



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ  
"Διαχείριση και Ενεργειακή Βελτιστοποίηση Συστημάτων"

**ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

*«Συντήρηση και τηλεμετρία Φ/Β σταθμών μεγάλης ισχύος»*

*« Maintenance and telemetry of high power PV stations »*

**Του Μεταπτυχιακού Φοιτητή**

Φλίνου Παναγιώτη

**Επιβλέπων**

Σταύρος Καμινάρης, Αναπληρωτής Καθηγητής

Τμήμα Ηλεκτρολόγων και Ηλεκτρονικών Μηχανικών



# ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ



# ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

## ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή, κ. Σταύρο Καμινάρη, κυρίως για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε, και την υπομονή που έκανε κατά τη διάρκεια εκπόνησης της μεταπτυχιακής εργασίας μου. Επίσης, και για την πολύτιμη βοήθεια και καθοδήγησή του για την επίλυση διάφορων θεμάτων.

Θα ήθελα επίσης να απευθύνω τις ευχαριστίες μου σε όλους τους καθηγητές του μεταπτυχιακού, οι οποίοι με στήριξαν στις μεταπτυχιακές σπουδές μου και μου μεταλαμπάδευσαν τις γνώσεις τους.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω τη μητέρα μου και την αδελφή μου, που με έχουν στηρίξει όλα αυτά τα χρόνια, σε όλες μου τις προσπάθειες.



# ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ



## ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

<b>ΕΥΧΑΡΙΣΤΗΡΙΟ.....</b>	<b>2</b>
<b>ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ .....</b>	<b>4</b>
<b>ΠΕΡΙΛΗΨΗ.....</b>	<b>7</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>9</b>
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1<sup>ο</sup></b>	
<b>ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....</b>	<b>10</b>
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2<sup>ο</sup></b>	
<b>ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ.....</b>	<b>12</b>
2.1 Εισαγωγή.....	12
2.2 Σχέδιο λειτουργίας και συντήρησης .....	12
2.3 Χρήση του σχεδίου λειτουργίας και συντήρησης.....	13
2.4 Διαχείριση του σχεδίου λειτουργίας και συντήρησης.....	13
2.5 Αρμοδιότητες τεχνικής διεύθυνσης .....	18
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3<sup>ο</sup></b>	
<b>ΣΥΝΤΗΡΗΣΗ .....</b>	<b>20</b>
3.1 Εισαγωγή.....	20
3.2 Προληπτική συντήρηση.....	20
3.3 Επεμβατική συντήρηση .....	22
3.4 Διάθεση εξοπλισμού μετά το πέρας της διάρκειας ζωής της εγκατάστασης. ....	24
3.5 Εγγυήσεις.....	25
3.6 Πρότυπη συντήρηση – Μετρήσεις.....	25
3.6.1 Συντήρηση Πεδίων Μέσης Τάσης.....	27
3.6.2 Συντήρηση Μετασχηματιστή.....	28
3.6.3 Συντήρηση Κυκλωμάτων Χαμηλής τάσης.....	29
3.6.4 Συντήρηση Αντιστροφών.....	31
3.6.5 Κύκλωμα DC .....	33
3.6.6 Συντήρηση Συστήματος Ασφαλείας.....	37
3.6.7 Συντήρηση Συστημάτων Τηλεμετρίας.....	39
3.6.8 Συντήρηση Περιβάλλοντος Χώρου Φ/Β Σταθμού.....	39
3.6.9 Αποψίλωση Φ/Β σταθμού.....	39

3.6.10	Πλύσιμο φωτοβολταϊκών πλαισίων .....	41
3.6.11	Συντήρηση Μετρητικών οργάνων (Ηλιακής ακτινοβολίας, θερμόμετρο, ανεμόμετρο) 43	
3.6.12	Ηλεκτρολογικές μετρήσεις .....	47
3.6.13	Θερμογράφηση .....	51
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4°</b>		
<b>ΤΗΛΕΜΕΤΡΙΑ.....</b>		<b>56</b>
4.1	Εισαγωγή.....	56
4.2	Συστήματα τηλεμετρίας.....	57
4.2	Δεδομένα.....	61
4.3	Μετρούμενα μεγέθη.....	62
4.4	Συλλογή και ανάλυση δεδομένων.....	66
4.5	Υπολογισμοί.....	68
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5°</b>		
<b>ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΤΗΣ ΤΗΛΕΜΕΤΡΙΑΣ ΓΙΑ ΔΙΑΓΝΩΣΗ ΒΛΑΒΩΝ.....</b>		<b>76</b>
5.1	Εφαρμογή τηλεμετρίας για διάγνωση βλαβών .....	76
5.2	Επίλυσης της Βλάβης.....	77
5.3	Χρόνος Επίλυσης της Βλάβης.....	78
5.4	Βλάβες και απώλειες παραγωγής.....	79
5.4.1	Περιγραφή βλάβης 1 .....	79
5.4.2	Περιγραφή βλάβης 2 .....	81
5.4.3	Περιγραφή βλάβης 3 .....	82
5.4.4	Περιγραφή βλάβης 4 .....	83
5.4.5	Περιγραφή βλάβης 5 .....	84
5.4.6	Περιγραφή βλάβης 6 .....	85
5.4.7	Περιγραφή βλάβης 7 .....	86
5.4.8	Περιγραφή βλάβης 8 .....	87
5.4.9	Περιγραφή βλάβης 9 .....	88
5.4.10	Περιγραφή βλάβης 10 .....	89
<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6°</b>		
<b>ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ.....</b>		<b>90</b>
<b>Conclusion.....</b>		<b>92</b>
<b>Βιβλιογραφία .....</b>		<b>94</b>



# ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

**ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ:**

**«Συντήρηση και τηλεμετρία Φ/Β σταθμών μεγάλης ισχύος»**

**ΦΟΙΤΗΤΗΣ:**

**ΠΑΝΑΓΙΩΤΗΣ ΦΛΙΝΟΣ**

**ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ:**

**ΚΑΜΙΝΑΡΗΣ ΣΤΑΥΡΟΣ, Αναπληρωτής Καθηγητής**

**ΑΚΑΔΗΜΑΪΚΟ ΕΤΟΣ:**

**2018-19**

## ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Οι εθνικοί και παγκόσμιοι στόχοι για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αυξάνονται συνεχώς στην Ελλάδα. Ο στόχος για το 2020 είναι 20%, ενώ παγκοσμίως για το 2023 είναι 32%. [18],[19]. Για την επίτευξη του στόχου αυτού έχει θεσπιστεί ένα νομικό πλαίσιο που σχετίζεται τόσο με την αξιοπιστία όσο και με την ασφάλεια των ΑΠΕ. Για τον έλεγχο και την τήρηση του νομικού πλαισίου έχουν ιδρυθεί οργανισμοί, που είναι υπεύθυνοι για την ασφαλή λειτουργία του εξοπλισμού και των εργαζομένων στις ΑΠΕ. Οι οργανισμοί αυτοί, διεξάγουν πειράματα, δημοσιοποιούν μελέτες που παρακολουθούν τις εξελίξεις της τεχνολογίας, τις τάσεις της αγοράς και τέλος, εκδίδουν πρότυπα. Στόχος των πρότυπων είναι αναφέρουν τον τρόπο με τον οποίο θα πρέπει να διεξάγονται διαδικασίες και τους κανόνες ασφαλείας που θα πρέπει να λαμβάνονται υπ' όψιν. Μία διαδικασία που δεν ήταν ευρέως διαδεδομένη, αλλά είναι υψίστης σημασίας και πλέον έχουν καθιερωθεί πρότυπα και για αυτή, είναι η διαχείριση των έργων ΑΠΕ. Η διαχείριση των φωτοβολταϊκών συστημάτων, η λειτουργία και η συντήρησή τους θα πρέπει να έχει μελετηθεί πριν ακόμα ξεκινήσει η υλοποίηση ενός έργου.

Μέσω της ορθής διαχείρισης ενός φ/β σταθμού καθορίζονται κανόνες και διαδικασίες που συμβάλλουν στην απρόσκοπτη λειτουργία και στη συντήρηση του έργου. Οι διαδικασίες σχετίζονται με τη λήψη και επεξεργασία των δεδομένων της απομακρυσμένης παρακολούθησης του πάρκου, την αντικατάσταση κατεστραμμένου υλικού, τη λήψη αποφάσεων, τον προγραμματισμό της συντήρησης και την απόθεση του εξοπλισμού στη τέλος της διάρκειας ζωής του.





# ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

**POST-GRADUATE THESIS:** «Maintenance and telemetry of high power PV stations »

**STUDENT:** PANAGIOTIS FLINOS

**SUPERVISOR:** KAMINARIS STAVROS, Associate Professor

**ACADEMIC YEAR:** 2018-19



## ABSTRACT

National and global targets to meet any energy needs from Renewable Energy are constantly increasing in Greece, with a global target for 2020 at 20%, while the global target for 2023 is 32% [18],[19].

To achieve this, a legal framework has been established, which relates to both reliability and safety of RES (Renewable Energy Sources). Organisations responsible for the safe operation of RES equipment and employees have been set up to control and enforce the legal framework. These organisations conduct experiments, publish studies that track any technological developments, market trends, and finally, they issue standards of excellence.

The purpose of the standards is to indicate how procedures and safety rules should be carried out. A process, RES project management, that was not widespread but of paramount importance has now been established. Consequently, the management of photovoltaic systems, their operation, as well as their maintenance, should be studied before the initiation of any project execution.

The proper management of a photovoltaic station sets out rules and procedures that contribute to the smooth operation and maintenance of the project. These procedures relate to receiving and processing remote park monitoring data, replacing damaged material, making decisions, scheduling maintenance and disposing of any destroyed/damaged equipment or retire any equipment at the end of its life.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1<sup>ο</sup> ΕΙΣΑΓΩΓΗ

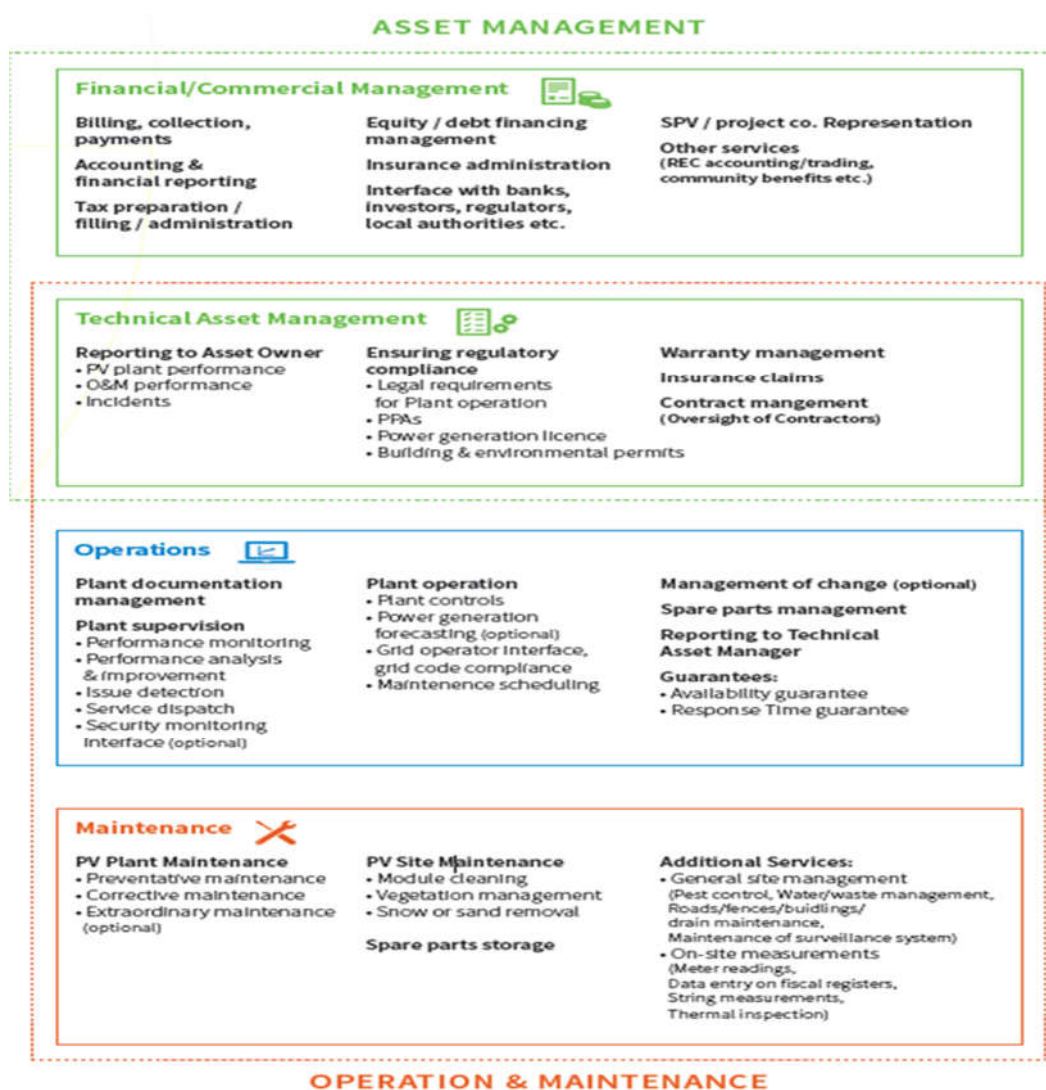
Η αποτελεσματική διαχείριση μιας φωτοβολταϊκής εγκατάστασης είναι μια συστηματική διαδικασία προγραμματισμού, λειτουργίας, συντήρησης, αναβάθμισης, αντικατάστασης και απόθεσης του σταθμού, που ως στόχο έχει τη βελτιστοποίηση του κέρδους, μειώνοντας τους κινδύνους του επενδυτή. Ο επενδυτής ορίζει έναν υπεύθυνο διαχείρισης ολόκληρου του έργου, έναν υπεύθυνο διαχείρισης των οικονομικών και έναν υπεύθυνο διαχείρισης των τεχνικών ζητημάτων του έργου.

Η οικονομική διεύθυνση ασχολείται με τις πληρωμές, το λογιστήριο, τους οικονομικούς δείκτες, ισολογισμούς, την εύρεση επενδυτών και τη προς πώληση παραγόμενη ενέργεια. Η τεχνική διεύθυνση ασχολείται με τη λειτουργία και συντήρηση του έργου. Πιο αναλυτικά, σχετίζεται με την οργάνωση και αξιολόγηση του σχεδίου λειτουργίας και συντήρησης, με την απόδοση του έργου, προβλέψεις, με νομικούς περιορισμούς που σχετίζονται με τη παραγωγή ενέργειας, με τη διαχείριση των εγγυήσεων του εξοπλισμού, με την ασφαλιστική κάλυψη του έργου, με τη διαχείριση των συμβάσεων, τη διαχείριση της αποθήκης και με περιβαλλοντικούς περιορισμούς.

Ο διαχειριστής του έργου μαζί με τις επιμέρους διευθύνσεις είναι υπεύθυνοι για την υλοποίηση ενός προγράμματος διαχείρισης της εγκατάστασης προτού ξεκινήσει η κατασκευή του. Αρχικά, επιλέγεται η επιθυμητή εγκατεστημένη ισχύς του σταθμού, κατόπιν ο κατάλληλος χώρος εγκατάστασης και τέλος πραγματοποιείται η τεχνοοικονομική μελέτη. Για την εκπόνηση της μελέτης επιλέγεται ο τύπος φωτοβολταϊκών πλαισίων, αντιστροφών, βάσεων στήριξης, καλωδίων, πινάκων, μετρητικών οργάνων, οικίσκων, μετασχηματιστών, καμερών, συναγερμού και οποιουδήποτε άλλου βοηθητικού εξοπλισμού. Η επιλογή πραγματοποιείται λαμβάνοντας υπόψη οικονομικά και τεχνικά κριτήρια. Κατόπιν, πραγματοποιείται μέσω σχεδιαστικού προγράμματος κάτοψης και μονογραμμικό σχέδιο για τη χωροθέτηση των φωτοβολταϊκών πλαισίων, την όδευση των καλωδίων και όλου του βοηθητικού εξοπλισμού. Όλες οι παραπάνω διεργασίες έχουν μέγιστη διάρκεια υλοποίησης τρία χρόνια.

Η κατασκευή του φωτοβολταϊκού σταθμού πραγματοποιείται σύμφωνα με τις οδηγίες, απαιτήσεις, σχέδια της τεχνικής διεύθυνσης και κατ' επέκταση του διαχειριστή. Η εγκατάσταση ενός φωτοβολταϊκού σταθμού διαρκεί μερικούς μήνες. Ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ, τη δυναμικότητα του συνεργείου και τη διαθεσιμότητα των υλικών, μπορεί να διαρκέσει από μία εβδομάδα έως ένα έτος. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι η εγκατάσταση ενός MW συνήθως υπολογίζεται στις τρεις εβδομάδες.

Μετά την ολοκλήρωση της κατασκευαστικής διαδικασίας, ακολουθεί η λειτουργία και η συντήρηση της εγκατάστασης. Η λειτουργία και η συντήρηση αποτελούν δύο ανεξάρτητες και ταυτόχρονα άρρητα συνδεδεμένες διαδικασίες. Έχουν διάρκεια όση ακριβώς και η διάρκεια ζωής της εγκατάστασης, δηλαδή από είκοσι έως τριάντα χρόνια και αποτελούν αναπόσπαστο κομμάτι της εγκατάστασης. Οι διαδικασίες αυτές βελτιώνονται και τροποποιούνται συνεχώς, ώστε ο επενδυτής να λαμβάνει τα μέγιστα δυνατά οφέλη.



Εικόνα 1.1: Οργανωτική δομή για την επένδυση φωτοβολταϊκών σταθμών μεγάλης ισχύος [17]

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2<sup>ο</sup> ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ

### 2.1 Εισαγωγή

Η λειτουργία ενός φωτοβολταϊκού σταθμού παρακολουθείται και αναλύεται καθημερινά. Μπορεί να προσφέρει χρήσιμες πληροφορίες για την κατάσταση του εξοπλισμού, να συμβάλει στη διάγνωση βλαβών, στον προγραμματισμό της συντήρησης και στη βελτίωση της εγκατάστασης.

### 2.2 Σχέδιο λειτουργίας και συντήρησης

Το σχέδιο λειτουργίας και συντήρησης προετοιμάζεται από το συντηρητή ή από τον τεχνικό διευθυντή παράλληλα με την εγκατάσταση του φωτοβολταϊκού σταθμού και τροποποιείται με τη πάροδο του χρόνου ανάλογα με τις εκάστοτε ανάγκες. Στο σχέδιο πρέπει να αναφέρονται και να προσδιορίζονται με ακρίβεια, όλες οι εργασίες που σχετίζονται με τη φωτοβολταϊκή εγκατάσταση όπως επίσης και τα σχετικά έγγραφα.

Ο τεχνικός διευθυντής ή ο συντηρητής του φωτοβολταϊκού σταθμού θα πρέπει να διατηρεί αρχείο με όλα τα έγγραφα του σταθμού. Το αρχείο αυτό θα πρέπει να περιέχει συμβόλαια ιδιοκτησίας γηπέδου και σταθμού, σύμβαση προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, σύμβαση συντήρησης, τοπογραφικά και μονογραμμικά σχέδια, αρχικά σχέδια μελέτης και εγκατάστασης, εγγυήσεις προμηθευτών, εκτιμήσεις απόδοσης, μελέτες ακτινοβολίας και σκίασης καθώς και εγχειρίδια χρήσεις του εγκατεστημένου εξοπλισμού. Τα σχέδια και όλα τα έγγραφα θα πρέπει να αναθεωρούνται όταν ανακατασκευάζεται, συντηρείται και τροποποιείται το σύστημα με τη πάροδο του χρόνου.

Το σχέδιο λειτουργίας και συντήρησης παρέχει ειδικά μέτρα για την επίτευξη του επιθυμητού επιπέδου απόδοσης του φωτοβολταϊκού σταθμού σύμφωνα με τους δείκτες απόδοσης, KPIs (Key Performance Indicator) [5].

## 2.3 Χρήση του σχεδίου λειτουργίας και συντήρησης

Μετά την κατασκευή και αφού τεθεί σε λειτουργία ο φωτοβολταϊκός σταθμός, το σχέδιο λειτουργίας και συντήρησης είναι το μόνο επιχειρησιακό σχέδιο που περιέχει την πλήρη ιστορία του σταθμού στο αρχείο του. Ως εκ τούτου, είναι σημαντικό να διασφαλιστεί ότι το σχέδιο λειτουργίας και συντήρησης είναι καλά οργανωμένο και ασφαλώς αρχειοθετημένο.

Ο φάκελος μιας φωτοβολταϊκής εγκατάστασης θα πρέπει να περιέχει:

- Ένα καλά τεκμηριωμένο και διατηρημένο σχέδιο λειτουργίας και συντήρησης.
- Ένα αρχείο καταγραφής παρακολούθησης συνοδευόμενο από προειδοποιήσεις, σφάλματα, ενέργειες διορθωτικής συντήρησης και τυχόν μέτρα που πρέπει να ληφθούν στο σύστημα. Θα πρέπει επίσης να περιλαμβάνεται ενημερωμένο ιστορικό υπηρεσιών για κάθε εγκατάσταση.
- Λεπτομερή ανάλυση της διαδικασίας απόθεσης του εξοπλισμού μετά το πέρας της διάρκειας ζωής της εγκατάστασης καθώς και τη διαχείριση των περιουσιακών στοιχείων.

## 2.4 Διαχείριση του σχεδίου λειτουργίας και συντήρησης

Ο διαχειριστής, σε συνεργασία με το συντηρητή ή το τεχνικό διευθυντή και τον οικονομικό διευθυντή, είναι υπεύθυνος τόσο για τον προγραμματισμό των απαραίτητων εργασιών όσο και για το προϋπολογισμό του σχεδίου λειτουργίας και συντήρησης. Κατ' επέκταση:

Είναι υπεύθυνος για τη σύνταξη διαδικασιών μέσω των οποίων θα πραγματοποιείται η απομακρυσμένη εποπτεία, θα καθορίζεται η συλλογή των δεδομένων και η επεξεργασία τους. Οι διαδικασίες οφείλουν να περιγράφουν αναλυτικά τον τρόπο παρακολούθησης του εκάστοτε φωτοβολταϊκού σταθμού, να καθορίζουν ποια δεδομένα θα αρχειοθετούνται, ποια θα αναφέρονται και πώς θα επεξεργάζονται, ώστε να γίνει ανάλυση του συστήματος και διάγνωση πιθανών σφαλμάτων.

Πιο αναλυτικά, πρέπει να:

- Καθοριστεί ο τρόπος υπολογισμού της διαθεσιμότητας και της απόδοσης του φωτοβολταϊκού σταθμού.
- Θεσπιστεί ο μέγιστος χρόνος απόκρισης σε σφάλματα καθώς και ένα εγχειρίδιο αντιμετώπισης κοινών βλαβών.

- Τεθούν κριτήρια, ώστε να μπορεί να προσδιοριστεί, εάν ένα στοιχείο του εξοπλισμού πρέπει να αντικατασταθεί ή να επισκευαστεί.
- Καθοριστούν διαδικασίες δοκιμής για την αποδοχή επισκευασμένου εξοπλισμού.
- Διατηρείται χρονολογικό αρχείο καταγραφής στο οποίο να εμφανίζονται: ο αύξων αριθμός της εκάστοτε εργασίας, η παρακολούθηση της εργασίας, η έκθεση επιθεώρησης και το τρέχον ιστορικό λειτουργίας και συντήρησης.
- Διατηρείται κατάλληλη ποσότητα αποθεμάτων εντός του σταθμού ή σε εύκολα προσβάσιμο –από το επιτελείο συντήρησης– χώρο.
- Για την καλύτερη διαχείριση της αποθήκης μπορεί να εφαρμοστεί μια διαδικασία για να καθοριστεί χρονικά, το πότε πρέπει να γίνει παραγγελία εφεδρικών υλικών με βάση το ιστορικό βλαβών και την απαιτούμενη προς αποθήκευση ποσότητα.
- Διατηρείται αρχείο με τον εξοπλισμό του φωτοβολταϊκού σταθμού σε αντιπαραβολή με τη μάρκα, το μοντέλο, το σειριακό αριθμό και χάρτη με το σημείο εγκατάστασης του εκάστοτε εξοπλισμού. Για κάθε στοιχείο του εξοπλισμού θα πρέπει να περιλαμβάνεται και ο προμηθευτής του.

Επιπλέον, θα πρέπει να εκτιμηθεί ο προϋπολογισμός του προγράμματος λειτουργίας και συντήρησης στον οποίο θα περιλαμβάνεται το κόστος παρακολούθησης, συντήρησης και η κατ' ελάχιστον δαπάνη για επιδιόρθωση βλαβών και αγορά εφεδρικού εξοπλισμού [5].

## 2.4.1 Λειτουργία

Το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας χαρακτηρίζεται από σταθερότητα και αξιοπιστία. Με την εισχώρηση των ανανεώσιμων πηγών στο δίκτυο και της αστάθειας που αυτές παρουσιάζουν λόγω των ευμετάβλητων καιρικών συνθηκών που τις επηρεάζουν άμεσα, είναι φρόνιμο να θεσπιστούν ενέργειες που να εξασφαλίζουν τη σωστή, σταθερή και αξιόπιστη λειτουργία ενός φωτοβολταϊκού σταθμού. Οι ενέργειες αυτές αφορούν τη πρόβλεψη της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, τον προγραμματισμό των εργασιών συντήρησης, την απογραφή των ανταλλακτικών και την επίβλεψη των εργασιών.

Επιπλέον, στη λειτουργία του συστήματος περιλαμβάνεται οποιαδήποτε διεργασία, συμβάλει στην αύξηση της αποδιδόμενης ισχύος στο δίκτυο, αξιολογεί την απόδοση του συστήματος (απομακρυσμένος έλεγχος), ελέγχει το δίκτυο για επιβλαβή ως προς την εγκατάσταση σφάλματα και προσαρμόζει ρυθμίσεις, όπως ο συντελεστής ισχύος. [5]

## 2.4.2 Διεργασίες λειτουργίας

Για την σωστή λειτουργία του συστήματος, θα πρέπει να γνωρίζουμε ή να προβλέπουμε την αποδιδόμενη ισχύ όσο και τις ώρες έκλυσης ενέργειας στο δίκτυο. Η πρόβλεψη μπορεί να πραγματοποιηθεί είτε με τη χρήση μετεωρολογικών προβλέψεων (πρόγνωση καιρού ή δορυφορικά δεδομένα) είτε με στατιστικές μεθόδους. Στη πρόβλεψη αυτή, πρέπει να συνυπολογιστεί και το ενδεχόμενο προγραμματισμένης ή έκτακτης – διορθωτικής συντήρησης που θα επηρεάσει τη παραγωγή.

