



**ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ  
ΤΜΗΜΑ ΟΡΓΑΝΩΣΗΣ ΚΑΙ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ  
ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ  
ΣΤΗ ΔΙΟΙΚΗΣΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ (ΜΒΑ)**

Διπλωματική Εργασία

***ΟΙΚΟΝΟΜΟΤΕΧΝΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΓΙΑ ΤΗΝ  
ΕΚΜΕΤΑΛΛΕΥΣΗ ΠΡΑΣΙΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ ΜΟΝΑΔΑ  
ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ***

Κωνσταντίνος Α. Αδαμόπουλος  
Αρ. Μητρώου: ΕΜΒΑ0801

**Πειραιάς 2011**



## Καταστάσεις Πινάκων, Εικόνων και Διαγραμμάτων

### Πίνακες

Table 2-1 Κόστος Προ-επενδυτικών Μελετών και Ερευνών .....	17
3-1 Τιμές πώλησης ηλεκτρικού ρεύματος από Φ/Β (ν. 3734/2009) .....	35
3-2 Πρόβλεψη εσόδων από πώληση ηλεκτρικού ρεύματος στην ΔΕΗ .....	36
4-1 Κόστος Βοηθητικών Υλικών και Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας.....	42
5-1 Προβλεπόμενη παραγωγή του συστήματος για τα επόμενα 20 έτη .....	44
5-2 Ηλιακή ακτινοβολία σε σύγκριση με άλλες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (πηγή EPIA) .....	46
5-3 Ταξινόμηση φωτοβολταϊκών συστημάτων ανά μέγεθος, τύπο και market segment (πηγή EPIA) .....	52
5-4 Απόδοση ανά διαθέσιμη τεχνολογία φωτοβολταϊκών πάνελ (πηγή EPIA).....	53
5-5 Ο Κύριος Παραγωγικός Εξοπλισμός του συστήματος.....	57
5-6: Ο Βοηθητικός Εξοπλισμός του συστήματος.....	58
5-7: Εξοπλισμός Εξυπηρέτησης .....	58
5-8: Συγκεντρωτικός πίνακας κόστους επένδυσης.....	59
5-9: Κόστος έργων Πολιτικού Μηχανικού.....	61
6-1: Γενικά Έξοδα κατά το πρώτο έτος λειτουργίας.....	66
8-1: Οικονομικά στοιχεία της επένδυσης.....	75
9-1: Εκτίμηση διάρκειας κάθε δραστηριότητας.....	93
9-2: Διάγραμμα Gantt το οποίο αποτυπώνει την αναμενόμενη εξέλιξη του έργου .....	94
10-1: Συνολικό Κόστος Επένδυσης .....	97
10-2: Πίνακας αποσβέσεων.....	99
10-3 Ανάλυση των στοιχείων του κόστους παραγωγής.....	100
10-4: Το κόστος παραγωγής ανά έτος- από το πρώτο έτος λειτουργίας μέχρι το 20 <sup>ο</sup> .	101
10-5: Κόστος ανά παραγόμενη kWh.....	102
10-6: Έσοδα από Πωλήσεις για τα πρώτα 20 χρόνια .....	103
10-7: Πίνακας με Αποτελέσματα Χρήσεων από 2012 έως 2021.....	105
10-8: Ενδεικτικός Ισολογισμός.....	106
10-9: Κατάσταση Ταμειακών Ροών .....	107
10-10: Καθαρές Ταμειακές Ροές για 20 έτη.....	109
10-11: Συνολική Παρούσα Αξία των Καθαρών Ταμειακών Ροών με συντελεστή προεξόφλησης 10% .....	111
10-12: Υπολογισμός Παρούσας αξίας με εναλλακτικούς συντελεστές προεξόφλησης	113
10-13: Υπολογισμός της «επιδότησης» ανά Kwh για τα επόμενα 20 έτη .....	117
10-14: Η παρούσα αξία της επιδότησης με συντελεστή προεξόφλησης 5%.....	118
10-15: Εξωτερικό κόστος συνδεδεμένο με την έκλυση CO <sub>2</sub> (Georgakellos, 2010).....	120
10-16: Υπολογισμός των εσόδων του κράτους από την πώληση δικαιωμάτων εκπομπής CO <sub>2</sub> .....	120
10-17: Υπολογισμός του εξωτερικού κόστους (το οποίο θα αποφευχθεί) .....	121
10-18:.....	122
10-19 Προεξόφληση των εσόδων από πώληση δικαιωμάτων CO <sub>2</sub> και της αποφυγής του εξωτερικού κόστους .....	122

### Εικόνες

Figure 1-1 Αεροφωτογραφία του κτιρίου αποθήκης και γραφείων.....	12
Figure 3-1 : Εθνικοί δεσμευτικοί στόχοι για την διείσδυση των ΑΠΕ στην	

καταναλισκόμενη ενέργεια στην χώρα μας (πηγή ΥΠΕΚΑ) .....	19
Figure 3-2 Διασυνδεδεμένο φωτοβολταϊκό σύστημα (αριστερά) και αυτόνομο (δεξιά) – Πηγή: ΕΡΙΑ .....	21
Figure 3-3 Το μοντέλο μιας αγοράς η οποία λειτουργεί με βάση την λογική “Feed-in Tariff”, πηγή SOLAR GENERATION 6, SOLAR PHOTOVOLTAIC ELECTRICITY EMPOWERING THE WORLD 2011”, ΕΡΙΑ, p.47 .....	22
Figure 3-4 : Έκλυση αερίων του Θερμοκηπίου ανά κλάδο της οικονομίας σε παγκόσμιο επίπεδο (πηγή «Stern Review on the Economics of Climate Change») .....	24
Figure 3-5 Tselepis S. - Monthly evolution of grid-connected PV systems in the Interconnected Electric System (mainland) .....	25
Figure 3-6 Η παγκόσμια αγορά φωτοβολταϊκών το 2009 (πηγή ΕΡΙΑ).....	26
Figure 3-7 Η παραγωγή Φ/Β κατά την διάρκεια του 24ώρου σε σχέση με την μεσημεριανή αιχμή ζήτησης.....	28
Figure 3-8 Η παραγωγή ηλιακού ηλεκτρισμού σε σχέση με την εποχική ζήτηση (Πηγή ΣΕΦ, Ιαν.2011).....	28
Figure 3-9 Κόστος παραγόμενου Kwh σε σχέση με το μέγεθος της μονάδας και η εκτίμηση για της επόμενες δεκαετίες (πηγή: ΕΡΙΑ/Greenpeace).....	31
Figure 3-10 Η σχέση κόστους (\$) ανά wh σε σχέση με την συνολική ισχύ (MW) της μονάδας και την τεχνολογία που χρησιμοποιεί .....	31
Figure 3-11 Η ενεργειακή απόσβεση των φωτοβολταϊκών στοιχείων (πάνελ)- πηγή ΣΕΦ .....	37
Figure 3-12 Η ενεργειακή απόσβεση των φωτοβολταϊκών στοιχείων (πάνελ)- πηγή ΣΕΦ .....	38
Figure 5-1 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από την ηλιακή ακτινοβολία (πηγή ΕΡΙΑ) 48	
Figure 5-2 Κύτταρο μόνο-κρυσταλλικού τύπου (αριστερά) και πολύ-κρυσταλλικού τύπου (δεξιά) .....	53
Figure 5-3 Κύτταρο thin-film .....	53
Figure 5-4 Τυπική συνδεσμολογία διασυνδεδεμένου συστήματος (πηγή Σύνδεσμος Εταιρειών Φωτοβολταϊκών) .....	54
Figure 6-1: Το οργανόγραμμα της επιχείρησης.....	63
Figure 8-1: Χάρτης με το ηλιακό δυναμικό της Ελλάδας .....	71
Figure 8-2: Βιομηχανικές εγκαταστάσεις στην περιοχή .....	77
Figure 8-3: Απεικόνιση των πλησιέστερων περιοχών Natura 2000 (SCI και SPA) – πηγή <a href="http://natura2000.eea.europa.eu/">http://natura2000.eea.europa.eu/</a> .....	78

## Περιεχόμενα

Καταστάσεις Πινάκων, Εικόνων και Διαγραμμάτων.....	2
Πίνακες .....	2
Εικόνες.....	2
Περιεχόμενα .....	4
1. Σύνοψη του Επενδυτικού Σχεδίου .....	6
1.1. Βασική Ιδέα και Ιστορικό του Προγράμματος.....	6
1.2. Ανάλυση Αγοράς και Μάρκετινγκ.....	7
1.3. Πρώτες Ύλες και άλλα Εφόδια .....	8
1.4. Μηχανολογικά και Τεχνολογία.....	8
1.5. Οργάνωση της Μονάδας και Γενικά Έξοδα .....	9
1.6. Ανθρώπινοι Πόροι.....	9
1.7. Τοποθεσία – Χώρος Εγκατάστασης – Περιβάλλον .....	9
1.8. Προγραμματισμός Εκτέλεσης Έργου .....	10
1.9. Χρηματοοικονομική Ανάλυση και Αξιολόγηση της Επένδυσης .....	10
1.10. Συμπέρασμα .....	12
2. Βασική Ιδέα και το Ιστορικό του Επενδυτικού Σχεδίου .....	13
2.1. Εισαγωγή.....	13
2.2. Ταυτότητα του Επενδυτικού Σχεδίου .....	14
2.3. Σύντομη Περιγραφή του Επενδυτικού Σχεδίου .....	14
2.4. Σκοπιμότητα του Επενδυτικού Σχέδιο .....	15
2.5. Πολιτικές που Υποστηρίζουν το Επενδυτικό Σχέδιο.....	16
2.6. Ιστορική εξέλιξη του επενδυτικού σχεδίου .....	16
2.7. Οικονομοτεχνική Μελέτη .....	17
2.8. Κόστος Εκπόνησης της Μελέτης και των Σχετικών Ερευνών.....	17
3. Ανάλυση Αγοράς και Μάρκετινγκ.....	18
3.1. Εισαγωγικά Στοιχεία.....	18
3.2. Ορισμός της Αγοράς και Ανάλυση της Δομής της Αγοράς.....	20
3.3. Η Διαχρονική Εξέλιξη των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας.....	23
3.4. Η Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ .....	26
3.4.1. Παράγοντες Διαμόρφωσης Ζήτησης.....	27
3.5. Ευρωπαϊκή και Εθνική Ενεργειακή Πολιτική.....	29
3.6. Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας από Φ/Β.....	29
3.7. Παράγοντες Διαμόρφωσης Προσφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας .....	32
3.7.1. Εθνική Ενεργειακή Πολιτική.....	32
3.7.2. Διαδικασία Αδειοδότησης Έργων ΑΠΕ .....	32
3.7.3. Διασύνδεση Μονάδων Παραγωγής ΑΠΕ με το Σύστημα Μεταφοράς.....	32
3.8. Το Σχέδιο Μάρκετινγκ.....	33
3.9. Έσοδα Πωλήσεων .....	33
3.9.1. Τιμές Αγοράς της KWh από ΑΠΕ.....	33
3.9.2. Υπολογισμός εσόδων από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας διασυνδεδεμένου συστήματος.....	35
3.10. Άλλα έμμεσα οφέλη.....	37
3.10.1. Κοινωνικός απολογισμός.....	37
4. Πρώτες Ύλες και Άλλα Εφόδια .....	39
4.1. Γενικά.....	39
4.2. Ταξινόμηση των Πρώτων Υλών και των Άλλων Εφοδίων.....	39
4.3. Επιλογή των Πρώτων υλών και των Άλλων Εφοδίων .....	39
4.3.1. Πρώτες Ύλες και Επεξεργασμένα Βιομηχανικά Υλικά και Συστατικά ....	39
4.3.2. Εφόδια .....	40
4.3.3. Βοηθητικά Υλικά και άλλα Εφόδια .....	40

4.4.	Ανταλλακτικά.....	40
4.5.	Διαθεσιμότητα και Προμήθεια.....	41
4.5.1.	Α απαιτούμενες Ποσότητες Εισροών.....	41
4.5.2.	Διαθεσιμότητα Υλικών.....	41
4.5.3.	Υπολογισμός του Κόστους Πρώτων Υλών και άλλων Εφοδίων.....	42
4.6.	Πίνακες.....	42
5.	Μηχανολογία και Τεχνολογία.....	43
5.1.	Εισαγωγή.....	43
5.2.	Πρόγραμμα Παραγωγής και Δυναμικότητα Μονάδας.....	43
5.3.	Τεχνολογία.....	45
5.3.1.	Κριτήρια Επιλογής Τεχνολογίας.....	45
5.3.2.	Επιλογή Τεχνολογίας.....	45
5.3.3.	Περί Ηλιακής Ενέργειας.....	45
5.3.4.	Αρχή λειτουργίας του Φωτοβολταϊκού Φαινομένου.....	47
5.4.	Τα Φωτοβολταϊκά Πάνελ.....	49
5.5.	Βάσεις Φωτοβολταϊκών Πάνελ.....	49
5.6.	Σύνδεση φωτοβολταϊκών πλαισίων με βοηθητικό εξοπλισμό.....	50
5.7.	Φωτοβολταϊκά Συστήματα.....	51
5.8.	Σύνδεση του συστήματος στο δίκτυο.....	54
5.9.	Αντικεραυνική προστασία.....	55
5.10.	Έλεγχος της Παραγωγικής Διαδικασίας.....	55
5.11.	Τρόπος Απόκτησης της Τεχνολογίας.....	56
5.12.	Μηχανολογικός – Ηλεκτρολογικός Εξοπλισμός.....	56
5.12.1.	Κύριος Παραγωγικός εξοπλισμός.....	57
5.12.2.	Βοηθητικός Εξοπλισμός.....	58
5.12.3.	Εξοπλισμός Εξυπηρετήσεως.....	58
5.13.	Επιλογή Προμηθευτή Παραγωγικού Εξοπλισμού.....	58
5.14.	Κόστος Κύριου, Βοηθητικού και Εξοπλισμού Εξυπηρετήσεως.....	59
5.15.	Συντήρηση Παραγωγικού Εξοπλισμού.....	60
5.16.	Έργα Πολιτικού Μηχανικού.....	60
6.	Οργάνωση Μονάδας και Γενικά Έξοδα.....	62
6.1.	Εισαγωγικά Στοιχεία.....	62
6.2.	Οργανωσιακή Δομή.....	62
6.3.	Γενικά Έξοδα.....	64
7.	Ανθρώπινοι Πόροι.....	67
7.1.	Εισαγωγικά Στοιχεία.....	67
7.2.	Απαραίτητο Ανθρώπινο Δυναμικό.....	67
7.3.	Λειτουργική Φάση.....	67
8.	Τοποθεσία – Χώρος Εγκαταστάσεων – Περιβάλλον.....	69
8.1.	Εκτίμηση Συνολικών Αναγκών σε Χώρους.....	69
8.2.	Τοποθεσία και Χώρος Εγκατάστασης.....	69
8.3.	Το ηλιακό δυναμικό στη θέση της εγκατάστασης.....	70
8.4.	Περιβαλλοντικές Προϋποθέσεις Εγκατάστασης.....	73
8.5.	Περιγραφή έργου.....	73
8.6.	Γεωγραφική θέση έργου.....	74
8.7.	Οικονομικά στοιχεία του έργου.....	74
8.8.	Περιγραφή εναλλακτικών λύσεων.....	75
8.9.	Φυσικό Περιβάλλον.....	76
8.9.1.	Γενικά στοιχεία.....	76
8.9.2.	Ειδικές φυσικές περιοχές.....	76
8.9.3.	Προστατευμένες Περιοχές με βάση την Εθνική Νομοθεσία.....	78
8.9.4.	Προστατευμένες Περιοχές με Διεθνής Σημασία.....	78
8.10.	Περιγραφή του φυσικού περιβάλλοντος της περιοχής μελέτης.....	79
8.10.1.	Ανθρωπογενές περιβάλλον.....	79
8.10.2.	Πιέσεις στο περιβάλλον από άλλες ανθρωπογενείς δραστηριότητες.....	79

8.11.	Εκτίμηση Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων .....	80
8.12.	Διαχείριση Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων .....	80
9.	Προγραμματισμός και Προϋπολογισμός Εκτελέσεως του Έργου .....	82
9.1.	Χρονοπρογραμματισμός .....	82
9.2.	Διαδικασίες Αδειοδοτήσεων Φωτοβολταϊκών Συστημάτων .....	83
9.3.	Φωτοβολταϊκά σε στέγες .....	84
9.3.1.	Συστήματα <10 kWp.....	84
9.3.2.	Συστήματα 10-100 kWp.....	84
9.3.3.	Συστήματα 100-1000 kWp.....	84
9.3.4.	Συστήματα >1000 kWp.....	84
9.4.	Συστήματα επί εδάφους .....	85
9.4.1.	Συστήματα <500 kWp.....	85
9.4.2.	Συστήματα 500-1000 kWp.....	85
9.4.3.	Συστήματα >1000 kWp.....	86
9.5.	Η αδειοδοτική διαδικασία για την συγκεκριμένη επένδυση .....	86
9.5.1.	Έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακας από την Πολεοδομία.....	87
9.5.2.	Αίτηση στο περιφερειακό γραφείο της ΔΕΗ για προσφορά όρων σύνδεσης 88	
9.5.3.	Υπογραφή σύμβασης αγοροπωλησίας με ΔΕΣΜΗΕ.....	89
9.6.	Κατασκευαστική φάση.....	90
9.7.	Σύνδεση στο δίκτυο της ΔΕΗ.....	90
9.8.	Μεθοδολογία για τον Προγραμματισμό του Έργου .....	91
9.9.	Ανάλυση με την Μεθόδου PERT .....	92
9.10.	Κόστος Εκτέλεσης του Επενδυτικού Προγράμματος (Προϋπολογισμός) ..	94
10.	Χρηματοοικονομική Ανάλυση και Αξιολόγηση της Επένδυσης .....	95
10.1.	Γενικά.....	95
10.2.	Ανάλυση Κόστους Επένδυσης .....	95
10.3.	Πάγιο Ενεργητικό .....	96
10.4.	Συνολικό Κόστος Επένδυσης .....	96
10.5.	Κεφάλαιο Κίνησης.....	97
10.6.	Κόστος Αποσβεσθέντων Παγίων.....	97
10.7.	Τοκοχρεωλυτικές Υποχρεώσεις .....	98
10.8.	Συνολικό Κόστος Παραγωγής .....	100
10.9.	Έσοδα από τη πώληση ηλεκτρικού ρεύματος .....	102
10.10.	Κατάσταση Αποτελεσμάτων Χρήσης, Ισολογισμός και Κατάσταση Ταμειακών Ροών .....	103
10.11.	Χρηματοοικονομική Αξιολόγηση .....	108
10.11.1.	Μέθοδος Επανείσπραξης του Κόστους Επένδυσης .....	108
10.11.2.	Καθαρή Πα ρούσα Αξία .....	109
10.11.3.	Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (Internal Rate of Return-IRR) ....	112
10.12.	Αξιολόγηση της Επένδυσης από Εθνικής και Κοινωνικής Άποψης .....	114
10.12.1.	Η Επιδότηση της τιμής και η πιθανή ανταποδοτικότητα της για την πολιτεία .....	116
10.12.1.1.	Έσοδα από πώληση CO2 .....	118
10.12.1.2.	Αποφυγή μελλοντικών ζημιών – Εξωτερικό κόστος .....	119
10.12.1.3.	Συμπεράσματα ως προς την δυνατότητα ανταποδοτικότητας για την πολιτεία μέσω των δικαιωμάτων εκπομπής CO2 και την αποφυγή εξωτερικού κόστους .....	121
10.13.	Συμπεράσματα Αξιολόγησης της Επένδυσης .....	123
10.14.	Παραδοχές .....	123
	Βιβλιογραφία / Αρθρογραφία .....	124

# 1. Σύνοψη του Επενδυτικού Σχεδίου

## 1.1. Βασική Ιδέα και Ιστορικό του Προγράμματος

Αντικείμενο της παρούσας μελέτης είναι το να εξεταστούν βασικά τεχνικοοικονομικά σημεία για την υλοποίηση επένδυσης που θα αξιοποιεί “πράσινη ενέργεια” στην στέγη υφιστάμενης μονάδας αποθήκευσης και διανομής εμπορευμάτων η οποία είναι εγκατεστημένη στο Μαρκόπουλο (Μεσόγεια Αττικής).

Η επένδυση θα γίνει από (πολυεθνική) εταιρεία ταχυμεταφορών αδειοδοτημένη από την ΕΕΤΤ, η οποία χρησιμοποιεί τις συγκεκριμένες εγκαταστάσεις και επιδιώκει με την κίνηση αυτήν α) να βελτιώσει την καθαρή της θέση, β) να περιορίσει τα επίπεδα των σημερινών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (και άλλων αερίων του θερμοκηπίου, γνωστά και ως «ανθρακούχες εκπομπές») που προκαλούνται από τις δραστηριότητες της και γ) να αποσπάσει όσο το δυνατόν λιγότερους πόρους από το κύριο αντικείμενο της.

Οι πιο πάνω στόχοι θα μπορούσαν να επιτευχθούν εν μέρει με διάφορες λύσεις όπως π.χ. η στέγη του κτιρίου θα μπορούσε να ενοικιαστεί και να επιτευχθούν 2 από τους πιο πάνω στόχους (βελτίωση καθαρής θέσης χωρίς να απασχοληθούν πόροι). Μετά από την αξιολόγηση των διαφόρων λύσεων η επιχείρηση κατέληξε τελικά στην εγκατάσταση ενός φωτοβολταϊκού πάρκου στην στέγη του κτιρίου καθώς η συγκεκριμένη επένδυση α) επιτρέπει την επίτευξη των παραπάνω συμβάλλοντας στην αιφόρο ανάπτυξη της και β) αφορά τεχνολογία και τεχνογνωσία διαθέσιμη άμεσα στην Ελληνική αγορά. Πιο συγκεκριμένα, η επένδυση αφορά στην εγκατάσταση και λειτουργία ενός φωτοβολταϊκού πάρκου συνολικής ονομαστικής ισχύος 219.96 kWp που θα αποτελείται από ένα πάρκο 65.91 kWp επί της στέγης του ενός κτιρίου και ενός μικρότερου πάρκου 154.05 kWp επί της στέγης του δεύτερου κτιρίου. Η επένδυση είναι πλήρως ευθυγραμμισμένη με την εταιρική πολιτική και στρατηγική που είναι προσανατολισμένες στην Εταιρική Υπευθυνότητα και προβλέπουν σαφώς περιορισμό των περιβαλλοντικών επιπτώσεων και ειδικά των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου που εκλύονται από την λειτουργία της επιχείρησης.



Η εκπόνηση αυτής της μελέτης πραγματοποιήθηκε στα πλαίσια της εταιρικής πολιτικής και στρατηγικής και τον στόχο που έχει τεθεί από την εταιρεία για βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης του οργανισμού κατά 45% μέχρι το 2020. Την Οικονομοτεχνική Μελέτη εκπόνησε στέλεχος της πιο πάνω εταιρείας στα πλαίσια της διπλωματικής του εργασίας για την απόκτηση του μεταπτυχιακού τίτλου MBA του τμήματος Ο.Δ.Ε του Πανεπιστημίου Πειραιώς. Την εν λόγω μελέτη υποστήριξε η ανάδοχος εταιρεία η οποία και θα αναλάβει να φέρει σε πέρας το τεχνικό μέρος της παρούσας.

## **1.2. Ανάλυση Αγοράς και Μάρκετινγκ**

Η Εταιρεία θα συνάψει σύμβαση σύνδεσης με τη Δ.Ε.Η και σύναψη Σύμβασης Αγοραπωλησίας Η/Ε με το Διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε), θα πουλά όλη την παραγόμενη Η/Ε στη Δ.Ε.Η με προκαθορισμένη τιμή. Η πώληση Η/Ε θα στηρίζεται σε συμβόλαιο διάρκειας 20 ετών. Κατά αυτόν τον τρόπο από την επένδυση τα έσοδα θα είναι εξασφαλισμένα και έτσι η επιχείρηση δεν θα αποσπάσει την προσοχή της από το κύριο αντικείμενο της που είναι η μεταφορές και η παροχή υπηρεσιών αποθήκευσης.

Η ετήσια παραγωγή του φωτοβολταϊκού πάρκου θα αντιστοιχεί σε 280,650 KWh για το πρώτο έτος λειτουργίας του ή έσοδα 98,511 € από την πώληση των πιο πάνω Kwh προς 0.35101 € / kWh. Αξίζει να σημειωθεί ότι καθώς με το παρόν έργο, οι ανθρακούχες εκπομπές της επιχείρησης θα μειωθούν κατά 266 tn CO<sub>2</sub> κάθε χρόνο (σταθμικός μέσος όρος 20 ετών). Τα θετικά αυτά αποτελέσματα θα καταγραφούν στον ετήσιο κοινωνικό απολογισμό και θα οδηγήσουν σε περαιτέρω βελτίωση στην εταιρική εικόνα. Αναμένεται επίσης ότι θα ενισχυθεί ακόμη περισσότερο η ταύτιση του εταιρικού ονόματος με την υπεύθυνη συμπεριφορά και τον σεβασμό προς το περιβάλλον. Το τελευταίο είναι πλήρως επιθυμητό και σύμφωνο με την εταιρική στρατηγική επομένως η επένδυση μπορεί να αξιοποιηθεί ώστε να αποδειχθεί με έμπρακτο τρόπο η ουσιαστική δέσμευση της εταιρείας στην προστασία του περιβάλλοντος.

### 1.3. Πρώτες Ύλες και άλλα Εφόδια

Γενικά, μετά την εγκατάσταση δεν υπάρχει ανάγκη σε πρώτες ύλες καθώς αρκεί μονάχα η ηλιακή ακτινοβολία για να παραχθεί η ηλεκτρική ενέργεια από το φωτοβολταϊκό πάρκο. Το Φ/Β σύστημα προκειμένου να αποδίδει καλά θα πρέπει οι επιφάνειες των ηλιακών συλλεκτών (Φ/Β πάνελ) να είναι καθαρές οπότε θα υπάρχει ανάγκη για την κατανάλωση νερού.

### 1.4. Μηχανολογικά και Τεχνολογία

Η ισχύς της μονάδας θα είναι 219.96 KWp και η μέση ετήσια παραγωγή ενέργειας (KWh ανά εγκατεστημένο KW) αναμένεται να είναι 1,276 KWh/kWp. Η μονάδα αναμένεται να παράγει 253,988 kwh ετησίως κατά μέσο όρο για τα επόμενα 20 χρόνια. Ο μηχανολογικός εξοπλισμός και η τεχνολογία επιλέχθηκαν ώστε να κυμαίνονται σε επίπεδο υψηλότερο του μέσου όρου σε ποιότητα, αποσκοπώντας στην όσο το δυνατόν μεγαλύτερη αξιοπιστία και στην όσο το δυνατόν μικρότερη ανάγκη για συντήρηση. Η ηλεκτρική ενέργεια θα παράγεται από 1128 Φ/Β στοιχεία (πάνελ) μονοκρυσταλικού πυριτίου (sc-Si), ονομαστικής ισχύος 195 Kwp έκαστο, ενώ ο εξοπλισμός θα πρέπει να διαθέτει τα σχετικά πιστοποιητικά (ανάλογα με το προϊόν) όπως: IEC 61215, IEC 61730, Ένδειξη CE, ISO 9001, PV Cycle

Το υπό εξέταση σύστημα εμπίπτει στην κατηγορία των διασυνδεδεμένων συστημάτων (on-grid), με βάση την παραγωγική του ικανότητα (219.96 kWp) θεωρείται βιομηχανικής κλίμακας και με βάση τον χώρο εγκατάστασης του εμπίπτει στην κατηγορία «επί της στέγης» (Roof-top). Η κατηγορία αυτή στην εμπίπτει και η εν λόγω επένδυση αναφέρεται στην βιβλιογραφία και ως BAPV (Building Adapted Photo-Voltaics). Η γενική συνδεσμολογία ενός τέτοιου συστήματος τους περιγράφεται γενικά στην εικόνα 4-2 (στο κεφάλαιο 4) – στο αριστερό σχεδιάγραμμα. Το κόστος του κύριου και βοηθητικού παραγωγικού εξοπλισμού ανέρχεται 533,103 € (μαζί με την εγκατάσταση του).

## **1.5. Οργάνωση της Μονάδας και Γενικά Έξοδα**

Λαμβάνοντας υπόψη το γεγονός του ότι η επιχείρηση είναι ήδη οργανωμένη και διαθέτει εδραιωμένες οργανωτικές μονάδες, δεν υπάρχουν επιπλέον απαιτήσεις σε οργανωτικές δομές για την εξυπηρέτηση της υπό εξέταση επένδυσης. Η επιχείρηση έχει ήδη α) Διεύθυνση Μάρκετινγκ και Πωλήσεων, β) Διεύθυνση Παραγωγής, γ) Οικονομικού Προγραμματισμού και Ελέγχου δ) Γενικών Υπηρεσιών, ε) Μηχανογράφησης και Επικοινωνιών και στ) Διεύθυνση Ανθρωπίνων Πόρων. Η επίβλεψη και ο συντονισμός όλων των επιμέρους τμημάτων θα διενεργείται από την Γενική Διεύθυνση στην οποία ανήκει ο πλήρης έλεγχος και η διοίκηση της επιχείρησης. Η παρακολούθηση και η επίβλεψη της λειτουργίας του φωτοβολταϊκού πάρκου θα βρίσκει υπό την ευθύνη της Διεύθυνσης Γενικών Υπηρεσιών η οποία μεταξύ άλλων είναι υπεύθυνη για την συντήρηση των κτιρίων, την εταιρική κοινωνική υπευθυνότητα και για τα ενοποιημένα συστήματα διαχείρισης υγείας, ασφάλειας, ποιότητας και περιβάλλοντος. Στο συγκεκριμένο κέντρο κόστους θα εγγραφούν και τα Γενικά Έξοδα της επένδυσης.

## **1.6. Ανθρώπινοι Πόροι**

Η παραγωγική μονάδα δεν θα έχει μόνιμο ανθρώπινο δυναμικό. Οι εργασίες συντήρησης (κυρίως σε περίπτωση βλάβης) θα καλύπτονται από εξωτερικό συνεργάτη. Επίσης η μόνιμη ουσιαστική εργασία (προληπτικής) συντήρησης που έχει ανάγκη η μονάδα, επίσης θα πραγματοποιείται από εξωτερικό συνεργάτη.

## **1.7. Τοποθεσία – Χώρος Εγκατάστασης – Περιβάλλον**

Η εταιρεία εδρεύει στην περιοχή του δήμου Μαρκόπουλου Μεσογαίας σε ιδιόκτητο οικόπεδο 18 στρεμμάτων. Στο οικόπεδο αυτό έχουν ανεγερθεί (ολοκληρώθηκε το 2008 κτίρια γραφείων με εμβαδόν 1350 τετραγωνικών μέτρων και η κεντρική αποθήκη με εμβαδό 3200 τετρ. μέτρα. Τα δύο κτίρια συνδέονται μεταξύ τους. Οι στέγες στις οποίες προβλέπεται να εγκατασταθεί το φωτοβολταϊκό πάρκο είναι δύσκολα αξιοποιήσιμη για άλλους σκοπούς. Η εγκατάσταση των φωτοβολταϊκών θα γίνει στην στέγη των δύο κτιρίων αξιοποιώντας έτσι έναν θεωρητικά και πρακτικά

αναξιοποίητο χώρο.

Το παρόν επενδυτικό πρόγραμμα δεν επηρεάζει δυσμενώς το περιβάλλον, καθώς δεν προβλέπεται να παράγονται ρύποι ή θόρυβος από την λειτουργία της μονάδας. άξιοι λόγου αυτές. Η εγκατάσταση του φωτοβολταϊκού πάρκου απαλλάσσεται από την ανάγκη υποβολής μελέτης περιβαλλοντικών επιπτώσεων

Πέρα από τα άμεσα οικονομικά οφέλη, η εγκατάσταση των φωτοβολταϊκών πάνελ στην στέγη του κτιρίου θα μειώσει την θερμοκρασία της οροφής κατά 10 με 13 βαθμούς κελσίου, γεγονός το οποίο θα βελτιώσει την ενεργειακή απόδοση του κτιρίου (μείωση της ανάγκης για κλιματισμό το καλοκαίρι) και θα ωφελήσει έτσι ακόμη περισσότερο το περιβάλλον.

## **1.8. Προγραμματισμός Εκτέλεσης Έργου**

Η παρούσα επένδυση υπάγεται στην κατηγορία φωτοβολταϊκών σε στέγη με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη από 100 kWp και μικρότερη από 1000 kWp. Επομένως η διαδικασία της αδειοδότησης θα απαρτίζεται από τα πιο κάτω στάδια: Α) Έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακας από την Πολεοδομία, Β) Αίτηση στο περιφερειακό γραφείο της ΔΕΗ για προσφορά όρων σύνδεσης, Γ) Υπογραφή σύμβασης αγοροπωλησίας με ΔΕΣΜΗΕ. Μόλις ολοκληρωθούν αυτά μπορεί να προχωρήσει η εγκατάσταση του φωτοβολταϊκού συστήματος.

Η διεκπεραίωση όλων των εργασιών που είναι αναγκαίες για να φέρουν το επενδυτικό σχέδιο από το στάδιο της μελέτης σκοπιμότητας στο στάδιο της λειτουργίας, προβλέπεται να διαρκέσει 5.5 μήνες – χρονικό διάστημα που εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την διάρκεια της αδειοδοτικής διαδικασίας.

## **1.9. Χρηματοοικονομική Ανάλυση και Αξιολόγηση της Επένδυσης**

Το Συνολικό Κόστος Επένδυσης θα ανέλθει στα 533,103 € ενώ το κεφάλαιο αυτό θα προέρχεται αμιγώς από ίδια κεφάλαια. Το συνολικό Κόστος Παραγωγής κατά τον 1ο χρόνο θα είναι 54,394 € ενώ οι προβλεπόμενες ταμειακές ροές της επένδυσης για

όλα τα υπό εξέταση έτη παρουσιάζουν θετικά στοιχεία όσον αφορά στην κερδοφορία της. Πιο συγκεκριμένα, τα συνολικά έσοδα που θα αποφέρει η επένδυση κατά το πρώτο έτος λειτουργίας αναμένεται να ανέλθουν στα 98,511 € διαμορφώνοντας το Καθαρό Κέρδος (για τον 1<sup>ο</sup> χρόνο λειτουργίας) στα 33,088 €.

Επιπλέον, ελλείπει κόστους πρώτων υλών, κόστους εργασίας και λόγω των πολύ χαμηλών λειτουργικών εξόδων, το κεφάλαιο κίνησης που απαιτείται θα είναι αμελητέο. Τα έσοδα της επένδυσης είναι σταθερά, συγκεκριμένα και μπορούν να υπολογισθούν προκαταβολικά μιας και βασίζονται σε πολυετή σύμβαση με την ΔΕΗ η οποία θα αγοράζει όλη την παραγόμενη ποσότητα ηλεκτρικού ρεύματος

Η Περίοδος Απόδοσης του Κεφαλαίου (Payback period) έδειξε ότι το κεφάλαιο που θα επενδυθεί θα επανεισυχθεί σε περίπου 7.5 χρόνια (7 χρόνια και 7 μήνες). Η Καθαρή Παρούσα Αξία της επένδυσης για  $K = 10.0\%$  είναι θετική ενώ και ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (IRR) διαμορφώνεται στο 11.50% (οι υπολογισμοί έχουν γίνει σε βάθος 20ετίας παρά το γεγονός του ότι η επένδυση έχει διάρκεια ζωής 25-30 έτη (καθώς το συμβόλαιο με την ΔΕΗ είναι 20ετές). Έτσι, μπορούμε με πολύ μεγάλη ασφάλεια να θεωρήσουμε το υπό μελέτη επενδυτικό σχέδιο ως εφικτό και αποδεκτό.

Επιπλέον υπάρχουν κάποια οφέλη της εταιρείας (ή της μητρικής εταιρείας καθώς πρόκειται για πολυεθνική) που θα προκύψουν είτε από την μη υπέρβαση του ανώτερου ορίου εκπομπών CO<sub>2</sub> ή από πώληση δικαιωμάτων εκπομπών CO<sub>2</sub>. Πιο συγκεκριμένα θα αποφευχθεί η έκλυση 266 tn CO<sub>2</sub> ανά έτος (ή 5,319 tn CO<sub>2</sub> για την 20ετία). Με έναν απλό υπολογισμό λαμβάνοντας υπόψη την σημερινή τιμή του (19 € / tn CO<sub>2</sub> ) τότε μπορούμε να υπολογίσουμε ένα επιπλέον έσοδο της τάξεως των 101,067 € στην 20ετία. Όταν μάλιστα τα πιο πάνω συμπεριληφθούν στην άσκηση υπολογισμού της Καθαρής Παρούσας Αξίας οδηγούν στην αύξηση της απόδοσης της επένδυσης. Πιο συγκεκριμένα ο υπολογισμός της ΚΠΑ θα επέστρεφε την ίδια τιμή ακόμη και εάν ο συντελεστής K αυξανόταν κατά 1.2% (δηλ. στο 11.2% ). Αντίστοιχα θα αυξανόταν και ο IRR ενώ θα μειωνόταν και η περίοδος αποπληρωμής.

Τέλος με την επιλογή και υλοποίηση της επένδυσης η επιχείρηση θα συμβάλει στην μείωση του κινδύνου πρόκλησης ζημιών στην κοινωνία που οφείλονται στην έκλυση CO<sub>2</sub> στην ατμόσφαιρα. Οι ζημιές αυτές είναι πολύ δύσκολο να αποτιμηθούν άμεσα όμως οι κίνδυνοι υπάρχουν και αναφέρονται σε διάφορες μελέτες (π.χ. Stern Review). Μάλιστα υπάρχουν εκτιμήσεις ότι μέρος του κόστους αυτών των ζημιών

μπορεί να συμπεριληφθεί μελλοντικά στην τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος και να οδηγήσει σε αύξηση της από 40% (Τσελέπης, 2009) έως και 52% (Γεωργακέλος Δ., 2010).

### **1.10. Συμπέρασμα**

Λαμβάνοντας υπόψη τα πιο πάνω οικονομικά και επιμέρους λειτουργικά στοιχεία του επενδυτικού σχεδίου αποδεικνύει ότι το παρόν επενδυτικό πρόγραμμα συνίσταται και ως εκ τούτου, θα συνίσταται ως αποδεκτό.



**Figure 1-1** Αεροφωτογραφία του κτιρίου αποθήκης και γραφείων

## 2. Βασική Ιδέα και το Ιστορικό του Επενδυτικού Σχεδίου

### 2.1. Εισαγωγή

Με την παρούσα μελέτη η εν λόγω εταιρεία αποσκοπεί στο να ελέγξει την σκοπιμότητα μιας επένδυσης στην κατασκευή ενός φωτοβολταϊκού πάρκου στην στέγη των κτιριακών της εγκαταστάσεων - στις οποίες μάλιστα εδρεύει και πραγματοποιεί μέρος των δραστηριοτήτων της. Η συγκεκριμένη επιφάνεια (αυτή της στέγης) είναι πρακτικά ένας χώρος αναξιοποίητος από την επιχείρηση. Ο χώρος αυτός δεν θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί για αποθήκευση υλικών (στέγη από πάνελ) παρά μόνο ίσως να αποφέρει κάποια οφέλη σε περίπτωση που θα νοικιαζόταν σε κάποιον άλλο επενδυτή για παρόμοια αξιοποίηση (φωτοβολταϊκά).

Οι κυριότερες παράμετροι που οδήγησαν στην επιδίωξη του συγκεκριμένου επενδυτικού σχεδίου είναι η εταιρική πολιτική και στρατηγική η οποία επιδιώκει την αειφόρο ανάπτυξη και τον σεβασμό στο περιβάλλον και τις κοινωνίες στις οποίες η εταιρεία δραστηριοποιείται. Βελτίωση στην καθαρή θέση της εταιρείας θα μπορούσε να αποφέρει και η απλή ενοικίαση του χώρου της στέγης. Μια τέτοια επένδυση όμως, πέρα από τα οικονομικά οφέλη, θα βελτιώσει και το ανθρακούχο αποτύπωμα της εταιρείας οδηγώντας στον περιορισμό των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και άλλων «αερίων του θερμοκηπίου» (GHG). Το γεγονός αυτό με την σειρά του θα συμβάλει στην αειφορία της επιχείρησης καθώς θα αποφευχθούν ζημιές που θα επιβαρύνουν την κοινωνία και το περιβάλλον – οι οποίες είναι πιθανόν να οδηγήσουν σε αύξηση των τιμών του ηλεκτρικού ρεύματος. Αξίζει να αναφερθεί ότι στην περίπτωση της χώρας μας και σε πιθανή διεθνοποίηση του κόστους αυτού (που προκύπτει από τις εκπομπές CO<sub>2</sub> για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας) η τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος θα μπορούσε να αυξηθεί κατά μέσω όρο 52% (Γεωργακέλος Δ., 2009)

Επιπλέον, στην χώρα μας σήμερα διαμορφώνονται ευνοϊκές συνθήκες μέσω της σχετικής νομοθεσίας γεγονός που όταν συνδυαστεί με τα κλιματολογικά

χαρακτηριστικά του νομού Αττικής δημιουργεί ένα περιβάλλον που προσφέρεται για μια τέτοια τύπου επένδυση. Οι παρούσα λοιπόν αποσκοπεί στο να διαπιστωθεί το κατά πόσο η ιδέα αυτή θα βελτιώσει την καθαρή θέση της εταιρείας τόσο στα οικονομικά αποτελέσματα όσο και σε επίπεδο κοινωνικού απολογισμού. Αποσκοπεί επίσης στο να υπολογίσει τους πόρους που θα αναλώσει ένα τέτοιο εγχείρημα από τον οργανισμό.

