



ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ

Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης

Τομέας Συστημάτων Παραγωγής

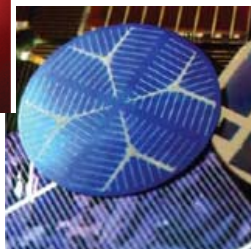
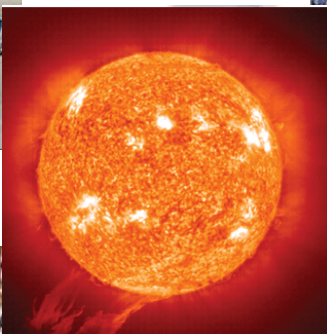
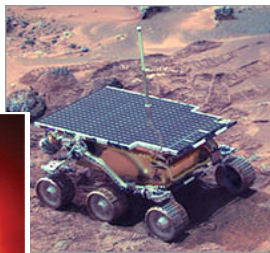
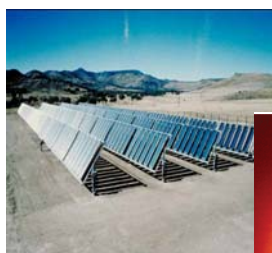
Εργαστήριο Ηλεκτρικών Κυκλωμάτων και Ηλεκτρονικής

**ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΩΝ ΣΧΕΔΙΩΝ
ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ
ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

του

ΣΤΑΜΠΟΛΙΔΗ ΒΑΣΙΛΕΙΟΥ



ΕΠΙΒΛΕΨΗ

ΚΑΤΣΙΓΙΑΝΝΗΣ ΓΙΑΝΝΗΣ, Υποψ. Διδάκτωρ ΠΚ

ΓΕΩΡΓΙΑΚΗΣ ΠΑΥΛΟΣ, Επ. Καθηγητής

ΕΞΕΤΑΣΤΙΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ

ΚΟΥΪΚΟΓΛΟΥ ΒΑΣΙΛΕΙΟΣ, Καθηγητής

ΝΙΚΟΛΟΣ ΙΩΑΝΝΗΣ, Λέκτορας

ΓΕΩΡΓΙΑΚΗΣ ΠΑΥΛΟΣ, Επ. Καθηγητής

ΧΑΝΙΑ

ΜΑΡΤΙΟΣ 2005

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα εργασία αποτελεί τη Διπλωματική μου Εργασία στα πλαίσια των σπουδών μου στο Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης του Πολυτεχνείου Κρήτης. Η εκπόνησή της ξεκίνησε το Μάρτιο του 2004 και ολοκληρώθηκε το Μάρτιο του 2005, υπό την επίβλεψη του Επίκουρου Καθηγητή κ. Γεωργιλάκη Παύλου και του υποψήφιου Διδάκτορα του Πολυτεχνείου Κρήτης κ. Κατσίγιαννη Γιάννη.

Με την ευκαιρία της ολοκλήρωσης της εργασίας μου αυτής, θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου προς τους κ.κ. Γεωργιλάκη και Κατσίγιαννη για την πολύτιμη βοήθειά τους για να διεκπεραιώσω με επιτυχία την παρούσα εργασία.

Εκφράζω τις θερμές μου ευχαριστίες στους γονείς μου, οι οποίοι αγόγγυστα μου παρείχαν όλα τα απαραίτητα, πέρα από την ψυχολογική στήριξη, για την επιτυχή ολοκλήρωση των σπουδών μου στο Πολυτεχνείο Κρήτης. Ότι πέτυχα όλα αυτά τα χρόνια στο Πολυτεχνείο Κρήτης, οφείλεται σε πολύ μεγάλο βαθμό σε αυτούς.

Θα ήταν παράλειψη να μην ευχαριστήσω όλους όσους με βοήθησαν με τον τρόπο τους να ολοκληρώσω την παρούσα εργασία. Απευθυνόμενος προς τους συμφοιτητές μου, οι οποίοι με βοήθησαν με έργα στην προσπάθειά μου αυτή, θα ήθελα να τους εκφράσω ένα μεγάλο ευχαριστώ.

Τέλος, θα επιθυμούσα να μνημονεύσω τους υπεύθυνους του Κέντρου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας Κρήτης κ. Θαλασσινάκη και κα Γιγαντίδου, οι οποίοι ανταποκρινόμενοι στο αίτημά μου για παροχή στοιχείων του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας της Κρήτης, συνέβαλαν στην εξαγωγή των αποτελεσμάτων που παρατίθενται στο Κεφάλαιο 10 της παρούσας εργασίας.

*Αφιερώνεται στη μνήμη
της γιαγιάς μου Βασιλικής και
του παππού μου Σπύρου*

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Τις τελευταίες τρεις δεκαετίες ολόκληρη η ανθρωπότητα δοκιμάζεται από τις συνέπειες των σαρωτικών αλλαγών που παρατηρούνται στο κλιματολογικό τοπίο του πλανήτη. Ταυτόχρονα, οι κυβερνήσεις του κόσμου εκδηλώνουν όλο και πιο έντονα το ενδιαφέρον τους για τη μείωση της εξάρτησής τους από τις συμβατικές πηγές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως είναι το πετρέλαιο. Τα γεγονότα αυτά καθιστούν πολύ πιο επιτακτική την εξεύρεση εναλλακτικών πηγών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες θα είναι φιλικές προς το περιβάλλον. Μία αξιόπιστη απάντηση στην αναζήτηση αυτή φαίνεται να είναι οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), οι οποίες το τελευταίο διάστημα κερδίζουν συνεχώς έδαφος. Σχετικά με τη χρησιμοποίηση των ΑΠΕ ανακύπτει το ερώτημα του πόσο καλά θα μπορέσουν να αντικαταστήσουν τις συμβατικές πηγές ενέργειας, καθώς και του πόσο αποδοτική οικονομικά είναι η χρησιμοποίηση των ΑΠΕ.

Η παρούσα εργασία διαπραγματεύεται τη χρησιμοποίηση μίας μορφής ΑΠΕ και πιο συγκεκριμένα των φωτοβολταϊκών συστημάτων. Τα συστήματα αυτά δεσμεύουν την ηλιακή ενέργεια και τη μετατρέπουν απευθείας σε ηλεκτρική, μέσω κατάλληλων διατάξεων. Στην εργασία αυτή περιγράφεται η πρόοδος που σημειώθηκε τα τελευταία χρόνια στη χρησιμοποίηση των φωτοβολταϊκών συστημάτων, καθώς και το ερευνητικό ενδιαφέρον που υπάρχει σήμερα ως προς την ανάπτυξη όλο και πιο αποδοτικών φωτοβολταϊκών στοιχείων, τα οποία αποτελούν τη μικρότερη λειτουργική μονάδα ενός φωτοβολταϊκού συστήματος. Ακόμα, στην εργασία περιγράφονται όλα τα επιμέρους τμήματα ενός φωτοβολταϊκού συστήματος.

Επίσης, στην εργασία περιγράφεται με πολύ μεγάλη λεπτομέρεια μία μεθοδολογία αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα, με στόχο να δοθεί απάντηση στο ερώτημα του κατά πόσο είναι οικονομικά αποδοτική η χρησιμοποίηση τέτοιων συστημάτων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η μεθοδολογία αυτή χρησιμοποιείται σε πραγματικά επενδυτικά σχέδια, τα οποία υλοποιήθηκαν στον Καναδά το έτος 2000. Επίσης, η ίδια μεθοδολογία χρησιμοποιείται για την εξαγωγή συμπερασμάτων που αφορούν την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών σταθμών στην περιοχή των Χανίων. Οι σταθμοί αυτοί θεωρήθηκε ότι θα διασυνδέονται με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης, το οποίο και θα απορροφά όλη την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Φωτοβολταϊκά στοιχεία, Φωτοβολταϊκά συστήματα, Ηλιακή ενέργεια, Δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων, Σχήμα χρηματοδότησης, Εσωτερικός βαθμός απόδοσης, Καθαρή παρούσα αξία, Απλή επανείσπραξη, Δείκτης κερδοφορίας.

ABSTRACT

During the last three decades, the humanity is being tested from the dramatic changes that took place in the planet environment. As a result, the governments of the world show an increasing interest on being independent from the traditional power sources, such as petrol. These facts make much more imperative the need for establishing alternative sources of power production, which should be environmental friendly. A reliable answer to this search seems to be the renewable energy sources (RES), which seem to be gaining ground recently. Regarding the use of RES, the question arises as to what extend they are able to replace the traditional power sources and how profitable would be their use.

This thesis deals with the use of a particular form of RES, the photovoltaic systems. The photovoltaic systems collect the solar energy and convert it directly to electricity, through appropriate electronic devices. This thesis describes the progress that has been noted recently in the use of photovoltaic systems, as well as the research interest that exists nowadays for the improvement of photovoltaic cells, which consist the smallest operational unit of a photovoltaic system. In addition, a description of the crucial parts of a photovoltaic system is given.

Moreover, this thesis analytically describes a methodology for the economic evaluation of investment plans for the production of electrical power from photovoltaic systems, in order to give an answer to the question of how profitable is the use of photovoltaic systems. This methodology is applied to some investment plans that have been carried out in Canada in the year 2000. The same methodology is also applied to Chania, Crete, so as to evaluate the installation of photovoltaic stations in this area. It was assumed that the photovoltaic stations will be connected to the central electric power distribution system of Crete, which will absorb all the produced power of the photovoltaic stations.

KEYWORDS

Photovoltaic cells, Photovoltaic systems, Solar energy, Central electric power distribution system, Investment plans evaluation, Funding plans, Internal rate of return, Net present values, Simple payback method, Profitability index.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ	1
1.1 Εισαγωγή	1
1.2 Σκοπός και δομή της εργασίας	1
1.3 Ήπιες μορφές ενέργειας	4
1.4 Η ιστορία των φ/β συστημάτων	5
1.5 Τα σύγχρονα δεδομένα για τα φ/β συστήματα	6
1.5.1 Συμπεράσματα για το διεθνές χώρο	11
1.6 Η κατάσταση στην Ελλάδα	12
1.6.1 Χορήγηση αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τη ΡΑΕ και προοπτικές εξέλιξης των ΑΠΕ	14
1.6.2 Ιδιαιτερότητες του ελληνικού συστήματος ηλεκτροδότησης	16
1.6.3 Πρόβλεψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και εγκατεστημένης ισχύος	16
1.6.4 Συμπεράσματα για τον ελληνικό χώρο	18
Βιβλιογραφία 1 ^{ου} Κεφαλαίου	19
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ	21
2.1 Εισαγωγή	21
2.2 Ημιαγωγοί και οι ιδιότητές τους	21
2.3 Ημιαγωγοί προσμίξεων	24
2.4 Ηλιακά στοιχεία και φωτοβολταϊκό φαινόμενο	25
2.4.1 Προσομοίωση των φωτοβολταϊκών στοιχείων	28
2.5 Κριτήρια επιλογής ημιαγωγών για ηλιακές φ/β εφαρμογές	29
2.6 Υλικά κατασκευής φ/β στοιχείων	30
2.6.1 Φωτοβολταϊκά στοιχεία πυριτίου	31
2.6.2 Παρόν και μέλλον των φωτοβολταϊκών στοιχείων	32
2.6.2.1 Φ/β συστήματα δεύτερης γενιάς	33
2.6.2.2 Φ/β συστήματα τρίτης γενιάς	35
2.7 Συνδυασμένες διατάξεις	36
2.8 Τμήματα φ/β συστήματος	36
2.8.1 Το φ/β πλαίσιο	37
2.8.2 Φ/β πανέλα και συστοιχίες	40
2.8.3 Φ/β πάρκα	40
2.8.4 Φ/β γεννήτρια	41
2.9 Φ/β εγκαταστάσεις	41
2.9.1 Συνδεσμολογία φ/β συστοιχιών	41

2.9.2	Μετατροπέας DC-DC	43
2.9.3	Μετατροπέας DC-AC	43
2.9.4	Σύστημα συσσώρευσης	43
2.9.5	Γενική διάταξη φ/β εγκαταστάσεων	44
2.9.6	Αξιοπιστία φ/β πλαισίων	45
2.10	Διάκριση φ/β εγκαταστάσεων και εφαρμογές	47
2.10.1	Τύποι φ/β εγκαταστάσεων	47
2.10.2	Εφαρμογές	47
	Βιβλιογραφία 2 ^ο Κεφαλαίου	51

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3:	ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	53
3.2	Χαρακτηριστικά μεγέθη	55
3.3	Ηλιακή ακτινοβολία στην επιφάνεια της γης	57
3.4	Πυκνότητα ηλιακής ακτινοβολίας	58
3.5	Θέση ήλιου και ηλιακού συλλέκτη	58
3.6	Διακύμανση της ηλιακής ακτινοβολίας	60
3.7	Υπολογισμός της ηλιακής ακτινοβολίας	60
	Βιβλιογραφία 3 ^ο Κεφαλαίου	65

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4:	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΗΣ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΤΩΝ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΩΝ ΣΧΕΔΙΩΝ	67
4.1	Εισαγωγή	67
4.2	Ηλεκτρικά φορτία και ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας	67
4.3	Υπολογισμός ζητούμενης έντασης ρεύματος σε φ/β εγκατάσταση	69
4.4	Βασικές μονάδες μέτρησης	69
4.5	Η μέθοδος του εσωτερικού βαθμού απόδοσης (IRR)	70
4.5.1	Η έννοια του εσωτερικού βαθμού απόδοσης	70
4.5.2	Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της μεθόδου IRR	72
4.6	Αξιολόγηση επένδυσης σε φωτοβολταϊκά συστήματα	73
4.6.1	Χαρακτηριστικά μεγέθη που αφορούν το αξιολογούμενο σύστημα	73
4.6.1.1	Δεδομένα εισόδου του προβλήματος	73
4.6.1.2	Αποτελέσματα εξόδου	78
4.6.1.3	Ενδιάμεσοι υπολογισμοί	82
4.6.1.3.1	Ετήσια ηλιακή ακτινοβολία σε κεκλιμένη επιφάνεια	82
4.6.1.3.2	Ετήσια μέση θερμοκρασία της εξεταζόμενης περιοχής	89
4.6.1.3.3	Απαίτηση σε DC ενέργεια για την εξεταζόμενη περίοδο	89

4.6.1.3.4	Απαίτηση σε AC ενέργεια για την εξεταζόμενη περίοδο	89
4.6.1.3.5	Προτεινόμενη χωρητικότητα του μετατροπέα (DC σε AC)	89
4.6.1.3.6	Συντελεστής υποβάθμισης της μπαταρίας	89
4.6.1.3.7	Προτεινόμενη (μέγιστη) ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας	90
4.6.1.3.8	Προτεινόμενη ονομαστική ισχύς του φ/β πλαισίου	90
4.6.1.3.9	Έκταση της φ/β συστοιχίας	95
4.6.1.3.10	Προτεινόμενη χωρητικότητα της επιπλέον γεννήτριας	95
4.6.1.3.11	Ισοδύναμη απαίτηση σε DC ενέργεια	95
4.6.1.3.12	Ισοδύναμη απαίτηση σε DC ενέργεια που δεν επιτεύχθηκε	95
4.6.1.3.13	Ακριβείς ενεργειακές απολαβές από το φ/β πλαίσιο	99
4.6.1.3.14	Συνολικός βαθμός απόδοσης του φ/β πλαισίου	99
4.6.1.3.15	Ενέργεια που προέρχεται από ΑΠΕ	99
4.6.1.3.16	Μέση ημερήσια ανά μήνα ακτινοβολία στο επίπεδο του φ/β πλαισίου	100
4.6.1.3.17	Μηνιαίο ηλιακό κλάσμα	100
4.6.1.3.18	Ηλιακή ακτινοβολία	100
4.6.1.3.19	Μέση θερμοκρασία της περιοχής στην εξεταζόμενη περίοδο	100
4.6.1.3.20	Απαίτηση σε DC ενέργεια	100
4.6.1.3.21	Απαίτηση σε AC ενέργεια	101
4.6.1.3.22	Αιχμή φορτίου	101
4.6.1.3.23	Παραδιδόμενη ποσότητα νερού	101
4.6.2	Ανάλυση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	102
4.6.3	Χρηματοοικονομική ανάλυση	106
4.6.3.1	Αρχικά κόστη	106
4.6.3.2	Ετήσια εισοδήματα και εξοικονομήσεις πόρων	107
4.6.3.3	Εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος	108
4.6.3.4	Πίστωση για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ	108
4.6.3.5	Πίστωση για τη μείωση παραγωγής αερίων θερμοκηπίου	108
4.6.3.6	Χρηματοοικονομική ανάλυση υλοποίησης του έργου	108
4.6.3.6.1	Εσωτερικός βαθμός απόδοσης και απόδοση της επένδυσης προ φόρων	108
4.6.3.6.2	Εσωτερικός βαθμός απόδοσης και απόδοση της επένδυσης μετά φόρων	108
4.6.3.6.3	Χρηματοοικονομικά κριτήρια αξιολόγησης επένδυσης	109
4.6.3.6.4	Μετοχικό κεφάλαιο	110
4.6.3.6.5	Χρέος του έργου	110
4.6.3.7	Δείκτης αυτοχρηματοδότησης του έργου	110
Βιβλιογραφία 4 ^{ον} Κεφαλαίου		

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ RETScreen	117
5.1 Εισαγωγή	117
5.2 Γενική παρουσίαση του RETScreen	117
5.3 Το ενεργειακό μοντέλο	118
5.3.1 Χαρακτηριστικά ισχύος του συστήματος και της πηγής ισχύος	119
5.3.2 Επιμέρους χαρακτηριστικά	119
5.3.3 Χαρακτηριστικά του συστήματος συσσώρευσης	119
5.3.4 Χαρακτηριστικά του φ/β πλαισίου	120
5.3.5 Χαρακτηριστικά της επιπλέον γεννήτριας	120
5.3.6 Εκτιμήσεις επιμέρους χαρακτηριστικών	120
5.4 Ηλιακή παραγωγή και φορτίο του συστήματος	120
5.4.1 Χαρακτηριστικά εξεταζόμενης τοποθεσίας και προσανατολισμού του φ/β πλαισίου	120
5.4.2 Μηνιαία χαρακτηριστικά εξεταζόμενης περιόδου	121
5.4.3 Χαρακτηριστικά φορτίου των εφαρμογών	121
5.4.3.1 Περίπτωση φ/β συστήματος άντλησης νερού	122
5.5 Το φύλλο ανάλυσης κόστους	122
5.5.1 Αρχικά κόστη	122
5.5.2 Ετήσια κόστη	124
5.5.3 Περιοδικά κόστη	124
5.6 Ανάλυση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	124
5.7 Χρηματοοικονομική ανάλυση	125
5.7.1 Ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο	125
5.7.2 Χρηματοοικονομικές παράμετροι	125
5.7.3 Κόστη επενδύσεων	126
5.7.4 Χρηματοοικονομική εφικτότητα	127
Βιβλιογραφία 5 ^{ου} Κεφαλαίου	129

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΚΑΙ ΚΕΝΤΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑ ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑ ΣΥΣΣΩΡΕΥΣΗΣ	131
6.1 Εισαγωγή	131
6.2 Παρουσίαση του προβλήματος	132
6.2.1 Ενδιάμεσοι υπολογισμοί	134
6.2.1.1 Υπολογισμός της μέσης μηνιαίας ημερήσιας ακτινοβολίας στο επίπεδο της φ/β συστοιχίας	134
6.2.1.2 Προτεινόμενη έκταση της φ/β συστοιχίας	137
6.2.1.3 Συνολικός βαθμός απόδοσης	139
6.2.1.4 Επιμέρους χαρακτηριστικά του συστήματος	139
6.2.2 Τελικά αποτελέσματα	142

6.2.2.1	Μέση ετήσια θερμοκρασία	142
6.2.2.2	Ετήσια ημερήσια ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο	142
6.2.2.3	Ετήσια ημερήσια ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο	142
6.2.2.4	Προτεινόμενη χωρητικότητα του εναλλάκτη	143
6.2.2.5	Ενεργειακές απολαβές από το φ/β σύστημα	143
6.2.3	Ανάλυση κόστους	144
6.2.3.1	Ανάλυση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	145
6.2.4	Χρηματοοικονομική ανάλυση	147
6.2.4.1	Ετήσια έξοδα	147
6.2.4.2	Ετήσια έσοδα	147
6.2.5	Ετήσιες ταμειακές ροές	148
6.2.5.1	Δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης αποδοτικότητας	151
6.2.5.1.1	Εσωτερικός βαθμός απόδοσης	151
6.2.5.1.2	Το κριτήριο της απλής επανείσπραξης	153
6.2.5.1.3	Το κριτήριο της καθαρής παρούσας αξίας	153
6.2.5.1.4	Ετήσιες εξοικονομήσεις	154
6.2.5.1.5	Δείκτης αποδοτικότητας	154
6.2.5.1.6	Χρέος του έργου	154
6.2.5.1.7	Δείκτης αυτοχρηματοδότησης	155
6.3	Συμπεράσματα	156

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7: ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΚΑΙ ΑΠΟΜΟΝΩΜΕΝΟ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑ ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑ ΣΥΣΣΩΡΕΥΣΗΣ 157

7.1	Εισαγωγή - παρουσίαση του προβλήματος	157
7.1.1	Ενδιάμεσοι υπολογισμοί	160
7.1.1.1	Υπολογισμός της μέσης μηνιαίας ημερήσιας ακτινοβολίας στο επίπεδο της φ/β συστοιχίας	161
7.1.1.2	Προτεινόμενη έκταση της φ/β συστοιχίας	163
7.1.1.3	Συνολικός βαθμός απόδοσης	164
7.1.1.4	Επιμέρους χαρακτηριστικά του συστήματος	164
7.2	Τελικά αποτελέσματα	167
7.2.1	Μέση ετήσια θερμοκρασία	167
7.2.2	Ετήσια ημερήσια ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο	167
7.2.3	Ετήσια ημερήσια ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο	168
7.2.4	Προτεινόμενη χωρητικότητα του εναλλάκτη	168
7.2.5	Ενεργειακές απολαβές από το φ/β σύστημα	168
7.3	Ανάλυση κόστους	168
7.4	Ανάλυση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	171

7.5	Χρηματοοικονομική ανάλυση	172
7.5.1	Ετήσια έξοδα	172
7.5.2	Ετήσια έσοδα	173
7.5.3	Ετήσιες ταμειακές ροές	173
7.5.4	Δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης αποδοτικότητας	177
7.5.4.1	Εσωτερικός βαθμός απόδοσης	177
7.5.4.2	Το κριτήριο της απλής επανείσπραξης	178
7.5.4.3	Το κριτήριο της καθαρής παρούσας αξίας	179
7.5.4.4	Ετήσιες εξοικονομήσεις	179
7.5.4.5	Δείκτης αποδοτικότητας	179
7.5.4.6	Χρέος του έργου	179
7.5.4.7	Δείκτης αυτοχρηματοδότησης	180
7.6	Συμπεράσματα	181

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8: ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕ ΣΥΣΤΗΜΑ ΣΥΣΣΩΡΕΥΣΗΣ 183

8.1	Εισαγωγή - παρουσίαση του προβλήματος	183
8.1.1	Ενδιάμεσοι υπολογισμοί	186
8.1.1.1	Υπολογισμός της μέσης μηνιαίας ημερήσιας ακτινοβολίας στο επίπεδο της φ/β συστοιχίας	186
8.1.1.2	Προτεινόμενη έκταση της φ/β συστοιχίας	190
8.1.1.3	Συνολικός βαθμός απόδοσης	190
8.1.1.4	Επιμέρους χαρακτηριστικά του συστήματος	191
8.2	Τελικά αποτελέσματα	195
8.2.1	Μέση ετήσια θερμοκρασία	196
8.2.2	Ετήσια ημερήσια ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο	196
8.2.3	Ετήσια ημερήσια ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο	196
8.2.4	Προτεινόμενη χωρητικότητα του εναλλάκτη	197
8.2.5	Συντελεστής υποβάθμισης της μπαταρίας	197
8.2.6	Προτεινόμενη ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας	198
8.2.7	Προτεινόμενη ονομαστική ισχύς της φ/β συστοιχίας	198
8.2.8	Ισοδύναμη απαίτηση σε DC τύπου ενέργεια	200
8.2.9	Ενέργεια από την επιπλέον γεννήτρια	200
8.2.10	Ενεργειακές απολαβές από το φ/β σύστημα	201
8.3	Ανάλυση κόστους	202
8.4	Ανάλυση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	204
8.5	Χρηματοοικονομική ανάλυση	207
8.5.1	Ετήσια έξοδα	207

8.5.2	Ετήσια έσοδα	207
8.5.3	Ετήσιες ταμειακές ροές	207
8.5.4	Δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης αποδοτικότητας	215
8.5.4.1	Εσωτερικός βαθμός απόδοσης	216
8.5.4.2	Το κριτήριο της απλής επανείσπραξης	217
8.5.4.3	Το κριτήριο της καθαρής παρούσας αξίας	218
8.5.4.4	Ετήσιες εξοικονομήσεις	218
8.5.4.5	Δείκτης αποδοτικότητας	218
8.5.4.6	Χρέος του έργου	219
8.5.4.7	Δείκτης αυτοχρηματοδότησης	219
8.6	Συμπεράσματα	220
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9: ΑΝΤΛΗΤΙΚΟ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑ ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑ ΣΥΣΣΩΡΕΥΣΗΣ		223
9.1	Εισαγωγή - παρουσίαση του προβλήματος	223
9.1.1	Ενδιάμεσοι υπολογισμοί	226
9.1.1.1	Υπολογισμός της μέσης μηνιαίας ημερήσιας ακτινοβολίας στο επίπεδο της φ/β συστοιχίας	226
9.1.1.2	Προτεινόμενη έκταση της φ/β συστοιχίας	230
9.1.1.3	Συνολικός βαθμός απόδοσης	230
9.1.1.4	Επιμέρους χαρακτηριστικά του συστήματος	231
9.2	Τελικά αποτελέσματα	235
9.2.1	Μέση ετήσια θερμοκρασία	236
9.2.2	Ετήσια ημερήσια ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο	236
9.2.3	Ετήσια ημερήσια ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο	236
9.2.4	Προτεινόμενη χωρητικότητα του εναλλάκτη	237
9.2.5	Προτεινόμενη ονομαστική ισχύς της φ/β συστοιχίας	237
9.2.6	Ενεργειακές απολαβές από το φ/β σύστημα	238
9.3	Ανάλυση κόστους	238
9.4	Ανάλυση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	240
9.5	Χρηματοοικονομική ανάλυση	242
9.5.1	Ετήσια έξοδα	242
9.5.2	Ετήσια έσοδα	242
9.5.3	Ετήσιες ταμειακές ροές	242
9.5.4	Δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης αποδοτικότητας	246
9.5.4.1	Εσωτερικός βαθμός απόδοσης	246
9.5.4.2	Το κριτήριο της απλής επανείσπραξης	247
9.5.4.3	Το κριτήριο της καθαρής παρούσας αξίας	248

9.5.4.4	Ετήσιες εξοικονομήσεις	248
9.5.4.5	Δείκτης αποδοτικότητας	248
9.5.4.6	Χρέος του έργου	249
9.5.4.7	Δείκτης αυτοχρηματοδότησης	249
9.6	Συμπεράσματα	250

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10: ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΩΝ ΧΑΝΙΩΝ 253

10.1	Εισαγωγή	253
10.2	Τοποθεσία εγκατάστασης	254
10.2.1	Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας Κρήτης	256
10.3	Εφαρμογές	261
10.3.1	Ανάπτυξη φ/β σταθμού ονομαστικής ισχύος 120 kWp	261
10.3.1.1	Ανάλυση ευαισθησίας	265
10.3.1.2	Ανάλυση με σενάρια χρηματοδότησης	272
10.3.1.2.1	Σχήμα χρηματοδότησης 100% - 0% - 0%	273
10.3.1.2.2	Σχήμα χρηματοδότησης 70% - 0% - 30%	273
10.3.1.2.3	Σχήμα χρηματοδότησης 60% - 40% - 0%	275
10.3.1.2.4	Σχήμα χρηματοδότησης 40% - 40% - 20%	279
10.3.2	Ανάπτυξη φ/β σταθμού ονομαστικής ισχύος 24,64 kWp	283
10.3.2.1	Ανάλυση ευαισθησίας	287
10.3.2.2	Ανάλυση με σενάρια χρηματοδότησης	293
10.3.2.2.1	Σχήμα χρηματοδότησης 100% - 0% - 0%	294
10.3.2.2.2	Σχήμα χρηματοδότησης 70% - 0% - 30%	294
10.3.2.2.3	Σχήμα χρηματοδότησης 60% - 40% - 0%	296
10.3.2.2.4	Σχήμα χρηματοδότησης 40% - 40% - 20%	300
10.4	Συμπεράσματα	304

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 11: ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ 307

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στις μέρες μας, όλο και περισσότερη συζήτηση πραγματοποιείται γύρω από θέματα που αφορούν τις πρωτόγνωρες κλιματικές καταστάσεις που εμφανίζονται σε όλες τις περιοχές του πλανήτη μας. Ταυτόχρονα, όμως, εντείνονται και οι προσπάθειες εξεύρεσης νέων ενεργειακών πόρων, καθώς το ενεργειακό πρόβλημα αποκτά συνεχώς μεγαλύτερες διαστάσεις. Οι προσπάθειες αυτές μπορεί και να αφορούν την εξεύρεση ενεργειακών πόρων που ήδη χρησιμοποιούνται, όπως το πετρέλαιο, τη στιγμή που οι ειδικοί επιστήμονες κρούουν τον κώδωνα του κινδύνου για τις βλαβερές συνέπειες που επιφέρει η ευρεία χρήση των παραγώγων του. Αυτό που εύκολα μπορεί να διαπιστωθεί είναι πως το πετρέλαιο, ως βασική πηγή ενέργειας, έχει παρεισφρήσει σε κάθε πτυχή δραστηριότητας όπου εμπλέκεται η παραγωγή και η κατανάλωση ενέργειας, όπως η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η διαπίστωση αυτή οδήγησε στην αναζήτηση νέων πηγών ενέργειας, καθώς τα κοιτάσματα πετρελαίου δεν είναι ανεξάντλητα. Δεν πρέπει, όμως, να αγνοούνται και οι οικονομικοί λόγοι που ώθησαν στην προσπάθεια ανεύρεσης εναλλακτικών πηγών ενέργειας. Η απεξάρτηση των χωρών από το πετρέλαιο διεθνώς, αποτελεί σημαντικό παράγοντα εξοικονόμησης οικονομικών πόρων για επένδυση σε άλλους τομείς. Η παρατήρηση της εξέλιξης του κόστους του πετρελαίου τις τελευταίες δεκαετίες οδηγεί στο συμπέρασμα ότι οι απολαβές των διεθνών εταιρειών που διακινούν μεγάλες ποσότητες πετρελαίου πολλαπλασιάζονται, ειδικά στη σύγχρονη εποχή κατά την οποία οι χώρες του Τρίτου Κόσμου μπήκαν σε αναπτυξιακή τροχιά. Κάτι τέτοιο σημαίνει τη διεύρυνση της αγοράς πετρελαίου και την αύξηση των χωρών που ενεργειακά θα εξαρτώνται από αυτό. Με την αύξηση της τιμής του πετρελαίου, όμως, ταυτόχρονα αυξάνεται και το κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας (τομέας υψηλής στρατηγικής σημασίας), κάτι που είναι οικονομικά ασύμφορο. Η ανάγκη για φθηνή ηλεκτρική ενέργεια, ειδικά στις μέρες μας κατά τις οποίες η ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια αυξάνει παγκοσμίως με υψηλούς ρυθμούς, οδήγησε σε προσανατολισμούς αναζήτησης που μέχρι σήμερα τα ισχυρά οικονομικά συμφέροντα δεν επέτρεπαν να εκδηλωθούν. Μια εναλλακτική τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που σήμερα κερδίζει ερευνητικό και πρακτικό έδαφος, είναι τα φωτοβολταϊκά (φ/β) συστήματα.

1.2 ΣΚΟΠΟΣ ΚΑΙ ΔΟΜΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Το διαρκώς αυξανόμενο διεθνές ενδιαφέρον για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ήπιες μορφές ενέργειας, προδιαγράφει μια αλλαγή στο σκηνικό του τοπίου παραγωγής ενέργειας στο μέλλον. Σήμερα γίνονται πολλές προσπάθειες καταγραφής των διεθνών τάσεων για τη χρήση ήπιων μορφών ενέργειας, οι οποίες είναι φιλικές στο περιβάλλον.

Θεωρώντας ως δεδομένη τη αύξηση της χρήσης των ήπιων μορφών ενέργειας για την παραγωγή ενέργειας, το ερώτημα που αναδεικνύεται όλο και πιο επιτακτικά, είναι εάν τελικά κάτι τέτοιο είναι αποδοτικό από οικονομικής και περιβαλλοντικής προστασίας άποψη. Στην εργασία αυτή θα γίνει προσπάθεια να απαντηθεί αυτό το ερώτημα, στην περίπτωση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα, δηλαδή συστήματα τα οποία δεσμεύουν την ηλιακή ακτινοβολία και την μετατρέπουν απευθείας σε ηλεκτρική ενέργεια. Για να γίνει κάτι τέτοιο, όλη εγκατάσταση ενός φωτοβολταϊκού συστήματος θα αντιμετωπιστεί ως μία επένδυση (επενδυτικό έργο), έτσι ώστε να είναι εύκολο να αξιολογηθεί με τη χρήση γνωστών κριτηρίων αξιολόγησης επενδύσεων.

Σκοπός της εργασίας αυτής είναι να παρουσιαστεί μια ολοκληρωμένη μεθοδολογία για την πραγματοποίηση της αξιολόγησης μιας φωτοβολταϊκής εγκατάστασης. Να παρουσιαστούν δηλαδή εκείνα τα χαρακτηριστικά ενός φωτοβολταϊκού συστήματος τα οποία είναι αντιπροσωπευτικά για αυτό και να ληφθούν υπόψιν στην αξιολόγηση και παράλληλα να γίνεται η χρήση των μεθοδολογικών εκείνων εργαλείων τα οποία μπορούν να δώσουν μια εικόνα της αξιολογούμενης φωτοβολταϊκής εγκατάστασης. Επίσης, σκοπό της εργασίας αποτελεί η εφαρμογή της μεθοδολογίας αυτής στην περίπτωση εγκατάστασης ενός φωτοβολταϊκού συστήματος συνδεδεμένου με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας του νομού Χανίων. Η εφαρμογή αυτή θα αφορά διαφορετικά σενάρια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από το συγκεκριμένο φωτοβολταϊκό σύστημα, τα οποία θα συγκριθούν μεταξύ τους.

Η εργασία αυτή αποτελείται από έντεκα κεφάλαια. Η δομή της έχει ως εξής:

Το Κεφάλαιο 1 περιγράφει τα κύρια χαρακτηριστικά των ήπιων μορφών ενέργειας και καταγράφει τα κυριότερα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματά τους. Ακόμα, καταγράφει την ιστορία εξέλιξης των φωτοβολταϊκών συστημάτων, με έμφαση στα σύγχρονα δεδομένα, στα οποία παρατηρείται μεγάλη διεύρυνση των φωτοβολταϊκών συστημάτων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Τέλος, γίνεται η καταγραφή της κατάστασης στην αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με τη χρήση των ήπιων μορφών ενέργειας, τόσο στο εξωτερικό, όσο και στο εσωτερικό.

Το Κεφάλαιο 2 περιγράφει το φωτοβολταϊκό φαινόμενο και πώς αυτό μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Εδώ περιγράφονται τα υλικά κατασκευής ηλιακών κυττάρων και καταγράφονται οι τελευταίες εξελίξεις στον τομέα της βελτίωσης της απόδοσης τους και της μείωσης του κόστους τους. Επίσης, περιγράφονται τα συστατικά μέρη ενός φωτοβολταϊκού συστήματος, στη γενική του μορφή, ενώ πραγματοποιείται και η διάκριση σε τύπους φωτοβολταϊκών συστημάτων, ανάλογα με της εφαρμογή για την οποία προορίζονται.

Το Κεφάλαιο 3 περιγράφει με ποιο τρόπο είναι δυνατό να μετρηθεί και να γίνει εκμεταλλεύσιμη η ηλιακή ενέργεια. Η ηλιακή ενέργεια είναι το μόνο καύσιμο που χρησιμοποιεί ένα φωτοβολταϊκό σύστημα, χωρίς να εκπέμπει επικίνδυνους ρύπους, είτε για τον άνθρωπο είτε για το περιβάλλον. Περιγράφονται εδώ τα βασικά χαρακτηριστικά των θέσεων γης και ήλιου, ώστε να υπολογίζεται με ακρίβεια το ποσό της ηλιακής ακτινοβολίας που φθάνει στη γη από τον ήλιο. Τέλος, παρουσιάζεται μια μεθοδολογία υπολογισμού της ηλιακής ενέργειας που φτάνει στην Ελλάδα, για δεδομένες κλίσεις επιφανειών που συλλέγουν αυτήν την ακτινοβολία.

Το Κεφάλαιο 4 παρουσιάζει αναλυτικά μια μεθοδολογία αξιολόγησης για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα. Μια φωτοβολταϊκή εγκατάσταση αντιμετωπίζεται ως μια επένδυση (επενδυτικό έργο) και με βάση τις ταμειακές ροές κεφαλαίου (έσοδα και έξοδα) επιχειρείται η αξιολόγησή της με τη χρήση γνωστών χρηματοοικονομικών κριτηρίων. Όλα τα χρηματοοικονομικά κριτήρια που χρησιμοποιούνται, αναλύονται στο κεφάλαιο αυτό.

Το Κεφάλαιο 5 περιγράφει το λογισμικό ανάλυσης επενδυτικών αποφάσεων RETScreen, το οποίο θα χρησιμοποιηθεί για την πρακτική εφαρμογή της περιγραφόμενης στο Κεφάλαιο 4 μεθοδολογίας.

Το Κεφάλαιο 6 παρουσιάζει, επιλυμένη αναλυτικά, μια περίπτωση φ/β εγκατάστασης, η οποία είναι συνδεδεμένη με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και κεντροποιημένη, κάπου στον Καναδά. Η εφαρμογή αυτή υλοποιήθηκε στην πραγματικότητα και τα δεδομένα που την αφορούν αναφέρονται στο έτος 2000. Η επίλυση της περίπτωσης αυτής πραγματοποιείται με την εφαρμογή της μεθοδολογίας που παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 4.

Το Κεφάλαιο 7 παρουσιάζει, επιλυμένη αναλυτικά, μια περίπτωση φ/β εγκατάστασης, η οποία είναι συνδεδεμένη με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και απομονωμένη, κάπου στον Καναδά. Η εφαρμογή αυτή υλοποιήθηκε στην πραγματικότητα και τα δεδομένα που την αφορούν αναφέρονται στο έτος 2000. Η επίλυση της περίπτωσης αυτής πραγματοποιείται με την εφαρμογή της μεθοδολογίας που παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 4.

Το Κεφάλαιο 8 παρουσιάζει, επιλυμένη αναλυτικά, μια περίπτωση φ/β εγκατάστασης, η οποία δεν είναι συνδεδεμένη με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και διαθέτει σύστημα συσσώρευσης (μπαταρίες), κάπου στον Καναδά. Η εφαρμογή αυτή υλοποιήθηκε στην πραγματικότητα και τα δεδομένα που την αφορούν αναφέρονται στο έτος 2000. Η επίλυση της περίπτωσης αυτής πραγματοποιείται με την εφαρμογή της μεθοδολογίας που παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 4.

Το Κεφάλαιο 9 παρουσιάζει, επιλυμένη αναλυτικά, μια περίπτωση φ/β εγκατάστασης, η οποία προορίζεται για την τροφοδότηση ενός αντλητικού συστήματος νερού και δε διαθέτει σύστημα συσσώρευσης (μπαταρίες), κάπου στον Καναδά. Η εφαρμογή αυτή υλοποιήθηκε στην πραγματικότητα και τα δεδομένα που την αφορούν αναφέρονται στο έτος 2000. Η επίλυση της περίπτωσης αυτής πραγματοποιείται με την εφαρμογή της μεθοδολογίας που παρουσιάζεται στο Κεφάλαιο 4.

Το Κεφάλαιο 10 παρουσιάζει την υποθετική ανάπτυξη δύο φ/β σταθμών στην ευρύτερη περιοχή των Χανίων, με διαφορετική εγκατεστημένη ισχύ ο καθένας. Στόχος είναι να εξεταστεί η αποδοτικότητα των σταθμών αυτών, από επενδυτική σκοπιά, για τη συγκεκριμένη περιοχή εγκατάστασής τους.

Τέλος, το Κεφάλαιο 11 συνοψίζει τα σημαντικότερα συμπεράσματα τα οποία προκύπτουν από την ανάλυση των προηγούμενων θεμάτων.

1.3 ΗΠΙΕΣ ΜΟΡΦΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Τα τελευταία χρόνια, γινόμαστε όλο και περισσότερο μάρτυρες όχι και τόσο θετικών εξελίξεων, που αφορούν τις ισορροπίες του διαταραγμένου ήδη κλιματικού τοπίου στον πλανήτη μας. Οι εξελίξεις αυτές συνέτειναν στο να ιδρυθούν διάφορες διεθνείς οργανώσεις, οι οποίες με τη συμβολή ειδικών επιστημόνων, διατρανώνουν προς όλες τις κατευθύνσεις τις συνέπειες που θα έχουν αυτές οι κλιματικές αλλαγές από την ανθρώπινη παρέμβαση στη φύση. Ήδη η ευρωπαϊκή επιτροπή, αρμόδια για θέματα προστασίας περιβάλλοντος, προσανατολίζεται σε επιβολή κυρώσεων (υψηλά χρηματικά πρόστιμα, γύρω στα \$ 200.000 μετά το 2009) σε όποια ευρωπαϊκή χώρα-μέλος δε συμβάλλει με ενεργό τρόπο στην προσπάθεια προστασίας του περιβάλλοντος. Παράλληλα έχει ξεκινήσει και μια μεγάλη προσπάθεια για να βρεθούν νέοι τρόποι εκμετάλλευσης των φυσικών πόρων, με τις ελάχιστες συνέπειες για το περιβάλλον. Στο ξεκίνημα αυτής της προσπάθειας συνέβαλε και το γεγονός ότι το ενεργειακό πρόβλημα που ταλανίζει τον πλανήτη, λαμβάνει όλο και μεγαλύτερες διαστάσεις. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι σημαντική για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών κάθε χώρας, καθώς σε αυτή αντικατοπτρίζεται το επίπεδο της ανάπτυξής της. Τα αποθέματα των ορυκτών πόρων, όπως υγρά ή στερεά καύσιμα, από τα οποία παράγεται ηλεκτρική ενέργεια, φθάνουν σε οριακές ποσότητες, ωθώντας περαιτέρω και επιτακτικότερα στην ανεύρεση νέων πόρων, ικανών να υποκαταστήσουν αυτούς που εξαλείφονται. Το γεγονός αυτό σε συνδυασμό με τις αυξημένες ανάγκες που επιβάλει ο σύγχρονος τρόπος ζωής, με τη μεγάλη αύξηση του παγκόσμιου πληθυσμού, ειδικότερα στις χώρες του Τρίτου Κόσμου, καθιστά την προσπάθεια αυτή ιδιαίτερα αγωνιώδη.

Η κοινή απάντηση στον παγκόσμιο αυτό προβληματισμό, αρχίζει να γεμίζει με ελπίδα, από τα πρώτα αποτελέσματα εφαρμογής της, τους υποστηρικτές που την προωθούν. Η απάντηση αυτή δεν είναι άλλη από τις *Ηπιες Μορφές Ενέργειας*. Χαρακτηρίζονται έτσι, διότι δεν βλάπτουν το περιβάλλον με επικίνδυνα κατάλοιπα, ενώ προέρχονται απευθείας από φυσικά αίτια. Με την έννοια «Ηπιες Μορφές Ενέργειας», περιλαμβάνονται οι ακόλουθες τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας [1.1]:

- ❑ Ηλιακή Ενέργεια
- ❑ Αιολική Ενέργεια
- ❑ Γεωθερμική Ενέργεια
- ❑ Μικρά Υδροηλεκτρικά Συστήματα
- ❑ Βιομάζα
- ❑ Κυματική Ενέργεια

Οι κατηγορίες αυτές αφορούν την παραγωγή ενέργειας από την άμεση ή έμμεση εκμετάλλευση της ηλιακής ακτινοβολίας, από την εκμετάλλευση του ανέμου, των υδάτινων πόρων, των γεωργικών, ζωικών και δασικών υπολειμμάτων και από την εκμετάλλευση της κίνησης των κυμάτων της θάλασσας (όχι με ιδιαίτερα καλά αποτελέσματα μέχρι στιγμής). Οι τεχνολογίες αυτές, επιπλέον, ονομάζονται και «Ανανεώσιμες Μορφές Ενέργειας», και αυτό διότι βασικό χαρακτηριστικό τους είναι η διαχρονική τους ανανέωση και διαθεσιμότητα, αφού έχουν την ικανότητα να αναπληρώνουν τη στάθμη των αποθεμάτων τους (ουσιαστικά δεν υφίστανται όρια αποθεμάτων εδώ), βασιζόμενες σε φυσικά φαινόμενα, συνδεδεμένα με την ύπαρξη ζωής

στον πλανήτη. Τέλος, μια άλλη ονομασία για τις τεχνολογίες αυτές είναι «Εναλλακτικές Μορφές Ενέργειας», αφού θεωρείται ότι αποτελούν εναλλακτικές λύσεις παραγωγής ενέργειας έναντι των συμβατικών τρόπων παραγωγής. Γενικά, υπάρχουν αρκετά και σημαντικά πλεονεκτήματα για να γίνουν προσπάθειες αντικατάστασης των συμβατικών τρόπων παραγωγής με τους λεγόμενους εναλλακτικούς. Τέτοια είναι ότι:

- Συμβάλουν στην αίσια επίλυση του ενεργειακού προβλήματος
- Δεν βλάπτουν το ήδη επιβαρυνμένο περιβάλλον. Εκτιμάται ότι η εγκατάσταση ενός φ/β συστήματος 1,5 kW θα μπορούσε να παράγει ετησίως 1.500 kWh ηλεκτρικής ενέργειας, κάτι που θα απέτρεπε την απελευθέρωση μισού τόνου διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα, σε ετήσια βάση
- Προσφέρουν περιθώρια αυτονομίας στις χώρες που τις υιοθετούν
- Εξοικονομείται συνάλλαγμα από τις τελευταίες για την εισαγωγή πετρελαίου
- Έχουν πρακτικά απεριόριστη διάρκεια ζωής (τουλάχιστον 20 με 30 χρόνια ζωής)
- Δεν απαιτούν διαρκή παρακολούθηση, ενώ η συντήρησή τους απαιτεί πολύ λίγο χρόνο και απλές διαδικασίες.
- Είναι ανανεώσιμες και ελεύθερα διαθέσιμες πηγές ενέργειας

Ωστόσο, υπάρχει και ο αντίλογος έναντι στα πλεονεκτήματα αυτά, με βάση τα μειονεκτήματα εφαρμογής των ήπιων μορφών ενέργειας. Τα κυριότερα επιχειρήματα αυτού του αντίλογου είναι:

- Το υψηλό, ακόμα, κόστος εγκατάστασης. Σε πολλές εφαρμογές, το αρχικό κόστος επένδυσης είναι αρκετά υψηλό. Όμως, το πρόβλημα αυτό αντιμετωπίζεται με συνεχή έρευνα για νέα υλικά, φθηνά και με μεγάλη απόδοση, που θα μειώσουν το κόστος αυτό.
- Εξαρτώνται από τα φυσικά φαινόμενα. Για παράδειγμα, εφαρμογές που εκμεταλλεύονται την ηλιακή ή αιολική ενέργεια, δεν είναι δυνατόν να λειτουργούν πάντα αποδοτικά και συνεχώς, διότι εξαρτώνται από μια περιοδικότητα των καιρικών φαινομένων που δεν μπορεί να ελεγχθεί.
- Οι μικρές αποδόσεις που επιτυγχάνουν μέχρι στιγμής τα συστήματα αυτά. Αυτό συμβαίνει γιατί οι χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες είναι σχετικά νέες και χρειάζεται περισσότερη έρευνα.

Προφανώς, και με βάση τα παραπάνω, ο ρυθμός εγκατάστασης και αποδοχής των εφαρμογών ήπιων μορφών ενέργειας, θα εξαρτηθεί από το πόσο ανταγωνιστικά, σε σχέση με τις συμβατικές μεθόδους, είναι αυτές. Γεγονός είναι ότι τη δεκαετία του '80 παρατηρήθηκε μείωση του ενδιαφέροντος για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, κυρίως λόγω των μειονεκτημάτων που αναφέρθηκαν πριν. Ωστόσο, καθώς το πρόβλημα της ρύπανσης του περιβάλλοντος γίνεται εντονότερο, το ενδιαφέρον για αυτές αναζωπυρώνεται. Ήδη το 2001 το συνολικό παγκόσμιο «μερίδιο» των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας έφθασε στο 1,7% από το 1% που κατείχαν το 1990.

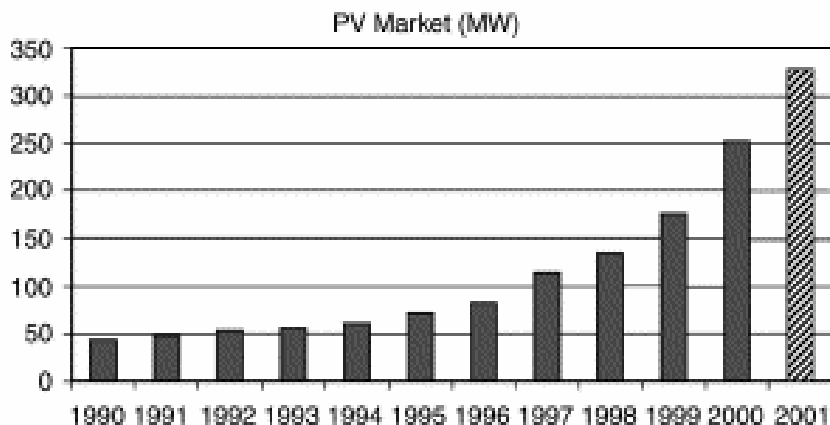
1.4 Η ΙΣΤΟΡΙΑ ΤΩΝ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ

Στην παρούσα μελέτη, θα γίνει λόγος περισσότερο για την εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας, μιας κατ' εξοχήν καθαρής μορφής ενέργεια, και ειδικότερα για την

εγκατάσταση και εκμετάλλευση των φωτοβολταϊκών συστημάτων που συλλέγουν την ηλιακή ακτινοβολία και τη μετατρέπουν σε ηλεκτρική. Η εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας έχει σημειώσει μεγάλη πρόοδο τα τελευταία χρόνια και πραγματοποιείται με άμεσο (ενεργητικά συστήματα, όπως συλλέκτες για τη θέρμανση νερού) ή έμμεσο (παθητικά συστήματα, όπως συστήματα για θέρμανση κτιρίων) τρόπο. Επίσης, βασικό πλεονέκτημά της είναι ότι δεν απαιτείται κανένα καύσιμο κατά τη λειτουργία των φωτοβολταϊκών συστημάτων και γενικότερα δε ρυπαίνεται το περιβάλλον. Ακόμα, η λειτουργία τέτοιων συστημάτων κρίνεται ασφαλής γενικότερα, ενώ δεν παρουσιάζονται ιδιαίτερα τεχνολογικά προβλήματα στη διαδικασία κατασκευής τους. Ας σημειωθεί ότι τα φωτοβολταϊκά συστήματα βρίσκουν μεγάλη απήχηση παγκοσμίως.

Στην τελευταία δεκαετία, η παραγωγή ενέργειας μέσω τέτοιων συστημάτων αυξήθηκε περισσότερο από δέκα φορές. Ο ρυθμός ανάπτυξης των φ/β συστημάτων έφθασε και το 35% μετά το 2000. Η χώρα με τις περισσότερες φ/β εφαρμογές είναι η Ιαπωνία, η οποία αύξησε τη φωτοβολταϊκή ηλεκτρική της χωρητικότητα κατά 122 MW το 2001, τη στιγμή που η Ευρώπη έφτασε τα 98 MW. Μεγαλύτερο ποσοστό εγκατεστημένων συστημάτων στην Ευρώπη κατέχει η Γερμανία, που κατάφερε τελικά να ξεπεράσει τις Ηνωμένες Πολιτείες και αποτελεί σήμερα τη δεύτερη μεγαλύτερη αγορά φ/β συστημάτων στον κόσμο [1.2].

Ενδιαφέρον θα είχε, όμως, να εξετασθεί, με συντομία, η ιστορική πορεία των φωτοβολταϊκών συστημάτων, από την απαρχή τους έως και τη σύγχρονη εποχή. Τα σημαντικότερα γεγονότα που σημάδεψαν την ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών συστημάτων, συνοψίζονται στο Σχήμα 1.1.



Σχήμα 1.1: Εξέλιξη της εγκατάστασης φωτοβολταϊκών συστημάτων στην δεκαετία του 1990.

1.5 ΤΑ ΣΥΓΧΡΟΝΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΓΙΑ ΤΑ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ

Παρακάτω θα εξετασθεί με περισσότερη λεπτομέρεια η πορεία εξέλιξης των φωτοβολταϊκών συστημάτων. Συγκεκριμένα, αντλήθηκαν στοιχεία για χώρες ενταγμένες στην IEA (International Energy Agency), και συγκεκριμένα στο πρόγραμμα PVPS (Photovoltaic Power Systems Programme). Οι χώρες αυτές είναι οι παρακάτω: Αυστραλία (AUS), Αυστρία (AUT), Καναδάς (CAN), Δανία (DNK), Φινλανδία (FIN), Γαλλία (FRA), Γερμανία (GER), Ισραήλ (ISR), Ιταλία (ITA), Ιαπωνία (JPN), Κορέα

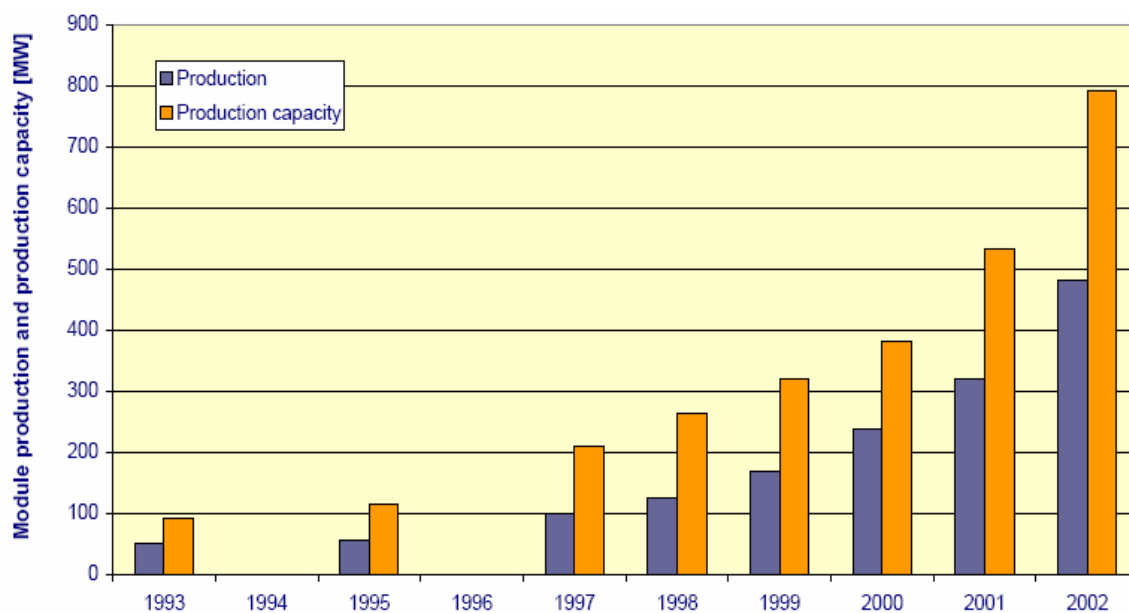
(KOR), Μεξικό (MEX), Ολλανδία (NLD), Νορβηγία (NOR), Πορτογαλία (PRT), Σουηδία (SWE), Ελβετία (CHE), Ηνωμένο Βασίλειο (GBR), Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής (USA).

Γενικά, ο χώρος των φωτοβολταϊκών συστημάτων είναι γρήγορα αναπτυσσόμενος. Μόνο από το 2001 έως το 2002 η παραγωγή φ/β κυττάρων αυξήθηκε κατά 51%. Τη μερίδα του λέοντος στην κατασκευή των φ/β συστημάτων, κατέχει η Ιαπωνία, παράγοντας το 47% των φ/β στοιχείων και το 54% των φ/β πλαισίων. Το υλικό που κυριαρχεί στις κατασκευές αυτές, είναι το πυρίτιο (μονοκρυσταλλικό ή πολυκρυσταλλικό), χρησιμοποιούμενο στο 80% αυτών. Ακόμα, η παραγωγή χωρητικότητας των συστημάτων αυξήθηκε κατά πολύ τα τελευταία χρόνια. Η αύξηση αυτή ήταν 200% από το 2000 έως το 2001 και η αντίστοιχη αύξηση από το 2001 έως το 2002 ήταν 250%. Το μεγαλύτερο μέρος της παραγωγής αυτής διοχετεύθηκε στις αγορές της Ιαπωνίας και της Γερμανίας. Η εξέλιξη αυτή φαίνεται για τις χρονιές 1993-2002 στο Σχήμα 1.2 [1.2].

Πίνακας 1.1: Η εξέλιξη της εκμετάλλευσης των φωτοβολταϊκών συστημάτων.

1839	Παρατήρηση του φωτοβολταϊκού φαινομένου σε μεταλλικά ηλεκτρόδια (Pt, Ag) βυθιμένα σε ηλεκτρολύτες (Becquerel)
1937	Κατασκευή φωτοβολταϊκού στοιχείου από PdS (Fischer και Godden)
1939	Κατασκευή ηλιακού στοιχείου από Se, με απόδοση 1% (Ohl)
1941	Κατασκευή του πρώτου ηλιακού στοιχείου από Si (Ohl)
1953	Ανακάλυψη της μεθόδου σχηματισμού ενώσεων p-n με διάχυση προσμίξεων (Fuller)
1954	Κατασκευή ηλιακού στοιχείου από Si με σχηματισμό ένωσης p-n, με διάχυση προσμίξεων και με απόδοση 6% (Fuller, Pearson, Chapin)
1956	Εμπορική παραγωγή ηλιακών στοιχείων (Εταιρεία Hoffmann)
1958	Δορυφόροι των Ηνωμένων Πολιτειών και της Σοβιετικής Ένωσης χρησιμοποιώντας ηλιακά στοιχεία ως πηγή ενέργειας
1959	Κατασκευή ηλιακού στοιχείου από CdS, με απόδοση 5% (Hammond)
1972	Κατασκευή του «ιώδους» ηλιακού στοιχείου από Si, με απόδοση 14% (Lindmayer και Allison)
1976	Κατασκευή ηλιακού στοιχείου από άμορφο Si, με απόδοση 0,01% (Carison και Wronski)
1977	Κατασκευή ηλιακού στοιχείου από GaAs, με απόδοση 16% (Kameth)
1983	Έναρξη εμπορικής λειτουργίας του φ/β σταθμού της Βικτροβίλ, ισχύος 1 MW
1984	Έναρξη βιομηχανικής παραγωγής ηλιακών στοιχείων στην Ιαπωνία από άμορφο Si με απόδοση 5%

Η παγκόσμια παραγωγή φ/β συστημάτων για το έτος 2002 και για κάθε περιοχή του κόσμου, μπορεί να συνοψισθεί στον Πίνακα 1.2 [1.2]. Στο ίδιο σχήμα διακρίνεται και ο τύπος του υλικού που χρησιμοποιείται για την παραγωγή των συστημάτων αυτών. Κυριαρχεί το πυρίτιο (a-Si το άμορφο πυρίτιο, sc-Si το μονοκρυσταλλικό πυρίτιο και mc-Si το πολυκρυσταλλικό πυρίτιο). Σε ότι αφορά τις τιμές αυτών των συστημάτων, αυτές ποικίλουν ανάλογα με το μέγεθος του συστήματος, την τοποθεσία εγκατάστασης, τον τύπο του πελάτη, εάν είναι συνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο παροχής ηλεκτρικής ενέργειας και μια σειρά άλλων παραγόντων.



Σχήμα 1.2: Η παραγωγή των φ/β πλαισίων διαχρονικά και η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος τους.

Πίνακας 1.2: Η παγκόσμια παραγωγή φ/β συστημάτων.

	Παραγωγή ηλιακών στοιχείων - Όλοι οι τύποι (MW)	Παραγωγή εγκατεστημένης ισχύος ηλιακών στοιχείων (MW)	Παραγωγή φ/β πλαισίων (MW)						Παραγωγή χωρητικότητας φ/β πλαισίων (MW)
			sc-Si	mc-Si	a-Si	Μη ταξινομημένη τεχνολογία	Τύποι χωρίς πυρίτιο	Σύνολο	
Ιαπωνία	244	361	39	186	5	30		260	405
ΗΠΑ	121	177	45	20	11	1	4	81	148
Ευρώπη	134	226	74	34	4	19	2	133	217
Λοιπές περιοχές	21	37	3	4			1	8	22
Σύνολο	520	801	161	244	20	50	7	482	792

Το κόστος για την εγκατάσταση ενός φ/β συστήματος το 2000 κυμαινόταν από 5.000 έως 7.000 δολάρια Αμερικής. Το μισό από το συνολικό ποσό καλύπτει την αγορά των φ/β πλαισίων, ενώ το υπόλοιπο προορίζεται για τον μετατροπέα, τις κατασκευές στήριξης, τα καλώδια σύνδεσης και την εγκατάσταση. Ας σημειωθεί πως με βάση τις σημερινές τιμές, η αναμενόμενη απόδοση εγκατάστασης ενός φ/β συστήματος, σε σύγκριση με τις παραδοσιακές πηγές ενέργειας, δεν είναι ικανοποιητική. Το γεγονός αυτό δεν αναμένεται να αλλάξει σε βραχυπρόθεσμο ορίζοντα.

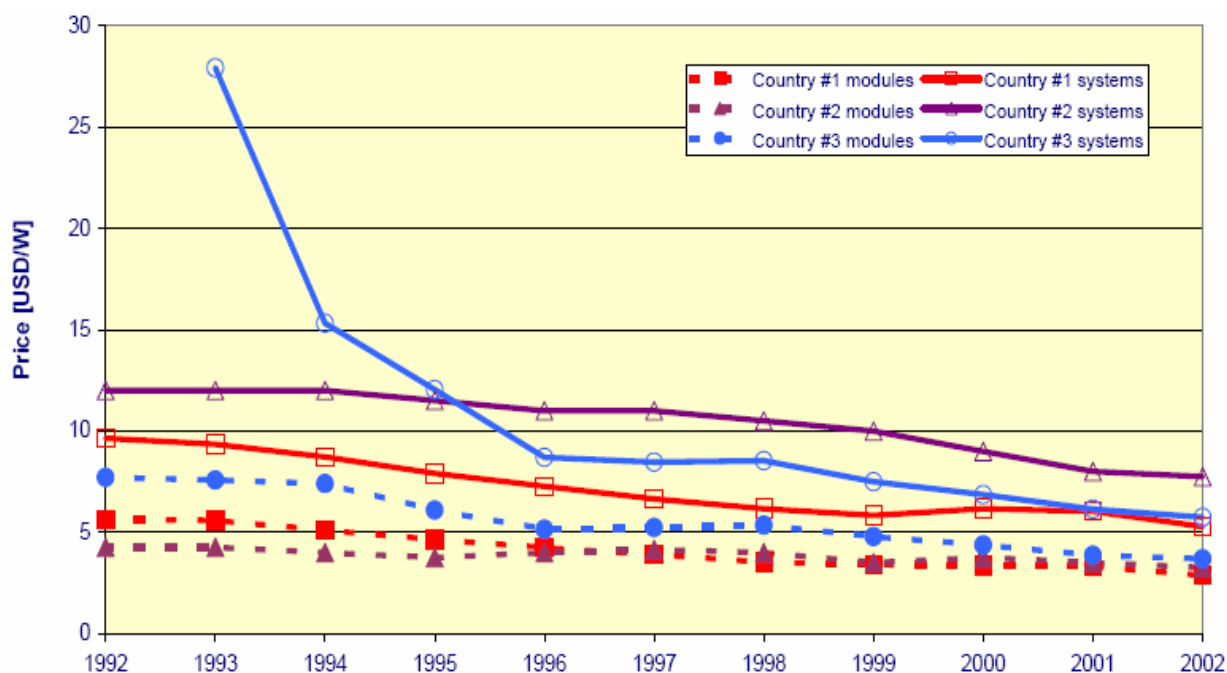
Τα συστήματα που δεν είναι συνδεδεμένα με το κεντρικό δίκτυο, είναι φθηνότερα από αυτά που είναι, διότι δεν απαιτούν εξοπλισμό με σύστημα συσσώρευσης ενέργειας (μπαταρίες). Τα φ/β πλαίσια αποτελούν ένα σημαντικό μέρος του κόστους των φ/β συστημάτων (γύρω στο 60% για συστήματα συνδεδεμένα στο κεντρικό δίκτυο) και για το λόγο αυτό είναι αξιοσημείωτος παράγοντας εξέλιξης του κόστους αυτών. Η μέση τιμή κόστους των πλαισίων για τις χώρες που μετέχουν στο πρόγραμμα, και για το έτος 2002, είναι \$ 4,1 ανά βατ ισχύος. Γενικά, από το 2001 έως το 2002 οι τιμές μειώθηκαν κατά 20%. Η συνολική εξέλιξη των τιμών των φ/β πλαισίων και συστημάτων για τα έτη 1992

έως 2002, για επιλεγμένες χώρες, φαίνεται στο Σχήμα 1.4 [1.2]. Διακρίνεται μια συνεχής πτωτική πορεία των τιμών, κάτι που ενισχύει τη συνεχή αύξηση ενδιαφέροντος για τα φ/β συστήματα.

Ενδεικτικά, ο Πίνακας 1.3 παρουσιάζει τις τιμές, σε εθνικές ισοτιμίες, για κάθε βατ ισχύος που παράγουν τα φ/β πλαίσια [1.2].

Ενδιαφέρον, ωστόσο, θα είχε η παρατήρηση των τιμών των συνολικών φ/β συστημάτων. Αυτό πραγματοποιείται με την παράθεση του Σχήματος 1.4, όπου διακρίνονται οι τιμές των συστημάτων ανά βατ ισχύος, ανάλογα με το αν αυτά είναι συνδεδεμένα με το κεντρικό δίκτυο παροχής ηλεκτρισμού. Οι τιμές για την Ολλανδία αναφέρονται σε μέσες τιμές.

Μετά από τα παραπάνω, θα παρατεθούν στοιχεία που αφορούν γενικά στατιστικά δεδομένα για τις χώρες που αναφέρθηκαν πριν, σχετικά με την εξέλιξη της συνολικά εγκατεστημένης και συσσωρευμένης ισχύος σε αυτές. Αυτό που φαίνεται είναι η συνεχή αύξηση του ενδιαφέροντος για τη χρήση φ/β συστημάτων. Πρωταγωνιστές, όπως αναφέρθηκε, στη χρήση τέτοιων συστημάτων, είναι η Ιαπωνία και η Γερμανία [1.2].



Σχήμα 1.3: Κόστος φωτοβολταϊκών πλαισίων και συστημάτων διαχρονικά, για 3 χώρες ενταγμένες στην IEA.

Τελικά, παρατίθεται ο συγκεντρωτικός Πίνακας 1.4, στον οποίο φαίνεται ο ρυθμός ανάπτυξης από χρονιά σε χρονιά για τις φωτοβολταϊκές εφαρμογές [1.2]. Διακρίνονται οι διακυμάνσεις στον ρυθμό αυτό, κάτι που υποδηλώνει τη διαφοροποίηση των ενεργειακών αναγκών που καλύπτονται από τις εκάστοτε εφαρμογές.

Πίνακας 1.3: Ενδεικτικές τιμές φ/β πλαισίων σε χώρες που μετέχουν στο PVPS της ΙΕΑ.

Χώρα	Εθνικό Νόμισμα	1992	1993	1994	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2002 Δολάριο ΗΠΑ	Καλύτερη τιμή για το 2002
AUS	Δολάριο			7	8			8	8	8	7	3,8	6,5
AUT	Ευρώ										4,5	4,2	
CAN	Δολάριο							11,09	10,7	9,41	7,14	4,5	
CHE	Φράγκο											4,8	
DNK	Κορώνα								40	40	33	4,2	21
DEU	Ευρώ	5,98	5,93	5,42	4,5	4,14	3,73	3,63	3,58	3,53	3,04	2,9	
GBR	Λίρα									3,7	3,7	5,5	2,7
ITA	Ευρώ		4,65			4,13			4,13	4,25	3,9	3,7	3,5
JPN	Γιεν	966	950	927	646	656	670	600	548	484	463	3,7	
KOR	Γουόν			9.400	8.200	8.500	9.200	7.500	7.100	7.200	7.200	5,8	6.500
NLD	Ευρώ			9,5	7,5	6	5	4,75	4,73	4,73	4,62	4,4	
NOR	Δολάριο ΗΠΑ											3,3	
PRT	Ευρώ								4	4	3,5	3,3	
USA	Δολάριο ΗΠΑ	4,25	4,25	4	4	4,15	4	3,5	3,5	3,5		3,25	2,75
M.O.												4,1	

Πίνακας 1.4: Τιμές φ/β συστημάτων, ανά βατ ισχύος, στις χώρες που μετέχουν στο PVPS.

Χώρα	Μη συνδεδεμένα στο δίκτυο (USD ανά W)		Συνδεδεμένα στο δίκτυο (USD ανά W)	
	<1 kW	>1 kW	<10 kW	>10 kW
AUS	10,9 - 12,5	7,1 - 10,9	6,5 - 8,1	5,4 - 7,1
AUT			5,7 - 7,5	5,2 - 7,1
CHE	12,8 - 19,3	9,6 - 16,1	6,1 - 8,3	5,5 - 6,7
DNK	8,9 - 11,4	19 - 25,4	4,3 - 5,1	5,1 - 12,7
DEU			5,3	
FIN	11,3 - 17,9		6,6 - 10,4	8,5 - 10,4
FRA	9,4 - 21,7	13,2 - 14,1	7,1	
GBR	8,1 - 15	7,8 - 13,5	6,4 - 22,2	6,4 - 19
ISR			10 - 15	
ITA	12,7	12,3	7,1 - 13,2	6,6
JPN			5,7	6,8
KOR	17,8	17	11,7	11
MEX	11,4 - 16,6			
NLD	5,4	4,7	5,7 - 5,8	5,4
NOR	6,9 - 18,8			
PRT	11,3	9,4	6,1	
SWE	17			
USA	12 - 25	12 - 20	7 - 10	6,5 - 9

1.5.1 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΓΙΑ ΤΟ ΔΙΕΘΝΗ ΧΩΡΟ

Τα γενικά συμπεράσματα που μπορούν να εξαχθούν από τα παραπάνω, είναι ότι η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των φ/β συστημάτων, συνδεδεμένων με το δίκτυο, αυξήθηκε στο 74% το 2002 από το 29% που ήταν το 1992. Το μεγαλύτερο ποσοστό της αύξησης αυτής σημειώθηκε μόνο το 2001 [1.2].

Η ετήσια παραγωγή φ/β πλαισίων αυξήθηκε κατά 50% το 2002, ενώ για την ίδια χρονιά η χωρητικότητα των πλαισίων αυξήθηκε περίπου 49%. Οι τιμές των συστημάτων πέφτουν συνεχώς, ενώ παράλληλα η ασφάλεια που παρέχουν στη χρήση τους και η μη ρυπαντική λειτουργία τους, τα καθιστούν ολοένα και περισσότερο δημοφιλή στην κοινή γνώμη.

Ήδη η Ιαπωνία, η Ευρωπαϊκή Ένωση και οι Ηνωμένες Πολιτείες, στοχεύουν στην επίτευξη τιμής εγκατάστασης φ/β συστημάτων στις στέγες σπιτιών με κόστος € 5.000 ανά kW. Η οικονομική βιωσιμότητα τέτοιων εγκαταστάσεων θα εξαρτηθεί από το ποσό που είναι διατεθειμένη να πληρώνει η εκάστοτε επιχείρηση ηλεκτρισμού για την ηλεκτρική ενέργεια που θα προσφέρει το σύστημα στο κεντρικό της δίκτυο [1.2].

Πίνακας 1.5: Η εξέλιξη της συνολικά εγκατεστημένης ισχύος στις αναφερόμενες χώρες.

Χώρα	Συνολική συσσωρευμένη εγκατεστημένη ισχύς από φ/β συστήματα (MW)										
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
AUS	7,3	8,9	10,7	12,7	15,7	18,7	22,5	25,3	29,2	33,6	39,1
AUT	0,6	0,8	1,1	1,4	1,7	2,2	2,9	3,7	4,9	6,6	9
CAN	1	1,2	1,5	1,9	2,6	3,4	4,5	5,8	7,2	8,8	10
CHE	4,7	5,8	6,7	7,5	8,4	9,7	11,5	13,4	15,3	17,6	19,5
DNK		0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,5	1,1	1,5	1,5	1,6
DEU	5,6	8,9	12,4	17,8	27,9	41,9	53,9	69,5	113,8	194,7	277,3
ESP	4	4,6	5,7	6,5	6,9	7,1	8	9,1	9,1	16	16
FIN	0,9	1	1,2	1,3	1,5	2	2,2	2,3	2,6	2,7	3,1
FRA	1,8	2,1	2,4	2,9	4,4	6,1	7,6	9,1	11,3	13,9	17,2
GBR	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,6	0,7	1,1	1,9	2,7	4,1
ISR	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5
ITA	8,5	12,1	14,1	15,8	16	16,7	17,7	18,5	19	20	22
JPN	19	24,3	31,2	43,4	59,6	91,3	133,4	208,6	330,2	452,8	636,8
KOR	1,5	1,6	1,7	1,8	2,1	2,5	3	3,5	4	4,8	5,4
MEX	5,4	7,1	8,8	9,2	10	11	12	12,9	13,9	15	16,2
NLD	1,3	1,6	2	2,4	3,3	4	6,5	9,2	12,8	20,5	26,3
NOR	3,8	4,1	4,4	4,7	4,9	5,2	5,4	5,7	6	6,2	6,4
PRT	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,9	1,1	1,2	1,7
SWE	0,8	1	1,3	1,6	1,8	2,1	2,4	2,6	2,8	3	3,3
USA	43,5	50,3	57,8	66,8	76,5	88,2	100,1	117,3	138,8	167,8	212,2
Σύνολο	109,9	136,1	163,9	198,7	244,5	313,9	395,7	520	725,8	989,9	1327,7

Γενικά, μπορεί να σημειωθεί ότι η εγκατάσταση φ/β συστημάτων μπορεί να βοηθήσει στην μείωση των εκπομπών αερίων που συμβάλλουν στην εκδήλωση του φαινομένου του θερμοκηπίου. Η ενέργεια που παρέχεται από τέτοια συστήματα, είναι 100% ανανεώσιμη και η χρήση τους μπορεί να συνδράμει στην άμβλυνση της ενεργειακής κρίσης που αντιμετωπίζουν διάφορες περιοχές του πλανήτη, μειώνοντας τις απαιτήσεις του φορτίου αιχμής και διασφαλίζοντας την προσφορά ενέργειας σε

κατοικημένες περιοχές, αποκεντρώνοντας την παραγωγή ενέργειας (καταναεμημένα φ/β συστήματα) [1.3].

Η πλέον γρηγορότερα αναπτυσσόμενη αγορά φ/β συστημάτων, είναι αυτή των συνδεδεμένων με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Ήδη, οι πωλήσεις τέτοιων συστημάτων αντιπροσωπεύουν το 40% των τρεχουσών συνολικών πωλήσεων φ/β συστημάτων [1.3].

1.6 Η ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Με την οικονομική ένωση των κρατών-μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ), ξεκίνησε μια προσπάθεια γενικότερης σύγκλισης, η οποία δεν άφησε ανεπηρέαστες τις συνθήκες και σχέσεις που υπήρχαν ήδη διαμορφωμένες σχετικά με την ενεργειακή πολιτική κάθε χώρας. Στις μέρες μας, η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί αγαθό κοινής ωφέλειας και ταυτόχρονα διαδραματίζει σημαντικό ρόλο για την Οικονομία γενικά, αφού συνδέεται με τομείς που την επηρεάζουν. Η ΕΕ (και η χώρα μας) έχουν θέσει τους εξής πρωταρχικούς στόχους για την ενεργειακή πολιτική [1.4]:

- ❑ Την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της χώρας
- ❑ Την προστασία του περιβάλλοντος, στο πλαίσιο και των διεθνών υποχρεώσεων της χώρας
- ❑ Την ισόρροπη περιφερειακή ανάπτυξη της χώρας
- ❑ Την παραγωγικότητα και ανταγωνιστικότητα της εθνικής οικονομίας και την επίτευξη υγιούς ανταγωνισμού με στόχο τη μείωση του κόστους ενέργειας για το σύνολο των χρηστών και καταναλωτών (οπότε στόχος είναι η αποδυνάμωση των διάφορων μονοπωλίων)

Πίνακας 1.6: Συγκεντρωτικός διαχρονικός πίνακας για τις αναφερόμενες χώρες .

Έτος	Συνολική συσσωρευμένη εγκατεστημένη ισχύς και ποσοστιαία αύξηση						Εγκατεστημένη ισχύς κατά τη διάρκεια κάθε έτους (MW)	Παραγωγή φ/β πλαισίων κατά τη διάρκεια του έτους (MW)
	Μη συνδεδεμένα στο δίκτυο		Συνδεδεμένα στο δίκτυο		Σύνολο			
	MW	Ετήσια αύξηση (%)	MW	Ετήσια αύξηση (%)	MW	Ετήσια αύξηση (%)		
1992	78		31		110			
1993	95	21	42	32	136	24	26	52
1994	112	19	51	24	164	20	28	
1995	132	18	66	29	199	21	35	56
1996	158	19	87	32	245	23	46	
1997	187	19	127	46	314	28	69	100
1998	216	15	180	42	396	26	82	126
1999	244	13	276	54	520	31	124	169
2000	277	14	449	63	726	40	206	238
2001	319	15	671	49	990	36	264	319
2002	343	8	969	44	1.328	34	338	482

Στην Ελλάδα, τους παραπάνω στόχους ανέλαβε να παρακολουθεί και επιδιώκει με την ίδρυσή της η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), ήδη από το 2000. Παρόλα αυτά, η Αρχή αυτή στη χώρα μας έχει περιορισμένες αρμοδιότητες (πρωτεύοντα ρόλο έχει η Κυβέρνηση και ειδικότερα ο Υπουργός Ανάπτυξης). Ας σημειωθεί ότι στη χώρα μας επελέγει η διατήρηση των κρατικά ελεγχόμενων επιχειρήσεων, με αποτέλεσμα, μετά την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η ενεργειακή αγορά να παραμένει στον έλεγχο των κρατικών επιχειρήσεων, συντηρώντας ουσιαστικά συνθήκες μη απελευθέρωσης της αγοράς. Παρέμειναν δηλαδή κάποια εμπόδια για την είσοδο ανταγωνιστικών επιχειρήσεων στην αγορά. Η μόνη λύση φαίνεται να είναι η αλλαγή του υπάρχοντος θεσμικού πλαισίου.

Στο σημείο αυτό, χρήσιμο θα ήταν να γίνει κατανοητό το πόσα και ποια οφέλη θα μπορούσε να επιφέρει τελικά ο υγιής ανταγωνισμός σε ότι αφορά την αγορά ενέργειας στη χώρα μας. Αυτά είναι τα ακόλουθα [1.4]:

- Ο υγιής ανταγωνισμός θα ωφελούσε την παραγωγικότητα και ανταγωνιστικότητα της εθνικής οικονομίας με στόχο τη μείωση του κόστους ενέργειας για τους καταναλωτές. Η ανάπτυξη υγιούς ανταγωνισμού (και όχι μόνο οι ιδιωτικοποιήσεις), με τη ταυτόχρονη λήψη μέτρων για την ανάπτυξη πραγματικού ανταγωνισμού, μπορεί να συντελέσει στη συγκράτηση και μείωση των τιμών.
- Τα οφέλη θα ήταν σημαντικά και για τον τομέα των επενδύσεων. Η προσέλκυση κεφαλαίων είναι σημαντικές για μια χώρα. Λόγω, όμως, της κατάστασης που επικρατεί στην Ελλάδα, δεν σημειώνονται αξιόλογες επενδυτικές δραστηριότητες στον κλάδο της ενέργειας.
- Οφέλη θα προέκυπταν και για τα θέματα προστασίας του περιβάλλοντος, με την πραγματοποίηση ενός μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού με γνώμονα τον τεχνολογικό εκσυγχρονισμό των υποδομών και τη μη επέκταση των ήδη υπαρχόντων εγκαταστάσεων ηλεκτροπαραγωγής.

Η ΡΑΕ έχει θέσει ως στόχο απόλυτης προτεραιότητας τη χρησιμοποίηση τεχνολογιών φυσικού αερίου και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), κάτι που θα ωθήσει σε ανάπτυξη τον ανταγωνισμό. Στόχος, επίσης, είναι η θεσμική αναδιοργάνωση των δραστηριοτήτων αυτών, με σκοπό την κατασκευή νέων δικτύων και ισότιμη πρόσβαση νέων επενδυτών σε αυτά.

Σε ό,τι αφορά τις ΑΠΕ, η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει εκδώσει την οδηγία 2001/77 [ΡΑΕ]. Σύμφωνα με αυτήν, δίδεται προτεραιότητα στην ανάπτυξη των ΑΠΕ, προς ευθυγράμμιση με τις επιταγές των δεσμεύσεων του πρωτοκόλλου του Κιότο και σε συνδυασμό με την εξάντληση των ορυκτών καυσίμων, την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού και την προστασία του περιβάλλοντος. Τα κύρια σημεία της οδηγίας αυτής είναι τα ακόλουθα [1.4]:

- Τα κράτη-μέλη υποχρεώνονται να ορίσουν συγκεκριμένους στόχους για το ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, κατά το έτος 2010. Έτσι, οι ΑΠΕ επιβάλλεται να παράγουν το 12% της συνολικής ενέργειας και το 22,1% της ηλεκτρικής ενέργειας κάθε χώρας. Ειδικότερα για την Ελλάδα ο στόχος που τίθεται είναι οι ΑΠΕ να παράγουν το 2010 το 20,1% της ηλεκτρικής ενέργειας (περιλαμβανομένων και των μεγάλων υδροηλεκτρικών μονάδων).

- Τα κράτη-μέλη μπορούν στην παρούσα φάση να καθορίζουν αυτόνομα τα μέτρα υποστήριξης των ΑΠΕ για την επίτευξη του επιθυμητού στόχου.
- Τα κράτη-μέλη οφείλουν να επανεξετάσουν τις ισχύουσες διαδικασίες αδειοδοτήσεων και τις διοικητικές ρυθμίσεις ώστε να διασφαλίζεται η διαφάνεια και να διευκολύνεται η ανάπτυξη των ΑΠΕ.
- Τα κράτη-μέλη υποχρεώνονται να λάβουν τα κατάλληλα μέτρα για την κατά προτεραιότητα σύνδεση των ΑΠΕ στα ηλεκτρικά δίκτυα.
- Τα κράτη-μέλη υποχρεώνονται να ορίσουν αρμόδιους φορείς για την έκδοση “Εγγυήσεων Προέλευσης” ενέργειας προερχόμενης από ΑΠΕ ή από άλλα κράτη-μέλη.
- Καθορίζονται προθεσμίες και χρονική περιοδικότητα εντός των οποίων τα κράτη-μέλη οφείλουν να αναφέρουν τα αποτελέσματα από την εφαρμογή των διατάξεων της Οδηγίας.

Σήμερα, μετά την ψήφιση του νόμου 2244/94, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ επιτρέπεται και για τους ιδιώτες, έτσι ώστε η παραγόμενη ενέργεια από αυτούς να απορροφάται από τη ΔΕΗ, με την ανάλογη αποζημίωση. Π.χ., κατά το τέλος του 2002 η ενέργεια από ΑΠΕ αγοραζόταν από το Σύστημα στην τιμή των 61-65 €/MWh, ενώ στα μη διασυνδεδεμένα νησιά η τιμή αυτή έφτανε τα 75-80 €/MWh (ανώτατο επιτρεπόμενο όριο) [1.4].

1.6.1. ΧΟΡΗΓΗΣΗ ΑΔΕΙΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΤΗ ΡΑΕ ΚΑΙ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ ΕΞΕΛΙΞΗΣ ΤΩΝ ΑΠΕ

Για την εγκατάσταση μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής με ΑΠΕ, προβλέπεται χορήγηση σχετικής άδειας. Για την άδεια αυτή απαιτούνται μια σειρά από εγκρίσεις χωροθέτησης, επέμβασης και σύνδεσης με το ηλεκτρικό δίκτυο. Μετά τη θέσπιση ευνοϊκών κινήτρων για την ανάπτυξη των ΑΠΕ, οι αιτήσεις για χορήγηση άδειας εγκατάστασης αυξήθηκαν κατακόρυφα. Συγκεκριμένα, στο διάστημα 2-2001 (οπότε και ξεκίνησε η όλη διαδικασία) έως τις αρχές του 2003, στη ΡΑΕ υποβλήθηκαν 1288 αιτήσεις με θεωρητικό μέγεθος 15.722 MW, με αιχμή φορτίου όμως τα 9.000 MW. Στον επόμενο πίνακα φαίνεται η κατάσταση που επικρατούσε μέχρι τις αρχές του 2003 [1.4].

Πίνακας 1.7: Κατάσταση αιτήσεων αδειών για εγκατάσταση σταθμών με ΑΠΕ έως τις αρχές του 2003.

Τεχνολογία ΑΠΕ	Αιτήσεις		Θετική Γνώμη ΡΑΕ (MW)
	Αριθμός αιτήσεων	Ισχύς (MW)	
Αιολικά	862	14.206	3.046
Μικρά Υδροηλεκτρικά	368	824	365
Φωτοβολταϊκά	17	7,3	2,2
Βιομάζα	35	350	108
Γεωθερμία	6	335	8
Σύνολο	1.288	15.722	3.529

Όπως φαίνεται και από τον Πίνακα 1.7 [1.4], η πλέον ώριμη και συμφέρουσα τεχνολογία ΑΠΕ είναι αυτή των αιολικών σταθμών. Το ενδιαφέρον για μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς είναι και αυτό έκδηλο, αλλά η ανάπτυξη τέτοιων έργων είναι

δυσκολότερη από τα αντίστοιχα για τα αιολικά. Οι τεχνολογίες της Γεωθερμίας και Βιομάζας είναι σχετικά νέες, ωστόσο κεντρίζουν το ενδιαφέρον των επενδυτών.

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα δεν έλκουν ιδιαίτερα το επενδυτικό ενδιαφέρον εξαιτίας του υψηλού τους κόστους. Πέρα από τα παραπάνω, η ΡΑΕ διενέργησε μια μελέτη πρόβλεψης, σχετικά με την προοπτική εξέλιξης των ΑΠΕ στην Ελλάδα, έως το έτος 2010 [1.4]. Οι εκτιμήσεις που προκύπτουν στη μελέτη αυτή σχετικά με τις τεχνολογίες ΑΠΕ, πέραν των αιολικών και υδροηλεκτρικών μονάδων, δεν είναι ευοίωνες (βλ. Πίνακα 1.8).

Η χορήγηση άδειων παραγωγής, γίνεται μετά από αξιολόγηση των αιτήσεων, ακόμα και για έργα με τεχνολογίες ΑΠΕ. Με την αξιολόγηση των αιτήσεων για χορήγηση αδειών, επιδιώκεται η επίτευξη των προϋποθέσεων εκείνων που θα επιτρέψουν την άμεση και απρόσκοπτη πραγματοποίηση του έργου. Οι προϋποθέσεις αυτές σχετίζονται με την ενεργειακή αξιοποίηση πρωτογενούς μορφής ενέργειας, με την οικονομική βιωσιμότητα του έργου, στη χρηματοδοτική και τεχνική επάρκεια του φορέα, στις περιβαλλοντικές και χωροταξικές συνθήκες καθώς και στη δυνατότητα σύνδεση στο δίκτυο. Η διαδικασία αξιολόγησης είναι σχετικά αυστηρή ώστε να χορηγούνται αρχικά άδειες σε όσα έργα μπορούν να ξεκινήσουν άμεσα, χωρίς να δημιουργηθεί σύγχυση από την ανεξέλεγκτη αδειοδότηση, δίνοντας την απαραίτητα ώθηση για την αύξηση της ανταγωνιστικότητας των ΑΠΕ στην Ελλάδα.

Πίνακας 1.8: Προοπτικές εξέλιξης ΑΠΕ έως το έτος 2010 και συμμετοχή στη συνολική κατανάλωση.

	Εκτιμώμενη Εγκατεστημένη Ισχύς το 2010 (MW)	Εκτιμώμενη Παραγωγή Ενέργειας (GWh)	Συμμετοχή στη συνολική "πράσινη ενέργεια" (ΑΠΕ και Υδροηλεκτρικά) (%)	Συμμετοχή στη συνολική κατανάλωση (%)
Μεγάλα				
Υδροηλεκτρικά	3.500	4.906	43,70	6,50
ΑΠΕ				
<i>Διασυνδεδεμένο</i>	<i>1.903</i>	<i>5.189</i>	<i>46,30</i>	<i>6,80</i>
Αιολικά	1.500	3.740	33,30	4,90
Μικρά				
υδροηλεκτρικά	300	920	8,20	1,20
Βιομάζα	100	526	4,70	0,70
Φωτοβολταϊκά	3	4	0,00	0,00
<i>Νησιά</i>	<i>352</i>	<i>1.120</i>	<i>10,00</i>	<i>1,50</i>
Αιολικά	340	1.042	9,30	1,40
Γεωθερμία	10	74	0,70	0,10
Φωτοβολταϊκά	2	3	0,00	0,00
Σύνολο ΑΠΕ	2.555	6.309	56,30	8,30
Γενικό Σύνολο	5.755	11.214	100,00	14,80

Τα κριτήρια που λαμβάνονται υπόψη από τη ΡΑΕ για την αξιολόγηση και χορήγηση αδειών στους αιτούντες, είναι τα ακόλουθα [1.4]:

- Η ασφάλεια και προστασία του Συστήματος, του Δικτύου, των εγκαταστάσεων παραγωγής και του συνδεδεμένου εξοπλισμού.
- Η προστασία του περιβάλλοντος.

- Η αποδοτική παραγωγή και χρήση ηλεκτρικής ενέργειας.
- Η πρωτογενής πηγή ενέργειας και η τεχνολογία που προβλέπεται να χρησιμοποιηθεί.
- Οι τεχνικές, οικονομικές και χρηματοδοτικές δυνατότητες του Αιτούντος.
- Η ωριμότητα του έργου προκειμένου για άδεια παραγωγής.
- Οι υποχρεώσεις παροχής υπηρεσιών δημόσιας ωφέλειας.
- Ο μακροπρόθεσμος ενεργειακός προγραμματισμός της χώρας.
- Η προστασία των καταναλωτών.
- Οι επισημάνσεις άλλων δημόσιων αρχών σχετικά με τα θέματα εθνικής ασφάλειας.

1.6.2 ΙΔΙΑΙΤΕΡΟΤΗΤΕΣ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΟΔΟΤΗΣΗΣ

Ένα σημαντικό θέμα που πρέπει να επισημανθεί είναι οι ιδιαιτερότητες που παρουσιάζει η ηλεκτροδότηση των μη διασυνδεδεμένων νησιών της χώρας. Οι ιδιαιτερότητες αυτές εντοπίζονται κυρίως στην εποχιακή διακύμανση του φορτίου, όταν υπάρχει τουρισμός το καλοκαίρι, στην ανάγκη διατήρησης σε κάθε σταθμό εφεδρείας δυναμικού, ώστε να ανταπεξέλθει σε πιθανή βλάβη, στις πιθανές βλάβες των υποβρυχίων καλωδίων, στην αστάθεια των μικρών συστημάτων λόγω της μεγάλης διακύμανσης της ζήτησης κλπ. Εξαιτίας όλων αυτών των λόγων χρειάζεται να ληφθεί σωστός προγραμματισμός για την κάλυψη εκτάκτων αναγκών. Για τα έτη 2000 – 2005 η ΔΕΗ προέβη σε μελέτες για τις ανάγκες των μέσου μεγέθους νησιών (Αντικύθηρα, Αστυπάλαια, Δονούσα, Ερεϊκούσα, Κάρπαθος, Κύθνος, Κως-Κάλυμνος, Μεγίστη, Μύκονος, Οθωνοί, Πάρος-Ίος, Σέριφος, Σίφνος, Σκύρος, Σύμη) καθώς και για τα μεγάλα νησιά (Κρήτη, Ρόδος), με σκοπό την εγκατάσταση νέων σταθμών για την κάλυψη των αναγκών αυτών. Για τα πρώτα ήδη εγκατασταθήκαν πρόσθετοι σταθμοί συνολικής ισχύος 50.586 kW για το 2001, ενώ για τα έτη 2003 – 2005 η αίτηση από τη ΔΕΗ αφορούσε σταθμούς συνολικής ισχύος 111 MW, με έναρξη το 2003. Για την Κρήτη, ο προγραμματισμός προέβλεπε νέο σταθμό στον Αθερινόλακκο, ισχύος 175-200 MW. Ακόμα, προβλεπόταν η εγκατάσταση αεροστροβίλου ισχύος 43,3 MW στον ατμοηλεκτρικό σταθμό Λινοπεραμάτων και τη μεταφορά άλλου αεροστροβίλου 15,5 MW από τη Ζάκυνθο. Για τη Ρόδο, η ΔΕΗ δεν αιτήθηκε εγκατάσταση νέου δυναμικού στο νησί έως τις αρχές του 2003 [1.4].

1.6.3 ΠΡΟΒΛΕΨΗ ΖΗΤΗΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Χρήσιμο θα ήταν να εξετασθεί, σύντομα, η προοπτική της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα μας και οι ευκαιρίες ανάπτυξης τεχνολογιών ΑΠΕ. Ήδη τα δύο τρίτα της συνολικής παραγωγής ηλεκτρισμού προέρχεται από την εκμετάλλευση των εγχώριων κοιτασμάτων λιγνίτη, σε μια προσπάθεια απεξάρτησης της χώρας από το πετρέλαιο (που διήρκεσε είκοσι χρόνια, 1975 – 1995). Στη χώρα μας, η ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια αυξάνει με ετήσιο ρυθμό περίπου 4%, μεγαλύτερο από τον αντίστοιχο του Ακαθάριστου Εθνικού Προϊόντος, καθιστώντας την ηλεκτρική ενέργεια σε σημαντικό παράγοντα ανάπτυξης, σηματοδοτώντας παράλληλα την ανάγκη για νέες επενδύσεις [1.4].

Η προοπτική νέας εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής σχεδιάζεται λαμβάνοντας υπόψη την ταχεία αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και την μακροχρόνια ανάγκη αντικατάστασης του παραγωγικού δυναμικού το οποίο φθάνει στο τέλος της οικονομικής του ζωής. Στις αρχές του 2000, η εγκατεστημένη συνολική δυναμικότητα των μονάδων ηλεκτρικής ενέργειας ήταν περίπου 11.000 MW. Εκτιμάται ότι μέχρι το 2030 η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας θα αυξηθεί κατά περίπου 93%. Αυτό σημαίνει την ένταξη στο σύστημα νέων μονάδων περίπου των 500 – 550 MW κατά μέσο όρο και έτος. Η εξέλιξη της εγκατεστημένων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έως το έτος 2030, φαίνεται στον Πίνακα 1.9, όπου διακρίνονται και η αιχμή ζήτησης και η συμμετοχή κάθε τύπου ηλεκτροπαραγωγής στη συνολική παραγωγή [1.4].

Προβλέπεται επίσης ότι μετά το 2007 η ένταξη της ισχύος των ΑΠΕ γίνεται για την ανάπτυξη του ανταγωνισμού στην αγορά της ηλεκτρικής παραγωγής, χωρίς προνόμια. Ωστόσο, στο σενάριο αυτό η ανάπτυξη των ΑΠΕ υστερεί σε σχέση με την ευρωπαϊκή οδηγία για τις ΑΠΕ. Κύρια συμμετοχή στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα μας προβλέπεται να έχουν τα μεγάλα θερμικά εργοστάσια ηλεκτροπαραγωγής και οι σταθμοί που θα χρησιμοποιούν φυσικό αέριο [1.4].

Περισσότερες λεπτομέρειες για τη διάρθρωση της εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής για τα έτη 1995 έως 2030 φαίνεται στον Πίνακα 1.10 [1.4].

Πίνακας 1.9.: Εκτίμηση εξέλιξης της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής.

Ονομαστική Ισχύς Σταθμών Ηλεκτροπαραγωγής (MW)	1995	2000	2005	2010	2020	2030
Στερεών καυσίμων	4.533	4.900	5.250	5.132	5.984	8.104
Συμβατικοί Θερμικοί	2.009	2.267	2.349	2.349	1.950	979
Φυσικού Αερίου - Συνδυασμένου κύκλου	275	845	2.022	4.166	6.482	6.972
Μονάδες Αιχμής	221	361	857	1.054	1.255	1.726
Μεγάλα Υδροηλεκτρικά	2.244	2.397	2.482	2.658	2.658	3.040
ΑΠΕ	33	202	896	1.114	2.503	3.511
Σύνολο	9.314	10.974	13.855	16.472	20.833	24.332
Αιχμή ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας	6.060	8.704	10.612	13.179	16.974	21.041

Πίνακας 1.10: Εκτίμηση εξέλιξης της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής.

Προέλευση Ηλεκτρικής Ενέργειας	Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας									
	1995		2000		2010		2020		2030	
	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)
Στερεά καύσιμα	28.020	67,9	30.685	57,7	35.856	47,4	38.109	43,4	47.711	48
Συμβατικοί Θερμικοί	8.134	19,7	12.597	23,7	7.567	10	6.742	7,7	4.403	4,4
Φυσικό Αέριο - Συνδυασμένος κύκλος	407	1	3.977	7,5	22.020	29,1	30.266	34,5	32.194	32,4
Μονάδες Αιχμής (και σε νησιά)	1.167	2,8	1.738	3,3	2.420	3,2	2.788	3,2	2.775	2,8
Μεγάλα Υδροηλεκτρικά	3.528	8,5	3.690	6,9	5.651	7,5	5.151	5,9	5.865	5,9
ΑΠΕ	34	0,1	453	0,9	2.203	2,9	4.669	5,3	6.517	6,6
Σύνολο	41.291		53.139		87.724		87.724		99.464	

Αυτό που διακρίνεται στους πίνακες αυτούς, είναι ότι το φυσικό αέριο φαίνεται να κερδίζει συνέχεια έδαφος και, από το 2012 έως το 2030, η χρησιμοποίηση του λιγνίτη αυξάνεται σταδιακά, ενώ η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στηρίζεται σε μεγάλο ποσοστό στα στερεά καύσιμα. Σχετικά με τις τεχνολογίες ΑΠΕ, όμως, αυτό που παρατηρείται είναι ότι βρίσκονται σε χαμηλά επίπεδα, καλύπτοντας λίγο περισσότερο από το 5% της συνολική παραγωγής. Αν κάτι τέτοιο συνεχίσει να υφίσταται, θα υπάρξουν σημαντικές αποκλίσεις από την ευρωπαϊκή οδηγία 2001/77.

Πιο συγκεκριμένα, για τις ήδη χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες φωτοβολταϊκών συστημάτων στη χώρα μας, η ΡΑΕ ανακοινώνει στο διαδικτυακό της τόπο τα στοιχεία του Πίνακα 1.11 [1.5].

Πίνακας 1.11: Εγκατεστημένη ισχύς φ/β συστημάτων στην Ελλάδα.

ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ	ΙΔΙΟΚΤΗΤΗΣ	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (kWp)
ΚΥΘΝΟΣ	ΔΕΗ	100
ΑΡΚΟΙ	ΔΕΗ	37,5
ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ	ΔΕΗ	25
ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ	ΟΤΕ	20
ΓΑΥΔΟΣ	ΔΕΗ	20
	I.M. ΣΙΜΩΝΟΣ	
ΑΓ. ΟΡΟΣ	ΠΕΤΡΑΣ	45
ΣΙΦΝΟΣ	ΔΕΗ	60
ΜΥΤΙΛΗΝΗ	ΔΕΗ	8
ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗ	ΗΛΠΡΑ	6,5
	ΧΑΡΜΗ ΑΕ	
ΠΑΡΟΣ	HOTEL	10
ΣΥΝΟΛΟ		332

Πηγή: Κέντρο Ανανεώσιμων πηγών Ενέργειας, 31/12/2001

1.6.4 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΓΙΑ ΤΟΝ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΧΩΡΟ

Οι συνθήκες που επικρατούν στον ελληνικό χώρο στη σημερινή εποχή, δεν είναι οι πλέον ιδανικότερες για την ανεμπόδιστη ανάπτυξη των τεχνολογιών ΑΠΕ. Οι ιδιαιτερότητες του θεσμικού πλαισίου που διέπουν το σύστημα ηλεκτροδότησης και οι καταστάσεις που ανέκυψαν μετά την απελευθέρωση της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, αποτελούν παράγοντες που ενισχύουν αυτήν την άποψη. Τα κρατικά μονοπώλια συνεχίζουν να υπερτερούν εις βάρος της ανάπτυξης υγιούς ανταγωνισμού, γεγονός που δεν επιτρέπει την άμεση εκδήλωση επενδυτικού ενδιαφέροντος που αφορά τις τεχνολογίες ΑΠΕ. Ενδιαφέρον, ωστόσο, θα είχε να παρατηρηθεί η εξέλιξη της κατάστασης, μετά από την παρέμβαση της ευρωπαϊκής επιτροπής με την κοινοτική οδηγία 2001/77, η οποία ουσιαστικά θέτει σε προτεραιότητα τη χρήση ΑΠΕ σε όλες τις χώρες-μέλη.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ 1^{ου} ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

- [1.1] Κ. Α. Μπαλαράς, “*Ηπιες μορφές ενέργειας – Ηλιακή ενέργεια*”, Σημειώσεις μαθήματος, Τεχνολογικό Εκπαιδευτικό Ίδρυμα Πειραιά, Αθήνα Απρίλιος 1992.
- [1.2] <http://www.iea-pvps.org>, “*TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS – Surney report of selected IEA countries between 1992 and 2002*”, Report IEA-PVPS T1-12:2003, Accessed on 3/3/2005.
- [1.3] M. Shahidehpour, F. Schwartz, “Don’t let the sun go down on PV”, *IEEE power & energy*, Vol. 2, no 3, pp 40-48, May/June 2004.
- [1.4] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), “*Έκθεση πεπραγμένων Ιούλιος 2000 – Δεκέμβριος 2002*”, Εκδόσεις Γαβρηλίδης, 2004.
- [1.5] <http://www.rae.gr>, Accessed on 3/3/2005
- [1.6] <http://www.cres.org>, “*Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ)*” Accessed on 3/3/2005
- [1.7] Μ. Μακάριου, “*Σχεδιασμός μικρών αυτόνομων συστημάτων παραγωγής με φωτοβολταϊκά συστήματα*”, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα 1996.
- [1.8] Μιχ. Π. Παπαδόπουλος, “*Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας*”, Σημειώσεις μαθήματος, ΕΜΠ, Αθήνα 1997.
- [1.9] <http://www.hellasres.gr/Greek/THEMATA/ARTHRA/Greenpeace.htm>, Accessed on 3/3/2005

ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ

2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

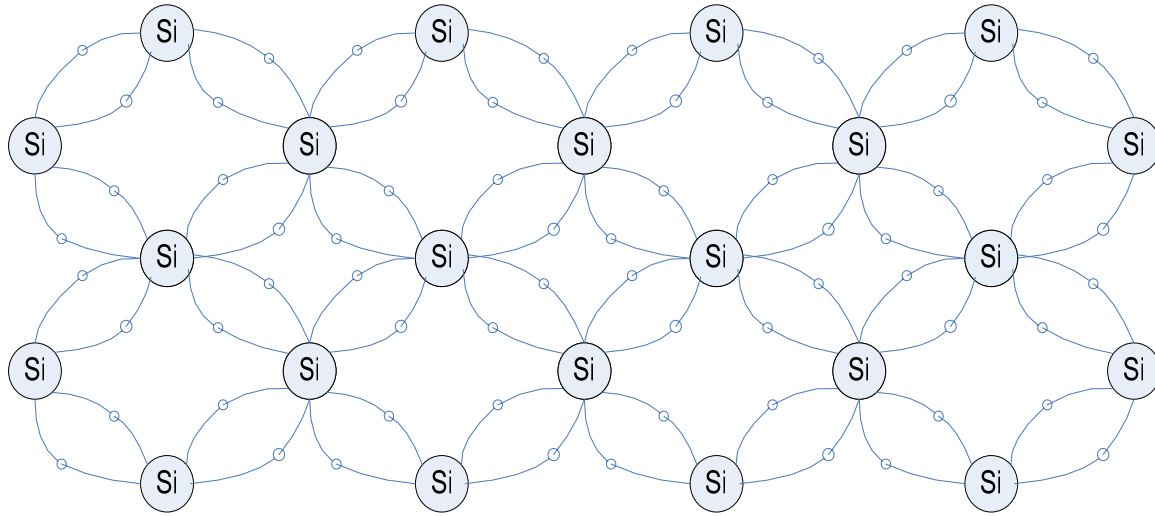
Τα φωτοβολταϊκά (φ/β) συστήματα είναι συστήματα ειδικά διαμορφωμένων και διασυνδεδεμένων διατάξεων, που επιτυγχάνουν τη μετατροπή της ηλιακής ενέργειας απευθείας σε ηλεκτρική. Η διαδικασία μετατροπής βασίζεται στο φωτοβολταϊκό φαινόμενο, το οποίο λαμβάνει χώρα όταν ηλιακή ακτινοβολία πέσει στην επιφάνεια του υλικού του φ/β συστήματος.

2.2 ΗΜΙΑΓΩΓΟΙ ΚΑΙ ΟΙ ΙΔΙΟΤΗΤΕΣ ΤΟΥΣ

Δεν είναι όλα τα υλικά κατάλληλα για την κατασκευή φωτοβολταϊκών συστημάτων. Τα υλικά που επιλέγονται έχουν την ιδιότητα να μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια απευθείας σε ηλεκτρική. Τέτοια υλικά είναι οι ημιαγωγοί, δηλαδή σώματα με ηλεκτρική αγωγιμότητα που κατατάσσεται ανάμεσα στους αγωγούς (μέταλλα) και στους μονωτές (π.χ. πολυμερή και κεραμικά υλικά). Οι κυριότεροι ημιαγωγοί είναι τετρασθενή στοιχεία (έχουν δηλαδή τέσσερα ηλεκτρόνια στην εξωτερική τους στιβάδα), όπως π.χ. το πυρίτιο (Si), το γερμάνιο (Ge) ή χημικές ενώσεις όπως το αρσενικούχο γάλλιο (GaAs) και το θειούχο κάδμιο (CdS), με τετραεδρική κρυσταλλική δομή.

Το πιο συχνά χρησιμοποιούμενο στοιχείο, όχι μόνο για τα φωτοβολταϊκά συστήματα, αλλά και σε ευρέως διαδεδομένες ηλεκτρονικές εφαρμογές, είναι το πυρίτιο. Στη θεμελιώδη ενεργειακή κατάσταση, το πυρίτιο είναι υποβαθμισμένο ενεργειακά. Π.χ. σε θερμοκρασίες κοντά στο απόλυτο μηδέν, κάθε άτομο πυριτίου είναι ενωμένο με τέσσερα γειτονικά άτομα, ενώ κάθε χημικός δεσμός αποτελείται από 2 ηλεκτρόνια. Συνεπώς, κάθε ηλεκτρόνιο σθένους είναι δεσμευμένο, με αποτέλεσμα να μην υπάρχουν ελεύθεροι φορείς του ηλεκτρικού ρεύματος και άρα το σώμα συμπεριφέρεται ως μονωτής. Αυτό, όμως, δε συμβαίνει στην περίπτωση που οι ημιαγωγοί απορροφήσουν αξιόλογη ενέργεια (με μορφή θερμότητας ή ακτινοβολίας). Η απορροφώμενη ενέργεια αυτή, κατανέμεται στα άτομα του σώματος και είναι ικανή να προκαλέσει την απελευθέρωση πολλών ηλεκτρονίων από τους δεσμούς. Όσα ηλεκτρόνια ελευθερώνονται, απομακρύνονται από την περιοχή του δεσμού τους, χάρη στην κινητική ενέργεια που απέκτησαν, και γίνονται ευκίνητοι φορείς ηλεκτρισμού, προσδίδοντας έτσι μια αξιόλογη αγωγιμότητα στον ημιαγωγό, για αυτό και ονομάζονται *ηλεκτρόνια αγωγιμότητας*. Αυτή η απελευθέρωση και απομάκρυνση μερικών ηλεκτρονίων από τους δεσμούς τους, δεν προκαλεί την απώλεια συνοχής των ατόμων τους

και άρα δεν προκαλεί την κατάρρευση του κρυσταλλικού πλέγματός τους. Ένα μέρος τέτοιου κρυσταλλικού πλέγματος, στο επίπεδο, φαίνεται στο Σχήμα 2.1 [2.1].

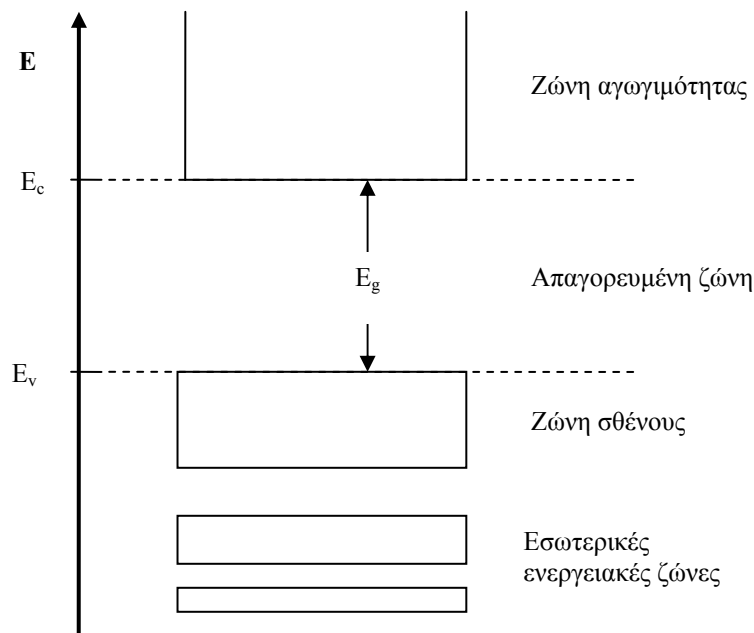


Σχήμα 2.1: Παράσταση κρυσταλλικού πλέγματος πυριτίου (Si) στο επίπεδο. Οι μικροί κύκλοι αναπαριστούν ηλεκτρόνια.

Έχει παρατηρηθεί ότι φωτόνια που προσπίπτουν στο υλικό πυριτίου με ενέργεια μεγαλύτερη από 1,08 eV, είναι ικανά να απορροφηθούν και να προκαλέσουν τη διέγερση κάποιων ηλεκτρονίων. Αρχικά, λοιπόν, φαίνεται ότι είναι δυνατόν να απορροφηθεί όλη σχεδόν η ηλιακή ακτινοβολία και να μετατραπεί σε ηλεκτρισμό (απελευθέρωση ηλεκτρονίων). Όμως, τελικά, ένα φωτόνιο, μπορεί να ενεργοποιήσει ένα μόνο ηλεκτρόνιο. Τα φωτόνια διαπερνούν το σώμα για όσο διαρκεί η έκθεσή του στην ηλιακή ακτινοβολία και κατά τη διάρκεια αυτή κάποια από αυτά θα απορροφηθούν και θα ενεργοποιήσουν, τελικά, κάποια ηλεκτρόνια στην εξωτερική στιβάδα των ατόμων. Όσα φωτόνια ενεργοποιήσουν ηλεκτρόνια με την ελάχιστη απαιτούμενη ενέργεια και έχουν περίσσεια ενέργειας, θα τη μετατρέψουν σε θερμότητα μέσα στο υλικό, με αποτέλεσμα να ανέβει η θερμοκρασία του [2.1].

Τα ελεύθερα, πλέον, ηλεκτρόνια περιφέρονται άτακτα μέσα στο σώμα, για όσο διάστημα έχουν υψηλή κινητική, αφήνοντας κενή τη θέση την οποία κατείχαν. Το κενό που δημιουργείται ονομάζεται «οπή». Είναι ευνόητο ότι όταν απελευθερωθούν πολλά ηλεκτρόνια, θα δημιουργηθούν και πολλές, αντίστοιχα, οπές. Μια οπή είναι δυνατόν να μετακινηθεί, αφού δε προκαλεί καμμία ενεργειακή διαφορά στο άτομο. Δηλαδή, ένα ηλεκτρόνιο με πλήρη δεσμό, γειτονικό μιας οπής, μπορεί να καταλάβει τη θέση της οπής, αφήνοντας παράλληλα κενή τη θέση που κατείχε πριν. Εάν κατά την κίνηση των ελεύθερων ηλεκτρονίων παρατηρηθεί μια σημαντική μείωση στην ενέργειά τους, καταλαμβάνουν μια κενή θέση κάποιου ατελούς δεσμού που ίσως συναντήσουν στο δρόμο τους. Τότε, προφανώς, σταματά το φαινόμενο μετακίνησης της οπής, αφού παύει να υφίσταται [2.1].

Τα ηλεκτρόνια σθένους σε έναν ημιαγωγό σχηματίζουν τους δεσμούς. Επίσης, αυτά μπορούν να μετακινηθούν μόνο προς τις γειτονικές τους οπές ή να ανταλλάξουν τη θέση τους με άλλα ηλεκτρόνια σθένους, γειτονικών δεσμών. Οι ενεργειακές τους στάθμες διαφέρουν πολύ λίγο μεταξύ τους και αποτυπώμενες σε ένα διάγραμμα τιμών ενέργειας, σχηματίζουν τις λεγόμενες ενεργειακές ζώνες. Κάτι αντίστοιχο συμβαίνει και με τα ελεύθερα ηλεκτρόνια, σχηματίζοντας την ενεργειακή ζώνη αγωγιμότητας ή ζώνη αγωγής. Μεταξύ των δύο αυτών ζωνών, υπάρχει μια απόσταση, μια διαφορά ενέργειας δηλαδή, μεταξύ του λιγότερου ενεργού ελεύθερου ηλεκτρονίου και του περισσότερου ενεργού δεσμευμένου ηλεκτρονίου σθένους. Η διαφορά αυτή ονομάζεται ενεργειακό διάκενο ή ενεργειακό χάσμα και εκφράζει την ελάχιστη απαιτούμενη ενέργεια για τη διέγερση ενός ηλεκτρονίου σθένους για να μετατραπεί αυτό σε ελεύθερο ηλεκτρόνιο, δημιουργώντας μian οπή. Οι τιμές της ενέργειας των ηλεκτρονίων σε κάθε σώμα, περικλείονται μέσα στα όρια των ζωνών ενέργειας [2.1]. Αυτό σημαίνει πως σε ένα απολύτως καθαρό σώμα, χωρίς προσμείξεις, δεν υπάρχουν ηλεκτρονικές στάθμες στο διάκενο ανάμεσα στις προαναφερθείσες ζώνες, αποτελώντας έτσι μian απαγορευμένη περιοχή για τα ηλεκτρόνια.

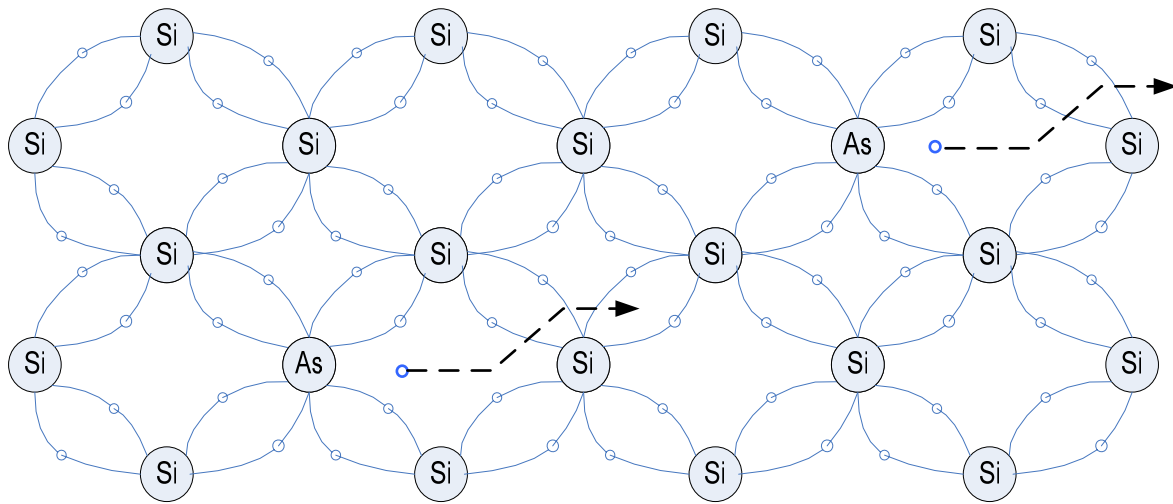


Σχήμα 2.2: Διάγραμμα ενεργειακών ζωνών στους ημιαγωγούς. E_c : ενέργεια στον πυθμένα της ζώνης αγωγιμότητας, E_v : ενέργεια κορυφής της ζώνης σθένους, E_g : ενεργειακό διάκενο (χάσμα).

Στην περίπτωση κατά την οποία στα ηλεκτρόνια των δεσμών προσφερθεί ένα ποσό ενέργειας μικρότερο από το ενεργειακό διάκενο, δεν μπορούν να την απορροφήσουν και μένουν στη ζώνη σθένους. Εάν όμως η προσφερόμενη ενέργεια είναι ίση ή μεγαλύτερη από το ενεργειακό διάκενο, τότε κάθε ηλεκτρόνιο απορροφά την απαιτούμενη ενέργεια και διεγείρεται προς τη ζώνη αγωγιμότητας, αφήνοντας μια οπή στη ζώνη σθένους. Η περίσσεια της ενέργειας μεταφέρεται ως κινητική ενέργεια στα ελεύθερα ηλεκτρόνια, η οποία γίνεται αντιληπτή από την άνοδο της θερμοκρασίας του σώματος [2.1].

2.3 ΗΜΙΑΓΩΓΟΙ ΠΡΟΣΜΕΙΞΕΩΝ

Οι ημιαγωγοί προσμείξεων δεν είναι τίποτα άλλο εκτός από ημιαγωγούς στο κρυσταλλικό πλέγμα των έχει γίνει πρόσμειξη (νόθευση) μιας μικρής ποσότητας από κάποιο άλλο υλικό. Υλικά προσμείξεων για ημιαγωγούς είναι τα πεντασθενή στοιχεία, όπως π.χ. το αρσενικό (As), του οποίου ο όγκος των ατόμων δε διαφέρει σημαντικά από αυτόν των ατόμων του πυριτίου.

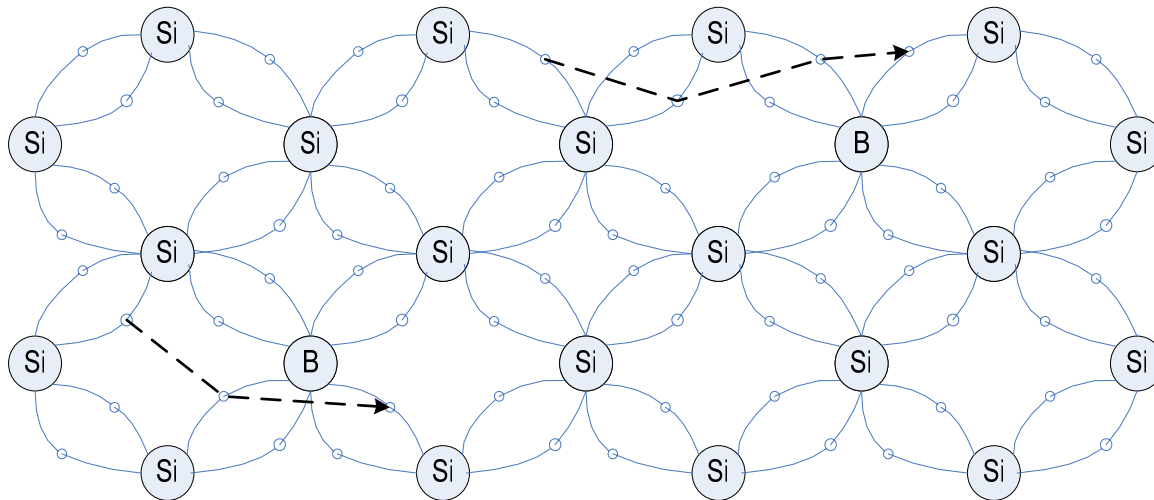


Σχήμα 2.3: Κρυσταλλικό πλέγμα πυριτίου με πρόσμειξη μικρής ποσότητας αρσενικού (As). Δημιουργία ελεύθερων ηλεκτρονίων. Με τον τρόπο αυτό σχηματίζεται πυρίτιο τύπου n.

Σε αυτή την περίπτωση, τέσσερα από τα πέντε ηλεκτρόνια θα ενωθούν με τα ηλεκτρόνια σθένους των γειτονικών ατόμων Si και θα σχηματίσουν ομοιοπολικούς δεσμούς. Το πέμπτο ηλεκτρόνιο θα συγκρατείται χαλαρά, άρα με λίγη ενέργεια είναι ικανό να διαφύγει και να μετατραπεί σε ελεύθερο ηλεκτρόνιο. Τότε το άτομο του As μετατρέπεται σε θετικό ιόν (As^+), αφού υπερτερούν τα θετικά φορτία του πυρήνα του. Γενικά, ένα πεντασθενές άτομο μέσα σε περιβάλλον τετρασθενών ατόμων, συμπεριφέρεται σαν δότης ηλεκτρονίων. Ημιαγωγοί όπου υπερτερούν οι δότες, άρα οι κύριοι φορείς του ηλεκτρικού ρεύματος είναι τα ελεύθερα (και αρνητικά φορτισμένα) ηλεκτρόνια, ονομάζονται *τύπου n*, από την αγγλική λέξη negative [2.1].

Κάτι αντίστοιχο συμβαίνει και με την πρόσμειξη τρισθενών ατόμων σε πλεγματικές θέσεις του πυριτίου. Ένα τέτοιο παράδειγμα είναι το στοιχείο βόριο (B). Ένα κρυσταλλικό πλέγμα πυριτίου με πρόσμειξη βορίου, φαίνεται στο Σχήμα 2.4.

Σε έναν ημιαγωγό αυτό του συνδυασμού, δημιουργούνται κενές θέσεις ηλεκτρονίων στους δεσμούς, αφού τα τρία ηλεκτρόνια σθένους των ατόμων βορίου επαρκούν για δέσμευση με τρία αντίστοιχα ηλεκτρόνια των ατόμων πυριτίου.



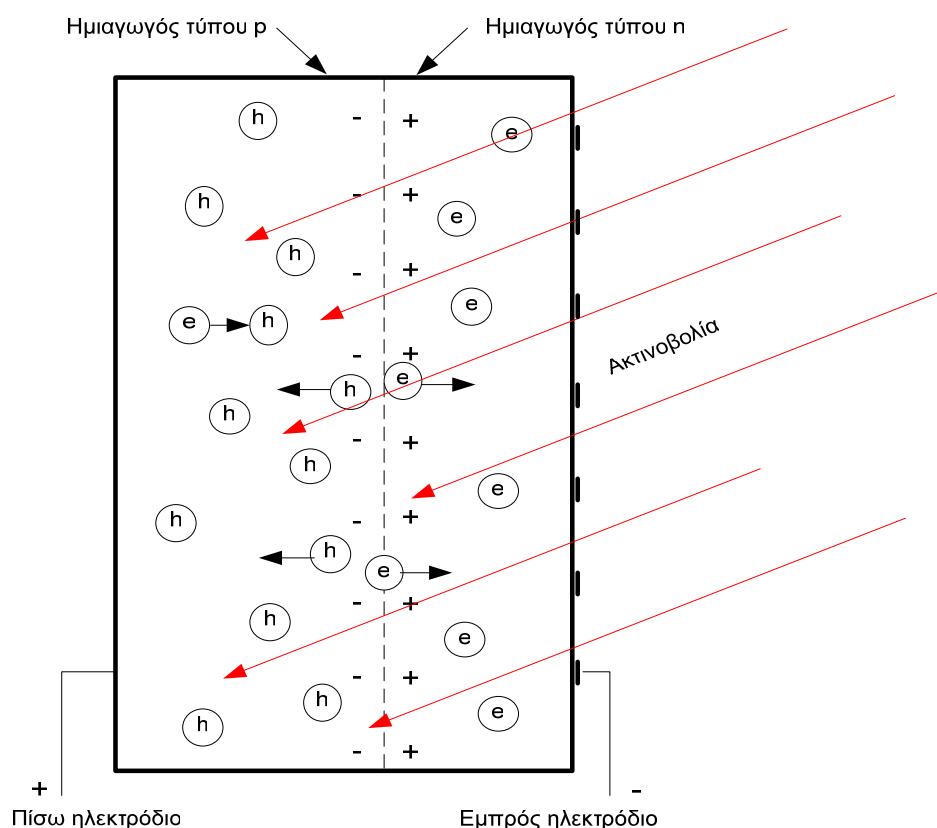
Σχήμα 2.4: Κρυσταλλικό πλέγμα πυριτίου με πρόσμειξη βορίου (B). Μετακίνηση ηλεκτρονίων σθένους για την κάλυψη οπών. Με τον τρόπο αυτό σχηματίζεται πυρίτιο τύπου p.

Με απορρόφηση μικρής ποσότητας ενέργειας, ένα ηλεκτρόνιο με πλήρη δεσμό, μπορεί να μετακινηθεί προς μια κενή γειτονική θέση, αφήνοντας κενή τη θέση που κατείχε προηγουμένως, δημιουργώντας μια οπή. Τότε όμως, το άτομο του βορίου συμπληρώνει τέσσερις δεσμούς και φορτίζεται αρνητικά, μετατρέπόμενο σε αρνητικό ιόν (B^-). Γενικά, ένα τρισθενές άτομο ευρισκόμενο σε περιβάλλον τετρασθενών ατόμων, συμπεριφέρεται ως δέκτης ηλεκτρονίων [2.1]. Όταν σε έναν ημιαγωγό υπερτερούν τα άτομα-αποδέκτες, η αγωγιμότητά τους οφείλεται στις οπές που δημιουργούνται (και οι οποίες θεωρούνται θετικά φορτισμένες), τότε αυτοί ονομάζονται *τύπου p*, από την αγγλική λέξη positive.

2.4 ΗΛΙΑΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΚΑΙ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΦΑΙΝΟΜΕΝΟ

Η παραπάνω περιγραφή των ημιαγωγών και των μηχανισμών που λαμβάνουν χώρα σε αυτούς, θα βοηθήσει στην κατανόηση της λειτουργίας του ηλιακού στοιχείου ή ηλιακού κυττάρου. Το ηλιακό στοιχείο είναι η μικρότερη βασική λειτουργική μονάδα που απαρτίζει ένα φωτοβολταϊκό σύστημα (για αυτό και η παραβολή με το «κύτταρο» των οργανισμών).

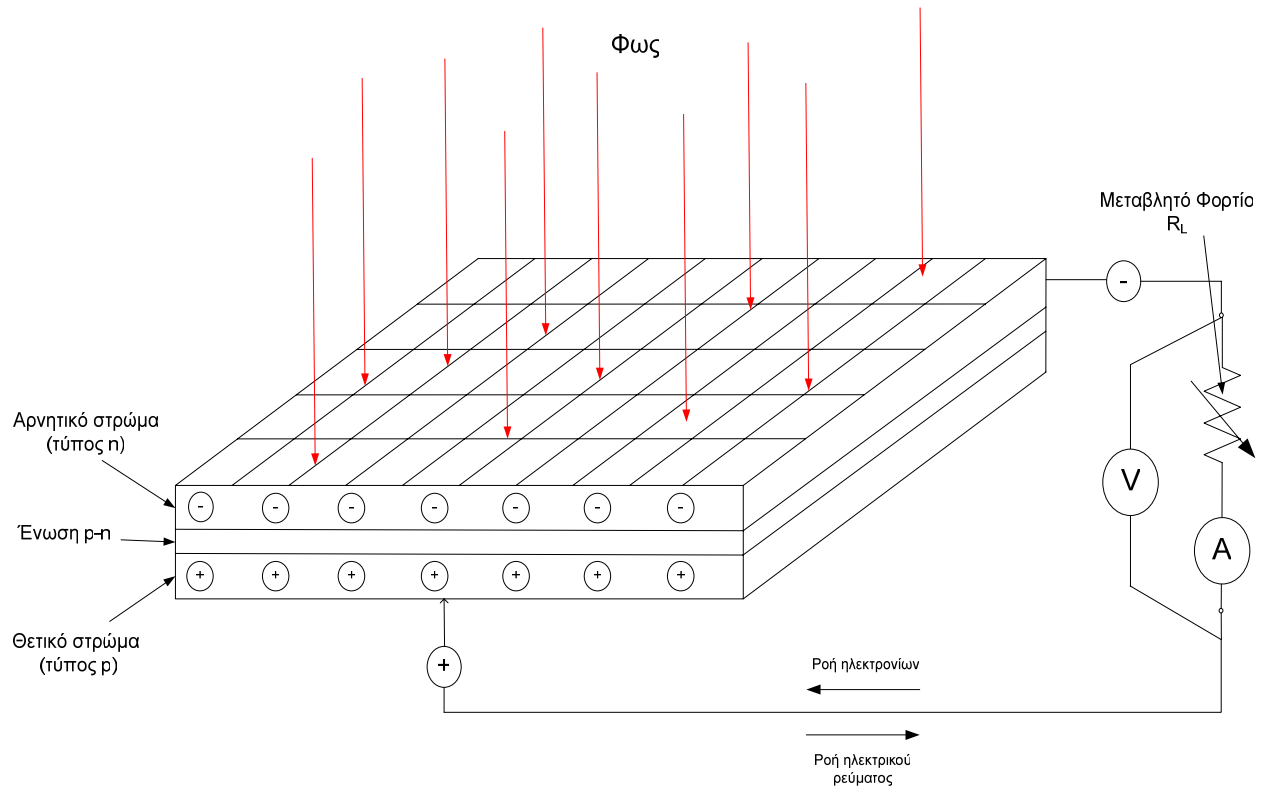
Τα ηλιακά στοιχεία είναι ενώσεις ημιαγωγών τύπου p και n, υπό μορφή λεπτών δίσκων. Η ένωση p-n συνεπώς, εκτείνεται σε όλη την έκταση του δίσκου αυτού. Όταν πραγματοποιηθεί αυτή η επαφή, ένα μέρος των οπών του ημιαγωγού τύπου p διαχέεται προς τον ημιαγωγό τύπου n (όπου οι οπές είναι λιγότερες) και ταυτόχρονα ένα μέρος από τα ελεύθερα ηλεκτρόνια του ημιαγωγού τύπου n διαχέονται προς τον αντίστοιχο τύπου p (όπου τα ελεύθερα ηλεκτρόνια είναι λιγότερα). Με τον τρόπο αυτό, διαταράσσεται η ισορροπία που επικρατούσε στους ημιαγωγούς πριν την επαφή, ενώ μετά από αυτήν, η αποκατάσταση των συνθηκών ισορροπίας πραγματοποιείται με επανασυνδέσεις των φορέων (μετακινήσεις οπών και ελεύθερων ηλεκτρονίων), ώστε τελικά να ικανοποιείται ο νόμος δράσης των μαζών (αντίστοιχα προς τους όρους της χημικής ισορροπίας).



