



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΧΗΜΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΙΙ: ΑΝΑΛΥΣΗΣ, ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ &  
ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΔΙΕΡΓΑΣΙΩΝ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ της**  
**ΑΝΑΣΤΑΣΙΑΣ ΙΩΑΝΝΟΥ**

ΤΕΧΝΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ ΟΙΚΙΑΚΩΝ  
ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΤΟΝ ΝΟΜΟ ΑΤΤΙΚΗΣ

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ  
**ΑΝΔΡΕΑΣ Γ. ΜΠΟΥΝΤΟΥΒΗΣ**

**ΑΘΗΝΑ**

**ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ 2012**

## Περίληψη

Συμφώνα με την υπουργική απόφαση «Ειδικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Φωτοβολταϊκών Συστημάτων σε Κτιριακές Εγκαταστάσεις» (ΦΕΚ 1079 / Β / 04.06.2009), από την 1<sup>η</sup> Ιουλίου 2009, παρέχεται η δυνατότητα εγκατάστασης Φωτοβολταϊκών Συστημάτων ισχύος μέχρι 10kW σε κτίρια που χρησιμοποιούνται για κατοικία ή στέγαση πολύ μικρών επιχειρήσεων. Το πρόγραμμα εφαρμόζεται σε όλη την επικράτεια με διαφοροποίηση στα μη διασυνδεδεμένα νησιά με το ηπειρωτικό σύστημα της χώρας, όπου η εγκατεστημένη ισχύς δεν μπορεί να ξεπερνά τα 5kW.

Ωστόσο, το πρόβλημα που έχει προκύψει σχετικά με την εγκατάσταση οικιακών φωτοβολταϊκών συστημάτων, είναι ο περιορισμός ως προς την έκταση της ελεύθερης διαθέσιμης επιφάνειας εγκατάστασης, καθώς η μέγιστη ισχύς των 10kW δύσκολα μπορεί να επιτευχθεί. Στην περίπτωση αυτή η βέλτιστη σχεδίαση του φωτοβολταϊκού συστήματος θεωρείται ιδιαίτερα σημαντική. Ιδιαίτερα για την περίπτωση οριζόντιων επιφανειών (π.χ δώματα), εκτός από τον προσανατολισμό των φωτοβολταϊκών πλαισίων, η απόσταση μεταξύ των φωτοβολταϊκών συστοιχιών καθορίζει τελικά το μέγεθος της μέγιστης εγκατεστημένης ισχύος.

Στην παρούσα εργασία επιχειρήθηκε, μέσω της εφαρμογής κατάλληλων μαθηματικών μοντέλων, να υπολογιστεί η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από ένα φωτοβολταϊκό σύστημα. Ακολούθως, πραγματοποιήθηκε παραμετρική ανάλυση ώστε να διερευνηθεί η επίδραση των γεωμετρικών χαρακτηριστικών της επιφάνειας εφαρμογής στην παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια. Για οριζόντιες επιφάνειες υπολογίστηκαν οι βέλτιστες τιμές της κλίσης, της αζιμούθιας γωνίας και της απόστασης μεταξύ των φωτοβολταϊκών συστοιχιών, για τις οποίες μεγιστοποιείται η ενεργειακή παραγωγή. Επιπλέον, καταστρώθηκε κατάλληλη αντικειμενική συνάρτηση, η οποία συνδέει τις σχεδιαστικές παραμέτρους της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης με οικονομικούς όρους και μελετήθηκαν οι βέλτιστες τιμές των παραμέτρων που οδηγούν σε μεγιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης, λαμβάνοντας υπόψη το υφιστάμενο καθεστώς πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.

## **Ευχαριστίες**

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον Καθηγητή Α. Μπουντουβή για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε και την καθοδήγηση και υποστήριξη που μου παρείχε.

Επίσης, θα ήθελα να εκφράσω τις θερμές μου ευχαριστίες στον Δρα Νίκο Στεφανάκη για την πολύτιμη και συνεχόμενη βοήθεια του στο υπολογιστικό κομμάτι καθώς και καθόλη την διεξαγωγή της εργασίας.

## Περιεχόμενα

Περίληψη.....	2
Ευχαριστίες.....	3
Περιεχόμενα.....	4
1. Φωτοβολταϊκή τεχνολογία.....	6
1.1 Εισαγωγή – Βασικές αρχές λειτουργίας των φωτοβολταϊκών συστημάτων.....	6
1.2 Φωτοβολταϊκό φαινόμενο.....	6
1.3 Ημιαγωγοί.....	6
1.3.1 Ημιαγωγοί με προσμίξεις.....	8
1.4 Τεχνολογίες Φ/Β Συλλεκτών.....	11
1.4.1 Πανέλα κρυσταλλικού πυριτίου.....	11
1.4.1.1 Μονοκρυστάλλικα κύτταρα Si.....	11
1.4.1.2. Πολυκρυσταλλικά κύτταρα Si.....	13
1.4.2 Πανέλα λεπτού υμενίου.....	14
1.5 Εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών Συστημάτων.....	16
1.5.1 Αυτόνομα Συστήματα.....	18
1.5.2 Διασυνδεδεμένα με το δίκτυο.....	19
1.6 Φωτοβολταϊκά με μηχανισμό ιχνηλάτισης.....	20
2. Ισχύουσα Νομοθεσία για εγκατάσταση Φωτοβολταϊκών Συστημάτων.....	22
2.1 Γενικά.....	22
2.1 Τρέχουσες Τιμές.....	24
2.2 Οικιακά Συστήματα Φωτοβολταϊκών.....	25
2.3 Συστήματα Φωτοβολταϊκών σε Στέγες Μικρών Επιχειρήσεων.....	26
2.4 Συστήματα Φωτοβολταϊκών σε Στέγες Κτιρίων του Δημοσίου & μη κερδοσκοπικών Οργανισμών.....	27
2.5 Φωτοβολταϊκά σε Στέγες Εμπορικών και Βιομηχανικών Επιχειρήσεων.....	27
2.6 Φωτοβολταϊκά στο Έδαφος.....	28
2.7 Αιτήσεις για Φωτοβολταϊκά πριν τον ισχύοντα νόμο.....	28
3. Μεθοδολογίες Υπολογισμού.....	32
3.1 Υπολογισμός Προσπίπτουσας Ηλιακής Ενέργειας.....	32
3.1.1 Εισαγωγή.....	32
3.1.2 Ηλιακή Γεωμετρία.....	32
3.1.3 Ηλιακή ακτινοβολία εκτός Γήινης Ατμόσφαιρας.....	37
3.1.4 Ολική, άμεση, διάχυτη ηλιακή ακτινοβολία στην επιφάνεια της Γης.....	41
3.1.5 Συνιστώσες ολικής ακτινοβολίας Ολική, απευθείας, διάχυτη και διάχυτα ανακλώμενη ακτινοβολία.....	43
3.1.6 Ανάλυση Ωριαίας Άμεσης και Διάχυτης Ακτινοβολίας.....	45
3.1.7 Υπολογισμός Ωριαίας Ανακλώμενης Ακτινοβολίας.....	46
3.1.8 Ολική Ηλιακή Ακτινοβολία σε Κεκλιμένο Επίπεδο.....	47
3.1.9 Υπολογισμός βέλτιστης κλίσης φωτοβολταϊκού συλλέκτη.....	48
3.2 Σκίαση σε φωτοβολταϊκές συστοιχίες.....	49
3.2.1 Υπολογισμός απόστασης $C_{min}$ για μηδενική σκίαση.....	51
3.3 Μοντέλο Σκίασης Monegon.....	52

3.4 Αποδιδόμενη Ηλεκτρική Ενέργεια.....	54
3.5 Απώλειες αποδιδόμενης ενέργειας λόγω μερικής σκίασης των Φ/Β πλαισίων .....	56
3.6 Οικονομική Ανάλυση .....	58
3.7 Υπολογιστικό Εργαλείο .....	64
4. Διερεύνηση Γεωμετρικών χαρακτηριστικών.....	67
4.1 Εύρεση βέλτιστης γωνίας κλίσης $\beta_{opt}$ και βέλτιστου προσανατολισμού $\gamma_{s,opt}$ .....	67
4.2 Υπολογισμός ελάχιστης απόστασης, $C_{min,opt}$ μεταξύ γειτονικών συλλεκτών.....	70
4.2.1 Εύρεση $C_{min,opt}$ για μηδενισμό σκίασης προκαλούμενη από μπροστινή συστοιχία .....	70
4.2.2 $C_{opt}$ σύμφωνα με μοντέλο Monogon .....	72
4.3 Απώλειες Αποδιδόμενης Ενέργειας Πανέλου .....	73
4.4 Αποδιδόμενη Ενέργεια Φωτοβολταϊκού Συστήματος .....	79
4.4.1 Εγκατάσταση σε στέγη .....	80
4.4.2 Εγκατάσταση σε Δώμα .....	81
4.4.2.1 Απώλειες αποδιδόμενης Ενέργειας λόγω Μερικής Σκίασης .....	82
5. Οικονομική Διερεύνηση .....	86
5.1 Διασαφήνιση Οικονομικής Διερεύνησης .....	86
5.2 Οικονομική Ανάλυση σε Στέγες .....	87
5.3 Οικονομική Ανάλυση σε Δώμα .....	90
Συμπεράσματα .....	97
Παράρτημα.....	101
Βιβλιογραφία .....	105
Διεθνής βιβλιογραφία .....	105
Ελληνική βιβλιογραφία.....	108
Ιστοσελίδες .....	108

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

### 1. Φωτοβολταϊκή τεχνολογία

Στο πρώτο κεφάλαιο γίνεται μια σύντομη περιγραφή του τρόπου λειτουργίας των φωτοβολταϊκών στοιχείων και της φωτοβολταϊκής τεχνολογίας. Επίσης, γίνεται αναφορά στην δομή και τους τύπους των φωτοβολταϊκών συστημάτων.

#### 1.1 Εισαγωγή – Βασικές αρχές λειτουργίας των φωτοβολταϊκών συστημάτων

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρική ενέργεια. Η μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρικό ρεύμα πραγματοποιείται από την γεννήτρια του φωτοβολταϊκού συστήματος, βασική μονάδα της οποίας αποτελεί το φωτοβολταϊκό κύτταρο. Το κύτταρο αποτελείται από ένα λεπτό στρώμα ημιαγωγικού υλικού, συνήθως πυρίτιο κατάλληλα επεξεργασμένο, με πάχος περίπου 0,3 mm και εμβαδό από 100 έως 225 cm<sup>2</sup>. Τα στοιχεία αυτά είναι δίοδοι ημιαγωγών σε μορφή δίσκου που όταν δέχονται στην επιφάνειά τους ηλιακή ενέργεια εκδηλώνουν μια διαφορά δυναμικού ανάμεσα στις δύο όψεις τους. Ανάλογα με το υλικό κατασκευής και την ένταση ακτινοβολίας που δέχεται ένα φωτοβολταϊκό κύτταρο, μπορεί να δώσει τάση 0,5-1,0 V και πυκνότητα ρεύματος 20-40 mA/cm<sup>2</sup> της επιφάνειάς του. Τα Φ/Β πλαίσια αποτελούνται από (συνήθως 30 έως 36) ερμητικά σφραγισμένα Φ/Β στοιχεία μέσα σε ειδική διαφανή πλαστική ύλη, των οποίων η μπροστινή όψη προστατεύεται από ανθεκτικό γυαλί. Η κατασκευή αυτή που δεν ξεπερνά σε πάχος τα 4 με 5 χιλιοστά, τοποθετείται συνήθως σε πλαίσιο αλουμινίου. Τα στοιχεία εσωτερικά είναι συνδεδεμένα σε σειρά ή παράλληλα ανάλογα με την εφαρμογή. Η διαδικασία αυτή βασίζεται στο φωτοβολταϊκό φαινόμενο, και το ρεύμα που παράγεται είναι συνεχές.

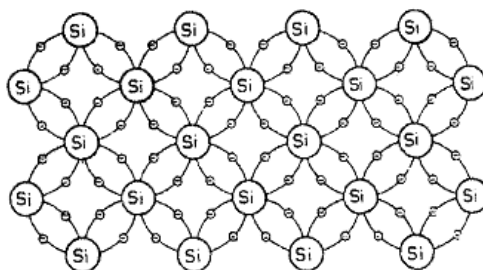
#### 1.2 Φωτοβολταϊκό φαινόμενο

Το φωτοβολταϊκό φαινόμενο συμβαίνει όταν ένα ηλεκτρόνιο στη ζώνη σθένους (valence band) ενός υλικού (γενικά ημιαγωγών) προωθείται στην ζώνη αγωγιμότητας (conduction band) εξαιτίας της απορρόφησης ενός αρκετά ενεργητικού φωτονίου (κβάντο ηλεκτρομαγνητικής ακτινοβολίας) που προσπίπτει στο υλικό. Στην πραγματικότητα, στα ημιαγωγικά υλικά, όπως και στα μονωτικά υλικά, τα ηλεκτρόνια σθένους δεν μπορούν να κινούνται ελεύθερα, αλλά συγκρινόμενα με τα μονωτικά υλικά, το ενεργειακό κενό μεταξύ της ζώνης σθένους και της ζώνης αγωγιμότητας είναι μικρό, με αποτέλεσμα τα ηλεκτρόνια να μπορούν εύκολα να μετακινούνται στην ζώνη αγωγιμότητας, όταν λαμβάνουν ενέργεια από το εξωτερικό. Αυτή η ενέργεια μπορεί να παρέχεται από φωτεινή ακτινοβολία, εξ ου και το φωτοβολταϊκό φαινόμενο.[1]

#### 1.3 Ημιαγωγοί

Το πιο δημοφιλές ημιαγωγικό υλικό για την κατασκευή φωτοβολταϊκών στοιχείων είναι, όπως αναφέραμε, το πυρίτιο. Το άτομο του πυριτίου έχει συνολικά δεκατέσσερα ηλεκτρόνια, εκ των οποίων τα τέσσερα βρίσκονται στην εξωτερική στοιβάδα, είναι δηλαδή

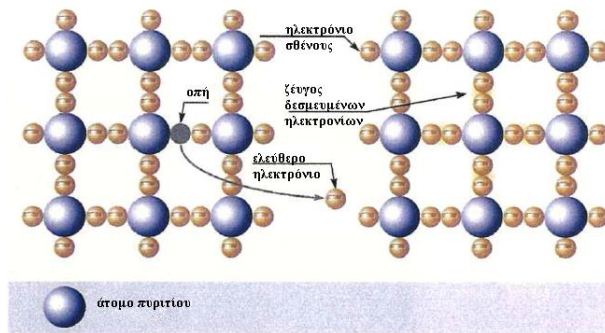
ηλεκτρόνια σθένους (τετρασθενές). Το κάθε άτομο πυριτίου μοιράζεται ηλεκτρόνια με τα γειτονικά του άτομα σχηματίζοντας ομοιοπολικούς δεσμούς μεταξύ τους και διαμορφώνοντας ένα σταθερό κρυσταλλικό πλέγμα όπως φαίνεται στην παρακάτω Εικόνα (1.1).



**Εικόνα 1.1 Απλοποιημένη δομή πλέγματος πυριτίου**

Με τη διαμόρφωση δεσμών με ομόλογα ζεύγη ηλεκτρονίων με τέσσερις γείτονες, το πυρίτιο επιτυγχάνει σταθερή διαμόρφωση ευγενούς αερίου με οκτώ εξωτερικά ηλεκτρόνια. Εφόσον, όλα τα ηλεκτρόνια σθένους των ατόμων πυριτίου είναι δεσμευμένα στους ομοιοπολικούς δεσμούς, δεν υπάρχουν ελεύθεροι φορείς ηλεκτρικού ρεύματος και το σώμα δεν διαθέτει αγωγιμότητα. Αυτό συμβαίνει όμως μόνο στην περίπτωση που ο ημιαγωγός βρίσκεται στη θεμελιώδη ενεργειακή κατάσταση, δηλαδή στην κατάσταση εκείνη όπου το ενεργειακό του περιεχόμενο είναι πολύ χαμηλό (θερμοκρασιακή περιοχή απολύτου μηδέν). Σε αυτή την κατάσταση οι ημιαγωγοί συμπεριφέρονται σαν μονωτές.

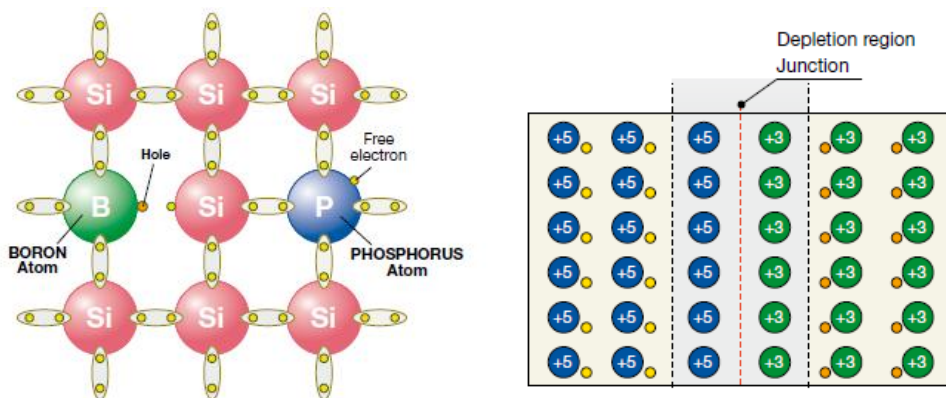
Το ηλιακό φως που προσπίπτει σε κρυσταλλικό πυρίτιο είναι δυνατό να ανακλαστεί, να απορροφηθεί ή να διαπεράσει τον κρύσταλλο. Σε περίπτωση απορρόφησης φωτός χαμηλής ενέργειας, τα άτομα του πυριτίου ταλαντώνονται γύρω από την θέση τους στο πλέγμα χωρίς να χαλαρώσουν οι δεσμοί μεταξύ τους. Τα ηλεκτρόνια σθένους απορροφώντας ενέργεια μεταπηδούν σε υψηλότερες ενεργειακές στάθμες οι οποίες είναι ασταθείς. Η επιστροφή των ηλεκτρονίων στην αρχική ενεργειακή τους στάθμη γίνεται με απόδοση θερμότητας. Στην περίπτωση που το φως έχει την απαιτούμενη ενέργεια, οι δεσμοί μεταξύ των ατόμων μπορούν να διασπαστούν. Το ηλεκτρόνιο ενός δεσμού είναι δυνατό να αποχωρισθεί την θέση του από τον κρύσταλλο και να μετακινηθεί από την ζώνη σθένους στην ζώνη αγωγιμότητας, αφήνοντας μια "οπή" στο κρυσταλλικό πλέγμα. Η δημιουργηθείσα οπή συμπεριφέρεται ως θετικό φορτίο και συμβολίζεται με  $p$  (από το positive), γιατί ένα από τα γύρω ηλεκτρόνια σθένους θα μεταφερθεί και θα «γεμίσει» την οπή αφήνοντας πίσω στη θέση του μια άλλη οπή. Αν εφαρμοσθεί ηλεκτρικό πεδίο, θα έχουμε μετακίνηση φορτίου για δυο λόγους, από την μετακίνηση των "ελεύθερων" ηλεκτρονίων και από την αντίθετη κίνηση των οπών. Συνεπώς, στην αγωγιμότητα συμβάλλουν και οι οπές και τα ελεύθερα ηλεκτρόνια. Η κίνηση των οπών γίνεται στη ζώνη σθένους, όπου συμβαίνει μετακίνηση ηλεκτρονίων από δεσμό σε δεσμό και η κίνηση των ηλεκτρονίων συμβαίνει στη ζώνη αγωγιμότητας. Η συνδυασμένη αγωγιμότητα των δύο ζωνών του καθαρού ημιαγωγού ονομάζεται ενδογενής αγωγιμότητα. [2]



Εικόνα 1.2 Η κρυσταλλική δομή του πυριτίου και η ενδογενής αγωγιμότητα [2]

Η ενδογενής αγωγιμότητα του καθαρού κρυσταλλικού πυριτίου, όμως, δεν είναι ικανή να δώσει ρεύμα. Εάν δεν υπήρχε κάποιος άλλος μηχανισμός τα ζεύγη ηλεκτρονίων-οπών θα εκτελούσαν, για σύντομο χρονικό διάστημα, τυχαίους ελιγμούς στον κρύσταλλο και τελικά θα επανέρχονταν στις αρχικές τους θέσεις στην ζώνη σθένους αποδίδοντας ενέργεια.

Για τη παραγωγή ρεύματος, το πυρίτιο σε ένα φωτοβολταϊκό κύτταρο πρέπει να τροποποιηθεί κατάλληλα. Εισάγονται, συνεπώς, σκοπίμως ακαθαρσίες εντός του κρυσταλλικού πλέγματος, συγκεκριμένα άτομα τα οποία διαθέτουν είτε ένα ηλεκτρόνιο περισσότερο (φώσφορο) ή ένα ηλεκτρόνιο λιγότερο (βόριο) από το πυρίτιο στην εξωτερική τους στιβάδα.



Εικόνα 1.3 Προσμίξεις στο κρυσταλλικό πλέγμα του πυριτίου [1]

### 1.3.1 Ημιαγωγοί με προσμίξεις

#### Ημιαγωγός τύπου n

Όταν στον κρύσταλλο πυριτίου μερικά άτομα Si αντικαθίστανται από πεντασθενή άτομα π.χ. φωσφόρου τότε τα τέσσερα ηλεκτρόνια του P παίρνουν τη θέση στη ζώνη σθένους των αντίστοιχων ηλεκτρονίων του Si που αντικατέστησε και το πέμπτο τοποθετείται στη ζώνη αγωγιμότητας. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα και τον δραστικό περιορισμό (σχεδόν μηδενισμό) του φαινομένου της δημιουργίας των ζευγών ηλεκτρονίου - οπής που συμβαίνει στον καθαρό ημιαγωγό. Επομένως, σε έναν τέτοιο κρύσταλλο επικρατούν οι αρνητικοί (negative) φορείς δηλαδή τα ηλεκτρόνια, και γι' αυτό μια τέτοια πρόσμιξη και ο αντίστοιχος ημιαγωγός, ονομάζεται τύπου n.

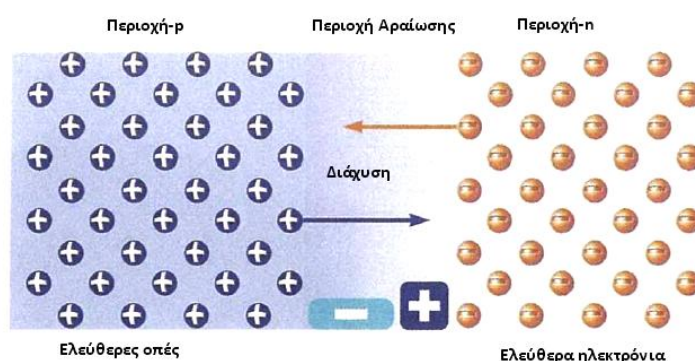


### Ημιαγωγός τύπου p

Όταν ο κρύσταλλος πυριτίου "νοθευτεί" με τρισθενές στοιχείο, π.χ. Βόριο, τότε από τις τέσσερις κενές θέσεις στη ζώνη σθένους, που αφήνει το άτομο του πυριτίου που αντικαταστάθηκε, θα συμπληρωθούν μόνο οι τρεις από τα ηλεκτρόνια του ατόμου του Β. Συνεπώς δημιουργούνται οπές στη ζώνη σθένους τόσες, όσα τα άτομα του Β στον κρύσταλλο. Αυτό, έχει ως συνέπεια το δραστικό περιορισμό δημιουργίας ζευγών ηλεκτρονίου - οπής που έχουμε στον καθαρό ημιαγωγό. Σε αυτόν τον κρύσταλλο επικρατούν οι θετικοί (positive) φορείς δηλαδή οι οπές, και για αυτό μια τέτοια πρόσμιξη και ο αντίστοιχος ημιαγωγός, ονομάζεται τύπου p.

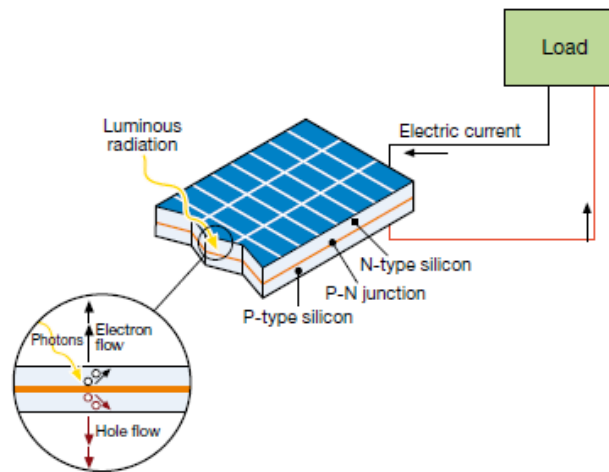
### Δίοδος p-n

Ένας ημιαγωγός τύπου p βρίσκεται σε επαφή με ημιαγωγό τύπου n και συγκροτεί έτσι την διεπαφή p-n. Το σύστημα που δημιουργείται, όταν έλθουν σε επαφή ένας ημιαγωγός τύπου p με ένα τύπου n ονομάζεται κρυσταλλοδίοδος. Ολόκληρη η διεπαφή αποτελείται από τρεις ξεχωριστές περιοχές: την περιοχή τύπου p, την περιοχή απογυμνώσεως (περιοχή αραιώσεως, depletion region) ή ζώνη φραγμού και την περιοχή τύπου n. Στην περιοχή απογυμνώσεως (p-n σύνδεση) τα ηλεκτρόνια τείνουν να κινηθούν από την περιοχή πλούσια σε ηλεκτρόνια (n) σε εκείνη που είναι φτωχότερη (p), με αποτέλεσμα την δημιουργία οπών και τη συσσώρευση ακίνητων θετικών ιόντων στην περιοχή n. Αντιστρόφως, οπές διαχέονται προς το τύπου n μέρος και αφήνουν πίσω τους μια περιοχή από ακίνητα αρνητικά ιόντα.



Εικόνα 1.4 : Διάχυση ηλεκτρονίων οπών [2]

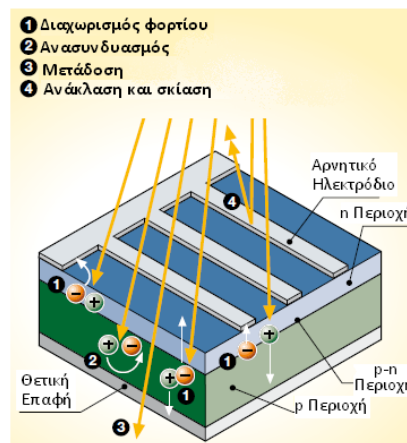
Η περιοχή η οποία επεκτείνεται μερικά μικρόμετρα πέρα από την επαφή ονομάζεται απογυμνωμένη διότι έχει αποψιλωθεί από κινητούς φορείς φορτίου. Σε αυτή υπάρχει ένα ηλεκτρικό πεδίο, το οποίο σαρώνει το κινητό φορτίο και το διώχνει από την περιοχή απογυμνώσεως. Το εσωτερικό αυτό ηλεκτρικό πεδίο δημιουργεί ένα φράγμα δυναμικού  $V_0$ , το οποίο εμποδίζει την περαιτέρω διάχυση των οπών και των ηλεκτρονίων κατά μήκος της επαφής όταν δεν εφαρμόζεται εξωτερική τάση. Συνδέοντας τον σύνδεσμο με έναν εξωτερικό αγωγό, δημιουργείται βραχυκύκλωμα, στο οποίο το ρεύμα ρέει από την περιοχή n, μεγαλύτερου δυναμικού στην περιοχή p, χαμηλότερου δυναμικού, για την διάρκεια φωτισμού του κυττάρου. Η περιοχή του πυριτίου, η οποία συμβάλλει στην τροφοδότηση του ρεύματος είναι η περιοχή γύρω από τη διασταύρωση p-n. Κατά συνέπεια, είναι σημαντικό το φωτοβολταϊκό κύτταρο να διαθέτει μεγάλη επιφάνεια: όσο μεγαλύτερη είναι η επιφάνεια, τόσο υψηλότερο το παραγόμενο ρεύμα.



Εικόνα 1.5 Λειτουργία ενός φωτοβολταϊκού κυττάρου[1]

### Απώλειες προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας

Ωστόσο, η προσπίπτουσα ηλιακή ενέργεια στο φωτοβολταϊκό στοιχείο δεν μετατρέπεται εξολοκλήρου σε ηλεκτρική ενέργεια, αλλά συμβαίνει απομείωσή της λόγω διαφόρων φαινομένων.



Εικόνα 1.6 Το φωτοβολταϊκό φαινόμενο, το ενεργειακό ισοζύγιο και το ποσοστό της προσπίπτουσας ηλιακής ενέργειας που δεν μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια.

Πιο συγκεκριμένα, υπάρχουν:

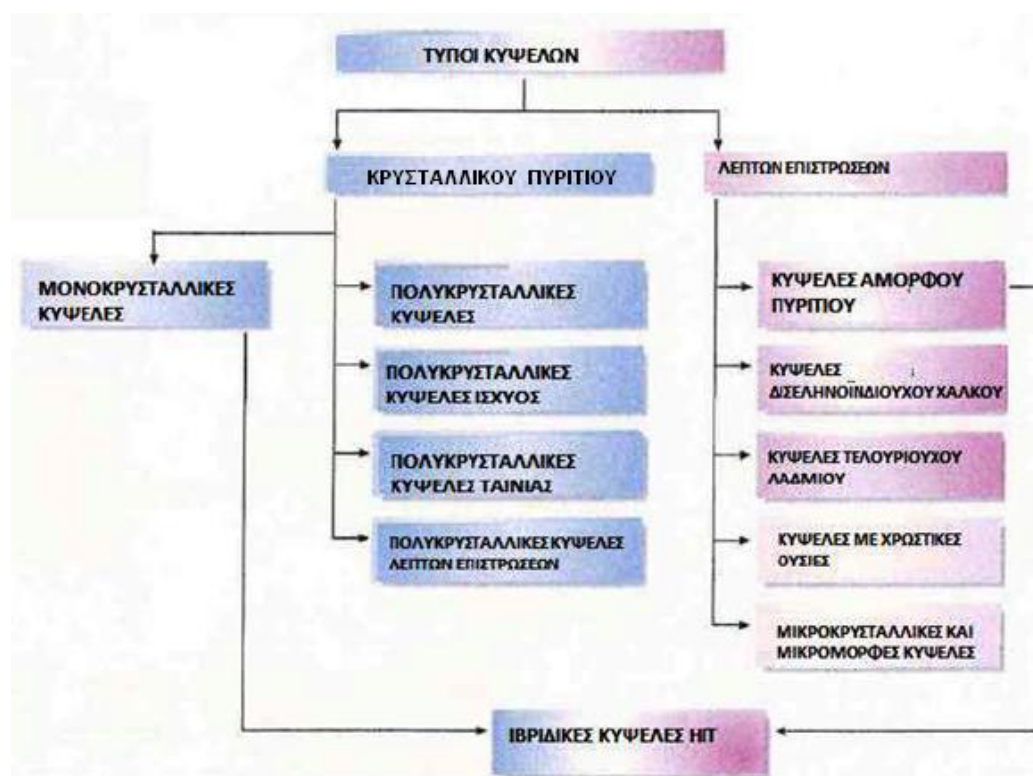
- 3% απώλειες λόγω ανάκλασης και σκίασης των μπροστινών επαφών.
- 23% φωτόνια με μεγάλο μήκος κύματος και συνεπώς ανεπαρκή ποσότητα ενέργειας για την αποδέσμευση των ηλεκτρονίων από την ζώνη σθένους, με δημιουργία θερμότητας.
- 32% φωτόνια με μικρό μήκος κύματος, με περίσσεια ενέργεια (μετάδοση).
- 8,5% απώλειες λόγω επανένωσης των ελεύθερων φορέων φορτίου.
- 20% απώλειες λόγω του ηλεκτρικού δυναμικού στο κελί, στις περιοχές μετάβασης.
- 0,5% απώλειες λόγω αντιστάσεων στις συστοιχίες, που αντιπροσωπεύουν κυρίως την απώλεια λόγω αγωγιμότητας. Συνεπώς, μένει ένα ποσοστό κατά προσέγγιση

13% καθαρής ηλιακής ακτινοβολία για χρήση προς ηλεκτρική ενέργεια. Το ποσό της ηλιακής ακτινοβολίας που θα μετατραπεί σε ηλεκτρική εξαρτάται από την τεχνολογία φ/β που χρησιμοποιείται [1].

#### 1.4 Τεχνολογίες Φ/Β Συλλεκτών

Η επιλογή της τεχνολογίας των φ/β είναι συνάρτηση των αναγκών, του διαθέσιμου χώρου ή ακόμα της οικονομικής ευχέρειας του χρήστη.

Τα Φ/Β πάνελα του εμπορίου χωρίζονται σε δύο μεγάλες κατηγορίες: τα κρυσταλλικού πυριτίου και τα Άμορφα ή Λεπτών Υμενίων. [2]



Εικόνα 1.7 Τύποι κυψελών

##### 1.4.1 Πανέλα κρυσταλλικού πυριτίου

Προς το παρόν, τα κρυσταλλικά πάνελ πυριτίου χρησιμοποιούνται περισσότερο και χωρίζονται σε δύο κύριες κατηγορίες:

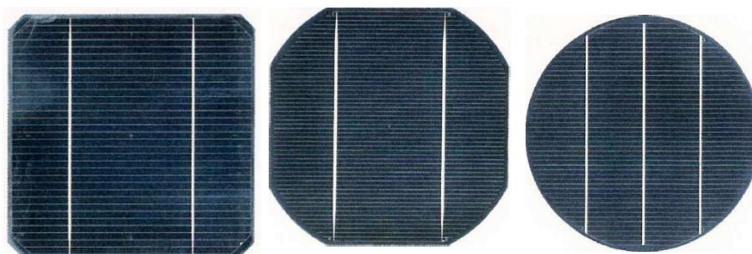
###### 1.4.1.1 Μονοκρυστάλλικα κύτταρα Si

Η ονομασία τους προέρχεται από την μορφή του κρυσταλλικού πλέγματος των ατόμων Si που πλησιάζει τον τέλειο κρύσταλλο. Τα μονοκρυσταλλικά πάνελ κατασκευάζονται με κρυστάλλους πυριτίου υψηλής καθαρότητας. Το μονοκρυσταλλικό πυρίτιο έχει κυλινδρική μορφή με διάμετρο 13-20 cm και μήκος 200cm και λαμβάνεται με την ανάπτυξη ενός κρυστάλλου σε νηματοειδή μορφή με αργή περιστροφική κίνηση. Στη συνέχεια, ο κύλινδρος αυτός κόβεται σε φέτες πάχους 200-250 μm και η επάνω επιφάνεια υφίσταται επεξεργασία για να αποκτήσει μικροαυλακώσεις ώστε να ελαχιστοποιούνται οι απώλειες από τις ανακλάσεις. Η ανάγκη χρησιμοποίησης ιδιαίτερα καθαρού Si (ακριβή «πρώτη» ύλη), η χρήση εξειδικευμένων μεθόδων τήξης και κοπής για την επίτευξη του

μονοκρυσταλλικού πλέγματος αυξάνει το κόστος παραγωγής δίνοντας τους όμως τον καλύτερο βαθμό απόδοσης από τις τρεις κατηγορίες φθάνοντας το 15-18% σε συνδυασμό με την υψηλή διάρκεια και διατήρηση των χαρακτηριστικών στο χρόνο (Ορισμένοι κατασκευαστές εγγυώνται τα πάνελ για 20 έτη με μέγιστη απώλεια αποδοτικότητας 10% σε σχέση με την ονομαστική αξία). Το ποσοστό αυτό οφείλεται κυρίως στο ότι τα μονοκρυσταλλικά κύτταρα είναι πιο ευαίσθητα στην υπέρυθη ακτινοβολία που το ενεργειακό της περιεχόμενο είναι σχετικά χαμηλό. Το κόστος αυτών των στοιχείων είναι περίπου 3,2 - 3,5 € / W και τα πάνελ αυτής της τεχνολογίας χαρακτηρίζονται συνήθως από ένα ομοιογενές σκούρο μπλε χρώμα, το οποίο αποδίδεται στην αντανάκλαστική επίστρωση με οξειδίο του τιτανίου (AR) που έχει σκοπό να βελτιώσει την συγκέντρωση της ηλιακής ακτινοβολίας.



Εικόνα 1.8 Πάνελο Μονοκρυσταλλικού Πυριτίου



Εικόνα 1.9 Τετραγωνικό μονοκρυσταλλικό κύτταρο, Ημικυκλικό μονοκρυσταλλικό κύτταρο, Κυκλικό μονοκρυσταλλικό κύτταρο

Απόδοση: από 15 % - 18 % (πυρίτιο Czochralski).

Μορφή: ανάλογα με το πόσο μονοκρυσταλλικό υλικό αφαιρείται παράγονται κυκλικά, ημικυκλικά ή τετράγωνα κύτταρα. Τα κυκλικά κύτταρα είναι φτηνότερα από ημικυκλικά ή από τα τετράγωνα κύτταρα δεδομένου ότι το λιγότερο υλικό σπαταλιέται στην παραγωγή τους. Παρά ταύτα χρησιμοποιούνται σπανίως στα τυποποιημένα στοιχεία γιατί όταν τοποθετούνται το ένα δίπλα στο άλλο δεν αξιοποιούν σωστά το χώρο. Εντούτοις, σε ειδικές κατασκευές σε κτίρια όπου η μερική διαφάνεια είναι επιθυμητή, ή για τα ηλιακά οικιακά συστήματα, τα στρογγυλά κύτταρα είναι μια εντελώς

βιώσιμη εναλλακτική λύση.

Συνηθισμένα μεγέθη:  $10\text{cm}^2 \times 10\text{cm}^2$  ή  $12.5\text{cm}^2 \times 12.5\text{cm}^2$  ή  $15\text{cm}^2 \times 15\text{cm}^2$

Πάχος: 0.2mm 0,3mm

Εμφάνιση: ομοιόμορφη

Χρώμα: σκούρο μπλε προς το Μαύρο (με το AR) γκριζο (χωρίς AR).

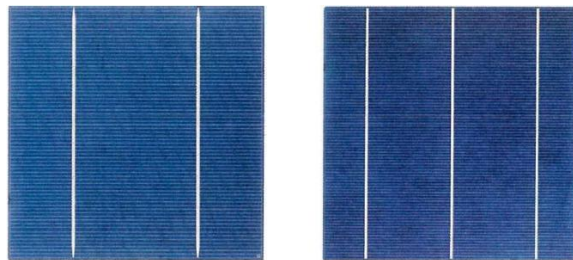
#### 1.4.1.2. Πολυκρυσταλλικά κύτταρα Si

Στα Πάνελς Πολυκρυσταλλικού πυριτίου οι κρύσταλλοι των κυττάρων παίρνουν διάφορες μορφές και κατευθύνσεις. Στην πραγματικότητα ο τυπικός ιριδισμός των κυττάρων πολυκρυσταλλικού πυριτίου οφείλεται στις διαφοροποιημένες διευθύνσεις των κρυστάλλων και την συνεπαγόμενη διαφορετική συμπεριφορά όσον αφορά το φως. Ο πολυκρυσταλλικός ημικατεργασμένος όγκος πυριτίου λαμβάνεται με τήξη και χύτευση του πυριτίου σε καλούπια που έχουν σχήμα παραλληλεπίπεδο. Αιτία αυτής της διαφοροποίησης είναι η μαζική και λιγότερο ελεγχόμενη ψύξη του Si, κάτι που μειώνει αισθητά το κόστος παραγωγής. Όπως και στην προηγούμενη τεχνολογία, μετά την ψύξη το πολυκρυσταλλικό πλέγμα προιόνιζεται στα λεπτά Φ/Β κύτταρα. Η ύπαρξη διαφόρων κρυστάλλων μέσα στο πλέγμα αυξάνει την εσωτερική αντίσταση στα σημεία σύνδεσής τους, με αποτέλεσμα ο συνολικός βαθμός απόδοσης να μην μπορεί να ξεπεράσει το 13-15%. Οι φέτες που λαμβάνονται με τον τρόπο αυτό έχουν τετράγωνο σχήμα πάχους 180-300 μm. Η αποδοτικότητα είναι χαμηλότερη σε σύγκριση με το μονοκρυσταλλικό πυρίτιο, αλλά το ίδιο συμβαίνει και με το κόστος, 2.8 έως 3.3 €/W. Εν πάση περιπτώσει η διάρκεια είναι υψηλή (σε σύγκριση με το μονοκρυσταλλικό πυρίτιο) καθώς και η διατήρηση της απόδοσης στο χρόνο (85% της αρχικής αποδοτικότητας μετά από 20 χρόνια). Τα κύτταρα που κατασκευάζονται με αυτήν την τεχνολογία αναγνωρίζονται από τους ευδιάκριτους κρυσταλλικούς κόκκους της επιφάνειας.

Στα πολυκρυσταλλικά κύτταρα υπάρχει μια σαφής τάση προς μεγαλύτερα κύτταρα και, ως εκ τούτου προς πιο αποδοτική παραγωγή στοιχείων με μεγαλύτερη αποδοτικότητα. Πολλοί κατασκευαστές τώρα προσφέρουν πολυκρυσταλλικά κύτταρα 8 ιντσών: το μήκος της άκρης είναι 8 ίντσες (21 εκατοστά). Στο μέλλον η κατασκευή μεγαλύτερων κυττάρων θα μειώσει το κόστος παραγωγής του κυττάρου και του στοιχείου διότι θα απαιτούνται λιγότερα κύτταρα ανά στοιχείο. Εν τούτοις οι κατασκευαστές στοιχείων πρώτα πρέπει να ρυθμίσουν τα συστήματα παραγωγής τους ώστε να προσαρμοσθούν στα νέα μεγέθη και επίσης να αναπτύξουν νέες διόδους παρέκκλισης και κουτιά συνδέσεων σχεδιασμένα για τις υψηλότερες εντάσεις ηλεκτρικού ρεύματος και θερμοκρασίες διόδων. Οι τεχνολογικές απαιτήσεις του συστήματος είναι επίσης υψηλότερες (καλώδια, αντιστροφείς κλπ) εφ' όσον τα συστήματα πρέπει να διαχειρίζονται υψηλότερες εντάσεις.



**Εικόνα 1.10 Πανέλο Πολυκρυσταλλικού Πυριτίου**



**Εικόνα 1.11 Σύγκριση κυττάρων 6 και 8 ιντσών**

Απόδοση: Από 13% έως 16% (με το AR).

Μορφή: Τετράγωνο.

Συνηθισμένα μεγέθη:  $10\text{cm}^2 \times 10\text{cm}^2$ ,  $12.5\text{cm}^2 \times 12.5\text{cm}^2$ ,  $15\text{cm}^2 \times 15\text{cm}^2$ ,  $15.6\text{cm}^2 \times 15.6\text{cm}^2$  και  $21\text{cm}^2 \times 21\text{cm}^2$ .

Πάχος: 0.24mm 0.3mm.

Εμφάνιση: η μέθοδος ενιαίας χύτευσης σχηματίζει κρυστάλλους με διαφορετικούς προσανατολισμούς. Επειδή το φως αντανακλάται διαφορετικά, τα μεμονωμένοι κρύσταλλοι διακρίνονται στην επιφάνεια (σχέδιο παγετού).

Χρώμα μπλε (με το AR) ασημένιο γκρι (χωρίς AR).

Σήμερα η αγορά κυριαρχείται κατά περίπου 90% από την τεχνολογία κρυσταλλικού πυριτίου. Η τεχνολογία αυτή είναι ώριμη όσον αφορά την αποδοτικότητα και το κόστος παραγωγής και κατά πάσα πιθανότητα θα εξακολουθήσει να κυριαρχεί στην αγορά μεσοπρόθεσμα. Μόνο κάποιες ελαφρές βελτιώσεις αναμένονται όσον αφορά την αποδοτικότητα (τα νέα βιομηχανικά προϊόντα παρέχουν απόδοση 18%, με εργαστηριακό ρεκόρ 24,7% που θεωρείται πρακτικά αξεπέραστο) και μια πιθανή μείωση του κόστους που θα προέλθει από την εισαγωγή βιομηχανικών μεθόδων για μεγαλύτερες και λεπτότερες φέτες όπως επίσης και από τις οικονομίες κλίμακος.

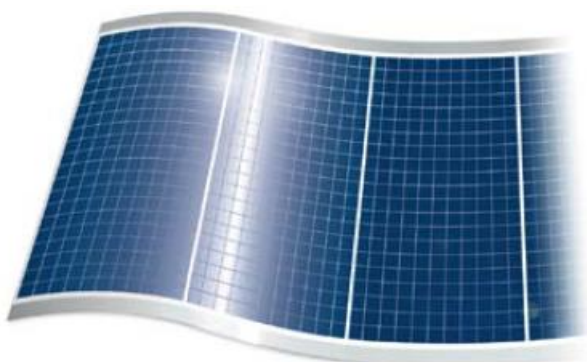
#### **1.4.2 Πανέλα λεπτού υμενίου**



Τα πανέλα λεπτού υμενίου αποτελούνται από υλικό ημιαγωγών το οποίο εναποτίθεται με την μορφή αερίων μιγμάτων σε υλικά στήριξης όπως το γυαλί, τα πολυμερή, το αλουμίνιο τα οποία δίνουν μια φυσική συνοχή στο μίγμα. Το ημιαγωγικό επίστρωμα έχει πάχος λίγων μικρομέτρων ενώ τα κύτταρα από κρυσταλλικό πυρίτιο έχουν πάχος μερικών εκατοντάδων μικρομέτρων. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα σημαντική εξοικονόμηση υλικού και η δυνατότητα διασφάλισης εύκαμπτων υλικών βάσης διευρύνει το πεδίο εφαρμογών των κυττάρων λεπτού υμενίου.

Τα χρησιμοποιούμενα υλικά είναι:

- Άμορφο πυρίτιο
- CdTeS (σουλφίδιο καδμίου - τελουριούχο κάδμιο)
- GaAs (Αρσενιούχο Γάλλιο)
- CIS, CIGS και CIGSS (κράματα δισηληνιούχου ινδιούχου χαλκού).



*Εικόνα 1.12 Πάνελ λεπτού υμενίου*

Το άμορφο πυρίτιο (συμβολιζόμενο με a-Si) καθώς εναποτίθεται ως επίστρωμα πάνω σε ένα υλικό βάσης (για παράδειγμα αλουμίνιο) αποτελεί μια φωτοβολταϊκή τεχνολογία που διασφαλίζει μειωμένο κόστος παραγωγής σε σύγκριση με το κρυσταλλικό πυρίτιο αλλά η αποδοτικότητα των κυττάρων αυτών έχει την τάση να επιδεινώνεται με την πάροδο του χρόνου. Το άμορφο πυρίτιο μπορεί επίσης να ψεκαστεί σε ένα λεπτό φύλλο πλαστικού ή εύκαμπτου υλικού. Χρησιμοποιείται κυρίως όταν είναι απαραίτητο να ελαχιστοποιηθεί το βάρος του πάνελ και να προσαρμοστεί σε καμπύλες επιφάνειες. Η απόδοση του a-Si (5% έως 6%) είναι πολύ χαμηλή εξ αιτίας των πολλών αντιστάσεων που πρέπει να αντιμετωπίσουν τα ηλεκτρόνια στη ροή τους. Επίσης στην περίπτωση αυτή η λειτουργία του κυττάρου επιδεινώνεται με τον χρόνο. Μια ενδιαφέρουσα εφαρμογή της τεχνολογίας αυτής είναι η διάταξη σε σειρά που συνδυάζει ένα στρώμα αμόρφου πυριτίου με ένα ή περισσότερα στρώματα κρυσταλλικού πυριτίου πολλαπλής ένωσης. Χάρη στο διαχωρισμό του ηλιακού φάσματος κάθε ένωση έτσι όπως είναι τοποθετημένη στη σειρά αποδίδει καλύτερα και εγγυάται υψηλότερα επίπεδα αποδοτικότητας και αντοχής. Τα ηλιακά κύτταρα CdTeS αποτελούνται από ένα στρώμα P (CdTe) και ένα στρώμα N (CdS) που σχηματίζουν μια εταιροένωση P-N. Τα κύτταρα CdTeS έχουν μεγαλύτερη απόδοση από τα κύτταρα άμορφου πυριτίου. Κυμαίνεται από 10% έως 11% για τα βιομηχανικά προϊόντα και 15,8% κατά τις δοκιμές των εργαστηρίων. Η μαζική παραγωγή της τεχνολογίας CdTeS έχει περιβαλλοντικές επιπτώσεις όσον αφορά το CdTe που περιέχεται στα κύτταρα. Επειδή δεν

είναι υδατοδιαλυτό και είναι πιο σταθερό από άλλα μείγματα που περιέχουν κάδμιο μπορεί να δημιουργήσει πρόβλημα εάν δεν ανακυκλωθεί ή χρησιμοποιηθεί σωστά.

Το μέσο κόστος παραγωγής τέτοιων στοιχείων κυμαίνεται από 1,5 έως 2,2 €/W. Σήμερα η τεχνολογία GaAs είναι η πιο ενδιαφέρουσα όσον αφορά στην απόδοση, η οποία είναι υψηλότερη, από 25 έως 30%, αλλά η παραγωγή των κυττάρων αυτών περιορίζεται από το υψηλό κόστος και από την έλλειψη του υλικού το οποίο κατά κύριο λόγο χρησιμοποιείται στην βιομηχανία παραγωγής υπερταχέων ημιαγωγών και οπτοηλεκτρονικών. Στην πραγματικότητα, η τεχνολογία GaAs χρησιμοποιείται κυρίως σε διαστημικές εφαρμογές όπου το βάρος και οι μειωμένες διαστάσεις παίζουν σημαντικό ρόλο.

Τα στοιχεία CIS/CIGS/CIGSS είναι μέρος μιας τεχνολογίας που είναι ακόμη υπό μελέτη και ανάπτυξη. Το πυρίτιο αντικαθίσταται με ειδικά κράματα όπως:

- χαλκός, ίνδιο και σελήνιο (CIS)
- χαλκός, ίνδιο, γάλλιο και σελήνιο (CIGS)
- χαλκός, ίνδιο, γάλλιο, σελήνιο και θείο (CIGSS).

