

**Έκθεση για τον τομέα
ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε.
στο πλαίσιο του σχεδιασμού
αναμόρφωσης
του μηχανισμού στήριξης**

ΑΠΡΙΛΙΟΣ 2012

Ομάδα εργασίας για την εκπόνηση της έκθεσης, βάσει της απόφασης Υ.Α.Π.Ε./Φ1/875/οικ.6292/19.03.2012:

1. Δημήτρης Τσαλέμης
2. Δήμητρα Μαυράκη
3. Ηλίας Δούλος
4. Αναστασία Οικονόμου
5. Κώστας Περράκης
6. Κώστας Τίγκας
7. Γιάννης Βουγιουκλάκης
8. Γιώργος Κάραλης
9. Κώστας Βασιλικός
10. Στέλιος Λουμάκης
11. Παναγιώτης Παπασταματίου
12. Σάββας Σεϊμανίδης
13. Μιχάλης Σιαμίδης
14. Στέλιος Ψωμάς

▪

Περιεχόμενα

Εισαγωγή	1
Επισκόπηση αγοράς	3
Η αγορά ηλεκτρισμού.....	3
Σημερινή οργάνωση της αγοράς	3
Σύντομη επισκόπηση της πορείας της αγοράς	3
Τάσεις και προοπτικές	7
Η αγορά Α.Π.Ε. - Τάσεις - Οι βασικές παράμετροι που προσδιορίζουν την ανάπτυξη (trends and drivers).....	8
Διαμόρφωση κόστους παραγωγής	10
Περιγραφή κατηγοριών κόστους.....	10
Εξειδίκευση κόστους κατασκευής ανά τεχνολογία	12
Αιολική ενέργεια	12
Μικρά Υδροηλεκτρικά	14
Φωτοβολταϊκά	15
Ηλιοθερμικά	16
Γεωθερμία.....	17
Βιομάζα- Βιοαέριο	18
Συγκεντρωτικός πίνακας κόστους ανάπτυξης και λειτουργίας τυπικών μονάδων Η/Π από ΑΠΕ στην Ελλάδα	20
Εκτίμηση κόστους με επιχειρηματικά μοντέλα	21
Μηχανισμός στήριξης των Α.Π.Ε.....	39
Επισκόπηση μηχανισμών στήριξης.....	39
Ο μηχανισμός εγγυημένων τιμών (feed-in-tariff, FIT).....	39
Μέθοδος υπολογισμού αποζημίωσης.....	39
Αποφυγή υπερβολικής αποζημίωσης.....	41
Αξιολόγηση του μηχανισμού FIT.....	42
Ο μηχανισμός εγγυημένων διαφορικών τιμών (Feed-In Premium, FIP).....	44
Μέθοδος υπολογισμού αποζημίωσης.....	44
Αποφυγή υπερβολικής αποζημίωσης.....	46
Αξιολόγηση μηχανισμού FIP	46
Ο μηχανισμός υποχρεωτικής ποσόστωσης (quota)	47
Μέθοδος υπολογισμού αποζημίωσης.....	48
Αποφυγή υπερβολικής αποζημίωσης.....	48
Αξιολόγηση του μηχανισμού quota	49
4.2. Ο μηχανισμός στήριξης στην Ελλάδα - Εξέλιξη και επιλογές.....	50
4.2.1. Εξέλιξη του θεσμικού πλαισίου για τον μηχανισμό στήριξης των Α.Π.Ε. στην Ελλάδα.....	50
Καθεστώς στήριξης Α.Π.Ε. στην Ελλάδα σήμερα.....	52
Βασικά χαρακτηριστικά.....	52
4.2.2.2.....Τρόπος χρηματοδότησης και επίπτωση στον καταναλωτή και τα δημόσια οικονομικά.....	56
4.2.2.3.....Αποφυγή υπερβολικής αποζημίωσης.....	58
4.2.2.4.....Αξιολόγηση μηχανισμού FIT, όπως εφαρμόζεται σήμερα στην Ελλάδα.....	60
4.2.3. Αξιολόγηση μηχανισμού FIP, στην περίπτωση της Ελλάδας.....	60
4.2.4. Αξιολόγηση μηχανισμού QUOTA, στην περίπτωση της Ελλάδας.....	62
Μέτρα για την ανάπτυξη των ΑΠΕ	64
Χρηματοδότηση ΑΠΕ	64
Διοικητικά εμπόδια	67
Κόστος λόγω διοικητικών εμποδίων.....	76
Σύνοψη - Χρονοδιάγραμμα διαβούλευσης.....	79

1. Εισαγωγή

Η παρούσα έκθεση έχει συνταχθεί στο πλαίσιο κατάρτισης σχεδίου για τη μεταρρύθμιση του υποστηρικτικού μηχανισμού των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.) στην Ελλάδα, σύμφωνα με τα αναφερόμενα στο πρόγραμμα οικονομικής πολιτικής.

Στόχος του σχεδίου μεταρρύθμισης είναι να καταστεί το υποστηρικτικό σχήμα πιο συμβατό με τις εξελίξεις της αγοράς και να μειωθούν τυχόν υπερβάλλουσες επιπτώσεις στα δημόσια οικονομικά και στους καταναλωτές, διασφαλίζοντας παράλληλα ότι η χώρα θα προχωρήσει με τα σωστά βήματα για να πετύχει τους δεσμευτικούς στόχους που έχουν τεθεί στο πλαίσιο της πολιτικής της Ε.Ε. για τη σταδιακή μετάβαση σε μια οικονομία χαμηλού άνθρακα και την αύξηση της ασφάλειας της ενεργειακής της τροφοδοσίας.

Στο πλαίσιο αυτό στα επόμενα κεφάλαια αναλύεται ο τρόπος εφαρμογής του υποστηρικτικού μηχανισμού της ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. στην Ελλάδα σήμερα, με αναφορά στη μέθοδο υπολογισμού της τιμής αποζημίωσης, τον τρόπο αποφυγής υπερβολικής αποζημίωσης -επί αυτού παρατίθενται συγκεκριμένες προτάσεις για ενεργοποίηση μέτρων επιπλέον αυτών που είναι σήμερα σε ισχύ- και τον συσχετισμό του με τα δημόσια οικονομικά. Παράλληλα γίνεται ποιοτική διερεύνηση της δυνατότητας εφαρμογής εναλλακτικών μοντέλων στήριξης. Επίσης, δίνονται στοιχεία σχετικά με την παρούσα κατάσταση και την τάση του κόστους για όλες τις τεχνολογίες. Η ποσοτική ανάλυση που παρουσιάζεται για την εκτίμηση του κόστους της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. στη χώρα αποτελεί μια προκαταρκτική προσέγγιση, τα δε σχετικά αριθμητικά δεδομένα της ανάλυσης έχουν χαρακτήρα «τυπικού μεγέθους» και δεν μπορούν να αποτελέσουν γνώμονα για την εξαγωγή συγκεκριμένων συμπερασμάτων. Τέλος, παρουσιάζονται προτάσεις για την επιτάχυνση της ανάπτυξης των Α.Π.Ε.

Επισημαίνεται ότι στο κεφάλαιο 4 εξετάζεται η χρηματοδότηση του μηχανισμού στήριξης εγγυημένων σταθερών τιμών, και η επίπτωσή του στον καταναλωτή και τα δημόσια οικονομικά. Για την εκτίμηση της συνολικής επίπτωσης στα δημόσια οικονομικά από την διείσδυση των Α.Π.Ε., απαιτείται ενδελεχής μελέτη που θα λαμβάνει υπόψη το σύνολο των μακροοικονομικών ωφελειών έναντι του κόστους (λόγω της υφιστάμενης δυνατότητας επιδότησης κεφαλαίου) για την εθνική οικονομία.

Για τη διαμόρφωση του σχεδίου μεταρρύθμισης του υποστηρικτικού μηχανισμού των Α.Π.Ε. έχει ιδιαίτερη σημασία η διεξαγωγή μιας αποτελεσματικής δημόσιας διαβούλευσης τους επόμενους μήνες, με το σύνολο των εμπλεκόμενων φορέων. Στην έκθεση παρουσιάζεται

το πλαίσιο της διαβούλευσης στη βάση ενός συγκεκριμένου χρονοδιαγράμματος συναντήσεων και συζητήσεων.

Σημαντική παράμετρο για τη λήψη αποφάσεων μετά την ολοκλήρωση της διαβούλευσης θα αποτελέσει και ο βαθμός της αποκατάστασης της εύρυθμης λειτουργίας του τραπεζικού συστήματος ώστε να είναι εφικτή η χρηματοδότηση των έργων Α.Π.Ε. με ελκυστικούς οικονομικούς όρους.

Στην εντατική προσπάθεια που καταβλήθηκε, στα ιδιαιτέρως περιορισμένα διαθέσιμα χρονικά περιθώρια, για τη σύνταξη της έκθεσης, συμμετείχε, μετά από πρόσκληση του Υ.Π.Ε.Κ.Α. και καθ' υπόδειξη των θεσμικών φορέων της αγοράς των Α.Π.Ε., ομάδα εξειδικευμένων εμπειρογνομόνων του τομέα. Η συνεισφορά τους (συμμετοχή σε συσκέψεις, συλλογή στοιχείων, ανταλλαγή απόψεων, κ.λπ.) είχε καθαρά τεχνικό και συμβουλευτικό χαρακτήρα. Επίσης σημαντική συμβολή στη σύνταξη της έκθεσης είχε το Κ.Α.Π.Ε., ως τεχνικός σύμβουλος του Υπουργείου.

2. Επισκόπηση αγοράς

1. Η αγορά ηλεκτρισμού

2.1.1 Σημερινή οργάνωση της αγοράς

Ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ) συνιστά το μοντέλο για την οργάνωση της χονδρεμπορικής αγοράς μέσω της οποίας συναλλάσσεται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που θα παραχθεί, θα καταναλωθεί και διακινηθεί την επόμενη μέρα στην Ελλάδα. Το μοντέλο αυτό χαρακτηρίζεται από αρκετά τεχνικά στοιχεία, στο οποίο ο προσδιορισμός της τιμής είναι αποτέλεσμα αλγοριθμικής εφαρμογής (βελτιστοποίηση αντικειμενικής συνάρτησης) και απαιτεί τη εισαγωγή πολλών παραμέτρων, οι οποίες είτε τίθενται ρυθμιστικά είτε αποτελούν αντικείμενο ελέγχου από τη ΡΑΕ.

Το μοντέλο περιλαμβάνει υποχρεωτικές προσφορές των παραγωγών για το σύνολο της ισχύος τους και αντίστοιχα υποβολή προσφορών για το σύνολο της ζήτησης από τους προμηθευτές, χωρίς να επιτρέπονται διμερή συμβόλαια φυσικής παράδοσης μεταξύ παραγωγών και προμηθευτών (mandatory pool):

Στο ΗΕΠ ενσωματώνονται οι ακόλουθες αγορές που βελτιστοποιούνται ταυτόχρονα:

- Η ημερήσια υποχρεωτική χονδρεμπορική αγορά (mandatory pool - day ahead market)
- Η αγορά αποκλίσεων (ex post balancing market)
- Η αγορά επικουρικών υπηρεσιών (πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας)

Παράλληλα έχει σχεδιασθεί η ύπαρξη αγοράς συμβολαίων διαθεσιμότητας ισχύος (ΣΔΙ). Επειδή ο σχεδιασμός αυτός (ΣΔΙ) δεν έχει λειτουργήσει στην πράξη, εφαρμόζεται ο μεταβατικός Μηχανισμός Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΜΔΙ) που προβλέπει ρυθμιζόμενη αποζημίωση των συμβατικών ηλεκτροπαραγωγών ανά μονάδα ισχύος.

Τέλος, λειτουργεί ο Μηχανισμός του Μεταβλητού Κόστους για τις μονάδες φυσικού αερίου, όπως συνοπτικά αναλύεται στη συνέχεια.

Το ανωτέρω μοντέλο της αγοράς είναι υπό αναθεώρηση σύμφωνα με το ν.4001/2011 και την ευρωπαϊκή νομοθεσία. Η αναθεώρηση αυτή, δεν θα είναι η πρώτη.

2.1.2 Σύντομη επισκόπηση της πορείας της αγοράς

α] 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 (παραγωγή και προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας) από το μονοπωλιακό σκέλος (μεταφορά και διανομή). Επιπλέον δημιουργήθηκε η ΡΑΕ και ο ΔΕΣΜΗΕ ΑΕ που ορίστηκε υπεύθυνος για την διαχείριση και μελέτη ανάπτυξης του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και την λειτουργία της αγοράς αποκλίσεων. Ο διαχειριστής του δικτύου (ΔΔΔ) παρέμεινε ως διεύθυνση της ΔΕΗ ΑΕ.

Κατά την πρώτη αυτή περίοδο της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, ένας προμηθευτής για να έχει δικαίωμα να δραστηριοποιηθεί και να προμηθεύσει ενέργεια έναν επιλέγοντα πελάτη, έπρεπε να κατέχει δυναμικό παραγωγής εγκατεστημένο στην Ελλάδα ή σε χώρα της Ε.Ε. Επομένως μόνο ηλεκτροπαραγωγοί μπορούσαν να είναι προμηθευτές. Παράλληλα, η οργανωμένη χονδρεμπορική αγορά είχε σχεδιαστεί ως αγορά αποκλίσεων, αφού ο κύριος όγκος των συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας προβλεπόταν να γίνεται απευθείας μεταξύ του εγκατεστημένου παραγωγικού δυναμικού και του προμηθευτή που το κατείχε.

Γρήγορα διαπιστώθηκε ότι το τραπεζικό σύστημα ήταν απρόθυμο να χρηματοδοτήσει νέες επενδύσεις σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής αφού, κατά τη διάρκεια εξέτασης του δανειοδοτικού αιτήματος, ο παραγωγός δεν είχε βεβαιωμένα συμβόλαια πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας επειδή κανείς επιλέγων πελάτης δεν ήταν διατεθειμένος να δεσμευτεί με συμβόλαιο για την ενέργεια που θα απορροφούσε 3-5 έτη αργότερα.

Με το σύστημα αυτό κατασκευάστηκε μόνο μια μονάδα ηλεκτροπαραγωγής ΦΑ ισχύος 400 MW από τα ΕΛΠΕ.

β] Το 2003 σχεδιάστηκε η πρώτη σημαντική αλλαγή στη δομή της αγοράς με το ν.3175/2003, η οποία τέθηκε σε ουσιαστική εφαρμογή περί το 2006. Δημιουργήθηκε η υποχρεωτική χονδρεμπορική αγορά (mandatory pool) όπου όλοι οι παραγωγοί ήταν υποχρεωμένοι να πωλούν την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια και από την οποία όλοι οι προμηθευτές ήταν υποχρεωμένοι να απορροφούν ηλεκτρική ενέργεια και να την πωλούν στους επιλέγοντες πελάτες. Ταυτόχρονα, ένας προμηθευτής πλέον δεν ήταν υποχρεωμένος να κατέχει παραγωγικό δυναμικό αλλά να έχει εξασφαλίσει μακροχρόνια διαθεσιμότητα ηλεκτρικής ενέργειας από παραγωγούς μέσω συμβάσεων διαθεσιμότητας ισχύος.

Αποτέλεσμα της εξέλιξης αυτής, ήταν να δημιουργηθούν άλλες τέσσερις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής φυσικού αερίου συνολικής ισχύος 1.700 MW και η συνολική ισχύς από ανεξάρτητους παραγωγούς ανήλθε σε 2.600 MW περίπου, μαζί με μία συμπαραγωγική μονάδα φυσικού αερίου 330 MW και μια αιχμιακή μονάδα φυσικού αερίου 150 MW.

Ταυτόχρονα, αναπτύχθηκαν αρκετοί εναλλακτικοί προμηθευτές ρεύματος.

γ] Το 2008 έγινε η τρίτη σημαντική αλλαγή στην αγορά που αφορούσε στην εισαγωγή του Μηχανισμού του Μεταβλητού Κόστους Παραγωγής. Η σκοπιμότητα για την εισαγωγή αυτού του Μηχανισμού έγκειται στο γεγονός ότι οι νέες μονάδες ΦΑ είχαν κατασκευαστεί ως μονάδες βάσης (ένας αεριοστρόβιλος και ένας ατμοστρόβιλος σε κοινό άξονα και μερικές φορές με κοινό Μ/Σ) και δεν μπορούσαν να μειώνουν ισχύ τις ώρες χαμηλού φορτίου τη νύχτα, λόγω υψηλού τεχνικού ελάχιστου. Για να μπορέσουν λοιπόν οι μονάδες αυτές να δουλεύουν και τη νύχτα τουλάχιστον στο τεχνικό ελάχιστο, ορίστηκε ότι θα αμείβονται τουλάχιστον στο μεταβλητό κόστος παραγωγής τους πλέον 5% αρχικά και από το 2010 πλέον 10% (αυτή η επιπλέον αμοιβή 10% καλύπτει πρακτικά μέρος του σταθερού κόστους λειτουργίας τους).

Επιπλέον, επειδή ουδέποτε εφαρμόστηκαν τα διμερή Συμβόλαια Διαθεσιμότητας Ισχύος μεταξύ παραγωγών και προμηθευτών, ο ΔΕΣΜΗΕ είναι υποχρεωμένος να αγοράζει τη διαθεσιμότητα ισχύος από τους παραγωγούς και να την πωλεί στους προμηθευτές σε ρυθμιζόμενη τιμή 35.000,00 € ανά διαθέσιμο MW ετησίως και μετά το 2010 σε 45.000,00 € ανά διαθέσιμο .

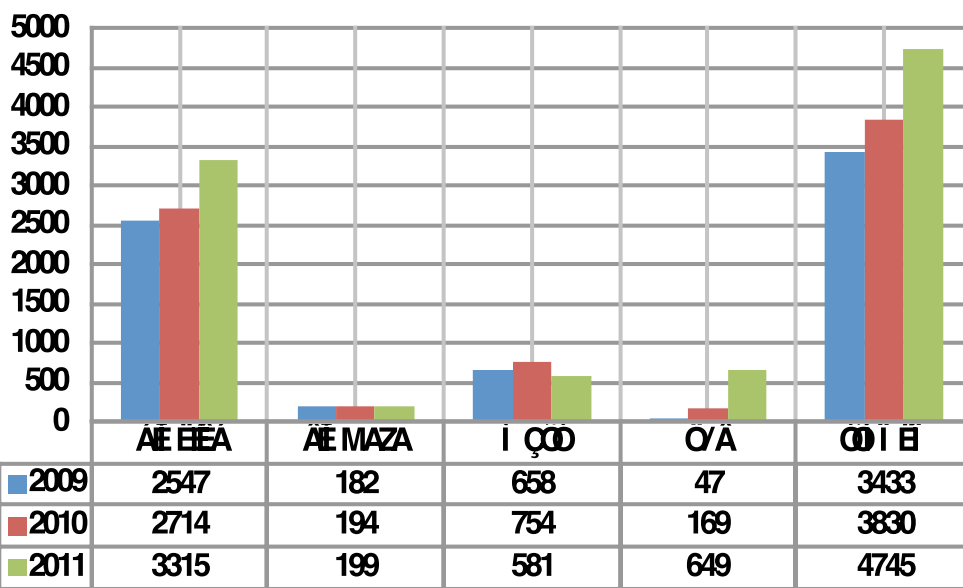
δ] Το 2011 έγινε μια νέα σημαντική αλλαγή. Πλέον της αγοράς επόμενης ημέρας και της αγοράς αποκλίσεων δημιουργήθηκε και η αγορά επικουρικών υπηρεσιών (πρωτεύουσας και δευτερεύουσας εφεδρείας) που εκκαθαρίζεται ταυτόχρονα με την αγορά επόμενης ημέρας (αρχικά οι επικουρικές υπηρεσίες ήταν ρυθμιζόμενες και μόνο συγκεκριμένες μονάδες τις παρείχαν με ρυθμιζόμενη χρέωση).

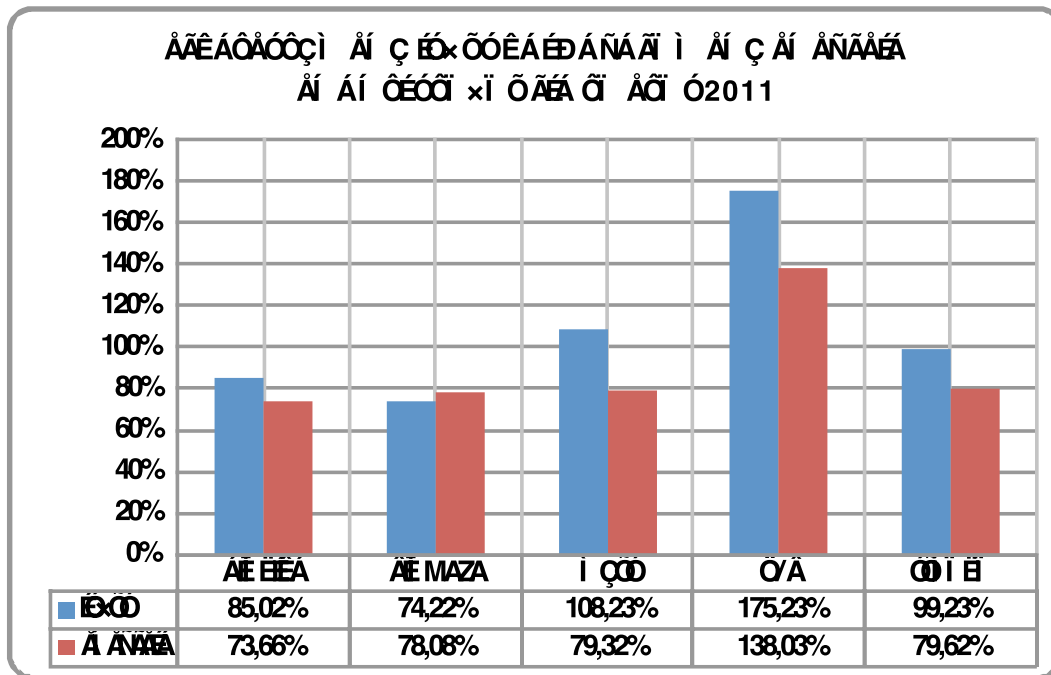
Τέλος, στις αρχές του 2012 έγινε η τελευταία μέχρι σήμερα αλλαγή στην αγορά που είναι η δημιουργία του ΑΔΜΗΕ ΑΕ ως θυγατρική της ΔΕΗ ΑΕ και προήλθε από τη συγχώνευση του ΔΕΣΜΗΕ ΑΕ και της Γενικής Διεύθυνσης Μεταφοράς της ΔΕΗ ΑΕ με παράλληλη εκχώρηση των παγίων μεταφοράς στην θυγατρική αυτή. Ο ΑΔΜΗΕ ΑΕ είναι υπεύθυνος για την διαχείριση και ανάπτυξη του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Επίσης, δημιουργήθηκε ο ΛΑΓΗΕ ΑΕ με απόσχιση από τον ΔΕΣΜΗΕ ΑΕ που είναι υπεύθυνος για την λειτουργία της αγοράς. Πρόσφατα, δημιουργήθηκε ο ΔΑΔΗΕ ΑΕ που είναι 100% θυγατρική της ΔΕΗ ΑΕ και προήλθε από απόσχιση της Γενικής Διεύθυνσης Διανομής της ΔΕΗ ΑΕ. Ο ΔΑΔΗΕ είναι υπεύθυνος για την διαχείριση και ανάπτυξη του συστήματος διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και κατέχει τα πάγια της διανομής.

Στα επόμενα διαγράμματα απεικονίζεται η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος και της ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. την τριετία 2009-2011, σε πορεία προς τον ενδεικτικό ενδιάμεσο στόχο του 2012.

ĐÁÑÁĀ Ĩ Ā Ć Ā ĀÑĀĀ [GWh]





2.1.3 Τάσεις και προοπτικές

Όπως αναφέρθηκε, το σημερινό μοντέλο της αγοράς είναι υπό αναθεώρηση σύμφωνα με το ν. 4001/2011 και την ευρωπαϊκή νομοθεσία. Οι εξεταζόμενες από τη ΡΑΕ τροποποιήσεις στη διάρθρωση της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνουν:

- το διαχωρισμό της αγοράς επικουρικών υπηρεσιών από την αγορά ενέργειας
- τη δημιουργία ενδοημερήσιας αγοράς
- τη δημιουργία αγοράς εξισορρόπησης ενέργειας (balancing market)
- την κατάργηση της υποχρεωτικής συμμετοχής στη χονδρεμπορική αγορά (mandatory pool)
- την πρόβλεψη διμερών συμβολαίων φυσικής παράδοσης

Από τα ανωτέρω είναι φανερό ότι η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι σε δυναμική φάση μετασχηματισμών και δομικών αλλαγών από το 1999 έως σήμερα. Η σκοπιμότητα για αυτές τις προσαρμογές υπαγορεύεται από την έλλειψη ωριμότητας και βάθους στην αγορά. Το γεγονός αυτό έχει ευλόγως επηρεάσει τη διακύμανση και το ουσιαστικό περιεχόμενο της Οριακής Τιμής του Συστήματος (ΟΤΣ). Η πορεία εκσυγχρονισμού του θεσμικού πλαισίου θα έχει ως αποτέλεσμα να δίνονται τα κατάλληλα μηνύματα τιμών στην αγορά, μέσω της ΟΤΣ που να αντανακλά το μακροχρόνιο οριακό κόστος ηλεκτροπαραγωγής.

2. Η αγορά Α.Π.Ε. - Τάσεις - Οι βασικές παράμετροι που προσδιορίζουν την ανάπτυξη (trends and drivers)

Η ανάπτυξη της αγοράς Α.Π.Ε. στην Ελλάδα, έχει ακολουθήσει κατά την τελευταία δεκαπενταετία μια σταθερά ανοδική πορεία αλλά υπολείπεται ακόμα σημαντικά από την αποτελεσματική αξιοποίηση του διαθέσιμου δυναμικού. Η ανάπτυξη των ΑΠΕ κατά την περίοδο αυτή έγινε, σχεδόν αποκλειστικά, με πρωτοβουλία ανεξάρτητων παραγωγών, οι οποίοι αξιοποίησαν με επιτυχία το σύστημα εγγυημένων τιμών και τις επιχορηγήσεις κεφαλαίου που θεσμοθέτησε η Πολιτεία ως οικονομικά κίνητρα για την ανάπτυξη του τομέα στη χώρα. Σημαντικούς ανασταλτικούς παράγοντες στην προσπάθεια ανάπτυξης των Α.Π.Ε. αποτέλεσαν οι πολύπλοκες αδειοδοτικές διαδικασίες, η κατάσταση και ο σχεδιασμός ανάπτυξης των δικτύων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και η έλλειψη σχετικού χωροταξικού πλαισίου.

Παρ' όλες τις προσπάθειες που καταβλήθηκαν για την εξάλειψη ή τον περιορισμό τους, οι παράγοντες αυτοί εξακολουθούν να επιδρούν αρνητικά στην προσπάθεια της ευρείας αξιοποίησης του εθνικού ανανεώσιμου δυναμικού. Έτσι η αγορά απέχει ακόμα από το να χαρακτηριστεί αναπτυγμένη ή ώριμη. Αναμφισβήτητα βέβαια το 2011 υπήρξε μια θετική χρονιά και αναπτύχθηκε σημαντική δυναμική ειδικά στην αιολική και τη φωτοβολταϊκή ενέργεια, ως αποτέλεσμα των θεσμικών παρεμβάσεων και της ωριμότητας των επιχειρηματικών σχεδίων.

Το σύνολο της αιολικής ισχύος που στα τέλη του 2011 βρισκόταν σε εμπορική ή δοκιμαστική λειτουργία είναι 1.635 MW. Η νέα αιολική ισχύς που εγκαταστάθηκε το 2011 ήταν περίπου 340 MW. Το μέγεθος αυτό είναι υπερδιπλάσιο από τον ετήσιο μέσο όρο της προηγούμενης πενταετίας που δεν ξεπερνούσε τα 150 MW. Η αύξηση σε σχέση με το τέλος του 2010 είναι 26%. Για την επίτευξη του στόχου του 2020 απαιτείται ετησίως η εγκατάσταση περίπου 650 MW.

