

**ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΟ
ΕΚΠΑΙΔΕΥΤΙΚΟ
ΙΔΡΥΜΑ ΠΑΤΡΑΣ**

**ΣΧΟΛΗ
ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΩΝ
ΕΦΑΡΜΟΓΩΝ**

**ΤΜΗΜΑ
ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΙΑΣ**

**ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ
ΗΠΙΩΝ ΜΟΡΦΩΝ
ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

ΠΤΥΧΙΑΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

**ΤΙΤΛΟΣ: " ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΜΟΝΤΕΛΩΝ ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗΣ PV-ΔΙΑΤΑΞΗΣ
ΤΥΠΟΥ:**

- α) ΑΥΤΟΝΟΜΗΣ**
- β) ΣΕ ΣΥΝΕΡΓΑΣΙΑ ΜΕ ΜΗΧΑΝΗ DIESEL
ΚΑΙ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ ΓΙΑ ΚΑΛΥΨΗ ΤΩΝ
ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΦΟΡΤΙΩΝ ΜΙΑΣ ΚΑΤΟΙΚΙΑΣ**

**ΕΙΣΗΓΗΤΗΣ:
Dr. ΚΑΠΛΑΝΗΣ ΣΩΚΡΑΤΗΣ**

**ΣΠΟΥΔΑΣΤΗΣ
ΠΑΠΑΝΑΣΤΑΣΙΟΥ ΝΙΚΟΛΑΟΣ
Α.Μ. 2997**



ΑΡΙΘΜΟΣ ΕΙΣΑΓΩΓΗΣ	3147
----------------------	------

Για την άρτια ανάπτυξη αυτής της πτυχιακής εργασίας θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ.κ. Σωκράτη Καπλάνη για την αμέριστη βοήθεια που μου προσέφερε καθώς και τις γνώσεις που μου μετέδωσε πάνω στο τομέα της φωτοβολταϊκής Τεχνολογίας καθώς και τον κ.κ. Αχιλλέα Κωστούλα ο οποίος με βοήθησε επίσης στην διαμόρφωση των μερών αυτής της πτυχιακής εργασίας.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ I

Εισαγωγή στην Φωτοβολταϊκή Τεχνολογία

1.1. Γενικά-Ενεργειακοί πόροι	1
1.2. Ιστορική αναδρομή	5
1.3. Πλεονεκτήματα-Μειονεκτήματα Φ/Β τεχνολογίας	7
1.4. Αρχή λειτουργίας Φ/Β στοιχείου	12
1.5. Γενικά περί των φωτοβολταϊκών	16
1.6. Χαρακτηριστικά μεγέθη Φ/Β στοιχείων	25

ΚΕΦΑΛΑΙΟ II

Η Ενεργειακή Πολιτική των Α.Π.Ε. στην πράξη.

2.1. Γενικά	28
2.2. Ενεργειακή πολιτική στην χώρα μας και διεθνώς	30

ΚΕΦΑΛΑΙΟ III

Διατάξεις φωτοβολταϊκών συστημάτων

3.1. Διάκριση τύπων φωτοβολταϊκών συστημάτων	36
3.2. Περιγραφή στοιχείων που συνθέτουν τα φωτοβολταϊκά συστήματα	39
3.2.1. Φωτοβολταϊκά πλαίσια	39
3.2.2. Συσσωρευτές	39
3.2.3. Μετατροπείς DC/DC, DC/AC, AC/DC	44
3.2.3.1. Μετατροπείς DC/DC	45
3.2.3.2. Μετατροπείς DC/AC	45
3.2.3.3. Μετατροπείς αυτοτελούς συστήματος	46
3.2.3.4. Μετατροπέας συστήματος συνδεδεμένου με το δίκτυο	47
3.2.4. Ρυθμιστές φόρτισης	50
3.2.4.1. Ρυθμιστής φόρτισης ή τάσεως, ελεγκτής φόρτισης	50

ΚΕΦΑΛΑΙΟ IV

Εφαρμογές φωτοβολταϊκών συστημάτων.

4.1. Εφαρμογές φωτοβολταϊκών συστημάτων παγκοσμίως	54
4.2. Συμπαραγωγή	60

ΚΕΦΑΛΑΙΟ V

Θεωρία διαστασιολόγησης

5.1. Γενική θεωρητική προπαρασκευή	61
5.2. Υπολογισμός απαραίτητων μεγεθών για την διαστασιολόγηση	66
5.2.1. Υπολογισμός ημερήσιας ηλιακής ακτινοβολίας	66
5.2.2. Προσδιορισμός ισοδύναμων ωρών ηλιοφάνειας	68
5.2.3. Βέλτιστη κλίση PV-πλαισίων	69
5.2.4. Υπολογισμός της απαραίτητης απόστασης μεταξύ παραλλήλων σειρών PV-πλαισίων ώστε να μην προκύπτει σκίαση	72
5.3. Εφαρμοσμένη διαστασιολόγηση PV-γεννήτριας και συστήματος αποθήκευσης	73

ΚΕΦΑΛΑΙΟ VI

Μελέτη αυτόνομου PV-συστήματος για κατοικία στην Αχαΐα

6.1. Ενεργειακή μέθοδος διαστασιολόγησης	84
6.2. Διαστασιολόγηση με την μέθοδο των Ah	94
6.3. Διαστασιολόγηση των συσσωρευτών	98

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ I Χαρακτηριστικά στοιχεία για διάφορα PV-πλαίσια καθώς και οι τιμές τους κατά το έτος 2000

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ II Χαρακτηριστικά στοιχεία για τα επιμέρους στοιχεία του συστήματος (συσσωρευτές, μετατροπείς, ρυθμιστές φόρτισης).

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ III(Πρωτόκολλο Κιότο)

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV(Εγκατεστημένη ισχύς σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τις Α.Π.Ε.)

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τις PV-κυψελίδες μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε ευρύτατης κλίμακας εφαρμογές, τόσο στον Οικιακό, όσο στον Βιομηχανικό και τον Αγροτικό τομέα

Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται μια αλματώδη ανάπτυξη στην τεχνολογία των φωτοβολταϊκών που έχει σαν αποτέλεσμα την αύξηση της απόδοσης και την μείωση του κόστους αγοράς των PV-στοιχείων με τελικό αποτέλεσμα την αύξηση των εφαρμογών τους στην καθημερινή μας ζωή.

Ωστόσο για να μπορεί ένα σύστημα να ικανοποιήσει τις ανάγκες των φορτίων και να είναι και οικονομικά προσιτό θα πρέπει να προηγηθεί μια σωστή διαστασιολόγηση του συστήματος πράγμα δύσκολο καθώς υπεισέρχονται πολλές μεταβλητές, όπως το ποσοστό της ηλιακής ακτινοβολίας που νπροσπίπτει στο PV-πλαίσιο, η κατανομή του φορτίου κατά την διάρκεια της ημέρας ή ο ακριβής προσδιορισμός των ημερών αυτοδυναμίας του συστήματος.

Όλες αυτές οι μεταβλητές αν δεν ληφθούν υπόψη οδηγούν είτε σε υπερδιαστασιολόγηση του συστήματος, είτε σε υποδιαστασιολόγηση αυτού με αποτέλεσμα την αύξηση του κόστους και την μη κάλυψη του φορτίου αντίστοιχα.

Η σωστή διαστασιολόγηση ενός PV-συστήματος δεν γίνεται σήμερα παρά σε ελάχιστες περιπτώσεις καθώς οι περισσότεροι δεν προχωρούν σε μια πλήρη και εξαντλητική μελέτη όλων των παραμέτρων που το συνιστούν και επηρεάζουν την λειτουργία του.

Το σύγγραμμα αυτό επικεντρώνεται στην περιγραφή των μερών ενός φωτοβολταϊκού συστήματος, στις τυπικές εφαρμογές των συστημάτων αυτών περιλαμβάνοντας τόσο τα αυτόνομα PV-συστήματα όσο τα υβριδικά και τα συστήματα που είναι συνδεδεμένα με το δίκτυο. Στα τελευταία κεφάλαια αυτού του συγγράματος αναλύεται σε βάθος η διαστασιολόγηση όλων των μερών αυτών των συστημάτων λαμβάνοντας υπόψιν όλες τις παραμέτρους που μπορούν να επηρεάσουν το αποτέλεσμα της διαστασιολόγησης.

Στο 1^ο κεφάλαιο αυτού του συγγράματος θα ακολουθήσει μια εισαγωγή στην φωτοβολταϊκή τεχνολογία. Θεωρείται απαραίτητη ώστε να γίνει αντιληπτή η δομή και η λειτουργία των φωτοβολταϊκών στοιχείων.

Στο 2^ο κεφάλαιο θα παρουσιασθεί η ενεργειακή πολιτική που ακολουθείται πάνω στο θέμα των Α.Π.Ε. τόσο στην Ευρωπαϊκή Ένωση, όσο και στην Ελλάδα

Στο 3^ο κεφάλαιο θα ακολουθήσει μια σύντομη περιγραφή των διαφόρων ειδών των PV-συστημάτων (αυτόνομα, υβριδικά, συνδεδεμένα με το δίκτυο) καθώς και περιγραφή των μερών από τα οποία αποτελούνται.

Στο 4^ο κεφάλαιο παρουσιάζονται εφαρμογές των φωτοβολταϊκών συστημάτων στην ζωή μας.

Στο τελευταίο κεφάλαιο παρουσιάζεται μια αναλυτική μέθοδος διαστασιολόγησης καθώς και παραδείγματα αυτής.

Σκοπός αυτού του συγγράματος είναι η παρουσίαση μιας αναλυτικής μεθόδου διαστασιολόγησης ενός φωτοβολταϊκού συστήματος, η οποία λαμβάνοντας υπόψιν όλες τις παραμέτρους να οδηγεί σε μια σωστή και ακριβή διαστασιολόγηση PV-συστημάτων.

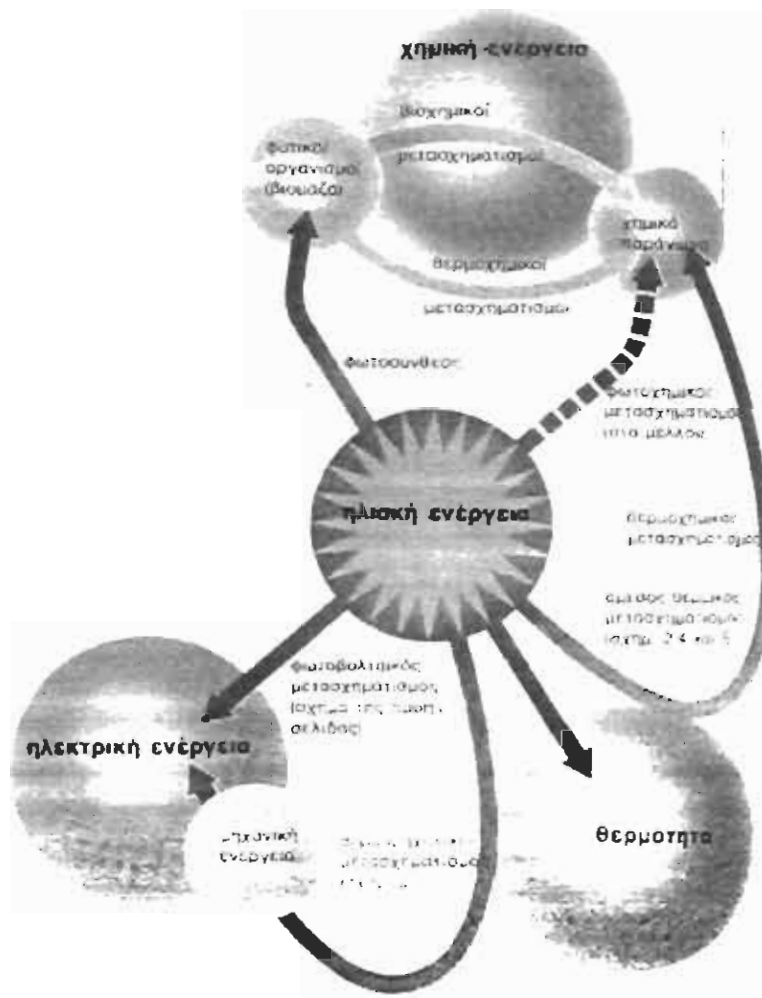
Η σωστή διαστασιολόγηση ενός PV-συστήματος θα μας οδηγήσει στην δόμηση ενός αξιόπιστου συστήματος που θα καλύπτει τις ανάγκες σε ηλεκτρισμό μίας οικίας ή οποιουδήποτε άλλου χώρου κατά την διάρκεια όλου του έτους.

Η σωστή διαστασιολόγηση έχει σαν αποτέλεσμα την μείωση του κόστους του συστήματος αλλά και την αξιοπιστία του συστήματος κάτω από τις διάφορες καιρικές συνθήκες.

ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΗΝ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ

1.1. Γενικά –Ενεργειακοί πόροι

Το σύνολο των ενεργειακών πηγών που έχει στην διάθεσή του ο άνθρωπος, διακρίνεται σε δυο κατηγορίες:

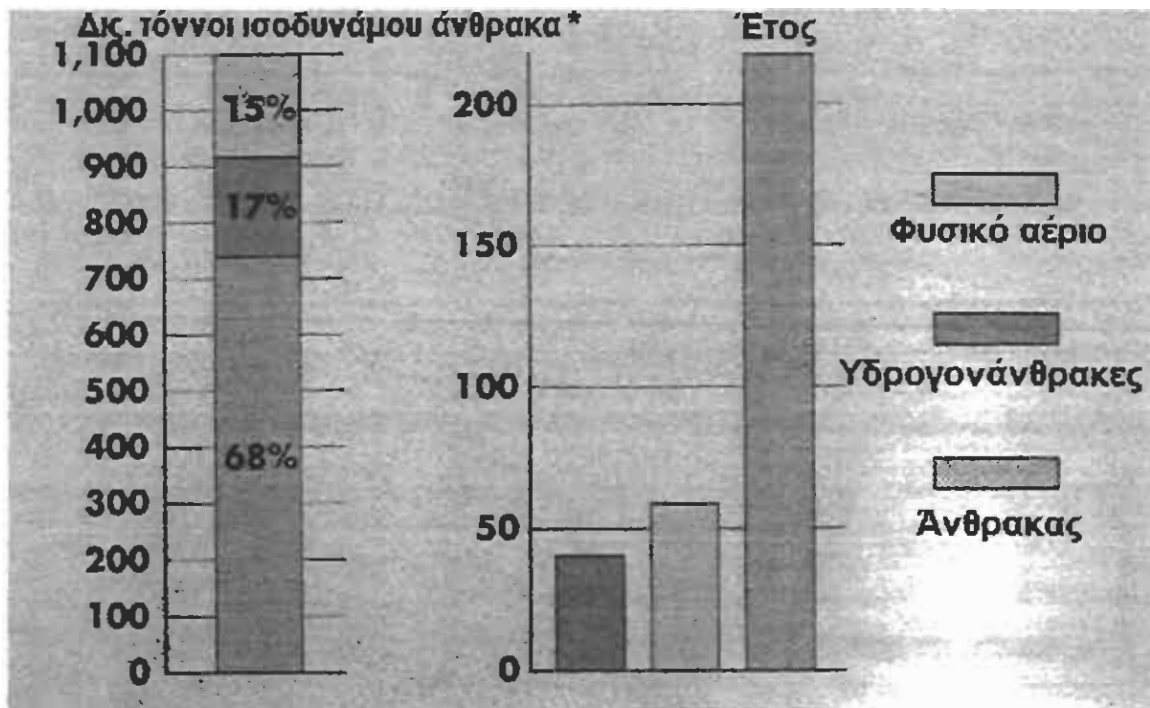


Σχήμα 1.1.1: Απεικόνιση των μετατροπών της ηλιακής ενέργειας σε άλλες μορφές ενέργειας

α) σε αυτές που στηρίζονται σε αποθέματα καυσίμων υλικών που βρίσκονται στο φλοιό της γης με συγκεκριμένη διάρκεια ζωής, σχήμα 1.1.2, και

β) σε αυτές που καθημερινά και αέναα μπορούμε να εκμεταλλευόμαστε, σχήμα 1.1.1.

Στις πρώτες ανήκουν τα ορυκτά καύσιμα (πετρέλαιο, άνθρακας, φυσικό αέριο) που αναφέρονται ως συμβατικά καύσιμα και το ουράνιο (U) από την σχάση του οποίου λαμβάνεται η χαρακτηριστική μη ήπια μορφή ενέργειας η πυρηνική ενέργεια.



Σχήμα 1.1.2: Τα ιστογράμματα παριστάνουν την σχετική αναλογία μεταξύ συμβατικών πηγών ενέργειας που καλύπτουν τις παγκόσμιες ανάγκες. Παρουσιάζεται επίσης το χρονικό διάστημα που προβλέπεται να είναι διαθέσιμες.

* 10^6 τόνοι ισοδυνάμου άνθρακα ισοδύναμου με ενέργεια σε Joules ίση προς:

$$\begin{aligned} & \text{θερμογόνος δύναμη του άνθρακα } \text{J/gr} \times \text{αριθμός (gr/ton)} \times 10^6 \text{ tons} = \\ & = 26.4 \times 10^3 (\text{J/gr}) \times 10^6 (\text{gr/ton}) \times 10^6 (\text{tons}) = 26.4 \times 10^{15} \text{ J} = 26.4 \text{ PJ} \end{aligned}$$

Οι δεύτερες έχουν ως βασική προέλευση τον Ήλιο. Η ακτινοβολούμενη από τον Ήλιο ενέργεια, που φθάνει στην Γη ($1.7 \times 10^{17} \text{ W}$ ή ισοδύναμα $5.4 \times 10^{24} \text{ J/έτος}$), εκτός από την γενικότερη συμβολή της στην δημιουργία και την διατήρηση της ζωής δίδει ακατάπαυστα ενέργεια σε διάφορες μορφές αξιοποίησης. Σε αυτές τις μορφές ανήκουν.

- α) η ηλιακή ενέργεια
- β) η αιολική ενέργεια
- γ) η υδροδυναμική ενέργεια
- δ) την ενέργεια των κυμάτων και
- ε) την βιομάζα

Μια σχηματική διάταξη που μας δείχνει την μετατροπή της ηλιακής ενέργειας σε άλλες μορφές ενέργειας φαίνεται στο σχήμα 1.1.1.

Τα τελευταία χρόνια στην χώρα μας γνωρίζει μια ιδιαίτερη ανάπτυξη η εφαρμογή της ηλιακής ενέργειας, κυρίως με την εφαρμογή των ηλιακών συλλεκτών. Αυτό το γεγονός οδήγησε σε μια ποικιλία μεθόδων και τεχνικών όσον αφορά την εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας για την θέρμανση και ψύξη του κτιρίου αλλά και την κάλυψη των ηλεκτρικών του αναγκών.

Τα επικρατέστερα συστήματα εκμετάλλευσης της ηλιακής ενέργειας μπορούν να καταταγούν σε δυο μεγάλες κατηγορίες

α) τα ενεργητικά συστήματα εκμετάλλευσης της ηλιακής ενέργειας στα οποία ρευστό ρέει και μεταφέρει θερμότητα την οποία και αποθηκεύει, και

β) τα παθητικά συστήματα εκμετάλλευσης της ηλιακής ενέργειας.

Στα παθητικά συστήματα η ηλιακή ενέργεια συλλέγεται, αποθηκεύεται και διανέμεται στους προς θέρμανση χώρους άμεσα, χωρίς την παρεμβολή μηχανικών μέσων. Το κτίριο ή διάφορα μέρη του κτιρίου λειτουργούν σαν ηλιακοί συλλέκτες και αποθήκες ταυτόχρονα, της ηλιακής ενέργειας.

Στα ενεργητικά συστήματα ανήκουν οι ηλιακοί συλλέκτες υγρού και αέρα. Ωστόσο στην κατηγορία αυτή θα εντάξουμε και τα φωτοβολταϊκά που συλλέγουν ηλιακή ακτινοβολία και την μετατρέπουν σε θερμική και ηλεκτρική ενέργεια αντιστοίχως, καθώς σε αυτά και συγκεκριμένα στις φωτοβολταϊκές κυψελίδες που είναι το δομικό στοιχείο τους ρέουν e^- .

Η περίπτωση της άμεσης μετατροπής της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική μέσω του φωτοβολταϊκού φαινομένου είναι μια πρόκληση για μελέτη και εφαρμογές με στόχο την εξοικονόμηση ενέργειας, φυσικών πόρων αλλά και προστασίας του περιβάλλοντος, καθώς η PV-τεχνολογία δεν ρυπαίνει το περιβάλλον με αέρια θερμοκηπίου.

Η άμεση μετατροπή του ηλιακού φωτός σε ηλεκτρισμό μέσω της φωτοβολταϊκής τεχνολογίας προσφέρει στην οικονομία ένα πλήθος από συστήματα παραγωγής ενέργειας που προτείνονται να αντικαταστήσουν τα παραδοσιακά καύσιμα ορυκτά (πετρέλαιο, άνθρακα). Τα τελευταία παρουσιάζουν το σοβαρό πρόβλημα ότι δεν ανανεώνονται, υπό την έννοια ότι εξαντλούνται οριστικά έπειτα από συνεχή χρήση και ότι ρυπαίνουν το περιβάλλον.

Η ηλιακή ενέργεια, αντίθετα όταν “συλλαμβάνεται”-εγλωβίζεται με φωτοηλεκτρικά μέσα ή με την μορφή της θερμότητας χάρη σε κάτοπτρα, αποτελεί μια ανεξάντλητη πηγή ενέργειας σημαντικής ισχύος, ωστόσο μικρής πυκνότητας. Αυτός είναι ο λόγος που ο άνθρωπος ασχολείται αποφασιστικά με την ανάπτυξη τεχνικών που θα επιτρέψουν μια ικανοποιητική εκμετάλλευσή της.

Η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας είναι μικρή της τάξεως των 10^3W/m^2 .

Το φωτοβολταϊκό φαινόμενο και ειδικότερα η τεχνολογία των φωτοβολταϊκών στοιχείων, αν και ξεκίνησε πριν από ένα και πλέον αιώνα, μόνο τα τελευταία 30 χρόνια, άρχισε να εφαρμόζεται σε ολοένα και περισσότερα πεδία. Η τεχνολογία αυτή αποτελεί τμήμα των εφαρμογών των νέων ενεργειακών τεχνολογιών και ειδικότερα των ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε).

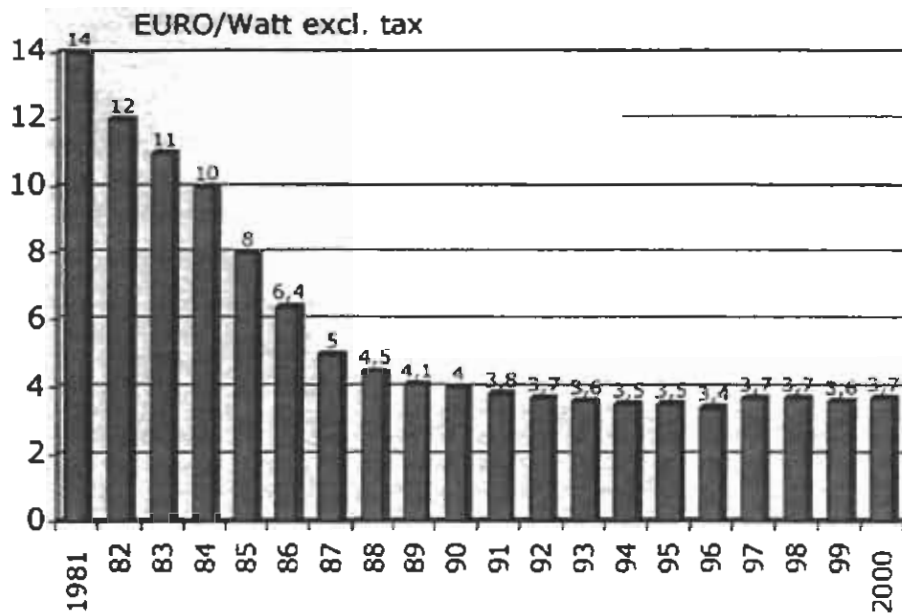
1.2. Ιστορική αναδρομή

Η περίπτωση της άμεσης μετατροπής της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική μέσω του φωτοβολταϊκού φαινομένου μελετήθηκε κυρίως από το Γάλλο φυσικό Becquerel (1839). Το 1877 οι επιστήμονες Adams και Day, από το Cambridge παρουσίασαν στην Royal Society, την εργασία τους επί των μεταβολών των ηλεκτρικών ιδιοτήτων του στοιχείου σεληνίου όταν εκτίθεται στο φως.

Πέρασαν πάνω από 100 χρόνια από την παρατήρηση του φωτοβολταϊκού φαινομένου πριν ερευνητές από τα εργαστήρια Bell τελειοποιήσουν τη πρώτη σύγχρονη φωτοβολταϊκή κυψελίδα (1954) βλ. σχήμα 1.4.1 και 1.4.2. Το σύστημα που παρουσίασαν αποτελείτο από πυρίτιο με σχηματισμό επαφής p-n με διάχυση και με απόδοση 6%. Τέσσερα χρόνια αργότερα τα πρώτα φωτοβολταϊκά στοιχεία χρησιμοποιήθηκαν για να παρέχουν ισχύ σε ένα δορυφόρο.

Η δεκαετία του 1960 έφερε την μεγάλη έκρηξη στις εφαρμογές των φωτοβολταϊκών. Εκείνη την εποχή η τεχνολογία ήταν αρκετά ακριβή με τα φωτοβολταϊκά στοιχεία να κοστίζουν πάνω από \$1,000 ανά peak watt (Wp) και να έχουν μικρή απόδοση 5-10%. Τις τελευταίες δεκαετίες σταδιακή ανάπτυξη στην τεχνολογία και κατασκευή των φωτοβολταϊκών έχει μειώσει τις τιμές περίπου 200 φορές, στα \$5 - \$6 ανά peak watt (Wp) για εγκαταστάσεις συγκροτημάτων συνολικής ισχύος 50-100 kWp. Εγκαταστάσεις χαμηλής ισχύος της τάξεως του 1 kWp έχουν σχεδόν διπλάσιο κόστος ανά εγκατεστημένο Wp, απ'ότι οι εγκαταστάσεις μεγάλης ισχύος.

Στην δεκαετία του 1980 οι προσπάθειες μείωσης του κόστους βιομηχανικής παρασκευής των φωτοβολταϊκών στοιχείων οδήγησαν στην χρησιμοποίηση οικονομικότερων μεθόδων παρασκευής του ενεργού υλικού. Οι μέθοδοι αυτοί χαρακτηρίζονται από την δημιουργία πολύ λεπτών στρωμάτων σε επιφάνεια που επιτρέπει την πρόσφυση του υλικού.



Σχήμα 1.2.1: Μείωση της τιμής των φωτοβολταϊκών πλαισίων με την πάροδο των χρόνων.

Από το σχήμα παρατηρούμε ότι το κόστος των φωτοβολταϊκών έχει μειωθεί ραγδαία κατά την διάρκεια των τελευταίων 35 ετών από 1000\$/Wp το 1956 σε λιγότερο από 6\$/Wp το 1999.

Παρά ταυτα, προβλέπεται συνεχής πτώση τιμών, με προοπτική η τιμή τους να μειωθεί κάτω από 4\$/Wp για το 2010.

1.3. Πλεονεκτήματα-Μειονεκτήματα Φ/Β τεχνολογίας

Τα βασικά πλεονεκτήματα των φωτοβολταϊκών διατάξεων είναι η απουσία κινούμενων τμημάτων και η ενεργειακή τους αυτονομία. Επίσης η μεγάλη διάρκεια ωφέλιμης ζωής τους, η αφθονία πρώτης ύλης για την κατασκευή τους καθώς το πυρίτιο είναι το δεύτερο πιο κοινό στοιχείο στην Γη, η χαμηλή αναλογία βάρους ανά αποδιδόμενη μονάδα ισχύος ($\approx 100\text{W/kg}$), που είναι σημαντική ιδιότητα στις διαστημικές εφαρμογές, οι περιορισμένες απαιτήσεις συντήρησης, η αθόρυβη λειτουργία τους και το ότι δεν επιβαρύνουν σημαντικά το περιβάλλον.

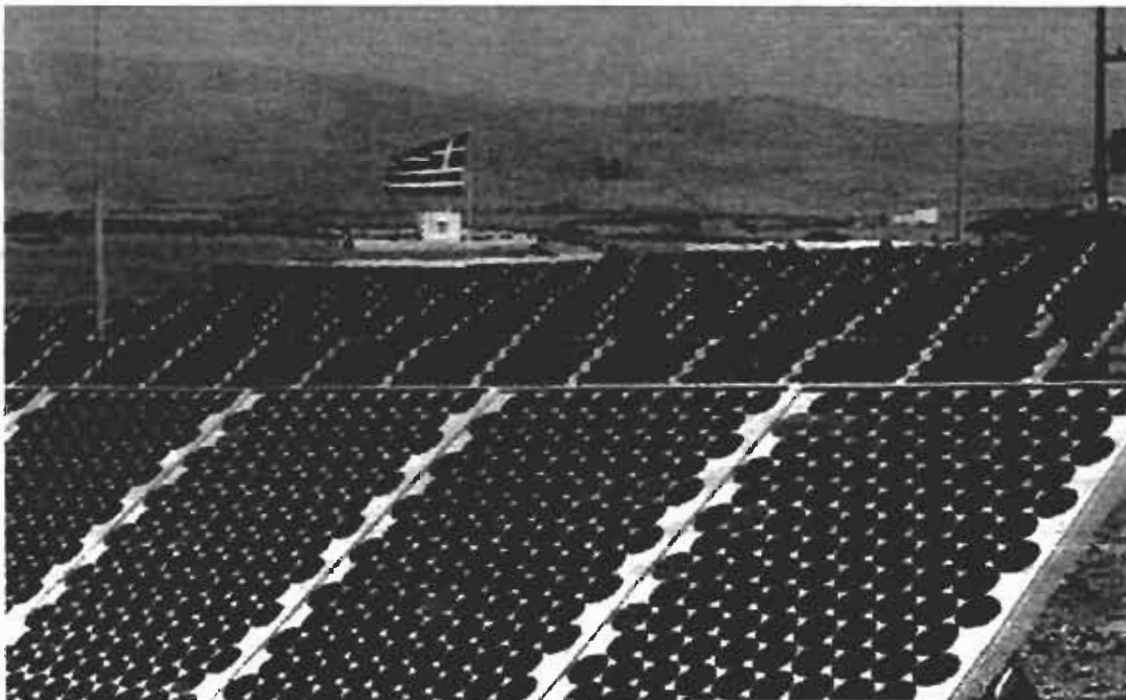
Τα μειονεκτήματα αυτής της τεχνολογίας είναι το μεγάλο κόστος παρασκευής των φωτοβολταϊκών στοιχείων, η μικρή απόδοση, η κάλυψη μεγάλης επιφάνειας εδάφους για την τοποθέτηση φωτοβολταϊκών συστημάτων και ο ετεροχρονισμός μεταξύ της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και ζήτησης αυτής.

Η τεχνολογία των φωτοβολταϊκών χρησιμοποιήθηκε αρχικά λόγω περιορισμένου βάρους, για την παραγωγή ενέργειας σε διαστημικές εφαρμογές την δεκαετία του '60. Αργότερα δοκιμάστηκε με επιτυχία και σε άλλους τομείς, ιδιαίτερα για την κάλυψη ηλεκτρικών αναγκών σε απομονωμένες περιοχές με μικρή εγκατεστημένη ισχύ, όπου η κατασκευή ηλεκτρικού φορτίου είναι δαπανηρή.

Στην Ελλάδα οι δυνατότητες εφαρμογής των φωτοβολταϊκών διατάξεων είναι ευρύτατες. Εδώ και καιρό οι φάροι ηλεκτροδοτούνται μέσω τέτοιων διατάξεων και συστημάτων αποθήκευσης με συσσωρευτές. Επίσης αρκετές μονάδες φωτοβολταϊκών έχουν εγκατασταθεί σε περιοχές με λίγους κατοίκους για την ηλεκτροδότησή τους.



Σχήμα 1.3.1: Φάρος με φωτοβολταϊκά πλαίσια εγκατεστημένος από την Υ.Φ.Π.Ν. στην Ικαρία.



Σχήμα 1.3.2: Ο φωτοβολταϊκός σταθμός της Δ.Ε.Η. στην Κύθνο



Σχήμα 1.3.3: Αποψη του φωτοβολταϊκού συστήματος στο ξενοδοχειακό συγκρότημα στην Ελούντα.

Το ξενοδοχείο αυτό αποτελείται από 12 οικίσκους και ένα εστιατόριο. Η ενέργεια που παρέχει το PV-σύστημα που μελετήθηκε και εγκαταστάθηκε και λειτουργεί, καλύπτει:

- α. τον εσωτερικό και εξωτερικό φωτισμό
- β. ψυγεία (επαγγελματικά και οικιακά)
- γ. μία αντλία νερού και
- δ. διάφορες μικρό-ηλεκτρικές συσκευές

Η ημερήσια ηλεκτρική κατανάλωση για το καλοκαίρι υπολογίσθηκε σε 40.3kWh, όπως δίδει ο Πίνακας 1.3.1

Πίνακας 1. 3.1: Εξοπλισμός και καταναλώσεις σε ξενοδοχειακή μονάδα.				
Ηλεκτρικός Εξοπλισμός	Όνομ. Ισχύς (W)	Αριθμός	Λειτουργία (ώρες/ημέρα)	Κατανάλωση (Wh)
Εσωτ. Φωτισμός	30	110	1	3300
Εξωτ. Φωτισμός	25	30	6	4500
Ψυγεία δωματίων	100	11	6	6600
Επαγγ. Ψυγείο	400	3	11	13200
Επαγγ. Καταψύκτης	300	1	11	3300
Φούρνος μικροκυμάτων	1200	1	1	1200
Πιεστική αντλία	750	1	2	1500
Βιολογικός καθαρισμός	400	1	2	800
Εντομοπαγίδες	20	15	5	1500
Άλλος ηλεκτρικός εξοπλισμός	200 (μ.όρος)	22	1 (μ.όρος)	4400 (μ.όρος)
Συνολικό Ημερήσιο Ηλεκτρικό Φορτίο:				40,300Wh

Πρέπει, ωστόσο, να σημειωθεί ότι ο σχεδιασμός του ξενοδοχείου ακολούθησε την αρχή της βιο-κλιματικής αρχιτεκτονικής και ότι η παροχή ζεστού νερού επιτεύχθηκε μέσω ηλιακών συλλεκτών.

Ειδικότερα :

1. το PV-σύστημα αποτελείται από 112 μονοκρυσταλικά PV-πλαίσια, με ονομαστική ισχύ 57W το κάθε ένα.

2. Η ολική ονομαστική ισχύς ισούται με
112 PV-πλαίσια x 57 WP/πλαίσιο= 6.4 kW.

3. Τα PV-πλαίσια για λόγους βέλτιστης απόδοσης κατά το καλοκαίρι, τοποθετήθηκαν με κλίση ως προς το οριζόντιο 30°.

4. Το PV-σύστημα όπως δείχνει το σχήμα (1.3.4) περιλαμβάνει:

α. Τον ελεγκτή / ρυθμιστή (regulator) του συσσωρευτού,

β. Τους συσσωρευτές, που είναι:

48 στοιχεία Pb-οξέος: 2 σειρές συσσωρευτών εν παραλλήλω, με 24 στοιχεία εν σειρά, σε κάθε σειρά.

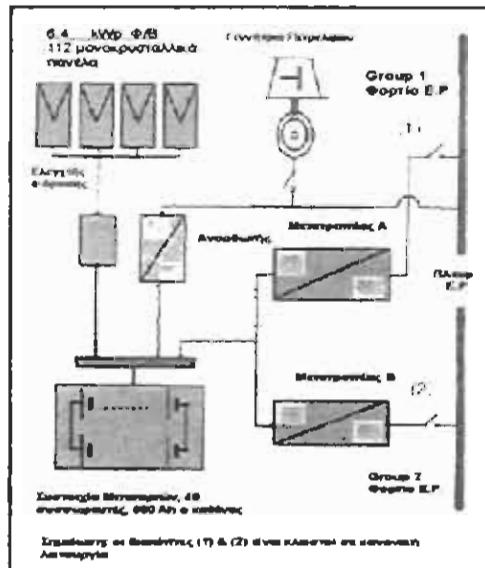
Η χωρητικότητα κάθε στοιχείου ήταν 680 Ah και η ονομαστική τάση του κάθε στοιχείου 2V.

γ. Τους μετατροπείς ισχύος (DC/AC):

Ο σχεδιασμός επέβαλε την εγκατάσταση δύο μονοφασικών μετατροπένων με ισχύ εκάστου 5 και 6 kVA αντίστοιχα.

Ο μετατροπέας έχει τάση εξόδου $\approx 220V$ και τάση εισόδου 48 Volt : που καλύπτεται από τα 24, εν σειρά, στοιχεία συσσωρευτών, ήτοι:

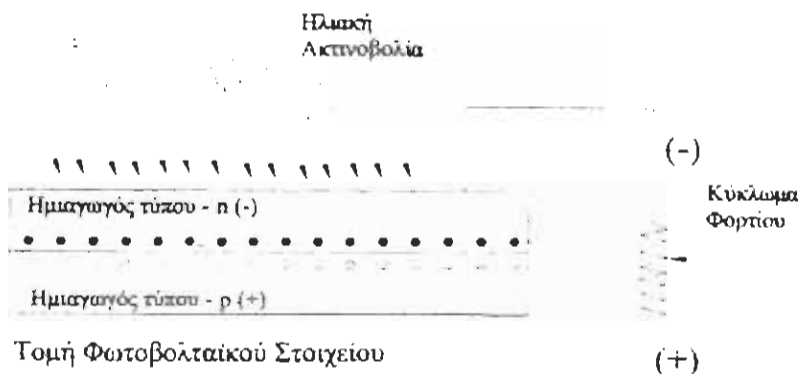
$24\text{στοιχεία} \times 2V/\text{στοιχείο} = 48V$



Σχήμα 1.3.4: Υβριδικό PV-σύστημα ξενοδοχειακού συγκροτήματος στην Ελούντα της Κρήτης.

1.4. Αρχή λειτουργίας φωτοβολταϊκού στοιχείου

Τα φωτοβολταϊκά στοιχεία αποτελούνται από δυο πλάκες ημιαγωγών που βρίσκονται σε επαφή όπως δείχνει το σχήμα 1.4.1.



Σχήμα 1.4.1: Αρχή λειτουργίας φωτοβολταϊκού στοιχείου

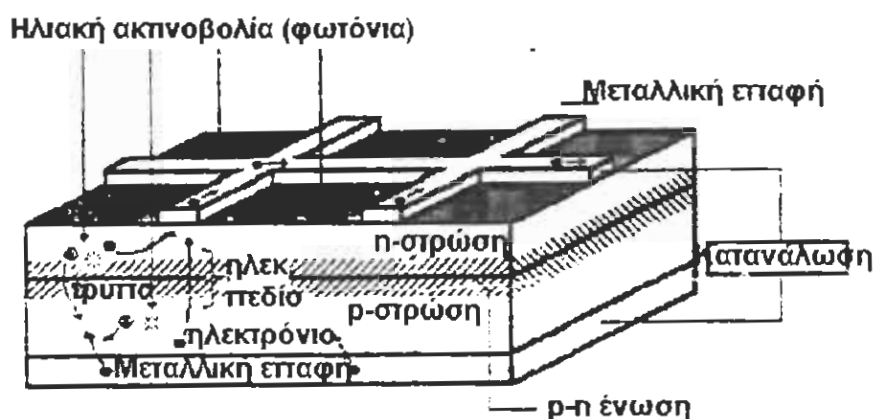
Η άνω πλάκα εμπλουτίζεται με πολύ μικρή ποσότητα στοιχείου (P, As) που διαθέτει ένα επιπλέον ηλεκτρόνιο στην εξωτερική του στοιβάδα σε σχέση με το χρησιμοποιούμενο ημιαγωγό π.χ Si. Τα υλικά που χρησιμοποιούνται στην επίστρωση τύπου n είναι αρσενικό As ή φώσφορος P, Βισμούθιο Bi κ.τ.λ. Αντίστοιχα η κάτω πλάκα ενισχύεται με προσμίξεις κατάλληλου στοιχείου (B) που διαθέτει ένα ηλεκτρόνιο λιγότερο στην εξωτερική του στοιβάδα σε σχέση με το υλικό του ημιαγωγού. Τα υλικά που χρησιμοποιούνται στην κάτω πλάκα είναι το Βόριο, B, το Αλουμίνιο, Al, το Γάλλιο, Ga, το Ινδίο, In, κ.α.

Η άνω πλάκα με τα επιπλέον ηλεκτρόνια ονομάζεται ημιαγωγός τύπου n ενώ η κάτω πλάκα ημιαγωγός τύπου p.

Όταν φωτόνια ικανής ενέργειας (π.χ. για το Si=1.12eV) επιπέσει στην επαφή p-n έχει μεγάλη πιθανότητα να αλληλεπιδράσει με ένα ηλεκτρόνιο της ζώνης σθένους και να το ανεβάσει στην ζώνη αγωγιμότητας δημιουργώντας συγχρόνως μια οπή. Το e^- οδεύει προς το χώρο του n ημιαγωγού και η οπή στον p. Τα e^- οδεύουν στο ηλεκτρόδιο της εμπρόσθιας επιφάνειας συλλέγονται εκεί και εμφανίζονται σαν ρεύμα στο εξωτερικό κύκλωμα. Τελικά φθάνουν στο χώρο του ημιαγωγού p όπου εξουδετερώνουν τις οπές. Τότε το ρεύμα θα μηδενίζονταν, εκτός αν συνέβαινε μια συνεχής «άντληση» e^- και οπών. Τούτη η άντληση επιτυγχάνεται μέσω των φωτονίων που προσπίπτουν στο σύστημα p-n και αλληλεπιδρούν με τα ηλεκτρόνια, του συστήματος n-p.

Οι ιδιότητες διάφορων ημιαγωγίμων στοιχείων που χρησιμοποιούνται

στην κατασκευή των PV-στοιχείων φαίνονται στο Πίνακα 1 του Παραρτήματος Ι



Σχήμα 1.4.2: Σχηματική διάταξη ενός φωτοβολταϊκού στοιχείου.

Στο επάνω μέρος της διάταξης διακρίνουμε τις μεταλλικές επαφές της διόδου p-n που αποτελεί την βάση λειτουργίας της φωτοβολταϊκής κυψελίδας. Το ρεύμα ρέει μόλις οι δυο ακροδέκτες/επαφές συνδεθούν με ένα φορτίο καταναλωτή.

Η απορροφούμενη ενέργεια μετατρέπεται μερικώς σε ηλεκτρική ενέργεια και μερικώς σε θερμική ενέργεια.

Ο ρυθμός της ηλεκτρικής ενέργειας (W) που αποδίδει το PV-στοιχείο προς την ηλιακή ακτινοβολία που πέφτει σ'αυτό καλείται συντελεστής απόδοσης (φωτο-μετατροπής) της ηλιακής κυψελίδας.

Το απορροφώμενο φως (φωτόνια) δημιουργεί ελεύθερα ηλεκτρόνια και οπές στους ημιαγωγούς (p,n) προκαλώντας ένα έλλειμα ηλεκτρονίων στην n-στρώση του ημιαγωγού και πλεόνασμα στην p-στρώση του ημιαγωγού.

Όλα τα ημιαγωγικά υλικά παρουσιάζουν το φωτοβολταϊκό φαινόμενο. Το κύριο υλικό είναι πυρίτιο (Si), το δεύτερο πιο κοινό χημικό στοιχείο στην Γή.

Τα φωτοηλεκτρικά κύτταρα (PV-cells) ξεπερνούν ήδη σε απόδοση το 15 έως 18% και ήδη παράγονται μαζικά-βιομηχανικά. βλ. Πίνακα 2, του Παραρτήματος Ι.

Η κατασκευή φωτοηλεκτρικών κυττάρων από μονοκρυσταλλικό ή άμορφο πυρίτιο είναι φθηνότερη. Ωστόσο, ο βαθμός απόδοσης κυμαίνεται μεταξύ 12-14% και 5-8% αντίστοιχα, και είναι μικρότερος από αυτόν του PV-στοιχείου από πολυκρυσταλλικό Si. Στον Πίνακα 1.4.1 δίδονται οι αποδόσεις διαφόρων PV-στοιχείων, διαδεδομένων στην αγορά.