Σήμερα η απόδοση είναι από 10% έως 11% και η παραγωγικότητα παραμένει σταθερή στο χρόνο. Όπως με το μονοκρυσταλλικό και το πολυκρυσταλλικό πυρίτιο, προβλέπεται μείωση του κόστους παραγωγής το οποίο προς το παρόν κυμαίνεται μεταξύ 2,2 και 2,5 €/W. Το μερίδιο αγοράς των τεχνολογιών λεπτού υμενίου είναι ακόμη πολύ περιορισμένο (περίπου 7%) αλλά μεσοπρόθεσμα εξετάζονται λύσεις που έχουν τις περισσότερες δυνατότητες για σημαντική μείωση του κόστους παραγωγής. Απλώνοντας το λεπτό υμένιο κατευθείαν σε μεγάλη επιφάνεια, περισσότερο από 5 τετραγωνικά μέτρα, αποφεύγονται τα αποκόμματα που είναι τυπικά στη διαδικασία τεμαχισμού για να παραχθούν φέτες κρυσταλλικού πυριτίου από τον αρχικό ημικατεργασμένο όγκο. Οι βιομηχανικές τεχνικές επιστρώσης καταναλώνουν λίγη ενέργεια συνεπώς ο χρόνος επιστροφής του κόστους της επένδυσης είναι σύντομος. Σε σύγκριση με τα κρυστάλλικα στοιχεία πυριτίου, τα στοιχεία λεπτών υμενίων παρουσιάζουν χαμηλότερη εξάρτηση της αποδοτικότητας στη λειτουργούσα θερμοκρασία και επίσης καλή ανταπόκριση, όταν υπάρχει κυρίως διάχυτο φως και τα επίπεδα άμεσης ακτινοβολίας είναι χαμηλά, προ πάντων τις νεφελώδεις ημέρες. [2]

### **1.5 Εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών Συστημάτων**

Μια εγκατάσταση φωτοβολταϊκών ουσιαστικά αποτελείται από μια γεννήτρια (τα φωτοβολταϊκά πάνελς), από ένα σκελετό στήριξης για την εγκατάσταση των πάνελς στο έδαφος, σε ένα κτίριο ή σε οποιαδήποτε κατασκευή, από ένα σύστημα ελέγχου της ισχύος, από ένα ενδεχόμενο σύστημα αποθήκευσης, από θήκες που περιβάλλουν τα συστήματα με τους ηλεκτρικούς διακόπτες και ρελέδες τα οποία συνδέουν, αποσυνδέουν και προστατεύουν τον εξοπλισμό και από καλώδια σύνδεσης.

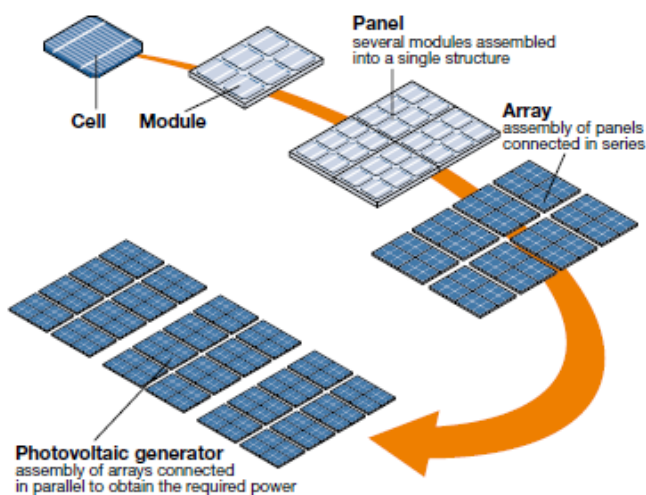
Στην αγορά πωλούνται φωτοβολταϊκά στοιχεία που απαρτίζονται από συστοιχία κυττάρων. Τα πιο συνηθισμένα αποτελούνται από 36 κύτταρα σε 4 παράλληλες σειρές συνδεδεμένα σε σειρά με επιφάνεια που κυμαίνεται από 0,7 έως 1,3 τετραγωνικά μέτρα. Ένας αριθμός από στοιχεία συνδεδεμένα μηχανικά και ηλεκτρικά συνιστούν ένα πάνελ που στερεώνεται στο έδαφος ή σε ένα κτίριο.





Εικόνα 1.13

Ένας αριθμός από πάνελ συνδεμένα μηχανικά και ηλεκτρικά σε σειρά συνιστούν μια διάταξη και μια σειρά διατάξεων συνδεδεμένες σε σειρά ηλεκτρικά για να παράγουν τη απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια συνιστούν την φωτοβολταϊκή μονάδα.



Εικόνα 1.14

Ο σκελετός στήριξης βοηθά στην τοποθέτηση/προσαρμογή των Φ/Β πλαισίων στο σημείο εγκατάστασής τους. Οι κατασκευές αυτές στήριξης πρέπει να πληρούν συγκεκριμένα κριτήρια, όπως αντοχή στα φορτία που προέρχονται από το βάρος των πλαισίων και τους τοπικούς ανέμους, να μην προκαλούν σκιασμό στα πλαίσια, να επιτρέπουν την προσέγγιση στα πλαίσια, αλλά ταυτόχρονα να διασφαλίζουν την ασφάλειά τους [1].

Τα συστήματα μετατροπής ισχύος (inverters) μετατρέπουν το συνεχές παραγόμενο ρεύμα που αποδίδεται από το σύστημα σε εναλλασσόμενο, διαθέσιμο για κατανάλωση. Σκοπός των αντιστροφών (inverters) συνεχούς σε εναλλασσόμενο ρεύμα (DC/AC) είναι η κατάλληλη ρύθμιση των χαρακτηριστικών του παραγόμενου ρεύματος, ώστε να καταστεί δυνατή η τροφοδοσία των διάφορων καταναλώσεων. Τα σημαντικότερα κριτήρια για την επιλογή του αντιστροφέα είναι η αξιοπιστία, η ενεργειακή απόδοση, οι αρμονικές παραμορφώσεις, το κόστος και η συμβατότητα με τις τεχνικές απαιτήσεις της ΔΕΗ. Σε ένα τυπικό Φ/Β σύστημα ο αντιστροφέας (ή αντιστροφείς) τοποθετείται σε απόσταση από τα Φ/Β πλαίσια σε στεγασμένο χώρο. Στις περιπτώσεις αυτές οι καλωδιώσεις είναι συνεχούς

ρεύματος. Τα φωτοβολταϊκά συστήματα διαίρουνται σε αυτόνομα συστήματα και σε συνδεδεμένα με το δίκτυο συστήματα.

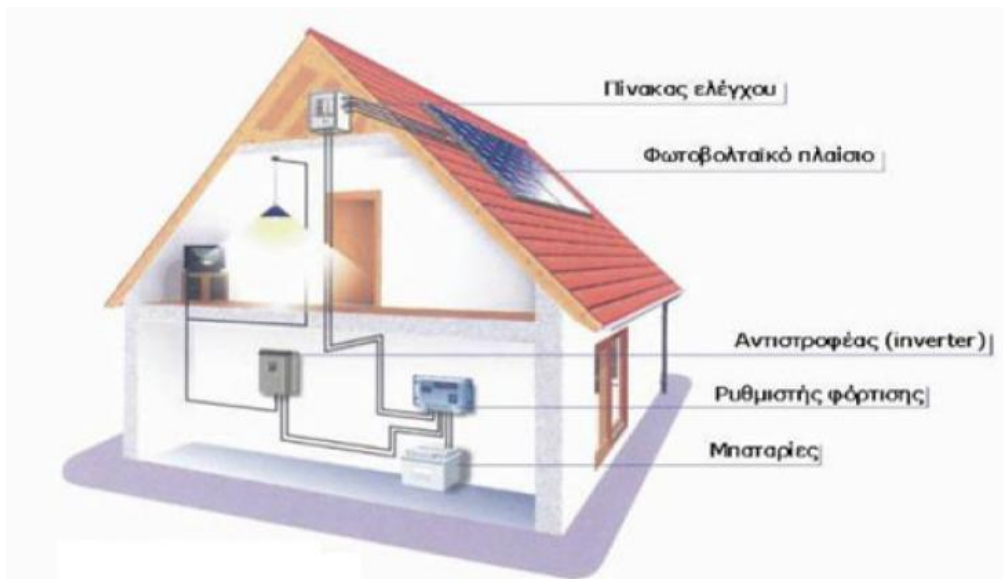
### 1.5.1 Αυτόνομα Συστήματα

Τα αυτόνομα συστήματα είναι φωτοβολταϊκά που δεν είναι συνδεδεμένα στο δίκτυο και αποτελούνται από πάνελς και συστοιχίες συσσωρευτών που εγγυώνται την ύπαρξη ενέργειας όταν η ένταση του φωτός είναι χαμηλή. Επειδή το ρεύμα που παράγεται από το φωτοβολταϊκό είναι συνεχές, εάν ο χρήστης χρειάζεται εναλλασσόμενο απαιτείται η ύπαρξη αντιστροφέα. Τέτοιες μονάδες συμφέρουν από τεχνική και οικονομική άποψη όταν δεν υπάρχει δίκτυο ή όταν είναι δύσκολη η πρόσβαση σε αυτό, διότι μπορεί να υποκαταστήσει μηχανοκίνητες ηλεκτρογεννήτριες. Προς το παρόν τα αυτόνομα φωτοβολταϊκά χρησιμοποιούνται για να τροφοδοτήσουν (Εικόνα 1.14)[1]:

- Αντλίες νερού
- Ενισχυτές σημάτων, μετεωρολογικούς και σειсмоγραφικούς σταθμούς
- Αντικεραυνικά συστήματα
- Οδικά, λιμενικά και αεροπορικά σήματα
- Παροχή ενέργειας σε κατασκηνωτές
- Διαφημιστικές εγκαταστάσεις
- Καταφύγια σε υψόμετρα.



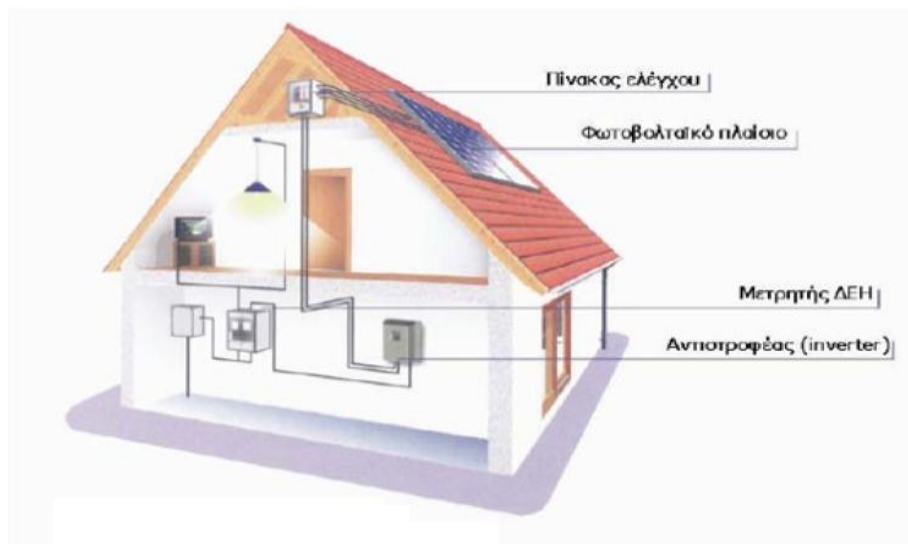
*Εικόνα 1.14 Φωτοβολταϊκά στέγαστρα και δημοτικός φωτισμός με φωτοβολταϊκή ενέργεια[1]*



**Εικόνα 1.15** Απεικόνιση αυτόνομου Φ/Β συστήματος σε σπίτι

### 1.5.2 Διασυνδεδεμένα με το δίκτυο

Σε αυτή την περίπτωση, τα φωτοβολταϊκά που είναι μόνιμα συνδεδεμένα στο δίκτυο, τραβούν ισχύ από το δίκτυο τις ώρες που η μονάδα δεν μπορεί να παράγει την ενέργεια που είναι απαραίτητη για να ικανοποιήσει τις ανάγκες του καταναλωτή. Αντίθετα, εάν παράγει περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας, το περίσσειμα εισέρχεται στο δίκτυο το οποίο ενεργεί ως μεγάλος συλλέκτης. Συνεπώς, τα φωτοβολταϊκά που είναι μόνιμα συνδεδεμένα στο δίκτυο δεν χρειάζονται συσκευές αποθήκευσης (Μπαταρίες). (Εικόνα 1.16)



**Εικόνα 1.16** Απεικόνιση διασυνδεδεμένου Φ/Β συστήματος σε σπίτι

Η ενέργεια που παράγεται κοντά στην περιοχή κατανάλωσης έχει μια αξία υψηλότερη από αυτή που παράγεται στις παραδοσιακές μεγάλες εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας, επειδή οι απώλειες μετάδοσης είναι περιορισμένες και οι δαπάνες των μεγάλων ηλεκτρικών συστημάτων μεταφοράς και διανομής μειώνονται. Επιπλέον, η παραγωγή

ενέργειας στις ώρες έκθεσης στην ηλιακή ακτινοβολία επιτρέπει να μειωθούν οι απαιτήσεις από το δίκτυο κατά τη διάρκεια της ημέρας, όταν η ζήτηση είναι υψηλότερη. [ 1]

Ωστόσο, στην Ελλάδα λειτουργεί διαφορετικό καθεστώς, όσον αφορά στην αγοραπωλησία της παραγόμενης kWh. Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από το φωτοβολταϊκό σύστημα διοχετεύεται στο δίκτυο της ΔΕΗ μέσω ειδικού μετρητού που καταγράφει την παραδιδόμενη ενέργεια και ο οικιακός παραγωγός πιστώνεται για κάθε κιλοβατώρα που παράγει την τρέχουσα ισχύουσα τιμή. Η ηλεκτρική ενέργεια που καταναλώνει ο ίδιος προέρχεται κατευθείαν από το δίκτυο της ΔΕΗ για την οποίαν χρεώνεται με την καθιερωμένη χρέωση. Το τελικό ποσό που προκύπτει μπορεί να είναι χρεωστικό ή πιστωτικό για αυτόν, ανάλογα με τις αξίες των ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας που παρήγαγε και κατανάλωσε. [44]

Τέλος, εάν ένα φωτοβολταϊκό σύστημα υποστηρίζεται από μια πρόσθετη πηγή παραγωγής ενέργειας – για παράδειγμα μια ανεμογεννήτρια ή μηχανοκίνητη γεννήτρια αυτό ονομάζεται υβριδικό φωτοβολταϊκό σύστημα [1].

## 1.6 Φωτοβολταϊκά με μηχανισμό ιχνηλάτισης

Εάν μια επιφάνεια κινείται για να ακολουθήσει τον ήλιο, η ενεργειακή απόδοση αυξάνεται. Τις ημέρες με υψηλή έκθεση στην ηλιακή ακτινοβολία με ένα μεγάλο συλλέκτη, ένα σύστημα ιχνηλάτισης επιτυγχάνει μεγάλα ενεργειακά κέρδη. Το καλοκαίρι, ένα σύστημα με μηχανισμό ιχνηλάτισης, επιτυγχάνει περίπου 50% μεγαλύτερη λήψη ηλιακής ακτινοβολίας τις ηλιόλουστες ημέρες, και τον χειμώνα, 300% ή περισσότερο, έναντι μιας οριζόντιας επιφάνειας. Οι μηχανισμοί ιχνηλάτισης διαφοροποιούνται σε ιχνηλάση μονού-άξονα και διπλού-άξονα. Με τον διπλό-άξονα το σύστημα διατηρεί πάντα τη βέλτιστη ευθυγράμμιση στον ήλιο. Επειδή το σύστημα με το διπλό-άξονα είναι τεχνικά πιο περίπλοκο, ο μονός-άξονας προτιμάται συχνά. Εδώ το σύστημα μπορεί είτε να ακολουθεί την καθημερινή πορεία του ήλιου είτε την ετήσια πορεία του. Ένα σύστημα που ακολουθεί την ετήσια πορεία είναι σχετικά εύκολο να εφαρμοστεί. Για να γίνει αυτό, η γωνία κλίσης της διάταξης πρέπει να ρυθμίζεται σε σχετικά μεγάλα χρονικά διαστήματα (εβδομάδες ή μήνες).

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα διπλού-άξονα στην κεντρική Ευρώπη επιτυγχάνουν μια αυξανόμενη ενεργειακή απόδοση περίπου 30%. Τα συστήματα μονού-άξονα παρέχουν ένα ενεργειακό κέρδος της τάξεως των 20%.

Εντούτοις, τα φωτοβολταϊκά με μηχανισμό ιχνηλάτισης είναι πιο σύνθετα στην παραγωγή τους, το οποίο συνεπάγεται υψηλότερες δαπάνες. Απαιτούν ένα σύστημα κίνησης που να μπορεί να αντισταθεί στον ισχυρό άνεμο ή θύελλες. Το σύστημα κίνησης μπορεί είτε να χρησιμοποιήσει μια ηλεκτρική μηχανή είτε ένα θερμοϋδραυλικό σύστημα ελέγχου [1].



**Εικόνα 1.17** Εφαρμογές φωτοβολταϊκών συστημάτων με μηχανισμό ιχνηλάτισης [1]



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

### 2. Ισχύουσα Νομοθεσία για εγκατάσταση Φωτοβολταϊκών Συστημάτων

Το δεύτερο κεφάλαιο αναλύει το ισχύον νομοθετικό πλαίσιο που αφορά στην εγκατάσταση οικιακών και μη φωτοβολταϊκών συστημάτων. Αναφέρονται οι τρέχουσες τιμές της παραγόμενης kWh και οι προϋποθέσεις εγκατάστασης. Στο τέλος του κεφαλαίου, έχει προστεθεί μια σύντομη περιγραφή της μορφής και των γεωμετρικών χαρακτηριστικών των κτιρίων της Αττικής.

#### 2.1 Γενικά

Το νομοθετικό πλαίσιο που ρυθμίζει θέματα που αφορούν την αδειοδότηση των φωτοβολταϊκών συστημάτων περιγράφεται από τον Νόμο 3851/2010 ΦΕΚ 85<sup>Α</sup>/4-6-2010. Το πλαίσιο συμπληρώθηκε από μια σειρά υπουργικών αποφάσεων που ρύθμισαν θέματα πολεοδομικού χαρακτήρα όσον αφορά τον τρόπο εγκατάστασης των φωτοβολταϊκών.

Ο εθνικός στόχος για φωτοβολταϊκά είναι να έχει εγκατασταθεί ισχύς 1.500 μεγαβάτ (MWp) έως το 2014 και συνολικά 2.200 μεγαβάτ (MWp) έως το 2020. Ο απώτερος σκοπός είναι έως το 2020 το 40% της ακαθάριστης κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ).

Η κατανομή της ισχύος θα γίνει ως εξής:

- Στους επαγγελματίες αγρότες 500 μεγαβάτ (MWp) έως το 2014 και συνολικά 750 (MWp) έως το 2020.
- Στους υπόλοιπους επενδυτές 1.000 μεγαβάτ (MWp) έως το 2014 και συνολικά 1.450 (MWp) έως το 2020.
- Στον οικιακό τομέα η χορηγούμενη ισχύς είναι απεριόριστη.

Σύμφωνα με την κοινοτική νομοθεσία οι στόχοι μπορούν να αναθεωρούνται ανά διετία λαμβάνοντας υπόψη τις εξελίξεις στην τεχνολογία.

Με τον νέο νόμο απλοποιούνται οι διαδικασίες αδειοδότησης. Για φωτοβολταϊκά μέχρι ένα (1) μεγαβάτ (MWp) δεν απαιτείται άδεια παραγωγής ή διαπιστωτική πράξη. Για φωτοβολταϊκά μεγαλύτερης ισχύος απαιτείται άδεια παραγωγής που εκδίδεται από την ΡΑΕ και άδεια εγκατάστασης και άδεια λειτουργίας που εκδίδονται από την αρμόδια Περιφέρεια.

Τα φωτοβολταϊκά που εγκαθίστανται σε κτίρια και οργανωμένους υποδοχείς βιομηχανικών δραστηριοτήτων δεν χρειάζονται άδεια περιβαλλοντικών επιπτώσεων.

Το ίδιο συμβαίνει με τα φωτοβολταϊκά που εγκαθίστανται σε οικόπεδα και αγροτεμάχια με ισχύ έως 500 κιλοβάτ (KWp). Στην περίπτωση αυτή απαιτείται ειδική περιβαλλοντική εξαίρεση (Βεβαίωση απαλλαγής από Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων) από την αρμόδια Περιφέρεια.

Αντίθετα, η Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων είναι απαραίτητη όταν η εγκατάσταση γίνεται:

- Σε περιοχές Natura
- Σε περιοχές έως 150 μέτρα από την οριογραμμή αιγιαλού
- Σε άλλα οικόπεδα ή αγροτεμάχια όπου έχει εκδοθεί άδεια παραγωγής ή Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων
- Όταν η ισχύς υπερβαίνει τα 500 κιλοβάτ (KWp).

Για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών είναι απαραίτητη η έκδοση έγκρισης εργασιών δόμησης μικρής κλίμακος από την αρμόδια Πολεοδομία.

Αντίθετα, για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών ισχύος έως 100 κιλοβάτ (KWp) σε κτίρια απαιτείται μόνο μια απλή γνωστοποίηση προς την ΔΕΗ.

Για την σύνδεση των φωτοβολταϊκών που εξαιρούνται από την υποχρέωση λήψης άδειας παραγωγής ο αρμόδιος Διαχειριστής καθορίζει συγκεκριμένη και αποκλειστική προθεσμία σύνδεσης με το Σύστημα διαφορετικά καταπίπτει η ποινική ρήτρα που προβλέπει η συμφωνία σύνδεσης. Το ύψος της εγγύησης ανέρχεται σε 150 €/ KWp. Από την υποχρέωση αυτή εξαιρούνται τα φωτοβολταϊκά που εγκαθίστανται σε κτίρια και όσοι έχουν υπογράψει συμφωνία σύνδεσης πριν από την ισχύ του Ν. 3851/2010 δηλ πριν από την 4-6-2010.

Για την προστασία της γεωργίας ο νόμος θέτει περιορισμούς στην εγκατάσταση φωτοβολταϊκών σε αγροτική γη υψηλής παραγωγικότητας, έτσι όπως καθορίζεται από τα κατά τόπους Γενικά Πολεοδομικά Σχέδια, Σχέδια Χωρικής Οικιστικής Οργάνωσης Ανοιχτής Πόλης του Ν. 2508/1997 και Ζώνες Οικιστικού Ελέγχου του άρθρου 29 του Ν. 1337/1983. Συγκεκριμένα επιτρέπεται η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών σε αγροτική γη υψηλής παραγωγικότητας σε μέγιστο ποσοστό 1% του συνόλου των καλλιεργουμένων εκτάσεων κάθε νομού. Οι προϋποθέσεις για τον σκοπό αυτό περιγράφονται σε κοινή απόφαση των Υπουργών Αγροτικής Ανάπτυξης & Τροφίμων και Περιβάλλοντος Ενέργειας & Κλιματικής Αλλαγής.

Όταν τα φωτοβολταϊκά εγκαθίστανται σε ύψος που υπερβαίνει τα 2,5 μέτρα πάνω από το έδαφος, οι βάσεις στήριξης που χρησιμοποιούνται πρέπει να είναι πιστοποιημένες για την αντοχή τους σε ακραία καιρικά φαινόμενα από ανεξάρτητο διαπιστευμένο φορέα. Η πιστοποίηση γίνεται σύμφωνα το ισχύον εθνικό πρότυπο ή τον Ευροκώδικα ή το πρότυπο DIN. Εναλλακτικά μπορεί να υποβληθεί υπεύθυνη δήλωση διπλωματούχου μηχανικού σχετικά με την στατική επάρκεια της κατασκευής. Τα έγγραφα αυτά μαζί με την υπεύθυνη δήλωση του δικαιούχου ότι θα χρησιμοποιήσει τον πιστοποιημένο εξοπλισμό υποβάλλονται στην Πολεοδομία για την έκδοση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακας.

Στις περιοχές εντός σχεδίου η τοποθέτηση φωτοβολταϊκών γίνεται μόνο στις στέγες και σε δώματα κτηρίων για την άμεση ή έμμεση εξυπηρέτηση αυτών και όχι σε αδόμητα οικόπεδα.

Όταν η ισχύς των φωτοβολταϊκών που εγκαθίστανται σε κτίριο υπερβαίνει τα 100 κιλοβάτ (KWp), απαιτούνται τα εξής :

- Έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακος σύμφωνα με την Υπουργική Απόφαση υπ. αριθμ. Οικ.5219/3-2-2004 όπως έχει τροποποιηθεί και ισχύει.
- Δήλωση στατικής επάρκειας του κτηρίου όπου θα γίνει η εγκατάσταση υπογεγραμμένη από διπλωματούχο πολιτικό μηχανικό.

## 2.1 Τρέχουσες Τιμές

Το ΥΠΕΚΑ με γνώμονα την απρόσκοπτη πληρωμή των παραγωγών ΑΠΕ και την εύρυθμη λειτουργία της ενεργειακής αγοράς, αποφάσισε την 1η Φεβρουαρίου του 2012 να μειώσει τις εγγυημένες τιμές για τη συγκεκριμένη τεχνολογία, χωρίς αναδρομική ισχύ, όπως παρουσιάζεται παρακάτω:

Για εγκαταστάσεις <100 kW και Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, σε €/MWh:

Μήνας / Έτος	Υφιστάμενη κατάσταση	Νέα τιμή	Ποσοστό μείωσης
Φεβρουάριος 2012	375,54	328,60	12,5% επί της προβλεπόμενης τιμής του Ν.3734/2009 και 7% επί της νέας τιμής ανά εξάμηνο
Αύγουστος 2012	353,55	305,60	
Φεβρουάριος 2013	336,23	284,20	
Αύγουστος 2013	316,55	264,31	
Φεβρουάριος 2014	302,56	245,81	
Αύγουστος 2014	293,59	228,60	

Για εγκαταστάσεις >100 kW, σε €/MWh:

Μήνας / Έτος	Υφιστάμενη κατάσταση	Νέα τιμή	Ποσοστό μείωσης
Φεβρουάριος 2012	333,81	292,08	12,5% επί της προβλεπόμενης τιμής του Ν.3734/2009 και 7% επί της νέας τιμής ανά εξάμηνο
Αύγουστος 2012	314,27	271,64	
Φεβρουάριος 2013	298,87	252,62	
Αύγουστος 2013	281,38	234,94	
Φεβρουάριος 2014	268,94	218,49	
Αύγουστος 2014	260,97	203,20	

Για τα φωτοβολταϊκά στις στέγες, όπως προβλέπεται από το Ειδικό Πρόγραμμα, σε €/MWh:



Μήνας / Έτος	Υφιστάμενη κατάσταση	Νέα τιμή	Ποσοστό μείωσης
Φεβρουάριος 2012	522,5	495	5%
Αύγουστος 2012	522,5	470,25	
Φεβρουάριος 2013	496,38	446,73	
Αύγουστος 2013	496,38	424,40	
Φεβρουάριος 2014	471,56	403,18	
Αύγουστος 2014	471,56	383,02	
Φεβρουάριος 2015	447,98	363,87	
Αύγουστος 2015	447,98	345,68	

Σημειωτέων ότι, η μείωση προβλέπεται ανά εξάμηνο και όχι ετήσια όπως ίσχυε μέχρι σήμερα και συνεχίζει έως το έτος 2019. Επίσης, πρέπει εδώ να σημειωθεί ότι η εγγυημένη τιμή αναπροσαρμόζεται κάθε έτος, κατά ποσοστό 25% του δείκτη τιμών καταναλωτή [47].

## 2.2 Οικιακά Συστήματα Φωτοβολταϊκών

Για την προώθηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές από το ευρύτερο κοινό, υφίσταται συγκεκριμένο πρόγραμμα που δίνει κίνητρα με την μορφή ενίσχυσης της παραγόμενης ηλιακής κιλοβατώρας από φωτοβολταϊκά με τρόπο ώστε να γίνεται απόσβεση του επενδυμένου κεφαλαίου και η απόληψη ενός εύλογου κέρδους.

Πρόκειται για φωτοβολταϊκά ισχύος έως 10 κιλοβάτ (KWp) που εγκαθίστανται στις στέγες και τα δώματα, στα στέγαστρα βεραντών, προσόψεων και σκιάστρων καθώς επίσης και σε βοηθητικούς χώρους, όπως αποθήκες και χώρους στάθμευσης σε σταθερά και συγκεκριμένα σημεία νομίμως οικοδομηθέντων κτηρίων. Στα μη διασυνδεδεμένα νησιά η μέγιστη αποδεκτή ισχύς είναι 5 κιλοβάτ. Το πρόγραμμα περιλαμβάνει ήδη υπάρχουσες ιδιόκτητες κτιριακές εγκαταστάσεις στις οποίες περιλαμβάνονται οι εξοχικές κατοικίες.

Αρμόδιος για υποβολή αίτησης ένταξης στο πρόγραμμα είναι ο επικαρπωτής του κτιρίου. Τα δικαιώματά του και οι υποχρεώσεις του όσον αφορά την επένδυση μεταβιβάζονται σε κάθε μεταγενέστερο επικαρπωτή του κτιρίου.

Για τις λεπτομέρειες ένταξης μιας πολυκατοικίας στο πρόγραμμα αποφασίζει η γενική συνέλευση των ιδιοκτητών.

Για την ένταξη στο πρόγραμμα απαιτούνται:

- Η ύπαρξη μετρητή της ΔΕΗ
- Η κάλυψη μέρους των αναγκών σε ζεστό νερό από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας όπως λ.χ. ηλιακό θερμοσίφωνα ή βιομάζα.

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από το φωτοβολταϊκό σύστημα διοχετεύεται στο δίκτυο της ΔΕΗ μέσω ειδικού μετρητού που καταγράφει την παραδιδόμενη ενέργεια. Ο οικιακός παραγωγός πιστώνεται για κάθε κιλοβατώρα που παράγει την τρέχουσα ισχύουσα τιμή, η οποία και διατηρείται σταθερή για 25 χρόνια. Παράλληλα ο ίδιος καταναλώνει ηλεκτρική ενέργεια κατευθείαν από το δίκτυο της ΔΕΗ για την οποίαν χρεώνεται με την καθιερωμένη χρέωση, η οποία σήμερα ανέρχεται σε 12 λεπτά η κιλοβατώρα περίπου. Το

τελικό ποσόν που προκύπτει μπορεί να είναι χρεωστικό ή πιστωτικό για αυτόν ανάλογα με τις αξίες των ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας που παρήγαγε και κατανάλωσε.

Για την διευκόλυνση των μικρών οικιακών παραγωγών η σχετική κοινή υπουργική απόφαση δεν τους θεωρεί επιτηδευματίες και τους απαλλάσσει από την υποχρέωση τήρησης φορολογικών βιβλίων και στοιχείων πράγμα το οποίο σημαίνει ότι τα έσοδα από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας δεν φορολογούνται.

Εάν εξαιρέσουμε τα διατηρητέα κτίρια και τους παραδοσιακούς οικισμούς δεν υπάρχει καμία υποχρέωση για έκδοση άδειας εγκατάστασης ή άδεια εργασιών μικρής κλίμακος από την Πολεοδομία. Ο επενδυτής απλώς γνωστοποιεί την έναρξη εργασιών στην ΔΕΗ όταν καταθέτει φάκελο για την σύνδεση του συστήματος με το δίκτυο και εν συνεχεία εγκαθιστά το φωτοβολταϊκό σύστημα. Λεπτομέρειες περιγράφονται στην Υ.Α. 36720/25-8-2010 ΦΕΚ 376/6-9-2010.

### **2.3 Συστήματα Φωτοβολταϊκών σε Στέγες Μικρών Επιχειρήσεων**

Ανάλογα κίνητρα παρέχονται για την εγκατάσταση μικρών φωτοβολταϊκών συστημάτων σε στέγες μικρών επιχειρήσεων. Συγκεκριμένα ευρίσκεται σε ισχύ και εφαρμόζεται πρόγραμμα που δίνει κίνητρα με την μορφή ενίσχυσης της παραγόμενης ηλιακής κιλοβατώρας από φωτοβολταϊκά σε πολύ μικρές επιχειρήσεις που απασχολούν έως 10 εργαζόμενους και έχουν κύκλο εργασιών και σύνολο ενεργητικού έως 2 εκατομμύρια ευρώ ετησίως. Η ενίσχυση έχει ως σκοπό να διασφαλίσει την απόσβεση του επενδυμένου κεφαλαίου και την απόληψη ενός εύλογου κέρδους.

Πρόκειται για φωτοβολταϊκά ισχύος έως 10 κιλοβάτ (KWp) που εγκαθίστανται στις στέγες και τα δώματα, στα στέγαστρα βεραντών, προσόψεων και σκιάστρων καθώς επίσης και σε βοηθητικούς χώρους όπως αποθήκες και χώρους στάθμευσης σε σταθερά και συγκεκριμένα σημεία νομίμως οικοδομηθέντων κτηρίων. Στα μη διασυνδεδεμένα νησιά η μέγιστη αποδεκτή ισχύς είναι 5 κιλοβάτ (KWp).

Βασική προϋπόθεση για την υπαγωγή της επιχείρησης στο πρόγραμμα είναι να μην έχει επιδοτηθεί από άλλα εθνικά ή κοινοτικά προγράμματα για την εγκατάσταση του εν λόγω φωτοβολταϊκού συστήματος.

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από το φωτοβολταϊκό σύστημα διοχετεύεται στο δίκτυο της ΔΕΗ μέσω ειδικού μετρητού που καταγράφει την παραδιδόμενη ενέργεια. Ο μικροπαραγωγός ενέργειας πιστώνεται με 55 λεπτά για κάθε κιλοβατώρα που παράγει. Η τιμή αυτή διατηρείται σταθερή για 25 χρόνια. Παράλληλα ο ίδιος καταναλώνει ηλεκτρική ενέργεια κατευθείαν από το δίκτυο της ΔΕΗ για την οποίαν χρεώνεται με την καθιερωμένη χρέωση. Το τελικό ποσόν που προκύπτει μπορεί να είναι χρεωστικό ή πιστωτικό για αυτόν ανάλογα με τις αξίες των ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας που παρήγαγε και κατανάλωσε.

Τα έσοδα από την δραστηριότητα αυτή δεν φορολογούνται, τα δε κέρδη πρέπει να εμφανίζονται σε ειδικό λογαριασμό αφορολόγητου αποθεματικού. Εάν κεφαλαιοποιηθούν ή διανεμηθούν στον ιδιοκτήτη ή στους εταίρους της επιχείρησης τότε φορολογούνται σύμφωνα με τις προβλέψεις της φορολογικής νομοθεσίας.

Αρμόδιος για υποβολή αίτησης ένταξης στο πρόγραμμα είναι ο επικαρπωτής του κτιρίου εφόσον του ανήκει η μικρή επιχείρηση ή ο ίδιος διαμένει εκεί. Τα δικαιώματά του και οι υποχρεώσεις του όσον αφορά την επένδυση μεταβιβάζονται σε κάθε μεταγενέστερο επικαρπωτή του κτιρίου. Εναλλακτικά μια μικρή επιχείρηση που στεγάζεται σε ιδιόκτητο κτίριο που ανέγειρε σε μακροχρόνια μισθωμένο οικόπεδο δικαιούται να ενταχθεί στο πρόγραμμα εφόσον τεκμηριώσει την διάρκεια χρήσης του κτιρίου.

Εάν εξαιρέσουμε τα διατηρητέα κτίρια και τους παραδοσιακούς οικισμούς δεν υπάρχει καμία υποχρέωση για έκδοση άδειας εγκατάστασης ή άδεια εργασιών μικρής κλίμακος από την Πολεοδομία. Ο επενδυτής απλώς γνωστοποιεί την έναρξη εργασιών στην ΔΕΗ όταν καταθέτει φάκελο για την σύνδεση του συστήματος με το δίκτυο και εν συνεχεία εγκαθιστά το φωτοβολταϊκό σύστημα. Λεπτομέρειες περιγράφονται στην Υ.Α. 36720/25-8-2010 ΦΕΚ 376/6-9-2010.

#### **2.4 Συστήματα Φωτοβολταϊκών σε Στέγες Κτιρίων του Δημοσίου & μη κερδοσκοπικών Οργανισμών**

Για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων έως 10 κιλοβάτ σε στέγες κτιρίων που στεγάζονται Νομικά Πρόσωπα Δημοσίου Δικαίου καθώς επίσης και μη κερδοσκοπικού χαρακτήρα Νομικά Πρόσωπα Ιδιωτικού Δικαίου ισχύουν τα ίδια κίνητρα και όροι που ισχύουν για τους οικιακούς παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας με φωτοβολταϊκά. Τα Νομικά πρόσωπα πρέπει να έχουν την κυριότητα του κτιρίου. Για την ολοκλήρωση των διαδικασιών εγκατάστασης και σύνδεσης εξουσιοδοτούν σχετικά τον διαχειριστή του κτιρίου.

Εάν υπάρχει σχέδιο για εγκατάσταση φωτοβολταϊκών ισχύος μεγαλύτερης από 10 κιλοβάτ τότε τα Νομικά πρόσωπα πρέπει να το κάνουν ως επιχειρηματική δραστηριότητα χρησιμοποιώντας τα κατάλληλα επιχειρηματικά και νομικά εργαλεία και αξιοποιώντας ενδεχομένως άλλα επενδυτικά κίνητρα.

#### **2.5 Φωτοβολταϊκά σε Στέγες Εμπορικών και Βιομηχανικών Επιχειρήσεων**

Το ισχύον νομικό πλαίσιο όπως περιγράφηκε προηγουμένως επιτρέπει την αξιοποίηση των κτιρίων που στεγάζονται εμπορικές και βιομηχανικές επιχειρήσεις για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων ανεξαρτήτως ισχύος με συγκεκριμένες υποχρεώσεις ανάλογα με την παραγόμενη ισχύ.

Η εγκατάσταση μπορεί να γίνει στις στέγες και τα δώματα, στα στέγαστρα βεραντών, προσόψεων και σκιάστρων καθώς επίσης και σε βοηθητικούς χώρους όπως αποθήκες και χώρους στάθμευσης σε σταθερά και συγκεκριμένα σημεία νομίμως οικοδομηθέντων κτηρίων χωρίς να απαιτείται περιβαλλοντική αδειοδότηση. Η σύνδεση μπορεί να γίνει μόνο με το ηπειρωτικό δίκτυο. Για τα νησιωτικά δίκτυα που θεωρούνται κεκορεσμένα θα εκδίδονται κατά καιρούς ειδικές ρυθμίσεις και μόνο για ισχύ κάτω από 100 κιλοβάτ.

Οι προϋποθέσεις για ένταξη στο πρόγραμμα είναι οι ακόλουθες:

- Όταν η ισχύς κυμαίνεται από 10 κιλοβάτ έως 100 κιλοβάτ απαιτείται η προσφορά όρων σύνδεσης από την ΔΕΗ και η σύναψη σύμβασης με τον ΔΕΣΜΗΕ.

- Όταν η ισχύς κυμαίνεται από 100 κιλοβάτ έως ένα (1) μεγαβάτ απαιτούνται η έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακος από την Πολεοδομία, η προσφορά όρων σύνδεσης από την ΔΕΗ και η σύναψη σύμβασης με τον ΔΕΣΜΗΕ.
- Όταν η ισχύς είναι μεγαλύτερη από ένα (1) μεγαβάτ απαιτούνται: άδεια παραγωγής από ΡΑΕ, άδεια εγκατάστασης από την Περιφέρεια, έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακος από την Πολεοδομία, προσφορά όρων σύνδεσης από την ΔΕΗ, σύναψη σύμβασης με τον ΔΕΣΜΗΕ και έκδοση άδειας λειτουργίας από την Περιφέρεια.

## 2.6 Φωτοβολταϊκά στο Έδαφος

Οι προϋποθέσεις για ένταξη στο πρόγραμμα είναι οι ακόλουθες:

- Όταν η ισχύς είναι έως 500 κιλοβάτ απαιτούνται : βεβαίωση της Περιφέρειας περί απαλλαγής από την έγκριση περιβαλλοντικών όρων, έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακος από την Πολεοδομία, προσφορά όρων σύνδεσης από την ΔΕΗ και η σύναψη σύμβασης με τον ΔΕΣΜΗΕ.
- Όταν η ισχύς κυμαίνεται από 500 κιλοβάτ έως ένα (1) μεγαβάτ απαιτούνται : έγκριση περιβαλλοντικών όρων από την Περιφέρεια, έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακος από την Πολεοδομία, η προσφορά όρων σύνδεσης από την ΔΕΗ και η σύναψη σύμβασης με τον ΔΕΣΜΗΕ.
- Όταν η ισχύς είναι μεγαλύτερη από ένα (1) μεγαβάτ απαιτούνται: άδεια παραγωγής από ΡΑΕ, άδεια εγκατάστασης από την Περιφέρεια, έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακος από την Πολεοδομία, προσφορά όρων σύνδεσης από την ΔΕΗ, σύναψη σύμβασης με τον ΔΕΣΜΗΕ και έκδοση άδειας λειτουργίας από την Περιφέρεια.

Τα φωτοβολταϊκά που εγκαθίστανται σε οργανωμένους υποδοχείς βιομηχανικών δραστηριοτήτων εξαιρούνται από την έγκριση περιβαλλοντικών όρων.

## 2.7 Αιτήσεις για Φωτοβολταϊκά πριν τον ισχύοντα νόμο

Το προηγούμενο νομικό καθεστώς προέβλεπε την διαδικασία προκαταρκτικής περιβαλλοντικής εκτίμησης και αξιολόγησης. Τώρα πλέον η περιβαλλοντική αδειοδότηση γίνεται μόνο σε ένα στάδιο με την έγκριση περιβαλλοντικών όρων. Όσες αιτήσεις ήταν στο στάδιο της περιβαλλοντικής αδειοδότησης και με τον νέο νόμο δεν είχαν πλέον την προϋπόθεση αυτή μπορούσαν να ζητήσουν βεβαίωση απαλλαγής από την Περιφέρεια.

Μετά από απόφαση της ΡΑΕ ο κάτοχος άδειας παραγωγής έχει το δικαίωμα να μεταβιβάζει την άδεια που κατέχει σε άλλα φυσικά ή νομικά πρόσωπα. Αντίθετα ο ιδιοκτήτης φωτοβολταϊκών που απαλλάσσονται από άδεια παραγωγής μπορεί να τα μεταβιβάσει μόνον μετά την έναρξη λειτουργίας τους. Κατ' εξαίρεση μπορεί να τα μεταβιβάσει πριν από την έναρξη λειτουργίας τους σε νομικά πρόσωπα στα οποία κατέχει καθ' ολοκληρίαν το εταιρικό κεφάλαιο. Ειδικότερα για τους κατ' επάγγελμα αγρότες απαγορεύεται η μεταβίβαση των φωτοβολταϊκών που κατέχουν πριν από την παρέλευση πενταετίας από την έναρξη λειτουργίας τους εκτός αν πρόκειται για κληροδότημα [43].

## 2.8 Χαρακτηριστικά κτιρίων Αττικής

Η περίοδος 1950-1980 αποτέλεσε την κύρια φάση της έντονης αστικοποίησης στην Ελλάδα και δημιούργησε το μεγαλύτερο τμήμα του αστικού ιστού που υπάρχει και λειτουργεί στις μέρες μας. Η σημερινή εικόνα των περιοχών της Αττικής, ειδικότερα στις αστικές περιοχές της χαρακτηρίζεται από μεγάλη πυκνότητα δόμησης και έλλειψη ελεύθερων χώρων. Χαρακτηριστική όψη μιας περιοχής ελληνικής αστικής οικοδόμησης (από το κέντρο της Αθήνας) φαίνεται παρακάτω.



*Εικόνα 2.1 Όψη αστικής περιοχής από το κέντρο της Αθήνας*

Τυπικά γνωρίσματα των κτιρίων αποτελούν μεταξύ άλλων οι εσοχές στους τελευταίους ορόφους (ρετιρέ), τα στενά μπαλκόνια, τα αδιαμόρφωτα και μη χρησιμοποιούμενα δώματα. Ως κυρίαρχος κτιριακός τύπος, έχει επικρατήσει η μεταπολεμική πολυκατοικία, η οποία υλοποιείται συνήθως σε πενταώροφα ή εξαώροφα κτίσματα, τοποθετημένα σε συνεχή αστικό ιστό. Τα βασικά χαρακτηριστικά της κτιριοδομικής νομοθεσίας, επηρέασαν σε πολλά επίπεδα την τελική διαμόρφωση της αστικής δόμησης και κατ'επέκταση και τη σημερινή εικόνα της Αττικής, καθώς και των περισσότερων ελληνικών αστικών περιοχών. Πιο συγκεκριμένα αναφερόμαστε σε:

- α) τα μεγάλα ύψη, που επιτράπηκαν να οικοδομούνται κυρίως σε κεντρικά οικόπεδα
- β) η κατά κανόνα εφαρμογή του συνεχούς οικοδομικού συστήματος
- γ) η απουσία θεσμοθετημένου ποσοστού ακάλυπτης επιφάνειας στο οικόπεδο,
- δ) η δυνατότητα για κατασκευή πρόσθετου ορόφου σε εσοχή από την πρόσοψη του κτιρίου - ρετιρέ-
- ε) η απουσία διατάξεων για την διαμόρφωση της απόληξης των κτιρίων
- ζ) η δυνατότητα που δόθηκε για κατασκευή μεγάλων κλειστών προεξοχών στις κύριες όψεις των κτιρίων [45].

Προκειμένου να αποκτηθεί μια πιο απτή εικόνα για την δυναμικότητα της επένδυσης εγκατάστασης οικιακών φωτοβολταϊκών στον Νομό Αττικής αντλήθηκαν δεδομένα του έτους 2000 από τις αντίστοιχες απογραφές της Εθνικής Στατιστικής Υπηρεσίας Ελλάδος, αναφορικά με τον αριθμό των κτιρίων και τον διαχωρισμό κατά χρήση [42].

**Πίνακας 2.1 Αριθμός κτιρίων και διαχωρισμός κατά χρήση στον Νομό Αττικής.**

**Αποτελέσματα απογραφής οικοδομών-κτιρίων της 1ης Δεκεμβρίου 2000**

	Σύνολο Κτιρίων	Κατοικίες	Εκκλησίες, μοναστήρια	Ξενοδοχεία	Εργοστάσια, εργαστήρια	Σχολικά Κτίρια	Καταστήματα, γραφεία	Σταθμοί αυτοκινήτων	Νοσοκομεία, κλινικές	Άλλες χρήσεις
<b>Αττική</b>	754728	663207	3110	1351	10175	3109	33624	509	550	39093
<b>Ποσοστό επί του συνόλου(%)</b>		87,87%	0,41%	0,18%	1,35%	0,41%	4,46%	0,07%	0,07%	5,18%

Από τα παραπάνω στοιχεία, εξάγεται το συμπέρασμα ότι στο Νομό Αττικής υπήρχαν κατά το έτος 2000, 663207 κτίρια κατοικιών και το ποσοστό τους υπερτερεί κατά 87,87% έναντι των κτιρίων διαφορετικών χρήσεων. Παρακάτω, παρουσιάζεται ο προσαρμοσμένος, βάσει του ποσοστού των κτιρίων οικιακής χρήσης, αριθμός κτιρίων για τις 2 υπό εξέταση μορφές επικάλυψης (δώματα και στέγες).

**Πίνακας 2.1 Νομός Αττικής, 1η Δεκεμβρίου 2000 Κτίρια κατά μορφή επικάλυψης και κύρια υλικά επικάλυψης της κεκλιμένης στέγης.**

Σύνολο κτιρίων κατοικιών	Με ταράτσα(δώμα)	Με κεκλιμένη στέγη από κεραμίδια
663207	478264	130181
Ποσοστό επί του συνόλου(%)	72,11%	27,89%

(Σημειώνεται ότι περιλαμβάνονται και άλλες κατηγορίες με διαφορετικά υλικά επικάλυψης στον παραπάνω πίνακα, άλλα λόγω ακαταλληλότητάς τους για εγκατάσταση φωτοβολταϊκών σε αυτά, δε συμπεριλήφθηκαν σκοπίμως) Από τον παραπάνω πίνακα, διαπιστώνουμε ότι η πλειοψηφία των κτιρίων στον Νομό Αττικής καλύπτεται με δώμα. Παρόλα, δεν είναι ευκαταφρόνητο το αντίστοιχο ποσοστό κτιρίων με κεκλιμένη στέγη από κεραμίδια. Το γεγονός δε, ότι, όπως θα αναφερθεί και παρακάτω για την ίδια εγκατεστημένη ισχύ απαιτείται μικρότερη διαθέσιμη επιφάνεια στη περίπτωση εγκατάστασης σε στέγη από την αντίστοιχη σε δώμα, καθιστά την επένδυση αρκετά ελκυστική.

Προκειμένου να γίνει μία έστω χονδρική εκτίμηση των διαθέσιμων επιφανειών για εγκατάσταση οικιακών φωτοβολταϊκών συστημάτων στον Νομό Αττικής, αντλήθηκαν δεδομένα για το έτος 2000 από τις αντίστοιχες απογραφές της Εθνικής Στατιστικής Υπηρεσίας Ελλάδος, για τις επιφάνειες κύριων κατοικούμενων κανονικών ιδιόκτητων κατοικιών του Νομού Αττικής [44]. Ο πίνακας που ακολουθεί αναφέρει το εύρος επιφάνειας των κύριων κανονικών κατοικιών του Νομού.

Από (m <sup>2</sup> )	Έως (m <sup>2</sup> )	Αριθμός Κατοικιών	Ποσοστό επί του συνόλου
0	50	59963	6,97%
50	74	236753	27,53%
75	99	278626	32,40%
100	124	172358	20,04%
125	149	54750	6,37%

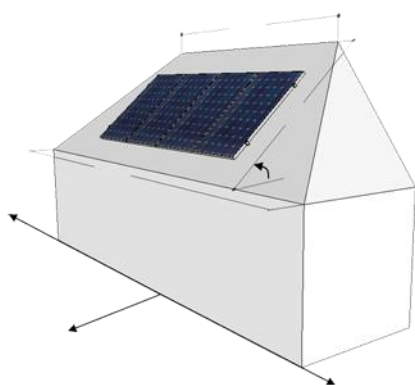


150	174	26819	3,12%
175	199	10706	1,24%
200	224	8582	1,00%
225	249	2850	0,33%
250	και άνω	8514	0,99%

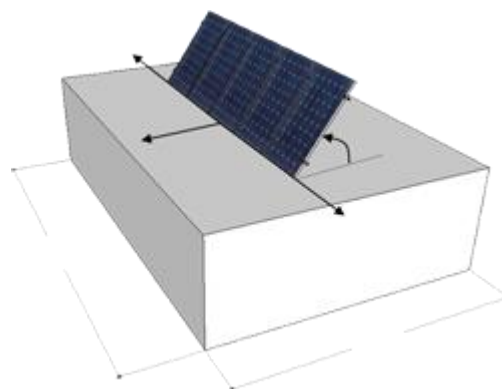
Ωστόσο, δεδομένου ότι οι πληροφορίες που παρέχονται δεν είναι βάσει της επιφάνειας των κτιρίων, αλλά βάσει της επιφάνειας των κατοικούμενων κανονικών κατοικιών, δηλαδή περιλαμβάνονται οι κατοικίες που βρίσκονται σε συλλογικές κατοικίες, ενδεχομένως τα νούμερα να μην ανταποκρίνονται εντελώς στην πραγματικότητα. Παρατηρούμε ότι η πλειοψηφία των κατοικιών στον Νομό Αττικής έχουν επιφάνειες που κυμαίνονται από 50-124m<sup>2</sup>.

