



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Αξιολόγηση επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ και βελτιστοποίηση
κινήτρων με χρήση διεπίπεδου προγραμματισμού**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Σταυρούλα Μαριάμου

Επιβλέπων : Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Φεβρουάριος 2014



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Αξιολόγηση επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ και βελτιστοποίηση κινήτρων με χρήση διεπίπεδου προγραμματισμού

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Σταυρούλα Μαριάμου

Επιβλέπων : Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Καθηγητής ΕΜΠ

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 28η Φεβρουαρίου 2014

.....

Νικόλαος Χατζηαργυρίου

.....

Σταύρος Παπαθανασίου

.....

Πάυλος Γεωργιλάκης

Αθήνα, Φεβρουάριος 2014

.....
Σταυρούλα Ε. Μαριάμου

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright

©

Σταυρούλα

Μαριάμου, 2014

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Περιεχόμενα

Περιεχόμενα.....	1
Πρόλογος.....	v
Περίληψη.....	vi
Κεφάλαιο 1 Οι ΑΠΕ στην Ευρώπη και την Ελλάδα- Στόχοι διεύθυνσης για το 2020	1
1.1 Εισαγωγή	1
1.2 Η ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικά καύσιμα - Η ηλεκτροπαραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές	1
1.3 Η αγορά ηλεκτρισμού της Ελλάδας - Ενεργειακός χάρτης της χώρας.....	3
1.3.1 Ιστορική ανασκόπηση των ΑΠΕ στην Ελλάδα	3
1.4 Στόχοι διεύθυνσης των ΑΠΕ.....	4
1.4.1 Το Ευρωπαϊκό πλαίσιο	5
1.4.2 Εθνικοί στόχοι ΑΠΕ - Εθνικό σχέδιο δράσης.....	6
1.4.3 Σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών	9
1.5 Αιτήσεις και άδειες ΑΠΕ.....	10
1.6 Τρέχουσα κατάσταση των ΑΠΕ στην Ελλάδα.....	13
Κεφάλαιο 2 Συστήματα Στήριξης ΑΠΕ στην Ευρώπη και στην Ελλάδα	17
2.1 Εισαγωγή	17
2.2 Συστήματα στήριξης ΑΠΕ στην Ευρώπη	17
2.2.1 Συστήματα εγγυημένων τιμών.....	18
2.3 Συστήματα στήριξης ΑΠΕ στην Ελλάδα	18
2.4 Τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας.....	19
Κεφάλαιο 3 Δείκτες αξιολόγησης επενδύσεων	23
3.1 Εισαγωγή	23
3.2 Ορισμοί.....	24
3.3 Ταμειακές ροές.....	26
3.3.1 Εκτίμηση καθαρών ταμειακών ροών	26
3.3.2 Ο πίνακας ταμειακών ροών	28
3.4 Κριτήρια αξιολόγησης-οικονομικοί δείκτες.....	28

3.4.1	Καθαρή παρούσα αξία (Net Present Value, NPV) της επένδυσης:.....	29
3.4.2	Εσωτερικός βαθμός απόδοσης (Internal Rate of Return, IRR)	30
3.4.3	Δείκτης του ανηγμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (levelised cost of electricity, LCOE)	31
3.4.4	Λοιποί οικονομικοί δείκτες	32
3.4.5	Σύγκριση μεθόδων	35
Κεφάλαιο 4 Αξιολόγηση επενδυτικών έργων ΑΠΕ		39
4.1	Εισαγωγή	39
4.2	Εξεταζόμενες τεχνολογίες	39
4.3	Παράμετροι διαμόρφωσης κόστους για τις επενδύσεις ηλεκτροπαραγωγής	40
4.4	Υπολογισμός του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης	44
4.4.1	Επενδυτικό σχέδιο 1α	47
4.4.2	Επενδυτικό σχέδιο 1β.....	48
4.4.3	Επενδυτικό σχέδιο 1γ.....	49
4.4.4	Επενδυτικό σχέδιο 1δ.....	50
4.4.5	Επενδυτικό σχέδιο 2.....	51
4.4.6	Επενδυτικό σχέδιο 3.....	52
4.4.7	Επενδυτικό σχέδιο 4.....	53
4.4.8	Επενδυτικό σχέδιο 5.....	54
4.4.9	Επενδυτικό σχέδιο 6.....	55
4.4.10	Συνοπτική παρουσίαση αποτελεσμάτων-σχολιασμός	56
4.5	Υπολογισμός του Σταθμισμένου Κόστους Ηλεκτρικής Ενέργειας (LCOE)	57
4.6	Φωτοβολταϊκά συστήματα	58
4.6.1	Η τιμολόγηση των φωτοβολταϊκών συστημάτων.....	58
4.6.2	Επενδυτικά έργα φ/β - Οικονομική αξιολόγηση.....	60
4.7	Ανάλυση ευαισθησίας ΚΠΑ.....	63
4.7.1	Καθαρή παρούσα αξία για αιολικό πάρκο στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα	63
4.8	Παράρτημα: Αναλυτική παρουσίαση του τρόπου υπολογισμού των συντελεστών της συνάρτησης NPV	66
Κεφάλαιο 5 Βελτιστοποίηση του σημείου λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρισμού με εφαρμογή των αρχών του διεπίπεδου προγραμματισμού		69
5.1	Εισαγωγή	69

5.2	Καθορισμός του υπό μελέτη συστήματος	70
5.2.1	Συνολικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής του συστήματος.....	70
5.2.2	Περιορισμοί διείσδυσης παραγόμενης ενέργειας από μονάδες εκμετάλλευσης του αιολικού δυναμικού - ΣΑΩΛ.....	71
5.2.3	Προσδιορισμός της συνάρτησης <i>Ewind,tot</i> , για σύστημα με δεδομένο μέγιστο φορτίο, <i>PM = 700 MW</i>	73
5.2.4	Καμπύλη κόστους θερμικών μονάδων, <i>cost ETH,tot</i>	75
5.3	Διεπίτευτος προγραμματισμός	78
5.3.1	Θεωρία παιγνίων.....	78
5.3.2	Μοντέλο ηγεσίας (Stackelberg leadership model)	79
5.3.3	Προς τα πίσω επαγωγή (backwards induction)	80
5.4	Επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας	81
5.4.1	Τοποθέτηση του προβλήματος - Καθορισμός των συναρτήσεων που το περιγράφουν και επιζητούν επίλυση	81
5.4.2	Επίλυση του προβλήματος με τη μέθοδο προς τα πίσω επαγωγής, για σύστημα με μέγιστο φορτίο <i>PM = 700 MW</i>	82
5.5	Αποτελέσματα	87
5.6	Παράρτημα.....	91
Κεφάλαιο 6 Συνοπτική παρουσίαση συμπερασμάτων.....		93
6.1	Εισαγωγή	93
6.2	Συμπεράσματα	93
Βιβλιογραφία		97

Πρόλογος

Η παρούσα εργασία αποτελεί την Διπλωματική Εργασία της φοιτήτριας Μαριάμου Σταυρούλας στα πλαίσια των σπουδών της στη Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ. Η εργασία εκπονήθηκε υπό την επίβλεψη του καθηγητή του ΕΜΠ της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Ηλεκτρονικών Υπολογιστών του τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος Νικόλαου Δ. Χατζηαργυρίου και της Υποψήφιας Διδάκτορος Γεωργίας Ασημακοπούλου. Με την ευκαιρία αυτή θα ήθελα να τους εκφράσω τις ευχαριστίες μου για τη συμβολή τους στην ολοκλήρωσή της εργασίας μου αυτής για τις πολύτιμες συμβουλές και παρεμβάσεις τους.

Ακολουθεί μία σύντομη περιγραφή των θεμάτων που καλύπτονται σε κάθε κεφάλαιο.

Σαν εισαγωγή και θεωρητικό υπόβαθρο για τις βασικές έννοιες στις οποίες στηρίχθηκε η εργασία αυτή καταστρώθηκαν τα πρώτα τρία κεφάλαια.

