



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΧΗΜΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

Εργαστήριο Βιομηχανικής και Ενεργειακής Οικονομίας

Τομέας II

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ:

**ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ  
ΜΗΧΑΝΙΣΜΩΝ ΥΠΟΣΤΗΡΙΞΗΣ ΤΩΝ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ  
ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ ΣΥΝΘΗΚΕΣ ΑΒΕΒΑΙΟΤΗΤΑΣ**

ΨΥΓΚΑ ΙΩΑΝΝΑ

Επιβλέπουσα καθηγήτρια:

ΔΙΑΚΟΥΛΑΚΗ ΔΑΝΑΗ

ΑΘΗΝΑ 2012

## Περίληψη

Η παρούσα διπλωματική εργασία έχει ως αντικείμενο τη μελέτη της διείσδυσης των ανανεώσιμων τεχνολογιών στην παγκόσμια, την ευρωπαϊκή και την ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, την ανάλυση των μηχανισμών στήριξης που έχουν βρει εφαρμογή ώστε να ενθαρρύνουν τις επενδύσεις σε Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και την αξιολόγηση κάποιων αντιπροσωπευτικών επενδύσεων ΑΠΕ ώστε να διαπιστωθεί αν τα οικονομικά κίνητρα που δίνονται είναι δίκαια. Λόγω των πλεονεκτημάτων που προσφέρει η παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, έχουν τεθεί υψηλοί ευρωπαϊκοί και εθνικοί στόχοι με αποτέλεσμα η διείσδυσή τους στο μίγμα τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής να είναι όλο και ταχύτερη σε ευρωπαϊκό αλλά και εθνικό επίπεδο, όπως διαπιστώθηκε. Στη συνέχεια μελετήθηκαν οι κυριότεροι μηχανισμοί στήριξης που έχουν εφαρμοστεί καθώς και τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα που έχουν προκύψει από την εφαρμογή τους σε διάφορες χώρες. Ο πλέον διαδεδομένος και αποδοτικός μέχρι στιγμής μηχανισμός στήριξης αποδείχθηκε ο μηχανισμός των εγγυημένων σταθερών τιμών ο οποίος εφαρμόζεται και στην Ελλάδα. Το κύριο ερώτημα που κλήθηκε να απαντήσει η παρούσα διπλωματική ήταν κατά πόσο οι εγγυημένες τιμές που δίνονται στους παραγωγούς ΑΠΕ στην Ελλάδα διασφαλίζουν μία δίκαιη και ισότιμη αντιμετώπιση των δύο κυριότερων ανανεώσιμων τεχνολογιών. Οι επενδύσεις που μελετήθηκαν αφορούσαν τις δύο πιο διαδεδομένες ανανεώσιμες τεχνολογίες οι οποίες είναι η αιολική και η φωτοβολταϊκή. Οι περιπτώσεις έργων που μελετήθηκαν ήταν πέντε για τα αιολικά και τρεις για τα φωτοβολταϊκά και επιλέχθηκαν λαμβάνοντας υπόψη τους φυσικούς αλλά και τους θεσμικούς περιορισμούς. Για την ενσωμάτωση των αβεβαιοτήτων που υπεισέρχονταν στην ανάλυση χρησιμοποιήθηκε η μεθοδολογία Monte Carlo. Από τα αποτελέσματα των διάμεσων των Εσωτερικών Συντελεστών Απόδοσης που προέκυψαν κατά την προσομοίωση Monte Carlo διαπιστώθηκε ότι οι επενδύσεις μη διασυνδεδεμένων αιολικών συστημάτων είναι οριακά αποδοτικές με τις ισχύουσες εγγυημένες σταθερές τιμές, ενώ πιο αποδοτικές εμφανίζονται οι επενδύσεις διασυνδεδεμένων αιολικών σταθμών μετρίου και χαμηλού δυναμικού, παρά το χαμηλό αιολικό δυναμικό. Σε αντίθεση με τις επενδύσεις σε αιολικά που κινούνται στα όρια της αποδοτικότητας, τα αποτελέσματα που προέκυψαν για τις επενδύσεις φωτοβολταϊκών έδειξαν ότι οι επενδύσεις αυτές εξακολουθούν να είναι ιδιαίτερα αποδοτικές, παρά την

πρόσφατη μείωση των εγγυημένων σταθερών τιμών τους, με την επένδυση των φωτοβολταϊκών στέγης να εμφανίζει τον μεγαλύτερο Εσωτερικό Συντελεστή Αποδοτικότητας. Με σύγκριση των οικονομικών αποδοτικότητων των επενδύσεων αιολικών και φωτοβολταϊκών, εξάγεται λοιπόν το συμπέρασμα ότι οι ισχύουσες εγγυημένες σταθερές τιμές δεν είναι εξίσου ευνοϊκές για τις δύο τεχνολογίες με αποτέλεσμα τους άνισους ρυθμούς διείσδυσης των δύο τεχνολογιών στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και τη στροφή των υποψήφιων επενδυτών στα έργα που αφορούν φωτοβολταϊκά ως πιο συμφέροντα. Έτσι, κρίνεται αναγκαία η συνεχής παρακολούθηση των στοιχείων κόστους και η αντίστοιχη αναπροσαρμογή των ισχυουσών εγγυημένων σταθερών τιμών προκειμένου να διαμορφωθεί ένα πιο δίκαιο σύστημα που θα συμβάλλει στην επιθυμητή ανάπτυξη των ΑΠΕ και συνεπώς την επίτευξη των εθνικών ενεργειακών στόχων της Ελλάδας.

## ABSTRACT

This thesis focuses on the study of the development of renewable energy sources (RES) in the global, european and greek electricity market, on the existing support mechanisms and on evaluation of some typical investments on RES which will indicate if the existing incentives for renewable energies investors in Greece are fair. The multiple advantages that renewable energy offers have led to setting high European and Greek targets and consequently the continuous development of renewable sources for electricity production. In this thesis the most common support mechanisms of RES have been studied as well as the advantages and disadvantages that came as a result of their application in various countries. The support mechanism of Feed-In Tariffs (FIT) seems to be the most efficient and the most widely used as far. This support mechanism of renewable energies is used in Greece as well. As far as the investment analysis is concerned, five cases of wind parks and three cases of photovoltaics have been examined, since wind and solar energy are the most developed renewable energies as far. For the evaluation, a Monte Carlo analysis has been used in order to eliminate the uncertain parameters of these typical investments. The Monte Carlo analysis has resulted in the calculation of median Internal Rates of Return (IRR) of the studied cases, which indicated that the investments on non-interconnected wind systems are not so appealing for the investors, whereas the investments on

interconnected wind systems –and specifically the investments on interconnected systems with low or medium load factor- seem to be profitable enough. On the contrary, the typical investments of photovoltaics examined, seem to be very profitable despite the recent reduction of the feed-in tariffs they get. The most profitable photovoltaic investment seems to be the investment on roof since it has the highest IRR value. Comparing the profitability of investments on wind systems and photovoltaics, it is obvious that the existing Feed-In tariffs are not supporting equally the two dominant renewable technologies, which results in an unequal development of these two technologies in the Greek electricity market. Consequently, a rearrangement of the prices seems to be necessary so that a fair system of support is restored and the Greek targets are achieved.

## Περιεχόμενα

Εισαγωγή.....	7
1. ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ.....	10
1.1. Εξέλιξη της ηλεκτροπαραγωγής.....	10
1.1.1 Παγκόσμιο επίπεδο .....	10
1.1.2 Ευρωπαϊκό επίπεδο .....	11
1.1.3 Ελλάδα .....	12
1.2 Τρόποι παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.....	13
1.2.1 Μίγμα παγκόσμιας ηλεκτροπαραγωγής.....	14
1.2.2 Μίγμα ηλεκτροπαραγωγής στην Ευρώπη.....	15
1.2.3 Μίγμα ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα.....	16
1.3 Διείσδυση τεχνολογιών ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.....	19
1.3.1 Αιολικά πάρκα.....	23
1.3.2 Φωτοβολταϊκά.....	29
2 ΘΕΣΜΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ.....	34
2.1 Ευρωπαϊκοί Στόχοι.....	34
2.1.1 Στόχοι 20-20-20 .....	34
2.1.2 Οδηγία 2009/28/EK .....	35
2.2 Ελλάδα –Εθνικό Σχέδιο Δράσης .....	39
2.3 Η απελευθέρωση και οι φορείς της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα 42	
3 ΚΙΝΗΤΡΑ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΣΜΟΙ ΣΤΗΡΙΞΗΣ ΑΠΕ .....	44
3.1 Η αναγκαιότητα των Μηχανισμών Στήριξης στις ΑΠΕ .....	44
3.2 Μηχανισμοί στήριξης.....	45
3.2.1 Μηχανισμός σταθερών εγγυημένων τιμών (feed-in-tariff, FIT).....	45
3.2.2 Ο μηχανισμός εγγυημένων διαφορικών τιμών (Feed-In Premium, FIP) ....	47
3.2.3 Ο μηχανισμός υποχρεωτικής ποσόστωσης (quota).....	49
3.2.4 Συστήματα δημοπρασίας.....	51
3.2.5 Επιχορηγήσεις.....	52

3.3	Πρακτικές εφαρμογές των μηχανισμών στήριξης.....	52
3.4	Μηχανισμός στήριξης στην Ελλάδα .....	54
4	ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ .....	61
4.1	Αξιολόγηση επένδυσης .....	61
4.1.1	Βασικά χρηματοοικονομικά μεγέθη για την αξιολόγηση της επένδυσης... ..	61
4.1.2	Δείκτες αξιολόγησης της επένδυσης.....	63
4.2	Μεθοδολογία Monte Carlo.....	64
5	ΜΕΛΕΤΕΣ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗΣ .....	67
5.1	Καθορισμός τυπικών επενδύσεων έργων ΑΠΕ.....	67
5.2	Δεδομένα και παραδοχές .....	68
5.2.1	Δεδομένα και παραδοχές για τις επενδύσεις αιολικών πάρκων.....	68
5.2.2	Δεδομένα και παραδοχές για τις επενδύσεις φωτοβολταϊκών .....	74
5.3	Εφαρμογή προσομοίωσης Monte Carlo .....	78
5.4	Οικονομική αξιολόγηση τυπικών αιολικών και φωτοβολταϊκών συστημάτων .	79
5.4.1	Οικονομική αξιολόγηση εξετασθέντων αιολικών συστημάτων .....	79
5.4.2	Οικονομική αξιολόγηση φωτοβολταϊκών συστημάτων.....	82
5.4.3	Συγκριτική επισκόπηση επενδύσεων αιολικών-φωτοβολταϊκών.....	86
6	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ .....	90
7	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ .....	94

## Εισαγωγή

Η παρούσα διπλωματική εργασία έχει ως στόχο την ανάλυση των οικονομικών κινήτρων που παρέχονται στους παραγωγούς Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) καθώς και τον προσδιορισμό της οικονομικής απόδοσης διάφορων τύπων επενδύσεων σε ανανεώσιμες τεχνολογίες ανάλογα με την ισχύ και τη διασύνδεση ή μη με το Σύστημα ώστε να διαπιστωθεί αν υπάρχει δίκαιη ή μη μεταχείριση των τεχνολογιών και ανάγκη αλλαγής των μηχανισμών στήριξης. Η ανάλυση της οικονομικής απόδοσης των μελετώμενων επενδύσεων γίνεται με ανάλυση Monte Carlo ώστε να επιτευχθεί η εξάλειψη των υπεισερχόμενων αβεβαιοτήτων.

Το αντικείμενο της παρούσας εργασίας είναι καταρχάς η μελέτη της διείσδυσης των ανανεώσιμων τεχνολογιών στο μίγμα τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής σε παγκόσμιο, ευρωπαϊκό και εθνικό επίπεδο καθώς και μία επισκόπηση των μηχανισμών στήριξης που εφαρμόζονται από τα διάφορα κράτη για ενίσχυση των επενδύσεων σε ΑΠΕ. Επίσης, αντικείμενο της εργασίας αποτελεί η εξέταση της οικονομικής αποδοτικότητας των επενδύσεων σε ΑΠΕ με βάση τους μηχανισμούς στήριξης που εφαρμόζονται στην Ελλάδα καθώς και η διερεύνηση της αβεβαιότητας των παραμέτρων που υπεισερχονται στην ανάλυση αυτή.

Με δεδομένες τις σταθερές εγγυημένες τιμές που ισχύουν σήμερα στην Ελλάδα, το κύριο ερώτημα που μένει να απαντηθεί είναι κατά πόσο είναι δίκαιες οι τιμές FiTs που δίνονται στους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και συγκεκριμένα από φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα που είναι οι δεσπόζουσες ανανεώσιμες τεχνολογίες. Η αξιολόγηση των καθορισμένων τιμών είναι απαραίτητη προκειμένου να μην υπάρχουν επιπτώσεις για τους παραγωγούς, τους διαχειριστές του δικτύου είτε τους καταναλωτές και παράλληλα να διασφαλίζεται η σταδιακή επίτευξη των δεσμευτικών στόχων της χώρας μέχρι το 2020, όπως αυτοί έχουν τεθεί από την Ε.Ε. αλλά και το Εθνικό Σχέδιο Δράσης.

Με στόχο την απάντηση των παραπάνω ερωτημάτων γίνεται μελέτη της αποδοτικότητας κάποιων χαρακτηριστικών τύπων επενδύσεων σε αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα. Η

λειτουργία των τυπικών εγκαταστάσεων Α.Π.Ε. που μελετώνται στην παρούσα ανάλυση αρχίζει από το 2013 και αξιολογείται σε βάθος 20ετίας. Συγκεκριμένα στην παρούσα μελέτη εξετάζεται η οικονομική αποδοτικότητα πέντε περιπτώσεων αιολικών πάρκων και τριών περιπτώσεων φωτοβολταϊκών, μία από τις οποίες αναφέρεται σε φωτοβολταϊκά σε στέγες. Σε καθεμία από τις εξεταζόμενες επενδύσεις γίνονται λογικές παραδοχές και υποθέσεις οι οποίες εισάγονται σε υπολογιστικά φύλλα του Excel προκειμένου να υπολογιστεί η οικονομική απόδοση της επένδυσης. Επειδή οι παράγοντες που καθορίζουν την αποδοτικότητα των Α.Π.Ε. είναι πολλοί και μεταβαλλόμενοι, είναι εμφανές ότι μία απλή ανάλυση ευαισθησίας δεν θα έδινε μία ολοκληρωμένη και ξεκάθαρη εικόνα για την κάθε επένδυση. Για το λόγο αυτό χρησιμοποιείται η ανάλυση Monte Carlo, η οποία έχει ως στόχο την εξάλειψη των αβεβαιοτήτων που μπορεί να επηρεάσουν την αποδοτικότητα μίας επένδυσης και την εξαγωγή γενικότερων και σαφέστερων συμπερασμάτων για την έκβαση του επενδυτικού πλάνου.

Η διάρθρωση των κεφαλαίων έχει ως εξής: Στο πρώτο κεφάλαιο, γίνεται αναφορά στην συνεχή αύξηση των αναγκών για ηλεκτρική ενέργεια, οι οποίες σε συνδυασμό με το περιβαλλοντικό κόστος καθιστούν επιτακτική την ολοένα και μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ στην παγκόσμια, ευρωπαϊκή και ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο δεύτερο κεφάλαιο, παρουσιάζεται το θεσμικό πλαίσιο που ισχύει για τις ανανεώσιμες τεχνολογίες στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης αλλά και συγκεκριμένα το θεσμικό πλαίσιο της Ελλάδας, καθώς και η λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα.

Στο τρίτο κεφάλαιο, εξηγείται η χρησιμότητα των μηχανισμών στήριξης για την ανάπτυξη των ΑΠΕ και αναλύονται οι βασικοί μηχανισμοί στήριξης καθώς και τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα αυτών όπου έχουν εφαρμοστεί μεταξύ των οποίων αναλύεται και ο ισχύων μηχανισμός στήριξης στην Ελλάδα.



Στο τέταρτο κεφάλαιο, παρουσιάζονται τα στοιχεία και οι δείκτες αξιολόγησης μίας επένδυσης και εξηγείται εκτενέστερα η μεθοδολογία Monte Carlo, η οποία εφαρμόζεται για αξιολόγηση επενδύσεων.

Στο πέμπτο κεφάλαιο, παρουσιάζονται οι περιπτώσεις επενδύσεων αιολικών και φωτοβολταϊκών, τα δεδομένα που χρησιμοποιούνται στην ανάλυση και στη συνέχεια τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την ανάλυση Monte Carlo, καθώς και η αξιολόγηση των αποτελεσμάτων αυτών.

Τέλος, στο έκτο κεφάλαιο συνοψίζονται τα συμπεράσματα που εξάγονται από την διεξαχθείσα μελέτη.

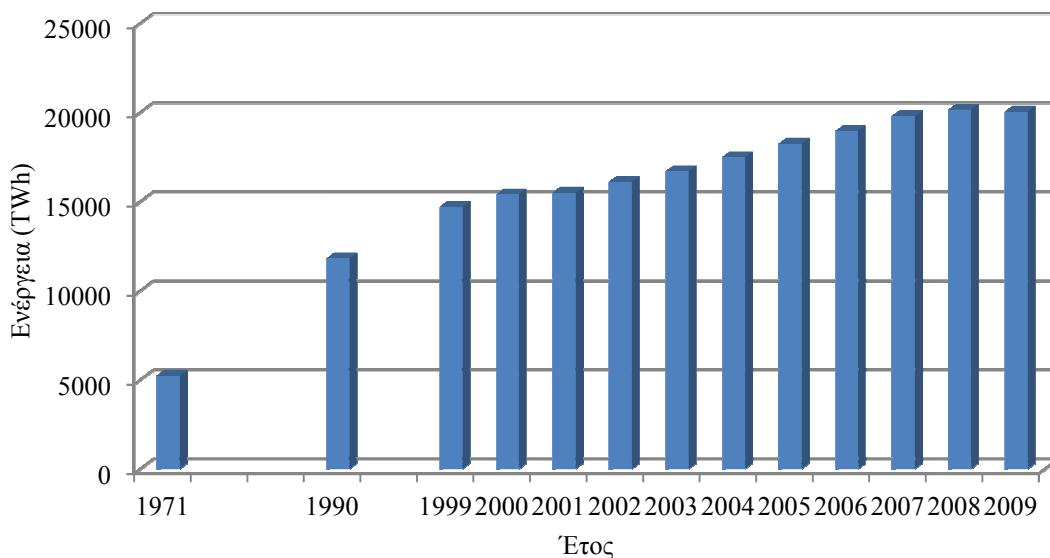
# 1. ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ

## 1.1. Εξέλιξη της ηλεκτροπαραγωγής

### 1.1.1 Παγκόσμιο επίπεδο

Η ηλεκτρική ενέργεια είναι η πλέον χρησιμοποιούμενη μορφή ενέργειας στον κόσμο, καθώς είναι απαραίτητη σε πολλούς βασικούς τομείς της καθημερινότητας των σύγχρονων κοινωνιών. Η ευρεία χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας οφείλεται στα ποικίλα πλεονεκτήματα που προσφέρει, όπως είναι η ευκολία μεταφοράς της σε σχέση με τις άλλες μορφές ενέργειας, η χρήση της σε ποικίλα εφαρμογών κλπ. Λόγω των προαναφερθέντων πλεονεκτημάτων και λόγω της όλο και μεγαλύτερης ανάπτυξης των κοινωνιών οι παγκόσμιες απαιτήσεις σε ηλεκτρική ενέργεια καθίστανται συνεχώς αυξανόμενες. Έτσι, η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας έχει αναχθεί σε μείζον θέμα παγκόσμιου ενδιαφέροντος.

Στο Σχήμα 1.1 που φαίνεται παρακάτω παρουσιάζεται η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε παγκόσμιο επίπεδο για τα έτη 1971, 1990 και 1999 έως 2009:



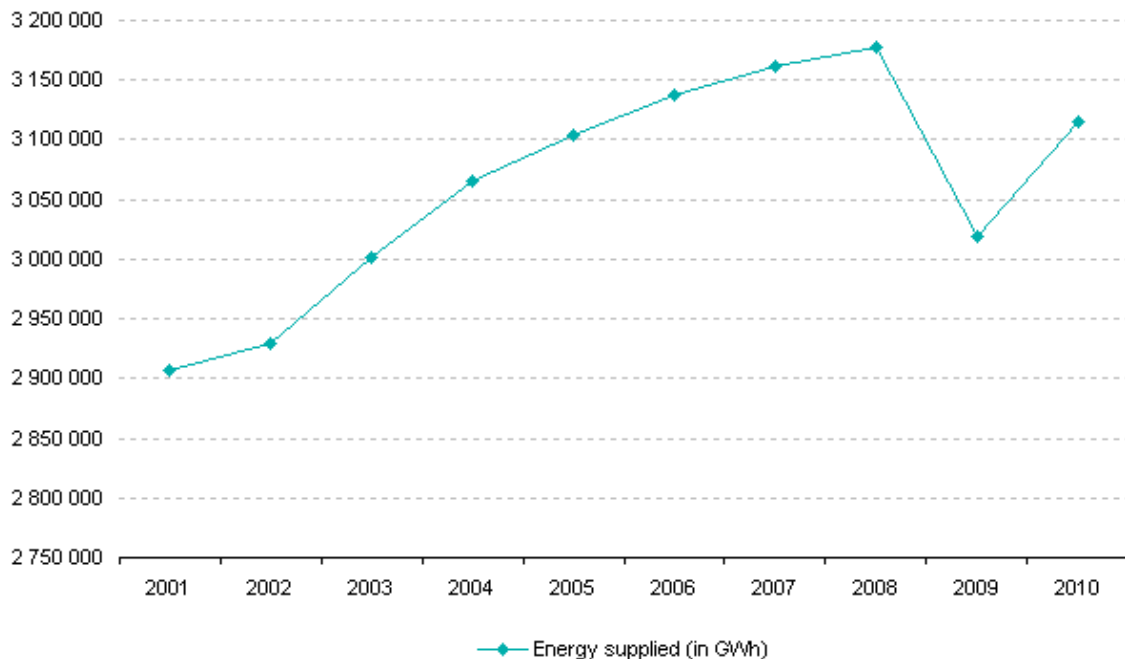
Σχήμα 1.1. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε παγκόσμιο επίπεδο (1971-2009) [7].

Από το Σχήμα 1.1, είναι εμφανής η αύξηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας κάθε χρόνο. Συγκεκριμένα παρατηρείται ότι η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται παγκοσμίως το 1990 είναι υπερδιπλάσια εκείνης που παραγόταν το 1971, γεγονός που επισημαίνει την συνεχή και ιλιγγιώδη αύξηση των ενεργειακών απαιτήσεων (αύξηση απαιτήσεων περίπου κατά 125%) ανά τον κόσμο. Όπως φαίνεται, η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια εξακολουθεί να αυξάνεται από το 1990 και μετά με εξίσου μεγάλο ρυθμό. Χαρακτηριστικά, παρατηρείται ότι το 2008 παρουσιάζεται μία αύξηση της παγκοσμίως παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας κατά 70% σε σχέση με το 1990. Από το Σχήμα 1.1 ωστόσο, είναι εμφανές ότι το 2009 παρουσιάζεται μία μικρή μείωση στις απαιτήσεις σε ηλεκτρική ενέργεια. Η μείωση αυτή οφείλεται κατά κύριο λόγο στην παγκόσμια οικονομική κρίση η οποία έχει επιφέρει ως αποτέλεσμα τη μειωμένη χρήση ενέργειας και σε αστικό αλλά και σε βιομηχανικό επίπεδο. Ωστόσο, η μείωση που παρατηρείται οφείλεται –σε πολύ μικρότερο βαθμό βέβαια- και στην παγκόσμια προσπάθεια για εξοικονόμηση ενέργειας. Να σημειωθεί ότι οι απαιτήσεις σε ηλεκτρική ενέργεια μεταβάλλονται κατά τη διάρκεια του χρόνου ανάλογα με την εποχή (πχ. οι ενεργειακές απαιτήσεις είναι μεγαλύτερες το καλοκαίρι) [11].

Σύμφωνα με προβλέψεις, η παγκόσμια απαίτηση σε ηλεκτρική ενέργεια θα εξακολουθήσει να αυξάνεται σε βάθος χρόνου αν και με μικρότερο ρυθμό απ' ό,τι αυξανόταν έως σήμερα. Συγκεκριμένα, το 2030 αναμένεται να υπάρχει μία αύξηση της ηλεκτροπαραγωγής κατά 76% σε σχέση με το 2007. Οι απαιτήσεις αναμένεται να αυξηθούν δραματικά στην Ασία αφού υπολογίζεται αύξησή τους κατά 4,7% ανά έτος μέχρι το 2030 [11].

### **1.1.2 Ευρωπαϊκό επίπεδο**

Η εξέλιξη της ηλεκτροπαραγωγής στην Ευρωπαϊκή Ένωση κατά την χρονική περίοδο 2001-2010 αντικατοπτρίζεται στο Σχήμα 1.2 που ακολουθεί:



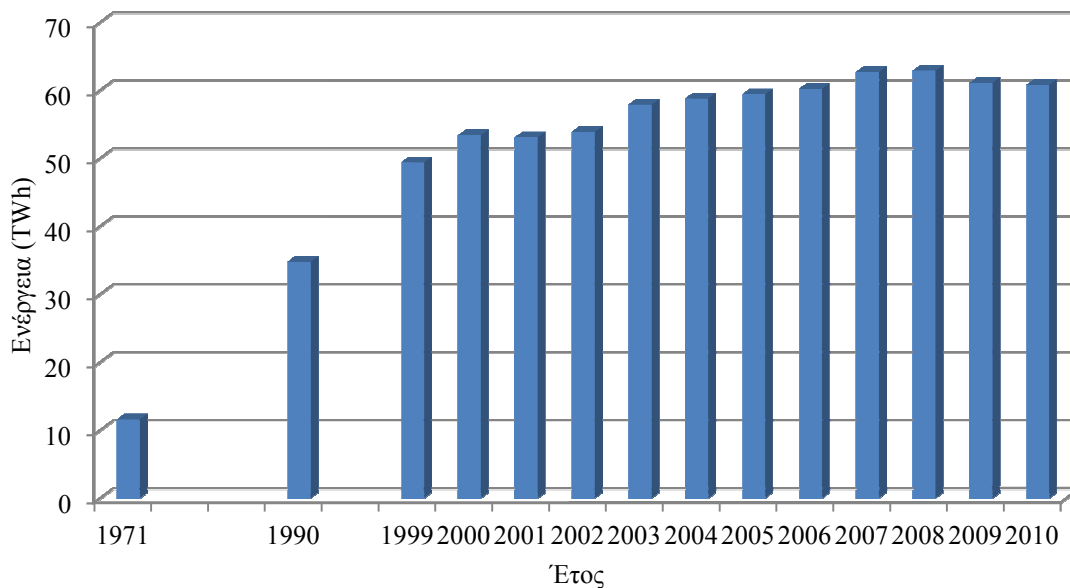
Source: Eurostat (online data code: nrg\_105a, nrg\_105m)

**Σχήμα 1.2.** Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ε.Ε.-27 (2001-2010) [12].

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το 2001 και μέχρι το 2008 παρουσιάζει μία συνεχή άνοδο στην Ε.Ε. Συγκεκριμένα, το 2002 εμφανίζεται μία αξιοσημείωτη αύξηση της σε σχέση με το 2001 ενώ από το 2003 και μετά η αύξηση της ηλεκτροπαραγωγής είναι αλματώδης μέχρι και το 2008. Το 2009 εμφανίζεται μία αρκετά μεγάλη μείωση των ευρωπαϊκών απαιτήσεων σε ηλεκτρική ενέργεια –λόγω της οικονομικής κρίσης- φέρνοντας την ηλεκτροπαραγωγή στα επίπεδα του 2003. Μετά τη σημαντική μείωση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ε.Ε. κατά το 2009, το 2010 παρατηρείται εκ νέου αύξηση της ηλεκτροπαραγωγής κατά 3,6% σε σχέση με την προηγούμενη χρονιά.

### 1.1.3 Ελλάδα

Η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται σε κάθε χώρα παρουσιάζει μεγάλες διαφοροποιήσεις, ανάλογα με τις ενεργειακές ανάγκες της κάθε χώρας, τους διαθέσιμους ενεργειακούς πόρους και τις γεωλογικές, γεωφυσικές και κλιματολογικές ιδιαιτερότητες αυτής [6]. Στο παρακάτω Σχήμα (Σχήμα 1.3) παρουσιάζεται η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται ετησίως σε TWh στην Ελλάδα (1971, 1990, 1999-2010):



**Σχήμα 1.3.** Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα [7].

Από το Σχήμα 1.3, καθίσταται σαφές ότι όπως και σε παγκόσμιο έτσι και σε εθνικό επίπεδο οι απαιτήσεις σε ηλεκτρική ενέργεια είναι κάθε χρόνο όλο και μεγαλύτερες. Παραδείγματος χάριν, η ηλεκτρική ενέργεια που παρήχθη το 1990 είναι η τριπλάσια εκείνης που παρήχθη το 1971. Από το 1990 και μετά οι απαιτήσεις σε ηλεκτρική ενέργεια στην Ελλάδα φαίνονται να αυξάνονται συνεχώς, με εξαίρεση τα έτη 2001, 2002 και 2009, 2010. Προφανώς η μείωση των ενεργειακών απαιτήσεων κατά τα δύο τελευταία έτη οφείλεται στην οικονομική ύφεση που έχει πλήξει την χώρα.

## 1.2 Τρόποι παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Η ηλεκτροπαραγωγή μπορεί να διακριθεί αδρομερώς σε δύο μεγάλες κατηγορίες ανάλογα με το είδος των πηγών ενέργειας που χρησιμοποιεί. Οι κατηγορίες αυτές είναι:

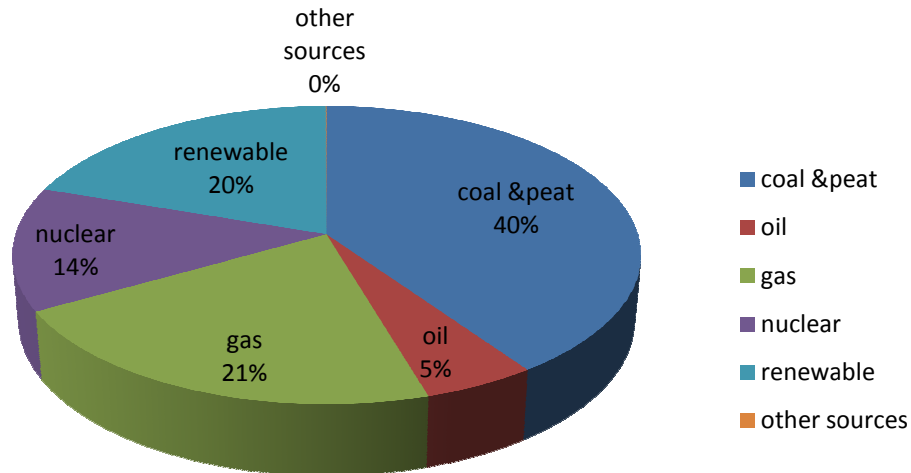
- η Ηλεκτροπαραγωγή από Συμβατικά καύσιμα, η οποία χρησιμοποιεί σαν πηγή ενέργειας ορυκτά στερεά, υγρά ή αέρια καύσιμα, τα οποία έχουν σχηματιστεί σε παλαιότερες γεωλογικές περιόδους και βρίσκονται αποθηκευμένα στο υπέδαφος, σε μικρότερα ή μεγαλύτερα βάθη σε πεπερασμένες, μη ανανεώσιμες ποσότητες.