Ωστόσο, για να κάνουμε μια χονδρική εκτίμηση της καθαρής διαθέσιμης επιφάνειας, αφαιρώντας την επιφάνεια του δώματος ή της στέγης που ενδεχομένως είτε σκιάζεται από γειτονικά κτίρια, δένδρα, φράχτες, κ.α. είτε είναι καλυμμένη, θεωρούμε ένα ποσοστό 45% μείωσης του εύρους των επιφανειών και καταλήγουμε ότι μια μέση επιφάνεια δώματος ή στέγης των κτιρίων στον Νομό Αττικής κυμαίνεται κατά προσέγγιση μεταξύ 30-80m<sup>2</sup>.

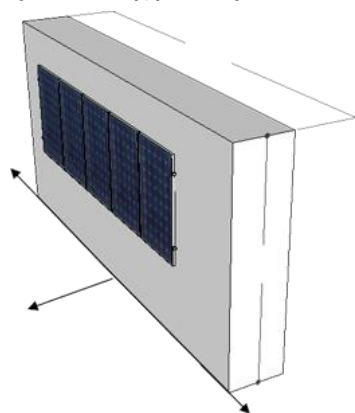
Παρακάτω, απεικονίζονται τρεις διαφορετικές γεωμετρικές περιπτώσεις εγκατάστασης σε οικιακά κτίρια



Εικόνα 2.2 Επιφάνεια εγκατάστασης με κλίση,  $\theta$



Εικόνα 2.2 Οριζόντια επιφάνεια εγκατάστασης



Εικόνα 2.2 Κάθετη επιφάνεια εγκατάστασης,  $\theta=90^\circ$

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

### 3. Μεθοδολογίες Υπολογισμού

Στο τρίτο κεφάλαιο αναλύονται λεπτομερώς οι μεθοδολογίες υπολογισμού της ηλιακής προσπίπτουσας ακτινοβολίας σε κεκλιμένο επίπεδο, των μοντέλων σκίασης σε φωτοβολταϊκές συστοιχίες, της παραγόμενης ενέργειας και των απωλειών λόγω σκίασης, της οικονομικής ανάλυσης και τέλος γίνεται σύντομη περιγραφή της αριθμητικής μεθόδου του υπολογιστικού εργαλείου Solver του Excel.

#### 3.1 Υπολογισμός Προσπίπτουσας Ηλιακής Ενέργειας

##### 3.1.1 Εισαγωγή

Ο Ήλιος είναι μια σφαίρα έντονα θερμής αέριας μάζας με διάμετρο  $1,39 \times 10^9$  m και απόσταση -η οποία μεταβάλλεται περιοδικά κατά την διάρκεια ενός έτους- κατά μέσο όρο  $1,5 \times 10^{11}$  m από την Γη. Για έναν παρατηρητή που βρίσκεται στη επιφάνεια της Γης, ο Ήλιος περιστρέφεται γύρω από τον άξονά του κάθε 4 βδομάδες. Ωστόσο, λόγω της ανομοιομορφίας της πυκνότητάς του δεν περιστρέφεται σαν στερεό σώμα, μια πλήρη περιστροφή του ισημερινού λαμβάνει χώρα σε 27 μέρες, ενώ οι πόλοι περιστρέφονται κάθε 30 μέρες. Έχει επιφανειακή ισοδύναμη ενεργό θερμοκρασία μελανού σώματος (Ενεργός θερμοκρασία ενός πλανήτη ή ενός αστέρα είναι εκείνη η θερμοκρασία στην οποία ένα μελανό σώμα θα εξέπεμπε την ίδια σταθερή ποσότητα ακτινοβολίας E, ίση με τη ροή της ακτινοβολούμενης ενέργειας του πλανήτη, η οποία τελικά εκπέμπεται από το ανώτατο όριο της ατμόσφαιρας του πλανήτη προς το διάστημα.) 5777 K, ενώ η εσωτερική θερμοκρασία εκτιμάται περί τους 8.000.000-40.000.000 K. Η δε πυκνότητά του είναι 100 φορές μεγαλύτερη εκείνης του νερού. Στο εσωτερικό της ηλιακής σφαίρας πραγματοποιούνται αντιδράσεις σύντηξης. Η βασικότερη αντίδραση η οποία ευθύνεται για την ακτινοβολήση ενέργειας από τον Ήλιο είναι η μετατροπή πυρήνων υδρογόνου προς σχηματισμό πυρήνων ηλίου (πχ συνδυασμός 4 πρωτονίων προς σχηματισμό ενός πυρήνα ηλίου) με ταυτόχρονη απώλεια μάζας που μετατρέπεται σε ενέργεια (πυρηνική σύντηξη). Υπολογίζεται ότι για κάθε γραμμάριο υδρογόνου που μετατρέπεται σε He εκλύεται ενέργεια ίση με  $U = 1,67 \times 10^5$  kWh. Η ενέργεια που παράγεται στο εσωτερικό της ηλιακής σφαίρας σε θερμοκρασία πολλών εκατομμυρίων βαθμών Κέλβιν μεταφέρεται στην επιφάνεια με συναγωγή και έπειτα ακτινοβολείται προς το διάστημα.

##### 3.1.2 Ηλιακή Γεωμετρία

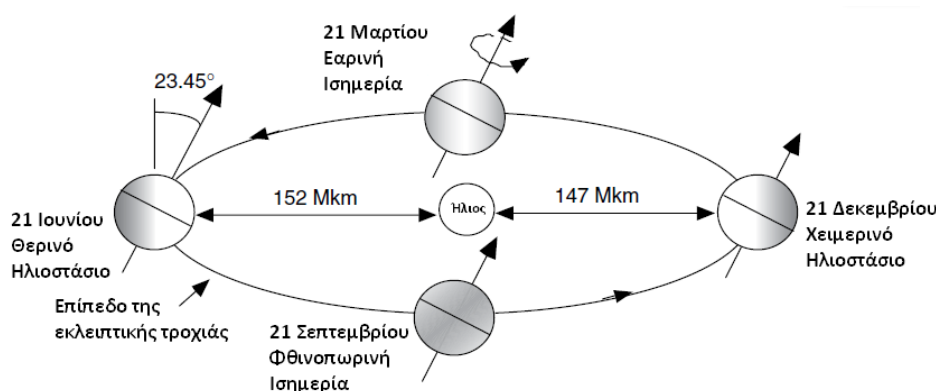
Είναι προφανές ότι η γεωμετρική σχέση της απόστασης ανάμεσα στη Γη και τον Ήλιο είναι ο κύριος υπεύθυνος παράγοντας για το κλίμα στην επιφάνεια της Γης. Οι δύο κυριότερες κινήσεις της Γης, που ενδιαφέρουν κυρίως τις επίγειες ηλιακές μελέτες είναι η περιστροφή γύρω από τον πολικό άξονά της και η περιφορά της γύρω από τον άξονα του Ηλίου, αφού από αυτές καθορίζεται το επίπεδο της διαθέσιμης ηλιακής ενέργειας. Η περιφορά της Γης γύρω από τον Ήλιο δεν είναι κυκλική, αλλά ελλειπτική (γνωστή ως εκλειπτική) και χρειάζονται 365,25 μέρες για μια πλήρη περιφορά. Λόγω της εκκεντρότητας της ελλειπτικής τροχιάς, η απόσταση Ηλίου-Γης μεταβάλλεται κατά την διάρκεια του χρόνου σε ποσοστό περίπου  $\pm 1,7\%$ . Ωστόσο, το φαινόμενο αυτό δεν ευθύνεται για την διαδοχή των εποχών κατά την διάρκεια του έτους.



Το σημείο της τροχιάς στο οποίο η Γη βρίσκεται στην κοντινότερη απόσταση από τον Ήλιο (147 εκατ. χμ) ονομάζεται **περιήλιο** και συμβαίνει κάθε 2 Ιανουαρίου του έτους, ενώ το σημείο με την μεγαλύτερη απόσταση από τον Ήλιο ονομάζεται **αφήλιο** (152 εκατ. χμ) και παρατηρείται κάθε 3 Ιουλίου. Η μεταβολή της απόστασης, εκφρασμένη σε km, περιγράφεται από την ακόλουθη σχέση [6]:

$$d = 1,5 \cdot 10^8 \left[ 1 + 0.017 \cdot \sin \left( 360 \cdot \frac{n-93}{365} \right) \right] \quad (3.1)$$

όπου n: αριθμός της μέρας του έτους (πχ n=1 για την 1<sup>η</sup> Ιανουαρίου και n=365 για την 31<sup>η</sup> Δεκεμβρίου). Πρέπει να σημειωθεί σε όλες οι εξισώσεις που περιλαμβάνονται τριγωνομετρικές συναρτήσεις, οι γωνίες θα εκφράζονται σε μοίρες.



**Εικόνα 3.1** Ετήσια περιστροφή της Γης στο επίπεδο της ελλειπτικής τροχιάς.

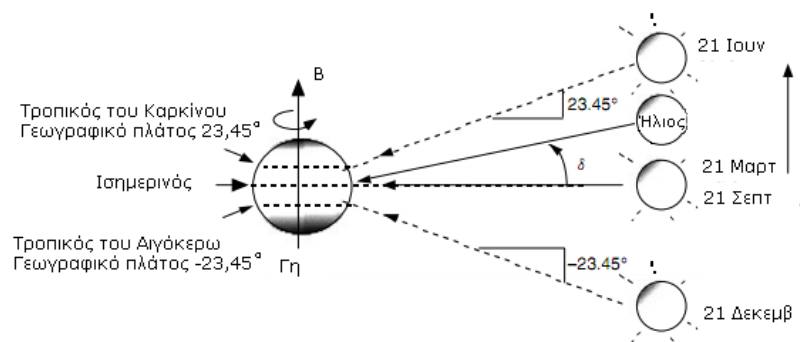
Το επίπεδο της εκλειπτικής τροχιάς (επίπεδο ουράνιου ισημερινού ελλειπτικής τροχιάς) μπορεί να οριστεί ως μια δισδιάστατη επίπεδη επιφάνεια που τέμνει γεωμετρικά την τροχιακή πορεία της Γης γύρω από τον Ήλιο. Σε αυτό το επίπεδο, ο άξονας της Γης έχει κλίση περίπου 23.45° σε σχέση με την εκλειπτική επιφάνεια. Παρόλο που η σχετική θέση του άξονα της Γης με τον Ήλιο αλλάζει κατά τη διάρκεια αυτού του κύκλου, η γωνία του άξονα της Γης παραμένει αμετάβλητη. Το γεγονός αυτό είναι υπεύθυνο για τις ετήσιες αλλαγές του ύψους του ήλιου πάνω από τον ορίζοντα. Αυτή η γωνία ευθύνεται, επίσης, για τις εποχές, ελέγχοντας την ένταση και τη διάρκεια λήψης ηλιακής ακτινοβολίας στη Γη.

Στο ψηλότερο σημείο της τροχιάς της, η Γη δέχεται στο νότιο ημισφαίριο κάθετα τις ηλιακές ακτίνες, ενώ στο βόρειο ημισφαίριο δέχεται ηλιακές ακτίνες με την μεγαλύτερη κλίση. Σε αυτή την θέση, η διάρκεια της μέρας στο βόρειο ημισφαίριο είναι η μικρότερη του έτους (21 Δεκεμβρίου) και ονομάζεται **Χειμερινό Ηλιοστάσιο**. Αντίστοιχα, στο χαμηλότερο σημείο της τροχιάς της η Γη, δέχεται την ηλιακή ακτινοβολία κάθετα στο βόρειο ημισφαίριο και με την μεγαλύτερη κλίση στο νότιο ημισφαίριο. Σε αυτή την θέση, η διάρκεια της μέρας στο βόρειο ημισφαίριο είναι η μεγαλύτερη του έτους (21 Ιουνίου) και ονομάζεται **Θερινό Ηλιοστάσιο**. Η **Εαρινή** (21 Μαρτίου) και **Φθινοπωρινή Ισημερία** (21 Σεπτεμβρίου) βρίσκονται περίπου στα μέσα της γήινης τροχιάς μεταξύ Χειμερινού και Θερινού

Ηλιοστασίου. Στις θέσεις αυτές, οι ακτίνες του Ήλιου πέφτουν κάθετα στον Ισημερινό και η διάρκεια της μέρας και της νύχτας είναι ίσες. Στην εικόνα 1, φαίνονται οι θέσεις της Γης σε σχέση με τον Ήλιο.

Η γωνία που σχηματίζεται ανάμεσα στη ευθεία που ενώνει το κέντρο της Γης με το κέντρο του Ήλιου, και το επίπεδο του ισημερινού ονομάζεται **απόκλιση (δ)**. Οι τιμές της απόκλισης του ήλιου είναι κατά σύμβαση θετικές για το βόρειο ημισφαίριο και αρνητικές για το νότιο. Οι ακραίες της τιμές είναι +23.450 στις 21 Ιουνίου (θερινό ηλιοστάσιο στο βόρειο ημισφαίριο) και -23,450 στις 21 Δεκεμβρίου (χειμερινό ηλιοστάσιο). Η τιμή της απόκλισης μπορεί να εκτιμηθεί από την εξίσωση [5].

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + n}{365}\right) \quad (3.2)$$

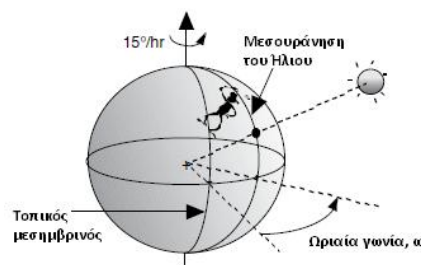


**Εικόνα 3.2** Μία εναλλακτική απεικόνιση, όπου η θέση της Γης παραμένει σταθερή και ο ήλιος κινείται πάνω-κάτω. Η γωνία μεταξύ του ήλιου και του ισημερινού ονομάζεται ηλιακή απόκλιση [masters 2004]

Η περιστροφή της Γης περί τον άξονά της χαρακτηρίζεται από την **ωριαία γωνία (ω)** η οποία είναι η γωνιακή απόσταση του ηλίου από ανατολικά προς δυτικά του τοπικού μεσημβρινού. Λαμβάνοντας υπόψη ότι η Γη περιστρέφεται 360° σε 24 ώρες, η ωριαία γωνία μεταβάλλεται 15° ανά ώρα και λαμβάνει εξ' ορισμού την τιμή μηδέν την στιγμή μεσουράνησης του Ηλίου. Τις πρωινές ώρες η ω είναι θετική (+) και κατά τις απογευματινές γίνεται αρνητική (-). Εκφρασμένη σε μοίρες η ωριαία γωνία υπολογίζεται:

$$\omega = (ST - 12) \cdot 15 \quad (3.3)$$

Όπου ST(solar time): η ηλιακή ώρα εκφρασμένη σε h.



**Εικόνα 3.3**

Η ηλιακή ώρα είναι η ώρα που χρησιμοποιείται συχνότερα στους υπολογισμούς ηλιακής γεωμετρίας, όπου τα πάντα μετρώνται σε σχέση με την μεσουράνηση του Ήλιου (όταν ο ήλιος βρίσκεται στο ίδιο γεωγραφικό μήκος) και καθορίζεται από την θέση του Ήλιου στον

ουρανό. Κατά την μεσουράνηση η ηλιακή ώρα λαμβάνει εξ'ορισμού την τιμή 12.00. Υπάρχουν περιπτώσεις, ωστόσο, όπου η χρήση της τοπικής ώρας (LT), είναι αναγκαία. Για τη σύνδεση της τοπικής ώρας με την ηλιακή, είναι απαραίτητο να εφαρμοστούν διορθώσεις αφενός λόγω της διαφοράς μεταξύ του τοπικού γεωγραφικού μήκους ( $L_{loc}$ ) και του γεωγραφικού μήκους του μεσημβρινού αναφοράς της τοπικής ώρας ( $L_{ST}$ ), και αφετέρου λόγω του άνισου τρόπου με τον οποίο η Γη κινείται γύρω από τον Ήλιο.[6]

Εφόσον η Γη περιστρέφεται με ταχύτητα  $15^\circ/\text{h}$  (4 λεπτά για κάθε μοίρα), αν ρυθμίζαμε τα ρολόγια μας να δείχνουν 12.00 όταν ο Ήλιος βρίσκεται στη δικιά μας γραμμή γεωγραφικού μήκους, για κάθε μοίρα γεωγραφικού μήκους μεταξύ δύο τοποθεσιών, τα ρολόγια θα διέφεραν κατά 4 λεπτά. Προκειμένου όλα τα ρολόγια εντός της ζώνης ώρας να είναι ρυθμισμένα στην ίδια ώρα, κάθε ζώνη ορίζεται από μια Τοπική Μεσημβρινή ώρα (Local time Meridian,  $L_{ST}$ ) η οποία βρίσκεται, στην ιδανική περίπτωση, στη μέση της ζώνης. Η προέλευση αυτού του συστήματος διέρχεται από το Γκρήνουιτς της Αγγλίας, σε γεωγραφικό μήκος  $0^\circ$ .

Η δεύτερη προσαρμογή μεταξύ τοπικής και ηλιακής ώρας είναι το αποτέλεσμα της ελλειπτικής τροχιάς της Γης, των επιδράσεων της στροφής των αξόνων της και της εκκεντρότητας της τροχιάς της. Η απόκλιση μεταξύ μιας 24ωρης ημέρας και μιας ηλιακής μέρας μεταβάλλεται σύμφωνα με την παρακάτω εξίσωση, η οποία ονομάζεται εξίσωση χρόνου και δίνεται από την ακόλουθη σχέση, εκφρασμένη σε λεπτά [6]:

$$E_T = 9.87 \cdot \sin 2B - 7.53 \cos B - 1.5 \sin B \quad (3.4)$$

$$\text{Όπου } B = \frac{360}{364} \cdot (n - 81) \text{ (σε μοίρες)} \quad (3.5)$$

Λαμβάνοντας υπόψη τις δύο προσαρμογές, η τοπική αστική ώρα (LT) συνδέεται με την ηλιακή ώρα (ST) μέσω της ακόλουθης εξίσωσης [6]:

$$ST = LT + 4 \frac{\text{min}}{\text{deg ree}} \cdot (L_{ST} - L_{loc}) + E_T \quad (3.6)$$

$$L_{ST} = (LST - GMT) \cdot 15 \quad (3.7)$$

Όπου  $L_{ST}$ : Τοπική Μεσημβρινή ώρα (Local time Meridian,  $L_{ST}$ ),  $L_{loc} = \psi$ : τοπικό γεωγραφικό μήκος,  $LST - GMT$ : ώρα ζώνης, δηλαδή η διαφορά χρόνου από την ζώνη Greenwich.

Οι μελέτες που αφορούν στις ηλιακές εφαρμογές απαιτούν την ακριβή κατανόηση της θέσης του ήλιου στον ουρανό. Για το σκοπό αυτό, έχουν οριστεί οι παρακάτω αναφερόμενες γωνίες.

- 1) **Η ζενιθιακή απόσταση** (ή ζενίθια γωνία) του ήλιου  $\theta_z$  είναι η γωνία ανάμεσα στην ευθεία γραμμή που διέρχεται από την φαινόμενη θέση του ήλιου και στην κατακόρυφο του τόπου, που ονομάζεται ζενίθ. Ζενίθ είναι το σημείο του ουρανού που συναντά η κατακόρυφος ενός τόπου, και ο όρος προέρχεται από την αραβική λέξη **Senit** που σημαίνει ευθεία οδός. Η συμπληρωματική της γωνία, το **ηλιακό ύψος** (solar altitude,  $\alpha_s$ )

είναι η γωνία που σχηματίζεται ανάμεσα στην κατεύθυνση του ήλιου και στον ορίζοντα. Η ζενίθια γωνία καθορίζεται από την ηλιακή απόκλιση,  $\delta$  και την ωριαία γωνία,  $\omega$ , ως εξής:

$$\cos \theta_z = (\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega) + (\sin \phi \cdot \sin \delta) \quad (3.8)$$

$$a_z = 90 - \theta_z \quad (3.9)$$

Όπου  $\phi$ : το γεωγραφικό πλάτος του τόπου(σε μοίρες).

2) **Η αζιμούθια γωνία του Ήλιου** (sun azimuth angle,  $\gamma_s$ ) είναι η γωνία που σχηματίζεται ανάμεσα στην προβολή στο οριζόντιο επίπεδο της ευθείας γραμμής από την φαινόμενη θέση του ήλιου προς το σημείο παρατήρησης και του πραγματικού Νότου. Η γωνία μετριέται από τον Νότο και έχει θετική τιμή προς την Δύση. Προφανώς, έχει αρνητική τιμή το πρωί και θετική το απόγευμα. Η αζιμούθια γωνία του Ήλιου λαμβάνει τιμές από  $-180^\circ$  έως  $+180^\circ$ .

Το  $\gamma_s$  είναι αρνητικό όταν  $\omega < 0$  και θετικό όταν  $\omega > 0$ :

$$\gamma_s = + \left| \arccos \left( \frac{(\cos \theta_z \cdot \sin \phi) - \sin \delta}{\sin \theta_z \cdot \cos \phi} \right) \right|, \omega > 0 \quad (3.10)$$

$$\gamma_s = - \left| \arccos \left( \frac{(\cos \theta_z \cdot \sin \phi) - \sin \delta}{\sin \theta_z \cdot \cos \phi} \right) \right|, \omega < 0$$

Από την εικόνα 3.4 είναι φανερό ότι όταν συμβαίνει η Ανατολή ή η Δύση του ήλιου, απουσία φυσικών παραγόντων (π.χ βουνών) το ηλιακό ύψος μηδενίζεται και αντίστοιχα η ζενίθια γωνία γίνεται ίση με  $90^\circ$ . Θέτοντας, λοιπόν,  $\theta_z = 0^\circ$  στην εξίσωση (3.8) προκύπτει:

$$\cos \omega_s = -\tan \phi \cdot \tan \delta \quad (3.11)$$

Από την (3.3) συμπεραίνουμε ότι η ώρα Ανατολής,  $t_{SR}$ , και η ώρα Δύσης,  $t_{SS}$ , θα δίνονται από τις εξισώσεις:

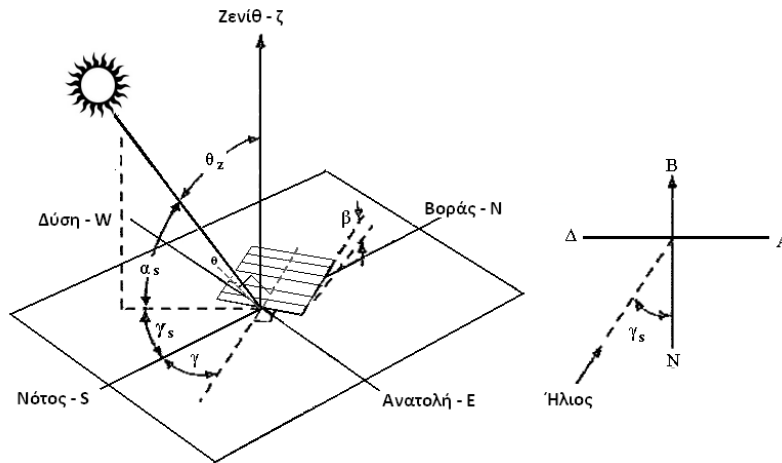
$$t_{SR} = 12 - \frac{\omega_s}{15} \quad (3.12)$$

$$t_{SS} = 12 + \frac{\omega_s}{15} \quad (3.13)$$

Η θεωρητική ηλιοφάνεια είναι ο αριθμός των ωρών που διαρκεί μια μέρα και υπολογίζεται ως εξής:

$$t_{SS} = 2 \cdot \frac{\omega_s}{15} \quad (3.14)$$

Οι γεωμετρικές σχέσεις μεταξύ ενός επιπέδου οποιουδήποτε προσανατολισμού ως προς την Γη και την εισερχόμενη δέσμη ηλιακής ακτινοβολίας, δηλαδή, την θέση του ήλιου ως προς το επίπεδο αυτό, μπορεί να περιγραφεί σε όρους ορισμένων γωνιών. Οι γωνίες και οι συμβάσεις που έχουν γίνει περιγράφονται παρακάτω. [4]



Εικόνα 3.4

Συνεπώς, ορίζεται η κλίση του συλλέκτη,  $\beta$ , δηλαδή, η γωνία μεταξύ της επιφάνειας του συλλέκτη και του οριζοντίου επιπέδου και μπορεί να πάρει τιμές από  $0^\circ$  έως  $180^\circ$ . Η γωνία πρόσπτωσης,  $\theta$ , αναφέρεται στη γωνία ανάμεσα στην διεύθυνση των ακτίνων της άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας και στην προς τα άνω κάθετη στην επιφάνεια και καθορίζεται από την τιμή της κλίσης,  $\beta$ . Η αζιμούθια γωνία του συλλέκτη, (surface azimuth angle)  $\gamma_s$ , αντίστοιχα με την αζιμούθια γωνία του ήλιου, αποτελεί τη απόκλιση από τον Νότο της προβολής της καθέτου στην επιφάνεια. Μετριέται από τον Νότο και έχει θετική τιμή προς την Δύση. Οι γωνίες που περιγράφονται παραπάνω μπορούν να εκφραστούν με αναλυτικές σχέσεις ως εξής:

$$\begin{aligned} \cos \theta = & (\sin \delta \cdot \cos \beta \cdot \sin \phi) - (\sin \delta \cdot \sin \beta \cdot \cos \phi \cdot \cos \gamma) + (\cos \delta \cdot \cos \beta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega) \\ & + (\cos \delta \cdot \cos \gamma \cdot \sin \phi \cdot \cos \omega \cdot \sin \beta) + (\cos \delta \cdot \sin \beta \cdot \sin \gamma \cdot \sin \omega) \end{aligned} \quad (3.15)$$

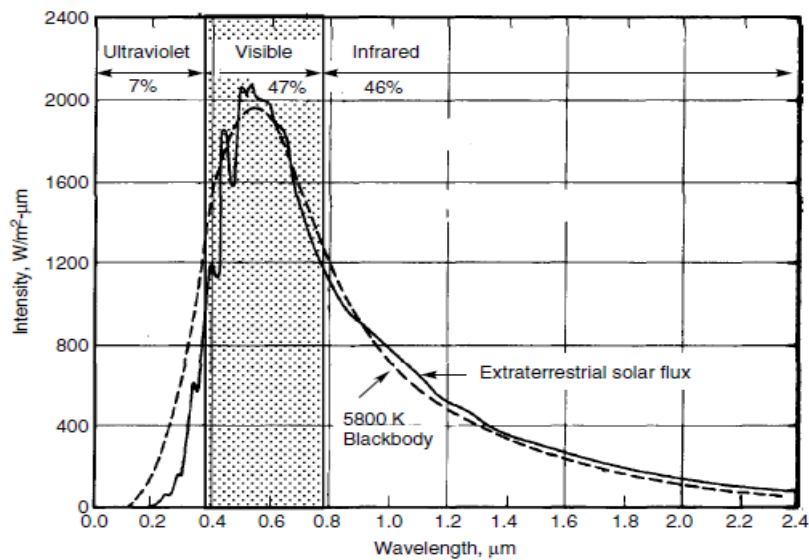
Από τις (3.15) και (3.10) μπορεί να εξαχθεί η απλοποιημένη σχέση:

$$\cos \theta = (\cos \theta_z \cdot \cos \beta) + (\sin \theta_z \cdot \sin \beta \cdot \cos(\gamma_s - \gamma)) \quad (3.16)$$

### 3.1.3 Ηλιακή ακτινοβολία εκτός Γήινης Ατμόσφαιρας

Ενώ η θερμοκρασία στο εσωτερικό του ήλιου εκτιμάται περί τους  $15 \times 10^6$  Kelvin, η ακτινοβολία που προέρχεται από την επιφάνεια του ήλιου έχει μια φασματική κατανομή που προσομοιάζει μέλανο σώμα 5800 K όπως αυτό προβλέπεται από το νόμο του Planck. Το διάγραμμα 3.1 δείχνει τη στενή αντιστοιχία μεταξύ του πραγματικού ηλιακού φάσματος με αυτή του μέλανος σώματος των 5800 K. Απεικονίζονται επίσης οι περιοχές του πραγματικού ηλιακού φάσματος που αντιστοιχούν σε μήκη κύματος υπεριώδους UV (7%), ορατού (47%), και υπερύθρου IR(46%) τμήματος του φάσματος. Το ορατό φάσμα, το οποίο βρίσκεται μεταξύ των UV και IR, κυμαίνεται μεταξύ 0,38  $\mu\text{m}$  (ιώδες) και 0,78  $\mu\text{m}$  (κόκκινο) [Masters, 2004].

Η πυκνότητα ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας, δηλαδή τα Watt ανά μέτρο ανά λεπτό στην εξωτερική ατμόσφαιρα της γης σε μια επιφάνεια κάθετη στην ευθεία μεταξύ ήλιου και γης ορίζεται ως ηλιακή σταθερά,  $G_{sc}$ . Η ηλιακή σταθερά αναπαριστά την ένταση της ακτινοβολούμενης ενέργειας από τον ήλιο στη μέση απόσταση ήλιου-γης ( $=1,5 \cdot 10^{11}m$ ) και η τιμή της προκύπτει με ολοκλήρωση της συνεχούς καμπύλης του φάσματος ηλιακής ακτινοβολίας και έχει καθοριστεί από το Κέντρο Παγκόσμιας Ακτινοβολίας (World Radiation Center, WRC) ως  $G_{sc} = 1.367W/m^2$  με ακρίβεια προσέγγισης  $\pm 1\%$ . [4]



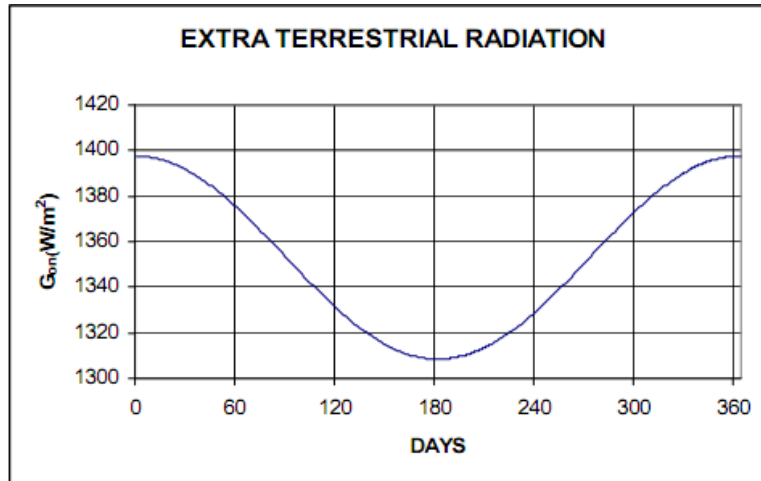
**Διάγραμμα 3.1**

Όπως αναφέρθηκε λόγω της εκκεντρότητας της τροχιάς της Γης γύρω από τον ήλιο, η απόσταση μεταξύ τους μεταβάλλεται συνεχώς. Η μεταβολή της απόστασης μεταξύ Ήλιου-Γης επηρεάζει την ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας που δέχεται η επιφάνεια της Γης κατά την διάρκεια ενός έτους περίπου κατά  $\pm 3\%$ .

Η στιγμιαία ηλιακή ακτινοβολία εκτός ατμόσφαιρας που δέχεται οριζόντια επιφάνεια δίνεται σε συνάρτηση με την ημέρα του έτους,  $n$ , από την εξίσωση [4]:

$$G_o = G_{sc} \cdot \left[ 1 + 0.033 \cdot \cos\left(\frac{360 \cdot n}{365}\right) \right] \cdot \cos \theta_z \quad (3.17)$$

Και αναπαριστάται στο επόμενο διάγραμμα:



Διάγραμμα 3.2 Μεταβολή της ακτινοβολίας καθέτου επιπέδου εκτός ατμόσφαιρας συναρτήσει των ημερών του έτους [Duffie & Beckman, 2006]

Για την αποφυγή σύγχυσης, είναι σκόπιμο να γίνει στο σημείο αυτό η διασαφήνιση των συμβολισμών που θα ακολουθήσουν. Γενικότερα, η ηλιακή ακτινοβολία θα συμβολίζεται με  $G$  όταν γίνεται αναφορά στην στιγμιαία τιμή της, με  $I$  όταν πρόκειται για την ηλιακή ακτινοβολία στην διάρκεια μιας ώρας και με  $H$  όταν πρόκειται για την ηλιακή ακτινοβολία στην διάρκεια μιας μέρας. Τέλος, ορίζεται και ο μηνιαίος μέσος όρος ολικής ηλιακής ακτινοβολίας ο οποίος συμβολίζεται με. Επίσης, πρέπει να αναφέρουμε ότι κάνουμε την υπόθεση ότι η ηλιακή ενέργεια στην διάρκεια μιας ώρας ( $Wh/m^2$ ) είναι αριθμητικά ίση με την ισχύ της ενέργειας κατά τη διάρκεια της ώρας αυτής ( $W/m^2$ ) και επίσης ίση με το μέσο αυτής της χρονικής διάρκειας. Τέλος, να αναφέρουμε ότι ο δείκτης  $\rho$ , θα αναφέρεται πάντα σε ακτινοβολία εκτός ατμόσφαιρας.

Ολοκλήρωση της εξίσωσης (3.17) για το χρονικό διάστημα μιας ώρας, η οποία καθορίζεται μέσω της ηλιακής ώρας (solar time) από τις ωριαίες γωνίες  $\omega_1$  και  $\omega_2$  ( $\omega_1 < \omega_2$ ), δίνει την ηλιακή ακτινοβολία εκτός ατμόσφαιρας, η οποία προσπίπτει σε οριζόντια επιφάνεια στη διάρκεια αυτής της ώρας:

$$I_o = \frac{12}{\pi} \cdot G_{sc} \cdot \left(1 + 0,033 \cdot \cos \frac{360 \cdot n}{365}\right) \cdot \left[\cos \phi \cdot \sin \delta \cdot (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi \cdot (\omega_2 - \omega_1)}{180} \cdot \sin \phi \cdot \sin \delta\right] \quad (3.18)$$

Για τον υπολογισμό της ημερήσιας ενέργειας  $H_o$  ( $kWh/m^2$ ) εκτός ατμόσφαιρας σε οριζόντια επιφάνεια, η παραπάνω σχέση ολοκληρώνεται για το χρονικό διάστημα μεταξύ ανατολής και δύσης του ήλιου, δηλαδή  $\omega_1 = -\omega_s$  και  $\omega_2 = +\omega_s$ .

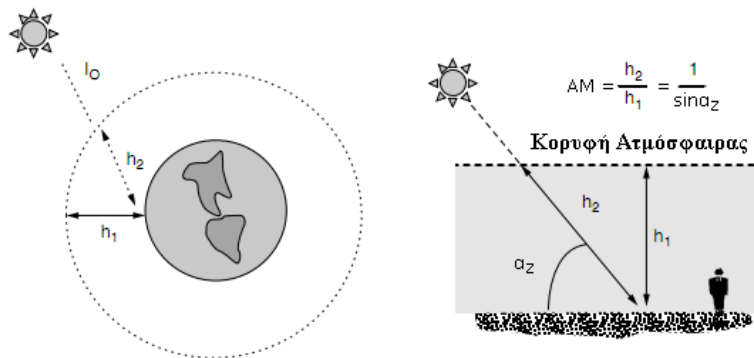
$$\bar{H}_o = \frac{24}{\pi} \cdot G_{sc} \cdot \left[1 + 0,033 \cdot \cos \left(\frac{360 \cdot n}{365}\right)\right] \cdot \left(\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + \frac{\pi \cdot \omega_s}{180} \cdot \sin \phi \cdot \sin \delta\right) \quad (3.19)$$

Η ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει σε ένα συλλέκτη είναι ένας συνδυασμός της άμεσης ακτινοβολίας που διέρχεται σε μια ευθεία γραμμή μέσα από την ατμόσφαιρα προς τον δέκτη, της διάχυτης ακτινοβολίας που διασκορπίζεται από τα μόρια και τα αιωρούμενα σωματίδια στην ατμόσφαιρα, και της ανακλώμενης ακτινοβολίας που ανακλάται στο έδαφος ή σε άλλη επιφάνεια μπροστά από το συλλέκτη [6].

Καθώς η ακτινοβολία του ήλιου κατευθύνεται την επιφάνεια της γης υπόκειται σε φαινόμενα απορρόφησης, διάχυσης και αντανάκλασης στην ατμόσφαιρά της, η

οποία έχει πάχος περίπου 10 χιλιόμετρα. Η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας εξαρτάται, μεταξύ άλλων, από την απόσταση που διανύει η ηλιακή ακτινοβολία μέσω της ατμόσφαιρας προς την επιφάνεια της Γης. Είναι δηλαδή συνάρτηση του ηλιακού ύψους  $a_z$  και του υψομέτρου από την επιφάνεια της θάλασσας. Για την περιγραφή αυτής της παραμέτρου ορίζεται ένας σχετικός συντελεστής, η αέρια μάζα ως ο λόγος του μήκους της διαδρομής  $h_2$  που ακολουθούν οι ακτίνες του ήλιου καθώς περνούν μέσα από την ατμόσφαιρα, προς το ελάχιστο δυνατό μήκος διαδρομής,  $h_1$  (κατά την μεσουράνηση).

$$AM = \frac{h_2}{h_1} \quad (3.20)$$



Εικόνα 3.5

όπου  $h_1$  = μήκος διαδρομής μέσω της ατμόσφαιρας με τον ήλιο να βρίσκεται στο ζενίθ,  $h_2$  = μήκος διαδρομής της ηλιακής ακτινοβολίας προς ένα σημείο στην επιφάνεια, και  $a_z$  = το ηλιακό ύψος. Καθώς ο ήλιος κινείται στον ουρανό, το ηλιακό ύψος  $a_z$  μεταβάλλεται κατά τη διάρκεια της ημέρας και, επίσης, κατά τη διάρκεια του έτους. Όταν το ηλιακό ύψος είναι κάθετο προς τη Γη, οι ηλιακές ακτίνες ακολουθούν το συντομότερο μονοπάτι μέσω από την ατμόσφαιρα της Γης και  $AM=1$ . Αυτό αντιστοιχεί στο ηλιακό ύψος στον ισημερινό, το μεσημέρι κατά τη διάρκεια της άνοιξης ή της φθινοπωρινής ισημερίας.

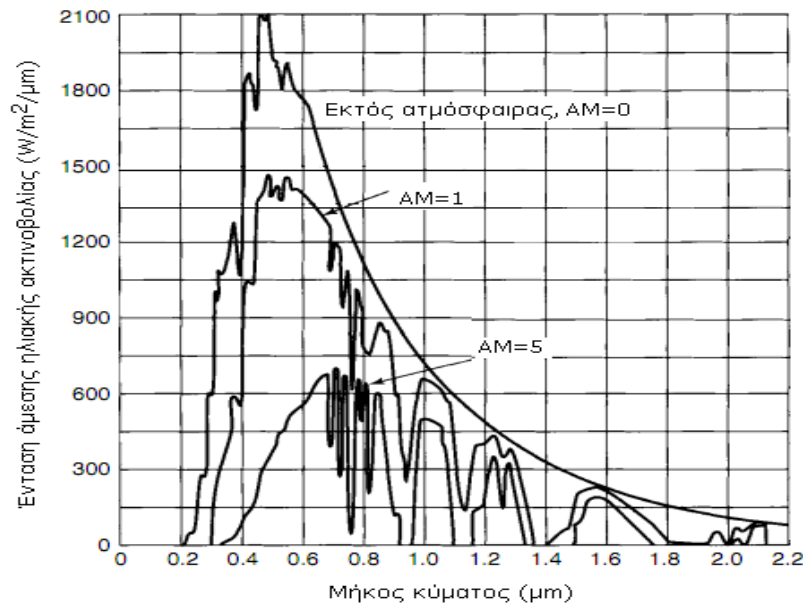
Όταν όμως  $a_z < 90$ , η απόσταση που διανύει η ηλιακή ακτινοβολία εντός της ατμόσφαιρας είναι μεγαλύτερη. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα μεγαλύτερη απορρόφηση και σκέδαση της ηλιακής ακτινοβολίας και, ως εκ τούτου, χαμηλότερη ένταση ακτινοβολίας. Ο συντελεστής αέριας μάζας (AM) καθορίζει πόσες φορές χωράει το πάχος της ατμόσφαιρας στην απόσταση που έχει να ταξιδέψει το φως μέσα από την ατμόσφαιρα της Γης την χρονική στιγμή που αναφέρεται η ένταση της άμεσης ακτινοβολίας.

Η σχέση μεταξύ ηλιακού ύψους και αέριας μάζας είναι:

$$AM = \frac{1}{\sin a_z} = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (3.21)$$

Κατά σύμβαση,  $AM=0$  σημαίνει ότι δεν υπάρχει ατμόσφαιρα δηλαδή, σε αυτή την περίπτωση, αναφερόμαστε σε ηλιακή ακτινοβολία εκτός γήινης ατμόσφαιρας. Συνήθως, μια μέση τιμή αέριας μάζας για ηλιακό φάσμα στην επιφάνεια της Γης είναι  $AM= 1,5$ . Η επίδραση της ατμόσφαιρας στην εισερχόμενη ηλιακή ακτινοβολία για διάφορους συντελεστές αέριας μάζας φαίνεται στο διάγραμμα 3.4 [6].





**Διάγραμμα 3.4 Επίδραση της ατμόσφαιρας στην εισερχόμενη ηλιακή ακτινοβολία για διάφορους συντελεστές αερίου μάζας**

### 3.1.4 Ολική, άμεση, διάχυτη ηλιακή ακτινοβολία στην επιφάνεια της Γης

Η ένταση των φωτονίων κατά τη διέλευσή τους στη γήινη ατμόσφαιρα αποδυναμώνεται λόγω απορρόφησής τους από ορισμένα συστατικά της ατμόσφαιρας, όπως όζον ( $O_3$ ), οξυγόνο ( $O_2$ ), υδρατμοί ( $H_2O$ ), διοξείδιο του άνθρακα ( $CO_2$ ), άζωτο ( $N_2$ ) και τα οξείδια του ( $N_2O$ ,  $NO_2$ ) και μεθάνιο ( $CH_4$ ). Η ακτινοβολία με μήκη κύματος μικρότερα από  $0,3\mu m$  (υπεριώδης, ακτινοβολία X) απορροφάται κυρίως στην ψηλή ατμόσφαιρα, πάνω από  $20\ km$  από  $O_3$ ,  $O_2$ ,  $O$  και  $N_2$ . Ο ιονισμός εξαιτίας της υψηλής υπεριώδους και X-ακτινοβολίας συμβαίνει σε πολύ ψηλά στρώματα, σχηματίζοντας και διατηρώντας την ιονόσφαιρα. Κάτω από τα  $40\ km$ , στην στρατόσφαιρα, η απορρόφηση της ηλιακής ακτινοβολίας γίνεται από τα  $O_3$  και  $O_2$ . Στην τροπόσφαιρα, η απορρόφηση της ηλιακής ακτινοβολίας είναι αρκετά αδύναμη, και επιδρά κυρίως στην ορατή και κοντινή υπέρυθρη περιοχή του φάσματος κυρίως εξαιτίας της ύπαρξης  $H_2O$ ,  $CO_2$  και συννεφιών. Στην ατμόσφαιρα υπάρχουν στερεά και υγρα σωματίδια (σκόνη, καπνός, ιόντα κ.α) που ποικίλουν σε μέγεθος, από συστάδες μερικών μορίων μέχρι συσσωματώματα αιωρούμενων σωματιδίων ακτίνας δεκάδων  $\mu m$ . Στο χαμηλότερο επίπεδο της ατμόσφαιρας, τα αιωρούμενα σωματίδια θερμαίνουν την τροπόσφαιρα με την απορρόφηση ηλιακής ενέργειας ενώ ταυτόχρονα, αυξάνουν την ανακλαστικότητα προς το διάστημα λόγω της διασποράς της ακτινοβολίας προς την αντίθετη κατεύθυνση.

Το ηλιακό φως στην ατμόσφαιρα διαχέεται ή εκτρέπεται από την διεύθυνση της διάδοσης του, όταν συναντήσει σωματίδια, όπως αιωρήματα, μόρια του αέρα και σύννεφα. Η διάχυση γίνεται, γιατί ο δείκτης διάθλασης των σωματιδίων διαφέρει από εκείνον του ομοιογενούς μέσου, στο οποίο είναι ενταγμένα. Η διάχυση της ηλιακής ακτινοβολίας διαφέρει από την απορρόφησή της, στο γεγονός ότι δεν οδηγεί σε μετατροπή της ακτινοβολούμενης ενέργειας σε θερμότητα. Η ακτινοβολούμενη ενέργεια απλώς διαχέεται προς όλες τις κατευθύνσεις, με τρόπο ώστε τα σωματίδια να λειτουργούν σαν νέα πηγή

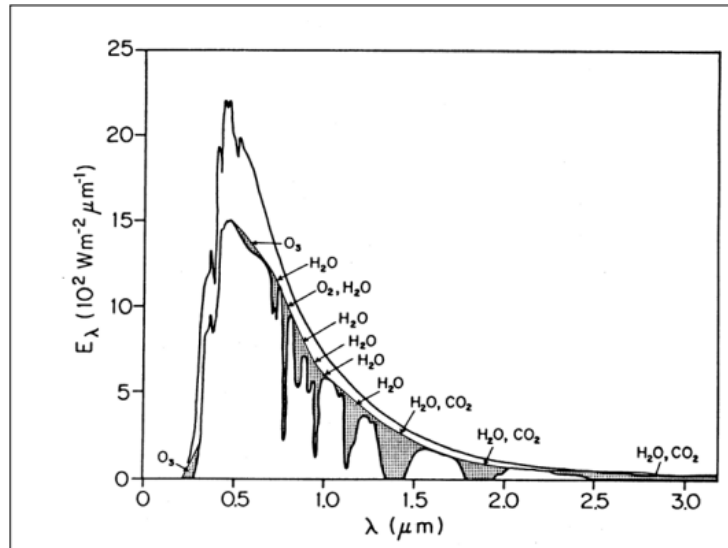
ακτινοβολίας. Λόγω του ότι μέρος ακτινοβολίας διαχέεται προς τα πίσω ή πλάγια, η ποσότητα της ενέργειας που φτάνει στην επιφάνεια είναι μειωμένη. Η διάχυση συμβαίνει σε σωματίδια αφενός πολύ μικρής διαμέτρου εν συγκρίσει με το μήκος κύματος της προσπίπτουσας ακτινοβολίας ( $d \leq \lambda$ , σκέδαση Rayleigh) αφετέρου, σε μεγαλύτερης διαμέτρου αιωρήματα, δηλαδή, υδρατμούς, σκόνη και καπνό (Σκέδαση Tyndall) [25].

Ένα σημαντικό τμήμα της ακτινοβολίας που φτάνει τελικά στο επίπεδο του εδάφους, ανακλάται πίσω στην ατμόσφαιρα. Η ακτινοβολία που ανακλάται και διαχέεται προς τα πίσω ονομάζεται λευκαύγεια (albedo) και αποτελεί το μέτρο ανακλαστικότητας μιας επιφάνειας. Ο δείκτης ανακλαστικότητας ορίζεται ως ο λόγος της ανακλώμενης προς την προσπίπτουσα ακτινοβολία και εξαρτάται κυρίως από την φύση της επιφάνειας, του εδάφους, την κάλυψη από βλάστηση και/ή χιόνι. Ο πίνακας 1.1 δίνει τους δείκτες ανακλαστικότητας για το μέσο ηλιακό φάσμα σε αντιπροσωπευτικές περιπτώσεις επιφανειών [7].

<b>Άμμος</b>	18-28
<b>Λειμώνας</b>	16-20
<b>Πράσινες Καλλιέργειες</b>	15-25
<b>Δάση</b>	14-20
<b>Πυκνά Δάση</b>	5-10
<b>Φρέσκο Χιόνι</b>	75-95
<b>Παλιό χιόνι</b>	40-60
<b>Πόλεις</b>	14-18

**Πίνακας 3.1 Δείκτης Ανακλαστικότητας (%) για διάφορες επιφάνειες στο ορατό φάσμα**

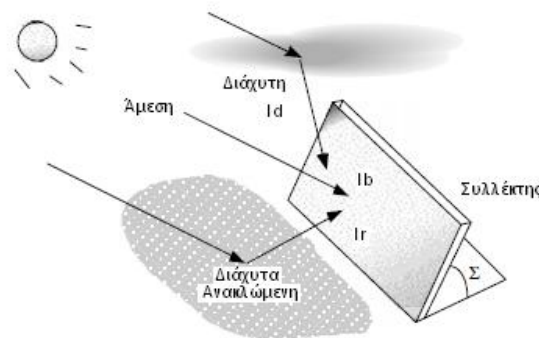
Στο διάγραμμα 3.3 παρουσιάζεται ξανά η φασματική κατανομή της ηλιακής ακτινοβολίας  $E_{\lambda}(10^2 \text{Wm}^{-2}\mu\text{m}^{-1})$ , αλλά σε αυτή την περίπτωση εκτός από τις μετρήσεις στην κορυφή της ατμόσφαιρας (Top Of the Atmosphere: TOA), έχουν επίσης συμπεριληφθεί μετρήσεις στο επίπεδο της θάλασσας (κάτω καμπύλη) για μέσες ατμοσφαιρικές συνθήκες. Οι σκιασμένες περιοχές καταδεικνύουν την απορρόφηση από τα διάφορα αέρια της ατμόσφαιρας. Η μη σκιασμένη περιοχή ανάμεσα στις δύο καμπύλες αντιστοιχεί στο τμήμα της ηλιακής ενέργειας που σκεδάζεται από τα μόρια του αέρα, τους υδρατμούς, τα αιωρούμενα σωματίδια και τα σύννεφα [7].



Διάγραμμα 3.3 Φασματική κατανομή της ηλιακής ακτινοβολίας  $E_\lambda$  ( $10^2 \text{ Wm}^{-2} \mu\text{m}^{-1}$ ) στην κορυφή της ατμόσφαιρας (TOA) και στο επίπεδο της θάλασσας (κάτω καμπύλη) για μέσες ατμοσφαιρικές συνθήκες [7]

### 3.1.5 Συνιστώσες ολικής ακτινοβολίας Ολική, απευθείας, διάχυτη και διάχυτα ανακλώμενη ακτινοβολία

Ως αποτέλεσμα της σκέδασης και απορρόφησης της, η ηλιακή ακτινοβολία που φτάνει στην επιφάνεια ενός συλλέκτη χωρίζεται σε τρεις συνιστώσες, την άμεση (beam, θα συμβολίζεται με  $b$ ) την διάχυτη (diffuse, θα συμβολίζεται με  $d$ ) και την διάχυτα ανακλώμενη. Η συνολική ακτινοβολία αναφέρεται ως ολική και συμβολίζεται με  $T$ . Επίσης, μπορούμε να θεωρήσουμε ότι η διάχυτη ακτινοβολία εμπεριέχει και την διάχυτα ανακλώμενη ακτινοβολία.