Στο **Κεφάλαιο 1** έγινε μια σύντομη επισκόπηση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και παρουσίαση κάποιων στατιστικών των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στην Ελλάδα. Αναφέρθηκαν οι έννοιες της διείσδυσης των ΑΠΕ και οι σχετικοί στόχοι που έχουν θεσπιστεί σε ευρωπαϊκό πλαίσιο.

Στο **Κεφάλαιο 2** παρουσιάστηκαν συνοπτικά οι υπάρχοντες μηχανισμοί στήριξης ΑΠΕ.

Στο **Κεφάλαιο 3** παρουσιάστηκαν οι βασικές μέθοδοι αξιολόγησης επενδύσεων μέσω οικονομικών δεικτών αξιολόγησης και επεξηγήθηκαν σχετικοί με αυτές οικονομικοί όροι και μεγέθη.

Τα δύο υπολογιστικά ζητήματα που επιλύθηκαν στην εργασία εκτείνονται στα Κεφάλαια 4 και 5.

Στο **Κεφάλαιο 4** πραγματοποιήθηκε η αξιολόγηση επιλεγμένων επενδυτικών έργων ΑΠΕ. Τα συγκεκριμένα επενδυτικά έργα επιλέχθηκαν ως αντιπροσωπευτικά όλου του φάσματος των τεχνολογιών ΑΠΕ που δύναται να επιλέξει ένας επενδυτής και καλύπτει υψηλά και χαμηλά επενδυτικά κεφάλαια.

Στο **Κεφάλαιο 5** έγινε προσδιορισμός του βέλτιστου σημείου λειτουργίας της αγοράς με ταυτόχρονη εξυπηρέτηση των συμφερόντων του λειτουργού της αγοράς, που αγοράζει το σύνολο της ζητούμενης από τους καταναλωτές ενέργειας, και του αυτόνομου παραγωγού ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές (και πιο συγκεκριμένα αιολικής ενέργειας) που επενδύει ένα χρηματικό κεφάλαιο επιζητώντας τη μεγιστοποίηση της απόδοσης της επένδυσής του και συνεπώς των κερδών του.

Περίληψη

Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας διερευνώνται οι παράγοντες που διαμορφώνουν το περιβάλλον των επενδύσεων στον τομέα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση τεχνολογιών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ). Παρουσιάζεται η αγορά ηλεκτρισμού στην Ελλάδα όπως διαμορφώθηκε τα τελευταία χρόνια, καθώς και οι τάσεις και οι ανάγκες αυτής στον μελλοντικό χρόνο. Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας διαφαίνεται ως τομέας που χρειάζεται επιπλέον ανάπτυξη και οι επενδύσεις κρίνονται αναγκαίες για την επίτευξη ενεργειακών στόχων που έχουν τεθεί σε εθνικό και σε ευρωπαϊκό επίπεδο. Επιλέγοντας επενδυτικά σχέδια από όλες τις υπάρχουσες τεχνολογίες ΑΠΕ γίνεται μία επισκόπηση των συνολικών οικονομικών μεγεθών καθώς και αξιολόγηση αυτών των επενδύσεων με βάση κατάλληλους οικονομικούς δείκτες (Εσωτερικός Βαθμός Επένδυσης, Καθαρή Παρούσα Αξία, Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας).

Στη συνέχεια, με χρήση εννοιών του διεπίπεδου προγραμματισμού και της θεωρίας παιγνίων ορίζεται και επιλύεται το πρόβλημα της βέλτιστης λειτουργίας της αγοράς για επιλεγμένο σύστημα, βελτιστοποίηση που αφορά τα -συγκρουόμενα- συμφέροντα επενδυτή και λειτουργού της αγοράς.

Λέξεις κλειδιά

Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), επενδύσεις, Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης, Καθαρή Παρούσα Αξία, Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας, Θεωρία Παιγνίων, Διεπίπεδος Προγραμματισμός, βελτιστοποίηση, Σημείο ισορροπίας κατά Nash, Δυοπώλιο.

Abstract

The present diploma thesis aims at the investigation of the factors that shape the investment scene in the production of electricity by using renewable resources of energy. It showcases the electrical power market as formed in Greece during the last years and the trends and future needs for the years to come. Renewable energy sources (RES) appear to be a field that needs further development; there is a necessity of investments in order to achieve the energy goals set on a National and European level. Selecting investment projects from all existing RES technologies we take an overview on the overall financial performance and evaluation of these investments based on suitable economic indicators (Internal Rate of Return, Net Present Value, Levelised Cost of Electricity). Then the problem of market optimal operation for selected system is defined and solved by using the basic terms of bilevel programming and game theory. This optimization refers to the interests of the investors and the operator of the system, interests that are in conflict.

Key words

Renewable Energy Sources (RES), investment, Internal Rate of Return, Net Present Value, Levelised Cost of Electricity, Game Theory, Bilevel programming, optimization, Nash equilibrium, duopoly.

Κεφάλαιο 1

Οι ΑΠΕ στην Ευρώπη και την Ελλάδα- Στόχοι διείσδυσης για το 2020

1.1 Εισαγωγή

Σκοπός του κεφαλαίου είναι μία σύντομη επισκόπηση του ενεργειακού χάρτη της χώρας μας, όπως έχει διαμορφωθεί κατά τα τελευταία έτη. Κρίσιμο μέγεθος που ενδιαφέρει σε αυτό το κεφάλαιο είναι τα ποσοστά διείσδυσης των ΑΠΕ στην παραγωγή και την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης γίνεται μία πλήρης περιγραφή της παραγωγής, αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και η παρουσίαση των στόχων που έχουν τεθεί όσον αφορά τις ΑΠΕ για τη διείσδυσή τους στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας με χρονικό ορίζοντα το έτος 2020 και πιο μακροπρόθεσμα το έτος 2050.

1.2 Η ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικά καύσιμα - Η ηλεκτροπαραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές

Η ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικά καύσιμα χρησιμοποιεί ως πηγή ενέργειας ορυκτά καύσιμα (στερεά, υγρά ή αέρια), [1]:

- στερεά, όπως: ο λιγνίτης (lignite), ο λιθάνθρακας (hard coal), ο οπτάνθρακας (coke), οι μπρικέττες/ξηρός λιγνίτης (briquettes),
- υγρά, όπως: η βενζίνη (motor gasoline), το ντίζελ (diesel oil), το μαζούτ (residual fuel oil), η νάφθα (naphtha), η κηροζίνη (kerosenes) κ.α.
- αέρια καύσιμα, όπως το φυσικό αέριο (natural gas), το αέριο πόλης (gaswork gas) κ.α.

Τα καύσιμα αυτά, που έχουν σχηματιστεί σε παλαιότερες γεωλογικές περιόδους, βρίσκονται αποθηκευμένα στο υπέδαφος, σε μικρότερα ή μεγαλύτερα βάθη. Τα συμβατικά, ορυκτά καύσιμα βρίσκονται σε πεπερασμένες, μη ανανεώσιμες ποσότητες, χρειάζονται εκατομμύρια χρόνια για να σχηματιστούν και έτσι εξαντλούνται με πολύ ταχύτερο ρυθμό από τον ρυθμό με τον οποίο σχηματίζονται. Η καύση των ορυκτών καυσίμων, η οποία αποτελεί βασικό στάδιο της διαδικασίας ηλεκτροπαραγωγής, οδηγεί στην παραγωγή ρυπογόνων εκπομπών (αιωρούμενα σωματίδια, διοξείδιο του θείου (SO₂), οξείδια του αζώτου (NO_x), διοξείδιο του άνθρακα (CO₂), στερεά απόβλητα) κάτι το οποίο αποτελεί και το βασικό μειονέκτημα των εν λόγω καυσίμων.