- η Ηλεκτροπαραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.), η οποία αντίθετα με την πρώτη, χρησιμοποιεί πηγές διαχρονικές, που δεν εξαντλούν περιορισμένα ενεργειακά αποθέματα. Η Ηλεκτροπαραγωγή από Α.Π.Ε. είναι άμεσα συνδεδεμένη με τον ήλιο και τα φυσικά φαινόμενα (άνεμος, νερό κλπ) [5]. Οι κυριότερες μορφές ενέργειας που παράγονται από Ανανεώσιμες Πηγές είναι η αιολική, η ηλιακή, η αεροθερμική, η γεωθερμική, η υδροθερμική και η ενέργεια των ωκεανών, η υδροηλεκτρική, η ενέργεια από βιομάζα ή από τα εκλυόμενα στους χώρους υγειονομικής ταφής αέρια, η ενέργεια από τα αέρια που παράγονται σε μονάδες επεξεργασίας λυμάτων και η ενέργεια από τα βιοαέρια.[1]

Το περιβαλλοντικό κόστος που προκαλεί η χρήση συμβατικών καυσίμων για την παραγωγή ενέργειας και η εξαντλησιμότητά τους, καθιστά επιτακτική την ανάγκη της μείωσης της χρήσης τους και της στροφής στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που παρέχονται από το ίδιο το φυσικό περιβάλλον.

### **1.2.1 Μίγμα παγκόσμιας ηλεκτροπαραγωγής**

Οι ποσότητες των μορφών ενέργειας που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μεταβάλλονται κάθε χρόνο, καθώς η χρήση του λιγνίτη και του άνθρακα περιορίζεται ενώ στο μίγμα εισέρχονται όλο και μεγαλύτερες ποσότητες φυσικού αερίου και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Ενδεικτικά, στο Σχήμα 1.4 που παρατίθεται παρακάτω παρουσιάζεται το μίγμα ηλεκτροπαραγωγής σε παγκόσμιο επίπεδο για το έτος 2009.

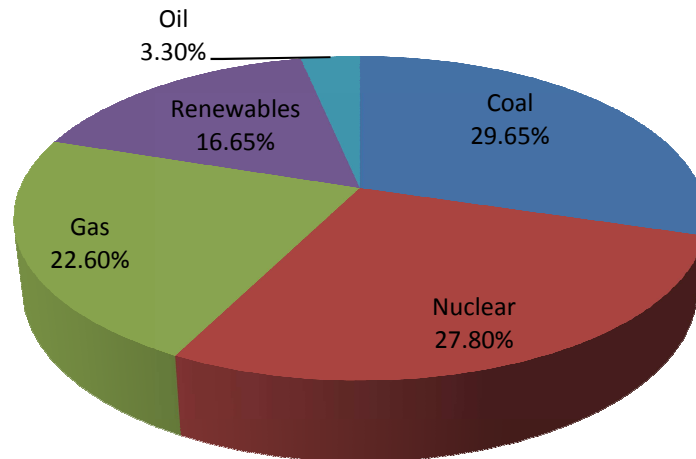


**Σχήμα 1.4.** Μίγμα ηλεκτροπαραγωγής στον κόσμο για το 2009 [13].

Η συνολική ενέργεια που παρήχθη το 2009 παγκοσμίως ανέρχεται στις 20.132.212GWh και όπως φαίνεται από το Σχήμα 1.4 το 40% αυτής προέχεται από λιγνίτη, το 21% από φυσικό αέριο και μόλις το 5% από πετρέλαιο. Παρατηρείται μία αρκετά μεγάλη συμβολή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή καθώς το ποσοστό τους αγγίζει το 20%, ποσοστό το οποίο αναμένεται να αυξηθεί ακόμη περισσότερο τα προσεχή έτη, ιδιαίτερα στην Ευρώπη η οποία έχει θέσει συγκεκριμένους ενεργειακούς στόχους για το 2020 (στόχοι 20-20-20).

### 1.2.2 Μίγμα ηλεκτροπαραγωγής στην Ευρώπη

Όσον αφορά στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής στην Ευρώπη, το σχήμα που ακολουθεί (Σχήμα 1.5) δίνει μία σαφή εικόνα των ποσοστών της κάθε πηγής ηλεκτροπαραγωγής κατά το 2007:



**Σχήμα 1.5.** Μίγμα ηλεκτροπαραγωγής στην Ε.Ε. για το 2007 [45]

Το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που παρήχθη κατά το 2007 στην Ε.Ε είναι 3362 TWh. Από το Σχήμα 1.5 καθίσταται εμφανές ότι σχεδόν το 1/3 της ενέργειας αυτής παρήχθη από άνθρακα, ενώ λίγο μικρότερη φαίνεται η ηλεκτροπαραγωγή από πυρηνική ενέργεια. Ακολουθεί η ηλεκτροπαραγωγή από φυσικό αέριο με ποσοστό 22,6%. Συνολικά η ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικές θερμικές μεθόδους (δηλαδή άνθρακα, φυσικό αέριο και πετρέλαιο) φτάνει το 55,6% ενώ οι ΑΠΕ φαίνεται να έχουν κατακτήσει την ηλεκτροπαραγωγή του 16,7% του συνόλου της παραχθείσας ενέργειας.

### **1.2.3 Μίγμα ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα**

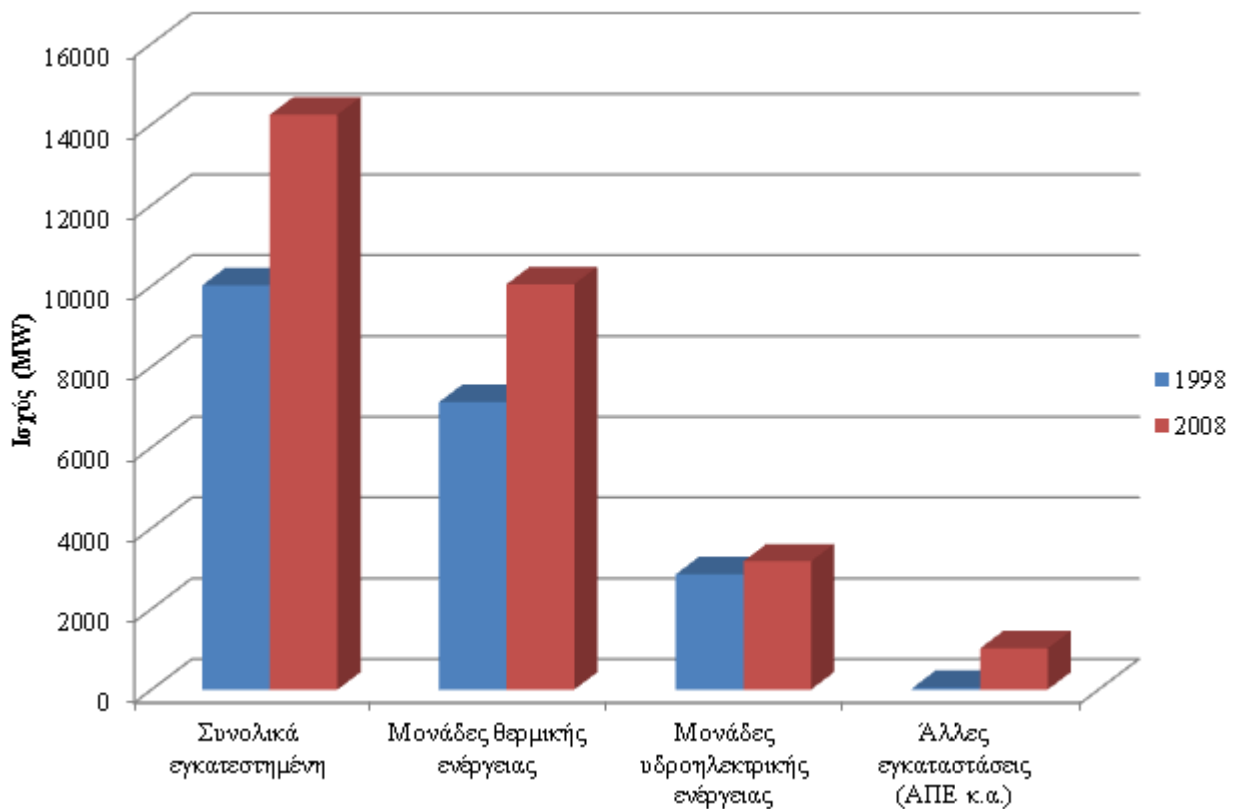
Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει μεγάλες διαφοροποιήσεις από χώρα σε χώρα, ανάλογα με τους εκάστοτε διαθέσιμους εγχώριους Ενεργειακούς Πόρους, την Ενεργειακή Πολιτική της χώρας και τις γεωλογικές, γεωφυσικές και κλιματολογικές ιδιαιτερότητες αυτής.[6]

Έτσι, κάθε χώρα επιλέγει το δικό της μείγμα ηλεκτροπαραγωγής. Το μείγμα αυτό διαφέρει από χώρα σε χώρα γιατί καθορίζεται από παράγοντες όπως:

- οι διαθέσιμοι εγχώριοι Ενεργειακοί Πόροι
- οι Διεθνείς Συγκυρίες & η Ενεργειακή Πολιτική
- οι γεωλογικές, γεωφυσικές, γεωγραφικές και κλιματολογικές ιδιαιτερότητες. [5]



Στο Σχήμα 1.6 παρατίθενται συγκριτικά οι τιμές της ισχύος των χρησιμοποιούμενων τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα για τα έτη 1998 και 2008:



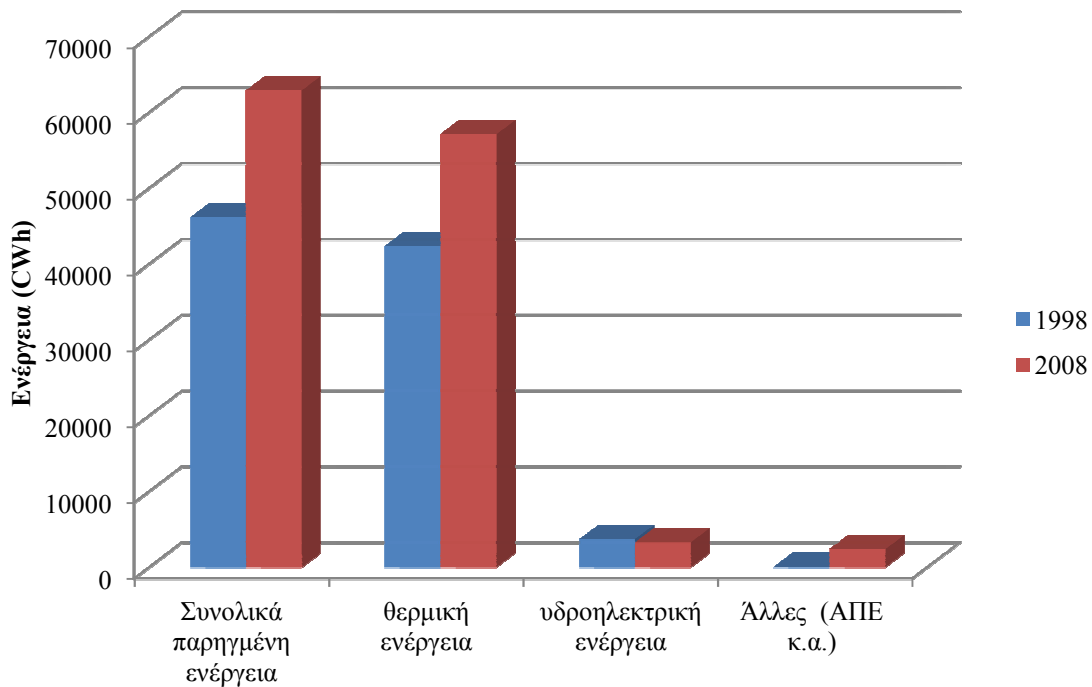
Σχήμα 1.6. Ισχύς χρησιμοποιούμενων τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα στα έτη 1998,2008 [8].

Να σημειωθεί ότι η τελευταία στήλη του Σχήματος 1.6 αναφέρεται κυρίως σε Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (φωτοβολταϊκά, αιολικά).

Από το Σχήμα 1.6, φαίνεται ότι η συνολική ισχύς των εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκε μέσα στη δεκαετία 1998-2008 περισσότερο από 30%. Η αύξηση αυτή οφείλεται κατά κύριο λόγο την αύξηση της ισχύος των μονάδων θερμικής ενέργειας και δευτερευόντως στην αύξηση των μονάδων ΑΠΕ. Πάντως οι άλλες Ανανεώσιμες μορφές ενέργειας (αιολικά, φωτοβολταϊκά) εμφανίζουν μία θεαματική

αύξηση ισχύος μέσα στη δεκαετία 1998-2008, γεγονός που οφείλεται κυρίως στην γρήγορη ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών και δευτερευόντως των αιολικών πάρκων.

Παρόμοια συμπεράσματα μπορούν να εξαχθούν και για την ενέργεια που παρήχθη στην Ελλάδα κατά τα έτη 1998 και 2008, με βάση το Σχήμα 1.7 που ακολουθεί :

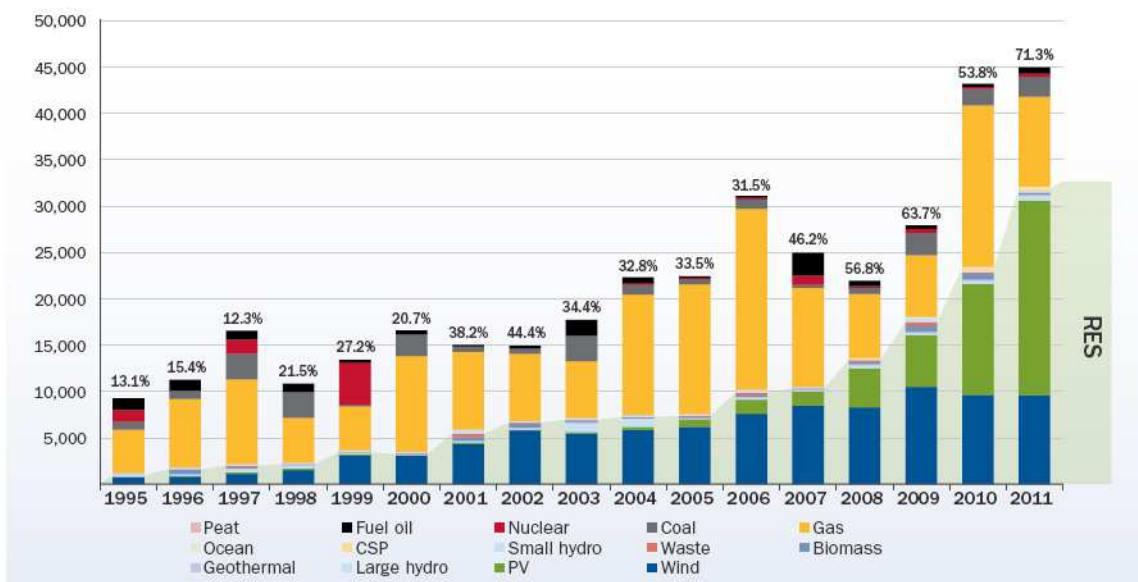


**Σχήμα 1.7.** Ηλεκτρική ενέργεια που παρήχθη από τις χρησιμοποιούμενες στην Ελλάδα τεχνολογίες [8].

Η συνολικά παραχθείσα ενέργεια κατά το 2008 φαίνεται αρκετά μεγαλύτερη σε σχέση με την ενέργεια που παρήχθη στην Ελλάδα κατά το 1998, γεγονός που αποδίδεται σε συγκυριακές διακυμάνσεις των υδρολογικών συνθηκών στα έτη αυτά. Είναι εμφανές ότι η μεγαλύτερη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, όπως και στην Ευρώπη παράγεται από εγκαταστάσεις θερμικής ενέργειας (άνθρακα, πετρέλαιο και φυσικό αέριο). Η υδροηλεκτρική ενέργεια ωστόσο, φαίνεται να μειώνεται το 2008 σε σχέση με το 1998. Μέσα σε διάστημα δέκα ετών παρατηρείται μεγάλος ρυθμός ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών και όλο και μεγαλύτερη συμβολή τους στην ετήσια παραγωγή ενέργειας

### 1.3 Διείσδυση τεχνολογιών ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

Τα τελευταία χρόνια, οι ΑΠΕ εισχωρούν όλο και με ταχύτερους ρυθμούς στην ηλεκτροπαραγωγή, γεγονός το οποίο επιβεβαιώνεται και από το Σχήμα 1.8. Στο Σχήμα αυτό απεικονίζεται η ισχύς (MW) των εγκαθιστάμενων πηγών ενέργειας ανά έτος στην Ευρωπαϊκή Ένωση [4,8].



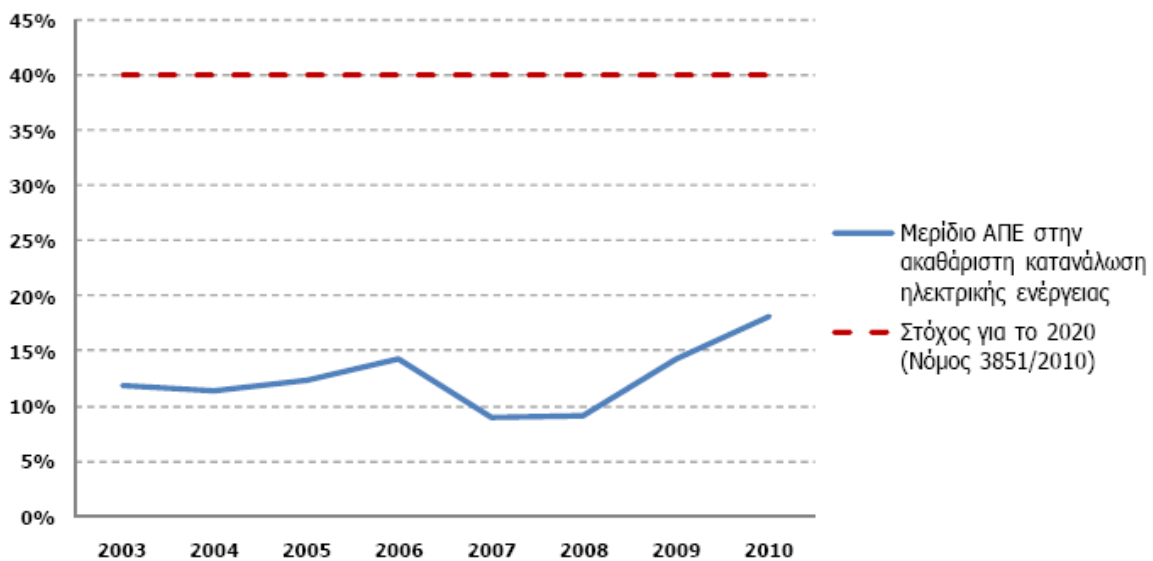
Σχήμα 1.8. Εξέλιξη μίγματος τεχνολογιών στην Ευρώπη από το 1995 έως το 2011 [4].

Η εγκατάσταση μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από πετρέλαιο φαίνεται ότι περιορίζεται από το 1999 και μετά -συγκριτικά με τα προηγούμενα έτη-, με μοναδικές εξαιρέσεις τα έτη 2003 και 2007 όπου εγκαταστάθηκε ισχύς μεγαλύτερη από 2000MW. Η τεχνολογία του φυσικού αερίου φαίνεται να έχει κερδίσει έδαφος τα τελευταία χρόνια, καθώς από το 2004 και μετά εγκαθίσταται όλο και μεγαλύτερη ισχύς μονάδων φυσικού αερίου στην Ευρώπη.

Ο άνθρακας αποτελούσε για πολλά χρόνια την βασική τεχνολογία για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Εντούτοις, στο παραπάνω σχήμα (Σχήμα 1.8) φαίνεται ότι από το 1995 και μετά η εγκατάσταση νέων μονάδων άνθρακα είναι ιδιαίτερα περιορισμένη, προφανώς γιατί η ισχύς που προσέφεραν παλαιότερα οι μονάδες άνθρακα έχει καλυφθεί

από μονάδες φυσικού αερίου και ΑΠΕ (κυρίως φωτοβολταϊκά και αιολικά) οι οποίες είναι και πιο φιλικές προς το περιβάλλον. Τα πυρηνικά παρότι άρχισαν να αναπτύσσονται την δεκαετία του 1990 και κυρίως κατά τα έτη 1995, 1997, 1999, κατά τα επόμενα έτη δείχνουν να έχουν μικρότερη ανάπτυξη με εξαίρεση ίσως το 2007. Η μείωση αυτή της ανάπτυξής τους ίσως να οφείλεται εν μέρει, όπως και στην περίπτωση του άνθρακα, στη μεγαλύτερη ανάπτυξη των ανανεώσιμων τεχνολογιών και του φυσικού αερίου.

Από το Σχήμα 1.8, μπορεί να εξαχθεί το συμπέρασμα ότι οι τεχνολογίες ΑΠΕ εισχωρούν όλο και περισσότερο στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα, είναι εμφανές ότι ενώ οι εγκατεστημένες κατά το 1995 τεχνολογίες ΑΠΕ δεν ξεπερνούσαν σε ισχύ τα 1.000MW, το 2011 εγκαταστάθηκαν μονάδες ΑΠΕ ισχύος μεγαλύτερης από 30.000MW στην Ευρώπη.[4] Στο ίδιο συμπέρασμα μπορεί να οδηγηθεί κανείς παρατηρώντας το Σχήμα 1.9:



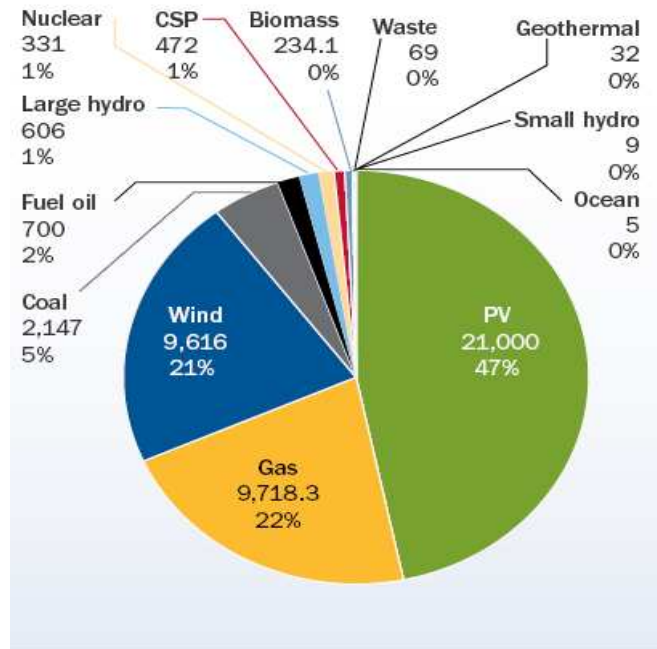
Πηγή: ΔΕΣΜΗΕ, Eurostat, Επεξεργασία στοιχείων: IOBE

**Σχήμα 1.9.** Ποσοστό των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα για το χρονικό διάστημα 2003-2010 [23].

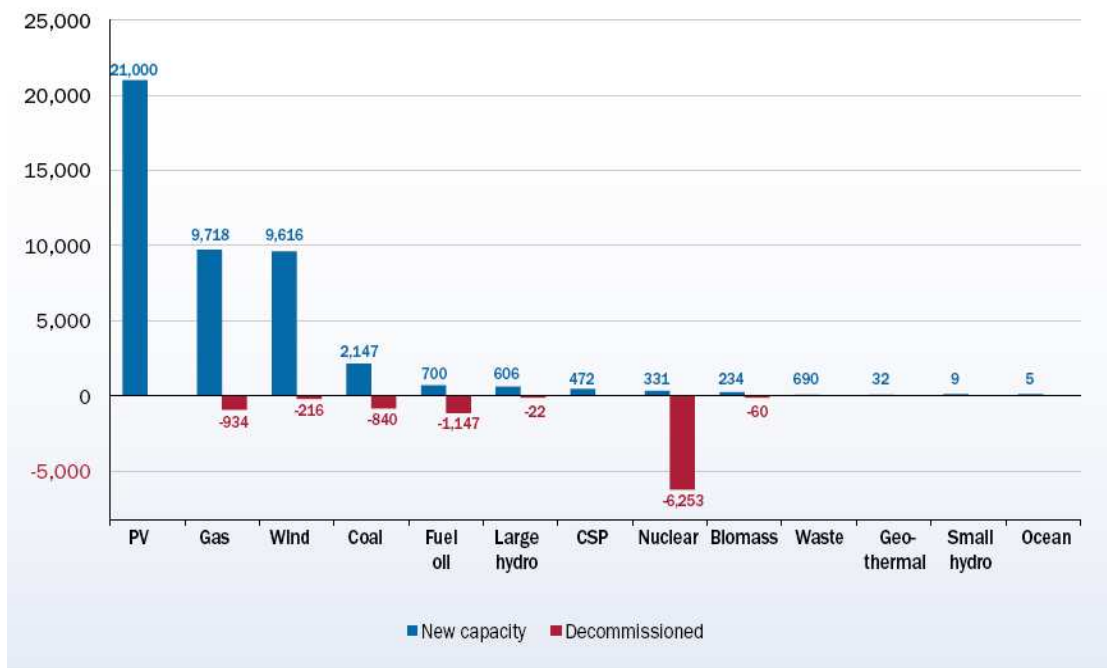
Με εξαίρεση μία μείωση του μεριδίου των Α.Π.Ε. κατά τα έτη 2007 και 2008 η οποία και πάλι οφείλεται στη μικρότερη ποσότητα υδροηλεκτρικής ενέργειας, γενικά παρατηρείται μία αυξανόμενη χρήση των ανανεώσιμων πηγών στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα που κινείται στην κατεύθυνση των ενεργειακών στόχων για το 2020, αν και η απόκλιση από το 40% παραμένει πολύ μεγάλη.

Πέρα από την ολοένα και μεγαλύτερη εισχώρηση των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, μεγάλη σημασία έχει και το πώς έχει διαμορφωθεί το μίγμα ανανεώσιμων τεχνολογιών σήμερα, το οποίο αποτυπώνεται στο Σχήμα 1.8. Η τεχνολογία των αιολικών ξεκινά να αναπτύσσεται από το 1995 με εγκατάσταση πολύ μικρής ισχύος. Από το 2001 και μετά εγκαθίστανται ετησίως περίπου 5000 MW, ενώ από το 2005 και μετά ο ρυθμός εγκατάστασης μονάδων αιολικών πάρκων αυξάνεται. Το 2009 μάλιστα εγκαθίστανται στην Ευρώπη μονάδες αιολικής ενέργειας συνολικής ισχύος μεγαλύτερης από 100MW. Ωστόσο, το 2010 και το 2011 φαίνεται να εγκαθίσταται μικρότερη ισχύς σε σχέση με το 2009 πιθανώς λόγω της οικονομικής κρίσης που είχε ως αποτέλεσμα τη μικρότερη επένδυση σε ΑΠΕ. Όσον αφορά στα φωτοβολταϊκά, φαίνεται και από το Σχήμα 1.8 ότι μέχρι το 2003 η τεχνολογία δεν είχε αρχίσει να αναπτύσσεται ιδιαίτερα στην Ευρώπη. Από το 2004 και μετά όμως η ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών φαίνεται να είναι ταχύτατη, με ρυθμό πολύ μεγαλύτερο από την τεχνολογία των αιολικών πάρκων. Η ισχύς των εγκατεστημένων κατά το 2011 μονάδων φωτοβολταϊκών στην Ευρώπη ξεπερνά τα 20.000MW. Οι υπόλοιπες τεχνολογίες ΑΠΕ έχουν εμφανίσει μέχρι σήμερα πολύ μικρότερη ανάπτυξη συγκριτικά με τις δύο προαναφερθείσες τεχνολογίες ΑΠΕ, γεγονός που τις καθιστά κυρίαρχες στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής.

Η δεσπόζουσα θέση της αιολικής και της φωτοβολταϊκής τεχνολογίας μέχρι και σήμερα είναι εμφανής και από τα Σχήματα που ακολουθούν (Σχήματα 1.10, 1.11) όπου παρατίθενται τα ποσοστά χρήσης κάθε ανανεώσιμης πηγής ενέργειας κατά το 2011 και η ισχύς των εγκατεστημένων μέσα στο 2011 ΑΠΕ στην Ε.Ε.:



Σχήμα 1.10. Ποσοστά κάθε ΑΠΕ κατά το 2011 στην Ε.Ε [4].



Σχήμα 1.11. Ισχύς εγκατεστημένων πηγών ενέργειας μέσα στο 2011 στην Ευρωπαϊκή Ένωση [4].

Από τα δύο τελευταία Σχήματα προκύπτει ότι η πλέον διαδεδομένη ανανεώσιμη τεχνολογία φαίνεται να είναι εκείνη των φωτοβολταϊκών ακολουθούμενη από την αιολική τεχνολογία. Συγκεκριμένα στο Σχήμα 1.10 φαίνεται ξεκάθαρα η επικράτηση των φωτοβολταϊκών με ποσοστό 47%, ενώ η τεχνολογία των αιολικών εμφανίζει επίσης πολύ ικανοποιητικά ποσοστά της τάξης του 20%. , ενώ στο Σχήμα 1.11 φαίνεται η νέα ισχύς κάθε ΑΠΕ που εγκαταστάθηκε μέσα στο 2011, ενώ με τις κόκκινες μπάρες φαίνονται οι ποσότητες ισχύος που αποσύρθηκαν μέσα στο 2011. Καθίσταται σαφές λοιπόν ότι οι δύο δεσπόζουσες τεχνολογίες

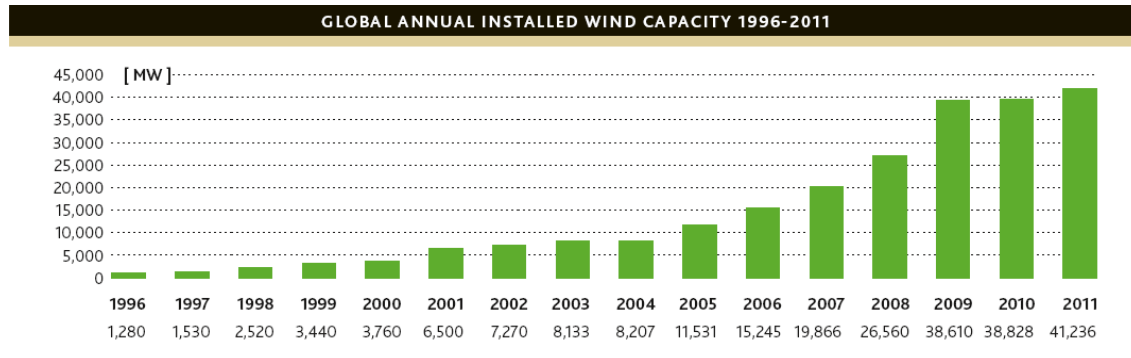
### 1.3.1 Αιολικά πάρκα

Η αιολική ενέργεια είναι μία από τις πιο καθαρές ανανεώσιμες μορφές ενέργειας. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τον άνεμο άρχισε από τις αρχές του 20<sup>ου</sup> αιώνα στη Δανία και στην Αμερική. Ωστόσο, στην Αμερική η ευρύτερη ανάπτυξη των αιολικών πάρκων (Σχήμα 1.12) ξεκίνησε μετά την πετρελαϊκή κρίση (oil crisis 1973-1986), ενώ στην Ευρώπη -κυρίως στις βόρειες χώρες- οι εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων αυξάνονταν σταθερά κατά τις δεκαετίες του '80 και του '90, οδηγώντας στη δημιουργία μίας μικρής αρχικά αλλά σταθερής αγοράς. [15]

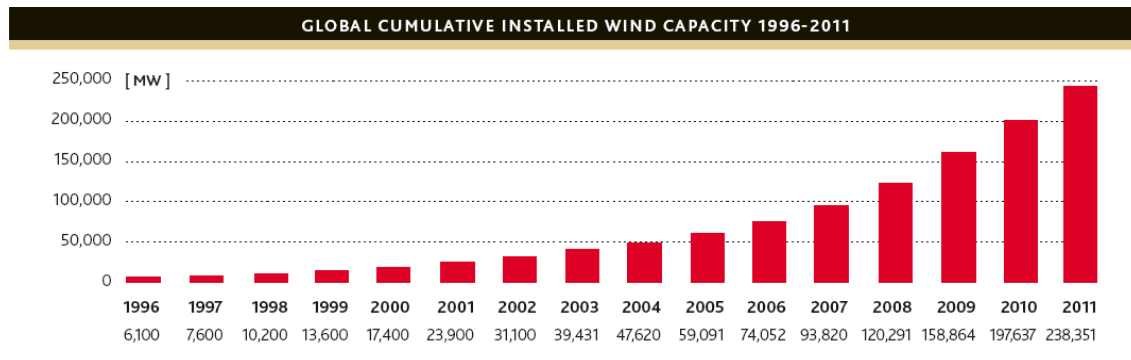


Σχήμα 1.12. Ανεμογεννήτριες [14].