Πίνακας 1.4.1: Αποδόσεις διαφόρων τύπων φωτοβολταϊκών στοιχείων

Υλικά φωτοβολταϊκών στοιχείων	Θεωρητική βέλτιστη απόδοση (%)	Πραγματική απόδοση (%)	Παρατηρήσεις
Μονοκρυσταλλικό πυρίτιο	24	15	-
Πολυκρυσταλλικό πυρίτιο	18	12	-
Άμορφο πυρίτιο	12	5	Ασταθές κατά τον φωτισμό, τελική απόδοση 6%
Μεμβράνες GaAs	23	-	Συγκεντρωτικά 500X ⁴ , δύσκολη βιομηχανική παρασκευή
Μεμβράνες CuO	20	-	-
Μεμβράνες Cd-Te	24	-	Μεγάλη V _{oc} , πολύ ειδικές συνθήκες παρασκευής

Όταν φωτισθεί μια επιφάνεια PV-στοιχείου τότε μια διαφορά δυναμικού δημιουργείται στην επιφάνεια των μεταλλικών επαφών γεγονός που έχει ως αποτέλεσμα την ροή ρεύματος, i , εφόσον το εξωτερικό κύκλωμα είναι κλειστό. Η διαφορά δυναμικού μεταξύ της επάνω και της κάτω μεταλλικής επαφής PV-στοιχείου από Si είναι περίπου 0.5-0.8 Volts και εξαρτάται από τον τύπο του ημιαγωγού και την τεχνική με την οποία κατασκευάστηκε η κυψελίδα και όχι από την ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας.

Για την παραγωγή περισσότερης ηλεκτρικής ισχύος οι φωτοβολταϊκές κυψελίδες συνδέονται ηλεκτρικά και σχηματίζουν υπομονάδες ή PV-πλαίσια. Για να προστατεύσουμε τις μεταλλικές επιφάνειες από τις περιβαλλοντικές συνθήκες οι επαφές τοποθετούνται μέσα σε πολυστρωματικό γυαλί.

Η φωτοβολταϊκή τεχνολογία είναι περιβαλλοντικά ευαίσθητη καθώς παράγει ηλεκτρισμό χωρίς να απαιτούνται καύσιμα. Στα αμέσως επόμενα χρόνια έχει προβλεφθεί ότι τα φωτοβολταϊκά ενεργειακά συστήματα θα είναι οικονομικά αποδοτικά για την κάλυψη φορτίων περίπου 100 kWh/d.

Τελικά σε 20 χρόνια τα φωτοβολταϊκά προβλέπεται να είναι τα πιο φθηνά και περισσότερο αξιόπιστα συστήματα παραγωγής ενέργειας για τις περισσότερο αποκεντρωμένες ηλεκτρικές εφαρμογές στον αναπτυσσόμενο κόσμο.

Κατά την διάρκεια έκθεσης ενός PV-στοιχείου στην ηλιακή ακτινοβολία αν συνδέσουμε τα άκρα του με κατάλληλο αγωγό τότε δημιουργείται κλειστό

κύκλωμα το οποίο διαρρέεται από ρεύμα λόγω της κίνησης των ηλεκτρονίων σ' αυτό. Όταν ο αγωγός έχει μηδενική αντίσταση τότε στο κλειστό αυτό κύκλωμα η ένταση του ρεύματος γίνεται μέγιστη και το ρεύμα αυτό ονομάζεται ένταση βραχυκυκλώσεως, i_{sc} .

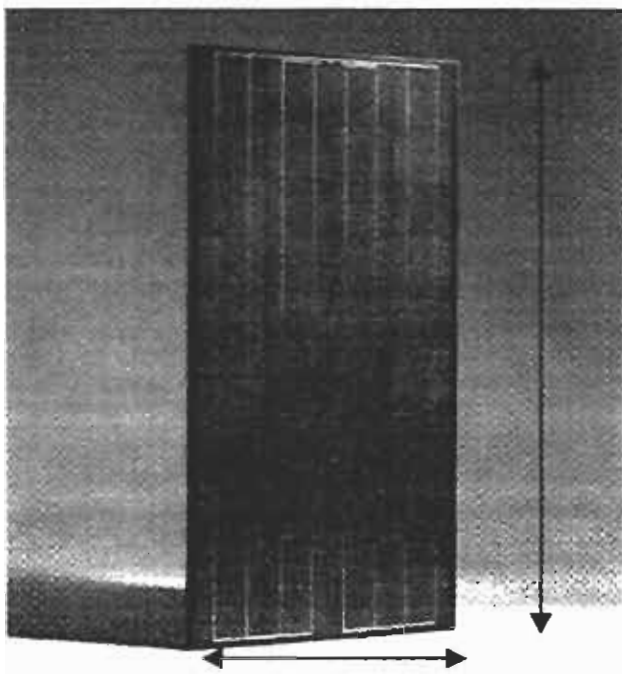
Αποδεικνύεται ότι η ένταση του ρεύματος μεταβάλλεται γραμμικά με την ένταση της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας

1.5. Γενικά περί των φωτοβολταϊκών

Για να κατανοηθεί καλύτερα η έννοια της φωτοβολταϊκής τεχνολογίας απαντώνται παρακάτω οι συχνότερα ασκούμενες ερωτήσεις επί των φωτοβολταϊκών.

A. Τι είναι το φωτοβολταϊκό πλαίσιο;

Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια είναι φωτοηλεκτρικά κύτταρα που παράγουν ηλεκτρισμό απευθείας μετατρέποντας το ηλιακό φως. Είναι συνήθως κατασκευασμένα από πυρίτιο μονοκρυσταλλικό, πολυκρυσταλλικό ή άμορφο λεπτού στρώματος. Οι τρεις αυτοί τύποι φωτοβολταϊκών πλαισίων από πυρίτιο φαίνονται στο σχήμα 1.5.1, 1.5.2 και 1.5.3.

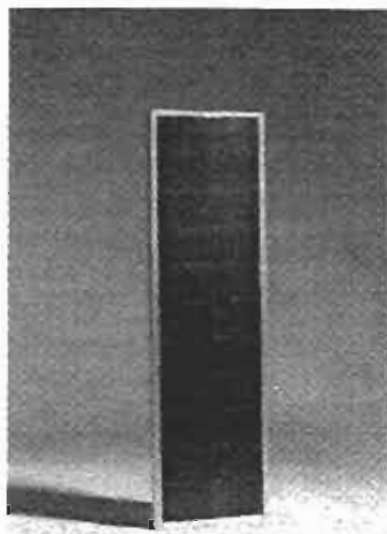


Συνήθεις Διαστάσεις
Ύψος 80-100cm
Πλάτος 50-60cm
Ισχύς περίπου 50 W

Σχήμα 1.5.1: PV-πλαίσιο κατασκευασμένο από πολυκρυσταλλικό πυρίτιο



Σχήμα 1.5.2: PV-πλαίσιο κατασκευασμένο από μονοκρυσταλλικό πυρίτιο



Σχήμα 1.5.2: PV-πλαίσιο κατασκευασμένο από άμορφο πυρίτιο

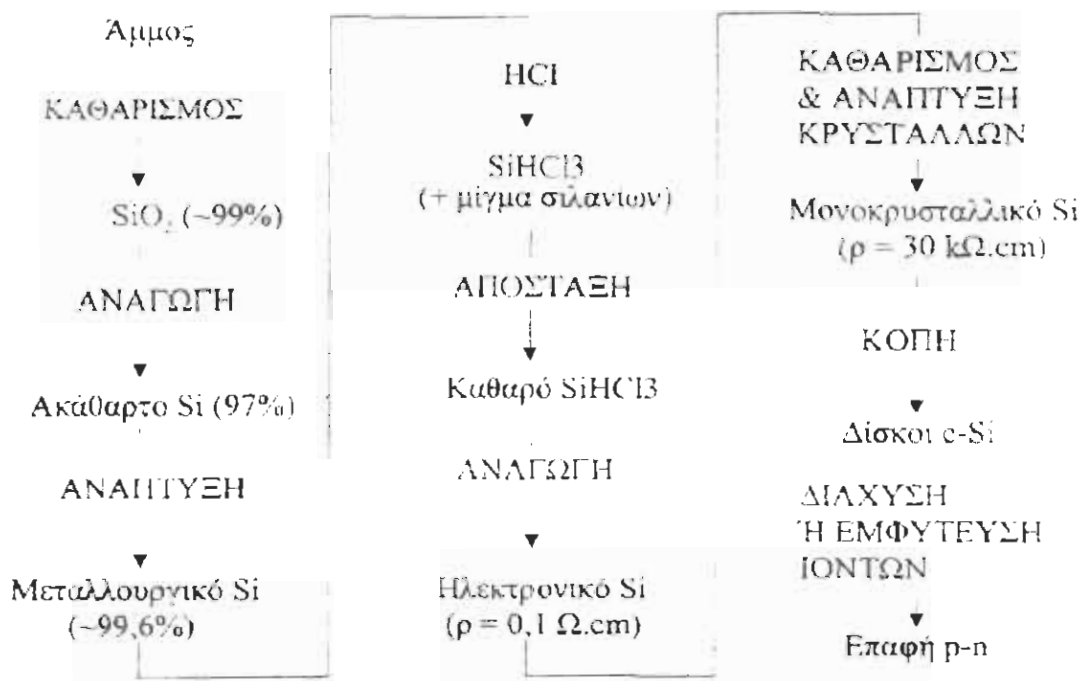
Οι φωτοβολταϊκές κυψελίδες είναι δίσκοι πυριτίου κυκλικής ή ορθογωνικής διατομής διαστάσεων 3 έως 4 ιντσών (10cm^2).

Οι ηλιακές κυψελίδες λειτουργούν σύμφωνα με το καλούμενο φωτοβολταϊκό φαινόμενο ("φωτογραφικός"—φως, "βολταϊκός"—ηλεκτρισμός). Στο φωτοβολταϊκό φαινόμενο φωτόνια-φως αλληλεπιδρούν με το αγώγιμο υλικό όπως το πυρίτιο, ελευθερώνοντας ηλεκτρόνια από τα άτομα του υλικού.

Λόγω του φωτοβολταϊκού φαινομένου μια φωτοβολταϊκή κυψελίδα από πυρίτιο, Si, διαστάσεων 4 ιντσών παράγει περίπου 1 watt ηλεκτρικού ρεύματος υπό τάση DC.

B. Πως κατασκευάζονται τα ηλιακά κύτταρα;

Το υλικό που χρησιμοποιείται ευρύτατα στην βιομηχανία των φωτοβολταϊκών κυψελίδων είναι το πυρίτιο του οποίου οι διαδοχικές διεργασίες καθαρισμού της πρώτης ύλης, της άμμου παρουσιάζονται στο σχήμα 1.5.4. Στην άμμο το πυρίτιο περιέχεται με την μορφή του οξειδίου του πυριτίου (SiO_2). Το τελικό προϊόν χαρακτηρίζεται από υψηλή καθαρότητα (99,9999%).

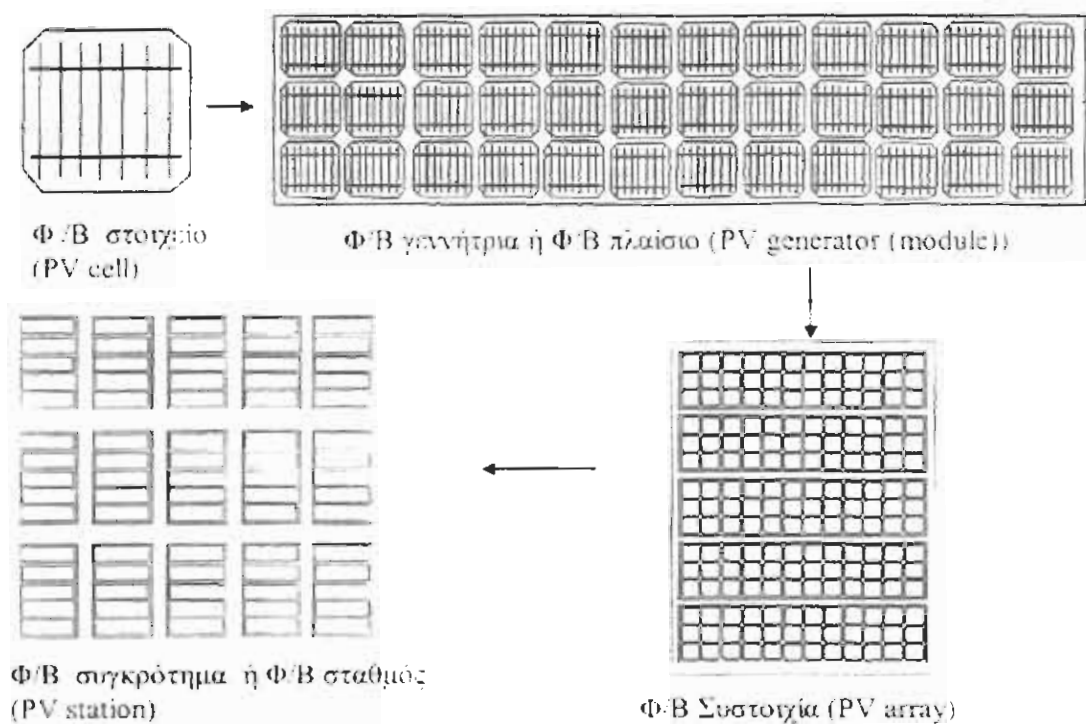


Σχήμα 1.5.4: Διάγραμμα ροής εργασιών παραγωγής ηλεκτρονικά καθαρού πυριτίου, με την μορφή κυλίνδρου, με πρώτη ύλη την άμμο.

Συνεχές ηλεκτρικό ρεύμα ρέει μέσα στο κύκλωμα όταν το κύτταρο εκτίθεται στο φως.

Τα φωτοβολταϊκά κύτταρα από πυρίτιο μετατρέπουν απευθείας την ηλιακή ακτινοβολία σε ηλεκτρισμό.

1. Για μεγαλύτερες επιδόσεις οι κυψελίδες συνδέονται ηλεκτρικά εν σειρά ή παράλληλα και τοποθετούνται μέσα σε ένα προστατευτικό κάλυμμα που σκεπάζεται με γυαλί το οποίο καλείται υποστοιχείο. Τα υποστοιχεία δε μπορούν να ενωθούν μεταξύ τους και να σχηματίσουν μια διάταξη ή πλαίσιο. Το σχήμα 1.5.5 που ακολουθεί δείχνει την σταδιακή μετάβαση από ένα φωτοβολταϊκό στοιχείο σε μια φωτοβολταϊκή συστοιχία.

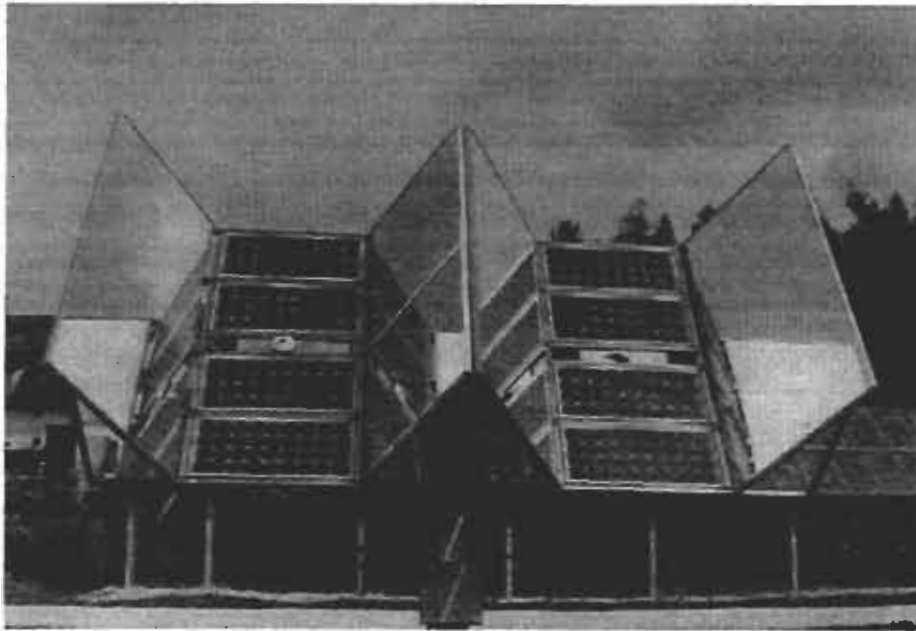


Σχήμα 1.5.5: Σταδιακή μετάβαση από ένα φωτοβολταϊκό στοιχείο σε μια φωτοβολταϊκή συστοιχία.

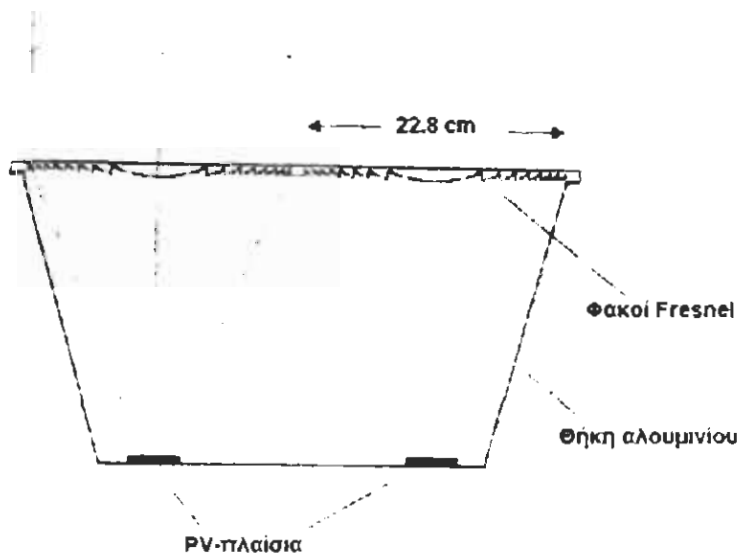
2. Για μεγαλύτερες αποδόσεις χρησιμοποιούνται συγκεντρωτικά συστήματα βλ. σχήματα 1.5.6. – 1.5.8



Σχήμα 1.5.6: Συγκεντρωτικός φακός ανακλαστικός παραβολικού τύπου εγκατεστημένος στο Πανεπιστήμιο Εφαρμοσμένων Επιστημών του Aachen.



Σχήμα 1.5.7: Συγκεντρωτικός σκαφοειδή τύπου με κάτοπτρα τύπου λεκάνες με δύο βαθμούς ελευθερίας, δηλαδή δυο άξονες περιστροφής. Έναν κατά A-Δ και ο άλλος B-N.



Σχήμα 1.5.8: Συγκεντρωτικός τύπου Fresnel.

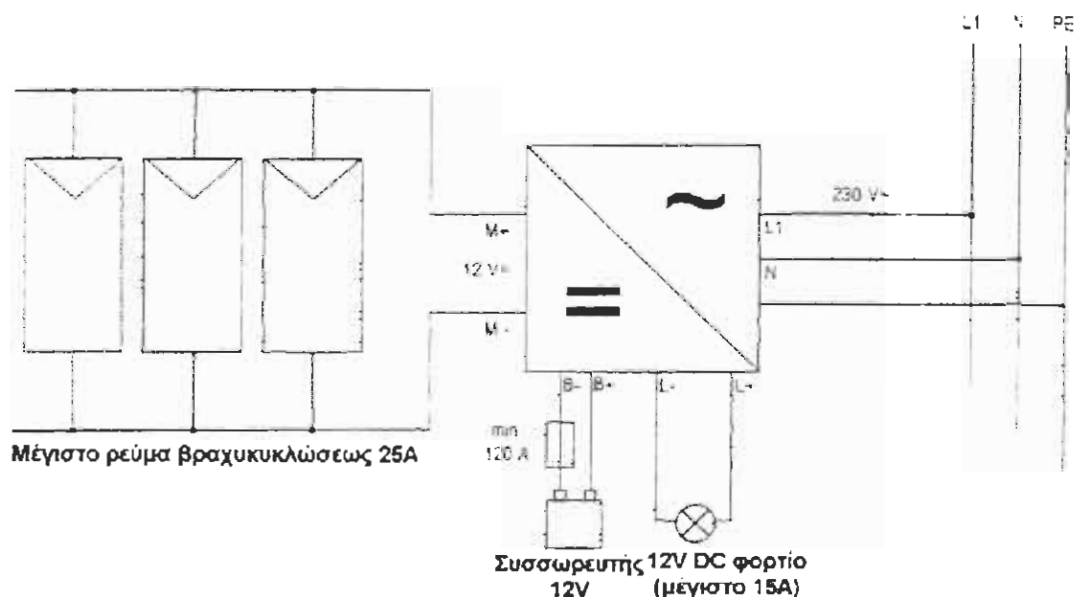
Η φωτοβολταϊκή διάταξη μπορεί να παράγει τόση ηλεκτρική ενέργεια όση απαιτείται με την προσθήκη και άλλων υπομονάδων.

Γ. Μπορούν τα φωτοβολταϊκά στοιχεία να τροφοδοτήσουν απλές συσκευές.

Οι φωτοβολταϊκές διατάξεις παράγουν συνεχές ηλεκτρικό ρεύμα. Επειδή οι περισσότερες συσκευές έχουν σχεδιαστεί να λειτουργούν με εναλλασσόμενο ρεύμα, η ηλεκτρική ενέργεια που παράγει η φωτοβολταϊκή

διάταξη θα πρέπει να μετατρέπεται σε εναλλασσόμενο. Αυτό επιτυγχάνεται με ένα αντιστροφέα συνεχούς-εναλλασσομένου ρεύματος (DC/AC).

Ένα τέτοιο σύστημα που χρησιμοποιεί αντιστροφέα συνεχούς-εναλλασσομένου ρεύματος για την κάλυψη των αναγκών μιας οικίας φαίνεται στο σχήμα 1.5.6.

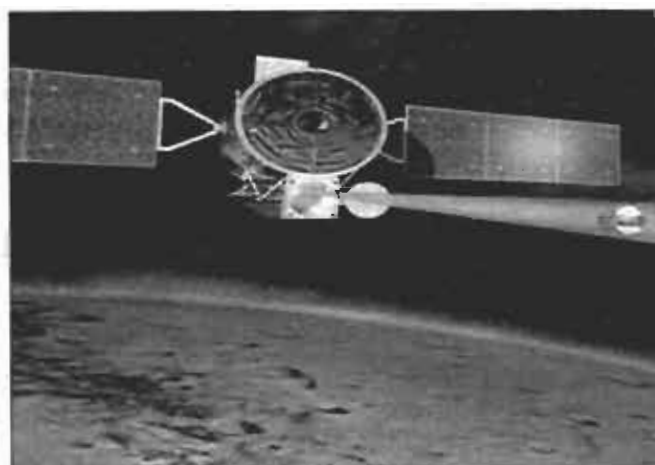


Σχήμα 1.5.6: Φωτοβολταική διάταξη που για την κάλυψη των αναγκών μίας οικίας χρησιμοποιεί και μετατροπέα αφού τα φορτία της οικίας δεν είναι μόνο συνεχούς τάσης

Οι περισσότερες από αυτές τις συσκευές σταθερης κατάστασης μετατρέπουν το συνεχές ρεύμα σε εναλλασσόμενο συμβατό με αυτό που στέλνει το δίκτυο. Σαν αποτέλεσμα μια φωτοβολταική διάταξη μπορεί να συνδεθεί με το δίκτυο και να παρέχει σε αυτό ρεύμα όταν υπάρχει περίσσεια, και να παίρνει ρεύμα από το δίκτυο όταν δεν μπορεί να παράγει αρκετή ηλεκτρική ενέργεια.

Δ. Γιατί δεν είναι διαδεδομένη η χρήση των φωτοβολταικών;

Τα φωτοβολταικά υποστοιχεία είναι προς το παρόν ακριβά για να είναι οικονομικά ανταγωνίσιμα στα ήδη υπάρχοντα συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Ωστόσο το κόστος τους συνεχώς μειώνεται. Όταν το πρώτο φωτοβολταικό σύστημα χρησιμοποιήθηκε από την NASA για παραγωγή ηλεκτρισμού σε δορυφόρους που βρίσκονταν σε τροχιά το κόστος ήταν περίπου ίσο με \$1000 ανά Watt αιχμής (W_p). W_p είναι το ποσό του παραγόμενου ηλεκτρισμού από μια φωτοβολταική κυψελίδα όταν έντονη ηλιακή ακτινοβολία είναι διαθέσιμη. Σήμερα το κόστος τους βρίσκεται μεταξύ \$4- \$10 ανά Watt αιχμής.



Σχήμα 1.5.7: Δορυφόρος, Mir, που καλύπτει τις ενεργειακές ανάγκες λειτουργίας των συσκευών του με PV πλαίσια.

Όταν το κόστος μειωθεί γύρω στο \$1 ανά watt αιχμής, θα είναι ανταγωνιστικά για παραγωγή ηλεκτρισμού σε οικισμούς. Σε αυτή την τιμή ένα εγκατεστημένο φωτοβολταϊκό σύστημα αρκετά μεγάλο για να παρέχει σημαντικά ποσά για οικιστική ισχύ θα κόστιζε γύρω στα \$10000, όχι πολύ μεγάλο ποσό για ένα σύστημα ισχύος με 20 τουλάχιστον χρόνια ζωής και χρόνο αποπληρωμής γύρω στα 10 χρόνια

Ε. Γιατί τα φωτοβολταϊκά είναι τόσο ακριβά και πως μπορεί το κόστος να μειωθεί;

Το κόστος του υλικού και της κατασκευής είναι δυο κύριοι παράγοντες που επηρεάζουν την τιμή των φωτοβολταϊκών στοιχείων. Παρότι το πυρίτιο είναι το δεύτερο υλικό με την μεγαλύτερη συγκέντρωση στον πλανήτη, το πυρίτιο που θα χρησιμοποιηθεί για την κατασκευή των φωτοβολταϊκών πρέπει να είναι πολύ καθαρό. Η διαδικασία καθαρισμού του πυριτίου από ξένες ουσίες είναι μια ακριβή διαδικασία. Επιπροσθέτως η κατασκευή των φωτοβολταϊκών κελιών προς το παρόν απαιτεί μεγάλο εργατικό δυναμικό και κεφάλαιο αν και μέθοδοι αυτοματισμού έχουν αναλάβει την παραγωγή.

Το πόσο γρήγορα τα φωτοβολταϊκά θα γίνουν οικονομικά ανταγωνίσιμα εξαρτάται από το πόσο γρήγορα η έρευνα επιλύσει τα παραπάνω προβλήματα.

Περισσότερο αποδοτικές κυψελίδες θα βοηθήσουν στην μείωση του κόστους. Το όριο απόδοσης για φωτοβολταϊκό από πυρίτιο εκτιμάται γύρω στο 30%. Το θεωρητικό όριο για τα φωτοβολταϊκά στοιχεία από πυρίτιο είναι 44%. Όπως προς το παρόν σχεδιάζονται τα περισσότερα φωτοβολταϊκά

έχουν απόδοση γύρω στο 12%. Όταν αυτά κατασκευασθούν να λειτουργούν σε υψηλότερα επίπεδα απόδοσης, το κόστος ενός συστήματος μπορεί να είναι μικρότερο καθώς λιγότερα υλικά θα χρησιμοποιούνται για την παραγωγή του επιθυμητού ποσού ενέργειας.

ΣΤ. Ποιες είναι οι επί του παρόντος χρήσεις των φωτοβολταικών

Η τεχνολογία των φωτοβολταικών χρησιμοποιήθηκε αρχικά λόγω περιορισμένου βάρους, για την παραγωγή ενέργειας σε διαστημικές εφαρμογές την δεκαετία του '60 βλ.σχήμα 1.5.7. Αργότερα δοκιμάστηκε με επιτυχία και σε άλλους τομείς, ιδιαίτερα για την κάλυψη ηλεκτρικών αναγκών σε απομονωμένες περιοχές με μικρή ή μέση εγκατεστημένη ισχύ βλ. σχήμα 1.3.3, όταν η κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου είναι δαπανηρή, ή λόγω της επιδοτούμενη παραγωγής ενέργειας. (πιλοτικά προγράμματα).

Στην Ελλάδα οι δυνατότητες εφαρμογής των φωτοβολταικών διατάξεων είναι πάρα πολλές. Εδώ και καιρό οι φάροι ηλεκτροδοτούνται μέσω τέτοιων διατάξεων και συστημάτων αποθήκευσης με μπαταρίες. Επίσης αρκετές μονάδες φωτοβολταικών έχουν εγκατασταθεί σε περιοχές με λίγους κατοίκους για την ηλεκτροδότησή τους, βλ. σχήματα 1.3.1-1.3.3.

Περισσότερα σχετικά με τις εφαρμογές των φωτοβολταικών συστημάτων στην καθημερινή μας ζωή θα αναλυθούν στο κεφάλαιο 4.

Η ανάπτυξη της τεχνολογίας κατασκευής φωτοβολταικών στοιχείων μας παρέχει διάφορους τύπους αυτών.

Τα πλέον ευρέως χρησιμοποιούμενα σήμερα είναι αυτά από μονοκρυσταλλικό πυρίτιο, πολυκρυσταλλικό πυρίτιο και άμορφο πυρίτιο.

Τα υποστοιχεία από κρυσταλλικό πυρίτιο είναι τώρα το κύριο εμπορικό προϊόν και αποδίδουν περίπου 100-120 W/m². Τα φωτοβολταικά κύτταρα από μονοκρυσταλλικό πυρίτιο είναι ο περισσότερο διαδεδομένος τύπος από καθαρό πυρίτιο διαμορφωμένο σε μορφή λεπτών δίσκων, με ομοιόμορφο μπλε σκούρο χρώμα. Τα φωτοβολταικά κύτταρα από πολυκρυσταλλικό πυρίτιο κατασκευάζονται και λειτουργούν όπως τα μονοκρυσταλλικά

Όμως διαφέρουν στο ότι έχουν χαμηλότερο κόστος παραγωγής και ελαφρά μειωμένο βαθμό αποδόσεως. Η επιφάνειά τους παρουσιάζει μια τυχαία μορφή διάταξης κρυστάλλων σχετικά ανοιχτού μπλε χρώματος. Τα υποστοιχεία από άμορφο πυρίτιο λεπτού πάχους, που αρχίζουν να εισέρχονται στην αγορά, απαιτούν λιγότερο υλικό για να κατασκευαστούν και έτσι είναι πιο φθηνά.

Η επιφάνειά τους έχει διάφορους ομοιόμορφους σκούρους

χρωματισμούς και μπορούν να κατασκευαστούν σε επιφάνειες μερικών τετραγωνικών μέτρων, όπου στην συνέχεια θα κοπούν στις επιθυμητές διαστάσεις με την βοήθεια κατάλληλου συστήματος laser. Σήμερα ένα τέτοιο υποστοιχείο αποδίδει 40-50 W/m².

Άλλα υλικά κατασκευής φωτοβολταϊκών λεπτού πάχους όπως το χαλκός-ινδίο - δισεληνίο (CIS) και το τελλουρίδιο του καδμίου (CdTe) είναι υπό ανάπτυξη και μας δίνουν ελπίδες για μικρότερο κόστος στο μέλλον.

Η μέτρηση της απόδοσης των φωτοβολταϊκών γίνεται υπό ορισμένες συνθήκες που ονομάζονται σταθερές συνθήκες λειτουργίας (Standard Test Conditions) STC. Αυτές είναι:

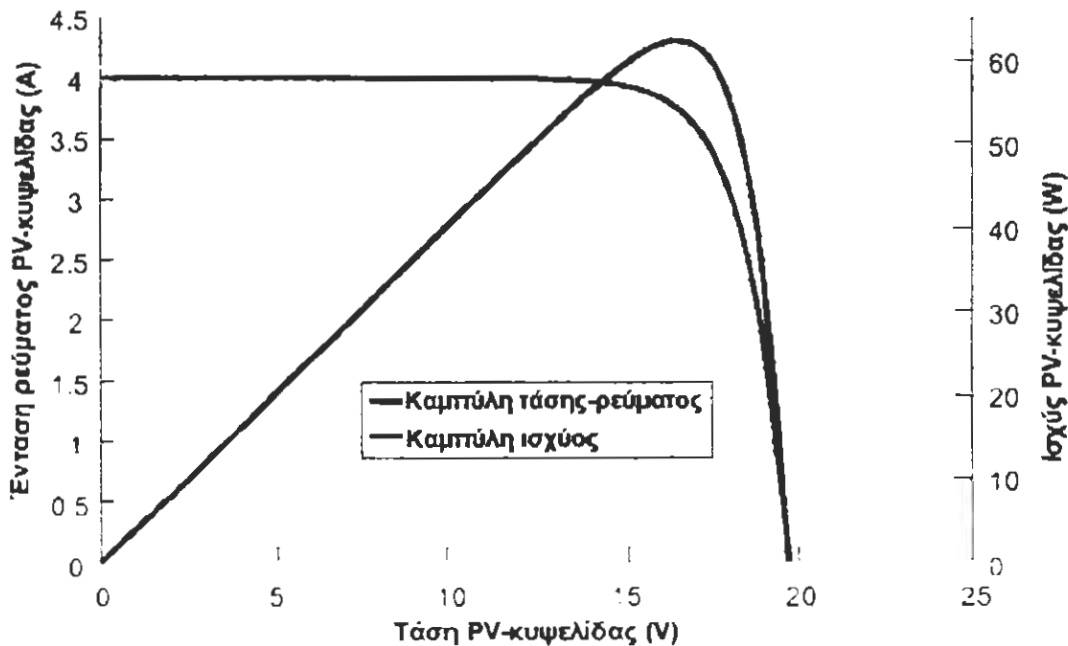
- Προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία 1000W/m²
- Φασματική κατανομή προσπίπτουσας ακτινοβολίας AM1.5
- Θερμοκρασία λειτουργίας 25⁰C

Οι συνθήκες υπό τις οποίες ελέγχονται τα φωτοβολταϊκά είναι πλήρως καθορισμένες στην Διεθνή Ηλεκτροτεχνική Επιτροπή Αριθμός 60904 (IEC,1987)

1.6. Χαρακτηριστικά μεγέθη Φ/Β στοιχείων.

Τα μεγέθη που χαρακτηρίζουν κάθε φωτοβολταϊκό στοιχείο είναι:

α) η μέγιστη ισχύς, P_m , που είναι η ισχύς που θα δώσει το πλαίσιο όταν φωτίζεται με ένταση ηλιακής ακτινοβολίας 1000W ανά m^2 , όταν η θερμοκρασία του πλαισίου είναι 25°C και φάσμα AM1.5. Είναι φανερό ότι η ισχύς που θα δώσει ένα πλαίσιο εξαρτάται από το εμβαδόν του, την κατασκευή του (στοιχείο, τεχνική) που καθορίζει την απόδοση και από την θερμοκρασία του T_c . Η μέγιστη ισχύς του πλαισίου δίνεται πάντα από τον κατασκευαστή για τις ανωτέρω συνθήκες. Ο όρος που χρησιμοποιείται Watt peak (Wp) ισχύς αιχμής. Έχει επίσης διαπιστωθεί ότι αυξανόμενης της θερμοκρασίας η ισχύς που δίνει το πλαίσιο μειώνεται κατά 0.4% για κάθε βαθμό πάνω από τους 25°C . Η μέγιστη ισχύς ενός φωτοβολταϊκού στοιχείου μπορεί να βρεθεί από την χαρακτηριστική του.

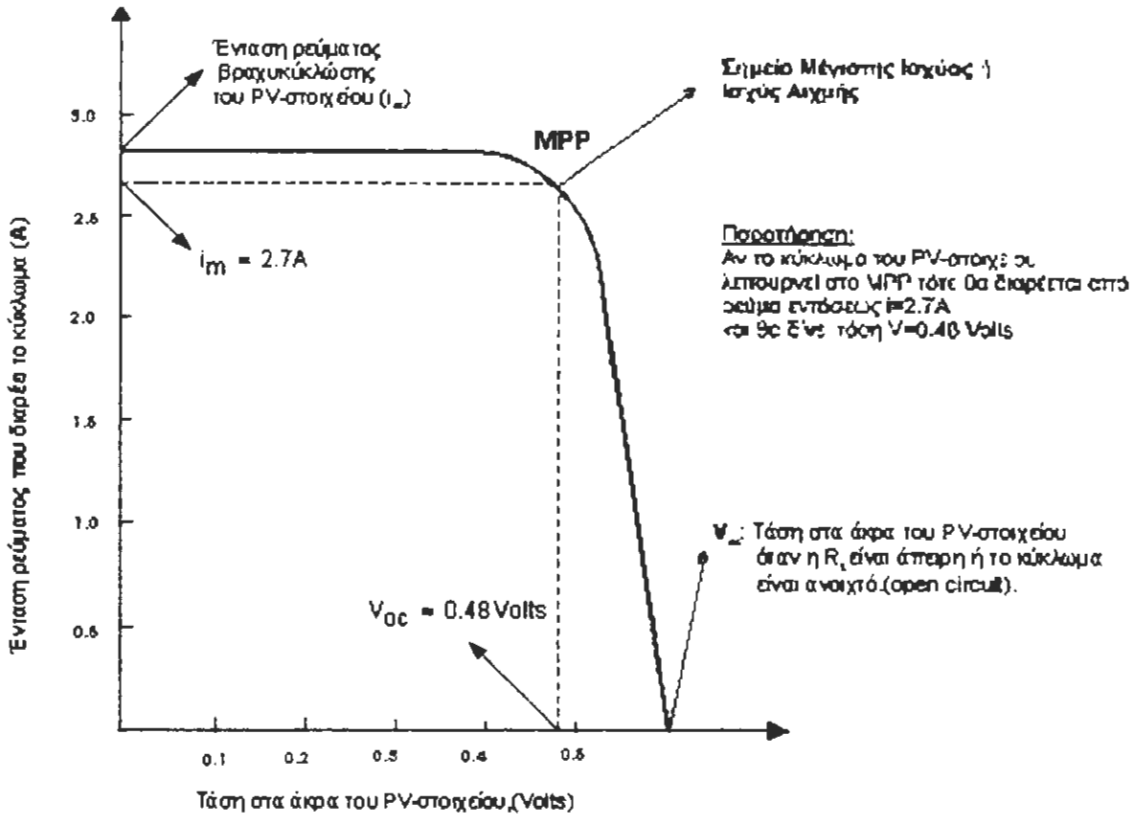


Σχήμα 1.6.1: Χαρακτηριστική καμπύλη (i - V) PV-πλαίσιου, και η καμπύλη της ισχύος, P , συναρτήσει της τάσης, V .

β) η τάση λειτουργίας του πλαισίου, V

γ) το ρεύμα λειτουργίας του πλαισίου, i , που είναι το ρεύμα που καθορίζεται από την μέγιστη ισχύ που παρέχει το πλαίσιο και την τάση που δημιουργείται στα άκρα του, όταν η ένταση της ακτινοβολίας είναι $1000\text{W}/\text{m}^2$.

δ) η χαρακτηριστική καμπύλη που δίνει την σχέση μεταξύ τάσης και έντασης του ρεύματος για ορισμένη ένταση ακτινοβολίας. Από την καμπύλη αυτή προκύπτουν δυο (2) άλλα χαρακτηριστικά μεγέθη το ρεύμα βραχυκυκλώσεως (i_{sc}) που είναι το ρεύμα που δίνει το πλαίσιο όταν τα άκρα του βραχυκυκλώνονται και η τάση ανοικτού κυκλώματος (V_{oc}) που είναι η τάση που εμφανίζεται στα άκρα του πλαισίου όταν δεν ενώνονται μεταξύ τους ή ενώνονται με την βοήθεια μιας πολύ μεγάλης αντίστασης.



Σχήμα 1.6.2: Η καμπύλη, i - V , δηλαδή η ένταση ρεύματος στο κύκλωμα συναρτήσει της τάσης, καλείται χαρακτηριστική του PV στοιχείου.

ε) η απόδοση του φωτοβολταϊκού στοιχείου που είναι ο λόγος της μέγιστης ισχύος που αποδίδει το στοιχείο προς την προσπίπτουσα ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας επί την επιφάνεια A_c του στοιχείου.

$$\eta_c = \frac{\text{μεγίστη ισχύς}}{\text{προσπίπτουσα ένταση ηλιακής ακτινοβολίας} \times \text{επιφάνεια στοιχείου}} = \frac{P_m}{I_T \times A_c}$$

στ) η θερμοκρασία κανονικής λειτουργίας του φωτοβολταϊκού στοιχείου (Normal Operating Cell Temperature) NOCT.

Ως NOCT ορίζεται η θερμοκρασία του φωτοβολταϊκού στοιχείου που λειτουργεί υπό τις εξής συνθήκες ανοικτού κυκλώματος:

- Προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία $800W/m^2$

- Φασματική κατανομή προσπίπτουσας ακτινοβολίας AM1.5
- Θερμοκρασία περιβάλλοντος 20°C
- Ταχύτητα ανέμου >1 m/sec

Η NOCT, που συνήθως κυμαίνεται μεταξύ 42°C και 46°C, χρησιμοποιείται για να προσδιοριστεί η θερμοκρασία του φωτοβολταϊκού στοιχείου, T_c , κατά την λειτουργία του φωτοβολταϊκού πλαισίου, υπό συνθήκες διαφορετικές των ανωτέρω.

Στο Πίνακα 1.6.1 που ακολουθεί δίδονται τα χαρακτηριστικά στοιχεία για διάφορα εμπορικά PV-πλαίσια από μονοκρυσταλλικό πυρίτιο.

Πίνακας 1.6.1: Χαρακτηριστικά στοιχεία για διάφορα εμπορικά PV-πλαίσια από μονοκρυσταλλικό ή πολυκρυσταλλικό πυρίτιο.

α/α	Ονομαστική ισχύς ενός PV-πλαισίου με 30-44 PV-στοιχεία συνδεδεμένα εν σειρά (W_p) (1)	Μέση τιμή ημερήσιου φορτίου Q (Ah) (2)	Μέση τιμή τάσεως V όταν το PV πλαίσιο λειτουργεί περί το MPP (3)	Μέση τιμή ημερήσιας ενέργειας που αποδίδει το PV-πλαίσιο σε Wh (4)=(2)×(3)	Μέση τιμή ετήσιας ενέργειας που αποδίδει ένα PV-πλαίσιο σε kWh (5)=(4)×365
1	22 W	5.9 Ah	15 V	88 Wh	32 kWh
2	35 W	9.3 Ah	15 V	140 Wh	51 kWh
3	38 W	10.0 Ah	16 V	160 Wh	58 kWh
4	42 W	11.5 Ah	15 V	170 Wh	62 kWh
5	45 W	12.0 Ah	15 V	180 Wh	65 kWh
6	51 W	12.0 Ah	17 V	200 Wh	73 kWh
7	53 W	12.0 Ah	17.5 V	210 Wh	75 kWh
8	63 W	12.0 Ah	20 V	240 Wh	87 kWh

Επίσης στο Παράρτημα I υπάρχουν χαρακτηριστικά στοιχεία για διάφορα PV-πλαίσια, καθώς και οι τιμές τους κατά το έτος 2000.

Η ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΤΩΝ Α.Π.Ε ΣΤΗΝ ΠΡΑΞΗ

2.1 Γενικά

Τα τελευταία χρόνια έχοντας συνειδητοποιήσει ο άνθρωπος την εξάντληση των συμβατικών ενεργειακών πόρων αλλά και το οξυνόμενο πρόβλημα της ρύπανσης του περιβάλλοντος στρέφεται προς τις ανανεώσιμες πηγές καυσίμου.

Τα τελευταία έτη τόσο η Ευρωπαϊκή κοινότητα όσο και τα Ευρωπαϊκά κράτη ξεχωριστά έχουν θεσπίσει νόμους για την ανάπτυξη των Α.Π.Ε.

Η αρχή έγινε με το πρωτόκολλο του Kyoto.

Τον Δεκέμβρη του 1997 έλαβε χώρα στο Kyoto της Ιαπωνίας η συνάντηση του Ο.Η.Ε με θέμα τις περιβαλλοντικές-κλιματολογικές αλλαγές.

Ήταν η τρίτη διεθνής συνάντηση μετά την συνάντηση κορυφής του Rio de Janeiro, τον Ιούνιο του 1992, για το ίδιο θέμα.

Το πρωτόκολλο του Kyoto υπεγράφη από 171 συμμετέχουσες χώρες και θέτει μια σειρά νομικών δεσμεύσεων στην εκπομπή CO₂ από τις 39 βιομηχανοποιημένες χώρες, συμπεριλαμβανομένων και εκείνων της Κεντρικής και Ανατολικής Ευρώπης.

Γενικά και με βάση τις δεσμεύσεις αυτές προγραμματίζεται μια μείωση των εκπομπών των αερίων του “θερμοκηπίου” κατά 5.2% σε παγκόσμια κλίμακα μεταξύ των ετών 2008-2012, σε σύγκριση με τα επίπεδα εκπομπής του 1990.

Περισσότερα για το πρωτόκολλο του Kyoto στο Παράρτημα II.