Ο προγραμματισμός της προληπτικής συντήρησης πραγματοποιείται λαμβάνοντας υπόψη πολλούς περιβαλλοντικούς παράγοντες. Σε κάποιες από τις διαδικασίες της συντήρησης αυτής, είναι αναγκαία η διακοπή της λειτουργίας του φωτοβολταϊκού σταθμού. Θα ήταν φρόνιμο η διακοπή αυτή να πραγματοποιείται λαμβάνοντας υπόψη οικονομικά και τεχνικά κριτήρια. Μπορεί να εκτελείται κατά τις ημέρες και ώρες που η εγκατάσταση θα αποδίδει μικρή ή μηδενική ισχύ στο δίκτυο ή σύμφωνα με το σχέδιο λειτουργίας και συντήρησης.

Επιπλέον, αναλύοντας ιστορικά δεδομένα βλαβών μπορεί να προσδιοριστεί η συχνότητα, η διάρκεια και το κόστος μιας επεμβατικής συντήρησης. Μπορεί να γίνει ανάλυση με βάση την εποχικότητα ώστε να προσδιοριστεί ακριβέστερα η προβλεπόμενη παραγωγή.

Μια επιπλέον διεργασία που σχετίζεται με τη λειτουργία του φωτοβολταϊκού σταθμού, αφορά την αποθήκη. Τα ανταλλακτικά και ο εφεδρικός εξοπλισμός πρέπει να ασφαίζονται σε περίπτωση κλοπής και φθοράς και να τοποθετούνται σε φυλασσόμενη αποθήκη, με κατάλληλες περιβαλλοντικές συνθήκες και με αρκετό χώρο για την οργάνωσή της. Η αποθήκη πρέπει να έχει κατάλληλη θερμοκρασία και υγρασία· ό,τι αποθηκεύεται πρώτο πρέπει να καταναλώνεται πρώτο και να μην μπερδεύεται ο καινούργιος με τον επισκευασμένο εξοπλισμό. Τα εξαρτήματα που χρήζουν συχνής αντικατάστασης (ασφάλειες, φίλτρα, βίδες) ονομάζονται αναλώσιμα και πρέπει να υπάρχουν πάντα σε απόθεμα. Η ποσότητα του αποθέματος υπολογίζεται από το τύπο  $n = N * R / (P / (1 - P))$ , όπου  $n$  είναι το πλήθος του εξαρτήματος που πρέπει να βρίσκεται στην αποθήκη,  $N$  το πλήθος του εξαρτήματος που είναι εγκατεστημένο,  $P$  η πιθανότητα αστοχίας του συγκεκριμένου εξαρτήματος και  $R$  η επιθυμητή αξιοπιστία του εξαρτήματος [5].



## 2.4.3 Απομακρυσμένος έλεγχος

Μία ακόμη σημαντική διεργασία που συμβάλει για την ορθή και απρόσκοπτη λειτουργία του σταθμού αποτελεί η απομακρυσμένη παρακολούθηση ενός φωτοβολταϊκού σταθμού. Οι τρεις βασικές κατηγορίες που σχετίζονται με τον απομακρυσμένο έλεγχο ενός φωτοβολταϊκού σταθμού είναι η παρουσίαση των δεδομένων, η ποιότητα του εξοπλισμού παρακολούθησης και η διαφάνεια πρωτόκολλων και διαδικασιών μέτρησης.

Τα δεδομένα είναι πολύτιμα και η ανάλυσή τους ένα ισχυρό εργαλείο για τη κατανόηση της απόδοσης ενός συστήματος. Ο στόχος του απομακρυσμένου ελέγχου είναι να παρέχει επαρκείς πληροφορίες για την επίτευξη του ενεργειακού ισοζυγίου που να υπολογίζει τη διαθέσιμη ηλιακή ακτινοβολία και τις απώλειες σε κάθε διαδικασία μετατροπής της ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι το σημείο διασύνδεσης με το ηλεκτρικό δίκτυο.

Η ποιότητα λειτουργίας ενός φωτοβολταϊκού σταθμού καθορίζεται από το λόγο της ενέργειας που συλλέγεται προς την ενέργεια που θα μπορούσε να συλλεχθεί από το συγκεκριμένο σύστημα και από τη διαθεσιμότητα του εξοπλισμού. Λαμβάνοντας υπόψη τον ορισμό αυτό, η διατήρηση του σταθμού σε συνεχή λειτουργία και η λειτουργία του στο βέλτιστο βαθμό απόδοσης, απαιτεί ακριβείς μετρήσεις απόδοσης, ικανότητα εντοπισμού σφαλμάτων καθώς και την άμεση και αποτελεσματική αποκατάστασή τους. Ο απομακρυσμένος έλεγχος ενός φωτοβολταϊκού σταθμού είναι απαραίτητος και η ποιότητα του ίδιου του συστήματος είναι θεμελιώδους σημασίας για τη συνολική ποιότητα της εγκατάστασης. Το σύστημα τηλεμετρίας θα πρέπει να απαρτίζεται από ένα καταγραφικό με δυνατότητα αποθήκευσης δεδομένων τουλάχιστον έξι μηνών και δυνατότητα δημιουργίας αντιγράφου ασφαλείας. Επιπλέον, θα πρέπει να έχει πρόσβαση στο διαδίκτυο, έτσι ώστε να γίνεται απομακρυσμένη παρακολούθηση και συλλογή δεδομένων. Τα δεδομένα που θα πρέπει να συλλέγονται και να αρχειοθετούνται είναι τα εξής:

- Αποδιδόμενη στο ηλεκτρικό δίκτυο ενέργεια (kWh)
- Βαθμός απόδοσης (kWh που παράχθηκαν / kWh που αναμένονται)
- Ειδική απόδοση (kWh που παράχθηκαν /kW εγκατεστημένη ισχύ)
- Οποιοσδήποτε δείκτης απόδοσης (KPI's)
- Ειδοποιήσεις σφαλμάτων (alarms)
- Απώλεια παραγωγής λόγω βλάβης του παρόχου ηλεκτρικής ενέργειας
- Προβλήματα επικοινωνίας

- Μειωμένη, συγκριτικά με τη προβλεπόμενη βάση ακτινοβολίας παραγωγή. Η σύγκριση πρέπει να γίνεται εβδομαδιαία ή μηνιαία.

Η προβλεπόμενη βάσει ακτινοβολίας παραγωγή υπολογίζεται με τη χρήση κατάλληλου μοντέλου. Πρέπει να σημειωθεί ότι για οποιοδήποτε σύστημα υπάρχει απόκλιση περίπου 5%-10% ανάμεσα στο βαθμό απόδοσης του μοντέλου και του υπολογιζόμενου με χρήση μετρούμενων μεγεθών. Η απόκλιση αυτή μπορεί να οφείλεται και σε σφάλματα του μοντέλου και σε σφάλματα των μετρούμενων μεγεθών.

Τα σφάλματα του μοντέλου σχετίζονται με ανακριβή στοιχεία, όπως το μήκος των καλωδίων του συστήματος, η πραγματική ισχύς των πανέλων, η πραγματική αναντιστοιχία μεταξύ των πανέλων, η σκίαση, η ρύπανση και η φυσιολογική γήρανση.

Στα σφάλματα των μετρούμενων μεγεθών, υπεισέρχονται σφάλματα οργάνων (μετεωρολογικός σταθμός, αισθητήρας θερμοκρασίας πανέλου, μετρητικά ηλεκτρολογικών μεγεθών) και ανθρώπινα λάθη όπως λανθασμένη τοποθέτηση, συντήρηση ή βαθμονόμηση [5].

## 2.5 Αρμοδιότητες τεχνικής διεύθυνσης

Ο τεχνικός διευθυντής είναι υπεύθυνος για τη έκδοση αναφορών προς τον διαχειριστή της εγκατάστασης. Σε αυτές θα πρέπει να επισημαίνονται συγκεκριμένα δεδομένα που σχετίζονται με τη ποιότητα και ποσότητα της παραγόμενης ενέργειας όπως οι δείκτες KPIs και οι αποδόσεις του εξοπλισμού. Η συχνότητα των αναφορών μπορεί να καθοριστεί σε ημερήσια, εβδομαδιαία, μηνιαία, τριμηνιαία ή/και ετήσια βάση. Ακόμα, μπορεί να καθοριστεί ως αναγκαία η έκδοση μίας εμβόλιμης αναφοράς σε περίπτωση βλάβης που επηρεάζει την παραγωγή, τη διαθεσιμότητα ή το βαθμό απόδοσης του συστήματος. Σε αυτή θα πρέπει να περιλαμβάνεται λεπτομερής ανάλυση της βλάβης, ο εξοπλισμός που επηρεάστηκε, η διάρκεια, οι διορθωτικές ενέργειες, οι απώλειες, το κόστος καθώς και παρότρυνση για τη βελτίωση της προληπτικής συντήρησης.

Επιπρόσθετα, μπορεί να συμπεριληφθεί στις αναφορές το σύστημα παρακολούθησης και συναγερμού και να διευκρινίζεται η κατάστασή του, οι βλάβες, η καθαρότητα των καμερών, ύποπτες κινήσεις ή παραβιάσεις. Επιπλέον, είναι υπεύθυνος για την εύρυθμη λειτουργία της αποθήκης του φωτοβολταϊκού σταθμού και πιο συγκεκριμένα για το καθορισμό των απαραίτητων εφεδρικών εξαρτημάτων, τη διακίνηση και κατάσταση των υλικών. Είναι επίσης υπεύθυνος, ώστε η λειτουργία του σταθμού να υπόκειται σε νομοθετικούς κανονισμούς και περιορισμούς. Πρέπει να γνωρίζει και να φροντίζει διαρκώς για τη συμμόρφωση με τις συμβάσεις διασύνδεσης και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο, τις διατάξεις, αδειοδοτήσεις και νομοθεσίες που σχετίζονται με τα κτίρια και τον περιβάλλοντα χώρο του γηπέδου.

Πρέπει να μεριμνά, ώστε να εφαρμόζονται τεχνικές συντήρησης που να μην επηρεάζουν τις εγγυήσεις του εξοπλισμού. Οι εγγυήσεις που προσφέρουν οι κατασκευαστές σε ένα φωτοβολταϊκό σύστημα σχετίζονται με την απόδοση και τη κατασκευαστική αντοχή των υλικών τους. Επιπλέον δίδεται εγγύηση καλής λειτουργίας από το κατασκευαστή του φωτοβολταϊκού σταθμού, μόλις αυτός τεθεί σε λειτουργία. Εάν διαπιστώσει βλάβη σε εξοπλισμό που καλύπτεται από εγγύηση τότε οφείλει να ενημερώσει την ομάδα συντήρησης ώστε να προβεί στις απαραίτητες ενέργειες για να διεκδικήσει κάποια μορφή κάλυψης από τη κατασκευάστρια εταιρία. Όλες οι συζητήσεις μεταξύ της κατασκευάστριας εταιρίας και του διαχειριστή της εγκατάστασης πρέπει να αρχειοθετούνται για λόγους αξιοπιστίας.

Κατά την εγγυητική περίοδο, μπορούν είτε να εμφανιστούν δυσλειτουργίες στην εγκατάσταση, είτε να εκκρεμούν δευτερεύουσες εργασίες που δεν σχετίζονται με τη παραγωγή και ασφάλεια του φωτοβολταϊκού σταθμού. Εάν υπάρχει πλήθος εργασιών σε εκκρεμότητα, τότε πρέπει να συμφωνηθεί μια λίστα με προτεραιότητες μεταξύ του διαχειριστή και του συντηρητή. Επιπλέον μπορεί κατά τη περίοδο αυτή να προκύψουν ζητήματα που, ενώ αρχικά είχαν τη σύμφωνη γνώμη του διαχειριστή, στην πορεία του έργου αποδείχτηκαν ανεπαρκή,



# ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

αναποτελεσματικά ή μη ικανοποιητικά. Για το λόγο αυτό είναι απαραίτητη η διαρκής επιτήρηση και ανάλυση της εγκατάστασης.

Τέλος, πρέπει να διαχειρίζεται τις συμβάσεις με τους συνεργάτες και προμηθευτές του έργου. Ο τρόπος διαχείρισης των συμβάσεων εξαρτάται από τη γεωγραφική περιοχή, την εγκατεστημένη ισχύ του έργου, τις συμφωνίες κατασκευής και απόθεσης. Το αρχικό βήμα σε αυτή τη διαδικασία είναι μια ολοκληρωμένη ανάλυση των συμβάσεων ακολουθούμενη από ένα σαφώς καθορισμένο καταμερισμό ευθύνης που ορίζει σαφώς ποια οντότητα είναι υπεύθυνη για τις εμπορικές, επιχειρησιακές και τεχνικές δραστηριότητες, τόσο βραχυπρόθεσμα όσο και μακροπρόθεσμα [17]. Όλες οι ενέργειες που σχετίζονται με τη εύρυθμη λειτουργία μιας φωτοβολταϊκής εγκατάστασης μπορούν να πυροδοτήσουν έγκαιρα και έγκυρα διαδικασίες συντήρησης, ώστε ο σταθμός να λειτουργεί συνεχώς στον βέλτιστο βαθμό.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3<sup>ο</sup> ΣΥΝΤΗΡΗΣΗ

### 3.1 Εισαγωγή

Η συντήρηση είναι ένα σύνολο δραστηριοτήτων το οποίο προορίζεται να διατηρήσει μια παραγωγική μονάδα σε λειτουργία ή να την επαναφέρει σε ένα σύνολο συνθηκών στο πλαίσιο των οποίων θα είναι ικανή να εκτελεί αυτή τη λειτουργία.

Περιλαμβάνει δραστηριότητες, όπως ο έλεγχος, οι δοκιμές, οι μετρήσεις, οι αντικαταστάσεις, οι ρυθμίσεις εξαρτημάτων και οι επισκευές [13].

### 3.2 Προληπτική συντήρηση

Προληπτική συντήρηση είναι η προγραμματισμένη συντήρηση των εγκαταστάσεων και του εξοπλισμού με στόχο την επέκταση της ζωής του συστήματος και την αποφυγή έκτακτων βλαβών.

Η συντήρηση περιλαμβάνει ενδεικτικά καθαρισμό, λίπανση, επισκευές, ρυθμίσεις και αντικαταστάσεις του εξοπλισμού σύμφωνα με τις εγγυήσεις του εκάστοτε εξοπλισμού. Ένας από τους παράγοντες που επηρεάζουν την συχνότητα της προληπτικής συντήρησης είναι η τοποθεσία της εγκατάστασης αλλά και οι καιρικές συνθήκες που επικρατούν στην περιοχή. Το προσωπικό της ομάδας λειτουργίας και συντήρησης θα πρέπει να διενεργεί γενική επιθεώρηση του φωτοβολταϊκού σταθμού τουλάχιστον, μία φορά το χρόνο [9].

Συνοψίζοντας, η προληπτική συντήρηση μειώνει την πιθανότητα έκτακτων βλαβών και διακοπών είτε σε τμήμα είτε σε ολόκληρο το φωτοβολταϊκό σταθμό [6].

Η προληπτική συντήρηση περιλαμβάνει τις ακόλουθες δραστηριότητες:

- Επίσκεψη-αυτοψία στον φωτοβολταϊκό σταθμό.
- Πλύσιμο – καθαρισμός πανέλων
- Αποστράγγιση υδάτων
- Διαχείριση βλάστησης
- Επανεξέταση (προσδιορίζει και επιλύει προβλήματα που έχουν αναπτυχθεί κατά τη διάρκεια ζωής της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης)

- Πρόληψη έναντι άγριων ζώων
- Διατήρηση των συστημάτων λήψεις δεδομένων και τηλεμετρίας (αισθητήρες, ηλεκτρονικές συσκευές)
- Διατήρηση του συστήματος παραγωγής σε λειτουργία (αντιστροφείς, μετασχηματιστές)
- Συντήρηση γηπέδου (συναγερμοί, δρόμοι, περίφραξη, απομάκρυνση χιονιού) [6].

Κατά την επίσκεψη στο φωτοβολταϊκό σταθμό θα πρέπει να πραγματοποιείται οπτικός έλεγχος ολόκληρου του συστήματος.

Ο αντιστροφέας είναι ένα από τα βασικά κομμάτια της εγκατάστασης, το οποίο θα πρέπει να επιθεωρείται αρχικά με οπτική επιθεώρηση του εσωτερικού και εξωτερικού χώρου και στην συνέχεια στις ηλεκτρολογικές του συνδέσεις, για να βεβαιωθεί ότι δεν παρουσιάζουν υπερβολικές ρωγμές, σημάδια φθοράς, εισροής νερού, τρωκτικών και σκόνης. Οι ηλεκτρολογικές συνδέσεις του αντιστροφέα πρέπει να είναι καλά βιδωμένες, σύμφωνα με τις προδιαγραφές εγκατάστασης του κατασκευαστή.

Κατόπιν, πρέπει να γίνεται έλεγχος των φωτοβολταϊκών πλαισίων για τυχόν βλάβες οι οποίες μπορεί να οφείλονται σε κατασκευαστικά ελαττώματα, όπως αποχρωματισμό των κυψελών, αποκόλληση ή σπάσιμο του κρυστάλλου καθώς και για περιβαντολογικά προβλήματα που επηρεάζουν την παραγωγή όπως η ρύπανση είτε λόγω φυσικού περιβάλλοντος είτε λόγω ζοικών ακαθαρσιών. Η καλωδίωση των πλαισίων θα πρέπει να είναι προστατευμένη, να μην είναι χαλαρά τα καλώδια και δεν θα πρέπει να κάμπτεται πάνω από τα μη επιτρεπόμενα από το κατασκευαστή όρια.

Όταν τα καλώδια οδεύουν υπόγεια, πρέπει να ελέγχεται ότι οι άκρες των σωλήνων σπιδάλ, τόσο οι επιφανειακές όσο και αυτές μέσα στα φρεάτια, είναι φραγμένες με πολυουρεθάνη. Τέλος, πρέπει να ελέγχονται τα κουτιά διακλάδωσης και οι πίνακες για κάθε ένδειξη ζημιάς όπως είναι ο αποχρωματισμός.

Επομένως, η προληπτική συντήρηση βελτιστοποιεί τις παραμέτρους εξόδου του συστήματος, προλαμβάνει την εμφάνιση πιο σοβαρών-δαπανηρών βλαβών και μεγιστοποιεί τη διάρκεια ζωής της εγκατάστασης στο σύνολό της. Η προληπτική συντήρηση πρέπει να κατευθύνεται από οικονομικά κριτήρια και ο στόχος της να είναι η επίτευξη της ισορροπίας μεταξύ του κόστους προληπτικής συντήρησης, της αποδιδόμενης στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας και της ταμειακής ροής σε όλη τη διάρκεια ζωής της εγκατάστασης [5].



Εικόνα 3.1: Διάβρωση ηλεκτρολογικού υλικού στον πίνακα DC

### 3.3 Επεμβατική συντήρηση

Η επεμβατική συντήρηση πραγματοποιείται, όταν προκύπτει ανάγκη επισκευής του εξοπλισμού μετά την εκδήλωση κάποιας βλάβης και ως χαρακτηριστικό της είναι η διακοπή της λειτουργίας ενός τμήματος ή και ολόκληρου του Φ/Β σταθμού. Οι επεμβατικές συντηρήσεις αποτελούν αναπόσπαστο κομμάτι της ζωής του φωτοβολταϊκού σταθμού και πρέπει να τονιστεί ότι το πλήθος των επεμβάσεων αυτών μπορεί να μειωθεί με την αύξηση των προληπτικών συντηρήσεων [6].

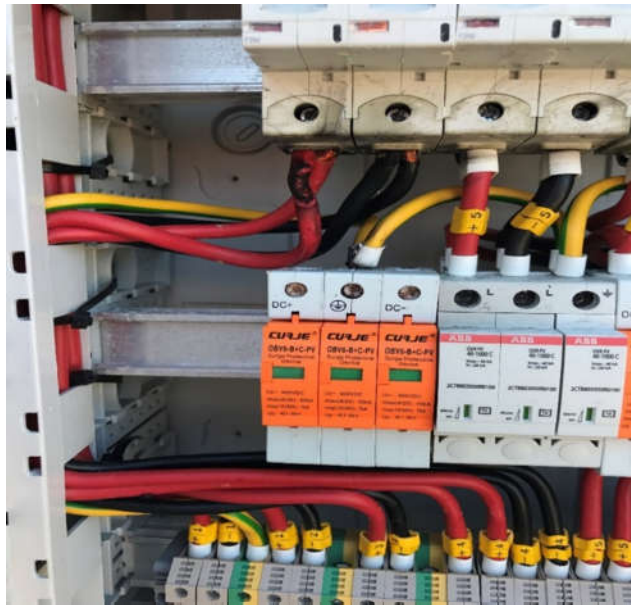
Η επεμβατική συντήρηση συνήθως περιλαμβάνει :

- Επίσκεψη-αυτοψία στο φωτοβολταϊκό σταθμό.
- Μη κρίσιμη επισκευή που σχετίζεται με προβλήματα φθοράς.
- Κρίσιμη επισκευή (υψηλής προτεραιότητας που σχετίζεται με την απώλεια παραγωγής ή την ασφάλεια) [6].

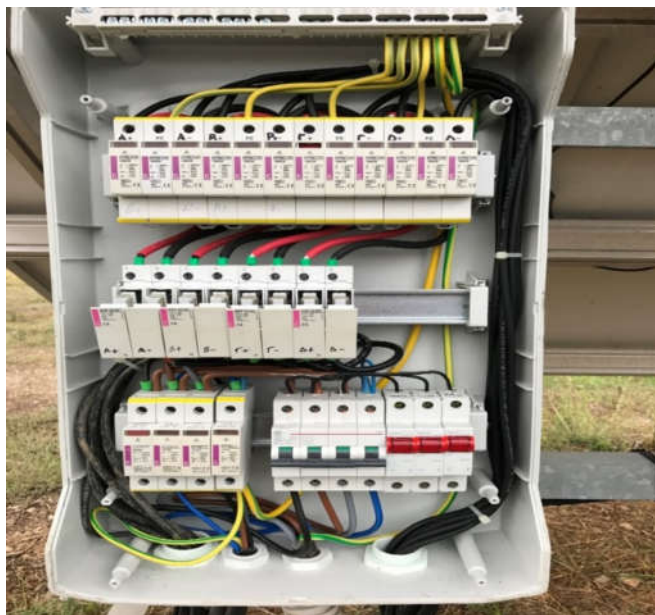
Σε περίπτωση εκδήλωσης κάποιας βλάβης που επηρεάζει, ολικά ή μερικά, τη παραγωγή του φωτοβολταϊκού σταθμού θα πρέπει η επισκευή να πραγματοποιείται το συντομότερο δυνατό.



Η επισκευή μπορεί να καθυστερήσει μόνο εάν υπάρχει η ευκαιρία να γίνει η επισκευή πιο αποτελεσματική στο εγγύς μέλλον. Το κόστος επέμβασης και επισκευής θα πρέπει να εξισορροπείται με τα χαμένα έσοδα. Αστοχίες υλικού που εμπίπτουν σε πρόβλημα ασφάλειας πρέπει να διευθετούνται το συντομότερο δυνατόν ανεξαρτήτως κόστους.



*Εικόνα 3.2: Φωτιά στον πίνακα DC*



*Εικόνα 3.3: Αντικεραυνικά που χρήζουν αντικατάστασης*



### **3.4 Διάθεση εξοπλισμού μετά το πέρας της διάρκειας ζωής της εγκατάστασης.**

Ο προϋπολογισμός για την κατασκευή ενός φωτοβολταϊκού σταθμού προβλέπει μια αρχική επένδυση ακολουθούμενη από μια μακρά περίοδο απόσβεσης του αρχικού κεφαλαίου.

Η διάρκεια ζωής του ηλεκτρολογικού εξοπλισμού, σύμφωνα με διεθνή πρότυπα ανέρχεται στα 25 έτη, αλλά υπάρχουν ενδείξεις ότι τα φωτοβολταϊκά συστήματα θα μπορούσαν να διαρκέσουν περισσότερο από την προβλεπόμενη διάρκεια με κάποιες εργασίες αναβάθμισης του συστήματος. Ο ιδιοκτήτης – επενδυτής θα έχει ως επιλογές στο τέλος της διάρκειας ζωής της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης, είτε να ανανεώσει τον εξοπλισμό που χρειάζεται και να επεκτείνει τη διάρκεια ζωής της εγκατάστασης καθώς και τη σύμβαση προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, είτε να αφαιρέσει το σύστημα ανακυκλώνοντας ένα μεγάλο μέρος του εξοπλισμού και να επαναφέρει τον τόπο της εγκατάστασης στην πρότερή του κατάσταση.

Ο σημερινός ιδιοκτήτης – επενδυτής μπορεί σε 25 χρόνια να γίνει ανακυκλωτής φωτοβολταϊκών πλαισίων και άλλων εξαρτημάτων. Για αυτό τον λόγο θα πρέπει τα εξαρτήματα τα οποία τοποθετούνται στους σταθμούς να σχεδιάζονται με γνώμονα την ανακύκλωση και να ελέγχεται η τοξικότητα των υλικών. Μια τέτοια πρόβλεψη για την ανακύκλωση και τη διαχείριση του εξοπλισμού στο τέλος της διάρκειας ζωής του, μπορεί να επηρεάσει το τελικό κόστος και τα οφέλη της επένδυσης.

Στον γενικό υπολογισμό του κόστους κατασκευής και απόσβεσης του κεφαλαίου θα μπορούσε να εξεταστεί και η αξία του ανακτηθέντος χαλκού, αλουμινίου και γάλυβα, που μπορεί να είναι σημαντική μετά την ανακύκλωση των υλικών του σταθμού [5].

## 3.5 Εγγυήσεις

Ο εξοπλισμός που αγοράζεται και χρησιμοποιείται για την υλοποίηση ενός φωτοβολταϊκού συστήματος, συνοδεύεται από εγγυήσεις. Υπάρχει διαχωρισμός μεταξύ της εγγύησης προϊόντος και της εγγύησης απόδοσης. Η εγγύηση προϊόντος καλύπτει αστοχίες υλικού και την επισκευή τους και προστατεύει τον αγοραστή από ενδεχόμενη βλάβη εξαιτίας κατασκευαστικού σφάλματος. Η εγγύηση απόδοσης διασφαλίζει μια συγκεκριμένη ισχύ εξόδου, η οποία μειώνεται σε σχέση με το χρόνο, διότι ο κατασκευαστής γνωρίζει ότι θα υπάρχει μια φυσιολογική μείωση της απόδοσης λόγω γήρανσης των υλικών κατασκευής. Στο τέλος της διάρκειας ζωής της εγκατάστασης, η μείωση αυτή θα είναι της τάξεως του 80% της ονομαστικής ισχύος.