Τα νέα αιολικά πάρκα που εγκαταστάθηκαν το 2011, αντιστοιχούν σε επενδύσεις άνω των 400 εκατομμυρίων Ευρώ. Παράλληλα, σήμερα υπάρχουν σε ώριμο κατασκευαστικό στάδιο πρόσθετα αιολικά πάρκα ισχύος περί τα 220 MW, που αντιστοιχούν σε επενδύσεις περί τα 300 εκατομμύρια Ευρώ.

Όσον αφορά τη φωτοβολταϊκή ενέργεια, με βάση τα επίσημα δημοσιευμένα στοιχεία των αρμόδιων διαχειριστών, αλλά και στοιχεία από το Πρόγραμμα για τις στέγες, εντός του 2011 εγκαταστάθηκαν 423 MW νέων φωτοβολταϊκών σταθμών, που αντιστοιχούν σε 1,1 δις Ευρώ επενδύσεις, ανεβάζοντας τη συνολική εγκατεστημένη (και συνδεδεμένη στο δίκτυο) φωτοβολταϊκή ισχύ σε 625 MW το τέλος του 2011. Εξίσου ενθαρρυντική είναι η εικόνα για το επενδυτικό ενδιαφέρον και σε άλλες τεχνολογίες, όπως είναι η

Βιομάζα που προσελκύει νέες επιχειρήσεις και τα Μικρά Υδροηλεκτρικά.

Οι νέες αυτές επενδύσεις, συνολικού ύψους σαφώς πάνω από 1,8 δις Ευρώ που έχουν υλοποιηθεί και υλοποιούνται από την αρχή του 2011, έχουν χρηματοδοτηθεί από το τραπεζικό σύστημα και από ιδιώτες, Έλληνες και ξένους, επενδυτές, γεγονός που αποδεικνύει την εμπιστοσύνη τους και τη δέσμευσή τους στην ελληνική αγορά Α.Π.Ε. χάρη στην πολιτική δέσμευση της Ελλάδας σε ένα ασφαλές και προβλέψιμο περιβάλλον λειτουργίας των επενδύσεων.

Η δεύτερη παράμετρος που ερμηνεύει τη σημαντική ανάπτυξη του 2011 και πρέπει να ληφθεί υπόψη στην ανάλυση σχετίζεται με την κλίμακα του χρόνου. Πράγματι, η δυσμενής συγκυρία που αντιμετωπίζει η χώρα, εντοπίζεται σε ένα περιορισμένο χρονικό ορίζοντα και δεν μπορεί να επηρεάσει την μακροχρόνια τάση εντός του κύκλου ζωής των επενδύσεων αυτών, ο οποίος προσεγγίζει και ξεπερνά τα τριάντα έτη, και άρα σχετίζεται περισσότερο με τις μακροχρόνιες τάσεις της ζήτησης και των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας, που είναι σαφώς αυξητικές τόσο σε εθνικό όσο και σε περιφερειακό και ευρωπαϊκό επίπεδο (βλ. ενδεικτικά τον οδικό χάρτη για την Ενέργεια του 2050 της Ευρωπαϊκής Επιτροπής).

Τρίτη παράμετρος που διαμόρφωσε την εικόνα της ανάπτυξης είναι το αδιαμφισβήτητο γεγονός ότι, αν δεν υπήρχε η δυσμενής γενικότερη οικονομική συγκυρία στη χώρα, η υλοποίηση των επενδύσεων θα ήταν ακόμα μεγαλύτερη από τα, ούτως ή άλλως σημαντικά, ποσοστά ανόδου που αναφέρθηκαν. Η συγκράτηση αυτή οφείλεται κυρίως στο πρόβλημα ρευστότητας και την αδυναμία πολλών νέων χρηματοδοτήσεων από το Ελληνικό τραπεζικό σύστημα. Αυτό, ερμηνεύει και την ολοένα μεγαλύτερη διεθνοποίηση της αγοράς μέσω της δυναμικής ανόδου ξένων παικτών που αξιοποιούν χρηματοδοτήσεις από ξένα τραπεζικά ιδρύματα.

Η σταδιακή έξοδος της χώρας από την κρίση και η βελτίωση της κατάστασης στο πεδίο των χρηματοδοτήσεων και της τραπεζικής ρευστότητας θα συμβάλει στην άρση των ανωτέρω περιοριστικών παραγόντων. Μέχρι την διαμόρφωση ενός τέτοιου βελτιωμένου περιβάλλοντος, εκτιμάται ότι η βασική παράμετρος που μπορεί να διατηρήσει την ανάπτυξη των Α.Π.Ε. είναι ο μηχανισμός στήριξης, παράλληλα φυσικά με την άρση των διοικητικών εμποδίων. Υπό το φώς αυτό, είναι εξαιρετικής σημασίας η προσεκτική μελέτη και ο προγραμματισμός για τον ανασχεδιασμό του μηχανισμού στήριξης όπως αναλύεται στην παρούσα έκθεση.

3. Διαμόρφωση κόστους παραγωγής

3.1 Περιγραφή κατηγοριών κόστους

Το συνολικό κόστος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ εξαρτάται από το κόστος προμήθειας και εγκατάστασης του εξοπλισμού, το κόστος λειτουργίας του έργου, το κόστος επανάκτησης των κεφαλαίων της επένδυσης και το κόστος της εξυπηρέτησης της χρηματοδότησης της επένδυσης (δανεισμός). Ορισμένες από τις ανωτέρω κατηγορίες κόστους είναι ανάλογες της εγκατεστημένης ισχύος του έργου, άλλες είναι ανάλογες με την παραγόμενη ενέργεια και άλλες αποτελούν σταθερό χρηματικό έξοδο ανεξαρτήτως του μεγέθους του έργου (σταθερά & μεταβλητά κόστη).

Οι κατηγορίες που επηρεάζουν και διαμορφώνουν το κόστος παραγωγής είναι:

- A. Το συνολικό κόστος (συνολική επένδυση) που απαιτείται μέχρι την έναρξη λειτουργίας του έργου και αφορά:
1. Το κόστος ανάπτυξης του έργου (μελέτες, αδειοδότηση, κόστος γης).
 2. Το κόστος κατασκευής του έργου το οποίο αναλύεται στις αντίστοιχες επιμέρους κατηγορίες κόστους για την προμήθεια του εξοπλισμού, ανάλογα με την κάθε τεχνολογία ΑΠΕ και την μεταφορά και εγκατάστασή του.
 3. Το κόστος κατασκευής των έργων σύνδεσης.
 4. Το χρηματοοικονομικό κόστος στη διάρκεια κατασκευής (τόκοι βραχυπρόθεσμου δανεισμού, απόδοση κεφαλαίων, κλπ.).
- Το άθροισμα των παραπάνω μεγεθών αποτελεί το συνολικό κόστος κατασκευής. Το μέγεθος αυτό διαιρούμενο με την εγκαθιστάμενη ισχύ δίδει το ανηγμένο (ή ειδικό) κόστος κατασκευής.
- B. Οι ετήσιες δαπάνες (μεταβλητές/σταθερές) κατά τη διάρκεια λειτουργίας, οι οποίες αναλύονται σε πολλές διαφορετικές συνιστώσες, σχετίζονται συνήθως και με την παραγωγή του υπό εξέταση σταθμού ΑΠΕ.

Ειδικότερα στα έξοδα λειτουργίας του έργου περιλαμβάνονται:

- το κόστος επισκευών και συντήρησης του έργου το οποίο αντιστοιχεί συνήθως σε ποσοστό επί του προϋπολογισμού του έργου, ή σε ποσοστό επί της παραγόμενης ενέργειας.
- το κόστος για την ασφάλιση του έργου κατά πολλαπλών κινδύνων καθώς και το κόστος για την ασφάλιση των ετήσιων εσόδων τα οποία υπολογίζονται ως ποσοστό του αντίστοιχου ασφαλιζόμενου ποσού.

- οι δαπάνες μισθοδοσίας.
- το κόστος διοίκησης και λογιστικής παρακολούθησης του έργου.
- διάφορα άλλα έξοδα λειτουργίας, παροχές σε τρίτους, ενοίκια, υλικά άμεσης ανάλωσης και λοιπά γενικά ή απρόβλεπτα έξοδα.

Ειδικά για τις τεχνολογίες της βιομάζας και του βιοαερίου (σε μικρότερο βαθμό και για τους ηλιοθερμικούς σταθμούς που χρησιμοποιούν επικουρικό καύσιμο), στο κόστος λειτουργίας θα πρέπει να προστεθεί και το κόστος εξασφάλισης της πρώτης ύλης ή καυσίμου (προμήθεια, μεταφορά, επεξεργασία, κλπ), που απαιτείται για την λειτουργία του σταθμού.

Για λόγους απλούστευσης της ανάλυσης, το συνολικό κόστος λειτουργίας λαμβάνεται ως (διαφορετικό) ποσοστό επί του συνολικού κόστους εγκατάστασης της κάθε τεχνολογίας Α.Π.Ε.

Ομαδοποιώντας τα παραπάνω, οι ετήσιες δαπάνες διακρίνονται σε:

B1. Έξοδα λειτουργίας και συντήρησης του έργου

1. Το (πιθανό) κόστος εξασφάλισης της πρώτης ύλης (π.χ. βιομάζα).
2. Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης του έργου (συντήρηση, μισθοδοσία προσωπικού, διαχείριση, λοιπά έξοδα).
3. Το κόστος ασφάλισης του εξοπλισμού και των εσόδων.
4. Διάφορα άλλα έξοδα, που σχετίζονται είτε με ιδιαιτερότητες των έργων, είτε με απρόβλεπτες παραμέτρους που στατιστικά παρατηρούνται.

B2. Το κόστος που αντιστοιχεί στην πληρωμή του τέλους προς τους ΟΤΑ και τους φορείς διαχείρισης (για την περίπτωση των ΜΥΗΣ).

B3. Επιπλέον, στις ετήσιες δαπάνες ανάλογα με το επιχειρηματικό μοντέλο που επιλέγεται για την υλοποίηση του έργου περιλαμβάνονται:

- το κόστος εξυπηρέτησης των τόκων και των χρεολυσίων του έργου (εξυπηρέτηση δανεισμού του έργου),
- το κόστος επανάκτησης του κεφαλαίου της επένδυσης (αποσβέσεις), καθώς και το εναλλακτικό κόστος των ιδίων κεφαλαίων (επιθυμητή απόδοση επένδυσης),
- η φορολόγηση των εσόδων.

Στις ενότητες που ακολουθούν, παρουσιάζεται μια συνοπτική περιγραφή του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ

στην Ελλάδα, όπως διαμορφώνεται πλέον για κάθε τεχνολογία ξεχωριστά.

3.2 Εξειδίκευση κόστους κατασκευής ανά τεχνολογία

3.2.1 Αιολική ενέργεια

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

Σήμερα ένα τυπικό κόστος επένδυσης για ένα χερσαίο αιολικό πάρκο, διαμορφώνεται ως εξής:

- Τυπικό κόστος κατασκευής αιολικού πάρκου (μη συμπεριλαμβανομένου του κόστους ηλεκτρικής διασύνδεσης), όπου περιλαμβάνεται πέρα του εξοπλισμού το κόστος ανάπτυξης, το κόστος μελετών αδειοδότησης κλπ, και το χρηματοοικονομικό κόστος για την περίοδο κατασκευής του. Το κόστος αυτό εκτιμάται κατ' αρχήν μεταξύ 1,1 – 1,2 εκατ €/MW, αλλά μπορεί να παρουσιάζει σημαντικές αποκλίσεις. Για τα αιολικά πάρκα που αναπτύσσονται στα νησιά, το κόστος αυξάνεται περίπου κατά 15% λόγω των επιπρόσθετων παραμέτρων κόστους που σχετίζονται τόσο με τη μεταφορά του εξοπλισμού όσο και με τα αντίστοιχα έργα για τη χωροθέτηση και εγκατάστασή του.
- Τυπικό κόστος διασύνδεσης, το οποίο λαμβάνοντας υπόψη και το ιδιαίτερο γεωγραφικό ανάγλυφο στις περιοχές που παρουσιάζεται σημαντικό αιολικό δυναμικό, αποτελεί σημαντική συνιστώσα του συνολικού κόστους και θεωρείται, για τους σκοπούς της παρούσας, ότι κυμαίνεται μεταξύ 0,1 – 0,25 εκατ. €/MW, οδηγώντας σε μια επιπλέον επιβάρυνση μέχρι και 15% του κόστους κατασκευής ανάλογα βέβαια και με τα τεχνικά χαρακτηριστικά του έργου. Σε αρκετές περιπτώσεις, καθώς επίσης και στα έργα μεγάλης κλίμακας, που είναι απαραίτητα

για την προσέγγιση του εθνικού στόχου και που περιλαμβάνουν εκτός των άλλων και διασυνδέσεις νήσων, το κόστος σύνδεσης ξεπερνά σαφώς τα 0,3 εκατ. €/MW και το 20% του συνολικού κόστους κατασκευής.

Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω, για τους σκοπούς της παρούσας έκθεσης, το κόστος κατασκευής ενός τυπικού αιολικού πάρκου λαμβάνεται ίσο με:

- 1.350 €/kW, για το ηπειρωτικό σύστημα και τα διασυνδεδεμένα νησιά, με τυπική εγκατεστημένη ισχύ τα 30MW,
- 1.550 €/kW, για τα μη διασυνδεδεμένα νησιά, με τυπική εγκατεστημένη ισχύ τα 10MW

Αντίστοιχα, τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (σταθερά και μεταβλητά) των αιολικών πάρκων ανηγμένα σε μονάδα κόστους του έργου ανά έτος, παρουσιάζουν διαφοροποιήσεις. Εδώ λαμβάνονται ότι αντιστοιχούν στο 3,6% και στο 4% του συνολικού κόστους κατασκευής του αιολικού πάρκου για το ηπειρωτικό σύστημα και τα μη διασυνδεδεμένα νησιά αντίστοιχα.

Θαλάσσια Αιολικά Πάρκα

Αναφορικά με τα θαλάσσια αιολικά πάρκα, το κόστος εγκατάστασης είναι σε κάθε περίπτωση αυξημένο σε σχέση με αντίστοιχα χερσαία αιολικά πάρκα, ενώ αξίζει να σημειωθεί ότι δεν υπάρχει ακόμη στην Ελλάδα έργο που να βρίσκεται στη διαδικασία υλοποίησης και άρα δεν μπορούν να εξαχθούν ακριβή συμπεράσματα αναφορικά με το κόστος κατασκευής.

Για τους σκοπούς της παρούσας έκθεσης και λαμβάνοντας υπόψη τα διεθνή δεδομένα, που ανάγουν το κόστος από 1.900 €/kW έως 3.600 €/kW, το κόστος κατασκευής ενός τυπικού θαλάσσιου αιολικού πάρκου, εγκατεστημένης ισχύος 100MW λαμβάνεται ίσο με 3.000 €/kW, ενώ αντίστοιχα τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (σταθερά και μεταβλητά) εκτιμώνται σε 2,5% του κόστους κατασκευής του.

Μικρές Α/Γ

Ιδιαίτερη κατηγορία αποτελούν τα έργα με εγκατεστημένη ισχύ μέχρι 50kW (το όριο στο μέγεθος της εγκατεστημένης ισχύς σχετίζεται και με την προβλεπόμενη τιμή αποζημίωσης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας).

Συγκεκριμένα, οι μικρές Α/Γ διαφοροποιούνται με βάση διάφορες παραμέτρους, όπως η διάμετρος του στροφείου (Rotor Diameter), η επιφάνεια σάρωσης του στροφείου (rotor swept area) και η ονομαστική ισχύς λειτουργίας τους, παράμετροι που επηρεάζουν σημαντικά το κόστος προμήθειας.

Το κόστος προμήθειας των μικρών Α/Γ, κυμαίνεται από 2.000 €/kW έως και 3.500 €/kW, ενώ το κόστος για την εγκατάσταση και ανάπτυξή τους εκτιμάται γύρω σε 40 - 70 χιλ. € ανά έργο. Τα παραπάνω μεγέθη οδηγούν σε ένα μέσο εκτιμώμενο κόστος για ένα τυπικό έργο 50 kW της τάξης των 3.700 €/kW. Αντίστοιχα τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (σταθερά και μεταβλητά) των μικρών Α/Γ υπολογίζονται σε περίπου 2% του κόστους κατασκευής.

3.2.2 Μικρά Υδροηλεκτρικά

Το κόστος κατασκευής Μικρών Υδροηλεκτρικών έργων (ΜΥΗΕ) εξαρτάται εν πολλοίς από το ύψος της υδραυλικής πτώσης και εμφανίζει σημαντικές διακυμάνσεις. Συγκεκριμένα, για την ίδια εγκατεστημένη ισχύ, τα έργα χαμηλής πτώσης έχουν να διαχειριστούν σημαντικά μεγαλύτερες ποσότητες νερού με αποτέλεσμα να αυξάνονται σημαντικά οι ανάγκες διαμόρφωσης και υλοποίησης έργων ΠΜ, καθώς και το μέγεθος του κυρίως εξοπλισμού. Ειδικότερα, το κόστος κατασκευής είναι αντιστρόφως ανάλογο του διαθέσιμου ύψους πτώσης νερού και κυμαίνεται από 1.500 €/kW έως 3.500 €/kW.

Με βάση τα παραπάνω διακρίνονται δύο βασικές κατηγορίες ΜΥΗΕ :

- έργα χαμηλού ύψους πτώσης ($H < 20\text{m}$)
- έργα μεσαίου και μεγάλου ύψους πτώσης ($H > 20\text{m}$)

Για τους σκοπούς της παρούσας έκθεσης και λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω, το κόστος κατασκευής ενός τυπικού ΜΥΗΕ, εγκατεστημένης ισχύος 5MW θεωρείται ίσο με:

- 2.500 €/kW , για έργα χαμηλού ύψους πτώσης ($H < 20\text{m}$)
- 2.100 €/kW , για έργα μεσαίου και μεγάλου ύψους πτώσης, ($H > 20\text{m}$)

Στο παραπάνω κόστος έχει συμπεριληφθεί και το κόστος διασύνδεσης, το οποίο αντιπροσωπεύει περίπου το 8% και το οποίο λόγω περιορισμών στο δίκτυο διανομής βαίνει αυξανόμενο.

Επιπλέον, το συνολικό κόστος της παραγόμενης ενέργειας από ΜΥΗΕ, πέραν από τους συνήθεις παράγοντες, επηρεάζεται και διαμορφώνεται και από τα ακόλουθα:

1. Το κόστος λήψης μέτρων διαχείρισης υδάτινων πόρων στο πλαίσιο εφαρμογής της οδηγίας πλαίσιο 2000/60/ΕΚ. και το κόστος της ταυτόχρονης εξυπηρέτησης και άλλων χρήσεων (ύδρευση, άρδευση), λόγω των ιδιαίτερων συνθηκών και απαιτήσεων που δημιουργούνται

2. Το κόστος ένταξης έργων σε προστατευόμενες περιοχές στις οποίες τα ΜΥΗΕ επιβαρύνονται επιπλέον με 1% στο ειδικό τέλος που προβλέπεται στο ν.3851/10.

Τέλος, τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (σταθερά και μεταβλητά) των ΜΥΗΕ υπολογίζονται σε 3,1% και 3,4% του συνολικού κόστους εγκατάστασης ανάλογα και με τα χαρακτηριστικά του έργου.

3.2.3 Φωτοβολταϊκά

Τα τελευταία χρόνια το κόστος προμήθειας των φωτοβολταϊκών (Φ/Β) πάνελ στην Ελλάδα έχει μειωθεί σημαντικά, ακολουθώντας τις διεθνείς τάσεις, συμπαρασύροντας σε μεγάλο ποσοστό και το συνολικό κόστος κατασκευής ενός έργου. Δεδομένου του μεγάλου ενδιαφέροντος για ανάπτυξη Φ/Β σταθμών έχει αυξηθεί το κόστος σύνδεσής τους λόγω αύξησης των αποστάσεων από τα δίκτυα.

Ωστόσο, το μερίδιο των επιμέρους κατηγοριών κόστους κατασκευής και ανάπτυξης ενός Φ/Β έργου (πέρα από τα Φ/Β πάνελ), είναι ιδιαίτερα υψηλό και κυμαίνεται σήμερα μεταξύ 40-65% στο συνολικό κόστος κατασκευής και αναμένεται να παραμείνει σχετικά σταθερό σε επίπεδο κόστους τα επόμενα χρόνια. Το υψηλό αυτό ποσοστό είναι αποτέλεσμα των διαφορετικών παραμέτρων επηρεασμού των συνιστωσών κόστους σε σχέση με τον τύπο και το μέγεθος της εγκατάστασης.

Στη συνέχεια και για τους σκοπούς της παρούσας έκθεσης αναλύονται τέσσερις κατηγορίες αντιπροσωπευτικών Φ/Β εγκαταστάσεων:

- Οικιακό σύστημα επί στέγης εγκατεστημένης ισχύος 10 kWp.
- Σταθμός επί εδάφους εγκατεστημένης ισχύος 100 kWp.
- Σταθμός επί εδάφους εγκατεστημένης ισχύος 500 kWp.
- Σταθμός επί εδάφους εγκατεστημένης ισχύος 2.000 kWp.

Σήμερα το κόστος επένδυσης για ένα τυπικό Φ/Β πάρκο, για τις παραπάνω τέσσερις κατηγορίες διαμορφώνεται ως εξής:

- για οικιακό σύστημα επί στέγης εγκατεστημένης ισχύος 10kWp σε 2.600 – 3.300 €/kW (περιλαμβάνεται ΦΠΑ 23%)
- για σταθμό επί εδάφους εγκατεστημένης ισχύος 100kWp σε 2.100 – 2.800 €/kW,
- για σταθμό επί εδάφους εγκατεστημένης ισχύος 500kWp σε 1.900 – 2.200 €/kW,
- για σταθμό επί εδάφους εγκατεστημένης ισχύος 2MWp σε 1.750 – 1.900 €/kW.

Αντίστοιχα, τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (σταθερά και μεταβλητά) των Φ/Β πάρκων υπολογίζονται σε 2,5–3,5% του συνολικού κόστους κατασκευής ανάλογα και με τα χαρακτηριστικά του έργου, με την εξαίρεση των οικιακών Φ/Β στις στέγες που θεωρούνται ακόμη μικρότερα.

Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω, για τους σκοπούς της παρούσας έκθεσης, το τυπικό κόστος κατασκευής ενός Φ/Β πάρκου θεωρείται ίσο με:

- 2.900 €/kW, για οικιακό σύστημα επί στέγης εγκατεστημένης ισχύος 10kWp
- 2.500 €/kW, για σταθμό επί εδάφους εγκατεστημένης ισχύος 100kWp
- 2.000 €/kW, για σταθμό επί εδάφους εγκατεστημένης ισχύος 500kWp
- 1.800 €/kW, για σταθμό επί εδάφους εγκατεστημένης ισχύος 2MWp

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

3.2.4 Ηλιοθερμικά

Οι ηλιοθερμικοί σταθμοί (Η/Θ) παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα ακόμη δεν έχουν φτάσει σε στάδιο εγκατάστασης και λειτουργίας, αν και έχει ήδη εκδηλωθεί συγκεκριμένο επενδυτικό ενδιαφέρον.

Υπάρχουν τέσσερις βασικοί τύποι ηλιακών θερμικών συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής που διαφέρουν ως προς τις διαμορφώσεις των κατόπτρων τους και κατ' επέκταση ως προς τη συνολική ισχύ που παράγουν:

- τα συστήματα παραβολικών κατόπτρων
- ο ηλιακός πύργος ισχύος με ηλιοστάτες
- οι παραβολικοί δίσκοι ή συστήματα δίσκου/μηχανής
- τα συστήματα κατόπτρων Fresnel

Οι ηλιοθερμικοί σταθμοί μπορεί να περιλαμβάνουν μονάδες αποθήκευσης της περίσσιας θερμότητας δίνοντας τη δυνατότητα αυξημένης ή και πλήρους λειτουργίας αν χρησιμοποιηθεί συμπληρωματικά και συμβατικό καύσιμο (στην περίπτωση αυτή βέβαια το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας από συμβατικά καύσιμα δεν θεωρείται ΑΠΕ). Ωστόσο, είναι σύνθετα έργα με υψηλό

αρχικό κόστος κατασκευής και μεγάλες απαιτήσεις σε εξειδικευμένο προσωπικό τόσο για την εγκατάσταση όσο και για την λειτουργία τους. Οι παράμετροι αυτοί επηρεάζουν και το κόστος κατασκευής που θα πρέπει να διακριθεί μεταξύ τουλάχιστον τεσσάρων διαφορετικών μεγεθών έργων και με διαφορετικές δυνατότητες αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας.

Ειδικότερα για τους σκοπούς της παρούσας έκθεσης, θεωρούνται ηλιοθερμικοί σταθμοί:

- μικρής εγκατεστημένης ισχύος της τάξης των 2MW, με τυπικό κόστος κατασκευής και ανάπτυξης τα 3.200 €/kW,
- μεσαίας εγκατεστημένης ισχύος της τάξης των 20MW, χωρίς αποθήκευση, με τυπικό κόστος κατασκευής και ανάπτυξης τα 3.800 €/kW,
- μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος της τάξης των 30MW, με αποθήκευση μέχρι 3 ώρες, με τυπικό κόστος κατασκευής και ανάπτυξης τα 4.600 €/kW,
- μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος της τάξης των 30MW, με αποθήκευση μέχρι 6 ώρες, με τυπικό κόστος κατασκευής και ανάπτυξης τα 5.300 €/kW.

Αντίστοιχα, τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (σταθερά και μεταβλητά) των ηλιοθερμικών σταθμών διαφοροποιούνται έντονα και εκτιμώνται σε περίπου 2,5% του εκάστοτε συνολικού κόστους κατασκευής.

3.2.5 Γεωθερμία

Το κόστος εγκατάστασης ενός σταθμού ηλεκτροπαραγωγής από γεωθερμική ενέργεια έχει μεγάλο εύρος και εξαρτάται από παράγοντες όπως η τεχνολογία του σταθμού παραγωγής, ο αριθμός και το βάθος των γεωτρήσεων, η θερμοκρασία και η παροχή του γεωθερμικού ρευστού. Το εύρος αυτό κυμαίνεται μεταξύ 1.550–3.100 €/kW για εγκαταστάσεις διαχωρισμού ατμού (flashsteam) και 2.000–4.000 €/kW για εγκαταστάσεις δυαδικού κύκλου (binary cycle). Για τα ελληνικά δεδομένα (γεωθερμικά πεδία μέτριας θερμοκρασίας <180 °C σε σχετικά μικρά βάθη) η τεχνολογία δυαδικού κύκλου είναι περισσότερο κατάλληλη. Η τεχνολογία των Ενισχυμένων Γεωθερμικών Συστημάτων (Enhanced Geothermal Systems) δεν αναλύεται περαιτέρω καθώς δεν υπάρχει σχεδιασμός για εγκατάσταση τέτοιων συστημάτων στην Ελλάδα στο εγγύς μέλλον.

Η παραγωγή ηλεκτρισμού από μονάδες δυαδικού κύκλου είναι εφικτή από σχετικά χαμηλές θερμοκρασίες (έως και 75°C) ωστόσο πρακτικά χρησιμοποιούνται πεδία με θερμοκρασίες μεγαλύτερες ή ίσες των 90°C. Για χαμηλές θερμοκρασίες το κόστος κατασκευής

των μονάδων είναι αρκετά αυξημένο κυρίως εξαιτίας των απαιτήσεων για μεγάλου μεγέθους εναλλάκτες θερμότητας.

Στην παρούσα έκθεση, λαμβάνοντας υπόψη ότι η τεχνολογία αυτή δεν έχει εφαρμοστεί ακόμη σε σημαντική κλίμακα, το τυπικό κόστος εγκατάστασης θεωρήθηκε ίσο με:

- 6.000€/kW για μονάδες χαμηλής θερμοκρασίας
- 4.000€/kW για μονάδες υψηλής θερμοκρασίας

Αντίστοιχα, τα ετήσια έξοδα λειτουργία και συντήρησης (σταθερά και μεταβλητά) των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από γεωθερμική ενέργεια εκτιμώνται περίπου στο 5,5% του εκάστοτε συνολικού κόστους κατασκευής, συμπεριλαμβανομένου και του κόστους για νέες γεωτρήσεις.