Εικόνα 3.6 [Masters, 2004]

Η διάκριση της άμεσης ακτινοβολίας από τη διάχυτη, βασίζεται στο οπτικό αποτέλεσμα της διέλευσης τους από συγκεντρωτικό φακό ή την ανάκλαση τους σε κοίλο κάτοπτρο. Η πρώτη συγκλίνει και σχηματίζει το είδωλο του ήλιου και μάλιστα, εξαιτίας της μεγάλης απόστασης του απ' το οπτικό όργανο, το είδωλο του σχηματίζεται, πρακτικά, πάνω στην εστία του οπτικού οργάνου. Αντίθετα η διάχυτη ακτινοβολία, προερχόμενη από όλο τον ουρανό, δεν εστιάζεται και συνεπώς δεν δίνει είδωλο.

Η διάχυτη ακτινοβολία σε οριζόντια επιφάνεια, προέρχεται από όλο τον ουράνιο θόλο (πάνω από το φυσικό οριζόντα) και σε πρώτη εκτίμηση, μπορεί να θεωρηθεί ισότροπη.

Προφανώς, σε ομιχλώδεις ή συννεφιασμένες ημέρες υπάρχει ανομοιομορφία έντασης κατά τόπους αλλά οι επιπλοκές αυτές συχνά αγνοούνται. [6]

Στην περίπτωση που η ατμόσφαιρα είναι καθαρή και ο ήλιος βρίσκεται ψηλά (μικρή  $\theta_z$ ), η διάχυτη ακτινοβολία αποτελεί μικρό ποσοστό της ολικής, ενώ όταν ο ήλιος είναι κοντά στον ορίζοντα του τόπου, η διάχυτη φτάνει το 50% της ολικής. Στις ηλιακές εφαρμογές χρειάζεται συνήθως η γνώση τόσο της άμεσης όσο και της διάχυτης ακτινοβολίας. Όμως, επειδή δεδομένα άμεσης και διάχυτης ακτινοβολίας υπάρχουν μόνο σε λίγους μετεωρολογικούς σταθμούς και εξετάζουν μικρό αριθμό ετών, πολλοί ερευνητές προτείνουν υπολογιστικές μεθόδους ολικής και διάχυτης ακτινοβολίας από δεδομένα ολικής ακτινοβολίας.

Για την εκτίμηση της άμεσης και της διάχυτης ακτινοβολίας η μεθοδολογία που ευρέως ακολουθείται, περιλαμβάνει την συσχέτιση του δείκτη αιθριότητας με το κλάσμα της διάχυτης και άμεσης ακτινοβολίας. Ο δείκτης αιθριότητας  $K_T$  (clearness index) ορίζεται ως ο λόγος της ολικής ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο προς την ολική ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο εκτός ατμόσφαιρας. Διακρίνεται σε ωριαίο δείκτη αιθριότητας  $k_T = I/I_o$  που αναπαριστά το λόγο της ωριαίας ολικής ακτινοβολίας  $I$  μιας οποιασδήποτε ώρας σε οριζόντιο επίπεδο στο έδαφος προς την ολική ωριαία ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο εκτός ατμόσφαιρας  $I_o$  κατά την ίδια ώρα, σε ημερήσιο δείκτη αιθριότητας  $K_T = H/H_o$  για ημερήσιες τιμές ακτινοβολίας ( $H$ ) και σε μέσο μηνιαίο δείκτη αιθριότητας  $\bar{K}_T = \bar{H}/\bar{H}_o$  όταν χρησιμοποιούνται τιμές μέσης μηνιαίας ηλιακής ακτινοβολίας ( $\bar{H}$ ) σε μια οριζόντια επιφάνεια. Πολλοί ερευνητές προσπάθησαν να προσεγγίσουν το λόγο  $I/I_o$  συναρτήσεως του ωριαίου δείκτη αιθριότητας  $k_T$  [11], [12], [15], [13], [14], άλλοι τον λόγο  $H/H_o$  συναρτήσεως του ημερήσιου δείκτη αιθριότητας [17], [12], [24] με δημοφιλέστερη εκείνη των Liu και Jordan:

$$\frac{H_d}{H} = \begin{cases} 1,0045 + 0,04349K_T - 3,522K_T^2 + 2,6313K_T^3 & \text{για } K_T \leq 0,75 \\ 0,166 & \text{για } K_T > 0,75 \end{cases} \quad (3.22)$$

Ενώ οι Λάλας, Πετράκης & Παπαδόπουλος προκειμένου να προβλέψουν το λόγο  $H/H_o$  στην Ελλάδα πρότειναν τη γραμμική σχέση:

$$\frac{H_d}{H} = \begin{cases} 0,98 & K_T \leq 0,22 \\ 1,36 - 1,6K_T & 0,22 < K_T < 0,8 \end{cases} \quad (3.23)$$

Ωστόσο, σε άλλες μελέτες πραγματοποιήθηκαν συσχετίσεις του μέσου μηνιαίου δείκτη αιθριότητας με το κλάσμα του μέσου όρου ημερήσιας διάχυτης ηλιακής ακτινοβολίας, προτείνοντας σχέσεις της μορφής  $\bar{K}_T = \bar{H}/\bar{H}_o$  [17], [16], [21], [22], [23].

Στην παρούσα εργασία θα εφαρμοστεί η προσέγγιση του μηνιαίου δείκτη αιθριότητας καθότι απαιτεί ως μοναδικό δεδομένο το μηνιαίο μέσο όρο της ημερήσιας ολικής ηλιακής ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο,  $\bar{H}$  (kW/m<sup>2</sup>day), τιμές του οποίου είναι διαθέσιμες σε μετεωρολογικές βάσεις δεδομένων.

(Η σχέση συσχέτισης του δείκτη αιθριότητας με την άμεση και διάχυτη ακτινοβολία, είναι σκόπιμο να έχει εξαχθεί από δεδομένα Ελληνικού χώρου. Για το λόγο αυτό θα χρησιμοποιηθεί η ακόλουθη πολυωνυμική σχέση [18]:

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1.446 - 2.965 \cdot \bar{K}_T + 1.727 \cdot \bar{K}_T^2 \quad (3.24)$$

Ο μηνιαίος μέσος όρος του δείκτη αιθριότητας υπολογίζεται από την σχέση (3.25) για τις μέσες μέρες κάθε μήνα.

$$\bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_o} \quad (3.25)$$

Ο μηνιαίος μέσος όρος της άμεσης ημερήσιας ηλιακής ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο μπορεί να υπολογιστεί ως εξής:

$$\bar{H}_b = \bar{H} - \bar{H}_d \quad (3.26)$$

Παρατίθεται πίνακας του  $\bar{H}$  από μετεωρολογικά δεδομένα για την περιοχή της Αθήνας στον πίνακα 2 του παραρτήματος, καθώς και των μεγεθών  $\bar{H}_b$ ,  $\bar{H}_d$ ,  $\bar{K}_T$  (Πίνακας 4) που προσδιορίζονται μέσω των υπολογισμών.

### 3.1.6 Ανάλυση Ωριαίας Άμεσης και Διάχυτης Ακτινοβολίας

Στατιστικές μελέτες σε διαθέσιμα δεδομένα πολλών σταθμών σχετικά με την κατανομή της ημερήσιας ακτινοβολίας στις ώρες της ημέρας κατέληξαν στην παρακάτω συσχέτιση των Collares-Pereira και Rabl (1979), που δίνει το λόγο  $r_t$  της ωριαίας προς την ημερήσια ακτινοβολία :

$$r_t = \frac{I}{H} = \frac{\pi}{24} (a + b \cdot \cos \omega) \cdot \left[ \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \cdot \omega_s}{180} \cdot \cos \omega_s} \right] \quad (3.27)$$

όπου  $r_t$ : Λόγος ωριαίας ολικής ακτινοβολίας  $\bar{I}$  προς την ημερήσια ολική ακτινοβολία  $\bar{H}$

$\bar{I}$ : Μηνιαίος Μ.Ο της ωριαίας ολικής ακτινοβολίας

$$a = 0,409 + 0,5016 \cdot \sin(\omega_s - \omega) \quad (3.28)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \cdot \sin(\omega_s - \omega) \quad (3.29)$$

Η παρακάτω συσχέτιση δίνει το λόγο  $r_d$  της ωριαίας διάχυτης,  $I_d$ , προς την ημερήσια διάχυτη ακτινοβολία,  $H_d$ , οριζοντίου επιπέδου [17] :

$$r_d = \frac{I_d}{H_d} = \frac{\pi}{24} \left( \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \left( \frac{2\pi \cdot \omega_s}{360} \right) \cdot \cos \omega_s} \right) \quad (3.30)$$

Συνεπώς, οι τιμές της ολικής, άμεσης και διάχυτης ακτινοβολίας για κάθε ώρα της μέσης μέρας του μήνα υπολογίζονται ως εξής:

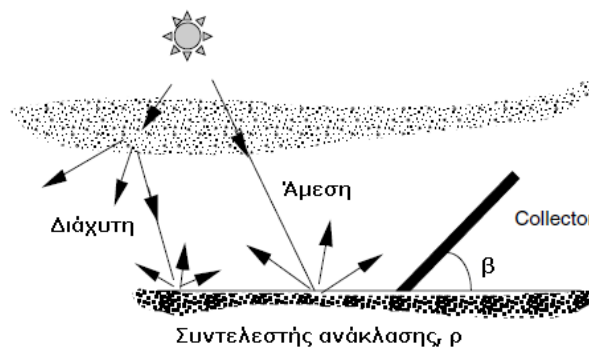
$$I = H \cdot r_t \quad (3.31)$$

$$I_d = H_d \cdot r_d \quad (3.32)$$

$$I_b = H_b \cdot r_b \quad (3.33)$$

### 3.1.7 Υπολογισμός Ωριαίας Ανακλώμενης Ακτινοβολίας

Η τελική συνιστώσα της ηλιακής ακτινοβολίας που φτάνει στον συλλέκτη προέρχεται από την ανάκλαση της ακτινοβολίας από επιφάνειες στο μπροστινό μέρος του συλλέκτη. Το φως «ανακλάται» στα σύννεφα, στο γυμνό έδαφος, στα φυτά, στο χιόνι, στο νερό (π.χ. θαλασσών, λιμνών), στις κατασκευές του ανθρώπου (π.χ. κτίσματα, θερμοκήπια) κ.α. Η ανάκλαση αυτή μπορεί να αποτελεί σημαντική ώθηση στην επίδοση, όπως για παράδειγμα σε μια φωτεινή μέρα με χιόνι ή νερό μπροστά από τον συλλέκτη, ή μπορεί να είναι τόσο μικρή που κάλλιστα να μπορεί να αγνοηθεί. Το απλούστερο μοντέλο θεωρεί την ύπαρξη μιας μεγάλης οριζόντιας περιοχής μπροστά από τον συλλέκτη, με συντελεστή ανάκλασης  $\rho$ , στην οποία η προστίπτουσα ακτινοβολία ανακλάται με την ίδια ένταση σε όλες τις κατευθύνσεις, όπως φαίνεται στην εικόνα 3.7. Η διάχυτη ανακλαστικότητα, δηλαδή, το ποσοστό της σκεδαζόμενης ακτινοβολίας από την επιφάνεια της γης και ό,τι την καλύπτει, αναφέρεται, στη βιβλιογραφία, ως albedo. Τιμές του συντελεστή διάχυτης ανάκλαση ή albedo σε διάφορες περιπτώσεις, αναφέρονται στον πίνακα 3.1.



Εικόνα 3.7 [Masters, 2004]

Το ποσό που αντανακλάται μπορεί να μοντελοποιηθεί ως το γινόμενο της συνολικής ακτινοβολίας σε οριζόντια επιφάνεια (άμεση  $I_b$ , συν την διάχυτη  $I_d$ ) επί τον συντελεστή ανάκλασης του εδάφους  $\rho_g$ . Το κλάσμα της αντανακλώμενης ενέργειας που θα λάβει ο συλλέκτης εξαρτάται από την κλίση του. Συνεπώς, η τιμή της ωριαίας ανακλώμενης ακτινοβολίας,  $I_{refl}$ , δίνεται από την σχέση [6]:

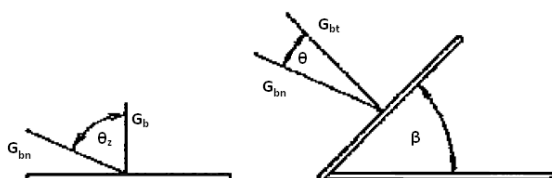
$$I_{refl} = I \cdot \rho_g \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (3.34)$$

όπου  $I = I_b + I_d$

### 3.1.8 Ολική Ηλιακή Ακτινοβολία σε Κεκλιμένο Επίπεδο

Για την μελέτη των ηλιακών εφαρμογών είναι συνήθως απαραίτητος ο υπολογισμός της ωριαίας ακτινοβολίας που δέχεται η κεκλιμένη επιφάνεια του ηλιακού συλλέκτη. Ενώ είναι απαραίτητη η γνώση της κατεύθυνσης με την οποία προσπίπτει η ηλιακή ακτινοβολία, τα συνηθέστερα διαθέσιμα δεδομένα αφορούν στη συνολική ακτινοβολία που δέχεται μια οριζόντια επιφάνεια. Εξετάζοντας αρχικά την συνιστώσα της άμεσης ακτινοβολίας, ορίζεται ο γεωμετρικός παράγοντας  $R_b$ , ως ο λόγος της άμεσης ακτινοβολίας σε κεκλιμένη επιφάνεια προς την αντίστοιχη σε οριζόντια. Δίνεται από τη σχέση [4]:

$$R_b = \frac{G_{b,T}}{G_b} = \frac{G_{b,n} \cdot \cos \theta}{G_{b,n} \cdot \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (3.35)$$



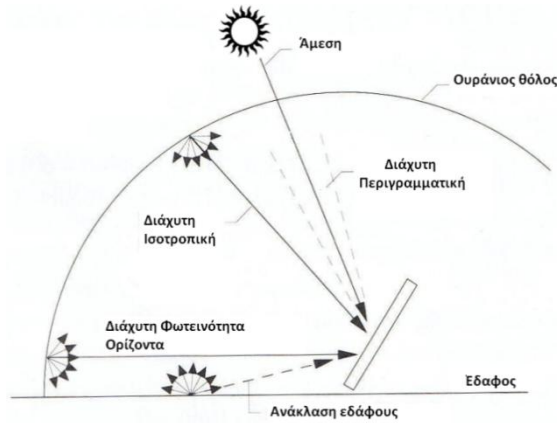
Εικόνα 3.7 Άμεση ακτινοβολία σε οριζόντια και κεκλιμένη επιφάνεια [Duffie & Beckman, 2006]

Η διάχυτη ακτινοβολία σε ένα συλλέκτη είναι πολύ πιο δύσκολο να εκτιμηθεί με ακρίβεια από την άμεση, καθώς υπάρχει μεγάλη ποικιλία στοιχείων που μπορούν να προκαλέσουν διάχυση της ακτινοβολίας. Δεδομένα από συνθήκες αίθριου καιρού έχουν οδηγήσει στην περιγραφή της διάχυτης ακτινοβολίας ως σύνθεσης τριών συνιστωσών. Η πρώτη είναι η ιστροπική (isotropic,  $I_{d,iso}$ ) συνιστώσα, που λαμβάνεται ομοιόμορφα από όλο τον ουράνιο θόλο. Η δεύτερη είναι η περιγραμματική (circumsolar,  $I_{d,cs}$ ), η οποία είναι το αποτέλεσμα της ευθείας σκέδασης της ηλιακής ακτινοβολίας και είναι συγκεντρωμένη στην περιοχή του ουρανού γύρω από τον ήλιο. Η τρίτη, γνωστή ως φωτεινότητα οριζοντα (horizon brightening,  $I_{d,hz}$ ) είναι συγκεντρωμένη κοντά στον οριζοντα και είναι περισσότερο εμφανής σε συνθήκες καθαρού καιρού.

Συμπερασματικά, η συνολική προσπίπτουσα ακτινοβολία σε μία επιφάνεια μπορεί να περιγραφεί με την σχέση [4]:

$$I_T = I_b + I_{d,iso} + I_{d,cs} + I_{d,hz} + I_{refl} \quad (3.36)$$





Εικόνα 3.8 Άμεση ακτινοβολία σε οριζόντια και κεκλιμένη επιφάνεια [4]

Έχουν αναπτυχθεί πολλά μοντέλα, διαφορετικής πολυπλοκότητας για τον υπολογισμό της ωριαίας ολικής ηλιακής ακτινοβολίας  $I_T$ , που προσπίπτει σε μια κεκλιμένη επιφάνεια. Οι διαφορές συνίστανται στον τρόπο με τον οποίο χειρίζονται τις συνιστώσες της διάχυτης ακτινοβολίας. Το μοντέλο που επιλέχθηκε στην συγκεκριμένη εργασία είναι εκείνο του ανισοτροπικού ουρανού, το οποίο λαμβάνει υπόψη και τις τρεις συνιστώσες της διάχυτης ακτινοβολίας. Αρχικά, οι Hay και Davies, πρότειναν ένα μοντέλο, το οποίο λάμβανε υπόψη μόνο την ισοτροπική και την περιγραμματική συνιστώσα. Συνεπώς, στην σχέση (3.36) ο 4<sup>ος</sup> όρος μηδενίζεται και η ολική προσπίπτουσα ακτινοβολία σε κεκλιμένη επιφάνεια υπολογίζεται από την σχέση:

$$I_T = (I_b + I_d \cdot A_i) \cdot R_b + I_d \cdot (1 - A_i) \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + I \cdot \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \quad (3.37)$$

Όπου  $A_i = \frac{I_b}{I_o}$ : ο δείκτης ανισοτροπίας και  $\rho_g$ : συντελεστής ανακλαστικότητας εδάφους, για

συνηθισμένο έδαφος  $\rho_g = 0,2$ , ενώ για χιονισμένο έδαφος  $\rho_g = 0,7$ .

Τέλος, οι Reindl et al. και Klucher (1979) τροποποίησαν την παραπάνω εξίσωση ώστε να συμπεριλαμβάνει και την συνιστώσα της φωτεινότητας οριζόντια της διάχυτης ακτινοβολίας, και προέκυψε το μοντέλο HDKR (Hay, Davies, Klucher, Reindl) υπολογισμού της ολικής προσπίπτουσας ακτινοβολίας σε κεκλιμένη επιφάνεια [4].

$$I_T = (I_b + I_d \cdot A_i) \cdot R_b + I_d \cdot (1 - A_i) \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) \cdot \left[1 + f \sin^3 \left(\frac{\beta}{2}\right)\right] + I \cdot \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \quad (3.38)$$

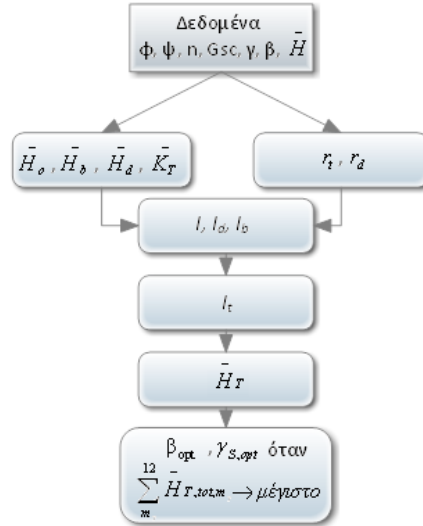
Όπου  $f = \sqrt{\frac{I_b}{I}}$

### 3.1.9 Υπολογισμός βέλτιστης κλίσης φωτοβολταϊκού συλλέκτη

Για τον υπολογισμό της βέλτιστης κλίσης της συλλεκτικής επιφάνειας, θα γίνει χρήση του εργαλείου Solver του Excel. Με κελί στόχου την μεγιστοποίηση της τιμής της ετήσιας μέσης μηνιαίας ημερήσιας ακτινοβολίας σε κεκλιμένη επιφάνεια,  $\bar{H}_T$ , με μεταβολή των κελιών της κλίσης  $\beta$  και της αζιμούθιας γωνίας  $\gamma_s$ , με περιορισμούς το επιτρεπτό εύρος τιμών αυτών των μεγεθών.

$$-180^\circ \leq \gamma_s \leq +180^\circ, 0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$$

$$\beta \rightarrow \beta_{opt} \text{ και } \gamma_s \rightarrow \gamma_{s,opt} \text{ όταν } \sum_{m_y}^{12} \bar{H}_{T,m_y} \rightarrow \text{μέγιστο} \quad (3.39)$$



Διάγραμμα Ροής I

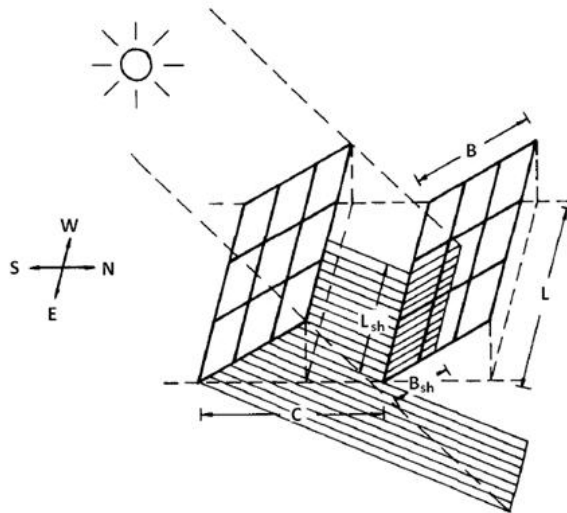
### 3.2 Σκίαση σε φωτοβολταϊκές συστοιχίες

Σε ένα φωτοβολταϊκό σύστημα που αποτελείται από σειρές με πάνελα, η σκίαση μειώνει τη ενεργειακή απόδοση, κατ' ουσίαν σε δύο περιπτώσεις: (i) κατά τη χειμερινή περίοδο στα βόρεια γεωγραφικά πλάτη και (ii) εάν η διαθέσιμη επιφάνεια του συστήματος είναι περιορισμένη, με αποτέλεσμα οι σειρές των πινέλων να διατάσσονται σε πολύ μικρή απόσταση μεταξύ τους. Ανάλογα με τη θέση του Ήλιου, μια σειρά πινέλων μπορεί να σκιάζεται εν μέρει ή εντελώς. Όταν σχεδιάζεται η εγκατάσταση ενός συστήματος, είναι απαραίτητο να υπάρχει λεπτομερής γνώση της απώλειας ενέργειας που προκαλείται από την σκιασμένη επιφάνεια του πινέλου, προκειμένου να προσδιοριστούν οι επιπτώσεις της στη συνολική οικονομία του συστήματος. Η βέλτιστη κλίση σε περίπτωση συγκεκριμένης σκίασης του συστήματος δεν είναι γενικά η ίδια με την βέλτιστη κλίση ενός ασκιάστου συστήματος.

Η εικόνα 3.9 αποτελεί την σχηματική αναπαράσταση δύο φωτοβολταϊκών πινέλων σε σειρά και ταυτόχρονα απεικονίζεται η σκίαση που προκαλεί η μπροστική σειρά στην πίσω της. Το πλάτος  $L_{sh}$  και το ύψος  $B_{sh}$  της σκίασης δίνονται από τους παρακάτω τύπους [32].

$$L_{sh} = \begin{cases} L - C \frac{\sin \beta \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega}{\cos \theta} & \text{για } L_{sh} \geq 0 \\ 0 & \text{για } L_{sh} < 0 \end{cases} \quad (3.44)$$

$$B_{sh} = \begin{cases} B - C \frac{\sin \alpha}{\cos \theta} & \text{για } B_{sh} \geq 0 \\ 0 & \text{για } B_{sh} < 0 \end{cases} \quad (3.45)$$



**Εικόνα 3.9** Επισκόπηση της διαμόρφωσης του συστήματος που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της σκίασης στην πίσω σειρά.

Η επιφάνεια της σκιάς υπολογίζεται προφανώς από το γινόμενο:

$$A_{sh} = L_{sh} \cdot B_{sh} \quad (3.46)$$

Με αυτόν τον τρόπο, μπορεί να υπολογιστεί το εμβαδό της σκιάς που προκαλεί κάθε σειρά στην από πίσω της κάθε μέρα και ώρα του χρόνου. Το ποσοστό σκιασμένης επιφάνειας μπορεί να υπολογιστεί από την σχέση:

$$A_{sh}(\%) = \frac{B_{sh} \cdot L_{sh}}{B \cdot L} \cdot 100\% \quad (3.47)$$

Όπου  $B(m)$  το ύψος του ηλιακού πανέλου και  $L(m)$  το πλάτος του.

Η μελέτη της σκίασης των συλλεκτών πρέπει να λαμβάνεται υπόψη στο σχεδιασμό ηλιακών συστημάτων. Ειδικότερα, στην περίπτωση των οικιακών φωτοβολταϊκών συστημάτων, οι περιορισμοί που θέτονται από τις υπάρχουσες συνθήκες (διαθέσιμη ελεύθερη επιφάνεια, προσανατολισμός πανέλων) από οικονομική και πρακτική άποψη ενδεχομένως να υπαγορεύουν μια λύση όπου η σκίαση είναι αναπόφευκτη. Με την αύξηση του αριθμού των σειρών σε μια συγκεκριμένη επιφάνεια (μείωση της απόστασης μεταξύ των συλλεκτών), η διαθέσιμη επιφάνεια εγκατάστασης αυξάνεται. Από την άλλη πλευρά, αυτό οδηγεί σε μεγαλύτερη σκίαση. Συνεπώς, η βέλτιστη λύση έγκειται στην απαίτηση για μέγιστη απολαβή ενέργειας. Ωστόσο, ο βέλτιστος σχεδιασμός του συστήματος πρέπει να περιλαμβάνει και το κόστος του συστήματος, επομένως, η μέγιστη απολαβή ενέργειας είναι μόνο η μία συνιστώσα της βέλτιστης λύσης. Η άλλη συνιστώσα είναι η μέση ενέργεια που συλλέγεται κατ'ανώτατο όριο ανά μονάδα επιφάνειας συλλέκτη. Η συνολική βέλτιστη λύση θα ήταν το προϊόν των δύο αυτών συνιστωσών. Η πρώτη συνιστώσα της λύσης και μόνο,

(δηλαδή η ενέργεια κατ' ανώτατο όριο) θα οδηγήσει σε μεγάλο αριθμό των συστοιχιών με μεγάλες απώλειες λόγω σκίασης. Αντίθετα, η δεύτερη συνιστώσα θα απαιτεί μηδενική σκίαση, ως εκ τούτου ο βέλτιστος αριθμός των σειρών καθορίζεται από το σημείο καμπής των δύο συνιστωσών, την βέλτιστη λύση, όπου η επίδραση της αύξησης της ενέργειας είναι μικρή σε σχέση με την αύξηση του αριθμού των σειρών. Οι παράμετροι σχεδιασμού του συστήματος περιλαμβάνουν στοιχεία ηλιοφάνειας, τη θέση (γεωγραφικό πλάτος), το πλάτος A του συλλέκτη, τη γωνία κλίσης β, την ελάχιστη απόσταση μεταξύ των συλλεκτών C, το εμβαδό της διαθέσιμης επιφάνειας και το ύψος του συλλέκτη πάνω από τη βάση. Κάθε παράμετρος συμβάλλει με διαφορετικό τρόπο στην βέλτιστη λύση (για παράδειγμα, η απόσταση C έχει σημαντική επίδραση, ενώ το μήκος L δεν επηρεάζει σημαντικά το αποτέλεσμα) [31].

### 3.2.1 Υπολογισμός απόστασης $C_{min}$ για μηδενική σκίαση

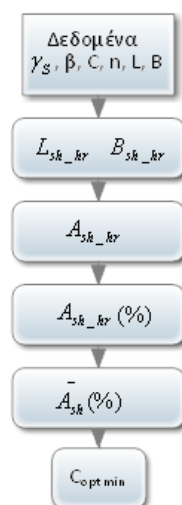
Για τον υπολογισμό της ελάχιστης απόστασης C μεταξύ των διαδοχικών σειρών φωτοβολταϊκών πάνελ, θα γίνει χρήση του εργαλείου Solver του Excel. Η βέλτιστη απόσταση,  $C_{opt}$ , αφορά στο μηδενισμό του ετήσιου μέσου-μηνιαίου ημερήσιου ποσοστού σκιασμένης επιφάνειας, δηλαδή:

$$C \rightarrow C_{opt, min} \text{ όταν } \sum_{y=1}^{12} \bar{A}_{sh}(\%)_{my} \rightarrow 0$$

Η βέλτιστη απόσταση μπορεί να υπολογιστεί είτε με δεδομένη την  $\beta_{opt}$  που υπολογίστηκε από την προηγούμενη βελτιστοποίηση, είτε με ταυτόχρονη βελτιστοποίηση και της β κατά τον μηδενισμό του  $\sum_{y=1}^{12} \bar{A}_{sh}(\%)_{my}$ .

$$\beta \rightarrow \beta_{opt}, \gamma_s \rightarrow \gamma_{s, opt} \text{ και } C \rightarrow C_{min} \text{ όταν } \sum_{m_y}^{12} A_{sh}(\%) \rightarrow 0 \quad (3.39)$$

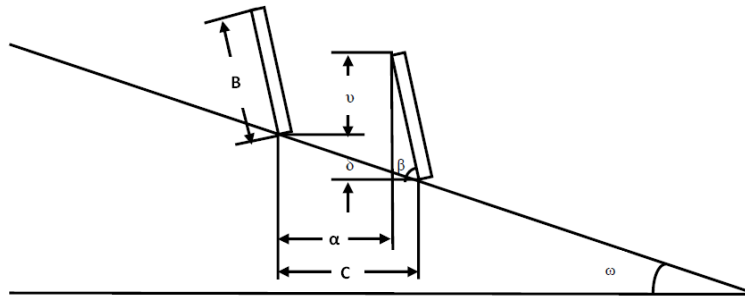
**Διάγραμμα Ροής II**



### 3.3 Μοντέλο Σκίασης Monegon

Το μοντέλο της εταιρίας Monegon υπολογίζει την κατάλληλη απόσταση C, ώστε ουσιαστικά να μην εμποδίζεται η πρόσπτωση της ηλιακής ακτινοβολίας στα φ/β πανέλα. Η προϋπόθεση που θέτει το μοντέλο είναι οι φ/β συστοιχίες να μην σκιάζονται από παρακείμενα εμπόδια (δένδρα, κτίρια, βουνά). Σε μια τοποθεσία με γεωγραφικό πλάτος φ, η προϋπόθεση ανοιχτού οριζοντα θεωρείται ότι εξασφαλίζεται όταν η γωνία ύψους ( $\beta_\epsilon$ ) των γειτονικών συστοιχιών, δένδρων, κτιρίων ή άλλων εμποδίων ικανοποιεί την σχέση:

$$\beta_\epsilon \leq 48^\circ - \phi \quad (3.48)$$

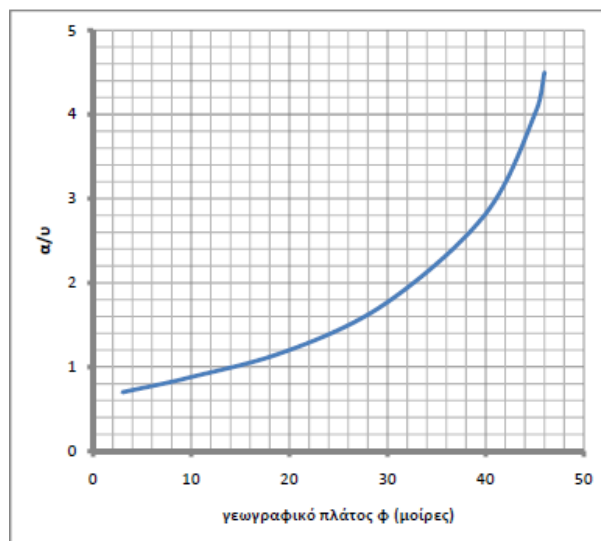


Εικόνα 3.10

Στην εικόνα 3.10 παρουσιάζεται η διάταξη των Φ/Β συστοιχιών σε μια πλαγιά κλίσης k, με απόλυτα νότιο προσανατολισμό. Για να υπολογιστεί η ελάχιστη απόσταση C, μεταξύ δύο συστοιχιών, ώστε να μην σκιάζει αισθητά η μία συστοιχία την προηγούμενή της, χρησιμοποιείται το εμπειρικό διάγραμμα (3.4) το οποίο προέρχεται από την εταιρία Monegon και προσεγγίζεται ικανοποιητικά από την μαθηματική σχέση:

$$\frac{a}{u} = 0,0042 \cdot \phi^2 - 0,1661 \cdot \phi + 2,8653 \quad (3.49)$$

Όπως παρουσιάζονται στην εικόνα (3.10), α είναι η ελεύθερη απόσταση των συστοιχιών, u το ύψος (όταν η επιφάνεια εγκατάστασης είναι οριζόντια  $u=B$ ) και φ το γεωγραφικό πλάτος του τόπου.



Διάγραμμα 3.4 Η καμπύλη του λόγου της ελεύθερης απόστασης α ανάμεσα στις γειτονικές συστοιχίες, προς την επικάλυψη του ύψους u, σε συνάρτηση με το γεωγραφικό πλάτος φ, ώστε να μην εμποδίζεται ουσιαστικά η πρόσπτωση ηλιακής ακτινοβολίας. Το διάγραμμα είναι της εταιρίας Monegon (1980).

Για να βρεθεί η απόσταση  $C$ , πρέπει να λυθεί το παρακάτω σύστημα εξισώσεων, το οποίο περιέχει διάφορες γεωμετρικές σχέσεις που προκύπτουν από την εικόνα 3.10 και την τιμή από το διάγραμμα Monegon.

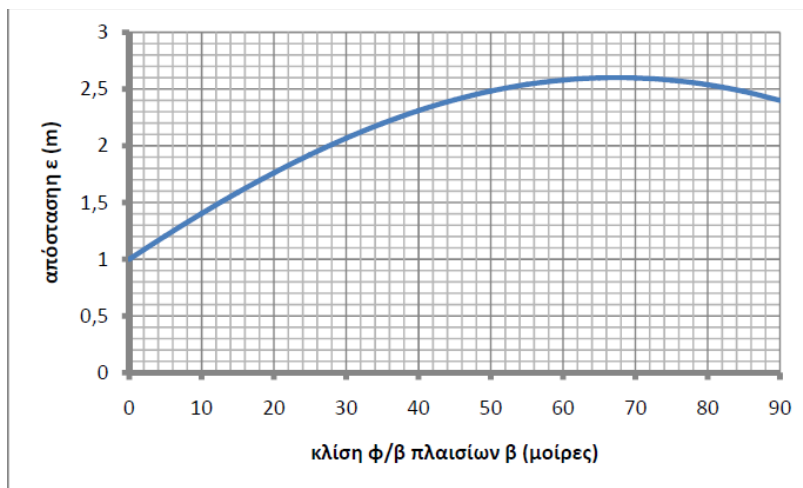
$$\begin{cases} v = B \cdot \sin \beta - \delta \\ \frac{\alpha}{v} = \text{σταθερά διαγράμματος Monegon} \\ C = \alpha + B \cdot \cos \beta \\ k = \tan \omega = \frac{\delta}{C} \end{cases} \quad (3.50)$$

Η κλίση  $k$  μπορεί να πάρει και αρνητικές τιμές όταν έχου υπερύψωση της νότιας πλευράς, που συνεπάγεται και αρνητικές τιμές της παραμέτρου  $\delta$ .

Επιλύοντας το παραπάνω σύστημα καταλήγουμε στην σχέση:

$$C = B \cdot \frac{\frac{\alpha}{v} \cdot \sin \beta + \cos \beta}{1 + \frac{\alpha}{v} \cdot k} \quad (3.51)$$

Παρατηρείται ότι η απόσταση  $\epsilon$  μεταξύ των συστοιχιών είναι ανάλογη με το ύψος  $\gamma$  της συστοιχίας. Στο παρακάτω διάγραμμα (3.5) φαίνεται η μεταβολή της αποστασης  $C$ , σε σχέση με την κλίση της συστοιχίας.



**Διάγραμμα 3.4 Καμπύλη απόστασης  $C$  σε σχέση με την κλίση των συστοιχιών συστοιχίες με ύψος 1m και μηδενική κλίση εδάδους [Monegon,1980].**

Στην παρούσα εργασία, μελετάται μόνο η περίπτωση μηδενικής κλίσης εδάδους εγκατάστασης ( $\omega=0^\circ$ ,  $\delta=0m$ ), συνεπώς οι σχέσεις (3.50) και (3.51) γίνονται:

$$\begin{cases} v = B \cdot \sin \beta \\ \frac{\alpha}{v} = \text{σταθερά διαγράμματος Monegon} \\ C = \alpha + B \cdot \cos \beta \\ k = \tan 0 = 0 \end{cases} \quad (3.50\alpha)$$

$$C = B \cdot \left( \frac{\alpha}{v} \cdot \sin \beta + \cos \beta \right) \quad (3.51\alpha)$$

### 3.4 Αποδιδόμενη Ηλεκτρική Ενέργεια

Το μοντέλο που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας για τη λειτουργία διασυνδεδεμένων φωτοβολταϊκών στο ηλεκτρικό δίκτυο, βασίζεται στην μελέτη του Evans (1981). Η μέση απόδοση λειτουργίας της Φ/Β συστοιχίας,  $n_p$  είναι συνάρτηση της απόδοσης στη θερμοκρασία αναφοράς και των απωλειών λόγω ανάκλασης και θερμοκρασίας. Δίνεται από την σχέση:

$$n_p = n_r \cdot C_T \cdot C_{rf} \quad (3.52)$$

Όπου  $n_r$  είναι η απόδοση του Φ/Β πλαισίου στην θερμοκρασία αναφοράς  $T_r = 25^\circ\text{C}$ ,  $C_T$  και  $C_{rf}$  οι συντελεστές απωλειών λόγω θερμοκρασίας και ανάκλασης, αντίστοιχα. Ο συντελεστής απωλειών λόγω θερμοκρασίας δίνεται από την εξίσωση:

$$C_T = 1 - k_p \left( T_c - T_r \right) \quad (3.53)$$

όπου  $k_p$  είναι συντελεστής θερμοκρασίας για την απόδοση του πλαισίου. Η θερμοκρασία λειτουργίας  $T_c$  συσχετίζεται με την μέση μηνιαία θερμοκρασία περιβάλλοντος  $T_a$ , μέσω της εξίσωσης:

$$T_c - T_a = (219 + 832 \cdot \bar{K}_t) \cdot \frac{NOCT - 20}{800} \quad (3.54)$$

Όπου  $NOCT$  είναι η ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας της Φ/Β κυψελίδας (Nominal Operating Cell Temperature) εκφρασμένη σε βαθμούς  $^\circ\text{C}$  και  $\bar{K}_t$  ο μηνιαίος δείκτης αιθριότητας. Τα μεγέθη  $n_r$ ,  $NOCT$ , και  $k_p$  εξαρτώνται από τον τύπο του Φ/Β πλαισίου και παίρνουν είτε τις τιμές που δίνει ο κατασκευαστής για συγκεκριμένες προδιαγραφές πάνελ είτε λαμβάνοντας υπόψη τις γενικές τιμές του Πίνακα (3.2). Οι τιμές της θερμοκρασίας περιβάλλοντος  $T_a$  της μέσης τιμής κάθε μήνα λαμβάνονται από μετεωρολογικά δεδομένα.

Τύπος φωτοβολταϊκού πλαισίου	Απόδοση πλαισίου σε θερμοκρασία αναφοράς ( $T_r=25^\circ\text{C}$ ), $\eta_r$ (%)	Ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας $\phi/\beta$ κυψελίδας, $NOCT$ ( $^\circ\text{C}$ )	Συντελεστής θερμοκρασίας για την απόδοση του πλαισίου, $k_p$
Mono-Si	13,00	45,00	0,40
Poly-Si	11,00	45,00	0,40
a-Si	5,00	50,00	0,11



CdTe	7,00	46,00	0,24
CIS	7,50	47,00	0,46

Πίνακας 3.2

Όταν η τιμή της γωνίας της επιφάνειας διαφέρει από την βέλτιστη, δημιουργούνται απώλειες λόγω ανάκλασης, οι οποίες εκφράζονται μέσω ενός διορθωτικού παράγοντα  $C_{rf}$ . Η μέση απόδοση λειτουργίας της Φ/Β συστοιχίας,  $n_p$  πρέπει να πολλαπλασιαστεί με τον διορθωτικό παράγοντα, η τιμή του οποίου ορίζεται ως:

$$C_{rf} = 1 - 1.17 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta_{opt} - \beta)^2 \quad (3.55)$$

Όπου  $\beta_{opt}$  είναι η βέλτιστη κλίση της συστοιχίας και  $\beta$  η πραγματική κλίση της.

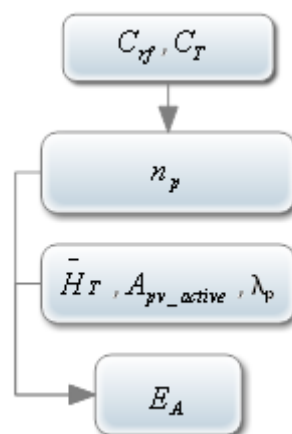
Αφού καθοριστεί η πραγματική απόδοση της συστοιχίας, μπορεί να υπολογιστεί η μηνιαία ηλεκτρική ενέργεια που αποδίδεται στο δίκτυο.

$$E_p = A_{pv\_active} \cdot n_p \cdot N_m \cdot \bar{H}_T \quad (3.56)$$

Όπου  $A_{pv\_active}$  είναι η ενεργή επιφάνεια του φωτοβολταϊκού πλαισίου,  $N_m$  είναι ο αριθμός των ημερών κάθε μήνα,  $\bar{H}_T$  είναι η μέση μηνιαία ημερήσια ακτινοβολία σε κεκλιμένη επιφάνεια. Ωστόσο, σε αυτή τη τιμή πρέπει να ληφθούν υπόψη οι διάφορες απώλειες δικτύου της φωτοβολταϊκής συστοιχίας  $\lambda_p$ .

$$E_A = E_p \cdot (1 - \lambda_p) \quad (3.57)$$

Διάγραμμα Ροής III



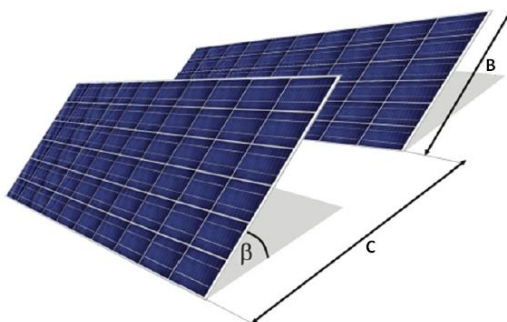
### 3.5 Απώλειες αποδιδόμενης ενέργειας λόγω μερικής σκίασης των Φ/Β πλαισίων

Η επίδραση της μερικής σκίασης στη μείωση της απόδοσης μιας σταθερής φωτοβολταϊκής συστοιχίας (χωρίς μηχανισμό παρακολούθησης) είναι συνήθως μεγαλύτερη από εκείνη που θα περιμέναμε. Αυτό οφείλεται στο ότι η σχέση μεταξύ ποσοστού σκιαζόμενης επιφάνειας και απώλειας αποδιδόμενης ενέργειας είναι μη γραμμική. Υπάρχουν αρκετές βιβλιογραφικές αναφορές που μελετούν την μη γραμμική συμπεριφορά της σκίασης [28], [29], [30]. Στην παρούσα εργασία, χρησιμοποιήθηκε ένα απλό εμπειρικό μοντέλο προσομοίωσης που προβλέπει την πραγματική απώλεια ενέργειας εξαιτίας της σκίασης που προκαλεί η μπροστινή σειρά φωτοβολταϊκών πανέλων στην προηγούμενη σειρά ενός φωτοβολταϊκού συστήματος [26]. Οι απώλειες λόγω αυτο-σκίασης (self-shading losses) επηρεάζουν όλες πλην της πρώτης σειράς φωτοβολταϊκών πανέλων. Αυτές οι απώλειες είναι σχεδόν αδύνατο να αποφευχθούν, αν και με προσεκτικό σχεδιασμό μπορούν να μειωθούν στο ελάχιστο. Για την εκτίμηση των απωλειών λόγω αυτο-σκίασης υιοθετήθηκε μια εμπειρική εξίσωση, η οποία είναι ανεξάρτητη από την τεχνολογία Φ/Κ που χρησιμοποιείται και η οποία βασίζεται στο λόγο του πλάτους του πλαισίου προς το πλάτος του κελιού.

Για την μελέτη της σκίασης σε μια σταθερή φωτοβολταϊκή συστοιχία, το εμπειρικό μοντέλο προτείνει τον ορισμό ενός παράγοντα απόστασης (spacing factor) ως εξής:

$$F = \frac{C}{B} \quad (3.57)$$

Όπου  $B$  το ύψος του φωτοβολταϊκού πάνελου και  $C$  η απόσταση μεταξύ δύο διαδοχικών σειρών.



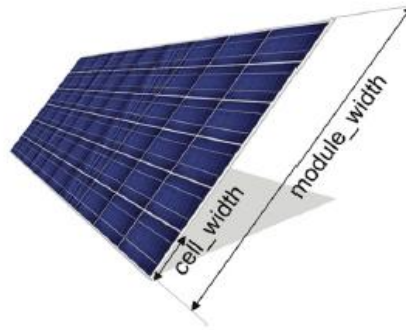
**Εικόνα 3.10** Η απόσταση μεταξύ των σειρών για την αποφυγή σκίασης λόγω της μπροστινής φωτοβολταϊκής μονάδας [26].

Προφανώς, όσο μικρότερος είναι ο παράγοντας απόστασης τόσο υψηλότερο είναι το ποσοστό σκίασης της προηγούμενης σειράς. Η συγκεκριμένη μελέτη αφορά στην επίδραση της αυτο-σκίασης στην απόδοση των πιο συνηθισμένων φωτοβολταϊκών συστημάτων σήμερα, δηλαδή των πανέλων κρυσταλλικού πυριτίου και των φωτοβολταϊκών λεπτού φιλμ. Οι απώλειες λόγω αυτο-σκίασης συσχετίζονται άμεσα με τη γεωμετρία των κυττάρων σε ένα φωτοβολταϊκό πάνελ. Πολλαπλές δοκιμές προσομοίωσης με διαφορετικές γεωμετρικές φωτοβολταϊκών κυττάρων, απέδειξαν εκθετική σχέση μεταξύ των απωλειών ενέργειας και του λόγου πλάτους κελιού/πανέλου. Οι σχετική ετήσια απώλεια ενέργειας

(relative annual energy losses, RAEL%) λόγω της αυτο-σκίασης μπορεί να περιγραφεί εμπειρικά ως [26]:

$$RAEL = A \cdot e^{-2,3F} - 0.001F + 00.1 \quad (3.58)$$

όπου ο παράγοντας απόστασης  $F$  έχει συγκεκριμένο εύρος τιμών  $1.5 < F < 5$  και  $A$  είναι μια παράμετρος απώλειας ενέργειας η οποία εξαρτάται από την γεωμετρία των κυττάρων και του πανέλου.



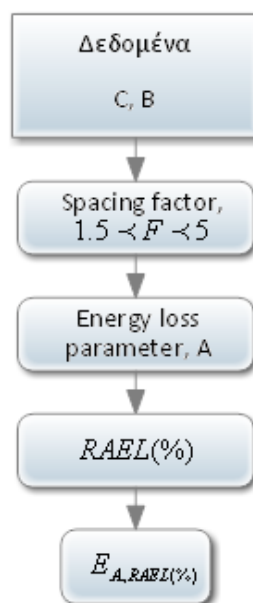
**Εικόνα 3.11**

Μια ολοκληρωμένη διερεύνηση της παραμέτρου  $A$  δείχνει μια εκθετική εξάρτηση από το λόγο του πλάτους των κυττάρων/ πλαισίου. Μπορεί να περιγραφεί ως:

$$A = 5.6 \cdot (1 - e^{-0.34 \cdot \frac{\text{mod\_width}}{\text{cell\_width}}}) \quad (3.59)$$

όπου τα  $\text{mod\_width}=B$ (ύψος συλλέκτη) και  $\text{cell\_width}$  (ύψος της κυψέλης) μετρώνται σε όλη τη γραμμή των πλαισίων στη σειρά, ανεξάρτητα με τον προσανατολισμό του.

**Διάγραμμα Ροής IV**



### 3.6 Οικονομική Ανάλυση

Αρχικά ορίζονται οι βασικοί οικονομικοί παράμετροι.

#### Διαχρονική Αξία του χρήματος

##### Παρούσα και Μέλλουσα Αξία (ΠΑ, ΜΑ)

Ένα χρηματικό ποσό που είναι διαθέσιμο σήμερα είναι περισσότερο χρήσιμο από ένα ίσο ποσό που διατίθεται κάποια χρονική στιγμή στο μέλλον:

- Λόγω της δυνατότητας να αυξηθεί μέσω τραπεζικής ή άλλης επένδυσης
- Λόγω ανθρώπινης προτίμησης για άμεση κατανάλωση

Η χρονική αξία του χρήματος ποσοτικοποιείται με τη μορφή ενός επιτοκίου (ετήσιος ρυθμός αύξησης του αρχικού ποσού), που αναφέρεται ως προεξοφλητικό επιτόκιο (παρακάτω το συγκεκριμένο μέγεθος θα αναφερθεί ως επιτόκιο κόστους ευκαιρίας). Σχεδόν όλα τα επενδυτικά προγράμματα, συμπεριλαμβανομένων των οικιακών συστημάτων διαθέτουν ταμειακές εκροές στο παρόν (στην αρχή), δηλαδή στην φάση αγοράς του εξοπλισμού και εγκατάστασής του, ενώ οι ταμειακές εισροές προκύπτουν μετά (στο μέλλον) κατά την φάση της παραγωγικής λειτουργίας του. Οι διαφορετικές χρονικές ταμειακές ροές δεν είναι ομοιογενείς ή ισοδύναμες και γι' αυτό δεν μπορούν να αθροιστούν. Για να αθροιστούν και να συγκριθούν πρέπει να μετατραπούν σε αξίες ενιαίας χρονικής βάσεως σε συγκεκριμένο έτος. Η τεχνική με την οποία γίνεται η μετατροπή μελλοντικών αξιών σε σημερινές ή παρούσες αξίες με βάση κάποιο επιτόκιο, καλείται προεξόφληση (discounting) και εκφράζεται από τον τύπο:

$$ΠΑ_c = C(1+i)^{-t} \quad (3.60)$$

Αυτό το ποσό αναφέρεται ως παρούσα αξία ή παρούσα τιμή.

Όπου  $C$ : το κεφάλαιο (αρχικό ποσό που έχει επενδυθεί),  $i$ : το ετήσιο επιτόκιο αγοράς ή προεξοφλητικό (market interest rate),  $t$ : ο συνολικός αριθμός ετών κατά τον οποίο θα επενδυθεί το κεφάλαιο.