Ένα σύστημα ενδέχεται να αλλάξει ιδιοκτήτη κατά τη διάρκεια της ζωής του. Στη περίπτωση αυτή είναι σημαντικό να εξετάσουμε τον τρόπο χειρισμού των εγγυήσεων. Συχνά οι κατασκευαστές δεν θα τηρήσουν την εγγύηση, εάν ο αρχικός αγοραστής δεν κατέχει πλέον τον εξοπλισμό. Ωστόσο, πολλοί κατασκευαστές έχουν συγκεκριμένη διαδικασία για τη μεταφορά της εγγύησης στον νέο ιδιοκτήτη. Μια τέτοια διαδικασία συνήθως αποτελείται από έγγραφα, μια μικρή οικονομική επιβάρυνση και μια περίοδο οριστικοποίησης (συνήθως 30 ημέρες) μετά την πώληση του εξοπλισμού. Η μεταφορά της εγγύησης πρέπει να πραγματοποιηθεί μαζί με την υπόλοιπη διαδικασία μεταφοράς της ιδιοκτησίας [5]

## 3.6 Πρότυπη συντήρηση – Μετρήσεις

Τόσο κατά τη προληπτική όσο και κατά την επεμβατική συντήρηση πρέπει να θεσπιστούν κανόνες και διαδικασίες που να προσδιορίζουν τον τρόπο με τον οποίο θα γίνεται η εγκατάσταση και ο έλεγχος όλων των επιμέρους τμημάτων που απαρτίζουν ένα φωτοβολταϊκό σύστημα. Αυτοί οι κανόνες και οι διαδικασίες υλοποίησης τους ορίζονται διεθνώς μέσω του προτύπου IEC 62446.

Είναι σημαντικό ο έλεγχος να γίνεται σε όλα τα σημεία της εγκατάστασης, ξεκινώντας από το σημείο που ο φωτοβολταϊκός σταθμός συνδέεται με το δημόσιο ηλεκτρικό δίκτυο μέχρι τις βάσεις στήριξης των φωτοβολταϊκών πλαισίων.

Σύμφωνα με το πρότυπο IEC 62446-1 οι μετρήσεις σε ένα φωτοβολταϊκό σταθμό πρέπει να πραγματοποιούνται με την ακόλουθη σειρά:

1. Μετρήσεις σε όλα τα AC κυκλώματα σύμφωνα με το πρότυπο IEC 60364-6 οι οποίες περιλαμβάνουν μέτρηση της συνέχειας των αγωγών προστασίας, της αντίστασης μόνωσης των καλωδίων, του βρόγχου σφάλματος και της αντίστασης γείωσης.

2. Μετρήσεις στα DC κυκλώματα και πιο συγκεκριμένα έλεγχο της αντίστασης μόνωσης των καλωδίων, της συνέχειας του κυκλώματος γείωσης, της τάσης ανοιχτοκυκλώματος, του ρεύματος βραχυκυκλώματος και του ρεύματος λειτουργίας των στοιχειοσειρών.[1]



Εικόνα 3.4: Metrel MI 3108 EurotestPV, [www.metrel.si](http://www.metrel.si)



Εικόνα 3.5: TRI-KA PV tester, <http://www.tritec.ch/>

## 3.6.1 Συντήρηση Πεδίων Μέσης Τάσης

Τα πεδία Μέσης Τάσης είναι ο τελευταίος έλεγχος που μπορεί να υπάρχει στην εγκατάσταση πριν τροφοδοτηθεί το δημόσιο δίκτυο ηλεκτρισμού. Ανάλογα με την ισχύ του μετασχηματιστή και τις απαιτήσεις του μελετητή τοποθετούνται πεδία για τον χειρισμό και την προστασία της εγκατάστασης.

Ανεξάρτητα με τον πλήθος των πεδίων οι έλεγχοι που γίνονται είναι οπτικοί, μηχανικοί και καθαρισμού. Οι οπτικοί έλεγχοι περιορίζονται στο εάν υπάρχει κάποια καμένη ασφάλεια, οξείδωση στις επαφές των ακροκιβωτίων και στον εντοπισμό τρωκτικών. Οι μηχανικοί έλεγχοι επικεντρώνονται στη σύσφιξη των συνδέσεων των καλωδίων, των βιδών και των μηχανικών σημείων (μαχαίρια και ελατήρια) για την όπλιση του γενικού διακόπτη με δυναμόκλειδο. Επίσης, πραγματοποιείται καθαρισμός στους μονωτήρες και στις ασφάλειες της Μέσης Τάσης καθώς η επικαθήμενη σκόνη μπορεί να προκαλέσει προβλήματα υπερπήδησης.



Εικόνα 3.6: Συντήρηση πεδίου μέσης τάσης, [www.kontaratos.gr](http://www.kontaratos.gr)

## 3.6.2 Συντήρηση Μετασχηματιστή

Ο πιο σημαντικός εξοπλισμός μίας Φ/Β εγκατάστασης είναι ο μετασχηματιστής ανύψωσης για τη διασύνδεση με το δίκτυο μέσης τάσης. Για την σωστή λειτουργία του χρειάζεται εκτεταμένη συντήρηση η οποία περιλαμβάνει οπτικό έλεγχο, μετρήσεις, μηχανικό έλεγχο και καθαρισμό.

Οι οπτικοί έλεγχοι επικεντρώνονται σε πιθανές διαρροές λαδιού, ρωγμές στο κέλυφος και στους μονωτήρες του μετασχηματιστή.

Οι μετρήσεις που γίνονται στον μετασχηματιστή για να διαπιστωθεί η εύρυθμη λειτουργία του είναι: Διηλεκτρική αντοχή του λαδιού, αντίσταση μόνωσης μεταξύ των τυλιγμάτων και μεταξύ των τυλιγμάτων και της γης, ο λόγος μετασχηματισμού, η τάση εξόδου του μετασχηματιστή, καθώς και η χωρητικότητα μεταξύ τυλιγμάτων και γης.

Μηχανικός έλεγχος γίνεται στους μονωτήρες, μέσω της σύσφιξης των ακροκιβωτίων με τη χρήση δυναμόκλειδου.

Καθαρισμός πραγματοποιείται στους μονωτήρες του μετασχηματιστή, ώστε να αποφευχθεί το φαινόμενο υπερπήδησης μονωτήρα και στο σύστημα ψύξης του μετασχηματιστή. Επίσης, πρέπει να ελεγχθεί το ρελέ αερίων (Buchholz), το θερμομέτρο και η ένδειξη στάθμης του λαδιού.



Εικόνα 3.7: Μετρήσεις σε μετασχηματιστή, <https://www.safetyengineer.gr>

### 3.6.3 Συντήρηση Κυκλωμάτων Χαμηλής τάσης

Η σύνδεση του μετασχηματιστή με τον αντιστροφέα υλοποιείται μέσω του κυκλώματος εναλλασσόμενης τάσης. Το κύκλωμα αυτό, απαρτίζεται από γενικούς και τοπικούς πίνακες εξοπλισμένους με μετρητικό, διακοπτικό και προστατευτικό εξοπλισμό. Στους πίνακες αυτούς πραγματοποιείται οπτικός έλεγχος, έλεγχος των συνδέσεων και μετρήσεις.

Ο οπτικός έλεγχος όλων των πινάκων γίνεται για φθορές, όπως οξειδώσεις ή σπασίματα που μπορεί να προκαλέσουν ελλιπή στεγανοποίηση και στη συνέχεια ακολουθεί επιδιόρθωση των φθορών αυτών. Επιπλέον, γίνεται καθαρισμός του πίνακα από έντομα και αναζητούνται τρόποι για να παρεμποδιστεί η εισχώρηση ζώων εντός του πίνακα. Στη συνέχεια, διενεργείται οπτικός και θερμικός έλεγχος των συνδέσεων των καλωδίων στον ηλεκτρολογικό εξοπλισμό.

Εάν τα καλώδια δεν είναι συνδεδεμένα με τη κατάλληλη ροπή, τότε θα είναι ελάχιστη η επαφή μεταξύ των μεταλλικών μερών έχοντας σαν αποτέλεσμα την αύξηση της θερμοκρασίας στα σημεία σύνδεσης. Κατόπιν αυτού, οπτικός έλεγχος διεξάγεται και στις διατάξεις της αντικεραυνικής προστασίας, ώστε να διαπιστωθεί, εάν τα αντικεραυνικά είναι λειτουργικά. Τέλος, ελέγχονται οι ασφάλειες και τα αντικεραυνικά για εμφανή σημάδια διάβρωσης.

Η μέτρηση της αντίστασης μόνωσης κάθε ενεργού αγωγού στην εγκατάσταση και του αγωγού γείωσης είναι το επόμενο στάδιο του ελέγχου.

Σε χώρους επικίνδυνους για πυρκαγιά θα πρέπει να γίνεται και μέτρηση της αντίστασης μόνωσης με συσκευή δοκιμής η οποία να είναι ικανή να παρέχει τάση δοκιμής 500V και να φορτίζεται με ρεύμα 1mA. Η ελάχιστη επιτρεπόμενη αντίσταση μόνωσης ορίζεται στο 0,5MΩ. [7]

Αν σε σύστημα σύνδεσης γειώσεων TN ή TT, όπως σε αυτά των φωτοβολταϊκών σταθμών, συμβεί σφάλμα, πρέπει να είναι γνωστή η σύνθετη αντίσταση του βρόχου σφάλματος που θα δημιουργηθεί και η τιμή του ρεύματος βραχυκύκλωσης, ώστε να προσδιοριστεί όσο το δυνατόν πιο ρεαλιστικά, εάν ο προστατευτικός εξοπλισμός θα λειτουργήσει.

Ο βρόχος σφάλματος αποτελείται από μια πηγή, (π.χ. μετασχηματιστή, φωτοβολταϊκό πλαίσιο), από έναν ενεργό αγωγό (φάση ή ουδέτερο) μέχρι το σημείο του σφάλματος και ένα δεύτερο ενεργό αγωγό ή τον αγωγό προστασίας (PE) μεταξύ του σφάλματος και της πηγής. Ταυτόχρονα με τη μέτρηση της σύνθετης αντίστασης του βρόχου σφάλματος πρέπει να υπολογίζεται και το αναμενόμενο ρεύμα βραχυκυκλώσεως. Η τιμή του ρεύματος βραχυκυκλώσεως θα πρέπει να είναι μεγαλύτερη από την ονομαστική τιμή της προστατευτικής διάταξης. Τα σύγχρονα όργανα μετρήσεων διεξάγουν αυτόματα το συγκεκριμένο υπολογισμό, κάνοντας ευκολότερο και αμεσότερο τον έλεγχο. Με τη σύνθετη αντίσταση βρόχου σφάλματος μπορεί να ελεγχθεί η σύνθετη αντίσταση και το αναμενόμενο ρεύμα βραχυκυκλώσεως μεταξύ:



Αγωγού φάσης και ουδετέρου ( ZL-N ), δύο αγωγών φάσεων( ZL-L ), αγωγού φάσης και προστασίας( ZL-PE ).

Η γείωση είναι ένα βασικό μέτρο προστασίας, που έχει σκοπό να προφυλάξει την εγκατάσταση από διαρροές ρευμάτων και το προσωπικό από επικίνδυνες τάσεις, που προέρχονται από τη φθορά της μόνωσης των αγωγών. Όλα τα μεταλλικά σημεία της εγκατάστασης (βάσεις στήριξης, φωτοβολταϊκά πλαίσια, πίνακες DC, αντιστροφείς, πίνακες AC, μετασχηματιστές) θα πρέπει να είναι γειωμένα.

Αρχικά, πραγματοποιείται οπτικός έλεγχος στα εμφανή σημεία του συστήματος γείωσης για τυχόν διαβρώσεις – οξειδώσεις. Κατόπιν ελέγχεται η συνέχεια των αγωγών του συστήματος γείωσης καθώς και η αντίσταση γείωσης σύμφωνα με το πρότυπο ΕΛΟΤ HD 384 [1].

Η συνέχεια των αγωγών εξακριβώνεται με την εκτέλεση δοκιμής με μια πηγή που συνιστάται να έχει εν κενώ τάση μεταξύ 4V και 24V συνεχούς ή εναλλασσόμενης τάσης και ρεύμα τουλάχιστον 0,2A. Η μέτρηση της αντίστασης γείωσης διενεργείται με συγκεκριμένο τρόπο, σε όλα τα σημεία της εγκατάστασης. Για κυκλώματα έως 500V η αντίσταση γείωσης πρέπει να είναι κατ' ελάχιστη ίση με  $R_B = 0,5M\Omega$ .

Η ολική αντίσταση γείωσης  $R_B$ , είναι απαραίτητο να μετρηθεί με την ακόλουθη μέθοδο: Χρησιμοποιούνται τρία ηλεκτρόδια στα οποία διοχετεύεται εναλλασσόμενο ρεύμα σταθερής τιμής. Το προς μέτρηση ηλεκτρόδιο γείωσης T, το βοηθητικό ηλεκτρόδιο γείωσης T1 και το βοηθητικό ηλεκτρόδιο γείωσης T2. Το T2 τοποθετείται σε απόσταση d από το T και το T1 σε απόσταση 2d από το T. Ελέγχεται η αντίσταση μεταξύ T-T2. Στη συνέχεια, το T2 τοποθετείται 6m πλησιέστερα στο T και επαναλαμβάνεται η μέτρηση της αντίστασης T-T2. Τέλος, το T2 τοποθετείται 6m πιο μακριά από την αρχική του θέση και επαναλαμβάνεται η μέτρηση της αντίστασης T-T2. Αν τα αποτελέσματα αυτών των τριών μετρήσεων ουσιαστικά συμπίπτουν, λαμβάνεται ως αντίσταση γείωσης T ο μέσος όρος των τριών τιμών. Διαφορετικά επαναλαμβάνονται οι μετρήσεις με μεγαλύτερη απόσταση d' ( $d' > d$ ) μεταξύ των ηλεκτροδίων [7].

## 3.6.4 Συντήρηση Αντιστροφών

Οι αντιστροφείς μετατρέπουν την συνεχή τάση σε εναλλασσόμενη. Κατά τη διαδικασία της μετατροπής αναπτύσσεται θερμότητα στο εσωτερικό τους η οποία απάγεται φυσικά μέσω εξωτερικών ψηκτρών ή τεχνητά με τη χρήση ανεμιστήρων. Για τη σωστή και αδιάκοπη λειτουργία τους πρέπει να γίνεται τακτικός καθαρισμός του συστήματος ψύξης, καθώς επίσης οπτικός και θερμικός έλεγχος των συνδέσεων των καλωδίων. Οι έλεγχοι πρέπει να γίνονται πάντα σύμφωνα με τον κατασκευαστή [1]. Κάθε κατασκευαστής έχει το δικό του πρότυπο συντήρησης το οποίο πρέπει να ακολουθεί ο πελάτης του, ώστε να παρέχει εγγυήσεις για το προϊόν του.

Μερικές τυπικές απαιτήσεις για την επιθεώρηση του αντιστροφέα περιλαμβάνουν:

- a. Καταγραφή και επικύρωση όλων των τάσεων και των μεγεθών παραγωγής
- b. Καταγραφή του τελευταίου σφάλματος του συστήματος
- c. Καθαρισμό των φίλτρων
- d. Καθαρισμό του εσωτερικού χώρου του αντιστροφέα
- e. Δοκιμή σωστής λειτουργίας των ανεμιστήρων
- f. Έλεγχος ασφαλειών
- g. Έλεγχος σύσφιξης των τερματικών καλωδίων
- h. Έλεγχος της στεγανότητας της φλάντζας
- i. Έλεγχος για τυχόν αποχρωματισμό από την υπερβολική συσσώρευση θερμότητας
- j. Έλεγχος της αντικεραυνικής προστασίας
- k. Έλεγχος της συνέχειας του συστήματος γείωσης
- l. Έλεγχος της μηχανικής σύνδεσης του μετατροπέα στον τοίχο ή στο έδαφος
- m. Έλεγχος του μηχανισμού εσωτερικής απομόνωσης,
- n. Έλεγχος λογισμικού [9].

Στο πλαίσιο της συντήρησης των αντιστροφών περιλαμβάνεται και ο έλεγχος της αποστολής δεδομένων από τους αντιστροφείς στο καταγραφικό σύστημα τηλεμετρίας. Σε περίπτωση που ο αντιστροφέας δεν επικοινωνεί αδιάλειπτα με το καταγραφικό σύστημα τηλεμετρίας, πρέπει να ελεγχθεί η συμβατότητα και η καλωδίωση μεταξύ αντιστροφέα και καταγραφικού.



Η διακοπτόμενη μεταφορά δεδομένων από τους αντιστροφείς μπορεί να προκαλείται είτε από ηλεκτρομαγνητικό θόρυβο στο σύστημα μεταφοράς δεδομένων λόγω φθαρμένης θωράκισης είτε από κάποιο πρόβλημα στο ηλεκτρονικό εξοπλισμό του συστήματος επικοινωνία [9].



Εικόνα 3.8: Σκόνη στο σύστημα ψύξης του inverter

## 3.6.5 Κύκλωμα DC

### A. Πίνακες

Για τον έλεγχο, την προστασία και τη δυνατότητα μετρήσεων των στοιχειοσειρών (string) τοποθετούνται πίνακες συνεχούς ρεύματος, οι οποίοι αποτελούνται από ασφαλιστικό και διακοπτικό υλικό, μέσα από τα οποία διέρχονται τα καλώδια των στοιχειοσειρών προτού καταλήξουν στους αντιστροφείς. Οι πίνακες τοποθετούνται σε υπαίθριο χώρο, για αυτό θα πρέπει να είναι στεγανοί (IP 65) και να παρουσιάζουν μηχανική αντοχή.

Κατά τη συντήρηση πραγματοποιείται οπτικός έλεγχος, έλεγχος των συνδέσεων και μετρήσεις. Οπτικός έλεγχος πραγματοποιείται για τον εντοπισμό φθοράς του διακοπτικού υλικού και των καλωδίων. Έλεγχος στα σημεία σύνδεσης των καλωδίων (κλέμες) πραγματοποιείται με θερμοκάμερα είτε με σύσφιξη όλων των κλεμών για την διαπίστωση χαλαρότητας των βιδών. Η ίδια διαδικασία ακολουθείται στις ασφάλειες, στους διακόπτες και στα αντικεραυνικά. Σε περίπτωση που διαπιστωθεί ότι υπάρχει καμένη ασφάλεια ή αντικεραυνικό πραγματοποιείται άμεση αντικατάσταση του.

### B. Καλωδίωση

Η ένωση μεταξύ των φωτοβολταϊκών πλαισίων και η μεταφορά του ρεύματος από τη φωτοβολταϊκή συστοιχία στο πίνακα DC γίνεται με καλωδίωση η οποία είναι για DC τάση.

Τα καλώδια θα πρέπει να είναι τοποθετημένα σε σωλήνες, όταν είναι υπόγεια, ή σε σχάρα (δεμένα πάνω στις βάσεις), όταν είναι υπέργεια, για να προστατεύονται από άμεση φθορά. Τα καλώδια των Φ/Β πλαισίων καθώς και οι συνδέσεις μεταξύ των καλωδίων (π.χ. MC3/MC4) θα πρέπει να είναι δεμένα πάνω στις βάσεις με δεματικά και να μην είναι εκτεθειμένα στην ηλιακή ακτινοβολία και τον αέρα. Ο αέρας προκαλεί ταλαντώσεις που φθείρουν τα καλώδια και η ηλιακή ακτινοβολία φθείρει τη μόνωση τους. Ο έλεγχος της στήριξής και της όδευσης των καλωδίων γίνεται με οπτικό έλεγχο.

Τα δεματικά που συγκρατούν τα καλώδια δεν πρέπει να τα σφίγγουν πολύ γιατί μπορεί να προκαλέσουν φθορά στη μόνωση τους, στην ομαδοποίηση των καλωδίων δεν πρέπει να γίνονται μεγάλες δέσμες καλωδίων, γιατί δεν ψύχονται σωστά και αυτό θα έχει άμεση επίπτωση στη διάρκεια ζωής της μόνωσης.

Επίσης, πρέπει να ληφθούν μέτρα, ώστε να μην είναι τα καλώδια εύκολα προσβάσιμα στα ζώα. Ένα μέρος των σωλήνων δεν στεγανοποιείται απόλυτα (συνήθως στην αρχή τους) και υπάρχει δυνατότητα πρόσβασης από τρωκτικά τα οποία προκαλούν φθορά στη μόνωση.

Εκτός από τον οπτικό έλεγχο που πραγματοποιείται κατά μήκος των εμφανών τμημάτων της καλωδίωσης, πραγματοποιούνται και μετρήσεις.

Διενεργείται έλεγχος της αντίστασης μόνωσης των καλωδίων μεταξύ του θετικού πόλου της στοιχειοσειράς και του συστήματος γείωσης, και μεταξύ του αρνητικού πόλου της στοιχειοσειράς και του συστήματος γείωσης [1].

Ο μετρητής αντίστασης μόνωσης εφαρμόζει τάση στο υπό δοκιμή κύκλωμα με διάφορες ρυθμίσεις τάσης δοκιμής, όπως 50, 100, 250, 500 και 1.000 V.

Σύγχρονα όργανα που εφαρμόζουν χαμηλή τάση στο υπό δοκιμή κύκλωμα διαθέτουν εξελιγμένο σύστημα φιλτραρίσματος που επιτρέπει την πραγματοποίηση αποτελεσματικών μετρήσεων ακόμα και σε κυκλώματα φωτοβολταϊκών πλαισίων. Τόσο τα καλώδια όσο και τα φωτοβολταϊκά πλαίσια με ονομαστική τάση 600 V πρέπει να αντέχουν τάσεις δοκιμής 1.000 Vdc. Αυτή η δοκιμή είναι βραχυπρόθεσμη και δεν θα βλάψει το καλώδιο ή τη μόνωση των πλαισίων [9].

Μέτρηση με τάση 500 Vdc μπορεί να είναι κατάλληλη για ορισμένα φωτοβολταϊκά στοιχεία. Ακόμα πιο μικρές τάσεις στα 50 Vdc είναι συχνά απαραίτητες, όταν στο σύστημα περιλαμβάνεται αντικεραυνική προστασία. Τότε, είναι σημαντικό να βεβαιώνεται ότι το όργανο μέτρησης έχει φίλτρο, ικανό να αντισταθμίσει τη χωρητικότητα της συστοιχίας. Το πλεονέκτημα μιας δοκιμής μόνωσης στα 50 Vdc είναι ότι μπορεί να ανιχνεύσει προβλήματα στα ίδια τα αντικεραυνικά. Η διαρροή της αντικεραυνικής προστασίας είναι ένα κοινό σφάλμα των παλαιότερων φωτοβολταϊκών συστημάτων. [10]



Εικόνα 3.9: DC καλώδια διαφορετικών διατομών, [www.solar-pvcable.com](http://www.solar-pvcable.com)

## C. Φ/Β πλαίσια

Για να διαπιστωθεί η ύπαρξη σφάλματος τόσο σε επίπεδο στοιχειοσειράς όσο και σε επίπεδο φωτοβολταϊκού στοιχείου πρέπει να διενεργούνται έλεγχοι και μετρήσεις σε τακτά χρονικά διαστήματα. Η επίβλεψη των φωτοβολταϊκών στοιχείων πραγματοποιείται μέσω ηλεκτρολογικών μετρήσεων και θερμογραφικού ελέγχου.

Σύμφωνα με το πρότυπο IEC EN 62446 ο απαιτούμενος εξοπλισμός για τη πραγματοποίηση μετρήσεων είναι ο εξής:

- i. Όργανο μέτρησης IV
- ii. Όργανο Μέτρησης αντίστασης μόνωσης
- iii. Βολτόμετρο
- iv. Αμπεροτσιμπίδα
- v. Διακοπτικό υλικό

## D. Συντήρηση Βάσεων Στήριξης

Η στήριξη των Φ/Β πλαισίων γίνεται πάνω σε βάσεις οι οποίες είναι τοποθετημένες στο έδαφος με διάφορους τρόπους (μπετόπληξη, πασαλόπληξη και παλαιότερα πάνω σε τσιμεντένια τοιχία).

Οι βάσεις στήριξης αποτελούνται από δύο κομμάτια. Το ένα κομμάτι τους κατασκευάζεται από σίδηρο γαλβανισμένο το οποίο έχει συγκεκριμένες προδιαγραφές και τοποθετείται μέσα στο έδαφος ενώ το άλλο κομμάτι είναι κατασκευασμένο από αλουμίνιο πάνω στο οποίο τοποθετούνται τα Φ/Β πλαίσια. Τα δύο αυτά κομμάτια συνδέονται με βίδες, οι οποίες θα πρέπει να είναι σωστά τοποθετημένες και βιδωμένες με τη κατάλληλη ροπή.

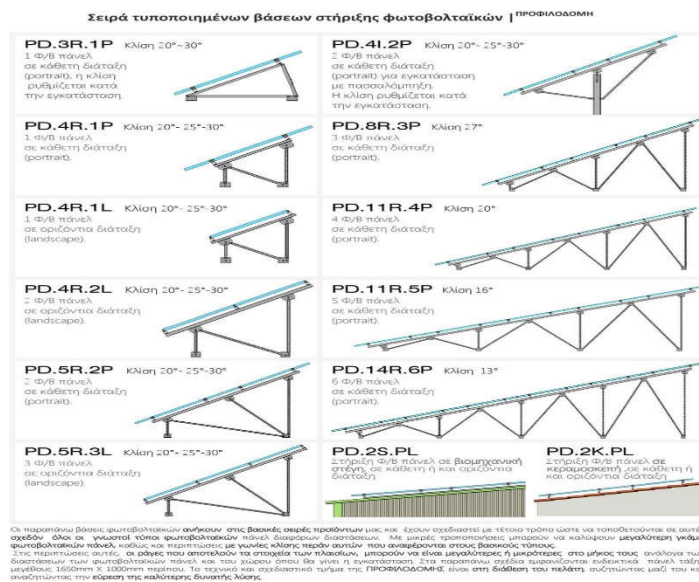
Με το πέρασ του χρόνου οι αλουμινένιες βάσεις παρουσιάζουν φθορές λόγω του περιβάλλοντος (ως επί το πλείστον σε παραθαλάσσιες περιοχές). Φθορές ωστόσο μπορεί να εμφανίσουν και οι βίδες (π.χ. οξειδωση) αν δεν είναι από συγκεκριμένο υλικό. Η διαπίστωση αυτού του είδους φθοράς γίνεται με οπτικό έλεγχο. Για τη σύσφιξη των βάσεων χρησιμοποιούμε δυναμόκλειδα και η δύναμη σύσφιξης καθορίζεται από τον κατασκευαστή.

