από φωτοβολταϊκά συνεπάγεται λιγότερες εκπομπές επικίνδυνων ρύπων (όπως τα αιωρούμενα μικροσωματίδια, τα οξείδια του αζώτου, οι ενώσεις του θείου, κ.λπ). Οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα

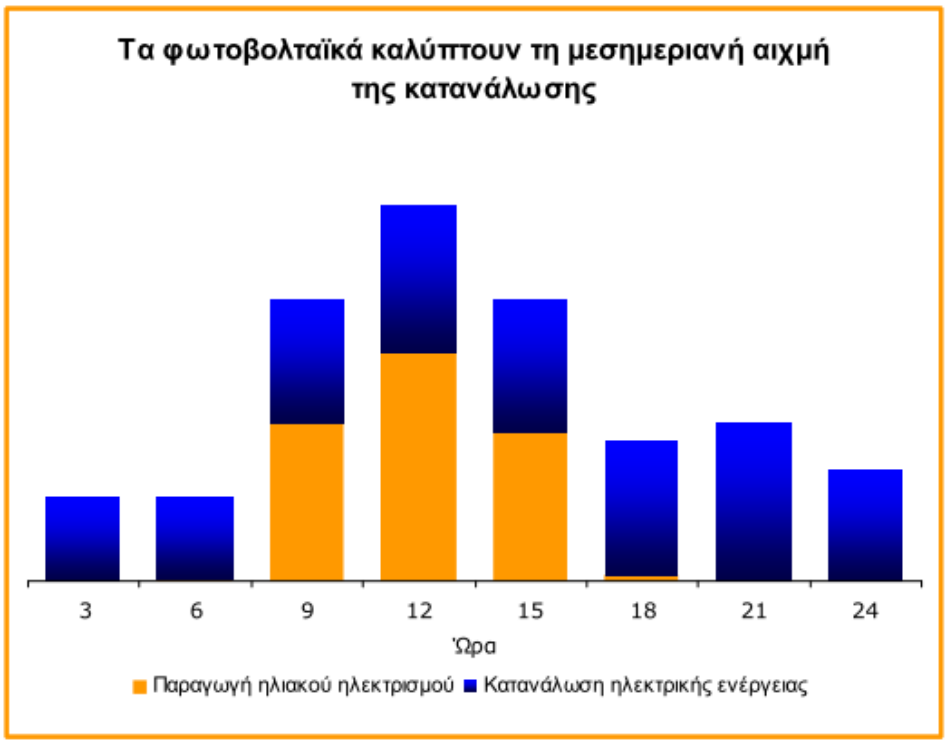
πυροδοτούν το φαινόμενο του θερμοκηπίου και αλλάζουν το κλίμα της Γης, ενώ η ατμοσφαιρική ρύπανση έχει σοβαρές επιπτώσεις στην υγεία και το περιβάλλον.

Επιπλέον, η βαθμιαία αύξηση των μικρών ηλεκτροπαραγωγών μπορεί να καλύψει αποτελεσματικά τη διαρκή αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία σε διαφορετική περίπτωση θα έπρεπε να καλυφθεί με μεγάλες επενδύσεις για σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής. Η παραγωγή ηλεκτρισμού από μικρούς παραγωγούς μπορεί να περιορίσει επίσης την ανάγκη επενδύσεων σε νέες γραμμές μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.



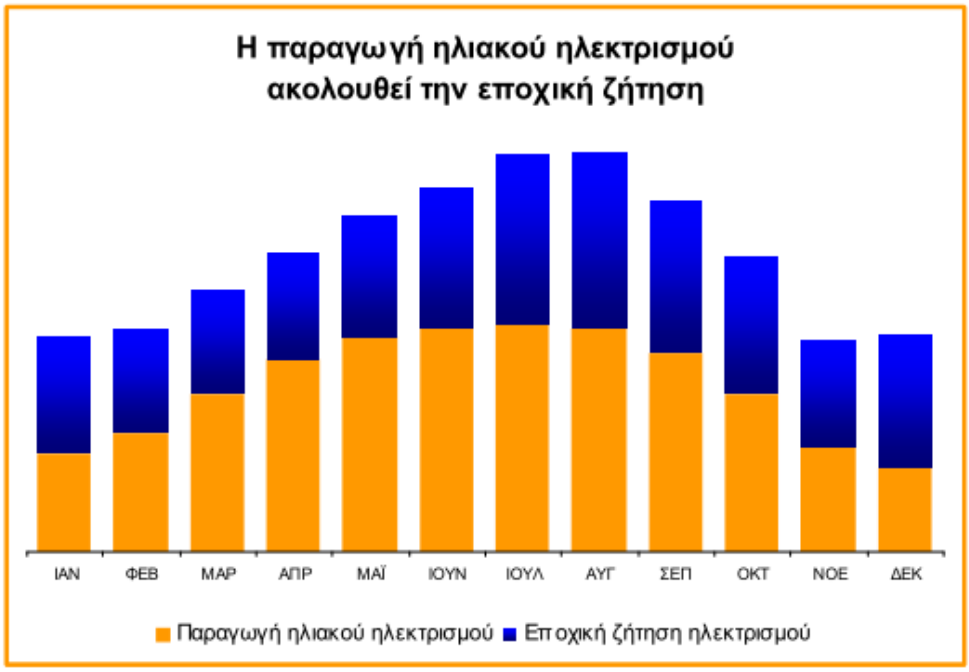
Εικόνα 2.3 «Πλεονεκτήματα διεσπαρμένης παραγωγής»

Οι διάφοροι παραγωγοί "πράσινης" ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν ιδανική λύση για τη μελλοντική παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στις περιπτώσεις όπου αμφισβητείται η ασφάλεια της παροχής. Η τοπική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας δεν δοκιμάζεται από δαπανηρές ενεργειακές απώλειες που αντιμετωπίζει το ηλεκτρικό δίκτυο, απώλειες, οι οποίες στην Ελλάδα αγγίζουν το 10%. Από την άλλη, η μέγιστη παραγωγή ηλιακού ηλεκτρισμού συμπίπτει χρονικά με τις ημερήσιες αιχμές της ζήτησης (ιδίως τους καλοκαιρινούς μήνες), βοηθώντας έτσι στην εξομάλυνση των αιχμών φορτίου, στην αποφυγή black-out και στη μείωση του συνολικού κόστους της ηλεκτροπαραγωγής, δεδομένου ότι η κάλυψη αυτών των αιχμών είναι ιδιαίτερα δαπανηρή.



Σχήμα 2.1 «Συνεισφορά φωτοβολταϊκών στην κάλυψη των αιχμών φορτίου»[15]

Η αποκεντρωμένη παραγωγή και η διάδοση των φωτοβολταϊκών θα μπορούσε να αποτρέψει πολλές από τις σημερινές διακοπές και να συμβάλλει στην ευστάθεια των δικτύων και την εξοικονόμηση εκατομμυρίων ευρώ. Κάτι τέτοιο φυσικά ισχύει για την Ελλάδα και ιδίως για τα αδύναμα νησιωτικά δίκτυα. Στην Ελλάδα, εκτιμάται ότι κάθε ώρα black-out κοστίζει στην εθνική οικονομία 25-40 εκατ. ευρώ.



[15]

Σχήμα 2.2 «Συνεισφορά φωτοβολταϊκών στην κάλυψη της έντονης εποχιακής ζήτησης»

2.3 Τεχνολογίες Φωτοβολταϊκών Πλαισίων

Σήμερα, στην αγορά καταγράφεται μεγάλος αριθμός τεχνολογιών Φ/Β πλαισίων, όπως:

- *Κρυσταλλικές:* Μονοκρυσταλλικό πυρίτιο (msi), Πολυκρυσταλλικό πυρίτιο (psi).
- *Τεχνολογίες λεπτού υμενίου:* Thin film πυρίτιο, Άμορφο πυρίτιο (asi), Δισεληνοϊνδιούχος χαλκός (CIS), Τελουριούχο κάδμιο (CdTe), Αρσενικούχο γάλλιο (GaAs).
- *Λιγότερο ενεργοβόρες τεχνολογίες:* String Ribbon Process.
- *Υβριδικές τεχνολογίες:* Heterojunction with Intrinsic Thin layer (HIT), κ.α.

Πρωταρχικό ρόλο στην αγορά κατέχουν τα Φ/Β πάνελ τεχνολογίας κρυσταλλικού πυριτίου με μερίδιο αγοράς της παγκόσμιας παραγωγής Φ/Β γεννητριών ύψους 86% [1]. Σημαντικό μερίδιο όμως στην αγορά έχει και η τεχνολογία thin film πυριτίου, που συνεχώς κερδίζει έδαφος [6]. Στον *Πίνακα 2.1* συνοψίζονται οι συχνότερα χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες και οι αποδόσεις που αυτές επιτυγχάνουν, καθώς επίσης και τα βασικότερα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της χρήσης καθεμίας εξ' αυτών.

Τεχνολογία Φ/Β	**Απόδοση**	**Πλεονεκτήματα**	**Μειονεκτήματα**
Πολυκρυσταλλικό Πυρίτιο	13-15%	• Πιο οικονομική διαδικασία παραγωγής σε σχέση με το μονοκρυσταλλικό. • Τετραγωνικά «δισκίδια» επιτρέπουν μεγαλύτερο συντελεστή κάλυψης.	• Χαμηλότερη απόδοση σε σχέση με το μονοκρυσταλλικό. • Μεγάλες απώλειες κατά τη διαδικασία κοπής.
Μονοκρυσταλλικό Πυρίτιο	14 - 18%	• Υψηλός βαθμός απόδοσης. • Ομοιόμορφη κρυσταλλική δομή, οπότε μεγάλη πυκνότητα ισχύος.	• Υψηλό κόστος παραγωγής. • Ενεργοβόρα διαδικασία παραγωγής.
Thin Film Πυρίτιο	5 - 10%	• Λιγότερο χρησιμοποιούμενο υλικό, οπότε μικρότερο κόστος. • Ευκολία σύνδεσης σε σειρά.	• Μεγάλη απαιτούμενη επιφάνεια εγκατάστασης. • Χαμηλή απόδοση.

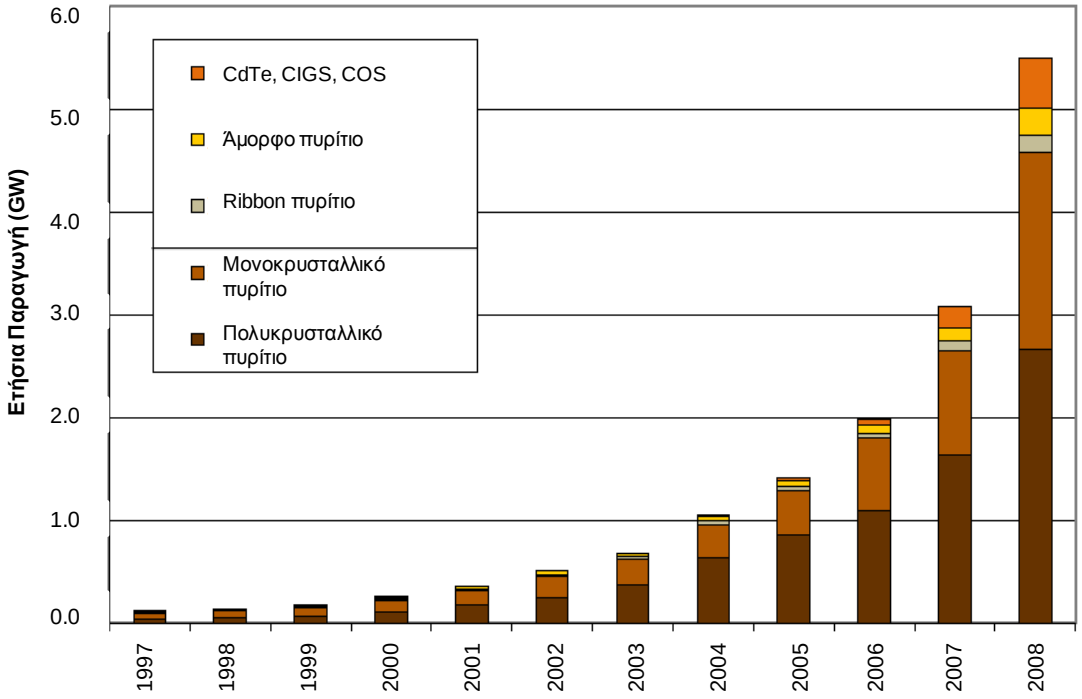
Πίνακας 2.1 «Αξιολόγηση Συνηθέστερων Τεχνολογιών Φ/Β»

Στη συνέχεια, παρατίθενται περισσότερες πληροφορίες σχετικά με τα κυριότερα χαρακτηριστικά και τις ιδιότητες των προαναφερθέντων τεχνολογιών Φ/Β πλαισίων.

Η κατασκευή Φ/Β πλαισίων βασίζεται στις ιδιότητες των ημιαγωγών. Το στοιχείο που χρησιμοποιείται ευρέως στην παραγωγή Φ/Β πλαισίων είναι το πυρίτιο στις διάφορες μορφές του -μονοκρυσταλλικό (monoc-Si), πολυκρυσταλλικό (polyc-Si) και άμορφο (a-Si) - με διαφορετικά χαρακτηριστικά και συμπεριφορά για την καθεμία από αυτές.

Οι τεχνολογίες κρυσταλλικού πυριτίου κυριαρχούν στην αγορά. Παρ' όλα αυτά το μερίδιο αγοράς των κρυσταλλικών τεχνολογιών έχει μειωθεί τα τελευταία χρόνια από 93% το 2006 σε 86% το 2008. Τα πολυκρυσταλλικά πλαίσια κατείχαν το 2008 μερίδιο αγοράς της τάξης του 49%, ενώ ακολουθούσαν τα αντίστοιχα μονοκρυσταλλικά με μερίδιο αγοράς της τάξης του 35%. Παγκοσμίως, η τεχνολογία thin film, κερδίζει συνεχώς έδαφος. Ενδεικτικό είναι το γεγονός ότι το 2003 το μερίδιο αγοράς των thin film πλαισίων ήταν της τάξης του 5% σε αντιδιαστολή με το 95% μερίδιο αγοράς των κρυσταλλικών τεχνολογιών, ενώ το 2008 τα αντίστοιχα ποσοστά διαμορφώθηκαν σε 14% για τις thin film τεχνολογίες. Οι προβλέψεις για το μερίδιο αγοράς που πρόκειται να αποκτήσουν οι thin film τεχνολογίες στο τέλος του 2012 ποικίλουν από 16 έως 34%.

Οι νέες εναλλακτικές τεχνολογίες που κάνουν δυναμικά την εμφάνισή τους στην αγορά τα τελευταία χρόνια (thin film, το άμορφο πυρίτιο, το τελουριούχο κάδμιο , δισεληνοϊνδιούχος χαλκός) έχουν ως σκοπό τη λιγότερο ενεργοβόρα παραγωγή καθαρού πυριτίου, περιορίζοντας τις απώλειες σε ακριβό καθαρό πυρίτιο.

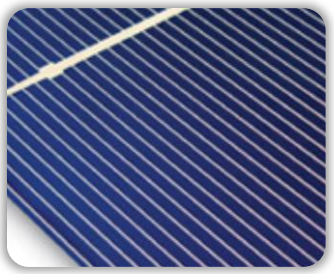


Σχήμα 2.3 «Μερίδιο Αγοράς Τεχνολογιών Παραγωγής Φ/Β Πλαισίων [9]»

Οι βασικότερες τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται σήμερα για παραγωγή Φ/Β πλαισίων περιγράφονται παρακάτω:

Μονοκρυσταλλικό πυρίτιο.

- Το μονοκρυσταλλικό πυρίτιο χαρακτηρίζεται από υψηλή ομοιομορφία στη δομή του, η οποία έχει ως αποτέλεσμα τον υψηλό βαθμό απόδοσης. Η απόδοση των μονοκρυσταλλικών στοιχείων του εμπορίου κυμαίνεται από 14-18%. Τα μονοκρυσταλλικά Φ/Β στοιχεία χαρακτηρίζονται από το πλεονέκτημα της καλύτερης σχέση απόδοσης/επιφάνειας, μειονεκτούν όμως στο υψηλό κόστος κατασκευής σε σχέση με τα πολυκρυσταλλικά. Το μεγαλύτερο μέρος του υψηλού κόστους οφείλεται στην παραγωγή καθαρού πυριτίου σε κρυσταλλική δομή.



Εικόνα 2.4 «Κύτταρο Μονοκρυσταλλικού Πυριτίου»

Πολυκρυσταλλικό πυρίτιο.

- Τα πολυκρυσταλλικά Φ/Β στοιχεία κατασκευάζονται από ράβδους λιωμένου και επανακρυσταλλομένου. Ένα πολυκρυσταλλικό Φ/Β στοιχείο αποτελείται από περιοχές μονοκρυσταλλικού πυριτίου, οι οποίες μπορούν να παρατηρηθούν και οπτικά αλλά δεν έχει την ομοιόμορφη κρυσταλλική δομή του μονοκρυσταλλικού πυριτίου. Τα πολυκρυσταλλικά Φ/Β στοιχεία έχουν χαμηλότερο βαθμό απόδοσης από τα στοιχεία που αποτελούνται από μονοκρυσταλλικό πυρίτιο και μάλιστα όσο μεγαλύτερες είναι σε έκταση οι μονοκρυσταλλικές περιοχές τόσο μεγαλύτερη είναι και η απόδοση για τα πολυκρυσταλλικά Φ/Β κελιά. Ο βαθμός απόδοσης κυμαίνεται μεταξύ 13 και 15 %, σε εργαστηριακές εφαρμογές όμως έχουν επιτευχθεί αποδόσεις έως και 20%. Ο βαθμός απόδοσής τους είναι σαφώς μικρότερος από αυτόν των μονοκρυσταλλικών, όμως ο λόγος απόδοσης προς κόστος αγοράς διατηρείται αρκετά υψηλός. Αυτός είναι και ο κύριος λόγος που οι πολυκρυσταλλικές γεννήτριες κατέχουν υψηλότερο ποσοστό μεριδίου αγοράς σε σχέση με τις μονοκρυσταλλικές.

Εικόνα 2.5 «Κύτταρο Πολυκρυσταλλικού Πυριτίου»

Thin film πυρίτιο.

- Η τεχνολογία thin film πλεονεκτεί ως προς τις προηγούμενες λόγω μείωσης του κόστους που προκύπτει από την ελάχιστη απαιτούμενη ποσότητα πυριτίου που απαιτείται. Επιπρόσθετο πλεονέκτημα αποτελεί η ευκολία σύνδεσης σε σειρά που δίνει τη δυνατότητα κατασκευής ολόκληρων πλαισίων κατά τη διαδικασία εναπόθεσης. Μειονέκτημα της thin film τεχνολογίας σε σχέση με τις παραπάνω αναφερόμενες αποτελεί η χαμηλότερη απόδοση (της τάξης του 5 – 10%) καθώς και η μεγαλύτερη απαιτούμενη επιφάνεια.

Εικόνα 2.6 «Thin Film Πυριτίου»

Επιπλέον περιγράφονται επιμέρους τεχνολογίες που είτε βρίσκονται σε στάδιο έρευνας και ανάπτυξης είτε σε εμπορικό στάδιο με πολύ μικρό μερίδιο αγοράς.

Άμορφο πυρίτιο.

- Τα Φ/Β στοιχεία άμορφου πυριτίου έχουν μια κοκκινωπή-καφέ απόχρωση (σχεδόν μαύρη), και επιφάνεια αποτελούμενη από στενές, μεγάλου μήκους λωρίδες. Το κύριο πλεονέκτημα του άμορφου πυριτίου είναι ότι έχει υψηλό επίπεδο απορρόφησης της ηλιακής ακτινοβολίας και μάλιστα περίπου 40 φορές υψηλότερη από αυτή του μονοκρυσταλλικού πυριτίου. Αυτή του η ιδιότητα το φέρνει σε πλεονεκτική θέση έναντι των κρυσταλλικών όταν υπάρχει κυρίως διάχυτη ακτινοβολία (συννεφιά). Επιπλέον, το συνολικό κόστος (παρασκευής του υλικού και κατασκευής του Φ/Β στοιχείου είναι χαμηλότερο ανά μονάδα επιφάνειας, συγκρινόμενο με τα στοιχεία κρυσταλλικού πυριτίου. Ένα επιπρόσθετο πλεονέκτημα του είναι ότι στις υψηλές θερμοκρασίες η απόδοσή του μειώνεται λιγότερο από των κρυσταλλικών. Η τεχνολογία του άμορφου πυριτίου μειονεκτεί αισθητά στην απόδοση της η οποία κυμαίνεται μεταξύ 6 – 9% για στοιχεία του εμπορίου και φτάνει το 13% σε εργαστηριακές εφαρμογές υπό

ιδανικές συνθήκες. Η μειωμένη απόδοση προέρχεται από την άμορφη κατασκευή του πυριτίου. Μειωμένη απόδοση σημαίνει ότι για να παραχθεί η ίδια ενέργεια απαιτείται σχεδόν διπλάσια επιφάνεια σε σχέση με τα κρυσταλλικά Φ/Β στοιχεία. Επίσης υπάρχουν αμφιβολίες όσον αφορά στη διάρκεια ζωής των άμορφων πλαισίων μιας και δεν υπάρχουν στοιχεία από παλιές εγκαταστάσεις, καθώς η τεχνολογία είναι σχετικά καινούρια. Επιπλέον μέσα σε μερικούς μήνες λειτουργίας μπορεί η απόδοση τους να μειωθεί από 10% έως και 15%.

Εικόνα 2.7 «Κύτταρο Άμορφου Πυριτίου»

Αρσενικούχο γάλλιο.

- Το αρσενικούχο γάλλιο είναι ημιαγωγός με θεωρητική απόδοση περίπου 25 - 30%. Η απόδοση του στην μορφή πολλαπλών συνενώσεων είναι η υψηλότερη που έχει επιτευχθεί και αγγίζει το 29%. Τα Φ/Β στοιχεία αρσενικούχου γαλλίου είναι εξαιρετικά ανθεκτικά στις υψηλές θερμοκρασίες γεγονός που επιβάλλει σχεδόν την χρήση τους σε εφαρμογές ηλιακών συγκεντρωτικών συστημάτων. Επομένως το αρσενικούχο γάλλιο συνδυάζει καταρχήν τις προϋποθέσεις για να χρησιμοποιηθεί ως υλικό κατασκευής Φ/Β στοιχείων. Από την άλλη πλευρά, το κόστος παραγωγής του είναι ιδιαίτερα υψηλό (περίπου πενταπλάσιο από αυτό του κρυσταλλικού πυριτίου). Για το λόγο αυτό το αρσενικούχο γάλλιο δε χρησιμοποιείται σε μικρές εγκαταστάσεις Φ/Β σε στέγες. Επιπλέον, το αρσενικούχο γάλλιο χαρακτηρίζεται από υψηλή θερμική αδράνεια και υψηλό βαθμό απόδοσης.

  Συγκεκριμένα η απόδοση των στοιχείων αρσενικούχου γαλλίου πέφτει στο μισό, σε σύγκριση με την απόδοσή τους σε συνηθισμένη θερμοκρασία του περιβάλλοντος, όταν θερμανθούν στους 200 ^{o}C, ενώ η αντίστοιχη μείωση στα στοιχεία πυριτίου παρατηρείται ήδη από τους 120 ^{o}C.

Λιγότερο ενεργοβόρες τεχνολογίες (Ribbon Silicon).

- Το πυρίτιο σε μορφή ταινίας μπορεί να παραχθεί με πολλές τεχνικές. Στόχος είναι η αποφυγή του κόστους που συνεπάγεται η διαδικασία κοπής καθώς και η μείωση των απωλειών σε καθαρό πυρίτιο. Πρόκειται για μια σχετικά νέα τεχνολογία Φ/Β στοιχείων που αναπτύσσεται από την Evergreen Solar. Προσφέρει έως και 50% μείωση στην χρήση πυριτίου σε σχέση με τις «παραδοσιακές τεχνικές» κατασκευής μονοκρυσταλλικών και πολυκρυσταλλικών Φ/Β κελιών. Αντιπρόσωποι αυτής της κατηγορίας που χρησιμοποιούνται (μέχρι στιγμής σε περιορισμένη κλίμακα) για εμπορική παραγωγή είναι οι παρακάτω:
    - *Edge defined film fed growth process (EFG):* Κατά τη διαδικασία αυτή παράγεται το Ribbon πυρίτιο μέσα από το λιωμένο υλικό μέσω ενός καλουπιού, το σχήμα του οποίου καθορίζει και τη μορφή της ταινίας. Τα παραγόμενα στοιχεία έχουν μικρότερη ποιότητα από τα μονοκρυσταλλικά και η επιφάνειά τους εμφανίζει ανωμαλίες. Παρόλα αυτά η απόδοσή τους φτάνει μέχρι το 14,8% για στοιχεία που έχουν φτιαχτεί σε γραμμή παραγωγής και για εμπορικούς σκοπούς.
    - *String Ribbon Process (STR):* Σε αυτή την τεχνική το πυρίτιο εξάγεται κατευθείαν από το δοχείο με το λιωμένο πυρίτιο χωρίς καλούπι το οποίο κρυώνει και επανακρυσταλλοποιείται. Η διαδικασία είναι σχετικά απλή, καθώς χρησιμοποιούνται δύο λωρίδες που διαπερνούν το δοχείο στη βάση του και κινούνται με σταθερή ταχύτητα ανοδικά. Στην αρχή της διαδικασίας χρειάζεται ένας «πυρήνας», έτσι ώστε να διαμορφωθεί η αρχή της ταινίας πυριτίου. Το πάχος της ταινίας εξαρτάται κυρίως από την ταχύτητα με την οποία κινούνται οι δύο λωρίδες. Η απόδοσή τους μπορεί να φτάσει μέχρι και το 14-15%.

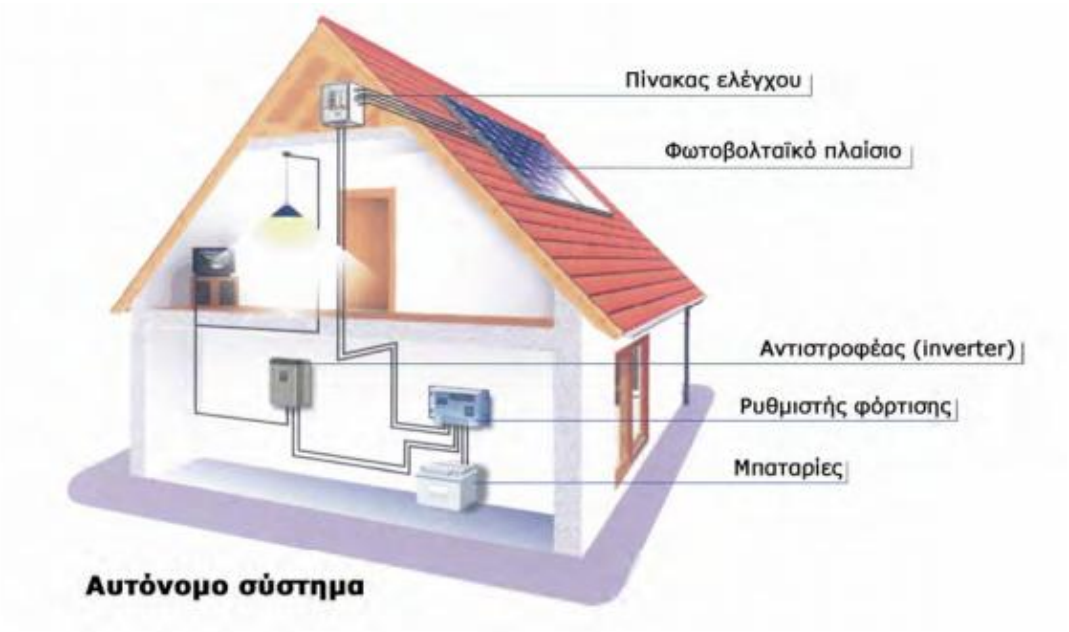
Υβριδικές τεχνολογίες.

- Τα υβριδικά Φ/Β στοιχεία χρησιμοποιούν συνδυασμό των παραπάνω τεχνολογιών και αποτελούνται από στρώσεις υλικών διάφορων τεχνολογιών. Η πιο γνωστή υβριδική τεχνολογία είναι η ετεροεπαφή με εσωτερικό λεπτό στρώμα (Heterojunction with Intrinsic Thin-Layer, HIT) η οποία αναπτύχθηκε από την εταιρεία Sanyo Solar το 1992 και σήμερα έχει εγκατεστημένα πάνω από 250 MW_p (2007) παγκοσμίως. Το μεγάλο πλεονέκτημα αυτής της τεχνολογίας είναι ο υψηλός βαθμός απόδοσης του πλαισίου που φτάνει σε εμπορικές εφαρμογές στο 17,2% και το οποίο σημαίνει ότι απαιτείται μικρότερη επιφάνεια για την ίδια εγκατεστημένη ισχύ. Τα αντίστοιχα Φ/Β στοιχεία έχουν απόδοση 19,7%. Σημαντικό πλεονέκτημα για τα υβριδικά Φ/Β στοιχεία είναι η υψηλή τους απόδοση σε υψηλές θερμοκρασίες αλλά και η μεγάλη τους απόδοση στην διαχεόμενη ακτινοβολία.

2.4 Αυτόνομα και Διασυνδεδεμένα Συστήματα

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα χαρακτηρίζονται από μεγάλο εύρος εφαρμογών με κριτήριο την απαίτηση ισχύος. Το εύρος αυτό αναφέρεται στην κάλυψη ηλεκτρικής ισχύος καταναλωτικών προϊόντων χαμηλής ισχύος, όπως αριθμομηχανές και ωρολόγια, έως συστήματα μεγάλης ισχύος όπως της τροφοδοσίας απομακρυσμένων ή όχι από κεντρικά ηλεκτρικά δίκτυα κτιριακών συγκροτημάτων ή ακόμη και νησιών.

2.4.1 Αυτόνομο Σύστημα



Εικόνα 2.8 «Αυτόνομο οικιακό σύστημα Φ/Β»

Τα βασικά μέρη ενός αυτόνομου Φ/Β συστήματος είναι :

i. Τα φωτοβολταικά πλαίσια
ii. Οι βάσεις στήριξης
iii. Ο πίνακας ελέγχου
iv. Ο ρυθμιστής
v. Οι συσσωρευτές (μπαταρίες)
vi. Ο αντιστροφέας (αν έχουμε AC φορτία)
vii. Τα φορτία κατανάλωσης

Στα αυτόνομα συστήματα, η βασική προτεραιότητα είναι η συνεχής κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης. Για το λόγο αυτό, αφού μελετηθούν με ακρίβεια οι καταναλώσεις, διαστασολογείται το σύστημα με ιδιαίτερη προσοχή, ως προς την εγκατεστημένη ισχύ των φωτοβολταϊκών πλαισίων και ακόμη περισσότερο ως προς την χωρητικότητα των συσσωρευτών, που πρέπει να καλύπτουν τα προβλεπόμενα χρονικά διαστήματα άνευ ηλιοφάνειας.

Εδώ, ο ρυθμιστής αναλαμβάνει να κατανείμει, την παραγόμενη από τα πλαίσια ηλεκτρική ενέργεια, κατά προτεραιότητα για την κάλυψη των καταναλώσεων και κατόπιν για την φόρτιση των μπαταριών. Για τις τελευταίες φροντίζει ώστε να βρίσκονται στα κατάλληλα επίπεδα φόρτισης, τις προστατεύει δηλαδή από υπερφορτίσεις ή πλήρεις εκφορτίσεις.

Σε αυτό το τύπο της εγκατάστασης επιλέγουμε κυρίως DC φορτία, εάν παρόλα αυτά υπάρχει ανάγκη για κάποια AC κατανάλωση τότε χρησιμοποιούμε τον μετατροπέα (inverter) ώστε να μετατρέψουμε την παραγόμενη ισχύ από DC σε AC.

2.4.2 Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Εικόνα 2.9 «Διασυνδεδεμένο οικιακό σύστημα Φ/Β»

Τα βασικά μέρη ενός διασυνδεδεμένου Φ/Β συστήματος είναι :

i. Τα φωτοβολταικά πλαίσια
ii. Οι βάσεις στήριξης
iii. Ο πίνακας ελέγχου
iv. Ο αντιστροφέας
v. Ο αμφίδρομος μετρητής

Τα διασυνδεδεμένα συστήματα, πωλούν την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια στον προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας (στην Ελλάδα τη ΔΕΗ), και δεν χρειάζονται συσσωρευτές, αφού μπορούν να καλύπτουν όλες τις ενεργειακές τους ανάγκες από σύνδεση τους με το δίκτυο. Ωστόσο εδώ είναι απαραίτητος ένας αντιστροφέας κατάλληλων προδιαγραφών ώστε το σύστημα να πληροί τις προϋποθέσεις διασύνδεσης με το δίκτυο.

2.5 Βασικά Στοιχεία μιας Φ/Β Εγκατάστασης

Στην ενότητα αυτή, θα περιγραφούν όλα εκείνα τα στοιχεία που κανείς πρέπει να προσέξει σε μια εγκατάσταση φωτοβολταϊκών, και ιδιαίτερα σε οροφή κτιρίου.

2.5.1 Τεχνολογίες Inverter

Ο inverter (αντιστροφέας ή μετατροπέας στα ελληνικά) είναι μία ηλεκτρονική συσκευή που μετατρέπει το συνεχές ρεύμα που παράγουν τα φωτοβολταϊκά σε εναλλασσόμενο αντίστοιχο με αυτό του δικτύου. Οι αντιστροφείς μπορεί να είναι μικροί (string inverters) ή κεντρικοί, ανάλογα με τις απαιτήσεις του συστήματος.

- Στην τεχνολογία στοιχειοσειρών (string), η φωτοβολταϊκή γεννήτρια χωρίζεται σε επιμέρους επιφάνειες μονάδας και σε κάθε μία από τις επιμέρους "στοιχειοσειρές" αντιστοιχίζεται ένας ξεχωριστός μετατροπέας. Χάρη σε αυτή την τεχνολογία μειώνονται τα έξοδα του συστήματος, η εγκατάσταση απλοποιείται σημαντικά και αυξάνεται η ενεργειακή απόδοση καθώς και η διαθεσιμότητα της εγκατάστασης.

Παραδείγματα string και κεντρικών inverter

Εικόνα 2.10 «Τύποι Inverter του Εμπορίου»

- Οι κεντρικοί μετατροπείς ενδείκνυνται ιδιαίτερα για τη δημιουργία φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων με ομοιογενή δομή (πλαίσια του ίδιου τύπου με ταυτόσημο προσανατολισμό και κλίση). Χρησιμοποιούνται για εγκαταστάσεις άνω των 100 kWp και έχουν σχεδιαστεί για εξωτερική χρήση.

Οι ηλεκτρονικοί μετατροπείς - αντιστροφείς των διασυνδεδεμένων με το Δίκτυο Φ/Β συστημάτων, οφείλουν να ακολουθούν τις προδιαγραφές που ορίζονται από τους κανονισμούς και τα πρότυπα που έχουν θεσπιστεί ή υιοθετηθεί από τους Διαχειριστές των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας και Δικτύων.

Συγκεκριμένα, η σύνδεση μικρών διεσπαρμένων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο Δίκτυο Χαμηλής Τάσης, θεωρείται αποδεκτή όταν η ενέργεια που παρέχεται στο ηλεκτρικό Δίκτυο μέσω των ηλεκτρονικών μετατροπέων δεν επηρεάζει αρνητικά την ποιότητα ισχύος που παρέχεται στους άλλους συνδεόμενους χρήστες (καταναλωτές ή παραγωγούς), δεν διαταράσσει την ορθή λειτουργία των μέσων ρύθμισης και προστασίας του Δικτύου και δεν θέτει σε κίνδυνο πρόσωπα και εγκαταστάσεις.

Οι ηλεκτρονικοί μετατροπείς - αντιστροφείς που διατίθενται στο εμπόριο είναι συνήθως εναρμονισμένοι με τους εν λόγω κανονισμούς και πρότυπα ενώ παράλληλα διαθέτουν και τις απαιτούμενες προστασίες προκειμένου να επιτυγχάνεται η απρόσκοπτη παράλληλη λειτουργία τους με το Δίκτυο.

Ένας σημαντικός διαχωρισμός μεταξύ των ηλεκτρονικών μετατροπέων - αντιστροφέων των διασυνδεδεμένων Φ/Β συστημάτων μπορεί να γίνει ανάλογα με το αν εμπεριέχουν μετασχηματιστή σε κάποια από τις βαθμίδες τους. Στην περίπτωση που χρησιμοποιείται μετασχηματιστής, αυτός μπορεί να είναι υψίσυχνος (φερρίτη) ή χαμηλόσυχνος (σιδήρου). Η ύπαρξη μετασχηματιστή προσφέρει το πλεονέκτημα της γαλβανικής απομόνωσης του Φ/Β εξοπλισμού από το Δίκτυο Εναλλασσόμενου Ρεύματος. Παρόλο που οι χαμηλόσυχνοι μετασχηματιστές επιφέρουν την αύξηση του όγκου και του βάρους της συνολικής κατασκευής, η παρουσία τους εγγυάται τη μηδενική έγχυση Συνεχούς Ρεύματος στο ηλεκτρικό Δίκτυο. Αντίθετα στις υπόλοιπες τοπολογίες, ενδεχόμενες ασυμμετρίες του κυκλώματος ισχύος ή του κυκλώματος ελέγχου μπορούν να προκαλέσουν την εμφάνιση μιας μικρής συνιστώσας Συνεχούς Ρεύματος στην έξοδο των αντιστροφέων [14].

2.5.2 Απόδοση της Εγκατάστασης

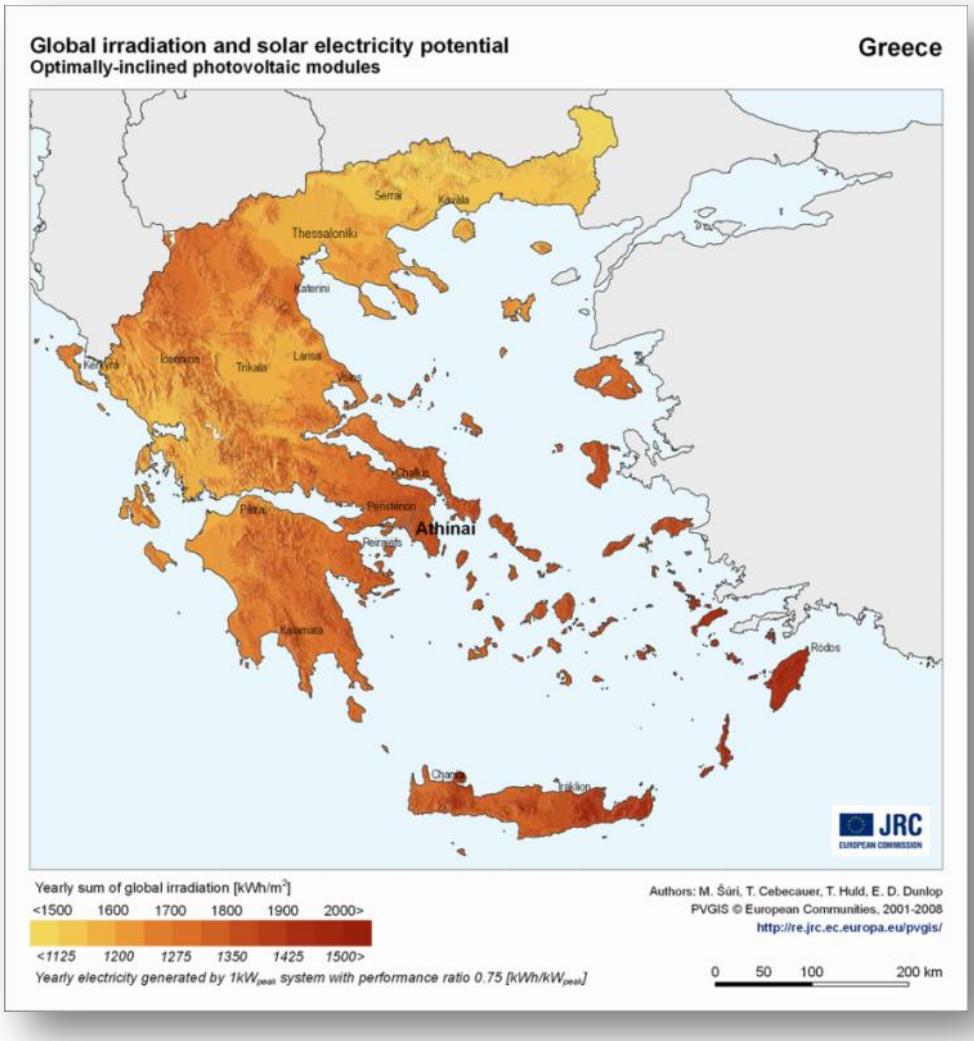
Συνήθως, η εταιρεία που θα αναλάβει τη μελέτη και εγκατάσταση του Φ/Β συστήματος δίνει στον ενδιαφερόμενο μία εκτίμηση της παραγόμενης ενέργειας, η οποία καθορίζεται σε μεγάλο βαθμό από την τελική απόδοση της εγκατάστασης.

Η τελική απόδοση εξαρτάται από την ποιότητα των υλικών που θα χρησιμοποιηθούν, καθώς και από ένα σύνολο παραγόντων που πρέπει να εξετάζονται κατά τη φάση του σχεδιασμού της εγκατάστασης, κυριότεροι εκ των οποίων είναι:

- *Επίδραση ηλιακής ακτινοβολίας:* Η ενέργεια που παράγεται από ένα Φ/Β πλαίσιο σε ετήσια βάση, είναι άμεσα συνδεδεμένη με τη διαθέσιμη ηλιακή ακτινοβολία και ως εκ τούτου, εξαρτάται από τη γεωγραφική θέση της εγκατάστασης, καθώς επίσης και από τον προσανατολισμό των πλαισίων ως προς τον ήλιο.
- *Θερμοκρασία του κυττάρου:* Η ονομαστική τιμή της απόδοσης είναι δυνατό να μειωθεί λόγω αύξησης της θερμοκρασίας του κυττάρου σε σχέση με την πρότυπη θερμοκρασία των 25 ^{o}C.
- *Ταχύτητα ανέμου:* Η αύξηση της ταχύτητας του ανέμου, έχει ως αποτέλεσμα χαμηλότερες θερμοκρασίες λειτουργίας του Φ/Β πλαισίου και συνεπώς καλύτερη απόδοση (ειδικά στην περίπτωση των βορείων ανέμων).
- *Σκίαση:* Το φαινόμενο της σκίασης σε περιπτώσεις που συναντώνται εμπόδια στον ορίζοντα των πλαισίων όπως παρακείμενα κτίρια, βλάστηση κ.α., είτε σε περιπτώσεις όπου προκαλείται σκίαση από τη μία σειρά στην επόμενη είναι πιθανό να επιφέρει σημαντικές απώλειες στην απόδοση, ακόμα και ενδεχόμενη καταστροφή των πλαισίων.
- *Ρύπανση:* Σε περίπτωση ρύπανσης της επιφάνειας των Φ/Β πλαισίων (από σκόνη, φύλλα, χιόνια, αλάτι, έντομα, αιθάλη) είναι πιθανό να μειωθεί η ηλεκτροπαραγωγή των πλαισίων.
- *Γήρανση:* Με την πάροδο του χρόνου παρουσιάζεται μία μικρή βαθμιαία μείωση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, εξαιτίας της γήρανσης των Φ/Β πλαισίων.

Στο πλαίσιο αυτό, λαμβάνοντας υπόψη τη μεγάλη διάρκεια ζωής της επένδυσης, τονίζεται ότι κρισιμότερη παράμετρος από τις προαναφερθείσες αποτελεί το φαινόμενο της σκίασης, καθώς είναι πιθανό να επηρεάσει σε μεγάλο βαθμό, τόσο την ενεργειακή απόδοση όσο και την ορθή λειτουργία της εγκατάστασης, σε βάθος 25ετίας. Για την εκτίμηση των χαρακτηριστικών της εκάστοτε σκίασης, όπως οι διαστάσεις της σκίασης και οι αλλαγές που υφίστανται κατά τη διάρκεια ενός έτους, υπάρχουν στην αγορά ειδικά λογισμικά προγράμματα προσομοίωσης, όπως των εταιρειών Solmetric SunEye, PVSYST.