## **2.2. Ταυτότητα του Επενδυτικού Σχεδίου**

Η επένδυση θα γίνει από εταιρεία η οποία έχει ήδη συσταθεί, αδειοδοτηθεί και λειτουργεί (ήδη περισσότερο από 2 δεκαετίες). Η εταιρική μορφή της είναι Ε.Π.Ε (Εταιρεία Περιορισμένης Ευθύνης) και η έδρα της βρίσκεται στο Μαρκόπουλο Μεσογαίας) στην Ανατολική Αττική.

## **2.3. Σύνομη Περιγραφή του Επενδυτικού Σχεδίου**

Όπως αναφέρθηκε ήδη, σκοπός της επένδυσης είναι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με την μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρικό ρεύμα με την χρήση φωτοβολταϊκών συλλεκτών. Η παραγωγή θα γίνεται καθημερινά απ' ευθείας από τους συλλέκτες - εφόσον και καθόσον υπάρχει επαρκείς ηλιοφάνεια ενώ η διάθεση θα γίνεται απ' ευθείας στο δίκτυο της Δ.Ε.Η χωρίς την χρήση συσσωρευτών ηλεκτρικού ρεύματος (μπαταρίες).

Η Δ.Ε.Η θα αγοράζει ολόκληρη την παραγωγή σε τιμή προσυμφωνημένη με την επιχείρηση, στα πλαίσια εμπορικής συμφωνίας με συμβόλαιο ορισμένου χρόνου (20 έτη). Στην συνέχεια η Δ.Ε.Η πρόκειται να διαθέτει το ρεύμα αυτό σε οικιακούς και βιομηχανικούς καταναλωτές στην ευρύτερη περιοχή. Σύμφωνα με το παρόν σχέδιο η επιχείρηση θα μπορεί επιτύχει την έναρξη της παραγωγής περί τα τέλη του 2011. Η εκτίμηση αυτή μπορεί να επηρεαστεί από τυχόν καθυστερήσεις κατά την αδειοδοτική διαδικασία.



## 2.4. Σκοπιμότητα του Επενδυτικού Σχέδιο

Η επένδυση πρόκειται να συμβάλει στην επίτευξη των Εθνικών αλλά και των Ευρωπαϊκών στόχων και πολιτικών της Ευρωπαϊκής Κοινότητας για αειφορία, ανταγωνιστικότητα και ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού. Η ουσιαστική υλοποίηση των πολιτικών και των δράσεων που προβλέπονται στο πιο πάνω κοινό Σχέδιο Δράσης της Ευρωπαϊκής Ένωσης είναι δεσμευτικό για τα κράτη μέλη και συνοψίζεται στην επίτευξη των στρατηγικών στόχων που αναφέρονται ως τα «τρία εικοσάρια», «**20-20-20**»: μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου κατά 20% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990, αύξηση του μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών στην τελική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό 20%, και βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κατά 20% έως το 2020 (ΚΑΠΕ, Ετήσια έκθεση 2009 και νόμος 3851/2010)

Με την συμβολή της στην επίτευξη των πιο πάνω η επένδυση θα συμβάλει έμμεσα στο περιορισθεί το περιβαλλοντικό αποτύπωμα της χώρας και θα περιορισθεί η ενεργειακή της εξάρτηση από πετρελαιοπαραγωγές χώρες ή από χώρες που εξαγουν φυσικό αέριο. Θα μειωθεί επίσης η ανάγκη της Δ.Ε.Η και κατ' επέκταση της χώρας στον να εισαγάγει ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας από γειτονικές χώρες με τις οποίες είναι διασυνδεδεμένη. Τέλος, θα αποφευχθούν για την χώρα κυρώσεις (με την μορφή προστίμων) οι οποίες προκύπτουν από την συνθήκη του Κιότο και τίθενται σε ισχύ εφόσον δεν επιτευχθούν οι ποσοτικοί στόχοι που ισχύουν για την Ελλάδα σχετικά με την έκλυση αερίων του θερμοκηπίου. Ως συνεπεία των πιο πάνω η επένδυση συμβάλει άμεσα στην ανάπτυξη της Ελληνικής οικονομίας γεγονός που υπό τις παρούσες συνθήκες είναι από μόνο του πολύ σημαντικό.

Τα άμεσα ωφέλει για την επιχείρηση είναι η βελτίωση της καθαρής της θέσης λόγω των κερδών που θα αποφέρει η επένδυση. Τα ωφέλει αυτά θα προκύψουν από την αξιοποίηση κεφαλαίων (επένδυση) και ενός φαινομενικά και ουσιαστικά αναξιοποίητου χώρου, αυτόν της στέγης του κτιρίου. Η μείωση της θερμοκρασίας της οροφής του κτιρίου – λόγω τις σκίασης της από τα φωτοβολταϊκά πάνελ – ενδέχεται να μειώσει και τις απαιτήσεις σε κλιματισμό.

Επιπλέον θα συμβάλει στη διατήρηση των περιβαλλοντικών δεικτών της εταιρείας, που αφορούν στην διάρθρωση του καταναλισκόμενου ηλεκτρικού ρεύματος, σε ικανοποιητικά επίπεδα, σύμφωνα με τους στόχους που έχουν τεθεί. Έτσι, θα

προκύπτει βελτίωση του κοινωνικού απολογισμού της καθώς η επένδυση συνδράμει στην υλοποίηση του εταιρικού στόχου της μητρικής εταιρείας για βελτίωση κατά 45% των δεικτών απόδοσης που σχετίζονται με τις εκλύσεις αερίων του θερμοκηπίου μέχρι το 2020. Συνέπεια των πιο πάνω θα είναι η θετική αξιολόγηση από εξειδικευμένους οίκους αξιολόγησης που ειδικεύονται στις επενδύσεις σε εταιρείες με υψηλά ποσοστά βιωσιμότητας και αειφορίας (όπως ο DJSI Index, [www.globalreporting.org](http://www.globalreporting.org)). Έμμεσα, αναμένεται η θετική αξιολόγηση από πελάτες – ειδικά από όσους εταιρικούς πελάτες επιθυμούν να συνεργάζονται με εταιρείες που δίνουν έμφαση στην προστασία του περιβάλλοντος καθώς επιθυμούν να συμπεριλάβουν στους δικούς τους κοινωνικούς απολογισμούς και τα θετικά αποτελέσματα που προκύπτουν σε ολόκληρο το εύρος της εφοδιαστικής τους αλυσίδας. Η επίδραση των πιο πάνω ενδέχεται να αποτυπωθεί ακόμη και στην τιμή της μετοχής της μητρικής οπότε και οι μέτοχοι πιθανόν να επιτύχουν και κεφαλαιακά οφέλη.

## **2.5. Πολιτικές που Υποστηρίζουν το Επενδυτικό Σχέδιο**

Η παρούσα επένδυση υποστηρίζεται πλήρως από τον νόμο Νόμο 3851/2010 περί «Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής.» Ο νόμος αυτός θέτει συγκεκριμένους στόχους (ποσοτικά και χρονικά) για την ανάπτυξη μονάδων που αξιοποιούν τις Α.Π.Ε ενώ παράλληλα απλοποιεί τις διαδικασίες αδειοδότησης τέτοιων επενδύσεων.

## **2.6. Ιστορική εξέλιξη του επενδυτικού σχεδίου**

Το ενδιαφέρον για την επένδυση εκδηλώθηκε για πρώτη φορά το 2007 οπότε και ανατέθηκε σε μελετητικό γραφείο μια προμελέτη σκοπιμότητας. Η μελέτη έδειξε τότε ένα πολύ υψηλό κόστος επένδυσης και ταυτόχρονα είχε ήδη δημιουργηθεί μεγάλη αβεβαιότητα σχετικά με το καθεστώς αδειοδότησης μιας η Ρ.Α.Ε (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας) είχε κατακλειστεί από χιλιάδες σχετικών αιτήσεων. Τα δεδομένα άλλαξαν το καλοκαίρι του 2010 με την κατάθεση του πιο πάνω νόμου ενώ ταυτόχρονα μια πρώτη έρευνα στην αγορά έδειξε ότι και το κόστος εγκατάστασης φωτοβολταϊκών είχε μειωθεί σημαντικά.

## 2.7. Οικονομοτεχνική Μελέτη

Την παρούσα οικονομοτεχνική μελέτη ανάλαβε να εκπόνηση στέλεχος της εταιρείας στα πλαίσια της διπλωματικής του εργασίας για την απόκτηση του μεταπτυχιακού τίτλου MBA του τμήματος Ο.Δ.Ε του Πανεπιστημίου Πειραιώς. Το τεχνικό τμήμα της εν λόγω μελέτη υποστήριξε (η ανάδοχος εταιρεία και οι μηχανικοί της) η οποία και θα αναλάβει να φέρει σε πέρας το τεχνικό μέρος της παρούσας.

## 2.8. Κόστος Εκπόνησης της Μελέτης και των Σχετικών Ερευνών

Τόσο η συνοπτική μελέτη σκοπιμότητας όσο και οι σχετικές μελέτες υποστήριξης εκπονήθηκαν χωρίς χρέωση.

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΚΟΣΤΟΣ (€)
Μελέτη σκοπιμότητας	0.00 €
Μελέτες υποστήριξης	0.00 €
<b>Σύνολο</b>	<b>0.00 €</b>

Table 2-1 Κόστος Προ-επενδυτικών Μελετών και Ερευνών

## 3. Ανάλυση Αγοράς και Μάρκετινγκ

### 3.1. Εισαγωγικά Στοιχεία

Η εποχή που διανύουμε έχει χαρακτηριστεί ως η «εποχή της πληροφορίας». Πρόκειται για μια εποχή στην οποία η πληροφορία μεταδίδεται με τεράστιες ταχύτητες από την μια άκρη του πλανήτη στην άλλη μέσα από της κάθε μορφής επικοινωνίες, το διαδίκτυο και τα υπόλοιπα ηλεκτρονικά μέσα μαζικής επικοινωνίας. Χαρακτηρίζεται επίσης από την παγκοσμιοποίηση του εμπορίου το οποίο έχει καθορίσει τις παγκόσμιες μεταφορές και τις μετακινήσεις. Κάθε λογής μεταφορικά μέσα - πλωτά, χερσαία, εναέρια - παράγονται πωλούνται και χρησιμοποιούνται κάθε χρόνο προκειμένου να διευκολυνθεί το ολοένα και πιο παγκοσμιοποιημένο εμπόριο. Η αστικοποίηση και η εντατικοποίηση της γεωργικής παραγωγή τέλος συμβάλουν και αυτές με την σειρά τους στην κατανάλωση τεραστίων ποσοτήτων ενέργειας.

Κινητήρια δύναμη για όλα τα πιο πάνω παραμένει αδιαμφισβήτητο το πετρέλαιο και άλλες μορφές (ορυκτών κυρίως) υδρογονανθράκων. Η εξάρτηση της κοινωνίας στους υδρογονάνθρακες (το πετρέλαιο, τον λιγνίτη, το φυσικό αέριο, κ.α.) είναι τουλάχιστον τεράστια. Οι υδρογονάνθρακες και γενικά τα λεγόμενα «απολιθωμένα καύσιμα» είναι ο βασικός ενεργειακός πυλώνας πάνω στον οποίο όχι απλά έχει στηριχθεί, αλλά και σε ένα μεγάλο βαθμό έχει διαμορφωθεί η ανάπτυξη της κοινωνίας μας. Αποτελεί δε και την κύρια αιτία για το φαινόμενο της παγκόσμιας κλιματικής αλλαγής η οποία μόλις αρχίζει.

Η πίεση (σε βαθμό εξάντλησης) που υφίστανται οι περασμένες αυτές πηγές ενέργειας του πλανήτη δημιουργεί ανοδική τάση στις τιμές του πετρελαίου. Το γεγονός αυτό σε συνδυασμό με παγκοσμίου έκτασης ενημερωτικές καμπάνιες για την κλιματική αλλαγή, διαμορφώνουν τάσεις για ορθολογική χρήση της ενέργειας, καθώς και τάση για την εκμετάλλευση μορφών ενέργειας οι οποίες όχι μόνο υπάρχουν σε αφθονία στη φύση αλλά και συνεχώς ανανεώνονται. Οι μορφές αυτές είναι γνωστές και ως Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) οι οποίες είναι ταυτόχρονα και φιλικές προς το περιβάλλον. Πιο συγκεκριμένα, «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) είναι οι μη ορυκτές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, δηλαδή η αιολική, η ηλιακή και η γεωθερμική ενέργεια, η ενέργεια κυμάτων, η παλιρροϊκή ενέργεια, η υδραυλική ενέργεια, τα αέρια τα εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής, από εγκαταστάσεις

## βιολογικού καθαρισμού και τα βιοαέρια»

Σύμφωνα με το νεοσύστατο «Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής», «η Έκθεση του Εθνικού Σχεδίου Δράσης για την επίτευξη της συμβολής των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην τελική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό 20% έως το 2020, απορρέει από την Οδηγία 2009/28/ΕΚ, και περιλαμβάνει εκτιμήσεις για την εξέλιξη του ενεργειακού τομέα και τη διείσδυση των τεχνολογιών των ΑΠΕ έως το 2020. Οι εκτιμήσεις αυτές εξειδικεύονται στη συμμετοχή των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, θερμότητας και ψύξης κυρίως για τον οικιακό τομέα, αλλά και στη χρήση βιοκαυσίμων στις μεταφορές. Αναφέρονται επίσης μέτρα για την μείωση της κατανάλωσης ενέργειας και την αύξηση της αξιοποίησης των ΑΠΕ, καθώς και στοιχεία για τις βασικές διοικητικές δομές που θα επιταχύνουν τη διείσδυση αυτή. Το Εθνικό Σχέδιο Δράσης μετά τις πιθανές βελτιώσεις που θα προέλθουν από τη διαβούλευση με την ΕΕ, θα αποτελέσει τη βάση για τη σύνταξη σχετικής Υπουργικής Απόφασης για τη διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας. Το Εθνικό Σχέδιο Δράσης και η πρόοδος στην εφαρμογή του θα εξετάζεται ανά δύο χρόνια και θα επικαιροποιείται, ώστε να λαμβάνονται υπόψη οι εξελίξεις της αγοράς και της βελτίωσης των τεχνολογιών, αλλά και η ζήτηση της ενέργειας». Με το Νόμο 3851/2010, ορίζονται Εθνικοί Δεσμευτικοί Στόχοι για τη συμμετοχή των ΑΠΕ στην καταναλισκόμενη ενέργεια στην χώρα.

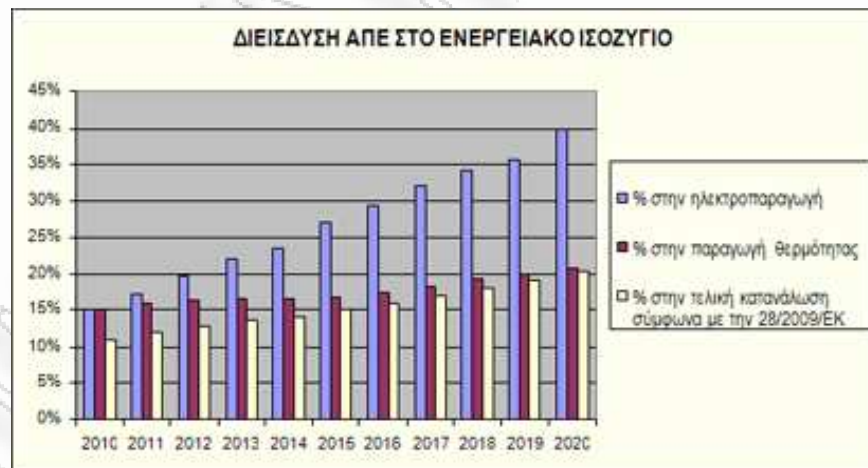


Figure 3-1 : Εθνικοί δεσμευτικοί στόχοι για την διείσδυση των ΑΠΕ στην καταναλισκόμενη ενέργεια στην χώρα μας (πηγή ΥΠΕΚΑ)

### 3.2. Ορισμός της Αγοράς και Ανάλυση της Δομής της Αγοράς

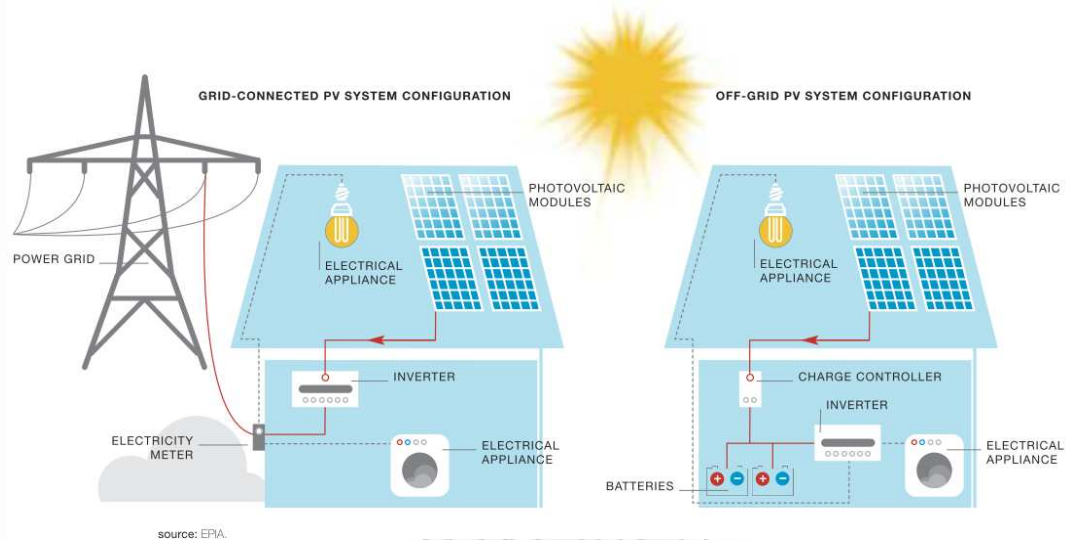
Η αγορά παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα είναι μέρος της αγοράς παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ. Κύριο προϊόν της αγοράς αυτής είναι η παραγωγή «καθαρής» («πράσινης») ηλεκτρικής ενέργειας από την ηλιακή ακτινοβολία. Αν και ήδη από το 1994 υπήρχε στην χώρα μας ένα στοιχειώδες νομικό πλαίσιο για την συγκεκριμένη αγορά η απουσία συγκεκριμένων κινήτρων δεν ευνόησε την ουσιαστική διείσδυση των συστημάτων αυτών. Το τοπίο αλλάζει για πρώτη φορά με τον νόμο 3468/2006 και βελτιώνεται ακόμη περισσότερο με τους νόμους 3734/2009 και 3851/2010. Οι δύο τελευταίοι αυτοί νόμοι διαμορφώνουν τελικά την σημερινή αγορά της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά στην Ελλάδα και ενσωματώνουν τα πιο επιτυχημένα νομοθετικά μοντέλα που ισχύουν σήμερα στην Ευρώπη και στον υπόλοιπο πλανήτη. Σύμφωνα με την EPIA (European Photovoltaic Industry Association, [www.epia.org](http://www.epia.org)) τα χαρακτηριστικά της νομοθεσίας τα οποία δημιουργούν ευνοϊκές συνθήκες για την ανάπτυξη και διείσδυση φωτοβολταϊκών συστημάτων είναι 4 και είναι τα εξής:

- Η ύπαρξη ξεκάθαρου και εγγυημένου τιμολογίου για τους παραγωγούς
- Η θεσμοθέτηση ξεκάθαρων και απλοποιημένων διαδικασιών αδειοδότησης
- Σύνδεση των μονάδων στο δίκτυο κατά προτεραιότητα και με σαφή ορισμό του ποιος είναι αρμόδιος για την σύνδεση.
- Δημόσια αποδοχή και υποστήριξη

Το σύστημα που εκφράζει ίσως με τον καλύτερο τρόπο τα πιο πάνω χαρακτηριστικά είναι αυτό το οποίο και υλοποιεί η νομοθεσία στην Ελλάδα και ονομάζεται σύμφωνα με την πιο πάνω πηγή “*Feed-in Tariff*” (FiT) και αφορά «διασυνδεδεμένα» στο δίκτυο συστήματα. Με τον όρο «διασυνδεδεμένα» συστήματα αναφερόμαστε σε μονάδες παραγωγής οι οποίες είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο (ΔΕΗ) και διοχετεύει εκεί την παραγομένη ποσότητα ηλεκτρικού ρεύματος.

Πρωτοπόρος στην υλοποίηση αυτού του μοντέλου (“*Feed-in Tariff*”) είναι η Γερμανία η οποία πρώτη καθιέρωσε εγγυημένες τιμές για όλες τις μορφές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Σύμφωνα με την ίδια πηγή (EPIA) το μοντέλο αυτό οδήγησε σε πολύ υψηλούς ρυθμούς ανάπτυξης της αγοράς ΑΠΕ στην Γερμανία καθώς επίσης και στην δραστική μείωση του κόστους της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ. Το μοντέλο αυτό εφαρμόζεται σήμερα στην χώρα μας αλλά και σε 40 ακόμη χώρες,

υποστηρίζεται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή αλλά και έγκυρες εκθέσεις αναλυτών. Αξίζει μάλιστα να σημειώσουμε ότι η σημερινή Ελληνική νομοθεσία δεν έχει τίποτα να «ζηλέψει» από το (επιτυχημένο) Γερμανικό μοντέλο και αυτό αποτυπώνεται και στην αποδοχή του νομικού πλαισίου από την αγορά



**Figure 3-2 Διασυνδεδεμένο φωτοβολταϊκό σύστημα (αριστερά) και αυτόνομο (δεξιά) – Πηγή: EPIA**

Το μοντέλο μιας αγοράς με την μορφή “Feed-in Tariff” λειτουργεί όπως περιγράφει η Εικόνα 4-3 (στην επόμενη σελίδα): Η κυβέρνηση (GOV) θέτει το κανονιστικό πλαίσιο, ο παραγωγός (RE) φροντίζει για την παραγωγή και την ορθή λειτουργία του σταθμού (φωτοβολταϊκών στην περίπτωση μας), η Δ.Ε.Η μεσολαβεί μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης σε ρόλο σήμερα LG και DIS (δηλαδή και σε ρόλο Grid Operator και σε ρόλο Διανομέα), συνδέοντας έτσι τον παραγωγό με τον τελικό καταναλωτή (CON) δηλαδή νοικοκυριά και άλλοι οργανισμοί. Τέλος, στην Ελλάδα τον ρόλο του διαχειριστή του δικτύου μεταφοράς (TM) έχει ο Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε (Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας). Η επένδυση η οποία περιγράφεται στην παρούσα εργασία πρόκειται να εισέλθει στην πιο πάνω αγορά σαν Παραγωγός Ανανεώσιμης Ηλεκτρικής Ενέργειας (RE), συνάπτοντας σύμβαση με την Δ.Ε.Η για την διάθεση της παραγωγής της υπό ανάπτυξη μονάδας εξ’ ολοκλήρου σε αυτήν με βάση συγκεκριμένο τιμοκατάλογο για τα επόμενα 20 χρόνια.





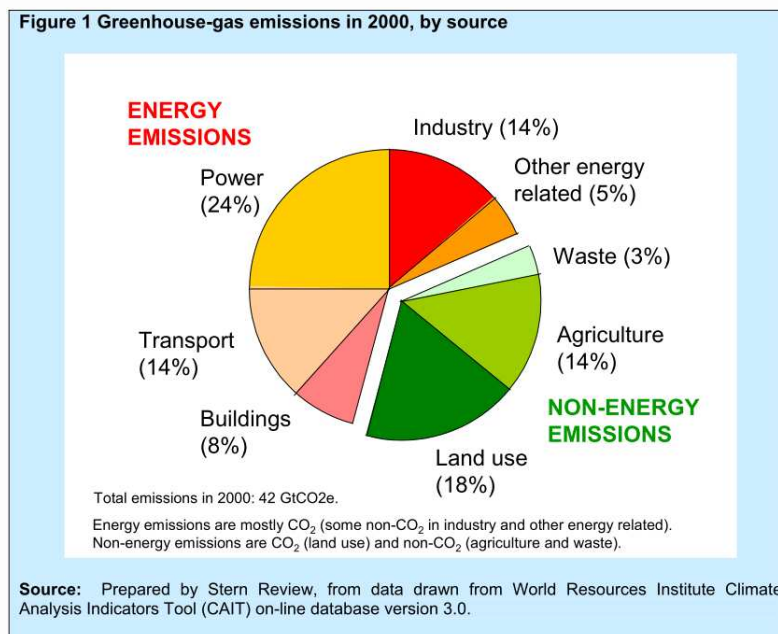


### 3.3. Η Διαχρονική Εξέλιξη των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

Ανατρέχοντας στην ιστορία θα μπορούσε να πει κανείς ότι η ΑΠΕ κυριαρχούσαν στην «αγορά ενέργειας» ήδη από τους προϊστορικούς χρόνους. Η αποκλειστική καύση ξυλείας για θέρμανση, η χρήση του ανέμου για την κίνηση πλοίων, ανεμόμυλων και άλλων εφαρμογών, οι κατασκευές νερόμυλων, είναι μερικά παραδείγματα από την ευρεία εφαρμογή αυτών των πηγών ενέργειας στην προ-βιομηχανική εποχή. Η ανακάλυψη της ατμομηχανής αρχικά (περί τα μέσα του 17<sup>ου</sup> αιώνα) και της μηχανής εσωτερικής καύσης αργότερα (19<sup>ος</sup> αιώνας) σηματοδοτούν την αρχή μιας ολοένα και φθίνουσας πορείας για την χρήση των ΑΠΕ και την στροφή προς το πετρέλαιο και άλλες μορφές (απολιθωμένων) υδρογονανθράκων.

Η άνοδος του οικολογικού κινήματος και η πρώτη πετρελαϊκή κρίση το 1970 υπήρξαν κομβικά σημεία για την στροφή της κοινωνίας και πάλι προς τις ΑΠΕ καθώς άρχισαν να διαφαίνονται οι συνέπειες της εξάρτησης της σημερινής οικονομίας στους απολιθωμένους υδρογονάνθρακες. Οι συνέπειες αυτές αποτυπώνονται σε πληθώρα ανακοινώσεων και δημοσιευμάτων από την ακαδημαϊκή κοινότητα αλλά και από οικολογικές οργανώσεις με σημαντικότερη ίσως την έκθεση για την Κλιματική Αλλαγή που συντάσσει το IPCC (Intergovernmental Panel for Climate Change).

Μετά την κύρωση της συνθήκης του Κιότο σχεδόν κάθε κλάδος, κάθε οικονομία, κάθε έθνος, αναζητά τρόπους για την μείωση της συμμετοχής του στο φαινόμενο της έκλυσης «αερίων του θερμοκηπίου» (GHG) γνωστών και ως «ανθρακούχων εκπομπών». Μάλιστα, σύμφωνα με την έκθεση “STERN REVIEW: The Economics of Climate Change”, οι κίνδυνοι από τον μη περιορισμό των εκπομπών αυτών (γεγονός που θα οδηγήσει σε επαλήθευση των πιο δυσοίωνων προβλέψεων για την κλιματική αλλαγή) ανέρχονται σε 5% του παγκόσμιου Ακαθάριστου Εθνικού Προϊόντος (ΑΕΠ) ετησίως, για κάθε χρόνο κατά τον οποίο δεν αντιμετωπίζεται η κλιματική αλλαγή. Αντίθετα, και σύμφωνα με την ίδια πηγή το κόστος για κάθε τόνο CO<sub>2</sub> που εκλύεται είναι περί τα 85 δολάρια ενώ αρκούν μέτρα αξίας 25 δολαρίων για την αποφυγή των εκπομπών αυτών (ή 1% του παγκόσμιου ΑΕΠ ετησίως). Επιπλέον, η μη προσπάθεια για αποφυγή του φαινομένου μπορεί να οδηγήσει έως και 20% συρρίκνωση του Παγκόσμιου ΑΕΠ ενώ η ίδια η προσπάθεια για αντιμετώπιση θα δημιουργήσει ανάπτυξη 2.5 τρισεκατομμύρια δολάρια παγκοσμίως κάθε χρόνο.



**Figure 3-4 : Έκλυση αερίων του Θερμοκηπίου ανά κλάδο της οικονομίας σε παγκόσμιο επίπεδο (πηγή «Stern Review on the Economics of Climate Change»)**

Η αγορά ενέργειας συμμετέχει και αυτή (όπως κάθε κλάδος) κατά 24% στο συνολικό ποσοστό εκλύσεων των ανθρακούχων εκπομπών γεγονός που καθιστά εξαιρετικά αναγκαία και άμεση την ανάγκη για στροφή του κλάδου προς τις ΑΠΕ. Στα πλαίσια αυτά κάθε χώρα – συμπεριλαμβανομένης της Ελλάδας - προσπαθεί να υιοθετήσει πολιτικές που να οδηγήσουν ανάπτυξη της διείσδυσης των ΑΠΕ και κατ' επέκταση και των φωτοβολταϊκών. Όπως αναφέρθηκε και πιο πάνω, η σχετική νομοθεσία για τα φωτοβολταϊκά υπήρχε ήδη από το 1994 (στοιχειωδώς), η απουσία συγκεκριμένων κινήτρων δεν ευνόησε την ουσιαστική διείσδυση των συστημάτων αυτών. Έτσι, η ονομαστική ισχύς των εγκατεστημένων συστημάτων στην χώρα μας ήταν μόλις 200 με 300 Kwp το 2006. Με την ψήφιση του νόμου 3468/2006, η αγορά αλλάζει και αρχίζει για πρώτη φορά να αναπτύσσεται. Οι εγκαταστάσεις μονάδων παραγωγής εντάσσονταν στον τότε ισχύοντα αναπτυξιακό νόμο ο οποίος προέβλεπε συγκεκριμένες επιδοτήσεις ανά γεωγραφική περιοχή και με συγκεκριμένα κριτήρια. Το σημαντικότερο όμως κίνητρο για τις επενδύσεις ήταν τα συμβόλαια 20ετούς διάρκειας με την Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (Δ.Ε.Η). Αργότερα οι νόμοι 3734/2009 και 3851/2010, έστριψαν ακόμη περισσότερο την αγορά προς το μοντέλο που περιγράφεται πιο πάνω (Feed-in Tairff) και απλοποίησαν ακόμη περισσότερο την διαδικασία αδειοδότησης.

Χάρη στον νόμο 3468/2006 η αγορά 10πλασιάζεται (ανέρχεται στα 2.3 MWp το 2007), ενώ εκτιμάται ότι τα μισά από αυτά προήλθαν από συνδέσεις στο δίκτυο με βάση τις διατάξεις του ν.3468/2006 (Τσελέπης Σ., «THE CURRENT STATE OF THE PV MARKET, NEW RES LAW IN GREECE», σ.2). Η αγορά συνέχισε να αυξάνεται κι έτσι το 2008 προστέθηκαν επιπλέον 12 MWp, το 2009 επιπλέον 36.5 MWp ενώ το 2010 προστέθηκαν περισσότερα από 100 MWp, κατατάσσοντας την Ελλάδα πλέον ανάμεσα στις 15 χώρες με την μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ φωτοβολταϊκών συστημάτων παγκοσμίως (πηγή ΕΡΙΑ).

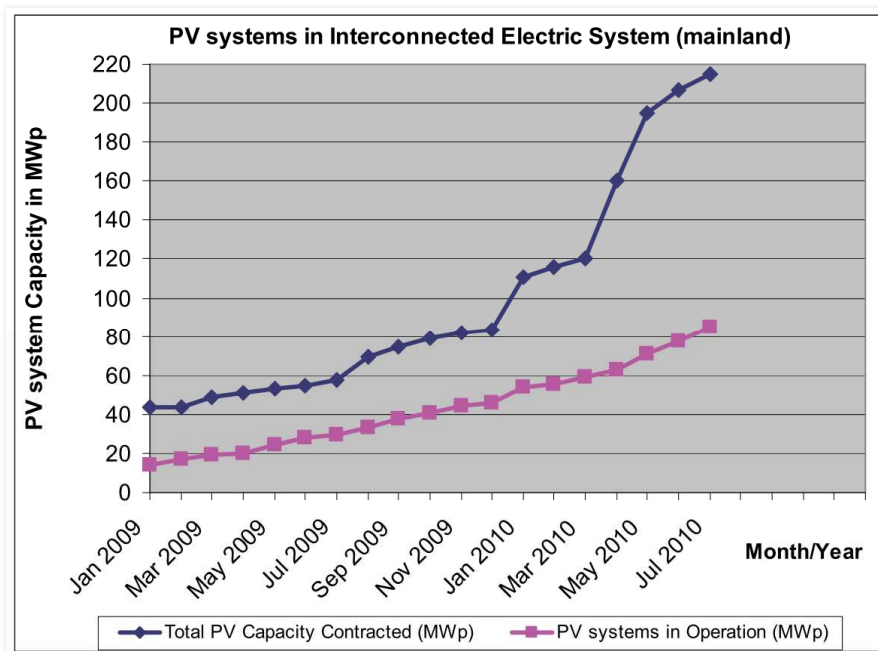
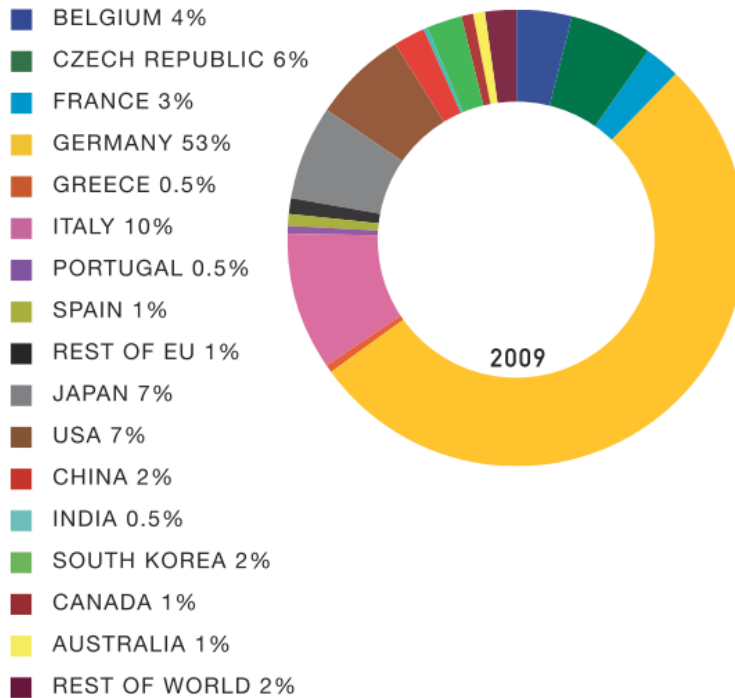


Figure 3-5 Tselepis S. - Monthly evolution of grid-connected PV systems in the Interconnected Electric System (mainland)

## THE WORLD PV MARKET IN 2009



source: EPIA.

Figure 3-6 Η παγκόσμια αγορά φωτοβολταϊκών το 2009 (πηγή EPIA)

### 3.4. Η Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ

Η ανάπτυξη του κλάδου των ΑΠΕ οφείλετε στις πιο πάνω αναφερθείσες προσπάθειες για περιορισμό των συνεπειών του «φαινόμενου του θερμοκηπίου» (και των κυρώσεων της συνθήκης του Κιότο) και παράλληλα να μειώσει την εξάρτηση των οικονομιών από το πετρέλαιο. Έτσι, η εθνική ή κοινοτική πολιτική είναι αυτή που καθορίζει την συμμετοχή των πηγών αυτών στην ευρύτερη ενεργειακή πολιτική και όχι ο τελικός καταναλωτής. Παρόλα αυτά αξίζει να αναφέρουμε ότι αρκετοί βιομηχανικοί κυρίως καταναλωτές στο εξωτερικό, ζητούν να αγοράσουν «πράσινη» καθαρή ηλεκτρική ενέργεια προκειμένου να βελτιώσουν το ενεργειακό τους αποτύπωμα – κάτι που δεν είναι αυτήν την στιγμή διαθέσιμο στην χώρα μας.

### 3.4.1. Παράγοντες Διαμόρφωσης Ζήτησης

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ καθορίζεται από την εκάστοτε εθνική ενεργειακή πολιτική ενώ στην πράξη διαμορφώνεται από την ικανότητα του Διαχειριστή του Συστήματος να διαχειριστεί τα χαμηλά επίπεδα διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, σε ότι αφορά την αποτελεσματική ενσωμάτωση των φορτίων τους εντός του Συστήματος μεταφοράς. Ο μέσος συντελεστής εγγυημένης ισχύος (capacity credit) - ο οποίος υποδηλώνει και το επίπεδο διαθεσιμότητας - των φωτοβολταϊκών σε ετήσια βάση είναι, για περιοχές σαν την χώρα μας, 64% και ανέρχεται σε 80% τις καλοκαιρινές ώρες αιχμής (πηγή ΣΕΦ, Ιανουάριος 2011)

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

Αξίζει να σημειωθεί ότι, κάθε ώρα black-out κοστίζει στην εθνική οικονομία 25-40 εκατ. Ευρώ και ότι οι απώλειες ηλεκτρικής ενέργειας κατά την μεταφορά στην Ελλάδα ανέρχονται κατά μέσο όρο στο 10%. Επίσης, μελέτες σε περιοχές με αντίστοιχες κλιματικές συνθήκες με την Ελλάδα έδειξαν ότι κάθε μεγαβάτ (MW) φωτοβολταϊκών υποκαθιστά έως και 0,8 MW συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής τις καλοκαιρινές ώρες αιχμής.

