



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

**Διπλωματική Εργασία**

***ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ  
ΚΑΙ ΟΙ ΜΗΧΑΝΙΣΜΟΙ ΣΤΗΡΙΞΗΣ ΤΟΥΣ***

**ΕΥΑΓΓΕΛΟΥ ΔΗΜ. ΜΑΚΡΥΒΕΛΙΟΥ**

**Πειραιάς, 2012**

# ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΡΡΑΙΑ

*Αφιερώνεται στην οικογένεια μου*

## ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΟΙ ΜΗΧΑΝΙΣΜΟΙ ΣΤΗΡΙΞΗΣ ΤΟΥ

### ΕΥΑΓΓΕΛΟΣ ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ ΜΑΚΡΥΒΕΛΙΟΣ

Σημαντικοί όροι: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Πρωτόκολλο του Κιότο, Μηχανισμοί στήριξης των Α.Π.Ε., Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας.

#### ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Κατά την διάρκεια της τελευταίας δεκαετίας έχει εκδηλωθεί υψηλό ενδιαφέρον για επενδύσεις στον τομέα των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας τόσο στην Ελληνική επικράτεια όσο και στην υπόλοιπη Ευρώπη.

Βασικοί στόχοι της παρούσας εργασίας είναι: α) η παρουσίαση του επενδυτικού ενδιαφέροντος που έχει καταγραφεί για την αξιοποίηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην Ηλεκτροπαραγωγή στην Ελληνική επικράτεια την χρονική περίοδο 2001-2011, να αποτυπωθούν οι επιπτώσεις που θα έχει η ανάπτυξη αυτών των ενεργειακών επενδύσεων σε διάφορους τομείς της οικονομίας, της κοινωνίας και του περιβάλλοντος και β) ο προσδιορισμός της οικονομικής αποδοτικότητας των συγκεκριμένων ενεργειακών επενδύσεων.

Για την υλοποίηση των ανωτέρω στόχων της εργασίας καταγράφηκαν τα χαρακτηριστικά των επενδυτικών προτάσεων σε αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκούς σταθμούς που υποβλήθηκαν στην Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας και που έλαβαν θετική γνώμη έπειτα από την αξιολόγηση μιας σειράς κριτηρίων, το χρονικό διάστημα 2001-2011.

Με βάση το νομοθετικό πλαίσιο για τις Α.Π.Ε., την χρηματοοικονομική θεωρία και την χρήση κατάλληλων οικονομικών εργαλείων προσδιορίστηκε για διάφορα σενάρια η οικονομική αποδοτικότητα των έργων Α.Π.Ε. του δείγματος της έρευνας. Η ανάλυση βασίστηκε στο μηχανισμό στήριξης των Α.Π.Ε που έχει ήδη υιοθετηθεί και εφαρμόζεται μέχρι σήμερα στην Ελληνική επικράτεια, τον μηχανισμό εγγυημένων τιμών αλλά και σε ένα μηχανισμό στήριξης που θα μπορούσε να εφαρμοστεί, τον μηχανισμό εγγυημένων διαφορικών τιμών με γνώμονα πάντα ότι εξασφαλίζεται η βιωσιμότητα των επενδύσεων και υπάρχει ανάπτυξη χωρίς να επιβαρύνονται σημαντικά ο καταναλωτής και τα δημόσια οικονομικά.

Τα συμπεράσματα και των δύο στόχων της έρευνας παρουσιάζονται για κάθε τεχνολογία τόσο σε επίπεδο επικράτειας όσο και σε επίπεδο περιφέρειας, παρέχοντας χρήσιμες πληροφορίες για την ανάπτυξη της ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. στην Ελλάδα.

## Ευχαριστίες

Θα ήθελα να ευχαριστήσω όλους τους ανθρώπους που με στήριξαν και με βοήθησαν για την πραγματοποίηση αυτής της μεταπτυχιακής εργασίας.

Αρχικά τον επίκουρο καθηγητή κ. Αρτίκη Παναγιώτη για την στήριξη και καθοδήγηση που μου προσέφερε όλους αυτούς τους μήνες που συνεργαστήκαμε για την υλοποίηση της παρούσας εργασίας.

Ήταν πάντα διαθέσιμος προκειμένου να μου προσφέρει τις γνώσεις του, να ακούσει τους προβληματισμούς μου και τις ιδέες μου, αλλά και να με κατευθύνει σωστά στην πραγματοποίηση και συγγραφή της εργασίας, παρέχοντας πάντα την απαιτούμενη και χρηστή επιστημονική καθοδήγηση και αρωγή.

Επίσης, την καθηγήτρια του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, κ. Διακουλάκη Δανάη που συνέβαλε στην σχεδίαση της συγκεκριμένης έρευνας και ήταν πάντα διαθέσιμη να επιλύσει κάθε απορία μου.

Ακόμη θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Πρόεδρο της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας, κ. Βασιλάκο Νικόλαο καθώς και τον Ά Αντιπρόεδρο της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας, κ. Ραχιώτη Δημήτριο, οι οποίοι πίστεψαν στην υλοποίηση της παρούσας εργασίας και ευγενικά μου παραχώρησε την δυνατότητα να αξιοποιήσω το αρχείο των επενδύσεων Α.Π.Ε. της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας.

Για την υλοποίηση της παρούσας εργασίας σημαντικό ρόλο διαδραμάτισαν δύο φίλοι μου, οι οποίοι πάντα με χαμόγελο και με καλή διάθεση με βοήθησαν όταν τους χρειαζόμουν, ο λόγος για τον κ. Κωνσταντίνο Βακούλα και τον Iliia Vanishvili.

Τους ευχαριστώ όλους από καρδιάς.

## ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

Κεφάλαιο 1ο Εισαγωγή .....	1
Κεφάλαιο 2ο Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας .....	5
2.1 Μορφές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.....	5
2.1.1 Αιολική ενέργεια.....	5
2.1.2 Υδροηλεκτρική ενέργεια.....	6
2.1.3 Ηλιακή ενέργεια .....	6
2.1.3.1 Θερμικά ηλιακά συστήματα.....	7
2.1.3.2 Φωτοβολταϊκά συστήματα .....	7
2.1.4 Γεωθερμική ενέργεια.....	7
2.1.5 Βιομάζα .....	8
2.1.6 Θαλάσσιο δυναμικό .....	9
2.1.7 Παλιρροϊκά ή θαλάσσια ρεύματα .....	9
2.1.8 Ενέργεια κυμάτων.....	10
2.1.9 Θερμοκρασιακή διαφορά επιφάνειας-πυθμένα των ωκεανών .....	10
2.1.10 Διαφορά αλμυρότητας ύδατος ή ωσμωτική ενέργεια .....	11
2.2 Χαρακτηριστικά ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.....	11
2.3 Η κατάσταση των ενεργειακών επενδύσεων στην Ευρώπη το 2011 .....	13
2.6 Η κατάσταση των αιολικών πάρκων στην Ευρώπη.....	18
2.7 Η κατάσταση των φωτοβολταϊκών σταθμών στην Ευρώπη .....	23
2.8 Βιβλιογραφία κεφαλαίου .....	26
Κεφάλαιο 3ο Το Πρωτόκολλο του Κιότο .....	27
3.1 Γενικά για το Πρωτόκολλο του Κιότο.....	27
3.2 Ευέλικτοι μηχανισμοί του Πρωτοκόλλου του Κιότο.....	30
3.2.1 Εμπόριο δικαιωμάτων εκπομπών (Emission trading) .....	30
3.2.2 Δημιουργία "Μηχανισμού Καθαρής Ανάπτυξης" (M.K.A.) .....	31
3.2.3 Κοινή Υλοποίηση του Πρωτοκόλλου (Κ.Υ.Π.) .....	32
3.3 Μηχανισμός παρακολούθησης των εκπομπών αερίων που συμβάλλουν στο φαινόμενο θερμοκηπίου .....	32
3.4 Ταμειυτήρες απορρόφησης άνθρακα.....	33
3.5 Βιβλιογραφία κεφαλαίου .....	34
Κεφάλαιο 4ο Μηχανισμοί στήριξης των Α.Π.Ε. ....	35
4.1 Εισαγωγή .....	35
4.2 Ο μηχανισμός εγγυημένων τιμών (feed-in-tariff) .....	35
4.2.1 Αποφυγή υπερβολικής αποζημίωσης .....	37
4.2.2 Αξιολόγηση του μηχανισμού F.I.T.....	38
4.3 Ο μηχανισμός εγγυημένων διαφορικών τιμών (feed-in premium).....	40
4.3.1 Αποφυγή υπερβολικής αποζημίωσης .....	42
4.3.2 Αξιολόγηση μηχανισμού F.I.P.....	42
4.4 Ο μηχανισμός υποχρεωτικής ποσόστωσης (quota) .....	44
4.4.1 Αποφυγή υπερβολικής αποζημίωσης .....	45
4.4.2 Αξιολόγηση του μηχανισμού quota .....	45
4.5 Καθεστώς στήριξης των Α.Π.Ε. στην Ελλάδα σήμερα.....	48
4.6 Βιβλιογραφία κεφαλαίου .....	50
Κεφάλαιο 5ο Κατάσταση έργων Α.Π.Ε. στην Ελλάδα .....	52
5.1 Ο ρόλος της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας.....	52
5.2 Η αδειοδοτική διαδικασία .....	53

5.3. Κανονισμός αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας .....	55
5.4 Μεθοδολογία αξιολόγησης αιτήσεων για τη λήψη άδειας παραγωγής.....	56
5.5 Το επενδυτικό ενδιαφέρον ανά τεχνολογία Α.Π.Ε. ....	57
5.5.1 Το πλήθος των έργων Α.Π.Ε. ....	60
5.5.2 Η ισχύς των έργων Α.Π.Ε. ....	61
5.6 Βιβλιογραφία κεφαλαίου .....	61
Κεφάλαιο 6ο Διαμόρφωση και ταυτοποίηση δείγματος.....	63
6.1 Διαμόρφωση και ταυτοποίηση του δείγματος.....	63
6.2. Πλήθος έργων Α.Π.Ε. δείγματος.....	64
6.3. Ωριμότητα έργων Α.Π.Ε. δείγματος.....	66
6.4. Ισχύς έργων Α.Π.Ε. δείγματος .....	68
6.5 Βιβλιογραφία κεφαλαίου .....	70
Κεφάλαιο 7ο Χαρακτηριστικά και επιπτώσεις έργων.....	70
7.1 Ενεργειακή απόδοση έργων δείγματος.....	70
7.2 Επιπτώσεις έργων Α.Π.Ε. στην απασχόληση.....	75
7.3 Περιφερειακή ανάπτυξη.....	78
7.4 Περιβαλλοντικές επιπτώσεις .....	81
7.4.1 Εξοικονόμηση ρύπων CO <sub>2</sub> .....	81
7.4.2 Εξοικονόμηση ρύπων SO <sub>2</sub> , CO, NO <sub>x</sub> , HC, PM <sub>10</sub> .....	84
7.5 Βιβλιογραφία κεφαλαίου .....	86
Κεφάλαιο 8 <sup>ο</sup> Οικονομική Αποδοτικότητα έργων Α.Π.Ε. ....	87
8.1 Εισαγωγή .....	87
8.2 Α.Π.Ε. και κόστος παραγωγής.....	88
8.3 Το εξωτερικό κόστος της ενέργειας.....	88
8.4 Στοιχεία κόστους επενδύσεων σε έργα Α.Π.Ε.....	89
8.4.1 Προϋπολογισμός έργων Α.Π.Ε.....	90
8.4.2 Τάσεις μεταβολής του κόστους υλοποίησης των έργων Α.Π.Ε.....	90
8.4.3 Δαπάνη Φ.Π.Α. και αποσβέσεων.....	92
8.4.4 Βραχυπρόθεσμα και μακροπρόθεσμα δάνεια .....	93
8.4.5 Λειτουργικό κόστος.....	94
8.4.6 Κόστος αποξήλωσης .....	94
8.5 Παρουσίαση λογισμικού .....	95
8.6 Παραδοχές υπολογισμών .....	97
8.7 Αξιολόγηση επενδύσεων .....	101
8.8 Κριτήρια οικονομικής αξιολόγησης.....	102
8.8.1 Η καθαρά παρούσα αξία.....	102
8.8.2 Εσωτερικό συντελεστής απόδοσης έργων Α.Π.Ε.....	103
8.8.3 Περίοδος αποπληρωμής έργων Α.Π.Ε.....	109
8.8.4 Απόδοση της επένδυσης .....	112
8.8.5 Λόγος οφέλους-κόστους.....	114
8.9 Ανάλυση ευαισθησίας.....	117
8.9.1 Ανάλυση ευαισθησίας για φωτοβολταϊκά με τις νέες ταρίφες .....	120
8.10 Αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης έργων Α.Π.Ε. ....	125
8.10.1 Γεωθερμία .....	125
8.10.2 Αιολικά πάρκα .....	126
8.10.3 Φωτοβολταϊκά- μικρά υδροηλεκτρικά.....	127
8.10.4 Ηλιοθερμικά.....	129
8.11 Συγκριτική αξιολόγηση οικονομικής αποδοτικότητας έργων Α.Π.Ε.....	130

8.12 Βιβλιογραφία κεφαλαίου .....	133
Κεφάλαιο 9ο Εφαρμογή μηχανισμού εγγυημένων διαφορικών τιμών.....	135
9.1 Εισαγωγή .....	135
9.2 Αποζημίωση της ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. ....	135
9.3 Αξιολόγηση του μηχανισμού εγγυημένων τιμών (feed-in-tariff) .....	136
9.4 Αξιολόγηση του μηχανισμού υποχρεωτικής ποσόστωσης (quota).....	136
9.5 Αξιολόγηση του μηχανισμού εγγυημένων διαφορικών τιμών (Feed-In Premium)..	137
9.6 Ποιοτική συγκριτική αξιολόγηση μηχανισμών στήριξης στην Ελλάδα.....	138
9.7 Ορισμός δείγματος παρούσας ανάλυσης.....	139
9.8 Παραδοχές για τους μηχανισμούς στήριξης .....	141
9.9 Παραδοχές και αποτελέσματα για το αιολικό πάρκο-παραλλαγές του μηχανισμού feed-in premium .....	144
9.10 Αποτελέσματα για το φωτοβολταϊκό σταθμό-παραλλαγές του μηχανισμού feed-in premium .....	146
9.11 Βιβλιογραφία κεφαλαίου .....	149
Κεφάλαιο 10ο Συμπεράσματα .....	150
Βιβλιογραφία .....	155

## ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΣΧΗΜΑΤΩΝ

<b>Σχήμα 2.1</b> Μεριδίο νέων εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά τεχνολογία στην Ε.Ε. (2011) .....	14
<b>Σχήμα 2.2</b> Ισχύς ενεργειακών επενδύσεων που εγκαταστάθηκαν και αποσύρθηκαν ανά τεχνολογία κατά το έτος 2011 στην Ε.Ε. ....	14
<b>Σχήμα 2.3</b> Καθαρή εγκαταστημένη ισχύς ενεργειακών επενδύσεων ανά τεχνολογία στην Ε.Ε. την χρονική περίοδο 2000-2011 (GW) .....	15
<b>Σχήμα 2.4</b> Ενεργειακό μείγμα Ευρωπαϊκής Ένωσης (2000) .....	16
<b>Σχήμα 2.5</b> Ενεργειακό μείγμα Ευρωπαϊκής Ένωσης (2011).....	17
<b>Σχήμα 2.6</b> Μεριδίο νέων έργων Α.Π.Ε. ανά τεχνολογία στην Ε.Ε. (2011) .....	18
<b>Σχήμα 2.7</b> Μεριδία αγοράς αιολικής ενέργειας με βάση την εγκαταστημένη ισχύ ανά κράτος-μέλος της Ε.Ε. για το 2011 .....	19
<b>Σχήμα 2.8</b> Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων ανά έτος στην Ε.Ε. (GW).....	19
<b>Σχήμα 2.9</b> Μεριδίο αιολικής ενέργειας της Γερμανίας, της Ισπανίας και της Δανίας και των υπόλοιπων χωρών της Ε.Ε. ....	20
<b>Σχήμα 2.10</b> Εγκατάσταση αιολικών και υπερράκτιων αιολικών πάρκων ανά έτος στην Ε.Ε. (MW).....	20
<b>Σχήμα 2.11</b> Μεριδία αγοράς αιολικής ενέργειας με βάση την εγκαταστημένη ισχύ ανά κράτος-μέλος της Ε.Ε. στο τέλος του 2011.....	21
<b>Σχήμα 2.12</b> Αθροιστική εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων ανά έτος στην Ε.Ε. (GW) .....	22
<b>Σχήμα 2.13</b> Μεριδίο αιολικής ενέργειας στην συνολική κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ε.Ε. ....	22
<b>Σχήμα 2.14</b> Μεριδίο αγοράς των κορυφαίων αγορών φωτοβολταϊκών συστημάτων παγκοσμίως.....	24
<b>Σχήμα 2.15</b> Εξέλιξη της εγκαταστημένης ισχύς των φωτοβολταϊκών συστημάτων παγκοσμίως. ....	25
<b>Σχήμα 5.1</b> Παρουσίαση διαδικασίας αδειοδότησης έργων Α.Π.Ε. ....	54
<b>Σχήμα 5.2</b> Πλήθος έργων Α.Π.Ε. ανά τεχνολογία και ανά φάση αδειοδότησης. ....	60
<b>Σχήμα 5.3</b> Ισχύς έργων Α.Π.Ε. ανά τεχνολογία και ανά φάση αδειοδότησης. ....	61
<b>Σχήμα 6.1</b> Πλήθος έργων Α.Π.Ε. δείγματος ανά τεχνολογία.....	64
<b>Σχήμα 6.2</b> Ωριμότητα έργων Α.Π.Ε. δείγματος ανά τεχνολογία. ....	66
<b>Σχήμα 6.3</b> Ωριμότητα έργων Α.Π.Ε. δείγματος ανά τεχνολογία και ανά περιφέρεια. ....	67
<b>Σχήμα 6.4</b> Ισχύς έργων Α.Π.Ε. δείγματος ανά τεχνολογία (MW) .....	68
<b>Σχήμα 7.1</b> Μέσος συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας ανά τεχνολογία. ....	70
<b>Σχήμα 7.2</b> Ετήσια παραγόμενη ενέργεια ανά τεχνολογία (GWh) .....	71
<b>Σχήμα 7.3</b> Ανθρωποέτη ανά τεχνολογία .....	76
<b>Σχήμα 7.4</b> Συμβολή στην περιφερειακή ανάπτυξη ανά τεχνολογία (% ΑΕΠ) .....	78
<b>Σχήμα 7.5</b> Εξοικονόμηση εκπομπών CO <sub>2</sub> (χιλιάδες τόνοι) σε ετήσια βάση ανά τεχνολογία .....	82
<b>Σχήμα 7.6</b> Εξοικονόμηση εκπομπών SO <sub>2</sub> ,CO, NOX,HC,PM10 (χιλιάδες τόνοι) σε ετήσια βάση-αιολικά πάρκα .....	84
<b>Σχήμα 7.7</b> Εξοικονόμηση εκπομπών SO <sub>2</sub> ,CO, NOX,HC,PM10 (χιλιάδες τόνοι) σε ετήσια βάση-φωτοβολταϊκοί σταθμοί .....	85
<b>Σχήμα 8.1</b> Μέσες τιμές IRR συνολικής επένδυσης έργων δείγματος ανά τεχνολογία .....	105
<b>Σχήμα 8.2</b> Συσχέτιση των δεικτών C.F. και I.R.R. των αιολικών πάρκων .....	106
<b>Σχήμα 8.3</b> Συσχέτιση των δεικτών C.F. και I.R.R. των φωτοβολταϊκών .....	107
<b>Σχήμα 8.4</b> Μέσες τιμές Payback period συνολικής επένδυσης έργων δείγματος ανά τεχνολογία (έτη) .....	110
<b>Σχήμα 8.5</b> Συσχέτιση των δεικτών C.F. και χρόνου αποπληρωμής των αιολικών πάρκων .....	111
<b>Σχήμα 8.6</b> Συσχέτιση των δεικτών C.F. και χρόνου αποπληρωμής των φωτοβολταϊκών .....	111
<b>Σχήμα 8.7</b> Μέσες τιμές R.O.I. έργων Α.Π.Ε. δείγματος ανά τεχνολογία.....	112
<b>Σχήμα 8.8</b> Συσχέτιση των δεικτών C.F. και R.O.I. των αιολικών πάρκων.....	113
<b>Σχήμα 8.9</b> Συσχέτιση των δεικτών C.F. και R.O.I. των φωτοβολταϊκών .....	114
<b>Σχήμα 8.10</b> Μέσες τιμές B/C έργων Α.Π.Ε. δείγματος ανά τεχνολογία .....	115
<b>Σχήμα 8.11</b> Συσχέτιση των δεικτών C.F. και B/C των αιολικών πάρκων .....	116
<b>Σχήμα 8.12</b> Συσχέτιση των δεικτών C.F. και B/C των φωτοβολταϊκών .....	117
<b>Σχήμα 8.13</b> Τιμές δείκτη I.R.R. φωτοβολταϊκών για την περίοδο 2012-2015 .....	123



<b>Σχήμα 8.14</b> Τιμές δείκτη χρόνου αποπληρωμής επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά για την περίοδο 2012-2015 .....	<b>123</b>
<b>Σχήμα 8.15</b> Τιμές δείκτη R.O.I. φωτοβολταϊκών για την περίοδο 2012-2015 .....	<b>124</b>
<b>Σχήμα 8.16</b> Τιμές δείκτη B/C φωτοβολταϊκών για την περίοδο 2012-2015 .....	<b>124</b>
<b>Σχήμα 8.17</b> Τιμές δείκτη I.R.R. συνολική επένδυσης για όλες τις τεχνολογίες (χωρίς επιχορήγηση) .....	<b>130</b>
<b>Σχήμα 8.18</b> Τιμές δείκτη I.R.R. συνολική επένδυσης για όλες τις τεχνολογίες (με επιχορήγηση) .....	<b>130</b>
<b>Σχήμα 8.19</b> Τιμές δείκτη Payback period συνολική επένδυσης για όλες τις τεχνολογίες (χωρίς επιχορήγηση) .....	<b>131</b>
<b>Σχήμα 8.20</b> Τιμές δείκτη Payback period συνολική επένδυσης για όλες τις τεχνολογίες (με επιχορήγηση) .....	<b>131</b>

## ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΕΙΚΟΝΩΝ

<b>Εικόνα 6.1</b> Πλήθος έργων Α.Π.Ε. με θετική γνώμη ανά τεχνολογία και περιφέρεια .....	65
<b>Εικόνα 6.2</b> Ισχύς έργων Α.Π.Ε. με θετική γνώμη ανά τεχνολογία και περιφέρεια .....	67
<b>Εικόνα 7.1</b> Προβλεπόμενη ετήσια παραγόμενη ενέργεια σε GWh έργων Α.Π.Ε. με θετική γνώμη ανά τεχνολογία και ανά περιφέρεια .....	73
<b>Εικόνα 7.2</b> Μέσο CF έργων Α.Π.Ε. με θετική γνώμη ανά τεχνολογία και ανά περιφέρεια .....	74
<b>Εικόνα 7.3</b> Δημιουργία απασχόλησης ανά τεχνολογία και ανά περιφέρεια (man-years/mw) .....	77
<b>Εικόνα 7.4</b> Συμβολή στην περιφερειακή ανάπτυξη ανά τεχνολογία (% Α.Ε.Π.) .....	80
<b>Εικόνα 7.5</b> Προβλεπόμενη εξοικονόμηση εκπομπών CO <sub>2</sub> (χιλιάδες τόνοι) λόγω της λειτουργίας των έργων Α.Π.Ε. ανά τεχνολογία και ανά περιφέρεια .....	83
<b>Εικόνα 8.1</b> Εισαγωγή παραδοχών για τον υπολογισμό οικονομικών δεικτών (αιολικό πάρκο) .....	95
<b>Εικόνα 8.2</b> Εισαγωγή παραδοχών για τον υπολογισμό οικονομικών δεικτών (φωτοβολταϊκός σταθμός) .....	96
<b>Εικόνα 8.3</b> Εξαγωγή αποτελεσμάτων για οικονομικούς δείκτες .....	96
<b>Εικόνα 8.4</b> Μέσος εσωτερικός συντελεστής απόδοσης επενδύσεων σε έργα Α.Π.Ε. ανά τεχνολογία και ανά περιφέρεια .....	108
<b>Εικόνα 9.1</b> Υπολογισμός εσόδων για το αιολικό πάρκο-διάφορα σενάρια με Ο.Τ.Σ. ....	140
<b>Εικόνα 9.2</b> Τιμές που λαμβάνει η Οριακή Τιμή Συστήματος για διάστημα ενός έτους.....	141
<b>Εικόνα 9.3</b> Υπολογισμός εσόδων για το αιολικό πάρκο-διάφορα σενάρια με Ο.Τ.Σ. ....	143
<b>Εικόνα 9.4</b> Υπολογισμός εσόδων για το φωτοβολταϊκό σταθμό-διάφορα σενάρια με Ο.Τ.Σ. ....	143

## ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 2.1	Εγκατεστημένη ισχύς ενεργειακών επενδύσεων ανά τεχνολογία (MW) .....	13
Πίνακας 2.2	Εγκατεστημένη ισχύς (MW) ενεργειακών επενδύσεων ανά τεχνολογία στην Ε.Ε. (2000).....	16
Πίνακας 2.3	Εγκατεστημένη ισχύς (MW) ενεργειακών επενδύσεων ανά τεχνολογία στην Ε.Ε. (2010).....	17
Πίνακας 2.4	Εγκατεστημένη ισχύς (MW) αιολικών πάρκων ανά κράτος της Ε.Ε. (2011).....	19
Πίνακας 2.5	Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων ανά κράτος της Ε.Ε. στο τέλος του 2011(GW).....	21
Πίνακας 2.6	Παρουσίαση των TOP-15 κορυφαίων αγορών φωτοβολταϊκών συστημάτων παγκοσμίως.....	24
Πίνακας 3.1	Ποσοστό μείωσης αέριων εκπομπών για την περίοδο 2008-2012 σε σχέση με το 1990 ανά χώρα και εντός της Ευρωπαϊκής Ένωσης, σύμφωνα με το Πρωτόκολλο του Κιότο .....	29
Πίνακας 4.1	Μηχανισμοί στήριξης των Α.Π.Ε.(αιολικά και φωτοβολταϊκά) στην Ε.Ε .....	47
Πίνακας 4.2	Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην Ελλάδα ανά τεχνολογία .....	50
Πίνακας 5.1	Κατάσταση αιτήσεων έργων Α.Π.Ε. σύμφωνα με τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας στις 30.12.2011 .....	59
Πίνακας 6.1	Πλήθος αιτήσεων ανά περιφέρεια και ανά τεχνολογία .....	64
Πίνακας 6.2	Πλήθος αιτήσεων ανά περιφέρεια και ανά τεχνολογία .....	68
Πίνακας 6.1	Ισχύς έργων Α.Π.Ε. ανά περιφέρεια και ανά τεχνολογία (MW).....	64
Πίνακας 7.1	Ετήσια παραγόμενη ενέργεια έργων Α.Π.Ε. ανά περιφέρεια και τεχνολογία (GWh) .....	72
Πίνακας 7.2	Μέσο CF έργων Α.Π.Ε. ανά περιφέρεια και τεχνολογία.....	72
Πίνακας 7.3	Συντελεστές προσδιορισμού απασχόλησης έργων Α.Π.Ε .....	75
Πίνακας 7.4	Ανθρωποέτη ανά περιφέρεια και ανά τεχνολογία .....	76
Πίνακας 7.5	Συμβολή στην περιφερειακή ανάπτυξη ανά περιφέρεια και ανά τεχνολογία (% Α.Ε.Π) .....	79
Πίνακας 7.6	Εξοικονόμηση εκπομπών CO <sub>2</sub> (χιλιάδες τόνοι) ανά περιφέρεια και ανά τεχνολογία).....	82
Πίνακας 7.7	Συντελεστής ανά ρύπο (τόνοι ανά παραγόμενη μεγαβατώρα) .....	84
Πίνακας 7.8	Εξοικονόμηση εκπομπών SO <sub>2</sub> ,CO,NOX,HC,PM10 (χιλιάδες τόνοι) σε ετήσια βάση ανά περιφέρεια- αιολικά πάρκα .....	84
Πίνακας 7.9	Εξοικονόμηση εκπομπών SO <sub>2</sub> ,CO, NOX,HC,PM10 (χιλιάδες τόνοι) σε ετήσια βάση ανά περιφέρεια- φωτοβολταϊκοί σταθμοί.....	85
Πίνακας 8.1	Προϋπολογισμός έργων Α.Π.Ε. δείγματος.....	90
Πίνακας 8.2	Δαπάνη για Φ.Π.Α. και αποσβέσεις έργων Α.Π.Ε. δείγματος .....	92
Πίνακας 8.3	Βραχυπρόθεσμα και μακροπρόθεσμα δάνεια για την υλοποίηση των έργων Α.Π.Ε .....	94
Πίνακας 8.4	Στοιχεία λειτουργικού κόστους έργων Α.Π.Ε.....	94
Πίνακας 8.5	Κόστους αποξήλωσης έργων Α.Π.Ε .....	95
Πίνακας 8.6	Τεκμαρτό (μέσο) κόστος ανά τεχνολογία σύμφωνα με τις ισχύουσες τιμές στην αγορά των Α.Π.Ε .....	100
Πίνακας 8.7	Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε .....	100
Πίνακας 8.8	Μέσες τιμές I.R.R. συνολικής επένδυσης έργων δείγματος ανά τεχνολογία και ανά περιφέρεια.....	106
Πίνακας 8.9	Μέσες τιμές Payback period συνολικής επένδυσης έργων δείγματος ανά τεχνολογία και ανά περιφέρεια .....	110
Πίνακας 8.10	Μέσες τιμές R.O.I έργων Α.Π.Ε. δείγματος ανά τεχνολογία και ανά περιφέρεια .....	113
Πίνακας 8.11	Μέσες τιμές ωφέλου-κόστους έργων Α.Π.Ε. δείγματος ανά τεχνολογία και ανά περιφέρεια.....	116
Πίνακας 8.12	Σενάρια για αιολικά πάρκα-ανάλυση ευαισθησίας .....	118
Πίνακας 8.13	Σενάρια για φωτοβολταϊκά-ανάλυση ευαισθησίας .....	119
Πίνακας 8.14	Νέες ταρίφες για ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από φωτοβολταϊκά.....	120
Πίνακας 8.15	Ανάλυση ευαισθησίας για φωτοβολταϊκά με βάση τις νέες ταρίφες (2012-2013) .....	121
Πίνακας 8.16	Ανάλυση ευαισθησίας για φωτοβολταϊκά με βάση τις νέες ταρίφες (2013-2015) .....	122
Πίνακας 8.17	Συνοπτική παρουσίαση οικονομικών αποτελεσμάτων για φωτοβολταϊκά με βάση τις νέες ταρίφες (2012-2015).....	122
Πίνακας 8.18	Παραδοχές και αποτελέσματα για γεωθερμία .....	125
Πίνακας 8.19	Παραδοχές και αποτελέσματα για αιολικά πάρκα .....	127
Πίνακας 8.20	Παραδοχές και αποτελέσματα για φωτοβολταϊκά και μικρά-υδροηλεκτρικά.....	128
Πίνακας 8.21	Παραδοχές και αποτελέσματα για ηλιοθερμικά.....	129

<b>Πίνακας 8.22</b>	Συνολική παρουσίαση οικονομικών δεικτών για όλες τις τεχνολογίες .....	<b>132</b>
<b>Πίνακας 9.1</b>	Ποιοτική συγκριτική αξιολόγηση μηχανισμών στήριξης Α.Π.Ε.....	<b>139</b>
<b>Πίνακας 9.2</b>	Χαρακτηριστικά αιολικού πάρκου.....	<b>139</b>
<b>Πίνακας 9.3</b>	Χαρακτηριστικά φωτοβολταϊκού σταθμού.....	<b>140</b>
<b>Πίνακας 9.4</b>	Καθορισμός σεναρίων για τους μηχανισμούς στήριξης .....	<b>142</b>
<b>Πίνακας 9.5</b>	Χαρακτηριστικά και παραδοχές για το αιολικό πάρκο.....	<b>144</b>
<b>Πίνακας 9.6</b>	Συνοπτική παρουσίαση οικονομικών αποτελεσμάτων για το αιολικό πάρκο .....	<b>145</b>
<b>Πίνακας 9.7</b>	Χαρακτηριστικά και παραδοχές για τον φωτοβολταϊκό σταθμό .....	<b>146</b>
<b>Πίνακας 9.8</b>	Συνοπτική παρουσίαση οικονομικών αποτελεσμάτων για τον φωτοβολταϊκό σταθμό .....	<b>147</b>

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΡΠΑΣ

## ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΕΣ

C.F.: Capacity factor  
B./C.: Benefit to Cost ratio  
E.P.I.A.: European Photovoltaic Industry Association  
E.W.E.A.: European Wind Energy Association  
F.I.Ts.: Feed In Tarrifs  
F.I.Ps.: Feed In Premiums  
I.R.R.: Internal Rate of Return  
P.F.P.: Private Forestry Programme  
P.I.: Profitability Index  
R.O.I.: Return On Investment  
W.E.C.: World Energy Council  
Α.Ε.Π.: Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν  
Α.Π.: Ανεξάρτητος Παραγωγός  
Α.Π.ΔΣ.Μ.Ε.: Αιολικό Πάρκο Διασυνδεδεμένο Με Επιχορήγηση  
Α.Π.ΔΣ.Χ.Ε.: Αιολικό Πάρκο Διασυνδεδεμένο Χωρίς Επιχορήγηση  
Α.Π.Ε.: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας  
Α.Π.Μ.ΔΣ.Χ.Ε.: Αιολικό Πάρκο Μη Διασυνδεδεμένο Χωρίς Επιχορήγηση  
Α.Π.Μ.ΔΣ.Μ.Ε.: Αιολικό Πάρκο Μη Διασυνδεδεμένο Με Επιχορήγηση  
Γ.Γ.Υ.Π.: Γεωργική Γη Υψηλής Παραγωγικότητας  
ΓΘ.Υ.Θ.Μ.Ε.: Γεωθερμία Υψηλής Θερμοκρασίας Με Επιχορήγηση  
ΓΘ.Υ.Θ.Χ.Ε.: Γεωθερμία Υψηλής Θερμοκρασίας Χωρίς Επιχορήγηση  
ΓΘ.Χ.Θ.Μ.Ε.: Γεωθερμία Χαμηλής Θερμοκρασίας Με Επιχορήγηση  
ΓΘ.Χ.Θ.Χ.Ε.: Γεωθερμία Χαμηλής Θερμοκρασίας Χωρίς Επιχορήγηση  
Δ.Ε.Η.: Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού  
Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.: Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας  
Δ.Ο.Ε.: Διεθνής Οργανισμός Εργασίας  
Δ.Τ.Κ. Δείκτης Τιμών Καταναλωτή  
Ε.Β.Ε.Ο.: Εργαστήριο Βιομηχανικής & Ενεργειακής Οικονομίας  
Ε.Ε.: Ευρωπαϊκή Ένωση  
Ε.Π.Μ.Μ.Ε. : Επικυρωμένες Πιστωτικές Μονάδες Μείωσης Εκπομπών  
Ε.Π.Π. Εμπορεύσιμα Πράσινα Πιστοποιητικά  
Ε.Π.Ο.: Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων  
Ε.Σ.Α. : Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης  
Ε.Σ.Δ.Α.Ε.: Εθνικό Σχέδιο Δράσης για την Ανανεώσιμη Ενέργεια  
Η.Π.Α.: Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής  
ΗΘ.Μ.Σ.Α.Μ.Ε.: Ηλιοθερμικό Με Σύστημα Αποθήκευσης Με Επιχορήγηση  
ΗΘ.Χ.Σ.Α.Μ.Ε.: Ηλιοθερμικό Χωρίς Σύστημα Αποθήκευσης Με Επιχορήγηση  
ΗΘ.Μ.Σ.Α.Χ.Ε.: Ηλιοθερμικό Με Σύστημα Αποθήκευσης Χωρίς Επιχορήγηση  
ΗΘ.Χ.Σ.Α.Χ.Ε.: Ηλιοθερμικό Χωρίς Σύστημα Αποθήκευσης Χωρίς Επιχορήγηση  
Κ.Α.Π.Ε.: Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας  
Κ.ΕΝ.Α.Κ.: Κανονισμός Ενεργειακής Απόδοσης Κτιρίων  
Κ.Π.Α. Καθαρά Παρούσα Αξία  
Κ.Υ.Α.: Κοινή Υπουργική Απόφαση  
Κ.Υ.Π. Κοινή Υλοποίηση του Πρωτοκόλλου  
Λ.ΑΓ.Η.Ε.: Λειτουργός της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας  
Λ.Π.Α. Λόγος Παρούσας Αξίας  
Μ.Κ.Α. : Μηχανισμός Καθαρής Ανάπτυξης  
Μ.Υ.Η.Σ.: Μικρής Κλίμακας Υδροηλεκτρικά Συστήματα  
Μ.ΥΗΣ.Μ.Ε.: Μικρός Υδροηλεκτρικός Σταθμός Με Επιχορήγηση  
Μ.ΥΗΣ.Χ.Ε.: Μικρός Υδροηλεκτρικός Σταθμός Χωρίς Επιχορήγηση  
Ο.Τ.Α.: Οργανισμός Τοπικής Αυτοδιοίκησης  
Ο.Τ.Σ.: Οριακή Τιμή Συστήματος  
ΠΚ.Σ.Α.: Πολυκριτηριακές Συναρτήσεις Αξίας  
Π.Μ.Μ.Ε. : Πιστωτικές Μονάδες Μείωσης Εκπομπών

Π.Π.Ε.: Προμελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων  
Π.Π.Ε.Α.: Προκαταρκτική Περιβαλλοντική Εκτίμηση και Αξιολόγηση  
Π.Σ.: Προσφοράς Σύνδεσης  
ΠτΚ: Πρωτόκολλο του Κίτο  
Ρ.Α.Ε.: Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας  
Σ.Η.Θ.: Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας  
ΣΗ.Θ.Υ.Α: Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης  
Υ.Α.: Υπουργική Απόφαση  
Υ.Π.Ε.ΚΑ: Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής  
Υ.Π.Ε.ΧΩ.ΔΕ.: Υπουργείο Περιβάλλοντος Χωροταξίας και Δημοσίων Έργων  
ΥΠ.ΟΚ.: Υπουργείο Οικονομικών  
ΦΒ.Σ: Φωτοβολταϊκά Συστήματα  
Φ.Π.Α. Φόρος Προστιθέμενης Αξίας  
Φ.Σ.Δ.: Φωτοβολταϊκό Σύστημα Διασυνδεδεμένο  
Φ.Σ.Μ.Δ.: Φωτοβολταϊκό Σύστημα Μη Διασυνδεδεμένο

## Κεφάλαιο 1ο Εισαγωγή

Η διαφαινόμενη εξάντληση των ενεργειακών αποθεμάτων των συμβατικών καυσίμων του πλανήτη μας όπως το πετρέλαιο, το φυσικό αέριο και ο άνθρακας, που αποτελούν τις κύριες πηγές κάλυψης των ενεργειακών μας αναγκών, σε συνδυασμό με την διαρκώς αυξανόμενη ζήτηση ενέργειας, αλλά και την βαθμιαία επιδείνωση των περιβαλλοντικών προβλημάτων, οδήγησε τις σύγχρονες κοινωνίες να στραφούν αφενός σε τεχνικές εξοικονόμησης και ορθολογικής χρήσης της ενέργειας, αφετέρου στην αξιοποίηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.).

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας ανανεώνονται μέσω του κύκλου της φύσης και θεωρούνται πρακτικά ανεξάντλητες. Εξάλλου οι τελευταίες ήταν και οι πρώτες μορφές ενέργειας που χρησιμοποίησε ο άνθρωπος μέχρι τις αρχές του 20ου αιώνα, οπότε και εντατικοποιήθηκε η χρήση του άνθρακα και των υδρογονανθράκων, με δυσμενείς για το περιβάλλον συνέπειες. Γεγονός που αντιμετωπίζουμε σήμερα σε μεγαλύτερη πλέον κλίμακα. Η παραγωγή και χρήση ενέργειας για την κάλυψη αυτών των αναγκών δημιουργούν μια σειρά από περιβαλλοντικά προβλήματα με γνωστότερο αυτό του φαινομένου του θερμοκηπίου.

Η χρήση Α.Π.Ε., όχι μόνο δεν επιφέρει αρνητικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις, αλλά η αξιοποίησή τους μπορεί να αποφέρει και οικονομικά οφέλη σε αυτόν που θα δεσμεύσει το ενεργειακό τους δυναμικό. Απαραίτητη προϋπόθεση αποτελεί η αξιόπιστη σύνδεση μεταξύ της υπάρχουσας τεχνολογίας και των Α.Π.Ε. ώστε να αποφέρουν το μεγαλύτερο δυνατό ενεργειακό κέρδος, όπου αυτό είναι εφικτό.

Οι ανανεώσιμες πηγές παρέχουν επίσης τη δυνατότητα βελτίωσης της ασφάλειας του εφοδιασμού, επειδή ενισχύουν τη διαφοροποίηση της παραγωγής ενέργειας. Τα επιχειρήματα υπέρ των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ενισχύονται λόγω των θετικών τους αποτελεσμάτων στην προστασία της ποιότητας του ατμοσφαιρικού αέρα και στην δημιουργία νέων θέσεων απασχόλησης και επιχειρήσεων, πολλές εκ των οποίων σε αγροτικές περιοχές.

Στην Ελλάδα για την διάδοση των Α.Π.Ε. έχει θεσμοθετηθεί ως εθνικός στόχος η συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό 20% μέχρι το 2020. Ο δε αντίστοιχος εθνικός στόχος για τη συμμετοχή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας καθορίστηκε σε ποσοστό τουλάχιστον 40% μέχρι το 2020.

Στην παρούσα εργασία παρουσιάζεται η πρόοδος που σημειώθηκε στην ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Ελλάδα τα δέκα τελευταία χρόνια.

Δύο είναι οι βασικοί στόχοι της παρούσας εργασίας. Ο πρώτος στόχος είναι να παρουσιαστεί το επενδυτικό ενδιαφέρον που έχει καταγραφεί για την αξιοποίηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην Ηλεκτροπαραγωγή στην Ελληνική επικράτεια την χρονική περίοδο 2001-2011 και να αποτυπωθούν οι επιπτώσεις που θα έχει η ανάπτυξη αυτών των ενεργειακών επενδύσεων σε διάφορους τομείς της οικονομίας, της κοινωνίας και του περιβάλλοντος.

Λαμβάνοντας υπόψη την δυναμική διεύδυση των Α.Π.Ε. στο ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας της χώρα καθώς και την οικονομική συγκυρία την οποία βρίσκεται η τελευταία θεωρήθηκε χρήσιμο να τεθεί ως δεύτερος στόχος της εργασίας ο προσδιορισμός, με την χρήση κατάλληλων οικονομικών εργαλείων, της οικονομικής αποδοτικότητας των συγκεκριμένων ενεργειακών επενδύσεων. Η ανάλυση βασίστηκε στο μηχανισμό στήριξης των Α.Π.Ε που έχει ήδη υιοθετηθεί και εφαρμόζεται μέχρι σήμερα στην Ελληνική επικράτεια, τον μηχανισμό εγγυημένων τιμών αλλά και σε ένα μηχανισμό στήριξης που θα μπορούσε να εφαρμοστεί, τον μηχανισμό εγγυημένων διαφορικών τιμών με γνώμονα πάντα ότι εξασφαλίζεται η βιωσιμότητα των επενδύσεων και υπάρχει ανάπτυξη χωρίς να επιβαρύνονται σημαντικά ο καταναλωτής και τα δημόσια οικονομικά.

Για την υλοποίηση των ανωτέρω στόχων της εργασίας καταγράφηκαν τα χαρακτηριστικά των επενδυτικών προτάσεων σε Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας που υποβλήθηκαν στην Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας και που έλαβαν θετική γνώμη έπειτα από την αξιολόγηση μιας σειράς κριτηρίων, το χρονικό διάστημα 2001-2011. Πρόκειται για 1.977 επενδυτικές προτάσεις για την υλοποίηση σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής



ενέργειας από αιολικά πάρκα και από φωτοβολταϊκούς σταθμούς που ήδη λειτουργούν ή πρόκειται να εγκατασταθούν σε όλες τις περιφέρειες της Ελληνικής Επικράτειας.

Η δομή της εργασίας έχει ως εξής.

Μετά από το πρώτο αυτό εισαγωγικό κεφάλαιο, στο δεύτερο κεφάλαιο παρουσιάζονται οι κυριότερες τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, η εξέλιξη τους την τελευταία δεκαετία, καθώς και η συμμετοχής τους στο ενεργειακό μείγμα της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Στο τρίτο κεφάλαιο γίνεται αναφορά στον Πρωτόκολλο του Κιότο και στους ευέλικτους μηχανισμούς του, ενώ στο τέταρτο κεφάλαιο παρουσιάζονται οι μηχανισμοί στήριξης των Α.Π.Ε. Για καθένα από αυτούς παρουσιάζονται τα κυριότερα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα τους, εμφανίζεται ο μηχανισμός που έχει επιλέξει κάθε ευρωπαϊκή χώρα και περιγράφεται ο μηχανισμός στήριξης που έχει υιοθετηθεί από την Ελλάδα.

Στο πέμπτο κεφάλαιο γίνεται αναφορά στον ρόλο και τις αρμοδιότητες της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας σχετικά με τις Α.Π.Ε. καθώς και στην διαδικασία που ακολουθεί για την αξιολόγηση των συγκεκριμένων ενεργειακών επενδύσεων. Στην συνέχεια παρουσιάζεται συνοπτικά η αδειοδοτική διαδικασία που ακολουθούν τα έργα Α.Π.Ε. με τις αλλαγές που έχει επιφέρει σε αυτή ο νόμος ν.3851/2010 και στο τέλος του κεφαλαίου παρουσιάζεται το επενδυτικό ενδιαφέρον που έχει εκδηλωθεί για τις Α.Π.Ε. την τελευταία δεκαετία σύμφωνα με το αρχείο του τμήματος αδειών της Ρ.Α.Ε.

Στο έκτο κεφάλαιο παρουσιάζεται η ταυτότητα του δείγματος της έρευνας που πραγματοποιήθηκε. Παρουσιάζονται πληροφοριακά στοιχεία για τα έργα Α.Π.Ε του δείγματος όπως: το πλήθος των έργων Α.Π.Ε κάθε περιφέρειας ανά τεχνολογία, η ισχύς αυτών των έργων και η ωριμότητα τους.

Στο επόμενο κεφάλαιο αναλύονται οι επιπτώσεις από το επενδυτικό ενδιαφέρον που έχει αναπτυχθεί για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας στην Ελληνική επικράτεια στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής την τελευταία δεκαετία. Αρχικά παρουσιάζονται τα ενεργειακά, οικονομικά, κοινωνικά και περιβαλλοντικά χαρακτηριστικά αυτών των επενδυτικών προτάσεων και επιχειρείται να προσδιοριστεί η συνεισφορά τους στην

κάλυψη των ενεργειακών αναγκών, στην αύξηση της απασχόλησης, στην περιφερειακή ανάπτυξη και στην προστασία του περιβάλλοντος με τη μείωση των εκπομπών του φαινομένου του θερμοκηπίου. Η παρουσίαση των χαρακτηριστικών των επενδύσεων σε έργα Α.Π.Ε. γίνεται σε εθνικό και περιφερειακό επίπεδο αλλά και σε επίπεδο τεχνολογίας προκειμένου να εξαχθούν χρήσιμα συμπεράσματα τόσο για την γεωγραφική κατανομή αυτών των ενεργειακών επενδύσεων όσο και για να καταγραφούν τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά κάθε τεχνολογίας που συμπεριλαμβάνεται στην έρευνα.

Στο όγδοο κεφάλαιο επιχειρήθηκε να προσδιοριστεί με την χρήση κατάλληλων οικονομικών εργαλείων η οικονομική αποδοτικότητα των έργων Α.Π.Ε. του δείγματος. Αφού προσδιορίστηκαν τα στοιχεία κόστους των συγκεκριμένων επενδύσεων, επιλέχτηκαν οι παραδοχές για την ανάλυση που θα ακολουθούσε και με την χρησιμοποίηση ενός οικονομικού λογισμικού για κάθε τεχνολογία προσδιορίστηκε για κάθε έργο του δείγματος: η καθαρά παρούσα αξία, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης, η περίοδος αποπληρωμής, η απόδοση της επένδυσης και ο λόγος κόστους-οφέλους για διάφορα σενάρια. Επίσης από την ανάλυση εξήχθησαν χρήσιμα συμπεράσματα για την σχέση του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας της κάθε τεχνολογίας με τους ανωτέρω οικονομικούς δείκτες.

Στο ένατο κεφάλαιο αρχικά γίνεται μια αξιολόγηση των μηχανισμών στήριξης: εγγυημένων τιμών, υποχρεωτικής ποσόστωσης και εγγυημένων διαφορικών τιμών. Ακολουθεί μια συγκριτική αξιολόγηση μεταξύ των μηχανισμών στήριξης των Α.Π.Ε. Ορίζοντας ως δείγμα ένα αιολικό πάρκο και έναν φωτοβολταϊκό σταθμό που ήδη λειτουργούν και παράγουν ηλεκτρική ενέργεια, επιχειρείται να προσδιοριστεί η οικονομική αποδοτικότητα τους με βάση τους οικονομικούς δείκτες του προηγούμενου κεφαλαίου και με την παραδοχή ότι ο μηχανισμός στήριξης των Α.Π.Ε. που λειτουργεί στο ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής είναι μια παραλλαγή του μηχανισμού εγγυημένων διαφορικών τιμών.

Η εργασία ολοκληρώνεται με το δέκατο κεφάλαιο, όπου σε αυτό συνοψίζονται κυρίως τα συμπεράσματα από την πραγματοποίηση των δύο βασικών στόχων της εργασίας και παρουσιάζεται μια πρόταση για την συνέχιση της.

## Κεφάλαιο 2ο Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

### 2.1 Μορφές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας

Οι σύγχρονες κοινωνίες καταναλώνουν τεράστιες ποσότητες ενέργειας για τη θέρμανση χώρων (κατοικιών και γραφείων), τα μέσα μεταφοράς, την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και για τη λειτουργία των βιομηχανικών μονάδων. Με την πρόοδο της οικονομίας και την αύξηση του βιοτικού επιπέδου, η ενεργειακή ζήτηση αυξάνεται ολοένα. Στις μέρες μας, το μεγαλύτερο ποσοστό ενέργειας που χρησιμοποιούμε προέρχεται από τις συμβατικές πηγές ενέργειας που είναι το πετρέλαιο, η βενζίνη και ο άνθρακας. Πρόκειται για μη ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που αργά ή γρήγορα θα εξαντληθούν.

Το ενδιαφέρον για την ευρύτερη αξιοποίηση των Α.Π.Ε., καθώς και για την ανάπτυξη αξιόπιστων και οικονομικά αποδοτικών τεχνολογιών που δεσμεύουν το δυναμικό τους παρουσιάστηκε αρχικά μετά την πρώτη πετρελαϊκή χρήση του 1979 και παγιώθηκε την επόμενη δεκαετία, μετά τη συνειδητοποίηση των παγκόσμιων περιβαλλοντικών προβλημάτων. Έχει διαπιστωθεί ότι ο ενεργειακός τομέας είναι ο πρωταρχικός υπεύθυνος για τη ρύπανση του περιβάλλοντος, καθώς σχεδόν το 95% της ατμοσφαιρικής ρύπανσης οφείλεται στην παραγωγή, το μετασχηματισμό και τη χρήση των συμβατικών καυσίμων.

#### 2.1.1 Αιολική ενέργεια

Η εκμετάλλευση της ενέργειας του ανέμου από τον άνθρωπο αποτελεί μία πρακτική που βρίσκει τις ρίζες της στην αρχαιότητα: ιστιοφόρα, ανεμόμυλοι κ.λπ. Σήμερα, για την αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας χρησιμοποιούμε τις ανεμογεννήτριες, οι οποίες μετατρέπουν την κινητική ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική και στη συνέχεια, την διοχετεύουν στο ηλεκτρικό δίκτυο της χώρας. Χρησιμοποιούνται, επίσης, και για την κάλυψη ή και τη συμπλήρωση των ενεργειακών αναγκών απομακρυσμένων εξοχικών κατοικιών, βιομηχανικών μονάδων, ιστιοφόρων πλοίων κ.λπ. Σε περιπτώσεις άπνοιας ή και αυξημένων ενεργειακών αναγκών, η ενέργεια αποθηκεύεται σε ηλεκτρικούς συσσωρευτές (μπαταρίες) και χρησιμοποιείται όταν χρειάζεται, ενώ συχνά γίνεται και χρήση νηζελογεννητριών παράλληλα με τις ανεμογεννήτριες (υβριδικά συστήματα). Η χώρα μας διαθέτει εξαιρετικά πλούσιο αιολικό δυναμικό, σε αρκετές περιοχές της Κρήτης, της Πελοποννήσου, της Στερεάς Ελλάδας και στα νησιά του Αιγαίου. Σε αυτές

τις περιοχές συναντάμε και τα περισσότερα αιολικά πάρκα. Τα αιολικά πάρκα σχεδιάζονται ώστε να συνυπάρχουν αρμονικά με το τοπίο της κάθε περιοχής, ενώ η ραγδαία εξέλιξη της τεχνολογίας των ανεμογεννητριών έχει καταστήσει πρακτικά αθόρυβη τη λειτουργία τους.

### **2.1.2 Υδροηλεκτρική ενέργεια**

Όπως και η αιολική ενέργεια, η ενέργεια που παράγεται από την ορμή του νερού αξιοποιείται από τον άνθρωπο εδώ και πολλά χρόνια. Το νερό, πέφτοντας από ύψος ή ρέοντας με μεγάλη ταχύτητα, μπορεί να περιστρέψει τροχούς με πτερύγια (υδροστρόβιλους). Με τη σειρά της, η περιστροφή αυτή παράγει ηλεκτρική ενέργεια, σε ειδικές εγκαταστάσεις (υδροηλεκτρικοί σταθμοί). Στη χώρα μας, νερόμυλοι και άλλοι μηχανισμοί υδροκίνησης συνεχίζουν ακόμα και σήμερα να χρησιμοποιούν τη δύναμη του νερού και αποτελούν παραδείγματα για τη δυνατότητα αξιοποίησης του νερού σε μονάδες μεγαλύτερης κλίμακας. Συστήματα αξιοποίησης των Α.Π.Ε. αποτελούν και τα μικρής κλίμακας υδροηλεκτρικά συστήματα (Μ.Υ.Η.Σ.), που είναι, κυρίως, «συνεχούς ροής», δηλαδή δεν περιλαμβάνουν σημαντική περισυλλογή νερού σε ταμιευτήρα. Έτσι, για τη λειτουργία τους δεν απαιτείται η κατασκευή μεγάλων φραγμάτων, που σε πολλές περιπτώσεις επιφέρουν δυσμενείς επιπτώσεις στο τοπικό περιβάλλον.

### **2.1.3 Ηλιακή ενέργεια**

Είναι γνωστό ότι η ηλιακή ακτινοβολία όχι μόνο δίνει φως, αλλά επίσης θερμαίνει τα σώματα στα οποία προσπίπτει. Λιγότερο γνωστό είναι ότι η ηλιακή ακτινοβολία αλλάζει και τις ιδιότητες κάποιων υλικών (των ημιαγωγών), που με αυτόν τον τρόπο, παράγουν ηλεκτρικό ρεύμα. Αυτό είναι και το «κλειδί» για την περαιτέρω αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρισμού σήμερα, που πραγματοποιείται μέσω θερμικών ηλιακών, παθητικών ηλιακών και φωτοβολταϊκών συστημάτων.

Τα συστήματα ηλιακής ενέργειας, διακρίνονται σε θερμικά και σε φωτοβολταϊκά. Τα θερμικά συστήματα, μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία απευθείας σε θερμική ενέργεια, για χρήση στον οικιακό και εμπορικό τομέα. Τα φωτοβολταϊκά ηλιακά συστήματα μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία απευθείας σε ηλεκτρική ενέργεια για χρήση σε διάφορες εφαρμογές. Τα θερμικά ηλιακά συστήματα, μπορούν να υποδιαιρεθούν σε ενεργητικά, παθητικά και συστήματα εστίασης. Τα ενεργητικά ηλιακά συστήματα είναι αυτά που χρησιμοποιούν αντλίες, ανεμιστήρες και εξωτερικές ενεργειακές πηγές για τη μεταφορά της συλλεγόμενης θερμότητας. Τα παθητικά ηλιακά συστήματα, δεν χρησιμοποιούν αντλίες, ανεμιστήρες, κτλ, αλλά φυσικά ρεύματα

μεταφοράς της θερμότητας. Τα συστήματα εστίασης, συγκεντρώνουν την ηλιακή ακτινοβολία.

### **2.1.3.1 Θερμικά ηλιακά συστήματα**

Η πιο απλή και διαδεδομένη μορφή των θερμικών ηλιακών συστημάτων είναι οι ηλιακοί θερμοσίφωνες, που συλλέγουν την ηλιακή ενέργεια και στη συνέχεια, τη μεταφέρουν με τη μορφή θερμότητας σε κάποιο ρευστό, όπως το νερό. Η πιο διαδεδομένη εφαρμογή τους είναι η παραγωγή ζεστού νερού χρήσης, αλλά μπορούν να χρησιμοποιηθούν ακόμη και για τη θέρμανση και ψύξη χώρων μέσω κατάλληλων διατάξεων.

### **2.1.3.2 Φωτοβολταϊκά συστήματα**

Πρόκειται για συστήματα που μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία σε ηλεκτρική και χρησιμοποιούνται για την ηλεκτροδότηση περιοχών που είναι δύσκολο να εφοδιαστούν από το ηλεκτρικό δίκτυο αλλά και απομονωμένων σπιτιών, φάρων κ.λπ.

Στην Ελλάδα, η προοπτική ανάπτυξης και εφαρμογής των Φ/Β συστημάτων είναι τεράστια, λόγω του ιδιαίτερα υψηλού δυναμικού ηλιακής ενέργειας. Ανάλογα με τη χρήση του παραγόμενου ρεύματος, τα Φ/Β κατατάσσονται σε: (α) αυτόνομα, όπου η παραγόμενη ενέργεια καταναλώνεται εξ' ολοκλήρου από το χρήστη, (β) συνδεδεμένα, όπου η τυχόν πλεονάζουσα ενέργεια που παράγεται ή το σύνολο αυτής διοχετεύεται στο ηλεκτρικό δίκτυο της περιοχής.

### **2.1.4 Γεωθερμική ενέργεια**

Η γεωθερμία είναι μια ήπια και πρακτικά ανεξάντλητη ενεργειακή πηγή, που μπορεί με τις σημερινές τεχνολογικές δυνατότητες να καλύψει ανάγκες θέρμανσης και ψύξης, αλλά και σε ορισμένες περιπτώσεις να παράγει ηλεκτρική ενέργεια. Προσφέρει ενέργεια χαμηλού κόστους, ενώ δεν επιβαρύνει το περιβάλλον με εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Η θερμοκρασία του γεωθερμικού ρευστού ή ατμού ποικίλει από περιοχή σε περιοχή, ενώ συνήθως κυμαίνεται από 25°C μέχρι 360°C. Στις περιπτώσεις που τα γεωθερμικά ρευστά έχουν υψηλή θερμοκρασία (πάνω από 150°C), η γεωθερμική ενέργεια χρησιμοποιείται κυρίως για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Η γεωθερμική ενέργεια θεωρείται μία μορφή έμμεσης ηλιακής ενέργειας. Η γεωθερμική ενέργεια, είναι η θερμότητα που βρίσκεται κάτω από τον εξωτερικό φλοιό της γης. Πηγές γεωθερμικής ενέργειας είναι και τα ραδιενεργά στοιχεία, όπως το ουράνιο, τα οποία έχουν συσσωρευτεί κατά τη διάρκεια της ιστορίας της γης. Άλλες πηγές θερμικής ενέργειας είναι η παραγόμενη θερμότητα από τη συμπίεση των εσωτερικών στρωμάτων της γης και τη βύθιση των βαρέων μετάλλων προς τον πυρήνα. Τα γεωθερμικά αποθέματα, θεωρούνται ανεξάντλητες πηγές ενέργειας.

Η κυριότερη θερμική χρήση της γεωθερμικής ενέργειας παγκοσμίως αφορά στη θέρμανση θερμοκηπίων. Χρησιμοποιείται ακόμα στις υδατοκαλλιέργειες, όπου εκτρέφονται υδρόβιοι οργανισμοί αλλά και για τηλεθέρμανση, δηλαδή θέρμανση συνόλου κτιρίων, οικισμών, χωριών ή και πόλεων. Σήμερα στην Ελλάδα, η εκμετάλλευση της γεωθερμίας γίνεται αποκλειστικά για χρήση της σε θερμικές εφαρμογές, οι οποίες είναι εξίσου σημαντικές με την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος. Ακόμα, λόγω του πλούσιου σε γεωθερμική ενέργεια υπεδάφους της χώρας μας, κυρίως κατά μήκος του ηφαιστειακού τόξου του Νοτίου Αιγαίου (Μήλος, Νίσυρος, Σαντορίνη), θα μπορούσε να έχει ευρεία εφαρμογή για τη θερμική αφαλάτωση του θαλασσινού νερού με στόχο την απόληψη πόσιμου, κυρίως στις άνυδρες νησιωτικές και παραθαλάσσιες περιοχές. Μία τέτοια εφαρμογή θα είχε χαμηλότερο κόστος από εκείνο που απαιτείται για τον εφοδιασμό των περιοχών αυτών με πόσιμο νερό, μέσω υδροφόρων πλοίων.

### **2.1.5 Βιομάζα**

Ως βιομάζα ορίζεται η ύλη που έχει βιολογική (οργανική) προέλευση. Πρακτικά περιλαμβάνεται σε αυτήν οποιοδήποτε υλικό προέρχεται άμεσα ή έμμεσα από τον φυτικό ή ζωικό κόσμο. Πιο συγκεκριμένα, με τον όρο βιομάζα εννοούμε τα φυτικά και δασικά υπολείμματα (καυσόξυλα, κλαδοδέματα, άχυρα, πριονίδια, ελαιοπυρήνες, κουκούτσια), τα ζωικά απόβλητα (κοπριά, άχρηστα αλιεύματα), τα φυτά που καλλιεργούνται στις ενεργειακές φυτείες για να χρησιμοποιηθούν ως πηγή ενέργειας, καθώς επίσης και τα αστικά απορρίμματα και τα υπολείμματα της βιομηχανίας τροφίμων, της αγροτικής βιομηχανίας και το βιοαποικοδομήσιμο κλάσμα των αστικών απορριμμάτων. Η βιομάζα χρησιμοποιείται κυρίως για την παραγωγή θερμικής και ηλεκτρικής ενέργειας. Ειδικότερα, μπορεί να αξιοποιηθεί για την κάλυψη ενεργειακών αναγκών (θέρμανσης, ψύξης, ηλεκτρισμού κ.λπ.) και ακόμα για την παραγωγή υγρών βιοκαυσίμων (βιοαιθανόλη, βιοντήζελ κ.λπ.). Στην Ελλάδα, οι κυριότερες εφαρμογές

αφορούν σε παραγωγή θερμικής ενέργειας σε γεωργικές και δασικές βιομηχανίες, σε θέρμανση στον οικιακό τομέα, ενώ έχει ξεκινήσει και η παραγωγή βιοντίζελ.

### **2.1.6 Θαλάσσιο δυναμικό**

Οι ωκεανοί καταλαμβάνουν περισσότερα από τα δύο τρίτα της επιφάνειας του πλανήτη και αντιπροσωπεύουν μια θεωρητικά ανεξάντλητη πηγή ενέργειας. Η προσέγγιση του τεράστιου θαλάσσιου δυναμικού για ενεργειακή εκμετάλλευση παραμένει θεωρητική, καθώς η διαθέσιμη ενέργεια βρίσκεται είτε σε υψηλή διάχυση, καθιστώντας απαγορευτική την οικονομική εκμετάλλευση, είτε βρίσκεται σε περιοχές πολύ μακριά από τις αγορές ενέργειας. Υπάρχουν μέρη, όμως κοντά σε ακτές όπου βρίσκεται συγκεντρωμένη θαλάσσια ενέργεια σε διάφορες μορφές, και επομένως σε τέτοιες περιπτώσεις η μελλοντική αξιοποίηση τους διαθέτει καλές προοπτικές, ιδιαίτερα αν βρίσκονται κοντά σε πιθανές αγορές ενέργειας.

Οι κύριες μορφές εμφάνισης του θαλάσσιου δυναμικού είναι οι παρακάτω:

- Τα παλιρροιακά ή θαλάσσια ρεύματα.
- Η ενέργεια των κυμάτων.
- Η θερμοκρασιακή διαφορά επιφάνειας-πτυθμένα των ωκεανών.
- Η διαφορά αλμυρότητας ύδατος ή οσμωτική ενέργεια.

### **2.1.7 Παλιρροϊκά ή θαλάσσια ρεύματα**

Τα παλιρροϊκά ή θαλάσσια ρεύματα προκαλούνται από: 1) την παλιρροιακή πλημμυρίδα ή άμπωτη που οφείλεται στις δυνάμεις βαρύτητας της σελήνης και του ήλιου, 2) τη διαφορά της πυκνότητας του θαλασσινού νερού που προκαλείται από τις θερμοκρασιακές μεταβολές και την αλμυρότητα του και 3) την κίνηση της υδάτινης μάζας των ωκεανών προκαλούμενη από τις δυνάμεις Coriolis που οφείλονται στην περιστροφική κίνηση της γης.

Ένα μεγάλο πλεονέκτημα της εκμετάλλευσης των θαλασσιών ρευμάτων έγκειται στο γεγονός ότι η εμφάνιση τους είναι γενικώς προβλέψιμη με μεγάλο διάστημα εμπιστοσύνης, διότι οφείλονται σε δυνάμεις βαρύτητας και όχι στον καιρό (όπως ο άνεμος). Σημαντική είναι και η συγκέντρωση ισχύος του αφού η πυκνότητα του νερού είναι πολλαπλάσια αυτής του ανέμου.