3.2.6 Βιομάζα- Βιοαέριο

Οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού από βιομάζα ή βιοαέριο διαφέρουν σημαντικά από τις υπόλοιπες ΑΠΕ εξαιτίας της χρήσης καυσίμου/πρώτης ύλης, η οποία αυξάνει κατά πολύ την πολυπλοκότητα των έργων, λόγω της ανάγκης κτήσης, συλλογής, μεταφοράς και προεπεξεργασίας της, γεγονός που αντανακλάται στο ύψος και τη μεταβλητότητα του λειτουργικού κόστους των έργων.

Το κόστος κατασκευής μονάδων καύσης στερεής βιομάζας επίσης εξαρτάται σημαντικά από την επιλεγόμενη τεχνολογία. Για συμβατικές μονάδες και μονάδες ρευστοποιημένης κλίνης το κόστος κυμαίνεται μεταξύ 2.500 - 3.500 €/kW_e. Το συνολικό κόστος λειτουργίας και συντήρησης, εξαιρουμένου του κόστους καυσίμου, εκτιμάται στο 3% του αρχικού κόστους κατασκευής, ενώ το κόστος καυσίμου διαφοροποιείται σημαντικά ανάλογα με το είδος και τα ποιοτικά χαρακτηριστικά της χρησιμοποιούμενης βιομάζας, τη διαλογή και μεταφορά καθώς και την επεξεργασία (πχ ξήρανση).

Σχετικά με τις μονάδες βιοαερίου σε ΧΥΤΑ το κόστος κατασκευής βρίσκεται μεταξύ 1.200 - 2.600 €/kW_e για σχετικά μεγάλες μονάδες (>1MW), ενώ το λειτουργικό κόστος διαμορφώνεται στα 55 - 70 €/kW_h.

Οι μονάδες βιοαερίου έχουν κόστος κατασκευής μεταξύ 2.500-5.000 €/kW_e, ενώ το συνολικό κόστος λειτουργίας εξαρτάται εν πολλοίς από την πρώτη ύλη (αποτελεί περίπου το 80% του συνολικού λειτουργικού κόστους) και κυμαίνεται μεταξύ 130-190 €/kW_h. Σημειώνεται ότι το συγκεκριμένο εύρος κόστους λαμβάνει υπόψη το γεγονός ότι στην ελληνική αγορά δεν έχουν ακόμα αναπτυχθεί επαρκώς οι απαραίτητες δομές για τον εφοδιασμό των συγκεκριμένων σταθμών με την απαραίτητη πρώτη ύλη. Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω, για τους σκοπούς της

παρούσας έκθεσης, το κόστος κατασκευής ενός τυπικού σταθμού βιομάζας – βιοαερίου θεωρήθηκε ίσο με:

- 3.400 €/kW για σταθμούς βιομάζας με ισχύ μικρότερη του 1MW,
- 3.000 €/kW για σταθμούς βιομάζας με ισχύ μεταξύ 1MW και 5MW,
- 2.700 €/kW για σταθμούς βιομάζας με ισχύ μεγαλύτερη των 5MW,
- 2.600 €/kW για σταθμούς βιοαερίου σε ΧΥΤΑ και βιολογικούς καθαρισμούς με ισχύ μικρότερη των 2MW,
- 2.300 €/kW για σταθμούς βιοαερίου σε ΧΥΤΑ και βιολογικούς καθαρισμούς με ισχύ μεγαλύτερη των 2MW,
- 3.000 €/kW για λοιπούς σταθμούς βιοαερίου με ισχύ μικρότερη των 3MW,
- 2.900 €/kW για λοιπούς σταθμούς βιοαερίου με ισχύ μεγαλύτερη των 3MW.

3.2.7 Συγκεντρωτικός πίνακας κόστους ανάπτυξης και λειτουργίας τυπικών μονάδων Η/Π από ΑΠΕ στην Ελλάδα

Τεχνολογία	Αιολική Ενέργεια				Φωτοβολταϊκά				ΜΥΗ		Γεωθερμία	
	ΔΣ	ΜΔΣ	Θαλάσσια	<50kW	Στέγες	100kW	500kW	>500kW	H<20μ	H>20μ	χαμηλή Θερμ.	υψηλή Θερμ.
Τυπικό μέγεθος μονάδας (MW)	30	10	100	0,05	0,01	0,1	0,5	2	5	5	0,5	20
Ανηγμένο κόστος επένδυσης (€/kW)	1.350	1.550	3.000	3.700	2.900	2.500	2.000	1.800	2.500	2.100	6.000	4.000
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (% επένδυσης)	3,6%	4,0%	2,5%	2,0%	0,5%	3,5%	2,5%	2,5%	3,1%	3,4%	5,5%	5,5%

Τεχνολογία	Ηλιοθερμικά				Βιομάζα			Αέρια από χώρους υγειον. ταφής και εγκ. βιολογικού καθαρισμού		Βιοαέριο	
	χωρίς αποθ.Α	χωρίς αποθ.Β	με αποθ. 3ώρες	με αποθ. 6ώρες	<1MW	μεταξύ 1-5MW	>5MW	<2MW	>2MW	<3MW	>3MW
Τυπικό μέγεθος μονάδας (MW)	2	20	30	30	1	3	5	1	5	3	5
Ανηγμένο κόστος επένδυσης (€/kW)	3.200	3.800	4.600	5.300	3.400	3.000	2.700	2.600	2.300	3.000	2.900
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (% επένδυσης)	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	30,0%	28,0%	25,0%	18,0%	16,0%	42,0%	38,0%

3.3 Εκτίμηση κόστους με επιχειρηματικά μοντέλα

Για την εκτίμηση της απόδοσης της επένδυσης για κάθε τεχνολογία ΑΠΕ, είναι απαραίτητο να ληφθούν υπόψη, πέρα από το κόστος παραγωγής, και επιπρόσθετες παράμετροι και χαρακτηριστικά που καθορίζουν τη βιωσιμότητα της επένδυσης και εφαρμόζονται στο πλαίσιο αξιολόγησης επιχειρηματικού μοντέλου.

Στα ακόλουθα αναφέρονται οι παράμετροι που επηρεάζουν την εκτίμηση της απόδοσης της επένδυσης, καθώς και οι γενικές παραδοχές που λαμβάνονται υπόψη για την ανάλυση απόδοσης της επένδυσης.

Χρηματοδοτικό σχήμα επένδυσης

Το χρηματοδοτικό σχήμα για την υλοποίηση της επένδυσης μπορεί να περιλαμβάνει εισροές από τις ακόλουθες πηγές:

- Ίδια κεφάλαια
- Μακροπρόθεσμος τραπεζικός δανεισμός
- Επιχορήγηση

Τα ποσοστά συμμετοχής της κάθε πηγής για τη διάρθρωση της χρηματοδότησης της επένδυσης διαμορφώνονται ανάλογα με τις υφιστάμενες χρηματοοικονομικές συνθήκες της αγοράς, το είδος τεχνολογίας ΑΠΕ και τα χαρακτηριστικά του επενδυτή και για την Ελληνική αγορά διαμορφώνονται συνήθως ως εξής:

- Ίδια κεφάλαια: 25%-70%
- Μακροπρόθεσμος τραπεζικός δανεισμός: 40%-75% (έως και 100% για την περίπτωση Φ/Β που εμπίπτουν στο ειδικό πρόγραμμα ανάπτυξης φωτοβολταϊκών σταθμών σε στέγες έως 10kW)
- Επιχορήγηση: 0-40%

Αναφορικά με την κρατική επιχορήγηση, πρέπει να αναφερθεί ότι σύμφωνα με το ν.3908/2011 για την ενίσχυση των ιδιωτικών επενδύσεων, καθορίζονται τρεις ζώνες με κριτήριο το επίπεδο ανάπτυξης σε σύγκριση με το μέσο όρο της χώρας, ενώ οι επιχειρήσεις κατηγοριοποιούνται σε μεγάλες, μεσαίες, μικρές και πολύ μικρές. Το ποσοστό ενίσχυσης κάθε επενδυτικού σχεδίου κυμαίνεται από 15 - 40% και εξαρτάται από το μέγεθος του φορέα της επένδυσης και από την γεωγραφική περιοχή στην οποία υλοποιείται. Ειδικά στα μεγάλα επενδυτικά σχέδια (ελάχιστου ύψους επένδυσης 50 εκ. ευρώ), στο ν.3908/2011 προβλέπεται σταδιακή απομείωση του αρχικού ποσοστού επιχορήγησης που προβλέπεται για τη συγκεκριμένη περιοχή για κάθε επιπλέον 50 εκατ. € αρχικό κόστος επένδυσης. Ειδικότερα:

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

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

Το χρηματοδοτικό σχήμα που επιλέχθηκε στο πλαίσιο της παρούσας ανάλυσης αποτελείται κατά 60% από δανειακά κεφάλαια και κατά 40% από ίδια κεφάλαια για όλες τις τεχνολογίες, με εξαίρεση τα θαλάσσια αιολικά πάρκα (70% δανειακά και 30% ίδια κεφάλαια), τους ηλιοθερμικούς σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη από 10 MW και με δυνατότητα αποθήκευσης 3 και 6 ωρών (70% δανειακά και 30% ίδια κεφάλαια) και τα Φ/Β στις στέγες (80% δανειακά και 20% ίδια κεφάλαια).

Μακροοικονομικά μεγέθη

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

Τα βασικότερα μακροοικονομικά μεγέθη είναι τα εξής:

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

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

Αποσβέσεις

Οι αποσβέσεις αντιπροσωπεύουν τη σταδιακή μείωση της αξίας των πάγιων περιουσιακών στοιχείων μίας επένδυσης (δηλαδή του κόστους κατασκευής) και πραγματοποιούνται για την επανάκτηση του αρχικού κεφαλαίου και την τυχόν αντικατάσταση του εξοπλισμού μετά το πέρας της διάρκειας ζωής του. Για την παρούσα μελέτη, η απόσβεση των επενδύσεων κατανεμήθηκε ισόποσα σε χρονικό ορίζοντα 20ετίας για όλες τις εγκαταστάσεις.

Επιτόκιο προεξόφλησης

Το επιτόκιο προεξόφλησης, είναι μια καθαρά επενδυτική παράμετρος που αντανακλά την ελάχιστη αποδεκτή απόδοση μιας επένδυσης. Συγκεκριμένα το επιτόκιο προεξόφλησης ενσωματώνει το επιθυμητό επενδυτικό επιτόκιο μιας ασφαλούς επένδυσης (κόστος ευκαιρίας) προσαυξημένο με έναν αποδεκτό συντελεστή ασφαλείας (κόστος ρίσκου). Η αβεβαιότητα που υπάρχει στην πρόβλεψη των μελλοντικών συνθηκών σε σχέση με το βαθμό τεχνολογικής ωριμότητας κάθε τεχνολογίας αλλά και άλλες παραμέτρους (π.χ. την είσπραξη οφειλών από τρίτους, τη διαμόρφωση του κόστους πρώτων υλών, το ευρύτερο οικονομικό περιβάλλον, κ.α.) σχετίζεται άμεσα με το ρίσκο της κάθε επένδυσης.

Οι ανωτέρω παράμετροι συνυπολογίζονται στο επιτόκιο προεξόφλησης, το οποίο διαφοροποιείται μεταξύ άλλων βάσει του βαθμού ωριμότητας των διαφόρων τεχνολογιών ΑΠΕ (π.χ. άλλο επιτόκιο προεξόφλησης για χερσαία αιολικά πάρκα και Φ/Β και άλλο για σχετικά νέες τεχνολογίες/εφαρμογές όπως γεωθερμικοί και ηλιοθερμικοί σταθμοί) και για τους σκοπούς της παρούσας έκθεσης λαμβάνεται ίσο με 10% γενικά και ίσο με 12% για τις μικρές Α/Γ, τους γεωθερμικούς σταθμούς και τα ηλιοθερμικά και 14% για τα οικιακά ΦΒ.

Συντελεστής χρησιμοποίησης

Τα ετήσια έσοδα της επένδυσης διαμορφώνονται από την καθορισμένη τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh) και την ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Η τιμολόγηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς ΑΠΕ καθορίζεται από το ν.3851/2010 και παρουσιάζεται εκτενώς στο επόμενο κεφάλαιο.

Η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας εξαρτάται από την εγκατεστημένη ισχύ του σταθμού ΑΠΕ και τον συντελεστή

χρησιμοποίησης (capacity factor) που αντιστοιχεί στον εκάστοτε σταθμό. Ο συντελεστής χρησιμοποίησης είναι συνάρτηση κυρίως του διαθέσιμου δυναμικού (π.χ. αιολικού δυναμικού) και των τεχνολογικών παραμέτρων εκμετάλλευσης του διαθέσιμου δυναμικού.

Ο μέσος ετήσιος συντελεστής χρησιμοποίησης για τους μεγάλους αιολικούς σταθμούς εκτιμάται ότι είναι 24,5% για σταθμούς που βρίσκονται στο ηπειρωτικό σύστημα και τα διασυνδεδεμένα νησιά, 30% για σταθμούς που είναι εγκατεστημένοι στα μη διασυνδεδεμένα νησιά και 38% για θαλάσσιους αιολικούς σταθμούς. Για μικρούς αιολικούς σταθμούς, τυπικής ισχύος 50kW, ο μέσος ετήσιος συντελεστής χρησιμοποίησης λαμβάνεται ίσος με 28%.

Για την περίπτωση των Φ/Β σταθμών ο μέσος ετήσιος συντελεστής χρησιμοποίησης καθορίζεται στο 16,5% (ανεξαρτήτως ισχύος), ενώ για τα Φ/Β συστήματα που εμπίπτουν στο ειδικό πρόγραμμα ανάπτυξης Φ/Β στις στέγες έως 10 kW λαμβάνεται ίσος με 15%, καθώς συνυπολογίζονται απώλειες λόγω μη βέλτιστων δυνατοτήτων προσανατολισμού και πιθανών σκιάσεων.

Οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί διακρίνονται σε δύο κατηγορίες ανάλογα με το ύψος πτώσης. Για σταθμούς χαμηλού ύψους πτώσης ($H < 20m$) ο μέσος ετήσιος συντελεστής χρησιμοποίησης λαμβάνεται ίσος με 38,5%, ενώ για σταθμούς μεσαίου και μεγάλου ύψους πτώσης ($H > 20m$) ίσος με 35%.

Οι ηλιοθερμικοί σταθμοί κατηγοριοποιούνται ανάλογα με την ύπαρξη ή μη συστήματος αποθήκευσης και το μέγεθος αυτού. Συγκεκριμένα για σταθμούς χωρίς αποθήκευση, ο συντελεστής χρησιμοποίησης διαμορφώνεται μεταξύ 18 - 20% (ανάλογα με το ύψος της εγκατεστημένης ισχύος), για σταθμούς με συστήματα αποθήκευσης που εξασφαλίζουν τουλάχιστον 3ωρη λειτουργία στο ονομαστικό φορτίο ο συντελεστής χρησιμοποίησης λαμβάνεται ίσος με 30%, ενώ για σταθμούς με συστήματα αποθήκευσης που εξασφαλίζουν 6ωρη λειτουργία στο ονομαστικό φορτίο ο συντελεστής χρησιμοποίησης λαμβάνεται ίσος με 36%.

Οι γεωθερμικοί σταθμοί είναι μονάδες συνεχούς λειτουργίας και η πραγματική τους απόδοση εξαρτάται από την ενσωμάτωση τους στο ηλεκτρικό σύστημα. Ο μέσος ετήσιος συντελεστής χρησιμοποίησης για γεωθερμικούς σταθμούς χαμηλής θερμοκρασίας λαμβάνεται ίσος με 85% και για σταθμούς υψηλής θερμοκρασίας ίσος με 90%.

Αναφορικά με τους σταθμούς βιομάζας, ο συντελεστής χρησιμοποίησης διαμορφώνεται στο 80% για τους σταθμούς στερεής βιομάζας, στο 75% για τους σταθμούς που χρησιμοποιούν ως καύσιμο αέρια που εκλύονται από ΧΥΤΑ & εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού, ενώ για λοιπούς σταθμούς βιοαερίου θεωρείται συντελεστής χρησιμοποίησης 85%.

Σημαντική παράμετρος αποτελεί και ο βαθμός απορρόφησης της παραγόμενης ενέργειας από το ηλεκτρικό σύστημα, ο οποίος επηρεάζεται κύρια από συγκεκριμένες ανάγκες για διακοπή λειτουργίας και ενδεχόμενης απόρριψης πλεονάζουσας ενέργειας. Για τους σκοπούς της παρούσας μελέτης αυτός θεωρείται 98%, με την εξαίρεση των αιολικών πάρκων στα μη διασυνδεδεμένα νησιά που λαμβάνεται ίσος με 90%.

Μακροπρόθεσμο τραπεζικό δάνειο

Στην περίπτωση σύναψης δανείου για την κάλυψη μέρους της χρηματοδότησης του έργου, προβλέπεται κάθε έτος η καταβολή τοκοχρεολυσίων.

Χαρακτηριστικά μεγέθη του δανείου αποτελούν το δανειακό κεφάλαιο, το επιτόκιο δανεισμού, ο χρόνος εξόφλησης του, ο τρόπος αποπληρωμής (σταθερό ή μεταβλητό τοκοχρεολύσιο) και η πιθανή περίοδος χάριτος (δηλαδή το χρονικό διάστημα που δεν υπάρχει υποχρέωση καταβολής χρεολυτικών δόσεων).

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

Το επιτόκιο δανεισμού διαφοροποιείται ανάλογα με τα χαρακτηριστικά του επενδυτή, το ύψος του δανείου, καθώς και το γενικότερο οικονομικό περιβάλλον. Για τις ανάγκες της παρούσας ανάλυσης, το επιτόκιο δανεισμού λαμβάνεται μεταξύ 9-11%. Συγκεκριμένα, για ύψος δανείου έως 1 εκ. ευρώ, το επιτόκιο δανεισμού λαμβάνεται ίσο με 10%, ενώ για δάνεια μεγαλύτερα από 1 εκ. ευρώ λαμβάνεται ίσο με 9%. Ειδικά για τα Φ/Β συστήματα που εμπίπτουν στο ειδικό πρόγραμμα ανάπτυξης Φ/Β σε στέγες κτιρίων έως 10kW, το επιτόκιο δανεισμού εκτιμάται στο 11%.

Η διάρκεια του δανείου, δηλαδή ο χρόνος εξόφλησης, θεωρείται κοινή για όλες τις τεχνολογίες και λαμβάνεται ίση με 10 έτη.

Ειδικό τέλος επί των ακαθάριστων εσόδων

Η λειτουργία σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ επιβαρύνεται με ειδικό τέλος που παρακρατείται από τα έσοδα του έργου (άμεσα στην πηγή) και αποδίδεται στους οικιακούς καταναλωτές και στους ΟΤΑ των περιοχών όπου εγκαθίστανται τα έργα. Το ειδικό τέλος

ισούται με το 3% επί του κύκλου εργασιών του έργου, εξαιρούμενων των Φ/Β και των συστημάτων Α.Π.Ε. που εγκαθίστανται σε κτίρια, τα οποία απαλλάσσονται από το συγκεκριμένο τέλος. Τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα σε προστατευόμενες περιοχές επιβαρύνονται με επιπλέον τέλος 1% που αποδίδεται στους φορείς διαχείρισης των εν λόγω περιοχών.

Άλλες παράμετροι που επιδρούν στο κόστος παραγωγής

Σημαντική παράμετρος που επιδρά στο κόστος παραγωγής αποτελεί το φορολογικό καθεστώς που θα εφαρμοστεί.

Ο τελικός φορολογικός συντελεστής, εξαρτάται από τον τύπο της επιχείρησης καθώς και το φορολογικό πλαίσιο που διέπει τη διαδικασία μερισμάτων και συμμετοχών σε ένα εταιρικό σχήμα.

Σε επίπεδο επιχείρησης, ο συντελεστής αυτός βρίσκεται στο 20% αλλά εάν συνυπολογιστεί η τελική φορολόγηση σε επίπεδο φυσικού προσώπου των μετόχων/εταίρων εταιρίας, συνολικά ανάγεται στο 40% των συνολικών κερδών.

Στόχος-Παράμετροι αξιολόγησης επιχειρηματικών μοντέλων

Η αποζημίωση που θα πρέπει να παρέχει ο μηχανισμός στήριξης των ΑΠΕ θα πρέπει να λαμβάνει αρχικά υπόψη του όλες τις παραμέτρους που επιδρούν στο κόστος παραγωγής και λειτουργίας των έργων ΑΠΕ και να εξασφαλίζει ένα αποδεκτό βαθμό απόδοσης του συνολικού κεφαλαίου της επένδυσης (project IRR), θεωρώντας παράλληλα τους εναλλακτικούς τρόπους υποστήριξης της επένδυσης με βάση το ισχύον θεσμικό πλαίσιο (δηλαδή είτε μέσω επιχορήγησης είτε με την προσαύξηση στην τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας).

Στη συνέχεια, θα πρέπει να εξετάζονται και οι πραγματικές συνθήκες χρηματοδότησης για την ανάπτυξη και υλοποίηση ενός έργου, από την πλευρά του επενδυτή, δηλαδή συνυπολογίζοντας το βαθμό συμμετοχής των διαφορετικών εισροών κεφαλαίου (ιδία κεφάλαια, δανειοδότηση) και το εκάστοτε επιτόκιο δανεισμού.

Στο πλαίσιο αυτό, για την αξιολόγηση της βιωσιμότητας της εκάστοτε επένδυσης εξετάζονται δύο επιπλέον οικονομικοί δείκτες, το ανηγμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (Levelised Cost of Electricity - LCOE) που δίνει ένα μέτρο σύγκρισης λαμβάνοντας υπόψη όλα τα επιμέρους στοιχεία της επένδυσης, καθώς και η απλή περίοδος αποπληρωμής του έργου που αποτελεί ένα μέγεθος άμεσης σύγκρισης μεταξύ επενδύσεων. Πιο συγκεκριμένα:

- Το ανηγμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί μια βασική προσέγγιση εκτίμησης του απαιτούμενου ύψους της τιμής πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και

υπολογίζει το ανηγμένο κόστος για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. €/MWh) κατά την διάρκεια ζωής του εκάστοτε σταθμού ΑΠΕ, ενσωματώνοντας τα επί μέρους κόστη (κόστος επένδυσης, λειτουργίας, καυσίμου, ασφάλισης, παροπλισμού κλπ.) εκφρασμένα σε τιμές παρούσας αξίας. Ορίζεται ως η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας (ανά MWh), με την οποία μηδενίζεται η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης. Αν η τιμή πώλησης είναι χαμηλότερη από το υπολογιζόμενο ανηγμένο κόστος, η επένδυση δεν θεωρείται αποδοτική για το επιτόκιο προεξόφλησης που έχει επιλεγεί.

- Η απλή περίοδος αποπληρωμής μιας επένδυσης ορίζεται ως η χρονική διάρκεια εντός της οποίας ανακτάται το αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης, χωρίς να λαμβάνεται υπόψη το κόστος του χρήματος.

Περισσότερα σχετικά με τον τρόπο υπολογισμού του LCOE παρατίθενται στο Παράρτημα Α.

Στη συνέχεια δίνονται σε μορφή πίνακα (3.2) όλες οι παράμετροι που επηρεάζουν τη διαμόρφωση του κόστους της παραγόμενης ενέργειας ανά τεχνολογία.

Παραδοχές και αποτελέσματα ανάλυσης

Στη συνέχεια παρατίθενται συγκεντρωτικά οι παράμετροι διαμόρφωσης του κόστους παραγόμενης ενέργειας ανά τεχνολογία, οι παραδοχές και τα αποτελέσματα της ανωτέρω περιγραφείσας ανάλυσης εκτίμησης κόστους, στη βάση πέντε διαφορετικών σεναρίων (Πίνακας 3.3). Το Σενάριο 1 αντιπροσωπεύει το βασικό σενάριο της παρούσας ανάλυσης όπου εξετάζεται η απόδοση της επένδυσης θεωρώντας υψηλό κόστος δανεισμού. Στο Σενάριο 1α μελετάται η επίδραση χαμηλότερου κόστους δανεισμού, ενώ στο Σενάριο 2 αξιολογείται η επίπτωση στην επένδυση από την ενδεχόμενη λήψη επιχορήγησης θεωρώντας υψηλό κόστος δανεισμού. Τέλος, στα Σενάρια 3α και 3β, για υψηλό και χαμηλό κόστος δανεισμού αντίστοιχα, εξετάζεται η απόδοση της επένδυσης σε επίπεδο φυσικού προσώπου των μετόχων/εταίρων εταιρίας, για τους οποίους ο φορολογικός συντελεστής ανάγεται στο 40% των συνολικών κερδών. Πρέπει επίσης να σημειωθεί ότι η υπόθεση της προσαύξησης της τιμής αποζημίωσης στα τέσσερα από τα πέντε σενάρια αναφέρεται μόνον σε νεότερα έργα ΑΠΕ (δηλαδή σ' αυτά που δεν είχαν υπογράψει σύμβαση πώλησης μέχρι το καλοκαίρι του 2010), επειδή η δυνατότητα αυτή θεσμοθετήθηκε με το ν. 3851/2010.

Οι παραδοχές για κάθε σενάριο παρουσιάζονται αναλυτικότερα στον Πίνακα 3.1. Οι δείκτες που χρησιμοποιήθηκαν για την παρουσίαση των αποτελεσμάτων περιλαμβάνουν το ανηγμένο

κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE), το βαθμό απόδοσης του έργου (project IRR) και την απλή περίοδο αποπληρωμής (Α.Π.Α.) του.

Επιπρόσθετα, στο πλαίσιο της παρούσας ανάλυσης προσδιορίστηκε η διαφορά μεταξύ της παρεχόμενης τιμής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας (FIT) και του ανηγμένου κόστους ηλεκτροπαραγωγής για όλες τις τεχνολογίες ΑΠΕ στο σύνολο των εξεταζόμενων σεναρίων. Το συγκεκριμένο μέγεθος αντιπροσωπεύει το καθαρό χρηματοοικονομικό αποτέλεσμα (κέρδη ή ζημιά) ανά παραγόμενη ποσότητα ηλεκτρισμού. Τα αποτελέσματα απεικονίζονται στο Διάγραμμα 3.1.

Πίνακας 3.1: Παραδοχές εξεταζόμενων σεναρίων.