Σχήμα 2.5: Ο μηχανισμός εκδήλωσης του φωτοβολταϊκού φαινομένου σε επαφή p-n (e είναι τα ελεύθερα ηλεκτρόνια και h οι οπές).

Η διαδικασία αυτή αποτυπώνεται γραφικά στο Σχήμα 2.5, όπου βλέπουμε την ακτινοβολία να προσπίπτει στο εμπρός μέρος του ηλιακού στοιχείου (που ουσιαστικά είναι μια δίοδος, λόγω των ηλεκτροδίων), τύπου n [2.1]. Η ηλιακή ακτινοβολία αποτελείται από φωτόνια με συγκεκριμένη μάζα το καθένα, τα οποία κινούνται με πολύ υψηλές ταχύτητες. Η ενέργεια που έχει κάθε φωτόνιο είναι ίση με το γινόμενο της μάζας του επί την ταχύτητα του. Όταν ένα φωτόνιο συγκρούεται με ένα άλλο άτομο, μπορεί να συσχετισθεί με τα ηλεκτρόνια και να απορροφηθεί. Εκλύεται έτσι ενέργεια, η οποία μπορεί να προστεθεί στο άτομο και να απελευθερώσει ένα από τα ηλεκτρόνια της εξωτερικής στιβάδας του. Αυτό μπορεί να συμβεί και για άλλα εξωτερικά ηλεκτρόνια, τα οποία είναι ελεύθερα να κινηθούν, παράγοντας έτσι ηλεκτρικό ρεύμα. Έχει, όμως, σημασία να διακρίνουμε την ενεργειακή στάθμη των φωτονίων που προέρχονται από την ίδια πηγή, τον ήλιο, και φθάνουν στα φ/β συστήματα με την ίδια ταχύτητα, καθώς σε όλα τα φωτόνια υπάρχουν διαφορές στη μάζα τους, άρα και στην ενέργεια που μεταφέρουν.

Κάθε φωτόνιο μπορεί να διεγείρει ένα μόνο ηλεκτρόνιο σθένους. Ο μηχανισμός αυτός περιγράφηκε στην § 2.1 με το παράδειγμα του πυριτίου.



Σχήμα 2.6: Σχηματική απόδοση της λειτουργίας του ηλιακού στοιχείου.

Όσο διαρκεί η ακτινοβολία του ηλιακού στοιχείου, δημιουργείται μια περίσσεια από οπές και ελεύθερα ηλεκτρόνια, που δεν αντιστοιχούν στις συνθήκες ισορροπίας. Εάν δεν υπάρξει επανασύνδεση μεταξύ τους, μπορεί να βρεθούν στο ηλεκτροστατικό πεδίο που δημιουργείται στα όρια επαφής των ημιαγωγών (βλ. Σχήματα 2.4 και 2.5). Μπορεί με τον τρόπο αυτό τα ελεύθερα ηλεκτρόνια να εκτραπούν προς το τμήμα τύπου n και οπές να εκτραπούν προς το τμήμα τύπου p, οπότε και δημιουργείται μια τάση μεταξύ των ακροδεκτών των δύο τμημάτων της διόδου. Η εκδήλωση αυτής της τάσης ανάμεσα στις δύο όψεις του ακτινοβολούμενου σώματος, ονομάζεται *φωτοβολταϊκό φαινόμενο* και αντιστοιχεί σε ορθή πόλωση της διόδου (ο αρνητικός πόλος μιας πηγής συνδέεται με το τμήμα τύπου n και ο θετικός με το τμήμα τύπου p) [2.1]. Ορθή πόλωση έχουμε και στο Σχήμα 2.5.

Συμπερασματικά, η διάταξη του ηλιακού στοιχείου αποτελεί μια πηγή ηλεκτρικού ρεύματος, για όσο διατηρείται η πρόσπτωση ηλιακού φωτός πάνω στην επιφάνεια αυτής, με την εμφάνιση συνεχούς τάσης μεταξύ των ακροδεκτών του και τη δημιουργία ρεύματος, έντασης ανάλογης της εμφανιζόμενης τάσης. Άρα, η ισχύς που αποδίδει το ηλιακό στοιχείο, είναι ανάλογη της έντασης της ακτινοβολίας που δέχεται.

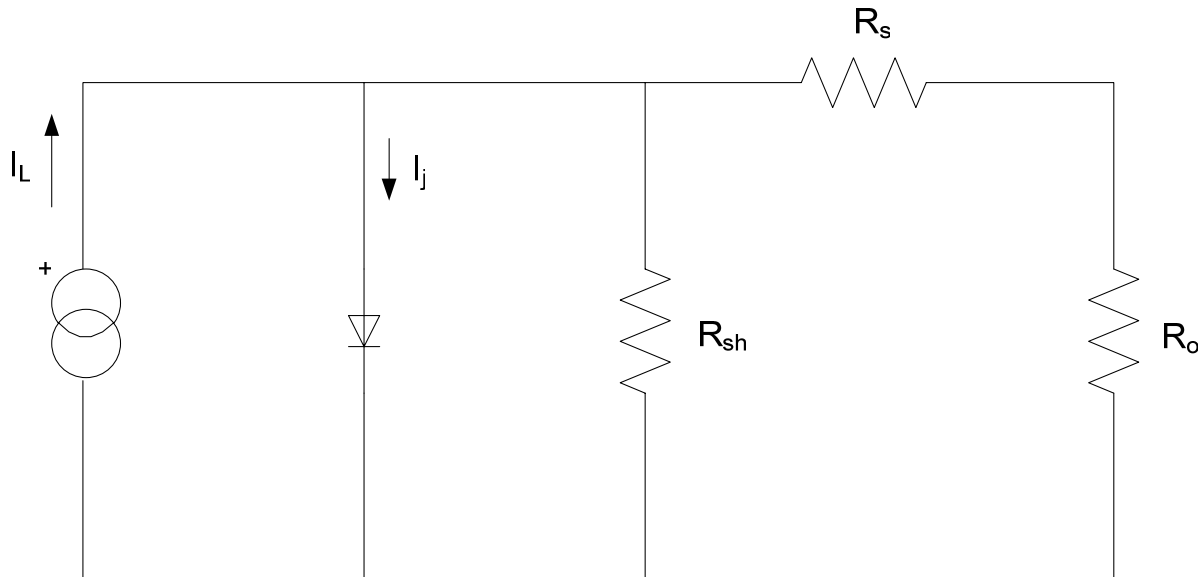
Συνεπώς, είναι αναγκαίο να ορισθεί ένα μέγεθος που θα αξιολογεί την απόδοση του ηλιακού στοιχείου, με βάση το ποσό ενέργειας που απορροφά από την ακτινοβολία που δέχεται και το μέρος αυτής που μετατρέπεται σε ηλεκτρική. Το μέγεθος αυτό είναι ο βαθμός απόδοσης του ηλιακού κυττάρου, που ορίζεται ως το επί τοις εκατό ποσοστό μετατροπής της ενέργειας που εισέρχεται στο κύτταρο σε ηλεκτρική ισχύ στην έξοδό του. Δηλαδή [2.1]:

$$\text{Βαθμός Απόδοσης} = \frac{\text{Ηλεκτρική Ισχύς Εξόδου}}{\text{Οπτική Ισχύς Εισόδου}} \cdot 100 \quad 2.1$$

Αξίζει να σημειωθεί ότι το ηλιακό στοιχείο δεν εκμεταλλεύεται καμμία χημική αντίδραση για την πραγματοποίηση μετατροπής της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική. Κατά συνέπεια, δεν υφίσταται κάποια μεταβολή στη σύστασή του. Αυτό σημαίνει πως εξαιτίας αυτού του φαινομένου, η διάρκεια ζωής του ηλιακού στοιχείου είναι πολύ μεγάλη, θεωρητικά άπειρη. Πρακτικά όμως δε συμβαίνει αυτό. Το ηλιακό στοιχείο χρειάζεται μια υποτυπώδη συντήρηση ώστε να λειτουργεί κανονικά και για μεγάλο χρονικό διάστημα. Η λειτουργία του είναι εντελώς αθόρυβη και δε μολύνει το περιβάλλον.

2.4.1 ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΤΩΝ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ

Ο τρόπος με τον οποίο ένα φ/β στοιχείο μπορεί να προσομοιωθεί είναι μέσω ενός ηλεκτρικού κυκλώματος, το οποίο παρίσταται στο Σχήμα 2.7 [2.1].

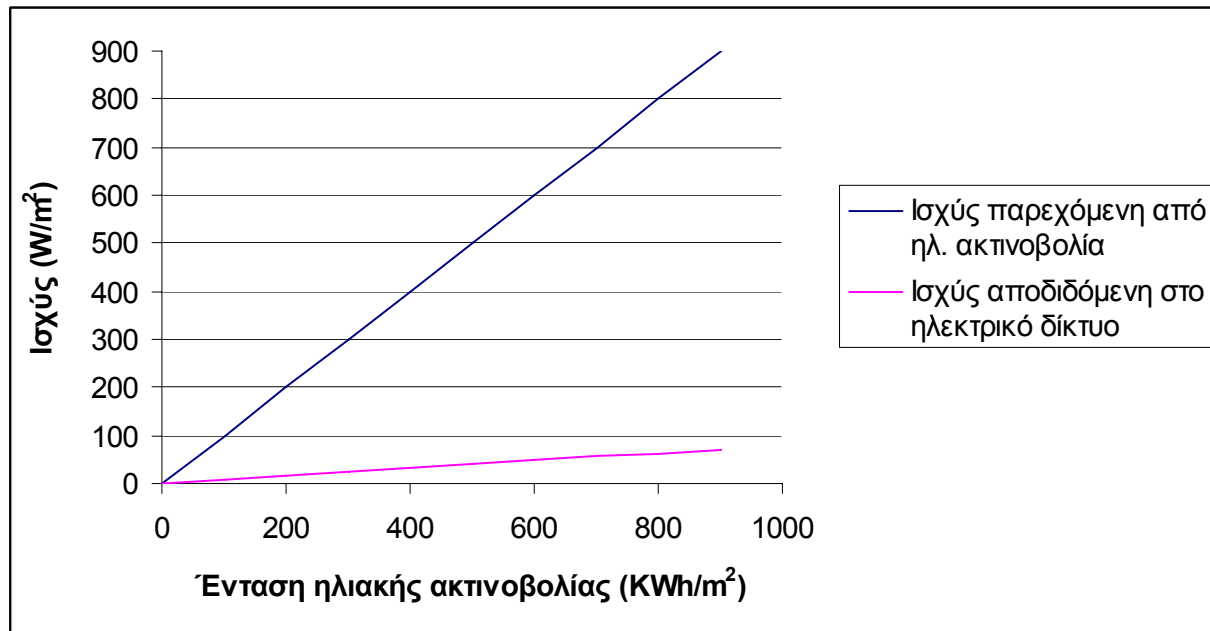


Σχήμα 2.7: Ισοδύναμο κύκλωμα φ/β στοιχείου.

Στο σχήμα αυτό, η γεννήτρια παράγει φωτορεύμα I_L , με φορά όπως αυτή του Σχήματος 2.7. Η αντίσταση R_{sh} οφείλεται στις επιφανειακές διαρροές πάνω στο στοιχείο, σε διάχυση φορέων κατά μήκος των επαφών ή ορίων των κρυσταλλινών (οφείλονται στη μικροδομή του δηλαδή). Η αντίσταση R_s οφείλεται στις ωμικές αντιστάσεις των επαφών, τις αντιστάσεις της περιοχής της βάσης και στην αντίσταση της πάνω περιοχής του στοιχείου. Η αντίσταση R_o είναι η αντίσταση του φορτίου που είναι συνδεδεμένο στο κύκλωμα. Με βάση το κύκλωμα αυτό, μπορεί να χαραχθεί η γραφική παράσταση της ισχύος εξόδου του στοιχείου ως συνάρτηση της ηλιακής ακτινοβολίας. Το αποτέλεσμα αυτής της παράστασης φαίνεται στο Σχήμα 2.8, όπου παρατηρούμε ότι η ισχύς εξόδου των φωτοβολταϊκών στοιχείων αποτελεί ένα μικρό κλάσμα της παρεχόμενης ηλιακής ακτινοβολίας και είναι περίπου ευθεία, ενώ η κλίση της εξαρτάται από το συντελεστή απόδοσης του στοιχείου.

2.5 ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΕΠΙΛΟΓΗΣ ΗΜΙΑΓΩΓΩΝ ΓΙΑ ΗΛΙΑΚΕΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΕΣ ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ

Με βάση τα παραπάνω, είναι δυνατόν να πραγματοποιηθεί μια αξιολόγηση των ημιαγωγών, όσον αφορά την καταλληλότητά τους για χρήση ηλιακών φωτοβολταϊκών εφαρμογών, όπως η κατασκευή φωτοβολταϊκών στοιχείων.



Σχήμα 2.8: Χαρακτηριστική εξόδου φ/β στοιχείου.

Ένα κριτήριο βάση του οποίου θα μπορούσε να γίνει αυτή η αξιολόγηση, είναι το μέρος της ενέργειας της ηλιακής ακτινοβολίας που αξιοποιείται από αυτά. Έχει αποδειχθεί πως ένας ημιαγωγός «εκμεταλλεύεται» ποσό ενέργειας από την ηλιακή ακτινοβολία, όσο είναι και το ενεργειακό διάκενό του E_g , ενώ η υπόλοιπη μετατρέπεται σε θερμότητα. Θεωρητικά, μέγιστες αποδόσεις 25% (μετατροπής της ηλιακής ακτινοβολίας), επιτυγχάνονται για στοιχεία ημιαγωγών με ενεργειακό διάκενο περίπου 1,5 eV. Άλλο σημαντικό κριτήριο είναι το είδος του ενεργειακού διακένου, δηλαδή εάν είναι άμεσο (το ελεύθερο ηλεκτρόνιο σθένους και η οπή έχουν ίδιες ορμές) ή έμμεσο (το ελεύθερο ηλεκτρόνιο σθένους και η οπή έχουν διαφορετικές ορμές και απαιτείται η παρεμβολή και κάποιου άλλου σωματιδίου για την επανασύνδεση). Σε ημιαγωγούς με άμεσο ενεργειακό διάκενο η επανασύνδεση ηλεκτρονίων και οπών πραγματοποιείται πιο εύκολα, αφού τα φωτόνια απορροφούνται πιο εύκολα σε αυτούς, οπότε και το στοιχείο δεν επιβάλλεται να έχει μεγάλο πάχος (εξοικονόμηση υλικού) [2.1].

Άλλα κριτήρια, που επίσης λαμβάνονται υπόψιν για την επιλογή ημιαγωγών ή και άλλων υλικών, για την κατασκευή φωτοβολταϊκών στοιχείων, είναι το κόστος παραγωγής τους, η συμπεριφορά τους (σταθερότητά) τους υπό την επίδραση εξωτερικών παραγόντων, όπως υγρασία και θερμότητα, η τοξικότητα των διάφορων συστατικών, οι φυσικές ιδιότητές τους, η διάρκεια ζωής τους κ.λ.π.

2.6 ΥΛΙΚΑ ΚΑΤΑΣΚΕΥΗΣ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ

Το υλικό που έχει, μέχρι στιγμής, χρησιμοποιηθεί κατά κόρον, είναι το πυρίτιο, το οποίο έχει ενεργειακό διάκενο 1,1 eV. Αυτό μάλλον οφείλεται στην ευρεία χρήση του πυριτίου σε εφαρμογές της ηλεκτρονικής. Ακόμα, το πυρίτιο κυκλοφορούσε σε μεγάλες ποσότητες στην αγορά και με πολύ καλή χημική καθαρότητα και τελειότητα κρυσταλλικής δομής.

Ο πιο διαδεδομένος τύπος φωτοβολταϊκού στοιχείου, είναι αυτός του μονοκρυσταλλικού πυριτίου, που αποτελείται από καθαρό πυρίτιο σε μορφή λεπτών δίσκων με ομοιόμορφο μπλε σκούρο χρώμα. Άλλος τύπος είναι του πολυκρυσταλλικού πυριτίου, με τρόπο κατασκευής όμοιο με των μονοκρυσταλλικών, με τη διαφορά, όμως, ότι τα πρώτα έχουν χαμηλότερο κόστος παραγωγής και, όχι σημαντικά, μικρότερο βαθμό απόδοσης. Η επιφάνειά του εμφανίζει μια τυχαία διάταξη κρυστάλλων («μωσαϊκό»), σχετικά ανοικτού μπλε χρώματος [2.2]. Τέλος, άλλοι δύο τύποι στοιχείων πυριτίου, είναι του πυριτίου σε μορφή ταινίας, με επικάλυψη πρισματικής μορφής, όχι πολύ διαδεδομένα εμπορικά, και του άμορφου πυριτίου. Αν και το άμορφο πυρίτιο παρουσιάζει μεγάλη ατέλεια στην κρυσταλλική δομή του, εντούτοις χρησιμοποιείται στην κατασκευή ηλιακών στοιχείων, αφού έχει μεγαλύτερο ενεργειακό διάκενο από ό,τι το κρυσταλλικό και διαθέτει κατά πολύ μεγαλύτερο βαθμό απορρόφησης της ακτινοβολίας. Ακόμα, παρασκευάζεται με μεθόδους πολύ χαμηλού κόστους, διαφορετικών από αυτές της κατασκευής του κρυσταλλικού, ενώ συμπεριφέρεται σαν ημιαγωγός άμεσου ενεργειακού διακένου, με τη δυνατότητα της εύκολης βελτίωσης των ηλεκτρικών ιδιοτήτων του. Παρόλα αυτά, γίνονται προσπάθειες για τη βελτίωση του βαθμού απόδοσής του, καθώς έχει παρατηρηθεί ότι αυτή μειώνεται με το χρόνο για εφαρμογές υψηλής ισχύος. Αντίθετα για μικρής ισχύος εφαρμογές βρίσκει ευρεία εφαρμογή. Η επιφάνεια ηλιακών στοιχείων από άμορφο πυρίτιο, έχει ομοιόμορφους σκούρους χρωματισμούς [2.2].

Ωστόσο, έγιναν εργαστηριακές μελέτες και με άλλα υλικά, οι οποίες έχουν δώσει θετικά αποτελέσματα για το θειούχο κάδμιο (CdS), λόγω χαμηλού κόστους, και το αρσενικούχο γάλλιο (GaAs), λόγω μεγάλης απόδοσης. Όμως, η απόδοση του ηλιακού κυττάρου από CdS ήταν πολύ χαμηλή (<10%) και σε συνδυασμό με τα προβλήματα σταθερότητας που εμφάνιζε, συνέτειναν στη διακοπή των ερευνητικών προσπαθειών με επίκεντρο το υλικό αυτό, παρόλο που παρουσιάζει μεγάλο ενεργειακό διάκενο (2,45 eV). Το GaAs από την άλλη μεριά, παρουσιάζει ενεργειακό διάκενο ίσο με 1,43 eV, μέσα δηλαδή στην βέλτιστη περιοχή τιμών για την φωτοβολταϊκή μετατροπή και έχει θεωρητική απόδοση περίπου 25%. Αρνητικό σημείο είναι η διαφορά κόστους από το πυρίτιο, που είναι φθηνότερο. Η μεγάλη σχετικά τιμή του ενεργειακού διακένου εξασφαλίζει αρκετά μεγάλη παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος ανά μονάδα επιφάνειας και καλή συμπεριφορά στις σχετικά υψηλές θερμοκρασίες, γεγονός ιδιαίτερα σημαντικό λόγω του ότι τα ηλιακά στοιχεία υπερθερμαίνονται λόγω της έντονης ακτινοβολίας που δέχονται. Ωστόσο, όσο ανεβαίνει η θερμοκρασία, τόσο η απόδοση του GaAs πέφτει (το ίδιο συμβαίνει και για το πυρίτιο και το CdS, σε πιο έντονο βαθμό). Έχουν, όμως, δοκιμασθεί ηλιακά στοιχεία ετεροενώσεων (επαφή δύο διαφορετικών υλικών) με ημιαγώγιμα κράματα του συστήματος $Ga_{1-x}Al_xAs$ ($0 \leq x \leq 1$) με απόδοση πολύ κοντά στο θεωρητικό μέγιστο βαθμό απόδοσης (26-27%). Ας σημειωθεί ότι έχουν πραγματοποιηθεί εργαστηριακά πειράματα με στοιχεία από

φωσφορούχο ίνδιο (InP) και ετεροενώσεως, μονοκρυσταλλικής δομής του τελευταίου με CdS (InP/CdS), με σχετικά χαμηλή απόδοση όμως. Τέλος, όταν έχουμε ένα υλικό μεταξύ μιας μεταλλικής επιφάνειας και ενός ημιαγωγού, π.χ. οξείδιο του τιτανίου, η ένωση ονομάζεται MIS. Αν όμως έχουμε οξείδιο του τιτανίου μεταξύ δύο ημιαγωγών, τότε έχουμε ένωση SIS [2.3].

2.6.1 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΠΥΡΙΤΙΟΥ

Τα ηλιακά στοιχεία έχουν διαστρωματώσεις κομματιών υλικού πυριτίου, πάχους περί τα 3 mm περίπου, ενώ η διάμετρος τους φθάνει τα 10-15 cm.

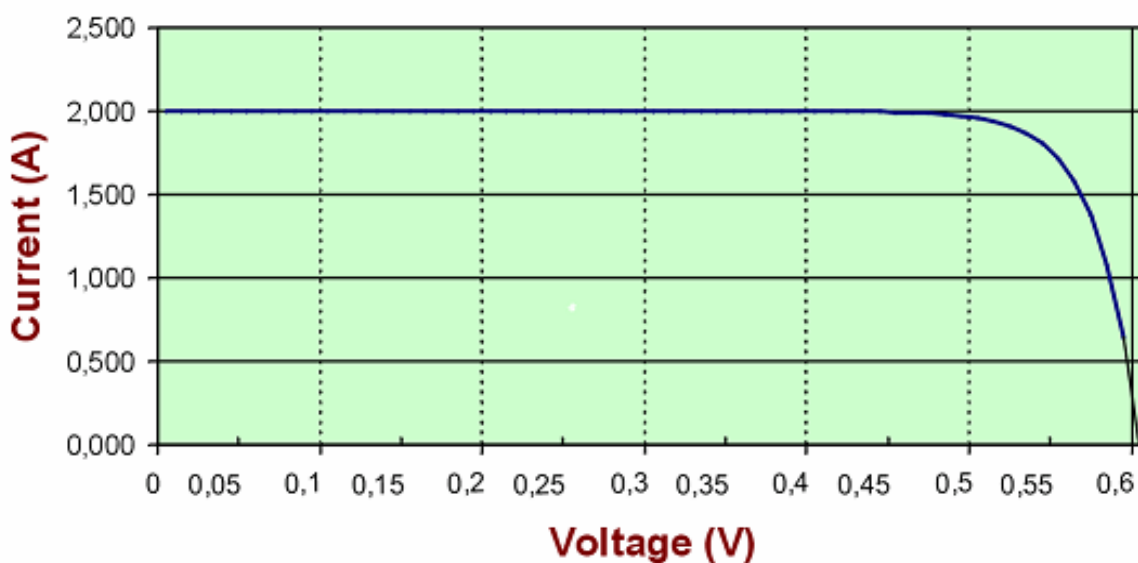
Η χαρακτηριστική έντασης-τάσης του ηλιακού στοιχείου πυριτίου φαίνεται στο Σχήμα 2.9, από όπου παρατηρείται ότι αν αυξηθεί η τάση πάνω από 0,52 V, τότε μειώνεται η ένταση του ρεύματος.

Στο Σχήμα 2.10 φαίνεται η μεταβολή ισχύος που αποδίδει ένα ηλιακό κύτταρο σε σχέση με τη τάση του. Μπορεί εύκολα να γίνει αντιληπτό ότι αυξανόμενης της τάσης, μέχρι περίπου τα 0,52 V, η αποδιδόμενη ισχύς αυξάνει σχεδόν γραμμικά, ενώ μετά τα 0,52 V η απόδοση μειώνεται πολύ απότομα. Όσο αυξάνεται η θερμοκρασία, η τάση του ηλιακού στοιχείου ελαττώνεται. Το ίδιο συμβαίνει και για την απόδοση του ηλιακού στοιχείου, δηλαδή όσο αυξάνεται η θερμοκρασία, τόσο μειώνεται η απόδοσή του [2.4]. Με βάση αυτή την παρατήρηση, προκύπτει ότι εάν γνωρίζουμε την ισχύ εξόδου ενός φ/β στοιχείου σε μια θερμοκρασία αναφοράς T_{ref} , τότε μπορούμε να υπολογίσουμε την ισχύ εξόδου σε μια άλλη θερμοκρασία T_a από την ακόλουθη σχέση [2.5]:

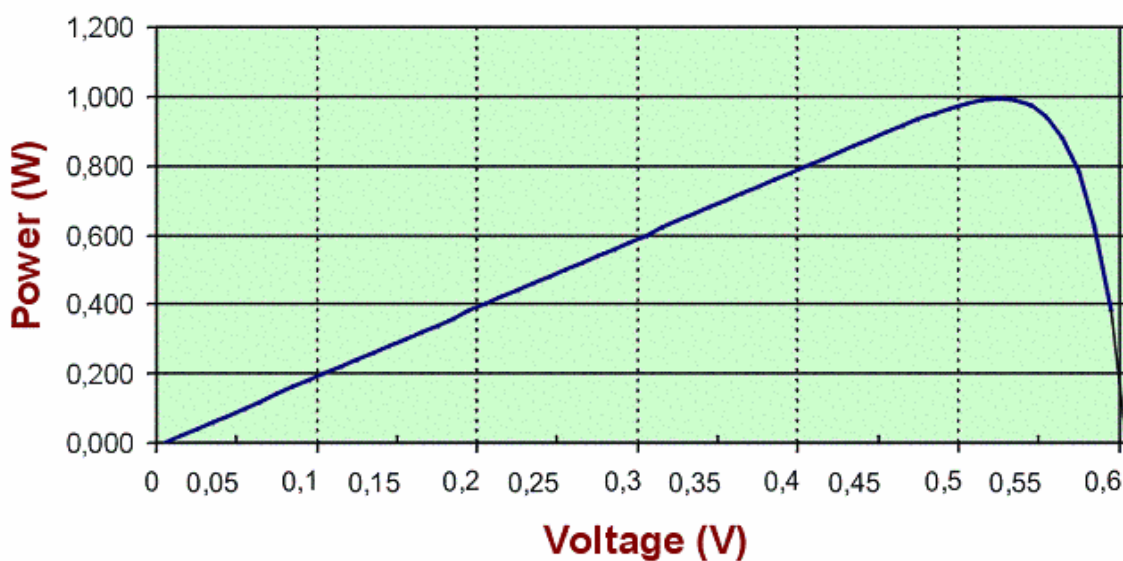
$$P_a = P_{ref} \cdot \left[1 + \beta \cdot (T_{ref} - T_a) \right] \quad 2.2$$

όπου P_{ref} η ισχύς εξόδου (W) στη θερμοκρασία T_{ref} και P_a η ισχύς εξόδου (W) στη θερμοκρασία T_a .

Η ισχύς εξόδου των φ/β στοιχείων επηρεάζεται από την έκταση που καταλαμβάνουν. Συγκεκριμένα, όσο αυξάνει το εμβαδό ενός φ/β στοιχείου, η τάση παραμένει σταθερή, ενώ το ρεύμα αυξάνει με γραμμικό τρόπο. Τέλος, η κλίση που προσδίδεται στα ηλιακά στοιχεία, μπορεί να επιφέρει αύξηση της ισχύος του στοιχείου, όταν είναι τέτοια ώστε στην επιφάνειά του να προσπίπτει η μέγιστη δυνατή ηλιακή ενέργεια (για μια χρονική περίοδο). Στο βόρειο ημισφαίριο για παράδειγμα, ο προσανατολισμός της επιφάνειας αυτής πρέπει να είναι νότιος.



Σχήμα 2.9: Χαρακτηριστική έντασης-τάσης σε ηλιακό στοιχείο Si.



Σχήμα 2.10: Το γράφημα ισχύος-τάσης για ένα ηλιακό στοιχείο Si.

2.6.2 ΠΑΡΟΝ ΚΑΙ ΜΕΛΛΟΝ ΤΩΝ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ

Το ενδιαφέρον για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι δεδομένο. Παρόλο που στη δεκαετία του 1980 σημειώθηκε, παροδικά, μια μείωση του ενδιαφέροντος αυτού, σήμερα οι έρευνες για τη βελτιστοποίηση των χαρακτηριστικών των φ/β στοιχείων συνεχίζεται με αμείωτη ένταση. Ενδεικτικό είναι το γεγονός ότι μόνο η παραγωγή ενέργειας

μέσω φ/β συστημάτων αυξήθηκε κατά 44% μέσα σε ένα χρόνο, από το 1999 έως το 2000. Όλο αυτό το διάστημα, κυρίαρχο υλικό στις φ/β εγκαταστάσεις ήταν το μονοκρυσταλλικό πυρίτιο [2.2].

Πίνακας 2.1: Παραγόμενη ενέργεια ανά χρησιμοποιούμενη τεχνολογία, το έτος 2000.

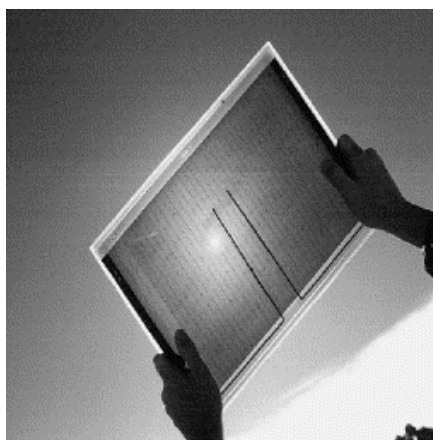
Υλικό φ/β εγκατάστασης	Φορτία MWp	Ποσοστό % επί της συνολικής παραγωγής
Μονοκρυσταλλικό πυρίτιο	102,7	41,7
Πολυκρυσταλλικό πυρίτιο	103,9	42,2
Λεπτά φιλμ (όλοι οι τύποι)	24,5	10,0

2.6.2.1 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΔΕΥΤΕΡΗΣ ΓΕΝΙΑΣ

Στην παρούσα χρονική περίοδο, έχουμε περάσει στην παραγωγή των λεγομένων φωτοβολταϊκών συστημάτων τεχνολογίας 2^{ης} γενιάς. Αυτά χαρακτηρίζονται από το λεπτό πάχος της κατασκευής τους και για το λόγο αυτό ονομάζονται και φ/β συστήματα λεπτού φιλμ.

Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια λεπτού φιλμ πρωτοεμφανίσθηκαν στην Ιαπωνία, ως εφαρμογές σε εμπορικά προϊόντα, όπως υπολογιστές τσέπης και ψηφιακά ρολόγια τσέπης. Τα πλαίσια αυτά κατασκευάζονται από την απόθεση εξαιρετικά λεπτών στρώματων φωτοβολταϊκών υλικών πάνω σε ένα χαμηλού κόστους στήριγμα, όπως γυαλί, ανοξείδωτου χάλυβα ή πλαστικό. Τα ξεχωριστά φωτοβολταϊκά κύτταρα μορφοποιούνται εκείνη τη στιγμή με τη χρησιμοποίηση δεσμών laser. Τα λεπτά αυτά φιλμ προσφέρουν τη δυνατότητα ελάττωσης του κόστους κατασκευής. Και αυτό διότι, κατά πρώτον, με τον τρόπο αυτό χρησιμοποιείται λιγότερη ποσότητα ημιαγωγών, κατάλληλων για φωτοβολταϊκές εφαρμογές και, κατά δεύτερον, τα πλαίσια αυτά κατασκευάζονται με μεγάλες, σχετικά, διαστάσεις και ολοκληρωμένα, οπότε δεν είναι απαραίτητο να συγκεντρώνονται όλα μαζί και να συνδέονται ένα-ένα ηλεκτρικά [2.6].

Η πλέον σύγχρονη, πολλά υποσχόμενη και πλήρως αναπτυγμένη τεχνολογία λεπτών φιλμ, είναι αυτή του υδρογονωμένου άμορφου πυριτίου, υλικό που χρησιμοποιείται ευρύτατα σε φωτοβολταϊκές εφαρμογές. Ήδη η απόδοση του υλικού αυτού έχει φθάσει στο 7% από το 3,5% που ήταν στη δεκαετία του 1980. τα πιο αποτελεσματικά φ/β πλαίσια κατασκευάζονται από πολλαπλά στρώματα φωτοβολταϊκών υλικών, όπως για παράδειγμα τρία στρώματα πλαισίων από άμορφη πυρίτιο, με γερμάνιο (Ge) να προστίθεται στα δύο από τρία στρώματα (a-Si/a-SiGe/a-SiGe). Η κατασκευή αυτή έχει σχετικά υψηλή απόδοση, περίπου 13,5%. Άλλοι τύποι από λεπτά φιλμ μπορούν να κατασκευασθούν χρησιμοποιώντας πολυκρυσταλλικό πυρίτιο, CdTe ή ένωση χαλκού-ίνδιου σεληνίου (CIGS, με απόδοση περίπου 18%, για μικρή σειρά εφαρμογών, και με τεχνικά και κατασκευαστικά προβλήματα) [2.7].



Εικόνα 2.1: Η άποψη ενός φωτοβολταϊκού λεπτού φιλμ.

Τα τελευταία χρόνια μερικοί κατασκευαστές (όπως η Solarex, αλλά τώρα BP Solar και η Kaneka), έχουν ξεκινήσει να προωθούν τέτοια πλαίσια μεγάλων διαστάσεων για εξωτερική χρήση. Ήδη γίνονται έρευνες για την εφαρμογή της νανοκρυσταλλικής τεχνολογίας διοξειδίου του τιτανίου, σε συνδυασμό με οργανικά υλικά.

Η τεχνολογία αυτή αναμένεται να ανακινήσει ακόμη περισσότερο το ενδιαφέρον των ειδικών για τη χρησιμοποίηση των φωτοβολταϊκών συστημάτων, αφού ελαττώνεται το κόστος παραγωγής και επιτυγχάνονται σχετικά υψηλές αποδόσεις. Ωστόσο, βρίσκεται ακόμα στο στάδιο ανάπτυξης της, χωρίς πολλές εμπορικές εφαρμογές.

Πρόσφατες έρευνες οδήγησαν στην κατασκευή πολυστρωματικού φ/β στοιχείου [2.6]. Αυτό αποτελείται από πολλές λεπτές στρώσεις, μέχρι 10, από εναλλασσόμενες επιφάνειες ημιαγωγών τύπου n και τύπου p , δημιουργώντας ενώσεις τύπου $p-n$, επάνω σε κάποιο υλικό στήριξης, όπως γυαλί ή πλαστικό. Στη συνέχεια με τη βοήθεια δεσμών ακτίνων laser, μορφοποιούνται μια σειρά από αυλάκια ενός τύπου πολικότητας (έστω τύπου n), που δημιουργούνται με προσμείξεις. Το αποτέλεσμα τελικά είναι η παράλληλη ένωση όλων των στρωμάτων τύπου n . Το ίδιο συμβαίνει, ανάλογα, και για τις στρώσεις τύπου p .

Η κατασκευή τέτοιων φ/β στοιχείων βασίζεται σε υπαρκτές σήμερα τεχνολογίες. Οι αποδόσεις που επιτυγχάνονται είναι άμεσα συγκρίσιμες με τις αντίστοιχες των συμβατικών στοιχείων, προσφέροντας συνεχώς μειούμενα κόστη παραγωγής. Ήδη εργαστηριακές δοκιμές επιβεβαίωσαν αποδόσεις πάνω από 17%. Προβλέπεται, επιπροσθέτως, ότι θα κατασκευασθούν πολυστρωματικά φ/β στοιχεία για εμπορικές εφαρμογές με απόδοση στο 15% και κόστος \$ 2 ανά βατ αιχμής [2.6].

Ωστόσο, οι μελλοντικές τάσεις της βιομηχανίας κατασκευής φωτοβολταϊκών υλικών, καταδεικνύουν τη διάθεση για ολοένα και περισσότερη χρήση του μονοκρυσταλλικού πυριτίου. Παρόλο που το υλικό αυτό είναι πιο ακριβό από ό,τι η μονοκρυσταλλικό πυρίτιο, μπορεί να δώσει κατασκευές με μεγαλύτερη απόδοση, αντισταθμίζοντας έτσι τη διαφορά κόστους. Τα πλεονεκτήματα από τη χρήση του πολυκρυσταλλικού πυριτίου είναι ακόμα το ότι επιτυγχάνεται χαμηλότερο (συνολικά)

κόστος επένδυσης κεφαλαίου για την παραγωγή στρώσεων του υλικού αυτού, έχουμε υψηλότερη χρήση πυριτίου και τετράγωνου σχήματος κύτταρα, τα οποία καθιστούν την κατασκευή περισσότερο συμπαγή και επιτρέπουν την εύκολη την κατασκευή μεγάλων στρώσεων. Παράλληλα, οι συνεχείς έρευνες κατέληξαν στη σημαντική βελτίωση της απόδοσης του πολυκρυσταλλικού πυριτίου. Για να επιτευχθεί κάτι τέτοιο, καταβάλλονται προσπάθειες ώστε να ελαχιστοποιηθεί η αντανάκλαστικότητα της επιφάνειας του συλλέκτη, απορροφώντας μεγαλύτερη ποσότητα ηλιακής ενέργειας (κάτι που σημαίνει μεγαλύτερη απόδοση και άρα μεγαλύτερη συμπίεση του συνολικού κόστους κατασκευής). Οι προβλέψεις αφήνουν περιθώρια χρησιμοποίησης του μονοκρυσταλλικού πυριτίου για εφαρμογές υψηλής απόδοσης [2.2].

2.6.2.2 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΤΡΙΤΗΣ ΓΕΝΙΑΣ

Αξίζει στο σημείο αυτό να αναφερθεί ότι οι έρευνες για τη βελτίωση της απόδοσης των φ/β συστημάτων έχουν φτάσει στην ανάπτυξη των λεγόμενων συστημάτων τρίτης γενιάς. Τα συστήματα αυτά βρίσκονται σε πολύ αρχικό στάδιο ανάπτυξης και θεωρείται ότι θα βρουν εφαρμογή γύρω στο 2020 και έπειτα. Κύριο χαρακτηριστικό τους θα είναι η πολύ μεγάλη απόδοση σε σχέση με τις προηγούμενες γενιές συστημάτων, καθώς θα εκμεταλλεύονται το γεγονός ότι οι απώλειές τους κατά τη λειτουργία θα είναι πολύ μικρότερες από αυτή των υπαρχόντων συστημάτων. Η ανάπτυξη των συστημάτων τρίτης γενιάς, βρίσκεται ακόμη στο στάδιο έρευνας και αναζήτησης αποτελεσματικών τρόπων αύξησης της απόδοσης και της μείωσης των απωλειών. Έχουν προταθεί αρκετές μέθοδοι για τους σκοπούς αυτούς και παρακάτω θα περιγραφούν οι βασικότεροι από αυτούς.

Πρώτη θα περιγραφεί η διάταξη των διαδοχικής διάταξης ηλιακών στοιχείων (tandem cells). Η διάταξη αυτή αφήνει κάποια κενά μεταξύ των ηλιακών στοιχείων, έτσι ώστε να μπορούν αυτά να μετατρέπουν ευρύ φάσμα ακτινοβολίας που προσπίπτει κοντά στα κενά αυτά. Έχει παρατηρηθεί ότι όσο περισσότερα ηλιακά στοιχεία τοποθετούνται σε μια τέτοια διάταξη, τόσο μεγαλύτερη είναι και η απόδοσή της. Ο βαθμός απόδοσης για άπειρα τοποθετημένα ηλιακά στοιχεία φθάνει στο 86,8%. Η παραγωγή τέτοιων διατάξεων έχει προχωρήσει σε εμπορική εφαρμογή για χρήση σε αεροσκάφη, με βαθμό απόδοσης περίπου 30%, και για τη βελτίωση της αξιοπιστίας και απόδοσης των ήδη χρησιμοποιούμενων συστημάτων άμορφου πυριτίου [2.7].

Η δεύτερη μέθοδος που θα περιγραφεί, αφορά τη δημιουργία πολλαπλών ζευγαριών οπών-ηλεκτρονίων (για τις «οπές» βλ. § 2.1 και 2.2). Βασίζεται στην παρατήρηση ότι εάν η ενέργεια που αποβάλλεται από το σύστημα ως θερμότητα παρακρατηθεί για τη δημιουργία επιπλέον ζευγών οπών-ηλεκτρονίων, η απόδοση του συστήματος θα αυξηθεί. Η ενεργοποίηση αυτής της διαδικασίας από φωτόνια υψηλής ενεργειακής στάθμης έχει επιτευχθεί και καταγραφεί. η βασική ιδέα είναι ένα τυχόν φωτόνιο να μπορεί να παράγει όσο το δυνατόν περισσότερα ζεύγη οπών-ηλεκτρονίων. Η μέγιστη απόδοση για ένα ηλιακό στοιχείο, με εφαρμογή αυτής της μεθόδου, υπολογίζεται στο 85,9% [2.7].

Τέλος, θα αναφερθούν λίγα λόγια και για τη μέθοδο των πολλαπλών ζωνών (ταινιών) από ηλιακά στοιχεία (multiband cells). Πρόσφατες έρευνες έχουν καταλήξει στο

συμπέρασμα πως εάν σε μία ζώνη επαφής δύο ημιαγωγών προστεθεί και μία τρίτη, η επονομαζόμενη ζώνη μη καθαρότητας¹, θα υπάρξουν σημαντικά πλεονεκτήματα. Ακόμα και σήμερα γίνονται έρευνες στο συγκεκριμένο θέμα, ενώ η θεωρητική ανάλυση για η περιεχόμενες ζώνες σε ένα ηλιακό στοιχείο, δίνει μέγιστη απόδοση 86,8% [2.7].

2.7 ΣΥΝΔΥΑΣΜΕΝΕΣ ΔΙΑΤΑΞΕΙΣ ΗΛΙΑΚΩΝ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ

Τα φωτοβολταϊκά στοιχεία χρησιμοποιούν την ηλιακή ακτινοβολία ως πηγή ενέργειας. Η ενεργειακή αυτή πηγή, όμως, χαρακτηρίζεται από ένα σημαντικό μειονέκτημα: τη μικρή απόδοσή της. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να απαιτούνται μεγάλες επιφάνειες (μεγάλη δαπάνη) για τη συγκέντρωση μεγάλης ποσότητας ακτινοβολίας, που θα οδηγήσει στην παραγωγή αντίστοιχης ποσότητας ηλεκτρικής ισχύος. Έως τώρα έχουν προταθεί αρκετοί τρόποι για την αντιμετώπιση αυτού του προβλήματος, όπως η κατασκευή περιστρεφόμενων διατάξεων ηλιακών στοιχείων που θα παρακολουθούν την πορεία του ήλιου συνεχώς. Μια τέτοια κατασκευή έχει μεγάλη πολυπλοκότητα και επιβαρύνει ανάλογα τον προϋπολογισμό της. Ένας άλλος τρόπος που προτάθηκε, είναι η συγκέντρωση της ακτινοβολίας μέσω φακών ή κατόπτρων προς τα ηλιακά στοιχεία. Ίσως με τον τρόπο αυτό να απαιτείται τεχνητή ψύξη των στοιχείων, ωστόσο η απαγόμενη θερμότητα να μπορεί να αξιοποιηθεί σε παράπλευρες χρήσεις, όπως θέρμανση νερού ή χώρων και βιομηχανικές εφαρμογές, επιτυγχάνοντας με τον τρόπο αυτό μια πιο αποδοτική και σε μεγαλύτερο βαθμό εκμετάλλευση της ηλιακής ακτινοβολίας.

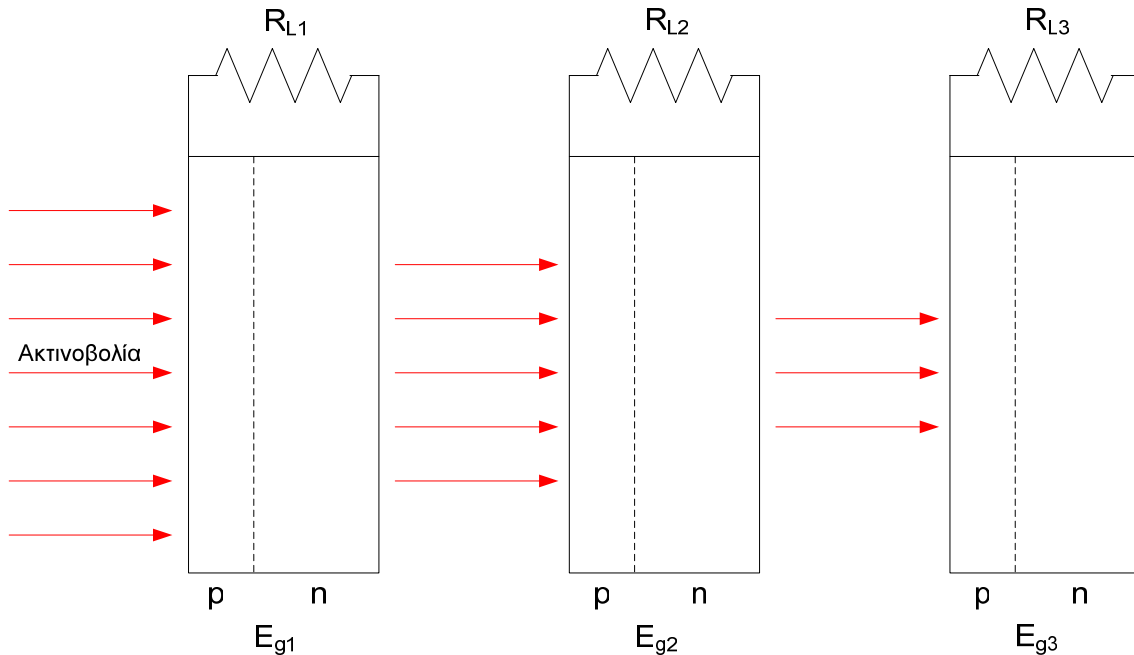
Στην περιγραφή των ημιαγώγιμων υλικών, από τα οποία κατασκευάζονται και τα ηλιακά στοιχεία, αναφέρθηκε ότι αυτά επιτυγχάνουν το μέγιστο θεωρητικό βαθμό απόδοσης για μια βέλτιστη περιοχή τιμών του ενεργειακού τους διακένου. Ωστόσο, με τη χρήση *συνδυασμένων διατάξεων* ηλιακών στοιχείων (βλ. Σχήμα 2.11), είναι δυνατόν να βελτιωθεί ο βαθμός απόδοσης της ηλιακής ακτινοβολίας.

Μια τέτοια συνδυασμένη διάταξη είναι η τοποθέτηση πολλών στοιχείων στη σειρά, με βαθμιαία μειούμενο ενεργειακό διάκενο. Έτσι, η ακτινοβολία διαπερνά τα στοιχεία αυτά και απορροφάται διαδοχικά (πρώτα απορροφώνται τα φωτόνια υψηλής ενέργειας, μετά τα επόμενα κτλ.). Οι διατάξεις αυτές εκμεταλλεύονται σχεδόν ολόκληρο το χρωματικό φάσμα της ηλιακής ακτινοβολίας και για αυτό ονομάζονται και «στοιχεία ουράνιου τόξου» [2.1].

2.8. ΤΜΗΜΑΤΑ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Στο σημείο αυτό θα ξεκινήσει η περιγραφή των τμημάτων που απαρτίζουν ένα φ/β σύστημα και ο τρόπος με τον οποίο αυτά διασυνδέονται μεταξύ τους. Αρχικά θα περιγραφεί το φωτοβολταϊκό πλαίσιο. Πολλά πλαίσια μαζί συγκροτούν τη φωτοβολταϊκή γεννήτρια, η οποία αποτελεί βασικό τμήμα κάθε φ/β εγκατάστασης.

¹ Ονομάζεται έτσι γιατί σε αυτή παρατηρείται υψηλή συγκέντρωση διάφορων προσμίξεων.



Σχήμα 2.11: Παράσταση συνδυασμένης διάταξης τριών φ/β στοιχείων, με ενεργειακά διάκενα $E_{g1} > E_{g2} > E_{g3}$. Η ακτινοβολία απορροφάται διαδοχικά.

2.8.1 ΤΟ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ

Το ηλιακό στοιχείο αναπτύσσει πολύ μικρή τάση και παράγει πολύ μικρή ηλεκτρική ισχύ. Μια τυπική τάση που αναπτύσσεται σε ένα μόνο ηλιακό στοιχείο και για κανονική ακτινοβολία, είναι περίπου 0,5 V, ενώ η παραγόμενη ισχύς δεν υπερβαίνει τα 0,4 W. Ο τρόπος για να αυξηθεί η τάση και η ισχύς από ηλιακά στοιχεία, είναι αυτά να τοποθετηθούν πολλά μαζί (ανά 10 έως 50 περίπου) με κοινή ηλεκτρική έξοδο. Τα στοιχεία στην περίπτωση αυτή συνδέονται στη σειρά, συγκροτώντας μια διάταξη που ονομάζεται *φωτοβολταϊκό πλαίσιο*. Το πλήθος των στοιχείων που απαρτίζουν κάθε πλαίσιο, εξαρτάται από την επιθυμητή τάση που πρέπει να επιτευχθεί. Τα πλαίσια κατασκευάζονται σε μορφή διαδοχικών στρώσεων από σειρές στοιχείων, τα οποία συγκολλούνται σε ένα ανθεκτικό φύλλο μετάλλου (συνήθως αλουμίνιο) ή ενισχυμένο πλαστικό, που αποτελεί το πίσω μέρος του πλαισίου. Το μπροστινό μέρος καλύπτεται από προστατευτικό φύλλο γυαλιού ή (διαφανούς) πλαστικού. Το εμπρός και πίσω μέρος συγκρατούνται στεγανά και μόνιμα μεταξύ τους, ενώ περιμετρικά συσφίγγονται με ένα μεταλλικό περίβλημα. Το πλαίσιο είναι η δομική φωτοβολταϊκή μονάδα, που θα χρησιμεύσει ως συλλέκτης της ακτινοβολίας. Το κόστος κατασκευής σε σχέση με το ηλιακό στοιχείο, είναι μεγαλύτερο.

Κάθε πλαίσιο παρουσιάζει τα δικά του χαρακτηριστικά, που εξαρτώνται από αντίστοιχα μεγέθη των ηλιακών στοιχείων που το αποτελούν. Για την αξιολόγηση της απόδοσης ενός πλαισίου, χρησιμοποιείται, κατά τρόπο αντίστοιχο με την περίπτωση ενός ηλιακού στοιχείου, ο βαθμός απόδοσης του φωτοβολταϊκού πλαισίου. Ο βαθμός αυτός ορίζεται ως ο λόγος της μέγιστης ηλεκτρικής ισχύος που παράγει το πλαίσιο (P_p , σε W) προς την ισχύ της ηλιακής ακτινοβολίας που δέχεται στην επιφάνειά του S (σε m^2). Ωστόσο, ο

παραπάνω λόγος θα είναι, προφανώς, ίσος με το λόγο της μέγιστης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγει το φ/β πλαίσιο E (σε kWh) για ένα χρονικό διάστημα, προς την ποσότητα της ηλιακής ακτινοβολίας που αυτό δέχεται για το ίδιο χρονικό διάστημα. Έτσι λοιπόν:

$$n_{\pi} = \frac{P_{\pi}}{H \cdot S} = \frac{E}{\Pi \cdot S} \quad 2.3$$

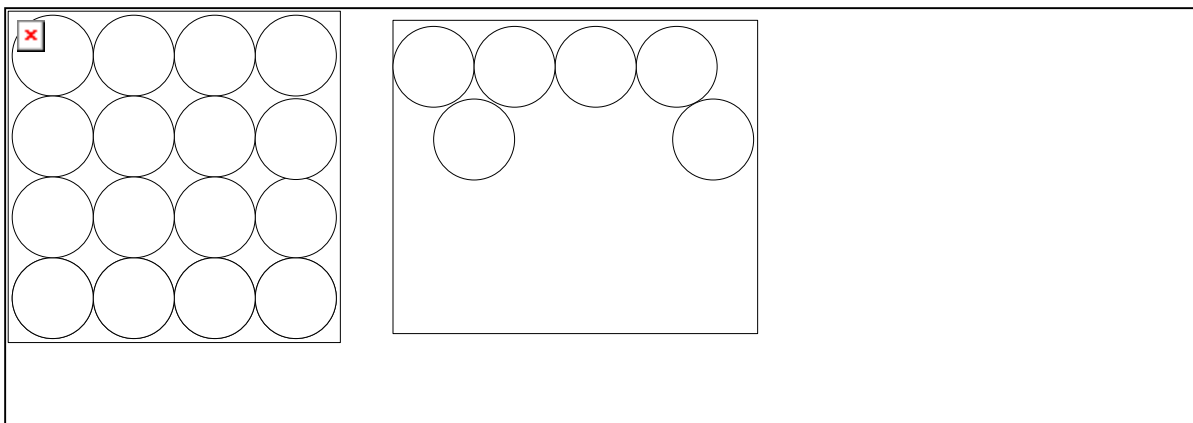
όπου H (σε W/m^2) είναι η πυκνότητα ηλεκτρικής ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας ανά μονάδα επιφάνειας και Π (σε kWh/m^2) είναι η πυκνότητα της ηλιακής ακτινοβολίας που φθάνει στην επιφάνεια του πλαισίου.

Η τιμή του n_{π} εξαρτάται όχι μόνο από τη μέση απόδοση των ηλιακών στοιχείων (n), αλλά και από τον συντελεστή κάλυψης του πλαισίου σ_{κ} . Ο τελευταίος ορίζεται ως ο λόγος της συνολικής ενεργού επιφάνειας των ηλιακών στοιχείων του πλαισίου, δηλαδή της συνολικής επιφάνειας του χρησιμοποιούμενου ημιαγωγού όπου πραγματοποιείται η απορρόφηση και μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας, προς τη συνολική επιφάνεια του πλαισίου. Από τα παραπάνω, εύκολα συνάγεται ότι [2.1]:

$$n_{\pi} = n \cdot \sigma_{\kappa} \quad 2.4$$

Σε ό,τι αφορά το σ_{κ} , αυτό εξαρτάται από το σχήμα και την πυκνότητα (άρα τρόπο) της τοποθέτησης των ηλιακών στοιχείων. Πρακτικά, κυμαίνεται από 0,78 έως και 0,98 (για τα μεγάλα κόστους ή εξαγωνικά ηλιακά στοιχεία).

Στη συνέχεια παρατίθεται ο συγκεντρωτικός Πίνακας 2.2 ο οποίος περιέχει τα χρησιμοποιούμενα υλικά για την κατασκευή φωτοβολταϊκών πλαισίων και τους βαθμούς απόδοσης, οι οποίοι έχουν επιτευχθεί (μέχρι τις μέρες μας) [2.8].



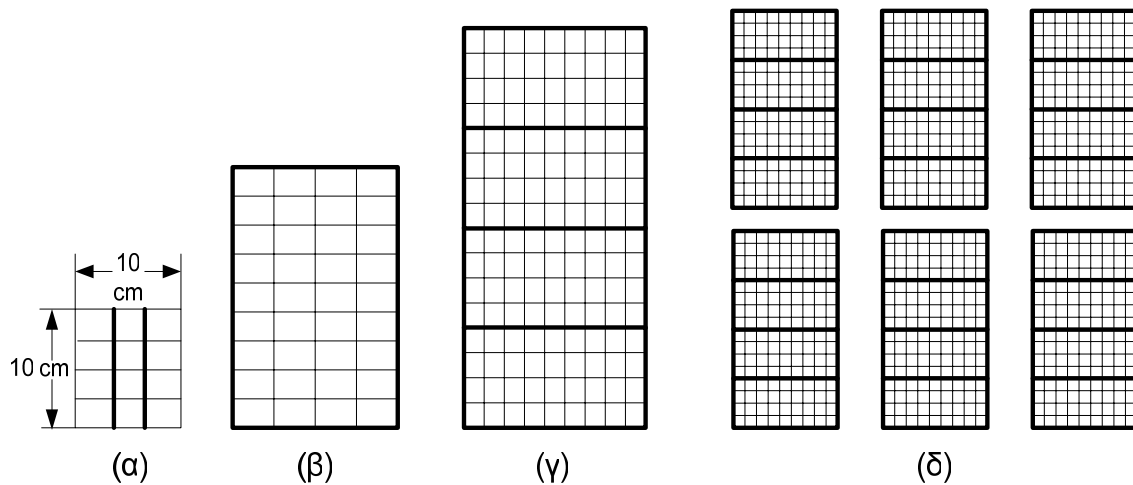
Σχήμα 2.12: Τρεις τυπικοί τύποι τοποθέτησης ηλιακών στοιχείων σε πλαίσιο: **(α)** ο τύπος αυτός έχει $\sigma_{\kappa}=0,78$ **(β)** ο τύπος αυτός έχει $\sigma_{\kappa}=0,88$ και **(γ)** ο τύπος αυτός έχει $\sigma_{\kappa}=0,98$.

Πίνακας 2.2: Χρησιμοποιούμενα υλικά και αποδόσεις φ/β πλαισίων.

Τύπος χρησιμοποιούμενου υλικού	Τυπική απόδοση φ/β πλαισίου [%]	Μέγιστη καταγραφείσα απόδοση φ/β πλαισίου [%]	Μέγιστη καταγραφείσα εργαστηριακή απόδοση φ/β πλαισίου [%]
Μονοκρυσταλλικό Si	12-15	22,7	24,7
Πολυκρυσταλλικό Si	11-14	15,3	19,8
Άμορφο Si	5-7	-	12,7
CdTe	-	10,5	16,0
CIGS	-	12,1	18,2

Θα περιγραφεί στη συνέχεια ένα μέγεθος το οποίο εξυπηρετεί στην υποκατάσταση μερικών κατασκευαστικών χαρακτηριστικών του πλαισίου, τα οποία δεν είναι διαθέσιμα. Το μέγεθος αυτό είναι η ενδεικτική ισχύς αιχμής (P_a , σε kW_p), η οποία αντιστοιχεί στη μέγιστη παραγόμενη ηλεκτρική ισχύ, όταν το φ/β πλαίσιο επιφάνειας S (σε m^2) δεχθεί ακτινοβολία με πυκνότητα ισχύος ενός ηλίου, δηλαδή $H = 1$ ήλιος². Πολύ συχνά, οι μονάδες ισχύος, που περιγράφουν την ισχύ αιχμής ενός ηλιακού στοιχείου ή ενός φ/β πλαισίου ή μιας φ/β εγκατάστασης, ονομάζονται αντίστοιχα «βατ αιχμής» και συμβολίζονται ως W_p , το οποίο εκφράζει συνδυασμένα το κόστος του φ/β πλαισίου και την απόδοσή του. Από τον τύπο (2.2) έχουμε ότι:

$$P_a = 1 (\text{kW} / \text{m}^2) \cdot S \cdot n_\pi \quad 2.5$$



Σχήμα 2.13: (α) Φωτοβολταϊκό στοιχείο (β) Ένα φωτοβολταϊκό πλαίσιο με 32 φ/β στοιχεία (γ) Φ/β συστοιχία με 4 πλαίσια (4x32 στοιχεία) (δ) Φ/β συγκρότημα με 24 πλαίσια (24x4x32 στοιχεία). Περιέχεται σε κοινό πλαίσιο στήριξης.

² Πυκνότητα ισχύος ενός ηλίου αντιστοιχεί σε πυκνότητα ισχύος 1 kW/m^2

2.8.2 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΠΑΝΕΛΑ ΚΑΙ ΣΥΣΤΟΙΧΙΕΣ

Τα φωτοβολταϊκά πανέλα αποτελούν προκατασκευασμένες μονάδες, έτοιμες για εγκατάσταση. Αποτελούνται από πολλά χωριστά πλαίσια, συνδεδεμένα το ένα δίπλα στο άλλο, σε ενιαία κατασκευή, και διαθέτουν κοινή ηλεκτρική σύνδεση. Ο τρόπος σύνδεσης των πλαισίων σε ένα πανέλο, είναι τέτοιος ώστε να μην υπάρχουν μόνο συνδέσεις στη σειρά, αλλά και παράλληλες. Το γεγονός αυτό αυξάνει την αξιοπιστία του πανέλου, αφού εάν πάθει βλάβη, η ισχύς που θα παράγει το σύστημα δε θα μηδενισθεί, όπως εάν οι συνδέσεις ήταν όλες στη σειρά. Σε αρκετές εφαρμογές, οι απαιτήσεις είναι τέτοιες ώστε να χρειαστεί η χρησιμοποίηση μιας φωτοβολταϊκής συστοιχίας, δηλαδή μιας ομάδας περισσότερων συνενωμένων φ/β πλαισίων ή πανέλων και με ηλεκτρική αλληλοσύνδεση. Σε μια τέτοια περίπτωση, η σύνδεση των επιμέρους πλαισίων ή πανέλων, εν σειρά ή παράλληλα, γίνεται με τέτοιο τρόπο ώστε να επιτυγχάνεται η επιθυμητή τάση στην έξοδο της συστοιχίας. Στο Σχήμα 2.14 φαίνεται η γενική διάταξη των φ/β πανέλων και τα χαρακτηριστικά τους μεγέθη.

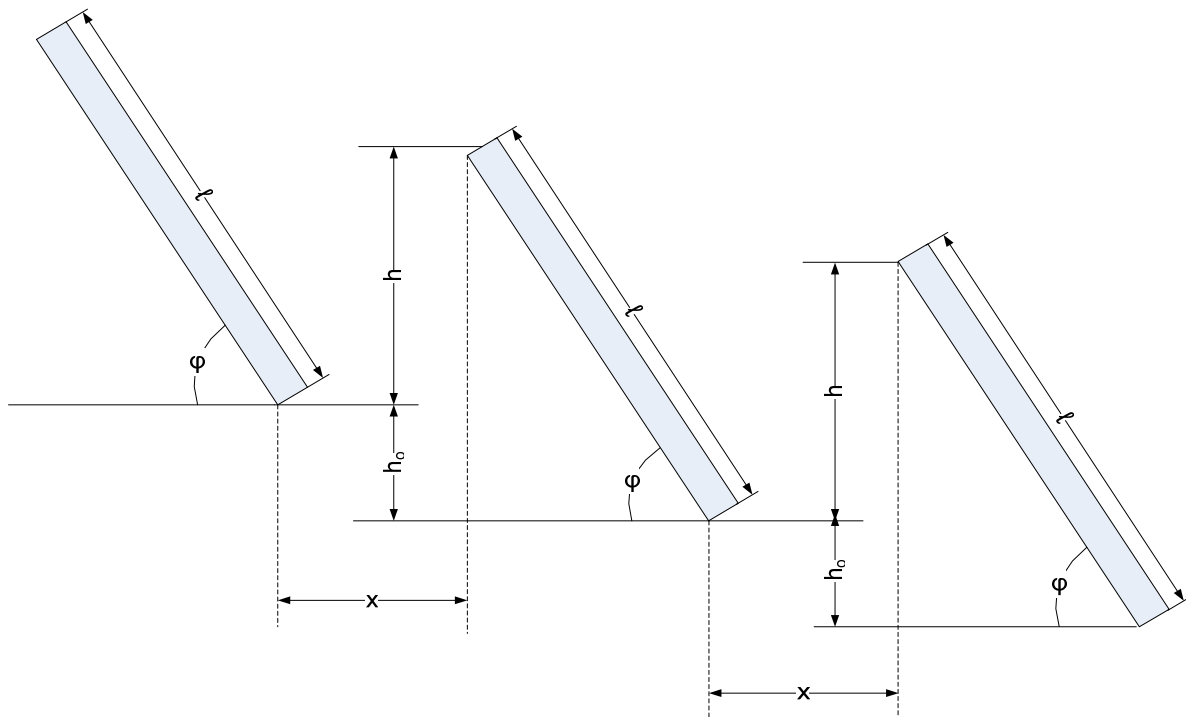
Έχουν εντοπισθεί δύο κύριοι τύποι προβλημάτων κατά τη σύνδεση των φ/β πανέλων: το πρόβλημα *σφάλματος* (*mismatch*) και το πρόβλημα *ζεστού σημείου* (*hot spot*). Ο πρώτος τύπος προβλήματος συνίσταται στο γεγονός ότι η σύνδεση των φ/β στοιχείων δεν αποδίδει ισχύ ίση με το άθροισμα ισχύος των στοιχείων. Αυτό μπορεί να συμβεί διότι το ρεύμα που διαρρέει την κατασκευή, δε μπορεί να υπερβεί σε ένταση την ένταση ρεύματος του πιο αδύνατου ηλιακού στοιχείου. Οι συνέπειες του προβλήματος αυτού, αποτελούν αιτίες εμφάνισης του προβλήματος «ζεστού σημείου». Δηλαδή, η απώλεια ισχύος που παρατηρείται στο πρόβλημα «σφάλματος», διοχετεύεται από τα πιο ισχυρά στοιχεία στα πιο αδύναμα, με αποτέλεσμα τότε το ράγισμα των φ/β στοιχείων, φαινόμενο που ονομάζεται πρόβλημα «ζεστού σημείου». Το πρόβλημα ζεστού σημείου αντιμετωπίζεται προστατεύοντας τα πιο αδύναμα φ/β στοιχεία. Αυτό μπορεί να γίνει συνδέοντας διόδους παράλληλα με ομάδα αδύναμων στοιχείων, συνήθως ανά 15. Με τον τρόπο αυτό αντιμετωπίζεται, εν μέρει, και το πρόβλημα «σφάλματος». Ωστόσο, το τελευταίο μπορεί να αντιμετωπισθεί με την ταξινόμηση των φ/β στοιχείων σε ομάδες με όμοιο κύκλωμα βραχυκύκλωσης και παράλληλης σύνδεσης των ομάδων αυτών [2.1].

2.8.3 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΠΑΡΚΑ

Πολλές φορές οι απαιτήσεις σε ισχύ (π.χ. πάνω από 20 kW_p) από μια φωτοβολταϊκή εγκατάσταση φθάνουν σε τέτοια επίπεδα, ώστε είναι αναγκαίο να συνενωθούν πολλές φ/β συστοιχίες μαζί για να επιτευχθεί το επιθυμητό αποτέλεσμα. Το σύνολο αυτών των συνενούνενων συστοιχιών, ονομάζεται υποσυγκρότημα συστοιχιών, ενώ όλα τα υποσυγκροτήματα μαζί συνθέτουν το συγκρότημα συστοιχιών ή το φ/β πάρκο της φ/β εγκατάστασης. Σε κάθε τέτοια εγκατάσταση, τα φ/β πλαίσια, πανέλα ή συστοιχίες, τοποθετούνται σπονδυλωτά και με τρόπο ώστε να μη σκιάζονται αισθητά μεταξύ τους, αλλά ούτε και από τα γύρω εμπόδια (δένδρα, βουνά, κτίρια κλπ).

Γενικά, ένα φ/β πάρκο διαιρείται σε επιμέρους, παράλληλα συνδεδεμένες, μονάδες. Μέσω των μετατροπών και άλλων κατάλληλων διατάξεων, το ρεύμα διαρρέει το σύστημα

ή οδεύει στους συσσωρευτές. Όλες οι λειτουργίες στο ηλιακό πάρκο ελέγχονται από μια μονάδα ελέγχου.



Σχήμα 2.14: Γενική διάταξη συστοιχίων φωτοβολταϊκών πανέλων. Διακρίνονται η γωνία κλίσης των πανέλων φ και το πλάτος των πανέλων l .

2.8.4 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΗ ΓΕΝΝΗΤΡΙΑ

Η φ/β γεννήτρια αποτελεί το βασικό χαρακτηριστικό συστατικό κάθε φωτοβολταϊκής εφαρμογής. Καλείται έτσι διότι είναι η μονάδα παραγωγής της ηλεκτρικής ισχύος μιας φωτοβολταϊκής εγκατάστασης, μέσω των ηλιακών στοιχείων που περιλαμβάνει. Μπορεί να αποτελείται από ένα μόνο πλαίσιο ή ένα πάνελ. Σε μεγαλύτερες εγκαταστάσεις, ωστόσο, αποτελείται από ομάδες περισσότερων φ/β πλαισίων ή πανέλων, δηλαδή από φ/β συστοιχίες.

2.9 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΕΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ

Στη συνέχεια θα περιγραφεί η συνολική φωτοβολταϊκή εγκατάσταση, δηλαδή θα εξετασθούν οι επιμέρους συσκευές που τυχόν υπάρχουν στην εγκατάσταση.

2.9.1 ΣΥΝΔΕΣΜΟΛΟΓΙΑ Φ/Β ΣΥΣΤΟΙΧΙΩΝ

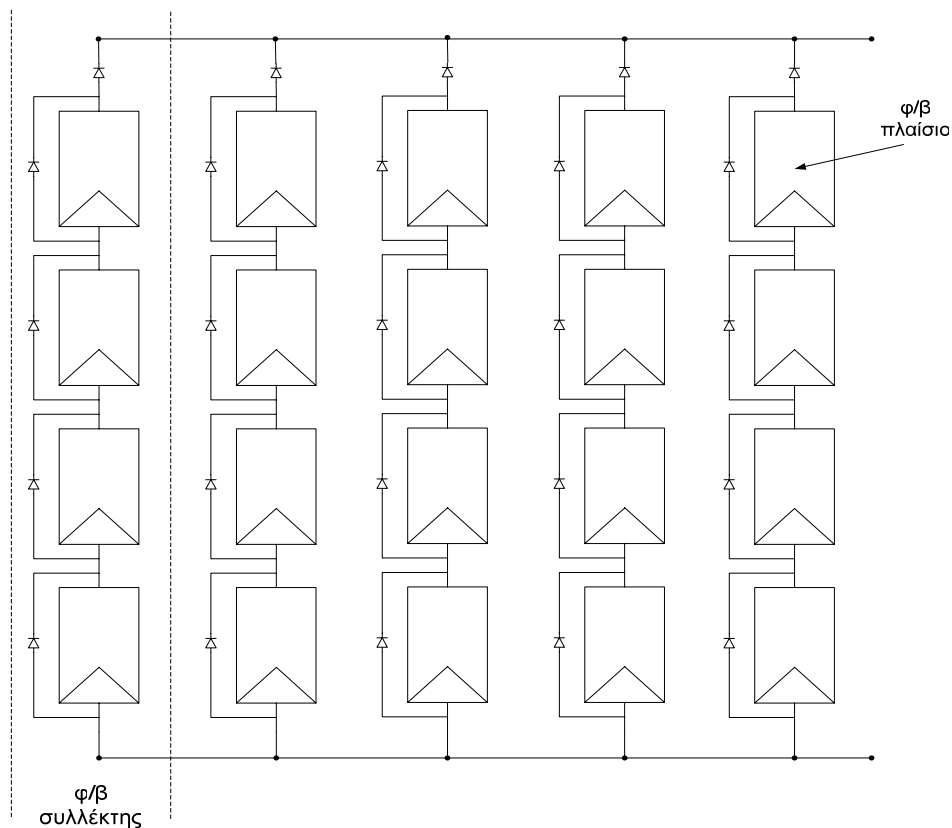
Στην ενότητα αυτή θα παρουσιασθούν παρακάτω μερικοί τρόποι διαφορετικών

συνδέσεων μεταξύ φ/β πλαισίων, με στόχο την επίτευξη διαφορετικών επιθυμητών τιμών τάσεων. Η ηλεκτρική τάση που παράγεται από τα πλαίσια, είναι συνεχής.

Υπάρχουν διάφοροι τρόποι σύνδεσης των συστατικών στοιχείων μιας φ/β γεννήτριας. Αυτοί αποτελούνται από συνδυασμούς παράλληλης και σε σειρά σύνδεσης των στοιχείων αυτών, κατά τρόπο ώστε η παραγόμενη τάση να είναι σύμφωνη με τις δοθείσες απαιτήσεις (π.χ. σύνδεση της γεννήτριας με φορτίο που έχει ονομαστική τάση λειτουργίας V volts). Φυσικά, τα χαρακτηριστικά που θα διακρίνουν τη γεννήτρια, είναι συνάρτηση των ονομαστικών χαρακτηριστικών των στοιχείων που την αποτελούν.

Στο Σχήμα 2.15 παρουσιάζεται σαν παράδειγμα μιας φ/β γεννήτριας, αποτελούμενης από 5 φ/β συλλέκτες, κάθε ένας από τους οποίους αποτελείται από 4 φ/β πλαίσια. Τα 4 πλαίσια του συλλέκτη είναι συνδεδεμένα στη σειρά, ενώ οι συλλέκτες συνδέονται παράλληλα. Ακόμα, όπως φαίνεται στο ίδιο σχήμα, παράλληλα σε κάθε πλαίσιο συνδέεται και μια δίοδος, η οποία εξασφαλίζει τη συνεχή ροή του ρεύματος, ακόμα και στη περίπτωση που ένα από τα πλαίσια υποστεί βλάβη, αυξάνοντας έτσι την αξιοπιστία της γεννήτριας [2.1].

Τέλος, διακρίνονται οι συνδέσεις διόδων σε σειρά με κάθε συλλέκτη, διασφαλίζοντας με τον τρόπο αυτό την αποφυγή κυκλοφορίας εσωτερικών ρευμάτων μεταξύ των συλλεκτών, ειδικά στην περίπτωση βλάβης ενός πλαισίου.



Σχήμα 2.15: Παράδειγμα συνδεσμολογίας φ/β συστοιχιών σε φ/β γεννήτρια.

2.9.2 ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΑΣ DC-DC

Ο μετατροπέας DC-DC αποτελεί τμήμα της φ/β εγκατάστασης. Χαρακτηριστικά του μετατροπέα αυτού είναι το μεγάλο εύρος τάσης από τη μεριά σύνδεσης με τη φ/β γεννήτρια και το μικρό από τη μεριά σύνδεσης με το σύστημα συσσώρευσης της ενέργειας (βλ. παρακάτω) ή το δίκτυο κατανάλωσης. Με τον τρόπο αυτό επιτυγχάνεται και η πρώτη ομαλοποίηση της τάσης συνεχούς ρεύματος που παράγεται από τη γεννήτρια. Οι διακυμάνσεις της παραγόμενης τάσης, οφείλονται κυρίως στην ποσότητα της ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει στην επιφάνεια του ηλιακού συλλέκτη). Οι διακυμάνσεις, ακόμα, της αποδιδόμενης από την φ/β γεννήτριας ισχύος, χωρίς τα κατάλληλα μέτρα, οδηγούν σε λειτουργία της πέραν του σημείου μέγιστης απόδοσης ισχύος (maximum-power-point). Οι απώλειες που σχετίζονται με τη δυσλειτουργία αυτή μπορούν να αντιμετωπισθούν με τη χρήση συστήματος που εντοπίζει το σημείο λειτουργίας με τη μέγιστη απόδοση ισχύος. Το σύστημα αυτό είναι γνωστό ως Maximum Power Point Tracker (MPPT).

2.9.3 ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΑΣ DC-AC

Ο μετατροπέας DC-AC μετατρέπει τη συνεχή τάση σε εναλλασσόμενη. Η ύπαρξη του μετατροπέα DC-AC είναι αναγκαία, διότι μια φ/β γεννήτρια παράγει απευθείας συνεχή τάση, που εισέρχεται άμεσα στον μετατροπέα αυτό, ενώ πολλές συσκευές που προορίζονται να χρησιμοποιήσουν το ρεύμα αυτό, λειτουργούν με εναλλασσόμενη τάση, ειδικά οικιακές συσκευές. Έχει δυνατότητα για αυτόνομη λειτουργία, ενώ η απόδοσή του εξαρτάται συνήθως από το φορτίο, με μέγιστη απόδοση κοντά στην ονομαστική απόδοση, με τιμές από 75 έως 95%. Ένας αυτόνομος εναλλάκτης επιτρέπει στην ισχύ και το φορτίο του να ακολουθούν τις απαιτήσεις του καταναλωτή. Ένας εναλλάκτης με εξάρτηση από το σύστημα που εξυπηρετεί, διαμορφώνει την τάση του σύμφωνα με τη τάση της συσκευής που είναι συνδεδεμένη και ρυθμίζει την ισχύ και το φορτίο του ανάλογα με την παρεχόμενη ηλιακή ισχύ. Βασικοί παράμετροί του, είναι το αποδεκτό εύρος τάσεων εισόδου DC (από τη φ/β γεννήτρια) και η μέση (επιθυμητή) τάση εξόδου AC.

2.9.4 ΣΥΣΤΗΜΑ ΣΥΣΣΩΡΕΥΣΗΣ

Σε μια φωτοβολταϊκή εγκατάσταση, παρουσιάζεται συχνά η ανάγκη αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας. Η ενέργεια αυτή μπορεί να χρησιμοποιηθεί όταν η πηγή (γεννήτρια) δεν δύναται να παράγει ενέργεια (π.χ. τη νύκτα).

Η αποθήκευση γίνεται σε συσσωρευτές (μπαταρίες), οι οποίες είναι από συνδυασμό μολύβδου-θεϊκού οξέος και σπανιότερα από συνδυασμό νικελίου-καδμίου. Όταν η πηγή παράγει ενέργεια και μέρος αυτής αποθηκεύεται στις μπαταρίες, έχουμε τη φόρτιση τους, ενώ όταν χρησιμοποιείται η αποθηκευμένη ενέργεια έχουμε την εκφόρτιση των μπαταριών. Οι μπαταρίες μολύβδου δεν πρέπει να εκφορτίζονται τελείως, αλλά μέχρι ενός σημείου, που εξαρτάται από τον τύπο της μπαταρίας. Αντίθετα, οι μπαταρίες NiCd μπορούν να εκφορτίζονται εντελώς, χωρίς να κινδυνεύουν να καταστραφούν ή να πάθουν βλάβη.

Να σημειωθεί ότι πριν τις μπαταρίες τοποθετείται ένας ρυθμιστής φόρτισης, ο οποίος διασφαλίζει την ασφαλή φόρτιση των μπαταριών, φροντίζοντας για τη μέγιστη επιτρεπόμενη τάση που θα φθάνουν οι τελευταίες, χωρίς να υπάρξει κίνδυνος καταστροφής τους. Η τάση αυτή εξαρτάται από τον τύπο της μπαταρίας και τη θερμοκρασία της. Ωστόσο, έλεγχος πρέπει να γίνεται και για την ελάχιστη τάση αποσύνδεσης του φορτίου από τη μπαταρία, ώστε να μην υπερφορτιστεί, αλλά και για την τάση επανασύνδεσης του φορτίου, κάθε φορά που αποσυνδέεται αναγκαστικά.

Γενικά, όταν πρόκειται να προστεθεί κάποιο φορτίο σε σύστημα με συσσωρευτές, αυτό πρέπει να προσαρμόζεται στη χωρητικότητα του συστήματος συσσώρευσης. Η χωρητικότητα μιας μπαταρίας θεωρητικά είναι ίση με το γινόμενο της σταθερής έντασης εκφόρτισης (I_{disc} , σε A) επί το χρόνο εκφόρτισης t (σε h). Δηλαδή:

$$C = I_{disc} \cdot t \quad (\text{A} \cdot \text{h}) \quad 2.6$$

Ακόμα, εάν U (σε V) είναι η ονομαστική τάση της μπαταρίας, τότε η ικανότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας E (σε $\text{W} \cdot \text{h}$), υπό μορφή χημικής ενέργειας, είναι:

$E = U \cdot C$	2.7
-----------------	------------

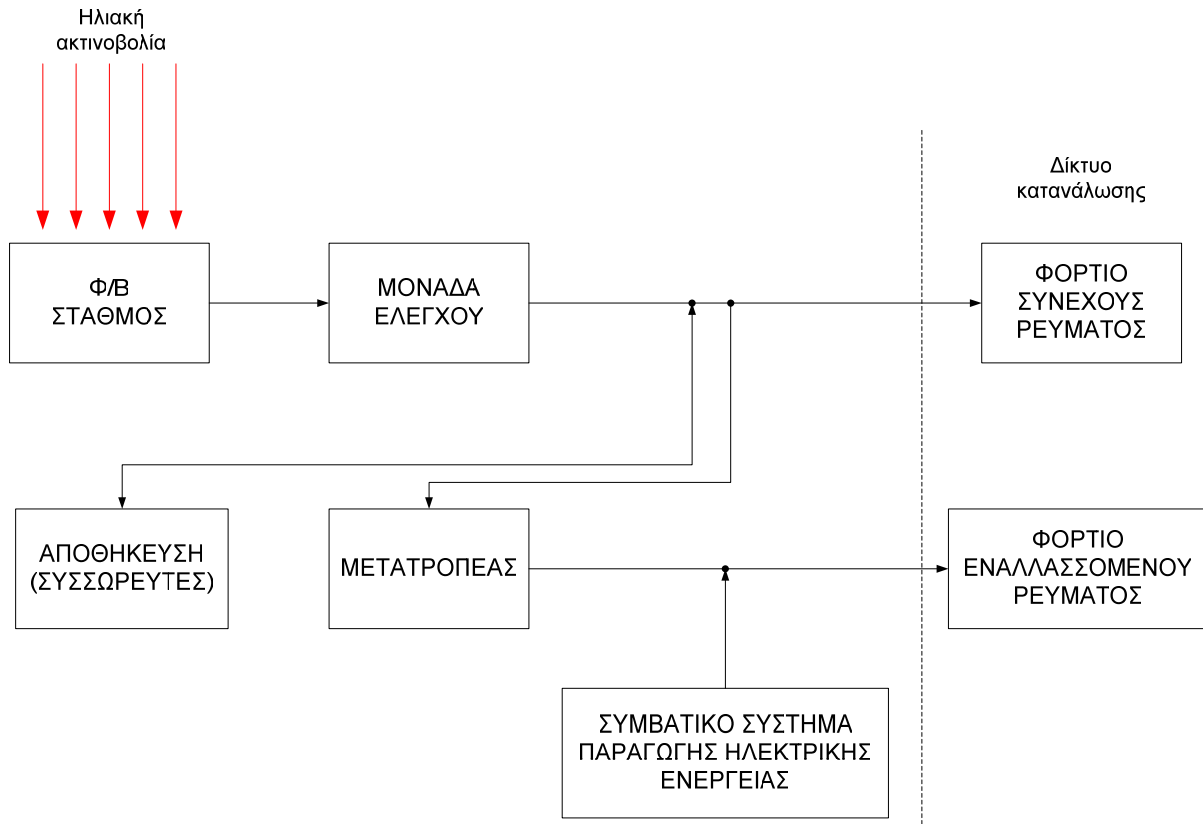
Τέλος, τα βασικά χαρακτηριστικά που χαρακτηρίζουν το σύστημα συσσώρευσης, για να χρησιμοποιείται σωστά μια φ/β διάταξη, είναι τα ακόλουθα:

1. η δυνατότητα αποθήκευσης
2. η επάρκεια αποθήκευσης
3. η κατάσταση της φόρτισης
4. οι διαδικασίες λειτουργίας και
5. η συντήρηση

Πρέπει να τηρούνται οι οδηγίες προστασίας και συντήρησης του συστήματος. Πρέπει να πραγματοποιείται τακτικά συμπλήρωση των μπαταριών με υγρό μπαταρίας. Η μη σωστή συντήρηση επιφέρει βλάβες στο σύστημα και ελαττώνει τη διάρκεια ζωής του.

2.9.5 ΓΕΝΙΚΗ ΔΙΑΤΑΞΗ Φ/Β ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΩΝ

Η φ/β εγκατάσταση απαρτίζεται από τα συστατικά μέρη που περιγράφηκαν στις προηγούμενες ενότητες. Ο γενικός τρόπος διασύνδεσής τους, φαίνεται στο Σχήμα 2.16 [2.1]. Το σχήμα αυτό αναπαριστά μια τυπική διάταξη. Σε μια πραγματική εφαρμογή, ωστόσο, κάποιο στοιχείο ή θα διαφοροποιούνται ή θα παραλείπονται. Για παράδειγμα, η εγκατάσταση μπορεί να τροφοδοτεί μόνο ένα είδος από τα αναπαριστώμενα φορτία ή μπορεί να μη διαθέτει σύστημα συσσώρευσης ενέργειας.



Σχήμα 2.16: Γενική διάταξη μιας φ/β εγκατάστασης

2.9.6 ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑ Φ/Β ΠΛΑΙΣΙΩΝ

Τα φ/β στοιχεία γενικά αποτελούν μια αξιόπιστη πηγή ενέργειας, η οποία μπορεί να λειτουργήσει για μεγάλη χρονική διάρκεια. Αν και δεν απαιτούν ιδιαίτερη συντήρηση, είναι ικανά να παράγουν ενέργεια για τουλάχιστον 10-15 χρόνια. Τα φ/β συστήματα δε διαθέτουν μηχανικά μέρη τα οποία στρέφονται και άρα δε φθείρονται εύκολα. Επίσης, τα φ/β πλαίσια είναι συμπαγή ηλεκτρονικά στοιχεία, γεγονός που τα καθιστά ανθεκτικά στη πάροδο του χρόνου. Θα μπορούσε, ωστόσο, να ισχυρισθεί κανείς πως είναι δυνατόν να υπάρξουν προβλήματα. Ειδικά για τις πρώτες γενιές φ/β πλαισίων τα προβλήματα αυτά αφορούσαν διαρροές, βλάβες διόδων, το χρωματισμό της διαφανούς επίστρωσης και τη πτώση του βαθμού απόδοσης λόγω της συνεχούς χρήσης. Τα προβλήματα αυτά, όμως, με τη συνεχή βελτίωση των τεχνικών χαρακτηριστικών των φ/β πλαισίων, δεν επιδρούν σημαντικά στην αξιοπιστία των τελευταίων.

Πριν ξεκινήσει η καταγραφή των πιο κοινών προβλημάτων στα φ/β πλαίσια, ας σημειωθεί πως είναι λογικό να υποτεθεί πως ένας σωστός σχεδιασμός της όλης διαδικασίας εγκατάστασης ενός φωτοβολταϊκού συστήματος μπορεί να οδηγήσει πρακτικά σε μείωση της πιθανότητας εμφάνισης συγκεκριμένων προβλημάτων. Ωστόσο, και πάλι είναι δυνατόν να παρατηρηθούν προβλήματα κατά τη λειτουργία των συστημάτων αυτών. Παρακάτω θα

περιγραφούν τα συχνότερα προβλήματα που απαντώνται στα φ/β συστήματα, τα οποία τελικά χαρακτηρίζουν την αξιοπιστία τους.

Τα τελευταία χρόνια, έχουν πραγματοποιηθεί αρκετές μελέτες αξιοπιστίας σχετικά με την εγκατάσταση και λειτουργία των φ/β συστημάτων. Ειδικά σε χώρες όπου η χρήση τέτοιων συστημάτων βρίσκει ολοένα και μεγαλύτερη εφαρμογή, όπως Ιαπωνία και Γερμανία, διεξάγονται συχνά τέτοιες έρευνες. Αν ληφθούν υπόψη τα στοιχεία που προκύπτουν από τις έρευνες αυτές, είναι δυνατό να λάβει κανείς μια εικόνα για το ποια είναι τα συχνότερα εμφανιζόμενα προβλήματα που συναντούν οι χρήστες φ/β συστημάτων.

Συγκεκριμένα, μια μελέτη που διεξήχθη στη Γερμανία για τα έτη 1993-1997, κατέδειξε ότι τα περισσότερα προβλήματα που σχετίζονται με συστήματα που εγκαθίστανται σε οροφές κτιρίων, αφορούσαν πιο συχνά στις ηλεκτρονικές μονάδες μετατροπής ισχύος (μετατροπέας) του συστήματος. Πολλά προβλήματα εμφάνιζε και η ηλιακή γεννήτρια του συστήματος, ενώ σημαντικό ποσοστό προβλημάτων αναλογούσε και σε άλλες περιπτώσεις βλαβών. Η διαχρονική μελέτη των προβλημάτων αυτών καταλήγει στο συμπέρασμα ότι για την περίπτωση που μελετάται, ο ρυθμός εμφάνισης προβλημάτων μειώθηκε κατά 5,5%. Παρόμοιες έρευνες στην Ιαπωνία, που αφορούσαν εφαρμογές σε κατοικήσιμες περιοχές, κατέληξαν σε ίδια περίπου αποτελέσματα. Και πάλι τα περισσότερα προβλήματα οφείλονταν σε σφάλμα του μετατροπέα. Στην περίπτωση αυτή όμως, τα προβλήματα της ηλιακής γεννήτριας ήταν πολύ λιγότερα. Και στην περίπτωση της Ιαπωνίας τα προβλήματα αυτά οδηγήθηκαν σε μείωση του ρυθμού εμφάνισης τους κατά 4%. Και στη χώρα μας, το πιο κοινό πρόβλημα που εμφανίζεται στα φ/β συστήματα, εντοπίζεται στους μετατροπείς. Γενικότερα, το 66% των αναφερόμενων προβλημάτων σχετίζεται με τους μετατροπείς, αλλά τα τελευταία χρόνια, παρατηρείται μια μείωση αυτών των προβλημάτων [2.8].

Ένα μέρος του συστήματος που θα μπορέσει να υποστεί προβλήματα, είναι οι τυχόν συσσωρευτές που αυτό διαθέτει. Όπως, όμως περιγράφηκε πριν, το σύστημα διαθέτει τους κατάλληλους ηλεκτρονικούς μηχανισμούς που ελέγχουν και επιτρέπουν την ασφαλή φόρτιση και λειτουργία των συσσωρευτών, όπως οι ρυθμιστές φόρτισης και οι ελεγκτές εκφόρτισης. Οι συχνότερες βλάβες στο σύστημα συσσωρευτών οφείλονται στους μηχανισμούς αυτών. Φυσικά, ακόμη και υπάρχει κάποια τέτοια βλάβη, το σύστημα συνεχίζει να παράγει ηλεκτρική ενέργεια. Για την αποφυγή προβλημάτων από βλάβες σε συστήματα εγκατεστημένα σε απομακρυσμένες περιοχές, δεν πρέπει να χρησιμοποιούνται πολύπλοκες μονάδες, γιατί τότε αυξάνεται η πιθανότητα βλάβης. Ακόμα, οι μετατροπείς και οι ηλεκτρονικές συσκευές ελέγχου που το συνοδεύουν, πρέπει να διαθέτουν υψηλό βαθμό αυτοπροστασίας, πρέπει να έχει ληφθεί μέριμνα για την ύπαρξη εναλλακτικής μεθόδου λειτουργίας για όσο υπάρχει βλάβη στο σύστημα [2.8]. Τέλος να σημειωθεί πως ο τρόπος λειτουργίας είναι καλό να είναι κατανοητός στους χρήστες, έτσι ώστε να είναι σε θέση να κατανοούν τυχόν προβλήματα στη λειτουργία τους και να τα επισημαίνουν.

Κατά τη λειτουργία των φ/β συστημάτων, έχουν εντοπισθεί κάποιες κοινές αιτίες που οδηγούν σε μειωμένη απόδοση λειτουργίας τους. Οι τέσσερις κύριες τέτοιες αιτίες είναι η δυσλειτουργία των μετατροπέων, η επισκίαση της φ/β γεννήτριας από δένδρα, κτίρια κ.ά., τάση λειτουργίας κάτω από την ονομαστική τάση του συστήματος και προβλήματα κατά

την εγκατάσταση σε συνεχές ρεύμα. Τα περισσότερα κοινά προβλήματα που εντοπίστηκαν μέσω ερευνών κατά διάρκεια λειτουργίας των φ/β συστημάτων, είναι οι διαβρώσεις και δυσλειτουργίες σε διάφορα τμήματα της εγκατάστασης (καλώδια, συνδέσεις κ.ά.), η ρύπανση της επιφάνειας των φ/β πλαισίων, ειδικά στα προστατευτικά πλαίσια που τα περιβάλλουν, από σκόνη, υδρατμούς κ.ά., οι προβληματικές ασφάλειες των διόδων ή και προβληματικές δίοδοι, τα ελαττωματικά πλαίσια (σπασμένα τζάμια, αποχρωματισμός, ανοικτά κυκλώματα) και οι προβληματικές ηλεκτρονικές συσκευές προστασίας από υψηλές τάσεις [2.8].

Ακόμα, όμως, έρευνες απέδειξαν ότι εντοπίζονται προβλήματα ακόμη και κατά την εγκατάσταση φ/β συστημάτων. Τα πιο συχνά από αυτά είναι το γεγονός ότι η θερμοκρασία στις δίοδους δε διασκορπίζεται, προκαλώντας προβλήματα (60% των περιπτώσεων), η μη ικανοποιητική σύνδεση των καλωδίων στις διάφορες συνδέσεις (24% των περιπτώσεων), οι χαλαρές τελικές συνδέσεις (5% των περιπτώσεων), ενώ σημειώθηκαν και περιπτώσεις που αφορούν σπασμένους πίνακες κυκλωμάτων και μη σφραγισμένες είσοδοι καλωδίων στο πάνω μέρος των κουτιών όπου πραγματοποιούνται οι ενώσεις [2.8].

Τέλος, αξίζει να σημειωθεί πως τα τμήματα των φ/β συστημάτων επηρεάζονται από τις κλιματολογικές συνθήκες που επικρατούν στον τόπο της εγκατάστασης τους. Ειδικότερα, έχουν επισημανθεί προβλήματα έπειτα από σφοδρές καταιγίδες, θυελλώδεις ανέμους ή υπερβολικό ψύχος, ειδικά σε περιοχές ορεινές ή του αρκτικού κύκλου. Σε τέτοιες περιπτώσεις, πρέπει να δίδεται ιδιαίτερη βαρύτητα στη στήριξη των συστημάτων, ώστε να ανταπεξέρχονται σε τέτοιες καταστάσεις. Επίσης, πρέπει να λαμβάνεται μέριμνα ώστε η τοποθέτηση των διαφόρων τμημάτων να πραγματοποιείται σε μέρη όπου δεν υπάρχει κίνδυνος να πάθουν ζημιά από κλαδιά δένδρων ή υπάρχει ο κίνδυνος κατολισθήσεων [2.8].

2.10. ΔΙΑΚΡΙΣΗ ΤΩΝ Φ/Β ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΩΝ ΚΑΙ ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ

2.10.1. ΤΥΠΟΙ Φ/Β ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΩΝ

Οι εγκαταστάσεις που χρησιμοποιούν σύστημα συσσώρευσης για την κάλυψη μέρους των αναγκών τους, δεν είναι απαραίτητο να συνδεθούν με ο κεντρικό δίκτυο παροχής ηλεκτρισμού. Για το λόγο αυτό ονομάζονται και αυτόνομα φ/β συστήματα. Υπάρχουν επίσης συστήματα τα οποία για να καλύψουν τις ανάγκες τους π.χ. τη νύκτα, συνδέονται με το κεντρικό δίκτυο παροχής ηλεκτρισμού και αντλούν από εκεί την αναγκαία ποσότητα ενέργειας. Ωστόσο, εάν δεν υπάρχει σύστημα συσσώρευσης, τότε το τυχόν πλεόνασμα παραγόμενης ενέργειας, διατίθεται στο κεντρικό δίκτυο.

2.10.2. ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ

Η φ/β τεχνολογία βρίσκει εφαρμογή μέσω τεσσάρων κυρίως κατηγοριών συστημάτων [2.9].

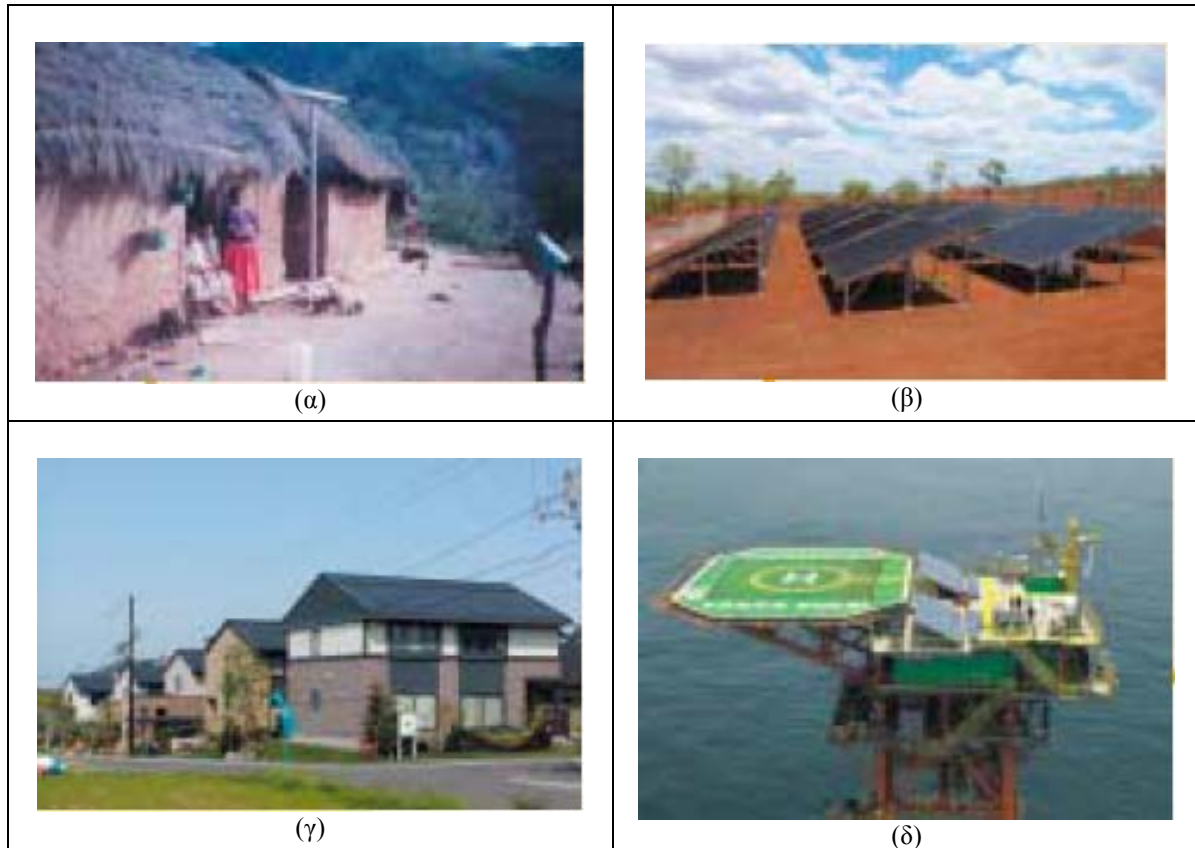
- Η πρώτη κατηγορία συστημάτων είναι τα μη συνδεδεμένα με το κεντρικό δίκτυο παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, προορισμένα για οικιακές χρήσεις (Off-grid domestic). Για παράδειγμα, προσφέρουν ενέργεια για φωτισμό σπιτιών, συντήρηση τροφίμων και για άλλες χαμηλού ενεργειακού φορτίου ανάγκες. Είναι συνηθισμένη λύση σε αναπτυσσόμενες περιοχές και σε οικισμούς μακριά από το κεντρικό δίκτυο ηλεκτροδότησης.
- Η δεύτερη κατηγορία αφορά συστήματα επίσης μη συνδεδεμένα με το κεντρικό δίκτυο (Off-grid non-domestic), αλλά αυτά βρίσκουν εφαρμογή σε μια σειρά από εφαρμογές, όπως τηλεπικοινωνίες, άντληση νερών με ηλιακές αντλίες, βοηθήματα πλοήγησης σκαφών, καταγραφή μετεωρολογικών δεδομένων κ.ά.
- Τρίτη κατηγορία, σχετικά καινούρια, αποτελούν τα συστήματα που είναι καταναμεμημένα και συνδεδεμένα στο δίκτυο (Grid connected distributed). Αυτά προφέρουν ενέργεια σε κτίρια και βρίσκουν εφαρμογή στο περιβάλλον οικοδόμησης κτιρίων. Σχεδιάζονται για να προσφέρουν ενέργεια σε κατοικήσιμες περιοχές, βιομηχανικά και εμπορικά κτίρια, ενώ το τυπικό μέγεθος τους είναι από 0,4 έως 100 kW. Χαρακτηριστικό τους είναι ότι όταν η παραγωγή ενέργειας υπερβεί τις ανάγκες, το πλεόνασμα περνά στο κεντρικό δίκτυο. Πλεονεκτήματα των συστημάτων αυτών είναι ότι είναι εγκατεστημένα κοντά στο σημείο χρήσης, άρα οι απώλειες διανομής της ενέργειας ελαχιστοποιούνται, επίσης δεν απαιτείται επιπλέον έκταση για την εγκατάστασή τους, το ότι τα ίδια τα φ/β πλαίσια μπορεί να αποτελούν μέρος της οροφής ή ενός τοίχου ενός κτιρίου.
- Η τέταρτη κατηγορία συστημάτων είναι τα κεντροποιημένα (μη καταναμεμημένα), συνδεδεμένα με το κεντρικό δίκτυο (Grid connected centralized). Τα συστήματα αυτά εγκαθίστανται κυρίως για δύο σκοπούς. Πρώτον ως εναλλακτικές πηγές ενέργειας έναντι των συμβατικών κεντροποιημένων πηγών ή, δεύτερον, για την ενίσχυση του συστήματος διανομής της ενέργειας. Η χρησιμότητα τέτοιων συστημάτων μελετάται ακόμα και σήμερα με την εγκατάσταση συστημάτων επίδειξης σε πολλές χώρες.

Παρακάτω δίνεται μια εικόνα που αναπαριστά τη συσσωρευμένη χωρητικότητα που προέρχεται από συστήματα που ανήκουν στις τέσσερις προαναφερόμενες κατηγορίες (Εικόνα 2.2). Η εικόνα παρουσιάζει μια συνεχώς αυξανόμενη χρήση όλων των κατηγοριών συστημάτων, αλλά τη μεγαλύτερη απήχηση φαίνεται να κατέχουν τα καταναμεμημένα συστήματα που είναι συνδεδεμένα με το δίκτυο [2.9]. Συγκεκριμένα, η χρήση τέτοιων συστημάτων το 2002 είναι διπλάσια από ό,τι ήταν το 2000. Αντίθετα, τα κεντροποιημένα συστήματα που είναι συνδεδεμένα στο κεντρικό δίκτυο, παρουσιάζουν μια πολύ μικρή αύξηση στη χρήση τους, γιατί, όπως προαναφέρθηκε, ακόμα μελετάται η χρησιμότητά τους.

Αρχικά τα φ/β στοιχεία χρησιμοποιήθηκαν σε διαστημικές εφαρμογές, σε υπολογιστές τσέπης και ρολόγια χειρός. Σε τέτοιες εφαρμογές, η αποδιδόμενη ισχύς των φ/β συστημάτων ήταν μικρή. Μετέπειτα, η χρήση των φ/β συστημάτων άρχισε για εφαρμογές μεγαλύτερων απαιτήσεων.

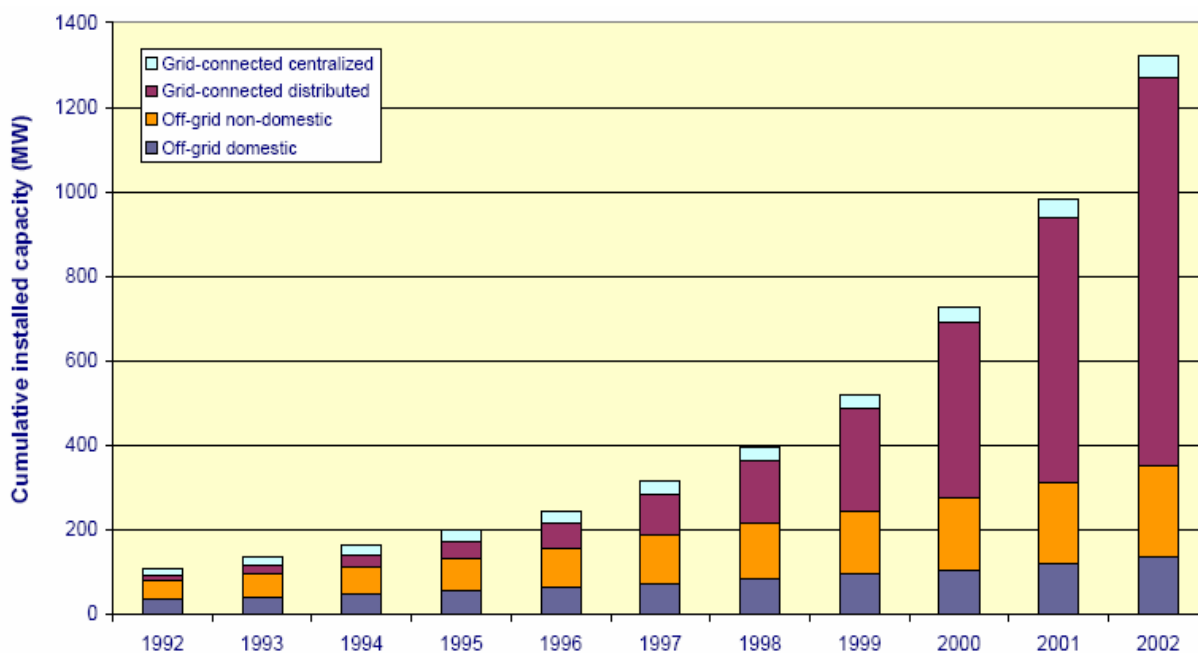
Η χρήση των φ/β συστημάτων για διαστημικές εφαρμογές, βρίσκει όλο και περισσότερη απήχηση και λόγω της εξέλιξης της χρησιμοποιούμενης τεχνολογίας, αλλά και λόγω των ειδικών συνθηκών που επικρατούν στο διάστημα. Ακόμα, τα φ/β συστήματα χρησιμοποιούνται για την ηλεκτροδότηση μικρών οικισμών, απομονωμένων από το

κεντρικό δίκτυο, αλλά και για την ηλεκτροδότηση μεμονωμένων οικιών. Εδώ αξίζει να αναφερθούν οι εφαρμογές που έχουν τα συστήματα αυτά σε αγροτικές περιοχές. Επίσης, υπάρχουν και εφαρμογές που αφορούν την άντληση νερού με ηλιακές αντλίες, την αφαλάτωση νερού, αγροτικά τηλέφωνα, το άλεσμα δημητριακών, την ψύξη γάλακτος, μηχανές αρμέγματος, άρδευση καλλιεργειών και ιχθυοτροφία [2.9].



Εικόνα 2.2: Απόψεις των τεσσάρων κατηγοριών συστημάτων που αναφέρθηκαν: **(α)** μη συνδεδεμένα με το κεντρικό δίκτυο **(β)** συνδεδεμένα με το κεντρικό δίκτυο **(γ)** κατανεμημένα και συνδεδεμένα στο κεντρικό δίκτυο **(δ)** κεντροποιημένα συνδεδεμένα στο κεντρικό δίκτυο

Επίσης, χρησιμοποιούνται για το φωτισμό δρόμων και για την ψύξη εμβολίων σε περιοχές που τα χρειάζονται. Αναφορικά, φ/β συστήματα, μικρής ισχύος, χρησιμοποιούνται ακόμα και σε υπολογιστές τσέπης, σε ρολόγια, σε ραδιόφωνα, σε φορτιστές μπαταριών βαρκών, σε τροχόσπιτα. Για μεγαλύτερων απαιτήσεων εφαρμογές, ανάλογα φ/β συστήματα χρησιμοποιούνται σε τηλεπικοινωνιακές εφαρμογές, για σήμανση ακτών, ποταμών, βουνών, τούνελ, σε μετεωρολογικούς σταθμούς, σε φορητές γεννήτριες. Το Σχήμα 2.17 [2.9] συνοψίζει τη συνολική χρησιμοποιούμενη χωρητικότητα φ/β συστημάτων ανά κατηγορία.



Σχήμα 2.17: Συσσωρευμένη εγκατεστημένη χωρητικότητα φ/β συστημάτων, κατά κατηγορία συστημάτων, στις χώρες που μετέχουν στην ΙΕΑ.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ 2^{ου} ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

- [2.1] Κ. Καγκαράκης, “Φωτοβολταϊκή τεχνολογία” Εκδόσεις Συμμετρία, Αθήνα 1992.
- [2.2] T. M. Bruton, “General trends about photovoltaics based on crystalline silicon”, www.sciencedirect.com, Solar Materials and Solar cells, Vol. 72, Issues 1-4, pp 3-10, Available online: November 2001.
- [2.3] <http://www.pvresources.com/en/solarcells.php>, Accessed on 3/3/2005.
- [2.4] Μ. Μακάριος, “Σχεδιασμός μικρών αυτόνομων συστημάτων παραγωγής με φωτοβολταϊκά συστήματα”, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα 1996.
- [2.5] <http://www.pv.unsw.edu.au>, “Key center for Photovoltaic Engineering UNSW – Thin Film Solar Cells”, Accessed on 3/3/2005.
- [2.6] M. A. Green, “Third generation photovoltaics: solar cells for 2020 and beyond”, www.sciencedirect.com, Physica E: Low-dimensional Systems and Nanostructures, Vol.14, Issues 1-2, pp 65-70, Available online February 2002.
- [2.7] <http://www.oja-services.nl/iea-pvps/pv/home.htm>, “Basics of PV”, Accessed on 3/3/2005
- [2.8] www.iea-pvps.org, “Literature survey and analysis of non-technical problems for the introduction of building integrated photovoltaic systems”, Task VII, Report IEA-PVPS 7-01:1999.
- [2.9] www.iea-pvps.org, “TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS – Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2002”, Report IEA-PVPS T1-12:2003.
- [2.10] Α. Σαραντέλλης, “Μελέτη για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκού συστήματος για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλη κλίμακα στη νήσο Λήμνο”, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα Οκτώβριος 1990.
- [2.11] M. Shahidehpour, F. Schwartz, “Don’t let the sun go down on PV”, *IEEE power & energy*, Vol. 2, no 3, pp 40-48, May/June 2004.
- [2.12] T. Markvart, “Solar electricity”, John Wiley & sons, ltd, Second edition, 2004.
- [2.13] Μιχ. Π. Παπαδόπουλος, “Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας”, Σημειώσεις μαθήματος, ΕΜΠ, Αθήνα 1997.

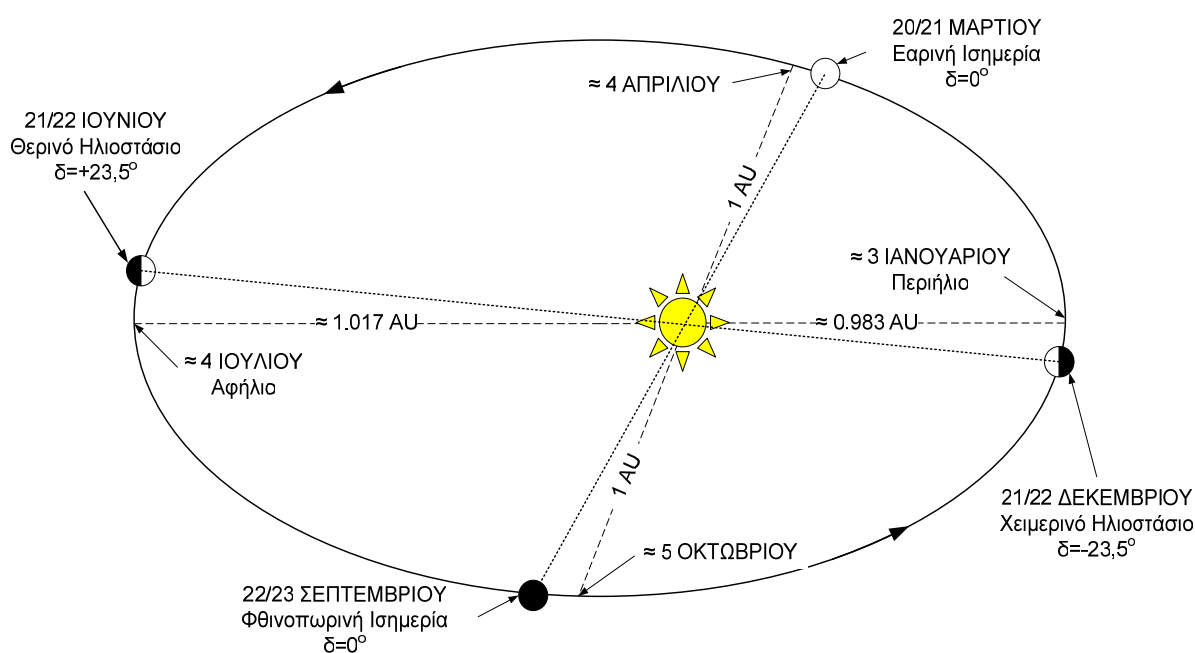
ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας πραγματοποιούνταν ήδη από τα αρχαία χρόνια. Η παραγωγή της ηλιακής ενέργειας έχει τις βάσεις της στις θερμοπυρηνικές αντιδράσεις που λαμβάνουν χώρα στην πυρίνη μάζα του ήλιου, σε απόσταση περίπου μίας αστρονομικής μονάδας (AU) από τη γη ($1 \text{ AU} \approx 150.000.000 \text{ km}$).

Τα τεράστια ποσά ενέργειας που παράγονται από τον ήλιο, διασκορπίζόμενα προς κάθε κατεύθυνση, καταφθάνουν με τη μορφή ακτινοβολίας και στη γη. Για την αποτελεσματική αξιοποίηση της ενέργειας αυτής, επιβάλλεται να είναι γνωστές οι πληροφορίες για τη θέση του ήλιου αναφορικά με ένα σημείο στην επιφάνεια της γης. Με τον τρόπο αυτό γίνεται ακριβώς γνωστό το ποσό της ακτινοβολίας που φθάνει σε κάποια επιφάνεια, η οποία μπορεί να έχει τυχαία κλίση και προσανατολισμό, σε οποιοδήποτε σημείο της γης. Στην εποχή μας, ειδικότερα, με την πρόοδο της επιστήμης και της διαστημικής, οι απαιτούμενες πληροφορίες συλλέγονται με περισσότερη ακρίβεια.

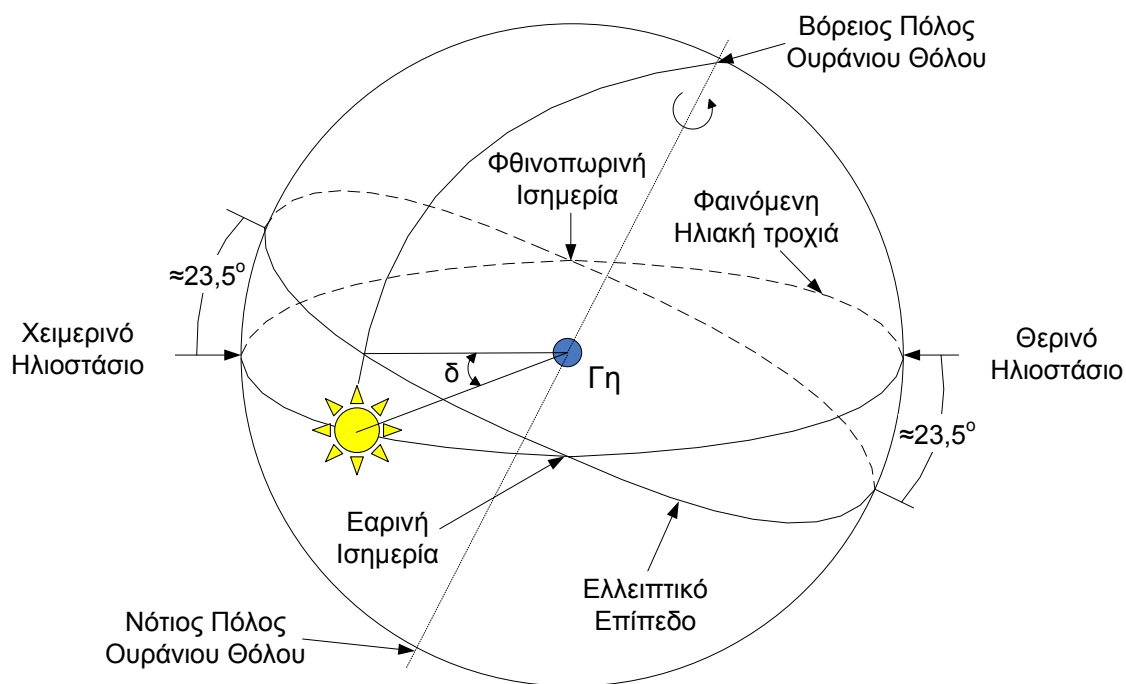
Το συνολικό ποσό της ηλιακής ακτινοβολίας που φθάνει σε κάποιο σημείο της γης, είναι συνάρτηση της σχετικής κίνησης του συστήματος γης-ήλιου. Η γη περιφέρεται γύρω από τον ήλιο, καταγράφοντας ελλειπτική τροχιά, μέσα σε ένα έτος. Ο ήλιος κάθε φορά καταλαμβάνει μια από τις εστίες της ελλειπτικής τροχιάς, η οποία έχει μικρή εκκεντρικότητα.



Σχήμα 3.1: Χαρακτηριστικές σχετικές θέσεις των μελών του συστήματος γης-ήλιου.

Στο Σχήμα 3.1, αφήλιο¹ ονομάζεται η μεγαλύτερη απόσταση μεταξύ γης-ήλιου και παρατηρείται περίπου στις 4-6 Ιουλίου κάθε έτους, ενώ στις 2-3 Ιανουαρίου κάθε έτους η απόσταση των δύο αυτών ουράνιων σωμάτων λαμβάνει τη μικρότερη δυνατή απόσταση, που ονομάζεται περιήλιο¹.

Στο ίδιο σχήμα φαίνεται και η μεταβολή της γωνίας μεταξύ της ευθείας που ενώνει τα κέντρα γης και ήλιου με το εκλειπτικό επίπεδο. Η γωνία αυτή είναι συνεχώς μεταβαλλόμενη, αφού το επίπεδο του ισημερινού δε συμπίπτει με το επίπεδο της τροχιάς της γης (ελλειπτικό επίπεδο), και δίδει τη θέση του ήλιου κατά την ηλιακή μεσημβρία σε σχέση με το επίπεδο του ισημερινού και ονομάζεται ηλιακή απόκλιση δ . Το πώς μεταβάλλεται, φαίνεται καλύτερα στο Σχήμα 3.2.



Σχήμα 3.2: Χαρακτηριστικές θέσεις γης και ήλιου με βάση τις ουρανογραφικές συντεταγμένες.

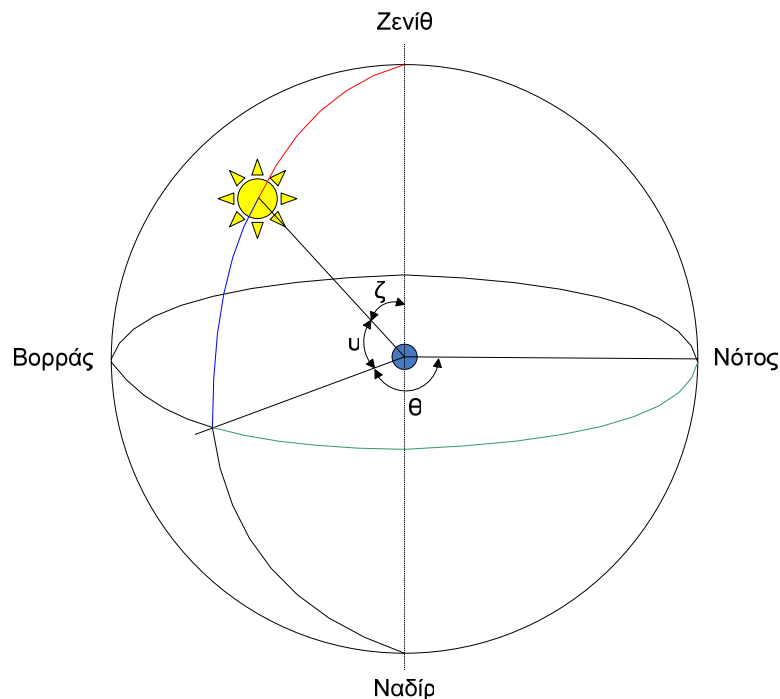
Γενικά, η ποσότητα ενέργειας που φθάνει από τον ήλιο στα εξωτερικά στρώματα της ατμόσφαιρας του πλανήτη μας, είναι σταθερή. Ειδικότερα, η ποσότητα ενέργειας από τον ήλιο που φθάνει, ανά μονάδα χρόνου, σε μια μοναδιαία επιφάνεια κάθετη στη διεύθυνση της ακτινοβολίας, για την μέση απόσταση γης-ήλιου, είναι σταθερή και ονομάζεται ηλιακή σταθερά G_{sc} , με τιμή 1.353 W/m^2 . Είναι σημαντικό να σημειώσουμε πως η ημερήσια περιστροφή γύρω από τον άξονά της, προκαλεί μεταβολές στην ποσότητα της ηλιακής ακτινοβολίας που φθάνει από τον ήλιο. Όπως φαίνεται και στο Σχήμα 3.2, αυτός ο άξονας είναι υπεύθυνος και για την εναλλαγή των εποχών και άρα προκαλεί και εποχιακές μεταβολές στην ηλιακή ακτινοβολία κατά τη διάρκεια του έτους. Ωστόσο, παρατηρείται πως η γωνία μεταξύ του άξονα περιστροφής της γης και του κάθετου άξονα στο ελλειπτικό επίπεδο παραμένει σταθερή. Το ίδιο συμβαίνει και με το επίπεδο του ισημερινού της γης με το ελλειπτικό επίπεδο [3.1]. Να σημειωθεί ότι για τη χρησιμοποίηση οποιασδήποτε σχέσης που αποσκοπεί στον υπολογισμό των ηλιακών

¹ Οι αποστάσεις μετρούνται από τα κέντρα γης και ήλιου.

γωνιών, χρησιμοποιείται ο ηλιακός χρόνος και όχι η τοπική ώρα, οπότε είναι απαραίτητο να πραγματοποιηθούν οι κατάλληλες μετατροπές ώστε να συσχετισθούν οι δύο αυτοί χρόνοι.

3.2 ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ

Στη συνέχεια, θα περιγραφούν βασικά μεγέθη, τα οποία θα βοηθήσουν στην κατανόηση της διαδικασίας υπολογισμού της ακτινοβολίας που φθάνει στη γη και μπορεί να αξιοποιηθεί. Η διαδικασία αυτή προϋποθέτει μερικές τριγωνομετρικές σχέσεις μεταξύ της θέσης του ήλιου στον ουρανό και των συντεταγμένων της επιφάνειας στη γη, άρα χρειάζεται η γνώση μερικών βασικών γωνιών.

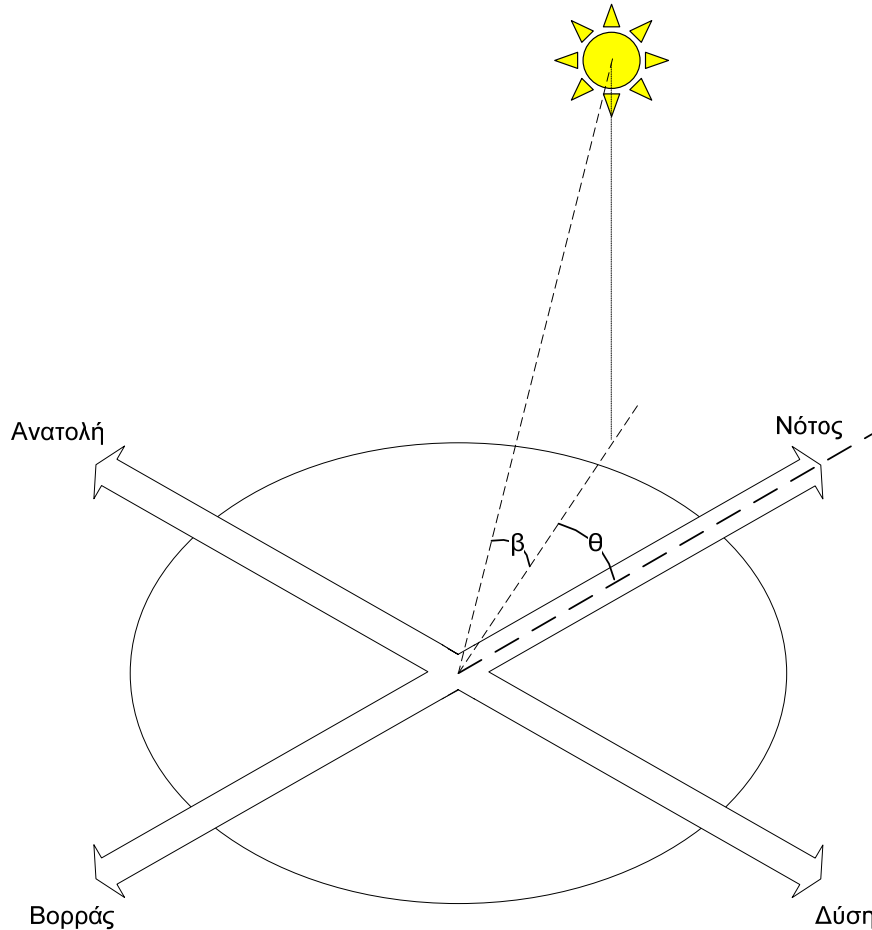


Σχήμα 3.3: Οι βασικές γωνίες του Ήλιου αναπαριστώμενες σε οριζόντιο σύστημα συντεταγμένων.

Θα γίνει αρχή με τη ζενιθιακή γωνία. Πρώτα όμως θα οριστεί το ζενιθιακό σημείο ή ζενίθ, που ορίζεται ως το σημείο τομής με τον ουράνιο θόλο της καθέτου στη θέση όπου βρίσκεται ο παρατηρητής. Το αντιδιαμετρικό αυτού του σημείου ονομάζεται ναδίρ. Έτσι, η ζενιθιακή γωνία ζ ορίζεται ως η γωνία μεταξύ του τοπικού ζενίθ (κατακόρυφος) και της ευθείας που ενώνει τη θέση του παρατηρητή και του ήλιου (Σχήμα 3.3).

Ακόμα, όμως, η θέση του ήλιου ως προς το οριζόντιο επίπεδο για ένα ορισμένο σημείο της γης ορίζεται από τις γωνίες «ύψους», μεταξύ 0° και 90° , και του «αζιμουθίου», μεταξύ 0° και 180° (Νότος 0° , Βορράς 180° , Ανατολή 90° , Δύση 90°). Οι γωνίες αυτές φαίνονται στο Σχήμα 3.3 και συμβολίζονται β και θ αντίστοιχα. Οι γωνίες του (ηλιακού) ύψους β και της ζενιθιακής γωνίας ζ , είναι συμπληρωματικές, δηλαδή ισχύει $\beta = 90^\circ - \zeta$ (Σχήμα 3.3).

Η ωριαία γωνία ω είναι αυτή που δίνει τη στιγμιαία θέση της γης σε σχέση με την περιστροφή της γύρω από τον άξονά της. Η γη πραγματοποιεί μια πλήρη περιστροφή (360°) σε 24 ώρες, άρα κάθε ώρα πραγματοποιεί μια μετακίνηση σε τόξο 15° . Συνεπώς, η ωριαία γωνία αλλάζει 15° κάθε ώρα. Μετράται στους πόλους του ουράνιου θόλου μεταξύ του μεσημβρινού του παρατηρητή (τοπικός μεσημβρινός) και του ηλιακού μεσημβρινού. Η γωνία αυτή συμβατικά λαμβάνει θετικές τιμές για τις ώρες προ μεσημβρίας και αρνητικές μετά το μεσημέρι.



Σχήμα 3.4: Η θέση του ήλιου ως προς το οριζόντιο επίπεδο περιγράφεται από τις γωνίες του ηλιακού ύψους β και του αζιμουθίου θ .