Ο Πίνακας 2.1.1 που ακολουθεί παρουσιάζει αναλυτικά τα όρια μείωσης ή για κάποιες χώρες οριακή αύξηση εκπομπής CO₂, για τα επόμενα 10 έτη.

Πίνακας 2.1.1: Όρια περιορισμού εκπομπής CO ₂ για βιομηχανοποιημένες χώρες, όπως προβλέπεται από το πρωτόκολλο του Kyoto	
Η.Π.Α	-7%
Ευρωπαϊκή Ένωση και Ελβετία	-8%
Ιαπωνία	-6%
Αυστραλία	+8%
Ισλανδία	+10%

Η Ευρωπαϊκή Ένωση με νόμο που έχει θεσπίσει προβλέπει την μείωση εκπομπής CO₂ κατά 12% στην εσωτερική ενεργειακή κατανάλωση μέχρι το 2010.

Επίσης με νόμους έχει θεσπίσει την ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών, επιβάλλει δε μια ανάπτυξη της τάξεως του 10% στην χρήση ενέργειας απο Α.Π.Ε.

Ο Πίνακας 2.1.2 που ακολουθεί δίνει την συνολική εγκατεστημένη ισχύ PV-συστημάτων σε διάφορες χώρες σύμφωνα με πρόσφατα δεδομένα.

Πίνακας 2.1.2: Ολική εγκατεστημένη ισχύς PV-συστημάτων σε διάφορες χώρες			
Χώρα	Ολική εγκατεστημένη Ισχύς αιχμής το 1998 σε MWp	Ολική εγκατεστημένη Ισχύς αιχμής το 1999 σε MWp	Ρυθμός ανάπτυξης το 1999 (%)
Γερμανία	53.9	66.2	22.8
Ιταλία	17.68	18.5	4.6
Γαλλία	8.0	10.0	25.0
Ολλανδία	6.48	9.5	47.0
Ισπανία	8.0	9.0	12.5
Αυστρία	2.86	3.46	21.0
Υπόλ. Ευρώπη	6.54	7.42	13.4
Σύν. Ευρώπης	103.46	123.58	19.4
Η.Π.Α	127.9	147.0	14.9
Ιαπωνία	133.3	190.0	42.5

2.2 Η ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΣΤΗ ΧΩΡΑ ΜΑΣ ΚΑΙ ΔΙΕΘΝΩΣ

Στην χώρα μας, τα προγράμματα ανάπτυξης των ΑΠΕ υποστηρίζονται και προωθούνται από πλευράς επίσημης πολιτείας, από το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ), που είναι ένα ειδικό τμήμα, της Γενικής Γραμματείας Έρευνας και Τεχνολογίας (ΓΓΕΤ) του Υπουργείου Βιομηχανίας, τα Περιφερειακά Ενεργειακά Γραφεία, την ΔΕΗ, τα Ιδρύματα Τεχνολογίας και Έρευνας, τα Πανεπιστήμια, τα Τεχνολογικά Εκπαιδευτικά Ιδρύματα (ΤΕΙ), την Τοπική Αυτοδιοίκηση κ.α.

Εκτός αυτών, έντονη είναι ήδη η δραστηριότητα του ιδιωτικού τομέα, σ' όλο το φάσμα των εφαρμογών των ΑΠΕ, πρωτίστως δε στις ανεμογεννήτριες. Η ανάπτυξη τους ενισχύεται από σχετικά προγράμματα της ΕΕ, η οποία επιχορηγεί όχι μόνο την έρευνα, τώρα πια σε μικρότερο βαθμό αλλά στηρίζει, ιδιαίτερα το τελευταίο διάστημα, εφαρμογές μεγάλης ισχύος, σε βιομηχανικές μονάδες, ξενοδοχεία κ.α.. Σημαντικό βήμα προώθησης των ΑΠΕ στη χώρα μας, μέσα στην τελευταία δεκαετία, απετέλεσε η χάραξη συγκεκριμένης ενεργειακής πολιτικής και η θεσμοθέτηση νομοθετικού πλαισίου εγκατάστασης και αξιοποίησης τους.

Η ανάπτυξη των ΑΠΕ και κυρίως της αιολικής και της Φ/Β ηλεκτρικής ενέργειας, προωθείται και ενισχύεται, με έντονους ρυθμούς, σ' όλο τον αναπτυσσόμενο κόσμο. Αιτία: τα συσσωρευμένα οικολογικά προβλήματα που δημιούργησε η αλόγιστη χρήση, αφ' ενός των συμβατικών μεθόδων παραγωγής ενέργειας (θερμικά εργοστάσια που χρησιμοποιούν πετρέλαιο ή παράγωγα του), αφ' ετέρου της πυρηνικής ενέργειας (πυρηνικά ατυχήματα).

Η κύρια δυσκολία που συναντούν σήμερα, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, προκειμένου να διεισδύσουν στην καθημερινή ζωή, είναι το σχετικά υψηλό κόστος της παραγόμενης kWh τους, σε σχέση με το κόστος της kWh πετρελαίου. Τούτο δείχνει και ο Πίνακας 2.2.1 που ακολουθεί:

Πίνακας 2.2.1: Κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από διάφορες πηγές σε
(Scents/Kwh)

ΑΙΟΛΙΚΗ	3.0-8.5
ΑΝΘΡΑΚΑΣ	5.5-7.0
ΠΥΡΗΝΙΚΗ	5.5-9.0
ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	3.0-6.0

Μεταξύ των δύο κύριων τρόπων παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας, αιολικής και φωτοβολταϊκής, η αιολική εμφανίζεται οικονομικότερη και άρα περισσότερο προσιτή, με τη μορφή αιολικών πάρκων, συνδεδεμένων στο δίκτυο της ΔΕΗ.

Τα φωτοβολταϊκά στοιχεία, παρά τα σημαντικά πλεονεκτήματά τους, όπως το ότι δεν έχουν κινούμενα μέρη, είναι αθόρυβα και μπορούν να εγκατασταθούν παντού όπου δεν σκιάζει, παρουσιάζουν ακόμα υψηλό κατασκευαστικό κόστος. Η διαφορά κόστους παραγωγής της ηλεκτρικής κιλοβατώρας (kWh) από πετρέλαιο και από πηγές ανανεώσιμης ενέργειας μειώνεται σταδιακά, ώστε σύντομα να είναι επιτρεπτή μια απ' ευθείας σύγκριση κόστους.

Ήδη το κόστος εγκατάστασης τους εμφανίζεται ανταγωνιστικό απέναντι στη συμβατική παραγωγή ενέργειας, σε περιπτώσεις μη συνδεδεμένων με το δίκτυο περιοχών (Απομονωμένοι οικισμοί, νησιά κ.α.).

Επί πλέον, έχει τεθεί ως θέμα προβληματισμού και υπάρχει μεγάλη πιθανότητα να εφαρμοστεί στο μέλλον, ο φόρος του CO₂, δηλαδή ο καταλογισμός στην 1 kWh πετρελαίου, του κόστους της περιβαλλοντικής επιβάρυνσης που προκαλεί το CO₂, που παράγεται απ' την καύση του πετρελαίου (κοινωνικό κόστος).

Στο παράδειγμα που ακολουθεί φαίνεται ο υπολογισμός της έκλυσης CO₂ σε kg ανά Mwh από ένα θερμοηλεκτρικό εργοστάσιο που 'καίει' άνθρακα, C.

Παράδειγμα:

1) Υπολογισμός της έκλυσης CO₂ σε kg ανά Mwh από ένα θερμοηλεκτρικό εργοστάσιο που 'καίει' άνθρακα, C.

Οι χημικές αντιδράσεις που λαμβάνουν χώρα είναι :



όπου Q η παραγόμενη θερμότητα .

Ας θεωρήσουμε κοιτάσματα με περιεκτικότητα 72 % σε άνθρακα και θερμαντική ικανότητα 12000 Btu / lb ή 29,347 x 10⁹ J/ton

Επομένως η κατά την πλήρη καύση του κοιτάσματος π.χ. 10^3 θα παραχθεί

$$\frac{0,72 \times 10^3 \text{ kg C}}{29347 \times 10^9} = \frac{24537 \text{ kg C}}{10^9 \text{ J}} = 323823 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{Mwh}}$$

(1 lb = 0,4535 kg)

Ας υποθέσουμε ότι το εργοστάσιο μετατρέπει την θερμική ενέργεια από την καύση του άνθρακα σε ηλεκτρική, με απόδοση 34 % .

Τότε η έκλυση CO₂ για 1 MWh_e φτάνει τα

$$323.823 : 0.34 = 95242 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{MWh}_e}$$

Περίπου δηλαδή 1 ton CO₂ ανά MWh_e που είναι μια τεράστια πηγή μόλυνσης του περιβάλλοντος.

Σε όλα τα αναπτυσσόμενα κράτη, προωθούνται, με συνεχώς αυξανόμενους ρυθμούς, προγράμματα ανάπτυξης ευρείας εφαρμογής της φωτοβολταϊκής τεχνολογίας: Γερμανία: πρόγραμμα 1000 στεγών, Ιαπωνία: 700 στεγών κ.α. Στα πλαίσια ενίσχυσης του ρυθμού διείσδυσης των φωτοβολταϊκών στο βιομηχανικό τομέα, η Ευρωπαϊκή Ένωση προωθεί σχετικά προγράμματα (ΕΠΕ), με ισχυρά οικονομικά κίνητρα (χρηματοδότηση του 55% της επένδυσης).

Παρατηρείται λοιπόν, σήμερα, σε παγκόσμια κλίμακα, μια αυξημένη δραστηριότητα στον ευρύτερο τομέα των ΑΠΕ, που προοιωνίζει την αλματώδη ενσωμάτωση τους στον ενεργειακό τομέα, μέσα στην πρώτη εικοσαετία του νέου αιώνα.

Συνοπτικό Ενεργειακό Ισοζύγιο, 1998 (χιλ. ΤΙΠ)

	Λιγνίτης, Λιθάνθρακας	Πετρέλαιο και προϊόντα του	Φυσικό Αέριο	Υδροηλεκτρική ενέργεια	Βιομάζα, Ηλιακή, Αιολική ενέργεια κτλ	Ηλεκτρική ενέργεια	Σύνολο
Πρωτογενής παραγωγή	8353	316	40	320	1035	0	10064
Καθαρές εισαγωγές	849	19428	690	0	0	138	21105
Ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση	9156	15525	725	320	1035	138	26900
Εισροές μετατροπή	προς 8207	23139	352	0	0	0	31698
Εκροές μετατροπή	από 37	21129	0	0	0	3645	24811
Κατανάλωση του ενεργειακού τομέα	0	920	29	0	0	456	1405
Απώλειες μεταφοράς	0	0	1	0	0	273	274
Τελική κατανάλωση	985	12667	344	0	1029	3380	18406
Τελική ενεργειακή κατανάλωση	μή 0	379	201	0	0	0	580
Τελική ενεργειακή κατανάλωση	964	12669	142	0	1029	3380	18184
Βιομηχανία	917	2060	129		205	1110	4421
Μεταφορές	0	7277	0	0	0	15	7292
Οικιακός Πρωτογενής, Τριτογενής τομέας	48	3332	13	0	824	2255	6472
Στατιστική διαφορά	21	-380	0	0	0	0	-359

Πηγή: Eurostat, 1998

Μεγάλοι Φ/Β σταθμοί μερικών MW, λειτουργούν ήδη στην Αμερική και στη Ευρώπη. Η παγκόσμια εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β συστημάτων ανερχόταν το 1994 σε ~80 MWp. Απ' αυτά περίπου 32 MWp βρίσκονται στην Ευρώπη και τα υπόλοιπα σε ΗΠΑ (~43 MWp), Ιαπωνία 4 MWp). Η παραγωγή φωτοβολταϊκών στοιχείων στις περιοχές αυτές, την ίδια χρονική περίοδο, ήταν: Ευρώπη 21,6 MWp, ΗΠΑ 25,6 MWp, Ιαπωνία 19,5 MWp, η δε αντίστοιχη σε παγκόσμια αγορά ξεπερνούσε τα 72 MWp .

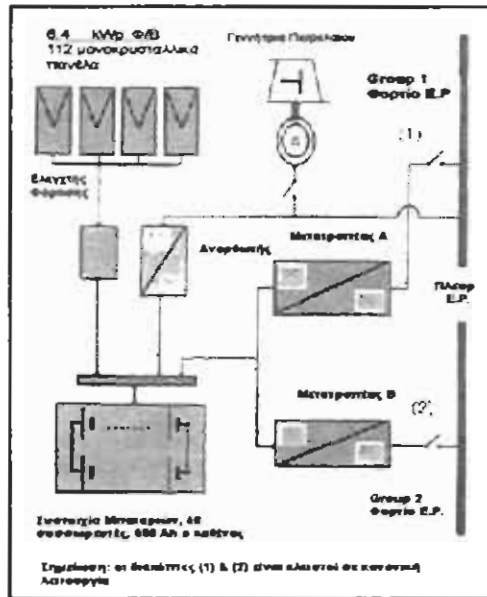
Στην Ελλάδα, η εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών (236kWp σύμφωνα με τα στοιχεία της Eurostat, το 1995) συστημάτων, μόλις ξεπερνά το 0,5 MWp, βρίσκονται διασπαρμένα σε διάφορες περιοχές, κυρίως νησιωτικές. Τα εγκατεστημένα συστήματα αποτελούνται από μικρούς Φ/Β σταθμούς σε συνεργασία με αιολικά συστήματα και diesel, όπως π.χ. στην Κύθνος (100 kWp), στην νήσο Γαύδο (30 kWp) καθώς και Φ/Β αντλητικά συστήματα σε διάφορα νησιά. Μικρής ισχύος Φ/Β συστήματα τροφοδοτούν αυτόνομης λειτουργίας φάρους. Επίσης έχουν ήδη τεθεί σε δοκιμαστική λειτουργία Φ/Β ψυγεία, πρόψυξης γάλακτος, σε κτηνοτροφικές περιοχές (Πρασές Χανίων Κρήτης, 8 kWp). Μέχρι το 1993, βρισκόταν σε λειτουργία στην Αγία Ρούμελη, κοντά στα Σφακιά (Νοτιοδυτική Κρήτη), ο πρώτος στην Ευρώπη, πιλοτικός Φ/Β σταθμός με ισχύ 40 kWp, υπό την ευθύνη της ΔΕΗ.

Στην Ελλάδα PV-συστήματα έχουν εγκατασταθεί από την Δ.Ε.Η σε διάφορες περιοχές. Αυτό φαίνεται στον Πίνακα VII που ακολουθεί

ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ	ΙΔΙΟΚΤΗΤΗΣ	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΓΚ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (KWp)
ΚΥΘΝΟΣ	ΔΕΗ	100
ΑΡΚΟΙ	ΔΕΗ	37,5
ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ	ΔΕΗ	25
ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ	ΟΤΕ	20
ΓΑΥΔΟΣ	ΔΕΗ	20
ΑΓ. ΟΡΟΣ	Ι.Μ. ΣΙΜΩΝΟΣ ΠΙΕΤΡΑΣ	45
ΣΙΦΝΟΣ	ΔΕΗ	60
ΣΥΝΟΛΟ		307,5

Πηγή: Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, 6/ 2000

Προσπάθειες από ιδιώτες για την εγκατάσταση PV-συστημάτων έχει γίνει όπως για παράδειγμα η εγκατάσταση PV-συστήματος στην Ελούντα (Κρήτη).



Σχήμα 2.1: Διάταξη υβριδικού PV-συστήματος ξενοδοχειακού συγκροτήματος στην Ελούντα της Κρήτης.

Το σύστημα είναι αυτόνομο ισχύος 6.5kW και συνολικής επιφάνειας 56m². Εξυπηρετεί τον φωτισμό της εγκατάστασης, 11 οικιακά ψυγεία, 3 επαγγελματικά, 1 καταψύκτη, 1 φούρνο μικροκυμάτων και διάφορες μικροσυσκευές.

Ωστόσο οι υψηλές τιμές εγκαταστάσεις τέτοιων συστημάτων δεν καθιστούν εφικτή την ευρεία χρήση τους.

Τέλος μέχρι το 2003 προγραμματίζεται στην Κρήτη η κατασκευή φωτοβολταϊκού συστήματος ισχύος 50MW που θα εξυπηρετεί περίπου 100.000 άτομα.

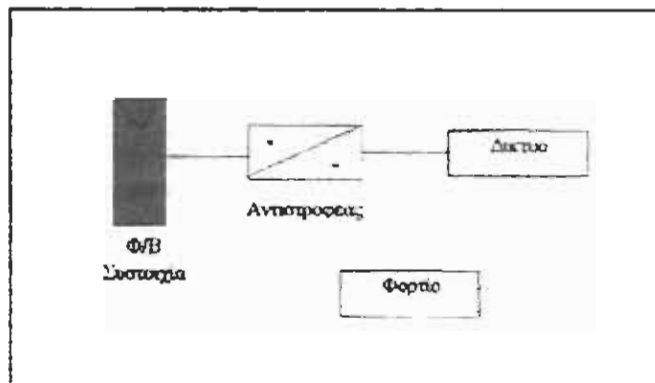
ΔΙΑΤΑΞΕΙΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ

3.1 Διάκριση τύπων Φ/Β συστημάτων

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα μπορούν να καταταγούν σε 3 κύριες κατηγορίες:

- α) στα αυτόνομα συστήματα,
- β) στα υβριδικά συστήματα και
- γ) στα συνδεδεμένα με το δίκτυο συστήματα

1. Αυτόνομο, ή μη συνδεδεμένο με το δίκτυο, PV-σύστημα.



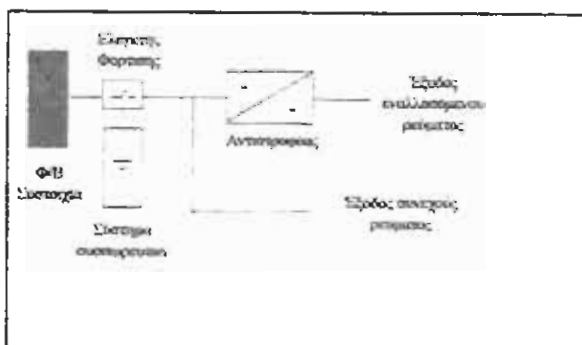
Σχήμα 3.1.1: Αυτόνομο ή μη συνδεδεμένο με το δίκτυο PV-σύστημα. Το PV-σύστημα αυτό αποδίδει ρεύμα DC ή AC, με τη χρήση μετατροπέα ισχύος (DC/AC) ή αλλιώς αναστροφέα.

Τα αυτόνομα συστήματα λειτουργούν ανεξάρτητα από οποιοσδήποτε άλλες πηγές ισχύος και παρέχουν (συνεχώς) όποτε χρειαστεί ηλεκτρική ισχύ στα προκαθορισμένα από την μελέτη φορτία.

Ένα τέτοιο σύστημα μπορεί να περιλαμβάνει αποθήκη ενέργειας (συσσωρευτές) έτσι ώστε να μπορεί να τροφοδοτεί με ενέργεια τα φορτία κατά την διάρκεια της νύκτας ή κατά την διάρκεια ημερών που δεν υπάρχει μεγάλο ποσοστό ηλιακής ακτινοβολίας.

2. Διασυνδεδεμένο με το δίκτυο PV-σύστημα.

Αποτελείται από ένα PV-σύστημα το οποίο μέσω αντιστροφέα (DC/AC) συνδέεται και με το δίκτυο.

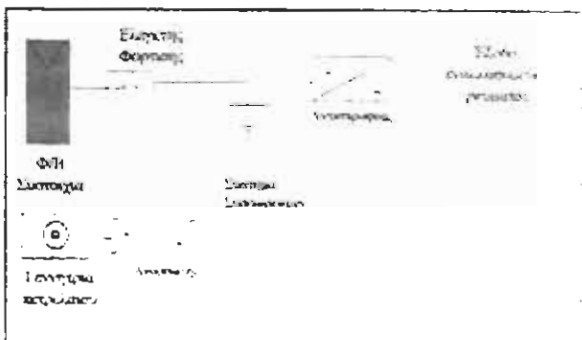


Σχήμα 3.1.2: Διασυνδεδεμένο με το δίκτυο PV-σύστημα. Στην περίπτωση αυτήν, αν το φορτίο που καλείται να καλύψει η PV-εγκατάσταση είναι μικρό, τότε το PV-σύστημα αποδίδει ή 'αποθηκεύει' ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο, εφόσον βέβαια υπάρχει περίσσεια PV-ενέργειας, ενώ όταν υπάρχει έλλειψη, ανακτά από το δίκτυο το αναγκαίο ποσό ηλεκτρικής ενέργειας.

Εν αντιθέσει, τα συνδεδεμένα με το δίκτυο PV-συστήματα λειτουργούν εν παραλλήλω με το συμβατικό σύστημα διανομής ηλεκτρισμού.

Μπορούν να χρησιμοποιηθούν ώστε να παρέχουν ενέργεια στο δίκτυο, ή να παρέχουν ισχύ σε φορτία τα οποία μπορούν να τροφοδοτηθούν από το δίκτυο.

3. Υβριδικό PV-σύστημα.



Σχήμα 3.1.3: Υβριδικό PV-σύστημα. Το σύστημα αυτό είναι ένα αυτόνομο σύστημα που αποτελείται από την PV-συστοιχία που συνδέεται και με άλλες πηγές ηλεκτρικής ενέργειας π.χ. γεννήτρια πετρελαίου ή ανεμογεννήτρια.

Είναι επίσης δυνατό να προσθέσουμε μία ή περισσότερες εναλλακτικές πηγές ισχύος (π.χ. μηχανή Diesel, ανεμογεννήτρια) στο σύστημα ώστε να καλύπτει ορισμένα φορτία. Αυτά τα συστήματα είναι γνωστά σαν υβριδικά.

Τα υβριδικά συστήματα μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε αυτόνομες ή συνδεδεμένες με το δίκτυο εφαρμογές αλλά είναι περισσότερο συνήθης στην

πρώτη κατηγορία δεδομένου ότι έχουν επιλεγεί σαν συμπληρωματικές πηγές παροχής ισχύος. Τα υβριδικά συστήματα επιτρέπουν μείωση της αποθηκευόμενης ενέργειας και κατά συνέπεια του μεγέθους (Ah) των συσσωρευτών.

Τα αυτόνομα φωτοβολταϊκά συστήματα είναι τα περισσότερο συχνά απαντούμενα καθώς οι εφαρμογές τους είναι εκτεταμένες όπως η ηλεκτροδότηση φάρων, οι τηλεπικοινωνίες, ή άρδευση, η παροχή ενέργειας σε οικισμούς απομονωμένους από το δίκτυο κ.λ.π.

Τα κύρια μέρη των τριών αυτών συστημάτων είναι τα φωτοβολταϊκά πλαίσια, η αποθήκη ενέργειας (π.χ. συσσωρευτές) αν απαιτείται, ο αντιστροφέας ρεύματος, ο ελεγκτής φόρτισης και τα φορτία που καλείται αυτό να εξυπηρετήσει.

Είναι σημαντικό να συμπεριλάβουμε τα φορτία για ένα αυτόνομο σύστημα επειδή ο σχεδιασμός του συστήματος και η διαστασιολόγησή του πρέπει να λαβουν υπόψη το φορτίο.

Στην συνέχεια παρέχεται μια σύντομη περιγραφή των πιο κοινών στοιχείων του συστήματος και το ρόλο τους στη λειτουργία του PV-συστήματος.

3.2. Περιγραφή στοιχείων που συνθέτουν τα PV-συστήματα

3.2.1. Φωτοβολταικά πλαίσια

Τα στοιχεία αυτά όπως και ο ρόλος τους στο σύστημα έχουν περιγραφεί στο 1^ο κεφάλαιο

3.2.2. Συσσωρευτές

Επειδή η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από μια φωτοβολταική διάταξη δεν συμπίπτει πάντοτε με το χρόνο που η ενέργεια απαιτείται, για το λόγο αυτό χρησιμοποιούνται επαναφορτιζόμενοι συσσωρευτές για να μπορούμε να αποθηκεύουμε την παραγόμενη ενέργεια και να την χρησιμοποιούμε όποτε αυτό κρίνεται σκόπιμο.

Οι συσσωρευτές είναι ηλεκτροχημικές κυψελίδες που αποθηκεύουν ενέργεια σε χημικούς δεσμούς. Αυτή η χημική ενέργεια μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια όταν ένας συσσωρευτής συνδεθεί σε ένα ηλεκτρικό φορτίο και αρχίζει να εκφορτίζεται.

Οι κύριες λειτουργίες των συσσωρευτών είναι:

- να αποθηκεύουν την ενέργεια που παράγεται από την φωτοβολταική διάταξη κατά την διάρκεια της ημέρας και να την παρέχουν στα φορτία κατά την διάρκεια της νύχτας ή κατά την διάρκεια ημερών που δεν έχουμε αρκετή ηλιοφάνεια για να καλύψει η PV-διάταξη το απαιτούμενο ηλεκτρικό φορτίο.
- να αποδίδουν φορτίο-ισχύ στον καταναλωτή υπό σταθερή τάση και να παρέχουν μεγάλη τιμή ρεύματος όταν απαιτείται
- να αναπτύσσει μια κατάλληλη τάση λειτουργίας, ώστε να αυξήσει την έξοδο της φωτοβολταικής διάταξης.



Σχήμα 4.2.1: Συσσωρευτές που χρησιμοποιούνται για την αποθήκευση ενέργειας που παράγεται από PV-πλαίσια. Εργαστήριο Η.Μ.Ε. Τ.Ε.Ι. Πάτρας. Χωρητικότητα 600Ah. Οι συσσωρευτές είναι τύπου ρέοντος ηλεκτρολύτη.

Οι συσσωρευτές είναι το κεντρικό τμήμα κάθε αυτόνομου φωτοβολταϊκού συστήματος και πρέπει να μελετάται η σωστή διαστασιολόγησή τους για να εξυπηρετούν τις ανάγκες του συστήματος χωρίς ούτε να υπο-φορτίζονται ούτε να υπερ-φορτίζονται. Επειδή οι συσσωρευτές στα συστήματα αυτά αντιμετωπίζουν βαθύς κύκλους εκφόρτισης πρέπει να έχουν μεγάλη αντοχή ώστε να αυξάνουν την απόδοσή τους και τον κύκλο ζωής τους.

Η αλλαγή συσσωρευτή αποτελεί ένα πολύ υψηλό κόστος σε ένα φωτοβολταϊκό σύστημα. Για τον λόγο αυτό είναι επιθυμητή η καταλληλότερη διάρκειας ζωής του συσσωρευτή. Οι παράγοντες που επηρεάζουν την διάρκεια ζωής της μπαταρίας είναι:

- α. Σχεδιασμός συσσωρευτή και κατασκευή,
- β. Θερμοκρασία,
- γ. Συχνότητα εκφόρτισης και βάθος εκφορτίσεων.
- δ. Μέσο επίπεδο φόρτισης,
- ε. Ταχύτητα φόρτισης-εκφόρτισης,
- στ. Τακτική συντήρηση.

Τα στοιχεία που προσδιορίζουν τις δυνατότητες ενός συσσωρευτή είναι η ονομαστική τάση στους πόλους του, που εκφράζεται με την έννοια της

ηλεκτρεργετικής δύναμης και η ονομαστική χωρητικότητά του σε (Ah).

Η βασική επιλογή ενός συσσωρευτή περιλαμβάνει πολλούς παράγοντες, συμπεριλαμβανομένων:

- α. της απόδοσης (χωρητικότητα, τάση)
- β. της διάρκειας ζωής (κύκλοι, έτη με συγκεκριμένο μέσο ημερήσιο βάθος εκφόρτισης)
- γ. των φυσικών χαρακτηριστικών (μέγεθος, βάρος, θήκη)
- δ. η ηλεκτρική συνδεσμολογία διαμόρφωση (σε σειρά, παράλληλα) μεταξύ των στοιχείων
- ε. οι απαιτήσεις συντήρησης (δοκιμές, καθάρισμα, προσθήκη υγρών)
- στ. η εγγύηση και το κόστος (αρχικό και συντήρησης)
- ζ. η διαθεσιμότητα

Οι πιο συνηθισμένοι συσσωρευτές που χρησιμοποιούνται σε φωτοβολταϊκά συστήματα είναι με ηλεκτρόδια μολύβδου σε διάλυμα θειικού οξέος. Αυτοί είναι οι πλέον οικονομικοί.

Σε περιπτώσεις όμως μεγάλων αυξομειώσεων της θερμοκρασίας κατά την διάρκεια του έτους χρησιμοποιούνται αλκαλικές νικελίου καδμίου.

Στον πίνακα που ακολουθεί φαίνεται η σύγκριση διαφόρων τύπων μπαταριών

Πίνακας 3.2.2.1: Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα διαφόρων τύπων συσσωρευτών

ΤΥΠΟΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΗ	ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ	ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ
Μολύβδου-Οξέος		
Μολύβδου-Αντιμονίου	Μικρό κόστος, ευρεία διαθεσιμότητα, καλό βάθος εκφόρτισης ανά κύκλο και καλή απόδοση σε μεγάλες θερμοκρασίες. Μπορεί να αναπληρωθεί ο ηλεκτρολύτης, και έχει καλή διάρκεια ζωής.	Υψηλή απώλεια υγρών και συντήρησης. Απαιτήση για περιοδική εξίσωση.
Μολύβδου-Ασβεστίου ανοιχτής διάδο	Μικρό κόστος, ευρεία διαθεσιμότητα, μικρή απώλεια υγρών. Μπορεί να αναπληρωθεί ο ηλεκτρολύτης.	Μέση με φτωχή απόδοση για μεγάλο κύκλο εκφόρτισης, μη ανεκτική σε υψηλές θερμοκρασίες και υπερφορτίσεις. Απαιτήση για περιοδική εξίσωση.
Μολύβδου-Ασβεστίου σφραγισμένης διάδο	Μικρό κόστος, ευρεία διαθεσιμότητα, μικρή απώλεια υγρών.	Μέση με φτωχή απόδοση για μεγάλο κύκλο εκφόρτισης, μη ανεκτική σε υψηλές θερμοκρασίες και υπερφορτίσεις. Δεν μπορεί να αναπληρωθεί ο ηλεκτρολύτης.
Μολύβδου- Αντιμονίου / Υβοιδίου του ασβεστίου	Μέτριο κόστος, μικρή απώλεια υγρών, καλή απόδοση σε βαθύ κύκλο. Καλή διάρκεια ζωής.	Περιορισμένη διαθεσιμότητα, δύσκολο για διάταξη στρωμάτων. Απαιτήση για περιοδική εξίσωση.
Μολύβδου-Οξέος με κυκλοφορία ηλεκτρολύτη		
Gelled	Μέτριο κόστος και κύκλος ζωής, λίγη ή καθόλου συντήρηση. Όχι υγρός ηλεκτρολύτης, εγκαθίσταται σε οποιαδήποτε εφαρμογή.	Καλή απόδοση βάθους κύκλου, μη ανεκτική σε υπερφορτίσεις και υψηλές θερμοκρασίες. Περιορισμένη διαθεσιμότητα.
Absorbed Glass Mat	Μέτριο κόστος και κύκλος ζωής, λίγη συντήρηση. Όχι υγρός ηλεκτρολύτης, εγκαθίσταται σε οποιαδήποτε εφαρμογή.	Καλή απόδοση βάθους κύκλου, μη ανεκτική σε υπερφορτίσεις και υψηλές θερμοκρασίες. Περιορισμένη διαθεσιμότητα.
Νικαλίου-Καδμίου		
Sealed Sintered-Plate	Ευρεία διαθεσιμότητα, εξαιρετική απόδοση σε υψηλές και χαμηλές θερμοκρασίες. Συντήρηση ελεύθερη και μεγάλη διάρκεια ζωής.	Υψηλό κόστος, διαθέσιμη μόνο σε μικρές χωρητικότητες. Υφίστανται το φαινόμενο της μνήμης όταν εκφορτιστούν μερικώς.
Flooded Pocket-Plate	Εξαιρετική απόδοση μεγάλου κύκλου και σε χαμηλές-ψηλές θερμοκρασίες. Μη ανεκτικές σε υπερφορτίσεις.	Υψηλό κόστος, περιορισμένη διαθεσιμότητα. Απαιτούν προσθήκη υγρών.

Το μέγεθος των συσσωρευτών που θα χρησιμοποιηθούν είναι μια σχεδιαστική μεταβλητή. Γενικά βασίζεται στην επιθυμητή περίοδο ενεργειακής αυτονομίας, d , το μέγιστο επιτρεπόμενο βάθος εκφόρτισης, DOD, και στην μείωση της αποδόσεως όταν λειτουργεί κάτω από χαμηλές θερμοκρασίες.

Το ποσό της χωρητικότητας του συσσωρευτή (συνολικό φορτίο που είναι αποθηκευμένο σε αυτόν) εκφράζεται σε ampere-hours (Ah). Μερικές φορές ωστόσο εκφράζεται και ενεργειακά σε Wh.

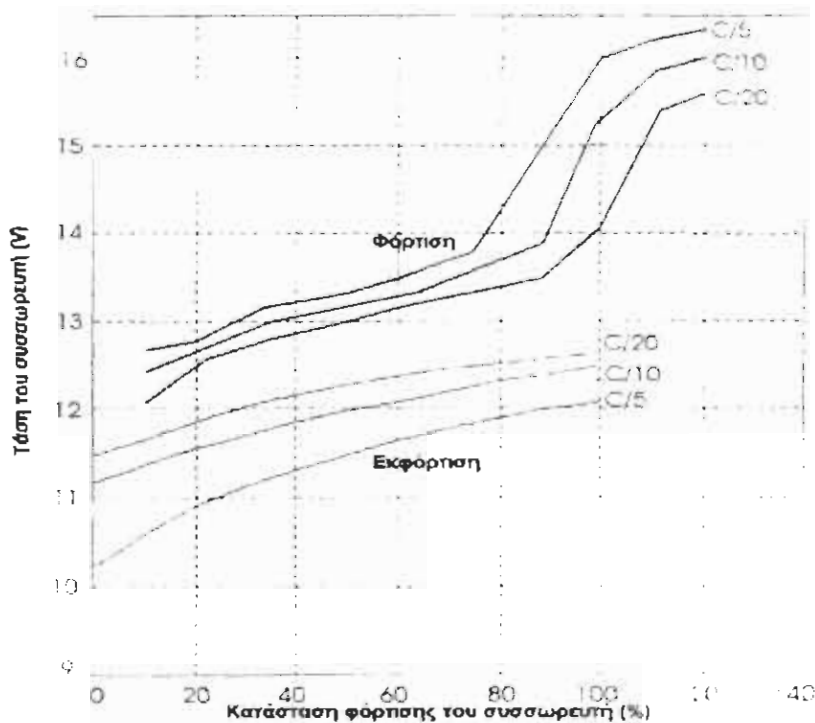
Η αυτονομία είναι το χρονικό διάστημα που ένας πλήρως φορτισμένος συσσωρευτής μπορεί να παρέχει ενέργεια στα φορτία, όταν η φωτοβολταϊκή διάταξη δεν μπορεί να παράγει ενέργεια.

• Ρυθμός Φόρτισης και Θερμοκρασία Συσσωρευτών

Κατά την φόρτιση των συσσωρευτών Pb-οξέος όταν έχουν χαμηλή θερμοκρασία ο ρυθμός φόρτισης πρέπει να είναι χαμηλός, ενώ σε υψηλότερες θερμοκρασίες επιτρέπονται μεγαλύτεροι ρυθμοί φόρτισης.

• Πολική τάση συσσωρευτών κατά την φόρτιση-εκφόρτιση

Η πολική τάση των συσσωρευτών Pb-οξέος βαθιάς εκφόρτισης, κατά την φόρτιση ή την εκφόρτισή τους εξαρτάται από την τιμή της χωρητικότητάς τους, ή καλλίτερα από την κατάσταση φόρτισης, (SOC), από τον ρυθμό φόρτισης ή εκφόρτισης και βεβαίως από την θερμοκρασία.



Σχήμα 2.52: Η πολική τάση ως συνάρτηση του ρυθμού φόρτισης και εκφόρτισης και της κατάστασης φόρτισης (SOC), για ονομαστική πολική τάση 12Volts.

Στο Παράρτημα II παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά στοιχεία διάφορων τύπων συσσωρευτών καθώς επίσης και η τιμή τους.

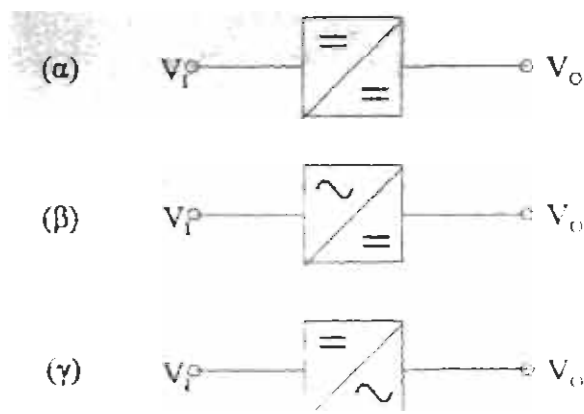
3.2.3. ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΙΣ ΣΥΝΕΧΟΥΣ ΕΝΑΛΛΑΣΣΟΜΕΝΟΥ ΡΕΥΜΑΤΟΣ, DC/AC, ΣΥΝΕΧΟΥΣ-ΣΥΝΕΧΟΥΣ, DC/DC, ΚΑΙ ΕΝΑΛΛΑΣΣΟΜΕΝΟΥ ΣΥΝΕΧΟΥΣ, AC/DC.

Οι μετατροπείς (converters) είναι ηλεκτρονικές διατάξεις, μετατροπής:

- α) συνεχούς ρεύματος σε συνεχές οποιασδήποτε τάσης
- β) συνεχούς ρεύματος σε εναλλασσόμενο οποιοδήποτε πλάτους και
- γ) εναλλασσόμενης τάσης σε συνεχή.

Οι αντιστροφείς συνεχούς/εναλλασσόμενου μετατρέπουν το συνεχές ρεύμα (τυπικά χαμηλής τάσης) σε εναλλασσόμενο ρεύμα (στα 230V, 50Hz) που απαιτούν οι περισσότερες συμβατικές συσκευές. Είναι διαθέσιμοι δυο τύποι μετατροπών συνεχούς εναλλασσομένου:

- i) αυτός του αυτοτελούς συστήματος, και
- ii) αυτός του συστήματος που είναι ενωμένο με το δίκτυο.



Σχήμα 4.3.1: Συμβολικές παραστάσεις τριών τύπων μετατροπών, α) συνεχούς τάσεως σε συνεχή, β)εναλλασσόμενης τάσης σε συνεχή και γ) συνεχούς σε εναλλασσόμενη.

Ο μετατροπέας μπορεί να αποτελεί χωριστή μονάδα ή να αποτελεί τμήμα του ελεγκτή φόρτισης. Στην τελευταία περίπτωση η λειτουργία του είναι να προσαρμόζει την τάση του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με την τάση του συστήματος αποθήκευσης, ώστε να εκμεταλλευόμαστε πλήρως την διαθέσιμη ενέργεια

3.2.3.1. Μετατροπέας συνεχούς τάσεως σε συνεχή (DC-DC converter)

Η μετατροπή μιας συνεχούς τάσεως, V_1 , σε συνεχή, V_0 ($V_0 < V_1$), βασίζεται στην χρήση υψίσυχνων διακοπτικών κυκλωμάτων με τα οποία μπορούμε να διαχειριζόμαστε μεγάλες ισχύς, με ελάχιστες απώλειες. Η μονάδα μετατρέπει συνεχή τάση σε συνεχή, μεγαλύτερης ή μικρότερης τιμής, ανάλογα με τις απαιτήσεις, συμβάλλοντας στην μείωση των καταναλώσεων στη γραμμή μεταφοράς από το χώρο παραγωγής στο χώρο αποθηκεύσεως.

Στο χώρο του φωτοβολταϊκού πεδίου τα PV-πλαίσια συνδέονται σε σειρά και παράλληλα, ώστε η παραγόμενη από αυτά ηλεκτρική ενέργεια να μεταφέρεται με όσο επιτρέπεται υψηλή τάση στον μετατροπέα ή στον καταναλωτή, ώστε το ρεύμα στην γραμμή μεταφοράς να είναι χαμηλό και αντίστοιχα χαμηλές, οι απώλειες μεταφοράς ενέργειας. Στο χώρο των συσσωρευτών, ο μετατροπέας προσαρμόζει την τάση της συστοιχίας στην τάση του συσσωρευτή, ώστε να υπάρχει πλήρης εκμετάλλευση της ενέργειας και επιπλέον να μην δημιουργηθούν συνθήκες υπέρτασης του συσσωρευτή. Τα συστήματα αυτά παρουσιάζουν απόδοση $\approx 85\%$

3.2.3.2. Μετατροπέας DC-AC (inverter)

Η χρησιμοποίηση του εναλλασσόμενου ρεύματος επιβάλλεται εξ' αιτίας της επικράτησής του σε κάθε είδους οικιακές χρήσεις και εφαρμογές καθώς και στην βιομηχανία.

Ο αντιστροφέας DC/AC είναι ένα ηλεκτρονικό σύστημα ισχύος που μετατρέπει συνεχή τάση σε εναλλασσόμενη. Χρησιμοποιείται ευρύτατα σε περιπτώσεις που διαθέτουμε πηγή συνεχούς ηλεκτρικής τάσεως και χρήση εναλλασσόμενης, όπως συμβαίνει στις φωτοβολταϊκές εφαρμογές οικιακής χρήσεως.

Η απόδοση των αντιστροφέων συνεχούς/εναλλασσόμενου είναι αρκετά υψηλή (93-96%), η λειτουργία τους όμως συνοδεύεται, κατά περίπτωση, από παραγωγή μεγάλου πλήθους αρμονικών υψηλών συχνοτήτων.

Ανάλογα με την PV-διάταξη και τις απαιτήσεις των φορτίων χρησιμοποιείται και ο κατάλληλος μετατροπέας. Σε ένα αυτοτελές φωτοβολταϊκό σύστημα συνδέεται μετατροπέας που έχει τέτοια κατασκευή ώστε να λειτουργεί με την ηλεκτρική ενέργεια που δίνουν τα φωτοβολταϊκά πλαίσια και να μετατρέπει την συνεχή μορφή της ενέργειας αυτής σε εναλλασσόμενη.

Σε ένα φωτοβολταϊκό σύστημα που συνδέεται με το δίκτυο τοποθετείται μετατροπέας που λειτουργεί με την τάση του κεντρικού δικτύου και καθίσταται ικανός να μετατρέπει την συνεχή τάση σε εναλλασσόμενη ώστε να τροφοδοτούνται οι ηλεκτρικές συσκευές ή ακόμη και το ηλεκτρικό δίκτυο.

3.2.3.3. Μετατροπέας αυτοτελούς συστήματος

Τα κύρια χαρακτηριστικά μετατροπέα αυτοτελούς συστήματος είναι:

- η τάση εισόδου είναι η τάση των φωτοβολταϊκών πλαισίων,
- η ισχύς του καθορίζεται από το μέγεθος του φωτοβολταϊκού πλαισίου και
- η απόδοσή του κυμαίνεται μεταξύ 80-90%.

Βασικό κριτήριο στην εκλογή κατάλληλου μετατροπέα που θα τοποθετηθεί σε αυτοτελές φωτοβολταϊκό σύστημα είναι το είδος της εναλλασσόμενης τάσης που χρειάζεται για να λειτουργήσει ο καταναλωτής.

Ένα άλλο πλεονέκτημα που πρέπει να έχει ένας μετατροπέας είναι η αυτόματη διακοπή της λειτουργίας του όταν δεν είναι συνδεδεμένος με καταναλωτή σε λειτουργία.

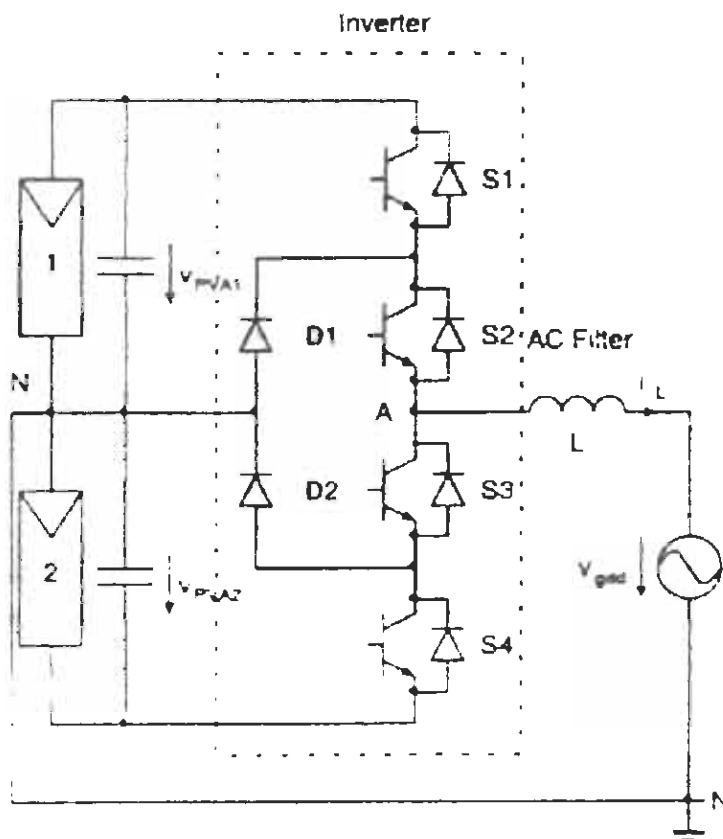
Πίνακας 3.2.3.3.1: Χαρακτηριστικά των διαθέσιμων μετατροπέων DC/AC.