Το παλιρροιακό διαθέσιμο δυναμικό μεγάλης κλίμακας έχει εκτιμηθεί σε 350TWh/έτος με αναφορά σε συγκεκριμένες κατάλληλες περιοχές σε διάφορα κράτη όπως Καναδά, Η.Π.Α., Ην. Βασίλειο, Αργεντινή, Κορέα, Αυστραλία, Γαλλία, Κίνα και Ινδία.

Σε πολλές περιοχές η κίνηση των νερών είναι πολύ αργή και βρίσκεται υπό μεγάλη διάχυση σε εκτενή θαλάσσια έκταση καθιστώντας το τελευταίο πλεονέκτημα ανίσχυρο. Όμως, υπάρχουν μερικά σημεία όπου η ταχύτητα του νερού επιταχύνεται λόγω της βαθμιαίας στένωσης που προκαλείται από την μορφολογία του βυθού και την περικλείουσα ξηρά. Τα σημεία αυτά είναι τα θαλάσσια στενά μεταξύ νησιών και ξηράς (π.χ. πορθμός Ευρίπου στην Χαλκίδα), θαλάσσια στενά μεταξύ νησιών και ακρωτηρίων ή μεταξύ νησιών (π.χ. Κάβο Ντόρο) και εκβολές ποταμών (π.χ. Δέλτα Έβρου).

### **2.1.8 Ενέργεια κυμάτων**

Τα θαλάσσια κύματα δημιουργούνται από την επίδραση του ανέμου στην επιφάνεια της θάλασσας και επομένως η ένταση του κυματισμού σε ορισμένο σημείο δίνεται ως συνάρτηση της έντασης και της διάρκειας του πνέοντος ανέμου καθώς και της απόστασης του δεδομένου σημείου από την πλησιέστερη ξηρά. Σε εγκάρσιο επίπεδο κοντά στην επιφάνεια της θάλασσας η κυκλική κίνηση του νερού που οφείλεται στον άνεμο δημιουργεί το θαλάσσιο κύμα. Συνεπώς η ενέργεια των κυμάτων είναι μια μορφή κινητικής ενέργειας η οποία μπορεί να προσεγγισθεί με ποικίλους τρόπους. Παρά το γεγονός ότι τα κύματα δημιουργούνται από τον πνέοντα άνεμο, αυτά τείνουν να είναι μη προβλέψιμα συναρτήσει του χρόνου, ενώ μόνο οι μακροχρόνιες μέσες τιμές έντασης κύματος σε δεδομένες θέσεις σχετίζονται με την ένταση του ανέμου.

Μεγάλο ενεργειακό δυναμικό εμφανίζουν περιοχές των ωκεανών, κυρίως αρκετά μακριά από τις ακτές, ενώ στην τροπική ζώνη το δυναμικό είναι αρκετά μικρότερο. Πλησιέστερα στις ακτές η ενέργεια των κυμάτων φθίνει με κατώτερη τιμή πάνω στην ακτογραμμή. Γίνεται λοιπόν φανερό πως η διαθέσιμη ενέργεια των κυμάτων είναι εξαρτώμενη από την εκάστοτε θέση και την απόσταση από την ακτή. Το παγκόσμιο συμβούλιο ενέργειας (W.E.C.) εκτιμά το διαθέσιμο δυναμικό σε 17.500TWh/έτος.

### **2.1.9 Θερμοκρασιακή διαφορά επιφάνειας-πυθμένα των ωκεανών**

Η μετατροπή της θερμικής ενέργειας των ωκεανών, χρησιμοποιεί ουσιαστικά τη θάλασσα ως ηλιακό συλλέκτη, αξιοποιώντας τη θερμοκρασιακή διαφορά ανάμεσα στη θερμή επιφάνεια της θάλασσας και του ψυχρού βυθού. Σε μεγάλα βάθη, 1000 m η περισσότερο, η διαφορά αυτή πλησιάζει τους 200°C.



### **2.1.10 Διαφορά αλμυρότητας ύδατος ή ωσμωτική ενέργεια**

Η ενέργεια που απαιτεί μια ποσότητα θαλασσινού νερού για να ατμοποιηθεί πλήρως είναι μεγαλύτερη από την ενέργεια που απαιτείται για την πλήρη ατμοποίηση της ίδιας ποσότητας γλυκού νερού.

Η ενεργειακή αυτή διαφορά ονομάζεται λανθάνουσα θερμότητα και είναι χαρακτηριστικό μεγέθους κάθε υδατικού διαλύματος. Κατά τη μίξη (διάλυση) των υδάτων των ποταμών μέσα στη θάλασσα ελκύεται η χαρακτηριστική λανθάνουσα θερμότητα σε μεγάλες ποσότητες και αυτό οφείλεται στο φαινόμενο της ώσμωσης. Η ώσμωση λαμβάνει χώρα μεταξύ του αραιού σε περιεκτικότητα άλατος του νερού των ποταμών με το πλούσιο σε περιεκτικότητα άλατος νερό των ωκεανών, με τάση να εξισωθούν οι περιεκτικότητες των υδατικών διαλυμάτων. Η εκλυόμενη ενέργεια στις εκβολές ποταμού είναι τεράστια και εκτιμάται στα  $2,65\text{MW}/\text{m}^3$  ανά δευτερόλεπτο διάλυσης γλυκού νερού στη θάλασσα. Η παραπάνω συγκέντρωση ενέργειας ισοδυναμεί με υδατόπτωση ύψους 270m σε κάθε εκβολή ποταμού. Η τιθάσευση ενός τόσο μεγάλου ενεργειακού δυναμικού θα ήταν τεράστιας σημασίας αλλά και το δυναμικό του να βρίσκεται σε κατάσταση υψηλής διάχυσης και πρακτικά δεν υπάρχει τεχνολογία εκμετάλλευσης του επί του παρόντος. Επομένως, η εκμετάλλευση της παραπάνω πηγής ενέργειας δεν προβλέπεται να είναι εφικτή το προσεχές μέλλον.

### **2.2 Χαρακτηριστικά ανανεώσιμων πηγών ενέργειας**

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μπορούν να έχουν σημαντική συμβολή στην προσπάθεια μείωσης των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου, καθώς είναι οι μόνες πηγές ενέργειας που δεν επιβαρύνουν το περιβάλλον με εκπομπές  $\text{CO}_2$ . Πέρα όμως από τα στενά πλαίσια αντιμετώπισης του φαινομένου του θερμοκηπίου, τα χαρακτηριστικά των Α.Π.Ε. τις καθιστούν συστατικό στοιχείο μιας νέας αναπτυξιακής πολιτικής και μοναδική μακροπρόθεσμη απάντηση στην πορεία προς την βιώσιμη ανάπτυξη. Τα οφέλη που προκύπτουν από την εκμετάλλευση των Α.Π.Ε. δεν είναι μόνο περιβαλλοντικής φύσης. Η αξιοποίηση αυτών των ενδογενών ενεργειακών πόρων μπορεί να επιφέρει επίσης σημαντικές θετικές κοινωνικές και οικονομικές επιπτώσεις στην περιφερειακή και την τοπική ανάπτυξη. Παρά το γεγονός ότι απαιτείται ένα σημαντικό κεφάλαιο για την αρχική τους εγκατάσταση και εξοπλισμό, το λειτουργικό τους κόστος είναι αμελητέο και τα αποτελέσματά τους ιδιαίτερα σημαντικά.

Τα κυριότερα πλεονεκτήματα των Α.Π.Ε. είναι τα εξής:

- Είναι πρακτικά ανεξάντλητες πηγές ενέργειας και συμβάλλουν στην μείωση της εξάρτησης από τους συμβατικούς ενεργειακούς πόρους.
- Είναι εγχώριες πηγές ενέργειας και συνεισφέρουν στην ενίσχυση της ενεργειακής αυτόρκειας και της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού σε τοπικό, περιφερειακό και εθνικό επίπεδο.
- Είναι διάσπαρτες γεωγραφικά και οδηγούν στην αποκέντρωση του ενεργειακού συστήματος, δίνοντας τη δυνατότητα κάλυψης των ενεργειακών αναγκών σε τοπικό και περιφερειακό επίπεδο, ανακουφίζοντας έτσι τα συστήματα υποδομής και μειώνοντας τις απώλειες από τη μεταφορά της ενέργειας.
- Προσφέρουν τη δυνατότητα ορθολογικής αξιοποίησης των ενεργειακών πόρων, καλύπτοντας ένα ευρύ φάσμα των ενεργειακών αναγκών των χρηστών.
- Έχουν συνήθως χαμηλό λειτουργικό κόστος που δεν επηρεάζεται από τις διακυμάνσεις της διεθνούς οικονομίας και ειδικότερα των τιμών των συμβατικών καυσίμων.
- Οι εγκαταστάσεις εκμετάλλευσης των Α.Π.Ε. έχουν σχεδιαστεί για να καλύπτουν τις ανάγκες των χρηστών και σε μικρή και σε μεγάλη κλίμακα εφαρμογών, έχουν μικρή διάρκεια κατασκευής και επιτρέπουν την γρήγορη ανταπόκριση προσφοράς προς τη ζήτηση ενέργειας.
- Οι επενδύσεις των Α.Π.Ε. είναι εντάσεως εργασίας, δημιουργώντας νέες θέσεις εργασίας, ιδιαίτερα σε τοπικό επίπεδο.
- Μπορούν να αποτελέσουν σε πολλές περιπτώσεις πυρήνα για την αναζωογόνηση οικονομικά και κοινωνικά υποβαθμισμένων περιοχών και πόλο για την τοπική ανάπτυξη με την προώθηση ανάλογων επενδύσεων.
- Είναι φιλικές προς το περιβάλλον και τον άνθρωπο και η αξιοποίησή τους είναι γενικά αποδεκτή από το κοινό.

Η ευρύτερη αξιοποίηση των Α.Π.Ε. σε συνδυασμό με την εξοικονόμηση ενέργειας, με την αντίστοιχη υποκατάσταση συμβατικών καυσίμων που συμβάλλουν σημαντικά στην μείωση των περιβαλλοντικών προβλημάτων καθώς και στην μείωση του αναγκαίου κόστους οδηγούν στο ενδιαφέρον για την διεύρυνση τους σε μία μόνιμη μακροχρόνια βάση.

Από την άλλη πλευρά, οι Α.Π.Ε. παρουσιάζουν ορισμένα χαρακτηριστικά που δυσχεραίνουν την αξιοποίηση και ταχεία ανάπτυξη τους, όπως:

- i. Το διεσπαρμένο δυναμικό τους είναι δύσκολο να συγκεντρωθεί σε μεγάλα μεγέθη ισχύος, να μεταφερθεί και να αποθηκευθεί.
- ii. Έχουν χαμηλή πυκνότητα ισχύος και ενέργειας και συνεπώς για μεγάλες ισχύεις απαιτούνται συχνά εκτεταμένες εγκαταστάσεις.
- iii. Παρουσιάζουν συχνά διακυμάνσεις στην διαθεσιμότητα τους που μπορεί να είναι μεγάλης διάρκειας, απαιτώντας την εφεδρεία άλλων ενεργειακών πηγών ή γενικά δαπανηρές μεθόδους αποθήκευσης.

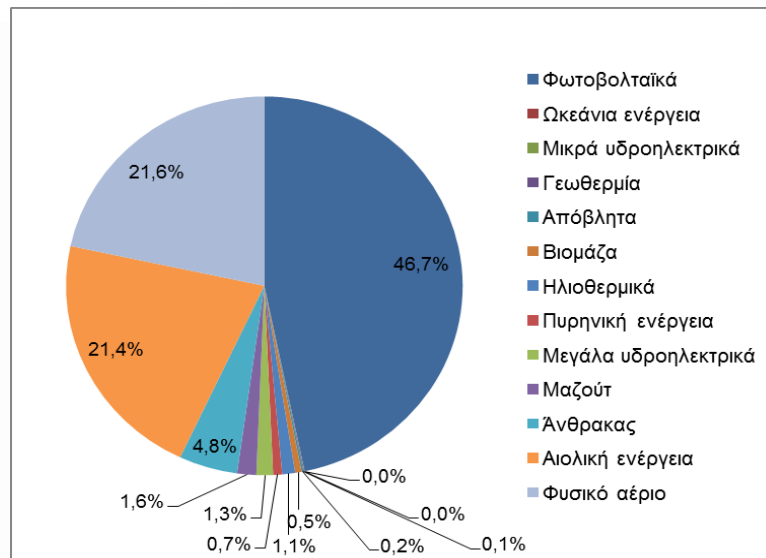
### 2.3 Η κατάσταση των ενεργειακών επενδύσεων στην Ευρώπη το 2011

Το 2011 αποτελεί χρονιά ρεκόρ για την Ευρώπη αναφορικά με την εγκατάσταση των ενεργειακών επενδύσεων. Πραγματοποιήθηκαν ενεργειακές επενδύσεις συνολικής ισχύος 44 GW σημειώνοντας αύξηση 3,9% σε σύγκριση με τις επενδύσεις που πραγματοποιήθηκαν το 2010.

**Πίνακας 2.1** Εγκατεστημένη ισχύς ενεργειακών επενδύσεων ανά τεχνολογία (MW)  
Πηγή: E.W.E.A. (European statistics 2011, Σελ 6)

Τεχνολογία	Ισχύς (MW)
Φωτοβολταϊκά	21.000
Ωκεάνια ενέργεια	5
Μικρά υδροηλεκτρικά	9
Γεωθερμία	32
Απόβλητα	69
Βιομάζα	234,1
Ηλιοθερμικά	472
Πυρηνική ενέργεια	331
Μεγάλα υδροηλεκτρικά	606
Μαζούτ	700
Άνθρακας	2.147
Αιολική ενέργεια	9.616
Φυσικό αέριο	9.718,3

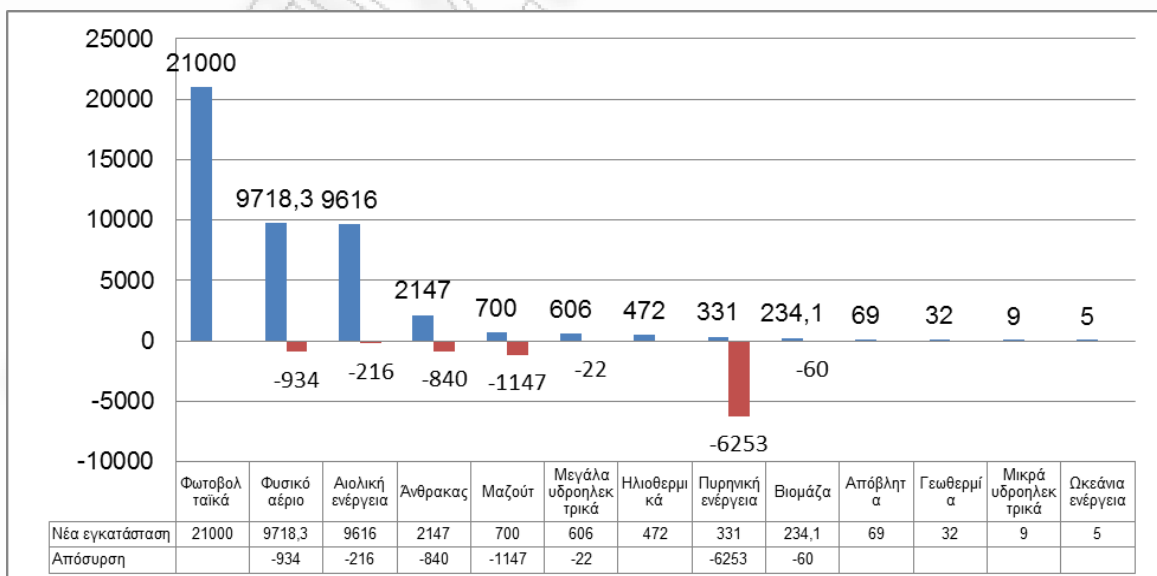
Τα περισσότερα από αυτά (32GW/71,3%) αφορούσαν έργα Α.Π.Ε. Οι εγκαταστάσεις των φωτοβολταϊκών σταθμών άγγιζαν τα 21GW (46,7%) και ακολουθούσαν τα αιολικά πάρκα με 9,6 GW (21,4%).



**Σχήμα 2.1** Μεριδίο νέων εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά τεχνολογία στην Ε.Ε. (2011)  
 Πηγή: E.W.E.A. (European statistics 2011, Σελ 6 )

Κατά την διάρκεια του 2011 τέθηκαν εκτός λειτουργίας μονάδες παραγωγής πυρηνικής ενέργειας ισχύος 6,3 GW, φυσικού αερίου 934 MW, μαζούτ άνω του 1 GW, άνθρακα 840 MW και αιολικής ενέργειας 216 MW.

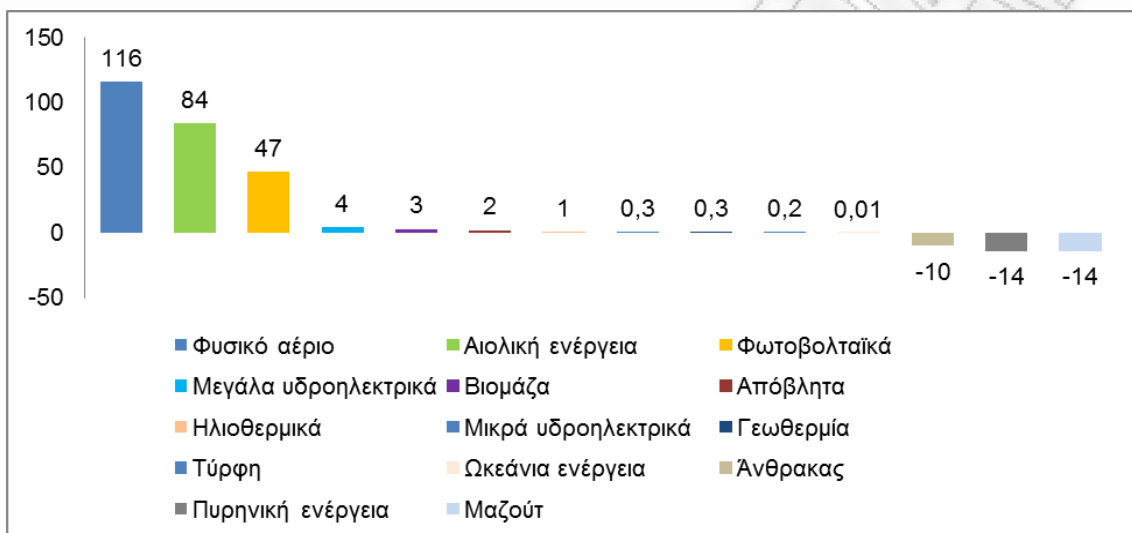
Για δεύτερη συνεχόμενη χρονιά εγκαθίστανται μονάδες παραγωγής άνθρακα με ισχύ (2.147MW) περισσότερη από αυτή που διαθέτουν αντίστοιχες μονάδες της ίδιας τεχνολογίας που αποσύρονται (840 MW).



**Σχήμα 2.2** Ισχύς ενεργειακών επενδύσεων που εγκαταστάθηκαν και αποσύρθηκαν ανά τεχνολογία κατά το έτος 2011 στην Ε.Ε.  
 Πηγή: E.W.E.A. (European statistics 2011, Σελ 6 )

## 2.4 Καθαρές μεταβολές στην εγκατεστημένη ισχύ των ενεργειακών επενδύσεων στην Ε.Ε. την χρονική περίοδο 2000-2011.

Καθαρή αύξηση στην εγκατεστημένη ισχύ την χρονική περίοδο 2000-2011 παρατηρούμε στις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο (116 GW), από αιολικά πάρκα (84,2 GW) και από τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς (47,4 GW).



**Σχήμα 2.3** Καθαρή εγκατεστημένη ισχύς ενεργειακών επενδύσεων ανά τεχνολογία στην Ε.Ε. την χρονική περίοδο 2000-2011 (GW)  
Πηγή: E.W.E.A. (European statistics 2011, Σελ 6 )

Οι υπόλοιπες Α.Π.Ε.(υδροηλεκτρική ενέργεια, βιομάζα, απόβλητα, ηλιοθερμικά, γεωθερμία και ωκεάνια) παρουσιάζουν αύξηση, αλλά με μικρότερο βαθμό σε σχέση με την αιολική και ηλιακή ενέργεια.

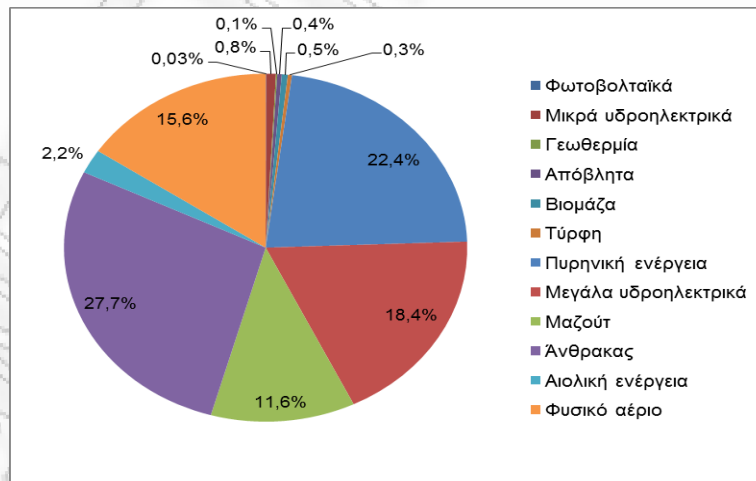
Αντίθετα σημαντική μείωση παρουσιάστηκε στις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μαζούτ (14,2 GW) πυρηνικά (13,5 GW) και άνθρακα (10,3 GW). Συγκεκριμένα το 2011 παρουσιάστηκε μια απότομη μείωση της παραγωγής πυρηνικής ενέργειας λόγω του πρόωρου παροπλισμού μια σειράς αντιδραστήρων στην Γερμανία.

## 2.5 Ενεργειακό μείγμα Ευρωπαϊκής Ένωσης 2000 και 2011

Το 2000, οι νέες εγκαταστάσεις έργων Α.Π.Ε. διέθεταν συνολική ισχύ 3,5 GW. Τα τελευταία 11 χρόνια υπήρξε μια δυναμική ανάπτυξη έργων Α.Π.Ε. με αποτέλεσμα στο τέλος του 2011 η συνολική τους εγκατεστημένη ισχύ να φτάνει στα 32 GW.

**Πίνακας 2.2** Εγκατεστημένη ισχύς (MW) ενεργειακών επενδύσεων ανά τεχνολογία στην Ε.Ε. (2000)  
Πηγή: E.W.E.A. (European statistics 2011, Σελ 8)

Τεχνολογία	Ισχύς (MW)
Φωτοβολταϊκά	188
Μικρά υδροηλεκτρικά	4.514
Γεωθερμία	604
Απόβλητα	2.054
Βιομάζα	2.790
Τύρφη	1.868
Πυρηνική ενέργεια	128.471
Μεγάλα υδροηλεκτρικά	105.552
Μαζούτ	66.518
Άνθρακας	159.482
Αιολική ενέργεια	12.877
Φυσικό αέριο	89.801



**Σχήμα 2.4** Ενεργειακό μείγμα Ευρωπαϊκής Ένωσης (2000)  
Πηγή: E.W.E.A. (European statistics 2011, Σελ 8 )

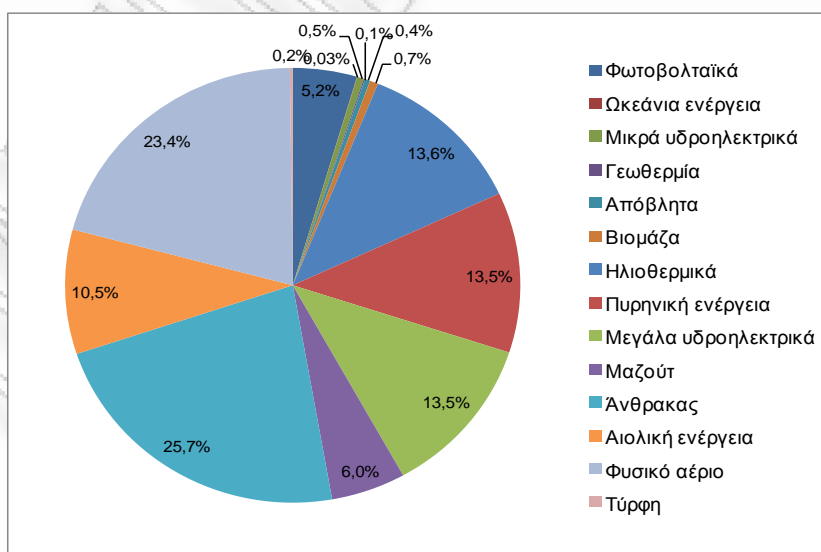
Σημαντικά αυξήθηκε και το μερίδιο των Α.Π.Ε. στο ενεργειακό μείγμα της Ε.Ε. Το 2000 με ισχύ 3,5 GW αποτελούσε το 20,7% των νέων εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, το 2010 έχοντας αυξηθεί η συνολική ισχύς στα 23,3 GW αποτελούσε το 53,8% και το 2011 με 32 GW αποτελούσε το 71,3%.

**Πίνακας 2.3** Εγκατεστημένη ισχύς (MW) ενεργειακών επενδύσεων ανά τεχνολογία στην Ε.Ε. (2010)  
 Πηγή: E.W.E.A. (European statistics 2011, Σελ 8)

Τεχνολογία	Ισχύς (MW)
Φωτοβολταϊκά	46.300
Ωκεάνια ενέργεια	254
Μικρά υδροηλεκτρικά	4.845
Γεωθερμία	924
Απόβλητα	3.804
Βιομάζα	6.019
Ηλιοθερμικά	1.107
Πυρηνική ενέργεια	121.444
Μεγάλα υδροηλεκτρικά	121.243
Μαζούτ	53.745
Άνθρακας	230.253
Αιολική ενέργεια	93.957
Φυσικό αέριο	209.953
Τύρφη	2.030

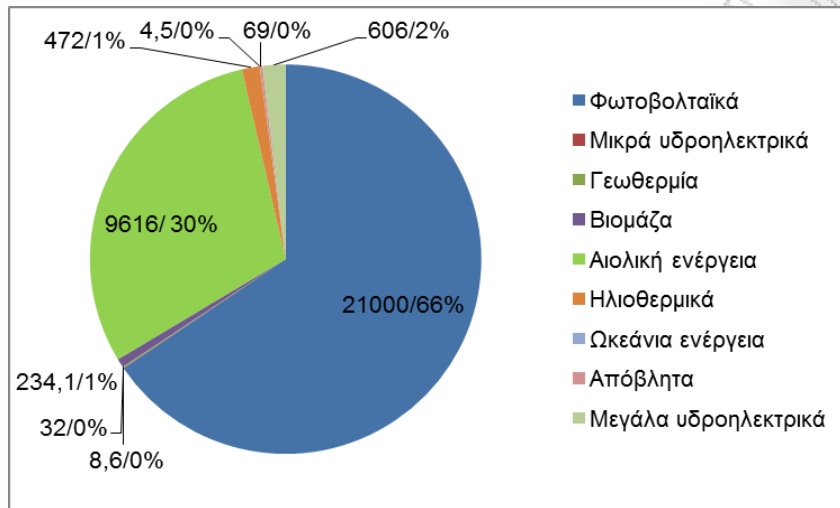
Το μερίδιο της αιολικής ενέργειας αυξήθηκε τέσσερις φορές την τελευταία δεκαετία. Από το 2,2% το 2000 σε 10,5% το 2011. Κατά την ίδια περίοδο η εγκατεστημένη ισχύς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αυξήθηκαν κατά ένα τρίτο από 22,5% το 2000 σε 31,1% το 2011.

Από το 2008 η συνολική ισχύς των εγκαταστημένων έργων Α.Π.Ε. αντιπροσωπεύει κάτι περισσότερο από το ήμισυ της συνολικής εγκατεστημένης δυναμικότητας των νέων ενεργειακών επενδύσεων.



**Σχήμα 2.5** Ενεργειακό μείγμα Ευρωπαϊκής Ένωσης (2011)  
 Πηγή: E.W.E.A. (European statistics 2011, Σελ 8)

Το 2011 εγκαταστάθηκαν στην Ευρωπαϊκή Ένωση τα περισσότερα έργα Α.Π.Ε. από την σύσταση της. Η συνολική ισχύς των συγκεκριμένων επενδύσεων άγγιξε τα 32 GW, το οποίο αποτελούσε το 71,3% των νέων εγκαταστάσεων για το 2011 στην Ε.Ε.



**Σχήμα 2.6** Μεριδίο νέων έργων Α.Π.Ε. ανά τεχνολογία στην Ε.Ε. (2011)  
Πηγή: E.W.E.A. (European statistics 2011, Σελ 6 )

## 2.6 Η κατάσταση των αιολικών πάρκων στην Ευρώπη

Κατά την διάρκεια του 2011 εγκαταστάθηκαν στην Ευρώπη αιολικά πάρκα ισχύος 10.281 MW εκ των οποίων τα 9.616 MW σε χώρες της Ε.Ε. Τα περισσότερα από αυτά με ισχύ 8.750 MW, εγκαταστάθηκαν στην ηπειρωτική Ευρώπη, ενώ αιολικά πάρκα με ισχύ 866 MW σε υπεράκτιες περιοχές.

Οι συγκεκριμένες ενεργειακές επενδύσεις ήταν τις τάξεως των 12,6 δισεκατομμυρίων ευρώ, ποσό παρόμοιο που δαπανήθηκε για αντίστοιχες επενδύσεις το 2010. Τα 10,2 δισεκατομμύρια ευρώ δαπανήθηκαν για τα αιολικά πάρκα της ηπειρωτικής Ευρώπης και τα 2,4 δισεκατομμύρια ευρώ για τα υπεράκτια αιολικά πάρκα της Ευρώπης.

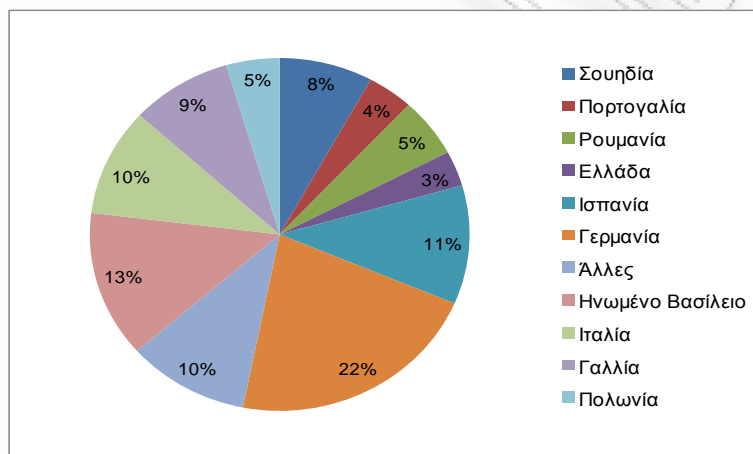
Με βάση τις ετήσιες εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων η Γερμανία αποτελεί μακρά την μεγαλύτερη αγορά της Ευρώπης με περίπου 2.100 MW εγκατεστημένα για το 2011. Δεύτερη βρίσκεται η Βρετανία με 1.293 MW, εκ των οποίων τα 752 MW αφορούν υπεράκτια αιολικά πάρκα. Ακολουθεί η Ισπανία με 1.050 MW, η Ιταλία με 950 MW, η Γαλλία με 830 MW, η Σουηδία με 763 MW και η Ρουμανία με 520 MW. Τα θαλάσσια αιολικά πάρκα διαθέτουν το 8,9% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύς των αιολικών πάρκων της Ε.Ε.



**Πίνακας 2.4** Εγκατεστημένη ισχύς (MW) αιολικών πάρκων ανά κράτος της Ε.Ε. (2011)

Πηγή: E.W.E.A. (European statistics 2011, Σελ 5)

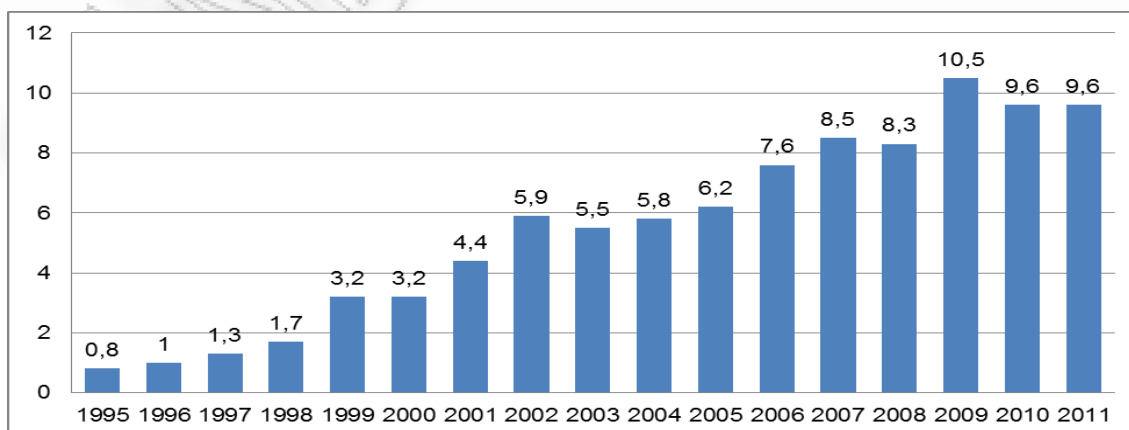
Χώρα	Ισχύς (MW)
Σουηδία	763
Πορτογαλία	377
Ρουμανία	520
Ελλάδα	311
Ισπανία	1050
Γερμανία	2.086
Άλλες	1.001
Ηνωμένο Βασίλειο	1.293
Ιταλία	950
Γαλλία	830
Πολωνία	436



**Σχήμα 2.7** Μεριδία αγοράς αιολικής ενέργειας με βάση την εγκατεστημένη ισχύ ανά κράτος-μέλος της Ε.Ε. για το 2011

Πηγή: E.W.E.A. (European statistics 2011, Σελ 5)

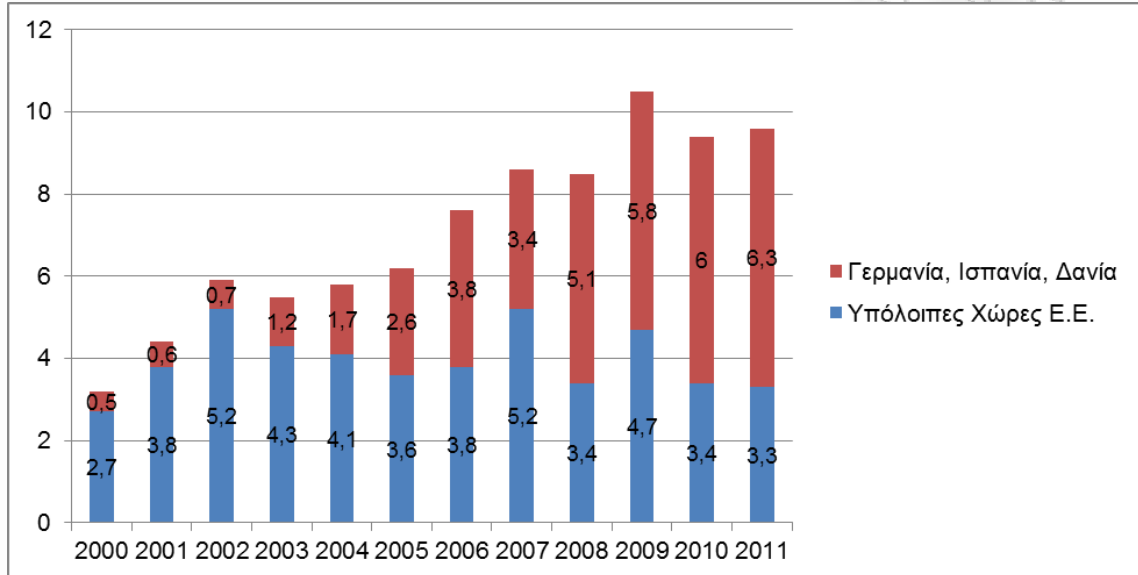
Οι εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων στην Ε.Ε. έχουν αυξηθεί σταθερά τα τελευταία 17 χρόνια. Από τα 814 MW το 1996 σε 9.616 MW το 2011, σημειώνοντας κατά μέσο όρο σε ετήσια βάση αύξηση 15,6%.



**Σχήμα 2.8** Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων ανά έτος στην Ε.Ε. (GW)

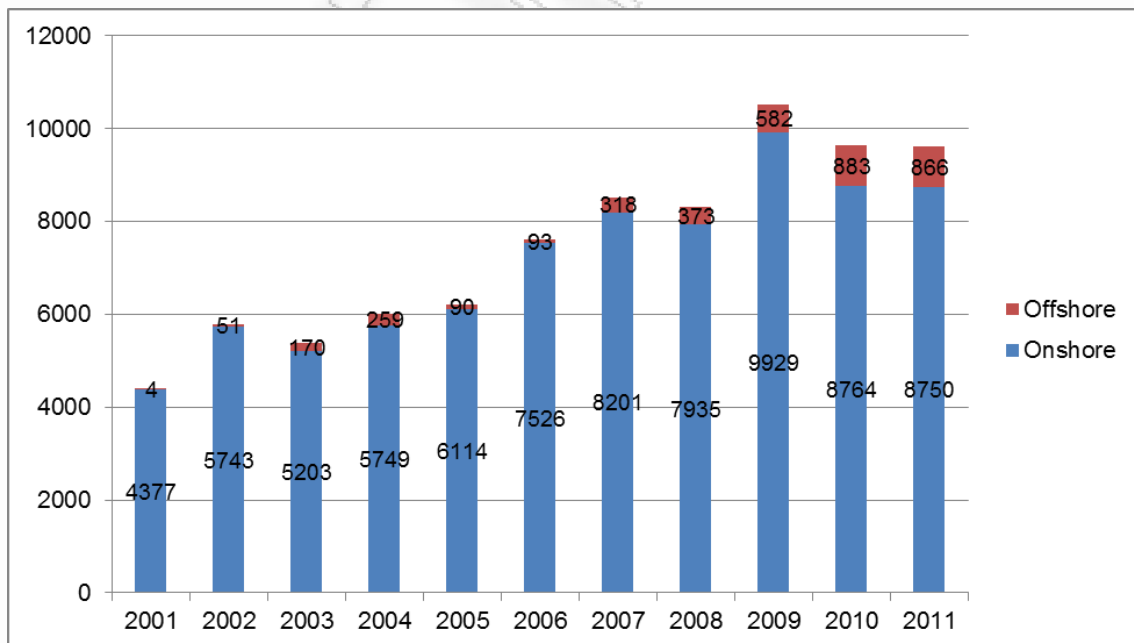
Πηγή: E.W.E.A. (European statistics 2011, Σελ 9)

Το 2000 τρεις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης πρωτοπορούσαν στις εγκαταστάσεις των αιολικών πάρκων σε ετήσια βάση. Η Δανία, η Γερμανία και η Ισπανία. Αντιπροσώπευαν το 85% του συνόλου των εγκαταστάσεων στην Ε.Ε. Το 2011 αυτό το ποσοστό μειώθηκε στο 34%.



**Σχήμα 2.9** Μερίδιο αιολικής ενέργειας της Γερμανίας, Ισπανίας και Δανίας και των υπόλοιπων χωρών της Ε.Ε.  
Πηγή: E.W.E.A. (European statistics 2011, Σελ 9)

Το 2011, το μερίδιο της υπεράκτιας αιολικής ενέργειας επί του συνόλου των εγκαταστάσεων ήταν 9%, έναντι 9,2% το 2010.



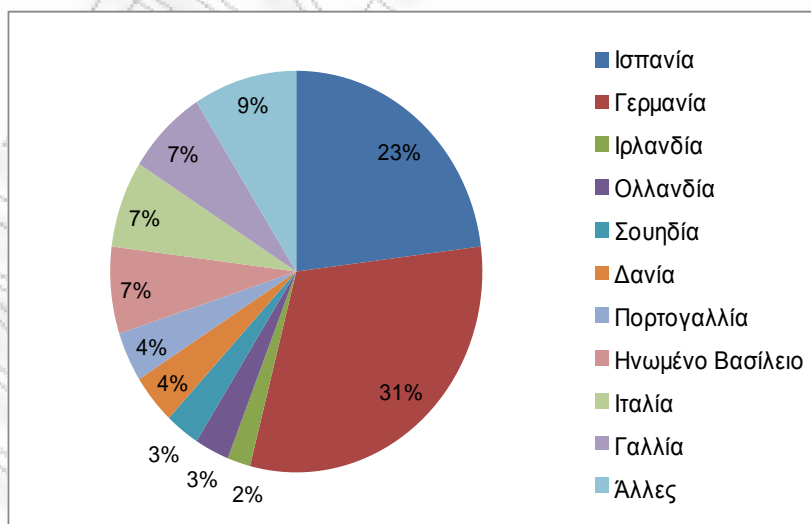
**Σχήμα 2.10** Εγκατάσταση αιολικών και υπεράκτιων αιολικών πάρκων ανά έτος στην Ε.Ε. (MW)  
Πηγή: E.W.E.A. (European statistics 2011, Σελ 10)

Η συνολική εγκαταστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων στην Ευρωπαϊκή Ένωση άγγιξε τα 93.957 MW, περίπου 11% περισσότερη από την εγκατεστημένη ισχύ του προηγούμενου έτους. Η Γερμανία παραμένει η χώρα με την μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ στην Ε.Ε. Ακολουθεί η Ισπανία, η Γαλλία και το Ηνωμένο Βασίλειο.

Εννέα χώρες διαθέτουν αιολικά πάρκα εγκατεστημένης ισχύος άνω του 1 GW η καθεμία. Αυτές είναι οι: Πορτογαλία, Δανία, Κάτω Χώρες, Σουηδία, Ιρλανδία, Ελλάδα, Πολωνία, Αυστραλία και το Βέλγιο.

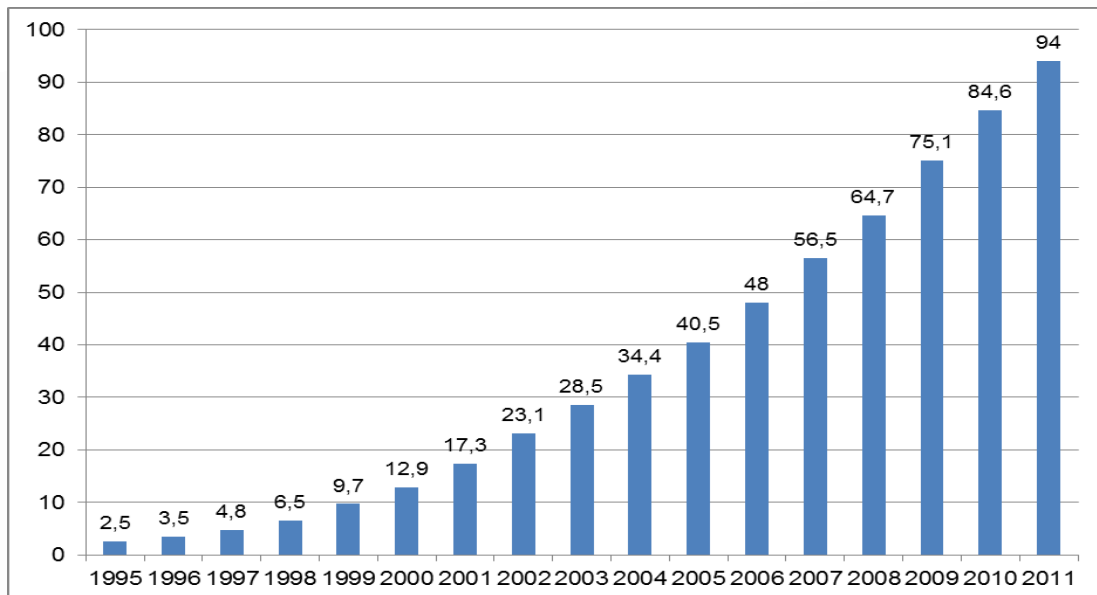
**Πίνακας 2.5** Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων ανά κράτος της Ε.Ε. στο τέλος του 2011(GW)  
Πηγή: E.W.E.A. (European statistics 2011, Σελ 10)

Χώρα	Ισχύς (GW)
Ισπανία	21,7
Γερμανία	29,1
Ιρλανδία	1,6
Ολλανδία	2,3
Σουηδία	2,9
Δανία	3,9
Πορτογαλία	4,1
Ηνωμένο Βασίλειο	6,5
Ιταλία	6,7
Γαλλία	6,8
Άλλες	8,3
Σύνολο	93,9



**Σχήμα 2.11** Μεριδία αγοράς αιολικής ενέργειας με βάση την εγκαταστημένη ισχύ ανά κράτος-μέλος της Ε.Ε. στο τέλος του 2011  
Πηγή: E.W.E.A. (European statistics 2011, Σελ 10)

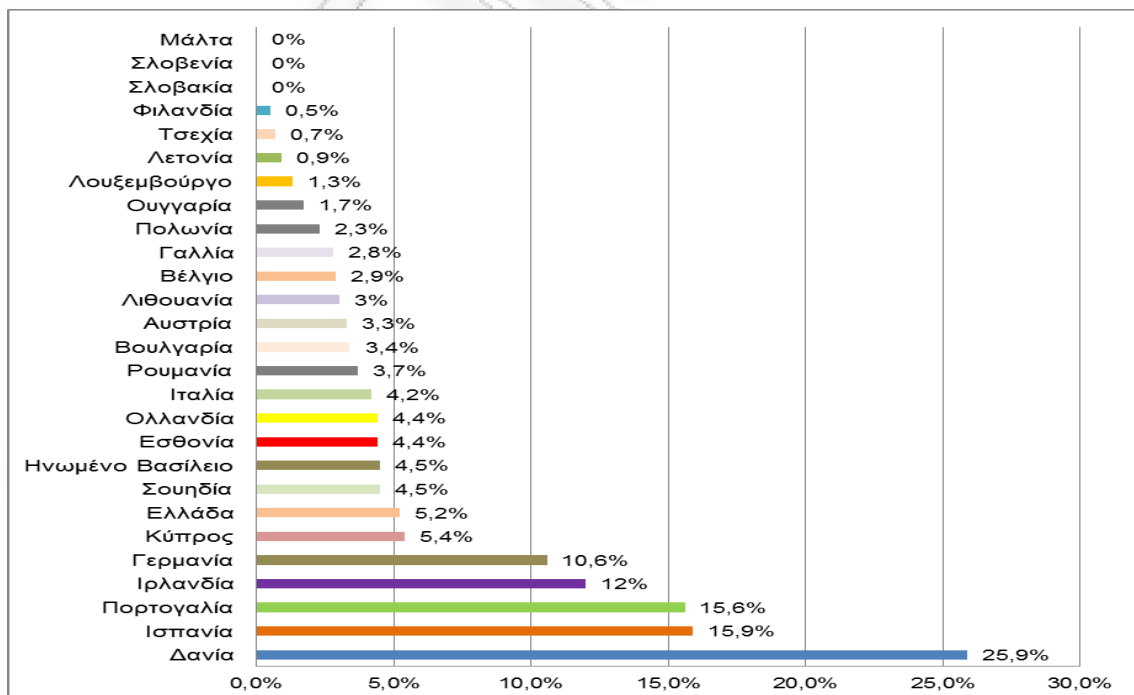
## Κεφάλαιο 2ο Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας



**Σχήμα 2.12** Αθροιστική εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων ανά έτος στην Ε.Ε. (GW)  
 Πηγή: E.W.E.A. (European statistics 2011, Σελ 10)

Το 2011 τα αιολικά πάρκα της Ε.Ε. παρήγαγαν ηλεκτρική ενέργεια της τάξεως των 204 TWh. Η συγκεκριμένη παραγόμενη ενέργεια αντιπροσωπεύει το 6,3% της ακαθάριστης τελικής καταναλισκόμενης ενέργειας στην Ε.Ε.

Η Δανία είναι η χώρα με την μεγαλύτερη διείσδυση της αιολικής ενέργειας στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (σχεδόν 26%), ακολουθεί η Ισπανία (15,9%), η Πορτογαλία (15,6%) η Ιρλανδία (12%) και η Γερμανία (10,6%).



**Σχήμα 2.13** Μερίδιο αιολικής ενέργειας στην συνολική κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ε.Ε.

Πηγή: E.W.E.A. (European statistics 2011, Σελ 11)

## 2.7 Η κατάσταση των φωτοβολταϊκών σταθμών στην Ευρώπη

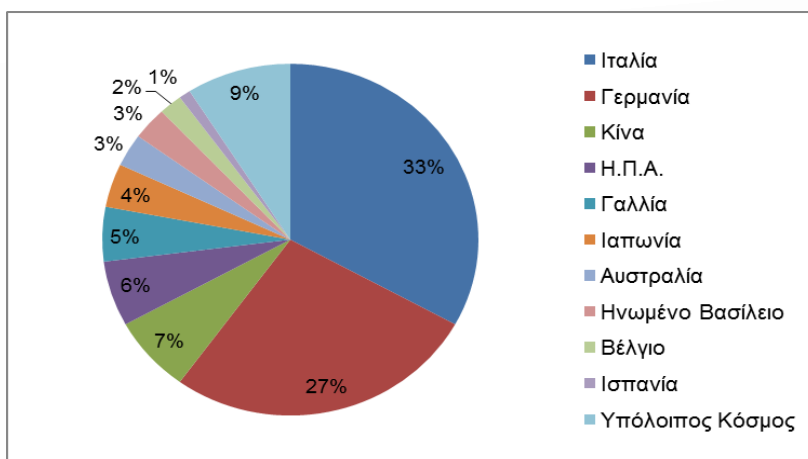
Παρόλο την οικονομική και χρηματοπιστωτική κρίση σημειώθηκε ταχεία ανάπτυξη στην παγκόσμια αγορά φωτοβολταϊκών το 2011. Η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών αυξήθηκε από 16,6 GW το 2010 σε 27,7 GW το 2011. Η συνολική εγκατεστημένη δυναμικότητα φωτοβολταϊκής ενέργειας σε παγκόσμιο επίπεδο ανήλθε σε 67,4 GW στα τέλη του 2011. Με σχεδόν 21 GW διασυνδεδεμένα φωτοβολταϊκά συστήματα, το 2011 η Ευρώπη αύξησε σημαντικά της παραγωγική της ικανότητα πάνω από το 50%.

Το 2010 οι 3 πρώτες αγορές ήταν η Γερμανία, η Ιταλία και η δημοκρατία της Τσεχίας. Το 2011 η Ιταλία προηγείται στην εγκατάσταση των φωτοβολταϊκών, ακολουθεί η Γερμανία και η Κίνα. Οι αγορές της Ιταλίας και της Γερμανίας, αντιπροσωπεύουν σχεδόν το 60% της παγκόσμιας αύξησης της αγοράς κατά τη διάρκεια του περασμένου έτους. Το Ηνωμένο Βασίλειο είχε επίσης μια εκπληκτική ανάπτυξη στη διάρκεια του 2011, φθάνοντας άνευ προηγουμένου να πραγματοποιήσει αύξηση της τάξης των 700 MW.

Ορισμένες άλλες χώρες της Ε.Ε. προχωρούν με περιορισμένες δυνατότητες .Η Αυστρία με 100 MW και η Βουλγαρία με 80 MW περίπου κατά την διάρκεια του 2011. Στις αγορές εκτός Ευρώπης η Κίνα με φωτοβολταϊκά πάρκα εγκατεστημένης ισχύος 2 GW κατέχει την πρώτη θέση για το 2011. Ταχεία αύξηση παρατηρήθηκε επίσης στις Η.Π.Α., όπου συνδέθηκαν συστήματα με ισχύ τουλάχιστον 1,6 GW, μέγεθος σχεδόν διπλάσιο από αντίστοιχο της περσινής χρονιάς. Στην Ιαπωνία συνδέθηκαν πάνω από 1 GW φωτοβολταϊκών συστημάτων το 2011, στην Αυστραλία περίπου 700 MW και στην Ινδία πάνω από 300 MW κατά την διάρκεια του ίδιου έτους.

Το 2010 το 80% των παγκόσμιων συνδέσεων φωτοβολταϊκών συστημάτων πραγματοποιήθηκαν στην Ευρώπη. Το 2011 το μερίδιο αυτό μειώθηκε στο 75%.

Στο παρακάτω σχήμα παρουσιάζονται τα μερίδια αγοράς που κατέχουν οι 10 κορυφαίες αγορές φωτοβολταϊκών του κόσμου. Συνολικά οι 10 πρώτες αγορές αποτελούν πάνω από το 90% του συνόλου της ανάπτυξης φωτοβολταϊκών σε όλο τον κόσμο.



**Σχήμα 2.14** Μεριδίο αγοράς των κορυφαίων αγορών φωτοβολταϊκών συστημάτων παγκοσμίως  
Πηγή: E.P.I.A. (Market report 2011, Σελ 4)

Ο πίνακας που ακολουθεί παρουσιάζει τις 15 πιο κορυφαίες αγορές φωτοβολταϊκών συστημάτων παγκοσμίως τόσο από την άποψη των εγκαταστάσεων που πραγματοποιήθηκαν το 2011 όσο και την συσσωρευμένη εγκατεστημένη ισχύ φωτοβολταϊκών σταθμών στο τέλος του 2011.

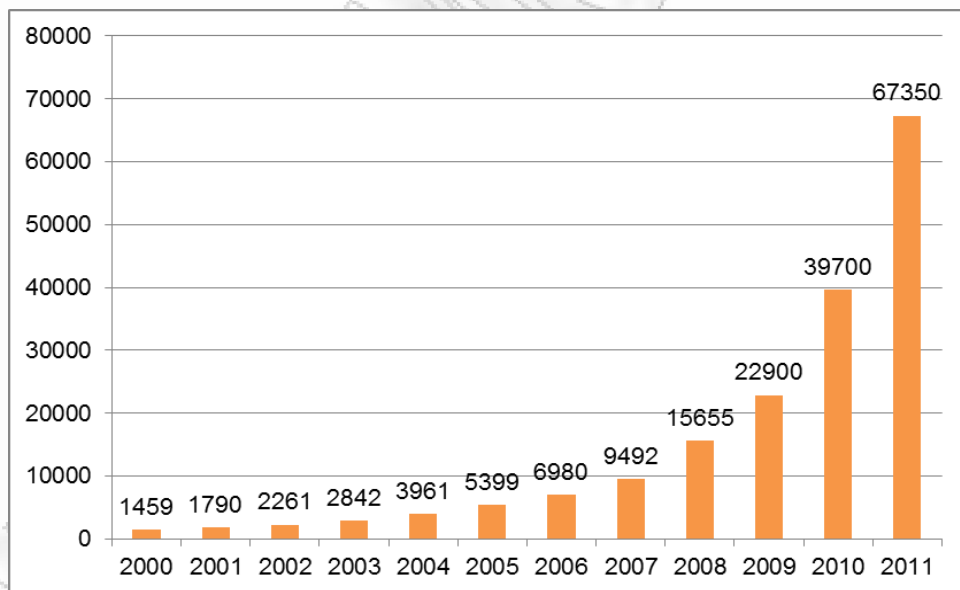
**Πίνακας 2.6** Παρουσίαση των TOP-15 κορυφαίων αγορών φωτοβολταϊκών συστημάτων παγκοσμίως  
Πηγή: E.P.I.A. (Market report 2011, Σελ 4)

Χώρα	Ισχύς έργων που εγκαταστάθηκαν το 2011 (MW)	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών σταθμών στο τέλος του 2011
Ιταλία	9.000	12.500
Γερμανία	7.500	24.700
Κίνα	2.000	2.900
Η.Π.Α.	1.600	4.200
Γαλλία	1.500	2.500
Ιαπωνία	1.100	4.700
Αυστραλία	700	1.200
Ηνωμένο Βασίλειο	700	750
Βέλγιο	550	1.500
Ισπανία	400	4.200
Ελλάδα	350	550
Σλοβακία	350	500
Καναδά	300	500
Ινδία	300	450
Ουκρανία	140	140
Υπόλοιπος Κόσμος	1.160	6.060
<b>Σύνολο</b>	<b>27.650</b>	<b>67.350</b>

Διάφορες χώρες με μεγάλη ηλιοφάνεια, όπως αυτές σε περιοχές της Αφρικής, της Μέσης Ανατολής, της Ασίας και της Νότιας Αμερικής είναι στα πρόθυρα της έναρξης της ανάπτυξης τους.

Η ενέργεια που παράγεται από τα φωτοβολταϊκά είναι η τρίτη πιο σημαντική των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε παγκόσμιο επίπεδο όσον αφορά την εγκατεστημένη ισχύ μετά την υδροηλεκτρική και την αιολική ενέργεια. Ο ρυθμός ανάπτυξης των φωτοβολταϊκών, κατά το 2011 έφθασε σχεδόν το 70%, ένα εξαιρετικό επίπεδο μεταξύ όλων των τεχνολογιών ανανεώσιμης ενέργειας.

Στην Ευρώπη, πάνω από 50 GW φωτοβολταϊκών συστημάτων έχουν εγκατασταθεί στα τέλη του 2011. Με την αυξανόμενη συνεισφορά από τις χώρες της Νότιας Ευρώπης, ο μέσος συντελεστής φορτίου του δυναμικού αυτού αυξάνεται και θα παράγει περίπου 60 δισ. KWh σε ετήσια βάση, αρκετή ενέργεια για να καλύψει πάνω από 15 εκατομμύρια ευρωπαϊκά νοικοκυριά.



**Σχήμα 2.15** Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύς των φωτοβολταϊκών συστημάτων παγκοσμίως  
Πηγή: E.P.I.A. (Market report 2011, Σελ 5)

Το παραπάνω διάγραμμα δείχνει την εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύς των φωτοβολταϊκών συστημάτων παγκοσμίως την χρονική περίοδο 2000-2011.

## 2.8 Βιβλιογραφία κεφαλαίου

- [1] Ζερβός Αρθούρος (2008), «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας», Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών, Αθήνα.
- [2] European Wind Energy Association (2012), «European statistics 2011».
- [3] European Photovoltaic Industry Association (2012), «Market report 2011».

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΡΑΙΑ



## Κεφάλαιο 3ο Το Πρωτόκολλο του Κιότο

### 3.1 Γενικά για το Πρωτόκολλο του Κιότο

Το Πρωτόκολλο του Κιότο προέκυψε από τη Σύμβαση Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για τις κλιματικές αλλαγές που είχε υπογραφεί στην Διάσκεψη του Ρίο, τον Ιούνιο του 1992, από το σύνολο σχεδόν των κρατών. Η Ελλάδα κύρωσε την Σύμβαση αυτή, κάνοντας την νόμο του Κράτους τον Απρίλιο του 1994. Η Σύμβαση-πλαίσιο επικυρώθηκε από την Ευρωπαϊκή Κοινότητα με την απόφαση 94/69/EK της 15 Δεκεμβρίου 1993. Η εν λόγω Σύμβαση τέθηκε σε ισχύ την 21<sup>η</sup> Μαρτίου 1994. Στόχος της Σύμβασης είναι η σταθεροποίηση των συγκεντρώσεων των αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα, σε επίπεδα τέτοια ώστε να προβληθούν επικίνδυνες επιπτώσεις στο κλίμα από τις ανθρώπινες δραστηριότητες.

Τα συμβαλλόμενα μέρη στην Σύμβαση αποφάσισαν στην τέταρτη Συνεδρίαση των Μερών, που πραγματοποιήθηκε στο Βερολίνο τον Μάρτιο του 1995, να διαπραγματευθούν ένα Πρωτόκολλο που να περιλαμβάνει μέτρα μείωσης των εκπομπών για την μετά το 2000 περίοδο, εις ότι αφορά τις εκβιομηχανισμένες χώρες. Κατόπιν μακροχρόνιων εργασιών, καθορίστηκε στις 10 Δεκεμβρίου 1997 στο πλαίσιο της Σύμβασης αυτής, ένα σημαντικό νομικό εργαλείο για τον έλεγχο των εκπομπών γνωστό και ως Πρωτόκολλο του Κιότο. Η Ευρωπαϊκή Κοινότητα υπέγραψε το Πρωτόκολλο στις 29 Απριλίου 1998. Τον Δεκέμβριο του 2001, το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο του Λαεκεν επιβεβαίωσε την βούληση της Ένωσης για τη θέση σε ισχύ του Πρωτόκολλο του Κιότο πριν από την Παγκόσμια Διάσκεψη Κορυφής για την αειφόρο ανάπτυξη, του Γιοχάνεσμπουργκ (26 Αυγούστου-4 Σεπτεμβρίου 2002). Γεγονός, το οποίο υλοποιήθηκε με την απόφαση 2002/358/EK του Συμβουλίου της 25<sup>ης</sup> Απριλίου 2002 για την έγκριση, εξ'ονόματος της Ευρωπαϊκής Κοινότητας, του Πρωτοκόλλου του Κιότο στην Σύμβαση-Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για τις κλιματικές μεταβολές, και την από κοινού τήρηση των σχετικών δεσμεύσεων.

Κεντρικός άξονας του Πρωτοκόλλου του Κιότο είναι οι νόμιμα κατοχυρωμένες δεσμεύσεις των βιομηχανικά αναπτυγμένων κρατών να μειώσουν τις εκπομπές (6) αερίων του θερμοκηπίου την περίοδο 2008-2012, σε ποσοστό 5,2% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Συνιστά ένα σημαντικό βήμα στην καταπολέμηση της θέρμανσης του πλανήτη, επειδή περιλαμβάνει δεσμευτικούς και ποσοτικοποιημένους στόχους περιορισμού και μείωσης των αερίων του θερμοκηπίου. Τα κράτη μέλη της

Ευρωπαϊκής Ένωσης οφείλουν συλλογικά να μειώσουν τις εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου κατά 8% την περίοδο 2008-2012. Το Πρωτόκολλο του Κιότο προβλέπει διαφορετικούς στόχους μείωσης αερίων εκπομπών ανά συμβαλλόμενο μέρος-χώρα, ενώ η Ευρωπαϊκή Ένωση με εσωτερικής της συμφωνία καταμέρισε διαφορετικά στα κράτη μέλη της και τα ποσοστά μείωσης των αερίων εκπομπών. Για την περίοδο που προηγείται του 2008, τα συμβαλλόμενα μέρη δεσμεύονται στην επίτευξη προόδου όσον αφορά την υλοποίηση των δεσμεύσεων τους το αργότερο το έτος 2005 και στην ανά πάσα στιγμή προσκόμιση των σχετικών αποδείξεων. Ως το 2004, τα συμβαλλόμενα μέρη θεσπίζουν εθνικό σύστημα υπολογισμού των ανθρωπογενών εκπομπών από τις πηγές, καθώς και της απορρόφησης από τις καταβόθρες, όλων των αερίων του θερμοκηπίου που δεν ελέγχονται από το Πρωτόκολλο του Μόντρεαλ.

Τα έξι αέρια του θερμοκηπίου που αναφέρονται στο Πρωτόκολλο του Κιότο είναι:

- Το διοξείδιο του άνθρακα ( $\text{CO}_2$ ).
- Το μεθάνιο ( $\text{CH}_4$ ).
- Το πρωτοξειδίο του αζώτου ( $\text{N}_2\text{O}$ ).
- Οι υδροφθοράνθρακες (HFC).
- Οι υπερφθοριωμένοι υδρογονάνθρακες (PFC).
- Το εξαφθοριούχο θείο ( $\text{SF}_6$ ).

Το Πρωτόκολλο του Κιότο όμως μέχρι τις αρχές του 2005 αποτελούσε ένα κείμενο χωρίς δεσμευτική μορφή. Ιδιαίτερα μάλιστα μετά τη δήλωση των Η.Π.Α. ότι δεν προτίθεται να επικυρώσει το Πρωτόκολλο, διαφαινόταν ότι παρέκκλιने των αρχικών του στόχων, να υποχρεώσει δηλαδή όλες τις αναπτυσσόμενες χώρες να περιορίσουν τις εκπομπές τους. Κατά τη συνεδρίαση του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου στην Στοκχόλμη, η Ένωση εξέφρασε και τόνισε τις ανησυχίες της όσον αφορά την αμφισβήτηση του Πρωτοκόλλου από ορισμένες χώρες, ιδίως τις Ηνωμένες Πολιτείες. Κατά την διάσκεψη στην Βόννη της επαναληπτικής 6<sup>ης</sup> Διάσκεψης των Μερών, τα μέρη της Σύμβασης-Πλαισίου των Ηνωμένων Εθνών για τις κλιματικές μεταβολές κατέληξαν σε συμφωνία σχετικά με τους όρους εφαρμογής του Πρωτοκόλλου του Κιότο.

Τελικά, κατά την διάσκεψη του Μαρακές τα μέρη κατέληξαν σε συμφωνία με την οποία οι όροι εφαρμογής του Πρωτοκόλλου του Κιότο καθίστανται νομικώς δεσμευτικό κείμενο. Επίσης στην ίδια διάσκεψη έγινε ποσοτικοποίηση της συνεισφοράς των ταμιευτήρων απορρόφησης άνθρακα, η οποία προσδοκούσε στην ικανοποίηση των απαιτήσεων των Η.Π.Α. και της Ρωσίας. Ως ταμιευτήρες απορρόφησης άνθρακα,

προσδιορίζονται όλες εκείνες οι δράσεις στη χρήση γης και στην δασοκομία που δεσμεύουν εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Για την θέση του Πρωτοκόλλου του Κιότο σε ισχύ απέμενε όμως η επικύρωση του από τις Η.Π.Α. ή τη Ρωσία.

**Πίνακας 3.1** Ποσοστό μείωσης αέριων εκπομπών για την περίοδο 2008-2012 σε σχέση με το 1990 ανά χώρα και εντός της Ευρωπαϊκής Ένωσης, σύμφωνα με το Πρωτόκολλο του Κιότο

Χώρα	%	Χώρα	%
Ευρωπαϊκή Ένωση των 15, Βουλγαρία, Εσθονία, Λετονία, Λιθουανία, Ρουμανία, Σλοβακία, Σλοβενία, Τσεχία	-8%	Αυστρία	-13%
Η.Π.Α.	-7%	Βρετανία	-12,5%
Καναδάς, Ιαπωνία, Ουγγαρία, Πολωνία	-6%	Βέλγιο	-7%
Κροατία	-5%	Ιταλία	-6,5%
Νέα Ζηλανδία, Ουκρανία, Ρωσία	0%	Ολλανδία	-6%
Νορβηγία	+1%	Γαλλία	0%
Αυστραλία	+8%	Φιλανδία	0%
Ισλανδία	+10%	Σουηδία	+5%
Λουξεμβούργο	-28%	Ιρλανδία	+14%
Γερμανία, Δανία	-21,5%	Ισπανία	+15%
Ελλάδα	+25%	Πορτογαλία	+27%

Για να γίνει το Πρωτόκολλο διεθνής δεσμευτικός νόμος έπρεπε να επικυρωθεί από ένα ορισμένο αριθμό χωρών. Απαιτείτο να επικυρωθεί από 55 τουλάχιστον χώρες στις οποίες αντιστοιχούσαν τουλάχιστον το 55% των παγκόσμιων εκπομπών το 1990. Η Ρωσία επικύρωσε το Πρωτόκολλο στις 17 Νοεμβρίου 2004 και ο συνολικός αριθμός των χωρών που είχαν επικυρώσει Πρωτόκολλο ξεπέρασαν τις 160 χώρες στις οποίες αντιστοιχούσαν το 61,6% των παγκόσμιων εκπομπών για το έτος 1990. Έτσι το Πρωτόκολλο του Κιότο τέθηκε σε ισχύ από τις 16 Φεβρουαρίου 2005, 3 μήνες ακριβώς μετά την επικύρωση του από την Ρωσία, όπως προβλέπεται από το Πρωτόκολλο.