Οι επιδράσεις των ρυπογόνων αυτών εκπομπών συνδέονται άμεσα με σημαντικά περιβαλλοντικά προβλήματα. Η κύρια επιβλαβής επίδραση της χρήσης των ορυκτών καυσίμων είναι η αύξηση του διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα που έχει ως αποτέλεσμα την υπερθέρμανση του πλανήτη. Άλλες επιβλαβείς ουσίες που απελευθερώνονται στην ατμόσφαιρα (όπως νιτρικά, θειικά

ή ανθρακικά οξέα) είναι υπεύθυνα για τον σχηματισμό όξινης βροχής. Αυτά καθώς και άλλα περιβαλλοντικά προβλήματα που συνδέονται με την εξόρυξη και καύση των συμβατικών καυσίμων επιτάσσουν τον περιορισμό τους από την ηλεκτροπαραγωγή.

Η ηλεκτροπαραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, σε αντίθεση με την ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικά καύσιμα, χρησιμοποιεί πηγές διαχρονικές, που δεν εξαντλούν περιορισμένα ενεργειακά αποθέματα:

Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ): Οι μη ορυκτές πηγές ενέργειας, όπως η αιολική ενέργεια, η ηλιακή ενέργεια, η ενέργεια κυμάτων, η παλιρροϊκή ενέργεια, η βιομάζα, τα αέρια που εκλύονται από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού, τα βιοαέρια, η γεωθερμική ενέργεια, η υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται από υδροηλεκτρικούς σταθμούς (Ν.3468/2006).

Σύμφωνα με τον Ν. 2773/1999, όπως τροποποιήθηκε από τον Ν. 3468/2006, ηλεκτρική ενέργεια από ΑΠΕ είναι η ηλεκτρική ενέργεια που προέρχεται από:

- (α) την εκμετάλλευση αιολικής ή ηλιακής ενέργειας ή βιομάζας ή βιοαερίου,
- (β) την εκμετάλλευση γεωθερμικής ενέργειας, εφόσον το δικαίωμα εκμετάλλευσης του σχετικού γεωθερμικού δυναμικού έχει παραχωρηθεί στον ενδιαφερόμενο,
- (γ) την εκμετάλλευση ενέργειας από τη θάλασσα,
- (δ) την εκμετάλλευση υδάτινου δυναμικού με μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς (ΜΥΗΕ) ισχύος μέχρι 15 ΜWe (όπως τροποποιήθηκε η παρ. 4 του άρθρου 27 του Ν. 3468/2006 από το άρθρο 17 του Ν. 3489/2006),
- (ε) το συνδυασμό των ανωτέρω,
- (στ) τη συμπαραγωγή, με χρήση των πηγών ενέργειας, των (α), (β) και συνδυασμό τους,
- (ζ) υβριδικούς σταθμούς, οι οποίοι χρησιμοποιούν κυρίως ΑΠΕ και δευτερευόντως συμβατικές πηγές ενέργειας ή τροφοδοτούνται από το Δίκτυο ή το Σύστημα, κατά το μέρος που η ενέργεια αυτή παράγεται από ΑΠΕ, συμπεριλαμβανομένης της ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης του σταθμού, εφόσον αυτή παράγεται από ΑΠΕ και εξαιρουμένης της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τα συστήματα αυτά.

Τα έργα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, στα οποία συμπεριλαμβάνονται τα έργα δικτύων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, κατασκευής υποσταθμών και εν γένει κάθε κατασκευής που αφορά την υποδομή και εγκατάσταση σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, χαρακτηρίζονται σύμφωνα με το υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο (παρ. 9 του άρθρου 2 του Ν. 2941/01), ως εγκαταστάσεις «δημόσιας ωφέλειας». [2]

Σύμφωνα με τον Ν. 3468/2006, άρθρο 2, παρ. 12:

Ηλεκτρική Ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ: είναι η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με εκμετάλλευση μίας ή περισσότερων μορφών ΑΠΕ και συγκεκριμένα:

- την εκμετάλλευση αιολικής ή ηλιακής ενέργειας ή βιομάζας ή βιοαερίου,

- την εκμετάλλευση γεωθερμικής ενέργειας, εφόσον το δικαίωμα εκμετάλλευσης του σχετικού γεωθερμικού δυναμικού έχει παραχωρηθεί στον ενδιαφερόμενο, σύμφωνα με τις ισχύουσες κάθε φορά διατάξεις,
- την εκμετάλλευση ενέργειας από τη θάλασσα,
- την εκμετάλλευση υδάτινου δυναμικού με μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς ισχύος μέχρι 15MW,
- συνδυασμό των ανωτέρω.

Η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ δεν παράγει ρυπογόνες εκπομπές καθώς δεν προϋποθέτει την καύση ορυκτών καυσίμων. Είναι άμεσα συνδεδεμένη με τον ήλιο και τα φυσικά φαινόμενα και κατά συνέπεια εξαρτάται από την περιοδικότητα ή την στοχαστικότητα αυτών των φαινομένων. Βασικό ζητούμενο που αφορά τις ΑΠΕ είναι η αύξηση του ποσοστού διείσδυσής τους στην ηλεκτροπαραγωγή, κάτι που παρουσιάζει ορισμένες δυσκολίες και προαπαιτούμενα: ενδεχόμενη ανάγκη αναβάθμισης του δικτύου, ύπαρξη συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, υψηλά χρηματικά ποσά για τη δημιουργία μονάδων παραγωγής που εκμεταλλεύονται τις διάφορες ανανεώσιμες μορφές ενέργειας.

Το δυναμικό των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι ιδιαίτερα σημαντικό, πολύ μεγαλύτερο από την συνολική παγκόσμια ενεργειακή κατανάλωση. Η χρήση των ανανεώσιμων ή εναλλακτικών πηγών ενέργειας είναι ακόμη πολύ περιορισμένη σε παγκόσμια κλίμακα (σύμφωνα με εκτιμήσεις του Παγκόσμιου Συμβουλίου Ενέργειας (WEC) το 2010 οι ΑΠΕ αντιστοιχούσαν στο 18% του παγκόσμιου ενεργειακού μείγματος) αλλά η αξιοποίησή τους και η συνεχώς αυξανόμενη διείσδυσή τους στην παγκόσμια ηλεκτροπαραγωγή είναι μέρος του σχεδιασμού των περισσότερων ανεπτυγμένων κρατών.

Πέρα από τη διείσδυση των ΑΠΕ, η εξοικονόμηση ενέργειας αποτελεί έναν ακόμα άξονα για τον περιορισμό της κατανάλωσης των ορυκτών καυσίμων, μέσα από την μείωση της κατανάλωσης ενέργειας και κατ' επέκταση και της παραγωγής.

1.3 Η αγορά ηλεκτρισμού της Ελλάδας - Ενεργειακός χάρτης της χώρας

1.3.1 Ιστορική ανασκόπηση των ΑΠΕ στην Ελλάδα

Η πρώτη προσπάθεια για εισαγωγή τεχνολογιών ΑΠΕ και δημιουργία αντίστοιχου θεσμικού πλαισίου στην Ελλάδα γίνεται με τον Ν. 1559/1985, «Ρύθμιση θεμάτων εναλλακτικών μορφών ενέργειας και ειδικών θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις», όταν δόθηκε η δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Δήμους ή άλλους εκτός ΔΕΗ Δημόσιους Οργανισμούς, με υποχρέωση την πώλησή της στην ΔΕΗ ή την ιδιοκατανάλωσή της από τον παραγωγό. Η προσπάθεια αυτή δεν απέδωσε, διότι, εκτός των άλλων, η τιμή πώλησης της ενέργειας προς την ΔΕΗ ήταν χαμηλή.

Με τον Ν. 2244/94, «Ρύθμιση θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις», γίνεται η αρχή για παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ και από ιδιώτες, ορίζονται ικανοποιητικές τιμές πώλησης και θεσπίζεται η υποχρέωση αγοράς της

παραγόμενης ενέργειας από την ΔΕΗ ενώ παράλληλα το κράτος, εφαρμόζοντας σχετικές αποφάσεις της Ευρωπαϊκής Ένωσης, προχώρησε στην επιδότηση του κόστους εγκατάστασης έργων ΑΠΕ ώστε να καθίστανται οικονομικά βιώσιμα.