Πολλοί Φ/Β σταθμοί βρίσκονται σε περιοχές οι οποίες έχουν υποστεί επιχωματώσεις ή εκσκαφές. Μετά τον πρώτο χρόνο λειτουργίας του Φ/Β σταθμού το έδαφος κάθεται και έχει σαν

αποτέλεσμα (αν δεν έχει γίνει σωστή μελέτη της τοποθέτησης των βάσεων στο έδαφος) να δημιουργούνται προβλήματα στην στήριξη της βάσης.



Εικόνα 3.10: Διαδικασία πασσαλόπηξης, [www.orteco.com](http://www.orteco.com)



Εικόνα 3.11: Τυποποιημένες βάσεις στήριξης, <http://www.profilodomi.gr/>

### 3.6.6 Συντήρηση Συστήματος Ασφαλείας

Η επένδυση για την κατασκευή ενός Φ/Β σταθμού ανέρχεται σε ένα μεγάλο χρηματικό ποσό. Για το λόγο αυτό προστατεύεται με συστήματα συναγερμού, καμερών και αισθητήρων. Το σύστημα συναγερμού αποτελείται από δέσμες (BEAMS), οι οποίες τοποθετούνται στην περίμετρο της εγκατάστασης και σε περίπτωση διακοπής της δέσμης ενεργοποιείται ο συναγερμός. Το σύστημα αισθητήρων απαρτίζεται από αισθητήρες θερμοκρασίας, φωτιάς, στάθμης υδάτων και ιονισμού του αέρα, οι οποίοι εγκαθίστανται σε εσωτερικούς χώρους όπως εντός των οικίσκων, υποσταθμών ή της αποθήκης. Τέλος το σύστημα των καμερών δίνει απομακρυσμένη οπτική επαφή με το φωτοβολταϊκό σταθμό και πρέπει να είναι ικανό να αποθηκεύει την καταγραφή τους για κάποιο χρονικό διάστημα.

Ο έλεγχος του συστήματος συναγερμού είναι κυρίως οπτικός. Ελέγχεται η σωστή λειτουργία των beams με επιτηδευμένες παραβιάσεις και αν οι κάμερες έχουν καταγράψει τα συμβάντα της προηγούμενης ημέρας.



Εικόνα 3.12: Beam τεσσάρων δεσμών, <http://fitsme.me>





*Εικόνα 3.13: Κολώνα με beams κάμερα και προβολέα*



*Εικόνα 3.14: Τηλεχειριζόμενη κάμερα Dome, <https://www.hikvision.com/>*

### 3.6.7 Συντήρηση Συστημάτων Τηλεμετρίας

Μέσω του συστήματος τηλεμετρίας επιτυγχάνεται ο απομακρυσμένος έλεγχος της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης. Μπορούν να συλλεχθούν δεδομένα παραγωγής, ηλιακής ακτινοβολίας ή ενδείξεις σφαλμάτων.

Για την συντήρησή της χρειάζεται ο καθαρισμός των αισθητήρων και ο έλεγχος της τροφοδοσίας τους, έτσι ώστε να υπάρχει μια αδιάκοπη επιτήρηση της εγκατάστασης.

### 3.6.8 Συντήρηση Περιβάλλοντος Χώρου Φ/Β Σταθμού

Οπτικός έλεγχος του οδικού δικτύου εντός και εκτός του φωτοβολταϊκού σταθμού για τυχόν καθιζήσεις, νεροφαγώματα, κλαδιά και πέτρες που μπορεί να περιορίζουν την μετακίνηση και να εμπίπτουν σε θέματα ασφαλείας. Έλεγχο της συνέχειας της περίφραξης, έμφαση σε κομμένα σύρματα που μπορεί να θεωρηθούν κακόβουλα, με σκοπό τη κλοπή ή τη πρόκληση ζημιάς. Έλεγχο του συστήματος αποστράγγισης υδάτων. Απομάκρυνση του χιονιού κλπ.

### 3.6.9 Αποψίλωση Φ/Β σταθμού

Το αγροτικό περιβάλλον στο οποίο βρίσκονται οι περισσότεροι Φ/Β σταθμοί έχει σαν αποτέλεσμα την ανάπτυξη χαμηλής βλάστησης, η οποία δημιουργεί προβλήματα στην εγκατάσταση. Τα κύρια προβλήματα είναι ο περιορισμός της κίνησης των tracker, βλάβες στη καλωδίωση, σκιάσεις οι οποίες δεν επηρεάζουν μόνο τη παραγωγή των φωτοβολταϊκών πλαισίων αλλά είναι υπαίτιες και για την εμφάνιση βλαβών. Επιπλέον, η βλάστηση μπορεί να θέσει εκτός λειτουργίας το σύστημα συναγερμού ή να καταστήσει αναγκαία την απενεργοποίηση της περιμετρικής προστασίας (beams), διότι λόγω του ύψους της βλάστησης θα διακόπτεται η περιμετρική δέσμη και θα ενεργοποιεί το σύστημα συναγερμού. Τέλος, η βλάστηση διευκολύνει την εξάπλωση πιθανής πυρκαγιάς και προκαλεί δυσκολία στις εργασίες συντήρησης του Φ/Β σταθμού. Η βλάστηση πρέπει να ελέγχεται τακτικά και να διενεργείται αποψίλωση της βλάστησης τουλάχιστον μία φορά το χρόνο ή σύμφωνα με τις ανάγκες του φωτοβολταϊκού σταθμού. Ένας ακόμη τρόπος διαχείρισης της βλάστησης αποτελεί η εκτροφή προβάτων εντός του γηπέδου του φωτοβολταϊκού σταθμού.

Ιδιαίτερη προσοχή πρέπει να δοθεί κατά τη διαδικασία αποψίλωσης, διότι εντός της πυκνής βλάστησης συνήθως βρίσκουν καταφύγιο και χτίζουν φωλιές διάφορα ζώα όπως σφίγγες και φίδια.



Για να πραγματοποιηθεί η διαδικασία της αποψίλωσης, θα πρέπει ο εργαζόμενος να φορέσει όλα τα απαραίτητα προστατευτικά μέσα και να είναι σε διαρκή επαγρύπνηση. Επίσης, ιδιαίτερη προσοχή χρειάζεται κατά τη διαδικασία της αποψίλωσης, ώστε να αποφευχθεί η πρόκληση ζημιάς σε φωτοβολταϊκά πλαίσια λόγω εκτόξευσης αντικειμένων (συνήθως πετρών ή υλικών που έχουν ξεχαστεί εντός του σταθμού).

Για την αποψίλωση μπορεί να χρησιμοποιηθούν γεωργικά μηχανήματα όπως, τρακτέρ με καταστροφέα, χορτοκοπτικά, πριόνια, δρεπάνια και οτιδήποτε άλλο θα μπορούσε να συμβάλει στην ασφαλή και οικονομικά συμφέρουσα αποψίλωση ενός φωτοβολταϊκού σταθμού.



*Εικόνα 3.15: Διαχείριση βλάστησης με τη χρήση τρακτέρ – καταστροφέα*

### 3.6.10 Πλύσιμο φωτοβολταϊκών πλαισίων

Ανάλογα με τις ιδιαιτερότητες της περιοχής που είναι εγκατεστημένος ο κάθε φωτοβολταϊκός σταθμός χρίζει ετήσιο, εξαμηνιαίο ή τετραμηνιαίο πλύσιμο των πανέλων. Ανάλογα με την κλίση των φωτοβολταϊκών στοιχείων και το πλήθος των βροχοπτώσεων, η ρύπανση μπορεί να έχει δραματική επίδραση στη συνολική παραγωγή του συστήματος. Οι περισσότεροι κατασκευαστές φωτοβολταϊκών πλαισίων παραθέτουν συγκεκριμένες οδηγίες σχετικά με τον τρόπο που δεν πρέπει να καθαρίζονται τα πλαίσια, όπως να μη χρησιμοποιείται νερό υψηλής πίεσης, να μη χρησιμοποιούνται χημικά, και να μη χρησιμοποιείτε κρύο νερό όταν η θερμοκρασία του γυαλιού του φωτοβολταϊκού στοιχείου είναι υψηλή ή να μη χρησιμοποιείται ζεστό νερό όταν η θερμοκρασία του γυαλιού του φωτοβολταϊκού στοιχείου είναι χαμηλή. Η απότομη αλλαγή της θερμοκρασίας του γυαλιού μπορεί να προκαλέσει θερμικό σοκ και συνεπώς σπάσιμο του γυαλιού [12].

Ζητήματα ασφαλείας που πρέπει να ληφθούν υπόψη κατά τη πραγματοποίηση της συγκεκριμένης εργασίας είναι, η εφαρμογή κατάλληλων ελαστικών παπουτσιών με καλή πρόσφυση ώστε να αποφευχθεί το γλίστρημα και οι πτώσεις. Δεν πρέπει να χρησιμοποιούνται αγώγιμα υλικά για τον καθαρισμό των πλαισίων και μπορεί να χρειαστεί η χρήση κάποιου ανυψωτικού μηχανήματος για να καταφέρετε να φτάσετε όλα τα φωτοβολταϊκά πλαίσια.

Πριν ξεκινήσει το πλύσιμο των φωτοβολταϊκών πλαισίων πρέπει να εξεταστεί η ύπαρξη σπασμένων πανέλων. Επιπλέον πρέπει να αξιολογηθούν κίνδυνοι που μπορεί να προκύψουν κατά το περπάτημα εντός του φωτοβολταϊκού σταθμού λόγω της ολισθηρότητας. Τα επικίνδυνα σημεία πρέπει να οριοθετούνται και να επισημαίνονται με κώνους.



Εικόνα 3.16: Πλύσιμο Φ/Β πλαισίων με τη χρήση περιστροφικής βούρτσας



Εικόνα 3.17: Πλύσιμο Φ/Β πλαισίων με τη χρήση περιστροφικής βούρτσας,  
<http://www.messersi.it/en/photovoltaic-roboklin-25/>

## 3.6.11 Συντήρηση Μετρητικών οργάνων (Ηλιακής ακτινοβολίας, θερμομέτρο, ανεμόμετρο)

### a) Αισθητήρας ηλιακής ακτινοβολίας

Στην αγορά υπάρχουν πολλά είδη οργάνων μέτρησης της ηλιακής ακτινοβολίας. Ανάλογα με της ανάγκες της κάθε εφαρμογής μπορεί να εγκατασταθεί αισθητήρας ολικής, άμεσης, διάχυτης ή ένας συνδυασμός αισθητήρων ηλιακής ακτινοβολίας.

Για τη συντήρηση εγκατεστημένων αισθητήρων, η θέση τοποθέτησης δεν πρέπει να σκιάζεται καθόλου κατά τη διάρκεια της ημέρας και με κλισίμετρο και πυξίδα πρέπει να επιβεβαιώνεται ότι ο αισθητήρας μέτρησης ηλιακής ακτινοβολίας έχει την ίδια κλίση και τον ίδιο προσανατολισμό με τα φωτοβολταϊκά πλαίσια. Κατόπιν, πρέπει να καθαρίζεται με ένα ήπιο διάλυμα σαπουνιού και να σκουπίζεται με ένα πανί. Σε περίπτωση αναξιόπιστης ένδειξης του οργάνου τότε, τοποθετείται ένας καθαρός και βαθμονομημένος αισθητήρας με την ίδια κλίση και προσανατολισμό. Συνδέεται στο καταγραφικό πρόγραμμα και γίνεται σύγκριση των αποτελεσμάτων των δύο αισθητήρων· εάν διαφέρουν σημαντικά, πρέπει να αντικατασταθεί ο αισθητήρας, σημειώνοντας τον σειριακό αριθμό του νέου αισθητήρα για την ενημέρωση του αρχείου.



Installation of M&T Si Sensor in a Solar Plant

Εικόνα 3.18: Αισθητήρας ηλιακής ακτινοβολίας, [www.mbcontrol.com](http://www.mbcontrol.com)





Εικόνα 3.19: Πυρανόμετρο, [www.buildingsfieldtest.nrel.gov](http://www.buildingsfieldtest.nrel.gov)

## b) Αισθητήρας θερμοκρασίας πανέλου

Για τον αισθητήρα μέτρησης θερμοκρασίας του φωτοβολταϊκού πλαισίου, πρέπει να ακολουθηθεί η ίδια διαδικασία όπως παραπάνω. Πρέπει να τοποθετηθεί ένας καινούργιος και βαθμονομημένος αισθητήρας στο διπλανό φωτοβολταϊκό πλαίσιο, και να ελεγχθούν στο καταγραφικό οι ενδείξεις των δύο αισθητήρων. Αν διαφέρουν σημαντικά, πρέπει να γίνει αντικατάσταση του ελαττωματικού αισθητήρα. Συνήθως για να μην προκληθεί βλάβη κατά τη διαδικασία αφαίρεσης από το πλαίσιο, ο αισθητήρας παραμένει στη θέση του, αποσυνδέεται από το καταγραφικό σύστημα και συνδέεται ο καινούργιος [9].



Εικόνα 3.20: Αισθητήρας θερμοκρασίας πλαισίου, [www.mbccontrol.com/pv-module-temperature-sensor](http://www.mbccontrol.com/pv-module-temperature-sensor)



Εικόνα 3.21: Αισθητήρας θερμοκρασίας πλαισίου, [www.imt-solar.com/products/temperature-sensor/module-temperature/](http://www.imt-solar.com/products/temperature-sensor/module-temperature/)

## c) Ανεμόμετρο

Για τον έλεγχο της σωστής λειτουργίας του αισθητήρα μέτρησης ανέμου πρώτα διαπιστώνουμε αν περιστρέφεται η φτερωτή του ανεμόμετρου και στη συνέχεια, αφού τοποθετηθεί ένα καινούργιο και βαθμονομημένο αισθητήρα σε σχετικά κοντινή απόσταση, συνδέουμε στο καταγραφικό και συγκρίνουμε τις ενδείξεις των δύο αισθητήρων. Αν διαφέρουν σημαντικά, αντικαθιστούμε τον ελαττωματικό αισθητήρα. [11]



Εικόνα 3.22: Ανεμόμετρο χωρίς προσδιορισμό διεύθυνσης ανέμου, [www.solar-log.com](http://www.solar-log.com)



Εικόνα 3.23: Ανεμόμετρο με προσδιορισμό διεύθυνσης ανέμου, [www.meteorologyshop.eu](http://www.meteorologyshop.eu)



### 3.6.12 Ηλεκτρολογικές μετρήσεις

Μέσω των ηλεκτρολογικών μετρήσεων μπορεί να διαπιστωθεί κάποια βλάβη στο DC κύκλωμα, η οποία δεν μπορεί να διαπιστωθεί μέσω της παρακολούθησης. Οι μετρήσεις αυτές μπορεί να χρειαστούν αρκετές ημέρες οι εβδομάδες, για να πραγματοποιηθούν σε ολόκληρη την εγκατάσταση. Όπως είναι αναμενόμενο οι μετεωρολογικές συνθήκες διαφέρουν από μέρα σε μέρα, δυσχεραίνοντας τη σύγκριση μεταξύ πλαισίων και στοιχειοσειρών. Οι μετρήσεις που μπορούν να πραγματοποιηθούν σε επίπεδο πανέλου ή σε επίπεδο στοιχειοσειράς είναι: [5], [1].

- a) Μέτρηση τάσεως, ρεύματος λειτουργίας, τάσης ανοικτό κυκλώματος και ρεύματος βραχυκυκλώσεως σε κάθε στοιχειοσειρά.

- **Τάση ανοιχτοκυκλώματος**

Η μέτρηση πραγματοποιείται στα δύο άκρα του πλαισίου και πρέπει να εκτελείται με ανοιχτούς διακόπτες και χωρίς το κύκλωμα να προστατεύεται. Οι δύο ακροδέκτες του βολτόμετρου συνδέονται με τους αντίστοιχους πόλους του πανέλου και ο επιλογέας στην θέση DC Voltage. Η μέτρηση αυτή μπορεί να πραγματοποιηθεί και στα άκρα μιας στοιχειοσειράς. Για σταθερές περιβαλλοντικές συνθήκες και για όμοιες στοιχειοσειρές η διαφορά μεταξύ των μετρήσεων δεν θα πρέπει να υπερβαίνει το 5%. Με την αύξηση της θερμοκρασίας του φωτοβολταϊκού πλαισίου αυξάνεται και η τάση ανοιχτοκυκλώματος [1].

Παρόλο που ο έλεγχος της τάσης ανοιχτοκυκλώματος γίνεται όταν το σύστημα είναι απενεργοποιημένο, μπορεί στα άκρα των στοιχειοσειρών να εμφανιστούν τάσεις μεγέθους έως και 1000 Vdc. Ιδανικές περιβαλλοντικές συνθήκες για τη διεξαγωγή της μέτρησης είναι όταν η ηλιακή ακτινοβολία είναι σταθερή και μεγαλύτερη από 750 W/m<sup>2</sup>. Ωστόσο, η μέτρηση μπορεί να πραγματοποιηθεί για απλές συγκρίσεις μεταξύ των στοιχειοσειρών ακόμα και εάν επικρατούν σταθερές συνθήκες ηλιακής ακτινοβολίας άνω των 200 W/m<sup>2</sup>.

Η διαδικασία μέτρησης της τάσης ανοιχτοκυκλώματος αρχίζει με την απενεργοποίηση του αντιστροφέα, τη χρήση διαδικασιών κλειδώματος / επισήμανσης, τη καταγραφή των περιβαλλοντικών συνθηκών, όπως της θερμοκρασίας περιβάλλοντος και της ακτινοβολίας, το άνοιγμα του διακόπτη αποσύνδεσης του πίνακα και την αφαίρεση των ασφαλειών. Τα αποτελέσματα όλων των τάσεων ανοιχτού κυκλώματος για όμοιες στοιχειοσειρές πρέπει να έχουν μέγιστη απόκλιση 5%. Εάν η τάση ανοιχτοκυκλώματος μίας στοιχειοσειράς είναι μικρότερη κατά 30-40V, από το μέσο όρο και σε μία άλλη στοιχειοσειρά είναι μεγαλύτερη κατά 30-40V τότε αυτό είναι μια καλή ένδειξη ότι η σύνδεση είναι εσφαλμένη και για τις δύο στοιχειοσειρές. Εάν μια στοιχειοσειρά έχει 10-20V μικρότερη τάση τότε μπορεί να υπάρχει βλάβη σε κάποιο φωτοβολταϊκό πλαίσιο και να πρέπει να διερευνηθεί περισσότερο με τη χρήση της I-V χαρακτηριστικής [1].

- **Ρεύμα Βραχυκύκλωσης**

Η μέτρηση του ρεύματος βραχυκύκλωσης πραγματοποιείται στα δύο άκρα του πάνελου και πρέπει να εκτελείται με ανοιχτούς διακόπτες και χωρίς το κύκλωμα να προστατεύεται. Οι δύο ακροδέκτες του πολύμετρου συνδέονται με τους αντίστοιχους πόλους του πάνελου και ο επιλογέας στην θέση DC Current. Η μέτρηση αυτή μπορεί να πραγματοποιηθεί και σε στοιχειοσειρά. [1]

No	Results																								
1	300kW / 1 / STRING1 12.07.2016 11:55 PASS*																								
Uoc/Isc																									
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>STC</th> <th>MEAS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Uoc</td> <td>895V</td> <td>708V</td> </tr> <tr> <td>Isc</td> <td>9.13A</td> <td>7.91A</td> </tr> </tbody> </table>		STC	MEAS	Uoc	895V	708V	Isc	9.13A	7.91A															
	STC	MEAS																							
Uoc	895V	708V																							
Isc	9.13A	7.91A																							
ENVIRONMENT - SYNCH. Irr: 866W/m2 Tcell: 54.8°C																									
<table border="0"> <tr> <td>Module settings:</td> <td>Measurement settings:</td> </tr> <tr> <td>Module: YL-250P-29B</td> <td>Test std: IEC_60891</td> </tr> <tr> <td>Pmax: 250W</td> <td>Irr. sens.: PV Cell</td> </tr> <tr> <td>Umpp: 30.4V</td> <td>Irr. min.: 500</td> </tr> <tr> <td>Impp: 8.24A</td> <td>T. sensor: Tcell</td> </tr> <tr> <td>Uoc: 38.4V</td> <td>Mod.Ser.: 22</td> </tr> <tr> <td>Isc: 8.79A</td> <td>Mod.Par.: 1</td> </tr> <tr> <td>NOCT: 46.0°C</td> <td></td> </tr> <tr> <td>alfa: 0.06mA/°C</td> <td></td> </tr> <tr> <td>beta: -0.330V/°C</td> <td></td> </tr> <tr> <td>gamma: -0.45%/°C</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Rs: 0.16Ω</td> <td></td> </tr> </table>		Module settings:	Measurement settings:	Module: YL-250P-29B	Test std: IEC_60891	Pmax: 250W	Irr. sens.: PV Cell	Umpp: 30.4V	Irr. min.: 500	Impp: 8.24A	T. sensor: Tcell	Uoc: 38.4V	Mod.Ser.: 22	Isc: 8.79A	Mod.Par.: 1	NOCT: 46.0°C		alfa: 0.06mA/°C		beta: -0.330V/°C		gamma: -0.45%/°C		Rs: 0.16Ω	
Module settings:	Measurement settings:																								
Module: YL-250P-29B	Test std: IEC_60891																								
Pmax: 250W	Irr. sens.: PV Cell																								
Umpp: 30.4V	Irr. min.: 500																								
Impp: 8.24A	T. sensor: Tcell																								
Uoc: 38.4V	Mod.Ser.: 22																								
Isc: 8.79A	Mod.Par.: 1																								
NOCT: 46.0°C																									
alfa: 0.06mA/°C																									
beta: -0.330V/°C																									
gamma: -0.45%/°C																									
Rs: 0.16Ω																									

Εικόνα 3.24: Μέτρηση Voc & Isc

No	Results	
1	300kW / 1 / STRING2 12.07.2018 11:50	PASS*
PANEL		
	STC	MEAS
U	V	549V
I	A	8.00A
P	W	4.39kW
Pm	5.50kW	
Pt		4.78kW
$\eta$	%	92.0%
ENVIRONMENT - SYNCH.		
Irr: 868W/m2		
Tcell: 52.8°C		
Module settings:		
Module: YL-250P-29B		
Pmax: 250W		
Umpp: 30.4V		
Impp: 8.24A		
Uoc: 38.4V		
Isc: 8.79A		
NOCT: 46.0°C		
alpha: 0.06mA/°C		
beta: -0.330V/°C		
gamma: -0.45%/°C		
Rs: 0.16Ω		
Measurement settings:		
Test std: IEC_60891		
Irr. sens.: PV Cell		
Irr. min.: 500		
T. sensor: Tcell		
Mod.Ser.: 22		
Mod.Par.: 1		

Εικόνα 3.25: Μέτρηση ηλεκτρικών μεγεθών λειτουργίας

No	Results	
1	300kW / 1 / STRING1 12.07.2018 11:59	PASS*
RISO +		
R: 59.0MΩ Um: 1050V		
Uiso: 1000V		
Limit: 2MΩ		
		PASS

Εικόνα 3.26: Μέτρηση αντίστασης μόνωσης Riso

## • Ρεύμα λειτουργίας

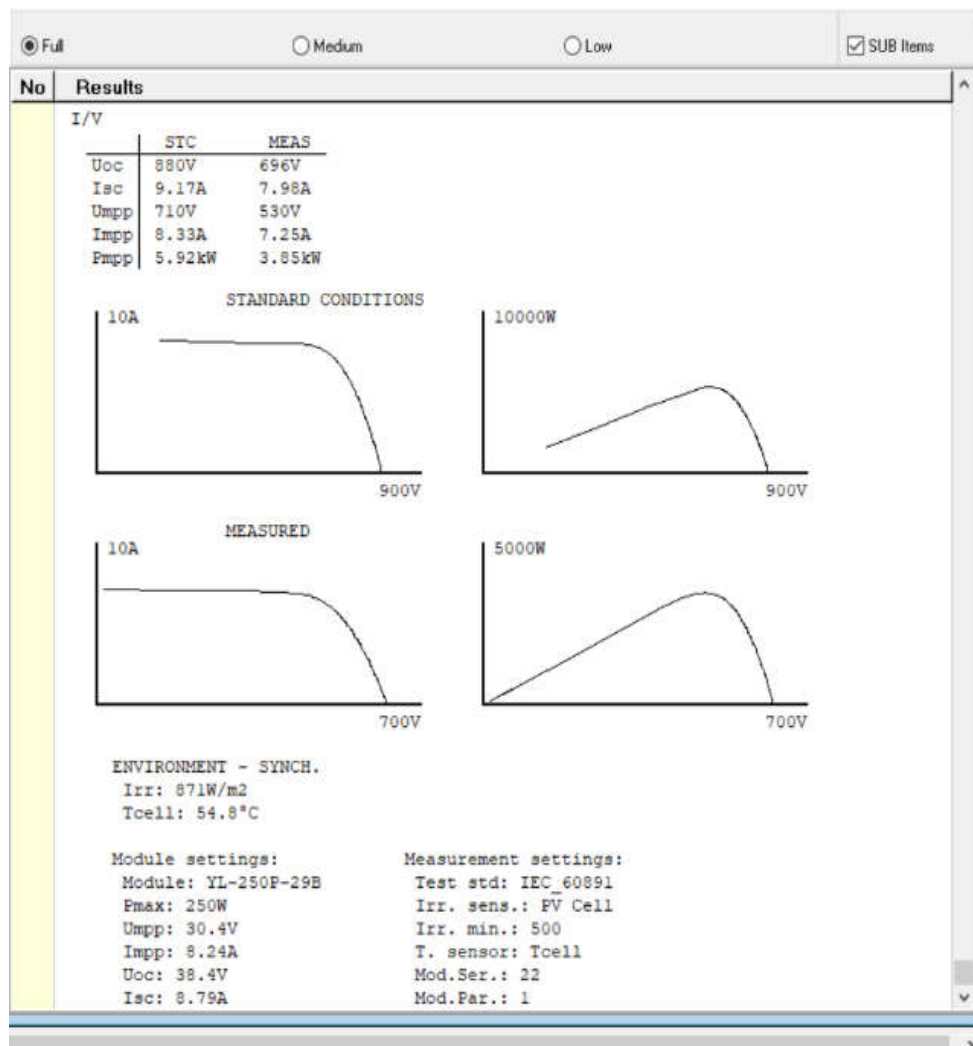
Για την πραγματοποίηση της μέτρησης του ρεύματος λειτουργίας μιας στοιχειοσειράς πρέπει πρώτα να διασφαλιστεί ότι όλα τα καλώδια είναι καλά σφιγμένα στα τερματικά τους. Η μέτρηση πραγματοποιείται με τη χρήση αμπεροτσιμπίδας, όταν το κύκλωμα βρίσκεται σε λειτουργία.