Παράμετρος	Τετραγωνικός παλμός	Τροποποιημένος ημιτονοειδής παλμός	Διαμορφωμένο πλάτος παλμού	Καθαρός ημιτονοειδής παλμός
Ισχύς εξόδου (W)	Μέχρι 1,000,000	300-2,500	Μέχρι 20,000	Μέχρι 2,000
Αντοχή σε άνοδο της χωρητικότητας	Μέχρι 20x	Μέχρι 4x	Μέχρι 2.5x	Μέχρι 4x
Τυπική απόδοση	70-98%	70-85%	>90%	Μέχρι 80%
Αρμονική παραμόρφωση	Μέχρι 40%	≈5%	<5%	<1%

3.2.3.4. Μετατροπέας συστήματος συνδεδεμένου με το δίκτυο

Τα κύρια χαρακτηριστικά μετατροπέα αυτού του είδους είναι δυο. Πρώτον έχει απόδοση γύρω στο 90-95% και δεύτερον μπορεί να μετατρέψει πλήρως την συνεχή τάση σε εναλλασσόμενη γιατί λειτουργεί με βάση το σήμα που παίρνει από το ηλεκτρικό δίκτυο.

Ο μετατροπέας αυτού του είδους θα πρέπει να έχει μεγάλη ισχύ για να μπορεί να μετατρέπει σε εναλλασσόμενη όλη την ισχύ που παράγουν τα φωτοβολταικά πλαίσια. Επίσης ο μετατροπέας αυτός δεν χρειάζεται να αντιμετωπίσει τις μεγάλες τιμές ρεύματος που απαιτούνται για το ξεκίνημα ενός κινητήρα καθώς υπάρχει η δυνατότητα τα υψηλά ρεύματα να προέρχονται από το δίκτυο.



Σχήμα 3.2.3.4.1: Μετατροπέας PV-συστήματος συνδεδεμένου με το δίκτυο με ημιγέφυρα.

Το σχήμα 3.2.3.4.1 δείχνει μια διάταξη αντιστροφέα DC/AC μέσω του οποίου η PV-συστοιχία συνδέεται με το δίκτυο.

Η διάταξη αυτή αντιστοιχεί με γέφυρα διόδων συνδεδεμένη στο μέσο της, με την PV-συστοιχία και τον μονοφασικό μετασχηματιστή.

Η λειτουργία του αντιστροφέα DC/AC έχει ως εξής:

1. Οι διακόπτες S_1 και S_2 ανοίγουν ταυτόχρονα. Τότε θετικό δυναμικό αναπτύσσεται στο άκρον της εξόδου DC/AC.
2. Μηδενικό δυναμικό αναπτύσσεται όταν ανοίγουν ταυτόχρονα οι διακόπτες S_2 και S_3 , ενώ
3. Αρνητικό δυναμικό, όταν οι S_3 και S_4 ανοίγουν ταυτόχρονα.

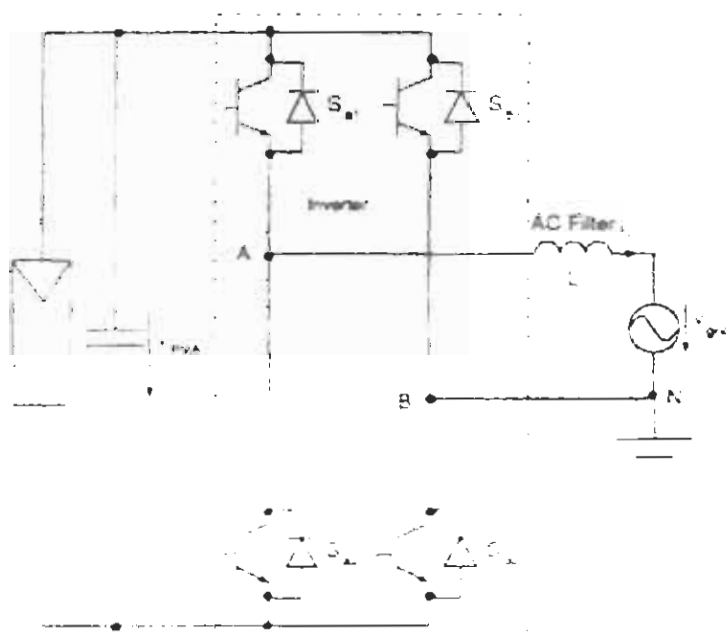
Για να μεταφερθεί η ισχύς στο δίκτυο θα πρέπει η γραμμή DC και ειδικά οι τάσεις V_{PVA1} και V_{PVA2} να είναι μεγαλύτερες από το μέσο πλάτος της τάσεως του δικτύου $\bar{U}_{\text{δίκτ}}$.

Καθώς τα εμπορικά PV-πλαίσια αποδίδουν την ισχύ υπό τάση $V_m=17\text{Volts}$, προκύπτει ότι θα πρέπει να συνδεθούν εν σειρά ένας ακέραιος αριθμός PV-πλαισίων.

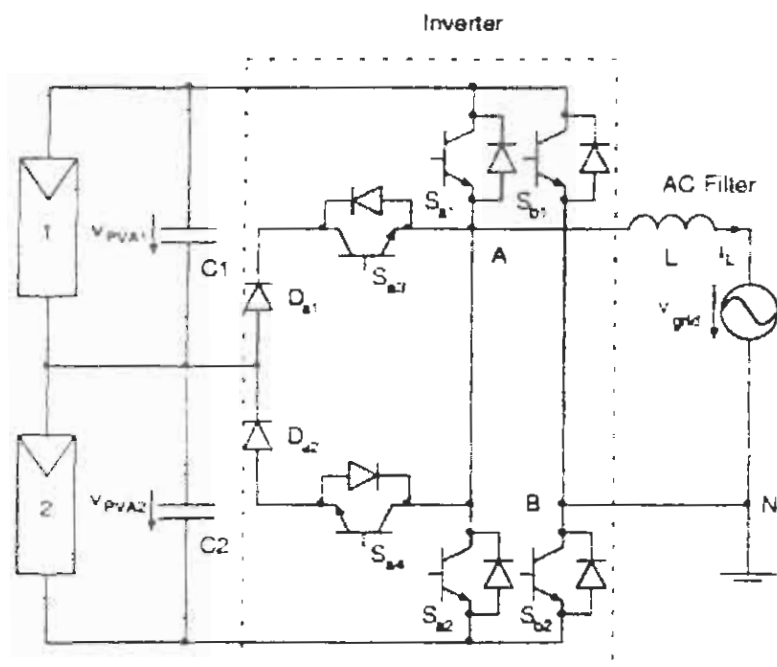
Έτσι με την ως άνω διάταξη η εγκατεστημένη ισχύ αιχμής των PV-πλαισίων θα είναι το ελάχιστο περί τα 3kW_p .

Ένα πτης διάταξης αυτής είναι ότι το μεσαίο σημείο της συστοιχίας είναι γειωμένο, γεγονός που αποτρέπει προβλήματα από ρεύματα χωρητικής σύζευξης με την γη.

Βελτίωση του αντιστροφέα DC/AC αποτελεί η διάταξη του σχήματος 3.2.3.4.2 και αυτή του σχήματος 3.2.3.4.3.



Σχήμα 3.2.3.4.2: Μετατροπέας PV-συστήματος συνδεδεμένου με το δίκτυο με συνδεσμολογία πλήρους γέφυρας.



Σχήμα 3.2.3.4.3: Μετατροπέας PV-συστήματος συνδεδεμένου με το δίκτυο με συνδεσμολογία πλήρους γέφυρας.

Στην περίπτωση αυτή η ελάχιστη ισχύς P_{pv} που είναι δυνατόν να συνδεθεί με το δίκτυο και προφανώς ο αριθμός των PV-πλαισίων, N_p προσδιορίζονται από το μέγιστο της $\bar{U}_{\delta\kappa\tau}$.

$$\bar{U}_{\delta\kappa\tau\max} = 1.1 \times \sqrt{2} \times 240\text{Volts} = 373.35\text{Volts} \quad (1)$$

Στην περίπτωση της ηλεκτρικής διάταξης υπό πλήρη γέφυρα θα έχουμε:

$$V_{PVA1} = V_{PVA2} > \bar{U}_{\delta\kappa\tau\max}/2 \quad (2)$$

Από την σχέση (1) προκύπτει αριθμός 54 PV-πλαισίων με ισχύ $P_w=53W$

Ενώ με βάση την σχέση (2) και DC/AC διατάξεις συνδεσμολογίας πλήρους γέφυρας ο αριθμός $N_p=28$ μπορεί να εφαρμοσθεί σε διατάξεις με $P_w=15kW_p$.

3.2.4. Ρυθμιστές Φόρτισης (Regulators)

Η συσκευή αυτή, τοποθετείται στο κύκλωμα μεταξύ του PV-πλασιού και του συσσωρευτή ώστε να επιτυγχάνει την κανονική κατάσταση φόρτισης, αλλά ακόμα και να προστατεύει τα PV-πλαίσια από ρεύμα αντίθετης φοράς : από το συσσωρευτή προς το PV- πλαίσιο, στην περίπτωση που το μεν PV-πλαίσιο δεν παρέχει ισχύ.

Συνήθως οι ρυθμιστές φόρτισης έχουν ενσωματωμένη μια δίοδο αντεπιστροφής που παίζει το ρόλο αυτό.

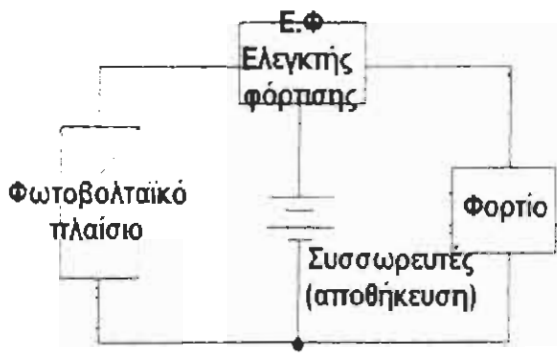
Παραδείγματος χάριν, κατά το χρονικό διάστημα που οι συσσωρευτές πλησιάζουν στην πλήρη φόρτιση, ο ρυθμιστής ελαττώνει την ένταση του ρεύματος, από τα PV-πλαίσια προς τους συσσωρευτές, και εμποδίζει την υπερφόρτιση τους.

Για την επιλογή του κατάλληλου ρυθμιστή τάσης για ένα PV-σύστημα λαμβάνουμε υπόψη:

- α) Την ισχύ του,
- β) Την τάση αποκοπής π.χ. για ένα συσσωρευτή των 12 V,
- γ) την χαμηλή τάση αποκοπής του ρυθμιστή, που θα συνδεθεί, που είναι μεταξύ 11 Volts και 12 Volts,
- δ) την υψηλή τάση αποκοπής που είναι για τον ανωτέρω συσσωρευτή περί τα 14.5-15.0 Volts και
- ε) την θερμοκρασία του.

3.2.4.1. Ρυθμιστής Φόρτισης ή Τάσεως ή Ελεγκτής Φορτίσεως.

• Όταν οι PV-γεννήτριες συνδέονται με συσσωρευτές για αποθήκευση μέρους της ενέργειάς τους σε αυτούς, τότε η χρήση ελεγκτών ή ρυθμιστών φόρτισης (Ε.Φ.) ως ενδιάμεσου στοιχείου μεταξύ PV-πλαisiών/συστοιχίας και συσσωρευτών, είναι απαραίτητη.



(α)



(β)

Σχήμα 3.2.4.1.1: Χρησιμοποίηση συσσωρευτών ως ενδιάμεσο στοιχείο αποθήκευσης ενέργειας μεταξύ PV-πλαισίων και φορτίου (περίπτωση α) και μεταξύ PV-πλαισίων-γεννήτριας και φορτίων (περίπτωση β).

• Ο βασικός ρόλος των ελεγκτών τάσεως είναι να ρυθμίζουν την ροή ρεύματος από την PV-συστοιχία στους συσσωρευτές, να διατηρούν την κατάσταση φόρτισης και να αποτρέπουν υπερφορτίσεις ή βαθιές εκφορτίσεις, κάτω του επιτρεπτού ορίου DOD (Depth Of Discharge).

Η υπερφόρτιση είναι ανεπιθύμητη καθώς δύνατε να προκαλέσει διάβρωση των ηλεκτροδίων του συσσωρευτή, παραγωγή υδρογόνου, απώλεια στον ηλεκτρολύτη κ.α που συντελούν στη μείωση του χρόνου ζωής των συσσωρευτών.

Συνήθως, το ρεύμα φόρτισης των συσσωρευτών μειώνεται καθώς το σύστημα φθάνει σε κατάσταση πλήρους φόρτισης ήτοι $SOC \rightarrow Q_b$.

Τούτο επιτυγχάνεται μέσω του ρυθμιστή φόρτισης, ο οποίος όταν το σύστημα των συσσωρευτών φθάσει στη μέγιστη επιτρεπτή τιμή φόρτισης, σταματά τη διέλευση ρεύματος από την PV-γεννήτρια στους συσσωρευτές.

Σήμερα έχουν αναπτυχθεί διάφοροι τύποι ρυθμιστών φόρτισης που προσφέρουν και άλλες λειτουργίες ελέγχου σε ολόκληρο το PV-σύστημα.

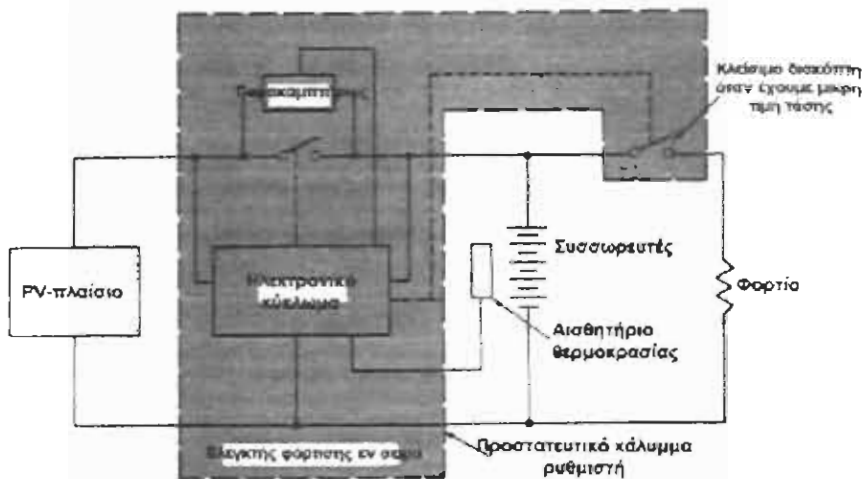
Ανάλογα, με τον τρόπο με τον οποίο οι Ε.Φ. ρυθμίζουν το ρεύμα προς τους συσσωρευτές, διακρίνονται σε διάφορες κατηγορίες:

- α. Ε.Φ. εν σειρά
- β. Ε.Φ. εν παραλλήλω
- γ. Sequential array shedding regulator
- δ. Ενσωματωμένος Ε.Φ. σε Ah

Οι τύποι αυτοί των Ε.Φ φαίνονται παρακάτω.

• Ε.Φ. εν σειρά

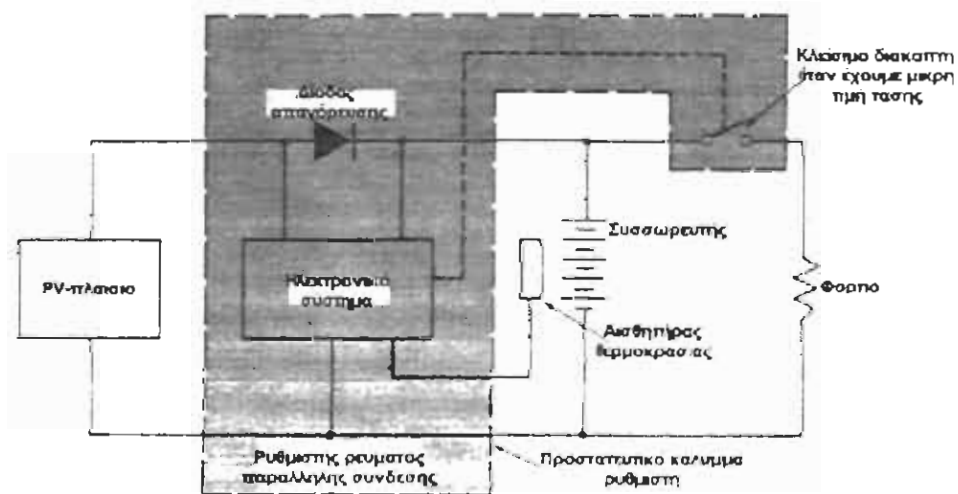
Ο τύπος αυτός Ε.Φ. δίδεται στο σχήμα 2.75 και περιλαμβάνει ένα ηλεκτρομηχανικό διακόπτη (relay) ή ένα transistor μεταξύ PV-συστοιχίας και φορτίου.



Σχήμα 3.2.4.1.2: Σχηματικό διάγραμμα ενός ρυθμιστή φόρτισης σε σειρά.

• **Ε.Φ. εν παραλλήλω**

Ο τύπος αυτός Ε.Φ. δίδεται στο σχήμα 2.76 που ακολουθεί και αποτελείται από ένα transistor που βραχυκυκλώνει η παρακάμπτει την έξοδο της PV-συστοιχίας, εμποδίζοντας έτσι την υπερφόρτιση του συσσωρευτή



Σχήμα 3.2.4.1.3: Σχηματικό διάγραμμα ενός ρυθμιστή φόρτισης εν παραλλήλω.

• **Ε.Φ. διαδοχικών συνδέσεων**

Ο τύπος αυτός Ε.Φ. χρησιμοποιείται σε PV-γεννήτριες πολλών kW_p. Οι PV-συστοιχίες στην περίπτωση αυτή υποδιαιρούνται σε υπο-συστοιχίες και ελέγχονται ανεξάρτητα.

Όταν το SOC κάθε υπο-συστοιχίας φθάσει στο μέγιστο, διακόπτεται η φόρτιση (της). Το αντίστροφο, επίσης, ισχύει.

Ο τύπος αυτός αποτελείται από πολλούς Ε.Φ. εν σειρά και έχει το

πλεονέκτημα ότι, όταν ένας κλάδος (υπο-συστοιχία) υποστεί βλάβη να μην επηρεάζονται οι άλλοι

• **Ε.Φ. με προσδιορισμό και του φορτίου (Ah)**

• Ο τύπος αυτός Ε.Φ. που περιλαμβάνει σύστημα ολοκλήρωσής του φορτίου (Ah) και είναι ο πλέον ακριβής τύπος ελέγχου της SOC, καθώς μετρά τα Ah που τροφοδοτούν ή/και “φεύγουν” από τον συσσωρευτή.

Αντίθετα οι προηγούμενοι Ε.Φ. μετρούν τα σημεία υψηλής τάσης-τερματισμού φόρτισης και χαμηλής τάσης-ανάληψης φόρτισης.

• Η SOC ενός συσσωρευτή ποικίλει σημαντικά με την τάση και εξαρτάται από το ρεύμα (ταχύτητα) φόρτισης και εκφόρτισης.

Τούτο κυρίως είναι αισθητό σε ήδη χρησιμοποιημένους συσσωρευτές.

Ο τύπος αυτός Ε.Φ. ενδείκνυται για PV-συστήματα υψηλής έντασης ρεύματος.

Αν και ο τύπος αυτός Ε.Φ. δεν είναι τόσο αξιόπιστος όσο οι προηγούμενοι σύντομα λόγω και της ανάπτυξης της τεχνολογίας των ολοκληρωμένων PV-συστημάτων τα μειονεκτήματα θα εξαλειφθούν.

ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ

4.1 Εφαρμογές Φ/Β συστημάτων παγκοσμίως

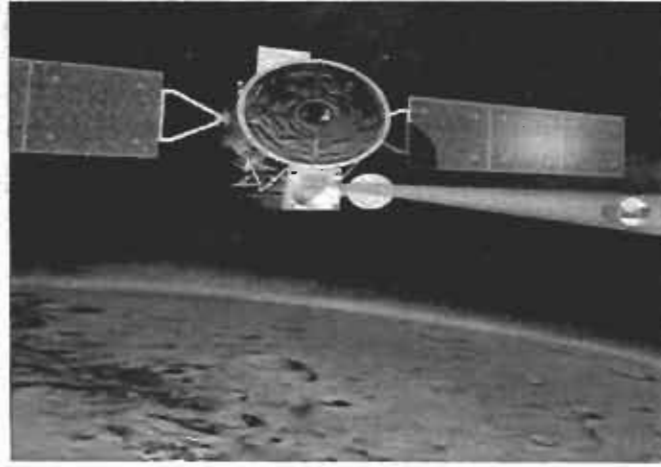
Οι εφαρμογές των φωτοβολταϊκών συστημάτων καλύπτουν τόσο τον Οικιακό, όσο και τον Βιομηχανικό και Αγροτικό τομέα, αλλά και το χώρο των Τηλεπικοινωνιών, τη Διαστημική, την Ηλεκτρονική κλπ. όπως δείχνουν παραστατικά τα σχήματα που ακολουθούν.



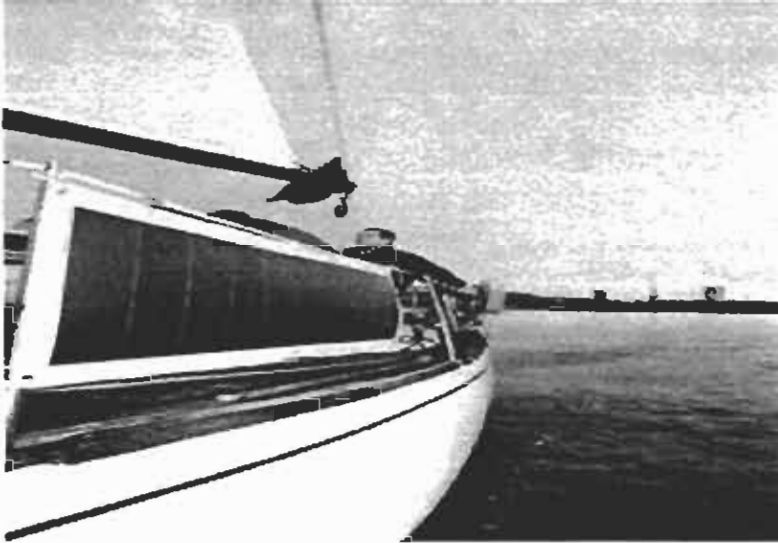
Σχήμα 4.1.1: Φωτοβολταϊκό στοιχείο που χρησιμοποιείται για την παροχή ενέργειας σε λάμπες κατά μήκος ενός δρόμου.

Η πρώτη χρήση των φωτοβολταϊκών στοιχείων έγινε στην διαστημική τεχνολογία για να τροφοδοτήσουν με ενέργεια δορυφόρους. Έκτοτε έχουν γίνει σημαντικά βήματα στην ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών με αποτέλεσμα να εφαρμόζονται όλο και περισσότερο στην διαστημική τεχνολογία. Ένα τέτοιο παράδειγμα φαίνεται στο παρακάτω σχήμα.

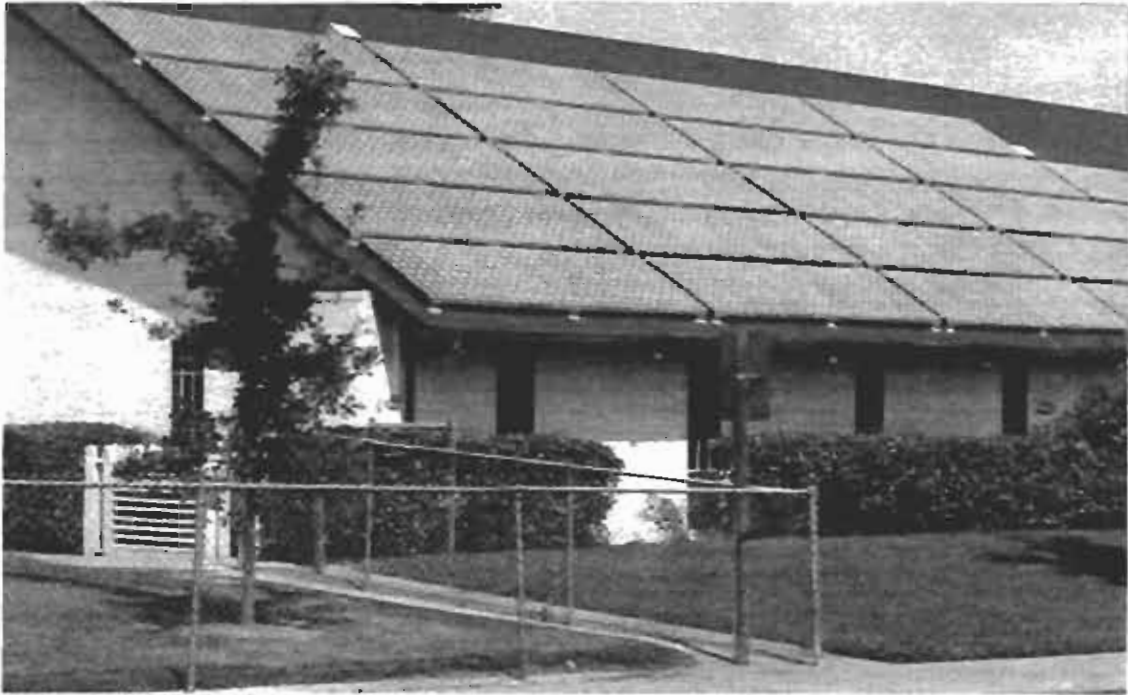
Σχήμα 4.1.2: Δορυφόρος του διαστημικού σταθμού Mir που καλύπτει τις ενεργειακές ανάγκες λειτουργίας των συσκευών του με PV πλαίσια.



Η φωτοβολταϊκή τεχνολογία μπορεί να εμφανιστεί ακόμη και στην ναυτιλία. Ένα χαρακτηριστικό παράδειγμα φαίνεται στο παρακάτω σχήμα.



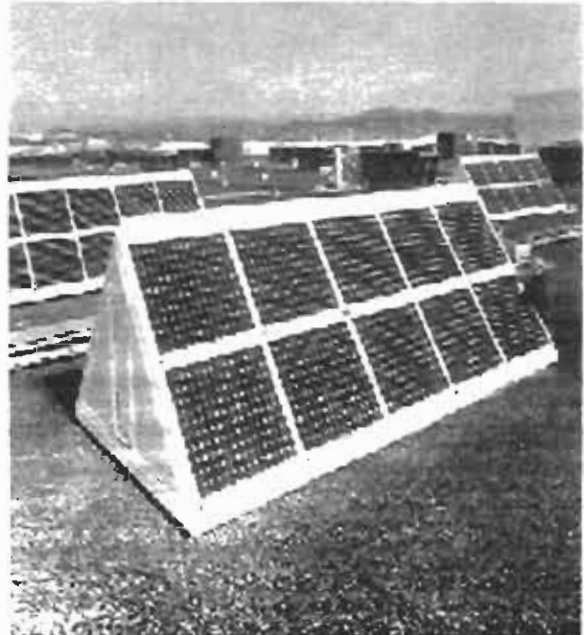
Σχήμα 4.1.3: PV-γεννήτρια από PV στοιχεία τεχνολογίας λεπτού υμενίου. Τα στοιχεία είναι λεπτά, ελαφρά και ευλύγιστα και προσαρμόζονται εύκολα ακόμα και σε καμπύλες επιφάνειες όπως π.χ. πλοίαρια, οχήματα κλπ.



Σχήμα 4.1.4: Εγκατάσταση PV πλαισίων σε στέγη για αυτοδύναμη κάλυψη των ενεργειακών αναγκών (ηλεκτρικά φορτία). Μια συνήθης κατοικία απαιτεί ηλεκτρική ενέργεια ίση με 5kWh, περίπου.



Σχήμα 4.1.5: Εφαρμογές PV σε νέα κτίρια. πρόσφιη κτιρίου 42 π² καλυμμένη από PV-πλαίσια, από άμορφο (a)Si.

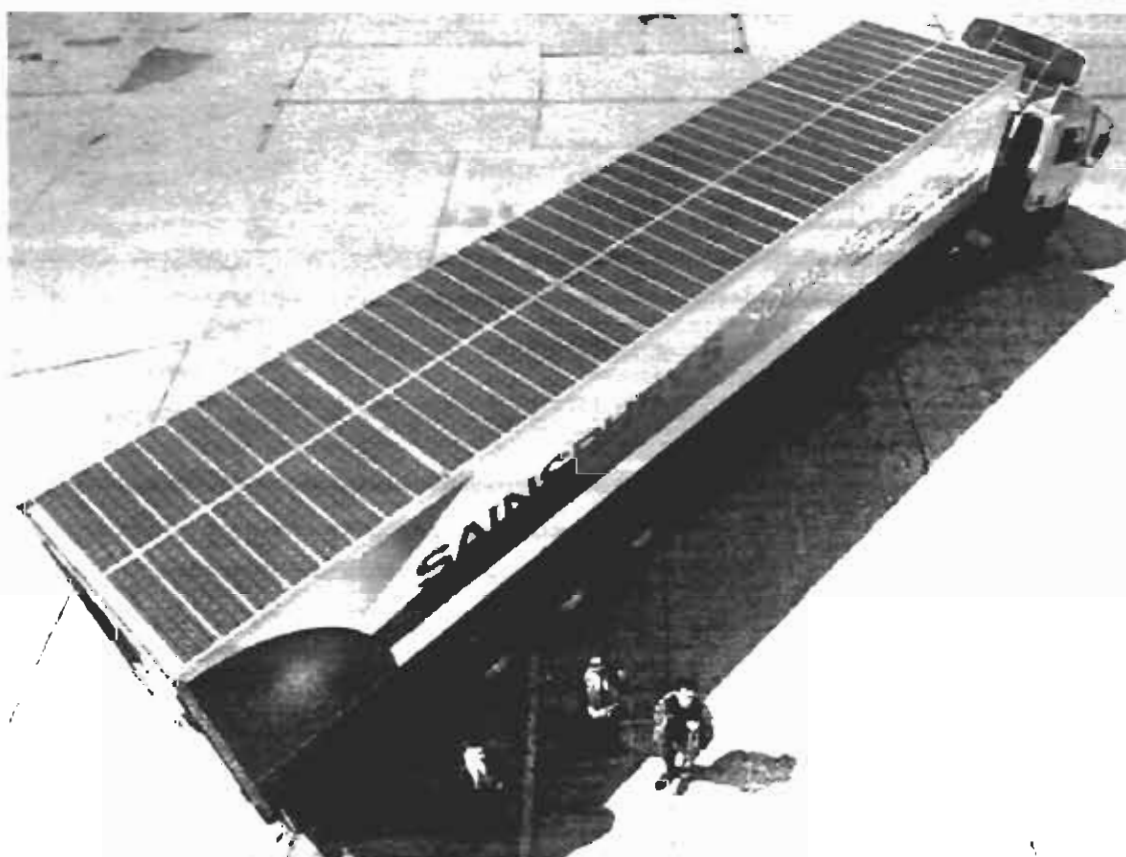


Σχήμα 4.1.6: Εγκατάσταση PV-γεννητριών στο εργοστάσιο της Ford Motor στο Cardiff της Ουαλίας. Ισχύς: 97 kW_p

Η φωτοβολταική τεχνολογία μπορεί να χρησιμοποιηθεί και σε αυτοκίνητα για την κίνησή τους. Στα σχήματα που ακολουθούν βλέπουμε την φόρτιση συσσωρευτών ηλεκτρικών αυτοκινήτων με την βοήθεια φωτοβολταικών στοιχείων, αλλά και την χρήση φωτοβολταικών στοιχείων για την κίνηση και την ψύξη του θαλάμου ενός φορτηγού ψυγείου.



Σχήμα 4.1.7: Φόρτιση συσσωρευτών ηλεκτρικών αυτοκινήτων με την βοήθεια φωτοβολταικών στοιχείων.



Σχήμα 4.1.8: Φορητό ψυγείο που χρησιμοποιεί για την κίνηση και την ψύξη ενέργεια που παράγεται από φωτοβολταικά στοιχεία.

Η οροφή του ψυγείου καλύπτεται από PV-πλαίσια από μονοκρυσταλλικό πυρίτιο που παρέχουν μεγίστη ισχύ 4.4kW σε κανονικές συνθήκες. Ένα τμήμα

των PV-πλαισίων της οροφής συνδέεται με ένα ρυθμιστή φόρτισης για την παραγωγή τάσης 24 Volts. Αυτή η ισχύς μετατρέπεται μέσω του αντιστροφέα DC/AC (συνεχούς/εναλλασσόμενου ρεύματος) και τροφοδοτεί τη μονάδα ψύξης.



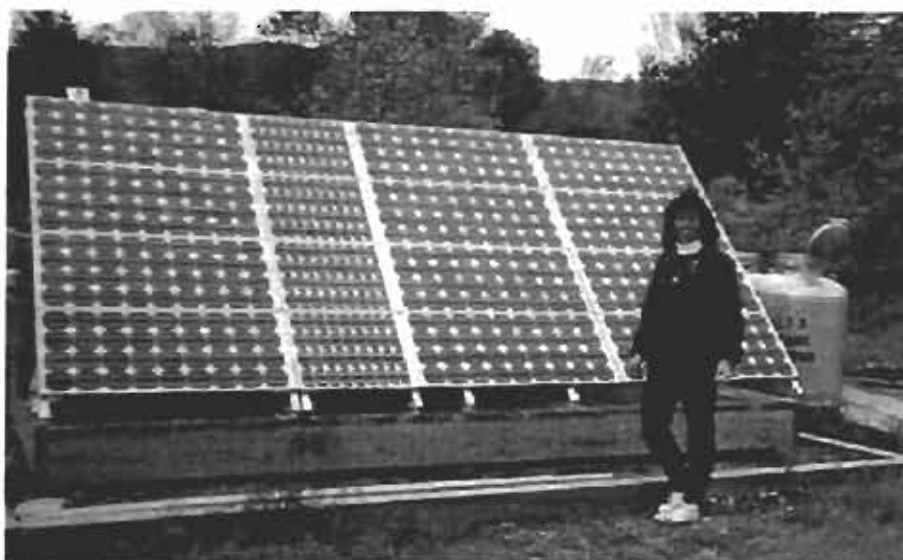
Σχήμα 4.1.9: Λεπτομερής παρουσίαση των χαρακτηριστικών του ηλιακού φορτηγού ψυγείου.

Η διαφορά που παρατηρούμε συγκρίνοντας τα σχήματα 4.1.8 και 4.1.9 είναι ότι στο μεν σχήμα 4.1.9 το φορτηγό είναι ενεργειακά αυτόνομο.

Δηλαδή δεν απαιτείται κατ'ανάγκη να φορτίσει τους συσσωρευτές σε ειδικό σταθμό για να κινηθεί. Αντίθετα στο σχήμα 4.1.8 τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα μεταβαίνουν σε σταθμό να φορτίσουν τους συσσωρευτές τους, μέσω διάταξης PV-γεννήτριας, ώστε να κινηθούν.



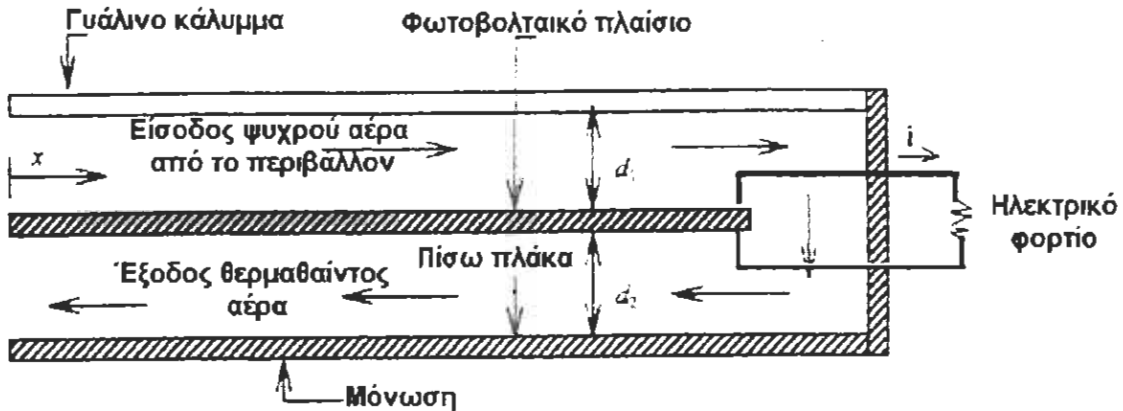
Σχήμα 4.1.10: Πρατήριο βενζίνης στο Λονδίνο που τροφοδοτείται με ενέργεια από φωτοβολταικά. Αποτελείται από 220 φωτοβολταικά πλαίσια συνολικής ισχύος 19kWp



Σχήμα 4.1.11 (α) και (β): Εμπρόσθια και οπίσθια όψη ενός υβριδικού συστήματος εγκατεστημένο στο Crown Point της Νέας Υόρκης. Το σύστημα αποτελείται από φωτοβολταϊκά πλαίσια εκτάσεως 8.95m^2 και ισχύος 1kWp και μια γεννήτρια προπανίου που μπορεί να παράγει ισχύ 3.6kW .

4.2. Συμπαράγωγή

Τελευταία επιχειρείται ένας συνδυασμός PV και θερμικών συστημάτων που παράγουν συγχρόνως Ηλεκτρική και Θερμική Ενέργεια. Την αρχή αυτή της συνδυασμένης παραγωγής ενέργειας δείχνει το επόμενο σχήμα 4.2.1.



Σχήμα 4.2.1: Σχηματική παράσταση της αρχής της Συμπαράγωγής (ηλεκτρικής ενέργειας και θερμικής συγχρόνως) από ένα φωτοβολταϊκό θερμικό ηλιακό συλλέκτη διπλής ροής.

Τέτοια συστήματα ελαττώνουν σημαντικά το κόστος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας καθώς:

1. Μειώνεται η θερμοκρασία του PV- πλαισίου με την απαγωγή της θερμότητας από την επιφάνεια του, με συνέπεια την αύξηση της απόδοσης του.
2. Εκμεταλλευόμαστε τη θερμότητα που παράγεται κατά τη PV- διεργασία και επομένως αυξάνουμε την παραγόμενη ενέργεια από το ίδιο το σύστημα.
3. Απαιτείται μικρότερη συνολική επιφάνεια για παραγωγή συγκεκριμένου ποσού ενέργειας και κάλυψης του φορτίου σε σχέση με τα απλά/ανεξάρτητα συστήματα, γεγονός που μειώνει το κόστος εγκατάστασης, λόγω της αύξησης της απόδοσής τους.

ΘΕΩΡΙΑ ΔΙΑΣΤΑΣΙΟΛΟΓΗΣΗΣ

5.1 Γενική θεωρητική προπαρασκευή

Είναι απαραίτητο σε μια μελέτη PV-εγκατάστασης να καθορισθεί το μέγεθος εκείνο της PV-γεννήτριας και των λοιπών συμπαραομαρτούντων, ώστε να επιτευχθεί μια αξιόπιστη λειτουργία η οποία να καλύπτει ένα προκαθορισμένο ποσοστό των ηλεκτρικών φορτίων ή και όλα τα φορτία με το ελάχιστο κόστος.

Αν η PV-γεννήτρια είναι πολύ μεγάλη δηλαδή θα περιέχει περισσότερα PV-πλαίσια και θα παρέχει κατά μέσο όρο περισσότερη ενέργεια από την αναγκαία θα είναι ακριβότερη και συνεπώς μη ανταγωνιστική.

Ακόμη δεν θα εκμεταλλευόμαστε όλη την ισχύ που αποδίδει καθώς μπορεί ετησίως να έχουμε πλήρη κάλυψη των φορτίων, ενώ ορισμένα διαστήματα του έτους όπως το καλοκαίρι θα έχουμε περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ το χειμώνα έλλειψη ενέργειας με αποτέλεσμα να μην επιτυγχάνουμε πλήρη κάλυψη των φορτίων.

Αντίθετα, αν η PV-γεννήτρια που θα εγκατασταθεί είναι μικρότερη σε μέγεθος η κάλυψη ισχύος θα είναι μεν μικρότερη και ο καταναλωτής ίσως να ήταν δυσαρεστημένος με το σύστημα, εκτός αν αυτή συνδεθεί με:

α. το Δίκτυο, σχήμα 5.1.1

β. συσσωρευτές σχήμα 5.1.2 και

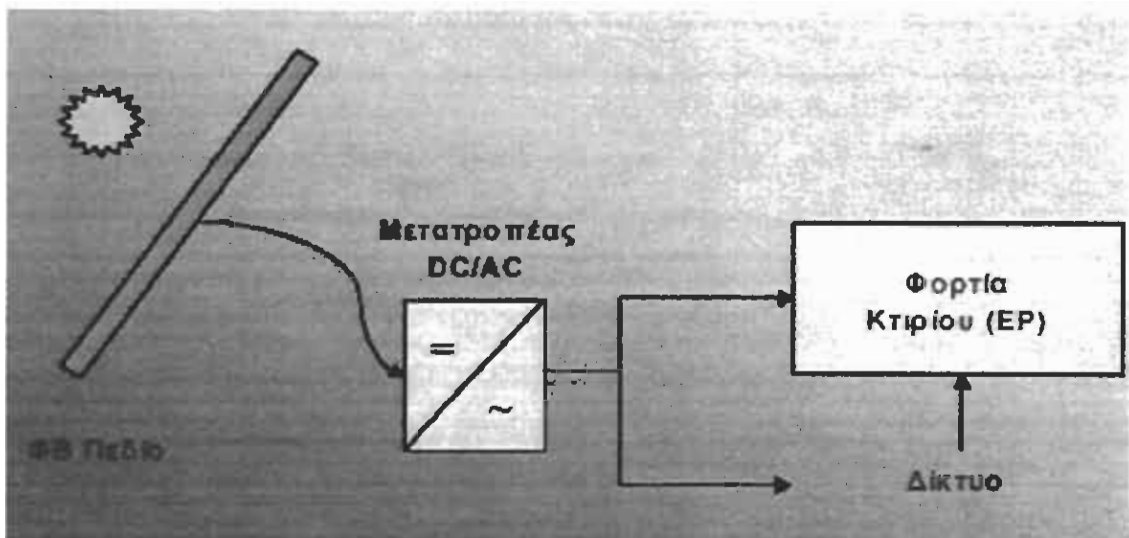
γ. άλλες μορφές Α.Π.Ε. σχήμα 5.1.3.

Η μέθοδος της διαστασιολόγησης ακολουθεί τα ίδια βήματα είτε το σύστημα είναι αυτόνομο ή υβριδικό, ωστόσο η διαστασιολόγηση των επιμέρους μερών του συστήματος διαφέρει.