Στα Σχήματα 1.13 και 1.14 που ακολουθούν, φαίνεται η ετήσια εγκατεστημένη και η σωρευτική ισχύς αντίστοιχα των αιολικών σε παγκόσμιο επίπεδο κατά τη χρονική περίοδο 1996-2011 [3]:



**Σχήμα 1.13.** Ετήσια εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων παγκοσμίως [3].

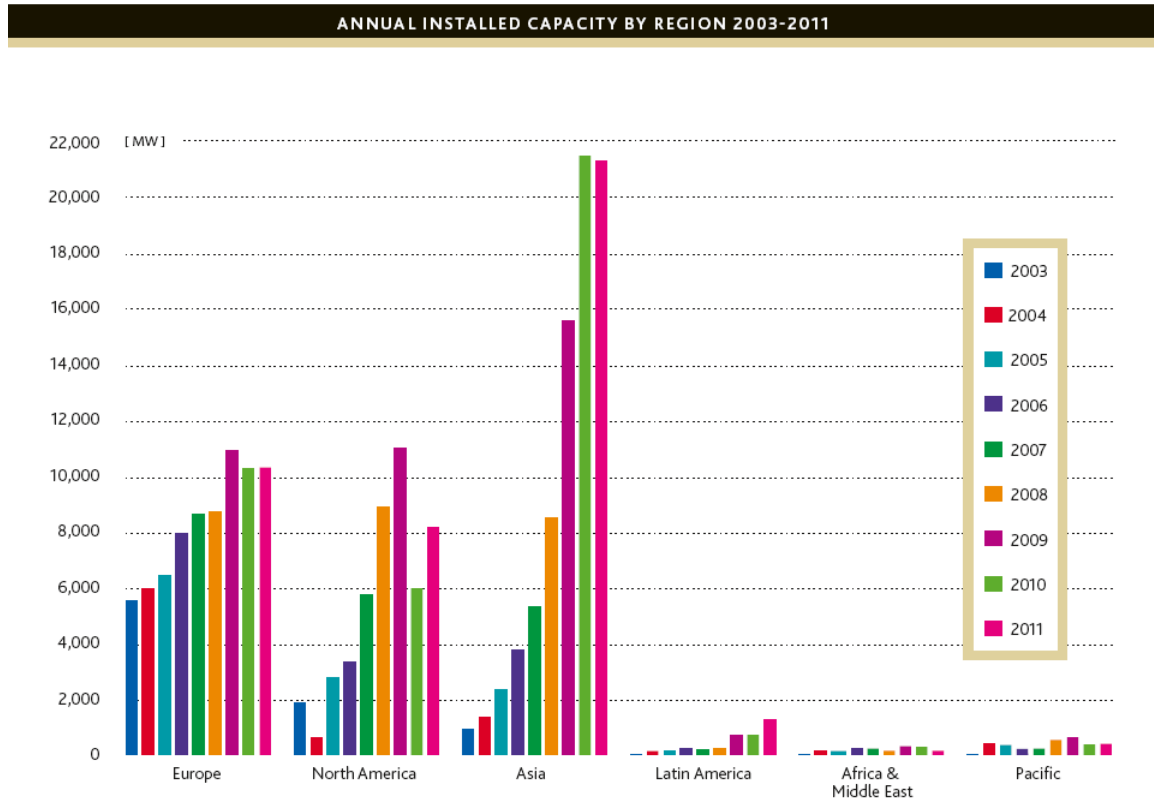


**Σχήμα 1.14.** Σωρευτική ισχύς εγκατεστημένων αιολικών πάρκων παγκοσμίως [3].

Όπως φαίνεται και από τα δύο Σχήματα, η χρήση των αιολικών πηγών ενέργειας αυξάνεται όλο και περισσότερο κάθε χρόνο. Χαρακτηριστική είναι η σωρευτική ισχύς που εμφανίζεται το 2007, η οποία είναι σχεδόν διπλάσια εκείνης που υπήρχε το 2004. Από το 2005 και μετά παρατηρείται μεγάλη ετήσια αύξηση της ηλεκτρικής ισχύος που προέρχεται από αιολική ενέργεια αλλά και αξιοσημείωτη σωρευτική αύξηση καθώς το 2011 η συνολική εγκατεστημένη ισχύς αγγίζει τα 250.000MW.[3]



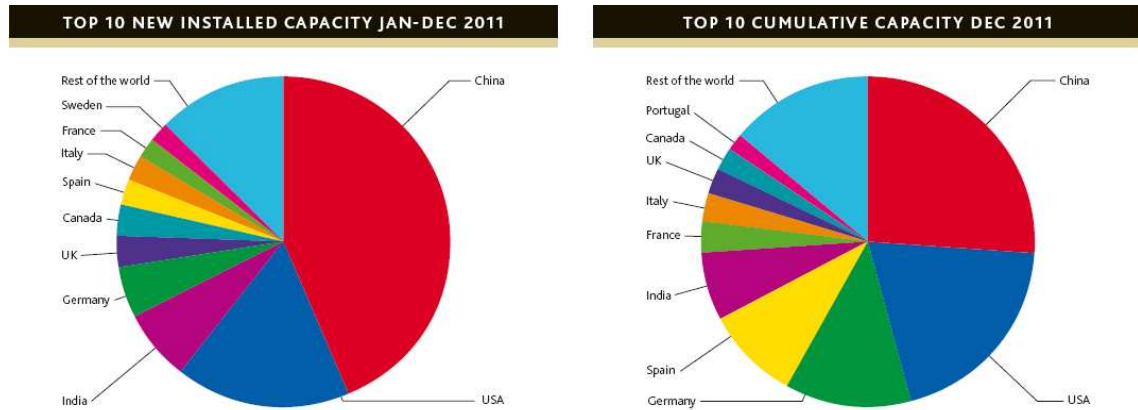
Στο Σχήμα 1.15 που ακολουθεί παρατίθεται η ετήσια προστιθέμενη ηλεκτρική ισχύς αιολικών πάρκων ανά ήπειρο στο πέρασμα οκτώ ετών (2003-2011).



**Σχήμα 1.15.** Ετησίως εγκαθιστάμενη αιολική ισχύς ανά ήπειρο (2003-2011) [3].

Από το Σχήμα 1.15 εξάγεται το συμπέρασμα ότι οι τρεις ήπειροι στις οποίες έχουν εμφανίσει ιδιαίτερη ανάπτυξη οι μονάδες αιολικής ενέργειας είναι η Ευρώπη, η Βόρεια Αμερική και η Ασία (κυρίως Κίνα και Ινδία). Κατά τα έτη 2003-2008, η Ευρώπη φαίνεται να έχει εγκαταστήσει πολύ περισσότερα αιολικά πάρκα σε σχέση με τις υπόλοιπες ηπείρους. Ωστόσο, το 2008 αποδεικνύεται κομβικό, καθώς κατά το έτος αυτό η ετησίως εγκαθιστάμενη ισχύς των αιολικών μονάδων και των τριών ηπείρων σχεδόν εξισώνεται, ενώ κατά τα επόμενα έτη παρατηρείται μία εκτόξευση της ισχύος των μονάδων στην Ασία με την Ευρώπη και την Β. Αμερική να έπονται. Είναι εμφανές λοιπόν ότι από το 2008 και μετά, η Ασία και ειδικότερα οι αναδυόμενες αγορές της Κίνας και της Ινδίας, εμφανίζει πολύ μεγαλύτερους ρυθμούς ανάπτυξης αιολικής ενέργειας συγκριτικά με την Ευρώπη και τη Β. Αμερική [3].

Όσον αφορά την κατανομή αυτής της ισχύος σε εθνικό επίπεδο, ενδεικτικά αναφέρεται ότι οι χώρες οι οποίες εγκατέστησαν τα περισσότερα αιολικά ήταν η Κίνα, οι Η.Π.Α., η Γερμανία, η Ινδία και η Ισπανία όπως φαίνεται και παρακάτω (Σχήμα 1.16):

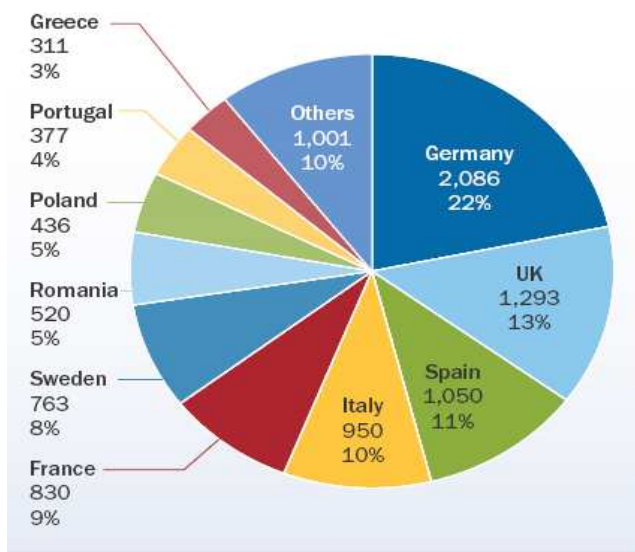


**Σχήμα 1.16.**(α) Οι 10 χώρες με τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη μέσα στο 2011 ισχύ (β) οι 10 χώρες με τη σωρευτικά μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ [3].

Το Σχήμα αυτό είναι ενδεικτικό της ταχείας ανάπτυξης των παραπάνω χωρών σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.[3]

Κατά το 2011, εγκαταστάθηκαν αιολικά πάρκα ισχύος 10281MW στην Ευρώπη. Από την ισχύ αυτή, τα 9616MW εγκαταστάθηκαν σε χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης. [4]

Στο Σχήμα 1.17 που ακολουθεί, φαίνονται τα ποσοστά εγκατάστασης νέων μονάδων αιολικής ενέργειας κάθε χώρας της Ε.Ε. κατά το 2011 (για σύνολο 9616MW).

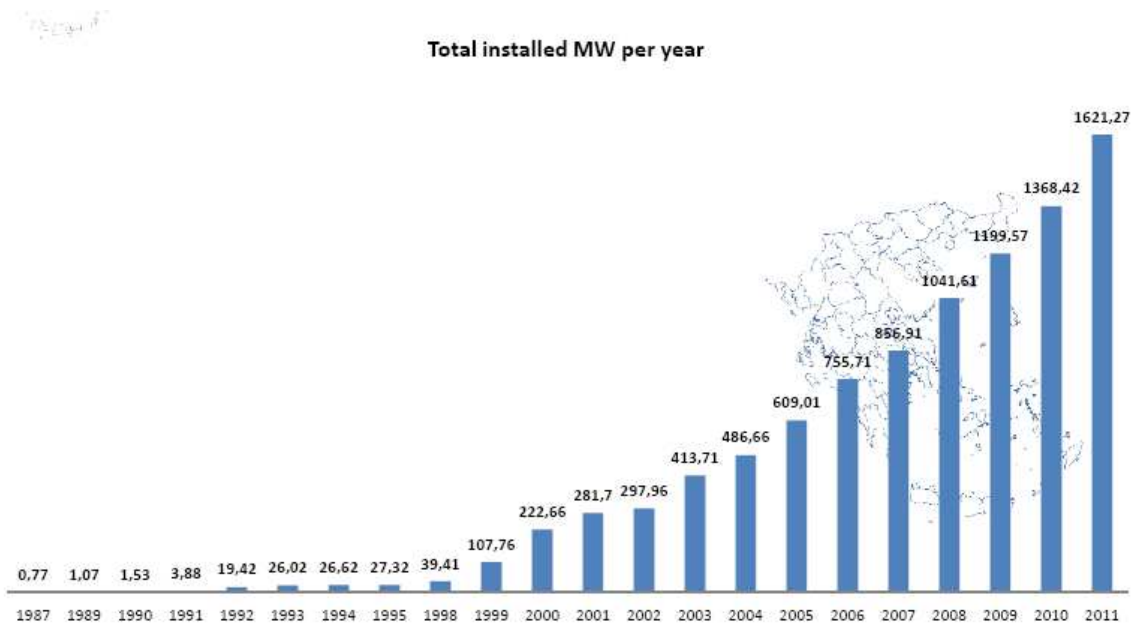


**Σχήμα 1.17.** Ποσοστά εγκατεστημένων κατά το 2011 αιολικών πάρκων ανά κράτος-μέλος της Ε.Ε. [4].

Όπως μπορεί να φανεί και από το Σχήμα 1.17, η Γερμανία ήταν η χώρα της Ευρωπαϊκής Ένωσης που εμφάνισε την μεγαλύτερη ισχύ από αιολικά πάρκα μέσα στο 2011, αγγίζοντας σχεδόν ισχύ 2100MW νέων μονάδων. Ακολούθησε το Ηνωμένο Βασίλειο με ισχύ 1300MW (της οποίας το 58% αφορά θαλάσσια αιολικά πάρκα), και η Ισπανία με 1050MW. [4]

Να σημειωθεί ότι από τα αιολικά πάρκα ισχύος 9616MW που εγκαταστάθηκαν σε χώρες της Ε.Ε., τα 866MW ήταν θαλάσσια αιολικά πάρκα. [4]

Όσον αφορά στη διείσδυση της αιολικής τεχνολογίας στην Ελλάδα, αυτή αντικατοπτρίζεται στο Σχήμα 1.18 που ακολουθεί:



**Σχήμα 1.18.** Σωρευτικά εγκατεστημένη ισχύς αιολικών στην Ελλάδα [35]

Όπως φαίνεται από το Σχήμα, τα αιολικά εισέρχονται όλο και περισσότερο στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Χαρακτηριστικά παρατηρείται ότι η σωρευτική εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων στην Ελλάδα κατά το 2011 είναι υπερδιπλάσια της εγκατεστημένης ισχύος κατά το 2006 με την πρώτη να ανέρχεται σήμερα στα 1621,287MW. Ενδεικτικό είναι επίσης ότι κατά το 2011 εγκαταστάθηκαν 252,85MW αιολικών πάρκων στην Ελλάδα, συγκριτικά με το 2010 όπου εγκαταστάθηκαν 168,85MW. Είναι φανερό λοιπόν η ταχύτατη διεξόδου της αιολικής τεχνολογίας στην ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. [35]

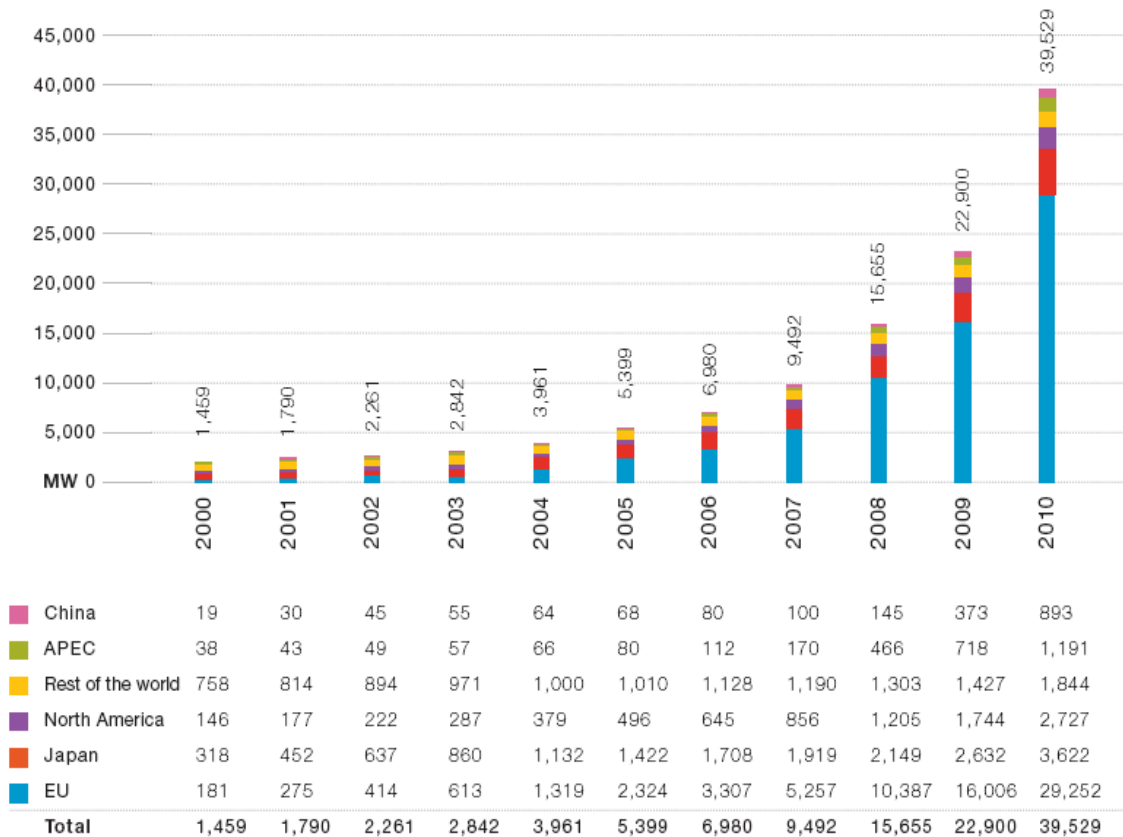
### 1.3.2 Φωτοβολταϊκά

Οι πρώτες εφαρμογές βασισμένες στην τεχνολογία των φωτοβολταϊκών άρχισαν να αναπτύσσονται σε παγκόσμια κλίμακα πριν από 40 χρόνια σχεδόν και η ανάπτυξη αυτή έχει εξελιχθεί ραγδαία. Την τελευταία δεκαετία, η τεχνολογία των φωτοβολταϊκών κατάφερε να εξελιχθεί σε μία αξιόπιστη πηγή ηλεκτρικής ενέργειας και αναμένεται να αναπτυχθεί ακόμη περισσότερο τα προσεχή χρόνια.



Σχήμα 1.19. Φωτοβολταϊκά [19].

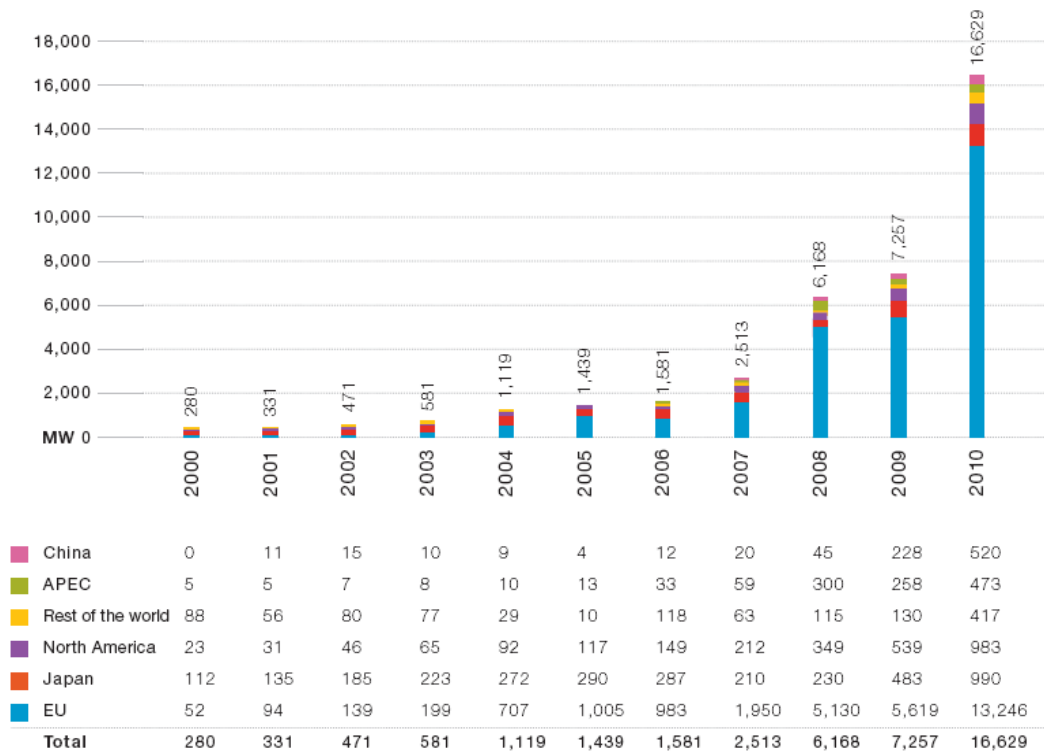
Στο τέλος του 2008, η σωρευτική ισχύς των παγκοσμίως εγκατεστημένων φωτοβολταϊκών προσέγγιζε τα 16GW, ενώ στο τέλος του επόμενου χρόνου η ισχύς αυτή έφτασε τα 23GW. Το 2010, η ισχύς παγκοσμίως εγκατεστημένων μονάδων φωτοβολταϊκών φτάνουν τα 40GW παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια περίπου 50TWh. Η ισχύς των εγκατεστημένων φωτοβολταϊκών ανά περιοχή και χρονιά φαίνεται και στο Σχήμα 1.20 που ακολουθεί :



**Σχήμα 1.20.** Σωρευτική ισχύς εγκατεστημένων φωτοβολταϊκών ανά έτος και περιοχή [9].

Όπως προκύπτει από το τελευταίο Σχήμα, η Ευρώπη κατέχει τα πρωτεία της σωρευτικής εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών αφού το 2010 εμφανίζει ισχύ σχεδόν 30GW, δηλαδή περίπου το 75% της παγκόσμια ισχύος φωτοβολταϊκών.

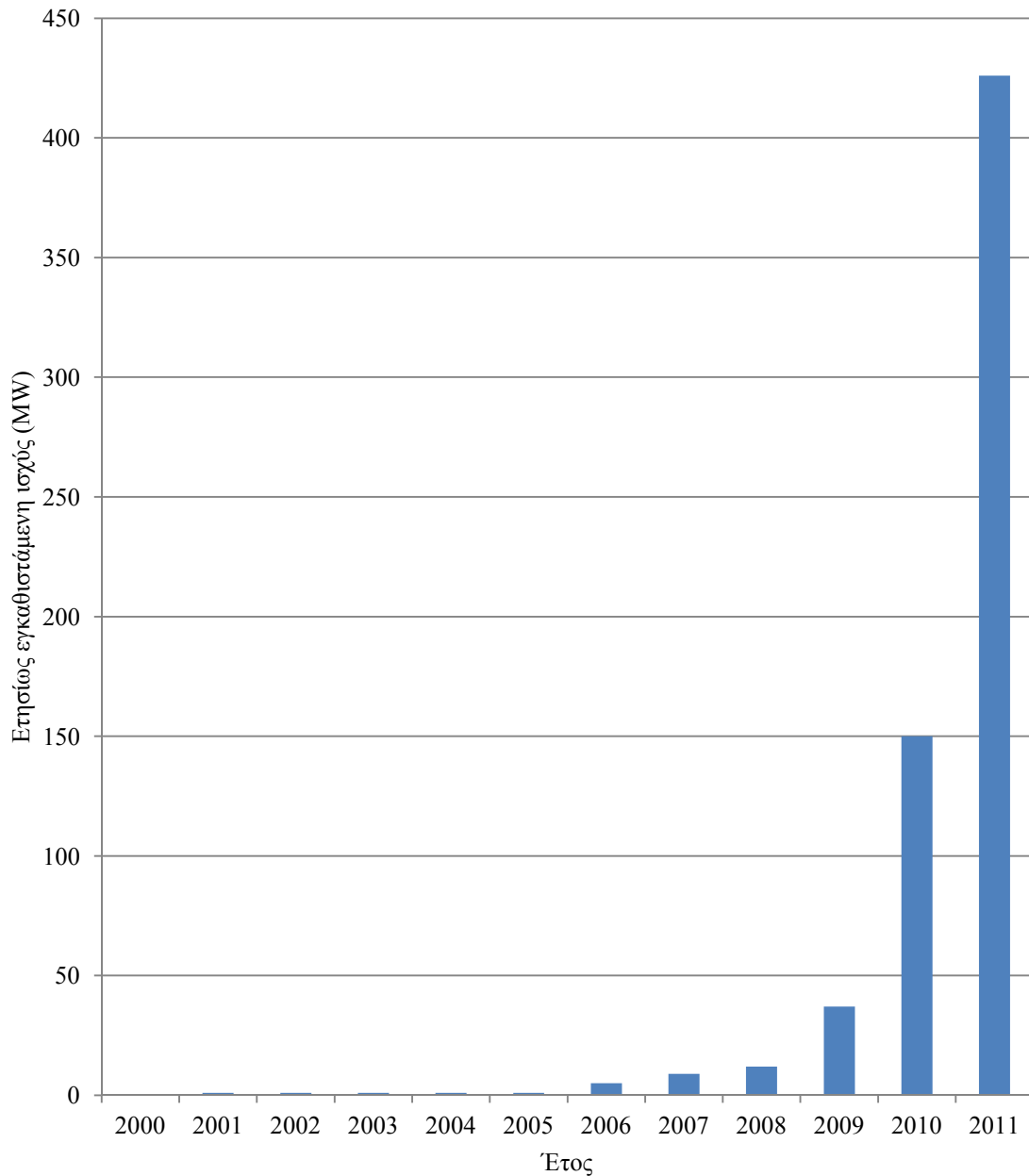
Η Κίνα, όπως φαίνεται (Σχήματα 1.20,1.21) έχει ήδη αναδειχθεί σε μία από τις 10 κορυφαίες αγορές φωτοβολταϊκών παγκοσμίως και αναμένεται να εξελιχθεί ακόμη περισσότερο τα προσεχή χρόνια.



**Σχήμα 1.21.** Ετησίως εγκαθιστάμενη ισχύς φωτοβολταϊκών στις κυριότερες αγορές Α.Π.Ε. στον κόσμο [9].

Από το Σχήμα 1.21 φαίνεται ότι η αγορά της Ευρωπαϊκής Ένωσης είχε παραμείνει σταθερή για πολλά χρόνια (μέχρι το 2004). Ενώ η Ιαπωνία ήταν πρώτη αγορά για πολύ καιρό, η Ευρώπη αναδείχθηκε όταν άρχισε να μεγαλώνει η αγορά της Γερμανίας. Έκτοτε η Ευρώπη κατέχει δεσπόζουσα θέση στην αγορά φωτοβολταϊκών.[9]

Στο Σχήμα 1.22 που ακολουθεί, αναπαρίσταται η ετησίως εγκαθιστάμενη ισχύς φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα.



**Σχήμα 1.22.** Νέα ετήσια ισχύς φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα [35,36,37]

Από το Σχήμα 1.22 φαίνεται η βαθμιαία διεύρυνση της τεχνολογίας των φωτοβολταϊκών στην ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Είναι εμφανές ότι μέχρι το 2005 η τεχνολογία των φωτοβολταϊκών δεν είχε βρει ιδιαίτερη ανάπτυξη στην Ελλάδα, καθώς εγκαθίσταντο 1-2MW ισχύος ανά έτος. Από το 2006 και μετά άρχισαν να εγκαθίστανται μεγαλύτερες ποσότητες. Χαρακτηριστικά το 2009 εγκαταστάθηκαν 37MW ισχύος, ενώ



από το 2010 και μετά η ετησίως εγκαθιστάμενη ισχύς κυριολεκτικά εκτοξεύεται. Η ραγδαία αυτή αύξηση οφείλεται εν μέρει στον περιορισμό των γραφειοκρατικών σκοπέλων που εμπόδιζαν την ταχεία ανάπτυξη της τεχνολογίας των φωτοβολταϊκών (ν. 3852/2010) [35,36,37].

Πέρα από την ανάπτυξη της κάθε αγοράς Α.Π.Ε., από τα παραπάνω στοιχεία συνάγεται το συμπέρασμα ότι σε παγκόσμιο, σε ευρωπαϊκό αλλά και σε εθνικό επίπεδο παρατηρείται μία όλο και μεγαλύτερη διείσδυση των ανανεώσιμων τεχνολογιών στην ηλεκτροπαραγωγή.

Η διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να συμβάλει στην αντιμετώπιση των επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής αφού η αντικατάσταση μέρους συμβατικών καυσίμων από Α.Π.Ε. έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και την διαφοροποίηση του ενεργειακού μίγματος της κάθε χώρας. Επίσης, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. συμβάλλει στην εξασφάλιση της ενεργειακής επάρκειας αφού οι Α.Π.Ε. συνεισφέρουν στη μείωση της εξάρτησης της κάθε χώρας από εξωτερικούς προμηθευτές καυσίμων. Επιπρόσθετα, με κατάλληλη στρατηγική οι Α.Π.Ε. μπορούν να προσφέρουν ευκαιρίες επενδύσεων, και αύξηση της απασχόλησης [20]. Αυτοί είναι οι κυριότεροι λόγοι για τους οποίους είναι επιθυμητή η όλο και μεγαλύτερη διείσδυση των ανανεώσιμων τεχνολογιών στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

## 2 ΘΕΣΜΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ

Τα Ηνωμένα Έθνη έχουν θεσπίσει ως στόχο την όσο το δυνατόν μεγαλύτερη επιβράδυνση της κλιματικής αλλαγής και την σταθεροποίηση της συγκέντρωσης των αερίων του θερμοκηπίου σε επίπεδο τέτοιο ώστε να μην επιδεινώνεται το φαινόμενο του θερμοκηπίου αλλά και να επιτευχθεί η σταδιακή μείωση της εκπομπής τους έως το 2020. Προκειμένου να πραγματοποιηθεί ο στόχος αυτός απαιτούνται όλο και μεγαλύτερες προσπάθειες από τις ανεπτυγμένες τεχνολογικά χώρες παγκοσμίως και τις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης. [15,16,23]

### 2.1 Ευρωπαϊκοί Στόχοι

Από τα μέσα της δεκαετίας του 1990, η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει αναπτύξει μία σειρά νομοθετικών πρωτοβουλιών με στόχο την προώθηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή [20]. Οι πρωτοβουλίες αυτές το 2008 κατέληξαν στο Πακέτο για την Ενέργεια και το Κλίμα για το 2020, που περιλαμβάνει το Ενεργειακό Πλάνο 20-20-20 και αποτυπώνεται στην Οδηγία 2009/28/EK.