Παράλληλα, σημειώνεται ότι η εκτίμηση της ηλιακής ακτινοβολίας μπορεί να βασίζεται στα δεδομένα του Κέντρου Ερευνών της Ευρωπαϊκής Ένωσης (Joint Research Centre, JRC). Ενδεικτικά, στο *Σχήμα 3* παρατίθεται ο χάρτης που συντάσσει το JRC, στον οποίο παρουσιάζεται προσεγγιστικά ο μέσος όρος δεκαετίας της ηλιακής ακτινοβολίας και της ηλεκτρικής ενέργειας που δέχεται ένα Φ/Β πλαίσιο σε περίπτωση βέλτιστης τοποθέτησης. Επιπλέον, στην ιστοσελίδα του JRC είναι αναρτημένο ειδικό πρόγραμμα το οποίο μπορεί να δράσει υποστηρικτικά κατά την πραγματοποίηση μελετών για εγκατάσταση Φ/Β σε κτίρια. [16]



Σχήμα 2.4 «Χάρτης Ετήσιας Ηλιακής Ενέργειας για την Ελλάδα [10]»

Σκιάσεις - Διάγραμμα Monegon

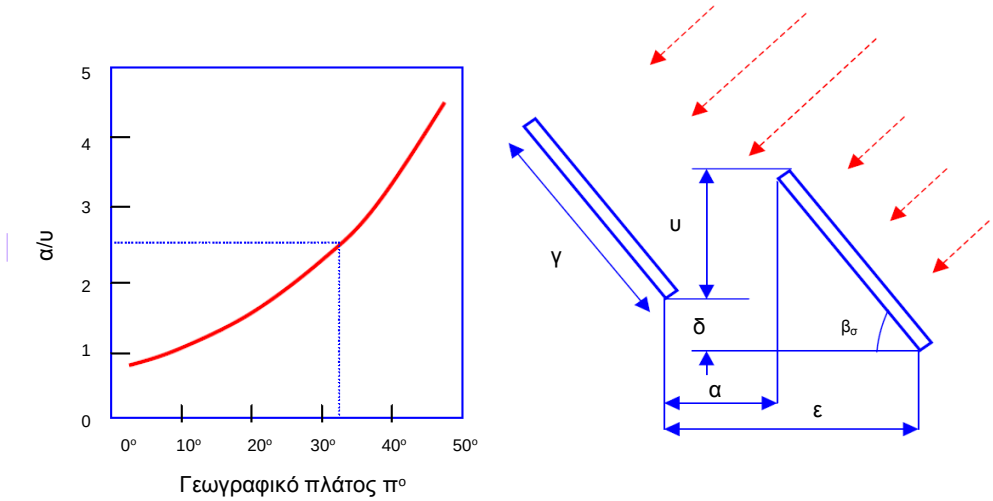
Οι σκιάσεις από παρακείμενα εμπόδια ή ακόμα και από γειτονικές συστοιχίες είναι ένας ιδιαίτερα σημαντικός παράγων κατά τη μελέτη και τοποθέτηση ενός συστήματος Φ/Β σε δώμα ή στέγη όπως αναφέρθηκε στην Έκθεση Μελέτης. Για το λόγο αυτό είναι καλό κατά τη μελέτη και εγκατάσταση να τηρείται η προϋπόθεση του Ανοικτού Ορίζοντα.

Το εύρος των ουδέτερων ζωνών (ελεύθερη απόσταση μεταξύ συστοιχιών), υπολογίζεται με βάση το εμπειρικό μοντέλο της Monegon, τις γεωμετρικές σχέσεις μεταξύ των φυσικών διαστάσεων της συστοιχίας και των κλίσεων του εδάφους ορίζοντας το παρακάτω σύστημα:

- $\upsilon = \gamma\eta\mu\beta_\sigma \pm \delta$: το πρόσημο γίνεται μείον (-) όταν η κλίση είναι ευμενής δηλ. υπερύψωση της βορινής πλευράς και συν (+) όταν είναι δυσμενής δηλ. υπερύψωση της νότιας πλευράς
- α / υ : σταθερά διαγράμματος Monegon
- $\varepsilon = \alpha + \gamma\sigma\upsilon\nu\beta_\sigma$
- $\delta = \varepsilon * \kappa_\varepsilon$

όπου:

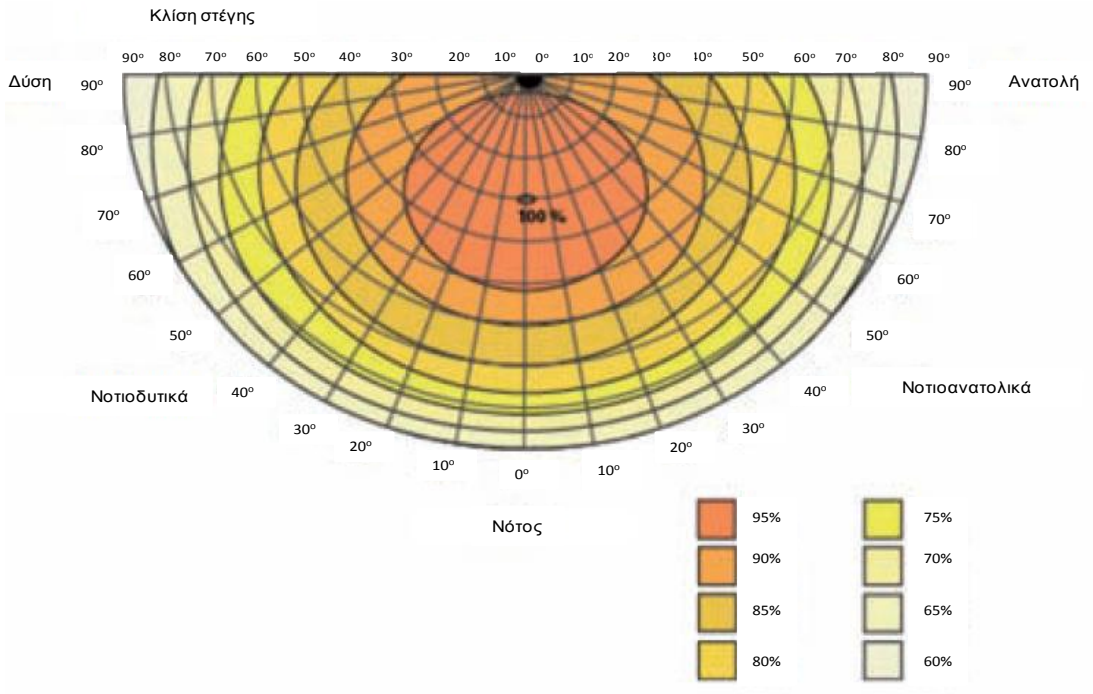
- γ: ύψος συστοιχίας
- β_σ: κλίση συστοιχίας ως προς οριζόντιο άξονα
- κ_ε: κλίση εδάφους
- α: ελεύθερη απόσταση
- υ: επικάλυψη ύψους



Σχήμα 2.5 «Σκιάσεις - Διάγραμμα Monegon [1]»

Γωνία Κλίσης και Προσανατολισμός

Το ποσό της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται εξαρτάται από την περιοχή της εγκατάστασης, τον προσανατολισμό, τον τύπο και τη γωνία κλίσης των Φ/Β πλαισίων. Η αναμενόμενη απόδοση για την Ελλάδα είναι αρκετά μεγαλύτερη από τις υπόλοιπες Ευρωπαϊκές χώρες. Στο παρακάτω *Σχήμα Β.2* παρουσιάζεται η μείωση του ποσοστού απόδοσης συναρτήσει της γωνίας κλίσης και του προσανατολισμού της εγκατάστασης.



Σχήμα 2.6 «Απόδοση Συναρτήσει Γωνίας Κλίσης και Προσανατολισμού [12]»

Επιπλέον, στον *Πίνακα 2.2* απεικονίζεται η ενδεικτική απόδοση της εγκατάστασης Φ/Β ανάλογα με τον προσανατολισμό και την κλίση:

Κλίση ως προς το οριζόντιο επίπεδο	**Νότιος**	**Νοτιοανατολικός Νοτιοδυτικός**	**Ανατολικός Δυτικός**
0°	90%	90%	90%
15°	98%	95%	88%
30°	100%	95%	85%
90°	60%	60%	50%

Πίνακας 2.2 «Ενδεικτική Απόδοση ανάλογα με τον Προσανατολισμό και την Κλίση [18], [19]»

2.5.3 Πιστοποίηση Εγκατάστασης

Μέχρι σήμερα δεν έχει θεσμοθετηθεί κανενός είδους πιστοποίηση για την εγκατάσταση του Φ/Β συστήματος σε στέγη ή δώμα κτιρίου, ενώ η χωροθέτηση των Φ/Β πλαισίων γίνεται πάντα μετά από μελέτη μηχανικού.

Οι περισσότερες εταιρείες παραγωγής τείνουν να προσφέρουν Φ/Β εξοπλισμό, που πληροί Διεθνή Πρότυπα Ποιότητας (ISO), σε μία προσπάθεια να διοχετεύσουν στην αγορά κατά το δυνατόν ποιοτικότερα και συνεπώς ανταγωνιστικά προϊόντα. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι, τα κρυσταλλικά Φ/Β πλαίσια θα πρέπει να πληρούν τις προδιαγραφές CEC 503 ή EN 61215 ή IEC 61215 ή ισοδύναμες, ενώ τα thin film την προδιαγραφή IEC 61646 ή ισοδύναμες. Όσον αφορά στους αντιστροφείς, θα πρέπει να πληρούνται οι προδιαγραφές του προτύπου DIN EN 60529.

Παράλληλά, η «διανεμημένη» ή «αποκεντρωμένη» παραγωγή από Φ/Β συστήματα θέτει ζητήματα ασφαλείας, αξιοπιστίας του Δικτύου και ποιότητας της παρεχόμενης ισχύος λόγω της πιθανότητας εμφάνισης του φαινομένου της νησιδοποίησης. Συγκεκριμένα, ο όρος νησιδοποίηση σχετίζεται με την κατάσταση κατά την οποία οι εγκαταστάσεις παραγωγής και ένα τμήμα του δικτύου που περιλαμβάνει και καταναλωτές λειτουργούν απομονωμένα από το υπόλοιπο Δίκτυο, με αποτέλεσμα η παραγόμενη ενέργεια να μην εγχέεται στο δίκτυο και έτσι να χάνονται τα αναλογούντα έσοδα.

Για την αποφυγή προβλημάτων που ενδέχεται να προκύψουν κατά την εκδήλωση του παραπάνω φαινομένου, η ΔΕΗ θέτει ως υποχρεωτικό τον έγκαιρο εντοπισμό του φαινομένου και την παύση του. Η απαιτούμενη προστασία ακολουθεί το πρότυπο VDE 0126 και περιλαμβάνει την πρόβλεψη ακαριαίας απόζευξης του σταθμού μέσω διατάξεων του αντιστροφέα, έτσι ώστε η εγκατάσταση να αποσυνδέεται τόσο σε περίπτωση έλλειψης τάσης από το Δίκτυο της ΔΕΗ – προς αποφυγή του φαινομένου της νησιδοποίησης –όσο και στην περίπτωση που η τάση και η συχνότητα αποκλίνουν των προβλεπόμενων ορίων (τάση από +15% έως -20% επί της ονομαστικής 230 V και συχνότητα ± 0,5 Hz της ονομαστικής 50 Hz).

Ειδικότερα, ο αντιστροφέας θα πρέπει να φέρει την πιστοποίηση του κατασκευαστή ότι πληροί τις χρονικές ρυθμίσεις που θέτει η ΔΕΗ (θέση εκτός του αντιστροφέα σε 0,5 sec, επανάζευξη του αντιστροφέα μετά από 3 min).

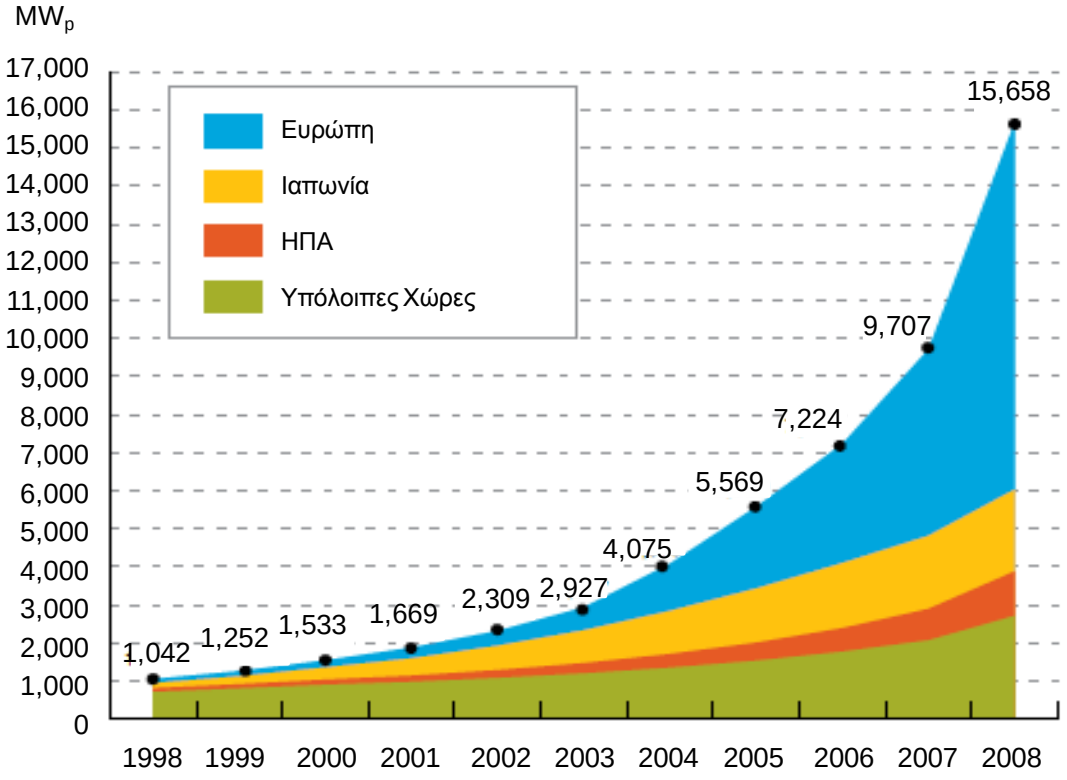
Η συμβατότητα μεταξύ των τύπων των Φ/Β και του αντιστροφέα σχετίζεται με την απαίτηση ή όχι για γείωση της συστοιχίας στην πλευρά συνεχούς ρεύματος. Πιο συγκεκριμένα, ορισμένοι τύποι Φ/Β πλαισίων απαιτούν σύμφωνα με τις κατασκευαστικές προδιαγραφές γείωση είτε του αρνητικού (thin film) είτε του θετικού (back contact) πόλου.

Η γείωση μπορεί να πραγματοποιηθεί είτε απευθείας, είτε μέσω μεγάλης αντίστασης και αποσκοπεί στην αποφυγή λειτουργικών προβλημάτων που εμφανίζουν οι παραπάνω τύποι πλαισίων όταν παραμένουν αγείωτα (προβλήματα διάβρωσης και υποβάθμισης της απόδοσης). Κατά συνέπεια σε τέτοιες περιπτώσεις θα πρέπει να αποφεύγεται χρήση αντιστροφέων χωρίς γαλβανική απομόνωση, λόγω εμφάνισης ρευμάτων διαρροής, εκτός αν πιστοποιείται από τον κατασκευαστή του αντιστροφέα ότι ο επιλεγμένος τύπος αντιστροφέα είναι κατάλληλος για χρήση με τα πλαίσια που έχουν επιλεγεί.

2.6 Τάσεις Εξέλιξης

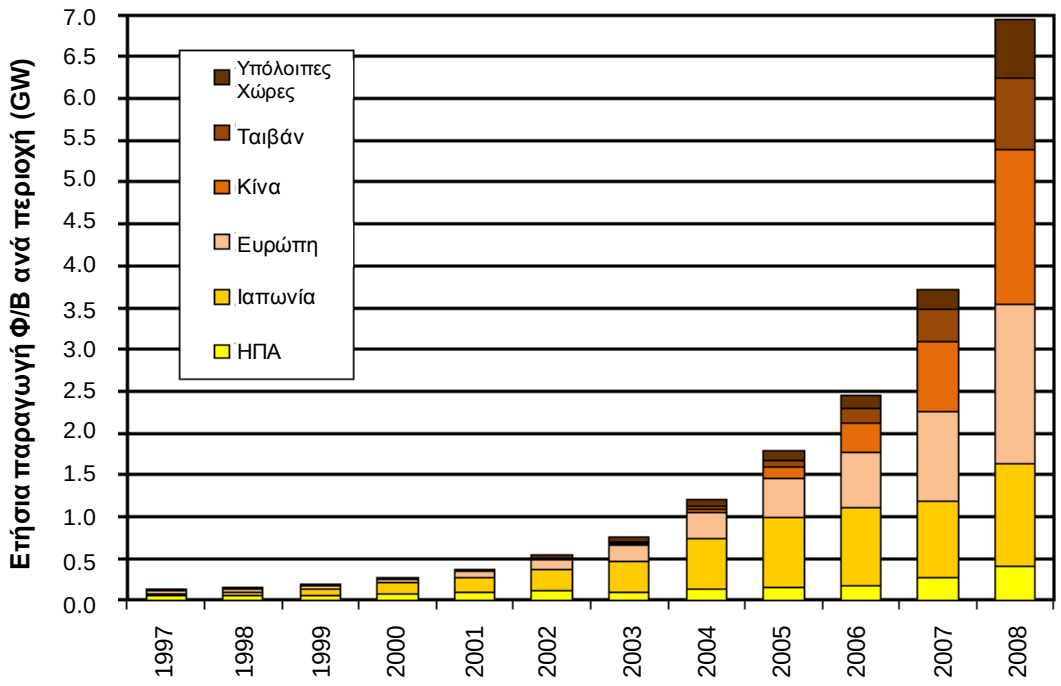
2.6.1. Ρυθμός Ανάπτυξης Βιομηχανίας Φωτοβολταϊκών

Σύμφωνα με στοιχεία του Ευρωπαϊκού Συνδέσμου Φωτοβολταϊκών Βιομηχανιών (European Photovoltaic Industry Association - EPIA), ο ετήσιος ρυθμός αύξησης της παραγωγής των Φ/Β κυμαίνεται γύρω στο 45% κατά μέσο όρο, από το 2002, καθιστώντας τα Φ/Β την ταχύτερα αναπτυσσόμενη ενεργειακή τεχνολογία στον κόσμο. Η ραγδαία ανάπτυξη της αγοράς των Φ/Β απεικονίζεται στο *Σχήμα 2.7*, σύμφωνα με το οποίο η συνολική εγκατεστημένη ισχύς από Φ/Β στο τέλος του 2008, ανήλθε σε 16.000 MW, με την Ευρώπη να αποτελεί τον αδιαφιλονίκητο ηγέτη.



Σχήμα 2.7 «Εγκατεστημένη Ισχύ Φ/Β [5]»

Η παγκόσμια ετήσια παραγωγή Φ/Β έφτασε τα 7 GW για το έτος 2008 καταγράφοντας ποσοστιαία αύξηση της τάξης του 87% σε σχέση με το προηγούμενο έτος 2007. Ειδικότερα, το μερίδιο αγοράς είναι της τάξης του 27% για Ευρώπη και Κίνα και 18% για την Ιαπωνία. Παράλληλα, όπως απεικονίζεται και στο *Σχήμα 2.8*, σημαντική άνοδο γνωρίζει τα τελευταία χρόνια η βιομηχανία Φ/Β της Ταιβάν, η οποία έχει ξεπεράσει την αντίστοιχη των Ηνωμένων Πολιτειών Αμερικής (ΗΠΑ).



Σχήμα 2.8 «Παγκόσμια Ετήσια Παραγωγή Φ/Β ανά Περιοχή [21]»

Στην Ελλάδα δραστηριοποιούνται περισσότερες από 5 μονάδες παραγωγής Φ/Β πανέλων με δυναμικότητα παραγωγής συνολικής ισχύος μεγαλύτερη από 200 MW, καθώς επίσης και εταιρείες παραγωγής βάσεων στήριξης. Στον *Πίνακα 2.3* παρουσιάζονται ορισμένες από τις σημαντικότερες ελληνικές εταιρείες παραγωγής Φ/Β εξοπλισμού, καθώς και η παραγωγική δυναμικότητά τους.

Μονάδες Παραγωγής	**Δυναμικότητα (MW_p)**
Solar Cells Hellas	80
Silcio	40
Exel Group	50-70
Heliosphera	60
Energy Solutions S.A.	12

Πίνακας 2.3 «Ελληνικές Εταιρείες Παραγωγής Φ/Β Εξοπλισμού»

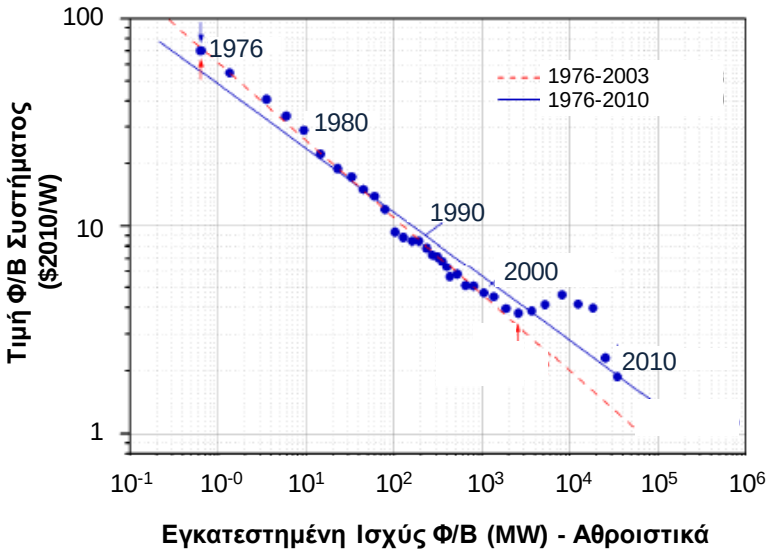
Η ελληνική παραγωγή διαθέτει στην εγχώρια αγορά προϊόντα πιστοποιημένα και υψηλής ποιότητας, ενώ σημαντικές εξαγωγές βάσεων στήριξης πραγματοποιούνται προς ευρωπαϊκές χώρες. Ουσιαστικά, οι αντιστροφείς αποτελούν το μόνο τμήμα της Φ/Β εγκατάστασης για το οποίο οι ελληνικές εταιρείες δεν διαθέτουν επαρκή ακόμα τεχνογνωσία και δεν υπάρχει ευρεία παραγωγή.[9]

2.6.2. Εξέλιξη κόστους επένδυσης

Το αρχικό κόστος επένδυσης της εγκατάστασης των Φ/Β διαχρονικά έχει την τάση να φθίνει και μελλοντικά αναμένεται περαιτέρω μείωσή του. Ειδικότερα, οι τεχνολογικές εξελίξεις έχουν οδηγήσει στο πέρασμα των ετών σε κατακόρυφη μείωση των τιμών στα Φ/Β συστήματα όπως παρατηρείται και στο *Σχήμα 2.9*, που παρατίθεται ακολούθως. Η αλματώδης βελτίωση της τεχνολογίας πλαισίων, καθώς και η επίτευξη οικονομιών κλίμακας πρόκειται στο προσεχές μέλλον να μειώσουν περαιτέρω το μέσο επενδυτικό κόστος μιας Φ/Β εγκατάστασης.

Ειδικότερα, σύμφωνα με την ανάλυση «Grid-Parity» που διενεργήθηκε για περισσότερες από 150 χώρες στον κόσμο (συμπεριλαμβανομένης και της Ελλάδας), αναμένεται ότι οι ρυθμοί ανάπτυξης της βιομηχανίας θα παραμείνουν αρκετά υψηλοί για τις επόμενες δύο δεκαετίες και συνεπώς μέσα στα επόμενα χρόνια σε αρκετές από τις χώρες αυτές θα επιτευχθεί «Grid-Parity». Στο σημείο αυτό, σημειώνεται ότι η επίτευξη «Grid-Parity» για μία χώρα αναφέρεται στην κατάσταση όπου το κόστος της παραγόμενης από Φ/Β ηλεκτρικής ενέργειας θα εξισωθεί με το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικά καύσιμα.

Η ανάπτυξη της αγοράς των Φ/Β, και συνεπώς η αυξανόμενη διείσδυση των Φ/Β στο δίκτυο παραγωγής και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, αναμένεται να οδηγήσει σε ταχύτερη μείωση των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας από Φ/Β, συμβάλλοντας παράλληλα στη μείωση και των κοινωνικών επιπτώσεων (μείωση ορυκτών καυσίμων, εκπομπές αερίων θερμοκηπίου, κ.α.). Στην περίπτωση της Ελλάδας, ο οικιστικός τομέας αναμένεται να επιτύχει «Grid-Parity» κατά το έτος 2014, ενώ ο βιομηχανικός κατά το έτος 2015.



Σχήμα 2.9: Εξέλιξη Τιμών Φ/Β Συστήματος (1976-2010) [4]

Κεφάλαιο 3. Το Πρόγραμμα PVsyst

Στο κεφάλαιο αυτό, παρουσιάζεται μια συνοπτική περιγραφή του προγράμματος PvSyst και ιδιαίτερα των στοιχείων εκείνων του λογισμικού που ήταν απαραίτητα για την πραγματοποίηση των προσομοιώσεων για τις περιπτώσεις της μελέτης που αναλύονται στο επόμενο κεφάλαιο.

3.1 Εισαγωγή στο PVsyst

Το PVSYST V5.0 είναι ένα λογισμικό ηλεκτρονικού υπολογιστή για την μελέτη, τον σχεδιασμό και την ανάλυση ολοκληρωμένων Φωτοβολταϊκών συστημάτων.
Ασχολείται με διασυνδεμένα, αυτόνομα, αντλητικά, και DC δικτύου Φ/Β συστήματα, και περιλαμβάνει εκτενείς βάσεις μετεωρολογικών δεδομένων και στοιχείων Φ/Β συστημάτων. Απευθύνεται σε αρχιτέκτονες, μηχανικούς, ερευνητές ενώ είναι ακόμα χρήσιμο και για εκπαιδευτικούς λόγους.

Το PVSYST V5.5 προσφέρει τρία επίπεδα μελέτης των Φ/Β συστημάτων, πρακτικά ανταποκρινόμενο στα διαφορετικά στάδια ανάπτυξης ενός πραγματικού σχεδίου.

Εικόνα 3.1 «Αρχική Οθόνη Προγράμματος PVsyst 5.59»

Όπως προκύπτει και από την Εικόνα 3.1 τα επίπεδα αυτά είναι :

- Preliminary design – Προκριματικός Σχεδιασμός

Είναι η επιλογή εκείνη, στην οποία οι εκτιμήσεις για την παραγωγή του συστήματος γίνονται πολύ γρήγορα σε μηνιαίες τιμές, χρησιμοποιώντας μόνο κάποια ελάχιστα χαρακτηριστικά του συστήματος ή παραμέτρους χωρίς να διευκρινίζονται τα πραγματικά εξαρτήματα της μελλοντικής εγκατάστασης.

Οι κατηγορίες Φ/Β συστημάτων για τις οποίες μπορεί να γίνει αυτή η ανάλυση είναι :

i. Grid Connected – Διασυνδεδεμένα Συστήματα
ii. Stand Alone – Αυτόνομα Συστήματα
iii. Pumping – Αντλητικά Συστήματα

Το δεύτερο επίπεδο ανάλυσης, και το πλέον χρήσιμο, το οποίο προσφέρει το λογισμικό λέγεται :

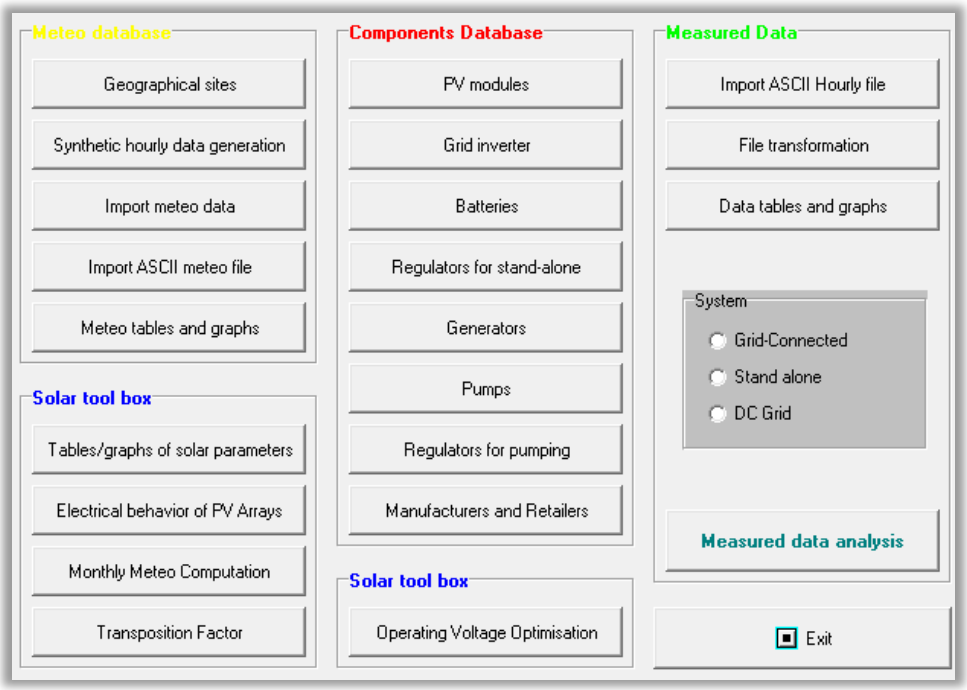
- Project design – Σχεδιασμός Έργου

Αφορά όλες τις κατηγορίες συστημάτων που αναφέρθηκαν και για το πρώτο επίπεδο σχεδίασης και περιλαμβάνει επιπλέον την κατηγορία DC Grid – Δίκτυα Συνεχούς Ρεύματος (συνήθως βρίσκονται σε εγκαταστάσεις μέσων μαζικής μεταφοράς).

Η επιλογή *Project Design* έχει ως στόχο την δημιουργία ενός αναλυτικού σχεδίου εγκατάστασης, κάνοντας χρήση λεπτομερούς προσομοίωσης ώρα προς ώρα.
Στο πλαίσιο ενός συγκεκριμένου σχεδίου, ο χρήστης μπορεί να τρέξει διάφορες προσομοιώσεις και να τις συγκρίνει μεταξύ τους. Η τελευταία αυτή, δυνατότητα του προγράμματος είναι εξαιρετικά χρήσιμη, όπως θα γίνει φανερό και στο επόμενο κεφάλαιο της μελέτης εγκατάστασης.

- Measured data analysis : Ανάλυση Μετρηθέντων Δεδομένων

Όταν ένα σύστημα Φωτοβολταϊκών βρίσκεται σε λειτουργία και παρακολουθείται προσεκτικά, αυτή η επιλογή, που περιλαμβάνεται στο παράθυρο Tools – Εργαλεία, (δεξιά στήλη εικόνας 3.2) επιτρέπει την εισαγωγή σημαντικών μετρηθέντων δεδομένων, ώστε να εμφανίσει πίνακες και γραφήματα των πραγματικών αποδόσεων, και να εκτελέσει άμεσες συγκρίσεις με τις προσομοιωθείσες μεταβλητές. Αυτό δίνει μια μέση ανάλυση των πραγματικών παραμέτρων λειτουργίας του συστήματος, και την αναγνωρίζει ακόμη και πολύ μικρές αστοχίες.



Εικόνα 3.2 «Αναδυόμενο Παράθυρο Tools - Εργαλεία»

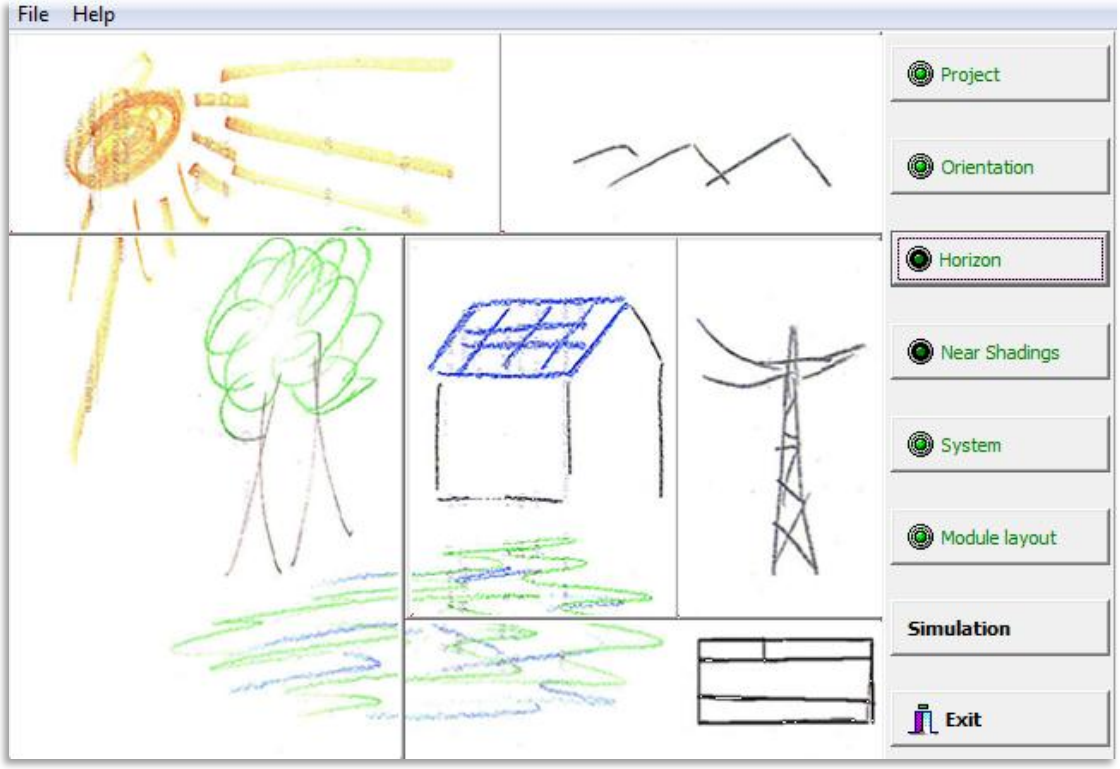
Επιπλέον, η επιλογή Tools – Εργαλεία περιλαμβάνει τη διαχείριση βάσεων δεδομένων Μετεωρολογίας και φωτοβολταϊκών στοιχείων, καθώς και ορισμένα ειδικά εργαλεία χρήσιμα όταν πρόκειται για συστήματα ηλιακής ενέργειας, όπως :

- εισαγωγή μετεωρολογικών δεδομένων από διάφορες πηγές
- εισαγωγή πινάκων και γραφημάτων μετεωρολογικών δεδομένων ή παραμέτρων ηλιακής γεωμετρίας
- υπολογισμός ακτινοβολίας με βάση το μοντέλο καθαρής ημέρας
- εκτίμηση συμπεριφοράς Φωτοβολταϊκών συστοιχιών υπό μερική σκίαση ή αναντιστοιχία πάνελ
- εργαλεία βελτιστοποίησης για τον προσανατολισμό ή την τάση κλπ.

3.2 Περίπτωση Διασυνδεδεμένου Συστήματος - Αναλυτικά

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται διεξοδικά, η περίπτωση ενδελεχούς μελέτης *(Project Design)* ενός διασυνδεδεμένου συστήματος μέσω της επιλογής "Grid-Connected" της αρχικής οθόνης του προγράμματος PVsyst.

Ο λόγος που η περιγραφή του προγράμματος εστιάζεται στην συγκεκριμένη επιλογή είναι διότι η εγκατάσταση που θα μελετηθεί στην συνέχεια, στην πράξη, αφορά διασυνδεδεμένο σύστημα.



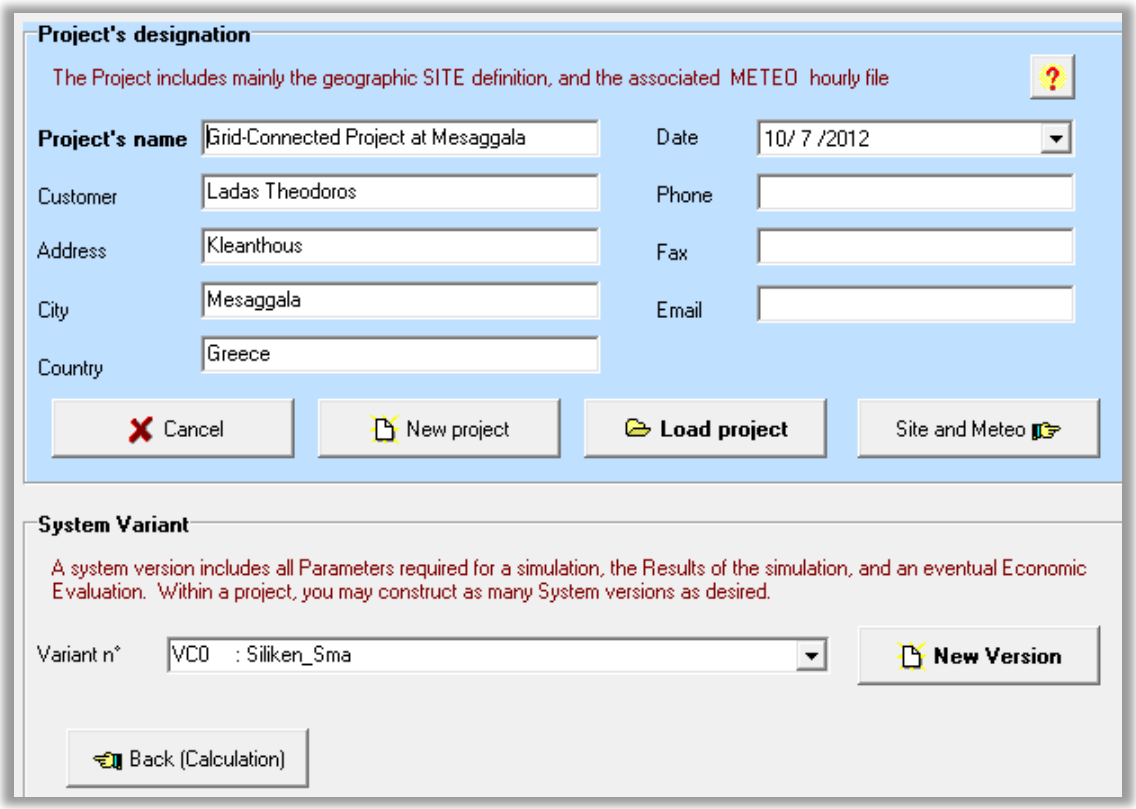
Εικόνα 3.3 «Εισαγωγική Οθόνη Ενδελεχούς Μελέτης – Διασυνδεδεμένου Συστήματος Πρόγραμμα PVsyst: Project design - Grid-Connected »

Στην εικόνα 3.3 διακρίνεται η εισαγωγική οθόνη στις επιλογές του λογισμικού, Project design και Grid-Connected κατά σειρά.

Στην συνέχεια, θα αναλυθεί κάθε μια εκ των υπό-επιλογών της κατηγορίας αυτής και θα γίνουν φανερές οι δυνατότητες του λογισμικού. Ακόμη, κατά αυτό τον τρόπο θα περιγραφεί η πορεία που ακολουθήθηκε για την πραγματοποίηση της μελέτης του επόμενου κεφαλαίου.

3.2.1 Project – Έργο

Το πρώτο βήμα για το «στήσιμο» μιας νέας υλοποίησης είναι η επιλογή Project.



Εικόνα 3.4 «Μενού επιλογής Project»

Όπως προκύπτει και από την εικόνα 3.4 το αναδυόμενο μενού της επιλογής Project, περιέχει τα πολύ βασικά στοιχεία της εγκατάστασης όπως : το όνομα του έργου, ο πελάτης, η διεύθυνση, η περιοχή, η ημερομηνία κ.α.

Ωστόσο τα δύο βασικότερα στοιχεία που περιλαμβάνονται σε αυτό το μενού είναι τα εξής :

A. Site and Meteo – Τοποθεσία και Μετεωρολογικά Δεδομένα

Μέσω της επιλογής αυτής, γίνεται ο ορισμός των γεωγραφικών συντεταγμένων της περιοχής εγκατάστασης και δίνεται η δυνατότητα εισαγωγής μετεωρολογικών δεδομένων για την επιλεγμένη τοποθεσία τρεις διαφορετικές μεθόδους :

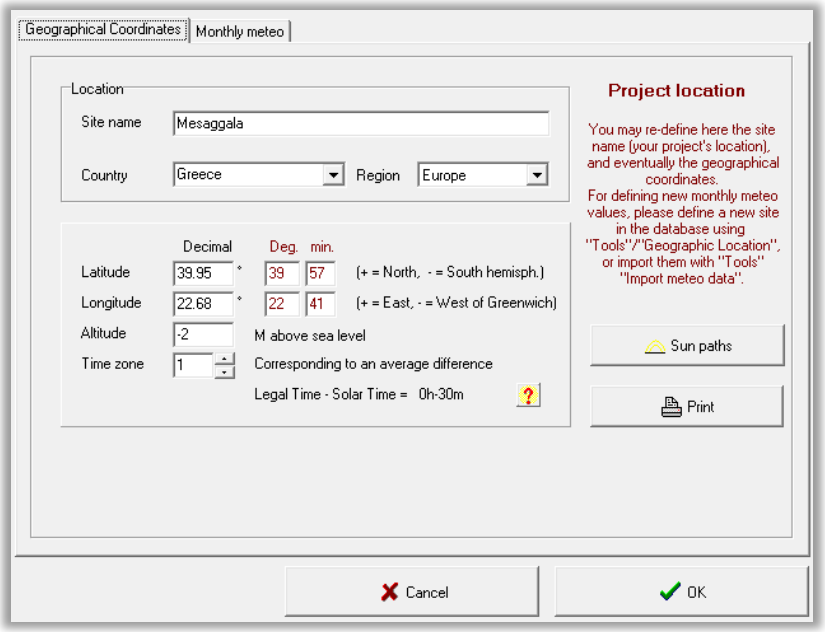
α) Χειροκίνητη εισαγωγή των δεδομένων

β) Χρήση δεδομένων αποθηκευμένων στο πρόγραμμα (Βάση Meteonorm)

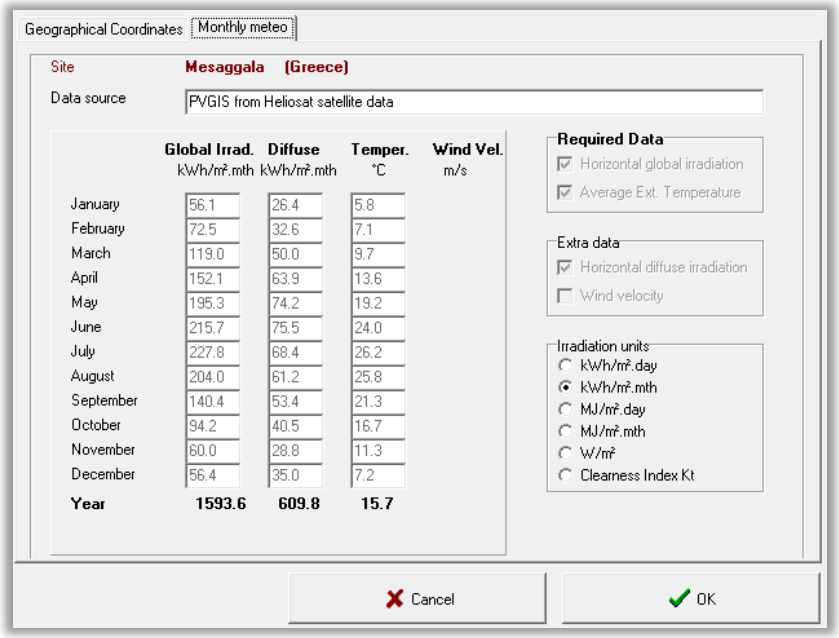
γ) Αυτοματοποιημένη εισαγωγή των στοιχείων από εξωτερικές πηγές. (Satellight, SolarGis, NASA-SSE, PVGIS κ.α.)

Στην εικόνα 3.6 δίνονται οι μηνιαίες τιμές συνολικής ηλιακής ακτινοβολίας και θερμοκρασίας, απαραίτητες για την διεξαγωγή της προσομοίωσης, για την περιοχή Μεσάγγαλα, Δήμου Τεμπών, που θα χρησιμοποιηθούν στο επόμενο κεφάλαιο για την

πραγματοποίηση της μελέτης. Τα δεδομένα αυτά προέκυψαν ύστερα από εισαγωγή από την ιστοσελίδα *«http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/»*.