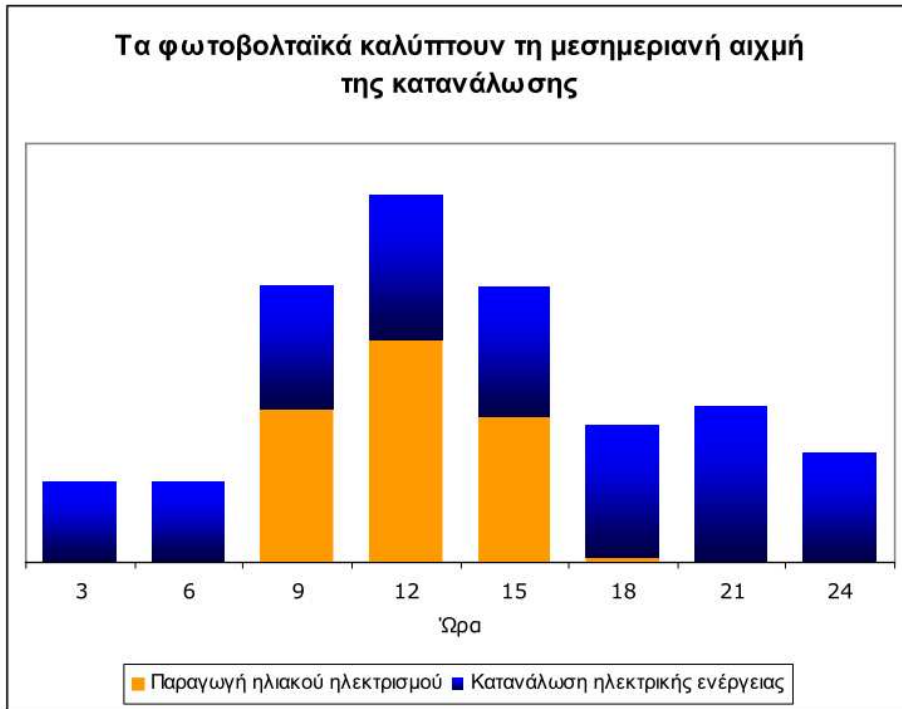


Figure 3-7 Η παραγωγή Φ/Β κατά την διάρκεια του 24ώρου σε σχέση με την μεσημεριανή αιχμή ζήτησης

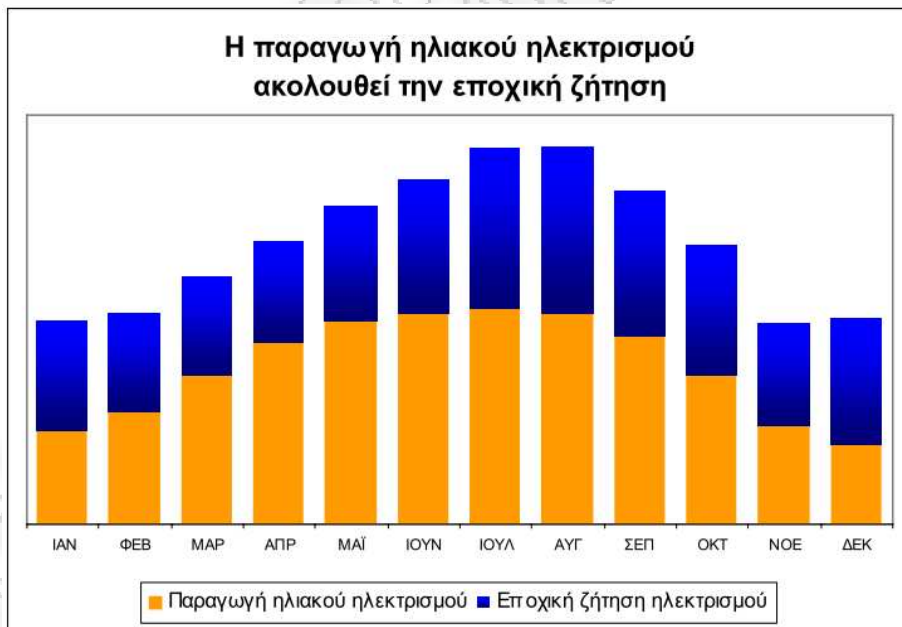


Figure 3-8 Η παραγωγή ηλιακού ηλεκτρισμού σε σχέση με την εποχική ζήτηση (Πηγή ΣΕΦ, Ιαν.2011)

### **3.5. Ευρωπαϊκή και Εθνική Ενεργειακή Πολιτική**

Όπως αναφέρθηκε στην εισαγωγή, το κοινό Σχέδιο Δράσης (της Ευρωπαϊκής Ένωσης) καθορίζει ουσιαστικά το πολιτικό πρόγραμμα προτείνοντας παράλληλα και τις αντίστοιχες δράσεις για την επίτευξη των στόχων της Ευρωπαϊκής Κοινότητας για αειφορία, ανταγωνιστικότητα και ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού. Η ουσιαστική υλοποίηση των πολιτικών και των δράσεων που προβλέπονται σε αυτή την απόφαση και των δεσμεύσεων των κρατών μελών, συνοψίζεται στην επίτευξη των στρατηγικών στόχων που αναφέρονται ως τα τρία εικοσάρια, «**20-20-20**»: μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου κατά 20% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990, αύξηση του μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών στην τελική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό 20%, και βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κατά 20% έως το 2020. Για την Ελλάδα ο αντίστοιχος στόχος προσδιορίζεται από την πιο πάνω οδηγία στο 18%. Παράλληλα, η Νέα Ενεργειακή Στρατηγική για την Ευρώπη την περίοδο 2011-2020 αλλά και το γεγονός ότι έχει συμπεριληφθεί ειδικό κεφαλαίο για την ενέργεια στη Συνθήκη της Λισαβόνας σημαίνει ότι υπάρχει πλέον σταθερή νομική βάση για την ανάπτυξη πρωτοβουλιών στον ενεργειακό τομέα και υπάρχουν συγκεκριμένα σχέδια για την διασύνδεση των δικτύων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των χωρών της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

### **3.6. Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας από Φ/Β.**

Καθώς είναι λογικό οι σχετικές τεχνολογίες βρίσκονται ακόμη σε ανάπτυξη και έτσι μόλις έχει αρχίσει να εισέρχεται σε τροχιά σημαντικής μείωσης. Σε κάθε περίπτωση το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (και ειδικότερα από τα φωτοβολταϊκά) εξακολουθεί να είναι υψηλότερο από τα συμβατικά μέσα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η Greenpeace και η EPIA αναμένουν το κόστος της παραγόμενης kwh από 0.12 – 0.29 € που είναι σήμερα (ανάλογα με τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ της μονάδας – όσο αυξάνεται τόσο μειώνεται το κόστος παραγωγής) να κατέλθει σε επίπεδα της τάξης του 0.05 έως 0.17 € / kWh το 2020 και ακόμη περισσότερο το 2030. Μέρος αυτής της μείωσης του κόστους θα επέλθει από νέες τεχνολογίες και άλλο από την αύξηση της παραγωγής (experience curve). Τα στοιχεία επιβεβαιώνονται και από τους υπολογισμούς για την παρούσα επένδυση που

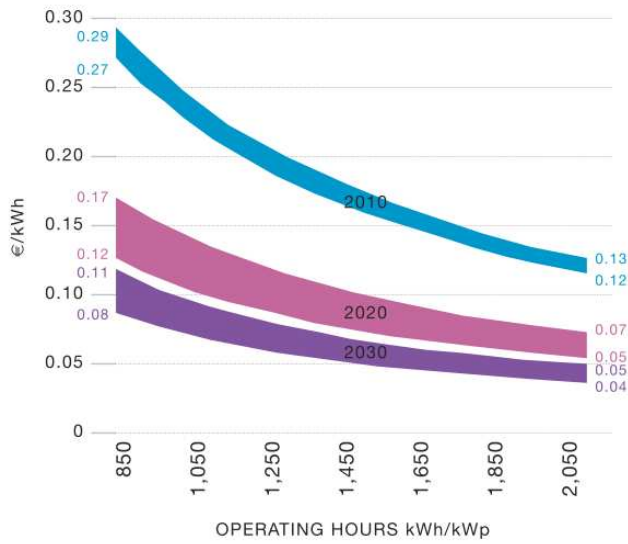
παρουσιάζονται στο κεφάλαιο 11. Σύμφωνα με αυτά το κόστος εγκατάστασης ανά ωρ θα κυμαίνεται ως εξής: 2.6 € / ωρ (ή 2600 ανά kWp) και το κόστος ανά παραγόμενη kWh θα είναι 0.177 € (σταθμικός μέσος όρος για τα πρώτα 10 έτη λειτουργίας της επένδυσης).

Σε κάθε περίπτωση το κόστος ηλεκτρικού ρεύματος από Φ/Β σήμερα είναι υψηλότερο όμως το μόνο βέβαιο είναι ότι θα συγκλίνει με το κόστος των συμβατικών πρώτων υλών στα επόμενα χρόνια. Είναι σημαντικό να αναφέρουμε ότι υπάρχει ένα επιπλέον κόστος που προκύπτει για την κοινωνία από την καύση ορυκτών καυσίμων - το οποίο μάλιστα δεν περιλαμβάνονται σήμερα στις τιμές πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας. Πρόκειται για δαπάνες οι οποίες προκύπτουν τόσο σε τοπικό όσο και (στην περίπτωση της κλιματικής αλλαγής) σε παγκόσμιο επίπεδο οι οποίες όμως είναι δύσκολο να ποσοτικοποιηθούν και να συμπεριληφθούν στις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας π.χ. κόστος για την αποκατάσταση της υγείας των κατοίκων μιας περιοχής στην οποία λειτουργούν σταθμοί παραγωγής που μολύνουν το περιβάλλον. Μια έμμεση αποτίμηση αυτού του κόστους μπορεί να γίνει με βάση την τιμή αγοράς των πιστοποιητικών CO<sub>2</sub> το οποίο θεωρείτε χαμηλό και κυμαίνεται σήμερα στα € 14 / tn CO<sub>2</sub> το οποίο αναμένεται να αυξηθεί κατά τις επόμενες δεκαετίες. Με βάση άλλες μελέτες που προσπαθούν να αποτιμήσουν το κόστος αυτό το υπολογίζουν μεταξύ € 70 / tn CO<sub>2</sub> (για την περίοδο 2010 έως 2050) μέχρι και € 160 / tn CO<sub>2</sub>. Λαμβάνοντας υπόψη τα πιο πάνω και υιοθετώντας μια μάλλον συντηρητικής προσέγγιση ως προς τον υπολογισμό του κόστους (περίπου στην σημερινή αγοραία αξία CO<sub>2</sub>) και το γεγονός του ότι κάθε Kwh που παράγεται από φωτοβολταϊκά μειώνει κατά 0.6 kg τις εκπομπές CO<sub>2</sub>, έχει υπολογισθεί από την ΕΡΙΑ και την GREENPEACE (επικαλούμενες άλλες πηγές) ότι το κάθε Kwh που παράγεται από Φ/Β οδηγεί σε μείωση του «κρυμμένου» αυτού κόστους κατά € 0.006 με € 0.012 (ανά Kwh).



### LEVELISED COST OF ELECTRICITY (LCOE)

€/KWh

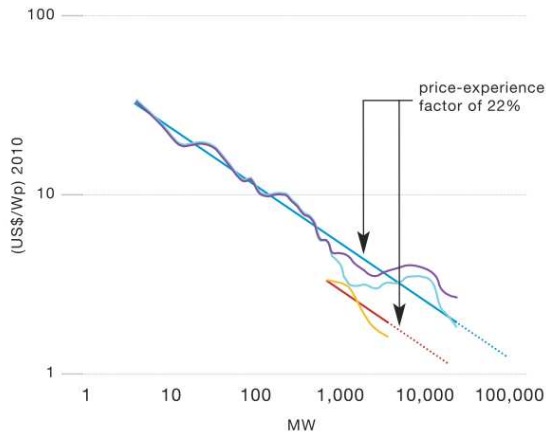


source: Greenpeace/EPIA Solar generation VI 2010.

**Figure 3-9 Κόστος παραγόμενου Kwh σε σχέση με το μέγεθος της μονάδας και η εκτίμηση για της επόμενες δεκαετίες (πηγή: EPIA/Greenpeace)**

### PV MODULE PRICE EXPERIENCE CURVE

US\$/Wp & MW



- c-Si LOW
- c-Si HIGH
- c-Si TREND
- TF
- TF TREND

source: Navigant Consulting, EPIA.

**Figure 3-10 Η σχέση κόστους (\$) ανά wp σε σχέση με την συνολική ισχύ (MW) της μονάδας και την τεχνολογία που χρησιμοποιεί**

### **3.7. Παράγοντες Διαμόρφωσης Προσφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας**

#### **3.7.1. Εθνική Ενεργειακή Πολιτική**

Η εθνική ενεργειακή πολιτική δεν καθορίζει μόνο τα επίπεδα της ζήτησης, αλλά θέτει και τις προϋποθέσεις και τις υποδομές για την υλοποίηση ανάλογων επιπέδων προσφοράς. Η σημερινές συνθήκες διαμορφώνουν πολύ καλό έδαφος για επενδύσεις και για περαιτέρω αύξηση της προσφοράς από ΑΠΕ για τους λόγους που έχουν ήδη αναπτυχθεί επαρκώς. Η μακροχρόνια σύμβαση (20 έτη), οι ελκυστικές και γνωστές από πριν τιμές δημιουργούν ευσίωνες προβλέψεις για την προφορά καθαρής (πράσινης) ηλεκτρικής ενέργειας σήμερα και στο μέλλον.

#### **3.7.2. Διαδικασία Αδειοδότησης Έργων ΑΠΕ**

Η αδειοδοτική διαδικασία για την εγκατάσταση και λειτουργία Φ/Β σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έχει σαφώς απλοποιηθεί σταδιακά τα τελευταία χρόνια και ειδικά μετά την ψήφιση του νόμου 3851/2010. Σε γενικές γραμμές το πλαίσιο της αδειοδότησης περιγράφεται και καθορίζεται από τους εξής νόμους:

- ν.3468/2006
- ν.3734/2009
- ν.3851/2010

Η όλη διαδικασία περιγράφεται αναλυτικά στο κεφάλαιο 10 και όπως περιγράφεται το θεσμικό πλαίσιο βρίσκετε σε πολύ καλά επίπεδα και δεν αποτελεί πλέον τροχοπέδη για τις επενδύσεις σε ΑΠΕ και Φ/Β

#### **3.7.3. Διασύνδεση Μονάδων Παραγωγής ΑΠΕ με το Σύστημα Μεταφοράς**

Σύμφωνα με τα άρθρο 10 του ν.3468/2006 και το άρθρο 14 παρ. 4 του ν.3734/2009, Για σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ που συνδέονται με το Σύστημα ή το Δίκτυο, εκτός από το Δίκτυο των Μη

Διασυνδεδεμένων Νησιών, εφόσον δεν τίθεται σε κίνδυνο η ασφάλεια του Συστήματος ή του Δικτύου, ο αρμόδιος Διαχειριστής του Συστήματος ή του Δικτύου υποχρεούται, κατά την κατανομή του Φορτίου, να δίνει προτεραιότητα σε διαθέσιμες εγκαταστάσεις παραγωγής, στις οποίες η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται από ΑΠΕ, ανεξάρτητα από την Εγκατεστημένη Ισχύ τους, καθώς και σε υδροηλεκτρικές μονάδες με Εγκατεστημένη Ισχύ μέχρι δεκαπέντε (15) MWe.

Ο νόμος προσπαθεί να άρει το δυνητικό εμπόδιο σε ότι αφορά τη διασύνδεση έργων ΑΠΕ με το Σύστημα Μεταφοράς, που είναι η μη ορθή απορρόφηση τους από το δίκτυο με αποτέλεσμα τη μείωση των επιπέδων ζήτησης σε επίπεδο υλοποίησης της ενεργειακής πολιτικής άρα και κίνδυνο για τις επενδύσεις σε ΑΠΕ. Το πρόβλημα αυτό δεν είναι μονάχα Ελληνικό αλλά υπάρχει και αλλού γι' αυτό έχουν δρομολογηθεί έργα ενίσχυσης της δυναμικότητας του Συστήματος Μεταφοράς και διασύνδεσης μεταξύ των Ευρωπαϊκών χωρών ώστε να γίνει δυνατή η μέγιστη δυνατή διασύνδεση έργων ΑΠΕ εντός των χωρών της ένωσης.

### **3.8. Το Σχέδιο Μάρκετινγκ**

Η σύνταξη συγκεκριμένου σχεδίου Μάρκετινγκ δεν κρίθηκε σκόπιμη για το παρόν επενδυτικό σχέδιο. Η επένδυση πρόκειται να παράγει ρεύμα το οποίο πρόκειται να απορροφήσει η Δ.Ε.Η η οποία και αναλαμβάνει την διάθεση του στον τελικό καταναλωτή (νοικοκυριά ή επιχειρήσεις). Η σύμβαση με την ΔΕΗ και τον ΔΕΣΜΗΕ προβλέπεται και καθορίζεται από τον νόμο ότι είναι πολυετής (σύμβαση 20 ετών). Οι τιμές αγοράς του παραγόμενου ηλεκτρικού ρεύματος επίσης καθορίζεται από την νομοθεσία (αναλυτικά σε πιο κάτω παράγραφο). Ως επακόλουθο το κόστος Μάρκετινγκ θεωρείται μηδενικό.

### **3.9. Έσοδα Πωλήσεων**

#### **3.9.1. Τιμές Αγοράς της KWh από ΑΠΕ**

Σύμφωνα με το άρθρο 12 του ν.3468/2006, το άρθ.5 παρ.1 του ν.3851/2010, ο Διαχειριστής του Συστήματος ή του Δικτύου (ΔΕΗ/ΔΕΣΜΗΕ) υποχρεούται να συνάπτει σύμβαση εικοσαετούς διάρκειας με τον παραγωγό ηλεκτρικής ενέργειας

από ΑΠΕ (την επιχείρηση στην παρούσα), για την αγορά της παραγόμενης ηλεκτρικής του ενέργειας. Η σύμβαση αυτή περιλαμβάνει τη δυνατότητα ανανέωσης (επέκταση πέραν των 20 χρόνων) εάν τα δύο μέρη συμφωνήσουν και εφόσον ισχύει η άδεια του παραγωγού.

Σύμφωνα με το άρθρο 13 του ν.3468/2006, το άρθ.27 Α παρ.1 του ν.3734/2009 και το άρθρο 5 παρ. 2-4 του ν.3851/2010, η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από Παραγωγό μέσω σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και απορροφάτε από το Σύστημα ή το Δίκτυο, αυτή τιμολογείται σε μηνιαία βάση, με βάση καθορισμένη τιμή αγοράς (feed in) κατά τα ακόλουθα:

- Η τιμολόγηση γίνεται με βάση την τιμή, σε ευρώ ανά μεγαβατώρα (MWh), της ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφάτε από το Σύστημα ή το Δίκτυο,
- Η τιμή διαμορφώνεται ανάλογα με την ημερομηνία υποβολής της αίτησης όπως περιγράφει ο πιο κάτω πίνακας (απόσπασμα του νόμου 3734/2009)
- προβλέπεται επίσης αναπροσαρμογή των πιο κάτω τιμών κατά το 80% του δείκτη τιμών καταναλωτή της προηγούμενης χρονιάς (όπως αυτός καθορίζεται από την Τράπεζα της Ελλάδος, Άρθ. 14 ν.3468/2006, άρθ. 27 παρ.8 Α, ν.3734/2009 και άρθ.5, παρ.8 ν.3851/2010).
- Η διάρκεια ισχύος των τιμών και της σύμβασης με την ΔΕΗ είναι 20 έτη

Σύμφωνα με διευκρινιστικές εγκυκλίους και Υπουργικές Αποφάσεις, η τιμή πώλησης για μια μονάδα κλειδώνει σύμφωνα με την ημερομηνία υποβολής του πλήρους φακέλου και όχι με την ημερομηνία έναρξης της παραγωγής (η οποία θα μπορούσε να καθυστερήσει λόγω γραφειοκρατίας). Έτσι για την συγκεκριμένη επένδυση και προκειμένου να γίνουν οι υπολογισμοί των εσόδων, έχουμε λάβει σαν δεδομένο την εξής παραδοχή: ο πλήρης φάκελος για την αδειοδότηση θα έχει υποβληθεί πριν τον Αύγουστο του 2011. Επίσης, καθώς είναι εξαιρετικά δύσκολο να προβλέψουμε των δείκτη τιμών καταναλωτή για τα επόμενα 20 έτη και καθότι επιθυμούμε μια συντηρητική πρόβλεψη λαμβάνουμε υπόψη σαν παραδοχή ότι η τιμή πώλησης θα αναπροσαρμόζεται κατά 33% επί ενός δείκτη τιμών καταναλωτή ίσου με 3% (σταθερού για 20 έτη).

Έτος Μήνας	ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ		ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ	
	A	B	Γ	Δ
	>100 kW	<= 100 kW	> 100 kW	<= 100 kW
2009 Φεβρουάριος	400,00	450,00	450,00	500,00
2009 Αύγουστος	400,00	450,00	450,00	500,00
2010 Φεβρουάριος	400,00	450,00	450,00	500,00
2010 Αύγουστος	392,04	441,05	441,05	490,05
2011 Φεβρουάριος	372,83	419,43	419,43	466,03
2011 Αύγουστος	351,01	394,88	394,88	438,76
2012 Φεβρουάριος	333,81	375,53	375,53	417,26
2012 Αύγουστος	314,27	353,56	353,56	392,84
2013 Φεβρουάριος	298,87	336,23	336,23	373,59
2013 Αύγουστος	281,38	316,55	316,55	351,72
2014 Φεβρουάριος	268,94	302,56	302,56	336,18
2014 Αύγουστος	260,97	293,59	293,59	326,22
Για κάθε έτος ν από το 2015 και μετά	1,3μΟΤΣ <sub>v-1</sub>	1,4μΟΤΣ <sub>v-1</sub>	1,4μΟΤΣ <sub>v-1</sub>	1,5μΟΤΣ <sub>v-1</sub>

μΟΤΣ<sub>v-1</sub>: Μέση Οριακή Τιμή Συστήματος κατά το προηγούμενο έτος v-1

### 3-1 Τιμές πώλησης ηλεκτρικού ρεύματος από Φ/Β (ν. 3734/2009)

Σύμφωνα με το άρθρο 25 του ν.3468/2006, το άρθρο 7 του ν.3851/2010 και το άρθρο 30 παρ.9 του ν.3889/2010, κάθε παραγωγός ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε., στον οποίο χορηγείται άδεια παραγωγής μετά την έναρξη ισχύος του ν.3468/2006, επιβαρύνεται, από την έναρξη της εμπορικής λειτουργίας του σταθμού του, με ειδικό τέλος. Το τέλος αυτό αντιστοιχεί σε ποσοστό 3% επί της, προ Φ.Π.Α., τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας στον Διαχειριστή του Συστήματος ή του Δικτύου. Όμως σύμφωνα με τα ίδια άρθρα, απαλλάσσονται από την καταβολή του ειδικού τέλους οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας από συστήματα ΑΠΕ σε κτίρια ή από φωτοβολταϊκά

### 3.9.2. Υπολογισμός εσόδων από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας διασυνδεδεμένου συστήματος

Λαμβάνοντας υπόψη την παραδοχή ότι ο φάκελος για την αδειοδότηση θα έχει

υποβληθεί και θα είναι πλήρης πριν τον Αύγουστο του 2011, τότε σύμφωνα με τον πιο πάνω πίνακα, η τιμή ανά Kwh θα είναι 0.35101 € . Θεωρούμε επίσης ότι ο δείκτης τιμών καταναλωτή θα κυμαίνεται στο επίπεδο του 3% για τα επόμενα 20 χρόνια. Επίσης, για την απλοποίηση των υπολογισμών, η μείωση της απόδοσης των φωτοβολταϊκών στοιχείων θεωρείτε γραμμική και ίση με 1% κάθε χρόνο.

Επίσης η μέση ετήσια παραγωγή ενέργειας (KWh ανά KWp) για την περιοχή, ανέρχεται στα 1,276 KWh (με βάση τις συνθήκες ηλιοφάνειας και θερμοκρασίας που επικρατούν στην περιοχή) επομένως η ετήσια παραγωγή του φωτοβολταϊκού πάρκου θα αντιστοιχεί σε 280,650 KWh (1276 X 219.96) για το πρώτο έτος λειτουργίας του ή έσοδα 98,511 € από την πώληση των πιο πάνω Kwh προς 0.35101 € / kWh. Συνδυάζοντας τα πιο πάνω προκύπτει ο πίνακας με τα αναμενόμενα έσοδα της επένδυσης τα επόμενα 20 έτη.

Έτος	Έσοδα από Πωλήσεις (€)	Τιμή πώλησης (€/KWh)
2012	98,511	0.35101
2013	98,501	0.35452
2014	98,481	0.35807
2015	98,451	0.36165
2016	98,410	0.36526
2017	98,359	0.36892
2018	98,297	0.37260
2019	98,224	0.37633
2020	98,139	0.38009
2021	98,043	0.38389
2022	97,936	0.38773
2023	97,816	0.39161
2024	97,684	0.39553
2025	97,540	0.39948
2026	97,383	0.40348
2027	97,213	0.40751
2028	97,030	0.41159
2029	96,834	0.41570
2030	96,624	0.41986
2031	96,400	0.42406
Σύνολο	1,955,876	0.38503

3-2 Πρόβλεψη εσόδων από πώληση ηλεκτρικού ρεύματος στην ΔΕΗ

### 3.10. Άλλα έμμεσα οφέλη

#### 3.10.1. Κοινωνικός απολογισμός

Κατά τα πρώτα χρόνια της ζωής της η επένδυση θα αποσβένει τις ανθρακούχες εκπομπές που προκλήθηκαν κατά την κατασκευή των βάσεων και των φωτοβολταϊκών πάνελ. Κάποτε η ενεργειακή αυτή απόσβεση των φωτοβολταϊκών απαιτούσε αρκετά χρόνια. Σήμερα όμως το χρονικό διάστημα αυτό έχει μειωθεί και φαίνεται στα διαγράμματα που έχει προετοιμάσει ο Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβολταϊκών (ΣΕΦ), - τα οποία απεικονίζουν τους χρόνους ενεργειακής απόσβεσης διαφόρων τεχνολογιών φωτοβολταϊκών με βάση τις σημερινές παραγωγικές διαδικασίες και τις ελληνικές συνθήκες ηλιοφάνειας.

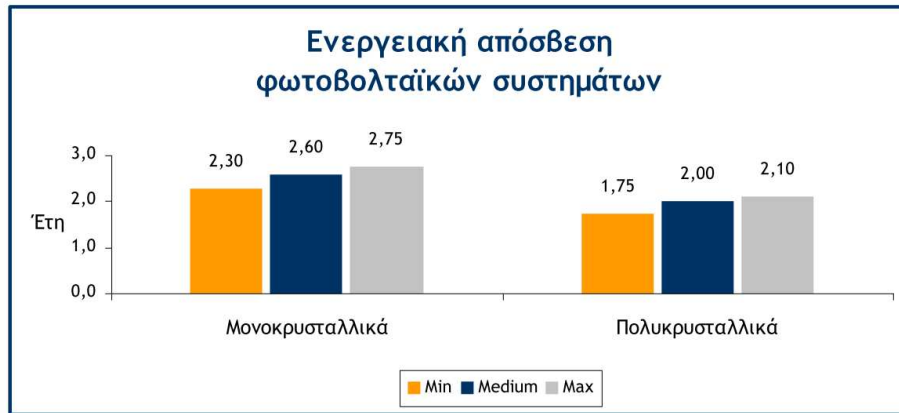


Figure 3-11 Η ενεργειακή απόσβεση των φωτοβολταϊκών στοιχείων (πάνελ)- πηγή ΣΕΦ

Όπως επισημαίνει και ο ΣΕΦ, «οι χρόνοι αυτοί βαίνουν διαρκώς μειούμενοι και, δεύτερον, ο χρόνος ωφέλιμης ζωής ενός φωτοβολταϊκού είναι πάνω από 30 χρόνια. Προφανώς, οι χρόνοι ενεργειακής απόσβεσης μεταβάλλονται από περιοχή σε περιοχή ανάλογα με την επικρατούσα ηλιοφάνεια».

Στο παρακάτω διάγραμμα φαίνονται οι διαφορές αυτές για την περίπτωση των κρυσταλλικών φωτοβολταϊκών σε περιοχές της Ελλάδας με υψηλή (1.450 kWh/kWp-έτος), μέση (1.275 kWh/kWp-έτος) και χαμηλή ηλιοφάνεια (1.200 kWh/kWp-έτος) – (ΣΕΦ, 2011 [www.helapco.gr](http://www.helapco.gr)).





**Figure 3-12 Η ενεργειακή απόσβεση των φωτοβολταϊκών στοιχείων (πάνελ)- πηγή ΣΕΦ**

Σύμφωνα με πρόσφατη έκθεση της International Energy Agency, η ενέργεια που απαιτείται για την κατασκευή ενός φωτοβολταϊκού συστήματος (πλαίσια συν παρελκόμενος εξοπλισμός) είναι κατά μέσο όρο 2.525 kWh/kWp για πολυκρυσταλλικά φωτοβολταϊκά και 3.308 kWh/kWp για μονοκρυσταλλικά.

Επομένως, στην περίπτωση μας, (σύστημα βασισμένο στην μονοκρυσταλλική τεχνολογία, μέση ηλιοφάνεια 1275 kWh/kwp) η απόσβεση θα πραγματοποιηθεί σε 2.6 χρόνια - έστω για χάριν ευκολίας στους υπολογισμούς που θα ακολουθήσουν ότι θα χρειασθούν 3 χρόνια για την ενεργειακή απόσβεση της επένδυσης.

Κάθε κιλοβατώρα που παράγεται από φωτοβολταϊκά, και άρα όχι από συμβατικά καύσιμα, συνεπάγεται την αποφυγή έκλυσης ενός περίπου κιλού διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) στην ατμόσφαιρα (με βάση το σημερινό ενεργειακό μείγμα στην Ελλάδα και τις μέσες απώλειες του δικτύου). Έτσι, ένα Kwρ φωτοβολταϊκών αποτρέπει κάθε χρόνο την έκλυση 1,3 tn CO<sub>2</sub>

Καθώς η επιχείρηση δημοσιεύει κάθε χρόνο ετήσιο κοινωνικό απολογισμό. Η επένδυση πρόκειται να επιφέρει σημαντικά (θετικά) αποτελέσματα ως προς την κατεύθυνση του περιορισμού των εκπομπών CO<sub>2</sub> τα οποία θα αποτυπώνονται στον απολογισμό αυτόν. Η δημοσίευση αυτή ενδέχεται να βελτιώσει την εταιρική εικόνα και να δημιουργήσει (θετική) δημοσιότητα γύρω από το εταιρικό όνομα (brand) της. Η δημοσιότητα αυτή είναι δυνατόν να αποτιμηθεί σαν ένα έμμεσο όφελος που θα προκύψει από την συγκεκριμένη επένδυση.



## 4. Πρώτες Ύλες και Άλλα Εφόδια

### 4.1. Γενικά

Στο κεφάλαιο αυτό περιγράφονται οι πρώτες ύλες και λοιπές εισροές οι οποίες είναι απαραίτητες για την λειτουργία της μονάδας οι οποίες αξίζει να σημειωθεί ότι είναι ιδιαίτερα περιορισμένες.

### 4.2. Ταξινόμηση των Πρώτων Υλών και των Άλλων Εφοδίων

Ακολουθεί σύντομη κατάταξη των πρώτων υλών και των εφοδίων σε κατηγορίες όπως αυτές περιγράφονται στην βιβλιογραφία:

- Πρώτες Ύλες:

Εδώ κατατάσσονται ακατέργαστα και ημικατεργασμένα υλικά/είδη όπως: αγροτικά προϊόντα, κτηνοτροφικά, δασικά, αλιεύματα, ορυκτά και μεταλλευτικά προϊόντα

- Επεξεργασμένα βιομηχανικά υλικά και συστατικά:

Εδώ κατατάσσονται, τα βασικά μέταλλα π.χ. σίδηρος, ημι-κατεργασμένα υλικά και άλλα βιομηχανοποιημένα εξαρτήματα

- Εφόδια εργοστασίου

Όπως π.χ. διάφορα βοηθητικά υλικά, υπηρεσίες κοινής ωφέλειας (π.χ. Δ.Ε.Η, Καύσιμα, Νερό, κ.α), υλικά συσκευασίας, άλλα εφόδια (π.χ. πεπεσμένος αέρας) και η ανακύκλωση υλικών

- Ανταλλακτικά για τον εγκατεστημένο εξοπλισμό.
- Εφόδια για κοινωνικές λοιπές εξωτερικές ανάγκες

### 4.3. Επιλογή των Πρώτων υλών και των Άλλων Εφοδίων

#### 4.3.1. Πρώτες Ύλες και Επεξεργασμένα Βιομηχανικά Υλικά και Συστατικά

Η μονάδα δεν έχει καθόλου ανάγκη από πρώτες ύλες είτε επεξεργασμένα βιομηχανικά υλικά και συστατικά. Αρκεί απλά να υπάρχει ηλιακή ακτινοβολία για να

παράγουν ηλεκτρική ενέργεια τα Φ/Β πάνελ.

### **4.3.2. Εφόδια**

Ακολουθεί προσδιορισμός των εφοδίων της μονάδας, προκειμένου να γίνετε εφικτή τόσο η λειτουργία και η επίτευξη των στόχων της.

### **4.3.3. Βοηθητικά Υλικά και άλλα Εφόδια**

Απαραίτητο ουσιαστικά εισερχόμενο στην παραγωγική διαδικασία είναι το νερό. Το νερό είναι απαραίτητο στην μονάδα για τον μηνιαίο (είτε κάθε δύο μήνες) καθαρισμό των φωτοβολταϊκών πάνελ από τυχόν σκόνη ή τυχόν άλλα στοιχεία τα οποία είναι πιθανόν να περιορίζουν την απόδοση του κάθε συλλέκτη. Η τοποθεσία στην οποία θα γίνει η εγκατάσταση είναι συνδεδεμένη στο δίκτυο της Ε.Υ.Δ.Α.Π ενώ ταυτόχρονα διαθέτει ιδιόκτητη γεώτρηση η οποία μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί για τον σκοπό αυτόν. Σχετικά δε με την ποιότητα του νερού δεν τίθεται κάποιο συγκεκριμένο κριτήριο επιλογής μιας και αρκούν οι προδιαγραφές ποσίου νερού από την Εταιρεία Ύδρευσης.

### **4.4. Ανταλλακτικά**

Η επιχείρηση αναμένει ότι ο μηχανολογικός εξοπλισμός θα χρειαστεί αντικατάσταση μετά από κάποιο χρονικό διάστημα. Αν και ο εξοπλισμός χρειάζεται ελάχιστη έως μηδενική συντήρηση και έχει εξαιρετικά μεγάλη διάρκεια ζωής κάθε αστοχία του περιορίζει άμεσα τα έσοδα της μονάδας και γι' αυτό θα πρέπει να υπάρχει δυνατότητα ταχείας αντίδρασης σε περίπτωση κάποιας βλάβης. Για τον σκοπό αυτόν θα πρέπει να υπάρχουν διαθέσιμα κάποια βασικά ανταλλακτικά ώστε να μπορεί να κρατηθεί η μονάδα σε διαρκείς λειτουργία.

Κρίσιμο σημείο αποτελεί το στοιχείο του διαρκούς ελέγχου της απόδοσης του συστήματος σε σχέση με την ηλιοφάνεια που θα επικρατεί κατά την παραγωγή σε

συνάρτηση με την θερμοκρασία. Η όποια απόκλιση της παραγωγής από τα προκαθορισμένα όρια τα οποία αντιστοιχούν στις εκάστοτε συνθήκες θερμοκρασίας και ηλιοφάνειας απαιτεί επιτόπιο έλεγχο από τεχνικό και πιθανόν την χρήση κάποιου ανταλλακτικού για την αντικατάσταση (εάν προκύπτει) μέρους του εξοπλισμού που παρουσιάζει πρόβλημα. Η διαδικασία αυτή θα ανατεθεί στην εταιρεία που θα κατασκευάσει και το φωτοβολταϊκό πάρκο το οποίο θα είναι εφοδιασμένο και με σύστημα διαρκούς παρακολούθησης μέσω τηλεματικής. Με αυτόν τον τρόπο η επιχείρηση δεν χρειάζεται να διατηρεί απόθεμα ανταλλακτικών ούτε και να προσλάβει κάποιον τεχνικό. Το κόστος του συμβολαίου συντήρησης δίνεται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 6 (Οργάνωση Μονάδας και Γενικά Έξοδα).

#### **4.5. Διαθεσιμότητα και Προμήθεια**

##### **4.5.1. Απαιτούμενες Ποσότητες Εισροών**

Υπολογίζεται ότι για την κάλυψη των αναγκών της μονάδας σε ετήσια βάση θα χρειαστούν, 1.000 m<sup>3</sup> νερού.

##### **4.5.2. Διαθεσιμότητα Υλικών**

Η διαθεσιμότητα της Εταιρεία Ύδρευσης μπορεί να θεωρηθεί δεδομένη ενώ η ποσότητα νερού διατίθεται σε μάλλον απεριόριστες ποσότητες (συγκριτικά με τις ανάγκες της μονάδας) και σε δεδομένες τιμές. Επιπλέον, η ύπαρξη της γεώτρησης λειτουργεί σαν ασφαλιστική δικλείδα ως προς την αυτονομία της μονάδας. Λαμβάνοντας υπόψη τα πιο πάνω και το γεγονός του ότι η μονάδα δεν χρειάζεται πολύ συχνά την παροχή του νερού, η εξασφάλιση των απαιτούμενων ποσοτήτων μπορεί να θεωρείτε ότι θα γίνει χωρίς να αποτελέσει πρόβλημα.

#### 4.5.3. Υπολογισμός του Κόστους Πρώτων Υλών και άλλων Εφοδίων

#### 4.6. Πίνακες

Παρατίθεται ο πίνακας υπολογισμού του κόστους για το νερό που είναι απαραίτητα για την λειτουργία της μονάδας κατά το πρώτο έτος λειτουργίας της.

ΕΙΣΡΟΗ	ΠΟΣΟΤΗΤΑ (m <sup>3</sup> ανά έτος)	ΚΟΣΤΟΣ (ανά μονάδα)	ΚΟΣΤΟΣ (€)
<b>Βοηθητικά Υλικά και Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας</b>			
Νερό	1000	0.4138	413.80 €
Σύνολο			413.80 €

4-1 Κόστος Βοηθητικών Υλικών και Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας

## 5. Μηχανολογία και Τεχνολογία

### 5.1. Εισαγωγή

Στο παρόν κεφάλαιο, εξετάζονται τα τεχνικά και τεχνολογικά στοιχεία της επένδυσης. Γίνετε αναφορά στις διαθέσιμες τεχνολογίες, στον μηχανολογικό εξοπλισμό καθώς και στα έργα πολιτικού μηχανικού που θα χρειαστούν που θα χρειαστεί για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τον ήλιο.

### 5.2. Πρόγραμμα Παραγωγής και Δυναμικότητα Μονάδας

Η επένδυση αφορά την εγκατάσταση και λειτουργία ενός φωτοβολταϊκού πάρκου συνολικής ισχύος 219.96 KWp που θα αποτελείται από α) ένα πάρκο 154.05 Kw επί της στέγης του κτιρίου της αποθήκης και β) ενός μικρότερου πάρκου 65.91 kWp επί της στέγης του κτιρίου των γραφείων. Για την εκτίμηση της ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έχουν γίνει αναλυτικές εκτιμήσεις από εξειδικευμένο σύμβουλο για ανάλογη περιοχή με αυτήν της εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού πάρκου. Συγκεκριμένα, χρησιμοποιούνται μετρήσεις που έχουν γίνει για την περιοχή του Κορωπίου η οποία από πλευράς ηλιοφάνειας είναι παρόμοια με την περιοχή εγκατάστασης του έργου.

Από την ανωτέρω μελέτη υπολογίζεται ότι η μέση ετήσια παραγωγή ενέργειας (KWh ανά KWp) για την περιοχή, αναμένεται να είναι 1,276 KWh επομένως η ετήσια παραγωγή του φωτοβολταϊκού πάρκου θα αντιστοιχεί σε 280,650 KWh ετησίως για το πρώτο έτος λειτουργίας του. Σημειώνεται ότι η απόδοση των φωτοβολταϊκών πάνελ μειώνεται σταδιακά με το χρόνο. Οι περισσότεροι κατασκευαστές εγγυώνται τουλάχιστον ότι μέχρι το τέλος της διάρκειας ζωής (είκοσι πέντε έτη) η απόδοση δε θα πέσει κάτω από το 80% σε σχέση με την απόδοσή τους κατά το πρώτο έτος λειτουργίας. Το στοιχείο αυτό λαμβάνεται υπόψη κατά την οικονομική ανάλυση του φωτοβολταϊκού πάρκου. Επισημαίνεται ότι στην πράξη η συνολική μείωση της απόδοσης είναι πολύ μικρότερη και ανέρχεται συνήθως σε 5-6% στο εικοστό έτος, ενώ η διάρκεια ζωής φτάνει πρακτικά και τα 30 χρόνια.

Σχετικά με το πρόγραμμα παραγωγής, επισημαίνεται ότι η εγκατάσταση θα παράγει

Ηλεκτρική Ενέργεια κατά την διάρκεια της ημέρας – ολόκληρο τον χρόνο - εφόσον υπάρχει ηλιοφάνεια – ενώ δεν υπάρχει ανάγκη για την παρουσία ανθρώπινου δυναμικού (περισσότερες πληροφορίες στο Κεφάλαιο 7-Ανθρώπινοι Πόροι). Η παραγωγή επηρεάζεται κυρίως από τις καιρικές συνθήκες (ημέρες ηλιοφάνειας του έτους), την διάρκεια της ημέρας ανάλογα με την εποχή του χρόνου (αυξημένη παραγωγή την άνοιξη και το καλοκαίρι, περιορισμένη τον χειμώνα), την θερμοκρασία και την απόδοση των φωτοβολταϊκών πάνελ.

Υπό την προϋπόθεση ότι α) δεν θα υπάρξει κάποια σημαντική αστοχία που θα θέσει εκτός παραγωγής την μονάδα ή μέρος αυτής για σημαντικό χρονικό διάστημα και β) η πτώση της απόδοσης των φωτοβολταϊκών θα ακολουθήσει μείωση στην απόδοση της τάξης του 1% κάθε χρόνο, τότε η παραγωγή της μονάδος για τα επόμενα 20 χρόνια θα είναι η εξής:

Έτος	Ετήσια Παραγωγή (KWh)	Απόδοση Φ/Β πάνελ
2012	280,650	100.0%
2013	277,844	99.0%
2014	275,037	98.0%
2015	272,231	97.0%
2016	269,424	96.0%
2017	266,618	95.0%
2018	263,811	94.0%
2019	261,005	93.0%
2020	258,198	92.0%
2021	255,392	91.0%
2022	252,585	90.0%
2023	249,779	89.0%
2024	246,972	88.0%
2025	244,166	87.0%
2026	241,359	86.0%
2027	238,553	85.0%
2028	235,746	84.0%
2029	232,940	83.0%
2030	230,133	82.0%
2031	227,327	81.0%
Σύνολο	5,079,765	Kwh

**5-1 Προβλεπόμενη παραγωγή του συστήματος για τα επόμενα 20 έτη**

Από τον πίνακα προκύπτει ότι η μονάδα αναμένεται να παράγει περί τις 253,988 kwh ετησίως (σταθμικός μέσος όρος) για τα επόμενα 20 χρόνια.

### **5.3. Τεχνολογία**

Η τεχνολογία που θα χρησιμοποιηθεί παρέχεται από εξειδικευμένη εταιρεία του χώρου που ασχολείται με την κατασκευή φωτοβολταϊκών συστημάτων, είναι στελεχωμένη από έμπειρους μηχανικούς και έχει συνάψει εμπορικές συμφωνίες με εργοστάσια κατασκευής του σχετικού εξοπλισμού. Μέσω αυτών των συμφωνιών, της εκπαίδευσης και της εμπειρίας έχει αποκτηθεί τεχνογνωσία η οποία συμπεριλαμβάνεται στο πακέτο της αγοράς και εγκατάστασης του εξοπλισμού.