Παρά τον μεγάλο αριθμό χωρών που επικύρωσαν το Πρωτόκολλο, αυτό βρισκόνταν στον αέρα κυρίως λόγω της εξάρτησης του από τις 2 περισσότερες ρυπογόνες χώρες, τις Η.Π.Α. στις οποίες αντιστοιχούσαν το 31% των παγκόσμιων εκπομπών του έτους βάσης του 1990 και τη Ρωσία στην οποία αντιστοιχούσε το 17% . Οι Η.Π.Α. ανακοίνωσαν το 2001 ότι δεν προτίθενται να επικυρώσουν το Πρωτόκολλο, επικαλούμενες κυρίως λόγους ανταγωνιστικότητας σε σχέση με τις αναδυόμενες οικονομίες, όπως αυτής της Κίνας και της Ινδίας, οι οποίες δεν δεσμεύονται από το

Πρωτόκολλο. Η Ρωσία, η οποία λόγω της αποβιομηχάνισης που συντελέστηκε μετά την κατάρρευση του υπαρκτού σοσιαλισμού παρουσίασε μείωση των εκπομπών της σε σχέση με το 1990, γεγονός που της επέτρεπε να αποκομίσει σημαντικά οφέλη από τη συμμετοχή της στο Πρωτόκολλο και στους μηχανισμούς που αυτό προέβλεπε όπως το μηχανισμό εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών. Η επικύρωση όμως του Πρωτοκόλλου ήρθε όμως σαν προϊόν έντονης διαπραγμάτευσης μεταξύ αυτής και της Ε.Ε., η οποία διαδραμάτισε κεντρικό ρόλο στην εξέλιξη του Πρωτοκόλλου, και που καρποφόρησε μόνο όταν η Ρωσία έλαβε τη διαβεβαίωση ότι θα λάβει στήριξη της Ε.Ε. για την είσοδο της στον Παγκόσμιο Οργανισμό Εμπορίου.

### **3.2 Ευέλικτοι μηχανισμοί του Πρωτοκόλλου του Κιότο**

Μια χώρα μπορεί να πετύχει τους στόχους που της ορίζει το Πρωτόκολλο είτε α) μειώνοντας τις εκπομπές της είτε β) αντισταθμίζοντας τη μείωση αερίων εκπομπών μέσω της δέσμευσης τους από ταμειυτήρες απορρόφησης άνθρακα είτε γ) χρησιμοποιώντας παράλληλα και κάποιους λεγόμενους ευέλικτους μηχανισμούς που διαθέτει το Πρωτόκολλο. Συνοπτικά οι μηχανισμοί αυτοί είναι οι εξής τρεις:

#### **3.2.1 Εμπόριο δικαιωμάτων εκπομπών (Emission trading)**

Μία βιομηχανικά αναπτυγμένη χώρα (ή μια εταιρία της) που έχει μειώσει τις εκπομπές της πέραν των αρχικών στόχων που προβλέπει το Πρωτόκολλο, μπορεί να "πουλήσει" αυτή την επιπλέον μείωση σε άλλη χώρα (ή εταιρία) που αντιμετωπίζει δυσκολίες στο να πετύχει το στόχο της.

Υπάρχουν δύο τύποι καταγεγραμμένων συστημάτων εμπορίας εκπομπών, ο τύπος «ανώτατο όριο και εμπορία» και ο τύπος «κατώτατο όριο και πίστωση» με το πρώτο να είναι ο πλέον διαδεδομένος. Σύμφωνα με αυτόν η κυβέρνηση μιας χώρας, μια πολυεθνική οντότητα ή μια εταιρία θέτει ανώτατο όριο (cap) στις συνολικές εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου. Κάθε πηγή πρέπει να εκπέμψει, κατά τη διάρκεια δεδομένης περιόδου συμμόρφωσης, το ποσό το οποίο δεσμεύτηκε και έλαβε άδεια. Το ποσό των αδειών αυτών που λαμβάνει μια πηγή προσδιορίζεται από α) ιστορικά στοιχεία, β) αναμενόμενες εκπομπές με βάση το εθνικό σενάριο αναμενόμενης εξέλιξης και γ) αναμενόμενες εκπομπές για προσέγγιση τύπου «ελάχιστο κόστος» [Harrison & Radon, 2002]. Οι άδειες αυτές μπορούν να πουληθούν σε χρηματιστήριο δικαιωμάτων εκπομπών. Ο δεύτερος τύπος εμπορίας εκπομπών προϋποθέτει ότι η κυβέρνηση μιας χώρας, μια πολυεθνική οντότητα ή μια εταιρία θέτει κατώτατο όριο βασική γραμμή στις συνολικές εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου. Η βασική αυτή

γραμμή μπορεί να είναι η εκπεμπόμενη ποσότητα CO<sub>2</sub> κατά κεφαλή ή ανά Α.Ε.Π. [Janssen, 2000]. Όμως ο προσδιορισμός της βασικής γραμμής είναι πολυσύνθετη υπόθεση καθώς διαφοροποιείται ανά τομέα, και για το λόγο αυτό ο τύπος αυτός δεν βρίσκει ανταπόκριση.

### 3.2.2 Δημιουργία "Μηχανισμού Καθαρής Ανάπτυξης" (Μ.Κ.Α.)

Ο Μηχανισμός Καθαρής Ανάπτυξης παρέχει κίνητρα έτσι ώστε οι βιομηχανικά αναπτυγμένες χώρες να χρηματοδοτήσουν προγράμματα για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στις αναπτυσσόμενες χώρες. Έτσι, μια βιομηχανικά αναπτυγμένη χώρα, αντί να μειώσει τις δικές της εκπομπές, μπορεί να βοηθήσει στη μείωση των εκπομπών σε κάποια αναπτυσσόμενη χώρα, όπου η μείωση αυτή είναι ευκολότερη και φθηνότερη. Ο τελικός στόχος αυτού του μηχανισμού είναι οι αναπτυσσόμενες χώρες να αναπτύξουν καθαρές τεχνολογίες για να μειώσουν τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου.

Το άρθρο 12 του ΠτΚ επιτρέπει σε αναπτυσσόμενες χώρες να αναπτύξουν προγράμματα τα οποία θα παρέχουν Επικυρωμένες Πιστωτικές Μονάδες Μείωσης Εκπομπών (Ε.Π.Μ.Μ.Ε.) (Certified Emission Reductions, CERs) και οι οποίες θα πωλούνται σε αναπτυγμένες χώρες [UNFCCC]. Οι Ε.Π.Μ.Μ.Ε. μπορούν να ληφθούν από το έτος 2000 και μετά, προκειμένου να ενθαρρυνθούν από νωρίς δραστηριότητες που αφορούν τον Μ.Κ.Α. Στην 7η COP ιδρύθηκε το Εκτελεστικό Συμβούλιο το οποίο επιβλέπει τις διαδικασίες πιστοποίησης των προγραμμάτων Μ.Κ.Α. από τις εθνικές Λειτουργικές Οντότητες, και τελικώς επικυρώνει τις Ε.Π.Μ.Μ.Ε. [COP]. Οι Ε.Π.Μ.Μ.Ε. είναι επικυρωμένο προϊόν προγραμμάτων Μ.Κ.Α., αλλά μετασχηματίζονται σε Πιστωτικές Μονάδες Μείωσης Εκπομπών (Π.Μ.Μ.Ε.), όταν περιέλθουν στην κατοχή μιας χώρας του Παραρτήματος Ι του ΠτΚ. Οι Π.Μ.Μ.Ε. προστίθενται ή αφαιρούνται στο καθορισμένο ποσοστό εκπομπών μιας χώρας. Βασική προϋπόθεση για τα αναπτυσσόμενα κράτη προκειμένου να συμμετάσχουν στον Μ.Κ.Α., είναι η επικύρωση του ΠτΚ και η ίδρυση εθνικής αρχής προγραμμάτων Μ.Κ.Α. Στην πράξη έχουν λειτουργήσει τρία μοντέλα Μ.Κ.Α., τα διμερή, πολύπλευρα και μονομερή. Τα δύο πρώτα αφορούν επενδύσεις ενός ή περισσότερων κρατών (ή εταιρειών τους) του Παραρτήματος 1 σε μια αναπτυσσόμενη χώρα αντίστοιχα. Το τρίτο μοντέλο προϋποθέτει ότι η αναπτυσσόμενη χώρα είναι επενδυτής προγραμμάτων Μ.Κ.Α., τα οποία πιστοποιούνται από τρίτο ανεξάρτητο φορέα και οι Ε.Π.Μ.Μ.Ε. πωλούνται έπειτα σε ανεπτυγμένα κράτη.

### 3.2.3 Κοινή Υλοποίηση του Πρωτοκόλλου (Κ.Υ.Π.)

Παρεμφερές εργαλείο με τον Μηχανισμό Καθαρής Ανάπτυξης. Σε αντίθεση όμως με αυτόν, αφορά όχι τις αναπτυσσόμενες χώρες αλλά μόνο εκείνες που έχουν δεσμευτεί σε μειώσεις μέσω του Πρωτοκόλλου του Κιότο, γνωστές ως χώρες του Παραρτήματος Ι (όπως π.χ. οι χώρες της Κεντρικής και Ανατολικής Ευρώπης).

Στο άρθρο 6 του ΠτΚ αναφέρεται ότι «οποιοδήποτε συμβαλλόμενο μέρος που περιλαμβάνεται στο Παράρτημα 1, δύναται να μεταφέρει σε ή να αποκτήσει από οποιοδήποτε άλλο συμβαλλόμενο μέρος Πιστωτικές Μονάδες Μείωσης Εκπομπών (Π.Μ.Μ.Ε.) (Emission Reduction Units, ERUs). Οι Π.Μ.Μ.Ε. θα ισχύουν από το έτος 2008 και αργότερα, ενώ τα προγράμματα Κ.Υ.Π. δύναται να ξεκινήσουν από το έτος 2000» [UNFCCC]. Η 7η COP προσδιόρισε μια Εποπτική Επιτροπή η οποία επιβλέπει τις διαδικασίες πιστοποίησης προγραμμάτων Κ.Υ.Π. από τις εθνικές Ανεξάρτητες Οντότητες, οι οποίες ελέγχουν και πιστοποιούν τις Π.Μ.Μ.Ε. από δράσεις ΚΥΠ στα γεωγραφικά όρια τους [COP]. Οι Π.Μ.Μ.Ε. που πιστώνονται από τις Ανεξάρτητες Οντότητες και επικυρώνονται από την Εποπτική Επιτροπή, προστίθενται ή αφαιρούνται από το καθορισμένο ποσό εκπομπών μιας χώρας.

Επειδή τα προγράμματα Κ.Υ.Π. πιστώνουν Π.Μ.Μ.Ε. από το 2008 και μετά ενώ αντίθετα τα προγράμματα Μ.Κ.Α. πιστώνουν Π.Μ.Μ.Ε. από το 2001 και μετά, τα προγράμματα Κ.Υ.Π. έχουν περιοριστεί σημαντικά. Οι μεγαλύτερες επενδύσεις των προγραμμάτων Κ.Υ.Π. και Μ.Κ.Α. αφορούν δεξαμενές κατακράτησης/απορρόφησης άνθρακα, προγράμματα δασοκομίας, ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, προγράμματα ενεργειακής αποδοτικότητας στον βιομηχανικό, εμπορικό τομέα και στη διαχείριση ζήτησης (Demand Side Management -DSM) [ΚΕΠΑ, 2004, UNFCCC].

### 3.3 Μηχανισμός παρακολούθησης των εκπομπών αερίων που συμβάλλουν στο φαινόμενο θερμοκηπίου

Η Ευρωπαϊκή Ένωση θέσπισε με την Οδηγία 2004/280/ΕΚ ένα νέο μηχανισμό παρακολούθησης και κοινοποίησης των εκπομπών αερίων που συμβάλλουν στο φαινόμενο θερμοκηπίου, ούτως ώστε να καταστεί δυνατή η ακριβέστερη και τακτική αξιολόγηση της προόδου όσον αφορά τη μείωση των εκπομπών [Επίσημη Εφημερίδα L 49. 19.02.2004]. Με την ίδια επίσης απόφαση, παρακολουθούνται και καταγράφονται οι αέριες εκπομπές που δεσμεύονται από τους ταμειυτήρες απορρόφησης άνθρακα. Η Απόφαση 2004/156/ΕΚ της Επιτροπής της 29ης Ιανουαρίου του 2004 καθορίζει τις κατευθυντήριες γραμμές για την παρακολούθηση και την υποβολή των εκθέσεων

σχετικά με τις εκπομπές αερίων Θερμοκηπίου [Επίσημη Εφημερίδα L 059, 26/02/2004] ενώ με την Απόφαση 2005/166/ΕΚ της Επιτροπής, θεσπίστηκαν οι κανόνες για την εφαρμογή της Οδηγίας 2004/280/ΕΚ [Επίσημη Εφημερίδα L 055, 01/03/2005].

Στην Ελλάδα, τόσο ο μηχανισμός παρακολούθησης αέριων εκπομπών όσο και το σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών, βρίσκεται υπό την εποπτεία του Υπουργείου Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (Υ.Π.Ε.Κ.Α.). Οι βιομηχανικές εγκαταστάσεις είναι υποχρεωμένες να δηλώνουν στο Υ.Π.Ε.Κ.Α. τις εκπομπές των ρύπων από όλες τις δραστηριότητες που ανήκουν στο παράρτημα 11 του άρθρου 5 της Κ.Υ.Α. Η.Π 15393/2332/2002 [ΦΕΚ Ι022/Β/2002].

### **3.4 Ταμιευτήρες απορρόφησης άνθρακα**

Πολυδιάστατη είναι η προοπτική των ταμιευτήρων απορρόφησης άνθρακα (carbon sinks or Certified Tradable Offsets - CTOs). Οι ταμιευτήρες απορρόφησης άνθρακα μπορούν να χρησιμοποιηθούν στα πλαίσια και των τριών μηχανισμών του ΠτΚ, δηλαδή της Καθαρής Ανάπτυξης, της Κοινής Υλοποίησης και του Εμπορίου Δικαιωμάτων Εκπομπών. Το βασικό ζήτημα το οποίο ανακύπτει είναι το πώς γίνεται η πιστοποίηση των ταμιευτήρων απορρόφησης άνθρακα. Σήμερα, υπάρχουν 2 ανεξάρτητοι παγκόσμιοι φορείς οι οποίοι πιστοποιούν τα δάση «Συμβούλιο Δασικής Διαχείρισης - Forest Stewardship Council [FSC]» και «Πρόγραμμα για την Αμοιβαία Υιοθέτηση Συστημάτων Δασικής Πιστοποίησης - Programme for the Endorsement of Forest Certification schemes [PEFC]», ενώ παράλληλα υπάρχουν σε πολλές χώρες εθνικοί φορείς για το σκοπό αυτό (στην Ελλάδα δεν υπάρχει ακόμα αντίστοιχος φορέας). Πέραν των δασών, η πιστοποίηση αφορά τους ωκεανούς και τα χερσαία εδάφη. Υπάρχουν πολλοί εθνικοί και διεθνείς φορείς, όπως και ερευνητικές μέθοδοι [Jotzo & Michaelowa] που προσπαθούν να ποσοτικοποιήσουν τους ταμιευτήρες απορρόφησης άνθρακα και τις μεταβολές τους. Είναι άλλωστε ενδεικτικό ότι μια κατασκευή φράγματος για άρδευση ή/και ηλεκτροπαραγωγή συνεισφέρει αρνητικά στις παγκόσμιες εκπομπές ρύπων, καθώς όλοι οι φυτικοί οργανισμοί που καλύπτονται από το νερό αποδομούνται, και δεν απορροφούν πλέον εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου.

Εξετάζοντας τις προοπτικές των πιστοποιημένων ταμιευτήρων απορρόφησης άνθρακα, διαπιστώνεται ότι υπάρχουν αρκετά παραδείγματα χωρών που χρησιμοποίησαν δασικές ή γεωργικές καλλιέργειες στα πλαίσια του μηχανισμού Καθαρής Ανάπτυξης. Η Κόστα Ρίκα είναι η πρώτη χώρα η οποία επιδόθηκε, μέσω του

εθνικού της προγράμματος «Private Forestry Programme (PFP)» την στροφή σε δασικές ή γεωργικές καλλιέργειες που απορροφούν αέρια του θερμοκηπίου. Συνέστησε επίσης ένα φορέα με την επωνυμία «Forestry Financing Fund under the Ministry of Energy and Environment - FONAFIFO» μέσω του οποίου τρίτες χώρες μπορούν να αγοράζουν τα δικαιώματα εκπομπών (CTOs) στα πλαίσια του μηχανισμού της Καθαρής Υλοποίησης του ΠτΚ. Παρόμοια προγράμματα υπάρχουν σε εξέλιξη σε αρκετές άλλες αναπτυσσόμενες χώρες.

Στην περίπτωση όμως των αναπτυσσόμενων κρατών, οι ταμειυτήρες απορρόφησης άνθρακα μπορούν να χρησιμοποιηθούν στα πλαίσια των δύο άλλων μηχανισμών του ΠτΚ. Χώρες, όπως η Αυστραλία και η Νέα Ζηλανδία, εξετάζουν τη δυνατότητα επένδυσης σε δασικές καλλιέργειες προκειμένου να περιορίσουν τις αέριες εκπομπές τους, να τις χρησιμοποιήσουν στα πλαίσια του μηχανισμού Κοινής Υλοποίησης ή να τις χρησιμοποιήσουν στα πλαίσια του μηχανισμού εμπορίας δικαιωμάτων αέριων εκπομπών. Αφενός μεν, ο μηχανισμός της Κοινής Υλοποίησης λειτουργεί παρόμοια με αυτόν της Καθαρής Ανάπτυξης που περιγράφηκε με το παράδειγμα της Κόστα Ρίκα. Αφετέρου δε, η χρήση των ταμειυτήρων απορρόφησης άνθρακα δεν δύναται ακόμα στο μηχανισμό εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών. Η Ευρωπαϊκή Ένωση, η οποία πρωτοπορεί στην διαμόρφωση των μηχανισμών του ΠτΚ, δεν έχει συμπεριλάβει ακόμα στις αποφάσεις της τον τρόπο συμμετοχής των ταμειυτήρων απορρόφησης άνθρακα στο εμπόριο δικαιωμάτων εκπομπών, αλλά ούτε και κάποιο ενιαίο μηχανισμό πιστοποίησης τους.

### 3.5 Βιβλιογραφία κεφαλαίου

- [1] Καραγεώργου Βίκυ (2005), «Η ΕΥΡΩΠΑΪΚΗ ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΓΙΑ ΤΙΣ ΚΛΙΜΑΤΙΚΕΣ ΑΛΛΑΓΕΣ», Αθήνα.
- [2] Καραγιωργας Μιχαήλ, Ζαχαρία Δημήτριος, Κύρκου Αφροδίτη, WWF Ελλάς (2010), «Οδηγός για το Περιβάλλον-Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας», Αθήνα.
- [3] Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (2005), «Οδηγός Εφαρμογής του Συστήματος Εμπορίας Εκπομπών στην Ελλάδα», Αθήνα.
- [4] Νταγκούμας, Αθανάσιος (2006), Διδακτορική διατριβή με θέμα: "Influence of the Kyoto protocol application and of distributed generation on the power systems planning", Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης, Θεσσαλονίκη.
- [5] Πληθαράς Αχιλλέας, Eliane Blomen, Wina Graus, Πετρούλα Ντόρα, επιστημονική έκθεση του WWF Ελλάς (2008), «Λύσεις για την κλιματική Αλλαγή-Οραμα βιωσιμότητας για την Ελλάδα του 2050», Αθήνα.



## Κεφάλαιο 4ο Μηχανισμοί στήριξης των Α.Π.Ε.

### 4.1 Εισαγωγή

Οι μηχανισμοί στήριξης στόχο έχουν την αποκατάσταση ενός επιχειρηματικού περιβάλλοντος εντός του οποίου οι Α.Π.Ε. μπορούν να ανταγωνιστούν ισότιμα τις τεχνολογίες συμβατικών καυσίμων. Η ανάγκη αυτής της αποκατάστασης προέρχεται από την ανεπαρκή ενσωμάτωση του εξωτερικού-κοινωνικού κόστους στις τιμές ενέργειας και από την ύπαρξη, από μακρού, σημαντικών δημόσιων επιδοτήσεων που συνέβαλαν στην ανάπτυξη της συμβατικής και πυρηνικής ηλεκτροπαραγωγής και την πτώση του κόστους των εν λόγω τεχνολογιών.

Ως μηχανισμοί στήριξης νοούνται τα συστήματα καθορισμού και καταβολής αποζημίωσης της παραγόμενης από Α.Π.Ε. ενέργειας. Τα εν λόγω συστήματα δύναται να συνδυάζονται και με άλλες πολιτικές ή μέτρα προώθησης των Α.Π.Ε. τα οποία μπορεί να περιλαμβάνουν: (i) προτεραιότητα κατά τη σύνδεση στα δίκτυα και την κατανομή του φορτίου, (ii) επιδότηση κεφαλαιουχικού κόστους επένδυσης, (iii) φορολογικά κίνητρα κ.λπ.

Γενικά έχουν εφαρμοσθεί δύο κατηγορίες μηχανισμών στήριξης:

1. Οι μηχανισμοί ρύθμισης της τιμής αποζημίωσης, που συναντώνται με τη μορφή
  - i. εγγυημένων σταθερών τιμών (feed-in-tariffs, F.I.Ts) και
  - ii. εγγυημένων διαφορικών τιμών (premiums, F.I.Ps)
2. Οι μηχανισμοί ρύθμισης της ποσότητας ισχύος (quota systems).

### 4.2 Ο μηχανισμός εγγυημένων τιμών (feed-in-tariff)

Ο μηχανισμός εγγυημένων σταθερών τιμών (feed-in-tariff) συνίσταται σε σταθερή και εγγυημένη αποζημίωση, που παρέχεται ανά μονάδα παραγόμενης ενέργειας, προσφέροντας μακροχρόνια συμβόλαια πώλησης (συνήθως 20-25 έτη) και τη μέγιστη επενδυτική ασφάλεια. Οι εγγυημένες σταθερές τιμές πώλησης μπορούν να διαφοροποιούνται ανάλογα με την χρησιμοποιούμενη τεχνολογία, το μέγεθος του σταθμού ηλεκτροπαραγωγής ή/και την περιοχή και το είδος της εφαρμογής.

Το ύψος των εγγυημένων σταθερών τιμών μπορεί να καθοριστεί με βάση τέσσερα τουλάχιστον κριτήρια: α) το ανοιγμένο κόστος παραγωγής (levelised cost of energy) της κάθε τεχνολογίας Α.Π.Ε., β) την προστιθέμενη αξία που προσφέρει κάθε τεχνολογία Α.Π.Ε. στην κοινωνία (υπολογίζοντας δηλαδή το αποφευγόμενο κόστος ή ακόμη και το εξωτερικό κόστος των συμβατικών καυσίμων), γ) την πολιτική παροχής, ως κίνητρο, μιας σταθερής τιμής, ανεξάρτητα από το ανοιγμένο κόστος παραγωγής ή το αποφευγόμενο κόστος, και δ) μέσω διαγωνιστικής διαδικασίας, που προσφέρει μια εγγυημένη σταθερή τιμή στον μειοδότη.

Τα συστήματα εγγυημένων σταθερών τιμών διαφοροποιούνται, συνήθως, ως προς τα εξής χαρακτηριστικά: α) τον τύπο της τεχνολογίας ή του καυσίμου που χρησιμοποιείται, β) το μέγεθος της εγκατάστασης, γ) το διαθέσιμο δυναμικό Α.Π.Ε. μιας περιοχής και δ) την προστιθέμενη αξία της εν λόγω εφαρμογής Α.Π.Ε. για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και τα δίκτυα (αν για παράδειγμα υποκαθιστά ακριβές αιχμιακές μονάδες ή τις θέτει σε ψυχρή εφεδρεία ή αν διαθέτει κάποιο σύστημα αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας).

Οι ήδη καθορισμένες εγγυημένες σταθερές τιμές μπορούν να διαφοροποιούνται με βάση τις ακόλουθες επιλογές οι οποίες μπορούν να εφαρμόζονται και συνδυαστικά:

- Προσαρμογή των ετήσιων τιμών με βάση κάποιον δείκτη (π.χ. το κόστος συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής ή τα τιμολόγια λιανικής ή τον πληθωρισμό κ.λπ.).
- Διαφοροποίηση των σταθερών εγγυημένων τιμών με βάση το μέγεθος και την ισχύ των συστημάτων, ώστε να παρέχονται μικρότερες ενισχύσεις στα μεγαλύτερα έργα, τα οποία, λόγω οικονομίας κλίμακας, έχουν και μικρότερο επενδυτικό κόστος ανά μονάδα ισχύος.
- Διαφοροποίηση των εγγυημένων τιμών ανάλογα με το διαθέσιμο δυναμικό (π.χ. υψηλότερες τιμές ή μεγαλύτερη χρονική διάρκεια ισχύος τους για θέσεις με χαμηλότερο αιολικό δυναμικό).
- Αυτόματη απομείωση των εγγυημένων σταθερών τιμών για τις νέες εγκαταστάσεις, η οποία θα αντανάκλα την αναμενόμενη μείωση του κόστους τεχνολογίας, π.χ. στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών.
- Απομείωση των εγγυημένων σταθερών τιμών όταν και εφόσον πληρούνται κάποιες προϋποθέσεις (π.χ. γρηγορότερη επίτευξη των στόχων λόγω ταχείας ανάπτυξης της αγοράς). Χαρακτηριστικό αυτής της κατηγορίας είναι το λεγόμενο “μοντέλο διαδρόμου” ή αλλιώς του δυναμικού μηχανισμού ελέγχου της αγοράς.

- Διαφοροποίηση των εγγυημένων τιμών ενός συμβολαίου με την πάροδο του χρόνου (π.χ. υψηλότερες τιμές στην αρχή και για ένα προαποφασισμένο χρονικό διάστημα και μικρότερες στη συνέχεια).
- Διαφοροποίηση των εγγυημένων σταθερών τιμών ανάλογα με τον χρόνο έγχυσης της παραγόμενης ενέργειας (π.χ. υψηλότερες τιμές για την ενέργεια που εγχέεται τις περιόδους αιχμής).

#### 4.2.1 Αποφυγή υπερβολικής αποζημίωσης

Η ανάπτυξη και ωρίμανση της αγοράς ορισμένων τεχνολογιών Α.Π.Ε. έχει ως αποτέλεσμα τη διαρκή μείωση του κόστους των τεχνολογιών αυτών. Είναι εύλογο συνεπώς να υπάρχει περιοδικά μία διόρθωση των ενισχύσεων που παρέχονται προς τις αναδυόμενες ειδικά τεχνολογίες, ώστε να μην επιβαρύνονται υπέρμετρα οι καταναλωτές, ενώ παράλληλα να διασφαλίζεται η βιωσιμότητα και ελκυστικότητα των επενδύσεων. Ο όποιος μηχανισμός αποφυγής υπερβολικής αποζημίωσης για να είναι και αποτελεσματικός πρέπει να είναι απλός στην εφαρμογή του. Το πιο σημαντικό όμως είναι η διόρθωση των ενισχύσεων να είναι διαφανής, αμερόληπτη και αναλογική προς την τεχνολογία για την οποία εφαρμόζεται και συνεπώς να είναι εκ των προτέρων γνωστή στο επενδυτικό κοινό.

Η αποφυγή υπερβολικής αποζημίωσης επιτυγχάνεται με εφαρμογή μηχανισμών προσαρμογής των καθορισμένων εγγυημένων σταθερών τιμών στον χρόνο, την τεχνολογία κ.ο.κ. και σε αυτούς συγκαταλέγονται:

A. Η θεσμοθέτηση αυτόματης απομείωσης των εγγυημένων τιμών για τους νεοεισερχόμενους σε τακτά και εκ των προτέρων γνωστά, χρονικά διαστήματα, με γνωστά επίπεδα διόρθωσης, για τεχνολογίες με αναμενόμενο μειούμενο κόστος εγκατάστασης. Το μοντέλο αυτό εφαρμόζεται στην Ελλάδα για τα φωτοβολταϊκά.

B. Η τροποποίηση των τιμών μέσω ενός δυναμικού μηχανισμού ελέγχου της αγοράς. Τέτοια μοντέλα εφαρμόζονται με διάφορες παραλλαγές στην Γερμανία, την Ιταλία και τη Γαλλία και αποτελούν μια προσπάθεια να ρυθμίζεται η αγορά ανάλογα με τον ρυθμό ανάπτυξής της, μέσω αυξομειώσεων των εγγυημένων τιμών. Όταν η αγορά αναπτύσσεται πολύ γρηγορότερα από τους τεθέντες στόχους, υπάρχει περαιτέρω μείωση των εγγυημένων τιμών, ενώ όταν για κάποιον λόγο η αγορά έχει χαμηλότερους του αναμενόμενου ρυθμούς ανάπτυξης, υπάρχει διόρθωση των εγγυημένων τιμών.

Για την αποτελεσματική λειτουργία αυτού του μοντέλου απαιτείται:

- i. Ωριμότητα αγοράς και υψηλοί μακροχρόνιοι στόχοι για την τεχνολογία Α.Π.Ε. στην οποία εφαρμόζεται.
- ii. Σωστή περιοδικότητα των διορθωτικών κινήσεων.
- iii. Επιλογή του κατάλληλου δείκτη για το έναυσμα των διορθωτικών κινήσεων. Ο δείκτης αυτός σχετίζεται με τη προστιθέμενη εγκατεστημένη ισχύ κατά το προηγούμενο έτος ή εξάμηνο και μπορεί να είναι ή το ίδιο το ύψος της πρόσθετης εγκαθιστώμενης ισχύος ή ένας οικονομικός δείκτης που αντικατοπτρίζει το συνολικό κόστος του μηχανισμού ενίσχυσης για τους καταναλωτές ή/και τα δημόσια οικονομικά.
- iv. Επιλογή του κατάλληλου ποσοστού διόρθωσης, το οποίο είναι δύσκολο να προβλεφθεί στην πράξη με ασφάλεια.

Για την εφαρμογή του μοντέλου επιβάλλεται η ύπαρξη ενός ευέλικτου και αποτελεσματικού μηχανισμού, ο οποίος θα μπορεί να λαμβάνει εγκαίρως τα μηνύματα της αγοράς, να παρακολουθεί τις τάσεις και το μεταβαλλόμενο κόστος των συστημάτων, να έχει άμεση πρόσβαση σε όλα τα στατιστικά δεδομένα των νέων εγκαταστάσεων ώστε να εισηγείται εγκαίρως τις απαραίτητες διορθωτικές κινήσεις.

Γ. Adhoc αναδιάρθρωση των εν ισχύ εγγυημένων τιμών. Συνιστά συνήθη τρόπο παρέμβασης σε θεσπισμένες τιμές με σκοπό την αποφυγή υπερβολικής αποζημίωσης. Προκειμένου να διασφαλιστούν συνθήκες διαφάνειας και ασφάλειας είναι προφανής η απαίτηση για πρότερη διαβούλευση επί της παρέμβασης.

#### 4.2.2 Αξιολόγηση του μηχανισμού F.I.T.

Στο πλαίσιο εφαρμογής του μηχανισμού εγγυημένων σταθερών τιμών εξασφαλίζεται:

- i. Χαμηλότερο κόστος εφαρμογής. Η ανάλυση από την εφαρμογή διαφόρων μηχανισμών υποστήριξης στις ευρωπαϊκές χώρες έδειξε ότι το μοντέλο των εγγυημένων σταθερών τιμών αποδείχθηκε στην πράξη πιο αποτελεσματικό από άλλα μοντέλα (π.χ. το μοντέλο των εγγυημένων διαφορικών τιμών), παρέχοντας χαμηλότερο κόστος ανά ενισχυόμενη πράσινη κιλοβατώρα.
- ii. Πιο ακριβής προσέγγιση και αποτίμηση του πραγματικού κόστους των επενδύσεων. Ένα σωστά σχεδιασμένο σύστημα εγγυημένων σταθερών τιμών μπορεί να αντανakλά καλύτερα το πραγματικό επενδυτικό κόστος και να

προσαρμόζεται σε αυτό. Κατά αυτόν τον τρόπο ενθαρρύνει την ανάπτυξη περισσότερων έργων Α.Π.Ε.

- iii. Μεγαλύτερη ασφάλεια στους επενδυτές και άρα χαμηλότερο κόστος χρηματοδότησης των σχετικών επενδύσεων. Το μοντέλο feed-in- tariff συνοδεύεται συνήθως από δύο βασικές εγγυήσεις: α. ότι οι τιμές είναι εγγυημένες για ένα προκαθορισμένο και μεγάλο χρονικό διάστημα (συνήθως το διάστημα συμβασιοποίησης, ήτοι 20 - 25 έτη), και β. ότι δεν υφίσταται κίνδυνος αναδρομικής προσαρμογής των τιμών αυτών για συμβασιοποιημένα έργα.
- iv. Ενθάρρυνση της αποκεντρωμένης και διεσπαρμένης παραγωγής από Α.Π.Ε. Οι εγγυημένες σταθερές τιμές προστατεύουν και ενθαρρύνουν κυρίως τους μικροπαραγωγούς ενέργειας (οικιακούς και μικρούς εμπορικούς μικροπαραγωγούς). Η σταθερότητα των τιμών διευκολύνει επίσης σημαντικά τη χρηματοδότηση των μικρών και μικρομεσαίων έργων, αφού η εκχώρηση της σύμβασης πώλησης προς τις Τράπεζες αποτελεί το σημαντικότερο εχέγγυο για τη χρηματοδότησή τους.
- v. Υποστήριξη αναδυόμενων τεχνολογιών. Ενώ σε ώριμες εμπορικά τεχνολογίες μπορεί να βρεθεί και κάποιος εναλλακτικός μηχανισμός ενίσχυσης, κάτι τέτοιο δεν ισχύει σε ανώριμες ακόμη εμπορικά και αναδυόμενες τεχνολογίες, οι οποίες χρειάζονται ένα πιο σταθερό περιβάλλον για να χρηματοδοτηθούν και να αναπτυχθούν.
- vi. Αντιστάθμιση κινδύνων για τον προμηθευτή λόγω της ευμεταβλησίας των τιμών στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Το πλεονέκτημα αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό σε περιόδους που το κόστος της πράσινης ενέργειας είναι μικρότερο από την τιμή στη χονδρεμπορική αγορά ενέργειας ή όταν οι Α.Π.Ε. υποκαθιστούν ακριβές αιχμιακές μονάδες. Κατά αυτό τον τρόπο μειώνεται το συνολικό κόστος για τους προμηθευτές και εμμέσως και για τους καταναλωτές ενέργειας.

Ο μηχανισμός εγγυημένων σταθερών τιμών F.I.T. παρουσιάζει ωστόσο μειονεκτήματα, που συνοψίζονται στα εξής:

1. Μη αντανάκλαση των τιμών της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Το μακροχρόνιο κλείδωμα των τιμών δεν παρέχει κίνητρο σε επενδυτές να προσαρμόσουν την παραγωγή τους σύμφωνα με τη ζήτηση και συνεπώς να υποκαταστήσουν την ακριβότερη συμβατική ενέργεια. Χαρακτηριστικά, τεχνολογίες Α.Π.Ε. όπως μονάδες βιομάζας- βιοαερίου, γεωθερμίας ή και ηλιοθερμικοί σταθμοί με σύστημα αποθήκευσης μπορούν να παίξουν το ρόλο μονάδων βάσης, για αυτό και σε ορισμένες χώρες η εγγυημένη τιμή διαφοροποιείται ανάλογα με την περίοδο και το

χρόνο έγχυσης της παραγόμενης πράσινης ενέργειας. Κάτι τέτοιο ωστόσο δεν μπορεί εκ των πραγμάτων να εφαρμοστεί σε τεχνολογίες όπως τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά, που δεν έχουν την ευχέρεια έγχυσης στο δίκτυο ανά πάσα στιγμή και κατά βούληση, παρά μόνο όταν υπάρχει διαθέσιμο αιολικό ή ηλιακό δυναμικό.

2. Επίπτωση στη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Θεωρητικά οι μακροχρόνιες εγγυημένες σταθερές τιμές οδηγούν σε αλλοίωση της ελεύθερης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
3. Δυσκολία προσαρμογής στις αλλαγές του κόστους της τεχνολογίας. Αν και, λόγω του μειωμένου επενδυτικού ρίσκου, ο μηχανισμός FIT οδηγεί σε χαμηλότερες τιμές για τον καταναλωτή, υπάρχει ο κίνδυνος υπερβολικής αποζημίωσης σε περίπτωση που το κόστος μειωθεί σημαντικά πριν λάβει χώρα κατάλληλη αναπροσαρμογή των τιμών.

#### **4.3 Ο μηχανισμός εγγυημένων διαφορικών τιμών (feed-in premium)**

Ο μηχανισμός εγγυημένων διαφορικών τιμών (feed-in premium) προσφέρει στην ενέργεια που παράγεται από Α.Π.Ε. μια πριμοδότηση (premium) πάνω από την τιμή άμεσης παράδοσης (spot price) της αγοράς ηλεκτρισμού. Το στοιχείο αυτό διαφοροποιεί τον μηχανισμό F.I.P. από τον αντίστοιχο των σταθερών εγγυημένων τιμών (F.I.T.), αφού στο πλαίσιο του τελευταίου η αποζημίωση των Α.Π.Ε. είναι ανεξάρτητη από την τιμή της αγοράς. Αντίθετα, στην περίπτωση του μηχανισμού F.I.P., η συνολική αποζημίωση που λαμβάνουν οι Α.Π.Ε. εξαρτάται από την τιμή της αγοράς ηλεκτρισμού, είτε η πριμοδότηση (premium) είναι σταθερή είτε εξαρτάται και αυτή από την τιμή της αγοράς. Θεωρητικά, η αποζημίωση που λαμβάνουν οι Α.Π.Ε. στο πλαίσιο του μηχανισμού F.I.P. μπορεί να σχεδιαστεί για να εξυπηρετήσει δύο στόχους:

- i. να αντιπροσωπεύει τα περιβαλλοντικά και/ή κοινωνικά οφέλη της παραγωγής από Α.Π.Ε., ή
- ii. να προσεγγίζει αποτελεσματικότερα το κόστος παραγωγής από Α.Π.Ε. που το συνδέει με την δυναμική της τιμής άμεσης παράδοσης (spot price) της αγοράς.

Όπως και η σταθερή τιμή F.I.T., το ύψος της πριμοδότησης (premium) μπορεί να διαφοροποιηθεί για να διαμορφωθεί ένα συνολικό επίπεδο πληρωμών με βάση το κόστος για κάθε τύπο τεχνολογίας, καυσίμου και ανάλογα με το μέγεθος του έργου. Κατά τον σχεδιασμό του μηχανισμού F.I.P. μπορεί να γίνουν ποικίλες επιλογές. Η βασική επιλογή σχετίζεται με τη δυνατότητα το ύψος της πριμοδότησης (premium) να μπορεί να είναι σταθερό ή μεταβλητό:

A) Στην περίπτωση του σταθερού premium, το ύψος της προμοδότησης παραμένει αμετάβλητο ασχέτως των μεταβολών της τιμής αγοράς και έτσι απλά προστίθεται ένα εκ των προτέρων γνωστό σταθερό bonus στην τιμή αυτή.

B) Εναλλακτικά, το premium μπορεί να μεταβάλλεται ανάλογα με τις μεταβολές της τιμής της αγοράς, ήτοι να αυξάνεται κατά τις ώρες χαμηλών τιμών και να μειώνεται όταν η τιμή παρουσιάζει σημαντική αύξηση, έτσι ώστε να εξομαλύνονται οι απότομες διακυμάνσεις για τον παραγωγό. Στο πλαίσιο εφαρμογής του μοντέλου εγγυημένων διαφορικών τιμών μεταβλητού ύψους παρουσιάζονται τέσσερα παραδείγματα:

**Caps στο Premium:** Το 2007 η Ισπανία πρόσφερε ως επιλογή μηχανισμό F.I.P. με μεταβλητό premium, που περιελάμβανε ένα εγγυημένο κατώτατο όριο συνολικής αποζημίωσης (payment floor) και ένα επίπεδο τιμής άμεσης παράδοσης (spot price) πέραν του οποίου το premium μηδενίζεται έτσι ώστε, στη συγκεκριμένη περίπτωση, η αποζημίωση να εξισώνεται με την τιμή άμεσης παράδοσης (spot price).

**Caps and Floors στη συνολική αποζημίωση:** Μια εναλλακτική επιλογή F.I.P. με μεταβλητό premium περιλαμβάνει την εισαγωγή ανώτατου και κατώτατου ορίου στο σύνολο της αποζημίωσης και όχι μόνο στο premium. Στην περίπτωση αυτή, τις περιόδους υψηλών τιμών που ξεπερνούν το άνω όριο, οι Α.Π.Ε. λαμβάνουν αποζημίωση μικρότερη από την τιμή άμεσης παράδοσης (spot price). Για ένα σύντομο χρονικό διάστημα, το 2003-2004, η Δανία εφάρμοσε μια τέτοια μέθοδο για τα χερσαία αιολικά.

**Spot Market Gap Model:** Αυτό το μοντέλο προσφέρει ένα ελάχιστο επίπεδο συνολικής εγγυημένης αποζημίωσης (η οποία μπορεί να διαφοροποιηθεί ανάλογα με την τεχνολογία και το μέγεθος του έργου), παρόμοια με το σύστημα εγγυημένων τιμών F.I.T. Η προμοδότηση μεταβάλλεται έτσι, ώστε η συνολική αποζημίωση να ισούται με την ελάχιστη εγγυημένη τιμή. Όταν η τιμή άμεσης παράδοσης (spot price) αγοράς ξεπεράσει την ελάχιστη αυτή εγγυημένη τιμή, το premium μηδενίζεται και η αποζημίωση των Α.Π.Ε. εξισώνεται με την τιμή της αγοράς. Η Ολλανδία και η Ελβετία έχουν εφαρμόσει παραλλαγές αυτού του μοντέλου.

**Ποσοστιαίο Premium:** Το 2004 η Ισπανία καθιέρωσε την ποσοστιαία σύνδεση τόσο των εγγυημένων σταθερών τιμών FIT όσο και των premium του μηχανισμού F.I.P. με την τιμή άμεσης παράδοσης (spot,price) της αγοράς. Αυτό σημαίνει ότι οι πραγματικές πληρωμές (F.I.T. ή F.I.P.) των Α.Π.Ε. μπορεί να αυξηθούν ή να μειωθούν, ανάλογα με

τις τάσεις της αγοράς. Για παράδειγμα, για τα ηλιοθερμικά, το premium καθορίστηκε στο 300% της τιμής άμεσης παράδοσης (spot price). Το 2006 η Ισπανία εγκατέλειψε το μοντέλο αυτό.

#### 4.3.1 Αποφυγή υπερβολικής αποζημίωσης

Όταν η πριμοδότηση (premium) προστίθεται στην τιμή αγοράς ως προκαθορισμένη σταθερή ποσότητα, θα μπορούσε να έχει ως αποτέλεσμα υπερβολική αποζημίωση εάν οι τιμές της αγοράς αυξηθούν σημαντικά και επομένως συνολική πληρωμή υψηλότερη από όσο χρειάζεται για να ωθήσει τις επενδύσεις. Η εισαγωγή της έννοιας του μεταβλητού premium ή η εφαρμογή του μοντέλου με την εισαγωγή ανώτατου ορίου αποζημίωσης, λειτουργεί ως μηχανισμός αποφυγής της υπερβολικής αποζημίωσης.

#### 4.3.2 Αξιολόγηση μηχανισμού F.I.P.

Ο μηχανισμός εγγυημένων διαφορικών τιμών (feed-in premium) γενικά :

- i. είναι πιο κατάλληλος για να βελτιστοποιήσει τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην αγορά. Συγκεκριμένα, μπορεί να δημιουργήσει κίνητρα για την αποτελεσματικότερη διαχείριση των Α.Π.Ε. (παραγωγή σε ώρες αιχμής, εγκατάσταση σε περιοχές με υψηλότερες τοπικές τιμές ηλεκτρισμού), την αποτελεσματικότερη διαχείριση δικτύου και την καλύτερη παροχή επικουρικών υπηρεσιών.
- ii. Είναι πιο συμβατός με τα απελευθερωμένο μοντέλο της αγοράς. Αν και αυτό το χαρακτηριστικό από μόνο του, δεν αποτελεί οπωσδήποτε πλεονέκτημα, είναι γεγονός ότι ο μηχανισμός F.I.P. ενσωματώνει καλύτερα την αξία του ηλεκτρισμού στη συνολική αποζημίωση που λαμβάνουν οι Α.Π.Ε.
- iii. Ενθαρρύνει τον ανταγωνισμό ανάμεσα στις τεχνολογίες και τις μονάδες παραγωγής.

Παρόλα αυτά, η διεθνής εμπειρία έχει καταδείξει ότι η μετάβαση σε ένα μηχανισμό F.I.P. απαιτεί ιδιαίτερη προσοχή, ειδικά εφαρμοζόμενος σε ανώριμες αγορές, καθώς:

- i. Γενικά αυξάνει το επιχειρηματικό ρίσκο και άρα το κόστος κεφαλαίου, εξαιτίας της εισαγόμενης αβεβαιότητας στην πρόβλεψη των εσόδων, γεγονός που μπορεί εν δυνάμει να οδηγήσει σε επιβράδυνση της ανάπτυξης.



- ii. Μπορεί να οδηγήσει σε υψηλότερη τιμή ανά μονάδα ενέργειας Α.Π.Ε., ακριβώς ως εύλογη και δίκαιη αποζημίωση του προαναφερθέντος επενδυτικού ρίσκου.
- iii. Χαρακτηρίζεται από μειωμένη έμφαση στην αιολική και φωτοβολταϊκή ενέργεια, που γενικά είναι λιγότερο πιθανό να αξιοποιήσουν το κίνητρο προγραμματισμού παραγωγής κατά τις περιόδους υψηλών τιμών.
- iv. Οδηγεί σε απώλεια του πλεονεκτήματος αντιστάθμισης του κινδύνου της αγοράς (hedging) για τον προμηθευτή, σε αντίθεση με το σύστημα σταθερών τιμών F.I.T.

Επιπλέον, ειδικότερα σε ό,τι αφορά τον μηχανισμό F.I.P με σταθερό premium, υπογραμμίζεται ότι η πολιτική αυτή δημιουργεί κίνητρο για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε περιόδους υψηλής ζήτησης, όταν οι τιμές της αγοράς είναι υψηλές και έτσι τείνει να ενθαρρύνει την προσφορά όταν αυτή είναι περισσότερο αναγκαία.

Ωστόσο:

- i. Το κίνητρο αυτό μπορούν να αξιοποιήσουν πρακτικά μόνον οι Α.Π.Ε. ελεγχόμενης παραγωγής.
- ii. Το γεγονός ότι το σταθερό premium παραμένει ανεξάρτητο από την τιμή άμεσης παράδοσης (spot price) της αγοράς, έχει σαν αποτέλεσμα υψηλότερα κατά μέσο όρο επίπεδα αποζημίωσης, κάτι το οποίο προσθέτει αυξητική πίεση στο γενικό κόστος παροχής ενέργειας.
- iii. Όταν η πριμοδότηση (premium) προστίθεται στην τιμή αγοράς ως προκαθορισμένη σταθερή ποσότητα, υπάρχει ο κίνδυνος της υπερβολικής αποζημίωσης, εάν οι τιμές της αγοράς αυξηθούν σημαντικά, και επομένως συνολική πληρωμή υψηλότερη από όσο χρειάζεται για την ώθηση των επενδύσεων.
- iv. Αντιστρόφως, η πιθανότητα οι τιμές της αγοράς να μειωθούν σημαντικά και απότομα αυξάνει τον επενδυτικό κίνδυνο με αποτέλεσμα οι τιμές που διαμορφώνονται κατά την εφαρμογή του μοντέλου με σταθερό premium να είναι γενικά υψηλές.

Το μειονέκτημα μειωμένης ικανότητας αντιμετώπισης απότομων διακυμάνσεων της τιμής αγοράς, που στην περίπτωση εφαρμογής του μηχανισμού F.I.P. με σταθερό premium οδηγούν είτε σε υπερβολική αποζημίωση είτε σε υψηλό κόστος εγχεόμενης ενέργειας, ισοσκελίζει η εισαγωγή της έννοιας του μεταβλητού premium ύψος της πριμοδότησης (premium) κυμαίνεται ανάλογα με την τιμή της αγοράς ηλεκτρισμού, έτσι ώστε με την εισαγωγής ανώτατου ορίου να αποφεύγεται η υπερβολική αποζημίωση σε περίπτωση αύξησης της τιμής άμεσης παράδοσης (spot price), και με την εισαγωγή

κατώτατου ορίου για την ελάχιστη συνολική αποζημίωση να μειώνεται η αβεβαιότητα των εσόδων εξαιτίας της έλλειψης προστασίας κατά τις περιόδους εξαιρετικά χαμηλών τιμών.

#### **4.4 Ο μηχανισμός υποχρεωτικής ποσόστωσης (quota)**

Στο πλαίσιο ενός μηχανισμού υποχρεωτικής ποσόστωσης, η πολιτεία θέτει υποχρέωση στους καταναλωτές, τους προμηθευτές ή τους παραγωγούς, ένα συγκεκριμένο ποσοστό της ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώνουν ή διαθέτουν, αντίστοιχα, να προέρχεται από Α.Π.Ε. Η συμμόρφωση με αυτή την υποχρέωση διευκολύνεται συνήθως μέσω ενός συστήματος Εμπορεύσιμων Πράσινων Πιστοποιητικών (Ε.Π.Π.). Έτσι, οι παραγωγοί Α.Π.Ε. πωλούν την ενέργειά τους στην αγορά με βάση την τιμή άμεσης παράδοσης (spot price) και επιπλέον πωλούν το πράσινο πιστοποιητικό, που αποδεικνύει την ανανεώσιμη πηγή της διατιθέμενης ενέργειας.

Οι προμηθευτές αποδεικνύουν τη συμμόρφωσή τους με την υποχρεωτική ποσόστωση αγοράζοντας αυτά τα πράσινα πιστοποιητικά, διαφορετικά υπόκεινται σε κυρώσεις μέσω ενός μηχανισμού αυτόματων ποινών που λειτουργεί ως ασφαλιστική δικλείδα του συστήματος.

Μια εναλλακτική εφαρμογή, είναι οι διαγωνισμοί που εφαρμόστηκαν στο παρελθόν από μερικά κράτη μέλη, για την προμήθεια συγκεκριμένης ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες τεχνολογίες. Ο καθορισμός του ύψους της υποχρεωτικής ποσόστωσης είναι κεφαλαιώδους σημασίας για την επιτυχία του μηχανισμού αυτού. Θα πρέπει να είναι αρκετά υψηλό για να προωθεί την ανάπτυξη της αγοράς παρέχοντας κατά το δυνατόν επενδυτική ασφάλεια, αλλά όχι τόσο υψηλό ώστε να οδηγεί σε υπερβολική αποζημίωση και να παραγκωνίζει παράλληλους μηχανισμούς της αγοράς οι οποίοι μπορούν να συνεισφέρουν στην επίτευξη χαμηλότερου κόστους.

Τα περισσότερα εν ισχύ συστήματα υποχρεωτικής ποσόστωσης έχουν έναν οριζόντιο χαρακτήρα σε ότι αφορά τις διάφορες τεχνολογίες Α.Π.Ε. Αυτή η προσέγγιση όμως, ενέχει τον κίνδυνο επιλεκτικής χρήσης της πιο ώριμης επενδυτικά τεχνολογίας και περιθωριοποίησης των υπολοίπων αναδυόμενων τεχνολογιών, η οποία εν μέρει αντισταθμίζεται από την επιλογή του μοντέλου με διαφοροποιημένη υποχρεωτική ποσόστωση ανά τεχνολογία (banded quota). Στην περίπτωση αυτή, κάθε τεχνολογία λαμβάνει διαφορετικό αριθμό Ε.Π.Π. για το ίδιο ενεργειακό αποτέλεσμα, έτσι ώστε η

ενίσχυση που τελικά λαμβάνει να αντανakλά τον βαθμό επενδυτικής ωριμότητας της τεχνολογίας αυτής. Για παράδειγμα, στο σύστημα που εισήχθη στη Ρουμανία, τα αιολικά λαμβάνουν δύο (2) Ε.Π.Π. ανά MWh, η βιομάζα, η γεωθερμία και τα μικρά υδροηλεκτρικά τρία (3) και τα φωτοβολταϊκά έξι (6) Ε.Π.Π. ανά MWh.

#### 4.4.1 Αποφυγή υπερβολικής αποζημίωσης

Κατά την εφαρμογή του μηχανισμού υποχρεωτικής ποσόστωσης απαιτούνται επιλογές που θα περιορίζουν τη μεταβλητότητα της τιμής των Ε.Π.Π. και θα λειτουργούν ως μηχανισμοί αποφυγής υπερβολικής αποζημίωσης, όπως οι ακόλουθες:

- i. Παρέμβαση στο ύψος των τιμών των Ε.Π.Π. Στην περίπτωση αυτή καθορίζεται ένα εύρος τιμών εντός του οποίου οφείλουν να κινηθούν τα Ε.Π.Π. Το ανώτερο όριο για τα Ε.Π.Π. τίθεται συνήθως στο ύψος του προβλεπόμενου προστίμου για μη επίτευξη του υποχρεωτικού στόχου.
- ii. Υποχρέωση μακροχρόνιων συμβολαίων για την παροχή πράσινης ενέργειας (συνήθως με ορίζοντα 20ετίας), γεγονός ιδιαίτερα κρίσιμο όπως έδειξε η εμπειρία εφαρμογής του μηχανισμού υποχρεωτικής ποσόστωσης στην Καλιφόρνια.
- iii. Χρονική μετάθεση της υποχρέωσης είτε με “αποταμίευση” (banking) Ε.Π.Π. για εξαργύρωση σε μελλοντικό χρόνο οπότε και οι τιμές τους αναμένεται να είναι πιθανώς υψηλότερες, είτε ο “δανεισμός” (borrowing) και η εξαργύρωση από σήμερα μελλοντικών Ε.Π.Π. χωρίς όμως να έχει παραχθεί ακόμη η αναλογούσα πράσινη ενέργεια. Αυτή η επιλογή παραμένει θεωρητική, καθώς ενέχει μεγάλα ρίσκα για τη βιωσιμότητα του μηχανισμού και γι’ αυτό άλλωστε δεν έχει εφαρμοστεί σε καμία ευρωπαϊκή χώρα.

#### 4.4.2 Αξιολόγηση του μηχανισμού quota

Τα βασικά πλεονεκτήματα της εφαρμογής ενός συστήματος υποχρεωτικής ποσόστωσης (quota) είναι ότι:

- i. Επιβάλλει τελικά σε παραγωγούς συμβατικής ενέργειας να διαφοροποιήσουν το επενδυτικό τους portfolio επενδύοντας σε Α.Π.Ε., γεγονός που εξασφαλίζει θεωρητικά τους στόχους διείσδυσης.
- ii. Ενθαρρύνει τη διαφάνεια των τιμών και την ενίσχυση του ανταγωνισμού.  
Όσον αφορά τα μειονεκτήματα του εν λόγω μηχανισμού:
  - i. Προωθεί τις πιο ώριμες εμπορικά τεχνολογίες και είναι δύσκολο προσαρμόσιμο στην ενίσχυση των λιγότερο ώριμων και αναπτυσσόμενων τεχνολογιών.

Εμπεριέχει σαφώς υψηλότερο επιχειρηματικό ρίσκο και αβεβαιότητα εσόδων. Το γεγονός αυτό δημιουργεί αφενός δυσκολία στη χρηματοδότηση και άρα στην προώθηση της ανάπτυξης και αφετέρου επιβάλλει την απαίτηση υψηλότερων αποδόσεων και άρα υψηλότερων τιμών και κόστους στον τελικό καταναλωτή ως αντιστάθμιση του αυξημένου κινδύνου. Οι επενδυτές είναι έτσι εκτεθειμένοι ταυτόχρονα τόσο στην μεταβλητότητα της τιμής άμεσης παράδοσης (spot price) της αγοράς ηλεκτρισμού όσο και στην μεταβλητότητα της τιμής του Ε.Π.Π. Μια υπερπροσφορά Ε.Π.Π., για παράδειγμα, οδηγεί σε χαμηλές τιμές, καθιστώντας λιγότερο ελκυστική ή/και προβληματική μια αντίστοιχη επένδυση.

- ii. Αφού το σύνολο της αποζημίωσης των Α.Π.Ε. βαρύνει απευθείας τους προμηθευτές (μέσω της τιμής άμεσης παράδοσης (spot price) της αγοράς και την αγοράς Ε.Π.Π.), μετακυλύεται στους καταναλωτές χωρίς προφανή δυνατότητα αξιοποίησης άλλων πρόσθετων πόρων που θα ανακούφιζαν τον καταναλωτή.

Όπως έδειξε η εμπειρία των ΗΠΑ, ο μηχανισμός αυτός μπορεί να είναι αποδοτικός (σε ότι αφορά την περαιτέρω διείσδυση των Α.Π.Ε.), μόνο αν συνοδεύεται από μακροχρόνια συμβόλαια για την παροχή πράσινης ενέργειας. Ακόμη κι εκεί όμως, όταν η εμπορία των πράσινων πιστοποιητικών αφορά σε μικρές χρονικές περιόδους, το αποτέλεσμα είναι υψηλές τιμές Ε.Π.Π. που καθορίζονται εν τέλει από το ύψος των ποινών, παρά από την εύρυθμη λειτουργία ενός μηχανισμού προσφοράς και ζήτησης. Στην περίπτωση αυτή επίσης (των μακροχρόνιων συμβολαίων), τα Ε.Π.Π. αποσύρονται πρακτικά από την αγορά και έτσι δεν υπάρχει διαφάνεια ως προς τη διαμόρφωση των τιμών.

Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζεται ο μηχανισμός στήριξης των Α.Π.Ε. που εφαρμόζεται στις 27 χώρες-μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

**Πίνακας 4.1** Μηχανισμοί στήριξης των Α.Π.Ε. (αιολικά και φωτοβολταϊκά) στην Ε.Ε.

Πηγή: European Renewable Energies Federation

Χώρα	Μηχανισμός στήριξης αιολικών πάρκων και φωτοβολταϊκών
Αυστρία, Ελλάδα, Ουγγαρία, Ιρλανδία, Λετονία, Λιθουανία, Λουξεμβούργο, Πορτογαλία, Εσθονία, Γαλλία, Γερμανία, Βουλγαρία, Δημοκρατία της Σλοβακίας	Μηχανισμός εγγυημένων τιμών
Δημοκρατία της Τσεχίας	Μηχανισμός εγγυημένων τιμών ή πράσινα πιστοποιητικά
Δανία	Μηχανισμός εγγυημένων τιμών, συνολική ταρίφα= προμοδότηση +τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας
Κύπρος	Μηχανισμός εγγυημένων τιμών+ επιδοτήσεις στο κεφάλαιο των έργων
Ρουμανία, Σουηδία	Μηχανισμός υποχρεωτικής ποσόστωσης (τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας+ πράσινα πιστοποιητικά
Βέλγιο	Πράσινα πιστοποιητικά+ τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας
Πολωνία	Μηχανισμός υποχρεωτικής ποσόστωσης (τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας+ πράσινα πιστοποιητικά)
Φιλανδία	Μέση τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας + επιδοτήσεις στο κεφάλαιο των έργων Υπό εξέταση η υιοθέτηση του μηχανισμού εγγυημένων τιμών
Ιταλία	Μηχανισμός υποχρεωτικής ποσόστωσης (τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας+ πράσινα πιστοποιητικά) και δύο διαφορετικοί μηχανισμοί εγγυημένων τιμών
Ολλανδία	Μηχανισμός εγγυημένων τιμών με ιδιαιτερότητες
Σλοβενία	Μηχανισμός εγγυημένων τιμών (αποτελείται από σταθερό και μεταβλητό μέρος. Το σταθερό προσδιορίζεται κάθε 5 έτη ή νωρίτερα αν υπάρχουν σημαντικές αλλαγές στο κόστος κεφαλαίου κάθε επένδυσης. Το μεταβλητό μέρος της προμοδότησης καθορίζεται σε ετήσια βάση ή και πιο συχνά.
Ισπανία	Μηχανισμός εγγυημένων τιμών ή προμοδότηση + τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας
Ηνωμένο Βασίλειο	Μηχανισμός υποχρεωτικής ποσόστωσης (τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας+ πράσινα πιστοποιητικά και σύντομα ενεργοποίηση του μηχανισμού εγγυημένων τιμών

#### 4.5 Καθεστώς στήριξης των Α.Π.Ε. στην Ελλάδα σήμερα

Η Ελλάδα εφαρμόζει από το 1994 ένα σύστημα εγγυημένων τιμών F.I.T που εισήχθη με τον ν.2244/1994. Σήμερα, ο νόμος που διέπει το σύστημα F.I.T. στην Ελλάδα είναι ο ν. 3851/2010 που επέφερε αλλαγές τόσο στον ν.3468/2006 όσο και τον ν.3734/2009. Ο ν.3851/2010 εισήγαγε νέες διαφοροποιήσεις στο ύψος του F.I.T. για τεχνολογίες όπως σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής από βιομάζα και από βιοαέριο.

Με τον ν.3851/2010 για τον καθορισμό των εγγυημένων τιμών F.I.T. οι τεχνολογίες Α.Π.Ε. κατηγοριοποιήθηκαν σε τρεις ομάδες:

- i. Η πρώτη ομάδα περιλαμβάνει εμπορικά ώριμες τεχνολογίες, όπως είναι τα χερσαία αιολικά πάρκα και οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί (ισχύος έως 15 MWe). Ειδικά για τα αιολικά πάρκα υφίσταται διάκριση της τιμής μεταξύ εγκαταστάσεων σε Διασυνδεδεμένα και Μη Διασυνδεδεμένα νησιά, δεδομένου ότι η παραγόμενη ενέργεια από αυτά υπόκειται σε περικοπές, λόγω τεχνικών ζητημάτων, που συνδέονται με την ασφαλή λειτουργία των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων των Μη Διασυνδεδεμένων νησιών.
- ii. Η δεύτερη ομάδα περιλαμβάνει αναδυόμενες και τεχνολογικά σύνθετες εφαρμογές Α.Π.Ε., όπως είναι οι ηλιοθερμικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής, οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής που αξιοποιούν γεωθερμική ενέργεια, οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής από βιομάζα ή βιοαέριο κ.ά. Στις τεχνολογίες αυτές προβλέπονται σχετικά αυξημένες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh), ενιαίες για όλη τη χώρα, οι οποίες έχουν σχεδιαστεί έτσι, ώστε να επιτρέψουν την αποπληρωμή και εύλογη απόδοση του σημαντικά αυξημένου, σε σχέση με τις εμπορικά ώριμες τεχνολογίες, επενδυτικού τους κόστους, στην 20ετή ή 25ετή για τα ηλιοθερμικά, διάρκεια ισχύος της σύμβασης πώλησης.
- iii. Η τρίτη ομάδα περιλαμβάνει εφαρμογές Α.Π.Ε. μικρής κλίμακας, όπως είναι οι ανεμογεννήτριες μέχρι 50kW και τα φωτοβολταϊκά σε κτίρια μέχρι 10 kWp. Με στόχο την ευρύτερη χρήση των Α.Π.Ε. στον κτιριακό τομέα και σε δίκτυα χαμηλής τάσης κοντά στην κατανάλωση, αλλά και εξοικείωση των καταναλωτών με τις εγκαταστάσεις Α.Π.Ε., προβλέπονται αυξημένες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh) για τις εν λόγω εφαρμογές.

Βασικές συνιστώσες του μηχανισμού στήριξης είναι:

- i. Αυτόματη απομείωση των εγγυημένων σταθερών τιμών για τις νέες εγκαταστάσεις ΦΒ.Σ και συσχέτισή τους, από το 2015 και μετά, με την οριακή τιμή συστήματος (παραλλαγή του μοντέλου feed-in-premium). Παράλληλα, προβλέπεται δυνατότητα διαγωνιστικής διαδικασίας για ΦΒ άνω των 10MW, που προσφέρει μια εγγυημένη σταθερή τιμή στον μειοδότη.
- ii. Αντιστάθμιση της έλλειψης, πρακτικά, καθεστώτος επιδότησης κεφαλαίου. Από το 2010 υπήρξε ριζικός ανασχεδιασμός των σχημάτων επιδότησης του κεφαλαιουχικού κόστους επένδυσης για όλες τις τεχνολογίες. Στην περίπτωση των ΦΒ.Σ θεωρήθηκε εύλογη η κατάργηση της δημόσιας ενίσχυσης στο κόστος κεφαλαίου λόγω της πτώσης του κόστους του εξοπλισμού, γεγονός που ισοδυναμεί κατά μέσο όρο με έμμεση μείωση των εγγυημένων τιμών κατά 20%-25%. Για τις λοιπές τεχνολογίες, η έλλειψη δημόσιας επιδότησης κεφαλαίου επιχειρήθηκε να αντισταθμιστεί με προσαύξηση 15-20% της τιμής αποζημίωσης. Στην περίπτωση ενός μέσου χερσαίου αιολικού (capacity factor 25%), η πολιτική αυτή αντιστοιχεί σε ισοδύναμη μείωση της εγγυημένης σταθερής τιμής κατά 5%. Με τον εν λόγω ανασχεδιασμό προσδοκείται μειωμένη διάθεση πόρων από το πρόγραμμα δημοσίων επενδύσεων στην ανάπτυξη έργων Α.Π.Ε.
- iii. Άλλες ειδικές διατάξεις για την αντιστάθμιση του κινδύνου αυξημένων περικοπών αιολικής ισχύος υπό συνθήκες μεγάλης διείσδυσης λόγω του μη ευέλικτου συμβατικού συστήματος και για την αξιοποίηση θέσεων χαμηλού και μέσου αιολικού δυναμικού, εάν απαιτηθεί για την επίτευξη των στόχων.