Εικόνα 3.5 «Ορισμός Γεωγραφικών Συντεταγμένων Περιοχής Εγκατάστασης»



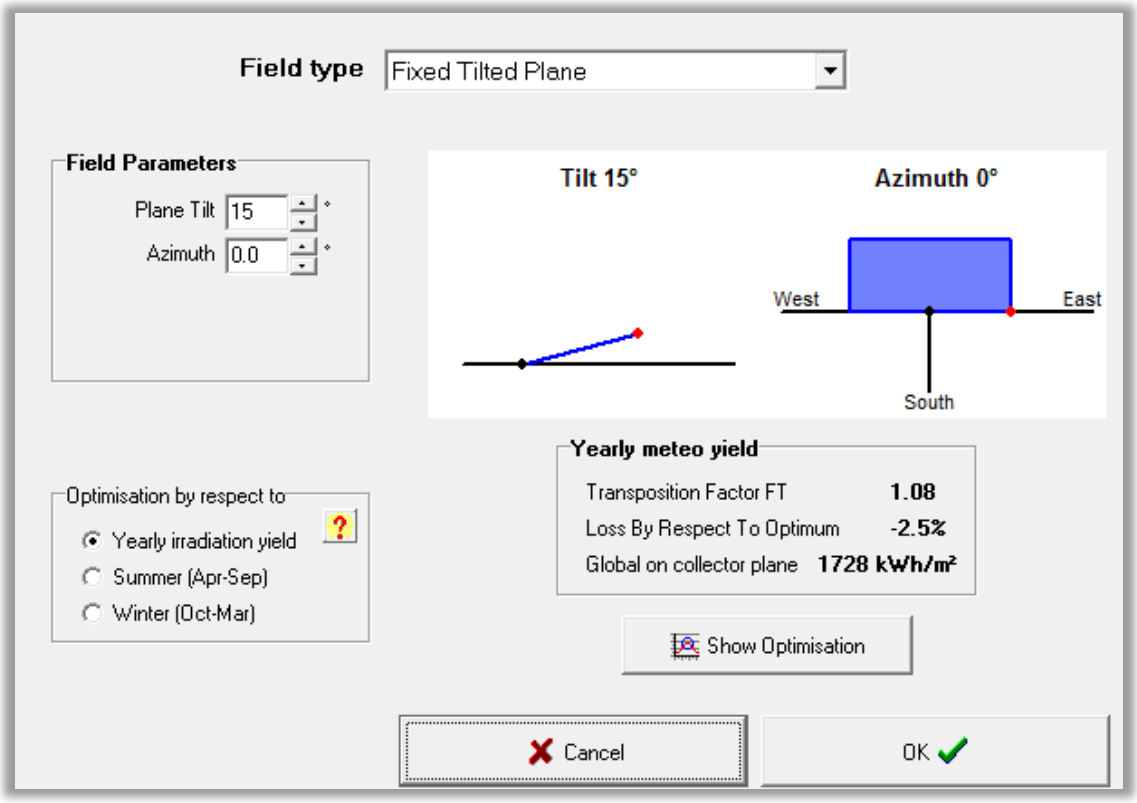
Εικόνα 3.6 «Μηνιαία Μετεωρολογικά Δεδομένα – Εισαγωγή από PVGis»

B. System Variant – Εναλλακτική (Υλοποίηση) Σχεδίου

Η συγκεκριμένη δυνατότητα του προγράμματος είναι εξαιρετικά χρήσιμη, αφού είναι εφικτή η υλοποίηση εναλλακτικών μοντέλων υλοποίησης της τελικής εγκατάστασης στο ίδιο αρχείο, χωρίς την ανάγκη να εισάγονται τα έως τώρα δεδομένα ξανά και ξανά. Προφανώς, τρέχοντας αυτά τα σενάρια είναι δυνατό να διαπιστωθεί πιο είναι το καλύτερο για την συγκεκριμένη περίπτωση εγκατάστασης και να υλοποιηθεί.

3.2.2 Orientation – Προσανατολισμός

Το επόμενο βήμα για την εκπόνηση της μελέτης, μέσω του λογισμικού PVsyst είναι ο καθορισμός του προσανατολισμού της Φ/Β γεννήτριας - γωνία αζιμούθιου - και της κλίσης των συστοιχιών που την αποτελούν. Οι ρυθμίσεις αυτές γίνονται μέσω της οθόνης που παρουσιάζεται στην Εικόνα 3.7.



Εικόνα 3.7 «Προσανατολισμός και Κλίση Φ/Β στοιχείων»

Το πρόγραμμα έχει την δυνατότητα με βάση τις γεωγραφικές συντεταγμένες που του εφοδιάστηκαν στο προηγούμενο βήμα, να υπολογίζει και να προτείνει την βέλτιστη γωνία κλίσης, ανάλογα με το επιθυμητό αποτέλεσμα, δηλαδή, την επιλογή για μέγιστη παραγωγή κατά τους χειμερινούς μήνες, τους θερινού ή όλη την περίοδο του έτους.

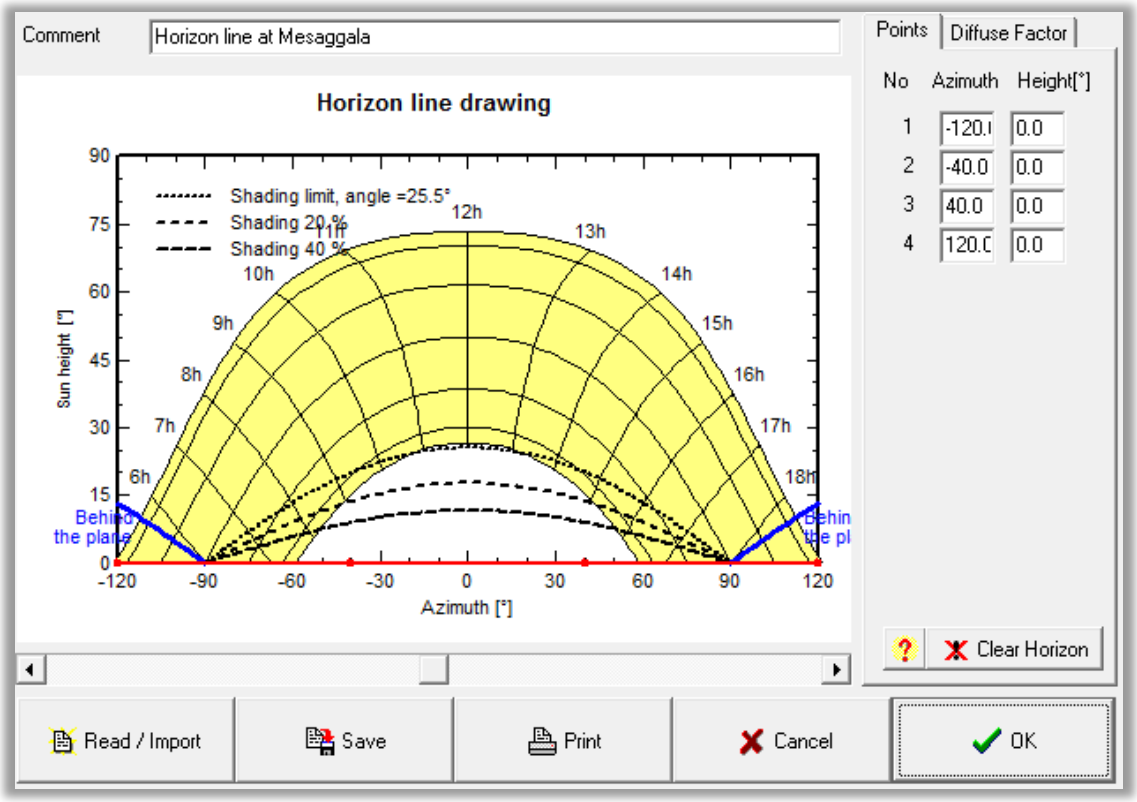
Fixed Tilted Plane
Seasonal tilt adjustment
Tracking two axis
Tracking two axis, frame NS
Tracking two axis, frame EW
Tracking tilted or horiz. N-S axis
Tracking, horizontal axis E-W
Tracking, vertical axis
Tracking sun-shields
Double orientation (heterogeneous)
Unlimited sheds
Unlimited sun-shields

Στον διπλανό πίνακα, διακρίνονται και πλήθος άλλων επιλογών, για την διάταξη της φωτοβολταϊκής γεννήτριας που μπορούν να αναλυθούν μέσω του μενού αυτού του προγράμματος.
Ενδεικτικά αναφέρονται οι περιπτώσεις: Εποχικής ρύθμισης της κλίσης, παρακολούθησης της ηλιακής τροχιάς διπλού άξονα κ.λπ.

Πίνακα 3.1 «Βασικές Επιλογές Χωροθέτησης»

3.2.3 Horizon – Ορίζοντας

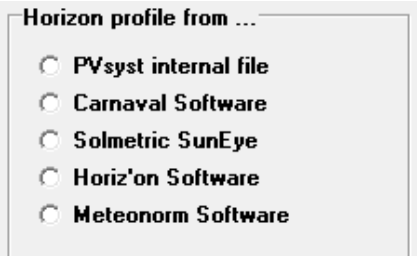
Στην εικόνα 3.8 παρατηρείται η οθόνη της επιλογής Horizon του μενού Project design για την περίπτωση ενός διασυνδεδεμένου συστήματος.



Εικόνα 3.8 «Οθόνη Επιλογής Horizon»

Μέσω της επιλογής αυτής, το λογισμικό σχηματίζει το διάγραμμα του ορίζοντα, όπως αυτός φαίνεται από την τοποθεσία εγκατάστασης. Το μπορεί να προκύψει και πάλι μέσω τριών διαφορετικών μεθόδων:

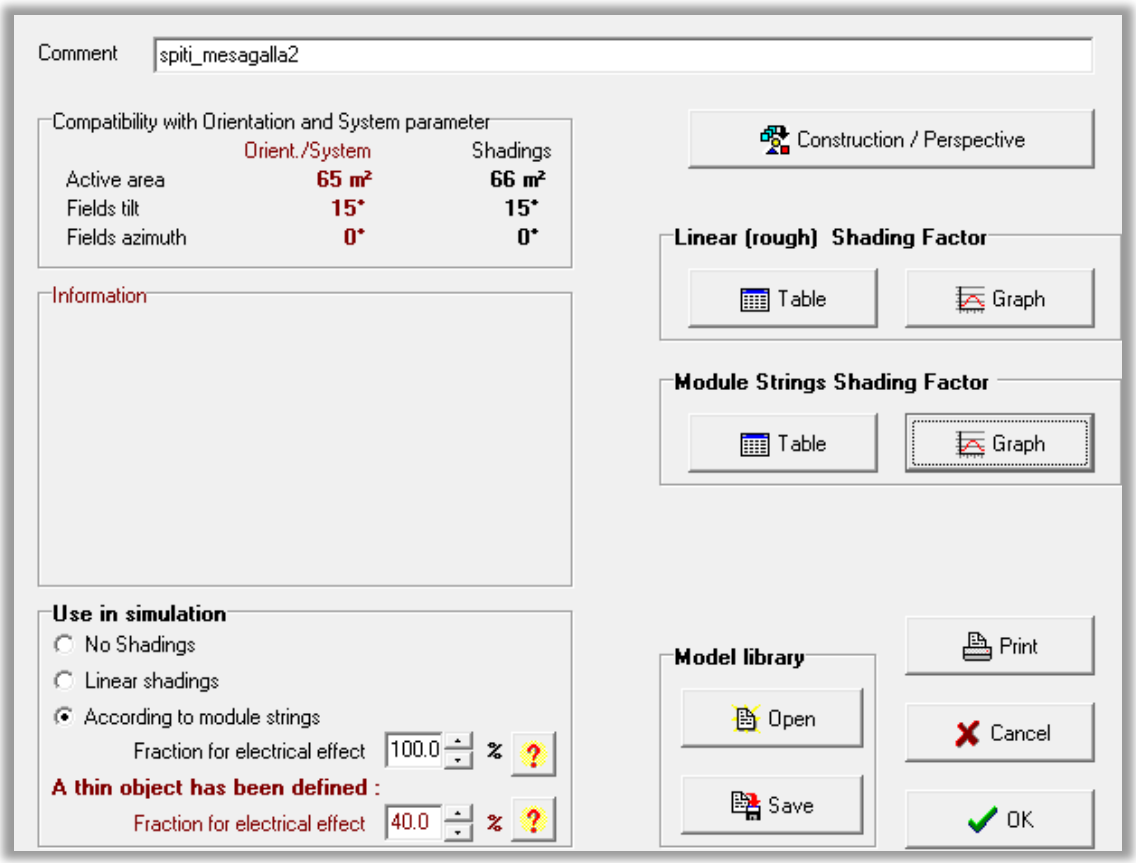
α) Χειροκίνητη εισαγωγή των δεδομένων – Άμεση τροποποίηση μέσω σημείων του ηλιακού διαγράμματος.
β) Χρήση δεδομένων δημιουργημένων από το ίδιο το πρόγραμμα. (Το ηλιακό διάγραμμα της εικόνας 3.8 είναι ένα τέτοιο παράδειγμα-Orientation,Unlimited Sheds)
γ) Αυτοματοποιημένη εισαγωγή των στοιχείων από εξωτερικές πηγές. (βλ. Πίνακα 3.2).



Πίνακας 3.2 «Επιλογές Εισαγωγής Ηλιακών Δεδομένων»

3.2.4 Near Shadings – Άμεσες Σκιάσεις

Η κατηγορία αυτή της ανάλυσης, είναι μια από τις σημαντικότερες στην πορεία για την εξαγωγή αξιόπιστων αποτελεσμάτων για το υπό μελέτη έργο. Στην Εικόνα 3.9 εμφανίζεται η εισαγωγική οθόνη της επιλογής αυτής.

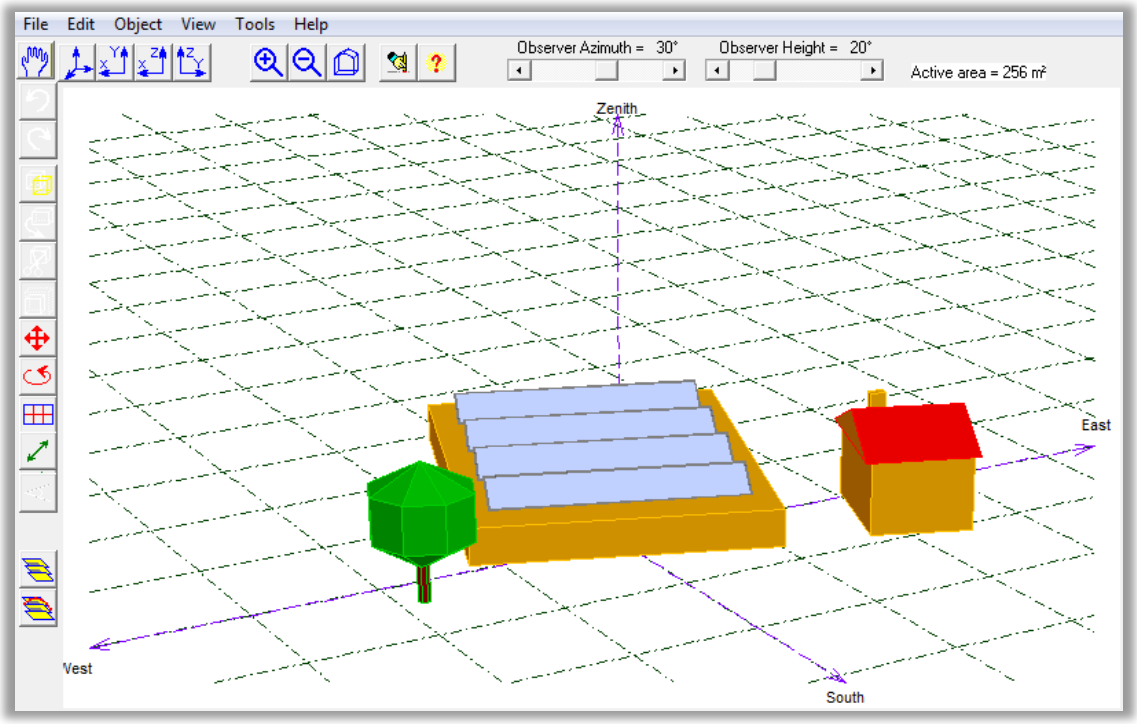


Εικόνα 3.9 «Εισαγωγική Οθόνη Επιλογής Near Shadings»

Το πρώτο βήμα για την πραγματοποίηση της ανάλυσης σκιάσεων μέσω του προγράμματος PVsyst είναι κατασκευή του τρισδιάστατου μοντέλου του περιβάλλοντος της εγκατάστασης. Πλαίσιο Construction/ Perspective, δηλαδή Κατασκευή/ Προοπτική, όπως αυτό εμφανίζεται στην εικόνα 3.9.

Στην επόμενη σελίδα, στην εικόνα 3.10 παρουσιάζεται η οθόνη διάδρασης, μέσω της οποίας μπορεί να σχεδιαστούν όλων των ειδών οι συνηθισμένες δομές κτιρίων και εξοπλισμού που συνθέτουν ένα φωτοβολταϊκό σύστημα.

Η εγκατάσταση, που επίσης παρουσιάζεται στην εικόνα 3.10, είναι το ενσωματωμένο παράδειγμα ανάλυσης του λογισμικού για την περίπτωση ενός διασυνδεδεμένου συστήματος.



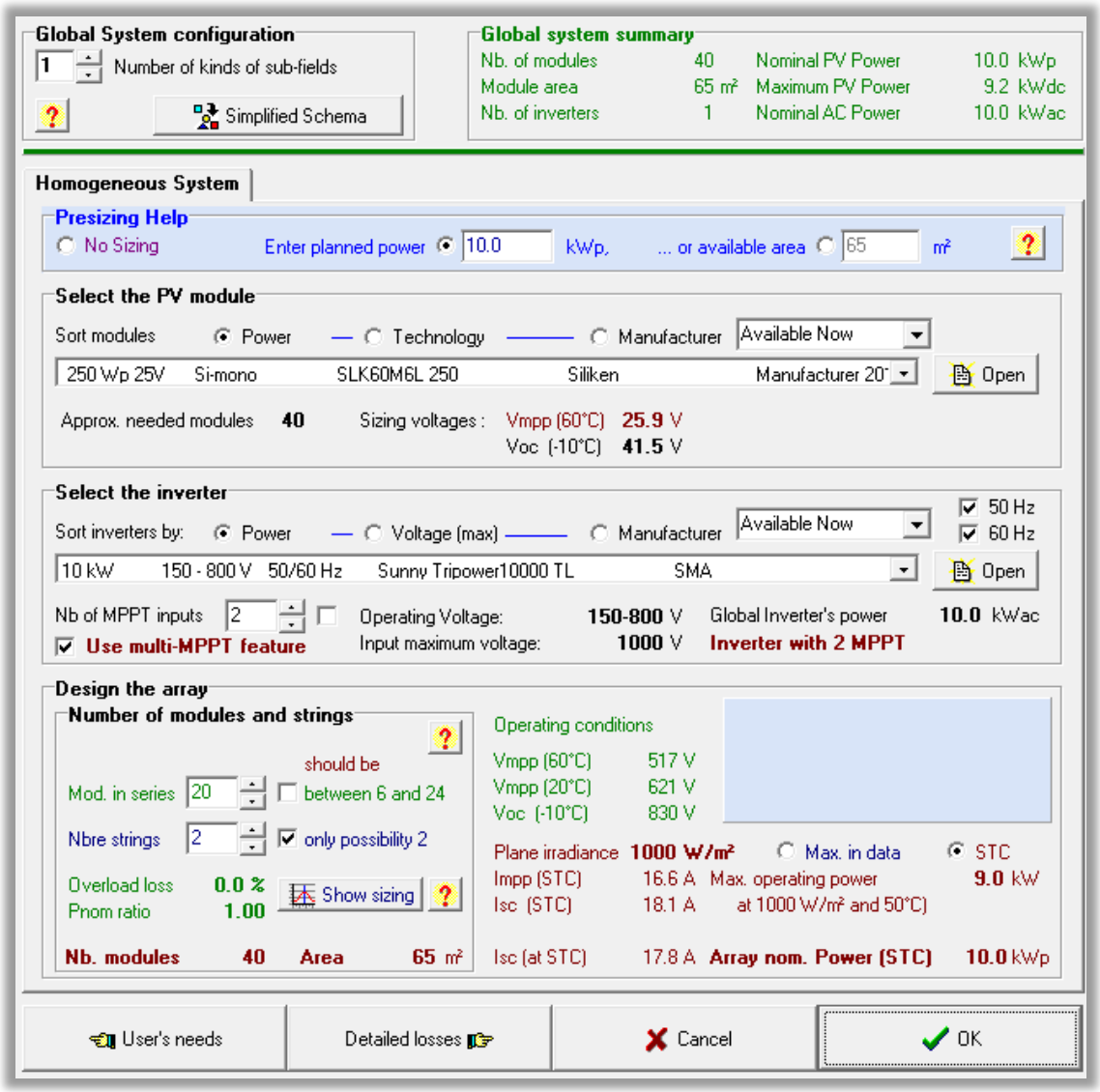
Εικόνα 3.10 «Οθόνη Διάδρασης – Ενσωματωμένο Παράδειγμα Διασυνδεδεμένου Συστήματος»

Εκτός από το πλήθος των εντολών που είναι εφικτές μέσα από τη συγκεκριμένη οθόνη και αφορούν κυρίως την σχεδίαση των δομών του περιβάλλοντος της φ/β εγκατάστασης, παρέχεται ακόμη η δυνατότητα προσομοίωσης μέσω κινούμενης εικόνας – βίντεο, για την πορεία του ήλιου στον ορίζοντα και τις σκιές που σχηματίζονται πάνω στην φ/β γεννήτρια.

Τέλος, μετά την κατασκευή του 3D μοντέλου του έργου, το πρόγραμμα παράγει τα δύο σημαντικότερα αποτελέσματα αυτής της ανάλυσης. Ανάλογα με την επιλογή που θα κάνει ο χρήστης, το λογισμικό υπολογίζει και παρουσιάζει ένα πίνακα, με τον συντελεστή απόδοσης της εγκατάστασης συναρτήσει της σκίασης που καλύπτει τους φωτοβολταϊκούς συλλέκτες, και το αντίστοιχο διάγραμμα του ορίζοντα.
Το σημαντικό στοιχείο πριν αυτό το βήμα, είναι ότι το λογισμικό δίνει στο χρήστη τη δυνατότητα να επιλέξει το μοντέλο βάση του οποίου θα υπολογιστούν οι απώλειες λόγω της σκίασης. Όπως αναλύθηκε και στο προηγούμενο κεφάλαιο, η σκίαση που μπορεί να καλύπτει ένα μικρό ή μεγαλύτερο μέρος ενός string έχει σαν αποτέλεσμα την βύθιση της παραγόμενης ενέργειας για όλο το string. Το PVsyst μοντελοποιεί αυτό το ηλεκτρικό φαινόμενο μηδενίζοντας πρακτικά την παραγωγή του string, για την περίοδο που κρατά η σκίαση, δίνοντας κατά αυτό τον τρόπο ένα κάτω όριο για την παραγωγή της συστοιχίας το διάστημα αυτό. Ωστόσο, αν του ζητηθεί αλλιώς υπολογίζει τις απώλειες με γραμμική μέθοδο, δίνοντας κατά αυτό τον τρόπο το αντίστοιχο άνω όριο απωλειών λόγω ισχύος.
Τα παραπάνω ενσωματώνονται, ανάλογα με την βούληση του χρήστη στην τελική αναφορά που το λογισμικό παράγει.

3.2.5 System – Σύστημα

Το «Σύστημα» ορίζεται ως το σύνολο των συστατικών που αποτελούν την ΦΒ συστοιχία και το μετατροπέα, μέχρι την σύνδεση στο δίκτυο.



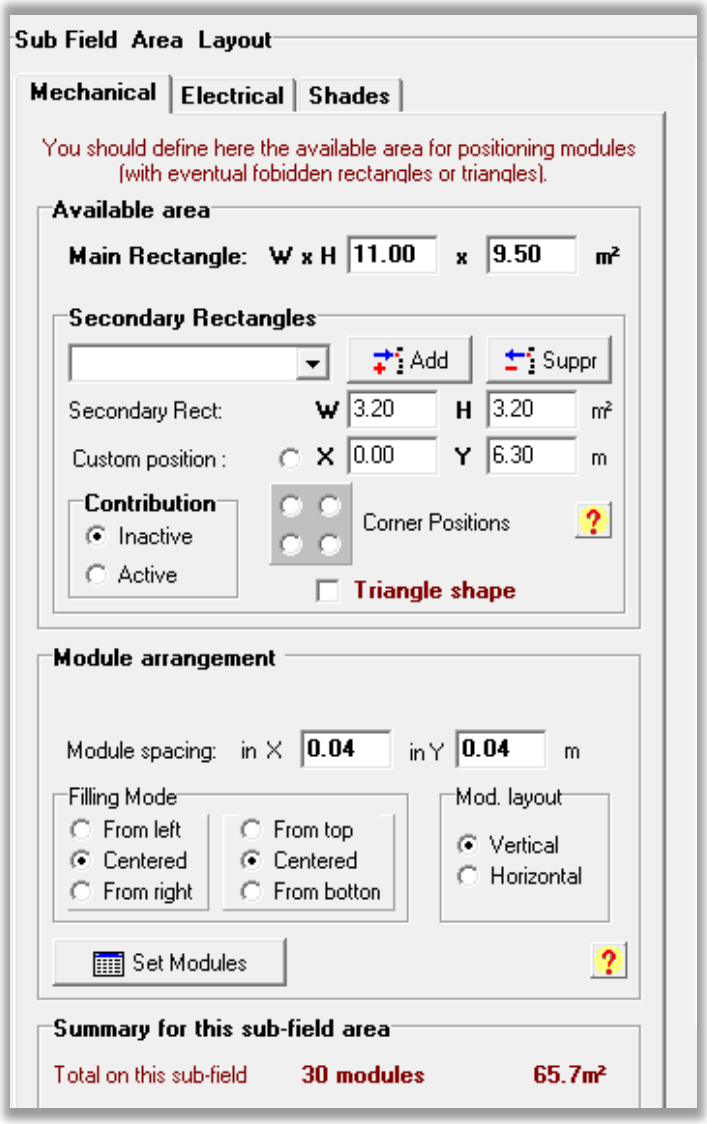
Εικόνα 3.11 «Παράθυρο Διαλόγου Επιλογής System»

Αρχικά συνίσταται να συμπληρωθεί το πεδίο του παραθύρου υπό τον τίτλο "*Presizing Help*". Το λογισμικό τότε προχωρά σε μια γρήγορη επιλογή για των αριθμών των πάνελ σε σειρά ή παράλληλα και ταυτόχρονα καθορίζει των αριθμό των απαραίτητων inverter, όλα αυτά με βάση τα κατασκευαστικά χαρακτηριστική των μοντέλων που επιλέχθηκαν από τον χρήστη.

Απαραίτητη προϋπόθεση για την χρήση αυτής της δυνατότητας είναι όλα τα νήματα (strings) των φ/β μονάδων που συνδέονται με την είσοδο του μετατροπέα (ή MPPT είσοδος), να είναι ομοιογενής: δηλαδή, πανομοιότυπες μονάδες, ίδιος αριθμός μονάδων στη σειρά, ίδιος προσανατολισμός.

3.2.6 Module Layout – Χωροθέτηση Πάνελ

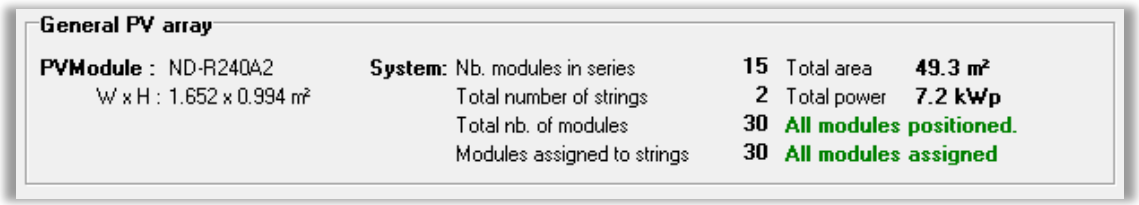
Το παράθυρο διαλόγου που εμφανίζεται μετά την επιλογή Module Layout αποτελείται από τις εικόνες 3.12, 3.13 και 3.14.



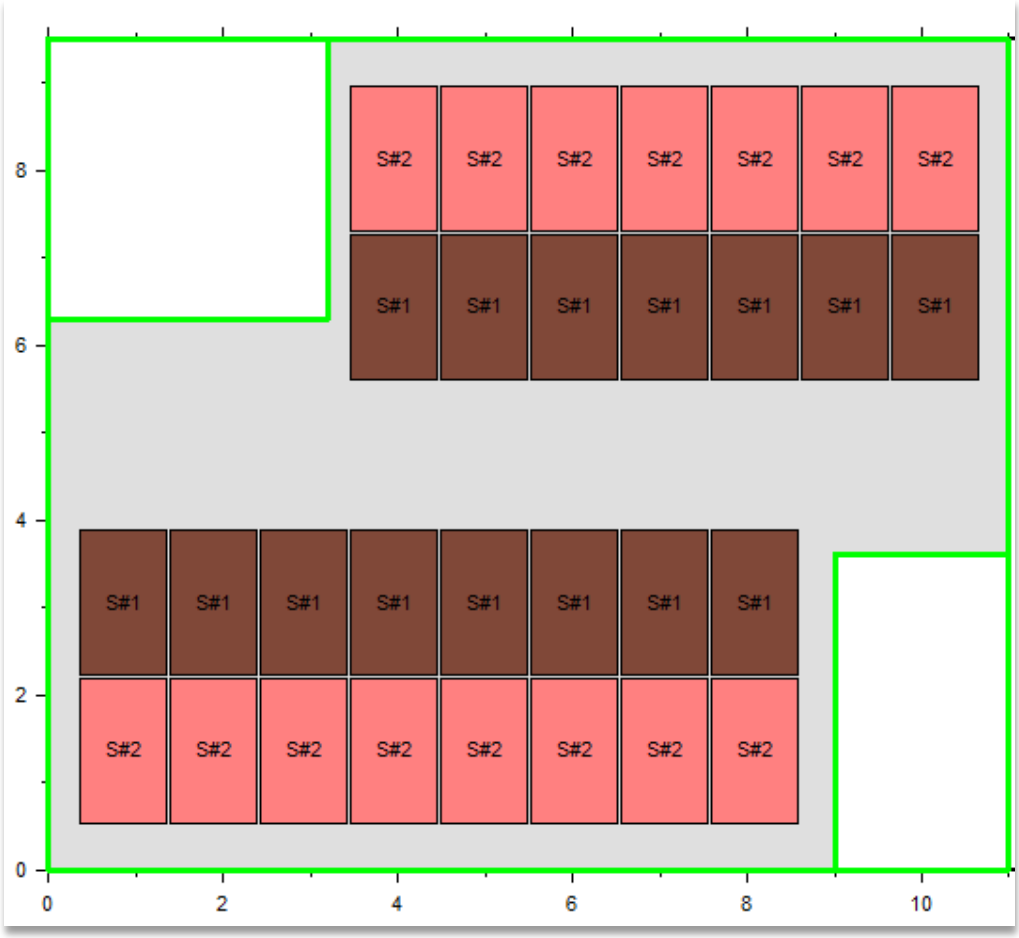
Εικόνα 3.12 «Μενού Διαλόγου – Κατασκευή Χωροθέτησης»

Αρχικά μέσω των επιλογών, που εμφανίζονται στην Εικόνα 3.12, ο χρήστης δίνει στο πρόγραμμα τα δεδομένα ώστε να σχηματιστεί η κάτοψη του χώρου και στη συνέχεια να δημιουργηθεί και μια πρόχειρη χωροθέτηση των φ/β πάνελ επάνω της.

Στη συνέχεια, ο χρήστης μπορεί να τροποποιήσει την δημιουργημένη δομή χωροθέτησης ή ακόμα και να την επαναπροσδιορίσει από την αρχή. Συγκεκριμένα μπορεί να διαλέξει αν τα πάνελ θα τοποθετηθούν κάθετα ή οριζόντια, σε τι απόσταση μεταξύ τους και σε ποιο κυρίως μέρος του διαθέσιμου χώρου. Αναφέρεται ότι το πρόγραμμα αρχικά τοποθετεί το μέγιστο πλήθος φ/β πάνελ στο χώρο και ο χρήστης σβήνει με δεξί κλικ τα περιττά στην συνέχεια.



Εικόνα 3.13 «Συνοπτικές πληροφορίες για την υπάρχουσα χωροθέτηση»

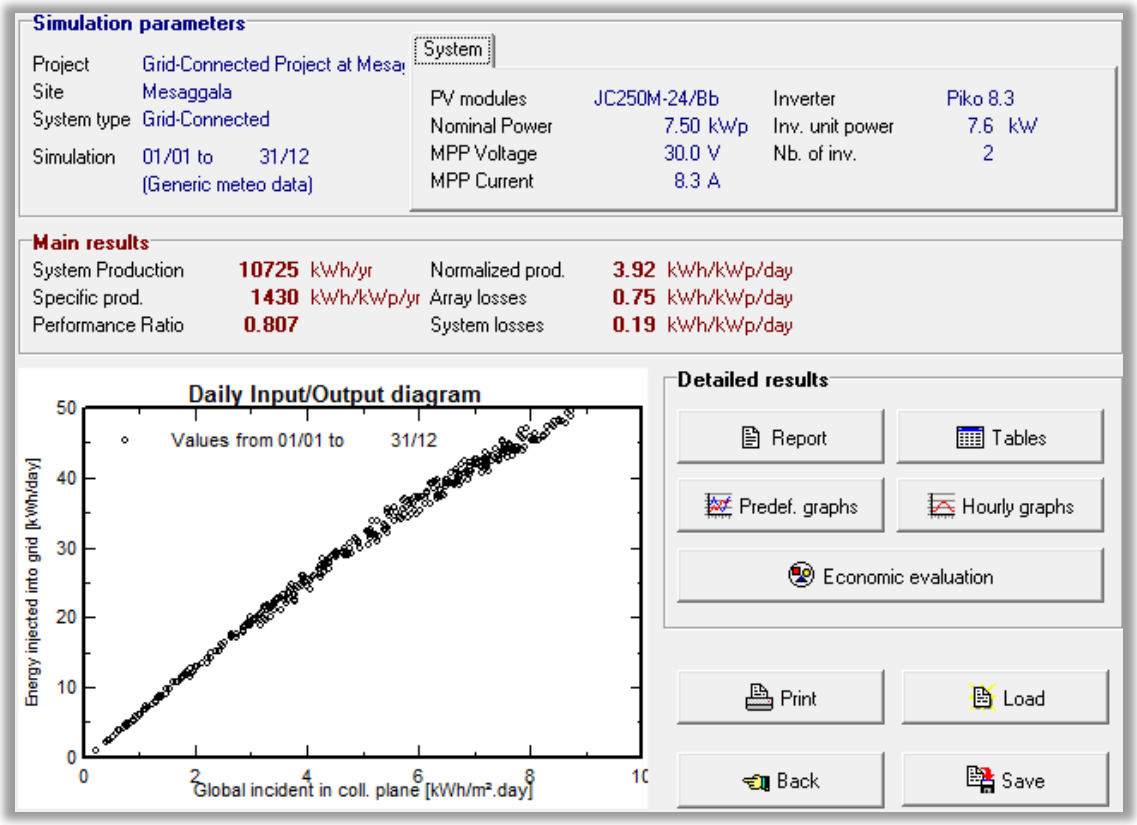


Εικόνα 3.14 «Απεικόνιση Ενδεικτικής Χωροθέτησης Φ/Β πάνελ κατανεμημένων σε string»

Στην εικόνα 3.14 φαίνεται μια ενδεικτική χωροθέτηση φωτοβολταϊκών πάνελ στην κάτοψη του δώματος που θα μελετηθεί και στο επόμενο κεφάλαιο. Επιλέγοντας την καρτέλα Electical όπως αυτή φαίνεται και στην εικόνα 3.12, παρέχεται η δυνατότητα εκτός από αυτόματη κατανομή των πάνελ σε strings να γίνει χειροκίνητα όπως αυτή της εικόνας 3.14.

3.2.7 Simulation – Προσομοίωση

Στην Εικόνα 3.15 παρουσιάζεται το μενού διαλόγου μέσω του οποίου παράγονται τα τελικά αποτελέσματα της προσομοίωσης του λογισμικού. Υπάρχει πλήθος διαθέσιμων επιλογών για την μορφή και την φύση των αποτελεσμάτων που το λογισμικό δύναται να παράγει. Η συνηθέστερη και χρησιμότερη όλων είναι, ωστόσο, η επιλογή Report, η οποία παράγει μια γενική αναφορά η οποία περιέχει τα βασικότερα αποτελέσματα, συνήθως σε μέγεθος τριών σελίδων. Αυτές είναι οι : Simulation parameters, main results, Loss diagram.



Εικόνα 3.15 «Μενού διαλόγου επιλογής Simulation - Προσομοίωσης»

Μια ακόμη πολύ ενδιαφέρουσα δυνατότητα του προγράμματος, που παρέχεται μέσω αυτού του μενού είναι αυτή της οικονομικής αξιολόγησης (Economic Evaluation), η οποία μετά την εισαγωγή όλων των απαραίτητων στοιχείων μπορεί να ενσωματωθεί στην τελική αναφορά της προσομοίωσης.

Κεφάλαιο 4. Μελέτη Εγκατάστασης

Στο κεφάλαιο αυτό, παρουσιάζεται η πραγματοποιηθείσα τεχνική μελέτη για την εγκατάσταση ενός φωτοβολταϊκού συστήματος στο δώμα κτιρίου, στα πλαίσια του «Ειδικού Προγράμματος Εγκατάστασης Φωτοβολταϊκών Συστημάτων στις στέγες κτιρίων έως 10 kWp». Αναλύονται δύο εναλλακτικές υλοποιήσεις, μια τυπική εγκατάσταση των 7,5 kWp συνολικής εγκατεστημένης ισχύς και μια που καταφέρνει να μεγιστοποιήσει την ισχύ της εγκατάστασης στα 10 kWp. Η μελέτη περιλαμβάνει την χωροθέτηση της φωτοβολταϊκής γεννήτριας, την μελέτη σκίασης, τον υπολογισμό καλωδίωσης καθώς και την περιγραφή όλων των περιφερικών εξαρτημάτων που συνήθως συνοδεύουν τέτοιου είδους εγκαταστάσεις.

4.1 Περιγραφή Τοποθεσίας Εγκατάστασης

Ο τόπος εγκατάστασης είναι μια ιδιόκτητη παραθεριστική κατοικία στην περιοχή Μεσάγγαλα του Δήμου Τεμπών - Περιφερειακή ενότητα Λάρισας. Το κτίσμα βρίσκεται σε ακτίνα 1 km από την ακτή, ενώ η υψομετρική διαφορά του από την επιφάνεια της θάλασσας μπορεί να θεωρηθεί μηδενική.

Οι ακριβής συντεταγμένες του οικήματος είναι : 39.952348 , 22.695978 .

Το στοιχείο αυτό είναι πολύ σημαντικό, αφού με βάση αυτό λαμβάνονται, με τρόπο που θα δούμε παρακάτω αναλυτικά, τα κλιματολογικά δεδομένα της συγκεκριμένης περιοχής που εξετάζουμε. Αξίζει εδώ να σημειωθεί ότι μέσω αυτής της διαδικασίας τα δεδομένα που λαμβάνονται υπ' όψιν εκτίνονται πέρα από το άμεσο περιβάλλον του χώρου εγκατάστασης. Η μορφολογία του εδάφους της περιοχής, συμπεριλαμβάνεται στους υπολογισμούς της έντασης και του είδους της ακτινοβολίας, που απολαμβάνει ο συλλέκτης.

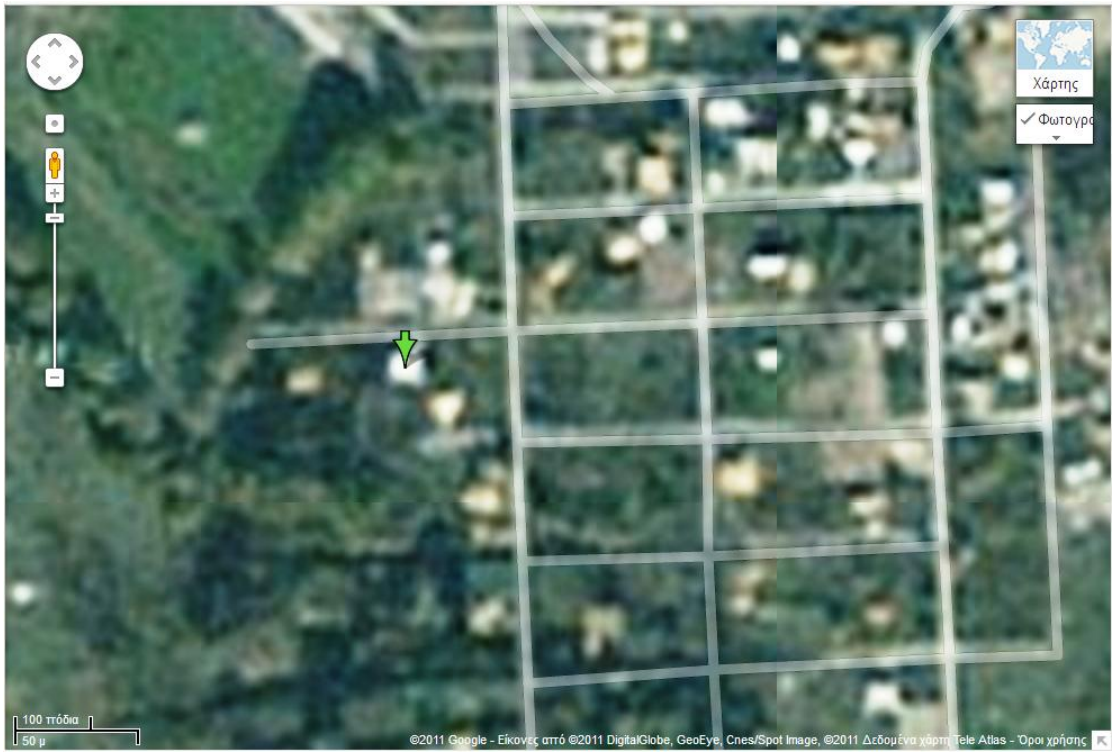
Τα παραπάνω είναι εφικτά μέσω της ιστοσελίδας της Ευρωπαϊκής Επιτροπής του Κέντρου Ερευνών για την ανάπτυξη «Καθαρής Ενέργειας» :

http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/

Στην συνέχεια θα αναλυθεί, πώς μέσω της βοήθεια του προγράμματος PvSyst, τα δεδομένα αυτά μπορούν να συνδυαστούν με τα ακριβή τεχνικά δεδομένα της εγκατάστασης, όπως επίσης και τα άμεσα δεδομένα σκιάσεων, με αποτέλεσμα την καλύτερη δυνατή εκτίμηση – πρόβλεψη, μέσω υπολογιστικής προσομοίωσης, για την παραγόμενη από την φωτοβολταϊκή εγκατάσταση ενέργεια.

Στην επόμενη σελίδα παρουσιάζεται μια εικόνα της τοποθεσίας της εγκατάστασης, όπως αυτή φαίνεται από δορυφορική φωτογραφία, με την βοήθεια τη online εφαρμογής Google Maps.

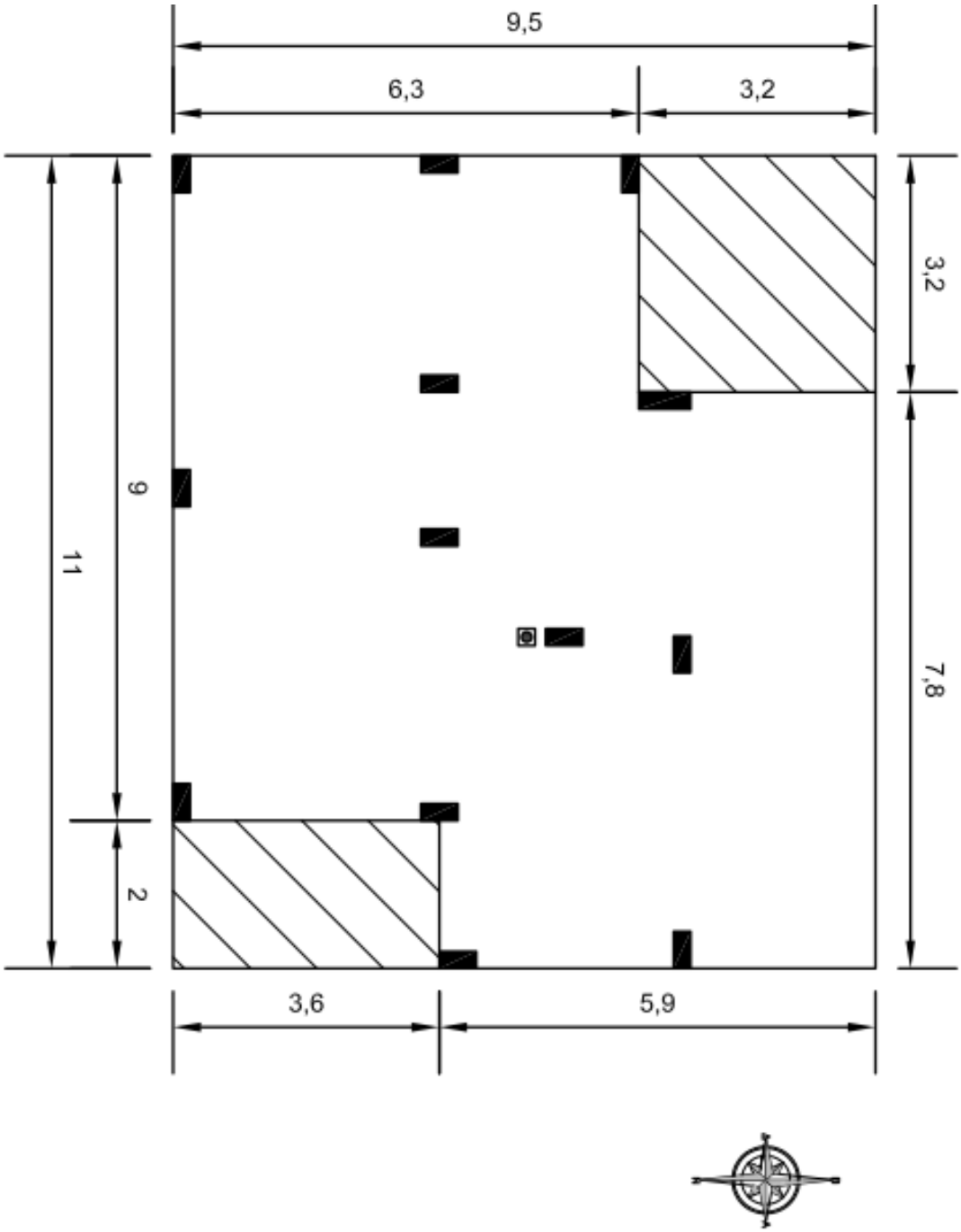
Το πράσινο βέλος καταδεικνύει την ακριβή θέση του μελλοντικού χώρου εγκατάστασης.