	Σενάριο 1	Σενάριο 1α	Σενάριο 2	Σενάριο 3α	Σενάριο 3β
Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού (%)	9,0% (10% για μικρές Α/Γ, ΦΒ μέχρι 500kW και 11% για οικιακά ΦΒ)	6,0% (7% για μικρές Α/Γ, ΦΒ μέχρι 500kW και 9% για οικιακά ΦΒ)	9,0% (10% για μικρές Α/Γ, ΦΒ μέχρι 500kW και 11% για οικιακά ΦΒ)	9,0% (10% για μικρές Α/Γ, ΦΒ μέχρι 500kW και 11% για οικιακά ΦΒ)	6,0% (7% για μικρές Α/Γ, ΦΒ μέχρι 500kW και 9% για οικιακά ΦΒ)
Ποσοστό επιχορήγησης (%)	0%	0%	30% (15% για θαλάσσια αιολικά, 18% για ηλιοθερμικά με 6 ώρες αποθ., 20% για ηλιοθερμικά με 3 ώρες αποθ., 25% για μεσαία ηλιοθερμικά χωρίς αποθηκ. και γεωθερμία υψηλής θερμοκρασίας)	0%	0%
Ποσοστό ιδίων κεφαλαίων (%)	40% (30% για θαλάσσια αιολικά και μεγάλα ηλιοθερμικά, 20% για Φ/Β στις στέγες)	40% (30% για θαλάσσια αιολικά και μεγάλα ηλιοθερμικά, 20% για Φ/Β στις στέγες)	28-33% (ανάλογα με το ποσοστό επιχορήγησης)	40% (30% για θαλάσσια αιολικά και μεγάλα ηλιοθερμικά, 20% για Φ/Β στις στέγες)	40% (30% για θαλάσσια αιολικά και μεγάλα ηλιοθερμικά, 20% για Φ/Β στις στέγες)
Ποσοστό δανειακών κεφαλαίων (%)	60% (70% για θαλάσσια αιολικά και μεγάλα ηλιοθερμικά, 80% για Φ/Β στις στέγες)	60% (70% για θαλάσσια αιολικά και μεγάλα ηλιοθερμικά, 80% για Φ/Β στις στέγες)	42-49% (ανάλογα με το ποσοστό επιχορήγησης)	60% (70% για θαλάσσια αιολικά και μεγάλα ηλιοθερμικά, 80% για Φ/Β στις στέγες)	60% (70% για θαλάσσια αιολικά και μεγάλα ηλιοθερμικά, 80% για Φ/Β στις στέγες)
Διάρκεια αποπληρωμής δανείου (έτη)	10	10	10	10	10
Φορολογία φορέα υλοποίησης Φορολογία μετόχων ή φυσικών προσώπων	20%	20%	20%	- 40%	- 40%
Διάρκεια ζωής (έτη)	20 (25 για ηλιοθερμικούς σταθμούς)	20 (25 για ηλιοθερμικούς σταθμούς)	20 (25 για ηλιοθερμικούς σταθμούς)	20 (25 για ηλιοθερμικούς σταθμούς)	20 (25 για ηλιοθερμικούς σταθμούς)
% Προσαύξηση τιμής πώλησης (% του ΔΤΚ)	50% (25% για ΦΒ)	50% (25% για ΦΒ)	50% (25% για ΦΒ)	50% (25% για ΦΒ)	50% (25% για ΦΒ)

% Προσαύξηση τιμής πώλησης (FiT)	20% (15% για βιομάζα, 0% για ΦΒ-ηλιοθερμικά και μικρές Α/Γ)	20% (15% για βιομάζα, 0% για ΦΒ-ηλιοθερμικά και μικρές Α/Γ)	0%	20% (15% για βιομάζα, 0% για ΦΒ-ηλιοθερμικά και μικρές Α/Γ)	20% (15% για βιομάζα, 0% για ΦΒ-ηλιοθερμικά και μικρές Α/Γ)
Ειδικό τέλος ΟΤΑ (%)	3% (4% για ΜΥΗ και 0% για ΦΒ και μικρές Α/Γ)	3% (4% για ΜΥΗ και 0% για ΦΒ και μικρές Α/Γ)	3% (4% για ΜΥΗ και 0% για ΦΒ και μικρές Α/Γ)	3% (4% για ΜΥΗ και 0% για ΦΒ και μικρές Α/Γ)	3% (4% για ΜΥΗ και 0% για ΦΒ και μικρές Α/Γ)
Πληθωρισμός	2%	2%	2%	2%	2%

Πίνακα 3.2: Παράμετροι διαμόρφωσης κόστους Παραγόμενης ενέργειας ανά τεχνολογία. Τιμές στις κοινές Παραμέτρους βάσει του σεναρίου 1.

Τεχνολογία	Αιολική Ενέργεια				ΜΥΗΕ		Φωτοβολταϊκά				Ηλιοθερμικοί σταθμοί			
	ΔΣ	ΜΔΣ	Θαλάσσια	<50kW	H<20m	H>20m	σε στέγες	≤100kW	100kW<<1MW	>1MW	<3MW, χωρίς αποθ.	>3 MW χωρίς αποθ.	>10 MW με 3 ώρες αποθ.	>10 MW με 6 ώρες αποθ.
Τυπικό μέγεθος μονάδας (MW)	30	10	100	0,05	5	5	0,01	0,1	0,5	2	2	20	30	30
Ανηγγμένο κόστος επένδυσης (€/kW)	1350	1550	3000	3700	2500	2100	2900	2500	2000	1800	3200	3800	4600	5300
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (% επένδυσης)	3,6%	4%	2,5%	2%	3,1%	3,4%	0,5%	3,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
ενεργειακή απόδοση-ef (%)	24,5%	30%	38%	28%	38,5%	35%	15%	16,5%	16,5%	16,5%	18%	20%	30%	36%
ενεργειακή απόδοση (ώρες / έτος)	2146	2628	3329	2453	3373	3066	1314	1445	1445	1445	1577	1752	2628	3154
Ποσοστό απορρόφησης ενέργειας (%)	98%	90%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
τιμή πώλησης (€/MWh)	87,85	99,45	108,3	250	87,85	87,85	495	328,6	292,08	292,08	264,85	264,85	284,85	284,85
Ετήσια μείωση παραγόμενης ενέργειας (%)	-	-	-	-	-	-	1%	1%	1%	1%	-	-	-	-
Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού (%)	9%	9%	9%	10%	9%	9%	11%	10%	10%	10%	9%	9%	9%	9%
Ποσοστό επιχορήγησης (%)*	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%
Ποσοστό δανειοδότησης εξαιρ. επιχ. (%)	60%	60%	70%	60%	60%	60%	80%	60%	60%	60%	60%	60%	70%	70%
Ποσοστό ιδίων κεφαλαίων (%)*	40%	40%	30%	40%	40%	40%	20%	40%	40%	40%	40%	40%	30%	30%
Ποσοστό δανειακών κεφαλαίων (%)*	60%	60%	70%	60%	60%	60%	80%	60%	60%	60%	60%	60%	70%	70%
Συνολική επένδυση (χιλ. €)	40500	15500	300000	185	12500	10500	29	250	1000	3600	6400	76000	138000	159000
Διάρκεια αποπληρωμής δανείου (έτη)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Φορολόγηση (%)	20%	20%	20%	20%	20%	20%	0%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Διάρκεια ζωής (έτη)	20	20	20	20	20	20	25	20	20	20	25	25	25	25
Υπολειμματική αξία (%)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Αποσβέσεις (χιλ. €)	2025	775	15000	9,25	625	525	0	12,5	50	180	320	3800	6900	7950
% Προσαύξηση τιμής πώλησης (% του ΔΤΚ)	50%	50%	50%	50%	50%	50%	25%	25%	25%	25%	50%	50%	50%	50%
% Προσαύξηση τιμής πώλησης (%FIT) *	20%	20%	20%	-	20%	20%	-	-	-	-	-	-	-	-
Ειδικό τέλος ΟΤΑ (%)	3%	3%	-	-	4%	4%	-	-	-	-	3%	3%	3%	3%
Πληθωρισμός (%)	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%

* σε περίπτωση επιχορήγησης (π.χ.30%), το ποσοστό ιδίων κεφαλαίων διαμορφώνεται σε 28%, το ποσοστό δανειακών κεφαλαίων σε 42% και δεν υπάρχει ποσοστό προσαύξησης της τιμής πώλησης που αντιστοιχεί στην εκάστοτε τεχνολογία ΑΠΕ

Πίνακα 3.2: Παράμετροι διαμόρφωσης κόστους Παραγόμενης ενέργειας ανά τεχνολογία. Τιμές στις κοινές Παραμέτρους βάσει του σεναρίου 1 (συνέχεια).

Τεχνολογία	Γεωθερμία		Βιομάζα			Βιοαέριο			
	χαμηλής θερμοκρασίας	υψηλής θερμοκρασίας	≤1MW	1MW-5MW	>5MW	από ΧΥΤΑ και βιολογικούς καθαρισμούς (≤2 MW)	από ΧΥΤΑ και βιολογικούς καθαρισμούς (>2 MW)	από οργανικά υπολείμματα (≤3 MW)	από οργανικά υπολείμματα (>3 MW)
Τυπικό μέγεθος μονάδας (MW)	0,5	20	1	3	5	1	5	3	5
Ανηγμένο κόστος επένδυσης (€/kW)	6000	4000	3400	3000	2700	2600	2300	3000	2900
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (% επένδυσης)	5,5%	5,5%	30%	28%	25%	18%	16%	42%	38%
ενεργειακή απόδοση-cf (%)	85%	90%	80%	80%	80%	75%	75%	85%	85%
ενεργειακή απόδοση (ώρες /έτος)	7446	7884	7008	7008	7008	6570	6570	7446	7446
Ποσοστό απορρόφησης ενέργειας (%)	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
τιμή πώλησης (€/MWh)	150	99,45	200	175	150	120	99,45	220	200
Ετήσια μείωση παραγόμενης ενέργειας (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού (%)	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
Ποσοστό επιχορήγησης (%)*	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ποσοστό δανειοδότησης εξαιρ. επιχ. (%)	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
Ποσοστό ιδίων κεφαλαίων (%)*	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
Ποσοστό δανειακών κεφαλαίων (%)*	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
Συνολική επένδυση (χιλ. €)	3000	80000	3400	9000	13500	2600	11500	9000	14500
Διάρκεια αποπληρωμής δανείου (έτη)	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Φορολόγηση (%)	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Διάρκεια ζωής (έτη)	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Υπολειμματική αξία (%)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Αποσβέσεις (χιλ. €)	150	4000	170	450	675	130	575	450	725
% Προσαύξηση τιμής πώλησης (% του ΔTK)	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
% Προσαύξηση τιμής πώλησης (%FIT)*	20%	20%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
Ειδικό τέλος ΟΤΑ (%)	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Πληθωρισμός (%)	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%

* σε περίπτωση επιχορήγησης (π.χ.30%), το ποσοστό ιδίων κεφαλαίων διαμορφώνεται σε 28%, το ποσοστό δανειακών κεφαλαίων σε 42% και δεν υπάρχει ποσοστό προσαύξησης της τιμής πώλησης που αντιστοιχεί στην εκάστοτε τεχνολογία ΑΠΕ

Πίνακας 3.3: Κόστος Παραγόμενης ενέργειας και οικονομικοί δείκτες ανά τεχνολογία.

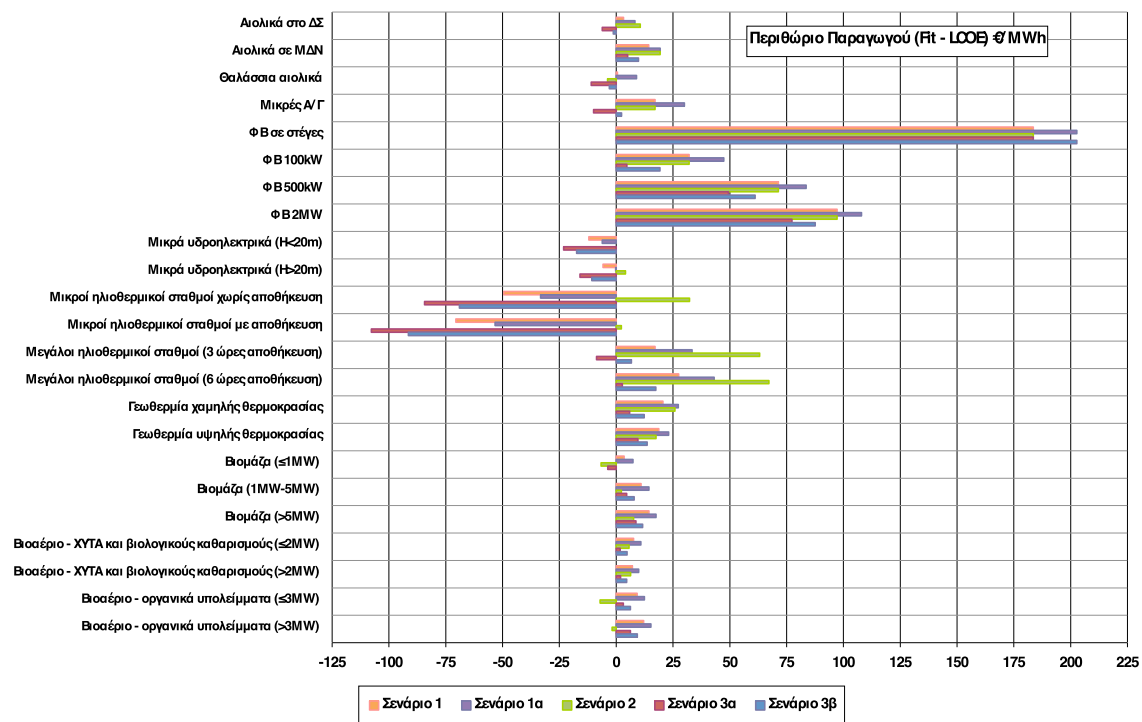
	Αιολικ ά στο ΔΣ	Αιολικ ά σε ΜΑΝ	Θαλάσ σια αιολικά	Μικρέ ς Α/Γ	ΦΒ σε στέγε ς	ΦΒ 100k W	ΦΒ 500k W	ΦΒ 2MW	Μικρά υδροηλεκτ ρικά (H<20m)	Μικρά υδροηλεκτ ρικά (H>20m)	Γεωθερμί α χαμηλής θερμοκρα σίας	Γεωθερμία υψηλής θερμοκρασίας
IRR- Σενάρια 1 & 1α	9,5%	10,7%	8,9%	11,6%	21,3 %	11,1%	14,2%	16,3 %	7,2%	8,1%	12,7%	13,8%
IRR- Σενάριο 2	11,4%	12,7%	8,2%						9,0%	9,9%	14,6%	14,6%
IRR- Σενάρια 3α & 3β	7,5%	8,5%	7,0%	9,2%	21,3 %	8,6%	11,1%	12,8 %	5,6%	6,3%	10,0%	10,9%
LCOE - Σενάριο 1	102,2	105,0	129,4	232,9	311,4	296,5	220,7	194,9	117,5	111,2	159,4	100,6
LCOE - Σενάριο 1α	97,2	100,0	121,0	219,9	292,3	281,3	208,5	184,2	111,5	105,7	152,7	96,3
LCOE - Σενάριο 2	77,2	80,1	112,1						87,8	83,7	124,2	81,9
LCOE - Σενάριο 3α	111,5	114,3	141,0	259,9	311,4	323,9	242,6	214,8	128,5	121,4	174,1	109,8
LCOE - Σενάριο 3β	106,7	109,5	133,0	247,6	292,3	309,3	230,9	204,5	122,8	116,1	167,7	105,7
ΑΠΑ - Σενάρια 1 & 1α	9,0	8,2	9,4	7,8	4,6	7,7	6,4	5,7	10,6	9,9	7,3	6,8
ΑΠΑ - Σενάριο 2	7,9	7,2	9,8						9,3	8,7	6,5	6,5
ΑΠΑ - Σενάρια 3α & 3β	10,4	9,6	10,8	9,2	4,6	9,1	7,8	7,0	12,0	11,3	8,6	8,1

(*) Επισημαίνεται ότι στα Σενάρια 1 και 1α και στα Σενάρια 3α και 3β η αλλαγή της τιμής του επιτοκίου δανεισμού δε διαφοροποιεί τις τιμές του project IRR και της ΑΠΑ.

Πίνακας 3.3: Κόστος Παραγόμενης ενέργειας και οικονομικοί δείκτες ανά τεχνολογία (συνέχεια).

	Μικροί ηλιοθερμ ικοί σταθμοί χωρίς αποθ.	Μεσαίοι ηλιοθερμ ικοί σταθμοί χωρίς αποθ.	Μεγάλοι ηλιοθερμ ικοί σταθμοί (3 ώρες αποθ.)	Μεγάλοι ηλιοθερμ ικοί σταθμοί (6 ώρες αποθ.)	Βιομάζ α (≤1M W)	Βιομά ζα (1MW -5MW)	Βιομάζ α (>5M W)	Βιοαέριο - ΧΥΤΑ και βιολογικο ύς καθαρισμ ούς (≤2MW)	Βιοαέριο - ΧΥΤΑ και βιολογικο ύς καθαρισμ ούς (>2MW)	Βιοαέριο - οργανικά υπολείμ ατα (≤3MW)	Βιοαέριο - οργανικά υπολείμ ατα (>3MW)
IRR- Σενάρια 1 & 1α	7,9%	7,0%	11,0%	11,6%	9,7%	11,7%	12,9%	11,0%	11,1%	11,4%	12,3%
IRR- Σενάριο 2	12,5%	10,5%	14,2%	14,6%	6,2%	9,7%	12,0%	11,1%	11,7%	4,7%	7,8%
IRR- Σενάρια 3α & 3β	6,4%	5,7%	8,9%	9,4%	7,5%	9,1%	10,0%	8,6%	8,7%	8,8%	9,5%
LCOE - Σενάριο 1	314,3	335,4	267,7	257,4	226,5	190,3	158,1	130,3	107,3	243,8	217,9
LCOE - Σενάριο 1α	298,2	318,1	251,5	241,8	222,6	186,8	155,0	127,1	104,4	240,6	214,8
LCOE - Σενάριο 2	232,5	262,5	221,7	217,6	206,6	172,8	142,4	114,3	93,1	227,1	201,8
LCOE - Σενάριο 3α	349,2	372,6	293,5	282,2	233,7	196,7	163,8	136,2	112,5	249,8	223,7
LCOE - Σενάριο 3β	333,9	356,3	278,1	267,4	230,0	193,4	160,9	133,2	109,8	246,7	220,7
ΑΠΑ - Σενάρια 1 & 1α	10,9	11,7	8,6	8,2	8,3	7,4	6,9	7,9	7,9	7,3	7,0
ΑΠΑ - Σενάριο 2	7,7	8,9	6,9	6,8	10,0	8,1	7,1	7,7	7,5	10,2	8,7
ΑΠΑ - Σενάρια 3α & 3β	12,3	13,0	10,0	9,6	9,8	8,8	8,3	9,3	9,3	8,7	8,4

(*) Επισημαίνεται ότι στα Σενάρια 1 και 1α και στα Σενάρια 3α και 3β η αλλαγή της τιμής του επιτοκίου δανεισμού δε διαφοροποιεί τις τιμές του project IRR και της ΑΠΑ.



Διάγραμμα 3.1: Διαφορά μεταξύ τιμής πώλησης ενέργειας (FIT) και ανηγμένου κόστους παραγωγής (LCOE).

Περαιτέρω ανάλυση για τα Φ/Β

Ειδικά για τα Φ/Β έργα, έγινε ανάλυση για τα έτη 2013 και 2014 λαμβάνοντας υπόψη τη προβλεπόμενη μείωση στις τιμές παραγόμενης ενέργειας για τις διάφορες κατηγορίες έργων, όπως αυτές ισχύουν από το Φεβρουάριο του 2012.

Συγκεκριμένα, ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει για το βασικό σενάριο της παρούσας ανάλυσης τους δείκτες αξιολόγησης των επενδύσεων αυτών, που περιλαμβάνουν το ανηγμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE), το βαθμό απόδοσης του έργου (IRR project) και τη διαφορά (margin) μεταξύ της παρεχόμενης τιμής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας (FIT) και του ανηγμένου κόστους ηλεκτροπαραγωγής.

		ΦΒ στεγες	ΦΒ 100kW	ΦΒ <500kW	ΦΒ >500kW
2012	IRR project	21,3%	11,1%	14,2%	16,3%
	LCOE	311,4	296,5	220,7	194,9
	Margin	183,6	32,1	71,4	97,2
2013	IRR project	19,6%	8,9%	12,0%	13,9%
	LCOE	309,7	293,7	218,4	192,9
	Margin	137,1	-9,5	34,2	59,8
2014 α εξάμηνο	IRR project	18,0%	6,7%	9,9%	11,7%
	LCOE	307,9	291,0	216,3	190,9
	Margin	95,3	-45,1	2,2	27,6
2014 β εξάμηνο	IRR project	17,3%	5,7%	8,9%	10,6%
	LCOE	307,1	289,6	215,1	189,9
	Margin	76,0	-61,0	-11,9	13,3

Τα αποτελέσματα του πίνακα, δείχνουν ότι λαμβάνοντας υπόψη τις σημερινές υποθέσεις για το τυπικό κόστος κατασκευής και λειτουργίας των Φ/Β πάρκων και τον αναμενόμενο ρυθμό μείωσης του κόστους προμήθειας των Φ/Β συστημάτων, καθώς και την επίπτωση από την προβλεπόμενη μείωση της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, η υψηλή διαφορά που παρατηρείται σήμερα μεταξύ της παρεχόμενης τιμής πώλησης και του ανηγμένου κόστους ηλεκτροπαραγωγής μειώνεται δραστικά ή ακόμη και εξαλείφεται έως το 2014.

Παράρτημα Α

Ανηγμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (levelised cost of electricity – LCOE)

Ο δείκτης του ανηγμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (levelised cost of electricity – LCOE) αντιπροσωπεύει την τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας που απαιτείται ώστε να αποσβένονται όλα τα επιμέρους κόστη της επένδυσης σε όλη τη διάρκεια ζωής της. Πιο συγκεκριμένα, εκφράζει σε τιμές παρούσας αξίας το κόστος που απαιτείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη τη διάρκεια ζωής μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής σταθμισμένο ως προς τη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας συνυπολογίζοντας όλες τις επιμέρους συνιστώσες κόστους (κόστος επένδυσης, λειτουργίας, καυσίμου, δανειοδότησης, ασφάλισης κ.λπ.).

Στις περισσότερες εφαρμογές του ανηγμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιείται η απλουστευμένη έκφραση του όπου λαμβάνεται υπόψη το συνολικό επενδυτικό κόστος, τα ετήσια λειτουργικά έξοδα και η τελική υπολειμματική αξία της εξεταζόμενης επένδυσης. Ωστόσο η αναλυτική του έκφραση πρέπει να περιλαμβάνει και τις συνιστώσες που αφορούν τις αποσβέσεις, τους όρους δανεισμού αλλά και την φορολογική επιβάρυνση της επένδυσης (Darling et al., 2001; NRElandECN, 2011).

Η αναλυτική εκτίμηση του ανηγμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$LCOE = \frac{IK - \sum_{n=1}^N \frac{AP_n + TK_n}{(1+r)^n} \times \Sigma\Phi + \sum_{n=1}^N \frac{TXP_n}{(1+r)^n} + \sum_{n=1}^N \frac{\Lambda K_n}{(1+r)^n} \times (1 - \Sigma\Phi) - \frac{YA}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{H\Lambda_n}{(1+r)^n} \times (1 - \Sigma\Phi)}$$

όπου,

- ΙΚ είναι τα ίδια κεφάλαια που απαιτήθηκαν για την υλοποίηση της επένδυσης (εξαιρουμένης ενδεχόμενης επιδότησης) ,
- ΑΠ το ετήσιο κόστος επανάκτησης του κεφαλαίου της επένδυσης (αποσβέσεις),
- ΤΚ το ετήσιο κόστος εξυπηρέτησης των τόκων του δανείου που απαιτήθηκε,
- ΤΧΡ το ετήσιο κόστος εξυπηρέτησης των τοκοχρεολυσίων του δανείου που απαιτήθηκε,
- ΛΚ το συνολικό ετήσιο λειτουργικό κόστος συμπεριλαμβανομένου όλων των συνιστωσών κόστους όπως μπορεί να είναι το (πιθανό) κόστος εξασφάλισης της πρώτης ύλης, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης του έργου, το κόστος ασφάλισης του εξοπλισμού και

των εσόδων, το κόστος που αντιστοιχεί στην πληρωμή του ανταποδοτικού τέλους προς τους ΟΤΑ και διάφορα άλλα έξοδα),

- ΥΑ η υπολειμματική αξία της επένδυσης,
- ΗΛ η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια,
- ΣΦ ο συντελεστής φορολόγησης των εσόδων,
- r το επιτόκιο προεξόφλησης,
- n το έτος λειτουργίας της μονάδας.

4. Μηχανισμός στήριξης των Α.Π.Ε.

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

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

Γενικά έχουν εφαρμοσθεί δύο κατηγορίες μηχανισμών στήριξης:

A) Οι μηχανισμοί ρύθμισης της τιμής αποζημίωσης, που συναντώνται με τη μορφή

A1) εγγυημένων σταθερών τιμών (feed-in-tariffs, FITs) και

A2) εγγυημένων διαφορικών τιμών (premiums, FIPs)

B) Οι μηχανισμοί ρύθμισης της ποσότητας ισχύος (quota systems).

4.1. Επισκόπηση μηχανισμών στήριξης

4.1.1. Ο μηχανισμός εγγυημένων τιμών (feed-in-tariff, FIT)

4.1.1.1. Μέθοδος υπολογισμού αποζημίωσης

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

Το ύψος των εγγυημένων σταθερών τιμών μπορεί να καθοριστεί με βάση τέσσερα τουλάχιστον κριτήρια:

1. το ανηγμένο κόστος παραγωγής (levelised cost of energy) της κάθε τεχνολογίας Α.Π.Ε.

2. 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).
3. την πολιτική παροχής, ως κίνητρο, μιας σταθερής τιμής, ανεξάρτητα από το ανηγμένο κόστος παραγωγής ή το αποφευγόμενο κόστος, και
4. μέσω διαγωνιστικής διαδικασίας, που προσφέρει μια εγγυημένη σταθερή τιμή στον μειοδότη.

Τα συστήματα εγγυημένων σταθερών τιμών διαφοροποιούνται, συνήθως, ως προς τα εξής χαρακτηριστικά:

- Τον τύπο της τεχνολογίας ή του καυσίμου που χρησιμοποιείται.
- Το μέγεθος της εγκατάστασης.
- Το διαθέσιμο δυναμικό Α.Π.Ε. μιας περιοχής.
- Την προστιθέμενη αξία της εν λόγω εφαρμογής Α.Π.Ε. για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και τα δίκτυα (αν για παράδειγμα υποκαθιστά ακριβές αιχμιακές μονάδες ή τις θέτει σε ψυχρή εφεδρεία ή αν διαθέτει κάποιο σύστημα αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας).

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

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

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

4.1.1.2.Αποφυγή υπερβολικής αποζημίωσης

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

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

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

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

Στην περίπτωση της Γερμανίας, το μοντέλο αυτό είναι γνωστό ως “μοντέλο διαδρόμου” και αυτό διότι υπάρχει ένα εύρος αναμενόμενης ανάπτυξης της αγοράς (“διάδρομος”) μέσα στο οποίο παρέχονται καταρχήν συγκεκριμένα επίπεδα εγγυημένων τιμών. Αν η αγορά

παρεκκλίνει αυτού του διαδρόμου, τότε υπάρχει αυτόματη διόρθωση (με αυξημένη ή μικρότερη απομείωση των εγγυημένων τιμών αντίστοιχα).

Για την αποτελεσματική λειτουργία αυτού του μοντέλου απαιτείται:

1. Ωριμότητα αγοράς και υψηλοί μακροχρόνιοι στόχοι για την τεχνολογία Α.Π.Ε. στην οποία εφαρμόζεται.
2. Σωστή περιοδικότητα των διορθωτικών κινήσεων. Ο μηχανισμός θα πρέπει να ενεργοποιείται τουλάχιστον δύο (2) φορές ετησίως για να μπορεί να παρακολουθεί αποτελεσματικά τις εξελίξεις της αγοράς, αλλά όχι τόσο συχνά ώστε να αποσταθεροποιεί την αγορά επιβάλλοντας πιθανώς ρυθμούς που αυτή δεν μπορεί να παρακολουθήσει.
3. Επιλογή του κατάλληλου δείκτη για το έναυσμα των διορθωτικών κινήσεων. Ο δείκτης αυτός σχετίζεται με τη προστιθέμενη εγκατεστημένη ισχύ κατά το προηγούμενο έτος ή εξάμηνο και μπορεί να είναι ή το ίδιο το ύψος της πρόσθετης εγκαθιστώμενης ισχύος ή ένας οικονομικός δείκτης που αντικατοπτρίζει το συνολικό κόστος του μηχανισμού ενίσχυσης για τους καταναλωτές ή/και τα δημόσια οικονομικά.
4. Επιλογή του κατάλληλου ποσοστού διόρθωσης, το οποίο είναι δύσκολο να προβλεφθεί στην πράξη με ασφάλεια. Για παράδειγμα στην περίπτωση των ΦΒ συστημάτων, ενώ κατά το έτος 2011 η μείωση του κόστους των ΦΒ συστημάτων υπήρξε μεγάλη και απότομη, το 2008 το κόστος μειώθηκε ελάχιστα.

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

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

4.1.1.3.Αξιολόγηση του μηχανισμού FIT

Στο πλαίσιο εφαρμογής του μηχανισμού εγγυημένων σταθερών τιμών εξασφαλίζεται:

1. Χαμηλότερο κόστος εφαρμογής. Η ανάλυση από την εφαρμογή διαφόρων μηχανισμών υποστήριξης στις ευρωπαϊκές χώρες έδειξε ότι το μοντέλο των εγγυημένων σταθερών τιμών αποδείχθηκε στην πράξη πιο αποτελεσματικό από άλλα μοντέλα (π.χ. το μοντέλο των

εγγυημένων διαφορικών τιμών), παρέχοντας χαμηλότερο κόστος ανά ενισχυόμενη πράσινη κιλοβατώρα¹.