Αντίθετα, η τεχνική με την οποία σημερινές αξίες μετατρέπονται ή ανάγονται σε ισοδύναμες μελλοντικές με βάση ορισμένο επιτόκιο καλείται ανατοκισμός (compounding) και εκφράζεται αντίστοιχα από τον τύπο:

$$ΜΑ_c = C(1+i)^t \quad (3.61)$$

Είναι προφανές ότι όσο μεγαλύτερο είναι το επιτόκιο  $i$  τόσο μικρότερη είναι η παρούσα και τόσο μεγαλύτερη η μέλλουσα αξία του χρηματικού ποσού. Για μια σειρά διακριτών χρηματοροών  $C_1, C_2, \dots, C_t$ , οι παραπάνω τύποι μετατρέπονται στους:

$$ΠΑ = \sum_{j=0}^t C_j (1+i)^{-j} \quad (3.62)$$

$$ΜΑ = \sum_{j=0}^t C_j (1+i)^{t-j} \quad (3.63)$$

Ενώ αν πρόκειται για ίσες ετήσιες χρηματοροές  $C_1 = C_2 = \dots = C_t$  (ράντες) που πληρώνονται ή εισπράττονται ανά τακτά και ίσα χρονικά διαστήματα οι εξισώσεις ΠΑ και ΜΑ έχουν χαρακτηριστικά γεωμετρικής προόδου:

$$MA = C \frac{(1+i)^t - 1}{i} \quad (3.64)$$

$$ΠΑ = C \frac{(1+i)^t - 1}{i(1+i)^t} \quad (3.65)$$

Ο αναλυτής της επένδυσης πρέπει να χρησιμοποιήσει ως προεξοφλητικό επιτόκιο αυτό που θεωρείται ευρύτερα αποδεκτό για τη δεδομένη οικονομική κατάσταση και τη συγκεκριμένη κατηγορία επένδυσης. Το επιτόκιο αυτό αποτελεί, υπό αυτήν την έννοια, μια γενική εκτίμηση της κόστους του κεφαλαίου και συχνά αναφέρεται ως ελάχιστο αποδεκτό επιτόκιο απόδοσης, (ΕΑΕΑ) ή MARR (minimum attractive rate of return). Το προεξοφλητικό επιτόκιο,  $i$  μπορεί να είναι απλό ή σύνθετο.

Το απλό επιτόκιο,  $i$  εφαρμόζεται κάθε χρόνο στο αρχικό κεφάλαιο  $C$ , και ο τόκος  $T$  είναι ίδιος κάθε χρόνο, δηλαδή οι τόκοι που προκύπτουν ενδιάμεσα δεν κεφαλαιοποιούνται.

$$T = C \cdot i \quad (3.66)$$

Άρα το συνολικό χρηματικό ποσό  $F$  που θα είναι διαθέσιμο μετά από  $n$  χρόνια, θα είναι:

$$F = C \cdot (1 + n \cdot i) \quad (3.67)$$

Το σύνθετο επιτόκιο  $i$  εφαρμόζεται πάνω στο συνολικό κεφάλαιο που προκύπτει μετά την προσθήκη σε

τακτά χρονικά διαστήματα του τόκου  $T$ . Το αρχικό κεφάλαιο  $C$  συνεχώς αυξάνεται και αντίστοιχα αυξάνεται και ο τόκος.

$$\text{Μετά από 1 χρόνο} \quad F_1 = C \cdot (1+i) \quad \text{και} \quad T_1 = F \cdot i - C = C \cdot i$$

$$\text{Μετά από 2 χρόνια} \quad F_2 = F_1 \cdot (1+i) = C(1+i)^2 \quad \text{και} \quad T_2 = F_2 - F_1 = C \cdot i(1+i)$$

$$\text{Μετά από } n \text{ χρόνια} \quad F_n = C \cdot (1+i)^n \cdot F_n \quad \text{και} \quad T_n = C \cdot i(1+i)^{n-1}$$

Οι συνήθεις οικονομικές συναλλαγές στηρίζονται κατά κανόνα στη χρήση σύνθετου επιτοκίου.

### Πληθωρισμός

Πληθωρισμός είναι η αύξηση του κόστους των αγαθών και υπηρεσιών ανά μονάδα χρόνου. Ο πληθωρισμός των επιμέρους συνιστωσών κόστους μιας επένδυσης μπορεί να διαφέρει από συνιστώσα σε συνιστώσα και από έτος σε έτος. Για λόγους ευκολίας, συνηθίζεται ο πληθωρισμός να αναφέρεται σε ένα έτος και σε συγκεκριμένη ομάδα δαπανών, π.χ., μισθοδοσία, καύσιμα, ανταλλακτικά κ.λ.π. Άρα η μελλοντική αξία ενός ποσού δεν υπολογίζεται μόνο με βάση το επιτόκιο, αλλά πρέπει να αφαιρέσουμε και τον πληθωρισμό, ώστε να έχουμε την πραγματική αξία. Η άνοδος των τιμών προσδιορίζεται με βάση ένα συγκεκριμένο πακέτο αγαθών & υπηρεσιών και το σταθμισμένο άθροισμα των τιμών τους. Έτσι, αν ο Δείκτης Τιμών Καταναλωτή κατά το χρόνο 0 είναι  $\delta_0$  και κατά τον 1<sup>ο</sup> χρόνο γίνει  $\delta_1$ , τότε ο συντελεστής πληθωρισμού ως προς την προηγούμενη χρονιά θα είναι:

$$f_1 = \frac{\delta_1}{\delta_0} - 1 \quad (3.68)$$

Γενικεύοντας, ο συντελεστής πληθωρισμού ως προς  $n$  χρόνια πριν θα είναι:

$$f_n = \left( \frac{\delta_n}{\delta_0} \right)^{1/n} - 1 \quad (3.69)$$

Ο δείκτης τιμών καταναλωτή είναι το πιο ευρέως χρησιμοποιούμενο μέτρο του πληθωρισμού. Παρέχει πληροφορίες σχετικά με τις μεταβολές των τιμών στην οικονομία της χώρας, τις επιχειρήσεις, την εργασία και τους ιδιώτες.

Για να βρούμε την αγοραστική αξία ενός ανατοκίζόμενου κεφαλαίου πρέπει να συνυπολογίσουμε το τραπεζικό επιτόκιο  $i$  και τον πληθωρισμό  $f$ , δηλαδή θα πρέπει να γίνει ανατοκισμός και αποπληθωρισμός του κεφαλαίου. Η αγοραστική αξία του κεφαλαίου  $C$  σε ένα χρόνο θα είναι:

$$F' = C \frac{1+i}{1+f} \quad (3.70)$$

Και γενικεύοντας σε  $n$  χρόνια, η αγοραστική αξία θα είναι:

$$F'_n = C \left( \frac{1+i}{1+f} \right)^n \quad (3.71)$$

Ωστόσο, πρέπει  $i > f$  ώστε να μην μειώνεται η αγοραστική αξία του κεφαλαίου.

Από την πλευρά του επιχειρηματία, το κριτήριο για την επένδυση είναι η απόδοση επί του επενδυμένου κεφαλαίου, δηλαδή το κέρδος. Επομένως, η ανάλυση του επικερδούς ή μη μιας επενδύσεως σημαίνει τον καθορισμό μιας σχέσεως μεταξύ κέρδους και κεφαλαίου. Η τεχνοικονομική μελέτη είναι απαραίτητη για τον έλεγχο της οικονομικής βιωσιμότητας ενός ενεργειακού επενδυτικού σχεδίου και αποτελεί τον σημαντικότερο παράγοντα για την προσέλκυση επενδυτικού ενδιαφέροντος.

### Πίνακας Ταμειακών Ροών

Για την οικονομική εκτίμηση της επένδυσης εγκατάστασης οικιακού φωτοβολταϊκού συστήματος καταστρώνεται ο πίνακας των ετήσιων ταμειακών ροών, όπου απεικονίζεται το χρονοδιάγραμμα της εισροής των κεφαλαίων (από τις εισπράξεις της πωλήσης ηλεκτρικού ρεύματος) συγχρόνως με την εκροή εξόδων της επενδύσεως. Στον πίνακα ταμειακών ροών περιλαμβάνονται:

- Το συνολικό κόστος της επένδυσης
- Οι δαπάνες ανά έτος
- Τα ετήσια έσοδα από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας
- Το ετήσιο τοκοχρεολύσιο

### Συνολικό κόστος της επένδυσης, TC

Στην περίπτωση εγκατάστασης οικιακών φωτοβολταϊκών, το κόστος επένδυσης περιλαμβάνει το πάγιο κεφάλαιο (πάγιες επενδύσεις συν άλλα προπαραγωγικά έξοδα) και το καθαρό κεφάλαιο κίνησης. Το πάγιο κόστος αναφέρεται κυρίως στους πόρους που απαιτούνται για την αγορά του μηχανολογικού εξοπλισμού,  $C_{\text{equip}}$  (συλλέκτες, αντιστροφείς, καλωδιώσεις και άλλα) και το κεφάλαιο κινήσεως αντιστοιχεί στους πόρους που χρειάζονται για την εγκατάσταση και την λειτουργία του συστήματος,  $C_{\text{instal}}$ . Συνεπώς, ισχύει

$$TC = C_{\text{equip}} + C_{\text{instal}} \quad (3.72)$$

Το συνολικό κόστος της επένδυσης εξαρτάται από την τεχνολογία του εξοπλισμού (πάνελ και αντιστροφέα κατά κύριο λόγο) καθώς επίσης και από το μέγεθος του συστήματος που εξετάζεται.

#### Ετήσιες δαπάνες

Οι ετήσιες δαπάνες, ΤΟ, αφορούν στις απαιτούμενες δαπάνες για την λειτουργία και συντήρηση του συστήματος, ενώ κατά το διαχρονικό υπολογισμό τους λαμβάνεται υπόψη και η επίδραση του πληθωρισμού. Στις ετήσιες δαπάνες συγκαταλέγονται και οι δαπάνες ασφάλισης του συστήματος (παντός είδους).

#### Άμεσα ετήσια έσοδα, ΤΙ

Τα άμεσα ετήσια έσοδα, ΤΙ, προκύπτουν κατά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και υπολογίζονται από το γινόμενο της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας,  $SP_E$  (€/kWh) επί την αντίστοιχη ετήσια παραγωγή ενέργειας,  $E_{pv, produced}$  (kWh). Ο υπολογισμός προϋποθέτει την γνώση της τρέχουσας τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και τον ετήσιο ποσοστιαίο ρυθμό μεταβολής της,  $OR_{SE}$  ο οποίος εμπεριέχει την επίδραση του πληθωρισμού.

$$TI = E_{PV, produced} \cdot SP_E \cdot OR_{SE} \quad (3.73)$$

#### Κόστος χρηματοδότησης

Για την κάλυψη των συνολικών αναγκών σε κεφάλαια οι επενδυτές πραγματοποιούν δάνεια, εφόσον τα έσοδά τους δεν αρκούν. Αν είναι σχετικά εύκολη η λήψη δανείων, η πορεία της χρηματοδότησης του προγράμματος μπορεί να ξεκινήσει καλά με τον καθορισμό του χρόνου για τον οποίο μπορεί να εξασφαλιστεί το δανειακό κεφάλαιο, μαζί βέβαια με το επιτόκιο που θα επιβαρύνει αυτό το κεφάλαιο. Τετοια δανειακά κεφάλαια ορίζονται ξεχωριστά από άποψη χρονικής διάρκειας σε α) βραχυπρόθεσμα και μεσοπρόθεσμα από εμπορικές τράπεζες για κεφάλαια κινήσεως ή πιστώσεις προμηθευτών διαφόρων τύπων και β) σε μακροπρόθεσμες δανειοδοτήσεις από εθνικά ή διεθνή αναπτυξιακά προγράμματα. Κατά την εξόφληση το δάνειο επιστρέφεται σταδιακά (χρεολύσιο) ενώ ο δανειστής παίρνει ταυτόχρονα την αμοιβή του (τόκος). Στους όρους αποπληρωμής του δανείου συμπεριλαμβάνονται: το επιτόκιο με το οποίο υπολογίζονται οι τόκοι του δανείου, η περίοδος χάριτος (αν υπάρχει), που αποτελεί το χρονικό διάστημα μετά το οποίο ξεκινά η αποπληρωμή, η συμφωνία για κεφαλοποίηση ή όχι των τόκων κατά την περίοδο χάριτος, την συχνότητα καταβολής των τόκων και επιστροφής του δανείου και ο τρόπος υπολογισμού τόκου και χρεολυσίου (τοκοχρεολυτική δόση). Υπάρχουν πάρα πολλοί τρόποι εξόφλησης δανείων. Στη συγκεκριμένη εργασία, για την αποπληρωμή του δανείου θεωρήσαμε ίσες δόσεις τοκοχρεολυσίου χωρίς περίοδο χάριτος, όπου το τοκοχρεολύσιο υπολογίζεται με αναγωγή του δανείου σε ΝL ίσες δόσεις, ισοδύναμης ΠΑ ως εξής:

$$AK = LO \frac{r_L (1 + r_L)^{N_L}}{(1 + r_L)^{N_L} - 1} \quad (3.74)$$

Όπου LO το κεφάλαιο της επένδυσης που προέρχεται από δανεισμό,  $r_L$  (%) το ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού και  $N_L$  η διάρκεια καταβολής των ετήσιων τοκοχρεολυσίων. Ο τόκος



υπολογίζεται με τον ίδιο τρόπο για το υπόλοιπο του δανείου και εξ αφαιρέσεως προκύπτει το χρεολύσιο.

#### Περίοδος αποδόσεως (N)

Ως οικονομικός κύκλος ζωής μιας επένδυσης θεωρείται η χρονική περίοδος κατά τη διάρκεια της οποίας ανακτάται το αρχικό επενδυτικό κεφάλαιο καθώς και η επιθυμητή απόδοση αυτού. Ο οικονομικός κύκλος ζωής πρέπει να είναι ίσος ή μικρότερος της πραγματικής ζωής του βασικού εξοπλισμού της επένδυσης.

Στη διαχρονική αξία του χρήματος βασίζονται και δύο κριτήρια που θα εξεταστούν παρακάτω:

- Η καθαρά παρούσα αξία
- Ο εσωτερικός συντελεστής αποδόσεως

#### Το κριτήριο της Καθαρής Παρούσας Αξίας

Η καθαρή παρούσα αξία (ΚΠΑ) (Net Present Value, NPV), προκύπτει αν προεξοφλήσουμε το παρόν, για κάθε έτος χωριστά, τη διαφορά μεταξύ όλων των μελλοντικών ταμειακών εισροών και εκροών για ολοκληρωτο χρόνο ζωής του σχεδίου επενδύσεως, με βάση ένα συντελεστή προεξοφλήσεως. Στην πράξη και εφόσον έχει καταστρωθεί ο πίνακας των ταμειακών ροών, η καθαρά παρούσα αξία υπολογίζεται ως η διαφορά των χρηματικών εισροών μείον το κόστος της επένδυσης ως εξής [39]:

$$NPV = \left( \sum_{t=1}^n \frac{PR - AK}{(1+i)^t} \right) - (TC - LO) \quad (3.75)$$

Όπου  $t$  είναι η περίοδος ζωής της επενδύσεως (έτη) και  $n$  ο χρόνος ή η περίοδος προεξοφλήσεως.

Αν η ΚΠΑ είναι θετική (+), η αποδοτικότητα είναι πάνω από το επιτόκιο προεξοφλήσεως και το σχέδιο επενδύσεως θεωρείται αποδεκτό. Αν η ΚΠΑ είναι μηδέν, η αποδοτικότητα είναι ίση με το επιτόκιο προεξοφλήσεως και το σχέδιο επενδύσεως γίνεται αποδεκτό αν δεν υπάρχει καλύτερη εναλλακτική λύση. Το κριτήριο αξιολογήσεως της ΚΠΑ είναι το πιο πλεονεκτικό, καθώς μετατρέπει τις μελλοντικές ροές αξιών του επενδυτικού σχεδίου σε παρούσες αξίες και εκφράζει την γενικότερη προτίμηση για το παρόν.

#### Εσωτερικός Συντελεστής Αποδόσεως (ΕΣΑ) (Internal Rate of Return, IRR)

Ο Εσωτερικός Συντελεστής Αποδόσεως αποτελεί τον βαθμό απόδοσης που εξισώνει την παρούσα αξία των αναμενόμενων χρηματοροών με το αρχικό κόστος του έργου. Εκφραζόμενος ως ποσοστό ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης μπορεί εύκολα να συγκριθεί με το κόστος ευκαιρίας της επένδυσης, δηλαδή το επιτόκιο αναγωγής  $i$ , για να προσδιορίσει την αποδοτικότητα της επένδυσης. Τελικά, εάν ο IRR προκύψει μεγαλύτερος από το επιτόκιο αναγωγής η επένδυση είναι αποδεκτή, ενώ σε αντίθετη περίπτωση η επένδυση απορρίπτεται. Μεταξύ δύο εναλλακτικών επενδύσεων προκρίνεται αυτή με το μεγαλύτερο IRR. Συνεπώς, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης μιας επένδυσης ορίζεται ως το επιτόκιο αναγωγής που μηδενίζει την NPV και προσδιορίζεται από την ακόλουθη σχέση[39]:

$$NPV_{i=IRR} = 0 \Leftrightarrow \sum_{t=1}^n \frac{PR - AK}{(1 + IRR)^t} = TC - LO \quad (3.76)$$

### Υποβάθμιση απόδοσης

Η υποβάθμιση της απόδοσης του φωτοβολταϊκού συστήματος επηρεάζει άμεσα την απόδοση της επένδυσης και για το λόγο αυτό αποτελεί ένα λογιστικό μέγεθος που πρέπει να ληφθεί υπόψη κατά την οικονομική ανάλυση.

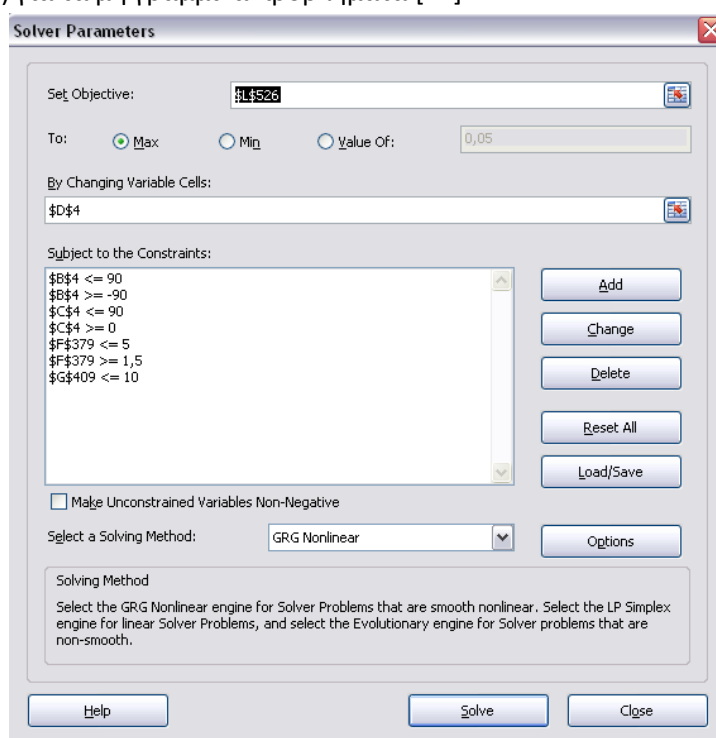
Οι κατασκευαστές φωτοβολταϊκών μονάδων συνήθως εγγυώνται ορθή λειτουργία εντός περιόδου 20 - 25 χρόνων, εκτίμηση στην οποία καταλήγουν μέσω επιταχυμένων δοκιμών σε εσωτερικούς χώρους κατά τη διαδικασία σχεδιασμού των κυψελών. Ωστόσο, η υποβάθμιση είναι ο κύριος λόγος για την πτώση της απόδοσης της μονάδας με την πάροδο του χρόνου και η εμπειρία στον τομέα έχει αποδείξει ότι οι απώλειες έχουν συνδεθεί με εξωτερικούς μηχανισμούς στις φωτοβολταϊκές κυψέλες, όπως οι ενώσεις συγκόλλησης, η αμαύρωση του ενθυλακωτικού και θέματα αποκόλλησης και διασύνδεσης. Ο Λόγος Απόδοσης (PR%, Performance Ratio) ορίζεται ως ο λόγος μεταξύ της πραγματικής απόδοσης της ενέργειας και της θεωρητικής εν δυνάμει ενεργειακής απόδοσης ενός φωτοβολταϊκού συστήματος. Η παράμετρος PR έχει το πλεονέκτημα ότι δεν επηρεάζεται από την ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας, αλλά μεταβάλλεται σε συνάρτηση με την εποχιακή απόκλιση της θερμοκρασίας. Η διακύμανση των μέσων ετήσιων τιμών PR, που βρέθηκε από τους μηνιαίους μέσους όρους, για διάστημα εμπιστοσύνης 95%, ήταν 0,71%, 0,96% και 1,46% για τα πάνελ μονοκρυσταλλικού, πολυκρυσταλλικού και άμορφου πυριτίου, αντίστοιχα. Ωστόσο, διαπιστώθηκε ότι κατά τον πρώτο χρόνο, η υποβάθμιση της απόδοσης των πανέλων σημειώνει μεγαλύτερη τιμή σε σχέση με τον ετήσιο ρυθμό υποβάθμισης. Η απόδοση των μονοκρυσταλλικών και πολυκρυσταλλικών τεχνολογιών παρουσίασε απόκλιση από 2,12-4,73% και 1,47-2,40% αντίστοιχα, ενώ η thin-film τεχνολογία από 6-14% για το πρώτο έτος λειτουργίας. Η αξιολόγηση της μακροπρόθεσμης ετήσιας υποβάθμισης χρησιμοποιώντας τον λογο PR, παρουσίασε ρυθμό της τάξεως του 0,09%-0,10% για τα μονοκρυσταλλικά, 0,04-0,06% για τα πολυκρυσταλλικά, ενώ οι τεχνολογίες λεπτού υμενίου παρουσίασαν ρυθμούς υποβάθμισης της τάξεως του 0,23% με 0,32%. [36].

Σύστημα	Υποβάθμιση Πρώτου Έτους (%)
Sanyo mono c-Si HIT	-4.73
Atersa mono c-Si	-2.12
Suntechnics mono c-Si	-2.19
BP mono c-Si	-4.22
Solon multi c-Si	-2.40
Schott multi c-Si EFG	-1.47
Schott multi c-Si MAIN	-1.57
Wurth CIGS	-7.30
First Solar CdTe	-6.16
Schott a-Si (2)	-13.82

**Πίνακας 3.3 Υποβάθμιση Πρώτου Έτους από μέσες μηνιαίες τιμές ισχύος MPP (για ακτινοβολία > 800 W/m<sup>2</sup> [36])**

### 3.7 Υπολογιστικό Εργαλείο

Για την υλοποίηση των υπολογιστικών διαδικασιών της παρούσας εργασίας, επιλέχθηκε η αξιοποίηση του Excel της Microsoft, το οποίο παρέχει ένα εύχρηστο και εύκολα κατανοητό πλαίσιο εργασίας για την πραγματοποίηση αριθμητικών υπολογισμών. Ένα εξαιρετικά χρήσιμο ειδικό εργαλείο του Excel είναι ο Solver, οποίος παρέχει την δυνατότητα επίλυσης γραμμικών και μη προβλημάτων, μέσω ενός απλού Γραφικού Περιβάλλοντος Χρήστη (GUI). Η μέθοδος βελτιστοποίησης του Microsoft Excel πραγματοποιείται στο οικείο περιβάλλον ενός φύλλου εργασίας. Μέσω του εργαλείου Solver, ο χρήστης καθορίζει ένα κελί προορισμού (Set Objective), το οποίο αποτελεί την αντικειμενική συνάρτηση και θέτει περιορισμούς συμπληρώνοντας τις αντίστοιχες επιλογές. Η αντικειμενική συνάρτηση εκφράζει το στόχο που επιχειρείται να μεγιστοποιηθεί ή να ελαχιστοποιηθεί και η τιμή της είναι μια σχέση μεταξύ μιας ή περισσότερων μεταβλητών, τα οποία ονομάζονται ρυθμιζόμενα κελιά (Changing Variable Cells). Κάθε συνδυασμός τιμών που μπορούν να λάβουν οι μεταβλητές απόφασης ονομάζεται λύση του προβλήματος. Όταν οι τιμές αυτές ικανοποιούν τους περιορισμούς (Constraints) του προβλήματος, η λύση ονομάζεται εφικτή. Για τη βελτιστοποίηση, ο Solver εφαρμόζει τη μέθοδο Simplex με φραγμένες μεταβλητές και τη τεχνική διακλάδωσης-οριακής συνθήκης (branch-and-bound) για τα γραμμικά συστήματα και τον αλγόριθμο Μειωμένης Γενικευμένης Κλίσης (Generalized-Reduced-Gradient, GRG2) για τα μη γραμμικά προβλήματα [42].



Εικόνα 3.12 Περιβάλλον εργαλείου Solver

#### Αριθμητική μέθοδος GRG2

Ο Solver του Microsoft Excel χρησιμοποιεί επαναληπτικές αριθμητικές μεθόδους που περιλαμβάνουν την καταχώρηση δοκιμαστικών τιμών στα ρυθμιζόμενα κελιά και την

διαπίστωση των αποτελεσμάτων που υπολογίζονται από το κελί περιορισμών και το κελί βελτιστοποίησης. Με κάθε δοκιμή συμβαίνει και μία επανάληψη της διαδικασίας καταχώρησης νέας τιμής (iteration). Επειδή μια κατεξοχήν προσέγγιση δοκιμής και σφάλματος είναι χρονοβόρα, ο Solver πραγματοποιεί εκτενή ανάλυση των αποτελεσμάτων και του ρυθμού μεταβολής τους-καθώς μεταβάλλει τα δεδομένα εισόδου, και καθοδηγεί ανάλογα τις τιμές των μεταβλητών για την επόμενη επανάληψη. Σ'ένα τυπικό πρόβλημα, οι περιορισμοί και το κελί προορισμού είναι συναρτήσεις των ρυθμιζόμενων κελιών. Ως γνωστόν, η πρώτη παράγωγος μιας συνάρτησης μετράει τον ρυθμό μεταβολής, για μεταβαλλόμενα δεδομένα εισόδου. Όταν στα ρυθμιζόμενα κελιά εισάγονται αρκετές τιμές, η αντικειμενική συνάρτηση έχει αρκετές μερικές παραγώγους, οι οποίες υπολογίζουν τον ρυθμό μεταβολής σε σχέση με τις εισαγόμενες τιμές των ρυθμιζόμενων κελιών. Οι μερικές παράγωγοι αποτελούν από κοινού ένα διάνυσμα, το οποίο ονομάζεται βαθμίδα της συνάρτησης (function gradient). Οι παράγωγοι και οι βαθμίδες διαδραματίζουν καθοριστικό ρόλο στις επαναληπτικές μεθόδους του Solver. Παρέχουν ενδείξεις ως προς τον τρόπο που πρέπει να μεταβάλλονται τα ρυθμιζόμενα κελιά. Παραδείγματος χάρη, αν το κελί βελτιστοποίησης μεγιστοποιείται και η μερική παράγωγός του ως προς ένα ρυθμιζόμενο κελί είναι ένας μεγάλος θετικός αριθμός, ενώ μια άλλη μερική παράγωγος είναι κοντά στο μηδέν, ο Solver πιθανότερα να αυξήσει τη τιμή του πρώτου ρυθμιζόμενου κελιού στην επόμενη επανάληψη. Ωστόσο, μια αρνητική μερική παράγωγος, καθοδηγεί την τιμή του ρυθμιζόμενου κελιού προς την αντίθετη κατεύθυνση. Ο Solver προσεγγίζει τις παραγώγους αριθμητικά, μετακινώντας την τιμή κάθε ρυθμιζόμενου κελιού ελαφρώς και ελέγχοντας το ποσοστό μεταβολής κάθε κελιού περιορισμού και της αντικειμενικής συνάρτησης. Αυτή η διαδικασία ονομάζεται εκτίμηση πεπερασμένης διαφοράς της παραγώγου.

Ο Solver του Excel μπορεί να χρησιμοποιήσει την προς τα εμπρός μέθοδο διαφορικού Λογισμού(Forward differencing) ή την κεντρική μέθοδο διαφορικού Λογισμού(Central Differencing), που ελέγχεται από την επιλογή 'παράγωγα' στο παράθυρο διαλόγου 'Επιλογές Επίλυσης'. Η προς τα εμπρός μέθοδος Διαφορικού Λογισμού χρησιμοποιεί ένα μοναδικό σημείο (δηλαδή ένα σύνολο τιμών του ρυθμιζόμενου κελιού), το οποίο είναι ελαφρώς διαφορετικό από το τρέχον σημείο προκειμένου να υπολογιστεί η παράγωγος, ενώ η κεντρική μέθοδος Διαφορικού Λογισμού χρησιμοποιεί δύο σημεία σε αντίθετες κατεύθυνσεις. Η κεντρική μέθοδος Διαφορικού Λογισμού είναι περισσότερο ακριβής, αν η παράγωγος μεταβάλλεται γρήγορα στο τρέχον σημείο, αλλά απαιτεί περισσότερους επανυπολογισμούς. Προεπιλεγμένη επιλογή είναι η μέθοδος Διαφορικού Λογισμού προς τα εμπρός. Επειδή η πρώτη παράγωγος ή βαθμίδα του κελιού βελτιστοποίησης μετρά τον ρυθμό μεταβολής ως προς (καθένα από) τα ρυθμιζόμενα κελιά, όταν όλες οι μερικές παράγωγοι του κελιού βελτιστοποίησης είναι μηδέν (δηλαδή η βαθμίδα είναι το μηδενικό διάνυσμα), οι προϋποθέσεις της πρώτης τάξεως προς βελτιστοποίηση έχουν ικανοποιηθεί (πρέπει να ελέγχονται και ορισμένες πρόσθετες προϋποθέσεις δεύτερης τάξεως) και έχει βρεθεί η υψηλότερη ή χαμηλότερη πιθανή τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης [37].

### Γραμμικά προβλήματα

Τα γραμμικά προβλήματα μπορούν να επιλυθούν με πολύ λιγότερη εργασία από τα μη γραμμικά προβλήματα. Ο Solver δεν χρειάζεται να επανυπολογίσει τις μεταβαλλόμενες

παραγώγους και μπορεί να παρεκβάλει ευθείες γραμμές αντί του επανυπολογισμού του φύλλου εργασίας.

### Επιλογές Solver

Ο χρήστης μπορεί να ελέγχει πολλές επιλογές, οι οποίες εφαρμόζονται από τις μεθόδους βελτιστοποίησης μέσω του παραθύρου Solver Options (Εικόνα 3.13).

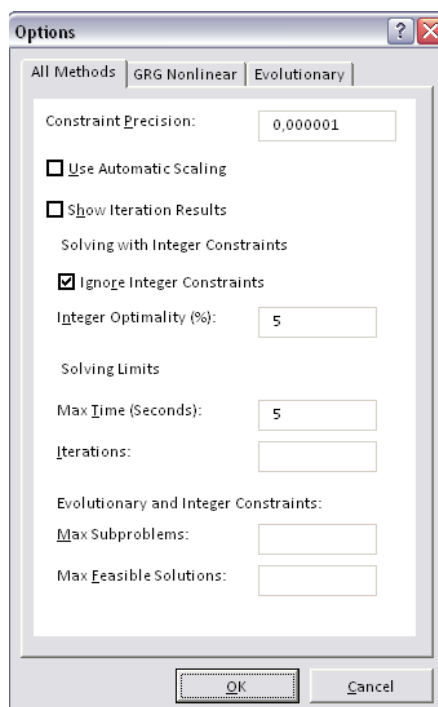
Max Time: Δίνεται στον χρήστη η δυνατότητα εισαγωγής του μέγιστου χρόνου που θα αφιερώσει το πρόγραμμα για την επίλυση του προτύπου.

Iterations: Δίνεται στον χρήστη η δυνατότητα εισαγωγής του μέγιστου αριθμού επαναλήψεων που θα αφιερώσει το πρόγραμμα για την επίλυση του προτύπου.

Tolerance: Ο χρήστης μπορεί να επιλέξει το μέγιστο ποσοστό ανεκτού σφάλματος στα αποτελέσματα που θα λάβει (αφού για την επίλυση χρησιμοποιούνται προσεγγιστικοί αλγόριθμοι).

Use Automatic Scaling: Αν επιλεγεί μετατρέπει, αυτόματα κατά την επίλυση, τους συντελεστές των περιορισμών ώστε τυχόν μεγάλες ή μικρές τιμές να μετατραπούν χωρίς να αλλάξουν οι αναλογίες των εξισώσεων των περιορισμών (πολύ μεγάλες ή μικρές τιμές συντελεστών μπορεί να δημιουργήσουν προβλήματα στην επίλυση)

Show Iteration Results: Παρουσιάζει τους ενδιάμεσους υπολογισμούς (tableau Simplex) μέχρι την εύρεση της βέλτιστης λύσης.



**Εικόνα 3.13 Επιλογές Solver**

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

### 4. Διερεύνηση Γεωμετρικών χαρακτηριστικών

Στο τέταρτο κεφάλαιο παρατίθενται αποτελέσματα και διαγράμματα Contour των υπολογισμών εύρεσης της ετήσιας βέλτιστης κλίσης,  $\beta_{opt}$  και αζιμούθιας γωνίας  $\gamma_{s,opt}$ , της ελάχιστης απόστασης  $C_{min,opt}$ , μεταξύ των γειτονικών συστοιχίων φωτοβολταϊκών πάνελ για μηδενισμό της σκίασης κατά την διάρκεια της μέρας με την περισσότερη ηλιοφάνεια, της υπολογιζόμενης απόστασης με βάσει το μοντέλο της εταιρίας Monogon, των απωλειών αποδιδόμενης ενέργειας λόγω θερμοκρασίας και ανακλάσεων και τέλος της αποδιδόμενης ενέργειας του συστήματος για στέγη και δώμα. Η μεθοδολογία που ακολουθείται, περιλαμβάνει την αρχική παράθεση παραδειγματικών εφαρμογών για πέντε εμπορικά πάνελ και στην συνέχεια γενίκευση για μεγάλο εύρος των υπό εξέταση παραμέτρων.

#### 4.1 Εύρεση βέλτιστης γωνίας κλίσης $\beta_{opt}$ και βέλτιστου προσανατολισμού $\gamma_{s,opt}$

Οι τιμές της βέλτιστης κλίσης,  $\beta_{opt}$  και αζιμούθιας γωνίας  $\gamma_{s,opt}$  για τον Νομό της Αττικής, και συγκεκριμένα για την πόλη της Αθήνας ( $\phi = 37,97^\circ$  και  $\psi = 23,71^\circ$ ) ως προς τη μεγιστοποίηση του αθροίσματος των τιμών των μέσων μηνιαίων ημερησίων ακτινοβολιών σε κεκλιμένη επιφάνεια,  $\sum_{m_y}^{12} \bar{H}_{T,m_y}$ , βρέθηκαν  $\beta_{opt} = 30,56^\circ$  και  $\gamma_{s,opt} = 5,15^\circ$ .

Παρακάτω, παρουσιάζεται ο πίνακας με τις Μέσες Μηνιαίες ημερήσιες ολικές ακτινοβολίες σε κεκλιμένο επίπεδο βέλτιστης ετήσιας κλίσης και αζιμούθιας γωνίας ( $\text{kWh}/\text{m}^2\text{day}$ ). Ταυτόχρονα, για αξιολόγηση της αξιοπιστίας του μαθηματικού προτύπου της εργασίας, γίνεται σύγκριση των τιμών της ακτινοβολίας του εφαρμοσμένου μοντέλου για  $\gamma_{s,opt} = 5,15^\circ$  και  $\beta_{opt} = 30,56^\circ$  με την βάση δεδομένων PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) [47] για τον Νομό Αττικής και συγκεκριμένα για την περιοχή της Αθήνας. Στην τελευταία σειρά, καταγράφεται η απόκλιση των τιμών του εφαρμοσμένου μοντέλου για κάθε μήνα, με μέτρο σύγκρισης τις τιμές του PVGIS.

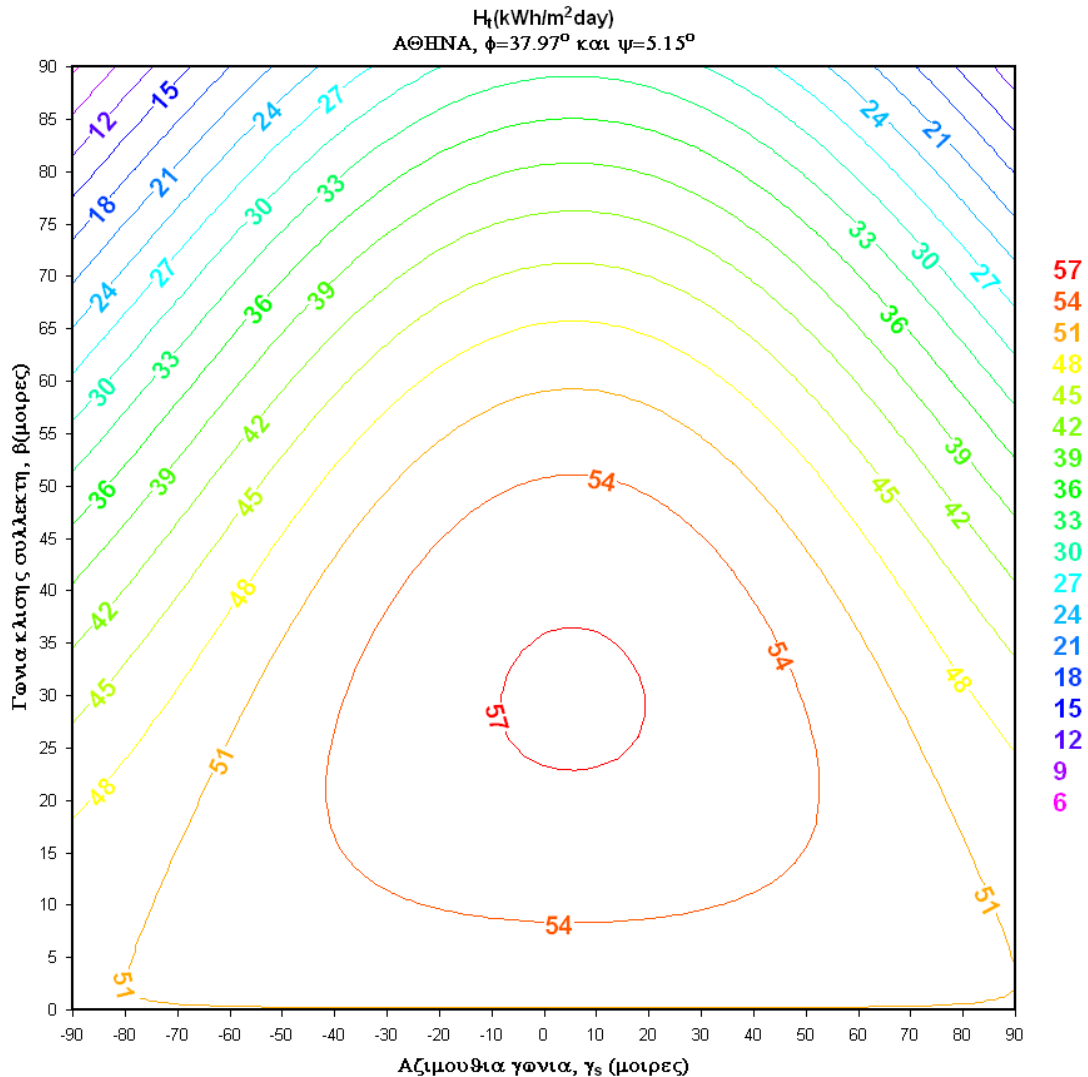
$H_{T,max}(\text{kWh}/\text{m}^2\text{day})$	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΙ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
Εφαρμοσμένο Μοντέλο	3,29	3,91	4,62	5,34	5,81	6,19	6,37	6,5	6,01	4,86	3,64	2,97
PVGIS $H_{opt}$	3,09	3,49	4,59	5,59	6,1	6,6	6,64	6,46	6,01	4,5	3,11	2,67
Απόκλιση (%)	6,47	12,03	0,65	4,47	4,75	6,21	4,07	0,62	0,00	8,00	17,04	11,24

Πίνακας 4.1 Μηνιαίος Μ.Ο της ημερήσιας ολικής ηλιακής ακτινοβολίας σε κεκλιμένο επίπεδο βέλτιστης ετήσιας κλίσης [ $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{day})$ ]

Τα Διαγράμματα Contour αποτελούν μια γραφική αναπαράσταση των λύσεων μιας εξεταζόμενη εξίσωσης συναρτήσε δύο μεταβλητών. Επίσης, χρησιμοποιείται για τον καθορισμό ορίων εμπιστοσύνης, καθώς και για σύγκριση ανάμεσα σε δύο διαφορετικά σύνολα δεδομένων.

Το Διάγραμμα τριών μεταβλητών (Contour Diagram) που ακολουθεί, υπολογίζει την ετήσια μέση-μηνιαία ηλιακή ακτινοβολία σε κεκλιμένη επιφάνεια ( $\text{kWh/m}^2\text{day}$ ) για μεγάλο εύρος τιμών αζιμούθιας γωνίας,  $\gamma_s$  και γωνίας κλίσης συλλέκτη,  $\beta$ .

### ΕΤΗΣΙΑ ΜΕΣΗ ΜΗΝΙΑΙΑ ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΤΩΝ $\beta, \gamma_s$



**Διάγραμμα 4.1** Διάγραμμα Contour ετήσιας μέσης-μηνιαίας ηλιακής ακτινοβολίας σε κεκλιμένη επιφάνεια ( $\text{kWh/m}^2\text{day}$ ) για εύρος τιμών αζιμούθιας γωνίας,  $\gamma_s$  και γωνίας κλίσης συλλέκτη,  $\beta$ .

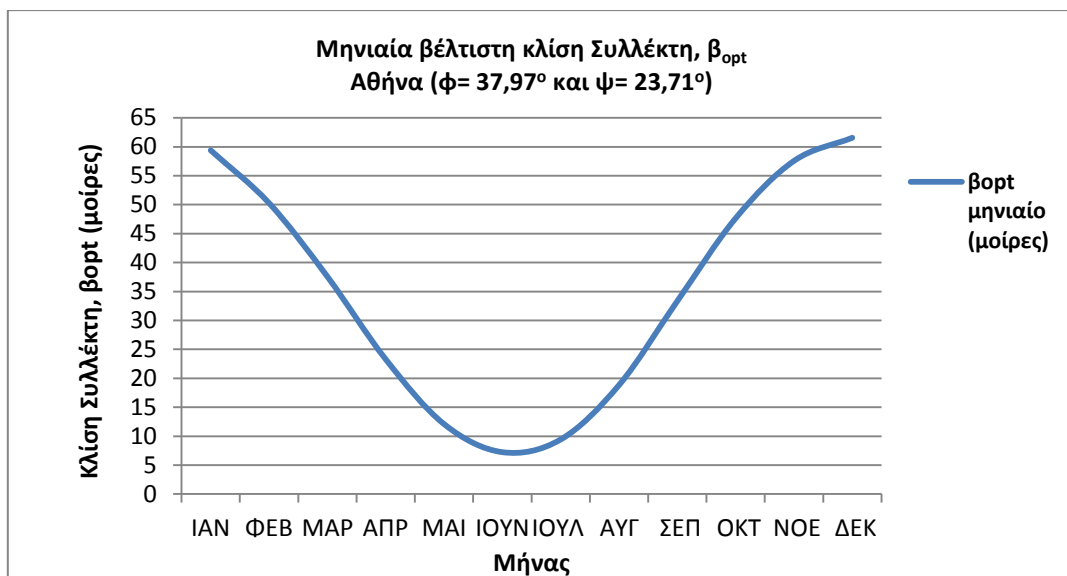
Παρατηρούμε ότι για περιοχή της Αττικής, συγκεκριμένα για την πόλη της Αθήνας, η ετήσια μέση-μηνιαία ηλιακή ακτινοβολία σε κεκλιμένη επιφάνεια παρουσιάζει μέγιστες τιμές  $H_t=57 \text{ kWh/m}^2\text{day}$  για εύρος τιμών:

$$\text{Αζιμούθιας Γωνίας, } -8^\circ \leq \gamma_s \leq 18^\circ \text{ και Γωνίας Κλίσης, } 23^\circ \leq \beta \leq 36^\circ.$$

Η κορυφή του διαγράμματος βρίσκεται στο κέντρο του κεντρικού κύκλου και απεικονίζει τις βέλτιστες τιμές αζιμούθιας και κλίσης. Όπως, αναφέραμε παραπάνω, η λύση αυτή επιτυγχάνεται για  $\gamma_{s,opt}=5,15^\circ$  και  $\beta_{opt}=30,56^\circ$ .



Για μηνιαία προσέγγιση της βέλτιστης γωνίας κλίσης του συλλέκτη, στην περιοχή της Αθήνας, ακολουθεί το παρακάτω διάγραμμα.



**Διάγραμμα 4.2 Υπολογισμός Μηνιαίας βέλτιστης κλίσης συλλέκτη**

Για μια ρεαλιστική διερεύνηση των αποτελεσμάτων, στους ακόλουθους υπολογισμούς θα αναλυθούν οι περιπτώσεις κάποιων συγκεκριμένων εμπορικών πάνελ πολυκρυσταλλικού και μονοκρυσταλλικού πυριτίου. Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζονται τα μηχανικά και ηλεκτρικά χαρακτηριστικά των υπό εξέταση πάνελ.