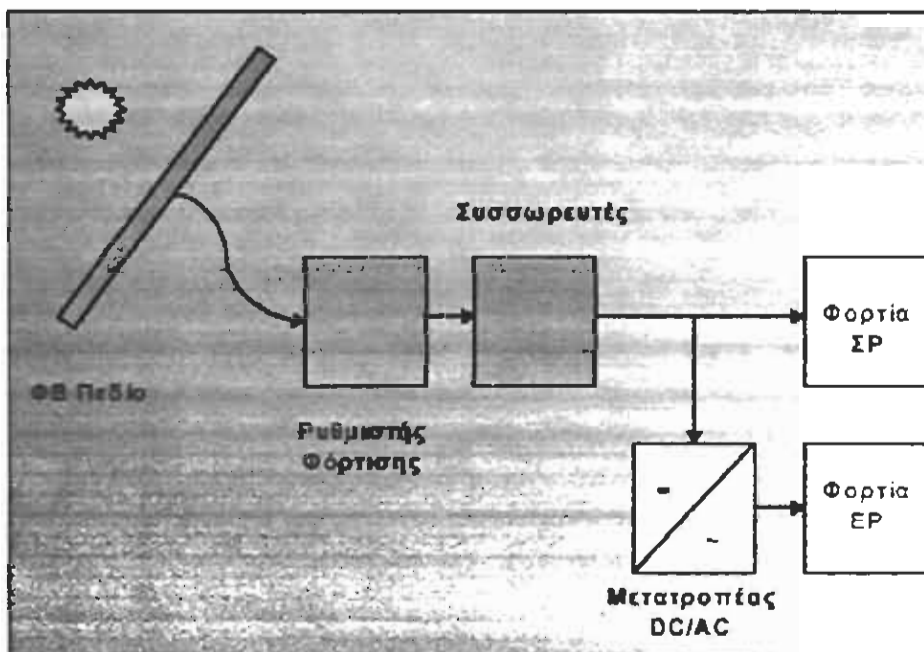
Ουσιαστικά θα πρέπει με τα δεδομένα του προβλήματος, ή ειδικότερα του έργου-ενεργειακών φορτίων καθώς και τα κλιματολογικά δεδομένα π.χ. ένταση ηλιακής ακτινοβολίας, θερμοκρασία περιβάλλοντος και PV-πλαisiού κλπ, να αποφασισθούν διάφορα σενάρια που θα περιλαμβάνουν:

- α. τον τύπο των PV-πλαισίων, τον αριθμό και την μεταξύ τους συνδεσμολογία,
- β. τον τύπο και τις διαστάσεις της αποθήκευσης-συσσωρευτών,
- γ. Τις λοιπές μονάδες που θα πλαισιώσουν την PV-εγκατάσταση

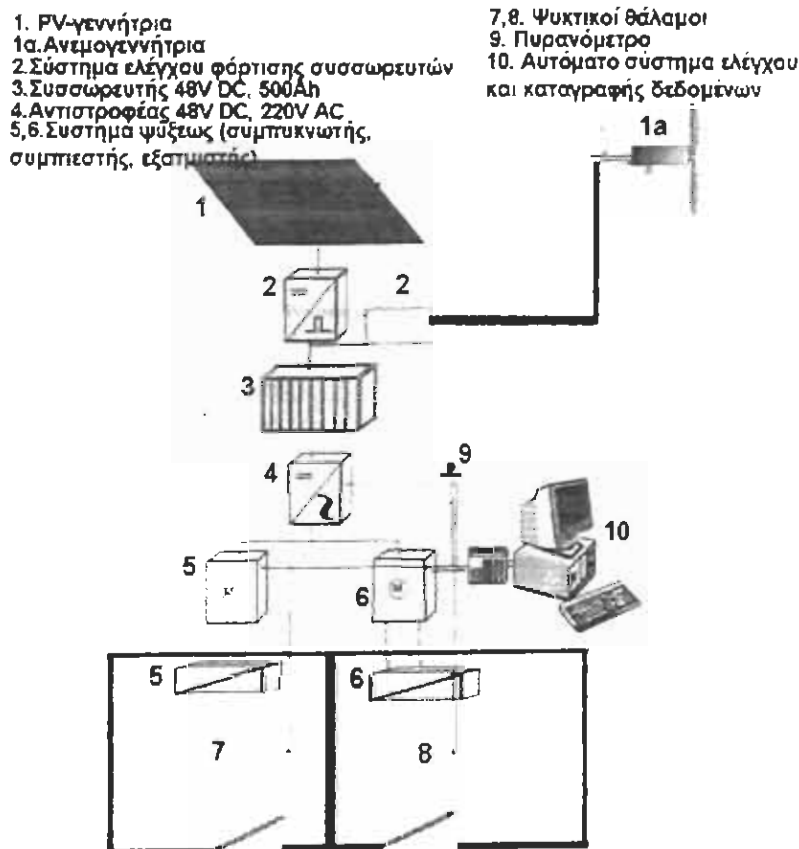
ώστε να επιτευχθεί η κάλυψη των ενεργειακών αναγκών.



Σχήμα 5.1.1: Σχηματικό διάγραμμα ενός φωτοβολταϊκού συστήματος συνδεδεμένου με το δίκτυο.



Σχήμα 5.1.2: Σχηματικό διάγραμμα φωτοβολταϊκού συστήματος με αποθήκευση σε συσσωρευτές.



Σχήμα 5.1.3: Εγκατάσταση υβριδικού συστήματος που αποτελείται από φωτοβολταϊκά πλαίσια και ανεμογεννήτρια για την παραγωγή ενέργειας και χρησιμοποίηση της στους ψυκτικούς θαλάμους. Το υβριδικό σύστημα βρίσκεται εγκατεστημένο στο εργαστήριο Ήπιων Μορφών Ενέργειας του Τ.Ε.Ι. Πάτρας και είναι αποτέλεσμα της συνεργασίας με το Πανεπιστήμιο Εφαρμοσμένων Επιστημών του Aachen.

Τα τελευταία χρόνια έχουν αναπτυχθεί διάφορες τεχνικές διαστασιολόγησης. Μια από αυτές είναι η μέθοδος PV f-chart η οποία έχει αναπτυχθεί από το Πανεπιστήμιο του Wisconsin. Η μέθοδος PV f-chart έχει αναπτυχθεί για να παρέχει προβλέψεις για μακροχρόνια χρήση φωτοβολταϊκών συστημάτων. Η μέθοδος αυτή βασίζεται στην αντίστοιχη μέθοδο που ισχύει για τους ηλιακούς συλλέκτες υγρού-αέρα.

Η μέθοδος αυτή της διαστασιολόγησης υποθέτει ότι η απόδοση του PV-πλασιού είναι γραμμική συνάρτηση της θερμοκρασίας του φωτοβολταϊκού πλασιού. Η απόδοση του πλασιού δίνεται από την σχέση:

$$\eta = \eta_r + [1 - \beta(T_c - T_r)]\eta_p \quad (5.1)$$

όπου: T_c η θερμοκρασία του PV-πλασιού

η_r η απόδοση του PV-πλασιού σε θερμοκρασία αναφοράς, T_r

T_r η θερμοκρασία αναφοράς

Η ενέργεια που παράγει η φωτοβολταϊκή γεννήτρια δίνεται από την σχέση:

$$E = A \times I_c \times \eta = A \times I_c \times (\tau_a) - A \times U \times (T_c - T_a) \quad (5.2)$$

Όπου **A** η επιφάνεια του PV-πλαϊσίου

I_c η προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία

(τ_a) συντελεστής απορρόφησης της ηλιακής ενέργειας από το PV-πλαίσιο

U ολικές απώλειες ανα επιφάνεια PV-πλαϊσίου για θερμοκρασία περιβάλλοντος T_a

Χρησιμοποιώντας τις μέσες μηνιαίες τιμές ανά ώρα για την θερμοκρασία και την ηλιακή ακτινοβολία υπολογίζουμε την μέση μηνιαία ανά ώρα ισχύ εξόδου της φωτοβολταϊκής γεννήτριας.

Η μέση μηνιαία ανά ώρα ισχύ εξόδου της φωτοβολταϊκής γεννήτριας δίνεται από την σχέση:

$$\bar{E} = A \times \bar{I}_c \times \bar{\eta} \times \bar{K}_{\tau a} \quad (5.3)$$

όπου $\bar{K}_{\tau a}$ είναι ένας συντελεστής διόρθωσης καθώς η τιμή του παράγοντα (τ_a) εξαρτάται από την γωνία πρόσπτωσης και πρέπει να λαμβάνεται η μέση ημερήσια τιμή του για κάθε μήνα.

Το πρώτο βήμα κατά την μελέτη της διαστασιολόγησης είναι να υπάρχουν διαθέσιμα σχετικά στοιχεία με τον τόπο που πρόκειται να εγκατασταθεί το σύστημα και τις ανάγκες που αυτό θα καλύπτει.

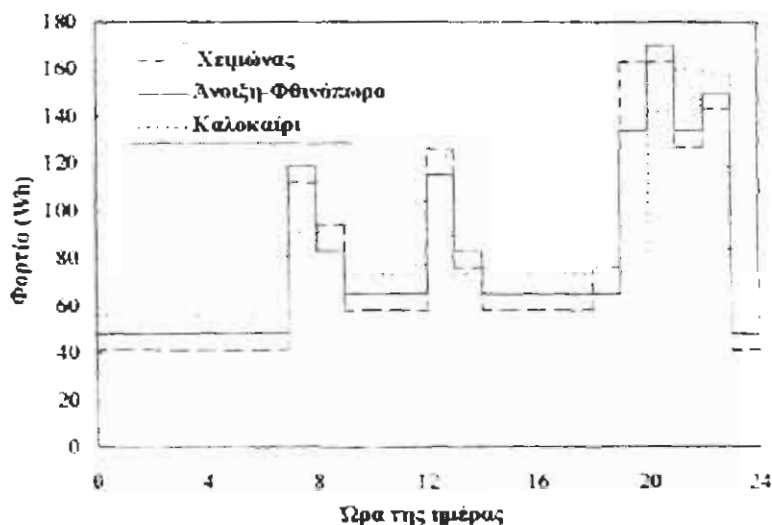
Τα δεδομένα για την περιοχή θα πρέπει να περιλαμβάνουν τα ακόλουθα:

1. Γεωγραφικό μήκος και πλάτος του τόπου εγκατάστασης. Στο Παράρτημα VII φαίνονται τα γεωγραφικά πλάτη και μήκη των κυριότερων αστικών κέντρων της χώρας.
2. Μετεωρολογικά δεδομένα, τουλάχιστον μέσα μηνιαία επίπεδα ακτινοβολίας, θερμοκρασίας, επιθυμητές και μέγιστες θερμοκρασίες, βροχόπτωση, μέση ταχύτητα ανέμου, άλλες ακραίες καιρικές συνθήκες.
3. Λαμβάνοντας υπ' όψιν τα ανωτέρω και τις ανάγκες που καλείται να καλύψει η PV-εγκατάσταση, τέλος δε με γνώμονα την περίοδο λειτουργίας της θα πρέπει να ληφθεί υπ' όψιν η γωνία τοποθέτησης, β, ο προσανατολισμός και να μελετηθεί το πρόβλημα της σκίασης της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης.

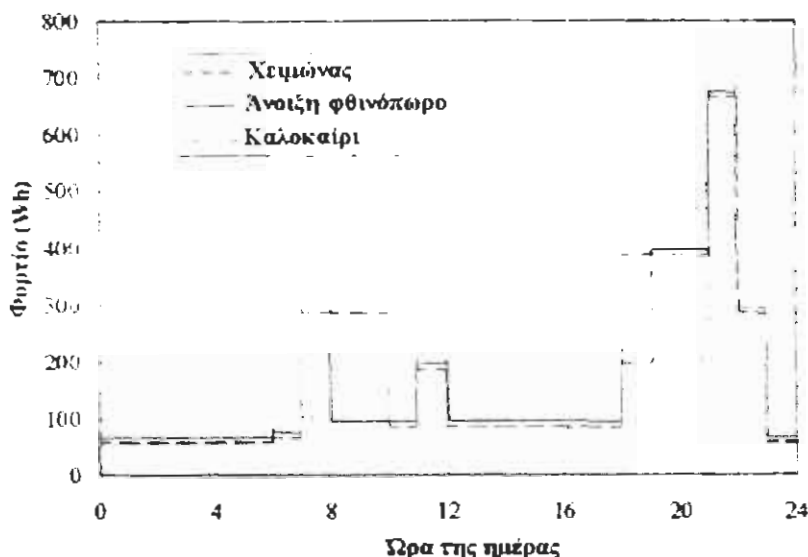
Ακόμη, η μελέτη αρχικά απαιτεί πληροφορίες για την λειτουργία του PV-συστήματος. Αυτές θα πρέπει να απαντούν στα ακόλουθα:

- Φύση των φορτίων, π.χ. AC/DC, και μέγεθός τους,
- Χρονική κατανομή των φορτίων: ημερήσια, ετήσια μεταβολή, σχήμα 5.1.5
- Απαιτούμενη αξιοπιστία- ικανότητα του PV-συστήματος στην κάλυψη των φορτίων. Για παράδειγμα ο φωτισμός μιας κλινικής απαιτεί υψηλότερο επίπεδο αξιοπιστίας από τον φωτισμό σε μια οικία.
- Πιθανότητα αύξησης των φορτίων. Πολλά συστήματα αποτυγχάνουν στο σκοπό τους, επειδή έχουν διαστασιολογηθεί για συγκεκριμένο ύψος φορτίων και δεν μπορούν να ανταποκριθούν σε αύξηση της ζήτησης.

ΠΡΟΦΙΛ ΧΑΜΗΛΗΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ



ΚΑΝΟΝΙΚΟ ΠΡΟΦΙΛ



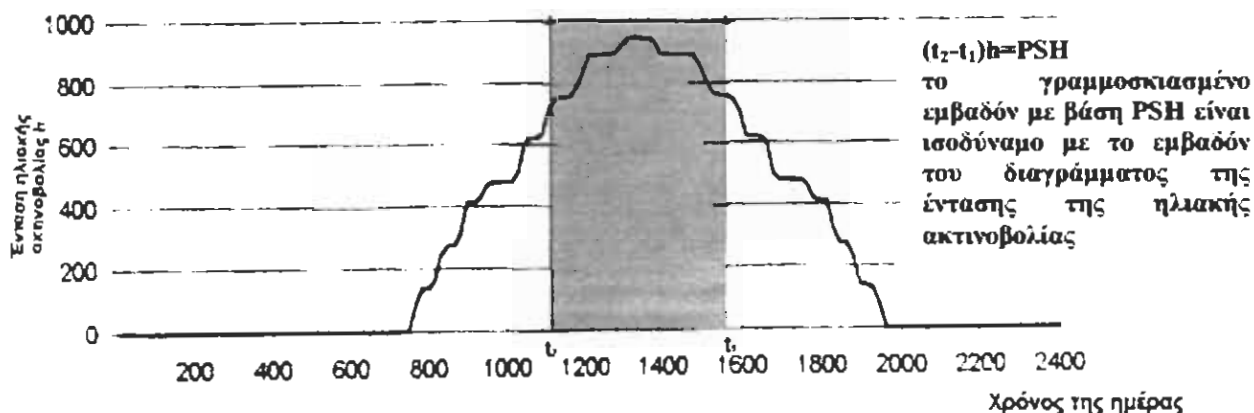
Σχήμα 5.1.4: Χρονική κατανομή (profile) φορτίου κατά την διάρκεια μιας ημέρας και για τις τρεις εποχές του έτους.

5.2 Υπολογισμός απαραίτητων μεγεθών για την διαστασιολόγηση

5.2.1. Υπολογισμός ημερήσιας ηλιακής ακτινοβολίας

Για τον υπολογισμό της αποδιδόμενης από το PV-σύστημα ισχύος χρησιμοποιούμε τον όρο Ισοδύναμες Ηλιακές Ώρες. (P.S.H)

Ισοδύναμος αριθμός ηλιακών ωρών είναι μια χρονική περίοδος σε ώρες (h) κατά την οποία υποθέτουμε ότι η ηλιακή ακτινοβολία είναι σταθερή και ίση με 1000W/m^2 καθόλη την διάρκεια των ωρών αυτών, ώστε η ηλεκτρική ενέργεια που θα αποδώσει το PV-πλαίσιο κατά την υποθετική αυτή κατάσταση να είναι ισοδύναμο με την ηλεκτρική ενέργεια που θα αποδώσει για την πραγματική κατανομή ακτινοβολίας όπου η I κατά την διάρκεια της ημέρας μεταβάλλεται όπως δείχνει το σχήμα 5.2.1.1.

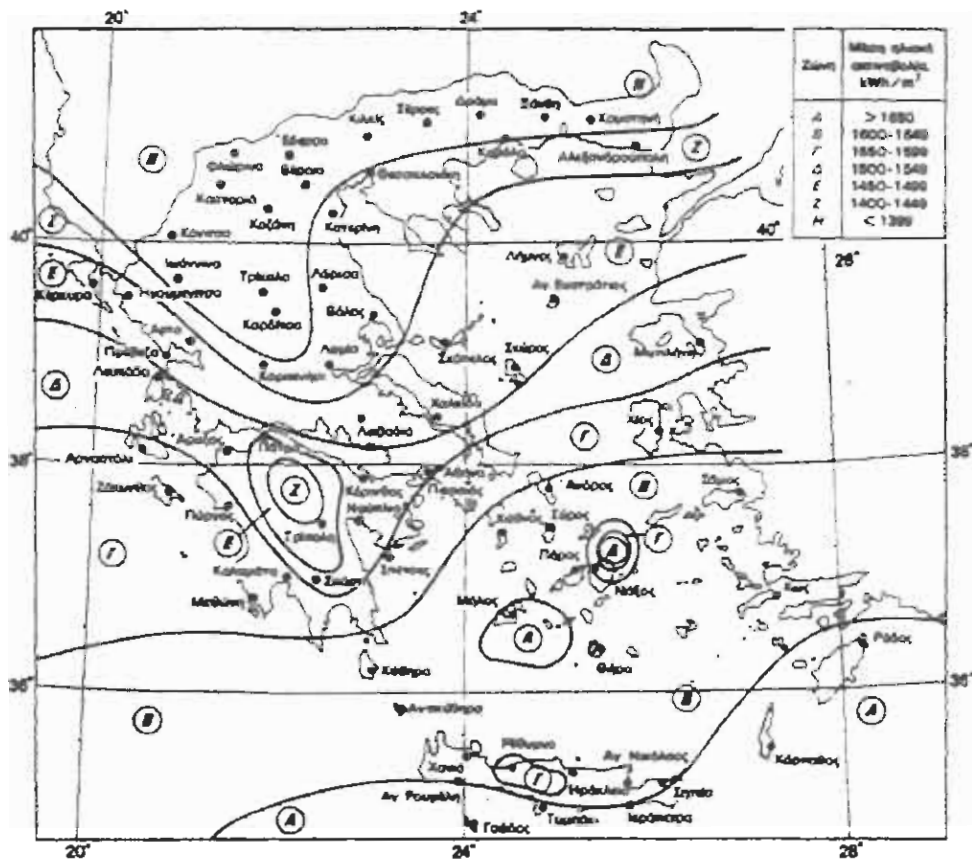


Σχήμα 5.2.1.1: Χρονική κατανομή έντασης ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει σε ένα PV-πλαίσιο κατά μια ημέρα και ορθογωνικοποίηση της κατανομής αυτής. Η βάση του ορθογωνίου (t_2-t_1) σε ώρες είναι ίση με PSH, εξ ορισμού.

Οι λόγοι για τους οποίους η ηλιακή ακτινοβολία που φθάνει στην γη δεν είναι μέγιστη καθ'όλη την διάρκεια της ημέρας είναι δυο (2):

- Η ανάκλαση λόγω της μεγάλης γωνίας του ηλίου σε σχέση με το PV-πλαίσιο και
- Η ακτινοβολία που περνά εξαρτάται από την μεγάλη γωνία του ηλίου και την ατμόσφαιρα της γης. Όταν ο ήλιος είναι ακριβώς επί της κατακορύφου (αυτό ισχύει μόνο για $-23.45 \leq \phi \leq 23.45$) η ακτινοβολία περνά μόνο ένα μικρό ποσοστό της ατμόσφαιρας

Στο σχήμα 5.2.1.2. φαίνεται η κατανομή της μέσης συνολικής ετήσιας έντασης της ηλιακής ακτινοβολίας, σε οριζόντιο επίπεδο στις διάφορες περιοχές της Ελλάδας.



Σχήμα 5.2.1.2: Κατανομή της μέσης συνολικής ετήσιας έντασης της ηλιακής ακτινοβολίας, σε οριζόντιο επίπεδο στις διάφορες περιοχές της Ελλάδας.

5.2.2. Προσδιορισμός των Ισοδύναμων Ωρών Ηλιοφάνειας

• Ο προσδιορισμός των τιμών της μέσης ημερήσιας ακτινοβολίας με βάση τις μηνιαίες τιμές του Πίνακα 2 του Παραρτήματος II έγινε ως εξής :

• Έστω $x \frac{\text{MJ}}{\text{m}^2 \times \text{mo}}$ η μηνιαία τιμή για τον Ιανουάριο για την Πάτρα π.χ. $x =$

$220 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^2 \times \text{mo}}$, με βάση τις τιμές του Πίνακα 2.

• Τότε, η μέση ημερήσια ηλιακή ενέργεια, για το μήνα Ιανουάριο, που προσπίπτει στο PV-πλαίσιο, με κλίση 45° δίνεται από τη σχέση:

$$\begin{aligned} H_T &= \bar{R} \times \frac{220 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^2}}{N_d} = \bar{R} \times \frac{220 \times 10^3 \frac{\text{kWs}}{\text{m}^2}}{N_d} = \bar{R} \times \frac{220 \times 10^3 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \times 3600 \times \text{s}}{N_d \times 3600} = \\ &= \bar{R} \times \frac{220 \times 10^3 \text{kWh}}{N_d \times 3600} \end{aligned}$$

Όπου :

\bar{R} : είναι ο συντελεστής που μετατροπής της ηλιακής ακτινοβολίας από το οριζόντιο στο κεκλιμένο επίπεδο, H_T . Τιμές του \bar{R} δίνει ο Πίνακας 6.1.2.

N_d : είναι ο αριθμός ημερών του μήνα.

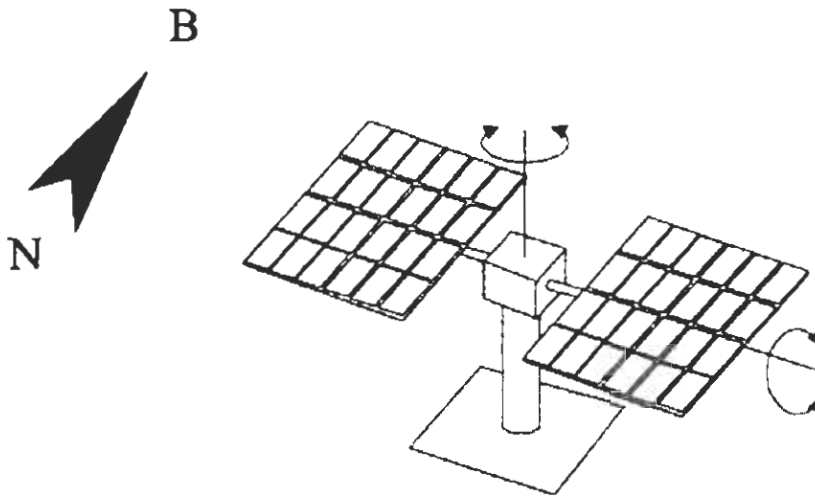
• Σύμφωνα με τον ορισμό του PSH και τα δεδομένα του ανωτέρου πίνακα για την μέση ετήσια τιμή του PSH έχουμε:

$$\text{PSH} = \frac{\text{ετήσια ολική ενέργεια}}{1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}} = \frac{4.49 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}}{1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}} = 4.49\text{h}$$

Ήτοι, 4.49h είναι η μέση ετήσια τιμή του PSH, για την περιοχή της Πάτρας ενώ η δεξιά στήλη του Πίνακα 6.2.1 δίνει τις τιμές του ισοδύναμου αριθμού ωρών (PSH) για κάθε μήνα.

5.2.3. ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΚΛΙΣΗ PV-ΠΛΑΙΣΙΩΝ

Σε κάθε μελέτη καταβάλλεται προσπάθεια ώστε η κλίση της PV-συστοιχίας ως προς το οριζόντιο να είναι τέτοια ώστε η ηλιακή ακτινοβολία που πέφτει σε αυτά να είναι μέγιστη (κάθετη πρόσπτωση). Η προσπάθεια αυτή επιτυγχάνεται με διάταξη παρακολούθησης του ηλίου δυο βαθμών ελευθερίας. Μια τέτοια φαίνεται στο σχήμα 5.2.3.1.



Σχήμα 5.2.3.1: Φωτοβολταϊκό σύστημα παρακολούθησης του ηλίου 2 βαθμών ελευθερίας.

Το γεγονός της κάθετης πρόσπτωσης είναι βασικός παράγοντας που επηρεάζει την απόδοση και μάλιστα μπορεί να την αυξήσει έως και 40% ετησίως.

Όπως γνωρίζουμε η θέση του ηλίου κατά την διάρκεια της ημέρας αλλάζει με αποτέλεσμα η άμεση ακτινοβολία να μην συναντά κάθετα το επίπεδο των φωτοβολταϊκών στοιχείων. Κρίνεται επομένως αναγκαίος ο υπολογισμός της βέλτιστης κλίσης, β , του συλλέκτη με στόχο την καλύτερη μέση ετήσια απόδοση.

Ο υπολογισμός της κλίσης αυτής βασίζεται στην προϋπόθεση ότι το PV-πλαίσιο θα είναι κάθετο στις ακτίνες το ηλιακό μεσημέρι.

Η γωνία πρόσπτωσης της ηλιακής ακτινοβολίας σε ένα επίπεδο δίνεται από την σχέση:

$$\cos\theta = \sin\delta \times \sin\varphi \times \cos\beta - \sin\delta \times \cos\varphi \times \sin\beta \times \cos\gamma + \cos\delta \times \cos\varphi \times \cos\beta \times \cos\omega + \cos\delta \times \sin\varphi \times \sin\beta \times \cos\gamma \times \cos\omega + \cos\delta \times \sin\beta \times \sin\gamma \times \sin\omega. \quad (5.4)$$

Για να έχουμε κάθετη πρόσπτωση των ηλιακών ακτίνων σε επιφάνεια με $\gamma=0$ και λόγω του ότι επιλέγουμε το ηλιακό μεσημέρι $\omega=0$, για την μελέτη τότε από

την σχέση 5.4 προκύπτει ότι η βέλτιστη κλίση ώστε η PV-γεννήτρια να παρουσιάζει τη μέγιστη απόδοση για λειτουργία καθ'όλον το έτος υπολογίζεται από την σχέση

$$\cos\theta = \cos\varphi \times \cos\delta + \sin\varphi \times \sin\delta \quad (5.5)$$

Θέτοντας $\beta=0$ προκύπτει $\beta=\varphi-\delta$

δ : η απόκλιση του ηλίου η οποία υπολογίζεται από την σχέση:

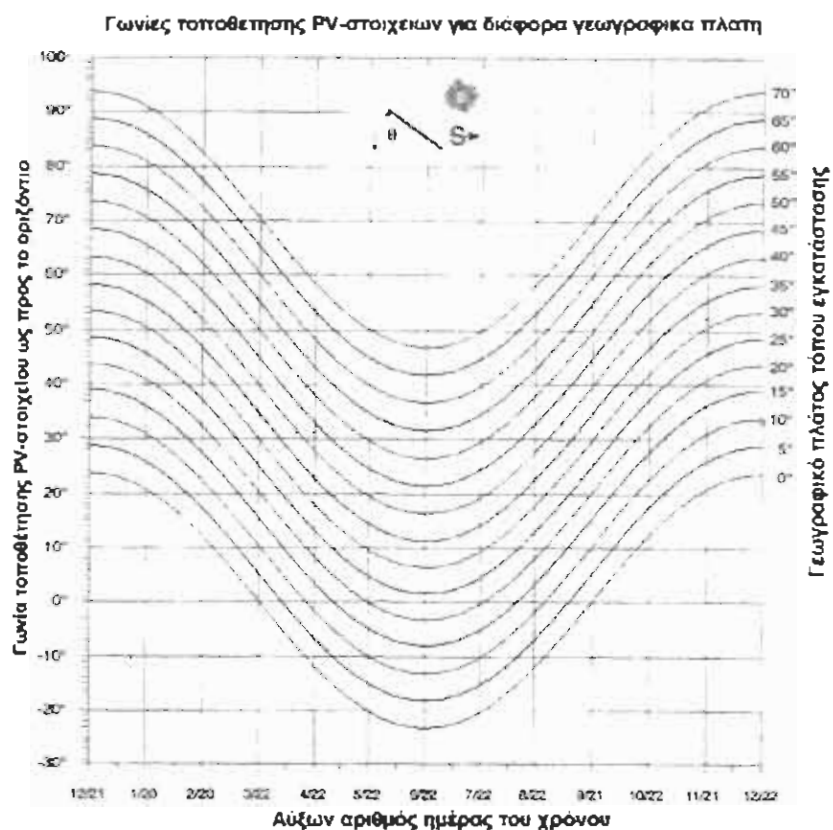
$$\delta = 23.45 \times \sin\left(360 \times \frac{284 + n}{365}\right) \quad (5.6)$$

όπου n είναι η ημέρα του έτους.

φ : το γεωγραφικό πλάτος του τόπου της PV-εγκατάστασης.

Γενικά, εάν μια PV-εγκατάσταση θέλουμε να λειτουργεί αποδοτικά καθ'όλη την διάρκεια του έτους τότε επειδή το δ μεταβάλλεται συμμετρικά - $23.45 < \delta < 23.45$, η βέλτιστη κλίση β για την περίπτωση αυτή θα είναι $\beta=\varphi$.

Στο σχήμα που ακολουθεί φαίνονται οι φιάφορες γωνίες τοποθέτησης των PV-στοιχείων για διάφορα γεωγραφικά πλάτη ώστε να επιτύχουμε κάθετη πρόσπτωση της ηλιακής ακτινοβολίας σε αυτά, κατά το ηλιακό μεσημέρι.



Σχήμα 5.2.3.2: Γωνίες τοποθέτησης PV-στοιχείων σε διάφορα γεωγραφικά πλάτη για να επιτύχουμε κάθετη πρόσπτωση της ηλιακής ακτινοβολίας σε αυτά, κατά το ηλιακό μεσημέρι.

5.2.4. Υπολογισμός της απαραίτητης απόστασης μεταξύ παραλλήλων σειρών PV- πλαισίων ώστε να μην προκύπτει σκίαση.

Κατά την τοποθέτηση των πλαισίων (κατεύθυνση προς το νότο) θα πρέπει να λάβουμε υπ όψιν την ελάχιστη απόσταση D που πρέπει να έχουν μεταξύ τους τα πλαίσια ώστε να μην σκιάζει η μία σειρά την άλλη. Η μελέτη γίνεται για τις 22 Δεκεμβρίου ως ημερομηνία, που το ύψος του ηλίου κατά το ηλιακό μεσημέρι είναι ελάχιστο. Έτσι σε οποιαδήποτε άλλη περίπτωση αφού ο ήλιος είναι ψηλότερα και δεν παρουσιάζεται το παραπάνω πρόβλημα βλ.σχήμα 5.3.1.

Η ελάχιστη απόσταση D δίνεται από τη σχέση :

$$D = L \sin(\beta + \alpha) / \sin(\alpha) \quad (5.7)$$

όπου β η κλίση του συλλέκτη , α το ύψος του ηλίου και L το ύψος του πλαισίου σε m.

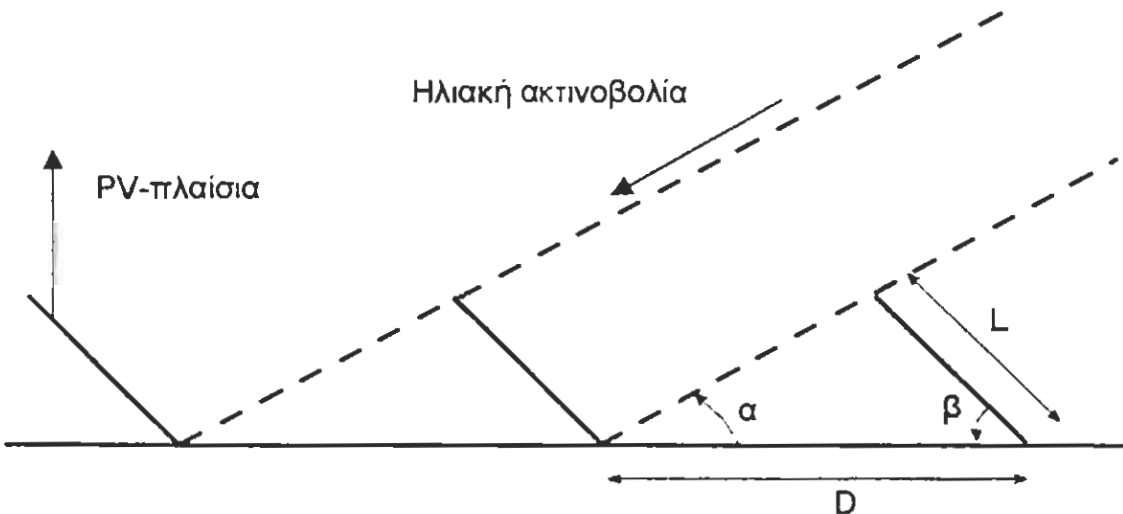
Παράδειγμα

Έστω ότι $L=80\text{cm}$ και $\beta=60^\circ$.

Υπολογίζουμε το α για τις 22.12 από την σχέση

$\alpha =$

και αντικαθιστώντας στην σχέση (5.7) βρίσκουμε $D =$



Σχήμα 5.2.4.1: Διαδοχικές σειρές PV-πλασίων σε απόσταση μεταξύ τους D ώστε να αποφεύγεται το φαινόμενο της σκίασης

5.3. Εφαρμοσμένη διαστασιολόγηση PV-γεννήτριας και συστήματος αποθήκευσης

Τα βήματα που πρέπει να ακολουθηθούν στην ανάλυση και σχεδίαση ενός υβριδικού φωτοβολταϊκού συστήματος: Φωτοβολταϊκή Γεννήτρια, Συσσωρευτές, μηχανή Diesel, πέραν των όσων περιγράφησαν στις §5.1 και 5.2 είναι τα ακόλουθα

Βήμα 1°

Προσδιορισμός της χωρητικότητας των συσσωρευτών για να καλύψουν τα φορτία για μια προκαθορισμένη χρονική περίοδο d , ενεργειακής αυτοδυναμίας του PV-συστήματος όταν δεν έχουμε ηλιοφάνεια ή κατά τις νυχτερινές ώρες.

Βήμα 2°

Προσδιορισμός του αριθμού DOD (Depth Of Discharge), βάθος εκφόρτισης, για το σύστημα των συσσωρευτών υπό φυσιολογικές συνθήκες εποχιακών διακυμάνσεων της ηλιακής ακτινοβολίας. Μεγάλη τιμή του DOD ελαττώνει τον χρόνο ζωής των συσσωρευτών, ενώ μικρή τιμή του DOD αυξάνει την επιφάνεια ή τον αριθμό των PV-πλαισίων και κατά συνέπεια το κόστος.

Βήμα 3°

Προσδιορισμός του μεγέθους της PV-συστοιχίας (P_{pv} : ισχύς αιχμής). Η ένταση και η τάση προσδιορίζονται με ανεξάρτητα βήματα κατά το στάδιο αυτό της ανάλυσης.

Η τάση θα πρέπει να είναι αρκετά μεγάλη ωστόσο όχι καταστρεπτική, άλλωστε για τούτο χρησιμοποιείται Έ.Φ §3.2.4. για να επιτρέπει στους συσσωρευτές να φορτίζονται με μεγάλη απόδοση κατά την διάρκεια του έτους.

Κατά την επιλογή της τάσεως θα πρέπει να λάβουμε υπ'όψιν την επίδραση της θερμοκρασίας στην τιμή του V_m , και της ισχύος αιχμής W_p , π.χ. αύξηση της θερμοκρασίας του PV-πλαισίου ελαττώνει την V_m .

Σημειώνεται ότι εκτός της έντασης της ακτινοβολίας I_T , και της θερμοκρασίας, T_c , η τάση της φωτοβολταϊκής γεννήτριας εξαρτάται από τις προδιαγραφές των PV-πλαισίων αλλά και από την μεταξύ τους σύνδεση.

Το ρεύμα από τη PV-γεννήτρια επιλέγεται να έχει ικανή τιμή ώστε να διασφαλίζει

α. τη φόρτιση των συσσωρευτών αλλά και

β. την κάλυψη των φορτίων σύμφωνα με τις προδιαγραφές

σε ικανό βαθμό και όχι κάτω του DOD κατά τις άσχημες καιρικές συνθήκες, όταν επικρατεί χαμηλή ηλιοφάνεια.

Σχέσεις για τον υπολογισμό της ισχύος αιχμής και της χωρητικότητας των συσσωρευτών.

Το μέγεθος ενός αυτόνομου PV-συστήματος προσδιορίζεται από την σχέση:

$$P_{PV} = [E_L + (E_L \cdot d/C_R \cdot B_{ef}) \cdot 100] / (PSH) \quad (5.8)$$

όπου P_{PV} : είναι η ισχύς αιχμής του PV-συστήματος σε Watts

E_L : το ημερήσιο φορτίο (ενέργεια) σε Wh/day

d : ο αριθμός των ημερών για να έχει το PV-σύστημα ενεργειακή αυτονομία.

C_R : είναι ένας αριθμός σε ημέρες που αντιστοιχεί στο χρόνο ανάκτησης του φορτίου του συσσωρευτή

B_{ef} : η απόδοση του συσσωρευτή σε Wh

(PSH) : η μέση ετήσια τιμή του PSH

Ο υπολογισμός του (PSH) πρέπει να γίνεται, όπως παρουσιάζεται στην §....

- **Διαστασιολόγηση του PV-συστήματος στο υβριδικό του σύνολο**

α) Από την κατανομή του φορτίου υπολογίζουμε το E_L και τα Ah που απαιτούνται ανά ημέρα $(Ah)_r$.

β) Υπολογίζουμε τα $(Ah)_r$ που απαιτούνται, από την σχέση:

$$(Ah)_r = \frac{E_L}{V_s} \quad (5.10)$$

Η τιμή αυτή των Ah χρησιμεύει για τον υπολογισμό του ρεύματος, i , από την PV-συστοιχία, που ουσιαστικά θα μας οδηγήσει να αποφασίσουμε στο τι συνδεσμολογία θα πρέπει να έχει η PV-γεννήτρια.

- **Κατάσταση φόρπισης συσσωρευτών, SOC, σε Ah , C_t .**

Η σχέση $C_t = E_L \cdot d / V_s \cdot (DOD)_{\max}$ δίνει την **ιδεατή χωρητικότητα** των συσσωρευτών κατά την οποία δεχόμεθα ότι η διαδικασία φόρτισης-εκφόρτισης έχει απόδοση 100%.

Ωστόσο, οι απώλειες κατά τις διαδικασίες φόρτισης – εκφόρτισης φθάνουν το 25% της όλης χωρητικότητας, στους συμβατικού τύπου συσσωρευτές, ενώ σε αυτούς με κυκλοφορία ηλεκτρολύτη αυξάνει η απόδοση στο 85%.

Για ορθότερη προσέγγιση του ζητήματος αυτού, γίνεται η υπόθεση ότι η απώλεια φόρτισης αναφέρεται στην πλευρά της PV-γεννήτριας, ενώ η της εκφόρτισης αποδίδεται στην πλευρά του συσσωρευτή.

Η απόδοση ενός συσσωρευτή Pb-οξέος σε WHE φθάνει το 75% και ορίζεται ως:

$$WHE = \text{απόδοση φόρπισης} \times \text{απόδοση εκφόρπισης} \quad (5.11)$$

Η ολική χωρητικότητα των συσσωρευτών που απαιτούνται δίνεται από την σχέση

$$C_{\text{tot}} = (Ah)_r \cdot d / (DOD_{\max} \times \sqrt{WHE \times M}) \quad (5.12)$$

Όπου C_{tot} : η ολική χωρητικότητα των συσσωρευτών και
 M : είναι η μέγιστη δυνατή κατάσταση φόρτισης, SOC

Το ποσοστό των Ah των συσσωρευτών που θα χρησιμοποιηθούν για να καλύψουν τα $(Ah)_r$ που το φορτίο απαιτεί για λειτουργία μιας ημέρας, δεν πρέπει να υπερβαίνει το DOD σε Ah.

Με βάση την ανάλυση αυτή η σχέση μεταξύ DOD και d έχει ως ακολούθως:

$$DOD = (C - (Ah)_r)/C_t \quad (5.13)$$

$$= 1 - (Ah)_r/C_t \quad (5.14)$$

$$= 1 - (Ah)_r/((Ah)_r * d/DOD_{max}) \quad (5.15)$$

$$= 1 - DOD_{max} / d \quad (5.16)$$

$$DOD * d = d - DOD_{max} \quad (5.17)$$

Συνεπώς ο ελάχιστος αριθμός ημερών αποθήκευσης προσδιορίζεται από την σχέση:

$$d = DOD_{max} * (d + 1) \quad (5.18)$$

Ωστόσο η τιμή του d ανάλογα με το είδος των φορτίων προσδιορίζεται από τη σχέση (5.18).

Γνωστής της d υπολογίζουμε το DOD και μετά ταύτα η μέγιστη τιμή του DOD ανάλογα με τον συσσωρευτή μας οδηγεί στον υπολογισμό του ελαχίστου αριθμού ημερών αποθήκευσης την ηλεκτρικής ενέργειας από την PV-γεννήτρια.

Προσδιορισμός ρεύματος, I, που θα πρέπει να αποδίδει η PV-γεννήτρια

Η μέση τιμή της έντασης i_p από την PV-γεννήτρια υπολογίζεται από την σχέση:

$$i_p = (Ah)_r/(\text{αριθμός ωρών ηλιοφάνειας /day}) \quad (5.19)$$

Επειδή πρέπει να λάβουμε υπ'όψιν και την απόδοση φόρτισης-εκφόρτισης (WHE) οπότε προκύπτει μια διορθωμένη τιμή της i_p , η i_p' ίση με:

$$i_p' = i_p/\sqrt{WHE} \quad (5.20)$$

Εάν λάβουμε υπ'όψιν μας όμως και τα μικρά επίπεδα έντασης της ηλιακής ακτινοβολίας πρῶι και απόγευμα αλλά και την σκόνη που επικάθεται στα PV-πλαίσια έχουμε και νέο διορθωτικό παράγοντα που αυξάνει το ρεύμα κατά 5%.

Η τελική τιμή της i_{pf} , i_{pf} υπολογίζεται από την σχέση:

$$i_{pf} = i_p \cdot 1.05 \quad (5.21)$$

- **Προσδιορισμός τάσεως, V**

Η τάση που απαιτείται για την φόρτιση συσσωρευτή 12 Volts μπορεί να φθάσει μέχρι 13.6 Volts. Η τάση του συστήματος θα πρέπει να είναι ικανή για να φορτίσει τους συσσωρευτές που θα είναι, ως υποθέσουμε συνδεδεμένοι εν σειρά.

Σύμφωνα με όσα γνωρίζουμε η V_s θα ισούται με:

$$V_s = N_{b,s} \times 13.6 \text{ Volts} + V_{d,b} \quad (5.22)$$

$V_{d,b}$: η πτώση τάση στην δίοδο αντεπιστροφής

- **Συνδεσμολογία φωτοβολταικής γεννήτριας**

Ο αριθμός των φωτοβολταικών πλαισίων που είναι συνδεδεμένα εν σειρά θα υπολογισθεί από την σχέση:

$$N_s = \frac{V_s}{V_m} \quad (5.23)$$

και ο αριθμός των φωτοβολταικών στοιχείων που είναι συνδεδεμένα εν παραλλήλω θα υπολογιστεί από την σχέση:

$$N_p = \frac{\text{ένταση ρεύματος από την PV - συστοιχία}}{\text{ένταση ρεύματος από μια σειρά}} = \frac{i_p}{i_m} = \frac{i_{p,f}}{i_m} \quad (5.24)$$

ένταση ρεύματος από ένα PV - πλαίσιο

- Για όσο το δυνατόν πληρέστερη διαστασιολόγηση των φωτοβολταικών συστημάτων, αυτόνομων ή υβριδικών θα πρέπει να ληφθούν υπ'όψιν και κάποιοι άλλοι παράγοντες, όπως η γήρανση των συσσωρευτών και η κυκλοφορία του ηλεκτρολύτη στους συσσωρευτές.

Οι δυο αυτοί παράγοντες αναφέρονται στον τομέα των συσσωρευτών

και η βελτίωσή τους θα έχει θετική επίπτωση στο μέγεθος χωρητικότητα C_L και $C_{ιστ}$ των συσσωρευτών που θα πρέπει να χρησιμοποιηθούν αλλά και στο μέγεθος της φωτοβολταϊκής γεννήτριας, P_{pv} .

Συγκεκριμένα έχει αποδειχθεί ότι η χωρητικότητα των συσσωρευτών Pb-οξέος βελτιώνεται μέχρι και 20% με την κυκλοφορία ηλεκτρολύτη. Η βελτίωση αυτή συνδιαζόμενη με βελτίωση στην γήρανση και στον κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης, φθάνει ακόμη και στο 30% του μεγέθους των συσσωρευτών.

Η συνεπαγόμενη μείωση του μεγέθους της φωτοβολταϊκής γεννήτριας οφείλεται τόσο στα ανωτέρω όσο και στην αυξημένη απόδοση φόρτισης στους συσσωρευτές με κυκλοφορία ηλεκτρολύτη. Η μείωση αυτή μπορεί να ξεπεράσει το 40% για συστήματα με μεγάλη τιμή βάθους εκφόρτισης (DOD) και υψηλή ταχύτητα εκφόρτισης.