#### **5.3.1. Κριτήρια Επιλογής Τεχνολογίας**

Γενικά τα κριτήρια με τα οποία θα επιλεγεί η καταλληλότερη τεχνολογία είναι τα εξής:

- Η καλύτερη δυνατή και εγγυημένη απόδοση
- Η ποιότητα της κατασκευής.
- Η αξιοπιστία της τεχνολογίας
- Η ευκολία στον χειρισμό.
- Το κόστος και ειδικότερα η καλύτερη δυνατή σχέση κόστους / ωφέλειας

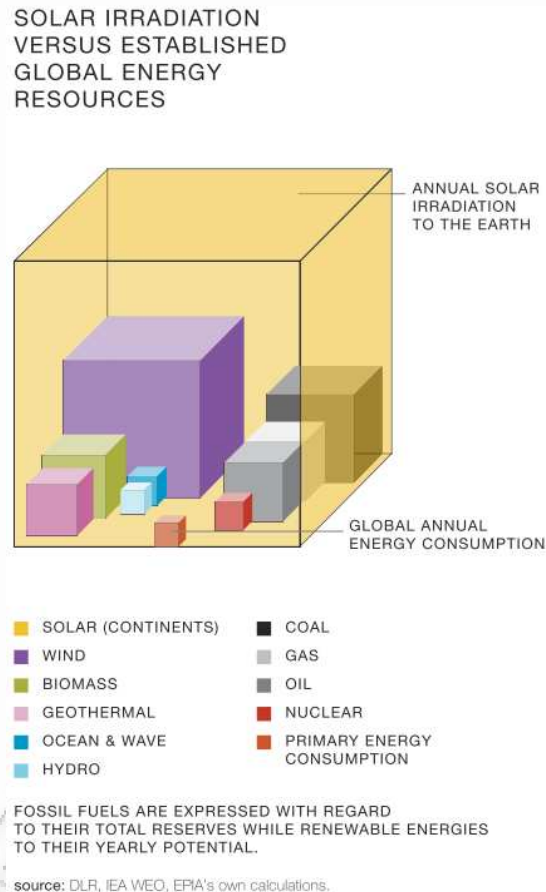
#### **5.3.2. Επιλογή Τεχνολογίας**

Ακολουθούν μερικά θεωρητικά στοιχεία σχετικά με την τεχνολογία που περιβάλλει τα φωτοβολταϊκά ώστε να γίνουν πιο εύκολα κατανοητά τα τεχνικά θέματα που θα αναπτυχθούν αργότερα.

#### **5.3.3. Περί Ηλιακής Ενέργειας**

Σύμφωνα με την ΕΡΙΑ και την Greenpeace, «...υπάρχει περίσσια ηλιακής ακτινοβολίας αρκετή ώστε να καλύψει τις παγκόσμιες ενεργειακές ανάγκες. Κατά μέσο όρο κάθε τετραγωνικό μέτρο στην επιφάνεια της γης εκτίθεται σε ηλιακή ακτινοβολία ικανή να παράγει 1700 kWh ενέργειας κάθε χρόνο με βάση υπάρχουσα τεχνολογία. Η

συνολική ηλιακή ενέργεια που φθάνει στην γη αρκεί για να υπερκαλύψει την παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας περί τις 10000 φορές...» Η ενέργεια της ηλιακής ακτινοβολίας που φθάνει στην επιφάνεια της γης εκτιμάται περί τα 800 με 1000 W/τετραγωνικό μέτρο.



## 5-2 Ηλιακή ακτινοβολία σε σύγκριση με άλλες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (πηγή EPIA)

Στο σχήμα 6-1 φαίνεται η τεράστια διαφορά δυναμικού της ηλιακής ενέργειας σε σχέση με κάθε άλλη μορφή ΑΠΕ (ετήσιο δυναμικό), σε σχέση με τα αποθέματα πετρελαίου και την σημερινή ετήσια κατανάλωση ενέργειας. Σύμφωνα με την ίδια πηγή, 22.000 km<sup>2</sup>, το 40% από τις στέγες κτιρίων και το 15% των σκιάστρων στην Ευρώπη των 27 είναι κατάλληλα για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών. Αυτό θα σήμαινε ότι θα μπορούσαν να εγκατασταθούν περί τα 1500 GWh τα οποία θα μπορούσαν να παράγουν 1,400TWh ηλεκτρικής ενέργειας κάθε χρόνο δηλ. το 40% του επιπέδου ζήτησης ενέργειας όπως αυτό αναμένεται να διαμορφωθεί το 2020.



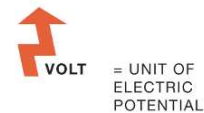
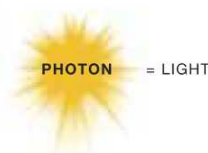
Η ηλιακή ενέργεια δύναται να αξιοποιηθεί είτε για:

- **Την παραγωγή θερμότητας:** π.χ. όπως συμβαίνει με τους ηλιακούς θερμοσίφωνες που είναι ιδιαίτερα διαδεδομένη την χώρα μας. Η παραγόμενη θερμότητα μπορεί να μετατραπεί σε κάποια άλλη μορφή ενέργειας όπως μηχανική, ηλεκτρική, κτλ.
- **Την παραγωγή ηλεκτρισμού (PV)** - όπως συμβαίνει με την περίπτωση των φωτοβολταϊκών – δηλ. την άμεση παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας
- **Θερμό-φωτοβολταϊκά (TRV, συνδυασμός των δύο παραπάνω)** δηλαδή την χρήση της για θέρμανση νερού (με σκοπό την παραγωγή ατμού και από τον ατμό να παράγεται ηλεκτρική ενέργεια) με ταυτόχρονη παράγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κατευθείαν μέσω φωτοβολταϊκών (TRV, συνδυασμός PV και CHP συστημάτων)

#### 5.3.4. Αρχή λειτουργίας του Φωτοβολταϊκού Φαινομένου

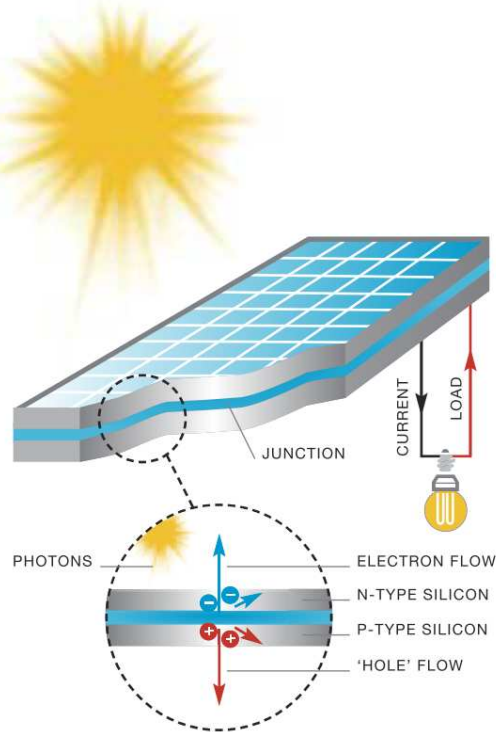
Η λέξη φωτοβολταϊκό είναι σύνθετη και προέρχεται από συνδυασμό των λέξεων «φωτόνιο» (ή «φως») και της μονάδας μέτρησης διαφοράς δυναμικού (τάσης) σε ηλεκτρικά πεδία δηλαδή του «βολτ» (Volt). Τα φωτοβολταϊκά συστήματα κατασκευάζονται από «κύτταρα» (cells) τα οποία μετατρέπουν το ηλιακό φως σε ηλεκτρισμό. Μέσα σε κάθε τέτοιο κύτταρο υπάρχουν στρώσεις από ημι-αγώγιμα υλικά τα οποία δημιουργούν ηλεκτρικά πεδία μόλις εκτεθούν στο φως και έτσι προκαλείτε ροή ηλεκτρικού ρεύματος (ροή ηλεκτρονίων). Μόλις πάψει η έκθεση στο ηλιακό φως σταματά και η ροή του ηλεκτρικού ρεύματος. Όσο πιο μεγάλη είναι η ένταση της ακτινοβολίας τόσο μεγαλύτερη και η ροή ηλεκτρικού ρεύματος. Σε συνθήκες με χαμηλή ένταση το φαινόμενο συνεχίζει να υφίσταται όμως η παραγωγή είναι κατά αναλογία μικρότερη.

THE MEANING OF THE WORD "PHOTOVOLTAIC"



source: EPIA.

## EXAMPLE OF THE PHOTOVOLTAIC EFFECT



source: EPIA.

**Figure 5-1 Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από την ηλιακή ακτινοβολία (πηγή EPIA)**

Το μεγαλύτερο ποσοστό φωτοβολταϊκών κυψελών σήμερα κατασκευάζεται με βάση το πυρίτιο – ένα από τα πλέον διαδεδομένα υλικά επί της Γης. Για την χρήση του σε ένα φωτοβολταϊκό σύστημα το πυρίτιο θα πρέπει να είναι σε υψηλότατο ποσοστό καθαρότητας (τουλάχιστον 99.9% καθαρό). Αν και σήμερα, υπάρχουν πολλές νέες τεχνολογίες για την παραγωγή φωτοβολταϊκών – όχι απαραίτητα βασισμένες στο πυρίτιο για την συνοπτική περιγραφή του φαινομένου θα χρησιμοποιηθεί το παράδειγμα του.

Ύστερα από εμπλουτισμό του καθαρού πυριτίου με άτομα φωσφόρου δημιουργείτε η σιλικόνη τύπου n (N type silicon), ένας ημιαγωγός με αφθονία ελεύθερων ηλεκτρονίων εντός αυτού (και υψηλότερη αγωγιμότητα). Αντίστοιχα, με την προσθήκη στο καθαρό πυρίτιο ατόμων βορίου, δημιουργείται το πυρίτιο τύπου p (P type silicon) ένας ημιαγωγός επίσης υψηλής αγωγιμότητας, ο οποίος όμως χαρακτηρίζεται από ανεπάρκεια ηλεκτρονίων. Όταν έλθουν σε επαφή οι αυτοί δύο ημιαγωγοί (τύπος n και p) και λόγω της διαφοράς δυναμικού δημιουργείτε μετακίνηση ηλεκτρονίων από τον ημιαγωγό τύπου n προς αυτόν τύπου p, με σκοπό την επίτευξη ηλεκτρικής

ουδετερότητας. Επειδή η ουδετερότητα δεν γίνεται εφικτή, η περιοχή της επαφής βρίσκεται σε διαρκής τάση (ηλεκτρικό πεδίο). Μόλις το στοιχείο (cell) εκτεθεί στην ηλιακή ακτινοβολία δέχεται έναν καταιγισμό από φωτόνια, τα οποία διεγείρουν τα ηλεκτρόνια των δύο ημιαγωγών (τους προσδίδουν ενέργεια) τα οποία αρχίζουν πλέον να κινούνται ελεύθερα. Η κίνηση τους αυτή γίνεται εντός του ηλεκτρικού πεδίου στο σημείο επαφής και έχει συγκεκριμένη κατεύθυνση, με αποτέλεσμα τη δημιουργία συνεχούς ηλεκτρικού ρεύματος (DC). Η διάταξη που περιγράφει μόλις είναι ένα στοιχειώδες φωτοβολταϊκό κύτταρο (cell).

Πέραν της τεχνολογίας της κρυσταλλικής σιλικόνης που περιγράφει στο παράδειγμα (και είναι αυτής που κυριαρχεί στην αγορά), υπάρχουν διαθέσιμα φωτοβολταϊκά cells βασισμένα σε άλλους ημιαγωγούς όπως τα thin film (με βάση το κάδμιο ή τον χαλκό) τα οποία έχουν μικρότερη προς το παρόν απόδοση όμως χαμηλότερο κόστος παραγωγής. Επίσης έχουν αρχίσει να εμφανίζονται τα 3<sup>ης</sup> γενιάς φωτοβολταϊκά (όπως π.χ. φωτοβολταϊκά βασισμένα σε οργανικά υλικά) τα οποία βασίζονται σε διάφορες νέες τεχνολογίες (οργανικά, TPV) ή αφορούν συνδυασμούς των πιο πάνω.

#### **5.4. Τα Φωτοβολταϊκά Πάνελ**

Ένα κύτταρο μονό-κρυσταλλικής σιλικόνης διαστάσεων 15 X 15 εκατοστά παράγει 3 με 4.5 W ηλεκτρισμού. Η ισχύς αυτή κρίνεται μάλλον χαμηλή οπότε συνήθως τα κύτταρα ενώνονται μεταξύ τους σε σειρά και δημιουργούν φωτοβολταϊκά πάνελ για κάθε χρήση. Τα πάνελ που κυριαρχούν στην αγορά σήμερα (και αφορούν συστήματα συνδεδεμένα στο δίκτυο της ΔΕΗ ή αυτόνομα συστήματα) αποτελούνται από 60 με 72 κυψέλες και έχουν ονομαστική ισχύ μεταξύ έχουν από 120 έως 300 Wp (πηγή ΕΡΙΑ). Οι διαστάσεις των πλαισίων κυμαίνονται μεταξύ 1.4 και 1,7 m<sup>2</sup>

#### **5.5. Βάσεις Φωτοβολταϊκών Πάνελ**

Κάθε πάνελ θα πρέπει να τοποθετηθεί με τρόπο τέτοιο ώστε να έχει κλίση περίπου 31° σε σχέση με τον κατακόρυφο άξονα (ανάλογα με την γεωγραφική θέση) και να είναι στραμμένο προς τον Νότο ώστε να υπάρχει πάντοτε προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία πάνω του. Επίσης, θα πρέπει να είναι επαρκώς στηριγμένο ώστε να αντέχει στις καιρικές συνθήκες και τους ανέμους. Για τον σκοπό αυτόν υπάρχουν

διαθέσιμες στην αγορά βάσεις για φωτοβολταϊκά πλαίσια (πάνελ) οι οποίες μάλιστα τοποθετούνται είτε επί του εδάφους είτε σε στέγη κάθε τύπου.

Το υλικό κατασκευής θα είναι το αλουμίνιο κι αυτό για να αποφευχθούν αρνητικές αλληλεπιδράσεις με το αλουμίνιο από το οποίο κατασκευάζεται το Φ/Β πάνελ (π.χ. σε περίπτωση χρήσης βάσης από σίδηρο). Το αλουμίνιο επίσης σαν υλικό είναι ανοξειδωτο και πιο ελαφρύ οπότε και η επιβάρυνση της στέγης θα είναι ακόμη μικρότερη.

## **5.6. Σύνδεση φωτοβολταϊκών πλαισίων με βοηθητικό εξοπλισμό**

Όπως αναφέρθηκε ήδη πιο πάνω τα φωτοβολταϊκά πάνελ παράγουν συνεχές ρεύμα (DC) και όχι εναλλασσόμενο (AC) ρεύμα όπως αυτό που παρέχεται από το δίκτυο. Επίσης η τάση τους είναι χαμηλότερη από αυτήν του δικτύου (220-240 volt). Για τον λόγω αυτόν είναι απαραίτητη η σύνδεση των πάνελ μεταξύ τους με τέτοιων τρόπο ώστε σε σειρά να αυξάνεται η τάση τους και στην συνέχεια με την σύνδεση των συστοιχιών αυτών σε μετατροπής τάσης (inverters), η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια να συσσωρεύεται και να μετατρέπεται σε εναλλασσόμενο ηλεκτρικό ρεύμα το οποίο να μπορεί να αξιοποιηθεί από το δίκτυο της ΔΕΗ.

Για να επιτευχθεί η σύνδεση των πάνελ θα χρειαστούν μια σειρά από βοηθητικά υλικά όπως, καλώδια για συνεχές ρεύμα, καλώδια για εναλλασσόμενο ρεύμα, σωληνώσεις για την προστασία των καλωδίων και διάφορα ηλεκτρολογικά μικροεξαρτήματα για την συνδεσμολογία των πιο πάνω. Θα χρειαστούν επίσης μετατροπείς (τριφασικοί στην περίπτωση μας) οι οποίοι να έχουν διακόπτη αποσύνδεσης (που απαιτείται από την ΔΕΗ) και να πληρούν το πρότυπο προστασίας IP 65. Για την περίπτωση έχει επιλεγεί ο τριφασικός μετατροπέας Sunny Tripower 17000TL της SMA ο οποίος πλήρη τις πιο πάνω προδιαγραφές και επιπλέον διαθέτει την δυνατότητα σύνδεσης μέσω Bluetooth © .

## 5.7. Φωτοβολταϊκά Συστήματα

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα έχουν τεράστιες δυνατότητες και ήδη βρίσκονται σε χρήση για δεκαετίες σε ένα μεγάλο πλήθος εφαρμογών. Φωτοβολταϊκά συστήματα μπορεί να εγκατασταθούν τόσο σε απομακρυσμένες περιοχές όσο και σε οικιστικές περιοχές. Διακρίνονται έτσι σε α) αυτόνομα και β) σε διασυνδεμένα.

Τα αυτόνομα ή υβριδικά συστήματα (off-grid) διακρίνονται στις εξής υποκατηγορίες:

1. αυτόνομες βιομηχανικές εφαρμογές π.χ. σε φάρους, αστεροσκοπεία, δορυφόροι, σαλέ σε μεγάλο υψόμετρο, κ.α
2. αυτόνομες εφαρμογές ηλεκτροδότησης σε περιοχές που δεν φτάνει το δίκτυο της επιχείρησης ηλεκτρισμού (π.χ. της ΔΕΗ) όπως συμβαίνει στην Αφρική ή σε νησιά μη συνδεδεμένα στο δίκτυο.
3. καταναλωτικά προϊόντα όπως π.χ. φωτιστικά σώματα που λειτουργούν με ενσωματωμένα φωτοβολταϊκά κύτταρα, κ.α

Τα διασυνδεμένα (on-grid) από την άλλη αναφέρονται σε περιοχές οι οποίες έχουν πρόσβαση στο δίκτυο της επιχείρησης ηλεκτρισμού. Τα συστήματα διακρίνονται σε α) οικιακές και εμπορικές εφαρμογές και β) βιομηχανικές και μεγάλης κλίμακας εφαρμογές. Και στις δύο κατηγορίες το σύστημα είναι συνδεδεμένο με την επιχείρηση ηλεκτρισμού στην οποία διαθέτει την περίσσια ηλεκτρικού ρεύματος έναντι κάποιας αποζημίωσης που έχει συμφωνηθεί. Τα συστήματα μπορεί να είναι εγκατεστημένα είτε στην στέγη, (επί της στέγης), είτε σε σκίαστρα, είτε στο έδαφος.

Στον πίνακα 6-1 ακολουθεί η ταξινόμηση των συστημάτων αυτών ανά μέγεθος και κατηγορία αγοράς (market segment).

## TYPICAL TYPE AND SIZE OF APPLICATIONS PER MARKET SEGMENT

Type of application	Market segment			
	Residential < 10 kWp*	Commercial 10kWp - 100kWp	Industrial 100kWp - 1MWp	Utility scale >1MWp
Ground-mounted			✓	✓
Roof-top	✓	✓	✓	
Integrated to facade/roof	✓	✓		

\* Wp : Watt-peak, a measure of the nominal power of a photovoltaic solar energy device.

### 5-3 Ταξινόμηση φωτοβολταϊκών συστημάτων ανά μέγεθος, τύπο και market segment (πηγή ΕΡΙΑ)

Το υπό εξέταση σύστημα εμπίπτει στην κατηγορία των διασυνδεδεμένων συστημάτων (on-grid), με βάση την παραγωγική του ικανότητα (219.96 kWp) θεωρείται βιομηχανικής κλίμακας και με βάση τον χώρο εγκατάστασης του εμπίπτει στην κατηγορία «επί της στέγης» (Roof-top). Η κατηγορία αυτή στην εμπίπτει και η εν λόγω επένδυση αναφέρεται στην βιβλιογραφία και ως BAPV (Building Adapted PhotoVoltaics). Η γενική συνδεσμολογία ενός τέτοιου συστήματος τους περιγράφεται γενικά στην εικόνα 4-2 (στο κεφάλαιο 4) – στο αριστερό σχεδιάγραμμα.

Προκειμένου να γίνει εφικτή η εμπορική αξιοποίηση του φωτοβολταϊκού φαινομένου ένας μεγάλος αριθμός από πάνελ (1128 στον αριθμό) θα πρέπει να τοποθετηθεί στην στέγη του κτιρίου και να συνδεθεί μεταξύ του αλλά και με τον βοηθητικό εξοπλισμό. Η απόδοση του συστήματος προσδιορίζεται σε μεγάλο βαθμό από την τεχνολογία (τύπος πυριτίου που χρησιμοποιείται για την κατασκευή των κυττάρων). Η πλέον ευρέως διαδομένες τεχνολογίες σήμερα διακρίνονται στις εξής κατηγορίες:

1. την μονοκρυσταλλική (sc-Si)
2. την πολυκρυσταλλική (mc – Si)
3. τα “Thin films”

Η πρώτη κατηγορία (μονοκρυσταλλική) χαρακτηρίζεται από την υψηλότερη ενεργειακή απόδοση μετατροπής ηλιακής ενέργειας (18% με 22% για το κύτταρο, 13-19% για το πάνελ), η δεύτερη (πολύκρυσταλλική) ακολουθεί με περίπου (14-18% για το κύτταρο, 11-15% για το πάνελ) και τέλος ακολουθούν τα thin films (όπως φαίνεται στον πίνακα 6-2). Στον πίνακα αυτό διακρίνεται καθαρά το προβάδισμα που έχει σήμερα η τεχνολογία της μονοκρυσταλλικής σιλικόνης τόσο σε βαθμό απόδοσης όσο και σε ανάγκες επιφάνειας που χρειάζονται ανά εγκατεστημένο Kwp.

OVERVIEW OF COMMERCIAL PV TECHNOLOGIES

**Commercial Module Efficiency**

Technology	Thin Film					Crystalline Silicon	
	(a-Si)	(CdTe)	Cl(G)S	a-Si/μc-Si	Dye s. cells	Mono	Multi
Cell efficiency	4-8%	10-11%	7-12%	7-9%	2-4%	16-22%	14-18%
Module efficiency						13-19%	11-15%
Area needed per KW (for modules)	~15m <sup>2</sup>	~10m <sup>2</sup>	~10m <sup>2</sup>	~12m <sup>2</sup>		~7m <sup>2</sup>	~8m <sup>2</sup>

source: EPIA 2010, Photon international, March 2010, EPIA analysis. Efficiency based on Standard Test conditions.

**5-4 Απόδοση ανά διαθέσιμη τεχνολογία φωτοβολταϊκών πάνελ (πηγή EPIA)**



**Figure 5-2** Κύτταρο μόνο-κρυσταλλικού τύπου (αριστερά) και πολύ-κρυσταλλικού τύπου (δεξιά)



**Figure 5-3** Κύτταρο thin-film



Η συνολική ονομαστική ισχύς του συστήματος προσδιορίζεται από την ισχύς των επιμέρους πάνελ, από τον συνολικό αριθμό τους και λιγότερο από την συνδεσμολογία και τον βοηθητικό εξοπλισμό. Ανάμεσα στις πιο πάνω επιλογές (μονοκρυσταλικό, πολυκρυσταλικό, thin film). Για την επιλογή της καταλληλότερης τεχνολογίας θα σταθμίσουμε την απόδοση αλλά και το κόστος. Η τεχνολογία του thin film απορρίπτεται εκ πρώτης λόγω του ότι η επιφάνεια της στέγης είναι πεπερασμένη και έτσι δεν είναι δυνατόν να επιτευχθεί η καλύτερη δυνατή σχέση κόστους – ωφέλειας κατά την οποία θα προέκυπτε ότι η τεχνολογία αυτή είναι η βέλτιστη. Έτσι, μεταξύ των δύο (μονοκρυσταλλική και πολύκρυσταλλική) επιλέγεται αυτή με την υψηλότερη απόδοση δηλαδή η μονοκρυσταλλική παρά το γεγονός του ότι είναι συγκριτικά λίγο ακριβότερη.

## 5.8. Σύνδεση του συστήματος στο δίκτυο

Για την σύνδεση του συστήματος στο δίκτυο της ΔΕΗ θα χρειαστεί να κατασκευαστεί ένας μικρός υποσταθμός. Για τον σκοπό θα χρησιμοποιηθεί ο χώρος του υπάρχοντος υποσταθμού της ΔΕΗ (εντός του κτηρίου) εντός του οποίου θα τοποθετηθεί ο υποσταθμός διανομής της ABB μοντέλο UniPack CSS 250 kVa. Ο υποσταθμός αποτελείται από τον πίνακα μέσης τάσης, τον διακόπτη εισόδου και από καλώδια μέσης τάσης. Στον υποσταθμό αυτόν θα φτάνει το παραγόμενο ρεύμα από το φωτοβολταϊκό σύστημα και μέσω αυτού θα διοχετεύεται στο δίκτυο της ΔΕΗ.



Figure 5-4 Τυπική συνδεσμολογία διασυνδεδεμένου συστήματος (πηγή Σύνδεσμος Εταιρειών Φωτοβολταϊκών)



## 5.9. Αντικεραυνική προστασία

Για λόγους προστασίας του συστήματος από κεραυνούς θα εγκατασταθεί σύστημα αντικεραυνικής προστασίας. Το σύστημα αυτό αποτελείται από μια σειρά από ακίδες, αγωγούς, ηλεκτρόδια και απαγωγής υπέρτασης συνεχούς και εναλλασσόμενου ρεύματος.

## 5.10. Έλεγχος της Παραγωγικής Διαδικασίας

Για τον καθολικό έλεγχο της εγκατάστασης θα τεθεί σε λειτουργία ειδικός εξοπλισμός και πιο συγκεκριμένα δύο υποσυστήματα: ένας πολυλειτουργικός καταγραφέας και ένας αισθητήρας ηλιακής ακτινοβολίας προπτώσεως και θερμοκρασίας φωτοβολταϊκού στοιχείου. Τα υποσυστήματα αυτά αποτελούν ουσιαστικά μια συνδεσμολογία τηλεμετρίας του Φ/Β σταθμού.

Το πρώτο υποσύστημα, το Sunny WebBox Bluetooth © της SMA είναι εφοδιασμένο με σύστημα Bluetooth © για να επικοινωνεί με τους μετατροπείς (inverters) και να παρακολουθεί την κατάσταση λειτουργίας τους. Διαθέτει επίσης την δυνατότητα της σύνδεσης στο διαδίκτυο (μέσω Ethernet, modem, ή GSM modem) ώστε να μπορεί να αποστέλλει e-mail ή/και SMS μήνυμα σε περίπτωση που κάποιος μετατροπέας υπολειτουργεί. Ταυτόχρονα αποθηκεύει σε κάρτα μνήμης τα στοιχεία λειτουργίας και άλλους ποσοτικούς δείκτες για να είναι εφικτή η επεξεργασία και ανάλυση τους. Τα στοιχεία αυτά είναι διαθέσιμα και μέσω ενσωματωμένης ιστοσελίδας (εφόσον το σύστημα είναι συνδεδεμένο στο δίκτυο). Το υποσύστημα αυτό επιτρέπει στον υπεύθυνο για την λειτουργία να μπορεί να λάβει άμεσα τα απαραίτητα μέτρα αντιμετώπισης της κατάστασης σε κάθε περίπτωση δυσλειτουργίας. Ακόμη το Sunny WebBox αποθηκεύει τα στοιχεία ώστε σε βάθος χρόνου να μπορούν να παραχθούν χρήσιμα γραφήματα της απόδοσης.

Το δεύτερο υποσύστημα, το Sunny SensorBox επίσης της SMA τοποθετείται σε εξωτερικό χώρο, κοντά στα φωτοβολταϊκά πλαίσια (πάνελ) και συνδέεται με το αυτά και το προηγούμενο (Sunny WebBox). Μέσω των αισθητήρων μετρά την ηλιακή ακτινοβολία προπτώσεως και την θερμοκρασία των φωτοβολταϊκών στοιχείων. Έτσι

μπορούν να εξαχθούν από απόσταση συμπεράσματα για το εάν η απόδοση του συστήματος είναι στα επίπεδα που προβλέπει ο κατασκευαστής για τα δεδομένα εκάστοτε επίπεδα ηλιακής ακτινοβολίας. Σε περίπτωση που για παράδειγμα λόγω σκόνης ή κάποιας σκιάς κάποιο από το πάνελ δεν αποδίδει το μέγιστο είναι δυνατόν να γίνει αντιληπτή η απόκλιση αυτή και να γίνει άμεσα κάποια διορθωτική ενέργεια. Επιπροσθέτως, η συγκεκριμένη συσκευή καταγράφει και την θερμοκρασία περιβάλλοντος και την ταχύτητα του ανέμου.

Και τα δύο πιο πάνω συστήματα είναι πρόσβασιμα από απόσταση (μέσω PC ή ακόμη και κινητού τηλεφώνου) ενώ είναι δυνατόν να συνδεθούν με το κλειστό εταιρικό δίκτυο (intranet)

### **5.11. Τρόπος Απόκτησης της Τεχνολογίας**

Η εν λόγω τεχνολογία θα αγορασθεί μαζί με όλα τα δικαιώματα χρησιμοποίησης της.

### **5.12. Μηχανολογικός – Ηλεκτρολογικός Εξοπλισμός**

Ακολουθούν οι πίνακες οι οποίοι παρουσιάζουν τον εξοπλισμό του συστήματος. Ο εξοπλισμός αυτός έχει διαχωριστεί σε κατηγορίες ώστε να γίνει ευκολότερα κατανοητός ο ρόλος που διαδραματίζει κάθε μέρος του εξοπλισμού. Οι τρεις κύριες κατηγορίες στις οποίες έχει ταξινομηθεί ο εξοπλισμός είναι οι εξής:

- A) ο κύριος παραγωγικός εξοπλισμός,
- B) ο βοηθητικός παραγωγικός εξοπλισμός
- Γ) ο εξοπλισμός εξυπηρέτησης.

### 5.12.1.Κύριος Παραγωγικός εξοπλισμός

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΤΕΜΑΧΙΑ
Φωτοβολταϊκά panel Suntech STP195S-24/Ad+ Μονο-κρυσταλικό, ονομαστική απόδοση 195 Wp 0/+5Wp @STC	1,128
Βάσεις στήριξης Φ/Β πλαισίων (πάνελ) Alumil Hellios H2400 Roof	1,080
Μετατροπείς (inverters) SMA Sunny Tripower 17000TL, IP65, Bluetooth © RS485	13
Υποσταθμός σύνδεσης στο δίκτυο και κεντρικός πίνακας (ABB, UniPack CSS 250 kVA	1
Γειώσεις – Αντικεραυνική προστασία, απαγωγής υπέρτασης DC (ΕΛΜΕΚΟ)	1
Απαγωγής υπέρτασης AC (Hager)	1
Προκατασκευασμένος οικίσκος Compact για την στέγαση του υποσταθμού και άλλων υποσυστημάτων.	1
Καλώδια DC για σύνδεση Φ/Β panel μεταξύ τους και με τους inverters (Olflex)	
Καλώδια AC για σύνδεση inverters με πίνακα χαμηλής (Olflex)	
Καλώδια AC (ΝΥΥ ή εύκαμπτο)	
Πίνακες συγκέντρωσης DC/AC (Hager)	
Ασφαλειοδιακόπτες (Hager)	
Σωληνώσεις (B.T.)	
Διάφορα παρελκόμενα εξαρτήματα	

5-5 Ο Κύριος Παραγωγικός Εξοπλισμός του συστήματος

### 5.12.2.Βοηθητικός Εξοπλισμός

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΤΕΜΑΧΙΑ
SMA SunnyWebBox Bluetooth © Πολυλειτουργικός καταγραφέας	1
SMA Sunny SensorBox Αισθητήρας θερμοκρασίας πλαισίου, ηλιακής ακτινοβολίας, εξωτερικής θερμοκρασίας και ταχύτητας ανέμου.	1

5-6: Ο Βοηθητικός Εξοπλισμός του συστήματος

### 5.12.3.Εξοπλισμός Εξυπηρέτησως

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΤΕΜΑΧΙΑ
Πυροσβεστήρες	5

5-7: Εξοπλισμός Εξυπηρέτησης

## 5.13. Επιλογή Προμηθευτή Παραγωγικού Εξοπλισμού

Η επιχείρηση είναι ήδη σε λειτουργία, έχει σε εφαρμογή σύστημα διαχείρισης ποιότητας (κατά ISO 9001:2008) και επομένως διαθέτει τεκμηριωμένο μηχανισμό επιλογής προμηθευτών. Τα βασικά κριτήρια για την επιλογή προμηθευτή και κατασκευαστή είναι κυρίως ποιοτικά, κριτήρια αξιοπιστίας και φυσικά κόστους.

Σε γενικές γραμμές λαμβάνονται υπόψη τα εξής:

- Η χώρα προέλευσης / έδρα του κατασκευαστή (προτίμηση στην EU ή/και την Ιαπωνία)
- Ο εξοπλισμός θα πρέπει να διαθέτει τα σχετικά πιστοποιητικά (ανάλογα με το προϊόν)
  - IEC 61215
  - IEC 61730
  - Ένδειξη CE
  - ISO 9001

- Να είναι ανακυκλώσιμα (PV Cycle)
- Τα φωτοβολταϊκά να είναι προσφάτως κατασκευασμένα (μιας και έχουν συγκεκριμένη διάρκεια ζωής)
- Εμπειρία (πόσα παρόμοια έργα έχει υλοποιήσει η εταιρεία συνεργάτης)
- Κατάρτιση (πιστοποιήσεις για εγκατάσταση από εργοστάσια κατασκευής) για την περίπτωση της παροχής υπηρεσιών.
- Την εταιρική φήμη.

Εκπρόσωποι της εταιρείας ήρθα σε επαφή με τρεις εταιρείες του χώρου (προβλέπεται εξάλλου κατ' ελάχιστο από την σχετική διαδικασία) και με βάση τα πιο πάνω κριτήρια αλλά και την τελική οικονομική προσφορά και την γενικότερη εντύπωση, ολοκλήρωσαν την φάση αξιολόγησης. Με την ολοκλήρωση της φάσης αυτής επιλέχθηκε μια εκ των εταιρειών με πολλά έργα στο ενεργητικό της και σύνδεσης της με μεγάλο εταιρικό όμιλο γεγονός που διασφαλίζει την βιωσιμότητα της.

#### 5.14. Κόστος Κύριου, Βοηθητικού και Εξοπλισμού Εξυπηρετήσεως

Ακολουθεί, ο συγκεντρωτικός πίνακας με το κόστος κύριου, βοηθητικού εξοπλισμού παραγωγής και του εξοπλισμού εξυπηρέτησης. Το πιο κάτω κόστος αφορά την αγορά των παγίων αλλά και την τελική εγκατάστασή τους στον προεπιλεγμένο χώρο.

<b>Κόστος Επένδυσης</b>	
<b>ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ</b>	<b>ΚΟΣΤΟΣ</b>
Κύριος και Βοηθητικός Εξοπλισμός	532,603
Εξοπλισμός Εξυπηρέτησης	500
<b>Συνολικό Κόστος Επένδυσης</b>	<b>533,103</b>

5-8: Συγκεντρωτικός πίνακας κόστους επένδυσης

## 5.15. Συντήρηση Παραγωγικού Εξοπλισμού

Τη συντήρηση του παραγωγικού εξοπλισμού θα αναλάβει η εταιρεία οι οποία και θα κατασκευάσει το έργο. Η συγκεκριμένη σύμβαση θα καλύπτεται με συμβόλαιο το κόστος του οποίου αποτυπώνεται στο Κεφάλαιο 7 (Οργάνωση Μονάδας και Γενικά Έξοδα). Με αυτόν τον τρόπο η εταιρεία θα μπορεί να επικεντρωθεί στο κύριο αντικείμενο της – αποθήκευση και μεταφορές – και να αποφύγει τυχόν έξοδα και περιορισμούς όπως η απόκτηση τεχνογνωσίας, η διατήρηση αποθεμάτων, η αύξηση του κόστους απασχόλησης κτλ.

## 5.16. Έργα Πολιτικού Μηχανικού

Οι κατασκευαστικές εργασίες που απαιτούνται για την εγκατάσταση της μονάδας είναι μικρής κλίμακας. Αφορούν κυρίως τα εξής:

- Την συναρμολόγηση των βάσεων στήριξης και την πάκτωσης τους στην στέγη του κτηρίου
- Την τοποθέτηση και στερέωση των φωτοβολταϊκών πλαισίων πάνω στις βάσεις.
- την επέμβαση αποκατάστασης της υγραμόνωσης στα σημεία διάτρησης (με ειδικά μονωτικά υλικά)
- την εγκατάσταση και σύνδεση των inverters
- την εγκατάσταση του συστήματος παρακολούθησης (τηλεμετρία)
- την εγκατάσταση του υποσταθμού: τοποθέτηση του κεντρικού πίνακα και των υπό-πινάκων
- τις δοκιμές και την θέση σε λειτουργία του συστήματος
- την σύνδεση με την ΔΕΗ
- την γενική επίβλεψη του έργου.

Αξίζει να σημειωθεί ότι δεν θα χρειαστεί κάποιο έργο περιφραγξης μιας και το σύστημα θα είναι εγκατεστημένο στην στέγη και η πρόσβαση είναι ήδη ελεγχόμενη στο σημείο της στέγης. Ολόκληρο δε το κτήριο και ο περιβάλλον χώρος της αποθήκης είναι περιφραγμένος και φυλάσσεται από εταιρεία security 24 ώρες το 24ωρο.

Το κόστος των πιο πάνω συμπεριλαμβάνεται στην συνολική προσφορά που έχει κάνει το γραφείο που ανέλαβε την εγκατάσταση.

ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΚΟΣΤΟΣ (€)
Έργα Πολιτικού Μηχανικού	0.00 €

**5-9: Κόστος έργων Πολιτικού Μηχανικού**

## 6. Οργάνωση Μονάδας και Γενικά Έξοδα

### 6.1. Εισαγωγικά Στοιχεία

Στο παρόν κεφάλαιο θα γίνει ένας στοιχειώδης ορισμός του πως πρέπει να οργανωθεί η επιχείρηση για να επιτευχθεί η μέγιστη δυνατή κερδοφορία από την παρούσα επένδυση. Η δομή και η λειτουργία της επένδυσης θα είναι ιδιαίτερα απλή εμπεριέχει όμως κάποια γενικά έξοδα τα οποία θα πρέπει να ληφθούν υπόψη.

### 6.2. Οργανωσιακή Δομή

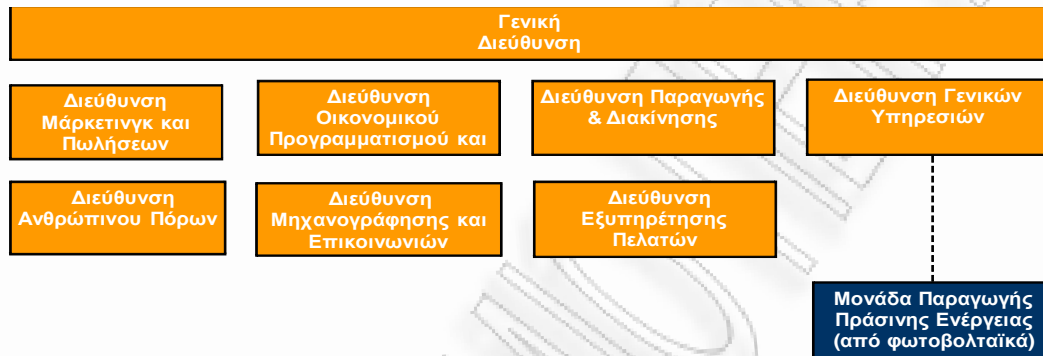
Η οργάνωση της επιχείρησης είναι υφιστάμενη και βρίσκεται σε ισχύ. Για να λειτουργήσει ο οργανισμός διαθέτει ήδη εδραιωμένη οργανωσιακή δομή και έτσι δε κρίνετε ότι υπάρχουν επιπλέον απαιτήσεις σε οργανωτικές δομές προκειμένου να εξυπηρετηθεί η υπό εξέταση επένδυση (το φωτοβολταϊκό σύστημα). Η οργάνωση έχει πυραμιδοειδή μορφή και θα αποτελείται από τα εξής δύο οργανωσιακά επίπεδα. Το κορυφαίο αποτελείται από την Γενική Διεύθυνση η οποία έχει σαν στόχο να προετοιμάζει τον μακροπρόθεσμο στρατηγικό σχεδιασμό, τον ετήσιο προϋπολογισμό καθώς και τον συντονισμό και έλεγχο των επιμέρους οργανωσιακών λειτουργιών της επιχείρησης. Το δεύτερο επίπεδο προγραμματίζει και ελέγχει καθημερινές δραστηριότητες σχετικές με τις οργανωσιακές μονάδες που βρίσκονται υπό την εποπτεία του και αποτελείται από τις εξής διευθύνσεις:

- Διεύθυνση Μάρκετινγκ και Πωλήσεων,
- Διεύθυνση Οικονομικού Προγραμματισμού και Ελέγχου,
- Διεύθυνση Παραγωγής / Διακίνησης,
- Διεύθυνση Ανθρώπινου Πόρων,
- Διεύθυνση Εξυπηρέτησης Πελατών
- Διεύθυνση Μηχανογράφησης και Επικοινωνιών
- Διεύθυνση Γενικών Υπηρεσιών.