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

Ο μηχανισμός εγγυημένων σταθερών τιμών FIT παρουσιάζει ωστόσο μειονεκτήματα, που συνοψίζονται στα εξής:

1. Μη αντανάκλαση των τιμών της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Το μακροχρόνιο κλείδωμα των τιμών δεν παρέχει κίνητρο σε επενδυτές

¹ Commission staff working document "The support of electricity from renewable energy sources" Accompanying document to the Proposal for a Directive of the European parliament and of the council on the promotion of the use of energy from renewable sources SEC (2008) 57/23.1.2008

να προσαρμόσουν την παραγωγή τους σύμφωνα με τη ζήτηση και συνεπώς να υποκαταστήσουν την ακριβότερη συμβατική ενέργεια. Χαρακτηριστικά, τεχνολογίες Α.Π.Ε. όπως μονάδες βιομάζας-βιοαερίου, γεωθερμίας ή και ηλιοθερμικοί σταθμοί με σύστημα αποθήκευσης μπορούν να παίξουν το ρόλο μονάδων βάσης, για αυτό και σε ορισμένες χώρες η εγγυημένη τιμή διαφοροποιείται ανάλογα με την περίοδο και το χρόνο έγχυσης της παραγόμενης πράσινης ενέργειας. Κάτι τέτοιο ωστόσο δεν μπορεί εκ των πραγμάτων να εφαρμοστεί σε τεχνολογίες όπως τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά, που δεν έχουν την ευχέρεια έγχυσης στο δίκτυο ανά πάσα στιγμή και κατά βούληση, παρά μόνο όταν υπάρχει διαθέσιμο αιολικό ή ηλιακό δυναμικό.

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

.2 Ο μηχανισμός εγγυημένων διαφορικών τιμών (Feed-In Premium, FIP)

1. Μέθοδος υπολογισμού αποζημίωσης

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

Θεωρητικά, η αποζημίωση που λαμβάνουν οι Α.Π.Ε. στο πλαίσιο του μηχανισμού FIP μπορεί να σχεδιαστεί για να εξυπηρετήσει δύο στόχους:

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

Όπως και η σταθερή τιμή FIT, 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 μπορεί να γίνουν ποικίλες επιλογές. Η βασική επιλογή σχετίζεται με τη δυνατότητα το ύψος της πριμοδότησης (premium) να μπορεί να είναι σταθερό ή μεταβλητό:

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

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

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

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

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

Ποσοστιαίο Premium: Το 2004 η Ισπανία καθιέρωσε την ποσοστιαία σύνδεση τόσο των εγγυημένων σταθερών τιμών FIT όσο και των

premium του μηχανισμού FIP με την τιμή άμεσης παράδοσης (spot price) της αγοράς. Αυτό σημαίνει ότι οι πραγματικές πληρωμές (FIT ή FIP) των Α.Π.Ε. μπορεί να αυξηθούν ή να μειωθούν, ανάλογα με τις τάσεις της αγοράς. Για παράδειγμα, για τα ηλιοθερμικά, το premium καθορίσθηκε στο 300% της τιμής άμεσης παράδοσης (spot price). Το 2006 η Ισπανία εγκατέλειψε το μοντέλο αυτό.

2. Αποφυγή υπερβολικής αποζημίωσης

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

3. Αξιολόγηση μηχανισμού FIP

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

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

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

1. Γενικά αυξάνει το επιχειρηματικό ρίσκο και άρα το κόστος κεφαλαίου, εξαιτίας της εισαγόμενης αβεβαιότητας στην πρόβλεψη των εσόδων, γεγονός που μπορεί εν δυνάμει να οδηγήσει σε επιβράδυνση της ανάπτυξης.
2. Μπορεί να οδηγήσει σε υψηλότερη τιμή ανά μονάδα ενέργειας Α.Π.Ε., ακριβώς ως εύλογη και δίκαιη αποζημίωση του προαναφερθέντος επενδυτικού ρίσκου.

3. Χαρακτηρίζεται από μειωμένη έμφαση στην αολική και φωτοβολταϊκή ενέργεια, που γενικά είναι λιγότερο πιθανό να αξιοποιήσουν το κίνητρο προγραμματισμού παραγωγής κατά τις περιόδους υψηλών τιμών.
4. Οδηγεί σε απώλεια του πλεονεκτήματος αντιστάθμισης του κινδύνου της αγοράς (hedging) για τον προμηθευτή, σε αντίθεση με το σύστημα σταθερών τιμών FIT.

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

Ωστόσο:

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

Το μειονέκτημα μειωμένης ικανότητας αντιμετώπισης απότομων διακυμάνσεων της τιμής αγοράς, που στην περίπτωση εφαρμογής του μηχανισμού FIP με σταθερό premium οδηγούν είτε σε υπερβολική αποζημίωση είτε σε υψηλό κόστος εγχεόμενης ενέργειας, ισοσκελίζει η εισαγωγή της έννοιας του μεταβλητού premium. Το ύψος της πριμοδότησης (premium) κυμαίνεται ανάλογα με την τιμή της αγοράς ηλεκτρισμού, έτσι ώστε με την εισαγωγή ανώτατου ορίου να αποφεύγεται η υπερβολική αποζημίωση σε περίπτωση αύξησης της τιμής άμεσης παράδοσης (spot price), και με την εισαγωγή κατώτατου ορίου για την ελάχιστη συνολική αποζημίωση να μειώνεται η αβεβαιότητα των εσόδων εξαιτίας της έλλειψης προστασίας κατά τις περιόδους εξαιρετικά χαμηλών τιμών.

.3 Ο μηχανισμός υποχρεωτικής ποσόστωσης (quota)

1. Μέθοδος υπολογισμού αποζημίωσης

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

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

Μια εναλλακτική εφαρμογή, είναι οι διαγωνισμοί που εφαρμόστηκαν στο παρελθόν από μερικά κράτη μέλη, για την προμήθεια συγκεκριμένης ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες τεχνολογίες.

Ο καθορισμός του ύψους της υποχρεωτικής ποσόστωσης είναι κεφαλαιώδους σημασίας για την επιτυχία του μηχανισμού αυτού. Θα πρέπει να είναι αρκετά υψηλό για να προωθεί την ανάπτυξη της αγοράς παρέχοντας κατά το δυνατόν επενδυτική ασφάλεια, αλλά όχι τόσο υψηλό ώστε να οδηγεί σε υπερβολική αποζημίωση και να παραγκωνίζει παράλληλους μηχανισμούς της αγοράς οι οποίοι μπορούν να συνεισφέρουν στην επίτευξη χαμηλότερου κόστους.

Τα περισσότερα εν ισχύ συστήματα υποχρεωτικής ποσόστωσης έχουν έναν οριζόντιο χαρακτήρα σε ότι αφορά τις διάφορες τεχνολογίες Α.Π.Ε. Αυτή η προσέγγιση όμως, ενέχει τον κίνδυνο επιλεκτικής χρήσης της πιο ώριμης επενδυτικά τεχνολογίας και περιθωριοποίησης των υπολοίπων αναδυόμενων τεχνολογιών, η οποία εν μέρει αντισταθμίζεται από την επιλογή του μοντέλου με διαφοροποιημένη υποχρεωτική ποσόστωση ανά τεχνολογία (banded quota). Στην περίπτωση αυτή, κάθε τεχνολογία λαμβάνει διαφορετικό αριθμό Ε.Π.Π. για το ίδιο ενεργειακό αποτέλεσμα, έτσι ώστε η ενίσχυση που τελικά λαμβάνει να αντανakλά τον βαθμό επενδυτικής ωριμότητας της τεχνολογίας αυτής. Για παράδειγμα, στο σύστημα που εισήχθη στη Ρουμανία, τα αιολικά λαμβάνουν δύο (2) Ε.Π.Π. ανά MWh, η βιομάζα, η γεωθερμία και τα μικρά υδροηλεκτρικά τρία (3) και τα φωτοβολταϊκά έξι (6) Ε.Π.Π. ανά MWh.

2. Αποφυγή υπερβολικής αποζημίωσης

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

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

3. Αξιολόγηση του μηχανισμού quota

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

1. Επιβάλλει τελικά σε παραγωγούς συμβατικής ενέργειας να διαφοροποιήσουν το επενδυτικό τους portfolio επενδύοντας σε Α.Π.Ε., γεγονός που εξασφαλίζει θεωρητικά τους στόχους διείσδυσης.
2. Ενθαρρύνει τη διαφάνεια των τιμών και την ενίσχυση του ανταγωνισμού.

Όσον αφορά τα μειονεκτήματα του εν λόγω μηχανισμού:

1. Προωθεί τις πιο ώριμες εμπορικά τεχνολογίες και είναι δύσκολα προσαρμόσιμο στην ενίσχυση των λιγότερο ώριμων και αναπτυσσόμενων τεχνολογιών.
2. Εμπεριέχει σαφώς υψηλότερο επιχειρηματικό ρίσκο και αβεβαιότητα εσόδων. Το γεγονός αυτό δημιουργεί αφενός δυσκολία στη χρηματοδότηση και άρα στην προώθηση της ανάπτυξης και αφετέρου επιβάλλει την απαίτηση υψηλότερων αποδόσεων και άρα υψηλότερων τιμών και κόστους στον τελικό καταναλωτή ως αντιστάθμιση του αυξημένου κινδύνου. Οι επενδυτές είναι έτσι εκτεθειμένοι ταυτόχρονα τόσο στην μεταβλητότητα της τιμής άμεσης παράδοσης (spot price) της αγοράς ηλεκτρισμού όσο και

στην μεταβλητότητα της τιμής του Ε.Π.Π. Μια υπερπροσφορά Ε.Π.Π., για παράδειγμα, οδηγεί σε χαμηλές τιμές, καθιστώντας λιγότερο ελκυστική ή/και προβληματική μια αντίστοιχη επένδυση.

3. Αφού το σύνολο της αποζημίωσης των Α.Π.Ε. βαρύνει απευθείας τους προμηθευτές (μέσω της τιμής άμεσης παράδοσης (spot price) της αγοράς και την αγοράς Ε.Π.Π.), μετακυλύεται στους καταναλωτές χωρίς προφανή δυνατότητα αξιοποίησης άλλων πρόσθετων πόρων που θα ανακούφιζαν τον καταναλωτή.
4. Όπως έδειξε η εμπειρία των ΗΠΑ, ο μηχανισμός αυτός μπορεί να είναι αποδοτικός (σε ό,τι αφορά την περαιτέρω διείσδυση των Α.Π.Ε.), μόνο αν συνοδεύεται από μακροχρόνια συμβόλαια για την παροχή πράσινης ενέργειας. Ακόμη κι εκεί όμως, όταν η εμπορία των πράσινων πιστοποιητικών αφορά σε μικρές χρονικές περιόδους, το αποτέλεσμα είναι υψηλές τιμές Ε.Π.Π. που καθορίζονται εν τέλει από το ύψος των ποινών, παρά από την εύρυθμη λειτουργία ενός μηχανισμού προσφοράς και ζήτησης. Στην περίπτωση αυτή επίσης (των μακροχρόνιων συμβολαίων), τα Ε.Π.Π. αποσύρονται πρακτικά από την αγορά και έτσι δεν υπάρχει διαφάνεια ως προς τη διαμόρφωση των τιμών.

4.2. Ο μηχανισμός στήριξης στην Ελλάδα - Εξέλιξη και επιλογές

4.2.1. Εξέλιξη του θεσμικού πλαισίου για τον μηχανισμό στήριξης των Α.Π.Ε. στην Ελλάδα

Η Ελλάδα εφαρμόζει από το 1994 ένα σύστημα εγγυημένων τιμών FIT που εισήχθη με τον ν.2244/1994. Κατά την περίοδο από το 1994-2006 το ύψος της FIT ήταν ενιαίο για όλες τις τεχνολογίες και οριζόταν για το μεν Διασυνδεδεμένο Σύστημα ως το 90% του τιμολογίου γενικής χρήσης στη Μέση Τάση για τα δε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά ως το 90% τιμολογίου γενικής χρήσης στη Χαμηλή Τάση. Η αναπροσαρμογή των τιμών ήταν συνεπώς άμεσα συνδεδεμένη με την αύξηση του τιμολογίου λιανικής πώλησης της Δ.Ε.Η. Παράλληλα, ειδικά για τις εγκαταστάσεις στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα προέβλεπε μια πρόσθετη μικρή αποζημίωση για την μέγιστη παρεχόμενη ισχύ. Η σύμβαση πώλησης ενέργειας είχε διάρκεια 10 ετών με δικαίωμα ανανέωσης στη βάση νέας σύμβασης.

Ο ν.3468/2006 όρισε πλέον συγκεκριμένες αριθμητικές τιμές, διαφοροποιημένες ανά τεχνολογία, που για τις βασικές τεχνολογίες (αιολικά, μικρά υδροηλεκτρικά), ήταν ίσες με αυτές που ίσχυαν με το προηγούμενο καθεστώς, ενώ για τα Φ/Β καθορίστηκαν σημαντικά υψηλότερες τιμές και συμπεριλήφθηκε πρόβλεψη για μέγιστη συνολική εγκατεστημένη ισχύ στην επικράτεια για την τεχνολογία αυτή 700MW. Το γεγονός αυτό επέτρεψε την ανάπτυξη επενδυτικού ενδιαφέροντος για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις. Ο ίδιος νόμος καθόρισε ότι η ετήσια αναπροσαρμογή του ύψους της εγγυημένης τιμής όλων των

τεχνολογιών θα γίνεται με βάση τη μεσοσταθμική αναπροσαρμογή των τιμολογίων της Δ.Ε.Η. κατά το προηγούμενο έτος, η οποία αποφασίζεται από τον Υπουργό τότε Ανάπτυξης, διατηρώντας ουσιαστικά αναλλοίωτη τη φιλοσοφία της ετήσιας αναπροσαρμογής της προηγούμενης περιόδου. Το συμβόλαιο πώλησης ενέργειας είχε διάρκεια 10 ετών με μονομερές δικαίωμα του παραγωγού να το ανανεώσει για άλλα 10 έτη.

Το 2009 με τον ν.3734/2009 θεσπίστηκε για πρώτη φορά μηχανισμός αυτόματης απομείωσης της τιμής που καθορίστηκε σε ετήσιο ποσοστό 11% και επιμερίστηκε ανά εξάμηνο για τις νέες ΦΒ εγκαταστάσεις. Παράλληλα καταργήθηκε ο περιορισμός της ανώτατης συνολικής ισχύος 700MW στην επικράτεια για την τεχνολογία αυτή. Για τα έργα ισχύος άνω των 10MW προβλέφθηκε διαγωνιστική διαδικασία. Προκειμένου να επιτευχθεί ταχύτερη προσαρμογή των τιμών FIT στο μειούμενο κόστος της τεχνολογίας, καθορίστηκε ότι η ετήσια αναπροσαρμογή τους θα γίνεται μόλις με το 25% του ετήσιου πληθωρισμού. Τέλος, για πρώτη φορά στο ελληνικό θεσμικό πλαίσιο για τις Α.Π.Ε. εισάγεται η έννοια της αποζημίωσης με χρήση μιας μορφής premium, καθώς οι τιμές FIT των ΦΒ για το χρονικό διάστημα από το 2015 και μετά υπολογίζονται με προσαύξηση της μέσης ΟΤΣ κατά 30% - 50%, ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ και το αν οι σταθμοί εγκαθίστανται στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα ή τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.

Σήμερα, ο νόμος που διέπει το σύστημα FIT στην Ελλάδα είναι ο ν. 3851/2010 που επέφερε αλλαγές τόσο στον ν.3468/2006 όσο και τον ν.3734/2009. Ο ν.3851/2010 εισήγαγε νέες διαφοροποιήσεις στο ύψος του FIT για τεχνολογίες όπως σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής από βιομάζα και από βιοαέριο. Επίσης διατήρησε για το μέλλον την μέθοδο ετήσιας αναπροσαρμογής με βάση τη μεσοσταθμική αναπροσαρμογή των τιμολογίων της ΔΕΗ κατά το προηγούμενο έτος, η οποία αποφασίζεται από τον Υπουργό Π.Ε.Κ.Α. για όλες τις τεχνολογίες πλην ΦΒ για την οποία η μέθοδος αναπροσαρμογής εξακολουθεί να υπολογίζεται στη βάση του 25% του ΔTK . Καθόρισε εξαρχής 20ετή διάρκεια σύμβασης πώλησης για όλες τις ΑΠΕ και 25ετή ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής. 25ετής διάρκεια σύμβασης ισχύει και για τα φωτοβολταϊκά σε στέγες μέχρι 10kW.

Η τιμολόγηση που ισχύει σήμερα για τις τεχνολογίες των χερσαίων αιολικών και μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών έχει προκύψει με εφαρμογή των προβλεπόμενων αναπροσαρμογών επί των τιμών, από το 1994, οπότε και πρωτοεφαρμόστηκε το σύστημα εγγυημένων σταθερών τιμών στην Ελλάδα. Με τον καθορισμό των τιμών που έγινε με το ν.3851/2010 δεν ενσωματώθηκαν - για πρώτη φορά από το 1994 - στη τιμή των αιολικών και μικρών υδροηλεκτρικών (ΜΥΗ), οι ετήσιες αυξήσεις των τιμολογίων λιανικής της ΔΕΗ γεγονός που ισοδυναμεί με μείωση της εγγυημένης τιμής τους κατά 3,5% σε σχέση με την καθορισμένη αναπροσαρμογή.

Βάσει των ανωτέρω και σε συνδυασμό με το γεγονός ότι για το 2011 δεν πραγματοποιήθηκαν αναπροσαρμογές στα τιμολόγια παροχής της ΔΕΗ, η βασική τιμή FIT που εφαρμόζεται στα χερσαία αιολικά πάρκα και τα μικρά υδροηλεκτρικά παραμένει αμετάβλητη σε ονομαστική τιμή για τα τελευταία δύο έτη, ήτοι από 1.1.2010 - 31.12.2011. Επιπλέον, σημειώνεται ότι, η βασική τιμή FIT για τα χερσαία αιολικά και τα ΜΥΗ έχει παραμείνει ουσιαστικά αμετάβλητη σε σταθερές τιμές 2000, κατά την τελευταία δεκαετία.

2. Καθεστώς στήριξης Α.Π.Ε. στην Ελλάδα σήμερα

2.1.Βασικά χαρακτηριστικά

Συνοπτικά και βάσει του ανωτέρω θεσμικού πλαισίου, οι εγγυημένες σταθερές τιμές πώλησης που εφαρμόζονται σήμερα στην Ελλάδα αντανakλούν:

- τη βιωσιμότητα των επενδύσεων,
- το μέγεθος της εγκατάστασης,
- την προστιθέμενη αξία που προσφέρει κάθε τεχνολογία Α.Π.Ε. στο ηλεκτρικό σύστημα και κατ' επέκταση στην κοινωνία, με χαρακτηριστικό παράδειγμα την περίπτωση των υβριδικών σταθμών

Βασικές συνιστώσες του μηχανισμού στήριξης είναι:

- Αυτόματη απομείωση των εγγυημένων σταθερών τιμών για τις νέες εγκαταστάσεις ΦΒ και συσχετίσή τους, από το 2015 και μετά, με την Οριακή Τιμή Συστήματος (παραλλαγή του μοντέλου feed-in-premium). Παράλληλα, προβλέπεται δυνατότητα διαγωνιστικής διαδικασίας για ΦΒ άνω των 10MW, που προσφέρει μια εγγυημένη σταθερή τιμή στον μειοδότη.
- Αντιστάθμιση της έλλειψης, πρακτικά, καθεστώτος επιδότησης κεφαλαίου. Από το 2010 υπήρξε ριζικός ανασχεδιασμός των σχημάτων επιδότησης του κεφαλαίου κόστους επένδυσης για όλες τις τεχνολογίες. Στην περίπτωση των ΦΒ θεωρήθηκε εύλογη η κατάργηση της δημόσιας ενίσχυσης στο κόστος κεφαλαίου λόγω της πτώσης του κόστους του εξοπλισμού, γεγονός που ισοδυναμεί κατά μέσο όρο με έμμεση μείωση των εγγυημένων τιμών κατά 20%-25%. Για τις λοιπές τεχνολογίες, η έλλειψη δημόσιας επιδότησης κεφαλαίου επιχειρήθηκε να αντισταθμιστεί με προσαύξηση 15-20% της τιμής αποζημίωσης. Στην περίπτωση ενός μέσου χερσαίου αιολικού (capacity factor 25%), η πολιτική αυτή αντιστοιχεί σε ισοδύναμη μείωση της εγγυημένης σταθερής τιμής κατά 5%. Με τον εν λόγω

ανασχεδιασμό προσδοκείται μειωμένη διάθεση πόρων από το πρόγραμμα δημοσίων επενδύσεων στην ανάπτυξη έργων Α.Π.Ε.

- Άλλες ειδικές διατάξεις για την αντιστάθμιση του κινδύνου αυξημένων περικοπών αιολικής ισχύος υπό συνθήκες μεγάλης διεύθυνσης λόγω του μη ευέλικτου συμβατικού συστήματος και για την αξιοποίηση θέσεων χαμηλού και μέσου αιολικού δυναμικού, εάν απαιτηθεί για την επίτευξη των στόχων.

Περαιτέρω το πλαίσιο προβλέπει:

- 20ετή διάρκεια σύμβασης για όλες τις Α.Π.Ε. και 25 χρόνια για ηλιοθερμικούς σταθμούς και φωτοβολταϊκά ισχύος μέχρι 10kW που εγκαθίστανται σε στέγες.
- Ενθάρρυνση της διασύνδεσης των νησιών για την αξιοποίηση του δυναμικού ΑΠΕ που διαθέτουν για τη μείωση του κόστους ηλεκτροπαραγωγής από πετρέλαιο.

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

- i) Η πρώτη ομάδα περιλαμβάνει εμπορικά ώριμες τεχνολογίες, όπως είναι τα χερσαία αιολικά πάρκα και οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί (ισχύος έως 15 MW_e). Ειδικά για τα αιολικά πάρκα υφίσταται διάκριση της τιμής μεταξύ εγκαταστάσεων σε Διασυνδεδεμένα και Μη Διασυνδεδεμένα νησιά, δεδομένου ότι η παραγόμενη ενέργεια από αυτά υπόκειται σε περικοπές, λόγω τεχνικών ζητημάτων, που συνδέονται με την ασφαλή λειτουργία των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων των Μη Διασυνδεδεμένων νησιών.
- ii) Η δεύτερη ομάδα περιλαμβάνει αναδυόμενες και τεχνολογικά σύνθετες εφαρμογές Α.Π.Ε., όπως είναι οι ηλιοθερμικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής, οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής που αξιοποιούν γεωθερμική ενέργεια, οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής από βιομάζα ή βιοαέριο κ.ά. Στις τεχνολογίες αυτές προβλέπονται σχετικά αυξημένες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh), ενιαίες για όλη τη χώρα, οι οποίες έχουν σχεδιαστεί έτσι, ώστε να επιτρέψουν την αποπληρωμή και εύλογη απόδοση του σημαντικά αυξημένου, σε σχέση με τις εμπορικά ώριμες τεχνολογίες, επενδυτικού τους κόστους, στην 20ετή ή 25ετή για τα ηλιοθερμικά, διάρκεια ισχύος της σύμβασης πώλησης.

Ειδικότερα για τη βιομάζα (εξαιρουμένου του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων), γίνεται η εξής διάκριση:

- 1.Βιομάζα, τρεις υποκατηγορίες ανάλογα με το μέγεθος της εγκατάστασης (μέχρι 1MW, 1 - 5MW και πάνω από 5MW).
- 2.Αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από

εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και βιοαέρια με εγκατεστημένη ισχύ σε δύο υποκατηγορίες (μέχρι 2MW και πάνω από 2MW).

3.Βιοαέριο που προέρχεται από βιομάζα (κτηνοτροφικά και αγροτοβιομηχανικά οργανικά υπολείμματα και απόβλητα) σε δύο υποκατηγορίες (μέχρι 1MW και πάνω από 1MW).

Οι ως άνω εφαρμογές της βιομάζας, παρουσιάζουν αυξημένο ειδικό βάρος για την εθνική οικονομία, λόγω της συμβολής τους στη στήριξη των αγροτικών εισοδημάτων, στη δημιουργία νέων θέσεων εργασίας και στην περιφερειακή ανάπτυξη αλλά επιπλέον για τον λόγο ότι οι σταθμοί αυτοί μπορούν να παίξουν το ρόλο μονάδων βάσης.

iii) Η τρίτη ομάδα περιλαμβάνει εφαρμογές Α.Π.Ε. μικρής κλίμακας, όπως είναι οι ανεμογεννήτριες μέχρι 50kW και τα φωτοβολταϊκά σε κτίρια μέχρι 10 kW_p. Με στόχο την ευρύτερη χρήση των Α.Π.Ε. στον κτιριακό τομέα και σε δίκτυα χαμηλής τάσης κοντά στην κατανάλωση, αλλά και εξοικείωση των καταναλωτών με τις εγκαταστάσεις Α.Π.Ε., προβλέπονται αυξημένες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh) για τις εν λόγω εφαρμογές.

Η τιμολόγηση των διαφόρων τεχνολογιών Α.Π.Ε. έχει γίνει με σκοπό να εξασφαλίζεται η βιωσιμότητα των επενδύσεων και να δημιουργείται επαρκές κίνητρο για τους επενδυτές. Στον ακόλουθο πίνακα φαίνονται οι ισχύουσες εγγυημένες τιμές αποζημίωσης της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται ανά τεχνολογία Α.Π.Ε., πλην ΦΒ.

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
(α) Αιολική ενέργεια (>50kW)	87,85	99,45
(β) Αιολική ενέργεια (<50kW)	250	
(γ) Φωτοβολταϊκά (<10kW _{peak} σε κτίρια)	550	
(δ) Υδροηλεκτρικά (<15MWe)	87,85	
(ε) Ηλιοθερμικοί σταθμοί	264,85	
(στ) Ηλιοθερμικοί σταθμοί με αποθήκευση (τουλάχιστον 2 ώρες)	284,85	

(ζ) Γεωθερμική ενέργεια χαμηλής θερμοκρασίας	150
(η) Γεωθερμική ενέργεια υψηλής θερμοκρασίας	99,45
(θ) Βιομάζα ($\leq 1\text{MW}$)	200
(ι) Βιομάζα ($1\text{MW}-5\text{MW}$)	175
(ια) Βιομάζα ($> 5\text{MW}$)	150
(ιβ) Βιοαέριο από ΧΥΤΑ και βιολογικούς καθαρισμούς ($\leq 2\text{MW}$)	120
(ιγ) Βιοαέριο από ΧΥΤΑ και βιολογικούς καθαρισμούς ($> 2\text{MW}$)	99,45
(ιδ) Βιοαέριο από οργανικά υπολείμματα ($\leq 1\text{MW}$)	220
(ιε) Βιοαέριο από οργανικά υπολείμματα ($> 1\text{MW}$)	200
(ιστ) Λοιπές Α.Π.Ε.	87,85

Ειδικότερα, οι τιμές για ΦΒ εγκαταστάσεις έχουν αναπροσαρμοστεί βάσει των πρόσφατων Υπουργικών Αποφάσεων Υ.Α.Π.Ε./Φ1/2262/31.01.2012 “Τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από φωτοβολταϊκούς σταθμούς” και Υ.Α.Π.Ε./Φ1/οικ.2266/30.01.2012 “Τροποποίηση του Ειδικού Προγράμματος Ανάπτυξης Φωτοβολταϊκών Συστημάτων σε κτιριακές εγκαταστάσεις και ιδίως σε δώματα και στέγες κτιρίων” με τις οποίες υπήρξε μείωση του ύψους του FIT για τους νεοεισερχόμενους, πέραν της ήδη προβλεπόμενης αυτόματης απομείωσης. Η μείωση 12,5% σε σχέση με τις τιμές του ν.3734/2009, κρίθηκε εύλογη λόγω της μείωσης του κόστους των συστημάτων την τριετία 2009–2011. Στους παρακάτω πίνακες παρουσιάζονται οι νέες τιμές σε σύγκριση με τις τιμές που ίσχυαν πριν την έκδοση των ανωτέρω αποφάσεων. Στους παρακάτω πίνακες παρουσιάζονται οι νέες τιμές σε σύγκριση με τις παλιές.