Η τιμολόγηση των διαφόρων τεχνολογιών Α.Π.Ε. έχει γίνει με σκοπό να εξασφαλίζεται η βιωσιμότητα των επενδύσεων και να δημιουργείται επαρκές κίνητρο για τους επενδυτές.

Στον ακόλουθο πίνακα φαίνονται οι ισχύουσες εγγυημένες τιμές αποζημίωσης της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται ανά τεχνολογία Α.Π.Ε.

**Πίνακας 4.2** Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην Ελλάδα ανά τεχνολογία

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη διασυνδεδεμένα Νησιά
Αιολική ενέργεια (>50kw)	87,85 €/MWh	99,45€/MWh
Αιολική ενέργεια (<50kw)	250€/MWh	
Υδροηλεκτρικά	87,85 €/MWh	
Ηλιοθερμικοί σταθμοί	264,85€/MWh	
Ηλιοθερμικοί σταθμοί με σύστημα αποθήκευσης τουλάχιστον 2 ώρες	284,85€/MWh	
Γεωθερμική ενέργεια χαμηλής θερμοκρασίας	150€/MWh	
Γεωθερμική ενέργεια υψηλής θερμοκρασίας	99,45€/MWh	
Βιομάζα (<1MW)	200€/MWh	
Βιομάζα (>1MW)	175€/MWh	
Βιομάζα (>1MW)	150€/MWh	
Βιοαέριο από Χυτά και βιολογικούς καθαρισμούς (<2MW )	120€/MWh	
Βιοαέριο από Χυτά και βιολογικούς καθαρισμούς (>2MW )	99,45€/MWh	
Βιοαέριο από οργανικά υπολείμματα(<1MW)	220€/MWh	
Βιοαέριο από οργανικά υπολείμματα(>1MW)	200€/MWh	
<b>Φωτοβολταϊκά</b>		
Αύγουστος 2012	180€ /MWh	225€ /MWh
Φεβρουάριος 2013	171,90€ /MWh	214,88€ /MWh
Αύγουστος 2013	164,16€ /MWh	205,21€ /MWh
Φεβρουάριος 2014	156,78€ /MWh	195,97€ /MWh
Αύγουστος 2014	149,72€ /MWh	187,15€ /MWh
Για κάθε έτος ν από το 2015 και μετά	1,3Χμ.ΟΤΣ <sub>ν-1</sub>	1,4Χμ.ΟΤΣ <sub>ν-1</sub>
Λοιπές Α.Π.Ε.	87,85€/MWh	

#### 4.6 Βιβλιογραφία κεφαλαίου

- [1] Υπουργείο Ανάπτυξης (2006), Νόμος 3468/2006 (ΦΕΚ Α'129) «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις», ΥΠ.ΑΝ.
- [2] Υπουργείο Ανάπτυξης (2009), Νόμος 3734/2009(ΦΕΚΑ'8/28-1-09): «Πρωώθηση της συμπαράγωγής δύο ή περισσότερων χρήσιμων μορφών ενέργειας, ρύθμιση ζητημάτων σχετικών με το Υδροηλεκτρικό Έργο Μεσοχώρας και άλλες διατάξεις», ΥΠ.ΑΝ.
- [3] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (2010), Νόμος 3851/2010(ΦΕΚΑ'85/04-06-10):«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», Υ.ΠΕ.ΚΑ.
- [4] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (2012), Έκθεση για τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. στο πλαίσιο του σχεδιασμού αναμόρφωσης του μηχανισμού στήριξης", Υ.ΠΕ.ΚΑ.
- [5] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (2012), Τροποποίηση της απόφασης με αριθμό Υ.Α.Π.Ε./Φ1/2262/ 31.1.2012 (Β'97) σχετικά με την τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από φωτοβολταϊκούς σταθμούς, Υ.ΠΕ.ΚΑ.



- [6] Commission staff working document “The support of electricity from renewable energy sources” Accompanying document to the Proposal for a Directive of the European parliament and of the council on the promotion of the use of energy from renewable sources SEC (2008) 57/23.1.2008.
- [7] European Renewable Energies Federation (2011), "Prices for Renewable Energies in Europe, Report 2009", E.R.E.F.

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΡΠΑ

## Κεφάλαιο 5ο Κατάσταση έργων Α.Π.Ε. στην Ελλάδα

### 5.1 Ο ρόλος της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας

Η Ρ.Α.Ε. συστάθηκε με το νόμο 2773/22-12-99, είναι ανεξάρτητη αρχή, απολαμβάνει πλήρους οικονομικής και διοικητικής αυτοτέλειας και έχει κυρίως γνωμοδοτικό και εισηγητικό χαρακτήρα στον τομέα της ενέργειας. Δημιουργήθηκε στο πλαίσιο της εναρμόνισης με την Κοινοτική Οδηγία 96/92, αλλά κυρίως γιατί η συγκρότηση Ρυθμιστικών Αρχών είναι απαραίτητη προϋπόθεση για τις επιδιωκόμενες διαρθρωτικές μεταβολές των αγορών. Αντίστοιχες αρχές έχουν ήδη συγκροτηθεί στις χώρες της Ε.Ε., στις Η.Π.Α. αλλά και σε όλες τις χώρες της Ανατολικής Ευρώπης, Βαλκανίων και πρώην Σοβιετικής Ένωσης.

Η Ρ.Α.Ε. δρα στο πλαίσιο βασικών στρατηγικών στόχων της ενεργειακής πολιτικής, που σύμφωνα με το νόμο, είναι οι εξής:

- Ασφάλεια και αξιοπιστία ενεργειακού εφοδιασμού της χώρας.
- Προστασία του περιβάλλοντος, στο πλαίσιο και των διεθνών υποχρεώσεων της χώρας.
- Συμβολή στην ανταγωνιστικότητα της εθνικής οικονομίας, με την επίτευξη υγιούς ανταγωνισμού με στόχο τη μείωση του κόστους ενέργειας για το σύνολο των χρηστών και καταναλωτών και τη διευκόλυνση νέων επιχειρηματικών δραστηριοτήτων και απασχόλησης.

Οι αρμοδιότητες της Ρ.Α.Ε. σύμφωνα με το Ν. 2773/1999 καλύπτουν τα εξής θέματα: α) έλεγχο και παρακολούθηση της λειτουργίας αγοράς ενέργειας σε όλους τους τομείς της (Ηλεκτρισμός, Φυσικό Αέριο, Πετρελαιοειδή, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας, κλπ.) με σκοπό την πρόταση μέτρων βελτίωσης β) συμμετοχή στην προ-κοινοβουλευτική νομοθετική διαδικασία μέσω της δυνατότητας για εισήγηση των αναγκαίων μέτρων σχετικά με την τήρηση των κανόνων ανταγωνισμού και την προστασία των καταναλωτών στην αγορά ενέργειας γ) συμμετοχή στη διαδικασία θέσπισης κανόνων δικαίου που εκδίδονται κατ' εξουσιοδότηση του Ν. 2773/1999, δηλαδή των προβλεπόμενων Κωδίκων και Κανονισμών δ) συμμετοχή στη διαδικασία χορήγησης και ανάκλησης αδειών για την άσκηση δραστηριότητας ηλεκτρικής ενέργειας ε) συμμετοχή στη διαδικασία έγκρισης των τιμολογίων πώλησης ηλεκτρικής

ενέργειας, όπου απαιτείται τέτοια έγκριση στ) παρακολούθηση και έλεγχος του τρόπου ασκήσεως των δικαιωμάτων που παρέχονται με τις άδειες και πρόσβαση σε οποιαδήποτε στοιχεία των ασκούντων δραστηριότητα στον τομέα της ενέργειας ζ) επιβολή διοικητικών κυρώσεων, ιδίως προστίμων στους παραβάτες των διατάξεων του Ν.2773/1999 καθώς και των κανονιστικών πράξεων που εκδίδονται κατ' εξουσιοδότηση του νόμου αυτού η) διαιτητική επίλυση διαφορών ανάμεσα στους συμμετέχοντες στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

## 5.2 Η αδειοδοτική διαδικασία

Πριν την παρουσίαση της ταυτότητας του δείγματος της έρευνας και προκειμένου να κατανοηθούν καλύτερα τα συμπεράσματα της έρευνας για κάθε τεχνολογία και για κάθε περιφέρεια παρουσιάζεται με διάγραμμα η διαδικασία αδειοδότησης που προβλέπονταν για την χορήγηση άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. μέχρι την ψήφιση του νέου νόμου 3851/2010 (ΦΕΚ Α'85/04-06-10) για τις Α.Π.Ε. Τα περισσότερα έργα Α.Π.Ε. του δείγματος έχουν ακολουθήσει την παρακάτω αδειοδοτική διαδικασία και γι αυτό το λόγο παρουσιάζεται αυτή την παρούσα στιγμή.

Με την ψήφιση του νέου νόμου έχουμε μερικές αλλαγές στην αδειοδοτική διαδικασία. Η άδεια παραγωγής εκδίδεται πλέον από την Ρ.Α.Ε., και όχι από το Υπουργείο (πρώην) Ανάπτυξης. Οι διαδικασίες Π.Π.Ε.Α και Ε.Π.Ο. συγχωνεύονται σε μια ενιαία η οποία πραγματοποιείται μετά την έκδοση της άδειας παραγωγής από την Ρ.Α.Ε. Μετά την έκδοση της άδειας παραγωγής έργου Α.Π.Ε., ο φάκελος και η Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων υποβάλλονται από τον ενδιαφερόμενο στην Αρχή που είναι αρμόδια για την περιβαλλοντική αδειοδότηση και που κατά περίπτωση αυτή είναι η περιφέρεια.

Η Αρχή αυτή προχωρά στην εκτίμηση των επιπτώσεων σύμφωνα με την κείμενη νομοθεσία. Οι κατά νόμο προβλεπόμενες γνωμοδοτήσεις στη διαδικασία περιβαλλοντικής αδειοδότησης των έργων Α.Π.Ε., περιορίζονται αποκλειστικά στα θέματα αρμοδιότητας κάθε γνωμοδοτούντος φορέα και στην τήρηση των όρων και προϋποθέσεων χωροθέτησης που προβλέπονται στο Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, όπως ισχύει κατά περίπτωση, και αν καθυστερήσουν πέραν των προβλεπόμενων προθεσμιών, η αρμόδια περιβαλλοντική αρχή προχωρά στην έκδοση της Ε.Π.Ο. Η χορήγηση της άδειας παραγωγής, όταν απαιτείται

είναι προϋπόθεση για την υποβολή από τον ενδιαφερόμενο αίτησης προς τον αρμόδιο Διαχειριστή για τη χορήγηση Προσφοράς Σύνδεσης. Η τελική και δεσμευτική για το Διαχειριστή χορήγηση της Προσφοράς Σύνδεσης γίνεται μετά την έκδοση της απόφασης Ε.Π.Ο. του σταθμού. Μετά τη χορήγηση της Προσφοράς Σύνδεσης και την έκδοση της αντίστοιχης Ε.Π.Ο., ο ενδιαφερόμενος: α) υποβάλλει αίτηση για τη χορήγηση άδειας εγκατάστασης, β) υποβάλλει αίτηση για την υπογραφή της Σύμβασης Σύνδεσης και της Σύμβασης Πώλησης (οι οποίες υπογράφονται και ενεργοποιούνται μετά τη χορήγηση της άδειας εγκατάστασης), γ) υποβάλλει αίτηση για την έκδοση των αδειών, πρωτοκόλλων ή λοιπών εγκρίσεων που απαιτούνται από τη νομοθεσία, οι οποίες εκδίδονται χωρίς να απαιτείται η προηγούμενη χορήγηση της άδειας εγκατάστασης.



Σχήμα 5.1 Παρουσίαση διαδικασίας αδειοδότησης έργων Α.Π.Ε.  
 Πηγή: Ομάδα αδειών Α.Π.Ε. Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας

### **5.3. Κανονισμός αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας**

Με τον συγκεκριμένο Κανονισμό Αδειών Α.Π.Ε. και Συμπαγωγής (Αριθμ. Δ6/Φ1/οικ.5707-03.04.2007), καθορίστηκαν με λεπτομέρεια, η διαδικασία υποβολής αίτησης για χορήγηση άδειας παραγωγής από Α.Π.Ε., ΣΗ.ΘΥ.Α. και Υβριδικούς Σταθμούς, η διαδικασία αξιολόγησης των αιτήσεων, οι όροι και η διαδικασία τροποποίησης και μεταβίβασης της άδειας παραγωγής, οι περιπτώσεις για τις οποίες δεν απαιτείται η τήρηση της διαδικασίας τροποποίησης, η διαδικασία παρακολούθησης της υλοποίησης των έργων, καθώς και οι υποχρεώσεις των αδειούχων που απορρέουν από την άδεια παραγωγής. Επιπλέον αναπόσπαστο μέρος του σχεδίου Κανονισμού Αδειών αποτελούσαν τα παραρτήματα στα οποία περιλαμβάνονταν, τα έντυπα αιτήσεων που πρέπει να υποβληθούν για τη χορήγηση άδειας παραγωγής, οι τύποι των δελτίων προόδου που υποβάλλονται με σκοπό την παρακολούθηση της διαδικασίας υλοποίησης των έργων, καθώς και οι γενικοί όροι που ισχύουν για κάθε άδεια παραγωγής και διέπουν τη δραστηριότητα για την οποία εκδόθηκε η άδεια.

Με τις διατάξεις του Κανονισμού αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και ΣΗ.ΘΥ.Α., το οποίο εκπόνησε η Ρ.Α.Ε., ολοκληρώθηκε η συστηματοποίηση και οργάνωση του νομοθετικού και κανονιστικού πλαισίου για την έκδοση των αδειών αυτών και εισήχθησαν ρυθμίσεις που απλοποίησαν και επιτάχυναν την αδειοδοτική διαδικασία, σε σχέση με το ισχύον έως τότε, καθεστώς, σε συμμόρφωση με τις επιταγές του ν. 3468/2006.

Τον Οκτώβριο του 2011 εκδόθηκε ο νέος κανονισμός Αδειών Α.Π.Ε. και Συμπαγωγής (Αριθμ. ΥΑΠΕ/Φ1/14810/25.10.2011) σύμφωνα με τις επιταγές του νέου νομοθετικού πλαισίου (ν.3851/2010 και ν.4001/2011), συμβάλλοντας έτσι στην αποτελεσματικότερη προώθηση των έργων Α.Π.Ε. και στην επίτευξη των συναφών εθνικών ενεργειακών στόχων. Οι κύριες ρυθμίσεις, που διαφοροποιούνται σε σχέση με το υφιστάμενο κανονιστικό πλαίσιο για την έκδοση της άδειας παραγωγής, είναι οι ακόλουθες:

- Α) Απλοποιείται η διαδικασία υποβολής και δημόσιας γνωστοποίησης αιτήσεων για άδεια παραγωγής στη Ρ.Α.Ε.
- Β) Θεσπίζεται ειδική και διαφανής διαδικασία αδειοδότησης για τις περιοχές με κορεσμένα δίκτυα.
- Γ) Για τη διασφάλιση της αναγκαίας διαφάνειας και ευρείας δημοσιότητας όσον αφορά τη διαδικασία δημοσιοποίησης των αιτήσεων, η Ρ.Α.Ε. αναλαμβάνει την υποχρέωση να ενημερώνει σχετικά τους καλλικρατικούς Δήμους, ώστε να επιτυγχάνεται η αποτελεσματικότερη διάχυση της πληροφορίας στις τοπικές κοινωνίες.
- Δ) Ενσωματώνονται τα νέα κριτήρια αξιολόγησης που προβλέπονται στο Νόμο, δηλαδή η συμμόρφωση με το Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού για τις Α.Π.Ε., καθώς και η συμβατότητα των έργων με το Εθνικό Σχέδιο Δράσης, ενώ τα υφιστάμενα κριτήρια (π.χ. αξιολόγηση οικονομικής επάρκειας) προσαρμόζονται στο νέο νομοθετικό πλαίσιο.
- Ε) Αποσαφηνίζεται το καθεστώς ανανέωσης της άδειας παραγωγής.
- ΣΤ) Απλουστεύεται η διαδικασία τροποποίησης της άδειας λόγω αλλαγής στην εταιρική σύνθεση του αδειούχου.
- Ζ) Εισάγεται ρύθμιση για την υποχρέωση γνωστοποίησης της μεταβολής στοιχείων της άδειας, για την οποία δεν απαιτείται η τήρηση της διαδικασίας τροποποίησης.
- Η) Εισάγονται εξειδικευμένες ρυθμίσεις για τεχνολογίες Α.Π.Ε. που αναπτύσσονται ήδη δυναμικά, μετά την παροχή σχετικών κινήτρων στο πρόσφατο νομοθετικό πλαίσιο (ν.3851/2010). π.χ. σταθμοί Α.Π.Ε. που συνδυάζονται με αφαλάτωση στα νησιά, ηλιοθερμικοί σταθμοί κ.α.
- Θ) Θεσπίζεται λεπτομερής διαδικασία ανάκλησης των αδειών παραγωγής.

#### **5.4 Μεθοδολογία αξιολόγησης αιτήσεων για τη λήψη άδειας παραγωγής**

Η αξιολόγηση των αιτήσεων για τη λήψη Άδειας Παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μονάδες Α.Π.Ε., διενεργείται από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, με βάση τον Κανονισμό Αδειών Παραγωγής. Η Ρ.Α.Ε. ακολουθεί τον εξειδικευμένο Οδηγό Αξιολόγησης Αιτήσεων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από Α.Π.Ε. και μικρά Σ.Η.Θ., τον οποίο εκπόνησε και δημοσίευσε, προκειμένου να υπάρχει διαφάνεια και αντικειμενικότητα στη διαδικασία αυτή.

Η διαδικασία έχει ως βάση τον "Κανονισμό Αδειών Παραγωγής και Προμήθειας Ηλεκτρικής Ενέργειας" (ΤΑ 17951/8.12.2000), Άρθρο 9, §1 και το Νόμο 2773/99. Ο Κανονισμός Αδειών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας, ο οποίος εκπονήθηκε από τη Ρ.Α.Ε. και εγκρίθηκε με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης προβλέπει όλα τα σχετικά με τον τύπο και τη διαδικασία για την υποβολή της αίτησης για χορήγηση αδειών, τις χρονικές προθεσμίες, τις αντιρρήσεις που είναι δυνατόν να προβληθούν, την τροποποίηση άδειας ή τη μεταβίβασή της, τη διαδικασία ανάκλησης άδειας παραγωγής και τα κριτήρια αξιολόγησης των αιτήσεων.

Τα κριτήρια αυτά είναι τα εξής:

- α) η ασφάλεια και προστασία του Συστήματος, του Δικτύου, των εγκαταστάσεων παραγωγής και του συνδεδεμένου εξοπλισμού.
- β) η προστασία του περιβάλλοντος.
- γ) η αποδοτική παραγωγή και χρήση ηλεκτρικής ενέργειας.
- δ) η πρωτογενής πηγή ενέργειας και η τεχνολογία που προβλέπεται να χρησιμοποιηθεί.
- ε) οι τεχνικές, οικονομικές και χρηματοδοτικές δυνατότητες του Αιτούντος.
- στ) η ωριμότητα του έργου προκειμένου για άδεια παραγωγής.
- ζ) οι υποχρεώσεις παροχής υπηρεσιών δημόσιας ωφέλειας.
- η) το μακροπρόθεσμο ενεργειακό προγραμματισμό της χώρας.
- θ) η προστασία των καταναλωτών.
- ι) οι επισημάνσεις άλλων δημοσίων αρχών σχετικά με τα θέματα εθνικής ασφάλειας.

Η μεθοδολογία αξιολόγησης στοχεύει στην ορθή, αντικειμενική και ισότιμη αντιμετώπιση όλων των αιτήσεων και των επενδυτών.

### **5.5 Το επενδυτικό ενδιαφέρον ανά τεχνολογία Α.Π.Ε.**

Σε αυτήν την ενότητα παρουσιάζονται ορισμένα από τα στατιστικά στοιχεία των έργων Α.Π.Ε. που έχουν υποβληθεί στην Ρυθμιστική Αρχή ενέργειας από τον Φεβρουάριο του 2001 έως και τον Δεκέμβριο του 2011. Σύμφωνα με τον πίνακα 5.1. που ακολουθεί, σε αυτό το χρονικό διάστημα είχαν υποβληθεί στην Ρ.Α.Ε. 6.161 αιτήσεις για χορήγηση άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και ΣΗ.ΘΥ.Α. Η συνολική ισχύς των συγκεκριμένων αιτήσεων ξεπερνούσε τα 81.700 MW, ισχύς υπερπενταπλάσια της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα. Το 46 % αυτών των αιτήσεων αφορούσαν αιολικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και διέθεταν

συνολική ισχύ 66.957 MW, δηλαδή το 82% της ισχύος όλων των αιτήσεων που είχαν υποβληθεί στην Ρ.Α.Ε. τα τελευταία δέκα χρόνια. Το ίδιο χρονικό διάστημα ένας σημαντικός αριθμός επενδυτικών προτάσεων (1.137) είχε λάβει από την Ρ.Α.Ε. αρνητική γνωμοδότηση για την χορήγηση άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. ενώ θετικά είχαν αξιολογηθεί 2.689 επενδυτικές προτάσεις. Την ίδια χρονική στιγμή βρίσκονται σε αξιολόγηση 1.232 επενδυτικές προτάσεις με συνολική αιτούμενη ισχύ προς αδειοδότηση 31.021 MW.



Κεφάλαιο 5ο Κατάσταση έργων Α.Π.Ε. στην Ελλάδα

**Πίνακας 5.1** Κατάσταση αιτήσεων έργων Α.Π.Ε. σύμφωνα με τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας στις 31.12.2011  
 Πηγή: Ομάδα αδειών Α.Π.Ε. Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας

ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΙΤΗΣΕΩΝ ΑΠΕ												
Πίνακας 1		Χορηγήσεις Αδειών			Απορριφθείσες - Ανακληθείσες	Ανενεργές			Σε αξιολόγηση - Ενεργές			
Τεχνολογία 1		Με Άδεια Παραγωγής	Με απόφαση ΡΑΕ αναμένεται ο έλεγχος νομιμότητας από ΥΠΕΚΑ	Αιτήσεις με βεβαίωση (σύμφωνα με παρ.3 του άρθρου 15 του ν.3851) αναμένονται νομιμοποιητικά έγγραφα για έκδοση άδειας παραγωγής	Απορριφθείσες από Υπουργείο - Με αρνητική απόφαση ΡΑΕ - Ανακληθείσες Αδειών παραγωγής	Απαράδεκτες - Μη πλήρεις	Απόσυρση Αιτήσεων από αιτούντες	Αιτήσεις που διαβιβάστηκαν στη ΔΕΗ (σύμφωνα με Ν.3851)	Σε εκκρεμότητα λόγω κορεσμένων δικτύων	Αιτήσεις που επεξεργάζεται η ομάδα νησιών	Σε εξέλιξη αξιολόγησης	Σύνολο αριθμού / ισχύος αιτήσεων
Φ/Β	Αριθμός	1026	3	17	187	27	111	272	0	3	358	2004
	Ισχύς [MW]	3305,6	0,5	26,3	277,4	34,9	368,6	162,4	0,0	20,4	2799,5	6995,7
Αιολικά	Αριθμός	1027	0	1	563	316	222	0	391	95	209	2824
	Ισχύς [MW]	20927,7	0,0	30,0	11.055,0	4551,5	4875,1	0,0	11038,2	7887,9	6591,7	66957,1
ΜΥΗΕ	Αριθμός	434	0	1	347	16	59	0	2	0	67	926
	Ισχύς [MW]	975,8	0,0	4,0	978,3	41,3	130,9	0,0	2,0	0,0	144,5	2276,8
Γεωθερμία	Αριθμός	1	0	0	0	5	0	0	0	2	0	8
	Ισχύς [MW]	8,0	0,0	0,0	0,0	327,5	0,0	0,0	0,0	10,0	0,0	345,5
Βιομάζα	Αριθμός	77	0	0	22	6	15	11	0	2	28	161
	Ισχύς [MW]	421,1	0,0	0,0	260,4	50,0	136,4	6,9	0,0	27,3	688,4	1590,6
Ηλιοθερμικά	Αριθμός	80	0	0	17	0	2	36	0	45	12	192
	Ισχύς [MW]	394,3	0,0	0,0	104,2	0,0	125,0	28,2	0,0	359,6	73,1	1084,4
Υβριδικά	Αριθμός	18	0	0	1	5	0	0	0	16	0	40
	Ισχύς [MW]	517,6	0,0	0,0	12,0	205,2	0,0	0,0	0,0	1137,0	0,0	1871,8
Τηλεθέρμανση	Αριθμός	4	0	0	0	0	0	0	0	0	2	6
	Ισχύς [MW]	342,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	242,0	584,1
Σύνολο	Αριθμός	2667	3	19	1137	375	409	319	393	163	676	6161
	Ισχύς [MW]	26892,1	0,5	60,3	12.687,3	5210,5	5636,1	197,5	11040,2	9442,3	10539,3	81706,0
Γενικό σύνολο	Αριθμός	2689			1137	1103			1232			6161
	Ισχύς [MW]	26.952,9			12.687,3	11.044,1			31.021,8			81706,0

Στον ανωτέρω πίνακα δεν συμπεριλαμβάνεται από την ενιαία (1) Άδεια Παραγωγής της ΔΕΗ ΑΕ (ΦΕΚ 92/31.1.2002) ένας αιολικός σταθμός με ισχύ 0,14 MW.

\* Τα έργα με Άδεια Λειτουργίας και Άδεια Εγκατάστασης συμπεριλαμβάνονται στα έργα με Άδεια Παραγωγής

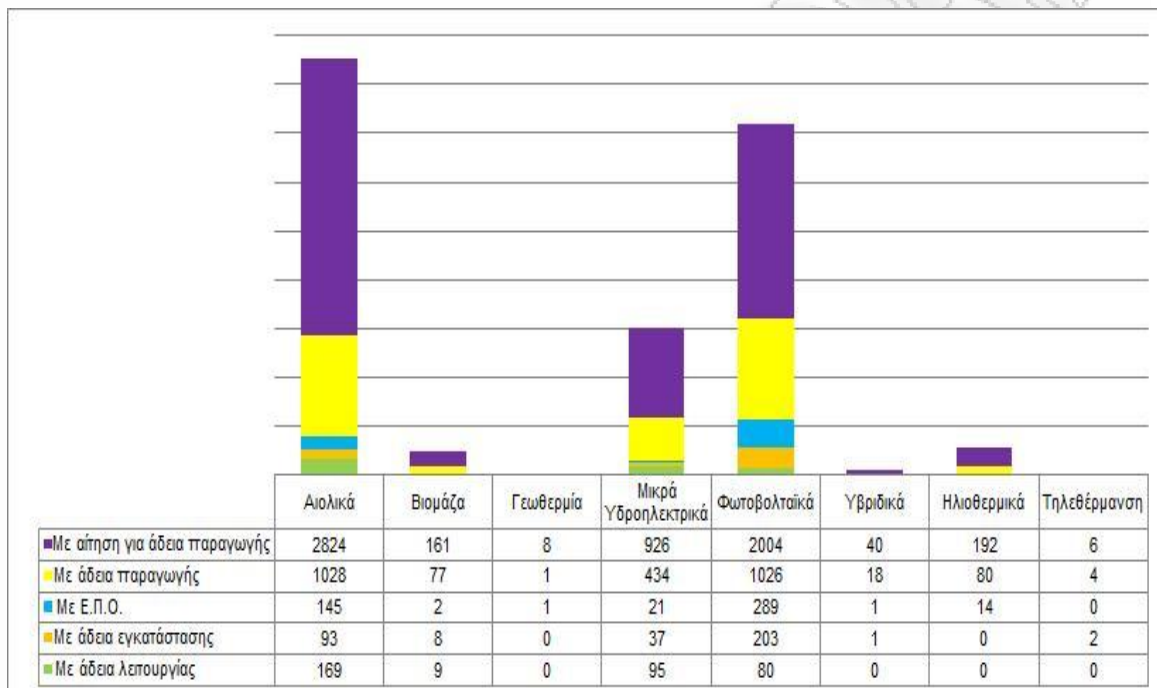
\*\* Αναλυτική παρουσίαση αιτήσεων ΑΠΕ που εκκρεμούν λόγω κορεσμένων δικτύων ή άλλων θεμάτων στον Πίνακα 2

\*\*\* Η ισχύς των έργων με Άδεια Παραγωγής υπολογίζεται σύμφωνα με την εκάστοτε ισχύουσα Άδεια όπως αυτή έχει εκδοθεί από το Υπουργείο.

Ημερομηνία Επικαιροποίησης: 31/12/2011

### 5.5.1 Το πλήθος των έργων Α.Π.Ε.

Εντονότερο επενδυτικό ενδιαφέρον στην Ελλάδα έχει εκφραστεί για τα αιολικά πάρκα και τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Μαζί με τους μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς χαρακτηρίζονται ως οι τρεις πιο ώριμες τεχνολογίες που αναπτύσσονται στην ελληνική επικράτεια.

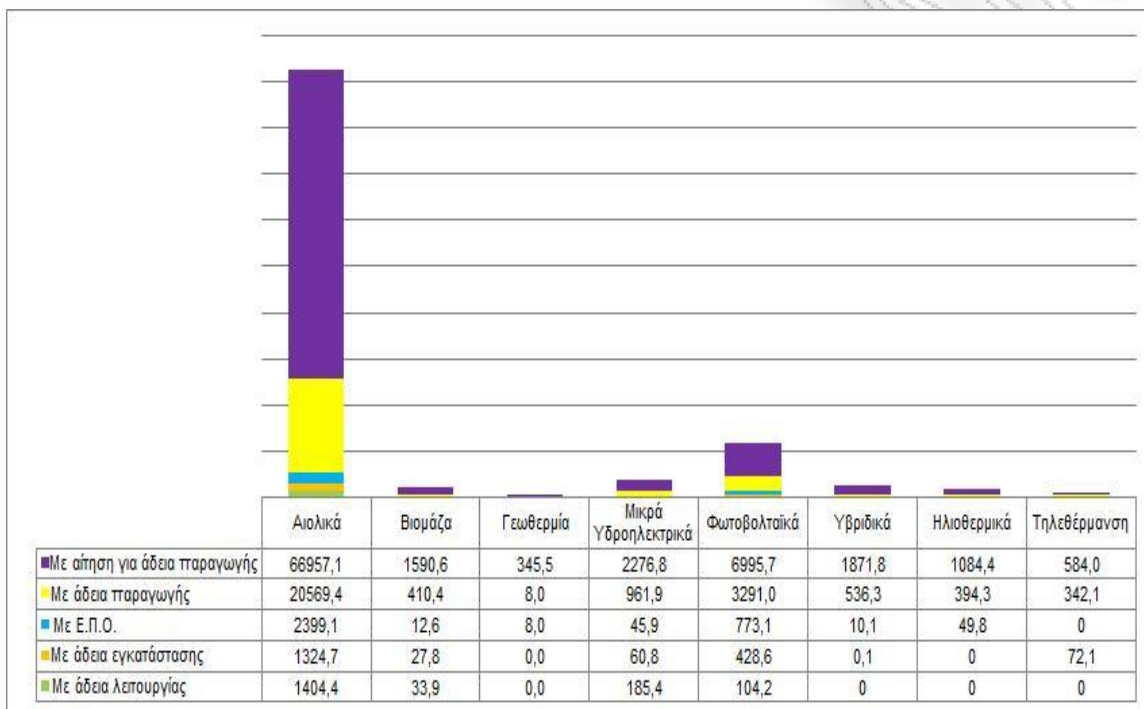


**Σχήμα 5.2** Πλήθος έργων Α.Π.Ε. ανά τεχνολογία και ανά φάση αδειοδότησης  
Πηγή: Ομάδα Αδειών Α.Π.Ε. Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας

Σήμερα 11 χρόνια μετά την απελευθέρωση της ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάθεση της πρώτης αίτησης για χορήγηση άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. λειτουργούν στην Ελλάδα 353 έργα Α.Π.Ε. Τα περισσότερα από αυτά είναι αιολικά πάρκα, ενώ τα λιγότερα σταθμοί αξιοποίησης βιομάζας. Επιπλέον ένας σημαντικός αριθμός έργων (343) βρίσκεται σε αρκετά ώριμο στάδιο και μπορούν σε εύλογο χρονικό διάστημα να τεθούν σε λειτουργία. Επιπρόσθετα, ενώ έχουν χορηγηθεί 368 άδειες παραγωγής ηλεκτρικής από τηλεθέρμανση, γεωθερμία, ηλιοθερμικά και υδριβικούς σταθμούς, κανένα όμως έργο Α.Π.Ε. των συγκεκριμένων τεχνολογιών δεν έχει τεθεί ακόμη σε λειτουργία.

### 5.5.2 Η ισχύς των έργων Α.Π.Ε.

Με βάση το σχήμα που ακολουθεί τα έργα Α.Π.Ε. που έχουν τεθεί σε λειτουργία έχουν συνολική ισχύ 1.728 MW. Η συγκεκριμένη ισχύς αποτελεί το 2,1% της συνολικής ισχύς όλων των αδειοδοτημένων έργων Α.Π.Ε. και αποτελεί το 8,4% του ενεργειακού μείγματος της χώρας.



**Σχήμα 5.3** Ισχύς έργων Α.Π.Ε. ανά τεχνολογία και ανά φάση αδειοδότησης  
Πηγή: Ομάδα Αδειών Α.Π.Ε. Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας

Τόσο με βάση το πλήθος των αιτήσεων όσο με βάση την ισχύ τα αιολικά πάρκα πρωταγωνιστούν στην ελληνική επικράτεια σε σχέση με τις υπόλοιπες τεχνολογίες Α.Π.Ε. Αξίζει να σημειωθεί ότι η συνολική ισχύς των αδειοδοτημένων έργων για μη ώριμες τεχνολογίες, όπως τηλεθέρμανση, γεωθερμία, ηλιοθερμικά και υδριβικούς σταθμούς ξεπερνά τα 7.380MW.

### 5.6 Βιβλιογραφία κεφαλαίου

- [1] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ιούνιος 2007), «Έκθεση Πεπραγμένων Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας Απρίλιος 2004-Δεκέμβριος 2006», Ρ.Α.Ε., Αθήνα.
- [2] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ιούλιος 2001), «Οδηγός Αξιολόγησης αιτήσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και μικρή ΣΗΘ», Ρ.Α.Ε., Αθήνα.
- [3] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, Αρχείο αιτήσεων και αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας του τμήματος Α.Π.Ε. της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας.
- [4] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, Γενική Διεύθυνση Ενέργειας, Διεύθυνση Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας (2009), «5<sup>η</sup> Εθνική Έκθεση για το επίπεδο διείσδυσης της ανανεώσιμης ενέργειας το έτος 2010, (Άρθρο 3 Οδηγίας 2001/77/ΕΚ)», Υ.Π.Ε.ΚΑ.

- [5] Υπουργείο Ανάπτυξης (2007), «Κανονισμός Αδειών Παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοση (Αριθ. Δ6/Φ1/οικ.5707/03.04.2007), ΥΠ.ΑΝ.
- [6] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (2011), «Κανονισμός Αδειών Παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοση (Αριθ. ΥΑΠΕ/Φ1/14810/25.10.2011),Υ.ΠΕ.ΚΑ.
- [7] Υπουργείο Ανάπτυξης (2006), Νόμος 3468/2006 (ΦΕΚ Α'129) «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις», ΥΠ.ΑΝ.
- [8] Υπουργείο Ανάπτυξης (2009), Νόμος 3734/2009(ΦΕΚΑ'8/28-1-09): «Προώθηση της συμπαραγωγής δύο ή περισσότερων χρήσιμων μορφών ενέργειας, ρύθμιση ζητημάτων σχετικών με το Υδροηλεκτρικό Έργο Μεσοχώρας και άλλες διατάξεις», ΥΠ.ΑΝ.
- [9] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (2010), Νόμος 3851/2010(ΦΕΚΑ'85/04-06-10):«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», Υ.ΠΕ.ΚΑ.

## Κεφάλαιο 6ο Διαμόρφωση και ταυτοποίηση δείγματος

### 6.1 Διαμόρφωση και ταυτοποίηση του δείγματος

Είναι γνωστό το υψηλό ενδιαφέρον που έχει εκδηλωθεί διαχρονικά στη διάρκεια της τελευταίας δεκαετίας για επενδύσεις στον τομέα των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας. Επενδύσεις με πολλαπλά περιβαλλοντικά, οικονομικά και κοινωνικά οφέλη. Σήμερα, 11 χρόνια μετά την τυπική απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, υπάρχει στα αρχεία της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας διαθέσιμο άφθονο υλικό που επιτρέπει την καταγραφή των χαρακτηριστικών των επενδύσεων σε έργα Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και την εξαγωγή χρήσιμων συμπερασμάτων γι' αυτά.

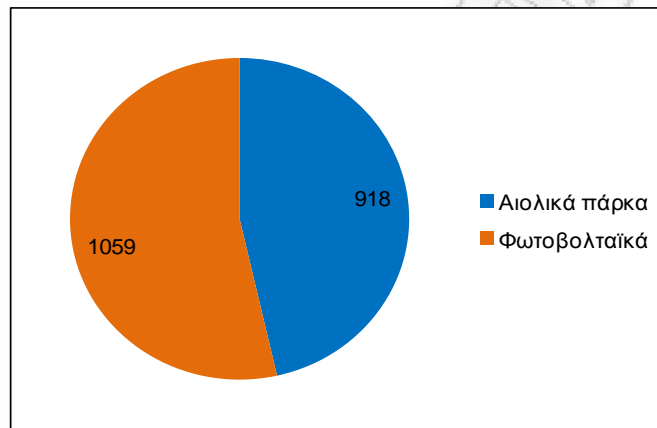
Για την υλοποίηση της παρούσας έρευνας επιλέχθηκαν ως δείγμα 1.977 έργα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκούς σταθμούς τα οποία είχαν λάβει θετική γνώμη από την Ρ.Α.Ε. κατά την χρονική περίοδο Φεβρουάριος 2001-Δεκέμβριος 2011. Η συλλογή των πληροφοριακών χαρακτηριστικών κάθε αίτησης από το αρχείο του τμήματος Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας πραγματοποιήθηκε από τον Δεκέμβριο του 2011 έως και τις αρχές Φεβρουαρίου 2012. Επιλέχθηκαν έργα από αυτές τις δύο τεχνολογίες Α.Π.Ε. καθώς θεωρούνται πιο διαδεδομένες σε σχέση με τις άλλες τεχνολογίες Α.Π.Ε., αλλά και γιατί ήταν διαθέσιμα προς επεξεργασία από την Ρ.Α.Ε. τα στοιχεία των συγκεκριμένων τεχνολογιών.

Στην παρούσα έρευνα επιχειρείται μια πρώτη επεξεργασία αυτού του δείγματος με στόχο να προσδιορισθεί για κάθε τεχνολογία (αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκοί σταθμοί) το εύρος διακύμανσης διάφορων ενεργειακών, οικονομικών, κοινωνικών και περιβαλλοντικών χαρακτηριστικών, αλλά και να εκτιμηθεί η συνεισφορά αυτών των ενεργειακών επενδύσεων στην παραγωγή καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας, στην περιφερειακή ανάπτυξη, στην αύξηση της απασχόλησης, και στην μείωση των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης της έρευνας παρουσιάζονται για κάθε τεχνολογία τόσο σε επίπεδο επικράτειας όσο και σε επίπεδο περιφέρειας, παρέχοντας χρήσιμες πληροφορίες για την εκτίμηση των δυνατοτήτων διαμόρφωσης ενός αποτελεσματικού χαρτοφυλακίου επενδύσεων που είναι απαραίτητο να υλοποιηθεί στην προοπτική επίτευξης του στόχου 40% Α.Π.Ε., ως προς το σκέλος της ηλεκτροπαραγωγής.

Σε αυτή την ενότητα παρουσιάζονται τα στοιχεία που προσδιορίζουν την ταυτότητα του δείγματος των έργων της παρούσας έρευνας. Συγκεκριμένα, παρουσιάζεται το πλήθος των έργων ανά τεχνολογία, η ισχύς τους καθώς και η «ωριμότητα» των έργων.

## 6.2. Πλήθος έργων Α.Π.Ε. δείγματος

Στο σχήμα που ακολουθεί παρουσιάζεται το πλήθος των έργων ανά τεχνολογία που έχουν λάβει θετική γνώμη από την Ρ.Α.Ε. από το Φεβρουάριο του 2001 έως και τον Δεκέμβριο του 2011.



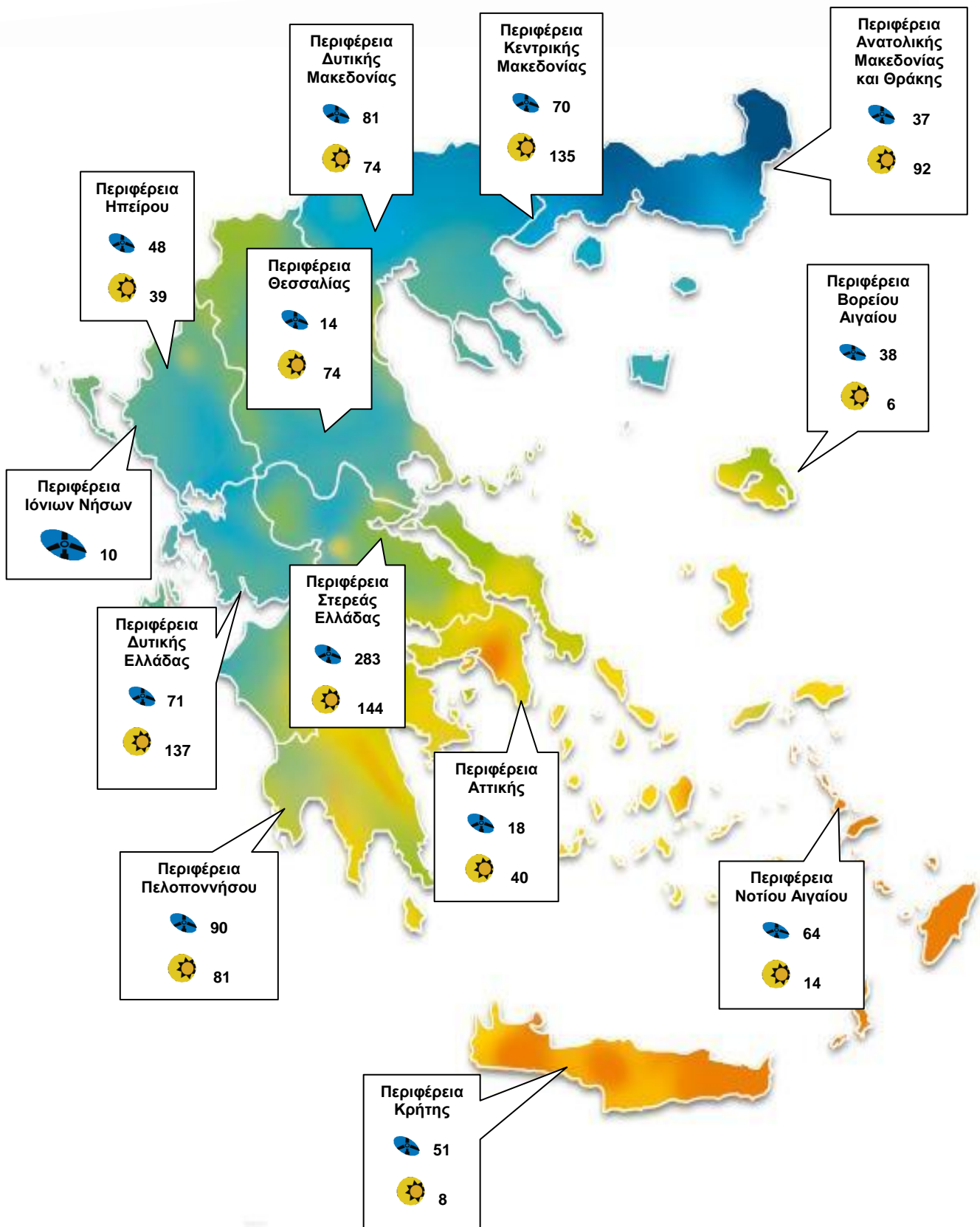
**Σχήμα 6.1** Πλήθος έργων Α.Π.Ε. δείγματος ανά τεχνολογία

**Πίνακας 6.1** Πλήθος αιτήσεων ανά περιφέρεια και ανά τεχνολογία

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ
Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης	37	92
Κεντρικής Μακεδονίας	70	135
Δυτικής Μακεδονίας	81	74
Ηπείρου	48	39
Θεσσαλίας	57	189
Στερεάς Ελλάδας	283	144
Αττικής	18	40
Πελοποννήσου	90	181
Δυτικής Ελλάδας	71	137
Κρήτης	51	8
Βορείου Αιγαίου	38	6
Νοτίου Αιγαίου	64	14
Ιονίων Νήσων	10	-

Τα περισσότερα αιολικά πάρκα που έχουν λάβει θετική γνώμη από την Ρ.Α.Ε. ανήκουν διοικητικά στην περιφέρεια Στερεάς Ελλάδας, ενώ οι περισσότεροι φωτοβολταϊκοί σταθμοί που έχουν λάβει θετική γνώμη ανήκουν στην περιφέρεια Πελοποννήσου.

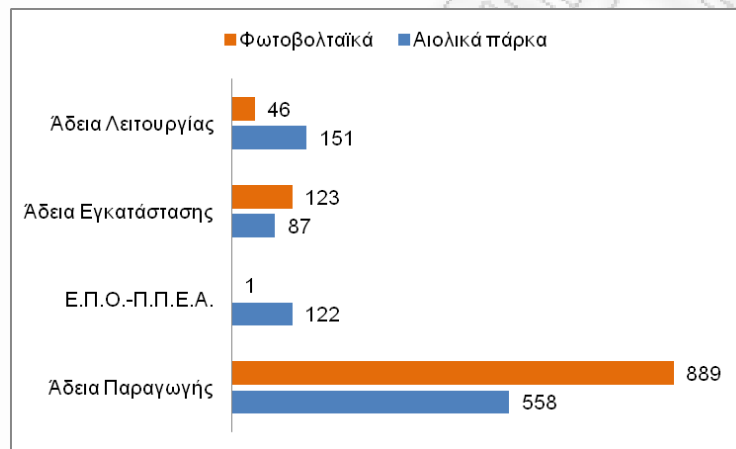
## Κεφάλαιο 6° Διαμόρφωση και ταυτοποίηση δείγματος



Εικόνα 6.1 Πλήθος έργων Α.Π.Ε. με θετική γνώμη ανά τεχνολογία και περιφέρεια

### 6.3. Ωριμότητα έργων Α.Π.Ε. δείγματος

Με τον όρο «ωριμότητα» εννοούμε τη φάση αξιολόγησης στην οποία βρίσκονταν κάθε έργο του δείγματος την 31η Δεκεμβρίου 2011. Με βάση το σχήμα 6.2 που ακολουθεί τα περισσότερα έργα που εξετάζονται ως προς τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις που πιθανόν να προκύψουν στην περιοχή εγκατάστασής τους από την υλοποίησή τους, καθώς και τα περισσότερα έργα που είχαν λάβει άδεια λειτουργίας ήταν αιολικές μονάδες, ενώ τα περισσότερα που είχαν λάβει άδεια παραγωγής και άδεια εγκατάστασης ήταν φωτοβολταϊκοί σταθμοί.

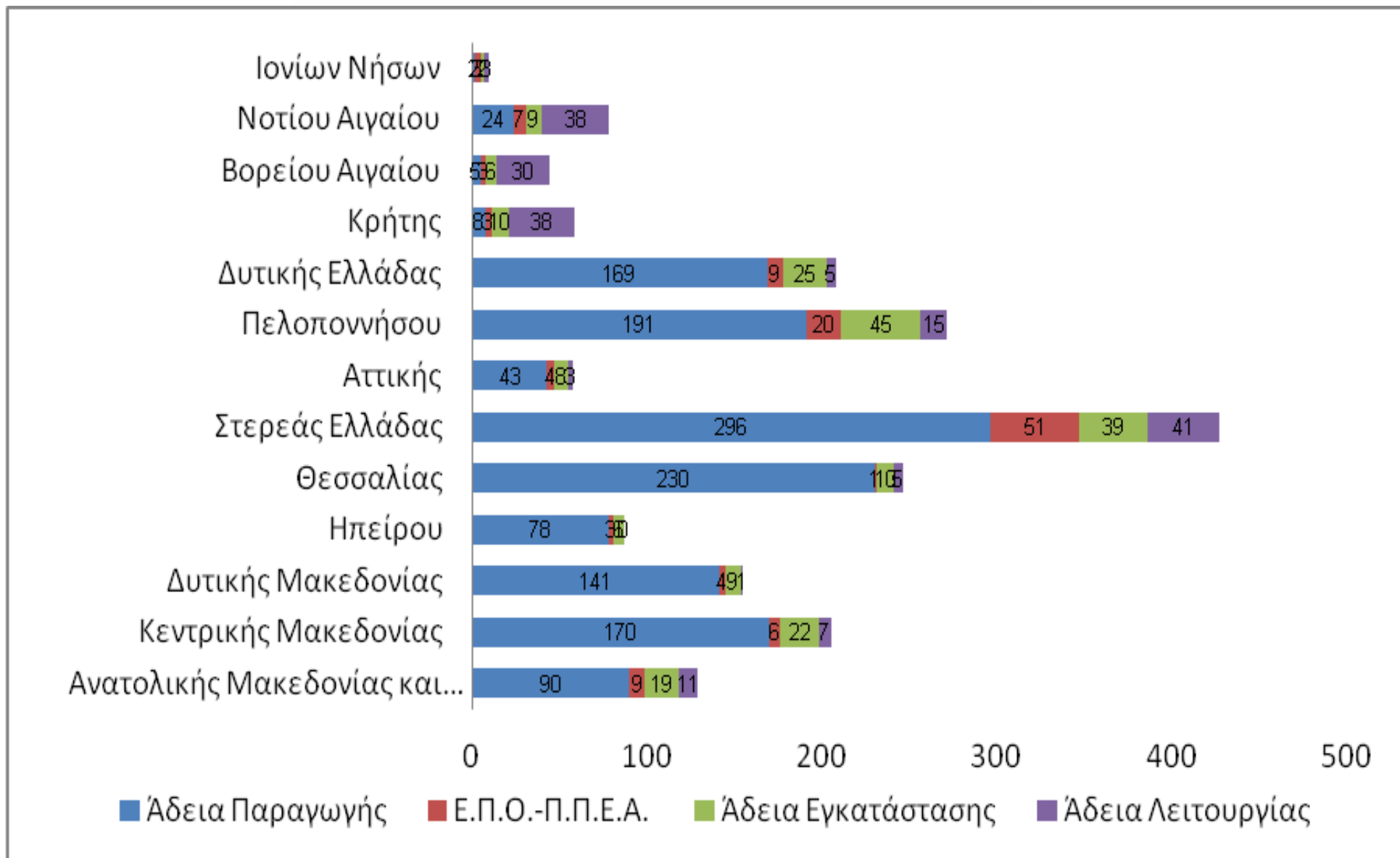


Σχήμα 6.2 Ωριμότητα έργων Α.Π.Ε. δείγματος ανά τεχνολογία

Στο σχήμα 6.3, που ακολουθεί παρουσιάζεται η κατάσταση στην οποία βρίσκονται κάθε έργο Α.Π.Ε. την 31η Δεκεμβρίου 2011 με βάση την τεχνολογία που χρησιμοποιεί για την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας και με βάση την περιφέρεια που λειτουργεί ή πρόκειται να εγκατασταθεί.

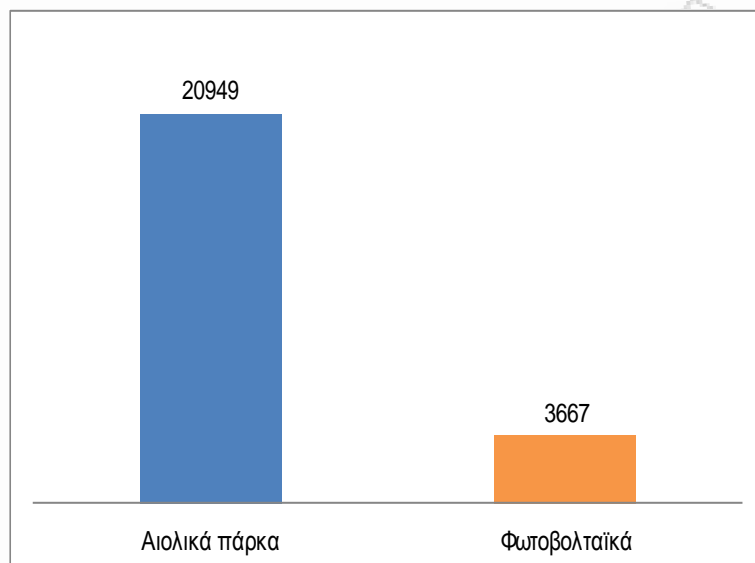
Με βάση το παρακάτω σχήμα παρατηρούμε ότι η περιφέρεια Στερεάς Ελλάδας είναι η περιφέρεια με τα πιο «ώριμα» έργα. Διαθέτει τα περισσότερα έργα με άδεια λειτουργίας (41), άδεια εγκατάστασης (39) και άδεια παραγωγής (296) σε σχέση με τις υπόλοιπες περιφέρειες της Ελληνικής Επικράτειας. Επίσης, πολλά έργα της βρίσκονται στο στάδιο της περιβαλλοντικής αξιολόγησης και αποτελούν εν δυνάμει έργα που πρόκειται να συνεισφέρουν στην παραγωγή «καθαρής» ηλεκτρικής ενέργειας. Αρκετά έργα που βρίσκονται σε ώριμο στάδιο διαθέτουν και οι περιφέρειες Πελοποννήσου, Κρήτης και Νοτίου Αιγαίου. Συνολικά σε αυτές τις περιφέρειες τον Δεκεμβρίου του 2011 βρίσκονταν σε λειτουργία 91 έργα, ενώ την ίδια χρονική στιγμή στις ίδιες περιφέρειες είχαν λάβει άδεια εγκατάστασης 64 έργα.





Σχήμα 6.3 Οριμότητα έργων Α.Π.Ε. δείγματος ανά τεχνολογία και ανά περιφέρεια

#### 6.4. Ισχύς έργων Α.Π.Ε. δείγματος



**Σχήμα 6.4** Ισχύς έργων Α.Π.Ε. δείγματος ανά τεχνολογία (MW)

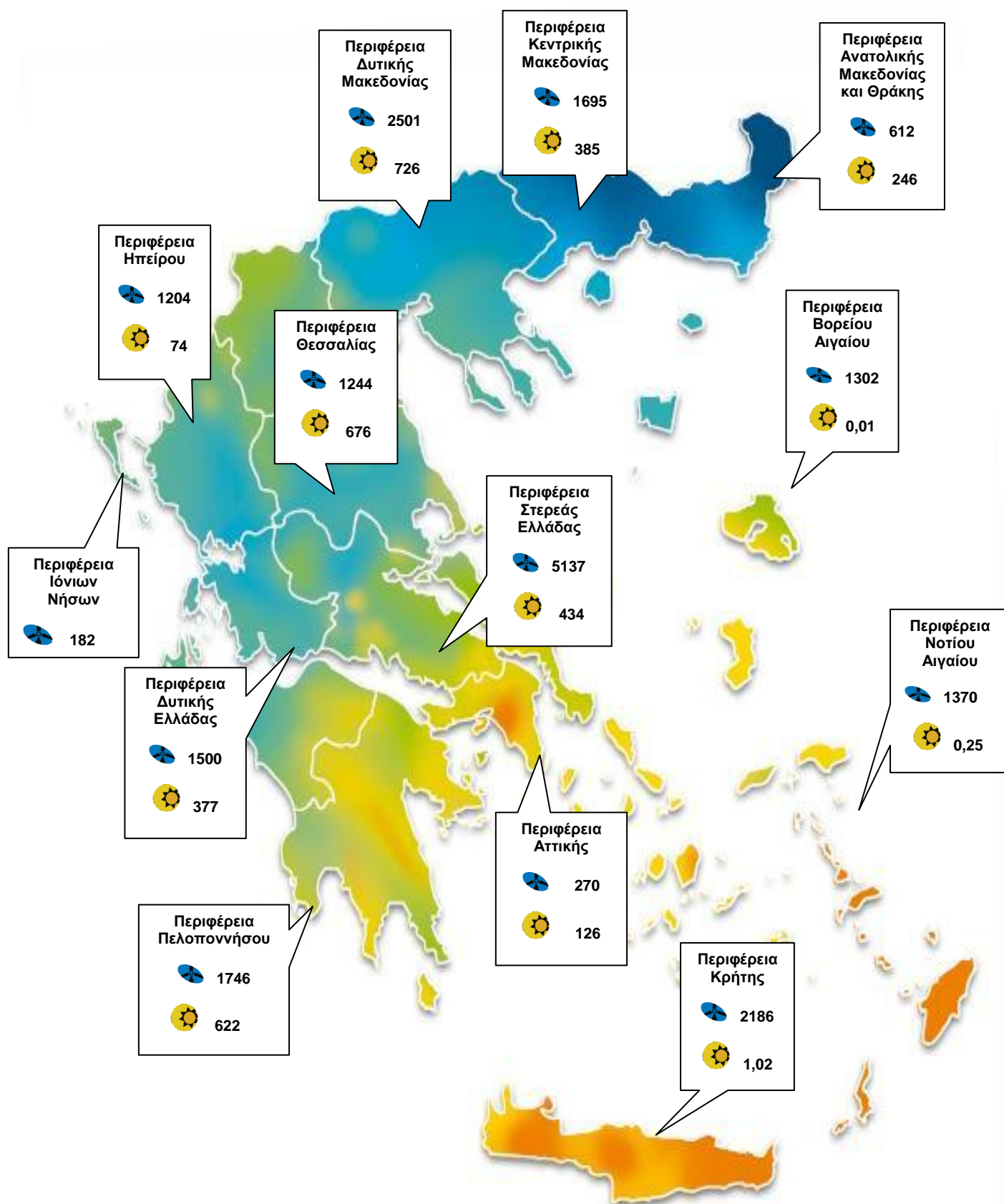
Στον σχήμα 6.4 απεικονίζεται η συνολική ισχύς ανά τεχνολογία που έχουν τα έργα τα οποία έχουν λάβει θετική γνώμη από την Ρ.Α.Ε. από τον Φεβρουάριο του 2001 έως και τον Δεκέμβριο του 2011.

**Πίνακας 6.2** Ισχύς έργων Α.Π.Ε. ανά περιφέρεια και ανά τεχνολογία (MW)

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ
Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης	612	246
Κεντρικής Μακεδονίας	1.695	385
Δυτικής Μακεδονίας	2.501	726
Ηπείρου	1.204	74
Θεσσαλίας	1.244	676
Στερεάς Ελλάδας	5.137	434
Αττικής	270	126
Πελοποννήσου	1.746	622
Δυτικής Ελλάδας	1.500	377
Κρήτης	2.186	1,02
Βορείου Αιγαίου	1.302	0,01
Νοτίου Αιγαίου	1.370	0,25
Ιονίων Νήσων	182	-

Η περιφέρεια με την μεγαλύτερη συνολική ισχύ αιολικών πάρκων που έχουν λάβει θετική γνώμη είναι αυτής της Στερεάς Ελλάδος, ενώ στην περιφέρεια Δυτικής Μακεδονίας ανήκουν οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί με την μεγαλύτερη συνολική ισχύ και όχι στην περιφέρεια Πελοποννήσου που συγκεντρώνει το μεγαλύτερο αριθμό αιτήσεων.

## Κεφάλαιο 6° Διαμόρφωση και ταυτοποίηση δείγματος



Εικόνα 6.2 Ισχύς έργων Α.Π.Ε. με θετική γνώμη ανά τεχνολογία και περιφέρεια

## 6.5 Βιβλιογραφία κεφαλαίου

- [1] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, Αρχείο αιτήσεων και αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας του τμήματος Α.Π.Ε. της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας.

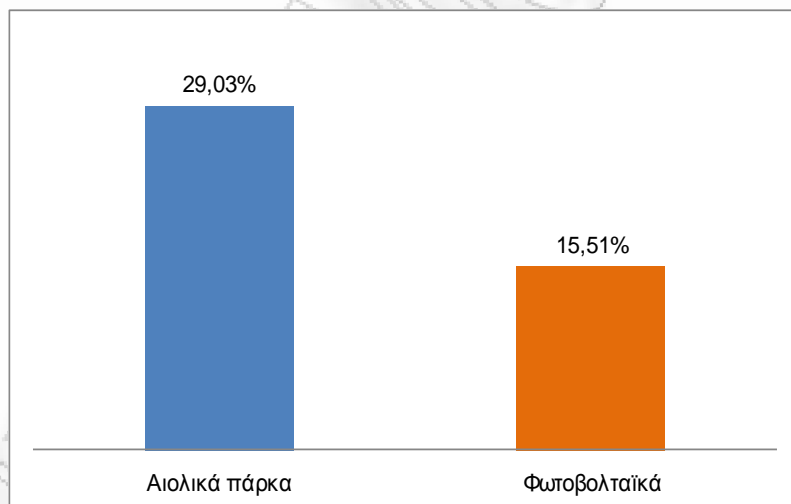
ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΡΑΙΑ

## Κεφάλαιο 7ο Χαρακτηριστικά και επιπτώσεις έργων

### 7.1 Ενεργειακή απόδοση έργων δείγματος

Στη συγκεκριμένη ενότητα παρουσιάζονται για κάθε τεχνολογία: ο μέσος συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας (C.F.) ανά τεχνολογία καθώς και η ετήσια ηλεκτρική ενέργεια που προβλέπεται να παραχθεί από την λειτουργία των έργων.

Με τον όρο συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας (capacity factor) εννοούμε τον συντελεστή που δείχνει πόση ενέργεια παράγεται πραγματικά ως ποσοστό της ενέργειας που θα παράγονταν αν το αιολικό πάρκο ή ο φωτοβολταϊκός σταθμός λειτουργούσαν όλο τον χρόνο (8.760 ώρες) με την ονομαστική τους ισχύ. Ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας αποτελεί τυπικό γνώρισμα της κάθε τεχνολογίας, ενώ για την ίδια τεχνολογία μπορεί να παρουσιάζει αρκετές διακυμάνσεις ανάλογα με τα χαρακτηριστικά κάθε θέσης εγκατάστασης.

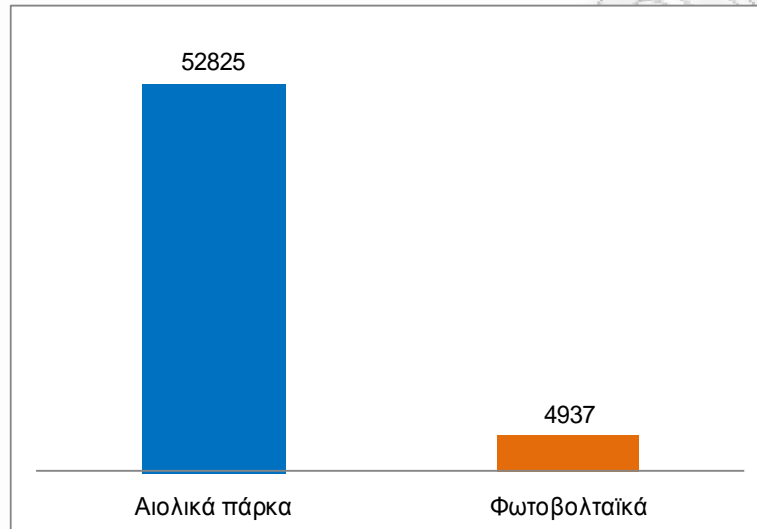


Σχήμα 7.1 Μέσος συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας ανά τεχνολογία

Με βάση το παραπάνω σχήμα προκύπτει ότι τον υψηλότερο συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας διαθέτουν τα αιολικά πάρκα, ακολουθούν οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί.

Η ετήσια παραγόμενη ενέργεια για κάθε έργο και προφανώς για το σύνολο των έργων της έρευνας έχει προσδιορισθεί με βάση την ενεργειακή μελέτη του κάθε έργου που έχει πραγματοποιήσει και υποβάλλει με την αίτηση του στην Αρχή ο υποψήφιος επενδυτής και η οποία στην συνέχεια έχει επικυρωθεί από το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, το οποίο συμμετέχει με την P.A.E. στην τεχνική αξιολόγηση του κάθε έργου.

Όπως έχει αναφερθεί και στο πέμπτο κεφάλαιο της παρούσας έρευνας, η ενεργειακή αποδοτικότητα του έργου είναι ένα από τα βασικά κριτήρια τα οποία ελέγχονται στο πλαίσιο χορήγησης άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας από την Ρ.Α.Ε.



Σχήμα 7.2 Ετήσια παραγόμενη ενέργεια ανά τεχνολογία (GWh)

Επιπλέον, για να γίνει αντιληπτή η κλίμακα των έργων, υπολογίζεται η δυνητική συμβολή τους στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών. Συγκεκριμένα, με βάση τις ετήσιες ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια, οι οποίες σύμφωνα με τον Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε. για το 2009 ανέρχονται σε 47.186 GWh και τη συνολική ενέργεια που εκτιμάται ότι θα παράγεται από τα 1.977 έργα του δείγματος, τότε συμπεραίνουμε ότι αν είχαν ήδη υλοποιηθεί και λειτουργήσει αυτά τα έργα, το σύνολο των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας θα μπορούσε να καλύπτεται από την «καθαρή» παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας των έργων Α.Π.Ε. του δείγματος.