Μηχανικά Χαρακτηριστικά					
	Ύψος, B(m)	Μήκος, L(m)	Επιφάνεια, $A_{pv}(m^2)$	Ύψος κυττάρου, $L_{cell}(m)$	Μήκος κυττάρου, $B_{cell}(m)$
Multi-Crystal Module (aleo S16.180)	0,83	1,66	1,38	0,156	0,156
Multi-Crystal Module (HiS-M225MG)	0,98	1,65	1,61	0,156	0,156
Mono-Crystal Module (REW 230 PREMIUM)	1,06	1,6	1,7	0,125	0,125
Multi-Crystal Module (Schuco MPE 235 PS 15)	0,98	1,64	1,61	0,156	0,156
Mono-Crystal Module (CentroSolar S245M60)	0,99	1,66	1,64	0,156	0,156

**Πίνακας 4.2 Μηχανικά χαρακτηριστικά υπό εξέταση εμπορικών πάνελ**

Ηλεκτρικά χαρακτηριστικά				
	$P_{max}(W)$	$\eta, (\%)$ , απόδοση πλαισίου	Συντελεστής θερμοκρασίας $k_r$	Ονομαστική θερμοκρασία Λειτουργίας κυψελών, NOCT( $^\circ C$ )
aleo S16.180	180	13,10	0,46%	48
HiS-M225MG	225	13,90	0,43%	46
REW 230 PREMIUM	230	13,50	0,40%	47
Schuco MPE 235 PS 15	235	14,60	0,45%	45
CentroSolar S245M60	245	14,90	0,43%	46

**Πίνακας 4.3 Ηλεκτρικά χαρακτηριστικά υπό εξέταση εμπορικών πάνελ**

## 4.2 Υπολογισμός ελάχιστης απόστασης, $C_{min,opt}$ μεταξύ γειτονικών συλλεκτών

### 4.2.1 Εύρεση $C_{min,opt}$ για μηδενισμό σκίασης προκαλούμενη από μπροστινή συστοιχία

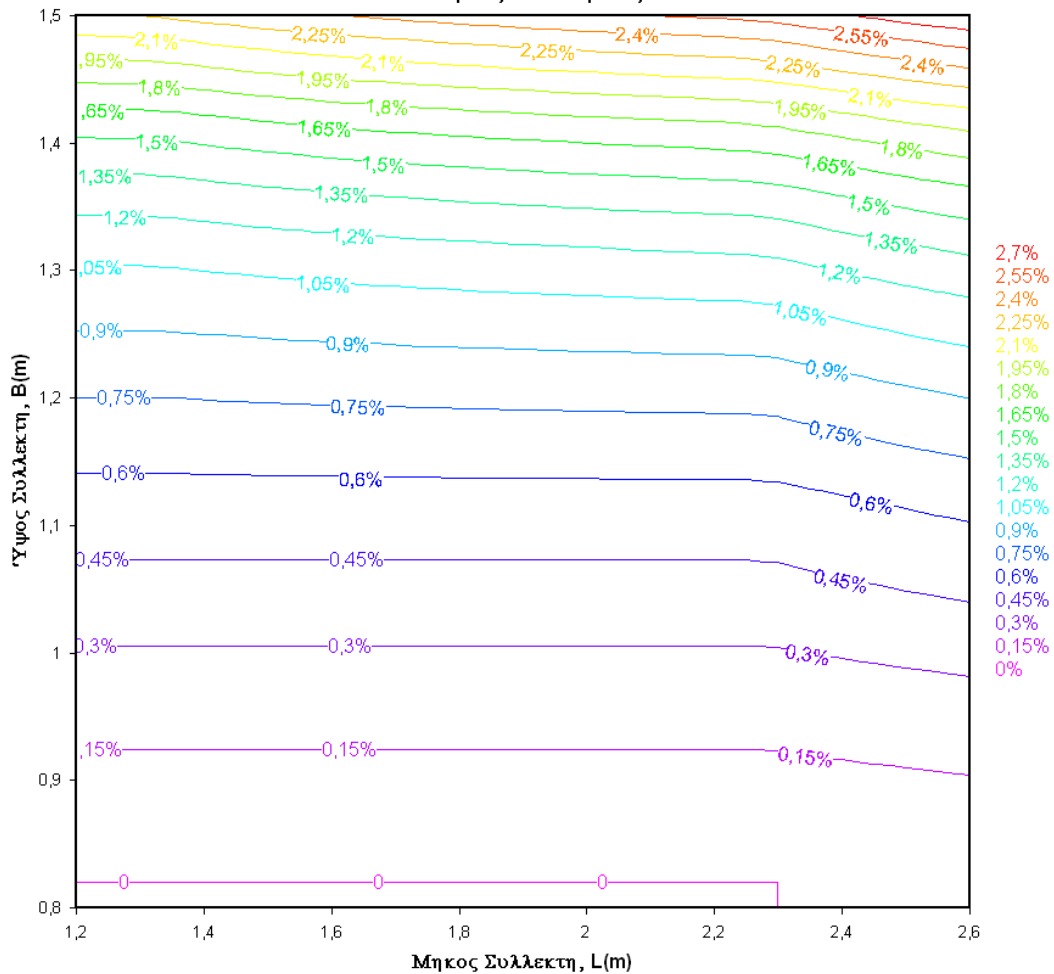
Ακολούθησαν οι υπολογισμοί για την εύρεση της ελάχιστης απόστασης  $C_{min,opt}$ , μεταξύ των γειτονικών συστοιχιών φωτοβολταϊκών πάνελ για οριζόντια επιφάνεια εγκατάστασης (δώμα). Η ελάχιστη απόσταση μετρήθηκε με βάση τον μηδενισμό του ποσοστού σκίασης για τις ώρες τις ημέρας με την περισσότερη ηλιοφάνεια (6.00πμ-19.00μμ). Τα αποτελέσματα για τα υπό εξέταση φωτοβολταϊκά πάνελ παρουσιάζονται παρακάτω:

Αθήνα, $\gamma_{s,opt}= 5,15^\circ$ και $\beta_{opt}= 30,56^\circ$	aleo S16.180	HiS-M225MG	REW 230 PREMIUM	Schuco MPE 235 PS 15	CentroSolar S245M60
<b>B(m)</b>	0,83	0,98	1,06	0,98	0,99
<b>L(m)</b>	1,66	1,65	1,6	1,64	1,66
<b>Υπολογιζόμενο <math>C_{min,opt}</math> (m)</b>	<b>2,51</b>	<b>2,98</b>	<b>3,04</b>	<b>2,98</b>	<b>3,00</b>

**Πίνακας 4.4 Υπολογισμός  $C_{min,opt}$  (m) μηδενισμό του ποσοστού σκίασης για τις ώρες τις ημέρας με την περισσότερη ηλιοφάνεια.**

Γενικεύοντας για ένα εύρος τιμών μήκους  $L$ (m) και το ύψους  $B$  (m) του συλλέκτη, με σταθερές τις βέλτιστες τιμές γωνίας κλίσης,  $\beta$  και αζιμούθιας γωνίας  $\gamma_s$ , υπολογίζεται το ετήσιο μέσο μηνιαίο ποσοστό σκίασης,  $Ash(\%)$ , για την περιοχή της Αθήνας:

ΜΕΣΟ ΕΤΗΣΙΟ ΠΟΣΟΣΤΟ ΣΚΙΑΖΟΜΕΝΗΣ ΕΠΙΦΑΝΕΙΑΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗΙ ΤΩΝ  $L(m)$  ΚΑΙ  $B(m)$   
 Απόσταση μεταξύ Συλλεκτών,  $C=2,51m$   
 $A_{sh,avg}(\%)=f(L,B)$   
 ΑΘΗΝΑ  $\phi=37,97^\circ$  και  $\psi=23,71^\circ$

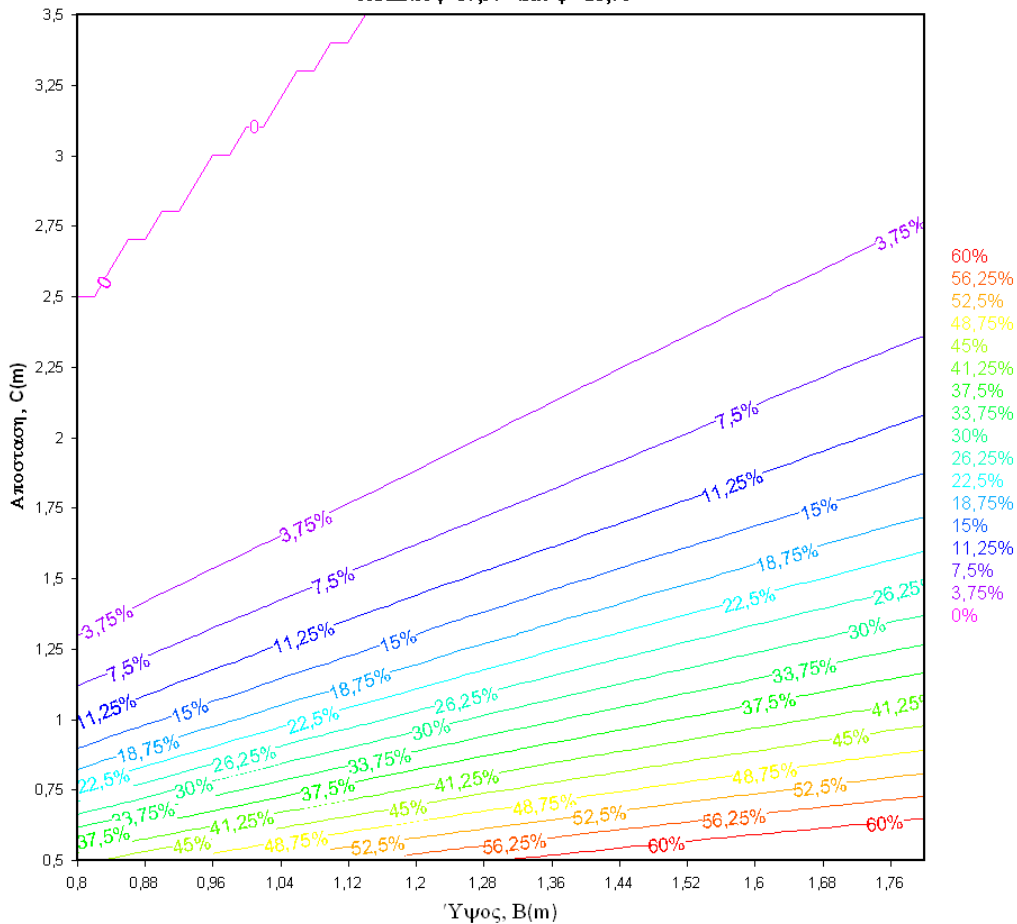


Διάγραμμα 4.3 Διάγραμμα Contour ετήσιου μέσου ποσοστού σκίασης συναρτήσεϊ του ύψους  $B(m)$  και του μήκους συλλέκτη  $L(m)$  για σταθερή απόσταση  $C=2.51m$ .

Από το Contour διάγραμμα του ετήσιου μέσου ποσοστού σκίασης συναρτήσεϊ του ύψους  $B(m)$  και του μήκους συλλέκτη  $L(m)$  για σταθερή απόσταση  $C=2.51m$ , είναι φανερό ότι το μήκος του συλλέκτη δεν παίζει ουσιαστικό ρόλο στην σκίαση του μπροστινού πάνελ παρά μόνο όταν λάβει αρκετά μεγάλες τιμές. Για απόσταση  $C=2.51m$ , παρατηρούμε ότι η κλίση των παράλληλων γραμμών ποσοστού σκίασης μεταβάλλεται μόνο όταν το μήκος του συλλέκτη ξεπεράσει τα 2,3 m.

Με μεταβλητή την απόσταση  $C(m)$  και το ύψος  $B(m)$  με σταθερές τις βέλτιστες τιμές γωνίας κλίσης,  $\beta$  και αζιμούθιας γωνίας  $\gamma_s$ , υπολογίστηκε το ετήσιο μέσο μηνιαίο ποσοστό σκίασης,  $A_{sh}(\%)$ , για την περιοχή της Αθήνας:

ΜΕΣΟ ΕΤΗΣΙΟ ΜΗΝΙΑΙΟ ΠΟΣΟΣΤΟ ΣΚΙΑΖΟΜΕΝΗΣ ΕΠΙΦΑΝΕΙΑΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΤΩΝ Β(m) ΚΑΙ ΤΟΥ C(m)  
 $A_{sh,avg}(\%) = f(B,C)$   
 ΑΘΗΝΑ  $\phi=37,97^\circ$  και  $\psi=23,71^\circ$



**Διάγραμμα 4.4** Διάγραμμα Contour ετήσιου μέσου ποσοστού σκίασης συναρτήσει της απόστασης C(m) και του ύψους B(m) συλλέκτη L(m).

Από το διάγραμμα 4.4, μπορούμε να λαμβάνουμε αποτελέσματα του ετήσιου μέσου μηνιαίου ποσοστού σκίασης,  $A_{sh}(\%)$  για διάφορες τιμές ύψους και απόστασης και η γενική και αναμενόμενη διαπίστωση είναι ότι το μέσο ετήσιο μηνιαίο ποσοστό σκίασης,  $A_{sh}(\%)$  αυξάνεται με μείωση της απόστασης για ένα σταθερό ύψος. Τέλος, κρίνοντας από τα δύο τελευταία διαγράμματα είναι σκόπιμο να αναφερθεί, ότι ουσιαστικά, η συνεισφορά του ύψους είναι το μέγεθος που καθορίζει την σκίαση που προκαλεί ο μπροστινός συλλέκτης και γι'αυτό το λόγο, άλλωστε δεν έχει γίνει αναφορά της τιμής του μήκους στο τελευταίο διάγραμμα.

#### 4.2.2 $C_{opt}$ σύμφωνα με μοντέλο Monegon

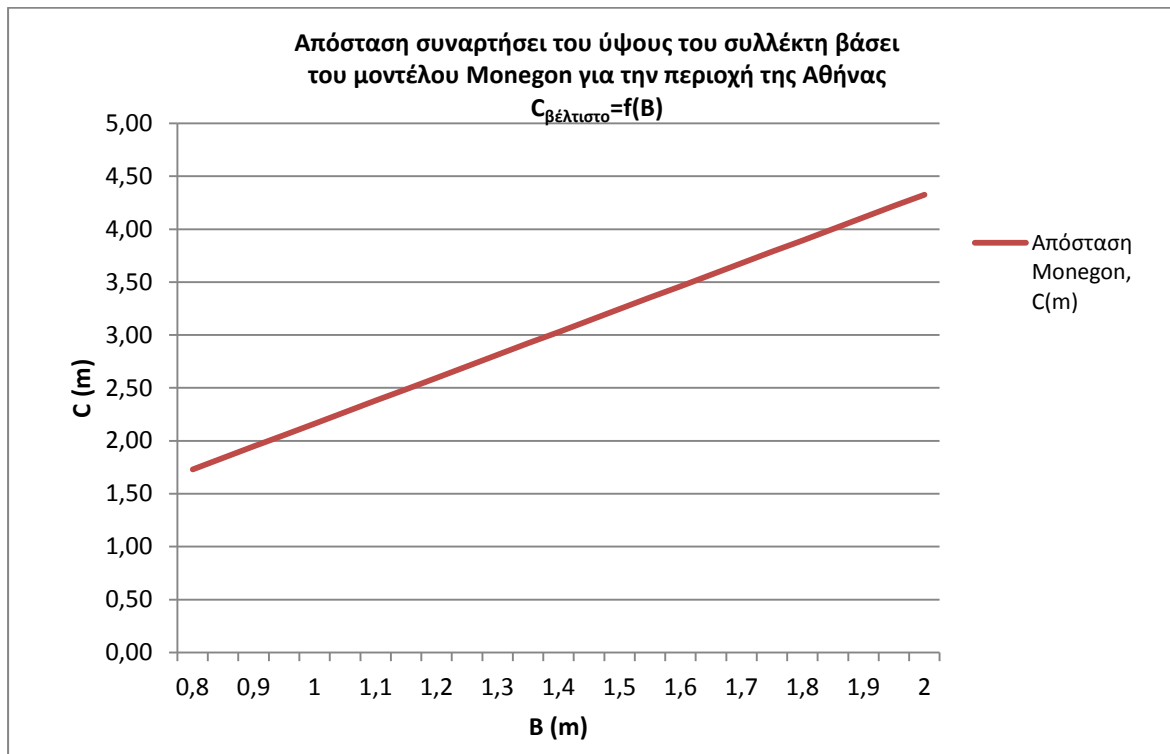
Παράλληλα, για λόγους σύγκρισης, χρησιμοποιήθηκε το μοντέλο της εταιρίας Monegon. Στόχος του μοντέλου είναι ο υπολογισμός της απόστασης C ανάμεσα στις γειτονικές συστοιχίες ώστε να μην εμποδίζεται ουσιαστικά η πρόσπτωση της ηλιακής ακτινοβολίας. Τα αποτελέσματα που λήφθηκαν για επίπεδη επιφάνεια εγκατάστασης της φωτοβολταϊκής συστοιχίας από τους σχετικούς υπολογισμούς εφαρμόστηκαν για τα 5 διαφορετικά πάνελ που εξετάσαμε και παραπάνω και παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

Μοντέλο Monegon για επίπεδη επιφάνεια εγκατάστασης και $\beta_{opt}=30,56^\circ$ και $\gamma_{s,opt}=5,15^\circ$	Ύψος, B(m)	Απόσταση, C(m)
--	------------	----------------

aleo S16.180	0,83	<b>1,82</b>
HiS-M225MG	0,98	<b>2,15</b>
REW 230 PREMIUM	1,06	<b>2,32</b>
Schuco MPE 235 PS 15	0,98	<b>2,15</b>
CentroSolar S245M60	0,99	<b>2,17</b>

**Πίνακας 4.4** Υπολογισμός  $C_{min,opt}$  (m) βάσει του μοντέλου Monegon για τα εξεταζόμενα πάνελ για την περιοχή της Αθήνας.

Στο επόμενο διάγραμμα φαίνεται η εξάρτηση της απόστασης με το ύψος του πανέλου σύμφωνα με το μοντέλο της εταιρίας Monegon.



**Διάγραμμα 4.5** Διάγραμμα απόστασης  $C_{opt}(m)$  συναρτήσει του ύψους του συλλέκτη βάσει του μοντέλου Monegon για την περιοχή της Αθήνας.

### 4.3 Απώλειες Αποδιδόμενης Ενέργειας Πανέλου

Η μέση απόδοση λειτουργίας του Φ/Β συλλέκτη σε πρότυπες συνθήκες δοκιμής,  $n_p$ , δεν ανταποκρίνεται συνήθως στις συνθήκες περιβάλλοντος εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού. Παράγοντες που επηρεάζουν την απόδοση του συλλέκτη οφείλονται σε φαινόμενα ανάκλασης της ηλιακής ακτινοβολίας, στην θερμοκρασία περιβάλλοντος καθώς και σε διάφορες απώλειες δικτύου και μετατροπών της φωτοβολταϊκής συστοιχίας.

Όλες αυτές οι απώλειες εκφράζονται με την πραγματική απόδοση του συλλέκτη, ο οποίος εκφράζεται ως εξής:

$$n_p = n_r \cdot C_T \cdot C_{rf}$$

$C_T$  και  $C_{rf}$  οι συντελεστές θερμοκρασίας και ανάκλασης, αντίστοιχα.

Στον πίνακα που ακολουθεί εμφανίζονται τα κατασκευαστικά χαρακτηριστικά των εξεταζόμενων πάνελ του εμπορίου

- Οι υφιστάμενες απώλειες λόγω θερμοκρασίας υπολογίζονται βάσει του τύπου:

$$C_T = 1 - k_p \cdot (T_c - T_r)$$

όπου

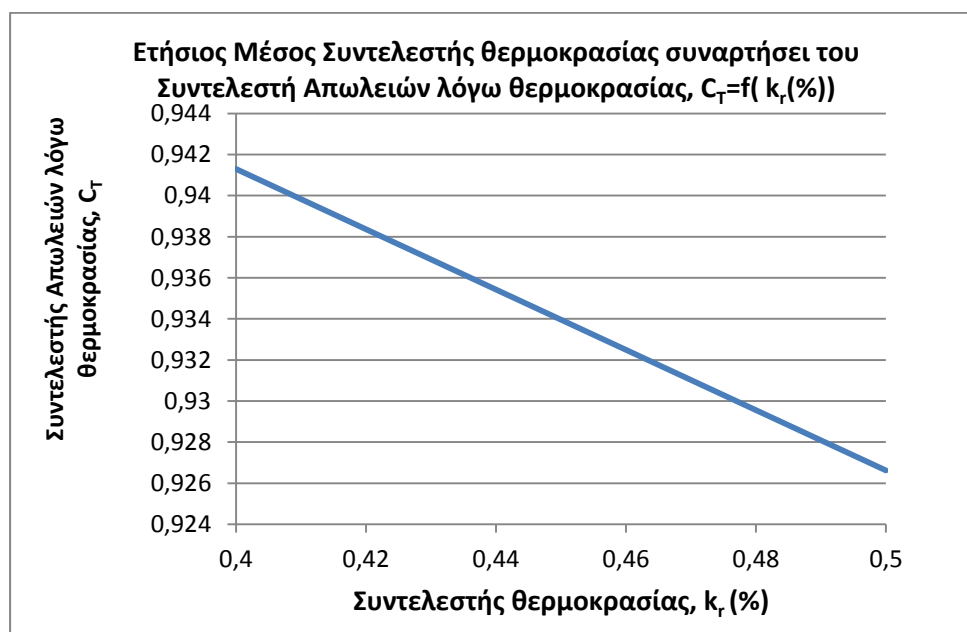
$$T_c - T_a = (219 + 832 \cdot \bar{K}_t) \cdot \frac{NOCT - 20}{800}$$

Και τα αποτελέσματα που λαμβάνονται φαίνονται παρακάτω:

Απώλειες λόγω $T_c$ , $C_T$ $\gamma_{s,opt}=5,15^\circ$	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΙ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
aleo S16.180	0,98	0,973	0,961	0,94	0,91	0,885	0,87	0,869	0,889	0,919	0,95	0,972
HiS-M225MG	0,98	0,981	0,971	0,951	0,93	0,901	0,886	0,885	0,904	0,932	0,96	0,98
REW 230 PREMIUM	0,98	0,979	0,97	0,951	0,93	0,904	0,891	0,89	0,907	0,933	0,959	0,978
Schuco MPE 235PS 15	0,99	0,984	0,973	0,952	0,93	0,9	0,885	0,884	0,904	0,932	0,961	0,982
CentroSolar S245M60	0,98	0,981	0,971	0,951	0,93	0,901	0,886	0,885	0,904	0,932	0,96	0,98

Πίνακας 4.5 Υπολογισμός μηνιαίων συντελεστών απωλειών λόγω θερμοκρασίας,  $C_T$  για τα υπό εξέταση πάνελ στη περιοχή της Αθήνας.

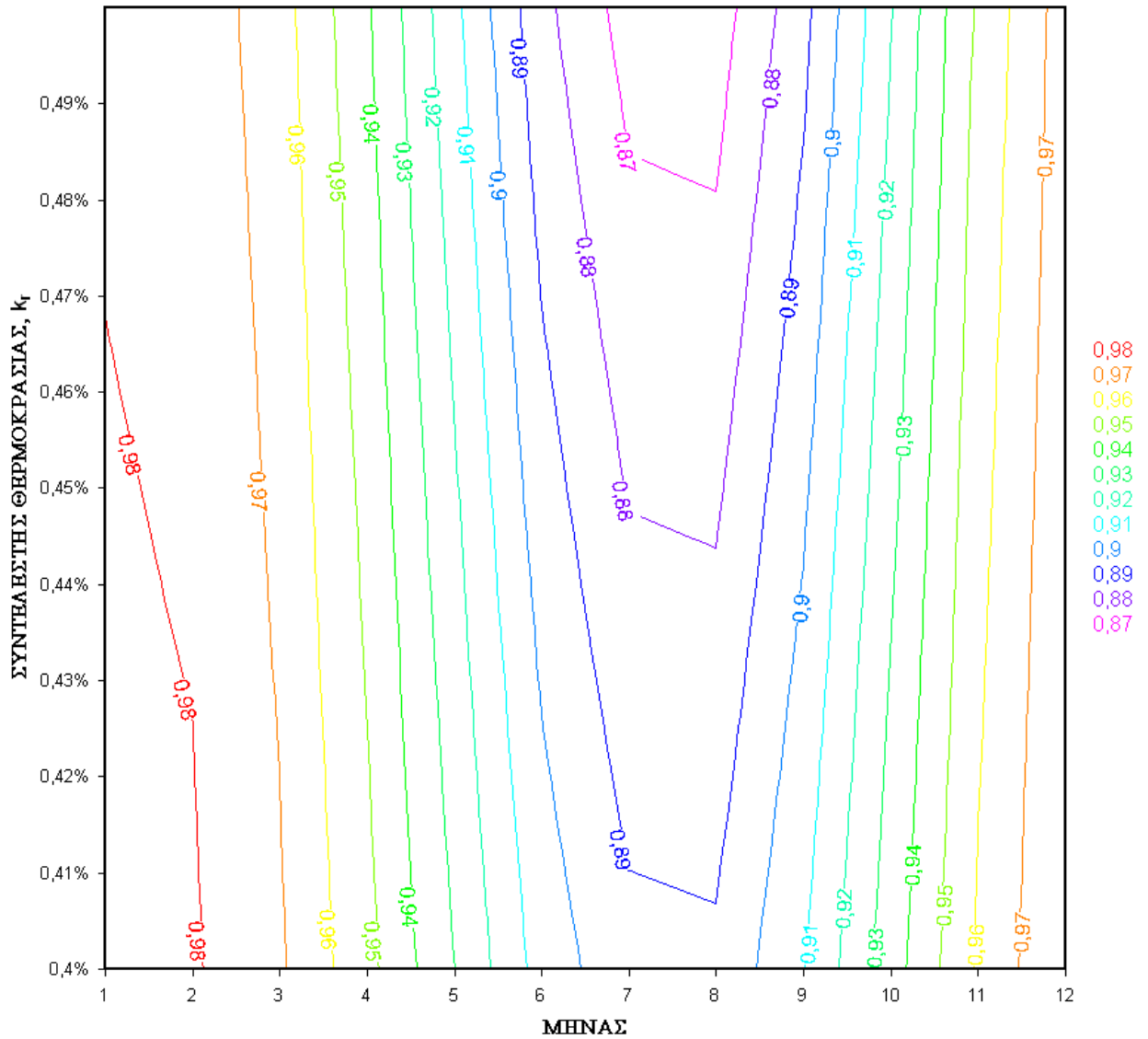
Το διάγραμμα 4.6 παρουσιάζει την εξάρτηση του μέσου ετήσιου συντελεστή θερμοκρασίας,  $C_T$  με τον συντελεστή θερμοκρασίας, στη περιοχή της Αθήνας.



Διάγραμμα 4.6 Διάγραμμα μέσων ετήσιων συντελεστών θερμοκρασίας,  $C_T$  συναρτήσεως των συντελεστών θερμοκρασίας, στη περιοχή της Αθήνας.

Ακολουθεί το διάγραμμα Contour που απεικονίζει τον Συντελεστή Θερμοκρασίας  $C_T$  ανά μήνα και για εύρος συντελεστών θερμοκρασίας 0,4-0,5%, θεωρώντας σταθερή ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας κυψελών,  $NOCT=46.4^{\circ}C$ .

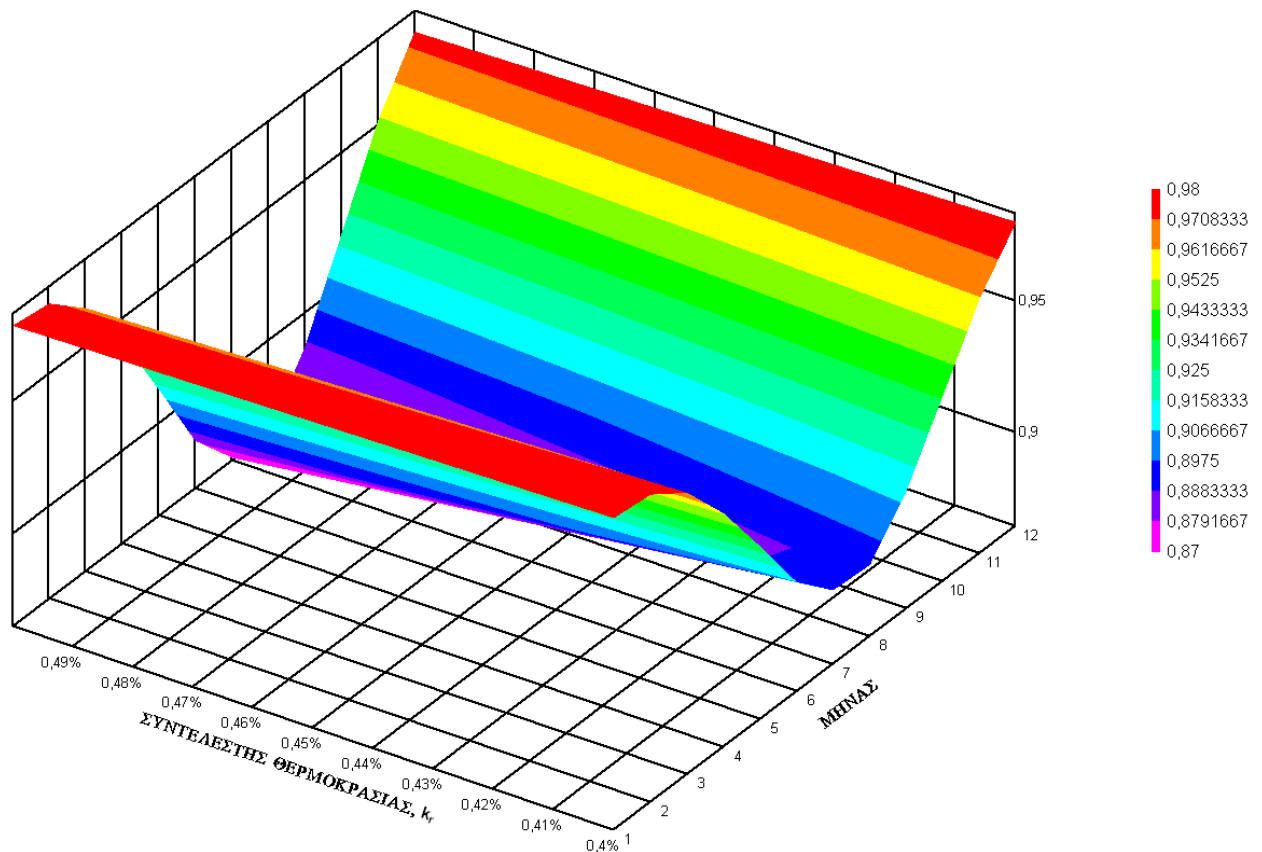
**ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΛΟΓΩ ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑΣ,  $C_T$  ΑΝΑ ΜΗΝΑ  
ΚΑΙ ΓΙΑ ΜΕΤΑΒΑΛΛΟΜΕΝΟΥΣ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΕΣ ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑΣ,  $k_f$   
 $NOCT=46.4^{\circ}C$   
ΝΟΜΟΣ ΑΤΤΙΚΗΣ**



**Διάγραμμα 4.7** Διάγραμμα Contour του Συντελεστή Θερμοκρασίας  $C_T$  ανά μήνα και για εύρος συντελεστών θερμοκρασίας 0,4-0,5%, θεωρώντας σταθερή ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας κυψελών,  $NOCT=46.4^{\circ}C$ , στον Νομό της Αττικής.

Ακολουθεί το ίδιο διάγραμμα σε τρισδιάστατη μορφή:

ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΛΟΓΩ ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑΣ,  $C_T$  ΑΝΑ ΜΗΝΑ  
 ΚΑΙ ΓΙΑ ΜΕΤΑΒΑΛΛΟΜΕΝΟΥΣ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΕΣ ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑΣ,  $k_f$   
 $NOCT=46.4^{\circ}C$   
 ΝΟΜΟΣ ΑΤΤΙΚΗΣ



**Διάγραμμα 4.7α** Τρισδιάστατη απεικόνιση Συντελεστή Θερμοκρασίας  $C_T$  ανά μήνα και για εύρος συντελεστών θερμοκρασίας 0,4-0,5%, θεωρώντας σταθερή ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας κυψελών,  $NOCT=46.4^{\circ}C$ , στον Νομό της Αττικής.

Από το διάγραμμα γίνεται αντιληπτό ότι κατά τους θερινούς μήνες (που αντιστοιχούν στους αριθμούς 6-8 στο διάγραμμα), ο συντελεστής απωλειών λόγω θερμοκρασίας μειώνεται, δηλαδή η πραγματική απόδοση του πάνελ μειώνεται. Αυτό, βεβαίως οφείλεται στις υψηλότερες θερμοκρασίες που επικρατούν κατά την διάρκεια αυτών των μηνών, οι οποίες δεν ευνοούν την αποδοτικότερη λειτουργία του συλλέκτη.

- Ο συντελεστής απωλειών λόγω ανάκλασης δεν εξαρτάται από τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά του συλλέκτη αλλά από την κλίση της επιφάνειας του. Συγκεκριμένα, εξαρτάται από την μηνιαία απόκλιση της βέλτιστης γωνίας κλίσης,  $\beta_{opt}$ .

$$C_{rf} = 1 - 1.17 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta_{opt} - \beta)^2$$

Συνεπώς, για τον υπολογισμό του  $C_{rf}$ , υπολογίζεται αρχικά η βέλτιστη γωνία,  $\beta_{opt}$  κάθε μήνα, με εφαρμογή του εργαλείου Solver, με κελί στόχου την μεγιστοποίηση της μέσης ημερήσιας ολικής ακτινοβολίας σε κεκλιμένο επίπεδο κάθε μήνα.

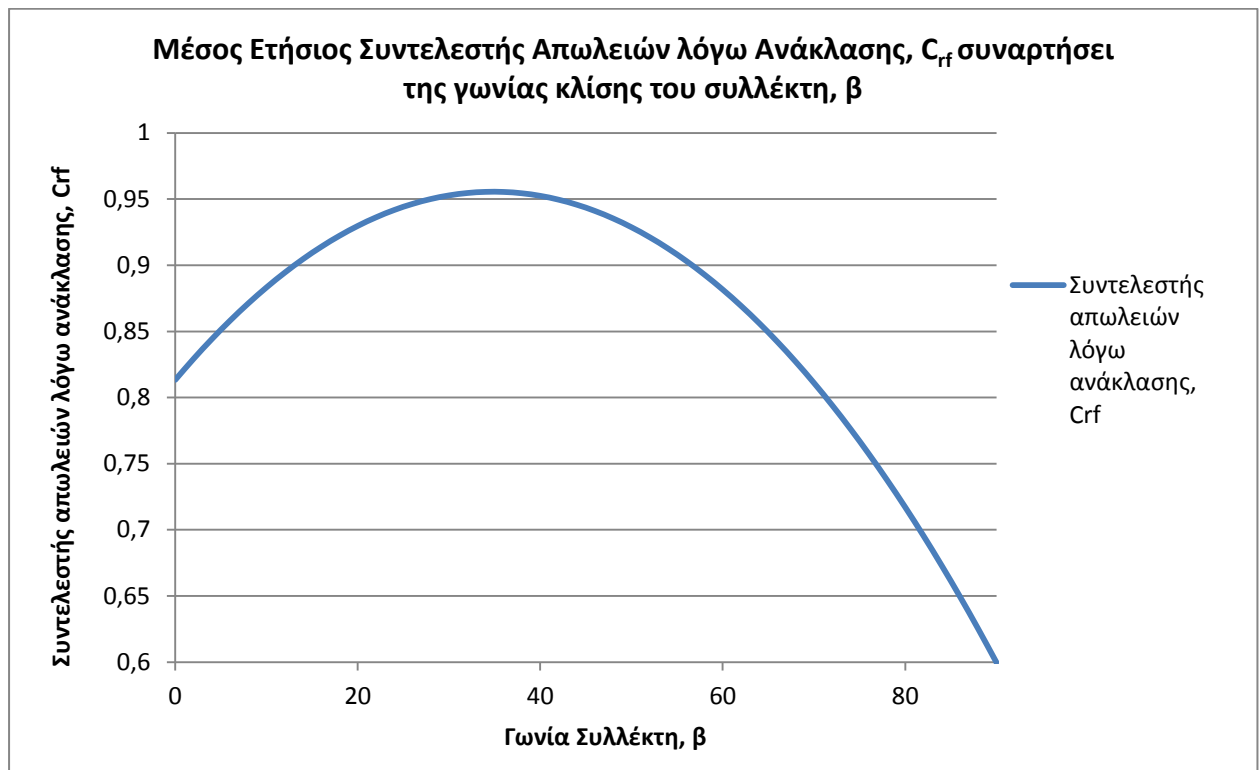
Υπολογισμός απωλειών λόγω ανάκλασης, $C_{rf}$	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΙ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
---	-----	-----	-----	-----	-----	------	------	-----	-----	-----	-----	-----



$\beta_{\text{opt}}$ κάθε μήνα για $\gamma_s=4,67^\circ$	59,39	50,28	37,58	23,29	12,10	7,24	9,43	18,83	33,35	47,66	57,57	61,56
$C_{rf}$	0,90	0,95	0,99	0,99	0,96	0,94	0,95	0,98	1,00	0,97	0,92	0,89

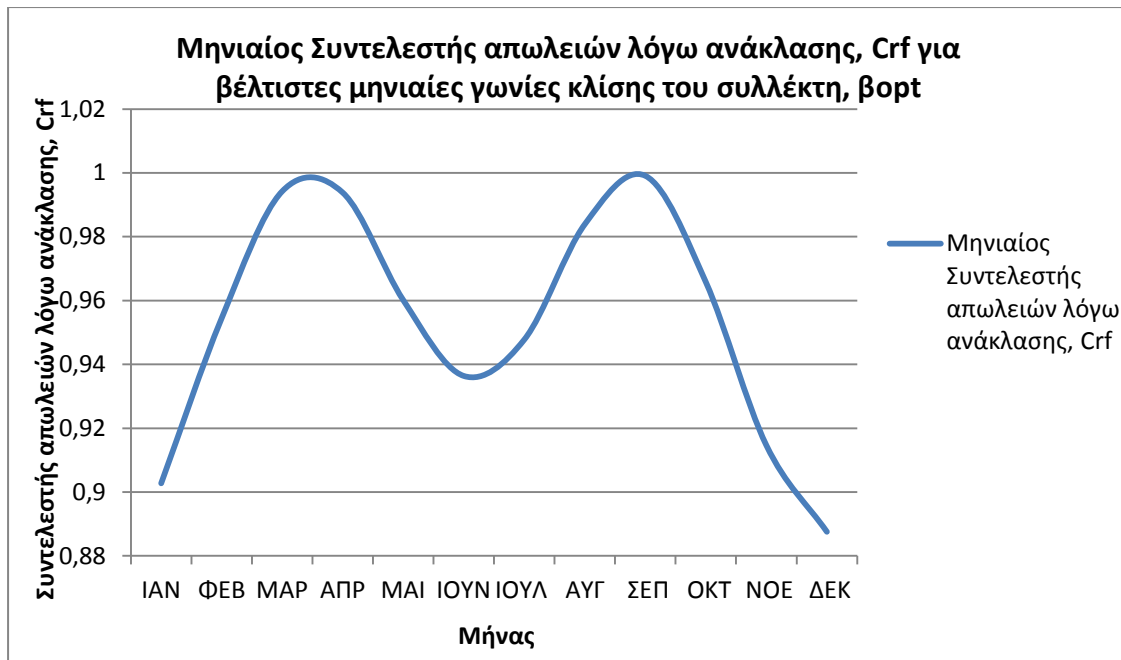
Πίνακας 4.6

Το διάγραμμα 4.6 παρουσιάζει την εξάρτηση του μέσου ετήσιου συντελεστή απωλειών λόγω θερμοκρασίας,  $C_T$  συναρτήσει των συντελεστών θερμοκρασίας, στη περιοχή της Αθήνας.



Διάγραμμα 4.8 Διάγραμμα μέσων ετήσιων συντελεστών απωλειών λόγω ανάκλασης,  $C_{rf}$  συναρτήσει της γωνίας κλίσης του συλλέκτη για τη πόλη της Αθήνας.

Από το Διάγραμμα 4.8 διαπιστώνεται ότι μεγαλύτερες τιμές του μέσου ετήσιου συντελεστή απωλειών λόγω ανάκλασης, εντοπίζονται για κλίση συλλέκτη περί τις  $30^\circ$ , όπως είχε υπολογιστεί και προηγουμένως, για την μέγιστη μέση μηνιαία ημερήσια ακτινοβολία σε κεκλιμένη επιφάνεια. Η μέγιστη τιμή του μέσου ετήσιου συντελεστή απωλειών λόγω ανάκλασης φτάνει περίπου την τιμή 0,95, όπου και υπολογίζονται οι χαμηλότερες απώλειες.



**Διάγραμμα 4.9** Διάγραμμα μέσω μηνιαίων συντελεστών απωλειών λόγω ανάκλασης, Crf για βέλτιστες μηνιαίες γωνίες κλίσης του συλλέκτη για τη πόλη της Αθήνας.

Από το τελευταίο διάγραμμα διαπιστώνεται ότι οι απώλειες λόγω ανακλάσεων αυξάνονται κατά την διάρκεια του καλοκαιριού, καθώς ο συντελεστής απωλειών εμφανίζει πτωτική τάση από Μαΐο-Ιούλιο 4.6.

Οι διάφορες υπολειπόμενες απώλειες (απώλειες δικτύου, μετετροπέων, κτλ.) εκτιμούνται κατά προσέγγιση  $\lambda_p=14\%$ .

Συνεπώς, μπορούμε πλέον να εξάγουμε αποτελέσματα για την αποδιδόμενη ενέργεια των πέντε εξεταζόμενων φωτοβολταϊκών πανέλων βάσει του εφαρμοζόμενου μοντέλου της εργασίας σε μέση μηνιαία βάση. Ο πίνακας που ακολουθεί δίνει τιμές ανηγμένης αποδιδόμενης ενέργειας ανά μήνα και ανά έτος.

Μηνιαία Ανηγμένη Αποδιδόμενη Ενέργεια, $E_A$ (Wh/m <sup>2</sup> μήνα)	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΙ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ	Ετήσια Ανηγμένη Αποδιδόμενη Ενέργεια, $E_A$ (Wh/m <sup>2</sup> έτος)
aleo S16.180	10,11	11,44	15,42	16,85	17,81	17,35	18,33	19,40	18,06	15,07	10,69	8,96	<b>179,50</b>
His-M225MG	10,82	12,25	16,52	18,09	19,17	18,73	19,82	20,98	19,48	16,20	11,46	9,58	<b>193,09</b>
REW 230 PREMIUM	10,49	11,87	16,02	17,57	18,65	18,25	19,34	20,48	18,99	15,76	11,13	9,29	<b>187,85</b>
Schuco MPE 235 PS15	11,39	12,90	17,39	19,03	20,14	19,66	20,79	22,01	20,45	17,03	12,06	10,09	<b>202,93</b>
CentroSolar S245M60	11,60	13,13	17,70	19,39	20,54	20,07	21,24	22,49	20,88	17,37	12,28	10,27	<b>206,98</b>

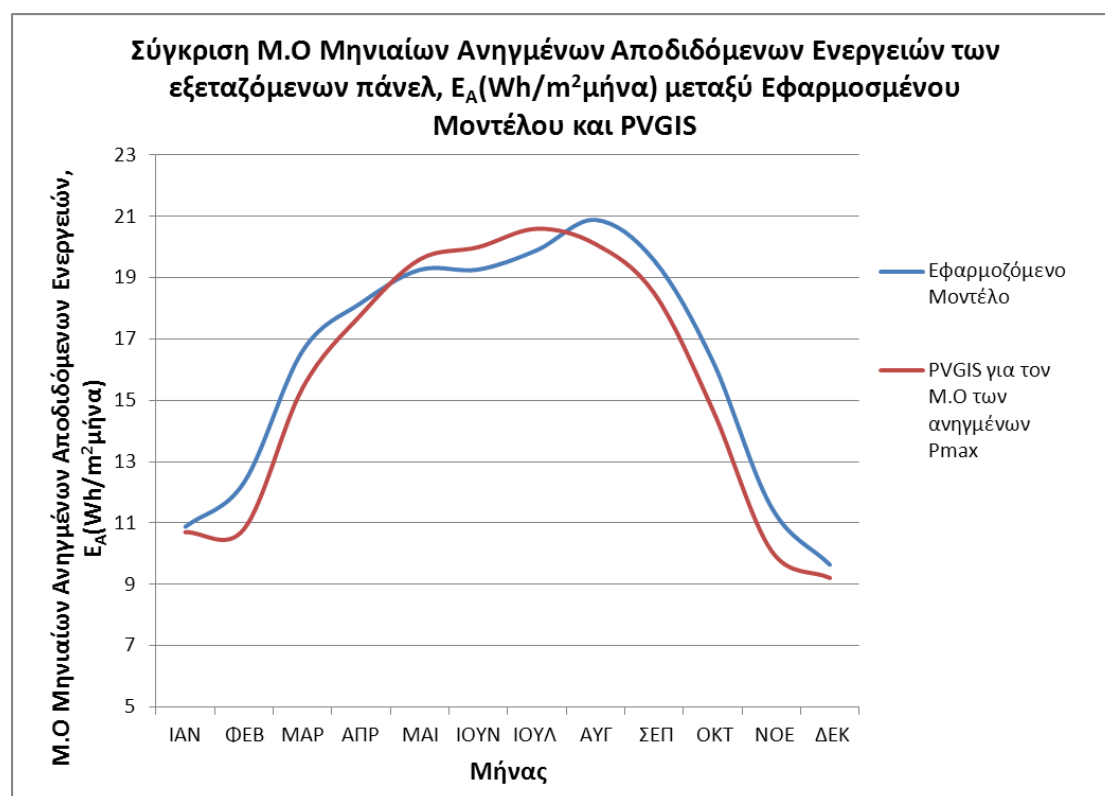
**Πίνακας 4.7** Ανηγμένη Αποδιδόμενη Ενέργεια ανά μήνα και ανά έτος (kWh/m<sup>2</sup>) για τα υπό εξέταση πάνελα στον Νομό Αττικής

Προκειμένου να γίνει σύγκριση των αποτελεσμάτων του εφαρμοσμένου μοντέλου της εργασίας με την βάση δεδομένων PVGIS, πρέπει να γίνει αναγωγή της ισχύος των υπό εξέταση πάνελ ανα τετραγωνικό μέτρο, καθώς το PVGIS υπολογίζει τιμές αποδιδόμενης ενέργειας μόνο βάσει της εισαγόμενης ισχύος. Στον πίνακα που παρατίθεται παρακάτω, αρχικά υπολογίζεται ο Μ.Ο των Μηνιαίων Ανηγμένων Αποδιδόμενων Ενεργειών των υπό

εξέταση πάνελ,  $E_A$ (Wh/m<sup>2</sup>μήνα) και έπειτα για τον Μ.Ο της ανηγμένης ισχύος των 5 πάνελ (υπολογίστηκε  $P_{max}=140W/m^2$ ), υπολογίζεται η αποδιδόμενη ενέργεια βάσει του PVGIS. Να τονίσουμε εδώ ότι οι υπολογισμοί γίνονται για βέλτιστη γωνία κλίσης και προσανατολισμό,  $\gamma_{s,opt}= 5,15^\circ$  και  $\beta_{opt}= 30,56^\circ$ .

Μ.Ο Μηνιαίων Ανηγμένων Αποδιδόμενων Ενεργειών των εξεταζόμενων πάνελ, $E_A$ (Wh/m <sup>2</sup> μήνα)	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΙ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ	Ετήσια Ανηγμένη Αποδιδόμενη Ενέργεια, $E_A$ (Wh/m <sup>2</sup> έτος)
Εφαρμοσμένο Μοντέλο	10,88	12,32	16,61	18,18	19,26	19,27	19,9	20,89	19,57	16,29	11,52	9,64	194,33
PVGIS για τον Μ.Ο των Ανηγμένων $P_{max}=140W/m^2$ των Εμπορικών Πάνελ	10,7	10,8	15,4	17,8	19,6	20	20,6	20,1	18,5	14,7	10,1	9,21	187,51
Απόκλιση	1,68%	14,07%	7,86%	2,13%	1,73%	3,65%	3,40%	3,93%	5,78%	10,82%	14,06%	4,67%	3,64%

**Πίνακας 4.8 Μ.Ο Μηνιαίων και Ετήσιων Ανηγμένων Αποδιδόμενων Ενεργειών των εξεταζόμενων πάνελ.  $E_A$ (Wh/m<sup>2</sup>μήνα) για τα υπό εξέταση πάνελα στον Νομό Αττικής**



**Διάγραμμα 4.10 Σύγκριση Μ.Ο Μηνιαίων Ανηγμένων Αποδιδόμενων Ενεργειών των εξεταζόμενων πάνελ,  $E_A$ (Wh/m<sup>2</sup>μήνα) μεταξύ Εφαρμοσμένου Μοντέλου και PVGIS για τον Νομό Αττικής.**

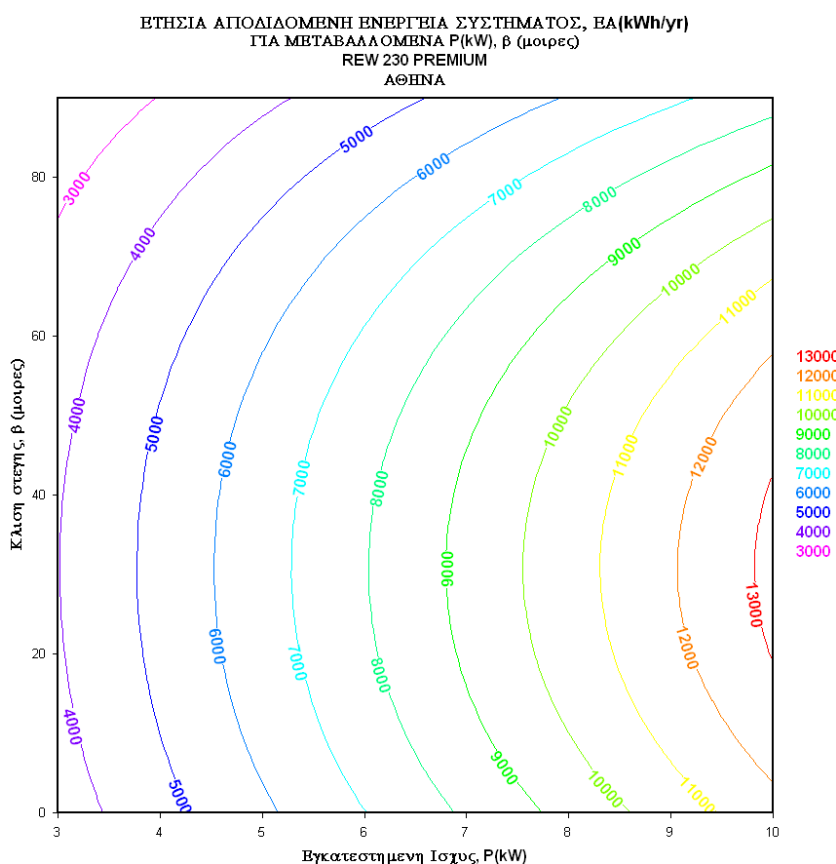
#### 4.4 Αποδιδόμενη Ενέργεια Φωτοβολταϊκού Συστήματος

Για να γίνει εκτίμηση της αποδιδόμενης ενέργειας από ένα φωτοβολταϊκό σύστημα πρέπει να θεωρηθούν δύο διαφορετικές περιπτώσεις, εκείνη της εγκατάστασης σε δώμα και της εγκατάστασης σε στέγη. Αυτό γιατί κατά την εγκατάσταση σε δώμα πρέπει να ληφθεί

υπόψη επιπλέον η παράμετρος, της απόστασης μεταξύ των γειτονικών πανέλων, προκειμένου να ελεγχθεί η προκαλούμενη σκίαση. Αντιθέτως, όταν η εγκατάσταση αφορά σε επιφάνεια στέγης, η παράμετρος της απόστασης δεν λαμβάνεται υπόψη, καθώς οι συλλέκτες εφάπτονται της στέγης και δεν δημιουργούν σκίαση στα γειτονικά πάνελ.

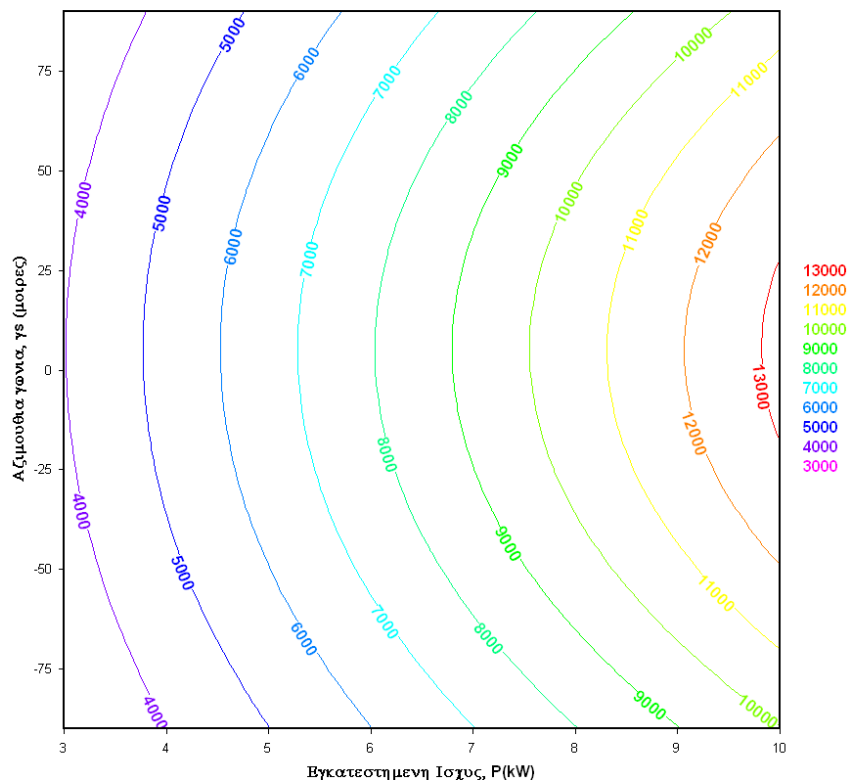
#### 4.4.1 Εγκατάσταση σε στέγη

Κατά την εγκατάσταση σε στέγη, η αποδιδόμενη ενέργεια θα εξαρτάται από την εγκατεστημένη ισχύ του συστήματος, τη διαθέσιμη καθαρή επιφάνεια της στέγης,  $A_{inst}$  και τα χαρακτηριστικά (μηχανικά και ηλεκτρικά) του συλλέκτη. Καθότι δεν απαιτείται η διατήρηση κάποιας απόστασης μεταξύ των συλλεκτών, μπορούμε με καλή προσέγγιση να θεωρήσουμε ότι η καθαρή επιφάνεια που διατίθεται για την εγκατάσταση του συστήματος σε μία στέγη ισούται με το άθροισμα των επιφανειών των  $\phi/\beta$  πανέλων που απαρτίζουν την εγκατάσταση. Κατά συνέπεια, η αποδιδόμενη ενέργεια του συστήματος θα εξαρτάται από την εγκατεστημένη ισχύ, και από τις παραμέτρους προσανατολισμού και κλίσης. Παρακάτω, παρουσιάζονται τα διαγράμματα Contour της Ετήσιας Αποδιδόμενης Ενέργειας συναρτήσει της εγκατεστημένης ισχύος  $P_{inst}(kW)$ , και των γωνιών της αζιμούθιας  $\gamma_s$  (μοίρες) και της κλίσης,  $\beta$  για ένα από τα υπό μελέτη εμπορικά πάνελα, το μονοκρυσταλλικό REW 230 PREMIUM, για την περιοχή της Αθήνας. Να σημειωθεί εδώ, ότι για την περίπτωση που αναλύεται η επίδραση της αζιμούθιας, θεωρούμε βέλτιστη ετήσια κλίση και αντίστροφα.