Οι ευνοϊκές ρυθμίσεις του Ν. 2244/94 διατηρήθηκαν στον Ν. 2773/99, στον οποίο γίνεται μία πρώτη προσπάθεια απελευθέρωσης της αγοράς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή τη λειτουργία της σχετικής αγοράς βάσει κανόνων ελεύθερης αγοράς και ανταγωνισμού. Με τον Ν. 2773/99 διαχωρίζεται το ανταγωνιστικό σκέλος της αγοράς (παραγωγή και προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας) από το μονοπωλιακό σκέλος (μεταφορά και διανομή). Δημιουργούνται δύο νέα αρμόδια όργανα: η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) και ο Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ) ενώ ως διαχειριστής του δικτύου διανομής παραμένει η ΔΕΗ.

Με τις νέες ρυθμίσεις, η τιμή αγοράς της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ είναι ρυθμιζόμενη, δηλαδή δεν τίθεται σε βάση ανταγωνισμού με την προερχόμενη από συμβατικές πηγές. Προβλέπεται για πρώτη φορά η επιβολή τέλους υπέρ των Οργανισμών Τοπικής Αυτοδιοίκησης, το οποίο έχει οριστεί στο 2% των ακαθαρίστων εσόδων από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας.

Κατά την τελευταία 20ετία, η αγορά ηλεκτρισμού της χώρας έχει εξελιχθεί και μεταβληθεί αισθητά: οικονομική ανάπτυξη και νέες καταναλωτικές συνήθειες που υιοθετήθηκαν έχουν επηρεάσει τον ενεργειακό χαρτη της χώρας. Επισημαίνονται κάποια βασικά χαρακτηριστικά αυτού:

- μια τάση για διαρκή αύξηση της ζήτησης ενέργειας σε όλους τους τομείς κατανάλωσης (με εξαίρεση τα τελευταία έτη της οικονομικής ύφεσης), η οποία επηρέασε την ανάπτυξη του ενεργειακού συστήματος.
- το υψηλό επίπεδο χρήσης συμβατικών καυσίμων τόσο για την παραγωγή ηλεκτρισμού όσο και για την κατανάλωση σε όλους ανεξαιρέτως τους τομείς αποτελεί το κύριο χαρακτηριστικό του ελληνικού ενεργειακού μείγματος. Βασικό εγχώριο καύσιμο είναι ο λιγνίτης. Το ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας κυριαρχείται επίσης, από εισαγόμενους υδρογονάνθρακες και κυρίως πετρελαϊκά προϊόντα και λιγότερο φυσικό αέριο.
- Η μεγάλη εξάρτηση της χώρας από τις εισαγωγές καυσίμων και οι μη προβλέψιμες και κυρίως μη ελεγχόμενες μεταβολές στην τιμή τους, αποτελούν ένα σημαντικό παράγοντα αβεβαιότητας κατά τον σχεδιασμό ενεργειακών πολιτικών αλλά και στην ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού.
- Η υιοθέτηση κοινών ευρωπαϊκών πολιτικών στον τομέα της ενέργειας και κυρίως σε σχέση με τις απαιτήσεις για περιορισμό των εκπομπών αέριων ρύπων του θερμοκηπίου έχει ήδη επηρεάσει το εθνικό ενεργειακό σύστημα. Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται μια ολοένα και αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ τόσο στην ηλεκτροπαραγωγή, όσο και στην τελική χρήση ενέργειας. [3]

1.4 Στόχοι διείσδυσης των ΑΠΕ

Το ενδιαφέρον για τις ΑΠΕ σε παγκόσμιο επίπεδο πρωτοεμφανίστηκε τη δεκαετία του 1970, ως αποτέλεσμα κυρίως των διαδοχικών πετρελαϊκών κρίσεων της εποχής, αλλά και των επιπτώσεων στο περιβάλλον και την ποιότητα ζωής των ανθρώπων από τη χρήση συμβατικών πηγών ενέργειας.

Λόγω του ιδιαίτερα υψηλού κόστους τους στην αρχή, ξεκίνησαν ως πειραματικές εφαρμογές. Άρχισαν να περιλαμβάνονται στα ερευνητικά προγράμματα για την ενέργεια των ανεπτυγμένων κρατών.

Λόγω του αυξημένου ενδιαφέροντος, της ευρέως διαδεδομένης έρευνας των τεχνολογιών ΑΠΕ και της εξάπλωσής τους, τις τελευταίες δύο δεκαετίες, το κόστος των ΑΠΕ μειώνεται συνεχώς καθιστώντας κάποιες τεχνολογίες, ειδικά την αιολική και την υδροηλεκτρική ενέργεια, αλλά και τη βιομάζα, πλέον ανταγωνιστικές μπροστά στις παραδοσιακές πηγές ενέργειας (όπως τον άνθρακα και την πυρηνική ενέργεια).

Πλέον λαμβάνονται σοβαρά υπόψη στη χάραξη της ενεργειακής πολιτικής και στην ενίσχυση της περαιτέρω αξιοποίησής τους, ώστε να αυξηθεί το μικρό ποσοστό που κατέχουν στη συνολική ενεργειακή παραγωγή: σήμερα οι κυβερνήσεις παγκοσμίως θεσπίζουν εθνικούς στόχους για αύξηση της διείσδυσης της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ, την μείωση των αερίων θερμοκηπίου και την εξοικονόμηση ενέργειας.

1.4.1 Το Ευρωπαϊκό πλαίσιο

Η κοινή ενεργειακή πολιτική και στρατηγική που προωθείται στο πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης προτείνει την κατάρτιση Εθνικού Σχεδίου Δράσης για τις ΑΠΕ για κάθε κράτος-μέλος. Τα Εθνικά Σχέδια Δράσης για την ανανεώσιμη ενέργεια ορίζουν τους εθνικούς συνολικούς στόχους των κρατών-μελών το 2020 για τα μερίδια της ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές που καταναλίσκονται στις μεταφορές, στους τομείς της ηλεκτρικής ενέργειας, της θέρμανσης και ψύξης. Για το σύνολο των Κρατών Μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, μέχρι το 2020, προβλέπεται:

α) 20% μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 σύμφωνα με την Οδηγία 2009/29/ΕΚ,

β) 20% διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας σύμφωνα με την Οδηγία 2009/28/ΕΚ και

γ) 20% εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας.

Πίνακας 1.1: Διείσδυση των ΑΠΕ (μερίδιο % της τελικής ακαθάριστης κατανάλωσης ενέργειας) στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης για τα έτη 2010 και 2011 και στόχος για το 2020.

Έτος	2010	2011	2020 (στόχος)
Συμμετοχή ΑΠΕ (%)	12,1	13	20

Πηγή: Eurostat [4]

Σύμφωνα με τον «Ευρωπαϊκό Οδικό Χάρτη για το 2050» που έχει καταρτιστεί από την Ε.Ε, έχουν προσδιοριστεί ορισμένες προϋποθέσεις που οφείλουν να ικανοποιούνται από τα κράτη-μέλη με στόχο τη μετάβαση σε έναν Ενεργειακό Τομέα Χαμηλών Εκπομπών. Σύμφωνα με τα

μακροπρόθεσμα αυτά σχέδια, τα κράτη μέλη πρέπει να κινηθούν στο εξής προς τις παρακάτω κατευθύνσεις: [3]