Η παρακολούθηση και η επίβλεψη της λειτουργίας του φωτοβολταϊκού πάρκου θα



βρίσκετε υπό την ευθύνη της Διεύθυνσης Γενικών Υπηρεσιών η οποία μεταξύ άλλων είναι υπεύθυνη για την συντήρηση των κτιρίων, για την φύλαξη, για την διαχείριση των ενοποιημένων συστημάτων υγείας, ασφάλειας, ποιότητας και περιβάλλοντος (ISO 9001/14001, OHSAS 18001). Η ίδια διεύθυνση είναι επίσης υπεύθυνη για τον εταιρικό κοινωνικό απολογισμό και για την μηνιαία καταγραφή στοιχείων τα οποία αφορούν τους περιβαλλοντικούς δείκτες του οργανισμού – συμπεριλαμβανομένων και των μηνιαίων εκπομπών «αερίων του θερμοκηπίου» (ανθρακούχες εκπομπές).



**Figure 6-1: Το οργανόγραμμα της επιχείρησης**

Πέραν της διεύθυνσης που θα έχει και την ευθύνη για την λειτουργία της μονάδας, Οι διευθύνσεις που αναμένεται να εμπλακούν περισσότερο είναι η α) Διεύθυνση Οικονομικού Προγραμματισμού και Ελέγχου, β) Διεύθυνση Μάρκετινγκ και Πωλήσεων και γ) η Διεύθυνση Μηχανογράφησης και Επικοινωνιών.

Η Διεύθυνση Οικονομικού Προγραμματισμού και Ελέγχου θα φροντίζει για την τήρηση ορθή αποτύπωση της επένδυσης στις λογιστικές καταστάσεις, για την ενημέρωση των σχετικών λογαριασμών (σύμφωνα με τα Ελληνικά και Διεθνή λογιστικά πρότυπα) και για την παρακολούθηση των αποτελεσμάτων της επένδυσης σε σχέση με τον προϋπολογισμό της. Επίσης η ίδια Διεύθυνση θα τακτοποιεί πληρωμές σε προμηθευτές και θα φροντίζει για τις εισπράξεις από την ΔΕΗ αλλά και για την λογιστική καταγραφή των παγίων κτλ.

Η Διεύθυνση Μάρκετινγκ και Πωλήσεων θα εμπλακεί σε δεύτερο χρόνο και αφού η μονάδα αρχίζει να αποδίδει τα αναμενόμενα ευεργετικά ωφέλει για το περιβάλλον. Με δεδομένη την ευαισθητοποίηση μερίδας των πελατών της επιχείρησης για το περιβάλλον, η διεύθυνση αυτή θα φροντίζει μέσω προωθητικών ενεργειών και μέσω

του κοινωνικού απολογισμού, της ιστοσελίδας και άλλων καναλιών επικοινωνίας να ενημερώνει τους πελάτες για την μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου που θα επιτυγχάνεται κάθε χρονιά τονίζοντας την διαφοροποίηση του οργανισμού στο σημείο αυτό σε σχέση με τον ανταγωνισμό. Το γεγονός αυτό θα ενισχύσει το ανταγωνιστικό πλεονέκτημα της επιχείρησης ειδικά στο συγκεκριμένο τμήμα της αγοράς (αυτό των περιβαλλοντικά ευαίσθητοποιημένων επιχειρήσεων/καταναλωτών).

Η Διεύθυνση Μηχανοργάνωσης και Επικοινωνιών θα φροντίσει για την ασφαλή σύνδεση των συστημάτων τηλεμετρίας που θα διαθέτει η μονάδα στο εταιρικό δίκτυο πληροφοριών και επικοινωνιών. Επιπλέον θα φροντίζει για την συντήρηση του σχετικού λογισμικού και για την ασφαλή διατήρηση των στατιστικών δεδομένων που αφορούν την λειτουργία της μονάδας.

### **6.3. Γενικά Έξοδα**

Το Άμεσο Κόστος ενός προϊόντος το οποίο αφορά το άμεσο κόστος υλικών, το άμεσο κόστος εργασίας και τις λεγόμενες άμεσες άλλες δαπάνες δεν είναι το μόνο κόστος που το συνοδεύει. Υπάρχει ως γνωστό και ένα ακόμη μέρος του κόστους - το Έμμεσο Κόστος ή Γενικά Έξοδα - το οποίο δεν μπορεί να καταταχθεί σε καμία κατηγορία άμεσου κόστους. Εκεί ταξινομείται κόστος πόρων των οποίων η προσφορά δε μπορεί να ανιχνευθεί απευθείας στην ειδική εργασία ή αφορούν τόσο μικρά άμεσα έξοδα που είναι δύσκολο να ταξινομηθούν επακριβώς σε κάποιο κέντρο κόστους. Πιο συγκεκριμένα και όσον αφορά την συγκεκριμένη επένδυση, στα γενικά έξοδα συμπεριλαμβάνονται τα εξής:

Η συντήρηση του παραγωγικού εξοπλισμού θα αναληφθεί από την εταιρεία που θα αναλάβει την κατασκευή του Φωτοβολταϊκού συστήματος έναντι 1,000 € ανά έτος. Το συγκεκριμένο κόστος θα αφορά τόσο την τακτική προληπτική επιθεώρηση του συστήματος όσο και την άμεση επέμβαση και αντικατάσταση τυχόν ανταλλακτικού που παρουσιάζει κάποια δυσλειτουργία.

Την ασφάλιση της επένδυση θα αναλάβει γνωστή ασφαλιστική εταιρεία η οποία συνεργάζεται ήδη με τον οργανισμό. Το κόστος για την ασφάλεια ανέρχεται στο ποσό των 1,598 € ανά έτος. Με το ασφαλιστήριο αυτό συμβόλαιο θα καλύπτεται η

επένδυση για μια σειρά από κινδύνους όπως φωτιά, θεομηνία, κλπ.

Η μονάδα και συγκεκριμένα τα φωτοβολταϊκά πάνελ θα πρέπει να είναι πάντοτε καθαρά και απαλλαγμένα από σκόνη ή άλλες ακαθαρσίες. Για τον σκοπό αυτόν θα επεκταθεί το ήδη υπάρχον συμβόλαιο με την εταιρεία καθαριότητας ώστε να προβλέπει τον τακτικό καθαρισμό (1 φορά τον μήνα) των πάνελ που θα βρίσκονται εγκατεστημένα στην στέγη. Το ετήσιο κόστος της υπηρεσίας αυτής θα είναι 1,000 €

Η επένδυση καθώς είναι εξαιρετικά απλή δεν αναμένεται να προξενήσει μετρήσιμη αύξηση του κόστους εργασίας στην Διεύθυνση Οικονομικού Προγραμματισμού και Ελέγχου. Η εταιρεία διαθέτει ήδη ERP και η ενσωμάτωση της συγκεκριμένης διεργασίας στην παραγωγή δεν θα απαιτήσει επιπλέον πόρους (οικονομίες κλίμακας).

Η Διεύθυνση Μηχανοργάνωσης και Επικοινωνιών επίσης δεν πρόκειται να προβεί σε έξοδα καθώς η κύρια απασχόληση της θα αφορά την αρχική σύνδεση των συσκευών παρακολούθησης στο δίκτυο της εταιρείας το οποίο λόγω της πολύ κοντινής απόστασης θα έχει αμελητέο κόστος. Και εδώ δεν αναμένεται αύξηση στο κόστος εργασίας της διεύθυνσης αυτής καθώς οι ανάγκες είναι πολύ μικρές και μπορούν να καλυφθούν με τους υπάρχοντες πόρους (οικονομία κλίμακας). Τέλος, δεν αναμένεται αύξηση στο τηλεπικοινωνιακό κόστος καθώς η σύνδεση του συστήματος θα γίνει κατευθείαν στο τοπικό δίκτυο χωρίς να παρεμβάλατε κάποιου άλλο τηλεπικοινωνιακό δίκτυο.

Ομοίως δεν αναμένεται αύξηση κόστους στην Διεύθυνση Μάρκετινγκ και Πωλήσεων η οποία θα αξιοποιήσει τα αποτελέσματα για να ενημερώσει τους πελάτες και άλλους συμμετόχους.

Έξοδα που αφορούν στην χρήση υπηρεσιών κοινής ωφέλειας, όπως η ύδρευση έχουν συμπεριληφθεί στο κόστος των πρώτων υλών (Κεφάλαιο 4 της παρούσας μελέτης). Επίσης, οι αποσβέσεις του παγίου ενεργητικού και τα λοιπά χρηματοοικονομικά έξοδα, όπως οι τόκοι θα εξεταστούν στο κεφάλαιο που ασχολείται με τη Χρηματοοικονομική ανάλυση και αξιολόγηση της επένδυσης.

Στο πίνακα που ακολουθεί παρατίθενται η ανάλυση των γενικών εξόδων που θα επιβαρύνουν την επένδυση κατά το πρώτο έτος της λειτουργίας της. Το κόστος αναμένεται να παραμείνει και τα υπόλοιπα έτη και μια γενική εκτίμηση / παραδοχή

είναι ότι αυτό θα αυξάνεται κάθε έτος σύμφωνα με τον εκάστοτε πληθωρισμό.

Τέλος, με σκοπό την αποτύπωση του κόστους ευκαιρίας ώστε να υπολογιστεί η πραγματική προστιθέμενη αξία που αναμένεται να επιφέρει η επένδυση, έχει υπολογισθεί και ένα ενδεικτικό κόστος ενοικίου (αν και το κτίριο είναι ιδιόκτητο). Το σκεπτικό για την παραδοχή αυτή είναι η αποτύπωση του κόστους ευκαιρίας που έχει η επιχείρηση στο να νοικιάσει την στέγη σε κάποιον άλλο υποψήφιο παραγωγό.

<b>Γενικά Εξοδα λειτουργίας της επένδυσης</b>	
<b>ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ</b>	<b>ΚΟΣΤΟΣ</b>
Συντήρηση μονάδας	2,000
Ασφάλιστρα (0.3% επι αξίας)	1,598
Συνεργείο καθαρισμού	1,000
Επικοινωνίες και ταξίδια	0
Ενοίκιο στέγης	12,000
Τήρηση Βιβλίων και Λογιστικών Καταστάσεων	0
<b>Σύνολο Γενικών Εξόδων</b>	<b>16,598</b>

6-1: Γενικά Έξοδα κατά το πρώτο έτος λειτουργίας

## **7. Ανθρώπινοι Πόροι**

### **7.1. Εισαγωγικά Στοιχεία**

Ο ανθρώπινος παράγοντας τείνει να είναι όντως καθοριστικός στις περισσότερες επενδύσεις και για τον σκοπό αυτόν οι περισσότερες οργανωμένες επιχειρήσεις διαθέτουν οργανωτικές δομές που ασχολούνται με την ανάπτυξη και την ενδυνάμωση του. Η επιχείρηση η οποία πρόκειται να κάνει την επένδυση διαθέτει ήδη τις σχετικές δομές σχετικά με το ανθρώπινο δυναμικό, κάθε εργαζόμενος σε αυτήν έχει συγκεκριμένα καθήκοντα (job profile) ενώ υλοποιεί κάθε χρόνο ετήσιο πρόγραμμα εκπαίδευσης του προσωπικού (για κάθε βαθμίδα). Η επιχείρηση διαθέτει επίσης προγράμματα επιβράβευσης, προγράμματα ανάπτυξης του προσωπικού (πέραν της εκπαίδευσης) και το τμήμα προσωπικού της είναι πιστοποιημένο από το οργανισμό Investor in People (IiP). Παρόλα αυτά η παρούσα επένδυση δεν πρόκειται να αυξήσει το ανθρώπινο δυναμικό καθώς τα κυριότερα τμήματα που αφορούν εργασία ανθρώπου θα ανατεθούν σε υπεργολάβους.

### **7.2. Απαραίτητο Ανθρώπινο Δυναμικό**

Η επένδυση θα χρειαστεί για την λειτουργία της ανθρώπινο δυναμικό στους εξής τομείς: παρακολούθηση λειτουργίας, επισκευές συντήρηση, φύλαξη και καθαρισμός. Όλα τα πιο πάνω θα γίνουν από εξωτερικούς συνεργάτες.

### **7.3. Λειτουργική Φάση**

Πιο αναλυτικά στην μονάδα θα εγκατασταθεί σύστημα τηλεμετρίας το οποίο θα είναι σε θέση να διαγνώσει σε πραγματικό χρόνο τυχόν δυσλειτουργία ή πτώση στην απόδοση. Πρόκειται για τα συστήματα Sunny SensorBox και Sunny WebBox τα οποία παρακολουθούν διαρκώς την μονάδα και μόλις διαπιστωθεί πτώση της απόδοσης θα ειδοποιείται μέσω e-mail ή web (ή και SMS) ο υπεύθυνος λειτουργίας και ο συνεργάτης που είναι υπεύθυνος για την συντήρηση της μονάδας. Για τον λόγω αυτόν δεν χρειάζεται η απασχόληση κάποιου αποκλειστικού ανθρώπινου πόρου για

την επίβλεψη του συστήματος.

Η φύλαξη του χώρου είναι μεν απαραίτητη όμως όπως έχει ήδη αναφερθεί το χώρο είναι περιφραγμένος, φωτίζεται την νύχτα, καλύπτεται από κλειστό κύκλωμα τηλεόρασης και φυλάσσεται 24 ώρες το 24ωρο από εταιρεία Security. Επομένως, δεν υπάρχει ανάγκη για επιπλέον κόστος ή ανθρώπινους πόρους λόγω της επένδυσης.

Ο καθαρισμός των πάνελ θα πρέπει να γίνεται τακτικά ώστε να μην επηρεάζεται η απόδοση του συστήματος. Η σκόνη θα πρέπει να απομακρύνεται χρησιμοποιώντας μόνο νερό και κάποια σκούπα χωρίς να χρειάζεται κάποια χημικά. Την εργασία αυτή θα αναλάβει το συνεργείο καθαρισμού (1 φορά τον μήνα).

Από τα παραπάνω γίνεται κατανοητό πως δεν χρειάζεται η συνεχής παρουσία ανθρώπινου δυναμικού για την λειτουργία της μονάδας.

## 8. Τοποθεσία – Χώρος Εγκαταστάσεων – Περιβάλλον

### 8.1. Εκτίμηση Συνολικών Αναγκών σε Χώρους

Ο χώρος ο οποίος είναι διαθέσιμος για την επένδυση είναι συγκεκριμένος. Πρόκειται για την οροφή των δύο κτιρίων (τα οποία εφάπτονται μεταξύ τους) εμβαδού 3120 m<sup>2</sup> και 1350 m<sup>2</sup> αντίστοιχα δηλ. συνολικά 4510 m<sup>2</sup>. Για λόγους που αναλύονται πιο κάτω δεν είναι οικονομικά συμφέρον να αξιοποιηθεί εξ' ολοκλήρου η επιφάνεια αυτή αλλά θα χρησιμοποιηθεί μόνο το τμήμα της με την καλύτερη έκθεση στην ηλιακή ακτινοβολία. Συνολικά το πάρκο θα καταλάβει λίγο λιγότερο από την μισή στέγη του κτιρίου αποθήκης (1580 m<sup>2</sup> περίπου) και σχεδόν το 80% της στέγης των γραφείων (περίπου 1080 m<sup>2</sup>) δηλ. συνολικά 2660 m<sup>2</sup>

### 8.2. Τοποθεσία και Χώρος Εγκατάστασης

Όπως έχει αναφερθεί ήδη ο χώρος εγκατάστασης είναι η στέγη του κτιρίου γραφείων και η στέγη του κτιρίου αποθήκης της εταιρείας μεταφορών που προτίθεται να κάνει την επένδυση. Ο χώρος βρίσκεται στο Μαρκόπουλο Μεσογαίας, και πιο συγκεκριμένα στην βιομηχανική ζώνη αυτού. Με δεδομένο το ότι ο χώρος είναι συγκεκριμένος, μένει να εξετάσουμε το κατά πόσο αυτός είναι και κατάλληλος μιας και η αποδοτικότητα της επένδυσης επηρεάζεται και από την θέση εγκατάστασης.

Πιο συγκεκριμένα θα πρέπει να εξεταστούν τα εξής χαρακτηριστικά:

- Σκίαση
- Προσανατολισμός
- Κλίσεις
- Ηλιοφάνεια περιοχής
- Πρόσβαση στο δίκτυο της ΔΕΗ

Το φωτοβολταϊκό πάρκο θα αναπτυχθεί στην στέγη των δύο εργοστασιακών κτιρίων της εταιρείας. Καθώς η στέγη των κτιρίων βρίσκεται σε ύψος 9 μέτρα από το έδαφος και με δεδομένο το ότι δεν υπάρχει ψηλότερη κατασκευή ή δένδρα σε απόσταση πολλών εκατοντάδων μέτρων γύρω από το κτίριο (προς των παρών το κτίριο

συνορεύει με αγροτική γη) θεωρούμε ότι το σημείο είναι ασκίαστο σε ολόκληρη την διάρκεια της μέρας. Ακόμη και σε περίπτωση αξιοποίησης και δόμησης των γύρω οικοπέδων το γεγονός του ότι το κτίριο είναι ήδη αρκετά ψηλό και απέχει από τα όρια του οικοπέδου περιορίζει σημαντικά τον κίνδυνο μελλοντικής σκίασης.

Για την εγκατάσταση του συστήματος έχει επιλεγεί η στέγη των γραφείων - με προσανατολισμός  $31^\circ$  ΝΔ – και η νοτιοανατολική πλευρά της δίριχτης μεταλλικής στέγης του δεύτερου κτιρίου (αποθήκη) – με προσανατολισμό  $59^\circ$  ΝΑ. Ο προσανατολισμός του πρώτου κτιρίου (γραφεία) είναι μάλλον καλύτερος χωρίς αυτό να δημιουργεί κάποιο ενδοιασμό για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών και στο δεύτερο κτίριο (αποθήκη).

Σχετικά με τις κλίσεις, η πρώτη στέγη έχει κλίση  $1^\circ$  και η δεύτερη  $6^\circ$  ενώ δεν απαιτούνται δυσκολίες ή αυξημένο κόστος εγκατάστασης λόγω των κλίσεων αυτών. Τα πλαίσια θα τοποθετηθούν σε ειδικά κατασκευασμένες βάσεις που διατίθενται στην αγορά.

Το δίκτυο της ΔΕΗ φτάνει στο κτίριο στο οποίο είναι ήδη εγκατεστημένος υποσταθμός της ΔΕΗ ισχύος 630 KVA επομένως δεν αναμένεται επιπλέον κόστος για την διασύνδεση του συστήματος.

Γενικά, δεν υπάρχει κανένα θέμα αρνητικών περιβαλλοντικών επιπτώσεων από την εγκατάσταση του εν λόγω φωτοβολταϊκού πάρκου. Η έκταση στην οποία θα εγκατασταθεί το έργο είναι ιδιωτική και ανήκει στην εταιρεία . Στην ευρύτερη περιοχή δεν υπάρχουν αρχαιολογικοί χώροι οι οποίοι θα μπορούσαν να επηρεάσουν την εγκατάσταση και λειτουργία του φωτοβολταϊκού πάρκου. Η θέση εγκατάστασης του έργου βρίσκεται βιομηχανικό χώρο που ήδη λειτουργεί με νόμιμη άδεια λειτουργίας.

### **8.3. Το ηλιακό δυναμικό στη θέση της εγκατάστασης**

Το ηλιακό δυναμικό μιας περιοχής μπορεί να τεκμηριωθεί με διάφορους τρόπους. Για τον υπολογισμό του δυναμικού αυτού οι κατασκευάστριες εταιρείες χρησιμοποιούν εξειδικευμένο λογισμικό το οποίο υπολογίζει σε κάθε τους προσφορά την αναμενόμενη απόδοση του κάθε συστήματος. Όμως σχετικά στοιχεία υπάρχουν διαθέσιμα σε διάφορες πηγές ακόμη και στο διαδίκτυο οι οποίες επιτρέπουν



επιβεβαίωση των στοιχείων της κάθε προσφοράς. Για τον σκοπό αυτόν χρησιμοποιήθηκαν μετεωρολογικά στοιχεία των τελευταίων 22 ετών από την ιστοσελίδα του Κέντρου Επιστημονικών Ατμοσφαιρικών Δεδομένων της NASA (Atmospheric Science Data Center) Τα δεδομένα αναζητούνται με βάση το γεωγραφικό μήκος και πλάτος καθώς συλλέγονται από δορυφόρους της υπηρεσίας αυτής.

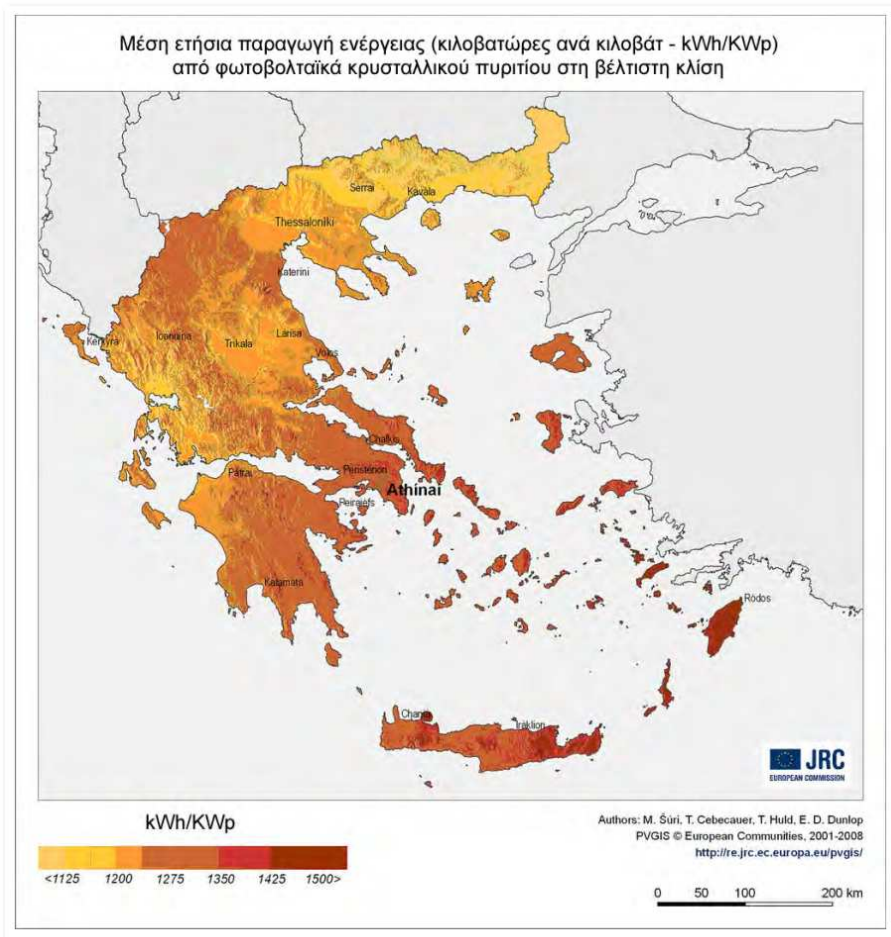
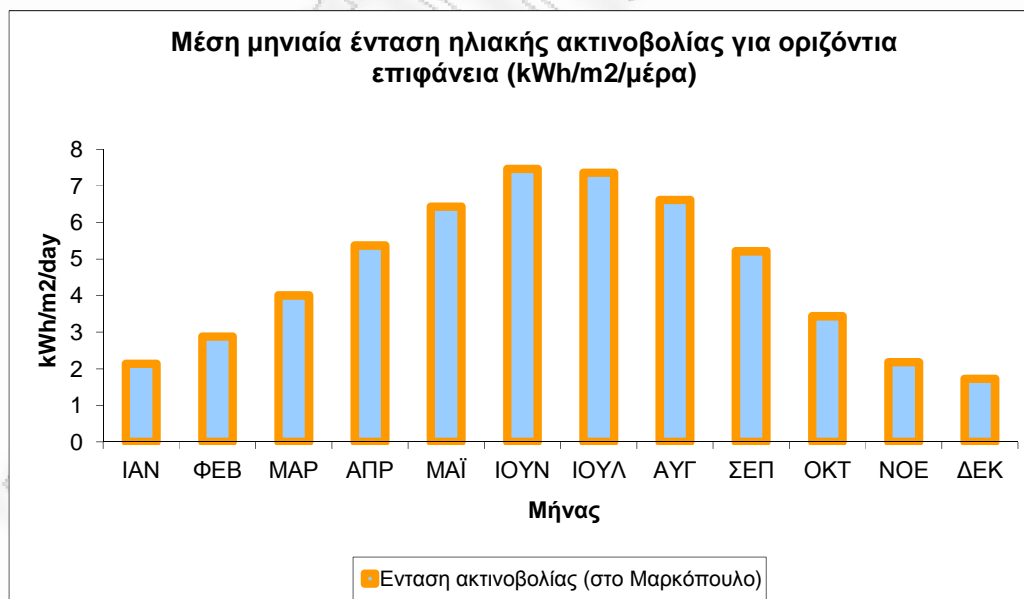
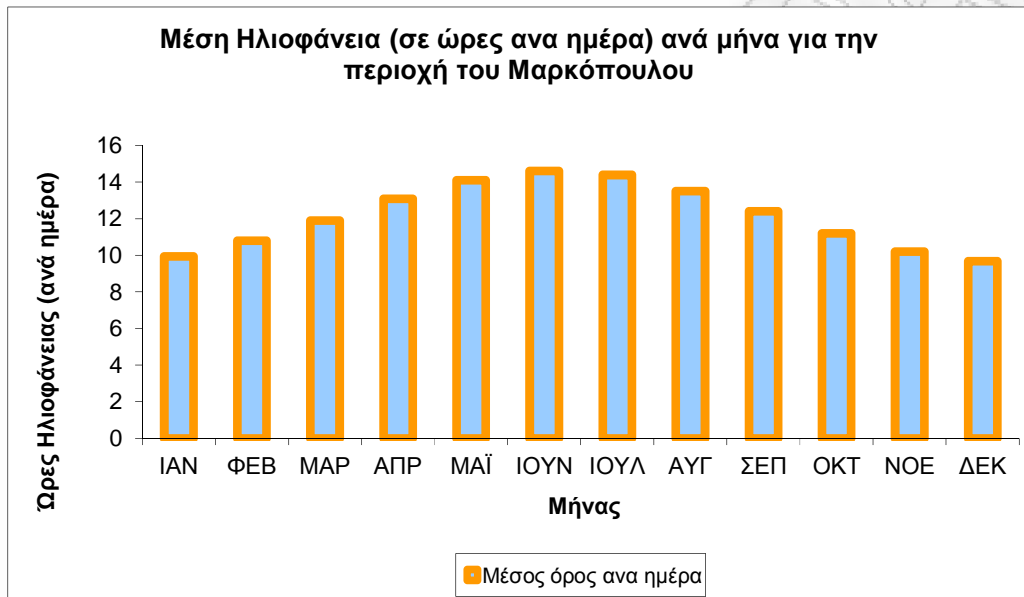


Figure 8-1: Χάρτης με το ηλιακό δυναμικό της Ελλάδας

Τα δεδομένα που παρατίθενται αφορούν

- την μέση ηλιοφάνεια (ώρες ανά ημέρα) για κάθε μήνα του έτους (μέσος όρος 22 ετών).
- Την ένταση της ηλιακή ακτινοβολία ανά μήνα εξεφρασμένη σε  $\text{kWh/m}^2$  (σε οριζόντια επιφάνεια, μέσος όρος 22 ετών)

Η περίοδος των 22 ετών αφορά την περίοδο από Ιούλιο του 1983 έως τον Ιούλιο του 2005 ενώ οι τιμές προκύπτουν από μετρήσεις ανά τρίωρο (δηλ. ο μέσος όρος ενός μήνα αφορά τον μέσο όρο των τιμών των μετρήσεων ανά τρίωρο για τον συγκεκριμένο μήνα για τα 22 χρόνια). Οι πιο πάνω τιμές παρουσιάζονται στα γραφήματα που ακολουθούν



Όπως φαίνεται στην πιο κάτω απεικόνιση του χάρτη της Ελλάδας σε σχέση με το δυναμικό ηλιακής ακτινοβολίας της κάθε περιοχής, προκύπτει ότι η περιοχή του Μαρκόπουλου είναι από τις πλέον προνομιούχες ως προς το δυναμικό ηλιακής

ακτινοβολίας (μεταξύ 1700 και 1800 kw/m<sup>2</sup> ανά έτος) - Πηγή PVGIS (στοιχεία 2004-2007) Με βάση τα παραπάνω δεδομένα εκτιμούμε ότι η απόδοση της μονάδας θα κινείται σε υψηλά επίπεδα.

#### **8.4. Περιβαλλοντικές Προϋποθέσεις Εγκατάστασης**

Για την ολοκλήρωση της αδειοδότησης λειτουργίας της μονάδος και σύμφωνα με τον νόμο 3851/2010 η παρούσα μονάδα εφόσον είναι μικρότερη από 500 kWp δεν θα χρειαστεί Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων (Ε.Π.Ο). Οι μόνες εξαιρέσεις στον πιο πάνω κανόνα (εξαίρεση Ε.Π.Ο για σταθμούς μικρότερους των 500 kWp) οι οποίες προβλέπονται από τον Ν. 3851/2010 είναι οι εξής:

α) ο σταθμός εγκαθίσταται σε γήπεδα που βρίσκονται σε οριοθετημένες περιοχές του δικτύου Natura 2000 ή σε παράκτιες ζώνες που απέχουν λιγότερο από εκατό (100) μέτρα από την οριογραμμή του αιγιαλού εκτός βραχονησίδων, ή

β) γειτνιάζει, σε απόσταση μικρότερη των εκατόν πενήντα (150) μέτρων, με σταθμό Α.Π.Ε. της ίδιας τεχνολογίας που είναι εγκατεστημένος σε άλλο γήπεδο και έχει εκδοθεί γι' αυτόν άδεια παραγωγής ή απόφαση Ε.Π.Ο. ή προσφορά σύνδεσης, η δε συνολική ισχύς των σταθμών υπερβαίνει τα παραπάνω καθοριζόμενα όρια.

Όπως προκύπτει από τα στοιχεία που παρατίθενται πιο κάτω (8.9.3 και 8.9.4) η συγκεκριμένη μονάδα δεν υπάγεται στις πιο πάνω εξαιρέσεις επομένως απαλλάσσεται από την έκδοση Ε.Π.Ο

Αν και τα φωτοβολταϊκά συστήματα παράγουν ηλεκτρισμό από τον ήλιο με ιδιαίτερος φιλικό για το περιβάλλον τρόπο ενώ η λειτουργία τους δε μολύνει και είναι εντελώς αθόρυβη, ακολουθεί μια εκτίμηση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων.

#### **8.5. Περιγραφή έργου**

Το φωτοβολταϊκό σύστημα θα τοποθετηθεί θα έχει συνολική ισχύς 219.96 Kwp, θα αποτελείται από 1128 φωτοβολταϊκά πλαίσια (πάνελ) ονομαστική ισχύς 195 Kwp έκαστο. Το σύστημα θα τοποθετηθεί στην στέγη και έτσι δεν απαιτούνται επιπλέον οικοδομικές ή χωματουργικές εργασίες. Η σύνδεση του συστήματος θα γίνει μέσω

του ήδη εγκατεστημένου υποσταθμού ισχύος 630 KVA.

Το έργο μάλλον απλό στην κατασκευή και αποτελείται από τα εξής βήματα:

- Τοποθέτηση αγωγών διέλευσης καλωδίων ισχύος και ασθενών ρευμάτων, τοποθέτηση καλωδίων.
- Τοποθέτηση των ειδικών βάσεων επί της στέγης (και η αποκατάσταση της υγρομόνωσης)
- Τοποθέτηση των φωτοβολταϊκών συλλεκτών (πάνελ) και σύνδεση αυτών
- Τοποθέτηση των inverters (και μικρών οικίσκων για την προστασία τους)
- Εγκατάσταση συστήματος προστασίας από κεραυνούς (αλεξικέραυνο)
- Εγκατάσταση των συστημάτων τηλεμετρίας και μέτρησης της απόδοσης του συστήματος.
- Εγκατάσταση των σχετικών πινάκων (τοπικών και του κεντρικού)
- Γραμμή σύνδεσης (εσωτερική) με τον υποσταθμό του κτιρίου (και μέσω αυτού στο δίκτυο χαμηλής τάσης της ΔΕΗ)

## **8.6. Γεωγραφική θέση έργου**

Η θέση έργου βρίσκεται σε απόσταση 2.9 χλμ από το κέντρο του Μαρκόπουλου (με κατεύθυνση ΝΑ), στην αρχή της βιομηχανικής περιοχής του Μαρκόπουλου, στον δρόμο προς το Ολυμπιακό Σκοπευτήριο.

## **8.7. Οικονομικά στοιχεία του έργου**

Το μέγεθος του έργου όπως περιγράφεται πιο πάνω όπως αυτό απεικονίζεται με οικονομικά στοιχεία, παρουσιάζεται στον πίνακα που ακολουθεί:

Οικονομικά στοιχεία μονάδας	
ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	ΠΟΣΟ
Κόστος κατασκευής 219 Kwh	532,603
Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης	16,598
Ετήσια έσοδα από πωλήσεις ηλεκτρικού ρεύματος (κατά το πρώτο έτος)	98,511

8-1: Οικονομικά στοιχεία της επένδυσης

### 8.8. Περιγραφή εναλλακτικών λύσεων

Για την παραγωγή πράσινης ενέργειας θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν εναλλακτικά ανεμογεννήτριες λύση η οποία απορρίφθηκε λόγω του κόστους συντήρησης, του θορύβου, των παρακείμενων πυλώνων της ΔΕΗ και την αυξημένη πιθανότητα βλαβών λόγω των κινούμενων μερών. Το τελευταίο ενδέχεται να απαιτούσε περισσότερη διαχείριση άρα και πόρους σε σχέση με το φωτοβολταϊκό σύστημα. Επιπλέον η τεχνογνωσία για τα φωτοβολταϊκά είναι ευρέως διαθέσιμη και ιδιαίτερα πιο προσιτή.

Ως προς την θέση, εναλλακτική λύση για την εγκατάσταση θα σήμαινε αυτόματα επένδυση σε αγορά ενοικίαση άλλου γηπέδου ή άλλου κτιρίου γεγονός που από μόνο του θα έκανε την επένδυση λιγότερο ελκυστική. Σε μια τέτοια περίπτωση η επένδυση δεν θα απολάμβανε επίσης των οικονομιών που προκύπτουν από την εγκατάσταση της στο παρόν κτίριο το οποίο έχει ήδη μια άλλη χρήση π.χ. θα χρειαζόταν επιπλέον κόστος για την φύλαξη του εναλλακτικού χώρου, θα υπήρχε τηλεπικοινωνιακό κόστος, κ.α.

Η στέγη θα μπορούσε να ενοικιαστεί σε άλλον παραγωγό ηλεκτρικού ρεύματος γεγονός το οποίο θα μπορούσε να αποφέρει κάποια έσοδα (έχουν υπολογισθεί στην χρηματοοικονομική ανάλυση) όμως θα δημιουργούσε μια σειρά από υποχρεώσεις προς τον ενοικιαστή όπως π.χ. η πρόσβαση στον φυλασσόμενο / ελεγχόμενο χώρο της εταιρείας. Επίσης μια τέτοια αξιοποίηση δεν θα οδηγούσε σε βελτίωση του ανθρακούχου αποτυπώματος της επιχείρησης καθώς δεν θα ήταν αξιοποίηση «πράσινης ενέργειας»

## **8.9. Φυσικό Περιβάλλον**

### **8.9.1. Γενικά στοιχεία**

Η ευρύτερη περιοχή παρουσιάζει στοιχεία έντονης βιομηχανοποίησης. Αν και με το κτίριο συνορεύουν σήμερα μόνο γεωργικές εκμεταλλεύσεις, στην περιοχή έχουν αναπτυχθεί – και συνεχίζουν να αναπτύσσονται βιομηχανικές εγκαταστάσεις. Την στιγμή που γράφονται αυτές οι γραμμές δεν υπάρχει σε απόσταση 150 μέτρων καμιά μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Φ/Β ούτε και έχει εκδοθεί Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων στην ίδια ακτίνα. Η επένδυση δεν πρόκειται να αλλάξει από μόνη της τον χαρακτήρα της περιοχής.

### **8.9.2. Ειδικές φυσικές περιοχές**

Μετά από αναζήτηση σε στην ιστοσελίδα του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Κλιματικής Αλλαγής (ΥΠΕΚΑ) και στον ιστότοπο <http://natura2000.eea.europa.eu/> , περιηγηθήκαμε σε διαδραστικό χάρτη της περιοχής ο οποίος απεικονίζει τα όρια των προστατευμένων περιοχών Natura 2000. Όπως προκύπτει και από την σχετική απεικόνιση (δείτε εικόνα που ακολουθεί), η θέση της επένδυσης δεν βρίσκεται εντός των ορίων περιοχής Natura 2000 γεγονός που κρίνεται θετικά μιας και την απαλλάσσει από την διαδικασία έκδοσης Ε.Π.Ο





Figure 8-2: Βιομηχανικές εγκαταστάσεις στην περιοχή

Το Natura 2000 είναι ένα Ευρωπαϊκό Οικολογικό Δίκτυο περιοχών, οι οποίες φιλοξενούν φυσικούς οικότοπους ή/και οικότοπους πτηνών και θεωρούνται σημαντικοί σε ευρωπαϊκό επίπεδο. Αποτελείται από τρεις κατηγορίες περιοχών: Τις «Ζώνες Ειδικής Προστασίας» για την орνιθοπανίδα, τους «Τόπους Κοινοτικής Σημασίας» και τον συνδυασμό των δύο προηγούμενων. Παρακάτω παρατίθεται χάρτης, ο οποίος παρουσιάζει τους «Τόπους Κοινοτικής Σημασίας». Τέλος, η Αττική ως γνωστό δεν περιλαμβάνεται σε καμία από τις περιοχές οι οποίες προστατεύονται από την συνθήκη RAMSAR, οπότε και η συγκεκριμένη θέση της επένδυσης δεν υπόκειται σε σχετικές προβλέψεις για την ειδική της προστασία.

### 8.9.3. Προστατευμένες Περιοχές με βάση την Εθνική Νομοθεσία

Σύμφωνα με την εθνική νομοθεσία, η θέση της επένδυσης δεν υπάγεται εντός ορίων Εθνικού Δρυμού, κάποιου Εθνικού Πάρκου, Αισθητικού Δάσους, τυχόν καταφυγίου Άγριας Ζωής, Αισθητικού Δάσους, Διατηρητέου Μνημείου της Φύσης, Εκτροφείου Θηραμάτων, ούτε σε Περιοχή Προστασίας της Φύσης, Περιοχή Απόλυτης Προστασίας της Φύσης, το τοπίο δεν αποτελεί Προστατευόμενο Φυσικό Σχηματισμό και δεν εντάσσεται σε Τοπίο ή Περιοχή Οικονομικής Ανάπτυξης.



Figure 8-3: Απεικόνιση των πλησιέστερων περιοχών Natura 2000 (SCI και SPA) – πηγή <http://natura2000.eea.europa.eu/>

### 8.9.4. Προστατευμένες Περιοχές με Διεθνής Σημασία

Η θέση της επένδυσης δεν περιλαμβάνεται εντός των ορίων Ειδικά Προστατευμένων Περιοχών με βάση το Πρωτόκολλο 4 της Σύμβασης της Βαρκελώνης. Επίσης, η περιοχή ή η θέση δεν έχει ανακηρυχθεί «Περιοχή Μνημείου Παγκόσμιας Κληρονομιάς» (UNESCO) και δεν υπάγεται σε περιοχή για την οποία έχει εκδοθεί «Ευρωδίπλωμα».



## **8.10. Περιγραφή του φυσικού περιβάλλοντος της περιοχής μελέτης**

Στο φυσικό περιβάλλον της περιοχής συνυπάρχουν εγκαταλελειμμένοι (ή μη) αμπελώνες με σύγχρονες βιομηχανικές εγκαταστάσεις. Ο δήμος του Μαρκόπουλου είναι πολύ κοντά, το αεροδρόμιο Ελ. Βενιζέλος επίσης (7 χλμ οδικός), αρκετά κοντά στην Αττική οδό και η λεωφόρος Λαυρίου η οποία είναι και η μεγαλύτερη πηγή ηχορύπανσης στην περιοχή. Επιπροσθέτως, δεν υπάρχουν σπάνια ή υπό εξαφάνιση είδη χλωρίδας ή πανίδας

### **8.10.1.Ανθρωπογενές περιβάλλον**

Η θέση στην οποία στεγάζεται η επιχείρηση είναι εκτός σχεδίου πόλεως. Στη συγκεκριμένη περιοχή οι χρήσεις γης αφορούν γεωργικές δραστηριότητες αλλά και βιομηχανικούς χώρους. Το περιβάλλον δεν είναι πυκνά δομημένο (δείτε δορυφορική φωτογραφία πιο πάνω) ενώ το σημείο απέχει περίπου 3 χλμ από το κέντρο του Μαρκόπουλου.