**Διάγραμμα 4.11** Διάγραμμα Ετήσιας Αποδιδόμενης Ενέργειας (kWh/yr) συναρτήσει της εγκατεστημένης ισχύος  $P_{inst}(kW)$ , και της κλίσης,  $\beta$  για το μονοκρυσταλλικό REW 230 PREMIUM στην περιοχή της Αθήνας

ΕΤΗΣΙΑ ΑΠΟΔΙΔΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ,  $E_d(kWh/yr)$   
 ΓΙΑ ΜΕΤΑΒΑΛΛΟΜΕΝΑ  $P(kW)$  ΚΑΙ  $\beta$  (μοίρες)  
 REW 230 PREMIUM  
 ΑΘΗΝΑ



**Διάγραμμα 4.12** Διάγραμμα Ετήσιας Αποδιδόμενης Ενέργειας ( $kWh/yr$ ) συναρτήσει της εγκατεστημένης ισχύος  $P_{inst}(kW)$ , και της αζιμούθιας  $\beta$  (μοίρες) για το μονοκρυσταλλικό REW 230 PREMIUM στην περιοχή της Αθήνας

Τα δύο παραπάνω διαγράμματα μπορούν να φανούν χρήσιμα στην περίπτωση υπολογισμού ετήσιας αποδιδόμενης ενέργειας για εγκατάσταση σε στέγη γνωστής κατ'επίκλιση εγκατεστημένης ισχύος, για μεταβαλλόμενες τιμές προσανατολισμού και κλίσης.

#### 4.4.2 Εγκατάσταση σε Δώμα

Τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά που λαμβάνονται υπόψη στη μελέτη τοποθέτησης ενός φ/β συστήματος σε δώμα είναι: η διαθέσιμη καθαρή επιφάνεια εγκατάστασης  $A_{inst}$ , η κλίση  $\beta$ , ο προσανατολισμός  $\gamma$ , οι διαστάσεις του φωτοβολταϊκού συλλέκτη ( $L_{mod}$ ,  $B_{mod}$ ) και η απόστασή του από τα γειτονικά του πάνελ. Προφανώς, για τον υπολογισμό της διαθέσιμης αποδιδόμενης ενέργειας μιας συστοιχίας, καθοριστικά είναι τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά του συλλέκτη όπως φάνηκε παραπάνω. Καθότι στην περίπτωση εγκατάστασης σε στέγη, απαιτείται η διατήρηση κάποιας απόστασης μεταξύ των συλλεκτών, μπορούμε με καλή προσέγγιση να θεωρήσουμε ότι ένας συλλέκτης καταλαμβάνει επιφάνεια, η οποία ισούται με το γινόμενο της απόστασης από το γειτονικό του συλλέκτη  $C(m)$  επί την διάσταση του μήκους του  $L_{mod}$  (m). Συνεπώς, μπορούμε να θεωρήσουμε ότι η καθαρή επιφάνεια που διατίθεται για την εγκατάσταση του συστήματος σε ένα δώμα, ισούται με το άθροισμα των επιφανειών που προκύπτουν από αυτό το γινόμενο. Πριν εξαχθούν αποτελέσματα σχετικά

με την αποδιδόμενη ενέργεια μιας συστοιχίας σε δώμα, πρέπει να γίνει αναφορά του πώς επιδρά η μερική σκίαση στην ενέργεια αυτή.

#### 4.4.2.1 Απώλειες αποδιδόμενης Ενέργειας λόγω Μερικής Σκίασης

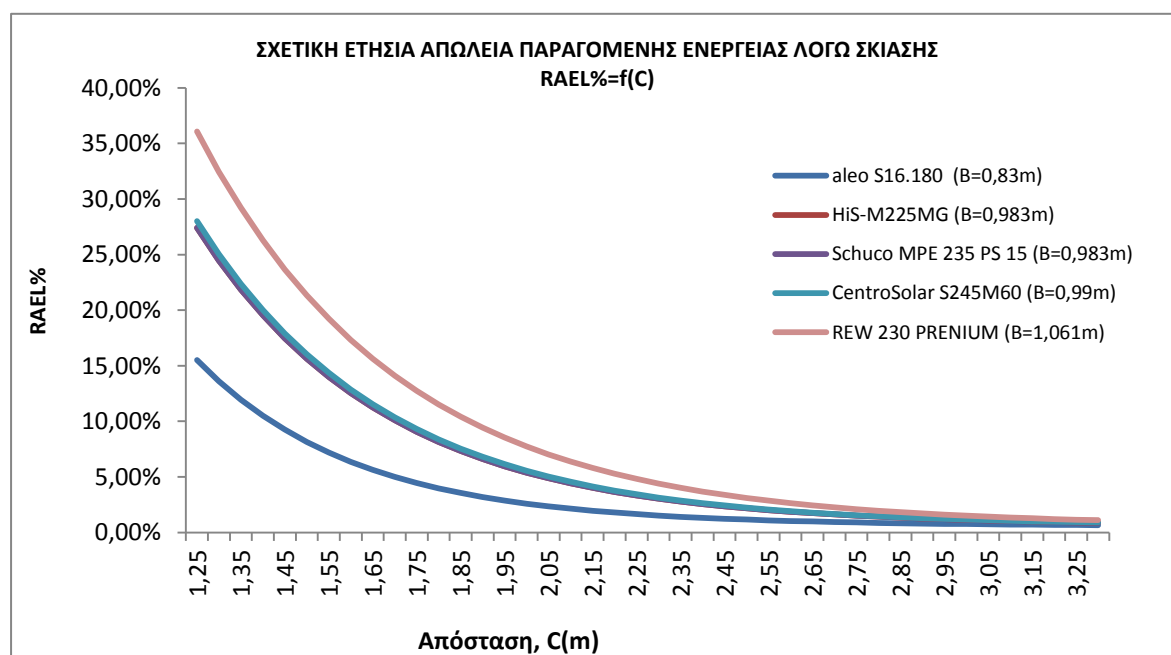
Για την μελέτη της εκτίμησης των απωλειών λόγω σκίασης σε μια σταθερή φωτοβολταϊκή συστοιχία, το εμπειρικό μοντέλο προτείνει τον ορισμό ενός παράγοντα απόστασης (spacing factor) ως εξής:

$$F = \frac{C}{B}$$

Κατόπιν, όπως εξηγήθηκε στο κεφάλαιο 3, το ποσοστό απωλειών, υπολογίζεται από την

εμπειρική σχέση:  $RAEL(\%) = A \cdot e^{-2,3F} - 0,001F + 00,1$  Όπου,  $A = 5,6 \cdot (1 - e^{-0,34 \cdot \frac{mod\_width}{cell\_width}})$

Για τα πέντε εξεταζόμενα πανέλα, το παρακάτω διάγραμμα περιγράφει τις ενεργειακές τους απώλειες, συναρτήσει της απόστασης μεταξύ των γειτονικών συστοιχιών.



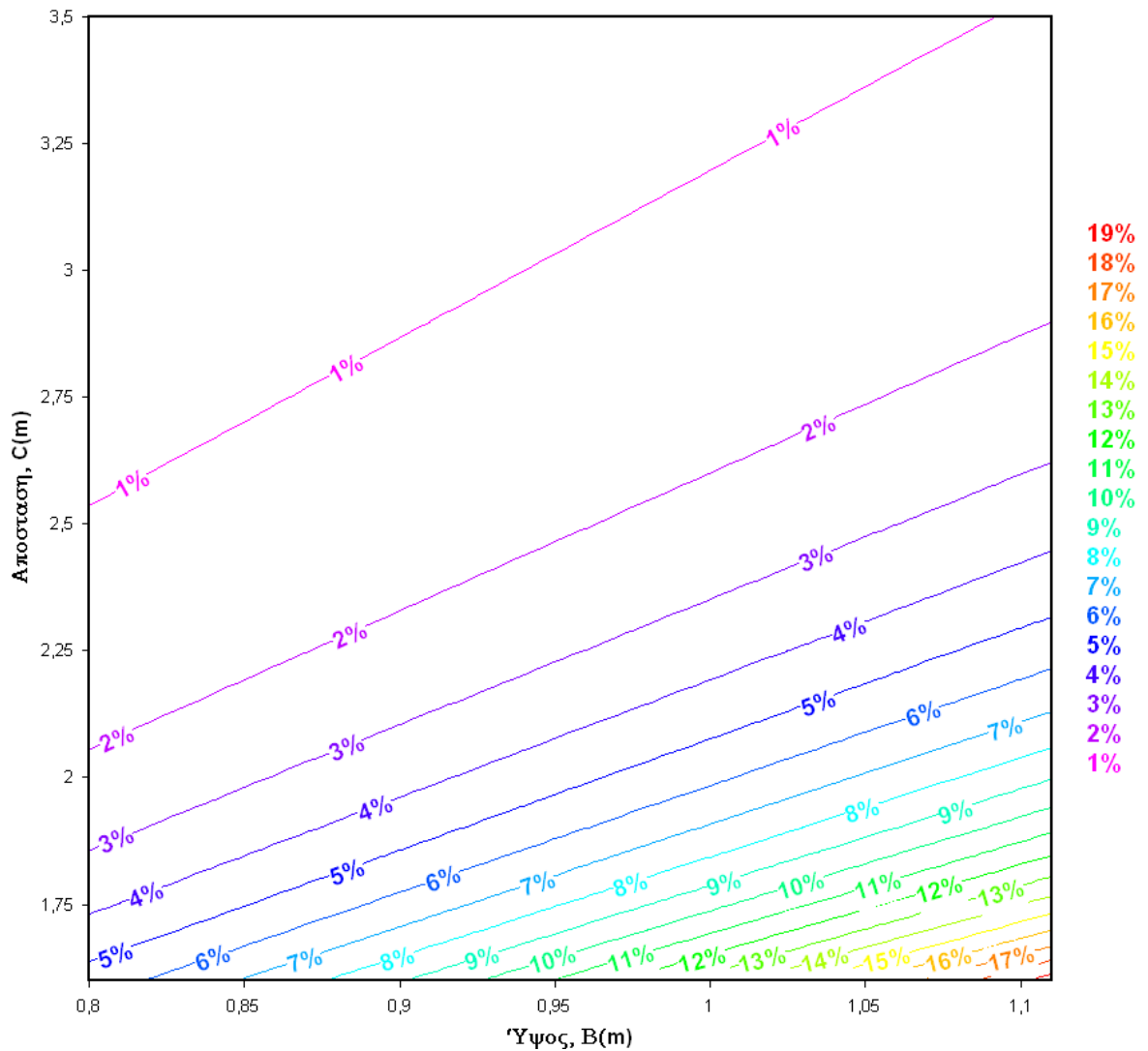
Διάγραμμα 4.13 Ενεργειακές απώλειες RAEL(%) των υπό εξέταση πάνελ, συναρτήσει της απόστασης μεταξύ των γειτονικών συστοιχιών στην περιοχή της Αθήνας

Ωστόσο, για γενίκευση των παραπάνω αποτελεσμάτων και συγκέντρωσής τους για ένα εύρος τιμών απόστασης C(m) και ύψους συλλέκτη B(m) παρουσιάζεται παρακάτω το διάγραμμα Contour της σχετικής ετήσιας απώλειας ενέργειας λόγω σκίασης συναρτήσει των B(m) και C(m).

## ΣΧΕΤΙΚΗ ΕΤΗΣΙΑ ΑΠΩΛΕΙΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΛΟΓΩ ΣΚΙΑΣΗΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΤΩΝ Β, C

$$\text{RAEL}(\%) = f(B, C)$$

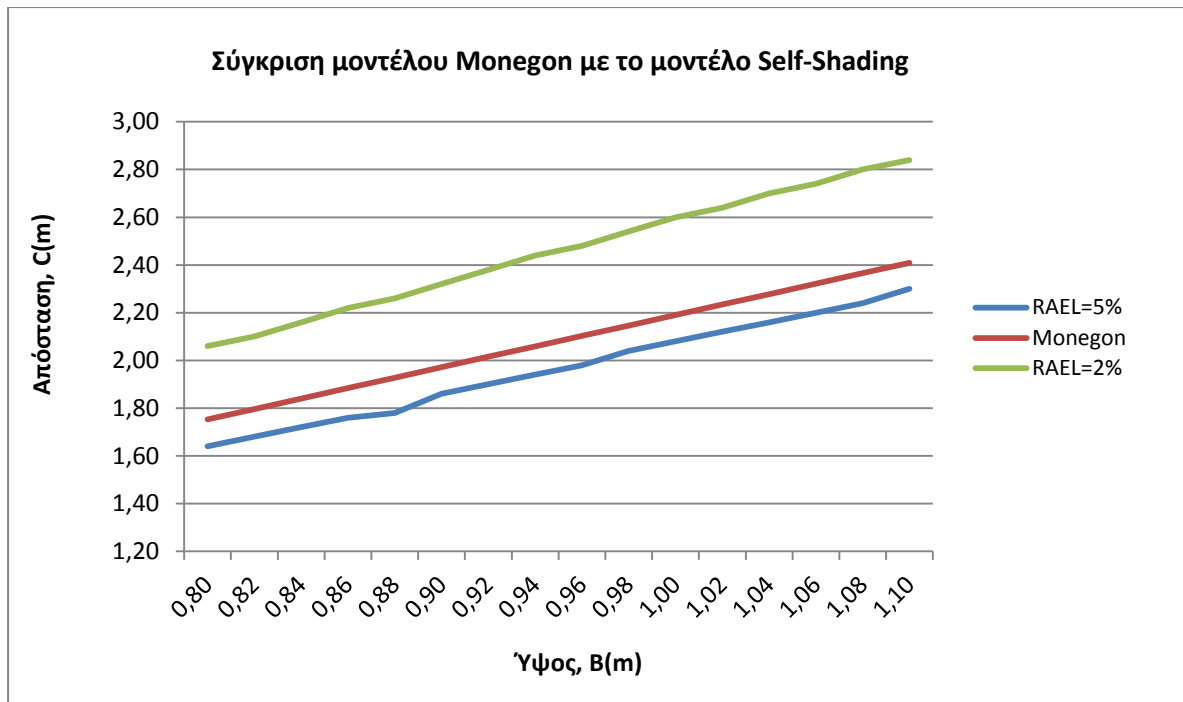
ΑΘΗΝΑ



**Διάγραμμα 4.14** Διάγραμμα σχετικής ετήσιας απώλειας ενέργειας λόγω σκίασης, συναρτήσεις των B(m) και C(m) στην περιοχή της Αθήνας

Είναι φανερό ότι όσο η απόσταση μεγαλώνει σκιάζεται πιο χαμηλά ο συλλέκτης, οπότε και οι απώλειες ενέργειας μειώνονται.

Το επόμενο διάγραμμα εξετάζει την απόσταση C(m) συναρτήσεις του ύψους B(m) για σχετικές ετήσιες τιμές απωλειών ενέργειας RAEL=2% και RAEL=5% και γίνεται σύγκριση του Μοντέλου Monegon με τις δύο αυτές περιπτώσεις.



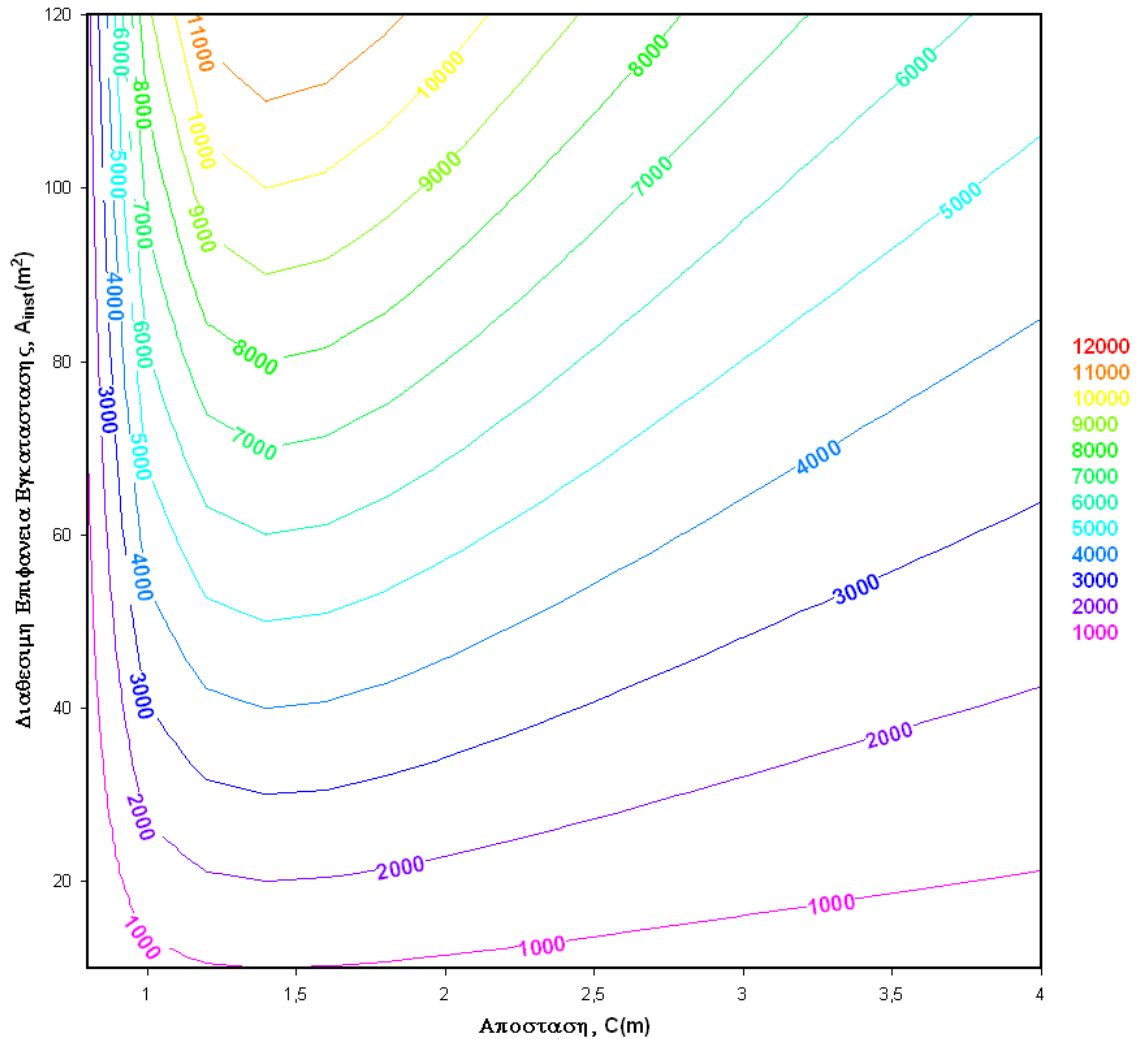
**Διάγραμμα 4.15 Σύγκριση Μοντέλου Monegon της απόσταση C(m) συναρτήσει του ύψους B(m) με τις αντίστοιχες τιμές για σχετικές ετήσιες τιμές απωλειών ενέργειας RAEL=2% και RAEL=5% στην περιοχή της Αθήνας**

Παρατηρούμε ότι οι τιμές της απόστασης C(m) που προτείνει το Μοντέλο Monegon οδηγεί σε σχετικές ετήσιες τιμές απωλειών ενέργειας μεταξύ των δύο αυτών ορίων.

Η αποδιδόμενη ενέργεια ενός φωτοβολταϊκού συστήματος για μεταβαλλόμενη καθαρή διαθέσιμη επιφάνεια εγκατάστασης  $A_{inst}(m^2)$ , καθώς και μεταβαλλόμενη απόσταση μεταξύ των συλλεκτών, παρουσιάζεται στην μορφή του παρακάτω διάγραμμα Contour για ένα συγκεκριμένο εμπορικό πάνελ, το μονοκρυσταλλικό REW 230 PREMIUM, στην περιοχή της Αθήνας, για βέλτιστη κλίση και προσανατολισμό.



**ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ,  $E_A$ (kWh/yr)**  
**ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΘΕΣΙΜΗΣ ΒΙΠΦΑΝΒΙΑΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΚΑΙ ΤΗΣ ΑΠΟΣΤΑΣΗΣ ΜΕΤΑΞΥ ΤΩΝ ΣΥΛΛΕΚΤΩΝ**  
**REW 230 PREMIUM**  
**ΑΘΗΝΑ**



**Διάγραμμα 4.16** Διάγραμμα Contour της απόστασης  $C$ (m) συναρτήσει του ύψους  $B$ (m) με τις αντίστοιχες τιμές για την εκτιμώμενη ετήσια παραγωγή ενέργεια,  $E_A$ (kWh/yr) στην περιοχή της Αθήνας

Από το προηγούμενο διάγραμμα, γίνεται φανερό ότι για την περίπτωση του εξεταζόμενου συλλέκτη, για μια σταθερή τιμή διαθέσιμης επιφάνειας εγκατάστασης,  $A_{inst}(m^2)$ , η αποδιδόμενη ενέργεια λαμβάνει όλο και υψηλότερες τιμές για αυξανόμενη απόσταση από 0,8-1,5 m περίπου, γεγονός που δικαιολογείται από το ότι με αύξηση της απόστασης μεταξύ των σειρών μειώνονται οι μερικές σκιάσεις μεταξύ των φωτοβολταϊκών. Ωστόσο, για ακόμη μεγαλύτερες τιμές απόστασης, παρατηρούμε πτώση της αποδιδόμενης ενέργειας, καθώς παρά το γεγονός ότι οι σκιάσεις μειώνονται ακόμα περισσότερο, για την δεδομένη επιφάνεια εγκατάστασης, μειώνεται και η δυνατότητα για εγκατάσταση μεγαλύτερης ισχύος.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

### 5. Οικονομική Διερεύνηση

Στο πέμπτο κεφάλαιο γίνεται η οικονομική πλέον διερεύνηση μιας επένδυσης οικιακών φωτοβολταϊκών. Για περιορισμό των μεταβλητών που υπεισέρχονται στην αντικειμενική συνάρτηση των οικονομικών μεγεθών (κυρίως της Καθαρής Παρούσας Αξίας και του Εσωτερικού Συντελεστή Απόδοσης), θεωρούμε την ειδική περίπτωση συγκεκριμένου μονοκρυσταλλικού πάνελ και συγκεκριμένης διαθέσιμης επιφάνειας. Παρατίθενται οι συγκεντρωτικοί πίνακες της επένδυσης για εγκατάσταση σε δώμα και σε στέγη, και στην συνέχεια, ακολουθούν οι αναλυτικές χρηματοροές της επένδυσης σε κάθε περίπτωση. Επίσης, εμπεριέχονται διαγράμματα Contour για την διερεύνηση των οικονομικών μεγεθών, εφαρμοσμένων στις τεχνικές παραμέτρους της εγκατάστασης και ειδικά για την περίπτωση του δώματος γίνεται ανάλυση ευαισθησίας ορισμένων οικονομικών μεγεθών.

#### 5.1 Διασαφήνιση Οικονομικής Διερεύνησης

Παράγοντες που πρέπει να διασαφηνιστούν σχετικά με την οικονομική διερεύνηση του συστήματος είναι ότι η μελέτη πραγματοποιήθηκε σε 25ετές πλαίσιο, με την επίδραση του πληθωρισμού στις τιμές, να είναι σταθερή ετησίως και ίση με 3%. Επίσης, σε όλους τους υπολογισμούς θεωρήθηκε ότι η επένδυση καλύπτεται κατά ένα ποσοστό από ίδιο κεφάλαιο και το υπόλοιπο από δανειακή χρηματοδότηση. Ο χρονικός ορίζοντας αποπληρωμής του δανείου καθορίστηκε στα 10 έτη και το ονομαστικό επιτόκιο 8,5% (σταθερό). Η τιμή πώλησης της kWh όπως έχει διαμορφωθεί από την 1η Φεβρουαρίου του 2012, ορίζεται στα 0,495€/kWh και αναπροσαρμόζεται κάθε έτος, κατά ποσοστό 25% του δείκτη τιμών καταναλωτή (ο οποίος όπως αναφέραμε καθορίζεται σταθερός στο 4%). Τα ετήσια έξοδα, οι συντελεστές αύξησής τους και οι συντελεστές μείωσης των κερδών, χωρίς να ληφθούν υπόψη η επιστροφή των δόσεων του δανείου μαζί με τους τόκους περιγράφονται παρακάτω.

A/A	Ετήσια Έξοδα και Συντελεστές	
1	Κόστος Συντήρησης ΦΒ συστήματος	100 €
2	Κόστος Ασφάλισης Εξοπλισμού	200 €
3	Κόστος ευκαιρίας προσωπικού κεφαλαίου (αποπληθωρισμένο),i(%)	5%
4	Συντελεστής αύξησης ετήσιων δαπανών συντήρησης (αποπληθωρισμένος)	1,01
5	Διαχρονική ετήσια μείωση της απόδοσης του εξοπλισμού	0,5%

Πίνακας 5.1 Ετήσια Έξοδα και Συντελεστές που επιδρούν σε αυτά

Σημειώνεται ότι οι ετήσιες δαπάνες συντήρησης σημειώνουν αυξητική τάση με την πάροδο του χρόνου. Η συμπεριφορά αυτή εκφράζεται από τον συντελεστή αύξησης ετήσιων δαπανών, ο οποίος θεωρήθηκε 1,01/έτος. Σημειωτέων, ότι στις ετήσιες δαπάνες πρέπει να συμπεριληφθεί το κόστος ευκαιρίας του κεφαλαίου, το οποίο αναφέρεται στο επιτόκιο με το οποίο θα μπορούσε ο επενδυτής να αποταμιεύσει το κεφάλαιό του σε καταθέσεις

προθεσμίας. Εδώ, θεωρήθηκε μια μέση τιμή από τα προσφερόμενα επιτόκια σε καταθέσεις προθεσμίας των τραπεζών,  $i=5\%$ . Τέλος, λαμβάνεται υπόψη και η διαχρονική μείωση της απόδοσης των φ/κ πανέλων, ο οποίος επιδρά στα ετήσια πρόσοδα κατά  $0,5\%/έτος$ .

## 5.2 Οικονομική Ανάλυση σε Στέγες

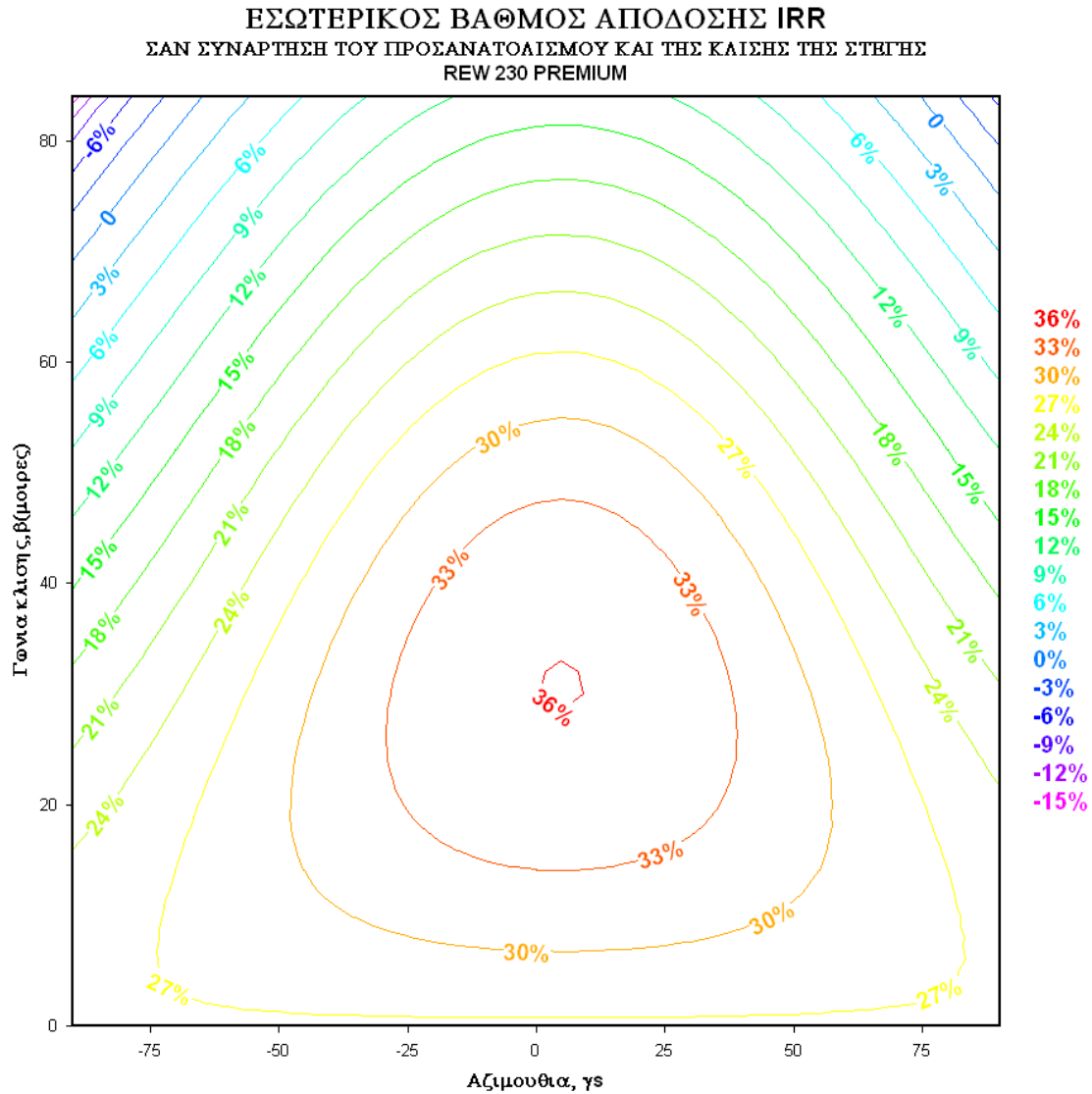
Παρακάτω παρουσιάζεται ο συγκεντρωτικός Πίνακας Επένδυσης για εγκατάσταση φωτοβολταϊκού συστήματος ισχύος  $8,7 \text{ kW}$  σε στέγη οικίας συνολικής διαθέσιμης επιφάνειας  $A_{inst}=60\text{m}^2$  για την περίπτωση εγκατάστασης πανέλων του εμπορικού μονοκρυσταλλικού συλλέκτη REW 230 PREMIUM. Ακολούθως, παρουσιάζεται αναλυτικά ο πίνακας ετήσιων χρηματοροών για την ίδια επένδυση.

<b>1. Γενική Περιγραφή</b>		
1.1	Συνολική Καθαρή διαθέσιμη επιφάνεια εγκατάστασης	60 m <sup>2</sup>
1.2	Συνολική Ισχύς Εγκατάστασης	8 kW
1.3	Ετήσια Παραγωγή Ενέργειας	10747,05 kWh
<b>2. Συνολική Επένδυση</b>		
2.1	Κόστος ανά εγκατεστημένο kW	3200 €
2.3	Συνολικό Κόστος	<b>25760,00</b> €
2.4	Δάνειο (60% Επί της συνολικής επένδυσης)	<b>15456,00</b> €
2.5	Ίδια Συμμετοχή	<b>10304</b> €
2.6	Επιτόκιο δανείου	8,5%
2.7	Επιτόκιο Αναγωγής (ή διαφορετικά κόστος ευκαιρίας)	5%
<b>3. Τιμές Πώλησης</b>		
3.1	Τιμή Πώλησης Ενέργειας (με ετήσια προσαύξηση 25% επι του πληθωρισμού του προηγούμενου έτους)	0,495 €/kWh
<b>4. Ετήσια Αποτελέσματα</b>		
4.1	Αποπληθωρισμένη καθαρή ετήσια πρόσοδος από πώληση Ενέργειας τον πρώτο χρόνο	5319,8 €
4.2	Λειτουργικά Έξοδα και Ασφάλιση (με προσαύξηση 1% ετησίως)	300 €
4.3	Μεικτό Κέρδος (χωρίς εξυπηρέτηση δανείου)	5020 €
<b>5. Δείκτες Χρηματικών Ροών</b>		
5.1	Καθαρή Παρούσα Αξία-NPV	62624,89 €
5.2	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης-IRR	36,067%
5.3	Περίοδος Απόσβεσης	3,9 έτη

Πίνακας 5.2 Συγκεντρωτικός Πίνακας Επένδυσης Εγκατάστασης σε Στέγη, για τον Νομό Αττικής

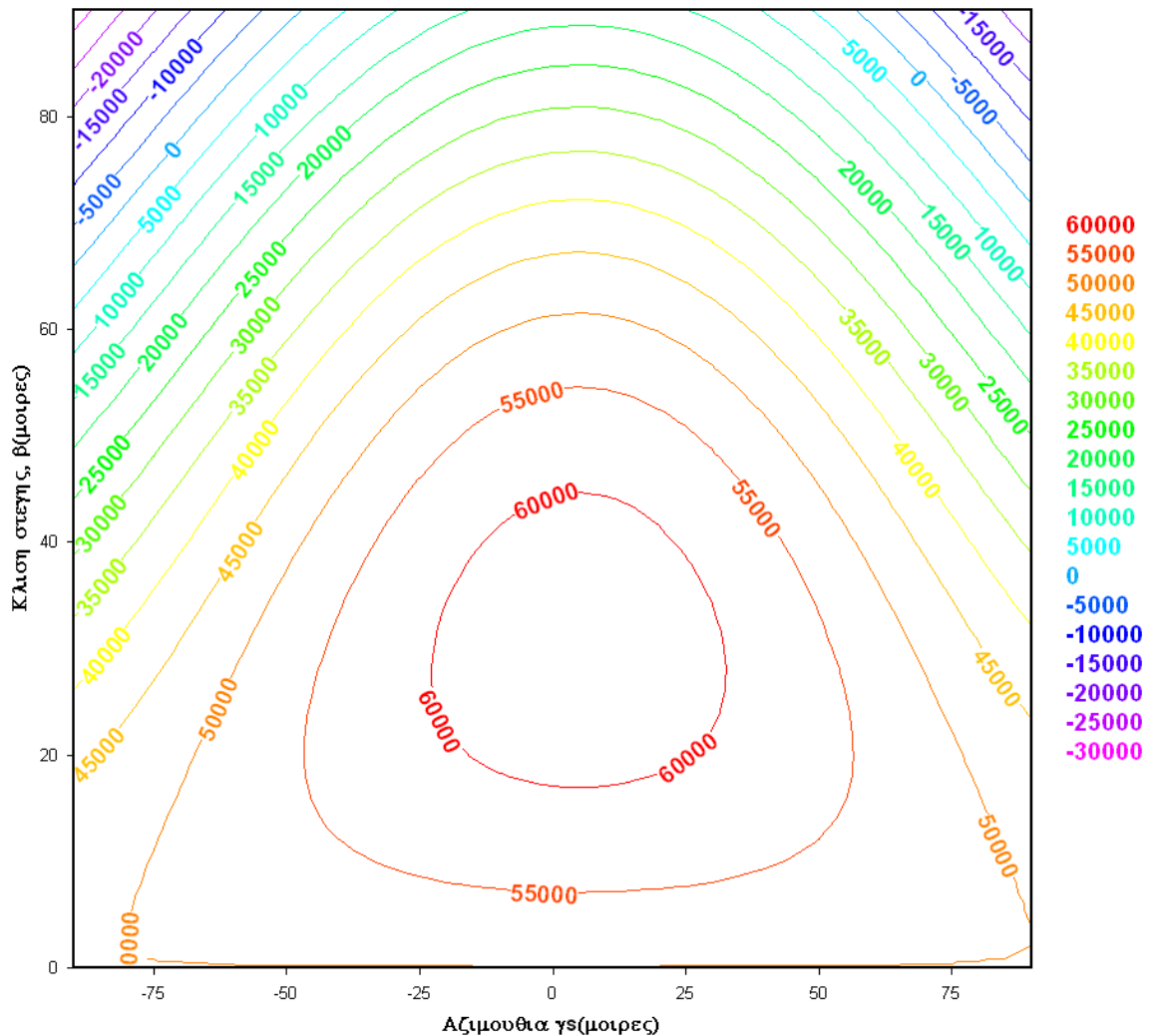
Αναμενόμενα αποπληθωρισμένα εσοδα		Αναμενόμενα αποπληθωρισμένα έξοδα								
Έτος	Οικονομοτεχνικός συντελεστής εγκατάστασης	Ετήσια πρόσδοδος για εγκατάσταση	Προσαρμοσμένη πρόσδοδος	Αποπληθωρισμένη καθαρή ετήσια πρόσδοδος	Προσωπικό και κόστος ευκαιρίας του κεφαλαίου	Τοκοχρεολύσια	Διάφορα έξοδα	Συνολικά αποπληθωρισμένα έξοδα	Καθαρές αποπληθωρισμένες χρηματοροές	Σωρευτικές καθαρές αποπληθωρισμένες χρηματοροές
2012		5319,791	5319,791	5319,791	10304,000	2034,79	400,00	12738,79	-7419,00	-7419,00
2013	0,995	5359,689	5332,891	5177,564	200,078	2034,79	404,00	2638,86	2538,70	-4880,30
2014	0,990	5399,887	5346,023	5190,314	203,963	2034,79	408,04	2646,79	2543,52	-2336,77
2015	0,985	5440,386	5359,188	5203,095	207,923	2034,79	412,12	2654,83	2548,26	211,49
2016	0,980	5481,189	5372,385	5215,907	211,960	2034,79	416,24	2662,99	2552,92	2764,41
2017	0,975	5522,298	5385,614	5228,752	216,076	2034,79	420,40	2671,27	2557,48	5321,90
2018	0,970	5563,715	5398,876	5241,627	220,272	2034,79	424,61	2679,67	2561,96	7883,86
2019	0,966	5605,443	5412,171	5254,535	224,549	2034,79	428,85	2688,19	2566,35	10450,20
2020	0,961	5647,484	5425,498	5267,474	228,909	2034,79	433,14	2696,84	2570,64	13020,84
2021	0,956	5689,840	5438,859	5280,445	233,354	2034,79	437,47	2705,61	2574,83	15595,67
2022	0,951	5732,514	5452,252	5293,448	237,885	0	441,85	679,73	4613,71	20209,38
2023	0,946	5775,508	5465,678	5306,484	242,504	0	446,27	688,77	4617,71	24827,10
2024	0,942	5818,824	5479,137	5319,551	247,213	0	450,73	697,94	4621,61	29448,70
2025	0,937	5862,465	5492,630	5332,650	252,013	0	455,24	707,25	4625,40	34074,10
2026	0,932	5906,434	5506,155	5345,782	256,907	0	459,79	716,70	4629,09	38703,19
2027	0,928	5950,732	5519,714	5358,946	261,895	0	464,39	726,28	4632,66	43335,85
2028	0,923	5995,362	5533,306	5372,142	266,981	0	469,03	736,01	4636,13	47971,98
2029	0,918	6040,327	5546,932	5385,371	272,165	0	473,72	745,89	4639,48	52611,47
2030	0,914	6085,630	5560,592	5398,633	277,449	0	478,46	755,91	4642,72	57254,19
2031	0,909	6131,272	5574,284	5411,927	282,837	0	483,24	766,08	4645,85	61900,04
2032	0,905	6177,257	5588,011	5425,254	288,329	0	488,08	776,40	4648,85	66548,88
2033	0,900	6223,586	5601,772	5438,613	293,927	0	492,96	786,88	4651,73	71200,61
2034	0,896	6270,263	5615,566	5452,006	299,635	0	497,89	797,52	4654,48	75855,10
2035	0,891	6317,290	5629,394	5465,431	305,453	0	502,87	808,32	4657,11	80512,21
2036	0,887	6364,670	5643,257	5478,890	311,384	0	507,89	819,28	4659,61	85171,82

Η απόδοση της επένδυσης των φ/β συστημάτων σε στέγες, εξαρτάται κυρίως από τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά της επιφάνειας εγκατάστασης. Παρακάτω, εμφανίζονται τα διαγράμματα Contour, όπου εξετάζονται τα δύο βασικά οικονομικά μεγέθη της επένδυσης: η Καθαρά Παρούσα Αξία (NPV) και ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (IRR%) συναρτήσει της γωνίας  $\beta$ , και της αζιμούθιας γωνίας,  $\gamma_s$ .



**Διάγραμμα 5.1** Διάγραμμα Contour του εσωτερικού βαθμού επένδυσης(%) συναρτήσει της αζιμούθιας γωνίας  $\gamma_s$  και της γωνίας  $\beta$ .

**ΚΑΘΑΡΑ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ, ΝΡ V**  
**ΣΑΝ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΣΑΝΑΤΟΛΙΣΜΟΥ ΚΑΙ ΤΗΣ ΚΛΙΣΗΣ ΤΗΣ ΣΤΕΓΗΣ**  
**REW 230 PREMIUM**



**Διάγραμμα 5.2** Διάγραμμα Contour της Καθαρής Παρούσας Αξίας(€) συναρτήσει της αζιμουθιας γωνίας  $\gamma$ , και της γωνίας  $\beta$ .

Τα παραπάνω διαγράμματα κρίνονται αρκετά χρήσιμα σε περιπτώσεις εγκατάστασης φωτοβολταϊκών σε στέγες διαφορετικής κλίσης και προσανατολισμού από τις βέλτιστες τιμές. Όπως είναι αναμενόμενο, οι δύο δείκτες λαμβάνουν μέγιστες τιμές για τις βέλτιστες γωνίες  $\gamma_{s,opt}= 5,15^\circ$  και  $\beta_{opt}= 30,56^\circ$  ακολουθώντας το πρότυπο του διαγράμματος 4.1.

### 5.3 Οικονομική Ανάλυση σε Δώμα

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, η εγκατάσταση σε δώμα απαιτεί μεγαλύτερη επιφάνεια για την τοποθέτηση ενός φωτοβολταϊκού συστήματος, διότι επιδιώκεται η ελαχιστοποίηση της σκίασης, μαζί με την εξασφάλιση βέλτιστου προσανατολισμού και κλίσης.

Παρομοίως, με την περίπτωση εγκατάστασης σε στέγη παρουσιάζεται ο συγκεντρωτικός Πίνακας Επένδυσης για εγκατάσταση φωτοβολταϊκού συστήματος ισχύος 5,2 kW σε δώμα οικίας, συνολικής διαθέσιμης επιφάνειας  $A_{inst}=60m^2$ . Η απόσταση μεταξύ των πανέλων που χρησιμοποιήθηκε για τον συγκεκριμένο εμπορικό μονοκρυσταλλικό συλλέκτη REW 230

PREMIUM ήταν  $C_{opt}=1,66 \text{ m}$ , τιμή η οποία προέκυψε έπειτα από επίλυση μεγιστοποίησης της Καθαρής Παρούσας Αξίας.

<b>1.</b>	<b>Γενική Περιγραφή</b>		
1.1	Συνολική Καθαρή διαθέσιμη επιφάνεια εγκατάστασης	60	m <sup>2</sup>
1.2	Συνολική Ισχύς Εγκατάστασης	5,2	kW
1.3	Ετήσια Παραγωγή Ενέργειας	<b>5823,68</b>	kWh
<b>2.</b>	<b>Συνολική Επένδυση</b>		
2.1	Κόστος ανά εγκατεστημένο kW	3200	€
2.3	Συνολικό Κόστος	<b>16654,33</b>	€
2.4	Δάνειο (60% Επί της συνολικής επένδυσης)	<b>9992,60</b>	€
2.5	Ίδια Συμμετοχή	<b>6661,73</b>	€
2.6	Επιτόκιο δανείου	8,5%	
2.7	Επιτόκιο Αναγωγής (ή διαφορετικά κόστος ευκαιρίας)	5%	
<b>3.</b>	<b>Τιμές Πώλησης</b>		
3.1	Τιμή Πώλησης Ενέργειας (με ετήσια προσαύξηση 25% επι του πληθωρισμού του προηγούμενου έτους)	0,495	€/kWh
<b>4.</b>	<b>Ετήσια Αποτελέσματα</b>		
4.1	Καθαρή πρόσοδος από πώληση Ενέργειας τον πρώτο χρόνο	2882,72	€
4.2	Λειτουργικά Έξοδα και Ασφάλιση (με προσαύξηση 1% ετησίως)	300	€
4.3	Μεικτό Κέρδος (χωρίς εξυπηρέτηση δανείου)	2582,72	€
<b>5.</b>	<b>Δείκτες Χρηματικών Ροών</b>		
5.1	Καθαρή Παρούσα Αξία-NPV	26.446,92	€
5.2	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης-IRR	21,240%	
5.3	Περίοδος Απόσβεσης	6,9	έτη

**Πίνακας 5.3 Συγκεντρωτικός Πίνακας Επένδυσης Εγκατάστασης σε Δώμα, για τον Νομό Αττικής**

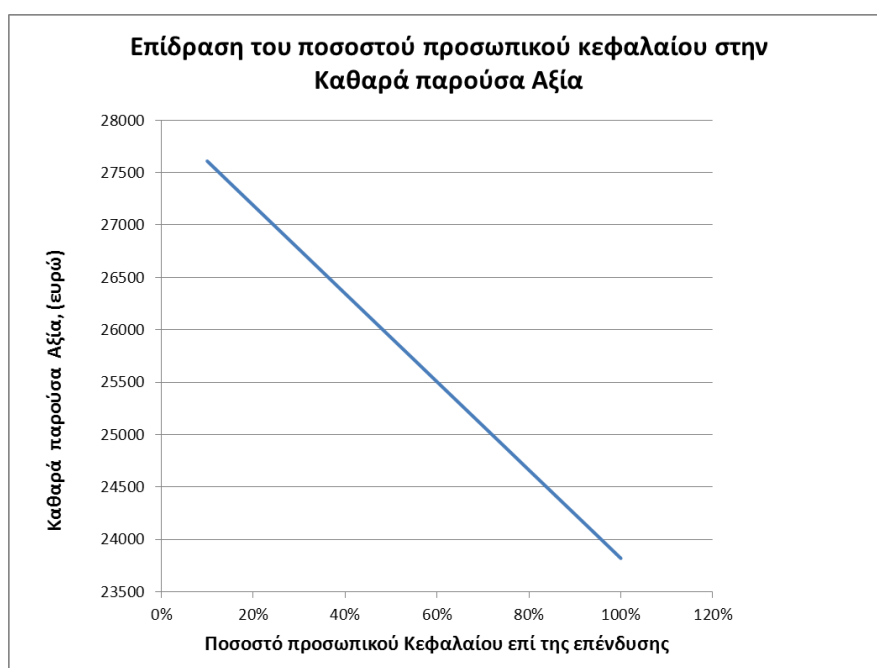
Ακολουθως, παρουσιάζεται αναλυτικά ο πίνακας ετήσιων χρηματοροών για την ίδια επένδυση.

Αναμενόμενα αποπληθωρισμένα εσοδα		Αναμενόμενα αποπληθωρισμένα έξοδα								
Έτος	Οικονομοτεχνικός συντελεστής εγκατάστασης	Εγγυημένη ετήσια πρσοδος	Προσαρμοσμένη πρσοδος εγκατάστασης	Αποπληθωρισμένη καθαρή ετήσια πρσοδος	Προσπιτικό κεφάλαιο και κόστος ευκαιρίας του κεφαλαίου	Τοκοχρεολύσια	Διάφορα έξοδα	Συνολικά αποπληθωρισμένα έξοδα	Καθαρές αποπληθωρισμένες χρηματοροές	Σωρευτικές καθαρές αποπληθωρισμένες χρηματοροές
2012	1	2882,72	2882,72	2882,72	6661,73	1315,53	400,00	8377,26	-5494,54	-5494,54
2013	0,995	2904,34	2889,82	2805,65	129,35	1315,53	404,00	1848,88	956,77	-4537,78
2014	0,990	2926,12	2896,94	2812,56	131,87	1315,53	408,04	1855,43	957,12	-3580,65
2015	0,985	2948,07	2904,07	2819,48	134,43	1315,53	412,12	1862,08	957,41	-2623,24
2016	0,980	2970,18	2911,22	2826,43	137,04	1315,53	416,24	1868,81	957,62	-1665,62
2017	0,975	2992,46	2918,39	2833,39	139,70	1315,53	420,40	1875,63	957,76	-707,86
2018	0,970	3014,90	2925,58	2840,36	142,41	1315,53	424,61	1882,55	957,82	249,95
2019	0,966	3037,51	2932,78	2847,36	145,18	1315,53	428,85	1889,56	957,80	1207,75
2020	0,961	3060,29	2940,00	2854,37	147,99	1315,53	433,14	1896,67	957,71	2165,46
2021	0,956	3083,24	2947,24	2861,40	150,87	1315,53	437,47	1903,87	957,53	3122,99
2022	0,951	3106,37	2954,50	2868,45	153,80	0	441,85	595,65	2272,80	5395,79
2023	0,946	3129,67	2961,77	2875,51	156,78	0	446,27	603,05	2272,46	7668,25
2024	0,942	3153,14	2969,07	2882,59	159,83	0	450,73	610,56	2272,03	9940,28
2025	0,937	3176,79	2976,38	2889,69	162,93	0	455,24	618,17	2271,52	12211,80
2026	0,932	3200,61	2983,71	2896,80	166,10	0	459,79	625,88	2270,92	14482,72
2027	0,928	3224,62	2991,06	2903,94	169,32	0	464,39	633,71	2270,23	16752,95
2028	0,923	3248,80	2998,42	2911,09	172,61	0	469,03	641,64	2269,45	19022,40
2029	0,918	3273,17	3005,80	2918,26	175,96	0	473,72	649,68	2268,58	21290,97
2030	0,914	3297,72	3013,21	2925,44	179,38	0	478,46	657,84	2267,61	23558,58
2031	0,909	3322,45	3020,63	2932,65	182,86	0	483,24	666,10	2266,54	25825,13
2032	0,905	3347,37	3028,07	2939,87	186,41	0	488,08	674,49	2265,38	28090,51
2033	0,900	3372,47	3035,52	2947,11	190,03	0	492,96	682,99	2264,12	30354,63
2034	0,896	3397,77	3043,00	2954,37	193,72	0	497,89	691,61	2262,76	32617,39
2035	0,891	3423,25	3050,49	2961,64	197,48	0	502,87	700,35	2261,29	34878,68
2036	0,887	3448,93	3058,00	2968,93	201,32	0	507,89	709,21	2259,72	37138,41



Ακολουθούν, διαγράμματα ανάλυσης ευαισθησίας ως προς οικονομικά μεγέθη για τον δεδομένο συλλέκτη REW 230 PREMIUM, για απόσταση  $C=1,66$  m μεταξύ των συλλεκτών και βέλτιστες συνθήκες προσανατολισμού και κλίσης. Επίσης, για δεδομένες τιμές παραγόμενης kWh(0,495€/ kWh), εγκατεστημένης ισχύος (3200€/kW) και συνολικής καθαρής διαθέσιμης επιφάνειας εγκατάστασης  $A_{inst}=60m^2$ . Όλα τα προαναφερόμενα μεγέθη διατηρούνται σταθερά, εκτός αν υπάρχει αναφορά για κάτι διαφορετικό.