1. Άμεση προτεραιότητα στην επίτευξη των στόχων του 2020, με εφαρμογή όλων των μέτρων που έχουν σχεδιαστεί γι' αυτό.
2. Το ενεργειακό σύστημα και η κοινωνία συνολικά θα πρέπει να γίνουν δραστικά περισσότερο ενεργειακά αποδοτικοί.
3. Θα πρέπει να δοθεί ιδιαίτερη έμφαση στη διείδυση των ΑΠΕ.
4. Η προώθηση της τεχνολογικής καινοτομίας αποτελεί κρίσιμο παράγοντα για να γίνει δυνατή η εμπορική αξιοποίηση νέων τεχνολογιών.
5. Η δέσμευση της Ευρωπαϊκής Ένωσης για μια πλήρως ολοκληρωμένη εσωτερική αγορά μέχρι το 2014.
6. Το τελικό κόστος ενέργειας να αντανακλά τα πραγματικά κόστη του ενεργειακού συστήματος. Οι ευάλωτοι καταναλωτές πρέπει σε κάθε περίπτωση να προστατεύονται και να αποφευχθεί η ενεργειακή φτώχεια.
7. Η κρισιμότητα της ανάγκης ανάπτυξης νέων ενεργειακών υποδομών και δυνατοτήτων αποθήκευσης να γίνει ευρέως αντιληπτή.
8. Η ασφάλεια παραδοσιακών ή νέων μορφών πηγών ενέργειας είναι αδιαπραγμάτευτη και η ΕΕ θα συνεχίσει να αναλαμβάνει διεθνώς πρωτοβουλίες προς την κατεύθυνση αυτή.
9. Η συντονισμένη Ευρωπαϊκή δράση στις διεθνείς σχέσεις να αποτελεί κανόνα με ενίσχυση των προσπαθειών για διεθνείς δράσεις για το κλίμα.
10. Οι χώρες μέλη και οι επενδυτές χρειάζονται ορόσημα, γι' αυτό είναι απαραίτητη η θέσπιση πολιτικού πλαισίου προς το 2030.

1.4.2 Εθνικοί στόχοι ΑΠΕ - Εθνικό σχέδιο δράσης

Ειδικά στην Ελλάδα, τον Ιούνιο του 2010, με τον Ν.3851 καθορίστηκαν εθνικοί στόχοι για την διείδυση των ΑΠΕ ως το 2020 (αναθεωρήσιμοι ανά διετία): [5]

1. Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ **στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας** σε ποσοστό 20%.
2. Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας για **θέρμανση και ψύξη** σε ποσοστό τουλάχιστον 20%.
3. Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας στις **μεταφορές** σε ποσοστό τουλάχιστον 10%.

4. Συμμετοχή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην **ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε ποσοστό τουλάχιστον 40%**. Η επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία και κατηγορία παραγωγού φαίνεται στον πίνακα 1.2 με χρονικό ορίζοντα τα έτη 2014 και 2020.

Επιπλέον, με τον ίδιο νόμο, γίνεται προσπάθεια περαιτέρω απλούστευσης και συντόμευσης της διαδικασίας αδειοδότησης νέων έργων ΑΠΕ με τον παραλληλισμό ορισμένων χρονοβόρων επιμέρους βημάτων και την κατάργηση άλλων. Ιδιαίτερη σημασία στο πλαίσιο αυτό έχει το γεγονός ότι δεν απαιτείται πλέον Άδεια Παραγωγής ή Εξαιρέση από την ΡΑΕ για φωτοβολταϊκούς και ηλιοθερμικούς σταθμούς ισχύος έως και 1 MW.

Ο στόχος για τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου είναι μείωση κατά 4% στους τομείς εκτός εμπορίας σε σχέση με τα επίπεδα του 2005.

Σε σχέση με την εξοικονόμηση ενέργειας η Ελλάδα έχει ήδη καταρτίσει το 1ο Σχέδιο Δράσης Ενεργειακής Αποδοτικότητας όπου προβλέπεται 9% εξοικονόμηση ενέργειας στην τελική κατανάλωση μέχρι το έτος 2016 σύμφωνα με την Οδηγία 2006/32/ΕΚ, ενώ ο στόχος του 20% που έχει τεθεί συνολικά για την Ευρωπαϊκή Ένωση δεν έχει εξειδικευθεί ανά κράτος-μέλος.

Εθνικό Σχέδιο Δράσης

Σύμφωνα με τις οδηγίες της Ε.Ε, για την επίτευξη των εθνικών ενεργειακών στόχων, τα αρμόδια όργανα και φορείς της Πολιτείας προχώρησαν τον Ιούνιο του 2010 στην κατάρτιση και υποβολή στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή της «Έκθεσης του Εθνικού Σχεδίου Δράσης». Η Έκθεση αυτή περιλαμβάνει εκτιμήσεις για την εξέλιξη του ενεργειακού τομέα και τη διείσδυση των τεχνολογιών των ΑΠΕ έως το 2020 και προβλέπει χρονικά τακτικό (ανά διετία) επαναπροσδιορισμό του σχεδίου και έλεγχο της πρόοδου εφαρμογής του. Η επικαιροποίηση απαιτείται ώστε να λαμβάνονται υπόψη οι εξελίξεις της αγοράς και της βελτίωσης των τεχνολογιών, αλλά και η ζήτηση της ενέργειας έτσι ώστε οι στρατηγικές που ορίζονται στο Εθνικό Σχέδιο Δράσης να είναι βέλτιστες.

Σύμφωνα με το Εθνικό Σχέδιο Δράσης, οι εθνικοί στόχοι για την ηλεκτροπαραγωγή θα ικανοποιηθούν με την ανάπτυξη περίπου 14.950 MW (από περίπου 4.000 MW σήμερα) μονάδων ΑΠΕ όλων των τεχνολογιών. Στον Πίνακα 1.2 παρουσιάζονται οι εθνικοί στόχοι που έχουν τεθεί για τα έτη 2014 και 2020 ανά τεχνολογία.

Πίνακας 1.2: Εθνικοί στόχοι για τις ΑΠΕ (MW) σύμφωνα με την αναθεώρηση Ιουνίου 2010 του Εθνικού Σχεδίου Δράσης.

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ	2014	2020
Υδροηλεκτρικά	3700	4650
<i>Μικρά (0 – 15 MW)</i>	300	350
<i>Μεγάλα (> 15 MW)</i>	3400	4300
Φωτοβολταϊκά (σύνολο)	1500	2200

Εγκαταστάσεις από επαγγελματίες αγρότες της περίπτωσης (β) της §6 του αρθ.15 του Ν.3851	500	750
Λοιπές Εγκαταστάσεις	1000	1450
Ηλιοθερμικά	120	250
Αιολικά (περιλαμβανομένων των θαλασσίων)	4000	7500*
Βιομάζα	200	350
Σύνολο	9520	14950

*από τα οποία τα 300MW θα αποτελούν υπεράκτια αιολικά πάρκα

Σημ.: Η επιδιωκόμενη εγκατεστημένη ισχύς από Φωτοβολταϊκά Συστήματα που αναφέρεται στον Πίνακα 1.2 δεν περιλαμβάνει τις εγκαταστάσεις που υλοποιούνται στο πλαίσιο της εφαρμογής του «Ειδικού Προγράμματος Ανάπτυξης Φωτοβολταϊκών Συστημάτων σε κτιριακές εγκαταστάσεις» 18513/20-9-2010 (ΦΕΚ Β1557/22-9-2010). Το πρόγραμμα δίνει τη δυνατότητα σε οικιακούς καταναλωτές και μικρές επιχειρήσεις να τοποθετήσουν μικρά φωτοβολταϊκά συστήματα ισχύος έως 10 kWp. Χορηγείται ενίσχυση με τη μορφή της επιδότησης της παραγόμενης ενέργειας (για γρήγορη απόσβεση επένδυσης και απόδοση επιπλέον εισοδήματος στον ιδιοκτήτη του ακινήτου), με σκοπό την συμμετοχή κατά το δυνατό περισσότερων πολιτών στην επίτευξη του εθνικού στόχου συμμετοχής των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας στο 20% το έτος 2020.

Στον πιο πάνω Πίνακα δεν περιλαμβάνεται, επίσης, η συμμετοχή της γεωθερμικής ηλεκτροπαραγωγής.

Πηγή: ΛΑΓΗΕ [5], ΥΠΕΚΑ [6].