Εικόνα 4.1 «Δορυφορική Απεικόνιση Τοποθεσίας Εγκατάστασης – Online λογισμικό Google Maps»

4.2 Περιγραφή Χώρου Εγκατάστασης

Παρακάτω απεικονίζεται, η κάτοψη του χώρου εγκατάστασης. Ο σχεδιασμός έγινε με χρήση του λογισμικού AutoCAD 2012. Εκτός από τις διαστάσεις των επιφανειών που θα καθορίσουν το διαθέσιμο για την υλοποίηση της εγκατάστασης εμβαδό, στο σχέδιο παρουσιάζεται και η μορφολογία του δώματος. Συγκεκριμένα, τα συμπαγή μαύρα ορθογώνια αναπαριστούν τις «αναμονές» του κτιρίου ενώ οι διαγραμμισμένες περιοχές, αντιστοιχούν σε ξύλινα σκέπαστρα βεραντών, επενδυμένα με κεραμίδη και ακατάλληλα, λόγω δεδομένης κλίσης, για την επ' αυτών εφαρμογή, φ/β πάνελ.



Σχήμα 4.2 «Κάτοψη του χώρου Εγκατάστασης – AutoCAD 2012»

Για την καλύτερη κατανόηση, όσων περιγράφηκαν παραπάνω, ακολουθεί μια σειρά από φωτογραφίες, που ελήφθησαν ύστερα από ίδια επίσκεψη στον χώρο της μελλοντικής εγκατάστασης και παρουσιάζονται στην *Εικόνα 4.2* σε περιμετρική άποψη. Σημειώνεται, πως στην φωτογραφία νούμερο 8 φαίνεται ο Νότος.

Εικόνα 4.2 «Περιμετρική Άποψη του Χώρου Εγκατάστασης - Ιούλιος 2012»

Ένα πρώτο συμπέρασμα που προκύπτει είναι πως ο ορίζοντας προς την πλευρά του νότου, είναι ελεύθερος σκιάσεων. Δεν καλύπτεται δηλαδή, από φυσικά ή τεχνητά εμπόδια όπως, γεωλογικά υψώματα, ψηλές συστοιχίες δέντρων ή ψηλά γειτονικά κτίρια.

Ακόμη, είναι προφανές ότι ο χώρος δεν είναι έτοιμος για την πραγματοποίηση της εγκατάστασης. Πριν την έναρξη των εργασιών για την τοποθέτηση της φωτοβολταϊκής γεννήτριας, είναι απαραίτητο να γίνει κατάλληλη προετοιμασία του δώματος. Πρώτα απ' όλα, θα πρέπει να απομακρυνθούν όλα τα άχρηστα υλικά - τούβλα, ξύλα, λαμαρίνες κ.λπ. Επιπλέον, οι αναμονές[1] θα πρέπει είτε να κοπούν είτε να λυγιστούν. Κατ' αυτόν τον τρόπο επιτυγχάνονται δύο στόχοι :

i. Αξιοποίηση όλου του διαθέσιμου χώρου, για την μεγιστοποίηση της ισχύος αιχμής της εγκατάστασης.
ii. Εξάλειψη σκιάσεων, από υπάρχουσες τεχνίτες δομές, όποτε είναι δυνατό.

[1] *Ομάδες από σιδερόβεργες – προεκτάσεις κολώνων οικήματος σε αναμονή επιπλέον ορόφου.*

4.3 Προτεινόμενες Επιλογές Εγκατάστασης

Στη συνέχεια παρουσιάζονται δύο εναλλακτικές περιπτώσεις, τόσο ως προς τον σχεδιασμό, όσο και ως προς τα τεχνικά χαρακτηριστικά της υπό μελέτη φωτοβολταϊκής εγκατάστασης. Όπως αναφέρθηκε και στην αρχή του κεφαλαίου, η πρώτη επιλογή, αφορά μια τυπική εγκατάσταση των 7,5 kWp συνολικής εγκατεστημένης ισχύος, με εξοπλισμό σχετικά χαμηλού κόστους. Αντίθετα, η δεύτερη επιλογή επιτυγχάνει να μεγιστοποιήσει την ισχύ της εγκατάστασης στα 10 kWp, αποτελούμενη ταυτόχρονα από εξοπλισμό ανώτερων προδιαγραφών, αλλά και σαφώς με μεγαλύτερο αρχικό κόστος.

Όπως θα αναλυθεί και σε επόμενο κεφάλαιο (Κεφάλαιο 6 – Ανάλυση Ευαισθησίας, Παράγραφος 6.1.1) η δεύτερη περίπτωση αναμένεται να εξασφαλίσει για τον επενδυτή μεγαλύτερα οικονομικά οφέλη. Ωστόσο, για να πραγματοποιηθεί μια τέτοια εγκατάσταση, εκτός από το μεγαλύτερο αρχικό κόστος, είναι απαραίτητη και η έκδοση, από την πολεοδομία, άδειας εργασιών μικρής κλίμακας. Αφού, όπως θα γίνει φανερό και στην συνέχεια, για να επαρκέσει, ο διαθέσιμος χώρος, χρειάζεται η δημιουργία ενός μικρού στεγάστρου υπεράνω του δώματος. Ακόμη, σε αντίθεση με την πρώτη περίπτωση, τα φωτοβολταϊκά πλαίσια δεν θα τοποθετηθούν στη βέλτιστη κλίση των 30 μοιρών, γιατί σε μια τέτοια περίπτωση το ύψος της κατασκευής θα ήταν απαγορευτικό.

4.3.1 Εξοπλισμός Εγκατάστασης

1η Επιλογή :

Σε αυτή την περίπτωση θα χρησιμοποιήσουμε 30 φωτοβολταϊκά πλαίσια συνολικής ισχύος 7,50 kWp και έναν αντιστροφέα.

Πιο συγκεκριμένα έχουμε :

- 30 φωτοβολταϊκά πλαίσια JC250M-24/Bb (250 Wp) της κινεζικής εταιρείας Renesola, πολυκρυσταλλικής τεχνολογίας, κατασκευασμένα στην Κίνα.

- 1 αντιστροφέα Pico 8.3 της γερμανικής εταιρείας KOSTAL κατασκευασμένο στην Γερμανία.

Τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά του συγκεκριμένου φωτοβολταϊκού πλαισίου δίνονται στον *Πίνακα 4.1* που ακολουθεί.

Φυσικά, τα ηλεκτρικά μεγέθη που αναγράφονται στον πίνακα είναι μετρημένα στις Τυποποιημένες Συνθήκες Δοκιμών. (Ένταση Ηλιακής ακτινοβολίας: 1000W/m^2, Φάσμα AM1.5, Θερμοκρασία κελιού: 25 ^{o}C)

Μέγιστη ονομαστική ισχύς (Wp)	250
Μέγιστη ονομαστική τάση (VMP) [V]	30,1
Τάση ανοικτού κυκλώματος (Voc) [V]	37,4
Μέγιστο ονομαστικό ρεύμα (IMP) [A]	8,31
Ρεύμα βραχυκυκλώματος (I S c) [A]	8,83
Θερμοκρασιακός συντελεστής Ισχύος [%/K]	-0,40
Θερμοκρασιακός συντελεστής Τάσης ανοικτού κυκλώματος [%/K]	-0,30
Θερμοκρασιακός συντελεστής Ρεύματος βραχυκυκλώματος [%/K]	0,040
Μήκος (mm)	1.640
Πλάτος (mm)	992
Πάχος (mm)	40
Βάρος (kg)	19

Πίνακας 4.1 «Βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά του JC250M-24/Bb»

Η εγγύηση που καλύπτει το συγκεκριμένο μοντέλο φ/β πάνελ της εταιρείας ReneSola εξασφαλίζει υψηλή απόδοση, αφού θεωρεί γραμμική μείωση της ισχύος περίπου 0,7% ανά έτος έως το 80% της αρχικής απόδοσης στο τέλος των 25 ετών. Ενώ καλύπτει και την κατασκευαστική δομή και την εργασία για τα δέκα πρώτα χρόνια.

Λεπτομέρειες για τα τεχνικά και ηλεκτρικά χαρακτηριστικά των συγκεκριμένων μοντέλων, είναι διαθέσιμα στο παράρτημα της εργασίας όπου δίδονται τα φύλλα δεδομένων του εκάστοτε κατασκευαστή.

2η Επιλογή :

Σε αυτή την περίπτωση θα χρησιμοποιήσουμε 40 Φ/Β πλαίσια (modules) συνολικής ισχύος 10 kWp και έναν αντιστροφέα.

Πιο συγκεκριμένα έχουμε :

- 40 φωτοβολταϊκά πλαίσια SLK60M6L (250 Wp) της ισπανικής εταιρείας SILIKEN, μονοκρυσταλλικής τεχνολογίας, κατασκευασμένα στην Ευρωπαϊκή Ένωση.

- 1 αντιστροφέα Sunny Tripower 10000TL της γερμανικής εταιρείας SMA επίσης κατασκευασμένο στην Ευρωπαϊκή Ένωση.

Τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά του συγκεκριμένου φωτοβολταϊκού πλαισίου δίνονται στον *Πίνακα 4.2* που ακολουθεί.

Φυσικά, τα ηλεκτρικά μεγέθη που αναγράφονται στον πίνακα είναι μετρημένα στις Τυποποιημένες Συνθήκες Δοκιμών. (Ένταση Ηλιακής ακτινοβολίας: 1000W/m^2, Φάσμα AM1.5, Θερμοκρασία κελιού: 25 ^{o}C)

Μέγιστη ονομαστική ισχύς (Wp)	250
Μέγιστη ονομαστική τάση (VMP) [V]	29,7
Τάση ανοικτού κυκλώματος (Voc) [V]	37,1
Μέγιστο ονομαστικό ρεύμα (IMP) [A]	8.43
Ρεύμα βραχυκυκλώματος (I S c) [A]	8.91
Θερμοκρασιακός συντελεστής Ισχύος [%/K]	-0,41
Θερμοκρασιακός συντελεστής Τάσης ανοικτού κυκλώματος [%/K]	-0,356
Θερμοκρασιακός συντελεστής Ρεύματος βραχυκυκλώματος [%/K]	0,062
Μήκος (mm)	1.640
Πλάτος (mm)	992
Πάχος (mm)	40
Βάρος (kg)	19

Πίνακας 4.2 «Βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά του SLK60M6L»

Η εγγύηση που καλύπτει το συγκεκριμένο μοντέλο φ/β πάνελ της εταιρείας Siliken εξασφαλίζει υψηλή απόδοση, αφού θεωρεί γραμμική μείωση της ισχύος περίπου 0,7% ανά έτος έως το 80% της αρχικής απόδοσης στο τέλος των 25 ετών. Ενώ καλύπτει και την κατασκευαστική δομή και την εργασία για τα δέκα πρώτα χρόνια.

Λεπτομέρειες για τα τεχνικά και ηλεκτρικά χαρακτηριστικά των συγκεκριμένων μοντέλων, είναι διαθέσιμα στο παράρτημα της εργασίας όπου δίδονται τα φύλλα δεδομένων του εκάστοτε κατασκευαστή.

Τα τεχνικά και ηλεκτρικά χαρακτηριστικά των συγκεκριμένων μοντέλων είναι διαθέσιμα στο παράρτημα της εργασίας όπου δίδονται τα φύλλα δεδομένων του εκάστοτε κατασκευαστή.

Ακόμη για την υλοποίηση της εγκατάστασης, ανεξαρτήτως της τελικής μας επιλογής, θα χρησιμοποιήσουμε:

- Μεταλλικές βάσεις φωτοβολταϊκών πλαισίων, γαλβανισμένες εν θερμώ.
- Πλήρεις ηλεκτρικούς πίνακες AC/DC.
- Καλώδια κατάλληλης διατομής για την υλοποίηση όλων των συνδεσμολογιών μεταξύ πάνελ , αντιστροφέα και δικτύου.
- Υλικά αντικεραυνικής προστασίας.
- Και υλικά για την γείωση της εγκατάστασης σε τρίγωνο γειώσεως όπως προβλέπει ο κανονισμός της ΔΕΗ.

4.3.2 Χωροθέτηση Φ/Β Πλαισίων

1η Επιλογή :

PVSYST V5.59

Κλίση Πλαισίων = 25 μοίρες

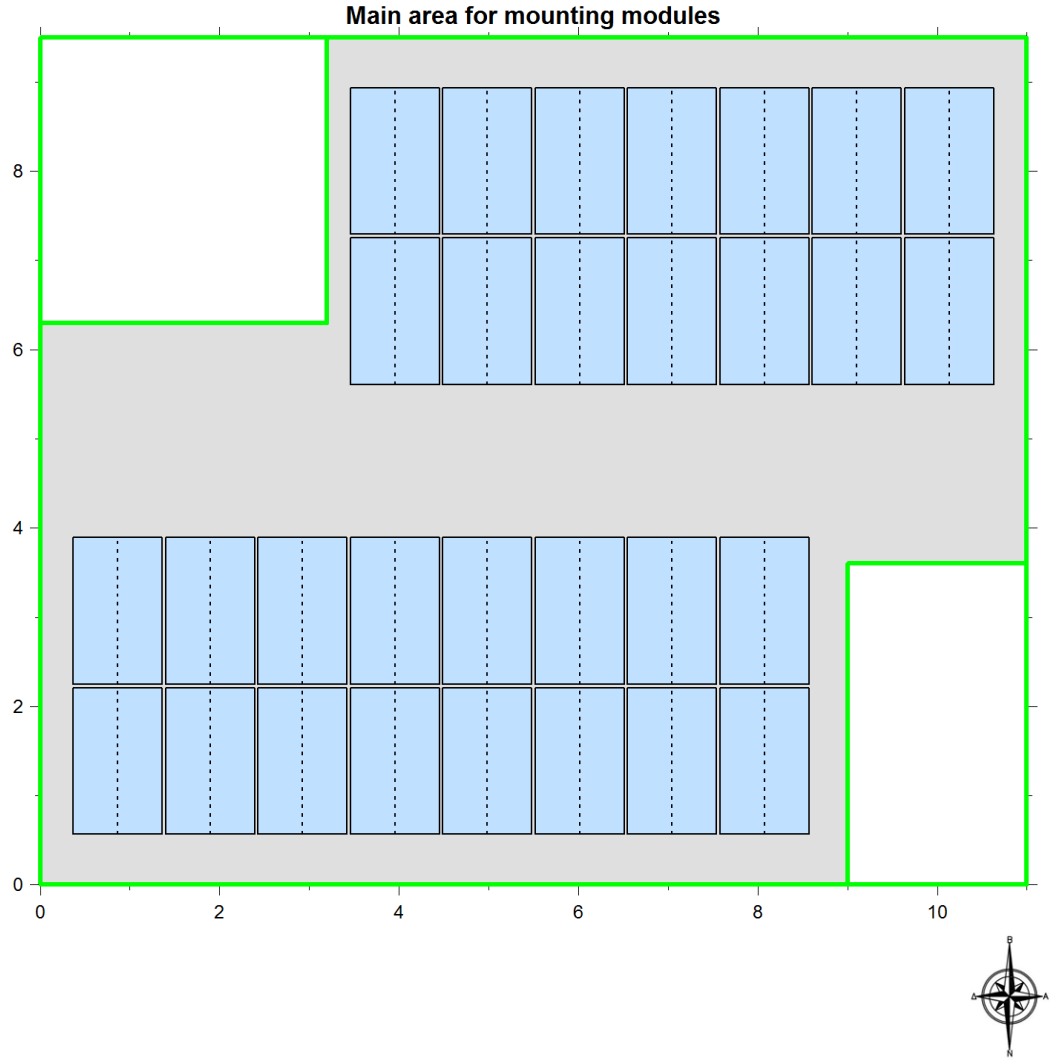
Module Layout

Project : **Grid-Connected Project at Mesaggala**

Simulation variant : **Renesola_Kostal8.3**

PV Array Characteristics

PV module	Si-poly	Model	**JC250M-24/Bb**		
		Manufacturer	Renesola	Size	0.992 x 1.640 m²
Number of PV modules		In series	15 modules	In parallel	2 strings



Σχήμα 4.2 «Χωροθέτηση Φ/Β πλαισίων – Περίπτωση 1»

2η Επιλογή :

PVSYST V5.59

Κλίση Πλαισίων = 15 μοίρες

Module Layout

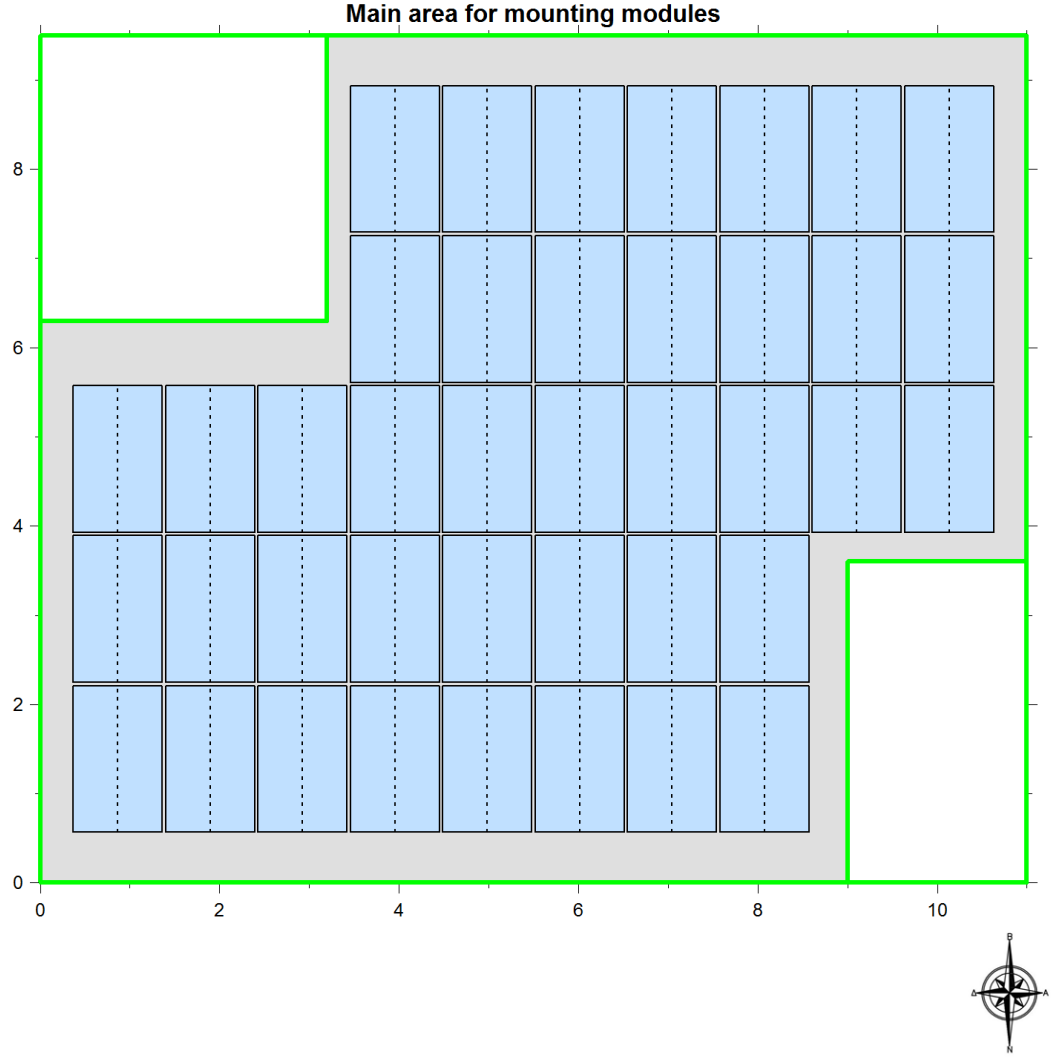
Project : **Grid-Connected Project at Mesaggala**

Simulation variant : **Siliken_Sma**

PV Array Characteristics

PV module	Si-mono	Model	**SLK60M6L 250**		
		Manufacturer	Siliken	Size	0.990 x 1.640 m²
Number of PV modules		In series	20 modules	In parallel	2 strings

Main area for mounting modules



Σχήμα 4.3 «Χωροθέτηση Φ/Β πλαισίων – Περίπτωση 2»

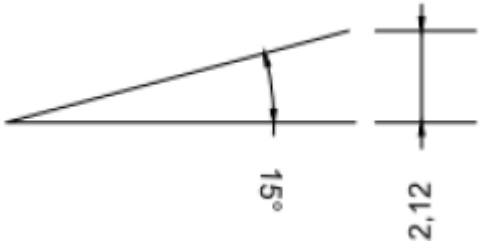
Μετά την κατάλληλη διαμόρφωση του δώματος, η συνολική ελεύθερη επιφάνεια για την εγκατάσταση των φωτοβολταϊκών πλαισίων ανέρχεται στα 87 τμ περίπου.

Στα *σχήματα 4.2 και 4.3* που προηγηθήκαν, απεικονίζονται με την βοήθεια του προγράμματος PvSyst, οι κατόψεις των προτεινόμενων χωροθετήσεων για την πρώτη και την δεύτερη εναλλακτική υλοποίηση αντίστοιχα.

Μάλιστα, με την βοήθεια του ελεύθερου λογισμικού 3D απεικόνισης Google Trimble SketchUp, παρουσιάζονται στην εικόνα 4.3 που ακολουθεί τέσσερεις απόψεις της μελλοντικής εγκατάστασης σύμφωνα με τις προδιαγραφές της δεύτερης επιλογής.

Εικόνα 4.3 «3D Απεικόνιση – 2η επιλογή – Google Trimble SketchUp»

Στο σημείο αυτό πρέπει να σημειωθεί, ότι το ύψος του στεγάστρου που δημιουργείται για την στήριξη των πάνελ, φτάνει στο ψηλότερο σημείο του τα 2m και 12 cm. Για τον λόγο αυτό, είναι απαραίτητη η έκδοση, από την πολεοδομία, άδειας εργασιών μικρής κλίμακας.



Σχήμα 4.4 «Κάθετη προβολή διάταξης πάνελ 10 kWp»

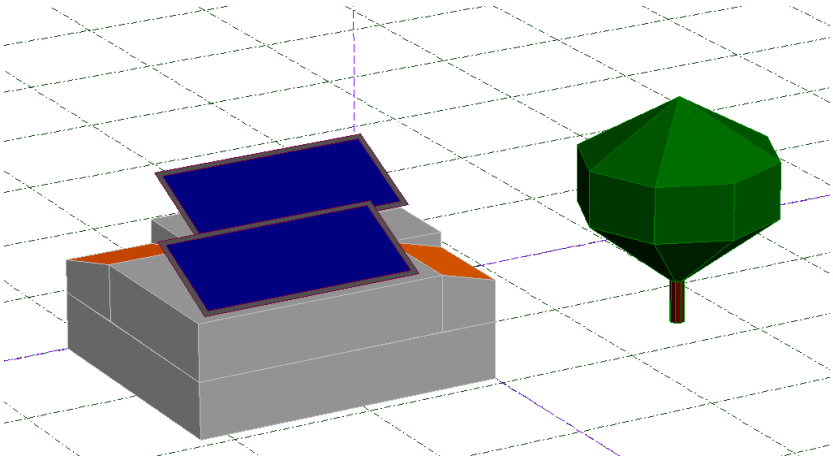
4.3.3 Μελέτη Σκίασης – Διαγράμματα Ορίζοντα

Σύμφωνα με τα όσα ήδη έχουν αναλυθεί στην προηγούμενη ενότητα, *«4.2 Περιγραφή Χώρου Εγκατάστασης»,* το συγκεκριμένο δώμα δεν έχει καθόλου περιμετρικές σκιάσεις, από γειτονικά ψηλά κτίρια ή δένδρα. Ακόμη, όπως φαίνεται και από τα Σχήματα 4.2 και 4.3, στην ανάλυση αυτή έχει υιοθετηθεί η υπόθεση, ότι οι αναμονές που βρίσκονται διάσπαρτα στην επιφάνεια του δώματος, θα αντιμετωπιστούν κατά τρόπο (λύγισμα 90 μοιρών ή κόψιμο), που να μην επηρεάζουν την τελική διάταξη των φ/β πάνελ και φυσικά, ούτε να προκαλούν σκιάσεις, και τις συνεπαγόμενες ανεπιθύμητες απώλειες.

Σε γενικές γραμμές λοιπόν, μπορεί να ειπωθεί ότι για την υπό εξέταση θέση εγκατάστασης ο ορίζοντας προς το νότο είναι ελεύθερος και χωρίς εμπόδια. Ωστόσο, στην νοτιοανατολική πλευρά, του κτιρίου βρίσκεται ένα ψηλό δένδρο, το οποίο, αν και αναμένεται να μην δημιουργήσει σημαντικές σκιάσεις και στις δύο εναλλακτικές περιπτώσεις χωροθέτησης, θα συμπεριληφθεί για λόγους πληρότητας στην ανάλυση αυτή.

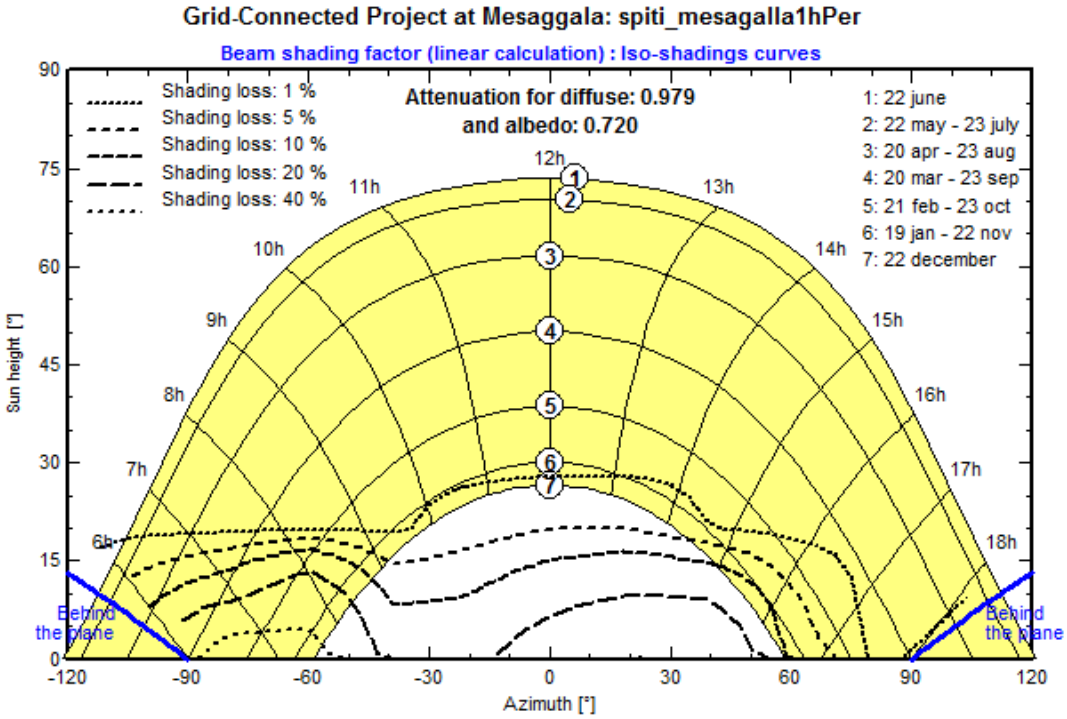
$1^{η}$ Επιλογή :

Στην περίπτωση αυτή, είναι σημαντικό να μελετηθεί και η σκίαση που η μπροστινή συστοιχία προκαλεί στην πίσω. Με βάση τον γενικό κανόνα, που αναφέρεται και στο Κεφάλαιο 2, αρκεί η απόσταση της δεύτερης συστοιχίας από την οριζόντια προβολή της πρώτης, να είναι διπλάσια του μέγιστου ύψους της μπροστινής συστοιχίας. Η πρώτη επιλογή υπακούει σαφώς σε αυτόν τον κανόνα, ωστόσο, με τη βοήθεια του PvSyst, θα διαπιστωθεί με ακρίβεια αν και σε ποιο βαθμό, υπάρχουν απώλειες εξαιτίας σκιάσεων από τη μια ομάδα πλαισίων, στην άλλη.
Κάνοντας χρήση της δυνατότητας του PvSyst (επιλογή "Near Shadings"), για 3D απεικόνιση, παράγεται το αποτέλεσμα, που φαίνεται στην Εικόνα 4.4 «…».
Όλες οι προδιαγραφές και οι κανόνες που αναλύθηκαν στις προηγούμενες παραγράφους, εφαρμόζονται σε αυτό το τρισδιάστατο μοντέλο.



Εικόνα 4.4 «3D Απεικόνιση – $1^{η}$ επιλογή – PvSyst»

Επιπλέον, δίνεται το ηλιακό διάγραμμα, όπως αυτό παράγεται από το PvSyst, ύστερα από τους υπολογισμούς που φαίνονται στον πίνακα 4.3 .



Σχήμα 4.5 «Διάγραμμα Ηλιακών Τροχιών με προβολή Απωλειών Σκίασης (1)»

Στο Σχήμα 4.5, επιβεβαιώνονται οι αρχικές υποθέσεις, που περιγράφηκαν σε αυτή την ενότητα. Δηλαδή, σε γενικές γραμμές, υπάρχουν πολύ λίγες απώλειες εξαιτίας σκιάσεων. Στα αριστερά του σχήματος, για αζιμούθιο μεταξύ -90 και -60 μοιρών φαίνεται η επίδραση του δένδρου, κατά τις πρωινές ώρες όταν ο ήλιος βρίσκεται στην ανατολή. Κεντρικά στο διάγραμμα, παρατηρείται η αλληλοσκίαση μεταξύ των δύο συστοιχιών η οποία ωστόσο προκαλεί ελάχιστες απώλειες και συμβαίνει αποκλειστικά σχεδόν κατά τους χειμερινούς μήνες.

Shading factor table (linear), for the beam component

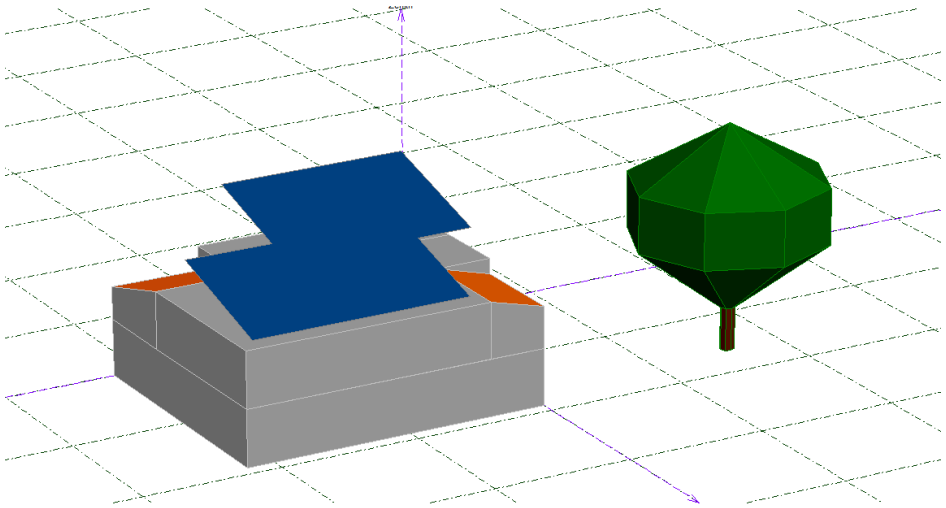
Azimuth / Height	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°
90°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
80°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
70°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
60°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
50°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
40°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
30°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
20°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.994	0.997	0.971	0.951	0.951	0.991	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10°	Behind	Behind	Behind	1.000	0.918	0.844	0.701	0.914	0.902	0.845	0.804	0.815	0.945	1.000	1.000	1.000	Behind	Behind	Behind
2°	Behind	Behind	Behind	Behind	0.835	0.452	0.500	0.839	0.838	0.712	0.592	0.642	0.912	1.000	1.000	Behind	Behind	Behind	Behind

Shading factor for diffuse: 0.979 and for albedo: 0.720

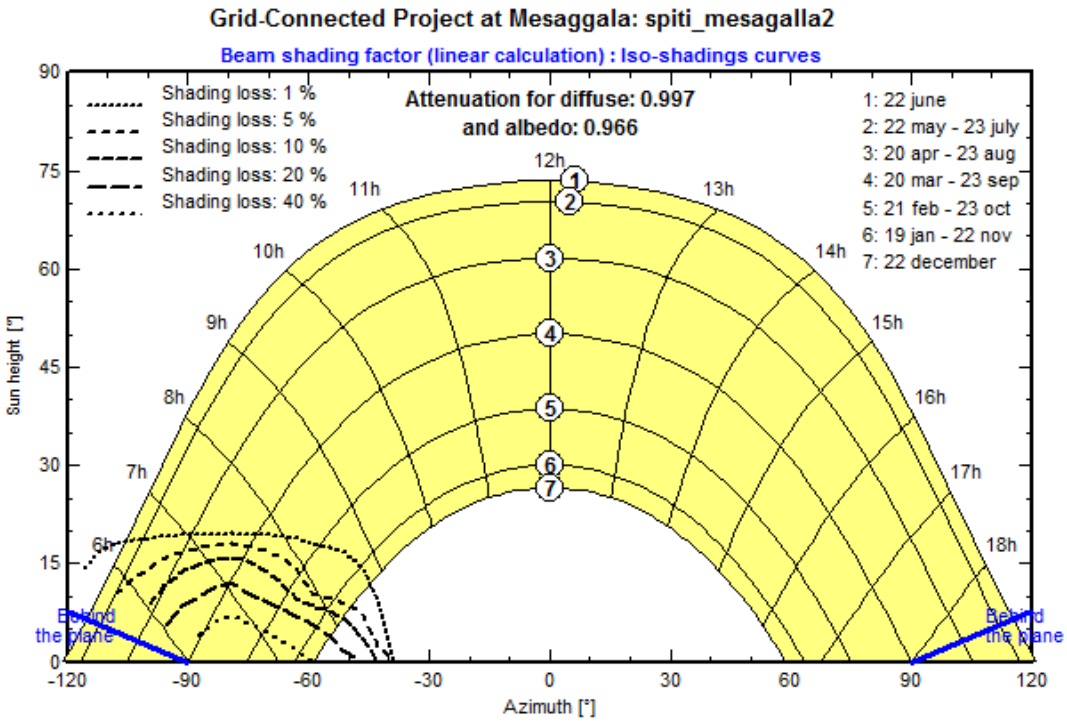
Πίνακας 4.3 «Υπολογισμοί Συντελεστή Σκίασης (1)»

2η Επιλογή :

Στην συγκεκριμένη περίπτωση δεν έχουμε το πρόβλημα της αλληλοσκίασης των συστοιχιών, αφού η φωτοβολταϊκή γεννήτρια αποτελείται από μια ενιαία επιφάνεια συλλεκτών.



Εικόνα 4.4 «3D Απεικόνιση – 2η επιλογή – PvSyst»



Σχήμα 4.6 «Διάγραμμα Ηλιακών Τροχιών με προβολή Απωλειών Σκίασης (2)»

Και σε αυτή την περίπτωση παρουσιάζεται ένα μικρό ποσοστό απωλειών εξαιτίας της παρουσίας του δένδρου, ωστόσο και εδώ προκύπτει ότι είναι τόσο μικρό το ποσοστό αυτό ώστε θα μπορούσε να παραλειφθεί από την παρούσα μελέτη. Φυσικά, είναι εμφανής και η διαφορά από την απουσία αλληλόσκιάσεων, εφόσον η φωτοβολταϊκή γεννήτρια είναι σε αυτήν την περίπτωση ενιαία.

Shading factor table (linear), for the beam component

Azimuth / Height	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°
90°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
80°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
70°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
60°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
50°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
40°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
30°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
20°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
10°	1.000	1.000	1.000	1.000	0.915	0.738	0.946	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
2°	Behind	Behind	Behind	1.000	0.829	0.238	0.587	0.991	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	Behind	Behind	Behind

Shading factor for diffuse: 0.997 and for albedo: 0.966

Πίνακας 4.4 «Υπολογισμοί Συντελεστή Σκίασης (2)»

Σε γενικές, γραμμές από την μελέτη που κάναμε και για τις δύο περιπτώσεις, επαληθεύεται η καλή επιλογή της τοποθεσίας εγκατάστασης και η ορθότητα των επιλογών της χωροθέτησης. Το λεγόμενο ηλιακό παράθυρο[2], «παραμένει ανοιχτό» σε όλη την διάρκεια του χρόνου με αποτέλεσμα, και οι δύο επιλογές εγκατάστασης να είναι κατάλληλες για υλοποίηση.

[2] Ηλιακό παράθυρο ονομάζεται στην βιβλιογραφία των φωτοβολταϊκών το χρονικό διάστημα γύρω από το ηλιακό μεσημέρι, δηλαδή από τις 09:00 έως τις 15:00. Η απουσία μόνιμων ή επαναλαμβανόμενων σκιασμών κατά το χρόνο αυτό είναι απαραίτητη ώστε να μπορεί, μια θέση εγκατάσταση να θεωρείται κατάλληλη. [16]

4.3.3 Αποτελέσματα Προσομοίωσης PvSyst

Στην ενότητα αυτή, παρουσιάζονται και αναλύονται τα αποτελέσματα του λογισμικού προσομοίωσης, για τις δύο περιπτώσεις που περιγράφηκαν στις αμέσως προηγούμενες ενότητες.

1η Επιλογή :

PVSYST V5.59	ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ	14/09/12	Page 1/3
	ΛΑΔΑΣ ΘΕΟΔΩΡΟΣ		

Grid-Connected System: Simulation parameters

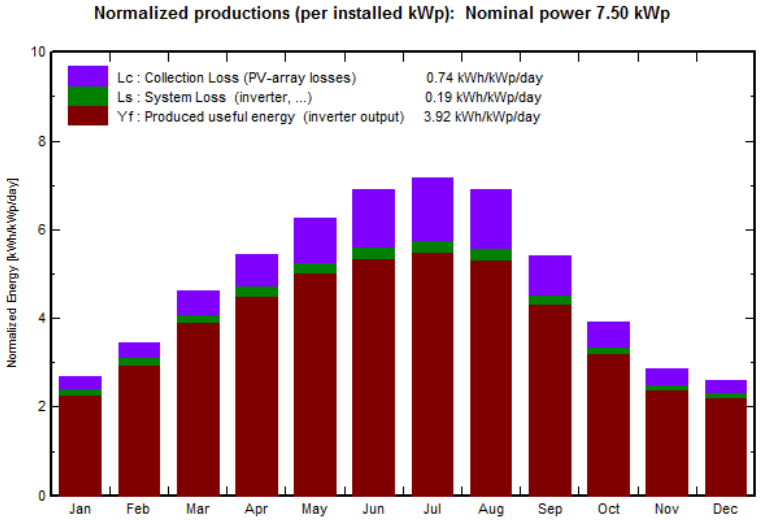
Project :	**Grid-Connected Project at Mesaggala**			
Geographical Site	**Mesaggala**		**Country**	**Greece**
Situation	Latitude	40.0°N	Longitude	22.7°E
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	-2 m
	Albedo	0.20		
Meteo data :	Mesaggala from PVGIS_SAF, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :	**Diplomatiki**			
	Simulation date	14/09/12 08h33		

Simulation parameters				
Collector Plane Orientation	Tilt	25°	Azimuth	0°
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
PV Array Characteristics				
PV module Si-poly	Model	**JC250M-24/Bb**		
	Manufacturer	Renesola		
Number of PV modules	In series	15 modules	In parallel	2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	30	Unit Nom. Power	250 Wp
Array global power	Nominal (STC)	**7.50 kWp**	At operating cond.	6.75 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	405 V	I mpp	17 A
Total area	Module area	**48.8 m²**		
Inverter	Model	**Piko 8.3**		
	Manufacturer	Kostal		
Characteristics	Operating Voltage	180-680 V	Unit Nom. Power	7.60 kW AC
PV Array loss factors				
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)			NOCT	56 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	404 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)			

Πίνακας 4.5 «Ονομαστικά στοιχεία εγκατάστασης - Θεωρούμενες Παραδοχές – Περίπτωση 1»

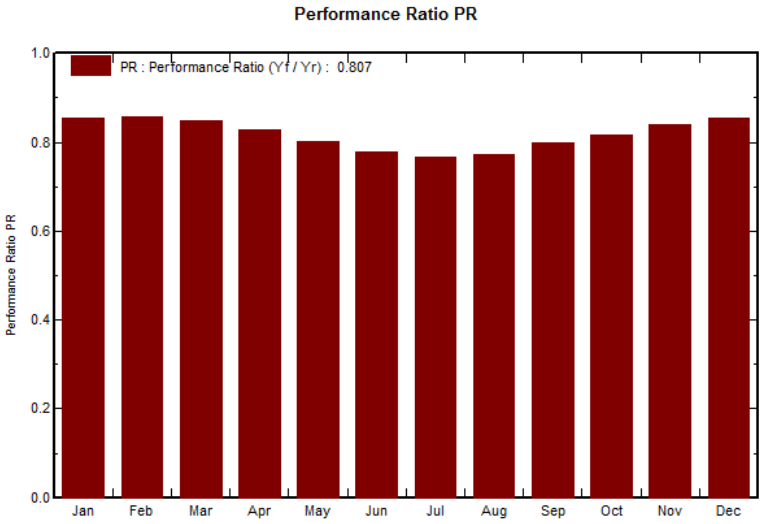
Στον πίνακα 4.5 ανακεφαλαιώνονται, όλα τα βασικά στοιχεία της υπό προσομοίωσης εγκατάστασης, (είσοδος του λογισμικού) καθώς επίσης παρουσιάζονται και εκείνες οι παραδοχές που το πρόγραμμα πραγματοποιεί για να εξάγει τα αποτελέσματα.

Ακολουθούν, τα δύο βασικότερα γραφήματα που το PVsyst παράγει στην τελική του αναφορά. Πρόκειται για το γράφημα της «Ημερήσιας παραγωγής και απωλειών ανά εγκατεστημένο kWp», όπου παρουσιάζονται στο διάστημα ενός έτους, ο μέσος όρος ημερήσια παραγωγής και απωλειών, για κάθε μήνα. Τα αποτελέσματα, φυσικά, είναι τα αναμενόμενα και φαίνεται ξεκάθαρα ότι η παραγωγή είναι μέγιστη κατά τους θερινούς μήνες ενώ ελαχιστοποιείται μεταξύ Νοεμβρίου και Ιανουαρίου.



Γράφημα 4.1 «Ημερήσια παραγωγή και απώλειες ανά εγκατεστημένο kWp – Περίπτωση 1»

Αντίστοιχα, από το γράφημα για τον βαθμό απόδοσης της εγκατάστασης η βασικότερη πληροφορία που εξάγεται είναι ο ετήσιος βαθμός απόδοσης ο οποίος εδώ ισούται με **0.807**, και κρίνεται αρκετά ικανοποιητικός.



Γράφημα 4.2 «Βαθμός Απόδοσης Εγκατάστασης – Περίπτωση 1»

Τέλος η βασικότερη τιμή που υπολογίζει το λογισμικό και συγκαταλέγεται στα βασικά του αποτελέσματα είναι η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά εγκατεστημένο kWp, και για την πρώτη επιλογή έχει την τιμή **1431 kWh/kWp**.

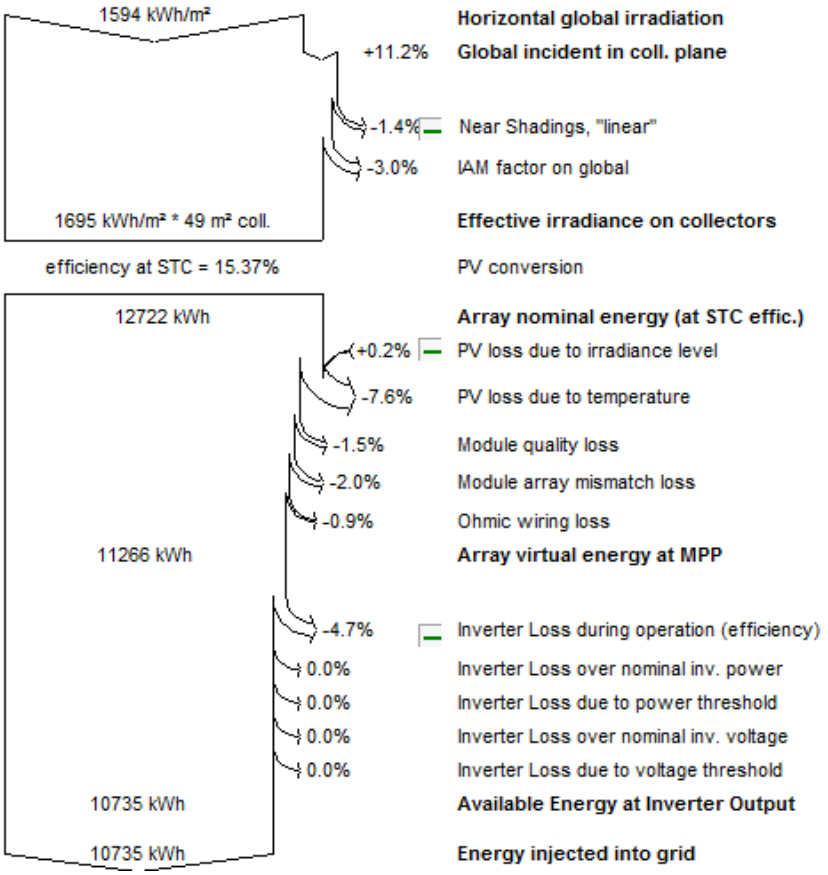
Ο πίνακας 4.5 περιλαμβάνει τις τιμές μεγεθών όπως : Ακτινοβολία επί οριζόντιας επιφάνειας, θερμοκρασία περιβάλλοντος, ακτινοβολία επί της επιφάνειας των πάνελ, παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, βαθμός απόδοσης φ/β γεννήτριας και βαθμός απόδοσης συστήματος.

Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
January	56.1	5.80	82.9	77.7	560	531	13.84	13.14
February	72.5	7.10	96.7	92.2	654	622	13.87	13.19
March	119.0	9.70	143.0	137.0	953	909	13.66	13.03
April	152.1	13.60	163.3	156.7	1063	1013	13.34	12.72
May	195.3	19.20	194.2	186.2	1223	1167	12.91	12.31
June	215.7	24.00	206.8	198.5	1265	1206	12.54	11.95
July	227.8	26.20	221.9	213.2	1337	1275	12.34	11.78
August	204.0	25.80	213.8	205.8	1297	1239	12.43	11.87
September	140.4	21.30	162.3	155.9	1018	971	12.85	12.26
October	94.3	16.70	121.5	116.1	782	744	13.19	12.55
November	60.0	11.30	85.5	80.7	568	539	13.61	12.92
December	56.4	7.20	80.9	75.4	545	518	13.81	13.12
Year	1593.6	15.71	1772.7	1695.4	11266	10735	13.02	12.41

Πίνακας 4.5 «Δείκτες Παραγωγής και Απόδοσης Εγκατάστασης – Περίπτωση 1»

Στο σχήμα 4.7 παρουσιάζονται αναλυτικά οι εκτιμώμενες απώλειες καθώς και το αντίστοιχο διάγραμμα Sankey για την πρώτη περίπτωση.



Σχήμα 4.7 «Εκτενές Διάγραμμα Απωλειών – Περίπτωση 1»

Στην συνέχεια στον πίνακα 4.6 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά, όλα τα βασικά στοιχεία της υπό προσομοίωσης εγκατάστασης και για την δεύτερη περίπτωση. Ακόμη όπως και πριν γίνονται γνωστές όλες εκείνες οι παραδοχές που το πρόγραμμα χρησιμοποιεί για να εξάγει τα αποτελέσματα.

2η Επιλογή :

PVSYST V5.59	ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ	14/09/12	Page 1/3
	ΛΑΔΑΣ ΘΕΟΔΩΡΟΣ		

Grid-Connected System: Simulation parameters

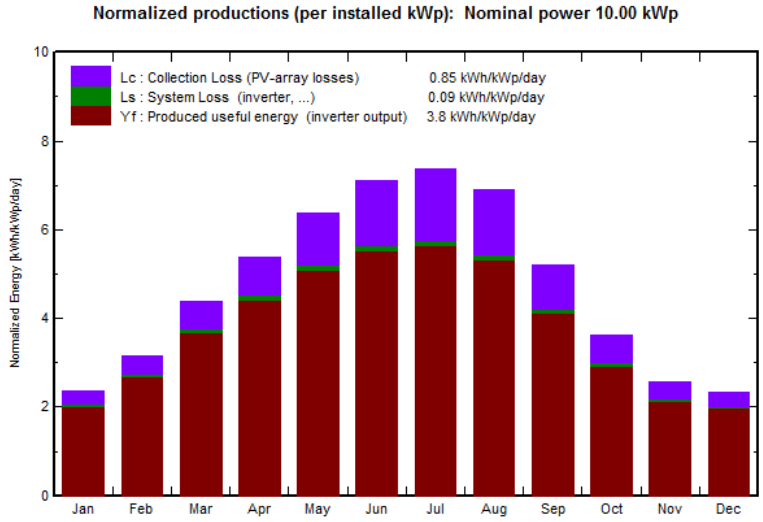
Project :	**Grid-Connected Project at Mesaggala**			
Geographical Site	**Mesaggala**		**Country**	**Greece**
Situation	Latitude	40.0°N	Longitude	22.7°E
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	-2 m
	Albedo	0.20		
Meteo data :	Mesaggala from PVGIS_SAF, Synthetic Hourly data			
Simulation variant :	**Diplomatiki2**			
	Simulation date	13/09/12 00h08		

Simulation parameters				
Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth	0°
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
PV Array Characteristics				
PV module Si-mono	Model	**SLK60M6L 250**		
	Manufacturer	Siliken		
Number of PV modules	In series	20 modules	In parallel	2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	40	Unit Nom. Power	250 Wp
Array global power	Nominal (STC)	**10.00 kWp**	At operating cond.	9.01 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	543 V	I mpp	17 A
Total area	Module area	**64.9 m²**	Cell area	57.0 m²
Inverter	Model	**Sunny Tripower10000 TL**		
	Manufacturer	SMA		
Characteristics	Operating Voltage	150-800 V	Unit Nom. Power	10.0 kW AC
PV Array loss factors				
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)			NOCT	56 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	552 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)			

Πίνακας 4.6 «Ονομαστικά στοιχεία εγκατάστασης - Θεωρούμενες Παραδοχές – Περίπτωση 2»

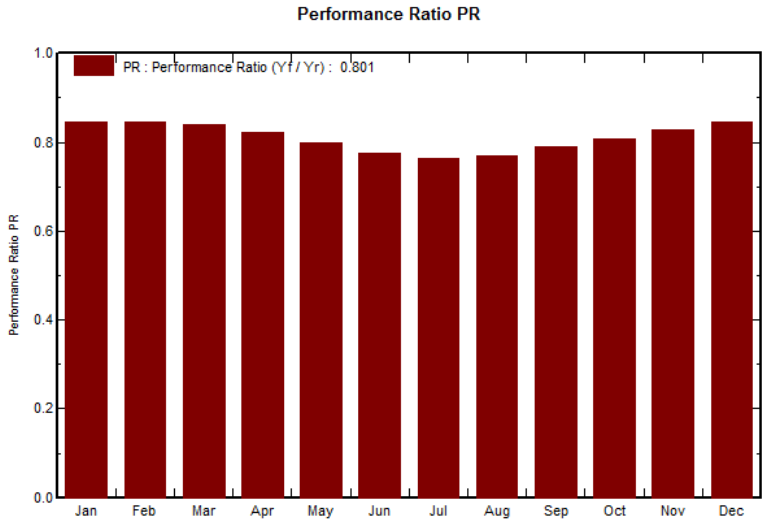
Σαφώς, οι μόνες διαφορές που παρουσιάζονται σε σχέση με τον πίνακα 4.5 αφορούν τον τύπο του εξοπλισμού που χρησιμοποιείται σε κάθε περίπτωση καθώς επίσης και την γωνία κλίσης εγκατάστασης των πάνελ.

Και σε αυτή την περίπτωση το γράφημα της «Ημερήσιας παραγωγής και απωλειών ανά εγκατεστημένο kWp», παρουσιάζει την ίδια εικόνα όπως και σε αυτό της πρώτης περίπτωσης. Δηλαδή, υπάρχει μεγιστοποίηση της παραγωγής κατά τους θερινούς μήνες και ελαχιστοποίηση της μεταξύ Νοεμβρίου και Ιανουαρίου. Μάλιστα το φαινόμενο αυτό είναι ακόμη πιο έντονο σε αυτή την περίπτωση κάτι που εξηγείται εύκολα από την μικρότερη κλίση των πλαισίων της φ/β γεννήτριας.



Γράφημα 4.3 «Ημερήσια παραγωγή και απώλειες ανά εγκατεστημένο kWp – Περίπτωση 2»

Από το γράφημα για τον βαθμό απόδοσης της εγκατάστασης εξάγεται και εδώ ο ετήσιος βαθμός απόδοσης ο οποίος ισούται με **0.801**, παρουσιάζοντας ουσιαστικά μηδαμινή διαφορά σε σχέση με αυτόν της πρώτης περίπτωσης.



Γράφημα 4.4 «Βαθμός Απόδοσης Εγκατάστασης – Περίπτωση 2»

Τέλος η βασικότερη τιμή που υπολογίζει το λογισμικό και συγκαταλέγεται στα βασικά του αποτελέσματα είναι η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά εγκατεστημένο kWp, και για την δεύτερη επιλογή έχει την τιμή **1386 kWh/kWp**.

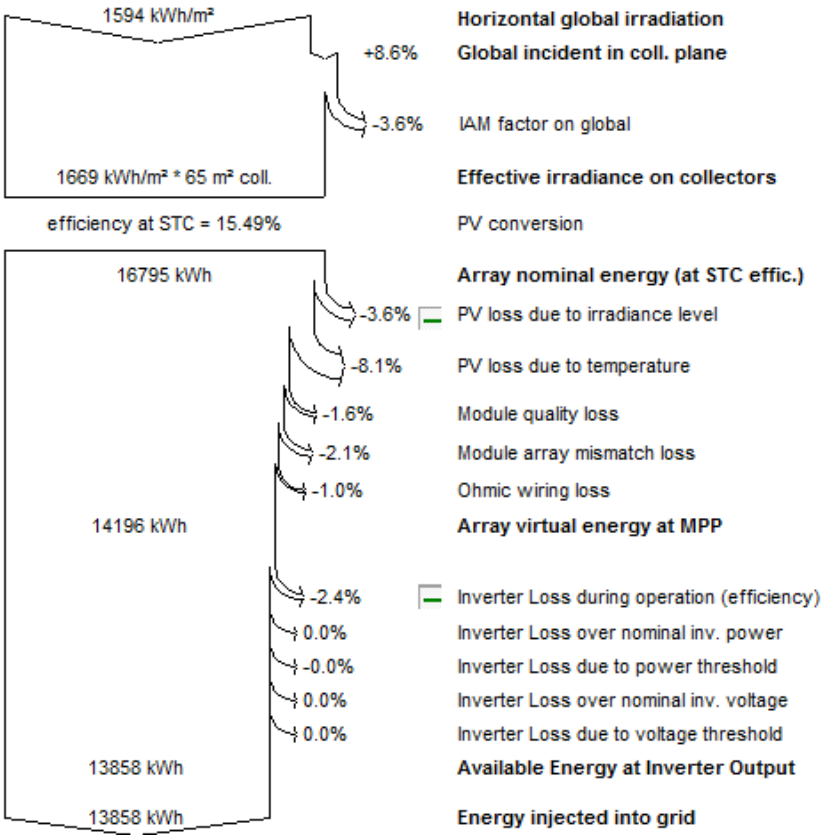
Ο πίνακας 4.6 περιλαμβάνει τις αντίστοιχες τιμές των μεγεθών όπως ο πίνακας 4.5, αλλά για την δεύτερη δυνατότητα εγκατάστασης που εξετάζεται. Οι κυριότερες διαφορές που προκύπτουν από την σύγκριση των δύο αυτών πινάκων αναλύονται στην αμέσως επόμενη σελίδα.

Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
January	56.1	5.80	73.4	69.9	639	622	13.40	13.03
February	72.5	7.10	88.5	84.9	770	750	13.39	13.04
March	119.0	9.70	135.7	130.6	1166	1140	13.23	12.93
April	152.1	13.60	161.6	156.0	1359	1327	12.95	12.65
May	195.3	19.20	198.0	191.7	1617	1581	12.57	12.29
June	215.7	24.00	213.7	207.2	1695	1655	12.21	11.92
July	227.8	26.20	228.2	221.3	1786	1746	12.05	11.78
August	204.0	25.80	213.9	207.1	1685	1648	12.13	11.86
September	140.4	21.30	156.3	150.6	1265	1236	12.46	12.18
October	94.3	16.70	112.5	108.0	932	909	12.76	12.44
November	60.0	11.30	76.6	73.1	652	634	13.10	12.75
December	56.4	7.20	72.3	68.7	628	611	13.37	13.02
Year	1593.6	15.71	1730.7	1669.3	14193	13858	12.63	12.33

Πίνακας 4.6 «Δείκτες Παραγωγής και Απόδοσης Εγκατάστασης – Περίπτωση 2»

Επιπλέον στο σχήμα 4.8 παρουσιάζονται αναλυτικά οι εκτιμώμενες απώλειες καθώς και το αντίστοιχο διάγραμμα Sankey για την δεύτερη περίπτωση.



Σχήμα 4.8 «Εκτενές Διάγραμμα Απωλειών – Περίπτωση 2»

Από την προσεχτική μελέτη των αποτελεσμάτων της προσομοίωσης, η περίπτωση που προκρίνεται για τελική υλοποίηση είναι η δεύτερη. Ο κυριότερος λόγος είναι η τελική ετήσια παραγόμενη ενέργεια που στην δεύτερη περίπτωση είναι σαφώς μεγαλύτερη και ανέρχεται στις 13858 kWh, ενώ στην πρώτη είναι αρκετά μικρότερη και ισούται με 10735 kWh.

Προφανώς, η διαφορά αυτή οφείλεται κατά κύριο λόγο στην ονομαστική ισχύ αιχμής της κάθε προτεινόμενης εγκατάστασης, και παρά το γεγονός ότι η μοναδιαία αντίστοιχη τιμή είναι μεγαλύτερη για την πρώτη επιλογή και ίση με 1431 kWh/kWp έναντι 1386 kWh/kWp της δεύτερης. Για λόγους πληρότητας, στο σημείο αυτό πρέπει να αναφερθεί ότι η αιτία που παρατηρείται μεγαλύτερη ετήσια μοναδιαία παραγωγή για το σχέδιο των 7.5 kWp είναι η κλίση των Φ/Β συστοιχιών. Αφού σε αυτή την περίπτωση η κλίση των συλλεκτών είναι σαφώς πιο κοντά στην βέλτιστη προτεινόμενη για μέγιστη ετήσια παραγωγή, (25 μοίρες έναντι 15 της δεύτερης επιλογής) για το δεδομένο γεωγραφικό πλάτος της εγκατάστασης.

Επιπλέον, όσον αφορά τα διαγράμματα απωλειών που σχεδιάστηκαν για τις δύο περιπτώσεις, προκύπτουν δύο βασικά συμπεράσματα:

α. Χωροθέτηση πλαισίων :

Η βέλτιστη κλίση που επιλέχθηκε για την περίπτωση 1, έχει σαν αποτέλεσμα η φ/β γεννήτρια να προσλαμβάνει περισσότερη ηλιακή ακτινοβολία ανα τετραγωνικό μέτρο εγκατάστασης. *(Horizontal global irradiation Global incident in coll. plane)*

β. Ποιότητα εξοπλισμού :

Με βάση τα αποτελέσματα της προσομοίωσης η τελική παραγωγή επηρεάζεται ελάχιστα από την επιλογή ανάμεσα στα δύο μοντέλα φωτοβολταϊκών πάνελ. Συγκεκριμένα, τα φθηνότερα πάνελ της πρώτης επιλογής έχουν ελαφρώς καλύτερη απόδοση, αφού έχουν λιγότερες απώλειες λόγω ποιότητας ή θερμοκρασίας *(PV loss due to temperature, module quality loss).* Γεγονός που ωστόσο δεν προκαλεί έκπληξη, αν προσέξει κανείς τα χαρακτηριστικά των πλαισίων στα φύλλα δεδομένων του κατασκευαστή. Απεναντίας, παρατηρείται σημαντικής διαφορά της τάξης του 2,5% *(Inverter loss during operation – efficiency)* σε ότι αφορά την απόδοση του inverter, γεγονός που οφείλεται δίχως αμφιβολία στην διαφορά στην ποιότητα κατασκευής μεταξύ των δύο μοντέλων.

Τέλος, πρέπει να επισημανθεί, ότι με βάση όσα αναλύθηκαν σε αυτό το κεφάλαιο, η λύση που τελικά προκρίνεται για εγκατάσταση είναι αυτή της πρώτης περίπτωσης. Πάρα την επιπλέον δυσκολία που δημιουργεί η υποχρέωση έκδοσης άδειας εργασιών μικρής κλίμακας, η απόδοση της εγκατάστασης, ως επενδυτικό σχέδιο, αναμένεται να είναι σαφώς μεγαλύτερη. Το ορθότητα αυτού του επιχειρήματος σε ξεχωριστή ανάλυση ευαισθησίας στο κεφάλαιο 6. Πριν από αυτό, στο κεφάλαιο 5 θα αναλυθούν όλοι οι οικονομικοί παράμετροι του επιλεγμένου έργου.

Κεφάλαιο 5. Οικονομική Αξιολόγηση

Στο κεφάλαιο αυτό, παρουσιάζεται μια εκτενής οικονομική ανάλυση του επενδυτικού σχεδίου. Προκειμένου να εξασφαλιστεί η πληρότητα αυτής της οικονομικής αξιολόγησης, ελήφθησαν υπ' όψιν πλήθος παραμέτρων, τόσο τεχνικών όσο και χρηματοοικονομικών.

5.1 Τεχνικά Χαρακτηριστικά Έργου

5.1.1 Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς αιχμής (kWp)

Στο συγκεκριμένο τύπο εγκατάστασης που μελετήθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, το νομικό πλαίσιο προβλέπει μέγιστη εγκαταστημένη ισχύ αιχμής τα 10 kWp. Η τιμή της παραμέτρου αυτής, εξαρτάται κυρίως από το διαθέσιμο χώρο στο δώμα ή την στέγη του κτιρίου που θα φιλοξενήσει το έργο. Θεωρητικά, τα φωτοβολταϊκά συστήματα που εγκαθίστανται σε στέγη απαιτούν επιφάνεια τάξεως 8-10 τ.μ./kW ενώ αυτά που εγκαθίστανται σε δώματα επιφάνεια ανάλογη αυτής των γηπέδων, ήτοι 15-20 τ.μ./kW. Στην πράξη ωστόσο, λόγω της υψηλής απόδοσης των φ/β πάνελ πλέον, και «έξυπνων» τρόπων εγκατάστασης είναι δυνατό να επιτευχθεί και πολύ μεγαλύτερη πυκνότητα ηλεκτρικής ισχύος ανά τ.μ. (έως και 5-7 kWp/τ.μ.)

Ειδικά σε αυτές τις περιπτώσεις, όπως βέβαια και στις υπόλοιπες, είναι πολύ σημαντικό ο διαθέσιμος χώρος να έχει ελεύθερο τον ορίζοντα προς το νότο και να μην παρουσιάζει συχνές και πυκνές σκιάσεις από δομικές κατασκευές όπως καμινάδες, τοιχία, κάγκελα κ.α.

Στην πράξη σε κάθε μελέτη για την εγκατάσταση ενός συστήματος Φ/Β μέσω του ειδικού προγράμματος επιδιώκεται η μεγιστοποίηση της συνολικής ονομαστικής ισχύος αιχμής, ώστε να μεγιστοποιούνται εξ' αυτού και τα αναμενόμενα έσοδα. Φυσικά αυτό επιβαρύνει το αρχικό κόστος εγκατάστασης, ωστόσο η επιβάρυνση αυτή δεν είναι ακριβώς γραμμική, αφού υπάρχουν κάποια πάγια έξοδα που είναι σχεδόν ανεξάρτητα από το μέγεθος του έργου. Ενδεικτικά αναφέρεται το πάγιο έξοδο της σύνδεσης με το ηλεκτρικό δίκτυο, μέσω της Δ.Ε.Η., που ανέρχεται περίπου στα 1000€.

Στην περίπτωση που εξετάζεται στην παρούσα διπλωματική η τιμή της παραμέτρου αυτής έχει επιλεγεί με βάση το σενάριο δύο που περιγράφηκε αναλυτικά στο προηγούμενο κεφάλαιο και είναι ίση με το μέγιστο των 10 kWp.

5.1.2 Ετήσια Παραγόμενη Ηλεκτρική Ενέργεια ανά εγκατεστημένο κιλοβάτ ισχύς αιχμής (kWh / kWp)

Η τιμή αυτή θεωρείται δεδομένη και είναι απόρροια της μελέτης εγκατάστασης που προηγείται της τεχνικής υλοποίησης του συστήματος. Καθορίζεται κατά κύριο λόγο από την συνολική ηλιακή ακτινοβολία που φτάνει στην επιφάνεια του συλλέκτη. Ωστόσο υπάρχουν και άλλοι παράμετροι, που διαμορφώνουν την τελική της τιμή. Αυτοί είναι : απώλειες εξαιτίας σκιάσεων, απώλειες εξαιτίας κακής συναρμολόγησης, ποιότητα εξοπλισμού, κακή χωροθέτηση (προσανατολισμός και κλίση).

Σύμφωνα με την μελέτη που πραγματοποιήθηκε στο τέταρτο κεφάλαιο, η τιμή αυτή ισούται με 1386 kWh/kWp για την δεύτερη περίπτωση που εντέλει επιλέχθηκε.

5.1.3 Ποσοστιαία ετήσια πτώση απόδοσης Εγκατάστασης

Για την διαμόρφωση της τελικής τιμής αυτής της παραμέτρου είναι δυνατόν να ληφθούν υπ' όψιν πλήθος παραγόντων όπως ετήσια απομείωση της απόδοσης των φ/β πάνελ και κατά συνέπεια και της φ/β γεννήτριας, απώλειες εξαιτίας φυσιολογικής φθοράς λόγω χρήσης του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού (μετατροπέας, καλωδιώσεις, μ/σ απομόνωσης κλπ.)

Ωστόσο στις περισσότερες περιπτώσεις ο συντελεστής αυτός θεωρείται ότι ταυτίζεται με την τιμή που δίνει ο κατασκευαστής για την πτώση απόδοσης των φ/β πάνελ. Αφού η φωτοβολταϊκή γεννήτρια αποτελεί την «καρδιά» του συστήματος καθορίζει στον μέγιστο βαθμό την συνολική απόδοση της εγκατάστασης.

Οπότε και στην παρούσα ανάλυση η συγκεκριμένη παράμετρος θα θεωρηθεί ίση με 0,7%.

5.2 Οικονομικά Χαρακτηριστικά Επένδυσης

5.2.1 Συνολικό Αρχικό Κόστος Επένδυσης

Σύμφωνα με τιμές των εταιρειών που δραστηριοποιούνται στην ελληνική αγορά Φ/Β, το συνολικό κόστος επένδυσης για εγκατάσταση Φ/Β στη στέγη ή στο δώμα κτιρίου εκτιμάται σε 2.000 €/kWp, στο οποίο πρέπει να προστεθεί ο αναλογούν ΦΠΑ (23%). Το κόστος αυτό περιλαμβάνει την αγορά του Φ/Β εξοπλισμού, όπως τα Φ/Β πανέλα, τους αντιστροφείς και τις βάσεις στήριξης, καθώς επίσης και το κόστος μεταφοράς, τοποθέτησης και ρύθμισης. Ειδικότερα, στην ελληνική αγορά, το κόστος των αντιστροφέων για εγκαταστάσεις μέχρι 10 kW κυμαίνεται στα 3.500 € στην περίπτωση επιλογής ενός τριφασικού αντιστροφέα και στα 4.500 € στην περίπτωση επιλογής συνδυασμού τριών μονοφασικών αντιστροφέων.

Παράλληλα, η εγκατάσταση περιλαμβάνει την τοποθέτηση ρολογιού με διπλό μετρητή για μέτρηση της παραγόμενης και καταναλισκόμενης ενέργειας από τη Φ/Β εγκατάσταση. Γενικότερα, το συνολικό κόστος για τη διαδικασία σύνδεσης της εγκατάστασης Φ/Β με το δίκτυο χαμηλής τάσης εκτιμάται στα 1.000 € (γνωστοποιείται στον ενδιαφερόμενο από τη ΔΕΗ με την Προσφορά Σύνδεσης). Επιπρόσθετες δαπάνες είναι πιθανό να οφείλονται στην ενσωμάτωση τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης του Φ/Β (ενσύρματη ή ασύρματη) για τον έλεγχο σε πραγματικό χρόνο της λειτουργίας της εγκατάστασης. Ωστόσο, η επιλογή συστημάτων παρακολούθησης και ελέγχου δεν χρησιμοποιείται συχνά για μικρά Φ/Β συστήματα σε κτιριακές εγκαταστάσεις λόγω υψηλού κόστους.

Το μεγαλύτερο μέρος του αρχικού κόστους επένδυσης αφορά την προμήθεια της φωτοβολταϊκής γεννήτριας. Τα φωτοβολταϊκά στοιχεία που την αποτελούν έχουν υψηλή τιμή αρχικής κτήσης. Βέβαια η τιμή αυτή μειώνεται συνεχώς με την πάροδο του χρόνου και με την ανάπτυξη της τεχνολογίας. Το φαινόμενο αυτό παρουσιάζεται ιδιαιτέρως λόγω του έντονου ανταγωνισμού μεταξύ των κατασκευαστών, και τα τελευταία χρόνια έχει κορυφωθεί ειδικά ανάμεσα στις Κινεζικές εταιρίες και αυτές με έδρα στην Ε.Ε. και τις Η.Π.Α.

Module type, Origin	€ / Wp	Trend from May 2012	Trend from January 2012
Crystalline modules			
Germany	0.93	-3.13 % ↘	-13.08 % ↘
China	0.66	-4.35 % ↘	-16.46 % ↘
Japan	0.94	-2.08 % ↘	-10.48 % ↘
Thin film modules			
CdS/CdTe	0.6	-1.64 % ↘	-11.76 % ↘
a-Si	0.53	-3.64 % ↘	-11.67 % ↘
a-Si/μ-Si	0.62	-4.62 % ↘	-18.42 % ↘

Πίνακας 5.1 «Εξέλιξη Τιμών Φ/Β – Ιούνιος 2012» [24]

Για την συγκεκριμένη εγκατάσταση, επιλέχθηκαν 40 φωτοβολταϊκά πλαίσια SLK60M6L (250 Wp), της ισπανικής εταιρείας SILIKEN, μονοκρυσταλλικής τεχνολογίας, κατασκευασμένα στην Ευρωπαϊκή Ένωση, με κόστος 350€ το ένα.

Ένα ακόμη σημαντικό μέρος του κόστους, είναι η αγορά του αντιστροφέα. Όπως αναλύθηκε και στο κεφάλαιο δύο της θεωρίας, το εξάρτημα αυτό είναι πάρα πολύ βασικό αφού λειτουργεί συνεχώς προκειμένου να μετατρέπει το συνεχές ρεύμα της φ/β γεννήτριας σε εναλλασσόμενο και να το εγχέει στο δίκτυο. Επιπλέον δεν αρκεί να είναι πολύ αξιόπιστο, αλλά οφείλει να πληροί και πολύ αυστηρές προδιαγραφές που τίθενται από τον διαχειριστή του δικτύου για την ποιότητα της παραγόμενης ισχύος. Έτσι προτείνεται να είναι από επώνυμο κατασκευαστή με πλήθος συνοδευτικών πιστοποιήσεων.

Στην συγκεκριμένη περίπτωση επιλέχθηκε ο Sma Sunny Tripower 10000 με αρχικό κόστος 3500€ με φπα.

Τα υπόλοιπα κόστη που βαρύνουν την εγκατάσταση είναι:

- Βάσεις στήριξης – 40 τεμάχια : 2500€
- Κόστος Εργασίας – Μεταφορά προσωπικού και Εξοπλισμού : 2000€
- Κόστος ηλεκτρομηχανολογικού Εξοπλισμού :
    - Ηλεκτρικοί Πίνακες : 250€
    - Καλώδια – Κανάλια/Σωλήνες : 250€

Περιγραφή	**ΤΜΧ**	**Τιμή μονάδος**	**Σύνολο**
Φωτοβολταϊκά Πλαίσια	40	350€	14000€
Αντιστροφέας	1	3500€	3500€
Βάσεις Στήριξης	40	62,5€	2500€
Πίνακες – Η/Μ εξοπλισμός	-	-	500€
Κόστος Εγκατάστασης	-	-	2000€
Τέλη Σύνδεσης	-	-	1000€
ΓΕΝΙΚΟ ΣΥΝΟΛΟ			**23500€**

Πίνακας 5.2 «Ανάλυση Αρχικού Κόστους Εγκατάστασης»

5.2.2 Εγγυημένη Τιμή Πώλησης Η.Ε. (FIT)

Η καταμέτρηση της παραγόμενης ενέργειας από το Φ/Β σύστημα πραγματοποιείται ταυτόχρονα με την καταμέτρηση της ενέργειας που καταναλώνεται. Η ενέργεια που καταναλώνεται για τη λειτουργία της εγκατάστασης οφείλεται στη λειτουργία του αντιστροφέα κατά τη διάρκεια της νύχτας, καθώς και σε επιπλέον εξοπλισμό παρακολούθησης και ελέγχου της λειτουργίας της εγκατάστασης, όπως κάμερα, συναγερμός, κ.α. (αν υπάρχει). Η πίστωση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας ακολουθεί τους κύκλους χρέωσης της καταναλισκόμενης.

Η τιμή της παραγόμενης από το Φ/Β σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας που εγχέεται στο Δίκτυο ορίζεται σε 0,25 €/kWh για τις Συμβάσεις Συμψηφισμού που συνάπτονται έως το Φεβρουάριο του 2013. Η τιμή μειώνεται κατά 5% ανά εξάμηνο για τις Συμβάσεις Συμψηφισμού που συνάπτονται από το 2013 μέχρι και τον Αύγουστο του 2019.

Παράλληλα, σημειώνεται ότι ο τελικός χρήστης – παραγωγός δεν έχει καμία φορολογική ή ασφαλιστική υποχρέωση, όπως άνοιγμα βιβλίων, έκδοση τιμολογίων, ασφάλιση κ.α., είτε είναι επιτηδευματίας, είτε όχι.

Ακολουθεί ο πίνακας που διαμορφώνει την τιμή πώλησης ανάλογα με την ημερομηνία σύναψης της σύμβασης συμψηφισμού. Για την συγκεκριμένη περίπτωση θα θεωρήσουμε ότι το έργο θα υλοποιηθεί εντός του πρώτου εξαμήνου του 2013 με υπογραφή σύμβασης πριν το Φεβρουάριο του ίδιου χρόνου. Οπότε η τιμή είναι 0,25€/kWh.

Μήνας / Έτος	**Τιμή (ευρώ/MWh)**
Αύγουστος 2012	250,00
Φεβρουάριος 2013	238,75
Αύγουστος 2013	228,01
Φεβρουάριος 2014	217,75
Αύγουστος 2014	207,95
Φεβρουάριος 2015	198,59
Αύγουστος 2015	189,65
Φεβρουάριος 2016	181,12
Αύγουστος 2016	172,97
Φεβρουάριος 2017	165,18
Αύγουστος 2017	157,75
Φεβρουάριος 2018	150,65
Αύγουστος 2018	143,87

Πίνακας 5.3 «Εγγυημένες Τιμές Πώλησης – Αύγουστος 2012»

5.2.3 Κόστος Ευκαιρίας

Το κόστος ευκαιρίας είναι η μέγιστη απόδοση που προσφέρεται σε κάποιον επενδυτή για τα χρήματα του χωρίς ρίσκο. Στην συγκεκριμένη μελέτη, με βάση τα σημερινά δεδομένα, θα θεωρηθεί ένα επιτόκιο της τάξης του 5%. Αντιστοιχεί στο μέσο επιτόκιο προθεσμιακής κατάθεση σε ελληνική τράπεζα τον Ιούνιο του 2012. Πηγή : Τράπεζα της Ελλάδος [Δελτίο Τύπου – Τραπεζικά επιτόκια καταθέσεων και δανείων : Ιούνιο 2012]

5.2.4 Επιτόκιο Δανεισμού - Δανειακά Κεφάλαια

Όσον αφορά το κόστος δανεισμού οι τράπεζες ως επί το πλείστων προσφέρουνε δύο βασικές εναλλακτικές.

ι) Στεγαστικό δάνειο για εγκατάσταση φ/β, με προσημείωση ακινήτου,
ιι) Καταναλωτικό δάνειο για αγορά φ/β συστήματος, χωρίς εγγυήσεις.

Η πρώτη επιλογή, εξασφαλίζει πολύ χαμηλό, σχετικά, επιτόκιο κοντά στο 5%. Ωστόσο έχει πρόσθετα έξοδα περίπου 1000€ ενώ η υποχρέωση προσημείωσης μπορεί να λειτουργήσει αποθαρρυντικά και για ψυχολογικούς λόγους

Όσον αφορά την δεύτερη επιλογή, το επιτόκιο διαμορφώνεται συνήθως μεταξύ 8 και 10%. Μεσοσταθμικά μπορεί να θεωρηθεί για τους εδώ υπολογισμούς ίσο με 9%. Ταυτόχρονα, δεν υπάρχει επιβάρυνση από τα επιπλέον έξοδα της προσημείωσης και είναι πιθανό να απαιτείται η εκχώρηση της σύμβασης, έως την αποπληρωμή του δανείου. Με απλά λόγια, αυτό σημαίνει, ότι η τράπεζα εισπράττει κατά προτεραιότητα το ποσό που αντιστοιχεί στην δόση του δανείου, από τον πιστωτικό λογαριασμό της ΔΕΗ. Ενώ στην συνέχεια αποδίδει το υπόλοιπο ποσό στον δανειολήπτη.
Το τραπεζικό δάνειο των 16.875€ που συνάπτεται έχει διάρκεια 20 ετών και το επιτόκιο το οποίο επιβάλλεται είναι 9%. Η αποπληρωμή του δανείου θα γίνει σε ισόποσες ετήσιες δόσεις. Οι τράπεζες δανείζουν χρήματα σε επενδύσεις τέτοιου είδους στην Ελλάδα με επιτόκια Euribor 3M + 6%. Επειδή δεν είναι γνωστό σε τι επίπεδο θα κυμαίνεται το Euribor, σε 2, 5 ή 15 χρόνια, μπορεί να γίνει μετατροπή από το κυμαινόμενο επιτόκιο σε σταθερό με βάση το μέσο όρο Euribor 10ετίας που είναι περίπου 3%. Άρα είναι εφικτό να θεωρηθεί ότι ο δανεισμός γίνεται με σταθερό επιτόκιο ίσο με 9%.

5.2.5 Σχήμα Χρηματοδότησης – ποσοστό ίδιας συμμετοχής => Ίδια Κεφάλαια

Η βασικότερη μεταβλητή αυτών των παραμέτρων είναι το ποσοστό συμμετοχής ιδίων κεφαλαίων. Από την τιμή αυτή προκύπτουν και τα υπόλοιπα μεγέθη δηλαδή το σχήμα χρηματοδότησης, το ακριβές ποσό ιδίας συμμετοχής και των δανειακών κεφαλαίων.

Ο σπουδαιότερος παράγοντας που καθορίζει αυτή την μεταβλητή, είναι η οικονομική επιφάνεια του επενδυτή, και η επενδυτική του ιδιοσυγκρασία. Δηλαδή στην περίπτωση που διαθέτει τα κεφάλαια, κατά πόσο θέλει να τα δεσμεύσει στην συγκεκριμένη επένδυση αναλαμβάνοντας το αντίστοιχο ρίσκο με το οποίο αυτή συνοδεύεται. Επίσης για την απόφαση αυτά είναι εξόχως σημαντικά το κόστος ευκαιρίας και το κόστος δανεισμού. Έτσι αν ο επενδυτής μπορεί να πετύχει πολύ χαμηλό επιτόκιο δανεισμού όπως στην περίπτωση της προσημείωσης, τότε είναι προς το συμφέρον του η εξ' ολοκλήρου δανειοδότηση, αν διαθέτει τις κατάλληλες εγγυήσεις και το επιθυμεί.

Στη συγκεκριμένη ανάλυση θα επιλεγεί επιτόκιο δανεισμού 9%, ώστε να αποφευχθούν οι γραφειοκρατικές διαδικασίες και να αντιπροσωπευθεί καλύτερα το σύγχρονο επιχειρηματικό κόστος στην Ελλάδα του 2012.

Ίδια Κεφάλαια	25%	5.875€
Δάνειο	75%	17.625€
ΣΥΝΟΛΟ	**100%**	**22.500€**

Πίνακας 5.4 «Χρηματοδότηση της επένδυσης»

5.2.6 Κόστος Κεφαλαίου

Το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου δίνεται από τη σχέση

$$k_{tot} = P_d * k_d + P_{Eq} * k_{Eq}$$

όπου

k_{tot}: είναι το μέσο σταθμικό κόστος των ιδίων και ξένων κεφαλαίων της επένδυσης,

P_d: η συμμετοχή (%) των δανειακών κεφαλαίων στο σύνολο της επένδυσης,

k_d: το επιτόκιο δανεισμού,

P_{Eq}: η συμμετοχή (%) των ιδίων κεφαλαίων στην επένδυση

k_{Eq}: το κόστος των ιδίων κεφαλαίων της επένδυσης

5.2.7 Παραδεχόμενος Δείκτης Τιμών Καταναλωτή

Ο δείκτης τιμών καταναλωτή δεν είναι κάτι άλλο από τον πληθωρισμό. Η ελληνική στατιστική αρχή προσφέρει αρχείο με την τιμή του πληθωρισμού πάνω από τα τελευταία 40 χρόνια. Εδώ η τιμή που επιλέχτηκε ισούται με 3,2% και αντιστοιχεί στον μέσο όρο των τελευταίων 25 ετών. Όλως τυχαίως η τιμή αυτή είναι ίση και με τον μέσο όρο των τελευταίων 10 ετών που η Ελλάδα ανήκει στην νομισματική ένωση του Ευρώ. Η παράμετρος αυτή έχει ιδιαίτερη σημασία γιατί ο νόμος προβλέπει την αναπροσαρμογή προς τα πάνω της υπογεγραμμένης εγγυημένης τιμής της εγκατάστασης κάθε έτος κατά 25% του ΔΤΚ του προηγούμενου έτους.

5.2.8 Περίοδος αποπληρωμής Δανειακών Υποχρεώσεων

Εδώ σημειώνεται, η περίοδος σε έτη, που απαιτείται από την σύμβαση με την τράπεζα, σε περίπτωση δανειοδότησης, για την αποπληρωμή του δανεικού κεφαλαίου. Στα προσφερόμενα χρηματοδοτικά προγράμματα υπάρχουν οι επιλογές, μεταξύ 8 , 10, 12 , 20 και 25 έτη για την αποπληρωμή του δανείου. Σαφώς όσο περισσότερο χρονικό διάστημα μπορεί να εξασφαλίσει ο επενδυτής τόσο μικρότερη η δόση και αμεσότερα τα οφέλη. Ωστόσο σε βάθος χρόνου, τα κέρδη είναι μικρότερα για μεγάλο χρονικό διάστημα αποπληρωμής, αφού το σύνολο των τοκοχρεολυσίων θα είναι σαφώς μεγαλύτερο. Για την μελέτη που ακολουθεί, θεωρούμε ότι ο επενδυτής εξασφαλίζει χρονικό διάστημα 12 χρόνων για την αποπληρωμή.

5.2.9 Ετήσιο Κόστος Συντήρησης και Ασφάλισης

Όσον αφορά στα λειτουργικά έξοδα, η τοποθέτηση Φ/Β συστημάτων σε κτιριακή εγκατάσταση απαιτεί:

- Περιοδικό καθαρισμό των πανέλων από τη σκόνη και γενικότερα ρύπους, προκειμένου να διατηρηθεί η διαύγεια για μεγαλύτερη απόδοση του συστήματος. Ο καθαρισμός μπορεί να γίνει ακόμα και από τον ίδιο τον ιδιοκτήτη. Στην περίπτωση αυτή η συντήρηση είναι πιο εύκολη εκεί που υπάρχει καλύτερη προσβασιμότητα (συνήθως στο δώμα).

- Περιοδικό έλεγχο του ηλεκτρονικού κυκλώματος (ή την επισκευή βλαβών) που γίνεται από εξειδικευμένο τεχνικό με την εταιρεία εγκατάστασης. Για να καλυφθούν αυτές οι περιπτώσεις, οι περισσότερες εταιρείες εγκατάστασης αναλαμβάνουν συμβόλαια συντήρησης για χρονικό διάστημα από 2 (δωρεάν εάν η εγκατάσταση γίνει από την ίδια εταιρία) έως 10 έτη, με κόστος που κυμαίνεται μεταξύ 50 – 150 €/έτος.

Ο ενδιαφερόμενος επενδυτής έχει τη δυνατότητα να απευθυνθεί στην ασφαλιστική αγορά που προσφέρει συμβόλαια για την ασφάλιση της επένδυσης.
Ωστόσο, η τράπεζα που προσφέρει το δάνειο, συνήθως υποχρεώνει τον πελάτη, σε ασφαλιστικά συμβόλαια μέσω θυγατρικών της εταιριών, σε περιπτώσεις όπως:

- Απώλειες ισχύος.
- Δολιοφθορά.
- Έντονα καιρικά φαινόμενα, φωτιά, κλοπή, σεισμός, κ.α.

Η τιμή του ασφαλίστρου διαμορφώνεται ανάλογα με την αξία της εγκατάστασης, καθώς και το ασφαλιστικό πρόγραμμα που επιλέγεται. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι τα έξοδα ασφάλισης για μια εγκατάσταση των 10 kW μπορεί να κυμαίνονται από 100 έως 200 € ετησίως.

Για την συγκεκριμένη περίπτωση που μελετάται στην παρούσα διπλωματική θεωρήθηκαν τα λειτουργικά κόστη που εμφανίζονται στον Πίνακα 5.5.

Ετήσιο Κόστος Συντήρησης	50 €
Ετήσιο Κόστος Ασφάλισης	100€
Λειτουργικά Έξοδα (Σύνολο)	**150€**

Πίνακας 5.5 «Ετήσια Λειτουργικά Έξοδα Εγκατάστασης»

5.2.10 Φορολογικός Συντελεστής

Η εισαγωγή αυτού του όρου, θα χρησιμέψει μόνο στην ανάλυση ευαισθησίας, και θα περιγραφεί αναλυτικά στο επόμενο κεφάλαιο. Με βάση το σημερινό νομικό πλαίσιο, η τιμή του συντελεστή είναι 0%.

5.3 Οικονομική Μελέτη Επενδυτικού Πλάνου

Για την οικονομική ανάλυση της επένδυσης χρησιμοποιήθηκε φύλλο υπολογισμού του προγράμματος Excel στο οποίο ελήφθησαν υπόψη όλα τα παραπάνω που αναφέρθηκαν περιγραφικά και χρησιμοποιήθηκαν οι ενσωματωμένες συναρτήσεις οικονομικών υπολογισμών του προγράμματος, για τον υπολογισμό των απαραίτητων οικονομικών δεικτών. Παρακάτω περιγράφεται η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε και παρατίθενται τα αποτελέσματα των υπολογισμών με μορφή πινάκων.

5.3.1 Οικονομικοί Δείκτες Αξιολόγησης Επενδύσεων

Για την οικονομική αξιολόγηση μιας επένδυσης μπορούν να χρησιμοποιηθούν διάφοροι δείκτες με πιο συνηθισμένους την Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV-ΚΠΑ), τον Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης (IRR-ΕΒΑ) και την Έντοκη Περίοδο Αποπληρωμής (ΕΠΑ-DPP). Οι πιο αντιπροσωπευτικοί από αυτούς τους δείκτες, οι οποίοι προτείνεται να χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση των διαφόρων επενδύσεων, είναι ο IRR και η NPV.

Η **Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)** μιας επένδυσης είναι η αξία αυτής ανηγμένη στη χρονική στιγμή έναρξης της εμπορικής της λειτουργίας και δίνεται από τη σχέση :

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

Όπου K_0 = το κόστος της επένδυσης
KTP_t= η Καθαρή Ταμειακή Ροή του έτους t,
k = η ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων που επενδύονται (επιτόκιο αναγωγής).
N = η διάρκεια της επένδυσης σε έτη.

Σημειώνεται ότι η παραπάνω σχέση είναι απλοποιημένη κατά τον όρο της υπολειμματικής αξίας SV_N, η οποία στην παρούσα αξιολόγηση λαμβάνεται μηδενική.

Τα βήματα υπολογισμού αυτού του δείκτη είναι τα εξής:

- Όλες οι ταμειακές ροές ανάγονται τη χρονική στιγμή t_0, με συνυπολογισμό ενός επιτοκίου αναγωγής.

- Τα ανηγμένα αυτά ποσά αθροίζονται αλγεβρικά. Το άθροισμα που προκύπτει είναι η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης (Κ.Π.Α.).

- Αν η αξία αυτή είναι μεγαλύτερη από το όριο που έχει τεθεί από τους επενδυτές, αποφασίζεται η υλοποίηση της επένδυσης. Διαφορετικά αυτή απορρίπτεται. Αν αξιολογούνται συγκριτικά δύο εναλλακτικές επενδύσεις (που η μια αποκλείει την άλλη) αποφασίζεται να υλοποιηθεί εκείνη με την μεγαλύτερη Κ.Π.Α.

Αντίστοιχα ο δείκτης **IRR (Internal Rate of Return – Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης)** είναι η τιμή του επιτοκίου αναγωγής, που κάνει την NPV της επένδυσης, για τη διάρκεια της οικονομικής αξιολόγησης, ίση με το μηδέν. Ειδικότερα, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης εκφράζει την απόδοση κεφαλαίου της αρχικής επένδυσης κατά τη διάρκεια του οικονομικού κύκλου ζωής της. Συνεπώς, ο IRR της επένδυσης προσδιορίζεται από τη λύση της εξίσωσης:

$$-K_0 + \sum_{t=1}^{N} \frac{KTP_t}{(1+k)^t} = 0$$

Η αξιολόγηση επένδυσης ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ γίνεται για χρονικό διάστημα ίσο με τη διάρκεια της σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας.