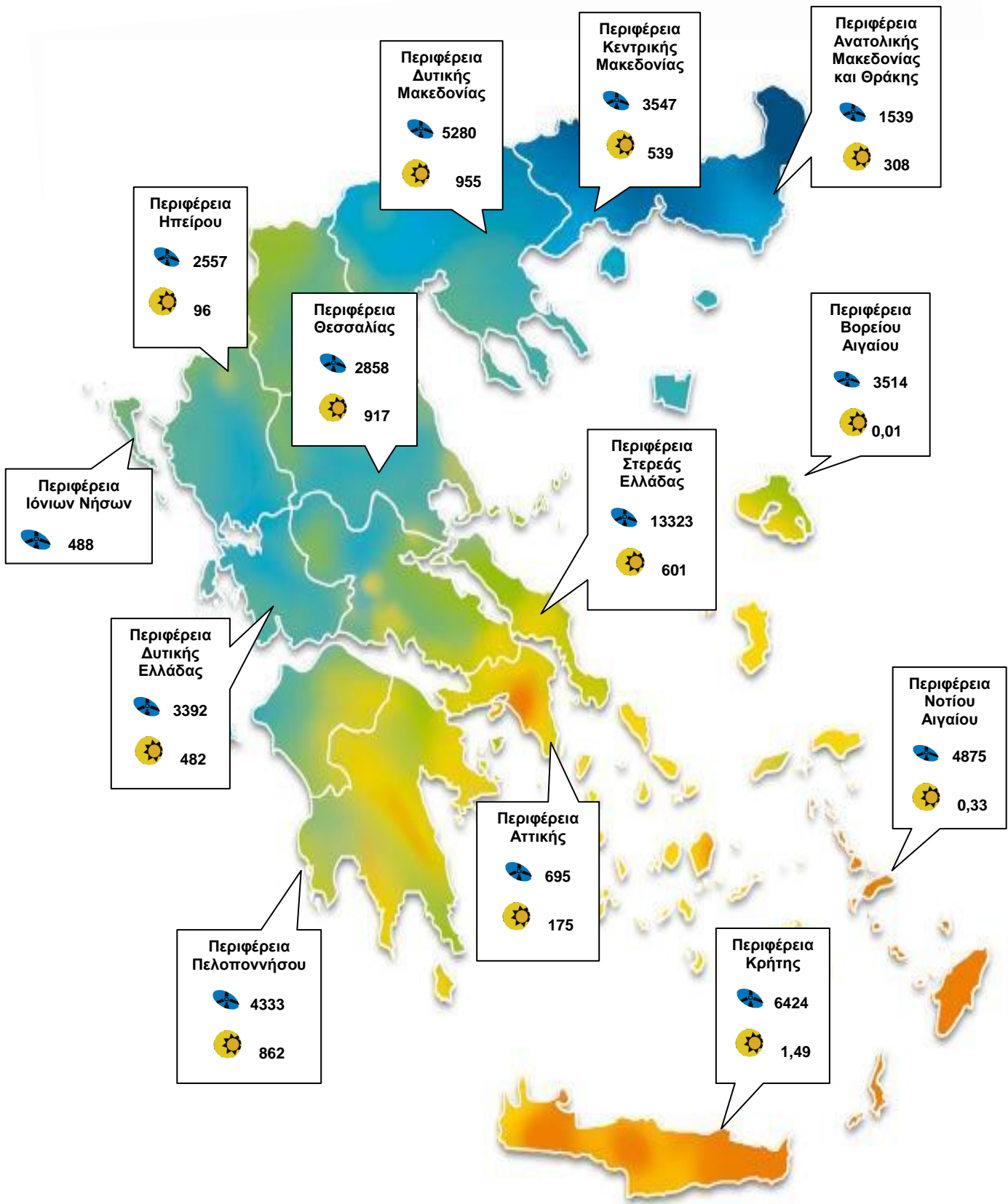
Σύμφωνα με τον πίνακα 7.2 τους υψηλότερους κατά μέσο όρο συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας διαθέτουν τα αιολικά πάρκα που ανήκουν διοικητικά στην περιφέρεια Νοτίου Αιγαίου, ενώ το καλύτερο μέσο C.F. διαθέτουν οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί στην περιφέρεια Κρήτης.

**Πίνακας 7.1.** Ετήσια παραγόμενη ενέργεια έργων Α.Π.Ε. ανά περιφέρεια και τεχνολογία (GWh)

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ
Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης	1.539	308
Κεντρικής Μακεδονίας	3.547	539
Δυτικής Μακεδονίας	5.280	955
Ηπείρου	2.557	96
Θεσσαλίας	2.858	917
Στερεάς Ελλάδας	13.323	601
Αττικής	695	175
Πελοποννήσου	4.333	862
Δυτικής Ελλάδας	3.392	482
Κρήτης	6.424	1,49
Βορείου Αιγαίου	3.514	0,01
Νοτίου Αιγαίου	4.875	0,33
Ιονίων Νήσων	488	-

**Πίνακας 7.2.** Μέσο CF έργων Α.Π.Ε. ανά περιφέρεια και τεχνολογία

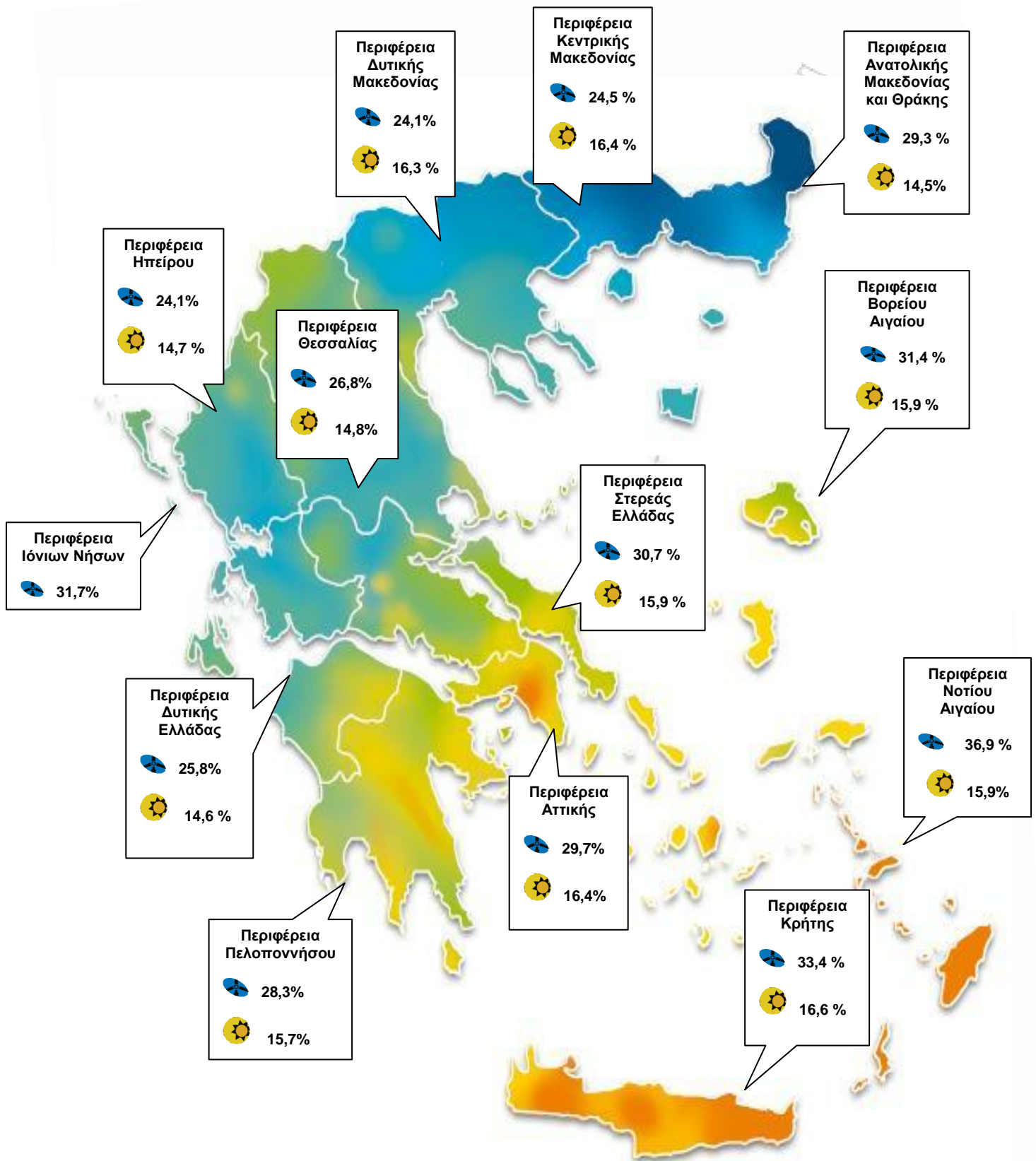
ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ
Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης	29,3%	14,5%
Κεντρικής Μακεδονίας	24,5%	16,4%
Δυτικής Μακεδονίας	24,1%	16,3%
Ηπείρου	24,1%	14,7%
Θεσσαλίας	26,8%	14,8%
Στερεάς Ελλάδας	30,7%	15,9%
Αττικής	29,7%	16,4%
Πελοποννήσου	28,3%	15,7%
Δυτικής Ελλάδας	25,8%	14,6%
Κρήτης	33,4%	16,6%
Βορείου Αιγαίου	31,4%	15,9%
Νοτίου Αιγαίου	36,9%	15,9%
Ιονίων Νήσων	31,7%	-



**Εικόνα 7.1** Προβλεπόμενη ετήσια παραγόμενη ενέργεια σε GWh έργων Α.Π.Ε. με θετική γνώμη ανά τεχνολογία και ανά περιφέρεια



Κεφάλαιο 7ο Χαρακτηριστικά και επιπτώσεις έργων



Εικόνα 7.2 Μέσο CF έργων Α.Π.Ε. με θετική γνώμη ανά τεχνολογία και ανά περιφέρεια

## 7.2 Επιπτώσεις έργων Α.Π.Ε. στην απασχόληση

Οι Α.Π.Ε. αναγνωρίζονται πλέον όχι μόνο ως ο βασικός πυλώνας, μαζί με την εξοικονόμηση ενέργειας, της ενεργειακής και περιβαλλοντικής πολιτικής σε παγκόσμιο επίπεδο, αλλά και ως ένας ιδιαίτερα δυναμικός τομέας για την τόνωση της ανάπτυξης, και πρώτιστα της απασχόλησης, και την αντιμετώπιση της παγκόσμιας οικονομικής κρίσης.

Σε αυτήν την ενότητα της εργασίας επιχειρείται να προσδιοριστεί η συνολική απασχόληση που αναμένεται να προκύψει από την υλοποίηση των έργων του δείγματος, ανά τεχνολογία και γεωγραφική περιφέρεια. Το μεθοδολογικό πλαίσιο που χρησιμοποιήθηκε είχε αρχικά την επιδίωξη την εκτίμηση της απασχόλησης που δημιουργείται στο πλαίσιο των συγκεκριμένων επενδύσεων σε φυσικούς όρους, ήτοι σε πρόσθετα ανθρωποέτη εργασίας. Σε αυτήν περιλαμβάνονται :

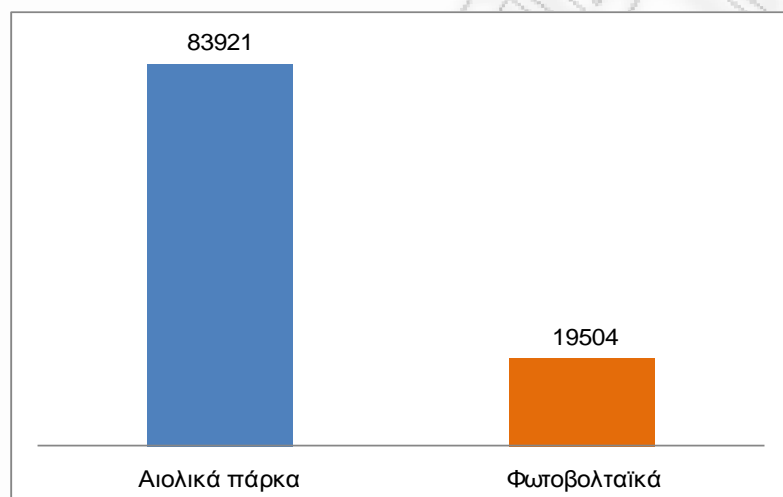
- i. Η άμεση απασχόληση που αναφέρεται σε νέες θέσεις εργασίας που δημιουργούνται λόγω της υλοποίησης των εξεταζόμενων έργων.
- ii. Η έμμεση απασχόληση που δημιουργείται εξαιτίας των εξεταζόμενων έργων και η οποία διαχέεται σε όλους τους κλάδους της οικονομίας λόγω της πρόσθετης ζήτησης για υλικά, υπηρεσίες κλπ.
- iii. Η συνεπαγόμενη απασχόληση που δημιουργείται από την αύξηση του διαθέσιμου εισοδήματος ως απόρροια της αύξησης της άμεσης και έμμεσης απασχόλησης.

Οι δείκτες απασχόλησης που χρησιμοποιήθηκαν για τους ανωτέρω υπολογισμούς παρουσιάζονται στον Πίνακα 7.3

**Πίνακας 7.3** Συντελεστές προσδιορισμού απασχόλησης έργων Α.Π.Ε.

Είδος απασχόλησης	Αιολικά Πάρκα		Φωτοβολταϊκοί σταθμοί	
	Κατασκευή	Λειτουργία	Κατασκευή	Λειτουργία
Άμεση	8.8	7.5	17.2	4.1
Έμμεση	4.8	3.4	9.4	1.6
Συνεπαγόμενη	3.6	4.1	7.2	2.7
	17.2	15	33.7	8.4
<b>Σύνολο</b>	<b>32.2</b>		<b>42.1</b>	

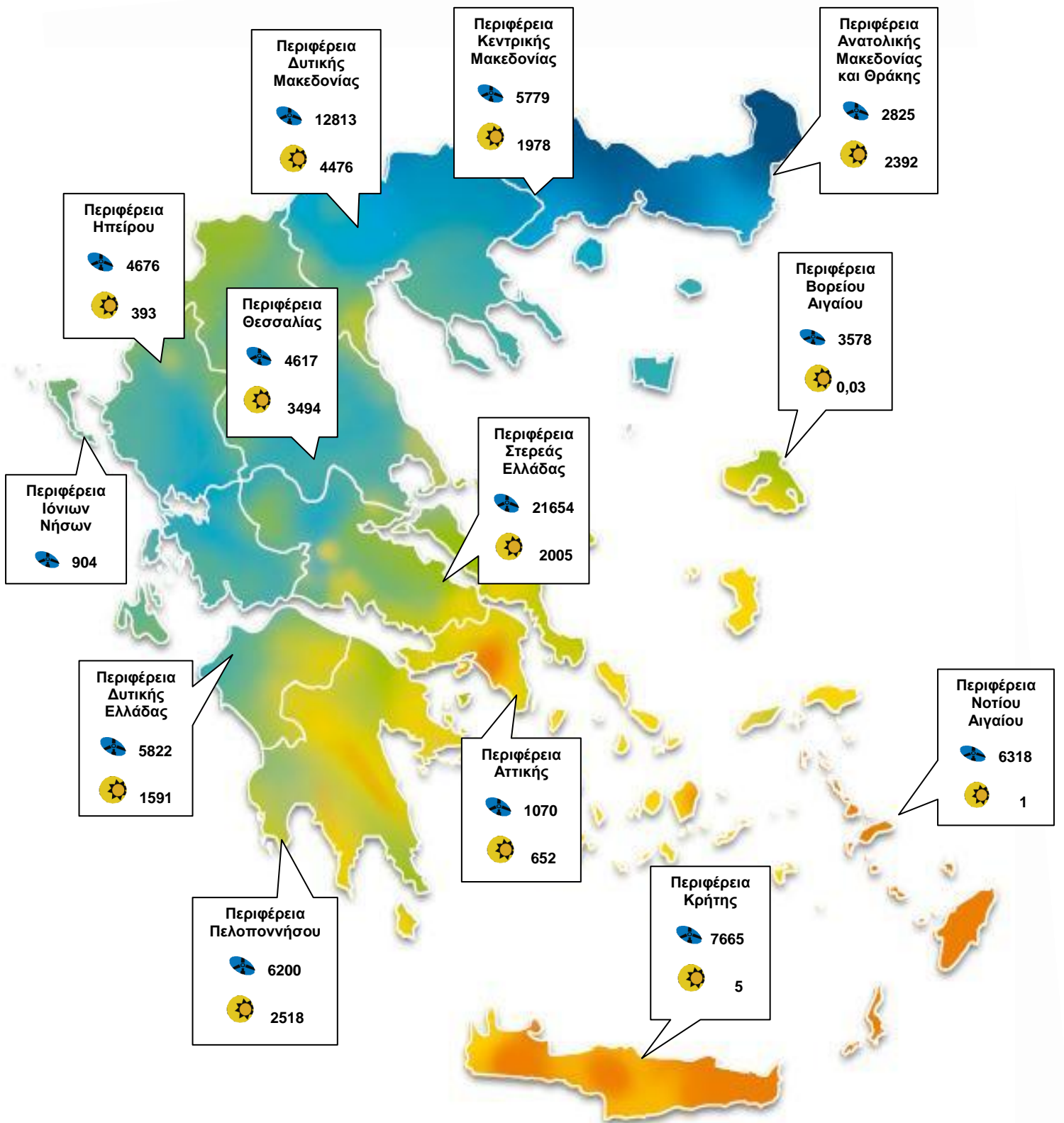
Στο σχήμα που ακολουθεί παρουσιάζεται η απασχόληση εκφραζόμενη σε ανθρωποέτη που αναμένεται να δημιουργηθούν από την κατασκευή του εξοπλισμού (υποθέτουμε ότι πραγματοποιείται στην Ελλάδα), την εγκατάσταση, λειτουργία και συντήρηση των έργων Α.Π.Ε. της έρευνας. Με τον όρο ανθρωποέτη θεωρούμε την απασχόληση ενός ατόμου για 8 ώρες ημερησίως, πέντε ημέρες εβδομαδιαίως για 46 εβδομάδες το χρόνο (1.840 ώρες ετησίως) ή ακόμη και την ισοδύναμη απασχόληση περισσότερων ατόμων για λιγότερες ώρες ετησίως (π.χ. 4 άτομα που απασχολούνται από 460 ώρες ετησίως).



Σχήμα 7.3 Ανθρωποέτη ανά τεχνολογία

Πίνακας 7.4 Ανθρωποέτη ανά περιφέρεια και ανά τεχνολογία

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ
Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης	2.825	2.392
Κεντρικής Μακεδονίας	5.779	1.978
Δυτικής Μακεδονίας	12.813	4.476
Ηπείρου	4.676	393
Θεσσαλίας	4.617	3.494
Στερεάς Ελλάδας	21.654	2.005
Αττικής	1.070	652
Πελοποννήσου	6.200	2.518
Δυτικής Ελλάδας	5.822	1.591
Κρήτης	7.665	5
Βορείου Αιγαίου	3.578	0,03
Νοτίου Αιγαίου	6.318	1
Ιονίων Νήσων	904	-

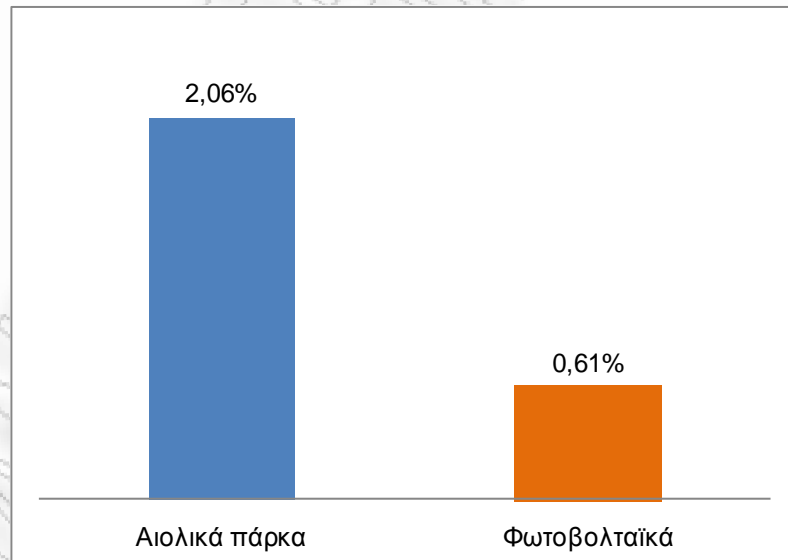


Εικόνα 7.3 Δημιουργία απασχόλησης ανά τεχνολογία και ανά περιφέρεια (man-years/mw)

### 7.3 Περιφερειακή ανάπτυξη

Ένα από τα σημαντικότερα πλεονεκτήματα των επενδύσεων σε έργα Α.Π.Ε. είναι η συμβολή τους στην περιφερειακή ανάπτυξη. Οι μονάδες Α.Π.Ε. είναι διάσπαρτες γεωγραφικά και συμβάλλουν στην αποκέντρωση τόσο του ενεργειακού συστήματος δίνοντας τη δυνατότητα κάλυψης των ενεργειακών αναγκών σε τοπικό και σε περιφερειακό επίπεδο όσο και στην τοπική και περιφερειακή ανάπτυξη του τόπου στον οποίο εγκαθίστανται. Η υλοποίηση μιας επένδυσης Α.Π.Ε. συμβάλλει στην αύξηση του Α.Ε.Π. της περιοχής που πραγματοποιείται, δημιουργώντας ταυτόχρονα πολλά οικονομικά και κοινωνικά οφέλη για τους κατοίκους της.

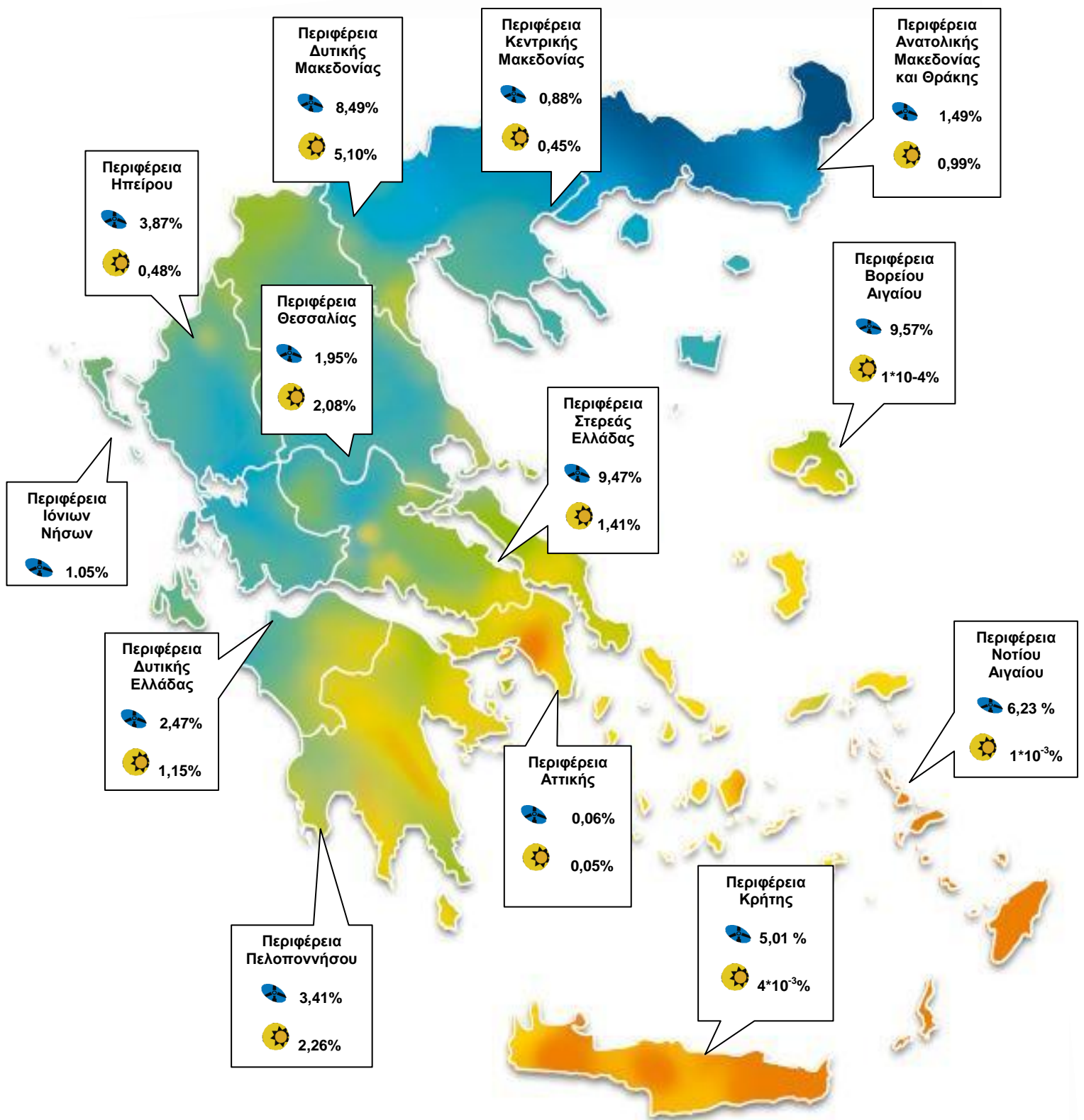
Στην παρούσα ενότητα επιχειρείται να υπολογισθεί η συνεισφορά των επενδύσεων του δείγματος στην περιφερειακή ανάπτυξη της χώρας με χρήση ενός δείκτη που προκύπτει από το λόγο των ακαθάριστων εσόδων που δημιουργούνται από την λειτουργία των έργων Α.Π.Ε. προς το Α.Ε.Π. της περιοχής εγκατάστασης. Με βάση το σχήμα και τον πίνακα που ακολουθούν διακρίνουμε τον σημαντικό ρόλο που θα διαδραματίσει η υλοποίηση των έργων Α.Π.Ε. του δείγματος στις τοπικές κοινωνίες.



**Σχήμα 7.4** Συμβολή στην περιφερειακή ανάπτυξη ανά τεχνολογία (% Α.Ε.Π.)

**Πίνακας 7.5** Συμβολή στην περιφερειακή ανάπτυξη ανά περιφέρεια και ανά τεχνολογία (% Α.Ε.Π.)

<b>ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ</b>	<b>ΑΙΟΛΙΚΑ</b>	<b>ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ</b>
Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης	1,49%	0,99%
Κεντρικής Μακεδονίας	0,88%	0,45%
Δυτικής Μακεδονίας	8,49%	5,10%
Ηπείρου	3,87%	0,48%
Θεσσαλίας	1,95%	2,08%
Στερεάς Ελλάδας	9,47%	1,41%
Αττικής	0,06%	0,05%
Πελοποννήσου	3,41%	2,26%
Δυτικής Ελλάδας	2,47%	1,15%
Κρήτης	5,01%	$4 \cdot 10^{-3}\%$
Βορείου Αιγαίου	9,57%	$1 \cdot 10^{-4}\%$
Νοτίου Αιγαίου	6,23%	$1 \cdot 10^{-3}\%$
Ιονίων Νήσων	1,05%	-



Εικόνα 7.4 Συμβολή στην περιφερειακή ανάπτυξη ανά τεχνολογία (% Α.Ε.Π.)

## 7.4 Περιβαλλοντικές επιπτώσεις

Το φαινόμενο του θερμοκηπίου, το σοβαρότερο ίσως από τα περιβαλλοντικά προβλήματα, αποτελεί αντικείμενο έντονου προβληματισμού, τόσο σε επιστημονικό όσο και στο πολιτικό επίπεδο. Η επιστημονική κοινότητα, παρά τον σημαντικό βαθμό αβεβαιότητας ως προς τη χρονική εξέλιξη και την ένταση του φαινομένου, συγκλίνει στη διαπίστωση ότι οι ανθρωπογενείς εκπομπές αερίων, γνωστών ως αερίων του θερμοκηπίου επιδεινώνουν το φυσικό φαινόμενο του θερμοκηπίου, και συντελούν στην σταδιακή αύξηση της κανονικής θερμοκρασίας της γης, συνιστώντας έτσι σοβαρή απειλή για μια γενικότερη μεταβολή ικανή να διαταράξει την οικολογική ισορροπία του πλανήτη.

Για την αντιμετώπιση του φαινομένου του θερμοκηπίου τον Μάρτιο του 2007 οι αρχηγοί κρατών της Ευρωπαϊκής Ένωσης πήραν μια σημαντική απόφαση η οποία ήταν καθοριστική και για τον μέλλον των Α.Π.Ε. Αυτή η απόφαση περιελάμβανε τρεις στόχους με ορίζοντα το 2020:

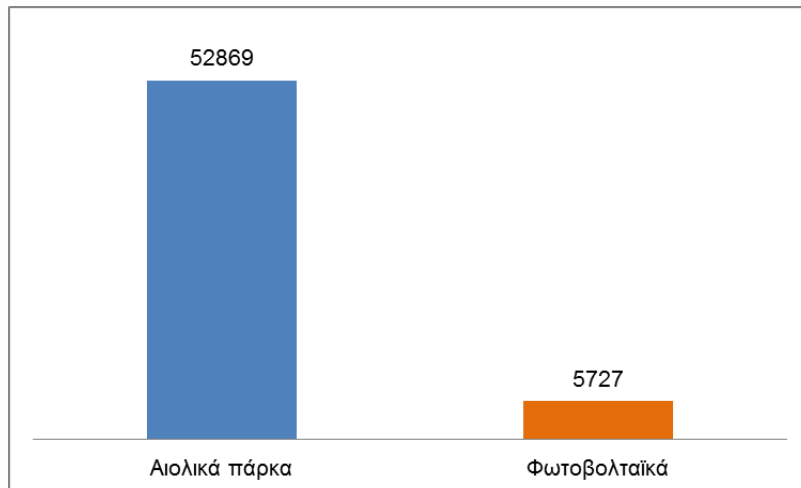
- I. Μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου κατά 20% σε σχέση με τις εκπομπές του 1990.
- II. Μείωση της κατανάλωσης ενέργειας κατά 20% σε σχέση με την προβλεπόμενη κατανάλωση το 2020.
- III. Το 20% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας το 2020 να προέρχεται από Α.Π.Ε.

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας συμβάλλουν μεταξύ των άλλων και στη μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου, καθώς παράγουν καθαρή ενέργεια, ενώ παράλληλα μειώνουν την εξάρτηση από τους συμβατικούς και εξαντλήσιμους ενεργειακούς πόρους.

### 7.4.1 Εξοικονόμηση ρύπων CO<sub>2</sub>

Σε αυτή την ενότητα παρουσιάζονται οι τόνοι διοξειδίου του άνθρακα που θα εξοικονομηθούν λόγω της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τη λειτουργία των έργων Α.Π.Ε. της έρευνας. Για τον προσδιορισμό των τόνων CO<sub>2</sub> που εξοικονομούνται από την λειτουργία κάθε έργου Α.Π.Ε. της έρευνας υποθέσαμε, αφού λάβαμε υπόψη το σημερινό ενεργειακό μείγμα της χώρας, ότι για κάθε παραγόμενη MWh που παράγεται στο διασυνδεδεμένο δίκτυο, στην περιφέρεια Κρήτης και στην περιφέρεια Αιγαίου εξοικονομούνται αντίστοιχα 1.16, 0.8 και 0.86 τόνοι CO<sub>2</sub>.





**Σχήμα 7.5** Εξοικονόμηση εκπομπών CO<sub>2</sub> (χιλιάδες τόνοι) σε ετήσια βάση ανά τεχνολογία

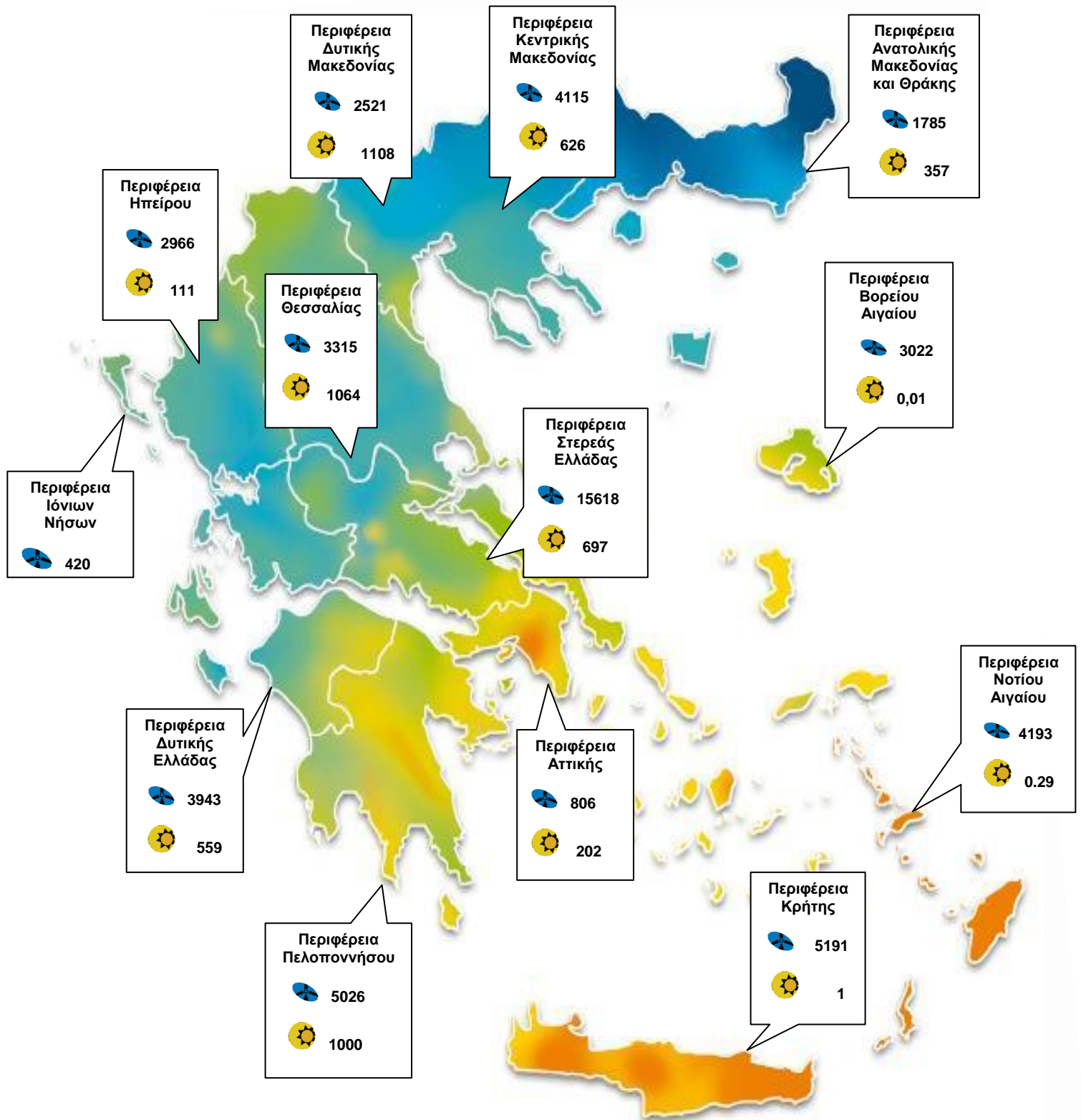
Όπως φαίνεται και στο Σχήμα 7.5 η εξοικονόμηση εκπομπών CO<sub>2</sub> αντανακλά τη σχετική κατανομή της ισχύος μεταξύ των 2 τεχνολογιών και εξαρτάται ευθέως από την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια.

**Πίνακας 7.6** Εξοικονόμηση εκπομπών CO<sub>2</sub> (χιλιάδες τόνοι) ανά περιφέρεια και ανά τεχνολογία

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ	ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ
Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης	1.785	357
Κεντρικής Μακεδονίας	4.115	626
Δυτικής Μακεδονίας	2.521	1.108
Ηπείρου	2.966	111
Θεσσαλίας	3.315	1.064
Στερεάς Ελλάδας	15.618	697
Αττικής	806	202
Πελοποννήσου	5.026	1.000
Δυτικής Ελλάδας	3.943	559
Κρήτης	5.139	1
Βορείου Αιγαίου	3.022	0,01
Νοτίου Αιγαίου	4.193	0,29
Ιονίων Νήσων	420	-

Οι περισσότεροι ρύποι CO<sub>2</sub> που εξοικονομούνται από αιολικά πάρκα ανήκουν στις περιφέρειες Στερεάς Ελλάδας και Κρήτης, ενώ οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί με την μεγαλύτερη συνεισφορά στην εξοικονόμηση ρύπων CO<sub>2</sub> ανήκουν στις περιφέρειες Δυτικής Μακεδονίας, Θεσσαλίας και Πελοποννήσου.

Κεφάλαιο 7ο Χαρακτηριστικά και επιπτώσεις έργων



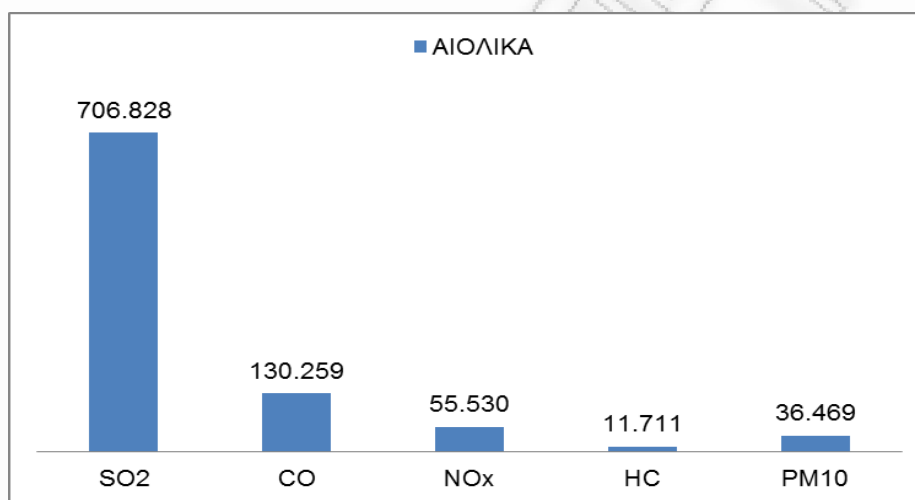
**Εικόνα 7.5** Προβλεπόμενη εξοικονόμηση εκπομπών CO<sub>2</sub> (χιλιάδες τόνοι) λόγω της λειτουργίας των έργων Α.Π.Ε. ανά τεχνολογία και ανά περιφέρεια

### 7.4.2 Εξοικονόμηση ρύπων SO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub>, HC, PM<sub>10</sub>

Με βάση το ενεργειακό μείγμα της χώρας και τους παρακάτω συντελεστές για κάθε κατηγορία ρύπου προσδιορίσαμε τους ρύπους SO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub>, HC, PM<sub>10</sub> που εξοικονομούνται από την λειτουργία κάθε έργου Α.Π.Ε. της έρευνας.

**Πίνακας 7.7** Συντελεστής ανά ρύπο (τόνοι ανά παραγόμενη μεγαβατώρα)

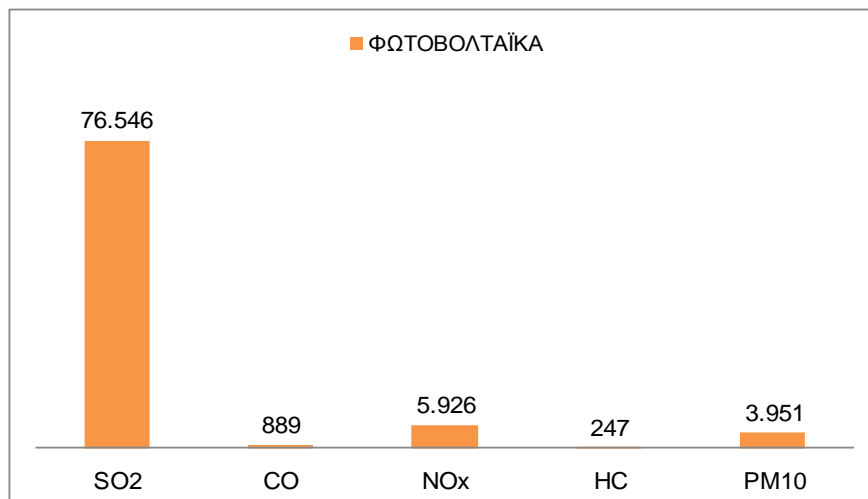
	SO <sub>2</sub>	CO	NO <sub>x</sub>	HC	PM <sub>10</sub>
<b>Συντελεστής ανά ρύπο</b>	15,5	0,18	1,2	0,05	0,8



**Σχήμα 7.6** Εξοικονόμηση εκπομπών SO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub>, HC, PM<sub>10</sub> (χιλιάδες τόνοι) σε ετήσια βάση- αιολικά πάρκα

**Πίνακας 7.8** Εξοικονόμηση εκπομπών SO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub>, HC, PM<sub>10</sub> (χιλιάδες τόνοι) σε ετήσια βάση ανά περιφέρεια- αιολικά πάρκα

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ	SO <sub>2</sub>	CO	NO <sub>x</sub>	HC	PM <sub>10</sub>
Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης	23.858	277	1.847	77	1.231
Κεντρικής Μακεδονίας	3.547	54.981	638	4.257	177
Δυτικής Μακεδονίας	81.845	950	6.336	264	4.224
Ηπείρου	39.628	460	3.068	128	2.045
Θεσσαλίας	44.300	514	3.430	143	2.286
Στερεάς Ελλάδας	208.695	2.424	16.157	673	10.771
Αττικής	10.767	125	834	35	556
Πελοποννήσου	4.333	67.161	780	5.200	217
Δυτικής Ελλάδας	52.682	612	4.079	170	2.719
Κρήτης	99.578	1.156	7.709	321	5.139
Βορείου Αιγαίου	54.463	632	4.217	176	2.811
Νοτίου Αιγαίου	75.568	878	5.850	244	3.900
Ιονίων Νήσων	7.564	88	586	24	390



**Σχήμα 7.7** Εξοικονόμηση εκπομπών SO<sub>2</sub>,CO, NO<sub>x</sub>,HC,PM<sub>10</sub> (χιλιάδες τόνοι) σε ετήσια βάση- φωτοβολταϊκοί σταθμοί

**Πίνακας 7.9** Εξοικονόμηση εκπομπών SO<sub>2</sub>,CO, NO<sub>x</sub>,HC,PM<sub>10</sub> (χιλιάδες τόνοι) σε ετήσια βάση ανά περιφέρεια- φωτοβολταϊκοί σταθμοί

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ	SO <sub>2</sub>	CO	NO <sub>x</sub>	HC	PM <sub>10</sub>
Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης	4.772	55	369	15	246
Κεντρικής Μακεδονίας	8.359	97	647	27	431
Δυτικής Μακεδονίας	14.805	172	1.146	48	764
Ηπείρου	1.484	17	115	5	77
Θεσσαλίας	14.218	165	1.101	46	734
Στερεάς Ελλάδας	9.317	108	721	30	481
Αττικής	2.705	31	209	9	140
Πελοποννήσου	13.365	155	1.035	43	690
Δυτικής Ελλάδας	7.474	87	579	24	386
Κρήτης	23	0,3	2	0,1	1
Βορείου Αιγαίου	0,2	0,002	0,01	0,001	0,01
Νοτίου Αιγαίου	23	0,3	2	0,1	1

Δεδομένου ότι η βάση υπολογισμού των τόνων ρύπων SO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub>, HC, PM<sub>10</sub> που εξοικονομούνται λόγω της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. είναι η παραγόμενη μεγαβατώρα, προκύπτει ότι υπάρχει η ίδια γεωγραφική διασπορά ανά τεχνολογία με αυτή που παρατηρείται με τους ρύπους CO<sub>2</sub> που εξοικονομούνται από τα έργα Α.Π.Ε. του δείγματος.

## 7.5 Βιβλιογραφία κεφαλαίου

- [1] Ελληνική Στατιστική Υπηρεσία της Ελλάδος,(Μάρτιος 2011) Δελτίου τύπου: «Έρευνα εργατικού Δυναμικού – Δ τρίμηνο 2010».
- [2] Ελληνική Στατιστική Υπηρεσία της Ελλάδος(Μάρτιος 2011),«Περιφερειακοί Λογαριασμοί 2009» (προσωρινά στοιχεία).
- [3] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ιούλιος 2001),«Οδηγός Αξιολόγησης αιτήσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και μικρή ΣΗΘ», Ρ.Α.Ε., Αθήνα.
- [4] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, Αρχείο αιτήσεων και αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας του τμήματος Α.Π.Ε. της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας.
- [5] Ζερβός Αρθούρος (2008),«Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας», Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών, Αθήνα.
- [6] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (2011),«Κανονισμός Αδειών Παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (Αριθ. ΥΑΠΕ/Φ1/14810/25.10.2011),Υ.Π.Ε.ΚΑ.
- [7] Τουρκολιάς Χ. (ΕΜΠ), Μοιρασγεντής Σ. (Ινστ. Ερευνών Περιβάλλοντος και Βιώσιμης Ανάπτυξης, ΕΑΑ), Δαμίγος Δ., Διακουλάκη Δ. (ΕΜΠ). (2010) «Ανάλυση Κόστους Οφέλους σεναρίων ηλεκτροπαραγωγής για το 2020».
- [8] Tourkolias C., Mirasgedis.S, (2010) «Quantification and monetization of employment benefits associated with renewable energy technologies in Greece», Renewable and Sustainable Energy Reviews submitted.
- [9] Εργαστήριο Βιομηχανικής & Ενεργειακής Οικονομίας του Ε.Μ.Π-Στατιστικά στοιχεία.

## Κεφάλαιο 8<sup>ο</sup> Οικονομική Αποδοτικότητα έργων Α.Π.Ε.

### 8.1 Εισαγωγή

Η εγκατάσταση και εκμετάλλευση ενός συστήματος Α.Π.Ε. αποτελεί μια επένδυση. Σε κάθε επένδυση δεσμεύονται σήμερα οικονομικοί πόροι, με την προσδοκία κάποιων ωφελειών στο μέλλον. Οι περισσότερες επενδύσεις σε Α.Π.Ε., ανεξάρτητα από το φορέα που τις υλοποιεί, χαρακτηρίζονται από σημαντικό αρχικό κόστος επένδυσης, σχετικά χαμηλό κόστος λειτουργίας, ενώ τα οφέλη προκύπτουν από την παραγωγή ή την εξοικονόμηση ενέργειας.

Η οικονομική βιωσιμότητα μιας τέτοιας επένδυσης εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, οι κυριότεροι των οποίων είναι το κόστος αγοράς του εξοπλισμού, το κόστος γης και έργων υποδομής, το ενεργειακό δυναμικό της περιοχής, τα λειτουργικά χαρακτηριστικά της τεχνολογίας και τη διάρκεια ζωής της, η αξία της ενέργειας που παράγεται ή υποκαθίσταται, το κόστος του χρήματος, το νομοθετικό πλαίσιο και οι κανόνες της αγοράς.

Η προώθηση της επένδυσης προϋποθέτει τη μελέτη, τον προγραμματισμό και τον συντονισμό πολλών δραστηριοτήτων υπό το πρίσμα:

- Επιχειρηματικό: δέσμευση οικονομικών πόρων, ανάληψη ευθυνών, πρωτοβουλιών και κινδύνων.
- Τεχνικό: επιλογή τεχνολογίας, τεχνικός σχεδιασμός.
- Χρηματοδοτικό: εξασφάλιση των αναγκαίων χρηματικών κεφαλαίων για την ταμειακή εξυπηρέτηση της επένδυσης.
- Οικονομικό: εξασφάλιση της οικονομικής αποδοτικότητας μετά από έλεγχο των χρηματικών εισροών και εκροών.
- Χωροταξικό: επιλογή της κατάλληλης τοποθεσίας.
- Περιβαλλοντικό: έλεγχος των επιπτώσεων στο φυσικό και πολιτιστικό περιβάλλον.
- Κοινωνικό: έλεγχος των επιπτώσεων στο κοινωνικό περιβάλλον.

## **8.2 Α.Π.Ε. και κόστος παραγωγής**

Σήμερα το κόστος παραγωγής ηλεκτρισμού ή θερμότητας από Α.Π.Ε., σε σύγκριση με τη χρήση συμβατικών καυσίμων είναι σε αρκετές περιπτώσεις υψηλότερο. Ωστόσο, το μέσο κόστος παραγωγής επηρεάζεται ελάχιστα λόγω της περιθωριακής ακόμα συμμετοχής των Α.Π.Ε. στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας.

Το πραγματικό ερώτημα είναι αν μακροπρόθεσμα η προώθηση της χρήσης των Α.Π.Ε. θα επηρεάσει αρνητικά το κόστος παραγωγής της ενέργειας και επομένως το κόστος διαβίωσης των πολιτών και την ανταγωνιστικότητα των εγχώριων προϊόντων. Ωστόσο, οι τάσεις που διαμορφώνονται διεθνώς δεν αφήνουν περιθώρια πραγματικής ανησυχίας.

Έτσι, είναι σαφές ότι το κόστος των τεχνολογιών Α.Π.Ε. μειώνεται ραγδαία με την επέκταση της χρήσης τους και συνεπώς με τη μαζική παραγωγή τους. Ορισμένες τεχνολογίες είναι ήδη ανταγωνιστικές και προβλέπεται ότι το ίδιο θα συμβεί και με πολλές από τις υπόλοιπες.

Αντίθετα είναι εξίσου σαφές ότι με την βαθμιαία κατανόηση του εξωτερικού κόστους που συνεπάγεται η παραγωγή ενέργειας, η χρήση των συμβατικών καυσίμων θα επιβαρυνθεί είτε άμεσα με φόρους είτε έμμεσα με περιορισμούς εκπομπών ρύπων που οδηγούν σε ειδικές επενδύσεις υψηλού κόστους.

## **8.3 Το εξωτερικό κόστος της ενέργειας**

Είναι ευρύτερα γνωστό ότι η παραγωγή και χρήση της ενέργειας συνοδεύεται από ποικίλες και σημαντικές επιπτώσεις στο φυσικό και κοινωνικό περιβάλλον, οι οποίες μέχρι σήμερα σε μεγάλο βαθμό αγνοήθηκαν κατά τον ενεργειακό σχεδιασμό, τόσο κατά τη λήψη των αποφάσεων όσο και τη διαμόρφωση των τιμών. Οι επιπτώσεις αυτές συμβάλλουν στην μεταβολή του επιπέδου κοινωνικής ευημερίας, συνιστούν επομένως ένα περιβαλλοντικό κόστος το οποίο όμως δεν εντάσσεται στο ισχύον σύστημα αξιών. Η αποτίμηση αυτού του περιβαλλοντικού κόστους είναι μια ιδιαίτερα περίπλοκη διαδικασία, και γι αυτό απαιτεί την έκφραση σε χρηματικούς όρους μιας σειράς μη εμπορεύσιμων

αγαθών όπως είναι η ανθρώπινη ζωή, η βιοποικιλότητα, η εξαντλησιμότητα των φυσικών πόρων, κ.λ.π.

Την τελευταία δεκαετία σημαντικές προσπάθειες προς την κατεύθυνση αυτή έχουν καταβληθεί από την επιστημονική κοινότητα και παρά το γεγονός ότι αρκετά μεθοδολογικά προβλήματα εξακολουθούν να υφίστανται έχει επιτευχθεί η αποτίμηση του περιβαλλοντικού κόστους από τη χρήση διαφόρων ενεργειακών συστημάτων και τεχνολογιών. Έτσι το «εξωτερικό κόστος» αποδεικνύεται ιδιαίτερα υψηλό για τα συμβατικά καύσιμα και κατά σειρά σημασίας για τον άνθρακα (περισσότερο για το λιγνίτη), για τα πετρελαιοειδή (περισσότερο για το μαζούτ), αλλά και για το φυσικό αέριο. Αντίθετα οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας εμφανίζονται πιο φιλικές προς το περιβάλλον και η χρήση τους συνοδεύεται ουσιαστικά από αμελητέο περιβαλλοντικό κόστος.

Γίνεται επομένως αυτονόητο ότι η ενσωμάτωση του περιβαλλοντικού κόστους στη διαδικασία λήψης των ενεργειακών αποφάσεων μεταβάλλει την κυρίαρχη αντίληψη περί κόστους των διαφόρων χρησιμοποιούμενων πηγών ενέργειας. Αποδεικνύεται ότι οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι τεχνικά εφικτό, οικονομικά αποδεκτό και περιβαλλοντικά επιβεβλημένο να παίξουν έναν πολύ σημαντικότερο ρόλο από εκείνον που τους προσδιορίζει το ισχύον σύστημα αξιών.

#### **8.4 Στοιχεία κόστους επενδύσεων σε έργα Α.Π.Ε.**

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται τα σημαντικότερα στοιχεία κόστους των επενδύσεων σε έργα Α.Π.Ε. Για τον προσδιορισμό των στοιχείων κόστους των συγκεκριμένων επενδύσεων επεξεργαστήκαμε τα συνολικά επιχειρηματικά σχέδια των έργων του δείγματος και καταγράψαμε τις μέσες τιμές που λαμβάνουν για κάθε κατηγορία κόστους προκειμένου να είναι πιο εύκολη η σύγκριση ανάμεσα στις δύο τεχνολογίες.



### 8.4.1 Προϋπολογισμός έργων Α.Π.Ε.

**Πίνακας 8.1** Προϋπολογισμός έργων Α.Π.Ε. δείγματος

	<b>Αιολικά</b>	<b>Φωτοβολταϊκά</b>
<b>Στοιχεία κόστους</b>	<b>% του συνολικού προϋπολογισμού</b>	
Μελέτες και αδειοδότηση	1,5%-2,5%	1,5%-2,5%
H/M εξοπλισμός		
Ανεμογεννήτριες/πύργοι εξοπλισμοί	72%-78%/10%-14%	
Φωτοβολταϊκά πλαίσια/μετασχηματιστές		60%-75%/5%-8%
Μεταφορά		4%-9%
Διασύνδεση με το δίκτυο	4%-8%	0,2%-2%
Έργα υποδομής (πλατφόρμα από μπετόν, μεταλλική βάση, περίφραξη)	8%-12%	10%-18%
Εγκατάσταση & δοκιμή καλής λειτουργίας		4%-8%

Σύμφωνα με τον ανωτέρω πίνακα παρατηρούμε ότι και για τις δύο τεχνολογίες το μεγαλύτερο μέρος της δαπάνης για την υλοποίηση τους καταλαμβάνει η αγορά του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού. Σημαντικό επίσης μέρος του προϋπολογισμού των συγκεκριμένων ενεργειακών επενδύσεων καταλαμβάνουν τα έργα υποδομής.

### 8.4.2 Τάσεις μεταβολής του κόστους υλοποίησης των έργων Α.Π.Ε.

Οι τάσεις μεταβολής τους κόστους προμήθειας του βασικού εξοπλισμού των ανεμογεννητριών καθορίζονται από τις σχετικές διεθνείς τάσεις. Έτσι, κατά τα μέσα της δεκαετίας του 2000 παρατηρήθηκε μια σημαντική αύξηση του κόστους. Η τάση αυτή σταθεροποιήθηκε προς το τέλος της δεκαετίας και ακολούθησε στη συνέχεια μια πτωτική πορεία, που σε μερικούς κατασκευαστές ξεπέρασε κατά μέσο όρο το 5% κατά την τελευταία τετραετία. Ωστόσο, τα υπόλοιπα στοιχεία κόστους για την ανάπτυξη ενός αιολικού πάρκου που σχετίζονται κυρίως με τα χαρακτηριστικά της χωροθέτησής του και της διασύνδεσής του με το δίκτυο έχουν αυξηθεί σημαντικά. Ειδικότερα, το κόστος των συνοδών έργων (ηλεκτρική διασύνδεση και οδοποιία) βαίνει συνεχώς αυξανόμενο - σε απόλυτο μέγεθος ανά MW εγκατεστημένης ισχύος- εξαιτίας της αυξανόμενης τεχνικής δυσκολίας που αντιμετωπίζουν τα νέα έργα (μεγαλύτερες αποστάσεις από τα δίκτυα, εγκαταστάσεις σε περίπλοκο ανάγλυφο, κλπ.). Συνολικά, τα τελευταία 4 χρόνια το κόστος επένδυσης έχει αυξηθεί κατά μέσο όρο περίπου 6-8%. Σήμερα ένα τυπικό κόστος επένδυσης για ένα χερσαίο αιολικό πάρκο, διαμορφώνεται ως εξής:

Τυπικό κόστος κατασκευής αιολικού πάρκου (μη συμπεριλαμβανομένου του κόστους ηλεκτρικής διασύνδεσης), όπου περιλαμβάνεται πέρα του εξοπλισμού το κόστος ανάπτυξης, το κόστος μελετών αδειοδότησης κλπ, και το χρηματοοικονομικό κόστος για την περίοδο κατασκευής του. Το κόστος αυτό εκτιμάται κατ' αρχήν μεταξύ 1,1-1,2 εκατ. €/MW, αλλά μπορεί να παρουσιάζει σημαντικές αποκλίσεις. Για τα αιολικά πάρκα που αναπτύσσονται στα νησιά, το κόστος αυξάνεται περίπου κατά 15% λόγω των επιπρόσθετων παραμέτρων κόστους που σχετίζονται τόσο με τη μεταφορά του εξοπλισμού όσο και με τα αντίστοιχα έργα για τη χωροθέτηση και εγκατάστασή του.

Τυπικό κόστος διασύνδεσης, το οποίο λαμβάνοντας υπόψη και το ιδιαίτερο γεωγραφικό ανάγλυφο στις περιοχές που παρουσιάζεται σημαντικό αιολικό δυναμικό, αποτελεί σημαντική συνιστώσα του συνολικού κόστους και θεωρείται, για τους σκοπούς της παρούσας, ότι κυμαίνεται μεταξύ 0,1-0,25 εκατ. €/MW, οδηγώντας σε μια επιπλέον επιβάρυνση μέχρι και 15% του κόστους κατασκευής ανάλογα βέβαια και με τα τεχνικά χαρακτηριστικά του έργου. Σε αρκετές περιπτώσεις, καθώς επίσης και στα έργα μεγάλης κλίμακας, που είναι απαραίτητα για την προσέγγιση του εθνικού στόχου και που περιλαμβάνουν εκτός των άλλων και διασυνδέσεις νήσων, το κόστος σύνδεσης ξεπερνά σαφώς τα 0,3 εκατ. €/MW και το 20% του συνολικού κόστους κατασκευής.

Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω, το κόστος κατασκευής ενός τυπικού αιολικού πάρκου λαμβάνεται ίσο με: 1.350 €/kW, για το ηπειρωτικό σύστημα και τα διασυνδεδεμένα νησιά, με τυπική εγκατεστημένη ισχύ τα 30MW και 1.550 €/kW, για τα μη διασυνδεδεμένα νησιά, με τυπική εγκατεστημένη ισχύ τα 10MW.

Σε αντίθεση με τα αιολικά πάρκα, τα τελευταία χρόνια το κόστος προμήθειας των φωτοβολταϊκών πάνελ στην Ελλάδα έχει μειωθεί σημαντικά, ακολουθώντας τις διεθνείς τάσεις, συμπαρασύροντας σε μεγάλο ποσοστό και το συνολικό κόστος κατασκευής ενός έργου. Δεδομένου του μεγάλου ενδιαφέροντος για ανάπτυξη Φ/Β σταθμών έχει αυξηθεί το κόστος σύνδεσής τους λόγω αύξησης των αποστάσεων από τα δίκτυα. Ωστόσο, το μερίδιο των επιμέρους κατηγοριών κόστους κατασκευής και ανάπτυξης ενός Φ/Β έργου (πέρα από τα Φ/Β πάνελ), είναι ιδιαίτερα υψηλό και κυμαίνεται σήμερα μεταξύ 40-60% στο συνολικό κόστος κατασκευής και αναμένεται να παραμείνει σχετικά σταθερό σε επίπεδο κόστους τα επόμενα χρόνια. Το υψηλό αυτό ποσοστό είναι αποτέλεσμα των διαφορετικών

παραμέτρων επηρεασμού των συνιστωσών κόστους σε σχέση με τον τύπο και το μέγεθος της εγκατάστασης.

Σήμερα το κόστος επένδυσης για ένα τυπικό Φ/Β πάρκο, για τις παραπάνω τέσσερις κατηγορίες διαμορφώνεται ως εξής: για σταθμό επί εδάφους εγκατεστημένης ισχύος 100kWp σε 2.100 - 2.800 €/kW, για σταθμό επί εδάφους εγκατεστημένης ισχύος 500kWp σε 1.900 - 2.200 €/kW, για σταθμό επί εδάφους εγκατεστημένης ισχύος 2MWp σε 1.750-1.900 €/kW.

Συγκριτικά με τις άλλες τεχνολογίες, θα πρέπει να συνεκτιμηθεί και μια μελλοντική μείωση του κόστους του Φ/Β εξοπλισμού-γεννητριών, περίπου της τάξης του 5% ανά εξάμηνο για τα επόμενα δύο έτη. Αυτή η μείωση, αν υπολογιστεί στο συνολικό κόστος κατασκευής αναμένεται να το οδηγήσει σε μια ετήσια μείωση της τάξης του 4-5%.

#### 8.4.3 Δαπάνη Φ.Π.Α. και αποσβέσεων

**Πίνακας 8.2** Δαπάνη για Φ.Π.Α. και αποσβέσεις έργων Α.Π.Ε. δείγματος

Στοιχεία κόστους	ΦΠΑ	Αποσβέσεις
Μελέτες και αδειοδότηση	23%	10%
H/M εξοπλισμός		
Ανεμογεννήτριες/πύργοι εξοπλισμοί	-	10%
Φωτοβολταϊκά πλαίσια/inverter	-	10%
Μεταφορά	23%	10%
Διασύνδεση με το δίκτυο	23%	10%
Έργα υποδομής (πλατφόρμα από μπετόν, μεταλλική βάση, περίφραξη)	23%	10%
Εγκατάσταση & δοκιμή καλής λειτουργίας	23%	10%

Η δαπάνη για το Φ.Π.Α. αλλά και η δαπάνη για την ετήσια απόσβεση των επενδύσεων δεν διαφοροποιείται από τεχνολογία σε τεχνολογία. Ο H/M εξοπλισμός των έργων Α.Π.Ε. όταν είναι εισαγόμενος απαλλάσσεται του Φ.Π.Α. Ο συντελεστής των ετήσιων αποσβέσεων τον ορίζει ο εκάστοτε επενδυτής με βάση την φορολογική νομοθεσία.

Οι αποσβέσεις αντιπροσωπεύουν τη σταδιακή μείωση της αξίας των πάγιων περιουσιακών στοιχείων μίας επένδυσης (δηλαδή του κόστους κατασκευής) και πραγματοποιούνται για την επανάκτηση του αρχικού κεφαλαίου και την τυχόν αντικατάσταση του εξοπλισμού μετά το πέρας της διάρκειας ζωής του.

#### 8.4.4 Βραχυπρόθεσμα και μακροπρόθεσμα δάνεια

**Πίνακας 8.3** Βραχυπρόθεσμα και μακροπρόθεσμα δάνεια για την υλοποίηση των έργων Α.Π.Ε.

Στοιχεία κόστους	Αιολικά	Φωτοβολταϊκά
<b>Μακροδάνειο</b>		
Κατασκευαστική περίοδος (μήνες)	12 μήνες κατά μέσο όρο	6 μήνες κατά μέσο όρο
Αμοιβές Τραπέζης (% - 1000€)	1%	1%
Αμοιβές Συμβούλων (% - 1000€)	0,25%	0,25%
Μέσο ετήσιο επιτόκιο δανεισμού	9% κατά μέσο όρο	9% κατά μέσο όρο
Διάρκεια αποπληρωμής δανείου (έτη)	έως 12 έτη	έως 12 έτη
<b>Βραχυδάνειο</b>		
Επιτόκιο για το βραχυδάνειο	9% κατά μέσο όρο	9% κατά μέσο όρο
Έξοδα ίδρυσης, κ.α (% των ιδίων κεφαλαίων - 1000€)	1,2% κατά μέσο όρο	1,2% κατά μέσο όρο

Όταν η υλοποίηση των συγκεκριμένων επενδύσεων πραγματοποιείται κατά ένα μέρος ή εξ' ολοκλήρου με τραπεζική χρηματοδότηση συνήθως έχουμε δύο είδη δανείων. Ένα για την κάλυψη βραχυπρόθεσμων αναγκών (βραχυδάνειο) και ένα που έχει διάρκεια συνήθως έως 12 έτη και συνάπτεται με σκοπό την αγορά του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού. Τα χαρακτηριστικά των συγκεκριμένων δανείων παρουσιάζονται αναλυτικά στον ανωτέρω πίνακα.

Στην περίπτωση σύναψης δανείου για την κάλυψη μέρους της χρηματοδότησης του έργου, προβλέπεται κάθε έτος η καταβολή τοκοχρεολυσίων. Χαρακτηριστικά μεγέθη του δανείου αποτελούν το δανειακό κεφάλαιο, το επιτόκιο δανεισμού, ο χρόνος εξόφλησης του, ο τρόπος αποπληρωμής (σταθερό ή μεταβλητό τοκοχρεολύσιο) και η πιθανή περίοδος χάριτος (δηλαδή το χρονικό διάστημα που δεν υπάρχει υποχρέωση καταβολής χρεολυτικών δόσεων).

Η εκταμίευση του δανείου γίνεται είτε με την έναρξη λειτουργίας του έργου είτε στο στάδιο της κατασκευής. Στην πρώτη περίπτωση θα πρέπει να ληφθεί υπόψη το κόστος εξυπηρέτησης του ποσού που θα προέλθει από δανεισμό για την κάλυψη του κεφαλαίου κίνησης. Στη δεύτερη περίπτωση θα πρέπει να ληφθούν υπόψη οι τόκοι της περιόδου μέχρι τη στιγμή που θα πραγματοποιούνται εισπράξεις από την λειτουργία του έργου προκειμένου να εξυπηρετηθεί το δάνειο. Η εν λόγω περίπτωση συνήθως ρυθμίζεται μέσω περιόδου χάριτος, οι τόκοι της οποίας κεφαλαιοποιούνται και αυξάνουν το αρχικό ποσό του δανείου. Το επιτόκιο δανεισμού διαφοροποιείται ανάλογα με τα χαρακτηριστικά του επενδυτή, το ύψος του δανείου, καθώς και το γενικότερο οικονομικό περιβάλλον.

### 8.4.5 Λειτουργικό κόστος

Για την ορθή λειτουργία των έργων Α.Π.Ε. δαπανούνται σε ετήσια βάση σημαντικά κεφάλαια. Αυτά αφορούν δαπάνες για την κατανάλωση της ενέργειας, την συντήρηση του μηχανολογικού εξοπλισμού καθώς και για την ασφάλιση του έργου. Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζονται αναλυτικά οι συγκεκριμένες δαπάνες.