Σχέδιο Οδικού Χάρτη Πορείας της Ελλάδας στο Τομέα της Ενέργειας με ορίζοντα το 2050

Με το πρώτο Σχέδιο Δράσης για τις ΑΠΕ, για το διάστημα έως το 2020, υιοθετούνται οι πρώτες κατευθυντήριες γραμμές του ενεργειακού μέλλοντος της χώρας. Στη συνέχεια του Εθνικού Ενεργειακού Σχεδιασμού, την άνοιξη του 2012, η αρμόδια επιτροπή του ΥΠΕΚΑ συνέταξε το «Σχέδιο Οδικού Χάρτη Πορείας της Ελλάδας στο Τομέα της Ενέργειας με ορίζοντα το 2050», που προβλέπει πλήρη εκμετάλλευση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας έως το 2050. Στόχος είναι η πλήρης ενεργειακή ανεξαρτησία της χώρας σε δύο δεκαετίες, δηλαδή να υπάρχει κάλυψη έως και 100% των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια. Τα σενάρια που παρουσιάζονται στον Οδικό Χάρτη για την Ενέργεια είναι τρία:

-Το Σενάριο «Υφιστάμενων πολιτικών» (ΥΦ) υποθέτει συντηρητική υλοποίηση των πολιτικών για την ενέργεια και το περιβάλλον, προβλέποντας αφενός μέτριο επίπεδο περιορισμού των εκπομπών CO₂ μέχρι το 2050 (40% σε σχέση με το 2005), αφετέρου μέτρια διείσδυση ΑΠΕ και εξοικονόμησης ενέργειας.

-Το Σενάριο «Μέτρων Μεγιστοποίησης ΑΠΕ» (ΜΕΑΠ) υποθέτει τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ (στο επίπεδο του 100% στην ηλεκτροπαραγωγή), με στόχο τη μείωση των εκπομπών CO₂ κατά 60% - 70% και ταυτόχρονη εξοικονόμηση ενέργειας στα κτίρια και τις μεταφορές.

-Το Σενάριο «Περιβαλλοντικών Μέτρων Ελαχίστου Κόστους» (ΠΕΚ) έχει τις ίδιες παραδοχές με το Σενάριο ΜΕΑΠ όσον αφορά τις εκπομπές CO₂ αλλά υπολογίζει το ποσοστό των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή ώστε να εξασφαλιστεί το ελάχιστο κόστος.

Διαπιστώνεται ότι η προοπτική των υφιστάμενων πολιτικών (Σενάριο ΥΦ) οδηγεί σε περιορισμένη μείωση των εκπομπών CO₂ έως το 2050, που δεν συνάδει με τους ευρωπαϊκούς στόχους για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής ούτε αποτελεί την οικονομικότερη εξέλιξη του ενεργειακού τομέα. Τα σενάρια νέας ενεργειακής πολιτικής (Σενάρια ΜΕΑΠ και ΠΕΚ), στα οποία κυριαρχεί η υψηλή διεύθυνση των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας, επιτυγχάνουν μεγάλη μείωση των εκπομπών CO₂ (κατά 60% με 70% σε σχέση με το 2005) με ταυτόχρονη μείωση της εισαγόμενης ενέργειας καθώς και της ενεργειακής εξάρτησης της χώρας από εισαγωγές ορυκτών καυσίμων.

Η μελλοντική εικόνα του ενεργειακού συστήματος όπως προκύπτει από τα δύο βασικά σενάρια ενεργειακής πολιτικής μπορεί να συνοψισθεί στα παρακάτω 10 σημεία:1) Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 60 - 70% έως το 2050 ως προς το 2005.

2) Ποσοστό 85 - 100% ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, με την αξιοποίηση όλων των εμπορικά ώριμων τεχνολογιών.

3) Συνολική διεύθυνση ΑΠΕ σε ποσοστό 60 - 70% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας μέχρι το 2050.

4) Σταθεροποίηση της ενεργειακής κατανάλωσης λόγω των μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας.

5) Σχετική αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας λόγω εξηλεκτρισμού των μεταφορών και μεγαλύτερης χρήσης αντλιών θερμότητας στον οικιακό και τριτογενή τομέα.

6) Σημαντική μείωση της κατανάλωσης πετρελαιοειδών.

7) Αύξηση της χρήσης βιοκαυσίμων στο σύνολο των μεταφορών στο επίπεδο του 31% - 34% μέχρι το 2050.

8) Το μερίδιο του ηλεκτρισμού είναι κυρίαρχο στις επιβατικές μεταφορές μικρής απόστασης (45%) και σημαντική αύξηση του μεριδίου των μέσων σταθερής τροχιάς.

9) Σημαντικά βελτιωμένη ενεργειακή απόδοση για το σύνολο του κτιριακού αποθέματος και μεγάλη διεύθυνση των εφαρμογών ΑΠΕ στον κτιριακό τομέα.

10) Ανάπτυξη μονάδων αποκεντρωμένης παραγωγής και έξυπνων δικτύων.

1.4.3 Σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών

Το Πρωτόκολλο του Κυότο προβλέπει τρεις μηχανισμούς μέσω των οποίων οι χώρες δύνανται να επιτύχουν μείωση των εκπομπών ρύπων τους. Οι μηχανισμοί αυτοί είναι η εμπορία δικαιωμάτων εκπομπών, τα προγράμματα Κοινής Εφαρμογής και οι Μηχανισμοί Καθαρής Ανάπτυξης. Το

πρωτόκολλο ορίζει τη λειτουργία του μηχανισμού της εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών σε διεθνές επίπεδο από το 2008.

Σε Κοινοτικό επίπεδο η εμπορία εκπομπών ξεκίνησε το 2005. Με την Οδηγία 2003/87/ΕΚ είχε θεσπιστεί ένα Κοινοτικό σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής αερίων θερμοκηπίου, με στόχο την αποτελεσματικότερη εκπλήρωση των δεσμεύσεων της Ευρωπαϊκής Κοινότητας και των κρατών - μελών της για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Το κοινοτικό σύστημα εμπορίας τέθηκε σε λειτουργία την 1η Ιανουαρίου 2005 και κάλυπτε εκπομπές μόνο διοξειδίου του άνθρακα από μεγάλες σταθερές πηγές. Η πρώτη φάση ολοκληρώθηκε το 2007 ενώ η δεύτερη αφορά την περίοδο 2008-2012. Η τρίτη φάση αφορά τα έτη 2013-2020 και περιλαμβάνει, εκτός από τις σταθερές εγκαταστάσεις, και κάποιες αεροπορικές εταιρείες (που πληρούν ορισμένα κριτήρια). [6]

Κάθε κράτος - μέλος έχει την υποχρέωση υποβολής στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή ενός Εθνικού Σχεδίου κατανομής με τη συνολική ποσότητα δικαιωμάτων που θα καταλείπει για κάθε περίοδο, και τη κατανομή των δικαιωμάτων αυτών στο φορέα εκμετάλλευσης κάθε εγκατάστασης.

Στην Ελλάδα έχουν κατατεθεί “Εθνικό Σχέδιο Κατανομής Δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου για την περίοδο 2005-2007” (εγκρίθηκε με την ΚΥΑ 36028/1604/2006 (ΦΕΚ 1216Β') και το “Εθνικό Σχέδιο Κατανομής Δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου για την περίοδο 2008-2012”.

1.5 Αιτήσεις και άδειες ΑΠΕ

Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) η οποία γνωμοδοτεί σχετικά με τη χορήγηση αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προς τον Υπουργό Ανάπτυξης, ο οποίος αποφασίζει περί της χορήγησης ή μη της άδειας παραγωγής.

Κατά την αξιολόγηση των αιτήσεων από τη ΡΑΕ, λαμβάνονται υπόψη τα κριτήρια του άρθρου 9 του «Κανονισμού Αδειών Παραγωγής και Προμήθειας». Στο πλαίσιο αυτό εξετάζεται η σκοπιμότητα πραγματοποίησης κάθε έργου και η ένταξή του στον γενικότερο προγραμματισμό ανάπτυξης, τα δε κριτήρια επιλογής είναι η οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης, η τεχνικοοικονομική δυνατότητα του αιτούντος να υλοποιήσει το έργο, η ασφάλεια του Συστήματος/Δικτύου κλπ. Μετά την Άδεια Παραγωγής απαιτείται η λήψη Άδειας Εγκατάστασης και στη συνέχεια Άδειας Λειτουργίας, οι οποίες χορηγούνται από την Περιφέρεια, μετά από γνωμοδοτήσεις και εγκρίσεις πλήθους Υπηρεσιών και φορέων.