Τα κριτήρια για την σχεδίαση και διαστασιολόγηση του κλάδου των συσσωρευτών για ένα φωτοβολταϊκό σύστημα είναι:

- Το μέγεθος του φορτίου
- Τα χαρακτηριστικά της χρονικής κατανομής του φορτίου
- Τα σημεία αιχμής στην ζήτηση των φορτίων
- Τα κρίσιμα φορτία και
- Η χρονική διάρκεια, κατανομή και το φάσμα της προσπίπτουσας έντασης της ηλιακής ακτινοβολίας

Αν με C_L συμβολίσουμε την χωρητικότητα σε Ah των συσσωρευτών για να ικανοποιήσει το φορτίο L με μέση ημερήσια ενεργειακή κατανάλωση σε Wh/day θα ισχύει η σχέση:

$$C_L = \frac{L \times d \times F}{V \times DOD} \quad (5.25)$$

όπου το d σε ημέρες εκφράζει τον αριθμό των ημερών ενεργειακής αυτοδυναμίας του συστήματος

V : είναι η τάση στα άκρα του συστήματος των συσσωρευτών

F : ο συντελεστής διόρθωσης του φορτίου λόγω απωλειών κατά την φόρτιση-εκφόρτιση.

Ωστόσο λόγω του ότι ένα σύστημα θα λειτουργεί επί σειρά ετών και θα γηράσκει λόγω και του χρόνου λειτουργίας και των συνεχών κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης, μια βελτιωμένη έκφραση του υπολογισμού της χωρητικότητας είναι η ακόλουθη:

$$C_N = \frac{C_L}{[1 - I_r \times (C_o - C_c)]} \quad (5.26)$$

όπου t_e είναι ο χρόνος σε έτη που υποθέσαμε ότι θα λειτουργήσει το σύστημα των συσσωρευτών.

C_N : είναι η ονομαστική τιμή της χωρητικότητας των συσσωρευτών (Ah) που τελικά θα συνδεθούν με την PV-γεννήτρια, αφού θα έχουμε λάβει υπ'όψιν όλους τους διορθωτικούς παράγοντες.

C_L : είναι η χωρητικότητα των συσσωρευτών που απαιτείται κατ'αρχήν, για την κάλυψη των φορτίων, σύμφωνα με τα δεδομένα και το σενάριο αποθήκευσης-ενεργειακής αυτοδυναμίας του PV συγκροτήματος χωρίς να λαμβάνονται υπ'όψιν οι παράγοντες γήρανσης κλπ.

t_b : είναι τα χρόνια ικανοποιητικής λειτουργίας του συσσωρευτή, σύμφωνα με τις προδιαγραφές.

C_c : είναι αριθμός που δίνει, κατ' εκτίμηση την επί της % μείωση της χωρητικότητας του συσσωρευτή λόγω της κυκλικής φόρτισης-εκφόρτισης.

Μια τυπική τιμή κυμαίνεται μεταξύ 0.007-0.01.

Η τιμή 0.007 ισχύει για συσσωρευτές που χρησιμοποιούν ρέοντα ηλεκτρολύτη, ενώ η τιμή 0.01 ισχύει όταν έχουμε συμβατικούς συσσωρευτές.

C_a : είναι ο αριθμός που δίνει κατ' εκτίμηση, την επί τοις % μείωση της χωρητικότητας των συσσωρευτών, λόγω γήρανσης.

Μια τυπική τιμή του C_a είναι 0.015 για ρέοντα ηλεκτρολύτη και 0.020 για συμβατικό συσσωρευτή.

Q_L : ημερήσια κατανάλωση ενέργειας, σε **Wh/day** από τα εξωτερικά φορτία που θα πρέπει να καλύπτει η PV-γεννήτρια σύμφωνα με τη μελέτη.

d : αριθμός ημερών για τις οποίες σύμφωνα με τη μελέτη το PV-σύστημα θα είναι ενεργειακά αυτοδύναμο

f_c : διορθωτικός συντελεστής φορτίου (αδιάστατος) λόγω απωλειών, π.χ θερμικές απώλειες, φαινόμενο Joule στους συσσωρευτές.

V : ονομαστική τιμή της τάσεως λειτουργίας του συσσωρευτή

DOD : αδιάστατος αριθμός, που δίνει το ποσοστό της ολικής χωρητικότητας του συσσωρευτή που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την κάλυψη των φορτίων

Τελικά, μετά από όλες τις ανωτέρω διορθώσεις το μέγεθος της φωτοβολταϊκής γεννήτριας σε ισχύ αιχμής, W_p , υπολογίζεται με βάση την σχέση:

$$A_r = \frac{BL_N \times W}{D \times \eta_{pv} \times [1 - T_f (T_{o,p} - T_{25^\circ C})]} \quad (5.26)$$

όπου BL_N : παριστάνει την τιμή της ημερήσιας ενέργειας (Wh/day) που η

φωτοβολταική γεννήτρια παρέχει για την επαναφόρτιση των συσσωρευτών από μια βαθειά εκφόρτιση και για να καλυφθεί το φορτίο για περίοδο N ημερών.

N : ο αριθμός των ημερών που απαιτείται για την επαναφόρτιση των συσσωρευτών μετά από μια βαθειά εκφόρτιση.

W : είναι η ισχύς που παρέχεται από 1 m^2 ενεργού επιφάνειας φωτοβολταικών στοιχείων σε W/m^2 .

η_{pv} : συντελεστής μετατροπής ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική

T_f : συντελεστής θερμοκρασίας για τα φωτοβολταικά στοιχεία που επηρεάζεται για να διορθώσει την απόδοση η_{pv} και συνεπώς την διάσταση A_f της φωτοβολταικής γεννήτριας.

T_c : θερμοκρασία υπό την οποία λειτουργούν τα φωτοβολταικά πλαίσια.

Σύμφωνα με τον ανωτέρω ορισμό του μεγέθους BL_N , ο υπολογισμός του γίνεται από την σχέση:

$$BL_N = \frac{B_B + (L \times N \times F)}{N} \quad (5.27)$$

$$B_N = \frac{C_N \times DOD \times V}{\eta_b} \quad (5.28)$$

όπου η_b είναι η απόδοση φόρτισης του συσσωρευτή.

Βελτίωση της χωρητικότητας των συσσωρευτών

Ορίζουμε ένα συντελεστή βελτίωσης της χωρητικότητας, f , ως το λόγο της χωρητικότητας με κυκλοφορία ηλεκτρολύτη προς αυτή με ακίνητο.

Η αύξηση του συντελεστή βελτίωσης της χωρητικότητας, f , είναι χαρακτηριστική με τον χρόνο εκφόρτισης t_d :

$$f = 1 + \frac{4.3 \times t_d^{0.355}}{100} \quad (5.22)$$

όπου το t_d υπολογίζεται από το λόγο:

$$t_d = C_N / i_d \quad (5.23)$$

Η βελτίωση της χωρητικότητας του συσσωρευτή με την συνεπαγόμενη μείωση του μεγέθους εξαρτάται όχι μόνο από την ταχύτητα εκφόρτισης, αλλά και από την τιμή του βάθους εκφόρτισης, DOD.

Για μια πλήρη μελέτη χωρίζουμε την λειτουργία των συσσωρευτών σε 3

ομάδες:

α) μικρού κύκλου φόρτισης-εκφόρτισης, με DOD=20%

β) μεσαίου κύκλου φόρτισης-εκφόρτισης, με DOD=50%

γ) μεγάλου κύκλου φόρτισης-εκφόρτισης, με DOD=80-100%

Το μοντέλο φορτίσεων εκφορτίσεων μικρού κύκλου χρησιμοποιείται σε απομονωμένα φωτοβολταϊκά συστήματα που απαιτούν μεγάλο χρόνο ζωής, χωρίς συντήρηση και χωρίς υψηλές απαιτήσεις φορτίου.

Στους υπολογισμούς του μεγέθους της φωτοβολταϊκής γεννήτριας, A_r , μια ακόμα παράμετρος επηρεάζει την τιμή του A_r . Είναι η απόδοση φόρτισης του συσσωρευτή. Για συσσωρευτές Pb-οξέος συμβατικού τύπου μια αποδοτική τιμή είναι 75%, ενώ για συσσωρευτές με κυκλοφορία ηλεκτρολύτη η απόδοση φθάνει στο 85%.

Η αύξηση αυτή προκαλεί μείωση στο μέγεθος P_{pv} .

Συνδιασμός των σχέσεων (5.17)-(5.21) μας δίνει την τιμή του P_{pv} .

$$A_r = \frac{(d + N) \times L \times F}{D \times \eta_c \times [1 - I_t(C_a - C_c)]} = \frac{W}{D \times \eta_{pv} \times [1 - T_t(T_{op} - 25^\circ C)]} \quad (5.24)$$

Πρόγραμμα Διαστασιολόγησης PV-συστήματος σε γλώσσα FORTRAN

- c Το πρόγραμμα αυτό χρησιμοποιείται για διαστασιολόγηση PV-συστήματος
- c Το πρώτο κομμάτι χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό των ελάχιστων ημερών αποθήκευσης ενέργειας το μέγιστο βάθος εκφόρτισης (DOD) και τον χρόνο έναρξης και προθέρμανσης της μηχανής Diesel generator,
- Οι παράμετροι του προγράμματος ορίζονται παρακάτω:
- c AHR T απαιτούμενα αμπερώρια από το φορτίο,
- c CD Το μέγιστο υποτιθέμενο βάθος εκφόρτισης,
- c D O ελάχιστος αριθμός ημερών αποθήκευσης της ενέργειας,
- c SHT O χρόνος εκκίνησης και προθέρμανσης της γεννήτριας Diesel,
- c CT1 H μέγιστη θερμοκρασία του PV-στοιχείου,
- c SSH Οι ώρες ηλιοφάνειας,
- c VS H τάση του συστήματος,
- c UN H τάση του PV-στοιχείου υπό ιδανικές συνθήκες,
- c IN H ένταση του ρεύματος του PV-στοιχείου υπό ιδανικές συνθήκες,
- c PN H ισχύς του του PV-στοιχείου υπό ιδανικές συνθήκες ,
- c NOMC Αριθμός των κεφελίδων ανά πλαίσιο,
- c SC H ένταση ρεύματος του συστήματος,
- c NOSM O αριθμός των PV-πλαισίων εν σειρά,
- c NOPS O αριθμός των PV-πλαισίων του συστήματος,
- c PVC H ένταση του ρεύματος της PV-γεννήτριας,
- c RSV H απαιτούμενη τάση του συστήματος,
- c OMC Το ρεύμα εξόδου του PV-πλαισίου,
- c NOSB O αριθμός των συσσωρευτών εν σειρά,
- c SM O μέγιστος επιτρεπόμενος SOC.

```
OPEN(1,FILE = 'SIZING.INP',STATUS = 'OLD')
OPEN(2,FILE = 'SIZING.OUT',STATUS = 'NEW')
READ(1,*)AHR,CD,D,SHT,CT1,SSH,VS,SM
READ(1,*)UN,PN,BD,VD,AIL,NOMC,WHE
SC = AHR/24
6 GDI = D/(D+ 1)
IF (CD1-CD)4,5,5
4D = D+0.005
GO TO 6
5 CT = (AHR*D)/CD1*SM*SQRT(WHE))
ST = (((CD1-CD)*CT)/SC)*60
```

```

IF (ST-SHT)7,8,8
7D = (D +0.005)
GO TO 6
8 BCT = CT WRITE(2,9)CDI,D,BCT,ST
9 FORMAT93X,CD1 = ',F10.810X,'D = ',F8.4,10XD,'BCT =',
*F9.5,21X.'ST = ',F11.5/)
NOSB = VS/12
AIN = PN/UN
PVC = (AHR/(SSH*SQRT(WHE)))*1.05
RSV = ((NOSB* 13.6)+ BDVD)
VM = UN-((CT1-25.0)*3.0E-0.3*NOMC)
OMC = AIN*(AIL/10)
PM = VM/OMC
NOSM = ((RSV/VM)+1)
NOPS = ((PVC/OMQ+1)
NOSMS = NOSM*NOPS
SP = PM*NOSMS
WRITE(2, 10)NOSM,NOPS,NOSMS,PVC,RSV,VM,PM,
*OMC,NOSB,SC,SP
10 FORMAT93X,'NOSM = ',15,10X','NOPS - ',15,10X,'NOSMS = '
*14.8X,'PVC = ',F11.5,7X,'RSV = ',F11.5,5X,'VM = ',F12.5,5X,
**PM = ',F12.5,6X,'NOSB = '.ISJOX.'SC = ',F12.5,5X,'SP = '.F12.5,
*5X,'SP = ',
STOP
END

```

ΜΕΛΕΤΗ ΑΥΤΟΝΟΜΟΥ PV-ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΓΙΑ ΚΑΤΟΙΚΙΑ ΣΤΗΝ ΑΧΑΪΑ.

Διαστασιολόγηση του PV-συστήματος με βάση την ενεργειακή μέθοδο και την μέθοδο των Ah.

Οι ιδιοκτήτες μιας κατοικίας περίπου 200m² στην Αχαΐα αποφάσισαν να καλύψουν τις ενεργειακές ανάγκες με τεχνολογίες από τις Α.Π.Ε.

Για το ζεστό νερό και την θέρμανση χώρου η λύση που υιοθετήθηκε ήταν συστήματα ηλιακών συλλεκτών, ενώ όλες οι άλλες ηλεκτρικές συσκευές/καταναλωτές θα τροφοδοτούντο από ένα αυτόνομο PV-σύστημα που θα εγκαθίστατο στην οροφή.

Παρατήρηση:

Αντί άλλου υλικού π.χ. κεραμίδια η στέγη θα καλύπτεται με ηλιακούς συλλέκτες και PV-πλαίσια.

6.1 Ενεργειακή Μέθοδος Διαστασιολόγησης

Βήματα:

Βήμα 1^ο.

Για την αντιμετώπιση του έργου αυτού πρέπει πρώτα να υπολογίσουμε τα φορτία που θα καλύπτει το PV-σύστημα.

Έστω ότι τα φορτία είναι αυτά που φαίνονται στον πίνακα 3.1. υπολογίζοντας το ημερήσιο φορτίο βρίσκουμε ότι αυτό είναι ίσο με 2.500 Wh, ήτοι 2.5kWh/day.

Πίνακας 6.1: Βασικά φορτία και ζήτηση πρώτης προτεραιότητας για μια τυπική κατοικία.

Κατανάλωση	Εγκατεστημένη Ισχύς (W) (1)	Μέσος Ημερήσιος χρόνος λειτουργίας (2)	Μέση Ημερήσια κατανάλωση Wh / day (3)=(2)×(1)	Μέση μηνιαία κατανάλωση Wh / mo (4)=(3)×ημέρες του μήνα	Μέση ετήσια κατανάλωση Wh / yr (5)=(4)×12
Φωτισμός φθορισμού τύπου 16 σημεία × 15W	240W	2h	480Wh	14.4kWh	170kWh
TV έγχρωμη 24"	~100W	1h	100Wh	3kWh	36kWh
TV ασπρόμαυρη 17"	~40W	5h	200Wh	6kWh	72kWh
Video	~30W	1h	30Wh	1kWh	12kWh
Απορροφητήρας κουζίνας	~70W	0.4h	30Wh	1kWh	12kWh
Ανεμοστήρας	~50W	1.4h	70Wh	2kWh	24kWh
Κυκλοφορητής ζεστού νερού	~70W	2h	140Wh	4kWh	48kWh
Προσωπικός υπολογιστής με εκτυπωτή	~180W	0.55h	100Wh	3kWh	36kWh
Ηλεκτρικό ψυγείο δίπορτο, με καταψυκτική	~150W	9.3h	1400Wh	42kWh	500kWh
Πλυντήριο	500 W	0.5h	250Wh	7.5Wh	90Wh
Ηλεκτρική σκούπα	800 W	0.1h	80Wh	7.5Wh	28.2Wh
Ηλεκτρική κουζίνα	3700 W	0.4h	1480Wh	7.5Wh	532.8Wh
Ηλεκτρικό σίδερο	1100W	0.3h	Υποθέτουμε ότι ρεύμα θα ρέει κατά το 50% του χρόνου	5kWh	60kWh
Φούρνος	2600W	0.5h	Υποθέτουμε ότι ρεύμα θα ρέει κατά το 25% του χρόνου	9.8Wh	117.6kWh
Κλιματιστικό ανά Δωμάτιο	860W	10h	10k/μήνα το καλοκαίρι	86kWh	1032kWh
Σύνολο	10490W			199.7 kWh	2770.6kWh

Πίνακας 6.1: Βασικά φορτία και ζήτηση πρώτης προτεραιότητας για μια τυπική κατοικία.

Κατανάλωση	Εγκατεστημένη Ισχύς (W) (1)	Μέσος Ημερήσιος χρόνος λειτουργίας (2)	Μέση Ημερήσια κατανάλωση Wh / day $(3)=(2) \times (1)$	Μέση μηνιαία κατανάλωση Wh / mo $(4)=(3) \times \text{ημέρες}$ του μήνα	Μέση επίσημα κατανάλωση Wh / yr $(5)=(4) \times 12$
Φωτισμός φθορισμού τύπου 16 σημεία \times 15W	240W	2h	480Wh	14 kWh	170kWh
TV έγχρωμη 24"	~100W	1h	100Wh	3kWh	36kWh
TV ασπρόμαυρη 17"	~40W	5h	200Wh	6kWh	72kWh
Video	~30W	1h	30Wh	1kWh	12kWh
Απορροφητήρας κουζίνας	~70W	0.4h	30Wh	1kWh	12kWh
Ανεμιστήρας	~50W	1.4h	70Wh	2kWh	24kWh
Κυκλοφορητής ζεστού νερού	~70W	2h	140Wh	4kWh	48kWh
Προσωπικός υπολογιστής με εκτυπωτή	~180W	0.55h	100Wh	3kWh	36kWh
Ηλεκτρικό ψυγείο δίπορτο, με καταψύκτη	~150W	9.3h	1400Wh	42kWh	500kWh
Ηλεκτρικό 800 W	500 W	0.5h	250Wh	7.5Wh	90Wh
Ηλεκτρική σκούπα	800 W	0.1h	80Wh	7.5Wh	28.2Wh
Ηλεκτρική κουζίνα	3700 W	0.4h	1480Wh	7.5Wh	532.8Wh
Ηλεκτρικό σίδερο	1100W	0.3h	Υποθέτουμε ότι ριπύμα θα ριπεί κατά το 50% του χρόνου	5kWh	60kWh
Φούρνος	2600W	0.5h	Υποθέτουμε ότι ριπύμα θα ριπεί κατά το 25% του χρόνου	9.8Wh	117.6kWh
Κλιματιστικό ανά Δωμάτιο	860W	10h	10d/μήνα το καλοκαίρι	86kWh	1032kWh
Σύνολο	10490W			199.7 kWh	2770.6kWh

Το φορτίο αυτό απαιτείται υπό μορφή AC και DC ως εξής:

α. Φορτία DC 1000 Wh/day

β. Φορτία AC 1500 Wh/day

Βήμα 2^ο .

Τα στατιστικά δεδομένα πίνακες προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας, θερμοκρασίας, των τιμών του PSH, δίνονται στον Πίνακα που ακολουθεί.

Πίνακας 6.1.2 : Μέση Ημερήσια Ακτινοβολία (kWh / m^2) ανά μήνα που πέφτει στην επιφάνεια των PV- πλαισίων υπό κλίση 45° , ως προς το οριζόντιο επίπεδο, στην Πάτρα.

Μήνας	\bar{R} Συντελεστής μετατροπής της ακτινοβολίας από το οριζόντιο σε κεκλιμένο επίπεδο 45° (1)	Αριθμός ημερών κάθε μήνα (2)	$I_T \times 10^3$ kWh (3)	Μέση Ημερήσια Ακτινοβολία (kWh/m ²) σε επίπεδο 45° (1)×(3)/(2) ×3600	PSH h
Ι	1.655	31	220	3.28	3.28
Φ	1.38	28	259	3.55	3.55
Μ	1.16	31	400	4.16	4.16
Α	0.965	30	493	4.40	4.40
Μ	0.845	31	684	5.18	5.18
Ι	0.79	30	745	5.45	5.45
Ι	0.81	31	781	5.67	5.67
Α	0.92	31	713	5.88	5.88
Σ	1.105	30	526	5.38	5.38
Ο	1.355	31	367	4.46	4.46
Ν	1.61	30	241	3.58	3.58
Δ	1.70	31	187	2.85	2.85
Ετήσιος Μ.Ο.				4.49 $\left(\frac{kWh}{m^2} \right)$	4.49h

Βήμα 3°. Υπολογισμός της ημερήσιας κατανομής των φορτίων

Από την μορφή της ημερήσιας κατανάλωσης των φορτίων, κάνουμε την υπόθεση ότι το 40% των φορτίων, ήτοι $2,500\text{Wh} \times 0.4 = 1000\text{Wh}$ καλύπτεται απευθείας κατά την διάρκεια της ημέρας οπότε και η PV-γεννήτρια παρέχει την ισχύ απευθείας, ενώ το 60%, ήτοι $2,500\text{Wh} \times 0.6 = 1500\text{Wh}$ θα καλυφθεί μέσω συσσωρευτών.

Με αυτά τα δεδομένα και βάσει της υποθέσεως έχουμε:

Φορτία DC: άμεση κάλυψη από PV-γεννήτρια: $0.4 \times 1000\text{Wh} = 400\text{Wh/day}$

Έμμεση κάλυψη από συσσωρευτές : $0.6 \times 1000\text{Wh} = 600\text{Wh/day}$

Φορτία AC: άμεση κάλυψη των φορτίων από PV-γεννήτρια μέσω αντιστροφέα DC/AC: $0.4 \times 1500\text{Wh} = 600\text{Wh/day}$.

Έμμεση κάλυψη των φορτίων από συσσωρευτές μέσω αντιστροφέα DC/AC:

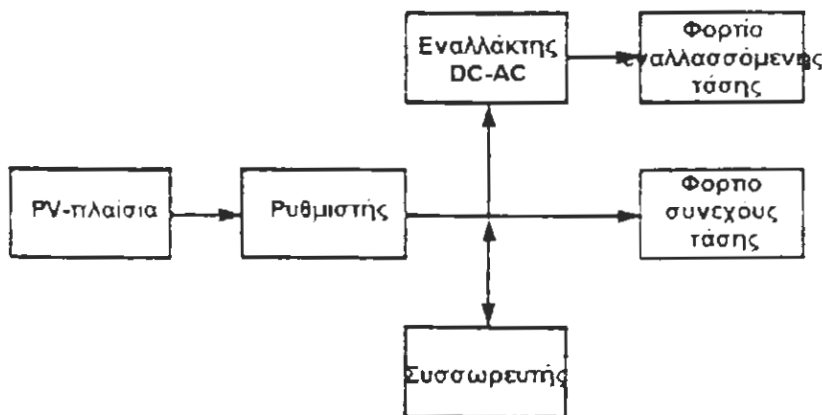
$$0.6 \times 1500\text{Wh} = 900\text{Wh/day}.$$

Επομένως το σύνολο θα είναι:

$$2,500\text{Wh/day}$$

Βήμα 4°. Γενική τοπολογία PV-συστήματος

Τα ανωτέρω βήματα της μελέτης μας οδηγούν ήδη στην γενική τοπολογία της PV-εγκατάστασης όπως δείχνει το σχήμα 6.1.1



Σχήμα 6.1.1: Σχηματικό διάγραμμα ενός PV-συστήματος αποτελούμενο από ένα ρυθμιστή τάσης, συσσωρευτές, και ένα εναλλάκτη συνεχούς εναλλασσόμενου ρεύματος.

Βήμα 5°. Κλίση ως προς το οριζόντιο επίπεδο.

Υποθέτουμε ότι η κλίση των PV-πλαισίων θα είναι 45° και τα PV-πλαίσια “βλέπουν” νότια.

Είναι γεγονός ότι σε μια μελέτη πρέπει να εξετάζουμε εάν:

α. Οι PV-συστοιχίες είναι ακίνητες και να υπολογίζουμε την κλίση ως προς το οριζόντιο επίπεδο.

π.χ. $\beta = \varphi - 15$, ή $\beta = \varphi$ ή $\beta = \varphi + 15$, ή άλλη τιμή της κλίσης σύμφωνα με τις καμπύλες του σχήματος 6.1.2 ώστε να υπολογίζουμε επακριβώς την ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει στα PV-πλαίσια καθώς και το PSH για την συγκεκριμένη κλίση.

Οι τιμές αυτές θα μας βοηθήσουν καθώς θα δούμε στο τέλος του προβλήματος αυτού να εξοικονομήσουμε PV-πλαίσια και άρα να βελτιώσουμε το κόστος έναντι του οφέλους.

β. Οι PV-συστοιχίες περιστρέφονται περί ένα ή δυο άξονες

Από τα δεδομένα αυτά και τον πίνακα η μέση ετήσια τιμή του (PSH) είναι 4.61h ενώ οι μηνιαίες τιμές του (PSH) δίδονται αναλυτικά στον πίνακα.

Βήμα 6°. Χρόνος αυτοδυναμίας του συστήματος

Με βάση το δεδομένο ότι η μέση ετήσια τιμή του (PSH)=4.61h και ότι τα φορτία δεν είναι κρίσιμα, η περίοδος αυτοδυναμίας, d υπολογίζεται από τις σχέσεις:

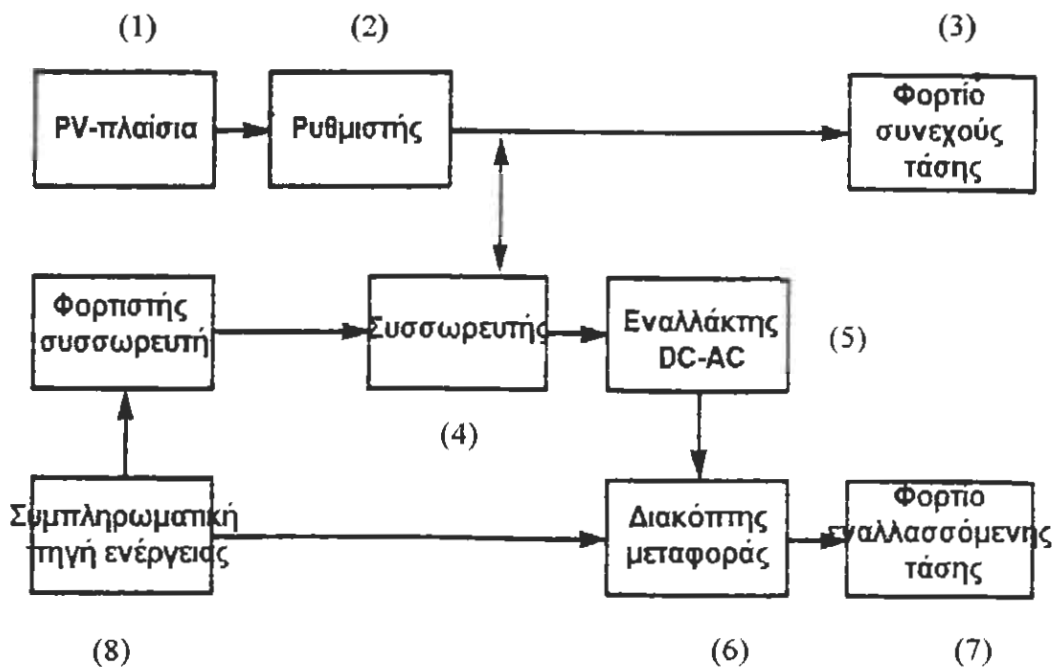
$$d_{cr} = -1.9 \times (\text{PSH}) + 18.3 \text{ (days)} \quad (4.1)$$

$$d_{n-cr} = -0.48 \times (\text{PSH}) + 4.58 \text{ (days)} \quad (4.2)$$

Παρατήρηση:

Η απόφαση αυτή περί μη-κρίσιμων φορτίων συνεπάγεται ότι υπάρχει πιθανότητα για κάποιες ώρες το PV-σύστημα να είναι εκτός λειτουργίας.

Οδηγούμαστε λοιπόν στη λύση μιας συμπληρωματικής πηγής ενέργειας για την περίπτωση όπου ο πελάτης θα θελήσει να έχει πάντοτε τους καταναλωτές σε λειτουργία και η νέα τοπολογία είναι η του σχήματος 6.1.3.



Σχήμα 6.1.3: Σχηματικό διάγραμμα ενός PV-συστήματος με ένα ρυθμιστή τάσης, συσσωρευτές, ένα εναλλάκτη συνεχούς/εναλλασσόμενου, μια συμπληρωματική πηγή ενέργειας και ένα φορτιστή συσσωρευτή.

Ο χρόνος αυτοδυναμίας, d , επηρεάζει τις διαστάσεις-ισχύ W_p της PV-γεννήτριας.

Διερεύνηση του ζητήματος αυτού δίδει ότι όσο μεγαλύτερος είναι ο χρόνος αυτοδυναμίας, d , τόσο μεγαλύτερη θα πρέπει να είναι η PV-γεννήτρια σε διαστάσεις βλ.σχέση (5.25) καθώς σε περίπτωση που ο αριθμός των ημερών αυτοδυναμίας είναι μικρότερος των ημερών που η διάταξη δεν μπορεί να παράγει ενέργεια θα πρέπει να αυξήσουμε τις διαστάσεις της γεννήτριας.

Βήμα 6°. Διόρθωση των τιμών των φορτίων λόγω απωλειών

Τα φορτία (DC,AC) όπως προσδιορίστηκαν στο 3^ο βήμα πρέπει να διορθωθούν λόγω των απωλειών, ώστε να χρησιμοποιηθούν οι διορθωμένες τιμές στην ενεργειακή μέθοδο διαστασιολόγησης της PV-γεννήτριας.

Οι απώλειες ομαλοποιούνται, σύμφωνα και με τα προηγούμενα τοπολογικά διαγράμματα, ως εξής:

Φορτία DC: απώλεια 5% στις καλωδιώσεις για τα φορτία που εξυπηρετούνται απ'ευθείας από την PV-γεννήτρια

Για τα φορτία που εξυπηρετούνται μέσω των συσσωρευτών 5% απώλειες στον ελεγκτή φόρτισης και καλωδιώσεις και 20% λόγω της απόδοσης των συσσωρευτών (φόρτιση-εκφόρτιση, γήρανση, κ.λ.π.).

Παρατήρηση:

Στο σημείο αυτό γίνεται αντιληπτό πως οι συσσωρευτές επηρεάζουν και τις διαστάσεις της PV-γεννήτριας.

Φορτία AC: που εξυπηρετούνται απ'ευθείας από την PV-γεννήτρια μέσω του αντιστροφέα DC/AC, υφίστανται απώλεια 5% στις καλωδιώσεις και 15% στον αντιστροφέα.

Παρατήρηση:

Πολύ λογική τιμή για την απόδοση του αντιστροφέα που ελήφθη 85%.

Φορτία AC: που εξυπηρετούνται μέσω του συσσωρευτή και του αντιστροφέα υφίστανται απώλειες: 5% λόγω Ε.Φ., 20% λόγω των κύκλων φορτίσεων-εκφορτίσεων (απόδοση συσσωρευτή 80%) και 15% απώλειες στον αντιστροφέα (απόδοση 85%). **Σύνολο απωλειών: 40%.**

Σύμφωνα με τα ανωτέρω τα ενεργειακά φορτία που πραγματικά πρέπει να αποδόσει η PV-γεννήτρια είναι για να φθάσουν στους καταναλωτές όπως προβλέπεται είναι:

DC	δρόμος 1.2.3	$400 \times 1.05 = 420 \text{Wh}$
DC	δρόμος 1.2.4.3	$600 \times 1.25 = 750 \text{Wh}$
AC	δρόμος 1.2.5.6.7	$600 \times 1.20 = 720 \text{Wh}$
AC	δρόμος 1.2.4.5.6.7	$900 \times 1.40 = 1260 \text{Wh}$
		Σύνολο: $3150 \text{Wh} = 3.15 \text{kWh}$

Βήμα 8° .

Μια αρχική εκτίμηση της ισχύος αιχμής της PV-γεννήτριας γίνεται άμεσα από την σχέση:

$$P_m = 3,150 \text{Wh} / (\text{PSH})_m = 3150 \text{Wh} / 4.61 \text{h} = 683 \text{W}_p \text{ μέση ετήσια ισχύς αιχμής.}$$

Βήμα 9°. Διαθέσιμα και επιλογή PV-πλαισίων.

Τα PV-πλαίσια που μετά από έρευνα της αγοράς επελέγησαν (κόστος, λειτουργικά χαρακτηριστικά, άμεση παράδοση, εγγύηση κ.λ.π) έχουν τα εξής χαρακτηριστικά.

$i_{sc} = 3.45 \text{A}$	$V_{oc} = 21.7 \text{Volts}$	$P_m = 75 \text{W}_p$
$i_m = 3.15 \text{A}$	$V_m = 17.4 \text{Volts}$	$P_m = 55 \text{W}_p$

σε συνθήκες STC δηλαδή 10^3W/m^2 , σε θερμοκρασία 25°C και φάσμα AM1.5. Ωστόσο, θα πρέπει να γίνει διόρθωση στην ισχύ που αποδίδουν τα PV-πλαίσια επειδή θα λειτουργούν σε υψηλότερη θερμοκρασία. Επιχειρούμε την διόρθωση αυτή ακριβώς όπως επεξηγούμε στην συνέχεια.

Βήμα 10^ο. Διόρθωση λόγω θερμοκρασίας λειτουργίας, T_c των PV-πλαισίων.

Για τα PV-πλαίσια που επελέγησαν η NOCT είναι ίση με 46°C . Σύμφωνα με την σχέση (3.7) η θερμοκρασία λειτουργίας, T_c , των PV-πλαισίων θα προσδιορισθεί από την σχέση, η οποία δομείται με βάση τον ορισμό της θερμοκρασίας NOCT:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{0.8 \frac{kW}{m^2}} \times I_t (\frac{kW}{m^2}) = T_a + \frac{46^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}}{0.8 \frac{kW}{m^2}} \times I_t = T_a + \frac{26^\circ\text{C}}{0.8 \frac{kW}{m^2}} \times 1.0 = T_a + 32.5^\circ\text{C}$$

Η θερμοκρασία T_a θα ληφθεί ως η μέση θερμοκρασία της ημέρας που για κάθε μέρα δίνεται από τον Πίνακα.

Ας υποθέσουμε ότι για τον Αύγουστο η $(T_a)_{AV} = 27-28^\circ\text{C}$.

Τότε: $(T_c)_{AV} = 60^\circ\text{C}$

Για την θερμοκρασία αυτή υπολογίζουμε τα μεγέθη i_{sc} , V_{oc} , FF και τελικά την ισχύ P στις νέες συνθήκες.

Εξετάζουμε το PV-πλαίσιο των $P_m=55\text{Wp}$, το οποίο έχει 36 PV-κυψελίδες εν σειρά.

α) Η $i_{sc} = 3.15\text{A}$ θα υποθέσουμε ότι δεν επηρεάζεται από την θερμοκρασία

β) $V_{oc} = 21.7\text{Volts} - 36 \times 0.0023 \frac{\text{Volts}}{^\circ\text{C}} \times (60 - 25)^\circ\text{C} = 18.8\text{ Volts}$

γ) $FF = \frac{55\text{W}}{3.15\text{A} \times 21.7\text{Volts}} = 0.8046$. Υποθέτουμε ότι ο FF δεν επηρεάζεται ουσιαστικά από την T.

Τέλος

δ) $P_m (10^3 \text{W/m}^2, T_c=60^\circ\text{C}) = 3.15 \times 18.8\text{Volts} \times 0.8046 = 47.65\text{W}$

Βήμα 11°.

Ο αριθμός των PV-πλαισίων του τύπου που επελέγησαν μετά την διόρθωση της αποδιδόμενης από αυτά ισχύος λόγω υψηλότερης θερμοκρασίας από την NOCT (η διόρθωση αυτή πρέπει να γίνεται στην ενεργειακή μέθοδο) προσδιορίζεται ως:

$$N_{PV} = \frac{P_m}{P_r} = \frac{683 W_p}{47.65 W_p} = 14.3 PV - \text{πλαίσια}$$

Βέβαια, ο αριθμός των PV-πλαισίων θα πρέπει να είναι ακέραιος και η συνδεσμολογία τους τέτοια ώστε να ικανοποιούν και άλλες προϋποθέσεις που θα εξετάσουμε αμέσως στην συνέχεια.

Βήμα 12°.

Επειδή θέλουμε οι απώλειες λόγω μεταφοράς να είναι μικρές εξετάζουμε την περίπτωση η ισχύς της PV-γεννήτριας να μεταφέρεται στον μετατροπέα DC/AC υπό τάση 48 Volts ή 120 Volts τιμή η οποία συνιστάται για εγκαταστάσεις άνω των 2.5 kWp όπως δείχνει ο πίνακας .

Πίνακας 6.1.3: Οδηγίες εισαγωγής τάσης για αυτόνομους εναλλάκτες συνεχούς-εναλλασσομένου ρεύματος.

Ισχύς φωτοβολταϊκού στοιχείου (kWp)	Φορτίο μετατροπέα (kW)	AC	Συνολικό φορτίο (kWh/day)	Τάση DC συστήματος (Volts)
Μικρότερο από 0.4	Μικρότερο από 1		Μικρότερο από 1.5	12
0.4-1.0	2.5 ή μικρότερο		Μικρότερο από 5.0	24
1.0-2.5	5.0 ή μικρότερο		5.0-12.0	48
Μεγαλύτερο από 5.0	Μεγαλύτερο από 5.0		12.0-25.0	120

Ας θεωρήσουμε τις δυο αυτές δυνατές λύσεις δηλαδή: $V_s=48$ Volts και $V_s=120$ Volts

Αν $V_s=48$ Volts τότε ο αριθμός των PV-πλαισίων εν σειρά θα είναι:

$$(N_{p,s})_{48V} = \frac{48Volts}{17.4Volts} = 2.76$$

ή τελικά $(N_{p,s})_{48V}=3$ PV-πλαίσια εν σειρά.

Τότε ο ολικός αριθμός των παράλληλων σειρών θα είναι: $(N_p)_p=5$ ώστε θα έχουμε τελικά $N_p=15$ PV-πλαίσια.

Αν $V_s=120$ Volts τότε ο αριθμός των PV-πλαισίων εν σειρά θα είναι:

$$(N_{p,s})_{120V} = \frac{120Volts}{17.4Volts} = 6.89$$

ή τελικά $(N_{p,s})_{120V}=8$ PV-πλαίσια εν σειρά.

Τότε ο ολικός αριθμός των παράλληλων σειρών θα είναι: $(N_p)_p=2$ ώστε θα έχουμε τελικά $N_p=16$ PV-πλαίσια.

• Η δεύτερη λύση είναι θεωρητικώς καλύτερη λόγω της υψηλότερης αποδόσεως στο σύστημα αφού οι απώλειες μεταφοράς μειώνονται ενώ το κόστος για το ένα επιπλέον PV-πλαίσιο θεωρείται αμελητέο.

Ωστόσο όταν θα λάβουμε υπόψιν και την αποθήκευση ενέργειας μέσω συσσωρευτών τότε επειδή ο αριθμός των συσσωρευτών εξαρτάται από το V_s όπως θα αναλύσουμε στην συνέχεια θα λάβουμε και την τελική απόφαση για την ακριβή τοπολογία του συστήματος.

Βήμα 13°. Επιβεβαίωση

Στο 11^ο βήμα προσδιορίστηκε ο αριθμός $N_{pv}=15$ PV-πλαίσια. Δηλαδή:

15 PV-πλαίσια $\times 47.65W_p \rightarrow 715W_p$ σε σύγκριση με τα 683 W_p μέση ετήσια ισχύ αιχμής. Η διαφορά είναι ικανή να καλύψει και μικρότερη πτώση ισχύος λόγω αυξημένης θερμοκρασίας ή την απαιτούμενη ισχύ στα φορτία κατά τον χειμώνα σε ημέρα με σχετική συννεφιά, χωρίς την ανάγκη εκφόρτισης των συσσωρευτών.

Τα ίδια και σε καλύτερο βαθμό ισχύουν αν προχωρήσουμε στην ανάλυση για την περίπτωση των 16 PV-πλαισίων.

6.2 Διαστασιολόγηση με την μέθοδο των Ah

Τα βήματα 1,2,3,4,5 και 6 είναι τα ίδια όπως προηγουμένως στην ενεργειακή μέθοδο.

Βήμα 7°.

Υποθέτουμε ότι η ισχύς από την PV-γεννήτρια θα αποδίδεται υπό τάση 48Volts ή 120 Volts για τους λόγους που εκτέθηκαν στο 12° βήμα.

Έχοντας αυτά υπόψη το σύστημα αποδίδει ημερησίως:

$$\frac{2500Wh}{48Volts} = \frac{2500A \times V \times h}{48V} = 52.08Ah \text{ υπό τάση } 48Volts$$

$$\text{ή } \frac{2500Wh}{120Volts} = 20.83Ah \text{ υπό τάση } 120Volts$$

Με βάση τις υποκατηγορίες των φορτίων DC και AC όπως αναλύσαμε στο 3° βήμα έχουμε αναλυτικά τα ακόλουθα Ah ανά κατηγορία.

$$\text{Φορτία DC: άμεση κάλυψη από PV-γεννήτρια: } \frac{400Wh}{48Volts} = 8.33Ah / day$$

$$\text{ή } \frac{400Wh}{120Volts} = 3.33Ah / day$$

$$\text{Έμμεση κάλυψη από συσσωρευτές: } \frac{600Wh}{48Volts} = 12.50Ah / day$$

$$\text{ή } \frac{600Wh}{120Volts} = 5.00Ah / day$$

Φορτία AC: άμεση κάλυψη από PV-γεννήτρια μέσω αντιστροφέα DC/AC:

$$\frac{600Wh}{48Volts} = 12.50Ah / day$$

$$\text{ή } \frac{600Wh}{120Volts} = 5.00Ah / day$$

Έμμεση κάλυψη από PV-γεννήτρια μέσω συσσωρευτή και αντιστροφέα

$$\text{DC/AC: } \frac{900Wh}{48Volts} = 18.75Ah / day$$

$$\text{ή } \frac{900Wh}{120Volts} = 7.5Ah / day$$

Επομένως το σύνολο θα είναι: 52.08 Ah/day αν η ηλεκτρική διάταξη είναι υπό τάση 48Volts.

Βήμα 8°. Διόρθωση στις τιμές των Ah λόγω απωλειών στα επιμέρους στοιχεία του PV-συστήματος.

Οι απώλειες θεωρούνται ίδιες όπως και προηγουμένως με την μέθοδο των Wh, εκτός από την πλευρά των συσσωρευτών, όπου στην προσεγγιστική αυτή μέθοδο των Ah η απόδοση σε Ah ήτοι $\frac{(Ah)_{\text{εισόδου}}}{(Ah)_{\text{εξόδου}}}$ του συσσωρευτή

θεωρείται 100%.

Φορτία DC που καλύπτονται απευθείας από την PV-γεννήτρια:

$$8.33Ah \times 1.05 = 8.75Ah$$

Φορτία DC που καλύπτονται μέσω συσσωρευτή: $12.50 \times 1.05 = 13.13Ah$

Σημείωση: στην περίπτωση αυτή στη μέθοδο των Wh έχουμε συντελεστή διόρθωσης 1.25 καθώς ελάβαμε υπ'όψιν ως ενεργειακή απόδοση (Wh) του

$$\text{συσσωρευτή } \frac{(Wh)_{\text{εξόδου}}}{(Wh)_{\text{εισόδου}}} = 0.80.$$

Φορτία AC που καλύπτονται μέσω μετατροπέα: $12.50 \times 1.20 = 15Ah$

Φορτία AC που καλύπτονται μέσω συσσωρευτή και μετατροπέα:

$$18.75Ah \times 1.20 = 22.5Ah$$

Επομένως, το σύνολο των Ah που θα πρέπει να παράγει η PV-γεννήτρια ώστε να αποδίδονται στα φορτία DC και AC τα Ah που έχουν προβλεφθεί που είναι: 59.38 Ah/day.

Βήμα 9°. Προσδιορισμός της μέσης ετήσιας έντασης ρεύματος από την PV-γεννήτρια.

Γνωρίζουμε το ολικό φορτίο σε Ah ανά ημέρα: 59.38 Ah/day και ότι η μέση ετήσια τιμή (PSH)=4.61h.