Η γωνία απόκλισης δ έχει ήδη αναφερθεί και είναι η γωνία που σχηματίζεται μεταξύ της ευθείας που ενώνει τα κέντρα γης-ήλιου και του επιπέδου του ισημερινού της Γης, καθορίζοντας τη τροχιά του ήλιου στον ουρανό. Οι ακραίες τιμές που λαμβάνει είναι $\delta = +23,45^\circ$ κατά το θερινό ηλιοστάσιο και $\delta = -23,45^\circ$ κατά το χειμερινό ηλιοστάσιο (βλ. Σχήματα 3.1 και 3.2), ενώ μπορεί προσεγγιστικά να υπολογιστεί (σε ακτίνια) για κάθε ημέρα του έτους από τον τύπο:

$$\delta = \pi \frac{23,45}{180} \sin \left(2\pi \frac{284 + n}{365} \right) \quad 3.1$$

όπου n ο αριθμός της ημέρας του έτους (π.χ. $n=1$ για την 1^η Ιανουαρίου, $n=34$ για την 3^η Φεβρουαρίου κλπ).

3.3 ΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ ΣΤΗΝ ΕΠΙΦΑΝΕΙΑ ΤΗΣ ΓΗΣ

Η σχετική θέση γης-ήλιου επηρεάζει το ποσό της ηλιακής ακτινοβολίας που θα καταφθάσει στη γη. Τι συμβαίνει, όμως, όταν η ακτινοβολία αυτή φθάσει στη γη; Το πρώτο που θα συμβεί είναι η αλληλεπίδραση της ακτινοβολίας με τα στρώματα της ατμόσφαιρας. Εκεί λαμβάνουν χώρα διάφορα πολύπλοκα φαινόμενα απορρόφησης ενέργειας από τα διάφορα μόρια που υπάρχουν διασκορπισμένα, με αποτέλεσμα η ακτινοβολία να μετατρέπεται σε θερμότητα κατά ένα μέρος και να υφίσταται σκέδαση, η οποία οδηγεί στη μεταβολή της ευθύγραμμης διάδοσής της.

Είναι εύλογο να υποθεθεί πως όσο πυκνότερη είναι η κατανομή των διασκορπισμένων μορίων (κέντρα σκέδασης) στα σημεία της ατμόσφαιρας, τόσο πιο πολύπλοκη καθίσταται η παρακολούθηση του φαινομένου. Το φαινόμενο γίνεται ακόμη πιο πολύπλοκο εάν ληφθεί υπόψη το γεγονός ότι στην ατμόσφαιρα μπορεί να υπάρχουν σε διάφορες χρονικές περιόδους (οπότε και έχουμε ανάλογη διακύμανση της ηλιακής ακτινοβολίας που φθάνει στη γη) διαφορετικοί τύποι και συγκεντρώσεις ρύπων, αέριων ή στερεών (υγρασία, σκόνη, πάχος στρώματος όζοντος κτλ). Ανάμεσα σε όλα τα παραπάνω, πρέπει να ληφθεί υπόψη το γεγονός ότι η ηλιακή ακτινοβολία διασχίζει μια μεγάλη απόσταση μέσα σε αέρια στρώματα, τα οποία έχουν μια συγκεκριμένη μάζα, η οποία ονομάζεται αέριος μάζα, και επηρεάζει τον τρόπο διάδοσης της ακτινοβολίας. Τέλος, η περιστροφή της γης γύρω από τον εαυτό της επηρεάζει τη γωνία με την οποία η ακτινοβολία προσπίπτει σε κάποιο σημείο της. Αυτό μπορεί να επηρεάσει το βαθμό αξιοποίησης της προσπίπτουσας ακτινοβολίας [3.1].

Στο σημείο αυτό, είναι δυνατό να διακριθεί η ηλιακή ακτινοβολία που φθάνει στη γη, με βάση τον τρόπο διάδοσής της μέσα από την ατμόσφαιρα. Διακρίνονται τρεις τύποι ακτινοβολίας: η άμεση, η διάχυτη και η ολική.

Η άμεση ακτινοβολία είναι το τμήμα της ηλιακής ακτινοβολίας που φθάνει στην επιφάνεια της γης χωρίς ή με ελάχιστη σκέδαση στην ατμόσφαιρα. Διαδίδεται ευθύγραμμα, με μια γωνία, και υποτάσσεται στους νόμους της οπτικής. Η μέτρησή της πραγματοποιείται με ένα όργανο που ονομάζεται πυρηλιόμετρο, το οποίο μετράει την άμεση ακτινοβολία σε επίπεδο κάθετο στη διεύθυνση γης-ήλιου. Εξαρτάται από μια σειρά παραγόντων, όπως η απόσταση γης-ήλιου, η γωνία απόκλισης δ , το ηλιακό ύψος β , το γεωγραφικό πλάτος του συγκεκριμένου τόπου, το υψόμετρο του τόπου αυτού, την κλίση του εδάφους καθώς και τη σκέδαση και την απορρόφηση στην ατμόσφαιρα.

Η διάχυτη ακτινοβολία είναι το μέρος της ηλιακής ακτινοβολίας που φθάνει στην επιφάνεια της γης με αλλαγμένη διεύθυνση, αφού έχει υποστεί σκέδαση στην ατμόσφαιρα ή ανάκλαση στο έδαφος. Έτσι, φθάνει στην επιφάνεια της γης με διαφορετικές τυχαίες διευθύνσεις από όλο τον ουράνιο θόλο. Η διάχυτη ακτινοβολία μετράται με ένα όργανο γνωστό ως πυρανόμετρο. Εξαρτάται από το ηλιακό ύψος β , το υψόμετρο του συγκεκριμένου τόπου, τη λευκαύγεια του εδάφους, η οποία σχετίζεται με την ανάκλαση της ακτινοβολίας στο έδαφος, και το ποσό και το είδος των νεφών που υπάρχουν στην ατμόσφαιρα.

Η ολική ακτινοβολία ορίζεται ως το άθροισμα των παραπάνω τμημάτων της ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτουν στην επιφάνεια της γης. Για τη μέτρηση της χρησιμοποιείται το πυρανόμετρο.

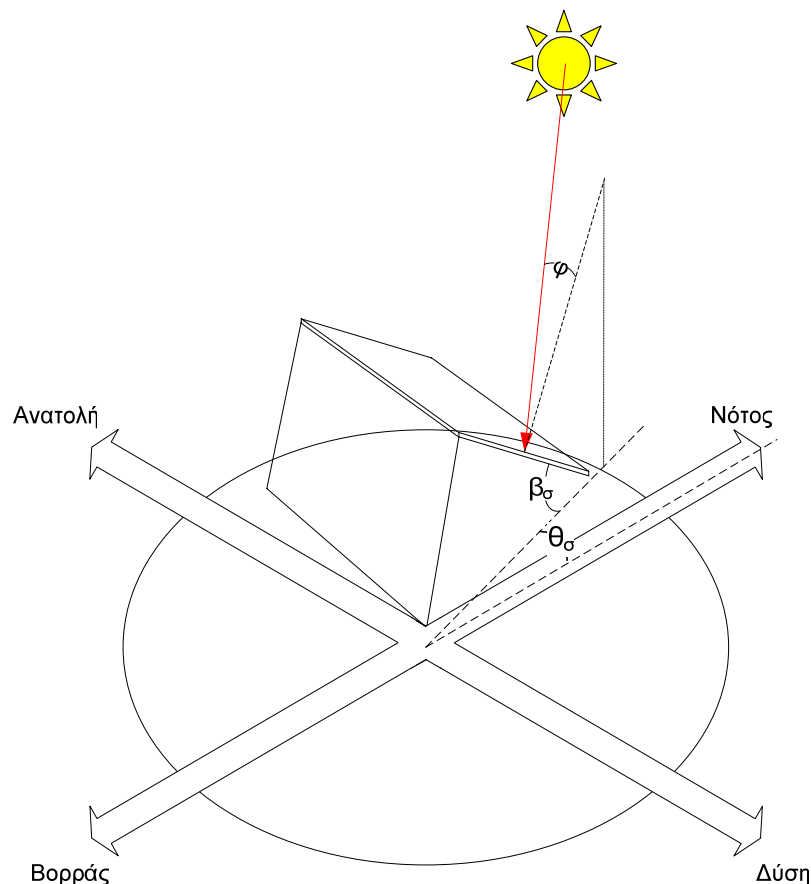
3.4 ΠΥΚΝΟΤΗΤΑ ΗΛΙΑΚΗΣ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ

Έχει ήδη αναφερθεί πως η ηλιακή ακτινοβολία που φθάνει στην επιφάνεια της γης, εξαρτάται από τις μετεωρολογικές συνθήκες που επικρατούν κάθε φορά, αλλά και από τη θέση του ήλιου στον ουρανό. Η τελευταία καθορίζει και το μήκος που θα διανύσει η ακτινοβολία διαμέσου των στρωμάτων της γήινης ατμόσφαιρας. Οι ίδιοι παράγοντες καθορίζουν και την πυκνότητα ισχύος ή την ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας, σε W/m^2 , που φθάνει στη γη.

Η ολική ηλιακή ακτινοβολία που φθάνει στη γη αποτελείται από λιγότερο από 60% άμεση ακτινοβολία, ενώ το υπόλοιπο 40% αποτελείται από διάχυτη ακτινοβολία. Το μήκος της διαδρομής της ακτινοβολίας στην ατμόσφαιρα εξαρτάται από τη ζενιθιακή γωνία ζ . Για ορισμένες συμβατικές συνθήκες, η πυκνότητα ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας φαίνεται στον Πίνακα 3.1 [3.1].

3.5 ΘΕΣΗ ΗΛΙΟΥ ΚΑΙ ΗΛΙΑΚΟΥ ΣΥΛΛΕΚΤΗ

Επειδή η θέση του ήλιου στον ουρανό, λόγω της περιστροφής της γης, επηρεάζει την πυκνότητα της ηλιακής ακτινοβολίας που φθάνει στη γη, η κλίση του ηλιακού συλλέκτη επηρεάζει το ποσοστό της ακτινοβολίας που προσπίπτει πάνω στην επιφάνειά του.



Σχήμα 3.5: Θέση ηλιακού συλλέκτη ως προς τον Ήλιο. Η γωνία φ είναι η γωνία πρόσπτωσης της ακτινοβολίας.

Πίνακας 3.1: Πρότυπες τιμές της πυκνότητας της ηλιακής ακτινοβολίας.

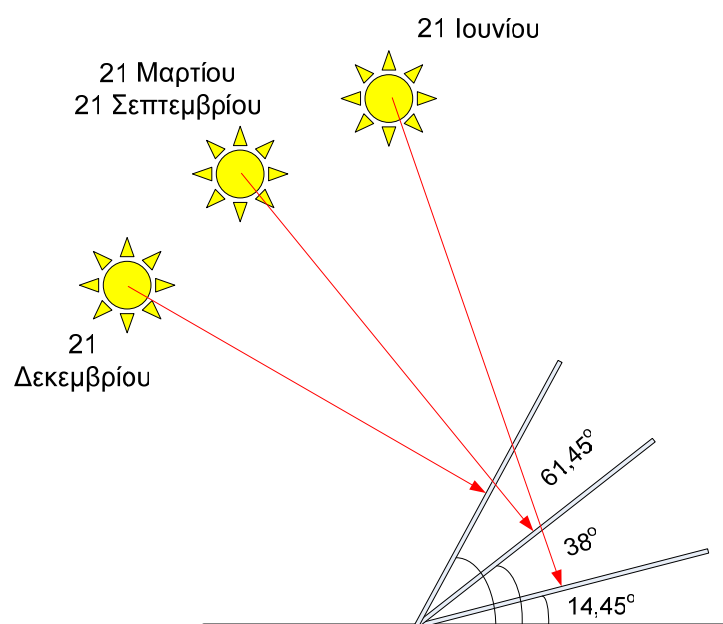
Συμβατικές συνθήκες	Πυκνότητα ηλιακής ακτινοβολίας (W/m^2)
Στο Διάστημα (εκτός ατμόσφαιρας)	1.350
$\zeta=0^\circ$ (ο Ήλιος στο ζενίθ, στο επίπεδο της θάλασσας, ξερή ατμόσφαιρα)	1.060
$\zeta=60^\circ$ σε κάθετη επιφάνεια, στο επίπεδο της θάλασσας με ξερή ατμόσφαιρα	880
$\zeta=70,5^\circ$, όμοια με παραπάνω	750

Η κλίση ενός ηλιακού συλλέκτη ως προς τον ήλιο, μπορεί να περιγραφεί με την κλίση ως προς το οριζόντιο επίπεδο β_σ και την αζιμούθια γωνία του συλλέκτη θ_σ . Τα μεγέθη αυτά φαίνονται στο Σχήμα 3.5 [3.1].

Οι συλλέκτες συνήθως τοποθετούνται σε σταθερή κλίση και αζιμούθια γωνία. Τα μεγέθη αυτά επιλέγονται με τρόπο ώστε οι ηλιακές ακτίνες να προσπίπτουν όσο το δυνατόν κατακόρυφα πάνω στην επιφάνεια του συλλέκτη. Η γωνία πρόσπτωσης της ηλιακής ακτινοβολίας συμβολίζεται με ϕ και φαίνεται στο προηγούμενο σχήμα. Η σχέση που ισχύει μεταξύ των μεγεθών που χαρακτηρίζουν τη θέση του Ήλιου και του συλλέκτη, είναι η εξής [3.1]:

$$\cos\phi = \cos\beta \cdot \sin\beta_\sigma \cdot \cos(\theta_\sigma - \theta) + \sin\beta \cdot \cos\beta_\sigma \quad 3.2$$

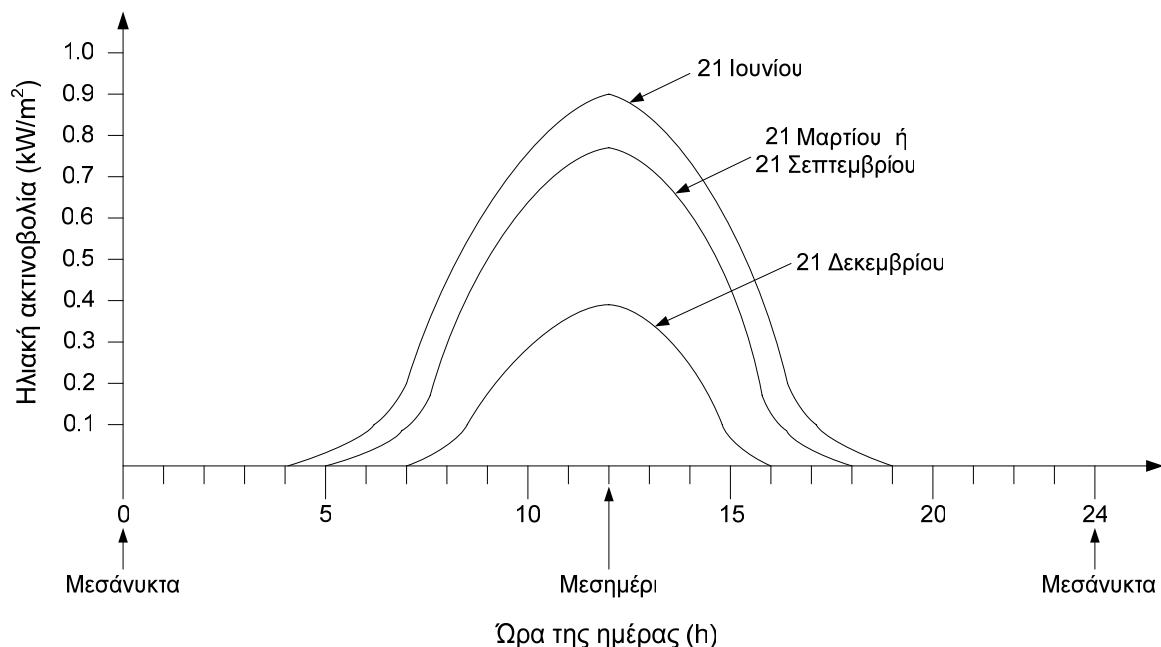
Για το βόρειο ημισφαίριο, έχει υπολογισθεί πως η βέλτιστη κλίση του συλλέκτη β_σ , για όλη τη διάρκεια του έτους, είναι ίση με τον γεωγραφικό παράλληλο του τόπου εγκαταστάσεως και η αζιμούθια γωνία $\theta_\sigma = 0^\circ$ (προς το νότο). Ωστόσο, λόγω της ηλιακής απόκλισης δ από εποχή σε εποχή, η βέλτιστη κλίση μεταβάλλεται και αυτή. Συνεπώς, για το καλοκαίρι η κλίση μπορεί να επιλέγεται $10^\circ - 15^\circ$ μικρότερη από την παράλληλο ή $10^\circ - 15^\circ$ μεγαλύτερη για το χειμώνα (βλ. Σχήμα 3.6).

**Σχήμα 3.6:** Βέλτιστη κλίση του συλλέκτη για ορισμένες εποχές του έτους.

3.6 ΔΙΑΚΥΜΑΝΣΗ ΤΗΣ ΗΛΙΑΚΗΣ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ

Η ηλιακή ακτινοβολία μεταβάλλεται από εποχή σε εποχή, αλλά και κατά τη διάρκεια ενός 24ώρου. Έχει παρατηρηθεί πως το μέγιστο της ηλιακής ακτινοβολίας σημειώνεται κατά το ηλιακό μεσημέρι, όταν δηλαδή ο ήλιος βρίσκεται στο υψηλότερο σημείο της τροχιάς του στον ουρανό σε σχέση με τον ορίζοντα, ανεξάρτητα από την εποχή. Ας σημειωθεί πως το ηλιακό μεσημέρι, δε συμπίπτει πάντα με το ωρολογιακό μεσημέρι.

Στο Σχήμα 3.7 [3.1] φαίνεται η διακύμανση της ηλιακής ακτινοβολίας για ένα 24ωρο, για ορισμένες χαρακτηριστικές ημερομηνίες του έτους. Το σχήμα αναφέρεται σε συνθήκες όπου δεν επικρατεί καθόλου νέφωση, για αυτό και διακρίνεται μια σχετικά ομαλή διακύμανση της ακτινοβολίας. Ως «ώρα ημέρας» θεωρείται η «ηλιακή ώρα» και ως «μεσημέρι» το «ηλιακό μεσημέρι».



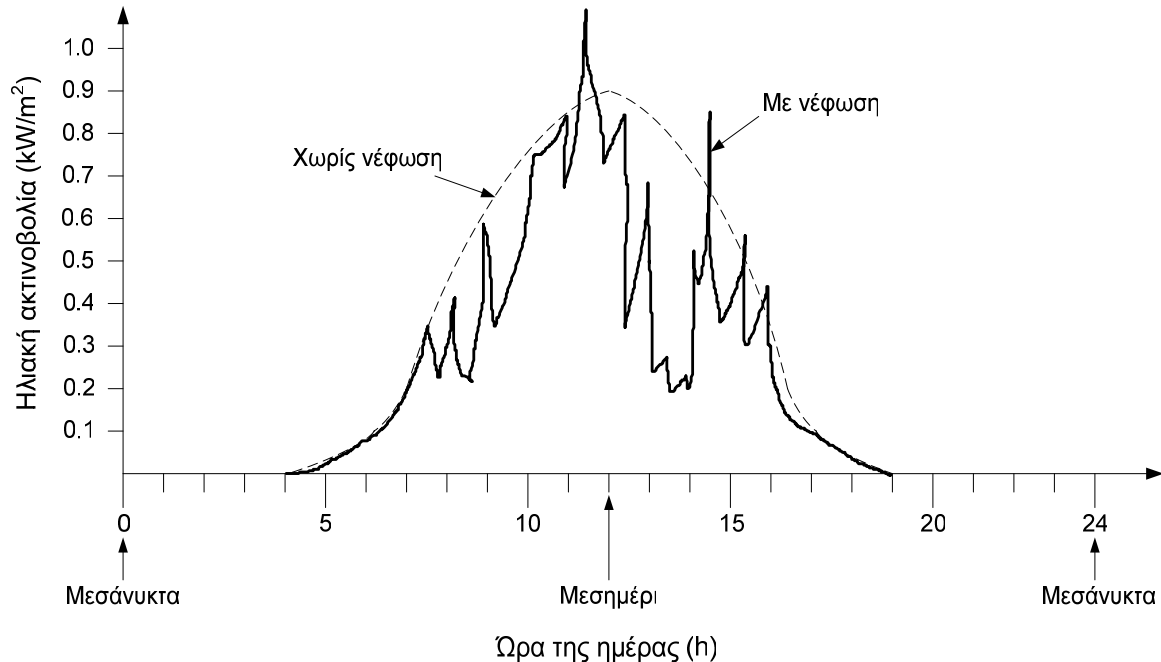
Σχήμα 3.7: Ημερήσια διακύμανση της ηλιακής ακτινοβολίας, χωρίς την επίδραση νέφωσης.

Στο Σχήμα 3.8 [3.1] φαίνεται ο τρόπος που επιδρά η παρουσία νεφών στη διακύμανση της ηλιακής ακτινοβολίας. Το σχήμα αυτό παριστά μια τυπική περίπτωση της επίδρασης νεφών κατά τη διάρκεια της ημέρας στη μεταβολή της ηλιακής διακύμανσης. Διακρίνεται ότι πολλές φορές η ακτινοβολία ξεπερνά σε ποσότητα αντίστοιχες τιμές της ακτινοβολίας χωρίς νέφωση. Αυτό συμβαίνει καθώς η παρουσία νεφών μειώνει την άμεση ακτινοβολία, αλλά αυξάνει σημαντικά τη διάχυτη. Προφανώς, η παρουσία νεφών έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση της μετατρεπόμενης ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική και άρα μείωση της παραγόμενης ισχύος.

3.7 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΗΛΙΑΚΗΣ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ

Είναι ευνόητο ότι για τις εφαρμογές που αποσκοπούν στην εκμετάλλευση της ηλιακής ακτινοβολίας, είναι απαραίτητη η γνώση της ολικής ηλιακής ακτινοβολίας που

προσπίπτει σε επιφάνειες με διάφορες κλίσεις. Κάτι τέτοιο μπορεί να γίνει με απευθείας μετρήσεις με τη βοήθεια πυρανομέτρων. Επειδή, ειδικά στην Ελλάδα, δεν υπάρχουν μακροχρόνιες τέτοιες μετρήσεις, το ενδιαφέρον στρέφεται στη χρησιμοποίηση εμπειρικών ή θεωρητικών μεθόδων προσδιορισμού της ολικής ηλιακής ακτινοβολίας.



Σχήμα 3.8: Ημερήσια διακύμανση της ηλιακής ακτινοβολίας, με την επίδραση νέφωσης.

Μια τέτοια εμπειρική μέθοδος βασίζεται στον τύπο του Angstrom [3.2], δηλαδή $I_G = S_0 \cdot [(a + b) \cdot (n/H)]$, όπου η ολική ακτινοβολία σε ένα τόπο κατά τη διάρκεια μιας ημέρας I_G μπορεί να ευρεθεί εάν ο λόγος της πραγματικής προς τη θεωρητική ηλιοφάνεια n/H είναι γνωστός και εάν η ποσότητα της ηλιακής ακτινοβολίας S_0 που λαμβάνεται σε οριζόντιο επίπεδο στο όριο της ατμόσφαιρας πάνω από τον τόπο αυτό είναι επίσης γνωστή. Οι συντελεστές a, b μπορούν να υπολογισθούν με τη μέθοδο της προσαρμογής σε κάποιο γειτονικό τόπο, όπου η I_G είναι γνωστή από μετρήσεις, οι τιμές τους πάντως μπορεί να μεταβάλλονται από τόπο σε τόπο, εξαιτίας υψομετρικών ή κλιματικών διαφορών. Ωστόσο, η εμπειρική μέθοδος αυτή δε δίνει πάντα αξιόπιστα αποτελέσματα.

Υπάρχει άλλη μια μέθοδος, η οποία μπορεί να εφαρμοσθεί για να δώσει ωριαίες ή ημερήσιες τιμές ακτινοβολίας για οριζόντια ή κεκλιμένη επιφάνεια. Η μέθοδος βασίζεται στην ακόλουθη σχέση για μια τυχούσα επιφάνεια (π.χ. συλλέκτη):

$$I_{\phi} = I_B \cdot \cos \phi + I_{DF} \cdot \cos^2 \left(\frac{\beta_{\sigma}}{2} \right) + I_G \cdot r_a \cdot \sin^2 \left(\frac{\beta_{\sigma}}{2} \right) \quad 3.3$$

όπου: I_G η ολική ακτινοβολία σε οριζόντια επιφάνεια (W/m^2)

I_B και I_{DF} η άμεση και η διάχυτη, αντίστοιχα, ηλιακή ακτινοβολία (W/m^2)

β_{σ} η κλίση του επιπέδου της επιφάνειας (συλλέκτη)

r_a ο συντελεστής ανάκλασης του εδάφους

ϕ η γωνία πρόσπτωσης, δηλαδή η γωνία των ακτίνων του ήλιου με την κάθετο στο επίπεδο της επιφάνειας (συλλέκτη, βλ. Σχήμα 3.4).

Η γωνία ϕ μπορεί να υπολογισθεί από τη σχέση (3.2) ή από την σχέση (3.4) [3.2, 3.1]:

$$\cos \phi = \cos(\theta_\sigma - \theta) \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin(\theta_\sigma - \theta) \cdot \sin \delta \quad 3.4$$

όπου: δ η απόκλιση του ήλιου και
 ω η ωριαία γωνία του ήλιου

Ακόμα, προτείνονται διάφοροι τρόποι υπολογισμού για την άμεση και έμμεση ακτινοβολία, λαμβάνοντας υπόψη διάφορους συντελεστές που χαρακτηρίζουν την κατάσταση της ατμόσφαιρας και τη θέση του ήλιου. Ένας τύπος υπολογισμού για την άμεση ηλιακή ακτινοβολία I_B είναι ο εξής [3.2]:

$$I_B = I_O \cdot 0,9662 \cdot (T_M - a_w) \cdot T_A \quad 3.5$$

όπου: I_O η ηλιακή σταθερά, ίση με 1.353 W/m^2

T_M η διαπερατότητα από την απορρόφηση όλων των αερίων της ατμόσφαιρας εκτός υδρατμών

T_A η διαπερατότητα από την απορρόφηση και τη σκέδαση

a_w το ποσοστό της απορρόφησης από τους υδρατμούς

Ομοίως, υπάρχει μια σχέση που δίνει τη διάχυτη ηλιακή ακτινοβολία I_{DF} . Αυτή είναι η ακόλουθη [3.2]:

$$I_{DF} = \frac{(I_O \cdot \cos \zeta) \cdot 0,79 \cdot T_O \cdot T_W \cdot T_{UM} \cdot T_{AA} \cdot 0,5 \cdot (1 - T_R) + B_a \cdot (1 - T_{AS})}{(1 - m + m^{1,02})} \quad 3.6$$

όπου: T_O η διαπερατότητα του όζοντος

T_W η διαπερατότητα από την απορρόφηση των υδρατμών

T_{UM} η διαπερατότητα από την απορρόφηση O_2 και CO_2

T_{AA} η διαπερατότητα από την απορρόφηση αερολυμάτων

T_{AS} η διαπερατότητα από την σκέδαση των αερολυμάτων

T_R η διαπερατότητα από τη σκέδαση Rayleigh και

B_a το ποσοστό της διαχεόμενης ακτινοβολίας που πηγαίνει από τα αερολύματα στο έδαφος

Ακόμα, όμως, χρειάζεται η ολική ηλιακή ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο. Αυτή μπορεί να υπολογισθεί με βάση τον τύπο που ακολουθεί [3.2]:

$$I_G = \frac{I_B \cdot \cos \beta + I_{DF}}{1 - r_g \cdot r_s} \quad 3.7$$

όπου: β το ηλιακό ύψος

r_g ο συντελεστής ανακλάσεως του εδάφους και

r_s ο συντελεστής ανακλάσεως του ουρανού

Φυσικά, όταν επικρατεί νέφωση, παρατηρούνται κάποιες μεταβολές στις ποσότητες της άμεσης και διάχυτης ακτινοβολίας, οι οποίες πρέπει να ληφθούν υπόψη. Έχει αναφερθεί πως η επίδραση της νέφωσης έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση της άμεσης ακτινοβολίας και την αύξηση της διάχυτης. Η μείωση της άμεσης ακτινοβολίας θα είναι ίση, κατά μέσο όρο, με τον λόγο n/H της πραγματικής ηλιοφάνειας προς τη θεωρητική. Τότε η πραγματική άμεση ακτινοβολία θα είναι ίση με:

$$I_n = (n/H) \cdot I_B \quad 3.8$$

Η διάχυτη ακτινοβολία θα αποτελείται από δύο μέρη, ένα από τα οποία είναι αυτό με καθαρό ουρανό, ελαττωμένη, όμως, κατά τον λόγο n/H , και το άλλο από το ποσοστό, k έστω, της ακτινοβολίας που παρακρατείται από τα νέφη και επιστρέφει στο έδαφος ως επιπλέον διάχυτη ακτινοβολία. Τότε, η πραγματική διάχυτη ακτινοβολία θα είναι ίση με [3.2]:

$$D_n = \frac{n}{H} \cdot I_{DF} + k \cdot \left(1 - \frac{n}{H}\right) \cdot I_G \quad 3.9$$

Με βάση όλες τις παραπάνω σχέσεις είναι δυνατόν να πραγματοποιηθούν μετρήσεις που να καταλήξουν σε αποτελέσματα για την ποσότητα της ηλιακής ακτινοβολίας σε κάθε περιοχή. Κάτι τέτοιο πραγματοποιήθηκε στην εργασία των κ.κ. Λάλα, Πισίμανη, Νοταρίδου για περιοχές του Ελλαδικού χώρου [3.2]. Για περιοχές για τις οποίες δεν υπάρχουν μετρήσεις ηλιοφάνειας, είναι δυνατόν να ληφθούν τιμές από τον πλησιέστερο, για τη συγκεκριμένη περιοχή, σταθμό μέτρησης, χωρίς σημαντική απόκλιση στα αποτελέσματα. Βέβαια, για να υπολογισθεί η ηλιακή ενέργεια με βάση τις τιμές που υπολογίσθηκαν για την ηλιακή ακτινοβολία, θα πρέπει να υπάρξει κάποια μετατροπή. Αυτό που συμβαίνει, είναι η χρησιμοποίηση των διαγραμμάτων της ηλιακής ακτινοβολίας, με βάση τα οποία κατά μήκος της καμπύλης που περιγράφει τη διακύμανση της ακτινοβολίας, πραγματοποιείται ολοκλήρωση για την εύρεση του εμβαδού κάτω από την καμπύλη. Το εμβαδό αυτό αντιστοιχεί στην ζητούμενη ηλιακή ενέργεια και προσδιορίζεται είτε απευθείας με εμβαδόμετρο είτε με αριθμητική ολοκλήρωση. Ο τύπος της αριθμητικής ολοκλήρωσης που δίνει το ζητούμενο εμβαδό (ηλιακή ενέργεια E_s), για τις στιγμιαίες τιμές της ηλιακής ακτινοβολίας R_i που έχουν βρεθεί για τις αντίστοιχες χρονικές στιγμές t_i (με $i = 0, 1, \dots, n$), είναι:

$$E_s = \int_{t_0}^{t_n} S(t) dt = \Delta t (R_1 + R_2 + \dots + R_{n-1}) + \frac{1}{2} \cdot \Delta t (R_0 + R_n) \quad 3.10$$

όπου $\Delta t = t_n - t_{n-1} = t_1 - t_0$

Η σχέση (3.10) δίδει την ηλιακή ενέργεια για ένταση ακτινοβολίας που υπολογίσθηκε σε αίθρια ημέρα. Ανάλογες σχέσεις ισχύουν στην περίπτωση συννεφιασμένων ημερών. Το ποσοστό της ηλιακής ακτινοβολίας που τελικά θα αξιοποιηθεί μετατρεπόμενο σε ηλεκτρική ενέργεια, εξαρτάται από το εγκατεστημένο σύστημα μετατροπής και την προσαρμογή στην κατανάλωση.

Η επεξεργασία τέτοιων στοιχείων, έδειξε πως η χώρα μας έχει ιδιαίτερα σημαντικό ηλιακό δυναμικό σε σύγκριση με άλλες χώρες. Συγκεκριμένα, η ετήσια διάρκεια ηλιοφάνειας για τη Ρόδο υπολογίζεται σε περίπου 3.500 ώρες και 2.700 ώρες για την Κρήτη, τη Χίο, τη Σύρο και τη Σάμο, την ώρα που για τη Νότια Γαλλία οι υπολογισμοί δίνουν 2.070 ώρες ηλιοφάνειας. Αντίστοιχα, η μέση ετήσια ηλιακή ενέργεια στη χώρα μας φθάνει περίπου τις 1.550 kWh/m², όταν στο Κλήβελαντ φθάνει τις 1.255 kWh/m². Τέλος, υψηλή εμφανίζεται και η πυκνότητα της ηλιακής ισχύος, περίπου στα 200 W/m² [3.1].

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ 3^{ου} ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

- [3.1] Μιχ. Π. Παπαδόπουλος, *“Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας”*, Σημειώσεις μαθήματος, ΕΜΠ, Αθήνα 1997.
- [3.2] Δ. Π. Λάλας, Δ. Κ. Πισίμανης, Β. Α. Νοταρίδου, *“Μέθοδοι υπολογισμού εντάσεως ηλιακής ακτινοβολίας σε αυθαίρετης κλίσεως επίπεδο και πίνακες για 30°, 45° και 60° στον Ελληνικό χώρο”*, Τεχνικά Χρονικά – Επιστημονική Έκδοση ΤΕΕ, Επιστημονική Περιοχή Β, Τόμος 2, τεύχος 3-4, σ.σ. 129-181, Ιούλιος-Δεκέμβριος 1982.
- [3.3] Μ. Μακάριος, *“Σχεδιασμός μικρών αυτόνομων συστημάτων παραγωγής με φωτοβολταϊκά συστήματα”*, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα 1996.
- [3.4] Κ. Α. Μπαλαράς, *“Ήπιες μορφές ενέργειας – Ηλιακή ενέργεια”*, Σημειώσεις μαθήματος, Τεχνολογικό Εκπαιδευτικό Ίδρυμα Πειραιά, Αθήνα Απρίλιος 1992.
- [3.5] <http://www.noa.gr>, *“Αστεροσκοπείο Αθηνών”*, Accessed on 2/3/2005

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΤΩΝ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΩΝ ΣΧΕΔΙΩΝ

4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται η μεθοδολογία αξιολόγησης των προτεινόμενων επενδυτικών σχεδίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φ/β συστήματα. Η μεθοδολογία που ακολουθείται για την οικονομική αξιολόγηση των σεναρίων, είναι αυτή του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (Internal Rate of Return, IRR). Επίσης, θα παρουσιασθεί και το λογισμικό με τη βοήθεια του οποίου θα γίνει η αξιολόγηση αυτή. Πριν, όμως, από όλα αυτά, γίνεται μια σύντομη αναφορά στα ηλεκτρικά φορτία και στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας.

4.2 ΗΛΕΚΤΡΙΚΑ ΦΟΡΤΙΑ ΚΑΙ ΖΗΤΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ), κάθε χρονική στιγμή, η παραγόμενη (από τις γεννήτριες) ηλεκτρική ενέργεια θα πρέπει να καλύπτει τη ζητούμενη (από τα ηλεκτρικά φορτία) ηλεκτρική ενέργεια, καθώς και τις απώλειες του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Η μέγιστη ζήτηση φορτίου (αιχμή φορτίου) είναι μικρότερη από την εγκατεστημένη ισχύ του ΣΗΕ. Ο λόγος της μέγιστης ζήτησης φορτίου P_m προς τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ $P_{εγκ}$ ονομάζεται συντελεστής ζήτησης ζ [4.1]:

$$\zeta = \frac{P_m}{P_{εγκ}} \quad 4.1$$

Πολύ συχνά σε ένα ΣΗΕ, συνδέονται πολλές ηλεκτρικές συσκευές (φορτία), οι οποίες μπορεί να λειτουργούν μαζί ταυτόχρονα, καταναλώνοντας ηλεκτρική ενέργεια. Τότε το φορτίο του συστήματος είναι ίσο με το άθροισμα των φορτίων (ή καταναλώσεων) όλων αυτών των συσκευών. Η ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος μετριέται κυρίως σε kW ή MW και σπάνια σε kVA ή MVA. Σε εφαρμογές όπως τα φωτοβολταϊκά πλαίσια, μετριέται ακόμα και σε W, ενώ μπορεί να εκφρασθεί και σε αμπερώρια (Ah). Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μετριέται σε kWh ή MWh.

Προφανώς, τα φορτία διαφέρουν ανάλογα με το είδος τους, την ώρα, την ημέρα, την εποχή, τις καιρικές συνθήκες κ.τ.λ. Για παράδειγμα, άλλα είναι τα φορτία το καλοκαίρι και το χειμώνα ή κατά τη διάρκεια της μέρας και της νύκτας. Ας σημειωθεί

πως η σύνδεση ή η αποσύνδεση κάποιων φορτίων στο σύστημα μπορεί να επηρεάσει τη συχνότητα και την τάση του. Ανάλογα, βέβαια, και με το είδος της συσκευής που συνδέεται ή αποσυνδέεται, προκαλούνται και ανάλογα προβλήματα ρύθμισης της τάσης ή της συχνότητας (π.χ. άλλη επίδραση έχει μια λάμπα φωτισμού και άλλη ένας μεγάλος μύλος). Περίοδοι της ημέρας όπου παρουσιάζονται σημαντικές μεταβολές στα φορτία, είναι προφανώς το πρωί, όταν ξεκινούν πολλές δραστηριότητες, το μεσημέρι με τη διακοπή πολλών από τις δραστηριότητες αυτές και το τέλος της μέρας, οπότε υπάρχει μεγάλη ανάγκη για φωτισμό.

Είναι σημαντικό να υπάρχει κάποιος τρόπος για την πρόβλεψη φορτίων, έτσι ώστε να είναι δυνατή η μελέτη τους και η πρόβλεψή τους, για τον καλύτερο προγραμματισμό των εγκαταστάσεων του ΣΗΕ. Ένας τέτοιος τρόπος είναι η χρησιμοποίηση των καμπύλων φορτίου. Οι καμπύλες αυτές έχουν χαρακτηριστικές μορφές για τα διάφορα είδη φορτίων, απεικονίζοντας διάφορες πληροφορίες σχετικές με αυτά. Προκύπτουν από μετρήσεις ή χαράσσονται απευθείας από ειδικά όργανα σε 24ωρη, εβδομαδιαία ή ετήσια βάση. Ακόμα, οι καμπύλες φορτίου μπορεί να αναφέρονται στα φυσικά μεγέθη του φορτίου [4.1].

Στις καμπύλες φορτίου, μπορούν να απεικονισθούν διάφορα χαρακτηριστικά μεγέθη. Αυτά είναι [4.1]:

- *Αιχμή φορτίου:* Είναι η μέγιστη ζήτηση φορτίου P_m του διαγράμματος
- *Περίοδος φορτίου:* Είναι το χρονικό διάστημα T στο οποίο αναφέρεται μια συγκεκριμένη καμπύλη φορτίου
- *Ενέργεια:* Είναι η ζητούμενη ενέργεια του φορτίου E , η οποία ισούται με το εμβαδόν $\int_T P_t dt$ του διαγράμματος
- *Μέσο φορτίο:* Είναι η μέση τεταγμένη της συγκεκριμένης καμπύλης, $P_\mu = \frac{E}{T}$
- *Μέσος χρόνος φορτίου:* Είναι η ιδεατή διάρκεια της αιχμής, $T_A = \frac{E}{P_m}$
- *Συντελεστής φορτίου:* Είναι ο λόγος $m = \frac{E}{P_m \cdot T} = \frac{P_\mu}{P_m} = \frac{T_A}{T}$

Οι καμπύλες φορτίου απεικονίζουν συχνά με μεγάλη ακρίβεια τη δραστηριότητα του πληθυσμού. Ένα ιδιαίτερο γεγονός (υψηλή βιομηχανική δραστηριότητα, μια πολύ ζεστή μέρα), θα επηρεάσει άμεσα τη μορφή της καμπύλης. Η χρησιμότητα των καμπυλών αυτών φαίνεται στις μελέτες επέκτασης συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και ετήσιου προγραμματισμού αυτών. Η πρόβλεψη μπορεί να είναι βραχυπρόθεσμη (ανάγκες φορτίου για τα επόμενα λίγα δευτερόλεπτα ή και ώρες), οπότε και χρησιμοποιούνται τα Αυτοπαλινδρομικά Μοντέλα Κινητού Μέσου (ARMA) ή νευρωνικά δίκτυα. Η πρόβλεψη, ωστόσο, μπορεί να αναφέρεται και σε ετήσια βάση, για την πρόβλεψη ετήσιων αιχμών και ενεργειακών απαιτήσεων. Τέτοιες προβλέψεις καλούνται μακροπρόθεσμες (φθάνουν και σε περιόδους πρόβλεψης εικοσαετίας) και χρησιμεύουν για τις περιπτώσεις επέκτασης των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι παράγοντες που μπορεί να επηρεάσουν την κατανάλωση ενέργειας, κυρίως είναι οικονομικοί, εποχιακοί, μετεωρολογικοί ή τυχαία γεγονότα. Για παράδειγμα, το οικονομικό περιβάλλον και ο ρυθμός οικονομικής ανάπτυξης μπορούν να επηρεάσουν τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας (αύξηση αστικού πληθυσμού, άνοδος βιοτικού επιπέδου). Ανάλογα με την εποχή (άρα και με τον καιρό και τη θερμοκρασία), αλλάζουν και οι εκάστοτε δραστηριότητες, άρα και η ζήτηση ενέργειας.

4.3 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΖΗΤΟΥΜΕΝΗΣ ΕΝΤΑΣΗΣ ΡΕΥΜΑΤΟΣ ΣΕ Φ/Β ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ

Με βάση τον ορισμό του φορτίου και γνωρίζοντας τις απαιτήσεις σε φορτίο μιας φ/β εγκατάστασης, μπορεί να υπολογισθεί η απαιτούμενη ένταση του παραγόμενου ρεύματος από την εγκατάσταση. Σε περιπτώσεις όπου απαιτείται σταθερό ρεύμα από ένα φορτίο, δεν υπάρχει ιδιαίτερη δυσκολία στους υπολογισμούς. Επειδή, όμως, στην πράξη τα φορτία παρουσιάζουν περιοδικότητα στη λειτουργία τους, οι εντάσεις ρεύματος που απορροφούν, είναι μεταβλητές. Για την αντιμετώπιση αυτού του προβλήματος, χρησιμοποιείται η μέση ένταση ρεύματος σε ένα 24ωρο:

$$I_{\mu} = \frac{P_{\mu}}{24} \quad 4.2$$

όπου: P_{μ} το μέσο ημερήσιο φορτίο σε Ah και
 I_{μ} το μέσο ημερήσιο ρεύμα σε A

4.4 ΒΑΣΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΜΕΤΡΗΣΗΣ

Στην παράγραφο θα γίνει μια σύνοψη των βασικών μονάδων μέτρησης για την θερμότητα, την ενέργεια και την ισχύ.

Ξεκινώντας με τη θερμότητα, η μονάδα μέτρησης στο SI είναι η θερμίδα (cal). Η μεγάλη θερμίδα ισούται με 1000 cal και συμβολίζεται με kcal. Η βρετανική μονάδα μέτρησης είναι το BTU. Για μεγάλες ποσότητες θερμότητας χρησιμοποιείται η μονάδα Q.

Πίνακας 4.1: Βασικές μονάδες μέτρησης της θερμότητας και οι κυριότερες αντιστοιχίες με άλλες μονάδες.

Μονάδες Μέτρησης Θερμότητας και αντιστοιχίες	
1 BTU = 252 cal = 0,252 kcal = 1.055 kJ	4.3
1 Q = 10 ⁸ BTU = 2,52·10 ⁷ kcal	4.4
1 cal = 4,186 Joules και 1 BTU = 778 ft·lb (Μηχανικό ισοδύναμο)	4.5
1 Joule = 0,24 BTU και 1 ft·lb = 0,0013 BTU (Θερμικό ισοδύναμο)	4.6

Μονάδα ισχύος είναι το 1 Watt (W). Πολλαπλάσια αυτής της μονάδας είναι το kW και ο ίππος (hp) (Πίνακας 4.2).

Πίνακας 4.2: Βασικές μονάδες μέτρησης της ισχύος και οι κυριότερες αντιστοιχίες με άλλες μονάδες.

Μονάδες Μέτρησης Ισχύος και αντιστοιχίες	
1 W = 1 Joule/sec	4.7
1 hp = 746 W = 550 ft·lb/sec	4.8
1 BTU/h = 0,2931 W	4.9
1 kcal/h = 1,163 W	4.10

Μονάδα ηλεκτρικής ενέργειας είναι η βατώρα (Wh) ή η κιλοβατώρα (kWh). Η αντιστοιχία με τις μηχανικές και θερμικές μονάδες φαίνεται στον Πίνακα 4.3.

Πίνακας 4.3: Βασικές μονάδες μέτρησης της ηλεκτρικής ενέργειας και οι κυριότερες αντιστοιχίες με άλλες μονάδες.

Μονάδες Μέτρησης Ηλεκτρικής ενέργειας και αντιστοιχίες	
1 kWh = $3,6 \cdot 10^6$ Joules = $8,6 \cdot 10^5$ cal = 3.412 BTU	4.11
1 milliard = 10^9 kWh	4.12
1 Wh = 3.6 kJ	4.13
1 EJ = 10^{18} J = $278 \cdot 10^{12}$ Wh = 278 TWh	4.14

Τέλος, σημειώνεται ότι για τη μετατροπή της θερμοκρασίας T_c , σε $^{\circ}\text{C}$, σε απόλυτη θερμοκρασία T_K , σε K, ισχύει:

$$T_K = T_c + 273,16 \quad \mathbf{4.15}$$

4.5 Η ΜΕΘΟΔΟΣ ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΥ ΒΑΘΜΟΥ ΑΠΟΔΟΣΗΣ

Υπάρχουν διάφορες μεθοδολογίες για την αξιολόγηση των επενδυτικών έργων, δηλαδή την επένδυση κεφαλαίου με σκοπό την κερδοφορία. Μία από αυτές τις μεθοδολογίες είναι η μέθοδος του εσωτερικού βαθμού απόδοσης. Η μεθοδολογία αυτή θεωρείται, από πολλούς συγγραφείς του τομέα των επενδύσεων, ως ένα ορθολογικό κριτήριο για την αξιολόγηση των επενδυτικών έργων.

4.5.1 Η ΕΝΝΟΙΑ ΤΟΥ ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΥ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΑΠΟΔΟΣΗΣ

Κάθε επενδυτικό έργο χαρακτηρίζεται από εκροές και εισροές κεφαλαίου, που γενικά ονομάζονται ταμειακές ροές. Οι εκροές αποτελούν τα ποσά που προορίζονται για την εξόφληση των οφειλών της επένδυσης, σε τακτά χρονικά διαστήματα, ενώ οι εισροές αποτελούν τα έσοδα από την αξιοποίηση της εν λόγω επένδυσης. Ας σημειωθεί ότι η εξόφληση των οφειλών πραγματοποιείται με τη χρήση ενός επιτοκίου προεξόφλησης. Η χρησιμοποίηση του κριτηρίου του εσωτερικού βαθμού απόδοσης στηρίζεται στην έμμεση υπόθεση ότι οι καθαρές ταμειακές ροές (εισροές μείον εκροές κεφαλαίων) μπορούν να επανεπενδυθούν [4.2]. Έτσι, θετικές ταμειακές ροές (R_t) θεωρούνται τα εκτιμώμενα έσοδα που θα εισπράττονται σε τακτά χρονικά διαστήματα κατά τη διάρκεια ζωής του έργου (η οποία γενικά θεωρείται αβέβαιη) και αρνητικές ταμειακές ροές (D_t) θεωρούνται τα αντίστοιχα έξοδα. Επιπλέον, θεωρείται ότι r^* είναι το επιτόκιο προεξόφλησης που εξισώνει τις καθαρές ταμειακές ροές (C_t), δηλαδή τα έσοδα μείον τα έξοδα για μια περίοδο εμφάνισης ταμειακών ροών ($C_t = R_t - D_t$), του επενδυτικού έργου,

με την αρχική δαπάνη του έργου. Αυτό σημαίνει ότι τα χρήματα που διατίθενται για ένα επενδυτικό έργο, μπορούν τελικά είτε να επενδυθούν στο έργο αυτό και οι καθαρές ταμειακές ροές να εισπράττονται σε τακτά διαστήματα για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου, είτε να μην επενδυθούν στο έργο και να τοποθετηθούν σε διαφορετική επένδυση, με το ίδιο επιτόκιο r^* . Είναι σημαντικό να παρατηρηθεί ότι εάν η επανεπένδυση των χρημάτων (επανεπένδυση των καθαρών ταμειακών ροών) πραγματοποιηθεί με επιτόκιο διαφορετικό από το r^* είναι δυνατόν να οδηγήσει σε εσφαλμένη εκτίμηση της αποδοτικότητας του έργου. Ας σημειωθεί, ακόμη, ότι ένα επενδυτικό έργο μπορεί να έχει μια υπολειμματική αξία S_n , η οποία και θεωρείται η τελευταία του ταμειακή ροή.

Ωστόσο, το επιτόκιο r^* δεν αποτελεί μια αποδεκτή εκτίμηση της αποδοτικότητας ενός επενδυτικού έργου. Επίσης, οι καθαρές ταμειακές ροές του μπορούν να επανεπενδυθούν με επιτόκιο διαφορετικό από αυτό που θα επανεπενδυθούν τα χρήματα της αρχικής δαπάνης του έργου. Αν r_s το επιτόκιο αυτό, τότε $r_s \neq r^*$, οπότε και επιβάλλεται η εύρεση ενός επιτοκίου, έστω r' , για το οποίο θα εξισώνονται η αρχική δαπάνη επενδύμενη στο επιτόκιο r^* και οι ταμειακές ροές επενδύμενες στο επιτόκιο r' , για όσες περιόδους εμφανίζονται ταμειακές ροές στη διάρκεια ζωής του έργου. Για παράδειγμα, εάν έχουμε τέσσερις περιόδους εμφάνισης ταμειακών ροών, τότε πρέπει να ισχύει η παρακάτω σχέση [4.2]:

$$I \cdot (1+r')^4 = C_{t_1} \cdot (1+r_s)^3 + C_{t_2} \cdot (1+r_s)^2 + C_{t_3} \cdot (1+r_s) + C_{t_4} + S_n \quad 4.16$$

όπου: I , η αρχική δαπάνη του επενδυτικού έργου

C_{t_i} , οι καθαρές ταμειακές ροές για κάθε περίοδο i

S_n , η υπολειμματική αξία που τυχόν υπάρχει για το επενδυτικό έργο

Η ποσότητα $I \cdot (1+r')^4$ αποτελεί την αξία του κεφαλαίου I στο τέλος των τεσσάρων περιόδων που μελετώνται, αφού επενδυθεί με επιτόκιο r' . Αντίστοιχα, η ποσότητα $C_{t_i} \cdot (1+r_s)^{n-i}$ αποτελεί την αξία του κεφαλαίου $C_{t_i} = R_{t_i} - D_{t_i}$ στο τέλος της $n-i$ περιόδου, με n το σύνολο των περιόδων που μελετώνται.

Το επιτόκιο r' ονομάζεται ολικός εσωτερικός βαθμός απόδοσης και ο γενικός του τύπος δίνεται από τη σχέση (4.15) [4.2]:

$$r' = \sqrt[n]{\frac{\sum_{t=1}^n C_{t_i} \cdot (1+r_s)^{n-t} + S_n}{I}} - 1 \quad 4.17$$

Ως εσωτερικός βαθμός απόδοσης θα μπορούσαν να θεωρηθούν πολλές τιμές του r' , όπως ορίζεται στη σχέση (4.17). Η αντιστοιχία αυτή του r^* με το r' εξαρτάται από τις τιμές του επιτοκίου r_s . Οι τιμές του r_s αντιστοιχούν στις προτιμήσεις του αποφασίζοντα, ο οποίος μπορεί να θεωρήσει το r_s ως επιτόκιο απόρριψης των επενδύσεων ή ως το μέσο βαθμό αποδοτικότητας των επενδύσεών του. Συνοπτικά, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης για ένα επενδυτικό έργο, είναι το επιτόκιο εκείνο που εξισώνει την καθαρά παρούσα αξία των ταμειακών του ροών με το μηδέν.

Πότε, όμως, απορρίπτεται ή γίνεται αποδεκτή μια απόφαση για επένδυση, όταν χρησιμοποιείται η μέθοδος IRR; Η απάντηση στο ερώτημα αυτό συνδυάζεται και με την εξήγηση της σημασίας της Καθαρής Παρούσας Αξίας. Έτσι:

- Όταν ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης, έστω r' , είναι μεγαλύτερος από το επιλεγόμενο επιτόκιο προεξόφλησης k του επενδυτή ($r' > k$), τότε η καθαρή παρούσα αξία του έργου είναι θετική και η απόφαση για επένδυση γίνεται αποδεκτή.
- Όταν ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης είναι μικρότερος από το επιλεγόμενο επιτόκιο προεξόφλησης k του επενδυτή ($r' < k$), τότε η καθαρή παρούσα αξία του έργου είναι αρνητική και η απόφαση για επένδυση δεν γίνεται αποδεκτή.

Γίνεται φανερό ότι ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης για ένα επενδυτικό έργο από μόνος του δεν μπορεί να δώσει μια εικόνα για το εάν αυτό είναι συμφέρον ή όχι. Αντίθετα, πρέπει να υπάρχει ένα επιτόκιο με το οποίο πρέπει να συγκριθεί και να εξαχθούν κάποιο συμπεράσματα για την αποδοτικότητα του έργου [4.2]. Το επιτόκιο αυτό είναι το επιτόκιο προεξόφλησης (εξωτερικός κανόνας), το οποίο χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της ΚΠΑ.

Σε ότι αφορά την έννοια της Καθαρής Παρούσας Αξίας, αποτελεί από μόνη της κριτήριο αξιολόγησης επενδυτικών έργων. Για να γίνει κατανοητή σε συνάρτηση με τα παραπάνω, θα αναφερθεί ότι λαμβάνεται υπόψη η παρούσα αξία (διαχρονική αξία) των προβλεπόμενων καθαρών ταμειακών ροών συγκρινόμενη με την αρχική δαπάνη του επενδυτικού έργου, την ίδια χρονική στιγμή. Δηλαδή για ένα επιτόκιο προεξόφλησης k των ταμειακών ροών σε n περιόδους και αρχική δαπάνη I του έργου, ελέγχεται η διαφορά [4.2]:

$$ΚΠΑ = \sum_t^n C_t \cdot (1+k)^{-t} - I \quad 4.18$$

Ας σημειωθεί πως εάν $ΚΠΑ \leq 0$ η επένδυση δεν είναι συμφέρουσα, ενώ εάν $ΚΠΑ > 0$ τότε η επένδυση είναι συμφέρουσα.

4.5.2 ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΚΑΙ ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΜΕΘΟΔΟΥ IRR

Το βασικότερο πλεονέκτημά της μεθόδου IRR είναι ότι οι αποφασίζοντες εκφράζονται σε επιτόκιο απόδοσης παρά σε απόλυτες τιμές. Άλλα πλεονεκτήματα που παρουσιάζει αυτή η μέθοδος, είναι ότι [4.2]:

1. Λαμβάνει υπόψη τη διαχρονική αξία του χρήματος
2. Προσαρμόζεται ανάλογα για την λήψη απόφασης υπό αβέβαιο μέλλον και
3. Δεν εκφράζει άμεσα το κόστος χρηματοδότησης (είναι επιτόκιο), με αποτέλεσμα να λαμβάνει υπόψη τυχόν αυξήσεις κόστους κεφαλαίου κατά περιόδους

Η μέθοδος IRR, ωστόσο, παρουσιάζει και ορισμένα μειονεκτήματα. Αυτά συνοψίζονται στα παρακάτω σημεία:

1. Προϋποθέτει ότι οι ενδιάμεσες ταμειακές ροές επανεπενδύονται με επιτόκιο ίσο με τον εσωτερικό συντελεστή απόδοσης
2. Ο υπολογισμός του εσωτερικού συντελεστή απόδοσης είναι πολλές φορές δύσκολος και επίπονος
3. Ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης είναι επιτόκιο και δεν εκφράζει το απόλυτο χρηματικό μέγεθος της επένδυσης

4.6 ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΣΕ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ

Στην ενότητα αυτή, θα περιγραφεί μία μέθοδος αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φ/β συστήματα. Η μέθοδος αξιολόγησης θα βασιστεί στη μέθοδο IRR. Για να εφαρμοστεί η μέθοδος IRR, χρειάζεται να είναι γνωστά κάποια μεγέθη και χαρακτηριστικά που αφορούν το προς εγκατάσταση φ/β σύστημα. Τα μεγέθη αυτά, περιγράφονται στη συνέχεια.

4.6.1 ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΚΑΙ ΜΕΓΕΘΗ ΠΟΥ ΑΦΟΡΟΥΝ ΤΟ ΑΞΙΟΛΟΓΟΥΜΕΝΟ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ

Στη συνέχεια θα περιγραφούν όλα τα απαραίτητα στοιχεία για την περιγραφή και αξιολόγηση ενός φ/β συστήματος, σύμφωνα με τη μέθοδο IRR. Τα στοιχεία αυτά χωρίζονται σε αυτά εισόδου και σε εξόδου.

4.6.1.1 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Τα δεδομένα της κατηγορίας αυτής, μπορεί να αφορούν τεχνικές προδιαγραφές του συστήματος και είναι άμεσα γνωστές στον επενδυτή ή δεδομένα που είναι δυνατόν να αποκτηθούν άμεσα μέσω βάσεων δεδομένων, οι οποίες πιθανόν να υπάρχουν στο διαδίκτυο. Τα δεδομένα αυτά, ομαδοποιούνται σε δεκαεπτά κατηγορίες και παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.4 [4.3].

Πίνακας 4.4: Δεδομένα του προβλήματος.

a/a	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
K.1) Χαρακτηριστικά του συστήματος και της πηγής ισχύος				
1)	Τύπος του φ/β συστήματος	-	-	-
2)	Τύπος γεννήτριας συστήματος	-	-	-
3)	Τύπος χρησιμοποιούμενου καυσίμου	-	-	-
4)	Ακριβής κατανάλωση καυσίμου	K_{fuel}	L/kWh	-
K.2) Επιμέρους χαρακτηριστικά				
5)	Χωρητικότητα μετατροπέα	$Inv_{capacity}$	KW (AC)	-

Πίνακας 4.4: Δεδομένα του προβλήματος (συνέχεια).

<i>a/a</i>	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
6)	Μέση αποδοτικότητα του μετατροπέα	n_{inv}	%	από 80 έως 95%
7)	Διάφορες απώλειες ισχύος στο σύστημα	P_{losses}	%	από 0 έως 10%
K.3) Χαρακτηριστικά του συστήματος συσσώρευσης ενέργειας				
8)	Ημέρες αυτονομίας που απαιτούνται	$Batt_{autonomy}$	d (ημέρες)	από 1 έως 15
9)	Ονομαστική τάση της μπαταρίας	$Batt_{voltage}$	Volts	από 12 έως 120
10)	Απόδοση της μπαταρίας	n_{batt}	%	από 50 έως 85%
11)	Μέγιστη στάθμη αποφόρτισης	$Batt_{DOD}$	%	από 20 έως 80%
12)	Απόδοση ελεγκτή φόρτισης (από DC σε DC)	$n_{charger-DC}$	%	από 85 έως 95%
13)	Έλεγχος θερμοκρασίας μπαταρίας	-	-	Προσφέρονται επιλογές
14)	Ελάχιστη θερμοκρασία μπαταρίας	$Batt_{temp}$	°C	
15)	Ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας	$Batt_{capacity-nom}$	Ah	-
K.4) Χαρακτηριστικά φ/β πλαισίου				
16)	Υλικό κατασκευής (τύπος) πλαισίου	-	-	Προσφέρονται επιλογές
17)	Ονομαστική απόδοση φ/β πλαισίου	n_{array}	%	από 4 έως 15%
18)	Τύπος ελεγκτή του φ/β πλαισίου	-	-	Προσφέρονται επιλογές
19)	Διάφορες απώλειες πλαισίου	$P_{array-loss}$	%	από 0 έως 20%
20)	Ονομαστική ισχύς του φ/β πλαισίου	$P_{array-nom}$	kW _p	-
K.5) Χαρακτηριστικά επιπλέον γεννήτριας (εφόσον υπάρχει)				
21)	Απόδοση φορτιστή (από AC σε DC)	$n_{charger-AC}$	%	από 80 έως 95%
22)	Χωρητικότητα γεννήτριας	$Gen_{capacity}$	kW	-
23)	Τύπος χρησιμοποιούμενου καυσίμου	-	-	Προσφέρονται επιλογές
24)	Ακριβής κατανάλωση καυσίμου	$K_{gen-fuel}$	L/kWh	-
K.6) Χαρακτηριστικά εξεταζόμενης τοποθεσίας & προσανατολισμού του φ/β πλαισίου				
25)	Πλησιέστερος σταθμός μετεωρολογικών δεδομένων	-	-	-

Πίνακας 4.4: Δεδομένα του προβλήματος (συνέχεια).

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
26)	Είδος κίνησης φ/β πλαισίου (εάν είναι κινούμενο)	-	-	Προσφέρονται επιλογές
27)	Γεωγραφικό πλάτος της τοποθεσίας εφαρμογής της μελέτης (σε βόρειο προσανατολισμό)	φ	$^{\circ}\text{N}$	από -90° έως 90°
28)	Κλίση φ/β πλαισίου	β	$^{\circ}$	από 0° έως 90°
29)	Αζιμούθιο φ/β πλαισίου	β_{az}	$^{\circ}$	από 0° έως 180°

K.7) Χαρακτηριστικά δεδομένα εξεταζόμενης περιόδου (μηνιαία χαρακτηριστικά)

30)	Μήνες που περιλαμβάνονται στην περίοδο	-	-	(0 ή 1)
31)	Μέση ημερήσια ακτινοβολία σε επίπεδη επιφάνεια για τον αντίστοιχο μήνα	\overline{H}	kWh/m ² /d	-
32)	Μέση θερμοκρασία του αντίστοιχου μήνα	\overline{T}_{m_i}	$^{\circ}\text{C}$	-

K.8) Χαρακτηριστικά φορτίου των εφαρμογών

33)	Τύπος εφαρμογής (του φ/β συστήματος)	-	-	Προσφέρονται επιλογές
34)	Τύπος του φορτίου που καταναλώνει κάθε συσκευή/εφαρμογή	L_{AC} ή L_{DC}	-	AC ή DC
35)	Σχέση ηλιακής ακτινοβολίας και καταναλώμενου φορτίου	-	-	Προσφέρονται επιλογές
36)	Φορτίο που καταναλώνει η κάθε εφαρμογή	K_{load_i}	kW	-
37)	Ημερήσια χρήση κάθε εφαρμογής	$U_{h,d}$	hours/d	-
38)	Εβδομαδιαία χρήση κάθε εφαρμογής	$U_{d,w}$	d/week	-

K.9) Αρχικά κόστη (ή πιστώσεις) του έργου

39)	Μελέτη σκοπιμότητας	-	ανά ώρα ή ανά τεμάχιο	Εισάγεται το μοναδιαίο κόστος και η συνολική απασχόληση για κάθε αντικείμενο.
40)	Ανάπτυξη του έργου	-	ανά ώρα ή ανά τεμάχιο	Εισάγεται το μοναδιαίο κόστος και η συνολική απασχόληση για κάθε αντικείμενο.
41)	Μηχανολογικό τμήμα του έργου	-	ανά ώρα ή ανά τεμάχιο	Εισάγεται το μοναδιαίο κόστος και η συνολική απασχόληση για κάθε αντικείμενο.
42)	Εξοπλισμός ΑΠΕ	-	ανά kW _p ή ανά τεμάχιο	Εισάγεται το μοναδιαίο κόστος και η συνολική απασχόληση για κάθε αντικείμενο.

Πίνακας 4.4: Δεδομένα του προβλήματος (συνέχεια).

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
43)	Ισοζύγιο του εξοπλισμού	-	ανά m^2 ή ανά kW_p ή ανά kWh ή ανά τεμάχιο	Εισάγεται το μοναδιαίο κόστος και η συνολική απασχόληση για κάθε αντικείμενο.
44)	Διάφορα έξοδα ή πιστώσεις	-	ανά ώρα ή ανά τεμάχιο	-
K.10) Ετήσια κόστη (ή πιστώσεις) του έργου				
45)	Φόροι και κόστος εργασίας	-	ανά ώρα ή τεμάχιο	Εισάγεται το μοναδιαίο κόστος και η συνολική απασχόληση για κάθε αντικείμενο.
46)	Κόστος χρήσης και διακίνησης καυσίμων	-	ανά L ή τεμάχιο	Εισάγεται το μοναδιαίο κόστος και η συνολική απασχόληση για κάθε αντικείμενο.
K.11) Περιοδικά κόστη (ή πιστώσεις) του έργου				
47)	Κόστη ή χρεώσεις, όπως αντικατάσταση μπαταριών, επιθεωρήσεις εγκαταστάσεων κλπ.	-	Χρηματικές μονάδες	Χρέωση ή πίστωση
K.12) Πληροφορίες για την παραγωγή αερίων θερμοκηπίου από τη λειτουργία του έργου				
48)	Παραγωγή αερίων θερμοκηπίου από την καύση 1 τόννου CH_4	GHG_{CH_4}	Τόνοι CO_2	-
49)	Παραγωγή αερίων θερμοκηπίου από την καύση 1 τόννου N_2O	GHG_{N_2O}	Τόνοι CO_2	-
K.13) Πληροφορίες για την παραγωγή αερίων θερμοκηπίου κατά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το χρησιμοποιούμενο καύσιμο				
50)	Εκπομπή CO_2	Q_{CO_2}	Kg/GJ	-
51)	Εκπομπή CH_4	Q_{CH_4}	Kg/GJ	-
52)	Εκπομπή N_2O	Q_{N_2O}	Kg/GJ	-
K.14) Προτεινόμενη δομή συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (μείωση εκπομπών αερίων)				
53)	Εκπομπή CO_2 (και για την ηλιακή ενέργεια)	S_{CO_2}	Kg/GJ	-
54)	Εκπομπή CH_4 (και για την ηλιακή ενέργεια)	S_{CH_4}	Kg/GJ	-
55)	Εκπομπή N_2O (και για την ηλιακή ενέργεια)	S_{N_2O}	Kg/GJ	-
56)	Μετατροπή χρησιμοποιούμενου καυσίμου	$n_{fuel-conv}$	%	-

Πίνακας 4.4: Δεδομένα του προβλήματος (συνέχεια).

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
K.15) Ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο				
57)	Εγκατεστημένη ισχύς από ΑΠΕ	$RE_{capacity}$	kW	-
K.16) Χρηματοοικονομικές παράμετροι				
58)	Εξοικονομούμενο κόστος ενέργειας	E_{save}	\$/L	-
59)	Πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	RE_{credit}	\$/kWh	-
60)	Χρονική διάρκεια της πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ ¹	RE_{credit}^{lc}	y (έτη)	-
61)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ ¹	$r_{RE-credit}$	%	-
62)	Πίστωση για μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου ²	$GHG_{reduce-credit}$	\$/tn CO ₂	-
63)	Διάρκεια πίστωσης για τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου ²	$GHG_{reduce-credit}^{lc}$	Y (έτη)	-
64)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου ²	r_{GHG}	%	-
65)	Επιτόκιο προσαύξησης του κόστους ενέργειας	r_{E-cost}	%	-
66)	Πληθωρισμός	f	%	-
67)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	D	%	-
68)	Διάρκεια ζωής έργου (επένδυσης)	PL	y (έτη)	-
69)	Αναλογία δανεισμού ως προς τα αρχικά κόστη	R_{costs}	%	-
70)	Επιτόκιο εξόφλησης χρεών ³	r_{debt}	%	-
71)	Προθεσμία εξόφλησης χρεών ³	$Debt_{term}$	y (έτη)	-
72)	Ποσοστό επί του φορολογητέου εισοδήματος ⁴	I_{tax}	%	-
73)	Τυχόν απώλειες carryforward ⁴	cf	-	(«ναι» ή «όχι»)
74)	Επιλογή μεθόδου λογιστικής απόσβεσης ⁴	-	-	Προσφέρονται επιλογές
75)	Φορολογική βάση λογιστικής απόσβεσης ⁴	T_{basis}	%	-
76)	Ρυθμός λογιστικής απόσβεσης ⁴ (εάν επιλεγεί η μέθοδος declining balance)	r_{depr}	%	-

¹ Συμπληρώνεται εφόσον δοθεί τιμή για την παράμετρο 59)² Συμπληρώνεται εφόσον επιλεγθεί να πραγματοποιηθεί ανάλυση για την εκπομπή αερίων θερμοκηπίου (GHG)³ Συμπληρώνεται εφόσον δοθεί τιμή για την παράμετρο 67)⁴ Συμπληρώνεται εφόσον επιλεγθεί να πραγματοποιηθεί ανάλυση φορολογίας εισοδήματος

Πίνακας 4.4: Δεδομένα του προβλήματος (συνέχεια).

a/a	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
77)	Περίοδος λογιστικής απόσβεσης ⁴ (εάν επιλεγθεί η μέθοδος straight line)	DL	y (έτη)	-
78)	Περίοδος μειωμένου φορολογικού συντελεστή	-	-	(«ναι» ή «όχι»)
79)	Περίοδος μειωμένου φορολογικού συντελεστή ⁵	-	y (έτη)	-

K.17) Κόστη και αποταμιεύσεις του έργου (επένδυσης)

80)	Οικονομικά κίνητρα ή χάρες (εάν υπάρχουν)	-	Χρηματικές μονάδες	-
-----	---	---	--------------------	---

4.6.1.2 ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΞΟΔΟΥ

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα (δεδομένα εξόδου) που προκύπτουν για την αξιολόγηση της επένδυσης σε εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων, με βάση τα δεδομένα εισόδου που περιγράφηκαν πριν. Τα αποτελέσματα αυτά αφορούν μια σειρά από πληροφορίες σχετικά με τη διαθεσιμότητα ηλιακής ενέργειας, την εξεταζόμενη περιοχή, την παραγωγή ενέργειας από το σύστημα, την κάλυψη ζήτησης των ηλεκτρικών φορτίων και τη χρηματοοικονομική ανάλυση της επένδυσης. Όλα αυτά φαίνονται στον Πίνακα 4.5 [4.3].

Πίνακας 4.5: Δεδομένα εξόδου.

a/a	Περιγραφή Μεγέθους	Τύπος Εξαγωγής Περιγραφόμενου Μεγέθους	Μονάδα Μέτρησης
1)	Ετήσια ηλιακή ακτινοβολία σε κεκλιμένη επιφάνεια	$H_{tot-tilted} = \frac{\sum_{m_i} (H_{tilted} \cdot N_{days})_{m_i}}{1000 \cdot 3,6}$	4.19 MWh/m ²
2)	Ετήσια Μέση Θερμοκρασία της εξεταζόμενης περιοχής	$T_y = \frac{\sum_{i=1}^{12} T_{m_i}}{12}$	4.20 °C
3)	Απαίτηση σε DC ενέργεια για την εξεταζόμενη περίοδο	$E_{DC} = \frac{\sum_{m_i} (E_{DC-daily} \cdot N_{days})_{m_i}}{1000}$	4.21 MWh
4)	Απαίτηση σε AC ενέργεια για τους εξεταζόμενους μήνες	$E_{AC} = \frac{\sum_{m_i} (E_{AC-daily} \cdot N_{days})_{m_i}}{1000}$	4.22 MWh

⁵ Συμπληρώνεται εφόσον υπάρχει περίοδος μειωμένου φορολογικού συντελεστή

Πίνακας 4.5: Δεδομένα εξόδου (συνέχεια).

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Τύπος Εξαγωγής Περιγραφόμενου Μεγέθους	Μονάδα Μέτρησης
5)	Προτεινόμενη χωρητικότητα του μετατροπέα (από DC σε AC)	$Inv_{capacity} = \sum_i L_{AC_i}$	4.23 kW (AC)
6)	Συντελεστής υποβάθμισης της μπαταρίας	$Batt_{derating} = \frac{\sum_{m_i} Batt_{m_i-derating}}{N_{days}}$	4.24 %
7)	Προτεινόμενη ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας (max)	$Batt_{capacity} = MAX_{m_i} \left(\frac{1.000 \cdot \left(L_{DC} + \frac{L_{AC}}{n_{inv}} \right) \cdot Batt_{autonomy}}{Batt_{DOD} \cdot F_{batt-capacity-dlvd} \cdot Batt_{voltage}} \right)$	4.25 Ah
8)	Προτεινόμενη ονομαστική ισχύς του φ/β πλαισίου	$P_{array} = \text{suggested array size (of type i)} \cdot n_{array}$	4.26 kW _p
9)	Έκταση της φ/β συστοιχίας	$S_{array} = \frac{P_{array-nom}}{n_{PV}}$	4.27 m ²
10)	Προτεινόμενη χωρητικότητα της επιπλέον γεννήτριας	$Gen_{capacity} = \frac{Batt_{capacity-nom} \cdot V_{Batt}}{8 \cdot 1000 \cdot 0,85 \cdot n_{charger}}$	4.28 kW
11)	Ισοδύναμη απαίτηση σε ενέργεια τύπου DC	$Eq_{DC} = \frac{N_{analysed} \cdot \left(L_{DC} + \frac{L_{AC}}{n_{inv}} \right)}{1.000}$	4.29 MWh/d
12)	Ενέργεια προερχόμενη από την επιπλέον γεννήτρια	$E_{gen-dlvd} = \sum_{m_i} \left[\left(MIN(Eq_{DC} - RE_{dlvd}^i, Gen_{capacity} \cdot n_{charger} \cdot 24, 0) \right) \cdot N_{days} \right]$	4.30 MWh
13)	Ισοδύναμη απαίτηση σε DC ενέργεια που δεν επιτεύχθηκε	$Eq_{DC-not met} = \frac{\sum_{m_i} \left[N_{days-m_i} \cdot \left(\left(L_{DC} - \frac{L_{AC}}{n_{inv}} \right) - E_{dlvd-m_i} \right) \right]}{1000}$	4.31 MWh
14)	Ακριβείς ενεργειακές απολαβές από το φ/β πλαίσιο	$E_{PV-yield} = \frac{RE_{dlvd}^i}{S_{array} \cdot 1000}$	4.32 kWh/m ²
15)	Συνολικός βαθμός απόδοσης του φ/β συστήματος	$n_{PV} = \frac{RE_{dlvd}^i}{S_{array} \cdot H_{tilt}}$	4.33 -

Πίνακας 4.5: Δεδομένα εξόδου (συνέχεια).

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Τύπος Εξαγωγής Περιγραφόμενου Μεγέθους	Μονάδα Μέτρησης
<u>α) Για συνδεδεμένο σύστημα με το κεντρικό δίκτυο:</u>			
		$RE_{dlvd}^{on-grid} = \frac{E_{AC\ dlvd}}{1000} \cdot Abs_{rate}$	4.34
<u>β) Για μη-συνδεδεμένο σύστημα με το κεντρικό δίκτυο:</u>			
16)	Ενέργεια που προέρχεται από ΑΠΕ	$RE_{dlvd}^{off-grid} = \frac{\sum_{m_i} RE_{dlvd-m_i}}{1000}$	MWh
		4.35	
<u>γ) Για σύστημα άντλησης νερού:</u>			
		$RE_{dlvd}^{pumping} = \frac{PE_{dlvd}}{1000}$	4.36
17)	Μέση ημερήσια ανά μήνα ακτινοβολία στο επίπεδο του φ/β πλασιού	$H_{tilt} = \frac{H_{tilted}}{3,6}$	kWh/m ² /day
		4.37	
<u>α) Για μη-συνδεδεμένο σύστημα με το κεντρικό δίκτυο:</u>			
		$F_{solar} = \frac{RE_{dlvd}^{off-grid}}{L_{DC} + \frac{L_{AC}}{n_{inv}}}$	4.38
18)	Μηνιαίο ηλιακό κλάσμα	<u>β) Για σύστημα άντλησης νερού:</u>	%
		$F_{solar-pump} = \frac{RE_{dlvd}^{pumping}}{9,81 \cdot 1000 \cdot Dmd_{water} \cdot Head_{tot}}$	4.39
		3600000	
<u>α) Σε οριζόντια επιφάνεια:</u>			
<u>ι) Όλη τη χρονιά:</u>			
19)	Ηλιακή Ακτινοβολία	$H_{hor} = \frac{\sum_{m_i=1}^{12} (N_{days} \cdot \bar{H} \cdot 3,6)_{m_i}}{3,6 \cdot 1000}$	MWh/m ²
		4.40	

Πίνακας 4.5: Δεδομένα εξόδου (συνέχεια).

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Τύπος Εξαγωγής Περιγραφόμενου Μεγέθους	Μονάδα Μέτρησης
		ii) Την περίοδο χρήσης:	
		$H_{hor-use} = \frac{\sum_{m_i} (N_{days} \cdot \bar{H} \cdot 3,6)}{3,6 \cdot 1000}$	4.41
		β) Σε κεκλιμένη επιφάνεια:	
19)	Ηλιακή ακτινοβολία (συνέχεια)	i) Όλη τη χρονιά:	MWh/m ²
		$H_{tilt} = \frac{\sum_{m_i=1}^{12} (N_{days} \cdot H_{tilted})_{m_i}}{3,6 \cdot 1000}$	4.42
		ii) Την περίοδο χρήσης:	
		$H_{tilt-use} = \frac{\sum_{m_i} (N_{days} \cdot H_{tilted})_{m_i}}{3,6 \cdot 1000}$	4.43
20)	Μέση θερμοκρασία την περίοδο χρήσης	$T_{y-use} = \frac{\sum_{m_i} T_{m_i}}{\sum_i m_i}$	4.44 °C
		α) Σε ημερήσια βάση:	
		$E_{DC-daily} = \frac{L_{DC} \cdot H_d \cdot \frac{N_{d/w}}{7}}{1000}$	4.45
		β) Σε ετήσια βάση:	MWh
21)	Απαίτηση σε DC ενέργεια	$E_{DC} = \frac{\sum_{m_i} (E_{DC-daily} \cdot N_{days})_{m_i}}{1000}$	4.46
		α) Σε ημερήσια βάση:	
		$E_{AC-daily} = \frac{L_{AC} \cdot H_d \cdot \frac{N_{d/w}}{7}}{1000}$	4.47 MWh

Πίνακας 4.5: Δεδομένα εξόδου (συνέχεια).

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Τύπος Εξαγωγής Περιγραφόμενου Μεγέθους	Μονάδα Μέτρησης
β) Σε ετήσια βάση:			
21)	Απαίτηση σε AC ενέργεια (συνέχεια)	$E_{AC} = \frac{\sum_{m_i} (E_{AC-daily} \cdot N_{days})_{m_i}}{1000}$	MWh
22)	Αιχμή φορτίου AC	$L_{AC-peak} = \sum_i L_{AC_i}$	kW AC

4.6.1.3 ΕΝΔΙΑΜΕΣΟΙ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΙ

Ο Πίνακας 4.5 περιέχει τα αποτελέσματα που είναι δυνατόν να προκύψουν (ως αποτελέσματα εξόδου) από την επεξεργασία με βάση τα δεδομένα του Πίνακα 4.4. Στη συνέχεια, θα περιγραφεί ο τρόπος με τον οποίο είναι δυνατόν να χρησιμοποιηθούν τα δεδομένα εισόδου για να προκύψουν τα ζητούμενα αποτελέσματα. Η αρίθμηση των παραγράφων έγινε με βάση το αντίστοιχο περιγραφόμενο μέγεθος του Πίνακα 4.5, οπότε και η σχετική περιγραφή θα αφορά το τελευταίο.

4.6.1.3.1 ΕΤΗΣΙΑ ΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ ΣΕ ΚΕΚΛΙΜΕΝΗ ΕΠΙΦΑΝΕΙΑ

Η μηνιαία μέση ημερήσια ακτινοβολία σε κεκλιμένη επιφάνεια, υπολογίζεται με την διαδικασία που περιγράφεται παρακάτω. Τα απαραίτητα δεδομένα για την περιγραφή αυτή είναι το ποσό της ακτινοβολίας σε οριζόντια επιφάνεια, ο αριθμός των εξεταζόμενων ημερών, η μέση λευκαύγεια (αντανάκλαση της ακτινοβολίας στο έδαφος) και ο προσανατολισμός της επιφάνειας του φ/β πλαισίου.

Στο σημείο αυτό ας σημειωθεί ότι οι υπολογισμοί που αφορούν την ηλιακή ακτινοβολία, πραγματοποιούνται για κάθε ημέρα της περιόδου η οποία εξετάζεται. Ωστόσο, σύμφωνα με τη θεώρηση της Μέσης Ημέρας [4.4], αρκεί να υπολογισθεί η ηλιακή ακτινοβολία, με τον τρόπο που περιγράφεται παρακάτω, για μία μόνο ημέρα (η οποία ονομάζεται Μέση Ημέρα) κάθε μήνα που περιλαμβάνεται στην εξεταζόμενη περίοδο και να θεωρηθεί ότι η ηλιακή ακτινοβολία είναι ίδια για όλες τις υπόλοιπες. Με βάση τη θεώρηση αυτή, προτείνονται, κατά σύμβαση συγκεκριμένες ημέρες κάθε μήνα, οι οποίες μπορούν να θεωρηθούν ως Μέσες Ημέρες. Οι προτεινόμενες αυτές Μέσες Ημέρες φαίνονται στον Πίνακα 4.6 και ας σημειωθεί πως η σύμβαση αυτή ακολουθείται σε όλους τους πραγματοποιούμενους υπολογισμούς οι οποίοι περιγράφονται στο εξής.

Αρχικά υπολογίζεται η απόκλιση δ , για κάθε μήνα, από τη σχέση (3.1):

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(2\pi \cdot \frac{284 + n}{365}\right)$$

Πίνακας 4.6: Προτεινόμενες ημερομηνίες για την επιλογή της Μέσης Ημέρας και τις αντίστοιχες τιμές n της ημέρας του έτους και της απόκλισης δ .

Μήνας	Τιμή του n για την i -οστή ημέρα του μήνα	Τιμές για την Μέση Ημέρα του μήνα		
		Ημερομηνία	n	δ
Ιανουάριος	i	17	17	-20,9
Φεβρουάριος	$31 + i$	16	47	-13
Μάρτιος	$59 + i$	16	75	-2,4
Απρίλιος	$90 + i$	15	105	9,4
Μάιος	$120 + i$	15	135	18,8
Ιούνιος	$151 + i$	11	162	23,1
Ιούλιος	$181 + i$	17	198	21,2
Αύγουστος	$212 + i$	16	228	13,5
Σεπτέμβριος	$243 + i$	15	258	2,2
Οκτώβριος	$273 + i$	15	288	-9,6
Νοέμβριος	$304 + i$	14	318	-18,9
Δεκέμβριος	$334 + i$	10	344	-23

Έπειτα υπολογίζεται η γωνία της ώρας δύσεως του ήλιου ω_s , ως εξής: Υπολογίζεται η ποσότητα $\tan \phi \cdot \tan \delta$ και αν:

- $\tan \phi \cdot \tan \delta > 1$, τότε $\omega_s = 0$
- $\tan \phi \cdot \tan \delta < -1$, τότε $\omega_s = \pi$
- Σε κάθε άλλη περίπτωση, $\omega_s = \arccos(\tan \phi \cdot \tan \delta)$. Η ώρα ανατολής τότε είναι $-\omega_s$.

Τώρα, υπολογίζεται η ημερήσια ακτινοβολία, σε οριζόντια επιφάνεια, \overline{H} . Αυτή βρίσκεται από βάσεις δεδομένων με το ανάλογο περιεχόμενο.

Στη συνέχεια υπολογίζεται ο μέσος μηνιαίος δείκτης καθαρότητας $\overline{K_T} \in [0.3, 0.8]$ για την περιοχή, ως εξής:

$$- \overline{K_T} = \frac{\overline{H}}{H_{extr0}}, \text{ εάν } H_{extr0} > 0 \quad 4.50$$

- $\overline{K_T} = 0,8$ (πολλή ηλιοφάνεια) σε άλλη περίπτωση

Η μηνιαία μέση ημερήσια εξωγήινη ακτινοβολία \overline{H}_{extr0} , σε οριζόντια επιφάνεια, υπολογίζεται όπως περιγράφεται στη συνέχεια:

$$\overline{H}_{extr0} = \frac{24 \cdot 3600 \cdot S}{\pi} \cdot \left(1 + 0,033 \cdot \cos \left(2\pi \cdot \frac{Day}{365} \right) \right) \cdot (\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + \omega_s \cdot \sin \phi \cdot \sin \delta) \quad 4.51$$

όπου $H_{n-extr} = \left(1 + 0.033 \cdot \cos \left(\frac{2\pi \cdot Day}{365} \right) \right)$ η κανονική εξωγήινη ακτινοβολία, με S την ηλιακή σταθερά ($S = 1.367 \text{ W/m}^2$) και Day τον αριθμό της ημέρας του έτους.

Σε μερικές περιπτώσεις είναι απαραίτητη η εφαρμογή μιας εμπειρικής διαδικασίας διόρθωσης του \bar{K}_T , ειδικά εάν πρόκειται για περιοχές του πολικού κύκλου, όπου είναι υποχρεωτική. Οι περιπτώσεις αυτές αφορούν τιμές του \bar{K}_T εκτός των ορίων του (εκτός του [0.3 , 0.8]). Η διαδικασία διόρθωσης του \bar{K}_T , έχει ως εξής:

Εάν $\bar{K}_T > 0,8$ τότε $\bar{K}_T = 0,8$ και εάν $\bar{K}_T < 0,3$ τότε $\bar{K}_T = 0,3$. Υπολογίζεται τώρα η διάχυτη ακτινοβολία \bar{H}_{dif} που αντιστοιχεί στο \bar{K}_T λαμβάνοντας υπόψιν το ω_s :

Εάν $\omega_s \leq 81,4 \cdot \frac{\pi}{180}$, τότε:

$$\bar{H}_{dif} = \bar{H}_{extr0} \cdot \bar{K}_T \cdot (1,391 + \bar{K}_T \cdot (-3,56 + \bar{K}_T \cdot (4,189 + \bar{K}_T \cdot (-2,137)))) \quad 4.52$$

ενώ σε άλλη περίπτωση:

$$\bar{H}_{dif} = \bar{H}_{extr0} \cdot \bar{K}_T \cdot (1,311 + \bar{K}_T \cdot (-3,022 + \bar{K}_T \cdot (3,427 + \bar{K}_T \cdot (-1,821)))) \quad 4.53$$

Τώρα υπολογίζεται η άμεση ακτινοβολία που αντιστοιχεί στο \bar{K}_T :

$$\bar{H}_{dir} = \bar{H}_{extr0} \cdot \bar{K}_T - \bar{H}_{dif} \quad 4.54$$

Τώρα, μπορεί να υπολογισθεί η διάχυτη ακτινοβολία:

$$\bar{H}_{dif} = \bar{H} - \bar{H}_{dir} \quad 4.55$$

Στη συνέχεια θα υπολογισθούν οι ημερήσιες τιμές της ολικής και διάχυτης ακτινοβολίας (H και $(H_{dif} + H_b)$ αντίστοιχα). Έχουμε:

$$r_t = \frac{\pi}{24} (\alpha + \beta \cdot \cos(\omega)) \cdot \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_s)}{\sin(\omega_s) - \omega_s \cdot \cos(\omega_s)} \quad 4.56$$

με r_t τον ρυθμό της ωριαίας συνολικής ακτινοβολίας προς την ημερήσια συνολική ακτινοβολία, $\omega = \frac{\pi}{180} \cdot 15 \cdot (h + 0.5 - 12)$ την ωριαία γωνία θέσεως του ήλιου για κάθε ώρα h της ημέρας ($h=0$ έως 23) και:

$$a = 0,409 + 0,5016 \cdot \sin\left(\omega_s - \frac{\pi}{3}\right)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \cdot \sin\left(\omega_s - \frac{\pi}{3}\right)$$

Επίσης έχουμε τον ρυθμό r_d της ωριαίας διάχυτης ακτινοβολίας προς την ημερήσια διάχυτη ακτινοβολία:

$$r_d = \frac{\pi}{24} \cdot \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_s)}{\sin(\omega_s) - \omega_s \cdot \cos(\omega_s)} \quad 4.57$$

Τότε είναι [4.4]:

$$\begin{aligned} H &= r_t \cdot \overline{H} & \alpha) \\ H_{dif} &= r_d \cdot \overline{H}_{dif} & \beta) \\ H_b &= H - H_d & \gamma) \end{aligned} \quad 4.58$$

Η διαδικασία με βάση τις ωριαίες τιμές της ακτινοβολίας, είναι να υπολογίζονται οι αντίστοιχες ωριαίες τιμές, λαμβάνοντας υπόψιν και τον αντίστοιχο ρυθμό από ωριαία σε ημερήσια τιμή ακτινοβολίας. Δηλαδή για κάθε ώρα $0 < h < 23$, υπολογίζονται οι ποσότητες r_t και r_d , και το άθροισμα αυτών μέχρι την εξεταζόμενη ώρα. Οι τιμές της συνολικής και διάχυτης ακτινοβολίας μέχρι την ώρα h προκύπτουν αντίστοιχα από τις σχέσεις:

$$H_h = \overline{H} \cdot \frac{r_{t_h}}{r_t} \quad 4.59$$

και

$$H_{dif_h} = \overline{H}_{dif} \cdot \frac{r_{d_h}}{r_d} \quad 4.60$$

Οι ωριαίες τιμές υπολογίζονται για τιμές τις ωριαίας γωνίας θέσεως του ήλιου $\omega < \omega_s$ και για $\sin \omega_s - \omega_s \cdot \cos \omega_s > 0$

Η ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο, H_{tilted} , υπολογίζεται από τη σχέση:

$$H_{tilted} = H_b \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} + H_d \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + H \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad 4.61$$

όπου θ είναι η γωνία πρόσπτωσης της ακτινοβολίας στη φ/β συστοιχία (για το θ βλ. παρακάτω), θ_z είναι η ζενιθιακή γωνία του ήλιου, β είναι η κλίση του επιπέδου της φ/β συστοιχίας και ρ είναι η λευκαύγεια της περιοχής. Η λευκαύγεια της περιοχής είναι 0,2 εάν η μέση μηνιαία θερμοκρασία είναι μεγαλύτερη των 0°C και 0,7 εάν είναι μικρότερη των -5°C . Για ενδιάμεσες τιμές της μέσης μηνιαίας θερμοκρασίας εφαρμόζεται γραμμική παρεμβολή.

Η γωνία θ_z μπορεί να υπολογισθεί από τον παρακάτω τύπο:

$$\theta_z = \arccos(\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \phi \cdot \sin \delta) \quad 4.62$$

Για τη γωνία πρόσπτωσης θ , εξετάζονται τέσσερις περιπτώσεις κίνησης της επιφάνειας της φ/β συστοιχίας, οπότε θα έχουμε και ανάλογες περιπτώσεις για τη γωνία πρόσπτωσης. Πρώτα όμως θα ορισθεί η μετατροπή των γωνιών σε γωνίες κατά τη σύμβαση Braun-Mitchell (B-M). Κατά τη μετατροπή αυτή, μια γωνία ψ μετατρέπεται σε μια γωνία y , με την εξής διαδικασία:

- Για το βόρειο ημισφαίριο ($\phi > 0$), η γωνία παραμένει ως έχει, $\psi = y$
- Για το νότιο ημισφαίριο ($\phi < 0$), η μετατροπή είναι $y = \pi - \psi$

Η γωνία που μετατράπηκε, ελέγχεται για το εάν βρίσκεται στο διάστημα $(-\pi, \pi)$. Εάν δε συμβαίνει κάτι τέτοιο, η y μεταβάλλεται κατά έναν παράγοντα ίσο με 2π έως ότου εκπληρωθεί η προϋπόθεση αυτή. Δηλαδή:

- Για όσο $y < -\pi$, η νέα y θα είναι $y = y + 2\pi$
- Για όσο $y > \pi$, η νέα y θα είναι $y = y - 2\pi$

Αρχικά θα πρέπει να υπολογισθούν οι γωνίες θέσεως του ήλιου. Αυτές είναι η αζιμουθιακή και η ζενιθιακή γωνία του ήλιου. Η ζενιθιακή γωνία μπορεί να υπολογισθεί από τον τύπο $\theta_z = \arccos(\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \phi \cdot \sin \delta)$. Όμως εάν $\theta_z > 1$, τότε $\theta_z = 180^\circ$ και εάν $\theta_z < -1$ τότε $\theta_z = -180^\circ$. Η αζιμουθιακή γωνία θ_{az} , υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\theta_{az} = \arctan\left(\frac{\sin \omega \cdot \cos \delta}{\cos \omega \cdot \cos \delta \cdot \sin \phi - \sin \delta \cdot \cos \phi}\right) \quad 4.63$$

Η μετατροπή Braun-Mitchell εδώ αφορά την αζιμουθιακή γωνία του ήλιου θ_{az-BM} και την αζιμουθιακή γωνία της επιφάνειας της φ/β συστοιχίας β_{az} , όπως την έχει δώσει ο χρήστης. Για το βόρειο ημισφαίριο είναι:

$$\theta_{az-BM} = \theta_{az}$$

$$\beta_{az-BM} = \beta_{az}$$

Σε ό,τι αφορά τη γωνία πρόσπτωσης, πρώτα πρέπει να διακρίνουμε τις περιπτώσεις δυνατότητας κίνησης της επιφάνειας της φ/β συστοιχίας. Η εξέταση θα γίνει για το βόρειο ημισφαίριο. Οι περιπτώσεις κίνησης της επιφάνειας είναι:

α) Περίπτωση όπου η φ/β συστοιχία είναι σταθερή (fixed)

Στην περίπτωση αυτή, η κλίση της επιφάνειας της φ/β συστοιχίας x_{surf} είναι δεδομένη από το χρήστη (β) και σταθερή και ίση με $x_{surf} = \beta$. Η αζιμουθιακή γωνία, κατά B-M, της επιφάνειας, β_{az-BM} , είναι ίση με την αζιμουθιακή γωνία της επιφάνειας ($\phi > 0$), δηλαδή $\beta_{az-BM} = \beta_{az}$.

β) Περίπτωση όπου έχουμε έναν άξονα κίνησης

β.1) Οριζόντιος άξονας

Στην περίπτωση αυτή, οι γωνίες που ενδιαφέρουν είναι ίδιες με πριν (κατά B-M), όμως τώρα πρέπει οι τιμές τους να μετατραπούν σε τιμές εντός του $\left(-\frac{\pi}{2}, \frac{\pi}{2}\right)$. Αυτό γίνεται ως εξής:

- Για όσο $\beta_{az-BM} < -\frac{\pi}{2}$, η νέα β_{az-BM} θα είναι $\beta_{az-BM} = \beta_{az-BM} + \pi$
- Για όσο $\beta_{az-BM} > \frac{\pi}{2}$, η νέα β_{az-BM} θα είναι $\beta_{az-BM} = \beta_{az-BM} - \pi$

Όταν γίνει αυτή η μετατροπή, πραγματοποιείται η ακόλουθη εξίσωση:

- $x_{surf\ az-BM} = \beta_{az-BM} + \frac{\pi}{2}$ εάν ισχύει για την τελευταία τιμή της β_{az-BM} ότι: $\theta_{az-BM} \geq \beta_{az-BM}$
- $x_{surf\ az-BM} = \beta_{az-BM} - \frac{\pi}{2}$ εάν ισχύει για την τελευταία τιμή της β_{az-BM} ότι: $\theta_{az-BM} < \beta_{az-BM}$

Για την κλίση της φ/β επιφάνειας, ισχύει:

$$x_{surf} = \arctan[\tan(\theta_z) \cdot \cos(\beta_{az-BM} - \theta_{az-BM})] \quad 4.64$$

Εάν ισχύει $x_{surf} < 0$ τότε τίθεται $x_{surf} = x_{surf} + \pi$ (δηλαδή $x_{surf} = -x_{surf}$)

β.2) Κεκλιμένος άξονας, παράλληλος στην επιφάνεια

Υπολογίζεται αρχικά η $x_{surf\ az-BM}$:

$$x_{surf\ az-BM} = \beta_{az-BM} + \arctan\left(\frac{\sin(\theta_z) \cdot \sin(\theta_{az-BM} - x_{surf\ az-BM})}{\cos(\theta) \cdot \sin(\beta)}\right) \quad 4.65$$

με θ τη γωνία πρόσπτωσης της ακτινοβολίας. Το $\cos\theta$ υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\cos\theta = \cos(\theta_z) \cdot \cos(\beta) + \sin(\theta_z) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\theta_{az-BM} - \beta_{az-BM}) \quad 4.66$$

Στη συνέχεια ελέγχεται εάν $(x_{surf\ az-BM} - \beta_{az-BM}) \cdot (\theta_{az-BM} - \beta_{az-BM}) < 0$. Εάν ισχύει κάτι τέτοιο, πραγματοποιείται ο παρακάτω έλεγχος:

- Εάν $\theta_{az-BM} \geq \beta_{az-BM}$, τότε $\beta_{az-BM} = \beta_{az-BM} + \pi$
- Εάν $\theta_{az-BM} < \beta_{az-BM}$, τότε $\beta_{az-BM} = \beta_{az-BM} - \pi$

Για την κλίση της φ/β επιφάνειας ισχύει:

$$x_{surf} = \arctan \left[\frac{\tan(\beta)}{\cos(x_{az-BM} - \beta_{az-BM})} \right] \quad 4.67$$

Εάν $x_{surf} < 0$, τότε $x_{surf} = x_{surf} + \pi$.

γ) Ένας άξονας, κάθετος στην φ/β επιφάνεια

Εδώ η κλίση της επιφάνειας είναι ίση με αυτή που δίνει ο χρήστης: $x_{surf} = \beta$. Η αζιμουθιακή γωνία, κατά B-M, είναι επίσης ίση με την αντίστοιχη αζιμουθιακή γωνία του ήλιου: $x_{surf\ az-BM} = \theta_{az-BM}$.

δ) Δύο άξονες κίνησης

Στην περίπτωση αυτή, η κλίση της επιφάνειας είναι ίση με τη ζενιθιακή γωνία του ήλιου: $x_{surf} = \theta_z$. Η αζιμουθιακή γωνία της φ/β επιφάνειας, κατά B-M, είναι ίση με την αντίστοιχη αζιμουθιακή γωνία του ήλιου: $x_{surf\ az-BM} = \theta_{az-BM}$.

Μετά από την παραπάνω διαδικασία, οι υπολογιζόμενες γωνίες μετατρέπονται, από τη σύμβαση B-M, και πάλι στη αρχική κατάσταση. Η αντίστροφη μετατροπή B-M, είναι όμοια με την ευθεία μετατροπή.

Στη συνέχεια, υπολογίζεται ο λόγος R_b (κλάσμα της ακτινοβολίας σε κεκλιμένο επίπεδο προς την ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο για οποιαδήποτε ώρα), έτσι ώστε να υπολογιστεί η ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο. Ο λόγος R_b υπολογίζεται ως εξής [4.4]:

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad 4.68$$

Εάν $R_b < 0$, τότε $R_b = 0$. τελικά, ο υπολογισμός της ακτινοβολίας σε κεκλιμένο επίπεδο, H_{titled} , θα έχει ως εξής (από τη σχέση (4.30)):

$$H_{titled} = H_b \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} + H_d \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + H \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

Για την περίπτωση των πολικών περιοχών, θεωρείται ότι $H_{titled} = \overline{H}$.

4.6.1.3.2 ΕΤΗΣΙΑ ΜΕΣΗ ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑ ΤΗΣ ΕΞΕΤΑΖΟΜΕΝΗΣ ΠΕΡΙΟΧΗΣ

Οι θερμοκρασίες κάθε μήνα εισάγονται από το χρήστη.

4.6.1.3.3 ΑΠΑΙΤΗΣΗ ΣΕ DC ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΞΕΤΑΖΟΜΕΝΗ ΠΕΡΙΟΔΟ

Η απαίτηση σε DC ενέργεια, σε kWh/d, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$E_{DC} = \sum_{m_i} \left(L_{DC} \cdot H_d \cdot \frac{N_{d/w}}{7} \cdot N_{days} \right)_{m_i} \quad 4.69$$

όπου L_{DC} το φορτίο, σε kW DC, που καταναλώνει η εφαρμογή, H_d οι ώρες χρήσης της εφαρμογής σε ημερήσια βάση και $N_{d/w}$ οι ημέρες χρήσης της εφαρμογής σε εβδομαδιαία βάση. Όλα δίνονται από το χρήστη.

4.6.1.3.4 ΑΠΑΙΤΗΣΗ ΣΕ AC ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΞΕΤΑΖΟΜΕΝΗ ΠΕΡΙΟΔΟ

Όμοια με πριν, η απαίτηση σε AC ενέργεια, σε kWh/d, είναι:

$$E_{AC} = \sum_{m_i} \left(L_{AC} \cdot H_d \cdot \frac{N_{d/w}}{7} \cdot N_{days} \right)_{m_i} \quad 4.70$$

όπου L_{AC} το φορτίο, σε kW AC, που καταναλώνει η εφαρμογή, H_d οι ώρες χρήσης της εφαρμογής σε ημερήσια βάση και $N_{d/w}$ οι ημέρες χρήσης της εφαρμογής σε εβδομαδιαία βάση. Όλα δίνονται από το χρήστη.

4.6.1.3.5 ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ΤΟΥ ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΑ (DC ΣΕ AC)

Τα φορτία δίνονται από το χρήστη, στην περίπτωση που εξετάζεται μη-συνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο σύστημα.

4.6.1.3.6 ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΥΠΟΒΑΘΜΙΣΗΣ ΤΗΣ ΜΠΑΤΑΡΙΑΣ

Η μηνιαία μέση υποβάθμιση, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$Batt_{m_i-derating} = (1 - F_{batt-capacity-dlvd}) \cdot N_{days} \quad 4.71$$

όπου $F_{batt-capacity-dlvd}$ είναι το κλάσμα της ονομαστικής χωρητικότητας που επιτυγχάνεται από το σύστημα, για κάθε εξεταζόμενο μήνα με αριθμό ημερών N_{days} . Το κλάσμα αυτό υπολογίζεται με γραμμική παρεμβολή, ως εξής:

$$F_{batt-capacity-dlvd} = MAX \left[\frac{\text{bilinearinterp} \left[\log_{10} (24 \cdot Batt_{autonomy}), Batt_{temp}; fB \right]}{100}, 0 \right] \quad 4.72$$

όπου $Batt_{temp}$ η θερμοκρασία της μπαταρίας, η οποία ανάλογα με τον έλεγχο που πραγματοποιείται για αυτήν, μπορεί να λάβει τις τιμές του περιβάλλοντα χώρου, μια σταθερή τιμή (δίνεται από το χρήστη) ή την ελάχιστη τιμή για την οποία είναι λειτουργική (δίνεται από το χρήστη). Η παραπάνω έκφραση σημαίνει ότι η παρεμβολή θα πραγματοποιηθεί στις τιμές του πίνακα fB , με την τιμή $\frac{\log_{10}(24 \cdot Batt_{autonomy})}{100}$ να παρεμβάλλεται στις γραμμές του και την τιμή $\frac{Batt_{temp}}{100}$ να παρεμβάλλεται στις στήλες του. Τελικά επιλέγεται η μεγαλύτερη τιμή μεταξύ της παρεμβαλλόμενης και του μηδενός.

4.6.1.3.7 ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ (ΜΕΓΙΣΤΗ) ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ΤΗΣ ΜΠΑΤΑΡΙΑΣ

Η μηνιαία απαιτούμενη χωρητικότητα, σε Wh, για την μπαταρία, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$Batt_{m_i-capacity} = \frac{1000 \cdot \left(L_{DC} + \frac{L_{AC}}{n_{inv}} \right) \cdot Batt_{autonomy}}{Batt_{DOD} \cdot (1 - F_{capacity\ dlvd})_{m_i}} \quad 4.73$$

Τα $(1 - F_{capacity\ dlvd})_{m_i}$ είναι τα ποσοστά, για κάθε εξεταζόμενο μήνα m_i , της ονομαστικής χωρητικότητας που δεν επιτυγχάνονται, (βλ. και § 4.6.1.3.6) ενώ τα $Batt_{autonomy}$ και $Batt_{DOD}$ δίνονται από το χρήστη και είναι η αυτονομία της μπαταρίας (σε μέρες) και το μέγιστο σημείο αποφόρτισης αυτής (σε ποσοστό %) αντίστοιχα.

4.6.1.3.8 ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΙΣΧΥΣ ΤΟΥ Φ/Β ΠΛΑΙΣΙΟΥ

Το προτεινόμενο μέγεθος (σε kW_p) για κάθε τύπο εφαρμογής, περιγράφεται στη συνέχεια:

- Προκειμένου για Υβριδικό Σύστημα (παρουσία φ/β γεννήτριας και άλλου τύπου γεννήτριας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας), ο τύπος που καθορίζει το μέγεθος της χρησιμοποιούμενης φ/β συστοιχίας, ορίζεται να είναι το ελάχιστο μεταξύ του 25% ενός συστήματος μόνο με φ/β γεννήτρια και του μεγέθους του υβριδικού συστήματος που δε θα παρείχε παραπάνω από το 75% ετήσιας αιχμής φορτίου. Για τον υπολογισμό του μεγέθους ενός συστήματος μόνο με φ/β γεννήτρια, θεωρείται ότι αυτό είναι τέτοιο ώστε η παραγόμενη ισχύς να είναι ίσο με 1,2 φορές μεγαλύτερη της ετήσιας αιχμής φορτίου.

Για τον υπολογισμό του φορτίου κάθε μήνα, απαιτείται και ο καθορισμός του μεγέθους της επιφάνειας που θα καταλαμβάνει η φ/β συστοιχία, σε m^2 . Αυτό πραγματοποιείται διαιρώντας την ισοδύναμη απαίτηση σε DC ενέργεια με τη μέση ημερήσια ακτινοβολία στο επίπεδο της φ/β συστοιχίας και το συνολικό βαθμό απόδοσης της τελευταίας. Για να βρεθεί ο συνολικός βαθμός απόδοσης της φ/β συστοιχίας, ακολουθείται μια σειρά μαθηματικών πράξεων. Αρχικά, ο συνολικός βαθμός απόδοσης n_{PV} της φ/β συστοιχίας ορίζεται να είναι:

$$n_{PV} = n_{Tc} \cdot (1 - P_{PV\ losses}) \cdot (1 - array\ controler\ index) \cdot (1 - P_{losses}) \quad 4.74$$

όπου n_{Tc} η διορθωμένη απόδοση στη θερμοκρασία T (%), $P_{PV\ losses}$ οι απώλειες στο φ/β σύστημα, $array\ controler\ index$ ένας δείκτης ο οποίος λαμβάνει τις τιμές 1 ή 0,75, ανάλογα με το σύστημα εντοπισμού απωλειών ισχύος (την τιμή 1 την λαμβάνει όταν επιλέγεται ο έλεγχος MPPT) (%) και P_{losses} είναι οι διάφορες απώλειες στο σύστημα (%). Η διορθωμένη απόδοση n_{Tc} υπολογίζεται από τη σχέση:

$$n_{Tc} = MAX[n_{array} \cdot [1 - (Temp_c \cdot (C_E + T_{m_i} - 25))], 0] \quad 4.75$$

όπου $Temp_c$ είναι ο θερμοκρασιακός συντελεστής του φ/β πλαισίου (% / °C), C_E είναι ένας συντελεστής διόρθωσης και T_{m_i} η μέση μηνιαία θερμοκρασία για τον μήνα m_i . Ο συντελεστής διόρθωσης, υπολογίζεται από την σχέση:

$$C_E = (219 + 832 \cdot \bar{K}_T) \cdot CF_E \cdot \frac{(NOCT - 20)}{800} \quad 4.76$$

όπου \bar{K}_T ο μηνιαίος μέσος ημερήσιος δείκτης καθαρότητας και CF_E ο συντελεστής διόρθωσης Evans. Το \bar{K}_T υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\bar{K}_T = MIN\left(\frac{\bar{H}}{\bar{H}_{extr0}}, 1\right) \quad 4.77$$

για τιμές $RD_{m_i-extr} > 0$. Η τιμή RD_{m_i-hor} είναι η μηνιαία μέση ημερήσια ακτινοβολία σε οριζόντια επιφάνεια (σε $MJ/m^2/d$) και RD_{m_i-extr} η μηνιαία μέση ημερήσια εξωγήινη ακτινοβολία σε οριζόντια επιφάνεια (σε $MJ/m^2/d$) (βλ. λεπτομέρειες στην § 4.6.1.3.1). Ο συντελεστής διόρθωσης Evans CF_E , υπολογίζεται από τον τύπο:

$$CF_E = 1 - 0,000117 \cdot \left((x_{surf}^* - x_{surf-noon}) \cdot \frac{180}{\pi} \right)^2 \quad 4.78$$

με x_{surf}^* την βέλτιστη κλίση (σε rad) και $x_{surf-noon}$ τη κλίση της επιφάνειας το μεσημέρι. Η βέλτιστη κλίση της επιφάνειας θεωρείται η απόλυτη τιμή $(\phi - \delta)$, ενώ το $x_{surf-noon}$ υπολογίζεται για διάφορες κλίσεις της ϕ/β επιφάνειας, ανάλογα με το είδος κίνησης που αυτή μπορεί να εκτελέσει. Για τις περιπτώσεις που εξετάστηκαν για την § 4.5.1.3.1), θα υπολογισθεί στη συνέχεια και η κλίση της ϕ/β επιφάνειας το μεσημέρι. Πρώτα, όμως, θα υπολογιστούν οι γωνίες της ηλιακής θέσης το μεσημέρι. Το ηλιακό αζιμούθιο το μεσημέρι είναι μηδέν, ενώ το ηλιακό ζενίθ υπολογίζεται από τον τύπο:

$$\theta_z = \arccos(\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \phi \cdot \sin \delta) \text{ για } \omega = 0^\circ, \text{ οπότε}$$

$$\theta_{z-noon} = \arccos(\cos \phi \cdot \cos \delta + \sin \phi \cdot \sin \delta) \quad 4.79$$

α) Περίπτωση όπου η ϕ/β συστοιχία είναι σταθερή

Στην περίπτωση αυτή, η κλίση της επιφάνειας της ϕ/β συστοιχίας $x_{surf-noon}$ είναι δεδομένη από το χρήστη (β) και σταθερή και ίση με $x_{surf-noon} = \beta$. Η αζιμουθιακή γωνία, κατά B-M, της επιφάνειας, $\beta_{az-BM-noon}$, είναι ίση με την αζιμουθιακή γωνία της επιφάνειας ($\phi > 0$), δηλαδή $\beta_{az-BM-noon} = \beta_{az}$.

β) Περίπτωση όπου έχουμε έναν άξονα κίνησης

β.1) Οριζόντιος άξονας

Στην περίπτωση αυτή, οι γωνίες που ενδιαφέρουν είναι ίδιες με πριν (κατά B-M), όμως τώρα πρέπει οι τιμές τους να μετατραπούν σε τιμές εντός του $\left(-\frac{\pi}{2}, \frac{\pi}{2}\right)$. Αυτό γίνεται ως εξής:

- Για όσο $\beta_{az-BM-noon} < -\frac{\pi}{2}$, η νέα $\beta_{az-BM-noon}$ θα είναι $\beta_{az-BM-noon} = \beta_{az-BM-noon} + \pi$
- Για όσο $\beta_{az-BM-noon} > \frac{\pi}{2}$, η νέα $\beta_{az-BM-noon}$ θα είναι $\beta_{az-BM-noon} = \beta_{az-BM-noon} - \pi$

Όταν γίνει αυτή η μετατροπή, πραγματοποιείται η ακόλουθη εξίσωση:

- $x_{surf_{az-BM-noon}} = \beta_{az-BM-noon} + \frac{\pi}{2}$ εάν ισχύει για την τελευταία τιμή της $\beta_{az-BM-noon}$ ότι: $\theta_{az-BM-noon} \geq \beta_{az-BM-noon}$ (με $\theta_{az-BM-noon} = 0$)
- $x_{surf_{az-BM-noon}} = \beta_{az-BM-noon} - \frac{\pi}{2}$ εάν ισχύει για την τελευταία τιμή της $\beta_{az-BM-noon}$ ότι: $\theta_{az-BM-noon} \geq \beta_{az-BM-noon}$ (με $\theta_{az-BM-noon} = 0$)

Για την κλίση της ϕ/β επιφάνειας, ισχύει:

$$x_{surf-noon} = \arctan[\tan(\theta_{z-noon}) \cdot \cos(\beta_{az-BM} - \theta_{az-BM-noon})] \quad (\text{με } \theta_{az-BM-noon} = 0) \quad 4.80$$

Εάν ισχύει $x_{surf-noon} < 0$ τότε τίθεται $x_{surf-noon} = x_{surf-noon} + \pi$ (δηλαδή $x_{surf-noon} = -x_{surf-noon}$)

β.2) Κεκλιμένος άξονας, παράλληλος στην επιφάνεια

Υπολογίζεται αρχικά η $x_{surf\ az-BM-noon}$:

$$x_{surf\ az-BM-noon} = \beta_{az-BM-noon} + \arctan\left(\frac{\sin(\theta_{z-noon}) \cdot \sin(\theta_{az-BM-noon} - x_{surf\ az-BM-noon})}{\cos(\theta_{noon}) \cdot \sin(\beta)}\right) \quad 4.81$$

με θ_{noon} τη γωνία πρόσπτωσης της ακτινοβολίας. Το $\cos\theta_{noon}$ υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\cos\theta_{noon} = \cos(\theta_{z-noon}) \cdot \cos(\beta) + \sin(\theta_{z-noon}) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\theta_{az-BM-noon} - \beta_{az-BM-noon}) \quad 4.82$$

Στη συνέχεια ελέγχεται η αλήθεια της παρακάτω πρότασης: $(x_{surf\ az-BM-noon} - \beta_{az-BM-noon}) \cdot (\theta_{az-BM-noon} - \beta_{az-BM-noon}) < 0$. Εάν ισχύει κάτι τέτοιο, πραγματοποιείται ο παρακάτω έλεγχος:

- Εάν $\theta_{az-BM-noon} \geq \beta_{az-BM-noon}$, τότε $\beta_{az-BM-noon} = \beta_{az-BM-noon} + \pi$
- Εάν $\theta_{az-BM-noon} < \beta_{az-BM-noon}$, τότε $\beta_{az-BM-noon} = \beta_{az-BM-noon} - \pi$

Για την κλίση της φ/β επιφάνειας ισχύει:

$$x_{surf-noon} = \arctan\left[\frac{\tan(\beta)}{\cos(x_{az-BM-noon} - \beta_{az-BM-noon})}\right] \quad 4.83$$

Εάν $x_{surf-noon} < 0$, τότε $x_{surf-noon} = x_{surf-noon} + \pi$.

γ) Ένας άξονας, κάθετος στην φ/β επιφάνεια

Εδώ η κλίση της επιφάνειας είναι ίση με αυτή που δίνει ο χρήστης: $x_{surf-noon} = \beta$. Η αζιμουθιακή γωνία, κατά B-M, είναι επίσης ίση με την αντίστοιχη αζιμουθιακή γωνία του ήλιου: $x_{surf\ az-BM-noon} = \theta_{az-BM-noon}$.

δ) Δύο άξονες κίνησης

Στην περίπτωση αυτή, η κλίση της επιφάνειας είναι ίση με τη ζενιθιακή γωνία του ήλιου: $x_{surf-noon} = \theta_{z-noon}$. Η αζιμουθιακή γωνία της φ/β επιφάνειας, κατά B-M, είναι ίση με την αντίστοιχη αζιμουθιακή γωνία του ήλιου: $x_{surf\ az-BM-noon} = \theta_{az-BM-noon}$.

Μετά από την παραπάνω διαδικασία, οι υπολογιζόμενες γωνίες μετατρέπονται, από τη σύμβαση B-M, και πάλι στη αρχική κατάσταση. Η αντίστροφη μετατροπή B-M, είναι όμοια με την ευθεία μετατροπή.

Στη συνέχεια, υπολογίζεται ο λόγος R_b (κλάσμα της ακτινοβολίας σε κεκλιμένο επίπεδο προς την ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο για οποιαδήποτε ώρα), έτσι ώστε να υπολογιστεί η ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο. Ο λόγος R_b υπολογίζεται ως εξής:

$$R_b = \frac{\cos \theta_{noon}}{\cos \theta_{z-noon}} \quad 4.84$$

Εάν $R_b < 0$, τότε $R_b = 0$. τελικά, ο υπολογισμός της ακτινοβολίας σε κεκλιμένο επίπεδο, $H_{tilted-noon}$, θα έχει ως εξής:

$$H_{tilted-noon} = H_b \cdot \frac{\cos \theta_{noon}}{\cos \theta_{z-noon}} + H_d \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + H \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad 4.85$$

Για την περίπτωση των πολικών περιοχών, θεωρείται ότι $H_{tilted-noon} = \bar{H}$.

- Προκειμένου για αυτόνομο φ/β σύστημα (φ/β γεννήτρια με/και με μπαταρία, SABB), το προτεινόμενο μέγεθος της συστοιχίας προκύπτει από τον τύπο:

$$SABB_{size} = MAX_{m_i} \left[1,2 \cdot \left(\frac{L_{DC} + \frac{L_{AC}}{n_{inv}}}{H_{tilted} \cdot n_{PV}} \right) \right] \quad 4.86$$

Για την H_{tilted} βλ. στην § 4.6.1.3.1 και για το n_{PV} βλ. προηγούμενα).

- Προκειμένου για φ/β σύστημα άντλησης νερού (PUMP), το προτεινόμενο μέγεθος τη φ/β συστοιχίας υπολογίζεται από τη σχέση:

$$PUMP_{size} = MAX_{m_i} \left(\frac{9,81 \cdot 1.000 \cdot Dmd_{water-d} \cdot Head_{tot}}{3.600.000 \cdot H_{tilted} \cdot n_{PV} \cdot n_{pump} \cdot n_{inv}} \right)_{m_i} \quad 4.87$$

με $Dmd_{water-d}$ την ημερήσια απαίτηση νερού σε m^3/d , ίση με το άθροισμα των ημερήσιων απαιτήσεων νερού, $Head_{tot}$ τη συνολική στάθμη νερού και n_{pump} την απόδοση της χρησιμοποιούμενης αντλίας (δίνεται από το χρήστη). Οι ημερήσιες απαιτήσεις νερού υπολογίζονται εάν πολλαπλασιαστεί ο αριθμός των μονάδων που καταναλώνουν νερό (δίνεται από το χρήστη) επί την κατανάλωση νερού της κάθε μονάδας (δίνονται από το χρήστη) και αθροιστούν για μια ημέρα. Η συνολική στάθμη υπολογίζεται εάν αθροιστούν η στάθμη αναρρόφησης $Head_{suction}$ (m), το άδειασμα $Head_{drawdown}$ (m), η στάθμη αποφόρτισης $Head_{discharge}$ (m) και η στάθμη πίεσης $Head_{pressure}$ (m) και προστεθούν σε αυτά οι απώλειες λόγω τριβής $Fric_{loss}$ (σε %). Όλα τα προηγούμενα δίνονται από το χρήστη. Τότε:

$$Head_{tot} = (Head_{suction} + Head_{drawdown} + Head_{discharge} + Head_{pressure}) \cdot (1 + Fric_{loss}) \quad 4.88$$

Ο βαθμός n_{inv} δίνεται από το χρήστη, αλλά μόνο εάν είναι απαραίτητος, δηλαδή εάν υπάρχει κάποιος μετατροπέας AC στο σύστημα.

4.6.1.3.9 ΕΚΤΑΣΗ ΤΗΣ Φ/Β ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ

Η ονομαστική ισχύς του φ/β πλαισίου και ο βαθμός απόδοσής του, δίνονται από το χρήστη.

4.6.1.3.10 ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ΤΗΣ ΕΠΙΠΛΕΟΝ ΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ

Η ονομαστική χωρητικότητα και η τάση λειτουργίας της μπαταρίας, δίνονται από το χρήστη. Η απόδοση του φορτιστή, δίνεται επίσης από το χρήστη.

4.6.1.3.11 ΙΣΟΔΥΝΑΜΗ ΑΠΑΙΤΗΣΗ ΣΕ DC ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Η απόδοση του μετατροπέα είναι γνωστή από το χρήστη (για τα L_{AC} και L_{DC} βλ. § 4.6.1.3.3 και § 4.6.1.3.4).

4.6.1.3.12 ΙΣΟΔΥΝΑΜΗ ΑΠΑΙΤΗΣΗ ΣΕ DC ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΠΟΥ ΔΕΝ ΕΠΙΤΕΥΧΘΗΚΕ

Οι ημέρες N_{days} δίνονται από το χρήστη. Για τις ημέρες αυτές υπολογίζονται και τα υπόλοιπα μεγέθη. Η μηνιαία ενέργεια που παραδίδεται από το σύστημα E_{dlvd-m_i} , υπολογίζεται ως η διαφορά της ενέργειας που παραδίδεται από ΑΠΕ μείον την ενέργεια που παραδίδεται από την επιπλέον γεννήτρια, δηλαδή:

$$E_{dlvd-m_i} = RE_{dlvd-m_i} - E_{gen-dlvd-m_i} \quad 4.89$$

Η ενέργεια από ΑΠΕ, μηνιαίως, υπολογίζεται ως:

$$RE_{divd-m_i} = E_{cont-met-dir-PV} + E_{matched-PV} + E_{met-batt} \quad 4.90$$

όπου $E_{cont-met-dir-PV}$ το «σταθερό» κατά τη διάρκεια της ημέρας κομμάτι της ενέργειας που καλύπτεται από τη φ/β γεννήτρια, $E_{matched-PV}$ το τμήμα της ενέργειας που καλύπτεται απευθείας από τη φ/β γεννήτρια και $E_{met-batt}$ το τμήμα της ενέργειας που καλύπτεται από τις μπαταρίες. Ας σημειωθεί εδώ πως η $E_{cont-met-dir-PV}$ μπορεί να καλυφθεί είτε απευθείας από τη φ/β γεννήτρια είτε από τις μπαταρίες. Το $E_{cont-met-dir-PV}$ υπολογίζεται από:

$$E_{cont-met-dir-PV} = MIN \left[\left[(S_{array} \cdot H_{tilted} \cdot n_{PV}) \cdot (1 - \bar{\phi}) \right], E_{cont} \right] \quad 4.91$$

όπου E_{cont} το άθροισμα των σταθερών φορτίων που καλύπτονται από τη φ/β γεννήτρια επί τις ώρες χρήσης των αντίστοιχων συσκευών ανά ημέρα ($U_{h/d}$) επί τις ημέρες χρήσης των αντίστοιχων συσκευών ανά εβδομάδα ($U_{d/w}$) (δίνονται από το χρήστη τα φορτία, D_{AC} ή D_{DC} , και υπολογίζεται τότε $E_{cont} = \sum_i \left(D_{DC} \cdot U_{h/d} \cdot \frac{U_{d/w}}{7} + \frac{D_{AC}}{n_{inv}} \cdot U_{h/d} \cdot \frac{U_{d/w}}{7} \right)_i$)

και $\bar{\phi}$ η μηνιαία μέση ημερήσια χρησιμότητα των φορτίων. Η θεωρία της χρησιμότητας της ακτινοβολίας γενικά ορίζει ένα κλάσμα της συνολικής ακτινοβολίας το οποίο είναι χρήσιμο και η τιμή της πυκνότητας της ακτινοβολίας αυτού βρίσκεται πάνω από ένα κρίσιμο επίπεδο ακτινοβολίας. Η μηνιαία μέση ημερήσια χρησιμότητα $\bar{\phi}$ ορίζεται από το άθροισμα, για όλες τις μέρες και ώρες κάθε μήνα, της ακτινοβολίας που φτάνει σε κεκλιμένη επιφάνεια και η τιμή της βρίσκεται πάνω από ένα κρίσιμο σημείο, διαιρεμένο με τη μηνιαία ακτινοβολία [4.4]. Το $\bar{\phi}$ υπολογίζεται από τον τύπο:

$$\bar{\phi} = MIN \left(\left[\left(\frac{a' + b' \cdot R_n}{\bar{R}} \right) \cdot I_{c-m_i} \cdot (1 + I_{c-m_i} \cdot c') \right]^e, 1 \right) \quad 4.92$$

όπου: $a' = 2,943 - 9,271 \cdot \bar{K}_T + 4,031 \cdot \bar{K}_T^2$

$$b' = -4,345 + 8,853 \cdot \bar{K}_T + 3,602 \cdot \bar{K}_T^2 \quad [4.4]$$

$$c' = -0,170 - 0,306 \cdot \bar{K}_T + 2,936 \cdot \bar{K}_T^2$$

και:

$$R_n = \left(1 - \frac{r_{h,d-dif-noon}}{r_{h,d-tot-noon}} \cdot r_{d,d} \right) \cdot R_b + \frac{r_{h,d-dif-noon}}{r_{h,d-tot-noon}} \cdot r_{d,d} \cdot \frac{(1 + \cos(x_{surf-noon}))}{2} + \frac{\rho \cdot (1 - \cos(x_{surf-noon}))}{2} \quad 4.93$$

όπου:

$r_{h,d-dif-noon}$ η αναλογία της ωριαίας προς την ημερήσια διάχυτη ακτινοβολία,

$r_{d,d}$ η αναλογία της ημερήσιας διάχυτης προς την ημερήσια συνολική ακτινοβολία,

$r_{h,d-tot-noon}$ η αναλογία της ωριαίας προς την ημερήσια συνολική ακτινοβολία,

R_b η αναλογία της κεκλιμένης δέσμης ακτινοβολίας προς την οριζόντια δέσμη ακτινοβολίας το μεσημέρι

$x_{surf-noon}$ η κλίση της φ/β επιφάνειας το μεσημέρι

ρ η λευκαύγεια του εδάφους

Τα παραπάνω μεγέθη υπολογίζονται ως εξής:

- Η ποσότητα $r_{h,d-dif}$ υπολογίζεται από τη σχέση:

$$r_{h,d-dif} = \frac{\pi}{24} \cdot \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cdot \cos \omega_s} \right). \text{ Εάν προκύψει } r_{h,d-dif} > 1, \text{ τότε } r_{h,d-dif} = 1.$$

- Η ποσότητα $r_{d,d}$ υπολογίζεται ανάλογα με την τιμή του K_T . Δηλαδή:

- ο Εάν $K_T \leq 0,17$, τότε $r_{d,d} = 0,99$

- ο Εάν $K_T < 0,75$, τότε:

$$r_{d,d} = 1,188 + K_T \cdot [-2,272 + K_T \cdot (9,473 + K_T \cdot (-21,865 + K_T \cdot 14,648))]$$

- ο Εάν $K_T < 0,8$, τότε $r_{d,d} = -0,54 \cdot K_T + 0,632$

- ο Σε άλλη περίπτωση $r_{d,d} = 0,2$

- Η ποσότητα $r_{h,d-tot}$ υπολογίζεται από τη σχέση: $r_{h,d-tot} = (m + n \cdot \cos \omega) \cdot r_{h,d-dif}$. Εάν $r_{h,d-tot} > 1$ τότε $r_{h,d-tot} = 1$.

- Η ποσότητα R_b υπολογίζεται για διάρκεια ημέρας μεγαλύτερης του μηδενός.

Δηλαδή εάν ισχύει $\frac{2 \cdot \omega_s \cdot 180}{\pi \cdot 15} > 0$, τότε $R_b = \frac{\cos \theta_{noon}}{\cos \theta_{z-noon}}$ (βλ. περιγραφή της §

4.6.1.3.8).

- Για την κλίση β_n , βλ. περιγραφή της § 4.6.1.3.8).

- Η λευκαύγεια ρ υπολογίζεται ανάλογα με τη μέση θερμοκρασία του περιβάλλοντος T_s χώρου. Δηλαδή:

- ο Εάν $T_s < -5^\circ \text{C}$, τότε $\rho = 0,7$.

- ο Εάν $T_s > 0^\circ \text{C}$, τότε $\rho = 0,2$.

- ο Για τιμή T_s μεταξύ των τιμών αυτών, πραγματοποιείται γραμμική παρεμβολή.

Το \bar{R} συμβολίζει τη μηνιαία αναλογία της H_{tilted} και της \bar{H} , δηλαδή $\bar{R} = \frac{H_{tilted}}{\bar{H}}$. Το κρίσιμο μηνιαίο επίπεδο ακτινοβολίας I_{c-m_i} (W/m^2), υπολογίζεται από τη σχέση:

$$I_{c-m_i} = \frac{I_{array-c-m_i}}{1000 \cdot r_{h,d-tot} \cdot R_n \cdot H_{tilted}} \quad 4.94$$

όπου $I_{array-c-m_i} = \frac{A_{array}}{S_{array} \cdot n_{PV}}$, όπου $A_{array} = 1000 \cdot \frac{E_{cont}}{24}$, με:

$$E_{cont} = \sum_i \left(D_{DC} \cdot U_{h/d} \cdot \frac{U_{d/w}}{7} + \frac{D_{AC}}{n_{inv}} \cdot U_{h/d} \cdot \frac{U_{d/w}}{7} \right)_i$$

Τα φορτία D_{AC} και D_{DC} τα δίνει ο χρήστης (βλ. προηγούμενα).