#### 2.1.1 Στόχοι 20-20-20

Το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο στις 12 Δεκεμβρίου 2008 και η Ευρωβουλή στις 17 Δεκεμβρίου 2008 ενέκριναν τους στόχους 20-20-20, στους οποίους έχουν ενσωματωθεί οι κλιματικοί και ενεργειακοί στόχοι της Ε.Ε. για το 2020, καθορίζοντας την ευρωπαϊκή ενεργειακή πολιτική. Οι στόχοι αυτοί επικεντρώνονται:

- στην μείωση κατά 20% των αερίων του θερμοκηπίου,
- στην βελτίωση κατά 20% της ενεργειακής απόδοσης και
- στην αύξηση στο 20% των Α.Π.Ε. στη συνολική κατανάλωση ενέργειας [15,20,23].

Οι στόχοι αυτοί ορίζονται ως εφικτοί σύμφωνα με το Χάρτη Πορείας για τις Ανανεώσιμες Πηγές [20].

Η επίτευξη του στόχου 20-20-20 συνοδεύεται από πρόσθετα οφέλη, όπως είναι :

- η βελτίωση της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού
- η τόνωση της ευρωπαϊκής οικονομίας, της οποίας η βιομηχανία πρωτοπορεί στην κατασκευή του απαιτούμενου εξοπλισμού
- η αποφυγή μεγάλης έκτασης εξαγωγής συναλλάγματος για εισαγωγές συμβατικών καυσίμων από όλες τις χώρες μέλη της Ε.Ε. [23]

Πρέπει να επισημανθεί ότι η ευρωπαϊκή προσπάθεια για μεγάλης έκτασης διείσδυση των Α.Π.Ε. στην αγορά ηλεκτρισμού δεν πρόκειται να σταματήσει το 2020 αφού ο Χάρτης για το Κλίμα της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (Μάρτιος 2011) προβλέπει ακόμη μεγαλύτερους στόχους μείωσης των εκπομπών μέχρι το 2050, και έτσι ο μετασχηματισμός του ενεργειακού συστήματος με τη βοήθεια τεχνολογιών χαμηλών ή μηδενικών εκπομπών (όπως η πλειονότητα των τεχνολογιών Α.Π.Ε.) θα αποτελέσει μονόδρομο [23]

### **2.1.2 Οδηγία 2009/28/ΕΚ**

Η Οδηγία 2009/28 της Ευρωπαϊκής Κοινότητας θεσπίζει κοινό πλαίσιο για την προώθηση της ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Η Οδηγία αυτή θέτει υποχρεωτικούς εθνικούς στόχους για το συνολικό μερίδιο ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας και το μερίδιο ενέργειας από ΑΠΕ στις μεταφορές. Επίσης, καθορίζει κανόνες για κοινά έργα μεταξύ κρατών μελών και με τρίτες χώρες, τις εγγυήσεις προέλευσης, τις διοικητικές διαδικασίες, την πληροφόρηση και την κατάρτιση και την πρόσβαση στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας για ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές. [1,20]

Για την επίτευξη των θεσπισμένων στόχων, τα κράτη μέλη πρέπει να εφαρμόσουν εθνικά σχέδια δράσης για τις ΑΠΕ. Τα εθνικά σχέδια δράσης για τις ΑΠΕ ορίζουν τους εθνικούς συνολικούς στόχους των κρατών μελών για τα μερίδια της ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές που καταναλώνονται στις μεταφορές, στους τομείς της ηλεκτρικής ενέργειας, της

θέρμανσης και ψύξης το 2020, λαμβάνοντας υπόψη τον αντίκτυπο άλλων μέτρων πολιτικής που αφορούν την ενεργειακή απόδοση στην τελική κατανάλωση ενέργειας, και τα κατάλληλα μέτρα που πρέπει να ληφθούν για την επίτευξη των εθνικών συνολικών στόχων, συμπεριλαμβανομένων της συνεργασίας μεταξύ τοπικών, περιφερειακών και εθνικών αρχών, των προγραμματιζόμενων στατιστικών μεταβιβάσεων ή κοινών έργων.[1]

Επίσης, τα κράτη μέλη θα πρέπει να θεσπίσουν επιπλέον μέτρα για την επίτευξη των στόχων. Κάθε κράτος μέλος θα πρέπει να εκτιμά, στο πλαίσιο του εθνικού σχεδίου δράσης, κατά πόσο τα μέτρα ενεργειακής απόδοσης και εξοικονόμησης ενέργειας μπορούν να συμβάλουν στην επίτευξη των εθνικών του στόχων. Επίσης, τα κράτη μέλη θα πρέπει να λαμβάνουν υπόψη το βέλτιστο συνδυασμό τεχνολογιών ενεργειακής απόδοσης και ΑΠΕ. Σύμφωνα με την Οδηγία 2009/28 ΕΚ θα πρέπει η Κοινότητα και τα κράτη μέλη να διαθέσουν σημαντικό ποσό των χρηματικών πόρων στην έρευνα και την ανάπτυξη σε σχέση με τις τεχνολογίες ΑΠΕ. Ειδικότερα, το Ευρωπαϊκό Ινστιτούτο Καινοτομίας και Τεχνολογίας θα πρέπει να δώσει υψηλή προτεραιότητα στην έρευνα και την ανάπτυξη τεχνολογιών ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές.[1,20]

Για να εξασφαλισθεί ένα ενεργειακό μοντέλο που θα υποστηρίζει τη χρήση ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, θα πρέπει να ενθαρρυνθεί η στρατηγική συνεργασία μεταξύ των κρατών μελών, στην οποία θα συμμετέχουν οι περιφέρειες και οι τοπικές αρχές. Είναι απαραίτητο λοιπόν τα κράτη μέλη να ενθαρρύνουν τις τοπικές και τις περιφερειακές αρχές να θέσουν στόχους επιπλέον των εθνικών στόχων και να εντάξουν τις θεσπισμένες αρχές στην κατάρτιση εθνικών σχεδίων δράσης για τις ΑΠΕ και την ανάπτυξη συνείδησης των πλεονεκτημάτων της ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (αξιοποίηση τοπικών ενεργειακών πόρων, αύξηση της τοπικής ασφάλειας ενεργειακού εφοδιασμού, μεταφορά σε μικρότερες αποστάσεις και μείωση των απωλειών ενέργειας κατά τη μεταφορά, τοπική ανάπτυξη και συνοχή με την παροχή πηγών εισοδήματος, δημιουργία θέσεων εργασίας σε τοπικό επίπεδο). [1]

Κάθε κράτος μέλος οφείλει να μεριμνά ώστε το μερίδιο της ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας το 2020 να αντιστοιχεί τουλάχιστον στον εθνικό συνολικό στόχο του όσον αφορά το μερίδιο της ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές κατά το έτος αυτό.

Με βάση τις θέσεις του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου, του Συμβουλίου και της Επιτροπής, έχουν καθοριστεί δεσμευτικοί εθνικοί στόχοι για το κάθε κράτος μέλος της Ε.Ε., οι οποίοι συμβαδίζουν με τους ενιαίους κοινοτικούς στόχους για 20 % ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας και 10 % βιοκαύσιμα στις μεταφορές έως το 2020. Για να επιτευχθούν ευκολότερα αυτοί οι στόχοι, κάθε κράτος μέλος πρέπει να προωθεί και να ενθαρρύνει την ορθολογική χρήση και την εξοικονόμηση ενέργειας.[1]

Ωστόσο, για κάθε κράτος μέλος διαφέρει το σημείο εκκίνησης, το δυναμικό του όσον αφορά τις ΑΠΕ και το ενεργειακό του μείγμα. Ως εκ τούτου, κρίθηκε αναγκαίος ο **επιμερισμός του κοινοτικού στόχου του 20 % σε επιμέρους στόχους για κάθε κράτος μέλος**, λαμβάνοντας υπόψη μια δίκαιη και κατάλληλη κατανομή, συνεκτιμώντας τα διαφορετικά σημεία εκκίνησης και το διαφορετικό δυναμικό των κρατών μελών, καθώς και το υφιστάμενο επίπεδο ενέργειας από ΑΠΕ και το ενεργειακό μείγμα.

Ο επιμερισμός του κοινοτικού στόχου έγινε με την κατανομή της απαιτούμενης συνολικής αύξησης της χρήσης ΑΠΕ μεταξύ των κρατών μελών με βάση την ίση αύξηση του μεριδίου κάθε κράτους μέλους, λαμβάνοντας υπόψη και το ΑΕγχΠ (Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν) του. Στο πλαίσιο αυτό πρέπει να ληφθούν υπόψη και οι έως τώρα προσπάθειες των κρατών μελών όσον αφορά τη χρήση ενέργειας από ΑΠΕ.[1]

Έτσι, οι εθνικοί συνολικοί στόχοι κάθε κράτους μέλους της Ε.Ε. για το μερίδιο ενέργειας από ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας το 2020 συνοψίζονται στον παρακάτω Πίνακα 2.1:

**Πίνακας 2.1.** Οι Εθνικοί συνολικοί στόχοι κάθε κράτους μέλους της Ε.Ε. για τις Α.Π.Ε. μέχρι το 2020 [1].

	Μερίδιο ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας το 2005 ( $S_{2005}$ )	Στόχος για το μερίδιο ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας το 2020 ( $S_{2020}$ )
Βέλγιο	2,2 %	13 %
Βουλγαρία	9,4 %	16 %
Τσεχική Δημοκρατία	6,1 %	13 %
Δανία	17,0 %	30 %
Γερμανία	5,8 %	18 %
Εσθονία	18,0 %	25 %
Ιρλανδία	3,1 %	16 %
Ελλάδα	6,9 %	18 %
Ισπανία	8,7 %	20 %
Γαλλία	10,3 %	23 %
Ιταλία	5,2 %	17 %
Κύπρος	2,9 %	13 %
Λεττονία	32,6 %	40 %
Λιθουανία	15,0 %	23 %
Λουξεμβούργο	0,9 %	11 %
Ουγγαρία	4,3 %	13 %
Μάλτα	0,0 %	10 %
Κάτω Χώρες	2,4 %	14 %
Αυστρία	23,3 %	34 %
Πολωνία	7,2 %	15 %
Πορτογαλία	20,5 %	31 %
Ρουμανία	17,8 %	24 %
Σλοβενία	16,0 %	25 %
Σλοβακική Δημοκρατία	6,7 %	14 %
Φινλανδία	28,5 %	38 %
Σουηδία	39,8 %	49 %
Ηνωμένο Βασίλειο	1,3 %	15 %

Όπως προαναφέρθηκε, προκειμένου να διασφαλισθεί η επίτευξη των δεσμευτικών εθνικών συνολικών στόχων, τα κράτη μέλη θα πρέπει να διαμορφώσουν κατάλληλα σχέδια δράσης, βασισμένα σε μία ενδεικτική πορεία, η οποία προκύπτει ως εξής:

$S_{2005} + 0,20 (S_{2020} - S_{2005})$ , ως μέσος όρος για τη διετή περίοδο 2011-2012

$S_{2005} + 0,30 (S_{2020} - S_{2005})$ , ως μέσος όρος για τη διετή περίοδο 2013-2014

$S_{2005} + 0,45 (S_{2020} - S_{2005})$ , ως μέσος όρος για τη διετή περίοδο 2015-2016 και

$S_{2005} + 0,65 (S_{2020} - S_{2005})$ , ως μέσος όρος για τη διετή περίοδο 2017-2018,

όπου:

$S_{2005}$  = το μερίδιο για το υπόψη κράτος μέλος το 2005, όπως ορίζεται στον παραπάνω Πίνακα,

και

$S_{2020}$  = το μερίδιο για το υπόψη κράτος μέλος το 2020, όπως ορίζεται στον παραπάνω Πίνακα.

Στην ενδεικτική πορεία την οποία θα πρέπει να ακολουθήσουν τα κράτη μέλη, το 2005 θα πρέπει να ληφθεί ως το σημείο εκκίνησης, διότι είναι το τελευταίο έτος για το οποίο διατίθενται αξιόπιστα στοιχεία για τα εθνικά μερίδια ενέργειας από ΑΠΕ.[1]

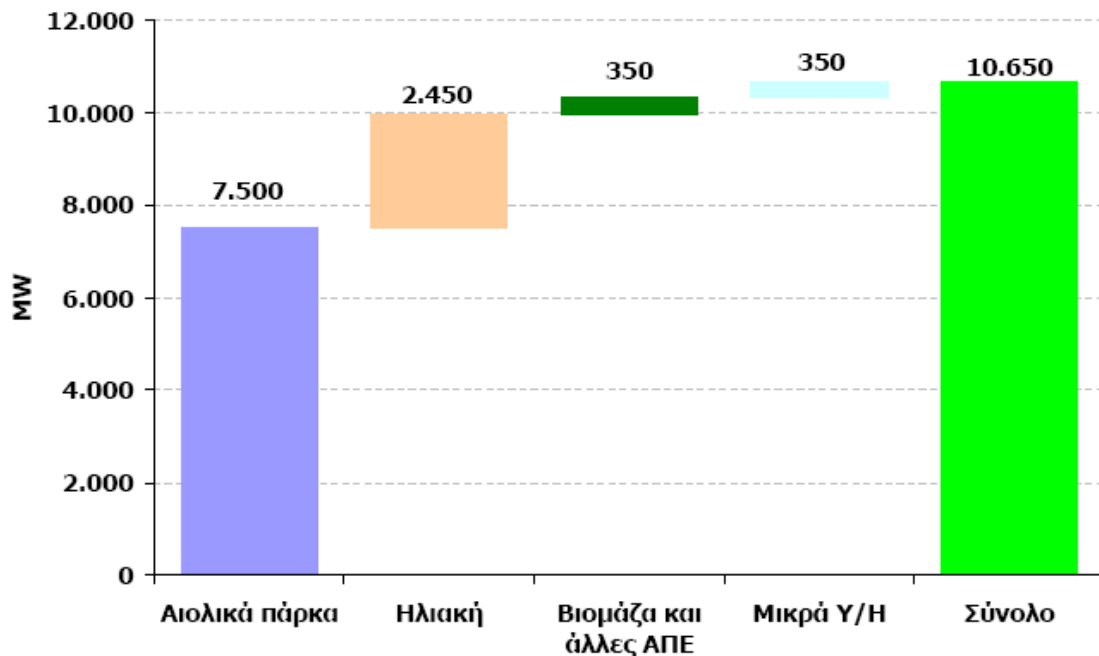
Ανά διετία, κάθε κράτος μέλος οφείλει να υποβάλλει στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή έκθεση σχετικά με την πρόοδο που σημειώνεται ως προς την προώθηση και τη χρήση της ενέργειας από ΑΠΕ. Η τελευταία έκθεση πρέπει να υποβληθεί το αργότερο στις 31 Δεκεμβρίου 2021.

## 2.2 Ελλάδα –Εθνικό Σχέδιο Δράσης

Όσον αφορά στην Ελλάδα, η μεγάλης κλίμακας ανάπτυξη των Α.Π.Ε. είναι εθνική προτεραιότητα και αποτελεί απαραίτητο στοιχείο για την αναδιάρθρωση του εθνικού ενεργειακού συστήματος [23]. Η Ελλάδα στο πλαίσιο υιοθέτησης των ευρωπαϊκών αναπτυξιακών και περιβαλλοντικών πολιτικών, θέσπισε το Νόμο 3851/2010 ο οποίος μπήκε σε εφαρμογή την 4η Ιουνίου του 2010 και προχώρησε στην ανάπτυξη του εθνικού σχεδίου δράσης της που έχει ως στόχο την αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας από 18% που προβλεπόταν από την Ε.Ε. στο 20%. Το 20% εξειδικεύεται σε 40 % συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, 20 % σε ανάγκες θέρμανσης-ψύξης και 10 % στις μεταφορές. [1,2,10,21]

Το Εθνικό Σχέδιο Δράσης προβλέπει την μεγαλύτερη διείσδυση των Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή μέσα από την θέσπιση φορολογικών, χωροταξικών και τεχνικών μέτρων που στόχο έχουν την εκμετάλλευση της οικονομικής δυνατότητας για την ανάπτυξη μεγάλων εγκαταστάσεων Α.Π.Ε [21].

Συγκεκριμένα, οι απαιτήσεις ισχύος κάθε ανανεώσιμης τεχνολογίας για το 2020 σύμφωνα με το Εθνικό Σχέδιο Δράσης μπορούν να συνοψιστούν στο παρακάτω Σχήμα (Σχήμα 2.1):



Πηγή: ΥΠΕΚΑ, Απόφαση ΦΕΚ Β' 1630/11.10.2010

**Σχήμα 2.1.** Απαιτήσεις ισχύος Εθνικού Σχεδίου Δράσης για κάθε Α.Π.Ε. το 2020 [23].

Το Εθνικό Σχέδιο Δράσης απαιτεί λοιπόν συνολική αύξηση της ισχύος σε περίπου 10,7 GW το 2020, από 1,7GW που ήταν το 2010 [23]. Η μεγαλύτερη ποσότητα ισχύος αναμένεται να εξασφαλιστεί από αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκά, καθώς είναι οι δύο πλέον χρησιμοποιούμενες ανανεώσιμες τεχνολογίες.

Η επίτευξη των ευρωπαϊκών στόχων 20-20-20 αναμένεται να διαδραματίσει σημαντικό ρόλο στη διασφάλιση της ενεργειακής επάρκειας της χώρας αλλά και στην ενίσχυση της



ανταγωνιστικότητας της οικονομίας, την βελτίωση της οικονομικής κατάστασης της επαρχίας [21].

Φυσικά η επίτευξη των παραπάνω στόχων εξαρτάται από παράγοντες όπως η εξέλιξη της οικονομικής δραστηριότητας στη χώρα, η εξέλιξη των διεθνών τιμών καυσίμων και η επίδραση των τιμών των τεχνολογιών ΑΠΕ στην διείσδυσή τους. [1,10,21]

Με εκτίμηση των παραπάνω παραγόντων εξάγεται το συμπέρασμα ότι η επίτευξη του ποσοστού συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή (40%) μέχρι το 2020, θα επιτευχθεί μόνο με τη συνδυαστική εφαρμογή θεσμικών, κανονιστικών, οικονομικών και τεχνολογικών μέτρων που έχουν ως βασικό στόχο την αξιοποίηση του οικονομικού δυναμικού ανάπτυξης μεγάλων έργων ΑΠΕ και την ολοκλήρωση των απαιτούμενων εργασιών επέκτασης και αναβάθμισης του ηλεκτρικού δικτύου .

Προφανώς αυτό απαιτεί την αντιμετώπιση ποικίλων εμποδίων, που έχουν ήδη εντοπιστεί, και σχετίζονται με καθυστερήσεις στην αδειοδότηση έργων ΑΠΕ, σε ασάφειες θεμάτων χωροταξικού σχεδιασμού, καθώς και στην ελλιπή ενημέρωση των πολιτών αναφορικά με τις εφαρμογές έργων ΑΠΕ. Επίσης, η Ελλάδα παρουσιάζει την ιδιομορφία ύπαρξης και ενός μη πλήρους διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού συστήματος, καθώς πολλά νησιά αποτελούν αυτόνομα δίκτυα [10,20].

Αντίστοιχα, για την ικανοποίηση των εθνικών στόχων συμμετοχής των ΑΠΕ σε θέρμανση-ψύξη και μεταφορές, προβλέπεται αξιοποίηση όλων των θεσμικών αλλαγών που έχουν ήδη δρομολογηθεί ή προγραμματιστεί ώστε να επιτευχθεί εξοικονόμηση ενέργειας μέσω βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης και υιοθέτησης πολιτικών ορθολογικής χρήσης ενέργειας σε όλους τους τομείς. Παράλληλα, απαιτείται η περαιτέρω ανάπτυξη κάποιων τεχνολογιών ώστε να μπορέσουν να ικανοποιηθούν οι συγκεκριμένοι εθνικοί στόχοι.

### **2.3 Η απελευθέρωση και οι φορείς της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα**

Σήμερα οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας αναπτύσσονται στην Ελλάδα μέσα σε ένα περιβάλλον απελευθέρωσης. Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα έχει υποστεί σημαντικές και πολλαπλές αλλαγές στην τελευταία δεκαετία. Η πρώτη προσπάθεια για την απελευθέρωση της αγοράς έγινε με τον ν.2773/1999 με τον οποίο διαχωρίστηκε το ανταγωνιστικό σκέλος της αγοράς δηλαδή η παραγωγή και η προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας από το μονοπωλιακό σκέλος που αποτελείται από τη μεταφορά και τη διανομή της ενέργειας. Επιπλέον δημιουργήθηκε η ΡΑΕ και ο ΔΕΣΜΗΕ ΑΕ φορείς, που στο πλαίσιο της απελευθέρωσης της ενεργειακής αγοράς, έχουν αναλάβει συγκεκριμένες ρυθμιστικές και διαχειριστικές αρμοδιότητες. Πιο συγκεκριμένα:

- **Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)**, συστάθηκε το 2000 στο πλαίσιο των προσπαθειών απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Ν. 2773/1999) και αποτελεί την ανεξάρτητη διοικητική αρχή, στην οποία έχει ανατεθεί η παρακολούθηση της αγοράς ενέργειας με αρμοδιότητες σε θέματα ηλεκτρικής ενέργειας, φυσικού αερίου και πετρελαιοειδών. Η ΡΑΕ εποπτεύεται από το Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (ΥΠΕΚΑ), που είναι ο αρμόδιος φορέας για τη γενικότερη λειτουργία του ενεργειακού τομέα. [17,44]
- **Ο Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ ΑΕ)**, συστάθηκε επίσης το 2000 με βάση τον Ν. 2773/1999. Ο ρόλος του ήταν η διασφάλιση της ισορροπίας μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και η εκκαθάριση της αγοράς μεταξύ παραγωγών και καταναλωτών. Στα πλαίσια της αποτελεσματικότερης απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με τον νόμο 4001/2011 από 01/02/2012 ο **Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ ΑΕ)** είναι ο φορέας που έχει διαδεχθεί τον ΔΕΣΜΗΕ ΑΕ και έχει αναλάβει τη διαχείριση και την ανάπτυξη των δικτύων ηλεκτρισμού του ελληνικού συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας πιστοποιώντας βέβαια την ανεξαρτησία του από οποιονδήποτε φορέα

δραστηριοποιείται στο συγκεκριμένο τομέα. Επίσης στο πλαίσιο του ίδιου νόμου ιδρύθηκε και ο **Λειτουργός της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας** (ΛΑΓΗΕ ΑΕ) ο οποίος εφαρμόζει τους κανόνες για τη λειτουργία της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και ιδίως τον ημερήσιο ενεργειακό προγραμματισμό. Πρόσφατα, δημιουργήθηκε ο ΔΑΔΗΕ ΑΕ που είναι 100% θυγατρική της ΔΕΗ ΑΕ και είναι υπεύθυνος για την διαχείριση και ανάπτυξη του συστήματος διανομής. [17,44]

Η οργάνωση της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται με τη βοήθεια του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ), ο οποίος συνιστά το μοντέλο μέσω του οποίου συναλλάσσεται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που θα παραχθεί, θα καταναλωθεί και διακινηθεί την επόμενη μέρα στην Ελλάδα. [17]

### **3 ΚΙΝΗΤΡΑ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΣΜΟΙ ΣΤΗΡΙΞΗΣ ΑΠΕ**

#### **3.1 Η αναγκαιότητα των Μηχανισμών Στήριξης στις ΑΠΕ**

Οι μηχανισμοί στήριξης γενικά έχουν ως στόχο την αποκατάσταση ενός επιχειρηματικού περιβάλλοντος τέτοιου ώστε οι Α.Π.Ε. να 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. Το εξωτερικό-κοινωνικό κόστος αντανακλά τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις, επιπτώσεις στην ανθρώπινη υγεία κλπ. που προκαλούν οι συμβατικές πηγές ενέργειας και οι οποίες δημιουργούν κόστος στην κοινωνία, που δεν λαμβάνεται υπόψη στο κόστος της παραγωγής ενέργειας ώστε να αναδειχθούν τα πλεονεκτήματα των Α.Π.Ε. έναντι των συμβατικών μορφών ενέργειας. Επίσης, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με συμβατικούς τρόπους είναι περισσότερο ευνοημένη συγκριτικά με την ηλεκτροπαραγωγή από Α.Π.Ε., λόγω της ύπαρξης από παλαιότερα σημαντικών δημόσιων επιδοτήσεων που συνέβαλαν στην ανάπτυξη της συμβατικής και πυρηνικής ηλεκτροπαραγωγής και την πτώση του κόστους των εν λόγω τεχνολογιών αλλά και λόγω των τεχνικών δυσκολιών που υπήρχαν παλαιότερα αφού δεν είχε δοθεί ιδιαίτερη έμφαση στην ανάπτυξή τους. Επιπλέον, η συμβατική ηλεκτροπαραγωγή συνεπάγεται μικρότερο ρίσκο και μικρότερο κόστος ανά μονάδα παραγόμενης ενέργειας. Ο βαθμός κόστους και ρίσκου βέβαια ποικίλλει ανάλογα με τα εκάστοτε τεχνολογικά και γεωγραφικά δεδομένα. Ωστόσο, γενικά οι επενδυτές Α.Π.Ε. όχι μόνο επενδύουν μεγαλύτερα χρηματικά ποσά (ευρώ/MW) συγκριτικά με τους επενδυτές σε παραδοσιακούς τρόπους ηλεκτροπαραγωγής αλλά λόγω του επιπρόσθετου ρίσκου που λαμβάνουν, χρειάζεται να λαμβάνουν μεγαλύτερη αποζημίωση ή πρέπει να μειωθεί βαθμιαία το ρίσκο με παροχή περισσότερης βεβαιότητας απόδοσης της επένδυσης. [22, 17]

Ουσιαστικά λοιπόν, οι μηχανισμοί στήριξης καταβάλλουν την καθορισμένη αποζημίωση στους επενδυτές Α.Π.Ε. για την ενέργεια που εκείνοι παρέχουν στο σύστημα. Είναι σημειωτέον ότι οι μηχανισμοί αυτοί μπορούν να υπάρχουν σε συνδυασμό με άλλες πολιτικές ή μέτρα προώθησης των Α.Π.Ε. τα οποία μπορεί να περιλαμβάνουν

προτεραιότητα κατά τη σύνδεση στα δίκτυα και την κατανομή του φορτίου, επιδότηση κεφαλαιουχικού κόστους επένδυσης, φορολογικά κίνητρα κ.λπ. Στόχος των μηχανισμών στήριξης λοιπόν είναι να λειτουργήσουν σαν οικονομικά κίνητρα ώστε να γίνουν περισσότερες επενδύσεις πάνω στις Α.Π.Ε.. [17,22]

### 3.2 Μηχανισμοί στήριξης

Οι πλέον διαδεδομένοι μηχανισμοί στήριξης που έχουν τεθεί σε εφαρμογή μπορούν να διαχωριστούν στις εξής κατηγορίες:

- Οι μηχανισμοί ρύθμισης της τιμής αποζημίωσης, που συναντώνται είτε με τη μορφή εγγυημένων σταθερών τιμών (feed-in-tariffs, FITs) είτε με τη μορφή εγγυημένων διαφορικών τιμών (premiums, FIPs)
- Οι μηχανισμοί ρύθμισης της ποσότητας ισχύος (quota systems). [17]
- Συστήματα δημοπρασιών (tendering systems)
- Επιχορηγήσεις

#### 3.2.1 Μηχανισμός σταθερών εγγυημένων τιμών (feed-in-tariff, FIT)

Κατά την εφαρμογή του μηχανισμού εγγυημένων σταθερών τιμών ο επενδυτής Α.Π.Ε. λαμβάνει **σταθερή και εγγυημένη αποζημίωση** ανά μονάδα παραγόμενης ενέργειας, η τιμή της οποίας καθορίζεται από τους αρμόδιους κυβερνητικούς φορείς. Δηλαδή, οι διαχειριστές του δικτύου είναι υποχρεωμένοι να αγοράσουν την ηλεκτρική ενέργεια των Α.Π.Ε. καταβάλλοντας στον παραγωγό Α.Π.Ε. το καθορισμένο ποσό. Ο μηχανισμός αυτός προσφέρει μακροχρόνια συμβόλαια πώλησης (συνήθως 20-25 έτη) και τη μέγιστη επενδυτική ασφάλεια. Οι εγγυημένες σταθερές τιμές πώλησης πιθανόν να διαφοροποιούνται ανάλογα με την εκάστοτε χρησιμοποιούμενη τεχνολογία, το μέγεθος του σταθμού ηλεκτροπαραγωγής ή/και την περιοχή, το διαθέσιμο δυναμικό Α.Π.Ε. της περιοχής 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) [17,24,26].

Το ύψος των εγγυημένων σταθερών τιμών καθορίζεται από το ανηγμένο κόστος παραγωγής της κάθε τεχνολογίας Α.Π.Ε. και 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).[17]

Οι εγγυημένες σταθερές τιμές πιθανόν να μεταβάλλονται ετησίως ώστε να προσαρμόζονται με βάση κάποιον δείκτη (π.χ. το κόστος συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής ή τα τιμολόγια λιανικής ή τον πληθωρισμό κ.λπ.) ή να διαφοροποιούνται 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.

Ένα σωστά σχεδιασμένο σύστημα εγγυημένων σταθερών τιμών μπορεί να αντανακλά καλύτερα το πραγματικό επενδυτικό κόστος και να προσαρμόζεται σε αυτό. Κατά αυτόν τον τρόπο ενθαρρύνει την ανάπτυξη περισσότερων έργων Α.Π.Ε. Το μοντέλο feed-in-tariff προσφέρει ασφάλεια στους επενδυτές καθώς συνοδεύεται συνήθως από δύο βασικές εγγυήσεις: Πρώτον, ότι οι τιμές είναι εγγυημένες για ένα προκαθορισμένο και μεγάλο χρονικό διάστημα (συνήθως 20 – 25 έτη), και δεύτερον ότι δεν υφίσταται κίνδυνος αναδρομικής προσαρμογής των τιμών αυτών. Επιπλέον, οι εγγυημένες σταθερές τιμές ενθαρρύνουν κυρίως τους μικροπαραγωγούς ενέργειας (οικιακούς και μικρούς εμπορικούς μικροπαραγωγούς) να επενδύσουν σε Α.Π.Ε.. Ο μηχανισμός αυτός είναι κατάλληλος ιδιαίτερα για νέες τεχνολογίες που χρειάζονται ένα πιο σταθερό περιβάλλον για να χρηματοδοτηθούν και να αναπτυχθούν ενώ σε ώριμες εμπορικά τεχνολογίες μπορεί να βρεθεί και κάποιος εναλλακτικός μηχανισμός ενίσχυσης.

Ωστόσο, το κυριότερο μειονέκτημα του μηχανισμού αυτού είναι ότι, σε περιπτώσεις όπου η τιμή της αποζημίωσης είναι υψηλότερη απ' ό, τι πρέπει, ο επενδυτής έχει περισσότερο από το αναμενόμενο κέρδος, γεγονός που τελικά αποβαίνει ζημιογόνο για την εθνική οικονομία και τους καταναλωτές. Για παράδειγμα, 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 νέες 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. Πρέπει βέβαια 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 [17,24].