### **8.10.2.Πιέσεις στο περιβάλλον από άλλες ανθρωπογενείς δραστηριότητες**

Οι υφιστάμενες πιέσεις στο περιβάλλον της περιοχής οι οποίες προκύπτουν από τις ανθρωπογενείς δραστηριότητες είναι ποικίλες και θα λέγαμε είναι και έντονες. Σε γενικές γραμμές αυτές αφορούν:

1. την όχληση (θόρυβος) από την πυκνή ροή οχημάτων στην Λεωφόρο Λαυρίου,
2. την όχληση (θόρυβος) από το παρακείμενο Διεθνές Αεροδρόμιο Αθηνών - 'Ελ. Βενιζέλος»,
3. την μόλυνση του υδροφόρου ορίζοντα από την χρήσης φυτοφαρμάκων –λιπασμάτων και ότι προκύπτει από τις γεωργικές δραστηριότητες
4. την επίδραση της ανάπτυξης του ιστού της βιομηχανικής περιοχής στην οποία έχει την έδρα της η επιχείρηση (κατασκευές κτιρίων,

δρόμων, κτλ.)

5. την αυξημένη επιβάρυνση των αιρουμένων σωματιδίων (σκόνης και άλλων υλικών) π.χ. από την κίνηση οχημάτων στους χωματόδρομους, από το παρακείμενο νταμάρι, κτλ

### **8.11. Εκτίμηση Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων**

Δεν υπάρχει κανένα θέμα αρνητικών περιβαλλοντικών επιπτώσεων από την εγκατάσταση του εν λόγω φωτοβολταϊκού πάρκου. Η έκταση στην οποία θα εγκατασταθεί το έργο είναι ιδιωτική και ανήκει στην επιχείρηση που θα υλοποιήσει την επένδυση. Στην ευρύτερη περιοχή δεν συντρέχουν λόγοι οι οποίοι θα μπορούσαν να επηρεάσουν την εγκατάσταση και λειτουργία του φωτοβολταϊκού πάρκου π.χ. αρχαιολογικοί χώροι, προστατευόμενα οικοσυστήματα, κτλ. Η θέση εγκατάστασης του έργου βρίσκεται βιομηχανικό χώρο που ήδη λειτουργεί με νόμιμη άδεια λειτουργίας. Τα ηλιακά φωτοβολταϊκά συστήματα παράγουν ηλεκτρισμό από το φως του ήλιου με έναν ιδιαίτερος φιλικό για το περιβάλλον τρόπο. Η λειτουργία τους δε μολύνει, είναι εντελώς αθόρυβη, δεν αναλώνει πόρους από το περιβάλλον - πλην κατανάλωσης ελάχιστης ποσότητας νερού, ενώ στο τέλος της ζωής τους όλα τα υλικά από τα οποία συντίθεται ανακυκλώνονται (πρόκειται κυρίως για γυαλί, σιλικόνη, αλουμίνιο, βάσεις στήριξης, κτλ). Το έργο δεν θα είναι ορατό (παρά μόνο με πτήση πάνω από το κτίριο) καθώς τα πάνελ θα εφάπτονται της στέγης των κτιρίων. Επομένως δεν συντρέχει καν θέμα «οπτικής ρύπανσης/επιβάρυνσης». Αντίθετα, το έργο αναμένεται να έχει σημαντικά και θετικά περιβαλλοντικά αποτελέσματα καθώς θα συμβάλει στον περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

### **8.12. Διαχείριση Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων**

Η επιχείρηση έχει σαφώς ενσωματώσει στην κουλτούρα της έναν περιβαλλοντικό τρόπο σκέψης καθώς ο σεβασμός για την κοινωνία είναι τοποθετημένος υψηλά στην λίστα με τις εταιρικές αξίες. Για τον λόγω αυτό εξετάζεται άλλωστε και η επένδυση. Η περιβαλλοντική κουλτούρα υποστηρίζεται και από ένα εδραιωμένο σύστημα διαχείρισης περιβαλλοντικών επιπτώσεων πιστοποιημένο κατά ISO 14001 (integrated με ISO 9001). Το σύστημα αυτό φροντίζει ώστε:

- Η επιχείρηση να παρέχει με συνέπεια υπηρεσίες, οι οποίες ικανοποιούν τις απαιτήσεις των πελατών της και ότι συμμορφώνεται με την κείμενη περιβαλλοντική
- διασφαλίζει τη συμμόρφωση της επιχείρησης με τις πολιτικές ποιότητας, περιβάλλοντος
- αποδεικνύει τη συμμόρφωση της με τις απαιτήσεις των προτύπων ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 - στο βαθμό που αυτές έχουν εφαρμογή στις δραστηριότητες της.
- εξασφαλίζει την αύξηση της ικανοποίησης των πελατών της επιχείρησης, αλλά και όλων των τρίτων ενδιαφερομένων μερών (γείτονες, προμηθευτές, συνεργάτες, κλπ.) μέσω της αποτελεσματικής εφαρμογής του ολοκληρωμένου συστήματος.
- Κοινοποίηση της περιβαλλοντικής επίδοσης της εταιρείας σε κάθε ενδιαφερόμενο (μέσω κοινωνικού απολογισμού και δημοσιεύσεων)

Η παρούσα επένδυση θα ενταχθεί υπό την κάλυψη του πιο πάνω συστήματος με σκοπό την πρόληψη και το περιορισμό τις οποιασδήποτε αρνητικής επίδρασης στο περιβάλλον.

## 9. Προγραμματισμός και Προϋπολογισμός Εκτελέσεως του Έργου

### 9.1. Χρονοπρογραμματισμός

Ο προγραμματισμός της εκτέλεσης ενός έργου αναφέρεται στη χρονική περίοδο που εκτείνεται από τη λήψη της απόφασης για την πραγματοποίηση της επένδυσης και μέχρι την στιγμή που η επένδυση είναι σε θέση να ξεκινήσει την παραγωγική διαδικασία (να δίνει ρεύμα στο δίκτυο της ΔΕΗ στην περίπτωση μας). Είναι ουσιαστικά το χρονικό διάστημα που μεσολαβεί από την ολοκλήρωση της μελέτης σκοπιμότητας ή της οικονομοτεχνικής μελέτης μέχρι την σύνδεση με την ΔΕΗ και περιγράφει τόσο τις εργασίες που είναι απαραίτητες για να μπει η επένδυση σε φάση λειτουργίας όσο και την χρονική αλληλουχία των εργασιών αυτών.

Για την φάση αυτή της υλοποίησης ουσιαστικά απαιτείται ένας ρεαλιστικός σχεδιασμός ενός προγράμματος δράσεων, με όσο το δυνατόν πιο σαφή ορισμό των σταδίων υλοποίησης (phase), της χρονικής διάρκειας υλοποίησης κάθε σταδίου και των παραδοτέων κάθε φάσης. Κάθε του προγράμματος δράσης για τα διάφορα στάδια εκτέλεσης του έργου. Είναι επίσης απαραίτητο να αποτυπωθεί το πρόγραμμα με τέτοιων τρόπο ώστε να είναι δυνατή η αντίληψη της αλληλεπίδρασης των δράσεων μεταξύ τους ώστε να μπορούν να γίνει καλύτερη εκτίμηση για τον προγραμματισμό, την ιεράρχηση και την κατανομή των πόρων σε κάθε φάση της υλοποίησης. Το ρίσκο που εμπεριέχεται εδώ είναι το να μην γίνει καλός προγραμματισμός και ως εκ τούτου η φάση υλοποίησης της επένδυσης να διαρκέσει πολύ περισσότερο από το αναμενόμενο θέτοντας σε κίνδυνο μη επίτευξης τους οικονομικούς και εμπορικούς στόχους που έχουν τεθεί κατά την περίοδο της μελέτης σκοπιμότητας / οικονομοτεχνικής μελέτης.

Στο συγκεκριμένο έργο η φάση του χρονοπρογραμματισμού εξακολουθεί να είναι αρκετά δύσκολη διαδικασία. Η δυσκολία έγκειται στον προσδιορισμό του χρόνου ολοκλήρωσης της κάθε φάση αδειοδότησης. Η διαδικασία αυτή έχει μεν απλοποιηθεί σημαντικά μέσα από εγκυκλίους και νομοθετικές παρεμβάσεις που έγιναν το 2010, όμως ο υπέρογκος αριθμός νέων αιτήσεων αλλά και αυτών που έχουν συσσωρευτεί από προηγούμενα χρόνια εξακολουθεί και δημιουργεί καθυστερήσεις στον

μηχανισμό. Το μόνο κομμάτι του χρονοπρογραμματισμού που μπορούμε να προγραμματίσουμε με ακρίβεια είναι αυτό της κατασκευής μιας και αυτό είναι αρκετά εύκολο να υπολογισθεί με σχετική ακρίβεια ως προς τον διεκπεραιωθεί..

## 9.2. Διαδικασίες Αδειοδοτήσεων Φωτοβολταϊκών Συστημάτων

Η αδειοδοτική διαδικασία για την εγκατάσταση και λειτουργία Φ/Β σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προβλέπονται και καθορίζονται από τους νόμους:

- ν.3468/2006
- ν.3734/2009
- ν.3851/2010

και πιο συγκεκριμένα από τα άρθρα:

- Άρθ.8 ν.3468/2006,
- άρθ. 3 παρ.2 ν.3851/2010
- Άρθ. 14 ν.3468/2006,
- άρθ. 27 παρ.8 Α ν.3734/2009
- και άρθ.5 παρ.8 ν.3851/2010

Η διαδικασία είναι διαφορετική για συστήματα εγκατεστημένες σε στέγες από ότι σε συστήματα τα οποία πρόκειται να εγκατασταθούν στο έδαφος. Γενικά ισχύει ότι η αδειοδοτική διαδικασία για εγκατάσταση σε στέγες είναι πιο σύντομη και πιο απλή σε σύγκριση με την αδειοδότηση εγκαταστάσεων επί εδάφους. Επίσης τα βήματα για την αδειοδότηση διαφέρουν. Καθοριστική παράμετρος επίσης είναι η εγκατεστημένη ονομαστική ισχύς για την οποία ισχύει ότι όσο μεγαλύτερη είναι τόσο πιο πολύπλοκη και χρονοβόρα είναι η διαδικασία αδειοδότησης. Σύμφωνα με τον Σύνδεσμο Εταιρειών Φωτοβολταϊκών (ΣΕΦ, Ιανουάριος 2011) τα βήματα για την αδειοδότηση διασυνδεδεμένων φωτοβολταϊκών συστημάτων είναι τα εξής ανάλογα με το που τοποθετούνται και τι ισχύ έχουν.

### **9.3. Φωτοβολταϊκά σε στέγες**

#### **9.3.1. Συστήματα <10 kWp**

Για την αδειοδότηση και λειτουργία χρειάζονται τα εξής βήματα:

- Αίτηση στην τοπική ΔΕΗ για προσφορά όρων σύνδεσης και υπογραφή σύμβασης συμφητισμού με τη ΔΕΗ
- Εγκατάσταση φωτοβολταϊκού

#### **9.3.2. Συστήματα 10-100 kWp**

Για την αδειοδότηση και λειτουργία χρειάζονται τα εξής βήματα:

- Αίτηση στην τοπική ΔΕΗ για προσφορά όρων σύνδεσης
- Υπογραφή σύμβασης αγοροπωλησίας με ΔΕΣΜΗΕ
- Εγκατάσταση φωτοβολταϊκού

#### **9.3.3. Συστήματα 100-1000 kWp**

Για την αδειοδότηση και λειτουργία χρειάζονται τα εξής βήματα:

- Έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακας από την Πολεοδομία
- Αίτηση στο περιφερειακό γραφείο της ΔΕΗ για προσφορά όρων σύνδεσης
- Υπογραφή σύμβασης αγοροπωλησίας με ΔΕΣΜΗΕ
- Εγκατάσταση φωτοβολταϊκού

#### **9.3.4. Συστήματα >1000 kWp**

Για την αδειοδότηση και λειτουργία χρειάζονται τα εξής βήματα:

- Αίτηση στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) για έκδοση Άδειας

#### Παραγωγής

- Αίτηση στην Περιφέρεια για έκδοση Άδειας Εγκατάστασης
- Έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακας από την Πολεοδομία
- Αίτηση στον ΔΕΣΜΗΕ για προσφορά όρων σύνδεσης
- Υπογραφή σύμβασης αγοροπωλησίας με ΔΕΣΜΗΕ
- Εγκατάσταση φωτοβολταϊκού
- Αίτηση στην Περιφέρεια για έκδοση Άδειας Λειτουργίας

### **9.4. Συστήματα επί εδάφους**

#### **9.4.1. Συστήματα <500 kWp**

Για την αδειοδότηση και λειτουργία χρειάζονται τα εξής βήματα:

- Αίτηση στην Περιφέρεια για βεβαίωση απαλλαγής από Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων – ΕΠΟ (ή έκδοση ΕΠΟ αν χρειάζεται – συνήθως σε προστατευόμενες περιοχές)
- Έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακας από την Πολεοδομία
- Αίτηση στο τοπικό (<100 kWp) ή περιφερειακό (>100 kWp) γραφείο της ΔΕΗ για προσφορά όρων σύνδεσης
- Υπογραφή σύμβασης αγοροπωλησίας με ΔΕΣΜΗΕ
- Εγκατάσταση φωτοβολταϊκού

#### **9.4.2. Συστήματα 500-1000 kWp**

Για την αδειοδότηση και λειτουργία χρειάζονται τα εξής βήματα:

- Αίτηση στην Περιφέρεια για Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων (ΕΠΟ)
- Έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακας από την Πολεοδομία
- Αίτηση στο περιφερειακό γραφείο της ΔΕΗ για προσφορά όρων σύνδεσης

- Υπογραφή σύμβασης αγοροπωλησίας με ΔΕΣΜΗΕ
- Εγκατάσταση φωτοβολταϊκού

### 9.4.3. Συστήματα >1000 kWp

Για την αδειοδότηση και λειτουργία χρειάζονται τα εξής βήματα:

- Αίτηση στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) για έκδοση Άδειας Παραγωγής
- Αίτηση στην Περιφέρεια για έκδοση Άδειας Εγκατάστασης (περιλαμβάνει και έκδοση ΕΠΟ)
- Έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακας από την Πολεοδομία
- Αίτηση στον ΔΕΣΜΗΕ για προσφορά όρων σύνδεσης
- Υπογραφή σύμβασης αγοροπωλησίας με ΔΕΣΜΗΕ
- Εγκατάσταση φωτοβολταϊκού
- Αίτηση στην Περιφέρεια για έκδοση Άδειας Λειτουργίας

### 9.5. Η αδειοδοτική διαδικασία για την συγκεκριμένη επένδυση

Η παρούσα επένδυση υπάγεται στην κατηγορία φωτοβολταϊκών σε στέγη με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη από 100 kWp και μικρότερη από 1000 kWp. Επομένως η διαδικασία της αδειοδότησης θα απαρτίζεται από τα πιο κάτω στάδια:

- Έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακας από την Πολεοδομία
- Αίτηση στο περιφερειακό γραφείο της ΔΕΗ για προσφορά όρων σύνδεσης
- Υπογραφή σύμβασης αγοροπωλησίας με ΔΕΣΜΗΕ

Μόλις ολοκληρωθούν αυτά μπορεί να προχωρήσει η εγκατάσταση του φωτοβολταϊκού συστήματος.

Η αδειοδοτική διαδικασία θα χωρισθεί σε 3 μέρη (φακέλους) οι οποίοι θα υποβληθούν στις τρεις αρμόδιες (για την αδειοδότηση) υπηρεσίες:



- α) την Πολεοδομία,
- β) την ΔΕΗ
- γ) και τον ΔΕΣΜΗΕ.

Κάθε φάκελος αποσκοπεί στην απόκτηση συγκεκριμένου πιστοποιητικού/άδειας το οποίο είναι προαπαιτούμενο για την επόμενη φάση δηλ. η έγκριση εργασιών μικρής κλίμακας πρέπει να συμπεριληφθεί στον φάκελο που θα κατατεθεί στην ΔΕΗ και η προσφορά όρων σύνδεσης της ΔΕΗ είναι απαραίτητη για τον φάκελο που θα κατατεθεί στον ΔΕΣΜΗΕ. Έτσι σε περίπτωση μη απόκτησης ενός από τα πιο πάνω πιστοποιητικά η διαδικασία σταματά οριστικά μιας και το εμπόδιο που δημιουργείται δεν μπορεί να παρακαμφτεί.

Η σύνταξη και κατάθεση του κάθε φάκελου θα γίνει με ευθύνη του γραφείου που έχει αναλάβει την μελέτη και στην συνέχεια κατασκευή του φωτοβολταϊκού χωρίς επιπλέον χρέωση. Είναι εξάλλου προς όφελος του υπεύθυνου μηχανικού να ασχοληθεί διεξοδικά με τον κάθε φάκελο ώστε να κάνει μια ολοκληρωμένη και άρτια αίτηση σε κάθε υπηρεσία ώστε να εγκριθεί το έργο και να προχωρήσει στην κατασκευαστική φάση.

Στις ενότητες που ακολουθούν αναφέρονται τα δικαιολογητικά που απαρτίζουν τον κάθε φάκελο.

### **9.5.1. Έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακας από την Πολεοδομία**

Προκειμένου να αποκτηθεί η εν λόγω έγκριση από τη πολεοδομία θα πρέπει να ετοιμαστεί ένας φάκελος και να κατατεθεί στην αρμόδια πολεοδομία ο οποίος να περιλαμβάνει τα ακόλουθα.

- Αίτηση του ιδιοκτήτη
- Αίτηση – Έντυπο για τις εργασίες που επιτρέπονται.
- Τεχνική – Αιτιολογημένη Έκθεση (από μηχανικό)
- Αντίγραφο Οικοδομικής Άδειας

Ο φάκελος θα ετοιμαστεί και θα κατατεθεί με ευθύνη το μηχανικού της εταιρείας που θα αναλάβει την κατασκευή του σταθμού.

### 9.5.2. Αίτηση στο περιφερειακό γραφείο της ΔΕΗ για προσφορά όρων σύνδεσης

Για την σύνδεση στο δίκτυο της ΔΕΗ και την λήψη προσφοράς όρων σύνδεσης απαιτείται η συμπλήρωση συγκεκριμένης αίτησης (αντίγραφο της υπάρχει στο Παράρτημα, «Αίτηση για τη σύνδεση φωτοβολταϊκού σταθμού επί κτιρίου ή στεγάστρου ισχύος άνω των 100 kW και έως 1 MW στο δίκτυο ΜΤ»).

Η αίτηση θα πρέπει να συνοδεύεται αρχικά από:

- Τα τεχνικά εγχειρίδια των φωτοβολταϊκών στοιχείων
- Τα τεχνικά εγχειρίδια και πιστοποιητικά των αντιστροφών
- Τεχνική Περιγραφή της εγκατάστασης (ΜΤ και ΧΤ) και του υποσταθμού ΜΤ/ΧΤ στο χώρο του φωτοβολταϊκού σταθμού.
- Μονογραμμικό ηλεκτρολογικό σχέδιο, του φωτοβολταϊκού σταθμού και του υποσταθμού (υπογεγραμμένα από μελετητή κατάλληλης ειδικότητας)
- Για νομικά πρόσωπα ισχύει επίσης ότι πρέπει να υποβάλλουν τα εξής:
  - ο Επικυρωμένο αντίγραφο του ΦΕΚ στο οποίο δημοσιεύθηκε η σύσταση της εταιρείας (για ΑΕ ή ΕΠΕ)
  - ο Επικυρωμένο αντίγραφο του καταστατικού όπως καταχωρήθηκε στα βιβλία εταιρειών του πρωτοδικείου (για ΟΕ ή ΕΕ)
- Τοπογραφικό σχέδιο της ακριβούς θέσης της εγκατάστασης (προκειμένου για εγκαταστάσεις εκτός σχεδίου πόλεως)
- Τίτλος κυριότητας ή τίτλος νόμιμης κατοχής του γηπέδου της εγκατάστασης (γίνονται δεκτά και προσύμφωνα αγοράς ή μίσθωσης)
  - ο για εγκατάσταση του σταθμού σε ιδιόκτητο χώρο, από τον κύριο του χώρου: τίτλος κυριότητας (αντίγραφο της συμβολαιογραφικής πράξης αγοράς οικοπέδου και πιστοποιητικού μεταγραφής της στο υποθηκοφυλακείο)
  - ο για εγκατάσταση του σταθμού σε ιδιόκτητο χώρο από τρίτο, πλην του ιδιοκτήτη: τίτλος νόμιμης κατοχής (αντίγραφο σφραγισμένο από την ΔΟΥ του ιδιωτικού συμφωνητικού μακροχρόνιας μίσθωσης. Εναλλακτικά γίνονται δεκτά και αντίγραφα της συμβολαιογραφικής πράξης μίσθωσης και του πιστοποιητικού μεταγραφής της στο υποθηκοφυλακείο.
- Έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακας για την εγκατάσταση

φωτοβολταϊκού σταθμού από την αρμόδια Πολεοδομική Υπηρεσία.

### 9.5.3. Υπογραφή σύμβασης αγοραπωλησίας με ΔΕΣΜΗΕ

Προκειμένου να υπογραφεί η σύμβαση αγοραπωλησίας με τον ΔΕΣΜΗΕ θα χρειαστεί να κατατεθούν «Αίτηση για την υπογραφή σύμβασης πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας με τον ΔΕΣΜΗΕ», η οποία να συνοδεύεται από τα ακόλουθα δικαιολογητικά:

1. Υπογεγραμμένη από τον αιτούντα συνοδευτική επιστολή (διαβιβαστικό/αίτηση) προς το ΔΕΣΜΗΕ (Κάστορος 72 - 18545 Πειραιάς) όπου θα αναφέρονται :
  - Θέση και ισχύς του σταθμού
  - Επωνυμία αιτούντα και στοιχεία επικοινωνίας (τηλέφωνο, φαξ, e-mail κλπ)
  - Τα συνημμένα έγγραφα που υποβάλλονται
2. Άδεια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που κατέχει ο Παραγωγός, (ή την απόφαση με την οποία χορηγήθηκε εξαίρεση από την υποχρέωση λήψης άδειας παραγωγής ή τυχόν άλλη προβλεπόμενη έγκριση ή το γεγονός ότι ο παραγωγός απαλλάσσεται από την έκδοση άδειας παραγωγής ή άλλης διαπιστωτικής απόφασης, κατά περίπτωση).
3. Δεσμευτική Προσφορά Όρων Σύνδεσης (από ΔΕΗ, προκύπτει από το προηγούμενο βήμα).
4. Βεβαίωση απαλλαγής από την Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων (Ε.Π.Ο) από την αρμόδια περιβαλλοντική αρχή της οικείας Περιφέρειας.

Ο νόμος 3851/2010 προβλέπει σαφώς ότι η χορήγηση βεβαίωσης απαλλαγής πρέπει να γίνεται «εντός αποκλειστικής προθεσμίας είκοσι (20) ημερών από την αρμόδια περιβαλλοντική αρχή της οικείας Περιφέρειας, μετά την άπρακτη παρέλευση της οποίας θεωρείται αυτή χορηγηθείσα». Έτσι ο ΔΕΣΜΗΕ ζητά σε περίπτωση που δεν έχει εκδοθεί βεβαίωση απαλλαγής από ΕΠΟ, για να διαπιστώνεται βεβαιωμένα η παρέλευση εικοσαημέρου από την ημερομηνία υποβολής του αιτήματος να υποβάλλεται α) **ακριβές αντίγραφο αποδεικτικού υποβολής αίτησης** προς την αρμόδια ΔΙ.ΠΕ.ΧΩ. για τη χορήγηση βεβαίωσης απαλλαγής από ΕΠΟ, και β) Υπεύθυνη Δήλωση (άρθρο 8 του ν. 1559/1986) που να δηλώνει ότι δεν εκδόθηκε η βεβαίωση απαλλαγής από ΕΠΟ μετά την παρέλευση του εικοσαημέρου από την ημερομηνία υποβολής του αιτήματος προς την αρμόδια ΔΙ.ΠΕ.ΧΩ, και ότι δεν έχει

λάβει εν τω μεταξύ αρνητική απάντηση επί του αιτήματός του για χορήγηση βεβαίωσης απαλλαγής.

## **9.6. Κατασκευαστική φάση**

Η κατασκευαστική φάση θα υλοποιηθεί εξολοκλήρου από την ανάδοχο τεχνική εταιρεία η οποία έχει κάνει και τις σχετικές μελέτες. Η φάση αυτή θα ξεκινήσει μετά την ολοκλήρωση της αδειοδοτικής διαδικασίας και θα γίνει με ευθύνη και υπό την γενική επίβλεψη των μηχανικών της αναδόχου του έργου. Οι δράσεις που περιλαμβάνονται αφορούν την απόκτηση, μεταφορά και εγκατάσταση του εξοπλισμού καθώς επίσης και τις δοκιμές που πρέπει να γίνουν για να βεβαιωθεί ότι ο σταθμός αποδίδει τα αναμενόμενα και λειτουργεί κανονικά και με ασφάλεια. Πιο αναλυτικά τα βήματα περιγράφονται στο κεφάλαιο 6 ενότητα 20.

Ιδιαίτερη προσοχή πρέπει να δοθεί στο γεγονός του ότι οι περισσότερες από τις εργασίες θα πραγματοποιηθούν στην στέγη του κτιρίου οπότε θα πρέπει να ληφθούν τα σχετικά μέτρα προστασίας των εργαζομένων. Επίσης στον χώρο εργασίας κατά την διάρκεια της κατασκευής θα υπάρχουν φορτία ηλεκτρικού ρεύματος χαμηλής τάσης τα οποία είναι επικίνδυνα και για τον σκοπό αυτό θα απασχοληθεί μονάχα εξουσιοδοτημένο και ειδικά εκπαιδευμένο προσωπικό της αναδόχου εταιρείας.

## **9.7. Σύνδεση στο δίκτυο της ΔΕΗ**

Μετά την ολοκλήρωση της κατασκευής και εφόσον ολοκληρωθούν και οι σχετικές δοκιμές, ακολουθεί η σύνδεση του υποσταθμού του Φ/Β συστήματος με τον υποσταθμό της ΔΕΗ ο οποίος είναι ήδη εγκατεστημένος στο κτίριο. Για την φάση αυτή απαιτείται επικοινωνία και συντονισμός με συνεργεία της ΔΕΗ ενώ περιλαμβάνει και κάποια τυπικά γραφειοκρατικά σημεία όπως η προσκόμιση στην ΔΕΗ των πιο κάτω εγγράφων:

- Η αντίγραφο της σύμβασης πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ Παραγωγού και ΔΕΣΜΗΕ
- Υπεύθυνη δήλωση Ηλεκτρολόγου Εγκαταστάτη (Υ.Δ.Ε.) για την συνολική εγκατάσταση, με συνημμένο μονογραμμικό ηλεκτρολογικό

- σχέδιο της εγκατάστασης (ΜΤ και ΧΤ)
- Υπεύθυνη Δήλωση του Ν. 1599/86, στην οποία ο παραγωγός θα αναφέρει τις ρυθμίσεις των προστασιών των ορίων τάσεως και συχνότητας του αυτόματου διακόπτη διασύνδεσης (ΑΔΔ) σύμφωνα με τις υποδείξεις της ΔΕΗ

Μετά από την σύνδεση ο σταθμός πλέον θα έχει εισέλθει στην παραγωγική φάση της λειτουργίας του και το έργο θα θεωρείται παραδομένο και ολοκληρωμένο.

### **9.8. Μεθοδολογία για τον Προγραμματισμό του Έργου**

Για πολλά χρόνια, οι δύο πιο δημοφιλείς προσεγγίσεις για τη διαχείριση ενός έργου ήταν και είναι η μέθοδος CPM (Critical Path Method) και η Evaluation and Review Technique (PERT) . Η τελευταία έχει χρησιμοποιηθεί ως εργαλείο για τη διαχείριση έργων (project management) για πάνω από τέσσερις δεκαετίες (N. E. Mouhoub, A. Benhocine, H. Belouadah, 2011). Η μέθοδος αυτή αποτελείται από τον προγραμματισμό, το σχεδιασμό και την υλοποίηση μιας σειράς δραστηριοτήτων για την επίτευξη ενός συγκεκριμένου στόχου ή εργασίας. Η πρώτη μέθοδος (CPM) αναπτύχθηκε από τους Kelly (Remington-Rand) και Walter (Dupont) στη δεκαετία του 1950 με σκοπό να βοηθήσουν τον προγραμματισμό των εργασιών συντήρησης των μηχανών στην γραμμή παραγωγής της χημικής βιομηχανίας μεταποίησης. Η μέθοδος PERT αναπτύχθηκε λίγο μετά από το Πολεμικό Ναυτικό των ΗΠΑ από την ανάγκη να διαχειριστούν την ανάπτυξη των πυραύλων "Polaris" (Haga and O'Keefe, 2001). Οι αρχικές εκδόσεις των μεθόδων PERT και CPM είχαν κάποιες σημαντικές διαφορές. Είχαν όμως και πάρα πολλά κοινά. Έτσι με τα χρόνια οι δύο τεχνικές σταδιακά συγχωνεύθηκαν. Έτσι οι επαγγελματίες σήμερα συνήθως χρησιμοποιούν τα δύο ονόματα εναλλακτικά, ή τα συνδυάζουν σε ένα ενιαίο αρκτικόλεξο: PERT/CPM.

Σύμφωνα με τους Lacomme et al., το πρώτο βήμα της CPM αποτελείται από τη δημιουργία ενός δικτύου που ονομάζεται PERT ή αμερικανικό δίκτυο ή Δραστηριότητες σε Τόξα (Activities on Arcs) δηλ. κατευθυνόμενα τόξα τα οποία συνθέτουν μη κυκλικά γραφήματα. Τα «τόξα» αυτά αντιπροσωπεύουν την σχέση διαδοχής μεταξύ των δραστηριοτήτων οι οποίες μεταφράζεται ως εξής: η

δραστηριότητα  $b$  είναι διάδοχος της  $a$ , αν και μόνο αν υπάρχει στο δίκτυο ένα μονοπάτι σύμφωνα με το οποίο η πρώτη άκρη του τόξου είναι το  $a$  και η τελευταία είναι το  $b$ . Είναι δυνατόν π.χ. κατά την εισαγωγή νέων δραστηριοτήτων οι οποίες να έχουν κάποια σχέση διαδοχής με κάποια προηγούμενη δραστηριότητα, να εισαχθούν «εικονικά τόξα» δηλ. τόξα με μηδενική διάρκεια.

Αν και υπάρχουν εναλλακτικές μέθοδοι, όπως η MPM (αναπτύχθηκε στην Γαλλία από τον Roy), οι ειδικοί προτιμούν να εργάζονται με το δίκτυο PERT. Σύμφωνα με τους Fink και Fourier, αυτό συμβαίνει γιατί η PERT/CPM είναι πιο συνοπτική σαν μέθοδοι ενώ σύμφωνα με τους Hendrickson και Au, η PERT / CPM είναι πιο κοντά στο διάσημο διάγραμμα Gantt, το οποίο χρησιμοποιείται για να παρουσιάσει την εξέλιξη των δραστηριοτήτων ως προς τον χρόνο υλοποίησης τους.

### 9.9. Ανάλυση με την Μεθόδου PERT

Όπως επισημαίνουν οι S.M. Ramirez Campos, S. Fierro και A.P. Solis η μια από τις βασικές διαφορές της μεθόδου PERT σε σχέση με την μέθοδο CPM είναι το γεγονός του ότι η πρώτη χρησιμοποιεί στοχαστικούς χρόνους και όχι ντετερμινιστικούς (CPM). Αυτό δίνει στην μέθοδο PERT ευελιξία και περιορισμό της υποκειμενικότητας στις εκτιμήσεις της διάρκειας κάθε επιμέρους δραστηριότητας. Η μέθοδος λαμβάνει υπόψη της την αβεβαιότητα που περιέχουν οι επιμέρους δράσεις η οποία μπορεί να οφείλεται είτε σε απρόβλεπτα γεγονότα είτε στο γεγονός του ότι κάποιες εργασίες δεν είναι γνωστό πως θα επιλυθούν και πρέπει να εξευρεθεί λύση τους κατά την υλοποίηση – ως εκ τούτου δεν υπάρχει σαφήνεια ως προς το πότε θα ολοκληρωθούν. Προκειμένου να άρει την αβεβαιότητα η μέθοδος PERT απαιτεί 3 εκτιμήσεις για την συνολική διάρκεια της κάθε δραστηριότητας:

- Μια αισιόδοξη εκτίμηση που αφορά τον χρόνο υλοποίησης σε περίπτωση που η συγκεκριμένη δραστηριότητα υλοποιείται χωρίς καμία καθυστέρηση
- Μια εκτίμηση ως προς τον αναμενόμενο χρόνο / διάρκεια
- Μια απαισιόδοξη εκτίμηση, η οποία αφορά τον μέγιστο εκτιμώμενο χρόνο για την υλοποίηση της δραστηριότητας σε περίπτωση που παρουσιαστούν προβλήματα και καθυστερήσεις που δεν είχαν προβλεφθεί αρχικά

Σύμφωνα με την μέθοδο, η αναμενόμενη χρονική διάρκεια για την κάθε επιμέρους εργασία είναι δυνατόν να υπολογιστεί προσεγγιστικά από την εξής σχέση:

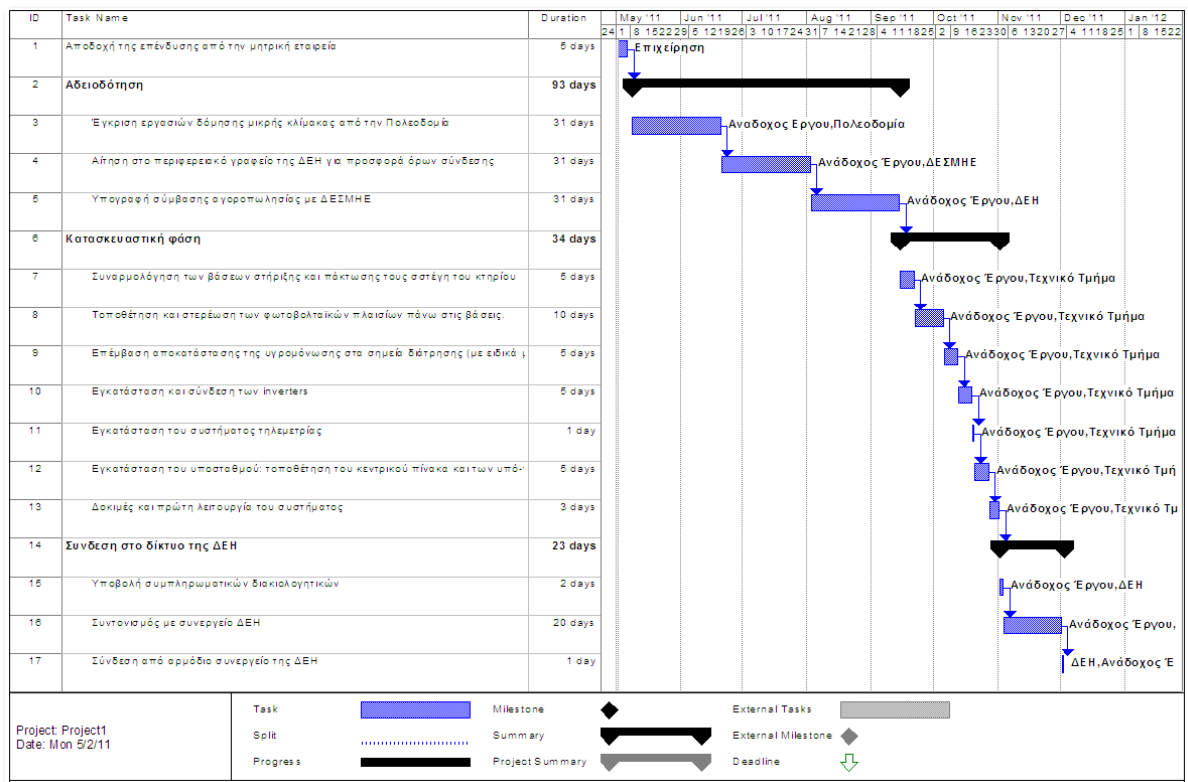
$$\text{Αναμενόμενος Χρόνος} = \frac{[\text{Αισιόδοξη Πρόβλεψη} + (4 * \text{Αναμενόμενη Πρόβλεψη}) + \text{Απαισιόδοξη Πρόβλεψη}]}{6}$$

Με βάση τα πιο πάνω έχει γίνει η εκτίμηση της διάρκειας κάθε δραστηριότητας στον πίνακα που ακολουθεί. Σύμφωνα με τους υπολογισμούς, το έργο θα διαρκέσει περίπου 5.5 μήνες – με δεδομένο το ότι η αδειοδοτική διαδικασία θα διαρκέσει λογικό χρονικό διάστημα:

	Διάρκεια σε ημέρες			
	Ελάχιστη διάρκεια	Αναμενόμενη διάρκεια	Μέγιστη διάρκεια	PERT
Αποδοχή της επένδυσης από την μητρική εταιρεία	1	5	10	5
Έγκριση εργασιών δόμησης μικρής κλίμακας από την Πολεοδομία	20	30	45	31
Αίτηση στο περιφερειακό γραφείο της ΔΕΗ για προσφορά όρων σύνδεσης	20	30	45	31
Υπογραφή σύμβασης αγοροπωλησίας με ΔΕΣΜΗΕ	20	30	45	31
Συναρμολόγηση των βάσεων στήριξης και πάκτωσης τους στέγη του κτηρίου	3	5	8	5
Τοποθέτηση και στερέωση των φωτοβολταϊκών πλαισίων πάνω στις βάσεις	8	10	14	10
Επέμβαση αποκατάστασης της υγρομόνωσης στα σημεία διάτρησης	3	5	7	5
Εγκατάσταση και σύνδεση των inverters	3	5	7	5
Εγκατάσταση του συστήματος τηλεμετρίας	1	1	2	1
Εγκατάσταση του υποσταθμού: τοποθέτηση του κεντρικού πίνακα και των υπό-πινάκων	3	5	7	5
Δοκιμές και πρώτη λειτουργία του συστήματος	2	3	4	3
Υποβολή συμπληρωματικών διακιολογητικών	1	2	3	2
Συντονισμός με συνεργείο ΔΕΗ	12	20	25	20
Σύνδεση από αρμόδιο συνεργείο της ΔΕΗ	1	1	3	1

### 9-1: Εκτίμηση διάρκειας κάθε δραστηριότητας

Ακολουθεί η αποτύπωση των επιμέρους δραστηριοτήτων του έργου με την μορφή διαγράμματος Gantt



9-2: Διάγραμμα Gantt το οποίο αποτυπώνει την αναμενόμενη εξέλιξη του έργου

### 9.10. Κόστος Εκτέλεσης του Επενδυτικού Προγράμματος (Προϋπολογισμός)

Το κόστος υλοποίησης του επενδυτικού προγράμματος έχει ήδη αναφερθεί στα προηγούμενα κεφάλαια. Η προσφορά που έχει κάνει η ανάδοχος εταιρεία είναι με το «κλειδί στο χέρι» και σε αυτήν την κατεύθυνση κινείται η αγορά των φωτοβολταϊκών σήμερα. Δεν υπάρχουν ούτε κόστος μεταφορών ή εγκατάστασης που να μην έχει συμπεριληφθεί στην αρχική προσφορά.



## 10. Χρηματοοικονομική Ανάλυση και Αξιολόγηση της Επένδυσης

### 10.1. Γενικά

Στο παρόν κεφάλαιο αποτυπώνεται η χρηματοοικονομική ανάλυση και η αξιολόγηση του επενδυτικού σχεδίου με βάση μια σειρά από δείκτες και εργαλεία τα οποία σαν στόχο έχουν να 1) υπολογίσουν τα χρηματοοικονομικά ωφέλη και 2) να δώσουν μια εικόνα για πιθανούς χρηματοοικονομικούς κινδύνους. Το παρόν σχέδιο αφορά μια επένδυση (υπό την μακροοικονομική έννοια του όρου) καθώς θα αγοραστούν αγαθά και υπηρεσίες (αγορά και εγκατάσταση του κύριου και βοηθητικού εξοπλισμού για την λειτουργία του φωτοβολταϊκού σταθμού) με σκοπό την μελλοντική τους χρήση (για 20 χρόνια όσο και η διάρκεια του συμβολαίου με την ΔΕΗ) - (Μανκιν, Principles of Economics).

Η χρηματοοικονομική ανάλυση προαπαιτεί τον υπολογισμό εισροών (κυρίως αρχικό κεφάλαιο επένδυσης, γη, έσοδα από ΔΕΗ στην συγκεκριμένη περίπτωση), καθώς και των προβλεπόμενων εκροών που συνδέονται με την επένδυση (έξοδα λειτουργίας κυρίως). Στην περίπτωση που εξετάζουμε ο κυριότερος παράγοντας επιτυχίας ή μη είναι το κατά πόσο καλά θα μεταφραστούν οι πόροι που θα δεσμευθούν σε ρευστότητα από την χρήση του ενεργητικού (πάγιες επενδύσεις και καθαρό κεφάλαιο κίνησης).

Για να γίνει η αξιολόγηση της επένδυσης θα χρησιμοποιηθούν μια σειρά από δείκτες όπως π.χ. η Καθαρή Παρούσα Αξία του επενδυτικού σχεδίου αλλά και κλασικά εργαλεία όπως ο ισολογισμός έτσι ώστε να αποκτήσουμε μια συνολική εικόνα και να οδηγηθούμε σε ασφαλή συμπεράσματα για το κατά πόσο η επένδυση θα παράγει αξία για την επιχείρηση.