Το $E_{matched-PV}$ υπολογίζεται από τη σχέση:

$$E_{matched-PV} = MIN \left[\left(S_{array} \cdot H_{tilted} \cdot n_{PV} \right) - E_{cont-met-dir-PV}, E_{match} \right] \quad 4.95$$

όπου E_{match} το άθροισμα των σταθερών φορτίων που καλύπτονται από τη φ/β γεννήτρια (δίνονται από το χρήστη τα φορτία, M_{AC} ή M_{DC} , και υπολογίζεται τότε

$$E_{match} = \sum_i \left(M_{DC} + \frac{M_{AC}}{n_{inv}} \right)_i.$$

Το $E_{met-batt}$ υπολογίζεται από τον τύπο:

$$E_{met-batt} = E_{not-met-dir-batt} \cdot F_{met-indir-batt} \quad 4.96$$

όπου $E_{not-met-dir-batt} = \frac{n_{inv} \cdot L_{DC} + L_{AC}}{n_{inv}} - E_{cont-met-dir-PV} - E_{matched-PV}$ το φορτίο που δεν καλύπτεται απευθείας από τη μπαταρία και $F_{met-indir-batt}$ το κλάσμα του έμμεσου φορτίου που καλύπτεται από τη μπαταρία, με:

$$F_{met-indir-batt} = MIN \left[MAX \left[\text{bilinearinterp} \left(F_{R/L}, F_{S/L}; fPV \right), 0 \right], 1 \right] \quad 4.97$$

όπου $F_{R/L}$ και $F_{B/L}$ οι ρυθμοί εισόδου ενέργειας στη μπαταρία και αποθήκευσης της ενέργειας στη μπαταρία αντίστοιχα. Η παραπάνω έκφραση σημαίνει ότι πραγματοποιείται γραμμική παρεμβολή στα στοιχεία του πίνακα fPV , με την τιμή $F_{R/L}$ να παρεμβάλλεται στις γραμμές του τελευταίου και την τιμή $F_{B/L}$ να παρεμβάλλεται στις στήλες του. Οι ρυθμοί αυτοί υπολογίζονται ως:

$$F_{R/L} = \frac{\text{Energy into battery}}{E_{not-met-batt}} = \frac{E_{dlyd-batt} \cdot n_{con} \cdot n_{batt}}{E_{not-met-batt}} \quad 4.98$$

$$F_{B/L} = \frac{\text{Υποβαθμισμένη χωρητικότητα της μπαταρίας}}{E_{not-met-batt}} =$$

$$= \frac{\frac{Batt_{nom-capacity} \cdot Batt_{voltage}}{1.000} \cdot Batt_{DOD} \cdot F_{batt-capacity-dlyd}}{E_{not-met-batt}} \quad 4.99$$

με $E_{dlvd-batt} = (S_{array} - H_{tilted} - n_{PV}) - E_{matched-PV} - E_{cont-met-dir-PV}$ την ενέργεια μέσα στη μπαταρία και:

$$F_{batt-capacity-dlvd} = MAX(bilinear\ int\ erp[(24 \cdot Batt_{autonomy}), Batt_{temp}, fB]/100, 0).$$

Η $E_{gen-dlvd-m_i}$ υπολογίζεται ως:

$$E_{gen-dlvd-m_i} = MIN\left(L_{DC} + \frac{L_{AC}}{n_{inv}} - RE_{dlvd}^i, Gen_{capacity} \cdot n_{charger} \cdot 24\right), \text{ (μόνο εάν στο σύστημα}$$

υπάρχει επιπλέον γεννήτρια) όπου i είναι ο τύπος διασύνδεσης του φ/β συστήματος στο κεντρικό σύστημα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

4.6.1.3.13 ΑΚΡΙΒΕΙΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΕΣ ΑΠΟΛΑΒΕΣ ΑΠΟ ΤΟ Φ/Β ΠΛΑΙΣΙΟ

Τα απαραίτητα στοιχεία περιγράφονται στα προηγούμενα.

4.6.1.3.14 ΣΥΝΟΛΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΟΥ Φ/Β ΠΛΑΙΣΙΟΥ

Τα απαραίτητα στοιχεία περιγράφονται στα προηγούμενα.

4.6.1.3.15 ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΠΟΥ ΠΡΟΕΡΧΕΤΑΙ ΑΠΟ ΑΠΕ

Για κάθε τύπο διασύνδεσης του φ/β συστήματος στο κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, η εύρεση της ενέργειας από ΑΠΕ περιγράφεται παρακάτω:

- α) Περίπτωση μη-διασύνδεσης με το κεντρικό δίκτυο (off-grid). Για την ενέργεια που προέρχεται από ΑΠΕ σε αυτή την περίπτωση, βλ. την περιγραφή της § 4.6.1.3.12).
- β) Περίπτωση διασύνδεσης με το κεντρικό δίκτυο (on-grid). Στην περίπτωση αυτή υπολογίζεται το $E_{AC-dlvd}$ ως $E_{AC-dlvd} = \sum_{m_i} (S_{array} \cdot H_{tilted} \cdot n_{PV} \cdot n_{inv} \cdot N_{days})_{m_i}$

για κάθε μήνα m_i . Το Abs_{rate} είναι ο ρυθμός απορρόφησης από τη φ/β συστοιχία και δίνεται από το χρήστη, μόνο στην περίπτωση διασύνδεσης με το κεντρικό δίκτυο.

- γ) Περίπτωση αντλητικού συστήματος νερού. Για τον υπολογισμό του PE_{dlvd} ισχύει η σχέση:

$$PE_{dlvd} = \sum_{m_i} (N_{days} \cdot MIN(E_{avail-pump} \cdot n_{pump}, E_{q_{pump-dmd-d}}))_{m_i} \quad 4.100$$

όπου:

$$E_{avail-pump} = S_{array} \cdot H_{tilted} \cdot n_{PV} \quad \text{για αντλία τύπου DC}$$

$$E_{avail-pump} = S_{array} \cdot H_{tilted} \cdot n_{PV} \cdot n_{inv} \quad \text{για αντλία τύπου AC}$$

$$Eq_{pump-dmd-d} = \frac{9,81 \cdot 1.000 \cdot Dmd_{water-d} \cdot Head_{tot}}{3.600.000}$$

(βλ. περιγραφή της § 4.6.1.3.8 για το προτεινόμενο μέγεθος της φ/β συστοιχίας σε περίπτωση αντλητικού συστήματος νερού).

4.6.1.3.16 ΜΕΣΗ ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΑΝΑ ΜΗΝΑ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ ΣΤΟ ΕΠΙΠΕΔΟ ΤΟΥ Φ/Β ΠΛΑΙΣΙΟΥ

Για την H_{tilted} βλ. περιγραφή της § 4.6.1.3.1.

4.6.1.3.17 ΜΗΝΙΑΙΑΙΟ ΗΛΙΑΚΟ ΚΛΑΣΜΑ

Για τα $RE_{dlvd}^{off-grid}$ και $RE_{dlvd}^{pumping}$ βλ. περιγραφή της § 4.6.1.3.15, για τα Dmd_{water} και $Head_{tot}$ βλ. περιγραφή της § 4.6.1.3.8.

4.6.1.3.18 ΗΛΙΑΚΗ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ

Για τις \bar{H} και H_{tilted} βλ. στην § 4.5.1.3.1.

4.6.1.3.19 ΜΕΣΗ ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑ ΤΗΣ ΠΕΡΙΟΧΗΣ ΣΤΗΝ ΕΞΕΤΑΖΟΜΕΝΗ ΠΕΡΙΟΔΟ

Οι θερμοκρασίες για κάθε μήνα m_i δίνονται από το χρήστη.

4.6.1.3.20 ΑΠΑΙΤΗΣΗ ΣΕ DC ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Η απαίτηση σε DC ενέργεια υπολογίζεται, για κάθε ημέρα, από τον τύπο:

$$E_{DC-daily} = \frac{L_{DC} \cdot H_d \cdot \frac{N_{d/w}}{7}}{1000} \quad 4.101$$

όπου L_{DC} το φορτίο, σε kW DC, που καταναλώνει η εφαρμογή, H_d οι ώρες χρήσης της εφαρμογής σε ημερήσια βάση και $N_{d/w}$ οι ημέρες χρήσης της εφαρμογής σε εβδομαδιαία βάση. Όλα δίνονται από το χρήστη.

Η απαίτηση σε DC ενέργεια, σε ετήσια βάση, δίνεται τότε από τον τύπο:

$$E_{DC} = \frac{\sum_{m_i} (E_{DC-daily} \cdot N_{days})_{m_i}}{1000} \quad 4.102$$

4.6.1.3.21 ΑΠΑΙΤΗΣΗ ΣΕ AC ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Η απαίτηση σε DC ενέργεια υπολογίζεται, για κάθε ημέρα, από τον τύπο:

$$E_{AC-daily} = \frac{L_{AC} \cdot H_d \cdot \frac{N_{d/w}}{7}}{1000} \quad 4.103$$

όπου L_{DC} το φορτίο, σε kW DC, που καταναλώνει η εφαρμογή, H_d οι ώρες χρήσης της εφαρμογής σε ημερήσια βάση και $N_{d/w}$ οι ημέρες χρήσης της εφαρμογής σε εβδομαδιαία βάση. Όλα δίνονται από το χρήστη.

Η απαίτηση σε DC ενέργεια ,σε ετήσια βάση, δίνεται τότε από τον τύπο:

$$E_{AC} = \frac{\sum_{m_i} (E_{AC-daily} \cdot N_{days})_{m_i}}{1000} \quad 4.104$$

4.6.1.3.22 ΑΙΧΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ

Η αιχμή φορτίου είναι το άθροισμα όλων των AC φορτίων του συστήματος. Δηλαδή:

$$L_{AC} = \sum_i L_{AC_i} \quad 4.105$$

Τα L_{AC_i} δίνονται από το χρήστη.

4.5.1.3.23 ΠΑΡΑΔΙΔΟΜΕΝΗ ΠΟΣΟΣΤΗΤΑ ΝΕΡΟΥ

Στην περίπτωση ενός αντλητικού συστήματος νερού, έχει νόημα να υπολογιστεί η ποσότητα νερού που παραδίδεται από αυτό. Για κάθε μήνα εντός της εξεταζόμενης περιόδου, η ποσότητα νερού που παραδίδεται από το φ/β αντλητικό σύστημα, δίνεται από τη σχέση 4.106:

$$Water_{dlvd-m_i} = \frac{PE_{dlvd-m_i} \cdot 3.600.000}{9,81 m / sec^2 \cdot 1.000 \cdot Head_{tot}} \quad 4.106$$

Η συνολική παραδιδόμενη ποσότητα νερού θα δίνεται από τη σχέση 4.107:

$$Water_{dlvd} = \sum_{m_i} (Water_{dlvd-m_i})_{m_i} \quad 4.107$$

4.6.2 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΚΠΟΜΠΗΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ

Στην ενότητα αυτή θα περιγραφεί ο τρόπος με τον οποίο υπολογίζεται η ελάττωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου (GHG), ανάλογα με το χρησιμοποιούμενο καύσιμο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η ανάλυση αυτή αποσκοπεί στο να αποτιμηθεί σε χρηματικό όφελος (ή ζημία) η προσπάθεια μείωσης των αερίων αυτών για την περιγραφόμενη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Κάθε τύπος καυσίμου που χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, έχει και τον αντίστοιχο συντελεστή εκπομπής θερμοκηπίου. Οι συντελεστές αυτοί χρησιμοποιούνται στην ανάλυση που επιχειρείται παρακάτω και φαίνονται, για κάθε τύπο καυσίμου, στον Πίνακα 4.7. Με βάση τις τιμές του πίνακα αυτού, καθορίζεται ο συντελεστής εκπομπής αερίων θερμοκηπίων. Εάν το διαθέσιμο καύσιμο είναι διαφορετικό από τα αναφερόμενα στον Πίνακα 4.7 (π.χ. κάρβουνο), ο χρήστης πρέπει να εισάγει και τον αντίστοιχο συντελεστή εκπομπής του.

Πίνακας 4.7: Συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου για κάθε τύπο καυσίμου.

Τύπος Καυσίμου	Συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου (GHG _{i,g}) (Kg/GJ)		
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Ντίζελ	74,1	0,002	0,002
Βενζίνη	69,3	0,020	0,000
Κηροζίνη	71,9	0,007	6,002
Φυσικό αέριο	56,1	0,003	0,001
Προπάνιο	63,1	0,001	0,001

Για να προσδιοριστεί ο συνολικός συντελεστής εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, απαιτείται και η γνώση της απόδοσης μετατροπής του χρησιμοποιούμενου καυσίμου σε ενέργεια. Αυτό μπορεί να γίνει για το υπάρχον σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και για κάθε τύπο καυσίμου, όπως περιγράφεται στη συνέχεια.

- Εάν πρόκειται για εφαρμογή που αφορά φωτισμό από φανάρι ή φάρο, τότε η απόδοση μετατροπής του καυσίμου είναι:

$$n_{fuel} = \frac{\text{Ετήσια παραδιδόμενη ενέργεια}}{K_{fuel} \cdot C_{fuel}} \quad 4.108$$

όπου η ετήσια παραδιδόμενη ενέργεια (σε MWh), προκύπτει ανάλογα με τον τύπο εφαρμογής του φ/β συστήματος, K_{fuel} είναι η κατανάλωση καυσίμου (L/kWh) και C_{fuel} ένας συντελεστής που εξαρτάται μόνο από τον τύπο του καυσίμου. Εάν το καύσιμο είναι προπάνιο, τότε $C_{fuel} = 7,39$, αλλιώς $C_{fuel} = 10,47$.

Η ετήσια παραδιδόμενη ενέργεια E_{annual} υπολογίζεται ως εξής:

$$- E_{annual} = \left[RE_{dlvd}^{on-grid} + \frac{E_{AC-dlvd}}{1000} \cdot (1 - Abs_{rate}) \right] \cdot (1 - J_{T-D}) \quad (\text{σε MWh}) \text{ προκειμένου}$$

για εφαρμογή που είναι συνδεδεμένη στο κεντρικό δίκτυο διανομής ενέργειας και κεντροποιημένη. Ο παράγοντας J_{T-D} παριστά τις απώλειες T-D (απώλειες μεταφοράς και διανομής του ηλεκτρισμού στα καλώδια του δικτύου), οι οποίες δίνονται από το χρήστη (αφορούν μόνο συστήματα συνδεδεμένα με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας)

- $E_{annual} = RE_{dlvd} + E_{gen-dlvd}$ προκειμένου για μη συνδεδεμένο σύστημα στο δίκτυο και το οποίο χρησιμοποιεί επιπλέον γεννήτρια και σύστημα συσσώρευσης (μπαταρία).

- Εάν πρόκειται για αντλητικό φ/β σύστημα, τότε η απόδοση μετατροπής του καυσίμου είναι:

$$n_{fuel} = \frac{RE_{dlvd}^{pumping}}{Water_{dlvd} \cdot K_{fuel} \cdot C_{fuel}} \quad 4.109$$

- Σε κάθε άλλη περίπτωση, η απόδοση μετατροπής του καυσίμου είναι:

$$n_{fuel} = \frac{1}{K_{fuel} \cdot C_{fuel}} \quad 4.110$$

με $C_{fuel} = 7,39$ εάν το καύσιμο είναι προπάνιο, $C_{fuel} = 10,33$ εάν το καύσιμο είναι φυσικό αέριο, $C_{fuel} = 10,74$ εάν το καύσιμο είναι ντίζελ, $C_{fuel} = 10,06$ εάν το καύσιμο είναι βενζίνη, $C_{fuel} = 10,47$ εάν το καύσιμο είναι κηροζίνη και 1 σε περίπτωση χρήσης άλλου τύπου καυσίμου. Η συμμετοχή κάθε χρησιμοποιούμενου καυσίμου στο υπάρχον σύστημα (δομή συστήματος), δίδεται από το χρήστη.

- Όταν συγκεκριμένοι τύποι καυσίμων χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία διανέμεται στο κεντρικό δίκτυο διανομής (συνδεδεμένα φ/β συστήματα), η απόδοση μετατροπής τους σε ενέργεια είναι γνωστή. Για τους πιο συνηθισμένους, σήμερα, τύπους καυσίμων, η απόδοση μετατροπής τους φαίνεται στον Πίνακα 4.8.

Στη συνέχεια είναι δυνατόν να υπολογιστεί ο συντελεστής εκπομπής αερίων θερμοκηπίου GHG_i κάθε καυσίμου i . Αυτό γίνεται μέσω της σχέσης:

$$GHG_{i-base} = (G_{CO_2} + G_{CH_4} \cdot 21 + G_{N_2O} \cdot 310) \cdot \frac{1}{n_{fuel_i}} \cdot \frac{1}{1 - J_{T-D}} \quad 4.111$$

Ας σημειωθεί πως ο συνολικός συντελεστής εκπομπής GHG_{F-base} , υπολογίζεται ως το άθροισμα των γινομένων των ποσοστών συμμετοχής κάθε καυσίμου επί τον αντίστοιχο συντελεστή GHG_i , ενώ οι συνολικές ποσότητες J_{T-D} υπολογίζονται ως το άθροισμα των

γινομένων των ποσοστών συμμετοχής κάθε καυσίμου επί το αντίστοιχο ποσοστό των απωλειών J_{T-D} ⁶.

Πίνακας 4.8: Αποδόσεις μετατροπής γνωστών καυσίμων σε ενέργεια.

Χρησιμοποιούμενος τύπος καυσίμου	Απόδοση καυσίμου
Πετρέλαιο	30%
Βιομάζα	25%
Κάρβουνο	35%
Ντίζελ	30%
Γεωθερμική ενέργεια	30%
Φυσικό αέριο	45%
Πυρηνική ενέργεια	30%
Προπάνιο	45%
Μεγάλες και μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις, αιολική και ηλιακή ενέργεια	100%

Σε ό,τι αφορά την προτεινόμενη δομή του νέου συστήματος, αυτή προκύπτει λαμβάνοντας υπόψιν τα εξής:

- την αναλογία συμμετοχής των τύπων καυσίμων που συμμετέχουν στη διαδικασία παραγωγής ενέργειας. Η συμμετοχή της ηλιακής ενέργειας, υπολογίζεται με την εξής διαδικασία:

- ο Εάν πρόκειται για σύστημα συνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο, η συμμετοχή είναι 100%.
- ο Σε άλλη περίπτωση, είναι ίση με:

$$\frac{RE_{dlvd}^i + \frac{E_{AC-dlvd}}{1000} \cdot (1 - Abs_{rate})}{E_{annual}}$$

και κεντροποιημένο φ/β σύστημα ή

$$\frac{RE_{dlvd}^i}{E_{annual}} \text{ σε άλλη περίπτωση συστήματος}$$

Η συμμετοχή του (τυχόν) άλλου καυσίμου, είναι απλά η διαφορά του 100% μείον τη συμμετοχή της ηλιακής ενέργειας.

- Την απόδοση μετατροπής του καυσίμου σε ενέργεια στην περίπτωση αυτή. Υπολογίζεται όπως περιγράφεται παρακάτω:
 - ο Για την ηλιακή ενέργεια είναι ίση με την απόδοση της αντλίας, n_{pump} , προκειμένου για σύστημα άντλησης νερού, αλλιώς είναι ίση με 100%.
 - ο Για άλλο τύπο καυσίμου και για μη συνδεδεμένο φ/β σύστημα, πρώτα υπολογίζονται οι αντίστοιχοι συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου (Πίνακας 4.7) και έπειτα χρησιμοποιείται η σχέση:

⁶ Οι 21 τόνοι παραγόμενου CO₂ από έναν τόνο καύσιμου CH₄, καθώς και οι 310 παραγόμενοι τόνοι CO₂ από από έναν τόνο καύσιμου N₂O, θεωρούνται ως επίπεδο συναγερού για την εκπομπή αερίων θερμοκηπίου (οι αριθμητικές τιμές στη Σχέση 4.77).

$$n_{fuel_i} = \frac{n_{batt} \cdot n_{charger-DC}}{K_{gen-fuel} \cdot C_{fuel}} \quad 4.112$$

με $C_{fuel} = 7,39$ εάν το καύσιμο είναι προπάνιο, $C_{fuel} = 10,33$ εάν το καύσιμο είναι φυσικό αέριο, $C_{fuel} = 10,74$ εάν το καύσιμο είναι ντίζελ, $C_{fuel} = 10,06$ εάν το καύσιμο είναι βενζίνη, $C_{fuel} = 10,47$ εάν το καύσιμο είναι κηροζίνη και 1 σε περίπτωση χρήσης άλλου τύπου καυσίμου.

- Η ηλιακή ενέργεια δεν εκπέμπει αέρια θερμοκηπίου, άρα δεν χρειάζεται να υπολογιστεί ο GHG_{factor} εδώ.
- Και σε αυτήν την περίπτωση, οι συνολικές απώλειες J_{T-D} υπολογίζονται ως το άθροισμα των γινομένων των ποσοστών συμμετοχής κάθε καυσίμου επί το αντίστοιχο ποσοστό των απωλειών J_{T-D} .
- Ο συντελεστής εκπομπής αερίων θερμοκηπίου κάθε καυσίμου i υπολογίζεται ως (είναι μηδέν για την ηλιακή ενέργεια):

$$GHG_{i-proposed} = (G_{CO_2} + G_{CH_4} \cdot 21 + G_{N_2O} \cdot 310) \cdot \frac{1}{n_{fuel_i}} \cdot \frac{1}{1 - J_{T-D}} \quad 4.113$$

όπου για n_{fuel_i} βλ. προηγούμενα. Ο συνολικός συντελεστής εκπομπής αερίων θερμοκηπίου υπολογίζεται ως το άθροισμα των γινομένων των ποσοστών συμμετοχής κάθε καυσίμου επί τον αντίστοιχο συντελεστή GHG_i .

Τα σύνολα για τους συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου προκύπτουν από τη γενική σχέση:

$$GHG_{F-g} = \sum_i \left(\frac{p_{i,g} \cdot GHG_{i,g}}{n_{fuel_{i,g}} \cdot (1 - J_{T-D,i})} \right) \quad 4.114$$

όπου g το αέριο θερμοκηπίου που παράγεται, $p_{i,g}$ είναι το ποσοστό συμμετοχής κάθε καυσίμου i που είναι δυνατόν να παράγει το αέριο θερμοκηπίου g (άρα υπάρχει και ο αντίστοιχος συντελεστής εκπομπής $GHG_{i,g}$), $n_{fuel_{i,g}}$ ο αντίστοιχος βαθμός μετατροπής του καυσίμου i και $J_{T-D,i}$ οι αντίστοιχες απώλειες T-D.

Οι συνολικές απώλειες T-D υπολογίζονται ως το άθροισμα των γινομένων των ποσοστών συμμετοχής κάθε καυσίμου επί τις απώλειες T-D που αντιστοιχούν στο κάθε καύσιμο. Με παρόμοιο τρόπο υπολογίζεται και ο αντίστοιχος συνολικός συντελεστής εκπομπής αερίων θερμοκηπίου του προτεινόμενου συστήματος, $GHG_{F-proposed}$, δηλαδή είναι το άθροισμα των γινομένων των ποσοστών συμμετοχής κάθε καυσίμου επί τον αντίστοιχο συντελεστή GHG_i .

Τελικά, υπολογίζεται το ετήσιο ποσό μείωσης της εκπομπής των αερίων θερμοκηπίου, σε τόνους CO₂. Αυτό γίνεται με τη σχέση:

$$GHG_{red-yr-g} = (GHG_{F-base} - GHG_{F-proposed}) \cdot E_{annual-dlvd} \quad 4.115$$

όπου GHG_{F-base} ο συνολικός συντελεστής εκπομπής αερίων θερμοκηπίου του υπάρχοντος συστήματος και $GHG_{F-proposed}$ ο αντίστοιχος συντελεστής του προτεινόμενου συστήματος. Για τον υπολογισμό των συντελεστών αυτών, βλ. προηγούμενα. Ο συνολικός καθαρός συντελεστής μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, $GHG_{net-red-yr}$, υπολογίζεται ως το άθροισμα των επιμέρους συνολικών συντελεστών (για κάθε αέριο, όπως υπολογίστηκαν στα προηγούμενα). Για τη συνολική διάρκεια εκμετάλλευσης της φ/β εγκατάστασης, ο συνολικός συντελεστής εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, υπολογίζεται ως το γινόμενο του καθαρού συνολικού συντελεστή επί τη διάρκεια εκμετάλλευσης της εγκατάστασης.

4.6.3 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Στην ενότητα αυτή, θα περιγραφούν τα τμήματα της ανάλυσης που αφορούν την οικονομική αξιολόγηση μιας επενδυτικής δραστηριότητας με σκοπό την δημιουργία μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκή εγκατάσταση.

4.6.3.1 ΑΡΧΙΚΑ ΚΟΣΤΗ

Όπως σε κάθε επένδυση, έτσι και σε αυτή την περίπτωση, είναι αναγκαίο να υπολογιστεί το αρχικό κόστος αυτής. Ως αρχικό κόστος μπορεί να θεωρηθεί το σύνολο των πρωταρχικών διαδικασιών που χρειάζεται να πραγματοποιηθούν, ώστε να πραγματοποιηθεί η υλοποίηση του επενδυτικού έργου.

Με την έννοια αυτή, στην κατηγορία των αρχικών εξόδων μπορούν να περιληφθούν δραστηριότητες όπως η εκπόνηση μελέτης σκοπιμότητας για το έργο (μελέτη περιοχής εγκατάστασης, αρχικός σχεδιασμός κτλ), η μελέτη για την πορεία ανάπτυξης και εξέλιξης του έργου (αδειοδοτήσεις και διαχείριση του έργου), το μηχανολογικό κομμάτι της έρευνας για την υλοποίηση του έργου (σχεδιασμός υποδομής, μηχανικός και ηλεκτρολογικός εξοπλισμός), η αγορά και το ισοζύγιο του εξοπλισμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (αγορά και μεταφορά του εξοπλισμού, εγκατάσταση εξοπλισμού), καθώς και άλλα διάφορα έξοδα (π.χ. εκπαίδευση προσωπικού χρήσης της εγκατάστασης).

Στη μελέτη μπορούν να περιληφθούν και διάφορα περιοδικά κόστη που αφορούν το έργο. Τέτοιου είδους έξοδα μπορεί να αποτελούν η αντικατάσταση μέρους του εξοπλισμού (π.χ. μπαταρίες) και η επιθεώρηση τους. Ακόμα όμως, μπορεί να συμπεριληφθούν και έξοδα σε ετήσια βάση, όπως τα λειτουργικά και διοικητικά έξοδα του έργου, τα έξοδα συντήρησης και μεταφοράς του εξοπλισμού, οι μισθοί των υπαλλήλων οι οποίοι εργάζονται στην εγκατάσταση, οι φορολογίες ιδιοκτησίας της γης και η ασφάλειες κατά ατυχημάτων και η αγορά καυσίμου για την λειτουργία των επιμέρους τμημάτων του εξοπλισμού που λειτουργούν με κατανάλωση κάποιου καυσίμου (π.χ. επιπλέον γεννήτριες).

4.6.3.2 ΕΤΗΣΙΑ ΕΙΣΟΔΗΜΑΤΑ ΚΑΙ ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΗΣΗ ΠΟΡΩΝ

Με βάση τα όσα περιγράφηκαν στα προηγούμενα, μπορεί να πραγματοποιηθεί μία αποτίμηση για την εξοικονόμηση (ή μη) σε καύσιμο ή άλλα εισοδήματα από την εκμετάλλευση της εγκατάστασης. Σε ό,τι αφορά την εξοικονόμηση σε καύσιμο, η διαδικασία υπολογισμού έχει ως εξής:

- Εάν το σύστημα που εγκαθίσταται δε χρησιμοποιεί κάποιο καύσιμο, πέραν της ηλιακής ενέργειας, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, τότε δεν υπάρχει καμία εξοικονόμηση ενέργειας.
- Εάν το σύστημα είναι μη συνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο, και ο τύπος εφαρμογής του είναι φωτισμός (φάροι, φωτισμός χώρων κτλ), τότε η εξοικονόμηση ενέργειας είναι:

$$E_{saving} = K_{fuel} \cdot E_{save} \quad 4.116$$

όπου E_{save} το εξοικονομούμενο κόστος ενέργειας, σε χρηματικές μονάδες ανά εξοικονομούμενο λίτρο.

Εάν ο τύπος εφαρμογής στην περίπτωση αυτή δεν είναι φωτισμός, τότε:

$$E_{saving} = (RE_{dlvd}^i + E_{gen}) \cdot 1000 \cdot K_{fuel} \cdot E_{save} \quad 4.117$$

- Εάν το σύστημα είναι για άντληση νερού, τότε:

$$E_{saving} = Water_{dlvd} \cdot 1000 \cdot K_{fuel} \cdot E_{save} \quad 4.118$$

όπου $Water_{dlvd}$ η συνολική ποσότητα νερού που παραδίδεται από το σύστημα, σε m^3 . Είναι:

$$Water_{dlvd} = \frac{N_{days} \cdot 3600000 \cdot MIN(E_{avail-pump}, E_{q_{pump-dmd}})}{9,81 \cdot 1000 \cdot Head_{tot}} \quad 4.119$$

Για την $E_{avail-pump}$, βλ. § 4.6.1.3.15.

- Σε κάθε άλλη περίπτωση τύπου εφαρμογής του συστήματος, η εξοικονομούμενη ενέργεια είναι:

$$E_{saving} = RE_{dlvd}^i \cdot E_{save} + RE_{excess} \cdot E_{save} \quad 4.120$$

με RE_{excess} την ενέργεια από ΑΠΕ που είναι διαθέσιμη στο σύστημα, από τυχόν υπερπαραγωγή της (σε περίπτωση σύνδεσης του συστήματος με το κεντρικό δίκτυο).

4.6.3.3 ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΗΣΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Η εξοικονόμηση στην εγκατεστημένη ισχύ του συστήματος υπολογίζεται ως το γινόμενο της ονομαστικής χωρητικότητας του συστήματος $Capacity_{firm}$ επί το κόστος εξοικονόμησης υπερπαραγωγής ενέργειας $E_{cap-save}$. Δηλαδή:

$$Capacity_{saving} = Capacity_{firm} \cdot E_{cap-save} \quad 4.121$$

Τα στοιχεία αυτά είναι γνωστά από το χρήστη.

4.6.3.4 ΠΙΣΤΩΣΗ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΑΠΕ

Για όση χρονική διάρκεια προβλέπεται να υπάρχει πίστωση για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ, η πίστωση αυτή υπολογίζεται από:

$$RE_{credit} = RE_{dlvd}^i \cdot RE_{production-credit} \quad 4.122$$

4.6.3.5 ΠΙΣΤΩΣΗ ΓΙΑ ΤΗΝ ΜΕΙΩΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ

Για όση χρονική διάρκεια προβλέπεται να υπάρχει πίστωση για την μείωση παραγωγής αερίων θερμοκηπίου, αυτή υπολογίζεται ως:

$$GHG_{red-credit} = GHG_{net-red-yr} \cdot GHG_{reduce-credit} \quad 4.123$$

4.6.3.6 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν μερικές χρηματοοικονομικές παράμετροι, οι οποίες μπορούν, ανάλογα με την τιμή την οποία θα λάβουν, να αξιολογήσουν το «πόσο» εφικτό είναι να υλοποιηθεί με θετικά αποτελέσματα το επενδυτικό έργο.

4.6.3.6.1 ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΚΑΙ ΑΠΟΔΟΣΗ ΣΤΗΝ ΕΠΕΝΔΥΣΗ ΠΡΟ ΦΟΡΩΝ

Τα στοιχεία αυτά υπολογίζονται για τις ταμειακές ροές που εμφανίζονται κατά την υλοποίησης του έργου, προ φόρων. Για τις ταμειακές ροές αυτές, υπολογίζεται ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης, όπως περιγράφηκε στην § 4.5

4.6.3.6.2 ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΚΑΙ ΑΠΟΔΟΣΗ ΣΤΗΝ ΕΠΕΝΔΥΣΗ ΜΕΤΑ ΦΟΡΩΝ

Ισχύουν τα ίδια με την § 4.6.3.6.1., με τη διαφορά ότι η μέθοδος του εσωτερικού βαθμού απόδοσης εφαρμόζεται στις ταμειακές ροές μετά φόρων.

4.6.3.6.3 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ

Κατά την φάση αξιολόγησης επενδυτικών έργων, εφαρμόζονται διάφορα κριτήρια, με βάση τα οποία αξιολογούνται, ως προς τα πιθανά αποτελέσματα, τα έργα αυτά. Και στην περίπτωση αξιολόγησης εγκατάστασης φ/β συστήματος, μπορούν να βρουν εφαρμογή τέτοια κριτήρια. Παρακάτω αναφέρονται μερικά απλά τέτοια κριτήρια.

Α) Η ΜΕΘΟΔΟΣ ΤΗΣ SIMPLE PAYBACK

Σύμφωνα με τη μέθοδο αυτή, το επενδυτικό έργο αξιολογείται με βάση το χρόνο κατά τον οποίο ο/οι επενδυτής(τές) θα «πάρουν» πίσω τα χρήματα της αρχικής επένδυσης. Για να υπολογιστεί ο χρόνος αυτός στην περίπτωση που εξετάζεται, εφαρμόζεται η σχέση:

$$SP = \frac{\text{Αρχικά κόστη} - \text{Χάρες}}{\text{Ετήσιες εξοικονομήσεις πόρων} + \text{Χρεολύσια} - \text{Ετήσια κόστη}} \quad 4.124$$

Τα παραπάνω δεδομένα έχουν περιγραφεί στα προηγούμενα, εκτός από τις τυχόν *Χάρες*, οι οποίες δίνονται από το χρήστη.

Β) ΧΡΟΝΟΣ ΜΕΧΡΙ ΤΗΝ ΠΡΩΤΗ ΚΑΘΑΡΗ ΘΕΤΙΚΗ ΤΑΜΕΙΑΚΗ ΡΟΗ

Ο χρόνος αυτός υπολογίζεται με γραμμική παρεμβολή μεταξύ των τιμών των καθαρών ταμειακών ροών, η μία εκ των οποίων είναι αρνητική και η αμέσως επόμενη της είναι θετική. Η μονάδα μέτρησης του χρόνου αυτού, εξαρτάται από τη μονάδα μέτρησης του χρόνου παρακολούθησης των ταμειακών ροών.

Γ) ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ

Το κριτήριο αυτό λαμβάνει υπόψιν τη διαχρονική αξία του χρήματος. Προκειμένου για η καθαρές ταμειακές ροές, προεξοφλητικό επιτόκιο k και αρχική επένδυση I , η καθαρά παρούσα αξία (ΚΠΑ) υπολογίζεται από τον τύπο

$$\text{ΚΠΑ} = \sum_t^n C_t \cdot (1+k)^{-t} - I \quad 4.125$$

Στην περίπτωση που εξετάζεται, οι ταμειακές ροές C_t είναι αυτές μετά φόρων και $k = r^*$.

Δ) ΑΠΟΤΑΜΕΙΥΣΕΙΣ ΕΤΗΣΙΟΥ ΚΥΚΛΟΥ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Για την ΚΠΑ του έργου και για όση διάρκεια έχει αυτό, υπολογίζονται τα ετήσια ποσά που εξοικονομούνται για επιτόκιο ίσο με το προεξοφλητικό επιτόκιο D .

Ε) ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ

Ο δείκτης αυτός φανερώνει πόσο αποδοτικό είναι το έργο. Υπολογίζεται από τη σχέση:

$$PI = \frac{\text{ΚΠΑ}}{I_{cap}} \quad 4.126$$

όπου I_{cap} η αρχική επένδυση (αρχικά κόστη) του έργου, πολλαπλασιασμένα επί την ποσότητα $(1 - r_{debt})$. Ο δείκτης αυτός πρέπει να είναι θετικός και όσο μεγαλύτερος από τη μονάδα, τόσο πιο αποδοτικό είναι το έργο.

4.6.3.6.4 ΜΕΤΟΧΙΚΟ ΚΕΦΑΛΑΙΟ

Το μετοχικό κεφάλαιο είναι το κεφάλαιο που επενδύεται αρχικά από όλους τους μετόχους του επενδυτικού έργου. Το μετοχικό κεφάλαιο είναι:

$$I_{cap} = I \cdot (1 - R_{costs}) \quad 4.127$$

όπου I τα αρχικά κόστη της επένδυσης, όπως δίνονται.

4.6.3.6.5 ΧΡΕΟΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Το χρέος του έργου υπολογίζεται εάν από τα αρχικά κόστη αφαιρεθεί το ποσό I_{cap} . Δηλαδή:

$$Project_{debt} = I - I_{cap} \quad 4.128$$

4.6.3.7 ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΥΤΟΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Σε όλες τις περιπτώσεις των επενδυτικών έργων, εξετάζεται το κατά πόσο μπορούν να καλύπτουν τα έξοδα για την κάλυψη του χρέους τους και να καλύπτουν διάφορα άλλα έξοδα. Ο δείκτης αυτοχρηματοδότησης φανερώνει την ικανότητα αυτή. Υπολογίζεται από το πηλίκο των καθαρών λειτουργικών εισοδημάτων προς το συνολικό χρέος, επαυξημένο με τον νόμιμο τόκο. Δηλαδή:

$$DSC = \frac{\text{Καθαρά Λειτουργικά Εισοδήματα}}{\text{Συνολικό Τοκοφόρο Χρέος}} \quad 4.129$$

Το συνολικό τοκοφόρο χρέος υπολογίζεται ως το άθροισμα των δόσεων για την εξόφληση του χρέους για όσο χρονικό διάστημα θα υπάρχει το χρέος, για επιτόκιο ίσο με r_{debt} . Διαφορετικά, υπολογίζεται ως το αρχικό χρέος, προσαυξημένο με τους τόκους που αναλογούν στη διάρκεια μέσα στην οποία θα πρέπει να εξοφληθεί το χρέος, με επιτόκιο r_{debt} . Δηλαδή:

$$\text{Συνολικό Τοκοφόρο Χρέος} = Project_{debt} \cdot (1 + r_{debt})^{Debt_{term}} \quad 4.130$$

Τα καθαρά λειτουργικά εισοδήματα υπολογίζονται για κάθε περίοδο κατά την οποία εμφανίζονται ταμειακές ροές, ώστε να γίνει κατανοητό στη συνέχεια πώς προκύπτουν οι ταμειακές ροές.

Για να υπολογιστούν οι ετήσιες αποταμιεύσεις-εξοικονομήσεις, λαμβάνεται υπόψιν η ΚΠΑ του έργου. Η σχέση υπολογισμού για τις ετήσιες αποταμιεύσεις-εξοικονομήσεις p , για τη διάρκεια ζωής του έργου PL , για την καθαρά παρούσα αξία του ΚΠΑ και για επιτόκιο ίσο με το προεξοφλητικό επιτόκιο D , είναι η:

$$p = \frac{-ΚΠΑ \cdot D \cdot (1 + D)^{PL}}{(1 + D)^{PL} - 1} \quad 4.131$$

Οι δόσεις d_p που καταβάλλονται για την εξόφληση του χρέους του έργου, υπολογίζονται για όση διάρκεια θα υπάρξει το χρέος αυτό και για το εξοφλητικό επιτόκιο που αναλογεί στο τελευταίο. Δηλαδή:

$$d_p = \frac{-\text{Project}_{debt} \cdot r_{debt} \cdot (1 + r_{debt})^{Debt_{term}}}{(1 + r_{debt})^{Debt_{term}} - 1} \quad 4.132$$

Η κάλυψη του χρέους μπορεί να υπολογιστεί για κάθε έτος, μέχρις την προθεσμία αποπληρωμής του χρέους, δηλαδή λαμβάνεται υπόψιν η δόση αποπληρωμής. Για κάθε έτος για το οποίο πρέπει να καταβληθεί δόση αποπληρωμής, λαμβάνεται υπόψιν η μεγαλύτερη από τις ποσότητες «Συνολικά λειτουργικά έσοδα» και «Λειτουργικά έσοδα προ φόρου». Η πρώτη ποσότητα υπολογίζεται ετήσια, εάν από τη συνολική ταμειακή ροή κάθε έτους, αφαιρεθεί η πρώτη ταμειακή ροή μετά φόρου.

Η δεύτερη ποσότητα υπολογίζεται εάν στην καθαρή ταμειακή ροή κάθε έτους προ φόρου προστεθεί το ποσό που καταβάλλεται ετήσια για την αποπληρωμή του χρέους του έργου. Η ετήσια καθαρή ταμειακή ροή προ φόρου υπολογίζεται εάν από τις συνολικές ετήσιες εισροές κεφαλαίου αφαιρεθούν οι συνολικές ετήσιες εκροές, προ φόρου. Για τον υπολογισμό των ετήσιων εισροών κεφαλαίου, λαμβάνονται υπόψιν οι παρακάτω παράμετροι:

- Η εξοικονόμηση πόρων ενέργειας. Η εξοικονόμηση αυτή υπολογίζεται για κάθε έτος μέχρι το τέλος ζωής του έργου και είναι ίση με μηδέν για το έτος αρχής της ζωής του έργου (θεωρείται ως έτος 0) και ίση με το γινόμενο της ετήσιας εξοικονόμησης ενέργειας, όπως υπολογίστηκε στα προηγούμενα, επί το ποσό εξοικονόμησης ενέργειας (χρηματικές μονάδες ανά λίτρο καυσίμου), όπως έχει δοθεί από το χρήστη, για κάθε ένα από τα επόμενα έτη. Το ποσό εξοικονόμησης ενέργειας είναι 1 για το έτος 0 και ίσο με το γινόμενο του προηγούμενου ποσού εξοικονόμησης, αυξημένο επί το επιτόκιο προσαύξησης του κόστους ενέργειας, όπως έχει δοθεί από το χρήστη. Ο παράγοντας της ετήσιας αύξησης του ποσού εξοικονόμησης ενέργειας είναι $(1 + r_{E-cost})$.
- Η εξοικονόμηση πόρων χωρητικότητας του συστήματος. Η ποσότητα αυτού του είδους της εξοικονόμησης, υπολογίζεται, ετήσια έως το τέλος ζωής του έργου, ως μηδέν για το έτος 0, και ως το γινόμενο του ποσού της εξοικονόμησης χωρητικότητας (ονομαστική χωρητικότητα συστήματος επί το ποσό που εξοικονομείται για τη χωρητικότητα (χρηματικές μονάδες ανά kW), όπως έχουν δοθεί από το χρήστη), αυξημένα (σε ετήσια βάση) κατά τον παράγοντα $(1+f)$.
- Η πίστωση για την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας. Για το έτος 0 η πίστωση αυτή είναι μηδέν, ενώ για κάθε ένα από τα υπόλοιπα έτη έως το τέλος της διάρκειας της πίστωσης αυτής (RE_{credit}^{LC}), εντός της διάρκειας ζωής του έργου, ως

το γινόμενο του εισοδήματος από την πίστωση παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας, RE_{credit} , όπως υπολογίστηκε στα προηγούμενα, επί τον παράγοντα αύξησης για την πίστωση παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας. Ο παράγοντας αυτός είναι 1 για το έτος 0 και για κάθε ένα από τα επόμενα έτη για τα οποία υπάρχει η πίστωση αυτή, είναι ο παράγοντας του προηγούμενου έτους επί τον παράγοντα $(1+r_{RE-credit})$, όπως δίνεται από το χρήστη) της προσαύξησης για την πίστωση παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας.

- Τα έσοδα από την μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου. Τα έσοδα αυτά υπολογίζονται ετήσια για τη διάρκεια πίστωσης της μείωσης αερίων θερμοκηπίου, εντός της διάρκειας ζωής του έργου. Τα έσοδα αυτά είναι το γινόμενο του εισοδήματος από τη μείωση των αερίων θερμοκηπίου, όπως υπολογίζεται στα προηγούμενα, επί τον παράγοντα αύξησης για τη μείωση των αερίων θερμοκηπίου, όπως δίνεται από το χρήστη. Ο παράγοντας αυτός είναι 1 για το έτος 0 και ίσος με τον παράγοντα του προηγούμενου έτους επί τον παράγοντα αύξησης για τη μείωση των αερίων θερμοκηπίου $(1+r_{GHG})$, όπως δίνεται από το χρήστη).
- Η αξία τέλους του έργου. Η αξία αυτή δίνεται από τον χρήστη και για το έτος 0 είναι ίση με την ποσότητα που ορίζει ο πρώτος. Για κάθε ένα από επόμενα έτη, έως το τέλος ζωής του έργου, η ποσότητα αυτή είναι ίση με το γινόμενο της αντίστοιχης ποσότητας του προηγούμενου έτους επί τον παράγοντα $(1+f)$.
- Χάρες και δωρεές. Τέλος, λαμβάνονται υπόψιν και οι τυχόν διάφορες χάρες και δωρεές, όπως τις δίνει ο χρήστης.

Όλοι οι παραπάνω παράμετροι, αθροίζονται για το αντίστοιχο έτος, ώστε να προκύψει η συνολική ταμειακή ροή που αφορά τα εισοδήματα από τη λειτουργία του επενδυτικού έργου κατά το έτος αυτό.

Οι συνολικές εκροές υπολογίζονται λαμβάνοντας υπόψιν τις παρακάτω παραμέτρους:

- Τα αρχικά κόστη. Αυτά δίνονται από το χρήστη για διάφορες δραστηριότητες που αφορούν τα αρχικά έξοδα για την σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου και την υλοποίηση της επένδυσης.
- Τα έξοδα για την τροφοδοσία ενέργειας στην εγκατάσταση. Τα έξοδα αυτά αφορούν την αγορά καυσίμου και ηλεκτρικής ενέργειας για την λειτουργία της εγκατάστασης, όπως υπολογίστηκαν στα προηγούμενα. Για κάθε έτος, όμως, της ζωής του έργου, αυτά αυξάνονται με βάση την τιμή του πληθωρισμού. Για το έτος 0 δεν υπάρχει αύξηση, αλλά από το επόμενο έτος τα έξοδα αυτά πολλαπλασιάζονται κατά έναν παράγοντα $(1+f)^n$, όπου n ο αριθμός του έτους, για $1 \leq n \leq PL$.
- Τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης. Για το έτος μηδέν, τα έξοδα αυτά είναι μηδέν, ενώ για κάθε ένα από τα επόμενα έτη, εντός της διάρκειας ζωής του έργου, υπολογίζονται από τον τύπο $C_{O\&M} \cdot (1+f)^n$, $1 \leq n \leq PL$, όπου $C_{O\&M}$ τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης, όπως τα δίνει ο χρήστης.
- Τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους του έργου. Αυτά τα έξοδα είναι οι ετήσιες δόσεις που καταβάλλονται για την αποπληρωμή του χρέους του έργου και υπολογίζονται από τη σχέση 4.132. Για το έτος 0, τα έξοδα αυτά είναι μηδέν.
- Τα περιοδικά έξοδα. Κάποια έξοδα εμφανίζονται περιοδικά κατά τη διάρκεια ζωής του έργου. Τέτοια έξοδα μπορεί να αφορούν αντικατάσταση μέρους του

εξοπλισμού (π.χ. μπαταρίας) ή της επιθεώρησης του εξοπλισμού. Όταν έχουμε αντικατάσταση της μπαταρίας του συστήματος, στο αντίστοιχο έτος υπολογίζονται τα έξοδα αντικατάστασης (όπως δίνονται από το χρήστη), πολλαπλασιασμένα επί τον παράγοντα $(1+f)^n$, με n τον αριθμό του έτους κατά το οποίο συμβαίνει η αντικατάσταση. Ίδια διαδικασία ακολουθείται και για την περίπτωση επιθεώρησης του εξοπλισμού. Για το έτος κατά το οποίο συμβαίνει η επιθεώρηση, υπολογίζονται τα έξοδα της επιθεώρησης (όπως δίνονται από το χρήστη), επί τον παράγοντα $(1+f)^n$.

Οι καθαρές ταμειακές ροές προ φόρου, υπολογίζονται με τον τρόπο που περιγράφηκε πριν, δηλαδή ως η διαφορά μεταξύ των εισροών και των εκροών κεφαλαίου. Οι εισροές και οι εκροές κεφαλαίου για την περίπτωση που εξετάζεται, υπολογίστηκαν στα προηγούμενα.

Οι καθαρές ταμειακές ροές μετά φόρου, υπολογίζονται εάν αφαιρεθεί ο ανάλογος φόρος από τις εισροές κεφαλαίου και έπειτα αφαιρεθούν και τα αντίστοιχα ετήσια έξοδα. Τα ετήσια έξοδα (εκροές) υπολογίστηκαν στα προηγούμενα. Ο υπολογισμός του φόρου που αναλογεί στα ετήσια έσοδα (εισροές), υπολογίζεται ως εξής:

Για όση διάρκεια ισχύει η περίοδος μειωμένου φορολογικού συντελεστή, εντός της διάρκειας ζωής του έργου, εξετάζεται η περίπτωση να έχει γίνει χρήση του δικαιώματος carryforward⁷. Εάν έχει γίνει κάτι τέτοιο, τότε ο φόρος είναι ίσος με το μηδέν (περίπτωση επιστροφής φόρου) ή ο συνολικός φόρος με χρήση του δικαιώματος carryforward. Όλα τα παραπάνω συνοψίζονται στην έκφραση:

$$\text{Συνολικός φόρος} = \text{MIN}(\text{φόρος με carryforward}, \text{φόρος χωρίς carryforward}, 0)$$

Ο φόρος χωρίς carryforward υπολογίζεται ως το γινόμενο του φορολογικού συντελεστή εισοδήματος επί το καθαρό εισόδημα. Το καθαρό εισόδημα υπολογίζεται με βάση τους εξής παράγοντες:

- Τις καθαρές ταμειακές ροές. Για τον υπολογισμό τους, βλ. προηγούμενα.
- Το μετοχικό κεφάλαιο I_{cap} . Βλ. προηγούμενα για τον υπολογισμό του.
- Οι τόκοι του χρέους του έργου. Αυτοί είναι μηδέν για το έτος 0 και για κάθε ένα από τα επόμενα έτη, εντός της προθεσμίας αποπληρωμής του χρέους του έργου, υπολογίζονται από τη σχέση:

$$a_n = \text{Project}_{debt} \cdot \frac{r_{debt}}{1 - (1 + r_{debt})^{-n}} \quad 4.133$$

με $1 \leq n \leq Debt_{term}$ η n -στη περίοδος αποπληρωμής του χρέους Project_{debt} , με επιτόκιο r_{debt} .

- Η αποσβενόμενη (ή μη) αξία του εξοπλισμού. Η αγορά κάθε μέρους του εξοπλισμού και της εγκατάστασης κοστίζει στον-στους επενδυτή-τές κάποια χρήματα, τα οποία είναι υποχρεωμένοι να δηλώσουν στον ισολογισμό ως στοιχεία ενεργητικού. Για το πρώτο έτος η αξία που δηλώνεται είναι η αξία κτήσης του μέρους αυτού, ενώ για τα επόμενα, λαμβάνει χώρα η λογιστική

⁷ Με απλά λόγια, το δικαίωμα για carryforward είναι το δικαίωμα μεταφοράς κερδών ή ζημιών σε στοιχεία του ισολογισμού σε ένα από τα επόμενα δύο με επτά έτη, με σκοπό τη μείωση της φορολογίας

απόσβεση της αξίας του. Δηλαδή, με την πάροδο του χρόνου η αξία κατοχής του ίδιου μέρους του εξοπλισμού δηλώνεται όλο και μικρότερη τιμή.

Όταν δεν υπάρχει λογιστική απόσβεση και για διάρκεια ζωής του έργου ίση με ένα έτος, η αξία κατοχής του εξοπλισμού είναι ίση με την αρχική δαπάνη του έργου. Για διάρκεια ζωής του μεγαλύτερη του ενός έτους, η λογιστική απόσβεση είναι ίση με μηδέν σε αυτή την περίπτωση.

Στην περίπτωση κατά την οποία λαμβάνεται υπόψιν και η λογιστική απόσβεση, υπάρχουν δύο μέθοδοι για τον υπολογισμό της αποσβενόμενης αξίας: η γραμμική μέθοδος (straight line) και η μέθοδος της αναλογικής απόσβεσης (declining balance). Σύμφωνα με την πρώτη μέθοδο, η αξία μέρους του εξοπλισμού αποσβένεται ισόποσα σε κάθε περίοδο για μια συγκεκριμένη διάρκεια απόσβεσης. Για παράδειγμα, ένα μηχάνημα κόστισε 4.500 € και έχει διάρκεια απόσβεσης 7 έτη. Εάν η λογιστική απόσβεση υπολογίζεται στο τέλος κάθε έτους και το ποσοστό της αξίας για το οποίο θ λάβει χώρα η απόσβεση είναι 100%, τότε η αξία της απόσβεσης για κάθε έτος θα είναι $4.500/7 = 642,86$ €, οπότε και κάθε έτος το μηχάνημα θα «χάνει» αξία ίση με 642,86 €. Στην περίπτωση που εξετάζεται, όταν γίνεται χρήση της γραμμικής μεθόδου απόσβεσης, η περίοδος απόσβεσης (DL) γίνεται γνωστή από το χρήστη, όπως επίσης δίνεται και το ποσοστό της αξίας των αρχικών δαπανών μέχρι το οποίο θα λάβει χώρα η λογιστική απόσβεση (P_{de}). Έτσι, για το έτος 0 η απόσβεση λαμβάνεται ίση με $-(1 - DL) \cdot I$, όπου I η αρχική δαπάνη του έργου. Για κάθε ένα από τα υπόλοιπα έτη για τα οποία ισχύει η περίοδος λογιστικής απόσβεσης, εντός της διάρκειας ζωής του έργου, το ποσό της απόσβεσης είναι ίσο με $-(P_{de} \cdot I)/DL$. Τα πρόσημα «-» φανερώνουν ότι η αντίστοιχη αξία αυτή αφαιρείται τελικά από το συνολικό εισόδημα.

Όταν έχει επιλεγθεί η μέθοδος της αναλογικής λογιστικής απόσβεσης, για κάθε έτος η απόσβεση υπολογίζεται με βάση το ρυθμό απόσβεσης (R_{de}), ο οποίος γίνεται γνωστός από το χρήστη, και το ποσοστό P_{de} μέχρι το οποίο θα αποσβεστεί η αξία που αποσβένεται. Στην περίπτωση αυτή της λογιστικής απόσβεσης, σε κάθε έτος αποσβένεται ένα σταθερό ποσοστό (R_{de}) της αποσβενόμενης αξίας. Για παράδειγμα, έστω $R_{de}=25\%$ και αρχική αξία ίση με 5.000 €. Τότε, για το έτος 1 η απόσβεση θα είναι $5.000 - 0,25 \cdot 5.000 = 3.750$ €. Για το επόμενο έτος, η απόσβεση θα υπολογιστεί στην αποσβενόμενη αξία, όπως αυτή υπολογίστηκε προηγουμένως: $3.750 - 0,25 \cdot 3.750 = 2.812,5$ € κ.ο.κ. Στην περίπτωση που εξετάζεται, για το έτος 0 η απόσβεση θεωρείται ίση με $-(1 - DL) \cdot I$ και έπειτα, για κάθε ένα από τα υπόλοιπα έτη, υπολογίζεται ως το γινόμενο $R_{de} \cdot (\text{αποσβενόμενη αξία προηγούμενου έτους})$.

Και στις δύο μεθόδους, είναι δυνατόν η απόσβεση που υπολογίζεται να πραγματοποιηθεί και να ολοκληρωθεί πριν το τέλος ζωής του έργου. Για τα έτη κατά τα οποία δεν υπάρχει απόσβεση, δεν υπάρχει αλλαγή στην αξία του εξοπλισμού, αλλά παραμένει η ίδια όπως αυτή του τελευταίου έτους για το οποίο είχαμε απόσβεση.

Το καθαρό εισόδημα υπολογίζεται ως το άθροισμα όλων των παραπάνω παραγόντων (στην περίπτωση της λογιστικής απόσβεσης, ουσιαστικά αφαιρείται το ποσό της απόσβεσης, όπως υπολογίζεται).

Η πρώτη συνολική καθαρή ταμειακή ροή θεωρείται ίση με την πρώτη καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων, ενώ για κάθε μία από τις υπόλοιπες, για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου, λαμβάνονται ίσες με το άθροισμα της προηγούμενης ροής συν την καθαρή ταμειακή ροή, μετά φόρων, της τρέχουσας ροής.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ 4^{ου} ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

- [4.1] Γ. Κονταξής, Β. Παπαδιάς, “*Ηλεκτρική Οικονομία*” Σημειώσεις μαθήματος, ΕΜΠ, Αθήνα 2003.
- [4.2] Κ. Ζοπουνίδης, “*Βασικές Αρχές Χρηματοοικονομικού Μάνατζεμντ*”, Πανεστημιακές παραδόσεις, Πολυτεχνείο Κρήτης, Μεσογειακό Αγρονομικό Ινστιτούτο Χανίων (ΜΑΙΧ), Χανιά 2000.
- [4.3] <http://retscreen.gc.ca>, Accesed on 1/3/2005
- [4.4] J. A. Duffie, W. A. Beckman, “*Solar engineering of thermal processes*”, John Willey and sons, Inc, Second edition, 1991
- [4.5] Μ. Μακάριος, “*Σχεδιασμός μικρών αυτόνομων συστημάτων παραγωγής με φωτοβολταϊκά συστήματα*”, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα 1996.
- [4.6] T. Markvart, “*Solar electricity*”, John Willey and sons, Inc, Second edition, 1991

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ 4^{ου} ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

- [4.1] Γ. Κονταξής, Β. Παπαδιάς, “*Ηλεκτρική Οικονομία*” Σημειώσεις μαθήματος, ΕΜΠ, Αθήνα 2003.
- [4.2] Κ. Ζοπουνίδης, “*Βασικές Αρχές Χρηματοοικονομικού Μάνατζμεντ*”, Πανεστημιακές παραδόσεις, Πολυτεχνείο Κρήτης, Μεσογειακό Αγρονομικό Ινστιτούτο Χανίων (ΜΑΙΧ), Χανιά 2000.
- [4.3] <http://retscreen.gc.ca>, Accesed on 1/3/2005
- [4.4] J. A. Duffie, W. A. Beckman, “*Solar engineering of thermal processes*”, John Willey and sons, Inc, Second edition, 1991
- [4.4] Μ. Μακάριος, “*Σχεδιασμός μικρών αυτόνομων συστημάτων παραγωγής με φωτοβολταϊκά συστήματα*”, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα 1996.
- [2.6] www.pv.unsw.edu.au, “*Key center for Photovoltaic Engineering UNSW – Thin Film Solar Cells*”.
- [2.7] M. A. Green, “*Third generation photovoltaics: solar cells for 2020 and beyond*”, www.sciencedirect.com, Physica E: Low-dimensional Systems and Nanostructures, Vol.14, Issues 1-2, pp 65-70, Available online February 2002.
- [2.8] “*Basics of PV*”, www.oja-services.nl/iea-pvps/pv/home.htm
- [2.9] www.iea-pvps.org, “*Literature surney and analysis of non-technical problems for the introduction of building integrated photovoltaic systems*”, Task VII, Report IEA-PVPS 7-01:1999.
- [2.1 0] www.iea-pvps.org, “*TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS – Surney report of selected IEA countries between 1992 and 2002*”, Report IEA-PVPS T1-12:2003.
- [2.1 1] Α. Σαραντέλλης, “*Μελέτη για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκού συστήματος για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλη κλίμακα στη νήσο Λήμνο*”, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα Οκτώβριος 1990.
- [2.1 2] M. Shahidehpour, F. Schwartz, “*Don’t let the sun go down on PV*”, *IEEE power & energy*, Vol. 2, no 3, pp 40-48, May/June 2004.
- [2.1 3] T. Markvart, “*Solar electricity*”, John Wiley & sons, ltd, Second edition, 2004.
- [2.1 4] Μιχ. Π. Παπαδόπουλος, “*Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας*”, Σημειώσεις μαθήματος, ΕΜΠ, Αθήνα 1997.

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ RETScreen

5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στη ενότητα αυτή, θα παρουσιαστεί ένα λογισμικό για την αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων που αφορούν την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φ/β σταθμούς. Το όνομα του λογισμικού αυτού είναι RETScreen και διακινείται ελεύθερα μέσω του διαδικτύου. Ο δικτυακός τόπος όπου είναι διαθέσιμο, φαίνεται στην αναφορά [5.1]. Στη συνέχεια θα γίνει μία σύντομη παρουσίαση του λογισμικού αυτού, καθώς και η περιγραφή του τρόπου με τον οποίο ο(οι) ενδιαφερόμενος(οι) χρήστης(ες) εισάγει(ουν) τα απαραίτητα στοιχεία στο λογισμικό.

5.2 ΓΕΝΙΚΗ ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ RETScreen

Η φωτοβολταϊκή εφαρμογή RETScreen, είναι ένα λογισμικό το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί παντού ανά τον κόσμο. Τα αποτελέσματα που παράγει είναι εύκολα προσιτά στο χρήστη και σχετίζονται με την αποτίμηση της παραγωγής ενέργειας, του κόστους των απαιτούμενων εγκαταστάσεων και τη μείωση των εκπομπών αερίων που συμβάλλουν στην εμφάνιση του φαινομένου του θερμοκηπίου. Όλα αυτά μπορούν να εφαρμοστούν για τρεις βασικές κατηγορίες φ/β συστημάτων: συνδεδεμένων στο κεντρικό δίκτυο παροχής ηλεκτρισμού, μη συνδεδεμένων με το κεντρικό δίκτυο παροχής ηλεκτρισμού και συστήματα άντλησης νερού. Ειδικότερα, για τα συνδεδεμένα συστήματα, το λογισμικό μπορεί να εφαρμοστεί και για τα κεντροποιημένα και τα απομονωμένα συστήματα, ενώ για τα μη συνδεδεμένα μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την αξιολόγηση τόσο των αυτόνομων (με χρήση μπαταριών) συστημάτων, όσο και για τα υβριδικά συστήματα (διαθέτουν και άλλη γεννήτρια εκτός από την ηλιακή).

Η αρχική σελίδα του λογισμικού, αποτελεί μια εισαγωγή στο περιβάλλον του, όπου περιγράφονται σύντομα οι δυνατότητες και οι λειτουργίες που αυτό παρέχει. Ακόμα, υπάρχουν παραπομπές σε διάφορες διαδικτυακές τοποθεσίες για τη λήψη περισσότερων πληροφοριών. Στην ίδια σελίδα υπάρχουν και οι διασυνδέσεις με τα υπόλοιπα μέρη του λογισμικού, τα οποία στην ουσία αποτελούνται από ειδικά μορφοποιημένα φύλλα του πακέτου Excel της Microsoft.

Το κύριο μέρος του λογισμικού αποτελείται από πέντε λογιστικά φύλλα. Αυτά είναι τα ακόλουθα: 1) το Ενεργειακό Μοντέλο, 2) η Ηλιακή Παραγωγή και το Φορτίο του Συστήματος, 3) η Ανάλυση Κόστους, 4) η Ανάλυση Κόστους Μείωσης των Εκπομπών Αερίων Θερμοκηπίου και 5) η Χρηματοοικονομική Ανάλυση.

Παρακάτω θα περιγραφούν σύντομα όλες οι λειτουργίες που προσφέρει το λογισμικό. Ανάλογα με τον τύπο του μελετώμενου συστήματος, προσφέρονται και οι ανάλογες λειτουργίες. Για παράδειγμα, άλλη αντιμετώπιση υπάρχει για σύστημα μη συνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο παροχής ηλεκτρικής ενέργειας και άλλη προκειμένου για συνδεδεμένο σύστημα. Στη συνέχεια θα περιγραφούν αναλυτικά όλες οι λειτουργίες που προσφέρονται για μη συνδεδεμένο σύστημα, αφού είναι και η πιο γενική περίπτωση. Οι διαφορές από το συνδεδεμένο σύστημα είναι ότι:

- α) Δε χρειάζεται μέσο αποθήκευσης (μπαταρίες) της παραγόμενης ενέργειας, αφού η ενέργεια διατίθεται απευθείας στο δίκτυο.
- β) Δεν καθορίζεται από το λογισμικό το μέγεθος της φ/β συστοιχίας, αλλά από το χρήστη, ενώ η ενέργεια που προσφέρεται στο δίκτυο θεωρείται ίση με την ονομαστική ισχύ της συστοιχίας.
- γ) Λαμβάνονται υπόψιν το γεγονός ότι η ενέργεια που προσφέρεται στο δίκτυο είναι μειωμένη κατά τις απώλειες που παρατηρούνται στο μετατροπέα. Για το λόγο αυτό απαιτείται η γνώση του βαθμού απόδοσης του μετατροπέα και ο ρυθμός απορρόφησης της φ/β ενέργειας από το δίκτυο.

Στην περίπτωση που πρόκειται για εφαρμογή άντλησης νερού, είναι λογικό να υπεισέρχονται κάποιες διαφορές σε σχέση με τις άλλες περιπτώσεις συστημάτων. Οι διαφορές αυτές αφορούν τις εξισώσεις που χρησιμοποιούνται. Για τη χρηματοοικονομική ανάλυση, οι εξισώσεις είναι οι ίδιες. Η σημαντικότερη διαφορά εδώ είναι ότι η απαιτούμενη ενέργεια από το σύστημα, αποτιμάται σε υδραυλική απαιτούμενη ενέργεια, μετρούμενη σε Joule. Υπάρχουν ειδικές εξισώσεις για τον υπολογισμό αυτής της ποσότητας ενέργειας, οι οποίες λαμβάνουν υπόψη και διάφορες παραμέτρους, όπως το συντελεστή απωλειών λόγω τριβής στις σωληνώσεις. Οι υπολογισμοί που πραγματοποιούνται, με βάση το βαθμό απόδοσης της αντλίας, καταλήγουν στη μετατροπή της απαιτούμενης ενέργειας σε υδραυλική ενέργεια, μέσω κατάλληλων εξισώσεων, ώστε να μπορούν να χρησιμοποιηθούν άμεσα.

Γενικότερα, το λογισμικό προσφέρει ικανοποιητική βοήθεια σε ότι αφορά τις απαιτούμενες πληροφορίες εισόδου και καθοδηγεί το χρήστη με τρόπο ώστε κάθε φορά να του επισημαίνονται τα στοιχεία που πρέπει να εισάγει.

5.3 ΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ

Στην ενότητα αυτή περιγράφεται το ενεργειακό μοντέλο και ο τρόπος συμπλήρωσής του. Μόλις ο χρήστης εισέλθει στο φύλλο αυτό, του ζητείται να συμπληρώσει κάποια στοιχεία σχετικά με την εξεταζόμενη εφαρμογή. Αυτά είναι: η ονομασία και τοποθεσία εφαρμογής, ο πλησιέστερος σταθμός καιρικών δεδομένων της περιοχής, το γεωγραφικό πλάτος της τοποθεσίας (από -90° έως 90°), η ετήσια ηλιακή ακτινοβολία για κεκλιμένη επιφάνεια (σε MWh/m^2), η ετήσια μέση θερμοκρασία της περιοχής (σε $^\circ\text{C}$, από -20 έως 30). Το λογισμικό στο σημείο εκείνο υπολογίζει την απαιτούμενη ενέργεια για τις εφαρμογές DC και AC ρεύματος για τους εξεταζόμενους μήνες (σε MWh). Εάν πρόκειται για σύστημα άντλησης νερού, υπολογίζεται επιπλέον η απαίτηση νερού για τη χρονική περίοδο που εξετάζεται. Οι εξεταζόμενοι μήνες καθορίζονται στο φύλλο Ηλιακής Παραγωγής και Φορτίου του Συστήματος (βλ. παρακάτω). Η απαίτηση σε ενέργεια για εφαρμογές συνεχούς και εναλλασσόμενου ρεύματος καθορίζεται από τη χρήση του συγκεκριμένου συστήματος και το εκάστοτε απαιτούμενο φορτίο και υπολογίζεται στο φύλλο SR&SL.

5.3.1 ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΑΙ ΤΗΣ ΠΗΓΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Στο ίδιο λογιστικό φύλλο, ζητείται η περιγραφή των χαρακτηριστικών του υπό εγκατάσταση συστήματος. Αρχικά καθορίζεται ο τύπος του συστήματος, δηλαδή εάν είναι συνδεδεμένο με το κεντρικό σύστημα παροχής ηλεκτρισμού (on-grid), μη συνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο (off-grid) ή σύστημα άντλησης νερού (water pumping). Ο τύπος καθορίζεται στο φύλλο Ηλιακής Παραγωγής και Φορτίου του Συστήματος. Ακόμη, ζητείται να δηλωθεί εάν το σύστημα θα διαθέτει επιπλέον γεννήτρια παραγωγής ενέργειας, πέρα από την ηλιακή και τις μπαταρίες. Επιπλέον, ζητείται να καθοριστεί ο τύπος της βασικής πηγής ενέργειας του συστήματος (γεννήτρια, θερμοηλεκτρική γεννήτρια, επέκταση δικτύου, μη επαναφορτιζόμενες μπαταρίες ή άλλος τύπος) και ο τύπος του καυσίμου που αυτή χρησιμοποιεί (φυσικό αέριο, προπάνιο, πετρέλαιο, βενζίνη, κηροζίνη ή άλλος τύπος). Τέλος, ο χρήστης καλείται να εισάγει την ακριβή κατανάλωση της βασικής πηγής, σε lt/kWh .

5.3.2 ΕΠΙΜΕΡΟΥΣ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ

Στη συνέχεια εκτιμάται και προτείνεται η χωρητικότητα, σε KW, του μετατροπέα από DC σε AC. Αυτό γίνεται χρησιμοποιώντας την υπολογιζόμενη αιχμή του φορτίου, η οποία πραγματοποιείται στο φύλλο Ηλιακής Παραγωγής και Φορτίου του Συστήματος. Αιχμή φορτίου θεωρείται το άθροισμα όλων των φορτίων του ίδιου τύπου (π.χ. AC). Έπειτα, ο χρήστης καλείται να εισάγει τη χωρητικότητα του μετατροπέα, την απόδοσή του και τις απώλειες ενέργειας. Στην περίπτωση που περιγράφεται φ/β σύστημα άντλησης νερού, τα χαρακτηριστικά που ζητούνται επιπλέον είναι ο τύπος της χρησιμοποιούμενης αντλίας (AC ή DC) και η απόδοσή της. Εάν δε χρησιμοποιείται επιπλέον πηγή παραγωγής ενέργειας, οι αντίστοιχες πληροφορίες παραλείπονται.

5.3.3 ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Ακολουθεί η περιγραφή των χαρακτηριστικών των μπαταριών που θα χρησιμοποιηθούν στο σύστημα. Ο χρήστης θα περιγράψει τις απαιτήσεις του επιλέγοντας μια από τις επιλογές που του παρέχει το λογισμικό. Έτσι, δίδονται οι ημέρες αυτονομίας που επιθυμεί ο χρήστης για τις μπαταρίες (έως 15), η ονομαστική τάση λειτουργίας της μπαταρίας (σε V), η απόδοση της μπαταρίας, η μέγιστη στάθμη αποφόρτισης, ο έλεγχος της θερμοκρασίας της μπαταρίας (εδώ παρέχονται τρεις επιλογές: περιβάλλοντος, σταθερή, και ελάχιστη) και η ελάχιστη θερμοκρασία της μπαταρίας (σε $^{\circ}\text{C}$) και η ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας (σε Ah). Το λογισμικό εκτιμά εδώ τη μέση υποβάθμιση της μπαταρίας λόγω θερμοκρασίας και την προτεινόμενη ονομαστική χωρητικότητα των μπαταριών (σε Ah). Στην περίπτωση ενός φ/β άντλησης νερού, οι πληροφορίες που αφορούν το σύστημα συσσώρευσης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, παραλείπονται.

5.3.4 ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΟΥ Φ/Β ΠΛΑΙΣΙΟΥ

Στο επόμενο τμήμα του λογισμικού ακολουθεί η περιγραφή του φ/β πλαισίου για το σύστημα που μελετάται. Ο χρήστης επιλέγει τον τύπο των ηλιακών κυττάρων (μονοκρυσταλλικό πυρίτιο, πολυκρυσταλλικό πυρίτιο, άμορφο πυρίτιο, CdTe, CIS ή άλλος τύπος). Συμπληρώνεται και η κατασκευάστρια εταιρεία του φ/β πλαισίου, χωρίς καμιά επίπτωση στους υπολογισμούς. Ακολούθως, δίνεται η ονομαστική απόδοση του πλαισίου, η ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας των ηλιακών κυττάρων (σε °C), ο θερμοκρασιακός συντελεστής του πλαισίου (σε %/°C), ο ελεγκτής του πλαισίου (προσφέρονται δύο επιλογές: ανιχνευτές μέγιστου σημείου λειτουργίας και αναρρίχησης). Ακόμη, συμπληρώνονται οι τυχόν ενεργειακές απώλειες του φ/β πλαισίου. Στο σημείο αυτό το λογισμικό εκτιμά την προτεινόμενη ονομαστική ισχύ του πλαισίου (σε kW_p). Επίσης, συμπληρώνεται η ονομαστική ισχύς του πλαισίου (σε kW_p) και το εμβαδό του (σε m²). Η περιγραφή είναι ίδια και στην περίπτωση αντλητικού συστήματος.

5.3.5 ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΗΣ ΕΠΙΠΛΕΟΝ ΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ

Ακολουθούν τα χαρακτηριστικά της επιπλέον πηγής ενέργειας του συστήματος. Εδώ συμπληρώνονται η απόδοση του φορτιστή από AC σε DC ρεύμα η χωρητικότητα αυτής της πηγής (σε kW), ο τύπος του χρησιμοποιούμενου καυσίμου και η ακριβής κατανάλωση καυσίμου από την πηγή (σε lt/kWh). Το λογισμικό εκτιμά και προτείνει τη χωρητικότητα που πρέπει να έχει η επιπλέον πηγή ενέργειας, σε (kW). Εάν πρόκειται για σύστημα άντλησης νερού, οι πληροφορίες που ζητούνται εδώ περιορίζονται στις απώλειες ισχύος του συστήματος.

5.3.6 ΕΚΤΙΜΗΣΕΙΣ ΕΠΙΜΕΡΟΥΣ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΩΝ

Στη συνέχεια, λαμβάνουν χώρα μια σειρά από εκτιμήσεις. Για την περίοδο που εξετάζεται (σε μήνες), υπολογίζονται η ισοδύναμη DC απαιτούμενη ενέργεια (σε MWh), η παραγόμενη ενέργεια από την επιπλέον πηγή ενέργειας, όταν προέρχεται από πετρέλαιο (σε MWh), η ισοδύναμη DC ενέργεια που δεν επιτυγχάνεται (σε MWh), το ακριβές ποσό ενέργειας που αποφέρει η φ/β εγκατάσταση (σε kWh/m²), ο συνολικός βαθμός απόδοσης της φ/β εγκατάστασης και τέλος η προσφορά ανανεώσιμης ενέργειας από το σύστημα (σε MWh ή kWh).

5.4 ΗΛΙΑΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΑΙ ΦΟΡΤΙΟ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

5.4.1 ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΕΞΕΤΑΖΟΜΕΝΗΣ ΤΟΠΟΘΕΣΙΑΣ ΚΑΙ ΠΡΟΣΑΝΑΤΟΛΙΣΜΟΥ ΤΟΥ Φ/Β ΠΛΑΙΣΙΟΥ

Στο τμήμα αυτό του φύλλου Ηλιακής Παραγωγής και Φορτίου του Συστήματος, καθορίζονται τα γεωγραφικά στοιχεία της τοποθεσίας της εγκατάστασης και ο προσανατολισμός της τελευταίας. Έτσι λοιπόν ζητείται, χωρίς επίπτωση στους υπολογισμούς, ο πλησιέστερος σταθμός παροχής μετεωρολογικών δεδομένων, το γεωγραφικό πλάτος της περιοχής (σε μοίρες, με βόρειο προσανατολισμό), καθορίζεται

η δυνατότητα κίνησης του φ/β πλαισίου, και εάν υπάρχει, καθορίζεται σε πόσους άξονες πραγματοποιείται η κίνηση αυτή, καθορίζεται η κλίση του φ/β πλαισίου (σε μοίρες) και τελικά καθορίζεται το αζιμούθιο του φ/β πλαισίου (σε μοίρες, από 0° έως 180°).

5.4.2 ΜΗΝΙΑΙΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΕΞΕΤΑΖΟΜΕΝΗΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ

Στο τμήμα αυτό του φύλλου Ηλιακής Παραγωγής και Φορτίου του Συστήματος, ζητούνται πληροφορίες σχετικά με την εξεταζόμενη περίοδο. Η είσοδος των δεδομένων πραγματοποιείται για κάθε μήνα που περιλαμβάνεται στην περίοδο αυτή. Έτσι, για κάθε μήνα του έτους που περιλαμβάνεται στην εξεταζόμενη περίοδο, ο χρήστης σημειώνει με «1» στο αντίστοιχο κελί και μηδέν για όποιον μήνα είναι εκτός της συγκεκριμένης περιόδου. Τα στοιχεία που ζητούνται, είναι η μηνιαία μέση ημερήσια ακτινοβολία που φθάνει σε οριζόντια επιφάνεια (σε kWh/m²/day) για την περιοχή που επελέγει και για τον αντίστοιχο μήνα εντός της εξεταζόμενης περιόδου και η αντίστοιχη μέση μηνιαία θερμοκρασία (σε °C). Με βάση τα δεδομένα αυτά, υπολογίζονται η μέση μηνιαία ημερήσια ακτινοβολία που φθάνει στο επίπεδο του φ/β πλαισίου (σε kWh/m²/d) και το μηνιαίο ηλιακό κλάσμα (σε ποσοστό %). Ακόμα, υπολογίζονται η ηλιακή ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο (σε MWh/m²), η ηλιακή ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο (σε MWh/m²) και η μέση θερμοκρασία (σε °C). Τα παραπάνω υπολογίζονται τόσο σε ετήσια βάση, όσο και για την εξεταζόμενη περίοδο.

5.4.3 ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΦΟΡΤΙΟΥ ΤΩΝ ΕΦΑΡΜΟΓΩΝ

Στην τελευταία ενότητα του φύλλου Ηλιακής Παραγωγής και Φορτίου του Συστήματος, υπολογίζονται τα απαιτούμενα ενεργειακά φορτία και των δύο τύπων (AC και DC) για το σύστημα. Στο σημείο αυτό πραγματοποιείται ο καθορισμός του τύπου του συστήματος (εάν θα είναι συνδεδεμένο ή όχι στο κεντρικό δίκτυο). Ο χρήστης καλείται να δώσει μια περιγραφή για την εφαρμογή που απαιτεί τα φορτία αυτά (χωρίς επίπτωση στους υπολογισμούς) και μετέπειτα να καθορίσει τον τύπο του φορτίου (AC ή DC) που απαιτεί η κάθε εφαρμογή. Στη συνέχεια δίδονται πληροφορίες για τη σχέση μεταξύ ηλιακής ακτινοβολίας και φορτίου. Οι περιπτώσεις που εξετάζονται είναι:

- Η συσκευή/εφαρμογή που καταναλώνει ενέργεια, λειτουργεί για όσο υπάρχει ηλιακή ενέργεια να το τροφοδοτεί, χωρίς την παρεμβολή μπαταριών (ο χρήστης επιλέγει την ένδειξη «Positive»).
- Η συσκευή/εφαρμογή που καταναλώνει ενέργεια, έχει την ίδια τιμή κατανάλωσης φορτίου (σταθερό φορτίο) για όλη την ημέρα, κάτι που απαιτεί μπαταρίες (ο χρήστης επιλέγει την ένδειξη «Zero»).
- Η συσκευή/εφαρμογή που καταναλώνει ενέργεια, καταναλώνει ενέργεια, αφού αυτή πρώτα αποθηκευτεί. Αφορά και διακοπτόμενη κατανάλωση φορτίου, π.χ. ψυγείο (ο χρήστης επιλέγει την ένδειξη «Negative»).

Ακόμη, για κάθε εφαρμογή συμπληρώνεται το φορτίο που αυτή καταναλώνει (σε kW), η χρησιμοποίησή της σε ώρες ανά ημέρα (h/d) και η χρησιμοποίησή της σε ημέρες ανά εβδομάδα (d/wk). Τέλος, υπολογίζονται οι απαιτήσεις σε ενεργειακό φορτίο και για τους δύο τύπους (AC και DC) σε kWh για ημερήσια και ετήσια βάση, ενώ υπολογίζεται και η ετήσια αιχμή φορτίου για τον AC τύπο (σε kW).

5.4.3.1 ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΑΝΤΛΗΣΗΣ ΝΕΡΟΥ

Αξιίζει να σημειωθεί πως τα στοιχεία που απαιτούνται για τη συμπλήρωση του φύλλου, είναι σχεδόν ίδια για την περίπτωση μη συνδεδεμένου με το κεντρικό δίκτυο παροχής ηλεκτρισμού συστήματος με αυτό ενός συστήματος που είναι συνδεδεμένο με το τελευταίο. Ειδικά στην περίπτωση του συνδεδεμένου συστήματος, απαιτούνται λιγότερες πληροφορίες γενικά, αφού π.χ. δε χρειάζεται να δοθούν πληροφορίες για το σύστημα συσσώρευσης του φ/β συστήματος (μπαταρίες), λόγω του γεγονότος ότι η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια δεν αποθηκεύεται αλλά διοχετεύεται απευθείας στο δίκτυο.

Στην περίπτωση, όμως, που το περιγραφόμενο φ/β σύστημα προορίζεται για άντληση νερού, υπάρχουν μερικές σημαντικές διαφορές. Οι διαφορές εντοπίζονται στην ενότητα περιγραφής των χαρακτηριστικών του φορτίου. Και σε αυτή τη περίπτωση, όμως, ζητείται προαιρετικά από το χρήστη να δοθεί μια περιγραφή χρήσης του περιγραφόμενου συστήματος άντλησης νερού (π.χ. άρδευση φάρμας, για πότισμα ζώων κλπ). Έπειτα ζητείται ο χαρακτηρισμός του συστήματος (μέσω προσφερόμενων επιλογών), π.χ. για χρήση σε εσωτερικούς χώρους, για άρδευση, για κοπάδια ή άλλη χρήση. Ζητείται έπειτα η μονάδα μέτρησης των μονάδων που θα καταναλώσουν το νερό (π.χ. κατά κεφαλή, κατά άτομο κλπ) και ο αριθμός των μονάδων αυτών. Στη συνέχεια ζητείται η κατανάλωση νερού που πραγματοποιεί κάθε μονάδα, μαζί με τις ανάλογες μονάδες μέτρησης της κατανάλωσης νερού. Στο τέλος, το λογισμικό υπολογίζει την ημερήσια απαίτηση νερού από κάθε εφαρμογή.

Ακολούθως, ο χρήστης καλείται να εισάγει μια σειρά από χαρακτηριστικά για το σύστημα. Αυτά αφορούν την αναρροφητική στάθμη (m), το κατέβασμα της στάθμης του νερού (m), την στάθμη εκκένωσης (m), την στάθμη πίεσης (m) και τις απώλειες λόγω τριβών (%). Τελικά υπολογίζονται η ημερήσια απαίτηση νερού (σε m³/day) και το ισοδύναμο ποσό της απαιτούμενης ενέργειας (ημερήσιο και ετήσιο).

5.5 ΤΟ ΦΥΛΛΟ ΑΝΑΛΥΣΗΣ ΚΟΣΤΟΥΣ

Στο φύλλο αυτό πραγματοποιείται η ανάλυση κόστους που σχετίζεται με την εγκατάσταση του μελετώμενου φ/β συστήματος. Αρχικά επιλέγεται ο τύπος του έργου της φ/β εγκατάστασης, ως τυπικός ή ειδικός. Έπειτα επιλέγονται οι ισοτιμίες στις οποίες θα αναφέρονται τα διάφορα κόστη που αναλύονται, καθώς επίσης και τυχόν επιπρόσθετες αναφορές από το χρήστη (π.χ. δεύτερη ισοτιμία κ.ά.). η κοστολόγηση των διαδικασιών που λαμβάνουν χώρα για την πραγματοποίηση του έργου οργανώνονται σε τρεις ενότητες:

- 1) Αρχικά κόστη
- 2) Ετήσια κόστη
- 3) Περιοδικά κόστη

5.5.1 ΑΡΧΙΚΑ ΚΟΣΤΗ

Η ενότητα με τα αρχικά κόστη του έργου αποτελείται από πέντε υποενότητες. Στην πρώτη υποενότητα συμπληρώνονται τα αρχικά κόστη επένδυσης. Πρώτα

εισάγονται τα κόστη που πηγάζουν από τη μελέτη σκοπιμότητας του έργου. Τα κόστη αυτά περιλαμβάνουν μελέτη της τοποθεσίας εγκατάστασης, του βασικού σχεδιασμού, της ετοιμασίας αναφορών σχετικά με το έργο και τις διάφορες μετακινήσεις των υπευθύνων για διαπραγματεύσεις κτλ. Για παράδειγμα, αν οι διαδικασίες αυτές κοστολογούνται με βάση τις ώρες ενασχόλησης, τότε δίπλα στην κάθε μία από αυτές τις διαδικασίες συμπληρώνεται ο αριθμός των αντίστοιχων ωρών ενασχόλησης και το κόστος για κάθε ώρα ενασχόλησης. Στην ίδια ενότητα συμπληρώνονται και τυχόν διάφορα άλλα έξοδα, καθώς και τα πιθανά κέρδη που θα υπάρξουν. Ας σημειωθεί πως υπάρχει η δυνατότητα σε κάποια δραστηριότητα να χαρακτηριστεί ως πίστωση (credit) ή κόστος (cost), ώστε να γίνουν σωστά οι συνολικοί υπολογισμοί κόστους. Στο τέλος της υποενότητας υπολογίζεται το συνολικό κόστος των διαδικασιών.

Στη δεύτερη υποενότητα διαδικασιών, περιλαμβάνονται οι διαδικασίες ανάπτυξης του έργου. Συγκεκριμένα, στην κατηγορία αυτή έχουμε τα κόστη από αδειοδοτήσεις και εγκρίσεις αιτήσεων, τη συνολική διαχείριση του έργου και πιθανές μετακινήσεις των υπευθύνων για τη διεκπεραίωση τέτοιων διαδικασιών. Και πάλι συμπληρώνεται ο τρόπος κοστολόγησης (π.χ. ανά ώρα ενασχόλησης) και το μοναδιαίο κόστος ενασχόλησης με την κάθε δραστηριότητα. Προβλέπεται και χώρος για τη συμπλήρωση τυχόν έκτακτων εξόδων που αφορούν τις δραστηριότητες αυτές. Στο τέλος λαμβάνονται και εδώ υπόψη τα πιθανά κέρδη, τα οποία λαμβάνονται με κατάλληλο τρόπο υπόψη στους υπολογισμούς του τελικού κόστους αυτών των δραστηριοτήτων.

Η τρίτη υποενότητα διαδικασιών περιλαμβάνει τα κόστη κατασκευής του έργου. Τα κόστη αυτά αφορούν το σχεδιασμό του φ/β συστήματος, το σχεδιασμό της συνολικής υποδομής του συστήματος, την υποδομή των ηλεκτρικών εγκαταστάσεων, τα κόστη διεκπεραίωσης γραφειοκρατικών δραστηριοτήτων και συμβολαίων και την επίβλεψη του έργου. Και εδώ προβλέπεται χώρος για τη συμπλήρωση έκτακτων εξόδων σχετικά με τις δραστηριότητες αυτές και τα πιθανά κέρδη που προκύπτουν από αυτές, ώστε τελικά να υπολογισθεί κατάλληλα το συνολικό τους κόστος.

Στην τέταρτη υποενότητα διαδικασιών, λαμβάνονται υπόψη τα έξοδα που οφείλονται στην απόκτηση του απαραίτητου φ/β εξοπλισμού για την ολοκλήρωση του έργου. Τέτοια έξοδα αποτελούν η κατασκευή στηρικτικής υποδομής των φ/β πλαισίων (σε m^2), η αγορά μετατροπέα και βοηθητικής πηγής ενέργειας (συμπληρώνονται τα χαρακτηριστικά τους, δηλαδή εδώ σε kW ενέργειας προερχόμενης από AC ρεύμα και kW αντίστοιχα), η απόκτηση μπαταριών για τη συσσώρευση ενέργειας (σε kWh), η απόκτηση λοιπού ηλεκτρολογικού εξοπλισμού (π.χ. η ονομαστική ισχύς των φ/β πλαισίων) και η εγκατάσταση του συστήματος και η μεταφορά του εξοπλισμού. Στην περίπτωση αυτή λαμβάνονται υπόψη τα πιθανά κέρδη από τη χρήση της βοηθητικής γεννήτριας ενέργειας για τον υπολογισμό του τελικού κόστους των δραστηριοτήτων αυτών.

Στην πέμπτη υποενότητα προβλέπεται η συμπλήρωση διάφορων εξόδων που δεν εμπίπτουν σε καμμία από τις παραπάνω τέσσερις διαδικασίες, καθώς και τυχόν αποκλίσεις από τις εκτιμήσεις των εξόδων που περιγράφηκαν πριν, ως ποσοστό του συνολικού κόστους όλων αυτών των δραστηριοτήτων.

Αθροίζοντας τα συνολικά κόστη των πέντε υποενοτήτων, προκύπτει το συνολικό αρχικό κόστος του έργου.

5.5.2 ΕΤΗΣΙΑ ΚΟΣΤΗ

Στην ενότητα αυτή περιγράφονται τα ετήσια κόστη (κέρδη) που προκύπτουν από την εφαρμογή του έργου.

Στην πρώτη υποενότητα δραστηριοτήτων περιλαμβάνονται οι ασφαλίσεις για το έργο, οι φόροι και παρόμοια έξοδα καθώς και η μισθοδοσία των απασχολούμενων. Ακόμα, λαμβάνονται υπόψη τυχόν αποκλίσεις από τα διάφορα έξοδα, ως ποσοστό επί των συνολικών εξόδων, οι οποίες περιλαμβάνονται στο συνολικό υπολογισμό, μαζί με τα προσδοκώμενα κέρδη.

Στη δεύτερη υποενότητα, περιλαμβάνονται τα έξοδα από τη χρησιμοποίηση καυσίμου στην επιπλέον γεννήτρια. Τα έξοδα αυτά προέρχονται από το είδος του χρησιμοποιούμενου καυσίμου. Για παράδειγμα, εάν χρησιμοποιείται πετρέλαιο, η μονάδα μέτρησης του καταναλούμενου καυσίμου είναι σε λίτρα («L»). Ο χρήστης εισάγει το μοναδιαίο κόστος για την κάθε μονάδα κατανάλωσης καυσίμου και έτσι υπολογίζεται το συνολικό κόστος του καυσίμου, μαζί με τα πιθανά έξοδα που προκύπτουν από τη μεταφορά του καυσίμου.

5.5.3 ΠΕΡΙΟΔΙΚΑ ΚΟΣΤΗ

Στην ενότητα αυτή, υπολογίζονται τα περιοδικά κόστη (κέρδη) του έργου. Τέτοια έξοδα αναφέρονται στην περιοδική αντικατάσταση των μπαταριών. Ακόμα, λαμβάνονται υπόψη τα έξοδα ή/και τα κέρδη από τη χρησιμοποίηση της επιπλέον γεννήτριας.

Ας σημειωθεί πως με τον υπολογισμό όλων των επιμέρους παραμέτρων κόστους, δίπλα στο σημείο όπου αναγράφεται το σύνολο κάθε υποενότητας δραστηριοτήτων, αναγράφεται και το σχετικό κόστος τους, δηλαδή, το ποσοστό % του κόστους που αναλογεί στην κάθε υποενότητα ως προς το συνολικό κόστος.

5.6 Η ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΚΠΟΜΠΗΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ

Το φύλλο αυτό προσφέρει την ανάλυση κόστους που επιβαρύνει τον προϋπολογισμό του έργου από την προσπάθεια μείωσης των περιβαλλοντικών επιπτώσεων. Η ανάλυση αυτή είναι προαιρετική. Ο χρήστης αποφασίζει με ένα «ναι» ή «όχι» αν οι υπολογισμοί αυτοί θα πραγματοποιηθούν.

Η ανάλυση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου αποσκοπεί στον καθορισμό μιας ισοδύναμης ποσότητας εκπομπής αερίου CO₂, με βάση τα χρησιμοποιούμενα καύσιμα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Κάθε τύπος καυσίμου έχει το δικό του συντελεστή εκπομπής αερίων θερμοκηπίου (ως αέρια θερμοκηπίου που εκπέμπονται από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας εδώ θεωρούνται τα CO₂, N₂O και CH₄). Ο καθορισμός της παραγωγής αερίων θερμοκηπίου από κάθε καύσιμο, πραγματοποιείται λαμβάνοντας υπόψη τη συμμετοχή του κάθε τύπου καυσίμου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (όσο μεγαλύτερη συμμετοχή έχει ένα καύσιμο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο μεγαλύτερη συμμετοχή έχει και στην εκπομπή αερίων θερμοκηπίου).

Η ανάλυση πραγματοποιείται ξεχωριστά για κάθε τύπο εφαρμογής του φ/β συστήματος (συνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο, μη συνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο, αντλητικό σύστημα). Αυτό γίνεται γιατί σε κάθε τύπο συστήματος η ίδια συμμετοχή από ένα καύσιμο μπορεί να έχει ως αποτέλεσμα τη διαφορετική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και άρα διαφορετική τιμή εκπομπής για κάθε αέριο θερμοκηπίου.

5.7 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Στο φύλλο αυτό συνοψίζονται όλοι οι προηγούμενοι υπολογισμοί (του ενεργειακού μοντέλου, της ηλιακής παραγωγής και του φορτίου του συστήματος, της ανάλυσης του κόστους μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου), ενώ πραγματοποιούνται και μερικοί νέοι υπολογισμοί, όπως π.χ. εάν το έργο συμφέρει από οικονομικής πλευράς. Το φύλλο της χρηματοοικονομικής ανάλυσης χωρίζεται σε τέσσερις ενότητες:

- 1) Ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο
- 2) Χρηματοοικονομική παράμετροι
- 3) Κόστη επενδύσεων
- 4) Χρηματοοικονομική αξιολόγηση

5.7.1 ΕΤΗΣΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ

Στο ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο επαναλαμβάνονται πληροφορίες από το πρώτο φύλλο (δηλαδή το ενεργειακό μοντέλο), και αφορούν την τοποθεσία όπου γίνεται η εφαρμογή και το είδος της εφαρμογής (on-grid ή off-grid), την ποσότητα της αποδιδόμενης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (σε MWh), τη χωρητικότητα της επιπλέον γεννήτριας (σε kW), την ονομαστική ισχύ της φ/β συστοιχίας (σε kW_p), την ισοδύναμη ενεργειακή DC απαίτηση (σε MWh), την επιθυμία ή μη του χρήστη για ανάλυση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου και το είδος του καυσίμου που υποκαθίσταται. Εάν ο χρήστης στο φύλλο ανάλυσης κόστους μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου έδωσε καταφατική απάντηση για τη χρήση αυτού του φύλλου, τότε στην υποενότητα αυτή εμφανίζονται επιπλέον η καθαρή μείωση εκπομπών αερίων θερμοκηπίου και η καθαρή μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου για διάρκεια ίση με τη χρονική διάρκεια πίστωσης για τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου.

5.7.2 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΕΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ

Στην υποενότητα αυτή, εξετάζονται διάφορες χρηματοοικονομικές παράμετροι που υπεισέρχονται στο πρόβλημα. Τέτοια παράμετρος είναι τα έξοδα που αποφεύγονται εξαιτίας της ελάττωσης χρήσης υγρών ή αερίων καυσίμων. Η παράμετρος αυτή μετράται σε πίστωση χρηματικών μονάδων ανά λίτρο καυσίμου που εξοικονομείται (π.χ. σε \$/lt). Ακόμα, ο χρήστης εισάγει το κέρδος (σε \$/kWh) για κάθε kWh που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Επίσης, εισάγονται και πληροφορίες όπως ο ρυθμός αύξησης του ενεργειακού κόστους (σε %), ο πληθωρισμός (σε %), το επιτόκιο προεξόφλησης (σε %) και ο κύκλος ζωής του επενδυτικού έργου (σε έτη).

Εάν υπάρχει κάποιο κέρδος ή πιστώσεις από την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, τότε απαιτούνται και νέα στοιχεία. Αυτά είναι ο χρόνος παραγωγής (σε έτη) ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, ο ρυθμός αύξησης (σε %) των κερδών από την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, το κέρδος σε χρηματικές μονάδες ανά τόνο CO₂ που δεν εκπέμπεται από την εγκατάσταση, η διάρκεια (σε έτη) εφαρμογής της πολιτικής μείωσης των αερίων θερμοκηπίου και ο ρυθμός αύξησης των κερδών από την εφαρμογή πολιτικής μείωσης των αερίων θερμοκηπίου. Ακόμα, ο χρήστης καλείται να εισάγει (εάν υπάρχουν) το μοναδιαίο κόστος (σε \$/kWh) που αποφεύχθηκε για την υπερπαραγωγή ενέργειας. Επίσης δίνεται (εάν υπάρχει) και το ετήσιο μοναδιαίο κόστος (σε \$/kW-yr) για κάθε μονάδα χωρητικότητας του συστήματος που συνεισφέρει στην εξυπηρέτηση αιχμής του φορτίου στην περιοχή όπου εγκαθίσταται το φ/β σύστημα (ισχύει για διασυνδεδεμένα με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας φ/β συστήματα).

Ας σημειωθεί πως σε αυτή την υποενότητα ο χρήστης καλείται να συμπληρώσει (εάν υπάρχει) η αναλογία δανεισμού ως προς τα συνολικά αρχικά κόστη (debt ratio), σε %, και, εάν το επιθυμεί, να πραγματοποιηθεί η ανάλυση της φορολόγησης των εσόδων. Εάν υπάρχει επιτόκιο υπερημερίας, τότε ο χρήστης καλείται να συμπληρώσει και το επιτόκιο ανατοκισμού των οφειλών (σε %) και τον ορίζοντα εξόφλησης των οφειλών (σε έτη). Εάν ο χρήστης επιλέξει να υπάρξει ανάλυση της φορολόγησης των εσόδων, τότε καλείται να δώσει επιπλέον στοιχεία, τα οποία είναι το ποσοστό % της φορολόγησης επί των εισοδημάτων, εάν υπάρχουν απώλειες κατά την πρόοδο του έργου, η μέθοδος λογιστικής απόσβεσης που θα ακολουθηθεί, το ποσοστό % της φορολογικής βάσης και το ποσοστό (%) απόσβεσης. Ανάλογα με τα στοιχεία που θα δώσει ο χρήστης, υπολογίζεται και τυπώνεται η περίοδος, σε έτη, για την λογιστική απόσβεση.

Τέλος, ο χρήστης ενημερώνει με ένα «ναι» ή «όχι» για το αν υπάρχει περίοδος χάριτος για τη φορολόγηση των εσόδων από το έργο. Ανάλογα με την απάντηση, συμπληρώνεται και η διάρκεια αυτής της περιόδου, σε έτη.

5.7.3 ΚΟΣΤΗ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ

Σε αυτή την ενότητα συνοψίζονται μερικές πληροφορίες που αφορούν το έργο και υπολογίζονται μερικές καινούριες. Έτσι, παρουσιάζονται περιληπτικά τα αρχικά κόστη του έργου που είχαν υπολογιστεί στο φύλλο Ανάλυσης Κόστους. Στο σημείο αυτό ο χρήστης εισάγει το ποσό (εάν υπάρχει) για δωρεές ή κίνητρα, σε χρηματικές μονάδες.

Στη συνέχεια συνοψίζονται τα υπολογισθέντα περιοδικά κόστη του έργου, όπως αυτά υπολογίστηκαν στο φύλλο Ανάλυσης Κόστους. Το καινούριο εδώ είναι πως προτείνονται τα χρονοδιαγράμματα για το πότε, μέσα στο χρόνο ζωής του επενδυτικού έργου, πρέπει να λαμβάνουν χώρα οι δραστηριότητες που επιφέρουν τα περιοδικά αυτά κόστη. Για παράδειγμα, η αλλαγή μπαταριών στην εγκατάσταση πρέπει π.χ. να γίνεται κάθε δέκα χρόνια, δηλαδή στις χρονιές 10 και 20 από το ξεκίνημα λειτουργίας του έργου, όταν ο χρόνος ζωής του έργου είναι είκοσι χρόνια. Τέτοιο χρονοδιάγραμμα προτείνεται και για την επιθεώρηση της επιπλέον γεννήτριας, όπου είναι δυνατόν να έχουμε και κέρδη από την πρόληψη ζημιών (οπότε το χρονοδιάγραμμα αναφέρεται στο

κάθε πότε θα έχουμε εξοικονόμηση χρημάτων από τη δραστηριότητα αυτή). Επίσης, συνοψίζονται και τα ετήσια κόστη, όπως έχουν υπολογιστεί.

Ακολουθούν τα ετήσια έσοδα και η τυχόν εξοικονόμηση χρημάτων από διάφορες δραστηριότητες. Εδώ συνοψίζονται τα ποσά που εξοικονομούνται από τη χρησιμοποίηση ενέργειας από ΑΠΕ, από την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος του συστήματος, τα έσοδα από την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ και τα έσοδα από τη μείωση εκπομπών αερίων θερμοκηπίου.

5.7.4 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΕΦΙΚΤΟΤΗΤΑ

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται κάποιες παράμετροι, οι οποίες σχετίζονται με χρηματοοικονομικούς υπολογισμούς, καταδεικνύοντας κάποια χαρακτηριστικά για τη βιωσιμότητα του έργου. Αρχικά, εφαρμόζεται η μέθοδος του εσωτερικού βαθμού απόδοσης στα δεδομένα χωρίς πρώτα να έχει εφαρμοσθεί φορολόγηση των οικονομικών στοιχείων του έργου. Η μέθοδος IRR εφαρμόζεται στη συνέχεια και στα οικονομικά στοιχεία μετά τη φορολόγησή τους.

Ακολούθως, εφαρμόζεται η μέθοδος της απλής επανείσπραξης για το επενδυτικό έργο, κατά την οποία υπολογίζεται σε πόσα έτη ο επενδυτής θα εισπράξει πίσω το ποσό της επένδυσής του για το έργο. Έπειτα υπολογίζεται η πιθανή χρονιά, μετά την έναρξη λειτουργίας του έργου, οπότε ο επενδυτής θα λάβει θετική ταμειακή ροή (κέρδος). Ακόμη, εφαρμόζεται το κριτήριο της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ), σύμφωνα με το οποίο συγκρίνεται η παρούσα αξία των προβλεπόμενων καθαρών ταμειακών ροών προερχόμενες από το επενδυτικό έργο με την αρχική του δαπάνη [6.2], με τη σύγκριση να πραγματοποιείται στο χρόνο μηδέν (δηλαδή τη στιγμή που ο επενδυτής πραγματοποιεί τη σύγκριση).¹ Στη συνέχεια υπολογίζονται οι ετήσιες εξοικονομήσεις που επιτυγχάνονται για τη διάρκεια ζωής του έργου, δηλαδή ποιο ποσό θα εξοικονομείται κάθε έτος λειτουργίας του έργου. Εδώ υπολογίζεται ο δείκτης αποδοτικότητας, ο οποίος υπολογίζεται ως ο λόγος της ΚΠΑ του έργου προς τα συνολικά αρχικά κόστη.

Ο χρήστης έπειτα καλείται να απαντήσει εάν επιθυμεί τον υπολογισμό του κόστους για την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμη πηγή και του κόστους που συνεπάγεται η δραστηριότητα μείωσης εκπομπής των αερίων θερμοκηπίου. Ανάλογα με την απάντηση που θα δώσει ο χρήστης, αλλά και σε συνάρτηση με την απάντηση που έδωσε ο ίδιος στο φύλλο Ανάλυσης Εκπομπής Αερίων Θερμοκηπίου, υπολογίζεται το κόστος για τη μείωση των αερίων θερμοκηπίου. Στη συνέχεια υπολογίζεται το χρέος που προκύπτει για το έργο, ως ακολούθως:

$$(\text{αρχικά κόστη}) - (\text{αρχικά κόστη} \cdot \text{προεξοφλητικό επιτόκιο})$$

Στο σημείο αυτό υπολογίζονται οι ετήσιες δόσεις αποπληρωμής του χρέους αυτού, για τη διάρκεια αποπληρωμής του χρέους, όπως έχει ορισθεί πιο πριν (βλ. § 5.7.2). Τέλος, υπολογίζεται το κόστος παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, σε χρηματικές μονάδες ανά χρησιμοποιούμενη μονάδα καυσίμου. Ας σημειωθεί πως στο φύλλο αυτό,

¹ Η σημασία της ΚΠΑ είναι απλή: όταν η ΚΠΑ είναι θετική, τότε το έργο γίνεται αποδεκτό επειδή το άθροισμα (θετικό) των προβλεπόμενων ταμειακών ροών ξεπερνά την αρχική δαπάνη. Μεταξύ δύο έργων, επιλέγεται αυτό που παρουσιάζει τη μεγαλύτερη ΚΠΑ [5.2].

εμφανίζεται ένας πίνακας ο οποίος περιλαμβάνει όλες τις ετήσιες ταμειακές ροές για το έργο, για όλη τη διάρκεια ζωής του. Επιπλέον, στο τέλος του φύλλου, εμφανίζεται ένα γράφημα στο οποίο απεικονίζονται οι ταμειακές ροές του έργου ανά έτος.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ 5^{ου} ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

- [5.1] <http://retscreen.gc.ca>, accessed 1/3/2005
- [5.2] Κ. Ζοπουνίδης, “*Βασικές Αρχές Χρηματοοικονομικού Μάνατζεμντ*”, Πανεστημιακές παραδόσεις, Πολυτεχνείο Κρήτης, Μεσογειακό Αγρονομικό Ινστιτούτο Χανίων (ΜΑΙΧ), Χανιά 2000.

ΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΚΑΙ ΚΕΝΤΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑ ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑ ΣΥΣΣΩΡΕΥΣΗΣ

6.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στη συνέχεια θα παρουσιαστούν κάποια παραδείγματα στα οποία μπορεί να εφαρμοστεί η μεθοδολογία που περιγράφηκε στο Κεφάλαιο 4. Τα παραδείγματα αυτά αφορούν συγκεκριμένες εφαρμογές φωτοβολταϊκών συστημάτων, όπως ορίστηκαν στο πρώτο κεφάλαιο της εργασίας αυτής. Για κάθε παράδειγμα, καθορίζεται ο επιδιωκόμενος στόχος που καλείται να εξυπηρετήσει η εγκατάσταση του φ/β συστήματος και, με βάση όσα περιγράφηκαν στα προηγούμενα, παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά κάθε συστήματος και η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που παραδίδεται από αυτό. Παράλληλα, παρουσιάζεται και ο τρόπος αξιολόγησης της εκάστοτε περίπτωσης εγκατάστασης φ/β συστήματος, με βάση τα χρηματοοικονομικά κριτήρια που περιγράφηκαν στο Κεφάλαιο 4.

Για να είναι όσο το δυνατόν πληρέστερη η κάλυψη όλων των δυνατών περιπτώσεων που μπορεί να αντιστοιχούν στην εγκατάσταση ενός φ/β συστήματος, παρακάτω θα παρουσιαστούν τέσσερις περιπτώσεις προβλημάτων, με τιμές των παραμέτρων οι οποίες ανταποκρίνονται στην πραγματικότητα. Πιο συγκεκριμένα, θα παρουσιαστούν:

- Η περίπτωση εγκατάστασης ενός φ/β συστήματος το οποίο είναι συνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο διανομής, είναι κεντροποιημένο και δε διαθέτει σύστημα συσσώρευσης (μπαταρίες) για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας (παρόν κεφάλαιο).
- Η περίπτωση εγκατάστασης ενός φ/β συστήματος το οποίο είναι συνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο διανομής, είναι απομονωμένο και δε διαθέτει σύστημα συσσώρευσης (μπαταρίες) για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας (Κεφάλαιο 7).
- Η περίπτωση εγκατάστασης ενός μη συνδεδεμένου με το κεντρικό δίκτυο διανομής φ/β συστήματος, το οποίο διαθέτει σύστημα συσσώρευσης (μπαταρίες) για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας (Κεφάλαιο 8).
- Η περίπτωση εγκατάστασης ενός αντλητικού φ/β συστήματος, το οποίο δε διαθέτει σύστημα συσσώρευσης (μπαταρίες) για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας (Κεφάλαιο 9).

6.2. ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Θα διερευνηθεί η αποτελεσματικότητα της χρησιμοποίησης ενός φ/β συστήματος, συνδεδεμένου με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, για να εξυπηρετήσει το μέγεθος του φορτίου αιχμής. Για να γίνει αυτό, εγκαταστάθηκε ένα φ/β σύστημα με έξοδο 80,04 kW_p.

Στη μελέτη που θα γίνει, θα πρέπει να καθοριστεί το κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας από το φ/β σύστημα, έτσι ώστε να επιτευχθεί 10ετής περίοδος επανέσπραξης των δαπανών. Ακόμα, θα εξεταστεί το ενδεχόμενο πώλησης του αντισταθμίματος από τη μείωση εκπομπής CO₂ στη μέθοδο απλής επανέσπραξης.

Πληροφορίες για την τοποθεσία εγκατάστασης

Η τοποθεσία εγκατάστασης βρίσκεται στο Τορόντο του Καναδά και έχει απεριόριστη ακτινοβολία από τον ήλιο. Η φ/β συστοιχία μπορεί να προσανατολιστεί προς το νότο και η κλίση της θα επιλεγεί ώστε να επιτευχθεί μέγιστη ετήσια παραγωγή ενέργειας. Τα υψηλής ποιότητας μονοκρυσταλλικά φ/β πλαίσια θα τροφοδοτούν με την έξοδό τους το δίκτυο μέσω ενός εναλλάκτη.

Χρηματοοικονομικές πληροφορίες

Τα τυπικά χρηματοοικονομικά μεγέθη για την ανάλυση, δίνονται ως εξής: πληθωρισμός 2,5%, κλιμάκωση κόστους ενέργειας 5,0%, ικανότητα δανεισμού 60%, εξοφλητικό επιτόκιο χρέους 8,5%, προεξοφλητικό επιτόκιο 9% και προθεσμία εξόφλησης χρέους 10 έτη. Η εγκατάσταση δεν πληρώνει φόρο εισοδήματος. Η μελέτη σκοπιμότητας, η ανάπτυξη και το μηχανολογικό κομμάτι του έργου προβλέπεται να ανέλθουν στο 10% των συνολικών εξόδων του έργου. Το σύστημα αυτό προβλέπεται να έχει διάρκεια ζωής 25 έτη.

Να υποτεθεί ότι το φ/β σύστημα θα υποκαταστήσει μια εγκατάσταση για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο. Επίσης να υποτεθεί ότι η αποφυγή εκπομπής ενός τόνου ισοδυνάμων εκπομπών CO₂ αποδίδει \$ 25.

Όλα τα παραπάνω δεδομένα καθώς και όλα τα υπόλοιπα δεδομένα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα μελέτη, συνοψίζονται στον Πίνακα 6.1.

Πίνακας 6.1: Δεδομένα του προβλήματος.

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
Χαρακτηριστικά του συστήματος και της πηγής ισχύος				
1)	Τύπος του φ/β συστήματος	on-grid	-	Κεντροποιημένο
2)	Τύπος υποκαθιστούμενου καυσίμου	Φυσικό αέριο	-	-
Επιμέρους χαρακτηριστικά				
3)	Χωρητικότητα εναλλάκτη	$Inv_{capacity} = 72$	KW (AC)	-
4)	Μέση αποδοτικότητα του εναλλάκτη	$n_{inv} = 90$	%	-
5)	Διάφορες απώλειες ισχύος στο σύστημα	$P_{losses} = 0$	%	-
6)	Ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας των ηλιακών κυττάρων	NOCT = 45	°C	-
7)	Θερμοκρασιακός συντελεστής του φ/β πλαισίου	Temp _c = 0,40	%	-
Χαρακτηριστικά του φ/β πλαισίου				
8)	Ονομαστική απόδοση φ/β πλαισίου	$n_{array} = 12,3$	%	από 4 έως 15%
9)	Διάφορες απώλειες πλαισίου	$P_{array-loss} = 5$	%	από 0 έως 20%
10)	Ονομαστική ισχύς του φ/β πλαισίου	$P_{array-nom} = 80,04$	kW _p	-
Χαρακτηριστικά εξεταζόμενης περιοχής				
11)	Τύπος φ/β συστοιχίας	Σταθερή	-	-
12)	Γεωγραφικό πλάτος της τοποθεσίας εφαρμογής της μελέτης (σε βόρειο προσανατολισμό)	$\varphi = 43,7$	°	από -90° έως 90°
13)	Κλίση φ/β πλαισίου	$\beta = 30$	°	από 0° έως 90°
15)	Αζιμούθιο φ/β πλαισίου	$\beta_{az} = 0$	°	από 0° έως 180°
Χρηματοοικονομικές παράμετροι				
16)	Εξοικονομούμενο κόστος ενέργειας	$E_{save} = 0,858$	\$/kWh	-
17)	Πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	$RE_{credit} = 0$	\$/kWh	-
18)	Χρονική διάρκεια της πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ	$RE_{credit}^{lc} = 0$	y (έτη)	-
19)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	$r_{RE-credit} = 0$	%	-
20)	Πίστωση για μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	$GHG_{reduce-credit} = 25$	\$/tn CO ₂	-

Πίνακας 6.1: Δεδομένα του προβλήματος (Συνέχεια).

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
21)	Διάρκεια πίστωσης για τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	$GHG_{reduce-credit}^{lc} = 25$	y (έτη)	-
22)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	$r_{GHG} = 5$	%	-
23)	Επιτόκιο προσαύξησης του κόστους ενέργειας	$r_{E-cost} = 5$	%	-
24)	Αρχικά κόστη	$I = 837.621$	\$	Θα υπολογιστούν στην § 5.2.4.
25)	Πληθωρισμός	$f = 2,5$	%	-
26)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	$D = 9$	%	-
27)	Διάρκεια ζωής έργου (επένδυσης)	$PL = 25$	y (έτη)	-
28)	Αναλογία δανεισμού ως προς τα αρχικά κόστη	$R_{costs} = 60$	%	-
29)	Επιτόκιο εξόφλησης χρεών	$r_{debt} = 8,5$	%	-
30)	Προθεσμία εξόφλησης χρεών	$Debt_{term} = 10$	y (έτη)	-
31)	Ποσοστό επί του φορολογητέου εισοδήματος	$I_{tax} = 0$	%	-
32)	Τυχόν απώλειες carryforward	$cf = 0$	-	-
33)	Φορολογική βάση λογιστικής απόσβεσης	$T_{basis} = 0$	%	-
34)	Περίοδος μειωμένου φορολογικού συντελεστή	-	y (έτη)	-

6.2.1 ΕΝΔΙΑΜΕΣΟΙ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΙ

Η αναζήτηση στοιχείων για την μέση μηνιαία θερμοκρασία της περιοχής και την μηνιαία μέση ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο (\bar{H}) έδωσε τα αποτελέσματα του Πίνακα 6.2.

Το μηνιαίο ηλιακό κλάσμα (δηλαδή το ποσοστό της ενέργειας που προέρχεται από την ηλιακή ενέργεια στη εγκατάσταση) δεν είναι απαραίτητο να υπολογιστεί στην περίπτωση αυτή, αφού το σύστημα είναι διασυνδεδεμένο. Η μηνιαία μέση ημερήσια ακτινοβολία στο επίπεδο της φ/β συστοιχίας, υπολογίζεται παρακάτω με τη διαδικασία που περιγράφεται στην § 4.5.1.3.1.

6.2.1.1 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΗΣ ΜΕΣΗΣ ΜΗΝΙΑΙΑΣ ΗΜΕΡΗΣΙΑΣ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ ΣΤΟ ΕΠΙΠΕΔΟ ΤΗΣ Φ/Β ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ

Τα βασικά μεγέθη που υπολογίζονται αρχικά για κάθε ημέρα της εξεταζόμενης περιόδου, είναι η απόκλιση δ και η ώρα δύσεως του ήλιου ω_s . Τα μεγέθη αυτά υπολογίζονται στην § 4.5.1.3.1, με βάση τη θεώρηση της Μέσης Ημέρας (βλ. τιμές του Πίνακα 4.6).

Πίνακας 6.2: Χαρακτηριστικά εξεταζόμενης περιοχής

Μήνας	Μέση μηνιαία θερμοκρασία T _{mi} (°C)	Μηνιαία μέση ημερήσια ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο, \bar{H} (kWh/m ² /d)
Ιανουάριος	-7,1	1,44
Φεβρουάριος	-6,2	2,22
Μάρτιος	-0,8	3,36
Απρίλιος	6,3	4,5
Μάιος	12,4	5,47
Ιούνιος	17,4	6,0
Ιούλιος	20,5	6,14
Αύγουστος	19,5	5,14
Σεπτέμβριος	15,2	3,75
Οκτώβριος	8,9	2,47
Νοέμβριος	3,1	1,31
Δεκέμβριος	-3,2	1

Η απόκλιση δ υπολογίζεται από τη σχέση (3.1):

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(2\pi \cdot \frac{284 + n}{365}\right)$$

όπου n είναι η τιμή της κατά σύμβαση ημερομηνία της Μέσης Ημέρας για τον αντίστοιχο μήνα (βλ. Πίνακα 6.3).

Για την απόκλιση δ προκύπτει ότι:

Πίνακας 6.3: Οι τιμές του n και της δ για τις Μέσες Ημέρες κάθε μήνα.

Μήνας	n	δ (°)
Ιανουάριος	17	-20,9
Φεβρουάριος	47	-13
Μάρτιος	75	-2,4
Απρίλιος	105	9,4
Μάιος	135	18,8
Ιούνιος	162	23,1
Ιούλιος	198	21,2
Αύγουστος	228	13,5
Σεπτέμβριος	258	2,2
Οκτώβριος	288	-9,6
Νοέμβριος	318	-18,9
Δεκέμβριος	344	-23

Η ώρα ω_s υπολογίζεται ως εξής:

- $\tan \phi \cdot \tan \delta > 1$, τότε $\omega_s = 0$
- $\tan \phi \cdot \tan \delta < -1$, τότε $\omega_s = \pi$

- Σε κάθε άλλη περίπτωση, $\omega_s = \arccos(\tan \phi \cdot \tan \delta)$. Η ώρα ανατολής τότε είναι $-\omega_s$

Υπολογίζεται στη συνέχεια ο μέσος μηνιαίος δείκτης αιθριότητας, από τον τύπο $\bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_{extr0}}$. Για να γίνει αυτό, υπολογίστηκε για κάθε μήνα της περιόδου που εξετάζεται (εδώ όλο το έτος), η μέση μηνιαία εξωγήινη ακτινοβολία, \bar{H}_{extr0} , από τη σχέση (4.51), με S την ηλιακή σταθερά ($S = 1.367 \text{ W/m}^2$) (βλ. § 4.6.1.3.1. για περισσότερες πληροφορίες) και $\phi = 43,7^\circ$:

$$\bar{H}_{extr0} = \frac{24 \cdot 3600 \cdot S}{\pi} \cdot \left(1 + 0,033 \cdot \cos \left(2\pi \cdot \frac{Day}{365} \right) \right) \cdot (\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + \omega_s \cdot \sin \phi \cdot \sin \delta)$$

Τώρα μπορούν να υπολογιστούν η διάχυτη, \bar{H}_{dif} , και η άμεση ακτινοβολία \bar{H}_{dir} που αντιστοιχούν στο \bar{K}_T . Αυτό μπορεί να γίνει μέσω των σχέσεων (4.52), (4.53) και (4.54):

- Εάν $\omega_s \leq 81,4 \cdot \frac{\pi}{180}$:

$$\bar{H}_{dif} = \bar{H}_{extr0} \cdot \bar{K}_T \cdot (1,391 + \bar{K}_T \cdot (-3,56 + \bar{K}_T \cdot (4,189 + \bar{K}_T \cdot (-2,137))))$$

αλλιώς

$$\bar{H}_{dif} = \bar{H}_{extr0} \cdot \bar{K}_T \cdot (1,311 + \bar{K}_T \cdot (-3,022 + \bar{K}_T \cdot (3,427 + \bar{K}_T \cdot (-1,821))))$$

και

$$\bar{H}_{dir} = \bar{H}_{extr0} \cdot \bar{K}_T - \bar{H}_{dif}$$

Στη συνέχεια υπολογίζονται οι ρυθμοί r_t και r_d , όπως φαίνεται από τις σχέσεις (4.56) και (4.57). Μέσω των ρυθμών αυτών, υπολογίζονται οι ωριαίες τιμές (για κάθε ώρα h) της συνολικής H_h και της διάχυτης H_{difh} ακτινοβολίας, από την ώρα ανατολής μέχρι την ώρα δύσεως του ήλιου:

$$H_h = \bar{H} \cdot \frac{r_{t_h}}{r_t} \quad \text{και} \quad H_{difh} = \bar{H}_{dif} \cdot \frac{r_{d_h}}{r_d}$$

με r_{t_h} και r_{d_h} οι ωριαίοι ρυθμοί, μέχρι την ώρα h , προς την ημερήσια συνολική και διάχυτη ακτινοβολία αντίστοιχα (το άθροισμα των r_t και r_d μέχρι την ώρα h).

Τότε, συνολικά, σύμφωνα με τις σχέσεις (4.58) είναι:

$$H = r_t \cdot \overline{H} \quad \alpha)$$

$$H_{dif} = r_d \cdot \overline{H}_{dif} \quad \beta)$$

$$H_b = H - H_d \quad \gamma)$$

Η ζητούμενη ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο, H_{tilted} , υπολογίζεται από τη σχέση (4.61), με $\beta = 30^\circ$:

$$H_{tilted} = H_b \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} + H_d \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + H \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

Στην σχέση αυτή, η γωνία θ_z προκύπτει από τη σχέση (4.62):

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

ενώ η γωνία θ υπολογίζεται όπως στην περίπτωση α) της § 4.5.1.3.1., για σταθερή φ/β συστοιχία. Η μετατροπή B-M για το βόρειο ημισφαίριο, δεν έχει αλλάξει τις τιμές των γωνιών, γιατί $\phi = 43,7^\circ > 0^\circ$. Έτσι, ισχύουν:

$$x_{surf} = \beta = 30^\circ \quad \text{και} \quad \beta_{az-BM} = \beta_{az} = 0^\circ$$

Για τη γωνία θ_{az} η σχέση υπολογισμού της είναι η (4.63):

$$\theta_{az} = \arctan \left(\frac{\sin \omega \cdot \cos \delta}{\cos \omega \cdot \cos \delta \cdot \sin \phi - \sin \delta \cdot \cos \phi} \right)$$

Ας σημειωθεί πως η λευκαύγεια του εδάφους, ρ , είναι 0,7 για θερμοκρασίες κάτω των -5°C και 0,2 για θερμοκρασίες άνω των 0°C . Οι μέσες μηνιαίες θερμοκρασίες φαίνονται στον Πίνακα 6.2. Για θερμοκρασία Temp μεταξύ των θερμοκρασιών αυτών, χρησιμοποιείται γραμμική παρεμβολή, σύμφωνα με την εξίσωση:

$$\rho = Temp \cdot \frac{-0,5}{-5} + 0,7$$

Η παραπάνω διαδικασία, δίνει, για κάθε μήνα που εξετάζεται, τα αποτελέσματα του Πίνακα 6.4.

Η αντίστροφη μετατροπή Braun-Mitchell (B-M) είναι ίδια με την ευθεία μετατροπή, οπότε και πάλι δεν αλλάζουν οι τιμές των γωνιών.

6.2.1.2 ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΕΚΤΑΣΗ ΤΗΣ Φ/Β ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ

Η προτεινόμενη έκταση της φ/β συστοιχίας προκύπτει από τη σχέση (4.27):

$$S_{array} = \frac{P_{array-nom}}{n_{array}} = \frac{80,04 kW_p}{12,3\%} = 650,7 m^2$$

Πίνακας 6.4: Τιμές των παραμέτρων υπολογισμού της ηλιακής ακτινοβολίας.

Μήνας	Μέση Ημέρα (Day)	δ (°)	ρ	H_{tilted} (kWh/m ² /d)	\bar{H}_{extr0} (kWh/m ² /d)	\bar{H} (kWh/m ² /d)	ω_s (rad)	\bar{K}_T	$\cos\theta_{noon}$
Ιανουάριος	17	-20,9	0,7	2,30	3,59	1,44	1,20	0,40	0,82
Φεβρουάριος	47	-13	0,7	3,13	5,11	2,22	1,35	0,43	0,89
Μάρτιος	75	-2,4	0,62	4,05	7,13	3,36	1,53	0,47	0,96
Απρίλιος	105	9,4	0,2	4,82	9,32	4,50	1,73	0,48	1,00
Μάιος	135	18,8	0,2	5,40	10,93	5,47	1,90	0,50	1,00
Ιούνιος	162	23,1	0,2	5,71	11,60	6,00	1,99	0,52	0,99
Ιούλιος	198	21,2	0,2	5,94	11,25	6,14	1,95	0,55	0,99
Αύγουστος	228	13,5	0,2	5,32	9,93	5,14	1,80	0,52	1,00
Σεπτέμβριος	258	2,2	0,2	4,29	7,92	3,75	1,61	0,47	0,98
Οκτώβριος	288	-9,6	0,2	3,23	5,69	2,47	1,41	0,43	0,92
Νοέμβριος	318	-18,9	0,2	1,81	3,94	1,31	1,24	0,33	0,84
Δεκέμβριος	344	-23	0,38	1,46	3,19	1,00	1,15	0,31	0,80

Πίνακας 6.5: Τιμές χαρακτηριστικών παραμέτρων υπολογισμού της ηλιακής ακτινοβολίας, για το 24ωρο της Μέσης Ημέρας του Ιανουαρίου.

Ωρα	$\bar{H}_{dif h}$ (kWh/m ² /d)	$\bar{H}_{dir h}$ (kWh/m ² /d)	H_h (kWh/m ² /d)	H_{tilt-h} (kWh/m ² /d)	r_{th}	r_{dh}	r_t	r_d	θ_z (rad)	θ_{az} (rad)	ω (rad)	$\cos\theta$
0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,73	-2,83	-3,01	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	2,63	-2,32	-2,74	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	2,47	-1,99	-2,48	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	2,29	-1,75	-2,22	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	2,10	-1,55	-1,96	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	1,91	-1,38	-1,70	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	1,73	-1,21	-1,43	0
7	3,366	1,424	4,791	3,463	3,297	4,646	3,297	4,646	1,56	-1,04	-1,17	0,262
8	4,678	3,230	7,908	0,173	5,442	6,456	5,772	6,921	1,40	-0,85	-0,91	0,467
9	8,223	0,074	0,156	0,421	0,108	0,113	0,165	0,182	1,28	-0,63	-0,65	0,635
10	0,107	0,114	0,221	0,421	0,152	0,148	0,318	0,330	1,18	-0,39	-0,39	0,753
11	0,120	0,137	0,257	1,149	0,177	0,166	0,495	0,496	1,13	-0,13	-0,13	0,753
12	0,120	0,137	0,257	1,538	0,177	0,166	0,672	0,662	1,13	0,13	0,13	0,815
13	0,107	0,114	0,221	1,876	0,152	0,148	0,825	0,810	1,18	0,39	0,39	0,753
14	8,223	0,074	0,156	2,125	0,108	0,113	0,933	0,924	1,28	0,63	0,65	0,635
15	4,678	3,230	7,908	2,264	5,442	6,456	0,987	0,988	1,40	0,85	0,92	0,467
16	3,366	1,424	4,791	2,298	3,297	4,646	0,990	0,993	1,56	1,04	1,18	0,262
17	0	0	0	0	0	0	0	0	1,73	1,21	1,44	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	1,91	1,38	1,70	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	2,10	1,55	1,96	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	2,29	1,75	2,23	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	2,47	1,99	2,49	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	2,63	2,32	2,75	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	2,73	2,83	3,01	0

Στον Πίνακα 6.5 φαίνονται οι τιμές των χαρακτηριστικών παραμέτρων υπολογισμού της ηλιακής ακτινοβολίας για κάθε μία ώρα της θεωρούμενης Μέσης Ημέρας, για τον μήνα Ιανουάριο.

6.2.1.3 ΣΥΝΟΛΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΟΥ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Ο συνολικός βαθμός απόδοσης του συστήματος υπολογίζεται από τη σχέση (4.33):

$$n_{PV} = \frac{RE_{dlvd}^{on-grid}}{S_{array} \cdot H_{tilt}} = \frac{97,370 MWh}{650,7 m^2 \cdot 1,45 MWh / m^2} = 10,32\%$$

6.2.1.4 ΕΠΙΜΕΡΟΥΣ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Η ενέργεια από ΑΠΕ που παραδίδεται από το σύστημα, RE_{dlvd}^i , στην περίπτωση αυτή (στις δύο προηγούμενες σχέσεις), υπολογίζεται από τη σχέση (4.34):

$$RE_{dlvd}^{on-grid} = \frac{E_{AC-dlvd}}{1.000} \cdot Abs_{rate} = \frac{97.370 \cdot 100\%}{1.000} = 97,370 MWh$$

με (τιμές της H_{tilted} από τον Πίνακα 5.4):

$$E_{AC-dlvd} = \sum_{m_i} (S_{array} \cdot H_{tilted} \cdot n_{PVmi} \cdot N_{days})_{m_i}$$

Ο συνολικός βαθμός απόδοσης του φ/β συστήματος κάθε μήνα, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$n_{PV m_i} = n_{Tc} \cdot (1 - P_{PV losses}) \cdot (array control index) \cdot (1 - P_{losses})$$

όπου:

n_{Tc} η διορθωμένη απόδοση

$P_{PV losses}$ οι απώλειες ισχύος στη φ/β συστοιχία

$array control index$ ένας δείκτης 1 ή 0,75 ανάλογα με το σύστημα εντοπισμού απωλειών ισχύος (η τιμή 1 για έλεγχο με MPPT).