Η αδειοδοτική διαδικασία των έργων ΑΠΕ περιλαμβάνει τα παρακάτω στάδια (Διάγραμμα 1.1):

- Αίτηση για χορήγηση άδειας παραγωγής – Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)
- Αξιολόγηση της αίτησης με βάση τα κριτήρια αξιολόγησης του Κανονισμού Αδειών - ΡΑΕ
- Άδεια παραγωγής - ΡΑΕ
- Μη δεσμευτική προσφορά σύνδεσης – ΑΔΜΗΕ ΑΕ, ΔΕΗ ΑΕ
- Έγκριση περιβαλλοντικών όρων – Διοικητική Περιφέρεια, ΥΠΕΚΑ-ΕΥΠΕ
- Δεσμευτική προσφορά σύνδεσης – ΑΔΜΗΕ ΑΕ, ΔΕΗ ΑΕ
- Σύμβαση σύνδεσης με το Σύστημα ή το Δίκτυο – ΑΔΜΗΕ ΑΕ, ΔΕΗ ΑΕ

- Σύμβαση Αγοραπωλησίας – ΛΑΓΗΕ ΑΕ, ΔΕΗ ΑΕ
- Σε αυτό το στάδιο απαιτείται να έχει γίνει δοθεί η Άδεια Εγκατάστασης – Διοικητική περιφέρεια, ΥΠΕΚΑ
- Άδεια Λειτουργίας – Διοικητική περιφέρεια, ΥΠΕΚΑ

Στον πίνακα 1.3 παρουσιάζεται η κατάσταση των έργων ΑΠΕ έτσι όπως καταμετρήθηκαν στις 31 Δεκεμβρίου του 2012. Σύμφωνα με τα στοιχεία αυτά, τα μεγαβατ (MW) εγκατεστημένης ισχύος που αντιστοιχούν στις αιτήσεις που εκκρεμούν για την τεχνολογία των Αιολικών καθώς και την τεχνολογία των Φωτοβολταϊκών συστημάτων είναι ιδιαίτερα αυξημένα. Παρ'ότι κάποιο ποσοστό των αιτήσεων αυτών θα απορριφθεί, η ζήτηση και το επενδυτικό ενδιαφέρον για τις ΑΠΕ αποδεικνύεται μεγάλη γεγονός που αν συνεχιστεί και στο μέλλον φέρνει τη χώρα πιο κοντά στους ενεργειακούς της στόχους.

Πίνακας 1.3: Κατάσταση αδειοδοτικής εξέλιξης έργων ΑΠΕ (ημερομηνία αναφοράς: 31 Δεκεμβρίου 2012),

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ	Με Αίτηση για Άδεια Παραγωγής	Με Άδεια Παραγωγής	Με Δεσμευτική Προσφορά Σύνδεσης	Με Άδεια Εγκατάστασης	Με Σύμβαση Πώλησης	Σε Λειτουργία
Αιολικά	20788,00	23348,80	4285,32	1553,42	766,26	1753,14
Βιομάζα	192,00	446,70	145,20	34,22	12,51	44,75
Γεωθερμία	20,00	8,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Μικρά Υδροηλεκτρικά	109,70	968,30	129,73	70,81	18,26	213,23
Φωτοβολταϊκά	100,00	4453,64	2449,92	600,64	1843,21	1556,05
Ηλιοθερμικά	424,25	417,80	50,38	38,00	0,00	0,00
Υβριδικά	506,00	294,65	0,00	0,08	0,00	0,00
Σύνολο ισχύος (MW)	22139,95	29937,89	7060,55	2297,17	2640,23	3567,17

Πηγή:ΥΠΕΚΑ, [8].

Σημ.:

Αιτήματα για χορήγηση Προσφοράς Σύνδεσης: Εκκρεμή αιτήματα που έχουν υποβληθεί σε ΔΕΔΔΗΕ και ΑΔΜΗΕ.

Με αίτηση για Άδεια Παραγωγής: Σύνολο αιτημάτων για έργα που ξεκινούν την αδειοδότησή τους με αίτημα στη ΡΑΕ για χορήγηση Άδειας Παραγωγής.

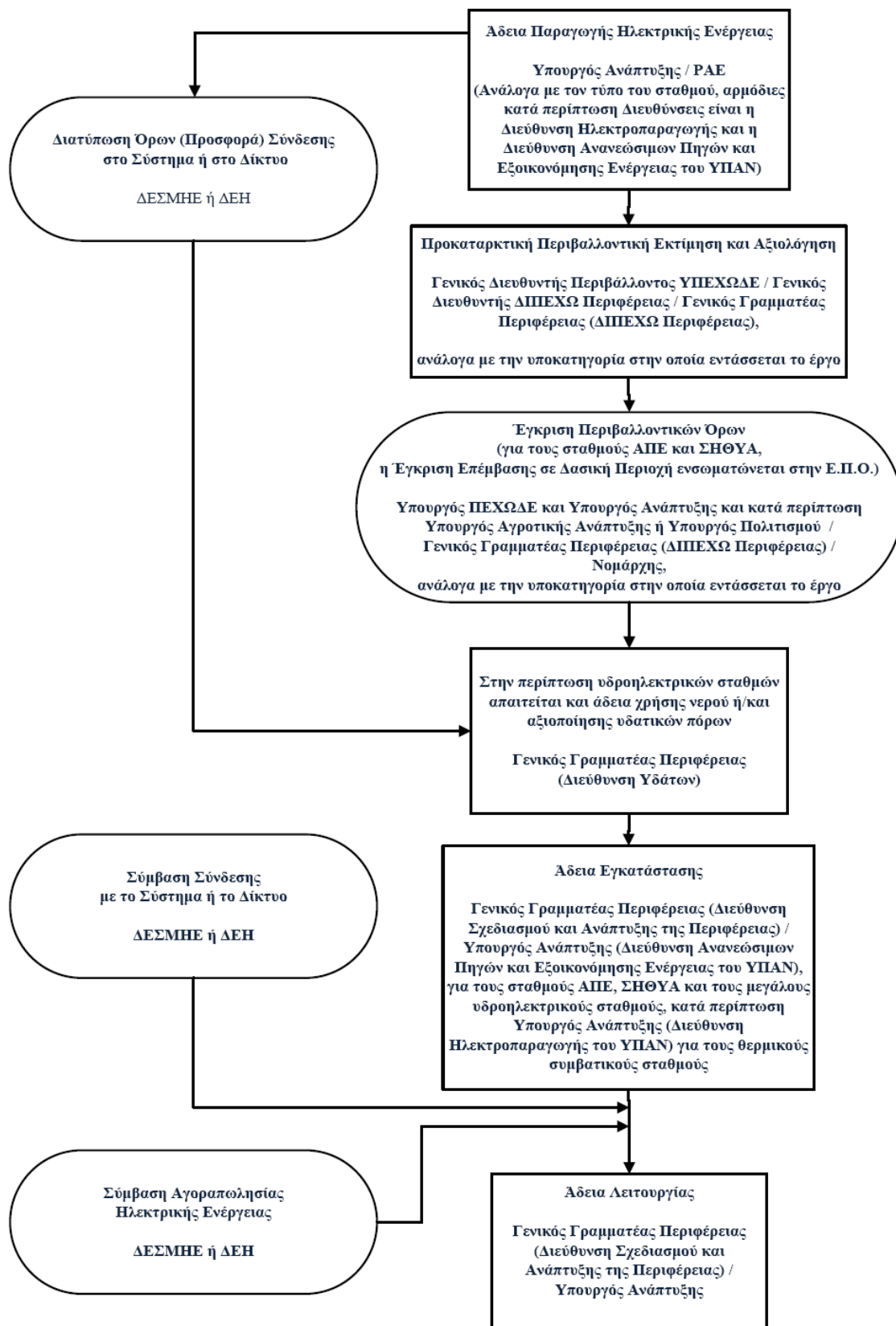
Με Άδεια Παραγωγής: Έργα για τα οποία έχει χορηγηθεί Άδεια Παραγωγής (σύνολο έργων).