Με βάση το δείκτη Ε.Β.Α. η επένδυση αξιολογείται θετικά αν ο δείκτης προκύπτει μεγαλύτερος από το κόστος του κεφαλαίου (k). Αντίστοιχα, προκειμένου για δυο επενδύσεις προτιμάται φυσικά η επένδυση με το μεγαλύτερο δείκτη απόδοσης. Ο δείκτης συσχετίζει δηλαδή την απόδοση της επένδυσης σε σχέση με το κόστος του κεφαλαίου. Είναι εύλογο μια επένδυση που έχει απόδοση μικρότερη από το κόστος του κεφαλαίου να είναι οικονομικά ασύμφορη και να απορρίπτεται.

5.3.2 Υπολογισμός Ταμειακών Ροών

Η αξιολόγηση επενδύσεων χρησιμοποιεί την έννοια των Καθαρών Ταμειακών Ροών (ΚΤΡ). Σε γενικές γραμμές, η ΚΤΡ κάθε έτους είναι η διαφορά μεταξύ των εσόδων της επιχείρησης από τις πωλήσεις (ταμειακές εισροές) και των πληρωμών για τους διάφορους συντελεστές παραγωγής και την διάθεση των προϊόντων, καθώς επίσης και για την πληρωμή του φόρου εισοδήματος (ταμειακές εκροές).

Για να αξιολογηθεί οικονομικά η επένδυση υπολογίζονται οι Καθαρές Ταμειακές Ροές (ΚΤΡ) ή χρηματοροές κάθε έτους σύμφωνα με την ακόλουθη μεθοδολογία:

Στην αρχή του πρώτου έτους εκταμιεύεται όλο το δάνειο και δίδεται και όλο το ιδιωτικό κεφάλαιο για την πραγματοποίηση του έργου. Το χρονικό αυτό σημείο θεωρείται ως η αρχή του χρόνου. Οπότε, έχουμε αρχικό κόστος επένδυσης όσο το ποσό των ιδίων κεφαλαίων, δηλαδή 5.875€.

Η αριθμητική σειρά που δημιουργήθηκε από την αναγραφή του έτους πραγματοποίησης των ταμειακών πράξεων ήταν απαραίτητη. Χρησιμοποιώντας την τιμή του έτους ως δείκτη – συντελεστή κατέστη εφικτή η πραγματοποίηση της πλειονότητας των υπολογισμών.

ΑΡΧΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ (€)	23.500
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ (kWp)	10
ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ (kWh/kWp/year)	1386
ΕΤΗΣΙΑ ΠΤΩΣΗ ΑΠΟΔΟΣΗΣ (%)	0,7
ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ kWh (€)	0,25
ΙΔΙΑ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ (%)	25
ΙΔΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ (€)	5875
ΔΑΝΕΙΑΚΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ (€)	17625
ΚΟΣΤΟΣ ΕΥΚΑΙΡΙΑΣ(%)	5
ΕΠΙΤΟΚΙΟ ΔΑΝΕΙΣΜΟΥ (%)	9
ΚΟΣΤΟΣ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ	8
ΠΕΡΙΟΔΟΣ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ (ΕΤΗ)	20
Μ.Ο. ΔΕΙΚΤΗ ΤΙΜΩΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΗ (%)	3,2
ΕΤΗΣΙΟ ΚΟΣΤΟΣ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ (€)	50
ΕΤΗΣΙΟ ΚΟΣΤΟΣ ΑΣΦΑΛΙΣΗΣ (€)	100

Πίνακας 5.6 «Συνοπτική Παρουσίαση Τιμών Παραμέτρων του υπό Ανάλυση Σχεδίου»

Οι ΚΤΡ και η NPV της επένδυσης διαφοροποιούνται εάν οι υπολογισμοί γίνονται ως προς το σύνολο της επένδυση ή ως προς τα ίδια κεφάλαια της επένδυσης. Στην περίπτωση αξιολόγησης ως προς τα ίδια κεφάλαια, ο επενδυτής λαμβάνει ως επιτόκιο αναγωγής για τον υπολογισμό της NPV την ελάχιστη απόδοση που κρίνει ικανοποιητική για τα ίδια κεφάλαια του. Από την άλλη πλευρά, μπορεί να αξιολογηθεί μια επένδυση στο σύνολο της (και να συγκριθεί για παράδειγμα με μια άλλη, είτε από την ίδια επιχείρηση, είτε από άλλον φορέα). Σε αυτή την περίπτωση ως επιτόκιο αναγωγής λαμβάνεται το μέσο σταθμισμένο κόστος του συνολικού επενδυόμενου κεφαλαίου, που συντίθεται από το κόστος των ιδίων και των δανειακών κεφαλαίων της επιχείρησης.
Για τον υπολογισμό των ετήσιων εσόδων χρησιμοποιήθηκε η ακόλουθη σχέση.

Ετήσια Έσοδα = (Ετήσια Παραγόμενη Ηλεκτρική Ενέργεια έτους) * (Τιμή FIT έτους)

Όπου :

- Ετήσια Παραγόμενη Ηλεκτρική Ενέργεια έτους = (Ετήσια Παραγόμενη Ηλεκτρική Ενέργεια ανά kWp έτους) * (Συνολική Ισχύς Εγκατάστασης)
- Ετήσια Παραγόμενη Ηλεκτρική Ενέργεια ανά kWp έτους = (Ετήσια Παραγόμενη Ηλεκτρική Ενέργεια ανά kWp) * (1 - (Ποσοστιαία ετήσια πτώση απόδοσης Εγκατάστασης)^(ν-1)), όπου ν το τρέχον έτος.
- Τιμή FIT έτους = (Τιμή FIT) * (1+ 0,25 * ΔΤΚ))^(ν-1), όπου ν το τρέχον έτος.

Έτος	Παρ.Ηλ.Ενεργ.(kWh)	Τιμή kWh (€)	Ετήσια Έσοδα (€)
1	13860	0,25	3465
2	13763	0,25200	3468
3	13667	0,25402	3472
4	13571	0,25605	3475
5	13476	0,25810	3478
6	13382	0,26016	3481
7	13288	0,26224	3485
8	13195	0,26434	3488
9	13103	0,26646	3491
10	13011	0,26859	3495
11	12920	0,27074	3498
12	12829	0,27290	3501
13	12740	0,27508	3504
14	12650	0,27729	3508
15	12562	0,27950	3511
16	12474	0,28174	3514
17	12387	0,28399	3518
18	12300	0,28627	3521
19	12214	0,28856	3524
20	12128	0,29086	3528
21	12043	0,29319	3531
22	11959	0,29554	3534
23	11875	0,29790	3538
24	11792	0,30028	3541
25	11710	0,30269	3544

Πίνακας 5.7 «Υπολογισμός Ετήσιων Εσόδων»

Λειτουργικά έξοδα = Ετήσιο Κόστος Συντήρησης + Ετήσιο Κόστος Ασφάλισης
Όπου :

- Ετήσιο Κόστος Συντήρησης = Αρχικό Κόστος Συντήρησης * (1 + 0,5 * ΔΤΚ) ^ (ν-1), όπου ν το τρέχον έτος.
- Ετήσιο Κόστος Ασφάλισης = Αρχικό Κόστος Ασφάλισης * (1 + 0,5 * ΔΤΚ) ^ (ν-1), όπου ν το τρέχον έτος.

Έτος	Συντήρηση	Ασφάλιση	Λειτουργικά Έξοδα (€)
1	50	100	150
2	51	102	152
3	52	103	155
4	52	105	157
5	53	107	160
6	54	108	162
7	55	110	165
8	56	112	168
9	57	114	170
10	58	115	173
11	59	117	176
12	60	119	179
13	60	121	181
14	61	123	184
15	62	125	187
16	63	127	190
17	64	129	193
18	65	131	196
19	67	133	200
20	68	135	203
21	69	137	206
22	70	140	209
23	71	142	213
24	72	144	216
25	73	146	220

Πίνακας 5.7 «Υπολογισμός Ετήσιων Λειτουργικών Εξόδων»

Τοκοχρεολύσια
Για τον υπολογισμό των τοκοχρεολυσίων έγινε χρήση της συνάρτησης PMT του λογισμικού.

Η σύνταξη της συνάρτησης PMT περιλαμβάνει τα παρακάτω ορίσματα:

- Επιτόκιο = *Επιτόκιο Δανεισμού*
- Αριθμός περιόδων = *Περίοδος Αποπληρωμής (Έτη)*
- Παρούσα αξία = Η παρούσα αξία ή το συνολικό ποσό στο οποίο ανέρχεται αυτή τη στιγμή μια σειρά μελλοντικών πληρωμών, γνωστό και ως αρχικό κεφάλαιο = *Δανειακά Κεφάλαια*

Δηλαδή, η ακριβής συνάρτηση:

PMT (επιτόκιο δανεισμού; Έτη αποπληρωμής; Δανειακά Κεφάλαια)

Έτος	Τοκοχρεολύσια (€)	Τόκοι (€)	Υπόλοιπο (€)
1	1931	1586	17280
2	1931	1555	16905
3	1931	1521	16496
4	1931	1485	16050
5	1931	1444	15563
6	1931	1401	15033
7	1931	1353	14455
8	1931	1301	13826
9	1931	1244	13139
10	1931	1183	12391
11	1931	1115	11575
12	1931	1042	10686
13	1931	962	9717
14	1931	875	8661
15	1931	780	7510
16	1931	676	6255
17	1931	563	4887
18	1931	440	3396
19	1931	306	1771
20	1931	159	0
21	0	0	0
22	0	0	0
23	0	0	0
24	0	0	0
25	0	0	0
ΣΥΝΟΛΑ	**38.615 €**	**20.990 €**	

Πίνακας 5.8 «Εξυπηρέτηση Δανειακών Κεφαλαίων»

5.3.3 Αξιολόγηση επένδυσης ως προς τα ίδια κεφάλαια

Όπως προαναφέρθηκε, για τον υπολογισμό των ΚΤΡ κάθε έτους γίνεται αφαίρεση των εξόδων της επένδυσης από τα ετήσια έσοδα της:

Καθαρή Ταμειακή Ροή = (+) Ετήσια Έσοδα – Λειτουργικά Έξοδα – Τοκοχρεολύσια

Έτος	Ετήσια Έσοδα (€)	Λειτουργικά Έξοδα (€)	Τοκοχρεολύσια (€)	Κ.Τ.Ρ. (€)
1	3465	150	1931	1384
2	3468	152	1931	1385
3	3472	155	1931	1386
4	3475	157	1931	1387
5	3478	160	1931	1388
6	3481	162	1931	1388
7	3485	165	1931	1389
8	3488	168	1931	1390
9	3491	170	1931	1390
10	3495	173	1931	1391
11	3498	176	1931	1391
12	3501	179	1931	1392
13	3504	181	1931	1392
14	3508	184	1931	1393
15	3511	187	1931	1393
16	3514	190	1931	1393
17	3518	193	1931	1394
18	3521	196	1931	1394
19	3524	200	1931	1394
20	3528	203	1931	1394
21	3531	206	0	3325
22	3534	209	0	3325
23	3538	213	0	3325
24	3541	216	0	3325
25	3544	220	0	3325
ΣΥΝΟΛΑ	**87613**	**4567**	**38.615 €**	**44432**

Πίνακας 5.9 «Υπολογισμός Καθαρών Ταμειακών Ροών – Equity»

Αφού υπολογιστούν οι χρηματοροές επένδυσης, (5.3.2), ακολουθεί ο υπολογισμός της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ, NPV) και του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR) της.

Έτος	Καθαρά Κέρδη (€)	Αθρ.Χρηματ.	Παρούσα Αξία	Αναλυτικός Υπολογισμός NPV
0	-5875	-5875	-5875	-5875
1	1384	-4491	1318	-4557
2	1385	-3106	1256	-3300
3	1386	-1720	1197	-2103
4	1387	-333	1141	-962
5	1388	1055	1087	125
6	1388	2443	1036	1161
7	1389	3832	987	2148
8	1390	5221	941	3088
9	1390	6612	896	3985
10	1391	8002	854	4838
11	1391	9394	813	5652
12	1392	10785	775	6427
13	1392	12178	738	7165
14	1393	13570	703	7869
15	1393	14963	670	8539
16	1393	16356	638	9177
17	1394	17750	608	9785
18	1394	19144	579	10364
19	1394	20538	552	10916
20	1394	21932	525	11441
21	3325	25257	1193	12635
22	3325	28582	1137	13771
23	3325	31907	1083	14854
24	3325	35232	1031	15885
25	3325	38557	982	16867

Πίνακας 5.10 «Υπολογισμός Καθαρών Ταμειακών Ροών – Equity»

Για τον υπολογισμό της ΚΠΑ, σε αυτή την περίπτωση ανάλυσης, ο ακριβής τύπος που χρησιμοποιείται διαμορφώνεται ως εξής:

$$NPV = -K_{0,Eq} + \sum_{t=1}^{N} \frac{KTP_t}{(1+k_{Eq})^t}$$

Όπου $K_{0,Eq}$ = είναι τα ίδια κεφάλαια της επένδυσης.

KTP_t = η Καθαρή Ταμειακή Ροή κάθε έτους, (Πίνακας 5.9)

k_{Eq} = το επιτόκιο αναγωγής, που εκφράζει την επιθυμητή απόδοση των ιδίων κεφαλαίων,

N = η διάρκεια της επένδυσης σε έτη.

Για την όσο το δυνατόν πιο ασφαλή αξιολόγηση μιας επένδυσης, είναι απαραίτητος και ο υπολογισμός του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR).

Όπως προαναφέρθηκε, για τον υπολογισμό του IRR επιλύεται η εξίσωση

$$-K_{0,Eq} + \sum_{t=1}^{N} \frac{KTP_t}{(1+IRR)^t} = 0$$

Για κάθε επένδυση υπάρχει ένας και μόνο IRR και ανάλογα με την προκύπτουσα τιμή του και την ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων του επενδυτή (k_{minEq}) αξιολογείται η επένδυση. Στην περίπτωση που αξιολογείται ένα επενδυτικό σχέδιο ισχύουν τα εξής:

- Εάν IRR > k_{minEq}, έχουμε επιλογή του επενδυτικού σχεδίου,
- Εάν IRR < k_{minEq}, έχουμε απόρριψη του επενδυτικού σχεδίου,
- Εάν IRR = k_{minEq}, έχουμε αδιαφορία του επενδυτή ως προς την αποδοχή ή την απόρριψη του επενδυτικού σχεδίου

Για τον υπολογισμό της έντοκης περιόδου αποπληρωμή επιλύεται ως προς χ, η εξίσωση

$$-K_{0,Eq} + \sum_{t=1}^{\chi} \frac{KTP_t}{(1+k_{Eq})^t} = 0$$

υπολογίζοντας έτσι τον αριθμό των ετών που απαιτούνται για να αποσβεστεί η επένδυση.

Για τις ανάγκες της παρούσας διπλωματικής ο Ε.Β.Α. υπολογίστηκε από συνάρτηση στο πρόγραμμα excel, στην οποία εισήχθησαν οι ΚΤΡ κάθε έτους.

Με βάση τα αποτελέσματα των υπολογισμών που παρουσιάζονται στον πίνακα 5.10, οι δείκτες οικονομικής απόδοσης της επένδυσης ως προς τα ίδια κεφάλαια, για ποσοστό συμμετοχής 25%, αρχικό ποσό 5.875€ και θεωρούμενο κόστος κεφαλαίου 5%, συνοψίζονται στον Πίνακα 5.11 που ακολουθεί:

Δείκτες (Equity- Ιδίων Κεφαλαίων)	**Τιμή**
Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	16.867€
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	23,8%
Απλή Περίοδος Αποπληρωμής	4,3 έτη
Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής	4,9 έτη

Πίνακας 5.11 «Δείκτες Οικονομικής Απόδοσης Ιδίων Κεφαλαίων Επένδυσης»

5.3.4 Αξιολόγηση ως προς το σύνολο της επένδυσης

Η σημαντικότερη διαφοροποίηση σε σχέση με την αξιολόγηση της επένδυσης ως προς τα ίδια κεφάλαια είναι ότι στο επιτόκιο αναγωγής θα πρέπει να ληφθεί υπόψη όχι μόνο η απόδοση των ιδίων κεφαλαίων που κρίνει ο επενδυτής ως ικανοποιητική καλύπτεται τόσο από τα ίδια, όσο και από δανειακά κεφάλαια.
Ισχύουν οι γενικοί τύποι (για το σύνολο της επένδυσης αυτή τη φορά), χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η δόση του δανείου - τοκοχρεολύσια)

Καθαρή Ταμειακή Ροή = (+) Ετήσια Έσοδα – Λειτουργικά Έξοδα

Έτος	Ετήσια Έσοδα (€)	Ετήσια Έξοδα (€)	Κ.Τ.Ρ. (€)
1	3465	150	3315
2	3468	152	3316
3	3472	155	3317
4	3475	157	3318
5	3478	160	3318
6	3481	162	3319
7	3485	165	3320
8	3488	168	3320
9	3491	170	3321
10	3495	173	3322
11	3498	176	3322
12	3501	179	3323
13	3504	181	3323
14	3508	184	3323
15	3511	187	3324
16	3514	190	3324
17	3518	193	3324
18	3521	196	3325
19	3524	200	3325
20	3528	203	3325
21	3531	206	3325
22	3534	209	3325
23	3538	213	3325
24	3541	216	3325
25	3544	220	3325
ΣΥΝΟΛΑ	**87613**	**4.567**	**83047**

Πίνακας 5.12 «Υπολογισμός Καθαρών Ταμειακών Ροών – Total»

Έτος	Καθαρά Κέρδη (€)	Αθρ.Χρηματ.	Παρούσα Αξία	Αναλυτικός Υπολογισμός NPV
0	-23500	-23500	-23500	-23500
1	3315	-20185	3069	-20431
2	3316	-16869	2843	-17588
3	3317	-13552	2633	-14955
4	3318	-10235	2438	-12516
5	3318	-6917	2258	-10258
6	3319	-3598	2092	-8166
7	3320	-278	1937	-6229
8	3320	3042	1794	-4436
9	3321	6363	1661	-2774
10	3322	9685	1539	-1236
11	3322	13007	1425	189
12	3323	16329	1319	1508
13	3323	19652	1222	2730
14	3323	22976	1131	3862
15	3324	26300	1048	4910
16	3324	29624	970	5880
17	3324	32948	898	6778
18	3325	36272	832	7610
19	3325	39597	770	8381
20	3325	42922	713	9094
21	3325	46247	661	9754
22	3325	49572	612	10366
23	3325	52897	566	10932
24	3325	56222	524	11457
25	3325	59547	485	11942

Πίνακας 5.13 «Υπολογισμός Καθαρών Ταμειακών Ροών – Total»

Για τον υπολογισμό της ΚΠΑ, σε αυτή την περίπτωση ανάλυσης, ο ακριβής τύπος που χρησιμοποιείται διαμορφώνεται ως εξής:

$$NPV = -K_{0,tot} + \sum_{t=1}^{N} \frac{KTP_t}{(1 + k_{tot})^t}$$

Όπου $K_{0,tot}$ = το συνολικό αρχικό κόστος της επένδυσης.
KTP_t = η Καθαρή Ταμειακή Ροή κάθε έτους, (Πίνακας 5.11)
k_{tot} = το μέσο σταθμικό κόστος των ιδίων και ξένων κεφαλαίων της επένδυσης,
N = η διάρκεια της επένδυσης σε έτη.

Το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου δίνεται από τη σχέση

$$k_{tot} = P_d * k_d + P_{Eq} * k_{Eq}$$

όπου
k_{tot}: είναι το μέσο σταθμικό κόστος των ιδίων και ξένων κεφαλαίων της επένδυσης,
P_d: η συμμετοχή (%) των δανειακών κεφαλαίων στο σύνολο της επένδυσης,
k_d: το επιτόκιο δανεισμού,
P_{Eq}: η συμμετοχή (%) των ιδίων κεφαλαίων στην επένδυση
k_{Eq}: το κόστος των ιδίων κεφαλαίων της επένδυσης

$$-K_{0,tot} + \sum_{t=1}^{N} \frac{KTP_t}{(1 + IRR)^t} = 0$$

Κατά την αξιολόγηση της επένδυση με βάση την Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) ισχύουν τα κριτήρια που περιγράφηκαν στην προηγούμενη ενότητα. Αντίστοιχα, η απόφαση για πρόκριση ή όχι της επένδυσης γίνεται σε αυτή την περίπτωση μετά από σύγκριση του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR), όπως αυτός προκύπτει από την επίλυση της επόμενης εξίσωσης, με το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου (k_{tot}).

Δηλαδή:

- Εάν IRR > k_{tot}, έχουμε επιλογή του επενδυτικού σχεδίου,
- Εάν IRR < k_{tot}, έχουμε απόρριψη του επενδυτικού σχεδίου,
- Εάν IRR = k_{tot}, έχουμε αδιαφορία του επενδυτή ως προς την αποδοχή ή την απόρριψη του επενδυτικού σχεδίου

Μία τρίτη μέθοδος αξιολόγησης της επένδυσης είναι η Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής (ΕΠΑ, DPP), δηλαδή η περίοδος επανάκτησης του κόστους της επένδυσης (K_0) από τις ΚΤΡ. Ειδικότερα, είναι ο αριθμός των ετών που απαιτούνται ώστε να καλυφθεί η αρχική δαπάνη με την θεώρηση ότι η υπολειμματική αξία της επένδυσης είναι μηδενική:

$$-K_{0,tot} + \sum_{t=1}^{x} \frac{KTP_t}{(1 + k_{tot})^t} = 0$$

Με βάση τα αποτελέσματα των υπολογισμών που παρουσιάζονται στον πίνακα 5.13, οι δείκτες οικονομικής απόδοσης για το σύνολο της επένδυσης και θεωρούμενο κόστος κεφαλαίου 8%, σύμφωνα με την σχέση στην αρχή της σελίδας, συνοψίζονται στον Πίνακα 5.14 που ακολουθεί:

Δείκτες (Total- Συνόλου Επένδυσης)	**Τιμή**
Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV)	11.942€
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	13,5%
Απλή Περίοδος Αποπληρωμής	7,9 έτη
Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής	10,1 έτη

Πίνακας 5.14 «Δείκτες Οικονομικής Απόδοσης Συνόλου Επένδυσης»

5.3.5 Οικονομικοί Δείκτες Αξιολόγησης Επενδύσεων – Σχολιασμός

Ίδια Κεφάλαια – Equity

Τα αποτελέσματα, των οικονομικών δεικτών που προκύπτουν, με βάση την ανάλυση ως προς ίδια Κεφάλαια είναι πολύ ενθαρρυντικά για τον επενδυτή. Συγκεκριμένα, από την τιμή της ΚΠΑ γίνεται αντιληπτό ότι με ένα πολύ μικρό αρχικό κεφάλαιο, ο επενδυτής αναμένεται να τριπλασιάσει τα χρήματα του (σε ανηγμένα μεγέθη) στο βάθος της 25-ετίας. Η ελκυστικότητα της επένδυσης, υπό το πρίσμα αυτό, γίνεται ακόμα πιο φανερή μέσω της τιμής του ΕΒΑ, ο οποίος ισούται με το πολύ μεγάλο 23,8%. Αυτή είναι μια απόδοση που κάποιος επενδυτής σπανίως, μπορεί να έχει την δυνατότητα να επιτύχει στις επιχειρηματικές του δραστηριότητες.

Έτσι με δεδομένο ότι το ρίσκο του εγχειρήματος, τουλάχιστον από τεχνικής απόψεως, είναι πολύ χαμηλό, είναι προφανές ότι το επιχειρηματικό πλάνο πρέπει, ως προς τα ίδια κεφάλαια, να γίνει δεκτό χωρίς ιδιαίτερη σκέψη.

Τέλος τόσο το κριτήριο απλής περιόδου αποπληρωμής, όσο και αυτό της έντοκης περιόδου αποπληρωμής, επαληθεύουν αυτήν την τοποθέτηση. Μάλιστα λόγω των «δυνατών» εσόδων που η επένδυση εξασφαλίζει, και του χαμηλού κόστους ευκαιρίας, παρατηρείται ότι οι δύο δείκτες είναι πολύ κοντά μεταξύ τους, με τιμές γύρω στα 5 έτη. Έτσι, αρκεί κανείς να αναλογιστεί ότι, η επένδυση έχει χρόνο ζωής 25 έτη, ώστε προφανώς να κρίνει θετικά το συγκεκριμένο επενδυτικό σχέδιο.

Συνολική Επένδυση – Total

Η κατάσταση διαφοροποιείται ως ένα βαθμό, όταν ο υποψήφιος επενδυτής κρίνει την επένδυση στο σύνολο της. Συγκεκριμένα, παρά το γεγονός ότι η ΚΠΑ παραμένει θετική, είναι ποσοστιαία, σημαντικά μικρότερη του αρχικού κεφαλαίου που δαπανήθηκε για την πραγματοποίηση της επένδυσης. (Περίπου 50%.) Το γεγονός αυτό, οφείλεται σαφώς και στο αυξημένο κόστος κεφαλαίου που λογίζεται σε αυτήν την περίπτωση και φτάνει το 8%.

Επιπλέον ο ΕΒΑ είναι σαφώς μικρότερος, χωρίς ωστόσο, να μπορεί να ειπωθεί ότι η επένδυση χάνει την ελκυστικότητα της. Σε απόλυτη τιμή το 13,5% είναι μια καλή απόδοση για το μεγαλύτερο μέρος των επενδυτικών σχεδίων και μάλιστα εδώ ξεπερνάει το κόστος κεφαλαίου κατά 5,5 ποσοστιαίες μονάδες. Οπότε, σύμφωνα και με όλα όσα αναλύθηκαν σε προηγούμενη παράγραφο, η επενδυτική πρόταση γίνεται αποδεκτή και μπορεί να προχωρήσει σε υλοποίηση.

Τέλος, οι δύο δείκτες, της απλής και της έντοκής αποπληρωμής, εμπεριέχουν δύο σημαντικές πληροφορίες για την επένδυση. Πρώτον ότι το αρχικό ποσό ανακτάται σε περίπου 8 χρόνια και δεύτερον και σπουδαιότερο ότι αρκούν 10 χρόνια για την έντοκη αποπληρωμή του κεφαλαίου. Δηλαδή, αν ο επενδυτής το επιθυμεί μπορεί να ξεπληρώσει τα δανειακά κεφάλαια στα πρώτα 10 χρόνια λειτουργίας της εγκατάστασης και στην συνέχεια να απολαμβάνει για τα επόμενα 15 χρόνια τα οφέλη από την παραγωγή και την πώληση της ενέργειας. Φυσικά, κάτι τέτοιο δεν συνηθίζεται, ωστόσο η παρατήρηση στέκει από μόνη της, αφού δηλώνει το ελάχιστο διάστημα αποπληρωμής του δανείου που ο επενδυτής μπορεί να συνάψει με την τράπεζα, για το δεδομένο χρηματοδοτικό σχήμα.

Κεφάλαιο 6. Ανάλυση Ευαισθησίας

Στο κεφάλαιο αυτό, παρατίθενται και επεξηγούνται τα αποτελέσματα της ανάλυσης ευαισθησίας, που πραγματοποιήθηκε για το μεγαλύτερο μέρος των παραμέτρων, που η καθεμιά με τον τρόπο της επιδρά σημαντικά στις οικονομικές προοπτικές αυτού του επενδυτικού σχεδίου. Κατά αυτό τον τρόπο έγινε δυνατό εξαγχθούν χρήσιμα συμπεράσματα, για την ανθεκτικότητα της επένδυσης, ακόμα και την ίδια, τη βιωσιμότητα της.

Αρχικά, πρέπει να ξεκαθαριστεί ότι οι τιμές όλων των παραμέτρων στις υπό εξέταση αναλύσεις ευαισθησίας δίνονται από τον πίνακα 6, που ακολουθεί εκτός και αν αναφέρεται ρητά κάτι διαφορετικό στην αρχή της κάθε ενότητας. Φυσικά, η υπό ανάλυση παράμετρος εξαιρείται κάθε φορά.

ΑΡΧΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ (€)	23.500
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ (kWp)	10
ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ (kWh/kWp/year)	1386
ΕΤΗΣΙΑ ΠΤΩΣΗ ΑΠΟΔΟΣΗΣ (%)	0,7
ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ kWh (€)	0,25
ΚΟΣΤΟΣ ΕΥΚΑΙΡΙΑΣ(%)	5
ΕΠΙΤΟΚΙΟ ΔΑΝΕΙΣΜΟΥ (%)	9
ΠΕΡΙΟΔΟΣ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ (ΕΤΗ)	20
Μ.Ο. ΔΕΙΚΤΗ ΤΙΜΩΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΗ (%)	3,2
ΕΤΗΣΙΟ ΚΟΣΤΟΣ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ (€)	50
ΕΤΗΣΙΟ ΚΟΣΤΟΣ ΑΣΦΑΛΙΣΗΣ (€)	100

Πίνακας 6 «Παραδεχόμενες Τιμές Παραμέτρων για όλο το Κεφάλαιο 6.»

6.1 Ανάλυση Ευαισθησίας – Τεχνικοί Παράμετροι

Όπως και στο προηγούμενο κεφάλαιο, θα συνεχιστεί ο διαχωρισμός μεταξύ των παραμέτρων εκείνων που έχουν να κάνουν με την τεχνική φύση της επένδυσης και αυτών που επιδρούν μόνο στα οικονομικά της μεγέθη. Εδώ πρέπει να σημειωθεί ότι όλες οι αναλύσεις ευαισθησίας, που αφορούν τεχνικές παραμέτρους γίνονται για 100% αυτοχρηματοδότηση, ώστε να φανεί ανεξάρτητα πως η τεχνική απόδοση του έργου επηρεάζει τους χρηματοοικονομικούς δείκτες.

6.1.1 Εγκατεστημένη Ισχύς – Αρχικό Κόστος Εγκατάστασης

Στην ενότητα αυτή, θα παρουσιαστεί η εξάρτηση των δεικτών της ΚΠΑ και του ΕΒΑ, από την συνολική ισχύ που είναι δυνατόν να εγκατασταθούν στα πλαίσια του «Ειδικού Προγράμματος Ανάπτυξης Φωτοβολταϊκών σε Κτίρια», όπως αυτή καθορίζεται από το νομοθετικό πλαίσιο ή και επιβάλλεται από άλλους παράγοντες, τεχνικής φύσεως, όπως έλλειψη επαρκούς διαθέσιμου εμβαδού, παρατεταμένες και επαναλαμβανόμενες σκιάσεις κ.λπ.

Σημαντικό είναι σε αυτό το σημείο να εξηγηθεί πως θα εξεταστεί αποκλειστικά και μόνο το σενάριο της αυτοχρηματοδότησης, ώστε να δοθεί μια εικόνα για τους οικονομικούς δείκτες του έργου αυτού καθαυτού. Η μελέτη θα γίνει σύμφωνα πάντα με τις παραδοχές που χρησιμοποιήθηκαν και στο βασικό σενάριο της μελέτης του προηγούμενου κεφαλαίου, όπως αυτό προέκυψε από την τεχνική. Δεν θα αποτελέσει αντικείμενο μελέτης εδώ το σχήμα της χρηματοδότησης, εφόσον αυτό θα μελετηθεί διεξοδικά σε επόμενη παράγραφο.

Όπως είναι φυσικό, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς είναι ευθέως ανάλογη του αρχικού κόστους εγκατάστασης, αφού όσο περισσότερα τα εγκατεστημένα kW τόσο αυξάνει και το αρχικό κεφάλαιο που θα πρέπει να επενδυθεί.

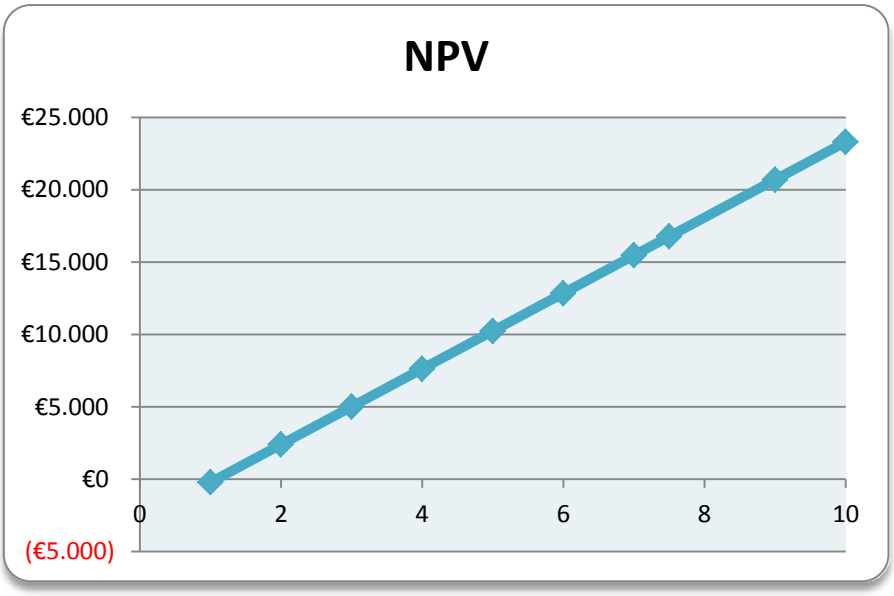
Βέβαια υπάρχει και κάποιο σταθερό κόστος το οποίο θα πρέπει να συνυπολογιστεί και είναι ανεξάρτητο της ονομαστικής ισχύος της εγκατάστασης. Ενδεικτικά, αναφέρεται το κόστος σύνδεσης με το δίκτυο, που πρέπει να πληρωθεί στην Δ.Ε.Η.

Σύμφωνα λοιπόν, με την έρευνα που πραγματοποιήθηκε, κατά την διάρκεια της υλοποίησης της μελέτης εγκατάστασης του σχεδίου, είναι δυνατό με πραγματικούς όρους να θεωρηθεί ένα σταθερό κόστος της τάξης των 2.000€ και ένα μεταβλητό κόστος ίσο με 2.150€ / kWp εγκατεστημένης ισχύος.

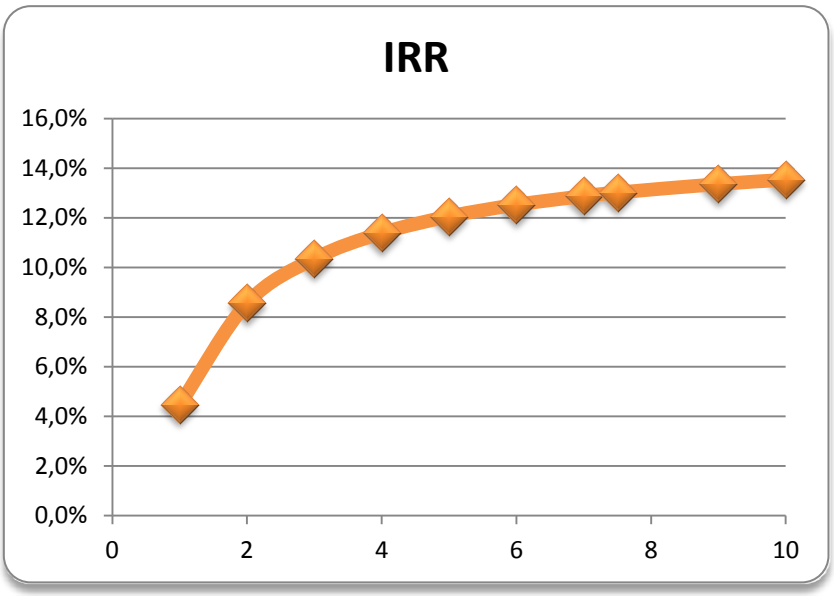
Στον *Πίνακα 6.1*, που ακολουθεί φαίνονται τα αποτελέσματα αυτής της ανάλυσης, ενώ οι παραγόμενες γραφικές παραστάσεις *Γράφημα 6.1* και *Γράφημα 6.2* επιτρέπουν μια πιο διαισθητική άποψη της συμπεριφοράς των δεικτών.

kWp	Αρχικό Κ. (€)	NPV	IRR
1	4150	-212 €	4,5%
2	6300	2.401 €	8,6%
3	8450	5.014 €	10,4%
4	10600	7.626 €	11,4%
5	12750	10.239 €	12,1%
6	14900	12.852 €	12,5%
7	17050	15.465 €	12,9%
7,5	18125	16.771 €	13,0%
9	21350	20.690 €	13,4%
10	23500	23.303 €	13,5%

Πίνακας 6.1



Γράφημα 6.1 «Μεταβολή του δείκτη της Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσει της εγκαταστημένης ισχύος»



Γράφημα 6.2 «Μεταβολή του δείκτη του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης συναρτήσει της εγκαταστημένης ισχύος»

Παρατηρείται ότι το κριτήριο της ΚΠΑ δίνει αρνητική απάντηση μόνο για την περίπτωση της εγκατάστασης ενός μονάχα kWp εγκατεστημένης ισχύος. Αυτό δεν είναι καθόλου δύσκολο να ερμηνευτεί. Εφόσον το σταθερό κόστος της εγκατάστασης δεν είναι ανταποδοτικό για τα έσοδα της επένδυσης και εδώ αποτελεί περίπου το 45% του συνολικού κόστους, τα έσοδα που προκύπτουν από την παραγωγή ενός τόσο μικρού ποσού ηλεκτρικής ενέργειας, δεν είναι ικανά να αντισταθμίσουν την αρχική επένδυση κεφαλαίου.

Από εκεί και έπειτα φαίνεται σαφώς, ότι υπάρχει μια γραμμική σχέση μεταξύ της εγκατεστημένης ισχύος και των αναμενόμενων κερδών που εκφράζονται μέσα από το δείκτη της ΚΠΑ. Με άλλα λόγια, όσο αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς της εγκατάστασης, τόσο μεγαλώνει και το περιθώριο κέρδους για την επένδυση.

Ωστόσο, το κεφάλαιο που είναι απαραίτητο να δεσμευτεί σε κάθε περίπτωση, ώστε να αποφέρει στον επενδυτή τα υπολογιζόμενα έσοδα, δεν είναι το ίδιο. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα ο δείκτης της ΚΠΑ να μην είναι ικανός από μόνος του, να δώσει σαφή απάντηση για την επιρροή αυτής της παραμέτρου στην συνολική οικονομική απόδοση της εγκατάστασης.

Στο σημείο αυτό έρχεται ο δείκτης του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης για να συμπληρώσει το κενό αυτό της ΚΠΑ και να ολοκληρώσει την ανάλυση ευαισθησίας του σχεδίου ως προς αυτή την παράμετρο.

Αυτό λοιπόν που προκύπτει είναι πως η απόδοση του αρχικού κεφαλαίου, ήδη από το δεύτερο εγκατεστημένο kWp ξεπερνάει το κόστος ευκαιρίας (5%). Ενώ από το σημείο αυτό και μετά συνεχίζει να βελτιώνεται εκθετικά έως το ανώτατο 13,5%.

Η εκθετική αυτή μεταβολή της οικονομικής απόδοσης, με άλλα λόγια σημαίνει ότι ο ρυθμός αύξησης του αναμενόμενου κέρδους της επένδυσης είναι, αρχικά αρκετά μεγάλος, ενώ στην συνέχεια πέφτει. Ως εκ τούτου οδηγείται κανείς στο συμπέρασμα, ότι η συνεπαγόμενη αύξηση του αρχικού κεφαλαίου επένδυσης, από την εγκατάσταση περισσοτέρων kWp ισχύος, βελτιώνει μεν, αλλά όχι με γραμμικό τρόπο την οικονομική απόδοση της εγκατάστασης.

6.1.2 Ετήσια Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας (kWh) ανά Εγκατεστημένο kWp Ισχύος. (kWh/ kWp)

Όπως διαπιστώθηκε και στα προηγούμενα κεφάλαια, η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι ένα μέγεθος, για το οποίο δεν μπορεί να υπάρξει μια ασφαλής εκτίμηση, αφού είναι καθαρά στοχαστικό φαινόμενο και εξαρτάται από πλήθος παραγόντων όπως το μετεωρολογικό κλίμα, οι εμφάνιση σκιάσεων, η ποιότητα του εξοπλισμού κ.α.

Ωστόσο, η επίδραση του, στα οικονομικά μεγέθη του επενδυτικού σχεδίου, είναι, όπως θα φανερωθεί και παρακάτω, ιδιαίτερης σημασίας. Για τους λόγους αυτούς πραγματοποιήθηκε και για αυτό το μέγεθος μια εκτενής ανάλυση ευαισθησίας.

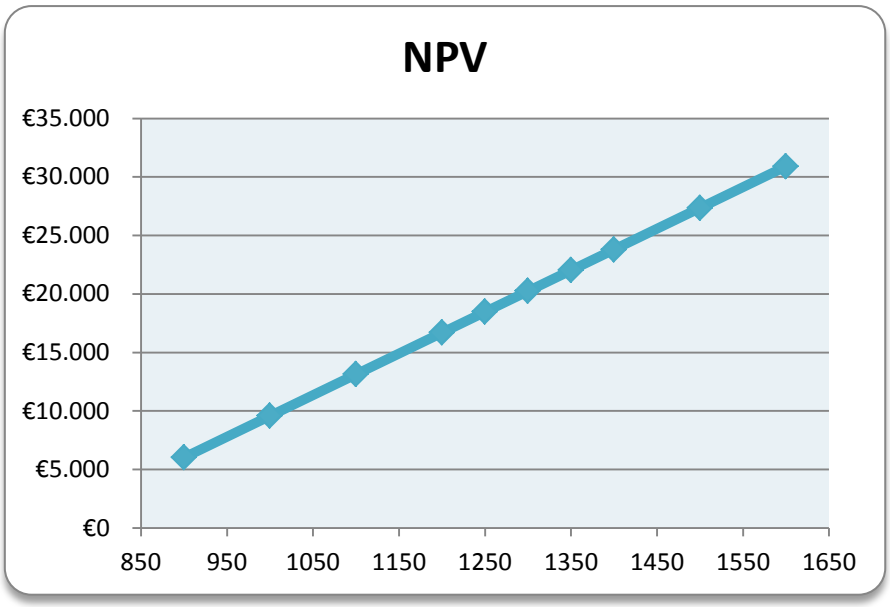
Στο σημείο αυτό, θα πρέπει να σημειωθεί η σπουδαία δυνατότητα που αυτή η παράμετρος προσφέρει, τη μοντελοποίηση, δηλαδή με ένα περιεκτικό μέγεθος ενός πλήθος ιδιαίτερων χαρακτηριστικών της εγκατάστασης. Κατά αυτό τον τρόπο λοιπόν, μπορεί να γίνει διάκριση μεταξύ μιας καλής ή κακής μελέτης και εγκατάστασης καθώς και να ενταχτεί στην μελέτη η πιθανότητα απωλειών για οποιονδήποτε συνδυασμό εκ των παρακάτω λόγων.

Ενδεικτικά αναφέρονται :

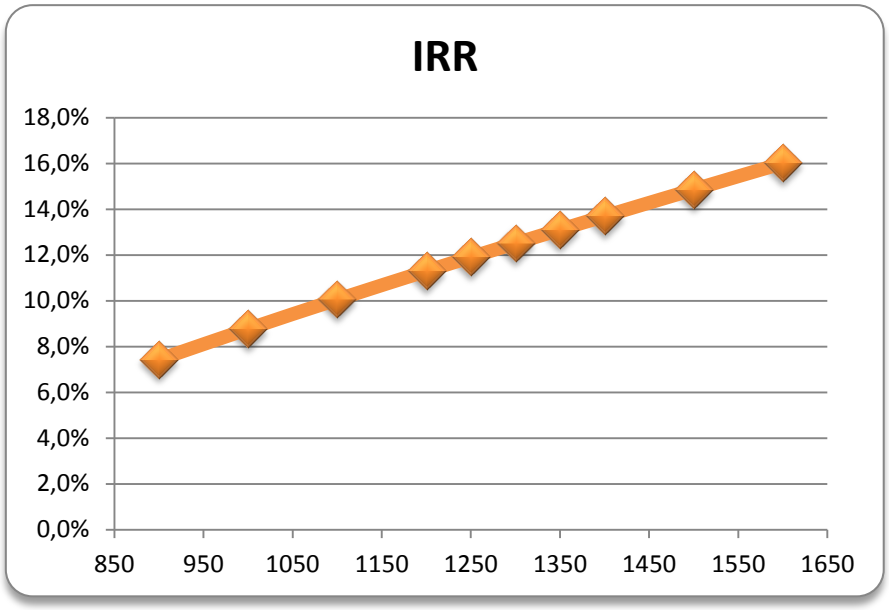
- Απώλειες λόγω κακού προσανατολισμού και κλίσης
- Απώλειες λόγω διαρκών και επαναλαμβανόμενων σκιάσεων
- Θερμικές και ηλεκτρικές απώλειες
- Χαμηλή ποιότητα εξοπλισμού και εγκατάστασης

kWh/kWp	NPV	IRR I.K.
900	6.024 €	7,4%
1000	9.579 €	8,8%
1100	13.135 €	10,1%
1200	16.690 €	11,3%
1250	18.468 €	11,9%
1300	20.245 €	12,5%
1350	22.023 €	13,1%
1400	23.801 €	13,7%
1500	27.356 €	14,9%
1600	30.912 €	16,0%

Πίνακας 6.2



Γράφημα 6.3 «Μεταβολή του δείκτη της Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσει της ετήσια παραγωγής ανά εγκατεστημένο kWp»



Γράφημα 6.4 «Μεταβολή του δείκτη του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης συναρτήσει της ετήσια παραγωγής ανά εγκατεστημένο kWp»

Εκ πρώτης όψεως παρατηρείται ότι η ΚΠΑ παραμένει μεγαλύτερη του μηδενός για όλο το διάστημα τιμών της υπό εξέτασης παραμέτρου. Αντίστοιχα ο ΕΒΑ παραμένει μεγαλύτερος του 5%, που και σε αυτή την περίπτωση είναι το παραδεκτό κόστος ευκαιρίας της επένδυσης. Διαπιστώνεται λοιπόν ότι η επένδυση είναι ανθεκτική για όλο αυτό το ιδιαίτερα ρεαλιστικό εύρος αρχικών τιμών.