P_{losses} οι απώλειες ισχύος στο σύστημα

Για τις παραπάνω μεταβλητές, έχουμε:

$$\begin{aligned} n_{Tc} &= MAX \left[\left[n_{array} \cdot (1 - Temp_c \cdot (C_E + T_{m_i} - 25)) \right], 0 \right] = \\ &= MAX \left[\left[12,3\% \cdot (1 - 0,40\% / ^\circ C \cdot (C_E - 7,1 - 25)) \right], 0 \right] \end{aligned}$$

όπου C_E η διορθωμένη θερμοκρασία κατά Evans, η οποία σύμφωνα με τη σχέση (4.76) είναι:

$$C_E = (219 + 832 \cdot \overline{K_T}) \cdot CF_E \cdot \frac{(NOCT - 20)}{800} = (219 + 832 \cdot 0,4) \cdot 0,860 \cdot \frac{(45 - 20)}{800} = 14,8^\circ C$$

όπου ο συντελεστής διόρθωσης Evans προέκυψε από τη σχέση (4.78):

$$\begin{aligned} CF_E &= 1 - 0,000117 \cdot \left[(x^* - x_{surf-noon}) \cdot \frac{180}{\pi} \right]^2 = 1 - 0,000117 \cdot \left[((\phi - \delta) - 0,52) \cdot \frac{180}{\pi} \right]^2 = \\ &= 1 - 0,000117 \cdot \left[((0,7623 + 0,3646) - 0,52) \cdot \frac{180}{\pi} \right]^2 = 1 - 0,1416 \approx 0,860 \end{aligned}$$

Ο δείκτης αιθριότητας $\overline{K_T}$, στην παραπάνω σχέση, υπολογίστηκε ίσος με 0,40. Συνεπώς, προκύπτει ότι:

$$\begin{aligned} n_{Tc} &= MAX \left[\left[n_{array} \cdot (1 - Temp_c \cdot (C_E + T_{mi} - 25)) \right], 0 \right] = \\ &= MAX \left[\left[12,3\% \cdot (1 - (0,40\% / ^\circ C \cdot (C_E - 7,1^\circ C - 25))) \right], 0 \right] = \\ &= MAX \left[\left[12,3\% \cdot (1 - (0,40\% / ^\circ C \cdot (14,8^\circ C - 7,1^\circ C - 25))) \right], 0 \right] = 13,15\% \end{aligned}$$

Έτσι, για το μήνα Ιανουάριο είναι:

$$\begin{aligned} n_{PV_{mi}} &= n_{Tc} \cdot (1 - P_{array-loss}) \cdot (array\ control\ index) \cdot (1 - P_{losses}) = 13,15\% \cdot (1 - 0\%) \cdot 1 \cdot (1 - 5\%) = \\ &= 12,49\% \end{aligned}$$

Για όλη την εξεταζόμενη περίοδο, η παραπάνω διαδικασία δίνει τα αποτελέσματα του Πίνακα 6.6. Με βάση τις τιμές του πίνακα αυτού, προκύπτει για την $E_{AC-dlvd}$ για το μήνα Ιανουάριο:

$$E_{AC-dlvd} = S_{array} \cdot H_{tilted} \cdot n_{PV_{mi}} \cdot n_{inv} \cdot N_{days} = 650,7 m^2 \cdot 2,30 kWh / m^2 / d \cdot 12,49\% \cdot 0,9 \cdot 31 = 5.215,25 kWh$$

Με την ίδια διαδικασία προκύπτουν και οι τιμές για την $E_{AC-dlvd}$ για όλη την εξεταζόμενη περίοδο. Λαμβάνοντας υπόψιν ότι $Abs_{rate} = 100\%$ (από το χρήστη), τα αποτελέσματα για την παραδιδόμενη ενέργεια από το σύστημα, τύπου AC, φαίνονται στον Πίνακα 6.7.

Η περίσσεια σε ενέργεια από ΑΠΕ που είναι διαθέσιμη, είναι ίση με μηδέν, καθώς ο ρυθμός απορρόφησης από τη συστοιχία είναι ίσος με 100%, και άρα δεν

υπάρχει περίσσεια ενέργειας από ΑΠΕ. Ας σημειωθεί πως περίσσεια ενέργειας από ΑΠΕ έχουμε μόνον σε περίπτωση συστήματος συνδεδεμένου με το κεντρικό δίκτυο διανομής και ο ρυθμός Abs_{rate} δεν είναι ίσος με 100%.

Πίνακας 6.6: Χαρακτηριστικά του φ/β συστήματος για την εξεταζόμενη περίοδο.

Μήνας	Βέλτιστη κλίση (rad)	Συντελεστής Διόρθωσης Evans (°)	Διορθωμένη Θερμοκρασία (Tc-Ta) Evans (C)	Διορθωμένη Απόδοση (%)	Συνολική Απόδοση της φ/β συστοιχίας (%)
Ιανουάριος	1,13	0,860	14,8	13,15%	12,49%
Φεβρουάριος	0,99	0,917	16,6	13,02%	12,37%
Μάρτιος	0,80	0,970	18,5	12,66%	12,03%
Απρίλιος	0,60	0,998	19,4	12,27%	11,65%
Μάιος	0,43	0,997	19,8	11,95%	11,35%
Ιούνιος	0,36	0,990	20,1	11,69%	11,10%
Ιούλιος	0,39	0,993	20,9	11,49%	10,92%
Αύγουστος	0,53	1,000	20,3	11,57%	10,99%
Σεπτέμβριος	0,72	0,985	18,9	11,85%	11,26%
Οκτώβριος	0,93	0,936	17,0	12,26%	11,64%
Νοέμβριος	1,09	0,876	13,6	12,71%	12,08%
Δεκέμβριος	1,17	0,842	12,6	13,07%	12,41%

Πίνακας 6.7: Επιμέρους χαρακτηριστικά του φ/β συστήματος για την εξεταζόμενη περίοδο.

Μήνας	H_{tilted} (kWh/m ² /d)	Συνολική Απόδοση της φ/β συστοιχίας (%)	Απόδοση του εναλλάκτη	Αριθμός ημερών του εξεταζόμενου μήνα	Παραδιδόμενη ενέργεια από το φ/β σύστημα, τύπου AC (kWh)
Ιανουάριος	2,3	12,49%	0,9	31	5.215,25
Φεβρουάριος	3,13	12,37%	0,9	28	6.345,42
Μάρτιος	4,05	12,03%	0,9	31	8.851,20
Απρίλιος	4,82	11,65%	0,9	30	9.863,90
Μάιος	5,4	11,35%	0,9	31	11.125,00
Ιούνιος	5,71	11,10%	0,9	30	11.142,24
Ιούλιος	5,94	10,92%	0,9	31	11.784,89
Αύγουστος	5,32	10,99%	0,9	31	10.628,02
Σεπτέμβριος	4,29	11,26%	0,9	30	8.484,67
Οκτώβριος	3,23	11,64%	0,9	31	6.825,01
Νοέμβριος	1,81	12,08%	0,9	30	3.845,41
Δεκέμβριος	1,46	12,41%	0,9	31	3.288,99

6.2.2 ΤΕΛΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιασθούν τα τελικά αποτελέσματα (δεδομένα εξόδου), τα οποία προκύπτουν με βάση την ανάλυση στο Κεφάλαιο 4 και την βοήθεια των υπολογισμών που πραγματοποιήθηκαν στην προηγούμενη παράγραφο. Όλα τα αποτελέσματα συνοψίζονται στον Πίνακα 6.4.

6.2.2.1 ΜΕΣΗ ΕΤΗΣΙΑ ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑ

Η μέση ετήσια θερμοκρασία της περιοχής, σύμφωνα με τα δοθέντα δεδομένα, προκύπτει ίση με (σχέση (4.20)):

$$T_y = \frac{\sum_{i=1}^{12} T_{m_i}}{12} = \frac{-7,1 - 6,2 - 0,8 + 6,3 + 12,4 + 17,4 + 20,5 + 19,5 + 15,2 + 8,9 + 3,1 - 3,2}{12} = 7,2^{\circ}\text{C}$$

ενώ η μέση θερμοκρασία για την εξεταζόμενη περίοδο, συμπίπτει με την ετήσια, καθώς η εξεταζόμενη περίοδος είναι όλο το έτος.

6.2.2.2 ΕΤΗΣΙΑ ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ ΣΕ ΟΡΙΖΟΝΤΙΟ ΕΠΙΠΕΔΟ

Η ετήσια ακτινοβολία σε οριζόντια επιφάνεια υπολογίζεται από σχέση (4.40) με τη βοήθεια των τιμών του Πίνακα 6.2. Ο αριθμός των ημερών κάθε μήνα συμβολίζεται με Ndays.

$$H_{hor} = \frac{\sum_{m_i=1}^{12} (Ndays \cdot \bar{H} \cdot 3,6)_{m_i}}{3,6 \cdot 1.000} =$$

$$= \frac{(31d \cdot 1,44kWh / m^2 / d \cdot 3,6) + (28d \cdot 2,22kWh / m^2 / d \cdot 3,6) + \dots + (31d \cdot 1kWh / m^2 / d \cdot 3,6)}{3.600} =$$

$$= 1,30 MWh / m^2$$

η οποία συμπίπτει με την αντίστοιχη ακτινοβολία για την εξεταζόμενη περίοδο, καθώς η εξεταζόμενη περίοδος είναι όλο το έτος.

6.2.2.3 ΕΤΗΣΙΑ ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ ΣΕ ΚΕΚΛΙΜΕΝΟ ΕΠΙΠΕΔΟ

Η ετήσια ακτινοβολία σε κεκλιμένη επιφάνεια προκύπτει από τη σχέση (4.42) με τη βοήθεια των τιμών του Πίνακα 6.4. Ο αριθμός των ημερών κάθε μήνα συμβολίζεται με Ndays.

$$H_{tilt} = \frac{\sum_{m_i=1}^{12} (Ndays \cdot H_{tilted})_{m_i}}{3,6 \cdot 1.000} =$$

$$= \frac{(31d \cdot 2,30kWh / m^2 / d) + (28d \cdot 3,13kWh / m^2 / d) + \dots + (31d \cdot 1,46kWh / m^2 / d)}{3.600} =$$

$$= 1,45 MWh / m^2$$

η οποία συμπίπτει με την αντίστοιχη ακτινοβολία για την εξεταζόμενη περίοδο (εδώ όλο το έτος).

6.2.2.4 ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ΤΟΥ ΕΝΑΛΛΑΚΤΗ

Η προτεινόμενη χωρητικότητα του εναλλάκτη (από DC σε AC), σε kW, προκύπτει από τη σχέση (4.26), για συνδεδεμένο φ/β σύστημα:

$$Inv_{capacity} = P_{array-nom} \cdot n_{inv} = 80,04kW_p \cdot 90\% = 72 kW$$

6.2.2.5. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΕΣ ΑΠΟΛΑΒΕΣ ΑΠΟ ΤΟ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑ

Οι ακριβείς ενεργειακές απολαβές από την εγκατάσταση υπολογίζονται από τη σχέση (4.26):

$$E_{PV-yield} = \frac{RE_{dhd}^{on-grid}}{S_{array}} = \frac{97.370,309kWh}{650,7m^2} = 149,6 kWh / m^2$$

Πίνακας 6.8: Σύνοψη τελικών αποτελεσμάτων.

Περιγραφόμενο Μέγεθος	Σύμβολο	Τιμή μεγέθους
Μέση θερμοκρασία	T_y	7,2 °C
Ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο	H_{hor}	1,30 MWh/m ²
Ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο	H_{tilt}	1,45 MWh/m ²
Έκταση φ/β συστοιχίας	S_{array}	650,7 m ²
Χωρητικότητα εναλλάκτη	$Inv_{capacity}$	72 kW _p
Ενεργειακές απολαβές από το φ/β σύστημα	$E_{PV-yield}$	149,6 kWh/m ²
Συνολικός βαθμός απόδοσης του φ/β συστήματος	n_{PV}	10,32 %

6.2.3 ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ

Στην περίπτωση που εξετάζεται, γίνεται η υπόθεση ότι το κόστος της μελέτης σκοπιμότητας του έργου είναι \$ 10.000, η ανάπτυξη του έργου θα κοστίσει \$15.000 και το μηχανολογικό κομμάτι του έργου θα κοστίσει 55.000\$. το σύνολο αυτών των δραστηριοτήτων είναι ίσο με \$ 80.000.

Η αγορά του εξοπλισμού της φ/β εγκατάστασης, με ονομαστική ισχύ 80,04 kW_p, με κόστος \$ 5.750 για κάθε kW_p, προβλέπεται να κοστίσει \$ 460.230. Τα έξοδα για την κατασκευή στήριξης της φ/β συστοιχίας, υπολογίζεται να ανέλθουν στα \$ 65.073 (\$ 100 το m² για κάθε ένα από τα 650,7 m² της συνολικής ονομαστικής έκτασης), η αγορά του εναλλάκτη θα κοστίσει \$ 72.000 (\$1.000 ανά kW AC ονομαστικής ισχύος), η εγκατάσταση του συγκεκριμένου συστήματος θα κοστίσει \$ 120.060 (\$ 1.500 ανά kW_p ονομαστικής ισχύος). Η εκπαίδευση προσωπικού 65 ατόμων που θα εργάζεται στην εγκατάσταση, θα κοστίσει \$ 390 (\$ 6 ανά άτομο). Τέλος, λαμβάνεται υπόψιν ότι μπορεί να υπάρξουν διακυμάνσεις στα παραπάνω ποσά, ίσες με το 5% του συνολικού ποσού αυτών. Αυτό ανέρχεται στα $5\% \cdot 797.360 = \$ 39.868$.

Πίνακας 6.9: Σύνοψη αρχικών δαπανών για την υλοποίηση του έργου.

a/a	Δραστηριότητα του έργου	Μοναδιαίο κόστος δραστηριότητας (\$)	Συνολικό κόστος δραστηριότητας (\$)
1)	Μελέτη σκοπιμότητας	10.000	10.000
2)	Ανάπτυξη του έργου	15.000	15.000
3)	Μηχανολογικό κομμάτι του έργου	55.000	55.000
Σύνολο		-	80.000
4)	Αγορά εξοπλισμού με ονομαστική ισχύ 80,04 kW _p	5.750 ανά kW _p	460.230
5)	Κατασκευή στήριξης υποδομής για έκταση 650,7 m ²	100 ανά m ²	65.073
6)	Αγορά εναλλάκτη των 72 kW	1.000 ανά kW	72.000
7)	Εκπαίδευση προσωπικού 65 ατόμων	6 ανά άτομο	390
Σύνολο		-	797.360
Διακυμάνσεις στο ανωτέρω ποσό		5% των 797.360	39.868
Σύνολο		(797.360 + 39.868)	837.228
Γενικό σύνολο		-	917.228
Ετήσια κόστη		Εργασίες λειτουργίας και συντήρησης	880 ανά έτος
Περιοδικά κόστη		Συντήρηση/αντικατάσταση εναλλάκτη	50.000 ανά 12 έτη

Τα ετήσια κόστη λειτουργίας της εγκατάστασης, προβλέπεται να προέρχονται μόνον από τις εργασίες λειτουργίας και συντήρησης του εξοπλισμού, με χρέωση \$ 55 ανά ώρα που απαιτείται για τις εργασίες αυτές, οπότε τα έξοδα αυτά είναι \$ 880 ανά έτος.

Τα περιοδικά κόστη λειτουργίας της εγκατάστασης προβλέπεται να προέρχονται από την περιοδική συντήρηση ή/και αντικατάσταση του εναλλάκτη του συστήματος. Αυτό προβλέπεται να συμβαίνει κάθε 12 έτη, με συνολικό κόστος \$ 50.000.

Η σύνοψη των δραστηριοτήτων αυτών φαίνεται στον Πίνακα 6.9

6.2.3.1 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΚΠΟΜΠΗΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ

Η ανάλυση αυτή, θα πραγματοποιηθεί με γνώμονα τη διαδικασία που περιγράφηκε στην § 4.5.2. επειδή η προς εγκατάσταση φ/β μονάδα αποσκοπεί στο να υποκαταστήσει μέρος της ενέργειας που παράγεται από φυσικό αέριο στην εξεταζόμενη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, απαιτείται να γνωρίζουμε τους αντίστοιχους συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου. Αυτοί φαίνονται στον Πίνακα 4.6 και για το φυσικό αέριο είναι:

	CO ₂ (kg/GJ)	CH ₄ (kg/GJ)	N ₂ O (kg/GJ)
Φυσικό αέριο	56,1	0,003	0,001

Στην περιγραφόμενη μονάδα, η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται αποκλειστικά από φυσικό αέριο, άρα η σύσταση του αρχικού μίγματος παραγωγής ενέργειας, είναι 100% από φυσικό αέριο.

Η απόδοση μετατροπής του φυσικού αερίου σε ενέργεια, όπως φαίνεται στον Πίνακα 4.7, είναι ίση με 45%. Οι απώλειες μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας (T-D) θεωρούνται ίσες με 8%, οπότε για τον υπολογισμό του συντελεστή ισοδύναμης εκπομπής CO₂ του φυσικού αερίου (στο αρχικό σύστημα), GHG_{i-base}, από τη σχέση (4.109) προκύπτει ότι:

$$GHG_{i-base} = (G_{CO_2} + G_{CH_4} \cdot 21 + G_{N_2O} \cdot 310) \cdot \frac{1}{n_{fuel_i}} \cdot \frac{1}{1 - J_{T-D}} =$$

$$[56,1 \text{ kg / GJ} + (0,003 \text{ kg / GJ} \cdot 21 t_{CO_2}) + (0,001 \text{ kg / GJ} \cdot 310 t_{CO_2})] \cdot \frac{1}{0,45} \cdot \frac{1}{1 - 8\%} =$$

$$136,408 \text{ kg / GJ} \cdot \frac{3,6}{1.000} \Rightarrow GHG_{i-base} = 0,491 \text{ t}_{CO_2} / MWh$$

Ο συντελεστής $\frac{3,6}{1.000}$ λήφθηκε υπόψιν για τον υπολογισμό του GHG_{i-base} σε t_{CO_2} / MWh (μετατροπή των kg/GJ σε t/MWh). Επειδή το φυσικό αέριο είναι το μόνο

καύσιμο που χρησιμοποιείται στη μονάδα, το GHG_{i-base} του θα ισούται με τον GHG_{F-base} . Σύμφωνα με τη σχέση (4.112), είναι:

$$GHG_{F-g} = \sum_i \left(\frac{p_{i,g} \cdot GHG_{i,g}}{n_{fuel_{i,g}} \cdot (1 - J_{T-D,i})} \right)$$

με μοναδικό καύσιμο το φυσικό αέριο ($p_{i,g}=100\%$), άρα και:

$$GHG_{F-CO_2} = \sum_i \left(\frac{p_{i,g} \cdot GHG_{i,g}}{n_{fuel_{i,g}} \cdot (1 - J_{T-D,i})} \right) = \frac{1 \cdot 56,1 \text{ kg} / GJ}{0,45 \cdot (1 - 0,08)} = 135,5 \text{ kg} / GJ$$

Με όμοιο τρόπο προκύπτουν και οι GHG_F για τα υπόλοιπα αέρια θερμοκηπίου:

$$GHG_{F-CH_4} = 0,0072 \text{ kg} / GJ \quad \text{και} \quad GHG_{F-N_2O} = 0,0024 \text{ kg} / GJ$$

Για τη δομή του προτεινόμενου συστήματος, η φ/β εγκατάσταση προορίζεται να υποκαταστήσει πλήρως τη μονάδα του φυσικού αερίου, οπότε η σύσταση του νέου συστήματος θα αποτελείται από 100% ηλιακή ενέργεια. Εδώ οι απώλειες T-D θεωρούνται ίσες με 4%. Η μετατροπή της ηλιακής ενέργειας, ως καυσίμου, σε ηλεκτρική, θεωρείται ίση με 100%, ενώ οι συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου είναι όλοι μηδέν (η ηλιακή ενέργεια δεν εκπέμπει αέρια θερμοκηπίου). Αφού όλοι οι συντελεστές είναι μηδέν, και ο συνολικός ισοδύναμος συντελεστής εκπομπής CO_2 , $GHG_{F-proposed}$ θα είναι μηδέν.

Η ετήσια παραδιδόμενη ενέργεια από το σύστημα, επειδή πρόκειται για συνδεδεμένη εγκατάσταση στο κεντρικό δίκτυο και κεντροποιημένη, δίνεται από τη σχέση:

$$E_{annual} = \left[RE_{dlvd}^{on-grid} + \frac{E_{AC-dlvd}}{1000} \cdot (1 - Abs_{rate}) \right] \cdot (1 - J_{T-D}) =$$

$$= [97,370 \text{ MWh} + 0] \cdot (1 - 4\%) = 93,475 \text{ MWh}$$

Η ετήσια μείωση του ισοδύναμου συντελεστή εκπομπής CO_2 , υπολογίζεται με τη σχέση (4.113):

$$GHG_{net-red-yr} = \sum (GHG_{F-base} - GHG_{F-proposed}) \cdot E_{annual-dlvd} =$$

$$= (0,491 t_{CO_2} / MWh - 0 t_{CO_2} / MWh) \cdot 93,475 \text{ MWh} = 45,9 t_{CO_2}$$

6.2.4 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Στην ενότητα αυτή θα πραγματοποιηθεί η χρηματοοικονομική ανάλυση για το προτεινόμενο επενδυτικό έργο (εγκατάσταση φ/β μονάδας). Για αρχή, υπολογίζεται η συνολική μείωση εκπομπής CO₂ για τη διάρκεια ζωής του έργου, με βάση το συνολικό ισοδύναμο συντελεστή εκπομπής CO₂. Η διάρκεια ζωής του έργου είναι PL = 25 έτη, οπότε για ετήσια μείωση εκπομπής CO₂ ίση με 45,9 τόνους CO₂, όπως υπολογίστηκε πριν, η συνολική μείωση θα είναι 25·45,9 = 1.147,5 τόνοι CO₂. Επειδή και η διάρκεια για την πίστωση μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου είναι επίσης 25 έτη, η συνολική μείωση εκπομπής CO₂ θα είναι ακριβώς η ίδια.

6.2.4.1 ΕΤΗΣΙΑ ΕΞΟΔΑ

Τα περιοδικά αυτά κόστη προέρχονται από τη συντήρηση/αντικατάσταση του εναλλάκτη (που πραγματοποιείται κάθε 12 έτη). Τα ετήσια κόστη από τη λειτουργία της εγκατάστασης και τις εργασίες συντήρησης, δίνονται ίσα με 880\$.

Το ετήσιο χρεολύσιο για την εξόφληση του χρέους του έργου, υπολογίζεται από τη σχέση (4.130):

$$d_p = \frac{-\text{Project}_{\text{debt}} \cdot r_{\text{debt}} \cdot (1 + r_{\text{debt}})^{\text{Debt}_{\text{term}}}}{(1 + r_{\text{debt}})^{\text{Debt}_{\text{term}}} - 1} = \frac{\$502.573 \cdot 8,5\% \cdot (1 + 8,5\%)^{10}}{(1 + 8,5\%)^{10} - 1} = \$76.596$$

Ο τρόπος υπολογισμού του χρέους του έργου, Project_{debt}, φαίνεται στη συνέχεια, στην παράγραφο 6.2.6.1.6.

6.2.4.2 ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ

Τα ετήσια έσοδα ή οι πιστώσεις του έργου, προέρχονται από την εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος και παραγωγής ενέργειας του συστήματος, καθώς και από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου. Πιο αναλυτικά, στην εξεταζόμενη περίπτωση έργου, οι πιστώσεις από την εξοικονόμηση ενέργειας, υπολογίζεται από τη σχέση (4.118):

$$E_{\text{saving}} = RE_{\text{dlvd}}^{\text{on-grid}} \cdot E_{\text{save}} + RE_{\text{excess}} \cdot E_{\text{save}} = 97.370 \text{ kWh} \cdot 0,858 \$ / \text{kWh} + 0 \cdot 0,858 = \\ = \$83.543$$

Εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.

Το ετήσιο εισόδημα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, για τη διάρκεια πίστωσης για τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, υπολογίζεται από τη σχέση (4.121):

$$GHG_{\text{red-credit}} = GHG_{\text{net-red-yr}} \cdot GHG_{\text{reduce-credit}} = 45,9 t_{\text{CO}_2} \cdot 25 \$ / t_{\text{CO}_2} = \$1.147,5$$

6.2.5 ΕΤΗΣΙΕΣ ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ

Θα εξεταστούν στη συνέχεια μερικοί δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης της βιωσιμότητας του έργου. Για το λόγο αυτό, θα χρειαστεί να υπολογιστούν οι ετήσιες καθαρές ταμειακές ροές του έργου. Η διαδικασία που θα ακολουθηθεί, περιγράφεται στην § 4.5.3.7.

Η καθαρή ταμειακή ροή προ φόρου, περιλαμβάνει τα συνολικά έσοδα. Αυτά περιλαμβάνουν τις εξοικονομήσεις ενέργειας, που είναι μηδέν για το έτος 0, τα έξοδα που αποφεύχθηκαν για την εγκατεστημένη ισχύ του συστήματος (μηδέν για το έτος 0), τα έσοδα από την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, για όσο διαρκεί αυτή η πίστωση (μηδέν για το έτος 0), τα έσοδα από τη μείωση εκπομπής παραγωγής αερίων θερμοκηπίου (μηδέν για το έτος 0), τα έσοδα από δωρεές ή χάρες (εδώ μηδέν) και η αξία τέλους έργου, η οποία στην περίπτωση αυτή είναι μηδέν. Άρα, για το έτος 0, τα συνολικά έσοδα είναι το μηδέν (το άθροισμα όλων των παραπάνω).

Τα συνολικά έξοδα περιλαμβάνουν τα ποσά που καταβλήθηκαν για τη σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου (υπολογίζονται ότι έγιναν το έτος 0 και είναι ίσα με $I_{cap} = I \cdot (1 - R_{costs}) = \$837.621 \cdot (1 - 60\%) = \335.049), τα έξοδα για την τροφοδοσία ενέργειας στην εγκατάσταση (μηδέν για το έτος 0), τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης της εγκατάστασης (μηδέν για το έτος 0), τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους του έργου (μηδέν για το έτος 0), τα περιοδικά έξοδα (λαμβάνουν χώρα κάθε δεδομένη χρονική διάρκεια, εδώ στα έτη 12 και 24, άρα μηδέν για τα υπόλοιπα έτη).

Σύμφωνα με όλα τα παραπάνω, η καθαρή ταμειακή ροή του έργου για το έτος 0 είναι *Συνολικά έσοδα – Συνολικά έξοδα*, δηλαδή $0 - 335.049 = -335.049$ \$. Επειδή η εγκατάσταση αυτή δεν πληρώνει κανένα φόρο, η καθαρή ταμειακή ροή θα είναι ίδια για την περίπτωση της ταμειακής ροής μετά φόρων. Αυτό ισχύει και για τις υπόλοιπες ταμειακές ροές του έργου.

Για τα υπόλοιπα έτη, οι ταμειακές ροές υπολογίζονται ως εξής:

Συνολικά έσοδα:

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις πόρων ενέργειας, ως $E_{n-save} = E_{saving} \cdot (1 + r_{E-cost})^n = \$83.543 \cdot (1 + 5\%)^n$, όπου το E_{saving} υπολογίζεται ανάλογα με την περίπτωση που περιγράφεται στην § 4.5.3.2. Εδώ, χρησιμοποιείται η σχέση (4.118), βλ. προηγούμενα.
- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις πόρων εγκατεστημένης ισχύος, ως $Capacity_{n-save} = Capacity_{saving} \cdot (1 + f)^n = 0 \cdot (1 + 0,025)^n$, με $Capacity_{saving}$ όπως υπολογίζεται από τη σχέση (4.119), δηλαδή $Capacity_{saving} = Capacity_{firm} \cdot E_{cap-save}$. Τα στοιχεία αυτά δίνονται από το χρήστη.
- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος της διάρκειας πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ, RE_{credit}^{lc} , εντός της διάρκειας ζωής του έργου

($1 \leq n \leq \min(PL, RE_{credit}^{lc})$), υπολογίζονται τα έσοδα από την πίστωση αυτή, ως

$$RE_{n-credit} = RE_{credit} \cdot (1 + r_{RE-credit})^n = 0 \cdot (1 + 0)^n, \text{ με}$$

$$RE_{credit} = RE_{dlyd}^{on-grid} \cdot RE_{production-credit} \text{ από τη σχέση (4.120).}$$

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος της διάρκειας πίστωσης για μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, $GHG_{reduce-credit}^{lc}$, εντός της διάρκειας ζωής του έργου ($1 \leq n \leq \min(PL, GHG_{credit}^{lc})$), υπολογίζονται τα έσοδα από την πίστωση αυτή, ως

$$GHG_{n-credit} = GHG_{red-credit} \cdot (1 + r_{GHG})^n = \$1.147,5 \cdot (1 + 5\%)^n, \text{ με}$$

$$GHG_{red-credit} = GHG_{net-red-yr} \cdot GHG_{reduce-credit} = 45,9 t_{CO_2} \cdot 25 \$ / t_{CO_2} = \$1.147,5$$

από τη σχέση (4.121).

- Από τα παραπάνω έσοδα, αφαιρούνται τα έξοδα από την αξία τέλους του έργου. Τα έξοδα αυτά υπολογίζονται στο τέλος ζωής του έργου, ως:

$$EOL_{PL} = EOL \cdot (1 + f)^n = 0 \cdot (1 + 0,025)^n$$

με τα έξοδα EOL να δίνονται από το χρήστη.

Τα συνολικά έσοδα, ανά έτος n , υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έσοδα όπως υπολογίζονται παραπάνω. Ο Πίνακας 6.10 συγκεντρώνει τα αποτελέσματα για τα ετήσια έσοδα στην περίπτωση που εξετάζεται.

Συνολικά έξοδα:

- Μόνο για το έτος 0 υπολογίζονται τα έξοδα για τη σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου, όπως φάνηκε στα προηγούμενα ($I_{cap} = I \cdot (1 - R_{costs}) = \$837.621 \cdot (1 - 60\%) = \335.049).
- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται τα έξοδα τροφοδοσίας της εγκατάστασης με ενέργεια ως $FEC = FE_{expents} \cdot (1 + r_{E-cost})^n = 0 \cdot (1 + r_{E-cost})^n$. Τα έξοδα $FE_{expents}$ δίνονται από το χρήστη.
- Τα έξοδα για τη λειτουργία και τη συντήρηση της εγκατάστασης, υπολογίζονται για κάθε έτος n έως το τέλος ζωής PL του έργου, ως $OM_{labour} = OM_{expents} \cdot (1 + f)^n = \$880 \cdot (1 + 0,025)^n$. Τα έξοδα $OM_{expents}$ δίνονται από το χρήστη.
- Τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους για το έργο, υπολογίζονται ως $Debt_{n-coverage} = d_p = \76.596 , δηλαδή το ετήσιο χρεολύσιο.
- Τα περιοδικά έξοδα στην περίπτωση αυτή, λαμβάνονται υπόψιν τα έτη 12 και 24, κάθε φορά που υλοποιούνται δηλαδή από τη συντήρηση/αντικατάσταση του εναλλάκτη του συστήματος. Εάν PE τα έξοδα αυτά, όπως δίνονται από το χρήστη, τότε η αξία που λαμβάνεται υπόψιν για τον υπολογισμό αυτής εκροής κεφαλαίου, είναι $PE_n = PE \cdot (1 + f)^n = \$50.000 \cdot (1 + 0,025)^n$ για n , όπως προαναφέρθηκε, 12 και 24 (στην αντίστοιχη ετήσια ταμειακή ροή εξόδων δηλαδή).

Τα συνολικά έξοδα κάθε έτους n υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έξοδα, όπως υπολογίστηκαν στα προηγούμενα. Ο Πίνακας 6.11 δείχνει τα συνολικά αποτελέσματα για κάθε ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης.

Πίνακας 6.10: Ετήσια έσοδα της εγκατάστασης.

Έτος n	Εξοικονομήσεις πόρων ενέργειας, E_{n-save} (\$)	Εξοικονομήσεις εγκατεστημένης ισχύος, $Capacity_{n-save}$ (\$)	Έσοδα από την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, $RE_{n-credit}$ (\$)	Έσοδα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, $GHG_{red-credit}$ (\$)	Έξοδα από την αξία τέλους του έργου, EOL_{PL} (\$)	Συνολικά έσοδα (\$)
0	0,00	0	0	0,00	0	0,00
1	87.720,15	0	0	1.204,88	0	88.927,10
2	92.106,16	0	0	1.265,12	0	93.371,28
3	96.711,47	0	0	1.328,37	0	98.039,84
4	101.547,04	0	0	1.394,79	0	102.941,83
5	106.624,39	0	0	1.464,53	0	108.088,92
6	111.955,61	0	0	1.537,76	0	113.493,37
7	117.553,39	0	0	1.614,65	0	119.168,04
8	123.431,06	0	0	1.695,38	0	125.126,44
9	129.602,61	0	0	1.780,15	0	131.382,76
10	136.082,74	0	0	1.869,16	0	137.951,90
11	142.886,88	0	0	1.962,61	0	144.849,50
12	150.031,23	0	0	2.060,75	0	152.091,97
13	157.532,79	0	0	2.163,78	0	159.696,57
14	165.409,43	0	0	2.271,97	0	167.681,40
15	173.679,90	0	0	2.385,57	0	176.065,47
16	182.363,89	0	0	2.504,85	0	184.868,74
17	191.482,09	0	0	2.630,09	0	194.112,18
18	201.056,19	0	0	2.761,60	0	203.817,79
19	211.109,00	0	0	2.899,68	0	214.008,68
20	221.664,45	0	0	3.044,66	0	224.709,11
21	232.747,67	0	0	3.196,89	0	235.944,56
22	244.385,06	0	0	3.356,74	0	247.741,79
23	256.604,31	0	0	3.524,57	0	260.128,88
24	269.434,52	0	0	3.700,80	0	273.135,33
25	282.906,25	0	0	3.885,84	0	286.792,09

Τα συνολικά έσοδα και έξοδα για κάθε ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης φαίνονται στον Πίνακα 6.12. Στον ίδιο πίνακα φαίνονται η διαφορά των ετήσιων συνολικών εξόδων από τα συνολικά ετήσια έσοδα, καθώς και οι συνολικές καθαρές ταμειακές ροές του έργου.

Οι συνολικές καθαρές ταμειακές ροές για κάθε έτος n υπολογίζονται από την αλγεβρική διαφορά $\text{Συνολικά έσοδα}_n - \text{Συνολικά έξοδα}_n$. Να σημειωθεί ότι στη διαφορά αυτή λαμβάνεται υπόψιν και το ποσό του φόρου (εάν υπάρχει) που πληρώνει η εγκατάσταση.

6.2.5.1 ΔΕΙΚΤΕΣ ΚΑΙ ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ

Στη συνέχεια θα εξεταστεί ο τρόπος με τον οποίο μπορεί να αξιολογηθεί το συγκεκριμένο επενδυτικό έργο. Αρχή θα γίνει με τον υπολογισμό του εσωτερικού βαθμού απόδοσης και την απόδοση της επένδυσης για το έργο αυτό, τόσο για τις ταμειακές ροές προ φόρων, όσο και για τις ροές μετά φόρων.

Πίνακας 6.11: Ετήσια έξοδα της εγκατάστασης.

Έτος n	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο, I_{cap} (\$)	Λειτουργικά έξοδα και έξοδα συντήρησης, OM_{labour} (\$)	Έξοδα τροφοδοσίας της εγκατάστασης με ενέργεια, FEC (\$)	Έξοδα αποπληρωμής του έργου, $Debt_{n-coverage}$ (\$)	Διάφορα περιοδικά έξοδα, PE_n (\$)	Συνολικά έξοδα (\$)
0	-335.049,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00
1	0	902,00	0	76.596,00	0,00	0,00
2	0	924,55	0	76.596,00	0,00	0,00
3	0	947,66	0	76.596,00	0,00	0,00
4	0	971,36	0	76.596,00	0,00	0,00
5	0	995,64	0	76.596,00	0,00	0,00
6	0	1.020,53	0	76.596,00	0,00	0,00
7	0	1.046,04	0	76.596,00	0,00	0,00
8	0	1.072,19	0	76.596,00	0,00	0,00
9	0	1.099,00	0	76.596,00	0,00	0,00
10	0	1.126,47	0	76.596,00	0,00	0,00
11	0	1.154,64	0	0	0,00	0,00
12	0	1.183,50	0	0	67.244,44	67.244,44
13	0	1.213,09	0	0	0,00	0,00
14	0	1.243,42	0	0	0,00	0,00
15	0	1.274,50	0	0	0,00	0,00
16	0	1.306,36	0	0	0,00	0,00
17	0	1.339,02	0	0	0,00	0,00
18	0	1.372,50	0	0	0,00	0,00
19	0	1.406,81	0	0	0,00	0,00
20	0	1.441,98	0	0	0,00	0,00
21	0	1.478,03	0	0	0,00	0,00
22	0	1.514,98	0	0	0,00	0,00
23	0	1.552,86	0	0	0,00	0,00
24	0	1.591,68	0	0	90.436,30	90.436,30
25	0	1.631,47	0	0	0,00	0,00

6.2.5.1.1 ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης και η απόδοση της επένδυσης, γνωρίζουμε ότι είναι το επιτόκιο, έστω ε , το οποίο μηδενίζει την ΚΠΑ και υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+\varepsilon)^t} - I = 0$$

επιδύοντας ως προς το ζητούμενο ε . Η επίλυση πραγματοποιείται με τη χρήση της επαναληπτικής αριθμητικής μεθόδου Newton-Raghsan. Οι ταμειακές ροές C_t^P , προ φόρων, είναι ήδη γνωστές, οπότε η επίλυση της τελευταίας σχέσης ως προς ε θα δώσει:

$$\frac{C_1^P}{(1+\varepsilon)^1} + \frac{C_2^P}{(1+\varepsilon)^2} + \dots + \frac{C_{24}^P}{(1+\varepsilon)^{24}} + \frac{C_{25}^P}{(1+\varepsilon)^{25}} - I = 0 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \frac{11.428,05}{(1+\varepsilon)^1} + \frac{15.850,73}{(1+\varepsilon)^2} + \dots + \frac{181.107,35}{(1+\varepsilon)^{24}} + \frac{285.160,62}{(1+\varepsilon)^{25}} - \$835.046 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \varepsilon = 16,5\%$$

Πίνακας 6.12: Ετήσια έσοδα, ετήσια έξοδα και καθαρές συνολικές ταμειακές ροές του έργου.

Έτος n	Συνολικά έσοδα (\$)	Συνολικά έξοδα (\$)	Συνολική ροή		
			προ φόρων, C_t^P (\$)	Καθαρή συνολική ροή, C_t (\$)	Καθαρή Παρούσα Αξία (\$)
0	0,00	335.049,00	-335.049,00	-335.049,00	-
1	88.927,10	77.499,05	11.428,05	-323.620,95	10.484,45
2	93.371,28	77.520,55	15.850,73	-307.770,22	13.341,24
3	98.039,84	77.543,66	20.496,18	-287.274,05	15.826,81
4	102.941,83	77.567,36	25.374,48	-261.899,57	17.975,92
5	108.088,92	77.591,64	30.497,28	-231.402,29	19.821,14
6	113.493,37	77.616,53	35.876,84	-195.525,45	21.392,19
7	119.168,04	77.642,04	41.525,99	-153.999,45	22.716,14
8	125.126,44	77.668,19	47.458,25	-106.541,21	23.817,69
9	131.382,76	77.695,00	53.687,76	-52.853,44	24.719,34
10	137.951,90	77.722,47	60.229,43	7.375,98	25.441,56
11	144.849,50	1.154,64	143.694,86	151.070,84	55.686,48
12	152.091,97	68.427,94	83.664,03	234.734,87	29.745,47
13	159.696,57	1.213,09	158.483,48	393.218,35	51.693,93
14	167.681,40	1.243,42	166.437,98	559.656,33	49.805,98
15	176.065,47	1.274,50	174.790,96	734.447,29	47.986,77
16	184.868,74	1.306,36	183.562,38	918.009,67	46.233,81
17	194.112,18	1.339,02	192.773,15	1.110.782,82	44.544,70
18	203.817,79	1.372,50	202.445,29	1.313.228,11	42.917,13
19	214.008,68	1.406,81	212.601,86	1.525.829,97	41.348,87
20	224.709,11	1.441,98	223.267,13	1.749.097,10	39.837,75
21	235.944,56	1.478,03	234.466,53	1.983.563,63	38.381,72
22	247.741,79	1.514,98	246.226,81	2.229.790,44	36.978,76
23	260.128,88	1.552,86	258.576,03	2.488.366,47	35.626,96
24	273.135,33	92.027,98	181.107,35	2.669.473,82	22.892,86
25	286.792,09	1.631,47	285.160,62	2.954.634,44	33.069,46

Οι ταμειακές ροές μετά φόρων συμπίπτουν με τις ροές προ φόρων, οπότε θα συμπίπτουν και τα αντίστοιχα ε.

6.2.5.1.2 ΤΟ ΚΡΙΤΗΡΙΟ ΤΗΣ ΑΠΛΗΣ ΕΠΑΝΕΙΣΠΡΑΞΗΣ

Σύμφωνα με τη μέθοδο της απλής επανείσπραξης, ο(οι) επενδυτής(τές) θα λάβουν τα χρήματά τους πίσω, σε μια περίοδο ίση με αυτήν που υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\frac{\text{Αρχικές Δαπάνες} - \text{Δωρεές}}{\text{Ετήσιες Εξοικονομήσεις} + \text{Χρεολύσιο} - \text{Ετήσια κόστη}}$$

Όλοι οι παράγοντες στην τελευταία σχέση είναι γνωστοί από την προηγούμενη ανάλυση. Η αντικατάσταση των τιμών στη σχέση αυτή, δίνει:

$$\frac{\$ 837.621 - 0}{84.722 (\$/\text{έτος}) + 76.596 (\$/\text{έτος}) - 77.476 (\$/\text{έτος})} = 9,99 \text{ έτη}$$

Η χρονική στιγμή κατά την οποία θα υπάρξει θετική καθαρή ταμειακή για το έργο, υπολογίζεται με γραμμική παρεμβολή μεταξύ των ακραίων εκείνων διαδοχικών τιμών για τις οποίες η πρώτη τιμή είναι αρνητική και η αμέσως επόμενη είναι θετική. Στην συγκεκριμένη περίπτωση, οι τιμές αυτές (από τον Πίνακα 6.12 είναι \$-52.853,44 για το έτος 9 και \$7.375,98 για το έτος 10. Τώρα έχουμε:

$$\frac{10(\text{έτη}) - yr_0(\text{έτη})}{10(\text{έτη}) - 9(\text{έτη})} = \frac{\$7.375,98 - \$0}{\$7.375,98 + \$52.853,44} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow yr_0 = 10(\text{έτη}) - \frac{\$7.375,98}{\$60.229,42} = 9,88 \text{ έτη}$$

Η τιμή yr_0 είναι η τιμή για την οποία η καθαρή συνολική ταμειακή ροή είναι μηδέν, οπότε λίγο μετά την τιμή αυτή, μπορούμε να έχουμε θετική ταμειακή ροή. Γενικά, μπορεί να θεωρηθεί $yr_p = 9,9$ έτη.

Το γεγονός ότι το ε (εσωτερικός βαθμός απόδοσης) υπολογίστηκε μεγαλύτερος από το προεξοφλητικό επιτόκιο $D = 9\%$, υποδηλώνει ότι η επένδυση μπορεί να γίνει αποδεκτή, καθώς θεωρείται αποδοτική.

6.2.5.1.3 ΤΟ ΚΡΙΤΗΡΙΟ ΤΗΣ ΚΑΘΑΡΗΣ ΠΑΡΟΥΣΑΣ ΑΞΙΑΣ

Η ΚΠΑ του έργου υπολογίζεται από τη σχέση (4.18):

$$\text{ΚΠΑ} = \sum_t^n C_t^p \cdot (1+k)^{-t} - I$$

Έτσι, προκύπτει ότι:

$$\begin{aligned}
 \text{ΚΠΑ} &= \sum_{t=1}^{25} C_t^p \cdot (1+k)^{-t} - I = \\
 &= \$11.428,05 \cdot (1+9\%)^{-1} + \$15.850,73 \cdot (1+9\%)^{-2} + \dots + \$285.160,62 \cdot (1+9\%)^{-25} - \$335.049 = \\
 &= \$477.736
 \end{aligned}$$

όπου $k = D = 9\%$. Η ΚΠΑ υπολογίζεται για τις ταμειακές ροές μετά φόρων (εδώ συμπίπτουν με τις ταμειακές ροές προ φόρων, βλ. Πίνακα 6.12). Ο παραπάνω υπολογισμός δίνει ΚΠΑ = \$ 477.736, τιμή θετική. Το γεγονός αυτό υποδηλώνει ότι το επενδυτικό έργο μπορεί να γίνει αποδεκτό.

6.2.5.1.4 ΕΤΗΣΙΕΣ ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΗΣΕΙΣ

Οι εξοικονομήσεις από τον ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης, υπολογίζονται ως ακολούθως:

$$p = \frac{\text{ΚΠΑ} \cdot D \cdot (1+D)^{PL}}{(1+D)^{PL} - 1} = \frac{\$477.736 \cdot 0,09 \cdot (1+0,09)^{25}}{(1+0,09)^{25} - 1} = \$48.637$$

6.2.5.1.5 ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ

Ο δείκτης αποδοτικότητας μπορεί να υπολογιστεί από τη σχέση (4.124):

$$PI = \frac{\text{ΚΠΑ}}{I_{cap}} = \frac{477.736}{335.049} = 1,43 > 0$$

Υπενθυμίζεται ότι για θετικές τιμές του δείκτη αυτού και για όσο το δυνατό μεγαλύτερες της μονάδας, τόσο πιο αποδοτικό κρίνεται το επενδυτικό έργο.

Το ποσό I_{cap} αποτελεί το αρχικό μετοχικό κεφάλαιο, και υπολογίζεται από τη σχέση (4.125):

$$I_{cap} = I \cdot (1 - R_{costs}) = \$837.621 \cdot (1 - 60\%) = \$335.048,4$$

6.2.5.1.6 ΧΡΕΟΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Το χρέος του έργου υπολογίζεται από τη σχέση (4.126), ως:

$$Project_{debt} = I - I_{cap} = \$837.621 - \$335.048,4 = \$502.726,6$$

6.2.5.1.7 ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΥΤΟΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ

Ο δείκτης αυτοχρηματοδότησης του έργου μπορεί να υπολογιστεί από τη σχέση (4.127):

$$DSC = \frac{\text{Καθαρά Λειτουργικά Εισοδήματα}}{\text{Συνολικό Τοκοφόρο Χρέος}}$$

σε συνδυασμό με τη διαδικασία που περιγράφεται στην § 4.5.3.7. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, υπολογίζεται ο ετήσιος δείκτης αυτοχρηματοδότησης για την περίοδο προθεσμίας αποπληρωμής του χρέους και επιλέγεται ο μικρότερος. Ας σημειωθεί ότι για την κάλυψη του χρέους κατά έτος, θεωρείται ότι αποδίδεται η τιμή του ετήσιου χρεολυσίου (\$ 76.596, βλ προηγούμενα), με την οποία διαιρείται και η τιμή των εισοδημάτων κάθε έτους. Δηλαδή, εξετάζεται κατά πόσο τα ετήσια εισοδήματα της εγκατάστασης επαρκούν για να καλύψουν την ετήσια δόση αποπληρωμής (χρεολύσιο) του χρέους του έργου. Άρα:

$$DSC_t = \frac{\text{Ετήσια έσοδα έτους } t}{\text{Χρεολύσιο}}$$

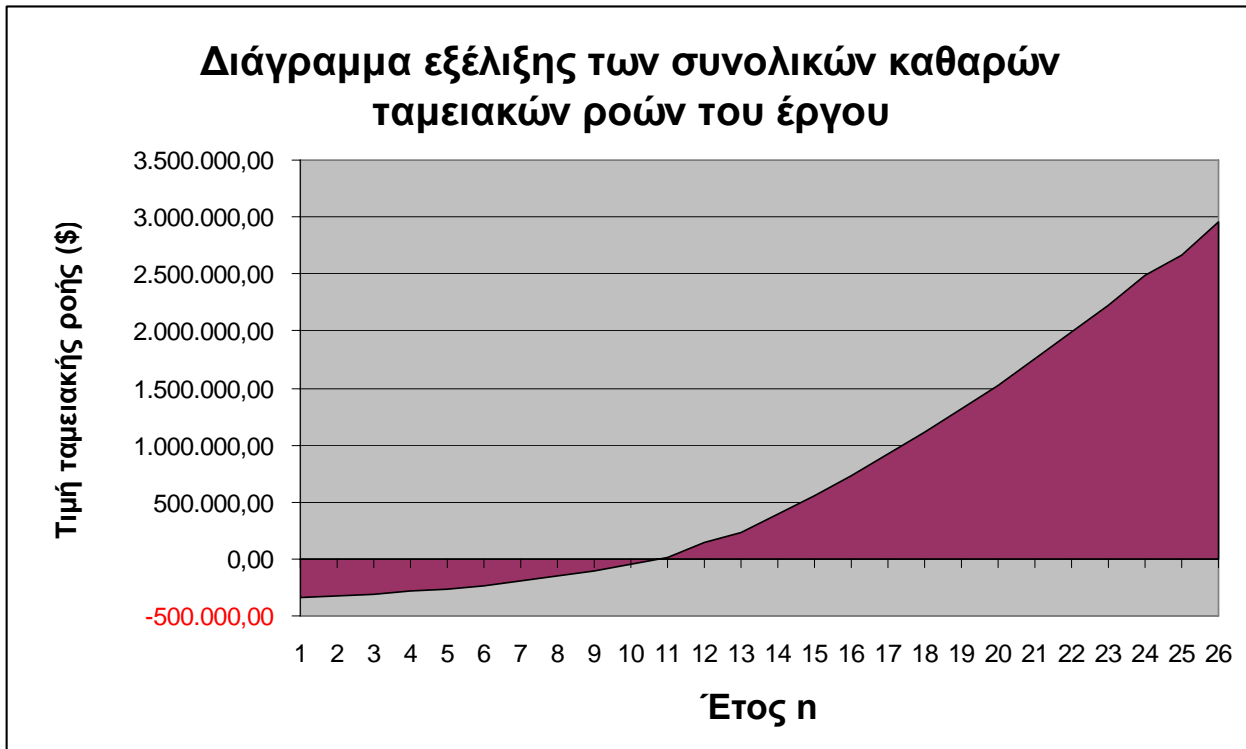
Ως ετήσια έσοδα θεωρείται η μεγαλύτερη τιμή μεταξύ των ετησίων εισοδημάτων του έργου (δηλαδή τα ετήσια έσοδα συν το ετήσιο χρεολύσιο, μείον τα ετήσια έξοδα) και των συνολικών λειτουργικών εσόδων (δηλαδή τα έσοδα από τη λειτουργία του έργου, αθροιζόμενα για κάθε έτος. Αυτό σημαίνει πως εάν για το έτος 2 έχουμε έσοδα \$ 3.456 και για το έτος 3 έχουμε έσοδα \$ 1.234, ως ετήσια έσοδα για το έτος 3 θα δηλωθούν \$ 3.456 + \$ 1.234 = \$ 4.690). Η διαδικασία αυτή έδωσε τα αποτελέσματα του Πίνακα 6.8.

Η μικρότερη από τις τιμές του πίνακα, είναι η 1,161 την οποία αποδεχόμαστε ως δείκτη αυτοχρηματοδότησης. Το γεγονός ότι είναι μεγαλύτερος της μονάδας και είναι η μικρότερη τιμή από όλες τις τιμές του Πίνακα 6.8 (οπότε και όλες οι υπόλοιπες είναι μεγαλύτερες της μονάδας), υποδηλώνει ότι τα ετήσια έσοδα από τη λειτουργία της εγκατάστασης επαρκούν για να αποπληρωθεί το χρέος του έργου, χωρίς να χρειαστεί εξωτερικό δάνειο.

Πίνακας 6.9: Δείκτης αυτοχρηματοδότησης του έργου.

Έτος n	Ετήσια εισοδήματα (\$)	Συνολικά Λειτουργικά έσοδα (\$)	Χρεολύσιο (\$)	Δείκτης αυτοχρηματοδότησης
1	165.523,10	11.428,05	76.596,00	1,161
2	169.967,28	27.278,78	76.596,00	1,219
3	174.635,84	47.774,95	76.596,00	1,280
4	179.537,83	73.149,43	76.596,00	1,344
5	184.684,92	103.646,71	76.596,00	1,411
6	190.089,37	139.523,55	76.596,00	1,822
7	195.764,04	181.049,55	76.596,00	2,364
8	201.722,44	228.507,79	76.596,00	2,983
9	207.978,76	282.195,56	76.596,00	3,684
10	214.547,90	342.424,98	76.596,00	4,471

Στο Σχήμα 6.1, αποτυπώνεται η εξέλιξη των συνολικών καθαρών ταμειακών ροών του έργου. Οι τιμές των καθαρών ταμειακών ροών φαίνονται στην τέταρτη στήλη του Πίνακα 6.9.



Σχήμα 6.1: Η εξέλιξη των καθαρών ταμειακών ροών του έργου στο χρόνο, έως το τέλος της ζωής του.

6.3. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Το επενδυτικό έργο που εξετάστηκε, κρίνεται αποδοτικό και η υλοποίησή του κρίνεται συμφέρουσα, με βάση όλα τα χρηματοοικονομικά κριτήρια που εξετάστηκαν. Αξίζει να σημειωθεί πως σύμφωνα με το κριτήριο απλής επανείσπραξης, ο(οι) επενδυτής(τές) θα εισπράξουν πίσω τα χρήματα της επένδυσης σε περίοδο ίση περίπου με την προθεσμία λήξης αποπληρωμής του χρέους, δηλαδή για το συγκεκριμένο παράδειγμα σε 9,99 έτη, με περίοδο αποπληρωμής του χρέους τα 10 έτη.

Η πίστωση για την εκπομπή αερίων θερμοκηπίου δεν έχει σοβαρό αντίκτυπο στη βιωσιμότητα του έργου. Αυτό συμβαίνει γιατί οι τιμές που δίνονται για την πίστωση αυτή δεν πλεονεκτούν με τις ιδιαίτερα ανταγωνιστικές τιμές της φθηνής ηλεκτρικής ενέργειας από το κεντρικό δίκτυο διανομής.

ΔΙΑΣΥΝΔΕΜΕΝΟ ΚΑΙ ΑΠΟΜΟΝΩΜΕΝΟ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑ ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑ ΣΥΣΣΩΡΕΥΣΗΣ

7.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ - ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Υποθέστε ότι είστε σχεδιαστής φ/β συστημάτων και έχετε συμβόλαιο με μια ηλεκτρική εγκατάσταση, η οποία χρησιμοποιεί ένα απομονωμένο δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Προς το παρόν το δίκτυο αυτό τροφοδοτείται από γεννήτριες ντίζελ, αλλά υπάρχουν οι σκέψεις πως, προοδευτικά, τα φ/β συστήματα θα καταστούν ανταγωνιστικά σε αυτό το δίκτυο, λόγω:

- Της μείωσης του κόστους των φ/β συστημάτων
- Της αύξησης του κόστους του καυσίμου ντίζελ
- των ρυθμίσεων που αφορούν την προστασία του περιβάλλοντος

έστω ότι οι ηλεκτρικές ενεργειακές ανάγκες ενός κτιρίου θα καλύπτονται από ένα φ/β σύστημα 3,2 kW, το οποίο θα είναι διασυνδεδεμένο με το απομονωμένο δίκτυο. Ετοιμάστε μια ανάλυση οικονομικής βιωσιμότητας για την παραπάνω εγκατάσταση και προσδιορίστε το κόστος ενέργειας που απαιτείται να εξοικονομηθεί, έτσι ώστε να επιτευχθεί εσωτερικός βαθμός απόδοσης ίσος με 10%.

Πληροφορίες για την τοποθεσία εγκατάστασης

Η εν λόγω τοποθεσία βρίσκεται στο νησί Μπάφιν, της κοινότητας του Ικαλίτ, στο Νουβανάτ του Καναδά. Εξαιτίας της χαμηλής γωνίας του ήλιου, ακόμα και κατά το μέσον του καλοκαιριού, αλλά και για λόγους οικονομικής αποτελεσματικότητας, η φ/β συστοιχία θα εγκατασταθεί κάθετα σε ένα τοίχο με ασκίαστη έκθεση στον ήλιο. Ο τοίχος «βλέπει» 30° δυτικά του νότου. Η φ/β συστοιχία θα απαιτεί μόνο μερικές δεκάδες μέτρα καλωδιώσεων για να συνδεθεί με το δίκτυο. Η ήδη υπάρχουσα εγκατάσταση θεωρείται αρκετά μεγάλη ώστε να απορροφήσει όλη την παραγόμενη ενέργεια από το φ/β σύστημα. Η διασύνδεση θα γίνει με τέτοιο τρόπο, ώστε εάν υπάρξει σφάλμα στο δίκτυο, αυτόματα να απομονωθεί η συστοιχία από το δίκτυο. Ακόμα, θα πρέπει να είναι δυνατή η χειρωνακτική απομόνωση της φ/β συστοιχίας για εργασίες συντήρησης.

Τα επίπεδα φωτεινότητας είναι πολύ χαμηλά το χειμώνα. Κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού, πολύ συχνά ο ήλιος θα βρίσκεται στην πλευρά ή ακόμα και πίσω από τη συστοιχία, προκαλώντας χαμηλή πρόσπτωση της ηλιακής ακτινοβολίας πάνω στην τελευταία. Αυτά τα χαμηλά επίπεδα ακτινοβολίας, αναμένεται να προκαλέσουν μειωμένη απόδοση του εναλλάκτη κατά 5 με 10 % από ότι θα απέδιδε σε μια πιο νότια περιοχή. Μια ακόμα επίπτωση των χαμηλών επιπέδων ακτινοβολίας, είναι ότι θα

μειώσουν τη μέση απόδοση της φ/β συστοιχίας, μολονότι χρησιμοποιούνται υψηλής ποιότητας μονοκρυσταλλικού πυριτίου φ/β πλαίσια.

Χρηματοοικονομικές πληροφορίες

Τα τυπικά χρηματοοικονομικά μεγέθη για την ανάλυση, δίνονται ως εξής: πληθωρισμός 2,5%, κλιμάκωση κόστους ενέργειας 5,0%, ικανότητα δανεισμού 60%, εξοφλητικό επιτόκιο χρέους 8,5%, προεξοφλητικό επιτόκιο 9% και προθεσμία εξόφλησης χρέους 10 έτη. Η φ/β συστοιχία αποκτήθηκε σε τιμή μειωμένη κατά 10 % από την επίσημη εμπορική τιμή, διότι ο κατασκευαστής της ενδιαφέρεται για μαζικές πωλήσεις και προβολή μέσω της συγκεκριμένης εγκατάστασης. Η τρέχουσα λιανική τιμή ηλεκτρικής ενέργειας για την κοινότητα που εξετάζεται είναι 0,40 \$/kWh. Η περιγραφόμενη εγκατάσταση είναι μια επιχείρηση ιδιοκτησίας της κυβέρνησης και δεν πληρώνει φόρο εισοδήματος. Η αναμενόμενη διάρκεια ζωής του έργου είναι 25 έτη.

Η τοποθεσία της συγκεκριμένης περιοχής επιφέρει υψηλά κόστη μεταφοράς του εξοπλισμού και προκαλεί καθυστερήσεις στην παράδοσή του, αλλά και υψηλό κόστος κατά την μετέπειτα επίβλεψή του. Οι ηλεκτρολόγοι που είναι διαθέσιμοι, θα χρειαστούν κάποια τεχνική βοήθεια για την εγκατάσταση.

Όλα τα παραπάνω δεδομένα καθώς και όλα τα υπόλοιπα δεδομένα που χρησιμοποιούνται στην παρούσα μελέτη, συνοψίζονται στον Πίνακα 7.1.

Πίνακας 7.1: Δεδομένα του προβλήματος.

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
Χαρακτηριστικά του συστήματος και της πηγής ισχύος				
1)	Τύπος του φ/β συστήματος	on-grid	-	Απομονωμένο
2)	Τύπος υποκαθιστούμενου καυσίμου	Ντίζελ	-	-
Επιμέρους χαρακτηριστικά				
3)	Χωρητικότητα εναλλάκτη	$Inv_{capacity} = 2,7$	KW (AC)	-
4)	Μέση αποδοτικότητα του εναλλάκτη	$n_{inv} = 85$	%	-
5)	Διάφορες απώλειες ισχύος στο σύστημα	$P_{losses} = 0$	%	-
6)	Ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας των ηλιακών κυττάρων	NOCT = 45	°C	-
7)	Θερμοκρασιακός συντελεστής του φ/β πλαισίου	$Temp_c = 0,40$	%	-
Χαρακτηριστικά του φ/β πλαισίου				
8)	Ονομαστική απόδοση φ/β πλαισίου	$n_{array} = 12,9$	%	από 4 έως 15%
9)	Διάφορες απώλειες πλαισίου	$P_{array-loss} = 10$	%	από 0 έως 20%

Πίνακας 7.1: Δεδομένα του προβλήματος (συνέχεια).

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
10)	Ονομαστική ισχύς του φ/β πλαισίου	$P_{array-nom} = 3,19$	kW _p	-
Χαρακτηριστικά εξεταζόμενης περιοχής				
11)	Τύπος φ/β συστοιχίας	Σταθερή	-	-
12)	Γεωγραφικό πλάτος της τοποθεσίας εφαρμογής της μελέτης (σε βόρειο προσανατολισμό)	$\varphi = 63,8$	°	από -90° έως 90°
α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
13)	Κλίση φ/β πλαισίου	$\beta = 90$	°	από 0° έως 90°
15)	Αζιμούθιο φ/β πλαισίου	$\beta_{az} = 30$	°	από 0° έως 180°
Χρηματοοικονομικές παράμετροι				
16)	Εξοικονομούμενο κόστος ενέργειας	$E_{save} = 1,540$	\$/kWh	-
17)	Πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	$RE_{credit} = 0$	\$/kWh	-
18)	Χρονική διάρκεια της πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ	$RE_{credit}^{lc} = 0$	y (έτη)	-
19)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	$r_{RE-credit} = 0$	%	-
20)	Πίστωση για μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	$GHG_{reduce-credit} = 25$	\$/tn CO ₂	-
21)	Διάρκεια πίστωσης για τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	$GHG_{reduce-credit}^{lc} = 25$	y (έτη)	-
22)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	$r_{GHG} = 5$	%	-
23)	Επιτόκιο προσαύξησης του κόστους ενέργειας	$r_{E-cost} = 5$	%	-
24)	Αρχικά κόστη	$I = 69.949$	\$	Θα υπολογιστούν στην § 6.2.4
25)	Πληθωρισμός	$f = 2,5$	%	-
26)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	$D = 9$	%	-
27)	Διάρκεια ζωής έργου (επένδυσης)	$PL = 25$	y (έτη)	-
28)	Ικανότητα δανεισμού	$R_{costs} = 60$	%	-
29)	Επιτόκιο εξόφλησης χρεών	$r_{debt} = 8,5$	%	-
30)	Προθεσμία εξόφλησης χρεών	$Debt_{term} = 10$	y (έτη)	-
31)	Ποσοστό επί του φορολογητέου εισοδήματος	$I_{tax} = 0$	%	-
32)	Τυχόν απώλειες carryforward	$cf = 0$	-	-
33)	Φορολογική βάση λογιστικής απόσβεσης	$T_{basis} = 0$	%	-

Πίνακας 7.1: Δεδομένα του προβλήματος (συνέχεια).

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
34)	Ρυθμός λογιστικής απόσβεσης (εάν επιλεγθεί η μέθοδος declining balance)	$r_{depr} = 0$	%	-
35)	Περίοδος λογιστικής απόσβεσης (εάν επιλεγθεί η μέθοδος straight line)	DL = 0	y (έτη)	-
36)	Περίοδος μειωμένου φορολογικού συντελεστή	-	y (έτη)	-

7.1.1 ΕΝΔΙΑΜΕΣΟΙ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΙ

Το υλικό κατασκευής των πλαισίων είναι το μονοκρυσταλλικό πυρίτιο και η ονομαστική του απόδοση (από το διαδίκτυο) ίση με 12,9%.

Η αναζήτηση στοιχείων για την μέση μηνιαία θερμοκρασία της περιοχής και την μηνιαία μέση ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο (\bar{H}) έδωσε τα αποτελέσματα του Πίνακα 7.2.

Πίνακας 7.2: Χαρακτηριστικά εξεταζόμενης περιοχής.

Μήνας	Μέση μηνιαία θερμοκρασία (°C)	Μηνιαία μέση ημερήσια ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο, \bar{H} (kWh/m ² /d)
Ιανουάριος	-25,8	0,22
Φεβρουάριος	-26,8	0,94
Μάρτιος	-23,5	2,61
Απρίλιος	-14,3	4,78
Μάιος	-4,2	5,92
Ιούνιος	3,4	5,97
Ιούλιος	7,7	4,97
Αύγουστος	6,8	3,42
Σεπτέμβριος	2,3	2,08
Οκτώβριος	-4,9	0,94
Νοέμβριος	-12,7	0,31
Δεκέμβριος	-22,1	0,11

Το μηνιαίο ηλιακό κλάσμα δεν είναι απαραίτητο να υπολογιστεί στην περίπτωση αυτή. Η μηνιαία μέση ημερήσια ακτινοβολία στο επίπεδο της φ/β συστοιχίας, υπολογίζεται παρακάτω με τη διαδικασία που περιγράφεται στην § 4.5.1.3.1.

7.1.1.1 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΗΣ ΜΕΣΗΣ ΜΗΝΙΑΙΑΣ ΗΜΕΡΗΣΙΑΣ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ ΣΤΟ ΕΠΙΠΕΔΟ ΤΗΣ Φ/Β ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ

Τα βασικά μεγέθη που υπολογίζονται αρχικά για κάθε ημέρα της εξεταζόμενης περιόδου, είναι η απόκλιση δ και η ώρα δύσεως του ήλιου. Τα μεγέθη αυτά υπολογίζονται στην § 4.5.1.3.1., όπως φαίνεται στη συνέχεια:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(2\pi \frac{(284 + n)}{365}\right)$$

Η ώρα ω_s υπολογίζεται ως εξής:

- $\tan \phi \cdot \tan \delta > 1$, τότε $\omega_s = 0$
 - $\tan \phi \cdot \tan \delta < -1$, τότε $\omega_s = \pi$
 - Σε κάθε άλλη περίπτωση, $\omega_s = \arccos(\tan \phi \cdot \tan \delta)$. Η ώρα ανατολής τότε είναι $-\omega_s$
- Για κάθε μήνα που εξετάζεται είναι:

Πίνακας 7.3: Οι τιμές του n και της δ για τις Μέσες Ημέρες κάθε μήνα.

Μήνας	n	δ
Ιανουάριος	17	-20,9
Φεβρουάριος	47	-13
Μάρτιος	75	-2,4
Απρίλιος	105	9,4
Μάιος	135	18,8
Ιούνιος	162	23,1
Ιούλιος	198	21,2
Αύγουστος	228	13,5
Σεπτέμβριος	258	2,2
Οκτώβριος	288	-9,6
Νοέμβριος	318	-18,9
Δεκέμβριος	344	-23

Υπολογίζεται στη συνέχεια ο μέσος μηνιαίος δείκτης καθαρότητας, από τον τύπο $\bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_{extr0}}$. Για να γίνει αυτό, υπολογίστηκε για κάθε μήνα της περιόδου που εξετάζεται (εδώ όλο το έτος), η μέση μηνιαία εξωγήινη ακτινοβολία, \bar{H}_{extr0} , από τη σχέση (βλ. § 4.5.1.3.1. για περισσότερες πληροφορίες):

$$\bar{H}_{extr0} = \frac{24 \cdot 3600 \cdot S}{\pi} \cdot \left(1 + 0,033 \cdot \cos\left(2\pi \cdot \frac{Day}{365}\right)\right) \cdot (\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + \omega_s \cdot \sin \phi \cdot \sin \delta)$$

Τώρα μπορούν να υπολογιστούν η διάχυτη, \bar{H}_{dif} , και η άμεση ακτινοβολία \bar{H}_{dir} που αντιστοιχούν στο \bar{K}_T . Αυτό μπορεί να γίνει μέσω των σχέσεων (4.52), (4.53) και (4.54):

- Εάν $\omega_s \leq 81,4 \cdot \frac{\pi}{180}$:

$$\overline{H}_{dif} = \overline{H}_{extr0} \cdot \overline{K}_T \cdot \left(1,391 + \overline{K}_T \cdot \left(-3,56 + \overline{K}_T \cdot \left(4,189 + \overline{K}_T \cdot (-2,137) \right) \right) \right),$$

αλλιώς

$$\overline{H}_{dif} = \overline{H}_{extr0} \cdot \overline{K}_T \cdot \left(1,311 + \overline{K}_T \cdot \left(-3,022 + \overline{K}_T \cdot \left(3,427 + \overline{K}_T \cdot (-1,821) \right) \right) \right)$$

και

$$\overline{H}_{dir} = \overline{H}_{extr0} \cdot \overline{K}_T - \overline{H}_{dif}$$

Στη συνέχεια υπολογίζονται οι ρυθμοί r_t και r_d , όπως φαίνεται από τις σχέσεις (4.56) και (4.57). Μέσω των ρυθμών αυτών, υπολογίζονται οι ωριαίες τιμές (για κάθε ώρα h) της συνολικής H_h και της διάχυτης H_{difh} ακτινοβολίας, από την ώρα ανατολής μέχρι την ώρα δύσεως του ήλιου:

$$H_h = \overline{H} \cdot \frac{r_{t_h}}{r_t} \quad \text{και} \quad H_{dif_h} = \overline{H}_{dif} \cdot \frac{r_{d_h}}{r_d}$$

με r_{t_h} και r_{d_h} οι ωριαίοι ρυθμοί, μέχρι την ώρα h , προς την ημερήσια συνολική και διάχυτη ακτινοβολία αντίστοιχα (το άθροισμα των r_t και r_d μέχρι την ώρα h).

Τότε, συνολικά, σύμφωνα με τις σχέσεις (4.58) είναι:

$$H = r_t \cdot \overline{H} \quad \alpha)$$

$$H_{dif} = r_d \cdot \overline{H}_{dif} \quad \beta)$$

$$H_b = H - H_d \quad \gamma)$$

Η ζητούμενη ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο, H_{ilted} , υπολογίζεται από τη σχέση (4.61):

$$H_{ilted} = H_b \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} + H_d \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + H \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

Στην σχέση αυτή, η γωνία θ_z προκύπτει από τη σχέση (4.62):

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

ενώ η γωνία θ υπολογίζεται όπως στην περίπτωση α) της § 4.5.1.3.1., για σταθερή ϕ/β συστοιχία. Η μετατροπή B-M για το βόρειο ημισφαίριο, δεν έχει αλλάξει τις τιμές των γωνιών, γιατί $\phi = 63,8^\circ > 0^\circ$. Έτσι, ισχύουν:

$$x_{surf} = \beta = 90^\circ \quad \text{και} \quad \beta_{az-BM} = \beta_{az} = 30^\circ$$

Για τη γωνία θ_{az} η σχέση υπολογισμού της είναι η (4.63):

$$\theta_{az} = \arctan\left(\frac{\sin \omega \cdot \cos \delta}{\cos \omega \cdot \cos \delta \cdot \sin \phi - \sin \delta \cdot \cos \phi}\right)$$

Ας σημειωθεί πως η λευκαύγεια του εδάφους, ρ , είναι 0,7 για θερμοκρασίες κάτω των -5°C και 0,2 για θερμοκρασίες άνω των 0°C . Για θερμοκρασία Temp μεταξύ των θερμοκρασιών αυτών, χρησιμοποιείται γραμμική παρεμβολή, σύμφωνα με την εξίσωση:

$$\rho = Temp \cdot \frac{-0,5}{-5} + 0,7$$

Η παραπάνω διαδικασία, δίνει, για κάθε μήνα που εξετάζεται, τα αποτελέσματα του Πίνακα 7.4. Η αντίστροφη μετατροπή B-M είναι ίδια με την ευθεία μετατροπή, οπότε και πάλι δεν αλλάζουν οι τιμές των γωνιών.

Πίνακας 7.4: Τιμές των παραμέτρων υπολογισμού της ηλιακής ακτινοβολίας.

Μήνας	Μέση Ημέρα (Day)	δ ($^\circ$)	ρ	H_{tilted} (kWh/m ² /d)	\bar{H}_{extr0} (kWh/m ² /d)	\bar{H} (kWh/m ² /d)	ω_s (rad)	\bar{K}_T	$\cos\theta_{noon}$
Ιανουάριος	17	-20,9	0,7	2,01	0,45	0,22	0,68	0,49	0,86
Φεβρουάριος	47	-13	0,7	3,19	1,73	0,94	1,08	0,54	0,84
Μάρτιος	75	-2,4	0,7	5,28	4,04	2,61	1,48	0,65	0,79
Απρίλιος	105	9,4	0,7	6,32	7,16	4,78	1,91	0,67	0,70
Μάιος	135	18,8	0,62	5,66	9,97	5,92	2,33	0,59	0,61
Ιούνιος	162	23,1	0,2	3,87	11,38	5,97	2,62	0,52	0,56
Ιούλιος	198	21,2	0,2	3,37	10,69	4,97	2,48	0,47	0,59
Αύγουστος	228	13,5	0,2	2,79	8,25	3,42	2,08	0,41	0,67
Σεπτέμβριος	258	2,2	0,2	2,35	5,14	2,08	1,65	0,40	0,76
Οκτώβριος	288	-9,6	0,69	2,14	2,38	0,94	1,22	0,39	0,83
Νοέμβριος	318	-18,9	0,7	1,65	0,72	0,31	0,80	0,43	0,86
Δεκέμβριος	344	-23	0,7	1,59	0,21	0,11	0,53	0,53	0,86

Στον Πίνακα 7.5 φαίνονται οι τιμές των χαρακτηριστικών παραμέτρων υπολογισμού της ηλιακής ακτινοβολίας για κάθε μία ώρα της θεωρούμενης Μέσης Ημέρας, για τον μήνα Μάιο.

7.1.1.2 ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΕΚΤΑΣΗ ΤΗΣ Φ/Β ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ

Η προτεινόμενη έκταση της φ/β συστοιχίας προκύπτει από τη σχέση (4.27):

$$S_{array} = \frac{P_{array-nom}}{n_{array}} = \frac{3,19}{12,9\%} = 24,7\text{m}^2$$

Πίνακας 7.5: Τιμές χαρακτηριστικών παραμέτρων υπολογισμού της ηλιακής ακτινοβολίας, για το 24ωρο της Μέσης Ημέρας του Μαΐου.

Ωρα	$\overline{H}_{dif\ h}$ (kWh/m ² /d)	$\overline{H}_{dir\ h}$ (kWh/m ² /d)	H_h (kWh/m ² /d)	H_{tilt-h} (kWh/m ² /d)	r_{th}	r_{dh}	r_t	r_d	θ_z (rad)	θ_{az} (rad)	ω (rad)	cosθ
0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,39	-2,96	-3,01	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	2,35	-2,61	-2,74	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	2,28	-2,29	-2,48	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	2,18	-2,01	-2,22	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	2,07	-1,75	-1,96	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	1,95	-1,51	-1,70	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	1,84	-1,28	-1,43	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	1,73	-1,06	-1,17	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	1,64	-0,83	-0,91	0
9	2,052	2,368	4,421	0,141	2,030	2,282	2,030	2,282	1,56	-0,60	-0,65	0,428
10	1,721	2,438	4,160	0,414	0,191	0,191	0,211	0,214	1,51	-0,36	-0,39	0,628
11	2,506	3,891	6,397	0,797	0,278	0,278	0,505	0,492	1,48	-0,12	-0,13	0,795
12	2,506	3,891	6,397	1,232	0,278	0,278	0,798	0,771	1,48	0,12	0,13	0,917
13	1,721	2,438	4,160	1,648	0,191	0,191	0,989	0,963	1,51	0,36	0,39	0,985
14	2,052	2,368	4,421	1,974	2,030	2,282	1,010	0,985	1,56	0,60	0,65	0,996
15	0	0	0	0	0	0	0	0	1,64	0,83	0,92	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	1,73	1,06	1,18	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	1,84	1,28	1,44	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	1,95	1,51	1,70	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	2,07	1,75	1,96	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	2,18	2,01	2,23	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	2,28	2,29	2,49	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	2,35	2,61	2,75	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	2,39	2,96	3,01	0

7.1.1.3 ΣΥΝΟΛΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΟΥ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Ο συνολικός βαθμός απόδοσης του συστήματος υπολογίζεται από τη σχέση (4.33):

$$n_{PV} = \frac{RE_{dlvd}^{on-grid}}{S_{array} \cdot H_{tilt}} = \frac{3,179\ MWh}{24,7\ m^2 \cdot 1,22\ MWh / m^2} = 10,5\%$$

7.1.1.4 ΕΠΙΜΕΡΟΥΣ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Η ενέργεια από ΑΠΕ που παραδίδεται από το σύστημα, RE_{dlvd}^i , στην περίπτωση αυτή (στις δύο προηγούμενες σχέσεις), υπολογίζεται από τη σχέση (4.34):

$$RE_{dlvd}^{on-grid} = \frac{E_{AC-dlvd}}{1.000} \cdot Abs_{rate} = \frac{3.179,206\ kWh}{1.000} \cdot 100\% = 3,179\ MWh$$

με (τιμές της H_{tilted} από τον Πίνακα 7.4):

$$E_{AC-dlvd} = \sum_{m_i} (S_{array} \cdot H_{tilted} \cdot n_{PVmi} \cdot n_{inv} \cdot N_{days})_{m_i}$$

Ο συνολικός βαθμός απόδοσης του φ/β συστήματος κάθε μήνα, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$n_{PV m_i} = n_{Tc} \cdot (1 - P_{PV losses}) \cdot (array control index) \cdot (1 - P_{losses})$$

όπου:

n_{Tc} : η διορθωμένη απόδοση

$P_{PV losses}$: οι απώλειες ισχύος στη φ/β συστοιχία

$array control index$: ένας δείκτης 1 ή 0,75 ανάλογα με το σύστημα εντοπισμού απωλειών ισχύος (η τιμή 1 για έλεγχο με MPPT).

P_{losses} : οι απώλειες ισχύος στο σύστημα

Για τις παραπάνω μεταβλητές, έχουμε:

$$\begin{aligned} n_{Tc} &= MAX \left[\left[n_{array} \cdot (1 - Temp_c \cdot (C_E + T_{mi} - 25)) \right], 0 \right] = \\ &= MAX \left[\left[12,9\% \cdot (1 - 0,40\% / ^\circ C \cdot (C_E - 4,2^\circ C - 25)) \right], 0 \right] \end{aligned}$$

όπου C_E η διορθωμένη θερμοκρασία κατά Evans, η οποία σύμφωνα με τη σχέση (4.76) είναι:

$$C_E = (219 + 832 \cdot \bar{K}_T) \cdot CF_E \cdot \frac{(NOCT - 20)}{800} = (219 + 832 \cdot 0,59) \cdot 0,763 \cdot \frac{(45 - 20)}{800} = 16,93^\circ C$$

όπου ο συντελεστής διόρθωσης Evans προέκυψε από τη σχέση (4.78):

$$\begin{aligned} CF_E &= 1 - 0,000117 \cdot \left[(x^* - x_{surf-noon}) \cdot \frac{180}{\pi} \right]^2 = 1 - 0,000117 \cdot \left[((\phi - \delta) - 1,57) \cdot \frac{180}{\pi} \right]^2 = \\ &= 1 - 0,000117 \cdot \left[((1,11 - 0,33) - 1,57) \cdot \frac{180}{\pi} \right]^2 = 1 - 0,239 \approx 0,761 \end{aligned}$$

Ο δείκτης αιθριότητας \bar{K}_T , στην παραπάνω σχέση, υπολογίστηκε ίσος με 0,59. Συνεπώς, προκύπτει ότι:

$$\begin{aligned} n_{Tc} &= MAX \left[\left[n_{array} \cdot (1 - Temp_c \cdot (C_E + T_{mi} - 25)) \right], 0 \right] = \\ &= MAX \left[\left[12,9\% \cdot (1 - (0,40\% / ^\circ C \cdot (C_E - 4,2^\circ C - 25)) \right], 0 \right] = \\ &= MAX \left[\left[12,9\% \cdot (1 - (0,40\% / ^\circ C \cdot (17^\circ C - 4,2^\circ C - 25)) \right], 0 \right] = 13,53\% \end{aligned}$$

Έτσι, για το μήνα Μάιο π.χ. είναι:

$$n_{PV_{mi}} = n_{Tc} \cdot (1 - P_{array-loss}) \cdot (array\ control\ index) \cdot (1 - P_{losses}) = 13,53\% \cdot (1 - 10\%) \cdot 1 \cdot (1 - 0\%) = 12,18\%$$

Για όλη την εξεταζόμενη περίοδο, η παραπάνω διαδικασία δίνει τα αποτελέσματα του Πίνακα 7.6. Με βάση τις τιμές του πίνακα αυτού, προκύπτει για την $E_{AC-dlvd}$ για το μήνα Μάιο:

$$E_{AC-dlvd} = S_{array} \cdot H_{ilt} \cdot n_{PV_{mi}} \cdot N_{days} = 24,7m^2 \cdot 5,66kWh/m^2/d \cdot 12,18\% \cdot 31 = 527,86kWh$$

Με την ίδια διαδικασία προκύπτουν και οι τιμές για την $E_{AC-dlvd}$ για όλη την εξεταζόμενη περίοδο. Λαμβάνοντας υπόψιν ότι $Abs_{rate} = 100\%$ (από το χρήστη), τα αποτελέσματα για την παραδιδόμενη ενέργεια από το σύστημα, τύπου AC, φαίνονται στον Πίνακα 7.7.

Πίνακας 7.6: Χαρακτηριστικά του φ/β συστήματος για την εξεταζόμενη περίοδο.

Μήνας	Βέλτιστη κλίση (rad)	Συντελεστής Διόρθωσης Evans ()	Διορθωμένη Θερμοκρασία (Tc-Ta) Evans (C)	Διορθωμένη Απόδοση (%)	Συνολική Απόδοση της φ/β συστοιχίας (%)
Ιανουάριος	1,48	0,997	19,6	14,51%	13,06%
Φεβρουάριος	1,34	0,979	20,5	14,51%	13,06%
Μάρτιος	1,16	0,934	22,1	14,26%	12,84%
Απρίλιος	0,95	0,852	20,6	13,89%	12,50%
Μάιος	0,79	0,763	17,0	13,53%	12,18%
Ιούνιος	0,71	0,716	14,7	13,26%	11,93%
Ιούλιος	0,74	0,737	14,0	13,07%	11,77%
Αύγουστος	0,88	0,816	14,4	13,10%	11,79%
Σεπτέμβριος	1,07	0,906	15,7	13,26%	11,93%
Οκτώβριος	1,28	0,968	16,6	13,59%	12,23%
Νοέμβριος	1,44	0,994	18,0	13,92%	12,52%
Δεκέμβριος	1,52	0,999	20,7	14,26%	12,84%

Η περίσσεια σε ενέργεια από ΑΠΕ που είναι διαθέσιμη, είναι ίση με μηδέν, καθώς ο ρυθμός απορρόφησης από τη συστοιχία είναι ίσος με 100%, και άρα δεν υπάρχει περίσσεια ενέργειας από ΑΠΕ. Ας σημειωθεί πως περίσσεια ενέργειας από ΑΠΕ έχουμε μόνον σε περίπτωση συστήματος συνδεδεμένου με το κεντρικό δίκτυο διανομής και ο ρυθμός Abs_{rate} δεν είναι ίσος με 100%.

Πίνακας 7.7: Επιμέρους χαρακτηριστικά του φ/β συστήματος για την εξεταζόμενη περίοδο.

Μήνας	H_{tilted} (kWh/m ² /d)	Συνολική Απόδοση της φ/β συστοιχίας (%)	Απόδοση του εναλλάκτη	Αριθμός ημερών του εξεταζόμενου μήνα	Παραδιδόμενη ενέργεια από το φ/β σύστημα, τύπου AC (kWh)
Ιανουάριος	2,01	13,06%	0,85	31	170,67
Φεβρουάριος	3,19	13,06%	0,85	28	245,13
Μάρτιος	5,28	12,84%	0,85	31	441,61
Απρίλιος	6,32	12,50%	0,85	30	497,65
Μάιος	5,66	12,18%	0,85	31	449,31
Ιούνιος	3,87	11,93%	0,85	30	291,45
Ιούλιος	3,37	11,77%	0,85	31	258,23
Αύγουστος	2,79	11,79%	0,85	31	214,48
Σεπτέμβριος	2,35	11,93%	0,85	30	177,10
Οκτώβριος	2,14	12,23%	0,85	31	170,52
Νοέμβριος	1,65	12,52%	0,85	30	130,14
Δεκέμβριος	1,59	12,84%	0,85	31	132,95

7.2 ΤΕΛΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιασθούν τα τελικά αποτελέσματα (δεδομένα εξόδου), τα οποία προκύπτουν με βάση την ανάλυση στο Κεφάλαιο 4 και την βοήθεια των υπολογισμών που πραγματοποιήθηκαν στην προηγούμενη παράγραφο. Όλα τα αποτελέσματα συνοψίζονται στον Πίνακα 7.14.

7.2.1 ΜΕΣΗ ΕΤΗΣΙΑ ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑ

Η μέση ετήσια θερμοκρασία της περιοχής, σύμφωνα με τα δοθέντα δεδομένα, προκύπτει ίση με (σχέση (4.20)):

$$T_y = \frac{\sum_{i=1}^{12} T_{m_i}}{12} = \frac{-25,8 - 26,8 - 23,5 - 14,7 - 4,2 + 3,4 + 7,7 + 6,8 + 2,3 - 4,9 - 12,7 - 22,1}{12} = -9,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

ενώ η μέση θερμοκρασία για την εξεταζόμενη περίοδο, συμπίπτει με την ετήσια.

7.2.2 ΕΤΗΣΙΑ ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ ΣΕ ΟΡΙΖΟΝΤΙΟ ΕΠΙΠΕΔΟ

Η ετήσια ακτινοβολία σε επίπεδη επιφάνεια υπολογίζεται από σχέση (4.40):

$$H_{hor} = \frac{\sum_{m_i=1}^{12} (N_{days} \cdot \bar{H} \cdot 3,6)}{3,6 \cdot 1.000} = \frac{(31 \cdot 0,22 \cdot 3,6) + (28 \cdot 0,94 \cdot 3,6) + \dots + (31 \cdot 0,11 \cdot 3,6)}{3.600} = 0,98 MWh / m^2$$

η οποία συμπίπτει με την αντίστοιχη ακτινοβολία για την εξεταζόμενη περίοδο.

7.2.3 ΕΤΗΣΙΑ ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ ΣΕ ΚΕΚΛΙΜΕΝΟ ΕΠΙΠΕΔΟ

Η ετήσια ακτινοβολία σε κεκλιμένη επιφάνεια προκύπτει από τη σχέση (4.42) με τη βοήθεια των τιμών του Πίνακα 7.3. Ο αριθμός των ημερών κάθε μήνα συμβολίζεται με N_{days} .

$$H_{tilt} = \frac{\sum_{m_i=1}^{12} (N_{days} \cdot H_{tilted})_{m_i}}{3,6 \cdot 1.000} = \frac{(31 \cdot 1,96) + (28 \cdot 3,17) + \dots + (31 \cdot 1,56)}{3.600} = 1,22 MWh / m^2$$

η οποία συμπίπτει με την αντίστοιχη ακτινοβολία για την εξεταζόμενη περίοδο.

7.2.4 ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ΤΟΥ ΕΝΑΛΛΑΚΤΗ

Η προτεινόμενη χωρητικότητα του εναλλάκτη (από DC σε AC), σε kW, προκύπτει από τη σχέση (4.26), για συνδεδεμένο φ/β σύστημα:

$$Inv_{capacity} = P_{array-nom} \cdot n_{inv} = 3,19 \cdot 85\% = 2,7 kW$$

7.2.5 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΕΣ ΑΠΟΛΑΒΕΣ ΑΠΟ ΤΟ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑ

Οι ακριβείς ενεργειακές απολαβές από την εγκατάσταση υπολογίζονται από τη σχέση (4.32) (σε kWh/m²):

$$E_{PV-yield} = \frac{RE_{dlvd}^{on-grid}}{S_{array}} = \frac{3.179,206 kWh}{24,7 m^2} = 128,6 kWh / m^2$$

7.3 ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ

Στην περίπτωση που εξετάζεται, υποθέτεται ότι το κόστος της μελέτης σκοπιμότητας του έργου θα απαιτήσει 8 ώρες έρευνας της τοποθεσίας με κόστος \$ 70 ανά ώρα έρευνας, ο αρχικός σχεδιασμός θα απαιτήσει 20 ώρες με κόστος \$ 70 ανά ώρα σχεδιασμού, η ετοιμασία της αναφοράς θα απαιτήσει 10 ώρες με κόστος \$ 70 ανά ώρα

ετοιμασίας της αναφοράς και η μεταφορά του εξοπλισμού θα απαιτήσει ένα δρομολόγιο με κόστος \$ 2.000. Το σύνολο αυτών των δραστηριοτήτων είναι ίσο με \$ 4.660.

Πίνακας 7.8: Σύνοψη τελικών αποτελεσμάτων.

Περιγραφόμενο Μέγεθος	Σύμβολο	Τιμή μεγέθους
Μέση θερμοκρασία	T_y	-9,5 °C
Ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο	H_{hor}	0,98 MWh/m ²
Ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο	H_{tilt}	1,22 MWh/m ²
Έκταση φ/β συστοιχίας	S_{array}	24,7 m ²
Χωρητικότητα εναλλάκτη	$Inv_{capacity}$	2,7 kW _p
Ενεργειακές απολαβές από το φ/β σύστημα	$E_{PV-yield}$	128,6 kWh/m ²
Συνολικός βαθμός απόδοσης του φ/β συστήματος	n_{PV}	10,5 %

Για την ανάπτυξη του έργου θα απαιτηθούν διαδικασίες έκδοσης αδειών και εγκρίσεων 4 ωρών με κόστος \$ 70 ανά ώρα, 50 ώρες διαχείρισης του έργου με κόστος \$ 70 ανά ώρα και ένα ταξίδι στον τόπο εγκατάστασης με κόστος \$ 2.000. Το σύνολο αυτών των δραστηριοτήτων ανέρχεται στα \$ 5.780.

Το μηχανολογικό κομμάτι του έργου θα απαιτήσει 15 ώρες σχεδιασμού του συστήματος με κόστος \$ 85 ανά ώρα σχεδιασμού, 20 ώρες σχεδιασμού της υποδομής στήριξης με κόστος \$ 85 ανά ώρα σχεδιασμού, 30 ώρες σχεδιασμού των ηλεκτρικών εγκαταστάσεων του συστήματος με κόστος \$ 85 ανά ώρα σχεδιασμού, 20 ώρες συναλλαγών και διαπραγματεύσεων με κόστος \$ 85 ανά ώρα και 16 ώρες επίβλεψης των εργασιών με κόστος \$ 70 ανά ώρα. Το σύνολο αυτών των διαδικασιών ανέρχεται στα \$ 8.345.

Η αγορά του εξοπλισμού της φ/β εγκατάστασης, με ονομαστική ισχύ 3,19 kW_p, με κόστος \$ 6.000 για κάθε kW_p, προβλέπεται να κοστίσει \$ 19.140. Τα έξοδα για την στήριξη της έκτασης του φ/β πλαισίου, υπολογίζεται να ανέλθουν στα \$ 4.050 (\$ 164 το m² για κάθε ένα από τα 24,7 m² της συνολικής ονομαστικής έκτασης), η αγορά λοιπού ηλεκτρικού εξοπλισμού θα κοστίσει \$ 4.785 (\$ 1.500 για κάθε ένα από τα 3,19 kW_p), ενώ η εγκατάσταση του συστήματος θα κοστίσει \$ 7.975 (\$ 2.500 για κάθε ένα από τα 3,19 kW_p). Θα απαιτηθεί και ένα δρομολόγιο μεταφοράς του εξοπλισμού, με κόστος \$ 1.500. Το σύνολο όλων των διαδικασιών αυτών ανέρχεται στα \$ 37.840.

Η εκπαίδευση προσωπικού 65 ατόμων που θα εργάζεται στην εγκατάσταση, θα κοστίσει 390\$ (\$ 6 ανά άτομο). Τέλος, λαμβάνεται υπόψιν ότι μπορεί να υπάρξουν διακυμάνσεις στα παραπάνω ποσά, ίσες με το 20% του συνολικού ποσού αυτών. Το συνολικό αυτό ποσό ανέρχεται στα \$ 57.966.

Αθροίζοντας όλα τα παραπάνω κόστη, προκύπτουν τα αρχικά κόστη που θα απαιτηθούν για το εξεταζόμενο επενδυτικό σχέδιο. Το σύνολο αυτό είναι \$ 64.193.

Τα ετήσια κόστη λειτουργίας της εγκατάστασης, προβλέπεται να προέρχονται μόνον από τις εργασίες λειτουργίας και συντήρησης του εξοπλισμού, διάρκειας 2 ωρών, με χρέωση \$ 55 ανά ώρα που απαιτείται για τις εργασίες αυτές, οπότε τα έξοδα αυτά είναι \$ 110 ανά έτος.

Τα περιοδικά κόστη λειτουργίας της εγκατάστασης προβλέπεται να προέρχονται από την περιοδική συντήρηση ή/και επισκευή του εναλλάκτη του συστήματος. Αυτό προβλέπεται να συμβαίνει κάθε 12 έτη, με συνολικό κόστος \$ 3.000.

Η σύνοψη όλων των παραπάνω περιγραφόμενων δαπανών για το έργο, φαίνεται στον Πίνακα 7.9.

Πίνακας 7.9: Σύνοψη αρχικών δαπανών για την υλοποίηση του έργου.

α/α	Δραστηριότητα του έργου	Μοναδιαίο κόστος δραστηριότητας (\$)	Συνολικό κόστος δραστηριότητας (\$)
1)	Μελέτη σκοπιμότητας	70 ανά ώρα (8 ώρες συνολο)	560
2)	Σχεδιασμός του έργου	70 ανά ώρα (20 ώρες συνολο)	1.400
3)	Ετοιμασία αναφοράς	70 ανά ώρα (10 ώρες συνολο)	700
4)	Μετάβαση στην τοποθεσία	1 δρομολόγιο	2.000
5)	Ανάπτυξη του έργου	5.780	5.780
6)	Μηχανολογικό κομμάτι του έργου	8.345	8.345
Σύνολο		-	18.785
7)	Αγορά εξοπλισμού με ονομαστική ισχύ 3,19 kW _p	6.000 ανά kW _p	19.140
8)	Κατασκευή στηρικτικής υποδομής για έκταση 24,7 m ²	1.500 ανά m ²	4.050
9)	Αγορά ηλεκτρικού εξοπλισμού των 3,2 kW	1.50 ανά kW _p	4.785
10)	Εγκατάσταση συστήματος	2.500 ανά kW _p	7.975
11)	Μεταφορά εξοπλισμού στην τοποθεσία	1 δρομολόγιο	1.500
11)	Εκπαίδευση προσωπικού 65 ατόμων	6 ανά άτομο	390
Σύνολο		-	37.840
Διακυμάνσεις στο ανωτέρω ποσό		20% των 37.840	7.568
Σύνολο		(37.840 + 7.568)	45.408
Γενικό σύνολο		-	64.193
Ετήσια κόστη		Εργασίες λειτουργίας και συντήρησης (55 ανά ώρα για σύνολο 2 ωρών)	110 ανά έτος
Περιοδικά κόστη		Συντήρηση/αντικατάσταση εναλλάκτη	3.000 ανά 12 έτη

7.4 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΚΠΟΜΠΗΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ

Η ανάλυση αυτή, θα πραγματοποιηθεί με γνώμονα την διαδικασία που περιγράφηκε στην § 4.5.2. Επειδή η προς εγκατάσταση φ/β μονάδα αποσκοπεί στο να

υποκαταστήσει μέρος της ενέργειας που παράγεται από καύσιμο ντίζελ στην εξεταζόμενη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, απαιτείται να γνωρίζουμε τους αντίστοιχους συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου. Αυτοί φαίνονται στον Πίνακα 4.6 και για το ντίζελ είναι:

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Ντίζελ	74,1	0,002	0,002

Στην περιγραφόμενη μονάδα η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται αποκλειστικά από ντίζελ, άρα η σύσταση του αρχικού μίγματος παραγωγής ενέργειας, είναι 100% από ντίζελ.

Η απόδοση μετατροπής του ντίζελ σε ενέργεια, φαίνεται στον Πίνακα 4.7, ίση με 30%. Οι απώλειες T-D (μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας) θεωρούνται ίσες με 3 οπότε για τον υπολογισμό του συντελεστή ισοδύναμης εκπομπής CO₂ του φυσικού αερίου (στο αρχικό σύστημα), GHG_{i-base}, από τη σχέση (4.109) προκύπτει ότι:

$$GHG_{i-base} = (G_{CO_2} + G_{CH_4} \cdot 21 + G_{N_2O} \cdot 310) \cdot \frac{1}{n_{fuel_i}} \cdot \frac{1}{1 - J_{T-D}} =$$

$$[74,1 \text{ kg / GJ} + (0,003 \text{ kg / GJ} \cdot 21 t_{CO_2}) + (0,001 \text{ kg / GJ} \cdot 310 t_{CO_2})] \cdot \frac{1}{0,30} \cdot \frac{1}{1 - 3\%} =$$

$$257,87 \text{ kg / GJ} \cdot \frac{3,6}{1.000} \Rightarrow GHG_{i-base} = 0,928 \text{ t}_{CO_2} / MWh$$

Ο συντελεστής $\frac{3,6}{1.000}$ λήφθηκε υπόψιν για τον υπολογισμό του GHG_{i-base} σε t_{CO_2} / MWh (μετατροπή των kg/GJ σε t/MWh). Επειδή το ντίζελ είναι το μόνο καύσιμο που χρησιμοποιείται στη μονάδα, το GHG_{i-base} του θα ισούται με τον GHG_{F-base}. Σύμφωνα με τη σχέση (4.112), είναι:

$$GHG_{F-g} = \sum_i \left(\frac{p_{i,g} \cdot GHG_{i,g}}{n_{fuel_{i,g}} \cdot (1 - J_{T-D,i})} \right)$$

με μοναδικό καύσιμο το ντίζελ ($p_{i,g}=100\%$), άρα και:

$$GHG_{F-CO_2} = \sum_i \left(\frac{p_{i,g} \cdot GHG_{i,g}}{n_{fuel_{i,g}} \cdot (1 - J_{T-D,i})} \right) = \frac{1 \cdot 74,1}{0,30 \cdot (1 - 0,03)} = 254,6 \text{ kg / GJ}$$

Με όμοιο τρόπο προκύπτουν και οι GHG_F για τα υπόλοιπα αέρια θερμοκηπίου:

$$GHG_{F-CH_4} = 0,0069 \text{ kg / GJ} \quad \text{και} \quad GHG_{F-N_2O} = 0,0069 \text{ kg / GJ}$$

Για τη δομή του προτεινόμενου συστήματος, η φ/β εγκατάσταση προορίζεται να υποκαταστήσει πλήρως τη μονάδα του ντίζελ, οπότε η σύσταση του νέου συστήματος θα αποτελείται από 100% ηλιακή ενέργεια. Εδώ οι απώλειες T-D θεωρούνται ίσες με 3%. Η μετατροπή της ηλιακής ενέργειας, ως καυσίμου, σε ηλεκτρική, θεωρείται ίση με 100%, ενώ οι συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου είναι όλοι μηδέν (η ηλιακή ενέργεια δεν εκπέμπει αέρια θερμοκηπίου). Αφού όλοι οι συντελεστές είναι μηδέν, και ο συνολικός ισοδύναμος συντελεστής εκπομπής CO_2 , $GHG_{F-proposed}$ θα είναι μηδέν.

Η ετήσια παραδιδόμενη ενέργεια από το σύστημα, επειδή πρόκειται για συνδεδεμένη εγκατάσταση στο κεντρικό δίκτυο και απομονωμένη, δίνεται από τη σχέση:

$$\begin{aligned} E_{annual} &= \left[RE_{dlyd}^{on-grid} + \frac{E_{AC-dlyd}}{1.000} \cdot (1 - Abs_{rate}) \right] \cdot (1 - J_{T-D}) \\ &= \left[3,179 \text{ MWh} + \frac{E_{AC-dlyd}}{1.000} \cdot (1 - 100\%) \right] \cdot (1 - 3\%) = \\ &= 3,179 \text{ MWh} \cdot 0,97 = 3,084 \text{ MWh} \end{aligned}$$

Η ετήσια μείωση του ισοδύναμου συντελεστή εκπομπής CO_2 , υπολογίζεται με τη σχέση (4.113):

$$\begin{aligned} GHG_{net-red-yr} &= \sum (GHG_{F-base} - GHG_{F-proposed}) \cdot E_{annual-dlyd} = \\ &= (0,928 t_{CO_2} / \text{MWh} - 0) \cdot 3,084 \text{ MWh} = 2,86 t_{CO_2} \end{aligned}$$

7.5 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Στην ενότητα αυτή θα πραγματοποιηθεί η χρηματοοικονομική ανάλυση για το προτεινόμενο επενδυτικό έργο (εγκατάσταση φ/β μονάδας). Για αρχή, υπολογίζεται η συνολική μείωση εκπομπής CO_2 για τη διάρκεια ζωής του έργου, με βάση το συνολικό ισοδύναμο συντελεστή εκπομπής CO_2 . Η διάρκεια ζωής του έργου είναι $PL = 25$ έτη, οπότε για ετήσια μείωση εκπομπής CO_2 ίση με 2,84 τόνους CO_2 , όπως υπολογίστηκε πριν, η συνολική μείωση θα είναι $25 \cdot 2,86 = 71,5$ τόνοι CO_2 .

7.5.1 ΕΤΗΣΙΑ ΕΞΟΔΑ

Τα περιοδικά αυτά κόστη προέρχονται από τη συντήρηση/επισκευή του εναλλάκτη (που πραγματοποιείται κάθε 12 έτη), ίσα με \$ 3.000. Τα ετήσια κόστη από τη λειτουργία της εγκατάστασης και τις εργασίες συντήρησης, δίνονται ίσα με \$ 110.

Το ετήσιο χρεολύσιο για την εξόφληση του χρέους του έργου, υπολογίζεται από τη σχέση (4.130):

$$d_p = \frac{-\text{Project}_{\text{debt}} \cdot r_{\text{debt}} \cdot (1 + r_{\text{debt}})^{\text{Debt}_{\text{term}}}}{(1 + r_{\text{debt}})^{\text{Debt}_{\text{term}}} - 1} = \frac{\$41.967,60 \cdot 8,5\% \cdot (1 + 8,5\%)^{10}}{(1 + 8,5\%)^{10} - 1} = \$6.395$$

Ο τρόπος υπολογισμού του χρέους του έργου, $\text{Project}_{\text{debt}}$, φαίνεται στην § 7.5.3.6

7.5.2 ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ

Τα ετήσια έσοδα ή οι πιστώσεις του έργου, προέρχονται από την εξοικονόμηση χωρητικότητας και παραγωγής ενέργειας του συστήματος, καθώς και από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου. Πιο αναλυτικά, στην εξεταζόμενη περίπτωση έργου, οι πιστώσεις από την εξοικονόμηση ενέργειας, υπολογίζονται από τη σχέση (4.118):

$$E_{\text{saving}} = RE_{\text{dlvd}}^{\text{on-grid}} \cdot E_{\text{save}} + RE_{\text{excess}} \cdot E_{\text{save}} = 3.179 \text{ kWh} \cdot 1,540 \$ / \text{kWh} + 0 \text{ kWh} \cdot 1,540 \$ / \text{kWh} = \\ = \$ 4.895,66$$

Εξοικονόμηση χωρητικότητας δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.

Ετήσιο εισόδημα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, δεν υπάρχει.

7.5.3 ΕΤΗΣΙΕΣ ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ

Θα εξεταστούν στη συνέχεια μερικοί δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης της βιωσιμότητας του έργου. Για το λόγο αυτό, θα χρειαστεί να υπολογιστούν οι ετήσιες καθαρές ταμειακές ροές του έργου. Η διαδικασία που θα ακολουθηθεί, περιγράφεται στην § 4.5.3.7.

Η καθαρή ταμειακή ροή προ φόρου, περιλαμβάνει τα συνολικά έσοδα. Αυτά περιλαμβάνουν τις εξοικονομήσεις ενέργειας, που είναι μηδέν για το έτος 0, τα έξοδα που αποφευχθήκαν για τη χωρητικότητα του συστήματος (μηδέν για το έτος 0), τα έσοδα από την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, για όσο διαρκεί αυτή η πίστωση (μηδέν για το έτος 0), τα έσοδα από τη μείωση εκπομπής παραγωγής αερίων θερμοκηπίου (μηδέν για το έτος 0), τα έσοδα από δωρεές ή χάρες (εδώ μηδέν) και η αξία τέλους έργου, η οποία στην περίπτωση αυτή είναι μηδέν. Άρα, για το έτος 0, τα συνολικά έσοδα είναι μηδέν (το άθροισμα όλων των παραπάνω).

Τα συνολικά έξοδα περιλαμβάνουν τα ποσά που καταβλήθηκαν για τη σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου (υπολογίζονται ότι έγιναν το έτος 0 και είναι ίσα με $I_{\text{cap}} = I \cdot (1 - R_{\text{costs}}) = \$64.193 \cdot (1 - 60\%) = \$25.677,2$), τα έξοδα για την τροφοδοσία ενέργειας στην εγκατάσταση (μηδέν για το έτος 0), τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης της εγκατάστασης (μηδέν για το έτος 0), τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους του έργου (μηδέν για το έτος 0), τα περιοδικά έξοδα (λαμβάνουν χώρα κάθε δεδομένη χρονική διάρκεια, εδώ στα έτη 12 και 24, άρα μηδέν για τα υπόλοιπα έτη).

Σύμφωνα με όλα τα παραπάνω, η καθαρή ταμειακή ροή του έργου για το έτος 0 είναι *Συνολικά έσοδα – Συνολικά έξοδα*, δηλαδή $0 - \$ 25.677,2 = - \$ 25.677,2$. Επειδή η εγκατάσταση αυτή δεν πληρώνει κανένα φόρο, η καθαρή ταμειακή ροή θα είναι ίδια για την περίπτωση της ταμειακής ροής μετά φόρων. Αυτό ισχύει και για τις υπόλοιπες ταμειακές ροές του έργου.

Για τα υπόλοιπα έτη, οι ταμειακές ροές υπολογίζονται ως εξής:

Συνολικά έσοδα:

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις *πόρων* *ενέργειας*, ως $E_{n-save} = E_{saving} \cdot (1 + r_{E-cost})^n = \$4.895,66 \cdot (1 + 5\%)^n$, όπου E_{saving} υπολογίζεται ανάλογα με την περίπτωση που περιγράφεται στην § 4.5.3.2. Εδώ, χρησιμοποιείται η σχέση (4.118) (βλ. προηγούμενα).
- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις *πόρων* *χωρητικότητας*, ως $Capacity_{n-save} = Capacity_{saving} \cdot (1 + f)^n$, με $Capacity_{saving}$ όπως υπολογίζεται από τη σχέση (4.119), δηλαδή $Capacity_{saving} = Capacity_{firm} \cdot E_{cap-save}$. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, δεν υπάρχουν τέτοια έσοδα.
- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος της διάρκειας πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ, RE_{credit}^{lc} , εντός της διάρκειας ζωής του έργου ($1 \leq n \leq MIN(PL, RE_{credit}^{lc})$), υπολογίζονται τα έσοδα από την πίστωση αυτή, ως $RE_{n-credit} = RE_{credit} \cdot (1 + r_{E-cost})^n$, με $RE_{credit} = RE_{dlvd}^{on-grid} \cdot RE_{production-credit}$ από τη σχέση (4.120). Στη συγκεκριμένη περίπτωση, δεν υπάρχουν τέτοια έσοδα.
- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος της διάρκειας πίστωσης για μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, $GHG_{reduce-credit}^{lc}$, εντός της διάρκειας ζωής του έργου ($1 \leq n \leq MIN(PL, GHG_{credit}^{lc})$), υπολογίζονται τα έσοδα από την πίστωση αυτή, ως $GHG_{n-credit} = GHG_{credit} \cdot (1 + r_{GHG})^n$, με $GHG_{red-credit} = GHG_{net-red-yr} \cdot GHG_{reduce-credit}$ από τη σχέση (4.121). Στη συγκεκριμένη περίπτωση, δεν υπάρχουν τέτοια έσοδα.
- Από τα παραπάνω έσοδα, αφαιρούνται τα έξοδα από την αξία τέλους του έργου. Τα έξοδα αυτά υπολογίζονται στο τέλος ζωής του έργου, ως:

$$EOL_{PL} = EOL \cdot (1 + f)^n$$

με τα έξοδα EOL να δίνονται από το χρήστη. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, δεν υπάρχουν τέτοια έσοδα.

Τα συνολικά έσοδα, ανά έτος n , υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έσοδα όπως υπολογίζονται παραπάνω. Ο Πίνακας 7.10 συνοψίζει τα αποτελέσματα για τα ετήσια έσοδα στην περίπτωση που εξετάζεται.

Συνολικά έξοδα:

- Μόνο για το έτος 0 υπολογίζονται τα έξοδα για τη σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου, όπως φάνηκε στα προηγούμενα.
- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται τα έξοδα τροφοδοσίας της εγκατάστασης με ενέργεια ως $FEC = FE_{\text{expents}} \cdot (1 + r_{\text{E-cost}})^n$. Τα έξοδα FE_{expents} δίνονται από το χρήστη. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, δεν υπάρχουν τέτοια έσοδα.
- Τα έξοδα για τη λειτουργία και τη συντήρηση της εγκατάστασης, υπολογίζονται για κάθε έτος n έως το τέλος ζωής PL του έργου, ως $OM_{\text{labour}} = OM_{\text{expents}} \cdot (1 + f)^n = \$110 \cdot (1 + 0,025)^n$. Τα έξοδα OM_{expents} δίνονται από το χρήστη.
- Τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους για το έργο, υπολογίζονται ως $Debt_{\text{coverage}} = d_p = \6.935 , δηλαδή το ετήσιο χρεολύσιο.

Πίνακας 7.10: Ετήσια έσοδα της εγκατάστασης.

Έτος n	Εξοικονομήσεις πόρων ενέργειας, $E_{n-\text{save}}$ (\$)	Εξοικονομήσεις εγκατεστημένης ισχύος, $Capacity_{n-\text{save}}$ (\$)	Έσοδα από την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, $RE_{n-\text{credit}}$ (\$)	Έσοδα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, $GHG_{\text{red-credit}}$ (\$)	Έσοδα από την αξία τέλους του έργου, EOL_{PL} (\$)	Συνολικά έσοδα (\$)
0	0,00	0	0	0	0,00	0,00
1	5.140,44	0	0	0	1.200,88	5.140,44
2	5.397,47	0	0	0	1.260,12	5.397,47
3	5.667,34	0	0	0	1.320,37	5.667,34
4	5.950,71	0	0	0	1.390,79	5.950,71
5	6.248,24	0	0	0	1.460,53	6.248,24
6	6.560,65	0	0	0	1.530,76	6.560,65
7	6.888,69	0	0	0	1.610,65	6.888,69
8	7.233,12	0	0	0	1.690,38	7.233,12
9	7.594,78	0	0	0	1.780,15	7.594,78
10	7.974,51	0	0	0	1.860,16	7.974,51
11	8.373,24	0	0	0	1.960,61	8.373,24
12	8.791,90	0	0	0	2.060,75	8.791,90
13	9.231,50	0	0	0	2.160,78	9.231,50
14	9.693,07	0	0	0	2.270,97	9.693,07
15	10.177,73	0	0	0	2.380,57	10.177,73
16	10.686,61	0	0	0	2.500,85	10.686,61
17	11.220,94	0	0	0	2.630,09	11.220,94
18	11.781,99	0	0	0	2.760,60	11.781,99
19	12.371,09	0	0	0	2.890,68	12.371,09
20	12.989,64	0	0	0	3.040,66	12.989,64
21	13.639,13	0	0	0	3.190,89	13.639,13
22	14.321,08	0	0	0	3.350,74	14.321,08
23	15.037,14	0	0	0	3.520,57	15.037,14
24	15.788,99	0	0	0	3.700,80	15.788,99
25	16.578,44	0	0	0	3.880,84	16.578,44

- Τα περιοδικά έξοδα στην περίπτωση αυτή, λαμβάνονται υπόψιν τα έτη 12 και 24, κάθε φορά που υλοποιούνται δηλαδή από τη συντήρηση/αντικατάσταση του εναλλάκτη του συστήματος. Εάν PE τα έξοδα αυτά, όπως δίνονται από το χρήστη, τότε η αξία που λαμβάνεται υπόψιν για τον υπολογισμό αυτής εκροής κεφαλαίου, είναι $PE_n = PE \cdot (1 + f)^n = \$3.000 \cdot (1 + 0,025)^n$ για n , όπως προαναφέρθηκε, 12 και 24 (στην αντίστοιχη ετήσια ταμειακή ροή εξόδων δηλαδή).

Τα συνολικά έξοδα κάθε έτους n υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έξοδα, όπως υπολογίστηκαν στα προηγούμενα. Ο Πίνακας 7.11 δείχνει τα συνολικά αποτελέσματα για κάθε ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης.

Πίνακας 7.11: Ετήσια έξοδα της εγκατάστασης.

Έτος n	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο, I_{cap} (\$)	Λειτουργικά έξοδα και έξοδα συντήρησης, OM_{labour} (\$)	Έξοδα τροφοδοσίας της εγκατάστασης με ενέργεια, FEC (\$)	Έξοδα αποπληρωμής του έργου, $Debt_{n-coverage}$ (\$)	Διάφορα περιοδικά έξοδα, PE_n (\$)	Συνολικά έξοδα (\$)
0	25.677,20	0,00	0	0,00	0,00	25.677,20
1	0,00	112,75	0	6.935,00	0,00	6.507,75
2	0,00	115,57	0	6.935,00	0,00	6.510,57
3	0,00	118,46	0	6.935,00	0,00	6.513,46
4	0,00	121,42	0	6.935,00	0,00	6.516,42
5	0,00	124,45	0	6.935,00	0,00	6.519,45
6	0,00	127,57	0	6.935,00	0,00	6.522,57
7	0,00	130,76	0	6.935,00	0,00	6.525,76
8	0,00	134,02	0	6.935,00	0,00	6.529,02
9	0,00	137,37	0	6.935,00	0,00	6.532,37
10	0,00	140,81	0	6.935,00	0,00	6.535,81
11	0,00	144,33	0	0,00	0,00	144,33
12	0,00	147,94	0	0,00	4.034,67	4.182,60
13	0,00	151,64	0	0,00	0,00	151,64
14	0,00	155,43	0	0,00	0,00	155,43
15	0,00	159,31	0	0,00	0,00	159,31
16	0,00	163,30	0	0,00	0,00	163,30
17	0,00	167,38	0	0,00	0,00	167,38
18	0,00	171,56	0	0,00	0,00	171,56
19	0,00	175,85	0	0,00	0,00	175,85
20	0,00	180,25	0	0,00	0,00	180,25
21	0,00	184,75	0	0,00	0,00	184,75
22	0,00	189,37	0	0,00	0,00	189,37
23	0,00	194,11	0	0,00	0,00	194,11
24	0,00	198,96	0	0,00	5.426,18	5.625,14
25	0,00	203,93	0	0,00	0,00	203,93

Οι συνολικές καθαρές ταμειακές ροές για κάθε έτος n υπολογίζονται από την αλγεβρική διαφορά $\text{Συνολικά έσοδα}_n - \text{Συνολικά έξοδα}_n$. Τα αποτελέσματα των πράξεων αυτών για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου, φαίνονται στον Πίνακα 7.12.

Πίνακας 7.12: Ετήσια έσοδα, ετήσια έξοδα και καθαρές συνολικές ταμειακές ροές του έργου.

Έτος n	Συνολικά έσοδα, P_t^p (\$)	Συνολικά έξοδα, E_t^p (\$)	Συνολική ροή προ φόρων, C_t^p (\$)	Καθαρή συνολική ροή, C_t (\$)	Καθαρή Παρούσα Αξία (\$)
0	0,00	27.978,40	-27.978,40	-25.677,20	-
1	5.115,60	7.047,75	-1.932,15	-29.345,71	-1.254,41
2	5.371,38	7.050,57	-1.679,19	-30.458,81	-936,88
3	5.639,95	7.053,46	-1.413,51	-31.304,93	-653,36
4	5.921,95	7.056,42	-1.134,47	-31.870,64	-400,77
5	6.218,04	7.059,45	-841,41	-32.141,86	-176,27
6	6.528,95	7.062,57	-533,62	-32.103,77	22,71
7	6.855,39	7.065,76	-210,36	-31.740,84	198,54
8	7.198,16	7.069,02	129,14	-31.036,75	353,36
9	7.558,07	7.072,37	485,70	-29.974,35	489,16
10	7.935,97	7.075,81	860,17	-28.535,64	607,72
11	8.332,77	144,33	8.188,44	-20.306,73	3.188,97
12	8.749,41	4.182,60	4.566,81	-15.697,43	1.638,77
13	9.186,88	151,64	9.035,25	-6.617,57	2.961,66
14	9.646,23	155,43	9.490,80	2.920,07	2.854,11
15	10.128,54	159,31	9.969,23	12.938,48	2.750,44
16	10.634,96	163,30	10.471,67	23.461,80	2.650,51
17	11.166,71	167,38	10.999,34	34.515,37	2.554,18
18	11.725,05	171,56	11.553,49	46.125,79	2.461,34
19	12.311,30	175,85	12.135,45	58.321,03	2.371,85
20	12.926,87	180,25	12.746,62	71.130,43	2.285,59
21	13.573,21	184,75	13.388,46	84.584,80	2.202,45
22	14.251,87	189,37	14.062,50	98.716,51	2.122,32
23	14.964,46	194,11	14.770,36	113.559,54	2.045,09
24	15.712,69	5.625,14	10.087,55	123.723,39	1.284,76
25	16.498,32	203,93	16.294,39	140.097,90	1.898,92

7.5.4 ΔΕΙΚΤΕΣ ΚΑΙ ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ

Στη συνέχεια θα εξεταστεί ο τρόπος με τον οποίο μπορεί να αξιολογηθεί το συγκεκριμένο επενδυτικό έργο. Αρχή θα γίνει με τον υπολογισμό του εσωτερικού βαθμού απόδοσης και την απόδοση στην επένδυση για το έργο αυτό, τόσο για τις ταμειακές ροές προ φόρων, όσο και για τις ροές μετά φόρων.

7.5.4.1 ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης και η απόδοση στην επένδυση, γνωρίζουμε ότι είναι το επιτόκιο, έστω ε , το οποίο μηδενίζει την ΚΠΑ και υπολογίζεται από τη σχέση

(με τη βοήθεια των τιμών του Πίνακα 7.12 και τη χρήση αριθμητικής επαναληπτικής διαδικασίας):

$$\sum_{t=0}^{25} \frac{C_t}{(1+\varepsilon)^t} = 0 \Rightarrow \frac{-\$25.677,20}{(1+\varepsilon)^0} + \frac{-\$29.910,55}{(1+\varepsilon)^1} + \dots + \frac{-\$133.512,21}{(1+\varepsilon)^{25}} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \varepsilon = 10\%$$

όπως ζητήθηκε στην εκφώνηση του προβλήματος.

Οι ταμειακές ροές μετά φόρων συμπίπτουν με τις ροές προ φόρων, οπότε θα συμπίπτουν και τα αντίστοιχα ε.

Το γεγονός ότι το ε (εσωτερικός βαθμός απόδοσης) υπολογίστηκε μεγαλύτερος από το προεξοφλητικό επιτόκιο, $D = 9\%$, υποδηλώνει ότι η επένδυση μπορεί να γίνει αποδεκτή, καθώς θεωρείται αποδοτική.

7.5.4.2 ΤΟ ΚΡΙΤΗΡΙΟ ΤΗΣ ΑΠΛΗΣ ΕΠΑΝΕΙΣΠΡΑΞΗΣ

Σύμφωνα με τη μέθοδο της απλής επανείσπραξης, ο(οι) επενδυτής(τές) θα λάβουν τα χρήματά τους πίσω, σε μια περίοδο ίση με αυτήν που υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\frac{\text{Αρχικές Δαπάνες} - \text{Δωρεές}}{\text{Ετήσιες Εξοικονομήσεις} + \text{Χρεολύσιο} - \text{Ετήσια κόστη}}$$

Όλοι οι παράγοντες στην τελευταία σχέση είναι γνωστοί από την προηγούμενη ανάλυση. Η αντικατάσταση των τιμών στη σχέση αυτή, δίνει:

$$\frac{\$64.193 - \$0}{\$/\acute{\epsilon}\tau\omicron\varsigma 4.895,66 + \$/\acute{\epsilon}\tau\omicron\varsigma 6.395 - (\$/\acute{\epsilon}\tau\omicron\varsigma 6.395 + \$/\acute{\epsilon}\tau\omicron\varsigma 110)} = 12,8 \acute{\epsilon}\tau\eta$$

Η χρονική στιγμή y_p κατά την οποία θα υπάρξει θετική καθαρή ταμειακή για το έργο, υπολογίζεται με γραμμική παρεμβολή μεταξύ των ακραίων εκείνων διαδοχικών τιμών για τις οποίες η πρώτη τιμή είναι αρνητική και η αμέσως επόμενη είναι θετική. Στην συγκεκριμένη περίπτωση, οι τιμές αυτές (από τον Πίνακα 7.10) είναι \$ -6.617,57 για το έτος 13 και \$ 2.920,07 για το έτος 14. Τώρα έχουμε:

$$\frac{14 \acute{\epsilon}\tau\eta - y_0 \acute{\epsilon}\tau\eta}{\$2.920,07 - \$0} = \frac{14 \acute{\epsilon}\tau\eta - 13 \acute{\epsilon}\tau\eta}{\$2.920,07 - (-\$6.617,57)} \Rightarrow y_0 = 14 \acute{\epsilon}\tau\eta - \frac{\$2.920,07}{\$9.537,64} = 13,7 \acute{\epsilon}\tau\eta$$

Η τιμή y_0 είναι η τιμή για την οποία η καθαρή συνολική ταμειακή ροή είναι μηδέν, οπότε λίγο μετά την τιμή αυτή, μπορούμε να έχουμε θετική ταμειακή ροή. Γενικά, μπορεί να θεωρηθεί $y_p = 13,7 \acute{\epsilon}\tau\eta$.

7.5.4.3 ΤΟ ΚΡΙΤΗΡΙΟ ΤΗΣ ΚΑΘΑΡΗΣ ΠΑΡΟΥΣΑΣ ΑΞΙΑΣ

Η ΚΠΑ του έργου υπολογίζεται για τις ταμειακές μετά φόρων (εδώ συμπίπτουν με τις ταμειακές ροές προ φόρων, βλ. Πίνακα 7.12), από τη σχέση (4.18):

$$\begin{aligned} \text{ΚΠΑ} &= \sum_t C_t^p \cdot (1+k)^{-n} - I_{cap} = \sum_{t=1}^{25} C_t^p \cdot (1+D)^{-n} - I_{cap} = \\ &= \$-1.932,15 \cdot (1+9\%)^{-1} + \$-1679,19 \cdot (1+9\%)^{-2} + \dots + \$-1932,15 \cdot (1+9\%)^{-1} - \$27.978,4 = \\ &= \$5.542,36 \end{aligned}$$

όπου $k = D = 9\%$. Ο παραπάνω υπολογισμός δίνει ΚΠΑ = \$ 5.542,36 τιμή θετική. Το γεγονός αυτό υποδηλώνει ότι το επενδυτικό έργο μπορεί να γίνει αποδεκτό.

7.5.4.4 ΕΤΗΣΙΕΣ ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΗΣΕΙΣ

Οι εξοικονομήσεις από τον ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης, υπολογίζονται ως ακολούθως:

$$p = \frac{-\text{ΚΠΑ} \cdot D \cdot (1+D)^{PL}}{(1+D)^{PL} - 1} = \frac{\$5.542,36 \cdot 9\% \cdot (1+9\%)^{25}}{(1+9\%)^{25} - 1} = \$564,25$$

7.5.4.5 ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ

Ο δείκτης αποδοτικότητας μπορεί να υπολογιστεί από τη σχέση (4.124):

$$PI = \frac{\text{ΚΠΑ}}{I_{cap}} = \frac{\$5.542,36}{\$25.677,2} \approx 0,22$$

Υπενθυμίζεται ότι θετικές τιμές του δείκτη αυτού και όσο το δυνατό μεγαλύτερες της μονάδας, τόσο πιο αποδοτικό κρίνεται το επενδυτικό έργο.

Το ποσό I_{cap} αποτελεί το αρχικό μετοχικό κεφάλαιο, και υπολογίζεται από τη σχέση (4.125):

$$I_{cap} = I \cdot (1 - R_{costs}) = \$64.193 \cdot (1 - 60\%) = \$25.667,2$$

7.5.4.6 ΧΡΕΟΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Το χρέος του έργου υπολογίζεται από τη σχέση (4.126), ως:

$$Project_{debt} = \$64.193 - 25.667,2 = \$38.525,8$$

7.5.4.7 ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΥΤΟΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ

Ο δείκτης αυτοχρηματοδότησης του έργου μπορεί να υπολογιστεί από τη σχέση (4.127):

$$DSC = \frac{\text{Καθαρά Λειτουργικά Εισοδήματα}}{\text{Συνολικό Τοκοφόρο Χρέος}}$$

σε συνδυασμό με τη διαδικασία που περιγράφεται στην § 4.5.3.7. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, υπολογίζεται ο ετήσιος δείκτης αυτοχρηματοδότησης για την περίοδο προθεσμίας αποπληρωμής του χρέους και επιλέγεται ο μικρότερος. Ως εισοδήματα για τον υπολογισμό του δείκτη αυτοχρηματοδότησης, θεωρείται η μεγαλύτερη τιμή μεταξύ των τιμών των ετήσιων εσόδων (συν το ετήσιο χρεολύσιο) και των καθαρών λειτουργικών εσόδων του έργου. Τα καθαρά λειτουργικά έσοδα για κάθε έτος είναι το άθροισμα των εσόδων προ φόρων συν το ετήσιο χρεολύσιο, μείον τα έξοδα προ φόρων, δηλαδή: $P_t^p - E_t^p + d_p$ (βλ. Πίνακα 7.12). Ας σημειωθεί ότι για την κάλυψη του χρέους κατά έτος, θεωρείται ότι αποδίδεται η τιμή του ετήσιου χρεολυσίου (\$ 6.395), με την οποία διαιρείται και η τιμή των εισοδημάτων κάθε έτους. Η διαδικασία αυτή έδωσε τα αποτελέσματα του Πίνακα 7.13.

Η μικρότερη από τις τιμές του Πίνακα 7.13, είναι η 0,786 την οποία αποδεχόμαστε ως δείκτη αυτοχρηματοδότησης. Το γεγονός ότι είναι μικρότερος της μονάδας και υποδηλώνει ότι τα ετήσια έσοδα από τη λειτουργία της εγκατάστασης επαρκούν για την κάλυψη του 78,6% του χρέους του έργου, για την αντίστοιχη χρονική περίοδο. Αυτό σημαίνει πως θα χρειαστεί εξωτερικό δάνειο για την πλήρη κάλυψη του χρέους. Όμοια ισχύουν και για τις υπόλοιπες περιόδους, εντός της προθεσμίας αποπληρωμής του χρέους. Αξίζει να σημειωθεί πως ο δείκτης αυτός, λαμβάνει τιμή μεγαλύτερη της μονάδας από το έτος 5 και έπειτα.

Πίνακας 7.13: Δείκτης αυτοχρηματοδότησης του έργου.

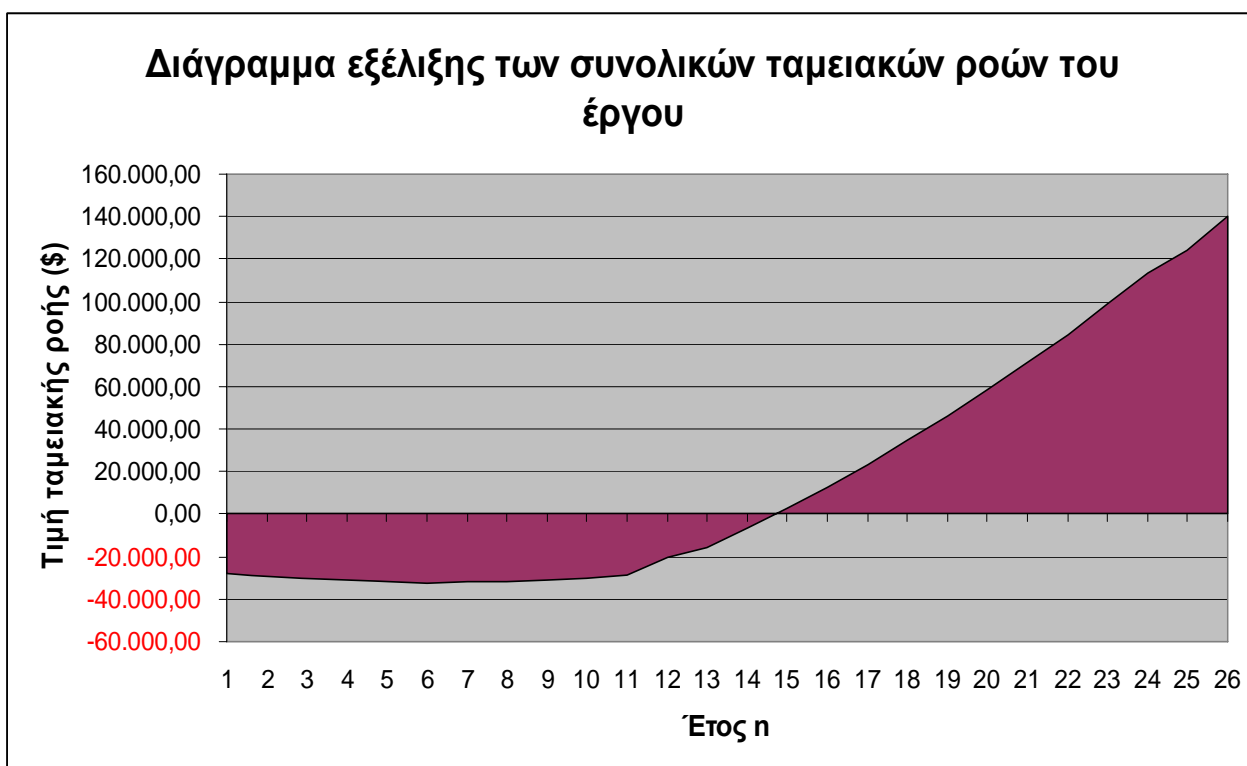
Έτος n	Ετήσια εισοδήματα (\$)	Συνολικά Λειτουργικά έσοδα (\$)	Χρεολύσιο (\$)	Δείκτης αυτοχρηματοδότησης
1	5.027,69	-1.367,31	6.395,00	0,786
2	5.281,90	-2.480,41	6.395,00	0,826
3	5.548,88	-3.326,53	6.395,00	0,868
4	5.829,29	-3.892,24	6.395,00	0,912
5	6.123,79	-4.163,46	6.395,00	0,958
6	6.433,09	-4.125,37	6.395,00	1,006
7	6.757,93	-3.762,44	6.395,00	1,057
8	7.099,10	-3.058,35	6.395,00	1,110
9	7.457,40	-1.995,95	6.395,00	1,166
10	7.833,70	-557,24	6.395,00	1,225

Στο Σχήμα 7.1 αποτυπώνεται η εξέλιξη των συνολικών καθαρών ταμειακών ροών του έργου.