Μετά τη διεξαγωγή της μέτρησης τα αποτελέσματα της δοκιμής συγκρίνονται με το ρεύμα που εμφανίζεται στο καταγραφικό. [9]

## b) Μέτρηση χαρακτηριστικής καμπύλης IV

Η μέτρηση ισχύος είναι μία από τις σημαντικότερες διαδικασίες ελέγχου των φωτοβολταϊκών πλαισίων, διότι όλες οι κατασκευάστριες εταιρίες εγγυούνται μόνο την ισχύ σε STC συνθήκες, λαμβάνοντας υπόψη την ηλικία των πάνελ.

Για να κριθεί, εάν τα φωτοβολταϊκά πάνελ μιας εγκατάστασης είναι εντός των ορίων της εγγύησης που παρέχει ο κατασκευαστής, είναι απαραίτητο να πραγματοποιηθεί μέτρηση ισχύος με την μέγιστη δυνατή ακρίβεια. Γι' αυτό τον λόγο, όλοι οι κατασκευαστές απαιτούν μετρήσεις ισχύος βάσει των διεθνών προτύπων EN/IEC 60904 και EN/IEC 60891 [14] [15].



Εικόνα 3.27: Μέτρηση χαρακτηριστικής καμπύλης I/V

### 3.6.13 Θερμογράφηση

Με τον όρο θερμογράφηση αναφέρεται η διαδικασία συλλογής και επεξεργασίας εικόνων που συλλέγονται με τη χρήση θερμοκάμερας. Ως στόχο έχει την ανίχνευση αστοχιών σε επίπεδο στοιχειοσειράς, φωτοβολταϊκού πλαισίου ή φωτοβολταϊκού κελιού.

Μέσω της θερμογράφησης μπορεί να διαπιστωθεί οποιαδήποτε αστοχία προκαλεί μείωση ή απώλεια της παραγωγής του φωτοβολταϊκού πλαισίου. Η μειωμένη παραγωγή μπορεί να οφείλεται σε μεμονωμένη ελαττωματική φωτοβολταϊκή κυψέλη (hot spot) ή σε πλήθος ελαττωματικών φωτοβολταϊκών κυψελών στο ίδιο πλαίσιο (PID). Επιπλέον, η βραχυκύκλωση των διόδων μπορεί να οδηγήσει σε μερική ή ολική απώλεια παραγωγής. Η απώλεια αυτή μπορεί να απεικονιστεί είτε μέσω της αύξησης της θερμοκρασίας των διόδων είτε με τη χαμηλή θερμοκρασία μέρους ή ολόκληρου του φωτοβολταϊκού πλαισίου [5].

Η επεξεργασία των εικόνων θα πρέπει να γίνεται μέσω συγκεκριμένης διαδικασίας, ώστε να εντοπιστούν ορθά τα ελαττώματα των πανέλων και το ακριβές σημείο τοποθέτησής τους στο φωτοβολταϊκό σταθμό. Τα ελαττώματα αυτά θα πρέπει να ονομαστούν και να τοποθετηθεί ειδική σήμανση, ώστε να είναι εύκολο από τους τεχνικούς να τα εντοπίσουν.

Η θερμογράφηση πρέπει να εκτελεστεί όταν το σύστημα λειτουργεί στη μέγιστη ισχύ του και με καιρικές συνθήκες ηλιοφάνειας. Πριν τη διεξαγωγή της θερμογράφησης, όλα τα φωτοβολταϊκά πλαίσια και τα επιμέρους κυκλώματα, θα πρέπει να λειτουργούν. Εάν δεν λειτουργεί κάποιο από όλα αυτά τα στοιχεία, τότε οι θερμοκρασίες διαφέρουν και μας βγάζουν λανθασμένες ενδείξεις.



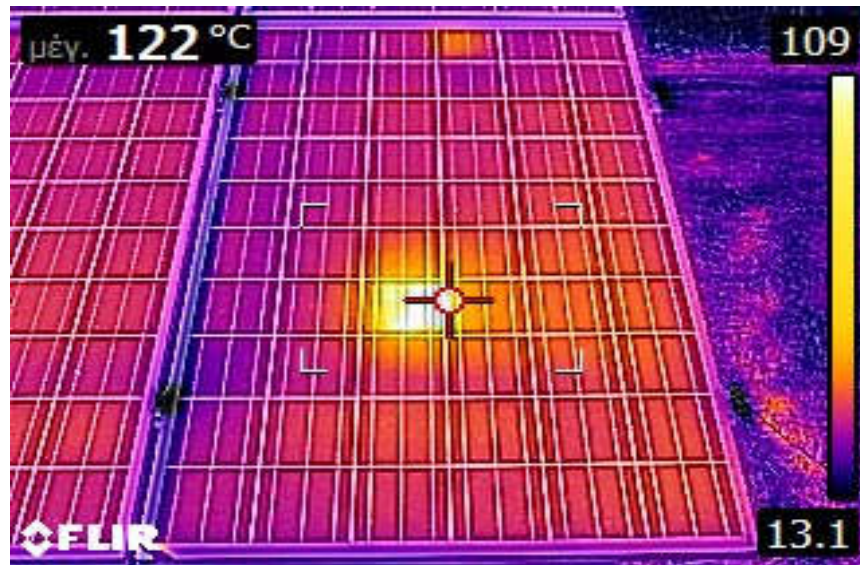
*Εικόνα 3.28: Διαδικασία θερμογράφησης*

Η ρύθμιση του θερμικού συντελεστή είναι σημαντικό πριν την έναρξη της διαδικασίας συνήθως είναι 0,95 ή τοποθετείται στην αυτόματη κλίμακα.

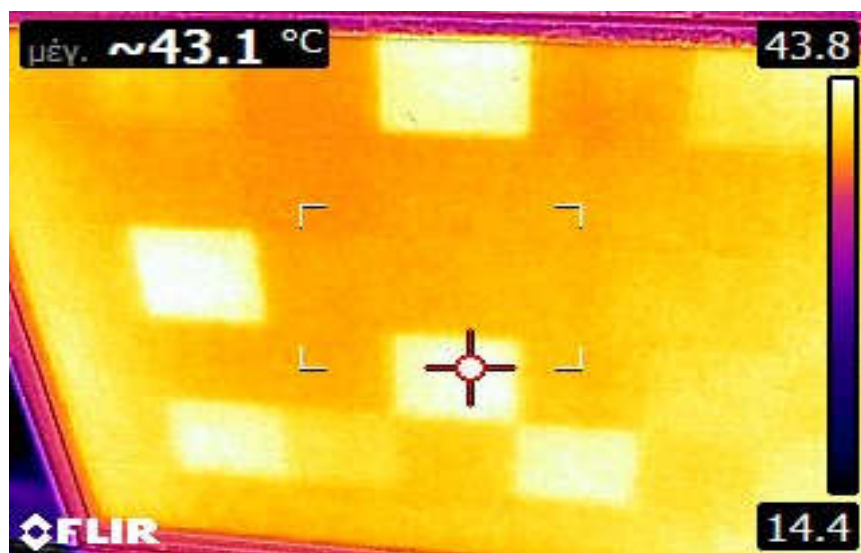
Κατά τις μεσημβρινές ώρες, που εμφανίζεται η υψηλότερη ηλιακή ακτινοβολία και αφού έχει ρυθμιστεί σωστά η θερμοκάμερα, τοποθετήστε το φακό μπροστά από το αντικείμενο ενδιαφέροντος. Για καλύτερα αποτελέσματα, θέστε τη θερμοκάμερα όσο το δυνατόν πλησιέστερα στο πλαίσιο, χωρίς να το σκιάζει ή να δημιουργεί αντανάκλαση στην επιφάνεια του γυαλιού και κάθετα ως προς το μετρούμενο αντικείμενο.



Κατά τη λήψη των φωτογραφιών πρέπει να σημειώνεται ο σειριακός αριθμός του φωτοβολταϊκού στοιχείου, η ώρα, η ημερομηνία, ο αριθμός της εικόνας και η θέση του πλαισίου στο φωτοβολταϊκό σταθμό.

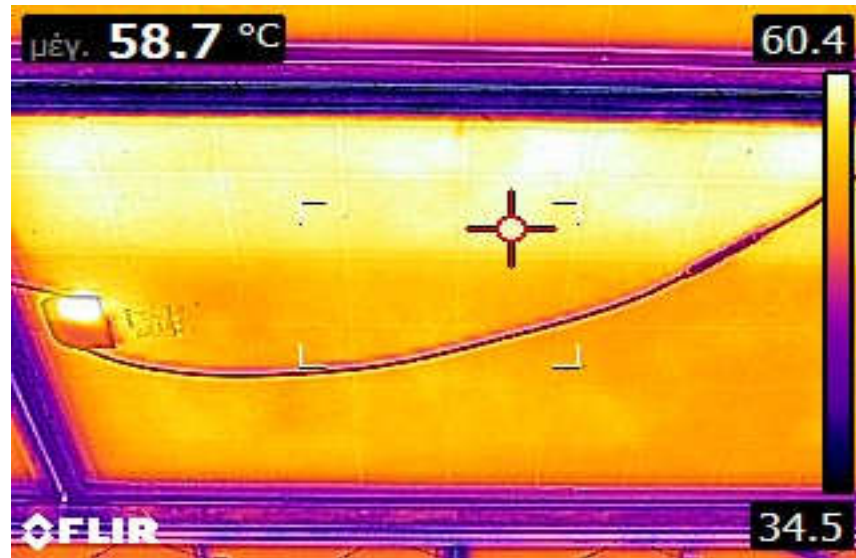


Εικόνα 3.29: Hot Spot

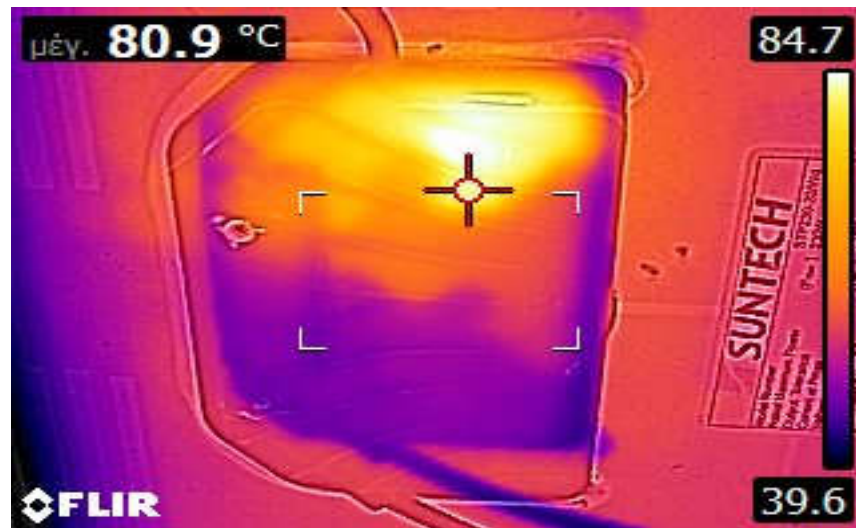


Εικόνα 3.30: PID





Εικόνα 3.31: Δίοδος πίσω όψη πανέλου



Εικόνα 3.32: Δίοδος σε Junction Box



# ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4<sup>ο</sup> ΤΗΛΕΜΕΤΡΙΑ

### 4.1 Εισαγωγή

Η απομακρυσμένη παρακολούθηση συμβάλλει στην επίτευξη της αδιάλειπτης λειτουργίας ενός φωτοβολταϊκού σταθμού. Για τη μεγιστοποίηση του κέρδους και για την ασφαλή λειτουργία του σταθμού τοποθετείται σύστημα τηλεμετρίας. Το σύστημα αυτό αποτελείται από μετρητικά όργανα, αισθητήρες, ένα δίκτυο επικοινωνίας και μια ανεξάρτητη πηγή τροφοδοσίας. Ο σκοπός του συστήματος είναι να παρέχει στο χρήστη επαρκή δεδομένα, ώστε να μπορεί να προσδιορίσει την απόδοση του σταθμού, να εντοπίσει πιθανά σφάλματα, να συγκρίνει συστήματα διαφορετικών χαρακτηριστικών ή ίδιων χαρακτηριστικών αλλά εγκατεστημένων σε διαφορετικές τοποθεσίες [16].

## 4.2 Συστήματα τηλεμετρίας

Το σύστημα παρακολούθησης θα πρέπει να προσαρμοστεί με βάση το μέγεθος του φωτοβολταϊκού σταθμού και τις απαιτήσεις του χρήστη. Όσο μεγαλύτερος σε εγκατεστημένη ισχύ είναι ένας φωτοβολταϊκός σταθμός τόσο περισσότερους αισθητήρες και μετρητικά όργανα θα πρέπει να διαθέτει. Τρεις κατηγορίες συστημάτων παρακολούθησης υπάρχουν και χωρίζονται ανάλογα με το επίπεδο της απαιτούμενης ακρίβειας. Οι κατηγορίες είναι: A, B, C ή υψηλής ακρίβειας, μέσης ακρίβειας και χαμηλής ακρίβειας αντίστοιχα. Οι κατηγορίες A, B είναι κατάλληλες για βιομηχανικούς φωτοβολταϊκούς σταθμούς μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος ενώ οι B, C για μικρούς βιομηχανικούς ή για οικιακούς σταθμούς.

Στην υψηλής ακρίβειας κατηγορία (A) περιλαμβάνεται: εκτίμηση της επίδοσης του συστήματος, αρχειοθέτηση απόδοσης, ανάλυση απωλειών, αξιολόγηση του ηλεκτρικού δικτύου, εντοπισμός σφαλμάτων, αξιολόγηση της τεχνολογίας των φωτοβολταϊκών πλαισίων, ακριβής μέτρηση της υποβάθμισης - γήρανσης του φωτοβολταϊκού συστήματος.

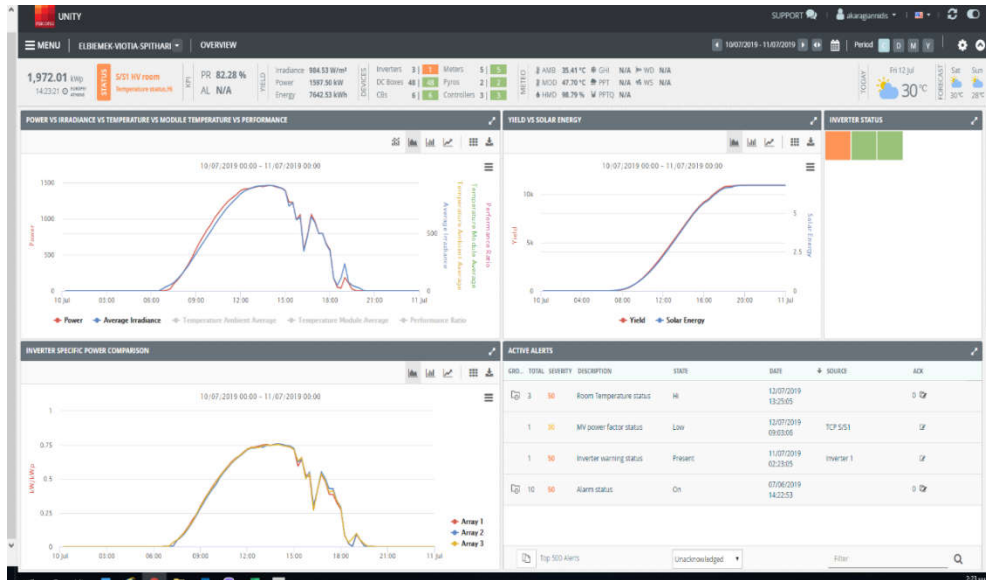
Στη μεσαίας ακρίβειας κατηγορία (B) περιλαμβάνεται: εκτίμηση της επίδοσης του συστήματος, αρχειοθέτηση απόδοσης, ανάλυση απωλειών.

Στη χαμηλής ακρίβειας κατηγορία (C) περιλαμβάνεται: εκτίμηση της επίδοσης του συστήματος.

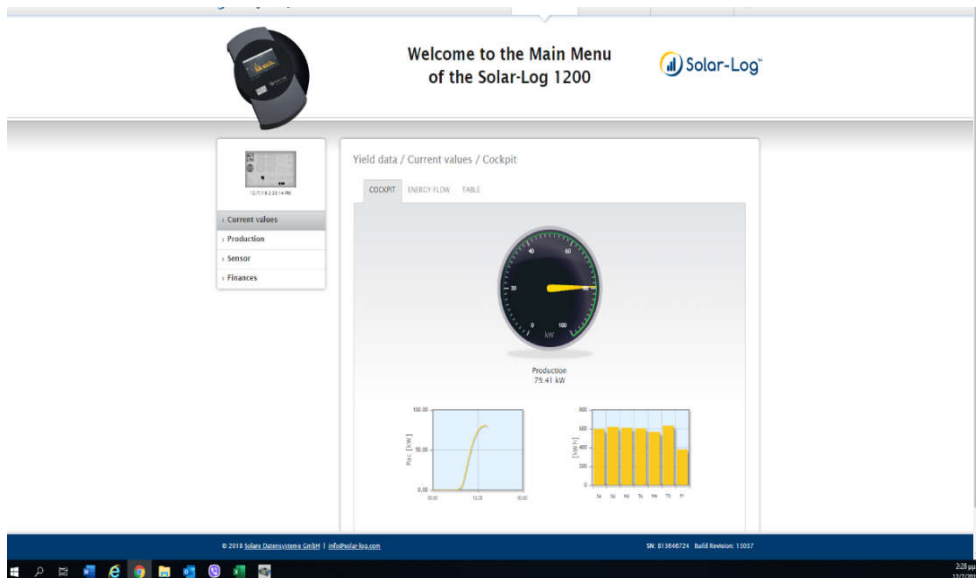
Ανεξάρτητα από τις απαιτήσεις του κάθε συστήματος που θα εγκατασταθεί, υπάρχουν κάποια γενικά στοιχεία που σχετίζονται και με τις τρεις κατηγορίες και είναι τα εξής:

- **Αβεβαιότητα:** με τον όρο αβεβαιότητα δηλώνεται η συνδυασμένη αβεβαιότητα που προκύπτει από τους αισθητήρες, τα μετρητικά όργανα και τους converter. Η αβεβαιότητα των μετρήσεων μπορεί να υπολογιστεί μέσω του προτύπου ISO/IEC 98-1, 98-3.
- **Βαθμονόμηση:** Η βαθμονόμηση των αισθητήρων και των converter πρέπει να πραγματοποιείται πριν την εγκατάστασή τους. Κατά τη διάρκεια λειτουργίας της εγκατάστασης, πρέπει να βαθμονομηθούν ξανά είτε όταν το καθορίζει ο κατασκευαστής είτε συχνότερα ανάλογα με τις απαιτήσεις. Προτείνεται να γίνεται έλεγχος του κάθε αισθητήρα μέσω σύγκρισης με αντίστοιχο καινούργιο ή με μια συσκευή αναφοράς, ώστε να προσδιοριστεί, εάν η εγκατεστημένη συσκευή χρήζει βαθμονόμησης.
- **Επαναλαμβανόμενα στοιχεία:** Ανάλογα με το μέγεθος του φωτοβολταϊκού σταθμού και τις απαιτήσεις του χρήστη, είναι δυνατόν να εγκατασταθεί περίσσεια αισθητήρων ή παραπάνω από ένας για τη μέτρηση του ίδιου μεγέθους.

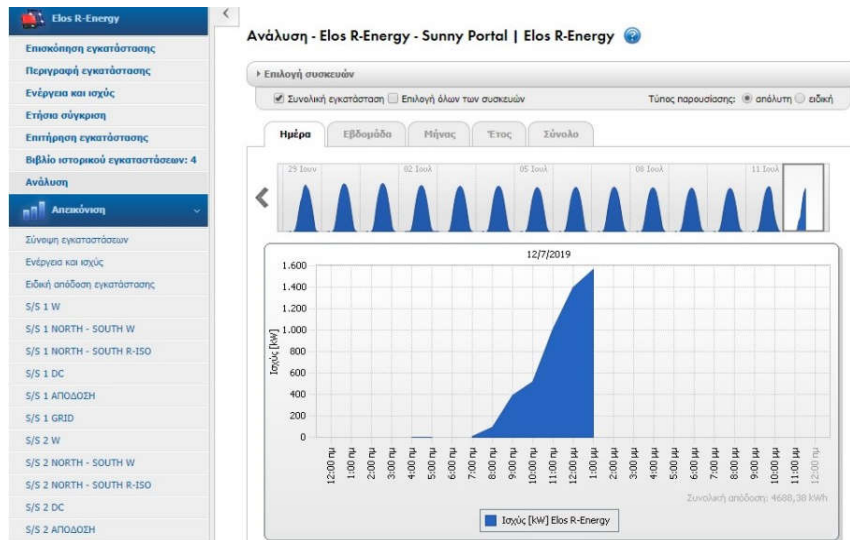
- **Ιδιοκατανάλωση:** Η ισχύς που καταναλώνεται από το σύστημα τηλεμετρίας και άλλα βοηθητικά συστήματα που απαιτούνται για τη λειτουργία ενός φωτοβολταϊκού σταθμού θεωρούνται απώλεια ισχύος του σταθμού και όχι φορτίο που τροφοδοτείται από το σταθμό.
- **Αρχειοθέτηση:** Τα τεχνικά χαρακτηριστικά και τα εγχειρίδια όλων των εξαρτημάτων που απαρτίζουν το σύστημα τηλεμετρίας, συμπεριλαμβανομένων των αισθητήρων, των converters και του λογισμικού παρακολούθησης πρέπει να αρχειοθετούνται. Επιπλέον, πρέπει να καταγράφεται οποιαδήποτε διεργασία συντήρησης, όπως ο καθαρισμός των αισθητήρων ή των φωτοβολταϊκών πλαισίων, αλλαγές εξαρτημάτων, βαθμονόμηση αισθητήρων, αστοχίες, βλάβες, ατυχήματα, ασυνήθιστα γεγονότα.
- **Επιθεώρηση:** Για τις κατηγορίες A, B το σύστημα τηλεμετρίας θα πρέπει να επιθεωρείται τουλάχιστον μία φορά το χρόνο και κατά προτίμηση σε πιο συχνά χρονικά διαστήματα. Αντίθετα, για τη κατηγορία C η επιθεώρηση μπορεί να πραγματοποιείται ανάλογα με τις ιδιαίτερες απαιτήσεις της εκάστοτε εγκατάστασης. Κατά την επιθεώρηση θα πρέπει να εξετάζεται ο εξοπλισμός για σημάδια φθοράς, μετακίνησης από την αρχική θέση εγκατάστασης, για ενδείξεις υγρασίας ή παράσιτων εντός των οργάνων, για χαλαρές συνδέσεις καλωδίων στους αισθητήρες ή εντός των οργάνων, για ενδεχόμενη αποκόλληση των αισθητήρων θερμοκρασίας και για άλλα πιθανά προβλήματα.



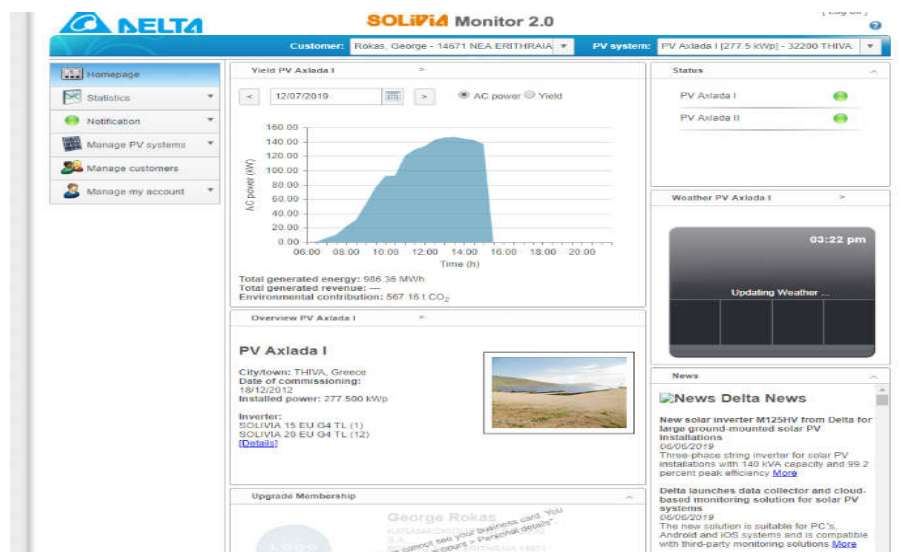
Εικόνα 4.1: Τηλεμετρία μέσω του portal της εταιρίας INACCESS, [www.inaccess.com](http://www.inaccess.com)



Εικόνα 4.2: Τηλεμετρία μέσω απομακρυσμένης πρόσβασης στο καταγραφικό της εταιρίας Solar-Log, [www.solar-log.com](http://www.solar-log.com)



Εικόνα 4.3: Τηλεμετρίας μέσω του portal της εταιρίας SMA, [www.sunnyportal.com](http://www.sunnyportal.com)



Εικόνα 4.4: Τηλεμετρίας μέσω του portal της εταιρίας Delta electronics, <https://monitoring.solar-inverter.com/>



## 4.2 Δεδομένα

Ως δείγμα ορίζεται ένα δεδομένο που αποκτάται από αισθητήρα ή συσκευή μέτρησης και ως διάστημα δειγματοληψίας ο χρόνος μεταξύ των δειγμάτων. Τα δείγματα δεν χρειάζεται να αποθηκεύονται μόνιμα.

Ως εγγραφή ορίζεται η καταχώρηση των δεδομένων σε ένα καταγραφικό σύστημα. Η εγγραφή μπορεί να αποτελεί το μέσο όρο, το μέγιστο, το ελάχιστο, το άθροισμα ή κάποια άλλη συνάρτηση των δειγμάτων.