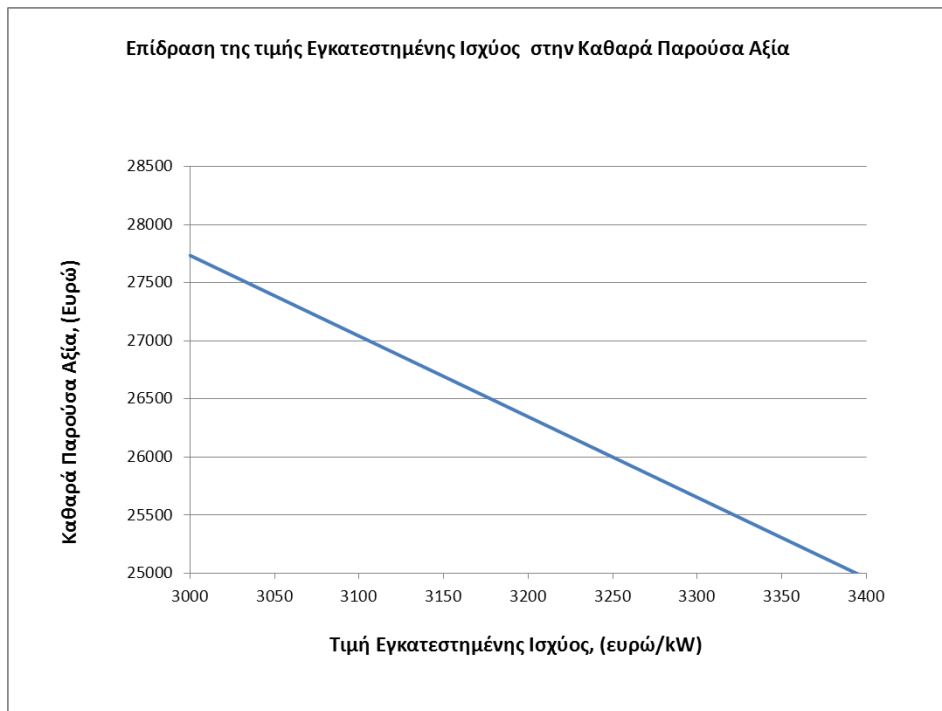
Στο παρακάτω διάγραμμα μελετάται η επίδραση του ποσοστού προσωπικού κεφαλαίου επί της καθαρής παρούσας αξίας.



**Διάγραμμα 5.3** Διάγραμμα χρόνου απόσβεσης της επένδυσης συναρτήσει της καθαρής παρούσας αξίας

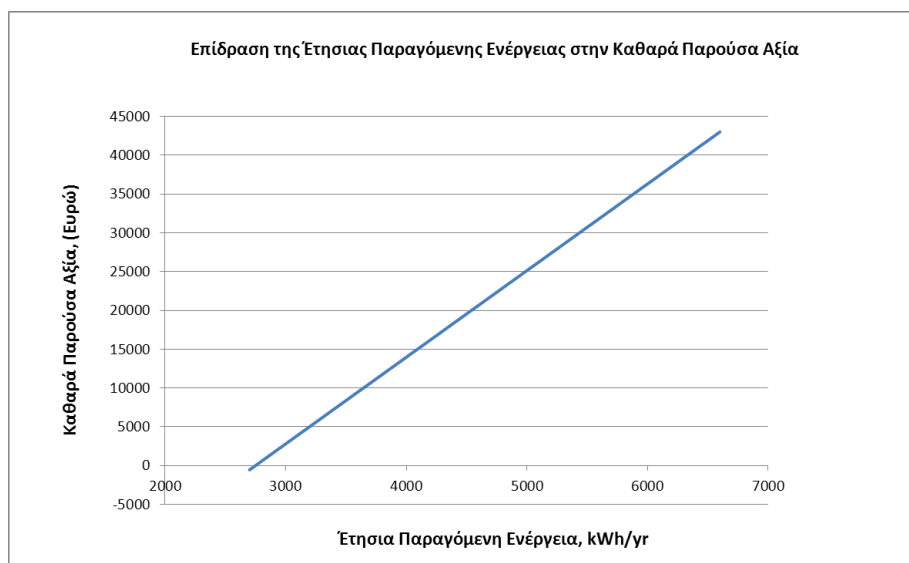
Το συμπέρασμα που βγάζουμε από το παραπάνω διάγραμμα είναι πως η Καθαρά Παρούσα Αξία αυξάνεται όταν επιλέγεται μεγαλύτερη τραπεζική χρηματοδότηση για την επένδυση του φωτοβολταϊκού συστήματος. Βασικότερος λόγος που συμβαίνει αυτό είναι τα ετήσια έσοδα τα οποία είναι αρκετά αυξημένα, καθιστώντας την επένδυση επικερδή. Αλλά ενισχύεται, εν μέρει, αφενός από το γεγονός του σταθερού επιτοκίου δανεισμού, το οποίο υπό την επίδραση του πληθωρισμού υφίσταται μια συνεχή πτώση, και αφετέρου από την μείωση του κόστους ευκαιρίας του ίδιου κεφαλαίου.

Για μεταβαλλόμενη τιμή Εγκατεστημένης Ισχύος, παρακάτω απεικονίζεται η καθαρά Παρούσα Αξία(€), η οποία όπως είναι λογικό παρουσιάζει πτωτική τάση με αύξηση της τιμής ανά εγκατεστημένη ισχύ, καθώς μεγαλώνει το αρχικό κόστος της εγκατάστασης.



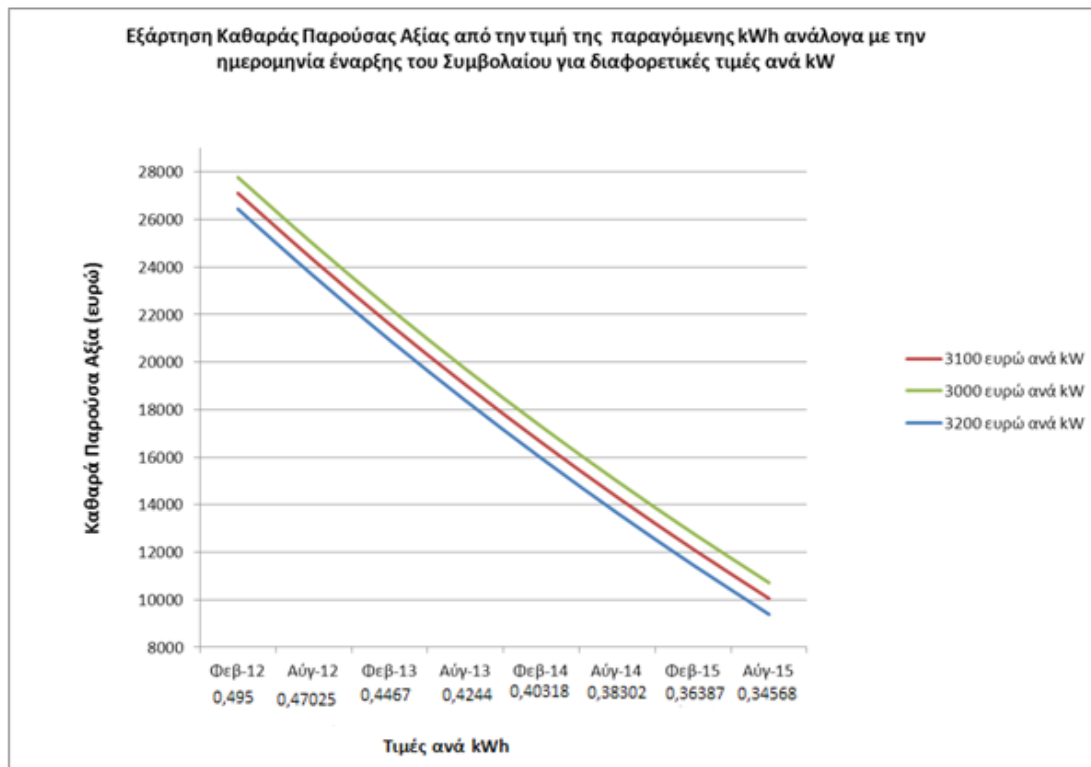
**Διάγραμμα 5.4** Διάγραμμα ΚΠΑ (€) συναρτήσει της τιμής εγκατεστημένης ισχύος

Παρακάτω εξετάζεται το πώς επιδρά στη Καθαρά Παρούσα Αξία η μεταβολή της ετήσιας παραγόμενης Ενέργειας(kWh/yr).



**Διάγραμμα 5.5** Διάγραμμα Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσει της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας (kWh/yr)

Εκτός όμως από την Ετήσια παραγόμενη ενέργεια πρέπει να εκτιμηθεί και η παράμετρος της τιμής ανά kWh, η οποία σύμφωνα με την ισχύουσα νομοθεσία διαμορφώνεται σε διαφορετικά επίπεδα κάθε εξάμηνο, πλέον. Από το Διάγραμμα 5.6 μπορεί να βρεθεί η τιμή της Καθαρής Παρούσας Αξίας για έναρξη συμβολαίου από την 1<sup>η</sup> Φεβρουαρίου μέχρι 15 Αυγούστου για τρεις διαφορετικές τιμές εγκατεστημένης ισχύος €/kW.

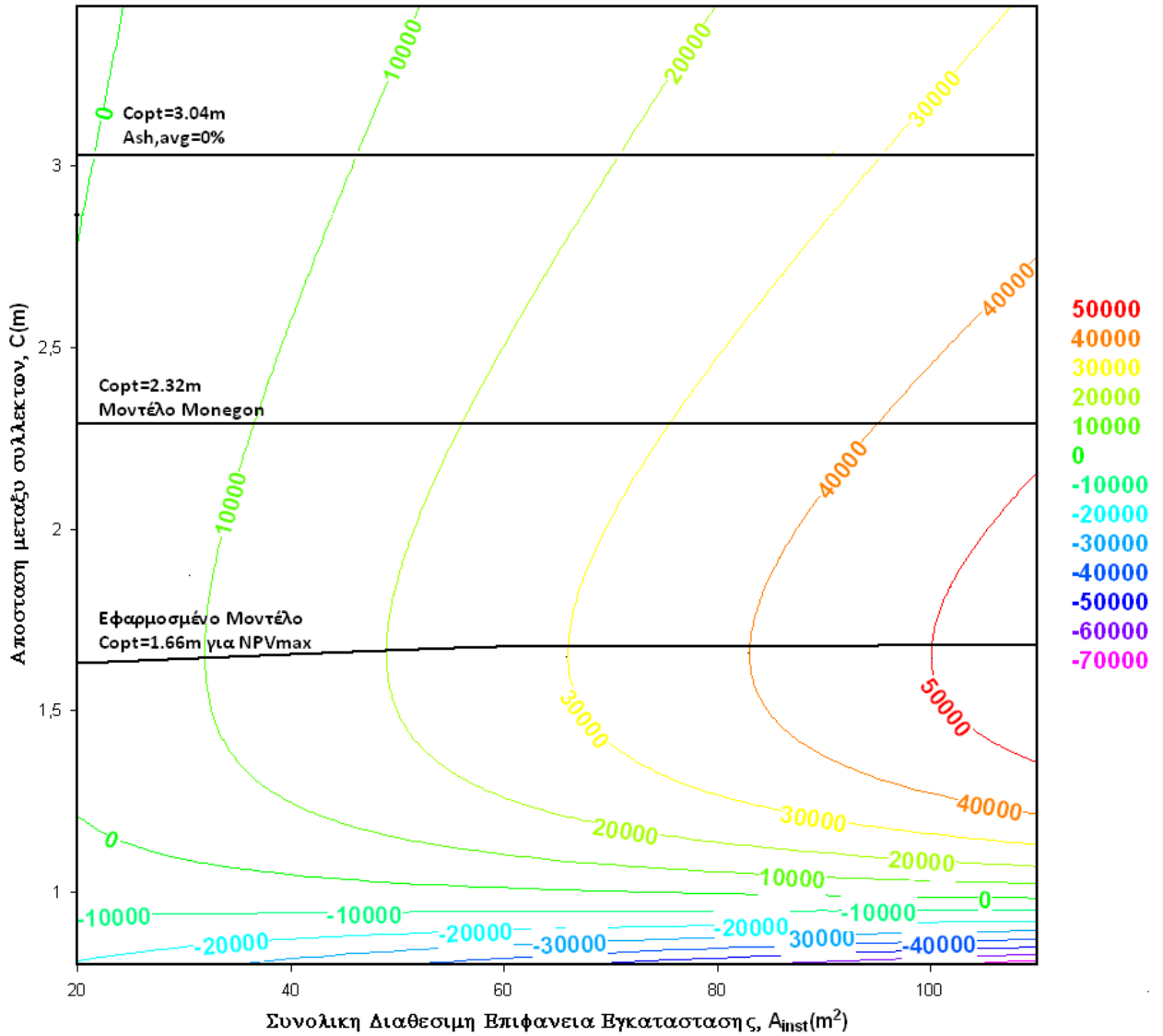


**Διάγραμμα 5.6 Διάγραμμα Καθαρής Παρούσας Αξίας συναρτήσει των μεταβαλλόμενων τιμών της αποδιδόμενης ενέργειας και για διαφορετικές τιμές εγκατεστημένης ισχύος.**

Η βέλτιστη απόσταση για μεγιστοποίηση της καθαρής παρούσας αξίας για το συγκεκριμένο εμπορικό πάνελ REW 230 PRENIUM βρέθηκε ίση με  $C_{opt}=1,66m$  για διαθέσιμη επιφάνεια εγκατάστασης  $A_{inst}=60m^2$ . Στο παρακάτω διάγραμμα, γίνεται γενίκευση των τιμών της Καθαρής Παρούσας Αξίας για μεταβαλλόμενες τιμές Απόστασης και Διαθέσιμης επιφάνειας. Για λόγους σύγκρισης σημειώνονται πάνω στο διάγραμμα οι βέλτιστες αποστάσεις που προτείνει το μοντέλο Monogon, η αντίστοιχη  $C(m)$  για μηδενικό μέσο ετήσιο μηνιαίο ποσοστό σκίασης  $A_{sh,avg}=0\%$  τις ώρες τις μέρας με μεγαλύτερη ηλιοφάνεια και η αντίστοιχη του εφαρμοσμένου μοντέλου για μεγιστοποίηση της καθαρής παρούσας αξίας για τον συγκεκριμένο συλλέκτη και για  $A_{inst}=60m^2$ .

## ΚΑΘΑΡΑ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΤΗΣ $C(m)$ ΚΑΙ ΤΗΣ $A_{inst}(m^2)$

$NPV=f(C, A_{inst})$   
REW 230 PREMIUM



**Διάγραμμα 5.7**

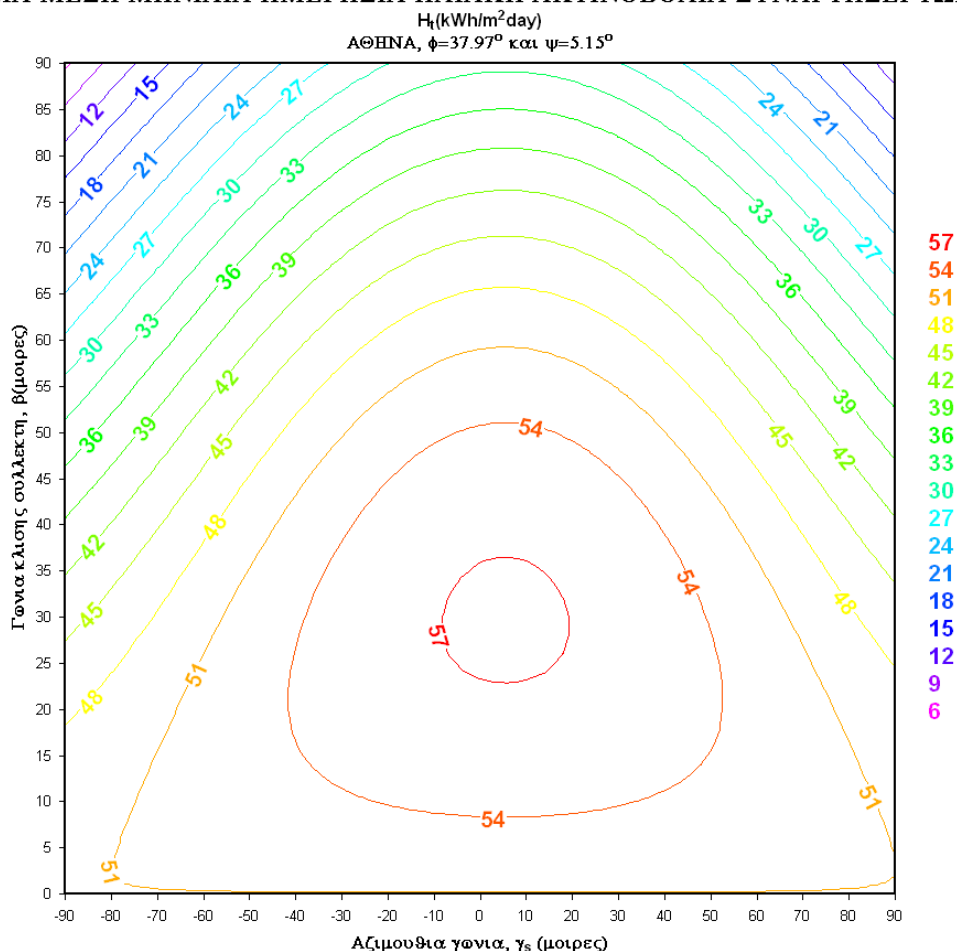
Συμπεραίνουμε ότι τα Μοντέλα Monegon και μηδενικού μέσου ετήσιου μηνιαίου ποσοστού σκίασης δίνουν πολύ συντηρητικές τιμές απόστασης, με αποτέλεσμα να οδηγούν σε χαμηλότερη καθαρή παρούσα αξία από το εφαρμοσμένο μοντέλο της εργασίας. Ταυτόχρονα, παρατηρούμε ότι η τιμή της βέλτιστης απόστασης σταθεροποιείται για το εφαρμοσμένο μοντέλο μετά τα  $40 m^2$  διαθέσιμης επιφάνειας, διατηρώντας την τιμή  $1,66m$  για το συγκεκριμένο φωτοβολταϊκό συλλέκτη.

## Συμπεράσματα

Από την παρούσα εργασία μπορούν να τονιστούν τα εξής βασικά συμπεράσματα:

- Για το Νομό Αττικής, η προσπίπτουσα ενέργεια για διάφορους προσανατολισμούς και γωνίες κλίσης της επιφάνειας του συλλέκτη, μπορεί να υπολογιστεί από το παρακάτω διάγραμμα Contour.

ΕΤΗΣΙΑ ΜΕΣΗ ΜΗΝΙΑΙΑ ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΤΩΝ  $\beta, \gamma_s$



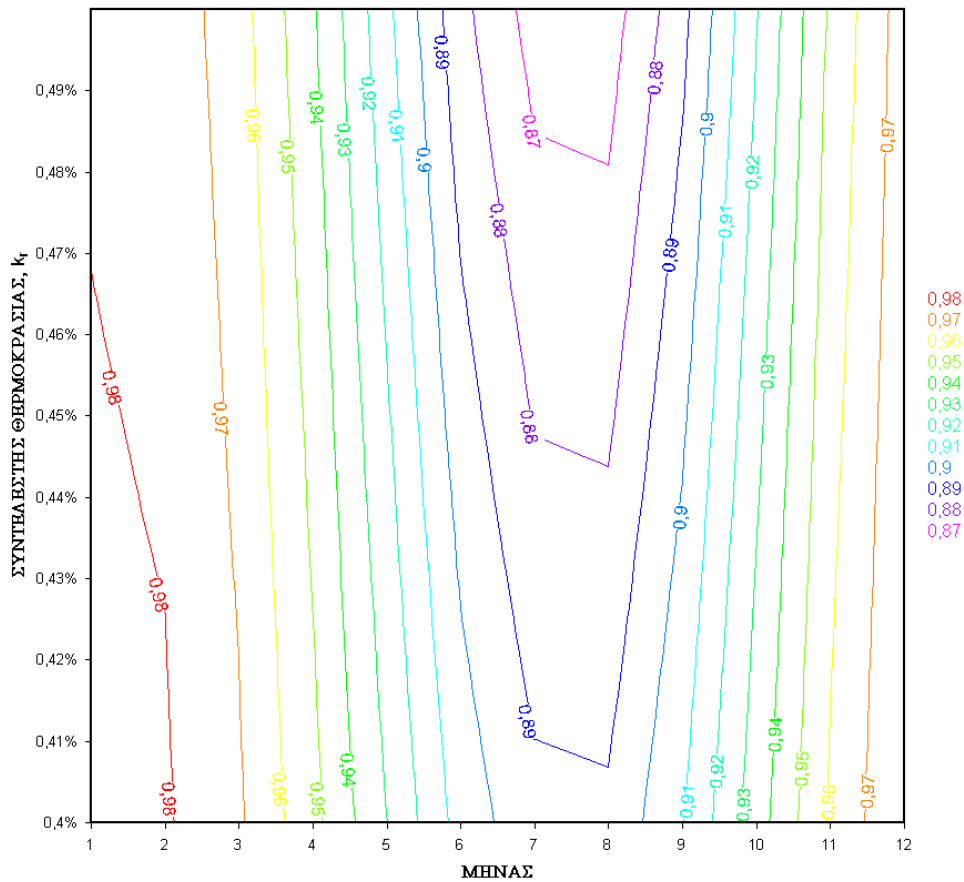
- Η αποδιδόμενη ενέργεια του συλλέκτη είναι συνάρτηση των συντελεστών θερμοκρασίας και ανάκλασης και υπεισέρχονται στην εξίσωση της απόδοσης λειτουργίας της φωτοβολταϊκής κυψέλης  $n_p = n_r \cdot C_T \cdot C_{rf}$ , όπου

$$C_T = 1 - k_p \cdot (T_c - T_r)$$

$$C_{rf} = 1 - 1.17 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta_{opt} - \beta)^2$$

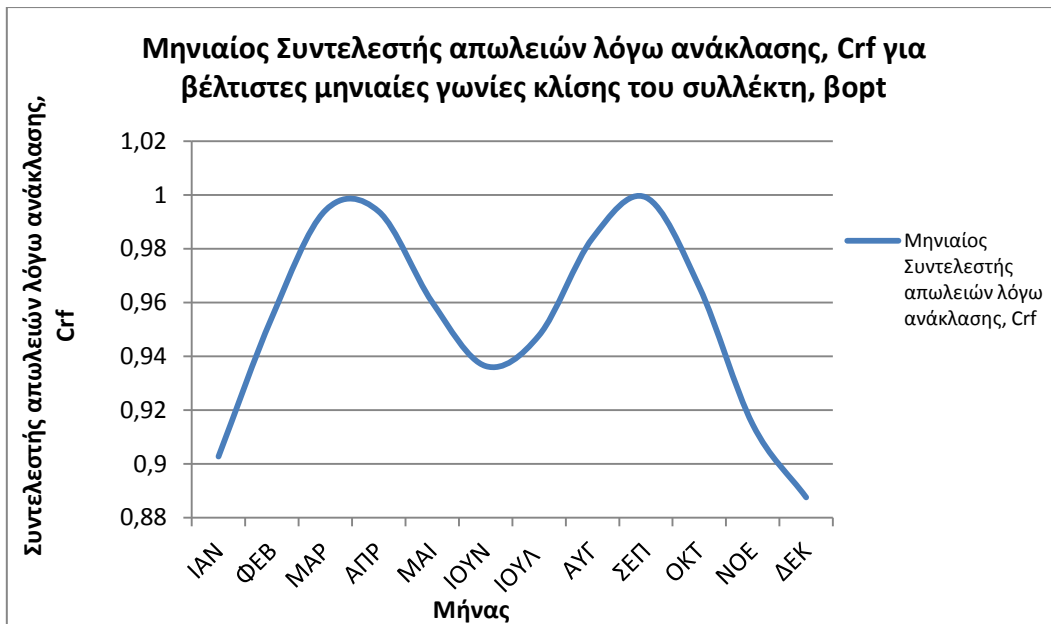
Οι μηνιαίες τιμές του συντελεστή θερμοκρασίας σχετίζονται με τα ηλεκτρικά κυρίως χαρακτηριστικά του συλλέκτη, καθώς και την θερμοκρασία περιβάλλοντος και μπορούν να εκτιμηθούν από το παρακάτω διάγραμμα.

ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΛΟΓΩ ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑΣ,  $C_T$  ΑΝΑ ΜΗΝΑ  
 ΚΑΙ ΓΙΑ ΜΕΤΑΒΑΛΛΟΜΕΝΟΥΣ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΕΣ ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑΣ,  $K_f$   
 NOCT=46.4°C  
 ΝΟΜΟΣ ΑΤΤΙΚΗΣ



Παρατηρούμε ότι οι απώλειες λόγω θερμοκρασίας είναι εντονότερες κατά τους θερινούς μήνες, τότε δηλαδή που ο συντελεστής θερμοκρασίας λαμβάνει τις χαμηλότερες τιμές του.

Οι απώλειες λόγω ανάκλασης σχετίζονται με την απόκλιση της μηνιαίας βέλτιστης κλίσης συλλέκτη με την βέλτιστη ετήσια κλίση εγκατάστασής του. Όσο μεγαλύτερη είναι αυτή η απόκλιση τόσο μικρότερος είναι ο συντελεστής ανάκλασης  $C_{rf}$ , και συνεπώς οι απώλειες λόγω ανάκλασης είναι μεγαλύτερες. Οι μηνιαίες τιμές του συντελεστή όπως υπολογίστηκαν από το εφαρμοσμένο μοντέλο εμφανίζονται σε μορφή διαγράμματος παρακάτω.



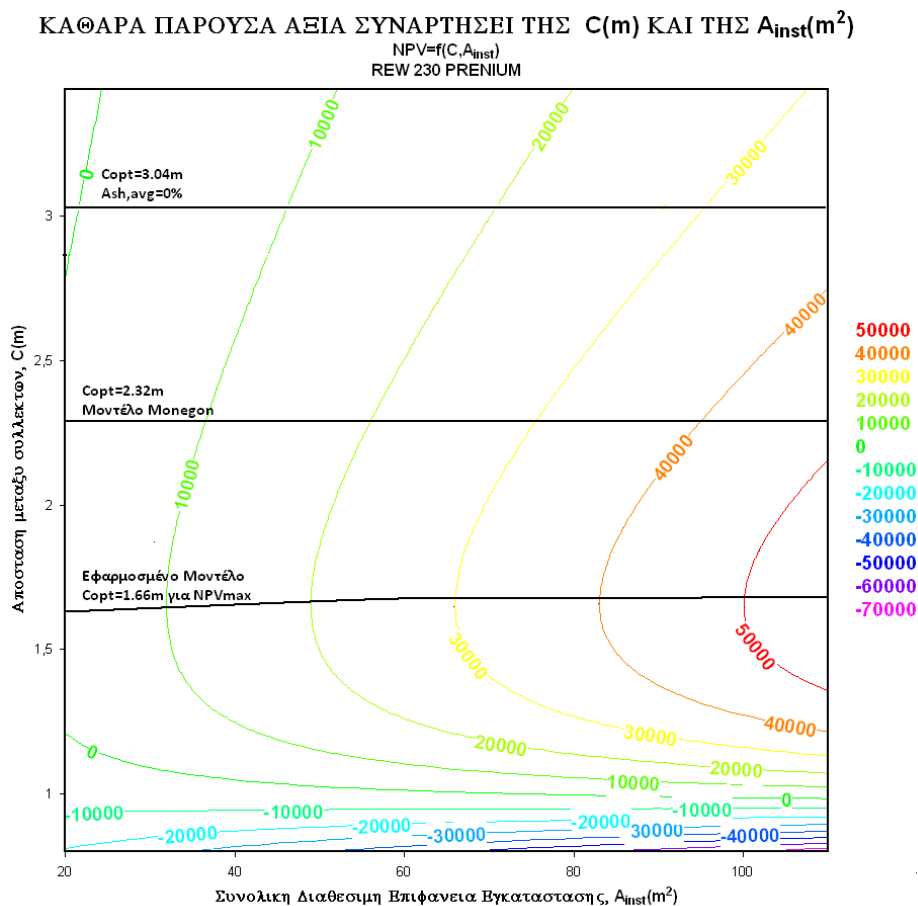
- Τα εξαγόμενα αποτελέσματα για την βέλτιστη γωνία κλίσης και αζιμούθιας όπως άλλωστε προσεγγίζονται και από το Διάγραμμα 4.1 που προστέθηκε παραπάνω είναι:  $\gamma_{s,opt}= 5,15^\circ$  και  $\beta_{opt}= 30,56^\circ$  για τον Νομό Αττικής.
- Η βέλτιστη απόσταση μεταξύ των συστοιχιών μελετήθηκε βάσει 2 διαφορετικών μοντέλων, του μοντέλου Monegon και του μοντέλου μηδενισμού του μέσου ετήσιου μηνιαίου ποσοστού σκίασης  $A_{sh,avg}\%=0$ . Ενδεικτικά, για τον Μ.Ο των εξεταζόμενων πάνελ λήφθηκαν τα εξής αποτελέσματα για επίπεδη επιφάνεια εγκατάστασης και  $\beta_{opt}= 30,56^\circ$  και  $\gamma_{s,opt}=5,15^\circ$  στον Νομό Αττικής:

Υψος, B(m)	0.968
Μήκος, L(m)	1.642
$C_{opt}$ , Μοντέλο Monegon	2.122
$C_{opt}$ , $A_{sh,avg}\%=0$	2.902

Το μοντέλο μηδενισμού του μέσου ετήσιου μηνιαίου ποσοστού σκίασης απαιτεί μεγαλύτερη απόσταση μεταξύ των συστοιχιών από το αντίστοιχο του Monegon και χαρακτηρίζεται ως περισσότερο συντηρητικό.

- Το βασικότερο συμπέρασμα που προέκυψε από την παρούσα εργασία αφορά στην βέλτιστη απόσταση που πρέπει να υπάρχει μεταξύ των γειτονικών συλλεκτών προκειμένου, όχι να αποφεύγονται τελειώς οι σκιάσεις, αλλά να ελέγχονται σε τέτοιο βαθμό που να προκύπτει το βέλτιστο αποτέλεσμα από οικονομική άποψη. Παρότι, η απόσταση C(m) μεταξύ των διαδοχικών συλλεκτών για την οποία επιτυγχάνεται μεγιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης της Καθαρής Παρούσας Αξίας, αποδείχτηκε να είναι η μικρότερη σε αριθμό, σε σχέση με τις αποστάσεις που υπολογίζονται βάσει του μοντέλου Monegon και βάσει του μηδενισμού του μέσου ετήσιου μηνιαίου ποσοστού

σκιαζόμενη επιφάνεια, έδωσε τα βέλτιστα αποτελέσματα από οικονομικής άποψης για συγκεκριμένη εγκατάσταση δώματος. Στο διάγραμμα που ακολουθεί φαίνονται παραστατικά οι αποστάσεις που προτείνουν τα προαναφερόμενα Μοντέλα για την αποφυγή σκίασης σε αντιδιαστολή με την απόσταση του εφαρμοσμένου μοντέλου για το οποίο επιτυγχάνεται μεγιστοποίηση της Καθαρής Παρούσας Αξίας.



- Από την ανάλυση ευαισθησίας των οικονομικών μεγεθών της επένδυσης καταλήξαμε ότι η ΚΠΑ της επένδυσης ολοένα και αυξάνεται για μεγαλύτερα ποσοστά τραπεζικής χρηματοδότησης μέσω δανεισμού και αυξανόμενη ετήσια αποδιδόμενη ενέργεια. Αντίθετα, όπως είναι άλλωστε λογικό, η τιμή της ΚΠΑ επηρεάζεται αρνητικά από την αύξηση στη τιμή/εγκατεστημένο kW και στην μείωση της τιμής πώλησης της παραγόμενης kWh.



## Παράρτημα

Το γεωγραφικό πλάτος,  $\phi$  και μήκος,  $\psi$  που χρησιμοποιήθηκε στο μοντέλο προέκυψε από τον Μ.Ο αυτών των μεγεθών, από στοιχεία δύο μετεωρολογικών σταθμών της Αθήνας και συγκεκριμένα από την περιοχή του Ελληνικού και της Φιλαδέλφειας. Οι θέσεις των μετεωρολογικών σταθμών επιλέγονται ώστε οι μετρήσεις να είναι αξιόπιστες και να μην επηρεάζονται από φυσικά εμπόδια ή τοπικά φαινόμενα που να αλλοιώνουν το αποτέλεσμα [40].

	Αθήνα (Ελληνικό)	Αθήνα (Φιλαδέλφεια)	ΜΟ
$\phi$	37,90	38,05	37,98
$\psi$	23,75	23,67	23,71

Πίνακας Π1

Στους Πίνακες Π2 και Π3 δίνονται οι μηνιαίοι μέσοι όροι της ημερήσιας ολικής ηλιακής ακτινοβολίας στο οριζόντιο επίπεδο [ $kWh/(m^2 \cdot day)$ ] και οι μέσες θερμοκρασίες 24ώρου αντίστοιχα, δύο μετεωρολογικών σταθμών που παραχωρήθηκαν από την ΕΜΥ για τον Νομό Αττικής [40].

$\bar{H}$ / Μήνας	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΙ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
Αθήνα (Ελληνικό)	2,03	2,82	3,79	5,14	6,30	7,13	7,17	6,54	5,09	3,52	2,36	1,79
Αθήνα (Φιλαδέλφεια)	2,04	2,77	3,83	5,09	6,14	6,91	6,92	6,41	5,20	3,58	2,27	1,75

Πίνακας Π2 μηνιαίοι μέσοι όροι της ημερήσιας ολικής ηλιακής ακτινοβολίας στο οριζόντιο επίπεδο [ $kWh/(m^2 \cdot day)$ ]

T / Μήνας	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΙ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
Αθήνα (Ελληνικό)	10,3	10,6	12,3	16	20,7	25,4	28,1	28	24,3	19,6	15,4	12
Αθήνα (Φιλαδέλφεια)	10,3	10,6	12,3	16	20,7	25,4	28,1	28	24,3	19,6	15,4	12

Πίνακας Π3 Μέση μηνιαία θερμοκρασία 24ώρου [ $^{\circ}C$ ]

Ο ακόλουθος πίνακας καταγράφει τις τιμές των εξής μεγεθών για τον Νομό Αττικής:

$\bar{H}_o$ : Μηνιαίος Μ.Ο της ημερήσιας ολικής ηλιακής ακτινοβολίας εκτός ατμόσφαιρας [ $kWh/(m^2 \cdot day)$ ]

$\bar{H}_T$ : Μηνιαίος Μ.Ο του ημερήσιου δείκτη αιθριότητας

$\bar{H}_b$  : Μηνιαίος Μ.Ο ημερήσιας άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο[kWh/(m<sup>2</sup>·day)]

$\bar{H}_d$  : Μηνιαίος Μ.Ο ημερήσιας διάχυτης ηλιακής ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο[kWh/(m<sup>2</sup>·day)]

Να σημειωθεί ότι οι τιμές αυτές αφορούν βέλτιστες συνθήκες προσανατολισμού και κλίσης( $\beta_{opt}$ ,  $\gamma_{s,opt}$ ).

Μήνας	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΙ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
<b>H<sub>o</sub></b>	4,60	6,07	7,93	9,84	11,15	11,67	11,39	10,32	8,61	6,60	4,94	4,20
<b>K<sub>t</sub></b>	0,44	0,46	0,48	0,52	0,56	0,60	0,62	0,63	0,60	0,54	0,47	0,42
<b>H<sub>b</sub></b>	1,08	1,55	2,22	3,22	4,18	5,01	5,13	4,75	3,65	2,30	1,30	0,89
<b>H<sub>d</sub></b>	0,96	1,25	1,60	1,90	2,05	2,02	1,92	1,72	1,50	1,25	1,01	0,89

Πίνακας Π4

Στον πίνακα Π5 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του μηνιαίου Μ.Ο ωριαίας ολικής ηλιακής ακτινοβολίας σε κεκλιμένο επίπεδο βέλτιστης ετήσιας κλίσης (kWh/m<sup>2</sup>) στον Νομό Αττικής.

Μήνας	$\bar{I}_T$ ( kWh/m <sup>2</sup> )														
	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<b>Ηλιακή Ώρα</b>															
<b>ΙΑΝ</b>	0,00	0,00	0,00	0,16	0,30	0,42	0,49	0,52	0,50	0,43	0,31	0,17	0,00	0,00	0,00
<b>ΦΕΒ</b>	0,00	0,00	0,05	0,20	0,36	0,48	0,56	0,60	0,58	0,50	0,37	0,21	0,00	0,00	0,00
<b>ΜΑΡ</b>	0,00	0,00	0,09	0,24	0,41	0,55	0,64	0,67	0,65	0,57	0,44	0,27	0,11	0,00	0,00
<b>ΑΠΡ</b>	0,00	0,02	0,12	0,28	0,46	0,61	0,71	0,75	0,73	0,65	0,51	0,34	0,16	0,00	0,00
<b>ΜΑΙ</b>	0,00	0,05	0,13	0,30	0,49	0,65	0,75	0,79	0,77	0,69	0,56	0,38	0,20	0,05	0,00
<b>ΙΟΥΝ</b>	0,00	0,05	0,14	0,31	0,51	0,68	0,80	0,84	0,82	0,74	0,60	0,41	0,22	0,07	0,00
<b>ΙΟΥΛ</b>	0,00	0,05	0,14	0,32	0,53	0,71	0,82	0,87	0,85	0,76	0,61	0,42	0,22	0,06	0,00
<b>ΑΥΓ</b>	0,00	0,03	0,14	0,33	0,55	0,74	0,86	0,90	0,88	0,78	0,62	0,42	0,20	0,04	0,00
<b>ΣΕΠ</b>	0,00	0,00	0,12	0,31	0,52	0,70	0,82	0,86	0,84	0,74	0,58	0,37	0,16	0,00	0,00
<b>ΟΚΤ</b>	0,00	0,00	0,08	0,26	0,44	0,59	0,69	0,73	0,71	0,62	0,47	0,28	0,00	0,00	0,00
<b>ΝΟΕ</b>	0,00	0,00	0,00	0,18	0,33	0,46	0,54	0,57	0,55	0,47	0,34	0,19	0,00	0,00	0,00
<b>ΔΕΚ</b>	0,00	0,00	0,00	0,14	0,27	0,38	0,45	0,47	0,46	0,39	0,27	0,15	0,00	0,00	0,00

Πίνακας Π5 Μηνιαίος Μ.Ο ωριαίας ολικής ηλιακής ακτινοβολίας σε κεκλιμένο επίπεδο βέλτιστης ετήσιας κλίσης

Στον πίνακα Π6 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του μηνιαίου Μ.Ο ωριαίας διάχυτης ηλιακής ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο (kWh/m<sup>2</sup>) στον Νομό Αττικής.

Μήνας	$\bar{I}_d$ (kWh/m <sup>2</sup> )														
Ηλιακή Ώρα	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ΙΑΝ	0,00	0,00	0,00	0,04	0,09	0,12	0,15	0,15	0,15	0,12	0,09	0,04	0,00	0,00	0,00
ΦΕΒ	0,00	0,00	0,02	0,07	0,12	0,15	0,17	0,18	0,17	0,15	0,12	0,07	0,02	0,00	0,00
ΜΑΡ	0,00	0,00	0,05	0,10	0,15	0,18	0,21	0,21	0,21	0,18	0,15	0,10	0,05	0,00	0,00
ΑΠΡ	0,00	0,03	0,08	0,13	0,17	0,20	0,22	0,23	0,22	0,20	0,17	0,13	0,08	0,03	0,00
ΜΑΙ	0,00	0,05	0,10	0,14	0,18	0,21	0,23	0,23	0,23	0,21	0,18	0,14	0,10	0,05	0,00
ΙΟΥΝ	0,01	0,06	0,10	0,14	0,17	0,20	0,22	0,22	0,22	0,20	0,17	0,14	0,10	0,06	0,01
ΙΟΥΛ	0,01	0,05	0,09	0,13	0,17	0,19	0,21	0,22	0,21	0,19	0,17	0,13	0,09	0,05	0,01
ΑΥΓ	0,00	0,03	0,08	0,12	0,15	0,18	0,20	0,20	0,20	0,18	0,15	0,12	0,08	0,03	0,00
ΣΕΠ	0,00	0,01	0,05	0,10	0,14	0,17	0,19	0,19	0,19	0,17	0,14	0,10	0,05	0,01	0,00
ΟΚΤ	0,00	0,00	0,03	0,07	0,12	0,15	0,17	0,18	0,17	0,15	0,12	0,07	0,03	0,00	0,00
ΝΟΕ	0,00	0,00	0,00	0,05	0,09	0,13	0,15	0,16	0,15	0,13	0,09	0,05	0,00	0,00	0,00
ΔΕΚ	0,00	0,00	0,00	0,04	0,08	0,12	0,14	0,15	0,14	0,12	0,08	0,04	0,00	0,00	0,00

Πίνακας Π6 Ωριαία διάχυτη ακτινοβολία  $I_d$  (kWh/m<sup>2</sup>)

Στον πίνακα Π6 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του μηνιαίου Μ.Ο ωριαίας άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο (kWh/m<sup>2</sup>) στον Νομό Αττικής.

Μήνας	$\bar{I}_b$ (kWh/m <sup>2</sup> )														
Ηλιακή Ώρα	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ΙΑΝ	0,00	0,00	0,00	0,04	0,10	0,16	0,19	0,20	0,19	0,15	0,09	0,03	0,00	0,00	0,00
ΦΕΒ	0,00	0,00	0,01	0,07	0,15	0,21	0,25	0,27	0,25	0,21	0,14	0,06	0,00	0,00	0,00
ΜΑΡ	0,00	0,00	0,03	0,11	0,20	0,28	0,33	0,34	0,33	0,28	0,20	0,11	0,03	0,00	0,00
ΑΠΡ	0,00	0,00	0,06	0,16	0,28	0,37	0,43	0,45	0,43	0,38	0,29	0,18	0,08	0,00	0,00
ΜΑΙ	0,00	0,00	0,07	0,20	0,34	0,45	0,52	0,54	0,52	0,47	0,38	0,26	0,13	0,03	0,00
ΙΟΥΝ	0,00	0,00	0,09	0,24	0,40	0,53	0,60	0,63	0,61	0,55	0,45	0,32	0,17	0,06	0,00

<b>ΙΟΥΛ</b>	0,00	0,00	0,10	0,25	0,42	0,54	0,62	0,65	0,63	0,56	0,46	0,32	0,17	0,05	0,00
<b>ΑΥΓ</b>	0,00	0,00	0,10	0,25	0,41	0,53	0,61	0,64	0,61	0,54	0,43	0,29	0,14	0,03	0,00
<b>ΣΕΠ</b>	0,00	0,00	0,07	0,20	0,33	0,44	0,51	0,53	0,51	0,44	0,33	0,20	0,07	0,00	0,00
<b>ΟΚΤ</b>	0,00	0,00	0,03	0,12	0,22	0,30	0,36	0,37	0,36	0,30	0,21	0,10	0,00	0,00	0,00
<b>ΝΟΕ</b>	0,00	0,00	0,00	0,06	0,13	0,19	0,22	0,24	0,22	0,18	0,11	0,04	0,00	0,00	0,00
<b>ΔΕΚ</b>	0,00	0,00	0,00	0,03	0,09	0,13	0,16	0,17	0,16	0,13	0,07	0,02	0,00	0,00	0,00

*Πίνακας Π6 Ωριαία άμεση ακτινοβολία Id (kWh/m<sup>2</sup>)*

## Βιβλιογραφία

### Διεθνής βιβλιογραφία

- 1) ABB, Technical Application Papers No.10, Photovoltaic plants.
- 2) Planning and Installing Photovoltaic Systems, A guide for installers, architects and engineers, second edition, The German Energy Society (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS LV Berlin BRB), 2008.
- 3) B. Parida, S. Iniyar, Ranko Goic, A review of solar photovoltaic technologies, 2010.
- 4) J.A. Duffie and W.E. Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, Third Edition (2006), Wiley, New York, 2006.
- 5) Cooper P.I., (1969). The absorption of solar radiation, Solar Energy, Volume 12, Number 2, 1969, Pages 31-40.
- 6) Masters G.M. (2004), Renewable and Efficient Power Systems, Wiley-Interscience, 2004.
- 7) J. P. Peixoto and Abraham H. Oort (1992). Physics of Climate, Springer-Verlag, 1992.
- 8) Klucher T.M (1979), Evaluating models to predict insolation on tilted surfaces, Solar Energy, Volume 23, 1979, Page 111.
- 9) Hay J.E., Davies J.A. (1980), Calculation of the solar radiation Incident on an Inclined Surface. In Proceedings of the First Canadian Solar Data Workshop, Ministry of Supply and Services Canada, 1980, Pages 59-65.
- 10) Reindl D.T., Beckman W.A., Duffie J.A. (1990), Diffuse fraction correlations, Solar Energy, Volume 45, Number 1, 1990, Pages 1-7.
- 11) J. F. Orgill and K. G. T Hollands, Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface Solar Energy 19 357 (1971).

- 12) D.G Erbs , S.A. Klein and J.A.Duffie, Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly , daily and montly-average global radiation.
- 13) Miguel A., Bilbao J. Aguiar R., Kamberizidis H., Negro E. (2001), Diffuse solar irradiation model evaluation in the north Mediterranean belt area, Solar Energy, Volume 70, Number 2, 2001, Pages 143-155.
- 14) Oliveira A.P., Escobedo J.F., Machado A.J., Soares J., (2002), Correlation models of diffuse solar radiation applied to the city of São Paulo, Applied Energy, Volume 71, Number 1, 2002, Pages 59-73.
- 15) J.W. Spencer, A comparison of methods for estimating hourly, diffuse solar radiation from global solar radiation Solar Energy 29 19(1982).
- 16) B. Y. H. Liu and R. C. Jordan, The interrelationship and characteristics distribution of direct, diffude and total solar radiation, Solar Energy 4 1-19(1960).
- 17) M. Collares-Pereira and A. Rabl, The average distribution of solar radiation- correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly radiation values, Solar Energy 22 155-164 (1979).
- 18) D .P. Lalas, M. Petrakis , C. Papadopoulos, Correlations for the estimation of the diffuse radiation component in Greece. Solar Energy 39 455-458(1987).
- 19) P. Becker, Monthly average solar radiation in Panama – Daily and hourly relations between direct and global insolation. Solar Energy 39 445-453(1987).
- 20) M. Iqbal, Correlation of average diffuse and beam radiation with hours of bright sunshine. Solar Energy 23 169-173(1979).
- 21) P. S. Koronakis, On the choice of the angle of tilt for south facing solar collectors in the Athens basin area. Solar Energy 36 217-225 (1986).
- 22) S.E. Tuller, The relationship between diffuse,total and extraterrestrial solar radiation, Solar Energy 18 259-263(1976).
- 23) J. K . Page, The estimation of monthly mean values of daily total short-wave radiation on vertical and inclined surfaces from sunshine records for latitudes  $D \leq -40$  S, UN Conference on New Sources of Energy S/98(1961).

- 24) Roderick M.L. (1999). Estimating the diffuse component from daily and monthly measurement of global radiation, *Agricultural and Forest Meteorology*, Volume 95, Pages 169-185.
- 25) Zekai Şen, (2007), *Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques, Atmosphere, Environment, Climate and Renewable Energy*, Springer, 2007, Pages 61-64.
- 26) K. Brecl, M. Topič, *Self-shading losses of fixed free-standing PV arrays*, 2010.
- 27) N. Thakkar, D. Cormode, V. P. A. Lonij, S. Pulver and A. D. Cronin, *A Simple Nonlinear Model for the Effect of Partial Shade on PV Systems*, 2010.
- 28) E. Karatepe, M. Boztepe, and M. Colak, *Solar Energy* 81, 977 (2007).
- 29) M. Alonso-Garcia, J. Ruiz, and W. Herrmann, *Renewable energy* 31, 1986 (2006).
- 30) E. Suryanto Hasyim, S. Wenham, and M. Green, *Solar cells* 19, 109 (1986).
- 31) J. Appelbaum and J. Bany, *Shadow Effect of Adjacent Solar Collectors in Large Scale Systems*, Tel-Aviv University, School of Engineering, Tel-Aviv, Israel, 1979.
- 32) D. Passias, Bengt Källbäck, *Shading Effects in Row of Solar Cell Panels*, Institute of Microwave Technology, S-100 44 Stockholm (Sweden), 1982.
- 33) Evans, D.L., *Simplified Method for Predicting Photovoltaic Array Output*, *Solar Energy* 27,6, 555-560, 1981.
- 34) NRCAN (2005). *Renewable Energy Project Analysis: Retscreen Engineering and Cases Textbook*, 3<sup>rd</sup> Edition, Minister of Natural Resources Canada, Canada, 2005.
- 35) D. L. Evans and L. W. Florschuetz, *Cost studies on terrestrial photovoltaic power systems with sunlight concentration*, *Solar Energy* 19, 255 (1977).
- 36) G. Makrides, B. Zinsser, G. E. Georghiou, M. Schubert and J. H. Werner, *Degradation of different Photovoltaic Technologies Under Field Conditions*, 2010.

- 37) D. Fylstra, L. Lasdon, J. Watson, A. Waren, (1998), Design and use of the Microsoft Excel Solver, Interfaces, Volume 28, Number, 1998, Pages 29–55.

### Ελληνική βιβλιογραφία

- 38) Καρβούνης Σ. (1993). Μεθοδολογία Εκπονήσεως Οικονομοτεχνικών Μελετών, εκδόσεις Σταμούλης, 1993.
- 39) Α. Μ. Παπαδόπουλος, διδακτικές σημειώσεις, «Οικονομική ανάλυση ενεργειακών συστημάτων», κεφ.4, 2002.
- 40) Τεχνική Οδηγία, Τεχνικού Επιμελητηρίου Ελλάδας, Τ.Ο.Τ.Ε.Ε. 20701-3/2010, Κλιματικά Δεδομένα Ελληνικών Περιοχών, Α΄ έκδοση, Αθήνα, Ιούλιος 2010.
- 41) Ι. Κ. Δημητρίου, Εφαρμογές Ποσοτικής Ανάλυσης με τον Excel, Οδηγός Αυτοδιδασκαλίας, Αθήνα 2007.
- 42) ΕΛΣΤΑΤ, Αποτελέσματα απογραφής οικοδομών-κτιρίων της 1<sup>ης</sup> Δεκεμβρίου 2000, Πειραιάς, 2007.
- 43) Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβολταϊκών, Ένας πρακτικός οδηγός για επενδύσεις στα φωτοβολταϊκά, Σεπτέμβριος 2010.
- 44) Απογραφή Πληθυσμού-Κατοικιών, 18 Μαρτίου 2001, Μόνιμος Πληθυσμός, Εθνική Στατιστική Υπηρεσία της Ελλάδος, Τόμος IV, Τεύχος Α΄.
- 45) Μ. Μαρμαράς, « Η αστική πολυκατοικία της μεσοπολεμικής Αθήνας», ΕΤΒΑ, 1991.

### Ιστοσελίδες

- 46) <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- 47) [http://www.energia.gr/entries.asp?en\\_id=1363](http://www.energia.gr/entries.asp?en_id=1363)