7.6 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Το επενδυτικό έργο που εξετάστηκε, κρίνεται αποδοτικό και η υλοποίησή του κρίνεται είναι συμφέρουσα, με βάση όλα τα χρηματοοικονομικά κριτήρια που εξετάστηκαν. Ωστόσο, μπορούν να γίνουν και μερικές επισημάνσεις για τις τιμές των κριτηρίων αυτών.

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης ϵ είναι 10%, ενώ το προεξοφλητικό επιτόκιο D είναι 9%. Άρα, ο ϵ είναι λίγο μεγαλύτερος από το D . Η ΚΠΑ του έργου υπολογίστηκε στα \$ -5.542,36, ενώ ο δείκτης αποδοτικότητας PI υπολογίστηκε ίσος με 0,20. Το γεγονός αυτό, σε συνδυασμό με το γεγονός ότι ο δείκτης αυτοχρηματοδότησης για τα πρώτα 5 έτη αποπληρωμής του χρέους είναι μικρότερος της μονάδας, υποδηλώνει ότι η λήψη εξωτερικού δανείου για την πλήρη κάλυψη του χρέους είναι αναγκαία. Μετά τα πέντε πρώτα έτη, όμως, ο δείκτης αυτοχρηματοδότησης είναι μεγαλύτερος της μονάδας, κάτι που σημαίνει ότι τα έσοδα της εγκατάστασης επαρκούν για την κάλυψη της ετήσια δόσης αποπληρωμής του χρέους.



Σχήμα 7.1: Η εξέλιξη των συνολικών καθαρών ταμειακών ροών του έργου στο χρόνο, έως το τέλος της ζωής του.

ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΜΕΝΟ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕ ΣΥΣΤΗΜΑ ΣΥΣΣΩΡΕΥΣΗΣ

8.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ - ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Ένας υπεύθυνος διαχείρισης τεχνικών υπηρεσιών μιας εταιρείας τηλεπικοινωνιών, η οποία χρησιμοποιεί πολλές τοποθεσίες αναμετάδοσης, επιθυμεί να διερευνήσει το ενδεχόμενο μείωσης των εξόδων, προσθέτοντας ένα φ/β σύστημα σε μια ήδη υπάρχουσα εγκατάσταση η οποία διαθέτει μια γεννήτρια ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιεί ντίζελ. Στο σύστημα αυτό υπάρχει και σύστημα συσσώρευσης. Το σύστημα αυτό χρησιμοποιείται για να τροφοδοτεί μετακινούμενο τηλεπικοινωνιακό εξοπλισμό και μπορεί να αποθηκεύει την παραγόμενη ενέργεια σε μπαταρίες μολύβδου-οξέος. Προσθέτοντας μια φ/β συστοιχία στο υπάρχον σύστημα, θα μειωθεί η ποσότητα του χρησιμοποιούμενου καυσίμου ντίζελ. Οι τοποθεσίες αναμετάδοσης προσεγγίζονται μέσω ελικοπτέρου όλο το χρόνο ή ενός μηχανήματος χιονιού το χειμώνα. Τέτοια ταξίδια κοστίζουν αρκετά χρήματα στην εταιρεία. Στις τοποθεσίες αυτές δεν υπάρχει δυνατότητα σύνδεσης με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Επιθυμία της εταιρείας είναι να καθοριστεί, σε ένα αρχικό επίπεδο, το κόστος και ο ετήσιος εσωτερικός βαθμός στην επένδυση, πριν υπάρξει αίτημα για τη χρηματοδότηση του έργου.

Πληροφορίες για την τοποθεσία εγκατάστασης

Η τοποθεσία εγκατάστασης βρίσκεται στο Λαμπραντόρ, κοντά στο λιμάνι Γκους, στον Καναδά. Η φ/β συστοιχία μπορεί να προσανατολιστεί προς το νότο στις εξεταζόμενες περιοχές.

Προς το παρόν, δύο γεννήτριες 10 kW, οι οποίες χρησιμοποιούν ντίζελ, τροφοδοτούν ένα σύστημα συσσώρευσης 3.385 Ah, το οποίο διαθέτει μπαταρίες τύπου 48 VDC. Οι μπαταρίες και οι γεννήτριες βρίσκονται σε περιβάλλον με θερμοκρασία 25 °C, ελεγχόμενη μέσω ενός θερμοστάτη.

Τα χαρακτηριστικά κατανάλωσης των συσκευών που τροφοδοτεί το υπάρχον σύστημα, περιγράφονται στον Πίνακα 8.1. Τα φορτία που δίνονται αναφέρονται σε συνεχές ρεύμα και λειτουργούν συνεχώς.

Χρηματοοικονομικές πληροφορίες

Εάν προστεθεί φ/β σύστημα στο ήδη υπάρχον σύστημα, ο αριθμός των δρομολογίων για ανεφοδιασμό και συντήρηση θα μειωθεί. Η τρέχουσα κατανάλωση

καυσίμου ντίζελ ανέρχεται στα 4.200 L ανά χρόνο. Το ελικόπτερο μπορεί να μεταφέρει 1.000 L σε κάθε ταξίδι. Ταυτόχρονα, κάθε χρόνο απαιτούνται δεκαπέντε επισκέψεις στις τοποθεσίες για εργασίες συντήρησης. Ο αριθμός των επισκέψεων αυτών είναι ανάλογος του αριθμού ωρών λειτουργίας της κάθε γεννήτριας, ενώ οι ώρες λειτουργίας είναι ανάλογες της κατανάλωσης καυσίμου. Η τιμή ενοικίασης του ελικοπτέρου είναι 1.000 \$/h, ενώ κάθε ταξίδι διαρκεί 3 ώρες. Η τιμή αγοράς του καυσίμου ντίζελ για τις περιοχές αυτές είναι 1 \$/L.

Πίνακας 8.1: Συσκευές και καταναλώσεις στο υπάρχον σύστημα

Συσκευή που τροφοδοτείται	Φορτίο που καταναλώνεται (kW)
Αναλογικοί πομποί	0,720
Ανεμιστήρες	0,040
Λοιπός εξοπλισμός	0,100

Τα τυπικά χρηματοοικονομικά μεγέθη για την ανάλυση, δίνονται ως εξής: πληθωρισμός 2,5%, κλιμάκωση κόστους ενέργειας 5,0%, ικανότητα δανεισμού 60%, εξοφλητικό επιτόκιο χρέους 8,5%, προεξοφλητικό επιτόκιο 9% και προθεσμία εξόφλησης χρέους 10 έτη. Η εγκατάσταση πληρώνει φόρο εισοδήματος, με φορολογικό συντελεστή 42,6%. Ο φ/β εξοπλισμός αποσβένεται λογιστικά με τη μέθοδο αναλογικής απόσβεσης, με συντελεστή 30%. Το σύστημα αυτό προβλέπεται να διαρκέσει 25 έτη. Ο Πίνακας 8.2 συνοψίζει όλα τα δεδομένα του προβλήματος.

Πίνακας 8.2: Δεδομένα του προβλήματος.

a/a	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
Χαρακτηριστικά του συστήματος και της πηγής ισχύος				
1)	Τύπος του φ/β συστήματος	off-grid	-	Με μπαταρίες
2)	Τύπος χρησιμοποιούμενου καυσίμου	Ντίζελ	-	-
Επιμέρους χαρακτηριστικά				
3)	Χωρητικότητα εναλλάκτη	$Inv_{capacity} = 0$	KW (AC)	-
4)	Μέση αποδοτικότητα του εναλλάκτη	$n_{inv} = 0$	%	-
5)	Διάφορες απώλειες ισχύος στο σύστημα	$P_{losses} = 0$	%	-
Χαρακτηριστικά του συστήματος συσσώρευσης ενέργειας				
6)	Ημέρες αυτονομίας που απαιτούνται	$Batt_{autonomy} = 5,5$	d (ημέρες)	από 1 έως 15
7)	Ονομαστική τάση της μπαταρίας	$Batt_{voltage} = 48$	Volts	από 12 έως 120
8)	Απόδοση της μπαταρίας	$n_{batt} = 80$	%	από 50 έως 85%
9)	Μέγιστη στάθμη αποφόρτισης	$Batt_{DOD} = 70$	%	από 20 έως 80%
10)	Απόδοση ελεγκτή φόρτισης (από DC σε DC)	$n_{charger-DC} = 95$	%	από 85 έως 95%

Πίνακας 8.2: Δεδομένα του προβλήματος (συνέχεια).

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
11)	Έλεγχος θερμοκρασίας μπαταρίας	Συνεχής	-	Προσφέρονται επιλογές
12)	Ελάχιστη θερμοκρασία μπαταρίας	$Batt_{temp} = 25$	°C	από 0 έως 15 °C
13)	Ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας	$Batt_{capacity-nom} = 3.379$	Ah	-
Χαρακτηριστικά του φ/β πλαισίου				
14)	Ονομαστική απόδοση φ/β πλαισίου	$n_{array} = 11,9$	%	από 4 έως 15%
15)	Διάφορες απώλειες πλαισίου	$P_{array-loss} = 5$	%	από 0 έως 20%
16)	Ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας των ηλιακών κυττάρων	NOCT = 45	°C	-
17)	Θερμοκρασιακός συντελεστής φ/β συστοιχίας	$Temp_c = 0,40$	%	-
18)	Ονομαστική ισχύς του φ/β πλαισίου	$P_{array-nom} = 3,08$	kW _p	-
Χαρακτηριστικά επιπλέον γεννήτριας				
19)	Απόδοση φορτιστή (από AC σε DC)	$n_{charger-AC} = 90$	%	από 80 έως 95%
20)	Χωρητικότητα γεννήτριας	$Gen_{capacity} = 20$	kW	-
21)	Τύπος χρησιμοποιούμενου καυσίμου	Ντίζελ	-	-
22)	Ακριβής κατανάλωση καυσίμου	$K_{gen-fuel} = 0,4$	L/kWh	-
Χαρακτηριστικά εξεταζόμενης περιοχής				
23)	Τύπος φ/β συστοιχίας	Σταθερή	-	-
24)	Γεωγραφικό πλάτος της τοποθεσίας εφαρμογής της μελέτης (σε βόρειο προσανατολισμό)	$\varphi = 53,3$	°N	από -90° έως 90°
25)	Κλίση φ/β πλαισίου	$\beta = 50$	°	από 0° έως 90°
26)	Αζιμούθιο φ/β πλαισίου	$\beta_{az} = 0$	°	από 0° έως 180°
Χρηματοοικονομικές παράμετροι				
27)	Εξοικονομούμενο κόστος ενέργειας	$E_{save} = 1$	\$/L	-
28)	Πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	$RE_{credit} = 0$	\$/kWh	-
29)	Χρονική διάρκεια της πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ	$RE_{credit}^{lc} = 0$	y (έτη)	-

Πίνακας 8.2: Δεδομένα εισόδου (συνέχεια).

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
30)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	$r_{RE-credit} = 0$	%	-
31)	Πίστωση για μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	$GHG_{reduce-credit} = 0$	\$/tn CO ₂	-
32)	Διάρκεια πίστωσης για τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	$GHG_{reduce-credit}^{lc} = 0$	y (έτη)	-
33)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	$r_{GHG} = 0$	%	-
34)	Επιτόκιο προσαύξησης του κόστους ενέργειας	$r_{E-cost} = 5$	%	-
35)	Αρχικά κόστη	$I = 54.339$	\$	-
36)	Πληθωρισμός	$f = 2,5$	%	-
37)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	$D = 9$	%	-
38)	Διάρκεια ζωής έργου (επένδυσης)	$PL = 25$	y (έτη)	-
39)	Ικανότητα δανεισμού	$R_{costs} = 60$	%	-
40)	Επιτόκιο εξόφλησης χρεών	$r_{debt} = 8,5$	%	-
41)	Προθεσμία εξόφλησης χρεών	$Debt_{term} = 10$	y (έτη)	-
42)	Ποσοστό επί του φορολογητέου εισοδήματος	$I_{tax} = 0$	%	-
43)	Τυχόν απώλειες carryforward	$cf = 0$	-	-
44)	Φορολογική βάση λογιστικής απόσβεσης	$T_{basis} = 42,6$	%	-
45)	Ρυθμός λογιστικής απόσβεσης	$r_{depr} = 30$	%	-
46)	Περίοδος μειωμένου φορολογικού συντελεστή	-	y (έτη)	-

8.1.1 ΕΝΔΙΑΜΕΣΟΙ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΙ

Το υλικό κατασκευής των πλαισίων είναι το μονοκρυσταλλικό πυρίτιο και η ονομαστική του απόδοση ίση με 11,1%.

Η αναζήτηση στοιχείων για την μέση μηνιαία θερμοκρασία της περιοχής και την μηνιαία μέση ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο (\bar{H}) έδωσε τα αποτελέσματα του Πίνακα 8.4.

8.1.1.1 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΗΣ ΜΕΣΗΣ ΜΗΝΙΑΙΑΣ ΗΜΕΡΗΣΙΑΣ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ ΣΤΟ ΕΠΙΠΕΔΟ ΤΗΣ Φ/Β ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ

Τα βασικά μεγέθη που υπολογίζονται αρχικά για κάθε ημέρα της εξεταζόμενης περιόδου, είναι η απόκλιση δ και η ώρα δύσεως του ήλιου. Τα μεγέθη αυτά

υπολογίζονται στην § 4.5.1.3.1., όπως φαίνεται στη συνέχεια. Η απόκλιση δ υπολογίζεται από τη σχέση (3.1):

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(2\pi \frac{(284 + n)}{365}\right)$$

Για κάθε μήνα που εξετάζεται είναι:

Πίνακας 8.3: Οι τιμές του n και της δ για τις Μέσες Ημέρες κάθε μήνα.

Μήνας	n	δ
Ιανουάριος	17	-20,9
Φεβρουάριος	47	-13
Μάρτιος	75	-2,4
Απρίλιος	105	9,4
Μάιος	135	18,8
Ιούνιος	162	23,1
Ιούλιος	198	21,2
Αύγουστος	228	13,5
Σεπτέμβριος	258	2,2
Οκτώβριος	288	-9,6
Νοέμβριος	318	-18,9
Δεκέμβριος	344	-23

Η ώρα ω_s υπολογίζεται ως εξής:

- $\tan \phi \cdot \tan \delta > 1$, τότε $\omega_s = 0$
- $\tan \phi \cdot \tan \delta < -1$, τότε $\omega_s = \pi$
- Σε κάθε άλλη περίπτωση, $\omega_s = \arccos(\tan \phi \cdot \tan \delta)$. Η ώρα ανατολής τότε είναι $-\omega_s$

Πίνακας 8.4: Χαρακτηριστικά εξεταζόμενης περιοχής.

Μήνας	Μέση μηνιαία θερμοκρασία T_{m_i} (°C)	Μηνιαία μέση ημερήσια ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο, \overline{H} (kWh/m ² /d)
Ιανουάριος	-17,3	0,92
Φεβρουάριος	-15,5	1,89
Μάρτιος	-9,2	3,17
Απρίλιος	-1,8	4,47
Μάιος	5,1	4,89
Ιούνιος	10,9	4,97
Ιούλιος	15,5	4,86
Αύγουστος	14,2	4,00
Σεπτέμβριος	9,0	2,75
Οκτώβριος	2,5	1,64
Νοέμβριος	-4,0	0,89
Δεκέμβριος	-13,4	0,64

Υπολογίζεται στη συνέχεια ο μέσος μηνιαίος δείκτης καθαρότητας, από τον τύπο $\bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_{extr0}}$. Για να γίνει αυτό, υπολογίστηκε για κάθε μήνα της περιόδου που εξετάζεται (εδώ όλο το έτος) η μέση μηνιαία εξωγήινη ακτινοβολία, \bar{H}_{extr0} , από τη σχέση (βλ. § 4.5.1.3.1. για περισσότερες πληροφορίες):

$$\bar{H}_{extr0} = \frac{24 \cdot 3600 \cdot S}{\pi} \cdot \left(1 + 0,033 \cdot \cos \left(2\pi \cdot \frac{Day}{365} \right) \right) \cdot (\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + \omega_s \cdot \sin \phi \cdot \sin \delta)$$

Τώρα μπορούν να υπολογιστούν η διάχυτη, \bar{H}_{dif} , και η άμεση ακτινοβολία \bar{H}_{dir} που αντιστοιχούν στο \bar{K}_T . Αυτό μπορεί να γίνει μέσω των σχέσεων (4.52), (4.53) και (4.54):

- Εάν $\omega_s \leq 81,4 \cdot \frac{\pi}{180}$:

$$\bar{H}_{dif} = \bar{H}_{extr0} \cdot \bar{K}_T \cdot (1,391 + \bar{K}_T \cdot (-3,56 + \bar{K}_T \cdot (4,189 + \bar{K}_T \cdot (-2,137))))),$$

αλλιώς

$$\bar{H}_{dif} = \bar{H}_{extr0} \cdot \bar{K}_T \cdot (1,311 + \bar{K}_T \cdot (-3,022 + \bar{K}_T \cdot (3,427 + \bar{K}_T \cdot (-1,821))))$$

και

$$\bar{H}_{dir} = \bar{H}_{extr0} \cdot \bar{K}_T - \bar{H}_{dif}$$

Στη συνέχεια υπολογίζονται οι ρυθμοί r_t και r_d , όπως φαίνεται από τις σχέσεις (4.56) και (4.57). Μέσω των ρυθμών αυτών, υπολογίζονται οι ωριαίες τιμές (για κάθε ώρα h) της συνολικής H_h και της διάχυτης H_{difh} ακτινοβολίας, από την ώρα ανατολής μέχρι την ώρα δύσεως του ήλιου:

$$H_h = \bar{H} \cdot \frac{r_{th}}{r_t} \quad \text{και} \quad H_{difh} = \bar{H}_{dif} \cdot \frac{r_{dh}}{r_d}$$

με r_{th} και r_{dh} οι ωριαίοι ρυθμοί, μέχρι την ώρα h , προς την ημερήσια συνολική και διάχυτη ακτινοβολία αντίστοιχα (το άθροισμα των r_t και r_d μέχρι την ώρα h).

Τότε, συνολικά, σύμφωνα με τις σχέσεις (4.58) είναι:

$$H = r_t \cdot \bar{H} \quad \alpha)$$

$$H_{dif} = r_d \cdot \bar{H}_{dif} \quad \beta)$$

$$H_b = H - H_d \quad \gamma)$$

Η ζητούμενη ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο, H_{ilted} , υπολογίζεται από τη σχέση (4.61):

$$H_{tilted} = H_b \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} + H_d \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + H \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

Στην σχέση αυτή, η γωνία θ_z προκύπτει από τη σχέση (4.62):

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

ενώ η γωνία θ υπολογίζεται όπως στην περίπτωση α) της § 4.5.1.3.1., για σταθερή ϕ/β συστοιχία. Η μετατροπή B-M για το βόρειο ημισφαίριο, δεν έχει αλλάξει τις τιμές των γωνιών, γιατί $\phi = 63,8^\circ > 0^\circ$. Έτσι, ισχύουν:

$$x_{surf} = \beta = 90^\circ \quad \text{και} \quad \beta_{az-BM} = \beta_{az} = 30^\circ$$

Για τη γωνία θ_{az} η σχέση υπολογισμού της είναι η (4.63):

$$\theta_{az} = \arctan \left(\frac{\sin \omega \cdot \cos \delta}{\cos \omega \cdot \cos \delta \cdot \sin \phi - \sin \delta \cdot \cos \phi} \right)$$

Ας σημειωθεί πως η λευκαύγεια του εδάφους, ρ , είναι 0,7 για θερμοκρασίες κάτω των -5°C και 0,2 για θερμοκρασίες άνω των 0°C . Για θερμοκρασία Temp μεταξύ των θερμοκρασιών αυτών, χρησιμοποιείται γραμμική παρεμβολή, σύμφωνα με την εξίσωση:

$$\rho = Temp \cdot \frac{-0,5}{-5} + 0,7$$

Η παραπάνω διαδικασία, δίνει, για κάθε μήνα που εξετάζεται, τα αποτελέσματα του Πίνακα 8.5.

Πίνακας 8.5: Τιμές των παραμέτρων υπολογισμού της ηλιακής ακτινοβολίας.

Μήνας	Μέση Ημέρα (Day)	δ ($^\circ$)	ρ	H_{tilted} (kWh/m ² /d)	\overline{H}_{extr0} (kWh/m ² /d)	\overline{H} (kWh/m ² /d)	ω_s (rad)	$\overline{K_T}$	$\cos \theta_{noon}$
Ιανουάριος	17	-20,9	0,7	1,96	1,98	0,92	1,03	0,46	0,91
Φεβρουάριος	47	-13	0,7	3,17	3,50	1,89	1,26	0,54	0,96
Μάρτιος	75	-2,4	0,7	5,26	5,74	3,17	1,51	0,55	1,00
Απρίλιος	105	9,4	0,52	6,31	8,40	4,47	1,80	0,53	0,99
Μάιος	135	18,8	0,2	5,66	10,53	4,89	2,04	0,46	0,96
Ιούνιος	162	23,1	0,2	3,87	11,50	4,97	2,18	0,43	0,94
Ιούλιος	198	21,2	0,2	3,37	11,02	4,86	2,12	0,44	0,95
Αύγουστος	228	13,5	0,2	2,79	9,22	4,00	1,90	0,43	0,98
Σεπτέμβριος	258	2,2	0,2	2,35	6,69	2,75	1,62	0,41	1,00
Οκτώβριος	288	-9,6	0,2	2,13	4,15	1,64	1,34	0,39	0,97
Νοέμβριος	318	-18,9	0,3	1,62	2,33	0,89	1,09	0,38	0,93
Δεκέμβριος	344	-23	0,7	1,56	1,61	0,64	0,96	0,40	0,90

Η αντίστροφη μετατροπή B-M είναι ίδια με την ευθεία μετατροπή, οπότε και πάλι δεν αλλάζουν οι τιμές των γωνιών.

Πίνακας 8.6: Τιμές χαρακτηριστικών παραμέτρων υπολογισμού της ηλιακής ακτινοβολίας, για το 24ωρο της Μέσης Ημέρας του Φεβρουαρίου.

Ω_{pa}	$\overline{H}_{dif\ h}$ (kWh/m ² /d)	$\overline{H}_{dir\ h}$ (kWh/m ² /d)	H_h (kWh/m ² /d)	H_{tilt-h} (kWh/m ² /d)	r_{th}	r_{dh}	r_t	r_d	θ_z (rad)	θ_{az} (rad)	ω (rad)	$\cos\theta$
0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,43	-2,94	-3,01	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	2,37	-2,57	-2,74	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	2,27	-2,25	-2,48	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	2,13	-1,98	-2,22	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	1,99	-1,75	-1,96	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	1,83	-1,53	-1,70	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	1,67	-1,33	-1,43	0
7	0,150	0,012	2,379	0,114	1,253	1,720	1,253	1,720	1,53	-1,12	-1,17	0,359
8	4,664	6,663	0,113	0,387	5,966	6,975	7,219	8,695	1,39	-0,90	-0,91	0,579
9	7,534	0,129	0,205	0,823	0,108	0,112	0,180	0,199	1,28	-0,66	-0,65	0,758
10	9,563	0,184	0,280	1,392	0,147	0,142	0,327	0,342	1,20	-0,41	-0,39	0,885
11	0,106	0,216	0,322	2,037	0,169	0,158	0,497	0,501	1,16	-0,13	-0,13	0,951
12	0,106	0,216	0,322	2,682	0,169	0,158	0,667	0,660	1,16	0,13	0,13	0,51
13	9,563	0,184	0,280	3,251	0,147	0,142	0,815	0,803	1,20	0,41	0,39	0,885
14	7,534	0,129	0,205	3,687	0,108	0,112	0,923	0,915	1,28	0,66	0,65	0,758
15	4,664	6,663	0,113	3,960	5,966	6,975	0,982	0,985	1,39	0,90	0,92	0,579
16	0,150	0,012	2,379	4,075	1,253	1,720	0,995	1,002	1,53	1,12	1,18	0,359
17	0	0	0	0	0	0	0	0	1,67	1,33	1,44	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	1,83	1,53	1,70	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	1,99	1,75	1,96	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	2,13	1,98	2,23	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	2,27	2,25	2,49	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	2,37	2,57	2,75	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	2,43	2,94	3,01	0

8.1.1.2 ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΕΚΤΑΣΗ ΤΗΣ Φ/Β ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ

Η προτεινόμενη έκταση της φ/β συστοιχίας προκύπτει από τη σχέση (4.27):

$$S_{array} = \frac{P_{array-nom}}{n_{array}} = \frac{3,08 kW_p}{11,1\%} = 27,7 m^2$$

8.1.1.3 ΣΥΝΟΛΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΟΥ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Ο συνολικός βαθμός απόδοσης του συστήματος υπολογίζεται από τη σχέση (4.33):

$$n_{PV} = \frac{RE_{dlvd}^{off-grid}}{S_{array} \cdot H_{tilt}} = \frac{3,662 MWh}{27,7 m^2 \cdot 1,34 MWh / m^2} = 9,87\%$$

8.1.1.4 ΕΠΙΜΕΡΟΥΣ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Η ενέργεια από ΑΠΕ που παραδίδεται από το σύστημα, RE_{dlvd}^i , στην περίπτωση αυτή (στις δύο προηγούμενες σχέσεις), υπολογίζεται από τη σχέση (4.35):

$$RE_{dlvd}^{off-grid} = \frac{\sum_{m_i} RE_{dlvd-m_i}}{1000}$$

με το RE_{dlvd} , για κάθε μήνα, να υπολογίζεται από τη σχέση (4.90):

$$RE_{dlvd-m_i} = E_{cont-met-dir-PV} + E_{matched-PV} + E_{met-batt}$$

Για το μήνα Ιανουάριο είναι:

Το $E_{cont-met-dir-PV}$ υπολογίζεται από τη σχέση (4.91):

$$E_{cont-met-dir-PV} = MIN \left[\left[(S_{array} \cdot H_{tilted} \cdot n_{PV}) \cdot (1 - \bar{\phi}) \right], E_{cont} \right]$$

όπου:

$$\begin{aligned} E_{cont} &= \sum_i \left(D_{DC} \cdot U_{h/d} \cdot \frac{U_{d/w}}{7} + \frac{D_{AC}}{n_{inv}} \cdot U_{h/d} \cdot \frac{U_{d/w}}{7} \right)_i = \\ &= \left(D_{DC,1} \cdot 24 \cdot \frac{7}{7} \right) + \left(D_{DC,2} \cdot 24 \cdot \frac{7}{7} \right) + \left(D_{DC,3} \cdot 24 \cdot \frac{7}{7} \right) = \\ &= \left(0,720kW \cdot 24 \cdot \frac{7}{7} \right) + \left(0,040kW \cdot 24 \cdot \frac{7}{7} \right) + \left(0,100 \cdot 24 \cdot \frac{7}{7} \right) = 20,64 kW \end{aligned}$$

ενώ η μηνιαία μέση ημερήσια χρησιμότητα $\bar{\phi}$ υπολογίζεται από τη σχέση (4.92):

$$\bar{\phi} = MIN \left(\left[\left(\frac{a' + b' \cdot R_n}{R} \right) \cdot I_{c-m_i} \cdot (1 + I_{c-m_i} \cdot c') \right]^e, 1 \right)$$

και τη διαδικασία που περιγράφεται στην § 4.5.1.3.12. Για το μήνα Ιανουάριο είναι:

$$\begin{aligned} a' &= 2,943 - 9,271 \cdot \bar{K}_T + 4,031 \cdot \bar{K}_T^2 = 2,943 - 9,271 \cdot 0,46 + 4,031 \cdot (0,46)^2 = -0,50 \\ b' &= -4,345 + 8,853 \cdot \bar{K}_T + 3,602 \cdot \bar{K}_T^2 = -4,345 + 8,853 \cdot 0,46 + 3,602 \cdot (0,46)^2 = -1,01 \\ c' &= -0,170 - 0,306 \cdot \bar{K}_T + 2,936 \cdot \bar{K}_T^2 = -0,170 - 0,306 \cdot 0,46 + 2,936 \cdot (0,46)^2 = 0,32 \end{aligned}$$

και

$$R_n = \left(1 - \frac{r_{h,d-dif}}{r_{h,d-tot}} \cdot r_{d,d}\right) \cdot R_b + \frac{r_{h,d-dif}}{r_{h,d-tot}} \cdot r_{d,d} \cdot \frac{(1 + \cos(x_{surf-noon}))}{2} + \frac{\rho \cdot (1 - \cos(x_{surf-noon}))}{2} =$$

$$\left(1 - \frac{0,1938}{0,2072} \cdot 0,6667\right) \cdot 3,3530 + \frac{0,1938}{0,2072} \cdot 0,6667 \cdot \left(\frac{1 - 0,6428}{2}\right) + 0,7 \cdot \frac{(1 - 0,6428)}{2} = 1,90$$

αφού

$$r_{h,d-dif} = \frac{\pi}{24} \cdot \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cdot \cos \omega_s} \right)$$

$$r_{d,d} = 1,188 + K_T \cdot \left[-2,272 + K_T \cdot (9,473 + K_T \cdot (-21,865 + K_T \cdot 14,648)) \right] =$$

$$= 1,188 + 0,46 \cdot \left[-2,272 + 0,46 \cdot (9,473 + 0,46 \cdot (-21,865 + 0,46 \cdot 14,648)) \right] = 0,67$$

επειδή $0,17 < \overline{K}_T < 0,75$

$$r_{h,d-tot} = (m + n \cdot \cos \omega) \cdot r_{h,d-dif}$$

$$R_b = \frac{\cos \theta_{noon}}{\cos \theta_{z-noon}} = \frac{0,96}{0,4027} = 2,38$$

$x_{surf-noon} = \beta = 30^\circ$, καθώς η φ/β συστοιχία είναι σταθερή

$\rho = 0,7$ καθώς η μέση θερμοκρασία το μήνα αυτού είναι κάτω των -5°C .

$$\overline{R} = \frac{H_{\text{tilted}}}{H} = \frac{9,2777 \text{ kJ} / \text{m}^2 / \text{d}}{3,312 \text{ kJ} / \text{m}^2 / \text{d}} = 2,80$$

$$I_{c-m_i} = \frac{I_{\text{array-c-m}_i}}{1.000 \cdot r_{h,d-tot} \cdot R_n \cdot H_{\text{tilted}}} = \frac{\frac{1.000 \cdot E_{\text{cont}}}{24}}{S_{\text{array}} \cdot n_{PV}} =$$

$$= \frac{\frac{1.000 \cdot 0,860 \text{ kW}}{24}}{27,7 \text{ m}^2 \cdot 9,8\%} = 0,264 \text{ W} / \text{m}^2$$

Τελικά,

$$\begin{aligned}\bar{\phi} &= MIN \left(\left[\left(\frac{a' + b' \cdot R_n}{\bar{R}} \right) \cdot I_{c-m_i} \cdot (1 + I_{c-m_i} \cdot c') \right]^e, 1 \right) = \\ &= MIN \left(\left[\left(\frac{-0,501,01 \cdot 1,90}{1,56} \right) \cdot 0,264 W / m^2 \cdot (1 + 0,264 W / m^2 \cdot 0,32) \right], 1 \right) = 0,71\end{aligned}$$

Άρα και:

$$\begin{aligned}E_{cont-met-dir-PV} &= MIN \left[\left[(S_{array} \cdot H_{tilted} \cdot n_{PV}) \cdot (1 - \bar{\phi}) \right], E_{cont} \right] = \\ &= MIN \left[\left[\left(27,7 m^2 \cdot \frac{9,2777}{3,6} kWh / m^2 / d \cdot 11,59\% \right) \cdot (1 - 0,71) \right], 20,640 kW \right] = 2,39 kWh / d\end{aligned}$$

Το $E_{matched-PV}$ για το μήνα Ιανουάριο υπολογίζεται από τη σχέση (4.95):

$$E_{matched-PV} = MIN \left[(S_{array} \cdot H_{tilted} \cdot n_{PV}) - E_{cont-met-dir-PV}, E_{match} \right]$$

όπου E_{match} στη συγκεκριμένη περίπτωση δεν υπάρχει, οπότε

$$\begin{aligned}E_{matched-PV} &= MIN (S_{array} \cdot H_{tilted} \cdot n_{PV} - E_{cont-met-dir-PV}, E_{matched}) = \\ &= \left[\left(27,7 m^2 \cdot \frac{9,2777}{3,6} kWh / m^2 / d \cdot 11,59\% - 2,39 kWh / d \right), 0 \right] = 0 kWh / d\end{aligned}$$

Το $E_{met-batt}$ υπολογίζεται από τη σχέση (4.91):

$$E_{met-batt} = E_{not-met-dir-batt} \cdot F_{met-indir-batt}$$

όπου

$$E_{not-met-dir-batt} = \frac{n_{inv} \cdot L_{DC} + L_{AC}}{n_{inv}} - E_{cont-met-dir-PV} - E_{matched-PV} =$$

$$L_{DC} - E_{cont-met-dir-PV} - E_{matched-PV} = 20,64 kWh / d - 2,39 kWh / d - 0 = 18,28 kWh / d$$

και

$$F_{met-indir-batt} = MIN \left[MAX \left[\text{bilinearinterp} \left(F_{R/L}, F_{S/L}, fPV \right), 0 \right], 1 \right]$$

με

$$F_{R/L} = \frac{\text{Energy into battery}}{E_{not-met-batt}} = \frac{E_{dlyd-batt} \cdot n_{charger-DC} \cdot n_{batt}}{E_{not-met-batt}} = \frac{5,88 kWh / m^2 / d \cdot 95\% \cdot 80\%}{18,28 kWh / m^2 / d} = 0,2445$$

αφού

$$\begin{aligned} E_{dlyd-batt} &= (S_{array} \cdot H_{ilted} \cdot n_{PV}) - E_{matched-PV} - E_{cont-met-dir-PV} = \\ &= (27,7 m^2 \cdot \frac{9,2777}{3,6} kWh / m^2 / d \cdot 11,59\%) - 0 kWh / m^2 / d - 2,39 kWh / m^2 / d = \\ &= 5,88 kWh / m^2 / d \end{aligned}$$

και

$$F_{B/L} = \frac{\text{Υποβαθμισμένη χωρητικότητα της μπαταρίας}}{E_{not-met-batt}} =$$

$$= \frac{\frac{Batt_{nom-capacity} \cdot Batt_{voltage}}{1.000} \cdot Batt_{DOD} \cdot F_{batt-capacity-dlyd}}{E_{not-met-batt}} =$$

$$= \frac{\frac{3379 Ah \cdot 48V}{1.000} \cdot 70\% \cdot 100\%}{18,28 kWh / m^2 / d} = 6,2109 kWh$$

αφού:

$$\begin{aligned} F_{batt-capacity-dlyd} &= MAX(bilinear \text{ interp}[(24 \cdot Batt_{autonomy}), Batt_{temp}, fB] / 100, 0) = \\ &= MAX(bilinear \text{ interp}[(24 \cdot 5,5 \text{ days}), 25^\circ C, fB] / 100, 0) = 100\% \end{aligned}$$

οπότε και:

$$F_{met-indir-batt} = MIN[MAX[bilinear \text{ interp}(0,2445, 6,2109 kWh, fPV), 0], 1] = 0,266$$

Συνεπώς:

$$E_{met-batt} = E_{not-met-dir-batt} \cdot F_{met-indir-batt} = 18,28 kWh / d \cdot 0,266 = 4,8625 kWh / d$$

Τελικά:

$$\begin{aligned}
 RE_{dlvd-m_i} &= E_{cont-met-dir-PV} + E_{matched-PV} + E_{met-batt} = \\
 &= 2,39kWh/d + 0kWh/d + 4,8625kWh/d = 7,2525kWh/d
 \end{aligned}$$

Το RE_{dlvd} για κάθε μήνα της εξεταζόμενης περιόδου, φαίνεται στον Πίνακα 8.7.

Πίνακας 8.7: Οι τιμές της RE_{dlvd} και των υπόλοιπων παραμέτρων για την εξεταζόμενη περίοδο.

Μήνας	RE_{dlvd} (kWh/d)	$E_{cont-met-dir-PV}$ (kWh/d)	$E_{matched-PV}$ (kWh/d)	$E_{met-batt}$ (kWh/d)	$\bar{\phi}$
Ιανουάριος	7,2525	2,37	0,00	5,91	0,71
Φεβρουάριος	11,272	3,73	0,00	9,18	0,71
Μάρτιος	13,464	5,49	0,00	9,72	0,64
Απρίλιος	14,116	7,58	0,00	7,96	0,51
Μάιος	12,793	8,71	0,00	4,97	0,36
Ιούνιος	12,131	8,92	0,00	3,91	0,30
Ιούλιος	11,906	8,67	0,00	3,94	0,31
Αύγουστος	10,879	7,50	0,00	4,11	0,35
Σεπτέμβριος	8,9928	5,77	0,00	3,93	0,41
Οκτώβριος	7,1146	3,97	0,00	3,83	0,49
Νοέμβριος	5,4149	2,48	0,00	3,58	0,59
Δεκέμβριος	5,2353	1,86	0,00	4,11	0,69

Έτσι, η συνολική ενέργεια προερχόμενη από ΑΠΕ, προκύπτει ίση με:

$$\begin{aligned}
 RE_{dlvd}^{off-grid} &= \frac{\sum_{m_i} RE_{dlvd-m_i} \cdot Ndays}{1.000} = \\
 &= \frac{7,2525kWh/d \cdot 31d}{1.000} + \frac{11,2720kWh/d \cdot 28d}{1.000} + \dots + \frac{5,2353kWh/d \cdot 31d}{1.000} = \\
 &= \frac{3.662,206kWh}{1.000} = 3,662 MWh
 \end{aligned}$$

Η περίσσεια σε ενέργεια από ΑΠΕ που είναι διαθέσιμη, είναι ίση με μηδέν, καθώς το εξεταζόμενο σύστημα δεν είναι συνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο και άρα δεν υπάρχει περίσσεια ενέργειας από ΑΠΕ.

8.2 ΤΕΛΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιασθούν τα τελικά αποτελέσματα (δεδομένα εξόδου), τα οποία προκύπτουν με βάση την ανάλυση στο Κεφάλαιο 4 και την βοήθεια των υπολογισμών που πραγματοποιήθηκαν στην προηγούμενη παράγραφο. Όλα τα αποτελέσματα συνοψίζονται στον Πίνακα 8.12.

8.2.1 ΜΕΣΗ ΕΤΗΣΙΑ ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑ

Η μέση ετήσια θερμοκρασία της περιοχής, σύμφωνα με τα δοθέντα δεδομένα, προκύπτει ίση με (σχέση (4.20)):

$$T_y = \frac{\sum_{i=1}^{12} T_{m_i}}{12} = \frac{-17,3 - 15,5 - 9,2 - 1,8 - 5,1 + 10,9 + 15,5 + 14,2 + 9,0 + 2,5 - 4,0 - 13,4}{12} = -0,3^\circ\text{C}$$

ενώ η μέση θερμοκρασία για την εξεταζόμενη περίοδο, συμπίπτει με την ετήσια.

8.2.2 ΕΤΗΣΙΑ ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ ΣΕ ΟΡΙΖΟΝΤΙΟ ΕΠΙΠΕΔΟ

Η ετήσια ακτινοβολία σε επίπεδη επιφάνεια υπολογίζεται από σχέση (4.40):

$$H_{hor} = \frac{\sum_{m_i=1}^{12} (N_{days} \cdot \bar{H} \cdot 3,6)}{3,6 \cdot 1.000} =$$

$$= \frac{(31d \cdot 0,92kWh / m^2 / d \cdot 3,6) + (28d \cdot 1,89kWh / m^2 / d \cdot 3,6) + \dots + (31d \cdot 0,64kWh / m^2 / d \cdot 3,6)}{3.600} =$$

$$= 1,07 MWh / m^2$$

η οποία συμπίπτει με την αντίστοιχη ακτινοβολία για την εξεταζόμενη περίοδο.

8.2.3 ΕΤΗΣΙΑ ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ ΣΕ ΚΕΚΛΙΜΕΝΟ ΕΠΙΠΕΔΟ

Η ετήσια ακτινοβολία σε κεκλιμένη επιφάνεια προκύπτει από τη σχέση (4.42) με τη βοήθεια των τιμών του Πίνακα 8.5. Ο αριθμός των ημερών κάθε μήνα συμβολίζεται με N_{days} .

$$H_{tilt} = \frac{\sum_{m_i=1}^{12} (N_{days} \cdot H_{tilted})_{m_i}}{3,6 \cdot 1.000} =$$

$$= \frac{(31d \cdot 2,58kWh / m^2 / d) + (28d \cdot 4,08kWh / m^2 / d) + \dots + (31d \cdot 1,87kWh / m^2 / d)}{3.600} =$$

$$= 1,34 MWh / m^2$$

η οποία συμπίπτει με την αντίστοιχη ακτινοβολία για την εξεταζόμενη περίοδο.

8.2.4 ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ΤΟΥ ΕΝΑΛΛΑΚΤΗ

Στο σύστημα δεν απαιτείται η ύπαρξη εναλλάκτη, καθώς όλα τα απαιτούμενα φορτία είναι τύπου DC.

8.2.5 ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΥΠΟΒΑΘΜΙΣΗΣ ΤΗΣ ΜΠΑΤΑΡΙΑΣ

Ο συντελεστής υποβάθμισης της μπαταρίας δίνεται από τη σχέση (4.24):

$$Batt_{derating} = \frac{\sum_{m_i} Batt_{m_i-derating}}{N_{days}}$$

με τη $Batt_{m_i-derating}$ μηνιαία μέση υποβάθμιση, η οποία υπολογίζεται από τη σχέση (4.71):

$$Batt_{m_i-derating} = (1 - F_{batt-capacity-dlvd}) \cdot Ndays$$

όπου $F_{batt-capacity-dlvd}$ είναι το κλάσμα της ονομαστικής χωρητικότητας που επιτυγχάνεται από το σύστημα, για κάθε εξεταζόμενο μήνα με αριθμό ημερών $Ndays$.

Για το μήνα Ιανουάριο το κλάσμα $F_{batt-capacity-dlvd}$ (βλ. § 8.1.1.4.) υπολογίζεται ως:

$$\begin{aligned} F_{batt-capacity-dlvd} &= MAX(bilinear \text{ int } erp[(24 \cdot Batt_{autonomy}), Batt_{temp}, fB]/100, 0) = \\ &= MAX(bilinear \text{ int } erp[(24 \cdot 5,5 \text{ days}), 25^\circ C, fB]/100, 0) = 100\% \end{aligned}$$

Οι τιμές του κλάσματος για όλη την εξεταζόμενη περίοδο φαίνονται στον Πίνακα 8.8.

Πίνακας 8.8: Οι τιμές του $F_{batt-capacity-dlvd}$ για όλη την εξεταζόμενη περίοδο.

Μήνας	$F_{batt-capacity-dlvd}$ (%)
Ιανουάριος	100
Φεβρουάριος	100
Μάρτιος	100
Απρίλιος	100
Μάιος	100
Ιούνιος	100
Ιούλιος	100
Αύγουστος	100
Σεπτέμβριος	100
Οκτώβριος	100
Νοέμβριος	100
Δεκέμβριος	100

Συνεπώς, ο συνολικός συντελεστής υποβάθμισης της μπαταρίας, με βάση τις τιμές του Πίνακα 8.8, υπολογίζεται ως εξής:

$$Batt_{derating} = \frac{\sum_{m_i} Batt_{m_i-derating}}{Ndays} = \frac{\sum_{m_i} (1 - F_{batt-capacity-dlvd}) m_i}{Ndays} =$$

$$= \frac{(1-100\%)}{31} + \frac{(1-100\%)}{28} + \dots + \frac{(1-100\%)}{31} = 0\%$$

8.2.6 ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ΤΗΣ ΜΠΑΤΑΡΙΑΣ

Η προτεινόμενη ονομαστική χωρητικότητα της μπαταρίας υπολογίζεται από τη σχέση (4.25):

$$Batt_{capacity} = MAX \left(\frac{1.000 \cdot \left(L_{DC} + \frac{L_{AC}}{n_{inv}} \right) \cdot Batt_{autonomy}}{Batt_{DOD} \cdot F_{batt-capacity-dlvd} \cdot Batt_{voltage}} \right) m_i$$

Για το μήνα Ιανουάριο, είναι:

$$\frac{1.000 \cdot \left(L_{DC} + \frac{L_{AC}}{n_{inv}} \right) \cdot Batt_{autonomy}}{Batt_{DOD} \cdot F_{batt-capacity-dlvd} \cdot Batt_{voltage}} = \frac{1.000 \cdot (20,64kWh/d + 0kWh/d) \cdot 5,5d}{70\% \cdot 100\% \cdot 48V} = 3.378,57 Ah$$

8.2.7 ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΙΣΧΥΣ ΤΗΣ Φ/Β ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ

Η προτεινόμενη ονομαστική ισχύς της φ/β συστοιχίας υπολογίζεται από τη σχέση (4.26):

$$P_{array} = suggested\ array\ size\ (of\ type\ i) \cdot n_{array} \quad (kW_p)$$

Στη συγκεκριμένη περίπτωση πρόκειται για υβριδικό σύστημα (φ/β γεννήτρια και γεννήτρια που χρησιμοποιεί ντίζελ), οπότε για την εύρεση του προτεινόμενου μεγέθους της συστοιχίας (σε kW_p) χρησιμοποιείται η σχέση (όπως περιγράφεται στην § 4.5.1.3.8.):

$$MIN \left(25\% \cdot SABB_{size}, 75\% \cdot MIN_{m_i}(HYBR_{size}) \right)$$

Από τη σχέση (4.86) και για το μήνα Ιανουάριο, προκύπτει ότι:

$$SABB_{size} = 1,2 \cdot \frac{\left(L_{DC} + \frac{L_{AC}}{n_{inv}} \right)}{H_{tilted} \cdot n_{PV}} = 1,2 \cdot \frac{(20,64kWh/d + 0kWh/d)}{2,58kWh/m^2/d \cdot 11,58\%} = 82,90 m^2$$

Με όμοιο τρόπο προκύπτουν τα μεγέθη και για τους υπόλοιπους μήνες της εξεταζόμενης περιόδου, όπως φαίνονται στον Πίνακα 8.9.

Πίνακας 8.9: Προτεινόμενα μεγέθη του αυτόνομου συστήματος για την εξεταζόμενη περίοδο.

Μήνας	Μέγεθος Αυτόνομου Συστήματος (SABB) (m ²)
Ιανουάριος	82,90
Φεβρουάριος	53,22
Μάρτιος	45,21
Απρίλιος	44,23
Μάιος	50,23
Ιούνιος	53,56
Ιούλιος	54,50
Αύγουστος	59,17
Σεπτέμβριος	70,89
Οκτώβριος	88,11
Νοέμβριος	113,51
Δεκέμβριος	115,10

Η μεγαλύτερη τιμή από αυτές του Πίνακα 8.9 είναι αυτή που αντιστοιχεί στο μέγεθος του αυτόνομου συστήματος, δηλαδή:

$$SABB_{size} = 115,10 m^2$$

Τα μεγέθη για το υβριδικό σύστημα (HYBR), υπολογίζονται στη συνέχεια, από τη σχέση:

$$HYBR_{size} = \frac{\left(L_{DC} + \frac{L_{AC}}{n_{inv}} \right)}{H_{tilted} \cdot n_{PV}} (m^2)$$

Για το μήνα Ιανουάριο είναι:

$$HYBR_{size} = \frac{\left(L_{DC} + \frac{L_{AC}}{n_{inv}} \right)}{H_{tilted} \cdot n_{PV}} = \frac{20,64kWh/d + 0kWh/d}{2,28kWh/d \cdot 11,58\%} = 69,13 m^2$$

Με όμοιο τρόπο προκύπτουν και τα αποτελέσματα για την εξεταζόμενη περίοδο, όπως φαίνονται στον Πίνακα 8.10.

Πίνακας 8.10: Μέγεθος του υβριδικού φ/β συστήματος για κάθε μήνα της εξεταζόμενης περιόδου.

Μήνας	Μέγεθος Υβριδικού Συστήματος (HYBR) (m ²)
Ιανουάριος	69,13
Φεβρουάριος	44,35
Μάρτιος	37,67
Απρίλιος	36,85
Μάιος	41,86
Ιούνιος	44,64
Ιούλιος	45,41
Αύγουστος	49,31
Σεπτέμβριος	59,07
Οκτώβριος	73,43
Νοέμβριος	94,59
Δεκέμβριος	95,92

Συνεπώς, το προτεινόμενο μέγεθος του υβριδικού συστήματος προκύπτει ίσο με:

$$\text{MIN}\left(25\% \cdot SABB_{size}, 75\% \cdot \text{MIN}_{m_i}(HYBR_{size})\right) = \text{MIN}\left(25\% \cdot 115,10 \text{ m}^2, 75\% \cdot 36,85 \text{ m}^2\right) = 27,6 \text{ m}^2$$

Με βάση όλα τα προηγούμενα, η συνολική προτεινόμενη ονομαστική ισχύς της φ/β συστοιχίας προκύπτει ίση με:

$$P_{array} = \text{suggested array size (of type i)} \cdot n_{array} = 27,6 \text{ m}^2 \cdot 11,1\% = 3,06 \text{ kW}_p$$

8.2.8 ΙΣΟΔΥΝΑΜΗ ΑΠΑΙΤΗΣΗ ΣΕ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΤΥΠΟΥ DC

Η ισοδύναμη αυτή απαίτηση υπολογίζεται από τη σχέση (4.29):

$$Eq_{DC} = \frac{N_{analysed} \cdot \left(L_{DC} + \frac{L_{AC}}{n_{inv}}\right)}{1.000} = \frac{365 \cdot (20,64 \text{ kWh/d} + 0 \text{ kWh/d})}{1.000} = 7,534 \text{ MWh/d}$$

8.2.9 ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΟ ΤΗΝ ΕΠΙΠΛΕΟΝ ΓΕΝΝΗΤΡΙΑ

Η ενέργεια από την επιπλέον γεννήτρια υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\sum_{m_i} E_{gen-dlvd-m_i}$$

$$\text{με } E_{gen-dlvd-m_i} = \text{MIN}\left(L_{DC} + \frac{L_{AC}}{n_{inv}} - RE_{dlvd}^i, Gen_{capacity} \cdot n_{charger} \cdot 24\right)$$

Για τη συγκεκριμένη περίπτωση και για το μήνα Ιανουάριο, είναι:

$$\begin{aligned}
 E_{gen-dlvd-m_i} &= MIN \left(L_{DC} + \frac{L_{AC}}{n_{inv}} - RE_{dlvd}^i, Gen_{capacity} \cdot n_{charger} \cdot 24 \right) = \\
 &= MIN(20,64 kWh/d + 0 kWh/d - (2,39 kWh/d + 0 kWh/d + 4,8625 kWh/d) kWh, 20 kW \cdot 90\% \cdot 24) = \\
 &= MIN(20,64 kWh/d - 7,2525 kWh/d, 432 kWh/d) = 13,3875 kWh/d
 \end{aligned}$$

Τα $E_{gen-dlvd-m_i}$ για όλη την εξεταζόμενη περίοδο, φαίνονται στον Πίνακα 8.11.

Πίνακας 8.11: Παραδιδόμενη ενέργεια από την επιπλέον γεννήτρια, για κάθε μήνα της εξεταζόμενης περιόδου.

Μήνας	$E_{gen-dlvd-m_i}$ (kWh/d)
Ιανουάριος	13,4128
Φεβρουάριος	9,37
Μάρτιος	7,18
Απρίλιος	6,52
Μάιος	7,85
Ιούνιος	8,51
Ιούλιος	8,73
Αύγουστος	9,76
Σεπτέμβριος	11,65
Οκτώβριος	13,53
Νοέμβριος	15,23
Δεκέμβριος	15,40

Με βάση τις τιμές του Πίνακα 8.11, η παραδιδόμενη ενέργεια από την επιπλέον ενέργεια είναι:

$$\begin{aligned}
 \sum_{m_i} E_{gen-dlvd-m_i} &= \frac{(13,4128 kWh/d \cdot 31d) + (9,37 kWh/d \cdot 28d) + \dots + (15,40 kWh/d \cdot 31d)}{1.000} = \\
 &= \frac{3.871 kWh}{1.000} = 3,871 MWh
 \end{aligned}$$

8.2.10 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΕΣ ΑΠΟΛΑΒΕΣ ΑΠΟ ΤΟ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑ

Οι ακριβείς ενεργειακές απολαβές από την εγκατάσταση υπολογίζονται από τη σχέση (4.32):

$$E_{PV-yield} = \frac{RE_{dlvd}^{off-grid}}{S_{array}} = \frac{3.662,206 kWh}{27,7 m^2} = 132,21 kWh/m^2$$

Πίνακας 8.12: Σύνοψη τελικών αποτελεσμάτων.

Περιγραφόμενο Μέγεθος	Σύμβολο	Τιμή μεγέθους
Μέση θερμοκρασία	T_y	-0,3 °C
Ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο	H_{hor}	1,07 MWh/m ²
Ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο	H_{tilt}	1,34 MWh/m ²
Έκταση φ/β συστοιχίας	S_{array}	27,7 m ²
Χωρητικότητα εναλλάκτη	$Inv_{capacity}$	0 kW _p
Συντελεστής υποβάθμισης της μπαταρίας	$Batt_{derating}$	0 %
Χωρητικότητα της μπαταρίας	$Batt_{capacity}$	3.378.57 Ah
Ισχύς φ/β πλαισίου	P_{array}	3,06 kW _p
Ισοδύναμη απαίτηση σε ενέργεια τύπου DC	Eq_{DC}	7,534 MWh/d
Παραδιδόμενη ενέργεια από την επιπλέον γεννήτρια	$E_{gen-dlvd}$	3,871 MWh
Ενεργειακές απολαβές από το φ/β σύστημα	$E_{PV-yield}$	132,21 kWh/m ²
Συνολικός βαθμός απόδοσης του φ/β συστήματος	n_{PV}	9,87 %

8.3 ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ

Στην περίπτωση που εξετάζεται, υποθέτεται ότι το κόστος της μελέτης σκοπιμότητας του έργου θα απαιτήσει 8 ώρες έρευνας της τοποθεσίας με κόστος \$ 65 ανά ώρα έρευνας, ο αρχικός σχεδιασμός θα απαιτήσει 20 ώρες με κόστος \$ 65 ανά ώρα σχεδιασμού, η ετοιμασία της αναφοράς θα απαιτήσει 10 ώρες με κόστος \$ 65 ανά ώρα ετοιμασίας. Το σύνολο αυτών των δραστηριοτήτων είναι ίσο με $(8 \cdot \$ 65 + 20 \cdot \$ 65 + 10 \cdot \$ 65) = \$ 2.470$.

Για την ανάπτυξη του έργου θα απαιτηθούν διαδικασίες έκδοσης αδειών και εγκρίσεων 4 ωρών με κόστος \$ 65 ανά ώρα, 20 ώρες διαχείρισης του έργου με κόστος \$ 65 ανά ώρα. Το σύνολο αυτών των δραστηριοτήτων ανέρχεται στα $(4 \cdot \$ 65 + 20 \cdot \$ 65) = \$ 1.560$.

Το μηχανολογικό κομμάτι του έργου θα απαιτήσει 15 ώρες σχεδιασμού του συστήματος με κόστος \$ 75 ανά ώρα σχεδιασμού, 15 ώρες σχεδιασμού της υποδομής στήριξης με κόστος \$ 75 ανά ώρα σχεδιασμού, 30 ώρες σχεδιασμού των ηλεκτρικών εγκαταστάσεων του συστήματος με κόστος \$ 75 ανά ώρα σχεδιασμού, 5 ώρες συναλλαγών και διαπραγματεύσεων με κόστος \$ 65 ανά ώρα και 16 ώρες επίβλεψης των εργασιών με κόστος \$ 65 ανά ώρα. Θα απαιτηθούν κα άλλα διάφορα έξοδα των \$ 150. Το σύνολο αυτών των διαδικασιών ανέρχεται στα $(15 \cdot \$ 75 + 15 \cdot \$ 75 + 30 \cdot \$ 75 + 5 \cdot \$ 75 + 16 \cdot \$ 65 + \$ 150) = \$ 6.065$.

Η αγορά του εξοπλισμού της φ/β εγκατάστασης, με ονομαστική ισχύ 3,08 kW_p, με κόστος \$ 6.000 για κάθε kW_p, προβλέπεται να κοστίσει \$ 18.480. Τα έξοδα για την στήριξη της έκτασης του φ/β πλαισίου, υπολογίζεται να ανέλθουν στα \$ 4.155 (\$ 150 το m² για κάθε ένα από τα 27,7 m² της συνολικής ονομαστικής έκτασης), η αγορά λοιπού ηλεκτρικού εξοπλισμού θα κοστίσει \$ 4.774 (\$ 1.550 για κάθε ένα από τα 3,08 kW_p), ενώ η εγκατάσταση του συστήματος θα κοστίσει \$ 6.160 (\$ 2.000 για κάθε ένα από τα 3,08 kW_p). Θα απαιτηθεί και ένα δρομολόγιο μεταφοράς του εξοπλισμού, με κόστος \$ 5.000. Το σύνολο των διαδικασιών αυτών ανέρχεται στα (\$ 18.480 + \$ 21.904) = \$ 40.384.

Τέλος, λαμβάνεται υπόψιν ότι μπορεί να υπάρξουν διακυμάνσεις στα παραπάνω ποσά, ίσες με το 5% του συνολικού ποσού αυτών. Το συνολικό αυτό ποσό ανέρχεται στα \$ 50.479 και οι διακυμάνσεις των ποσών στα 5%·\$ 50.479 = \$ 2.523,95.

Αθροίζοντας όλα τα παραπάνω κόστη, προκύπτουν τα αρχικά κόστη που θα απαιτηθούν για το εξεταζόμενο επενδυτικό σχέδιο. Το σύνολο αυτό είναι \$ 53.002,95. όλα τα παραπάνω, συνοψίζονται στον Πίνακα 8.13.

Πίνακας 8.13: Σύνοψη αρχικών δαπανών για την υλοποίηση του έργου.

a/a	Δραστηριότητα του έργου	Μοναδιαίο κόστος δραστηριότητας (\$)	Συνολικό κόστος δραστηριότητας (\$)
1)	Μελέτη σκοπιμότητας	65 ανά ώρα (8 ώρες συνολο)	520
2)	Σχεδιασμός του έργου	65 ανά ώρα (20 ώρες συνολο)	1.300
3)	Ετοιμασία αναφοράς	65 ανά ώρα (10 ώρες συνολο)	650
4)	Ανάπτυξη του έργου	1.560	1.560
5)	Μηχανολογικό κομμάτι του έργου	6.065	6.065
<i>Σύνολο</i>		-	<i>10.095</i>
6)	Αγορά εξοπλισμού με ονομαστική ισχύ 3,08 kW _p	6.000 ανά kW _p	18.480
7)	Κατασκευή στηρικτικής υποδομής για έκταση 27,7 m ²	150 ανά m ²	4.155
8)	Αγορά ηλεκτρικού εξοπλισμού των 3,2 kW	1.550 ανά kW _p	4.774
9)	Εγκατάσταση συστήματος	2.500 ανά kW _p	7.975
10)	Μεταφορά εξοπλισμού στην τοποθεσία	1 δρομολόγιο	5.000
<i>Σύνολο</i>		-	<i>50.479</i>
Διακυμάνσεις στο ανωτέρω ποσό		5% των 50.479	2.523,95
<i>Γενικό σύνολο</i>		(50.479 + 2.523,95)	<i>53.002,95</i>
Ετήσια κόστη		- Εργασίες λειτουργίας και συντήρησης (\$ 55 ανά ώρα για σύνολο 5 ωρών) - Αγορά καυσίμου ντίζελ (2.151 L)	275 ανά έτος (με 5% διακύμανση) 2.151 ανά έτος
Περιοδικά κόστη		-	0

Τα ετήσια κόστη λειτουργίας της εγκατάστασης, προβλέπεται να προέρχονται από τις εργασίες λειτουργίας και συντήρησης του εξοπλισμού, διάρκειας 5 ωρών, με χρέωση \$ 55 ανά ώρα που απαιτείται για τις εργασίες αυτές, οπότε τα έξοδα αυτά είναι \$ 275 ανά έτος. Επίσης, στα ετήσια κόστη συμβάλλει και η αγορά καυσίμου ντίζελ για την επιπλέον γεννήτρια. το κόστος αγοράς 2.151 L που απαιτούνται, φτάνει στα \$ 2.151 (\$1 για κάθε λίτρο). Ωστόσο, προβλέπεται να υπάρξουν και πιστώσεις για τα έξοδα των εργασιών συντήρησης και επίσκεψης της περιγραφόμενης τοποθεσίας, ίσες με \$ 28.017. Οι διακυμάνσεις στα ποσά αυτά προβλέπεται να φθάσουν στο 5%, δηλαδή στα $5\% \cdot \$ 275 = \$ 14$.

Περιοδικά κόστη λειτουργίας της εγκατάστασης δεν προβλέπεται να υπάρξουν.

8.4 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΚΠΟΜΠΗΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ

Η ανάλυση αυτή, θα πραγματοποιηθεί με γνώμονα την διαδικασία που περιγράφηκε στην § 4.5.2. Επειδή η προς εγκατάσταση φ/β μονάδα αποσκοπεί στο υποκαταστήσει μέρος της ενέργειας που παράγεται από καύσιμο ντίζελ στην εξεταζόμενη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, απαιτείται να γνωρίζουμε τους αντίστοιχους συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου. Αυτοί φαίνονται στον Πίνακα 4.6 και για το ντίζελ είναι:

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Ντίζελ	74,1	0,002	0,002

Στην περιγραφόμενη μονάδα η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται αποκλειστικά από ντίζελ, άρα η σύσταση του αρχικού μίγματος παραγωγής ενέργειας, είναι 100% από ντίζελ.

Η απόδοση μετατροπής του ντίζελ σε ενέργεια, υπολογίζεται στη συνέχεια, με τον τρόπο που περιγράφεται στην § 4.5.2. Η σχέση 4.107 δίνει τη ζητούμενη απόδοση μετατροπής του καυσίμου, για $C_{fuel} = 10,74$ και $K_{fuel} = 0,5575 \text{ lt} / \text{kWh}$:

$$n_{fuel} = \frac{1}{K_{fuel} \cdot C_{fuel}} = \frac{1}{0,5575 \text{ lt} / \text{kWh} \cdot 10,74} = 16,70\%$$

οπότε για τον υπολογισμό του συντελεστή ισοδύναμης εκπομπής CO₂ του φυσικού αερίου (στο αρχικό σύστημα), GHG_{i-base}, από τη σχέση (4.108), προκύπτει ότι:

$$GHG_{i-base} = (G_{CO_2} + G_{CH_4} \cdot 21 + G_{N_2O} \cdot 310) \cdot \frac{1}{n_{fuel_i}} \cdot \frac{1}{1 - J_{T-D}} =$$

$$[74,1 \text{ kg} / \text{GJ} + (0,003 \text{ kg} / \text{GJ} \cdot 21 t_{CO_2}) + (0,001 \text{ kg} / \text{GJ} \cdot 310 t_{CO_2})] \cdot \frac{1}{0,1670} \cdot \frac{1}{1 - 0\%} =$$

$$449,34 \text{ kg} / \text{GJ} \cdot \frac{3,6}{1.000} \Rightarrow GHG_{i-base} = 1,6176 \text{ t}_{CO_2} / \text{MWh}$$

Ο συντελεστής $\frac{3,6}{1,000}$ λήφθηκε υπόψιν για τον υπολογισμό του GHG_{i-base} σε t_{CO_2} / MWh (μετατροπή των kg/GJ σε t/MWh). Επειδή το ντίζελ είναι το μόνο καύσιμο που χρησιμοποιείται στη μονάδα, το GHG_{i-base} του θα ισούται με τον GHG_{F-base} . Συνεπώς:

$$GHG_{F-base} = GHG_{i-base} = 1,6176 t_{CO_2} / MWh$$

Για την προτεινόμενη δομή του νέου συστήματος, ακολουθείται η παρακάτω διαδικασία. Σύμφωνα με τις περιπτώσεις που διακρίνονται στην § 4.5.2. για την προτεινόμενη δομή του συστήματος, η συμμετοχή της ηλιακής ενέργειας σε ένα υβριδικό σύστημα, όπως στην εξεταζόμενη περίπτωση, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\frac{RE_{dlvd}^i}{E_{annual}} = \frac{RE_{dlvd}^{off-grid}}{E_{annual}}$$

Η ετήσια παραδιδόμενη ενέργεια προκειμένου για υβριδικό σύστημα, όπως υποδεικνύεται και στην § 4.5.2., είναι:

$$E_{annual} = RE_{dlvd}^{off-grid} + E_{gen-dlvd} = 3,662 MWh + 3,871 MWh = 7,533 MWh$$

Συνεπώς η συμμετοχή της ηλιακής ενέργειας στο νέο σύστημα θα είναι:

$$\frac{RE_{dlvd}^{off-grid}}{E_{annual}} = \frac{3,662 MWh}{7,533 MWh} = 48,61\%$$

οπότε και η συμμετοχή της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τη γεννήτρια (με καύσιμο ντίζελ) θα είναι $100\% - 48,61\% = 51,39\%$.

Σύμφωνα με τη σχέση (4.112), είναι:

$$GHG_{F-g} = \sum_i \left(\frac{p_{i,g} \cdot GHG_{i,g}}{n_{fuel_{i,g}} \cdot (1 - J_{T-D,i})} \right)$$

με δύο καύσιμα, το ντίζελ και την ηλιακή ενέργεια.

Για την ηλιακή ενέργεια είναι $p_{solar,g} = 48,61\%$, όμως δεν εκπέμπει αέρια θερμοκηπίου. Το καύσιμο ντίζελ έχει $p_{diesel,g} = 51,39\%$, ενώ οι επιμέρους συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου φαίνονται στον Πίνακα 4.7.

Από τη σχέση (4.112) προκύπτουν οι συνολικοί συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου για κάθε καύσιμο και κάθε αέριο θερμοκηπίου που εκπέμπει το καθένα. Για την ηλιακή ενέργεια όλοι οι συντελεστές αυτοί είναι μηδέν.

Για το καύσιμο ντίζελ ισχύει:

$$GHG_{F-CO_2} = \sum_i \left(\frac{p_{diesel,g} \cdot GHG_{diesel,g}}{n_{fuel} \cdot (1 - J_{T-D})} \right) = \frac{51,39\% \cdot 74,1 \text{ kg} / GJ}{16,70\% \cdot 1} = 228,02 \text{ kg} / GJ$$

Με όμοιο τρόπο προκύπτουν και οι GHG_F για τα υπόλοιπα αέρια θερμοκηπίου:

$$GHG_{F-CH_4} = 0,0061 \text{ kg} / GJ \quad \text{και} \quad GHG_{F-N_2O} = 0,0061 \text{ kg} / GJ$$

Στην παραπάνω ανάλυση οι απώλειες T-D λήφθηκαν ίσες με 0%, αφού το σύστημα δεν είναι συνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο και δεν υπάρχουν απώλειες μεταφοράς και διανομής ενέργειας.

Για το νέο σύστημα, η απόδοση μετατροπής της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική ενέργεια θεωρείται ίση με 100%, ενώ η αντίστοιχη απόδοση για το ντίζελ είναι:

$$n_{fuel_i} = \frac{n_{batt} \cdot n_{charger-AC}}{K_{gen-fuel} \cdot C_{fuel}} = \frac{80\% \cdot 90\%}{0,4 \text{ lt} / kWh \cdot 10,74} = 16,76\%$$

Ο συνολικός συντελεστής ισοδύναμων εκπομπών CO_2 για το προτεινόμενο σύστημα, είναι (σχέση (4.111)):

$$\begin{aligned} GHG_{i-proposed} &= (G_{CO_2} + G_{CH_4} \cdot 21 + G_{N_2O} \cdot 310) \cdot \frac{1}{n_{fuel_i}} \cdot \frac{1}{1 - J_{T-D}} = \\ &= [74,1 \text{ kg} / GJ + (0,003 \text{ kg} / GJ \cdot 21 t_{CO_2}) + (0,001 \text{ kg} / GJ \cdot 310 t_{CO_2})] \cdot \frac{1}{0,1676} \cdot \frac{1}{1 - 0\%} = \\ &= 444,35 \text{ kg} / GJ \cdot \frac{3,6}{1.000} \Rightarrow GHG_{i-base} = 1,6 \text{ t}_{CO_2} / MWh \end{aligned}$$

Ο συνολικός συντελεστής ισοδύναμων εκπομπών CO_2 για το προτεινόμενο σύστημα είναι:

$$\begin{aligned} GHG_{F-proposed} &= p_{solar,g} \cdot GHG_{solar,g} + p_{diesel,g} \cdot GHG_{diesel,g} = \\ &= 48,61\% \cdot 0 + 51,39\% \cdot 1,6 = 0,822 t_{CO_2} / MWh \end{aligned}$$

Η ετήσια μείωση του ισοδύναμου συντελεστή εκπομπής CO_2 , υπολογίζεται με τη σχέση (4.113):

$$\begin{aligned} GHG_{net-red-yr} &= \sum (GHG_{F-base} - GHG_{F-proposed}) \cdot E_{annual-dlvd} \\ &= (1,6176 t_{CO_2} / MWh - 0,822 t_{CO_2} / MWh) \cdot 7,533 MWh = 5,99 t_{CO_2} \end{aligned}$$

8.5 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Στην ενότητα αυτή θα πραγματοποιηθεί η χρηματοοικονομική ανάλυση για το προτεινόμενο επενδυτικό έργο (εγκατάσταση φ/β μονάδας). Για αρχή, υπολογίζεται η συνολική μείωση εκπομπής CO₂ για τη διάρκεια ζωής του έργου, με βάση το συνολικό ισοδύναμο συντελεστή εκπομπής CO₂. Η διάρκεια ζωής του έργου είναι PL = 25 έτη, οπότε για ετήσια μείωση εκπομπής CO₂ ίση με 5,99 τόνους CO₂, όπως υπολογίστηκε πριν, η συνολική μείωση θα είναι 25·5,99 = 149,75 τόνοι CO₂.

8.5.1 ΕΤΗΣΙΑ ΕΞΟΔΑ

Τα ετήσια κόσθη από τη λειτουργία της εγκατάστασης και τις εργασίες συντήρησης, δίνονται ίσα με \$ -27.728 (με τη μορφή πίστωσης).

Η αγορά καυσίμου ντίζελ κοστίζει \$ 2.151 ετησίως.

Το ετήσιο χρεολύσιο για την εξόφληση του χρέους του έργου, υπολογίζεται από τη σχέση (4.130):

$$d_p = \frac{-Project_{debt} \cdot r_{debt} \cdot (1 + r_{debt})^{Debt_{term}}}{(1 + r_{debt})^{Debt_{term}} - 1} = \frac{\$32.603,4 \cdot 8,5\% \cdot (1 + 8,5\%)^{10}}{(1 + 8,5\%)^{10} - 1} = \$4.969$$

Ο τρόπος υπολογισμού του χρέους του έργου, Project_{debt}, φαίνεται στη συνέχεια.

8.5.2 ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ

Τα ετήσια έσοδα ή οι πιστώσεις του έργου, προέρχονται από την εξοικονόμηση χωρητικότητας και παραγωγής ενέργειας του συστήματος, καθώς και από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου. Πιο αναλυτικά, στην εξεταζόμενη περίπτωση έργου, οι πιστώσεις από την εξοικονόμηση ενέργειας, υπολογίζονται από τη σχέση (4.115):

$$E_{saving} = (RE_{dvd}^{off-grid} + E_{gen}) \cdot 1000 \cdot K_{fuel} \cdot E_{save} =$$

$$= (3,662 MWh + 3,871 MWh) \cdot 1000 \cdot 0,5575 \text{ lt / kWh} \cdot 1 \$ / \text{lt} = \$4.199,65$$

Εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση. Ετήσιο εισόδημα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, δεν υπάρχει.

8.5.3 ΕΤΗΣΙΕΣ ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ

Θα εξεταστούν στη συνέχεια μερικοί δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης της βιωσιμότητας του έργου. Για το λόγο αυτό, θα χρειαστεί να υπολογιστούν οι ετήσιες καθαρές ταμειακές ροές του έργου. Η διαδικασία που θα ακολουθηθεί, περιγράφεται στην § 4.5.3.7.

Η καθαρή ταμειακή ροή προ φόρου, περιλαμβάνει τα συνολικά έσοδα. Αυτά περιλαμβάνουν τις εξοικονομήσεις ενέργειας, που είναι μηδέν για το έτος 0, τα έξοδα που αποφευχθήκαν για τη χωρητικότητα του συστήματος (μηδέν για το έτος 0), τα έσοδα από την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, για όσο διαρκεί αυτή η πίστωση (μηδέν για το έτος 0), τα έσοδα από τη μείωση εκπομπής παραγωγής αερίων θερμοκηπίου (μηδέν για το έτος 0), τα έσοδα από δωρεές ή χάρες (εδώ μηδέν) και η αξία τέλους έργου, η οποία στην περίπτωση αυτή είναι μηδέν. Άρα, για το έτος 0, τα συνολικά έσοδα είναι μηδέν (το άθροισμα όλων των παραπάνω).

Τα συνολικά έξοδα περιλαμβάνουν τα ποσά που καταβλήθηκαν για τη σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου (υπολογίζονται ότι έγιναν το έτος 0 και είναι ίσα με $I_{cap} = I \cdot (1 - R_{costs}) = \$54.339 \cdot (1 - 60\%) = \$21.735,6$), τα έξοδα για την τροφοδοσία ενέργειας στην εγκατάσταση (μηδέν για το έτος 0), τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης της εγκατάστασης (μηδέν για το έτος 0), τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους του έργου (μηδέν για το έτος 0).

Για τα έτη 1 έως PL, οι ταμειακές ροές υπολογίζονται ως εξής:

Συνολικά έσοδα:

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις πόρων ενέργειας, ως $E_{n-save} = E_{saving} \cdot (1 + r_{E-cost})^n = \$4.199,65 \cdot (1 + 5\%)^n$, όπου E_{saving} υπολογίζεται ανάλογα με την περίπτωση που περιγράφεται στην § 4.5.3.2. Εδώ, χρησιμοποιείται η σχέση (4.118) (βλ. προηγούμενα).
- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις πόρων χωρητικότητας, ως $Capacity_{n-save} = Capacity_{saving} \cdot (1 + f)^n$, με $Capacity_{saving}$ όπως υπολογίζεται από τη σχέση (4.119), δηλαδή $Capacity_{saving} = Capacity_{firm} \cdot E_{cap-save}$. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, δεν υπάρχουν τέτοια έσοδα.
- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος της διάρκειας πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ, RE_{credit}^{lc} , εντός της διάρκειας ζωής του έργου ($1 \leq n \leq MIN(PL, RE_{credit}^{lc})$), υπολογίζονται τα έσοδα από την πίστωση αυτή, ως $RE_{n-credit} = RE_{credit} \cdot (1 + r_{E-cost})^n$, με $RE_{credit} = RE_{dlvd}^{on-grid} \cdot RE_{production-credit}$ από τη σχέση (4.120). Στη συγκεκριμένη περίπτωση, δεν υπάρχουν τέτοια έσοδα.
- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος της διάρκειας πίστωσης για μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, $GHG_{reduce-credit}^{lc}$, εντός της διάρκειας ζωής του έργου ($1 \leq n \leq MIN(PL, GHG_{credit}^{lc})$), υπολογίζονται τα έσοδα από την πίστωση αυτή, ως $GHG_{n-credit} = GHG_{credit} \cdot (1 + r_{GHG})^n$, με $GHG_{red-credit} = GHG_{net-red-yr} \cdot GHG_{reduce-credit}$ από τη σχέση (4.121). Στη συγκεκριμένη περίπτωση, δεν υπάρχουν τέτοια έσοδα.
- Από τα παραπάνω έσοδα, αφαιρούνται τα έξοδα από την αξία τέλους του έργου. Τα έξοδα αυτά υπολογίζονται στο τέλος ζωής του έργου, ως:

$$EOL_{PL} = EOL \cdot (1 + f)^n$$

με τα έξοδα EOL να δίνονται από το χρήστη. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, δεν υπάρχουν τέτοια έσοδα.

Πίνακας 8.14: Ετήσια έσοδα του έργου.

Έτος n	Εξοικονομήσεις πόρων ενέργειας, E_{n-save} (\$)	Εξοικονομήσεις εγκατεστημένης ισχύος, $Capacity_{n-save}$ (\$)	Έσοδα από την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, $RE_{n-credit}$ (\$)	Έσοδα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, $GHG_{red-credit}$ (\$)	Έσοδα από την αξία τέλους του έργου, EOL_{PL} (\$)	Συνολικά έσοδα (\$)
0	0,00	0	0	0	0,00	0,00
1	4.409,63	0	0	0	1.200,88	4.409,63
2	4.630,11	0	0	0	1.260,12	4.630,11
3	4.861,62	0	0	0	1.320,37	4.861,62
4	5.104,70	0	0	0	1.390,79	5.104,70
5	5.359,94	0	0	0	1.460,53	5.359,94
6	5.627,93	0	0	0	1.530,76	5.627,93
7	5.909,33	0	0	0	1.610,65	5.909,33
8	6.204,80	0	0	0	1.690,38	6.204,80
9	6.515,04	0	0	0	1.780,15	6.515,04
10	6.840,79	0	0	0	1.860,16	6.840,79
11	7.182,83	0	0	0	1.960,61	7.182,83
12	7.541,97	0	0	0	2.060,75	7.541,97
13	7.919,07	0	0	0	2.160,78	7.919,07
14	8.315,02	0	0	0	2.270,97	8.315,02
15	8.730,77	0	0	0	2.380,57	8.730,77
16	9.167,31	0	0	0	2.500,85	9.167,31
17	9.625,67	0	0	0	2.630,09	9.625,67
18	10.106,96	0	0	0	2.760,60	10.106,96
19	10.612,31	0	0	0	2.890,68	10.612,31
20	11.142,92	0	0	0	3.040,66	11.142,92
21	11.700,07	0	0	0	3.190,89	11.700,07
22	12.285,07	0	0	0	3.350,74	12.285,07
23	12.899,32	0	0	0	3.520,57	12.899,32
24	13.544,29	0	0	0	3.700,80	13.544,29
25	14.221,51	0	0	0	3.880,84	14.221,51

Συνολικά έξοδα:

- Μόνο για το έτος 0 υπολογίζονται τα έξοδα για τη σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου, όπως φάνηκε στα προηγούμενα.
- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται τα έξοδα τροφοδοσίας της εγκατάστασης με ενέργεια ως $FEC = FE_{expents} \cdot (1 + r_{E-costs})^n = \$ -2.151 \cdot (1 + 0,05)^n$. Τα έξοδα $FE_{expents}$ δίνονται από το χρήστη.
- Τα έξοδα για τη λειτουργία και τη συντήρηση της εγκατάστασης, υπολογίζονται για κάθε έτος n έως το τέλος ζωής PL του έργου, ως $OM_{labour} = OM_{expents} \cdot (1 + f)^n = \$27.728 \cdot (1 + 0,025)^n$. Τα έξοδα $OM_{expents}$ δίνονται από το χρήστη (υπό μορφή πίστωσης, δηλαδή σαν έσοδα).
- Τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους για το έργο, υπολογίζονται ως $Debt_{coverage} = d_p = \4.969 , δηλαδή το ετήσιο χρεολύσιο.
- Περιοδικά έξοδα στην περίπτωση αυτή, δεν υπάρχουν.

Τα συνολικά έξοδα κάθε έτους n υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έξοδα, όπως υπολογίστηκαν στα προηγούμενα. Ο Πίνακας 8.15 δείχνει τα συνολικά αποτελέσματα για κάθε ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης.

Πίνακας 8.16: Ετήσια έξοδα του έργου.

Έτος n	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο, I_{cap} (\$)	Λειτουργικά έξοδα και έξοδα συντήρησης, OM_{labour} (\$)	Έξοδα τροφοδοσίας της εγκατάστασης με ενέργεια, FEC (\$)	Έξοδα αποπληρωμής του έργου, $Debt_{n-coverage}$ (\$)	Διάφορα περιοδικά έξοδα, PE_n (\$)	Συνολικά έξοδα (\$)
0	21.735,6	0,00	0,00	0,00	0,00	21.735,60
1	0,00	28.421,20	-2.258,55	4.969,00	0,00	-21.193,65
2	0,00	29.131,73	-2.371,48	4.969,00	0,00	-21.791,25
3	0,00	29.860,02	-2.490,05	4.969,00	0,00	-22.400,97
4	0,00	30.606,52	-2.614,55	4.969,00	0,00	-23.022,97
5	0,00	31.371,69	-2.745,28	4.969,00	0,00	-23.657,41
6	0,00	32.155,98	-2.882,55	4.969,00	0,00	-24.304,43
7	0,00	32.959,88	-3.026,67	4.969,00	0,00	-24.964,21
8	0,00	33.783,88	-3.178,01	4.969,00	0,00	-25.636,87
9	0,00	34.628,47	-3.336,91	4.969,00	0,00	-26.322,57
10	0,00	35.494,18	-3.503,75	4.969,00	0,00	-27.021,43
11	0,00	36.381,54	-3.678,94	0,00	0,00	-32.702,60
12	0,00	37.291,08	-3.862,89	0,00	0,00	-33.428,19
13	0,00	38.223,35	-4.056,03	0,00	0,00	-34.167,32
14	0,00	39.178,94	-4.258,83	0,00	0,00	-34.920,11
15	0,00	40.158,41	-4.471,77	0,00	0,00	-35.686,64
16	0,00	41.162,37	-4.695,36	0,00	0,00	-36.467,01
17	0,00	42.191,43	-4.930,13	0,00	0,00	-37.261,30
18	0,00	43.246,22	-5.176,64	0,00	0,00	-38.069,58
19	0,00	44.327,37	-5.435,47	0,00	0,00	-38.891,90
20	0,00	45.435,56	-5.707,24	0,00	0,00	-39.728,31
21	0,00	46.571,45	-5.992,61	0,00	0,00	-40.578,84
22	0,00	47.735,73	-6.292,24	0,00	0,00	-41.443,50
23	0,00	48.929,13	-6.606,85	0,00	0,00	-42.322,28
24	0,00	50.152,35	-6.937,19	0,00	0,00	-43.215,16
25	0,00	51.406,16	-7.284,05	0,00	0,00	-44.122,11

Οι συνολικές καθαρές ταμειακές ροές για κάθε έτος n υπολογίζονται από την αλγεβρική διαφορά $\text{Συνολικά έσοδα}_n - \text{Συνολικά έξοδα}_n$. Τα αποτελέσματα των πράξεων αυτών για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου, φαίνονται στον Πίνακα 8.17.

Αθροίζοντας όλα τα έσοδα κάθε έτους υπολογίζονται τα συνολικά έσοδα προ φόρων και αθροίζοντας αντίστοιχα όλα τα έξοδα κάθε έτους υπολογίζονται όλα τα έξοδα, προ φόρων, κάθε έτους (βλ. Πίνακα 8.15 και Πίνακα 8.16).

Η εγκατάσταση πληρώνει φόρο, με συντελεστή φορολόγησης 42,6%. Για να υπολογιστεί ο συνολικός φόρος, θα πρέπει να προσδιοριστούν τα συνολικά καθαρά εισοδήματα της εγκατάστασης. Τα συνολικά καθαρά εισοδήματα υπολογίζονται αθροίζοντας τα συνολικά έσοδα προ φόρων με τους τόκους του χρέους του έργου μέχρι την αποπληρωμή του τελευταίου και αφαιρώντας από αυτά τα συνολικά έξοδα προ

φόρων. Οι τόκοι του χρέους του έργου υπολογίζονται για κάθε έτος n της προθεσμίας αποπληρωμής του έργου, εκτός του έτους 0, από τη σχέση (4.131):

$$a_n = \text{Project}_{debt} \cdot \frac{r_{debt}}{1 - (1 + r_{debt})^{-n}}$$

Τα συνολικά έσοδα και έξοδα προ φόρων, υπολογίζονται με βάση τις αντίστοιχες ετήσιες τιμές που φαίνονται στους Πίνακες 8.15 και 8.16.

Η λογιστική απόσβεση των αρχικών κοστών λαμβάνει χώρα με τη μέθοδο της αναλογικής απόσβεσης, στο 85% της αποσβενόμενης αξίας, δηλαδή:

$$85\% \cdot \$ 54.334 = \$ 46.188$$

Πίνακας 8.17: Σύνοψη υπολογισμού αποτελεσμάτων που οδηγούν στα συνολικά καθαρά εισοδήματα, προ φόρων.

Έτος n	Συνολικά έσοδα προ φόρων, P_t^p (\$)	Συνολικά έξοδα προ φόρων, E_t^p (\$)	Τόκοι χρέους έργου, T (\$)	Φόρος που αναλογεί στην ετήσια αποσβενόμενη αξία (\$)	Ετήσια αποσβενόμενη αξία (\$)
0	0,00	21.735,60	0,00	-8.150,85	46.188,15
1	4.409,63	-21.193,65	2.197,72	13.856,45	32.331,71
2	4.630,11	-21.791,25	2.384,53	9.699,51	22.632,19
3	4.861,62	-22.400,97	2.587,21	6.789,66	15.842,54
4	5.104,70	-23.022,97	2.807,12	4.752,76	11.089,77
5	5.359,94	-23.657,41	3.045,73	3.326,93	7.762,84
6	5.627,93	-24.304,43	3.304,62	2.328,85	5.433,99
7	5.909,33	-24.964,21	3.585,51	1.630,20	3.803,79
8	6.204,80	-25.636,87	3.890,28	1.141,14	2.662,65
9	6.515,04	-26.322,57	4.220,95	798,80	1.863,86
10	6.840,79	-27.021,43	4.579,73	559,16	1.304,70
11	7.182,83	-32.702,60		391,41	913,29
12	7.541,97	-33.428,19		273,99	639,30
13	7.919,07	-34.167,32		191,79	447,51
14	8.315,02	-34.920,11		134,25	313,26
15	8.730,77	-35.686,64		93,98	219,28
16	9.167,31	-36.467,01		65,78	153,50
17	9.625,67	-37.261,30		46,05	107,45
18	10.106,96	-38.069,58		32,23	75,21
19	10.612,31	-38.891,90		22,56	52,65
20	11.142,92	-39.728,31		15,79	36,85
21	11.700,07	-40.578,84		11,06	25,80
22	12.285,07	-41.443,50		7,74	18,06
23	12.899,32	-42.322,28		5,42	12,64
24	13.544,29	-43.215,16		3,79	8,85
25	14.221,51	-44.122,11		8,85	0,00

Το 1-85% των αρχικών εξόδων δεν αποσβένεται, άρα θα λάβει τη μορφή πίστωσης και όχι φόρου για το έτος 0, δηλαδή $(1-85\%) \cdot \$54.334 = \$ 8.150,85$. Για κάθε ένα από τα επόμενα έτη το ποσό των \$ 46.188 θα αποσβένεται λογιστικά σε ποσοστό 30%, όπως δίνεται. Άρα, για το έτος 1 το ποσό της λογιστικής απόσβεσης είναι:

$$0,3 \cdot \$ 46.188 = 13.856,4$$

Ίδια διαδικασία ακολουθείται και για τα άλλα έτη, έως το τέλος ζωής του έργου. Ο Πίνακας 8.17 συνοψίζει τα αποτελέσματα που οδηγούν στον υπολογισμό των συνολικών καθαρών εισοδημάτων, προ φόρων.

Από τις τιμές του Πίνακα 8.17 μπορεί να υπολογιστεί το ετήσιο ποσό των συνολικών καθαρών εισοδημάτων, αθροίζοντας αλγεβρικά τα ποσά των τεσσάρων πρώτων στηλών κάθε γραμμής του πίνακα αυτού. Με τον τρόπο αυτό προκύπτουν τα αποτελέσματα του Πίνακα 8.18.

Πίνακας 8.18: Συνολικά ετήσια καθαρά εισοδήματα του έργου.

Έτος n	Συνολικά καθαρά εισοδήματα, P_t (\$)
0	8.150,85
1	13.944,56
2	19.106,38
3	23.060,15
4	26.182,03
5	28.736,14
6	30.908,13
7	32.828,85
8	34.590,80
9	36.259,76
10	37.882,79
11	39.494,02
12	40.696,17
13	41.894,60
14	43.100,87
15	44.323,43
16	45.568,53
17	46.840,93
18	48.144,30
19	49.481,64
20	50.855,44
21	52.267,85
22	53.720,83
23	55.216,18
24	56.755,66
25	58.334,77

Για τα συνολικά εισοδήματα θα υπολογιστεί ο φόρος που θα πρέπει να πληρώσει η εγκατάσταση. Για το έτος 0, τα καθαρά εισοδήματα είναι \$ 8.150,85, οπότε ο φόρος που αναλογεί στο ποσό αυτό είναι $42,6\% \cdot \$ 8.150,85 = \$ 3.472,26$. Με όμοιο τρόπο υπολογίζεται και ο αναλογούν φόρος για κάθε έτος. Μετά τον υπολογισμό των ετήσιων φόρων, μπορούν να υπολογιστούν τα συνολικά ετήσια έξοδα μετά φόρων. Αυτά υπολογίζονται ως το αλγεβρικό άθροισμα των ετήσιων εξόδων προ φόρων συν το ποσό των αντίστοιχων ετήσιων φόρων, όπως υπολογίστηκαν στα προηγούμενα. Ο Πίνακας 8.19 συνοψίζει τα αποτελέσματα αυτά.

Στο σημείο αυτό είναι δυνατόν να υπολογιστεί η καθαρή ταμειακή ροή, με βάση τις τιμές των συνολικών εσόδων προ φόρων και των συνολικών εξόδων μετά φόρων. Η καθαρή ταμειακή ροή υπολογίζεται ως η διαφορά των συνολικών εσόδων προ φόρων μείον τα συνολικά έξοδα μετά φόρων.

Πίνακας 8.19: Σύνοψη αποτελεσμάτων υπολογισμού ετήσιων εξόδων, μετά φόρων, του έργου.

Έτος n	Συνολικά καθαρά εισοδήματα, P_t (\$)	Αναλογούν ετήσιος φόρος (\$)	Ετήσια έξοδα προ φόρων, E_t^p (\$)	Ετήσια έξοδα μετά φόρων, E_t^a (\$)
0	8.150,85	3.472,26	21.735,60	18.263,34
1	13.944,56	5.940,38	-21.193,65	-15.253,27
2	19.106,38	8.139,32	-21.791,25	-13.651,93
3	23.060,15	9.823,62	-22.400,97	-12.577,35
4	26.182,03	11.153,55	-23.022,97	-11.869,42
5	28.736,14	12.241,60	-23.657,41	-11.415,81
6	30.908,13	13.166,86	-24.304,43	-11.137,57
7	32.828,85	13.985,09	-24.964,21	-10.979,12
8	34.590,80	14.735,68	-25.636,87	-10.901,19
9	36.259,76	15.446,66	-26.322,57	-10.875,91
10	37.882,79	16.138,07	-27.021,43	-10.883,36
11	39.494,02	16.824,45	-32.702,60	-15.878,15
12	40.696,17	17.336,57	-33.428,19	-16.091,62
13	41.894,60	17.847,10	-34.167,32	-16.320,22
14	43.100,87	18.360,97	-34.920,11	-16.559,13
15	44.323,43	18.881,78	-35.686,64	-16.804,86
16	45.568,53	19.412,20	-36.467,01	-17.054,81
17	46.840,93	19.954,23	-37.261,30	-17.307,07
18	48.144,30	20.509,47	-38.069,58	-17.560,11
19	49.481,64	21.079,18	-38.891,90	-17.812,72
20	50.855,44	21.664,42	-39.728,31	-18.063,90
21	52.267,85	22.266,10	-40.578,84	-18.312,74
22	53.720,83	22.885,07	-41.443,50	-18.558,42
23	55.216,18	23.522,09	-42.322,28	-18.800,18
24	56.755,66	24.177,91	-43.215,16	-19.037,25
25	58.334,77	24.850,61	-44.122,11	-19.271,50

Για το έτος 0 π.χ., τα ετήσια έσοδα προ φόρων είναι \$ 0 (βλ. Πίνακα 9.17) και τα ετήσια έξοδα μετά φόρων είναι \$ 18.263,34 (βλ. Πίνακα 8.19), οπότε η καθαρή ταμειακή ροή είναι:

$$\text{\$ } 0 - \text{\$ } 18.263,34 = \text{\$ } - 18.263,34$$

Με όμοια διαδικασία υπολογίζοντα και οι καθαρές ταμειακές ροές για τα υπόλοιπα έτη. Στον Πίνακα 8.20 συνοψίζονται οι υπολογισμοί αυτοί.

Πίνακας 8.20: Καθαρές ταμειακές ροές του έργου μετά φόρων.

Έτος n	Συνολικά έσοδα προ φόρων, P_t^p (\$)	Ετήσια έξοδα μετά φόρων, E_t^a (\$)	Καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων, C_t^a (\$)
0	0,00	18.263,34	-18.263,34
1	4.409,63	-15.253,27	19.662,90
2	4.630,11	-13.651,93	18.282,05
3	4.861,62	-12.577,35	17.438,97
4	5.104,70	-11.869,42	16.974,12
5	5.359,94	-11.415,81	16.775,75
6	5.627,93	-11.137,57	16.765,50
7	5.909,33	-10.979,12	16.888,45
8	6.204,80	-10.901,19	17.105,98
9	6.515,04	-10.875,91	17.390,95
10	6.840,79	-10.883,36	17.724,15
11	7.182,83	-15.878,15	23.060,98
12	7.541,97	-16.091,62	23.633,59
13	7.919,07	-16.320,22	24.239,29
14	8.315,02	-16.559,13	24.874,15
15	8.730,77	-16.804,86	25.535,63
16	9.167,31	-17.054,81	26.222,12
17	9.625,67	-17.307,07	26.932,74
18	10.106,96	-17.560,11	27.667,06
19	10.612,31	-17.812,72	28.425,03
20	11.142,92	-18.063,90	29.206,82
21	11.700,07	-18.312,74	30.012,80
22	12.285,07	-18.558,42	30.843,49
23	12.899,32	-18.800,18	31.699,51
24	13.544,29	-19.037,25	32.581,54
25	14.221,51	-19.271,50	33.493,01

Έως αυτού του σημείου, απομένει να υπολογιστούν οι συνολικές ταμειακές ροές του έργου. Για να υπολογιστεί η συνολική καθαρή ταμειακή ροή κάθε έτους y, αθροίζεται στην καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων του έτους y η τιμή της συνολικής ταμειακής ροής του έτους y – 1. Για παράδειγμα, για το έτος 0 η συνολική ταμειακή ροή θα είναι το άθροισμα της καθαρής ταμειακής ροής μετά φόρων του έτους 0, δηλαδή \$ -18.263,34 (βλ. Πίνακα 8.19), συν το ποσό της προηγούμενης συνολικής ταμειακής

ροής, δηλαδή \$ 0 (βλ. Πίνακα 8.20), οπότε η συνολική ταμειακή ροή είναι $\$ 0 + \$ (-18.263,34) = \$ -18.263,34$. Για το έτος 1 η συνολική ταμειακή ροή είναι το άθροισμα της καθαρής ταμειακής ροής μετά φόρων του έτους 1, δηλαδή \$ 19.662,90, συν το ποσό της συνολικής ταμειακής ροής του έτους $1 - 1 = 0$, δηλαδή \$ -18.263,34, οπότε η συνολική ταμειακή ροή του έτους 1 είναι:

$$\$ 19.662,90 + \$ -18.263,34 = \$ 1.399,56$$

Με όμοιο τρόπο υπολογίζονται οι συνολικές ταμειακές ροές του έργου για τα υπόλοιπα έτη. Ο Πίνακας 8.21 συνοψίζει τα αποτελέσματα των υπολογισμών αυτών.

Πίνακας 8.21: Συνολικές ταμειακές ροές του έργου.

Έτος n	Καθαρή ταμειακή ροή μετά φόρων, C_t^a (\$)	Συνολική ετήσια ταμειακή ροή, C_t (\$)
0	-18.263,34	-18.263,34
1	19.662,90	1.399,56
2	18.282,05	19.681,61
3	17.438,97	37.120,58
4	16.974,12	54.094,70
5	16.775,75	70.870,45
6	16.765,50	87.635,95
7	16.888,45	104.524,40
8	17.105,98	121.630,38
9	17.390,95	139.021,33
10	17.724,15	156.745,48
11	23.060,98	179.806,45
12	23.633,59	203.440,04
13	24.239,29	227.679,33
14	24.874,15	252.553,48
15	25.535,63	278.089,11
16	26.222,12	304.311,23
17	26.932,74	331.243,97
18	27.667,06	358.911,04
19	28.425,03	387.336,07
20	29.206,82	416.542,88
21	30.012,80	446.555,69
22	30.843,49	477.399,18
23	31.699,51	509.098,69
24	32.581,54	541.680,23
25	33.493,01	575.173,24

8.5.4 ΔΕΙΚΤΕΣ ΚΑΙ ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ

Στη συνέχεια θα εξεταστεί ο τρόπος με τον οποίο μπορεί να αξιολογηθεί το συγκεκριμένο επενδυτικό έργο. Αρχή θα γίνει με τον υπολογισμό του εσωτερικού

βαθμού απόδοσης και την απόδοση στην επένδυση για το έργο αυτό, τόσο για τις ταμειακές ροές προ φόρων, όσο και για τις ροές μετά φόρων.

8.5.4.1 ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης είναι το επιτόκιο, έστω ε , το οποίο μηδενίζει την ΚΠΑ. Εδώ θα υπολογιστεί και για τις ταμειακές ροές προ φόρων και για τις ταμειακές ροές μετά φόρων. Οι ταμειακές ροές προ φόρων, υπολογίζονται ως η διαφορά των συνολικών εσόδων προ φόρων, P_t^p , μείον τα συνολικά έξοδα προ φόρων, E_t^p . Έτσι, για τα έτη 0 και 1, ισχύει:

$$P_0^p - E_0^p = \$ 0 - \$ 21.735,60 = \$ -21.735,60$$

$$P_1^p - E_1^p = \$ 4.409,63 - \$ (-21.193,65) = \$ 25.603,28$$

Πίνακας 8.22: Ταμειακές ροές του έργου προ φόρων.

Έτος n	Καθαρή ταμειακή ροή προ φόρων, C_t^p (\\$)
0	-21.735,60
1	25.603,28
2	26.421,37
3	27.262,59
4	28.127,67
5	29.017,34
6	29.932,37
7	30.873,53
8	31.841,66
9	32.837,60
10	33.862,22
11	39.885,43
12	40.970,16
13	42.086,39
14	43.235,12
15	44.417,41
16	45.634,32
17	46.886,97
18	48.176,54
19	49.504,21
20	50.871,24
21	52.278,91
22	53.728,57
23	55.221,60
24	56.759,45
25	58.343,62

Με όμοιο τρόπο υπολογίζονται οι ταμειακές ροές προ φόρων. Ο Πίνακας 8.22 συνοψίζει τα αποτελέσματα της διαδικασίας αυτής.

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης, για τις ταμειακές ροές προ φόρων, C_t^p , υπολογίζεται από τη σχέση (με τη χρήση επαναληπτικής διαδικασίας Newton - Raghson):

$$\sum_{t=0}^{25} \frac{C_t^p}{(1+\varepsilon)^n} = 0 \Rightarrow \frac{-\$21.735}{(1+\varepsilon)^0} + \frac{\$25.603,28}{(1+\varepsilon)^1} + \dots + \frac{\$58.343,62}{(1+\varepsilon)^{25}} \\ \Rightarrow \varepsilon = 120,99\%$$

Η ίδια διαδικασία ακολουθείται και για τις ταμειακές ροές μετά φόρων, C_t^a (βλ. Πίνακα 8.21). Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης τότε είναι:

$$\sum_{t=0}^{25} \frac{C_t^a}{(1+\varepsilon)^n} = 0 \Rightarrow \frac{-\$18.263,34}{(1+\varepsilon)^0} + \frac{\$1.399,56}{(1+\varepsilon)^1} + \dots + \frac{\$33.493,01}{(1+\varepsilon)^{25}} \Rightarrow \\ \Rightarrow \varepsilon = 102,49\%$$

Το γεγονός ότι το ε υπολογίστηκε μεγαλύτερο από το προεξοφλητικό επιτόκιο $D = 9\%$, υποδηλώνει ότι η επένδυση μπορεί να γίνει αποδεκτή, καθώς θεωρείται αποδοτική.

8.5.4.2 ΤΟ ΚΡΙΤΗΡΙΟ ΤΗΣ ΑΠΛΗΣ ΕΠΑΝΕΙΣΠΡΑΞΗΣ

Σύμφωνα με τη μέθοδο της απλής επανείσπραξης, ο(οι) επενδυτής(τές) θα λάβουν τα χρήματά τους πίσω, σε μια περίοδο ίση με αυτήν που υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\frac{\text{Αρχικές Δαπάνες} - \text{Δωρεές}}{\text{Ετήσιες Εξοικονομήσεις} + \text{Χρεολύσιο} - \text{Ετήσια κόστη}}$$

Όλοι οι παράγοντες στην τελευταία σχέση είναι γνωστοί από την προηγούμενη ανάλυση. Η αντικατάσταση των τιμών στη σχέση αυτή, δίνει:

$$\frac{\$54.339 - \$0}{4.199,65\$/\acute{\epsilon}\tau\omicron\varsigma + 4.969\$/\acute{\epsilon}\tau\omicron\varsigma - (4.969\$/\acute{\epsilon}\tau\omicron\varsigma + 2.151\$/\acute{\epsilon}\tau\omicron\varsigma - 27.728\$/\acute{\epsilon}\tau\omicron\varsigma)} = 1,82 \acute{\epsilon}\tau\eta$$

Η χρονική στιγμή y_p κατά την οποία θα υπάρξει θετική συνολική καθαρή ταμειακή για το έργο, υπολογίζεται με γραμμική παρεμβολή μεταξύ των ακραίων εκείνων διαδοχικών τιμών για τις οποίες η πρώτη τιμή είναι αρνητική και η αμέσως επόμενη είναι θετική. Στην συγκεκριμένη περίπτωση, οι τιμές αυτές (από τον Πίνακα 7.22) είναι \$ -18.263,34, για το έτος 0 και \$ 1.399,56 για το έτος 1. Τώρα έχουμε:

$$\frac{1 \text{ έτη} - y_0 \text{ έτη}}{\$1.399,56 - \$0} = \frac{1 \text{ έτη} - 0 \text{ έτη}}{\$1.399,56 - (-\$18.263,34)} \Rightarrow y_0 = 1 \text{ έτη} - \frac{\$1.399,56}{\$19.602,9} = 0,93 \text{ έτη}$$

Η τιμή y_0 είναι η τιμή για την οποία η καθαρή συνολική ταμειακή ροή είναι μηδέν, οπότε λίγο μετά την τιμή αυτή, μπορούμε να έχουμε θετική ταμειακή ροή. Γενικά, μπορεί να θεωρηθεί $y_p = 0,93$ έτη.

8.5.4.3 ΤΟ ΚΡΙΤΗΡΙΟ ΤΗΣ ΚΑΘΑΡΗΣ ΠΑΡΟΥΣΑΣ ΑΞΙΑΣ

Η ΚΠΑ του έργου υπολογίζεται για τις ταμειακές ροές μετά φόρων, C_t^a (βλ. Πίνακα 7.21), από τη σχέση (4.18):

$$\begin{aligned} \text{ΚΠΑ} &= \sum_t C_t^a \cdot (1+k)^{-n} - I_{cap} = \sum_{t=1}^{25} C_t^p \cdot (1+D)^{-n} - I_{cap} = \\ &= \$19.662,9 \cdot (1+9\%)^{-1} + \$18.282,05 \cdot (1+9\%)^{-2} + \dots + \$-33.493,01,15 \cdot (1+9\%)^{-25} - \$21.735,6 = \\ &= \$185.920,21 \end{aligned}$$

όπου $k = D = 9\%$. Ο παραπάνω υπολογισμός δίνει ΚΠΑ = \$ 185.920,21, τιμή θετική. Το γεγονός αυτό υποδηλώνει ότι το επενδυτικό έργο μπορεί να γίνει αποδεκτό.

8.5.4.4 ΕΤΗΣΙΕΣ ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΗΣΕΙΣ

Οι εξοικονομήσεις από τον ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης, υπολογίζονται ως ακολούθως:

$$p = \frac{-\text{ΚΠΑ} \cdot D \cdot (1+D)^{PL}}{(1+D)^{PL} - 1} = \frac{\$185.920,21 \cdot 9\% \cdot (1+9\%)^{25}}{(1+9\%)^{25} - 1} = \$18.927,84$$

8.5.4.5 ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ

Ο δείκτης αποδοτικότητας μπορεί να υπολογιστεί από τη σχέση (4.124):

$$PI = \frac{\text{ΚΠΑ}}{I_{cap}} = \frac{\$185.920,21}{\$21.735,6} = 8,55$$

Υπενθυμίζεται ότι θετικές τιμές του δείκτη αυτού και όσο το δυνατό μεγαλύτερες της μονάδας, τόσο πιο αποδοτικό κρίνεται το επενδυτικό έργο.

Το ποσό I_{cap} αποτελεί το αρχικό μετοχικό κεφάλαιο, και υπολογίζεται από τη σχέση (4.125):

$$I_{cap} = I \cdot (1 - R_{costs}) = \$54.339 \cdot (1 - 60\%) = \$21.735,6$$

8.5.4.6 ΧΡΕΟΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Το χρέος του έργου υπολογίζεται από τη σχέση (4.126), ως:

$$\text{Project}_{\text{debt}} = I - I_{cap} = \$54.339 - \$21.735,6 = \$32.603,4$$

8.5.4.7 ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΥΤΟΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ

Ο δείκτης αυτοχρηματοδότησης του έργου μπορεί να υπολογιστεί από τη σχέση (4.127):

$$DSC = \frac{\text{Καθαρά Λειτουργικά Εισοδήματα}}{\text{Συνολικό Τοκοφόρο Χρέος}}$$

σε συνδυασμό με τη διαδικασία που περιγράφεται στην § 4.5.3.7. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, υπολογίζεται ο ετήσιος δείκτης αυτοχρηματοδότησης για την περίοδο προθεσμίας αποπληρωμής του χρέους και επιλέγεται ο μικρότερος. Ας σημειωθεί ότι για την κάλυψη του χρέους κατά έτος, θεωρείται ότι αποδίδεται η τιμή του ετήσιου χρεολυσίου (\$ 4.969), με την οποία διαιρείται και η τιμή των εισοδημάτων κάθε έτους. Ως εισοδήματα για τον υπολογισμό του δείκτη αυτοχρηματοδότησης, θεωρείται η μεγαλύτερη τιμή μεταξύ των τιμών της συνολικής ετήσιας ροής και των καθαρών λειτουργικών εσόδων του έργου. Τα καθαρά λειτουργικά έσοδα για κάθε έτος είναι το άθροισμα των εσόδων προ φόρων συν το ετήσιο χρεολύσιο, μείον τα έξοδα προ φόρων, δηλαδή: $P_t^p - E_t^p + d_p$. Ο δείκτης αυτοχρηματοδότησης δεν υπολογίζεται για το έτος μηδέν. Για το έτος 1 π.χ., είναι:

$$P_1^p - E_1^p + d_p = \$4.409,63 - \$(-21.193,65) + \$4.969 = \$30.572,28$$

Αρα και:

$$DSC_1 = \frac{\$30.572,28}{\$4.969} = 6,153$$

Η διαδικασία αυτή ακολουθείται για όλα τα έτη μέχρι την αποπληρωμή του χρέους του έργου και έδωσε τα αποτελέσματα του Πίνακα 8.23.

Η μικρότερη από τις τιμές του Πίνακα 8.23, είναι η 6,153 την οποία αποδεχόμαστε ως δείκτη αυτοχρηματοδότησης. Το γεγονός ότι είναι μεγαλύτερος της μονάδας υποδηλώνει ότι τα ετήσια έσοδα από τη λειτουργία της εγκατάστασης επαρκούν για την κάλυψη της δόσης αποπληρωμής του χρέους του έργου, για την αντίστοιχη χρονική περίοδο. Όμοια ισχύουν και για τις υπόλοιπες περιόδους, εντός της προθεσμίας αποπληρωμής του χρέους.

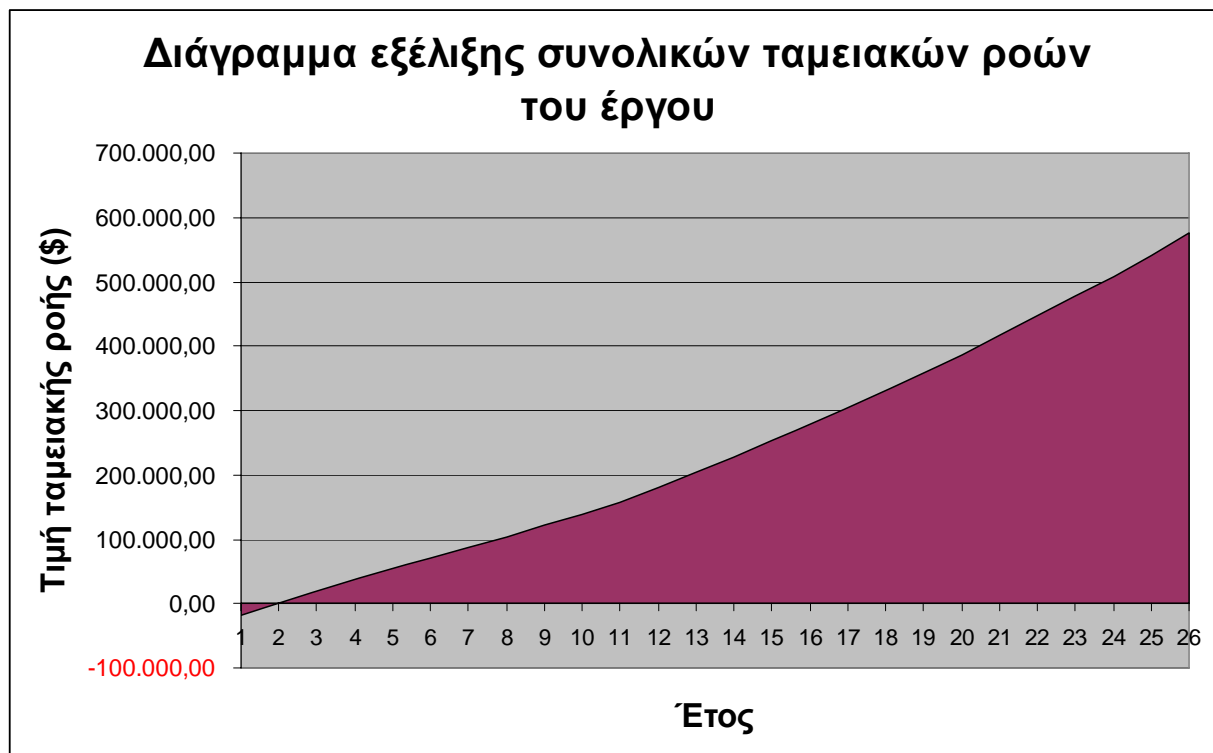
Πίνακας 8.23: Δείκτης αυτοχρηματοδότησης του έργου.

Έτος n	Ετήσια εισοδήματα (\$)	Συνολικά Λειτουργικά έσοδα (\$)	Χρεολύσιο (\$)	Δείκτης αυτοχρηματοδότησης
1	30.572,28	19.662,90	4.969,00	6,153
2	31.390,37	37.944,95	4.969,00	7,636
3	32.231,59	55.383,92	4.969,00	11,146
4	33.096,67	72.358,04	4.969,00	14,562
5	33.986,34	89.133,79	4.969,00	17,938
6	34.901,37	105.899,29	4.969,00	21,312
7	35.842,53	122.787,74	4.969,00	24,711
8	36.810,66	139.893,72	4.969,00	28,153
9	37.806,60	157.284,66	4.969,00	31,653
10	38.831,22	175.008,81	4.969,00	35,220

Στο Σχήμα 8.1 αποτυπώνεται η εξέλιξη των συνολικών καθαρών ταμειακών ροών του έργου.

8.6 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Το επενδυτικό έργο που εξετάστηκε, κρίνεται αποδοτικό και η υλοποίησή του κρίνεται είναι συμφέρουσα, με βάση όλα τα χρηματοοικονομικά κριτήρια που εξετάστηκαν.



Σχήμα 8.1: Η εξέλιξη των συνολικών καθαρών ταμειακών ροών του έργου στο χρόνο, έως το τέλος της ζωής του.

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης ε είναι 120,99% για τις ταμειακές ροές προ φόρων και 102,49% για τις ταμειακές ροές μετά φόρων. Αυτό υποδηλώνει πως το έργο αυτό είναι εξαιρετικά αποδοτικό, καθώς το προεξοφλητικό επιτόκιο D είναι μόλις 9%. Άρα, ο ε είναι κατά πολύ μεγαλύτερος από το D .

Η ΚΠΑ του έργου υπολογίστηκε στα \$ 185.920,21, ενώ ο δείκτης αποδοτικότητας PI υπολογίστηκε ίσος με 6,153. Το γεγονός αυτό, σε συνδυασμό με το γεγονός ότι ο δείκτης αυτοχρηματοδότησης για όλα τα έτη αποπληρωμής του χρέους είναι μεγαλύτερος της μονάδας, υποδηλώνει ότι η λήψη εξωτερικού δανείου για την πλήρη κάλυψη του χρέους δεν είναι αναγκαία.

ΑΝΤΛΗΤΙΚΟ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑ ΧΩΡΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑ ΣΥΣΣΩΡΕΥΣΗΣ

9.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ - ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Ένας ιδιώτης επιθυμεί την εγκατάσταση ενός μεσαίου μεγέθους φ/β συστήματος με σκοπό την άντληση νερού για το πότισμα των ζώων της φάρμας που διαθέτει. Το κοπάδι της φάρμας αποτελείται από 20 ζώα. Σκοπός του προβλήματος αυτού είναι να προσδιοριστούν η απόδοση ενός τέτοιου συστήματος και να γίνει μια εκτίμηση του κόστους του έργου.

Πληροφορίες για την τοποθεσία εγκατάστασης

Το αντλούμενο νερό θα προέρχεται από μια δεξαμενή από την οποία θα διοχετεύεται σε μία υδρορροή. Η εξεταζόμενη τοποθεσία βρίσκεται 100 km βορειοανατολικά του Τορόντο του Οντάριο, στον Καναδά. Το αντλητικό σύστημα θα παρέχει νερό στα είκοσι ζώα, από το Μάιο έως το Σεπτέμβριο.

Στο σύστημα θα χρησιμοποιηθεί μια αντλία διαφράγματος 12 VDC, με 13 Lpm μέγιστη ροή. Η στάθμη αναρρόφησης εκτιμάται στο 1 μέτρο, η στάθμη αποφόρτισης στα 7 μέτρα και οι απώλειες λόγω τριβής στο 10%. Ο συνολικός βαθμός απόδοσης της αντλίας είναι ~10%. Η αντλία χρειάζεται επιδιόρθωση κάθε 5 έτη. Το νερό θα διοχετεύεται σε μια εφεδρική δεξαμενή μέσω πλαστικών σωλήνων 13 mm, συνολικού μήκους 100 m. Η κύρια δεξαμενή αποθήκευσης του νερού, διαθέτει μια βαλβίδα ελέγχου της στάθμης η οποία δημιουργεί πίεση αναστροφής στην αντλία. Με τη σειρά της αυτή η βαλβίδα ενεργοποιεί το διακόπτη πίεσης της αντλίας και έτσι αποτρέπεται η υπερχειλίση της δεξαμενής. Η κύρια δεξαμενή διαθέτει χώρο αποθήκευσης νερού που επαρκεί για 3 ημέρες ποτίσματος. Για να εξασφαλιστεί μία περισσότερο αποδοτική άντληση νερού (ώρες ανά ημέρα), θα εγκατασταθεί ένας γραμμικός ενισχυτής ρεύματος, με απόδοση 95%. Το όλο σύστημα άντλησης νερού είναι τύπου άμεσης άντλησης, χωρίς σύστημα συσσώρευσης.

Χρηματοοικονομικές πληροφορίες

Τα τυπικά χρηματοοικονομικά μεγέθη για την ανάλυση, δίνονται ως εξής: πληθωρισμός 2,5%, κλιμάκωση κόστους ενέργειας 5,0%, ικανότητα δανεισμού 30%, εξοφλητικό επιτόκιο χρέους 8,5%, προεξοφλητικό επιτόκιο 9% και προθεσμία εξόφλησης χρέους 10 έτη. Ο ιδιοκτήτης της φάρμας δεν επιθυμεί φορολογική ανάλυση. Η αντλία που θα εγκατασταθεί είναι συνεχούς ρεύματος και κοστίζει \$ 150, ενώ η κάθε

επιδιόρθωσή της κοστίζει \$ 50. Ο ενισχυτής ρεύματος κοστίζει \$ 160. Προηγούμενη εμπειρία υποδεικνύει ότι τέσσερις ώρες μηχανολογικού χρόνου είναι αρκετές για να προσδιοριστούν, να παραγγελθούν και να προετοιμαστούν τα τμήματα του συστήματος προς εγκατάσταση. Τα έξοδα για την εγκατάσταση μόνο ανέρχονται στα \$ 320. Το σύστημα αυτό προβλέπεται να διαρκέσει 25 έτη. Ο Πίνακας 9.1 συνοψίζει όλα τα δεδομένα του προβλήματος.

Υπάρχουν δύο εναλλακτικές λύσεις για το περιγραφόμενο σύστημα: να χρησιμοποιηθεί μία επέκταση δικτύου ενός χιλιομέτρου ή να χρησιμοποιηθεί μια αντλία τροφοδοτούμενη με βενζίνη ως καύσιμο.

Η επέκταση δικτύου κοστίζει \$ 10.000 για κάθε χιλιόμετρο επέκτασης, συν το κόστος του μετασχηματιστή που χρειάζεται για κάτι τέτοιο. Η αντλία που τροφοδοτείται με βενζίνη αναμένεται να έχει αρχικό κόστος \$ 700. Τα ετήσια κόστη για την περίπτωση αυτή θα προέρχονται από την αγορά καυσίμου (βενζίνης), με κόστος 0,70 \$/L, και το ωριαίο κόστος ενός εργάτη κάθε εβδομάδα για την περίοδο χρήσης του αντλητικού συστήματος. Για όλα τα συστήματα θα χρησιμοποιηθεί ο ίδιος τύπος σωληνώσεων και ο ίδιος τύπος δεξαμενής.

Επειδή ισχύει ένα πρόγραμμα προστασίας υγρότοπων, όπως ένας κοντά στη τοποθεσία εγκατάστασης του φ/β συστήματος, είναι δυνατόν να δοθεί ως χάρη το μισό κόστος του εγκαθιστούμενου συστήματος, όποιος τύπος και εάν επιλεγθεί τελικά. Ο ιδιοκτήτης της φάρμας θα πληρώσει για το υπόλοιπο του κόστους του συστήματος.

Πίνακας 9.1: Δεδομένα του προβλήματος.

a/a	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
Χαρακτηριστικά του συστήματος και της πηγής ισχύος				
1)	Τύπος του φ/β συστήματος	pumping	-	Χωρίς μπαταρίες
2)	Τύπος χρησιμοποιούμενου καυσίμου	Βενζίνη	-	-
3)	Ακριβής κατανάλωση καυσίμου	$K_{fuel} = 0,0001988$	L/L	-
Χαρακτηριστικά της φ/β αντλίας				
4)	Τύπος κινητήρα	DC	-	-
5)	Απόδοση αντλητικού συστήματος	10	%	-
6)	Ημερήσια απαίτηση νερού ανά κεφαλή ζώου	$Water_{use} = 40$	L/d/head	-
7)	Στάθμη αναρρόφησης	$Head_{suction} = 1$	m	-
8)	Πτώση της στάθμης	$Head_{drawdown} = 0$	m	-
9)	Στάθμη αποφόρτισης	$Head_{discharge} = 7$	m	-
10)	Στάθμη πίεσης	$Head_{pressure} = 0$	m	-
11)	Απώλειες λόγω τριβής	$Fric_{loss} = 10$	%	5 % έως 10%

Πίνακας 9.1: Δεδομένα του προβλήματος (συνέχεια).

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
Χαρακτηριστικά του φ/β πλαισίου				
12)	Ονομαστική απόδοση φ/β πλαισίου	$n_{array} = 11,5$	%	από 4 έως 15%
13)	Διάφορες απώλειες πλαισίου	$P_{array-loss} = 5$	%	από 0 έως 20%
14)	Ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας των ηλιακών κυττάρων	NOCT = 45	°C	40°C έως 55°C
14)	Ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας των ηλιακών κυττάρων	NOCT = 45	°C	40°C έως 55°C
15)	Θερμοκρασιακός συντελεστής φ/β συστοιχίας	Temp _c = 0,40	%	-
16)	Ονομαστική ισχύς του φ/β πλαισίου	$P_{array-nom} = 0,05$	kW _p	-
Επιμέρους χαρακτηριστικά				
17)	Διάφορες απώλειες στο σύστημα	$P_{losses} = 5$	%	-
Χαρακτηριστικά εξεταζόμενης περιοχής				
18)	Τύπος φ/β συστοιχίας	Σταθερή	-	-
19)	Γεωγραφικό πλάτος της τοποθεσίας εφαρμογής της μελέτης (σε βόρειο προσανατολισμό)	$\varphi = 43,7$	°N	από -90° έως 90°
20)	Κλίση φ/β πλαισίου	$\beta = 30$	°	από 0° έως 90°
21)	Αζιμούθιο φ/β πλαισίου	$\beta_{az} = 0$	°	από 0° έως 180°
Χρηματοοικονομικές παράμετροι				
22)	Εξοικονομούμενο κόστος ενέργειας	$E_{save} = 0,7$	\$/L	-
23)	Πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	$RE_{credit} = 0$	\$/kWh	-
24)	Χρονική διάρκεια της πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ	$RE_{credit}^{lc} = 0$	y (έτη)	-
25)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	$r_{RE-credit} = 0$	%	-
26)	Πίστωση για μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	$GHG_{reduce-credit} = 0$	\$/tn CO ₂	-
27)	Διάρκεια πίστωσης για τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	$GHG_{reduce-credit}^{lc} = 0$	y (έτη)	-

Πίνακας 9.1: Δεδομένα του προβλήματος (συνέχεια).

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
28)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση μείωσης εκπομπής αερίων θερμοκηπίου	$r_{GHG} = 0$	%	-
29)	Επιτόκιο προσαύξησης του κόστους ενέργειας	$r_{E-cost} = 5$	%	-
30)	Αρχικά κόστη	$I = 617$	\$	-
31)	Πληθωρισμός	$f = 2,5$	%	-
32)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	$D = 9$	%	-
33)	Διάρκεια ζωής έργου (επένδυσης)	$PL = 25$	y (έτη)	-
34)	Ικανότητα δανεισμού	$R_{costs} = 30$	%	-
35)	Επιτόκιο εξόφλησης χρεών	$r_{debt} = 8,5$	%	-
36)	Προθεσμία εξόφλησης χρεών	$Debt_{term} = 10$	y (έτη)	-
37)	Ποσοστό επί του φορολογητέου εισοδήματος	$I_{tax} = 0$	%	-
38)	Τυχόν απώλειες carryforward	$cf = 0$	-	-
39)	Φορολογική βάση λογιστικής απόσβεσης	$T_{basis} = -$	%	-
40)	Ρυθμός λογιστικής απόσβεσης	$r_{depr} = 0$	%	-
41)	Περίοδος μειωμένου φορολογικού συντελεστή	-	y (έτη)	-

9.1.1 ΕΝΔΙΑΜΕΣΟΙ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΙ

Το υλικό κατασκευής των πλαισίων είναι το μονοκρυσταλλικό πυρίτιο και η ονομαστική του απόδοση ίση με 11,5%.

Η αναζήτηση στοιχείων για την μέση μηνιαία θερμοκρασία της περιοχής και την μηνιαία μέση ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο (\overline{H}) έδωσε τα αποτελέσματα του Πίνακα 9.3.

9.1.1.1 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΗΣ ΜΕΣΗΣ ΜΗΝΙΑΙΑΣ ΗΜΕΡΗΣΙΑΣ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑΣ ΣΤΟ ΕΠΙΠΕΔΟ ΤΗΣ Φ/Β ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ

Τα βασικά μεγέθη που υπολογίζονται αρχικά για κάθε ημέρα της εξεταζόμενης περιόδου, είναι η απόκλιση δ και η ώρα δύσεως του ήλιου. Τα μεγέθη αυτά υπολογίζονται στην § 4.5.1.3.1., όπως φαίνεται στη συνέχεια. Να σημειωθεί πως στους παρακάτω πίνακες, με *πλάγιους* χαρακτήρες σημειώνονται οι τιμές των μεγεθών που για τους αντίστοιχους πίνακες δεν συμπεριλαμβάνονται στην εξεταζόμενη περίοδο, αλλά χρησιμοποιούνται για τον καθορισμό των ετήσιων τιμών των μεγεθών ατών. Η απόκλιση δ υπολογίζεται από τη σχέση (3.1):

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(2\pi \frac{(284 + n)}{365}\right)$$

Η ώρα ω_s υπολογίζεται ως εξής:

- $\tan \phi \cdot \tan \delta > 1$, τότε $\omega_s = 0$
- $\tan \phi \cdot \tan \delta < -1$, τότε $\omega_s = \pi$
- Σε κάθε άλλη περίπτωση, $\omega_s = \arccos(\tan \phi \cdot \tan \delta)$. Η ώρα ανατολής τότε είναι $-\omega_s$

Για κάθε μήνα που εξετάζεται είναι:

Πίνακας 9.2: Οι τιμές του n και της δ για τις Μέσες Ημέρες κάθε μήνα.

Μήνας	n	δ
Ιανουάριος	17	-20,9
Φεβρουάριος	47	-13
Μάρτιος	75	-2,4
Απρίλιος	105	9,4
Μάιος	135	18,8
Ιούνιος	162	23,1
Ιούλιος	198	21,2
Αύγουστος	228	13,5
Σεπτέμβριος	258	2,2
Οκτώβριος	288	-9,6
Νοέμβριος	318	-18,9
Δεκέμβριος	344	-23

Πίνακας 9.3: Χαρακτηριστικά εξεταζόμενης περιοχής.

Μήνας	Μέση μηνιαία θερμοκρασία T_{m_i} (°C)	Μηνιαία μέση ημερήσια ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο, \bar{H} (kWh/m ² /d)
Ιανουάριος	-7,1	1,44
Φεβρουάριος	-6,2	2,22
Μάρτιος	-0,8	3,36
Απρίλιος	6,3	4,5
Μάιος	12,4	5,47
Ιούνιος	17,4	6,0
Ιούλιος	20,5	6,14
Αύγουστος	19,5	5,14
Σεπτέμβριος	15,2	3,75
Οκτώβριος	8,9	2,47
Νοέμβριος	3,1	1,31
Δεκέμβριος	-3,2	1,00

Υπολογίζεται στη συνέχεια ο μέσος μηνιαίος δείκτης καθαρότητας, από τον τύπο $\bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_{extr0}}$. Η μέση μηνιαία εξωγήινη ακτινοβολία, \bar{H}_{extr0} , υπολογίζεται από τη σχέση (βλ. § 4.6.1.3.1. για περισσότερες πληροφορίες):

$$\bar{H}_{extr0} = \frac{24 \cdot 3600 \cdot S}{\pi} \cdot \left(1 + 0,033 \cdot \cos \left(2\pi \cdot \frac{Day}{365} \right) \right) \cdot (\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + \omega_s \cdot \sin \phi \cdot \sin \delta)$$

Τώρα μπορούν να υπολογιστούν η διάχυτη, \bar{H}_{dif} , και η άμεση ακτινοβολία \bar{H}_{dir} που αντιστοιχούν στο \bar{K}_T . Αυτό μπορεί να γίνει μέσω των σχέσεων (4.52), (4.53) και (4.54):

- Εάν $\omega_s \leq 81,4 \cdot \frac{\pi}{180}$:

$$\bar{H}_{dif} = \bar{H}_{extr0} \cdot \bar{K}_T \cdot (1,391 + \bar{K}_T \cdot (-3,56 + \bar{K}_T \cdot (4,189 + \bar{K}_T \cdot (-2,137))))),$$

αλλιώς

$$\bar{H}_{dif} = \bar{H}_{extr0} \cdot \bar{K}_T \cdot (1,311 + \bar{K}_T \cdot (-3,022 + \bar{K}_T \cdot (3,427 + \bar{K}_T \cdot (-1,821))))$$

και

$$\bar{H}_{dir} = \bar{H}_{extr0} \cdot \bar{K}_T - \bar{H}_{dif}$$

Στη συνέχεια υπολογίζονται οι ρυθμοί r_t και r_d , όπως φαίνεται από τις σχέσεις (4.56) και (4.57). Μέσω των ρυθμών αυτών, υπολογίζονται οι ωριαίες τιμές (για κάθε ώρα h) της συνολικής H_h και της διάχυτης H_{difh} ακτινοβολίας, από την ώρα ανατολής μέχρι την ώρα δύσεως του ήλιου:

$$H_h = \bar{H} \cdot \frac{r_{t_h}}{r_t} \quad \text{και} \quad H_{dif_h} = \bar{H}_{dif} \cdot \frac{r_{d_h}}{r_d}$$

με r_{t_h} και r_{d_h} οι ωριαίοι ρυθμοί, μέχρι την ώρα h , προς την ημερήσια συνολική και διάχυτη ακτινοβολία αντίστοιχα (το άθροισμα των r_t και r_d μέχρι την ώρα h).