Ως διάστημα εγγραφής ( $\tau$ ) είναι ο χρόνος μεταξύ εγγραφών. Το διάστημα εγγραφής πρέπει να είναι ακέραιο πολλαπλάσιο του διαστήματος δειγματοληψίας και ένας ακέραιος αριθμός διαστημάτων εγγραφής να μπορεί να χωρέσει εντός μίας ώρας.

Μια αναφορά ορίζεται ως η συνολική τιμή που καλύπτει πολλαπλά διαστήματα εγγραφής και η περίοδος αναφοράς είναι ο χρόνος μεταξύ των αναφορών. Συνήθως, ως περίοδος αναφοράς επιλέγονται ημέρες, εβδομάδες, μήνες ή έτη.

Κάθε εγγραφή και κάθε αναφορά θα πρέπει να προσδιορίζεται χρονικά. Θα πρέπει να αναφέρεται η ημερομηνία και η ώρα που αντιπροσωπεύει την αρχή και το τέλος του διαστήματος εγγραφής ή του διαστήματος αναφοράς.

Τα μεσάνυχτα μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως η έναρξη μιας καινούργιας ημέρας και να εκφραστούν με τη μορφή 00:00. Τα ρολόγια των καταγραφικών μονάδων πρέπει να συγχρονίζονται, κατά προτίμηση με έναν αυτοματοποιημένο μηχανισμό, όπως με το παγκόσμιο σύστημα εντοπισμού θέσης (GPS) ή το πρωτόκολλο χρόνου δικτύου (NTP).

## 4.3 Μετρούμενα μεγέθη

Οι αισθητήρες και τα μετρητικά όργανα παρέχουν χρήσιμες πληροφορίες για τη λειτουργία και συντήρηση ενός φωτοβολταϊκού σταθμού. Μερικά από τα πιο σημαντικά δεδομένα που είναι αναγκαίο να συλλέγονται σε κάθε φωτοβολταϊκό σταθμό είναι :

- **Ηλιακή ακτινοβολία**

Μπορεί να πραγματοποιηθεί μέτρηση της άμεσης, έμμεσης, διάχυτης και συνολικής ηλιακής ακτινοβολίας. Στα φωτοβολταϊκά συστήματα συνήθως χρησιμοποιούνται πυρανόμετρα, φωτοβολταϊκές κυψέλες και φωτοβολταϊκά πλαίσια αναφοράς. Επιπρόσθετα μπορούν να χρησιμοποιηθούν και αισθητήρες φωτοδιόδου για τη κατηγορία C. Ο αισθητήρας και ο converter θα πρέπει να έχουν εύρος τιμών από 0 έως  $1500 \text{ W/m}^2$  και ευαισθησία μικρότερη από  $1 \text{ W/m}^2$ . Τα πυρανόμετρα είναι καλύτερα για τη μέτρηση της ολικής ηλιακής ακτινοβολίας ενώ τα φωτοβολταϊκά πλαίσια ή οι φωτοβολταϊκές κυψέλες είναι προτιμότερα για τη μέτρηση της χρήσιμης ακτινοβολίας.

Ο αισθητήρας αρχικά τοποθετείται σε μια βάση σε οριζόντια θέση και μετά η βάση αυτή τοποθετείται στην ίδια κλίση με τη συστοιχία και σε σημείο που δεν σκιάζεται κατά τη διάρκεια οποιασδήποτε ημέρας του έτους.

- **Θερμοκρασία**

Ένας παράγοντας που επηρεάζει σημαντικά την απόδοση και τη λειτουργία ενός φωτοβολταϊκού σταθμού, είναι η θερμοκρασία των φωτοβολταϊκών πλαισίων.

Η θερμοκρασία των φωτοβολταϊκών πλαισίων μετριέται με τη χρήση ενός αισθητήρα θερμοκρασίας επικολλημένο στο πίσω μέρος ενός ή περισσότερων πλαισίων. Το σφάλμα μέτρησης του αισθητήρα και του converter δεν πρέπει να ξεπερνάει τους  $2 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Για την σταθεροποίηση του αισθητήρα τοποθετείται συγκολλητική ουσία θερμοκρασίας στην πίσω επιφάνεια του πλαισίου. Η κόλλα πρέπει να είναι κατάλληλη για παρατεταμένη εξωτερική χρήση και να είναι συμβατή με το υλικό του πλαισίου.

Το συγκολλητικό υλικό πρέπει να είναι θερμικά αγωγίμο με συντελεστή θερμοπερατότητας μεγαλύτερο ή ίσο με  $500 W/(m^2 * K)$  προκειμένου να διατηρηθεί η μέγιστη θερμοκρασιακή διαφορά μεταξύ της οπίσθιας επιφάνειας του πλαισίου και του αισθητήρα θερμοκρασίας περίπου στον 1 K.

Επειδή, τόσο η θερμοκρασία μεταξύ των φωτοβολταϊκών πλαισίων της ίδιας στοιχειοσειράς όσο και η θερμοκρασία μεταξύ των πλαισίων διαφορετικών στοιχειοσειρών μπορεί να διαφέρει σημαντικά, είναι καθοριστικής σημασίας η επιλογή της καταλληλότερης θέσης για την εγκατάσταση του αισθητήρα. Εάν είναι επιθυμητή η παρακολούθηση της απόδοσης του φωτοβολταϊκού σταθμού, τότε θα πρέπει να εγκατασταθούν αρκετοί αισθητήρες, σε διάφορα σημεία της εγκατάστασης, ώστε να μπορεί να προσδιοριστεί ο μέσος όρος.

Εάν σε ένα έργο έχουν χρησιμοποιηθεί φωτοβολταϊκά πλαίσια με διαφορετικά τεχνικά χαρακτηριστικά ή υπάρχουν εδαφολογικές διακυμάνσεις που επηρεάζουν το προσανατολισμό τους, πρέπει να εγκατασταθεί τουλάχιστον ένας αισθητήρας για κάθε πλαίσιο με διαφορετικά χαρακτηριστικά και για κάθε διαφορετικό προσανατολισμό.

Εάν δεν είναι επιθυμητή η εγκατάσταση αισθητήρα, τότε μπορεί η θερμοκρασία των φωτοβολταϊκών πλαισίων να μετρηθεί με βάση την τάση ανοιχτοκυκλώματος, όπως περιγράφεται στο IEC 60904-5.

Ένα ακόμα μέγεθος που πρέπει να μετρηθεί είναι η θερμοκρασία του περιβάλλοντος. Ο αισθητήρας πρέπει να τοποθετείται σε σκιερό και καλά αεριζόμενο μέρος, σε απόσταση μεγαλύτερη του ενός μέτρου από τα φωτοβολταϊκά πλαίσια και μακριά από οποιαδήποτε πηγή θερμότητας. Ο converter και ο αισθητήρας θα πρέπει να έχουν ευαισθησία μικρότερη ή ίση με 0,1 °C και το μέγιστο σφάλμα να μην ξεπερνά τον 1 °C.

## • Ταχύτητα και διεύθυνση του ανέμου

Η μέτρηση αυτή θα βοηθήσει τόσο στον προσδιορισμό της θερμοκρασίας των φωτοβολταϊκών πλαισίων όσο και στην διεκδίκηση εγγυήσεων λόγω βλαβών που μπορούν να προκληθούν από τον άνεμο.

Το ανεμόμετρο πρέπει να τοποθετείται σε ύψος και θέση που να αντιπροσωπεύει τις συνθήκες που επικρατούν στις φωτοβολταϊκές συστοιχίες ή τις συνθήκες που έχουν υποθεθεί για την υλοποίηση ενός μοντέλου απόδοσης. Επιπλέον, μπορεί να τοποθετηθεί ανεμόμετρο σε ύψος και θέση τέτοια, ώστε να μπορεί να πραγματοποιηθεί σύγκριση με ιστορικά ή τρέχοντα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής.

Το σφάλμα μέτρησης του οργάνου δεν θα πρέπει να ξεπερνά τα  $0,5 \text{ m/s}$  για ταχύτητες ανέμου μικρότερες από  $5 \text{ m/s}$  και να μην ξεπερνά το 10% της μέτρησης για ταχύτητες ανέμου μεγαλύτερες από  $5 \text{ m/s}$ .

Τέλος, η διεύθυνση του ανέμου μετριέται δεξιόστροφα από τον γεωγραφικό βορά, η μέτρηση πρέπει να έχει ακρίβεια 5 μοιρών και η βαθμονόμηση του οργάνου να πραγματοποιείται όποτε το ορίζει ο κατασκευαστής.

## • Ρύπανση

Ένα ακόμη έμμεσα μετρούμενο μέγεθος που βοηθάει τόσο στο προγραμματισμό της συντήρησης όσο και στον υπολογισμό της απώλειας του φωτοβολταϊκού σταθμού είναι ο βαθμός ρύπανσης. Ο βαθμός ρύπανσης ενός φωτοβολταϊκού πλαισίου υπολογίζεται από τον λόγο της πραγματικής ισχύς εξόδου υπό συνθήκες ρύπανσης προς τη ισχύ που θα παρήγαγε εάν ήταν καθαρό.

Για το προσδιορισμό του βαθμού ρύπανσης είναι αναγκαία η σύγκριση ενός λερωμένου με ένα καθαρό πλαίσιο. Για το σκοπό αυτό, πραγματοποιείται επίσκεψη στο φωτοβολταϊκό σταθμό, απομονώνονται δύο διπλανά φωτοβολταϊκά πλαίσια από τη συστοιχία και διενεργείται μέτρηση του σημείου μέγιστη ισχύος και του ρεύματος βραχυκύκλωσης. Υπολογίζεται και συγκρίνεται η ισχύς εξόδου των δύο πλαισίων. Εάν από τη σύγκριση προκύψει ότι τα πλαίσια δεν παρουσιάζουν διαφορά στην αποδιδόμενη ισχύ, τότε καθαρίζεται το ένα από τα δύο και διενεργούνται ξανά οι μετρήσεις. Υπολογίζεται εκ νέου η ισχύς εξόδου του κάθε πλαισίου την ίδια χρονική στιγμή, για δεδομένη ηλιακή ακτινοβολία και κατόπιν υπολογίζεται ο λόγος της ισχύς εξόδου του λερωμένου προς την ισχύ εξόδου του καθαρού. Αφαιρώντας από τη μονάδα το παραπάνω λόγο και πολλαπλασιάζοντας με το 100, καθορίζεται τη ποσοστιαία απώλεια ισχύος του πλαισίου.

- **Υγρασία**

Ιδιαίτερα κρίσιμο μέγεθος είναι η σχετική υγρασία σε ένα φωτοβολταϊκό σταθμό μιας και μπορεί όχι μόνο να επηρεάσει τη παραγωγή αλλά και της μετρήσεις και την εξαγωγή λανθασμένων πληροφοριών για τα επίπεδα ηλιακής ακτινοβολίας που επικρατούν στο σταθμό.

Η μέτρηση της σχετικής υγρασίας μπορεί να χρησιμοποιηθεί, ώστε να γίνει εκτίμηση των αλλαγών στο φάσμα της προσπίπτουσας ακτινοβολίας, η οποία επηρεάζει τόσο την ισχύ εξόδου των φωτοβολταϊκών πλαισίων όσο και τις ενδείξεις του αισθητήρα ηλιακής ακτινοβολίας. Επιπλέον, ο συνδυασμός των δεδομένων υγρασίας και θερμοκρασίας μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να υπολογιστεί η συχνότητα της υγρασίας λόγω συμπύκνωσης. Διαφορετικά, μπορούν να χρησιμοποιηθούν αισθητήρες μέτρησης του συμπυκνώματος επιφάνειας.

- **Ηλεκτρικά μεγέθη**

Σε επίπεδο στοιχειοσειράς ή αντιστροφέα χρησιμοποιούνται μετρητικές συσκευές για το προσδιορισμό της τάσης, του ρεύματος και της ισχύος στο συνεχές κύκλωμα.

Οι περισσότερες εταιρίες αντιστροφέων δίνουν την δυνατότητα μέσω περιφερικών συσκευών (data logger) να συλλέγονται αυτά τα δεδομένα και να απεικονίζονται μέσω του συστήματος τηλεμέτρησης.

Στο επίπεδο AC κυκλωμάτων χρησιμοποιούνται μετρητικές συσκευές (αναλυτές ενέργειας, πολύοργανα) που προσδιορίζουν την τάση, το ρεύμα, το συντελεστή ισχύος, την ενεργό, άεργο και φαινόμενη ισχύ.

Με όλες αυτές τις πληροφορίες υπάρχει η δυνατότητα να προσδιοριστεί τυχόν βλάβη ή απώλεια ενέργειας σε ένα κομμάτι της εγκατάστασης.

Οι αισθητήρες και οι αναλυτές ενέργειάς που βρίσκονται στο κομβικό σημείο της Μέσης τάσης και του μετασχηματιστή είναι αναπόσπαστο κομμάτι του συστήματος της τηλεμετρίας.

Προστατεύουν τα φωτοβολταϊκά συστήματα από υπερτάσεις, βραχυκυκλώματα, ασυμμετρίες και οποίο άλλο σφάλμα προέρχεται από το δίκτυο.

Η ανοχή των συσκευών μέτρησης ηλεκτρικών χαρακτηριστικών πρέπει ξεπερνάει το 120% της ονομαστικής τους τιμής και να έχουν ακρίβεια  $\pm 2\%$ .

## 4.4 Συλλογή και ανάλυση δεδομένων

Αφού εγκατασταθούν τα όργανα και οι μετρητικές συσκευές, πρέπει να γίνει συλλογή και ανάλυση των δεδομένων. Παρόλο που τα δεδομένα καταγράφονται καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας, η ανάλυση τους πρέπει να περιορίζεται μόνο κατά της ώρες ηλιοφάνειας από ανατολή έως δύση του ηλίου, ηλιακή ακτινοβολία μεγαλύτερη ή ίση από  $20 \text{ W/m}^2$  ), ώστε να αποφευχθούν τιμές που μπορεί να προκαλέσουν σφάλμα στην ανάλυση.

Για να πραγματοποιηθεί η ανάλυση των δεδομένων, θα πρέπει πρώτα να γίνει συλλογή και έλεγχος ως προς την εγκυρότητά και τη συνέχειά τους. Η διαδικασία αυτή μπορεί να γίνει αυτόματα ή χειροκίνητα με τη χρήση κατάλληλων φίλτρων.

Μερικοί τρόποι για τον προσδιορισμό ελλιπών ή εσφαλμένων δεδομένων:

- A. Εφαρμόζοντας –φυσικά εύλογα– ελάχιστα και ανώτατα όρια.
- B. Εφαρμόζοντας –φυσικά εύλογα– μέγιστα όρια μεταβολής.
- C. Εφαρμόζοντας στατιστικές δοκιμές για το προσδιορισμό τιμών εκτός ορίων, συμπεριλαμβανομένων των συγκρίσεων μεταξύ πολλαπλών αισθητήρων.
- D. Εφαρμόζοντας όρια για την απόδοση των υλικών βάση των κατασκευαστών
- E. Σημειώνοντας τους κωδικούς των σφαλμάτων που εμφανίζουν οι αισθητήρες.
- F. Αναγνωρίζοντας και διαγράφοντας περιττές καταχωρήσεις.
- G. Αναγνωρίζοντας ελλιπή δεδομένα.
- H. Αναγνωρίζοντας επαναλαμβανόμενα δεδομένα για μεγάλα χρονικά διαστήματα.
- I. Ελέγχοντας τις ημερομηνίες για τον προσδιορισμό κενών ή διπλών τιμών στα δεδομένα.
- J. Ελέγχοντας τις αναφορές που σχετίζονται με τη διαθεσιμότητα του συστήματος.

Αφού προσδιοριστούν τα ελλιπή ή εσφαλμένα δεδομένα, πρέπει να υιοθετηθεί ένας τρόπος μεταχείρισής τους, ώστε να μην επιφέρουν σφάλματα στην επικείμενη ανάλυση.

Μερικές μέθοδοι που μπορούν να εφαρμοστούν για τη μεταχείριση τέτοιων δεδομένων φαίνονται παρακάτω:

- Να αντικατασταθούν με τιμές που προσδιορίζονται από έγκυρα προγενέστερα ή μεταγενέστερα δεδομένα.
- Να αντικατασταθούν με το μέσο όρο της περιόδου ανάλυσης.



# ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

- Τα δεδομένα να επεξεργαστούν με τρόπο που να καθορίζεται από συμβόλαια, έγγραφα εγγυήσεων ή άλλες προδιαγραφές που καλύπτουν την εγκατάσταση.
- Η περίοδος ανάλυσης να θεωρηθεί ως ελλιπή ή μη έγκυρη.

Η επεξεργασία των δεδομένων μπορεί να εξαρτηθεί από το στόχο της μέτρησης. Αν για παράδειγμα υπάρχουν ελλιπή ή μη έγκυρα δεδομένα που σχετίζονται με προβλήματα του αντιστροφέα, τότε αυτά μπορούν να απαλειφθούν, εάν ως στόχος είναι ο προσδιορισμός της απόδοσης των φωτοβολταϊκών πλαισίων, αλλά πρέπει να παραμείνουν, εάν ως στόχος είναι ο προσδιορισμός της απόδοσης και της διαθεσιμότητας ολόκληρης της εγκατάστασης. Οποιοσδήποτε χειρισμός και να πραγματοποιηθεί για τα δεδομένα αυτά, θα πρέπει να αρχειοθετείται και να αναφέρεται κάθε φορά.



#### 4.5 Υπολογισμοί

Στο παρακάτω πίνακα εμφανίζονται συνοπτικά τα υπολογιζόμενα μεγέθη ενός συστήματος τηλεμετρίας. Όλα τα δεδομένα πρέπει να αρχειοθετούνται σε σχέση με τη περίοδο καταγραφής (ημερήσια, μηνιαία ή ετήσια).

Parameter	Symbol	Unit
In-plane irradiation	$H_i$	$kWh/m^2$
PV array output energy (DC)	$E_A$	kWh
Energy output from PV system (AC)	$E_{out}$	kWh
Array power rating (DC)	$P_0$	kW
Array power rating (AC)	$P_{0,AC}$	kW
PV array energy yield	$Y_A$	$kWh/kW$
Final system yield	$Y_f$	$kWh/kW$
Reference yield	$Y_r$	$kWh/kW$
Array capture loss	$L_C$	$kWh/kW$
Balance of system (BOS) loss	$L_{BOS}$	$kWh/kW$
Array efficiency	$\eta_A$	None
System efficiency	$\eta_f$	None
BOS efficiency	$\eta_{BOS}$	None

Πίνακας 4.1: Σημαντικά δεδομένα τηλεμετρίας

Παρακάτω αναλύεται εκτενέστερα ο τρόπος υπολογισμού των μεγεθών αυτών. Στις εξισώσεις αθροίσματος το  $\tau_k$  δηλώνει τη διάρκεια του κου διαστήματος εγγραφής σε μια περίοδο αναφοράς και το σύμβολο:

$$\sum_k \quad (4.1)$$

δηλώνει το άθροισμα όλων των διαστημάτων εγγραφής κατά τη περίοδο αναφοράς.

Αξίζει να σημειωθεί ότι, στις εξισώσεις που περιγράφουν την ισχύ, με διάστημα εγγραφής  $\tau_k$ , η ισχύς πρέπει να είναι σε μονάδες SI (kW) και το διάστημα εγγραφής σε ώρες, ώστε η ενέργεια να εκφραστεί σε kWh.

- **Προσπίπτουσα ηλιακή**

Η προσπίπτουσα ηλιακή ενέργεια ανά μονάδα επιφάνειας υπολογίζεται από το ολοκλήρωμα της έντασης της ηλιακής ακτινοβολίας. Κάθε ποσότητα ηλιακής ενέργειας αντιστοιχεί σε μία ένταση ηλιακής ακτινοβολίας υπολογίζεται από το άθροισμα της έντασης ως εξής:

$$H = \sum_k G_k \times \tau_k \quad (4.2)$$

- **Ενέργεια DC και AC**

Οι ποσότητες ενέργειας μπορούν να υπολογιστούν από το ολοκλήρωμα της αντίστοιχης μετρούμενης ισχύος κατά την περίοδο αναφοράς. Διαφορετικά, μπορούν να συλλεχθούν κατευθείαν ως μετρήσεις από αισθητήρες που έχουν την δυνατότητα να αθροίζουν την παραγόμενη ισχύ. Η ενέργεια για το συνεχές και εναλλασσόμενο κύκλωμα υπολογίζεται αντίστοιχα:

$$E_A = \sum_k P_{A,k} \times \tau_k \quad (4.3)$$

ή

$$E_{out} = \sum_k P_{out,k} \times \tau_k \quad (4.4)$$

- **Ισχύ DC και AC**

Η ισχύς εξόδου των φωτοβολταϊκών πλαισίων  $P_0$ , είναι το άθροισμα της ισχύς εξόδου που παράγουν όλα τα φωτοβολταϊκά πλαίσια που είναι εγκατεστημένα στο σταθμό κάτω από καθορισμένες συνθήκες αναφοράς (Standard Test Conditions) και εκφράζεται σε kW.

Η ισχύς εξόδου μπορεί υπολογιστεί από τα εγχειρίδια του κατασκευαστή ή τη πινακίδα του πλαισίου και  $P_0$  χρησιμοποιείται ως χαρακτηρισμός κάθε φορά που υπάρχουν ποσότητες που εξαρτώνται από την εγκατεστημένη ισχύ.

Η ονομαστική ισχύς συστοιχίας εναλλασσόμενου ρεύματος,  $P_{0,AC}$  είναι μικρότερη από την εγκατεστημένη ισχύ συνεχούς ρεύματος και υπολογίζεται ως το άθροισμα των ονομαστικών τιμών όλων των αντιστροφών του φωτοβολταϊκού σταθμού.

- **Απόδοση**

Ως αποδόσεις ορίζονται οι λόγοι ενέργειας προς την εγκατεστημένη ισχύ και φανερώνουν τη πραγματική λειτουργία του σταθμού. Οι αποδόσεις έχουν ως αριθμητή τη παραγόμενη ενέργεια μετρούμενη σε kWh και ως παρονομαστή την εγκατεστημένη ισχύ μετρούμενη σε kW.

Οι αποδόσεις τελικά έχουν μονάδες μέτρησης δηλαδή ώρες και δείχνουν το ισοδύναμο χρονικό διάστημα κατά το οποίο η συστοιχία ή ο σταθμός λειτουργούσε στην εγκατεστημένη ισχύ, για να παράγει την συγκεκριμένη ενέργεια αναφοράς.

Η απόδοση ενέργειας της φωτοβολταϊκής συστοιχίας ορίζεται ως ο λόγος της ενέργειας εξόδου της συστοιχίας προς την εγκατεστημένη ισχύ.

Η τελική απόδοση ενέργειας της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης ορίζεται ως ο λόγος της εναλλασσόμενης ενέργειας εξόδου του συστήματος προς την εγκατεστημένη ισχύ.

Η απόδοση αναφοράς υπολογίζεται ως ο λόγος της ολικής ηλιακής ακτινοβολίας προς τη ακτινοβολία που προσπίπτει στο φωτοβολταϊκό πλαίσιο. Αντιπροσωπεύει το χρονικό διάστημα κατά το οποίο θα πρέπει η ηλιακή ακτινοβολία να έχει τη τιμή αναφοράς, ώστε να προκαλέσει την ίδια παραγωγή, θεωρώντας ότι κατά τη διάρκεια της περιόδου αναφοράς ο σταθμός θα είναι συνεχώς συνδεδεμένος με το ηλεκτρικό δίκτυο. Εάν η περίοδος αναφοράς είναι μία ημέρα, τότε η απόδοση αναφοράς θα ισοδυναμεί με τις ώρες ηλιοφάνειας εκείνης της ημέρας.

- **Απώλειες**

Οι απώλειες υπολογίζονται από την αφαίρεση των προαναφερόμενων αποδόσεων του συστήματος. Έχουν μονάδες μέτρησης, δηλαδή ώρες και αντιπροσωπεύουν τη χρονική περίοδο που θα χρειαζόταν να λειτουργεί η συστοιχία ή ο σταθμός στην εγκατεστημένη ισχύ, ώστε να αποδώσει τις απώλειες αυτές.

Η απώλεια της συστοιχίας αντιπροσωπεύει τις απώλειες λόγω λειτουργίας, θερμοκρασίας, ρύπανσης κλπ. και ορίζεται ως:

Οι απώλειες του συστήματος παραγωγής αντιπροσωπεύουν τις απώλειες σε όλη τη διαδικασία παραγωγής εκτός των φωτοβολταϊκών πλαισίων, όπως στους αντιστροφείς, στα κουτιά διακλάδωσης, στις καλωδιώσεις και ορίζεται ως εξής:

- **Αποδοτικότητα**

Η ισοδύναμη (rated) αποδοτικότητα του σταθμού υπολογίζεται από:  
όπου,

Αα είναι η συνολική επιφάνεια των φωτοβολταϊκών πλαισίων

Η μέση πραγματική αποδοτικότητα για τη περίοδο αναφοράς ορίζεται ως:

$$\eta_A = E_A / (H_i \times A_a) \quad (4.5)$$

Η μέση αποδοτικότητα του κυκλώματος εναλλασσόμενου ρεύματος ορίζεται ως:

$$\eta_f = E_{out} / (H_i \times A_a) \quad (4.6)$$

ή

$$\eta_f = \eta_{A,0} \times PR \quad (4.7)$$

όπου,

$\eta_{A,0}$  είναι η ισοδύναμη αποδοτικότητα του σταθμού και PR είναι ο βαθμός απόδοσης

Η μέση αποδοτικότητα του συστήματος BOS ορίζεται ως:

$$\eta_{BOS} = E_{out} / E_A \quad (4.8)$$

- **Βαθμός απόδοσης**

Ένα πλήθος μετρήσεων καθορίζονται για να ποσοτικοποιηθεί η απόδοση του συστήματος. Οι βαθμοί απόδοσης είναι βασισμένοι στην εγκατεστημένη ισχύ του συστήματος, ενώ ο δείκτης απόδοσης είναι βασισμένος σε ένα πιο λεπτομερές μοντέλο της απόδοσης του συστήματος.

Το να υπολογιστούν οι βαθμοί απόδοσης είναι σχετικά εύκολο αλλά μπορεί να παραλείπονται γνωστοί παράγοντες που προκαλούν τη μείωση της αποδιδόμενης ισχύος του συστήματος σε σχέση με τη προσδοκώμενη βάση εγκατεστημένης ισχύος.