Επομένως η μέση ετήσια τιμή ρεύματος που θα αποδίδει η PV-γεννήτρια θα

$$\text{ισούται με: } \frac{59.38Ah}{4.61h} = 12.88A$$

Βήμα 10°. Προσδιορισμός των παραμέτρων $N_{p,p}$, $N_{p,s}$ και N_p

Ο αριθμός των παραλλήλων σειρών PV-στοιχείων δίδεται από το λόγο της μέσης ετήσιας έντασης που θα δίνει η PV-γεννήτρια, στην περίπτωση μας 12.88A, προς το ρεύμα i_m , που για τον τύπο των PV-πλαισίων που επιλέξαμε είναι ίσο με $i_m=3.15A$.

$$\text{Επομένως: } (N_p) = \frac{12.88A}{3.15A} = 4.09$$

Επειδή, το N_p πρέπει να είναι ακέραιος επιλέγουμε τον αμέσως πλησιέστερο ακέραιο. Άρα $N_p=4$

Επειδή το φορτίο αυτό θα αποδίδεται υπό τάση 48Volts και

$$V_m = \frac{P_m}{i_m} = \frac{47.65W}{3.15A} = 15.13Volts$$

Υπολογίσαμε ότι λόγω της υψηλότερης θερμοκρασίας η ισχύς που κάθε PV-πλαίσιο θα αποδίδει είναι 47,65W.

$$N_s = \frac{48Volts}{15.13Volts} = 3.17$$

Επειδή, το N_s πρέπει να είναι ακέραιος επιλέγουμε τον αμέσως πλησιέστερο ακέραιο. Άρα $N_s=4$

Επομένως $N_p=4 \times 4=16$ PV-πλαίσια.

ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ:

1. Οι δυο μέθοδοι που παρουσιάζουμε δεν δίνουν ακριβώς το ίδιο αποτέλεσμα. Γενικά η μέθοδος των Wh δίνει αποτελέσματα ελαφρώς πιο αισιόδοξα σε σύγκριση με την μέθοδο των Ah. Γιατί;

Απάντηση:

Η μέθοδος των Wh αντιμετωπίζει το πρόβλημα της διαστασιολόγησης εάν η PV-γεννήτρια λειτουργεί πάντα περί το MPP και συνεπώς περί την τάση V_m .

Τούτο δεν συμβαίνει πάντα, αν και διορθώνεται κατά πολύ με το Η.Σ.Π. του MPP, καθώς:

α. Λόγω της υψηλής θερμοκρασίας περιβάλλοντος, κυρίως το καλοκαίρι, η V_m μετατοπίζεται σε χαμηλότερες τιμές.

β. Τον χειμώνα όταν η τιμή της κατάστασης φόρτισης SOC, των συσσωρευτών είναι χαμηλή, "γονατίζουν" την τάση της PV-γεννήτριας μακριά από το MPP.

Από την άλλη πλευρά, η μέθοδος των Ah λαμβάνει για την διαστασιολόγηση ότι το i_m είναι αυτό που δίνει ο κατασκευαστής για τις συνθήκες STC το οποίο μάλιστα ελαφρά αυξάνεται με την θερμοκρασία, βλέπε σχέση, αν και γενικά θεωρούμε ότι δεν μεταβάλλεται.

Γενικά μπορούμε να καταλήξουμε στο συμπέρασμα ότι οι δυο μέθοδοι δίνουν παραπλήσια αποτελέσματα και ότι οι πραγματικές τιμές που δίνει η PV-γεννήτρια ευρίσκονται στο ενδιάμεσο των δυο μεθόδων.

2. Η διαστασιολόγηση θα μπορούσε να αντιμετωπισθεί ακόμη αναλυτικότερα απ'ότι ανωτέρω στην μέθοδο των Ah ως εξής:

γνωρίζοντας το ολικό φορτίο (ανά μήνα) και το (PSH) ανά μήνα, ο λόγος τους δίνει το ρεύμα i_{PV} που η PV-γεννήτρια πρέπει να δώσει για να φορτίσει τους συσσωρευτές καλύπτοντας τις ανάγκες.

- Στην περίπτωση αυτή θα έχουμε τιμές i_{PV} ανά μήνα

- Ο μελετητής για διάφορες κλίσεις θα προσπαθήσει να βρει την κλίση που του δίνει το μέγιστο ρεύμα i_{PV} .

Τότε ο αριθμός N_p ευρίσκεται από το λόγο του i_{PV} προς το i_m , $N_p = \frac{i_{PV}}{i_m}$ ή

καλύτερα από την διορθωμένη τιμή i_{PV}' όπου $i_{PV}' = i_{PV}/0.9$ ώστε να ληφθεί υπόψη η γήρανση των PV-πλασιών και η επικάλυψη σκόνης επί των PV-πλασιών.

Η αναλυτική αυτή μέθοδος των Ah δεν βασίζεται στη μέση ετήσια τιμή του PSH. Ακολουθείται ως μεθοδολογία όταν απαιτείται μια σοβαρή μελέτη στη διαστασιολόγηση των συσσωρευτών για να ληφθεί υπ'όψιν η εποχιακή φόρτιση καθώς η αποδιδόμενη ενέργεια τον χειμώνα είναι μικρότερη του φορτίου, ενώ κατά την περίοδο του καλοκαιριού υψηλότερη.

Η αναλυτική μέθοδος των Ah βασίζεται στην μέγιστη τιμή του ρεύματος i_{PV} κατά τους μήνες του έτους οπότε δίνει μεγαλύτερη διάσταση στην PV-γεννήτρια που καλύπτει πάντα το φορτίο και τον χειρότερο μήνα.

Κατά τους καλοκαιρινούς μήνες επιπλέον παραγόμενη ενέργεια θα πρέπει να χρησιμοποιείται σε άλλες εφαρμογές ώστε να μην "χάνεται".

6.3 Διαστασιολόγηση συσσωρευτών

Βήμα 1^ο:

Εφαρμόζουμε τις σχέσεις 4.1 και 4.2 και το σκεπτικό περί κρίσιμων και μη-κρίσιμων φορτίων για το πρόβλημα αυτό και καταλήγουμε ότι επειδή τα φορτία μας τα θεωρούμε μη-κρίσιμα, καθώς θα ενσωματώσουμε συμπληρωματική συμβατική πηγή ενέργειας στο σύστημα, ότι $d=3$ ημέρες, δηλαδή το σύστημά μας θα έχει ενεργειακή αυτοδυναμία 3 ημερών.

Βήμα 2^ο: Προσδιορισμός του φορτίου αποθήκευσης για $d=3$ ημέρες.

α. Μέθοδος Wh

Το πρόβλημα, καθώς υπολογίσαμε, απαιτεί κάλυψη ημερήσιου φορτίου ενέργειας 2.5kWh το οποίο θα μεταφέρεται υπό τάση 48Volts.

$$\text{Επομένως: } \frac{2500 \frac{Wh}{day} \times day}{48Volts} = 156.25 Ah$$

β. Μέθοδος Ah

Όπως είδαμε στο 7^ο βήμα της μεθόδου των Ah, τα Ah ανά ημέρα που θα αποδοθούν στους καταναλωτές/φορτία ή στην αποθήκη/συσσωρευτές είναι ίσα με 52.08Ah.

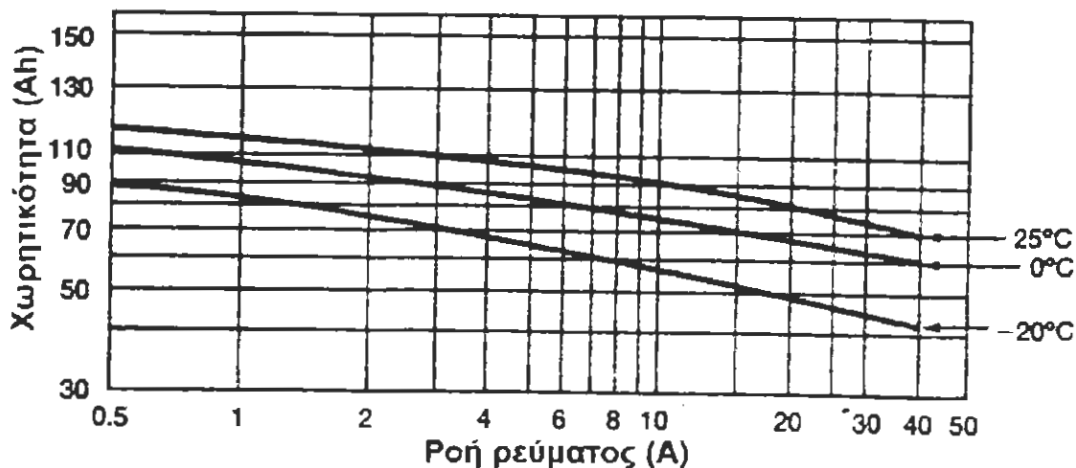
$$\text{Επομένως για 3 ημέρες θα αποθηκευθούν } 52.08 \frac{Ah}{day} \times 3 day = 156.25 Ah.$$

Παρατηρούμε την σύμπτωση των 2 μεθόδων στον προσδιορισμό του ημερήσιου φορτίου προς αποθήκευση

Βήμα 3^ο. Διορθώσεις στην τιμή των Ah των συσσωρευτών.

Όπως αναφέρθηκε στο κεφάλαιο 2 η θερμοκρασία των συσσωρευτών επηρεάζει την απόδοσή τους, όπως επίσης και η ταχύτητα φόρτισης/εκφόρτισης.

Ακόμη, είδαμε ότι η χωρητικότητα ενός συσσωρευτή ελαττώνεται για μικρότερες θερμοκρασίες της κανονικής. Ομοίως για μεγάλους ρυθμούς φόρτισης-εκφόρτισης σχήμα 3.5.



Σχήμα 6.3.1: Διάγραμμα που δείχνει την μεταβολή της χωρητικότητας σαν συνάρτηση της θερμοκρασίας και του ρυθμού εκφόρτισης για τον συσσωρευτή Delco 2000.

Για τους συσσωρευτές Pb-οξέος ισχύει η ακόλουθη διόρθωση της χωρητικότητας λόγω μεταβολής της θερμοκρασίας:

$$f_{b,T} = \frac{C}{C_o} = \frac{\text{χωρητικότητα σε } T^{\circ}C}{\text{χωρητικότητα στους } 25^{\circ}C} \quad (4.3)$$

$$= 0.00575 \times T + 0.54 \quad (4.4)$$

Βήμα 4°. Προσδιορισμός του συντελεστή διόρθωσης λόγω ταχύτητας φόρτισης/εκφόρτισης $f_{b,cd}$.

Εάν προβλέπεται, από την ανάλυση των φορτίων, ότι κατά την εκφόρτιση των συσσωρευτών προς τα φορτία, ο ρυθμός εκφόρτισης θα υπερβεί αυτόν που συνιστά ο κατασκευαστής, επί χρόνο περισσότερο των 10', τότε θα πρέπει να εισαγάγουμε διόρθωση στην χωρητικότητα των συσσωρευτών.

Παράδειγμα:

Αν ο ρυθμός εκφόρτισης φθάσει τα 30A και ο συνιστώμενος είναι 20A, τότε:

$$f_{b,cd} = \frac{20A}{30A} = 0.67$$

Ομοίως, εάν ο ρυθμός φόρτισης υπερβαίνει το συνιστώμενο ενεργούμε ως ακολούθως:

α. Υπολογίζουμε την χωρητικότητα των συσσωρευτών από την σχέση:

$$C_r = \frac{C \frac{Ah}{day}}{f_{b,T} \times f_{b,cd} \times DOD}$$

Επίσης αν ο ρυθμός φόρτισης των συσσωρευτών από την PV-γεννήτρια πολλαπλασιασθεί επί 10h, θα δώσει τιμή Ah υψηλότερης αυτής που δίνει η σχέση (4.5), τούτο συνεπάγεται ότι η PV-γεννήτρια θα φορτίζει τους συσσωρευτές σε λιγότερο από 10h, που είναι η κανονική περίοδος φόρτισης του συσσωρευτή.

Στην περίπτωση αυτή η τιμή των Ah για τους συσσωρευτές είναι το γινόμενο:
 $(i_{ch} \times 10h)Ah$.

Τελικά η τιμή του $f_{b,T}$ για θερμοκρασίες 25-27°C όπου και η συνήθης μέση θερμοκρασία του χώρου τοποθέτησης-λειτουργίας των συσσωρευτών, σύμφωνα με την σχέση 4.6 ισούται με 1.

Σύμφωνα με την διαστασιολόγηση της PV-γεννήτριας που επιχειρήσαμε στο προηγούμενο παράδειγμα έχουμε 4 σειρές PV-πλαισίων εν παραλλήλω. Επομένως το ρεύμα φόρτισης θα είναι ίσο με:

$$i = i_m (\text{το ρεύμα κάθε σειράς}) \times 4 \text{σειρές} = 3,15A \times 4 = 12,60A$$

Η διορθωμένη χωρητικότητα του συσσωρευτή υπολογίζεται από την σχέση 4.7

$$\text{και ισούται με: } C_r = \frac{52,08 \frac{Ah}{day} \times 3days}{1 \times 1 \times 0,8} = 195,3Ah$$

Επομένως σύμφωνα με τα ανωτέρω η τιμή της C_r θα είναι 195.3Ah με την προϋπόθεση ότι $f_{b,cd}=1$, δηλαδή ότι ο ρυθμός εκφόρτισης δεν υπερβαίνει αυτόν που συνιστά ο κατασκευαστής για τον τύπο που θα επιλέξουμε.

Βήμα 5°. Προσδιορισμός τύπου συσσωρευτή

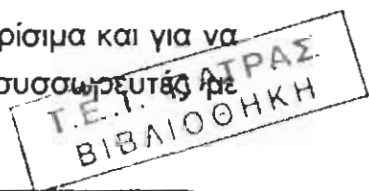
Ο τύπος αυτός θα προσδιορισθεί ως η βέλτιστη λύση που ικανοποιεί:

α. Τη συνολική χωρητικότητα, που στην περίπτωσή μας είναι 195.3Ah ήτοι περίπου 200Ah.

β. Την τάση υπό την οποία το φορτίο αποδίδεται στους καταναλωτές μέσω μετατροπέα DC/AC ή απευθείας, στην περίπτωσή μας 48 Volts.

γ. Την απόφαση αν ο συσσωρευτής θα είναι βαθιάς ή ρηχής εκφόρτισης δηλαδή αν το DOD θα έχει αντίστοιχα τιμή 0.8 ή 0.2.

σε μια εφαρμογή όπου τα φορτία-καταναλωτές θεωρούνται κρίσιμα και για να αυξήσουμε το χρόνο ζωής του συσσωρευτή λαμβάνουμε συσσωρευτές με $DOD > 0.20$



δ. Την απόφαση να χρησιμοποιήσουμε περισσότερους συσσωρευτές, μικρούς σε όγκο, βάρος αλλά και χωρητικότητα, αντί ενός ή δυο μεγάλων συσσωρευτών έστω και αν το κόστος στην δεύτερη περίπτωση είναι μικρότερο.

Τούτο θα εξαρτηθεί από την ευκολία συντήρησης των συσσωρευτών, την διάθεσή τους ανά πάσα στιγμή στην αγορά, π.χ. αν ένας συσσωρευτής "βγει εκτός" τότε αν το σύστημα αποτελείται από πολλούς (μικρούς) συσσωρευτές, το PV-σύστημα δεν θα υποστεί πλήγμα αλλά θα λειτουργεί πρόσκαιρα με μικρότερη, χωρητικότητα αποθήκευσης, έναντι της περίπτωσης 1 ή 2 μεγάλων συσσωρευτών

ε. Από την πραγματική αξία των συσσωρευτών λαμβανομένου υπ'όψιν του αριθμού κύκλων ζωής, του χρόνου ζωής κ.λ.π. όπως θα αναλύσουμε ξεχωριστά στην συνέχεια.

• Μετά από όλα αυτά προχωρούμε στην τελική φάση επιλογής συσσωρευτών και συνδεσμολογίας τους.

Από τον πίνακα 4.2 διακρίνουμε ως πιθανές λύσεις των συσσωρευτών:

α. τους GNB Absolyte με:

C (Ah)	V (Volts)	DOD	Κύκλος φόρτισης/εκφόρτισης	Χρόνος ζωής (έτη)
42	6	0.5	1,000	2.7
59	12	0.5	1,000	2.7
202	12	0.5	3,000	8.0

β. τους Exide Tubular Modular με:

C (Ah)	V (Volts)	DOD	Κύκλος φόρτισης/εκφόρτισης	Χρόνος ζωής (έτη)
192	12	0.15	4,100	10

γ. τους Delco-Remy Photovoltaic με:

C (Ah)	V (Volts)	DOD	Κύκλος φόρτισης/εκφόρτισης	Χρόνος ζωής (έτη)
105	12	0.20	850	2.3

δ. τους Globe με:

C (Ah)	V (Volts)	DOD	Κύκλος φόρτισης/εκφόρτισης	Χρόνος ζωής (έτη)
80	12	0.8	250	<1

Από τους ανωτέρω διαθέσιμους τύπους συσσωρευτών αυτός με χαρακτηριστικά: C=59Ah, V=12Volts, DOD=0.5 ικανοποιεί τους ανωτέρω συνδυασμούς καθώς απαιτούνται 4 συσσωρευτές αυτού του τύπου εν σειρά 12 Volts×4=48 Volts για φόρτιση/εκφόρτιση μέσω μετατροπέα DC/AC προς τα φορτία.

Επίσης οι 4 συσσωρευτές έχουν συνολική χωρητικότητα 4×59Ah=236Ah που ακριβώς υπερκαλύπτει τα 195.3Ah.

Αντίθετα, οι άλλοι τύποι έχουν μεγάλη χωρητικότητα π.χ. 192 Ah ή 202 Ah ακόμα και 105 Ah και η ολική απαιτούμενη χωρητικότητα των 195.3 Ah καλύπτεται από 1 ή 2 τέτοιου τύπου συσσωρευτές.

Αν αυτή η λύση προκριθεί απαιτούνται DC/DC μετατροπείς ώστε η τάση των 12 Volts ή 24 Volts να ανυψωθεί σε 48 Volts και αντιστρόφως η τάση V της PV-γεννήτριας που είδαμε ότι είναι 48Volts να υποβιβάζεται στα 12 Volts όταν φορτίζει τους συσσωρευτές.

Βήμα 6°. Επιβεβαίωση ότι κατά την εκφόρτιση η τιμή του DOD δεν ξεπερνά τα όρια που δίνει ο κατασκευαστής.

• Όπως είδαμε αποφασίσαμε να εγκαταστήσουμε 4 συσσωρευτές των 59Ah με ημερήσια τιμή DOD=0.5

• Υπολογίσαμε, στο 7^ο βήμα της μεθόδου των Ah ότι ημερησίως απαιτούνται 52.08Ah ενώ η ολική χωρητικότητα των συσσωρευτών είναι 236Ah. Επομένως το ποσοστό εκφόρτισης σε μια ημέρα είναι:

$$\frac{52.08Ah}{236Ah} = 0.22 \text{ ή } 22\%$$

γεγονός που ευρίσκεται εντός των ορίων του 50% που δίνει ο κατασκευαστής.

• Το σύστημα των 4 συσσωρευτών που επιλέξαμε, και είναι συνδεδεμένοι εν σειρά έχει συνολική χωρητικότητα 236Ah και διαθέσιμη: 0.8×236Ah=188.8Ah που υπερβαίνει κατά ένα πολύ καλό όριο ασφαλείας τα 156.25Ah που απαιτούνται να είναι διαθέσιμα να καλύψουν τις ανάγκες των φορτίων για αυτοδυναμία 3 ημερών.

- Η μέγιστη εκφόρτιση από το σύστημα αυτό των 4 συσσωρευτών θα είναι:
 $156.25\text{Ah}/236\text{Ah} = 0.662$ ή 66.2%
τιμή που είναι μικρότερη του 80% για τους βαθιάς εκφόρτισης συσσωρευτές
και τούτο εγγυάται για το σύστημα μεγαλύτερη διάρκεια ζωής.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΙΣΧΥΣ (WATTS)	ΤΑΣΗ (VOLTS)	ΔΙΑΣΤΑΣΕΙΣ (IN)	ΒΑΡΟΣ	ΤΙΜΗ (US DOLLARS)
<u>ASE 50-ATF/17</u>	50	17.2	38.0 x 17.8 x 2.0	14 lbs	\$295.00
<u>ASE 100-ATF/17</u>	100	17.0	38.0 x 17.8 x 2.0	26 lbs	\$570.00
<u>ASE 100-ATF/34</u>	100	34.4	38.0 x 17.8 x 2.0	26 lbs	\$570.00
<u>ASE 285-DG/17</u>	285	17.0	74.5 x 50.5 x 2.0	107 lbs	\$1,700.00
<u>ASE 285-DG/50</u>	285	50.5	74.5 x 50.5 x 2.0	107 lbs	\$1,700.00
<u>ASE 300-DG/17</u>	300	17.2	74.5 x 50.5 x 2.0	107 lbs	\$1,830.00
<u>ASE 300-DG/50</u>	300	51.0	74.5 x 50.5 x 2.0	107 lbs	\$1,800.00

Πίνακας 1,4: Χαρακτηριστικά στοιχεία για μερικά φωτοβολταϊκά στοιχεία της εταιρίας ASE Americas

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΙΣΧΥΣ (WATTS)	ΤΑΣΗ (VOLTS)	ΔΙΑΣΤΑΣΕΙΣ (IN)	ΒΑΡΟΣ	ΤΙΜΗ (US DOLLARS)
<u>AP-120</u>	120	16.9	58.1 x 26.0 x 2.2	26.1 lbs	\$700.00
<u>AP-75</u>	75	17.0	47.2 x 20.7 x 1.4	18.1 lbs	\$401.00
<u>AP-55</u>	55	16.7	30.6 x 26.0 x 1.4	16.4 lbs	\$350.00

Πίνακας 1.5: Χαρακτηριστικά στοιχεία για μερικά φωτοβολταϊκά στοιχεία της εταιρίας Astropower

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΙΣΧΥΣ (WATTS)	ΤΑΣΗ (VOLTS)	ΔΙΑΣΤΑΣΕΙΣ (IN)	ΒΑΡΟΣ	ΤΙΜΗ (US DOLLARS)
<u>E-32</u>	32	15.9	13.9 x 45 x 1.38	14	\$170.00
<u>E-64</u>	64	15.9/31.7	26 x 45 x 1.38	23	\$315.00

Πίνακας 1.6: Χαρακτηριστικά στοιχεία για μερικά φωτοβολταϊκά στοιχεία της εταιρίας Evergreen

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΙΣΧΥΣ (WATTS)	ΤΑΣΗ (VOLTS)	ΔΙΑΣΤΑΣΕΙΣ (IN)	ΒΑΡΟΣ	ΤΙΜΗ (US DOLLARS)
<u>PW-1000</u>	95	34.0	52.56 x 26.50 x 0.98	23.5 lbs	\$540.00
<u>PW-750</u>	75	17.0	48.70 x 21.89 x 0.96	17.5 lbs	\$430.00
<u>PWX-500</u>	49	17.0	39.65 x 18.19 x 1.5	22.0 lbs	\$300.00

Πίνακας 1.7: Χαρακτηριστικά στοιχεία για μερικά φωτοβολταϊκά στοιχεία της εταιρίας Photowatt

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΙΣΧΥΣ (WATTS)	ΤΑΣΗ (VOLTS)	ΔΙΑΣΤΑΣΕΙΣ (IN)	ΒΑΡΟΣ	ΤΙΜΗ (US DOLLARS)
<u>SP18</u>	18	17.0	24.90 x 10.80 x 2.20	7 lbs	\$235.00
<u>SP36</u>	36	17.0	24.90 x 20.80 x 2.20	12 lbs	\$273.00
<u>SP75</u>	75	17.0	47.30 x 20.80 x 2.20	20 lbs	\$469.00

Πίνακας 1.8: Χαρακτηριστικά στοιχεία για μερικά φωτοβολταϊκά στοιχεία της εταιρίας Siemens

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΙΣΧΥΣ (WATTS)	ΤΑΣΗ (VOLTS)	ΔΙΑΣΤΑΣΕΙΣ (IN)	ΒΑΡΟΣ	ΤΙΜΗ (US DOLLARS)
<u>SM6</u>	6	15.0	13.00 x 6.90 x 1.40	4 lbs	\$106.20
<u>SM10</u>	10	16.3	14.20 x 13.00 x 1.40	6 lbs	\$169.00
<u>SM20</u>	20	14.5	22.30 x 12.90 x 1.40	9 lbs	\$264.60
<u>SM46</u>	46	14.6	42.70 x 13.00 x 1.30	15 lbs	\$359.10
<u>SM50-H</u>	50	15.9	48.00 x 13.00 x 1.30	16 lbs	\$341.70
<u>SM55</u>	55	17.4	50.90 x 13.00 x 1.30	16 lbs	\$357.85
<u>SM55J</u>	55	17.4	50.90 x 13.00 x 1.30	16 lbs	\$421.20
<u>SM110</u>	110	17.5	52.00 x 25.98 x 2.13	28 lbs	\$860.00
<u>SM110-24</u>	110	35.0	52.00 x 25.98 x 2.13	28 lbs	\$860.00

Πίνακας 1.9: Χαρακτηριστικά στοιχεία για μερικά φωτοβολταϊκά στοιχεία της εταιρίας Siemens

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΙΣΧΥΣ (WATTS)	ΤΑΣΗ (VOLTS)	ΔΙΑΣΤΑΣΕΙΣ (IN)	ΒΑΡΟΣ	ΤΙΜΗ (US DOLLARS)
<u>SR50</u>	50	17	30.8 x 23.4 x 2.2	13 lbs	\$316.00
<u>SR100</u>	100	17.7	59.0 x 23.4 x 2.2	24 lbs	\$612.00

Πίνακας 1.10: Χαρακτηριστικά στοιχεία για μερικά φωτοβολταϊκά στοιχεία της εταιρίας Siemens

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΙΣΧΥΣ (WATTS)	ΤΑΣΗ (VOLTS)	ΔΙΑΣΤΑΣΕΙΣ (IN)	ΒΑΡΟΣ	ΤΙΜΗ (US DOLLARS)
<u>ST5</u>	5	18.8	12.9 x 8.1 x 1.4	5 lbs	\$79.00
<u>ST10</u>	10	18.8	12.9 x 15.25 x 1.4	9 lbs	\$136.00
<u>ST20</u>	20	15.6	12.9 x 29.50 x 1.3	12 lbs	\$240.00
<u>ST40</u>	38	16.6	13.0 x 50.9 x 1.3	20 lbs	\$320.00

Πίνακας 1.11: Χαρακτηριστικά στοιχεία για μερικά φωτοβολταικά στοιχεία της εταιρίας Siemens

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΙΣΧΥΣ (WATTS)	ΤΑΣΗ (VOLTS)	ΔΙΑΣΤΑΣΕΙΣ (IN)	ΒΑΡΟΣ	ΤΙΜΗ (US DOLLARS)
<u>US-32</u>	32	16.5	53.8 x 15.1 x 1.25	11 lbs	\$230.00
<u>US-42</u>	42	16.5	53.8 x 29.2 x 1.25	14 lbs	\$320.00
<u>US-64</u>	64	16.5	36.5 x 29.2 x 1.25	20 lbs	\$395.00

Πίνακας 1.12: Χαρακτηριστικά στοιχεία για μερικά φωτοβολταικά στοιχεία της εταιρίας Uni-solar

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΙΣΧΥΣ (WATTS)	ΤΙΜΗ (US DOLLARS)
	U - Universal Mount, D - Direct Mount, M - MultiMount Frame	
<u>MSX-120</u>	MSX-120, 120Watts, 7.0 Amps	\$647.00
<u>SX-85U</u>	SX-85U, 85 Watts, 4.97 Amps	\$495.00
<u>SX-80U</u>	SX-80U, 80Watts, 4.75 Amps	\$434.00
<u>SX-75U</u>	SX-75U, 75Watts, 4.54 Amps	\$430.00
<u>SX-65U</u>	SX-65U, 65 Watts, 3.77 Amps	\$378.00
<u>SX-65D</u>	SX-65D, 55 Watts, 3.77 Amps	\$378.00
<u>SX-60U</u>	SX-60U, 60 Watts, 3.56 Amps	\$341.00
<u>SX60-D</u>	SX-60D, 60 Watts, 3.56 Amps	\$341.00
<u>SX55-U</u>	SX-55U, 55 Watts, 3.33 Amps	\$315.00
<u>SX-55D</u>	SX-55D, 55 Watts, 3.33 Amps	\$315.00
<u>SX-50U</u>	SX-50U, 50 Watts, 2.97 Amps	\$307.00
<u>SX-50D</u>	SX-50D, 50 Watts, 2.97 Amps	\$307.00
<u>SX-50M</u>	SX-50M, 50 Watts, 2.97 Amps	\$307.00

MONTEAO	ΙΕΧΥΣ	TIMH
	(WATTS) U - Universal Mount, D - Direct Mount, M - MultiMount Frame	(US DOLLARS)
<u>SX-40U</u>	SX-40U, 40 Watts, 2.37 Amps	\$296.00
<u>SX-40M</u>	SX-40M, 40 Watts, 2.37 Amps	\$296.00
<u>SX-40D</u>	SX-40D, 40 Watts, 2.37 Amps	\$296.00
<u>SX-30U</u>	SX-30U, 30 Watts, 1.78 Amps	\$253.00
<u>SX-30D</u>	SX-30D, 30 Watts, 1.78 Amps	\$253.00
<u>SX-30M</u>	SX-30M, 30 Watts, 1.78 Amps	\$253.00
<u>SX-20U</u>	SX-20U, 20 Watts, 1.19 Amps	\$193.00
<u>SX-20D</u>	SX-20D, 20 Watts, 1.19 Amps	\$193.00
<u>SX-20M</u>	SX-20M, 20 Watts, 1.19 Amps	\$193.00
<u>SX-10M</u>	SX-10M, 10 Watts, .59 Amps	\$114.00
<u>SX-5M</u>	SX-5M, 5 Watts, .27 Amps	\$88.00

MONTEAO	ΙΕΧΥΣ	TIMH
	(WATTS)	(US DOLLARS)
<u>MSX-30L</u>	MSX-30L, 30 Watts, 1.75 Amps	\$256.00
<u>MSX-20L</u>	MSX-20L, 20 Watts, 1.17 Amps	\$208.00
<u>MSX-10L</u>	MSX-10L, 10 Watts, .58 Amps	\$120.00
<u>MSX-5L</u>	MSX-5L, 5 Watts, .27 Amps	\$94.00

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΤΑΣΗ	ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ⊕ 20 ΩΡΕΣ (ΑΗ)	ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ⊕ 100 ΩΡΕΣ (ΑΗ)	ΔΙΑΣΤΑΣΕΙΣ (IN)	ΒΑΡΟΣ	ΤΙΜΗ ΣΕ US DOLLARS
PVX-1234	12	33	38	7.71 x 5.18 x 7.21	24 lbs	\$80.00
PVX-1240	12	40	45	7.71 x 5.18 x 8.46	29 lbs	\$89.00
PVX-1248	12	48	55	9.43 x 5.45 x 9.29	35 lbs	\$107.00
PVX-1260	12	60	70	10.24 x 6.61 x 9.29	42 lbs	\$134.00
PVX-1272	12	72	86	12.04 x 6.60 x 9.29	52 lbs	\$152.00
PVX-1280	12	80	97	10.24 x 6.61 x 9.29	56 lbs	\$170.00
PVX-1285	12	85	102	12.93 x 6.75 x 9.24	61 lbs	\$175.00
PVX- 12100H	12	100	115	12.04 x 6.60 x 9.29	65 lbs	\$189.00
PVX- 12105	12	105	130	12.93 x 6.75 x 9.24	69 lbs	\$206.00
PVX- 12210	12	210	265	20.75 x 8.71 x 10.44	135 lbs	\$376.00
PVX- 12255H	12	255	300	20.72 x 10.94 x 10.23	162 lbs	\$448.00
PVX-6100	6	100	115	8.99 x 6.82 x 9.00	35 lbs	\$162.00
PVX-6190	6	180	210	10.27 x 7.10 x 10.89	63 lbs	\$193.00

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΤΑΣΗ	ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ⊕ 20 ΩΡΕΣ (ΑΗ)	ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ⊕ 100 ΩΡΕΣ (ΑΗ)	ΔΙΑΣΤΑΣΕΙΣ (IN)	ΒΑΡΟΣ	ΤΙΜΗ ΣΕ US DOLLARS
4 KS- 21PS	4	1104	1379	15.75 x 9.75 x 24.75	230 lbs	\$740.00
6 CS- 17PS	6	546	682	22.00 x 8.25 x 18.25	221 lbs	\$550.00
6 CS- 21PS	6	683	854	22.00 x 9.75 x 18.25	271 lbs	\$688.00
6 CS- 25PS	6	820	1025	22.00 x 11.25 x 18.25	318 lbs	\$826.00

MONTELO	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΑ	ΤΙΜΗ US DOLLARS
<u>Notepower 50</u>	Notepower 50 W, 12V	\$29.90
<u>Notepower 75</u>	Notepower 75 W, 12V	\$52.00
<u>PROwatt 150</u>	Prowatt 150W, 12V	\$62.40
<u>PROwatt 250-12V</u>	Prowatt 250W, 12V	\$94.90
<u>PROwatt 250-24V</u>	Prowatt 250W, 24V	\$169.00
<u>PROwatt 800-12V</u>	Prowatt 800W, 12V with GFCI and remote on/off	\$371.00
<u>PROwatt 800-24V</u>	Prowatt 800W, 24V with GFCI and remote on/off	\$455.00
<u>PROwatt 1500-12V</u>	Prowatt 1500W, 12V with GFCI and remote on/off	\$520.00
<u>PROwatt 1500-24V</u>	Prowatt 1500W, 24V with GFCI and remote on/off	\$663.00
<u>PROwatt 2500</u>	Prowatt 2500W, 12V	\$806.00
<u>PROsine 2.5-12V</u>	PROsine 2.5 2500W, 12V standard remote	\$1,950.00
<u>PROsine 2.5-24V</u>	PROsine 2.5 2500W, 24V	\$2,210.00
<u>PROsine 3.0-12V</u>	PROsine 3.0 3000W, 12V	\$2,470.00
<u>PROsine 3.0-24V</u>	PROsine 3.0 3000W, 24V	\$2,600.00
<u>PROsine 1000-12</u>	PROsine 1000 with GFCI AC outlets	\$715.00
<u>PROsine 1000-12</u>	PROsine 1000 with AC hard wire	\$715.00
<u>PROsine 1000-12</u>	PROsine 1000 with AC hard wire and transfer switch	\$748.00
<u>PROsine 1000-24</u>	PROsine 1000, 24V with GFCI AC outlets	\$780.00
<u>PROsine 1000-24</u>	PROsine 1000, 24V, with AC hard wire	\$780.00
<u>PROsine 1000-24</u>	PROsine 1000, 24V, with AC hard wire and transfer switch	\$813.00
<u>PROsine 1800-12</u>	PROsine 1800 with GFCI AC outlets	\$1,008.00
<u>PROsine 1800-12</u>	PROsine 1800, with AC hard wire	\$1,008.00
<u>PROsine 1800-12</u>	PROsine 1800, with AC hardwire and transfer switch	\$1,040.00
<u>PROsine 1800-24</u>	PROsine 1800, 24V, with GFCI AC outlets	\$1,138.00
<u>PROsine 1800-24</u>	PROsine 1800, 24V, with AC hardwire	\$1,138.00
<u>PROsine 1800-24</u>	PROsine 1800, 24v, with AC hardwair and transfer switch	\$1,170.00

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ	ΤΙΜΗ
	ΗΜΙΤΟΝΟΕΙΔΩΝ ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΩΝ	US DOLLARS
<u>SW2512</u>	SW2512, 2500va-12vdc Input, 120vac 60hz Out	\$2,675.00
<u>SW4024</u>	SW4024, 4000va-24vdc Input, 120vac 60hz Out	\$3,495.00
<u>SW4048</u>	SW4048, 4000va-48vdc Input, 120vac 60hz Out	\$3,495.00
<u>SW5548</u>	SW5548, 5500va-48vdc Input, 120vac 60hz Out	\$3,495.00
<u>SW2612E</u>	SW2612E, 2600va-12vdc Input, 230vac 50hz Out	\$3,995.00
<u>SW3024E</u>	SW3024E, 3000va-24vdc Input, 230vac 50hz Out	\$2,895.00
<u>SW3048E</u>	SW3048E, 3000va-48vdc Input, 230vac 50hz Out	\$3,495.00
<u>SW4548E</u>	SW4548E, 4500va-48vdc Input, 230vac 50hz Out	\$3,995.00

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ	ΤΙΜΗ
	ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΩΝ ΤΥΠΟΥ DR	US DOLLARS
<u>DR1512</u>	DR 1512, 1500va-12vdc Input, 120vac 60hz Out	\$1,029.00
<u>DR1524</u>	DR1524, 1500va-24vdc Input, 120vac 60hz Out	\$979.00
<u>DR2412</u>	DR2412, 2400va-12vdc Input, 120vac 60hz Out	\$1,395.00
<u>DR2424</u>	DR2424, 2400 -24vdc Input, 120vac 60hz Out	\$1,395.00
<u>DR3624</u>	DR3624, 3600va-24vdc Input, 120vac 60hz Out	\$1,595.00
<u>DR1512E</u>	DR1512E, 1500va-12vdc Input, 230vac 50hz Out	\$1,029.00
<u>DR1524E</u>	DR1524E, 1500va-24vdc Input, 230vac 50hz Out	\$1,029.00
<u>DR1548E</u>	DR1548E, 1500va-48vdc Input, 230vac 50hz Out	\$1,295.00
<u>DR2424E</u>	DR2424E, 2400va-24vdc Input, 230vac 50hz Out	\$1,395.00

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΩΝ ΤΥΠΟΥ UX	ΤΙΜΗ US DOLLARS
<u>UX612</u>	UX612, 600va-12vdc Input, 120vac 60 hz Out	\$595.00
<u>UX612SB</u>	UX612SB, with Battery Charger and Transfer Relay	\$695.00
<u>UX1112</u>	UX1112, 1100va-12vdc Input, 120vac 60hz Out	\$795.00
<u>UX1112SB</u>	UX1112SB, with Battery Charger and Transfer Relay	\$895.00
<u>UX1412</u>	UX1412, 1400va-12vdc Input, 120vac 60hz Out	\$885.00
<u>UX1412SB</u>	UX1412SB, with Battery Charger and Transfer Relay	\$985.00
<u>UX512E</u>	UX512E, 500va-12vdc Input, 230vac 50hz Out	\$595.00
<u>UX512ESB</u>	UX512ESB, with Battery Charger and Transfer Relay	\$695.00
<u>UX1112E</u>	UX1112E, 1100va-12vdc Input, 230vac 50hz Out	\$729.00
<u>UX1112ESB</u>	UX1112ESB, with Battery Charger and Transfer Relay	\$829.00

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΩΝ ΤΥΠΟΥ TS	ΤΙΜΗ US DOLLARS
<u>TS512</u>	TS512, 500va-12vdc Input, 120vac 60hz Out	\$395.00
<u>TS512SB</u>	TS512SB, with Charger and Transfer Relay	\$495.00
<u>TS524</u>	TS524, 500va-24vdc Input, 120vac 60hz Out	\$395.00
<u>TS524SB</u>	TS524SB, with Charger and Transfer Relay	\$495.00
<u>TS812</u>	TS812, 800va-12vdc Input, 120 vac 60 hz Out	\$495.00
<u>TS812SB</u>	TS812SB, with Charger and Transfer Relay	\$595.00
<u>TS412E</u>	TS412E, 400va-12vdc Input, 230vac 50hz Out	\$395.00
<u>TS412ESB</u>	TS412ESB, with Charger and Transfer Relay	\$495.00
<u>TS424E</u>	TS424E, 400va-24vdc Input, 230vac 50hz Out	\$395.00
<u>TS424ESB</u>	TS424ESB, with Charger and Transfer Relay	\$495.00

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΩΝ EXELTECH	ΤΙΜΗ US DOLLARS
<u>XP125-12</u>	XP125 125W, 12V	\$254.00
<u>XP250-12</u>	XP250 250W, 12V	\$449.00
<u>XP250-24V</u>	XP250 250W, 24V	\$449.00
<u>XP600-12V</u>	XP600 600W, 12V	\$599.00
<u>XP600-24V</u>	XP600 600W, 24V	\$599.00
<u>XP1100-12</u>	XP1100 1100W, 12V	\$841.00
<u>XP1100-24</u>	XP1100W, 24V	\$841.00

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΡΥΘΜΙΣΤΩΝ ΦΟΡΤΙΣΗΣ	ΤΙΜΗ
	<u>MORNINGSTAR - PROSTAR</u>	US DOLLARS
<u>PS12</u>	Prostar 12	\$99.00
<u>PS12WM</u>	Prostar 12 with Meter	\$169.00
<u>PS20</u>	Prostar 20	\$118.00
<u>PS20DM</u>	Prostar 20 Marine Version	\$144.00
<u>PS20WM</u>	Prostar 20 with Meter	\$186.00
<u>PS30</u>	Prostar 30	\$152.00
<u>PS30WM</u>	Prostar 30 with Meter	\$212.00
<u>PS30WM-M</u>	Prostar 30 with Meter , Marine	\$237.00

ΜΟΝΤΕΛΟ	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΡΥΘΜΙΣΤΩΝ ΦΟΡΤΙΣΗΣ	ΤΙΜΗ
	<u>MORNINGSTAR - PROSTAR</u>	US DOLLARS
<u>6SS612</u>	SunSaver 6, 12V	\$49.00
<u>6SS6LVD12</u>	SunSaver 6 w/LVD, 12V	\$62.00
<u>10SS1012</u>	SunSaver 10, 12V	\$55.00
<u>10SS10LVD12</u>	SunSaver 10w/LVD, 12V	\$70.00

GO SOLAR CO Part Number	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΡΥΘΜΙΣΤΩΝ ΦΟΡΤΙΣΗΣ <u>SPECIALTY CONCEPTS INC.</u>	ΤΙΜΗ US DOLLARS
<u>ASC12-1</u>	ASC 12-1	\$37.00
<u>ASC12-4</u>	ASC 12-4	\$43.00
<u>ASC6-4</u>	ASC 6-4	\$47.00
<u>ASC12-8</u>	ASC 12-8	\$51.00
<u>ASC12-8A</u>	ASC 12-8 Option A	\$62.00
<u>ASC12-8AE</u>	ASC 12-8 Option A&E	\$78.00
<u>ASC12-8E</u>	ASC 12-8 Option E	\$65.00
<u>ASC12-12</u>	ASC 12-12	\$59.00
<u>ASC12-12E</u>	ASC 12-12 Option E	\$73.00
<u>ASC12PLUS</u>	ASC Plus 12V	\$106.00
<u>ASC12-16</u>	ASC 12-16	\$66.00
<u>ASC12-16A</u>	ASC 12-16 Option A	\$77.00
<u>ASC12-16E</u>	ASC 12-16 Option E	\$80.00
<u>ASC24-8</u>	ASC 24-8	\$51.00
<u>ASC24-8A</u>	ASC 24-8 Option A	\$62.00
<u>ASC24-16</u>	ASC 24-16	\$66.00
<u>ASC2416AE</u>	ASC2416 Option AE	\$93.00
<u>PPC/50-12</u>	PPC/50-12	\$574.00
<u>PPC/50-24</u>	PPC/50-24	\$574.00
<u>SC3/20-12</u>	SC3/20-12	\$187.00
<u>SC3/15-12</u>	SC3/15-12	\$99.00

ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΠΡΟΜΕΤΡΩΝ

ΦΩΤΙΣΗ



ΜΟΝΤΕΛΟ

ΤΙΜΗ

US DOLLARS

<u>TC8-12</u>	8 Amp 12 VDC, multi stage, PWM solar charge controller with low voltage disconnect & 3 LEDs	\$79.00
<u>TC8-24</u>	8 Amp 24 VDC, multi stage, PWM solar charge controller with low voltage disconnect & 3 LEDs	\$79.00
<u>C12</u>	12 Amp 12 VDC, multi stage, PWM solar charge controller <u>AND</u> DC load controller, with status LED, LVD, electronic overcurrent protection and adjustable setpoints.	\$110.00
<u>C12/20</u>	Bulk packed C12 controllers (quantity of 20 individually packed in a single box) (\$100 ea.)	\$2,000.00
<u>TC12-12</u>	12 Amp 12 VDC, multi stage, PWM solar charge controller with low voltage disconnect & 3 LEDs	\$85.00
<u>TC12-24</u>	12 Amp 24 VDC, multi stage, PWM solar charge controller with low voltage disconnect & 3 LEDs	\$85.00
<u>TC25</u>	25 Amp 12 or 24 VDC field selectable, multi stage, PWM solar charge controller <u>OR</u> DC load controller, conduit ready, excellent replacement for the older C30 & C30A	\$119.00
<u>C40</u>	40 Amp 12, 24 or 48 VDC field selectable, multi stage, PWM solar charge controller <u>OR</u> DC load controller, <u>OR</u> diversion controller, with status LED, electronic overcurrent protection	\$195.00
<u>TC60</u>	60 Amp 12, 24 or 48 VDC field selectable, multi stage, PWM solar charge controller <u>OR</u> DC load controller <u>OR</u> diversion controller with electronic overcurrent protection, manual and automatic equalization mode, adjustable setpoints and 10 LED bar graph for battery state of charge. Includes 60 Amp PV array breaker/disconnect.	\$329.00

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ

**KYOTO PROTOCOL TO THE
UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE**

The Parties to this Protocol,

Being Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change, hereinafter referred to as "the Convention",

In pursuit of the ultimate objective of the Convention as stated in its Article 2,

Recalling the provisions of the Convention,

Being guided by Article 3 of the Convention,

Pursuant to the Berlin Mandate adopted by decision 1/CP.1 of the Conference of the Parties to the Convention at its first session,

Have agreed as follows:

Article 1

For the purposes of this Protocol, the definitions contained in Article 1 of the Convention shall apply. In addition:

1. "Conference of the Parties" means the Conference of the Parties to the Convention.
2. "Convention" means the United Nations Framework Convention on Climate Change, adopted in New York on 9 May 1992.
3. "Intergovernmental Panel on Climate Change" means the Intergovernmental Panel on Climate Change established in 1988 jointly by the World Meteorological Organization and the United Nations Environment Programme.
4. "Montreal Protocol" means the Montreal Protocol on Substances that Deplete the Ozone Layer, adopted in Montreal on 16 September 1987 and as subsequently adjusted and amended.
5. "Parties present and voting" means Parties present and casting an affirmative or negative vote.
6. "Party" means, unless the context otherwise indicates, a Party to this Protocol.
7. "Party included in Annex I" means a Party included in Annex I to the Convention, as may be amended, or a Party which has made a notification under Article 4, paragraph 2(g), of the Convention.