Τότε, συνολικά, σύμφωνα με τις σχέσεις (4.58) είναι:

$$H = r_t \cdot \bar{H} \quad \alpha)$$

$$H_{dif} = r_d \cdot \bar{H}_{dif} \quad \beta)$$

$$H_b = H - H_d \quad \gamma)$$

Η ζητούμενη ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο, H_{ilted} , υπολογίζεται από τη σχέση (4.61):

$$H_{tilted} = H_b \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} + H_d \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + H \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

Στην σχέση αυτή, η γωνία θ_z προκύπτει από τη σχέση (4.62):

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

ενώ η γωνία θ υπολογίζεται όπως στην περίπτωση α) της § 4.5.1.3.1., για σταθερή ϕ/β συστοιχία. Η μετατροπή B-M για το βόρειο ημισφαίριο, δεν έχει αλλάξει τις τιμές των γωνιών, γιατί $\phi = 43,7^\circ > 0^\circ$. Έτσι, ισχύουν:

$$x_{surf} = \beta = 30^\circ \quad \text{και} \quad \beta_{az-BM} = \beta_{az} = 0^\circ$$

Για τη γωνία θ_{az} η σχέση υπολογισμού της είναι η (4.63):

$$\theta_{az} = \arctan \left(\frac{\sin \omega \cdot \cos \delta}{\cos \omega \cdot \cos \delta \cdot \sin \phi - \sin \delta \cdot \cos \phi} \right)$$

Ας σημειωθεί πως η λευκαύγεια του εδάφους, ρ , είναι 0,7 για θερμοκρασίες κάτω των -5°C και 0,2 για θερμοκρασίες άνω των 0°C . Για θερμοκρασία Temp μεταξύ των θερμοκρασιών αυτών, χρησιμοποιείται γραμμική παρεμβολή, σύμφωνα με την εξίσωση:

$$\rho = Temp \cdot \frac{-0,5}{-5} + 0,7$$

Η παραπάνω διαδικασία, δίνει, για κάθε μήνα που εξετάζεται, τα αποτελέσματα του Πίνακα 9.4.

Πίνακας 9.4: Τιμές της λευκαύγειας και της H_{tilted} για την εξεταζόμενη περίοδο.

Μήνας	Μέση Ημέρα (Day)	δ ($^\circ$)	ρ	H_{tilted} (kWh/m ² /d)	\overline{H}_{extr0} (kWh/m ² /d)	\overline{H} (kWh/m ² /d)	ω_s (rad)	\overline{K}_T	$\cos \theta_{noon}$
Ιανουάριος	17	-20,9	0,7	2,30	3,59	1,44	1,20	0,40	0,82
Φεβρουάριος	47	-13	0,7	3,13	5,11	2,22	1,35	0,43	0,89
Μάρτιος	75	-2,4	0,62	4,05	7,14	3,36	1,53	0,47	0,96
Απρίλιος	105	9,4	0,2	4,82	9,32	4,50	1,73	0,48	1,00
Μάιος	135	18,8	0,2	5,40	10,93	5,47	1,90	0,50	1,00
Ιούνιος	162	23,1	0,2	5,71	11,60	6,00	1,99	0,52	0,99
Ιούλιος	198	21,2	0,2	5,94	11,25	6,14	1,95	0,55	0,99
Αύγουστος	228	13,5	0,2	5,32	9,93	5,14	1,80	0,52	1,00
Σεπτέμβριος	258	2,2	0,2	4,29	7,92	3,75	1,61	0,47	0,98
Οκτώβριος	288	-9,6	0,2	3,23	5,70	2,47	1,41	0,43	0,92
Νοέμβριος	318	-18,9	0,2	1,81	3,94	1,31	1,24	0,33	0,84
Δεκέμβριος	344	-23	0,38	1,46	3,19	1,00	1,15	0,31	0,80

Η αντίστροφη μετατροπή B-M είναι ίδια με την ευθεία μετατροπή, οπότε και πάλι δεν αλλάζουν οι τιμές των γωνιών.

Πίνακας 9.5: Τιμές χαρακτηριστικών παραμέτρων υπολογισμού της ηλιακής ακτινοβολίας, για το 24ωρο της Μέσης Ημέρας του Ιουνίου.

Ω_{pa}	$\overline{H}_{dif\ h}$ (kWh/m ² /d)	$\overline{H}_{dir\ h}$ (kWh/m ² /d)	H_h (kWh/m ² /d)	H_{tilt-h} (kWh/m ² /d)	r_{th}	r_{dh}	r_t	r_d	θ_z (rad)	θ_{az} (rad)	ω (rad)	$\cos\theta$
0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,97	-3,01	-3,01	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	1,92	-2,75	-2,74	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	1,83	-2,52	-2,48	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	1,71	-2,31	-2,22	0
4	4,420	3,143	7,564	4,226	1,263	1,781	1,263	1,781	1,55	-2,12	-1,96	-0,24
5	5,198	4,568	0,097	5,404	1,631	0,020	0,017	2,273	1,39	-1,95	-1,70	-0,02
6	0,101	0,106	0,207	0,213	3,470	4,080	5,228	6,353	1,21	-1,78	-1,43	0,209
7	0,148	0,181	0,330	0,507	5,517	5,997	0,107	0,123	1,08	-1,61	-1,17	0,434
8	0,191	0,262	0,453	0,939	7,579	7,716	0,183	0,200	0,83	-1,43	-0,91	0,636
9	0,226	0,337	0,564	1,496	9,422	9,120	0,277	0,291	0,65	-1,19	-0,65	0,801
10	0,250	0,396	0,647	2,150	0,108	0,101	0,385	0,393	0,48	-0,85	-0,39	0,918
11	0,263	0,428	0,691	2,856	0,115	0,106	0,501	0,499	0,38	-0,33	-0,13	0,978
12	0,263	0,428	0,691	3,562	0,115	0,106	0,616	0,605	0,38	0,33	0,13	0,978
13	0,250	0,396	0,647	4,216	0,108	0,101	0,724	0,706	0,48	0,85	0,39	0,918
14	0,226	0,337	0,564	4,773	9,422	9,120	0,819	0,797	0,65	1,19	0,65	0,801
15	0,191	0,262	0,453	5,205	7,579	7,716	0,894	0,875	0,83	1,43	0,92	0,636
16	0,148	0,181	0,330	5,499	5,517	5,997	0,950	0,935	1,08	1,61	1,18	0,434
17	0,101	0,106	0,207	5,658	3,470	4,080	0,984	0,975	1,21	1,78	1,44	0,209
18	5,198	4,568	0,097	5,708	1,631	0,020	1,001	0,996	1,39	1,95	1,70	-0,02
19	4,420	3,143	7,564	5,712	1,263	1,781	1,002	0,998	1,55	2,12	1,96	-0,24
20	0	0	0	0	0	0	0	0	1,71	2,31	2,23	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	1,83	2,52	2,49	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	1,92	2,75	2,75	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	1,97	3,01	3,01	0

9.1.1.2 ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΕΚΤΑΣΗ ΤΗΣ Φ/Β ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ

Η προτεινόμενη έκταση της φ/β συστοιχίας προκύπτει από τη σχέση (4.27):

$$S_{array} = \frac{P_{array-nom}}{n_{array}} = \frac{0,05 kW_p}{11,5\%} = 0,43 m^2$$

9.1.1.3 ΣΥΝΟΛΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΟΥ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Ο συνολικός βαθμός απόδοσης του συστήματος υπολογίζεται από τη σχέση (4.33):

$$n_{PV} = \frac{RE_{dlvd}^{pumping}}{S_{array} \cdot H_{tilt-p}} = \frac{0,003 MWh}{0,43 m^2 \cdot 0,82 MWh / m^2} = 0,85\%$$

9.1.1.4 ΕΠΙΜΕΡΟΥΣ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Η ενέργεια από ΑΠΕ που παραδίδεται από το σύστημα, RE_{dlvd}^i , στην περίπτωση αυτή, υπολογίζεται από τη σχέση (4.36):

$$RE_{dlvd}^{pumping} = \frac{PE_{dlvd}}{1000}$$

με το PE_{dlvd} , για κάθε μήνα, να υπολογίζεται από τη σχέση (4.100):

$$PE_{dlvd} = \sum_{m_i} \left(N_{days} \cdot MIN(E_{avail-pump} \cdot n_{pump}, Eq_{pump-dmd}) \right)_{m_i}$$

Στην παραπάνω σχέση, το $E_{avail-pump}$ δίνεται (προκειμένου για αντλία που χρησιμοποιεί ρεύμα DC) από τη σχέση:

$$E_{avail-pump} = S_{array} \cdot H_{tilted} \cdot n_{PV}$$

Για το μήνα Μάιο είναι:

$$E_{avail-pump} = S_{array} \cdot H_{tilted} \cdot n_{PV_{m_i}} = 0,4 m^2 \cdot 5,40 kWh / m^2 / d \cdot 10,08\% = 0,2177 kWh / d$$

$$\text{και } E_{avail-pump} \cdot n_{pump} = 0,2177 kWh / d \cdot 10\% = 0,02177 kWh / d$$

Για τους υπόλοιπους μήνες, είναι (Πίνακας 9.6):

Πίνακας 9.6: Ενέργεια που είναι διαθέσιμη στην αντλία του φ/β συστήματος.

$E_{avail-pump}$	
Μήνας	(kWh/d)
Ιανουάριος	1,13
Φεβρουάριος	0,99
Μάρτιος	0,80
Απρίλιος	0,60
Μάιος	0,43
Ιούνιος	0,36
Ιούλιος	0,39
Αύγουστος	0,53
Σεπτέμβριος	0,72
Οκτώβριος	0,93
Νοέμβριος	1,09
Δεκέμβριος	1,17

Η απόδοση της φ/β συστοιχίας για κάθε μήνα, $n_{PV_{m_i}}$, υπολογίζεται από τη σχέση:

$$n_{PV_{m_i}} = n_{Tc} \cdot (1 - P_{PV_{losses}}) \cdot (array\ control\ index) \cdot (1 - P_{losses})$$

όπου:

n_{Tc} : η διορθωμένη απόδοση

$P_{PV\ losses}$: οι απώλειες ισχύος στη φ/β συστοιχία

$array\ control\ index$: ένας δείκτης 1 ή 0,75 ανάλογα με το σύστημα εντοπισμού απωλειών ισχύος (η τιμή 1 για έλεγχο με MPPT).

P_{losses} : οι απώλειες ισχύος στο σύστημα

Είναι:

$$n_{Tc} = MAX \left[\left[n_{array} (1 - Temp_c) \cdot (C_E + T_{m_i} - 25) \right], 0 \right] = MAX \left[\left[11,5\% (1 - 0,40\% / ^\circ C) \cdot (C_E + 12,4 - 25) \right], 0 \right]$$

με:

C_E η διορθωμένη θερμοκρασία κατά Evans, η οποία υπολογίζεται από τη σχέση (4.76):

$$C_E = (219 + 832 \cdot \bar{K}_T) \cdot CF_E \cdot \frac{(NOCT - 20)}{800} = (219 + 832 \cdot 0,5) \cdot 0,997 \cdot \frac{(45 - 20)}{800} = 19,78^\circ C$$

όπου CF_E ο συντελεστής διόρθωσης Evans, ο οποίος υπολογίζεται από τη σχέση (4.78):

$$\begin{aligned} CF_E &= 1 - 0,000117 \cdot \left[(x^* - x_{surf-noon}) \cdot \frac{180}{\pi} \right]^2 = 1 - 0,000117 \cdot \left[((\phi - \delta) - 0,52) \cdot \frac{180}{\pi} \right]^2 = \\ &= 1 - 0,000117 \cdot \left[((0,7623 - 0,3280) - 0,52) \cdot \frac{180}{\pi} \right]^2 = 1 - 0,0028 = 0,9972 \end{aligned}$$

και \bar{K}_T ο μηνιαίος δείκτης καθαρότητας, ο οποίος υπολογίζεται από τη σχέση (4.77):

$$\bar{K}_T = MIN \left(\frac{\bar{H}}{\bar{H}_{extr0}}, 1 \right) = MIN \left(\frac{5,47 kWh / m^2 / d}{10,93 kWh / m^2 / d}, 1 \right) = 0,5$$

Άρα και (για το μήνα Μάιο):

$$\begin{aligned} n_{Tc} &= MAX \left[\left[n_{array} (1 - Temp_c) \cdot (C_E + T_{m_i} - 25) \right], 0 \right] = \\ &= MAX \left[\left[11,5\% (1 - 0,40\% / ^\circ C) \cdot (C_E + 12,4^\circ C - 25^\circ C) \right], 0 \right] = \\ &= MAX \left[\left[11,5\% (1 - 0,40\% / ^\circ C) \cdot (19,78^\circ C + 12,4^\circ C - 25^\circ C) \right], 0 \right] = 11,17\% \end{aligned}$$

Οπότε και (για το μήνα Μάιο):

$$n_{PV\ m_i} = n_{Tc} \cdot (1 - P_{PV\ losses}) \cdot (array\ control\ index) \cdot (1 - P_{losses}) = 11,17\% \cdot (1 - 5\%) \cdot 1 \cdot (1 - 5\%) =$$

$$= 10,08\%$$

Στον Πίνακα 9.7 φαίνονται όλα τα παραπάνω χαρακτηριστικά για όλη την εξεταζόμενη περίοδο.

Πίνακας 9.7: Χαρακτηριστικά του φ/β συστήματος για την εξεταζόμενη περίοδο.

Μήνας	Βέλτιστη κλίση (rad)	Συντελεστής Διόρθωσης Evans ()	Διορθωμένη Θερμοκρασία (Tc-Ta) Evans (C)	Διορθωμένη Απόδοση (%)	Συνολική Απόδοση της φ/β συστοιχίας (%)
Ιανουάριος	1,13	0,860	14,8	12,29%	11,10%
Φεβρουάριος	0,99	0,917	16,6	12,17%	10,98%
Μάρτιος	0,80	0,970	18,5	11,84%	10,68%
Απρίλιος	0,60	0,998	19,4	11,47%	10,35%
Μάιος	0,43	0,997	19,8	11,17%	10,08%
Ιούνιος	0,36	0,990	20,1	10,93%	9,86%
Ιούλιος	0,39	0,993	20,9	10,75%	9,70%
Αύγουστος	0,53	1,000	20,3	10,82%	9,76%
Σεπτέμβριος	0,72	0,985	18,9	11,08%	10,00%
Οκτώβριος	0,93	0,936	17,0	11,46%	10,34%
Νοέμβριος	1,09	0,876	13,6	11,88%	10,73%
Δεκέμβριος	1,17	0,842	12,6	12,22%	11,03%

Η ημερήσια απαίτηση ενέργειας από την αντλία (για το μήνα Μάιο) είναι:

$$Eq_{pump-dmd-d} = \frac{9,81 \cdot 1.000 \cdot Dmd_{water-d} \cdot Head_{tot}}{3.600.000} = \frac{9,81m/sec^2 \cdot 1.000 \cdot 0,8m^3/d \cdot 8,8m}{3.600.000} = 0,0192 kWh$$

αφού:

$$Head_{tot} = (Head_{suction} + Head_{drawdown} + Head_{discharge} + Head_{pressure}) \cdot (1 + Friction_{loss}) =$$

$$= (1m + 0m + 7m + 0m) \cdot (1 + 10\%) = 8,8m$$

και:

$$Dmd_{water-d} = \sum_i Dmd_{i-d} = 20 \cdot Water_{use} = 20 \zeta\omega\alpha \cdot 40 L/d / \zeta\omega\alpha = 0,8m^3/d$$

Συνεπώς είναι (για το μήνα Μάιο):

$$PE_{dlvd} = N_{days} \cdot \min(E_{avail-pump} \cdot n_{pump}, Eq_{pump-dmd}) = \min(0,02177kWh/d, 0,019kWh/d) =$$

$$= 31d \cdot 0,0192kWh/d = 0,5952kWh$$

Για τους υπόλοιπους μήνες, τα αποτελέσματα συνοψίζονται στο Πίνακα 9.8.

Πίνακας 9.8: Παραδιδόμενη ενέργεια από ΑΠΕ στο εξεταζόμενο αντλητικό σύστημα.

Μήνας	PE_{dlvd} (kWh)
Ιανουάριος	0,0
Φεβρουάριος	0,0
Μάρτιος	0,0
Απρίλιος	0,0
Μάιος	0,6
Ιούνιος	0,6
Ιούλιος	0,6
Αύγουστος	0,6
Σεπτέμβριος	0,6
Οκτώβριος	0,0
Νοέμβριος	0,0
Δεκέμβριος	0,0

Επομένως, η παραδιδόμενη ενέργεια από ΑΠΕ στο εξεταζόμενο αντλητικό σύστημα θα δίνεται από τη σχέση (4.36):

$$RE_{dlvd}^{pumping} = \frac{PE_{dlvd}}{1000}$$

με τη βοήθεια της σχέσης (4.100):

$$PE_{dlvd} = \sum_{m_i} (N_{days} \cdot \min(E_{avail-pump} \cdot n_{pump}, Eq_{pump-dmd-d}))_{m_i} =$$

$$= \sum_{m_i} (N_{days} \cdot Eq_{pump-dmd-d})_{m_i} = 0,6kWh + 0,6kWh + 0,6kWh + 0,6kWh + 0,6kWh = 3kWh$$

Άρα και:

$$RE_{dlvd}^{pumping} = \frac{PE_{dlvd}}{1.000} = \frac{3kWh}{1.000} = 0,003MWh$$

Η περίσσεια σε ενέργεια από ΑΠΕ που είναι διαθέσιμη, είναι ίση με μηδέν, καθώς το εξεταζόμενο σύστημα δεν είναι συνδεδεμένο με το κεντρικό δίκτυο και άρα δεν υπάρχει περίσσεια ενέργειας από ΑΠΕ.

Το νερό που παραδίδεται από το σύστημα στη φάρμα υπολογίζεται από τη σχέση (4.106):

$$Water_{dlvd-m_i} = \frac{PE_{dlvd-m_i} \cdot 3.600.000}{9,81 m/sec^2 \cdot 1.000 \cdot Head_{tot}}$$

Για το μήνα Μάιο είναι:

$$Water_{dlvd-m_i} = \frac{PE_{dlvd-m_i} \cdot 3.600.000}{9,81 m/sec^2 \cdot 1.000 \cdot 8,8 m} = \frac{0,6 kWh \cdot 3.600.000}{9,81 m/sec^2 \cdot 1.000 \cdot 8,8 m} = 24,8 m^3$$

Με όμοιο τρόπο προκύπτουν και οι ποσότητες νερού οι οποίες παραδίδονται από το σύστημα και για τους υπόλοιπους μήνες της εξεταζόμενης περιόδου. Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 9.9.

Πίνακας 9.9: Παραδιδόμενη ποσότητα νερού στο εξεταζόμενο αντλητικό σύστημα.

	$Water_{dlvd-m_i}$
Μήνας	(m^3)
Ιανουάριος	0,0
Φεβρουάριος	0,0
Μάρτιος	0,0
Απρίλιος	0,0
Μάιος	24,8
Ιούνιος	24,0
Ιούλιος	24,8
Αύγουστος	24,8
Σεπτέμβριος	23,3
Οκτώβριος	0,0
Νοέμβριος	0,0
Δεκέμβριος	0,0

Η συνολική παραδιδόμενη ποσότητα νερού για την εξεταζόμενη περίοδο από το σύστημα, προκύπτει ίση με (σχέση (4.107)):

$$Water_{dlvd} = \sum_{m_i} (Water_{dlvd-m_i})_{m_i} = 24,8 m^3 + 24 m^3 + 24,8 m^3 + 24,8 m^3 + 23,3 m^3 = 121,7 m^3$$

9.2 ΤΕΛΙΚΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιασθούν τα τελικά αποτελέσματα (δεδομένα εξόδου), τα οποία προκύπτουν με βάση την ανάλυση στο Κεφάλαιο 4 και την βοήθεια των υπολογισμών που πραγματοποιήθηκαν στην προηγούμενη παράγραφο. Όλα τα αποτελέσματα συνοψίζονται στον Πίνακα 9.11.

9.2.1 ΜΕΣΗ ΕΤΗΣΙΑ ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑ

Η μέση ετήσια θερμοκρασία της περιοχής, σύμφωνα με τα δοθέντα δεδομένα, προκύπτει ίση με (σχέση (4.20)):

$$T_y = \sum_{i=1}^{12} \left(\frac{(-7,1 - 6,2 - 0,8 + 6,3 + 12,4 + 17,4 + 20,5 + 19,5 + 15,2 + 8,9 + 3,1 - 3,2) \text{ } ^\circ\text{C}}{12} \right)_{m_i} = 7,17 \text{ } ^\circ\text{C}$$

ενώ η μέση θερμοκρασία για την εξεταζόμενη περίοδο, είναι:

$$T_y = \sum_{i=5}^9 \left(\frac{(12,4 + 17,4 + 20,5 + 19,5 + 15,2) \text{ } ^\circ\text{C}}{5} \right)_{m_i} = 17,0 \text{ } ^\circ\text{C}$$

9.2.2 ΕΤΗΣΙΑ ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ ΣΕ ΟΡΙΖΟΝΤΙΟ ΕΠΙΠΕΔΟ

Η ετήσια ακτινοβολία σε επίπεδη επιφάνεια υπολογίζεται από σχέση (4.40):

$$\begin{aligned} H_{hor} &= \frac{\sum_{m_i=1}^{12} Ndays \cdot \overline{H} \cdot 3,6}{3,6 \cdot 1.000} = \\ &= \frac{(31d \cdot 1,44kWh / m^2 / d \cdot 3,6) + (28d \cdot 2,22kWh / m^2 / d \cdot 3,6) + \dots + (31d \cdot 1,00kWh / m^2 / d \cdot 3,6)}{3.600} = \\ &= 1,30 MWh / m^2 \end{aligned}$$

Για την εξεταζόμενη περίοδο, η ακτινοβολία σε επίπεδη επιφάνεια είναι ίση με:

$$\begin{aligned} H_{hor-p} &= \frac{\sum_{m_i=5}^9 Ndays \cdot \overline{H} \cdot 3,6}{3,6 \cdot 1.000} = \\ &= \frac{(31d \cdot 5,47kWh / m^2 / d \cdot 3,6) + (30d \cdot 6,00kWh / m^2 / d \cdot 3,6) + \dots + (30d \cdot 3,75kWh / m^2 / d \cdot 3,6)}{3.600} = \\ &= 0,81 MWh / m^2 \end{aligned}$$

9.2.3 ΕΤΗΣΙΑ ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΑΚΤΙΝΟΒΟΛΙΑ ΣΕ ΚΕΚΛΙΜΕΝΟ ΕΠΙΠΕΔΟ

Η ετήσια ακτινοβολία σε κεκλιμένη επιφάνεια προκύπτει από τη σχέση (4.42) με τη βοήθεια των τιμών του Πίνακα 9.4. Ο αριθμός των ημερών κάθε μήνα συμβολίζεται με N_{days} .

$$\begin{aligned}
H_{tilt} &= \frac{\sum_{m_i=1}^{12} Ndays \cdot H_{tilted} \cdot 3,6}{3,6 \cdot 1.000} = \\
&= \frac{(31d \cdot 2,30kWh / m^2 / d \cdot 3,6) + (28d \cdot 3,13kWh / m^2 / d \cdot 3,6) + \dots + (31d \cdot 1,46kWh / m^2 / d \cdot 3,6)}{3.600} = \\
&= 1,45 MWh / m^2
\end{aligned}$$

Για την εξεταζόμενη περίοδο, η ακτινοβολία σε κεκλιμένη επιφάνεια είναι ίση με:

$$\begin{aligned}
H_{tilt-p} &= \frac{\sum_{m_i=5}^9 Ndays \cdot H_{tilted} \cdot 3,6}{3,6 \cdot 1.000} = \\
&= \frac{(31d \cdot 5,40kWh / m^2 / d \cdot 3,6) + (30d \cdot 5,71kWh / m^2 / d \cdot 3,6) + \dots + (30d \cdot 4,29kWh / m^2 / d \cdot 3,6)}{3.600} = \\
&= 0,82 MWh / m^2
\end{aligned}$$

9.2.4 ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΧΩΡΗΤΙΚΟΤΗΤΑ ΤΟΥ ΕΝΑΛΛΑΚΤΗ

Στο σύστημα δεν απαιτείται η ύπαρξη εναλλάκτη.

9.2.5 ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΙΣΧΥΣ ΤΗΣ Φ/Β ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ

Η προτεινόμενη ονομαστική ισχύς της φ/β συστοιχίας υπολογίζεται από τη σχέση (4.26):

$$P_{array} = suggested\ array\ size(of\ type\ i) \cdot n_{array} \quad (kW_p)$$

Στη συγκεκριμένη περίπτωση, μελετάται ένα αντλητικό σύστημα, οπότε το ζητούμενο μέγεθος θα αναφέρεται σε τύπο αντλητικού συστήματος. Στην περίπτωση αυτή χρησιμοποιείται η σχέση (4.87):

$$PUMP_{size} = MAX_{m_i} \left(\frac{9,81 \cdot 1.000 \cdot Dmd_{water-d} \cdot Head_{tot}}{3.600.000 \cdot H_{tilted} \cdot n_{PV} \cdot n_{pump} \cdot n_{inv}} \right)_{m_i}$$

Στην περίπτωση που εξετάζεται, η αντλία είναι τύπου DC, οπότε δε υπεισέρχεται στον υπολογισμό του ζητούμενου μεγέθους ο βαθμός απόδοσης n_{inv} . Για το μήνα Μάιο, προκύπτει ότι:

$$\frac{9,81 \cdot 1.000 \cdot Dmd_{water-d} \cdot Head_{tot}}{3.600.000} = \frac{9,81 m / sec^2 \cdot 1.000 \cdot 0,8 m^3 \cdot 8,8 m}{3.600.000} = 0,37 m^2$$

$$H_{tilted} \cdot n_{PV-m_i} \cdot n_{pump} = 5,4 kWh / m^2 / d \cdot 10,08\% \cdot 10\%$$

Για όλους τους υπόλοιπους μήνες της εξεταζόμενης περιόδου, τα αποτελέσματα συνοψίζονται στον Πίνακα 9.10.

Πίνακας 9.10: Προτεινόμενο μέγεθος του φ/β συστήματος για την εξεταζόμενη περίοδο.

<i>PUMP_{size-m_i}</i>	
Μήνας	(m ²)
Ιανουάριος	0,0
Φεβρουάριος	0,0
Μάρτιος	0,0
Απρίλιος	0,0
Μάιος	0,37
Ιούνιος	0,36
Ιούλιος	0,35
Αύγουστος	0,38
Σεπτέμβριος	0,46
Οκτώβριος	0,0
Νοέμβριος	0,0
Δεκέμβριος	0,0

Με βάση όλα τα προηγούμενα, το προτεινόμενο μέγεθος του φ/β συστήματος, προκύπτει ίσο με τη μεγαλύτερη τιμή από αυτές του Πίνακα 9.10, δηλαδή ίσο με 0,46 m². Άρα και η προτεινόμενη ονομαστική ισχύς του φ/β συστήματος, προκύπτει ίση με (σχέση 4.26):

$$P_{array} = suggested\ array\ size\ (of\ type\ i) \cdot n_{array} = 0,46 m^2 \cdot 11,5\% = 0,0529 kW_p$$

9.2.6 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΕΣ ΑΠΟΛΑΒΕΣ ΑΠΟ ΤΟ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑ

Οι ακριβείς ενεργειακές απολαβές από την εγκατάσταση υπολογίζονται από τη σχέση (4.32):

$$E_{PV-yield} = \frac{RE_{pumping}}{S_{array}} = \frac{0,003 MWH}{0,43 m^2} = 0,007 MWH / m^2$$

9.3 ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ

Στην περίπτωση που εξετάζεται, υποθέτεται ότι δεν απαιτείται μελέτη σκοπιμότητας, ούτε απαιτούνται κάποιες δραστηριότητες ανάπτυξης του έργου που θα κοστίσουν πολύ. Το μηχανολογικό τμήμα υλοποίησης του έργου, ωστόσο, προβλέπεται να απαιτήσει 4 ώρες, προς \$ 50 την ώρα. Άρα, το συνολικό κόστος των παραπάνω διαδικασιών ανέρχεται στα 4·\$ 50 = \$ 200.

Πίνακας 9.11: Σύνοψη τελικών αποτελεσμάτων.

Περιγραφόμενο Μέγεθος	Σύμβολο	Τιμή μεγέθους
Μέση θερμοκρασία	T_y	-0,3 °C
Μέση θερμοκρασία την εξεταζόμενη περίοδο	T_p	17,0 °C
Ετήσια ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο	H_{hor}	1,30 MWh/m ²
Ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο την εξεταζόμενη περίοδο	H_{hor-p}	0,81 MWh/m ²
Ετήσια ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο	H_{tilt}	1,45 MWh/m ²
Ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο την εξεταζόμενη περίοδο	H_{tilt-p}	0,82 MWh/m ²
Έκταση φ/β συστοιχίας	S_{array}	0,46 m ²
Χωρητικότητα εναλλάκτη	$Inv_{capacity}$	0 kW _p
Ισχύς φ/β πλαισίου	P_{array}	0,0529 kW _p
Ενεργειακές απολαβές από το φ/β σύστημα	$E_{PV-yield}$	0,007 MWh/m ²
Συνολικός βαθμός απόδοσης του φ/β συστήματος	n_{PV}	0,85 %

Η αγορά του εξοπλισμού της φ/β εγκατάστασης, με ονομαστική ισχύ 0,05 kW_p, με κόστος \$ 8.000 για κάθε kW_p, θα κοστίσει \$ 0,05·\$ 8.000 = \$ 400. Τα έξοδα για την στήριξη της έκτασης του φ/β πλαισίου, υπολογίζεται να ανέλθουν στα \$ 87 (\$ 189 το m² για κάθε ένα από τα 0,46 m² της συνολικής ονομαστικής έκτασης), η αγορά της αντλίας θα κοστίσει \$ 150, η εγκατάσταση του συστήματος θα κοστίσει \$ 338,56 (\$ 6.400 για κάθε ένα από τα 0,0529 kW_p). Θα απαιτηθούν χρήματα και για τη γεννήτρια (κόστος \$ 160), ενώ θα υπάρξει και πίστωση των \$ 700 για εφεδρική γεννήτρια. Το σύνολο των διαδικασιών αυτών ανέρχεται στα (\$ 92 + \$ 150 + \$ 338,56 + \$ 160 - \$ 700) = \$ 40,56.

Αθροίζοντας όλα τα παραπάνω κόστη, προκύπτουν τα αρχικά κόστη που θα απαιτηθούν για το εξεταζόμενο επενδυτικό σχέδιο. Το σύνολο αυτό είναι (\$ 40,56 + \$ 200 + \$ 400) = \$ 640,56.

Τα ετήσια κόστη λειτουργίας της εγκατάστασης, προβλέπεται να προέρχονται από τις εργασίες λειτουργίας και συντήρησης του εξοπλισμού, διάρκειας 1 ώρας, με χρέωση \$ 20 ανά ώρα που απαιτείται για τις εργασίες αυτές, οπότε τα έξοδα αυτά είναι \$ 20 ανά έτος. Επίσης, στα ετήσια κόστη προβλέπεται να υπάρξει πίστωση για τη μεταφορά στον τόπο της εγκατάστασης για τις εργασίες συντήρησης. Ακόμα, τα έξοδα για την αγορά καυσίμου για τη λειτουργία της γεννήτριας προβλέπεται να ανέλθουν στα \$ 1.735 (\$ 1 για κάθε ένα από τα 1.735 λίτρα καυσίμου βενζίνης). Συνεπώς, τα συνολικά ετήσια κόστη θα φτάσουν στα \$ 1.735 - \$ 280 = \$ 1.455.

Περιοδικά κόστη λειτουργίας της εγκατάστασης προβλέπεται να υπάρχουν κάθε πέντε έτη, οπότε και θα πραγματοποιείται επισκευή της αντλίας της εγκατάστασης, ίσα με PE_{expents} = \$ 50 κάθε φορά που πραγματοποιείται επισκευή.

Στον Πίνακα 9.12 συνοψίζονται όλα όσα περιγράφηκαν σε αυτή την ενότητα.

Πίνακας 9.12: Σύνοψη αρχικών δαπανών για την υλοποίηση του έργου.

a/a	Δραστηριότητα του έργου	Μοναδιαίο κόστος δραστηριότητας (\$)	Συνολικό κόστος δραστηριότητας (\$)
1)	Μελέτη σκοπιμότητας	-	0
2)	Σχεδιασμός του έργου	-	0
3)	Ετοιμασία αναφοράς	-	0
4)	Ανάπτυξη του έργου	-	0
5)	Μηχανολογικό κομμάτι του έργου	4 ώρες (\$ 50 η ώρα)	200
	<i>Σύνολο</i>	-	<i>200</i>
6)	Αγορά εξοπλισμού (φ/β)	8.000 ανά kWp	400
7)	Αγορά εξοπλισμού (αντλία)	150	150
8)	Κατασκευή στηρικτικής υποδομής για έκταση 0,46 m ²	189 ανά m ²	87
9)	Αγορά γεννήτριας	160	160
10)	Εγκατάσταση συστήματος (0,0529 kWp)	6.050 ανά kWp	320
11)	Πίστωση για την εφεδρική γεννήτρια	700	(700)
	<i>Σύνολο</i>	-	<i>417</i>
	Διακυμάνσεις στο ανωτέρω ποσό	-	0
	<i>Γενικό σύνολο</i>	<i>(200 + 417)</i>	<i>617</i>
Ετήσια κόστη	- Εργασίες λειτουργίας και συντήρησης (\$ 20 ανά ώρα για σύνολο 1 ώρας)		20 ανά έτος
	- Αγορά καυσίμου ντίζελ (1.735 L)		1.735
	- Πίστωση για τη μεταφορά (\$ 280)		(280)
Περιοδικά κόστη	- Επισκευή αντλίας (\$ 50 ανά επισκευή) (επισκευή γίνεται κάθε 5 έτη)		50 κάθε 5 έτη

9.4 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΚΠΟΜΠΗΣ ΑΕΡΙΩΝ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ

Η ανάλυση αυτή, θα πραγματοποιηθεί με γνώμονα την διαδικασία που περιγράφηκε στην § 4.5.2. Επειδή η προς εγκατάσταση φ/β μονάδα θα χρησιμοποιεί αντλία η οποία θα τροφοδοτείται από καύσιμο βενζίνη, απαιτείται να είναι γνωστοί οι αντίστοιχοι συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου. Αυτοί φαίνονται στον Πίνακα 4.6 και για τη βενζίνη είναι:

Βενζίνη	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
	69,3	0,020	0,000

Στην περιγραφόμενη μονάδα η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται αποκλειστικά από βενζίνη, άρα η σύσταση του αρχικού μίγματος παραγωγής ενέργειας, είναι 100% από βενζίνη.

Η απόδοση μετατροπής της βενζίνης σε ενέργεια, υπολογίζεται στη συνέχεια, με τον τρόπο που περιγράφεται στην § 4.5.2. Η σχέση 4.109 δίνει τη ζητούμενη απόδοση μετατροπής του καυσίμου, για $C_{fuel} = 10,06$ και $K_{fuel} = 0,0001988 L / L$:

$$n_{fuel} = \frac{RE_{dlvd}^{pumping}}{Water_{dlvd} \cdot K_{fuel} \cdot C_{fuel}} = \frac{0,003 MWh}{122 m^3 \cdot 0,0001988 L / L \cdot 10,06} = 1,23\%$$

οπότε για τον υπολογισμό του συντελεστή ισοδύναμης εκπομπής CO₂ της βενζίνης (στο αρχικό σύστημα), GHG_{i-base}, από τη σχέση (4.108), προκύπτει ότι:

$$GHG_{i-base} = (G_{CO_2} + G_{CH_4} \cdot 21 + G_{N_2O} \cdot 310) \cdot \frac{1}{n_{fuel_i}} \cdot \frac{1}{1 - J_{T-D}} =$$

$$[63,1 kg / GJ + (0,001 kg / GJ \cdot 21 t_{CO_2}) + (0,001 kg / GJ \cdot 310 t_{CO_2})] \cdot \frac{1}{0,0123} \cdot \frac{1}{1 - 0\%} =$$

$$5.668,29 kg / GJ \cdot \frac{3,6}{1.000} \Rightarrow GHG_{i-base} = 20,406 t_{CO_2} / MWh$$

Ο συντελεστής $\frac{3,6}{1.000}$ λήφθηκε υπόψιν για τον υπολογισμό του GHG_{i-base} σε t_{CO_2} / MWh (μετατροπή των kg/GJ σε t/MWh). Επειδή η βενζίνη είναι το μόνο καύσιμο που χρησιμοποιείται στη μονάδα, το GHG_{i-base} του θα ισούται με τον GHG_{F-base}. Συνεπώς:

$$GHG_{F-base} = GHG_{i-base} = 20,406 t_{CO_2} / MWh$$

Για την προτεινόμενη δομή του νέου συστήματος, ακολουθείται η παρακάτω διαδικασία. Το νέο σύστημα θα τροφοδοτείται αποκλειστικά από ηλιακή ενέργεια, η οποία δεν εκπέμπει αέρια θερμοκηπίου. Συνεπώς,

$$GHG_{F-proposed} = 0 t_{CO_2} / MWh$$

Η ετήσια παραδιδόμενη ενέργεια από το προτεινόμενο φ/β σύστημα που εξετάζεται, προέρχεται αποκλειστικά από την ηλιακή ενέργεια, οπότε και:

$$E_{annual} = RE_{dlvd}^{pumping} = 0,003 MWh$$

Η ετήσια μείωση του ισοδύναμου συντελεστή εκπομπής CO₂, υπολογίζεται με τη σχέση (4.113):

$$GHG_{net-red-yr} = \sum (GHG_{F-base} - GHG_{F-proposed}) \cdot E_{annual-dlvd}$$

$$= (20,406 t_{CO_2} / MWh - 0 t_{CO_2} / MWh) \cdot 0,003 MWh = 0,06 t_{CO_2}$$

9.5 ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ

Στην ενότητα αυτή θα πραγματοποιηθεί η χρηματοοικονομική ανάλυση για το προτεινόμενο επενδυτικό έργο (εγκατάσταση φ/β μονάδας). Για αρχή, υπολογίζεται η συνολική μείωση εκπομπής CO₂ για τη διάρκεια ζωής του έργου, με βάση το συνολικό ισοδύναμο συντελεστή εκπομπής CO₂. Η διάρκεια ζωής του έργου είναι PL = 25 έτη, οπότε για ετήσια μείωση εκπομπής CO₂ ίση με 0,06 τόνους CO₂, όπως υπολογίστηκε πριν, η συνολική μείωση θα είναι 25·0,06 t CO₂ = 1,5 τόνοι CO₂.

9.5.1 ΕΤΗΣΙΑ ΕΞΟΔΑ

Τα ετήσια κόστη από τη λειτουργία της εγκατάστασης και τις εργασίες συντήρησης, υπολογίστηκαν ίσα με \$ 280.

Το ετήσιο χρεολύσιο για την εξόφληση του χρέους του έργου, υπολογίζεται από τη σχέση (4.130):

$$d_p = \frac{-Project_{debt} \cdot r_{debt} \cdot (1 + r_{debt})^{Debt_{term}}}{(1 + r_{debt})^{Debt_{term}} - 1} = \frac{\$186 \cdot 8,5\% \cdot (1 + 8,5\%)^{10}}{(1 + 8,5\%)^{10} - 1} = \$28,35$$

Ο τρόπος υπολογισμού του χρέους του έργου, Project_{debt}, φαίνεται στη συνέχεια.

9.5.2 ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ

Τα ετήσια έσοδα ή οι πιστώσεις του έργου, προέρχονται από την εξοικονόμηση παραγωγής ενέργειας του συστήματος. Πιο αναλυτικά, στην εξεταζόμενη περίπτωση έργου, οι πιστώσεις από την εξοικονόμηση ενέργειας, υπολογίζονται από τη σχέση (4.118):

$$E_{saving} = Water_{dlvd} \cdot 1.000 \cdot K_{fuel} \cdot E_{save} = 122 m^3 \cdot 1.000 \cdot 0,0001988 L / L \cdot 0,7 \$ / L = \$16,98$$

Εξοικονόμηση εγκατεστημένης ισχύος δεν υπάρχει στη συγκεκριμένη περίπτωση.

Ετήσιο εισόδημα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, δεν υπάρχει.

9.5.3 ΕΤΗΣΙΕΣ ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ

Θα εξεταστούν στη συνέχεια μερικοί δείκτες και κριτήρια αξιολόγησης της βιωσιμότητας του έργου. Για το λόγο αυτό, θα χρειαστεί να υπολογιστούν οι ετήσιες καθαρές ταμειακές ροές του έργου. Η διαδικασία που θα ακολουθηθεί, περιγράφεται στην § 4.5.3.7.

Η καθαρή ταμειακή ροή προ φόρου, περιλαμβάνει τα συνολικά έσοδα. Αυτά περιλαμβάνουν τις εξοικονομήσεις ενέργειας, που είναι μηδέν για το έτος 0, τα έξοδα που αποφευχθήκαν για τη χωρητικότητα του συστήματος (μηδέν για το έτος 0), τα έσοδα από την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, για όσο διαρκεί αυτή η πίστωση

(μηδέν για το έτος 0), τα έσοδα από τη μείωση εκπομπής παραγωγής αερίων θερμοκηπίου (μηδέν για το έτος 0), τα έσοδα από δωρεές ή χάρες (εδώ το μισό των αρχικών εξόδων, δηλαδή $0,5 \cdot \$ 617 = \$ 308,5$) και η αξία τέλους έργου, η οποία στην περίπτωση αυτή είναι μηδέν. Άρα, για το έτος 0, τα συνολικά έσοδα είναι $\$ 308,5$ (το άθροισμα όλων των παραπάνω).

Τα συνολικά έξοδα περιλαμβάνουν τα ποσά που καταβλήθηκαν για τη σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου (υπολογίζονται ότι έγιναν το έτος 0 και είναι ίσα με $I_{cap} = I \cdot (1 - R_{costs}) = \$ 617 \cdot (1 - 30\%) = \$ 432$), τα έξοδα για την τροφοδοσία ενέργειας στην εγκατάσταση (μηδέν για το έτος 0), τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης της εγκατάστασης (μηδέν για το έτος 0), τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους του έργου (μηδέν για το έτος 0).

Για τα έτη 1 έως PL, οι ταμειακές ροές υπολογίζονται ως εξής:

Συνολικά έσοδα:

- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις πόρων ενέργειας, ως $E_{n-save} = E_{saving} \cdot (1 + r_{E-cost})^n = \$ 16,98 \cdot (1 + 5\%)^n$, όπου E_{saving} υπολογίζεται ανάλογα με την περίπτωση που περιγράφεται στην § 4.5.3.2. Εδώ, χρησιμοποιείται η σχέση (4.118) (βλ. προηγούμενα).
- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται οι εξοικονομήσεις πόρων χωρητικότητας, ως $Capacity_{n-save} = Capacity_{saving} \cdot (1 + f)^n$, με $Capacity_{saving}$ όπως υπολογίζεται από τη σχέση (4.119), δηλαδή $Capacity_{saving} = Capacity_{firm} \cdot E_{cap-save}$. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, δεν υπάρχουν τέτοια έσοδα.
- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος της διάρκειας πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ, RE_{credit}^{lc} , εντός της διάρκειας ζωής του έργου ($1 \leq n \leq MIN(PL, RE_{credit}^{lc})$), υπολογίζονται τα έσοδα από την πίστωση αυτή, ως $RE_{n-credit} = RE_{credit} \cdot (1 + r_{E-cost})^n$, με $RE_{credit} = RE_{dlvd}^{on-grid} \cdot RE_{production-credit}$ από τη σχέση (4.120). Στη συγκεκριμένη περίπτωση, δεν υπάρχουν τέτοια έσοδα.
- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος της διάρκειας πίστωσης για μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, $GHG_{reduce-credit}^{lc}$, εντός της διάρκειας ζωής του έργου ($1 \leq n \leq MIN(PL, GHG_{credit}^{lc})$), υπολογίζονται τα έσοδα από την πίστωση αυτή, ως $GHG_{n-credit} = GHG_{credit} \cdot (1 + r_{GHG})^n$, με $GHG_{red-credit} = GHG_{net-red-yr} \cdot GHG_{reduce-credit}$ από τη σχέση (4.121). Στη συγκεκριμένη περίπτωση, δεν υπάρχουν τέτοια έσοδα.
- Από τα παραπάνω έσοδα, αφαιρούνται τα έξοδα από την αξία τέλους του έργου. Τα έξοδα αυτά υπολογίζονται στο τέλος ζωής του έργου, ως:

$$EOL_{PL} = EOL \cdot (1 + f)^n$$

με τα έξοδα EOL να δίνονται από το χρήστη. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, δεν υπάρχουν τέτοια έσοδα.

- Να σημειωθεί ότι στην περίπτωση αυτή υπάρχει δωρεά, GI, από την πολιτεία προς τη φάρμα, ίση με τα μισά αρχικά έξοδα του έργου ($GI = \$ 617 \cdot 0,5 = \$ 308,5$). Αυτή η δωρεά θα θεωρηθεί ως έσοδο για το έτος μηδέν.

Πίνακας 9.13: Ετήσια έσοδα του έργου.

Έτος n	Εξοικονομήσεις πόρων ενέργειας, E_{n-save} (\$)	Εξοικονομήσεις εγκατεστημένης ισχύος, $Capacity_{n-save}$ (\$)	Έσοδα από την πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, $RE_{n-credit}$ (\$)	Έσοδα από τη μείωση εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, $GHG_{red-credit}$ (\$)	Έσοδα από την αξία τέλους του έργου, EOL_{PL} (\$)	Χάρες – Δωρεές GI (\$)	Συνολικά έσοδα (\$)
0	0,00	0	0	0	0	308,50	308,50
1	17,83	0	0	0	0	0	17,83
2	18,72	0	0	0	0	0	18,72
3	19,66	0	0	0	0	0	19,66
4	20,64	0	0	0	0	0	20,64
5	21,67	0	0	0	0	0	21,67
6	22,75	0	0	0	0	0	22,75
7	23,89	0	0	0	0	0	23,89
8	25,09	0	0	0	0	0	25,09
9	26,34	0	0	0	0	0	26,34
10	27,66	0	0	0	0	0	27,66
11	29,04	0	0	0	0	0	29,04
12	30,49	0	0	0	0	0	30,49
13	32,02	0	0	0	0	0	32,02
14	33,62	0	0	0	0	0	33,62
15	35,30	0	0	0	0	0	35,30
16	37,07	0	0	0	0	0	37,07
17	38,92	0	0	0	0	0	38,92
18	40,86	0	0	0	0	0	40,86
19	42,91	0	0	0	0	0	42,91
20	45,05	0	0	0	0	0	45,05
21	47,31	0	0	0	0	0	47,31
22	49,67	0	0	0	0	0	49,67
23	52,15	0	0	0	0	0	52,15
24	54,76	0	0	0	0	0	54,76
25	57,50	0	0	0	0	0	57,50

Συνολικά έξοδα:

- Μόνο για το έτος 0 υπολογίζονται τα έξοδα για τη σύνθεση του μετοχικού κεφαλαίου, όπως φάνηκε στα προηγούμενα.
- Για κάθε έτος n μέχρι το τέλος ζωής του έργου PL ($1 \leq n \leq PL$), υπολογίζονται τα έξοδα τροφοδοσίας της εγκατάστασης με ενέργεια ως $FEC = FE_{expents} \cdot (1 + r_{E-costs})^n$. Τα έξοδα $FE_{expents}$ δίνονται από το χρήστη. Εδώ δεν υπάρχουν.
- Τα έξοδα για τη λειτουργία και τη συντήρηση της εγκατάστασης, υπολογίζονται για κάθε έτος n έως το τέλος ζωής PL του έργου, ως $OM_{labour} = OM_{expents} \cdot (1 + f)^n = \$ - 280 \cdot (1 + 0,025)^n$. Τα έξοδα $OM_{expents}$ δίνονται από το χρήστη.

- Τα έξοδα αποπληρωμής του χρέους για το έργο, υπολογίζονται ως:
 $Debt_{coverage} = d_p = \$28,35$, δηλαδή το ετήσιο χρεολύσιο.
- Τα περιοδικά έξοδα στην περίπτωση αυτή, προέρχονται από την περιοδική επισκευή της αντλίας, η οποία πραγματοποιείται κάθε πέντε έτη. Συνεπώς, για διάρκεια ζωής του έργου $PL = 25$ έτη, η επισκευή της αντλίας θα λάβει χώρα τα έτη 5, 10, 15, 20 και 25. Αυτά τα έξοδα υπολογίζονται ως:
 $PE_n = PE_{expents} \cdot (1 + f)^n = (1 + 0,025)^n$, με τα έξοδα $PE_{expents}$ να δίνονται απο το χρήστη.

Πίνακας 9.14: Ετήσια έξοδα του έργου.

Έτος n	Αρχικό μετοχικό κεφάλαιο, I_{cap} (\$)	Λειτουργικά έξοδα και έξοδα συντήρησης, OM_{labour} (\$)	Έξοδα τροφοδοσίας της εγκατάστασης με ενέργεια, FEC (\$)	Έξοδα αποπληρωμής του έργου, $Debt_{n-coverage}$ (\$)	Διάφορα περιοδικά έξοδα, PE_n (\$)	Συνολικά έξοδα (\$)
0	432,00	0,00	0,00	0,00	0,00	432,00
1	0,00	-287,00	0,00	28,35	0,00	-258,65
2	0,00	-294,18	0,00	28,35	0,00	-265,83
3	0,00	-301,53	0,00	28,35	0,00	-273,18
4	0,00	-309,07	0,00	28,35	0,00	-280,72
5	0,00	-316,79	0,00	28,35	56,57	-231,87
6	0,00	-324,71	0,00	28,35	0,00	-296,36
7	0,00	-332,83	0,00	28,35	0,00	-304,48
8	0,00	-341,15	0,00	28,35	0,00	-312,80
9	0,00	-349,68	0,00	28,35	0,00	-321,33
10	0,00	-358,42	0,00	28,35	64,00	-266,07
11	0,00	-367,38	0,00	0,00	0,00	-367,38
12	0,00	-376,57	0,00	0,00	0,00	-376,57
13	0,00	-385,98	0,00	0,00	0,00	-385,98
14	0,00	-395,63	0,00	0,00	0,00	-395,63
15	0,00	-405,52	0,00	0,00	72,41	-333,11
16	0,00	-415,66	0,00	0,00	0,00	-415,66
17	0,00	-426,05	0,00	0,00	0,00	-426,05
18	0,00	-436,70	0,00	0,00	0,00	-436,70
19	0,00	-447,62	0,00	0,00	0,00	-447,62
20	0,00	-458,81	0,00	0,00	81,93	-376,88
21	0,00	-470,28	0,00	0,00	0,00	-470,28
22	0,00	-482,04	0,00	0,00	0,00	-482,04
23	0,00	-494,09	0,00	0,00	0,00	-494,09
24	0,00	-506,44	0,00	0,00	0,00	-506,44
25	0,00	-519,10	0,00	0,00	92,70	-426,41

Τα συνολικά έξοδα κάθε έτους n υπολογίζονται αθροίζοντας τα αντίστοιχα έξοδα, όπως υπολογίστηκαν στα προηγούμενα (βλ. Πίνακα 9.14). Ο Πίνακας 9.15 δείχνει τα συνολικά αποτελέσματα για κάθε ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης.

Αθροίζοντας όλα τα έσοδα κάθε έτους υπολογίζονται τα συνολικά έσοδα προ φόρων και αθροίζοντας αντίστοιχα όλα τα έξοδα κάθε έτους υπολογίζονται όλα τα έξοδα, προ φόρων, κάθε έτους (βλ. Πίνακα 9.13 και Πίνακα 9.14).

Οι συνολικές καθαρές ταμειακές ροές για κάθε έτος n υπολογίζονται από την αλγεβρική διαφορά $\text{Συνολικά έσοδα}_n - \text{Συνολικά έξοδα}_n$. Τα αποτελέσματα των πράξεων αυτών για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου, φαίνονται στον Πίνακα 9.15.

9.5.4 ΔΕΙΚΤΕΣ ΚΑΙ ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ

Στη συνέχεια θα εξεταστεί ο τρόπος με τον οποίο μπορεί να αξιολογηθεί το συγκεκριμένο επενδυτικό έργο. Αρχή θα γίνει με τον υπολογισμό του εσωτερικού βαθμού απόδοσης και την απόδοση στην επένδυση για το έργο αυτό, τόσο για τις ταμειακές ροές προ φόρων, όσο και για τις ροές μετά φόρων.

Πίνακας 9.15: Ετήσια έσοδα, ετήσια έξοδα και καθαρές συνολικές ταμειακές ροές του έργου.

Έτος n	Συνολικά έσοδα, P_t^p (\$)	Συνολικά έξοδα, E_t^p (\$)	Συνολική ροή προ φόρων, C_t^p (\$)	Καθαρή συνολική ροή, C_t (\$)
0	308,50	432,00	-123,50	-123,50
1	17,83	-258,65	276,48	152,98
2	18,72	-265,83	284,55	437,52
3	19,66	-273,18	292,84	730,36
4	20,64	-280,72	301,36	1.031,72
5	21,67	-231,87	253,55	1.285,26
6	22,75	-296,36	319,12	1.604,38
7	23,89	-304,48	328,37	1.932,76
8	25,09	-312,80	337,89	2.270,65
9	26,34	-321,33	347,67	2.618,32
10	27,66	-266,07	293,73	2.912,05
11	29,04	-367,38	396,43	3.308,47
12	30,49	-376,57	407,06	3.715,54
13	32,02	-385,98	418,00	4.133,54
14	33,62	-395,63	429,25	4.562,79
15	35,30	-333,11	368,41	4.931,20
16	37,07	-415,66	452,73	5.383,92
17	38,92	-426,05	464,97	5.848,90
18	40,86	-436,70	477,57	6.326,46
19	42,91	-447,62	490,53	6.816,99
20	45,05	-376,88	421,93	7.238,93
21	47,31	-470,28	517,59	7.756,52
22	49,67	-482,04	531,71	8.288,23
23	52,15	-494,09	546,25	8.834,47
24	54,76	-506,44	561,21	9.395,68
25	57,50	-426,41	483,91	9.879,59

9.5.4.1 ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης είναι το επιτόκιο, έστω ε , το οποίο μηδενίζει την

ΚΠΑ. Εδώ θα υπολογιστεί και για τις ταμειακές ροές προ φόρων και για τις ταμειακές ροές μετά φόρων. Οι ταμειακές ροές προ φόρων, υπολογίζονται ως η διαφορά των συνολικών εσόδων προ φόρων, P_t^p , μείον τα συνολικά έξοδα προ φόρων, E_t^p (βλ. Πίνακα 9.15). Έτσι, για τα έτη 0 και 1, ισχύει:

$$\begin{aligned} P_0^p - E_0^p &= P_0^p - E_0^p = \$ 308,5 - \$ 432 = \$ -123,5 \\ P_1^p - E_1^p &= P_1^p - E_1^p = \$ 17,83 - \$ -258,65 = \$ 152,98 \end{aligned}$$

Με όμοιο τρόπο υπολογίζονται οι ταμειακές ροές προ φόρων για όλα τα υπόλοιπα έτη.

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης, για τις ταμειακές ροές προ φόρων, C_t^p , υπολογίζεται από τη σχέση (με τη χρήση αριθμητικής επαναληπτικής διαδικασίας):

$$\begin{aligned} \sum_{t=0}^{25} \frac{C_t^p}{(1+\varepsilon)^n} = 0 &\Rightarrow \frac{-\$123,5}{(1+\varepsilon)^0} + \frac{\$152,98}{(1+\varepsilon)^1} + \dots + \frac{\$9.879,59}{(1+\varepsilon)^{25}} \\ &\Rightarrow \varepsilon = 225,9\% \end{aligned}$$

Στην περίπτωση αυτή ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης για τις ταμειακές ροές προ φόρων συμπίπτει με τις ταμειακές ροές μετά φόρων, αφού δεν έχουμε φορολογική ανάλυση και αυτές οι ταμειακές ροές συμπίπτουν.

Το γεγονός ότι το ε υπολογίστηκε πολύ μεγαλύτερο από το προεξοφλητικό επιτόκιο $D = 9\%$, υποδηλώνει ότι η επένδυση μπορεί να γίνει αποδεκτή, καθώς θεωρείται αποδοτική.

9.5.4.2 ΤΟ ΚΡΙΤΗΡΙΟ ΤΗΣ ΑΠΛΗΣ ΕΠΑΝΕΙΣΠΡΑΞΗΣ

Σύμφωνα με τη μέθοδο της απλής επανείσπραξης, ο/οι επενδυτής/τές θα λάβουν τα χρήματά τους πίσω, σε μια περίοδο ίση με αυτήν που υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\frac{\text{Αρχικές Δαπάνες} - \text{Δωρεές}}{\text{Ετήσιες Εξοικονομήσεις} + \text{Χρεολύσιο} - \text{Ετήσια κόστη}}$$

Όλοι οι παράγοντες στην τελευταία σχέση είναι γνωστοί από την προηγούμενη ανάλυση. Η αντικατάσταση των τιμών στη σχέση αυτή, δίνει:

$$\frac{\$617 - \$308,5}{16,98\$/\acute{\epsilon}\tau\omicron\varsigma + 28,35\$/\acute{\epsilon}\tau\omicron\varsigma - (28,35\$/\acute{\epsilon}\tau\omicron\varsigma - 280\$/\acute{\epsilon}\tau\omicron\varsigma)} = 1,04 \acute{\epsilon}\tau\eta$$

Η χρονική στιγμή y_p κατά την οποία θα υπάρξει θετική συνολική καθαρή ταμειακή για το έργο, υπολογίζεται με γραμμική παρεμβολή μεταξύ των ακραίων εκείνων διαδοχικών τιμών για τις οποίες η πρώτη τιμή είναι αρνητική και η αμέσως

επόμενη είναι θετική. Στην συγκεκριμένη περίπτωση, οι τιμές αυτές (από τον Πίνακα 9.15) είναι \$ -123,5, για το έτος 0 και \$ 152,98 για το έτος 1. Τώρα έχουμε:

$$\frac{1 \text{ έτη} - y_0 \text{ έτη}}{\$152,98 - \$0} = \frac{1 \text{ έτη} - 0 \text{ έτη}}{\$152,98 - (\$-123,5)} \Rightarrow y_0 = 1 \text{ έτη} - \frac{\$152,98}{\$276,48} = 0,45 \text{ έτη}$$

Η τιμή y_0 είναι η τιμή για την οποία η καθαρή συνολική ταμειακή ροή είναι μηδέν, οπότε λίγο μετά την τιμή αυτή, μπορούμε να έχουμε θετική ταμειακή ροή. Γενικά, μπορεί να θεωρηθεί $y_p = 0,93$ έτη.

9.5.4.3 ΤΟ ΚΡΙΤΗΡΙΟ ΤΗΣ ΚΑΘΑΡΗΣ ΠΑΡΟΥΣΑΣ ΑΞΙΑΣ

Η ΚΠΑ του έργου υπολογίζεται για τις ταμειακές ροές μετά φόρων, C_t^a - οι ταμειακές ροές προ και μετά φόρων εδώ συμπίπτουν (βλ. Πίνακα 9.15), από τη σχέση (4.18):

$$\begin{aligned} \text{ΚΠΑ} &= \sum_t C_t^a \cdot (1+k)^{-n} - (I_{cap} - GI) = \sum_{t=1}^{25} C_t^p \cdot (1+D)^{-n} - (I_{cap} - GI) = \\ &= \$152,98 \cdot (1+9\%)^{-1} + \$437,52 \cdot (1+9\%)^{-2} + \dots + \$9.879,59 \cdot (1+9\%)^{-25} - (\$431 - \$308,5) = \\ &= \$3.322,28 \end{aligned}$$

όπου $k = D = 9\%$. Ο παραπάνω υπολογισμός δίνει ΚΠΑ = \$ 3.322,28, τιμή θετική. Το γεγονός αυτό υποδηλώνει ότι το επενδυτικό έργο μπορεί να γίνει αποδεκτό.

9.5.4.4 ΕΤΗΣΙΕΣ ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΗΣΕΙΣ

Οι εξοικονομήσεις από τον ετήσιο κύκλο λειτουργίας της εγκατάστασης, υπολογίζονται ως ακολούθως:

$$p = \frac{-\text{ΚΠΑ} \cdot D \cdot (1+D)^{PL}}{(1+D)^{PL} - 1} = \frac{\$3.322,28 \cdot 9\% \cdot (1+9\%)^{25}}{(1+9\%)^{25} - 1} = \$338,23$$

9.5.4.5 ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ

Ο δείκτης αποδοτικότητας μπορεί να υπολογιστεί από τη σχέση (4.124):

$$PI = \frac{\text{ΚΠΑ}}{I_{cap}} = \frac{\$3.322,28}{\$431} = 7,71$$

Υπενθυμίζεται ότι θετικές τιμές του δείκτη αυτού και όσο το δυνατό μεγαλύτερες της μονάδας, τόσο πιο αποδοτικό κρίνεται το επενδυτικό έργο.

Το ποσό I_{cap} αποτελεί το αρχικό μετοχικό κεφάλαιο, και υπολογίζεται από τη σχέση (4.125):

$$I_{cap} = I \cdot (1 - R_{costs}) = \$617 \cdot (1 - 30\%) = \$431$$

9.5.4.6 ΧΡΕΟΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ

Το χρέος του έργου υπολογίζεται από τη σχέση (4.126), ως:

$$Pr oject_{debt} = I - I_{cap} = \$617 - \$431 = \$186$$

9.5.4.7 ΔΕΙΚΤΗΣ ΑΥΤΟΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ

Ο δείκτης αυτοχρηματοδότησης του έργου μπορεί να υπολογιστεί από τη σχέση (4.127):

$$DSC = \frac{\text{Καθαρά Λειτουργικά Εισοδήματα}}{\text{Συνολικό Τοκοφόρο Χρέος}}$$

σε συνδυασμό με τη διαδικασία που περιγράφεται στην § 4.5.3.7. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, υπολογίζεται ο ετήσιος δείκτης αυτοχρηματοδότησης για την περίοδο προθεσμίας αποπληρωμής του χρέους και επιλέγεται ο μικρότερος. Ας σημειωθεί ότι για την κάλυψη του χρέους κατά έτος, θεωρείται ότι αποδίδεται η τιμή του ετήσιου χρεολυσίου (\$ 28,35), με την οποία διαιρείται και η τιμή των εισοδημάτων κάθε έτους. Ως εισοδήματα για τον υπολογισμό του δείκτη αυτοχρηματοδότησης, θεωρείται η μεγαλύτερη τιμή μεταξύ των τιμών των ετήσιων εσόδων (συν το ετήσιο χρεολύσιο) και των καθαρών λειτουργικών εσόδων του έργου. Τα καθαρά λειτουργικά έσοδα για κάθε έτος είναι το άθροισμα των εσόδων προ φόρων συν το ετήσιο χρεολύσιο, μείον τα έξοδα προ φόρων, δηλαδή: $P_t^p - E_t^p + d_p$. Ο δείκτης αυτοχρηματοδότησης δεν υπολογίζεται για το έτος μηδέν. Για το έτος 1 π.χ., είναι (βλ. Πίνακα 9.15):

$$P_1^p - E_1^p + d_p = \$17,83 - \$(-258,65) + \$28,35 = \$304,83$$

Άρα και:

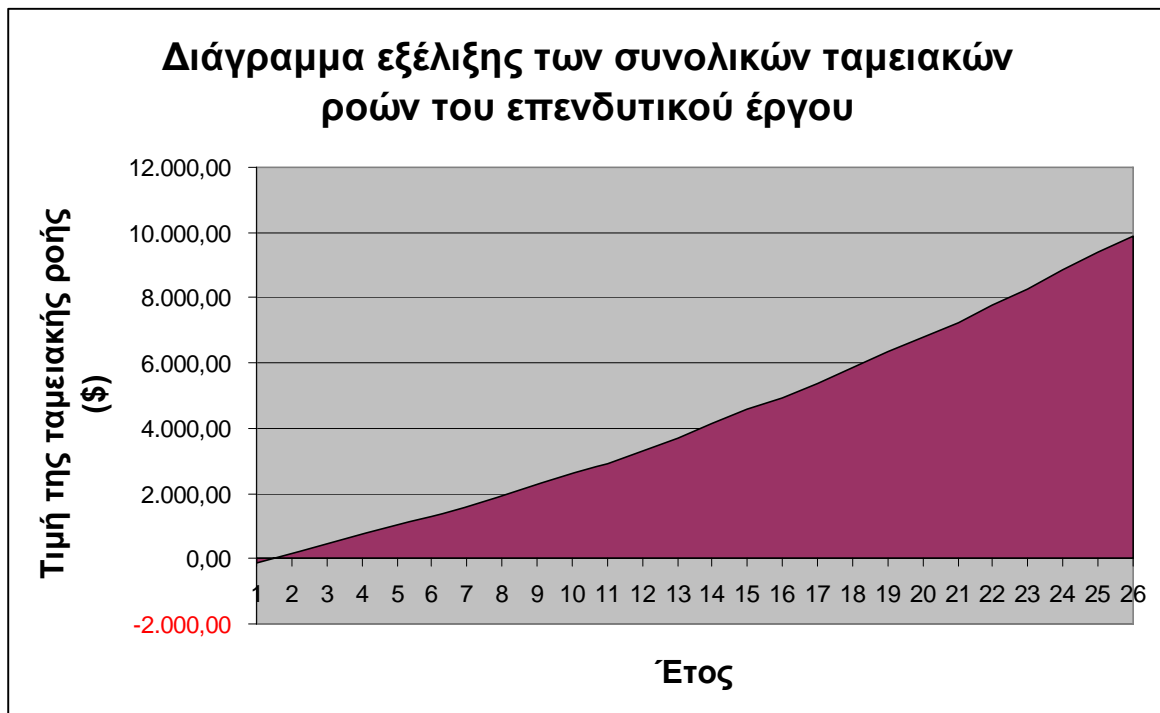
$$DSC_1 = \frac{\$304,83}{\$28,35} = 10,75$$

Η διαδικασία αυτή ακολουθείται για όλα τα έτη μέχρι την αποπληρωμή του χρέους του έργου και έδωσε τα αποτελέσματα του Πίνακα 9.16. Η μικρότερη από τις τιμές του πίνακα αυτού, είναι η 10,752 την οποία αποδεχόμαστε ως δείκτη αυτοχρηματοδότησης. Το γεγονός ότι είναι μεγαλύτερος της μονάδας υποδηλώνει ότι τα ετήσια έσοδα από τη λειτουργία της εγκατάστασης επαρκούν για την κάλυψη της δόσης αποπληρωμής του χρέους του έργου, για την αντίστοιχη χρονική περίοδο. Όμοια ισχύουν και για τις υπόλοιπες περιόδους, εντός της προθεσμίας αποπληρωμής του χρέους.

Πίνακας 9.16: Δείκτης αυτοχρηματοδότησης του έργου.

Έτος n	Ετήσια εισοδήματα (\$)	Συνολικά Λειτουργικά έσοδα (\$)	Χρεολύσιο (\$)	Δείκτης αυτοχρηματοδότησης
1	304,83	276,48	28,35	10,752
2	312,90	561,02	28,35	19,789
3	321,19	853,86	28,35	30,119
4	329,71	1.155,22	28,35	40,748
5	281,90	1.408,76	28,35	49,692
6	347,47	1.727,88	28,35	60,948
7	356,72	2.056,26	28,35	72,531
8	366,24	2.394,15	28,35	84,450
9	376,02	2.741,82	28,35	96,713
10	322,08	3.035,55	28,35	107,074

Στο Σχήμα 9.1 αποτυπώνεται η εξέλιξη των συνολικών καθαρών ταμειακών ροών του έργου.



Σχήμα 9.1: Η εξέλιξη των συνολικών καθαρών ταμειακών ροών του έργου στο χρόνο, έως το τέλος της ζωής του.

9.6 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Το επενδυτικό έργο που εξετάστηκε, κρίνεται αποδοτικό και η υλοποίησή του κρίνεται είναι συμφέρουσα, με βάση όλα τα χρηματοοικονομικά κριτήρια που εξετάστηκαν.

Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης ϵ είναι 120,99% για τις ταμειακές ροές προ φόρων και 102,49% για τις ταμειακές ροές μετά φόρων. Αυτό υποδηλώνει πως το έργο

αυτό είναι εξαιρετικά αποδοτικό, καθώς το προεξοφλητικό επιτόκιο D είναι μόλις 9%. Άρα, ο ε είναι κατά πολύ μεγαλύτερος από το D .

Η ΚΠΑ του έργου υπολογίστηκε στα \$ 185.920,21, ενώ ο δείκτης αποδοτικότητας PI υπολογίστηκε ίσος με 6,153. Το γεγονός αυτό, σε συνδυασμό με το γεγονός ότι ο δείκτης αυτοχρηματοδότησης για όλα τα έτη αποπληρωμής του χρέους είναι μεγαλύτερος της μονάδας, υποδηλώνει ότι η λήψη εξωτερικού δανείου για την πλήρη κάλυψη του χρέους δεν είναι αναγκαία.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ 10^{ου} ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

- [10.1] <http://www.patris.gr/archive/2001/3/1/top#top>
- [10.2] Δ. Π. Λάλας, Δ. Κ. Πισίμανης, Β. Α. Νοταρίδου, “*Μέθοδοι υπολογισμού εντάσεως ηλιακής ακτινοβολίας σε αυθαίρετης κλίσεως επίπεδο και πίνακες για 30°, 45° και 60° στον Ελληνικό χώρο*”, Τεχνικά Χρονικά – Επιστημονική Έκδοση ΤΕΕ, Επιστημονική Περιοχή Β, Τόμος 2, τεύχος 3-4, σ.σ. 129-181, Ιούλιος-Δεκέμβριος 1982.
- [10.3] Μ. Ε. Αψερίδου, “*Αιολική ενέργεια – Θεσμικό πλαίσιο και οικονομική ανάλυση*”, Διπλωματική εργασία, ΕΜΠ, Αθήνα 2002.

ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΩΝ ΧΑΝΙΩΝ

10.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο κεφάλαιο αυτό θα μελετηθεί η περίπτωση ανάπτυξης δύο φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην περιοχή των Χανίων της Κρήτης. Συγκεκριμένα, θα εξεταστεί η περίπτωση ανάπτυξης μιας φωτοβολταϊκής εγκατάστασης με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 120 kWp και η περίπτωση μιας άλλης φωτοβολταϊκής εγκατάστασης με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 24,64 kWp. Οι δύο αυτές περιπτώσεις επιλέχθηκαν με τρόπο ώστε να ικανοποιούν εικονικούς περιορισμούς στον προϋπολογισμό ανάπτυξης των δύο αυτών εγκαταστάσεων, έτσι ώστε να μην ξεπερνούν ένα ορισμένο ποσό συνολικών δαπανών. Έτσι, αρχικά υποτέθηκε ότι στην πρώτη φωτοβολταϊκή περίπτωση εγκατάστασης οι συνολικές δαπάνες δε θα πρέπει να ξεπερνούν τα € 1.500.000 και στη δεύτερη οι συνολικές δαπάνες δε θα πρέπει να είναι μεγαλύτερες των € 300.000.

Για την εξέταση των δύο αυτών περιπτώσεων, απαραίτητη ήταν η γνώση πληροφοριών που αφορούν την τοποθεσία εγκατάστασης, η συλλογή στοιχείων για τα τμήματα που θα απαρτίσουν το κάθε φωτοβολταϊκό σύστημα, τα κόστη που απαιτούνται για τα προπαρασκευαστικά στάδια ανάπτυξης των εγκαταστάσεων και διάφορα στατιστικά οικονομικά μεγέθη που θα χρησιμοποιηθούν για την οικονομική αξιολόγηση των υπό μελέτη περιπτώσεων. Τα αποτελέσματα της σχετικής έρευνας για τα στοιχεία αυτά, φαίνονται στη συνέχεια, στους Πίνακες 10.1 έως 10.3. Ας σημειωθεί ότι έγινε η παραδοχή πως οι προς εγκατάσταση φωτοβολταϊκοί σταθμοί προορίζονται για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία θα διοχετεύεται εξολοκλήρου στο κεντρικό δίκτυο διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας, και, συνεπώς, οι σταθμοί αυτοί θα είναι διασυνδεδεμένοι με το τελευταίο.

Τα στοιχεία που συγκεντρώθηκαν, δίνονται ως είσοδο στο λογισμικό RETScreen, το οποίο θα χρησιμοποιηθεί για τη μελέτη των φωτοβολταϊκών συστημάτων που εξετάζονται, τόσο από οικονομική σκοπιά, όσο και από πλευράς ενεργειακής απόδοσης. Το λογισμικό αυτό παρουσιάζεται συνοπτικά στο Κεφάλαιο 6 της παρούσας εργασίας. Εκεί εξηγείται ο τρόπος με τον οποίο εισάγονται τα δεδομένα σε αυτό το λογισμικό, καθώς και το πώς πρέπει να διαβάζονται τα εξαγόμενα αποτελέσματα.

Στο τέλος του κεφαλαίου αυτού παρουσιάζονται συμπεράσματα, τα οποία αφορούν τις περιπτώσεις που μελετώνται. Σκοπός είναι να εξαχθεί ένα γενικό συμπέρασμα για την οικονομική αποδοτικότητα των φωτοβολταϊκών συστημάτων ως σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, ειδικά σε μια περιοχή, όπως αυτή των Χανίων, η οποία εκτίθεται ετησίως σε σημαντική ποσότητα ηλιακής ακτινοβολίας.

10.2 ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ

Όπως έγινε ήδη γνωστό από την προηγούμενη ενότητα, οι υπό μελέτη φωτοβολταϊκοί σταθμοί, υποτίθεται ότι θα εγκατασταθούν στην ευρύτερη περιοχή των Χανίων. Πριν όμως περιγραφεί η περιοχή αυτή, θα είχε ενδιαφέρον να εξεταστεί, πολύ σύντομα, η κατάσταση ανάπτυξης ΑΠΕ στο νησί της Κρήτης.

Η Κρήτη, κατατάσσεται στις πρώτες θέσεις πανελληνίως, μαζί με την Εύβοια, στην αξιοποίηση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, όπως είναι τα αιολικά πάρκα. Στην Κρήτη ήδη λειτουργούν δέκα αιολικά πάρκα και θα δημιουργηθούν άλλα δεκατρία (3 στο Νομό Χανίων, 3 στο Νομό Ηρακλείου και 7 στο Νομό Λασιθίου) ενώ αναπτύσσονται και άλλες μορφές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Τα παραπάνω τονίστηκαν στο πλαίσιο του σεμιναρίου με θέμα: "Εκπαίδευση εκπαιδευτών σε θέματα Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και Αξιοποίησης Ενέργειας", που πραγματοποιήθηκε στο Πολυτεχνείο Κρήτης, τον Μάρτιο του 2001 [10.1]. Το σεμινάριο οργάνωσε το Τμήμα Εκπαίδευσης του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Κ.Α.Π.Ε.) σε συνεργασία με το Πολυτεχνείο Κρήτης.

Ειδικά για την περίπτωση των φωτοβολταϊκών συστημάτων, ο διευθυντής του Ενεργειακού Κέντρου της Περιφέρειας Κρήτης, κ. Νίκος Ζωγραφάκης, ανέφερε ότι "τελευταία υπάρχει μία διάδοση των φωτοβολταϊκών συστημάτων, που είναι μία πολύ εύχρηστη αλλά ακριβή τεχνολογία. Το 2000 έγινε μία ειδική προκήρυξη από το υπουργείο Ανάπτυξης μόνο για την Κρήτη και έχουν ενταχθεί 25 επιχειρηματικές επενδύσεις, σε βιοτεχνίες και ξενοδοχεία κυρίως, που θα εγκαταστήσουν φωτοβολταϊκά συστήματα".

Στατιστικά κλιματολογικά της περιοχής των Χανίων, συνοψίζονται στον Πίνακα 10.1. Το γεωγραφικό μήκος και πλάτος της περιοχής αυτής είναι αντίστοιχα $\lambda = 24,02^\circ$ και $\varphi = 35,5^\circ$. Με βάση τις τιμές του Πίνακα 10.1 φαίνεται ότι η περιοχή των Χανίων διαθέτει συνολικά 2.808,8 ώρες ηλιοφάνειας.

Πίνακας 10.1. Στατιστικά κλιματολογικά στοιχεία για την περιοχή των Χανίων.

Μήνας	Ώρες ηλιοφάνειας (hours)	Μέση απόλυτη θερμοκρασία ($^\circ\text{C}$)	Μέση θερμοκρασία αέρα ($^\circ\text{C}$)	Σχετική υγρασία (%)
Ιανουάριος	111,7	13,1	11,6	71,7
Φεβρουάριος	128,9	14,7	11,8	69,3
Μάρτιος	174,4	17,2	13,2	68,4
Απρίλιος	228,5	20,4	16,3	65,4
Μάιος	314,2	23,6	20,1	62,2
Ιούνιος	357,8	26,5	24,5	55,8
Ιούλιος	391,7	30	26,5	55,3
Αύγουστος	368,4	26,9	26,1	57,7
Σεπτέμβριος	276,3	25,1	23,3	63,9
Οκτώβριος	183,8	22,4	19,4	70,4
Νοέμβριος	157,7	18,5	16,1	72,2
Δεκέμβριος	115,4	16,2	13,1	72,1

Ο Πίνακας 10.2 συνοψίζει τα στοιχεία που αφορούν τις μετρήσεις της ηλιακής ακτινοβολίας για την περιοχή των Χανίων, ενώ ο Πίνακας 10.3 συγκεντρώνει τα αποτελέσματα των υπολογισμών για τις μετρήσεις των παραμέτρων που αφορούν τη

Μέση Ημέρα για το μήνα Ιούλιο (βλ. § 4.6.1.3.1), για τον οποίο παρατηρείται η μέγιστη ηλιακή ακτινοβολία στην περιοχή των Χανίων.

Πίνακας 10.2. Στοιχεία ηλιακής ακτινοβολίας για την περιοχή των Χανίων.

Μήνας	Μέση Ημέρα (Day)	δ ($^{\circ}$)	ρ	H_{tilted} (kWh/m ² /d)	\bar{H}_{extr0} (kWh/m ² /d)	\bar{H} (kWh/m ² /d)	ω_s (rad)	\bar{K}_T	$\cos\theta_{\text{noon}}$
Ιανουάριος	17	-20,9	0,2	2,48	5,02	1,87	1,30	0,37	0,90
Φεβρουάριος	47	-13	0,2	3,21	6,43	2,61	1,41	0,41	0,95
Μάρτιος	75	-2,4	0,2	4,36	8,19	3,87	1,54	0,47	0,99
Απρίλιος	105	9,4	0,2	5,41	9,94	5,27	1,69	0,53	1,00
Μάιος	135	18,8	0,2	6,32	11,10	6,68	1,81	0,60	0,97
Ιούνιος	162	23,1	0,2	6,72	11,55	7,4	1,88	0,64	0,95
Ιούλιος	198	21,2	0,2	7,06	11,30	7,65	1,85	0,68	0,96
Αύγουστος	228	13,5	0,2	6,96	10,37	6,97	1,74	0,67	0,99
Σεπτέμβριος	258	2,2	0,2	6,17	8,81	5,53	1,60	0,63	1,00
Οκτώβριος	288	-9,6	0,2	4,38	6,94	3,55	1,45	0,51	0,97
Νοέμβριος	318	-18,9	0,2	3,33	5,35	2,43	1,33	0,45	0,91
Δεκέμβριος	344	-23	0,2	2,58	4,63	1,84	1,26	0,40	0,88

Πίνακας 10.3. Τιμές χαρακτηριστικών παραμέτρων υπολογισμού της ηλιακής ακτινοβολίας, για το 24ωρο της Μέσης Ημέρας του Ιουλίου.

Ωρα	$\bar{H}_{\text{dif } h}$ (kWh/m ² /d)	$\bar{H}_{\text{dir } h}$ (kWh/m ² /d)	H_h (kWh/m ² /d)	$H_{\text{tilt-h}}$ (kWh/m ² /d)	r_{th}	r_{dh}	r_t	r_d	θ_z (rad)	θ_{az} (rad)	ω (rad)	$\cos\theta$
0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,15	-2,99	-3,01	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	2,09	-2,71	-2,74	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	1,98	-2,47	-2,48	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	1,83	-2,27	-2,22	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	1,65	-2,09	-1,96	0
5	2,640	4,467	7,108	0,025	9,288	1,276	9,288	1,276	1,46	-1,94	-1,70	0,085
6	7,457	0,149	0,223	0,172	2,922	3,605	3,851	4,881	1,26	-1,80	-1,43	0,154
7	0,121	0,278	0,399	0,507	5,216	0,058	9,068	0,107	1,05	-1,67	-1,17	0,388
8	0,162	0,417	0,580	1,038	7,580	7,870	0,166	0,186	0,83	-1,52	-0,91	0,598
9	0,196	0,547	0,744	1,751	9,725	9,517	0,263	0,281	0,62	-1,34	-0,65	0,769
10	0,220	0,648	0,869	2,602	0,113	0,106	0,377	0,388	0,42	-1,05	-0,39	0,891
11	0,233	0,703	0,937	3,529	0,122	0,112	0,499	0,500	0,27	-0,47	-0,13	0,953
12	0,233	0,703	0,937	4,456	0,122	0,112	0,622	0,613	0,27	0,47	0,13	0,953
13	0,220	0,648	0,869	5,308	0,113	0,106	0,735	0,720	0,42	1,05	0,39	0,891
14	0,196	0,547	0,744	6,020	9,725	9,517	0,833	0,815	0,62	1,34	0,65	0,769
15	0,162	0,417	0,580	6,552	7,580	7,870	0,908	0,894	0,83	1,52	0,92	0,598
16	0,121	0,278	0,399	6,886	5,216	0,058	0,961	0,952	1,05	1,67	1,18	0,388
17	0,7457	0,149	0,223	7,034	2,922	3,605	0,990	0,989	1,26	1,80	1,44	0,154
18	2,640	4,467	7,108	7,059	9,288	1,276	0,999	1,001	1,46	1,94	1,70	0,085
19	0	0	0	0	0	0	0	0	1,65	2,09	1,96	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	1,83	2,27	2,23	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	1,98	2,47	2,49	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	2,09	2,71	2,75	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	2,15	2,99	3,01	0

Αξίζει να αναφερθεί ότι για τις τιμές της ολικής ηλιακής ακτινοβολίας στην περιοχή των Χανίων, χρησιμοποιήθηκαν τα αποτελέσματα των μετρήσεων που αναφέρονται στο [10.2].

10.2.1 ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΡΗΤΗΣ

Στο σημείο αυτό θα περιγραφεί το υπάρχον ΣΗΕ της Κρήτης, το οποίο είναι μη διασυνδεδεμένο με το υπόλοιπο σύστημα της χώρας, ώστε να προκύψουν κάποια στοιχεία για την εγκατεστημένη ισχύ του, το κόστος παραγωγής ενέργειας και για την ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που παράγει. Τα στοιχεία αυτά θα συγκριθούν με τα αντίστοιχα των δύο φ/β σταθμών που περιγράφονται στη συνέχεια. Στόχος είναι να διαπιστωθεί σε ποιο βαθμό και αν τα φ/β συστήματα παραγωγής ενέργειας είναι ανταγωνιστικά έναντι συμβατικών τρόπων παραγωγής ενέργειας. Στη συνέχεια παρατίθεται μια γενική περιγραφή του ΣΗΕ Κρήτης. Όλα τα περιγραφόμενα στοιχεία προέρχονται από το Κέντρο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας Κρήτης, το οποίο εδρεύει στο Ηράκλειο Κρήτης.

Το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας Κρήτης είναι ένα αυτόνομο σύστημα, μη διασυνδεδεμένο με το σύστημα της ηπειρωτικής χώρας. Μέχρι το 1999 αποτελείτο σχεδόν αποκλειστικά από πετρελαϊκούς σταθμούς (ατμοστροβίλους, μηχανές εσωτερικής καύσης, αεριοστροβίλους, μία μονάδα συνδυασμένου κύκλου). Τα σύγχρονα δεδομένα, ωστόσο, φανερώνουν ότι το σύστημα αυτό επεκτείνεται για την κάλυψη των αναγκών του νησιού σε ηλεκτρική ενέργεια και με άλλες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Ήδη από το 1998 λειτουργούν ιδιωτικά αιολικά πάρκα (βάσει του νόμου Ν 2244/94). Ειδικά για το λόγο ότι η περιοχή της Κρήτης αναδεικνύεται τουριστικά, οι ανάγκες της σε ηλεκτρική ενέργεια παρουσιάζονται ανάλογες της τουριστικής κίνησης που δέχεται κάθε χρόνο.

Χαρακτηριστική είναι η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος στο νησί από το 1999 έως το 2002. Συγκεκριμένα, το 1999 η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ήταν 528,5 MW, ενώ το 2002 έφτασε στα 642,9, δηλαδή αύξηση 114,4 MW ή 21,65% μέσα σε 3 έτη.

Στον Πίνακα 10.4 παρουσιάζεται η κατάσταση των εγκατεστημένων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη Κρήτη τη διετία 2001 – 2002. αυτό που παρατηρείται στη διετία αυτή είναι ότι η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων ατμοστροβίλων και ντίζελ παραμένει σταθερή, ενώ αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων αεριοστροβίλων (μόνο στο σταθμό παραγωγής των Λινοπεραμάτων) και των ανεμογεννητριών (μικρή αύξηση, 2,5 MW).

Η συνολική καθαρή παραγωγή του συστήματος για το 2001 ήταν 2.191.577,6 MWh, ενώ η αντίστοιχη τιμή για το 2002 ήταν 2.301.386,8 MWh. Η αύξηση που παρατηρείται είναι ίση με 109.809,2 MWh ή 4,77%. Σε ότι αφορά την εγκατεστημένη ισχύ του συστήματος, το 2001 ήταν συνολικά ίση με 618,8 MW, ενώ το 2002 αυξήθηκε στα 642,9 MW, αύξηση ίση με 24,1 MW ή 3,75%. Όλα τα παραπάνω, συνοψίζονται στον Πίνακα 10.5.

Ενδιαφέρον έχει να εξεταστούν και μερικά στοιχεία που αφορούν την ποσότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από κάθε μονάδα παραγωγής καθώς και το

κόστος παραγωγής αυτής. Με τον τρόπο αυτό μπορούν να αντληθούν σημαντικά στοιχεία για το συνολικό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από το ΣΗΕ της Κρήτης. Τα αποτελέσματα της εξέτασης για κάθε μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη Κρήτη φαίνονται στη συνέχεια, στους Πίνακες 10.6 και 10.8.

Πίνακας 10.4: Κατάσταση εγκατεστημένης ισχύος μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τη διετία 2001 – 2002 στο ΣΗΕ Κρήτης.

2001		2002	
ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ. ΙΣΧΥΣ (MW)	ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ. ΙΣΧΥΣ (MW)
ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ		ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ	
No 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	6,2	No 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	6,2
No 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	15,0	No 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	15,0
No 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	15,0	No 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	15,0
No 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	25,0	No 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	25,0
No 5 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	25,0	No 5 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	25,0
No 6 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	25,0	No 6 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	25,0
ΣΥΝΟΛΟ ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ	111,2	ΣΥΝΟΛΟ ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ	111,2
DIESEL		DIESEL	
No 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	12,3	No 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	12,3
No 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	12,3	No 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	12,3
No 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	12,3	No 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	12,3
No 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	12,3	No 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	12,3
ΣΥΝΟΛΟ DIESEL	49,2	ΣΥΝΟΛΟ DIESEL	49,2
ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ		ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ	
No 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	16,2	No 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	16,2
No 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	16,2	No 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	16,2
No 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	21,7	No 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	43,3
No 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	14,7	No 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	14,7
No 1 ΧΑΝΙΑ	16,2	No 1 ΧΑΝΙΑ	16,2
No 11 ΧΑΝΙΑ	59,0	No 11 ΧΑΝΙΑ	59,0
No 12 ΧΑΝΙΑ	59,0	No 12 ΧΑΝΙΑ	59,0
No 4 ΧΑΝΙΑ	24,0	No 4 ΧΑΝΙΑ	24,0
No 5 ΧΑΝΙΑ	30,0	No 5 ΧΑΝΙΑ	30,0
No 6 ΧΑΝΙΑ	45,5	No 6 ΧΑΝΙΑ	45,5
No 7 ΧΑΝΙΑ	45,5	No 7 ΧΑΝΙΑ	45,5
ATM 1 ΧΑΝΙΑ	42,4	ATM 1 ΧΑΝΙΑ	42,4
ΣΥΝΟΛΟ ΑΕΡ	390,4	ΣΥΝΟΛΟ ΑΕΡ	412,0
ΑΛΜΥΡΟΣ+ΑΓΥΙΑ	0,6	ΑΛΜΥΡΟΣ+ΑΓΥΙΑ	0,6
ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ	67,4	ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ	69,9
ΓΕΝ. ΣΥΝΟΛΟ	618,8	ΓΕΝ. ΣΥΝΟΛΟ	642,9

Το ετήσιο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα υπολογιστεί με βάση την παραγωγή κάθε μονάδας, όπως αυτή φαίνεται στον Πίνακα 10.4. Ακόμα, όμως, χρειάστηκαν και κάποιοι συντελεστές με βάση τους οποίους μπορεί να υπολογιστεί η ισοδύναμη κατανάλωση καυσίμου κάθε μονάδας για να παράγει τις ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας που δίνονται στον Πίνακα 10.4.

Πίνακας 10.5: Συνολικά συγκριτικά στοιχεία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από το ΣΗΕ Κρήτης τη διετία 2001 – 2002.

Καθαρή παραγωγή συστήματος Κρήτης το 2001:				2.191.577,6 MWh
Καθαρή παραγωγή συστήματος Κρήτης το 2002:				2.301.386,8 MWh
Συνολική εγκατεστημένη ισχύς του συστήματος το 2001:				618,8 MW
Συνολική εγκατεστημένη ισχύς του συστήματος το 2002:				642,9 MW
Διαφορά 2002-2001				
Ενέργεια		Ισχύς		
MWh	109.809,2	MW	24,1	
%	4,77	%	3,75	

Πίνακας 10.6: Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κάθε μονάδας του ΣΗΕ Κρήτης για τη διετία 2001 – 2002.

ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΤΗΣΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (MW)		ΔΙΑΦΟΡΑ	
	2001	2002	MW	%
ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ				
No 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	16.971,53	17.036,04	64,51	0,38
No 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	32.859,51	32.548,72	-310,79	-0,95
No 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	33.014,88	32.914,53	-100,35	-0,30
No 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	84.070,16	42.181,24	-41.888,92	-99,31
No 5 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	45.304,86	46.584,71	1.279,85	2,75
No 6 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	16.108,14	47.579,18	31.471,03	66,14
DIESEL				
No 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	11.064,56	14.551,59	3.487,03	23,96
No 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	10.260,53	14.712,27	4.451,74	30,26
No 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	9.808,29	14.697,67	4.889,38	33,27
No 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	14.077,84	12.179,07	-1.898,77	-15,59
ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ				
No 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	21.835,72	24.896,21	3.060,49	12,29
No 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	21.986,06	26.023,32	4.037,26	15,51
No 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	21.011,06	34.307,44	13.296,37	38,76
No 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	20.824,42	29.061,68	8.237,26	28,34
No 1 ΧΑΝΙΑ	2.125,41	5.962,34	3.836,93	64,35
No 11 ΧΑΝΙΑ	64.517,13	81.285,66	16.768,53	20,63
No 12 ΧΑΝΙΑ	57.530,34	72.347,63	14.817,29	20,48
No 4 ΧΑΝΙΑ	5.388,26	13.106,83	7.718,57	58,89
No 5 ΧΑΝΙΑ	11.012,54	23.590,27	12.577,73	53,32
No 6 ΧΑΝΙΑ	99.695,97	75.867,57	-23.828,40	-31,41
No 7 ΧΑΝΙΑ	89.488,21	76.901,49	-12.586,72	-16,37
ATM ΧΑΝΙΑ	79.871,60	76.182,04	-3.689,57	-4,84

Οι συντελεστές αυτοί είναι σταθεροί για κάθε τύπο μονάδας παραγωγής, ενώ για να υπολογιστεί η ισοδύναμη ποσότητα καυσίμου που καταναλώνεται από κάθε μονάδα, χρησιμοποιείται η σχέση:

$$C(P) = a + bP + cP^2$$

όπου:

- P: η ωριαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της μονάδας σε MW
 C(P): η ισοδύναμη κατανάλωση καυσίμου της μονάδας για ωριαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ίσης με P MW
 a: σταθερός συντελεστής, μετρούμενος σε T/h ή m³/h για φυσικό αέριο
 b: σταθερός συντελεστής, μετρούμενος σε T/MWh ή m³/MWh
 c: σταθερός συντελεστής, μετρούμενος σε T/MW²h ή m³/MW²h

Τα στοιχεία που αφορούν την ωριαία παραγωγή κάθε μονάδας είναι διαθέσιμα από το Κέντρο Διανομής της Ηλεκτρικής Ενέργειας, το οποίο εδρεύει στο Ηράκλειο Κρήτης. Στον Πίνακα 10.7 φαίνονται οι τιμές που λαμβάνει κάθε σταθερός συντελεστής που μετέχει στη σχέση $C(P) = a + bP + cP^2$. Με βάση τις τιμές αυτές και με τη χρήση της τελευταίας σχέσης, υπολογίζονται όλα τα ωριαία ποσά κατανάλωσης ισοδύναμου καυσίμου για την παραγωγή της ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί στην κάθε ώρα κάθε ημέρας του έτους, για τα έτη 2001 και 2002. Το άθροισμα όλων των ωριαίων αυτών ποσών δίνει την ετήσια κατανάλωση ισοδύναμου καυσίμου.

Πίνακας 10.7: Τιμές των συντελεστών για τον υπολογισμό της ισοδύναμης κατανάλωσης καυσίμου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από κάθε μονάδα παραγωγής.

ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	a T/h	b T/MWh	c T/MW ² h	Fc €/T
ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ				
No 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	0,000000	0,368000	0,000000	135,00
No 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	0,708300	0,185500	0,004980	135,00
No 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	0,708300	0,185500	0,004980	135,00
No 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	0,900300	0,186100	0,001770	135,00
No 5 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	0,405300	0,221000	0,000643	135,00
No 6 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	0,405300	0,221000	0,000643	135,00
DIESEL				
No 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	0,366700	0,109000	0,004250	135,00
No 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	0,366700	0,109000	0,004250	135,00
No 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	0,366700	0,109000	0,004250	135,00
No 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	0,366700	0,109000	0,004250	135,00
ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ				
No 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	2,093800	0,248370	0,002270	360,97
No 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	2,093800	0,248370	0,002270	360,97
No 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	2,093800	0,248370	0,002270	360,97
No 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	2,093800	0,248370	0,002270	360,97
No 1 ΧΑΝΙΑ	0,000000	0,580000	0,000000	360,97
No 11 ΧΑΝΙΑ	0,000000	0,450000	0,000000	360,97
No 12 ΧΑΝΙΑ	0,000000	0,450000	0,000000	360,97
No 4 ΧΑΝΙΑ	0,000000	0,460000	0,000000	360,97
No 5 ΧΑΝΙΑ	0,000000	0,480000	0,000000	360,97
No 6 ΧΑΝΙΑ	0,000000	0,450000	0,000000	360,97
No 7 ΧΑΝΙΑ	0,000000	0,450000	0,000000	360,97
ATM ΧΑΝΙΑ	0,000000	0,368000	0,000000	135,00

Επίσης, στον Πίνακα 10.7 φαίνεται και το μοναδιαίο κόστος του ισοδύναμου καυσίμου που καταναλώνεται από κάθε μονάδα, σε € ανά καταναλούμενο τόνο ισοδύναμης ποσότητας καυσίμου.

Με βάση τις τιμές του Πίνακα 10.7 και την ωριαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κάθε μονάδας παραγωγής, προκύπτουν τα αποτελέσματα του Πίνακα 10.8.

Πίνακας 10.8: Ετήσιο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κάθε μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο ΣΗΕ Κρήτης τη διετία 2001 – 2002.

ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΤΗΣΙΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (€)		ΔΙΑΦΟΡΑ	
	2001	2002	€	%
ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ				
No 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	2.291.094,89	2.299.803,55	8.708,67	0,38
No 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	4.435.913,88	4.393.958,08	-41.955,80	-0,95
No 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	4.456.888,11	4.443.341,17	-13.546,95	-0,30
No 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	11.349.163,13	5.694.312,02	-5.654.851,12	-99,31
No 5 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	6.115.989,92	6.288.765,04	172.775,11	2,75
No 6 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	2.174.540,46	6.423.014,12	4.248.473,67	66,14
ΣΥΝΟΛΟ ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ	30.823.590,39	29.543.193,97	-1.280.396,42	-4,33
DIESEL				
No 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	1.493.675,53	1.964.411,68	470.736,15	23,96
No 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	1.385.133,38	1.986.101,96	600.968,59	30,26
No 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	1.324.083,15	1.984.131,08	660.047,93	33,27
No 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	1.900.457,32	1.644.130,33	-256.326,98	-15,59
ΣΥΝΟΛΟ DIESEL	6.103.349,37	7.578.775,05	1.475.425,68	19,47%
ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ				
No 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	7.882.005,55	3.360.896,89	-4.521.108,66	-134,52
No 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	7.936.273,89	9.393.596,45	1.457.322,56	15,51
No 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	7.584.330,83	12.383.902,00	4.799.571,17	38,76
No 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	7.516.959,40	10.490.350,15	2.973.390,75	28,34
No 1 ΧΑΝΙΑ	767.205,96	2.152.217,36	1.385.011,40	64,35
No 11 ΧΑΝΙΑ	23.288.648,54	29.341.558,86	6.052.910,32	20,63
No 12 ΧΑΝΙΑ	20.766.637,77	26.115.210,20	5.348.572,43	20,48
No 4 ΧΑΝΙΑ	1.944.990,43	4.731.150,69	2.786.160,26	58,89
No 5 ΧΑΝΙΑ	3.975.180,96	8.515.343,96	4.540.163,01	53,32
No 6 ΧΑΝΙΑ	35.987.099,96	27.385.799,30	-8.601.300,66	-31,41
No 7 ΧΑΝΙΑ	32.302.422,44	27.759.011,80	-4.543.410,64	-16,37
ATM ΧΑΝΙΑ	10.782.373,43	10.284.295,29	-498.078,15	-4,84
ΣΥΝΟΛΟ ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ	160.734.129,15	171.913.332,95	11.179.203,80	6,50%
ΓΕΝΙΚΟ ΣΥΝΟΛΟ	197.661.068,92	209.035.301,98	11.374.233,05	5,44%

Οι όλο και αυξανόμενες ανάγκες του νησιού της Κρήτης σε ηλεκτρική ενέργεια, λογικό είναι να οδηγούν σε επέκταση της δυναμικότητας του ΣΗΕ της. Ο

ρυθμός αύξησης των αναγκών του νησιού σε ηλεκτρική ενέργεια εκτιμάται στο 6%, ενώ ο ρυθμός επέκτασης της εγκατεστημένης ισχύος του ΣΗΕ εκτιμάται στο 8%. Με βάση τους ρυθμούς αυτούς και τα δεδομένα του συστήματος για τη διετία 2001 – 2002 (βλ. Πίνακες 10.4 και 10.5), μπορεί να γίνει μια πρόβλεψη τόσο για τις ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια, όσο και για την εγκατεστημένη ισχύ του συστήματος για την πενταετία 2003 – 2008. Τα αποτελέσματα της πρόβλεψης για τους προαναφερόμενους ρυθμούς για το ΣΗΕ της Κρήτης, φαίνονται στον Πίνακα 10.9.

Πίνακας 10.9: Πρόβλεψη εξέλιξης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και εγκατεστημένης ισχύος του ΣΗΕ Κρήτης για τα έτη 2003 – 2008.

Πρόβλεψη 2003-2008				
Έτος	Παραγωγή Ενέργειας		Εγκατεστημένη Ισχύς	
2003	MWh	2.439.470,01	MW	694,278
2004	MWh	2.585.838,21	MW	749,82
2005	MWh	2.740.988,50	MW	809,81
2006	MWh	2.905.447,81	MW	874,59
2007	MWh	3.079.774,68	MW	944,56
2008	MWh	3.264.561,16	MW	1.020,12

10.3 ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν οι μελέτες για την περίπτωση ανάπτυξης δύο φ/β σταθμών στην περιοχή των Χανίων. Συγκεκριμένα, θα παρουσιαστεί αρχικά η περίπτωση ανάπτυξης ενός φ/β σταθμού ονομαστικής ισχύος 120 kWp και στη συνέχεια η περίπτωση ανάπτυξης ενός φ/β σταθμού ονομαστικής ισχύος 24,64 kWp. Οι υπό μελέτη σταθμοί θεωρείται ότι προορίζονται να διασυνδεθούν με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης και ότι όλη η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από αυτούς θα διατίθεται κατευθείαν στο δίκτυο αυτό, το οποίο και θα την απορροφά εξολοκλήρου. Ακόμα, γίνεται η υπόθεση ότι τα δύο αυτά επενδυτικά σχέδια δεν πρέπει να ξεπεράσουν έναν συγκεκριμένο προϋπολογισμό σε ότι αφορά το κόστος εγκατάστασής τους. Σκοπός είναι να μελετηθούν οι περιπτώσεις των σταθμών αυτών από άποψη οικονομικής βιωσιμότητας, δηλαδή να αντιμετωπιστούν ως επενδυτικά σχέδια και να προκύψουν ορισμένα συμπεράσματα για το εάν τέτοιου είδους επενδύσεις κρίνονται αποδοτικές για την περιοχή των Χανίων.

Η διαδικασία που θα ακολουθηθεί για την αξιολόγηση των επενδυτικών σχεδίων αυτών περιγράφεται στο Κεφάλαιο 4 της παρούσας εργασίας. Τα κριτήρια με βάση τα οποία θα αξιολογηθούν τα συγκεκριμένα επενδυτικά σχέδια, περιγράφονται επίσης στο Κεφάλαιο 4. Αρχικά θα παρουσιαστεί η περίπτωση του φ/β σταθμού ονομαστικής ισχύος 120 kWp.

10.3.1 ΑΝΑΠΤΥΞΗ Φ/Β ΣΤΑΘΜΟΥ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ 120 kWp

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν όλα τα χαρακτηριστικά τα οποία αφορούν την ανάπτυξη ενός φ/β σταθμού ηλεκτροπαραγωγής στην ευρύτερη περιοχή

των Χανίων. Όλα τα χαρακτηριστικά που θα αναφερθούν στη συνέχεια, θεωρείται ότι αποτελούν μέρος του *Βασικού Σεναρίου*. Αυτό γίνεται διότι στη συνέχεια θα ακολουθήσει ανάλυση ευαισθησίας για την περίπτωση του φ/β σταθμού αυτού, μεταβάλλοντας μερικές τιμές του Βασικού Σεναρίου και παρατηρώντας τις συνέπειες που οι μεταβολές αυτές έχουν στα κριτήρια με βάση τα οποία αξιολογείται το συγκεκριμένο επενδυτικό σχέδιο. Εκτός από την ανάλυση ευαισθησίας, επιχειρείται μια ανάλυση βάση σεναρίων χρηματοδότησης του επενδυτικού έργου κατά το σχήμα: ίδια κεφάλαια – κρατικές επιχορηγήσεις – δανεισμός. Λεπτομέρειες θα αναφερθούν στη συνέχεια. Οι τιμές των παραμέτρων για είσοδο στο λογισμικό RETScreen, στην περίπτωση του Βασικού Σεναρίου, φαίνονται στον Πίνακα 10.10.

Η ανάλυση κόστους μιας τέτοιας επένδυσης, με τα χαρακτηριστικά που φαίνονται, συγκεντρώνεται στον Πίνακα 10.11. Το συνολικό αρχικό κόστος ανέρχεται στα € 1.227.351,74, κάτι που σημαίνει ότι ο περιορισμός για κόστος κάτω των € 1.500.000 ικανοποιείται. Η απόδοση της συγκεκριμένης επένδυσης, με βάση την επίδοση στα επιμέρους κριτήρια αξιολόγησης, συνοψίζεται στον Πίνακα 10.12. Στον Πίνακα 10.13 φαίνονται αναλυτικά οι ταμειακές ροές του επενδυτικού έργου για κάθε έτος εντός του κύκλου ζωής του.

Πίνακας 10.10: Δεδομένα του προβλήματος (Βασικό Σενάριο).

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
K.1) Χαρακτηριστικά του συστήματος και της πηγής ισχύος				
1)	Τύπος του φ/β συστήματος	on-grid	-	Κεντροποιημένο
2)	Ρυθμός απορρόφησης ενέργειας από το φ/β σύστημα	$Abs_{rate} = 100\%$		
K.2) Επιμέρους χαρακτηριστικά				
3)	Χωρητικότητα μετατροπέα	$Inv_{capacity} = 120$	KW (AC)	-
4)	Μέση αποδοτικότητα του μετατροπέα	$n_{inv} = 94$	%	από 80 έως 95%
5)	Διάφορες απώλειες ισχύος στο σύστημα	$P_{losses} = 7$	%	από 0 έως 10%
K.4) Χαρακτηριστικά φ/β πλαισίου				
6)	Υλικό κατασκευής (τύπος) πλαισίου	Πολυκρυσταλλικό πυρίτιο	-	BP Solarex
7)	Ονομαστική απόδοση φ/β πλαισίου	$n_{array} = 12,7$	%	από 4 έως 15%
8)	Ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας των ηλιακών κυττάρων	NOCT = 47	°C	-
9)	Θερμοκρασιακός συντελεστής του φ/β πλαισίου	Temp _c = 0,40	%	-
10)	Διάφορες απώλειες πλαισίου	$P_{array-loss} = 5$	%	από 0 έως 20%
11)	Ονομαστική ισχύς του φ/β πλαισίου	$P_{array-nom} = 120$	kW _p	-

Πίνακας 10.10: Δεδομένα του προβλήματος (Βασικό Σενάριο) [συνέχεια].

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
K.6) Χαρακτηριστικά εξεταζόμενης τοποθεσίας & προσανατολισμού του φ/β πλαισίου				
12)	Πλησιέστερος σταθμός μετεωρολογικών δεδομένων	Χανίων	-	-
13)	Είδος κίνησης φ/β πλαισίου (εάν είναι κινούμενο)	Σταθερή	-	-
14)	Γεωγραφικό πλάτος της τοποθεσίας εφαρμογής της μελέτης (σε βόρειο προσανατολισμό)	$\varphi = 35,3$	$^{\circ}\text{N}$	από -90° έως 90°
15)	Κλίση φ/β πλαισίου	$\beta = 30$	$^{\circ}$	από 0° έως 90°
16)	Αξιμούθιο φ/β πλαισίου	$\beta_{az} = 0$	$^{\circ}$	από 0° έως 180°
K.7) Χαρακτηριστικά δεδομένα εξεταζόμενης περιόδου (μηνιαία χαρακτηριστικά)				
17)	Μήνες που περιλαμβάνονται στην περίοδο	12	-	(0 ή 1)
18)	Μέση ημερήσια ακτινοβολία σε επίπεδη επιφάνεια για τον αντίστοιχο μήνα	\overline{H}	kWh/m ² /d	-
19)	Μέση θερμοκρασία του αντίστοιχου μήνα	\overline{T}_{m_i}	$^{\circ}\text{C}$	-
K.15) Ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο				
20)	Εγκατεστημένη ισχύς από ΑΠΕ	$RE_{capacity} = 120$	kW	-
K.16) Χρηματοοικονομικές παράμετροι				
21)	Πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	$RE_{credit} = 0,077$	€/kWh	-
22)	Χρονική διάρκεια της πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ	$RE_{credit}^{lc} = 25$	y (έτη)	-
23)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ ¹	$r_{RE-credit} = 1$	%	-
24)	Επιτόκιο προσαύξησης του κόστους ενέργειας	$r_{E-cost} = 4$	%	-
25)	Πληθωρισμός	$f = 1,4$	%	-
26)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	$D = 12$	%	-
27)	Διάρκεια ζωής έργου (επένδυσης)	$PL = 25$	y (έτη)	-
28)	Αναλογία ενεργητικού προς χρέη	$R_{costs} = 0$	%	-
29)	Επιτόκιο εξόφλησης χρεών	$r_{debt} = 6$	%	-
30)	Προθεσμία εξόφλησης χρεών	$Debt_{term} = 10$	y (έτη)	-

Για τις τιμές του παραπάνω πίνακα, να σημειωθεί ότι για την υλοποίηση του συστήματος επιλέχθηκαν συνολικά οκτώ εναλλάκτες, χωρητικότητας 15 kW ο

καθένας, έτσι ώστε εάν αποτύχει ένας ή κάποιοι από αυτούς, οι υπόλοιποι να λειτουργούν κανονικά και να μην τεθεί ολόκληρο το φ/β σύστημα εκτός λειτουργίας. Το γεγονός αυτό συμβάλλει στην αύξηση της αξιοπιστίας του συστήματος.

Στο σημείο αυτό αξίζει να σημειωθεί πως για την τιμή του πληθωρισμού επιλέχθηκε να τεθεί ο μέσος όρος της εικοσαετίας για την παράμετρο αυτή, δηλαδή 1,4%. Επίσης, η τιμή για το προεξοφλητικό επιτόκιο D, με βάση το οποίο γίνεται η σύγκριση με εναλλακτικούς τρόπους επένδυσης του ποσού των αρχικών κοστών, επιλέχθηκε αρχικά να λάβει μια σχετικά υψηλή τιμή, στο 12%. Ωστόσο, στην ανάλυση ευαισθησίας που επιχειρείται στη συνέχεια, αξιολογείται η απόδοση της επένδυσης για διάφορες τιμές αυτών των παραμέτρων.

Στο Βασικό Σενάριο υποτέθηκε ότι όλη η παραγόμενη ενέργεια από το φ/β σταθμό θα πωλείται στο κεντρικό δίκτυο διανομής της ενέργειας, με βάση τις τιμές που ισχύουν σήμερα και για όλη τη διάρκεια του κύκλου ζωής του έργου. Κάτι τέτοιο είναι βάσιμο, καθώς οι τιμές αυτές είναι διεθνώς εγγυημένες, βάση θεσμικών πλαισίων, για περίπου είκοσι έτη (από το 2000 και έπειτα).

Πίνακας 10.11: Σύνοψη αρχικών δαπανών για την υλοποίηση του έργου (Βασικό Σενάριο).

α/α	Δραστηριότητα του έργου	Μοναδιαίο κόστος δραστηριότητας (€)	Συνολικό κόστος δραστηριότητας (€)
1)	Μελέτη σκοπιμότητας	1.860	1.860
2)	Ανάπτυξη του έργου	21.120	21.120
3)	Μηχανολογικό κομμάτι του έργου	36.800	36.800
<i>Σύνολο</i>		-	59.780
4)	Αγορά εξοπλισμού με ονομαστική ισχύ 120 kW _p	Για φ/β πλαίσια 5.363 ανά kW _p και λοιπά έξοδα	644.560
5)	Κατασκευή στηρικτικής υποδομής για έκταση 944,9 m ²	90 ανά m ²	85.039
6)	Αγορά εναλλακτών των 15 kW έκαστος	1.800 ανά kW	216.000
7)	Μεταφορά εξοπλισμού	1 ταξίδι	2.500
8)	Εγκατάσταση του συστήματος	1.250 ανά kW _p	150.000
<i>Σύνολο</i>		-	1.098.099
<i>Μερικό σύνολο</i>		1.098.099 + 59.780	1.157.879
Διακυμάνσεις στο ανωτέρω ποσό		6% των 1.157.879	69.472,74
<i>Γενικό Σύνολο</i>		(1.157.879 + 69.472,74)	1.227.351,74
Ετήσια κόστη		Φόροι και Ασφάλειες	4.000 ανά έτος
Περιοδικά κόστη		Συντήρηση/αντικατάσταση εναλλάκτη	100.000 ανά 12 έτη

Η τιμή της πώλησης της ενέργειας, παραγόμενης από ΑΠΕ, καθορίζεται σαφώς από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας και φτάνει τα 75-80 €/MWh (ανώτατο επιτρεπόμενο όριο). Εδώ λήφθηκε υπόψιν η μέση τιμή των ορίων αυτών. Οι τιμές για την περίοδο εξόφλησης των χρεών και του επιτοκίου προσαύξησης του κόστους ενέργειας, τέθηκαν λαμβάνοντας υπόψιν τα όσα ισχύουν σήμερα στην Ελλάδα [10.3]. Η συνολική παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τον συγκεκριμένο φ/β σταθμό φτάνει στις 160,747 MWh.

Αξίζει να σημειωθεί ότι για το φ/β αυτό σταθμό θα χρησιμοποιηθούν συνολικά 750 φ/β πλαίσια, ονομαστικής ισχύος 160 W το καθένα. Η διάταξη των πλαισίων αυτών θα γίνει σε οκτώ σειρές, όσοι και οι εναλλάκτες του συστήματος, έξι από τις οποίες θα περιέχουν από 94 πλαίσια η κάθε μία και οι υπόλοιπες 2 από 93 πλαίσια. Η έκταση της γης η οποία απαιτείται για το σκοπό αυτό, υπολογίζεται στα 944,9 m². Ακόμα, οι ετήσιες απολαβές για την εξυπηρέτηση της αιχμής στην τοποθεσία εγκατάστασης λόγω της εγκατεστημένης ισχύος του φ/β συστήματος υπολογίζεται ως:

$$50\% \cdot 12 \cdot \text{Εγκατεστημένη ισχύς} \cdot \text{Τιμή πώλησης ισχύος} = \\ = 0,5 \cdot 12 \cdot 120 \text{ kW} \cdot 1,61 \text{ €/kW} = \text{€ 1.158 ανά έτος}$$

Πίνακας 10.12: Επιδόσεις του έργου στα κριτήρια αξιολόγησης (Βασικό Σενάριο).

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	11,7 %
Απλή Επανεξοφλητική Περίοδος	8,3 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	8,5 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-25.302 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,02

Με βάση τις τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης (Πίνακας 10.12), παρατηρείται ότι η συγκεκριμένη επένδυση έχει ένα σχετικά ικανοποιητικό χρόνο για επανεξοφλητική των αρχικών δαπανών (8,3 έτη), έναν επίσης σχετικά ικανοποιητικό χρόνο μέχρι την εμφάνιση της πρώτης θετικής καθαρής ταμειακής ροής (βλ. Πίνακα 10.13). Ωστόσο, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης του συγκεκριμένου έργου υπολογίζεται στο 11,7%, λίγο μικρότερος από το επιλεγμένο προεξοφλητικό επιτόκιο $D = 12\%$. Για το λόγο αυτό η καθαρή παρούσα αξία εμφανίζεται αρνητική, όπως επίσης αρνητικός και μικρός σε απόλυτη τιμή εμφανίζεται και ο δείκτης κερδοφορίας. Συνεπώς, είναι στη διακριτική ευχέρεια του επενδυτή να αποφασίσει πώς θα επενδύσει τα χρήματά του. Στην περίπτωση του συγκεκριμένου έργου, θα ήταν κερδισμένος, άλλα όχι τόσο όσο εάν επένδυε τα χρήματά του σε επένδυση με απόδοση 12% και όχι με 11,7% που αποδίδει το έργο αυτό. Ας σημειωθεί πως εάν χρησιμοποιηθεί μια άλλη τιμή για το προεξοφλητικό επιτόκιο D , τα πράγματα αλλάζουν. Για το λόγο αυτό, το προεξοφλητικό επιτόκιο είναι μια παράμετρος η οποία θα συμπεριληφθεί στην ανάλυση ευαισθησίας.

10.3.1.1 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ

Για την υλοποίηση της ανάλυσης ευαισθησίας, πρέπει να επιλεγθούν ποιές από τις παραμέτρους θα μετέχουν σε αυτή. Στις παραμέτρους αυτές θα δοθούν διάφορες τιμές και θα παρατηρείται η επίπτωση που θα έχει αυτή η εκάστοτε μεταβολή στα

κριτήρια αξιολόγησης που αναφέρονται στον Πίνακα 10.12. Οι παράμετροι οι οποίες θα συμπεριληφθούν στην ανάλυση ευαισθησίας, συγκεντρώνονται στον Πίνακα 10.14.

Πίνακας 10.13: Ταμειακές ροές του έργου για τον κύκλο ζωής του (Βασικό Σενάριο).

Έτος n	Συνολική ροή προ φόρων, C_t^p (€)	Συνολική ροή μετά φόρων, C_t^a (€)	Καθαρή συνολική ροή, C_t (€)
0	-1.227.352	-1.227.352	-1.227.352
1	149.416	149.416	-1.077.936
2	151.457	151.457	-926.479
3	153.527	153.527	-772.952
4	155.626	155.626	-617.326
5	157.753	157.753	-459.573
6	159.909	159.909	-299.664
7	51.874	51.874	-247.789
8	164.312	164.312	-83.477
9	166.559	166.559	83.081
10	168.836	168.836	251.918
11	171.145	171.145	423.063
12	173.486	173.486	596.549
13	175.859	175.859	772.408
14	56.777	56.777	829.186
15	180.704	180.704	1.009.889
16	183.176	183.176	1.193.065
17	185.682	185.682	1.378.748
18	188.223	188.223	1.566.971
19	190.799	190.799	1.757.770
20	193.411	193.411	1.951.181
21	62.153	62.153	2.013.334
22	198.742	198.742	2.212.076
23	201.463	201.463	2.413.538
24	204.221	204.221	2.617.759
25	207.017	207.017	2.824.776

Ο Πίνακας 10.14 απεικονίζει τα διάφορα σενάρια που θα μελετηθούν. Σε κάθε σενάριο, μεταβάλλεται μόνο η τιμή μιας παραμέτρου, ενώ οι τιμές όλων των υπόλοιπων παραμέτρων (ακόμα και αυτών που δε συμπεριλαμβάνονται στην ανάλυση ευαισθησίας), παραμένουν με τις τιμές που έχουν στο βασικό σενάριο. Έτσι, για παράδειγμα, το σενάριο 7-1), αφορά τη μεταβολή μόνο της παραμέτρου του πληθωρισμού, η οποία από την τιμή 1,4 % στο Βασικό Σενάριο, λαμβάνει την τιμή 2,5 %. Όλες οι υπόλοιπες παράμετροι έχουν τις τιμές του Βασικού Σεναρίου και με τον τρόπο αυτό προκύπτουν τα αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη συγκεκριμένη μεταβολή.

Η αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για όλα τα παραπάνω σενάρια του Πίνακα 10.14, έδωσε τα αποτελέσματα τα οποία περιγράφονται στη συνέχεια.

Πίνακας 10.14: Παράμετροι που μετέχουν στην ανάλυση ευαισθησίας και οι τιμές που λαμβάνουν σε σχέση με το Βασικό Σενάριο.

α/α Σεναρίου	Παράμετρος	Σύμβολο	Τιμή Βασικού Σεναρίου	Περίπτωση 1)	Περίπτωση 2)
1)	Απώλειες φ/β πλαisiού	$P_{array-loss}$	5%	7,5 %	10 %
2)	Απώλειες ισχύος στο σύστημα	P_{losses}	7 %	5%	9%
3)	Κλίση φ/β πλαisiών	β	30°	45°	60°
4)	Κόστος φ/β πλαisiών	$PV_{array-cost}$	€ 643.560	€ 617.817,6	€ 669.302,4
5)	Κόστος εναλλακτών Επιτόκιο	Inv_{cost}	€ 216.000	€ 207.360	€ 224.640
6)	προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	$r_{RE-credit}$	1 %	1,5%	2 %
7)	Πληθωρισμός	f	1,4 %	2,5 %	4 %
8)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	D	12 %	10 %	9 %
9)	Διάρκεια ζωής έργου (επένδυσης)	PL	25 έτη	20 έτη	30 έτη

Στα αποτελέσματα κάθε πίνακα, στη σκιασμένη περιοχή του τελευταίου αντιστοιχεί η περίπτωση των τιμών του βασικού σεναρίου. Αρχή γίνεται με την παράμετρο $P_{array-loss}$, για την οποία παρατηρείται ότι η μεταβολή της δεν επιφέρει σημαντική διαφοροποίηση στα αποτελέσματα της αξιολόγησης (βλ. Πίνακα 10.15). Συγκεκριμένα, στις εξεταζόμενες περιπτώσεις του Πίνακα 10.15 δεν επηρεάζεται ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR), παρά μόνο αλλάζουν σχετικά λίγο οι τιμές για τις καθαρές παρούσες αξίες του έργου στις αντίστοιχες περιπτώσεις.

Πίνακας 10.15: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου $P_{array-loss}$.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$P_{array-loss} = 5\%$	$P_{array-loss} = 7,5\%$	$P_{array-loss} = 10\%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	11,7 %	11,7%	11,7%
Απλή Επανείσπραξη	8,3 έτη	8,3 έτη	8,4 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	8,5 έτη	8,5 έτη	8,5 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-25.302 €	-28.067 €	-30.832 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,02	-0,02	-0,03

Στη συνέχεια, θα μελετηθεί η μεταβολή της παραμέτρου P_{losses} , σύμφωνα με τα σενάρια του Πίνακα 10.14. Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 10.16.

Πίνακας 10.16: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου P_{losses} .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$P_{losses} = 5\%$	$P_{losses} = 7\%$	$P_{losses} = 9\%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	11,7%	11,7%	11,7%
Απλή Επανείσπραξη	8,3 έτη	8,3 έτη	8,4 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	8,5 έτη	8,5 έτη	8,5 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-23.042 €	-25.302 €	-27.561 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,02	-0,02	-0,02

Όπως και στην προηγούμενη περίπτωση, η μεταβολή της παραμέτρου P_{losses} , δεν επιφέρει σημαντική διαφοροποίηση στα αποτελέσματα αξιολόγησης.

Στο σημείο αυτό παρουσιάζεται η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου β (κλίση φ/β πλαισίων). Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 10.17.

Πίνακας 10.17: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου β .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$\beta = 30^\circ$	$\beta = 45^\circ$	$\beta = 60^\circ$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	11,7%	11,7%	11,6%
Απλή Επανείσπραξη	8,3 έτη	8,4 έτη	8,4 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	8,5 έτη	8,5 έτη	8,6 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-25.302 €	-29.413 €	-37.869 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,02	-0,02	-0,03

Στην περίπτωση μεταβολής αυτής της παραμέτρου, τα αποτελέσματα δεν μεταβάλλονται σημαντικά. Αξίζει, ωστόσο, να σημειωθεί ότι καθώς η κλίση των φ/β πλαισίων αυξάνεται (για τις περιπτώσεις που διακρίνονται στον Πίνακα 10.17, οι οποίες είναι οι πιο χαρακτηριστικές και συναντούνται συχνά στη σχετική βιβλιογραφία), το ποσοστό της ηλιακής ακτινοβολίας που αξιοποιείται μειώνεται, κάτι που αντανακλάται στα αποτελέσματα της αξιολόγησης. Η βέλτιστη κλίση των φ/β πλαισίων είναι κοντά στην τιμή του γεωγραφικού πλάτους ϕ της εξεταζόμενης περιοχής (εδώ $\phi = 35^\circ, 3$). Συνεπώς, στην εξεταζόμενη περίπτωση επιλέγεται $\beta = 30^\circ$ για το λόγο αυτό. Για την κλίση αυτή, η ηλιακή ακτινοβολία που δέχονται τα φ/β πλαίσια, είναι μεγαλύτερη τους καλοκαιρινούς μήνες από ότι στις άλλες δύο περιπτώσεις, κάτι ιδιαίτερα σημαντικό εάν ληφθεί υπόψιν ότι τους μήνες αυτούς η περιοχή των Χανίων δέχεται πολλούς τουρίστες και οι ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια παρουσιάζεται αυξημένη.

Στο επόμενο βήμα, εξετάζεται η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου $PV_{array-cost}$ (κόστος φ/β πλαισίων). Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 10.18.

Πίνακας 10.18: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου $PV_{array-cost}$.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$PV_{array-cost} =$ 617.818 €	$PV_{array-cost} =$ 643.560 €	$PV_{array-cost} =$ 669.302 €
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	12%	11,7%	11,4%
Απλή Επανεξίσπραξη	8,1 έτη	8,3 έτη	8,5 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	8,3 έτη	8,5 έτη	8,7 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	1.985 €	-25.302 €	-52.589 €
Δείκτης Κερδοφορίας	0,00	-0,02	-0,04

Αυτό που παρατηρείται στην περίπτωση της παραμέτρου αυτής, είναι ότι η μεταβολή αυτής (εδώ επιλέχθηκε να είναι $\pm 4\%$ της τιμής του Βασικού Σεναρίου), είναι ότι τα αποτελέσματα της αξιολόγησης διαφοροποιούνται σε αξιόλογο βαθμό. Κάτι τέτοιο θεωρείται αναμενόμενο, καθώς η συμβολή του κόστους των φ/β πλαισίων στο συνολικό ποσό των αρχικών δαπανών, είναι πολύ σημαντική. Έτσι, εάν επιτευχθεί η αγορά φ/β πλαισίων με τα ίδια χαρακτηριστικά σε τιμή χαμηλότερη κατά 4% από αυτή του Βασικού Σεναρίου, τότε επιτυγχάνεται $IRR = 12\%$, όπως στο Βασικό Σενάριο και η καθαρή παρούσα αξία του έργου είναι θετική, με μικρή σχετικά απόλυτη τιμή. Στην περίπτωση που η αγορά αυτών των φ/β πλαισίων επιτυγχανόταν σε ακριβότερη κατά 4% τιμή από αυτή του Βασικού Σεναρίου, τα αποτελέσματα αξιολόγησης παρουσιάζονται χειρότερα, κάτι που είναι λογικό.

Στη συνέχεια παρουσιάζεται η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου Inv_{cost} (κόστος εναλλακτών). Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 10.19.

Πίνακας 10.19: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου Inv_{cost} .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$Inv_{cost} = 207.306 \text{ €}$	$Inv_{cost} = 216.000 \text{ €}$	$Inv_{cost} = 224.640 \text{ €}$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	11,8%	11,7%	11,6%
Απλή Επανεξίσπραξη	8,3 έτη	8,3 έτη	8,4 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	8,4 έτη	8,5 έτη	8,6 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-16.143 €	-25.302 €	-34.460 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,01	-0,02	-0,03

Όπως στην περίπτωση του κόστους των φ/β πλαισίων, και σε αυτή την περίπτωση υποτέθηκε ότι η αγορά των εναλλακτών του υπό εξέταση φ/β σταθμού επιτυγχάνεται σε τιμή $\pm 4\%$ της αντίστοιχης τιμής του Βασικού Σεναρίου. Επειδή, όμως, η συμβολή του κόστους αυτού στα συνολικά αρχικά κόστη δεν έχει την ίδια συμβολή με την αντίστοιχη της αγοράς των φ/β πλαισίων, δεν παρατηρείται αξιόλογη μεταβολή στα αποτελέσματα αξιολόγησης.

Στη συνέχεια μελετάται η περίπτωση μεταβολής στην παράμετρο $r_{RE-credit}$ (επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ). Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 10.20.

Πίνακας 10.20: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου $r_{RE-credit}$.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$r_{RE-credit} = 1\%$	$r_{RE-credit} = 1,5\%$	$r_{RE-credit} = 2\%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	11,7%	11,8%	11,6%
Απλή Επανείσπραξη	8,3 έτη	8,3 έτη	8,4 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	8,5 έτη	8,5 έτη	8,5 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-25.302 €	-20.939 €	-16.310 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,02	-0,02	-0,01

Σε αυτή την περίπτωση μεταβολής, δεν παρατηρείται αξιόλογη μεταβολή των αποτελεσμάτων αξιολόγησης.

Στο επόμενο στάδιο, εξετάζεται η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου PL (διάρκεια/κύκλος ζωής του έργου). Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 10.21

Πίνακας 10.21: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου PL.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	PL = 20 έτη	PL = 25 έτη	PL = 30 έτη
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	10,9%	11,7%	12,1%
Απλή Επανείσπραξη	8,3 έτη	8,3 έτη	8,4 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	8,5 έτη	8,5 έτη	8,5 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-87.976 €	-25.302 €	14.112 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,07	-0,02	0,01

Ας σημειωθεί ότι στην περίπτωση αυτή έγινε η παραδοχή ότι η παραγόμενη ενέργεια από το φ/β σταθμό πωλείται με την ίδια τιμή (όπως στο Βασικό Σενάριο) για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου. Η περίπτωση μεταβολής αυτής της παραμέτρου, λόγω των αποτελεσμάτων που προκύπτουν, φαίνεται να είναι ιδιαίτερα σημαντική για την ανάπτυξη του συγκεκριμένου φ/β σταθμού. Για αύξηση του κύκλου ζωής του έργου κατά πέντε έτη από αυτή του Βασικού Σεναρίου (συνεπώς εδώ συνολικά 30 έτη), τα αποτελέσματα φαίνεται να βελτιώνονται σημαντικά, καθώς επιτυγχάνεται $IRR = 12,1\% > 12\% = D$, ενώ και η καθαρή παρούσα αξία παρουσιάζεται θετική. Αντίθετα, εάν η διάρκεια ζωής του έργου μειωθεί κατά πέντε έτη από την αντίστοιχη τιμή για το Βασικό Σενάριο (εδώ συνολικά 20 έτη), τα αποτελέσματα παρουσιάζονται χειρότερα από αυτά του Βασικού Σεναρίου. Κάτι τέτοιο μπορεί να υποδηλώνει ότι τέτοιου είδους επενδύσεις αποδίδουν καλύτερα μακροπρόθεσμα, για περίοδο άνω των είκοσι ετών, γεγονός το οποίο πιθανόν δε θα βρίσκει θετικούς κάποιους επενδυτές.