Για ΦΒ εγκαταστάσεις <100 kW και Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, σε €/MWh			
Μήνας / Έτος	Τιμές ν.3734/2009	Νέες τιμές	Ποσοστό μείωσης
Φεβρουάριος 2012	375,54	328,60	12,5% επί της προβλεπόμενης τιμής του Ν. 3734/2009 και 7% επί της νέας τιμής ανά εξάμηνο
Αύγουστος 2012	353,55	305,60	
Φεβρουάριος 2013	336,23	284,20	
Αύγουστος 2013	316,55	264,31	
Φεβρουάριος 2014	302,56	245,81	
Αύγουστος 2014	293,59	228,60	
Για κάθε έτος από 2015 και μετά ορίζεται ως: $1,4 \times \mu.ο.ΟΤΣν-1$			
όπου $\mu.ο.ΟΤΣν-1$ η μέση οριακή τιμή συστήματος τον προηγούμενο χρόνο ν-1			

Για ΦΒ εγκαταστάσεις >100 kW, σε €/MWh

Μήνας / Έτος	Τιμές ν.3734/2009	Νέες τιμές	Ποσοστό μείωσης
Φεβρουάριος 2012	333,81	292,08	12,5% επί της προβλεπόμενης τιμής του Ν. 3734/2009 και 7% επί της νέας τιμής ανά εξάμηνο
Αύγουστος 2012	314,27	271,64	
Φεβρουάριος 2013	298,87	252,62	
Αύγουστος 2013	281,38	234,94	
Φεβρουάριος 2014	268,94	218,49	
Αύγουστος 2014	260,97	203,20	

Για κάθε έτος από 2015 και μετά ορίζεται ως: 1,3 x μ.ο.ΟΤΣν-1 όπου μ.ο.ΟΤΣν-1 η μέση οριακή τιμή συστήματος τον προηγούμενο χρόνο ν-1

Για τα ΦΒ στις στέγες, όπως προβλέπεται από το Ειδικό Πρόγραμμα, σε €/MWh			
Μήνας / Έτος	Τιμές Ειδικού Προγράμματος	Νέες τιμές	Ποσοστό μείωσης
Φεβρουάριος 2012	522,5	495	5%
Αύγουστος 2012	522,5	470,25	
Φεβρουάριος 2013	496,38	446,73	
Αύγουστος 2013	496,38	424,40	
Φεβρουάριος 2014	471,56	403,18	
Αύγουστος 2014	471,56	383,02	

Σημείωση: η μείωση προβλέπεται ανά εξάμηνο και όχι ετήσια όπως ίσχυε μέχρι πριν την 1.2.2012 και συνεχίζει έως το έτος 2019

4.2.2.2. Τρόπος χρηματοδότησης και επίπτωση στον καταναλωτή και τα δημόσια οικονομικά

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

- 1.κατά μεγαλύτερο ποσοστό, οι πληρωμές που καταβάλουν οι προμηθευτές για την ενέργεια που παράγεται από Α.Π.Ε. στο Σύστημα, με βάση την τιμή της χονδρεμπορικής αγοράς (ΟΤΣ) κατά την ωριαία εκκαθάριση της αγοράς, και
- 2.κατά μικρότερο ποσοστό, οι πληρωμές που καταβάλουν οι προμηθευτές των μη διασυνδεδεμένων νησιών (ΜΔΝ) για την ενέργεια που παράγεται από Α.Π.Ε. στα ΜΔΝ, με βάση το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής στα ΜΔΝ.

Η σχέση των ανωτέρω δύο εσόδων έχει προϋπολογισθεί για το 2012 σε 75% προς 25% περίπου, με βάση την απόφαση 1453/2011 της Ρ.Α.Ε.

Το έσοδο του Λογαριασμού που υπολείπεται για την αποζημίωση των παραγωγών, κατανέμεται απευθείας στους καταναλωτές και

εισπράττεται μέσω ενός Ειδικού Τέλους που είναι ενιαίο για όλη την επικράτεια και μπορεί να διαφοροποιείται ανά κατηγορία καταναλωτή.

Σύμφωνα με στοιχεία του ΛΑΓΗΕ ο Ειδικός Λογαριασμός παρουσίαζε στο τέλος του 2011 έλλειμμα 195 εκατ. €.

Προκειμένου να παραμείνει περιορισμένη η επίπτωση στον καταναλωτή και να διασφαλιστεί η βιωσιμότητα του μηχανισμού, έχει θεσπιστεί σειρά μέτρων που στόχο έχουν την εξάλειψη του ανωτέρω ελλείμματος στο τέλος του 2013, και συγκεκριμένα:

- χρήση πόρων που προκύπτουν από τη δημοπράτηση δικαιωμάτων εκπομπών,
- την επιβολή ειδικού τέλους 2€/MWh στη λιγνιτική ηλεκτροπαραγωγή,
- την αξιοποίηση από το έτος 2012 πρόσθετων πόρων που θα προέλθουν από μέρος του τέλους που καταβάλουν οι καταναλωτές ρεύματος υπέρ της ΕΡΤ.

Σημειώνεται ότι τα ανωτέρω μέτρα κρίνονται επιτακτικότερα δεδομένου ότι βάσει του ν.3851/2010, ο ανωτέρω Ειδικός Λογαριασμός θα βαρύνεται στο μέλλον με τις πληρωμές των εγγυημένων τιμών της ενέργειας που παράγεται από ΣΗΘΥΑ.

Με βάση την ανωτέρω απόφαση 1453/2011 της Ρ.Α.Ε., τα ανωτέρω πρόσθετα έσοδα του ειδικού λογαριασμού Α.Π.Ε., πέραν των πληρωμών των προμηθευτών στο Σύστημα και τα ΜΔΝ, εκτιμήθηκαν σε περίπου 200 εκατομμύρια Ευρώ. Με βάση την ανωτέρω απόφαση 1453/2011 της Ρ.Α.Ε. το μέσο Ειδικό Τέλος καθορίστηκε σε 5,43 €/MWh.

Επιπλέον, η ΡΑΕ εξετάζει, κατ' ελάχιστον σε τριμηνιαία βάση, τις κινήσεις του Ειδικού Λογαριασμού και την εξέλιξη των μεγεθών στα οποία βασίζεται η εκτίμηση του εσόδου του Ειδικού Τέλους Α.Π.Ε., και ιδίως τον ρυθμό εισόδου νέων μονάδων Α.Π.Ε. στο σύστημα, καθώς και την πρόοδο σχετικά με την εισροή των πρόσθετων εσόδων που αναφέρθηκαν.

Σε περίπτωση που τα ως άνω πρόσθετα έσοδα δεν είναι τα αναμενόμενα για το 2012, ή σε περίπτωση που σε οποιαδήποτε χρονική περίοδο μέσα στο 2012 διαπιστωθεί πως υπάρχει σημαντική απόκλιση μεταξύ των πραγματικών μεγεθών και των εκτιμήσεων των παραμέτρων που χρησιμοποιήθηκαν για τους υπολογισμούς, η ΡΑΕ θα προβαίνει άμεσα σε νέα απόφαση σχετικά με το ύψος του Ειδικού Τέλους Α.Π.Ε., αλλά και σε κάθε δυνατή εκ μέρους της ενέργεια, προκειμένου να αποφευχθεί η εκ νέου διόγκωση του ελλείμματος του Ειδικού Λογαριασμού.

Βάσει των ανωτέρω προκύπτει ότι η χρηματοδότηση του μηχανισμού στήριξης εγγυημένων σταθερών τιμών (FIT) όπως έχει σχεδιασθεί και εφαρμόζεται στην Ελλάδα δεν επιβαρύνει τα δημόσια οικονομικά (σημειώνετε εδώ ότι αλληλεπίδραση με τα δημόσια οικονομικά μπορεί

να θεωρηθεί ότι υπάρχει όσον αφορά στη χρησιμοποίηση εσόδων από δημοπράτηση δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων, στο πλαίσιο που εξηγήθηκε παραπάνω). Τα ανωτέρω πρόσθετα μέτρα για την ενίσχυση του Λογαριασμού του ΛΑΓΗΕ έχουν προσωρινό χαρακτήρα και αποσκοπούν στην εξάλειψη του ελλείμματος μέχρι το τέλος του 2013.

Ο προσδιορισμός του πραγματικού πρόσθετου κόστους ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε. καθώς και η συνολική εκτίμηση των επιπτώσεων και των ωφελειών στην εθνική οικονομία απαιτεί την εκπόνηση ενδελεχών μελετών.

4.2.2.3. Αποφυγή υπερβολικής αποζημίωσης

Για την αποφυγή υπερβολικής αποζημίωσης κατά την εφαρμογή του μηχανισμού ενίσχυσης της πράσινης κιλοβατώρας στην Ελλάδα εφαρμόζεται:

- Ad hoc αναπροσαρμογή των εν ισχύ εγγυημένων τιμών με νομοθετική ρύθμιση και για την περίπτωση των ΦΒ με υπουργική απόφαση, όταν κρίνεται σκόπιμο.
- Αυτόματη, ανά εξάμηνο, απομείωση των εγγυημένων σταθερών τιμών για τις νέες εγκαταστάσεις ΦΒ και συσχέτισή τους με την Οριακή Τιμή Συστήματος (παραλλαγή του μοντέλου feed-in-premium) για την περίοδο από το 2015 και μετά, οπότε και το κόστος εξοπλισμού εκτιμάται ότι θα είναι ακόμη πιο μειωμένο.

Στην Ελλάδα η ad hoc αναπροσαρμογή δεν έχει αναδρομική εφαρμογή, ώστε να αποφεύγεται η δημιουργία κλίματος ανασφάλειας στην αγορά, ιδίως εν μέσω συνθηκών πρωτοφανούς οικονομικής κρίσης και εφαρμόζεται μόνο σε εξαιρετικές περιπτώσεις σημαντικών αλλαγών στις τιμές των παραμέτρων που έχουν ληφθεί υπόψη για το καθορισμό του ύψους των εγγυημένων τιμών. Αναπροσαρμογή των τιμών έχει ήδη λάβει χώρα:

- Στις αρχές του 2009 με τον ν.3734/2009, οπότε εφαρμόστηκε μειωμένο τιμολόγιο για τα ΦΒ και εισήχθη μηχανισμός αυτόματης απομείωσης. Επίσης, τροποποιήθηκε ο μηχανισμός ετήσιας αναπροσαρμογής, προκειμένου να υπάρξει ταχύτερη προσαρμογή των σχετικά υψηλών τιμών στο μειούμενο κόστος της τεχνολογίας (αναπροσαρμογή με βάση το 25% του ΔTK).
- Τον Φεβρουάριο του 2012 με υπουργική απόφαση, οπότε υπήρξε νέα μείωση κατά 12,5% στις τιμές των ΦΒ για τους νεοεισερχόμενους (5% για τα ΦΒ στις στέγες) και επιτάχυνση της τακτικής απομείωσης (7% ανά εξάμηνο).

Τέλος, οι τιμές για τα χερσαία αιολικά και τα ΜΥΗ δεν έχουν αναπροσαρμοστεί από 1.1.2010 - 31.12.2011.

Η ανωτέρω πολιτική εκτιμάται ότι μπορεί να εφαρμοσθεί πιο δομημένα, υφίσταται επομένως η ανάγκη διαρκούς παρακολούθησης του μηχανισμού με στόχο:

- να αποφεύγεται η υπερβολική αποζημίωση και η υπερθέρμανση της αγοράς
- να διασφαλίζεται η βιωσιμότητα των επενδύσεων και η συνακόλουθη αύξηση του ρυθμού διείσδυσης των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό ισοζύγιο ενέργειας
- να μην δημιουργείται αναστάτωση στην αγορά από ταμειακά ελλείμματα στο λογαριασμό του ΛΑΓΗΕ
- να διαπιστωθεί έγκαιρα η ανάγκη ριζικότερης αναθεώρησης του μηχανισμού με σκοπό την ενσωμάτωση/αξιοποίηση των πλεονεκτημάτων άλλων μηχανισμών και ιδιαίτερα αυτού των εγγυημένων διαφορικών τιμών κυρίως για τις τεχνολογίες που παρουσιάζουν τη μεγαλύτερη ανάπτυξη.

Για τον σκοπό αυτό προτείνεται να συσταθεί Μόνιμη Ομάδα Ελέγχου και Εποπτείας του μηχανισμού στήριξης, η οποία θα λαμβάνει εγκαίρως τα μηνύματα της αγοράς, θα παρακολουθεί τις τάσεις και το μεταβαλλόμενο κόστος των συστημάτων, θα έχει άμεση πρόσβαση σε όλα τα στατιστικά δεδομένα των νέων εγκαταστάσεων και θα εισηγείται εγκαίρως τις απαραίτητες διορθωτικές κινήσεις, λαμβάνοντας υπόψη και την πορεία ανάπτυξης και επίτευξης των στόχων.

Αντικείμενο της ομάδας θα είναι ο αναλυτικός και ακριβής προσδιορισμός του κόστους παραγωγής και της απόδοσης των αντίστοιχων επενδύσεων, λαμβάνοντας υπόψη τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά ομοειδών επενδύσεων, τη δυνατότητα χρηματοδότησής τους και το κόστος κεφαλαίου.

Για την παρακολούθηση της εξέλιξης του κόστους εξοπλισμού και έργων σύνδεσης μπορούν να χρησιμοποιούνται στοιχεία του Υπουργείου Οικονομικών για απαλλαγή ή/και επιστροφή Φ.Π.Α., των αιτημάτων για ένταξη στον αναπτυξιακό νόμο, των προσφορών σύνδεσης, καθώς και στοιχεία που θα παρέχουν οι ενώσεις των επενδυτών Α.Π.Ε. στο υπό σύσταση τμήμα Τεκμηρίωσης και Διαχείρισης τεχνικών στοιχείων εγκατάστασης και λειτουργίας σταθμών Α.Π.Ε. της Υπηρεσίας Εξυπηρέτησης Επενδυτών για έργα Α.Π.Ε. του Υ.Π.Ε.Κ.Α.

Οι δείκτες που θα υπολογίζονται είναι ενδεικτικά:

- Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (Project IRR) των επενδύσεων
- Το ανηγμένο κόστος παραγωγής
- Το αποφευγόμενο κόστος συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής

Με βάση αυτούς τους δείκτες, η Ομάδα θα εισηγείται με σκοπό την αποφυγή της υπερβολικής αποζημίωσης. Έμφαση πρέπει να δίνεται στον καθορισμό της ελάχιστης επιθυμητής απόδοσης ανά τεχνολογία και κατηγορία έργου.

4.2.2.4. Αξιολόγηση μηχανισμού FIT, όπως εφαρμόζεται σήμερα στην Ελλάδα

Η τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας από τις διάφορες τεχνολογίες Α.Π.Ε. γίνεται με σκοπό να εξασφαλίζεται η βιωσιμότητα της επένδυσης και να κινητοποιούνται οι επενδυτές χωρίς υπερβολική επίπτωση στον καταναλωτή και τα δημόσια οικονομικά.

Εκ του αποτελέσματος της διείσδυσης των Α.Π.Ε. στο ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας που παρουσιάζεται στην παράγραφο 2.1.2 και με βάση την εξέλιξη της αγοράς (κεφάλαιο 2), που κατατάσσεται ακόμη στις αναδυόμενες και απέχει αρκετά από το επίπεδο ωριμότητας άλλων αγορών, η επιλογή του μηχανισμού στήριξης των Α.Π.Ε. στην Ελλάδα κρίνεται επιτυχής. Επιτυχής κρίνεται και η αυτόματη απομείωση των εγγυημένων σταθερών τιμών, που αντανακλούν την αναμενόμενη μείωση του κόστους τεχνολογίας, στην περίπτωση νέων εγκαταστάσεων ΦΒ. Η εμπειρία από τη μέχρι σήμερα εφαρμογή του μηχανισμού αυτού είναι θετική και ως προς τη συχνότητα της απομείωσης (ανά εξάμηνο). Εφαρμογή μεγαλύτερης συχνότητας (π.χ. ανά μήνα ή ανά τρίμηνο) δεν ενδείκνυται στην περίπτωση της ελληνικής αγοράς καθώς δεν είναι αναπτυγμένοι επαρκώς οι μηχανισμοί απόκρισης σε τόσο γρήγορες αλλαγές.

Επιπλέον, με δεδομένη τη δυναμική που αναπτύχθηκε κατά το έτος 2011, αποτέλεσμα ρυθμίσεων της τελευταίας πενταετίας, και με στόχο τη διατήρηση και αύξηση του ρυθμού ανάπτυξης των Α.Π.Ε. με την ελάχιστη δυνατή επίπτωση στον τομέα αυτόν της παρούσας οικονομικής συγκυρίας, κρίνεται σκόπιμη η διατήρηση της βασικής δομής του μηχανισμού ενίσχυσης, με τις αναγκαίες προσαρμογές που θα προκύψουν στη βάση της διαβούλευσης και των συμπερασμάτων της μόνιμης ομάδας παρακολούθησης του μηχανισμού.

4.2.3. Αξιολόγηση μηχανισμού FIP, στην περίπτωση της Ελλάδας

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

1. Το ευρύτερο επενδυτικό περιβάλλον, το οποίο έχει επηρεαστεί σημαντικά από την οικονομική κρίση. Συγκεκριμένα, θα πρέπει να ληφθεί υπόψη η υψηλή αποτίμηση του κινδύνου της χώρας που έχει ενσωματωθεί στο κόστος κεφαλαίου, αλλά και η αβεβαιότητα και η δυσκολία πρόσβασης σε τραπεζική χρηματοδότηση λόγω των προβλημάτων ρευστότητας.
2. Η επίτευξη του στόχου της Οδηγίας 2009/28/ΕΚ βάσει και του Εθνικού Σχεδίου Δράσης της Ελλάδας για το 2020 έχει στηριχθεί πρωτίστως στην αιολική ενέργεια και δευτερευόντως στην φωτοβολταϊκή ενέργεια. Το κίνητρο του μηχανισμού εγγυημένων

διαφορικών τιμών για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε περιόδους υψηλής ζήτησης δεν μπορούν να αξιοποιήσουν ουσιαστικά καμία από τις δύο αυτές μορφές Α.Π.Ε., που δεν συγκαταλέγονται σε τεχνολογίες ελεγχόμενης παραγωγής.

3. Η ανάπτυξη της αγοράς Α.Π.Ε. στην Ελλάδα, υπολείπεται από την αποτελεσματική αξιοποίηση του διαθέσιμου δυναμικού. Το 2011 υπήρξε αναμφισβήτητα μια θετική χρονιά και αναπτύχθηκε μια δυναμική. Όμως η αγορά απέχει ακόμα από το να χαρακτηριστεί αναπτυγμένη ή ώριμη. Για αυτό απαιτείται ιδιαίτερη προσοχή ώστε η δυναμική πορεία του 2011 να μην διαταραχθεί. Αντιθέτως, η κατά τα επόμενα χρόνια ανάπτυξη της αγοράς Α.Π.Ε., η αύξηση και η διασπορά των αιολικών εγκαταστάσεων και η αύξηση και ωρίμανση της ΦΒ τεχνολογίας, θα επιτρέψει την αποτελεσματικότερη πιθανή εισαγωγή ενός μηχανισμού FIP με ελαχιστοποίηση των μειονεκτημάτων του που αναφέρθηκαν πιο πάνω. Από το 2015 και μετά, η αποτίμηση της ενέργειας που παράγεται από ΦΒ εγκαταστάσεις προβλέπεται να γίνεται στη βάση του μοντέλου εγγυημένων διαφορικών τιμών.
4. Η χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρισμού στην Ελλάδα προωθεί την τελευταία δεκαετία διάφορα μοντέλα οργάνωσης, με βασικό αποτέλεσμα την απουσία μακροχρόνιων ιστορικών ομοειδών δεδομένων για τη διακύμανση των τιμών, γεγονός που δημιουργεί πρακτικές δυσκολίες ορθολογικού σχεδιασμού ενός μηχανισμού FIP άμεσα.
5. Ένα αξιοσημείωτο ποσοστό της ενέργειας από Α.Π.Ε. στην Ελλάδα (της τάξης του 12%), παράγεται στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, όπου δεν υφίσταται οργανωμένη χονδρεμπορική αγορά και επομένως δεν μπορεί να εφαρμοσθεί ένα σύστημα FIP. Το γεγονός αυτό εισάγει μια -διαχειρίσιμη μεν, αλλά αυξημένη- πολυπλοκότητα.

Ακολουθεί πίνακας ποιοτικής συγκριτικής αξιολόγησης του ισχύοντος σήμερα μηχανισμού στήριξης των Α.Π.Ε. στην Ελλάδα (FIT) και του μοντέλου εγγυημένων διαφορικών τιμών (FIP) στις διάφορες παραλλαγές του.

	Σταθερή τιμή FIT	Σταθερό premium	Caps στο Premium - ελάχιστη εγγύηση	Caps and Floors στη συνολική αποζημίωση	Spot Market Gap Model	Ποσοστιαίο Premium
Κίνητρο για παραγωγή στις ώρες αιχμής	OXI	ΥΨΗΛΟ	ΝΑΙ	OXI	ΝΑΙ	ΠΙΘΑΝΟΝ

Κίνδυνος για υπερβολική αποζημίωση	OXI	ΥΨΗΛΟΣ	ΧΑΜΗΛΟΣ	ΠΟΛΥ ΧΑΜΗΛΟΣ	ΧΑΜΗΛΟΣ	ΥΨΗΛΟΣ
Ρίσκο επένδυσης	ΕΞΑΙΡΕΤΙΚΑ ΧΑΜΗΛΟ	ΕΞΑΙΡΕΤΙΚΑ ΥΨΗΛΟ	ΜΕΣΟ	ΧΑΜΗΛΟ	ΧΑΜΗΛΟ	ΥΨΗΛΟ
Κόστος στον καταναλωτή	ΧΑΜΗΛΟ	ΥΨΗΛΟ	ΜΕΣΟ	ΜΕΣΟ	ΜΕΣΟ	ΥΨΗΛΟ
Αποτελεσματικότητα για την Ανάπτυξη	ΥΨΗΛΗ	ΧΑΜΗΛΗ	ΜΕΣΗ	ΜΕΣΗ	ΜΕΣΗ	ΧΑΜΗΛΗ
Συμβατότητα με την αγορά Α.Π.Ε. στην Ελλάδα	ΥΨΗΛΗ	ΧΑΜΗΛΗ	ΜΕΣΗ	ΜΕΣΗ	ΜΕΣΗ	ΧΑΜΗΛΟ
Συμβατότητα με την αγορά ηλεκτρισμού στην Ελλάδα	ΥΨΗΛΗ (μεσοπρόθεσμα ΜΕΣΗ)	ΧΑΜΗΛΗ	ΜΕΣΗ (μεσοπρόθεσμα ΥΨΗΛΗ)	ΜΕΣΗ (μεσοπρόθεσμα ΥΨΗΛΗ)	ΜΕΣΗ (μεσοπρόθεσμα ΥΨΗΛΗ)	ΧΑΜΗΛΗ
Σύνολο κρίσεων (θετικές - αρνητικές)	5 (μεσοπρόθεσμα 4)	-5	1 (μεσοπρόθεσμα 2)	1 (μεσοπρόθεσμα 2)	2 (μεσοπρόθεσμα 3)	-6

Η Ελλάδα θα παρακολουθεί και θα εξετάσει στο πλαίσιο του διαβούλευσης που θα ακολουθήσει τον τρόπο και το χρόνο της πιθανής εφαρμογής ενός μηχανισμού FIP.

Αναλόγως με το σήμερα ισχύοντα τρόπο χρηματοδότησης, τα απαιτούμενα ποσά μπορεί να συλλέγονται μέσω ενός τέλους που θα καλύπτει τη λογιστική διαφορά [Σύνολο αποζημιώσεων] - [Τιμή χονδρεμπορικής αγοράς]. Το τέλος αυτό μπορεί να βαρύνει είτε τους προμηθευτές και να μετακυλύεται στην κατανάλωση με την τιμολογιακή πολιτική του κάθε προμηθευτή, είτε απευθείας τους καταναλωτές.

4.2.4. Αξιολόγηση μηχανισμού QUOTA, στην περίπτωση της Ελλάδας

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

Η αξιοποίηση αποκλειστικά μηχανισμών αγοράς κατά το σχεδιασμό και εφαρμογή ενός quota system έχει το πλεονέκτημα της μεγαλύτερης διαφάνειας στις τιμές. Από την άλλη όμως, αφού το σύνολο της αποζημίωσης βαρύνει απευθείας τους προμηθευτές (μέσω της spot αγοράς και την αγοράς Ε.Π.Π.), μετακυλύεται στους καταναλωτές χωρίς προφανή δυνατότητα παρέμβασης πρόσθετων πόρων που θα ανακούφιζαν τον καταναλωτή.

5. Μέτρα για την ανάπτυξη των ΑΠΕ

5.1. Χρηματοδότηση ΑΠΕ

Η πρόθεση χρηματοδότησης (ίδια κεφάλαια, τραπεζικός δανεισμός) επηρεάζεται από το μακροοικονομικό περιβάλλον, τη βιωσιμότητα της αγοράς και την σταθερότητα του συστήματος FIT.

Μέχρι την εισαγωγή του ν. 3851/2010, η υλοποίηση σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ βασίσθηκε κατά αποκλειστικότητα στις κρατικές ενισχύσεις, μέσω των επιχειρησιακών προγραμμάτων (ΕΠΕ, ΕΠΑΝ) και του επενδυτικού / αναπτυξιακού νόμου, σε συνδυασμό με την εγγυημένη τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με τα προϊσχύοντα στο ν. 3468/2006, καθώς και στη δυνατότητα για τραπεζικό δανεισμό.

Ο ν. 3851/2010, πέρα των ευνοϊκότερων τιμών πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, που προβλέπει για ορισμένες τεχνολογίες ΑΠΕ καθώς και για έργα «μικρού» μεγέθους, παρέχει για πρώτη φορά τη δυνατότητα αυξημένης τιμολόγησης, στην περίπτωση που τα επιχειρηματικά σχέδια δεν εντάσσονται σε καθεστώς κρατικής ενίσχυσης. Συγκεκριμένα προδιαγράφεται αύξηση της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας κατά 15–20% της εκ του νόμου προβλεπόμενης τιμής, αναλόγως της κατά περίπτωση τεχνολογίας. Αυτή η προσαύξηση δεν αφορά τους ηλιοθερμικούς και φωτοβολταϊκούς σταθμούς, όπου οι προβλεπόμενες τιμές πώλησης δεν απαιτούν περαιτέρω ενίσχυση ώστε να υπάρξει επενδυτικό ενδιαφέρον.

Το ελληνικό τραπεζικό σύστημα στήριξε τις επενδύσεις ΑΠΕ κυρίως με δανεισμό, ενώ το leasing κατέχει μικρό χώρο. Κάποιες από τις επενδύσεις στηρίχθηκαν επίσης σε δανεισμό από ξένα πιστωτικά ιδρύματα.

Την περίοδο 2007–2010 το τραπεζικό σύστημα αύξησε σημαντικά την πιστωτική έκθεση στις ΑΠΕ, με εμφανή αποτελέσματα στην αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ. Ωστόσο, από τα μέσα του 2010 τα προβλήματα του εγχώριου τραπεζικού συστήματος, σε συνδυασμό με την απουσία χρηματοδότησης από ξένα πιστωτικά ιδρύματα, οδήγησε σε περιορισμό των δανειοδοτήσεων ιδιαίτερα για μεσαία και μεγάλα έργα, με εξαίρεση την σχετική αύξηση των χρηματοδοτήσεων για οικιακά Φ/Β, τα οποία άλλωστε τυγχάνουν υψηλών αφορολόγητων τιμών FIT και θεωρητικά υπάρχει διασπορά κινδύνου, διότι πρακτικά η εξυπηρέτηση του δανεισμού είναι αρκετά επισφαλής λόγω του συμψηφιστικού χαρακτήρα των πληρωμών.