Ακόμη παρατηρείται μια γραμμική εξάρτηση της ΚΠΑ από το υπό εξέταση μέγεθος. Κατά προσέγγιση για κάθε 100 kWh ετήσιας παραγωγής ανά kWp, η αντίστοιχη μεταβολή της ΚΠΣ ισούται κατά προσέγγιση με 4000€. Προκύπτει συνεπώς το συμπέρασμα ότι τα οικονομικά μεγέθη της επένδυσης παρουσιάζουν πολύ μεγάλη ευαισθησία, ως προς την συγκεκριμένη παράμετρο.

Για να γίνει ακόμη πιο κατανοητό το παραπάνω συμπέρασμα θα περιγραφεί ένα παράδειγμα. Θεωρούμε βέλτιστη παραγωγή για την υπό εξέταση εγκατάσταση την τιμή των 1400 kWh/kWp. Σύμφωνα με τον πίνακα 6.2 η τιμή αυτή αντιστοιχεί σε ένα ποσό για την ΚΠΑ ίσο με 23.800€. Ας εξετάσουμε τώρα το ενδεχόμενο, εξαιτίας ενός οποιουδήποτε συνδυασμού εκ των απωλειών που προαναφέραμε, η ετήσια παραγωγή να περιοριζόταν στις 1100 kWh/kWp. Κάτι τέτοιο θα αντιστοιχούσε σε ένα ποσοστό απωλειών γύρω στο 21%. Το αντίστοιχο ποσοστό μείωσης της ΚΠΑ, ωστόσο θα έφτανε το 55%.

Αποδεικνύεται λοιπόν ευθύς αμέσως, ότι είναι μέγιστης σημασίας η ποιότητα της εγκατάστασης. Δηλαδή, η προσεχτική και αναλυτική μελέτη πριν την πραγματοποίηση της εγκατάστασης και η απαράβατη εφαρμογή όλων των βέλτιστων πρακτικών κατά την διάρκεια της υλοποίησης της.

Όπως επίσης περιγράφηκε στο θεωρητικό κομμάτι της μελέτης εγκατάστασης, το ηλιακό δυναμικό της Ελλάδας ενισχύει κατά πολύ την τιμή αυτής της παραμέτρου. Αυτό έχει την δυνατότητα να καθιστά μια τέτοια επένδυση στην Ελλάδα ιδιαίτερα ελκυστική. Σε ευρωπαϊκές χώρες του Βορρά όπως η Γερμανία, που είναι ο αδιαμφισβήτητος παγκόσμιος ηγέτης στο χώρο των φωτοβολταϊκών, η παράμετρος αυτή, κατά μέσο όρο, δεν ξεπερνάει τις 900 kWh/kWp. Στην Ελλάδα, η αντίστοιχη τιμή είναι 1300 kWh/kWp.

Παρόλα αυτά, είναι εξίσου αληθές, ότι η απόδοση που πρέπει να πετύχει μια επένδυση στην ελληνική επικράτεια οφείλει να είναι εξαιρετικά «δυνατή». Αφού, όπως διαπιστώνεται και από τα αποτελέσματα του IRR μόνο κοντά στο βέλτιστο σενάριο που θεωρήθηκε προηγουμένως και με απώλειες που δεν ξεπερνάνε το 10 % η επένδυση είναι αποδοτικότερη του παραδεκτού κόστους κεφαλαίου στην Ελλάδα. Σε επόμενη παράγραφο θα μελετηθεί αναλυτικά και αυτό το μέγεθος, που όπως θα περιγραφεί στην Ελλάδα παίρνει τιμές μεταξύ 5 και 10 % ενώ στην Γερμανία αντίστοιχα κυμαίνεται σε ένα διάστημα μεταξύ 1 και 5%.

6.1.3 Ποσοστιαία Ετήσια Πτώσης Απόδοσης Εγκατάστασης (Ποιότητα Κατασκευής – Εξοπλισμού)

Περιγραφή Παραδοχών

Μια ακόμη σημαντική τεχνική παράμετρος ποιότητας, που επιλέχθει να μελετηθεί διεξοδικά είναι η ποσοστιαία ετήσια πτώση απόδοσης για το σύνολο της εγκατάστασης. Για την τιμή της παραμέτρου αυτής καθοριστικής σημασίας είναι :

(α) η ποιότητα του εξοπλισμού και
(β) η συνολική ποιότητα της εγκατάστασης.

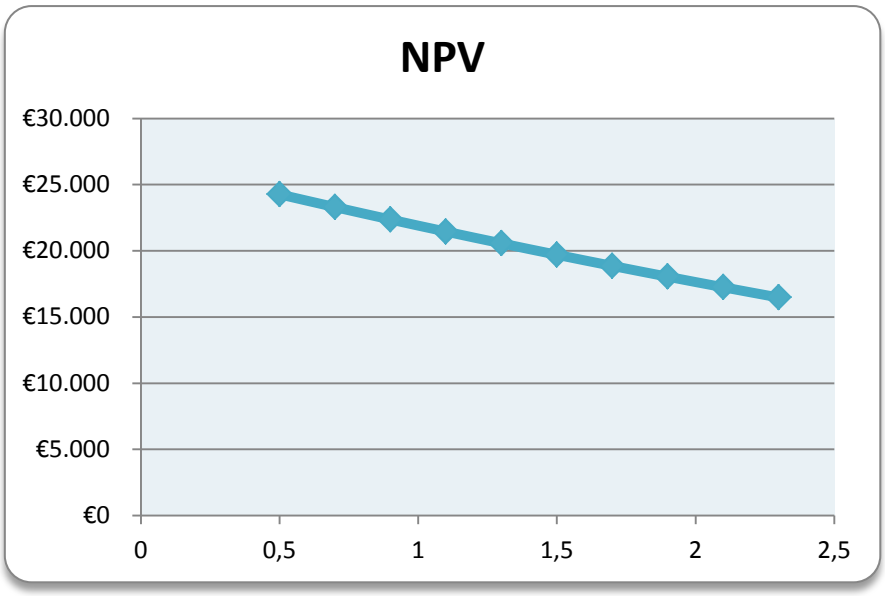
Παρέχεται, λοιπόν, η ευκαιρία να διαπιστωθεί πόσο σημαντικό ή μη, είναι να έχει η εγκατάσταση εξοπλισμό υψηλών μακροχρόνιων αποδόσεων και αξιοπιστίας. Τις πληροφορίες αυτές μπορούμε να τις βρούμε συνήθως στα φύλλα δεδομένων του κατασκευαστή και συνήθως εκφράζονται υπό την μορφή παρεχόμενων εγγυήσεων ελάχιστης απόδοσης, για συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα.

Εξίσου σημαντική για τη διαμόρφωση του συνολικού βαθμού απόδοσης της εγκατάστασης είναι η ποιότητα των εργασιών που θα πραγματοποιηθούν κατά την διάρκεια υλοποίησης του έργου, η οποία εξαρτάται από την εμπειρία και την εξειδικευμένη γνώση των εγκαταστατών.

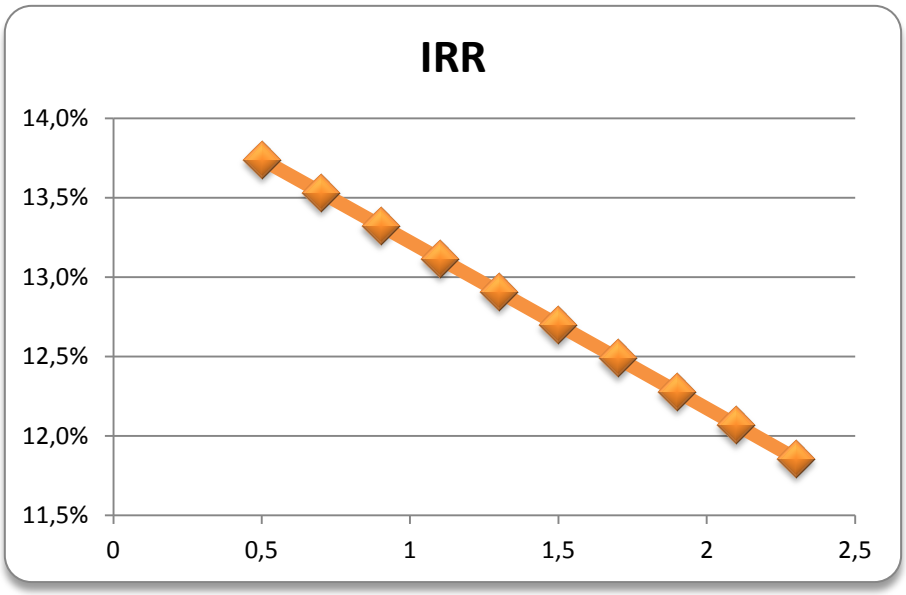
Αποτελέσματα

Ε.Π. Α (%)	NPV	IRR
0,5	24.266 €	13,7%
0,7	23.303 €	13,5%
0,9	22.366 €	13,3%
1,1	21.455 €	13,1%
1,3	20.568 €	12,9%
1,5	19.704 €	12,7%
1,7	18.864 €	12,5%
1,9	18.046 €	12,3%
2,1	17.250 €	12,1%
2,3	16.475 €	11,9%

Πίνακας 6.3



Γράφημα 6.5 «Μεταβολή του δείκτη της Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσει της Ποσοστιαίας Πτώσης Απόδοσης Εγκατάστασης »



Γράφημα 6.6 «Μεταβολή του δείκτη του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης συναρτήσει της Ποσοστιαίας Πτώσης Απόδοσης Εγκατάστασης »

Όπως παρατηρείται, σε γενικές γραμμές η επένδυση δεν επηρεάζεται πολύ έντονα από την τιμή του συντελεστή αυτού και παραμένει κερδοφόρα. Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης διατηρεί υψηλά ποσοστά ενώ η οικονομική βιωσιμότητα της δεν δείχνει να κινδυνεύει σε καμία περίπτωση.

Εντούτοις το σπουδαιότερο συμπέρασμα εξάγεται από αυτή την ανάλυση είναι πως με την σωστή συντήρηση το φωτοβολταϊκό σύστημα είναι ικανό να παράγει για πολλά χρόνια. Και μάλιστα, έναντι σχεδόν μηδαμινού τιμήματος, που απαιτείται (τακτικός καθαρισμός, οπτικός έλεγχος κ.λπ) η επένδυση μπορεί να αυξήσει την κερδοφορία της έως και 10%.

6.2 Ανάλυση Ευαισθησίας – Χρηματοοικονομικοί Παράμετροι

6.2.1 Feed In Tariff (FIT)

Η από 09.08.2012 υπουργική απόφαση με Αριθμ. Υ.Α.Π.Ε./Φ1/2302/16934 (3), όπως αυτή δημοσιεύεται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως (ΦΕΚ Β' 2317/10.08.2012) αναθεώρησε την τιμή της παραγόμενης από φωτοβολταϊκό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας που ίσχυε μέχρι εκείνη την ημέρα της δημοσίευσης της, από 0,47025 €/kWh σε 0,25 €/kWh. Το διάστημα εκείνο η παρούσα διπλωματική εργασία ευρίσκετε στο τελευταίο προπαρασκευαστικό στάδιο πριν την συγγραφή της. Αυτό είχε σαν αποτέλεσμα να αλλάξει πλήρως το περιεχόμενο όλων των οικονομικών αποτελεσμάτων και ιδιαίτερα αυτής της παραγράφου.

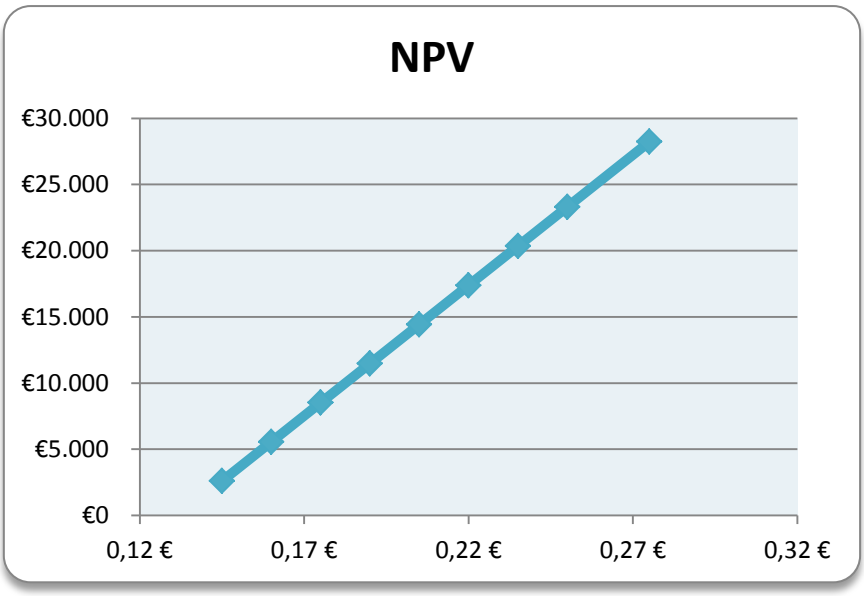
Εντούτοις, το ενδιαφέρον για αυτή την συγκεκριμένη ανάλυση ευαισθησίας έγινε ακόμη μεγαλύτερο, εφόσον μια τόσο κρίσιμή παράμετρος όπως αυτή είχε μεταβληθεί ήδη τόσο δραστικά. Συγκεκριμένη η μείωση της ήτανε 47%.

Στο πίνακα 6.4 που ακολουθεί, παρατίθενται τα αποτελέσματα της ΚΠΑ και του ΕΒΑ για ένα διάστημα μεταβολής της εγγυημένης τιμή από 0,145 €/ kWh έως 0,275 €/ kWh. Το κάτω άκρο αυτού του διαστήματος αντιστοιχεί στην προβλεπόμενη εκ του νόμου τιμή πώλησης, από τον Αύγουστο του 2018 και έπειτα. Ενώ το άνω άκρο, προσδιορίζεται αν κανείς προσαυξήσει την σημερινή τιμή πώλησης κατά 10%. Κάτι τέτοιο, θα είχε νόημα αν η ελληνική κυβέρνηση υιοθετούσε τελικά, το Ιταλικό μοντέλο, σύμφωνα με το οποίο, αν κάποια επένδυση κάνει χρήση ευρωπαϊκού εξοπλισμού απολαμβάνει μεγαλύτερη εγγυημένη τιμή. [22]

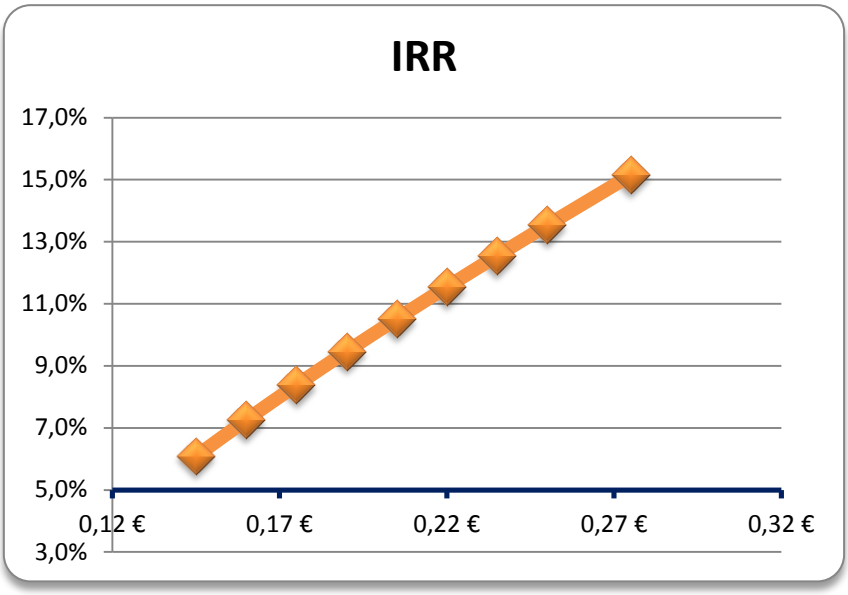
FIT	NPV	IRR
0,145	2.607 €	6,1%
0,16	5.563 €	7,3%
0,175	8.520 €	8,4%
0,19	11.476 €	9,5%
0,205	14.433 €	10,5%
0,22	17.390 €	11,5%
0,235	20.346 €	12,5%
0,25	23.303 €	13,5%
0,275	28.231 €	15,1%
0,47025	66.716 €	27,1%

Πίνακας 6.4

Για λόγους πληρότητας, συμπεριελήφθη στον πίνακα 6.4μεμονωμένη και η τιμή που ίσχυε μέχρι πρότινος. Παρατηρείται η τεράστια διαφορά στα οικονομικά αποτελέσματα. Η ελκυστικότητα της επένδυσης μειώνεται δραστικά, ενώ αξίζει να σημειωθεί ότι η προηγούμενη τιμή είχε ήδη τροποποιηθεί μόλις τον Ιανουάριο του 2012. (ΦΕΚ 97/31.01.2012)



Γράφημα 6.7 «Μεταβολή του δείκτη της Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσει της Εγγυημένης Τιμής Πώλησης»



Γράφημα 6.8 «Μεταβολή του δείκτη του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης συναρτήσει της Εγγυημένης Τιμής Πώλησης»

Ανάλυση Αποτελεσμάτων

Παρατηρείται ότι για FIT ακόμα και κάτω από 0,15 €/kWh υπάρχει κέρδος με το σημερινό αρχικό κόστος επένδυσης. Η ΚΠΑ είναι θετική ωστόσο ο ΕΒΑ μόλις που ξεπερνά το 5% κοντά, στο σημείο αυτό της γραφικής παράστασης. Παρόλα αυτά η κατάσταση βελτιώνεται γραμμικά όσο το FIT αυξάνεται. Συγκεκριμένα για κάθε θετική μεταβολή της εγγυημένης τιμής κατά 3 λεπτά του Ευρώ, η ΚΠΑ της επένδυσης κερδίζει 6.000€.
Όσον αφορά την σημερινή ΕΤΠ (Εγγυημένη Τιμή Πώλησης) φαίνεται ότι το ΕΒΑ φτάνει το 13.5% ενώ η ΚΠΑ ισούται με 23.300€ περίπου, παρουσιάζοντας μια ελκυστική απόδοση.

Ακόμη, διαπιστώνεται ότι στην περίπτωση ευρωπαϊκού εξοπλισμού ο ΕΒΑ φτάνει το 15.1%, χωρίς όμως να συνυπολογίζεται μια αντίστοιχη αύξηση του αρχικού κεφαλαίου γύρω στα 1500 €. Αν κανείς παρατηρήσει προσεχτικά την τιμή της ΚΠΑ, ωστόσο, θα διαπιστώσει ότι ακόμα και με την επιπλέον αρχική επιβάρυνση, μακροπρόθεσμα ο επενδυτής θα λάβει μεγαλύτερα κέρδη ίσα με περίπου 5000€. Το όφελος αυτό είναι σημαντικό, αντιστοιχεί σε 20% μεγαλύτερη ΚΠΑ. Γίνεται λοιπόν, φανερό πως ένα τέτοιο μέτρο θα είχε νόημα και θα έκανε τον ευρωπαϊκό εξοπλισμό πολύ ανταγωνιστικό. Επιπλέον θα ήταν τόσο προς το συμφέρον της Κοινοτικής οικονομίας όσο και αυτό των επενδυτών.

6.2.2 Σχήμα Χρηματοδότησης – Ποσοστό συμμετοχής Ιδίων Κεφαλαίων – Κόστος Κεφαλαίου

Στην παράγραφο αυτή θα μελετηθεί μια άλλη σημαντική παράμετρο της επένδυσης, η χρηματοδότηση. Πριν από κάθε επενδυτικό σχέδιο, ο αποφασίζων, έχει υποχρέωση να εξετάσει το ζήτημα αυτό προσεχτικά, οφείλει δηλαδή να εξετάσει εναλλακτικά σενάρια χρηματοδότησης. Ανάλογα με την διαθεσιμότητα ή μη Ιδίων Κεφαλαίων και την δυνατότητα απόκτησης Δανειακών Κεφαλαίων θα καθορίσει την τελική σύνθεση του αρχικού κεφαλαίου.

Σημαντικό ρόλο για την λήψη της παραπάνω απόφασης, διαδραματίζουν δύο σημαντικοί παράμετροι :
α) το κόστος ευκαιρίας και
β) το κόστος δανεισμού.

Το κόστος ευκαιρίας είναι η μέγιστη απόδοση που μπορεί να βρει ο επενδυτής για τα χρήματα του χωρίς ρίσκο. Εδώ θα θεωρηθεί με βάση τα σημερινά δεδομένα ένα επιτόκιο της τάξης του 5%. Αντιστοιχεί στο μέσο επιτόκιο προθεσμιακής κατάθεση σε ελληνική τράπεζα τον Ιούνιο του 2012. Πηγή : Τράπεζα της Ελλάδος [25]

Όσον αφορά το κόστος δανεισμού οι τράπεζες ως επί το πλείστων προσφέρουνε δύο βασικές εναλλακτικές.
ι) Στεγαστικό δάνειο για εγκατάσταση φ/β, με προσημείωση ακινήτου,
ιι) Καταναλωτικό δάνειο για αγορά φ/β συστήματος, χωρίς εγγυήσεις.

Η πρώτη επιλογή, εξασφαλίζει πολύ χαμηλό, σχετικά, επιτόκιο κοντά στο 5%. Ωστόσο έχει πρόσθετα έξοδα περίπου 1000€ ενώ η υποχρέωση προσημείωσης μπορεί να λειτουργήσει αποθαρρυντικά και για ψυχολογικούς λόγους
Όσον αφορά την δεύτερη επιλογή, το επιτόκιο διαμορφώνεται συνήθως μεταξύ 8 και 10%. Μεσοσταθμικά μπορεί να θεωρηθεί για τους εδώ υπολογισμούς ίσο με 9%. Ταυτόχρονα, δεν υπάρχει επιβάρυνση από τα επιπλέον έξοδα της προσημείωσης και είναι πιθανό να απαιτείται η εκχώρηση της σύμβασης, έως την αποπληρωμή του δανείου. Με απλά λόγια, αυτό σημαίνει, ότι η τράπεζα εισπράττει κατά προτεραιότητα το ποσό που αντιστοιχεί στην δόση του δανείου, από τον πιστωτικό λογαριασμό της ΔΕΗ. Ενώ στην συνέχεια αποδίδει το υπόλοιπο ποσό στον δανειολήπτη.

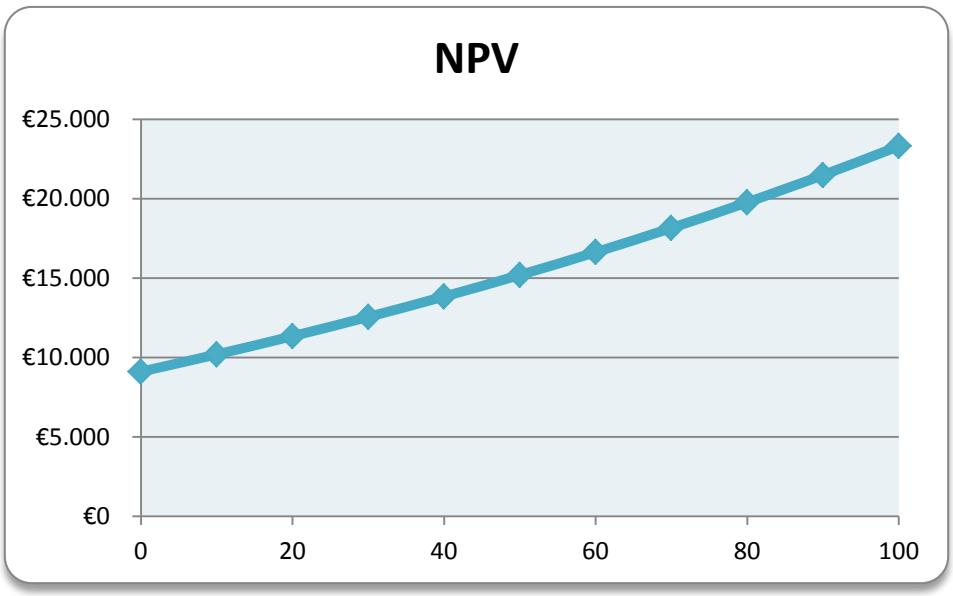
Στο σημείο αυτό λοιπόν, αξίζει να αναφερθεί και η έννοια του κόστους κεφαλαίου. Το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου, δηλαδή, που δίνεται από τη σχέση

$$k_{tot} = P_d * k_d + P_{Eq} * k_{Eq}$$

όπου
k_{tot}: είναι το μέσο σταθμικό κόστος των ιδίων και ξένων κεφαλαίων της επένδυσης,
P_d: η συμμετοχή (%) των δανειακών κεφαλαίων στο σύνολο της επένδυσης,
k_d: το επιτόκιο δανεισμού,
P_{Eq}: η συμμετοχή (%) των ιδίων κεφαλαίων στην επένδυση
k_{Eq}: το κόστος των ιδίων κεφαλαίων της επένδυσης

% I.K.	I.K. (€)	d% NPV	NPV
0	0	9	9.111 €
10	2350	8,6	10.197 €
20	4700	8,2	11.345 €
30	7050	7,8	12.557 €
40	9400	7,4	13.838 €
50	11750	7	15.194 €
60	14100	6,6	16.631 €
70	16450	6,2	18.153 €
80	18800	5,8	19.768 €
90	21150	5,4	21.482 €
100	23500	5	23.303 €

Πίνακας 6.5



Γράφημα 6.9 «Μεταβολή του δείκτη της Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσει του Σχήματος Χρηματοδότησης – του Κόστος Κεφαλαίου.

Παρατηρείται ότι η επένδυση διατηρεί την κερδοφορία της για όποιο σχήμα χρηματοδότησης και αν επιλεγεί.
Ωστόσο, όπως φαίνεται χαρακτηριστικά και στην καμπύλη της ΚΠΑ (*Γράφημα 6.9*) τα αναμενόμενα έσοδα είναι σαφώς μεγαλύτερα, όσο μεγαλύτερη είναι η συμμετοχή των ιδίων κεφαλαίων στην αρχική επένδυση και όσο μικρότερο είναι δηλαδή το κόστος κεφαλαίου.

6.2.3 Κόστος Ευκαιρίας

Περιγραφή Παραδοχών

Στην παράγραφο αυτή, θα εξεταστεί η ανταγωνιστικότητα της επένδυσης ως προς κάποιο, θεωρητικό, εναλλακτικό επενδυτικό σχέδιο. Πρακτικά θα μεταβληθεί το κόστος ευκαιρίας μεταξύ ακραίων τιμών και θα εξεταστεί πως επηρεάζεται η τιμή της ΚΠΑ. Για να έχει νόημα η ανάλυση αυτή θα μελετηθεί το σενάριο της 100% αυτοχρηματοδότησης, κατά το οποίο το κόστος κεφαλαίου ταυτίζεται με το κόστος ευκαιρίας.

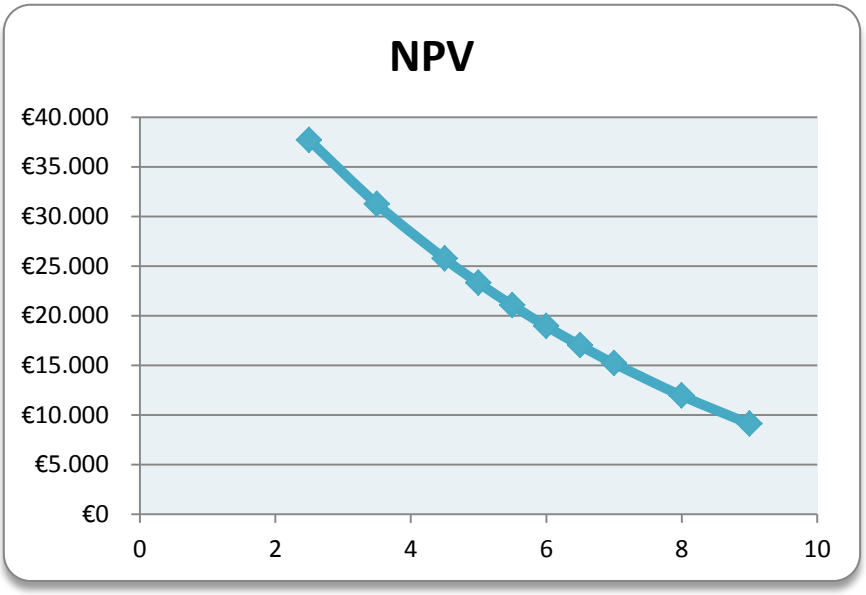
Η ανάλυση ξεκινάει για κόστος ευκαιρίας 2,5% και φτάνει έως 9%, που είναι το παραδεχόμενο κόστος δανεισμού αυτή την στιγμή για μία τέτοιου είδους επένδυση. Το άνω αυτό άκρο επιβάλλεται από το γεγονός ότι αυτονόητα, αν το κόστος ευκαιρίας ξεπεράσει το κόστος δανεισμού η επένδυση πρέπει να γίνει εξολοκλήρου με δανεικά κεφάλαια.

Αποτελέσματα

% Κ.Ε.	100% ΙΚ (IRR 13,5 %)	
	d% NPV	NPV
2,5	2,5	37.693 €
3,5	3,5	31.237 €
4,5	4,5	25.743 €
5	5	23.303 €
5,5	5,5	21.043 €
6	6	18.948 €
6,5	6,5	17.003 €
7	7	15.194 €
8	8	11.942 €
9	9	9.111 €

Πίνακας 6.6

Όπως είναι αναμενόμενο ο ΕΒΑ παραμένει σταθερός και ίσος με 13,5%. Αυτό συμβαίνει αφού οι χρηματοροές της επένδυσης δεν αλλάζουν καθώς το κόστος ευκαιρίας μεταβάλλεται. Αυτό που αλλάζει είναι η λογιστική αξία του χρήματος. Όπως παρατηρείται, δηλαδή, η μεταβολή του κόστους κεφαλαίου έχει σαν συνέπεια να αλλάζει και η τελική τιμή της ΚΠΑ.



Γράφημα 6.10 «Μεταβολή του δείκτη της Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσει του Κόστους Κεφαλαίου»

Το γενικότερο συμπέρασμα είναι προφανώς, ότι όσο το κόστος ευκαιρίας μειώνεται τόσο πιο επικερδής γίνεται η επένδυση και μάλιστα σε αυτές τις περιπτώσεις είναι απαραίτητο να επιδιώκει ο επενδυτής όσο το δυνατόν μεγαλύτερο ποσοστό αυτοχρηματοδότησης.

6.2.4 Κόστος Δανεισμού

Περιγραφή Παραδοχών

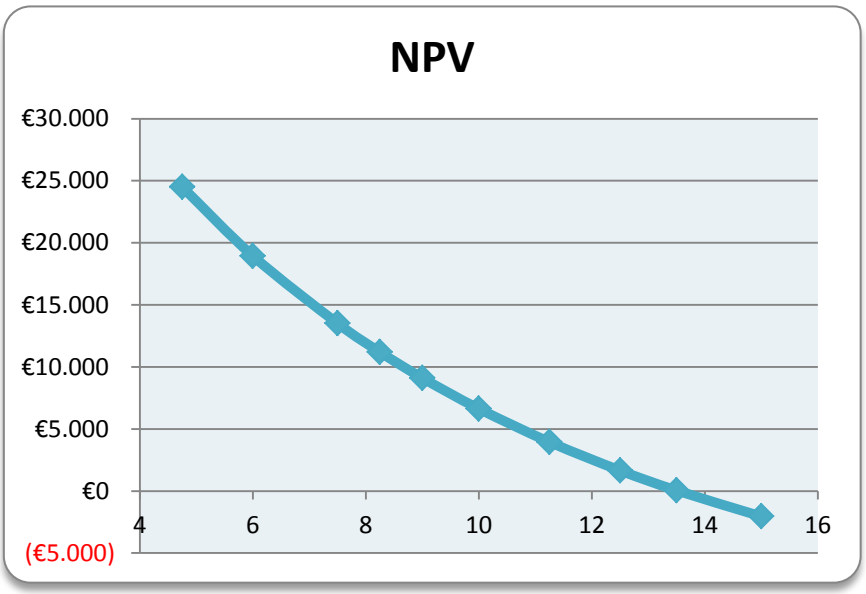
Η μεθοδολογία αυτής της ανάλυσης είναι ίδια με αυτήν της προηγούμενης παραγράφου, ωστόσο, εδώ τα αποτελέσματα της ανάλυσης έχουν πολύ μεγαλύτερη ευαισθησία και συνεπώς, παρουσιάζουν και σαφώς μεγαλύτερο ενδιαφέρον.
Σε αυτή την ανάλυση επιλέχθηκε το σενάριο της 100% χρηματοδότησης μέσω δανειακών κεφαλαίων. Κατά αυτόν τον τρόπο το κόστος κεφαλαίου ταυτίζεται για την συγκεκριμένη ανάλυση με το κόστος δανεισμού.

Όσον αφορά το διάστημα μεταβολής της υπό εξέταση παραμέτρου, θεωρήθηκε ότι το κόστος δανεισμού δεν θα μπορούσε να είναι ποτέ σημαντικά μικρότερο από το παραδεχόμενο για την μελέτη κόστος ευκαιρίας (riskless, ποσοστό απόδοσης προθεσμιακής κατάθεσης - 5%). Ταυτόχρονα, το ανώτατο άκρο του διαστήματος επιλέχτηκε στο 15%, ως ένα λογικά ρεαλιστικό κόστος δανειοδότησης στα πλαίσια της ελληνικής αγοράς, εντός της ζώνης του Ευρώ.

Αποτελέσματα

% Ε.Δ.	100% ΔΚ	
	d% NPV	NPV
4,75	**4,75**	24.499 €
6	**6**	18.948 €
7,5	**7,5**	13.511 €
8,25	**8,25**	11.198 €
9	**9**	9.111 €
10	**10**	6.634 €
11,25	**11,25**	3.954 €
12,5	**12,5**	1.658 €
13,5	**13,5**	50 €
15	**15**	-2.046 €

Πίνακας 6.7



Γράφημα 6.11 «Μεταβολή του δείκτη της Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσει του Κόστους Δανεισμού»

Ανάλυση Αποτελεσμάτων

Το επιτόκιο αναγωγής (Κόστος Κεφαλαίου) της ΚΠΑ μεταβάλλεται μεταξύ των ακραίων τιμών 4,75 και 15%. Παρόλα αυτά, σε αντίθεση με την ανάλυση που πραγματοποιήθηκε για το Κόστος Ευκαιρίας, αυτό δεν είναι ο μοναδικός λόγος για τον οποίο ο δείκτης της ΚΠΑ μειώνεται συμφώνα με το γράφημα.

Στην συγκεκριμένη, περίπτωση οι χρηματοροές της επένδυσης είναι διαφορετικές για κάθε διαφορετικό επιτόκιο δανεισμού, όπως είναι άλλωστε και φυσικό. Πρακτικά, αυτό που συμβαίνει, είναι πως καθώς το κόστος δανεισμού αυξάνεται, αυξάνονται και τα τοκοχρεολύσια που ο επενδυτής είναι υποχρεωμένος να αποδίδει στην τράπεζα.

Η επένδυση λοιπόν, για τις τεχνικές παραδοχές που πραγματοποιήθηκαν, παραμένει σαφώς κερδοφόρα με ένα επιτόκιο δανεισμού έως και το 10%. Για ποσοστά από 10% έως και 13% παρουσιάζεται ισχνή κερδοφορία ενώ από εκεί και πάνω η επένδυση καθίσταται σαφέστατα ασύμφορη. Η ΚΠΑ παίρνει πλέον αρνητικές τιμές, γεγονός που είναι απαγορευτικό για την υλοποίηση του σχεδίου.

Ο προβληματισμός που γεννάται εδώ λοιπόν είναι εμφανής. Ο επενδυτής, με βάση κυρίως την ιδιοσυγκρασία του θα πρέπει να αποφασίσει, στην περίπτωση ενός υψηλού κόστους δανεισμού, κατά πόσο αξίζει το ρίσκο να προχωρήσει σε μια τέτοια επένδυση. Ιδιαίτερα όταν αυτή, αναμένεται να του αποφέρει λιγοστά κέρδη και την στιγμή μάλιστα που το μεταβλητό επιτόκιο που εξασφαλίζει τις τράπεζες, μπορεί να ανεβάσει κατά πολύ την δόση του δανείου και να καταστήσει το έργο ανεπικερδές ή ακόμα και ζημιογόνο.

Επιπλέον ένα πλήθος αστάθμητων τεχνικών και φυσικών παραγόντων θα μπορούσε εξίσου, όπως είδαμε και σε προηγούμενες παραγράφους, να επηρεάσει τη δυναμικότητα ηλεκτροπαραγωγής της εγκατάστασης και κατά συνέπεια και την οικονομική απόδοση του έργου.

6.3 Ανάλυση Ευαισθησίας – Σενάριο Φορολόγησης

Περιγραφή Σεναρίου

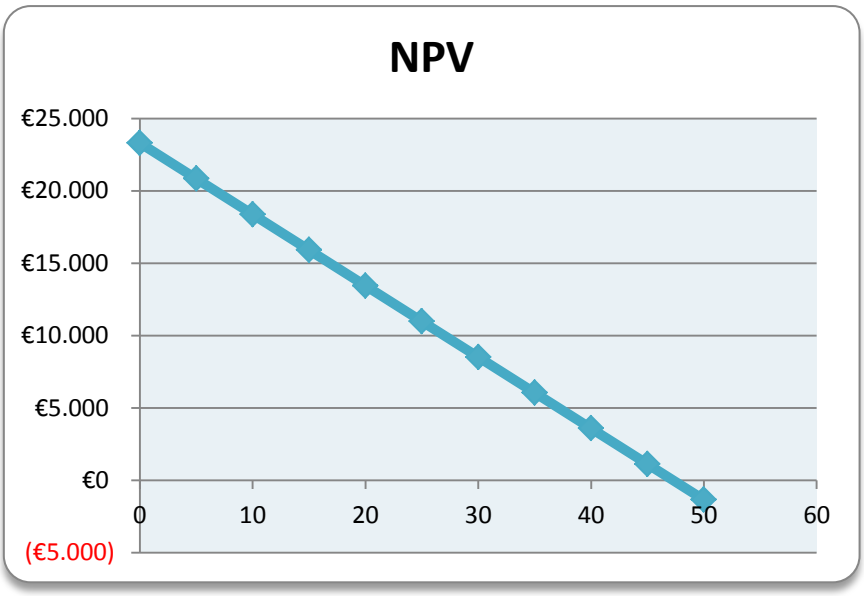
Τέλος, προσαρμοσμένο στα πρόσφατα ελληνικά δεδομένα, θεωρήθηκε ότι θα ήταν σημαντική παράλειψη, να μην εξεταστεί και ένα σενάριο φορολόγησης επί των εσόδων της σύμβασης πώλησης, ηλεκτρικής ενέργειας, παρά την ρητή εξασφάλιση του νόμου πως η παραγωγή αφορά καταρχάς ιδιοκατανάλωση και ότι τα όποια έσοδα θα πρέπει να είναι αφορολόγητα.

Επιλέχθει φόρος επί των εσόδων διότι, εκτός του ότι απλοποιεί τους απαραίτητους υπολογισμούς, θα ήταν και στην πράξης πολύ πιο εύκολο να εφαρμοστεί. Ο κύριος λόγος είναι ότι ο υπαγόμενος, σε αυτή την διαδικασία δεν θεωρείται επιτηδευματίας, παραγωγός ηλεκτρικής ενέργειας. Ως εκ τούτου δεν ανοίγει λογιστικά βιβλία ούτε εκδίδει οποιασδήποτε φύσης απόδειξη ή τιμολόγιο για τα συγκεκριμένα έσοδα του. Οπότε σε ένα τέτοιο ενδεχόμενο, θεωρούμε πιθανότερο ότι ο επενδυτής είτε θα φορολογείται στα εισοδήματα του, είτε θα γίνεται απευθείας παρακράτηση φόρου επί των πληρωμών που αναμένεται να εισπράττει.

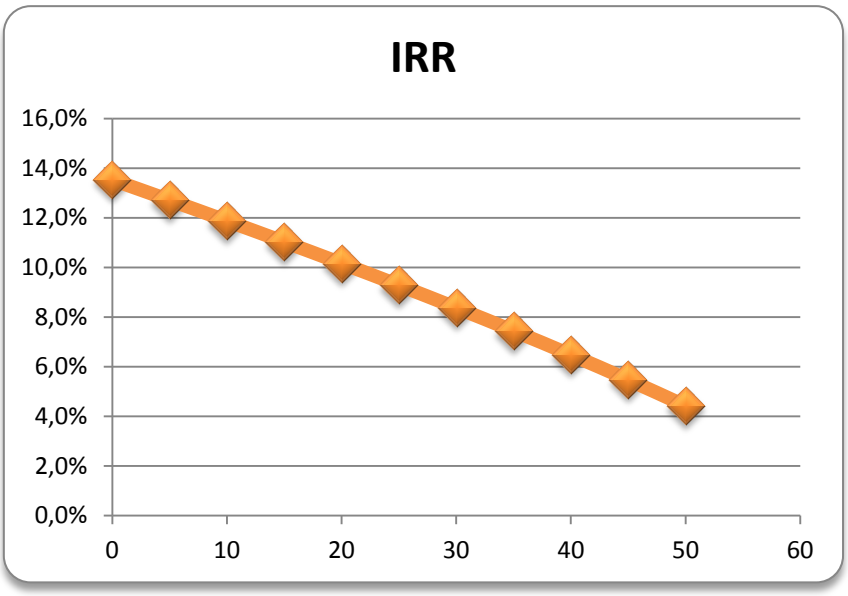
Άλλωστε ακόμα και να γινόταν η φορολόγηση επί των ελαχίστων, πλέον, κερδών της επένδυσης, αυτό ισοδυναμεί με ένα αρκούντως μικρό *φορολογικό συντελεστή* στο υπό ανάλυση μοντέλο. Όμοια θα μπορούσαν να προσομοιωθούν και οι όποιες φοροαπαλλαγές λόγω δανεισμού επί του φόρου εισοδήματος, που ωστόσο αυτήν την περίοδο έχουν καταργηθεί.

ΦΟΡΟΣ (%)	NPV	IRR
0	23.303 €	13,5%
5	20.839 €	12,7%
10	18.375 €	11,9%
15	15.911 €	11,0%
20	13.448 €	10,2%
25	10.984 €	9,3%
30	8.520 €	8,4%
35	6.056 €	7,4%
40	3.592 €	6,5%
45	1.128 €	5,5%
50	-1.336 €	4,4%

Πίνακας 6.8



Γράφημα 6.12 «Μεταβολή του δείκτη της Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσει ποσοστού Φορολόγησης επί των Εσόδων της Επένδυσης.»



Γράφημα 6.13 «Μεταβολή του δείκτη του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης συναρτήσει ποσοστού Φορολόγησης επί των Εσόδων της Επένδυσης.»

Ανάλυση Αποτελεσμάτων

Η επένδυση αντέχει και παραμένει κερδοφόρα, υπό τις βέλτιστες συνθήκες που έχουνε υποτεθεί φυσικά, για φορολογικό συντελεστή έως και 20%.

Στην περίπτωση της εξ' ολοκλήρου αυτοχρηματοδότησης ο επενδυτής ξεκινάει να έχει ζημία από 50% φορολόγηση και μετά όπως διαπιστώνεται παρατηρώντας το δείκτη του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης στο Γράφημα 6.13.
Το σημαντικό στοιχείο που οδηγεί σε αυτό το συμπέρασμα είναι η γνώση ότι στην περίπτωση των ίδιων κεφαλαίων η επένδυση χαρακτηρίζεται από κόστος κεφαλαίου 5% , οπότε ακριβώς αυτή είναι και η απόδοση που πρέπει να ξεπεραστεί.

Στην περίπτωση, όμως που υπάρχει και συνεισφορά ξένων κεφαλαίων, για παράδειγμα σε ποσοστό 25%, το κόστος κεφαλαίου, όπως είδαμε και στην ενότητα 6.2.2, ανέρχεται στο 8%. Σε ένα τέτοιο ενδεχόμενο λοιπόν, η επένδυση γίνεται ασύμφορη για ΦΣ κοντά στο 30% και μεγαλύτερο.

Το κυριότερο συμπέρασμα είναι πως η επένδυση με τα σημερινά κόστη και την σημερινή εγγυημένη τιμή πώλησης παραμένει κερδοφόρα ακόμα και σε περίπτωση λογικής φορολόγηση, της τάξης του 20%, και μάλιστα επί των εσόδων.

Παρόλα αυτά όπως επανειλημμένως τονίσθηκε, αυτό ισχύει υπό την προϋπόθεση ότι, όλες οι προβλέψεις για τις καιρικές συνθήκες, την καλή λειτουργία του εξοπλισμού, και την απόδοση της εγκατάστασης θα επαληθευθούν στο μέγιστό βαθμό. Κάτι, τέτοιο ωστόσο είναι αδύνατον να προεξοφληθεί, ειδικά όταν πρόκειται για ένα έργο με χρονικό ορίζοντα 25 ετών.