Η ανάλυση θα συνεχιστεί με την περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου f (πληθωρισμός). Ως γνωστόν, το μέγεθος αυτό δίνει ένα μέτρο του κόστους αύξησης των αγαθών και υπηρεσιών με την πάροδο του χρόνου. Όσο πιο μεγάλη είναι η τιμή

του, τόσο πιο πολύ αυξάνεται το κόστος των εν λόγω αγαθών και υπηρεσιών ανά μονάδα χρόνου. Οι τιμές που τέθηκαν στην παρούσα ανάλυση για το μέγεθος αυτό, είναι ο μέσος όρος της περασμένης εικοσαετίας, η τιμή του για τον μήνα Ιανουάριο και μια ενδιάμεση τιμή αυτών των τιμών. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 10.22.

Πίνακας 10.22: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου f .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$f = 1,4 \%$	$f = 2,5 \%$	$f = 4 \%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	11,7%	12,8%	14,4%
Απλή Επανείσπραξη	8,3 έτη	8,3 έτη	8,3 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	8,5 έτη	8,2 έτη	7,8 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-25.302 €	77.457 €	241.727 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,02	0,06	0,20

Στον τελευταίο πίνακα, φαίνεται ότι η παράμετρος f διαδραματίζει σημαντικό ρόλο στην ανάλυση. Συγκεκριμένα, αύξηση κατά μία ποσοστιαία μονάδα περίπου σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή του Βασικού Σεναρίου, επιφέρει σημαντική αλλαγή στα αποτελέσματα της αξιολόγησης ($IRR = 12,8\% > 12 = D$ και θετική καθαρή παρούσα αξία του έργου). Επιπλέον, όσο αυξάνεται η τιμή της παραμέτρου αυτής, τόσο βελτιώνονται και τα αποτελέσματα της αξιολόγησης. Για τιμή $f = 4\%$, το συγκεκριμένο επενδυτικό έργο κρίνεται αποδοτικό.

Συνέχεια θα δοθεί με την ανάλυση της περίπτωσης μεταβολής της παραμέτρου D (προεξοφλητικό επιτόκιο). Το επιτόκιο αυτό τίθεται από τον επενδυτή ως μέτρο σύγκρισης για εναλλακτικές επενδυτικές κινήσεις με απόδοση D . Όσο πιο υψηλή τιμή λαμβάνει, τόσο πιο δύσκολα ένα επενδυτικό έργο κρίνεται αποδοτικό. Για το λόγο αυτό αναμένεται η όποια μεταβολή της τιμής του να επιφέρει σημαντικές αλλαγές στην αξιολόγηση του εξεταζόμενου επενδυτικού έργου. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 10.23.

Πίνακας 10.23: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου D .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$D = 9 \%$	$D = 10 \%$	$D = 12 \%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	11,7%	11,7%	11,7%
Απλή Επανείσπραξη	8,3 έτη	8,3 έτη	8,3 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	8,5 έτη	8,5 έτη	8,5 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	292.861 €	172.481 €	-25.302 €
Δείκτης Κερδοφορίας	0,24	0,14	-0,02

Τα αποτελέσματα της ανάλυσης για την παράμετρο αυτή, είναι αναμενόμενα. Η μεταβολή της τιμής του D σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή του στο Βασικό Σενάριο, δεν επηρεάζει τον υπολογιζόμενο IRR. Απλά συγκρίνεται με αυτόν. Επειδή σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση τιμής του D ισχύει $IRR > D$ (βλ. Πίνακα 10.23), το επενδυτικό έργο παρουσιάζει θετική καθαρή παρούσα αξία.

10.3.1.2 ΑΝΑΛΥΣΗ ΜΕ ΣΕΝΑΡΙΑ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ

Στην ενότητα αυτή θα παρουσιαστούν διάφορα σενάρια χρηματοδότησης για την ανάπτυξη του φ/β σταθμού εγκατεστημένης ισχύος 120 KWp. Τα σενάρια αυτά αφορούν την προέλευση των χρηματικών πόρων που θα χρησιμοποιηθούν για την υλοποίηση του συγκεκριμένου έργου και το ποσοστό των αρχικών κοστών που αυτοί καλύπτουν. Για παράδειγμα, η χρηματοδότηση του έργου μπορεί να προέρχεται εξολοκλήρου από χρήματα που διαθέτει(ουν) μόνο ο(οι) ενδιαφερόμενος(νοι) επενδυτής(τές) (*ίδια κεφάλαια*). Άλλες πηγές χρηματοδότησης μπορεί να αποτελέσουν ένας ενδεχόμενος δανεισμός (λήψη δανείου) και διάφορες κρατικές επιχορηγήσεις.

Ένας ικανοποιητικός τρόπος ανάλυσης της υλοποίησης ενός φ/β που περιγράφεται στην προηγούμενη παράγραφο, είναι να ληφθούν υπόψιν όλοι οι προαναφερόμενοι τρόποι χρηματοδότησης (*ίδια κεφάλαια, δανεισμός, επιχορηγήσεις*), με συγκεκριμένο ποσοστό συμμετοχής του κάθε πόρου στη χρηματοδότηση του έργου. Σε κάθε διαφορετικό σενάριο χρηματοδότησης θα αντιστοιχεί ένα *σχήμα* χρηματοδότησης. Στη συγκεκριμένη ανάλυση, το σχήμα χρηματοδότησης θεωρείται ως εξής: *ίδια κεφάλαια – δανεισμός – επιχορηγήσεις*. Σε κάθε μέλος του σχήματος αυτού, αναφέρεται το ποσοστό συμμετοχής του κάθε πόρου στη χρηματοδότηση. Για παράδειγμα, στην περίπτωση που δεν υπάρχουν κρατικές επιχορηγήσεις και ο(οι) ενδιαφερόμενος(νοι) επενδυτής(τές) αποφασίσει(ουν) να λάβει(ουν) ως δάνειο το 40% των αρχικών δαπανών, τότε το σχήμα που αντιστοιχεί στο σενάριο αυτό, είναι το ακόλουθο: (100% – 40%) – 40% – 0% → 60% - 40% - 0%. Στη συνέχεια ακολουθείται ο ίδιος τρόπος απεικόνισης των σχημάτων χρηματοδότησης.

Η αξιολόγηση των διάφορων σχημάτων χρηματοδότησης που θα μελετηθούν, θα πραγματοποιηθεί με τα ίδια κριτήρια αξιολόγησης που πραγματοποιήθηκε η ανάλυση ευαισθησίας στην προηγούμενη ενότητα. Τα κριτήρια αυτά φαίνονται στον Πίνακα 10.12. Τα σχήματα χρηματοδότησης που θα μελετηθούν, φαίνονται στον Πίνακα 10.24. Στον ίδιο πίνακα φαίνονται και οι τιμές διάφορων παραμέτρων στις διάφορες περιπτώσεις σχημάτων που θα μελετηθούν. Τα αποτελέσματα αξιολόγησης για τα συγκεκριμένα σχήματα χρηματοδότησης θα προκύψουν για τις τιμές των παραμέτρων που φαίνονται στον Πίνακα 10.24. Οι παράμετροι που επιλέχθηκαν είναι αυτές που παρουσίασαν σημαντικές διαφοροποιήσεις στα αποτελέσματα της αξιολόγησης στο στάδιο της ανάλυσης ευαισθησίας.

Τα αποτελέσματα της ανάλυσης με βάση τα σχήματα αξιολόγησης, φαίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 10.24: Σχήματα χρηματοδότησης και σενάρια για ορισμένες τιμές παραμέτρων.

Σχήμα χρηματοδότησης	Τιμές παραμέτρων										
	D (%)			PV _{array-cost} (€)			PL (έτη)			f (%)	
100% - 0% - 0%	9	10	12	617.817,6	643.560	669.302,4	20	25	30	1,4	2,5 4
70% - 0% - 30%	9	10	12	617.817,6	643.560	669.302,4	20	25	30	1,4	2,5 4
60% - 40% - 0%	9	10	12	617.817,6	643.560	669.302,4	20	25	30	1,4	2,5 4
40% - 40% - 20%	9	10	12	617.817,6	643.560	669.302,4	20	25	30	1,4	2,5 4

10.3.1.2.1 ΣΧΗΜΑ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ 100% - 0% - 0%

Το σχήμα αυτό αντιστοιχεί στην πλήρη χρηματοδότηση του έργου από ίδια κεφάλαια του(ων) επενδυτή(ών). Οι τιμές όλων των παραμέτρων είναι όπως αυτές του Βασικού Σεναρίου, εκτός από την παράμετρο που κάθε φορά εξετάζεται. Τα αποτελέσματα της αξιολόγησης για το σχήμα αυτό είναι αυτά που φαίνονται στην αντίστοιχη ανάλυση που πραγματοποιήθηκε για την ανάλυση ευαισθησίας.

10.3.1.2.2 ΣΧΗΜΑ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ 70% - 0% - 30%

Στην περίπτωση αυτού του σχήματος χρηματοδότησης, η χρηματοδότηση του έργου προέρχεται κατά 70% από ίδια κεφάλαια του(ων) επενδυτή(ών) και κατά 30% από κρατικές επιχορηγήσεις. Οι τιμές όλων των παραμέτρων είναι όπως αυτές του Βασικού Σεναρίου, εκτός από την παράμετρο που κάθε φορά εξετάζεται. Οι επιχορηγήσεις θεωρείται ότι λαμβάνονται εφάπαξ, στην αρχή υλοποίησης του έργου (έτος 0). Εδώ, το ύψος των επιχορηγήσεων ανέρχεται στα $30\% \cdot \text{€ } 1.277.351,74 = \text{€ } 383.206$. Τα υπόλοιπα $\text{€ } 1.227.351,74 - \text{€ } 383.206 = \text{€ } 844.145,74$ θα τα διαθέσει(ουν) ο(οι) ενδιαφερόμενος(νοι) επενδυτής(τές). Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στη συνέχεια. Στη σκιασμένη περιοχή των πινάκων αντιστοιχεί η τιμή των παραμέτρων στο Βασικό Σενάριο.

Αρχή θα γίνει με την περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου D. Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 10.25.

Πίνακας 10.25: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 70% - 0% - 30% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου D.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	D = 9 %	D = 10 %	D = 12 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	17,6%	17,6%	17,6%
Απλή Επανεξόφληση	5,7 έτη	5,7 έτη	5,7 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,5 έτη	5,5 έτη	5,5 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	676.067 €	555.687 €	357.904 €
Δείκτης Κερδοφορίας	0,55	0,45	0,29

Σε σχέση με το βασικό σενάριο, παρατηρούνται σημαντικές διαφοροποιήσεις. Ο IRR του έργου φτάνει στο 17,6% ξεπερνώντας την τιμή του D για κάθε εξεταζόμενη περίπτωση του Πίνακα 10.25. Για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει θετικές καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Όσο αυξάνεται η τιμή του D τόσο μειώνεται η απόλυτη τιμή της καθαρής παρούσας αξίας του έργου, γεγονός αναμενόμενο. Οι τιμές στα υπόλοιπα κριτήρια αξιολόγησης, κρίνονται αρκετά ικανοποιητικές.

Θα εξεταστεί τώρα η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου $PV_{\text{array-cost}}$. Η μεταβολή του κόστους αγοράς των φ/β επιλέχθηκε να είναι $\pm 4\%$ σε σχέση με το Βασικό Σενάριο. Τα αποτελέσματα της αξιολόγησης φαίνονται στον Πίνακα 10.26.

Πίνακας 10.26: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 70% - 0% - 30% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου $PV_{array-cost}$.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$PV_{array-cost} =$ 617.818 €	$PV_{array-cost} =$ 643.560 €	$PV_{array-cost} =$ 669.302 €
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	18,2%	17,6%	17,1%
Απλή Επανείσπραξη	5,5 έτη	5,7 έτη	5,9 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,3 έτη	5,5 έτη	5,6 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	385.125 €	357.904 €	330.617 €
Δείκτης Κερδοφορίας	0,32	0,29	0,26

Και σε αυτή την περίπτωση, τα αποτελέσματα της αξιολόγησης διαφοροποιούνται σημαντικά. Ο IRR σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση του Πίνακα 10.26 ξεπερνά την τιμή του $D = 12\%$ και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει θετικές καθαρές παρούσες αξίες. Όσο αυξάνεται το κόστος αγοράς των φ/β πλαισίων, τόσο οι τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης παίρνουν μικρότερες τιμές, κάτι που είναι αναμενόμενο. Ωστόσο, οι τιμές αυτές κρίνονται ως ικανοποιητικές.

Στο επόμενο βήμα, εξετάζεται η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου PL. Τα αποτελέσματα της αξιολόγησης φαίνονται στον Πίνακα 10.27.

Πίνακας 10.27: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 70% - 0% - 30% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου PL.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	PL = 20 έτη	PL = 25 έτη	PL = 30 έτη
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	17,2%	17,6%	17,8%
Απλή Επανείσπραξη	5,7 έτη	5,7 έτη	5,7 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,5 έτη	5,5 έτη	5,5 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	295.229 €	357.904 €	397.318 €
Δείκτης Κερδοφορίας	0,24	0,29	0,32

Ας σημειωθεί πως στην περίπτωση εξέτασης της μεταβολής για την παράμετρο PL, έγινε η παραδοχή ότι η τιμή αγοράς της παραγόμενης ενέργειας από το φ/β σταθμό είναι η ίδια με τη διάρκεια ζωής του έργου. Σε ότι αφορά τα αποτελέσματα της αξιολόγησης, αυτά διαφοροποιούνται σημαντικά σε σχέση με το Βασικό Σενάριο. Συγκεκριμένα, ο IRR παρουσιάζεται μεγαλύτερος του D σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση του Πίνακα 10.27 και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει θετικές καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Ακόμα, παρατηρείται ότι όσο αυξάνει η διάρκεια ζωής του έργου, PL, οι επιδόσεις των κριτηρίων αξιολόγησης βελτιώνονται, το γεγονός αυτό παρατηρήθηκε ότι και στο στάδιο της ανάλυσης ευαισθησίας, κάτι που ενισχύει την άποψη ότι επενδύσεις σαν και αυτή που εξετάζεται, αποδίδουν καλύτερα μακροπρόθεσμα. Οι τιμές στα κριτήρια αξιολόγησης κρίνονται ικανοποιητικές.

Συνέχεια θα δοθεί με την εξέταση της μεταβολής της παραμέτρου f . Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 10.28.

Πίνακας 10.28: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 70% - 0% - 30% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου PL.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$f = 1,4 \%$	$f = 2,5 \%$	$f = 4 \%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	17,6%	18,8%	20,4%
Απλή Επανείσπραξη	5,7 έτη	5,7 έτη	5,7 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,5 έτη	5,3 έτη	5,1 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	357.904 €	460.662 €	624.932 €
Δείκτης Κερδοφορίας	0,29	0,38	0,51

Τα αποτελέσματα του Πίνακα 10.28 παρουσιάζονται σημαντικά βελτιωμένα έναντι των αντίστοιχων για το Βασικό Σενάριο. Συγκεκριμένα, ο IRR παρουσιάζεται μεγαλύτερος του D σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση του Πίνακα 10.28 και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει θετικές καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Ακόμα, παρατηρείται ότι όσο αυξάνει η τιμή του πληθωρισμού, τόσο οι τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης παρουσιάζονται βελτιωμένες. Το γεγονός αυτό παρατηρήθηκε και στο στάδιο της ανάλυσης ευαισθησίας.

10.3.1.2.3 ΣΧΗΜΑ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ 60% - 40% - 0%

Στην ενότητα αυτή θα μελετηθεί η περίπτωση του σχήματος χρηματοδότησης 60% - 40% - 0%. Αυτό σημαίνει ότι η χρηματοδότηση του έργου προέρχεται κατά 60% από ίδια κεφάλαια του(ων) επενδυτή(ών) και κατά 40% από δανεισμό. Η λήψη δανείου συνεπάγεται χρέη τα οποία πρέπει να αποπληρωθούν από τον(ους) επενδυτή(ές) σε κάποιο χρονικό διάστημα (περίοδος εξόφλησης χρεών, $Debt_{term}$). Η εξόφληση των χρεών αυτών θα πραγματοποιηθεί λαμβάνοντας υπόψιν και ένα επιτόκιο εξόφλησης χρεών (r_{debt}) για το παραπάνω χρονικό διάστημα που θα υφίστανται τα τελευταία. Το γεγονός της εισαγωγής των δύο αυτών επιπλέον παραμέτρων στην ανάλυση, εγείρει ενδιαφέρον για τον τρόπο που αυτά μπορούν να επηρεάσουν τα αποτελέσματα της αξιολόγησης όταν μεταβάλλεται η τιμή τους. Για το λόγο αυτό, πέραν των τεσσάρων παραμέτρων που εξετάζονται, θα πραγματοποιηθεί ανάλυση και για αυτές τις δύο νέες παραμέτρους (λεπτομέρειες θα δοθούν παρακάτω).

Στην ανάλυση του συγκεκριμένου σχήματος χρηματοδότησης, οι τιμές όλων των παραμέτρων είναι όπως αυτές του Βασικού Σεναρίου, εκτός από την παράμετρο που κάθε φορά εξετάζεται. Εδώ, ο(οι) επενδυτής(ές) καλούνται να καταβάλλουν $60\% \cdot € 1.277.351,74 = € 736.411$, ενώ τα υπόλοιπα $€ 1.277.351,74 - € 736.411 = € 490.940,74$ θα προέλθουν από λήψη δανείου. Σύμφωνα με τις τιμές του Πίνακα 10.4 για το Βασικό Σενάριο, οι τιμές για τις παραμέτρους $Debt_{term}$ και r_{debt} είναι $Debt_{term} = 10$ έτη και $r_{debt} = 6\%$ αντίστοιχα. Η ανάλυση για τις υπόλοιπες τέσσερις παραμέτρους θα πραγματοποιηθεί για αυτές τις τιμές των συγκεκριμένων παραμέτρων.

Για την εξέταση του τρόπου με τον οποίο επηρεάζουν τα αποτελέσματα της αξιολόγησης, θα εξεταστεί η ανάλυση του συγκεκριμένου σχήματος χρηματοδότησης για τις περιπτώσεις μεταβολής των τιμών των παραμέτρων που φαίνονται στον Πίνακα 10.29.

Πίνακας 10.29: Τιμές των παραμέτρων r_{debt} και $\text{Debt}_{\text{term}}$ για τις οποίες θα πραγματοποιηθεί η ανάλυση ευαισθησίας στο παρόν σχήμα χρηματοδότησης.

Σχήμα χρηματοδότησης	Τιμές παραμέτρων					
	r_{debt} (%)			$\text{Debt}_{\text{term}}$ (έτη)		
60% - 40% - 0%	5	6	7,5	8	10	12

Αρχή θα γίνει με την περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου D. Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 10.30.

Πίνακας 10.30: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 60% - 40% - 0% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου D.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	D = 9 %	D = 10 %	D = 12 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	13,4%	13,4%	13,4%
Απλή Επανείσπραξη	8,3 έτη	8,3 έτη	8,3 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	9,3 έτη	9,3 έτη	9,3 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	355.724 €	253.560 €	88.752 €
Δείκτης Κερδοφορίας	0,48	0,34	0,12

Τα αποτελέσματα αξιολόγησης του Πίνακα 10.30 εμφανίζονται σαφώς βελτιωμένα σε σχέση με τα αντίστοιχα του Βασικού Σεναρίου. Ο IRR υπερβαίνει την τιμή του D σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση του Πίνακα 10.30 και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει θετικές καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Όπως και στην περίπτωση του Βασικού Σεναρίου, αλλά και στα προηγούμενα σχήματα χρηματοδότησης, όσο αυξάνεται η τιμή του D, τόσο τα αποτελέσματα αξιολόγησης παρουσιάζουν μια μείωση της επίδοσής τους στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Οι τιμές στα κριτήρια αξιολόγησης κρίνονται αρκετά ικανοποιητικές.

Συνέχεια θα δοθεί με την εξέταση μεταβολής της παραμέτρου $PV_{\text{array-cost}}$. Η μεταβολή του κόστους αγοράς των φ/β επιλέχθηκε να είναι $\pm 4\%$ σε σχέση με το Βασικό Σενάριο. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 10.31. Και σε αυτή την περίπτωση τα αποτελέσματα της αξιολόγησης παρουσιάζονται σαφώς βελτιωμένα σε σχέση με τα αντίστοιχα του Βασικού Σεναρίου. Ο IRR εμφανίζεται να υπερέχει έναντι της τιμής του D = 12% σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση του Πίνακα 10.31, με αποτέλεσμα το έργο να παρουσιάζει θετικές καθαρές παρούσες αξίες για τις αντίστοιχες περιπτώσεις. Όσο αυξάνει το κόστος αγοράς των φ/β πλαισίων, τόσο μειώνονται και οι επιδόσεις των κριτηρίων αξιολόγησης στις αντίστοιχες περιπτώσεις, γεγονός αναμενόμενο. Οι τιμές στα κριτήρια αξιολόγησης κρίνονται ως αρκετά ικανοποιητικές.

Πίνακας 10.31: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 60% - 40% - 0% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου $PV_{array-cost}$.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$PV_{array-cost} =$ 617.818 €	$PV_{array-cost} =$ 643.560 €	$PV_{array-cost} =$ 669.302 €
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	13,8%	13,4%	13,0%
Απλή Επανεξόφληση	8,1 έτη	8,3 έτη	8,5 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	9,0 έτη	9,3 έτη	9,6 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	113.503 €	88.752 €	64.000 €
Δείκτης Κερδοφορίας	0,16	0,12	0,09

Στο επόμενο βήμα θα εξεταστεί η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου PL. Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 10.32.

Πίνακας 10.32: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 60% - 40% - 0% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου PL.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	PL = 20 έτη	PL = 25 έτη	PL = 30 έτη
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	12,5%	13,4%	13,8%
Απλή Επανεξόφληση	8,3 έτη	8,3 έτη	8,3 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	9,3 έτη	9,3 έτη	9,3 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	26.077 €	88.752 €	128.166 €
Δείκτης Κερδοφορίας	0,04	0,12	0,17

Ας σημειωθεί πως στην περίπτωση εξέτασης της μεταβολής για την παράμετρο PL, έγινε η παραδοχή ότι η τιμή αγοράς της παραγόμενης ενέργειας από το φ/β σταθμό είναι η ίδια με τη διάρκεια ζωής του έργου. Σε ότι αφορά τα αποτελέσματα της αξιολόγησης, αυτά διαφοροποιούνται σημαντικά σε σχέση με το Βασικό Σενάριο. Συγκεκριμένα, ο IRR παρουσιάζεται μεγαλύτερος του D σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση του Πίνακα 10.25 και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει θετικές καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Ακόμα, παρατηρείται ότι όσο αυξάνει η διάρκεια ζωής του έργου, PL, οι επιδόσεις των κριτηρίων αξιολόγησης βελτιώνονται, το γεγονός αυτό παρατηρήθηκε ότι και στο στάδιο της ανάλυσης ευαισθησίας, κάτι που ενισχύει την άποψη ότι επενδύσεις σαν και αυτή που εξετάζεται, αποδίδει καλύτερα μακροπρόθεσμα. Οι τιμές στα κριτήρια αξιολόγησης κρίνονται ικανοποιητικές, αλλά υστερούν σε σχέση με τα αντίστοιχα αποτελέσματα του σχήματος 70% - 0% - 30% καθώς στην παρούσα περίπτωση υπάρχει λήψη δανείου με κάποιο επιτόκιο δανεισμού, γεγονός το οποίο επιβαρύνει δυσμενώς τα αποτελέσματα της ανάλυσης.

Ακολούθως θα εξεταστεί η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου f . Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 10.33.

Πίνακας 10.33: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 60% - 40% - 0% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου f .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$f = 1,4 \%$	$f = 2,5 \%$	$f = 4 \%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	13,4%	14,8%	16,6%
Απλή Επανείσπραξη	8,3 έτη	8,3 έτη	8,3 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	9,3 έτη	8,7 έτη	8,0 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	88.752 €	191.510 €	45.362 €
Δείκτης Κερδοφορίας	0,12	0,26	0,48

Τα αποτελέσματα του Πίνακα 10.33 παρουσιάζονται σημαντικά βελτιωμένα έναντι των αντίστοιχων για το Βασικό Σενάριο. Συγκεκριμένα, ο IRR παρουσιάζεται μεγαλύτερος του D σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση του Πίνακα 10.33 και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει θετικές καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Ακόμα, παρατηρείται ότι όσο αυξάνει η τιμή του πληθωρισμού, τόσο οι τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης παρουσιάζονται βελτιωμένες. Το γεγονός αυτό παρατηρήθηκε και στο στάδιο της ανάλυσης ευαισθησίας, καθώς και στη μελέτη του προηγούμενου σχήματος χρηματοδότησης. Αξίζει να σημειωθεί ότι τα αποτελέσματα του Πίνακα 10.33 για το σχήμα χρηματοδότησης 60% - 40% - 0% υστερούν έναντι των αντίστοιχων αποτελεσμάτων του Πίνακα 10.28 για το προηγούμενο σχήμα 70% - 0% - 30%. Μια πιθανή εξήγηση είναι ότι τα συγκεκριμένα αποτελέσματα επιβαρύνει αρνητικά η λήψη δανείου με το ορισθέν επιτόκιο εξόφλησης χρεών.

Στο σημείο αυτό θα παρατεθεί η ανάλυση για τις περιπτώσεις μεταβολής των παραμέτρων $Debt_{term}$ και r_{debt} . Η ανάλυση θα πραγματοποιηθεί για τις μεταβολές που φαίνονται στον Πίνακα 10.29. Αρχικά παρατίθενται τα αποτελέσματα της ανάλυσης για την παράμετρο $Debt_{term}$, τα οποία φαίνονται στον Πίνακα 10.34.

Πίνακας 10.34: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 60% - 40% - 0% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου $Debt_{term}$.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$Debt_{term} = 8 \text{ έτη}$	$Debt_{term} = 10 \text{ έτη}$	$Debt_{term} = 12 \text{ έτη}$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	13,1%	13,4%	13,6%
Απλή Επανείσπραξη	8,3 έτη	8,3 έτη	8,3 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	9,3 έτη	9,3 έτη	8,6 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	72.902 €	88.752 €	102.909 €
Δείκτης Κερδοφορίας	0,10	0,12	0,14

Τα αποτελέσματα του Πίνακα 10.34 είναι εμφανώς βελτιωμένα σε σχέση με τα αντίστοιχα του Βασικού Σεναρίου. Ο IRR υπερτερεί έναντι του επιλεγμένου D σε κάθε περίπτωση που εξετάζεται και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει θετικές καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Αυτό που επίσης παρατηρείται στα αποτελέσματα του Πίνακα 10.34, είναι το γεγονός ότι όσο αυξάνεται η περίοδος εξόφλησης των χρεών (του δανείου δηλαδή), τόσο τα αποτελέσματα παρουσιάζουν μια

σχετική βελτίωση. Αυτό πιθανόν μπορεί να εξηγηθεί από το γεγονός ότι επειδή αυξάνει η περίοδος αποπληρωμής του δανείου, τόσο μειώνεται η ετήσια δόση αποπληρωμής του τελευταίου (βλ. σχέση 4.142, § 4.6.3.7 της παρούσας εργασίας), κάτι που σημαίνει ότι οι ετήσιες ταμειακές ροές παρουσιάζουν θετικότερα αποτελέσματα (μεγαλύτερα ετήσια έσοδα). Οι τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης κρίνονται ως ικανοποιητικές.

Κλείνοντας την ανάλυση για το παρόν σχήμα χρηματοδότησης του έργου, θα παρουσιασθεί η ανάλυση για την περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου r_{debt} . Η ανάλυση θα πραγματοποιηθεί για τις τιμές της παραμέτρου αυτής που φαίνονται στον Πίνακα 10.29. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 10.35.

Πίνακας 10.35: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 60% - 40% - 0% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου r_{debt} .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$r_{debt} = 5 \%$	$r_{debt} = 6 \%$	$r_{debt} = 7,5 \%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	13,6%	13,4%	12,9%
Απλή Επανείσπραξη	8,3 έτη	8,3 έτη	8,3 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	9,0 έτη	9,3 έτη	9,7 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	106.403 €	88.752 €	7.843 €
Δείκτης Κερδοφορίας	0,14	0,12	0,08

Τα αποτελέσματα του Πίνακα 10.35 διαφοροποιούνται σημαντικά, προς το καλύτερο, σε σχέση με τα αντίστοιχα αποτελέσματα για το Βασικό Σενάριο. Ο IRR σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση παρουσιάζεται καλύτερος του D και έτσι οι καθαρές παρούσες αξίες του έργου εμφανίζονται θετικές. Όσο αυξάνει το επιτόκιο εξόφλησης των χρεών r_{debt} , τόσο χειροτερεύουν τα αποτελέσματα αξιολόγησης για το επενδυτικό έργο. Το γεγονός αυτό είναι αναμενόμενο, καθώς όσο μεγαλύτερο είναι το επιτόκιο εξόφλησης των χρεών (του δανείου δηλαδή), τόσο μεγαλώνει η ετήσια δόση αποπληρωμής των χρεών (βλ. σχέση 4.142, § 4.6.3.7 της παρούσας εργασίας). Οι τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης κρίνονται αρκετά ικανοποιητικές.

10.3.1.2.4 ΣΧΗΜΑ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ 40% - 40% - 20%

Στην περίπτωση αυτού του σχήματος χρηματοδότησης, ο(οι) επενδυτής(ές) καλούνται να καταβάλλουν $40\% \cdot € 1.277.351,74 = € 490.940,7$, ενώ η λήψη δανείου θα ανέρχεται στο ποσό των $40\% \cdot € 1.277.351,74 = € 490.940,7$ και τα υπόλοιπα $€ 1.277.351,74 - (€ 490.940,7 + € 490.940,7) = € 245.470,35$ προέρχονται από κρατικές επιχορηγήσεις. Οι επιχορηγήσεις θεωρείται ότι λαμβάνονται εφάπαξ στην αρχή του έργου (έτος 0). Επειδή στο σχήμα αυτό υπάρχει και δανεισμός, θα υπάρχει και ένα σχετικό επιτόκιο εξόφλησης χρεών, r_{debt} , και μια περίοδος εξόφλησης των χρεών αυτών, $Debt_{term}$. Οι τιμές των δύο τελευταίων παραμέτρων για το Βασικό Σενάριο, φαίνονται στον Πίνακα 10.10. Η ανάλυση θα πραγματοποιηθεί με τρόπο όμοιο όπως του σχήματος χρηματοδότησης 60% - 40% - 0%. Στην ανάλυση του

συγκεκριμένου σχήματος χρηματοδότησης που ακολουθεί, οι τιμές όλων των παραμέτρων είναι όπως αυτές του Βασικού Σεναρίου, εκτός από την παράμετρο που κάθε φορά εξετάζεται.

Αρχή θα γίνει με την περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου D. Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 10.36.

Πίνακας 10.36: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 40% - 40% - 20% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου D.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	D = 9 %	D = 10 %	D = 12 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	19,2%	19,2%	19,2%
Απλή Επανείσπραξη	6,7 έτη	6,7 έτη	6,7 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,6 έτη	5,6 έτη	5,6 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	601.194 €	499.030 €	334.222 €
Δείκτης Κερδοφορίας	0,82	0,68	0,45

Τα αποτελέσματα του Πίνακα 10.36 παρουσιάζονται σαφώς βελτιωμένα έναντι των αντίστοιχων του Βασικού Σεναρίου. Επιπλέον, τα αποτελέσματα αυτά είναι λίγο υποδεέστερα σε σχέση με τα αντίστοιχα αποτελέσματα για το σχήμα χρηματοδότησης 70% - 0% - 30% (βλ. Πίνακα 10.25), γεγονός το οποίο μπορεί να ερμηνευθεί ως αποτέλεσμα της λήψης δανείου, παρόλο που ο υπολογιζόμενος IRR εμφανίζεται μεγαλύτερος στο σχήμα 40% - 40% - 20%. Στη συγκεκριμένη, πάντως, περίπτωση, οι τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης κρίνονται ικανοποιητικές, ειδικά όσο οι τιμές του D μειώνονται.

Συνέχεια θα δοθεί με την εξέταση της περίπτωσης μεταβολής της παραμέτρου $PV_{array-cost}$. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 10.37.

Πίνακας 10.37: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 40% - 40% - 20% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου $PV_{array-cost}$.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$PV_{array-cost} =$ 617.818 €	$PV_{array-cost} =$ 643.560 €	$PV_{array-cost} =$ 669.302 €
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	20,0%	19,2%	18,4%
Απλή Επανείσπραξη	6,5 έτη	6,7 έτη	6,8 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,3 έτη	5,6 έτη	5,9 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	358.973 €	334.222 €	309.470 €
Δείκτης Κερδοφορίας	0,50	0,45	0,41

Η μεταβολή του κόστους αγοράς των φ/β πλαισίων επιλέχθηκε να είναι $\pm 4\%$. Τα αποτελέσματα αξιολόγησης του Πίνακα 10.37 εμφανίζονται σαφώς βελτιωμένα σε σχέση με τα αντίστοιχα του Βασικού Σεναρίου. Ο IRR υπερβαίνει την τιμή του D σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση του Πίνακα 10.37 και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει θετικές καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Όπως και

στην περίπτωση του Βασικού Σεναρίου αλλά και στα προηγούμενα σχήματα χρηματοδότησης, όσο αυξάνεται η τιμή του D, τόσο τα αποτελέσματα αξιολόγησης παρουσιάζουν μια μείωση της επίδοσής τους στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Αυτό που έχει ιδιαίτερο ενδιαφέρον, όμως, είναι το γεγονός ότι στο σχήμα χρηματοδότησης που εξετάζεται (40% - 40% - 20%), τα αποτελέσματα αξιολόγησης εμφανίζονται λίγο υποδεέστερα έναντι των αντίστοιχων αποτελεσμάτων για το σχήμα 70% - 0% - 30%, αλλά σαφώς καλύτερα έναντι των αντίστοιχων για το σχήμα 60% - 40% - 0%. Το γεγονός αυτό μπορεί να ερμηνευθεί ως αποτέλεσμα του δανεισμού με επιτόκιο εξόφλησης, το οποίο επιβαρύνει της ετήσιες ταμειακές ροές του έργου. Οι τιμές στα κριτήρια αξιολόγησης κρίνονται ικανοποιητικές.

Στο επόμενο βήμα θα εξεταστεί η περίπτωση μεταβολής για την παράμετρο PL. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 10.38.

Πίνακας 10.38: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 40% - 40% - 20% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου PL.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	PL = 20 έτη	PL = 25 έτη	PL = 30 έτη
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	18,6%	19,2%	19,4%
Απλή Επανείσπραξη	6,7 έτη	6,7 έτη	6,7 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,6 έτη	5,6 έτη	5,6 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	271.547 €	334.222 €	373.636 €
Δείκτης Κερδοφορίας	0,37	0,45	0,51

Ας σημειωθεί πως στην περίπτωση εξέτασης της μεταβολής για την παράμετρο PL, έγινε η παραδοχή ότι η τιμή αγοράς της παραγόμενης ενέργειας από το φ/β σταθμό είναι η ίδια με τη διάρκεια ζωής του έργου. Σε ότι αφορά τα αποτελέσματα της αξιολόγησης, αυτά διαφοροποιούνται σημαντικά σε σχέση με το Βασικό Σενάριο. Συγκεκριμένα, ο IRR παρουσιάζεται μεγαλύτερος του D σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση του Πίνακα 10.38 και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει θετικές καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Ακόμα, παρατηρείται ότι όσο αυξάνει η διάρκεια ζωής του έργου, PL, οι επιδόσεις των κριτηρίων αξιολόγησης βελτιώνονται, το γεγονός αυτό παρατηρήθηκε ότι και στο στάδιο της ανάλυσης ευαισθησίας, κάτι που ενισχύει την άποψη ότι επενδύσεις σαν και αυτή που εξετάζεται, αποδίδει καλύτερα μακροπρόθεσμα. Οι τιμές στα κριτήρια αξιολόγησης κρίνονται ικανοποιητικές, αλλά υστερούν σε σχέση με τα αντίστοιχα αποτελέσματα του σχήματος 70% - 0% - 30%, καθώς στην παρούσα περίπτωση υπάρχει λήψη δανείου με κάποιο επιτόκιο δανεισμού, γεγονός το οποίο επιβαρύνει δυσμενώς τα αποτελέσματα της ανάλυσης. Τα αποτελέσματα σε σχέση με τα αποτελέσματα του σχήματος 60% - 40% - 0% εμφανίζονται σαφώς καλύτερα, καθώς στην παρούσα περίπτωση υφίσταται κρατική επιχορήγηση, η οποία επιδρά θετικά στις ταμειακές ροές του έργου.

Ακολούθως θα εξεταστεί η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου f . Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 10.39.

Πίνακας 10.39: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 40% - 40% - 20% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου f .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$f = 1,4 \%$	$f = 2,5 \%$	$f = 4 \%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	19,2%	20,7%	22,9%
Απλή Επανείσπραξη	6,7 έτη	6,7 έτη	6,7 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,6 έτη	5,3 έτη	5,0 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	334.222 €	436.980 €	601.250 €
Δείκτης Κερδοφορίας	0,45	0,59	0,82

Τα αποτελέσματα του Πίνακα 10.39 παρουσιάζονται σημαντικά βελτιωμένα έναντι των αντίστοιχων για το Βασικό Σενάριο. Συγκεκριμένα, ο IRR παρουσιάζεται μεγαλύτερος του D σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση του Πίνακα 10.39 και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει θετικές καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Ακόμα, παρατηρείται ότι όσο αυξάνει η τιμή του πληθωρισμού, τόσο οι τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης παρουσιάζονται βελτιωμένες. Το γεγονός αυτό παρατηρήθηκε και στο στάδιο της ανάλυσης ευαισθησίας, καθώς και στη μελέτη των δύο προηγούμενων σχημάτων χρηματοδότησης. Αξίζει να σημειωθεί ότι τα αποτελέσματα του Πίνακα 10.39 για το σχήμα χρηματοδότησης 40% - 40% - 20% υστερούν έναντι των αντίστοιχων αποτελεσμάτων για το προηγούμενο σχήμα 70% - 0% - 30%. Μια πιθανή εξήγηση είναι ότι τα συγκεκριμένα αποτελέσματα επιβαρύνει αρνητικά η λήψη δανείου με το ορισθέν επιτόκιο εξόφλησης χρεών. Σε σύγκριση με τα αποτελέσματα του σχήματος 60% - 40% - 0%, τα αποτελέσματα της αξιολόγησης εμφανίζονται σαφώς καλύτερα, καθώς σε κάτι τέτοιο συμβάλει η ύπαρξη της κρατικής επιχορήγησης.

Στο σημείο αυτό θα παρατεθεί η ανάλυση για τις περιπτώσεις μεταβολής των παραμέτρων $Debt_{term}$ και r_{debt} . Η ανάλυση θα πραγματοποιηθεί για τις μεταβολές που φαίνονται στον Πίνακα 10.29. Αρχικά παρατίθενται τα αποτελέσματα της ανάλυσης για την παράμετρο $Debt_{term}$, τα οποία φαίνονται στον Πίνακα 10.40.

Πίνακας 10.40: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 40% - 40% - 20% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου $Debt_{term}$.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$Debt_{term} = 8 \text{ έτη}$	$Debt_{term} = 10 \text{ έτη}$	$Debt_{term} = 12 \text{ έτη}$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	18,4%	19,2%	19,9%
Απλή Επανείσπραξη	6,7 έτη	6,7 έτη	6,7 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	7,8 έτη	5,6 έτη	5,2 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	318.372 €	334.222 €	348.379 €
Δείκτης Κερδοφορίας	0,43	0,45	0,47

Τα αποτελέσματα του Πίνακα 10.40 είναι εμφανώς βελτιωμένα σε σχέση με τα αντίστοιχα του Βασικού Σεναρίου. Ο IRR υπερτερεί έναντι του επιλεγθέντος $D = 12\%$ σε κάθε περίπτωση που εξετάζεται και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει θετικές

καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Αυτό που επίσης παρατηρείται στα αποτελέσματα του Πίνακα 10.40, είναι το γεγονός ότι όσο αυξάνεται η περίοδος εξόφλησης των χρεών (του δανείου δηλαδή), τόσο τα αποτελέσματα παρουσιάζουν μια σχετική βελτίωση. Αυτό πιθανόν μπορεί να εξηγηθεί από το γεγονός ότι επειδή αυξάνει η περίοδος αποπληρωμής του δανείου, τόσο μειώνεται η ετήσια δόση αποπληρωμής του τελευταίου (βλ. σχέση 4.142, § 4.6.3.7 της παρούσας εργασίας), κάτι που σημαίνει ότι οι ετήσιες ταμειακές ροές παρουσιάζουν θετικότερα αποτελέσματα (μεγαλύτερα ετήσια έσοδα). Σε σχέση με τα αποτελέσματα για το σχήμα 60% - 40% - 0%, οι επιδόσεις των κριτηρίων αξιολόγησης είναι σαφώς καλύτερες, επειδή υφίσταται κρατική επιχορήγηση. Οι τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης κρίνονται ως ικανοποιητικές.

Στη συνέχεια θα παρουσιασθεί η ανάλυση για την περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου r_{debt} . Η ανάλυση θα πραγματοποιηθεί για τις τιμές της παραμέτρου αυτής που φαίνονται στον Πίνακα 10.29. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 10.41.

Πίνακας 10.41: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 40% - 40% - 20% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου r_{debt} .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$r_{debt} = 5 \%$	$r_{debt} = 6 \%$	$r_{debt} = 7,5 \%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	19,6%	19,2%	18,5%
Απλή Επανείσπραξη	6,7 έτη	6,7 έτη	6,7 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	5,4 έτη	5,6 έτη	5,9 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	351.873 €	334.222 €	306.987 €
Δείκτης Κερδοφορίας	0,48	0,45	0,42

Τα αποτελέσματα του Πίνακα 10.41 διαφοροποιούνται σημαντικά, προς το καλύτερο, σε σχέση με τα αντίστοιχα αποτελέσματα για το Βασικό Σενάριο. Ο IRR σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση παρουσιάζεται καλύτερος του D και έτσι οι καθαρές παρούσες αξίες του έργου εμφανίζονται θετικές. Όσο αυξάνει το επιτόκιο εξόφλησης των χρεών r_{debt} , τόσο χειροτερεύουν τα αποτελέσματα αξιολόγησης για το επενδυτικό έργο. Το γεγονός αυτό είναι αναμενόμενο, καθώς όσο μεγαλύτερο είναι το επιτόκιο εξόφλησης των χρεών (του δανείου) δηλαδή, τόσο μεγαλώνει η ετήσια δόση αποπληρωμής των χρεών (βλ. σχέση 4.142, § 4.6.3.7 της παρούσας εργασίας). Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα για το σχήμα 60% - 40% - 0%, παρατηρείται ότι τα τελευταία εμφανίζονται σαφώς βελτιωμένα, καθώς σε κάτι τέτοιο συμβάλει η ύπαρξη κρατικής επιχορήγησης. Οι τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης κρίνονται αρκετά ικανοποιητικές.

10.3.2 ΑΝΑΠΤΥΞΗ Φ/Β ΣΤΑΘΜΟΥ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ 24,64 kWp

Στην περίπτωση αυτή εξετάζεται η ανάπτυξη ενός φ/β σταθμού εγκατεστημένης ισχύος 24,64 kWp, και πάλι στην ευρύτερη περιοχή των Χανίων. Οι

τιμές των παραμέτρων για το Βασικό Σενάριο αυτής της εφαρμογής, είναι αυτές που φαίνονται στον Πίνακα 10.42.

Πίνακας 10.42: Δεδομένα του προβλήματος (Βασικό Σενάριο).

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
K.1) Χαρακτηριστικά του συστήματος και της πηγής ισχύος				
1)	Τύπος του φ/β συστήματος	on-grid	-	Κεντροποιημένο
2)	Ρυθμός απορρόφησης ενέργειας από το φ/β σύστημα	$Abs_{rate} = 100\%$		
K.2) Επιμέρους χαρακτηριστικά				
3)	Χωρητικότητα μετατροπέα	$Inv_{capacity} = 25$	KW (AC)	-
4)	Μέση αποδοτικότητα του μετατροπέα	$n_{inv} = 94$	%	από 80 έως 95%
5)	Διάφορες απώλειες ισχύος στο σύστημα	$P_{losses} = 7$	%	από 0 έως 10%
K.4) Χαρακτηριστικά φ/β πλαισίου				
6)	Υλικό κατασκευής (τύπος) πλαισίου	Πολυκρυσταλλικό πυρίτιο	-	BP Solarex
7)	Ονομαστική απόδοση φ/β πλαισίου	$n_{array} = 12,7$	%	από 4 έως 15%
8)	Ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας των ηλιακών κυττάρων	NOCT = 47	°C	-
9)	Θερμοκρασιακός συντελεστής του φ/β πλαισίου	Temp _c = 0,40	%	-
10)	Διάφορες απώλειες πλαισίου	$P_{array-loss} = 5$	%	από 0 έως 20%
11)	Ονομαστική ισχύς του φ/β πλαισίου	$P_{array-nom} = 24,64$	kW _p	-
K.6) Χαρακτηριστικά εξεταζόμενης τοποθεσίας & προσανατολισμού του φ/β πλαισίου				
12)	Πλησιέστερος σταθμός μετεωρολογικών δεδομένων	Χανίων	-	-
13)	Είδος κίνησης φ/β πλαισίου (εάν είναι κινούμενο)	Σταθερή	-	
14)	Γεωγραφικό πλάτος της τοποθεσίας εφαρμογής της μελέτης (σε βόρειο προσανατολισμό)	$\varphi = 35,3$	°N	από -90° έως 90°
15)	Κλίση φ/β πλαισίου	$\beta = 30$	°	από 0° έως 90°
16)	Αζιμούθιο φ/β πλαισίου	$\beta_{az} = 0$	°	από 0° έως 180°

Πίνακας 10.42: Δεδομένα του προβλήματος (Βασικό Σενάριο) [συνέχεια].

α/α	Περιγραφή Μεγέθους	Σύμβολο	Μονάδα Μέτρησης	Παρατηρήσεις
K.7) Χαρακτηριστικά δεδομένα εξεταζόμενης περιόδου (μηνιαία χαρακτηριστικά)				
17)	Μήνες που περιλαμβάνονται στην περίοδο	12	-	(0 ή 1)
18)	Μέση ημερήσια ακτινοβολία σε επίπεδη επιφάνεια για τον αντίστοιχο μήνα	\overline{H}	kWh/m ² /d	-
19)	Μέση θερμοκρασία του αντίστοιχου μήνα	\overline{T}_{m_i}	°C	-
K.15) Ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο				
20)	Εγκατεστημένη ισχύς από ΑΠΕ	$RE_{capacity} = 24,64$	kW	-
K.16) Χρηματοοικονομικές παράμετροι				
21)	Πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	$RE_{credit} = 0,077$	€/kWh	-
22)	Χρονική διάρκεια της πίστωσης για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ	$RE_{credit}^{lc} = 25$	y (έτη)	-
23)	Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ ¹	$r_{RE-credit} = 1$	%	-
24)	Επιτόκιο προσαύξησης του κόστους ενέργειας	$r_{E-cost} = 4$	%	-
25)	Πληθωρισμός	$f = 1,4$	%	-
26)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	$D = 12$	%	-
27)	Διάρκεια ζωής έργου (επένδυσης)	$PL = 25$	y (έτη)	-
28)	Αναλογία ενεργητικού προς χρέη	$R_{costs} = 0$	%	-
29)	Επιτόκιο εξόφλησης χρεών	$r_{debt} = 6$	%	-
30)	Προθεσμία εξόφλησης χρεών	$Debt_{term} = 10$	y (έτη)	-

Στο σημείο αυτό, ας σημειωθεί το γεγονός ότι για την υλοποίηση του υπό εξέταση έργου, χρησιμοποιούνται συνολικά τρεις εναλλάκτες, δύο με χωρητικότητα 10 kW ο καθένας και ένας με χωρητικότητα 5 kW. Η ενέργεια αυτή έγινε για να διασφαλιστεί ότι εάν κάποιος από τους εναλλάκτες αυτούς αποτύχει, οι υπόλοιποι θα λειτουργούν κανονικά, χωρίς να τεθεί ολόκληρο το σύστημα εκτός λειτουργίας (αύξηση αξιοπιστίας του συστήματος).

Οι παρατηρήσεις για την επιλογή των τιμών των παραμέτρων του προβλήματος, είναι ίδιες με αυτές που έγιναν στην μελέτη της προηγούμενης περίπτωσης φ/β σταθμού (βλ. § 10.3.1).

Ας σημειωθεί και ότι και στην περίπτωση αυτού του φ/β σταθμού, όλη η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από αυτό, προορίζεται για διανομή

στο κεντρικό δίκτυο, για τιμή πώληση € 0,077 ανά παραγόμενη kWh, όπως και στην περίπτωση του προηγούμενου σταθμού.

Η ανάλυση των αρχικών δαπανών για το συγκεκριμένο έργο, φαίνεται στον Πίνακα 10.43. Από τα περιεχόμενα του πίνακα αυτού προκύπτει ότι τα συνολικά αρχικά κόστη του έργου, ανέρχονται στα € 256.964.

Πίνακας 10.43: Σύνοψη αρχικών δαπανών για την υλοποίηση του έργου (Βασικό Σενάριο).

α/α	Δραστηριότητα του έργου	Μοναδιαίο κόστος δραστηριότητας (€)	Συνολικό κόστος δραστηριότητας (€)
1)	Μελέτη σκοπιμότητας	1.680	1.680
2)	Ανάπτυξη του έργου	9.040	9.040
3)	Μηχανολογικό κομμάτι του έργου	12.950	12.950
<i>Σύνολο</i>		-	23.670
4)	Αγορά εξοπλισμού με ονομαστική ισχύ 24,64 kW _p	Για φ/β πλαίσια 5.363 ανά kW _p και λοιπά έξοδα	138.144
5)	Κατασκευή στηρικτικής υποδομής για έκταση 944,9 m ²	90 ανά m ²	17.461
6)	Αγορά εναλλακτών (2 των 10 kW και 1 των 5 kW)	1.800 ανά kW	31.000
7)	Μεταφορά εξοπλισμού	1 ταξίδι	2.500
8)	Εγκατάσταση του συστήματος	1.300 ανά kW _p	32.032
<i>Σύνολο</i>		-	221.137
<i>Μερικό σύνολο</i>		221.137 + 23.670	244.807
Διακυμάνσεις στο ανωτέρω ποσό		5% των 244.807	12.240,35
<i>Γενικό Σύνολο</i>		(1.157.879 + 69.472,74)	257.047,35
Ετήσια κόστη		Φόροι και Ασφάλειες	3.000 ανά έτος
Περιοδικά κόστη		Συντήρηση/αντικατάσταση εναλλάκτη	100.000 ανά 12 έτη

Στον Πίνακα 10.44 συνοψίζονται τα αποτελέσματα αξιολόγησης του συγκεκριμένου έργου για τις τιμές των παραμέτρων του Βασικού Σεναρίου (Πίνακες 10.42 και 10.43). Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το συγκεκριμένο φ/β σταθμό ανέρχεται στις 30,007 MWh.

Αξίζει να σημειωθεί ότι για το φ/β αυτό σταθμό θα χρησιμοποιηθούν συνολικά 154 φ/β πλαίσια, ονομαστικής ισχύος 160 W το καθένα. Η διάταξη των πλαισίων αυτών θα γίνει σε τρεις σειρές, όσοι και οι εναλλάκτες του συστήματος, δύο από τις οποίες θα περιέχουν από 62 πλαίσια η κάθε μία και η υπόλοιπη από 31 πλαίσια. Η έκταση της γης η οποία απαιτείται για το σκοπό αυτό, υπολογίζεται στα 194 m².

Ακόμα, οι ετήσιες απολαβές για την εξυπηρέτηση της αιχμής στην τοποθεσία εγκατάστασης λόγω της εγκατεστημένης ισχύος του φ/β συστήματος υπολογίζεται ως:

$$50\% \cdot 12 \cdot \text{Εγκατεστημένη ισχύς} \cdot \text{Τιμή πώλησης ισχύος} = \\ = 0,5 \cdot 12 \cdot 24,64 \text{ kW} \cdot 1,61 \text{ €/kW} = \text{€ 238 ανά έτος}$$

Πίνακας 10.44: Επιδόσεις του έργου στα κριτήρια αξιολόγησης (Βασικό Σενάριο).

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-6,1 %
Απλή Επανείσπραξη	48,6 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-224.473 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,87

Με βάση τις τιμές του Πίνακα 10.44, παρατηρείται ότι η συγκεκριμένη επένδυση δεν είναι καθόλου αποδοτική. Αντίθετα, έχει πολύ αρνητικά αποτελέσματα αξιολόγησης. Συγκεκριμένα, επιτυγχάνεται αρνητικός IRR, η επανείσπραξη των αρχικών δαπανών θα λάβει χώρα σε 48,6 έτη, γεγονός ιδιαίτερα απογοητευτικό, και παράλληλα η καθαρή παρούσα αξία του έργου και ο δείκτης κερδοφορίας έχουν αρνητικές τιμές. Στον Πίνακα 10.45 παρουσιάζονται οι ετήσιες καθαρές ταμειακές ροές του έργου.

10.3.2.1 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ

Για την υλοποίηση της ανάλυσης ευαισθησίας, πρέπει να επιλεχθούν ποιες από τις παραμέτρους θα μετέχουν σε αυτή. Στις παραμέτρους αυτές θα δοθούν διάφορες τιμές και θα παρατηρείται η επίπτωση που θα έχει αυτή η εκάστοτε μεταβολή στα κριτήρια αξιολόγησης που αναφέρονται στον Πίνακα 10.6. Οι παράμετροι οι οποίες θα συμπεριληφθούν στην ανάλυση ευαισθησίας, συγκεντρώνονται στον Πίνακα 10.46.

Ο Πίνακας 10.46 απεικονίζει τα διάφορα σενάρια που θα μελετηθούν. Σε κάθε σενάριο, μεταβάλλεται μόνο η τιμή μιας παραμέτρου, ενώ οι τιμές όλων των υπόλοιπων παραμέτρων (ακόμα και αυτών που δε συμπεριλαμβάνονται στην ανάλυση ευαισθησίας), παραμένουν με τις τιμές που έχουν στο βασικό σενάριο. Έτσι, για παράδειγμα, το σενάριο 7-1), αφορά τη μεταβολή μόνο της παραμέτρου του πληθωρισμού, η οποία από την τιμή 1,4 % στο Βασικό Σενάριο, λαμβάνει την τιμή 2,5 %. Όλες οι υπόλοιπες παράμετροι έχουν τις τιμές του Βασικού Σεναρίου και με τον τρόπο αυτό προκύπτουν τα αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη συγκεκριμένη μεταβολή.

Η αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για όλα τα παραπάνω σενάρια του Πίνακα 10.46, έδωσε τα αποτελέσματα τα οποία περιγράφονται στη συνέχεια. Στα αποτελέσματα κάθε πίνακα, στη σκιασμένη περιοχή του τελευταίου αντιστοιχεί η περίπτωση των τιμών του βασικού σεναρίου.

Πίνακας 10.45: Ταμειακές ροές του έργου για τον κύκλο ζωής του (Βασικό Σενάριο).

Έτος n	Συνολική ροή προ φόρων, C_t^p (€)	Συνολική ροή μετά φόρων, C_t^a (€)	Καθαρή συνολική ροή, C_t (€)
0	-257.048	-257.048	-257.048
1	5.350	5.350	- 251.698
2	5.414	5.414	-246.284
3	5.480	5.480	-240.804
4	5.546	5.546	-235.258
5	5.613	5.613	-229.645
6	5.681	5.681	-223.964
7	-10.784	-10.784	-234.748
8	5.819	5.819	-228.929
9	5.890	5.890	-223.039
10	5.961	5.961	-217.078
11	6.033	6.033	-211.045
12	6.106	6.106	-204.938
13	6.180	6.180	-198.758
14	-11.968	-11.968	-210.725
15	6.331	6.331	-204.394
16	6.408	6.408	-197.986
17	6.486	6.486	-191.500
18	6.565	6.565	-184.935
19	6.644	6.644	-178.291
20	6.725	6.725	-171.566
21	-13.279	-13.279	-184.845
22	6.890	6.890	-177.955
23	6.974	6.974	-170.981
24	7.058	7.058	-163.923
25	7.144	7.144	-156.779

Αρχικά εξετάζεται η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου $P_{array-loss}$. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης έδωσαν τα αποτελέσματα του Πίνακα 10.47. Στον πίνακα αυτό, φαίνεται ότι η μεταβολή της παραμέτρου αυτής δεν επηρεάζει σημαντικά τα αποτελέσματα της αξιολόγησης. Κάτι τέτοιο είχε παρατηρηθεί και στην περίπτωση του προηγούμενου φ/β σταθμού που εξετάστηκε. Επομένως, οι απώλειες στα φ/β πλαίσια της εγκατάστασης δε φαίνεται να επηρεάζουν σημαντικά τα αποτελέσματα του αξιολογούμενου φ/β σταθμού. Ας σημειωθεί πως απώλειες 7% - 10 % θεωρούνται συνηθισμένες σε περιπτώσεις φ/ω εγκαταστάσεων.

Πίνακας 10.46: Παράμετροι που μετέχουν στην ανάλυση ευαισθησίας και οι τιμές που λαμβάνουν σε σχέση με το Βασικό Σενάριο.

α/α Σεναρίου	Παράμετρος	Σύμβολο	Τιμή Βασικού Σεναρίου	Περίπτωση 1)	Περίπτωση 2)
1)	Απώλειες φ/β πλαισίου	$P_{array-loss}$	5%	7,5 %	10 %
2)	Απώλειες ισχύος στο σύστημα	P_{losses}	7 %	5%	9%
3)	Κλίση φ/β πλαισίων	β	30°	45°	60°
4)	Κόστος φ/β πλαισίων	$PV_{array-cost}$	€ 132.144	€ 126.859	€ 137.430
5)	Κόστος εναλλακτών Επιτόκιο	Inv_{cost}	€ 31.000	€ 29.760	€ 32.240
6)	προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ	$r_{RE-credit}$	1 %	1,5%	2 %
7)	Πληθωρισμός	f	1,4 %	2,5 %	4 %
8)	Προεξοφλητικό επιτόκιο	D	12 %	10 %	9 %
9)	Διάρκεια ζωής έργου (επένδυσης)	PL	25 έτη	20 έτη	30 έτη

Πίνακας 10.47: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου $P_{array-loss}$.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$P_{array-loss} = 5\%$	$P_{array-loss} = 7,5\%$	$P_{array-loss} = 10\%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-6,1 %	6,2%	-6,3%
Απλή Επανείσπραξη	48,6 έτη	49,3 έτη	49,9 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-224.473 €	-225.041 €	-225.609 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,87	-0,88	-0,88

Στη συνέχεια, θα μελετηθεί η μεταβολή της παραμέτρου P_{losses} . Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 10.48.

Πίνακας 10.48: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου P_{losses} .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$P_{losses} = 5\%$	$P_{losses} = 7\%$	$P_{losses} = 9\%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	6,0%	-6,1 %	6,2%
Απλή Επανείσπραξη	48,1 έτη	48,6 έτη	49,4 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-224.009 €	-224.473 €	-225.169 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,087	-0,87	-0,88

Όπως και στην προηγούμενη περίπτωση, η μεταβολή της παραμέτρου P_{losses} , δεν επιφέρει σημαντική διαφοροποίηση στα αποτελέσματα αξιολόγησης.

Στο σημείο αυτό παρουσιάζεται η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου β (κλίση φ/β πλαισίων). Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 10.49.

Πίνακας 10.49: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου β .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$\beta = 30^\circ$	$\beta = 45^\circ$	$\beta = 60^\circ$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-6,1 %	-6,2%	6,6%
Απλή Επανείσπραξη	48,6 έτη	49,6 έτη	51,6 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-224.473 €	-225.318 €	-227.054 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,87	-0,88	-0,88

Στην περίπτωση μεταβολής αυτής της παραμέτρου, τα αποτελέσματα δεν μεταβάλλονται σημαντικά. Αξίζει, ωστόσο, να σημειωθεί ότι καθώς η κλίση των φ/β πλαισίων αυξάνεται (για τις περιπτώσεις που διακρίνονται στον Πίνακα 10.49, οι οποίες είναι οι πιο χαρακτηριστικές και συναντούνται συχνά στη σχετική βιβλιογραφία), το ποσοστό της ηλιακής ακτινοβολίας που αξιοποιείται μειώνεται, κάτι που αντανακλάται στα αποτελέσματα της αξιολόγησης. Η βέλτιστη κλίση των φ/β πλαισίων είναι κοντά στην τιμή του γεωγραφικού πλάτους ϕ της εξεταζόμενης περιοχής (εδώ $\phi = 35^\circ, 3$). Συνεπώς, στην εξεταζόμενη περίπτωση επιλέγεται $\beta = 30^\circ$ για το λόγο αυτό. Για την κλίση αυτή, η ηλιακή ακτινοβολία που δέχονται τα φ/β πλαίσια, είναι μεγαλύτερη τους καλοκαιρινούς μήνες από ότι στις άλλες δύο περιπτώσεις, κάτι ιδιαίτερα σημαντικό εάν ληφθεί υπόψιν ότι τους μήνες αυτούς η περιοχή των Χανίων δέχεται πολλούς τουρίστες και οι ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια παρουσιάζεται αυξημένη.

Στο επόμενο βήμα, εξετάζεται η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου $PV_{array-cost}$ (κόστος φ/β πλαισίων). Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 10.50.

Πίνακας 10.50: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου $PV_{array-cost}$.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$PV_{array-cost} =$ 126.859 €	$PV_{array-cost} =$ 132.144 €	$PV_{array-cost} =$ 137.430 €
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-5,9%	-6,1 %	6,2%
Απλή Επανείσπραξη	47,6 έτη	48,6 έτη	49,7 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-218.923 €	-224.473 €	-230.023 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,87	-0,87	-0,88

Αυτό που παρατηρείται στην περίπτωση της παραμέτρου αυτής, είναι ότι η μεταβολή αυτής (εδώ επιλέχθηκε να είναι $\pm 4\%$ της τιμής του Βασικού Σεναρίου), είναι ότι τα αποτελέσματα της αξιολόγησης δε διαφοροποιούνται σε αξιόλογο βαθμό, σε αντιδιαστολή με την περίπτωση του ϕ/β σταθμού που εξετάστηκε πριν.

Στη συνέχεια παρουσιάζεται η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου Inv_{cost} (κόστος εναλλακτών). Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 10.51.

Πίνακας 10.51: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου Inv_{cost} .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$Inv_{cost} = 29.760 \text{ €}$	$Inv_{cost} = 31.000 \text{ €}$	$Inv_{cost} = 32.240 \text{ €}$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-6,0%	-6,1 %	-6,1%
Απλή Επανεξοφράση	48,4 έτη	48,6 έτη	48,9 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-223.171 €	-224.473 €	-225.775 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,87	-0,87	-0,87

Όπως στην περίπτωση του κόστους των ϕ/β πλαισίων, και σε αυτή την περίπτωση υποτέθηκε ότι η αγορά των εναλλακτών του υπό εξέταση ϕ/β σταθμού επιτυγχάνεται σε τιμή $\pm 4\%$ της αντίστοιχης τιμής του Βασικού Σεναρίου. Και σε αυτή την περίπτωση δεν παρατηρείται αξιόλογη μεταβολή στα αποτελέσματα αξιολόγησης.

Στη συνέχεια μελετάται η περίπτωση μεταβολής στην παράμετρο $r_{RE-credit}$ (Επιτόκιο προσαύξησης για πίστωση παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ). Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 10.52.

Πίνακας 10.52: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου $r_{RE-credit}$.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$r_{RE-credit} = 1\%$	$r_{RE-credit} = 1,5\%$	$r_{RE-credit} = 2\%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-6,1 %	5,7%	-5,4%
Απλή Επανεξοφράση	48,6 έτη	48,6 έτη	48,6 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-224.473 €	-223.577 €	-222.627 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,87	-0,87	-0,87

Σε αυτή την περίπτωση μεταβολής, δεν παρατηρείται αξιόλογη μεταβολή των αποτελεσμάτων αξιολόγησης.

Στο επόμενο στάδιο, εξετάζεται η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου PL (διάρκεια/κύκλος ζωής του έργου). Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 10.53

Πίνακας 10.53: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου PL.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	PL = 20 έτη	PL = 25 έτη	PL = 30 έτη
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-8,3%	-6,1 %	-4,6%
Απλή Επανείσπραξη	48,6 έτη	48,6 έτη	48,6 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-225.213 €	-224.473 €	-223.833 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,88	-0,87	-0,87

Ας σημειωθεί ότι στην περίπτωση αυτή έγινε η παραδοχή ότι η παραγόμενη ενέργεια από το φ/β σταθμό πωλείται με την ίδια τιμή (όπως στο Βασικό Σενάριο) για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου. Παρατηρείται ότι για αύξηση του κύκλου ζωής του έργου κατά πέντε έτη από αυτή του Βασικού Σεναρίου (συνεπώς εδώ συνολικά 30 έτη), τα αποτελέσματα φαίνεται να βελτιώνονται σημαντικά, με αρνητική τιμή για τον IRR. Αντίθετα, εάν η διάρκεια ζωής του έργου μειωθεί κατά πέντε έτη από την αντίστοιχη τιμή για το Βασικό Σενάριο (εδώ συνολικά 20 έτη), τα αποτελέσματα παρουσιάζονται χειρότερα από αυτά του Βασικού Σεναρίου. Κάτι τέτοιο παρατηρήθηκε και στην περίπτωση του φ/β σταθμού που εξετάστηκε πριν.

Η ανάλυση θα συνεχιστεί με την περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου f (πληθωρισμός). Ως γνωστόν, το μέγεθος αυτό δίδει ένα μέτρο του κόστους αύξησης των αγαθών και υπηρεσιών με την πάροδο του χρόνου. Όσο πιο μεγάλη είναι η τιμή του, τόσο πιο πολύ αυξάνεται το κόστος των εν λόγω αγαθών και υπηρεσιών ανά μονάδα χρόνου. Οι τιμές που τέθηκαν στην παρούσα ανάλυση για το μέγεθος αυτό, είναι ο μέσος όρος της περασμένης εικοσαετίας, η τιμή του για τον μήνα Ιανουάριο και μια ενδιάμεση τιμή αυτών των τιμών. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 10.54.

Πίνακας 10.54: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου f .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$f = 1,4 \%$	$f = 2,5 \%$	$f = 4 \%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-6,1 %	-5,7%	-5,2%
Απλή Επανείσπραξη	48,6 έτη	48,6 έτη	48,6 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-224.473 €	-223.826 €	-222.799 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,87	-0,87	-0,87

Στον τελευταίο πίνακα, φαίνεται ότι η παράμετρος f διαδραματίζει σημαντικό ρόλο στην ανάλυση. Συγκεκριμένα, όσο αυξάνεται η τιμή του f , τόσο βελτιώνονται τα αποτελέσματα της ανάλυσης, χωρίς όμως να προκύπτουν αποδεκτά, από επενδυτική άποψη, αποτελέσματα.

Συνέχεια θα δοθεί με την ανάλυση της περίπτωσης μεταβολής της παραμέτρου D (προεξοφλητικό επιτόκιο). Το επιτόκιο αυτό τίθεται από τον επενδυτή ως μέτρο σύγκρισης για εναλλακτικές επενδυτικές κινήσεις με απόδοση D . Όσο πιο υψηλή τιμή λαμβάνει, τόσο πιο δύσκολα ένα επενδυτικό έργο κρίνεται αποδοτικό. Για το λόγο

αυτό αναμένεται η όποια μεταβολή της τιμής του να επιφέρει σημαντικές αλλαγές στην αξιολόγηση του εξεταζόμενου επενδυτικού έργου. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 10.55.

Πίνακας 10.55: Αποτελέσματα της αξιολόγησης για τη μεταβολή της παραμέτρου D.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	D = 9 %	D = 10 %	D = 12 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-6,1%	-6,1%	-6,1 %
Απλή Επανείσπραξη	48,6 έτη	48,6 έτη	48,6 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-216.915 €	-219.770 €	-224.473 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,84	-0,85	-0,87

Τα αποτελέσματα της ανάλυσης για την παράμετρο αυτή, είναι αναμενόμενα. Η μεταβολή της τιμής του D σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή του στο Βασικό Σενάριο, δεν επηρεάζει τον υπολογιζόμενο IRR. Απλά συγκρίνεται με αυτόν. Επειδή σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση τιμής του D ισχύει $IRR < 0$, το επενδυτικό έργο δεν παρουσιάζει θετική καθαρή παρούσα αξία σε καμία περίπτωση.

10.3.2.2 ΑΝΑΛΥΣΗ ΜΕ ΣΕΝΑΡΙΑ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ

Στην ενότητα αυτή, θα παρουσιαστούν διάφορα σενάρια χρηματοδότησης για την ανάπτυξη του φ/β σταθμού εγκατεστημένης ισχύος 24,64 KWp. Τα σενάρια αυτά αφορούν την προέλευση των χρηματικών πόρων που θα χρησιμοποιηθούν για την υλοποίηση του συγκεκριμένου έργου και το ποσοστό των αρχικών κοστών που αυτοί καλύπτουν. Για παράδειγμα, η χρηματοδότηση του έργου μπορεί να προέρχεται εξολοκλήρου από χρήματα που διαθέτει(ουν) μόνο ο(οι) ενδιαφερόμενος(νοι) επενδυτής(τές) (*ίδια κεφάλαια*). Άλλες πηγές χρηματοδότησης μπορεί να αποτελέσουν ένας ενδεχόμενος δανεισμός (λήψη δανείου) και διάφορες κρατικές επιχορηγήσεις.

Η ανάλυση που ακολουθεί, παρουσιάζει τα ίδια χαρακτηριστικά που αναφέρθηκαν στην παράγραφο 10.3.1.2. Επίσης, η αξιολόγηση των διάφορων σχημάτων χρηματοδότησης που μελετηθούν, θα πραγματοποιηθεί με τα ίδια κριτήρια αξιολόγησης που πραγματοποιήθηκε η ανάλυση ευαισθησίας στην προηγούμενη ενότητα. Τα κριτήρια αυτά φαίνονται στον Πίνακα 10.12. Τα σχήματα χρηματοδότησης που θα μελετηθούν, φαίνονται στον Πίνακα 10.49. Στον ίδιο πίνακα φαίνονται και οι τιμές διάφορων παραμέτρων στις διάφορες περιπτώσεις σχημάτων που θα μελετηθούν. Τα αποτελέσματα αξιολόγησης για τα συγκεκριμένα σχήματα χρηματοδότησης θα προκύψουν για τις τιμές των παραμέτρων που φαίνονται στον Πίνακα 10.49. Οι παράμετροι που επιλέχθηκαν είναι αυτές που παρουσίασαν σημαντικές διαφοροποιήσεις στα αποτελέσματα της αξιολόγησης στο στάδιο της ανάλυσης ευαισθησίας.

Τα αποτελέσματα της ανάλυσης με βάση τα σχήματα αξιολόγησης, φαίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 10.56: Σχήματα χρηματοδότησης και σενάρια για ορισμένες τιμές παραμέτρων.

Σχήμα χρηματοδότησης	Τιμές παραμέτρων											
	D (%)			PV _{array-cost} (€)			PL (έτη)			f (%)		
100% - 0% - 0%	9	10	12	29.760	31.000	32.240	20	25	30	1,4	2,5	4
70% - 0% - 30%	9	10	12	29.760	31.000	32.240	20	25	30	1,4	2,5	4
60% - 40% - 0%	9	10	12	29.760	31.000	32.240	20	25	30	1,4	2,5	4
40% - 40% - 20%	9	10	12	29.760	31.000	32.240	20	25	30	1,4	2,5	4

10.3.2.2.1 ΣΧΗΜΑ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ 100% - 0% - 0%

Το σχήμα αυτό αντιστοιχεί στην πλήρη χρηματοδότηση του έργου από ίδια κεφάλαια του(ων) επενδυτή(ών). Οι τιμές όλων των παραμέτρων είναι όπως αυτές του Βασικού Σεναρίου, εκτός από την παράμετρο που κάθε φορά εξετάζεται. Τα αποτελέσματα της αξιολόγησης για το σχήμα αυτό είναι αυτά που φαίνονται στην αντίστοιχη ανάλυση που πραγματοποιήθηκε για την ανάλυση ευαισθησίας.

10.3.2.2.2 ΣΧΗΜΑ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ 70% - 0% - 30%

Στην περίπτωση αυτού του σχήματος χρηματοδότησης, η χρηματοδότηση του έργου προέρχεται κατά 70% από ίδια κεφάλαια του(ων) επενδυτή(ών) και κατά 30% από κρατικές επιχορηγήσεις. Οι τιμές όλων των παραμέτρων είναι όπως αυτές του Βασικού Σεναρίου, εκτός από την παράμετρο που κάθε φορά εξετάζεται. Οι επιχορηγήσεις θεωρείται ότι λαμβάνονται εφάπαξ, στην αρχή υλοποίησης του έργου (έτος 0). Εδώ, το ύψος των επιχορηγήσεων ανέρχεται στα $30\% \cdot \text{€ } 244.807 = \text{€ } 73.442$. Τα υπόλοιπα $\text{€ } 244.807 - \text{€ } 73.442 = \text{€ } 171.3655$ θα τα διαθέσει(ουν) ο(οι) ενδιαφερόμενος(νοι) επενδυτής(τές). Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στη συνέχεια. Στη σκιασμένη περιοχή των πινάκων αντιστοιχεί η τιμή των παραμέτρων στο Βασικό Σενάριο.

Αρχή θα γίνει με την περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου D. Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 10.57.

Πίνακας 10.57: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 70% - 0% - 30% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου D.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	D = 9 %	D = 10 %	D = 12 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-4,1%	-4,1%	-4,1%
Απλή Επανείσπραξη	34,7 έτη	34,7 έτη	34,7 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-143.473 €	-146.328 €	-151.031 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,56	-0,57	-0,59

Σε σχέση με το βασικό σενάριο, παρατηρούνται σημαντικές διαφοροποιήσεις. Ο IRR του έργου φτάνει στο -6,1%, ο οποίος πάλι έχει αρνητική τιμή. Για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει αρνητικές καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες

περιπτώσεις. Όσο αυξάνεται η τιμή του D τόσο μειώνεται η απόλυτη τιμή της καθαρής παρούσας αξίας του έργου, γεγονός αναμενόμενο. Οι τιμές στα υπόλοιπα κριτήρια αξιολόγησης, κρίνονται μη ικανοποιητικές.

Θα εξεταστεί τώρα η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου $PV_{array-cost}$. Η μεταβολή του κόστους αγοράς των φ/β επιλέχθηκε να είναι $\pm 4\%$. Τα αποτελέσματα της αξιολόγησης φαίνονται στον Πίνακα 10.58.

Πίνακας 10.58: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 70% - 0% - 30% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου $PV_{array-cost}$.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$PV_{array-cost} =$ 126.589 €	$PV_{array-cost} =$ 132.144 €	$PV_{array-cost} =$ 137.430 €
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-3,9%	-4,1%	-4,3%
Απλή Επανείσπραξη	33,7 έτη	34,7 έτη	35,8 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-145.481 €	-151.031 €	-156.581 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,58	-0,59	-0,60

Ο IRR σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση του Πίνακα 10.58 έχει αρνητική τιμή και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει αρνητικές καθαρές παρούσες αξίες. Όσο αυξάνεται το κόστος αγοράς των φ/β πλαισίων, τόσο οι τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης παίρνουν μικρότερες τιμές, κάτι που είναι αναμενόμενο. Οι τιμές αυτές κρίνονται ως μη ικανοποιητικές.

Στο επόμενο βήμα, εξετάζεται η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου PL. Τα αποτελέσματα της αξιολόγησης φαίνονται στον Πίνακα 10.59.

Πίνακας 10.59: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 70% - 0% - 30% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου PL.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	PL = 20 έτη	PL = 25 έτη	PL = 30 έτη
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-6,0%	-4,1%	-2,8%
Απλή Επανείσπραξη	34,7 έτη	34,7 έτη	34,7 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 30 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-151.771 €	-151.031 €	-150.391 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,59	-0,59	-0,59

Ας σημειωθεί πως στην περίπτωση εξέτασης της μεταβολής για την παράμετρο PL, έγινε η παραδοχή ότι η τιμή αγοράς της παραγόμενης ενέργειας από το φ/β σταθμό είναι η ίδια με τη διάρκεια ζωής του έργου. Σε ότι αφορά τα αποτελέσματα της αξιολόγησης, φαίνεται ότι η διάρκεια ζωής του έργου έχει σημαντική επίδραση σε αυτά. Συγκεκριμένα, παρατηρείται ότι όσο αυξάνει η διάρκεια ζωής του έργου, PL, οι επιδόσεις των κριτηρίων αξιολόγησης βελτιώνονται, γεγονός το οποίο παρατηρήθηκε και στο στάδιο της ανάλυσης ευαισθησίας, κάτι που ενισχύει την άποψη ότι

επενδύσεις σαν και αυτή που εξετάζεται, αποδίδει καλύτερα μακροπρόθεσμα. Οι τιμές στα κριτήρια αξιολόγησης κρίνονται μη ικανοποιητικές.

Συνέχεια θα δοθεί με την εξέταση της μεταβολής της παραμέτρου f . Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 10.60.

Πίνακας 10.60: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 70% - 0% - 30% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου PL.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$f = 1,4 \%$	$f = 2,5 \%$	$f = 4 \%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-4,1%	-3,8%	-3,3%
Απλή Επανείσπραξη	34,7 έτη	34,7 έτη	34,7 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-151.031 €	-150.384 €	-149.357 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,59	-0,59	-0,59

Στα αποτελέσματα του Πίνακα 10.60, ο IRR παρουσιάζεται να έχει αρνητική τιμή σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση του πίνακα αυτού και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει αρνητικές καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Ακόμα, παρατηρείται ότι όσο αυξάνει η τιμή του πληθωρισμού, τόσο οι τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης παρουσιάζονται βελτιωμένες. Το γεγονός αυτό παρατηρήθηκε και στο στάδιο της ανάλυσης ευαισθησίας. Η επίδοση των κριτηρίων αξιολόγησης φανερώνει ότι το έργο είναι μη αποδοτικό.

10.3.2.2.3 ΣΧΗΜΑ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ 60% - 40% - 0%

Στην ενότητα αυτή θα μελετηθεί η περίπτωση του σχήματος χρηματοδότησης 60% - 40% - 0%. Αυτό σημαίνει ότι η χρηματοδότηση του έργου προέρχεται κατά 60% από ίδια κεφάλαια του(ων) επενδυτή(ών) και κατά 40% από δανεισμό. Η λήψη δανείου συνεπάγεται χρέη τα οποία πρέπει να αποπληρωθούν τον(ους) επενδυτή(ές) σε κάποιο χρονικό διάστημα (περίοδος εξόφλησης χρεών, $Debt_{term}$). Η εξόφληση των χρεών αυτών θα πραγματοποιηθεί λαμβάνοντας υπόψιν και ένα επιτόκιο εξόφλησης χρεών (r_{debt}) για το παραπάνω χρονικό διάστημα που θα υφίστανται τα τελευταία. Το γεγονός της εισαγωγής των δύο αυτών επιπλέον παραμέτρων στην ανάλυση, εγείρει ένα ενδιαφέρον για τον τρόπο που αυτά μπορούν να επηρεάσουν τα αποτελέσματα της αξιολόγησης όταν μεταβάλλεται η τιμή τους. Για το λόγο αυτό, πέραν των τεσσάρων παραμέτρων που εξετάζονται, θα πραγματοποιηθεί ανάλυση και αυτές τις δύο νέες παραμέτρους (λεπτομέρειες θα δοθούν παρακάτω).

Στην ανάλυση του συγκεκριμένου σχήματος χρηματοδότησης, οι τιμές όλων των παραμέτρων είναι όπως αυτές του Βασικού Σεναρίου, εκτός από την παράμετρο που κάθε φορά εξετάζεται. Εδώ, ο(οι) επενδυτής(ές) καλούνται να καταβάλλουν $60\% \cdot € 244.807 = € 146.884$, ενώ τα υπόλοιπα $€ 244.807 - € 146.884 = € 97.923$ θα προέλθουν από λήψη δανείου. Σύμφωνα με τις τιμές του Πίνακα 9.10 για το Βασικό Σενάριο, οι τιμές για τις παραμέτρους $Debt_{term}$ και r_{debt} είναι $Debt_{term} = 10$ έτη και

$r_{debt} = 6\%$ αντίστοιχα. Η ανάλυση για τις υπόλοιπες τέσσερις παραμέτρους θα πραγματοποιηθεί για αυτές τις τιμές των συγκεκριμένων παραμέτρων. Για την εξέταση του τρόπου με τον οποίο επηρεάζουν τα αποτελέσματα της αξιολόγησης, θα εξεταστεί η ανάλυση του συγκεκριμένου σχήματος χρηματοδότησης για τις περιπτώσεις μεταβολής των τιμών των παραμέτρων που φαίνονται στον Πίνακα 10.61.

Πίνακας 10.61: Τιμές των παραμέτρων r_{debt} και $Debt_{term}$ για τις οποίες θα πραγματοποιηθεί η ανάλυση ευαισθησίας στο παρόν σχήμα χρηματοδότησης.

Σχήμα χρηματοδότησης	Τιμές παραμέτρων					
	r_{debt} (%)			$Debt_{term}$ (έτη)		
60% - 40% - 0%	5	6	7,5	8	10	12

Αρχή θα γίνει με την περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου D. Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 10.62.

Τα αποτελέσματα αξιολόγησης του Πίνακα 10.62 εμφανίζονται σαφώς χειρότερα σε σχέση με τα αντίστοιχα του Βασικού Σεναρίου. Ο IRR λαμβάνει πάντα αρνητική τιμή και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει αρνητικές καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, αξίζει να αναφερθεί ένα γεγονός το οποίο δεν παρατηρήθηκε σε καμία από τις προηγούμενες περιπτώσεις που εξετάστηκαν.

Πίνακας 10.62: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 60% - 40% - 0% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου D.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	D = 9 %	D = 10 %	D = 12 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-8,2%	-8,2%	-8,2%
Απλή Επανείσπραξη	48,6 έτη	48,6 έτη	48,6 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-203.749 €	-202.789 €	-200.587 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-1,32	-1,31	-1,3

Εδώ, όσο η τιμή του D μειώνεται, οι επιδόσεις των κριτηρίων αξιολόγησης παρουσιάζονται χειρότερες. Δηλαδή αντιστρέφεται το γεγονός που είχε παρατηρηθεί στις προηγούμενες περιπτώσεις, για τις οποίες μια μείωση του D επέφερε βελτίωση στα αποτελέσματα αξιολόγησης. Αξιοσημείωτη, επίσης, είναι η χειροτέρευση του δείκτη κερδοφορίας σε όλες τις εξεταζόμενες περιπτώσεις του Πίνακα 10.62. Οι τιμές στα κριτήρια αξιολόγησης κρίνονται μη ικανοποιητικές.

Συνέχεια θα δοθεί με την εξέταση μεταβολής της παραμέτρου $PV_{array-cost}$. Η μεταβολή του κόστους αγοράς των φ/β επιλέχθηκε να είναι $\pm 4\%$. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 10.63.

Πίνακας 10.63: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 60% - 40% - 0% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου $PV_{array-cost}$.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$PV_{array-cost} =$	$PV_{array-cost} =$	$PV_{array-cost} =$
	126.589 €	132.144 €	137.430 €
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-8,1%	-8,2%	-8,4%
Απλή Επανεξόφληση	47,6 έτη	48,6 έτη	49,7 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-195.552 €	-200.587 €	-205.621 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-1,3	-1,3	-1,31

Και σε αυτή την περίπτωση τα αποτελέσματα της αξιολόγησης παρουσιάζονται σαφώς χειρότερα σε σχέση με τα αντίστοιχα του Βασικού Σεναρίου. Ο IRR εμφανίζεται να έχει αρνητική τιμή σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση του Πίνακα 10.63, με αποτέλεσμα το έργο να παρουσιάζει αρνητικές καθαρές παρούσες αξίες για τις αντίστοιχες περιπτώσεις. Όσο αυξάνει το κόστος αγοράς των φ/β πλαισίων, τόσο μειώνονται και οι επιδόσεις των κριτηρίων αξιολόγησης στις αντίστοιχες περιπτώσεις, γεγονός αναμενόμενο. Οι τιμές στα κριτήρια αξιολόγησης κρίνονται ως μη ικανοποιητικές.

Στο επόμενο βήμα θα εξεταστεί η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου PL. Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 10.64.

Πίνακας 10.64: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 60% - 40% - 0% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου PL.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	PL = 20 έτη	PL = 25 έτη	PL = 30 έτη
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-11,7%	-8,2%	-6,2%
Απλή Επανεξόφληση	48,6 έτη	48,6 έτη	48,6 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-201.327 €	-200.587 €	-199.947 €
Δείκτης Κερδοφορίας	1,31	-1,3	-1,3

Ας σημειωθεί πως στην περίπτωση εξέτασης της μεταβολής για την παράμετρο PL, έγινε η παραδοχή ότι η τιμή αγοράς της παραγόμενης ενέργειας από το φ/β σταθμό είναι η ίδια με τη διάρκεια ζωής του έργου. Σε ότι αφορά τα αποτελέσματα της αξιολόγησης, αυτά εμφανίζονται ως μη αποδεκτά από επενδυτική άποψη. Συγκεκριμένα, ο IRR παρουσιάζεται να λαμβάνει αρνητική τιμή σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση του Πίνακα 10.64 και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει αρνητικές καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Ακόμα, παρατηρείται ότι όσο αυξάνει η διάρκεια ζωής του έργου, PL, οι επιδόσεις των κριτηρίων αξιολόγησης βελτιώνονται, το γεγονός αυτό παρατηρήθηκε και στο στάδιο της ανάλυσης ευαισθησίας, κάτι που ενισχύει την άποψη ότι επενδύσεις σαν και αυτή που εξετάζεται, αποδίδει καλύτερα μακροπρόθεσμα. Οι τιμές στα κριτήρια αξιολόγησης κρίνονται μη ικανοποιητικές.

Ακολουθώντας θα εξεταστεί η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου f . Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 10.65.

Πίνακας 10.65: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 60% - 40% - 0% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου f .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$f = 1,4 \%$	$f = 2,5 \%$	$f = 4 \%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-8,2%	-7,8%	7,2%
Απλή Επανείσπραξη	48,6 έτη	48,6 έτη	48,6 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-200.587 €	-199.940 €	-198.912 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-1,3	-1,3	-1,29

Και σε αυτή την περίπτωση, ο IRR παρουσιάζεται μεγαλύτερος του D σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση του Πίνακα 10.65 και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει αρνητικές καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Ακόμα, παρατηρείται ότι όσο αυξάνει η τιμή του πληθωρισμού, τόσο οι τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης παρουσιάζονται βελτιωμένες. Το γεγονός αυτό παρατηρήθηκε και στο στάδιο της ανάλυσης ευαισθησίας, καθώς και στη μελέτη του προηγούμενου σχήματος χρηματοδότησης. Αξίζει να σημειωθεί ότι τα αποτελέσματα του Πίνακα 10.65 για το σχήμα χρηματοδότησης 60% - 40% - 0% υστερούν έναντι των αντίστοιχων αποτελεσμάτων του Πίνακα 10.60 για το προηγούμενο σχήμα 70% - 0% - 30%. Μια πιθανή εξήγηση είναι ότι τα συγκεκριμένα αποτελέσματα επιβαρύνει αρνητικά η λήψη δανείου με το ορισθέν επιτόκιο εξόφλησης χρεών.

Στο σημείο αυτό θα παρατεθεί η ανάλυση για τις περιπτώσεις μεταβολής των παραμέτρων $Debt_{term}$ και r_{debt} . Η ανάλυση θα πραγματοποιηθεί για τις μεταβολές που φαίνονται στον Πίνακα 10.61. Αρχικά παρατίθενται τα αποτελέσματα της ανάλυσης για την παράμετρο $Debt_{term}$, τα οποία φαίνονται στον Πίνακα 10.66.

Πίνακας 10.66: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 60% - 40% - 0% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου $Debt_{term}$.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$Debt_{term} = 8 \text{ έτη}$	$Debt_{term} = 10 \text{ έτη}$	$Debt_{term} = 12 \text{ έτη}$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-7,7%	-8,2%	-8,9%
Απλή Επανείσπραξη	48,6 έτη	48,6 έτη	48,6 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-203.906 €	-200.587 €	-197.622 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-1,32	-1,3	-1,28

Ο IRR είναι αρνητικός σε κάθε περίπτωση που εξετάζεται και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει αρνητικές καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Αυτό που επίσης παρατηρείται στα αποτελέσματα του Πίνακα 10.66, είναι το γεγονός ότι όσο αυξάνεται η περίοδος εξόφλησης των χρεών (του δανείου δηλαδή), τόσο τα

αποτελέσματα παρουσιάζουν μια σχετική βελτίωση. Αυτό πιθανόν μπορεί να εξηγηθεί από το γεγονός ότι επειδή αυξάνει η περίοδος αποπληρωμής του δανείου, τόσο μειώνεται η ετήσια δόση αποπληρωμής του τελευταίου (βλ. σχέση 4.142, § 4.6.3.7 της παρούσας εργασίας), κάτι που σημαίνει ότι οι ετήσιες ταμειακές ροές παρουσιάζουν θετικότερα αποτελέσματα (μεγαλύτερα ετήσια έσοδα). Οι τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης κρίνονται ως μη ικανοποιητικές.

Κλείνοντας την ανάλυση για το παρόν σχήμα χρηματοδότησης του έργου, θα παρουσιασθεί η ανάλυση για την περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου r_{debt} . Η ανάλυση θα πραγματοποιηθεί για τις τιμές της παραμέτρου αυτής που φαίνονται στον Πίνακα 10.61. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 10.67.

Πίνακας 10.67: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 60% - 40% - 0% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου r_{debt} .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$r_{debt} = 5\%$	$r_{debt} = 6\%$	$r_{debt} = 7,5\%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-8,0%	-8,2%	-8,5%
Απλή Επανείσπραξη	48,6 έτη	48,6 έτη	48,6 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-196.890 €	-200.587 €	-206.290 €
Δείκτης Κερδοφορίας	1,28	-1,3	-1,34

Τα αποτελέσματα του Πίνακα 10.67 διαφοροποιούνται σημαντικά, προς το καλύτερο, σε σχέση με τα αντίστοιχα αποτελέσματα για το Βασικό Σενάριο. Ο IRR σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση παρουσιάζεται να έχει αρνητικές τιμές και έτσι οι καθαρές παρούσες αξίες του έργου εμφανίζονται αρνητικές. Όσο αυξάνει το επιτόκιο εξόφλησης των χρεών r_{debt} , τόσο χειροτερεύουν τα αποτελέσματα αξιολόγησης για το επενδυτικό έργο. Το γεγονός αυτό είναι αναμενόμενο, καθώς όσο μεγαλύτερο είναι το επιτόκιο εξόφλησης των χρεών (του δανείου) δηλαδή, τόσο μεγαλώνει η ετήσια δόση αποπληρωμής των χρεών (βλ. σχέση 4.142, § 4.6.3.7 της παρούσας εργασίας). Οι τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης κρίνονται μη ικανοποιητικές.

10.3.2.2.4 ΣΧΗΜΑ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ 40% - 40% - 20%

Στην περίπτωση αυτού του σχήματος χρηματοδότησης, ο(οι) επενδυτής(ές) καλείται(ούνται) να καταβάλλουν $40\% \cdot € 244.807 = € 97.923$, ενώ η λήψη δανείου θα ανέρχεται στο ποσό των $40\% \cdot € 244.807 = € 97.923$ και τα υπόλοιπα $€ 244.807 - (€ 97.923 + € 97.923) = € 48.961$ προέρχονται από κρατικές επιχορηγήσεις. Οι επιχορηγήσεις θεωρείται ότι λαμβάνονται εφάπαξ στην αρχή του έργου (έτος 0). Επειδή στο σχήμα αυτό υπάρχει και δανεισμός, θα υπάρχει και ένα σχετικό επιτόκιο εξόφλησης χρεών, r_{debt} , και μια περίοδος εξόφλησης των χρεών αυτών, $Debt_{term}$. Οι τιμές των δύο τελευταίων παραμέτρων για το Βασικό Σενάριο, φαίνονται στον Πίνακα 10.10. Η ανάλυση θα πραγματοποιηθεί με τρόπο όμοιο όπως του σχήματος χρηματοδότησης 60% - 40% - 0%. Στην ανάλυση του συγκεκριμένου

σχήματος χρηματοδότησης που ακολουθεί, οι τιμές όλων των παραμέτρων είναι όπως αυτές του Βασικού Σεναρίου, εκτός από την παράμετρο που κάθε φορά εξετάζεται.

Αρχή θα γίνει με την περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου D. Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 10.68.

Πίνακας 10.68: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 40% - 40% - 20% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου D.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	D = 9 %	D = 10 %	D = 12 %
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-7,3%	-7,3%	-7,3%
Απλή Επανείσπραξη	39,4 έτη	39,4 έτη	39,4 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-154.788 €	-153.828 €	-151.626 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-1,0	-1,0	-0,98

Τα αποτελέσματα του Πίνακα 10.68 παρουσιάζονται σαφώς χειρότερα έναντι των αντίστοιχων του Βασικού Σεναρίου. Επιπλέον, τα αποτελέσματα αυτά είναι λίγο υποδεέστερα σε σχέση με τα αντίστοιχα αποτελέσματα για το σχήμα χρηματοδότησης 70% - 0% - 30%, γεγονός το οποίο μπορεί να ερμηνευθεί ως αποτέλεσμα της λήψης δανείου. Στη συγκεκριμένη, πάντως, περίπτωση, οι τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης κρίνονται μη ικανοποιητικές.

Συνέχεια θα δοθεί με την εξέταση της περίπτωσης μεταβολής της παραμέτρου $PV_{array-cost}$. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 10.69.

Πίνακας 10.69: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 40% - 40% - 20% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου $PV_{array-cost}$.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$PV_{array-cost} =$ 126.589 €	$PV_{array-cost} =$ 132.144 €	$PV_{array-cost} =$ 137.430 €
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-7,1%	-7,3%	-7,5%
Απλή Επανείσπραξη	38,3 έτη	39,4 έτη	40,4 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-146.591 €	-151.626 €	-156.660 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,97	-0,98	-0,99

Η μεταβολή του κόστους αγοράς των φ/β πλαισίων επιλέχθηκε να είναι $\pm 4\%$. Τα αποτελέσματα αξιολόγησης του Πίνακα 10.69 εμφανίζονται σαφώς χειρότερα σε σχέση με τα αντίστοιχα του Βασικού Σεναρίου. Ο IRR λαμβάνει αρνητική τιμή σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση του Πίνακα 10.69 και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει αρνητικές καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Όπως και στην περίπτωση του Βασικού Σεναρίου, αλλά και στα προηγούμενα σχήματα χρηματοδότησης, όσο αυξάνεται η τιμή του $PV_{array-cost}$, τόσο τα αποτελέσματα αξιολόγησης παρουσιάζουν μια μείωση της επίδοσής τους στις αντίστοιχες

περιπτώσεις. Αυτό που έχει ιδιαίτερο ενδιαφέρον, όμως, είναι το γεγονός ότι στο σχήμα χρηματοδότησης που εξετάζεται (40% - 40% - 20%), τα αποτελέσματα αξιολόγησης εμφανίζονται λίγο υποδεέστερα έναντι των αντίστοιχων αποτελεσμάτων για το σχήμα 70% - 0% - 30%. Το γεγονός αυτό μπορεί να ερμηνευθεί ως αποτέλεσμα του δανεισμού με επιτόκιο εξόφλησης, το οποίο επιβαρύνει της ετήσιες ταμειακές ροές του έργου. Οι τιμές στα κριτήρια αξιολόγησης κρίνονται μη ικανοποιητικές.

Στο επόμενο βήμα θα εξεταστεί η περίπτωση μεταβολής για την παράμετρο PL. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 10.70.

Πίνακας 10.70: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 40% - 40% - 20% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου PL.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	PL = 20 έτη	PL = 25 έτη	PL = 30 έτη
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-10,7%	-7,3%	-5,3%
Απλή Επανείσπραξη	39,4 έτη	39,4 έτη	39,4 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-152.366 €	-151.626 €	-150.986 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,99	-0,98	-0,98

Ας σημειωθεί πως στην περίπτωση εξέτασης της μεταβολής για την παράμετρο PL, έγινε η παραδοχή ότι η τιμή αγοράς της παραγόμενης ενέργειας από το φ/β σταθμό είναι η ίδια με τη διάρκεια ζωής του έργου. Σε ότι αφορά τα αποτελέσματα της αξιολόγησης, αυτά διαφοροποιούνται σημαντικά σε σχέση με το Βασικό Σενάριο. Συγκεκριμένα, ο IRR είναι αρνητικός σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση του Πίνακα 10.70 και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει αρνητικές καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Ακόμα, παρατηρείται ότι όσο αυξάνει η διάρκεια ζωής του έργου, PL, οι επιδόσεις των κριτηρίων αξιολόγησης βελτιώνονται. Το γεγονός αυτό παρατηρήθηκε ότι και στο στάδιο της ανάλυσης ευαισθησίας, κάτι που ενισχύει την άποψη ότι επενδύσεις σαν και αυτή που εξετάζεται, αποδίδουν καλύτερα μακροπρόθεσμα. Οι τιμές στα κριτήρια αξιολόγησης κρίνονται μη ικανοποιητικές.

Ακολούθως θα εξεταστεί η περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου f . Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 10.71.

Πίνακας 10.71: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 40% - 40% - 20% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου f .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$f = 1,4 \%$	$f = 2,5 \%$	$f = 4 \%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-7,3%	-6,9%	-6,2%
Απλή Επανείσπραξη	39,4 έτη	39,4 έτη	39,4 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-151.626 €	-150.979 €	-149.951 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,98	-0,98	-0,97

Στα αποτελέσματα του Πίνακα 10.71, ο IRR παρουσιάζεται με αρνητική τιμή σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση του τελευταίου πίνακα και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει αρνητικές καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Ακόμα, παρατηρείται ότι όσο αυξάνει η τιμή του πληθωρισμού, τόσο οι τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης παρουσιάζονται βελτιωμένες. Το γεγονός αυτό παρατηρήθηκε και στο στάδιο της ανάλυσης ευαισθησίας, καθώς και στη μελέτη των δύο προηγούμενων σχημάτων χρηματοδότησης. Αξίζει να σημειωθεί ότι τα αποτελέσματα του Πίνακα 10.71 για το σχήμα χρηματοδότησης 40% - 40% - 20% υστερούν έναντι των αντίστοιχων αποτελεσμάτων για το προηγούμενο σχήμα 70% - 0% - 30%. Μια πιθανή εξήγηση είναι ότι τα συγκεκριμένα αποτελέσματα επιβαρύνει αρνητικά η λήψη δανείου με το ορισθέν επιτόκιο εξόφλησης χρεών. Σε σύγκριση με τα αποτελέσματα του σχήματος 60% - 40% - 0%, τα αποτελέσματα της αξιολόγησης εμφανίζονται σχετικά καλύτερα, καθώς σε κάτι τέτοιο συμβάλει η ύπαρξη της κρατικής επιχορήγησης.

Στο σημείο αυτό θα παρατεθεί η ανάλυση για τις περιπτώσεις μεταβολής των παραμέτρων $Debt_{term}$ και r_{debt} . Η ανάλυση θα πραγματοποιηθεί για τις μεταβολές που φαίνονται στον Πίνακα 10.61. Αρχικά παρατίθενται τα αποτελέσματα της ανάλυσης για την παράμετρο $Debt_{term}$, τα οποία φαίνονται στον Πίνακα 10.72.

Στα αποτελέσματα του Πίνακα 10.72, ο IRR έχει αρνητική τιμή σε κάθε περίπτωση που εξετάζεται και για το λόγο αυτό το έργο παρουσιάζει αρνητικές καθαρές παρούσες αξίες στις αντίστοιχες περιπτώσεις. Αυτό που επίσης παρατηρείται στα αποτελέσματα του Πίνακα 10.72, είναι το γεγονός ότι όσο αυξάνεται η περίοδος εξόφλησης των χρεών (του δανείου δηλαδή), τόσο τα αποτελέσματα παρουσιάζουν μια σχετική βελτίωση, με εξαίρεση τον IRR.

Πίνακας 10.72: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 40% - 40% - 20% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου $Debt_{term}$.

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$Debt_{term} = 8$ έτη	$Debt_{term} = 10$ έτη	$Debt_{term} = 12$ έτη
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-6,7%	-7,3%	-8,0%
Απλή Επανείσπραξη	39,4 έτη	39,4 έτη	39,4 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-154.945 €	-151.626 €	-148.661 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-1,0	-0,98	-0,96

Αυτό πιθανόν μπορεί να εξηγηθεί από το γεγονός ότι επειδή αυξάνει η περίοδος αποπληρωμής του δανείου, τόσο μειώνεται η ετήσια δόση αποπληρωμής του τελευταίου (βλ. σχέση 4.142, § 4.6.3.7 της παρούσας εργασίας), κάτι που σημαίνει ότι οι ετήσιες ταμειακές ροές παρουσιάζουν θετικότερα αποτελέσματα (μεγαλύτερα ετήσια έσοδα). Οι τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης κρίνονται ως μη ικανοποιητικές.

Στη συνέχεια θα παρουσιασθεί η ανάλυση για την περίπτωση μεταβολής της παραμέτρου r_{debt} . Η ανάλυση θα πραγματοποιηθεί για τις τιμές της παραμέτρου αυτής

που φαίνονται στον Πίνακα 10.61. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης φαίνονται στον Πίνακα 10.73.

Πίνακας 10.73: Αξιολόγηση του επενδυτικού έργου για το σχήμα χρηματοδότησης 40% - 40% - 20% και για διάφορες τιμές της παραμέτρου r_{debt} .

Κριτήριο Αξιολόγησης	Τιμή κριτηρίου αξιολόγησης		
	$r_{debt} = 5 \%$	$r_{debt} = 6 \%$	$r_{debt} = 7,5 \%$
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	-7,1%	-7,3%	-7,6%
Απλή Επανείσπραξη	39,4 έτη	39,4 έτη	39,4 έτη
Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη	Πάνω από 25 έτη
Καθαρή Παρούσα Αξία	-147.929 €	-151.626 €	-157.329 €
Δείκτης Κερδοφορίας	-0,96	-0,98	-1,02

Στα αποτελέσματα του Πίνακα 10.73, ο IRR σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση παρουσιάζεται με αρνητική τιμή και έτσι οι καθαρές παρούσες αξίες του έργου εμφανίζονται αρνητικές. Όσο αυξάνει το επιτόκιο εξόφλησης των χρεών r_{debt} , τόσο χειροτερεύουν τα αποτελέσματα αξιολόγησης για το επενδυτικό έργο. Το γεγονός αυτό είναι αναμενόμενο, καθώς όσο μεγαλύτερο είναι το επιτόκιο εξόφλησης των χρεών (του δανείου) δηλαδή, τόσο μεγαλώνει η ετήσια δόση αποπληρωμής των χρεών (βλ. σχέση 4.142, § 4.6.3.7 της παρούσας εργασίας). Οι τιμές των κριτηρίων αξιολόγησης κρίνονται μη ικανοποιητικές.

10.4 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Από την προηγούμενη ανάλυση στο κεφάλαιο αυτό, μπορούν να εξαχθούν κάποια συμπεράσματα για την αποδοτικότητα εγκατάστασης φ/β σταθμών στην περιοχή των Χανίων. Τα συμπεράσματα αυτά αναφέρονται σε σχέση με την οικονομική απόδοση της επένδυσης σε φ/β σταθμούς και επιπλέον σε σχέση με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το ήδη υπάρχον ΣΗΕ στην Κρήτη.

Σε ότι αφορά την οικονομική αποδοτικότητα της επένδυσης σε φ/β σταθμούς καθαρά για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας η οποία θα απορροφάται εξολοκλήρου από το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, τα κύρια συμπεράσματα που μπορούν να επισημανθούν από τη σύγκριση των δύο περιπτώσεων φ/β σταθμών που εξετάστηκαν πριν, είναι ότι:

- Το κόστος των φ/β εγκαταστάσεων ακόμη και σήμερα επιβαρύνεται σε πολύ μεγάλο ποσοστό από την αγορά φ/β εξοπλισμού (σε ποσοστό περίπου 40% - 50% των συνολικών αρχικών δαπανών). Το μεγαλύτερο μέρος των εξόδων, καταλαμβάνει η αγορά των φ/β πλαισίων.
- Οι φ/β σταθμοί με σχετικά μικρή εγκατεστημένη ισχύ (περίπου 30 kW και μικρότερη), προκύπτει ότι έχουν πολύ κακές επιδόσεις στα κριτήρια αξιολόγησης της επένδυσης σε αυτούς, για περίοδο 20 με 30 έτη για τον κύκλο ζωής τους, οπότε και κρίνονται ασύμφοροι επενδυτικά.
- Οι φ/β σταθμοί με μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ από τους προηγούμενους (περίπου 80 kW και μεγαλύτερη), προκύπτει ότι έχουν αποδόσεις οι οποίες

ποικίλουν ανάλογα με τα χαρακτηριστικά του φ/β συστήματος (θεωρώντας ότι πάντα εγκαθίστανται στην ίδια περιοχή, δηλαδή στα Χανιά). Με ανάλυση σεναρίων για τις προϋποθέσεις της εγκατάστασης (χρηματοδότηση, έκπτωση στην αγορά του φ/β εξοπλισμού κτλ), μπορούν να βρεθούν οι κατάλληλες προδιαγραφές για να είναι αποδοτικό ένα τέτοιο έργο.

- Η ανάλυση ευαισθησίας και σεναρίων χρηματοδότησης, έδειξε πως, σε γενικές γραμμές, μεταβάλλοντας τις αντίστοιχες παραμέτρους οι οποίες χαρακτηρίζουν τα δύο έργα, προς την ίδια κατεύθυνση, το γεγονός αυτό θα επιφέρει την ίδια, ποιοτικά, επίδραση στα αποτελέσματα της αξιολόγησης. Για παράδειγμα, αλλάζοντας την τιμή της διάρκειας της ζωής του έργου και στα δύο έργα, ώστε αυτή να είναι μεγαλύτερη από αυτή του Βασικού Σεναρίου, τότε τα αποτελέσματα της αξιολόγησης και των δύο έργων εμφανίζονται βελτιωμένα.
- Η παράμετρος PL (κύκλος ζωής του έργου) διαδραματίζει σημαντικό ρόλο στην ανάπτυξη φ/β σταθμών. Συγκεκριμένα, από την προηγούμενη ανάλυση προκύπτει ότι για μεγαλύτερες διάρκειες ζωής του έργου, αυτό είναι πιο αποδοτικό, ανεξάρτητα από το μέγεθος της εγκατεστημένης του ισχύος.
- Για τον φ/β σταθμό των 120 kW, φαίνεται ότι η λήψη δανείου οδηγεί σε πιο καλά αποτελέσματα αξιολόγησης του έργου. Το αντίθετο παρατηρείται στην περίπτωση του φ/β σταθμού των 24,64 kW.

Σε ότι αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το ΣΗΕ Κρήτης, αυτή προβλέπεται να φτάσει τις 2.740.988,50 MWh το έτος 2005, ενώ η συνολική εγκατεστημένη ισχύς του θα ανέρχεται στα 809,81 MW (βλ. Πίνακα 9.9). Η διαφορά του κόστους παραγωγής ενέργειας μεταξύ των ετών 2001 – 2002 έφτασε το +5,44% και το έτος 2002 το κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας έφτασε στα € 209.035.301,98 (βλ. Πίνακα 9.8). Υποθέτοντας ότι κάθε χρόνο θα έχουμε αύξηση του κόστους παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας κατά 5%, τότε το 2005 το κόστος αυτό θα ανέρχεται στα € 241.984.491,5. Η παραγόμενη ενέργεια θα είναι τότε 2.740.988,50 MWh (βλ. Πίνακα 9.9). Αυτό σημαίνει ότι το κόστος παραγωγής 1 MWh παραγόμενης ενέργειας, φτάνει τα € 88 περίπου.

Για το φ/β σταθμό των 120 kW, η εγκατεστημένη ισχύς του αντιστοιχεί στο 0,015% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος του ΣΗΕ Κρήτης, ενώ η παραγόμενη ενέργεια από αυτόν, φτάνει τις 160,747 MWh, ποσότητα η οποία αντιστοιχεί στο 0,0065% της συνολικής παραγόμενης ενέργειας από το ΣΗΕ Κρήτης. Το κόστος εγκατάστασης του φ/β σταθμού φτάνει τα € 1.277.351, οπότε το κόστος παραγωγής μιας MWh από το φ/β σταθμό ανέρχεται στα € 7.635,3. Συνεπώς, το κόστος παραγωγής μιας MWh από το φ/β σταθμό είναι κατά $7.635,3/88 = 87$ περίπου φορές μεγαλύτερο από το αντίστοιχο μέσο εκτιμώμενο κόστος από το ΣΗΕ Κρήτης.

Για το φ/β σταθμό των 24,64 kW, η εγκατεστημένη ισχύς του αντιστοιχεί στο 0,0035% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος του ΣΗΕ Κρήτης, ενώ η παραγόμενη ενέργεια από αυτόν, φτάνει τις 33,007 MWh, ποσότητα η οποία αντιστοιχεί στο 0,0016% της συνολικής παραγόμενης ενέργειας από το ΣΗΕ Κρήτης. Το κόστος εγκατάστασης του φ/β σταθμού φτάνει τα € 257.047, οπότε το κόστος παραγωγής μιας MWh από το φ/β σταθμό ανέρχεται στα € 7.787,65. Συνεπώς, το κόστος παραγωγής μιας MWh από το φ/β σταθμό είναι κατά $7.787,65/88 = 88,5$ περίπου φορές μεγαλύτερο από το αντίστοιχο μέσο εκτιμώμενο κόστος από το ΣΗΕ Κρήτης.

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στην παρούσα εργασία παρουσιάστηκε μια μεθοδολογία αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φ/β συστήματα. Η μεθοδολογία αυτή καλύπτει όλες τις φάσεις ανάπτυξης του έργου, από τον αρχικό σχεδιασμό έως και την τελική οικονομική του αξιολόγηση. Για τη θεωρητική περιγραφή της μεθοδολογίας αυτής χρησιμοποιήθηκαν στοιχεία τα οποία αφορούν τον τρόπο υπολογισμού της ηλιακής ακτινοβολίας, καθώς και στοιχεία τα οποία αναφέρονται στον τρόπο με τον οποίο εξετάζεται η οικονομική βιωσιμότητα επενδυτικών σχεδίων, όπως η εγκατάσταση φ/β σταθμών.

Σε ότι αφορά την εξέλιξη της παραγωγής και εγκατάστασης φ/β συστημάτων, διαπιστώθηκε ότι κυρίαρχη θέση κατέχουν η Ιαπωνία, οι Η.Π.Α. και η Γερμανία, με την Ιαπωνία να βρίσκεται στην πρώτη θέση παγκοσμίως. Οι τιμές των φ/β στοιχείων ακολουθούν συνεχώς πτωτική πορεία, από το 1991 έως και σήμερα, ωστόσο και οι σημερινές τους τιμές παραμένουν υψηλές. Η πρόοδος που σημειώνεται στον τομέα της βελτίωσης της απόδοσης των φ/β στοιχείων είναι σημαντική, ενώ το ερευνητικό ενδιαφέρον πάνω στο θέμα αυτό είναι έντονο. Ήδη η έρευνα έχει οδηγήσει στην ανάπτυξη φ/β στοιχείων τρίτης γενιάς, παρουσιάζοντας πληθώρα νέων τεχνολογιών που υλοποιήθηκαν σε ερευνητικά εργαστήρια.

Εξαιτίας της συνεχώς αυξανόμενης ανάγκης για λήψη μέτρων τα οποία αφορούν την περιβαλλοντική προστασία, η εξέλιξη της χρησιμοποίησης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) παρουσιάζει σημαντική πρόοδο σε πολλές περιοχές του κόσμου. Πολλές χώρες ανά τον κόσμο ορίζουν θεσμικά πλαίσια για τη χρησιμοποίηση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, με αποτέλεσμα οι ΑΠΕ να κερδίζουν συνεχώς έδαφος. Η χρησιμοποίηση, ωστόσο, των φ/β εγκαταστάσεων ως εναλλακτική πηγή ενέργειας προς το παρόν χαρακτηρίζεται από το υψηλό κόστος εγκατάστασης και για το λόγο αυτό βρίσκεται σε χαμηλή θέση συγκριτικά με τις υπόλοιπες μορφές εναλλακτικών πηγών ενέργειας. Στην Ελλάδα η χρησιμοποίηση φ/β εγκαταστάσεων περιορίζεται σε εφαρμογές μικρής κλίμακας (ξενοδοχεία, επιχειρήσεις, κτλ), ενώ ο αριθμός των εφαρμογών αυτών είναι εξαιρετικά μικρός προς το παρόν.

Στην εργασία αυτή παρουσιάστηκε μία μεθοδολογία αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα. Η μεθοδολογία βασίζεται στην αξιολόγηση των επενδυτικών σχεδίων, λαμβάνοντας υπόψιν κλασσικά κριτήρια οικονομικής αξιολόγησης, όπως τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης, την καθαρή παρούσα αξία, την απλή επανείσπραξη, το χρόνο μέχρι την πρώτη θετική ταμειακή ροή που θα παρουσιάσει το έργο και το δείκτη κερδοφορίας. Πολλά από τα κριτήρια αυτά λαμβάνουν υπόψιν τη διαχρονική αξία του χρήματος, αξιολογώντας με τον τρόπο αυτό το έργο σε όλη τη διάρκειά του, προσδίδοντας ένα μεγάλο βαθμό αξιοπιστίας στα εξαγόμενα συμπεράσματα.

Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας, η περιγραφόμενη μεθοδολογία εφαρμόστηκε σε τέσσερις υλοποιήσεις εγκατάστασης φ/β συστημάτων, οι οποίες έλαβαν χώρα κατά το παρελθόν, το έτος 2000 συγκεκριμένα, με τόπο εγκατάστασης κάποιες περιοχές του Καναδά. Οι εφαρμογές αυτές αφορούν την εγκατάσταση φ/β συστημάτων για διαφορετικές χρήσεις, με το μέγεθος της εγκατεστημένης τους ισχύος να διαφέρει από εφαρμογή σε εφαρμογή. Τα αποτελέσματα εφαρμογής της περιγραφόμενης μεθοδολογίας σε αυτές τις περιπτώσεις έδειξαν ότι η εγκατάσταση των αντίστοιχων φ/β συστημάτων επέφερε σημαντικά οικονομικά πλεονεκτήματα στους εμπλεκόμενους επενδυτές. Το μέγεθος της εγκατεστημένης ισχύος των περιγραφόμενων φ/β συστημάτων κυμαίνεται από 0,05 kWp μέχρι και 80 kWp.

Επίσης, η περιγραφόμενη μεθοδολογία οικονομικής αξιολόγησης εφαρμόστηκε και για την περίπτωση εγκατάστασης δύο φ/β σταθμών στην περιοχή των Χανίων, οι οποίοι θα διασυνδέονται με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, θα είναι κεντροποιημένοι και όλη η παραγόμενη ενέργεια από αυτούς θα πωλείται στην ηλεκτρική εταιρία (Δ.Ε.Η. ΑΕ). Ο ένας από τους φ/β σταθμούς επιλέχθηκε να έχει εγκατεστημένη ισχύ 120 kWp και ο δεύτερος εγκατεστημένη ισχύ 24,64 kWp. Η περιοχή των Χανίων είναι γνωστό ότι εκτίθεται σε σημαντική ποσότητα ηλιακής ακτινοβολίας κάθε χρόνο, οπότε η εξέταση των δύο προαναφερόμενων περιπτώσεων έχει σημαντικό ενδιαφέρον. Τα στοιχεία για την ποσότητα της ηλιακής ακτινοβολίας που δέχεται η περιοχή των Χανίων είναι γνωστά από δεδομένα μέτρησης της ηλιακής ακτινοβολίας και αντλήθηκαν από τη βιβλιογραφία.

Ο φ/β σταθμός των 120 kWp έχει εκτιμώμενο κόστος € 1.227.351 και ο δεύτερος φ/β σταθμός των 24,64 kWp έχει εκτιμώμενο κόστος € 257.047. Τα αποτελέσματα για την οικονομική αξιολόγηση των δύο παραπάνω φ/β σταθμών προέκυψαν, χωριστά για τον καθένα, για προεπιλεγμένες τιμές των παραμέτρων που τους χαρακτηρίζουν (Βασικό Σενάριο) και υποβλήθηκαν σε ανάλυση ευαισθησίας, για τον καθορισμό του τρόπου με τον οποίο μεταβάλλονται τα αποτελέσματα της αξιολόγησης, αν μεταβληθεί η τιμή μίας κάθε φορά παραμέτρου του Βασικού Σεναρίου. Η σύγκριση των αποτελεσμάτων αυτών έδειξε ότι ο φ/β σταθμός με εγκατεστημένη ισχύ 120 kWp είναι επενδυτικά βιώσιμος, ενώ ο δεύτερος φ/β σταθμός των 24,64 kWp είναι επενδυτικά ασύμφορος (για το σκοπό που προορίζεται).

ΛΕΞΙΛΟΓΙΟ

Carryforward: Λογιστικός όρος, σύμφωνα με τον οποίο σε μία εταιρία ή σε μία επένδυση είναι δυνατόν να παραλειφθούν στοιχεία του ισολογισμού και να μεταφερθούν σε ισολογισμό ενός από τα επόμενα δύο με επτά έτη. Σκοπός είναι η μείωση της φορολογίας.

Αιχμή φορτίου: Η μέγιστη ζήτηση φορτίου.

Άμεση ηλιακή ακτινοβολία: Το τμήμα της ηλιακής ακτινοβολίας το οποίο φτάνει στη γη χωρίς ή με ελάχιστη σκέδαση στην ατμόσφαιρα της γης. Μετράται με ένα όργανο το οποίο ονομάζεται “πυρηλιόμετρο”.

Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ): Γνωστές και ως ήπιες μορφές ενέργειας και ως Εναλλακτικές μορφές ενέργειας. Είναι οι τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από την εκμετάλλευση φυσικών πόρων (οι οποίοι ανανεώνονται διαρκώς) και δεν έχουν αρνητικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις.

Αστρονομική μονάδα (AU): Η απόσταση γης - ήλιου, μετρούμενη από τα κέντρα των δύο αυτών ουράνιων σωμάτων. Η απόσταση αυτή είναι περίπου 150.000.000 km.

Βαθμός απόδοσης: Το μέγεθος των κερδών και άλλων οφελειών, εκφρασμένο σε ποσοστό ετήσιας απόδοσης των αρχικών κοστών.

Δείκτης αποδοτικότητας: Κριτήριο αξιολόγησης επενδυτικών έργων. Φανερώνει το πόσο αποδοτικό είναι ένα επενδυτικό έργο, συγκρίνοντας την καθαρή παρούσα αξία του έργου με τα αρχικά του κόστη.

Δείκτης αυτοχρηματοδότησης του επενδυτικού έργου: Κριτήριο αξιολόγησης επενδυτικών έργων. Υπολογίζεται περιοδικά το εάν και σε ποιο ποσοστό τα έσοδα από το επενδυτικό έργο επαρκούν για την αποπληρωμή του χρέους του, εντός της προθεσμίας αποπληρωμής.

Διάχυτη ηλιακή ακτινοβολία: Το τμήμα της ηλιακής ακτινοβολίας το οποίο φτάνει στη γη, υποκείμενο σε σκέδαση στα μόρια της ατμόσφαιρας ή στο έδαφος, για αυτό και έχει πολλές και διαφορετικές διευθύνσεις διάδοσης από όλο τον ουράνιο θόλο.

Δομή μιας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας: Συναντάται και ως δομή ενός Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ). Αναφέρεται στο ποσοστό της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τα διάφορα τμήματα του ΣΗΕ (π.χ. ατμοστρόβιλους, υδροστρόβιλους, γεννήτριες που χρησιμοποιούν κάποιο καύσιμο κτλ).

Εγκατεστημένη ισχύς: Η ονομαστική ικανότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μια μονάδα παραγωγής ηλεκτρισμού.

Εκπομπές αερίων θερμοκηπίου: Η εκπομπή αερίων κατά τη λειτουργία μίας εγκατάστασης, τα οποία συμβάλλουν στη εκδήλωση του φαινομένου του θερμοκηπίου. Τέτοια αέρια θεωρούνται το CO₂, το CH₄ και το N₂O.

Ηλιακή ακτινοβολία: Η ακτινοβολία που εκπέμπεται από τον ήλιο και διαχέεται στον περιβάλλοντα χώρο (διάστημα). Όταν φτάνει στη γη, διακρίνεται σε άμεση και διάχυτη ακτινοβολία.

Ηλιακή ενέργεια: Η ενέργεια που φτάνει από τον ήλιο μέσω της ηλιακής ακτινοβολίας στη γη και μπορεί να καταστεί εκμεταλλεύσιμη με ποικίλους τρόπους.

Ηλιακή σταθερά: Το σταθερό ποσό της ηλιακής ακτινοβολίας που φτάνει από τον ήλιο σε μια επιφάνεια στη γη, κάθετη στη διεύθυνση της ηλιακής ακτινοβολίας. Έχει τιμή 1.353 W/m^2 .

Ημιαγωγοί: Υλικά τα οποία εμφανίζουν ιδιότητες κατάλληλες ώστε να χρησιμοποιηθούν για την κατασκευή φωτοβολταϊκών στοιχείων (κυρίως είναι τετρασθενή στοιχεία, έχουν δηλαδή τέσσερα ηλεκτρόνια στην εξωτερική τους στιβάδα).

Καθαρή παρούσα αξία: Κριτήριο αξιολόγησης επενδυτικών έργων. Στηρίζεται στην αποτίμηση της παρούσας αξίας μιας σειράς καθαρών ταμειακών ροών που λαμβάνουν χώρα σε κάποιο διάστημα στο μέλλον, χρησιμοποιώντας κάποιο *προεξοφλητικό επιτόκιο*.

Κύκλος λειτουργίας: Το διάστημα κατά το οποίο μία εγκατάσταση λειτουργεί για το σκοπό για τον οποίο έχει δημιουργηθεί.

Λειτουργικά έσοδα: Τα έσοδα που προκύπτουν από τη λειτουργία μίας εγκατάστασης.

Λειτουργικά κόστη: Τα συνολικά έξοδα που απαιτούνται ώστε να διατηρηθεί λειτουργική μία εγκατάσταση.

Λογιστική απόσβεση: Λογιστική μέθοδος υπολογισμού της αξίας του εξοπλισμού ή άλλης αξίας μίας επένδυσης, η οποία θεωρείται ότι μειώνεται με το χρόνο, μέχρι να μηδενιστεί (δηλαδή η αξία του εξοπλισμού δεν θεωρείται ίση με την αξία κτήσης του για όλα τα έτη).

Μέθοδος εσωτερικού βαθμού απόδοσης: Μέθοδος η οποία χρησιμοποιείται για την αξιολόγηση ενός επενδυτικού έργου, βασισμένη στο βαθμό απόδοσης. Μπορεί να χρησιμοποιηθεί παράλληλα με την έννοια της *παρούσας αξίας*.

Μέθοδος της απλής επανείσπραξης: Κριτήριο αξιολόγησης επενδυτικών έργων. Εκτιμάται το χρονικό διάστημα μέσα στο οποίο οι επενδυτές θα λάβουν τα χρήματά τους πίσω, χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η διάρκεια ζωής του επενδυτικού έργου.

Μέση ημέρα: Συμβατική μέθοδος προσδιορισμού των αντιπροσωπευτικών ημερομηνιών κάθε μήνα, για το υπολογισμό της ηλιακής ακτινοβολίας κάθε μήνα, με βάση αυτές τις ημερομηνίες. Έχουν προταθεί πολλές τέτοιες ημερομηνίες (συνήθως μέσα στην περίοδο μεταξύ 14 - 17 κάθε μήνα).

Μη συνδεδεμένη φωτοβολταϊκή εγκατάσταση: Μία φωτοβολταϊκή εγκατάσταση η οποία δεν είναι συνδεδεμένη με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Μπορεί να διαθέτει ή όχι σύστημα συσσώρευσης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (πχ σε μπαταρίες). Διακρίνονται σε εφαρμογές για οικιακή ή μη οικιακή χρήση.

Ολική ηλιακή ακτινοβολία: Το άθροισμα της άμεσης και της διάχυτης ηλιακής ακτινοβολίας.

Παρούσα αξία: Η αξία ενός κεφαλαίου διαχρονικά. Π.χ. η αποτίμηση της αξίας ενός ποσού χρημάτων σήμερα, μετά από κάποια περίοδο.

Πληθωρισμός: Οικονομικό μέγεθος το οποίο περιγράφει την αύξηση του κόστους των αγαθών και των παρεχόμενων υπηρεσιών ανά μονάδα χρόνου.

Προεξοφλητικό επιτόκιο: Το επιτόκιο (σχετικό με το γενικό πληθωρισμό και με τιμή πάνω από αυτόν) με το οποίο εάν επενδυθούν κάποια χρήματα θα αυξηθούν σε αξία (συνήθως μεταξύ 8-12%). Χρησιμοποιείται συνήθως για σύγκριση με τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης.

Συνδεδεμένη φωτοβολταϊκή εγκατάσταση: Μία φωτοβολταϊκή εγκατάσταση η οποία είναι συνδεδεμένη με το κεντρικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Με τον τρόπο αυτό καλύπτονται οι ανάγκες για τις οποίες δεν επαρκεί η φωτοβολταϊκή εγκατάσταση μόνη της, ενώ σε περίπτωση υπερπαραγωγής ηλεκτρισμού από την τελευταία, το πλεόνασμα διοχετεύεται απευθείας στο δίκτυο. Διακρίνονται σε κεντροποιημένες και κατακεντρωμένες εγκαταστάσεις, για τροφοδοσία κατοικήσιμων περιοχών και βιομηχανικών κτιρίων ή ενίσχυση του κεντρικού δικτύου διανομής αντίστοιχα.

Ταμειακές ροές: Μία σειρά από υπολογισμούς των περιοδικών (συνήθως ετήσιων) εισοδημάτων και δαπανών μίας επένδυσης. Καθαρές ταμειακές ροές θεωρούνται τα καθαρά περιοδικά έσοδα μείον τα καθαρά περιοδικά έξοδα.

Φωτοβολταϊκή συστοιχία: Κατασκευή η οποία αποτελείται από πολλά χωριστά φωτοβολταϊκά πλαίσια ή πανέλα, με κοινή ηλεκτρική διασύνδεση.

Φωτοβολταϊκό πανέλο: Κατασκευή η οποία αποτελείται από πολλά φωτοβολταϊκά πλαίσια με κοινή ηλεκτρική διασύνδεση.

Φωτοβολταϊκό πάρκο: Η συνένωση πολλών φωτοβολταϊκών συστοιχιών μαζί (προκειμένου για απαιτήσεις ισχύος που δεν καλύπτονται με άλλο τρόπο σύνδεσης).

Φωτοβολταϊκό πλαίσιο: Κατασκευή η οποία περιλαμβάνει πολλά φωτοβολταϊκά στοιχεία για τη δέσμευση ηλιακής ακτινοβολίας.

Φωτοβολταϊκό στοιχείο: Γνωστό και ως *ηλιακό στοιχείο* και ως *φωτοβολταϊκό κύτταρο*. Είναι η μικρότερη λειτουργική μονάδα ενός φωτοβολταϊκού συστήματος, η οποία δεσμεύει και μετατρέπει την ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρισμό, στηριζόμενη στο φωτοβολταϊκό φαινόμενο.

Φωτοβολταϊκό σύστημα: Σύστημα το οποίο συνίσταται από μηχανολογικό, ηλεκτρολογικό και ηλεκτρονικό εξοπλισμό, με σκοπό την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας εκμεταλλευόμενο την ηλιακή ακτινοβολία.

Φωτοβολταϊκό φαινόμενο: Είναι το φαινόμενο κατά το οποίο όταν ηλιακή ακτινοβολία προσπέσει στην επιφάνεια ενός φωτοβολταϊκού στοιχείου τα δομικά στοιχεία της επιφάνειας αυτής (άτομα και μόρια) μεταλλάσσονται και παράγεται έτσι ηλεκτρισμός.

Χρεολύσιο: Το ποσό που αποδίδεται περιοδικά (συνήθως σε ετήσια βάση) για την αποπληρωμή του χρέους του επενδυτικού έργου.

Χρόνος μέχρι την πρώτη θετική καθαρή ταμειακή ροή: Κριτήριο αξιολόγησης επενδυτικών έργων. Εκτιμάται το χρονικό διάστημα στο οποίο θα προκύψει η πρώτη θετική καθαρή ταμειακή ροή.