**Πίνακας 8.4** Στοιχεία λειτουργικού κόστους έργων Α.Π.Ε.

Στοιχεία κόστους	Αιολικά	Φωτοβολταϊκά
	% του συνολικού προϋπολογισμού	
Προσωπικό: Άτομα/ετήσιο κόστος ανά άτομο	2/15.000€	2/15.000€
Ετήσιο κόστος συντήρησης Η/Μ (% κόστους Η/Μ - €)	1%	1%
Ασφάλιστρο (% κόστους Η/Μ - €)	0,35%	0,35%
Εγγύηση		
Περίοδος εγγύησης (έτη)	2 έτη	5 έτη
Μειωμένο κόστος συντήρησης Η/Μ εξοπλισμού λόγω εγγύησης (μείωση κατά %)	40%	40%
Μειωμένο κόστος ασφάλισης Η/Μ εξοπλισμού λόγω εγγύησης (μείωση κατά %)	20%	20%
Ανταποδοτικό τέλος (% των εσόδων)	3%	0%
Κατανάλωση ενέργειας		
Κατανάλωση ενέργειας (KWh)	10-15 KWh/kw	10-15 KWh/kw
Τιμή αγοράς ενέργειας προς κατανάλωση (€/KWh)	Τιμή σύμφωνα με το βιομηχανικό τιμολόγιο	Τιμή σύμφωνα με το βιομηχανικό τιμολόγιο
Λοιπά & Απρόβλεπτα		
(% του λειτουργικού κόστους)	3%	3%
Διοίκηση-ετήσιο κόστος (€)	1.000(€/MW)	1.000(€/MW)

### 8.4.6 Κόστος αποξήλωσης

Στο πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζεται μια επίσης σημαντική δαπάνη η οποία όμως πραγματοποιείται στο τέλος της ωφέλιμης ζωής ενός έργου Α.Π.Ε., αυτού του κόστους αποξήλωσης. Στο σημείο αυτό θα πρέπει να επισημάνουμε ότι σημαντική υπολειμματική αξία διαθέτει και ο τεχνολογικός εξοπλισμός των έργων Α.Π.Ε. η οποία προσμετράτε τόσο στον υπολογισμό της καθαρής παρούσας αξίας όσο και στον υπολογισμό του εσωτερικού βαθμού απόδοσης.

Πίνακας 8.5 Κόστους αποξήλωσης έργων Α.Π.Ε.

Στοιχεία κόστους	Αιολικά	Φωτοβολταϊκά
	% του συνολικού προϋπολογισμού	
Αποξήλωση Η/Μ εξοπλισμού και μεταφορά εγκαταστάσεων (% του αρχικού κόστους μεταφοράς και εγκατάστασης)	40%	20%
Αποκατάσταση Περιβάλλοντος (% του κόστους των έργων υποδομής & πολιτικού μηχανικού)	20%	20%

## 8.5 Παρουσίαση λογισμικού

Για τον προσδιορισμό της οικονομικής αποδοτικότητας των έργων Α.Π.Ε. του δείγματος (βασικό σενάριο) λάβαμε υπόψη τα παραπάνω στοιχεία κόστους, μια σειρά παραδοχών που παρουσιάζονται στην συνέχεια και χρησιμοποιήσαμε δύο προγράμματα λογισμικού, ένα για κάθε τεχνολογία, που με την βοήθεια τους υπολογίσαμε ορισμένους χρηματοοικονομικούς δείκτες. Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται ορισμένες εικόνες από τα λογισμικά που χρησιμοποιήθηκαν για τον προσδιορισμό της οικονομικής αποδοτικότητας των έργων Α.Π.Ε. του δείγματος.

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following data tables:

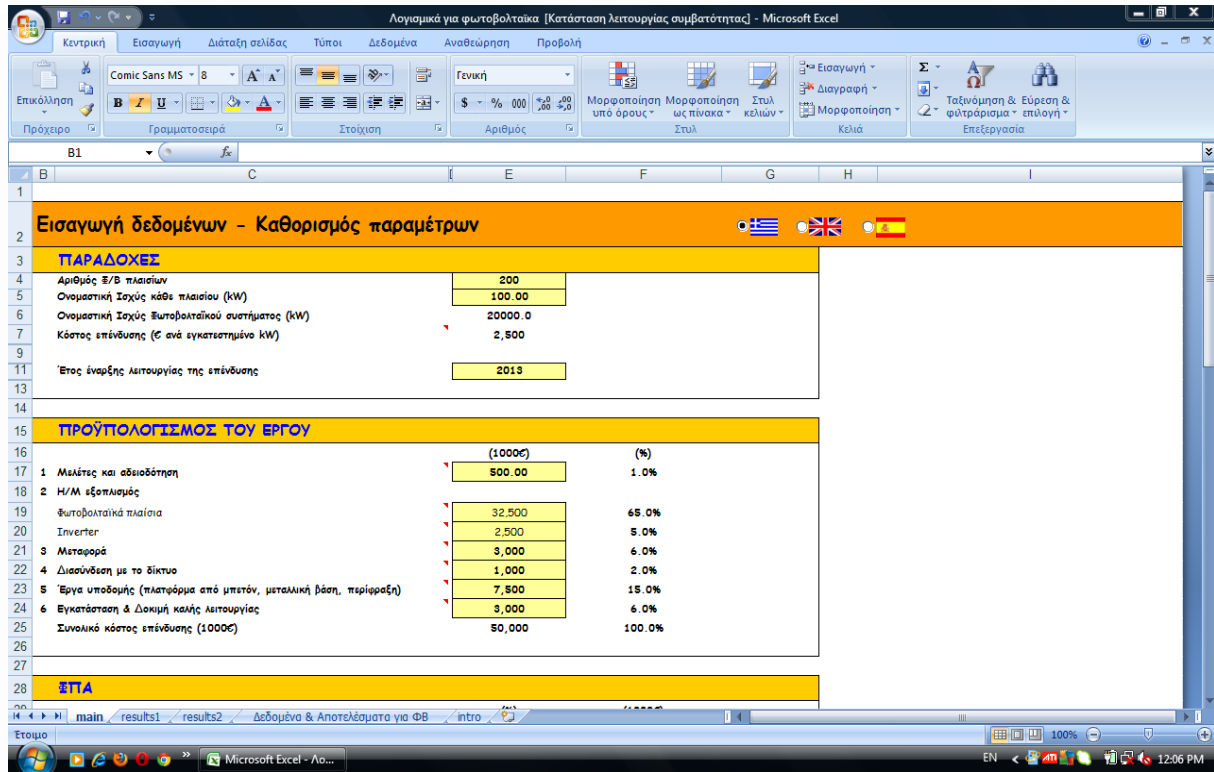
Εισαγωγή δεδομένων - Καθορισμός παραμέτρων		
<b>ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ</b>		
Αριθμός Ανεμογεννητριών	1	
Ονομαστική Ισχύς κάθε Ανεμογεννητριάς (MW)	954.00	
Ονομαστική Ισχύς Αιολικού Πάρκου (MW)	954.0	
Κόστος επένδυσης (€ ανά εγκαταστημένο kW)	1,250	
Κόστος επένδυσης (1000€)	1,192,500	
Έτος έναρξης λειτουργίας της επένδυσης	2012	

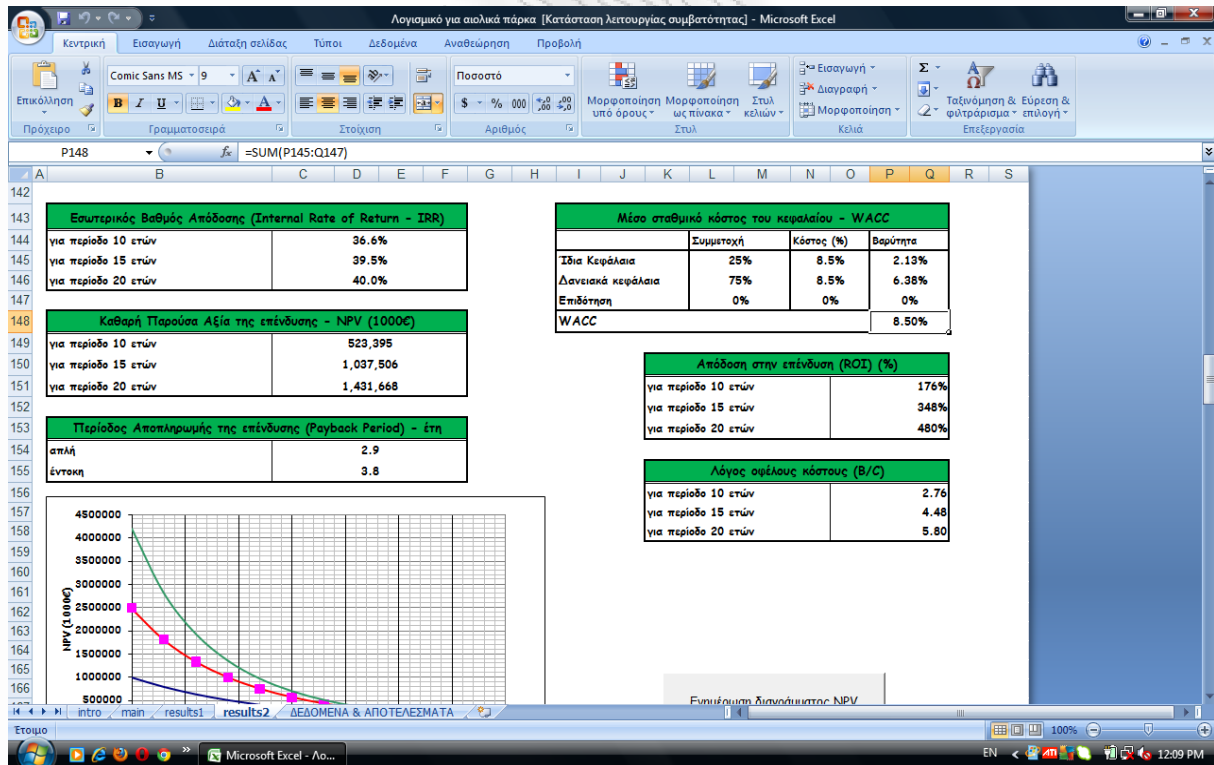
ΠΡΟΫΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΟΥ ΕΡΓΟΥ		
	(1000€)	(%)
1 Μαύρες και αβιοδότση	23850	2.0%
2 Η/Μ εξοπλισμός	942,075	79.0%
Ανεμογεννητρίες (1 x 954MW)	834,750	70.0%
ERC contract (πύργοι, ΗΜ εξοπλ., κλπ)	107,325	9.0%
3 Έργα υποδομής & Πολιτικού Μηχανικού	107,325	9.0%
4 Διασύνδεση με το δίκτυο	119,250	10.0%
Συνολικό κόστος επένδυσης (1000€)	1,192,500	100.0%

Εικόνα 8.1 Εισαγωγή παραδοχών για τον υπολογισμό οικονομικών δεικτών (αιολικό πάρκο)

## Κεφάλαιο 8ο Οικονομική Αποδοτικότητα έργων Α.Π.Ε.



Εικόνα 8.2 Εισαγωγή παραδοχών για τον υπολογισμό οικονομικών δεικτών (φωτοβολταϊκός σταθμός)



Εικόνα 8.3 Εξαγωγή αποτελεσμάτων για οικονομικούς δείκτες

## 8.6 Παραδοχές υπολογισμών

Για τους υπολογισμούς των οικονομικών δεικτών των έργων Α.Π.Ε. του δείγματος (για το βασικό σενάριο) γίνανε οι παρακάτω υποθέσεις:

### Χρηματοδοτικό σχήμα:

- Το ποσοστό των ιδίων κεφαλαίων των επενδύσεων είναι το 25%.
- Το ποσοστό των ξένων κεφαλαίων, (δανεισμού) είναι το 75%.
- Οι επενδύσεις δεν λαμβάνουν καμία μορφή επιχορήγησης, μολονότι τα αιολικά πάρκα δικαιούνται με βάση τον νέο αναπτυξιακό νόμο, ν.3908/2011.

Αναφορικά με την κρατική επιχορήγηση, πρέπει να αναφερθεί ότι σύμφωνα με το ν.3908/2011 για την ενίσχυση των ιδιωτικών επενδύσεων, καθορίζονται τρεις ζώνες με κριτήριο το επίπεδο ανάπτυξης σε σύγκριση με το μέσο όρο της χώρας, ενώ οι επιχειρήσεις κατηγοριοποιούνται σε μεγάλες, μεσαίες, μικρές και πολύ μικρές. Το ποσοστό ενίσχυσης κάθε επενδυτικού σχεδίου κυμαίνεται από 15 - 40% και εξαρτάται από το μέγεθος του φορέα της επένδυσης και από την γεωγραφική περιοχή στην οποία υλοποιείται.

Ειδικά στα μεγάλα επενδυτικά σχέδια (ελάχιστου ύψους επένδυσης 50 εκ. ευρώ), στο ν.3908/2011 προβλέπεται σταδιακή απομείωση του αρχικού ποσοστού επιχορήγησης που προβλέπεται για τη συγκεκριμένη περιοχή για κάθε επιπλέον 50 εκατ. € αρχικό κόστος επένδυσης.

Ειδικότερα:

- i. για το τμήμα μέχρι πενήντα εκατομμύρια (50.000.000) ευρώ παρέχεται το 100% του κατά περίπτωση ανώτατου ορίου περιφερειακής ενίσχυσης.
- ii. για το τμήμα που υπερβαίνει τα πενήντα εκατομμύρια (50.000.000) ευρώ μέχρι και εκατό εκατομμύρια (100.000.000) ευρώ παρέχεται το 50% του κατά περίπτωση ανώτατου ορίου περιφερειακής ενίσχυσης.
- iii. για το τμήμα που υπερβαίνει τα εκατό εκατομμύρια (100.000.000) ευρώ παρέχεται το 30% του κατά περίπτωση ανώτατου ορίου περιφερειακής ενίσχυσης.



Ειδικά για τα έργα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε., πρέπει να επισημανθεί ότι όσα από αυτά επιχορηγηθούν στο πλαίσιο αυτό του ν.3908/2011, δεν δικαιούνται την επιπρόσθετη προσαύξηση στην τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (για τις κατηγορίες έργων που προβλέπονται στο ν.3851/10).

- Η διάρκεια ζωής όλων των επενδύσεων είναι 20 έτη.
- Η περίοδος αποπληρωμής του μακροπρόθεσμου δανείου είναι τα 10 έτη.
- Τα ετήσια λειτουργικά έξοδα κάθε έργου αντιπροσωπεύουν το 3% των ακαθάριστων εσόδων από την λειτουργία των έργων.
- Το ειδικό τέλος που αποδίδουν οι παραγωγοί Α.Π.Ε. (εκτός των φωτοβολταϊκών) σε ετήσια βάση στους Ο.Τ.Α. που είναι εγκαταστημένα τα έργα αποτελούν το 3% των ακαθάριστων εσόδων από την λειτουργία των έργων.

Η λειτουργία σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. επιβαρύνεται με ειδικό τέλος που παρακρατείται από τα έσοδα του έργου (άμεσα στην πηγή) και αποδίδεται στους οικιακούς καταναλωτές και στους Ο.Τ.Α. των περιοχών όπου εγκαθίστανται τα έργα. Το ειδικό τέλος ισούται με το 3% επί του κύκλου εργασιών του έργου, εξαιρούμενων των Φ/Β και των συστημάτων Α.Π.Ε. που εγκαθίστανται σε κτίρια, τα οποία απαλλάσσονται από το συγκεκριμένο τέλος. Τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα σε προστατευόμενες περιοχές επιβαρύνονται με επιπλέον τέλος 1% που αποδίδεται στους φορείς διαχείρισης των εν λόγω περιοχών.

Σημαντική παράμετρος που επιδρά στο κόστος παραγωγής αποτελεί το φορολογικό καθεστώς που θα εφαρμοστεί. Ο τελικός φορολογικός συντελεστής, εξαρτάται από τον τύπο της επιχείρησης καθώς και το φορολογικό πλαίσιο που διέπει τη διαδικασία μερισμάτων και συμμετοχών σε ένα εταιρικό σχήμα. Σε επίπεδο επιχείρησης, ο συντελεστής αυτός βρίσκεται στο 20% αλλά εάν συνυπολογιστεί η τελική φορολόγηση σε επίπεδο φυσικού προσώπου των μετόχων/εταίρων εταιρίας, συνολικά ανάγεται στο 40% των συνολικών κερδών.

- Προκαταβολή φόρου 65%.
- Φ.Π.Α. στα έσοδα 9%.
- Συντελεστής προεξόφλησης 10%.

Το επιτόκιο προεξόφλησης, είναι μια καθαρά επενδυτική παράμετρος που αντανακλά την ελάχιστη αποδεκτή απόδοση μιας επένδυσης. Συγκεκριμένα το επιτόκιο προεξόφλησης ενσωματώνει το επιθυμητό επενδυτικό επιτόκιο μιας ασφαλούς επένδυσης (κόστος ευκαιρίας) προσαυξημένο με έναν αποδεκτό συντελεστή ασφαλείας (κόστος ρίσκου). Η αβεβαιότητα που υπάρχει στην πρόβλεψη των μελλοντικών συνθηκών σε σχέση με το βαθμό τεχνολογικής ωριμότητας κάθε τεχνολογίας αλλά και άλλες παραμέτρους (π.χ. την είσπραξη οφειλών από τρίτους, τη διαμόρφωση του κόστους πρώτων υλών, το ευρύτερο οικονομικό περιβάλλον, κ.α.) σχετίζεται άμεσα με το ρίσκο της κάθε επένδυσης. Οι ανωτέρω παράμετροι συνυπολογίζονται στο επιτόκιο προεξόφλησης, το οποίο διαφοροποιείται μεταξύ άλλων βάσει του βαθμού ωριμότητας των διαφόρων τεχνολογιών Α.Π.Ε. (π.χ. άλλο επιτόκιο προεξόφλησης για χερσαία αιολικά πάρκα και ΦΒ.Σ. και άλλο για σχετικά νέες τεχνολογίες/εφαρμογές όπως γεωθερμικοί και ηλιοθερμικοί σταθμοί).

- Τραπεζικό επιτόκιο 9%.
- Επιτόκιο για το βραχυδάνειο 9%.
- Ετήσιος ρυθμός αποσβέσεων 10%.

Οι ετήσιες χρηματοροές (ετήσια έσοδα και δαπάνες) της επένδυσης μεταβάλλονται σύμφωνα με συγκεκριμένα μακροοικονομικά μεγέθη που επηρεάζουν την οικονομική απόδοση της επένδυσης.

Τα βασικότερα μακροοικονομικά μεγέθη είναι τα εξής:

- Ο δείκτης τιμών καταναλωτή (Δ.Τ.Κ.) ο οποίος επηρεάζει άμεσα τα λειτουργικά έξοδα του έργου, αλλά και το ενδεχόμενο κόστος προμήθειας πρώτων υλών-καυσίμου για τις μονάδες.
- Ο ρυθμός αύξησης της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας συνδέεται άμεσα με τον Δ.Τ.Κ. (ποσοστό 50% για όλες τις τεχνολογίες εκτός Φ/Β που είναι 25%) και επηρεάζει άμεσα τα έσοδα του έργου.

Για τους σκοπούς της παρούσας μελέτης, λαμβάνεται υπόψη μεσοσταθμικά πληθωρισμός της τάξης του 2% συνυπολογίζοντας και τις βραχυπρόθεσμες εκτιμήσεις για την εξέλιξη της Ελληνικής Οικονομίας.

- Ρυθμός μεταβολής κεφαλαίου κίνησης: Ετήσια αύξηση αποθεμάτων 5%, ετήσιος ρυθμός αύξησης του κόστους συντήρησης πέραν του πληθωρισμού 2%.
- Διανομή αποτελέσματος: τακτικό αποθεματικό 5% και κέρδη εις νέον 5%.
- Ποσοστό μείωσης capacity factor ετησίως: 0,5% την πρώτη περίοδο και 1% την δεύτερη περίοδο.
- Ρυθμός αύξησης του κόστους ασφάλισης πέραν του πληθωρισμού: 2%.

Ως μέσο κόστος ανά κιλοβάτ για κάθε τεχνολογία υιοθετείται το μέσο κόστος ανά κιλοβάτ για κάθε τεχνολογία, όπως αυτό έχει προσδιοριστεί στην σημερινή αγορά των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας.

**Πίνακας 8.6** Τεκμαρτό (μέσο) κόστος ανά τεχνολογία σύμφωνα με τις ισχύουσες τιμές στην αγορά των Α.Π.Ε.

Τεκμαρτό κόστος σύμφωνα με την αγορά		
Τεχνολογία	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη διασυνδεδεμένα Νησιά
Αιολικά Πάρκα	1.350 €/kW	1.550 €/kW
Φωτοβολταϊκά	1.800 €/kW	2.000 €/kW

Για τον προσδιορισμό των ακαθάριστων εσόδων από την πώληση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας λήφθησαν υπόψη οι τιμές που προβλέπονται στο νέο νόμο για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Νόμος 3851/2010 ,ΦΕΚ Α' 85/04-06-10) καθώς και η απόφαση του υπουργού Υ.ΠΕ.ΚΑ. (Γραφείου τύπου Υ.ΠΕ.ΚΑ.,01.02.2012) αναφορικά με την αναδιάρθρωση των εγγυημένων τιμών για τα φωτοβολταϊκά. Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζεται η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας σε ευρώ ανά μεγαβατόρα (MWh), της ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφάται από το Σύστημα ή το Δίκτυο.

**Πίνακας 8.7** Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε.

Τεχνολογία	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη διασυνδεδεμένα Νησιά
Αιολικά Πάρκα	87,85 €/MWh	99,45€/MWh
Φωτοβολταϊκά	292,08€ /MWh	328,06€/ MWh

Αν και κάθε έργο του δείγματος έχει συνδεθεί ή πρόκειται να συνδεθεί σε διαφορετική χρονική στιγμή με το σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας για τον υπολογισμό των ακαθάριστων εσόδων θεωρήθηκε ότι όλες οι επενδύσεις συνδέονται με το σύστημα την ίδια χρονική οπότε και γι αυτό τον λόγο λήφθησαν υπόψη οι ανωτέρω τιμές ανεξάρτητα αν αυτές διαφοροποιούνται από τις πραγματικές τιμές, όταν δηλαδή το κάθε έργο πραγματικά συνδεθεί με το Σύστημα ή το Δίκτυο.

## 8.7 Αξιολόγηση επενδύσεων

Η διαδικασία αξιολόγησης της επένδυσης διαφοροποιείται εν μέρει ανάλογα με την οπτική γωνία από την οποία γίνεται. Συγκεκριμένα, άλλες παραμέτρους κόστους και οφέλους θα συμπεριλαμβάνει ένας ιδιώτης επενδυτής και άλλες ένας δημόσιος φορέας ή και το ίδιο το κράτος. Στην πρώτη περίπτωση, εφαρμόζεται η ιδιωτικό-οικονομική (χρηματική) αξιολόγηση, δηλαδή εξετάζεται, αν η επένδυση αποφέρει χρηματικό κέρδος στον επιχειρηματία επενδυτή για τα κεφάλαια που διέθεσε. Η ανάλυση στηρίζεται αποκλειστικά στις χρηματικές (ταμειακές) ροές της επένδυσης και αγνοεί τις ευρύτερες επιπτώσεις της στην εθνική οικονομία, στην τοπική ανάπτυξη, στην απασχόληση και στο περιβάλλον.

Σήμερα η πολλαπλότητα και η σοβαρότητα των επιδράσεων απαιτεί συνολική αξιολόγηση. Η ιδιωτική χρηματική αποδοτικότητα αποτελεί απαραίτητο όρο για την υλοποίηση και επιβίωση της επένδυσης. Αντίστοιχα τα οφέλη, που μπορεί να προκύψουν από την επένδυση για το κοινωνικό σύνολο, μπορεί να στρέψει προς άλλες κατευθύνσεις την τελική λήψη απόφασης. Στην περίπτωση που μια επένδυση εμφανίζεται χρήσιμη για το κοινωνικό σύνολο, αλλά μη αποδοτική για τον επενδυτικό φορέα, το κράτος ως φορέας του κοινωνικού συμφέροντος μπορεί να μετατρέψει με διάφορα κίνητρα (επιδοτήσεις, χαμηλότοκα δάνεια) την κοινωνικά συμφέρουσα πρόταση σε ελκυστική και για τον ιδιώτη επενδυτή.

Η απόφαση για την προώθηση μιας επένδυσης είναι ιδιαίτερα σημαντική και επομένως είναι απαραίτητη η διερεύνηση της χρηματο-οικονομικής αποδοτικότητας του εξεταζόμενου σχεδίου επένδυσης για τον επενδυτή. Η διαδικασία της οικονομικής ανάλυσης περιλαμβάνει σύνθεση των στοιχείων κόστους και οφέλους της επένδυσης. Πιο αναλυτικά πρέπει να εκτιμηθούν τα εξής στοιχεία:

- Το συνολικό κόστος της επένδυσης και η σχεδιαζόμενη χρονική κατανομή των εκροών.
- Το κατάλληλο χρηματοδοτικό σχήμα, δηλαδή το ύψους του μετοχικού κεφαλαίου, η επιχορήγηση και το δάνειο.
- Ο προβλεπόμενος χρόνος ζωής της επένδυσης.
- Η προβλεπόμενη παραγωγή και τα αναμενόμενα έσοδα.
- Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης.

- Η πιθανή υπολειμματική αξία της επένδυσης.
- Το νομικό και οικονομικό περιβάλλον μέσα στο οποίο θα λειτουργήσει η επιχείρηση και το οποίο καθορίζει το ύψος των φορολογικών συντελεστών, το ρυθμό απόσβεσης των πάγιων περιουσιακών στοιχείων και το ύψος του πληθωρισμού.

## 8.8 Κριτήρια οικονομικής αξιολόγησης

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της οικονομικής αξιολόγησης των έργων Α.Π.Ε. του δείγματος. Από την επεξεργασία των οικονομικών στοιχείων της κάθε επένδυσης του δείγματος, τις παραδοχές (τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε., μέσο κόστος ανά τεχνολογία και γενικές υποθέσεις) και με την χρήση λογισμικών προγραμμάτων που παρουσιάστηκαν ανωτέρω προσδιορίστηκαν για κάθε έργο του δείγματος:

- i. Η καθαρά παρούσα αξία. (N.P.V.)
- ii. Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (I.R.R.)
- iii. Η περίοδος αποπληρωμής των επενδύσεων (Payback Period)
- iv. Η απόδοση της επένδυσης (R.O.I.)
- v. Ο λόγος οφέλους-κόστους (Benefit to Cost ratio)

### 8.8.1 Η καθαρά παρούσα αξία

Το κριτήριο της καθαρής παρούσας αξίας είναι το πιο συνηθισμένο κριτήριο αποδοτικότητας των επενδύσεων, γνωστή με τα αρχικά Κ.Π.Α. Είναι η αξία που προκύπτει αν προεξοφλήσουμε την παρούσα αξία, για κάθε έτος χωριστά, τη διαφορά μεταξύ όλων των μελλοντικών χρηματικών εισροών και εκροών για ολόκληρο το χρόνο ζωής της επένδυσης, με βάση ένα συντελεστή προεξόφλησης.

$$\text{Κ.Π.Α.} = \frac{A_1}{(1+i)^1} + \frac{A_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{A_n}{(1+i)^n} - H$$

όπου:  $A_1, A_2, \dots, A_n$  = Οι ετήσιες ταμειακές ροές οι οποίες μπορεί να είναι ίσες ή όχι, θετικές ή αρνητικές.

$H$  = Η αρχική δαπάνη της επένδυσης στο έτος 0

$i$  = Το επιτόκιο προεξόφλησης

$n$  = Η ωφέλιμη ζωή του έργου

Η έννοια της παρούσας αξίας έχει ιδιαίτερη σημασία, γιατί αντιπροσωπεύει και εκφράζει όλες τις ροές της επένδυσης στην αξία που έχουν σήμερα, δηλαδή τη στιγμή που παίρνει απόφαση ο επενδυτής.

Σύμφωνα με την θεωρία, όταν μια επένδυση έχει θετική καθαρά παρούσα αξία τότε είναι αποδεκτή γιατί θα αυξηθεί το ενεργητικό της επιχείρησης. Όταν μια επένδυση έχει αρνητική καθαρά παρούσα αξία, τότε απορρίπτεται γιατί όχι μόνο δεν επιφέρει κέρδος αλλά μειώνει την αξία της επιχείρησης. Όταν μια επένδυση έχει καθαρά παρούσα αξία ίση με μηδέν, γίνεται αποδεκτή μόνο όταν δεν υπάρχει καλύτερη εναλλακτική επένδυση, γιατί δεν επιφέρει κέρδος.

Στην παρούσα εργασία υπολογίσαμε την καθαρά παρούσα αξία όλων έργων του δείγματος της έρευνας η οποία στην συνέχεια μας βοήθησε να προσδιορίσουμε και τους υπόλοιπους χρηματοοικονομικούς δείκτες αλλά δεδομένου ότι κάθε έργο διαθέτει διαφορετική ισχύ άρα και συνολικό κόστος υλοποίησης δεν μπορούμε να προσδιορίσουμε τις μέσες τιμές που λαμβάνει ο συγκεκριμένος δείκτης με ακρίβεια προκειμένου να αποτελέσει μέτρο σύγκρισης μεταξύ των δύο τεχνολογιών. Επιπρόσθετα θα πρέπει να επισημανθεί ότι όλα τα έργα του δείγματος έχουν θετική καθαρά παρούσα αξία, γεγονός που αποτελεί απαραίτητη προϋπόθεση προκειμένου να λάβει κάποιο έργο άδεια παραγωγής από την Ρ.Α.Ε.

### 8.8.2 Εσωτερικό συντελεστής απόδοσης έργων Α.Π.Ε.

Ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης (Ε.Σ.Α.) είναι το υπολογιζόμενο επιτόκιο (δηλ. η εσωτερική αποδοτικότητα), όπου η παρούσα αξία των ταμειακών εισροών είναι ίση με την παρούσα αξία των ταμειακών εκροών. Με άλλα λόγια είναι ο συντελεστής που εξισώνει την συνολική παρούσα αξία των εισροών με την παρούσα αξία των εκροών του σχεδίου επένδυσης. Δηλαδή είναι ένα μοναδικό «εσωτερικό επιτόκιο», που κάνει την Κ.Π.Α. να είναι ίση με μηδέν.

$$Ε.Σ.Α. = \sum_{t=0}^n \frac{\text{(ταμειακές εισροές-ταμειακές εκροές)}}{(1+k)^t}$$

Δηλαδή ο Ε.Σ.Α. (κ) είναι το εκτιμώμενο επιτόκιο, που μηδενίζει το άθροισμα των παραπάνω προεξοφλούμενων ροών. Η διαδικασία και η τεχνική υπολογισμού του κριτηρίου αυτού είναι περίπου ίδια με αυτή της Κ.Π.Α.:

1. Υπολογίζονται οι σχετικές ταμειακές ροές από τα τεχνικά και οικονομικά στοιχεία του σχεδίου επένδυσης.
2. Καθορίζεται το ποσό που απαιτείται για την επένδυση.
3. Καθορίζεται το ποσοστό κόστους του κεφαλαίου.
4. Γίνεται προεξόφληση της Κ.Π.Α., όχι όμως με ένα δεδομένο επιτόκιο της κεφαλαιαγοράς (όπως γίνεται για την εκτίμηση της Κ.Π.Α.), αλλά με εναλλακτικά επιτόκια.
5. Αν η προεξόφληση με το χαμηλό επιτόκιο (έστω κ<sub>1</sub>) δίνει Κ.Π.Α. >0, τότε δοκιμάζουμε ένα μεγαλύτερο επιτόκιο (έστω κ<sub>2</sub>). Αν στο επιτόκιο αυτό η Κ.Π.Α. <0, τότε ο ακριβής εσωτερικός συντελεστής βρίσκεται ανάμεσα στα δύο επιτόκια (κ<sub>1</sub>,κ<sub>2</sub>) με τον τύπο της γραμμικής παρεμβολής.

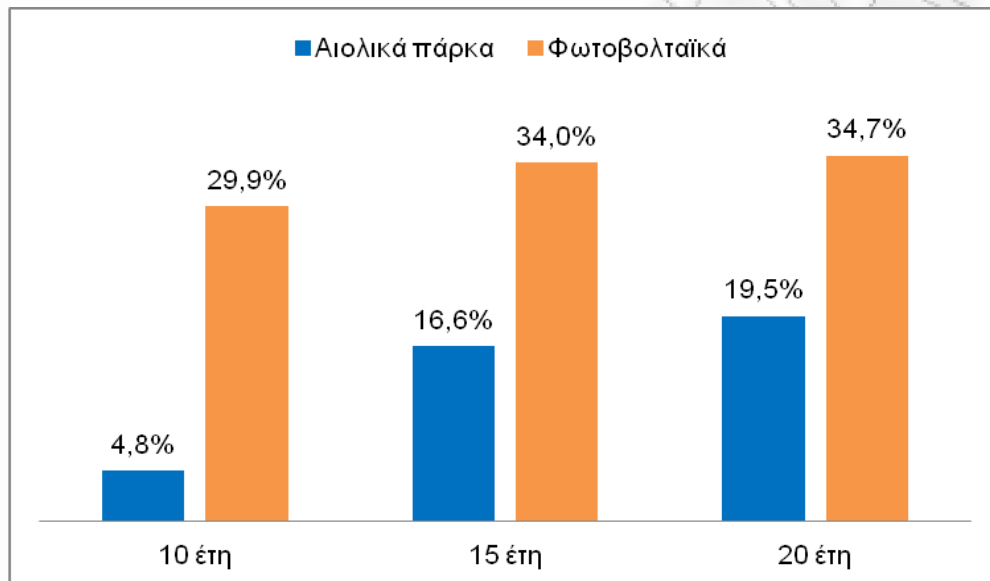
$$\kappa = \kappa_1 + \frac{\kappa_2 - \kappa_1}{\text{ΚΠΑ}_1 - \text{ΚΠΑ}_2} \times \text{ΚΠΑ}_1$$

Αν ο Ε.Σ.Α. είναι μεγαλύτερος από το κόστος κεφαλαίου, τότε η επένδυση εγκρίνεται. Αν ο Ε.Σ.Α. είναι μικρότερος από το κόστος κεφαλαίου, τότε η επένδυση απορρίπτεται και τέλος, αν ο Ε.Σ.Α. είναι ίσος με το κόστος κεφαλαίου, η επένδυση μας είναι αδιάφορη.

Ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης είναι ένα υπολογιζόμενο επιτόκιο, το οποίο αντανακλά το μεγαλύτερο επιτόκιο που θα μπορούσε να πληρώσει ο επενδυτικός φορέας ή επιχειρηματίας, χωρίς να χάσει όλα τα χρήματα που διέθεσε στην επένδυση και στην περίπτωση ακόμα, που όλα τα χρήματα για την χρηματοδότηση της επένδυσης προέρχονται από δανεισμό.

Ο Ε.Σ.Α. μιας συμβατικής επένδυσης, δείχνει την πραγματική αποδοτικότητα της συνολικής επένδυσης και μπορεί έτσι να προσδιορίσει αμέσως τους όρους δανεισμού του σχεδίου επένδυσης, δεδομένου ότι καθορίζει το μέγιστο επιτόκιο που θα μπορούσε να πληρωθεί από τον επενδυτή, χωρίς να κινδυνεύει να χάσει τα κεφάλαια. Τέλος, μια επένδυση με την μέθοδο αυτή μπορεί να γίνει δεκτή, όταν ο Ε.Σ.Α. είναι μεγαλύτερος από το επιτόκιο που ισχύει στον συγκεκριμένο κλάδο του σχεδίου επένδυσης. Αν υπάρχουν διάφορες εναλλακτικές επενδύσεις, τότε επιλέγεται αυτή που παρουσιάζει μεγαλύτερο Ε.Σ.Α., εφόσον υπερβαίνει το κατώτερο αποδεκτό επιτόκιο.

Από την επεξεργασία των έργων του δείγματος προέκυψε ότι τα αιολικά πάρκα αλλά και οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί διαθέτουν αρκετά υψηλούς εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης. Στο σχήμα 8.1 που ακολουθεί αποτυπώνονται οι μέσες τιμές που λαμβάνει κάθε τεχνολογία στον συγκεκριμένο οικονομικό δείκτη για διαφορετικές χρονικές περιόδους.



**Σχήμα 8.1** Μέσες τιμές IRR συνολικής επένδυσης έργων δείγματος ανά τεχνολογία

Με βάση το ανωτέρω σχήμα προκύπτει ότι φωτοβολταϊκοί σταθμοί διαθέτουν υψηλότερους εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης από τα αιολικά πάρκα. Αυτό οφείλεται κυρίως στο γεγονός ότι το κόστος υλοποίησης των φωτοβολταϊκών σταθμών συνεχώς μειώνεται σε σχέση με το κόστος υλοποίησης των αιολικών πάρκων καθώς και ότι οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί που εγκαταστάθηκαν και λειτουργούν ή πρόκειται να λειτουργήσουν μέχρι το τέλος του 2012 αποζημιώνεται για κάθε μεγαβατώρα που παράγουν πολύ υψηλότερα σε σχέση με αυτήν που παράγεται από αιολικά πάρκα.

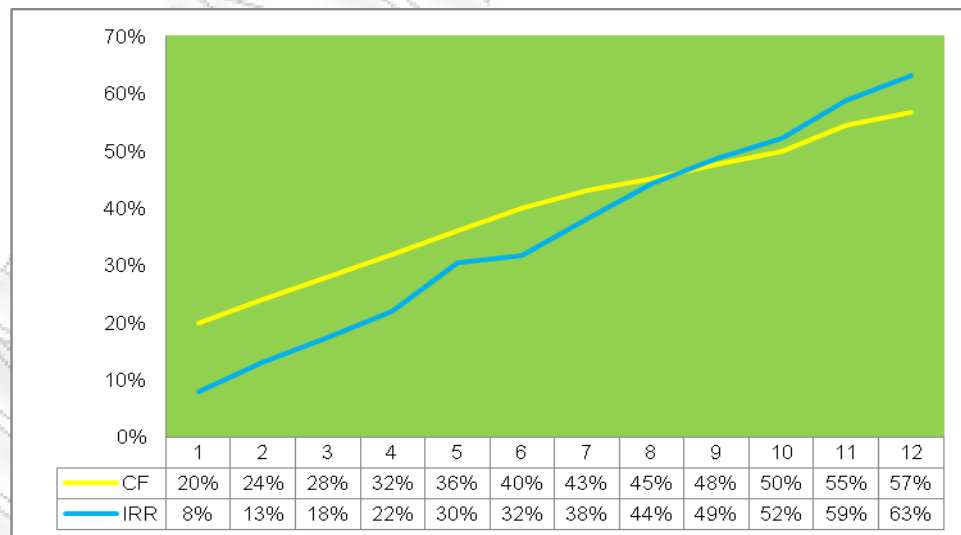
Αναφορικά με την γεωγραφική διασπορά των συγκεκριμένων ενεργειακών επενδύσεων, με βάση τον εσωτερικό συντελεστή απόδοσης προκύπτει ότι τα αιολικά πάρκα με τις υψηλότερες τιμές του εν λόγω δείκτη εντοπίζονται στις περιφέρειες της Κρήτης και των Ιονίων Νήσων, οι οποίοι διαθέτουν και τους υψηλότερους συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας. Στην περιφέρεια της Κρήτης εντοπίζονται και οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί με τις υψηλότερες μέσες τιμές του δείκτη I.R.R. λόγω της ιδιαίτερα υψηλής ηλιοφάνειας που υπάρχει στην περιοχή.



**Πίνακας 8.8** Μέσες τιμές IRR συνολικής επένδυσης έργων δείγματος ανά τεχνολογία και ανά περιφέρεια

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ			ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ		
	10 έτη	15 έτη	20 έτη	10 έτη	15 έτη	20 έτη
Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης	6.7	16.5	19.3	25.6	30.5	31.4
Κεντρικής Μακεδονίας	0.1	11.7	15.2	31.6	35.5	36.2
Δυτικής Μακεδονίας	1.3	11.4	15	34.8	38.2	38.8
Ηπείρου	-0.4	9.4	13.4	25.8	30.7	31.6
Θεσσαλίας	1.2	12.3	15.7	29.4	33.6	34.5
Στερεάς Ελλάδας	11	19.7	22.1	31.4	35.1	35.8
Αττικής	6.4	17.3	20	34.1	37.5	38.1
Πελοποννήσου	6.1	16.8	19.8	30.5	34.4	35.1
Δυτικής Ελλάδας	1.5	12.2	15.9	26.4	31	32
Κρήτης	13.4	20.7	23.1	36.3	39.2	39.6
Βορείου Αιγαίου	7.4	12.7	16.2	32.3	35.6	36.2
Νοτίου Αιγαίου	24.2	30.3	3.2	31.3	34.8	35.4
Ιονίων Νήσων	15	22.8	24.3	-	-	-

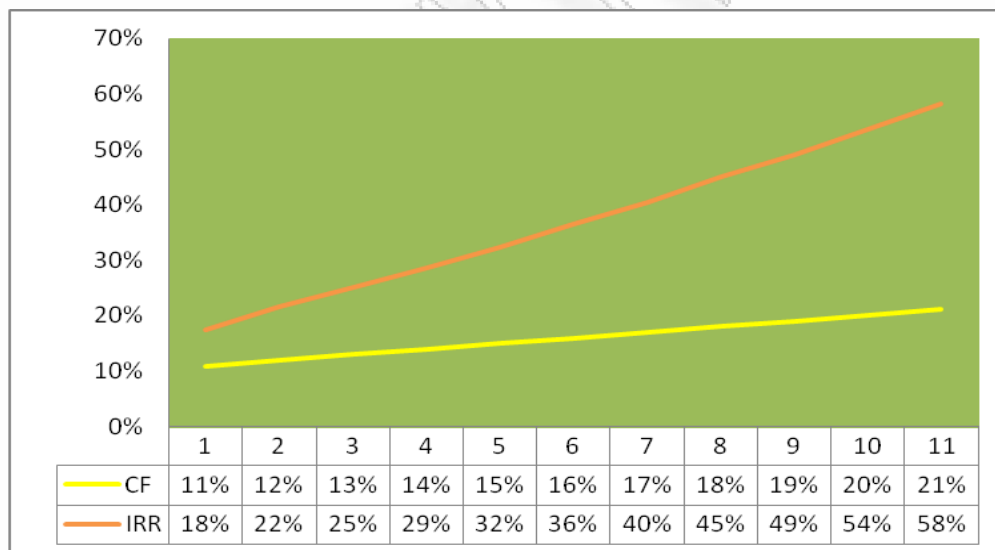
Τα δύο σχήματα που ακολουθούν αποτυπώνουν την σχέση που υπάρχει ανάμεσα στους δύο δείκτες, συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας και εσωτερικού βαθμού απόδοσης και για τις δύο τεχνολογίες του δείγματος μας. Από αυτά μπορούμε να παρακαλουθήσουμε πως βελτιώνεται η οικονομική αποδοτικότητα των έργων καθώς βελτιώνεται η ενεργειακή τους αποδοτικότητα.



**Σχήμα 8.2** Συσχέτιση των δεικτών C.F. και I.R.R. των αιολικών πάρκων

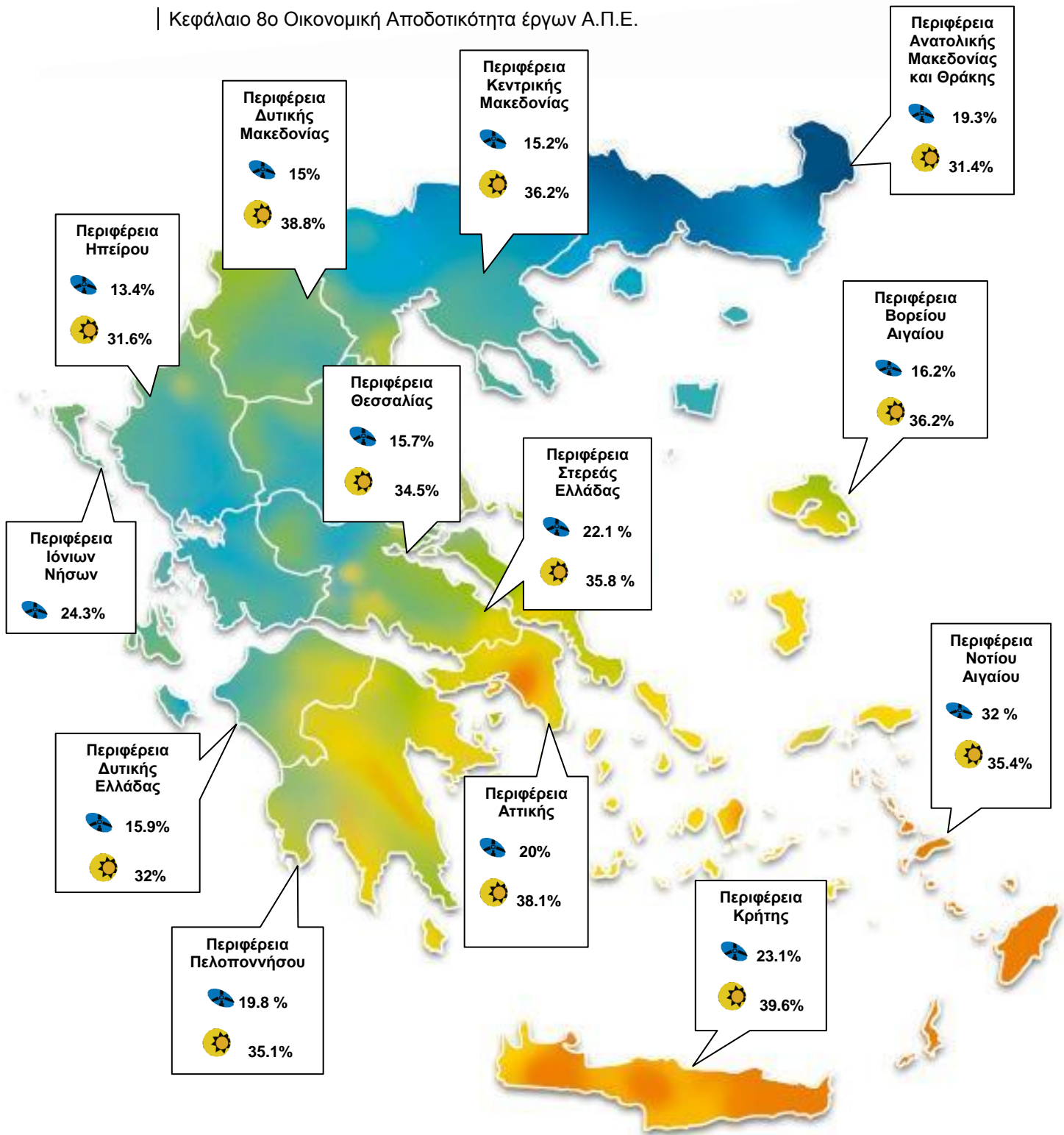
Στο σημείο αυτό θα πρέπει να υπενθυμίσουμε ότι προκειμένου να είναι βιώσιμο ενεργειακά ένα αιολικό πάρκο και κατ'επέκταση οικονομικά, ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας του θα πρέπει να είναι τουλάχιστον πάνω από 20%. Επίσης στο προηγούμενο κεφάλαιο προσδιορίσαμε σαν μέση τιμή που λαμβάνει ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας για τα αιολικά πάρκα το 29%.

Με βάση τις δυο αυτές παραμέτρους και το σχήμα 8.2 διαπιστώνουμε ότι αιολικά πάρκα που διαθέτουν συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας πάνω από τον μέσο όρο τότε διαθέτουν και πολύ υψηλούς εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης που ξεπερνούν το 18%. Τα αιολικά πάρκα που οριακά κρίνονται ενεργειακά βιώσιμα, διαθέτουν εσωτερικό βαθμό μικρότερο και από το σημερινό επιτόκιο προεξόφλησης που ανέρχεται στο 10%, γεγονός που τα καθιστά οικονομικά μη βιώσιμα.



**Σχήμα 8.3** Συσχέτιση των δεικτών C.F. και I.R.R. των φωτοβολταϊκών

Στα φωτοβολταϊκά ο μέσος συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας βρίσκεται στο 15,5%, στο επίπεδο του οποίου ο εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης βρίσκεται στο ιδιαίτερα υψηλό 32%. Με βάση το σχήμα 8.3 παρατηρούμε ότι φωτοβολταϊκοί σταθμοί με αρκετά χαμηλούς συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας από τον μέσο όρο, διαθέτουν ελκυστικούς εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης, γεγονός που αποτέλεσε την αιτία για την ταχεία ανάπτυξη της συγκεκριμένης τεχνολογίας στην ελληνική επικράτεια. Οι ιδιαίτερα υψηλές οικονομικές αποδόσεις της συγκεκριμένης τεχνολογίας ήταν όμως και η αιτία για την μείωση της αποζημίωσης της κάθε μεγαβατώρας που παράγονταν από φωτοβολταϊκούς σταθμούς(Αύγουστος 2012).



Εικόνα 8.4 Μέσος εσωτερικός συντελεστής απόδοσης επενδύσεων σε έργα Α.Π.Ε. ανά τεχνολογία και ανά περιφέρεια

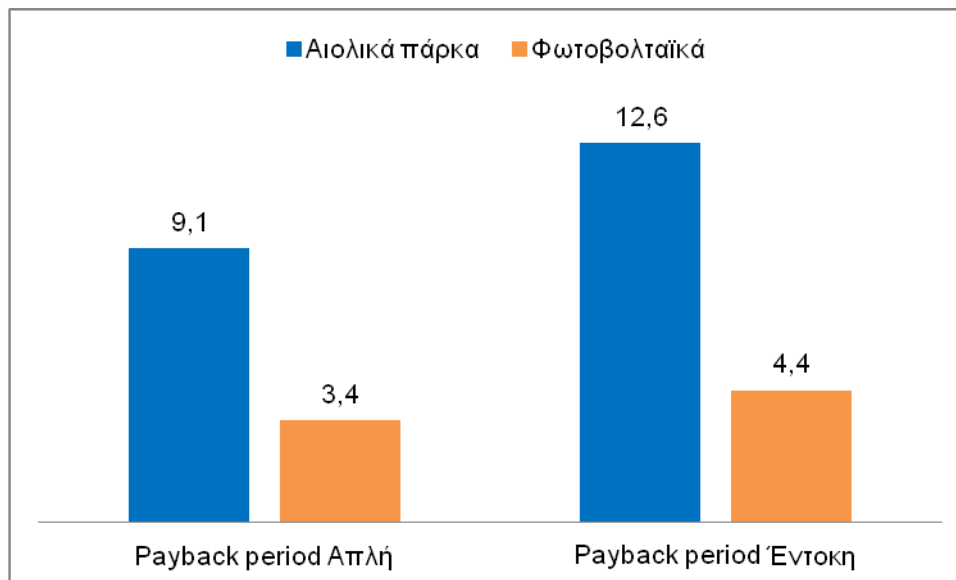
### 8.8.3 Περίοδος αποπληρωμής έργων Α.Π.Ε.

Η περίοδος επανείσπραξης δείχνει το χρονικό διάστημα μέσα στο οποίο ένα επενδυτικό έργο θα αποδώσει την αρχική του επένδυση. Συγκρίνουμε την περίοδο επανείσπραξης του επενδυτικού προγράμματος με την απαιτούμενη μέγιστη χρονική περίοδο της επιχείρησης για την επένδυση. Εάν η περίοδος επανείσπραξης είναι μικρότερη ή ίση με την απαιτούμενη περίοδο, το επενδυτικό πρόγραμμα γίνεται δεκτό.

Η μέθοδος δίνει μια ένδειξη του κινδύνου και της ρευστότητας της επένδυσης. Όμως, δεν λαμβάνει υπόψη τις καθαρές ταμειακές ροές μετά την περίοδο επανείσπραξης καθώς επίσης και το μέγεθος και τη διαχρονική αξία του χρήματος, δηλαδή το χρόνο πραγματοποίησης των καθαρών ταμειακών ροών. Όταν συγκρίνουμε δύο ή περισσότερα προγράμματα θα πρέπει να προτιμάμε εκείνα που έχουν τις μικρότερες περιόδους επανείσπραξης.

Το κριτήριο εφαρμόστηκε και εφαρμόζεται ευρέως, καθώς κατά μία έννοια εκφράζει το χρονικό διάστημα κατά το οποίο το επενδυμένο κεφάλαιο βρίσκεται «υπό κίνδυνο». Όσο μικρότερη είναι η περίοδος ανάκτησης του κεφαλαίου τόσο ασφαλέστερη θεωρείται η επένδυση.

Με βάση τον ανωτέρω δείκτη και το σχήμα 8.4 που ακολουθεί παρατηρούμε ότι οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί αποπληρώνουν το σύνολο του προϋπολογισμού τους έντοκα σε χρονική περίοδο κατά μέσο όρο λιγότερη των 5 ετών, ενώ τα αιολικά πάρκα κατά μέσο όρο σε 12,5 έτη. Πρέπει να επισημανθεί ότι κάθε έργο Α.Π.Ε. των συγκεκριμένων τεχνολογιών λαμβάνει άδεια για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για 20 έτη με δυνατότητα επέκτασης.



**Σχήμα 8.4** Μέσες τιμές Payback period συνολικής επένδυσης έργων δείγματος ανά τεχνολογία (έτη)

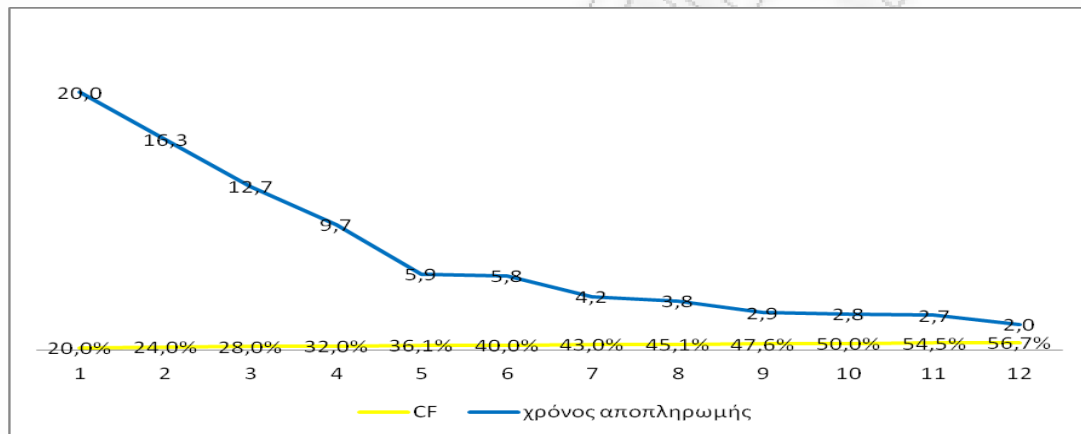
Ο δείκτης περιόδου επανείσπραξης λαμβάνει τις καλύτερες (μικρότερες) τιμές του για τα αιολικά πάρκα στις περιφέρειες Νοτίου Αιγαίου και Ιονίων Νήσων, ενώ για τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς στις περιφέρειες Κρήτης και Βορείου Αιγαίου. Τι χειρότερες τιμές για τα αιολικά πάρκα στην περιφέρεια Ηπείρου, ενώ για τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς στις περιφέρειες Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης και Ηπείρου.

**Πίνακας 8.9** Μέσες τιμές Payback period συνολικής επένδυσης έργων δείγματος ανά τεχνολογία και ανά περιφέρεια

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ		ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ	
	Απλή	Έντοκη	Απλή	Έντοκη
Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης	8.8	12.3	3.8	5.1
Κεντρικής Μακεδονίας	10.6	14.1	3.3	4.2
Δυτικής Μακεδονίας	10.8	15.1	3.1	3.8
Ηπείρου	11.5	16.3	3.8	5.1
Θεσσαλίας	10.5	14.1	3.5	4.6
Στερεάς Ελλάδας	8.1	11	3.2	4.1
Αττικής	8	12.2	3	3.8
Πελοποννήσου	9.1	12.2	3.3	4.2
Δυτικής Ελλάδας	10.5	14.9	3.7	4.9
Κρήτης	7.8	11.5	2.8	3.4
Βορείου Αιγαίου	10.6	14.1	3	3.7
Νοτίου Αιγαίου	5.7	7.2	3.1	3.9
Ιονίων Νήσων	6.6	9.2	-	-

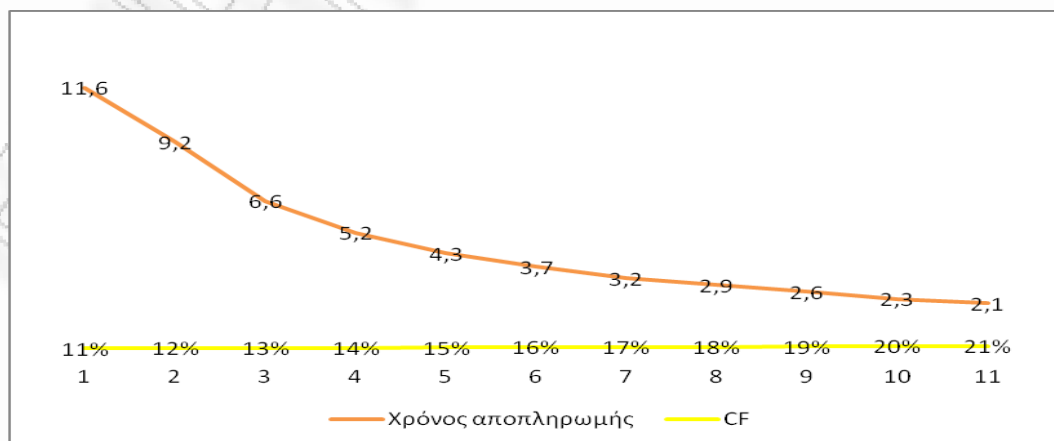
Τα δύο σχήματα που ακολουθούν αποτυπώνουν την σχέση που υπάρχει ανάμεσα στους δύο δείκτες, συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας και χρόνου αποπληρωμής των επενδύσεων. Αυτονόητο είναι ότι όσο μεγαλύτερος είναι ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας του κάθε έργου τόσο πιο μικρότερος είναι ο απαιτούμενος χρόνος αποπληρωμής των έργων Α.Π.Ε.

Με βάση το σχήμα 8.5 που ακολουθεί προκύπτει ότι όταν ο δείκτης C.F. των αιολικών πάρκων λαμβάνει τιμές υψηλότερες από τον μέσο όρο (29%), τότε ο απαιτούμενος χρόνος αποπληρωμής τους είναι λιγότερο από τα 12,5 έτη και μπορεί να φτάσει στα 3 έτη για αιολικά πάρκα που συνδέονται στο μη διασυνδεδεμένο δίκτυο.



Σχήμα 8.5 Συσχέτιση των δεικτών C.F. και χρόνου αποπληρωμής των αιολικών πάρκων

Στους φωτοβολταϊκούς σταθμούς η εικόνα είναι διαφορετική. Για ένα μέσο φωτοβολταϊκό σταθμό δεν απαιτούνται παρά τέσσερα περίπου έτη για την αποπληρωμή του. Ο χρόνος αποπληρωμής ενός φωτοβολταϊκού σταθμού μπορεί να φτάσει μέχρι και τα δύο έτη σε περίπτωση που ο ενώ C.F. λάβει τιμές υψηλότερες του 21%.



Σχήμα 8.6 Συσχέτιση των δεικτών C.F. και χρόνου αποπληρωμής των φωτοβολταϊκών

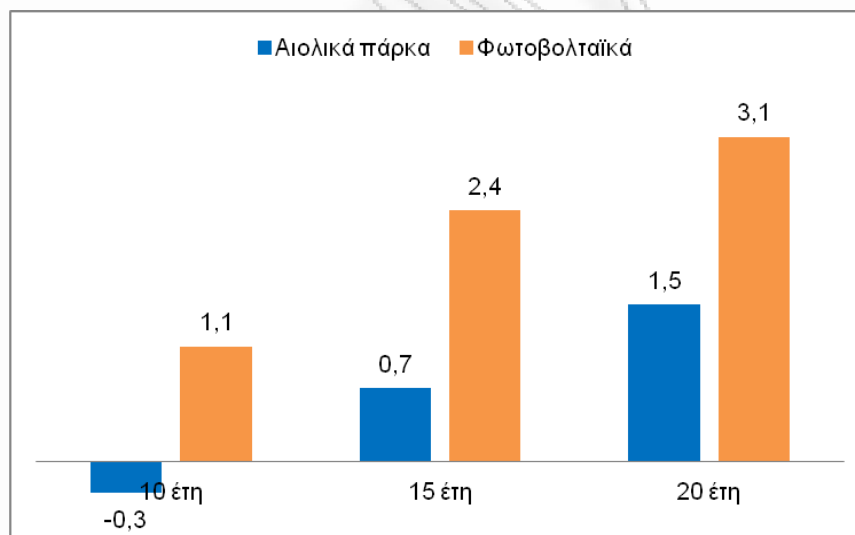
### 8.8.4 Απόδοση της επένδυσης

Η μέθοδος του δείκτη αποδοτικότητας (profitability index, P.I.) συγκρίνει την παρούσα αξία των μελλοντικών ταμειακών ροών με την αρχική επένδυση σε μία σχετική βάση.

$$P.I. = PVCF / \text{Αρχική Επένδυση}$$

- i. Αν  $P.I. > 1$  τότε η επένδυση είναι αποδεκτή.
- ii. Αν  $P.I. < 1$  τότε η επένδυση δεν είναι αποδεκτή.

Η μέθοδος του P.I. συνδέεται στενά με την προσέγγιση της NPV. Αν η παρούσα αξία των ταμειακών ροών υπερβαίνει την αρχική επένδυση, η καθαρή παρούσα αξία θα είναι θετική και ο P.I. θα είναι μεγαλύτερος της μονάδας, πράγμα που σημαίνει ότι η επένδυση θα πρέπει να γίνει αποδεκτή.



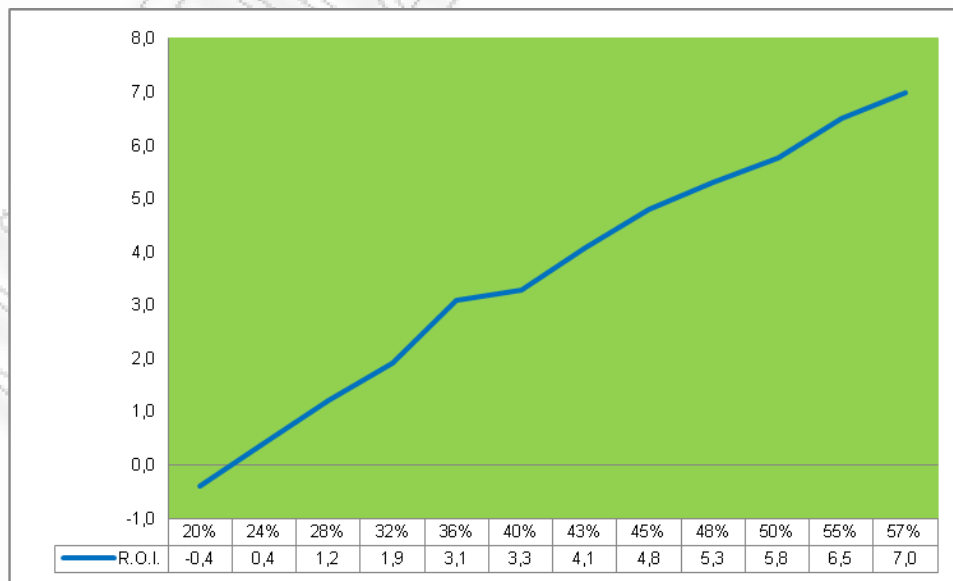
Σχήμα 8.7 Μέσες τιμές R.O.I. έργων Α.Π.Ε. δείγματος ανά τεχνολογία

Από την οικονομική αξιολόγηση που πραγματοποιήθηκε για όλα τα έργα Α.Π.Ε. του δείγματος προέκυψε ότι κατά μέσο όρο όλα τα έργα είναι αποδοτικά με βάση τις τιμές που λαμβάνει ο δείκτης R.O.I. για καθένα από αυτά. Και σε αυτόν τον δείκτη οι μέσες τιμές που λαμβάνουν τα φωτοβολταϊκοί σταθμοί είναι οι υψηλότερες, ανέρχονται μέχρι και το 3. Ούτε σε αυτό τον δείκτη, όπως ήταν αναμενόμενο έχουμε διαφοροποίηση στην γεωγραφική κατανομή των αποδοτικότερων επενδύσεων με βάση τον δείκτη R.O.I. Τις υψηλότερες τιμές τις λαμβάνουν τα αιολικά στην περιφέρεια του Νοτίου Αιγαίου και τα φωτοβολταϊκά στην περιφέρεια της Κρήτης.