Η αποφυγή υπερβολικής αποζημίωσης επιτυγχάνεται με εφαρμογή μηχανισμών προσαρμογής των καθορισμένων εγγυημένων σταθερών τιμών στον χρόνο, την τεχνολογία κ.ο.κ. όπως είναι η αυτόματη μείωση των εγγυημένων τιμών για τους νεοεισερχόμενους σε τακτά χρονικά διαστήματα, με γνωστά επίπεδα διόρθωσης, για τεχνολογίες με αναμενόμενο μειούμενο κόστος εγκατάστασης. Το μοντέλο αυτό εφαρμόζεται στην Ελλάδα για τα φωτοβολταϊκά ή 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. Προκειμένου να διασφαλιστούν συνθήκες διαφάνειας και ασφάλειας είναι προφανής η απαίτηση για πρότερη διαβούλευση επί της παρέμβασης.

Από την εφαρμογή διαφόρων μηχανισμών υποστήριξης στις ευρωπαϊκές χώρες αναδείχθηκε η αποτελεσματικότητα των εγγυημένων σταθερών τιμών συγκριτικά με άλλα μοντέλα (π.χ. το μοντέλο των εγγυημένων διαφορικών τιμών).

### **3.2.2 Ο μηχανισμός εγγυημένων διαφορικών τιμών (Feed-In Premium, FIP)**

Ο μηχανισμός εγγυημένων διαφορικών τιμών (feed-in premium) προσφέρει στην ενέργεια που παράγεται από Α.Π.Ε. μια πριμοδότηση (premium) πάνω από την οριακή τιμή συστήματος της αγοράς ηλεκτρισμού. Δηλαδή, η διαφοροποίηση μεταξύ των δύο μηχανισμών (FIT, FIP) έγκειται στο ότι στο μηχανισμό εγγυημένων σταθερών τιμών η αποζημίωση των Α.Π.Ε. είναι ανεξάρτητη από την τιμή της αγοράς, ενώ, στην

περίπτωση του μηχανισμού FIP, η συνολική αποζημίωση που λαμβάνουν οι Α.Π.Ε. εξαρτάται από την τιμή της αγοράς ηλεκτρισμού, και η πριμοδότηση (premium) είτε είναι σταθερή είτε εξαρτάται και αυτή από την τιμή της αγοράς. [17,24,27]

Όπως και στην περίπτωση της σταθερής τιμής FIT, έτσι και στον μηχανισμό εγγυημένων διαφορικών τιμών 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 FIP βασική παράμετρο αποτελεί ο καθορισμός της πριμοδότησης (premium) η οποία μπορεί να είναι σταθερή ή μεταβλητή. Αν είναι σταθερή, προστίθεται ένα σταθερό και γνωστό επιπλέον ποσό στην τιμή της αγοράς ηλεκτρισμού. Αν όχι, το premium μπορεί να μεταβάλλεται ανάλογα με τις μεταβολές της τιμής της αγοράς, πχ. 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. [17,25]

Πρέπει να τονιστεί ότι η σταθερή και προκαθορισμένη πριμοδότηση (premium), μπορεί 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.

Τα σημαντικότερα ίσως πλεονεκτήματα του μηχανισμού εγγυημένων διαφορικών τιμών (feed-in premium) είναι αφενός ότι είναι κατάλληλος ώστε να βελτιστοποιήσει τη συμμετοχή των Α.Π.Ε. στην αγορά ηλεκτρισμού δημιουργώντας κίνητρα για αποτελεσματική διαχείριση τους και αφετέρου ότι ενθαρρύνει τον ανταγωνισμό μεταξύ των ανανεώσιμων τεχνολογιών. Γι αυτό θεωρείται ότι είναι περισσότερο συμβατός με το μοντέλο απελευθερωμένης αγοράς απ' ό, τι οι υπόλοιποι μηχανισμοί στήριξης.

Ωστόσο, δεν πρέπει να αμελείται το γεγονός ότι ένας μηχανισμός στήριξης τέτοιου τύπου αυξάνει το ρίσκο για τον επενδυτή αφού αυξάνεται η αβεβαιότητα όσον αφορά στα έσοδα, αναστέλλοντας έτσι την ανάπτυξη των Α.Π.Ε. ειδικά σε νέες αγορές. Επιπλέον, ο μηχανισμός αυτός μπορεί να οδηγήσει σε υπερβολική αποζημίωση των παραγωγών αν οι



τιμές της αγοράς αυξηθούν σημαντικά ή αν δοθεί μεγαλύτερη αποζημίωση λόγω ρίσκου με αποτέλεσμα η συνολική πληρωμή να είναι υψηλότερη από όσο χρειάζεται για την ώθηση των επενδύσεων. Ωστόσο, 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. [25]

Έτσι λοιπόν, θα πρέπει το ύψος της πριμοδότησης (premium) να κυμαίνεται ανάλογα με την τιμή της αγοράς ηλεκτρισμού, έτσι ώστε με την εισαγωγή ανώτατου ορίου να αποφεύγεται η υπερβολική αποζημίωση σε περίπτωση αύξησης της οριακής τιμής του συστήματος, 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.

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

Σύμφωνα με τον μηχανισμό στήριξης 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** (Tradable Green Certificates). Έτσι, οι παραγωγοί Α.Π.Ε. πωλούν την ενέργεια στο σύστημα με βάση την τιμή άμεσης παράδοσης (spot price) και επιπλέον πωλούν το πράσινο πιστοποιητικό, που αποδεικνύει την ανανεώσιμη πηγή της διατιθέμενης ενέργειας. [17,25,26]

Οι προμηθευτές που δεν αγοράζουν αυτά τα πράσινα πιστοποιητικά, υπόκεινται σε κυρώσεις μέσω ενός μηχανισμού αυτόματων ποινών που λειτουργεί ως ασφαλιστική δικλείδα του συστήματος. Στη Σουηδία, για παράδειγμα, η ποινή για μη επίτευξη του στόχου έχει τεθεί στο 150% της τιμής των Ε.Π.Π., ενώ στη Χιλή στα USD28/MWh και, σε περίπτωση υποτροπής, στα USD42/MWh.

Καθοριστικής σημασίας για την επιτυχία του μηχανισμού αυτού είναι ο προσδιορισμός του ποσοστού ηλεκτρικής ενέργειας που θα πρέπει να προέρχεται από Α.Π.Ε. στις επιμέρους κατηγορίες τελικών καταναλωτών. Το ποσοστό αυτό 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 ισχύοντα 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. Μία τέτοια αρνητική εξέλιξη μπορεί να προληφθεί ή να αναιρεθεί με τη χρήση διαφορετικής υποχρεωτικής ποσόστωσης ανά τεχνολογία (banded quota). Με την τροποποίηση αυτή του μηχανισμού κάθε τεχνολογία λαμβάνει διαφορετικό αριθμό Ε.Π.Π. για το ίδιο ενεργειακό αποτέλεσμα, έτσι ώστε η ενίσχυση που τελικά λαμβάνει να αντανακλά 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.

Προκειμένου να αποφευχθεί η υπερβολική αποζημίωση των παραγωγών Α.Π.Ε. με τον μηχανισμό αυτό, 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. Επίσης, συνάπτονται μακροχρόνια συμβόλαια για την παροχή πράσινης ενέργειας (συνήθως 20 ετών), γεγονός ιδιαίτερα κρίσιμο όπως έδειξε η εμπειρία εφαρμογής του μηχανισμού υποχρεωτικής ποσόστωσης στην Καλιφόρνια.

Τα πλεονεκτήματα που προσφέρει ο μηχανισμός υποχρεωτικής ποσόστωσης (quota) είναι ότι επιβάλλει τελικά σε παραγωγούς συμβατικής ενέργειας να επενδύσουν σε Α.Π.Ε., με παράλληλη ενίσχυση του ανταγωνισμού.

Εντούτοις, ο μηχανισμός αυτός λειτουργεί καλύτερα για πιο ώριμες εμπορικά τεχνολογίες και είναι δύσκολα προσαρμόσιμος στην ενίσχυση των λιγότερο ώριμων και αναπτυσσόμενων τεχνολογιών. Επίσης, με τον μηχανισμό στήριξης της υποχρεωτικής ποσόστωσης οι επενδυτές είναι 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. Όπως έδειξε η εμπειρία των ΗΠΑ, ο μηχανισμός αυτός μπορεί να είναι αποδοτικός (σε ό, τι αφορά την περαιτέρω διεξόδυση των Α.Π.Ε.), μόνο αν συνοδεύεται από μακροχρόνια συμβόλαια για την παροχή πράσινης ενέργειας.

### **3.2.4 Συστήματα δημοπρασίας**

Ο μηχανισμός των δημοπρασιών περιλαμβάνει μία διαδικασία υποβολής ανταγωνιστικών προσφορών, η οποία οργανώνεται από την Πολιτεία. Κατά την διαδικασία αυτή, οι παραγωγοί Α.Π.Ε. υποβάλλουν τις προσφορές τους μέσα σε καθορισμένο χρονικό διάστημα ώστε να καταφέρουν να συνάψουν συμβόλαια πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας ή/και κάποια χρηματοδότηση από την κυβέρνηση. Να σημειωθεί ότι η μη συμμερφωση των συμμετεχόντων με τους όρους που έχουν τεθεί από την κυβέρνηση ως προς το χρόνο ή τον τρόπο διεξαγωγής της δημοπρασίας επιφέρει ανάλογες ποινές. Σε κάποιες περιπτώσεις γίνονται διαφορετικές δημοπρασίες για διαφορετικά είδη ανανεώσιμων τεχνολογιών. Για κάθε είδος ανανεώσιμης τεχνολογίας, οι συμβάσεις (και η αντίστοιχη υποστήριξη) δίνονται στην πιο ανταγωνιστική προσφορά. Οι πάροχοι της ηλεκτρικής ενέργειας είναι συνήθως υποχρεωμένοι να αγοράσουν την ηλεκτρική ενέργεια στην τιμή που προτείνουν οι ανταγωνιστικότερες προσφορές (οι οποίες μπορεί να υποστηρίζονται από κυβερνητική χρηματοδότηση) [24,25]. Ο μηχανισμός δημοπρασιών έχει χρησιμοποιηθεί σε πολλές χώρες όπως η Βρετανία, η Ιρλανδία, η Γαλλία, οι Η.Π.Α. και η Κίνα. Αν και ο μηχανισμός στήριξης αυτός ενισχύει τον ανταγωνισμό μεταξύ των

παραγωγών Α.Π.Ε. μειώνοντας το κόστος αλλά και την τιμή πώλησης ωστόσο μέχρι στιγμής δεν έχει φανεί να δίνει ιδιαίτερα κίνητρα για ανάπτυξη των ανανεώσιμων τεχνολογιών, τουλάχιστον συγκριτικά με τους μηχανισμούς εγγυημένων τιμών (FIT, FIP). Το γεγονός αυτό ίσως να οφείλεται στην ύπαρξη διαστημάτων μεταξύ των υποβολών των προσφορών και την αβεβαιότητα που προκαλούν αυτά στην αγορά ή μπορεί να οφείλεται στην πολυπλοκότητα των διαδικασιών που περιλαμβάνει ο μηχανισμός. Επίσης, ο υπερβολικός ανταγωνισμός μεταξύ των υποψήφιων προσφορών μπορεί να οδηγήσει σε υπερβολικά χαμηλές προσφορές, με αποτέλεσμα τη δέσμευση κονδυλίων για έργα που δεν πρόκειται ποτέ να υλοποιηθούν. [24,25,27]

### **3.2.5 Επιχορηγήσεις**

Γενικά οι Α.Π.Ε. απαιτούν χαμηλό λειτουργικό κόστος αλλά υψηλές κεφαλαιουχικές απαιτήσεις. Έτσι, πολλές φορές οι κυβερνήσεις δίνουν κάποιες επιδοτήσεις για να ενθαρρύνουν τις επενδύσεις σε Α.Π.Ε.. Οι επιδοτήσεις αυτές μπορεί να υφίστανται είτε ως ποσοστό επί του συνόλου της επένδυσης (investment subsidies) είτε ως επιδοτήσεις στο μοναδιαίο κόστος ευρώ/KW (financial subsidies). Ωστόσο, ο πλέον διαδεδομένος τύπος επιχορήγησης είναι ο πρώτος, αφού είναι ένα είδος στήριξης που καθορίζεται ευκολότερα από την κυβέρνηση. Παρόλα αυτά, ο μηχανισμός αυτός στήριξης παρουσιάζει το μεγάλο μειονέκτημα ότι δεν δίνει στους παραγωγούς Α.Π.Ε. το κίνητρο να λειτουργήσουν τις εγκαταστάσεις Α.Π.Ε. τόσο αποτελεσματικά όσο κάποιο άλλο οικονομικό κίνητρο περισσότερο βασισμένο στην παραγωγή (Schaeffer et al, 2000; Faber et al, 2001). Έτσι, ένας ολοένα αυξανόμενος αριθμός χωρών στρέφεται όλο και περισσότερο σε μηχανισμούς στήριξης που δίνουν οικονομική βοήθεια ανάλογα με την παραγωγή ενέργειας. [24,25,27]

### **3.3 Πρακτικές εφαρμογές των μηχανισμών στήριξης**

Όλοι οι μηχανισμοί στήριξης που αναφέρθηκαν παραπάνω έχουν βρει πρακτική εφαρμογή σε διάφορες χώρες με στόχο την ανάπτυξη της ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε.. Οι σταθερές εγγυημένες τιμές έχουν αποδειχθεί ένας πολύ αποτελεσματικός μηχανισμός στήριξης που προσφέρει σημαντικό κίνητρο καθώς προσφέρει μία σταθερή και ευνοϊκή αγορά στην οποία μπορούν εύκολα να αναπτυχθούν επενδύσεις Α.Π.Ε.. Η

Γερμανία, η Δανία και η Ισπανία είναι κάποιες από τις χώρες που έχουν εφαρμόσει πολύ αποτελεσματικά τον μηχανισμό αυτό αφού κατάφεραν να δημιουργήσουν μεγάλες και σταθερές αγορές για την ανάπτυξη της αιολικής τεχνολογίας. Επίσης, το σύστημα των Feed-in Tariffs έχει εφαρμοστεί στην Πολιτεία της Καλιφόρνια στις Η.Π.Α. χωρίς όμως να οδηγήσει στην ανάπτυξη και εγκαθίδρυση μίας σταθερής αγοράς όπως στις προηγούμενες περιπτώσεις. Επίσης, το σύστημα των επιδοτήσεων έχει εφαρμοστεί με κάποιες παραλλαγές σε διάφορες χώρες όπως στην Αυστραλία (Australian Greenhouse Office, 2004) , σε 21 Πολιτείες των Η.Π.Α. (Wiser et al., 2005) και στην Ιαπωνία (Nishio and Asano, 2003). Παρόμοια οικονομικά κίνητρα έχουν δοθεί και σε διάφορες επαρχιακές περιοχές του Καναδά. Ο προαναφερθείς μηχανισμός προς το παρόν βέβαια δεν έχει δείξει ιδιαίτερα αποτελέσματα μέχρι σήμερα στις χώρες που έχει εφαρμοστεί για διάφορους λόγους (έλλειψη ανταγωνισμού, αβεβαιότητα λόγω πολιτικής αστάθειας κλπ.) (Finon and Menanteau 2003, Mitchell et al. 2006). Τέλος, όσον αφορά στο σύστημα δημοπρασιών, το πιο γνωστό παράδειγμα εφαρμογής του αναφέρεται κατά τη δεκαετία του 1990 στη Μεγάλη Βρετανία όπου διενεργούνταν δημοπρασίες ανά συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα από την κυβέρνηση, χωρίς όμως να προκύψουν τα αναμενόμενα αποτελέσματα. Δηλαδή, το σύστημα αυτό δεν φάνηκε αρκετά αποδοτικό και ελκυστικό ώστε να ενθαρρυνθούν οι επενδύσεις σε ανανεώσιμες τεχνολογίες (Mitchell, 1995). Εκτός όμως από τη Μ. Βρετανία το σύστημα των δημοπρασιών εφαρμόστηκε και σε άλλες χώρες, όπως ο Καναδάς, η Ινδία, η Ιαπωνία, κάποιες Πολιτείες των Η.Π.Α. και η Κίνα. Η θέσπιση του συγκεκριμένου μηχανισμού στήριξης στην Κίνα και τον Καναδά, επέφερε θετικά αποτελέσματα αφού ενισχύθηκαν οι επενδύσεις σε αιολικά πάρκα τα τελευταία χρόνια. [27] Τέλος, στον παρακάτω Πίνακα 3.1 φαίνονται οι μηχανισμοί στήριξης που έχουν χρησιμοποιηθεί σε χώρες που εμφανίζουν σημαντική ανάπτυξη των Α.Π.Ε. [29]:

Όπως φαίνεται από τον Πίνακα 3.1, ο μηχανισμός στήριξης των εγγυημένων σταθερών τιμών είναι από τους πλέον χρησιμοποιημένους, μετά τον μηχανισμό των επιδοτήσεων ο

οποίος όμως δεν έχει φανεί ιδιαίτερα αποτελεσματικός για λόγους που εξηγήθηκαν εκτενέστερα στην παράγραφο 3.2.5.

**Πίνακας 3.1.** Εφαρμογές των μηχανισμών στήριξης [29].

	Feed in tariff	Renewable Portfolio Standards/ Quota	Capital subsidies, grants, rebates	Investment or other tax credits	Sales tax, energy tax, excise tax or VAT reduction	Tradable RE certificates	Energy production payments or tax credits	Net metering	Public investment, loans, or financing	Public competitive bidding
Australia	(*)	✓	✓			✓			✓	
Brazil				✓					✓	✓
Bulgaria	✓		✓						✓	
Canada	(*)	(*)	✓	✓	✓			✓	✓	✓
China	✓	✓	✓	✓	✓		✓		✓	✓
France	✓		✓	✓	✓	✓			✓	✓
Germany	✓		✓	✓	✓			✓	✓	
Greece	✓		✓	✓				✓	✓	
Mexico				✓				✓	✓	✓
Netherlands			✓	✓	✓	✓	✓			
New Zealand			✓						✓	
Poland		✓	✓		✓	✓			✓	✓
Spain	✓		✓	✓	✓	✓			✓	
United Kingdom	✓	✓	✓		✓	✓			✓	
United States	(*)	(*)	✓	✓	(*)	(*)	✓	(*)	(*)	(*)

### 3.4 Μηχανισμός στήριξης στην Ελλάδα

Για την προώθηση των Α.Π.Ε. στην Ελλάδα, εφαρμόζεται από το 1994 ο μηχανισμός στήριξης των εγγυημένων σταθερών τιμών, ο οποίος εισήχθη σύμφωνα με τον ν. 2244/1994. Από το 2006, με την εφαρμογή του ν.3468/2006, για τα αιολικά και τα μικρά υδροηλεκτρικά ορίστηκε η αποζημίωση που ίσχυε και παλαιότερα, ενώ για τα φωτοβολταϊκά ορίστηκαν αρκετά υψηλότερες τιμές και έγινε πρόβλεψη για συνολική εγκατεστημένη ισχύ φωτοβολταϊκών στην επικράτεια 700MW. Οι ρυθμίσεις αυτές για τα φωτοβολταϊκά ενίσχυσαν κατά πολύ την ανάπτυξη των επενδύσεών τους. Σύμφωνα με τον ίδιο νόμο, η αναπροσαρμογή του ύψους της εγγυημένης τιμής όλων των τεχνολογιών γίνεται παράλληλα με την αναπροσαρμογή των τιμολογίων της Δ.Ε.Η.. Το 2009 με την ισχύ του νέου νόμου ν.3734/2009 άρχισε η εφαρμογή της αυτόματης απομείωσης της τιμής η οποία επιμερίστηκε ανά εξάμηνο για τις νέες φωτοβολταϊκές τεχνολογίες, ενώ καταργήθηκε ο περιορισμός της ανώτατης εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών στην

επικράτεια και για τις εγκαταστάσεις ισχύος μεγαλύτερης από 10MW προβλέφθηκε διαδικασία διαγωνισμού. Επιπλέον, για πρώτη φορά θεσπίστηκε στην Ελλάδα ένα είδος premium, καθώς ορίστηκε οι τιμές των FIT από το 2015 και μετά να υπολογίζονται με προσαύξηση ανάλογη της εγκατεστημένης ισχύος και του αν οι σταθμοί συμπεριλαμβάνονται στο Διασυνδεδεμένο ή μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα. Ο ν. 3581/2010 επέφερε αλλαγές στους νόμους του 2006 και του 2009. Εκτός από τις προσαρμογές που έγιναν για τις ανανεώσιμες τεχνολογίες για βιομάζα και βιοαέριο, διατηρήθηκε η μέθοδος αναπροσαρμογής των τιμών που ίσχυε. Επίσης, με τον ν. 3581/2010 καθορίστηκε 20ετής διάρκεια των συμβάσεων πώλησης των Α.Π.Ε. ενώ 25ετής διάρκεια καθορίστηκε για τα φωτοβολταϊκά σε στέγες μέχρι 10kW. [2, 17, 28]

Στον παρακάτω Πίνακα 3.2, παρατίθενται οι εγγυημένες τιμές (feed-in tariffs) των φωτοβολταϊκών που ίσχυαν για Διασυνδεδεμένο (>100kW) και Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα μέχρι τον Αύγουστο του 2012:

**Πίνακας 3.2.** Εγγυημένες τιμές φωτοβολταϊκών που ίσχυαν στην Ελλάδα μέχρι τον Αύγουστο του 2012 [18].

	Διασυνδεδεμένο		Μη Διασυνδεδεμένο
	A	B	Γ (ανεξαρτήτως ισχύος)
	>100 kW	<=100 kW	
2012 Φεβρουάριος	292,08	328,60	328,60
2012 Αύγουστος	271,64	305,60	305,60
2013 Φεβρουάριος	252,62	284,20	284,20
2013 Αύγουστος	234,94	264,31	264,31
2014 Φεβρουάριος	218,49	245,81	245,81
2014 Αύγουστος	203,20	228,60	228,60
Για κάθε έτος ν από το 2015 και μετά	1,3μΟΤΣν-1	1,4μΟΤΣν-1	1,4μΟΤΣν-1

μΟΤΣν-1: Μέση Οριακή Τιμή Συστήματος κατά το προηγούμενο έτος ν-1.

Από τις 10 Αυγούστου του 2012 όμως, σύμφωνα με την Υπουργική Απόφαση 2317/2012, αναθεωρήθηκαν οι εγγυημένες τιμές που ισχύουν για τα φωτοβολταϊκά σύμφωνα με τα στοιχεία που παρατίθενται στον Πίνακα 3.3:

**Πίνακας 3.3.** Ισχύουσες εγγυημένες σταθερές τιμές φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα [34].

	Διασυνδεδεμένο		Μη Διασυνδεδεμένο
	A	B	Γ (ανεξαρτήτως ισχύος)
	>100kW	≤100kW	
2012 Αύγουστος	180,00	225,00	225,00
2013 Φεβρουάριος	171,90	214,88	214,88
2013 Αύγουστος	164,16	205,21	205,21
2014 Φεβρουάριος	156,78	195,97	195,97
2014 Αύγουστος	149,72	187,15	187,15
Για κάθε έτος ν από το 2015 και μετά	$1,3 \times \mu\text{ΟΤ}\Sigma_{\nu-1}$	$1,4 \times \mu\text{ΟΤ}\Sigma_{\nu-1}$	$1,4 \times \mu\text{ΟΤ}\Sigma_{\nu-1}$

$\mu\text{ΟΤ}\Sigma_{\nu-1}$ : Μέση Οριακή Τιμή Συστήματος κατά το προηγούμενο έτος ν-1.

Διαπιστώνεται ότι οι νέες τιμές των feed-in tariffs είναι κατά πολύ μειωμένες συγκριτικά με τις τιμές του Πίνακα 3.2. Συγκεκριμένα, φαίνεται ότι οι feed-in tariffs μειώθηκαν κατακόρυφα σχεδόν κατά 100 ευρώ/MWh. Για παράδειγμα, η feed-in tariff του Φεβρουαρίου του 2013 φαίνεται να μειώθηκε από 252,62 ευρώ/MWh σε 171 ευρώ/MWh, δηλαδή περίπου κατά 70%.

Όσον αφορά στα φωτοβολταϊκά στέγης, στον Πίνακα 5 φαίνονται οι εγγυημένες σταθερές τιμές που ίσχυαν για αυτά μέχρι τον Αύγουστο του 2012, ενώ στον Πίνακα 3.4 παρουσιάζονται οι ισχύουσες τιμές.



**Πίνακας 3.4.** Εγγυημένες τιμές φωτοβολταϊκών στέγης που ίσχυαν μέχρι τον Αύγουστο 2012 [18]

Μήνας / Έτος	Τιμή (ευρώ/MWh)
Φεβρουάριος 2012	495,00
Αύγουστος 2012	470,25
Φεβρουάριος 2013	446,74
Αύγουστος 2013	424,40
Φεβρουάριος 2014	403,18
Αύγουστος 2014	383,02
Φεβρουάριος 2015	363,87
Αύγουστος 2015	345,68
Φεβρουάριος 2016	328,39
Αύγουστος 2016	311,97
Φεβρουάριος 2017	296,37
Αύγουστος 2017	281,56
Φεβρουάριος 2018	267,48
Αύγουστος 2018	254,10
Φεβρουάριος 2019	241,40
Αύγουστος 2019	229,33

**Πίνακας 3.5.** Ισχύουσες τιμές φωτοβολταϊκών στέγης [34].

Μήνας / Έτος	Τιμή (ευρώ/MWh)
Αύγουστος 2012	250,00
Φεβρουάριος 2013	238,75
Αύγουστος 2013	228,01
Φεβρουάριος 2014	217,75
Αύγουστος 2014	207,95
Φεβρουάριος 2015	198,59
Αύγουστος 2015	189,65
Φεβρουάριος 2016	181,12
Αύγουστος 2016	172,97
Φεβρουάριος 2017	165,18
Αύγουστος 2017	157,75
Φεβρουάριος 2018	150,65
Αύγουστος 2018	143,87

Η μείωση των εγγυημένων σταθερών τιμών που δίδονται στους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκούς σταθμούς κρίθηκε αναγκαία δεδομένου ότι οι τιμές που ίσχυαν μέχρι πρότινος στην Ελλάδα εξακολουθούσαν να είναι από τις υψηλότερες στην Ευρώπη [41].

Στον Πίνακα που παρατίθεται παρακάτω (Πίνακας 3.6) , φαίνονται οι τιμές feed-in tariffs που ισχύουν για τα αιολικά για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα και τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.

**Πίνακας 3.6.** Ισχύουσες εγγυημένες σταθερές τιμές αιολικών στην Ελλάδα [2]

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
(α) Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με χειρσαίες εγκαταστάσεις ισχύος μεγαλύτερης των 50kW	87,85	99,45
(β) Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με εγκαταστάσεις ισχύος μικρότερης ή ίσης των 50kW	250	
(γ) Φωτοβολταϊκά έως 10kW <sub>peak</sub> στον οικιακό τομέα και σε μικρές επιχειρήσεις (σύμφωνα με το ειδικό πρόγραμμα σε κτιριακές εγκαταστάσεις – ΚΥΑ 12323/ΓΓ 175/4.6.2009, Β' 1079)	550	
(δ) Υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται με μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ έως δεκαπέντε (15) MW <sub>e</sub>	87,85	
(ε) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής	264,85	
(στ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με σύστημα αποθήκευσης, το οποίο εξασφαλίζει τουλάχιστον 2 ώρες λειτουργίας στο ονομαστικό φορτίο	284,85	
(ζ) Γεωθερμική ενέργεια χαμηλής θερμοκρασίας κατά την παρ. 1στ του άρθρου 2 του νόμου 3175/2003 (Α' 207)	150	
(η) Γεωθερμική ενέργεια υψηλής θερμοκρασίας κατά την παρ. 1στ του άρθρου 2 του νόμου 3175/2003 (Α' 207)	99,45	
(θ) Βιομάζα που αξιοποιείται από σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ ≤1 MW (εξαιρουμένου του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων)	200	
(ι) Βιομάζα που αξιοποιείται από σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ >1MW και ≤5MW (εξαιρουμένου του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων)	175	

Στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα περιλαμβάνεται η ηπειρωτική χώρα και τα νησιά που βρίσκονται κοντά σε αυτήν (π.χ. Εύβοια, Λευκάδα). Οι περιοχές που ανήκουν στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα παίρνουν ηλεκτρική ενέργεια από το γενικό σύστημα απορροφώντας ευκολότερα την ενέργεια που παράγεται από τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά, κάτι που δεν συμβαίνει στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.

Το καθένα από τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά έχει πετρελαϊκούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι σταθμοί αυτοί παράγουν ακριβή ηλεκτρική ενέργεια, και για το λόγο αυτό επιδιώκεται η εγκατάσταση μονάδων Α.Π.Ε. στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά. Η τιμή feed-in tariff στα νησιά αυτά είναι υψηλότερη λόγω του ότι η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τις Α.Π.Ε. υποκαθιστά τη συμβατικά παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια.

Εδώ πρέπει αν επισημανθεί ότι η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από Α.Π.Ε. στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά κάποιες ώρες δεν είναι χρησιμοποιείται και χάνεται, ενώ αν τα νησιά αυτά ήταν Διασυνδεδεμένα η ενέργεια αυτή θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί από κάποια άλλη περιοχή. Μία βλέψη λοιπόν για το μέλλον θα ήταν να συνδεθούν περισσότερα Νησιά με το Διασυνδεδεμένο Σύστημα για περισσότερη εξοικονόμηση ενέργειας.

## 4 ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ

### 4.1 Αξιολόγηση επένδυσης

Προκειμένου να προσδιοριστεί κατά πόσο μία επένδυση είναι αποδοτική πρέπει πρωτίστως να αναλυθούν τα στοιχεία και οι δείκτες που οδηγούν στην αξιολόγηση της.

#### 4.1.1 Βασικά χρηματοοικονομικά μεγέθη για την αξιολόγηση της επένδυσης

- Κόστος επένδυσης

Το κόστος μίας επένδυσης περιλαμβάνει τις δαπάνες για τη μελέτη πριν την εγκατάσταση, το κόστος του οικοπέδου, το κόστος αγοράς του πάγιου εξοπλισμού, το κόστος για την εγκατάσταση του εξοπλισμού, το κόστος διασύνδεσης με το Σύστημα κλπ.