### 10.2. Ανάλυση Κόστους Επένδυσης

Η αξιολόγηση επένδυσης προϋποθέτει την συγκέντρωση των εκτιμήσεων για το κόστος όπως αυτές έχουν αναλυθεί, περιγράφει και αιτιολογηθεί στα προηγούμενα

κεφάλαια και αφορούν την προ-επενδυτική φάση. Στην περίπτωση μας το Συνολικό Κόστος Επένδυσης ισούται σχεδόν με το Πάγιο Ενεργητικό της επένδυσης μιας και οι απαιτήσεις σε κεφάλαιο κίνησης είναι ελάχιστες.

### **10.3. Πάγιο Ενεργητικό**

Όπως αναφέρθηκε, το Πάγιο Ενεργητικό αποτελείται από την πάγια επένδυση για την αγορά και εγκατάσταση του φωτοβολταϊκού σταθμού (Συνολικό Κόστος Επένδυσης). Το γραφείο που θα αναλάβει την εγκατάσταση έχει αναλάβει και την αδειοδότηση του σταθμού καθώς και τις προκαταρκτικές μελέτες χωρίς επιπλέον κόστος ενώ αναλαμβάνει και όλες τις προβλεπόμενες δοκιμές που προβλέπει ο ΔΕΣΜΗΕ και η ΔΕΗ έτσι ώστε να παραδώσει το έργο σε πλήρως λειτουργική κατάσταση και έτοιμο για την παραγωγική διαδικασία. Στο συνολικό κόστος της επένδυσης δεν εμφανίζεται επίσης κάποιο κόστος για το οικόπεδο διότι αυτό βρίσκεται ήδη στην κατοχή της επιχείρησης.

### **10.4. Συνολικό Κόστος Επένδυσης**

Το συνολικό κόστος της επένδυσης το οποίο αποτελείται από το άθροισμα του κόστους που έχει ήδη αναλυθεί και αναφερθεί στα προηγούμενα κεφάλαια. Το κόστος αυτό αφορά όλες τις δαπάνες που γίνονται προτού να μπει η επένδυση στην παραγωγή και περιλαμβάνει από τις δαπάνες κτήσης των παγίων μέχρι και τις δαπάνες των μελετών (0 στην περίπτωση μας) . Το συνολικό κόστος επένδυσης ανέρχεται σε € και αναλύεται στον πιο κάτω πίνακα:

<b>ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ</b>		
<b>ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΚΟΣΤΟΥΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ</b>	<b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ</b>	<b>ΚΟΣΤΟΣ (€)</b>
Κύριος και Βοηθητικός Εξοπλισμός	6	532,603
Εξοπλισμός Εξυπηρέτησης	6	500
Έργα Πολιτικού Μηχανικού	6	0
Μελέτη σκοπιμότητας	3	0
Μελέτες υποστήριξης	3	0
<b>Γενικό Σύνολο</b>		<b>533,103</b>

10-1: Συνολικό Κόστος Επένδυσης

### 10.5. Κεφάλαιο Κίνησης

Το Καθαρό Κεφάλαιο Κίνησης αντιστοιχεί στους πόρους που χρειάζονται για να λειτουργήσει η μονάδα. Ο τύπος υπολογισμού του όπως προκύπτει από την βιβλιογραφία είναι ο εξής:

$$\text{Καθαρό Κεφάλαιο Κίνησης} = \text{Τρέχον Ενεργητικό} - \text{Τρέχον Παθητικό}$$

Το Τρέχον Ενεργητικό αφορά αποθέματα (π.χ. πρώτες ύλες) , εισπρακτέα ποσά και μετρητά ενώ το Τρέχον Παθητικό αφορά κυρίως πληρωτέους λογαριασμούς (πιστωτές). Η επένδυση από την φύση της αποτελείται κυρίως από στοιχεία ενεργητικού (τα οποία μάλιστα στην συντριπτική πλειοψηφία τους προκύπτουν στην προ-επενδυτική φάση). Έτσι, υπάρχει μια ελάχιστη ανάγκη για μετρητά στα ταμεία ώστε να καλύπτονται οι λιγότερες λειτουργικές ανάγκες του σταθμού. Με βάση τα πιο πάνω θεωρούμε ότι το κεφάλαιο κίνησης είναι αμελητέο.

### 10.6. Κόστος Αποσβεσθέντων Παγίων

Επόμενο στοιχείο για την διαμόρφωση των οικονομικών καταστάσεων και την αξιολόγηση της επένδυσης είναι ο υπολογισμός των αποσβέσεων για τα πάγια που την αφορούν. Για τον υπολογισμό τους θα ακολουθήσουμε την σταθερή μέθοδο (ως προς το ποσοστό) ενώ για τον για το ύψος αυτού θα ανατρέξουμε στην σχετική φορολογική νομοθεσία. Το κάθε πάγιο στοιχείο πρόκειται να αποσβεστεί με

διαφορετικό συντελεστή όπως προβλέπει η σχετική νομοθεσία. Στην περίπτωση μας το κύριο στοιχείο εδώ είναι «Κύριος και Βοηθητικός Εξοπλισμός» για τον οποίο θα επιλέξουμε τον συντελεστή του 7%. Λαμβάνοντας υπόψη αυτό το δεδομένο έχουν υπολογιστεί οι αποσβέσεις ανά έτος και ανά κατηγορία παγίου οι οποίες και παρατίθενται στον πίνακα που ακολουθεί στην επόμενη σελίδα.

### **10.7. Τοκοχρεωλυτικές Υποχρεώσεις**

Για την επένδυση η επιχείρηση θα χρησιμοποιηθούν ίδια κεφάλαια που θα αντληθούν από την μητρική εταιρεία η οποία είναι εισηγμένη σε διεθνή χρηματιστήρια. Επομένως δεν θα υπάρξει ανάγκη για υπολογισμό τοκοχρεωλυτικών δόσεων για την παρούσα επένδυση.

ΠΙΝΑΚΑΣ ΑΠΟΣΒΕΣΕΩΝ																						
Περιγραφή Παγίου	Αξία (€)	Ετήσιος Ρυθμός Απόσβεση	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Κύριος και Βοηθητικός Εξοπλισμός	532,603	7%	37,282	37,282	37,282	37,282	37,282	37,282	37,282	37,282	37,282	37,282	37,282	37,282	37,282	37,282	10,652					
Εξοπλισμός Εξυπηρέτησης	500	20%	100	100	100	100	100															
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>533,103</b>	<b>-</b>	<b>37,382</b>	<b>37,382</b>	<b>37,382</b>	<b>37,382</b>	<b>37,382</b>	<b>37,282</b>	<b>37,282</b>	<b>37,282</b>	<b>37,282</b>	<b>37,282</b>	<b>37,282</b>	<b>37,282</b>	<b>37,282</b>	<b>37,282</b>	<b>10,652</b>					

10-2: Πίνακας αποσβέσεων

## 10.8. Συνολικό Κόστος Παραγωγής

Λαμβάνοντας υπόψη τα πιο πάνω, ακολουθεί ο υπολογισμός του Κόστους Παραγωγής για τον πρώτο χρόνο λειτουργίας (2012):

<b>ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ</b>		
<b>Στοιχεία Κόστους</b>	<b>Κεφάλαιο</b>	<b>Κόστος (€)</b>
<b>A. ΚΟΣΤΟΣ ΜΟΝΑΔΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ</b>		<b>€ 414</b>
1. Εισροές Υλικών	5	€ 414
2. Κόστος Εργασίας	8	€ 0
<b>B. Γενικά Έξοδα Μονάδας</b>	7	<b>€ 16,598</b>
<b>Γ. Γενικά Διοικητικά Έξοδα</b>	7	<b>€ 0</b>
<b>Δ. ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ (A+B+Γ)</b>		<b>€ 17,012</b>
<b>E. Κόστος Αποσβέσεων</b>	11	<b>€ 37,382</b>
<b>Z. Χρηματοοικονομικό Κόστος (Τόκοι)</b>	11	<b>€ 0</b>
<b>H. ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (Δ+E+Z)</b>		<b>€ 54,394</b>

### 10-3 Ανάλυση των στοιχείων του κόστους παραγωγής

Για τα υπόλοιπα έτη το κόστος παραγωγής θα διαμορφώνεται όπως καταγράφεται στον πιο κάτω πίνακα. Για τον πρόβλεψη υπολογισμού αυτών θεωρούμε ότι θα υπάρχει μια αύξηση 2.5% τον χρόνο στα Γενικά Έξοδα (πληθωρισμός). Τέλος, με βάση τα στοιχεία που παρουσιάζονται στον πίνακα «Κόστος ανά παραγόμενη kWh» για την παρούσα επένδυση το κόστος ανά παραγόμενη kWh θα είναι 0.190 € (σταθμικός μέσος όρος 20ετίας). Επίσης, θα ισχύει ότι το κόστος εγκατάστασης θα κυμαίνεται στα 2.36 € / wp (ή 2360 € / kWp)

Έτος	Λειτουργικό Κόστος	Αποσβέσεις	Κόστος Παραγωγής
2012	€ 17,012	€ 37,382	€ 54,394
2013	€ 17,437	€ 37,382	€ 54,819
2014	€ 17,873	€ 37,382	€ 55,255
2015	€ 18,320	€ 37,382	€ 55,702
2016	€ 18,778	€ 37,382	€ 56,160
2017	€ 19,247	€ 37,282	€ 56,529
2018	€ 19,728	€ 37,282	€ 57,010
2019	€ 20,221	€ 37,282	€ 57,504
2020	€ 20,727	€ 37,282	€ 58,009
2021	€ 21,245	€ 37,282	€ 58,527
2022	€ 21,776	€ 37,282	€ 59,059
2023	€ 22,321	€ 37,282	€ 59,603
2024	€ 22,879	€ 37,282	€ 60,161
2025	€ 23,451	€ 37,282	€ 60,733
2026	€ 24,037	€ 10,652	€ 34,689
2027	€ 24,638	€ 0	€ 24,638
2028	€ 25,254	€ 0	€ 25,254
2029	€ 25,885	€ 0	€ 25,885
2030	€ 26,532	€ 0	€ 26,532
2031	€ 27,196	€ 0	€ 27,196

10-4: Το κόστος παραγωγής ανά έτος- από το πρώτο έτος λειτουργίας μέχρι το 20<sup>ο</sup>

Έτος	Ετήσια Παραγωγή (KWh)	Κοστος	€/ kWh
2012	280,650	54,394	0.194
2013	277,844	54,819	0.197
2014	275,037	55,255	0.201
2015	272,231	55,702	0.205
2016	269,424	56,160	0.208
2017	266,618	56,529	0.212
2018	263,811	57,010	0.216
2019	261,005	57,504	0.220
2020	258,198	58,009	0.225
2021	255,392	58,527	0.229
2022	252,585	59,059	0.234
2023	249,779	59,603	0.239
2024	246,972	60,161	0.244
2025	244,166	60,733	0.249
2026	241,359	34,689	0.144
2027	238,553	24,638	0.103
2028	235,746	25,254	0.107
2029	232,940	25,885	0.111
2030	230,133	26,532	0.115
2031	227,327	27,196	0.120
Total	5,079,765	967,659	0.190

10-5: Κόστος ανά παραγόμενη kWh

## 10.9. Έσοδα από τη πώληση ηλεκτρικού ρεύματος

Τα έσοδα πωλήσεων προκύπτουν εάν πολλαπλασιάσουμε την προβλεπόμενη παραγωγή (σε KWh) την οποία και υπολογίσαμε στο κεφάλαιο 6 επί την τιμή αγοράς της κάθε KWh (Feed in tariff) από τη ΔΕΗ. Η τιμή αυτή θα είναι 0.35101 για τον πρώτο χρόνο και θα αναπροσαρμόζεται κατά το 25% του ετήσιου πληθωρισμού. Για χάριν των υπολογισμών θεωρούμε ότι αυτή η αναπροσαρμογή θα οδηγεί σε αύξηση της τιμής κατά 1% κάθε χρόνο. Έτσι τα έσοδα των πωλήσεων αναμένονται να διαμορφωθούν ως εξής για τα επόμενα 20 χρόνια:



Έτος	Έσοδα από Πωλήσεις (€)	Τιμή πώλησης (€/KWh)
2012	98,511	0.35101
2013	98,501	0.35452
2014	98,481	0.35807
2015	98,451	0.36165
2016	98,410	0.36526
2017	98,359	0.36892
2018	98,297	0.37260
2019	98,224	0.37633
2020	98,139	0.38009
2021	98,043	0.38389
2022	97,936	0.38773
2023	97,816	0.39161
2024	97,684	0.39553
2025	97,540	0.39948
2026	97,383	0.40348
2027	97,213	0.40751
2028	97,030	0.41159
2029	96,834	0.41570
2030	96,624	0.41986
2031	96,400	0.42406
Σύνολο	1,955,876	0.38503

#### 10-6: Έσοδα από Πωλήσεις για τα πρώτα 20 χρόνια

Η μέση σταθμική τιμή πώλησης της κάθε kWh θα διαμορφωθεί για την 20ετία στα 0.38503 € .

#### 10.10. Κατάσταση Αποτελεσμάτων Χρήσης, Ισολογισμός και Κατάσταση Ταμειακών Ροών

Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω μπορούμε να προχωρήσουμε στην σύνταξη των στοιχειωδών λογιστικών καταστάσεων που απαιτούνται για να αξιολογηθεί η επένδυση και η επίδραση της στις λογιστικές καταστάσεις της επιχείρησης. Οι καταστάσεις αυτές είναι οι εξής:

- Κατάσταση Αποτελεσμάτων Χρήσης (για τα πρώτα 10 έτη της επένδυσης, πως θα επηρεάσει δηλ. η επένδυση την αντίστοιχη κατάσταση της επιχείρησης).
- Ισολογισμός (ή το πώς θα επηρεάσει η επένδυση τον ισολογισμό της

επιχείρησης)

- Κατάσταση Ταμειακών Ροών (ή το πώς θα επηρεάσει η επένδυση τις ταμειακές ανάγκες της επιχείρησης)

Η Κατάσταση Αποτελεσμάτων Χρήσεως είναι μια λογιστική κατάσταση η οποία παρουσιάζει το εάν μια οικονομική μονάδα (ή μια επένδυση) κατά τη διάρκεια μιας περιόδου παρουσίασε (καθαρό κέρδος) ή έλλειμμα (ζημιά). Τα αποτελέσματα δεν πρόκειται να δημοσιευθούν αυτόνομα άλλα θα ενσωματώνονται στις ετήσιες δημοσιεύσεις οικονομικών καταστάσεων της επιχείρησης. Από ότι φαίνεται στον πίνακα η επίδραση της επένδυσης στα αποτελέσματα της επιχείρησης θα είναι θετική.

Ομοίως, η σύνταξη ενός υποτυπώδους ισολογισμού που παρουσιάζεται πιο κάτω δείχνει το πώς θα επηρεάσει η επένδυση τον Ισολογισμό της επιχείρησης. Η κυριότερη μεταβολή εδώ είναι η αύξηση του Παγίου Ενεργητικού (κατά το ποσό ίσο με αυτό του κόστους εγκατάστασης και κτήσης του φωτοβολταϊκού σταθμού με ποσά που προέρχονται από το μετοχικό κεφάλαιο.

### Κατάσταση Αποτελεσμάτων Χρήσης (2012-2031)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>A. Έσοδα Πωλήσεων</b>	98,511	98,501	98,481	98,451	98,410	98,359	98,297	98,224	98,139	98,043	97,936	97,816	97,684	97,540	97,383	97,213	97,030	96,834	96,624	96,400
<b>B. Κόστος Παραγωγής</b>	54,394	54,819	55,255	55,702	56,160	56,529	57,010	57,504	58,009	58,527	59,059	59,603	60,161	60,733	34,689	24,638	25,254	25,885	26,532	27,196
<b>Γ. Φορολογητέο Κέρδος (A-B)</b>	44,117	43,682	43,226	42,749	42,251	41,830	41,287	40,720	40,130	39,516	38,877	38,213	37,523	36,807	62,694	72,575	71,776	70,948	70,091	69,204
<b>Δ. Φόροι (25%)</b>	11,029	10,920	10,807	10,687	10,563	10,457	10,322	10,180	10,033	9,879	9,719	9,553	9,381	9,202	15,673	18,144	17,944	17,737	17,523	17,301
<b>Ε. Καθαρό Κέρδος (Γ-Δ)</b>	33,088	32,761	32,420	32,062	31,688	31,372	30,965	30,540	30,098	29,637	29,158	28,660	28,142	27,605	47,020	54,431	53,832	53,211	52,568	51,903
<b>Μικτό Κέρδος/Πωλήσεις (%)</b>	45%	44%	44%	43%	43%	43%	42%	41%	41%	40%	40%	39%	38%	38%	64%	75%	74%	73%	73%	72%
<b>Καθαρό Κέρδος/Πωλήσεις (%)</b>	34%	33%	33%	33%	32%	32%	32%	31%	31%	30%	30%	29%	29%	28%	48%	56%	55%	55%	54%	54%

10-7: Πίνακας με Αποτελέσματα Χρήσεων από 2012 έως 2021

**ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ****ΙΔΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ ΚΑΙ ΚΑΘΑΡΗ ΘΕΣΗ****ΕΞΟΔΑ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ**

Λοιπά Έξοδα Εγκατάστασης	0.0
Σύνολο	<u>0.0</u>

**ΙΔΙΑ ΚΕΦΑΛΑΙΑ**

Μετοχικό Κεφάλαιο	533.1
Σύνολο	<u>533.1</u>

**ΠΑΓΙΟ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟ**

Ενσώματες Ακίνητοποιήσεις	
Κτίρια & Τεχνικά Έργα	0.0
Μηχ/τα - Τεχνικές Εγκαταστάσεις & Λοιπός Εξοπλισμός	532.6
Επιπλα & Λοιπός Εξοπλισμός	0.5
Σύνολο	<u>533.1</u>

**ΥΠΟΧΡΕΩΣΕΙΣ**

Σύνολο	<u>0.0</u>
--------	------------

**ΣΥΝΟΛΟ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟΥ****533.1****ΚΑΘΑΡΗ ΘΕΣΗ****533.1**

10-8: Ενδεικτικός Ισολογισμός

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	Περίοδος Κατασκευής Φ/Β σταθμού	1η Χρήση	2η Χρήση	3η Χρήση	4η Χρήση	5η Χρήση	6η Χρήση	7η Χρήση	8η Χρήση	9η Χρήση	10η Χρήση	11η Χρήση	12η Χρήση	13η Χρήση	14η Χρήση	15η Χρήση	16η Χρήση	17η Χρήση	18η Χρήση	19η Χρήση	20η Χρήση
1. ΣΥΝΟΛΟ ΧΡΗΜΑΤΙΚΩΝ ΠΟΡΩΝ	533,103	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2. ΕΣΟΔΑ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΕΙΣ	0	98,511	98,501	98,481	98,451	98,410	98,359	98,297	98,224	98,139	98,043	97,936	97,816	97,684	97,540	97,383	97,213	97,030	96,834	96,624	96,400
<b>A. ΧΡΗΜΑΤΙΚΕΣ ΕΙΣΡΟΕΣ</b>	<b>533,103</b>	<b>98,511</b>	<b>98,501</b>	<b>98,481</b>	<b>98,451</b>	<b>98,410</b>	<b>98,359</b>	<b>98,297</b>	<b>98,224</b>	<b>98,139</b>	<b>98,043</b>	<b>97,936</b>	<b>97,816</b>	<b>97,684</b>	<b>97,540</b>	<b>97,383</b>	<b>97,213</b>	<b>97,030</b>	<b>96,834</b>	<b>96,624</b>	<b>96,400</b>
1. ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΓΙΟΥ ΕΝΕΡΓΗΤΙΚΟΥ	533,103	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2. ΚΟΣΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	0	54,394	54,819	55,255	55,702	56,160	56,529	57,010	57,504	58,009	58,527	59,059	59,603	60,161	60,733	34,689	24,638	25,254	25,885	26,532	27,196
3. ΦΟΡΟΣ ΕΙΣΟΔΗΜΑΤΟΣ	0	11,029	10,920	10,807	10,687	10,563	10,457	10,322	10,180	10,033	9,879	9,719	9,553	9,381	9,202	15,673	18,144	17,944	17,737	17,523	17,301
4. ΤΟΚΟΧΡΕΟΛΥΣΙΑ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5. ΤΑΚΤΙΚΟ ΑΠΟΘΕΜΑΤΙΚΟ	0	331	328	324	321	317	314	310	305	301	296	292	287	281	276	470	544	538	532	526	519
6. ΜΕΡΙΣΜΑΤΑ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>B. ΧΡΗΜΑΤΙΚΕΣ ΕΚΡΟΕΣ</b>	<b>533,103</b>	<b>65,754</b>	<b>66,067</b>	<b>66,386</b>	<b>66,710</b>	<b>67,039</b>	<b>67,300</b>	<b>67,642</b>	<b>67,989</b>	<b>68,343</b>	<b>68,703</b>	<b>69,069</b>	<b>69,443</b>	<b>69,823</b>	<b>70,211</b>	<b>50,833</b>	<b>43,326</b>	<b>43,736</b>	<b>44,154</b>	<b>44,581</b>	<b>45,016</b>
<b>Γ. ΠΛΕΟΝΑΣΜΑ (Α — Β)</b>	<b>0</b>	<b>32,757</b>	<b>32,434</b>	<b>32,095</b>	<b>31,741</b>	<b>31,371</b>	<b>31,059</b>	<b>30,655</b>	<b>30,235</b>	<b>29,797</b>	<b>29,341</b>	<b>28,866</b>	<b>28,373</b>	<b>27,861</b>	<b>27,329</b>	<b>46,550</b>	<b>53,887</b>	<b>53,294</b>	<b>52,679</b>	<b>52,043</b>	<b>51,384</b>
<b>Δ. ΣΥΣΣΩΡΕΥΜΕΝΟ ΤΑΜΕΙΑΚΟ ΥΠΟΛΟΙΠΟ</b>	<b>0</b>	<b>32,757</b>	<b>65,191</b>	<b>97,286</b>	<b>129,028</b>	<b>160,399</b>	<b>191,457</b>	<b>222,113</b>	<b>252,347</b>	<b>282,144</b>	<b>311,485</b>	<b>340,351</b>	<b>368,724</b>	<b>396,585</b>	<b>423,914</b>	<b>470,464</b>	<b>524,351</b>	<b>577,645</b>	<b>630,324</b>	<b>682,367</b>	<b>733,751</b>

### 10-9: Κατάσταση Ταμειακών Ροών

## 10.11.Χρηματοοικονομική Αξιολόγηση

### 10.11.1. Μέθοδος Επανείσπραξης του Κόστους Επένδυσης

Με την μέθοδο αυτήν (payback period method) μπορούμε να υπολογίσουμε τον αριθμό των ετών που απαιτούνται για να επανεισπραχθεί το κόστος του κεφαλαίου της αρχικής επένδυσης, μέσω των καθαρών ταμειακών ροών του προγράμματος. Η μέθοδος παρέχει μια ένδειξη του κινδύνου και της ρευστότητας της επένδυσης και γενικά ισχύει ότι όσο συντομότερη είναι η περίοδος επανεισπραξης τόσο περισσότερο προτιμητέα είναι η επένδυση. Η μέθοδος αν και είναι πολύ χρήσιμη δεν αρκεί από μόνη της για να βγουν ασφαλής συμπεράσματα για την πραγματοποίηση ή όχι της επένδυσης. Αυτό συμβαίνει γιατί τα αποτελέσματα μπορεί να είναι παραπλανητικά καθώς η μέθοδος αγνοεί τη διαχρονική αξία του χρήματος. Αυτό σημαίνει ότι δίνει το ίδιο βάρος σε όλες τις ταμειακές ροές μέχρι την ημερομηνία επανεισπραξης και δεν δίνει σημασία στις ταμειακές ροές που θα συνεχίσουν να προκύπτουν μετά από αυτήν (Brealey και Myers 2003). Έτσι, η μέθοδος τείνει να «ευνοεί» σαφώς τα βραχύβια έργα και ειδικά αυτά με μικρή αρχική επένδυση. Αυτό έρχεται σε αντίθεση με το μακροπρόθεσμο στόχο κάθε εταιρείας / οργανισμού για δημιουργία πλούτου (και αξίας). Ως εκ τούτου, η μέθοδος αυτή δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί από μόνη της ως εργαλείο για την αποδοχή ή την απορρίψη μιας επένδυσης (Ross, et al. 2008).

Αρχικά λοιπόν θα πρέπει να υπολογίσουμε τις ετήσιες καθαρές ταμειακές ροές που εκτιμούμε ότι θα εμφανίσει η υπό μελέτη επένδυση. Η ΚΤΡ της επένδυσης για κάθε εξεταζόμενο έτος ορίζεται ως εξής:

$$\text{Καθαρή Ταμειακή Ροή} = \text{Ταμειακές Εισροές} - \text{Ταμειακές Εκροές}$$

ή

$$\text{Καθαρή Ταμειακή Ροή} = \text{Καθαρά Κέρδη} + \text{Αποσβέσεις}$$

Οι Ταμειακές Εισροές περιλαμβάνουν τα τις πωλήσεις ηλεκτρικού ρεύματος στην ΔΕΗ, ενώ στις Ταμειακές Εκροές περιλαμβάνεται κάθε ταμειακή εκροή που πραγματοποιείται κατά τη διάρκεια ζωής του επενδυτικού σχεδίου (λειτουργικά έξοδα).

ΕΤΟΣ	ΚΑΘΑΡΑ ΚΕΡΔΗ	ΑΠΟΣΒΕΣΕΙΣ	ΚΤΡ	ΑΘΡΟΙΣΤΙΚΗ ΚΤΡ
2012	33,088	37,382	70,470	70,470
2013	32,761	37,382	70,144	140,614
2014	32,420	37,382	69,802	210,416
2015	32,062	37,382	69,444	279,860
2016	31,688	37,382	69,070	348,930
2017	31,372	37,282	68,655	417,585
2018	30,965	37,282	68,247	485,832
2019	30,540	37,282	67,822	553,654
2020	30,098	37,282	67,380	621,034
2021	29,637	37,282	66,919	687,953
2022	29,158	37,282	66,440	754,393
2023	28,660	37,282	65,942	820,335
2024	28,142	37,282	65,425	885,760
2025	27,605	37,282	64,887	950,647
2026	47,020	10,652	57,672	1,008,319
2027	54,431		54,431	1,062,751
2028	53,832		53,832	1,116,583
2029	53,211		53,211	1,169,794
2030	52,568		52,568	1,222,363
2031	51,903		51,903	1,274,266

#### 10-10: Καθαρές Ταμειακές Ροές για 20 έτη

Από τον πιο πάνω πίνακα προκύπτει πως τα 533,103 € της επένδυσης θα επανεισαχθούν σε 7.5 χρόνια (7 χρόνια και 7 μήνες). Η περίοδος αυτή δεν είναι ιδιαίτερα μικρή ώστε να καθιστά την επένδυση ιδιαίτερα ελκυστική. Το χαρακτηριστικό αυτό δεν παρουσιάζεται μόνο σε αυτήν την επένδυση αλλά είναι γενικό για όλες τις επενδύσεις φωτοβολταϊκών πάρκων. Ακριβώς για αυτόν τον λόγο ο νομοθέτης προβλέπει 20ετή συμβόλαια με την ΔΕΗ ώστε να υπάρχει κίνητρο για τους επενδυτές που θα δεσμεύσουν κεφάλαια για τόσα πολλά χρόνια.

#### 10.11.2. Καθαρή Παρούσα Αξία

Οι μέθοδοι αξιολόγησης που στηρίζονται στην προεξόφληση των μελλοντικών καθαρών ταμειακών ροών λαμβάνουν υπόψη τόσο το μέγεθος, όσο και το χρόνο πραγματοποίησής τους, για όλη τη διάρκεια προβλεπόμενης ζωής του επενδυτικού σχεδίου. Ως εκ τούτου, οι μέθοδοι αυτές είναι περισσότερο αντικειμενικές από την

προηγούμενη.

Σύμφωνα λοιπόν με τη μέθοδο της Καθαρής Παρούσας Αξίας (net present value method), όλες οι καθαρές ταμειακές ροές προεξοφλούνται στο παρόν (χρόνος 0), με συντελεστή προεξόφλησης την ελάχιστη αποδεκτή απόδοση (μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου). Πρόκειται για μια τεχνική εκτίμησης της επένδυσης που καθορίζει το κατά πόσον ένα έργο μπορεί να προσφέρει προστιθέμενη αξία για την επιχείρηση. Ρυθμίζει τις μελλοντικές ταμειακές ροές ως προς την διαχρονική αξία του χρήματος, χρησιμοποιώντας συνήθως το κόστος του κεφαλαίου για να απομειώση τις ταμειακές ροές ώστε να τις συγκρίνει με την αρχική εκροή κεφαλαίων. Κάθε μη αρνητική τιμή της (ακόμη και 0) σημαίνει ότι το έργο είναι σύμφωνο με τον στόχο των επιχειρήσεων / μετοχών για μεγιστοποίηση του πλούτου (Myddelton 2000) (Brealey και Myers 2003) (Ross, et al. 2008).

Πιο συγκεκριμένα, για τον υπολογισμό της καθαρής παρούσας αξίας ισχύουν τα εξής:

$$\text{ΚΠΑ} = \sum_{t=1}^v [\text{ΚΤΡ}_t / (1 + \kappa)^t] - \text{ΚΕ}$$

Όπου: **ΚΠΑ** = Καθαρή Παρούσα Αξία  
**ΚΤΡ<sub>t</sub>** = Καθαρή Ταμειακή Ροή στην περίοδο t  
**ΚΕ** = Κόστος Επένδυσης  
**κ** = Μέσο Σταθμικό Κόστος Κεφαλαίου  
**v** = Αριθμός Περιόδων

Όταν, προκύπτουν άνισες μελλοντικές ετήσιες καθαρές ταμειακές ροές, η εξίσωση της καθαρής παρούσας αξίας διατυπώνεται ως εξής:

$$\text{ΚΠΑ} = \sum [\text{ΚΤΡ}_t (\text{ΣΠΑ}_{\kappa,v})] - \text{ΚΕ}$$

Όπου  $\text{ΣΠΑ}_{\kappa,v}$  είναι ο συντελεστής παρούσας αξίας, (προκύπτει από ειδικούς πίνακες) και δίδεται από τον τύπο:

$$\text{ΣΠΑ}_{\kappa,v} = 1 / (1 + \kappa)^v$$

Όπως αναφέρθηκε, όταν η καθαρή παρούσα αξία, είναι τουλάχιστον ίση με ή μεγαλύτερη από το μηδέν, η πρόταση της επένδυσης θα πρέπει να γίνει αποδεκτή. Εφαρμόζοντας τα παραπάνω, προκύπτει ο ακόλουθος πίνακας υπολογισμού της καθαρής παρούσας αξίας, για τον οποίο χρησιμοποιήθηκε συντελεστής προεξόφλησης



10.0%:

ΕΤΟΣ	ΚΤΡ (1)	ΣΠΑ 10%,ν (2)	Παρούσα Αξία (1) X (2)
2012	70,470	0.909	64,064
2013	70,144	0.826	57,970
2014	69,802	0.751	52,443
2015	69,444	0.683	47,431
2016	69,070	0.621	42,887
2017	68,655	0.564	38,754
2018	68,247	0.513	35,022
2019	67,822	0.467	31,640
2020	67,380	0.424	28,576
2021	66,919	0.386	25,800
2022	66,440	0.350	23,287
2023	65,942	0.319	21,011
2024	65,425	0.290	18,951
2025	64,887	0.263	17,087
2026	57,672	0.239	13,806
2027	54,431	0.218	11,846
2028	53,832	0.198	10,650
2029	53,211	0.180	9,571
2030	52,568	0.164	8,595
2031	51,903	0.149	7,715
<b>Συνολική Παρούσα Αξία</b>			<b>567,106</b>

10-11: Συνολική Παρούσα Αξία των Καθαρών Ταμειακών Ροών με συντελεστή προεξόφλησης 10%

Από τον οποίο προκύπτει ότι:

$$\text{ΚΠΑ} = \text{Συνολική ΠΑ} - \text{ΚΕ} \Rightarrow \text{ΚΠΑ} = 567,106 - 533,103 \Rightarrow$$

$$\text{ΚΠΑ} = 34,003 > 0$$

Η Καθαρή Παρούσα Αξία είναι θετική, επομένως η αποδοτικότητα των ταμειακών ροών της επένδυσης εμφανίζεται υψηλότερη από την ελάχιστη αποδεκτή (δηλ. 10.0%). Επομένως, η επένδυση είναι αποδεκτή.

### 10.11.3. Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (Internal Rate of Return-IRR)

Πρόκειται για μια δημοφιλή εναλλακτική μέθοδος της ΚΠΑ, καθώς εκφράζει το επιτόκιο (ή την απόδοση) κατά την οποία μηδενίζεται η τιμή της καθαρής παρούσας αξίας. Με άλλα λόγια, μπορεί να θεωρηθεί ως το μέγιστο κόστος του κεφαλαίου το οποίο η επιχείρηση είναι πρόθυμη να υποστηρίξει (Brown 2006). Ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (internal rate of return). Στην πράξη η μέθοδος αξιολόγησης με τον IRR δηλαδή του εσωτερικό συντελεστή απόδοσης αναφέρεται στο επιτόκιο εκείνο με το οποίο η παρούσα αξία των ταμειακών εισροών της επιχείρησης ισούται με την παρούσα αξία των ταμειακών της εκροών. Στη μαθηματική σχέση που περιγράφει τον IRR είναι ο εξής τύπος:

$$\text{ΚΠΑ} = \sum_{t=1}^v [\text{ΚΤΡ}_t (\Sigma\text{ΠΑ}_{k,v})] - \text{ΚΕ} = 0 \quad \text{ή} \quad \sum [\text{ΚΤΡ}_t (\Sigma\text{ΠΑ}_{k,v})] = \text{ΚΕ}$$

Για να υπολογιστεί ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης ακολουθείται η εξής διαδικασία:

1. Υπολογίζονται οι καθαρές ταμειακές ροές της επιχείρησης.
2. Γίνεται η προεξόφληση των καθαρών ταμειακών ροών στο παρόν, όχι μόνο με τον συντελεστή προεξόφλησης (στην περίπτωση μας 10.0%) αλλά και με άλλα 2 επιτόκια (ένα υψηλό:  $\text{IRR}_1$  και ένα χαμηλό:  $\text{IRR}_2$ ).
3. Εντοπίζεται ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης βάσει του τύπου:

$$\text{IRR} = \text{IRR}_1 + [\Theta\text{ΚΠΑ} * (\text{IRR}_2 - \text{IRR}_1) / \Theta\text{ΚΠΑ} + \text{ΑΚΠΑ}]$$

Όπου:  $\Theta\text{ΚΠΑ}$  = η θετική ΚΠΑ (στο χαμηλότερο επιτόκιο προεξόφλησης)

$\text{ΑΚΠΑ}$  = η αρνητική ΚΠΑ (στο υψηλότερο επιτόκιο προεξόφλησης)

Βάσει των παραπάνω, κατασκευάζεται ο ακόλουθος πίνακας εκτίμησης του εσωτερικού συντελεστή απόδοσης, χρησιμοποιώντας τα τρία επιτόκια προεξόφλησης κεφαλαίου ( $K=10.0\%$ ,  $\text{IRR}_1=9\%$  και  $\text{IRR}_2=16\%$ ):

ΕΤΟΣ	ΚΤΡ (1)	ΣΠΑ 10%,v (2)	ΣΠΑ 9%,v (3)	ΣΠΑ 16%,v (4)	Παρούσα Αξία (1) X (2)	Παρούσα Αξία (1) X (3)	Παρούσα Αξία (1) X (4)
2012	70,470	0.909	0.917	0.862	64,064	64,651	60,750
2013	70,144	0.826	0.842	0.743	57,970	59,039	52,128
2014	69,802	0.751	0.772	0.641	52,443	53,900	44,719
2015	69,444	0.683	0.708	0.552	47,431	49,196	38,353
2016	69,070	0.621	0.650	0.476	42,887	44,891	32,885
2017	68,655	0.564	0.596	0.410	38,754	40,937	28,179
2018	68,247	0.513	0.547	0.354	35,022	37,334	24,148
2019	67,822	0.467	0.502	0.305	31,640	34,038	20,688
2020	67,380	0.424	0.460	0.263	28,576	31,024	17,718
2021	66,919	0.386	0.422	0.227	25,800	28,267	15,169
2022	66,440	0.350	0.388	0.195	23,287	25,748	12,984
2023	65,942	0.319	0.356	0.168	21,011	23,445	11,109
2024	65,425	0.290	0.326	0.145	18,951	21,340	9,501
2025	64,887	0.263	0.299	0.125	17,087	19,417	8,124
2026	57,672	0.239	0.275	0.108	13,806	15,833	6,224
2027	54,431	0.218	0.252	0.093	11,846	13,710	5,064
2028	53,832	0.198	0.231	0.080	10,650	12,439	4,318
2029	53,211	0.180	0.212	0.069	9,571	11,280	3,679
2030	52,568	0.164	0.194	0.060	8,595	10,224	3,133
2031	51,903	0.149	0.178	0.051	7,715	9,261	2,667
<b>Συνολική Παρούσα Αξία</b>					<b>567,106</b>	<b>605,973</b>	<b>401,541</b>

**10-12: Υπολογισμός Παρούσας αξίας με εναλλακτικούς συντελεστές προεξόφλησης**

Σύμφωνα με τα στοιχεία του πίνακα προκύπτουν τα εξής:

Για IRR1 = 9% => ΚΠΑ = 605,973 - 533,103 = 72,870 => ΚΠΑ = > 0

και ΘΚΠΑ = 72,870

Για IRR2= 16% => ΚΠΑ = 401,541 - 533,103 = -131,562 => ΚΠΑ = < 0

και ΑΚΠΑ = -131,562

Επομένως εφαρμόζοντας τον τύπο:

$$\begin{aligned}
 \text{IRR} &= \text{IRR}_1 + [\Theta\text{ΚΠΑ} \cdot (\text{IRR}_2 - \text{IRR}_1) / \Theta\text{ΚΠΑ} + \text{ΑΚΠΑ}] \\
 &= 9\% + [(72,870 \cdot (16\% - 9\%)) / (72,870 - 131,562)] \\
 &= 9\% + (5,101 / 204,432) \\
 &= 9\% + 2.50\% \\
 &= 11.50\%
 \end{aligned}$$

Επομένως ο IRR είναι 11.50%, άρα η επένδυση είναι αποδεκτή και με αυτήν την μέθοδο. Μια ερμηνεία του IRR είναι ότι η επιχείρηση δεν θα διακινδυνέψει να χάσει τα χρήματα που διέθεσε για την επένδυση, ακόμα και αν υποθεθεί ότι τα δανειστεί με ποσοστό 11.50%

## 10.12. Αξιολόγηση της Επένδυσης από Εθνικής και Κοινωνικής Άποψης

Η χρηματοοικονομική αξιολόγηση ενός επενδυτικού σχεδίου στοχεύει κατά κύριο λόγο στην εκτίμηση της χρηματοοικονομικής σκοπιμότητάς και σε κάποια εκτίμηση του κινδύνου (ρίσκο). Ωστόσο, μια επένδυση δεν είναι μόνο το τι θα επιστρέψει στον επενδυτή αλλά πρέπει να εξετάζουμε και την κοινωνική – περιβαλλοντική της πλευρά αλλά και την επίδραση της στην Εθνική οικονομία. Όπως ήδη έχει σε γενικές γραμμές αναφερθεί:

1. Μετά το 2013, η χώρα θα πρέπει να καταβάλλει 1,2 Δις Ευρώ τον χρόνο για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπής CO<sub>2</sub> από την ηλεκτροπαραγωγή. Ο μόνος τρόπος να αποφευχθεί κάτι τέτοιο είναι να αυξηθεί η εγκατεστημένη ισχύς έργων ΑΠΕ (άρα και Φ/Β) και να επιτευχθούν οι σχετικοί εθνικοί στόχοι (20% διείσδυση ΑΠΕ).
2. Σε περίπτωση μη επίτευξης του πιο πάνω στόχου, η τιμή διάθεση της ηλεκτρικής ενέργειας στην χώρα μας θα μπορούσε αυξηθεί έως και 52% (Γεωργακέλος, 2009)
3. Τα Φ/Β συνεισφέρουν στην ενεργειακή απεξάρτηση από το πετρέλαιο η τιμή του οποίου απειλή σήμερα και πάλι να περιορίσει σημαντικά την παγκόσμια ανάπτυξη.
4. Τα Φ/Β συστήματα είναι συμπληρωματικές επενδύσεις με τις τουριστικές μονάδες. Κάθε τουριστική μονάδα π.χ. κάθε ξενοδοχείο θα μπορούσε να τα χρησιμοποιήσει μιας και είναι ιδιαίτερα φιλικά προς το περιβάλλον και εντελώς αθόρυβα.
5. Η ραγδαία εξάπλωσή τους έχει δημιουργήσει ήδη έναν κλάδο στον οποίο οι επιχειρήσεις γνωρίζουν σημαντική ανάπτυξη. Στον κλάδο αυτόν εντάσσονται εταιρείες εμπορίας, εργοστάσια κατασκευής, συνεργεία

εγκαταστάσεων και συντήρησης κτλ. και έτσι δημιουργούνται προοπτικές για εξαγωγές.