**Πίνακας 8.10** Μέσες τιμές R.O.I. έργων Α.Π.Ε. δείγματος ανά τεχνολογία και ανά περιφέρεια

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ			ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ		
	10 έτη	15 έτη	20 έτη	10 έτη	15 έτη	20 έτη
Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης	-0.3	0.7	1.5	0.9	2	2.8
Κεντρικής Μακεδονίας	-0.7	0.1	0.8	1.2	2.5	3.3
Δυτικής Μακεδονίας	-0.7	0.1	0.8	1.4	2.7	3.6
Ηπείρου	-0.9	-0.1	0.5	0.9	2.5	2.8
Θεσσαλίας	-0.7	0.2	0.9	1.1	2.3	3.1
Στερεάς Ελλάδας	0	1.1	1.9	1.2	2.5	3.2
Αττικής	-0.2	0.8	1.6	1.4	2.6	3.5
Πελοποννήσου	0	1.2	2	1.2	2.6	3.2
Δυτικής Ελλάδας	-0.7	0.3	0.9	0.9	2.1	2.8
Κρήτης	0	0.8	1.5	1.5	2.8	3.7
Βορείου Αιγαίου	-1.6	0.2	0.9	1.2	2.5	3.3
Νοτίου Αιγαίου	0.8	2.2	3.2	1.2	2.4	3.2
Ιονίων Νήσων	0.3	1.4	2.2	-	-	-

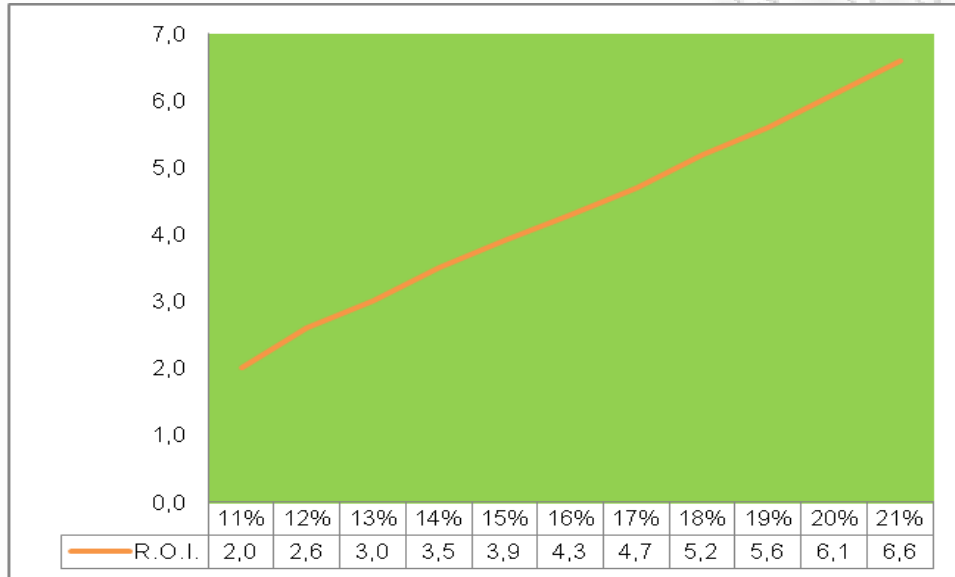
Από τα δύο σχήματα που ακολουθούν (8.8 & 8.9) μπορούμε να προσδιορίσουμε την σχέση που υπάρχει ανάμεσα στον συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας των έργων και του δείκτη αποδοτικότητας που διαθέτουν, δείκτη R.O.I. Από το σχήμα 8.8 προκύπτει ότι ο δείκτης R.O.I. λαμβάνει τιμές μεγαλύτερες του 1 όταν ο δείκτης C.F. είναι λίγο μικρότερος από το μέσο C.F. της συγκεκριμένης τεχνολογίας. Αιολικά πάρκα που συνδέονται στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα, με υψηλότερους C.F. (άνω του 31%) διαθέτουν κατά μέσο όρο δείκτες R.O.I. που πλησιάζουν την τιμή 2.



**Σχήμα 8.8** Συσχέτιση των δεικτών C.F. και R.O.I. των αιολικών πάρκων



Στους φωτοβολταϊκούς σταθμούς η κατάσταση είναι διαφορετική καθώς ο συγκεκριμένος δείκτης λαμβάνει τιμές μεγαλύτερες του 1 ακόμα και τα έργα διαθέτουν συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας αρκετά μικρότερο από τον μέσο (15,5%).



Σχήμα 8.9 Συσχέτιση των δεικτών C.F. και R.O.I. των φωτοβολταϊκών

### 8.8.5 Λόγος οφέλους-κόστους

Το κριτήριο του λόγου οφέλους– κόστους (Benefit – Cost Ratio), γνωστό και ως Λόγος Παρούσας Αξίας – Α.Π.Α. (Present Value Ratio), υπολογίζεται από τον ακόλουθο τύπο:

$$\text{Α.Π.Α.} = \frac{\sum_{\tau=1}^{\nu} TP_{\tau}}{(1+\epsilon)^{\tau}} / E_0$$

όπου:  $\tau$  = το έτος

$\nu$  = η διάρκεια ζωής του σχεδίου σε έτη

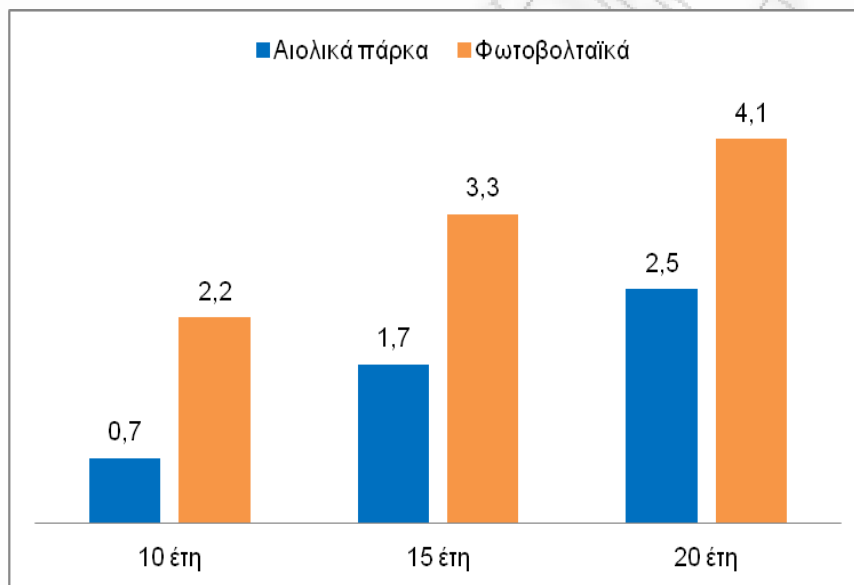
$TP_{\tau}$  = η ταμιακή ροή κατά το αντίστοιχο έτος

$\epsilon$  = το επιτόκιο προεξόφλησης

Το συγκεκριμένο κριτήριο αξιοποιεί δηλαδή την παρούσα αξία των καθαρών ταμειακών ροών κατά τη διάρκεια της ζωής του σχεδίου προς το σύνολο της αρχικής επένδυσης. Κριτήριο αποδοχής ή απόρριψης αποτελεί η σχέση του λόγου με τη μονάδα. Πιο συγκεκριμένα:

- Αν  $\Lambda.Π.Α. > 1$ , τότε η επένδυση θεωρείται συμφέρουσα.
- Αν  $\Lambda.Π.Α. = 1$ , τότε η επένδυση θεωρείται οριακή, μπορεί να υλοποιηθεί όταν δεν υπάρχει καλύτερη εναλλακτική λύση.
- Αν  $\Lambda.Π.Α. < 1$ , η επένδυση απορρίπτεται.

Από τον προσδιορισμό της οικονομικής αποδοτικότητας που πραγματοποιήθηκε για τα έργα του δείγματος προέκυψε ότι οι συγκεκριμένες ενεργειακές επενδύσεις είναι συμφέρουσες και κατά μέσο όρο ο δείκτης  $\Lambda.Π.Α$  λαμβάνει τιμές ίσες με 4 για τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς και 2,5 για τα αιολικά πάρκα.



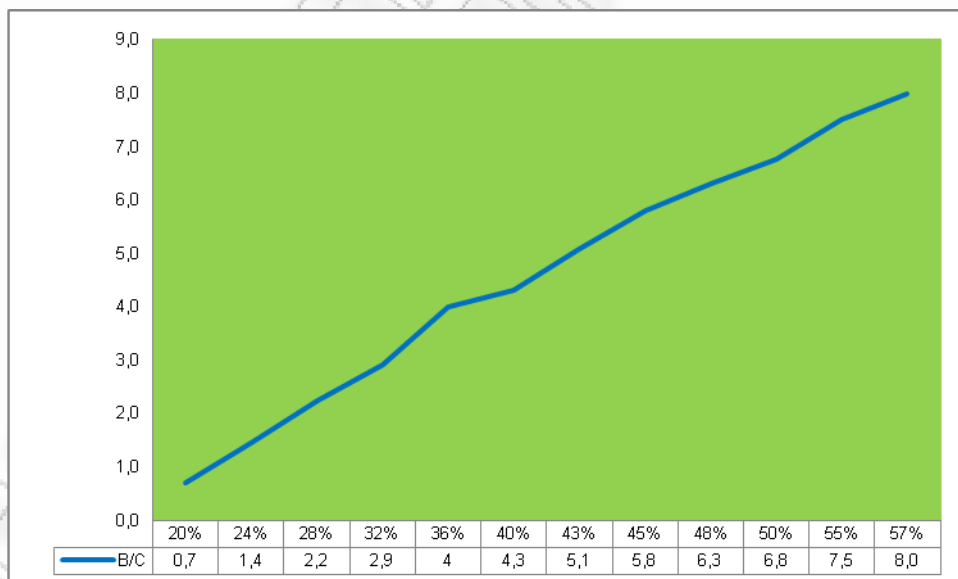
**Σχήμα 8.10** Μέσες τιμές B/C έργων Α.Π.Ε. δείγματος ανά τεχνολογία

Και οι δύο τεχνολογίες σε όλες τις περιφέρειες της Ελληνικής επικράτειας θεωρούνται συμφέρουσες καθώς τα έργα τους διαθέτουν δείκτες οφέλους-κόστους κατά μέσο όρο μεγαλύτερους του 1. Συγκεκριμένα ο δείκτης ωφέλου-κόστους για τα αιολικά κυμαίνεται μεταξύ 1.5 και 4.2 και για τους φωτοβολταϊκούς μεταξύ 3.8 και 4.7. Οι περιφέρειες Νοτίου Αιγαίου και Κρήτης είναι αυτές που διαθέτουν τις υψηλότερες τιμές στον δείκτη οφέλους-κόστους.

**Πίνακας 8.11** Μέσες τιμές ωφέλου-κόστους έργων Α.Π.Ε. δείγματος ανά τεχνολογία και ανά περιφέρεια

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ			ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ		
	10 έτη	15 έτη	20 έτη	10 έτη	15 έτη	20 έτη
Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης	0.7	1.7	2.5	2	3	3.8
Κεντρικής Μακεδονίας	0.3	1.2	1.8	2.2	3.5	4.3
Δυτικής Μακεδονίας	0.3	1.2	1.8	2.4	3.7	4
Ηπείρου	0.1	0.9	1.5	1.9	3	3.8
Θεσσαλίας	0.3	1.3	1.9	2.2	3.3	4.1
Στερεάς Ελλάδας	1.1	2.1	2.8	2.2	3.4	4.2
Αττικής	0.8	1.8	2.6	2.4	3.7	4.5
Πελοποννήσου	0.7	1.8	2.5	2.2	3.4	4.2
Δυτικής Ελλάδας	0.3	1.3	1.9	2	3.1	3.8
Κρήτης	1	2.2	3	2.5	3.8	4.7
Βορείου Αιγαίου	0.4	1.2	1.9	2.2	3.5	4.3
Νοτίου Αιγαίου	1.8	3.2	4.2	2.2	3.4	4.2
Ιονίων Νήσων	1.2	2.3	3.2	-	-	-

Τα σχήματα 8.11 και 8.12 που ακολουθούν αποτυπώνουν την σχέση που υπάρχει ανάμεσα στον δείκτη αποδοτικότητας κόστους-οφέλους και τον δείκτη ενεργειακής αποδοτικότητας, συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας.



**Σχήμα 8.11** Συσχέτιση των δεικτών C.F. και B/C των αιολικών πάρκων

Με βάση το ανωτέρω σχήμα προκύπτει οι επενδύσεις σε αιολικά πάρκα προκειμένου να είναι αποδοτικές θα πρέπει να διαθέτουν συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας μεγαλύτερο του 22%. Τα αιολικά πάρκα που διαθέτουν συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας ίσο με τον μέσο της τεχνολογίας τους, διαθέτουν δείκτη B/C μεγαλύτερο του 2.



**Σχήμα 8.12** Συσχέτιση των δεικτών C.F. και B/C των φωτοβολταϊκών

Οι επενδύσεις σε φωτοβολταϊκούς σταθμούς είναι αποδοτικές ακόμα και ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας που διαθέτουν είναι αρκετά μικρότερος από τον μέσο της τεχνολογίας. Αξιοσημείωτο είναι ότι φωτοβολταϊκοί σταθμοί με δείκτη C.F. ανώτερο του μέσου (15,5%) διαθέτουν δείκτη B/C που η τιμή του ξεπερνά το 3 και φτάνει έως και το 6.

### 8.9 Ανάλυση ευαισθησίας

Για την καλύτερη αποτύπωση της οικονομικής αποδοτικότητας των έργων Α.Π.Ε. του δείγματος στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από την ανάλυση ευαισθησίας που πραγματοποιήθηκε για τις εν λόγω ενεργειακές επενδύσεις. Συγκεκριμένα αξιολογήθηκε η απόδοση των αιολικών πάρκων και των φωτοβολταϊκών σταθμών για διαφορετικά χρηματοδοτικά σχήματα κρατώντας σταθερές τις παραδοχές που σχετίζονται, με το κόστος υλοποίησης των έργων, την αγορά του χρήματος και την αγορά της ενέργειας που παράγεται από τις συγκεκριμένες Α.Π.Ε.

Στον πίνακα 8.12 που ακολουθεί παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από την ανάλυση ευαισθησίας που πραγματοποιήθηκε για τα αιολικά πάρκα.

**Πίνακας 8.12** Σενάρια για αιολικά πάρκα-ανάλυση ευαισθησίας

Χαρακτηριστικά	Βασικό Σενάριο	Σενάριο Α	Σενάριο Β	Σενάριο Γ
Τυπικό μέγεθος μονάδας (MW)	30	30	30	30
Μέσο κόστος επένδυσης (€/KW)	1350	1350	1350	1350
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (% επένδυσης)	3%	3%	3%	3%
Ενεργειακή απόδοση -C.F. %	29%	29%	29%	29%
Ποσοστό απορρόφησης ενέργειας%	98%	98%	98%	98%
Τιμή πώλησης (€/MWh)	87.85	87.85	87.85	87.85
Συνολική επένδυση (χιλ. €)	40.500	40.500	40.500	40.500
Ποσοστό ιδίων κεφαλαίων	25%	40%	25%	25%
Ποσοστό δανειακών κεφαλαίων	75%	60%	50%	25%
Ποσοστό επιχορήγησης	0%	0%	25%	50%
Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού	9%	9%	9%	9%
Διάρκεια αποπληρωμής δανείου	10 έτη	10 έτη	10 έτη	10 έτη
Διάρκεια ζωής επένδυσης	20 έτη	20 έτη	20 έτη	20 έτη
Πληθωρισμός	2%	2%	2%	2%
Ειδικό τέλος Ο.Τ.Α. (%)	3%	3%	3%	3%
Φορολογία φορέα υλοποίησης	20%	20%	20%	20%
% προσαύξηση τιμής πώλησης (% Δ.Τ.Κ.)	50%	50%	50%	50%
IRR συνολικής επένδυσης (%)	21.1	19.2	27	36.6
Payback period Απλή (έτη)	7	6.9	4.9	3.7
Payback period Έντοκη (έτη)	10.8	10.9	6	3.9
R.O.I.	1.74	1.12	2.34	3.28
B./C.	2.74	2.12	3.33	4.28

Με βάση των ανωτέρω πίνακα προκύπτει ότι όταν τα αιολικά πάρκα επιχορηγούνται αποτελούν ιδιαίτερα ελκυστικές επενδύσεις καθώς διαθέτουν εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης μεγαλύτερους του 27% και αποπληρώνονται σε λιγότερο από 6 έτη. Επίσης σε αυτές τις περιπτώσεις ο δείκτης R.O.I. λαμβάνει τιμές μεγαλύτερες του 2,3, ενώ ο δείκτης B/C μεγαλύτερες του 3,3. Οι επενδύσεις σε αιολικά πάρκα είναι συμφέρουσες ακόμα και όταν δεν επιχορηγούνται καθώς διαθέτουν εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης μεγαλύτερους του 19%, κυρίως όταν μεγαλύτερο μέρος της χρηματοδοτικής διάθρωσης της επένδυσης αποτελεί ο τραπεζικός δανεισμός καθώς το επιτόκιο του δανείου και το επιτόκιο προεξόφλησης είναι αντίστοιχα 9% και 10%.

Οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί που λειτουργούν ή πρόκειται να υλοποιηθούν και να λειτουργήσουν μέχρι τον Δεκέμβριο του 2012 διαθέτουν ιδιαίτερα υψηλούς εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης καθώς έχουν "κλειδώσει" υψηλή αποζημίωση για κάθε μεγαβατώρα που παράγουν και έχουν υλοποιηθεί με σχετικά χαμηλό κόστος, κυρίως αυτά που υλοποιήθηκαν το τελευταίο έτος. Τα συγκεκριμένα χαρακτηριστικά είναι και η αιτία για την γρήγορη απόσβεση του αρχικούς κόστους επένδυσης των συγκεκριμένων έργων. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι τα πρώτα χρόνια υλοποίησης των φωτοβολταϊκών, τα συγκεκριμένα έργα επιχορηγούνταν γεγονός που σε συνδυασμό με τα ανωτέρω στοιχεία ήταν οι λόγοι για την ταχεία και μεγάλη ανάπτυξη του συγκεκριμένου ενεργειακού κλάδου.

**Πίνακας 8.13** Σενάρια για φωτοβολταϊκά-ανάλυση ευαισθησίας

Χαρακτηριστικά	Βασικό Σενάριο	Σενάριο Α	Σενάριο Β	Σενάριο Γ
Τυπικό μέγεθος μονάδας (MW)	1	1	1	1
Μέσο κόστος επένδυσης (€/KW)	1.800	1.800	1.800	1.800
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (% επένδυσης)	3%	3%	3%	3%
Ενεργειακή απόδοση -C.F. %	15.5%	15.5%	15.5%	15.5%
Ποσοστό απορρόφησης ενέργειας%	98%	98%	98%	98%
Τιμή πώλησης (€/MWh)	292.08	292.08	292.08	292.08
Ετήσια μείωση παραγόμενης ενέργειας %	1%	1%	1%	1%
Συνολική επένδυση (χιλ. €)	1.800	1.800	1.800	1.800
Ποσοστό ιδίων κεφαλαίων	25%	30%	40%	50%
Ποσοστό δανειακών κεφαλαίων	75%	70%	60%	50%
Ποσοστό επιχορήγησης	0%	0%	0%	0%
Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού	9%	9%	9%	9%
Διάρκεια αποπληρωμής δανείου	10 έτη	10 έτη	10 έτη	10 έτη
Διάρκεια ζωής επένδυσης	20 έτη	20 έτη	20 έτη	20 έτη
Πληθωρισμός	2%	2%	2%	2%
Ειδικό τέλος Ο.Τ.Α. (%)	0%	0%	0%	0%
Φορολογία φορέα υλοποίησης	20%	20%	20%	20%
% προσαύξηση τιμής πώλησης (% Δ.Τ.Κ.)	25%	25%	25%	25%
IRR συνολικής επένδυσης	34.5	31.7	27.9	25.4
Payback period Απλή	3.1	3.4	3.9	4.2
Payback period Έντοκη	3.9	4.4	5.1	5.7
R.O.I.	3.15	2.62	1.95	1.55
B./C.	4.15	3.62	2.95	2.55

### 8.9.1 Ανάλυση ευαισθησίας για φωτοβολταϊκά με τις νέες ταρίφες

Το 2012 θα μπορούσε να χαρακτηριστεί μια όχι και τόσο καλή χρονιά για τους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκούς σταθμούς καθώς εκτός από την αδυναμία εξεύρεσης χρηματοδότησης για την υλοποίηση των έργων τους, πραγματοποιήθηκαν μέσα στους οκτώ πρώτους μήνες του χρόνου δύο μειώσεις στην τιμή αποζημίωσης της κάθε παραγόμενης μεγαβατώρας από σταθμούς της συγκεκριμένης τεχνολογίας. Οι νέες τιμές που ισχύουν από τον Αύγουστο του 2012 και στο εξής παρουσιάζονται αναλυτικά στον πίνακα που ακολουθεί.

**Πίνακας 8.14** Νέες ταρίφες για ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από φωτοβολταϊκά

Φωτοβολταϊκά	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη διασυνδεδεμένα Νησιά
Αύγουστος 2012	180€ /MWh	225€ /MWh
Φεβρουάριος 2013	171,90€ /MWh	214,88€ /MWh
Αύγουστος 2013	164,16€ /MWh	205,21€ /MWh
Φεβρουάριος 2014	156,78€ /MWh	195,97€ /MWh
Αύγουστος 2014	149,72€ /MWh	187,15€ /MWh
Για κάθε έτος ν από το 2015 και μετά	1,3Χμ.ΟΤΣ <sub>v-1</sub>	1,4Χμ.ΟΤΣ <sub>v-1</sub>

Οι δύο αυτές σημαντικές μειώσεις τις τάξεως του 12,5% (από 333,81€ /MWh σε 292,08€ /MWh) τον Φεβρουάριο του 2012 και 33,8% (από 271,64€ /MWh σε 180€ /MWh) τον Αύγουστο του 2012 προκάλεσαν ιδιαίτερο προβληματισμό στον συγκεκριμένο ενεργειακό κλάδο, κυρίως για την βιωσιμότητα των συγκεκριμένων ενεργειακών επενδύσεων έπειτα από αυτές τις δύο μεγάλες μειώσεις.

Προκειμένου να εξετάσουμε την βιωσιμότητα των φωτοβολταϊκών σταθμών στον νέο πλαίσιο τιμολόγησης καθορίστηκαν νέα σενάρια με παραδοχές τις νέες τιμές αλλά και το νέο ανά μεγαβάτ κόστος υλοποίησης του κάθε έργου με βάση τις εκτιμήσεις της αγοράς για τα έτη 2012-2015. Στους πίνακες που ακολουθούν παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από τα νέα σενάρια που αξιολογήθηκαν και δεν είναι καθόλου απογοητευτικά για τους επενδυτές-παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά καθώς τα οικονομικά αποτελέσματα για την συγκεκριμένη τεχνολογία παραμένουν ελκυστικά και υπό τις νέες συνθήκες. Συγκεκριμένα τα έργα που πρόκειται να υλοποιηθούν μέχρι το τέλος του 2014 ή καλύτερα υλοποιηθούν έχοντας κλειδώσει την "ταρίφα" του δευτέρου εξαμήνου του 2014 αναμένεται να έχουν εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης που θα κυμαίνονται μεταξύ 17%-25% πραγματοποιώντας απόσβεση τους κόστους υλοποίησης του κατά μέσο όρο σε λιγότερο από 10 έτη.

**Πίνακας 8.15** Ανάλυση ευαισθησίας για φωτοβολταϊκά με βάση τις νέες ταρίφες (2012-2013)

Χρονική περίοδος	B εξαμ. 2012	A εξαμ.2013	B εξαμ. 2013
Τυπικό μέγεθος μονάδας (MW)	1	1	1
Μέσο κόστος επένδυσης (€/KW)	1.600	1.500	1.350
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (% επένδυσης)	3%	3%	3%
Ενεργειακή απόδοση -C.F. %	15.5%	15.5%	15.5%
Ποσοστό απορρόφησης ενέργειας%	98%	98%	98%
Τιμή πώλησης (€/MWh)	180	171.90	164.16
Ετήσια μείωση παραγόμενης ενέργειας %	1%	1%	1%
Συνολική επένδυση (χιλ. €)	1.600	1.500	1.350
Ποσοστό ιδίων κεφαλαίων	25%	25%	25%
Ποσοστό δανειακών κεφαλαίων	75%	75%	75%
Ποσοστό επιχορήγησης	0%	0%	0%
Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού	9%	9%	9%
Διάρκεια αποπληρωμής δανείου	10 έτη	10 έτη	10 έτη
Διάρκεια ζωής επένδυσης	20 έτη	20 έτη	20 έτη
Πληθωρισμός	2%	2%	2%
Φορολογία φορέα υλοποίησης	20%	20%	20%
% προσαύξηση τιμής πώλησης (% Δ.Τ.Κ.)	25%	25%	25%
IRR συνολικής επένδυσης	17.3	18	20.2
Payback period Απλή	8.9	8.2	6.6
Payback period Έντοκη	11.8	11.4	10.4
R.O.I.	1.1	1.8	1.4
B./C.	2.1	2.1	2.4

Τα αποτελέσματα θα είναι απογορευτικά για τους επενδυτές που θα θελήσουν να υλοποιήσουν φωτοβολταϊκούς σταθμούς έχοντας κλειδώσει τιμή από το 2015 και μετά καθώς σε αυτή την περίπτωση οι συγκεκριμένες επενδύσεις αποδεικνύονται ως μη αποδοτικές. Το 2015 και μετά η αποζημίωση ανά παραγόμενη μεγαβατώρα για τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς συνδέεται με την οριακή τιμή συστήματος και αποτελεί το 1,3 και το 1,4 αυτής όταν το έργο πρόκειται να συνδεθεί στο διασυνδεδεμένο και μη διασυνδεδεμένο δίκτυο αντίστοιχα. Με δεδομένο ότι η μέση οριακή τιμή συστήματος για το 2011 ήταν κατά μέσο όρο 59,4 €/MWh, τότε η τιμή το 2015 θα ανέρχεται περίπου σε 77,22 €/MWh στο διασυνδεδεμένο και σε 83,16€/MWh για το μη διασυνδεδεμένο δίκτυο.

Από τον πίνακα 8.16 που ακολουθεί παρατηρούμε ότι οι συγκεκριμένοι φωτοβολταϊκοί σταθμοί αναμένεται να έχουν εσωτερικό βαθμό απόδοσης περίπου στα 6%, ενώ η απόσβεση τους να ταυτίζεται με την χρονική διάρκεια της άδειας παραγωγής που χορηγείται για κάθε έργο Α.Π.Ε. δηλαδή τα 20 έτη.



Οι δείκτες R.O.I. και B./C. λαμβάνουν τιμές μικρότερες του 1, εκφράζοντας έτσι με δυο ακόμα δείκτες την μη αποδοτικότητα των συγκεκριμένων επενδύσεων.

**Πίνακας 8.16** Ανάλυση ευαισθησίας για φωτοβολταϊκά με βάση τις νέες ταρίφες (2013-2015)

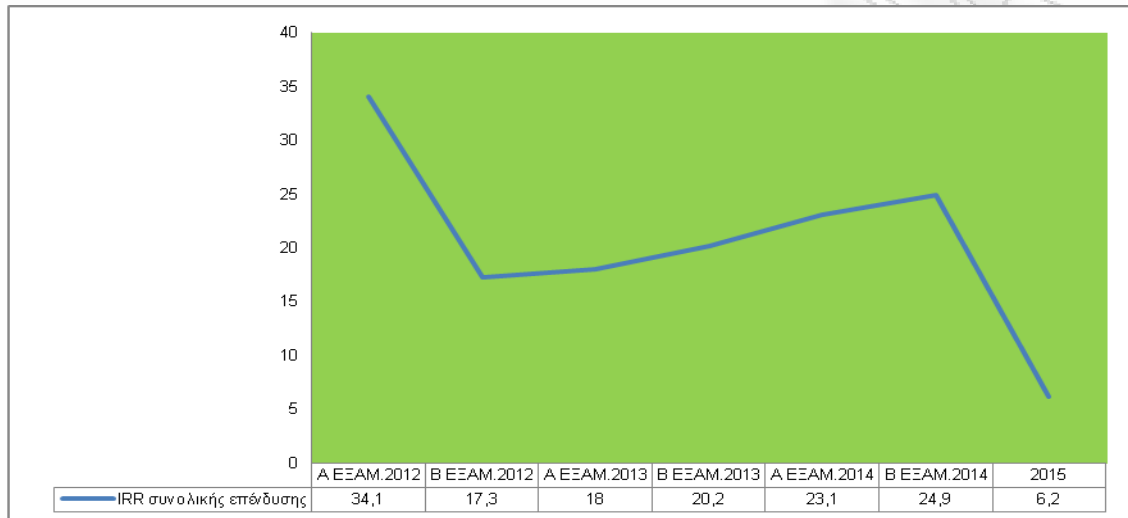
Χρονική περίοδος	A	B	2015
	εξαμ. 2014	εξαμ.2014	
Τυπικό μέγεθος μονάδας (MW)	1	1	1
Μέσο κόστος επένδυσης (€/KW)	1.200	1.100	1.000
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (% επένδυσης)	3%	3%	3%
Ενεργειακή απόδοση -C.F. %	15.5%	15.5%	15.5%
Ποσοστό απορρόφησης ενέργειας%	98%	98%	98%
Τιμή πώλησης (€/MWh)	156.78	149.72	1,3Χμ.ΟΤΣ <sub>v-1</sub>
Ετήσια μείωση παραγόμενης ενέργειας %	1%	1%	1%
Συνολική επένδυση (χιλ. €)	1.200	1.100	1.000
Ποσοστό ιδίων κεφαλαίων	25%	25%	25%
Ποσοστό δανειακών κεφαλαίων	75%	75%	75%
Ποσοστό επιχορήγησης	0%	0%	0%
Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού	9%	9%	9%
Διάρκεια αποπληρωμής δανείου	10 έτη	10 έτη	10 έτη
Διάρκεια ζωής επένδυσης	20 έτη	20 έτη	20 έτη
Πληθωρισμός	2%	2%	2%
Φορολογία φορέα υλοποίησης	20%	20%	20%
% προσαύξηση τιμής πώλησης (% Δ.Τ.Κ.)	25%	25%	25%
IRR συνολικής επένδυσης	23.1	24.9	6.2
Payback period Απλή	5.3	4.8	14.5
Payback period Έντοκη	8	6.8	20
R.O.I.	1.8	2	-0.6
B./C.	2.8	3	0.4

Για την δυνατότητα σύγκρισης των αποδόσεων των φωτοβολταϊκών σταθμών για την περίοδο 2012-2015 ο πίνακας 8.17 που ακολουθεί παρουσιάζει μια συνολική εικόνα.

**Πίνακας 8.17** Συνοπτική παρουσίαση οικονομικών αποτελεσμάτων για φωτοβολταϊκά με βάση τις νέες ταρίφες (2012-2015)

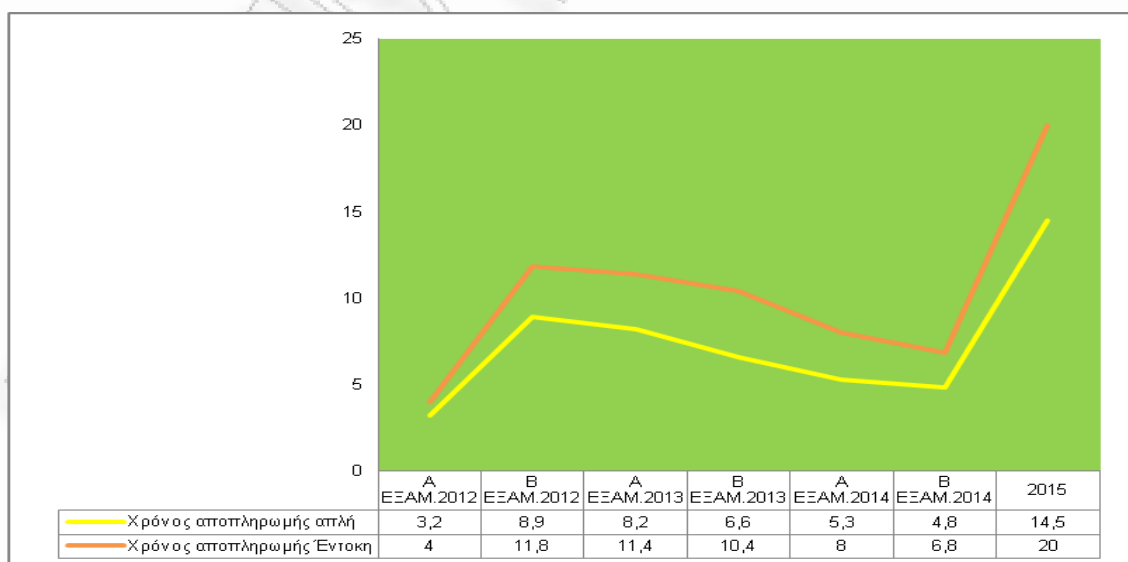
	A	B	A	B	A	B	2015
	εξαμ. 2012	εξαμ. 2012	εξαμ. 2013	εξαμ. 2013	εξαμ. 2014	εξαμ. 2014	
IRR συνολικής επένδυσης	34.1	17.3	18	20.2	23.1	24.9	6.2
Payback period Απλή	3.2	8.9	8.2	6.6	5.3	4.8	14.5
Payback period Έντοκη	4	11.8	11.4	10.4	8	6.8	20
R.O.I.	3.1	1.1	1.8	1.4	1.8	2	-0.6
B./C.	4.1	2.1	2.1	2.4	2.8	3	0.4

Στα σχήματα 8.13-8.16 αποτυπώνονται οι αποδόσεις των φωτοβολταϊκών σταθμών για την χρονική περίοδο 2012-2015.



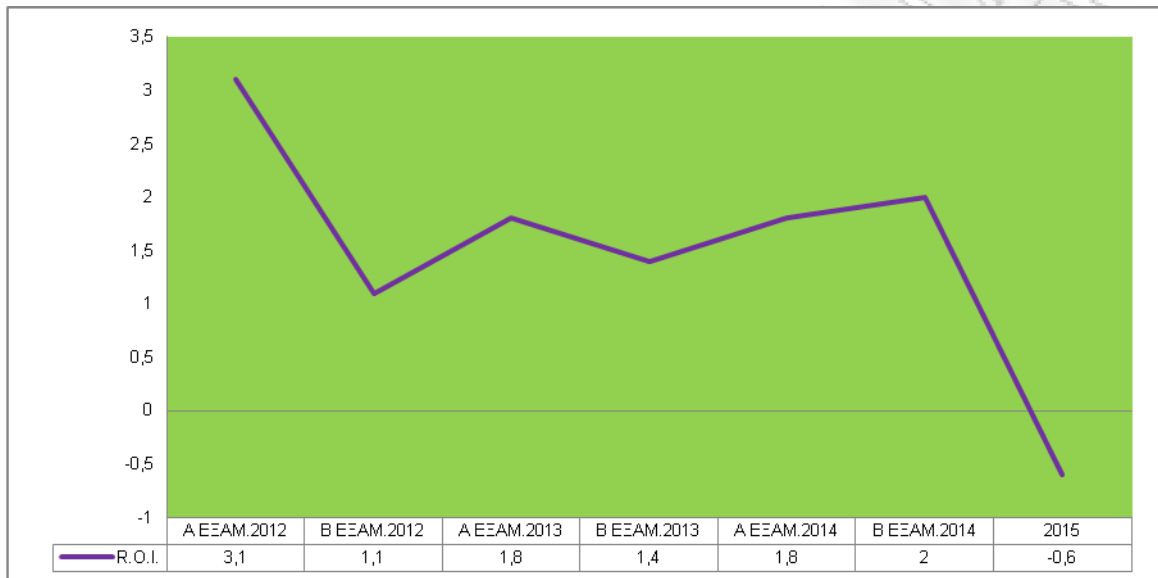
**Σχήμα 8.13** Τιμές δείκτη I.R.R. φωτοβολταϊκών για την περίοδο 2012-2015

Στα σχήματα 8.13-8.16 είναι ευδιάκριτη η αλλαγή που προήλθε στις αποδόσεις των συγκεκριμένων ενεργειακών επενδύσεων ύστερα από τις μειώσεις που υπήρξαν στις τιμές αποζημίωσης για κάθε παραγόμενη μεγαβατώρα. Τα εν λόγω έργα, ενώ το πρώτο εξάμηνο του 2012 διέθεταν μέσο εσωτερικό βαθμό απόδοσης 34%, το 2013 αναμένεται να είναι 17,5%, το 2014 23,5% και το 2015 κοντά στο 6%.



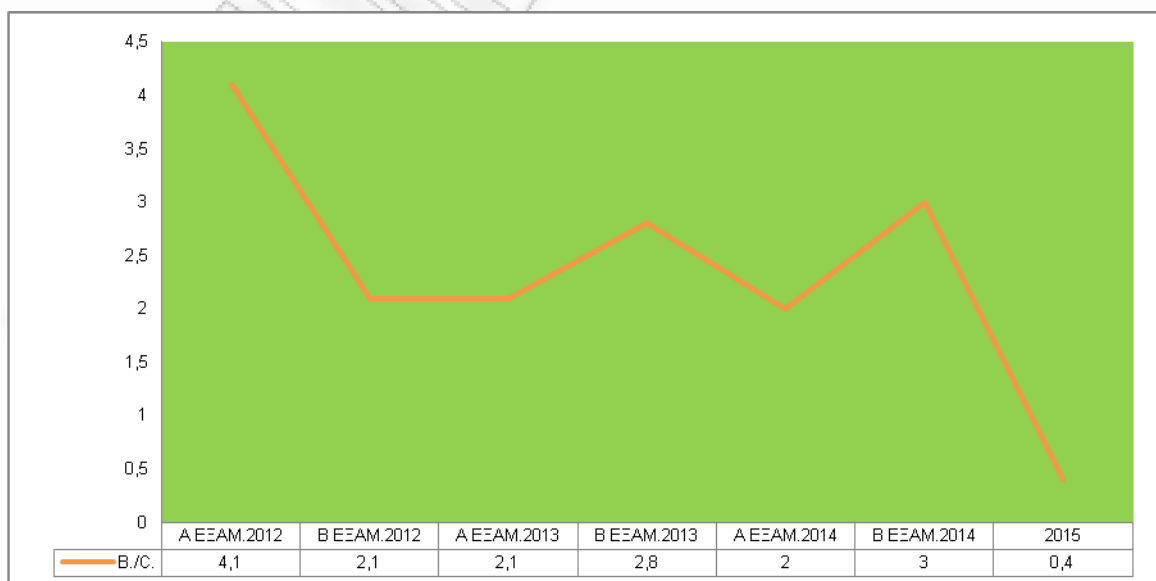
**Σχήμα 8.14** Τιμές δείκτη χρόνου αποπληρωμής επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά για την περίοδο 2012-2015

Η αποπληρωμή των συγκεκριμένων επενδύσεων θα απαιτεί περισσότερα έτη την περίοδο Αύγουστος 2012-Δεκέμβριος 2013, ενώ το έτος 2014 αναμένεται κατά μέσο όρο να πραγματοποιείται στα 7,5 έτη.



**Σχήμα 8.15** Τιμές δείκτη R.O.I. φωτοβολταϊκών για την περίοδο 2012-2015

Με βάση τις τιμές που λαμβάνουν οι δείκτες R.O.I. και B./C. για την χρονική περίοδο 2012-2014 προκύπτει ότι οι επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά είναι αποδοτικές και δύναται να γίνουν αποδεκτές από τους ενδιαφερόμενους επενδυτές. Αυτό όμως δεν ισχύει για το 2015 που οι συγκεκριμένοι δείκτες λαμβάνουν τιμές μικρότερες του 1.



**Σχήμα 8.16** Τιμές δείκτη B/C φωτοβολταϊκών για την περίοδο 2012-2015

### 8.10 Αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης έργων Α.Π.Ε.

Προκειμένου να παρουσιαστεί μια πιο σφαιρική εικόνα για την οικονομική αποδοτικότητα των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αιολική και ηλιακή ενέργεια θεωρήθηκε σκόπιμο να πραγματοποιηθούν οικονομικές αξιολογήσεις και για άλλες τεχνολογίες Α.Π.Ε. Για τον προσδιορισμό της οικονομικής αποδοτικότητας των έργων Α.Π.Ε. επιλέχθηκαν από κάθε τεχνολογία έργα που διαθέτουν μέση ενεργειακή αποδοτικότητα και ισχύ. Στις ενότητες που ακολουθούν παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από τις συγκεκριμένες αξιολογήσεις.

#### 8.10.1 Γεωθερμία

Στη παρούσα ενότητα παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από την οικονομική ανάλυση που πραγματοποιήθηκε για τους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από γεωθερμία.

**Πίνακας 8.18** Παραδοχές και αποτελέσματα για γεωθερμία

	Γεωθερμία χαμηλής θερμοκρασίας		Γεωθερμία υψηλής θερμοκρασίας	
	Χωρίς επιχορήγηση	Με επιχορήγηση	Χωρίς επιχορήγηση	Με επιχορήγηση
Τυπικό μέγεθος μονάδας (MW)	0,5	0,5	20	20
Μέσο κόστος επένδυσης (€/KW)	6.000	6.000	4.000	4.000
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (% επένδυσης)	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%
Ενεργειακή απόδοση -C.F. %	85%	85%	90%	90%
Ποσοστό απορρόφησης ενέργειας%	98%	98%	98%	98%
Τιμή πώλησης (€/MWh)	150	150	99.45	99.45
Συνολική επένδυση (χιλ. €)	3.000	3.000	80.000	80.000
Ποσοστό ιδίων κεφαλαίων	25%	25%	25%	25%
Ποσοστό δανειακών κεφαλαίων	75%	50%	75%	50%
Ποσοστό επιχορήγησης	0%	25%	0%	25%
Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού	9%	9%	9%	9%
Διάρκεια αποπληρωμής δανείου	10 έτη	10 έτη	10 έτη	10 έτη
Διάρκεια ζωής επένδυσης	20 έτη	20 έτη	20 έτη	20 έτη
Πληθωρισμός	2%	2%	2%	2%
Ειδικό τέλος Ο.Τ.Α. (%)	3%	3%	3%	3%
Φορολογία φορέα υλοποίησης	20%	20%	20%	20%
% προσαύξηση τιμής πώλησης (% Δ.Τ.Κ.)	50%	50%	50%	50%
IRR συνολικής επένδυσης (%)	17.2%	26.9%	18.3%	29.4%
Payback period Απλή (έτη)	6.3	3.6	5.4	3.3
Payback period Έντοκη (έτη)	10.9	4.6	10.3	4.1
R.O.I.	0.8	1.6	0.8	1.6
B./C.	1.8	2.6	1.8	2.6

Με βάση τις τιμές που λαμβάνουν οι συγκεκριμένοι οικονομικοί δείκτες αποδεικνύεται ότι η υλοποίηση ενός σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από γεωθερμία χαμηλής θερμοκρασίας είναι μία συμφέρουσα επένδυση. Η εν λόγω επένδυση είναι ιδιαίτερα συμφέρουσα, διαθέτει αρκετά υψηλούς εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης που κυμαίνονται μεταξύ 17% και 27%, και όταν αυτή λαμβάνει κρατική επιχορήγηση η αποπληρωμή της πραγματοποιείται πολύ γρήγορα.

Ακόμα καλύτερους οικονομικούς δείκτες, σύμφωνα με τον ανωτέρω πίνακα διαθέτουν οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από γεωθερμία υψηλής θερμοκρασίας. Γεγονός αναμενόμενο καθώς διαθέτουν κατά μέσο όρο καλύτερους συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας (+5%) και το ανά μονάδα κόστος υλοποίησης μιας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από γεωθερμία υψηλής θερμοκρασίας είναι χαμηλότερο παρόλο που η κάθε παραγόμενη μεγαβατώρα από την συγκεκριμένη τεχνολογία αποζημιώνεται λιγότερο από αυτή που παράγεται από γεωθερμία χαμηλής θερμοκρασίας.

### **8.10.2 Αιολικά πάρκα**

Τα αιολικά πάρκα και οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί είναι οι τεχνολογίες που επεξεργαστήκαμε σε μεγάλο βαθμό στην παρούσα εργασία, παρόλα αυτά προκειμένου να πραγματοποιηθεί η συγκριτική αξιολόγηση των έργων Α.Π.Ε. με βάση τους οικονομικούς δείκτες που προαναφέρθηκαν θεωρήθηκε χρήσιμο να επεξεργαστούμε έργα των συγκεκριμένων τεχνολογιών που διαθέτουν μέσο συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας, μέση ισχύ και πρόκειται να συνδεθούν τόσο στο διασυνδεδεμένο όσο και στο μη διασυνδεδεμένο δίκτυο.

Τα αιολικά πάρκα, τα οποία είναι μια από τις πιο διαδεδομένες τεχνολογίες Α.Π.Ε. στην Ελλάδα και στην Ευρώπη διαθέτουν κατά μέσο όρο συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας 25%-30% και όχι ιδιαίτερα υψηλό ανά μονάδα κόστος υλοποίησης σε σχέση με την ενεργειακή τους απόδοση. Είναι όμως ιδιαίτερα δύσκολα να εντοπιστούν κατάλληλα μέρη για την ανάπτυξή τους. Με βάση τον πίνακα που ακολουθεί προκύπτει ότι τα αιολικά πάρκα διαθέτουν κατά μέσο όρο εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης που κυμαίνονται μεταξύ 12% και 28%, ανάλογα με την κεφαλαιουχική διάρθρωση της κάθε επένδυσης. Τα αιολικά πάρκα που αναπτύσσονται στα νησιά διαθέτουν καλύτερους οικονομικούς δείκτες, αν και έχουν υψηλότερο κόστος υλοποίησης σε σχέση με αυτά που αναπτύσσονται στην ηπειρωτική Ελλάδα, καθώς διαθέτουν υψηλότερους συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας.

**Πίνακας 8.19** Παραδοχές και αποτελέσματα για αιολικά πάρκα

	Αιολικό πάρκο- Διασυνδεδεμένο δίκτυο		Αιολικό πάρκο- Μη Διασυνδεδεμένο δίκτυο	
	Χωρίς επιχορήγηση	Με επιχορήγηση	Χωρίς επιχορήγηση	Με επιχορήγηση
Τυπικό μέγεθος μονάδας (MW)	30	30	10	10
Μέσο κόστος επένδυσης (€/KW)	1.350	1.350	1.550	1.550
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (% επένδυσης)	2%	2%	3%	3%
Ενεργειακή απόδοση -C.F. %	24.5%	24.5%	30%	30%
Ποσοστό απορρόφησης ενέργειας%	98%	98%	98%	98%
Τιμή πώλησης (€/MWh)	87.85	87.85	99.45	99.45
Συνολική επένδυση (χιλ. €)	40.500	40.500	15.500	15.500
Ποσοστό ιδίων κεφαλαίων	25%	25%	25%	25%
Ποσοστό δανειακών κεφαλαίων	75%	45%	75%	45%
Ποσοστό επιχορήγησης	0%	30%	0%	30%
Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού	9%	9%	9%	9%
Διάρκεια αποπληρωμής δανείου	10 έτη	10 έτη	10 έτη	10 έτη
Διάρκεια ζωής επένδυσης	20 έτη	20 έτη	20 έτη	20 έτη
Πληθωρισμός	2%	2%	2%	2%
Ειδικό τέλος Ο.Τ.Α. (%)	3%	3%	3%	3%
Φορολογία φορέα υλοποίησης	20%	20%	20%	20%
% προσαύξηση τιμής πώλησης (% Δ.Τ.Κ.)	50%	50%	50%	50%
IRR συνολικής επένδυσης (%)	12.6%	21.6%	17.8%	27.9%
Payback period Απλή (έτη)	11.8	6	10	4.8
Payback period Έντοκη (έτη)	16.9	9	12	5.9
R.O.I.	0.4	1.6	1.2	2.3
B./C.	1.4	2.6	2.2	3.3

### 8.10.3 Φωτοβολταϊκά- μικρά υδροηλεκτρικά

Στον πίνακα 8.20 που ακολουθεί παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από την οικονομική αξιολόγηση των φωτοβολταϊκών και των μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών. Τα φωτοβολταϊκά διαθέτουν εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης που κυμαίνονται μεταξύ 15% και 18% και δεν λαμβάνουν καμιά μορφή επιχορήγησης. Θα πρέπει όμως να σημειωθεί ότι παλαιότερα (πριν την τελευταία προσαρμογή στις ταρίφες των φωτοβολταϊκών, Αύγουστος 2012) οι συγκεκριμένες επενδύσεις διάθεταν εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης που

ξεπερνούν το 25% . Σε αντίθεση με τα φωτοβολταϊκά, οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί δύναται να λάβουν επιχορήγησης, η οποία μπορεί να φτάσει υπό προϋποθέσεις έως και το 50%. Μάλιστα η λήψη της επιχορήγησης, σύμφωνα με τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στον πίνακα 8.20 κρίνεται αναγκαία για την βιωσιμότητα των συγκεκριμένων επενδύσεων, που δίχως αυτή αργούν να αποσβεστούν.

**Πίνακας 8.20** Παραδοχές και αποτελέσματα για φωτοβολταϊκά και μικρά-υδροηλεκτρικά

	Φωτοβολταϊκά		Μικρά-υδροηλεκτρικά	
	Διασυνδεδεμένο δίκτυο	Μη διασυνδεδεμένο	Χωρίς επιχορήγηση	Με επιχορήγηση
Τυπικό μέγεθος μονάδας (MW)	2	2	5	5
Μέσο κόστος επένδυσης (€/KW)	1.600	2.000	1.700	1.700
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (% επένδυσης)	2%	2%	3.4%	3.4%
Ενεργειακή απόδοση -C.F. %	15.5%	16.5%	35%	35%
Ποσοστό απορρόφησης ενέργειας%	98%	98%	98%	98%
Τιμή πώλησης (€/MWh)	180	225	87.85	87.85
Ετήσια μείωση παραγόμενης ενέργειας %	1%	1%	-	
Συνολική επένδυση (χιλ. €)	3.600	4.000	8.500	8.500
Ποσοστό ιδίων κεφαλαίων	25%	25%	25%	25%
Ποσοστό δανειακών κεφαλαίων	75%	75%	75%	45%
Ποσοστό επιχορήγησης	0%	0%	0%	30%
Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού	9%	9%	9%	9%
Διάρκεια αποπληρωμής δανείου	10 έτη	10 έτη	10 έτη	10 έτη
Διάρκεια ζωής επένδυσης	20 έτη	20 έτη	20 έτη	20 έτη
Πληθωρισμός	2%	2%	2%	2%
Ειδικό τέλος Ο.Τ.Α. (%)	0%	0%	4%	4%
Φορολογία φορέα υλοποίησης	20%	20%	20%	20%
% προσαύξηση τιμής πώλησης (% Δ.Τ.Κ.)	50%	50%	20%	20%
IRR συνολικής επένδυσης (%)	15.1%	17.3%	10.5%	21.9%
Payback period Απλή (έτη)	10.1	7.8	11.4	4.4
Payback period Έντοκη (έτη)	13.1	11.5	18.7	6.4
R.O.I.	0.7	1	0.1	1.1
B./C.	1.7	2	1.1	2.1

### 8.10.4 Ηλιοθερμικά

Τα ηλιοθερμικά είναι μια μη ώριμη τεχνολογία στην Ελλάδα. Κανένα έργο μέχρι στιγμής δεν έχει τεθεί σε λειτουργία μολονότι οι συγκεκριμένες ενεργειακές επενδύσεις παρουσιάζουν αρκετό ενδιαφέρον λόγω των ιδιαίτερα καλών ενεργειακών χαρακτηριστικών και οικονομικών τους αποδόσεων. Σύμφωνα με τον πίνακα 6.8 που ακολουθεί τα ηλιοθερμικά διαθέτουν εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης που κυμαίνονται μεταξύ 15% και 39%. Δύναται να λάβουν επιχορήγηση και θεωρούνται ιδιαίτερα αποδοτικές επενδύσεις.

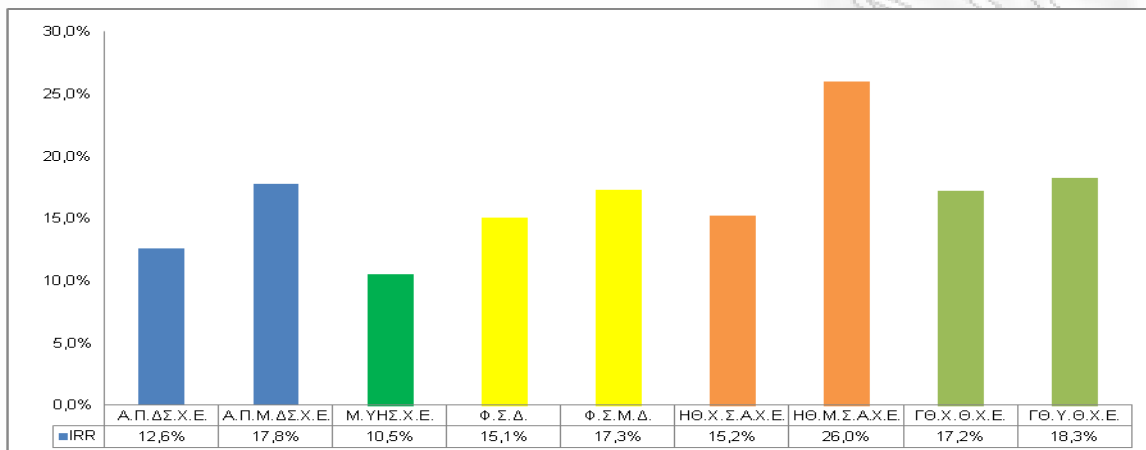
**Πίνακας 8.21** Παραδοχές και αποτελέσματα για ηλιοθερμικά

	Ηλιοθερμικό χωρίς σύστημα αποθήκευσης		Ηλιοθερμικό με σύστημα αποθήκευσης	
	Χωρίς επιχορήγηση	Με επιχορήγηση	Χωρίς επιχορήγηση	Με επιχορήγηση
Τυπικό μέγεθος μονάδας (MW)	2	2	30	30
Μέσο κόστος επένδυσης (€/KW)	3200	3200	4600	4600
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (% επένδυσης)	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Ενεργειακή απόδοση -C.F. %	18%	18%	30%	30%
Ποσοστό απορρόφησης ενέργειας%	98%	98%	98%	98%
Τιμή πώλησης (€/MWh)	264.85	264.85	284.85	284.85
Συνολική επένδυση (χιλ. €)	6.400	6.400	138.000	138.000
Ποσοστό ιδίων κεφαλαίων	25%	25%	25%	25%
Ποσοστό δανειακών κεφαλαίων	75%	45%	75%	45%
Ποσοστό επιχορήγησης	0%	30%	0%	30%
Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού	9%	9%	9%	9%
Διάρκεια αποπληρωμής δανείου	10 έτη	10 έτη	10 έτη	10 έτη
Διάρκεια ζωής επένδυσης	25 έτη	25 έτη	25 έτη	25 έτη
Πληθωρισμός	2%	2%	2%	2%
Ειδικό τέλος Ο.Τ.Α. (%)	3%	3%	3%	3%
Φορολογία φορέα υλοποίησης	20%	20%	20%	20%
% προσαύξηση τιμής πώλησης (% Δ.Τ.Κ.)	50%	50%	50%	50%
IRR συνολικής επένδυσης (%)	15.2%	25.7%	26%	38.6%
Payback period Απλή (έτη)	8.5	4	4.1	2.7
Payback period Έντοκη (έτη)	12.6	5.2	5.5	3.2
R.O.I.	0.7	1.7	1.8	2.8
B./C.	1.7	2.7	2.8	3.8



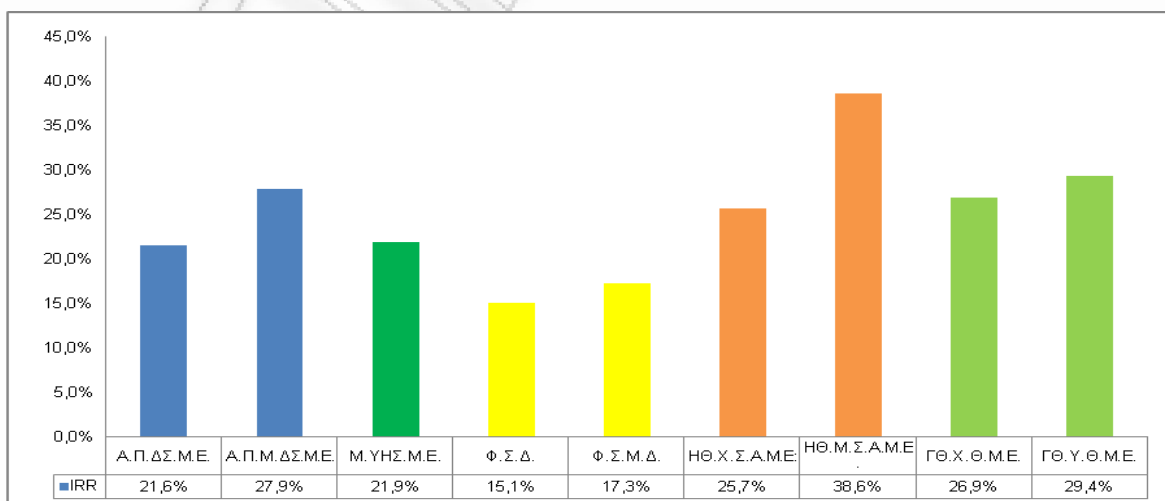
### 8.11 Συγκριτική αξιολόγηση οικονομικής αποδοτικότητας έργων Α.Π.Ε.

Στην συγκεκριμένη ενότητα θα επιχειρηθεί να γίνει μια συγκριτική αξιολόγηση για όλες τις τεχνολογίες Α.Π.Ε. με βάση τους οικονομικούς δείκτες που επιλέξαμε.

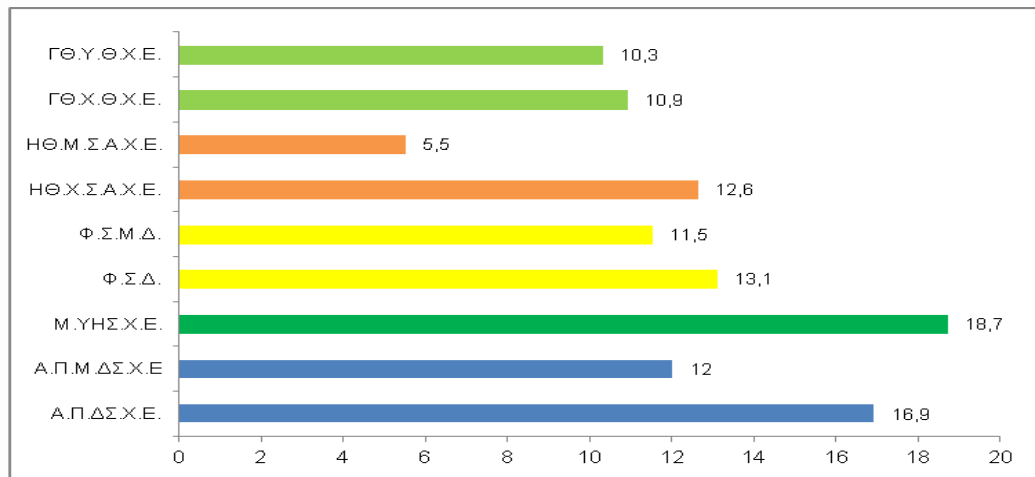


**Σχήμα 8.17** Τιμές δείκτη I.R.R συνολική επένδυσης για όλες τις τεχνολογίες (χωρίς επιχορήγηση)

Θεωρώντας ότι καμία τεχνολογία δεν λαμβάνει κάποια μορφή επιχορήγησης προκύπτει ότι τα ηλιοθερμικά διαθέτουν τους υψηλότερους εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης και κυρίως αυτά που πρόκειται να εγκατασταθούν στο μη διασυνδεδεμένο δίκτυο. Ακολουθούν οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από γεωθερμία και τα φωτοβολταϊκά. Τα αποτελέσματα διαφοροποιούνται όταν τα έργα Α.Π.Ε. επιχορηγούνται. Την τρίτη θέση καταλαμβάνουν τα αιολικά πάρκα που προσφέρουν την ενέργεια τους στο μη διασυνδεδεμένο δίκτυο στην θέση των φωτοβολταϊκών καθώς τα τελευταία δεν επιδοτούνται.



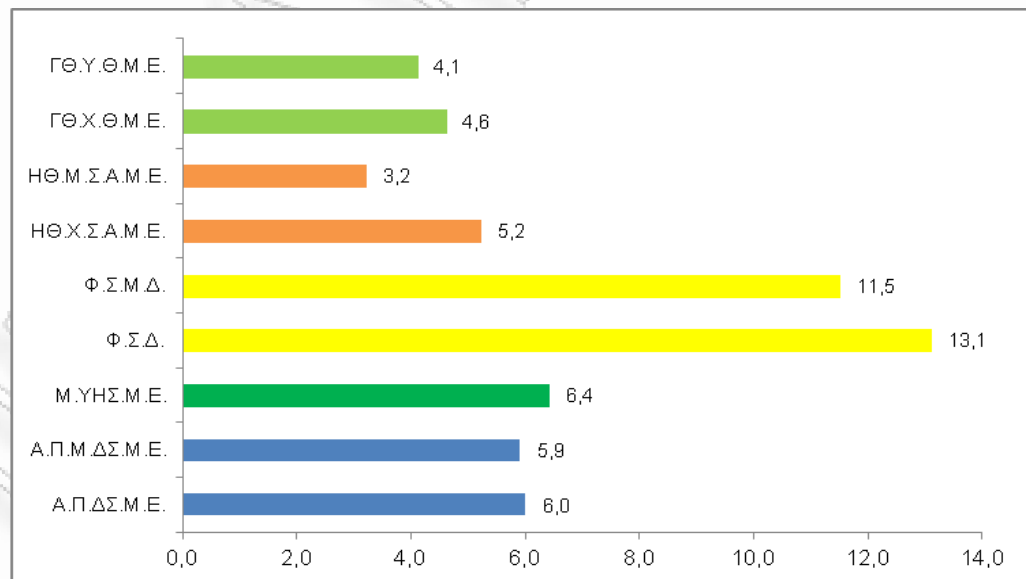
**Σχήμα 8.18** Τιμές δείκτη I.R.R συνολική επένδυσης για όλες τις τεχνολογίες (με επιχορήγηση)



**Σχήμα 8.19** Τιμές δείκτη Payback period συνολική επένδυσης για όλες τις τεχνολογίες (χωρίς επιχορήγηση)

Η σειρά κατάταξης των έργων Α.Π.Ε. δεν περιμέναμε να διαφοροποιηθεί με βάση τον δείκτη payback period. Αξιοσημείωτο είναι ότι μόνα τα ηλιοθερμικά αποπληρώνονται κατά μέσο όρο σε λιγότερο από τα 10 έτη αν καμία τεχνολογία δεν επιδοτηθεί.

Η εικόνα αντιστρέφεται όταν τα έργα Α.Π.Ε. επιδοτούνται, καθώς όλα τα έργα αποπληρώνονται πριν την πάροδο των 10 ετών, εκτός φυσικά από τα φωτοβολταϊκά που όπως έχει ήδη αναφερθεί, δεν επιδοτούνται πλέον.



**Σχήμα 8.20** Τιμές δείκτη Payback period συνολική επένδυσης για όλες τις τεχνολογίες (με επιχορήγηση)

Αναφορικά με τον δείκτη R.O.I. που όπως έχει ήδη αναφερθεί σε προηγούμενες ενότητες, προκειμένου οι επενδύσεις να είναι αποδοτικές θα πρέπει ο συγκεκριμένος δείκτης να λαμβάνει τιμές μεγαλύτερες του 1, με βάση τον πίνακα 8.22 που ακολουθεί αυτό επιτυγχάνεται για όλες τις τεχνολογίες (εκτός των φωτοβολταϊκών που συνδέονται στο διασυνδεδεμένο δίκτυο) μόνο όταν οι εν λόγω επενδύσεις λαμβάνουν κάποιο είδος επιχορήγησης. Ο δείκτης R.O.I. των αιολικών πάρκων και των ηλιοθερμικών σταθμών που συνδέονται στο μη διασυνδεδεμένο δίκτυο και δεν επιχορηγούνται λαμβάνουν τιμές μεγαλύτερες του 1.

Ο δείκτης B./C. για όλες τις τεχνολογίες Α.Π.Ε. ανεξαρτήτως αν λαμβάνουν επιχορήγηση ή όχι λαμβάνει τιμές μεγαλύτερες τιμές του 1. Μάλιστα κυμαίνεται μεταξύ 1.1 και 3.8. Αναμενόμενο με βάση τα ανωτέρω είναι ότι η τεχνολογία που λαμβάνει τις μεγαλύτερες τιμές στον εν λόγω δείκτη είναι τα ηλιοθερμικά με σύστημα αποθήκευσης που λειτουργούν στη μη διασυνδεδεμένο δίκτυο.

**Πίνακας 8.22** Συνολική παρουσίαση οικονομικών δεικτών για όλες τις τεχνολογίες

	IRR συνολικής επένδυσης (%)	Payback period Απλή (έτη)	Payback period Έντοκη (έτη)	R.O.I.	B./C.
Αιολικό πάρκο- Διασυνδεδεμένο δίκτυο με επιχορήγηση	12.6%	11.8	16.9	0.4	1.4
Αιολικό πάρκο- Μη Διασυνδεδεμένο δίκτυο με επιχορήγηση	21.6%	6	6	1.6	2.6
Μικρό-υδροηλεκτρικό με επιχορήγηση	17.8%	10	12	1.2	2.2
Φωτοβολταϊκό- Διασυνδεδεμένο δίκτυο	27.9%	4.8	5.9	2.3	3.3
Φωτοβολταϊκό-Μη Διασυνδεδεμένο δίκτυο	10.5%	11.4	18.7	0.1	1.1
Ηλιοθερμικό χωρίς σύστημα αποθήκευσης με επιχορήγηση	21.9%	4.4	6.4	1.1	2.1
Ηλιοθερμικό με σύστημα αποθήκευσης (3 ώρες)	15.1%	10.1	13.1	0.7	1.7
Γεωθερμία χαμηλής θερμοκρασίας με επιχορήγηση	17.3%	7.8	11.5	1	2
Γεωθερμία υψηλής θερμοκρασίας με επιχορήγηση	15.2%	8.5	12.6	0.7	1.7
	25.7%	4	5.2	1.7	2.7
	26%	4.1	5.5	1.8	2.8
	38.6%	2.7	3.2	2.8	3.8
	17.2%	6.3	10.9	0.8	1.8
	26.9%	3.6	4.6	1.6	2.6
	18.3%	5.4	10.3	0.8	1.8
	29.4%	3.3	4.1	1.6	2.6

## 8.12 Βιβλιογραφία κεφαλαίου

- [1] Αρτίκης Π. Γεώργιος (2002) , "Χρηματοοικονομική Διοίκηση, Αποφάσεις Επενδύσεων", Εκδόσεις INTERBOOKS, Αθήνα.
- [2] Αρτίκης Γ. Παναγιώτης (2010), "Διαχείριση Αξίας και Κινδύνου", Εκδόσεις INTERBOOKS, Αθήνα.
- [3] Εργαστήριο Βιομηχανικής & Ενεργειακής Οικονομίας του Ε.Μ.Π.-Στατιστικά στοιχεία.
- [4] Ζερβός Αρθούρος (2008), «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας», Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών, Αθήνα.
- [5] Καζαντζής Χρήστος-Σώρρος Ιωάννης (2009), «Αρχές κόστους», Εκδόσεις BUSINESS BLUS A.E., Πειραιάς.
- [6] Καζαντζής Χρήστος (2008), «Αρχές & Πρότυπα Χρηματοοικονομικής Λογιστικής», Εκδόσεις BUSINESS BLUS A.E., Πειραιάς.
- [7] Καλιαμπάκος Δ., Δαμίγος Δ. (2008) «Οικονομικά του Περιβάλλοντος και των Υδατικών Πόρων-Χρηματοοικονομική και κοινωνική αξιολόγηση επενδύσεων», Αθήνα.
- [8] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ιούλιος 2001),«Οδηγός Αξιολόγησης αιτήσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και μικρή ΣΗΘ», Ρ.Α.Ε., Αθήνα.
- [9] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, Αρχείο αιτήσεων και αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας του τμήματος Α.Π.Ε. της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας.
- [10] Υπουργείο Ανάπτυξης (2006), Νόμος 3468/2006 (ΦΕΚ Α'129) «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις», ΥΠ.ΑΝ.
- [11] Υπουργείο Ανάπτυξης (2007), «Κανονισμός Αδειών Παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (Αριθ. Δ6/Φ1/οικ.5707/03.04.2007), ΥΠ.ΑΝ.
- [12] Υπουργείο Ανάπτυξης (2009), Νόμος 3734/2009(ΦΕΚΑ'8/28-1-09): «Προώθηση της συμπαράγωγής δύο ή περισσότερων χρήσιμων μορφών ενέργειας, ρύθμιση ζητημάτων σχετικών με το Υδροηλεκτρικό Έργο Μεσοχώρας και άλλες διατάξεις», ΥΠ.ΑΝ.
- [13] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, Γενική Διεύθυνση Ενέργειας, Διεύθυνση Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας (2009),«5<sup>η</sup> Εθνική Έκθεση για το επίπεδο διεύθυνσης της ανανεώσιμης ενέργειας το έτος 2010,(Άρθρο 3 Οδηγίας 2001/77/ΕΚ)», Υ.ΠΕ.ΚΑ.
- [14] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (2010), Νόμος 3851/2010(ΦΕΚΑ'85/04-06-10):«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», Υ.ΠΕ.ΚΑ.
- [15] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (2011), «Κανονισμός Αδειών Παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (Αριθ. ΥΑΠΕ/Φ1/14810/25.10.2011),Υ.ΠΕ.ΚΑ.
- [16] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (2012), Έκθεση για τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. στο πλαίσιο του σχεδιασμού αναμόρφωσης του μηχανισμού στήριξης", Υ.ΠΕ.ΚΑ.
- [17] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (2012), Τροποποίηση της απόφασης με αριθμό Υ.Α.Π.Ε./Φ1/2262/ 31.1.2012 (Β'97) σχετικά με την τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από φωτοβολταϊκούς σταθμούς, Υ.ΠΕ.ΚΑ.