- Χρηματοδοτικό σχήμα επένδυσης

Γενικά, το κεφάλαιο της επένδυσης περιλαμβάνει τις δαπάνες για την αγορά του οικοπέδου, την μελέτη της αποδοτικότητας της επένδυσης τον εξοπλισμό, των εγκαταστάσεων κλπ. Το απαιτούμενο κεφάλαιο επένδυσης αποτελείται από τα ίδια κεφάλαια του επενδυτή και το μακροπρόθεσμο τραπεζικό δάνειο που πιθανόν να λαμβάνει αυτός. [17,30]

Ο επενδυτής μπορεί είτε να λάβει είτε όχι μακροπρόθεσμο τραπεζικό δάνειο προκειμένου να συμπληρώσει τη χρηματοδότηση της επένδυσης που έχει αναλάβει. Σε περίπτωση όπου υπάρχει μακροπρόθεσμο τραπεζικό δάνειο, ο επενδυτής πρέπει κάθε χρόνο να καταβάλλει στην τράπεζα τοκοχρεωλύσια (δηλαδή το χρεωλύσιο του δανείου ανάλογα με τον συμφωνηθέντα χρόνο αποπληρωμής και τον τόκο ο οποίος καθορίζεται από το επιτόκιο δανεισμού). [17]

- Αποσβέσεις

Οι αποσβέσεις (depreciation rate) αντιπροσωπεύουν τη σταδιακή μείωση της αξίας των παγίων στοιχείων της επένδυσης, δηλαδή των μηχανημάτων και των εγκαταστάσεων που

χρησιμοποιούνται κατά τη λειτουργία της επιχείρησης. Η αξία των παγίων στοιχείων της επένδυσης μπορεί να μειώνεται είτε λόγω φυσικής φθοράς (λόγω χρήσης) είτε λόγω τεχνολογικής απαξίωσης, δεδομένου ότι χάρη στις συνεχείς τεχνολογικές εξελίξεις δημιουργούνται όλο και πιο βελτιωμένα μηχανήματα (φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτριες). Η απόσβεση ουσιαστικά είναι η κατανομή της αρχικής αξίας ενός παγίου στοιχείου σε όλη τη διάρκεια ζωής του και είναι σταθερή δαπάνη. Να σημειωθεί ότι η απόσβεση θεωρείται λειτουργικό κόστος αλλά δεν είναι πραγματικό κόστος όπως τα κόστη πρώτων υλών ή τα εργατικά κόστη. [17,30, 31]

- Λειτουργικό κόστος

Το λειτουργικό κόστος μιας επένδυσης γενικά συμπεριλαμβάνει το κόστος προμήθειας των πρώτων υλών, το κόστος εργασίας, άλλα κόστη λειτουργίας, το κόστος συντήρησης της επένδυσης, το κόστος ασφάλισης του εξοπλισμού κλπ. Το λειτουργικό κόστος στις επενδύσεις ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι αρκετά χαμηλό καθώς δεν απαιτούνται πρώτες ύλες για τη λειτουργία της εγκατάστασης και κόστος εργασίας ουσιαστικά δεν υπάρχει παρά μόνο κόστος συντήρησης.

- Υπολειμματική αξία

Η υπολειμματική αξία (salvage value) είναι η αξία των εγκαταστάσεων, του εξοπλισμού και των λοιπών παγίων μετά το τέλος της χρήσιμης ζωής τους, δηλαδή μετά το τέλος της χρονικής περιόδου κατά την οποία η χρήση των στοιχείων αυτών είναι οικονομικά αποδεκτή [31].

- Επιτόκιο προεξόφλησης

Το επιτόκιο προεξόφλησης της επένδυσης (discount rate) ουσιαστικά δηλώνει την ελάχιστη αποδεκτή απόδοση της επένδυσης. Σε κάθε περίπτωση το επιτόκιο προεξόφλησης αντιστοιχεί σε κάποιο συγκεκριμένο οικονομικό κίνδυνο και μπορεί να θεωρηθεί ότι συντίθεται από: το καθαρό επιτόκιο, δηλαδή το επιτόκιο που δικαιούται να πάρει ένας επενδυτής μόνο και μόνο για τη χρήση του κεφαλαίου του σε μία επένδυση, την προσαύξηση του επιτοκίου λόγω ρίσκου και την προσαύξηση λόγω πληθωρισμού. Το ρίσκο περιλαμβάνει την τεχνολογική ωριμότητα της κάθε επένδυσης αλλά και άλλες

παραμέτρους όπως την είσπραξη οφειλών από τρίτους, τη διαμόρφωση του κόστους των πρώτων υλών, το ευρύτερο οικονομικό περιβάλλον κλπ. [17,32]

#### **4.1.2 Δείκτες αξιολόγησης της επένδυσης**

Τα δύο κριτήρια που χρησιμοποιούνται συνήθως για την οικονομική αξιολόγηση μίας επένδυσης είναι η Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value) και ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (Internal Rate of Return), καθώς παρέχουν μία αξιόπιστη οικονομική αξιολόγηση ενός επενδυτικού σχεδίου.

- Καθαρή Παρούσα Αξία

Ο δείκτης της Καθαρής Παρούσας Αξίας είναι ένα από τα ευρέως χρησιμοποιούμενα κριτήρια οικονομικής αποδοτικότητας επενδύσεων. Η τιμή της ΚΠΑ εκφράζει την αξία (σε χρηματικές μονάδες) που προκύπτει από την προεξόφληση στο παρόν όλων των καθαρών χρηματοροών που προβλέπονται για ολόκληρο το χρονικό ορίζοντα της επένδυσης. Η Καθαρή Παρούσα Αξία είναι τόσο χαμηλότερη, όσο υψηλότερο είναι το επιτόκιο προεξόφλησης (και αντίστροφα), αφού τα οφέλη από μία επένδυση προκύπτουν σε μελλοντικές χρονικές στιγμές και έτσι η παρούσα αξία τους θα είναι μικρότερη με ένα μεγαλύτερο επιτόκιο. Για να είναι ένα επενδυτικό σχέδιο αποδεκτό θα πρέπει η απόδοση της επένδυσης να είναι μεγαλύτερη από το επιτόκιο προεξόφλησης (η ΚΠΑ να είναι θετική). Αν η απόδοση της επένδυσης είναι μικρότερη από το επιτόκιο προεξόφλησης το επενδυτικό πλάνο είναι απορριπτικό, ενώ αν είναι οριακή η αποδοχή ή όχι του επενδυτικού σχεδίου εξαρτάται και από άλλους παράγοντες.

Ωστόσο, ο δείκτης της Καθαρής Παρούσας Αξίας δεν είναι κατάλληλος για συγκριτική αξιολόγηση ανόμοιων έργων, παρά μόνο για αξιολόγηση του κάθε έργου χωριστά. [31,33]

- Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης

Ο δείκτης του Εσωτερικού Συντελεστή Απόδοσης είναι ένα ακόμη αξιόπιστο κριτήριο για τον προσδιορισμό της αποδοτικότητας μίας επένδυσης. Ο υπολογισμός του IRR στηρίζεται σε παρόμοια λογική με εκείνη του υπολογισμού της ΚΠΑ. Ωστόσο, κατά τον υπολογισμό του Εσωτερικού Συντελεστή Απόδοσης, το ζητούμενο δεν είναι ο υπολογισμός του αθροίσματος της παρούσας αξίας όλων των καθαρών χρηματοροών με βάση ένα προκαθορισμένο επιτόκιο, αλλά το επιτόκιο εκείνο για το οποίο η ΚΠΑ μηδενίζεται. Δηλαδή, στην τιμή αυτή του Εσωτερικού Συντελεστή Απόδοσης η Καθαρή Παρούσα Αξία μηδενίζεται. Αυτό σημαίνει ότι η παρούσα αξία των θετικών χρηματοροών εξισώνεται με την παρούσα αξία των αρνητικών χρηματοροών. Το επιτόκιο ( $i=IRR$ ) εκφράζει την εσωτερική αποδοτικότητα της μελετώμενης επένδυσης. Η αξιολόγηση ενός επενδυτικού σχεδίου με τον δείκτη IRR γίνεται μέσα από τη σύγκρισή του με ένα επιτόκιο αναφοράς. Η επένδυση κρίνεται ως αποδεκτή εφόσον η τιμή του IRR είναι μεγαλύτερη από το επιτόκιο αναφοράς. [31]

## 4.2 Μεθοδολογία Monte Carlo

Για την επιτυχή ολοκλήρωση κάθε επιχειρηματικού σχεδίου είναι απαραίτητος ο περιορισμός των αβεβαιοτήτων που μπορούν να θέσουν το έργο σε κίνδυνο. Το ρίσκο μπορεί να εμφανιστεί σε οποιονδήποτε από τους παράγοντες που συμβάλλουν στην αξιολόγηση της απόδοσης του έργου, πχ. στο μοναδιαίο κόστος επένδυσης, στην ενεργειακή απόδοση (δηλ. το συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας), στο επιτόκιο δανεισμού. Η ανάλυση Monte Carlo χρησιμοποιείται συχνά στις αναλύσεις ρίσκου και αποφάσεων επενδυτικών σχεδίων με στόχο την εξάλειψη των αβεβαιοτήτων (περισσότερες από μία αβέβαιες παράμετροι) που μπορούν να οδηγήσουν σε αποτελέσματα διαφορετικά από τα επιθυμητά για την επένδυση. Η μέθοδος Monte Carlo είναι ουσιαστικά ένα είδος υπολογιστικού αλγορίθμου που στηρίζεται σε επαναλαμβανόμενες τυχαίες δειγματοληψίες μέσα σε ένα πεδίο τιμών των αβέβαιων παραμέτρων ώστε να εξαχθούν αποτελέσματα. Κατά τη μέθοδο αυτή δηλαδή δεν γίνεται αναλυτική ή αριθμητική επίλυση του προβλήματος αλλά γίνεται υπολογισμός ενός μεγάλου αριθμού περιπτώσεων από τις οποίες με στατιστικές μεθόδους εξάγονται



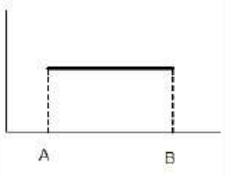
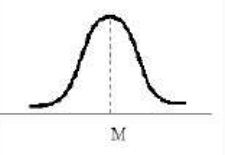
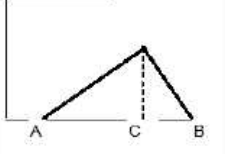
γενικότερα συμπεράσματα. Το πλεονέκτημα της μεθόδου Monte Carlo έναντι των υπολοίπων αναλύσεων ευαισθησίας συνίσταται στην ταυτόχρονη εξέταση όλων των αβέβαιων παραμέτρων που υπεισέρχονται στην ανάλυση. Ουσιαστικά, κατά τη μέθοδο αυτή λαμβάνονται πολλές περιπτώσεις επένδυσης κατά τις οποίες οι τιμές των αβεβαιοτήτων κυμαίνονται μέσα σε κάποια όρια σύμφωνα με μία κατανομή (ομοιόμορφη, κανονική, τριγωνική).

Η **ομοιόμορφη κατανομή** χρησιμοποιείται όταν η μεταβλητή λαμβάνει τιμές μέσα σε ένα διάστημα  $[A,B]$  με την ίδια πιθανότητα να λάβει κάθε τιμή εντός αυτού του διαστήματος. Έτσι, οι παράμετροι της κατανομής που πρέπει να εισαχθούν είναι η ελάχιστη και η μέγιστη τιμή του διαστήματος.

Η **κανονική κατανομή** χρησιμοποιείται για κάποια μεταβλητή όταν οι τιμές της κυμαίνονται συμμετρικά γύρω από μία θεωρούμενη μέση τιμή. Οι παράμετροι της κατανομής αυτής είναι η μέση τιμή της κατανομής ( $\mu$ ) και η τυπική απόκλιση ( $\sigma$ ). Οι τιμές αυτής της μεταβλητής κυμαίνονται στο διάστημα ( $\mu-3\sigma, \mu+3\sigma$ ).

Η **τριγωνική κατανομή** μπορεί να χρησιμοποιηθεί για μεταβλητές οι οποίες έχουν απλές αλλά μη συμμετρικές κατανομές. Οι παράμετροι της τριγωνικής κατανομής είναι το διάστημα μεταβολής  $[A,B]$  και η πιο πιθανή τιμή μέσα στο διάστημα αυτό ( $C$ ). [40]

Τα βασικά χαρακτηριστικά των τριών κατανομών παρατίθενται παραστατικότερα στο Σχήμα 4.1 που ακολουθεί:

Όνομα	Μορφή	Παράμετροι	
Ομοιόμορφη κατανομή (Uniform distribution)		A: ελάχιστη τιμή B: μέγιστη τιμή	Ιδια πιθανότητα σε όλο το διάστημα
Κανονική κατανομή (Normal distribution)		M: Μέση τιμή $\sigma$ : τυπική απόκλιση	Μεγαλύτερη πιθανότητα γύρω από μια κεντρική τιμή (συμμετρική)
Τριγωνική κατανομή (Triangular distribution)		A: ελάχιστη τιμή C: πιο πιθανή τιμή B: μέγιστη τιμή	Μεγαλύτερη πιθανότητα γύρω από την πιο πιθανή τιμή (όχι αναγκαστικά συμμετρική)

Σχήμα 4.1. Μορφή και παράμετροι κάθε είδους κατανομής [39]

Ο μεγάλος αριθμός των δειγματοληψιών που γίνονται κατά τις προσομοιώσεις δίνει πιο αξιόπιστα αποτελέσματα για τους δείκτες της Καθαρής Παρούσας Αξίας και του Εσωτερικού Συντελεστή Απόδοσης. Με αυτόν τον τρόπο μπορεί να προβλεφθεί πού θα κυμαίνεται η απόδοση του εξεταζόμενου επιχειρηματικού πλάνου έχοντας συνυπολογίσει όλες τις αβεβαιότητες που θα μπορούσαν να προκαλέσουν μη αναμενόμενη εξέλιξη της επένδυσης, ενώ υπολογίζεται και η μέση τιμή ή η διάμεσος, ανάλογα με τη συμμετρικότητα της κατανομής του εξαγόμενου μεγέθους.

## 5 ΜΕΛΕΤΕΣ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗΣ

### 5.1 Καθορισμός τυπικών επενδύσεων έργων ΑΠΕ

Στην παρούσα μελέτη αναλύονται πέντε περιπτώσεις αιολικών πάρκων και τρεις περιπτώσεις φωτοβολταϊκών.

Όσον αφορά στα αιολικά, σύμφωνα με την ισχύουσα νομοθεσία διακρίνονται δύο βασικές περιπτώσεις (όπως φαίνεται και από τον Πίνακα 3.6): αιολικά διασυνδεδεμένα στο σύστημα και αιολικά μη διασυνδεδεμένα με το σύστημα. Ωστόσο, στην παρούσα μελέτη η διάκριση στα αιολικά πάρκα γίνεται όχι μόνο με βάση το αν το κάθε πάρκο βρίσκεται στο Διασυνδεδεμένο ή στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα αλλά και ανάλογα με το αιολικό δυναμικό που διαθέτουν οι περιοχές εγκατάστασης του κάθε πάρκου. Έτσι είναι δυνατή η καλύτερη και πιο πολύπλευρη προσέγγιση της επένδυσης σε αιολικά. Συγκεκριμένα οι περιπτώσεις επενδύσεων σε αιολικά πάρκα που μελετώνται είναι: Διασυνδεδεμένο αιολικό πάρκο χαμηλού (WIND-LIC), μέτριου (WIND-MIC), και υψηλού (WIND-HIC) αιολικού δυναμικού και μη διασυνδεδεμένο μέτριου (WIND M-NIC) και υψηλού (WIND H-NIC) αιολικού δυναμικού.

Το κόστος επένδυσης κάθε αιολικού πάρκου είναι άρρηκτα συνδεδεμένο με το αιολικό δυναμικό της περιοχής. Συγκεκριμένα, όσο μεγαλύτερο είναι το αιολικό δυναμικό της περιοχής όπου εγκαθίσταται ένα αιολικό πάρκο, τόσο μεγαλύτερο λαμβάνεται και το μοναδιαίο κόστος επένδυσης. Η θεώρηση αυτή δεν έγινε τυχαία αφού μεγαλύτερο αιολικό δυναμικό συναντάται σε περιοχές που είναι δύσκολα προσεγγίσιμες (βραχώδεις, ορεινές περιοχές κλπ.) και απομακρυσμένες από το υπόλοιπο Σύστημα με αποτέλεσμα δυσκολότερη εγκατάσταση και διασύνδεση στο δίκτυο, που οδηγεί σε αυξημένο κόστος της επένδυσης. Έτσι, οι τιμές του κόστους επένδυσης που έχουν θεωρηθεί για κάθε περίπτωση προκύπτουν με βάση το παραπάνω σκεπτικό σε συνδυασμό με πληροφορίες και δεδομένα της αγοράς.

Να σημειωθεί ότι δεν μελετήθηκε περίπτωση μη διασυνδεδεμένου αιολικού πάρκου χαμηλού δυναμικού καθώς στο νησιωτικό χώρο το αιολικό δυναμικό είναι κατά κανόνα

υψηλότερο σε σχέση με το ηπειρωτικό σύστημα, και επομένως μία τέτοια περίπτωση δεν αποτελεί ρεαλιστική επένδυση.

Αντιθέτως, όσον αφορά στα φωτοβολταϊκά οι περιπτώσεις που λαμβάνονται κατά την παρούσα ανάλυση είναι ανάλογες με τις περιπτώσεις που προβλέπει ο νόμος (βλ. Πίνακες 3.3 και 3.5) δηλαδή μία περίπτωση φωτοβολταϊκών στέγης, μία φωτοβολταϊκών με χαμηλή και μία περίπτωση φωτοβολταϊκών υψηλής ισχύος. Ο λόγος που επιλέχθηκαν οι τρεις περιπτώσεις για τις οποίες οι εγγυημένες τιμές καθορίζονται από το νόμο και όχι περισσότερες είναι γιατί οι περιπτώσεις αυτές είναι αντιπροσωπευτικές των επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά και συνεπώς δεν απαιτούνταν περισσότερες διακρίσεις όπως στα αιολικά. Σε αντίθεση με τα αιολικά πάρκα, στις μελετώμενες επενδύσεις των φωτοβολταϊκών ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας δεν σχετίζεται με το μοναδιαίο κόστος της επένδυσης, καθώς στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών ο συντελεστής αυτός αφορά την ηλιακή ακτινοβολία, η οποία θεωρείται ίδια σε όλη την χώρα και –προφανώς–, δεν σχετίζεται με το ανάγλυφο της περιοχής εγκατάστασης και την απόσταση από το δίκτυο.

Στις μελετώμενες περιπτώσεις φωτοβολταϊκών σκοπίμως δεν έχει συμπεριληφθεί ξεχωριστή περίπτωση επένδυσης σε μη διασυνδεδεμένα φωτοβολταϊκά καθώς η εγγυημένη σταθερή τιμή των μη διασυνδεδεμένων με το σύστημα φωτοβολταϊκών είναι η ίδια με εκείνη των φωτοβολταϊκών χαμηλής ισχύος όπως φαίνεται και από τον Πίνακα 3.3. Έτσι, η μελετώμενη περίπτωση των φωτοβολταϊκών χαμηλής ισχύος αντιπροσωπεύει και μία επένδυση στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα.

## **5.2 Δεδομένα και παραδοχές**

### **5.2.1 Δεδομένα και παραδοχές για τις επενδύσεις αιολικών πάρκων.**

Σε όλες τις περιπτώσεις αιολικών πάρκων που μελετώνται, η ισχύς θεωρείται ίση με 20MW, δυναμικότητα που συναντάται σε μία τυπικού μεγέθους αιολική μονάδα.

- Κόστος επένδυσης

Όσον αφορά στα αιολικά πάρκα, το κόστος επένδυσής τους εμφανίζει τα τελευταία έτη μία μικρή αυξητική τάση. Αν και το κόστος προμήθειας του βασικού εξοπλισμού εμφανίζει πτωτική πορεία, ωστόσο τα υπόλοιπα στοιχεία του κόστους επένδυσης και κυρίως εκείνα που αφορούν τα χαρακτηριστικά της χωροθέτησής του και της διασύνδεσής του με το δίκτυο έχουν αυξηθεί. Ειδικότερα, το κόστος των συνοδών έργων (ηλεκτρική διασύνδεση και οδοποιία) αυξάνεται συνεχώς όλο και περισσότερο εξαιτίας της αυξανόμενης τεχνικής δυσκολίας που αντιμετωπίζουν τα νέα έργα (μεγαλύτερες αποστάσεις από τα δίκτυα, εγκαταστάσεις σε περίπλοκο ανάγλυφο, κλπ.). Συνολικά, εκτιμάται ότι τα τελευταία 4 χρόνια το κόστος επένδυσης έχει αυξηθεί κατά μέσο όρο περίπου 6-8%. [17]

Σήμερα ένα τυπικό κόστος επένδυσης για ένα χερσαίο αιολικό πάρκο αποτελείται κατά κύριο λόγο από τα εξής επιμέρους κόστη:

A)Το κόστος κατασκευής του αιολικού πάρκου. Στο κόστος αυτό περιλαμβάνεται, πέραν του εξοπλισμού, το κόστος ανάπτυξης, το κόστος μελετών αδειοδότησης καθώς και το χρηματοοικονομικό κόστος για την περίοδο κατασκευής του. Το κόστος κατασκευής εκτιμάται κατ' αρχήν μεταξύ 1,1 – 1,2 εκ. €/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.

B)Το κόστος διασύνδεσης. Το κόστος αυτό, λαμβάνοντας υπόψη και το ιδιαίτερο γεωγραφικό ανάγλυφο που υπάρχει στις περισσότερες από τις περιοχές που παρουσιάζεται σημαντικό αιολικό δυναμικό, αποτελεί ιδιαίτερα σημαντική συνιστώσα του συνολικού κόστους. Το κόστος διασύνδεσης μπορεί να προκαλέσει 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.

Το μοναδιαίο (ή ανηγμένο) κόστος επένδυσης (Unit Investment Cost) διαφέρει σε κάθε περίπτωση αιολικού πάρκου. Στην περίπτωση του διασυνδεδεμένου αιολικού πάρκου

χαμηλού αιολικού δυναμικού το μοναδιαίο κόστος επένδυσης τίθεται ίσο με 1250 €/KW, για το διασυνδεδεμένο αιολικό πάρκο μετρίου αιολικού δυναμικού το UIC ίσο με 1500€/KW, ενώ για το διασυνδεδεμένο υψηλού αιολικού δυναμικού 1800€/KW. Το μοναδιαίο κόστος επένδυσης για τα μη διασυνδεδεμένα ορίστηκε στα 1800€/KW για τα πάρκα μετρίου αιολικού δυναμικού και 2200€/KW για τα πάρκα υψηλού αιολικού δυναμικού.

Με δεδομένο ότι τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά κάθε αιολικού πάρκου μπορεί να διαφοροποιούνται, ανάλογα με την ακριβή θέση εγκατάστασης, θεωρείται ότι το κόστος επένδυσης αποτελεί μία από τις αβέβαιες παραμέτρους της επένδυσης. Συγκεκριμένα, θεωρείται μία διακύμανση γύρω από τη μέση τιμή που ποσοτικοποιείται με μία τυπική απόκλιση 10% από το μέσο μοναδιαίο κόστος επένδυσης που έχει οριστεί για καθένα από τα εξεταζόμενα τυπικά αιολικά πάρκα. Κατά συνέπεια, η κατανομή των τυχαίων τιμών γύρω από το UIC για τις ανάγκες της ανάλυσης Monte Carlo έχει θεωρηθεί κανονική.

- Συντελεστής Εκμεταλλευσιμότητας

Ο Συντελεστής Εκμεταλλευσιμότητας (Load factor) των αιολικών πάρκων (αναφέρεται και ως ενεργειακή απόδοση) καθορίζεται κατά κύριο λόγο από το αιολικό δυναμικό της περιοχής της εγκατάστασης και μαζί με την εγκατεστημένη ισχύ επηρεάζουν άμεσα την ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Ο Συντελεστής Εκμεταλλευσιμότητας εξαρτάται επίσης (δευτερευόντως) από την τεχνολογική δυνατότητα της εκάστοτε εγκατάστασης να εκμεταλλεύεται όσο το δυνατόν καλύτερα το αιολικό δυναμικό της περιοχής. Είναι φανερό, ότι ο Συντελεστής Εκμεταλλευσιμότητας αποτελεί επίσης, μία αβέβαιη παράμετρο, ενώ δεν μπορεί να εκτιμηθεί μία μέση τιμή, παρά μόνο ένα εύρος πιθανών τιμών. Συγκεκριμένα, και όσον αφορά στα διασυνδεδεμένα αιολικά πάρκα που εξετάζονται σε αυτή τη μελέτη, η Ενεργειακή Απόδοση αυτών που βρίσκονται σε περιοχές χαμηλού αιολικού δυναμικού θεωρείται ότι κυμαίνεται από 23%-25,99%, εκείνων που είναι εγκατεστημένα σε περιοχές μετρίου αιολικού δυναμικού κυμαίνεται από 26%-29,99% ενώ εκείνων που βρίσκονται σε περιοχές υψηλού αιολικού δυναμικού

αρχίζει από 30% μέχρι και 35%. Όσον αφορά στα Μη Διασυνδεδεμένα στο Σύστημα αιολικά πάρκα, επιλέχθηκαν και για αυτά ίδιες τιμές με αυτές των Διασυνδεδεμένων.

Πρέπει να επισημανθεί ότι για όλες τις παραπάνω περιπτώσεις η κατανομή του Συντελεστή είναι ομοιόμορφη μέσα στο καθορισμένο πεδίο τιμών, δηλαδή κατά την ανάλυση Monte Carlo μπορεί να πάρει οποιαδήποτε τιμή εξίσου τυχαία μέσα στο πεδίο τιμών που έχει τεθεί.

- **Λειτουργικό Κόστος**

Το λειτουργικό κόστος έχει τεθεί ίσο με 2% επί του κόστους επένδυσης για όλες τις περιπτώσεις επενδύσεων σε αιολικά πάρκα που μελετώνται. Συγκριτικά με τα λειτουργικά κόστη άλλων επενδύσεων τα λειτουργικά κόστη επενδύσεων σε Α.Π.Ε. είναι ιδιαίτερα μικρά όπως έχει προαναφερθεί, λόγω του ότι υπάρχει πολύ μικρό κόστος συντήρησης και κόστος εργασίας.

- **Φορολογία επένδυσης**

Σύμφωνα με την ισχύουσα νομοθεσία, η φορολογία όλων των αιολικών πάρκων (διασυνδεδεμένων και μη) ανέρχεται στο 20% επί των ετησίων εσόδων τους και συνεπώς το ποσοστό αυτό χρησιμοποιήθηκε ως παραδοχή στην παρούσα μελέτη.

- **Απόσβεση**

Όσον αφορά στην απόσβεση των επενδύσεων των μελετώμενων αιολικών πάρκων, για την παρούσα μελέτη ο συντελεστής απόσβεσης έχει τεθεί ίσος με 5%. Γενικά, οι επενδύσεις σε Α.Π.Ε. έχουν σχετικά χαμηλό ρυθμό απόσβεση λόγω μικρής φθοράς του πάγιου εξοπλισμού.

- **Χρηματοδοτικό σχήμα και επιτόκιο δανεισμού**

Το χρηματοδοτικό σχήμα των μελετώμενων επενδύσεων σε αιολικά πάρκα ορίστηκε ως 40% ίδια κεφάλαια των επενδυτών και 60% τραπεζικό μακροπρόθεσμο δάνειο, ενώ η κρατική επιχορήγηση είναι 0%. Πρέπει να επισημανθεί ότι σύμφωνα με το ισχύον σύστημα στην Ελλάδα σήμερα, δεν υπάρχει κάποια κρατική επιχορήγηση για τις

επενδύσεις σε ανανεώσιμες τεχνολογίες και γι αυτό το λόγο η χρηματοδότηση μίας εγκατάστασης Α.Π.Ε. αποτελείται εξολοκλήρου από τα ίδια κεφάλαια των επενδυτών και το μακροπρόθεσμο τραπεζικό δάνειο που αυτοί λαμβάνουν.

Το επιτόκιο δανεισμού του μακροπρόθεσμου δανείου κυμαίνεται με ομοιόμορφη κατανομή μεταξύ 7% και 10%.

- Feed in Tariffs

Οι τιμές FIT σύμφωνα με τις οποίες πληρώνονται οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικούς σταθμούς είναι εκείνες που έχουν παρουσιαστεί προηγουμένως στον Πίνακα 3.6, δηλαδή 87,85 €/MWh για τις επενδύσεις που συμπεριλαμβάνονται το διασυνδεδεμένο Σύστημα και 99,45€/MWh για εκείνες που ανήκουν στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα.

Τα μη διασυνδεδεμένα αιολικά πάρκα βρίσκονται κατά βάση σε νησιά όπου η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται κυρίως από πετρελαϊκούς σταθμούς. Οι πετρελαϊκοί σταθμοί παράγουν πολύ πιο ακριβά την ενέργεια από την ηπειρωτική χώρα. Αυτός είναι και ο λόγος που η τιμή για τις μη διασυνδεδεμένες εγκαταστάσεις είναι μεγαλύτερη από εκείνη των εγκατεστημένων.

Λόγω πληθωρισμού στην εγγυημένη σταθερή τιμή που λαμβάνει η κάθε επένδυση έχει θεωρηθεί ότι γίνεται μία ετήσια προσαύξηση ίση με 0,5%.

- Συντελεστής προεξόφλησης και υπολειμματική αξία

Ο Συντελεστής προεξόφλησης για τις περιπτώσεις αιολικών πάρκων που αναλύονται στην παρούσα εργασία ισούται με 10%. Όσον αφορά στην υπολειμματική αξία, για όλα τα εξεταζόμενα αιολικά πάρκα αυτή ισούται με 15% του αρχικού κόστους επένδυσης.

- Εισφορά σε Οργανισμούς Τοπικής Αυτοδιοίκησης

Η επένδυση σε αιολικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής επιβαρύνεται με ένα ειδικό τέλος το οποίο λαμβάνουν οι τοπικές αρχές των περιοχών όπου βρίσκονται οι σταθμοί. Το ποσό αυτό παρακρατείται από τα έσοδα του κάθε αιολικού πάρκου και συγκεκριμένα



ισούται με 3% επί των ετήσιων εσόδων. Σε αντίθεση με τους αιολικούς, οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί απαλλάσσονται από το τέλος αυτό.[17]

Η εισφορά των εγκατεστημένων αιολικών πάρκων προς τους οργανισμούς τοπικής αυτοδιοίκησης στους οποίους υπάγονται είναι ένα μέτρο που άρχισε να εφαρμόζεται σχετικά πρόσφατα και συγκεκριμένα το 2006 λόγω τοπικών αντιδράσεων στις περιοχές εγκατάστασής τους.

Συνοπτικά, οι παραδοχές που έγιναν για την ανάλυση της αποδοτικότητας των υπό εξέταση τυπικών αιολικών πάρκων φαίνονται στον Πίνακα 5.1 που ακολουθεί:

**Πίνακας 5.1.** Δεδομένα για την ανάλυση αποδοτικότητας τυπικών αιολικών πάρκων.

	WIND-LIC	WIND-MIC	WIND-HIC	WIND M-NIC	WIND H-NIC
Ισχύς(MW)	20	20	20	20	20
Συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας	23-25.99%	26-29.99%	30-35%	26-29.99%	30-35%
Μοναδιαίο Κόστος επένδυσης (eu/Kw)	1250, sd:10%	1500, sd:10%	1800, sd:10%	1800, sd:10%	2200, sd:10%
Λειτουργικό κόστος	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Φορολόγηση επένδυσης	20%	20%	20%	20%	20%
Απόσβεση	5%	5%	5%	5%	5%
Επιτόκιο δανεισμού	7%-10%	7%-10%	7%-10%	7%-10%	7%-10%
FIT (eu/MWh)	87,85	87,85	87,85	99,45	99,45
Επιτόκιο προεξόφλησης	10%	10%	10%	10%	10%
Υπολειμματική αξία	15%	15%	15%	15%	15%
Εισφορά σε ΟΤΑ	3%	3%	3%	3%	3%
Χρηματοδότηση επένδυσης	40% ίδια κεφάλαια, 60% μακροπρόθεσμο τραπεζικό δάνειο				
Ετήσια προσαύξηση FIT	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%

### 5.2.2 Δεδομένα και παραδοχές για τις επενδύσεις φωτοβολταϊκών

Όσον αφορά στα φωτοβολταϊκά, μελετώνται τρεις αντιπροσωπευτικές περιπτώσεις: φωτοβολταϊκά στέγης, μικρό φωτοβολταϊκό σύστημα ισχύος μέχρι 100KW και μεγάλο φωτοβολταϊκό σύστημα ισχύος μεγαλύτερης από 100KW.