Από τα μέσα του 2010 αυξήθηκε ταχέως η πιστωτική ασφυξία των EPC, λόγω περιορισμού του βραχυπρόθεσμου τραπεζικού δανεισμού και των ανοιχτών πιστώσεων από τους προμηθευτές εξοπλισμού, που είναι αναγκαίες για την βραχυπρόθεσμη χρηματοδότηση της κατασκευής των έργων. Επιπλέον αυξήθηκαν τα έμμεσα κόστη τραπεζικών εργασιών που βαρύνουν το EPC και φυσικά επιβαρύνουν το έργο, όπως οι

προμήθειες εγγυητικών επιστολών, με εκτιμώμενη επιπλέον επιβάρυνση του κόστους κατασκευής κατά 1,2%.

Για το λόγο αυτό η σημαντική ανάπτυξη των ΑΠΕ κατά το 2011 (κύρια σε Φ/Β και αιολικά πάρκα) δεν αντανάκλα τις σημερινές συνθήκες χρηματοδότησης, γιατί τα έργα αυτά βασίζονται σε χρηματοδοτικά σχήματα που διαμορφώθηκαν το 2010 ή και παλαιότερα. Ειδικότερα, το κόστος χρηματοδότησης βαίνει συνεχώς αυξανόμενο αντανάκλωντας τις αδυναμίες της ελληνικής οικονομίας, αντίθετα από τη βαθμιαία αποκλιμάκωση των επιτοκίων Euribor, ενώ και τα διαθέσιμα ίδια κεφάλαια των επενδυτών που τοποθετούνται σε επενδύσεις ΑΠΕ μειώνονται δραματικά. Οι σημερινές δυσκολίες χρηματοδότησης θα επιδράσουν αρνητικά στο ρυθμό υλοποίησης έργων ΑΠΕ κατά το τρέχον έτος και ως εκ τούτου ο εγχώριος ρυθμός ανάπτυξης των ΑΠΕ για το 2012 αναμένεται να επιβραδυνθεί.

Τα επιτόκια χρηματοδότησης αποκλίνουν σημαντικά από τα μέσα ευρωπαϊκά επιτόκια από τις αρχές του 2010. Συγκριμένα το 2010 κυμάνθηκαν περίπου στο 7% για μεσαία και μεγάλα έργα, και 8% για μικρά έργα, ενώ το 2011 σε 8-9% για μεσαία και μεγάλα έργα, και 11% για μικρά έργα.

Εξασφαλίσεις δανείων: Μέχρι τις αρχές του 2010 η προσφορά χρήματος ήταν ανάλογη της ζήτησης και δεν είχαν εμφανιστεί ταμειακά προβλήματα στον Λειτουργό της Αγοράς (τέως ΔΕΣΜΗΕ). Με αυτά τα δεδομένα το πιστωτικό σύστημα αρκούταν σε εκχώρηση της σύμβασης πώλησης της ενέργειας και σε εξασφαλίσεις επί του κεφαλαιουχικού εξοπλισμού. Έκτοτε λόγω της πιστωτικής ασφυξίας και της παρατηρούμενης καθυστέρησης του Λειτουργού της Αγοράς στις πληρωμές, τα πιστωτικά ιδρύματα ζητούν περαιτέρω εμπράγματα εξασφαλίσεις που διαφοροποιούνται ανάλογα με το ύψος της επένδυσης και τον επενδυτή. Οι επιπλέον εξασφαλίσεις αποτελούν σημαντικό αντικίνητρο και πολλάκις αναστέλλουν επενδυτικά έργα.

Χρηματοδοτικά σχήματα: Μέχρι τις αρχές του 2010 τα συνήθη χρηματοδοτικά σχήματα ήταν 25% επενδυτικός φορέας και 75% τραπεζικός δανεισμός. Βαθμιαία το ποσοστό τραπεζικού δανεισμού μειώνεται στα επίπεδα του 60%. Το ποσοστό αυτό είναι εξαιρετικά χαμηλό ιδιαίτερα για μεγάλα έργα.

Περίοδος αποπληρωμής: Λόγω της χρηματοπιστωτικής στενότητας, αλλά και των υποχρεώσεων και στενών περιθωρίων που έχουν οι ελληνικές Τράπεζες στο πλαίσιο των εποπτικών μηχανισμών της Βασιλείας II, η περίοδος αποπληρωμής ήταν και παραμένει στα 10 χρόνια. Η χρονική επιμήκυνση του δανεισμού στα 15-20 έτη, που είναι η διάρκεια της εκχωρούμενης σύμβασης, θα βελτίωνε σημαντικά τις χρηματοροές και θα απελευθέρωνε επιπλέον κεφάλαια για νέες επενδύσεις και ανάπτυξη.

Οι προοπτικές χρηματοδότησης νέων έργων είναι συνάρτηση πολλών παραγόντων όπως:

- Βελτίωση κλίματος εμπιστοσύνης στην ελληνική οικονομία
- Ολοκλήρωση ανακεφαλαιοποίησης των πιστωτικών ιδρυμάτων της χώρας
- Διευθέτηση ελλειμμάτων Διαχειριστή Συστήματος, και αποκατάσταση εμπρόθεσμων πληρωμών των παραγωγών
- Μακροπρόθεσμο- σταθερό πλαίσιο λειτουργίας και ανάπτυξης ΑΠΕ.

Επενδυτικά, λαμβάνοντας υπόψη όλα τα παραπάνω, το 2012 εκτιμάται ότι δεν θα ακολουθήσει τους ρυθμούς του 2011 και δεν αναμένεται να ξεκινήσουν πολλές νέες επενδύσεις (πιθανά με την εξαίρεση των Φωτοβολταϊκών), δεδομένου ότι το τραπεζικό σύστημα μέχρι το Σεπτέμβριο 2012 θα βρίσκεται σε διαδικασίες ανακεφαλαιοποίησης, το κλίμα εμπιστοσύνης στην ελληνική οικονομία θα βαίνει αργά βελτιούμενο και η συνέπεια αναφορικά με τις πληρωμές από το Λειτουργό της Αγοράς (ΛΑΓΗΕ) αναμένεται να αποκατασταθεί πλήρως από τα μέσα του τρέχοντος έτους.

5.2. Διοικητικά εμπόδια

Η πολυπλοκότητα της αδειοδοτικής διαδικασίας συνιστά σημαντικό εμπόδιο στην προσπάθεια για επιτάχυνση της ανάπτυξης σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ. Η πολυπλοκότητα οφείλεται κυρίως:

- στο μεγάλο αριθμό νομοθετικών και κανονιστικών πράξεων, που πολλές φορές αντιφάσκουν μεταξύ τους, ρυθμίζοντας από διαφορετική σκοπιά και προτεραιότητα τις επιμέρους πολιτικές και σχεδιασμούς της πολιτείας, όσο και
- στο μεγάλο αριθμό συναρμόδιων αδειοδοτουσών αρχών της κεντρικής κυβέρνησης, των αποκεντρωμένων διοικήσεων και των περιφερειών που, με μη ενιαίο και ομοιόμορφο τρόπο, αξιολογούν και αδειοδοτούν σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ.

Σήμερα δεν αρκεί μια νέου τύπου επανεκκίνηση, διαμόρφωσης της αδειοδοτικής διαδικασίας των ΑΠΕ, καθώς κάτι τέτοιο θα ισοδυναμούσε με ακινητοποίηση των επενδυτικών σχεδίων που ευρίσκονται σε στάδιο αδειοδοτικής ωριμότητας, δεδομένου και του οικονομικού κλίματος και της δυσχέρειας εξεύρεσης χρηματοδοτικών πόρων.

Κρατώντας σταθερό το βασικό άξονα της αδειοδοτικής διαδικασίας: άδεια παραγωγής - έγκριση περιβαλλοντικών όρων - άδεια εγκατάστασης - σύμβαση έργων ηλεκτρικής διασύνδεσης - σύμβαση αγοραπωλησίας - άδεια λειτουργίας, απαιτείται παράλληλη μεθόδευση των ακόλουθων μέτρων:

A. Σε επίπεδο περιβαλλοντικής αδειοδοτικής διαδικασίας και χρήσεων γης,

- υιοθέτηση εγχειριδίων περιβαλλοντικής αξιολόγησης, για την ενιαία και ομοιόμορφη αντιμετώπιση των έργων ΑΠΕ από τις αδειοδοτούσες περιβαλλοντικές αρχές της κεντρικής κυβέρνησης, των αποκεντρωμένων διοικήσεων και των περιφερειών, το προσωπικό των οποίων θα καλείται να εξετάσει τις υποβληθείσες ΜΠΕ, βάσει κοινών κανόνων και όχι βάσει του κατά περίπτωση γνωστικού αντικειμένου των στελεχών αυτών,
- σύνταξη των ανωτέρω εγχειριδίων σε συνεργασία των υπηρεσιών της κεντρικής κυβέρνησης, που έχουν την ευθύνη προγραμματισμού και σχεδιασμού των επί μέρους πολιτικών (χωροταξικής, ενεργειακής, περιβαλλοντικής, αγροτικής, δασικής, περιβαλλοντικής), με την Υπηρεσία ΑΠΕ,
- καθορισμός συγκεκριμένου περιεχομένου γνωμοδοτήσεων των συναρμόδιων φορέων, βάσει του πεδίου ευθύνης τους, για την εξάλειψη τυχόν αντιφατικών, ασαφών, και σε ορισμένες περιπτώσεις υποκειμενικού χαρακτήρα, και πέραν του πεδίου ευθύνης τους, γνωμοδοτήσεων,

- στελέχωση των ανωτέρω υπηρεσιών, ώστε να δύνανται να ανταπεξέλθουν αποτελεσματικά ως προς τον απαιτούμενο χρόνο και την πολυπλοκότητα της υφιστάμενης αδειοδοτικής διαδικασίας,
 - υιοθέτηση ρεαλιστικών προθεσμιών γνωμοδότησης, βάσει των ιδιαίτερων νομοθετικών προβλέψεων, λαμβανομένης υπόψη της υποστελέχωσης των συναρμόδιων υπηρεσιών, και τήρηση αυτών,
- Β. Σε επίπεδο κωδικοποίησης, ερμηνείας και εφαρμογής της νομοθεσίας και του κανονιστικού πλαισίου,**
- νομική αξιολόγηση του υφιστάμενου νομοθετικού και κανονιστικού πλαισίου αδειοδότησης, ώστε να τεκμηριωθούν και να αναιρεθούν τυχόν αντικρουόμενες διατάξεις λαμβανομένης υπόψη της αναπτυχθείσας νομολογίας του Συμβουλίου της Επικρατείας,
 - ενίσχυση της στελέχωσης της συσταθείσας, με το ν. 3851/2010, υπηρεσίας ΑΠΕ, ώστε να γίνει εφικτή η ανωτέρω νομική τεκμηρίωση, να εντοπιστούν οι αποσπασματικού χαρακτήρα νομοθετικές πρωτοβουλίες αδειοδότησης έργων ΑΠΕ, και να εξαλειφθούν οι αλληλοσυγκρουόμενες και ασύμβατες μεταξύ τους γνωμοδοτήσεις,
- Γ. σε επίπεδο αδειοδότησης διαχείριση των αιτημάτων σε κεντρικό επίπεδο, με σκοπό**
- την επίτευξη χαμηλότερου διαχειριστικού κόστους αδειοδότησης των ΑΠΕ, λόγω δημιουργίας υπηρεσίας μιας στάσης, με την απαραίτητη διάρθρωση σε προσωπικό, που θα προέρχεται από τις συναρμόδιες υπηρεσίες, με τις απαραίτητες για τη λειτουργία της ειδικότητες,
 - την ομοιόμορφη εφαρμογή του αδειοδοτικού πλαισίου και την κοινή και ταχύτερη αντιμετώπιση και ερμηνεία τυχόν ασαφειών του θεσμικού πλαισίου,
 - την άμεση εποπτεία της πορείας υλοποίησης των έργων ΑΠΕ και συνεπώς τον έγκαιρο εντοπισμό εμπλοκών και την υιοθέτηση πρωτοβουλιών κανονιστικού χαρακτήρα για διευκόλυνση της αδειοδοτικής διαδικασίας,
 - τη μόνιμη και άμεση δέσμευση ανθρωπίνων πόρων για τη στελέχωση μίας υπηρεσίας μίας στάσης.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται σε πινακοποιημένη μορφή θέματα της ενεργειακής, χωροταξικής, πολεοδομικής, περιβαλλοντικής, δασικής και λοιπής συγγενούς νομοθεσίας καθώς και θέματα σύνδεσης με τα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας, για τα οποία έχει κατά καιρούς εκφραστεί από τους φορείς της αγοράς ότι αποτελούν σημαντικά εμπόδια στην ανάπτυξη των Α.Π.Ε. Τα εν λόγω θέματα θα πρέπει να συζητηθούν

εκτενώς κατά την προτεινόμενη διαβούλευση και να τεθούν οι απαραίτητες προτεραιότητες για την υλοποίησή τους όπου απαιτείται.

Οριζόντια θέματα			
α/α	Εμπόδιο/Πρόβλημα	Ε ί δ ο ς Δράσης	Περιεχόμενο Δράσης
Ο.1.	Έλλειψη κεντρικού συντονισμού και ενιαίας ερμηνείας και εφαρμογής της νομοθεσίας	Νομοθετική	Θέση σε εφαρμογή της αρμοδιότητας της Υπηρεσία Α.Π.Ε. του ΥΠΕΚΑ να ερμηνεύει τις επιμέρους νομοθεσίες, με τις οποίες εμπλέκεται η ανάπτυξη των Α.Π.Ε. και να παρέχει οδηγίες για την εφαρμογή τους στις συναρμόδιες κεντρικές και περιφερειακές υπηρεσίες. Η Υπηρεσία Α.Π.Ε. του ΥΠΕΚΑ θα συνεργάζεται με τους αρμόδιους κατά περίπτωση φορείς και θα λειτουργεί ως διαιτησία σε περιπτώσεις αντιδικίας μεταξύ επενδυτών και φορέων της διοίκησης.
Ο.2	Υποστελέχωση κεντρικών υπηρεσιών (ΡΑΕ, Υπηρεσία Α.Π.Ε., Διαχειριστής Δικτύου)	Σ χ έ δ ι ο Δράσης	Το ΥΠΕΚΑ σε συνεργασία με τη Ρ.Α.Ε. και το Διαχειριστή Δικτύου, καταρτίζει ολοκληρωμένο σχέδιο για την στελέχωση της Ρ.Α.Ε., της Υπηρεσία Α.Π.Ε. του ΥΠΕΚΑ και του Διαχειριστή Δικτύου το οποίο περιλαμβάνει οργανωτική αναδιάρθρωση των μονάδων που αφορούν τις Α.Π.Ε. εφόσον απαιτείται, αναλυτική καταγραφή των απαιτούμενων ανθρώπινων πόρων, προϋπολογισμό και χρονοδιάγραμμα κάλυψης των αναγκών.
Ο.3	Δυσχέρειες στην ερμηνεία της νομοθεσίας λόγω της πολυνομίας	Σ χ έ δ ι ο Δράσης	Το ΥΠΕΚΑ καταρτίζει χρονοδιάγραμμα για την κωδικοποίηση και τον εκσυγχρονισμό όλης της νομοθεσίας που αφορά τις Α.Π.Ε. (ενεργειακή, δασική, περιβαλλοντική, χωροταξική, πολεοδομική, αγροτική, αρχαιολογική κλπ.), καθορίζει και δεσμεύει τους αναγκαίους ανθρώπινους ή άλλους πόρους για το σκοπό αυτό. Η κωδικοποίηση πρέπει να έχει ολοκληρωθεί μέχρι των 1 ^ο τρίμηνο 2013.

O.4	Απουσία υπηρεσίας μιας στάσης	Σ χ έ δ ι ο Δράσης	Το ΥΠΕΚΑ καταρτίζει και παρουσιάζει ολοκληρωμένο σχέδιο για τη λειτουργία της Υπηρεσίας Α.Π.Ε. ως Υπηρεσίας μιας Στάσης για τη αδειοδότηση των επενδύσεων Α.Π.Ε. Το Σχέδιο θα περιλαμβάνει: (i) τον τρόπο οργάνωσης και στελέχωσης της Υπηρεσίας από στελέχη από τις υπόλοιπες μονάδες της δημόσιας διοίκησης και τις υπηρεσίες που ασχολούνται με την εφαρμογή κάθε νομοθεσίας που εμπλέκει τις Α.Π.Ε. (δασικής, χωροταξικής, περιβαλλοντικής, αγροτικής, αρχαιολογικής, πολεοδομικής, υδάτινων πόρων, άμυνας κλπ) (ii) χρονοδιάγραμμα κατάρτισης εγχειριδίων διοικητικών διαδικασιών (iii) τον τρόπο και το χρονοδιάγραμμα ανάπτυξης περιφερειακής διάρθρωσης εφόσον κριθεί σκόπιμο (iv) χρονοδιάγραμμα εντός του οποίου η Υπηρεσία θα μπορεί να εκδίδει την άδεια -μετά τη χορήγηση της άδειας παραγωγής από τη Ρ.Α.Ε.- για την εγκατάσταση όλων των επενδύσεων Α.Π.Ε. μετά την άδεια παραγωγής, χωρίς εμπλοκή άλλων υπηρεσιών.
-----	-------------------------------	--------------------	--

Θέματα ενεργειακής νομοθεσίας για τις Α.Π.Ε.

α/α	Εμπόδιο/Πρόβλημα	Ε ί δ ο ς Δράσης	Περιεχόμενο Δράσης
E.1.	Απουσία εναρμόνισης του Κανονισμού Αδειών Εγκατάστασης και Λειτουργίας με το ν. 3851/2010	Κανονιστική	Έκδοση της υπουργικής απόφασης
E.2.	Θέματα πρακτικών δυσκολιών του Κανονισμού Αδειών Παραγωγής	Κανονιστική	Περαιτέρω απλοποίηση του Κανονισμού Αδειών Παραγωγής με έμφαση στις διαδικασίες τροποποίησης αδειών παραγωγής σε απλές περιπτώσεις (μικρή αλλαγή του σχεδιασμού, αλλαγή νομικής μορφής κλπ.) - Επέκταση της μη υποχρέωσης για τροποποίηση και στις άλλες άδειες της νομοθεσίας (π.χ. ΕΠΟ, άδεια εγκατάστασης, σύνδεσης σύνδεσης και πώλησης)

Θέματα χωροταξικής και πολεοδομικής νομοθεσίας

α/α	Εμπόδιο/Πρόβλημα	Ε ί δ ο ς Δράσης	Περιεχόμενο Δράσης
-----	------------------	------------------	--------------------

ΧΠ.1.	Ανεπαρκής εφαρμογή του αρ. 9 του ν. 3851/2010 ως προς της εφαρμογή του Ειδικού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού & Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Α.Π.Ε. (ΕΠΧΣ&ΑΑ-ΑΠΕ)	Εγκύκλιος	Εγκύκλιος για την άμεση εφαρμογή του ΕΠΧΣ&ΑΑ-ΑΠΕ σε περιπτώσεις που υποκείμενα σχέδια χρήσεων γης δεν εναρμονίζονται με αυτό.
ΧΠ.2	Υποκείμενα σχέδια χρήσεων γης που δεν εναρμονίζονται με το ΕΠΧΣ&ΑΑ-ΑΠΕ	Σ χ έ δ ι ο Δράσης	Αναθεώρηση του Σχεδίου Δράσης που περιλαμβάνει το ΕΠΧΣ&ΑΑ-ΑΠΕ για την εναρμόνιση όλων των υποκείμενων σχεδίων χρήσεων γης. Κατάρτιση συγκεκριμένου χρονοδιαγράμματος που πρέπει να περιλαμβάνει την τροποποίηση όλων των σχεδίων που απαιτούνται έως το τέλος το 2013
ΧΠ.3	Ανεπαρκής εφαρμογή του αρ. 9 του ν. 3851/2010 για τον τρόπο εκπόνησης ή την αναθεώρηση σχεδίων χρήσεων γης	Εγκύκλιος	Εγκύκλιος για τη διαδικασία και τον τρόπο διασφάλισης ότι τα εκπονούμενα ή αναθεωρούμενα σχέδια χρήσεων γης, συμμορφώνονται με τις απαιτήσεις του αρ. 9 του ν. 3851/2010 ως προς τις Α.Π.Ε. Η διαδικασία θα προβλέπει εμπλοκή και κρίσιμο ρόλο για την Υπηρεσία Α.Π.Ε.
ΧΠ.4	Θέματα πρακτικής εφαρμογής και μη αναλογικές συνέπειες τεχνικών διατάξεων του ΕΠΧΣ&ΑΑ-ΑΠΕ για την αιολική ενέργεια	Νομοθετική	Κατάργηση του περιορισμού ελάχιστης απόστασης μεταξύ των ανεμογεννητριών - Δυνατότητα περιορισμού των μέγιστων αποστάσεων ανεμογεννητριών από όρια οικισμών με σύμφωνη γνώμη της τοπικής αυτοδιοίκησης
ΧΠ.5	Θέματα πρακτικής εφαρμογής και μη αναλογικές συνέπειες τεχνικών διατάξεων του ΕΠΧΣ&ΑΑ-ΑΠΕ για τα μικρά υδροηλεκτρικά	Νομοθετική ή Κανονιστική	Ριζική τροποποίηση της Υπουργικής απόφασης ΥΑ 196978 (ΦΕΚ Β 518/05.04.11) με κατάργηση των διατάξεων α) της συσχέτισης ισχύος έργου ΜΥΗΕ με μήκος εκτροπής, β) της διατήρησης ελάχιστου βάθους ροής 20 cm σε όλο το μήκος της εκτρεπόμενης κοίτης ως βάθους της «οικολογικής» παροχής σε περιπτώσεις ύπαρξης ιχθυοπανίδας και γ) της αναδρομικότητας της απόφασης.
ΧΠ.6	Μη αναλογικοί περιορισμοί για την αιολική ενέργεια στις Αττικής	Νομοθετική	Αναθεώρηση των περιορισμών για την ανάπτυξη αιολικών πάρκων στην Αττική και περίξ του λεκανοπεδίου Αθηνών
ΧΠ.7	Απουσία σαφών κατευθύνσεων για τις Α.Π.Ε. στο σχέδιο Π.Δ. για τις Χρήσεις Γης	Π.Δ.	Επανεξέταση του σχεδίου Π.Δ. για τις χρήσεις γης με άμεση εμπλοκή της Υπηρεσίας Α.Π.Ε., οριστικοποίηση και θεσμοθέτησή του
ΧΠ.8	Α π ο υ σ ί α επικαιροποιημένων κατευθύνσεων για την εγκατάσταση μικρών ανεμογεννητριών σε περιοχές εκτός σχεδίου	Κανονιστική	Έκδοση υπουργικής απόφασης για τους όρους εγκατάστασης μικρών ανεμογεννητριών σε περιοχές εκτός σχεδίου

ΧΠ.9	Αποουσία επικαιροποιημένων κατευθύνσεων για την εγκατάσταση μικρών ανεμογεννητριών σε περιοχές εντός σχεδίου	Κανονιστική	Έκδοση υπουργικής απόφασης για τους όρους εγκατάστασης μικρών ανεμογεννητριών σε κτίρια και περιοχές εντός σχεδίου
ΧΠ.10	Κίνδυνος μη ανανέωσης περιβαλλοντικών όρων και λοιπών αδειών για λειτουργούντα έργα Α.Π.Ε. εξαιτίας των εκ των υστέρων δυσμενέστερων διατάξεων του ΕΠΧΣ&ΑΑ-ΑΠΕ	Νομοθετική	Οι διατάξεις του ΕΠΧΣ&ΑΑ-ΑΠΕ να μην ισχύουν στις ανανεώσεις της άδειας λειτουργίας και άδειας παραγωγής λειτουργούντων έργων ΑΠΕ με άδεια λειτουργίας πριν την 03.12.2008, ημερομηνία κατά την οποία τέθηκε σε ισχύ το ΕΠΧΣ&ΑΑ-ΑΠΕ.
ΧΠ.11	Αβεβαιότητα από τις Μελέτες διαχείρισης Υδατικών Λεκανών Υδατικών Διαμερισμάτων - Χωροθέτηση ΜΥΗΕ	Άλλη	Μέριμνα ώστε να μην υπάρξουν περαιτέρω περιορισμοί στην χωροθέτηση των ΜΥΗΕ μέσα από την διαδικασία των Μελετών Διαχείρισης των Υδατικών Λεκανών

Θέματα περιβαλλοντικής νομοθεσίας

α/α	Εμπόδιο/Πρόβλημα	Είδος Δράσης	Περιεχόμενο Δράσης
Π.1.	Απουσία κατευθύνσεων για τις Α.Π.Ε. κατά την εκπόνηση Ειδικών Περιβαλλοντικών Μελετών, σχεδίων διαχείρισης και προστασίας	Εγκύκλιος	Εγκύκλιος για τη διαδικασία και τον τρόπο διασφάλισης ότι οι εκπονούμενες ΕΠΜ και τα υπό θεσμοθέτηση ή αναθεωρούμενα σχέδια διαχείρισης και προστασίας, συμμορφώνονται με τις απαιτήσεις του αρ. 9 του ν. 3851/2010 ως προς τις Α.Π.Ε. Η διαδικασία θα προβλέπει εμπλοκή και κρίσιμο ρόλο για την Υπηρεσία Α.Π.Ε., ώστε να διασφαλίζεται ότι δεν θα ορίζονται πρόσθετες ζώνες αποκλεισμού για τις Α.Π.Ε. και ότι η εγκατάσταση τους θα εξετάζεται στο πλαίσιο της διαδικασίας ΕΠΟ με βάση -μεταξύ άλλων- την επίπτωση του έργου στα ιδιαίτερα προστατευόμενα είδη της συγκεκριμένης περιοχής. Η Εγκύκλιος θα εκδοθεί σε συντονισμό με την εγκύκλιο του σημείου ΧΠ.3 ανωτέρω.
Π.2	Εναρμόνιση της διαδικασίας περιβαλλοντικής αδειοδότησης με το ν. 3851/2010 και το ν. 4014/2011	Κανονιστική	Τροποποίηση των υπουργικών αποφάσεων για τη διαδικασία περιβαλλοντικής αδειοδότησης και το περιεχόμενο των μελετών.

		Κατά προτεραιότητα έκδοση των αποφάσεων για το περιεχόμενο των Πρότυπων Περιβαλλοντικών Δεσμεύσεων που αφορούν τις Α.Π.Ε. και τις προδιαγραφές της ειδικής οικολογικής αξιολόγησης και τη διαδικασία δημοσιοποίησης ανάλογα με την κατηγορία ή υποκατηγορία του έργου ή της δραστηριότητας.
--	--	---

Θέματα δασικής νομοθεσίας			
α/α	Εμπόδιο/Πρόβλημα	Είδος Δράσης	Περιεχόμενο Δράσης
Δ.1.	Απουσία ενιαίων κατευθύνσεων για την επέμβαση σε εκτάσεις που διαχειρίζεται η δασική υπηρεσία μετά την κατάργηση της έγκρισης επέμβασης με το ν.4014/2011	Κανονιστική	Έκδοση της υπουργικής απόφασης που προβλέπει η παρ. 2 του αρ. 12 του ν. 4014/2011.
Δ.2	Απουσία ενιαίων κατευθύνσεων για την εγκατάσταση Α.Π.Ε. σε αναδασωτές εκτάσεις	Νομοθετική ή κανονιστική	Νομοθετική ρύθμιση ή απόφαση για την εγκατάσταση των Α.Π.Ε. σε αναδασωτές εκτάσεις σύμφωνα με τη διαδικασία, τους όρους και περιορισμούς εγκατάστασής τους σε δάση και δασικές εκτάσεις.