Ο βαθμός απόδοσης είναι το πηλίκο της τελικής απόδοσης προς την απόδοση αναφοράς του συστήματος και υποδεικνύει τη συνολική επίπτωση των απωλειών στην έξοδο του συστήματος. Στις απώλειες περιλαμβάνονται μόνο οι απώλειες εξαιτίας της θερμοκρασίας της συστοιχίας και των αστοχιών ή ανεπάρκειας του εξοπλισμού του συστήματος.

$$PR = \left( \sum_k \frac{P_{out,k} \times \tau_k}{P_0} \right) / \left( \sum_k \frac{G_{i,k} \times \tau_k}{G_{i,ref}} \right) \quad (4.9)$$

Ο προηγούμενος τύπος μπορεί να εκφραστεί σε μονάδες ενέργειας τόσο για τον αριθμητή όσο και για το παρονομαστή και να εκφράσει τον λόγο της μετρούμενης προς την αναμενόμενη ενέργεια βασισμένη μόνο σε στοιχεία ηλιακής ακτινοβολίας με τον εξής τύπο:

$$PR = \left( \sum_k P_{out,k} \times \tau_k \right) / \left( \sum_k \frac{P_0 \times G_{i,k} \times \tau_k}{G_{i,ref}} \right) \quad (4.10)$$

Εάν στη εξίσωση θεσπιστεί ως περίοδος αναφοράς το ένα έτος, τότε υπολογίζεται ο ετήσιος βαθμός απόδοσης του συστήματος.

Ο βαθμός απόδοσης μειώνεται με την αύξηση της ηλιακής ακτινοβολίας. Παρόλο που αυξάνεται η έκχυση ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο, αυξάνεται και η θερμοκρασία των φωτοβολταϊκών πλαισίων σε συνάρτηση με την ηλιακή ακτινοβολία. Αυτό φανερώνει διαφοροποίηση στο βαθμό απόδοσης λόγω εποχικότητας με υψηλότερες τιμές βαθμού απόδοσης το χειμώνα από το καλοκαίρι. Επιπλέον, μπορεί να φανερώσει γεωγραφικές διαφοροποιήσεις μεταξύ συστημάτων που είναι εγκατεστημένα σε διαφορετικά κλίματα.

Η εποχική διαφοροποίηση του βαθμού απόδοσης μπορεί να μειωθεί σημαντικά μέσω του υπολογισμού ενός βαθμού απόδοσης με διόρθωση θερμοκρασίας.

Ο βαθμός απόδοσης βάση πρότυπων συνθηκών δοκιμής υπολογίζεται προσαρμόζοντας την εγκατεστημένη ισχύ για κάθε διάστημα εγγραφής, ώστε να αντισταθμιστεί η πραγματική

θερμοκρασία των φωτοβολταϊκών πλαισίων με τη θερμοκρασία αναφοράς. Για το σκοπό αυτό εισάγεται στη προηγούμενη εξίσωση ο συντελεστής διόρθωσης  $C_k$  ανάλογος της εγκατεστημένης ισχύος.

$$PR'_{STC} = \left( \sum_k P_{out,k} \times \tau_k \right) / \left( \sum_k \frac{(C_k \times P_0) \times G_{i,k} \times \tau_k}{G_{i,ref}} \right) \quad (4.11)$$

όπου,

$\gamma$  είναι ο σχετικός θερμοκρασιακός συντελεστής της μέγιστης ισχύος

$T_{mod,k}$  είναι η θερμοκρασία των φωτοβολταϊκών πλαισίων κατά το χρονικό διάστημα  $k$ .

Η ισοδύναμη ετήσια θερμοκρασία βαθμού απόδοσης έχει κατασκευαστεί, ώστε να προσεγγίζει τον ετήσιο βαθμό απόδοσης ανεξάρτητα από τη περίοδο αναφοράς. Υπολογίζει το βαθμό απόδοσης κατά τη περίοδο αναφοράς με την εγκατεστημένη ισχύ για κάθε διάστημα εγγραφής προσαρμοσμένο, ώστε να αντισταθμίζει τις διαφορές μεταξύ της πραγματικής θερμοκρασίας και της αναμενόμενης μέσης ετήσιας θερμοκρασίας των πλαισίων. Ενώ αυτό μειώνει τις εποχιακές διακυμάνσεις, δεν εξαλείφει το φαινόμενο της μέσης ετήσιας απώλειας θερμοκρασίας και το αποτέλεσμα θα είναι παρόμοιο με τον ετήσιο βαθμό απόδοσης.

$$PR'_{annual-eq} = \left( \sum_k P_{out,k} \times \tau_k \right) / \left( \sum_k \frac{(C_k \times P_0) \times G_{i,k} \times \tau_k}{G_{i,ref}} \right) \quad (4.12)$$

όπου,

$T_{mod,avg}$  είναι η μέση ετήσια θερμοκρασία των φωτοβολταϊκών πλαισίων.

#### • Δείκτες απόδοσης

Μπορεί να χρησιμοποιηθεί ένα λεπτομερές μοντέλο απόδοσης που να προβλέπει τα ηλεκτρικά μεγέθη στην έξοδο του συστήματος σε συνάρτηση με τις μετεωρολογικές συνθήκες, τα χαρακτηριστικά στοιχεία και το σχεδιασμό του συστήματος. Το μοντέλο απόδοσης προσπαθεί να καταγράψει όσο το δυνατόν με μεγαλύτερη ακρίβεια όλους τους παράγοντες που μπορεί να επηρεάσουν τα ηλεκτρικά μεγέθη στην έξοδο του σταθμού.

Κατά την αξιολόγηση της απόδοσης του συστήματος, ιδιαίτερα σε σχέση με την εγγυημένη απόδοση, είναι επιθυμητή η σύγκριση της μετρούμενης, προβλεπόμενης και αναμενόμενης ισχύς εξόδου. Για δεδομένη περίοδο καταγραφής, η προβλεπόμενη ισχύς εξόδου



υπολογίζεται από το μοντέλο απόδοσης, όταν χρησιμοποιούνται ιστορικά μετεωρολογικά δεδομένα, ενώ η αναμενόμενη ισχύς εξόδου υπολογίζεται από το μοντέλο απόδοσης, όταν χρησιμοποιούνται μετρούμενα μετεωρολογικά δεδομένα.

Ο λόγος της μετρούμενης προς την αναμενόμενη ισχύ εξόδου για δεδομένο διάστημα αναφοράς καθορίζει το δείκτη απόδοσης. Ο δείκτης απόδοσης μπορεί να αξιολογηθεί είτε με βάση την ισχύ, δείκτης απόδοσης ισχύος (PPI), είτε με βάση την ενέργεια, δείκτης απόδοσης ενέργειας (EPI).

Ο λόγος της μετρούμενης προς τη προβλεπόμενη ισχύ εξόδου για δεδομένο διάστημα αναφοράς καθορίζει το βασικό δείκτη απόδοσης. Ο βασικός δείκτης απόδοσης μπορεί να αξιολογηθεί είτε με βάση την ισχύ βάσης, δείκτης απόδοσης ισχύος βάσης (BPPI), είτε με βάση την ενέργεια βάσης, δείκτης απόδοσης ενέργειας βάσης (BEPI).

Για την αξιολόγηση της εγγυημένης απόδοσης, το μοντέλο απόδοσης που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της αναμενόμενης ισχύος ή ενέργειας, θα πρέπει να είναι πανομοιότυπο με το μοντέλο απόδοσης που χρησιμοποιείται για το υπολογισμό της προβλεπόμενης ισχύος ή ενέργειας στην εγγυημένη απόδοση.

## • Φιλτράρισμα δεδομένων

Ο υπολογισμός μιας παραμέτρου πρέπει να χρησιμοποιεί όλα τα διαθέσιμα δεδομένα από το σύστημα τηλεμετρίας κατά τη περίοδο αναφοράς.

Κάποιες παράμετροι μπορούν να υπολογιστούν για τμήματα του σταθμού. Τότε θα πρέπει να αναφέρονται οι συνθήκες που έχουν χρησιμοποιηθεί για τους υπολογισμούς.

Όταν δημιουργούνται αναφορές μέσα στις οποίες είναι γνωστό ότι υπάρχει διακοπή στη διαθεσιμότητα ολόκληρου ή τμήματος του σταθμού, είτε λόγω βλάβης είτε λόγω αποσύνδεσης από το ηλεκτρικό δίκτυο θα πρέπει:

- Να αφαιρείται η συγκεκριμένη χρονική περίοδος και να σημειώνεται η μεταβολή αυτή.
- Να συμπεριλαμβάνεται η συγκεκριμένη χρονική περίοδος, χωρίς τροποποιήσεις στην ανάλυση και να επισημαίνεται η περίοδος αυτή.
- Να συμπεριλαμβάνεται η συγκεκριμένη χρονική περίοδος και η ανάλυση να πραγματοποιείται με δύο τρόπους. Αρχικά, να συμπεριλαμβάνεται για λόγους αρχειοθέτησης της πραγματικής κατάστασης και ύστερα να αφαιρείται, για να πραγματοποιηθεί η ανάλυση της απόδοσης του συστήματος.
- Να επισημαίνεται αυτή η χρονική περίοδος και να ακολουθείται μια ανάλυση σύμφωνα με τις προκαθορισμένες διαδικασίες που έχουν θεσπιστεί από το αρμόδιο προσωπικό. [8]

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5<sup>ο</sup> ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΤΗΣ ΤΗΛΕΜΕΤΡΙΑΣ ΓΙΑ ΔΙΑΓΝΩΣΗ ΒΛΑΒΩΝ

### 5.1 Εφαρμογή τηλεμετρίας για διάγνωση βλαβών

Βλάβη σε ένα σύστημα σημαίνει ότι υπάρχει μια δυσλειτουργία. Την βλάβη μπορούμε να την χωρίσουμε σε τρεις κατηγορίες: υψηλού επιπέδου, μέσου και χαμηλού.

Οι βλάβες υψηλού επιπέδου είναι αυτές που θέτουν εκτός λειτουργίας ολόκληρο το σύστημα ή μέρος αυτού (π.χ. βλάβη ενός αντιστροφέα).

Μέσου επιπέδου θεωρούμε τις βλάβες που σχετίζονται με την υπολειτουργία ενός σημείου της εγκατάστασης και δεν επηρεάζουν τόσο την παραγωγή ενέργειας (π.χ. η διακοπή ενός κυκλώματος (string) του αντιστροφέα).

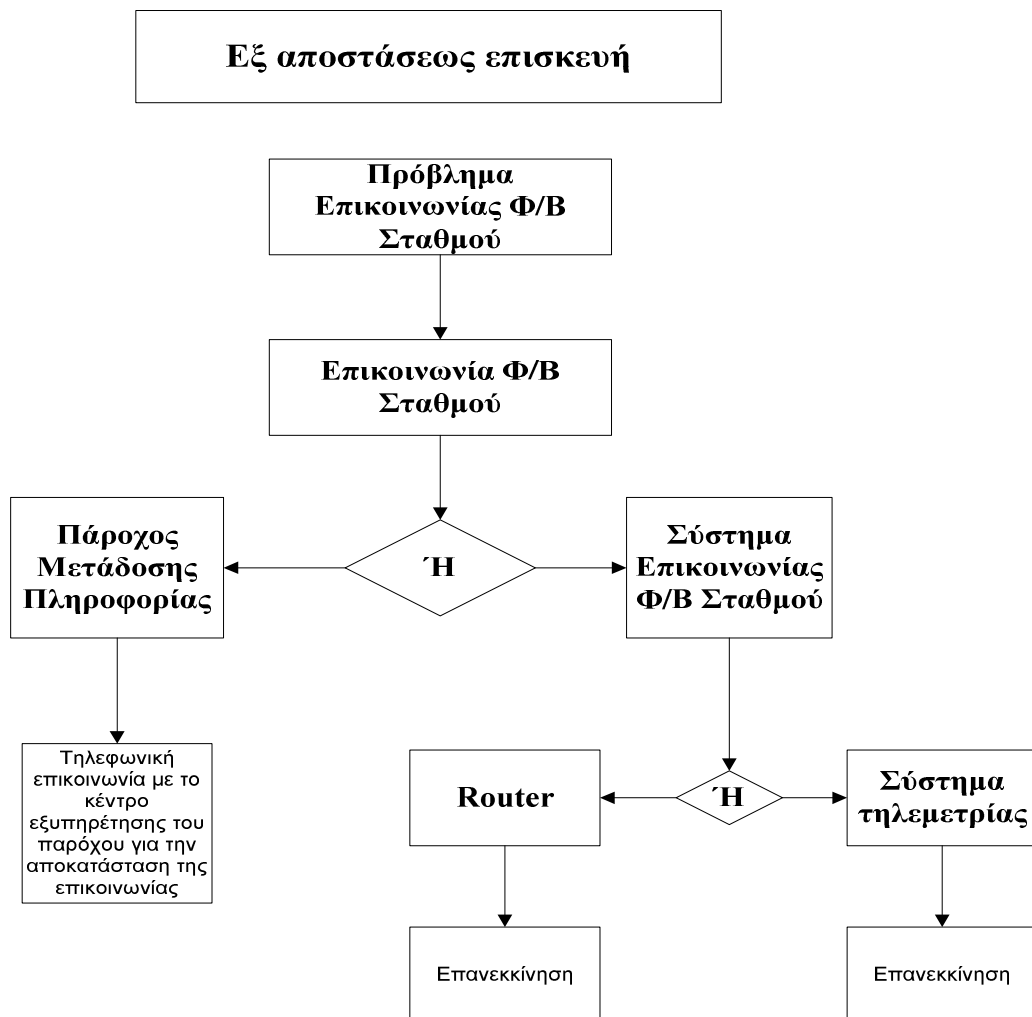
Χαμηλού επιπέδου είναι αυτές που δεν επηρεάζουν την παραγωγή ενέργειας απλά μας δυσκολεύουν στην ομαλή επιτήρηση του Φ/Β σταθμού (π.χ. ένα καμένο τροφοδοτικό κάμερας ασφαλείας).

## 5.2 Επίλυση της Βλάβης

Η επισκευή της βλάβης μπορεί να γίνει με την επίσκεψη μας στην εγκατάσταση ή εξ αποστάσεως.

Η εξ αποστάσεως επισκευή είναι κυρίως για βλάβες επικοινωνίας του Φ/Β σταθμού (π.χ πρόβλημα με το router, επικοινωνία των αντιστροφέων) και βλάβες που προκύπτουν στο δημόσιο δίκτυο ηλεκτρισμού.

Οι βλάβες που απαιτούν επί τόπου παρουσία του τεχνικού προσωπικού για την επίλυσή τους, είναι αυτές που έχουν αντίκτυπο στην παραγωγή ενέργειας του Φ/Β σταθμού. Η επίσκεψή στον Φ/Β σταθμό θα πρέπει να είναι στοχευμένη και το τεχνικό προσωπικό να φέρει μαζί του υλικά και εργαλεία τα οποία μπορεί να χρειαστούν στην αποκατάσταση της βλάβης.



Διάγραμμα 5.1: Διαδικασία προσδιορισμού και επίλυσης βλάβης χωρίς φυσική παρουσία

### 5.3 Χρόνος Επίλυσης της Βλάβης

Οι βλάβες που προκύπτουν στους Φ/Β σταθμούς πρέπει να επιδιορθώνονται όσο πιο σύντομα γίνεται σε όποιο επίπεδο και αν ανήκουν.

Όταν υπάρχει βλάβη στην επικοινωνία του Φ/Β σταθμού θα πρέπει να επιλυθεί άμεσα, διότι χωρίς συνεχή επικοινωνία δεν μπορούμε να αντιληφθούμε βλάβες που μπορεί να προκύψουν σε κάποιο άλλο κομμάτι της εγκατάστασης.

Μια πιθανή βλάβη σε κάποιον αντιστροφέα συνεπάγεται απώλεια παραγωγής ενέργειας, που έχει σαν αποτέλεσμα να χάνει ο επενδυτής χρήματα.

Ο χρόνος επίλυσης μιας βλάβης είναι καθοριστικός, διότι από αυτόν εξαρτάται η διαρκής επίβλεψη του Φ/Β σταθμού και η απώλεια ενεργείας. Αυτόν τον χρόνο προσπαθούν να ελαττώσουν ή να περιορίσουν όλοι οι εμπλεκόμενοι στην συντήρηση του Φ/Β σταθμού.

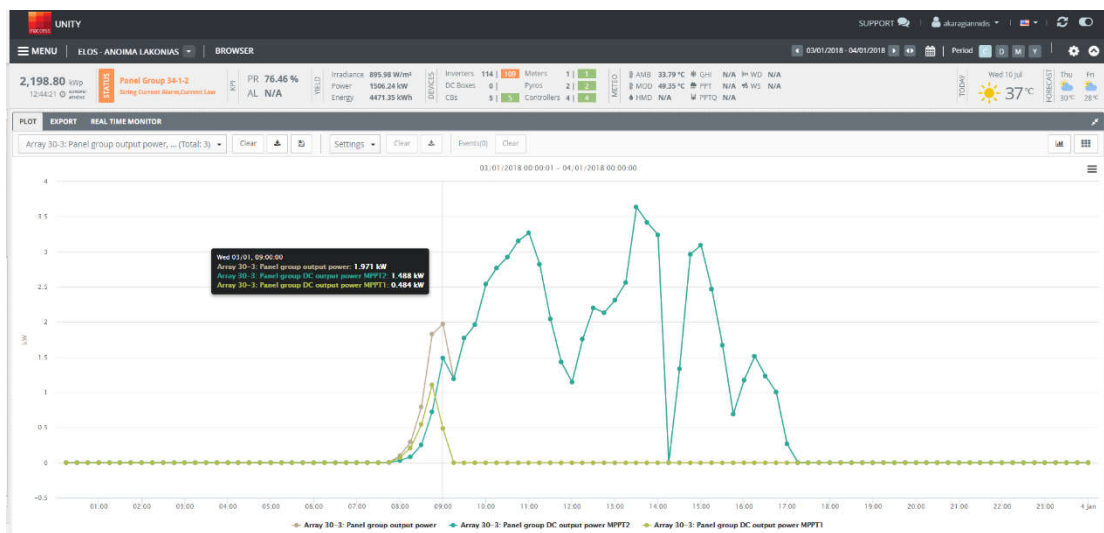
## 5.4 Βλάβες και απώλειες παραγωγής

Παρακάτω παρατίθενται μερικές συνηθισμένες βλάβες που έχουν διαπιστωθεί και επιλυθεί με τη χρήση της τηλεμετρίας. Αναφέρονται ο χρόνος επίλυσης καθώς και οι ενεργειακές απώλειες.

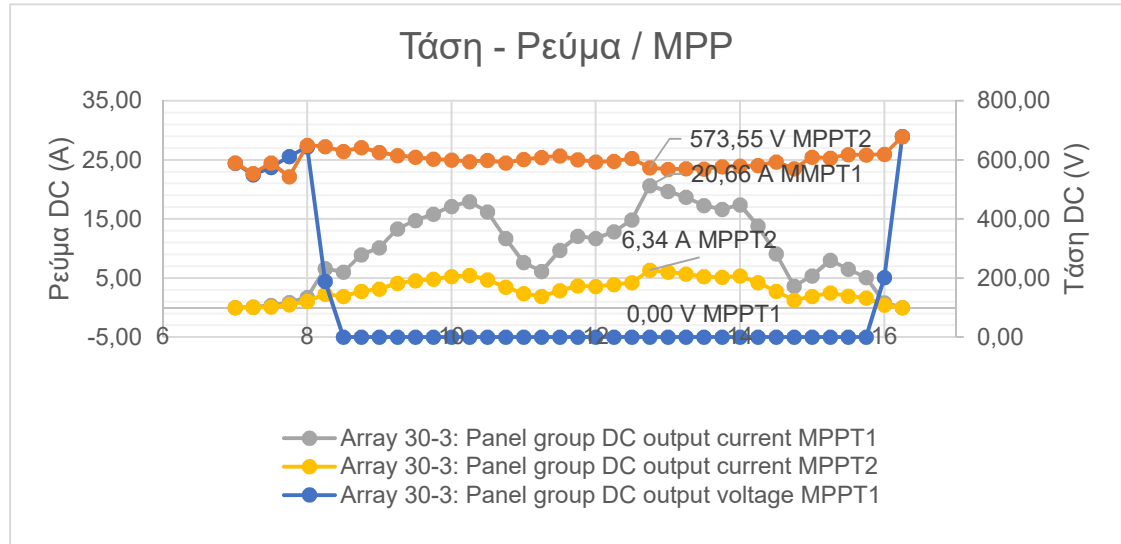
### 5.4.1 Περιγραφή βλάβης 1

Χαμηλή παραγωγή του inverter 30-3.

Εικόνα από τηλεμετρία



Εικόνα 5.1: Γράφημα ισχύος του inverter 30-3. Πηγή: portal της εταιρίας inaccess



Εικόνα 5.2: Γράφημα τάσεων και ρευμάτων ανά MPP. Πηγή: portal της εταιρίας inaccess

#### Ενέργειες επίλυσης βλάβης

Έλεγχος event log του inverter. Error 8201. Μέτρηση των strings του inverter με τη χρήση αμπεροτσιμπίδας. Το ένα MPP ήταν εσωτερικά βραχυκυκλωμένο. Αντικατάσταση του inverter 30-3 με νέο κατά τη διάρκεια της νύχτας.

#### Απώλεια ενέργειας

47 kWh

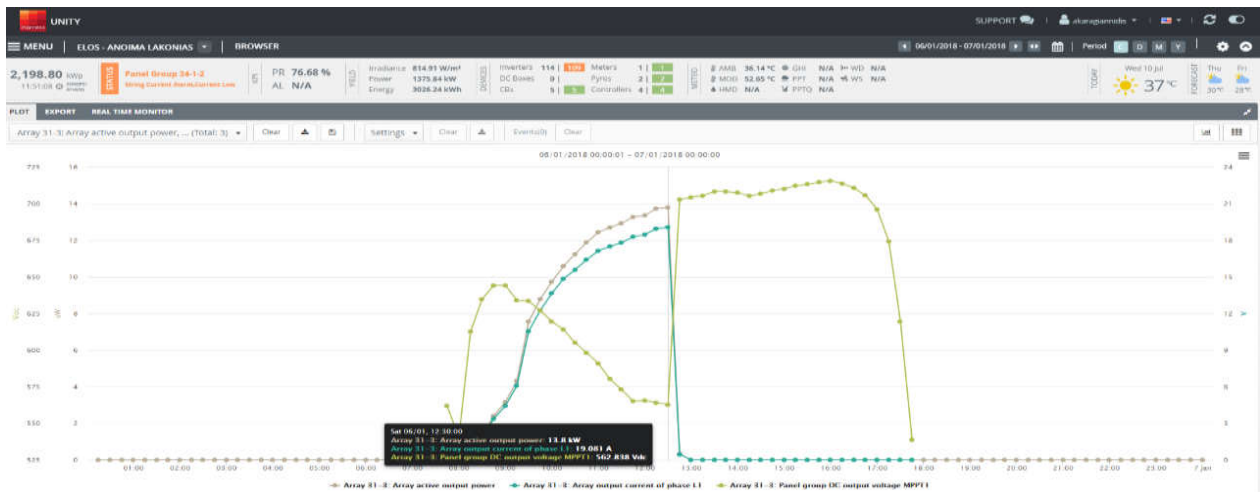
#### Συνολική διάρκεια αποκατάστασης βλάβης

30 h

## 5.4.2 Περιγραφή βλάβης 2

Ο inverter σταμάτησε να παράγει κατά τις ώρες αιχμής.

Εικόνα από τηλεμετρία



Εικόνα 5.3: Γράφημα AC ισχύος – ρεύματος και DC τάσης του inverter 31-3. Πηγή: portal της εταιρίας inaccess

Ενέργειες επίλυσης βλάβης

Έλεγχο του Πίνακα Χαμηλής Τάσης. Εκτός λόγω πτώσης της ασφάλειας C32. Επαναφορά της ασφάλειας.

Απώλεια ενέργειας

41 kWh

Συνολική διάρκεια αποκατάστασης βλάβης

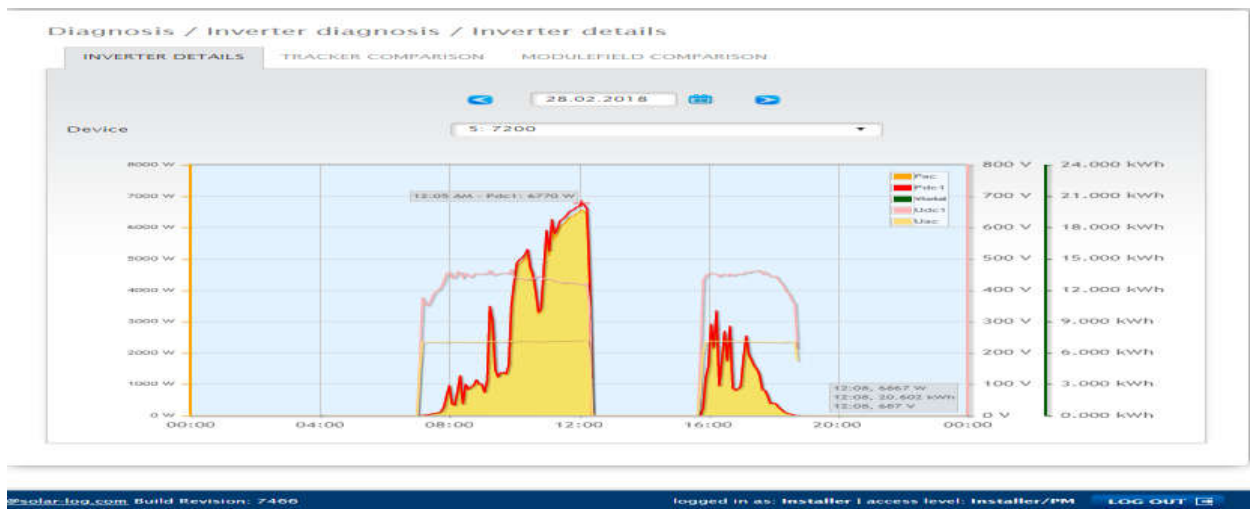
18 h



### 5.4.3 Περιγραφή βλάβης 3

Απώλεια παραγωγής ενός inverter κατά τις ώρες αιχμής

Εικόνα από τηλεμετρία



Εικόνα 5.4: Διάγραμμα DC & AC ισχύος-τάσεως. Πηγή: Solar log 1200.

Ενέργειες επίλυσης βλάβης

Έλεγχος Γενικού Πίνακα Χαμηλής Τάσης. Εκτός λόγω πτώσης της ασφάλειας C32. Επαναφορά ασφάλειας.