- [18] Τουρκολιάς Χ. (ΕΜΠ), Μοιρασγεντής Σ. (Ινστ. Ερευνών Περιβάλλοντος και Βιώσιμης Ανάπτυξης, ΕΑΑ), Δαμίγος Δ., Διακουλάκη Δ. (ΕΜΠ) (2010), «Ανάλυση Κόστους Οφέλους σεναρίων ηλεκτροπαραγωγής για το 2020».
- [19] Fred Weston-Eugene F. Brigham, (1986), «Βασικές Αρχές της Χρηματοοικονομικής Διαχείρισης και Πολιτικής», Ξεκδόσεις Παπαζήση Αθήνα.

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΡΡΑΙΑΣ

## Κεφάλαιο 9ο Εφαρμογή μηχανισμού εγγυημένων διαφορικών τιμών

### 9.1 Εισαγωγή

Με βασικό γνώμονα ότι η τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας από τις διάφορες τεχνολογίες Α.Π.Ε. γίνεται με σκοπό να εξασφαλίζεται η βιωσιμότητα της κάθε επένδυσης και να κινητοποιούνται οι επενδυτές χωρίς υπερβολική επίπτωση στον καταναλωτή και τα δημόσια οικονομικά, στην Ελλάδα επιλέχθηκε και εφαρμόζεται, όπως παρουσιάσαμε στα κεφάλαια 4 και 8, ο μηχανισμός στήριξης εγγυημένων τιμών (feed in tariff).

Στο παρών κεφάλαιο αφού γίνεται μία μικρή αξιολόγηση για τον μηχανισμό στήριξης εγγυημένων τιμών αλλά και τον μηχανισμό υποχρεωτικής ποσόστωσης (quota), επιχειρείται να προσδιοριστεί η οικονομική αποδοτικότητα ενός αιολικού πάρκου και ενός φωτοβολταϊκού σταθμού κάνοντας την υπόθεση ότι στην Ελλάδα εφαρμόζεται ο μηχανισμός εγγυημένων διαφορικών τιμών (feed in premium).

### 9.2 Αποζημίωση της ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε.

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από Α.Π.Ε. αποζημιώνεται με εγγυημένη τιμή μέσω ειδικού λογαριασμού, που δημιουργήθηκε με τις διατάξεις του άρθρου 40 του ν. 2773/1999, τον οποίο διαχειρίζεται ο Λειτουργός της Αγοράς (Λ.ΑΓ.Η.Ε. Α.Ε.). Βασικά έσοδα του λογαριασμού αυτού αποτελούν:

- i. κατά μεγαλύτερο ποσοστό, οι πληρωμές που καταβάλουν οι προμηθευτές για την ενέργεια που παράγεται από Α.Π.Ε. στο Σύστημα, με βάση την τιμή της χονδρεμπορικής αγοράς (Ο.Τ.Σ.) κατά την ωριαία εκκαθάριση της αγοράς, και
- ii. κατά μικρότερο ποσοστό, οι πληρωμές που καταβάλουν οι προμηθευτές των μη διασυνδεδεμένων νησιών (Μ.Δ.Ν) για την ενέργεια που παράγεται από Α.Π.Ε. στα Μ.Δ.Ν., με βάση το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής στα Μ.Δ.Ν.

Βάσει των ανωτέρω προκύπτει ότι η χρηματοδότηση του μηχανισμού στήριξης εγγυημένων σταθερών τιμών (feed in tariff) όπως έχει σχεδιασθεί και εφαρμόζεται στην Ελλάδα δεν επιβαρύνει τα δημόσια οικονομικά.

### **9.3 Αξιολόγηση του μηχανισμού εγγυημένων τιμών (feed-in-tariff)**

Το 2011 υπήρξε μια δυναμική χρονιά για τις Α.Π.Ε. Η ανάπτυξη τους, ως αποτέλεσμα ρυθμίσεων της τελευταίας πενταετίας, οι οποίες είχαν ως στόχο τη διατήρηση και αύξηση του ρυθμού ανάπτυξης των Α.Π.Ε. με την ελάχιστη δυνατή επίπτωση στον τομέα αυτόν της παρούσας οικονομικής συγκυρίας κρίθηκε επιτυχής.

Όπως έχουμε ήδη αναφέρει για να είναι αποτελεσματικός ένας μηχανισμός αποφυγής υπερβολικής αποζημίωσης πρέπει να είναι απλός στην εφαρμογή του. Το πιο σημαντικό όμως είναι η διόρθωση των ενισχύσεων να είναι διαφανής, αμερόληπτη και αναλογική προς την τεχνολογία για την οποία εφαρμόζεται και συνεπώς να είναι εκ των προτέρων γνωστή στο επενδυτικό κοινό.

Η αποφυγή υπερβολικής αποζημίωσης επιτυγχάνεται με εφαρμογή μηχανισμών προσαρμογής των καθορισμένων εγγυημένων σταθερών τιμών στον χρόνο και την τεχνολογία. Και γι αυτόν τον λόγο κρίνεται επιτυχής και η αυτόματη απομείωση των εγγυημένων σταθερών τιμών, που αντανακλούν την αναμενόμενη μείωση του κόστους τεχνολογίας, στην περίπτωση των νέων εγκαταστάσεων των φωτοβολταϊκών σταθμών ως αποτέλεσμα της ταχείας ανάπτυξης του συγκεκριμένου κλάδου και της ωρίμανσης του. Είναι εύλογο συνεπώς να υπάρχει περιοδικά μία διόρθωση των ενισχύσεων που παρέχονται προς τις αναδυόμενες ειδικά τεχνολογίες, ώστε να μην επιβαρύνονται υπέρμετρα οι καταναλωτές, ενώ παράλληλα να διασφαλίζεται η βιωσιμότητα και ελκυστικότητα των επενδύσεων. Η εμπειρία από τη μέχρι σήμερα εφαρμογή του μηχανισμού αυτού είναι θετική και ως προς τη συχνότητα της απομείωσης (ανά εξάμηνο).

### **9.4 Αξιολόγηση του μηχανισμού υποχρεωτικής ποσόστωσης (quota)**

Τα χαρακτηριστικά της αγοράς της Ελλάδας, υστέρηση στην ανάπτυξη των Α.Π.Ε. σε σχέση με το διαθέσιμο δυναμικό και τους στόχους για το 2020, αναγνώριση δυναμικής κατά το έτος 2011, δυσμενές χρηματοδοτικό περιβάλλον, απουσία μακροχρόνιων ομοειδών στοιχείων για τη διακύμανση των τιμών στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, μάλλον αποτρέπουν την εφαρμογή ενός μηχανισμού quota στην Ελλάδα.

Η αξιοποίηση αποκλειστικά μηχανισμών αγοράς κατά το σχεδιασμό και εφαρμογή ενός quota system έχει το πλεονέκτημα της μεγαλύτερης διαφάνειας στις τιμές. Από την άλλη όμως, αφού το σύνολο της αποζημίωσης βαρύνει απευθείας τους προμηθευτές (μέσω της spot αγοράς και την αγοράς Ε.Π.Π.), μετακυλύετε στους καταναλωτές χωρίς προφανή δυνατότητα παρέμβασης πρόσθετων πόρων που θα ανακούφιζαν τον καταναλωτή. Κατά την εφαρμογή του μηχανισμού υποχρεωτικής ποσόστωσης απαιτούνται επιλογές που θα περιορίζουν τη μεταβλητότητα της τιμής των Ε.Π.Π. και θα λειτουργούν ως μηχανισμοί αποφυγής υπερβολικής αποζημίωσης.

### **9.5 Αξιολόγηση του μηχανισμού εγγυημένων διαφορικών τιμών (Feed-In Premium)**

Η συνεχιζόμενη ανάπτυξη της αγοράς Α.Π.Ε., η αύξηση και η διασπορά των αιολικών εγκαταστάσεων, η αύξηση και ωρίμανση των φωτοβολταϊκών συστημάτων, σε συνδυασμό με την ωρίμανση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, πιθανόν να επιτρέψουν στο μέλλον την αποτελεσματικότερη εισαγωγή ενός μηχανισμού feed in premium, για ορισμένες τεχνολογίες με ελαχιστοποίηση των μειονεκτημάτων του.

Μια παραλλαγή του μηχανισμού feed-in- premium αναμένεται να εφαρμοστεί από το 2015 και μετά στην Ελλάδα για τα φωτοβολταϊκά. Η αποζημίωση τους θα σχετίζεται με την οριακή τιμή συστήματος και θα προσαυξάνεται κατά 30% για τα έργα που θα συνδέονται στο διασυνδεδεμένο δίκτυο και 40% στο μη διασυνδεδεμένο.

Η ανωτέρω παραλλαγή του μηχανισμού feed-in- premium εκτιμάται ότι μπορεί να εφαρμοσθεί πιο δομημένα, υφίσταται όμως η ανάγκη διαρκούς παρακολούθησης του με στόχο:

- να αποφεύγεται η υπερβολική αποζημίωση και η υπερθέρμανση της αγοράς.
- να διασφαλίζεται η βιωσιμότητα των επενδύσεων και η συνακόλουθη αύξηση του ρυθμού διείσδυσης των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό ισοζύγιο ενέργειας.
- να μην δημιουργείται αναστάτωση στην αγορά από ταμειακά ελλείμματα στο λογαριασμό του Λ.Α.Γ.Η.Ε.
- να διαπιστώνεται έγκαιρα η αναγκαιότητα αναθεώρησης του.



Ο σχεδιασμός στην Ελλάδα ενός συστήματος feed in premium, προκειμένου να αξιοποιηθούν τα πλεονεκτήματά του, πρέπει να λάβει υπόψη μερικά κρίσιμα ειδικά χαρακτηριστικά που καταγράφονται ως εξής:

- i. Το ευρύτερο επενδυτικό περιβάλλον, το οποίο έχει επηρεαστεί σημαντικά από την οικονομική κρίση. Συγκεκριμένα, θα πρέπει να ληφθεί υπόψη η υψηλή αποτίμηση του κινδύνου της χώρας που έχει ενσωματωθεί στο κόστος κεφαλαίου, αλλά και η αβεβαιότητα και η δυσκολία πρόσβασης σε τραπεζική χρηματοδότηση λόγω των προβλημάτων ρευστότητας.
- ii. Η ανάπτυξη της αγοράς Α.Π.Ε. στην Ελλάδα, υπολείπεται από την αποτελεσματική αξιοποίηση του διαθέσιμου δυναμικού. Το 2011 υπήρξε αναμφισβήτητα μια θετική χρονιά και αναπτύχθηκε μια δυναμική. Όμως η αγορά απέχει ακόμα από το να χαρακτηριστεί αναπτυγμένη ή ώριμη. Για αυτό απαιτείται ιδιαίτερη προσοχή ώστε η δυναμική πορεία του 2011 να μην διαταραχθεί.
- iii. Η χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρισμού στην Ελλάδα προωθεί την τελευταία δεκαετία διάφορα μοντέλα οργάνωσης, με βασικό αποτέλεσμα την απουσία μακροχρόνιων ιστορικών ομοειδών δεδομένων για τη διακύμανση των τιμών, γεγονός που δημιουργεί πρακτικές δυσκολίες ορθολογικού σχεδιασμού ενός μηχανισμού F.I.P. άμεσα.
- iv. Ένα αξιοσημείωτο ποσοστό της ενέργειας από Α.Π.Ε. στην Ελλάδα (της τάξης του 12%), παράγεται στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, όπου δεν υφίσταται οργανωμένη χονδρεμπορική αγορά και επομένως δεν μπορεί να εφαρμοσθεί ένα σύστημα F.I.P. Το γεγονός αυτό εισάγει μια διαχωρίσιμη, αλλά αυξημένη- πολυπλοκότητα.

## 9.6 Ποιοτική συγκριτική αξιολόγηση μηχανισμών στήριξης στην Ελλάδα

Στη παρούσα ενότητα παρουσιάζονται τα αποτελέσματα μιας μελέτης που πραγματοποιήθηκε από μια ομάδα επιστημών για λογαριασμό του ΥΠ.Ε.Κ.Α. με θέμα την παρουσίαση του τομέας ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. και τους μηχανισμούς στήριξης των Α.Π.Ε. Στον πίνακα που ακολουθεί επιχειρείται μια ποιοτική συγκριτική αξιολόγηση των μηχανισμών στήριξης των Α.Π.Ε.

**Πίνακας 9.1** Ποιοτική συγκριτική αξιολόγηση μηχανισμών στήριξης Α.Π.Ε.

Χαρακτηριστικά	Μηχανισμοί στήριξης					
	feed-in-tariff	Σταθερό premium	Caps στο premium, ελάχιστη εγγύηση	Caps and Floors στη συνολική αποζημίωση	Spot Market Gap Model	Ποσοστιαίο Premium
Κίνητρο για παραγωγή στις ώρες αιχμής	Όχι	Υψηλό	Ναι	Όχι	Ναι	Πιθανόν
Κίνδυνος για υπερβολική αποζημίωση	Όχι	Υψηλός	Χαμηλός	Πολύ Χαμηλός	Χαμηλός	Υψηλός
Ρίσκο Επένδυσης	Εξαιρετικά Χαμηλό	Εξαιρετικά Υψηλό	Μέσο	Χαμηλό	Χαμηλό	Υψηλό
Κόστος στον καταναλωτή	Χαμηλό	Υψηλό	Μέσο	Μέσο	Μέσο	Υψηλό
Αποτελεσματικότητα για την ανάπτυξη	Υψηλή	Χαμηλή	Μέση	Μέση	Μέση	Χαμηλή
Συμβατότητα με την αγορά Α.Π.Ε. στην Ελλάδα	Υψηλή	Χαμηλή	Μέση	Μέση	Μέση	Χαμηλή
Συμβατότητα με την αγορά ηλεκτρισμού στην Ελλάδα	Υψηλή (Μεσοπρόθεσμα Μέση)	Χαμηλή	Μέση (Μεσοπρόθεσμα Υψηλή)	Μέση (Μεσοπρόθεσμα Υψηλή)	Μέση (Μεσοπρόθεσμα Υψηλή)	Χαμηλή
Σύνολο κρίσεων (Θετικές-αρνητικές)	5 (Μεσοπρόθεσμα 4)	-5	1 (Μεσοπρόθεσμα 2)	1 (Μεσοπρόθεσμα 2)	2 (Μεσοπρόθεσμα 3)	-6

## 9.7 Ορισμός δείγματος παρούσας ανάλυσης

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά των δύο έργων που επιλέχτηκαν ως δείγμα προκειμένου να προσδιοριστεί η οικονομική τους αποδοτικότητα με την υπόθεση ότι εφαρμόζεται σε διάφορες παραλλαγές του ο μηχανισμός εγγυημένων διαφορικών τιμών. Πρόκειται για ένα αιολικό πάρκο και ένα φωτοβολταϊκό σταθμό που ήδη λειτουργούν εδώ και ένα χρόνο στην Ελληνική επικράτεια.

**Πίνακας 9.2** Χαρακτηριστικά αιολικού πάρκου

Χαρακτηριστικά	Τιμές
Περιφέρεια	Πελοποννήσου
Νομός-Δήμος	Λακωνίας, Ζάρακα
Ισχύς έργου (MW)	10,20
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	20.294
C.F. %	23%
Προϋπολογισμός έργου	€12.240.000
Τόνοι CO <sub>2</sub> που εξοικονομούνται	23.541

**Πίνακας 9.3** Χαρακτηριστικά φωτοβολταϊκού σταθμού

Χαρακτηριστικά	Τιμές
Περιφέρεια	Θεσσαλίας
Νομός-Δήμος	Λάρισας, Κιλελέρ
Ισχύς έργου (MW)	1
Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	1.600,87
C.F. %	18,27%
Προϋπολογισμός έργου	€2.800.000
Τόνοι CO <sub>2</sub> που εξοικονομούνται	1.857

Δεδομένου ότι υπολογισμός των εσόδων ενός έργου Α.Π.Ε. για τον μηχανισμό εγγυημένων διαφορικών τιμών στηρίζεται στην ωριαία παραγωγή και στην ωριαία αποζημίωση από τον Λειτουργού της Αγοράς (Λ.ΑΓ.Η.Ε.) για κάθε παραγόμενη μεγαβατώρα στην εικόνα 9.1 που ακολουθεί παρουσιάζεται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε ώρα για διάστημα ενός έτους για καθένα από τα δύο έργα του δείγματος.

Επίσης στην εικόνα 9.2 που ακολουθεί παρουσιάζεται για χρονικό διάστημα ενός έτους οι τιμές που λαμβάνει η Οριακή Τιμή Συστήματος για κάθε ώρα. Η έναρξη του έτους συμπίπτει για κάθε έργο με την ημέρα έναρξης της λειτουργίας του.

Κ11	A	D	E	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V
1	Εκδοή Hourly Product	MWh	Date/Time	MWh														
2	1/1/2011 15:00	0,086861	2/8/2011 15:15	4,31														
3	1/1/2011 16:00	0,090895	2/8/2011 16:15	0,70														
4	1/1/2011 17:00	0,00051	2/8/2011 17:15	0,51														
5	2/1/2011 0:00	0,063984	2/8/2011 18:15	0,33														
6	2/1/2011 1:00	0,013393	2/8/2011 19:15	0,17														
7	2/1/2011 2:00	0,200528	2/8/2011 20:15	0,03														
8	2/1/2011 3:00	0,241525	2/8/2011 21:15	0,00														
9	2/1/2011 4:00	0,367254	3/8/2011 8:15	0,09														
10	2/1/2011 5:00	0,402601	3/8/2011 9:15	0,24														
11	2/1/2011 6:00	0,865984	3/8/2011 10:15	0,48														
12	2/1/2011 7:00	1,445043	3/8/2011 11:15	1,32														
13	2/1/2011 8:00	2,092007	3/8/2011 12:15	2,04														
14	2/1/2011 9:00	0,348552	3/8/2011 13:15	0,78														
15	2/1/2011 10:00	1,427282	3/8/2011 14:15	2,84														
16	2/1/2011 11:00	4,156847	3/8/2011 15:15	4,39														
17	2/1/2011 12:00	3,313777	3/8/2011 16:15	5,08														
18	2/1/2011 13:00	1,252185	3/8/2011 17:15	0,56														
19	2/1/2011 14:00	3,771886	3/8/2011 18:15	5,45														
20	2/1/2011 15:00	0,4692	3/8/2011 19:15	6,19														
21	3/1/2011 14:00	1,701985	3/8/2011 20:15	6,23														
22	3/1/2011 15:00	0,373006	3/8/2011 21:15	0,00														
23	3/1/2011 16:00	0,167173	4/8/2011 8:15	0,08														
24	3/1/2011 20:00	0,330456	4/8/2011 9:15	0,23														
25	3/1/2011 21:00	0,629065	4/8/2011 10:15	0,73														

**Εικόνα 9.1** Υπολογισμός εσόδων για το αιολικό πάρκο-διάφορα σενάρια με Ο.Τ.Σ.

Time	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
02/08/2011	41,868	38,860	38,819	38,489	37,760	36,636	36,456	38,338	39,079	72,630	73,980	71,670	71,810	69,900	69,840	68,442	68,383	69,700	69,700	68,410	68,442	71,800	68,325	64,583
03/08/2011	39,585	38,968	38,678	38,456	38,473	38,471	38,462	38,666	41,856	67,000	71,200	71,280	71,000	68,466	69,000	70,840	71,460	71,460	71,460	71,310	73,186	73,900	73,914	68,322
04/08/2011	38,860	38,671	36,632	37,633	36,462	36,136	36,455	36,970	38,695	67,450	68,309	68,416	70,300	68,442	68,399	66,680	68,276	68,243	68,282	68,285	66,400	71,000	68,261	41,818
05/08/2011	39,423	66,150	38,832	38,654	38,667	38,664	38,456	38,682	42,547	68,587	71,010	71,600	71,000	70,310	68,442	68,304	69,300	70,080	71,230	72,670	72,000	73,500	75,073	68,306
06/08/2011	69,216	72,414	39,585	38,676	38,465	38,321	36,470	36,763	38,306	39,424	68,344	68,287	71,090	69,000	68,303	66,000	63,790	68,293	68,290	68,282	68,346	71,230	70,296	68,240
07/08/2011	38,677	38,887	38,834	38,860	38,695	38,472	36,540	36,427	36,976	38,335	38,985	71,240	71,945	71,240	39,551	39,415	39,147	41,802	42,492	39,546	38,860	38,928	39,030	38,860
08/08/2011	72,415	41,794	38,695	38,253	36,460	37,651	36,470	38,312	38,695	68,318	68,287	68,409	71,410	71,670	71,600	68,990	71,210	71,310	71,310	72,350	71,460	73,900	73,880	68,306
09/08/2011	39,156	39,003	38,651	38,479	38,492	38,364	38,477	38,800	39,423	70,360	70,510	71,920	74,450	74,610	74,450	70,490	70,390	71,700	71,780	74,230	75,143	75,155	68,272	
10/08/2011	75,050	68,221	38,841	38,462	38,471	38,359	38,474	38,358	66,930	71,510	75,131	75,242	75,269	75,340	75,245	74,220	74,390	75,125	75,064	75,017	75,096	75,237	75,023	68,322
11/08/2011	75,071	38,875	38,632	38,490	38,492	38,481	38,331	38,474	63,000	75,155	70,030	70,855	69,275	69,945	70,120	71,000	71,510	73,230	73,950	74,590	75,049	75,096	75,155	72,047
12/08/2011	37,773	36,452	35,562	35,525	35,506	35,514	34,837	36,656	39,010	41,777	65,840	41,876	39,838	39,082	39,006	38,761	38,747	38,732	38,709	39,552	39,585	70,950	53,000	38,849
13/08/2011	38,646	38,331	36,115	34,808	34,954	34,519	34,482	34,542	36,138	38,682	38,980	38,990	38,994	39,000	38,981	38,982	39,000	39,004	39,148	39,392	39,580	39,586	42,555	39,576
14/08/2011	38,353	38,326	35,530	0,000	0,000	33,838	0,000	0,000	0,000	35,568	37,771	38,274	36,648	36,649	36,564	36,138	36,470	36,581	36,702	37,636	37,767	37,649	37,638	37,623
15/08/2011	38,471	36,567	34,514	0,010	35,002	34,821	0,000	34,817	35,525	35,791	37,659	37,748	38,280	38,253	38,253	38,331	38,359	38,492	38,364	36,656	36,939	38,258	38,316	38,331
16/08/2011	38,490	36,119	0,010	0,000	33,862	34,817	34,895	37,752	39,133	69,610	75,721	75,796	75,836	79,663	75,775	75,701	75,746	75,746	75,731	75,701	75,801	75,836	75,898	72,512
17/08/2011	38,780	37,776	36,128	34,775	34,517	0,010	33,972	36,138	38,766	38,750	39,175	39,062	39,655	39,647	39,654	39,003	39,156	41,777	41,777	38,994	39,202	55,500	55,500	38,512
18/08/2011	38,812	38,657	38,331	37,776	36,571	36,458	36,458	38,328	38,997	70,790	72,790	71,500	71,500	75,745	72,990	75,628	75,757	75,777	75,816	72,944	73,950	71,650	73,790	70,598
19/08/2011	75,769	39,573	38,604	38,325	36,656	36,581	36,470	38,259	38,779	52,500	68,843	68,777	68,820	67,500	68,777	67,500	68,836	68,847	67,500	52,500	67,500	67,500	67,500	39,156

Εικόνα 9.2 Τιμές που λαμβάνει η Οριακή Τιμή Συστήματος για διάστημα ενός έτους

### 9.8 Παραδοχές για τους μηχανισμούς στήριξης

Σε αυτή την ενότητα παρουσιάζουμε τις παραλλαγές του μηχανισμού εγγυημένων διαφορικών τιμών που σχεδιάσαμε πάντα με γνώμονα ότι αποφεύγεται η υπερβολική αποζημίωση για κάθε παραγόμενη μεγαβατώρα, δημιουργούνται κίνητρα για την αποτελεσματικότερη διαχείριση των Α.Π.Ε. (παραγωγή σε ώρες αιχμής) και εξασφαλίζεται η βιωσιμότητα των επενδύσεων χωρίς να επιβαρύνονται σημαντικά ο καταναλωτής και τα δημόσια οικονομικά.

Επισημαίνεται εκ νέου ότι στην Ελλάδα δεν εφαρμόζεται ο εν λόγω μηχανισμός στήριξης για τις Α.Π.Ε. οπότε όσα ακολουθούν αποτελούν σενάρια που μπορούν να δεχτούν κριτική, κυρίως για το ύψος των τιμών που μπορεί να λαμβάνει σε κάθε περίπτωση το premium ή η συνολική αποζημίωση. Σε κάθε περίπτωση, όμως αποτελούν βάση υπολογισμού που χρησιμοποιώντας την μπορούν να εξαχθούν χρήσιμα συμπεράσματα για τον εν λόγω μηχανισμό. Μάλιστα τα σενάρια που σχετίζονται με τον σταθερό premium (1.3 X μ.ΟΤΣν-1 & 1.4 X μ.ΟΤΣν-1) προβλέπονται για τα φωτοβολταϊκά για τα έτη από το 2015 και έπειτα σύμφωνα με πρόσφατη απόφαση του Υ.Π.Ε.Κ.Α. (Αύγουστος 2012).

**Πίνακας 9.4** Καθορισμός σεναρίων για τους μηχανισμούς στήριξης

<b>Caps στο premium, ελάχιστη εγγύηση, payment floor</b>		
	<b>Σενάριο</b>	<b>Τελική τιμή</b>
<b>Payment floor</b> Αν η Ο.Τ.Σ. λαμβάνει τιμές:	Από 0 έως 20 € τότε το premium 20€/MWh	Ο.Τ.Σ.+20€/MWh
	Από 20 έως 30 € τότε το premium 10€/MWh	Ο.Τ.Σ.+10€/MWh
	Από 30 έως Μ.Ο.Τ.Σ. (59,4€) τότε το premium 5€/MWh	Ο.Τ.Σ.+5€/MWh
<b>Spot price</b>	Αν Ο.Τ.Σ.≥Μ.Ο.Τ.Σ. (59,4€/MWh*) τότε premium 0	Άρα Ο.Τ.Σ.
<b>Caps and Floors στη συνολική αποζημίωση</b>		
<b>Κατώτατο όριο:</b>	Μέση τιμή Ο.Τ.Σ.	Άρα όταν η Ο.Τ.Σ. είναι μικρότερη της Μ.Ο.Τ.Σ. τότε γίνεται η Ο.Τ.Σ. ίση με 59,4€/MWh
<b>Αν <math>59,4 \leq \text{ΟΤΣ} &lt; 89,1</math> τότε υιοθετώ Ο.Τ.Σ.</b>		
<b>Ανώτατο όριο:</b>	Αν Ο.Τ.Σ.>1,5 ΧΜ.Ο.Τ.Σ. τότε ισούται με το 1,5ΧΜ.Ο.Τ.Σ.	Άρα για κάθε Ο.Τ.Σ.>89,1(1,5Χ59,4€/MWh) τότε Ο.Τ.Σ.=89,1€/MWh
<b>Spot Market Gap Model</b>		
<b>Κατώτατο όριο:</b>	Για κάθε Ο.Τ.Μ.≤Μ.Ο.Τ.Σ. υιοθετώ την Μ.Ο.Τ.Σ.	
<b>Ανώτατο όριο:</b>	Αν Ο.Τ.Σ.> Μ.Ο.Τ.Σ. τότε υιοθετώ την Ο.Τ.Σ.	

\*Για το έτος 2011

Στις εικόνες 9.3 & 9.4 που ακολουθούν παρουσιάζονται οι υπολογισμοί που πραγματοποιήθηκαν και για τα δύο έργα του δείγματος με βάση την ωριαία παραγωγή τους, την εκάστοτε οριακή τιμή για κάθε παραγόμενη μεγαβατώρα και τα σενάρια για τις διάφορες παραλλαγές του μηχανισμού εγγυημένων διαφορικών τιμών που ορίστηκαν ανωτέρω.

## Κεφάλαιο 9ο Εφαρμογή μηχανισμού εγγυημένων διαφορικών τιμών

The screenshot shows an Excel spreadsheet titled 'Αντιγραφή του Zarakas\_Hourly\_Production'. The data is organized into columns: Date/Time, MWh, OTS, Feed-in-tariff (A1, ESOΔA), and Spabera premium (B1, ESOΔA, OTS). The rows represent hourly production data from 1/1/2011 15:00 to 4/1/2011 0:00. The OTS values are consistently 87.85 €, and the ESOΔA values vary between 1.00 € and 36.65 €. The Spabera premium values are also consistent, with B1 around 40.00 € and ESOΔA around 3.80 €.

Εικόνα 9.3 Υπολογισμός εσόδων για το αιολικό πάρκο-διάφορα σενάρια με Ο.Τ.Σ.

The screenshot shows an Excel spreadsheet titled 'Υπολογισμός εσόδων για ΒΒ'. The data is organized into columns: Date/Time, MWh, OTS, Feed-in-tariff (A1, ESOΔA), and Spabera premium (B1, ESOΔA, OTS). The rows represent hourly production data from 2/8/2011 15:15 to 4/8/2011 11:15. The OTS values are consistently 392.04 €, and the ESOΔA values vary between 0.40 € and 1.680.47 €. The Spabera premium values are also consistent, with B1 around 77.16 € and ESOΔA around 156.78 €.

Εικόνα 9.4 Υπολογισμός εσόδων για το φωτοβολταϊκό σταθμό-διάφορα σενάρια με Ο.Τ.Σ.

## 9.9 Παραδοχές και αποτελέσματα για το αιολικό πάρκο-παραλλαγές του μηχανισμού feed-in premium

Στον πίνακα 9.5 που ακολουθεί παρουσιάζονται τα χρηματοοικονομικά και ενεργειακά χαρακτηριστικά του αιολικού πάρκου του δείγματος μας. Το εν λόγω έργο διαθέτει c.f. (23%), μικρότερο από το μέσο c.f (29%) των αιολικών πάρκων που αναμένεται να αναπτυχθούν στην Ελληνική επικράτεια. Κατασκευάστηκε με μέσο κόστος 1.200.000€/MW και για κάθε μεγαβατώρα που παράγει αποζημιώνεται με 87.85€, σύμφωνα με τον μηχανισμό feed in tariff που εφαρμόζεται στην ελληνικό σύστημα.

**Πίνακας 9.5** Χαρακτηριστικά και παραδοχές για το αιολικό πάρκο

Χαρακτηριστικά	
Τυπικό μέγεθος μονάδας (MW)	10,2
Μέσο κόστος επένδυσης (€/KW)	1200
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (% επένδυσης)	3%
Ενεργειακή απόδοση -CF %	23%
Ποσοστό απορρόφησης ενέργειας%	98%
Τιμή πώλησης (€/MWh)	Ανάλογα τον σχηματισμό στήριξης που υιοθετείται
Συνολική επένδυση (χιλ. €)	12.240
Ποσοστό ιδίων κεφαλαίων	25%
Ποσοστό δανειακών κεφαλαίων	75%
Ποσοστό επιχορήγησης	0%
Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού	9%
Διάρκεια αποπληρωμής δανείου	10 έτη
Διάρκεια ζωής επένδυσης	20 έτη
Πληθωρισμός	2%
Ειδικό τέλος ΟΤΑ (%)	3%
Φορολογία φορέα υλοποίησης	20%
% προσαύξηση τιμής πώλησης (% Δ.Τ.Κ.)	50%

Με βάση τις ανωτέρω παραδοχές για την υλοποίηση και λειτουργία του αιολικού πάρκου και με την χρήση κατάλληλου λογισμικού υπολογίσαμε την οικονομική αποδοτικότητα του έργου για διάφορες παραλλαγές του μηχανισμού feed-in premium. Στον πίνακα 9.6 που ακολουθεί παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από τις αξιολογήσεις που πραγματοποιήθηκαν.

Από την επεξεργασία των αποτελεσμάτων των οικονομικών αξιολογήσεων που πραγματοποιήθηκαν προέκυψε ότι καμία από τις παραλλαγές του μηχανισμού στήριξης feed in tariff που ορίσαμε δεν εξασφαλίζουν καλύτερη οικονομική αποδοτικότητα για το αιολικό πάρκο όταν το τελευταίο λειτουργεί και χρηματοδοτείται από τον μηχανισμό στήριξης feed in tariff.

Μάλιστα σχεδόν σε όλες τις περιπτώσεις το έργο διαθέτει εσωτερικό βαθμό απόδοσης μικρότερο του επιτοκίου προεξόφλησης και με βάση του δείκτης *payback period*, *r.o.i* b/c κρίνεται μη αποδοτικό.

**Πίνακας 9.6** Συνοπτική παρουσίαση οικονομικών αποτελεσμάτων για το αιολικό πάρκο

Αποτελέσματα Μηχανισμοί	Έσοδα για παραγωγή/ Δαπάνη για Λειτουργό	IRR συνολικής επένδυσης	Payback period Απλή	Payback period Έντοκη	R.O.I.	B./C.
<b>Feed-in-tariff</b>	1.838.192,54 €	11.5%	12.7	18	0.3	1.3
<b>Σταθερό premium*</b>						
1.1 X μ.ΟΤΣv-1	1.360.328,21 €	1.6%	18.8	20+	-1.3	-0.3
1.2 X μ.ΟΤΣv-1	1.483.994,42 €	4%	16.8	20+	-1.0	0.0
1.3 X μ.ΟΤΣv-1	1.607.660,62 €	6.3%	14.9	20+	-0.5	0.4
1.4 X μ.ΟΤΣv-1	1.731.326,82 €	8.5%	13.8	20	-0.3	0.8
1.5 X μ.ΟΤΣv-1	1.854.993,02 €	10.8%	12.8	19	0.1	1.1
<b>Caps στο premium, ελάχιστη εγγύηση</b>						
Βλέπε πίνακα 9.4	1.287.470,44 €	0.2%	19.9	20+	-1.5	-0.6
<b>Caps and Floors στη συνολική αποζημίωση</b>						
Βλέπε πίνακα 9.4	1.409.831,85 €	2.5%	17.9	20+	-1.2	-0.2
<b>Spot Market Gap Model</b>						
Βλέπε πίνακα 9.4	1.443.815,96 €	3.2%	17.7	20+	-1.1	-0.1

\*παραλλαγή του σταθερού premium

Από την άλλη πλευρά όταν εφαρμόζονται οι παραλλαγές του μηχανισμού *feed-in premium* ο Λειτουργός της Αγοράς καταβάλλει λιγότερη κάθε φορά συνολική αποζημίωση στον παραγωγό, εξασφαλίζοντας έτσι την δική του βιωσιμότητα.



Με βάση των ανωτέρω πίνακα προκύπτει ότι μόνο όταν η ωριαία αποζημίωση για κάθε παραγόμενη μεγαβατώρα ισούται με το 1,5 της μέσης οριακής τιμής του συστήματος για το 2011 η οικονομική αποδοτικότητα του έργου σχεδόν συμπίπτει με την οικονομική αποδοτικότητα που διαθέτει αυτό όταν λειτουργεί υπό το καθεστώς του μηχανισμού feed in tariff καθώς η οριακή τιμή λαμβάνει κατά μέσο όρο την τιμή 89,1€ δηλαδή αρκετά κοντά στην τιμή των 87,85€.

Βέβαια κατά την εφαρμογή του μηχανισμού feed in tariff η τιμή των 87,85€ συντροφεύει όλες τις μεγαβατώρες που παράγονται κατά την διάρκεια του έτους, ενώ κατά την εφαρμογή του μηχανισμού στήριξης feed-in premium η οριακή τιμή του συστήματος μεταβάλλεται ανά ώρα με βάση την ανάλογη προσφορά και ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια.

### 9.10 Αποτελέσματα για το φωτοβολταϊκό σταθμό-παραλλαγές του μηχανισμού feed-in premium

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται οι παραδοχές και τα αποτελέσματα από την αξιολόγηση που πραγματοποιήθηκε για τον φωτοβολταϊκό σταθμό. Οι παραδοχές αναφορικά με το κόστος υλοποίησης και την τιμολόγηση της ενέργειας που παράγεται διαφοροποιούνται από σενάριο σε σενάριο εξαιτίας της εξέλιξης τους στο χρόνο που αναφέρονται. Για παράδειγμα με βάση τις τάσεις της αγοράς των φωτοβολταϊκών θεωρούμε εύλογο το 2015, την χρονιά που η ωριαία αποζημίωση θα συνδέεται με την οριακή τιμή του συστήματος, το κόστος υλοποίησης ενός φωτοβολταϊκού σταθμού ανά μεγαβάτ να ανέρχεται στο 1.000/KW.

**Πίνακας 9.7** Χαρακτηριστικά και παραδοχές για το φωτοβολταϊκό σταθμό

Χαρακτηριστικά	Τιμές ανά σενάριο
Τυπικό μέγεθος μονάδας (MW)	1
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (% επένδυσης)	3%
Ενεργειακή απόδοση -CF %	18.27%
Ποσοστό απορρόφησης ενέργειας%	98%
Ενεργειακή απόδοση -CF %	18.27%
Ποσοστό απορρόφησης ενέργειας%	98%
Ετήσια μείωση παραγόμενης ενέργειας %	1%
Ποσοστό ιδίων κεφαλαίων	25%
Ποσοστό δανειακών κεφαλαίων	75%
Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού	9%
Διάρκεια αποπληρωμής δανείου	10 έτη
Διάρκεια ζωής επένδυσης	20 έτη

Πληθωρισμός	2%			
Φορολογία φορέα υλοποίησης	20%			
% προσαύξηση τιμής πώλησης (% Δ.Τ.Κ.)	25%			
Σενάρια Α-Δ	<b>Σενάριο Α</b>	<b>Σενάριο Β</b>	<b>Σενάριο Γ</b>	<b>Σενάριο Δ</b>
Συνολική επένδυση (χιλ. €)	2.800	1.600	1.500	1.200
Τιμή πώλησης (€/MWh)	392.04	180.00	171.90	156.78
Σενάρια Ε-Η	<b>Σενάριο Ε</b>	<b>Σενάριο ΣΤ</b>	<b>Σενάριο Ζ</b>	<b>Σενάριο Η</b>
Συνολική επένδυση (χιλ. €)	1.000	1.000	1.000	1.000
Τιμή πώλησης (€/MWh)	Σταθερό premium, βλέπε πίνακα 9.9	Βλέπε πίνακα 9.4		

Ο φωτοβολταϊκός σταθμός που επιλέξαμε ως δείγμα, άρχισε να κατασκευάζεται την άνοιξη του 2011 και τέθηκε σε λειτουργία τον Αύγουστο του 2011 έχοντας κλειδώσει με τον μηχανισμό στήριξης feed in tariff μια υψηλή τιμή για κάθε παραγόμενη μεγαβατώρα (392,04€/MWh) που σε συνδυασμό με το εύλογο, για την εποχή, κόστος υλοποίησης (2,8 εκτ. ευρώ) και την ιδιαίτερα υψηλή ενεργειακή του αποδοτικότητα, κατέστησαν τον συγκεκριμένο έργο Α.Π.Ε. μια συμφέρουσα και αποδοτική επένδυση.

**Πίνακας 9.8** Συνοπτική παρουσίαση οικονομικών αποτελεσμάτων για το φωτοβολταϊκό σταθμό

Μηχανισμοί / Αποτελέσματα	Έσοδα για παραγωγό/ Δαπάνη για Λειτουργό	IRR συνολικής επένδυσης	Payback period Απλή	Payback period Έντοκη	R.O.I.	B./C.
<b>Feed-in-tariff (σενάρια Α-Δ)</b>						
Κόστος υλοποίησης: 2.800.000€ Ταρίφα: 392,04€/MWh	627.606,56 €	29.7%	3.5	4.6	2.4	3.4
Κόστος υλοποίησης: 1.600.000€ Ταρίφα: 180,00€/MWh	288.157,28 €	19.6%	6.1	10.3	1.3	2.3
Κόστος υλοποίησης: 1.500.000€ Ταρίφα: 171,90€/MWh	275.190,20 €	20.4%	5.7	9.9	1.4	2.4
Κόστος υλοποίησης: 1.200.000€ Ταρίφα: 156,78€/MWh	250.984,99 €	26.6%	4	5.4	2.1	3.1

<b>Σταθερό premium (σενάριο Ε)</b>						
Κόστος υλοποίησης: 1.000.000€ Ταρίφα: 1.1 X μ.ΟΤΣν-1	122.347,71 €	5.5%	14.6	20+	-0.6	0.4
Κόστος υλοποίησης: 1.000.000€ Ταρίφα: 1.2 X μ.ΟΤΣν-1	133.470,23 €	8.7%	12.6	20+	-0.2	0.8
Κόστος υλοποίησης: 1.000.000€ Ταρίφα: 1.3 X μ.ΟΤΣν-1	144.592,75 €	10.8%	11.7	18.4	0.1	1.1
Κόστος υλοποίησης: 1.000.000€ Ταρίφα: 1.4 X μ.ΟΤΣν-1	155.715,27 €	13.6%	10.6	14.5	0.5	1.5
Κόστος υλοποίησης: 1.000.000€ Ταρίφα: 1.5 X μ.ΟΤΣν-1	166.837,79 €	15.7%	9	12.4	0.8	1.8
<b>Caps στο premium, ελάχιστη εγγύηση (σενάριο ΣΤ)</b>						
Κόστος υλοποίησης: 1.000.000€ Ταρίφα: Βλέπε πίνακα 9.4	114.124,07 €	3.9%	16	20+	-0.8	0.2
<b>Caps and Floors στη συνολική αποζημίωση (σενάριο Ζ)</b>						
Κόστος υλοποίησης: 1.000.000€ Ταρίφα: Βλέπε πίνακα 9.4	118.637,73 €	4.5%	15.4	20+	-0.8	0.2
<b>Spot Market Gap Model (σενάριο Η)</b>						
Κόστος υλοποίησης: 1.000.000€ Ταρίφα: Βλέπε πίνακα 9.4	337.147,78 €	62%	1.7	2	5.3	6.3

Από των ανωτέρω πίνακα προκύπτει το εν λόγω έργο κρίνεται αποδοτικό για τους περισσότερους μηχανισμούς στήριξης που ορίσαμε καθώς διαθέτει εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης που κυμαίνονται μεταξύ 10% και 60%. Για τα σενάρια όμως ε1, στ, ζ τα αποτελέσματα είναι αποθαρρυντικά για το συγκεκριμένο έργο Α.Π.Ε.

Τα αποτελέσματα για τα σενάρια α έως και δ καθώς και τα ε3 και ε4, όταν δηλαδή η αποζημίωση ανά παραγόμενη μεγαβατώρα για τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς συνδέεται με την οριακή τιμή συστήματος και αποτελεί το 1,3 και το 1,4 αυτής όταν το έργο πρόκειται να συνδεθεί στο διασυνδεδεμένο και μη διασυνδεδεμένο δίκτυο αντίστοιχα, έρχεται να δικαιώσει τις τελευταίες αποφάσεις του Υ.ΠΕ.ΚΑ. για τις μειώσεις στις ταρίφες στην συγκεκριμένη τεχνολογία, καθώς αποδεικνύεται ότι οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί παραμένουν αποδοτικοί και μετά από αυτές.

### 9.11 Βιβλιογραφία κεφαλαίου

- [1] Αρτίκης Π. Γεώργιος (2002) , "Χρηματοοικονομική Διοίκηση, Αποφάσεις Επενδύσεων", Εκδόσεις INTERBOOKS, Αθήνα.
- [2] Αρτίκης Γ. Παναγιώτης (2010), "Διαχείριση Αξίας και Κινδύνου", Εκδόσεις INTERBOOKS, Αθήνα.
- [3] Καλιαμπάκος Δ., Δαμίγος Δ. (2008) «Οικονομικά του Περιβάλλοντος και των Υδατικών Πόρων-Χρηματοοικονομική και κοινωνική αξιολόγηση επενδύσεων», Αθήνα.
- [4] Υπουργείο Ανάπτυξης (2006), Νόμος 3468/2006 (ΦΕΚ Α'129) «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις», ΥΠ.ΑΝ.
- [5] Υπουργείο Ανάπτυξης (2009), Νόμος 3734/2009(ΦΕΚΑ'8/28-1-09): «Προώθηση της συμπαράγωγής δύο ή περισσότερων χρήσιμων μορφών ενέργειας, ρύθμιση ζητημάτων σχετικών με το Υδροηλεκτρικό Έργο Μεσοχώρας και άλλες διατάξεις», ΥΠ.ΑΝ.
- [6] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (2010), Νόμος 3851/2010(ΦΕΚΑ'85/04-06-10):«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», Υ.Π.Ε.ΚΑ
- [7] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (2012), Έκθεση για τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. στο πλαίσιο του σχεδιασμού αναμόρφωσης του μηχανισμού στήριξης", Υ.Π.Ε.ΚΑ.
- [8] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (2012), Τροποποίηση της απόφασης με αριθμό Υ.Α.Π.Ε./Φ1/2262/ 31.1.2012 (Β'97) σχετικά με την τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από φωτοβολταϊκούς σταθμούς, Υ.Π.Ε.ΚΑ.
- [9] Commission staff working document "The support of electricity from renewable energy sources" Accompanying document to the Proposal for a Directive of the European parliament and of the council on the promotion of the use of energy from renewable sources SEC (2008) 57/23.1.2008.
- [10] European Renewable Energies Federation (2011),"Prices for Renewable Energies in Europe, Report 2009", E.R.E.F.
- [11] Fred Weston-Eugene F. Brigham, (1986), «Βασικές Αρχές της Χρηματοοικονομικής Διαχείρισης και Πολιτικής», Εκδόσεις Παπαζήση Αθήνα.

## Κεφάλαιο 10ο Συμπεράσματα

Την τελευταία δεκαετία οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας γνωρίζουν μεγάλη ανάπτυξη τόσο στην Ευρώπη όσο και στην Ελλάδα. Στην Ευρώπη η εγκατεστημένη ισχύς των έργων Α.Π.Ε., μέσα σε δέκα έτη σχεδόν δεκαπλασιάστηκε, ενώ τουλάχιστον μια στις δύο νέες ενεργειακές επενδύσεις που αναπτύσσονται σε αυτήν αφορούν τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμη πηγή. Οι τεχνολογίες που κυριαρχούν είναι οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί και τα αιολικά πάρκα. Την ίδια περίοδο τίθενται εκτός λειτουργίας μονάδες παραγωγής πυρηνικής ενέργειας και μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μαζούτ και άνθρακα.

Σε επίπεδο χωρών στα αιολικά πάρκα η Γερμανία είναι η χώρα με την μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ στην ευρωπαϊκή ένωση, ακολουθεί η Ισπανία, η Γαλλία και το Ηνωμένο Βασίλειο, ενώ η Δανία είναι η χώρα με την μεγαλύτερη διείσδυση της αιολικής ενέργειας στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Στους φωτοβολταϊκούς σταθμούς οι 3 πρώτες αγορές είναι η Γερμανία, η Ιταλία και η δημοκρατία της Τσεχίας.

Στην Ελλάδα την τελευταία δεκαετία έχει εκδηλωθεί έντονο επενδυτικό ενδιαφέρον για την ανάπτυξη των Α.Π.Ε. και κυρίως για την ανάπτυξη αιολικών πάρκων και φωτοβολταϊκών σταθμών. Στην ελληνική επικράτεια τα έργα Α.Π.Ε. που έχουν τεθεί σε λειτουργία έχουν συνολική ισχύ που ξεπερνά τα 1.700 MW. Η συγκεκριμένη ισχύς αποτελεί το 8,4% του ενεργειακού μείγματος της χώρας.

Κατά τον σχεδιασμό της παρούσας εργασίας είχαν καθοριστεί δύο βασικοί στόχοι για την υλοποίηση της έρευνας που θα ακολουθούσε.

Ο πρώτος ήταν να καταγραφεί το επενδυτικό ενδιαφέρον για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, όπως αυτό αποτυπώνεται στις αιτήσεις για χορήγηση άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. που είχαν κατατεθεί την χρονική περίοδο 2001-2011 στην Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας και είχαν λάβει θετική γνώμη μετά από την αξιολόγηση τους σε μια σειρά κριτηρίων, η καταγραφή των κυριότερων χαρακτηριστικών αυτών των ενεργειακών επενδύσεων και η συνεισφορά τους σε διάφορους τομείς της οικονομίας, της κοινωνίας και του περιβάλλοντος.

Ο δεύτερος στόχος ήταν η αξιολόγηση της οικονομικής αποδοτικότητας των επενδύσεων Α.Π.Ε. του δείγματος με την υπόθεση: α) ότι εφαρμόζεται ο μηχανισμός στήριξης των έργων Α.Π.Ε., μηχανισμός εγγυημένων τιμών και β) ότι εφαρμόζεται στο μέλλον ο μηχανισμός εγγυημένων διαφορικών τιμών.

Από την επεξεργασία των χαρακτηριστικών των έργων Α.Π.Ε. της έρευνας προέκυψε ότι οι συγκεκριμένες ενεργειακές επενδύσεις διαθέτουν αρκετά υψηλούς μέσους εσωτερικούς βαθμούς απόδοσης που κυμαίνονται κατά μέσο όρο μεταξύ 12% και 39% ανάλογα από την τοποθεσία στην οποία εγκαθίστανται και την χρηματοδοτική τους διάθρωση. Χαρακτηρίζονται οικονομικά αποδοτικές ακόμα και αν δεν λάβουν καμία μορφή επιχορήγησης. Ο προϋπολογισμός υλοποίησης όλων των έργων Α.Π.Ε. της έρευνας αναμένεται να ξεπεράσει τα 3,7 δισεκατομμύρια ευρώ, συμβάλλοντας ταυτόχρονα και στην περιφερειακή ανάπτυξη της χώρας. Η δυνητική εγκατάσταση και λειτουργία των 1977 έργων Α.Π.Ε. εκτιμάται ότι θα δημιουργούσε περίπου 103.425 ανθρωποέτη εργασίας, ενώ η εξοικονόμηση των εκπομπών CO<sub>2</sub> που θα μπορούσε να πραγματοποιηθεί λόγω της λειτουργίας των συγκεκριμένων ενεργειακών επενδύσεων εκτιμάται ότι είναι ετησίως 58,6 εκατομμύρια τόνοι CO<sub>2</sub>. Είναι όμως σαφές ότι όλες αυτές οι επενδύσεις δεν είναι εξ ίσου ελκυστικές, ενώ αντικειμενικοί περιορισμοί επιβάλλουν σε πολλές περιπτώσεις μία διαδικασία σφαιρικής αξιολόγησης και ιεράρχησης τους.

Η τεχνολογία που αναμένεται να παίξει τον σημαντικότερο ρόλο στην ανάπτυξη των Α.Π.Ε. της χώρας είναι αυτή της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά πάρκα λόγω κυρίως του μεγάλου πλήθους και της μεγάλης ισχύος που διαθέτουν. Η υλοποίηση και λειτουργία μάλιστα των αιολικών πάρκων της έρευνας και μόνο είναι ισοδύναμη με το 120% των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια, όπως αυτή προσδιορίζεται από τις πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας σε GWh για το έτος 2009, γεγονός που είναι ενδεικτικό της μεγάλης συμβολής που μπορεί να έχει η ικανοποίηση του επενδυτικού ενδιαφέροντος προκειμένου να καλυφθεί ο στόχος που έχει ορισθεί για τον ηλεκτρισμό με τον τελευταίο νόμο και προβλέπει την κάλυψη της τελικής κατανάλωσης ενέργειας το 2020 κατά 40% από τις Α.Π.Ε.

Η περιφέρεια η οποία παρουσιάζεται ως πιο πλεονεκτική για τη διείσδυση των έργων Α.Π.Ε. είναι αυτή της Στερεάς Ελλάδας. Διαθέτει τα περισσότερα έργα Α.Π.Ε., τα οποία βρίσκονται και σε πιο ώριμο στάδιο σε σχέση με τα άλλα έργα Α.Π.Ε. άλλων περιφερειών της Επικράτειας. Έχουν την μεγαλύτερη συνολική ισχύ και η λειτουργία τους θα συμβάλλει περισσότερο στην αύξηση της απασχόλησης και της εξοικονόμησης των ρύπων CO<sub>2</sub> σε σχέση με τις υπόλοιπες περιφέρειες.

Ο δεύτερος στόχος της εργασίας επιτεύχθηκε με την εφαρμογή της χρηματοοικονομικής θεωρίας και την χρήση ενός επιστημονικού εργαλείου για την οικονομική αξιολόγηση των έργων του δείγματος. Με το συγκεκριμένο επιστημονικό εργαλείο λαμβάνοντας ως παραδοχές τα στοιχεία κόστους της κάθε τεχνολογίας, τα στοιχεία της ελληνικής οικονομίας και τα στοιχεία της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. προσδιορίσαμε για κάθε έργο του δείγματος τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης του, την απαιτούμενη χρονική περίοδο αποπληρωμής του, και τους δείκτες απόδοσης και ωφέλου- κόστους.

Με κριτήριο την οικονομική αποδοτικότητα των συγκεκριμένων ενεργειακών επενδύσεων από την ανάλυση του δείγματος προέκυψε ότι τα αιολικά πάρκα με τα καλύτερα οικονομικά στοιχεία, υψηλότερους συντελεστές εσωτερικής απόδοσης, μικρότερη περίοδο αποπληρωμής, εντοπίζονται στις περιφέρειες της Κρήτης και των Ιονίων Νήσων, οι οποίοι διαθέτουν και τους υψηλότερους συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας. Στην περιφέρεια της Κρήτης εντοπίζονται και οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί με τις υψηλότερες μέσες τιμές του δείκτη I.R.R. λόγω της ιδιαίτερα υψηλής ηλιοφάνειας που υπάρχει στην περιοχή.

Αναφορικά με τις υπόλοιπες τεχνολογίες Α.Π.Ε. που αναπτύσσονται ή πρόκειται να αναπτυχθούν στην Ελληνική επικράτεια με βάση τις τιμές που λαμβάνουν στους ανωτέρω οικονομικούς δείκτες αποδεικνύεται ότι η υλοποίηση ενός ηλιοθερμικού σταθμού, ανεξάρτητα αν αυτή συνδέεται στο διασυνδεδεμένο ή μη διασυνδεδεμένο δίκτυο αποτελεί μια συμφέρουσα επένδυση ακόμα και αν δεν επιχορηγείται. Ακολουθούν οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από γεωθερμία υψηλής και χαμηλής θερμοκρασίας και στο τέλος έρχονται οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί.

Η εφαρμογή του μηχανισμού στήριξης feed in tariff στην Ελλάδα θεωρείται αποτελεσματική. Είναι απλή και γνωστή εκ των προτέρων στο επενδυτικό κοινό, διασφαλίζει την αποδοτικότητα και την ελκυστικότητα των συγκεκριμένων ενεργειακών επενδύσεων και κρίνεται επιτυχής καθώς προέβλεψε εγκαίρως την απαιτούμενη αυτόματη απομείωση των εγγυημένων σταθερών τιμών, που αντανάκλουσαν την μείωση του κόστους υλοποίησης των φωτοβολταϊκών σταθμών.

Με βάση το δείγμα που ορίσαμε και τα αποτελέσματα που εξήχθησαν από την ανάλυση του, προέκυψε ότι θα ήταν δυνατή η εφαρμογή του μηχανισμού εγγυημένων διαφορικών τιμών (feed in premium) στην Ελλάδα, καθώς όταν αυτός σχεδιάζεται με γνώμονα την αποφυγή της υπερβολικής αποζημίωσης τότε μπορεί να εξασφαλίζεται και η βιωσιμότητα των έργων Α.Π.Ε αλλά και η βιωσιμότητα του Λειτουργού της Αγοράς.

Η παρούσα εργασία μπορεί να λειτουργήσει ως προθάλαμος μια νέας έρευνας που μπορεί να πραγματοποιηθεί με σκοπό την σύνδεση του επενδυτικού ενδιαφέροντος, όπως αυτό αποτυπώνεται με τις επενδυτικές προτάσεις που κατατίθενται στην Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας με την επίτευξη των στόχων που έχει θέσει τόσο η ιστορική απόφαση των αρχηγών κρατών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, τον Μάρτιο του 2007 για την ανάπτυξη των Α.Π.Ε. μέχρι το 2020, όσο και η ελληνική κυβέρνηση με το τελευταίο νόμο για τις Α.Π.Ε.

Επιπρόσθετα η βάση δεδομένων της έρευνας σε συνδυασμό με τα λογισμικά που χρησιμοποιήθηκαν για τον προσδιορισμό της οικονομικής αποδοτικότητας των έργων Α.Π.Ε. του δείγματος μπορούν να αξιοποιηθούν από τον Λειτουργό της Αγοράς (Λ.ΑΓ.Η.Ε. Α.Ε.) προκειμένου ο τελευταίος να προβλέπει εγκαίρως την βιωσιμότητα του και να ορίζει με τα συγκεκριμένα εργαλεία και με διάφορες παραδοχές την δικαιότερη για τον επενδυτή και την πολιτεία ωριαία αποζημίωση για κάθε μεγαβατώρα που παράγεται από σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε.

Μια συνεργασία μεταξύ της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας, του Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, του Λειτουργού της Αγοράς και του Υπουργείου Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής θα αποσκοπούσε στο καλύτερο ενεργειακό σχεδιασμό για την ανάπτυξη των Α.Π.Ε. στην χώρα, αλλά και στην δημιουργία του καταλληλότερου ενεργειακού μείγματος για τις Α.Π.Ε. που θα συνέβαλλε σημαντικά και στην υιοθέτηση του καταλληλότερου κάθε φορά μηχανισμού στήριξης των



Α.Π.Ε. που θα εξασφάλιζε την βιωσιμότητα των επενδύσεων χωρίς να επιβαρύνονται σημαντικά ο καταναλωτής και τα δημόσια οικονομικά.

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΡΡΑΙΑ

## Βιβλιογραφία

### Ελληνική

- [1] Αρτίκης Π. Γεώργιος (2002) , "Χρηματοοικονομική Διοίκηση, Αποφάσεις Επενδύσεων", Εκδόσεις INTERBOOKS, Αθήνα.
- [2] Αρτίκης Γ. Παναγιώτης (2010), "Διαχείριση Αξίας και Κινδύνου", Εκδόσεις INTERBOOKS, Αθήνα.
- [3] Ελληνική Στατιστική Υπηρεσία της Ελλάδος, (Μάρτιος 2011) Δελτίου τύπου: «Έρευνα εργατικού Δυναμικού – Δ τρίμηνο 2010».
- [4] Ελληνική Στατιστική Υπηρεσία της Ελλάδος (Μάρτιος 2011),«Περιφερειακοί Λογαριασμοί 2009» (προσωρινά στοιχεία).
- [5] Εργαστήριο Βιομηχανικής & Ενεργειακής Οικονομίας του Ε.Μ.Π-Στατιστικά στοιχεία
- [6] Ζερβός Αρθούρος (2008), «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας», Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών, Αθήνα.
- [7] Καζαντζής Χρήστος-Σώρρος Ιωάννης (2009), «Αρχές κόστους», Εκδόσεις BUSINESS BLUS A.E., Πειραιάς.
- [8] Καζαντζής Χρήστος (2008), «Αρχές & Πρότυπα Χρηματοοικονομικής Λογιστικής», Εκδόσεις BUSINESS BLUS A.E., Πειραιάς.
- [9] Καλιαμπάκος Δ., Δαμίγος Δ. (2008) «Οικονομικά του Περιβάλλοντος και των Υδατικών Πόρων-Χρηματοοικονομική και κοινωνική αξιολόγηση επενδύσεων», Αθήνα.
- [10] Καραγεώργου Βίκυ (2005), «Η ΕΥΡΩΠΑΪΚΗ ΠΟΛΙΤΙΚΗ ΓΙΑ ΤΙΣ ΚΛΙΜΑΤΙΚΕΣ ΑΛΛΑΓΕΣ», Αθήνα.
- [11] Καραγιώργας Μιχαήλ, Ζαχαρία Δημήτριος, Κύρκου Αφροδίτη, WWF Ελλάς (2010), «Οδηγός για το Περιβάλλον-Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας», Αθήνα.
- [12] Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (2005), «Οδηγός Εφαρμογής του Συστήματος Εμπορίας Εκπομπών στην Ελλάδα», Αθήνα.
- [13] Νταγκούμας, Αθανάσιος (2006), Διδακτορική διατριβή με θέμα: "Influence of the Kyoto protocol application and of distributed generation on the power systems planning", Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης, Θεσσαλονίκη.
- [14] Πληθαράς Αχιλλέας, Eliane Blomen, Wina Graus, Πετρουλά Ντόρα, επιστημονική έκθεση του WWF Ελλάς (2008), «Λύσεις για την κλιματική Αλλαγή-Οραμα βιωσιμότητας για την Ελλάδα του 2050», Αθήνα.
- [15] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ιούνιος 2007),«Έκθεση Πεπραγμένων Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας Απρίλιος 2004-Δεκέμβριος 2006»,Ρ.Α.Ε.,Αθήνα.
- [16] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ιούλιος 2001),«Οδηγός Αξιολόγησης αιτήσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και μικρή ΣΗΘ», Ρ.Α.Ε., Αθήνα.
- [17] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, Αρχείο αιτήσεων και αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας του τμήματος Α.Π.Ε. της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας.
- [18] Τουρκολιάς Χ. (ΕΜΠ), Μοιρασγεντής Σ. (Ινστ. Ερευνών Περιβάλλοντος και Βιώσιμης Ανάπτυξης, ΕΑΑ), Δαμίγος Δ., Διακουλάκη Δ. (ΕΜΠ). (2010) «Ανάλυση Κόστους Οφέλους σεναρίων ηλεκτροπαραγωγής για το 2020».
- [19] Fred Weston-Eugene F. Brigham, (1986), «Βασικές Αρχές της Χρηματοοικονομικής Διαχείρισης και Πολιτικής», Εκδόσεις Παπαζήση Αθήνα.

- [20] Υπουργείο Ανάπτυξης (2006), Νόμος 3468/2006 (ΦΕΚ Α'129) «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις», ΥΠ.ΑΝ.
- [21] Υπουργείο Ανάπτυξης (2007), «Κανονισμός Αδειών Παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (Αριθ. Δ6/Φ1/οικ.5707/03.04.2007), ΥΠ.ΑΝ.
- [22] Υπουργείο Ανάπτυξης (2009), Νόμος 3734/2009(ΦΕΚΑ'8/28-1-09): «Πρώθηση της συμπαράγωγής δύο ή περισσότερων χρήσιμων μορφών ενέργειας, ρύθμιση ζητημάτων σχετικών με το Υδροηλεκτρικό Έργο Μεσοχώρας και άλλες διατάξεις», ΥΠ.ΑΝ.
- [23] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, Γενική Διεύθυνση Ενέργειας, Διεύθυνση Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας (2009), «5<sup>η</sup> Εθνική Έκθεση για το επίπεδο διεξόδου της ανανεώσιμης ενέργειας το έτος 2010,(Άρθρο 3 Οδηγίας 2001/77/ΕΚ)», Υ.ΠΕ.ΚΑ.
- [24] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (2010), Νόμος 3851/2010(ΦΕΚΑ'85/04-06-10):«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», Υ.ΠΕ.ΚΑ.
- [25] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (2011), «Κανονισμός Αδειών Παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (Αριθ. ΥΑΠΕ/Φ1/14810/25.10.2011),Υ.ΠΕ.ΚΑ.
- [26] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (2012), Έκθεση για τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. στο πλαίσιο του σχεδιασμού αναμόρφωσης του μηχανισμού στήριξης", Υ.ΠΕ.ΚΑ.
- [27] Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (2012), Τροποποίηση της απόφασης με αριθμό Υ.Α.Π.Ε./Φ1/2262/ 31.1.2012 (Β'97) σχετικά με την τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από φωτοβολταϊκούς σταθμούς, Υ.ΠΕ.ΚΑ.

## Ξενόγλωσση

- [28] Commission staff working document "The support of electricity from renewable energy sources" Accompanying document to the Proposal for a Directive of the European parliament and of the council on the promotion of the use of energy from renewable sources SEC (2008) 57/23.1.2008.
- [29] European Wind Energy Association (2012), «European statistics 2011».
- [30] European Photovoltaic Industry Association (2012), «Market report 2011».
- [31] European Renewable Energies Federation (2011), "Prices for Renewable Energies in Europe, Report 2009", E.R.E.F.
- [32] Tourkolias C., Mirasgedis.S, (2010) «Quantification and monetization of employment benefits associated with renewable energy technologies in Greece», Renewable and Sustainable Energy Reviews submitted.