Θέματα συναρμόδιων υπουργείων			
α/α	Εμπόδιο/Πρόβλημα	Είδος Δράσης	Περιεχόμενο Δράσης
Σ.1.	Οριοθέτηση των περιοχών γεωργικής γης υψηλής παραγωγικότητας ανά την επικράτεια	Κανονιστική	Έκδοση της απαιτούμενης ΚΥΑ για τον καθορισμό των ΓΓΥΠ στην χώρα συμπεριλαμβανομένης και της Αττικής
Σ.2.	Ασυμβατότητα αρχαιολογικής νομοθεσίας με το ΕΠΧΣ&ΑΑ-ΑΠΕ	Νομοθετική	Πρωώθηση κατάλληλης νομοθετικής ρύθμισης
Σ.3.	Απουσία οριοθέτησης αιγιαλού σε ακτές όπου προγραμματίζεται η προσαιγιαλώση καλωδίων για την ηλεκτρική διασύνδεση Α.Π.Ε.	Νομοθετική	Πρωώθηση κατάλληλης νομοθετικής ρύθμισης για την άρση των καθυστερήσεων

Θέματα ηλεκτρικής σύνδεσης			
α/α	Εμπόδιο/Πρόβλημα	Είδος Δράσης	Περιεχόμενο Δράσης
Η.1.	Απουσία συγκεκριμένου κοστολογίου για τη σύνδεση	Κανονιστική	Κατάρτιση και θεσμοθέτηση διαφανούς κοστολογίου για θέματα μελετών και ελέγχων μελετών και παραλαβής έργων από τους Διαχειριστές και για την κατασκευή έργων σύνδεσης που υποχρεωτικά εκτελούνται από αυτούς.

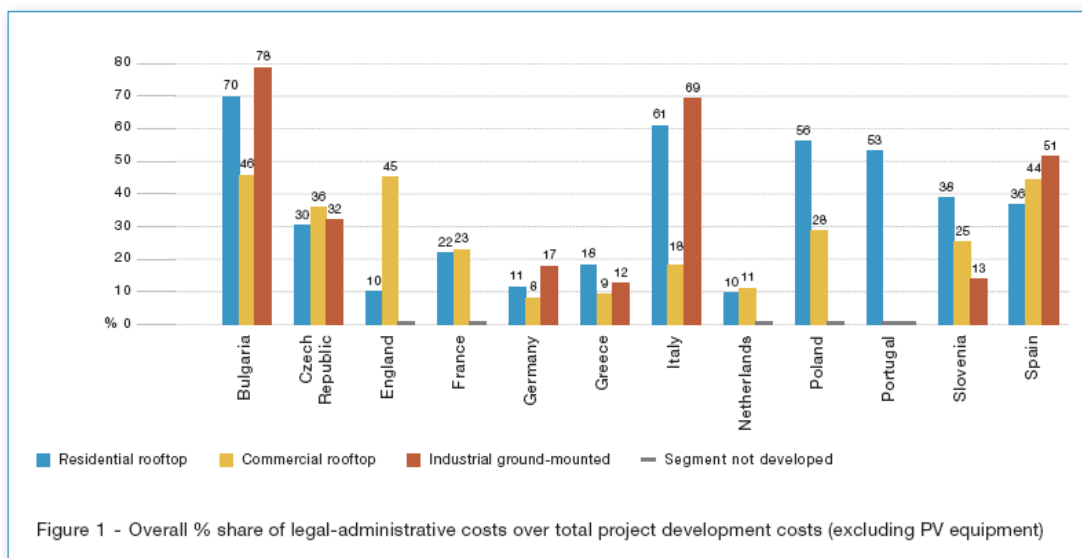
H.2	Καθυστερήσεις στην υπογραφή συμβάσεων σύνδεσης με το Διαχειριστή Δικτύου	Νομοθετική και Άλλη	Νομοθετική ρύθμιση για την κατοχύρωση της ασφάλειας δικαίου και την αποτροπή άνισων συνεπειών εις βάρος των επενδυτών λόγω καθυστέρησης των υποχρεώσεων του Διαχειριστή Δικτύου Στελέχωση του Διαχειριστή Δικτύου
H.3	Απουσία Κώδικα Διαχείρισης Δικτύου	Κανονιστική	Θεσμοθέτηση του Κώδικα
H.4	Απουσία Κώδικα Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών	Κανονιστική	Θεσμοθέτηση του Κώδικα
H.5	Η τιμή αναφοράς που συνομολογείται στη Σύμβαση Πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκό σταθμό, συναρτάται σήμερα με μία παράμετρο που δεν μπορεί να ελέγξει ο επενδυτής, που είναι η ενεργοποίηση της σύνδεσης, τη χρονική στιγμή της οποίας καθορίζει αποκλειστικά ο κύριος του Δικτύου.	Κανονιστική	Τροποποίηση της σχετικής ρύθμισης ώστε η τιμή αναφοράς που συνομολογείται στη Σύμβαση Πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκό σταθμό να συναρτάται με τη δήλωση ετοιμότητας σύνδεσης του φωτοβολταϊκού σταθμού και όχι με την ενεργοποίηση της σύνδεσης.

5.3. Κόστος λόγω διοικητικών εμποδίων

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή υπολογίζει ότι το διοικητικό κόστος της γραφειοκρατίας στην Ελλάδα -η αποτίμηση της επιπλέον εργασίας που επιβάλλεται από τις διοικητικές διαδικασίες- αντιστοιχεί στο 7% του ΑΕΠ της χώρας, ποσοστό διπλάσιο του μέσου κοινοτικού. Τον Ιανουάριο του 2007, η Επιτροπή δρομολόγησε ένα Πρόγραμμα Δράσης για τη μείωση των διοικητικών εμποδίων στην ΕΕ με στόχο να καταγράψει τα διοικητικά κόστη που απορρέουν από την υφιστάμενη νομοθεσία και να μειώσει τα διοικητικά εμπόδια κατά 25% ως το 2012.

Με το ν.3851/2010 και αρκετές συνακόλουθες ρυθμίσεις, επιχειρήθηκε η απλοποίηση των διαδικασιών αδειοδότησης των ΑΠΕ και συνεπώς και η μείωση του διοικητικού κόστους που συνεπάγονται αυτές. Μια πρόσφατη ανάλυση, που ολοκληρώθηκε τον Φεβρουάριο του 2012 στο πλαίσιο του ευρωπαϊκού Προγράμματος PVLegal για το διοικητικό κόστος στα φωτοβολταϊκά, έδειξε ότι το διοικητικό κόστος μειώθηκε κατά 15% τουλάχιστον το 2011 σε σχέση με την περίοδο 2009-2010, απόρροια μιας πιο ευνοϊκής νομοθεσίας.

Τα παρακάτω διαγράμματα δείχνουν το διοικητικό κόστος αλλά και τους χρόνους που απαιτούνται για την ανάπτυξη φωτοβολταϊκών συστημάτων διαφόρων κατηγοριών σε αρκετές ευρωπαϊκές χώρες. Είναι σαφές ότι παρά τις βελτιώσεις, υπάρχουν ακόμη σημαντικά περιθώρια για να διευκολυνθούν οι επενδύσεις ΑΠΕ και να μειωθεί περαιτέρω το διοικητικό κόστος που συνοδεύει την ανάπτυξή τους.



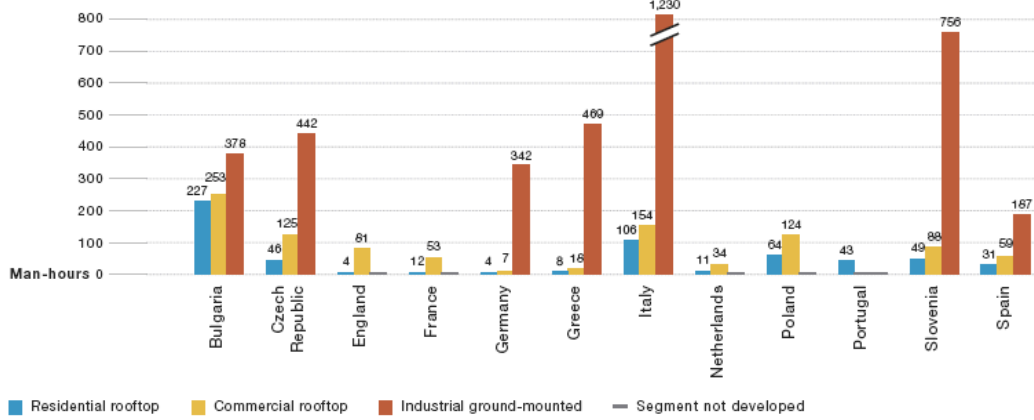


Figure 2 - Compliance with legal-administrative requirements: total labour (man-hours)

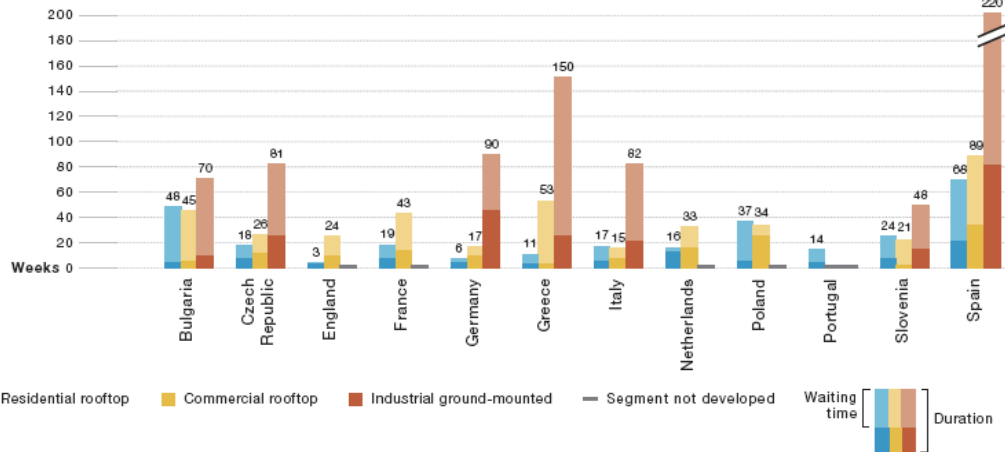


Figure 3 - PV project development process: total duration (weeks)

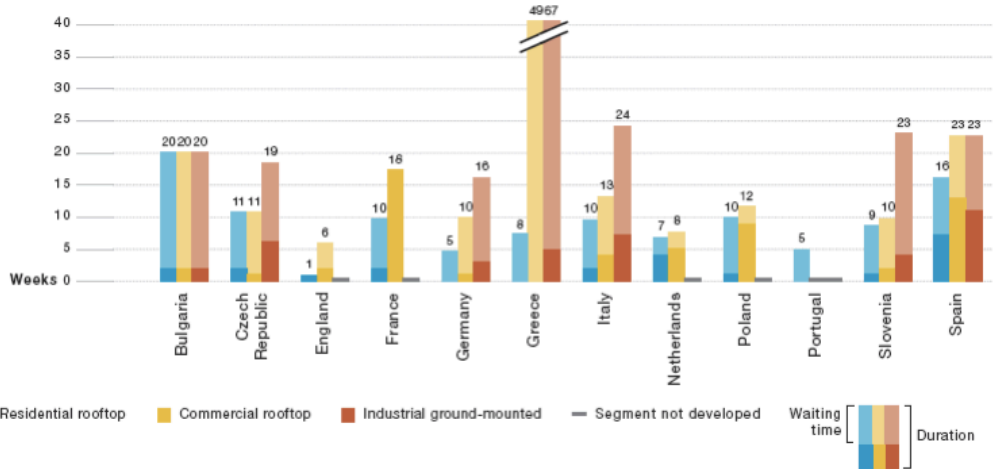
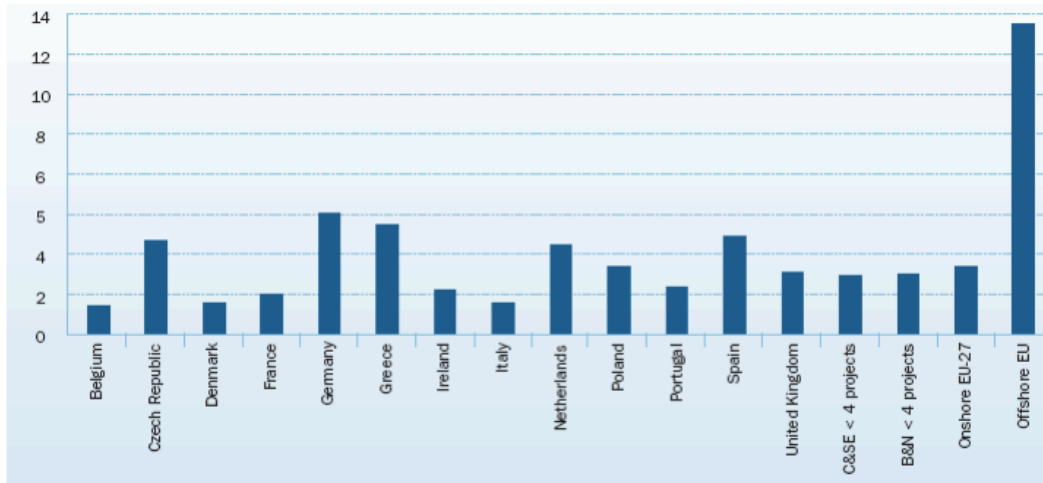


Figure 6 - Cumulative average duration of the grid connection process (weeks)

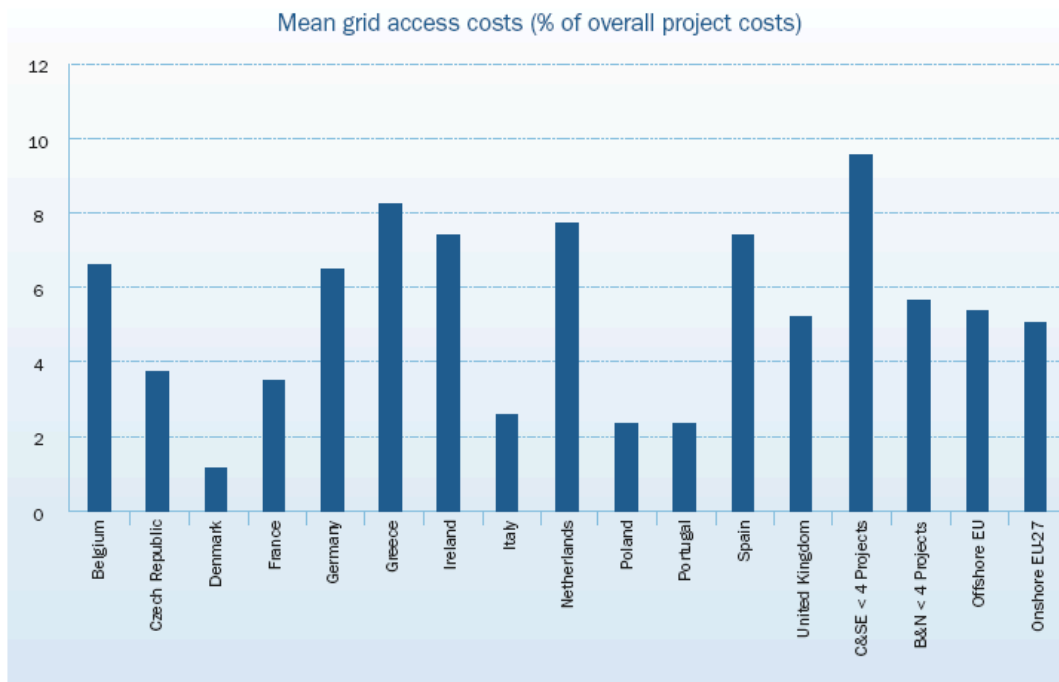
Μια παρόμοια έρευνα σε ευρωπαϊκό επίπεδο έγινε το 2010 για την περίπτωση των αιολικών (Πρόγραμμα WindBarriers, 2010), τα αποτελέσματα για το κόστος ως ποσοστό του συνολικού κόστους των έργων παρουσιάζονται στα ακόλουθα διαγράμματα.

Figure 3.2.4: Administrative cost as a percentage of total project costs



Source: DWIA and Fraunhofer ISI 2010, for WindBarriers

Figure 4.2.4: Relative costs for connecting wind parks across EU-27



Source: AEE and Fraunhofer ISI 2010, for WindBarriers

6. Σύνοψη – Χρονοδιάγραμμα διαβούλευσης

Η παρούσα έκθεση έχει συνταχθεί στο πλαίσιο κατάρτισης σχεδίου για τη μεταρρύθμιση του υποστηρικτικού μηχανισμού των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.) που εφαρμόζεται στην Ελλάδα, ως μέρος του ευρύτερου προγράμματος οικονομικής πολιτικής.

Στο πλαίσιο των ιδιαίτερα στενών χρονικών περιθωρίων που διατέθηκαν για την εκπόνησή της, επιχειρήθηκε μια συνοπτική επισκόπηση της ελληνικής αγοράς ηλεκτρισμού, όπου καταγράφονται η οργάνωση, η δομή, οι τάσεις και οι προοπτικές της. Στη συνέχεια παρουσιάστηκε μια εκτίμηση των συνιστωσών κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τις διάφορες τεχνολογίες Α.Π.Ε., έγινε ποιοτική ανάλυση των τριών πιο διαδεδομένων μηχανισμών υποστήριξης των Α.Π.Ε., Feed-in Tariffs, Feed-in Premium και Quota, αξιολογήθηκε η εφαρμογή τους στην ελληνική αγορά, με αναφορά σε τρόπους αποφυγής πιθανής υπερβολικής αποζημίωσης. Τέλος, παρουσιάστηκαν προτάσεις για την επιτάχυνση της ανάπτυξης των Α.Π.Ε.

Η ποσοτική προσέγγιση του κόστους της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. στην Ελλάδα και της απόδοσης των επενδύσεων που έγινε στο πλαίσιο αυτής της έκθεσης, έχει βασιστεί σε τυπικά μεγέθη, που δεν μπορούν να αποτελέσουν γνώμονα για την εξαγωγή συγκεκριμένων συμπερασμάτων και απαιτείται εκτενέστερη και εις βάθος μελέτη ανά περίπτωση.

Οι στρατηγικές επιλογές της Ελληνικής Πολιτείας, ιδιαίτερα κατά τα τελευταία χρόνια, για την στήριξη του κλάδου των Α.Π.Ε. είναι οι εξής

- Επιλογή του μηχανισμού των εγγυημένων σταθερών τιμών (feed-in-tariff) ως το βασικό εργαλείο ενίσχυσης των Α.Π.Ε.
- Χρηματοδότηση του μηχανισμού των εγγυημένων σταθερών τιμών απευθείας από τους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας.
- Προσαρμογή του μηχανισμού ενίσχυσης (εγγυημένες τιμές) και του ύψους των εγγυημένων τιμών με σειρά ad hoc νομοθετικών ρυθμίσεων, ώστε να αντιμετωπίζονται πιθανές περιπτώσεις υπερβολικής αποζημίωσης.

Ο τρόπος αναπροσαρμογής του ύψους των εγγυημένων τιμών αλλά και η εφαρμογή ad hoc διαδικασιών προσαρμογής τους, όποτε κρίθηκε σκόπιμο, είχε ως αποτέλεσμα για τις μεν τεχνολογίες –για τις οποίες έχει επέλθει μια σταθερότητα στο κόστος τους (αιολικά και μικρά υδροηλεκτρικά)– η βασική τιμή FIT να παραμένει ουσιαστικά αμετάβλητη σε σταθερές τιμές κατά την τελευταία δεκαετία. Αντίστοιχα, στην περίπτωση των ΦΒ, στις αρχές του 2009 έλαβε χώρα μείωση των εγγυημένων τιμών και ταυτόχρονα εισήχθη για πρώτη φορά μηχανισμός αυτόματης απομείωσης, που συνοδεύτηκε από τροποποίηση του μηχανισμού ετήσιας αναπροσαρμογής, προκειμένου

να υπάρξει ταχύτερη προσαρμογή των σχετικά υψηλών τιμών στο μειούμενο κόστος της τεχνολογίας. Το Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (ΥΠΕΚΑ) λαμβάνοντας υπόψη, μεταξύ άλλων, την περαιτέρω μείωση του κόστους των ΦΒ συστημάτων την τριετία 2009–2011, ξεκίνησε στο τέλος του τρίτου τριμήνου του έτους 2011 διαβούλευση, με αντικείμενο τον εξορθολογισμό του μηχανισμού στήριξης των Α.Π.Ε. Σε συνέχεια της διαδικασίας δημόσιου διαλόγου εντός του πρώτου τριμήνου του έτους 2012 έλαβε χώρα νέα μείωση των εγγυημένων τιμών για τα ΦΒ κατά 12,5%, συνοδευόμενη από επιτάχυνση του ρυθμού της τακτικής (εξαμηνιαίας) απομείωσης.

Η χρηματοδότηση του μηχανισμού στήριξης εγγυημένων σταθερών τιμών (FIT) βασίζεται κυρίως σε αντίστοιχη χρέωση στους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας. Η ανάγκη για άμεση αντιμετώπιση ελλείμματος που εμφανίστηκε στον Λογαριασμό του ΛΑΓΗΕ στα μέσα του 2011 οδήγησε στη λήψη μέτρων προσωρινού χαρακτήρα με ορίζοντα το τέλος του 2013. Η ΡΑΕ πλέον θα εξετάζει σε συνεχή βάση το ισοζύγιο του λογαριασμού εκτιμώντας το ρυθμό εισόδου νέων μονάδων Α.Π.Ε. στο σύστημα.

Υπό τις ανωτέρω συνθήκες, η ανάπτυξη της αγοράς Α.Π.Ε. στην Ελλάδα, έχει ακολουθήσει μια σταθερά ανοδική πορεία, αλλά υπολείπεται ακόμα από την αποτελεσματική και πλήρη αξιοποίηση του διαθέσιμου δυναμικού. Αναμφισβήτητα το 2011 υπήρξε μια θετική χρονιά και αναπτύχθηκε σημαντική δυναμική, ειδικά για την αιολική και τη φωτοβολταϊκή τεχνολογία, με εξίσου ενθαρρυντική την εικόνα για το επενδυτικό ενδιαφέρον και σε άλλες τεχνολογίες, όπως είναι η βιομάζα και τα μικρά υδροηλεκτρικά. Ωστόσο, απαιτείται περαιτέρω αύξηση του ετήσιου ρυθμού ανάπτυξης για την επίτευξη των εθνικών δεσμευτικών στόχων που έχουν τεθεί στο πλαίσιο της Ε.Ε. για τη σταδιακή μετάβαση σε μια οικονομία χαμηλού άνθρακα.

Υπό το φως των ανωτέρω, σημαντικές παράμετροι που πρέπει να λαμβάνονται υπόψη για την ερμηνεία της πορείας διεξόδου των Α.Π.Ε. κατά το έτος 2011 και οι οποίες οριοθετούν την ανάγκη σταθερού και προβλέψιμου πλαισίου που θα διασφαλίσει τη συνέχιση της ανοδικής τάσης είναι οι εξής:

- Οι νέες επενδύσεις που έχουν υλοποιηθεί και υλοποιούνται από την αρχή του 2011, έχουν χρηματοδοτηθεί από το τραπεζικό σύστημα και από ιδιώτες, Έλληνες και ξένους, επενδυτές, χάρη στην πολιτική δέσμευση της Ελλάδας σε ένα ασφαλές και προβλέψιμο περιβάλλον λειτουργίας των επενδύσεων.
- Η δυσμενής συγκυρία που αντιμετωπίζει η χώρα εντοπίζεται σε ένα περιορισμένο χρονικό ορίζοντα και δεν μπορεί να επηρεάσει την μακροχρόνια τάση εντός του κύκλου ζωής των επενδύσεων αυτών, ο οποίος προσεγγίζει και ξεπερνά τα τριάντα έτη και άρα σχετίζεται περισσότερο με τις μακροχρόνιες τάσεις της ζήτησης

και των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας, που είναι σαφώς αυξητικές τόσο σε εθνικό όσο και σε περιφερειακό και ευρωπαϊκό επίπεδο.

Σε ό,τι αφορά την επιλογή του πλαισίου στήριξης των Α.Π.Ε. στην Ελλάδα και με δεδομένα τα χαρακτηριστικά της αγοράς Α.Π.Ε. και της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, όπως καταγράφηκαν και αναλύθηκαν στην παρούσα έκθεση, η εφαρμογή ενός μηχανισμού quota στην Ελλάδα δεν φαίνεται εφικτή. Από την άλλη πλευρά, η κατά τα επόμενα χρόνια ανάπτυξη της αγοράς Α.Π.Ε., η αύξηση και η διασπορά των αιολικών εγκαταστάσεων και η αύξηση και ωρίμανση της ΦΒ τεχνολογίας, σε συνδυασμό με την ωρίμανση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, θα επιτρέψουν πιθανά την αποτελεσματικότερη εισαγωγή ενός μηχανισμού FIP για ορισμένες τεχνολογίες με ελαχιστοποίηση των μειονεκτημάτων του. Ενδεχόμενη εφαρμογή ενός τέτοιου συστήματος στην Ελλάδα πρέπει να μελετηθεί προσεκτικά με πρώτιστο μέλημα να μην ανατραπεί η ανοδική τάση του 2011. Η αξιοποίηση των πλεονεκτημάτων ενός τέτοιου συστήματος μπορεί να εξεταστεί μέσω ενός προσεκτικού σχεδιασμού που θα λαμβάνει υπόψη τις ανωτέρω παραμέτρους και την ανάπτυξη τόσο της αγοράς Α.Π.Ε. όσο και της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Η Ελλάδα θα παρακολουθεί και θα εξετάσει στο πλαίσιο της διαβούλευσης που θα ακολουθήσει τον τρόπο και τον χρόνο της πιθανής εφαρμογής ενός μηχανισμού FIP.

Με σκοπό γενικότερα την παρακολούθηση των εξελίξεων στην αγορά για την αποφυγή υπερβολικών αποζημιώσεων προτείνεται να συσταθεί Μόνιμη Ομάδα Ελέγχου και Εποπτείας του μηχανισμού στήριξης, η οποία θα λαμβάνει εγκαίρως τα μηνύματα της αγοράς, θα παρακολουθεί τις τάσεις και το μεταβαλλόμενο κόστος των συστημάτων, θα έχει άμεση πρόσβαση σε όλα τα στατιστικά δεδομένα των νέων εγκαταστάσεων και θα εισηγείται εγκαίρως τις απαραίτητες διορθωτικές κινήσεις.

Τέλος, κρίσιμη παράμετρος για την ανάπτυξη είναι αναντίρρητα η άρση των διοικητικών εμποδίων, που συνίστανται κυρίως στην πολυνομία που διέπει την αδειοδοτική διαδικασία καθώς και τον τρόπο εφαρμογής της. Στην παρούσα έκθεση εντοπίστηκαν και καταγράφηκαν οι τομείς στους οποίους απαιτείται η λήψη μέτρων για την επιτάχυνση της αδειοδοτικής διαδικασίας έργων Α.Π.Ε.

Το ΥΠΕΚΑ φιλοδοξεί η παρούσα έκθεση να αποτελέσει τη βάση διαλόγου με το σύνολο των εμπλεκόμενων με τον κλάδο των Α.Π.Ε. φορέων, θεσμικών και μη, ώστε να καταστεί το υφιστάμενο υποστηρικτικό σχήμα πιο αποτελεσματικό. Για την διαμόρφωση ενός συνεκτικού πλαισίου ανάπτυξης, προτείνεται η οργάνωση διαλόγου με τους φορείς της αγοράς για το μηχανισμό στήριξης και τη γενικότερη πολιτική πρόωγησης των ΑΠΕ, σύμφωνα με το ακόλουθο χρονοδιάγραμμα.

Κατάθεση κειμένου διαλόγου από το ΥΠΕΚΑ, το οποίο θα στηρίζεται στην παρούσα έκθεση	Ιούνιος 2012
Έγγραφοι τοποθετήσεις από τους φορείς του κλάδου	15 Ιουλίου 2012
Δύο ανοιχτές δημόσιες συζητήσεις με τους φορείς	20 Ιουλίου - 10 Αυγούστου 2012
Σύσταση Μόνιμης Ομάδας Ελέγχου και Εποπτείας του μηχανισμού στήριξης	έως Ιούνιο 2012
Διαμόρφωση κειμένου που θα περιλαμβάνει τις απαιτούμενες ενέργειες για την προώθηση των ΑΠΕ	Μέσα Νοεμβρίου 2012

Κατά τη διαβούλευση θα εκτιμηθεί μεταξύ άλλων η ανάγκη για εκπόνηση μελετών που θα αποτυπώσουν το πραγματικό πρόσθετο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και τα μακροοικονομικά οφέλη και την επίδραση στα δημόσια οικονομικά από την ανάπτυξη των Α.Π.Ε.