- Ισχύς

Η τυπική ισχύς των φωτοβολταϊκών σε στέγη είναι 10KW, η ισχύς της δεύτερης εξεταζόμενης φωτοβολταϊκής εγκατάστασης είναι 100KW και εκείνη της τρίτης είναι 5MW. Οι δύο τελευταίες τιμές ισχύος επιλέχθηκαν σκοπίμως ώστε να αντιπροσωπεύουν τις δύο κατηγορίες ισχύος φωτοβολταϊκών με διαφορετικές εγγυημένες σταθερές τιμές. Στο σημείο αυτό γίνεται η διευκρίνιση ότι δεν ελήφθη επιπλέον περίπτωση μη διασυνδεδεμένης εγκατάστασης φωτοβολταϊκών αφού η εγγυημένη τιμή που αναλογεί στα μη διασυνδεδεμένα φωτοβολταϊκά είναι ίση με τα διασυνδεδεμένα ισχύος μικρότερης ή ίσης με 100KW.

- Συντελεστής Εκμεταλλευσιμότητας

Στα φωτοβολταϊκά ο Συντελεστής Εκμεταλλευσιμότητας (Ενεργειακή απόδοση) εξαρτάται κατά κύριο λόγο από την ηλιακή ακτινοβολία και δευτερευόντως από την τεχνολογική ικανότητα του εξοπλισμού να απορροφά την ακτινοβολία κατά το βέλτιστο δυνατό τρόπο. Γενικά, στα όρια της ελληνικής επικράτειας και με βάση τις σημερινές τεχνολογίες, ο συντελεστής θεωρήθηκε ίσος με 15% στα ΦΒ στέγης και με 16.5% για τα μεγαλύτερα συστήματα.

Η ισχύς και ο Συντελεστής Εκμεταλλευσιμότητας αποτελούν ιδιαίτερα σημαντικές παραμέτρους εισόδου καθώς είναι αυτές που καθορίζουν την ποσότητα της ετησίως παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Στην παρούσα εργασία, για τις μελετώμενες επενδύσεων φωτοβολταϊκών έχει θεωρηθεί μία μείωση της ενεργειακής απόδοσης κατά 0,6% σε ετήσια βάση.

- Κόστος επένδυσης

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. Εντούτοις, δεδομένου του μεγάλου ενδιαφέροντος που έχει εκδηλωθεί τα τελευταία χρόνια για ανάπτυξη φωτοβολταϊκών σταθμών, έχει αυξηθεί το κόστος διασύνδεσής τους λόγω της συνεχούς αύξησης των αποστάσεων τους από τα δίκτυα.

Ωστόσο, το μερίδιο των επιμέρους κατηγοριών κόστους κατασκευής και ανάπτυξης ενός φωτοβολταϊκού έργου, είναι ιδιαίτερα υψηλό και κυμαίνεται σήμερα μεταξύ 40-65% στο συνολικό κόστος κατασκευής και αναμένεται να παραμείνει σχετικά σταθερό σε 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.

Το μοναδιαίο κόστος επένδυσης ποικίλλει ανάλογα με την καθεμία από τις εξεταζόμενες περιπτώσεις φωτοβολταϊκών συστημάτων. Συγκεκριμένα, το μέσο μοναδιαίο κόστος της επένδυσης των φωτοβολταϊκών σε στέγη ορίστηκε ίσο με 2400€/KW, το μοναδιαίο των φωτοβολταϊκών ισχύος 100KW ίσο με 1800€/KW ενώ όσον αφορά στο μοναδιαίο κόστος επένδυσης των φωτοβολταϊκών ισχύος 5MW, αυτό έχει τεθεί ίσο με 1500€/KW.

Όπως και στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών, έτσι και στην περίπτωση των αιολικών πάρκων, το κόστος εγκατάστασης αποτελεί μία αβέβαιη παράμετρο και η τυπική απόκλιση από το μέσο μοναδιαίο κόστος επένδυσης που έχει οριστεί ανέρχεται στο 10% αυτού, ενώ η κατανομή των τυχαίων τιμών γύρω από το UIC για τις ανάγκες της ανάλυσης Monte Carlo έχει θεωρηθεί κανονική.

- Λειτουργικό κόστος

Το λειτουργικό κόστος σε όλες τις εξεταζόμενες εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών ισούται με 2% του κόστους επένδυσης με εξαίρεση τα φωτοβολταϊκά σε στέγη, των οποίων το λειτουργικό κόστος είναι το 1% του κόστους επένδυσης.

- Φορολογία επένδυσης

Τα φωτοβολταϊκά σε στέγες δεν υπόκεινται σε φορολογία, αφού αφορούν εγκαταστάσεις ιδιωτών. Αντίθετα, οι άλλες δύο τυπικές εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών που μελετώνται

στην παρούσα έκθεση αναφέρονται σε επιχειρηματικές δραστηριότητες και φορολογούνται με 20%, δηλαδή όσο και τα αιολικά πάρκα.

- Απόσβεση

Η απόσβεση των μελετώμενων φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων είναι 5%, με εξαίρεση τα φωτοβολταϊκά σε στέγες τα οποία έχουν μηδενική απόσβεση αφού η έννοια της απόσβεσης υφίσταται μόνο σε επιχειρήσεις.

- Χρηματοδοτικό σχήμα και επιτόκιο δανεισμού

Το κεφάλαιο των επενδύσεων φωτοβολταϊκών ισχύος 100KW και 5MW αποτελείται από 40% ίδια κεφάλαια και 60% μακροπρόθεσμο τραπεζικό δάνειο και μηδενική κρατική επιχορήγηση σύμφωνα με τα ισχύοντα δεδομένα της αγοράς. Το επιτόκιο δανεισμού κυμαίνεται (ομοιόμορφα) από 7% έως 10%. Αντίθετα, το κεφάλαιο της επένδυσης φωτοβολταϊκών σε στέγη στην παρούσα μελέτη αποτελείται από 30% ίδια κεφάλαια και 70% μακροπρόθεσμο τραπεζικό δάνειο. Σημειωτέον ότι σύμφωνα με τη νομοθεσία επιτρέπεται χορήγηση δανείου μέχρι και 80% του συνολικού κεφαλαίου επένδυσης (δηλαδή 20% ίδια κεφάλαια). Το επιτόκιο δανεισμού στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών σε στέγη κυμαίνεται από 8% έως 11%.

- Feed in tariffs

Οι τιμές των FIT που θα ισχύουν για τις εγκαταστάσεις που θα αρχίσουν τη λειτουργία τους από το Φεβρουάριο του 2013 παρατίθενται στον Πίνακα 3.3 . Σύμφωνα με τον Πίνακα 3.3 λοιπόν, η εγγυημένη τιμή για την τυπική επένδυση στα φωτοβολταϊκά 5MW είναι 171,90€/MWh, η εγγυημένη τιμή για τα φωτοβολταϊκά ισχύος 100KW είναι 214,88€/MWh. Όσον αφορά στα φωτοβολταϊκά σε στέγες, η νέα τιμή της FIT για τον Φεβρουάριο του 2013 είναι 238,75 €/MWh, σε αντίθεση με την τιμή που ίσχυε μέχρι τις 10 Αυγούστου που ήταν 446,74€/MWh (βλ. Πίνακες 3.4, 3.5) .

- Συντελεστής Προεξόφλησης και υπολειμματική αξία

Όπως και στα αιολικά πάρκα, έτσι και για όλες τις τυπικές επενδύσεις φωτοβολταϊκών ο Συντελεστής Προεξόφλησης τέθηκε ίσος με 10% και η Υπολειμματική Αξία ίση με 15%.

Επισημαίνεται ότι στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών σύμφωνα με το ισχύον καθεστώς δεν απαιτείται εισφορά στον εκάστοτε Οργανισμό Τοπικής Αυτοδιοίκησης, σε αντίθεση με τις εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων που, όπως προαναφέρθηκε, υποχρεούνται να εισφέρουν 3% των ετησίων εσόδων τους

Στον Πίνακα 5.2 , συνοψίζονται οι παραδοχές που έγιναν για τη μελέτη των επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά:

**Πίνακας 5.2.** Δεδομένα για την ανάλυση αποδοτικότητας τυπικών φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων.

	Στέγη (10KW)	IC-100KW/NIC	IC-5MW
Ισχύς (MW)	0,01	0,1	5
Συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας	15%	16,5%	16,5%
Μοναδιαίο Κόστος επένδυσης (eu/Kw)	2400 sd:10%	1800 sd:10%	1500 sd:10%
Λειτουργικό κόστος	1%	2%	2%
Φορολόγηση επένδυσης	0%	20%	20%
Απόσβεση	0%	5%	5%
Επιτόκιο δανεισμού	8% -11%	7%-10%	7%-10%
FIT (eu/MWh)	446,74	284,20	252,62
Επιτόκιο προεξόφλησης	10%	10%	10%
Υπολειμματική αξία	15%	15%	15%
Εισφορά σε ΟΤΑ	0%	0%	0%
Χρηματοδοτικό σχήμα επένδυσης	30% ΙΔΙΑ 70%ΔΑΝΕΙΟ	40%-60%	40%-60%
	μείωση απόδοσης 0,6% ετησίως σε όλα		

### 5.3 Εφαρμογή προσομοίωσης Monte Carlo

Μετά τον καθορισμό των δεδομένων εισόδου πραγματοποιείται η μέθοδος Monte Carlo για όλες τις υπό μελέτη επενδύσεις αιολικών και φωτοβολταϊκών, η οποία εφαρμόζεται σε υπολογιστικό φύλλο Excel. Σε καθέναν από τους τύπους επενδύσεων που εξετάζονται, ακολουθείται η εξής διαδικασία:

- Καθορίζονται οι γνωστές (ή οι θεωρούμενες) παράμετροι της ανάλυσης (η ισχύς του υπό μελέτη σταθμού ηλεκτροπαραγωγής, το λειτουργικό κόστος, ο φόρος, η απόσβεση, η τιμή της Feed in Tariff, το επιτόκιο προεξόφλησης, η υπολειμματική αξία και οι εισφορές στον ΟΤΑ. Επίσης, στις παραμέτρους εισόδου περιλαμβάνεται και το χρηματοδοτικό σχήμα της επένδυσης καθώς και ο πληθωρισμός και η μείωση της απόδοσης στα φωτοβολταϊκά.
- Στη συνέχεια καθορίζεται το είδος και οι παράμετροι της κατανομής των αβέβαιων μεταβλητών (οι οποίες είναι ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας, το μοναδιαίο κόστος επένδυσης, το επιτόκιο δανεισμού) η οποία μπορεί να είναι ομοιόμορφη ή κανονική.

Εδώ να σημειωθεί ότι η κατανομή του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας και του επιτοκίου δανεισμού έχει οριστεί ως ομοιόμορφη, ενώ του μοναδιαίου κόστους επένδυσης ως κανονική.

- Καθορίζονται οι παράμετροι της κατανομής των αβέβαιων μεταβλητών
- Γίνεται τυχαία δειγματοληψία από τις κατανομές και υπολογίζονται οι μεταβλητές εξόδου (IRR, ΚΠΑ)
- Η τυχαία δειγματοληψία επαναλαμβάνεται για μεγάλο αριθμό επαναλήψεων και συνεπώς λαμβάνεται μεγάλος αριθμός αποτελεσμάτων. Ο αριθμός των επαναλήψεων είναι μεγάλος προκειμένου να προκύψουν περισσότερες τιμές IRR, οι οποίες θα είναι αντιπροσωπευτικές για την επένδυση αφού θα έχει γίνει συνδυασμός περισσότερων τυχαίων τιμών των αβεβαιοτήτων. Στη συγκεκριμένη ανάλυση γίνονται χίλιες επαναλήψεις, δηλαδή εξετάζονται χίλιες διαφορετικές περιπτώσεις έκβασης της εξεταζόμενης κάθε φορά επένδυσης.
- Ανάλυση αποτελεσμάτων με βάση τις πληροφορίες που λαμβάνονται από την ανάλυση [39]

Κατόπιν υπολογισμού του Εσωτερικού Συντελεστή Απόδοσης για καθεμία από τις χίλιες επαναλήψεις, εξάγεται μία διάμεσος (median), η οποία αποτελεί μία καλή προσέγγιση της οικονομικής αποδοτικότητας της επένδυσης, έχοντας λάβει υπόψη την επίδραση όλων των αβεβαιοτήτων, καθώς και η τυπική απόκλιση από την διάμεσο. Επίσης, εξάγεται η τυπική απόκλιση που μπορεί να υπάρξει από την διάμεση τιμή του εκάστοτε Εσωτερικού Συντελεστή Απόδοσης.

#### **5.4 Οικονομική αξιολόγηση τυπικών αιολικών και φωτοβολταϊκών συστημάτων**

##### **5.4.1 Οικονομική αξιολόγηση εξετασθέντων αιολικών συστημάτων**

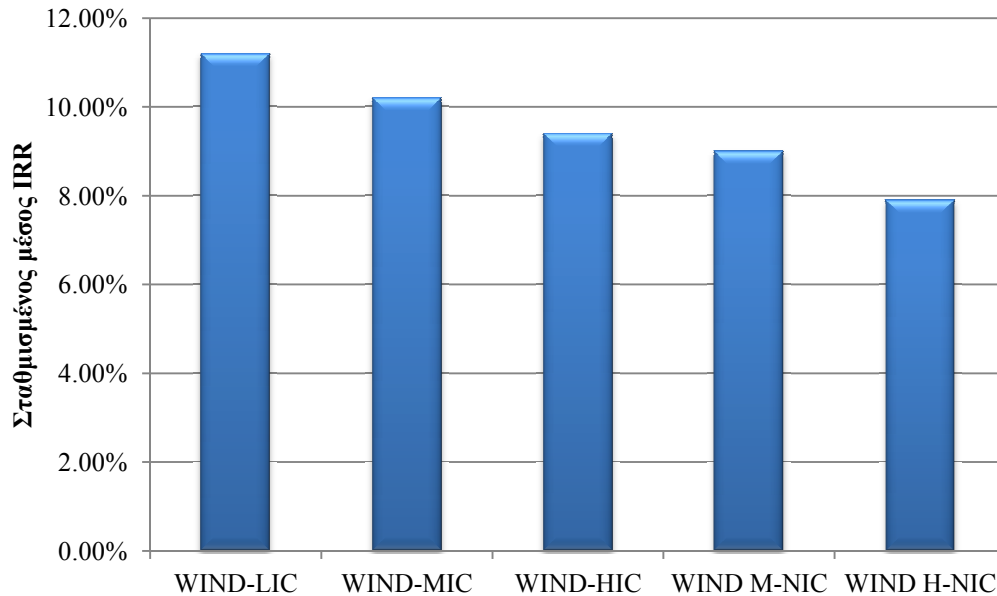
Μετά την εισαγωγή των δεδομένων σε υπολογιστικά φύλλα Excel και την εφαρμογή της μεθόδου Monte Carlo για χίλιες επαναλήψεις, υπολογίστηκαν οι διάμεσοι των Εσωτερικών Συντελεστών Απόδοσης και οι τυπικές αποκλίσεις τους, που παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.3 που ακολουθεί:

Πίνακας 5.3. IRR των εξεταζόμενων επενδύσεων σε αιολικά.

	WIND-LIC	WIND-MIC	WIND-HIC	WIND M-NIC	WIND H-NIC
Διάμεσος IRR	11,20%	10,20%	9,40%	9,00%	7,90%
Τυπική απόκλιση	2,70%	2,60%	2,50%	2,50%	2,30%

Από τον Πίνακα 5.3 καταρχάς μπορεί να εξαχθεί το συμπέρασμα ότι σε όλες τις υπό εξέταση επενδύσεις σε αιολικά πάρκα παρατηρούνται σχετικά μικρές διαφορές στον δείκτη IRR, που σημαίνει ότι η απόδοση όλων των επενδύσεων σε αιολικά κυμαίνεται σε μικρό εύρος τιμών. Παρατηρώντας τις τιμές των διαμέσων IRR που φαίνονται στον Πίνακα 5.3, εξάγεται το συμπέρασμα ότι η οικονομική αποδοτικότητα όλων των

τυπικών περιπτώσεων αιολικών πάρκων είναι είτε οριακά ικανοποιητική είτε μη ικανοποιητική. Στο Σχήμα 5.1 που ακολουθεί απεικονίζονται παραστατικότερα οι διάμεσοι των Εσωτερικών Συντελεστών απόδοσης των μελετώμενων έργων αιολικής τεχνολογίας:



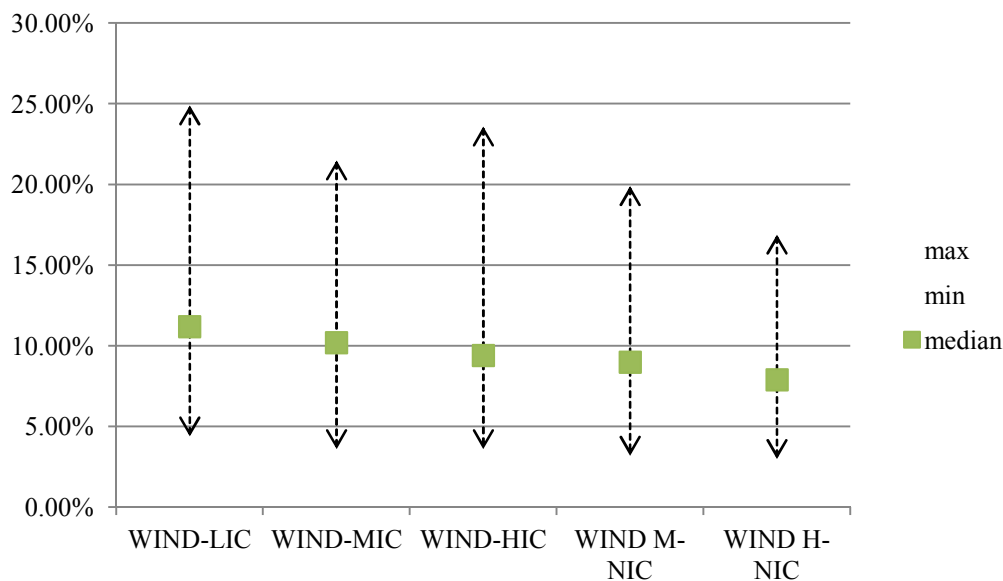
**Σχήμα 5.1.** Διάμεσοι Εσωτερικών Συντελεστών Απόδοσης αιολικών.

Συγκεκριμένα φαίνεται ότι οι δύο λιγότερο αποδοτικές επενδύσεις είναι εκείνες των μη διασυνδεδεμένων αιολικών πάρκων με την επένδυση μη διασυνδεδεμένου αιολικού πάρκου υψηλού αιολικού δυναμικού (WIND H-NIC) να μην είναι καν οριακά αποδοτική με IRR ίσο με 7,9% και την επένδυση μη διασυνδεδεμένου αιολικού πάρκου μέτριου αιολικού δυναμικού (WIND M-NIC) να παρουσιάζει οριακή οικονομική αποδοτικότητα 9%. Οριακά αποδοτική φαίνεται να είναι και η επένδυση σε διασυνδεδεμένα αιολικά πάρκα υψηλού αιολικού δυναμικού (WIND-HIC), η οποία, παρά το υψηλό αιολικό δυναμικό που συμβάλλει στην αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, έχει Εσωτερικό Συντελεστή Απόδοσης 9,4%. Τέλος, ικανοποιητική αποδοτικότητα φαίνεται να εμφανίζουν οι εξεταζόμενες επενδύσεις σε αιολικά πάρκα μέτριου (WIND-MIC) και χαμηλού (WIND-LIC) αιολικού δυναμικού, με την πρώτη να εμφανίζει διάμεσο IRR ίσο με 10,2% και τη δεύτερη να έχει IRR 11,2%.



Εμφανώς λοιπόν η πλέον αποδοτική επένδυση σε αιολικά είναι εκείνη που αφορά αιολικά πάρκα διασυνδεδεμένα στο σύστημα τα οποία έχουν χαμηλό αιολικό δυναμικό, παρά τον μικρό συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας συγκριτικά με τις υπόλοιπες εξεταζόμενες περιπτώσεις. Αυτό αποδεικνύει ότι το ισχύον σύστημα των σταθερών εγγυημένων τιμών δεν είναι εξίσου δίκαιο για τους διάφορους τύπους επενδύσεων σε αιολικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι τυπικές αποκλίσεις από τους σταθμισμένους Εσωτερικούς Συντελεστές Απόδοσης που προέκυψαν κυμαίνονται από 2,3% έως 2,7% όπως φαίνεται και στον Πίνακα 5.3, τιμές οι οποίες είναι ικανοποιητικές καθώς δεν είναι ιδιαίτερα μεγάλες ώστε να υπάρχει μεγάλη αβεβαιότητα για τους συντελεστές IRR. Τα όρια τιμών μέσα στα οποία κυμαίνονται οι Εσωτερικοί Συντελεστές Απόδοσης φαίνονται καλύτερα στο Σχήμα 5.2 που φαίνεται παρακάτω:



**Σχήμα 5.2.** Όρια κύμανσης τιμών διαμέσων IRR αιολικών.

Στο Σχήμα 5.2 παρατηρούνται τα διαστήματα τιμών που μπορούν να λάβουν οι Εσωτερικοί Συντελεστές Απόδοσης των μελετώμενων αιολικών συστημάτων, λόγω των αβεβαιοτήτων της ανάλυσης Monte Carlo. Όπως φαίνεται, οι δύο επενδύσεις που εμφανίζουν το μεγαλύτερο εύρος τιμών είναι οι επενδύσεις των διασυνδεδεμένων αιολικών σταθμών χαμηλού και υψηλού αιολικού δυναμικού, με την πρώτη να έχει το

μεγαλύτερο εύρος πιθανών τιμών αλλά και την υψηλότερη ελάχιστη τιμή IRR συγκριτικά με τις όλες τις υπόλοιπες. Οι επενδύσεις αυτές που εμφανίζουν μεγαλύτερο εύρος πιθανών τιμών Εσωτερικών Συντελεστών Απόδοσης, εμφανίζουν και μεγαλύτερη αβεβαιότητα ως προς την αποδοτικότητά τους, Η επένδυση με το μικρότερο εύρος τιμών IRR είναι εκείνη του μη διασυνδεδεμένου συστήματος υψηλού αιολικού δυναμικού με αποτέλεσμα μικρότερη αβεβαιότητα, ωστόσο σύμφωνα με το διάμεσοIRR της αυτή η επένδυση είναι η λιγότερο αποδοτική.

#### 5.4.2 Οικονομική αξιολόγηση φωτοβολταϊκών συστημάτων

Μετά την εφαρμογή της προσομοίωσης Monte Carlo για χίλιες επαναλήψεις σε υπολογιστικά φύλλα Excel προέκυψαν οι διάμεσοι των Εσωτερικών Συντελεστών Απόδοσης των τυπικών φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων που μελετήθηκαν με βάση τις εγγυημένες τιμές που ίσχυαν μέχρι τις 10 Αυγούστου 2012 καθώς και οι τυπικές αποκλίσεις τους και παρατίθενται στον Πίνακα 5.4 που ακολουθεί:

**Πίνακας 5.4.** IRR και τυπικές αποκλίσεις εξεταζόμενων επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά για τις τιμές FIT που ίσχυαν μέχρι 10/8/2012.

	Στέγη (10KW)	IC-100KW/NIC	IC-5MW
Διάμεσος IRR	40,40%	24,70%	26,30%
Τυπική απόκλιση	6,40%	3,80%	4,40%

Οι Εσωτερικοί Συντελεστές Απόδοσης των επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά 100KW και 5MW φαίνονται να κυμαίνονται στα ίδια επίπεδα της τάξεως του 25%, ενώ ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης της επένδυσης φωτοβολταϊκών σε στέγη φαίνεται να είναι σχεδόν διπλάσιος.

Με βάση τα αποτελέσματα του Πίνακα 5.4 φαίνεται ότι με τις παλιές εγγυημένες τιμές όλες οι τυπικές επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά φαίνονται πολύ αποδοτικές. Συγκεκριμένα, η επένδυση των διασυνδεδεμένων φωτοβολταϊκών ισχύος 100KW –και των μη διασυνδεδεμένων- φαίνεται να έχει εξαιρετικά ικανοποιητική οικονομική αποδοτικότητα με Εσωτερικό Συντελεστή Απόδοσης 24,7%. Εξαιρετικά αποδοτική είναι η επένδυση στα φωτοβολταϊκά ισχύος 5MW, της οποίας η διάμεσος του IRR προκύπτει ίση με 26,3%. Τέλος, όσον αφορά στην επένδυση των φωτοβολταϊκών σε στέγη αυτή φαίνεται να είναι επίσης ιδιαίτερα αποδοτική αφού το IRR της φτάνει το 40,4%.

Η επένδυση των φωτοβολταϊκών 5MW φαίνεται να είναι σε γενικές γραμμές πιο συμφέρουσα συγκριτικά με μία επένδυση σε σχέση με επένδυση φωτοβολταϊκών 100KW ή μία επένδυση σε μη διασυνδεδεμένα φωτοβολταϊκά. Ωστόσο, πολύ αποδοτικότερη εμφανίζεται η επένδυση σε φωτοβολταϊκά σε στέγες. Κάτι τέτοιο είναι φυσικά αναμενόμενο λόγω μεγαλύτερης εγγυημένης τιμής και μικρότερων επιβαρύνσεων συγκριτικά με τους άλλους τύπους επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά ώστε να ενθαρρυνθεί εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων στις στέγες των σπιτιών.

Όσον αφορά στις τυπικές αποκλίσεις από τις τιμές IRR που υπολογίστηκαν για καθεμία από τις επενδύσεις, εκείνες φαίνονται σχετικά μεγάλες. Ιδιαίτερα η τυπική απόκλιση από τον Εσωτερικό Συντελεστή Απόδοσης της επένδυσης φωτοβολταϊκών στέγης φτάνει στο 6,4%.

Η διαδικασία της προσομοίωσης Monte Carlo εφαρμόστηκε για τις ίδιες επενδύσεις φωτοβολταϊκών και με τις νέες εγγυημένες τιμές που ισχύουν από τις 10 Αυγούστου 2012. Τα αποτελέσματα του Εσωτερικού Συντελεστή Απόδοσης και των τυπικών αποκλίσεων παρατίθενται στον Πίνακα 5.5:

**Πίνακας 5.5.** IRR και τυπικές αποκλίσεις εξεταζόμενων επενδύσεων φωτοβολταϊκών με βάση τις νέες τιμές FIT.

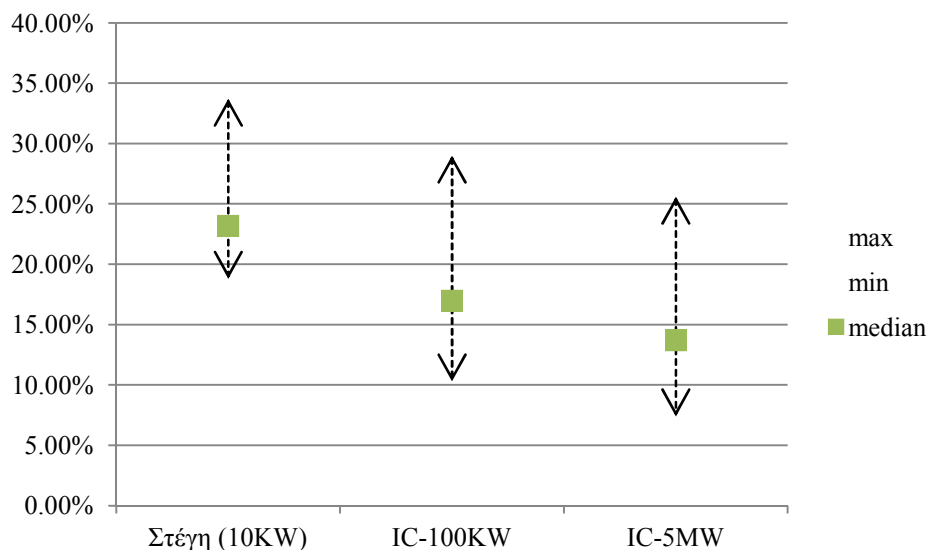
	Στέγη (10KW)	IC-100KW/NIC	IC-5MW
διάμεσοςIRR	23,20%	17%	13,70%
Τυπική απόκλιση	1,80%	2,60%	2,80%

Είναι εμφανές ότι για αυτή την περίπτωση τιμών FIT, οι τιμές των Εσωτερικών Συντελεστών Απόδοσης παρουσιάζουν αρκετά μεγάλες διαφορές μεταξύ τους. Εντούτοις, σε όλες τις εξεταζόμενες περιπτώσεις οι τιμές του IRR φαίνονται αρκετά ικανοποιητικές. Στην περίπτωση της διασυνδεδεμένης φωτοβολταϊκής εγκατάστασης ισχύος 5MW ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης είναι ίσος με 13,7% καθιστώντας την επένδυση αρκετά αποδοτική και υλοποιήσιμη. Ιδιαίτερα συμφέρουσες αποδεικνύονται και οι επενδύσεις σε διασυνδεδεμένο φωτοβολταϊκό σύστημα 100KW αλλά και σε μη

διασυνδεδεμένο σύστημα με Εσωτερικό Συντελεστή Απόδοσης που ανέρχεται σε 17%. Όσον αφορά στα φωτοβολταϊκά στέγης, η επένδυση αυτή αποδεικνύεται όχι μόνο υλοποιήσιμη αλλά και ιδιαίτερα αποδοτική όπως φανερώνει ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης ο οποίος είναι ίσος με 23,2%.

Προκύπτει λοιπόν ότι και με τις νέες εγγυημένες σταθερές τιμές που έχει καθορίσει η Υπουργική Απόφαση 2317/2012, η πλέον αποδοτική επένδυση σε φωτοβολταϊκά είναι αυτή των φωτοβολταϊκών σε στέγη καθώς εμφανίζει την μεγαλύτερη οικονομική αποδοτικότητα. Η επόμενη πιο επωφέλης επένδυση είναι εκείνη του διασυνδεδεμένου φωτοβολταϊκού συστήματος 100KW αλλά και του μη διασυνδεδεμένου, ακολουθούμενες από την επένδυση φωτοβολταϊκών 5MW.