Απώλειες ενέργειας

15 kWh

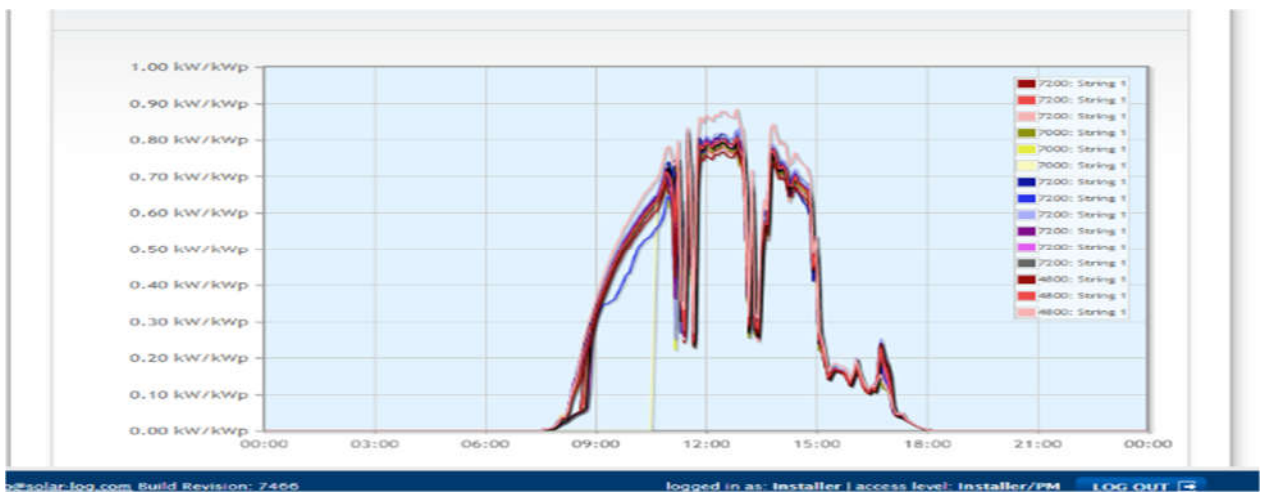
Συνολική διάρκεια αποκατάστασης βλάβης

5 h

#### 5.4.4 Περιγραφή βλάβης 4

Εκτός λειτουργίας ενός inverter κατά τις πρωινές ώρες.

Εικόνα από τηλεμετρία



Εικόνα 5.5: Διάγραμμα ισχύος των inverters του Φ/Β σταθμού. Πηγή: Solar log 1200

Ενέργειες επίλυσης βλάβης

Έλεγχος καταγεγραμμένων σφαλμάτων του inverter. Ένδειξη χαμηλής αντίστασης μόνωσης (R-iso fault). Μέτρηση αντίστασης μόνωσης καλωδίων DC. Είχε εισχωρήσει νερό στο υπόγειο σπινάλ και πραγματοποιήθηκαν ενέργειες αποστράγγισης.

Απώλειες ενέργειας

8 kWh

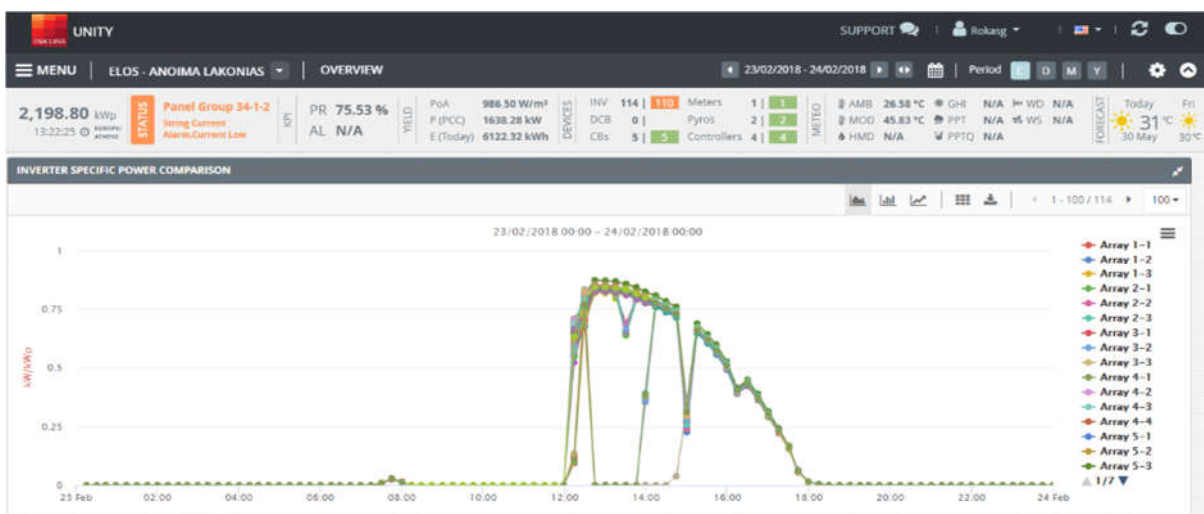
Συνολική διάρκεια αποκατάστασης βλάβης

3 h

#### 5.4.5 Περιγραφή βλάβης 5

Εκτός λειτουργίας λόγω βλάβης του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας 8:00 - 12:00.

Εικόνα από τηλεμετρία



Εικόνα 5.6: Γράφημα λειτουργίας όλων των inverters του Φ/Β σταθμού. Πηγή: portal της εταιρίας inaccess

Ενέργειες επίλυσης βλάβης

Αποκατάσταση βλάβης από συνεργείο του Δ.Ε.Δ.Δ.Η.Ε

Απώλειες ενέργειας

2.000 kWh

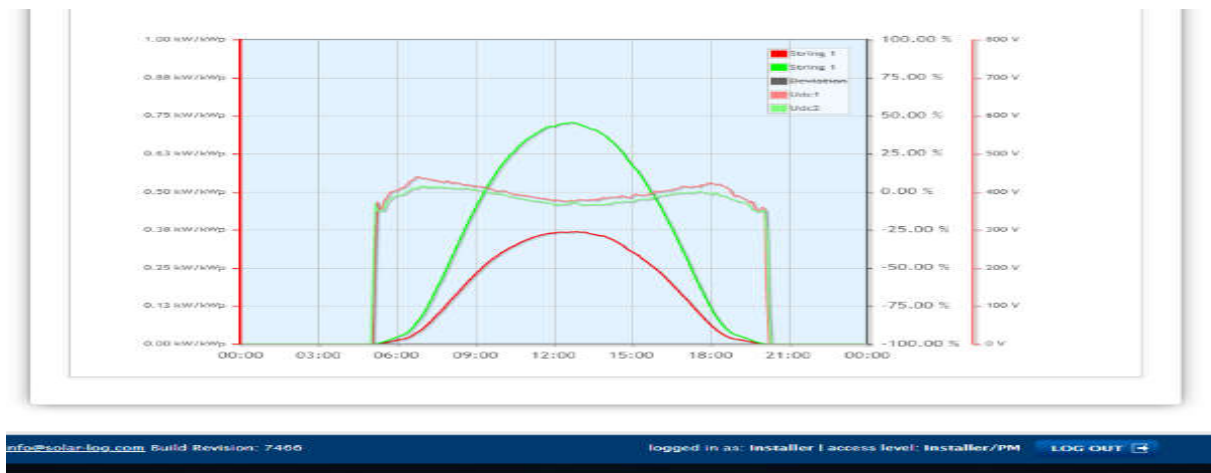
Συνολική διάρκεια αποκατάστασης βλάβης

4 h

### 5.4.6 Περιγραφή βλάβης 6

Μειωμένη παραγωγή inverter κατά 50%.

Εικόνα από τηλεμετρία



Εικόνα 5.7: Διάγραμμα σύγκρισης DC ισχύος-τάσης μεταξύ δύο inverters. Πηγή: Solar log 1200

Ενέργειες επίλυσης βλάβης

Έλεγχος DC Πίνακα. Μέτρηση της αντίστασης μόνωσης των DC καλωδίων. Αντικατάσταση κομμένου καλωδίου.

Απώλειες ενέργειας

20 kWh

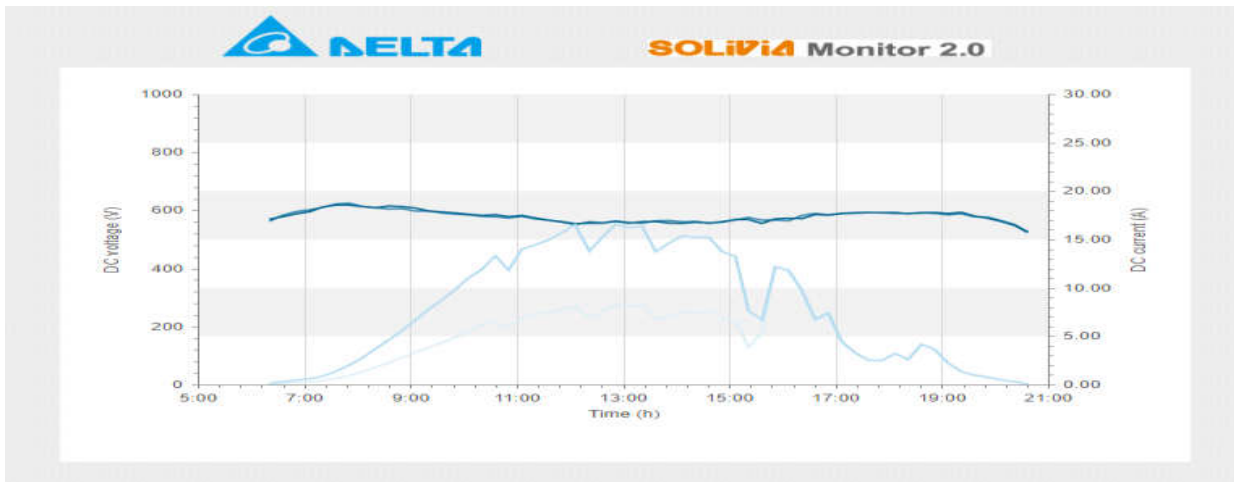
Συνολική διάρκεια αποκατάστασης βλάβης

30 h

### 5.4.7 Περιγραφή βλάβης 7

Μειωμένη παραγωγή inverter κατά 25%.

Εικόνα από τηλεμετρία



Εικόνα 5.8: Διάγραμμα τάσεων και ρευμάτων ανά MPP. Πηγή: portal της εταιρίας Delta electronics

Ενέργειες επίλυσης βλάβης

Έλεγχος DC πίνακα. Έλεγχος φυσιγγίων. Αντικατάσταση καμένου φυσιγγίου.

Απώλειες ενέργειας

30 kWh

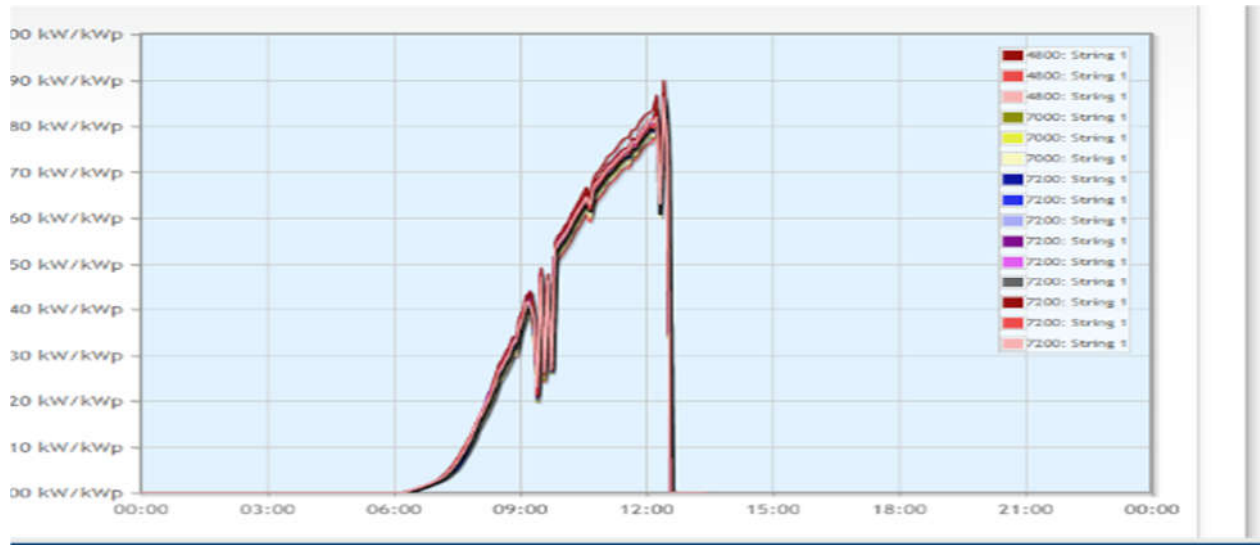
Συνολική διάρκεια αποκατάστασης βλάβης

26 h

### 5.4.8 Περιγραφή βλάβης 8

Ολική απώλεια παραγωγής κατά τις ώρες αιχμής

Εικόνα από τηλεμετρία



Εικόνα 5.9: Διάγραμμα ισχύος των inverters του Φ/Β σταθμού. Πηγή: Solar log 1200

Ενέργειες επίλυσης βλάβης

Έλεγχος Γενικού Πίνακα Χαμηλής Τάσης. Εκδήλωση φωτιάς στο μπλόκ διανομής. Αντικατάσταση κατεστραμμένου ηλεκτρολογικού υλικού.

Απώλειες ενέργειας

1500 kWh

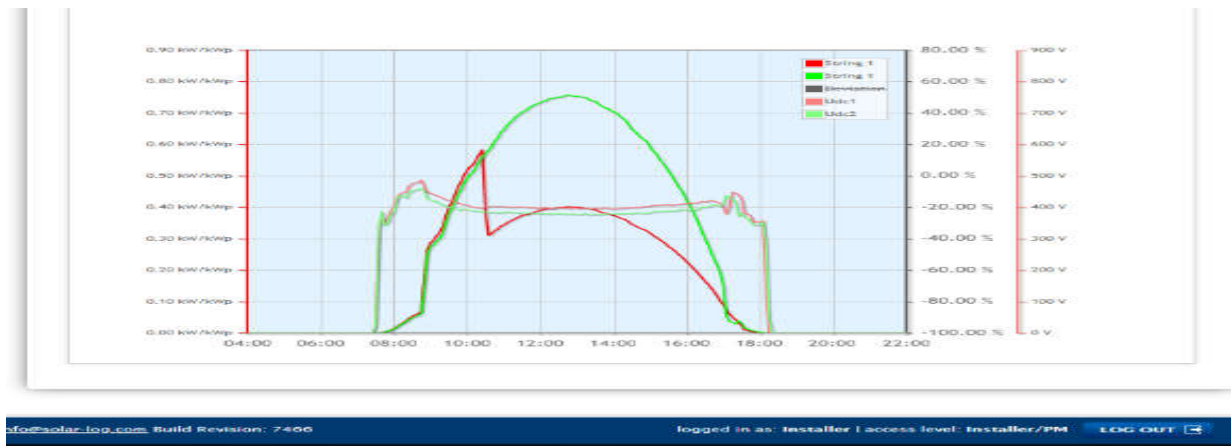
Συνολική διάρκεια αποκατάστασης βλάβης

48 h

#### 5.4.9 Περιγραφή βλάβης 9

Μειωμένη παραγωγή κατά 50%

Εικόνα από τηλεμετρία



Εικόνα 5.10: Διάγραμμα σύγκρισης DC ισχύος-τάσης μεταξύ δύο inverters. Πηγή: Solar log 1200

Ενέργειες επίλυσης βλάβης

Έλεγχος DC πίνακα, έλεγχος DC καλωδίων, έλεγχος πανέλων. Βρέθηκαν δύο φ/β πλαίσια με ελλατωματικά Junction box. Αντικατάσταση πανέλων.

Απώλειες ενέργειας

30 kWh

Συνολική διάρκεια αποκατάστασης βλάβης

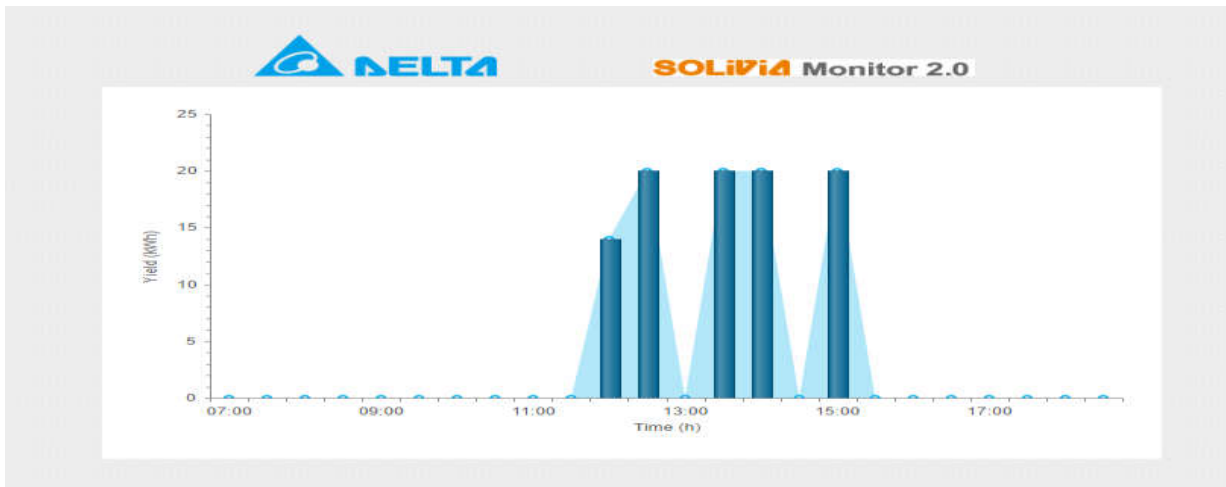
24 h



### 5.4.10 Περιγραφή βλάβης 10

Πρόβλημα επικοινωνίας του inverter

Εικόνα από τηλεμετρία



Εικόνα 5.11: Διάγραμμα ενέργειας του inverter. Πηγή: portal της εταιρίας Delta electronics

Ενέργειες επίλυσης βλάβης

Έλεγχος καταγραφικού, έλεγχος καλωδίου επικοινωνίας. Σύσφιξη χαλαρού καλωδίου στο τερματικό του inverter.

Απώλειες ενέργειας

30 kWh

Συνολική διάρκεια αποκατάστασης βλάβης

48 h

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6<sup>ο</sup> ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Η επένδυση σε ΑΠΕ και πιο συγκεκριμένα σε φωτοβολταϊκά συστήματα είναι μια μακροπρόθεσμη επένδυση που χρήζει διαρκούς και συστηματικής επίβλεψής τους προκειμένου να επιφέρει κερδοφορία. Ο επενδυτής σε συνεργασία με την οικονομική και τεχνική διεύθυνση είναι υπεύθυνοι για τη βιωσιμότητα της επένδυσης. Το πιο σημαντικό ρόλο στη βιωσιμότητα της επένδυσης αποτελεί το πλάνο λειτουργίας και συντήρησης της εγκατάστασης. Το πλάνο πρέπει να μεταβάλλεται σύμφωνα με τις ανάγκες της εκάστοτε εγκατάστασης και τις εξελίξεις της τεχνολογίας.

Η διαχείριση μιας φωτοβολταϊκής εγκατάστασης είναι μια πολύπλοκη διαδικασία, στην οποία συμμετέχουν μια πληθώρα εξειδικευμένων εργαζομένων διαφόρων ειδικοτήτων. Επιπρόσθετα, οι μηχανικοί που απασχολούνται στη τεχνική διεύθυνση, έχουν ως προτεραιότητα την άρτια λειτουργία της εγκατάστασης και συμβάλλουν στον μέγιστο βαθμό για την επίτευξη αυτής. Επίσης, αναλύουν συνεχώς τη λειτουργία του σταθμού, προγραμματίζουν ενέργειες συντήρησης, αναβάθμισης, τροποποίησης της εγκατάστασης και προμηθεύονται τα απαιτούμενα εφεδρικά υλικά.

Η διαχείριση θεωρείται In-house maintenance, όταν μπορεί να πραγματοποιηθεί από υπαλλήλους του επενδυτή, ενώ Out-source maintenance όταν την αναλαμβάνουν εξωτερικοί συνεργάτες. Τέλος, όταν κάποια τμήματα ή κάποιες διεργασίες υλοποιούνται In-house και άλλα Out-source, τότε αναφερόμαστε σε “Hybrid” μοντέλο.

Πλέον θεωρείται ως βέλτιστη επιλογή η υβριδική (Hybrid) μιας και προσφέρει πλήρη έλεγχο της εγκατάστασης, ενώ ταυτόχρονα δεν χρήζει αύξησης του ανθρώπινου δυναμικού και επένδυσης σε εξειδικευμένο εξοπλισμό. Με αυτό το τρόπο καθίσταται δυνατή η αφοσίωση του τεχνικού τμήματος στη λειτουργία της εγκατάστασης, ενώ τη συντήρηση (προληπτική και επεμβατική) την αναλαμβάνει κάποιος εξωτερικός συνεργάτης.

Πριν από μερικά χρόνια, όταν είχε ξεκινήσει η κατασκευή των πρώτων φωτοβολταϊκών έργων δεν ήταν ευρέως διαδεδομένη η αναγκαιότητα ύπαρξης ενός πλάνου λειτουργίας και συντήρησης. Με τη πάροδο του χρόνου, όμως, έγινε αναγκαίο και αναπόσπαστο κομμάτι της εγκατάστασης. Έχουν συνταχθεί μελέτες και πρότυπα που καθορίζουν κανόνες για τη χρήση του εξοπλισμού και ενημερώνουν, ώστε να αποφεύγονται ατυχήματα.

Επιπλέον, έχουν τροποποιηθεί πάρα πολλές εργασίες λόγω της εξέλιξης της τεχνολογίας όπως το σύστημα τηλεμετρίας. Παλαιότερα είχε ως στόχο μόνο την συλλογή δεδομένων από τα εξαρτήματα της εγκατάστασης. Σήμερα, έχουν δημιουργηθεί “έξυπνοι” αλγόριθμοι που είναι ικανοί να “μαθαίνουν” από τα ιστορικά δεδομένα και να μπορούν να προβλέψουν την ημερήσια,



# ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

μηνιαία ή ετήσια ενεργειακή απόδοση του σταθμού, την αναγκαιότητα της συντήρησης ή την αντικατάσταση του εξοπλισμού.

Η συνεχόμενη έρευνα, ανάπτυξη και εγκατάσταση των ΑΠΕ, θα μειώσουν τους περιβαλλοντικούς κινδύνους από τη χρήση συμβατικών πηγών ενέργειας, θα μπορούν να καλύψουν το μεγαλύτερο ποσοστό των ενεργειακών αναγκών του πλανήτη και να προσφέρουν αξιοπιστία στο δίκτυο ηλεκτρισμού.

## Conclusion

Investing in APE and more specifically, in photovoltaic systems is a long-term investment that requires continuous and systematic supervision to generate any profit. The investor, in collaboration with the financial and technical leadership team, is responsible for the viability of the investment.

The most crucial role in the viability of the investment is the operational and maintenance plan of installation. The plan must be adapted to the needs of each facility and be up to date with any technological progress.

Managing a photovoltaic facility is a complex process involving a plethora of skilled workers of various specialities. Also, any engineers working in the technical department prioritise the proper operation of the facility and contribute to its fullest extent, by continuously analysing the operation of the plant, its maintenance plan, any upgrades or the procurement of any supplies and where necessary, any modifications.

The project management can be executed either by in-house employees or be outsourced to external partners. These two models are called “In-house maintenance” and “Outsourced Maintenance” respectively. Finally, when parts of the process are implemented by either the in-house or external teams, we refer to this model as “Hybrid model”.

The Hybrid model is now considered as the best option, since it combines complete control over the installation, while at the same time not requiring increased investment in specialised human resources. This combination of resources enables the technical department to dedicate its efforts to the operation of the facility only, while any preventive and invasive maintenance is undertaken by an external partner.

A few years ago, when the construction of the first photovoltaic projects begun, the need for a maintenance and operation plan was not widespread. Over time, however, it became an indispensable and integral part of the installation. Studies and standards have been undertaken that lay down any rules for the use of the equipment and update to avoid accidents.

In addition, many project executions have been modified, mainly due to the development of technology such as telemetry. In the past, these systems intended to only collect data from the installation’s components. Today, we have developed algorithms that are capable of analysing history to avoid accidents not only predict daily, monthly and yearly energy performance of the station but the need levels for maintenance and replacement of the equipment.

Ongoing research, development and deployment of APE will reduce the environmental risks of using conventional sources of energy, as well as be able to cover most of the planet’s energy needs and provide reliability to the electricity grid.



# ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΔΥΤΙΚΗΣ ΑΤΤΙΚΗΣ

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

## Βιβλιογραφία

- [1] Inspection, Testing and Certification of PV Power Plants, TUV Rheinland
- [2] Training IEC 62446, TUV Rheinland
- [3] Monitoring, Diagnosis, and Power Forecasting for Photovoltaic Fields: A Review
- [4] Impact of Energy Losses Due to Failures on Photovoltaic Plant Energy Balance
- [5] NREL PV O&M
- [6] Everything You Need to Know About Operations & Maintenance (O&M) For Utility Scale PV Solar Plants
- [7] ΕΛΟΤ HD 384
- [8] PHOTOVOLTAIC SYSTEM PERFORMANCE MONITORING — GUIDELINES FOR MEASUREMENT, DATA EXCHANGE AND ANALYSIS, INDIAN STANDARD
- [9] Operation and Maintenance Methods in Solar Power Plants, Mustapha Hatti
- [10] Mync P, Berdner J (2009) PV system ground faults. SolarPro. Issue 2.5
- [11] Fluke Corporation (2006, 2008) Infrared thermal imagers: a primer for HVAC technicians
- [12] Quaschnig V (2003) Technology fundamentals: solar thermal power plants. Renew Energy World 6(06):109–113
- [13] ISO/IEC 2384-14
- [14] EN/IEC 60904
- [15] EN/IEC 60891
- [16] BS EN 61724-1:2017
- [17] Solar power Europe/O&M BEST PRACTICES GUIDELINES
- [18] <http://ecopress.gr/?p=18199> : 20 Φεβρουαρίου 2019
- [19] <http://www.enikonomia.gr/economy/138132,ee-efikti-i-epitefxi-ton-stochon-giatis-ape-to-2020.html> : Ιανουάριος 2018