Article 2

1. Each Party included in Annex I, in achieving its quantified emission limitation and reduction commitments under Article 3, in order to promote sustainable development, shall:

(a) Implement and/or further elaborate policies and measures in accordance with its national circumstances, such as:

- (i) Enhancement of energy efficiency in relevant sectors of the national economy;
- (ii) Protection and enhancement of sinks and reservoirs of greenhouse gases not controlled by the Montreal Protocol, taking into account its commitments under relevant international environmental agreements; promotion of sustainable forest management practices, afforestation and reforestation;
- (iii) Promotion of sustainable forms of agriculture in light of climate change considerations;
- (iv) Research on, and promotion, development and increased use of, new and renewable forms of energy, of carbon dioxide sequestration technologies and of advanced and innovative environmentally sound technologies;
- (v) Progressive reduction or phasing out of market imperfections, fiscal incentives, tax and duty exemptions and subsidies in all greenhouse gas emitting sectors that run counter to the objective of the Convention and application of market instruments;
- (vi) Encouragement of appropriate reforms in relevant sectors aimed at promoting policies and measures which limit or reduce emissions of greenhouse gases not controlled by the Montreal Protocol;
- (vii) Measures to limit and/or reduce emissions of greenhouse gases not controlled by the Montreal Protocol in the transport sector;
- (viii) Limitation and/or reduction of methane emissions through recovery and use in waste management, as well as in the production, transport and distribution of energy;

(b) Cooperate with other such Parties to enhance the individual and combined effectiveness of their policies and measures adopted under this Article, pursuant to Article 4, paragraph 2(e)(i), of the Convention. To this end, these Parties shall take steps to share their experience and exchange information on such policies and measures, including developing ways of improving their comparability, transparency and effectiveness. The Conference of

Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall, at its first session or as soon as practicable thereafter, consider ways to facilitate such cooperation, taking into account all relevant information.

2. The Parties included in Annex I shall pursue limitation or reduction of emissions of greenhouse gases not controlled by the Montreal Protocol from aviation and marine bunker fuels, working through the International Civil Aviation Organization and the International Maritime Organization, respectively.

3. The Parties included in Annex I shall strive to implement policies and measures under this Article in such a way as to minimize adverse effects, including the adverse effects of climate change, effects on international trade, and social, environmental and economic impacts on other Parties, especially developing country Parties and in particular those identified in Article 4, paragraphs 8 and 9, of the Convention, taking into account Article 3 of the Convention. The Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol may take further action, as appropriate, to promote the implementation of the provisions of this paragraph.

4. The Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol, if it decides that it would be beneficial to coordinate any of the policies and measures in paragraph 1(a) above, taking into account different national circumstances and potential effects, shall consider ways and means to elaborate the coordination of such policies and measures.

Article 3

1. The Parties included in Annex I shall, individually or jointly, ensure that their aggregate anthropogenic carbon dioxide equivalent emissions of the greenhouse gases listed in Annex A do not exceed their assigned amounts, calculated pursuant to their quantified emission limitation and reduction commitments inscribed in Annex B and in accordance with the provisions of this Article, with a view to reducing their overall emissions of such gases by at least 5 per cent below 1990 levels in the commitment period 2008 to 2012.

2. Each Party included in Annex I shall, by 2005, have made demonstrable progress in achieving its commitments under this Protocol.

3. The net changes in greenhouse gas emissions by sources and removals by sinks resulting from direct human-induced land-use change and forestry activities, limited to afforestation, reforestation and deforestation since 1990, measured as verifiable changes in carbon stocks in each commitment period, shall be used to meet the commitments under this Article of each Party included in Annex I. The greenhouse gas emissions by sources and removals by sinks associated with those activities shall be reported in a transparent and verifiable manner and reviewed in accordance with Articles 7 and 8.

4. Prior to the first session of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol, each Party included in Annex I shall provide, for consideration by the Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice, data to establish its level of carbon stocks in 1990 and to enable an estimate to be made of its changes in carbon stocks in subsequent years.

The Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall, at its first session or as soon as practicable thereafter, decide upon modalities, rules and guidelines as to how, and which, additional human - induced activities related to changes in greenhouse gas emissions by sources and removals by sinks in the agricultural soils and the land - use change and forestry categories shall be added to, or subtracted from, the assigned amounts for Parties included in Annex I, taking into account uncertainties, transparency in reporting, verifiability, the methodological work of the Intergovernmental Panel on Climate Change, the advice provided by the Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice in accordance with Article 5 and the decisions of the Conference of the Parties. Such a decision shall apply in the second and subsequent commitment periods. A Party may choose to apply such a decision on these additional human-induced activities for its first commitment period, provided that these activities have taken place since 1990.

5. The Parties included in Annex I undergoing the process of transition to a market economy whose base year or period was established pursuant to decision 9/CP.2 of the Conference of the Parties at its second session shall use that base year or period for the implementation of their commitments under this Article. Any other Party included in Annex I undergoing the process of transition to a market economy which has not yet submitted its first national communication under Article 12 of the Convention may also notify the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol that it intends to use an historical base year or period other than 1990 for the implementation of its commitments under this Article. The Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall decide on the acceptance of such notification.

6. Taking into account Article 4, paragraph 6, of the Convention, in the implementation of their commitments under this Protocol other than those under this Article, a certain degree of flexibility shall be allowed by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol to the Parties included in Annex I undergoing the process of transition to a market economy.

7. In the first quantified emission limitation and reduction commitment period, from 2008 to 2012, the assigned amount for each Party included in Annex I shall be equal to the percentage inscribed for it in Annex B of its aggregate anthropogenic carbon dioxide equivalent emissions of the greenhouse gases listed in Annex A in 1990, or the base year or period determined in accordance with paragraph 5 above, multiplied by five. Those Parties included in Annex I for whom land-use change and forestry constituted a net source of greenhouse gas emissions in 1990 shall include in their 1990 emissions base year or period the aggregate anthropogenic carbon dioxide equivalent emissions by sources minus removals by sinks in 1990 from land-use change for the purposes of calculating their assigned amount.

8. Any Party included in Annex I may use 1995 as its base year for hydrofluorocarbons, perfluorocarbons and sulphur hexafluoride, for the purposes of the calculation referred to in paragraph 7 above.

9. Commitments for subsequent periods for Parties included in Annex I shall be established in amendments to Annex B to this Protocol, which shall be adopted in accordance with the provisions of Article 21, paragraph 7.

The Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall initiate the consideration of such commitments at least seven years before the end of the first commitment period referred to in paragraph 1 above.

10. Any emission reduction units, or any part of an assigned amount, which a Party acquires from another Party in accordance with the provisions of Article 6 or of Article 17 shall be added to the assigned amount for the acquiring Party.

11. Any emission reduction units, or any part of an assigned amount, which a Party transfers to another Party in accordance with the provisions of Article 6 or of Article 17 shall be subtracted from the assigned amount for the transferring Party.

12. Any certified emission reductions which a Party acquires from another Party in accordance with the provisions of Article 12 shall be added to the assigned amount for the acquiring Party.

13. If the emissions of a Party included in Annex I in a commitment period are less than its assigned amount under this Article, this difference shall, on request of that Party, be added to the assigned amount for that Party for subsequent commitment periods.

14. Each Party included in Annex I shall strive to implement the commitments mentioned in paragraph 1 above in such a way as to minimize adverse social, environmental and economic impacts on developing country Parties, particularly those identified in Article 4, paragraphs 8 and 9, of the Convention. In line with relevant decisions of the Conference of the Parties on the implementation of those paragraphs, the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall, at its first session, consider what actions are necessary to minimize the adverse effects of climate change and/or the impacts of response measures on Parties referred to in those paragraphs. Among the issues to be considered shall be the establishment of funding, insurance and transfer of technology.

Article 4

1. Any Parties included in Annex I that have reached an agreement to fulfil their commitments under Article 3 jointly, shall be deemed to have met those commitments - provided that their total combined aggregate anthropogenic carbon dioxide equivalent emissions of the greenhouse gases listed in Annex A do not exceed their assigned amounts calculated pursuant to their quantified emission limitation and reduction commitments inscribed in Annex B and in accordance with the provisions of Article 3. The respective emission level allocated to each of the Parties to the agreement shall be set out in that agreement.

2. The Parties to any such agreement shall notify the secretariat of the terms of the agreement on the date of deposit of their instruments of ratification, acceptance or approval of this Protocol, or accession thereto. The secretariat shall in turn inform the Parties and signatories to the Convention of the terms of the agreement.

3. Any such agreement shall remain in operation for the duration of the commitment period specified in Article 3, paragraph 7.

4. If Parties acting jointly do so in the framework of, and together with, a regional economic integration organization, any alteration in the composition of the organization after adoption of this Protocol shall not affect existing commitments under this Protocol. Any alteration in the composition of the organization shall only apply for the purposes of those commitments under Article 3 that are adopted subsequent to that alteration.

5. In the event of failure by the Parties to such an agreement to achieve their total combined level of emission reductions, each Party to that agreement shall be responsible for its own level of emissions set out in the agreement.

6. If Parties acting jointly do so in the framework of, and together with, a regional economic integration organization which is itself a Party to this Protocol, each member State of that regional economic integration organization individually, and together with the regional economic integration organization acting in accordance with Article 24, shall, in the event of failure to achieve the total combined level of emission reductions, be responsible for its level of emissions as notified in accordance with this Article.

Article 5

1. Each Party included in Annex I shall have in place, no later than one year prior to the start of the first commitment period, a national system for the estimation of anthropogenic emissions by sources and removals by sinks of all greenhouse gases not controlled by the Montreal Protocol. Guidelines for such national systems, which shall incorporate the methodologies specified in paragraph 2 below, shall be decided upon by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol at its first session.

2. Methodologies for estimating anthropogenic emissions by sources and removals by sinks of all greenhouse gases not controlled by the Montreal Protocol shall be those accepted by the Intergovernmental Panel on Climate Change and agreed upon by the Conference of the Parties at its third session. Where such methodologies are not used, appropriate adjustments shall be applied according to methodologies agreed upon by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol at its first session. Based on the work of, *inter alia*, the Intergovernmental Panel on Climate Change and advice provided by the Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice, the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall regularly review and, as appropriate, revise such methodologies and adjustments, taking fully into account any relevant decisions by the Conference of the Parties. Any revision to methodologies or adjustments shall be used only for the purposes of ascertaining compliance with commitments under Article 3 in respect of any commitment period adopted subsequent to that revision.

3. The global warming potentials used to calculate the carbon dioxide equivalence of anthropogenic emissions by sources and removals by sinks of greenhouse gases listed in Annex A shall be those accepted by the Intergovernmental Panel on Climate Change and agreed upon by the Conference of the Parties at its third session. Based on the work of, *inter alia*, the Intergovernmental Panel on Climate Change and advice provided by the

Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice, the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall regularly review and, as appropriate, revise the global warming potential of each such greenhouse gas, taking fully into account any relevant decisions by the Conference of the Parties. Any revision to a global warming potential shall apply only to commitments under Article 3 in respect of any commitment period adopted subsequent to that revision.

Article 6

1. For the purpose of meeting its commitments under Article 3, any Party included in Annex I may transfer to, or acquire from, any other such Party emission reduction units resulting from projects aimed at reducing anthropogenic emissions by sources or enhancing anthropogenic removals by sinks of greenhouse gases in any sector of the economy, provided that

(a) Any such project has the approval of the Parties involved;

(b) Any such project provides a reduction in emissions by sources, or an enhancement of removals by sinks, that is additional to any that would otherwise occur;

(c) It does not acquire any emission reduction units if it is not in compliance with its obligations under Articles 5 and 7; and

(d) The acquisition of emission reduction units shall be supplemental to domestic actions for the purposes of meeting commitments under Article 3.

2. The Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol may, at its first session or as soon as practicable thereafter, further elaborate guidelines for the implementation of this Article, including for verification and reporting.

3. A Party included in Annex I may authorize legal entities to participate, under its responsibility, in actions leading to the generation, transfer or acquisition under this Article of emission reduction units.

4. If a question of implementation by a Party included in Annex I of the requirements referred to in this Article is identified in accordance with the relevant provisions of Article 8, transfers and acquisitions of emission reduction units may continue to be made after the question has been identified, provided that any such units may not be used by a Party to meet its commitments under Article 3 until any issue of compliance is resolved.

Article 7

1. Each Party included in Annex I shall incorporate in its annual inventory of anthropogenic emissions by sources and removals by sinks of greenhouse gases not controlled by the Montreal Protocol, submitted in accordance with the relevant decisions of the Conference of the Parties, the necessary supplementary information for the purposes of ensuring compliance with Article 3, to be determined in accordance with paragraph 4 below.

2. Each Party included in Annex I shall incorporate in its national communication, submitted under Article 12 of the Convention, the supplementary information necessary to demonstrate compliance with its commitments under this Protocol, to be determined in accordance with paragraph 4 below.

3. Each Party included in Annex I shall submit the information required under paragraph 1 above annually, beginning with the first inventory due under the Convention for the first year of the commitment period after this Protocol has entered into force for that Party. Each such Party shall submit the information required under paragraph 2 above as part of the first national communication due under the Convention after this Protocol has entered into force for it and after the adoption of guidelines as provided for in paragraph 4 below. The frequency of subsequent submission of information required under this Article shall be determined by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol, taking into account any timetable for the submission of national communications decided upon by the Conference of the Parties.

4. The Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall adopt at its first session, and review periodically thereafter, guidelines for the preparation of the information required under this Article, taking into account guidelines for the preparation of national communications by Parties included in Annex I adopted by the Conference of the Parties. The Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall also, prior to the first commitment period, decide upon modalities for the accounting of assigned amounts.

Article 8

1. The information submitted under Article 7 by each Party included in Annex I shall be reviewed by expert review teams pursuant to the relevant decisions of the Conference of the Parties and in accordance with guidelines adopted for this purpose by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol under paragraph 4 below. The information submitted under Article 7, paragraph 1, by each Party included in Annex I shall be reviewed as part of the annual compilation and accounting of emissions inventories and assigned amounts. Additionally, the information submitted under Article 7, paragraph 2, by each Party included in Annex I shall be reviewed as part of the review of communications.

2. Expert review teams shall be coordinated by the secretariat and shall be composed of experts selected from those nominated by Parties to the Convention and, as appropriate, by intergovernmental organizations, in accordance with guidance provided for this purpose by the Conference of the Parties.

3. The review process shall provide a thorough and comprehensive technical assessment of all aspects of the implementation by a Party of this Protocol. The expert review teams shall prepare a report to the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol, assessing the implementation of the commitments of the Party and identifying any potential problems in, and factors influencing, the fulfilment of commitments. Such reports shall be circulated by the secretariat to all Parties to the Convention.

The secretariat shall list those questions of implementation indicated in such reports for further consideration by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol.

4. The Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall adopt at its first session, and review periodically thereafter, guidelines for the review of implementation of this Protocol by expert review teams taking into account the relevant decisions of the Conference of the Parties.

5. The Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall, with the assistance of the Subsidiary Body for Implementation and, as appropriate, the Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice, consider:

(a) The information submitted by Parties under Article 7 and the reports of the expert reviews thereon conducted under this Article; and

(b) Those questions of implementation listed by the secretariat under paragraph 3 above, as well as any questions raised by Parties.

6. Pursuant to its consideration of the information referred to in paragraph 5 above, the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall take decisions on any matter required for the implementation of this Protocol.

Article 9

1. The Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall periodically review this Protocol in the light of the best available scientific information and assessments on climate change and its impacts, as well as relevant technical, social and economic information. Such reviews shall be coordinated with pertinent reviews under the Convention, in particular those required by Article 4, paragraph 2(d), and Article 7, paragraph 2(a), of the Convention. Based on these reviews, the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall take appropriate action.

2. The first review shall take place at the second session of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol. Further reviews shall take place at regular intervals and in a timely manner.

Article 10

All Parties, taking into account their common but differentiated responsibilities and then- specific national and regional development priorities, objectives and circumstances, . . . without introducing any new commitments for Parties not included in Annex I, but reaffirming existing commitments under Article 4, paragraph 1, of the Convention, and continuing to advance the implementation of these commitments in order to achieve sustainable development, taking into account Article 4, paragraphs 3, 5 and 7, of the Convention, shall:

(a) Formulate, where relevant and to the extent possible, cost-effective national and, where appropriate, regional programmes to improve the quality of local emission factors, activity data and/or models which reflect the socio-economic conditions of each Party for the preparation and periodic updating of national inventories of anthropogenic emissions by sources and removals by sinks of all greenhouse gases not controlled by the Montreal Protocol, using comparable methodologies to be agreed upon by the Conference of the Parties, and consistent with the guidelines for the preparation of national communications adopted by the Conference of the Parties;

(b) Formulate, implement, publish and regularly update national and, where appropriate, regional programmes containing measures to mitigate climate change and measures to facilitate adequate adaptation to climate change:

- (i) Such programmes would, *inter alia*, concern the energy, transport and industry sectors as well as agriculture, forestry and waste management. Furthermore, adaptation technologies and methods for improving spatial planning would improve adaptation to climate change; and
- (ii) Parties included in Annex I shall submit information on action under this Protocol, including national programmes, in accordance with Article 7; and other Parties shall seek to include in their national communications, as appropriate, information on programmes which contain measures that the Party believes contribute to addressing climate change and its adverse impacts, including the abatement of increases in greenhouse gas emissions, and enhancement of and removals by sinks, capacity building and adaptation measures;

(c) Cooperate in the promotion of effective modalities for the development, application and diffusion of, and take all practicable steps to promote, facilitate and finance, as appropriate, the transfer of, or access to, environmentally sound technologies, know-how, practices and processes pertinent to climate change, in particular to developing countries, including the formulation of policies and programmes for the effective transfer of environmentally sound technologies that are publicly owned or in the public domain and the creation of an enabling environment for the private sector, to promote and enhance the transfer of, and access to, environmentally sound technologies;

(d) Cooperate in scientific and technical research and promote the maintenance and the development of systematic observation systems and development of data archives to reduce uncertainties related to the climate system, the adverse impacts of climate change and the economic and social consequences of various response strategies, and promote the development and strengthening of endogenous capacities and capabilities to participate in international and intergovernmental efforts, programmes and networks on research and systematic observation, taking into account Article 5 of the Convention;

(e) Cooperate in and promote at the international level, and, where appropriate, using existing bodies, the development and implementation of education and training programmes, including the strengthening of national capacity building, in particular human and institutional capacities and the exchange or secondment of personnel to train experts in this field, in particular for developing countries, and facilitate at the national level public awareness of, and public access to information on, climate change. Suitable modalities should be developed to implement these activities through the relevant bodies of the Convention, taking into account Article 6 of the Convention;

(f) Include in their national communications information on programmes and activities undertaken pursuant to this Article in accordance with relevant decisions of the Conference of the Parties; and

(g) Give full consideration, in implementing the commitments under this Article, to Article 4, paragraph 8, of the Convention.

Article 11

1. In the implementation of Article 10, Parties shall take into account the provisions of Article 4, paragraphs 4, 5, 7, 8 and 9, of the Convention.

2. In the context of the implementation of Article 4, paragraph 1, of the Convention, in accordance with the provisions of Article 4, paragraph 3, and Article 11 of the Convention, and through the entity or entities entrusted with the operation of the financial mechanism of the Convention, the developed country Parties and other developed Parties included in Annex II to the Convention shall:

(a) Provide new and additional financial resources to meet the agreed full costs incurred by developing country Parties in advancing the implementation of existing commitments under Article 4, paragraph 1(a), of the Convention that are covered in Article 10, subparagraph (a); and

(b) Also provide such financial resources, including for the transfer of technology, needed by the developing country Parties to meet the agreed full incremental costs of advancing the implementation of existing commitments under Article 4, paragraph 1, of the Convention that are covered by Article 10 and that are agreed between a developing country Party and the international entity or entities referred to in Article 11 of the Convention, in accordance with that Article.

The implementation of these existing commitments shall take into account the need for adequacy and predictability in the flow of funds and the importance of appropriate burden sharing among developed country Parties. The guidance to the entity or entities entrusted with the operation of the financial mechanism of the Convention in relevant decisions of the Conference of the Parties, including those agreed before the adoption of this Protocol, shall apply *mutatis mutandis* to the provisions of this paragraph.

3. The developed country Parties and other developed Parties in Annex II to the Convention may also provide, and developing country Parties avail themselves of, financial resources for the implementation of Article 10, through bilateral, regional and other multilateral channels.

Article 12

1. A clean development mechanism is hereby defined.

2. The purpose of the clean development mechanism shall be to assist Parties not included in Annex I in achieving sustainable development and in contributing to the Ultimate objective of the Convention, and to assist Parties included in Annex I in achieving compliance with their quantified emission limitation and reduction commitments under Article 3.

3. Under the clean development mechanism:

(a) Parties not included in Annex I will benefit from project activities resulting in certified emission reductions; and

(b) Parties included in Annex I may use the certified emission reductions accruing from such project activities to contribute to compliance with part of their quantified emission limitation and reduction commitments under Article 3, as determined by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol.

4. The clean development mechanism shall be subject to the authority and guidance of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol and be supervised by an executive board of the clean development mechanism.

5. Emission reductions resulting from each project activity shall be certified by operational entities to be designated by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol, on the basis of:

(a) Voluntary participation approved by each Party involved;

(b) Real, measurable, and long-term benefits related to the mitigation of climate change; and

(c) Reductions in emissions that are additional to any that would occur in the absence of the certified project activity.

6. The clean development mechanism shall assist in arranging funding of certified project activities as necessary.

7. The Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall, at its first session, elaborate modalities and procedures with the objective of ensuring transparency, efficiency and accountability through independent auditing and verification of project activities.

8. The Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall ensure that a share of the proceeds from certified project activities is used to cover administrative expenses as well as to assist developing country Parties that are particularly vulnerable to the adverse effects of climate change to meet the costs of adaptation.

9. Participation under the clean development mechanism, including in activities mentioned in paragraph 3(a) above and in the acquisition of certified emission reductions, may involve private and/or public entities, and is to be subject to whatever guidance may be provided by the executive board of the clean development mechanism.

10. Certified emission reductions obtained during the period from the year 2000 up to the beginning of the first commitment period can be used to assist in achieving compliance in the first commitment period.

Article 13

1. The Conference of the Parties, the supreme body of the Convention, shall serve as the meeting of the Parties to this Protocol.

2. Parties to the Convention that are not Parties to this Protocol may participate as observers in the proceedings of any session of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol. When the Conference of the Parties serves as the meeting of the Parties to this Protocol, decisions under this Protocol shall be taken only by those that are Parties to this Protocol.

3. When the Conference of the Parties serves as the meeting of the Parties to this Protocol, any member of the Bureau of the Conference of the Parties representing a Party to the Convention but, at that time, not a Party to this Protocol, shall be replaced by an additional member to be elected by and from amongst the Parties to this Protocol.

4. The Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall keep under regular review the implementation of this Protocol and shall make, within its mandate, the decisions necessary to promote its effective implementation. It shall perform the functions assigned to it by this Protocol and shall:

(a) Assess, on the basis of all information made available to it in accordance with the provisions of this Protocol, the implementation of this Protocol by the Parties, the overall effects of the measures taken pursuant to this Protocol, in particular environmental, economic and social effects as well as their cumulative impacts and the extent to which progress towards the objective of the Convention is being achieved;

(b) Periodically examine the obligations of the Parties under this Protocol, giving due consideration to any reviews required by Article 4, paragraph 2(d), and Article 7, paragraph 2, of the Convention, in the light of the objective of the Convention, the experience gained in its implementation and the evolution of scientific and technological knowledge, and in this respect consider and adopt regular reports on the implementation of this Protocol;

(c) Promote and facilitate the exchange of information on measures adopted by the Parties to address climate change and its effects, taking into account the differing circumstances, responsibilities and capabilities of the Parties and their respective commitments under this Protocol;

(d) Facilitate, at the request of two or more Parties, the coordination of measures adopted by them to address climate change and its effects, taking into account the differing circumstances, responsibilities and capabilities of the Parties and their respective commitments under this Protocol;

(e) Promote and guide, in accordance with the objective of the Convention and the provisions of this Protocol, and taking fully into account the relevant decisions by the Conference of the Parties, the development and periodic refinement of comparable methodologies for the effective implementation of this Protocol, to be agreed on by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol;

(f) Make recommendations on any matters necessary for the implementation of this Protocol;

(g) Seek to mobilize additional financial resources in accordance with Article 11, paragraph 2;

(h) Establish such subsidiary bodies as are deemed necessary for the implementation of this Protocol;

(i) Seek and utilize, where appropriate, the services and cooperation of, and information provided by, competent international organizations and intergovernmental and non-governmental bodies; and

(j) Exercise such other functions as may be required for the implementation of this Protocol, and consider any assignment resulting from a decision by the Conference of the Parties.

5. The rules of procedure of the Conference of the Parties and financial procedures applied under the Convention shall be applied *mutatis mutandis* under this Protocol, except as may be otherwise decided by consensus by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol.

6. The first session of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall be convened by the secretariat in conjunction with the first session of the Conference of the Parties that is scheduled after the date of the entry into force of this

Protocol. Subsequent ordinary sessions of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall be held every year and in conjunction with ordinary sessions of the Conference of the Parties, unless otherwise decided by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol.

7. Extraordinary sessions of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall be held at such other times as may be deemed necessary by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol, or at the written request of any Party, provided that, within six months of the request being communicated to the Parties by the secretariat, it is supported by at least one third of the Parties.

8. The United Nations, its specialized agencies and the International Atomic Energy Agency, as well as any State member thereof or observers thereto not party to the Convention, may be represented at sessions of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol as observers. Any body or agency, whether national or international, governmental or non-governmental, which is qualified in matters covered by this Protocol and which has informed the secretariat of its wish to be represented at a session of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol as an observer, may be so admitted unless at least one third of the Parties present object. The admission and participation of observers shall be subject to the rules of procedure, as referred to in paragraph 5 above.

Article 14

1. The secretariat established by Article 8 of the Convention shall serve as the secretariat of this Protocol.

2. Article 8, paragraph 2, of the Convention on the functions of the secretariat, and Article 8, paragraph 3, of the Convention on arrangements made for the functioning of the secretariat, shall apply *mutatis mutandis* to this Protocol. The secretariat shall, in addition, exercise the functions assigned to it under this Protocol.

Article 15

1. The Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice and the Subsidiary Body for Implementation established by Articles 9 and 10 of the Convention shall serve as, respectively, the Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice and the Subsidiary Body for Implementation of this Protocol. The provisions relating to the functioning of these two bodies under the Convention shall apply *mutatis mutandis* to this Protocol. Sessions of the meetings of the Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice and the Subsidiary Body for Implementation of this Protocol shall be held in conjunction with the meetings of, respectively, the Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice and the Subsidiary Body for Implementation of the Convention.

2. Parties to the Convention that are not Parties to this Protocol may participate as observers in the proceedings of any session of the subsidiary bodies. When the subsidiary

bodies serve as the subsidiary bodies of this Protocol, decisions under this Protocol shall be taken only by those that are Parties to this Protocol.

3. When the subsidiary bodies established by Articles 9 and 10 of the Convention exercise their functions with regard to matters concerning this Protocol, any member of the Bureaux of those subsidiary bodies representing a Party to the Convention but, at that time, not a party to this Protocol, shall be replaced by an additional member to be elected by and from amongst the Parties to this Protocol.

Article 16

The Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall, as soon as practicable, consider the application to this Protocol of, and modify as appropriate, the multilateral consultative process referred to in Article 13 of the Convention, in the light of any relevant decisions that may be taken by the Conference of the Parties. Any multilateral consultative process that may be applied to this Protocol shall operate without prejudice to the procedures and mechanisms established in accordance with Article 18.

Article 17

The Conference of the Parties shall define the relevant principles, modalities, rules and guidelines, in particular for verification, reporting and accountability for emissions trading. The Parties included in Annex B may participate in emissions trading for the purposes of fulfilling their commitments under Article 3. Any such trading shall be supplemental to domestic actions for the purpose of meeting quantified emission limitation and reduction commitments under that Article.

Article 18

The Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol shall, at its first session, approve appropriate and effective procedures and mechanisms to determine and to address cases of non-compliance with the provisions of this Protocol, including through the development of an indicative list of consequences, taking into account the cause, type, degree and frequency of non-compliance. Any procedures and mechanisms under this Article entailing binding consequences shall be adopted by means of an amendment to this Protocol.

Article 19

The provisions of Article 14 of the Convention on settlement of disputes shall apply *mutatis mutandis* to this Protocol.

Article 20

1. Any Party may propose amendments to this Protocol.
2. Amendments to this Protocol shall be adopted at an ordinary session of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol. The text of

any proposed amendment to this Protocol shall be communicated to the Parties by the secretariat at least six months before the meeting at which it is proposed for adoption. The secretariat shall also communicate the text of any proposed amendments to the Parties and signatories to the Convention and, for information, to the Depositary.

3. The Parties shall make every effort to reach agreement on any proposed amendment to this Protocol by consensus. If all efforts at consensus have been exhausted, and no agreement reached, the amendment shall as a last resort be adopted by a three-fourths majority vote of the Parties present and voting at the meeting. The adopted amendment shall be communicated by the secretariat to the Depositary, who shall circulate it to all Parties for their acceptance.

4. Instruments of acceptance in respect of an amendment shall be deposited with the Depositary. An amendment adopted in accordance with paragraph 3 above shall enter into force for those Parties having accepted it on the ninetieth day after the date of receipt by the Depositary of an instrument of acceptance by at least three fourths of the Parties to this Protocol.

5. The amendment shall enter into force for any other Party on the ninetieth day after the date on which that Party deposits with the Depositary its instrument of acceptance of the said amendment.

Article 21

1. Annexes to this Protocol shall form an integral part thereof and, unless otherwise expressly provided, a reference to this Protocol constitutes at the same time a reference to any annexes thereto. Any annexes adopted after the entry into force of this Protocol shall be restricted to lists, forms and any other material of a descriptive nature that is of a scientific, technical, procedural or administrative character.

2. Any Party may make proposals for an annex to this Protocol and may propose amendments to annexes to this Protocol.

3. Annexes to this Protocol and amendments to annexes to this Protocol shall be adopted at an ordinary session of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to this Protocol. The text of any proposed annex or amendment to an annex shall be communicated to the Parties by the secretariat at least six months before the meeting at which it is proposed for adoption. The secretariat shall also communicate the text of any proposed annex or amendment to an annex to the Parties and signatories to the Convention and, for information, to the Depositary.

4. The Parties shall make every effort to reach agreement on any proposed annex or amendment to an annex by consensus. If all efforts at consensus have been exhausted, and no agreement reached, the annex or amendment to an annex shall as a last resort be adopted by a three-fourths majority vote of the Parties present and voting at the meeting. The adopted annex or amendment to an annex shall be communicated by the secretariat to the Depositary, who shall circulate it to all Parties for their acceptance.

5. An annex, or amendment to an annex other than Annex A or B, that has been adopted in accordance with paragraphs 3 and 4 above shall enter into force for all Parties to this Protocol six months after the date of the communication by the Depositary to such Parties of the adoption of the annex or adoption of the amendment to the annex, except for those Parties that have notified the Depositary, in writing, within that period of their non-acceptance of the annex or amendment to the annex. The annex or amendment to an annex shall enter into force for Parties which withdraw their notification of non-acceptance on the ninetieth day after the date on which withdrawal of such notification has been received by the Depositary.

6. If the adoption of an annex or an amendment to an annex involves an amendment to this Protocol, that annex or amendment to an annex shall not enter into force until such time as the amendment to this Protocol enters into force.

7. Amendments to Annexes A and B to this Protocol shall be adopted and enter into force in accordance with the procedure set out in Article 20, provided that any amendment to Annex B shall be adopted only with the written consent of the Party concerned.

Article 22

1. Each Party shall have one vote, except as provided for in paragraph 2 below.
2. Regional economic integration organizations, in matters within their competence, shall exercise their right to vote with a number of votes equal to the number of their member States that are Parties to this Protocol. Such an organization shall not exercise its right to vote if any of its member States exercises its right, and vice versa.

Article 23

The Secretary-General of the United Nations shall be the Depositary of this Protocol.

Article 24

1. This Protocol shall be open for signature and subject to ratification, acceptance or approval by States and regional economic integration organizations which are Parties to the Convention. It shall be open for signature at United Nations Headquarters in New York from 16 March 1998 to 15 March 1999. This Protocol shall be open for accession from the day after the date on which it is closed for signature. Instruments of ratification, acceptance, approval or accession shall be deposited with the Depositary.

2. Any regional economic integration organization which becomes a Party to this Protocol without any of its member States being a Party shall be bound by all the obligations under this Protocol. In the case of such organizations, one or more of whose member States is a Party to this Protocol, the organization and its member States shall decide on their respective responsibilities for the performance of their obligations under this Protocol. In such cases, the organization and the member States shall not be entitled to exercise rights under this Protocol concurrently.

3. In their instruments of ratification, acceptance, approval or accession, regional economic integration organizations shall declare the extent of their competence with respect to the matters governed by this Protocol. These organizations shall also inform the Depositary, who shall in turn inform the Parties, of any substantial modification in the extent of their competence.

Article 25

1. This Protocol shall enter into force on the ninetieth day after the date on which not less than 55 Parties to the Convention, incorporating Parties included in Annex I which accounted in total for at least 55 per cent of the total carbon dioxide emissions for 1990 of the Parties included in Annex I, have deposited their instruments of ratification, acceptance, approval or accession.

2. For the purposes of this Article, "the total carbon dioxide emissions for 1990 of the Parties included in Annex I" means the amount communicated on or before the date of adoption of this Protocol by the Parties included in Annex I in their first national communications submitted in accordance with Article 12 of the Convention.

3. For each State or regional economic integration organization that ratifies, accepts or approves this Protocol or accedes thereto after the conditions set out in paragraph 1 above for entry into force have been fulfilled, this Protocol shall enter into force on the ninetieth day following the date of deposit of its instrument of ratification, acceptance, approval or accession.

4. For the purposes of this Article, any instrument deposited by a regional economic integration organization shall not be counted as additional to those deposited by States members of the organization.

Article 26

No reservations may be made to this Protocol.

Article 27

1. At any time after three years from the date on which this Protocol has entered into force for a Party, that Party may withdraw from this Protocol by giving written notification to the Depositary.

2. Any such withdrawal shall take effect upon expiry of one year from the date of receipt by the Depositary of the notification of withdrawal, or on such later date as may be specified in the notification of withdrawal.

3. Any Party that withdraws from the Convention shall be considered as also having withdrawn from this Protocol.

Article 28

The original of this Protocol, of which the Arabic, Chinese, English, French, Russian and Spanish texts are equally authentic, shall be deposited with the Secretary-General of the United Nations.

DONE at Kyoto this eleventh day of December one thousand nine hundred and ninety-seven.

IN WITNESS WHEREOF the undersigned, being duly authorized to that effect, have affixed their signatures to this Protocol on the dates indicated.

Annex A

Greenhouse gases

Carbon dioxide (CO₂)

Methane (CH₄)

Nitrous oxide (N₂O)

Hydrofluorocarbons (HFCs)

Perfluorocarbons (PFCs)

Sulphur hexafluoride (SF₆)

Sectors/source categories

Energy

Fuel combustion

Energy industries

Manufacturing industries and construction

Transport

Other sectors

Other Fugitive emissions from fuels

Solid fuels

Oil and natural gas

Other

Industrial processes

Mineral products

Chemical industry

Metal production

Other production

Production of halocarbons and sulphur hexafluoride

Consumption of halocarbons and sulphur hexafluoride

Other

Solvent and other product use

Agriculture

Enteric fermentation

Manure management

Rice cultivation

Agricultural soils

Prescribed burning of savannas

Field burning of agricultural residues

Other

Waste

Solid waste disposal on land

Wastewater handling

Waste incineration Other

Annex B

<u>Party</u>	<u>Quantified emission limitation or reduction commitment</u> (percentage of base year or period)
Australia	108
Austria	92
Belgium	92
Bulgaria*	92
Canada	94
Croatia*	95
Czech Republic*	92
Denmark	92
Estonia*	92
European Community	92
Finland	92
France	92
Germany	92
Greece	92
Hungary*	94
Iceland	110
Ireland	• 92
Italy	92
Japan	94
Latvia*	92
Liechtenstein	92
Lithuania*	92
Luxembourg	92
Monaco	92
Netherlands	92
New Zealand	100
Norway	101
Poland*	94
Portugal	92
Romania*	92
Russian Federation*	100
Slovakia*	92
Slovenia* •	92
Spain	92
Sweden	92
Switzerland	92
Ukraine*	100
United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland	92
United States of America	93

* Countries that are undergoing the process of transition to a market economy.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

ΑΝΑΦΟΡΕΣ

1. Πρακτικά Διεθνούς Συνεδρίου
“Εφαρμογές Ηλιακής Ενέργειας”
Πάτρα, 13-17 Σεπτεμβρίου 1987
2. Υπό έκδοση βιβλίο στις Α.Π.Ε.
Σωκράτη Καπλάνη
3. Φωτοβολταϊκή Τεχνολογία
Κ. Καγκαράκη
Αθήνα 1992
4. Εφαρμογές της Ηλιακής Ενέργειας
Ε. Βαζαίου
Αθήνα 1984.
5. Φωτοβολταϊκή Μετατροπή της Ηλιακής Ενέργειας σε
Ηλεκτρική
Α. Θαναηλάκη
Αθήνα 1984.
6. Solar cells
C.Hu and R.M. White
Mc Graw-Hill 1983
7. Solar Electricity
Tomas Markvart
John Wiley & sons
ISBN. 0-471-94161-1
8. Το φωτοβολταϊκό στοιχείο. Η τεχνολογία της φωτοβολταϊκής ηλεκτρικής
ενέργειας
Γιάννης Φραγκιαδάκης
Ηράκλειο 1999
9. Electric Vehicles and Solar Energy. “ The solution for the future”. Research
and development program at the University of South Florida.
10. Le printemps de l'energie,
Recherche et Developement Technologique,
ATHENA no 160, Avril 2000, Belgium.
11. Future energies from North Rhine-Westphalia,
Ministry of Economic Affair, Technology and Transport
Nordrhein- Westfalen Germany,
Dusseldorf, September 1999.

12. Passive Solar Heating.

A publication of the European Commission,
Directorate General XII for Science, Research and Development.

13. Environmental Impacts

from the use of Renewable Energy Technologies

Thermie B project

European Commission, December, 2000

14. Technologien zur Energieeinsparung in der Landwirtschaft

Statusbericht, 1984

Bundesministerium für Forschung und Technologie

15. Optimum Stand-alone PV-solution, including Financial aspects

Kaldelis J.K., Doumouliakos, Michalis K.

World Renewable Energy Congress VI (WREC 2000) pp 1966-1969

16. Research Projects 1983-86

1st Programme Science and Technology for Development, Summaries of the
final projects D.G. XII

European Commission publications

17. Ηλιοτεχνική:

Εφαρμογές της Ηλιακής Ενέργειας

Hans Rau, (Μετάφραση Ν. Παπαδόπουλος)

Εκδόσεις Gutenberg, Αθήνα 1983

18. Συνέδριο: Τεχνολογίες Ήπιων Μορφών Ενέργειας και Περιβάλλοντος

Προτεινόμενες λύσεις με εξειδίκευση για τον Ελλαδικό χώρο.

Αθήνα 11-12 Δεκεμβρίου 2000

Εκδόσεις Ίων.

19. Non Nuclear Energies

Workshop on Passive Solar Testing in Mediterranean Climates

ISPRA, 24-26 June 1987

20. Renewable Energy World

May-June 2000, Vol.3, No3

James×James

21. Sustainable Energy Policy-Implementation Needs

M. Jefferson

World Renewable Energy Congress VI, pp16-20

Elsevier Science Ltd

1-7 July 2000, Brighton, U.K.

22. Technology Development in the U.S. Photovoltaic Program
J.E. Rannels
World Renewable Energy Congress VI, pp33-39
Elsevier Science Ltd
1-7 July 2000, Brighton, U.K.
23. World's First Solar Powered Transport Refrigeration System
Dr. A.S.Bahaj
Renewable Energy 15(1998) pp572-576
24. Non-imaging Fresnel lenses of low and medium concentration for cost-effective PV-systems
R.Leutz et.al.
Proceedings: World Renewable Energy Congress VI
Elsevier Science Ltd
1-7 July 2000, Brighton, U.K.
25. Characteristics and operation of a cooling space based on PV-panels
S.Kaplanis, S.Ikonomopoulos, A.Neskakis, S.Usbeck
5^ο Πανελλήνιο Συνέδριο Α.Π.Ε., Ε.Κ.Ε.Φ.Ε. ΔΗΜΟΚΡΙΤΟΣ
Αθήνα, 16-17 Νοεμβρίου 1996
26. Energy, Resources and Environment
John Blunden, Alan Reddish
Hodder & Stoughton, London, Sydney, Aucland, Toronto, in association with
the Open University
U.K. 1991
ISBN 0-340-53361-7
27. Erneuerbare Energien
Prof. Dr. Ing M.Meliss and Mitarbeiter
F.H.Aachen Solarinstitut Julich
Bundesministerium fur Wirtschaft
Bonn, October 1993
28. Jetzt Erneuerbare Energien nutzen
Bundesministerium fur Wirtschaft
und Technologie, BMWi, 1999
29. Photovoltaic Diesel-Generator Hybrid Power system
Said H. El-Hefnawi
Renewable Energy 13(1998) pp33-40
30. Ann based peak power tracking for PV supplied DC motors
Mummadi Veerachary et al
Solar Energy 69(2000) pp343-350
31. World's First Solar Powered Transport Refrigeration System
M.Muselli et al
Renewable Energy 20(2000) pp1-7

32. Design and test of DC/AC converter for a photovoltaic pump using the asynchronous 220V motor
M.T. Boukadoum
World Renewable Energy Congress VI, pp2097-2100
Elsevier Science Ltd
1-7 July 2000, Brighton, U.K.
33. Battery state of voltage modeling and an algorithm describing dynamic conditions for long term storage simulation in a renewable system
C. Protopoulos et al
Solar Energy 53(1994) pp517-527
34. Lead-acid battery state of charge vs. Voltage
Richard Perez
Home Power 36 9August/September 1993 pp66-69
35. Comparison between power and energy methods of analyses of photovoltaic plants.
G. Ambrosone et.al
Solar Energy 34(1985) pp1-8
36. A model of silicon solar cell for concentrator photovoltaic and photovoltaic/thermal system design.
D.J.Mbewe et. Al
Solar Energy 35(1985) pp247-258
37. Solar cell efficiency variations with varying atmospheric conditions
M.C.Gonzalez et. Al
Solar Energy 53(1994) pp.395-402
38. Generators as a back-up power source
Richard Perez
Home Power 51 February-March 1996 pp.66-71
39. Improving photovoltaic system sizing by using electrolyte circulation in the lead-acid batteries
C.Armanta-Deu
Renewable Energy 13 (1998) pp215-225