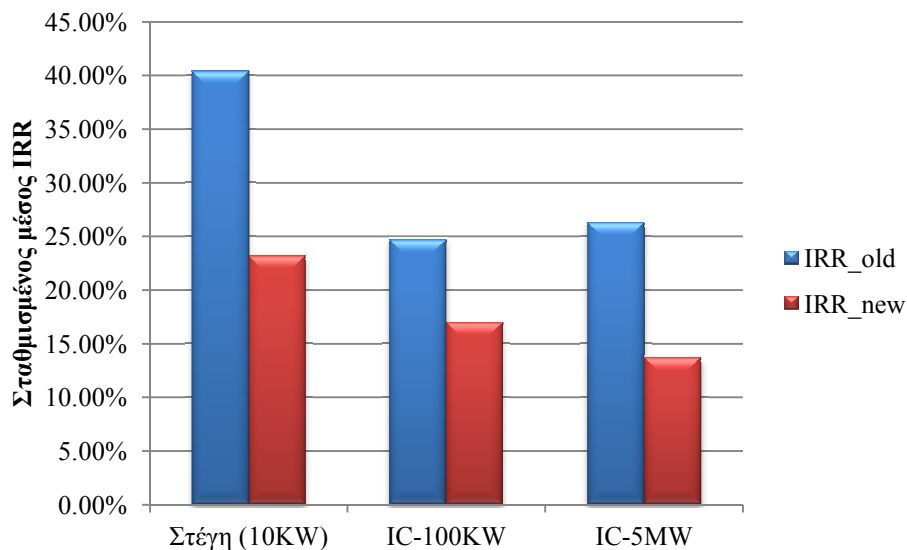
Οι τυπικές αποκλίσεις των προαναφερθεισών περιπτώσεων κυμαίνονται σε λογικά πλαίσια με τον δείκτη IRR των φωτοβολταϊκών σε στέγη να έχει τη μικρότερη τυπική απόκλιση ( $\pm 1,8\%$ ). Ο δείκτης των φωτοβολταϊκών 100KW έχει τυπική απόκλιση  $\pm 2,6\%$  και εκείνος των φωτοβολταϊκών 5MW  $\pm 2,8\%$ . Τα όρια τιμών στα οποία κινούνται οι Εσωτερικοί Συντελεστές Απόδοσης των φωτοβολταϊκών έργων σύμφωνα με τις ισχύουσες εγγυημένες τιμές φαίνονται στο Σχήμα 5.3:



**Σχήμα 5.3.** Όρια τιμών Εσωτερικών Συντελεστών Απόδοσης φωτοβολταϊκών έργων (νέες FIT).

Στο Σχήμα 5.3 φαίνονται οι μέγιστες και οι ελάχιστες τιμές που μπορούν να πάρουν οι διάμεσοι Εσωτερικοί Συντελεστές Απόδοσης των εξεταζόμενων φωτοβολταϊκών έργων, λόγω των αβεβαιοτήτων που υπεισέρχονται στην ανάλυση Monte Carlo. Από το Σχήμα φαίνεται ότι οι κατανομές δεν είναι κανονικές, καθώς πάνω από την διάμεσο φαίνεται να υπάρχει μεγάλη διασπορά προς ψηλά IRR. Είναι εμφανές ότι σε μεγαλύτερο εύρος τιμών κινείται ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης του διασυνδεδεμένου έργου ισχύος 100KW, με αποτέλεσμα να είναι πιο αβέβαιη η αποδοτικότητά του συγκριτικά με την επένδυση των 5MW και ακόμη περισσότερο σε σύγκριση με την επένδυση των φωτοβολταϊκών σε στέγη, η οποία φαίνεται να παρουσιάζει το μικρότερο εύρος τιμών από τις τρεις επενδύσεις, καθιστώντας βέβαιη την αποδοτικότητά της αφού η κατώτατη τιμή του IRR που μπορεί να λάβει είναι σχεδόν 20%. Ωστόσο, πιο αβέβαιη φαίνεται η επένδυση των 5MW αφού κινείται από τιμές IRR οριακής αποδοτικότητας μέχρι τιμές εξαιρετικά ικανοποιητικές της τάξης του 25%, συγκριτικά με επενδύσεις των 100KW και των φωτοβολταϊκών στέγης οι οποίες είναι αποδοτικές έως πολύ αποδοτικές, με την τελευταία να εμφανίζει εξαιρετική αποδοτικότητα..

Οι παλιές και οι νέες διάμεσοι των Εσωτερικών Συντελεστών Απόδοσης των φωτοβολταϊκών, όπως προέκυψαν από την προσομοίωση Monte Carlo αποδίδονται στο Σχήμα 5.4 παρακάτω:



**Σχήμα 5.4.** Διάμεσοι IRR αιολικών έργων σύμφωνα με τις παλιές και τις νέες εγγυημένες τιμές.

Παρατηρώντας το Σχήμα 5.4, εξάγεται το συμπέρασμα ότι υπάρχουν μεγάλες διαφορές μεταξύ των Εσωτερικών Συντελεστών Απόδοσης με βάση τις παλιές και τις νέες σταθερές εγγυημένες τιμές. Συγκεκριμένα, παρατηρείται ότι οι παλιές τιμές των feed-in tariffs οδηγούσαν σε υπερβολικά υψηλές τιμές IRR, καθιστώντας τη μείωση των τιμών λογική και αναγκαία. Είναι εμφανές επίσης, ότι μετά τη μείωση των τιμών οι οικονομικές αποδοτικότητες των επενδύσεων παραμένουν ιδιαίτερα ικανοποιητικές.

Επίσης, αξίζει να σημειωθεί ότι όσον αφορά στην επένδυση των φωτοβολταϊκών 100KW, ενώ με βάση τις παλιές feed-in tariffs είχε μικρότερη οικονομική αποδοτικότητα από την επένδυση των 5MW, με τις σημερινές τιμές φαίνεται αρκετά πιο συμφέρουσα αφού ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσής της φτάνει στο 17%. Η τιμή feed-in tariff που αφορά επένδυση ισχύος 5MW αν και παραμένει και με τα σημερινά δεδομένα συμφέρουσα καθιστώντας την επένδυση υλοποιήσιμη, ωστόσο φαίνεται να έχει προκαλέσει πολύ μεγάλη μεταβολή στην αποδοτικότητα της επένδυσης.

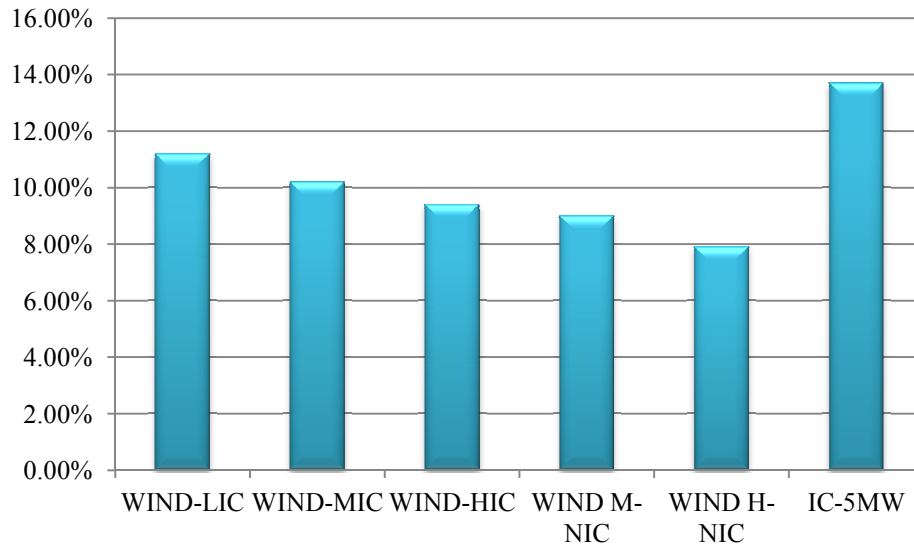
Πάντως το συμπέρασμα που προκύπτει είναι ότι σε κάθε περίπτωση εγγυημένων σταθερών τιμών, οι διαφορετικοί τύποι επένδυσης σε φωτοβολταϊκά δεν είναι εξίσου ευνοημένοι με αποτέλεσμα τη στροφή των υποψήφιων επενδυτών στα πιο επωφελή είδη επενδύσεων.

Οι τυπικές αποκλίσεις των Εσωτερικών Συντελεστών Απόδοσης των επενδύσεων του Πίνακα 5.5 είναι αρκετά μικρότερες από τις αντίστοιχες του Πίνακα 5.4. Συγκεκριμένα, στα φωτοβολταϊκά στέγης η τυπική απόκλιση του IRR ήταν  $\pm 6,4\%$ , ενώ με τις ισχύουσες τιμές είναι  $\pm 1,80\%$ , γεγονός που δείχνει πολύ μεγαλύτερη βεβαιότητα για το προσδιορισθέν IRR.

### **5.4.3 Συγκριτική επισκόπηση επενδύσεων αιολικών-φωτοβολταϊκών**

Με σύγκριση των Εσωτερικών Συντελεστών Απόδοσης των επενδύσεων σε αιολικά πάρκα και των επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά, εξάγεται το συμπέρασμα ότι η τεχνολογία που ευνοείται περισσότερο από τις ισχύουσες εγγυημένες σταθερές τιμές είναι εκείνη

των φωτοβολταϊκών, παρά την πρόσφατη μείωση των εγγυημένων σταθερών τιμών που δίνονται στις επενδύσεις φωτοβολταϊκών. Αυτό καθίσταται ευκολότερα σαφές με τη βοήθεια του Σχήματος 5.5 που ακολουθεί, όπου γίνεται σύγκριση των αιολικών με την αντίστοιχη κλίμακας επένδυση φωτοβολταϊκών:



**Σχήμα 5.5.** Σύγκριση διαμέσων IRR μεγάλων επενδύσεων αιολικών-φωτοβολταϊκών.

Από το Σχήμα 5.5 είναι εμφανές ότι το φωτοβολταϊκό έργο των 5MW είναι πολύ πιο αποδοτικό από όλα τα έργα των αιολικών. Μάλιστα, παρατηρείται ότι ακόμη και η πλέον αποδοτική επένδυση των αιολικών που είναι εκείνη του διασυνδεδεμένου στο σύστημα αιολικού πάρκου χαμηλού αιολικού δυναμικού είναι λιγότερο συμφέρουσα σε σύγκριση με την επένδυση σε φωτοβολταϊκό σταθμό ισχύος 5MW.

Η μεγαλύτερη οικονομική αποδοτικότητα των φωτοβολταϊκών οφείλεται κατά κύριο λόγο στις τιμές των feed-in tariffs οι οποίες είναι πολύ πιο συμφέρουσες συγκριτικά με τις τιμές που δίνονται στις επενδύσεις σε αιολικά. Βέβαια πολύ σημαντικό ρόλο παίζει και το συνεχώς μειούμενο κόστος επένδυσης των φωτοβολταϊκών. Όπως έχει προαναφερθεί σε αντίθεση με τα αιολικά των οποίων το κόστος επένδυσης δείχνει να είναι στάσιμο με μικρές αυξητικές τάσεις, το κόστος επένδυσης φωτοβολταϊκών ελαττώνεται συνεχώς. Συγκεκριμένα, σύμφωνα με πρόσφατα στοιχεία [17], μεταξύ Ιανουαρίου 2012 και Αυγούστου 2012, το κόστος προμήθειας και εγκατάστασης για ανάπτυξη φωτοβολταϊκών συστημάτων έχει μειωθεί κατά 14% περίπου για

φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις σε στέγες, κατά 10% περίπου για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις έως 100kW και κατά 11% περίπου για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις άνω των 100kW. Επιπρόσθετα, δεν θα πρέπει να παραβλεφθεί η σημαντικά υψηλότερη ηλιοφάνεια στην Ελλάδα, η οποία εξασφαλίζει πολύ υψηλές αποδοτικότητες των επενδύσεων φωτοβολταϊκών συγκριτικά με όμοιες επενδύσεις στην υπόλοιπη Ευρώπη, προσφέροντας έτσι πολύ μεγάλους συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας και κατ' επέκταση αυξημένα ετήσια έσοδα. Προφανώς, κάποιο αντίστοιχο πλεονέκτημα δεν ισχύει για τους συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας των αιολικών συστημάτων οι οποίοι εξαρτώνται από την περιοχή εγκατάστασης του αιολικού σταθμού, την ισχύ του ανέμου κλπ.

Επίσης, τα αιολικά υφίστανται και κάποιες επιπλέον επιβαρύνσεις από τις οποίες εξαιρούνται οι επενδύσεις φωτοβολταϊκών όπως η εισφορά στον εκάστοτε οργανισμό τοπικής αυτοδιοίκησης, οι οποίες όμως έχουν μικρή επίδραση στην οικονομική αποδοτικότητα της επένδυσης. Στη μείωση της οικονομικής αποδοτικότητας συμβάλλουν και άλλοι παράγοντες, όπως η μείωση της απόδοσης των φωτοβολταϊκών κατά 0,6% ετησίως η οποία όμως θεωρείται πολύ μικρή και έτσι δεν παίζει κάποιο σημαντικό ρόλο ώστε να μειώνει αισθητά η οικονομική αποδοτικότητα της επένδυσης.

Με βάση τα παραπάνω, καθίσταται σαφές λοιπόν ότι οι σταθερές εγγυημένες τιμές που δίνονται στις δύο ανανεώσιμες τεχνολογίες δεν είναι εξίσου δίκαιες καθώς καθιστούν τις επενδύσεις σε φωτοβολταϊκά αρκετά πιο ελκυστικές για τους υποψήφιους επενδυτές σε σχέση με τις επενδύσεις στην αιολική τεχνολογία.

Οι επενδύσεις σε αιολικούς σταθμούς δεν έχουν βρει εξίσου μεγάλη ανταπόκριση κυρίως λόγω των χαμηλών εγγυημένων σταθερών τιμών αλλά και λόγω των εκμεταλλευσιμότητας αντιδράσεων από τοπικές κοινωνίες που είχε ως αποτέλεσμα την θέσπιση από το 2006 την εισφορά στους Οργανισμούς Τοπικής Αυτοδιοίκησης κλπ.

Έτσι λοιπόν, δεδομένων όλων των παραγόντων που επηρεάζουν τις δύο τεχνολογίες καθίσταται σαφές ότι το ισχύον σύστημα ακόμη και μετά από την μείωση των προσφερόμενων εγγυημένων σταθερών τιμών στους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκούς σταθμούς, γεγονός που έχει ως αποτέλεσμα την άνιση διείσδυση των δύο τεχνολογιών στην σημερινή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα.



Κρίνεται λοιπόν ότι η πρόσφατη αλλαγή των ισχυουσών εγγυημένων τιμών των φωτοβολταϊκών ήταν αναγκαία.

## 6 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στην παρούσα εργασία μελετήθηκε καταρχάς η διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας, στη συνέχεια έγινε μία επισκόπηση των μηχανισμών στήριξης και των πλεονεκτημάτων ή των μειονεκτημάτων που μπορεί να επιφέρει η εφαρμογή τους και τέλος αξιολογήθηκαν κάποιες τυπικές επενδύσεις σε αιολικά και φωτοβολταϊκά που είναι οι δύο κυρίαρχες ανανεώσιμες τεχνολογίες μέχρι στιγμής, λαμβάνοντας υπόψη όλες τις αβέβαιες παραμέτρους που υπεισέρχονται στην ανάλυση.

Όσον αφορά στο ρόλο των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής παρατηρήθηκε ότι τόσο σε παγκόσμιο και πανευρωπαϊκό όσο και σε εθνικό επίπεδο, υπάρχει μία συνεχώς αυξανόμενη τάση διείσδυσης των νέων αυτών πηγών ενέργειας στο μίγμα τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας, καθώς οι ανανεώσιμες τεχνολογίες προσφέρουν πλεονεκτήματα όπως η ανεξάντλητη παραγωγή ενέργειας αλλά και η προστασία του περιβάλλοντος, τα οποία αποτέλεσαν κίνητρο για τη θέσπιση ευρωπαϊκών οδηγιών αλλά και εθνικών σχεδίων δράσης σε πολλές ευρωπαϊκές χώρες και στην Ελλάδα. Για την ενθάρρυνση των επενδύσεων σε ανανεώσιμες τεχνολογίες έχουν εφαρμοστεί σε πολλές χώρες διάφοροι μηχανισμοί στήριξης οι οποίοι λειτουργούν ως οικονομικά κίνητρα για τους υποψήφιους επενδυτές σε ΑΠΕ. Οι βασικότεροι μηχανισμοί στήριξης που έχουν βρει εφαρμογή μέχρι σήμερα είναι οι επιδοτήσεις, τα συστήματα δημοπρασίας, ο μηχανισμός υποχρεωτικής ποσόστωσης, ο μηχανισμός εγγυημένων διαφορικών τιμών και ο μηχανισμός εγγυημένων σταθερών τιμών που μέχρι στιγμής έχει φανεί ο περισσότερο αποτελεσματικός και εφαρμόζεται σε πολλές χώρες μεταξύ των οποίων και η Ελλάδα.

Το καίριο ερώτημα το οποίο κλήθηκε να απαντήσει η παρούσα διπλωματική εργασία ήταν κατά πόσο οι σταθερές εγγυημένες τιμές που δίνονται αυτή τη στιγμή στις επενδύσεις των δύο δεσποζουσών ανανεώσιμων τεχνολογιών στην Ελλάδα καθιστούν τις

επενδύσεις αυτές συμφέρουσες ώστε να ενθαρρυνθεί η διείσδυση των ανανεώσιμων τεχνολογιών στην ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Βασικό στόχο λοιπόν της εργασίας αποτέλεσε ο υπολογισμός της οικονομικής απόδοσης τυπικών επενδύσεων σε αιολικά και φωτοβολταϊκά και η διαπίστωση αν οι σταθερές εγγυημένες τιμές που δίνονται στους παραγωγούς ΑΠΕ είναι εξίσου δίκαιες. Ο στόχος αυτός επιτεύχθηκε με χρηματοοικονομική ανάλυση η οποία πραγματοποιήθηκε σε υπολογιστικά φύλλα Excel, ενώ για την αντιμετώπιση των πολλαπλών παραμέτρων αβεβαιότητας η ανάλυση αυτή συνδυάστηκε με προσομοίωση Monte Carlo.

Οι μελέτες περίπτωσης που επιλέχθηκαν ήταν πέντε τυπικές επενδύσεις αιολικών πάρκων και τρεις φωτοβολταϊκών. Τα είδη των επενδύσεων επιλέχθηκαν με τέτοιο τρόπο ώστε να ληφθούν υπόψη τα χαρακτηριστικά που καθορίζουν το μέγεθος και τα χαρακτηριστικά του τόπου εγκατάστασης μίας επένδυσης. Η επιλογή στα αιολικά έγινε με βάση τη διασύνδεση ή μη του σταθμού στο Σύστημα και με βάση το αιολικό δυναμικό. Έτσι, μελετήθηκαν οι περιπτώσεις διασυνδεδεμένου αιολικού πάρκου χαμηλού αιολικού δυναμικού, διασυνδεδεμένου μετρίου αιολικού δυναμικού, διασυνδεδεμένου υψηλού αιολικού δυναμικού και μη διασυνδεδεμένου μετρίου και υψηλού αιολικού δυναμικού αντίστοιχα. Όσον αφορά στα φωτοβολταϊκά, οι τυπικές περιπτώσεις επενδύσεων που μελετήθηκαν είναι εκείνες που καθορίζονται και από την ισχύουσα νομοθεσία. Έτσι, μελετήθηκε μία περίπτωση φωτοβολταϊκών σε στέγες, μία φωτοβολταϊκών χαμηλής ισχύος και μία φωτοβολταϊκών μεγάλης ισχύος. Η επένδυση φωτοβολταϊκών χαμηλής ισχύος θα μπορούσε να αντιπροσωπεύει και επένδυση μη διασυνδεδεμένου φωτοβολταϊκού σταθμού, καθώς ισχύουν οι ίδιες σταθερές εγγυημένες τιμές και για τις δύο περιπτώσεις.

Από τα αποτελέσματα της πραγματοποιηθείσας τεχνικοοικονομικής ανάλυσης, προσδιορίστηκαν οι διάμεσοι των βαθμών απόδοσης καθώς και το εύρος των τιμών όπου κυμαίνονται. διαπιστώθηκε ότι οι επενδύσεις στους υπό μελέτη μη διασυνδεδεμένους αιολικούς σταθμούς μετρίου και υψηλού αιολικού δυναμικού η οικονομική αποδοτικότητα είναι περιορισμένη. Συγκεκριμένα, η επένδυση στον μη διασυνδεδεμένο σταθμό υψηλού αιολικού δυναμικού δεν φάνηκε αποδοτική από οικονομικής άποψης,

ενώ η επένδυση στο μη διασυνδεδεμένο σταθμό μετρίου δυναμικού αποδείχθηκε οριακά αποδοτική. Οριακά αποδοτική φάνηκε να είναι και η επένδυση διασυνδεδεμένου σταθμού υψηλού αιολικού δυναμικού, ενώ πιο συμφέρουσες φάνηκαν να είναι οι επενδύσεις διασυνδεδεμένων σταθμών μετρίου και χαμηλού αιολικού δυναμικού, με την τελευταία να παρουσιάζει τον μεγαλύτερο Εσωτερικό Συντελεστή Απόδοσης από όλες τις υπόλοιπες μελετώμενες επενδύσεις σε αιολικά, παρά τη σχετικά χαμηλότερη παραγωγή ενέργειάς της λόγω χαμηλού συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας.

Τα αποτελέσματα της χρηματοοικονομικής ανάλυσης για τις επενδύσεις φωτοβολταϊκών φάνηκαν πιο ευνοϊκά για τους υποψήφιους επενδυτές σε σύγκριση με τα αιολικά, καθώς εμφάνισαν καλύτερους Εσωτερικούς Συντελεστές Απόδοσης. Συγκεκριμένα, αποδείχθηκε ότι, παρά τις πρόσφατες μειώσεις των εγγυημένων σταθερών τιμών των επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά, και συνεπώς τη μείωση της οικονομικής τους απόδοσης, οι επενδύσεις αυτές παραμένουν ιδιαίτερα κερδοφόρες. Ειδικά τα φωτοβολταϊκά στέγης παρά τη μείωση που επιβλήθηκε στην τιμή feed-in tariff που λάμβαναν, εξακολουθούν να είναι μία ιδιαίτερα επωφελής επένδυση. Αλλά και οι άλλοι δύο εξετασθέντες τύποι επενδύσεων σε φωτοβολταϊκά φαίνονται να είναι εξαιρετικά συμφέροντες, με την επένδυση φωτοβολταϊκών μεγάλης ισχύος να εμφανίζει μεγαλύτερο Εσωτερικό Συντελεστή Απόδοσης συγκριτικά με την επένδυση χαμηλής ισχύος, ενώ με τις παλιές εγγυημένες τιμές πιο ευνοημένη ήταν η επένδυση χαμηλής ισχύος φωτοβολταϊκών.

Με σύγκριση των οικονομικών αποδοτικότητων που εμφάνισαν οι επενδύσεις στα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά, συμπεραίνεται λοιπόν ότι η πιο ευνοημένη από τις δύο τεχνολογίες είναι τα φωτοβολταϊκά, με αποτέλεσμα τη μεγαλύτερη στροφή των επενδυτών ΑΠΕ στην τεχνολογία αυτή και συνεπώς την άνιση διείσδυση των δύο τεχνολογιών στην ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό είναι εμφανές και από τα εύρη διακύμανσης των Εσωτερικών Συντελεστών Απόδοσης, αφού το εύρος διακύμανσης των επενδύσεων φωτοβολταϊκών κινείται σε αρκετά υψηλές τιμές, ενώ στα αιολικά φαίνεται ότι υπάρχουν αξιόλογες πιθανότητες ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης να είναι μικρότερος από 8%. Η άνιση διείσδυση των δύο τεχνολογιών είναι ήδη εμφανής αφού η συνολική ισχύς των επενδύσεων που έχουν λάβει μέχρι στιγμής

Σύμβαση Πώλησης ενέργειας, έχει ξεπεράσει όχι μόνο το όριο που είχε τεθεί για το 2014 αλλά και το στόχο που είχε τεθεί για το 2020, με αποτέλεσμα την πρόσφατη αναστολή των νέων αδειοδοτήσεων για παραγωγή ενέργειας από φωτοβολταϊκά. . Να σημειωθεί ότι τα αιολικά παρότι εμφανίζουν εξίσου μεγάλο ενδιαφέρον αλλά λόγω των χαμηλών εγγυημένων τιμών, της διακοπής των επιχορηγήσεων (που ίσχυαν παλιότερα), της γραφειοκρατίας και των τοπικών αντιδράσεων οι υποψήφιοι επενδυτές αποθαρρύνονται. Λόγω της ήδη μεγάλης ανάπτυξης των φωτοβολταϊκών, η επίτευξη των στόχων του 2020 θα πρέπει να βασιστεί κυρίως στην περαιτέρω ανάπτυξη της αιολικής τεχνολογίας, κάτι που θα ήταν ευκολότερα πραγματοποιήσιμο με παροχή περισσότερων οικονομικών κινήτρων στους ενδιαφερόμενους επενδυτές σε αιολικά, που είναι και ο βασικός σκόπελος της διείσδυσης των αιολικών. Από την σύγκριση των δύο τεχνολογιών και δεδομένης της μικρότερης ανάπτυξης που έχουν παρουσιάσει μέχρι στιγμής τα αιολικά, εξάγεται το συμπέρασμα ότι μία ισότιμη μεταχείριση των δύο τεχνολογιών θα μπορούσε να προβλέπει μία μικρή αύξηση των εγγυημένων σταθερών τιμών που δίνονται στα αιολικά.

## 7 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] Οδηγία 2009/28/EK
- [2] Νόμος Ν. 3851/2010
- [3] ‘Global Wind Statistics 2011’, Global Wind Energy Council, 07/02/2012
- [4] ‘Wind in Power, 2011 European Statistics’, European Wind Energy Association, February 2012
- [5] Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής:  
<http://www.ypeka.gr/Default.aspx?tabid=277> πρόσβαση στις 28/3/2012
- [6] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας:
- [7] OECD Electricity Generation
- [8] Energy, transport and environment indicators, Eurostat, 2010 edition.
- [9] ‘Global Market Outlook for photovoltaics until 2015’, European Photovoltaic Industry Association
- [10] Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας & Κλιματικής Αλλαγής.
- [11] <http://www.world-nuclear.org/info/inf16.html> πρόσβαση στις 9/4/2012
- [12] [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics\\_explained/index.php?title=File:EU-27\\_Evolution\\_of\\_electricity\\_supplied\\_2001-2010\\_%28in\\_GWh%29.png&filetimestamp=20110527094159#file](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php?title=File:EU-27_Evolution_of_electricity_supplied_2001-2010_%28in_GWh%29.png&filetimestamp=20110527094159#file) 18/4/2012
- [13] [http://www.iea.org/publications/free\\_new\\_Desc.asp?PUBS\\_ID=1199](http://www.iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=1199) 22/4/2012
- [14] <http://www.energia.gr> 25/4/2012
- [15] <http://europedia.moussis.eu/discus/discus-1230747802-321327-28435.tkl> 12/7/2012
- [16] [http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm) 14/7/2012
- [17] «Έκθεση για τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. στο πλαίσιο του σχεδιασμού αναμόρφωσης του Μηχανισμού Στήριξης», Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας & Κλιματικής Αλλαγής, Απρίλιος 2012. Σύνδεσμος:  
<http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=ayq57aIx1P4%3D&tabid=37&language=el-GR> 14/7/2012
- [18] Υπουργική απόφαση 97/2012 ΕΚ

[19] [www.energia.gr](http://www.energia.gr)

[20] Μακροχρόνιος Ενεργειακός Σχεδιασμός: Έκθεση 2009, Συμβούλιο Εθνικής Ενεργειακής Στρατηγικής

[21] National Renewable Action Plan in the scope of the Directive 2009/28/EC, Ministry of Environment, Energy & Climate Change.

[22] “Renewable Energy support mechanisms: an overview”, Katy Hogg & Ronan O’Regan, PricewaterhouseCoopers LLP

[23] «Επιδράσεις και αναγκαίες προσαρμογές για τη μεγάλης κλίμακας διείσδυση των Α.Π.Ε. στην ηλεκτροπαραγωγή», Μονάδα Παρακολούθησης και Ανάλυσης του τομέα ηλεκτρικής ενέργειας, Ίδρυμα Οικονομικών και Βιομηχανικών Ερευνών, Αθήνα, Ιούλιος 2011.

[24] “Review of International experience with renewable energy obligation support mechanisms”, N. H. van der Linden, M. A. Uytendil, ECN, May 2005.

[25] “Cost Assessment of Sustainable Energy Systems”, G. Bokenkamp, O. Hohmeyer, D. Diakoulaki, C. Tourkolias, R. Porchia, X. Zhu, K. Jakobsen, K. Halsnaes, University of Flensburg, 2008.

[26] “European renewable energy policy at crossroads- focus on electricity support mechanisms”, D. Fouquet, T.B. Johansson, Elsevier Ltd., 2008.

[27] “Fostering a renewable energy technology industry: An international comparison of wind industry policy support mechanisms”, J. I. Lewis, R. H. Wiser, Elsevier Ltd., 2006.

[28] “Οικονομικοί μηχανισμοί υποστήριξης των Α.Π.Ε. στην Ελλάδα: Οδηγίες για τους επενδυτές”, Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

[29] “Taxes and Incentives for renewable energy”, KPMG, June 2011.

[30] “Οικονομικά του περιβάλλοντος και των υδάτινων πόρων: Χρηματοοικονομική και κοινωνικοοικονομική αξιολόγηση επενδύσεων”, Δ. Καλιαμπάκος, Δ. Δαμίγος, ΕΜΠ, Αθήνα 2008.

[31] “Οικονομική Ανάλυση Βιομηχανικών Αποφάσεων”, Μ. Μανδαράκα, Δ. Διακουλάκη, ΕΜΠ, Αθήνα 2010.

[32] “Εκτίμηση του επιτοκίου προεξόφλησης στη βάση ανάλυσης δεδομένων της ελληνικής κεφαλαιαγοράς”, Π. Τσακίρης, Επιστημονικές Εκδόσεις ΤΕΕ, 1999.

[33] “Οικονομική αξιολόγηση Ενεργειακών έργων”, Γ. Γιαννακίδης.

[34] Υπουργική απόφαση 2317/2012

[35] “5<sup>η</sup> Εθνική Έκθεση για το επίπεδο διεύθυνσης της ανανεώσιμης ενέργειας το έτος 2010”, Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, Σεπτέμβριος 2009.

[36] “: The Photovoltaic Market: Current Status And Future Growth”, 5<sup>th</sup> South East Europe Energy Dialogue IENE June 2011.

[37] “Greek Pv Market Statistics 2011”, Hellenic Association Of Photovoltaic Companies.

[38] <http://www.desmie.gr/leitoyrgia-dedomena/eggyiseis-proeleyisis/> 13/9/2012

[39] «Διαχείριση αβεβαιότητας», Γ. Μαυρωτάς, Σημειώσεις μαθήματος : “Προσομοίωση επιχειρηματικών αποφάσεων”, 2011, ΕΜΠ.

[40] “Οικονομοτεχνική Μελέτη Σκοπιμότητας”, Εργαστηριακές Ασκήσεις προσομοίωσης επενδυτικών και επιχειρηματικών αποφάσεων, Δ. Δαμίγος, Γ. Μαυρωτάς, ΕΜΠ, Οκτώβριος 2006.



[41] “Δέσμη Μέτρων Διάσωσης από πιθανή κατάρρευση της αγοράς Ενέργειας- Προστασία των καταναλωτών από υπέρογκες επιβαρύνσεις”, ΥΠΕΚΑ, Αθήνα 10 Αυγούστου 2012.

[42] Νόμος 646/2010

[43] [http://www.rae.gr/site/categories\\_new/consumers/know\\_about/electricity/desmie.csp](http://www.rae.gr/site/categories_new/consumers/know_about/electricity/desmie.csp)

Πρόσβαση στις 15/9/2012

[44] «Έρευνα στις Επιχειρήσεις για την πρόβλεψη των μεταβολών στα περιφερειακά παραγωγικά συστήματα και τις τοπικές αγορές εργασίας». Τομέας Παραγωγής Ενέργειας, EBEO-EMΠ ΚΑΙ IOBE, 2012.

[45] “Gross Electricity Generation”, Eurostat, 2007.