Εύλογα λοιπόν, τίθενται τα ερωτήματα κατά πόσο σε ένα τέτοιο επενδυτικό περιβάλλον, σε συνδυασμό με τα προβλήματα και το ακριβό κόστος χρηματοδότησης έχει ο επενδυτής αρκετά κίνητρα, εκτός των περιβαλλοντικών, ώστε να προχωρήσει σε ένα τέτοιο σχέδιο. Αν και εφόσον, είναι διατεθειμένος να αναλάβει ένα τέτοιο ρίσκο για μια τόσο χαμηλή απόδοση.

Συνεπώς, μπορούμε να πούμε με βεβαιότητα ότι η επιβολή ενός μέτρου φορολόγησης στο συγκεκριμένο πρόγραμμα θα ήταν μάλλον καταστροφική για την επιτυχή συνέχιση του, θα έκανε την εγκατάσταση Φωτοβολταϊκών σε στέγες σπιτιών και μικρών επιχειρήσεων, ιδιαίτερα αποθαρρυντική και θα εμπόδιζε τους περισσότερους επενδυτές από ένα τέτοιο εγχείρημα.

Κεφάλαιο 7. Συμπεράσματα - Προοπτικές

Στο τελευταίο κεφάλαιο, παρουσιάζονται τα συμπεράσματα που προέκυψαν κατά την πραγματοποίηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας και εξετάζονται οι μελλοντικές προοπτικές των επενδύσεων σε οικιακά φωτοβολταϊκά στην Ελλάδα.

7.1 Τεχνικά – Μελέτη Εγκατάστασης

Παρουσιάζονται τα συμπεράσματα και οι προοπτικές που προέκυψαν κυρίως από την τεχνική μελέτη που πραγματοποιήθηκε στα πλαίσια του τέταρτου κεφαλαίου.

7.1.1 Συμπεράσματα (α)

Ήδη από την προμελέτη για την εγκατάσταση ενός οικιακού φωτοβολταϊκού συστήματος, εξάγεται το συμπέρασμα ότι όσο μεγαλύτερη η ισχύ της φ/β γεννήτριας τόσο αποδοτικότερο αναμένεται να είναι το σύστημα. Στην Ελλάδα αυτή η ισχύς μπορεί να φτάνει έως και τα 10kWp και αυτή είναι συνήθως και η επιδιωκόμενη τιμή. Η ισχύς αυτή μπορεί ωστόσο να περιοριστεί από πλήθος παραγόντων, όπως ο διαθέσιμος χώρος, ο προσανατολισμός του οικήματος και η επίδραση έντονων σκιάσεων.

Ωστόσο, ο μηχανικός μελετητής, έχει τη δυνατότητα σήμερα μέσω πολύ δυνατών υπολογιστικών εργαλείων και εξειδικευμένου λογισμικού που διατίθεται ευρέως πλέον, να πραγματοποιήσει τεχνικές μελέτες που προσομοιώνουν με πολύ μεγάλη ακρίβεια την μελλοντική εγκατάσταση. Στην πράξη, δηλαδή, υπάρχει ισχυρή τεχνογνωσία γύρω από τέτοιου είδους εγκαταστάσεις φ/β συστημάτων, οι οποίες μάλιστα σε πολλές των περιπτώσεων ακολουθούν αυστηρά πρότυπα που έχουν προκύψει από ακαδημαϊκούς ή άλλους ανεξάρτητους φορείς πιστοποίησης.

Τέλος, πρέπει να τονισθεί, η μεγάλη σημασία του να ακολουθείτε σε όλα τα στάδια της μελέτης και της εγκατάστασης η βέλτιστη πρακτική. Ο λόγος είναι ότι υπάρχουν πληθώρα «λεπτών» σημείων που πρέπει να αντιμετωπίζονται πολύ προσεκτικά για μπορεί να έχουν καταστροφικές συνέπειες για το έργο, άμεσα ή σε βάθος χρόνου, απειλώντας ακόμα και την βιωσιμότητα του. Ενδεικτικά αναφέρονται, η σωστή χωροθέτηση, η μελέτη σκίασης και τέλος η χρήση εγγυημένου εξοπλισμού σε όλα στοιχεία της εγκατάστασης.

7.1.2 Προοπτικές (α)

Στο μέλλον, η συνεχώς βελτιούμενη τεχνολογία των φωτοβολταϊκών πάνελ αλλά και όλου του περιφερειακού εξοπλισμού αναμένεται να διατηρήσει τους ρυθμούς ανάπτυξης του κλάδου. Ακόμη η συνεχώς αυξανόμενη εμπειρία από την πληθώρα των έως τώρα εγκαταστάσεων αναμένεται να προκαλέσει και βελτίωση της ποιότητας των παρεχόμενων υπηρεσιών, και λόγω του έντονου ανταγωνισμού να προκύψει μια καλύτερη αγορά.

Σαν περαιτέρω διερεύνηση αυτής της εργασίας θα μπορούσαν από τεχνικής απόψεως να μελετηθούν και εγκαταστάσεις μεγαλύτερης ονομαστικής ισχύος, όπως προβλέπονται από την νομοθεσία. Ενδεικτικά αναφέρονται εγκαταστάσεις σε κτίρια ή χωράφια έως 100kWp. Τέλος, μια άλλη δυνατότητα είναι να πραγματοποιηθεί μια παρόμοια διερεύνηση , κάνοντας όμως χρήση διαφορετικού λογισμικού, ώστε να εξετασθούν τυχόν επιπλέον δυνατότητες, και διαφορετικά αποτελέσματα.

7.2 Οικονομική Αξιολόγηση και Ανάλυση Ευαισθησίας

Παρουσιάζονται τα συμπεράσματα και οι προοπτικές που προέκυψαν κυρίως από την οικονομική μελέτη και την ανάλυση ευαισθησίας που πραγματοποιήθηκαν στα πλαίσια του πέμπτου και έκτου κεφαλαίου.

7.2.1 Συμπεράσματα (β)

Το βασικό συμπέρασμα που προκύπτει από την οικονομική ανάλυση που πραγματοποιήθηκε στα πλαίσια της διπλωματικής αυτής εργασίας, είναι ότι η επένδυση σε ένα οικιακό φωτοβολταϊκό σύστημα στην Ελλάδα του 2012, εξακολουθεί να παραμένει κερδοφόρα. Παρόλα αυτά τρεις είναι οι κυριότεροι παράμετροι που είναι ικανοί να επηρεάσουν την ελκυστικότητα της.

i. Το νομικό καθεστώς.
   Η σταθερότητα της εγγυημένης τιμής πώλησης (FIT) θα διαδραματίσει πάρα πολύ μεγάλο ρόλο στο εξής. Ειδικά μετά τον Ιούλιο του 2012 όπου σημειώθηκε μια πτώση της τάξης του 47%, το περιθώριο κέρδους για την επένδυση δεν είναι πλέον τόσο υψηλό και έτσι οποιαδήποτε περαιτέρω μείωση θα έχει σαν αποτέλεσμα το πάγωμα της αγοράς.
   Το ίδιο αποτέλεσμα θα είχε και μια πιθανή φορολόγηση είτε επί των υπαρχουσών εγκαταστάσεων είτε επί των μελλοντικών. Εκτός από την άμεση μείωση του περιθωρίου κέρδους της επένδυσης, κάτι τέτοιο θα κλόνιζε οριστικά και την εμπιστοσύνη των επενδυτών.

ii. Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από την εγκατάσταση.
   Το αποτέλεσμα, της μελέτης και υλοποίησης της εγκατάστασης, δεν είναι άλλο από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Τεχνικοί λόγοι που έχουν αναλυθεί εκτενέστατα σε όλη τη διπλωματική, καθορίζουν την ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργεια που το σύστημα είναι σε θέση να παράγει, και πωλείται τελικά στον πάροχο ηλεκτρικής ενέργειας έναντι των εσόδων της επένδυσης.

iii. Το κόστος κεφαλαίου.
   Πρόκειται αναμφίβολα για μια από τις σημαντικότερες παραμέτρους, για οποιαδήποτε επένδυση. Και στο συγκεκριμένο εγχείρημα, λοιπόν, δύναται να επιδρά καθοριστικά στην τελική απόφαση του επενδυτή. Συγκεκριμένα, στην σύγχρονη Ελλάδα, εν μέσω πρωτοφανούς οικονομικής κρίσης, ακριβώς λόγω των πολύ καλώ προδιαγραφών τις επένδυσης, προσφέρονται από τα τραπεζικά ιδρύματα πληθώρα δανειακών προγραμμάτων για την εγκατάσταση οικιακού φ/β συστήματος. Σε θεωρητικό επίπεδο, τα προγράμματα αυτά είναι ικανά να καλύψουν έως και το 100% της επένδυσης. Όμως στη πράξη, λόγω των υψηλών δανειακών επιτοκίων, και της οικονομικής ανασφάλειας, η χρηματοδότηση της επένδυσης εξαρτάται από την οικονομική επιφάνεια του

επενδυτή, παρά το γεγονός ότι πλέον πρόκειται για ένα σχετικά μικρό αρχικό ποσό της τάξης των 25.000€.

7.2.2 Προοπτικές (β)

Στο μέλλον, η αγορά των οικιακών φωτοβολταϊκών αναμένεται να αναπτυχθεί και άλλο παρά τις πρόσφατες δραστικές μειώσεις στις εγγυημένες τιμές πώλησης. Η ποιότητα των παρεχόμενων υπηρεσιών αναμένεται να αυξηθεί τόσο σε επίπεδο μελέτης και εγκατάστασης όσο και σε επίπεδο συμβουλευτικής και οικονομικής αξιολόγησης. Σε αυτό αναμένεται να συνεισφέρει καθοριστικά, η εμπειρία που αποκτήθηκε τα πρόσφατα αυτά χρόνια που η αγορά βρέθηκε σε άνθηση, καθώς και ο μεγάλος ανταγωνισμό που αναπτύχθηκε εξ' αυτού.
Τέλος και σε οικονομικό επίπεδο, προτείνεται σε επόμενη διπλωματική εργασία να μελετηθούν εγκαταστάσεις μεγαλύτερης ονομαστικής ισχύος όπως εγκαταστάσεις σε κτίρια ή χωράφια έως 100kWp.

Παράρτημα Α.
Φύλλα Δεδομένων Εξοπλισμού

ReneSola

156 Series Polycrystalline
Solar Module

250W, 255W

- **High Module Conversion Efficiencies**
- **Easy Installation and Handling**
- **Mechanical Load Capability of up to 5400 Pa**
- **Conforms with IEC 61215:2005, IEC 61730: 2004, UL 1703 PV Standards**
- **ISO9001, OHSAS18001, ISO14001 Certified**

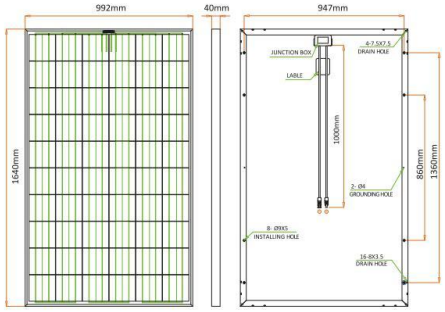
ReneSola.com

ReneSola

156 Series Polycrystalline
Solar Module

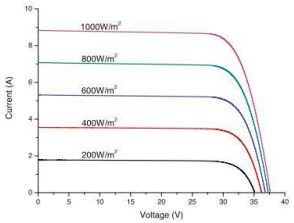
250W, 255W

Dimensions



Drawing Only for Reference

I-V Curves



Varied Irradiation Efficiencies

Irradiance	200W/m²	400W/m²	600W/m²	800W/m²	1000W/m²
Efficiency	15.5%	15.9%	15.9%	15.8%	15.7%

Electrical Characteristics STC	JC250M-24/Bb	JC255M-24/Bb
Maximum Power (Pmax)	250 W	255 W
Power Tolerance	0 ~ +5W	0 ~ +5W
Module Efficiency	15.4%	15.7%
Maximum Power Current (Imp)	8.31 A	8.39 A
Maximum Power Voltage (Vmp)	30.1 V	30.4 V
Short Circuit Current (Isc)	8.83 A	8.86 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.4 V	37.5 V

Values at Standard Test Conditions STC (Air Mass AM1.5, Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C)

Electrical Characteristics NOCT	JC250M-24/Bb	JC255M-24/Bb
Maximum Power (Pmax)	185 W	189 W
Maximum Power Current (Imp)	6.57 A	6.63 A
Maximum Power Voltage (Vmp)	28.2 V	28.5 V
Short Circuit Current (Isc)	7.12 A	7.20 A
Open Circuit Voltage (Voc)	35.0 V	35.1 V

Values at Normal Operating Cell Temperature, Irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s

Mechanical Characteristics

Cell Type	156 x156 mm Polycrystalline, 60 (6x10) pcs in series
Glass	High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminum Alloy
Junction Box	IP65/IP67 rated, with bypass diodes
Dimension	*1640 x 992 x 40 mm
Output Cable	4 mm² (EU)/12 AWG (US), 1000 mm
Weight	19 Kg
Installation Hole Location	See Drawing Above

Characteristics

Temperature Coefficient of Voc	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.40%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C

Packing Information

Container	20' GP	40' GP	40' HQ
Pallets per Container	12	28	28
Pieces per Container	300	700	770

Maximum Ratings

Operating Temperature	-40°C ~ + 85°C
Maximum System Voltage	1000VDC (EU) / 600VDC (US)
Maximum Series Fuse Rating	20A (EU) / 15A (US)

Rev No: JC/TDS/2012.06 *Contact Renesola for tolerance specification

CAUTION: All rights reserved. Design and specification are subject to change without prior notice.

ReneSola.com

Inverter PIKO 8.3

- Three-phase feed-in to avoid voltage asymmetries
- Transformerless topology
- Possible parallel connection of two MPP trackers to extend the input current range
- Datalogging and diverse interfaces as standard: Ethernet, RS485, S0 input and output
- Integrated electronic DC circuit breaker
- Lead-free production according to EU Directive on RoHS

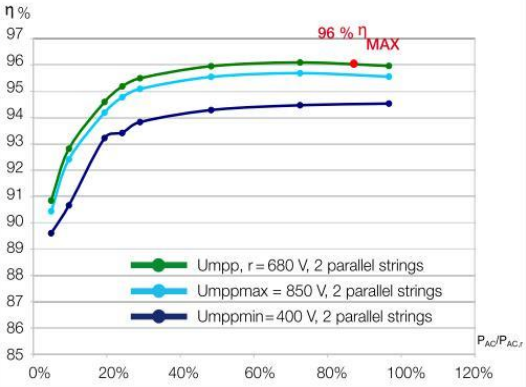
PIKO 8.3

Technical data

Input side (DC)

Number of DC inputs / number of MPP trackers	2/2
Max. recommended DC power	8700 W
Max. input voltage (open circuit voltage)	950 V
Min. input voltage	180 V
Start-up input voltage	180 V
Rated input voltage	680 V
Max. MPP voltage at inverter DC rated power	850 V
Min. MPP voltage Umppmin, at inverter DC rated power, in symmetrical multistring, two-tracker or parallel operation	400 V
Extended, lower MPP voltage range, at partial performance of the inverter	180 V ... Umpp min
Max. percentage of DC power to be transferred in the extended MPP voltage range	approx. 70 %
Max. input current	12.5 A
Max. input current with parallel connection	25 A

Efficiency rate characteristic curves



Output side (AC)

Number of feed-in phases	3
Grid voltage	3/N/PE, AC, 230 V / 400 V
Uacmax, upper voltage switch-off limit	253 V (ES), 255 V (AT), 264.5 V (BE, CH, CZ, DE, GR, LU, NL, FR, PT), 276 V (IT)
Uacmin, lower voltage switch-off limit	184 V (AT, BE, CH, DE, GR, LU, IT, NL, FR), 195.5 V (ES, CZ, PT)
Max. output current per phase	12 A
Rated AC output	7600 W
Max. AC power	8300 W
Max. efficiency	96 %
European-standard efficiency	95.3 %
Nominal frequency	50 Hz
Min. grid frequency fmin; switch-off limit	47 Hz (AT, PT), 47.5 Hz (DE, CH, FR, HU, BE), 48 Hz (NL), 49 Hz (ES), 49.7 Hz (IT), 49.5 Hz (GR, CZ)
Max. grid frequency fmax; switch-off limit	50.2 Hz (DE, CH), 50.3 Hz (IT), 50.5 Hz (GR, CZ), 51 Hz (HU, NL, ES, AT, FR, BE, PT)
Power loss at night	< 1 W
Protection class	I
Galvanic isolation	Transformerless
Nom. reactive power factor Cos phi	1
Type of grid monitoring	MSD, three-phase monitoring
Reverse polarity protection	Short circuit diode at DC side
Personal protection	Universal current sensitive residual current circuit breaker and earth fault monitoring
Operational conditions	interior + exterior
Ambient temperature	-20°... 60° C
Max. ambient temperature at P.rated	40° C
Max. humidity	0 ... 95 %
Type of cooling	Regulated ventilation
Max. sound	Ventilator 25 % -> 33 dB (A) Ventilator 50 % -> 41 dB (A) Ventilator 75 % .... 100% -><46 dB (A)
Ingress protection according to IEC 60529	IP 55
Connection technology at input side	MC 4
Connection technology at output side	Spring-loaded terminal strip
Dimensions (W x D x H)	520 x 230 x 450 mm³
Weight	33 kg
Disconnection device	Integrated electronic circuit breaker

SEM03-09 – D – EN

Smart connections.

Contact

KOSTAL Solar Electric GmbH
Hanferstr. 6
79108 Freiburg i. Br.
Germany

Tel. +49 761 7038 70-0
Fax +49 761 7038 70-19

www.kostal-solar-electric.com

Configurable for: Deutschland, España, Portugal, France, Italia, Suisse, Belgique, Luxembourg, Nederland, Česká republika, Ελληνική Δημοκρατία

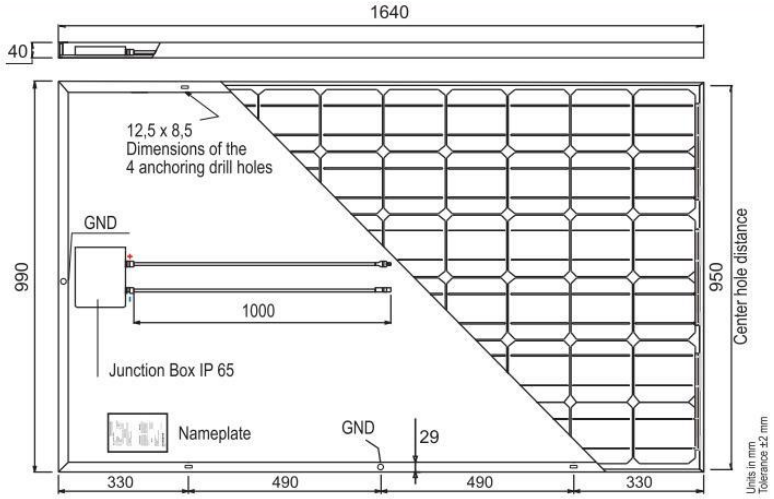
Manufacturer's Declaration of Conformity: CE marc: EMV-Directive 2004/108/EC: DIN EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, DIN EN 61000-6-2, DIN EN 61000-6-3, Low Voltage Directive, 2006/95/EC, DIN EN 50178
MSD document of compliance: Automatic switching device with three-phase (PIKO 3.0/3.6 single-phase), grid monitoring according to DIN V VDE V, 0126-1-1:2006-02, Test principles: DIN V VDE V 0126-1-1, (VDE V 0126-1-1):2006-02 and „Independent generation systems on the low voltage grid"
Document of compliance integrated electronic circuit breaker: IEC 60947-3:1999; DIN EN 60947-3; VDE 0660-107:2006-03, Low voltage switchgear Part 3: load switches, circuit breakers, load circuit breakers and switch fuse units; IEC 60364-7-712:2002-05; DIN VDE 0100-712:2006-06

Producer: KOSTAL Industrie Elektrik GmbH, Hagen, Germany

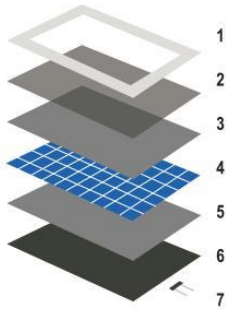
SLK60M6L 230 Wp - 260 Wp

Mono-Crystalline Solar Modules

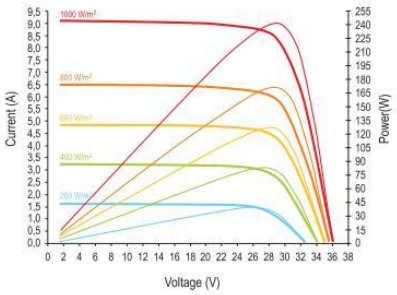
siliken



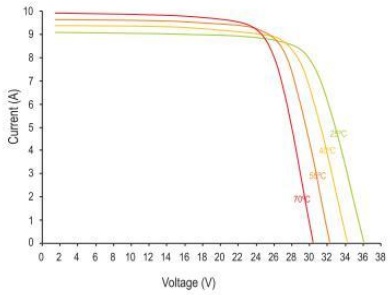
Constructive Characteristics



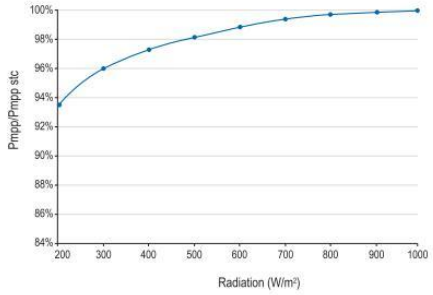
SLK60M6L - 240 Wp
I-V and Pmax characteristics with a variety of radiation levels at 25ºC



SLK60M6L - 240 Wp
I-V characteristics with a variety of cell temperatures at 1.000 W/m²



Weak light performance at Pmpp
Siliken module's average



Mechanical Data

Dimensions (LxWxD)	1640 x 990 x 40 mm
Weight	19 kg
Output Cables	Symmetrical length cable 1 m Ø4 mm², double insulation coating, halogen free, UV resistance
Junction Box	IP-65 rated with bypass diodes
Frame	Anodized aluminum of 15 microms of thickness type 6063 T6
Front Glass	3,2 mm low iron tempered glass with high transmissivity
Solar Cells	60 Mono-crystalline cells 156 x 156 mm

Electrical Data

Maximum power at STC (+3/0 %)	P_{mp} (Wp)	230	235	240	245	250*	255*	260*
Efficency at STC	η (%)	14,2	14,5	14,8	15,1	15,4	15,7	16
Fill Factor	FF	0,749	0,752	0,753	0,757	0,757	0,760	0,766
Voltage at Maximum Power	V_{mp} (V)	29,5	29,5	29,6	29,6	29,7	29,8	29,9
Current at Maximum Power	I_{mp} (A)	7,79	7,97	8,12	8,27	8,43	8,56	8,7
Open Circuit Voltage	V_{oc} (V)	36,9	36,9	37,0	37,0	37,1	37,1	37,2
Short Circuit Current	I_{sc} (A)	8,32	8,47	8,61	8,75	8,91	9,02	9,13
Maximum Voltage UL / IEC	V_{max} (V) UL/IEC	600 / 1000						
Temperature Coefficient of Pmp	T_kP_{mp} (%/ºC)	-0,41						
Temperature Coefficient of Voc	T_kV_{oc} (%/ºC)	-0,356						
Temperature Coefficient of Isc	T_kI_{sc} (%/ºC)	+0,062						
Normal Operating Cell Temperature	NOCT (ºC)	47±2						
Series Fuse Rating	A	11						
Bypass Diodes	A / V	12/40						
Reverse current test	A	13,5						

Values at Standard Test Conditions STC: Irradiance 1.000 W/m², Air Mass AM 1,5 and cell temperature 25ºC
* Subject to availability.

Certifications

UL Listed and Intertek	UL ORD-C1703-01 / UL1703
Fire Rating	Class C
TÜV Certified	IEC 61215 / IEC 61730 / 61701 Salt Mist Corrosion
ISO 9001:2000	Nº ES08/5170
ISO 14001	Nº ES09/6520
EC Declaration of conformity (CE Mark)	
MCS United Kingdom	

Tested Operating Conditions

Temperature	-40 ºC to +85 ºC
Static Load	2400 Pa
Max Load	5400 Pa
Impact Resistance	Hailstone impact Ø25 mm at 23 m/s

Product Warranty

10 year limited warranty on materials and workmanship

25 Year Linear Power Guarantee

Year 1: 97% of rated output

Years 2-25: 0.7% p.a. reduction

siliken manufacturing
C/ Massamagrell, 13 • Pol. Ind L'Horteta.
46138 Rafelbunyol - Valencia - Spain

WARNING: Read the instruction manual carefully before using this product
NOTE: Siliken Manufacturing, S.L.U. reserves the right to modify this product without prior notice

April 2011

Siliken S.A. · Ronda Isaac Peral y Caballero, 14 · 46980 Paterna - Valencia - **Spain** · Tel.: (+34) 902 41 22 33 · Fax: (+34) 96 070 92 65 · info@siliken.com · www.siliken.com

Τεχνικά χαρακτηριστικά	Sunny Tripower 8000TL
Είσοδος (DC)	
Μέγιστη ισχύς DC (@ cos ϕ=1)	8200 W
Μέγιστη τάση DC	1000 V
Εύρος τάσης σημείου μέγιστης ισχύος (MPP)	320 V – 800 V
Ονομαστική τάση DC	600 V
Ελάχιστη τάση DC / Τάση εκκίνησης	150 V / 188 V
Μέγιστο ρεύμα εισόδου / ανά στοιχειοσειρά	A: 22 A, B: 11 A / 33 A
Αριθμός ανιχνευτών MPP / Στοιχειοσειρές ανά ανιχνευτή MPP	2 / A: 4, B: 1
Έξοδος (AC)	
Ονομαστική ισχύς AC (@ 230 V, 50 Hz)	8000 W
Μέγιστη φαινόμενη ισχύς AC	8000 VA
Ονομαστική τάση, περιοχή τάσεων AC	3 / N / PE, 230 V / 400 V, 160 V – 280 V
Συχνότητα δικτύου, εύρος AC	50, 60 Hz, –6 Hz, +5 Hz
Μέγιστο ρεύμα εξόδου	16 A
Συντελεστής ισχύος (cos ϕ)	0,8 υπερδιέγερση ... 0,8 υποδιέγερση
Φάσεις τροφοδοσίας / Φάσεις σύνδεσης / Power Balancing	3 / 3 /–
Βαθμός απόδοσης	
Μέγιστος βαθμός απόδοσης / Euro-Eta (EBA)	98,1 % / 97,5 %
Διατάξεις προστασίας	
Προστασία από αντιστροφή πόλων DC / Προστασία από ανάστροφη τάση	●/ ηλεκτρονικές
Αποζεύκτης φορτίου DC ESS	●
Αντοχή σε βραχυκύκλωμα AC	●
Επιτήρηση βραχυκυκλώματος προς τη γη	●
Επιτήρηση δικτύου (SMA Grid Guard)	●
Γαλβανική απομόνωση / Μονάδα επιτήρησης ρεύματος σφάλματος ευαίσθητη σε όλα τα ρεύματα	–/●
Απαγωγοί υπέρτασης DC (Τύπου II)	○
Αναγνώριση βλάβης στοιχειοσειρών	●
Κατηγορία προστασίας / Κατηγορία υπέρτασης	I / III
Γενικά χαρακτηριστικά	
Διαστάσεις (Π / Υ / Β) σε mm	665 / 690 / 265
Βάρος	65 kg
Εύρος τιμών θερμοκρασίας λειτουργίας	–25 °C ... +60 °C
Εκπομπή θορύβου, τυπική	www.SMA-Solar.com
Ιδία κατανάλωση (νύχτα)	1 W
Τοπολογία	χωρίς μετασχηματιστή
Τρόπος ψύξης	OptiCool
Είδος προστασίας ηλεκτρονικού συστήματος / Περιοχή σύνδεσης (κατά το πρότυπο IEC 60529)	IP65 / IP54
Κατηγορία κλίματος (κατά το πρότυπο IEC 60721-3-4)	4K4H
Εξοπλισμός	
Σύνδεση DC: SUNCLIX	●
Σύνδεση AC: Κοχλιωτός συνδετήρας / Ελατηριωτός συνδετήρας	–/●
Οθόνη: Γραμμή κειμένου / Γραφικά	–/●
Διεπαφές: RS485 / *Bluetooth*®	○/●
Εγγύηση: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 χρόνια	●/○/○/○/○
Πιστοποιητικά και εγκρίσεις (περισσότερα κατόπιν αιτήματος)	CE, VDE 0126-1-1, Enel-GUIDA*, G83/1-1*, PPC*, AS4777*, EN 50438*, C10/C11*, IEC 61727*
* Σε στάδιο προγραμματισμού	
● Βασικός εξοπλισμός ○ Προαιρετικά – Δεν διατίθεται	
Στοιχεία σε ονομαστικές συνθήκες	
Χαρακτηρισμός τύπου	STP 8000TL-10

Εξαρτήματα

Διεπαφή RS485
DM-485CB-10

Απαγωγός υπέρτασης DC
Τύπος II, είσοδος A
DCSPD KIT1-10

Απαγωγός υπέρτασης DC
Τύπος II, είσοδος A και B
DCSPD KIT2-10

STP8000TL-DEL110511 SMA και Sunny Tripower αποτελούν καταπιθέντα σήματα της SMA Solar Technology AG. Bluetooth® αποτελεί σήμα κατατεθέν της Bluetooth SIG, Inc.. SUNCLIX αποτελεί σήμα κατατεθέν της PHOENIX CONTACT GmbH & Co. KG. Τα κείμενα και οι εικόνες αντιστοιχούν στο πλέον σύγχρονο επίπεδο της τεχνολογίας κατά την εκτύπωση του παρόντος. Με την επιφύλαξη του δικαιώματος τεχνικών αλλαγών.
Η εταιρεία δεν φέρει ευθύνη για τυπογραφικά λάθη, ΤυπoΔάθες σε χαρτί που δεν περιέχει χλώριο.

www.SMA-Hellas.com **SMA Solar Technology AG**

Παράρτημα Β.
Νομικό Πλαίσιο – Ειδικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Φ/Β σε στέγες

Στην ενότητα που ακολουθεί παρουσιάζεται συνοπτικά η νομοθεσία που αφορά το Ειδικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΦΒ συστημάτων έως 10 kWp σε κτιριακές εγκαταστάσεις. (ΚΥΑ 12323/ ΓΓ175 / 2009 (ΦΕΚ 1079Β / 4-6-2009) και Φ1 / 18513 / 2012 (ΦΕΚ 1557Β /22-9-2010) και (ΦΕΚ 2317Β/ 10-8-2012)) [16].

Β.1 Γενικοί Όροι

α) Διάρκεια Προγράμματος έως 31 -12 – 2009

β) Το Πρόγραμμα αφορά όλη την Επικράτεια. Η μέγιστη ισχύς των ΦΒ συστημάτων ανά εγκατάσταση είναι :

- 10 kWp για την ηπειρωτική χώρα, τα διασυνδεδεμένα με το σύστημα νησιά και την Κρήτη.
- 5 kWp για τα μη διασυνδεδεμένα νησιά.

γ) Το ΦΒ σύστημα εγκαθίσταται στις παρακάτω θέσεις:

- Δώμα ή στέγη κτιρίου.
- Στέγαστρα βεραντών.
- Προσόψεις.
- Σκίαστρα.
- Αποθήκες.
- Χώρους στάθμευσης.

δ) Δικαίωμα ένταξης στο Πρόγραμμα έχουν:

- Φυσικά πρόσωπα μη επιτηδευματίες.
- Φυσικά ή νομικά πρόσωπα επιτηδευματίες, που κατατάσσονται στις πολύ μικρές επιχειρήσεις (μέγιστος αριθμός απασχολούμενων 9 άτομα).
- Νομικά Πρόσωπα Δημοσίου Δικαίου (ΝΠΔΔ)
- Νομικά Πρόσωπα Ιδιωτικού Δικαίου (ΝΠΙΔ)

Οι δικαιούχοι ένταξης στο Πρόγραμμα πρέπει να έχουν στην κυριότητα τους το χώρο, στον οποίο εγκαθίσταται το ΦΒ σύστημα. Το δικαίωμα εγκατάστασης ΦΒ συστήματος σε κτίριο ιδιοκτησίας ΝΠΔΔ, τη χρήση του οποίου έχει αναλάβει ο διαχειριστής (π.χ. σχολική επιτροπή), παρέχεται στο διαχειριστή μετά από συναίνεση του κυρίου του κτιρίου.

ε) Σε κοινόχρηστο ή κοινόκτητο χώρο κτιρίου επιτρέπεται η εγκατάσταση ενός και μόνου συστήματος. Δικαίωμα ένταξης στο Πρόγραμμα έχουν οι κύριοι οριζόντιων ιδιοκτησιών εκπροσωπούμενοι από το διαχειριστή, ή ένας εκ των κυρίων των οριζόντιων ιδιοκτησιών, μετά από παραχώρηση του κοινόκτητου ή κοινόχρηστου χώρου από τους λοιπούς συνιδιοκτήτες. Προϋπόθεση αποτελεί η συμφωνία του συνόλου των συνιδιοκτητών, η οποία αποδεικνύεται είτε με πρακτικό ομόφωνης απόφασης της γενικής συνέλευσης, είτε με έγγραφη συμφωνία όλων των συνιδιοκτητών.

στ) Ο κάτοχος του δικαιώματος αποκλειστικής χρήσης του δώματος μπορεί να εγκαταστήσει ΦΒ σύστημα.

ζ) Ο κύριος του δικαιώματος ανοικοδόμησης επί του δώματος (δικαίωμα υψούν) δεν μπορεί να εγκαταστήσει ΦΒ σύστημα, δεδομένου ότι το συγκεκριμένο δικαίωμα δεν εμπεριέχει και δικαίωμα αποκλειστικής χρήση του δώματος. Κατά συνέπεια το δώμα παραμένει κοινόκτητο και κοινόχρηστο έως ότου ανοικοδομηθεί ο υπεράνω όροφος.

Β.2 Προϋποθέσεις Ένταξης στο Πρόγραμμα

α) Ύπαρξη ενεργής σύνδεση κατανάλωσης ηλεκτρικού ρεύματος στο όνομα του κυρίου του ΦΒ συστήματος στο κτίριο όπου θα εγκατασταθεί.

β) Μέρος των θερμικών αναγκών σε ζεστό νερό χρήσης της κατοικίας, στην οποία θα εγκατασταθεί το ΦΒ σύστημα, πρέπει να καλύπτεται με χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (π.χ. ηλιακός θερμοσίφωνας).

γ) Μη ύπαρξη του οποιαδήποτε άλλου Προγράμματος χρηματοδότησης.

Β.3 Όροι Εγκατάστασης ΦΒ Συστήματος

α) Δεν απαιτείται έγκριση εκτέλεσης εργασιών μικρής κλίμακας. Ο ενδιαφερόμενος υποβάλλει έγγραφη γνωστοποίηση εργασιών και εκπόνησης της μελέτης στο Διαχειριστή του Δικτύου, υπογεγραμμένη από τον ίδιο και τον επιβλέποντα Μηχανικό.

β) Απαγορεύεται η εγκατάσταση ΦΒ πλαισίων πάνω από την απόληξη του κλιμακοστασίου και του φρεατίου ανελκυστήρα.

γ) Από την εγκατάσταση των ΦΒ πλαισίων δεν πρέπει να δημιουργείται χώρος κύριας ή βοηθητικής χρήσης ή ημιυπαίθριος.

δ) Τα ΦΒ πλαίσια που τοποθετούνται στο δώμα του κτιρίου πρέπει να οριοθετούνται περιμετρικά με συμπαγές στηθαίο και να βρίσκονται σε απόσταση τουλάχιστον 0.5m από αυτό.

ε) Τα ΦΒ πλαίσια που τοποθετούνται στη στέγη πρέπει να ακολουθούν την κλίση της, να βρίσκονται εντός του όγκου της και να απέχουν 0.5m από το περίγραμμα της.

Β.4 Σύνδεση ΦΒ Συστήματος με το Δίκτυο

Το ΦΒ σύστημα συνδέεται στο Δίκτυο Διανομής Χαμηλής Τάσεως και η σύνδεση αντιστοιχεί σε υφιστάμενο αριθμό παροχής του κτιρίου όπου θα τοποθετηθεί.

Η σύνδεση πραγματοποιείται με 5 βήματα:

- Βήμα 1. Υποβολή αίτησης στην τοπική υπηρεσία της ΔΕΗ Α.Ε. για έκδοση Προσφοράς Σύνδεσης.
- Βήμα 2. Εξέταση αίτησης από τη ΔΕΗ Α.Ε. και διατύπωση Προσφοράς Σύνδεσης προς τον ενδιαφερόμενο, η οποία ισχύει για 3 μήνες από την ημερομηνία έκδοσης της.
- Βήμα 3. Αποδοχή Προσφοράς Σύνδεσης και υπογραφή της – Υλοποίησης έργων σύνδεσης.
- Βήμα 4. Υποβολή αίτησης προς την τοπική υπηρεσία εμπορίας της ΔΕΗ Α.Ε, για τη σύναψη Σύμβασης Συμψηφισμού και υπογραφή της.
- Βήμα 5. Υποβολή αίτησης προς την τοπική υπηρεσία της ΔΕΗ Α.Ε. για ενεργοποίηση της σύνδεση του ΦΒ συστήματος.

Β.5 Βασικά στοιχεία για την Σύμβαση Συμψηφισμού

α) Η Σύμβαση Συμψηφισμού υπογράφεται μεταξύ του κυρίου του ΦΒ συστήματος και της ΔΕΗ Α.Ε. και αφορά στην πώληση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Έχει διάρκεια 25 έτη με έναρξη ισχύος την ημερομηνία ενεργοποίησης της σύνδεσης του ΦΒ συστήματος.

β) Αν ο κύριος του ΦΒ συστήματος αλλάξει προμηθευτή για την ηλεκτροδότηση των καταναλώσεων του στο κτίριο, λήγει αυτοδικαίως η Σύμβαση Συμψηφισμού και υπογράφεται νέα Σύμβαση για το υπολειπόμενο εκ των 25 ετών διάστημα με τον νέο προμηθευτή.

γ) Σε περίπτωση μεταβίβασης της ιδιοκτησίας του κτιρίου όπου έχει εγκατασταθεί το ΦΒ σύστημα, ο νέος κύριος υπεισέρχεται αυτοδίκαια στα δικαιώματα και τις υποχρεώσεις του μεταβιβάζοντος, που απορρέουν από τη Σύμβαση Συμψηφισμού.

δ) Η τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προς τη ΔΕΗ Α.Ε. διαμορφώνεται σύμφωνα με τον πίνακα Β.1 της επόμενης σελίδας.

ε) Η σύμβαση Συμψηφισμού συνομολογείται με τιμή πώλησης του ηλεκτρικού ρεύματος, η οποία αντιστοιχεί στο έτος που υπογράφεται η Σύμβαση, εφόσον η σύνδεση του ΦΒ συστήματος ενεργοποιηθεί εντός 6 μηνών από την ημερομηνία υπογραφής. Σε αντίθετη περίπτωση λαμβάνεται η τιμή, που αντιστοιχεί στο έτος ενεργοποίησης της σύνδεσης.

στ) Η τιμή στην οποία συνομολογείται η Σύμβαση Συμψηφισμού αναπροσαρμόζεται κάθε έτος κατά ποσοστό 25% του δείκτη τιμών καταναλωτή του προηγούμενου έτους, όπως αυτός καθορίζεται από την Εθνική Στατιστική Υπηρεσία της Ελλάδας. Αν η τιμή που προκύπτει με την ανωτέρω αναπροσαρμογή είναι μικρότερη της μέσης Οριακής Τιμής του Συστήματος (ΟΤΣ), όπως αυτή διαμορφώνεται κατά το

προηγούμενο έτος προσαυξημένη κατά 40%, η τιμολόγηση γίνεται με βάση τη μέση ΟΤΣ του προηγούμενου έτους προσαυξημένη κατά 40%.

Μήνας / Έτος	**Τιμή (ευρώ/MWh)**
Αύγουστος 2012	250,00
Φεβρουάριος 2013	238,75
Αύγουστος 2013	228,01
Φεβρουάριος 2014	217,75
Αύγουστος 2014	207,95
Φεβρουάριος 2015	198,59
Αύγουστος 2015	189,65
Φεβρουάριος 2016	181,12
Αύγουστος 2016	172,97
Φεβρουάριος 2017	165,18
Αύγουστος 2017	157,75
Φεβρουάριος 2018	150,65
Αύγουστος 2018	143,87

Πίνακας Β.1 «Εγγυημένες Τιμές Πώλησης – Αύγουστος 2012»

Β.6 Προϋποθέσεις Ενεργοποίησης Σύνδεσης της Εγκατάστασης στο Δίκτυο.

Για την ολοκλήρωση του πέμπτου βήματος, της ενεργοποίησης της σύνδεσης της εγκατάστασης στο δίκτυο, δηλαδή, απαιτούνται μαζί με την αίτηση προς την τοπική υπηρεσία της ΔΕΗ Α.Ε. επισυναπτόμενα τα εξής δύο έγγραφα:

- Μονογραμμικό ηλεκτρολογικό σχέδιο της εγκατάστασης και υπεύθυνη δήλωση Μηχανικού κατάλληλης ειδικότητας, στην οποία πρέπει να αναφέρεται η δυνατότητα αποσύνδεσης του ΦΒ συστήματος στις παρακάτω περιπτώσεις:

α) Έλλειψη τάσεως από το Δίκτυο της ΔΕΗ (φαινόμενο νησιδοποίησης).

β) Υπέρβαση των ορίων απόκλισης της τάσεως και της συχνότητας στην έξοδο του μετατροπέα.

- Όριο απόκλισης τάσεως: +15% έως -20% της ονομαστικής τάσεως
- Όριο απόκλισης συχνότητας ρεύματος: + 0,5Hz έως – 0,5Hz της ονομαστικής συχνότητας

Σε περίπτωση υπέρβασης των ορίων ο μετατροπέας πρέπει να τίθεται εκτός λειτουργίας (αυτόματη απόζευξη) σε 0,5 sec, με δυνατότητα επανάζευξης ύστερα από 3 λεπτά.

Βιβλιογραφία

[1] Εισαγωγή στην ηλιακή ενέργεια, Η πηγή. - Κ. Θ. Δέρβος

[2] Καγκαράκης Κ. Φωτοβολταϊκή Τεχνολογία, Εκδόσεις Συμμετρία, Αθήνα 1992.

[3] Σημειώσεις Οικονομικής Αξιολόγησης Επενδύσεων Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ – Στ. Παπαθανασίου

[4] C. Breyer, A. Gerlach. (2010). Global Overview on Grid-Parity Event Dynamics. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 6-10 September 2010, Valencia, Spain.Session 6CV.4.11, p. 5283 – 5304.

[5] European Photovoltaic Industry Association (EPIA). Global Market Outlook for Photovoltaics Until 2014. Brussels, 2010.

[6] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21). Renewables 2010 – Global Status Report. Paris, 2010

[7] JRC Reference Reports. R&D Investment in the Priority Technologies of the European Strategic Energy Technology Plan. European Commission, 2009.

[8] JRC Reference Reports. Renewable Energy Snapshots 2010. European Union, 2010.

[9] U.S Department of Energy, “2008 Solar Technologies Market Report”, January 2010.

[10] Šúri M., Huld T.A., Dunlop E.D. Ossenbrink H.A., 2007. Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. Solar Energy, 81, 1295–1305.

[11] Τεχνοοικονομική Αξιολόγηση Επενδύσεων σε Φωτοβολταϊκά Συστήματα και Ηλιακούς Θερμικούς Σταθμούς – Έκτορας Βισβάρδης - Καραϊσκος

[12] PURE – Promotion of Building Integrated Photovoltaics (Intelligent Energy for Europe). «Φωτοβολταϊκά συστήματα και κτίριο». Δεκέμβριος, 2008.

[13] Μελέτη επίδρασης φωτοβολταϊκών σε δίκτυα Χ.Τ. – Χρήστος Ε. Γκιλφέσης

[14] Φωτοβολταϊκές Εγκαταστάσεις – Πέρδιος Δ. Σταμάτης

[15] Σημειώσεις Οικονομικής Ανάλυσης Επιχειρήσεων – Κάπρος Π.

[16] «Οδηγίες για την Εγκατάσταση Φωτοβολταϊκών Συστημάτων σε Κτηριακές Εγκαταστάσεις», Τμήμα Φωτοβολταϊκών και Διεσπαρμένης Παραγωγής,

Διεύθυνση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Κ.Α.Π.Ε.).

[17] Joint Research Centre (JRC). Photovoltaic geographical Information System. Ανακτήθηκε από: http://sunbird.jrc.it/pvgis.

[18] Planning & Installing Photovoltaic Systems – The German Energy Society

[19] www.helapco.gr (Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβολταϊκών)

[20] Σύνδεσμος Εταιρειών Φωτοβολταϊκών. Ένας Πρακτικός Τεχνικός Οδηγός. Νοέμβριος 2010.

[21] Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ), Ημερίδα «Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και Αφαλάτωσης: Τεχνολογικές εξελίξεις – Νομοθετικό Πλαίσιο - Χρηματοδότηση», «Εξελίξεις των Φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα», Σεπτέμβριος 2010.

[22] www.energypress.gr/news/fwtoboltaika

[23] www.epia.org

[24] http://www.sologico.com/priceindex

[25] Δελτίο Τύπου – Τραπεζικά επιτόκια καταθέσεων και δανείων : Ιούνιος 2012