6. Τα φωτοβολταϊκά είναι εξαιρετικά φιλικά προς το περιβάλλον και τον άνθρωπο και η αξιοποίησή τους είναι γενικά αποδεκτή από την κοινωνία.
7. Παράγουν ηλεκτρική ενέργεια εξαιρετικά χαμηλών ανθρακούχων εκπομπών συμβάλλοντας έτσι στην μείωση των εκλύσεων αέριων του θερμοκηπίου (GHG) αλλά και άλλων ρύπων (καθώς περιορίζουν την ανάγκη για μεγάλες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας) συμβάλλοντας έτσι στην ουσιαστική προστασία του περιβάλλοντος.

Ειδικά υπό τις παρούσες οικονομικές συνθήκες (Παγκόσμια Οικονομική Κρίση και Κρίση Χρέους στην Ελλάδα και άλλες ευρωπαϊκές οικονομίες) δεν θα έπρεπε να μείνει ούτε μια στέγη στην Ελλάδα η οποία να μην έχει εγκατεστημένα Φωτοβολταϊκά συστήματα. Είναι σίγουρο το ότι η Ελλάδα θα μπορούσε να βρίσκεται σε ακόμη υψηλότερη θέση στην παγκόσμια κατάταξη ηλεκτροπαραγωγών χωρών (από Φ/Β) καθώς βρίσκεται σε ιδιαίτερα προνομιούχο γεωγραφικό μήκος και πλάτος και ως εκ τούτου έχει ιδανικές συνθήκες ηλιοφάνειας και θερμοκρασίας.

Μετά τις πρόσφατες ραγδαίες εξελίξεις που δημιουργούνται στην αγορά ενέργεια (κοινωνική αναταραχή και στρατιωτικές επιχειρήσεις στα βόρεια παράλια της Αφρικής) και την Νέα Ενεργειακή Στρατηγική για την Ευρώπη την περίοδο 2011-2020 αλλά και το γεγονός ότι έχει συμπεριληφθεί ειδικό κεφαλαίο για την ενέργεια στη Συνθήκη της Λισαβόνας σημαίνει ότι υπάρχει πλέον σταθερή νομική βάση για την ανάπτυξη πρωτοβουλιών στον ενεργειακό τομέα οι οποίες ερείδονται στη βιωσιμότητα, την ασφάλεια του εφοδιασμού, τη διασύνδεση των δικτύων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των χωρών της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Μάλιστα σε ψήφισμα του στις 25 Νοεμβρίου του 2010 το Ευρωπαϊκό κοινοβούλιο θεωρεί απαραίτητη προϋπόθεση για την επίτευξη των στόχων της Ένωσης που σχετίζονται με τον περιορισμό των ανθρακούχων εκπομπών (20-20-20) την δημιουργία σύγχρονων ολοκληρωμένων δικτύων μεταφοράς ενέργειας. Στο ψήφισμα του αυτό το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο τονίζει με έμφαση ότι *«κάθε καθυστέρηση στην ανάπτυξη ενός σύγχρονου και ευφυούς δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου σε ολόκληρη την ΕΕ θέτει σε κίνδυνο τις φιλοδοξίες της ΕΕ να επιτύχει έως το 2020 τους στόχους 20-20-20 για την ενέργεια και το κλίμα και να εκπληρωθούν οι στόχοι ΕΕ 2050...»* (Ψήφισμα Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου 25/11/2010 - EP: INI/2010/2108). Στο ίδιο ψήφισμα τονίζεται επίσης ότι *«...μόνο ένα πανευρωπαϊκό δίκτυο ενέργειας που αγνοεί τα σύνορα των κρατών μελών θα καταστήσει δυνατή την ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς ενέργειας. Θεωρεί*

επείγουσα ανάγκη να συγκροτηθούν και να εφαρμοσθούν πλήρως οι νομοθετικοί και χρηματοδοτικοί μηχανισμοί που προβλέπονται δυνάμει της Συνθήκης και του παράγωγου δικαίου, με στόχο την άμεση αντιστάθμιση σε περίπτωση μη ανάληψης δράσης όσον αφορά κενά ή ελλείψεις στη διασφάλιση των συνδέσεων του διευρωπαϊκού δικτύου στον τομέα της ενέργειας· τονίζει ότι, αν εξασφαλισθεί η χρησιμοποίηση της συνολικής ευρωπαϊκής παραγωγής ενέργειας με βέλτιστο τρόπο, θα μειωθεί η ανάγκη για εισαγωγές...»·

Μπορούμε ασφαλώς λοιπόν να συμπεράνουμε ότι **στα επόμενα χρόνια θα έχουν δημιουργηθεί συνθήκες για επαρκής διασύνδεση των ευρωπαϊκών δικτύων μεταφοράς ενέργειας** άρα και για εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (και φωτοβολταϊκά) προς οποιαδήποτε χώρα εντός EU στην οποία υπάρχει ζήτηση. Με αυτόν τον τρόπο μελλοντικά η επένδυση αυτή **μπορεί να συμβάλει ακόμη και στις εξαγωγές του τόπου μας.**

Επίσης είναι σημαντικό να λάβουμε υπόψη το επιπλέον (κρυμμένο) κόστος που προκύπτει για την κοινωνία από την καύση ορυκτών καυσίμων δηλ .δαπάνες οι οποίες προκύπτουν π.χ. για την αποκατάσταση της υγείας των κατοίκων μιας περιοχής στην οποία λειτουργούν σταθμοί παραγωγής που μολύνουν το περιβάλλον. Το κόστος αυτό έχει έμμεσα την σημασία του σε σχέση με την αειφορία της επιχείρησης αλλά και της οικονομίας στην οποία αυτή δραστηριοποιείται. Επομένως, και αυτή η παράμετρος συνηγορεί στην θετική αξιολόγηση της επένδυσης ως προς την επίδραση της στην κοινωνία και την εθνική οικονομία.

#### **10.12.1. Η Επιδότηση της τιμής και η πιθανή ανταποδοτικότητα της για την πολιτεία**

Τα πιο πάνω εξηγούν το γεγονός του ότι οι επενδύσεις αυτού του τύπου επιδοτούνται μέσω της τιμής πώλησης (feed in tariff) από την Ελληνική πολιτεία. Εάν λάβουμε υπόψη την τιμή πώλησης του ηλεκτρικού ρεύματος στους καταναλωτές (τιμολόγιο Γ1 της ΔΕΗ, για κατανάλωση από 801 έως 1000 kWh το τετράμηνο) που είναι 0.079 € ανά κιλοβατώρα με την τιμή που αγοράζει η ΔΕΗ την kWh από Φ/Β (και είναι 0.35101 € ανά Kwh) τότε η επιδότηση ανά Kwh σήμερα είναι **0.27201 € / kwh**

Με την παραδοχή του ότι η τιμή του πιο πάνω τιμολογίου θα αυξηθεί κατά 5% το 2013, κατά ακόμη 5% το 2014 και στην συνέχεια με 1% κάθε χρόνο (μέχρι να συμπληρωθεί 20 ετία) μπορούμε να υπολογίσουμε πως διαμορφώνεται η «επιδότηση» αυτή (στην τιμή) για τα επόμενα χρόνια. Έτσι υπολογίζουμε ότι στα επόμενα 20 έτη η επιδότηση της τιμής θα ανέλθει στα 1,482,823 €. Γνωρίζουμε επίσης ότι η επιχείρηση θα αποδώσει στο κράτος φόρους ύψους 247,054 €. Λαμβάνοντας υπόψη αυτά τα στοιχεία μπορούμε να υπολογίσουμε την προεξοφλήσουμε την επιδότηση αυτήν με ένα επιτόκιο 5% άρα και να υπολογίσουμε το κόστος που αυτή θα έχει για το κράτος.

Έτος	Επιδότηση (€)	Τιμή Πώλησης Ηλεκτρικού Ρευματος σε οικιακούς καταναλωτές (€/KWh)	Τιμή αγοράς ηλεκτρικού ρεύματος από Φ/Β	Επιδότηση ανά Kwh (€/KWh)
2012	76,340	0.07900	0.35101	0.27201
2013	75,454	0.08295	0.35452	0.27157
2014	74,526	0.08710	0.35807	0.27097
2015	74,503	0.08797	0.36165	0.27368
2016	74,473	0.08885	0.36526	0.27641
2017	74,434	0.08974	0.36892	0.27918
2018	74,387	0.09063	0.37260	0.28197
2019	74,331	0.09154	0.37633	0.28479
2020	74,267	0.09246	0.38009	0.28764
2021	74,195	0.09338	0.38389	0.29051
2022	74,113	0.09431	0.38773	0.29342
2023	74,023	0.09526	0.39161	0.29635
2024	73,923	0.09621	0.39553	0.29932
2025	73,814	0.09717	0.39948	0.30231
2026	73,695	0.09814	0.40348	0.30533
2027	73,566	0.09913	0.40751	0.30839
2028	73,428	0.10012	0.41159	0.31147
2029	73,279	0.10112	0.41570	0.31459
2030	73,120	0.10213	0.41986	0.31773
2031	72,951	0.10315	0.42406	0.32091
<b>Σύνολο</b>	<b>1,482,823</b>			<b>0.29191</b>

#### 10-13: Υπολογισμός της «επιδότησης» ανά Kwh για τα επόμενα 20 έτη

Στον πίνακα που ακολουθεί φαίνεται ο υπολογισμός της σημερινής αξίας της επιδότησης για επιτόκιο 5% η οποία διαμορφώνεται στα 779,907 €. Το ερώτημα λοιπόν που προκύπτει είναι το κατά πόσο θα μπορούσε το κράτος να πάρει πίσω ένα μέρος της επένδυσης αυτής (της «επιδότησης»).

Έχοντας λάβει υπόψη τα δεδομένα που έχει δημιουργήσει η συνθήκη του Κίτο αλλά και τα στοιχεία που έχουν παρατεθεί σε προηγούμενα κεφάλαια για τις επιζήμιες



επιπτώσεις που έχει η κλιματική αλλαγή, κάποιος θα μπορούσε να αναζητήσει εκεί πιθανές ευκαιρίες για ανταποδοτικά οφέλη που προκύπτουν για την πολιτεία από την πιο πάνω επένδυση / επιδότηση.

ΕΤΟΣ	ΚΤΡ (1)	ΣΠΑ 5%,v (2)	Παρούσα Αξία (1) X (2)
2012	65,310	0.952	62,200
2013	64,533	0.907	58,534
2014	63,720	0.864	55,043
2015	63,816	0.823	52,502
2016	63,910	0.784	50,075
2017	63,976	0.746	47,740
2018	64,065	0.711	45,530
2019	64,151	0.677	43,420
2020	64,235	0.645	41,406
2021	64,316	0.614	39,484
2022	64,394	0.585	37,650
2023	64,469	0.557	35,899
2024	64,542	0.530	34,228
2025	64,612	0.505	32,633
2026	58,021	0.481	27,909
2027	55,423	0.458	25,390
2028	55,484	0.436	24,207
2029	55,542	0.416	23,079
2030	55,598	0.396	22,002
2031	55,650	0.377	20,974
<b>Συνολική Παρούσα Αξία</b>			<b>779,907</b>

10-14: Η παρούσα αξία της επιδότησης με συντελεστή προεξόφλησης 5%

#### 10.12.1.1. Έσοδα από πώληση CO<sub>2</sub>

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, σήμερα το CO<sub>2</sub> είναι αγαθό και πωλείται σε αγορές σαν τέτοιο. Την στιγμή που γράφονταν αυτές οι γραμμές, η τιμή του κυμαίνεται μεταξύ 17 και 19 ευρώ. Μεσοπρόθεσμα η τιμή πώλησής του αναμένεται να αυξηθεί σημαντικά. Σύμφωνα με στοιχεία από το European Pollutant Emission Register (EPER) και την βάση δεδομένων του <http://eper.cec.eu.int> (Γεωργακελος, 2010) γνωρίζουμε την διάρθρωση της σημερινή ετήσια ηλεκτροπαραγωγής της χώρας αλλά και την ετήσια έκλυση CO<sub>2</sub>:



	<b>Mwh</b>	<b>CO2</b>
<b>Λιγνητικές Μονάδες</b>	36,014,301	44,250,000
<b>Μονάδες Φυσικού αερίου</b>	9,825,956	4,862,000
<b>Μονάδες Πετρελαίου</b>	4,189,445	3,277,000
	<b><u>50,029,702</u></b>	<b><u>52,389,000</u></b>

1.04716	t CO2 / Mwh
0.00104716	t/CO2 / Kwh

Από τα πιο πάνω στοιχεία προκύπτει ότι για κάθε Kwh που παράγεται στην χώρα εκλύεται 0.001047158 tn CO2. Έτσι για κάθε kwh η οποία παράγεται από φωτοβολταϊκά μπορούμε να θεωρήσουμε ότι θα οδηγήσει στην μη έκλυση της ίδια ποσότητας CO2. Οι ποσότητες αυτές μεταφράζονται σε δικαιώματα έκλυσης και μπορούν να πωληθούν από την ΔΕΗ ή το κράτος σε διεθνή χρηματιστήρια όπως συμβαίνει με άλλα αγαθά (commodities). Με βάση τον συλλογισμό αυτόν η παρούσα επένδυση «παράγει» κατά μέσο όρο περίπου 266 tn CO2 τον χρόνο (υπό την μορφή δικαιωμάτων εκπομπής) τα οποία το κράτος ή η ΔΕΗ θα μπορεί να μετατρέψει σε έσοδα (έστω με σταθερή τιμή 19 € ανά τόνο). Τα έσοδα αυτά υπολογίζονται στον πιο κάτω πίνακα (10-16) και θα ανέρχονταν στα 101,067 €

### **10.12.1.2.Αποφυγή μελλοντικών ζημιών – Εξωτερικό κόστος**

Σύμφωνα με πολλές πηγές, κάθε ενέργεια περιορισμού της εκπομπής Αερίων του Θερμοκηπίου (GHGs) άρα και κατά κύριο λόγο CO2 οδηγεί στην αποφυγή μελλοντικού κόστους το οποίο είναι με δύσκολο να αποτιμηθεί αλλά σε καμία περίπτωση δεν είναι αμελητέο. Στο συμπέρασμα αυτό φαίνεται να συμφωνούν όλες οι μελέτες (Stern Review, EPIA, Greenpeace, Γεωργακέλος κ.α.) όμως η κάθε μια καταλήγει σε διαφορετικό ύψος του κόστους αυτού. Από τις πιο πάνω μελέτες η 2 πρώτες αναφέρονται σε παγκόσμιες συνέπειες ενώ η τελευταία κάνει μια προσπάθεια ανάλυσης του προβλήματος με βάση πρόσφατα Ελληνικά δεδομένα.

External cost and average marginal external cost associated with CO<sub>2</sub> emissions of the thermal power stations under examination (grouped according to the fuel used).

Type of thermal station	Total external cost (thousand €/year)	Electricity production (MWh/year)	Marginal external cost (€/MWh)
Lignite-fired power plants	841,400	36,014,301	23.36
Natural gas-fired power plants	92,300	9,825,956	9.39
Oil-fired power plants	62,300	4,189,445	14.87
Total	996,000	50,029,702	19.91

10-15: Εξωτερικό κόστος συνδεδεμένο με την έκλυση CO<sub>2</sub> (Georgakellos, 2010)

Έτσι, προκύπτει ο πιο πίνακας 10-16 στον οποίο υπολογίζεται το εξωτερικό κόστος το οποίο είναι συνδεδεμένο με την εκπομπή CO<sub>2</sub> στην ατμόσφαιρα το οποίο ανέρχεται στην περίπτωση της Ελλάδας στα 19.91 € ανά Mwh ή 0.01991 ανά kwh.

Έτος	Παραγώμενα δικαιώματα εκπομπής (t/CO <sub>2</sub> )	Έσοδα από πώληση CO <sub>2</sub> με τιμή πώλησης 19 € / tCO <sub>2</sub> (€)
2012	294	5,584
2013	291	5,528
2014	288	5,472
2015	285	5,416
2016	282	5,360
2017	279	5,305
2018	276	5,249
2019	273	5,193
2020	270	5,137
2021	267	5,081
2022	264	5,025
2023	262	4,970
2024	259	4,914
2025	256	4,858
2026	253	4,802
2027	250	4,746
2028	247	4,690
2029	244	4,635
2030	241	4,579
2031	238	4,523
	5,319	101,067

10-16: Υπολογισμός των εσόδων του κράτους από την πώληση δικαιωμάτων εκπομπής CO<sub>2</sub>

Στον πίνακα που ακολουθεί υπολογίζεται το εξωτερικό αυτό κόστος που θα μπορούσε να αποφευχθεί λόγω της λειτουργίας της παρούσας επένδυσης με το ανάλογο όφελος για την κοινωνία το οποίο υπολογίζετε να είναι 101,138 € για την 20ετία.

Έτος	Kwh	Εξωτερικό κόστος @ 0.02 / kWh
2012	280,650	5,588
2013	277,844	5,532
2014	275,037	5,476
2015	272,231	5,420
2016	269,424	5,364
2017	266,618	5,308
2018	263,811	5,252
2019	261,005	5,197
2020	258,198	5,141
2021	255,392	5,085
2022	252,585	5,029
2023	249,779	4,973
2024	246,972	4,917
2025	244,166	4,861
2026	241,359	4,805
2027	238,553	4,750
2028	235,746	4,694
2029	232,940	4,638
2030	230,133	4,582
2031	227,327	4,526
	5,079,765	101,138

10-17: Υπολογισμός του εξωτερικού κόστους (το οποίο θα αποφευχθεί)

### 10.12.1.3. Συμπεράσματα ως προς την δυνατότητα ανταποδοτικότητας για την πολιτεία μέσω των δικαιωμάτων εκπομπής CO<sub>2</sub> και την αποφυγή εξωτερικού κόστους

Εάν προσθέσουμε τα έσοδα του κράτους ή της ΔΕΗ από την πώληση δικαιωμάτων εκπομπής CO<sub>2</sub> μαζί με το κόστος που θα αποφευχθεί λόγω της μη έκλυσης CO<sub>2</sub> και στην συνέχεια τα προεξοφλήσουμε με το ίδιο επιτόκιο που χρησιμοποιήσαμε για την επιδότηση στην τιμή προκύπτει ο πιο κάτω πίνακας και μια σημερινή αξία της τάξης των 128,509 €

ΕΤΟΣ	ΚΤΡ (1)	ΣΠΑ 5%,v (2)	Παρούσα Αξία (1) X (2)
2012	11,197	0.952	10,664
2013	11,085	0.907	10,054
2014	10,973	0.864	9,479
2015	10,861	0.823	8,935
2016	10,749	0.784	8,422
2017	10,637	0.746	7,937
2018	10,525	0.711	7,480
2019	10,413	0.677	7,048
2020	10,301	0.645	6,640
2021	10,189	0.614	6,255
2022	10,077	0.585	5,892
2023	9,965	0.557	5,549
2024	9,853	0.530	5,225
2025	9,741	0.505	4,920
2026	9,629	0.481	4,632
2027	9,517	0.458	4,360
2028	9,405	0.436	4,104
2029	9,293	0.416	3,862
2030	9,181	0.396	3,633
2031	9,069	0.377	3,418
<b>Συνολική Παρούσα Αξία</b>			<b>128,509</b>

**10-18:**

**10-19 Προεξόφληση των εσόδων από πώληση δικαιωμάτων CO2 και της αποφυγής του εξωτερικού κόστους**

Λαμβάνοντας υπόψη το ότι η επιδότηση της πολιτείας ανήλθε στα 779,907 € τότε αφαιρώντας το πιο πάνω «άμεσο» όφελος του κράτους από την επένδυση (128,509 €) βλέπουμε ότι τελικά η πραγματική επιδότηση είναι 651,397. Εάν μάλιστα από αυτό το ποσό αφαιρέσουμε και το γεγονός του ότι το κράτος θα εισπράξει ΦΠΑ λόγω της επένδυσης ύψους 122,614 € τότε η πραγματική επιδότηση της πολιτείας θα είναι 528,784 €.

Είναι προφανές ότι η επιδότηση είναι αρκετά υψηλή. Ακόμη και εάν η τιμή πώλησης του CO2 ήταν διπλάσια και εάν το εξωτερικό κόστος ήταν τριπλάσιο τότε και πάλι η επιδότηση του κράτους δεν θα ήταν λιγότερη από 384.000 € ή 0.0756 € / kWh (ανά kWh που θα παράγει η μονάδα στην 20ετία). Επομένως, εκ πρώτης δεν προκύπτει ότι το κράτος θα έχει επαρκή οικονομική ανταποδοτικότητα από την επιδότηση του σε

αυτόν τον τύπο επένδυσης (φωτοβολταϊκά) όπως συμβαίνει άλλωστε και σε άλλου είδους επενδύσεις του δημοσίου π.χ. πλατείες, επαρχιακοί δρόμοι κτλ. Πιθανόν να αξίζει βέβαια μια επιπλέον και βαθύτερη αναζήτηση άλλων ανταποδοτικών πηγών της (για το κράτος) καθώς είναι προφανές ότι το θέμα δεν εξαντλήθηκε στην παρούσα καθώς ξεφεύγει από το κύριο αντικείμενο της.

### **10.13. Συμπεράσματα Αξιολόγησης της Επένδυσης**

Η επένδυση είναι με τα σημερινά δεδομένα αρκετά απλή υπόθεση και μια δοκιμασμένη λύση ώστε η επιχείρηση να προβεί σε άμεση και σημαντική μείωση του ανθρακούχου αποτυπώματος. Η Ελλάδα κατατάσσεται στην 15άδα των πιο ανεπτυγμένων χωρών ως προς την εγκατεστημένη ισχύ φωτοβολταϊκών συστημάτων και αν συνεχίσει έτσι θα καταφέρει να έχει μια ηγετική θέση στον κλάδο αυτό των ΑΠΕ. Τα έσοδα της επένδυσης στηρίζονται στην παρούσα ενεργειακή πολιτική της Ευρωπαϊκής Ένωσης και της χώρας μας ενώ είναι απόλυτα ευθυγραμμισμένη με την εταιρική πολιτική. Η παρούσα συγκυρία δίνει την ευκαιρία για πώληση ηλεκτρικού ρεύματος στην τιμή 0.35101 € ανά kWh – τιμή μάλιστα εγγυημένη και αναπροσαρμοζόμενη ετησίως κατά το 25% του ετήσιου πληθωρισμού.

Έτσι τα έσοδα της επένδυσης είναι σε μεγάλο βαθμό σταθερά, δεν επιβαρύνονται με κόστος πωλήσεων ούτε χρειάζονται ιδιαίτερη προσπάθεια προκειμένου να επιτευχθούν. Για τον λόγω αυτό μπορούν να υπολογισθούν με αρκετή ασφάλεια από την προ-επενδυτική φάση του επενδυτικού προγράμματος. Συνεπώς, η επένδυση είναι χαμηλού ρίσκου και μάλλον χαμηλής απόδοσης οπότε ταιριάζει σε επενδυτές οι οποίοι δεν επιθυμούν να αναλάβουν μεγάλο ρίσκο, αλλά επιθυμούν ένα σταθερό εισόδημα για αρκετά μεγάλο χρονικό διάστημα ή όπως στην περίπτωση μας έχουν περιβαλλοντικά κίνητρα τα οποία αντισταθμίζουν την χαμηλή χρηματοοικονομική απόδοση.

### **10.14. Παραδοχές**

Η επιχείρηση τηρεί βιβλία 3ης κατηγορίας, εκδίδει ισολογισμό και καταστάσεις αποτελεσμάτων χρήσης με βάση τα Διεθνή Λογιστικά Πρότυπα αλλά και το Ελληνικό Λογιστικό Σχέδιο και τα δεδομένα της χρηματοοικονομικής ανάλυσης παρουσιάσθηκαν ανάλογα γεγονός που εξυπηρέτησε και τον εκπαιδευτικό / ακαδημαϊκό ρόλο της ανά χείρας μελέτης.

## Βιβλιογραφία / Αρθρογραφία

- Τσελεπής Σ., Η συμμετοχή των Φωτοβολταϊκών συστημάτων στην επίτευξη του εθνικού στόχου ηλεκτροπαραγωγής το 2020, 4ο Εθνικό Συνέδριο: Η Εφαρμογή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας προς ένα Φιλόδοξο και Αξιόπιστο Εθνικό Πρόγραμμα Δράσης, 10-12 Μαΐου 2010, Αθήνα
- B. Roy, Algèbre moderne et théorie des graphes, tome 2, fascicule 3, Problèmes d'ordonnement et ensembles de potentiels sur un graphe (first ed.), DUNOD, Paris (1970)
- Brealey, R. A., and S. C. Myers. Principles of Corporate Finance. Oxford: The McGraw Hill Companies, 2003.
- Brown, R. J. "Point of View: Sins of IRR." Journal of Real Estate and Portfolio Management, 2006: 195-199
- C. Henderckson, T. Au, Project management for construction, department of civil and environmental engineering, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA 15213, Version 2.2, 2008
- G. Fink and J. Fourier, Operational Research and Networks (first ed.), Wiley-ISTE (2008)
- Myddelton, D. R. Managing Business Finance. Essex: Pearson Education Limited, 2000.
- Nasser Eddine Mouhoub, Abdelhamid Benhocine, Hocine Belouadah, «A new method for constructing a minimal PERT network», (υπό εκτύπωση), δημοσιεύθηκε στο Sciencedirect στις 23 March 2011
- P. Lacomme, C. Prins, M. Servaux, algorithmes de graphes, EYROLLES, second ed., Paris, 2003
- Ross, S. A., R. W. Westerfield, J. Jaffe, and B. D. Jordan. Modern Financial Management. McGraw Hill International, 2008.
- S.M. Ramirez Campos, S. Fierro, A.P. Solis, Modeling an assembly line combining PEPT/CPM to study the flexibility of a mexican automotive plant using simulink, in: Proceedings of the 8th Annual International Conference on Industrial Engineering – Theory, Applications and Practice, Las Vegas, Nevada, USA, November 10–12, 2003.
- Tselepis S., CRES, 25th EU PVSEC 2010, Valencia, 6DV.2.4, "THE CURRENT STATE OF THE PV MARKET, NEW RES LAW IN GREECE"
- W.A. Haga, Tim O'keefe, Crashing PERT networks: a simulation approach, in: 4th International Conference of the Academy of Business and Administrative

Sciences, Quebec City, Canada, July 12–14, 2001

- Δ.Α. Γεωργακέλος, «Impact of a possible environmental externalities internalisation on energy prices: The case of the greenhouse gases from the Greek electricity sector», Energy Economics 32 (2010) 202–209, 2009
- Τσελεπής Σ., Η συμμετοχή των Φωτοβολταϊκών συστημάτων στην επίτευξη του εθνικού στόχου ηλεκτροπαραγωγής το 2020, 4ο Εθνικό Συνέδριο: Η Εφαρμογή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας προς ένα Φιλόδοξο και Αξιοπίστο Εθνικό Πρόγραμμα Δράσης, 10-12 Μαΐου 2010, Αθήνα
- Intergovernmental Panel for Climate Change, “Climate Change 2007: Synthesis Report”, <http://www.ipcc.ch>
- The “STERN REVIEW: The Economics of Climate Change”, 31 October 2006
- UNFCCC: United Nations Framework Convention on Climate Change, [http://unfccc.int/kyoto\\_protocol/items/2830.php](http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php)
- European Photovoltaic Industry Association, Greenpeace, “SOLAR GENERATION 6, SOLAR PHOTOVOLTAIC ELECTRICITY EMPOWERING THE WORLD 2011”, European Photovoltaic Industry Association, Renewable Energy House, Rue d’Arlon 63-67, 1040 Brussels, Belgium, [www.epia.org](http://www.epia.org)
- Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας, Ετήσια Έκθεση 2009,
- Σύνδεσμος Εταιρειών Φωτοβολταϊκών, «Οδηγός για φωτοβολταϊκά», <http://www.helapco.gr>
- ΣΥΝΔΕΣΜΟΣ ΕΤΑΙΡΙΩΝ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ , «Η αδειοδοτική διαδικασία βήμα-βήμα», Ιανουάριος 2011 <http://www.helapco.gr>
- ΣΥΝΔΕΣΜΟΣ ΕΤΑΙΡΙΩΝ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ: Κωδικοποίηση της νομοθεσίας για τα φωτοβολταϊκά διασυνδεδεμένα και μη συστήματα: [http://www.helapco.gr/ims/file/thesmiko\\_plaisio/kodikopoiisi\\_3468\\_3851.pdf](http://www.helapco.gr/ims/file/thesmiko_plaisio/kodikopoiisi_3468_3851.pdf)

#### Ευρωπαϊκή και εθνική νομοθεσία

- NATIONAL RENEWABLE ENERGY ACTION PLAN, in the scope of Directive 2009/28/EC, July 2010, Ministry of Environment, Energy and Climatic Change
- Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, 25 Νοεμβρίου 2010 – Στρασβούργο, Ψήφισμα σχετικά με την «Νέα ενεργειακή στρατηγική για την Ευρώπη την περίοδο 2011-2020»- EP: INI/2010/2108
- ΟΔΗΓΙΑ 2009/28/ΕΚ ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ, της 23ης Απριλίου 2009, σχετικά με την προώθηση της χρήσης

ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές και την τροποποίηση και τη συνακόλουθη κατάργηση των οδηγιών 2001/77/ΕΚ και 2003/30/ΕΚ

- ΟΔΗΓΙΑ 2009/29/ΕΚ ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 23ης Απριλίου 2009 για τροποποίηση της οδηγίας 2003/87/ΕΚ με στόχο τη βελτίωση και την επέκταση του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής αερίων θερμοκηπίου της Κοινότητας
- ΦΕΚ Αρ.85/2010, ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘ. 3851, Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής.
- Νόμος 3468/2006
- Νόμος 3734/2009
- Απόφαση Φ1 οικ.19598 ΦΕΚ 1630 Β / 11.10.2010 του Υπουργείου Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής

#### Text books

- Αρτίκης Π. Γεώργιος, (2002), Χρηματοοικονομική Διοίκηση-Αποφάσεις Επενδύσεων, Interbooks.
- Αρτίκης Π. Γεώργιος, (2003), Χρηματοοικονομική Διοίκηση-Ανάλυση και Προγραμματισμός, Interbooks.
- Καρβούνης Κ. Σωτήρης, (2006), Μεθοδολογία Τεχνικές και Θεωρία για Οικονομοτεχνικές Μελέτες, Εκδόσεις Σταμούλη, Αθήνα
- Χυτήρης Λ., 2001, Οργανωσιακή Συμπεριφορά, Interbooks

#### Νομοθεσία και συνθήκες σχετικές με τις προστατευόμενες περιοχές:

- Ν. 1650/86 ορίζει «Περιοχές Προστασίας της Φύσης», «Περιοχές Απόλυτης Προστασίας της Φύσης», «Προστατευόμενους Φυσικούς Σχηματισμούς» και «Τοπία και Περιοχές Οικοανάπτυξης»
- Ν. 177/75 όπως αυτός τροποποιήθηκε από τον Ν. 2637/98 χαρακτηρίζει περιοχές ως Καταφύγιο Άγριας Ζωής και Εκτροφεία θηραμάτων
- Ν. 855/78 (ΦΕΚ235/Α/1978) και Ν. 1634/86 (ΦΕΚ 104/Α/1986)
- Ν. 996/1971 και Ν. 86/1969 «Περί Δασικού Κώδικα» καθορίζει τους Εθνικούς Δρυμούς
- Ν. 996/71 καθορίζει τα Αισθητικά Δάση και Διατηρητέα Μνημεία της Φύσης



- Ν.1650/1986 (άρθρα 18 και 19) καθορίζει τα Εθνικά Πάρκα
- Σύμβαση για την Παγκόσμια Πολιτιστική Κληρονομιά (υπό την αιγίδα της UNESCO)
- Σύμβαση της Βαρκελώνης: «Περί των ειδικά προστατευόμενων περιοχών της Μεσογείου»

#### Πηγές στο διαδίκτυο

- [http://natura2000.eea.europa.eu/html/en\\_GB/Links.html](http://natura2000.eea.europa.eu/html/en_GB/Links.html)
- Atmospheric Science Data Center, at NASA Langley Research Center  
<http://eosweb.larc.nasa.gov/>
- <http://natura2000.eea.europa.eu/>, Πανευρωπαϊκός διαδραστικός χάρτης με τις προστατευμένες περιοχές (δίκτυο NATURA και άλλες συνθήκες).
- [http://natura2000.eea.europa.eu/html/en\\_GB/Links.html](http://natura2000.eea.europa.eu/html/en_GB/Links.html)
- [http://www.helapco.gr/ims/file/solar\\_energy/PV\\_Environment.pdf](http://www.helapco.gr/ims/file/solar_energy/PV_Environment.pdf)
- <http://www.sma-hellas.com/el.html>
- <http://www.suntech-power.com/>
- [www.cape.gr](http://www.cape.gr)
- [www.desmie.gr](http://www.desmie.gr)
- [www.epia.org](http://www.epia.org)
- [www.globalreporting.org](http://www.globalreporting.org)
- [www.ypeka.gr](http://www.ypeka.gr)
- ΔΕΗ: <http://www.dei.gr>
- ΚΑΠΕ: <http://www.cres.gr/kape/index.htm>
- ΥΠΕΚΑ:  
[http://www.ypeka.gr/Default.aspx?tabid=389&sni\[524\]=334&language=el-GR](http://www.ypeka.gr/Default.aspx?tabid=389&sni[524]=334&language=el-GR)
- ΡΑΕ: <http://www.rae.gr/>
- ΣΕΦ: Σύνδεσμος Εταιρειών Φωτοβολταϊκών, 2011 [www.helapco.gr](http://www.helapco.gr)).

#### Άλλες πηγές

- Τεχνικά εγχειρίδια κατασκευαστών του εξοπλισμού.
- ISO 14001:2004

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ

**ΑΙΤΗΣΗ ΣΤΗΝ Δ.Ε.Η ΓΙΑ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ Φ/Β ΕΠΙ ΣΤΕΓΗΣ Η ΣΤΕΓΑΣΤΡΟΥ:**  
 «Αίτηση για τη σύνδεση φωτοβολταϊκού σταθμού επί κτιρίου ή στεγάστρου ισχύος άνω των 100 kW και έως 1 MW στο δίκτυο ΜΤ»



ΔΕΗ/Διεύθυνση Περιφέρειας .....

**Αίτηση για τη σύνδεση φωτοβολταϊκού σταθμού επί κτιρίου ή στεγάστρου  
 ισχύος άνω των 100 kW και έως 1 MW στο Δίκτυο ΜΤ**

Στοιχεία Παραγωγού	
Όνοματεπώνυμο φυσικού προσώπου ή επωνυμία νομικού προσώπου*	
Κατοικία φυσικού προσώπου ή έδρα νομικού προσώπου	
Προσωπικό ΑΦΜ και ΔΟΥ φυσικού προσώπου ή Εταιρικό ΑΦΜ και ΔΟΥ νομικού προσώπου	
Εκπρόσωπος επικοινωνίας με τη ΔΕΗ	
Ταχυδρομική διεύθυνση	
Ηλεκτρονική διεύθυνση (E-mail)	
Τηλέφωνο	
Fax	
Στοιχεία Εγκατάστασης	
Είδος Παραγωγού	<input type="checkbox"/> Αυτοπαραγωγός <input type="checkbox"/> Ανεξάρτητος Παραγωγός
Θέση εγκατάστασης (οδός, αριθμός, Τ.Κ., Δήμος, Νομός ή θέση/τοπωνύμιο, Δήμος, Νομός)	<input type="checkbox"/> Δάμα <input type="checkbox"/> Στέγη <input type="checkbox"/> Στέγαστρο
Τρέχουσα κύρια χρήση κτιρίου εγκατάστασης (εταιρεία, δραστηριότητα)	
Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (kWp)	

\* Δεν γίνονται δεκτές αιτήσεις από υπό σύσταση εταιρείες

Μετασχηματιστής απομόνωσης	Ναι / Όχι
Πιστοποιήσεις	
<b>Στοιχεία Μετασχηματιστή/ών</b>	
Ονομαστική ισχύς	
Συνδεσμολογία τυλιγμάτων	
Ονομαστική τάση πρωτεύοντος	
Ονομαστική τάση δευτερεύοντος	
Τάση βραχυκυκλώσεως	
Τιμή αντίστασης γείωσης του υποσταθμίου	
Διάταξη γείωσης ουδέτερου κόμβου	
<b>Διατάξεις Προστασίας</b>	
Αυτόματος Διακόπτης Διασύνδεσης, στον οποίο να επενεργούν όλοι οι κάτωθι ηλεκτρονόμοι:	
1. Προστασίας υπερεντάσεως	<input type="checkbox"/>
2. Προστασίας ορίων τάσεως	<input type="checkbox"/>
3. Προστασίας ορίων συχνότητας	<input type="checkbox"/>
4. Προστασίας ομοπολικής συνιστώσας της τάσης	<input type="checkbox"/>
<b>Έγγραφα και στοιχεία που συνοποβάλλονται με την αρχική αίτηση</b>	
1. Τεχνικά εγχειρίδια φωτοβολταϊκών στοιχείων	<input type="checkbox"/>
2. Τεχνικά εγχειρίδια και πιστοποιητικά αντιστροφών	<input type="checkbox"/>
3. Τεχνική περιγραφή της εγκατάστασης (ΜΤ και ΧΤ) και του υποσταθμίου ΜΤ/ΧΤ στο χώρο εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού σταθμού	<input type="checkbox"/>
4. Μονογραμμικό ηλεκτρολογικό σχέδιο του φωτοβολταϊκού σταθμού και του υποσταθμίου ΜΤ/ΧΤ (υπογεγραμμένα από μελετητή κατάλληλης ειδικότητας)	<input type="checkbox"/>
5. Αντίγραφο πρόσφατου λογαριασμού κατανάλωσης ηλεκτρικού ρεύματος (μόνο για την περίπτωση αυτοπαραγωγού)	<input type="checkbox"/>

<p>6. <u>Μόνο για νομικά πρόσωπα, επικυρωμένο αντίγραφο:</u>  του ΦΕΚ στο οποίο δημοσιεύτηκε η σύσταση της εταιρείας (για ΑΕ ή ΕΠΕ)  του καταστατικού, όπως καταχωρήθηκε στα βιβλία εταιρειών του Πρωτοδικείου (για ΟΕ ή ΕΕ)</p>	<input type="checkbox"/>
<p>7. Τοπογραφικό σχέδιο της ακριβούς θέσης εγκατάστασης (προκειμένου για κτιριακές εγκαταστάσεις εκτός σχεδίου πόλεως)</p>	<input type="checkbox"/>
<p>8. Τίτλος κυριότητας ή τίτλος νόμιμης κατοχής του γηπέδου εγκατάστασης (βλ. παράγραφο 9 του εντύπου). Γίνονται δεκτά και προσύμφωνα αγοράς ή μίσθωσης.</p>	<input type="checkbox"/>
<b>Έγγραφα και στοιχεία που θα πρέπει να προσκομιστούν προ της υπογραφής της Σύμβασης Σύνδεσης</b>	
<p>9. Τίτλος κυριότητας ή νόμιμης κατοχής του γηπέδου εγκατάστασης, ως ακολούθως:  α) <u>για εγκατάσταση του σταθμού σε ιδιόκτητο χώρο από τον κύριο του χώρου αυτού:</u>  Τίτλος κυριότητας (αντίγραφο της συμβολαιογραφικής πράξης αγοράς οικοπέδου και του πιστοποιητικού μεταγραφής της στο υποθηκοφυλακείο)</p>	<input type="checkbox"/>
<p>β) <u>για εγκατάσταση του σταθμού σε ιδιόκτητο χώρο από τρίτο, πλην του ιδιοκτήτη:</u>  Τίτλος νόμιμης κατοχής (αντίγραφο του σφραγισμένου από τη ΔΟΥ ιδιωτικού συμφωνητικού μακροχρόνιας μίσθωσης). Εναλλακτικά γίνονται δεκτά αντίγραφα της συμβολαιογραφικής πράξης μίσθωσης και του πιστοποιητικού μεταγραφής της στο υποθηκοφυλακείο.</p>	<input type="checkbox"/>
<p>10. Έγκριση εκτέλεσης εργασιών μικρής κλίμακας για την εγκατάσταση του φωτοβολταϊκού σταθμού, από την αρμόδια Πολεοδομική Υπηρεσία</p>	<input type="checkbox"/>
<b>Έγγραφα και στοιχεία που θα πρέπει να προσκομιστούν προ της σύνδεσης του σταθμού με το Δίκτυο</b>	
<p>11. Αντίγραφο της Σύμβασης Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας μεταξύ Παραγωγού και ΔΕΣΜΗΕ</p>	<input type="checkbox"/>
<p>12. Υπεύθυνη Δήλωση Ηλεκτρολόγου Εγκαταστάτη (Υ.Δ.Ε.) για τη συνολική εγκατάσταση, με συνημμένο μονογραμμικό ηλεκτρολογικό σχέδιο της εγκατάστασης (ΜΤ και ΧΤ)</p>	<input type="checkbox"/>
<p>13. Υπεύθυνη Δήλωση του Ν. 1599/86, στην οποία ο Παραγωγός θα αναφέρει τις ρυθμίσεις των προστασιών ορίων τάσεως και συχνότητας του Αυτόματου Διακόπτη Διασύνδεσης (ΑΔΔ) σύμφωνα με τις υποδείξεις της ΔΕΗ</p>	<input type="checkbox"/>