Με Άδεια Εγκατάστασης: Έργα με Άδεια Παραγωγής για τα οποία έχει χορηγηθεί η προβλεπόμενη Άδεια Εγκατάστασης (δεν συμπεριλαμβάνονται έργα με Άδεια Λειτουργίας).

Με Δεσμευτική Προσφορά Σύνδεσης: Έργα για τα οποία έχει προσδιοριστεί από τον αρμόδιο Διαχειριστή το πού και πώς θα συνδεθούν και έχει δοθεί η σχετική έγκριση που δεσμεύει τους Διαχειριστές (δεσμευτική προσφορά σύνδεσης).

Με Σύμβαση Πώλησης: Έργα για τα οποία οι παραγωγοί έχουν συνυπογράψει 20-ετείς συμβάσεις πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας (για Ειδικό πρόγραμμα σε κτίρια 25-ετείς συμβάσεις συμπηψισμού).

Διάγραμμα 1.1: Αδειοδοτική διαδικασία σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ.



1.6 Τρέχουσα κατάσταση των ΑΠΕ στην Ελλάδα

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας καταγράφουν σημαντική αύξηση κατά τα τελευταία έτη στην Ελλάδα ως προς τα ποσοστά διείσδυσής τους στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Κάποιες τεχνολογίες έχουν κατακτήσει μεγαλύτερη μερίδα του επενδυτικού ενδιαφέροντος (αιολικά και Φ/Β) ενώ κάποιες τεχνολογίες απέχουν σημαντικά από τα ποσοστά διείσδυσης που έχουν τεθεί ως στόχοι για το 2020.

Στον Πίνακα 1.4 παρουσιάζονται τα συγκεντρωτικά μεγέθη της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων ΑΠΕ κατά τα έτη 2004 – 2012 (Διασυνδεδεμένο και Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα).

Παρατηρείται:

- ραγδαία αύξηση της ισχύος των αιολικών μονάδων (σχεδόν τετραπλάσια αιολική εγκατεστημένη ισχύς το 2012, αύξηση της τάξεως ~250%),
- ραγδαία αύξηση της ισχύος των μονάδων ΜΥΗΣ (πενταπλάσια εγκατεστημένη ισχύς το 2012, αύξηση της τάξεως ~400%),
- από σχεδόν μηδενική ισχύ Φ/Β συστημάτων έως και το 2007 έχουμε εκτίναξη της εγκατεστημένης ισχύος τους σε 1.520 MW κατά τη διάρκεια της πενταετίας 2008-2012,
- διπλασιασμός της εγκατεστημένης ισχύος μονάδων βιοαερίου-βιομάζας.

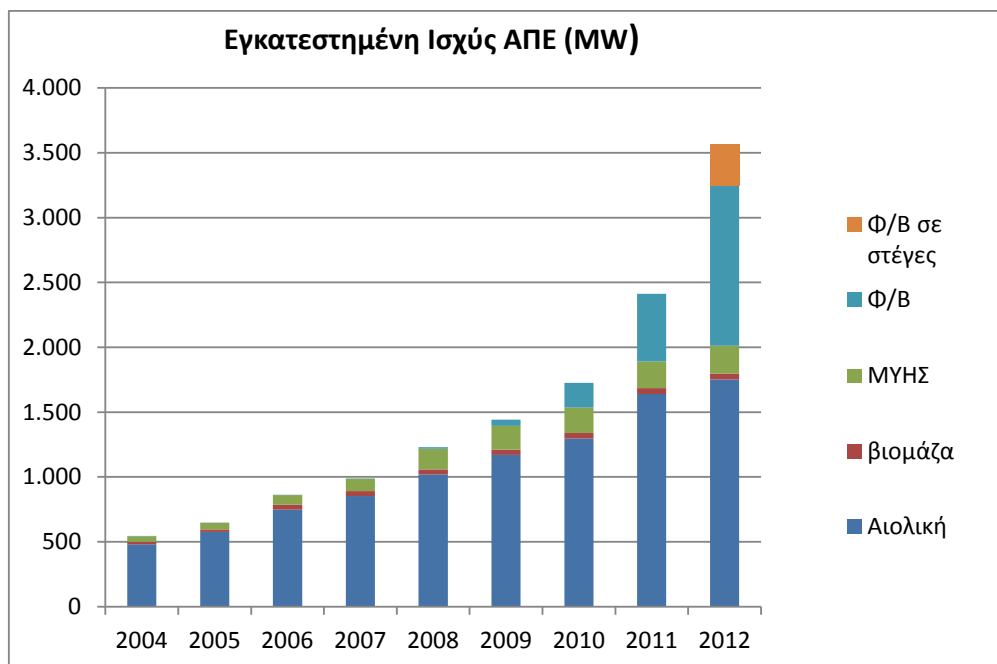
Πίνακας 1.4: Η αύξουσα πορεία των μονάδων ΑΠΕ κατά τα τελευταία έτη στην Ελλάδα (σύνολο εγκατεστημένης ισχύος στο σύστημα για τα έτη 2004-2012).

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ ΑΠΕ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)								
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ΑΙΟΛΙΚΑ	480,4	576,1	749,3	853,6	1.019,26	1.171,11	1.297,75	1.640,06	1.753,14
ΒΙΟΜΑΖΑ	20,5	20,5	37,6	37,6	39,40	40,8	41,05	44,53	44,75
ΜΥΗΣ	43,3	48,2	73,7	95,5	158,42	182,61	197,13	205,63	213,23
Φ/Β	0,3	0,5	0,7	0,7	11,98	48,14	191,09	521,85	1.238,50
Φ/Β σε στέγες	-	-	-	-	-	-	-	-	317,55
ΣΥΝΟΛΟ	544,5	645,3	861,2	987,4	1.291,71	1.547,40	1.816,09	2.501,14	3.657,24

Πηγή: ΑΔΜΗΕ [8], ΛΑΓΗΕ [9], ΔΕΔΔΗΕ [10].

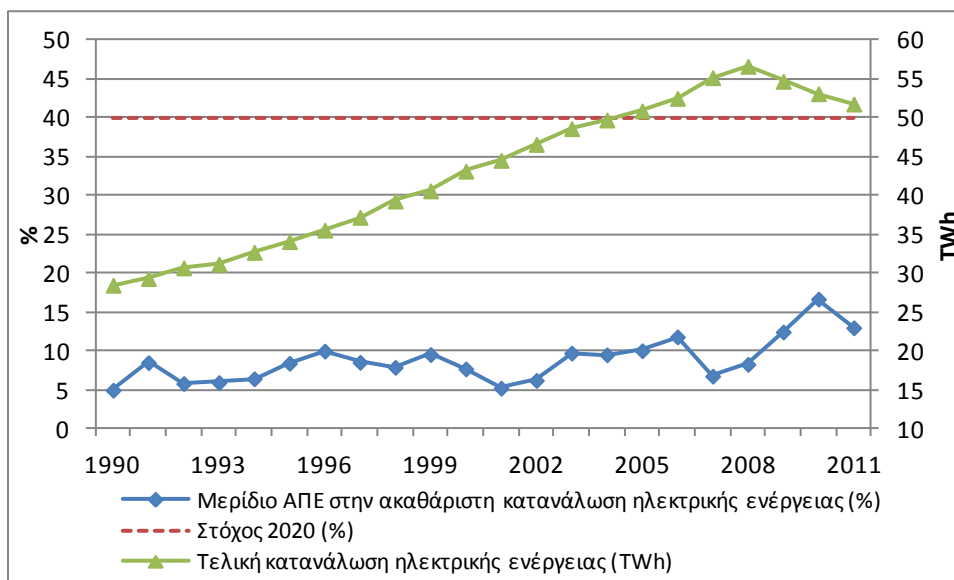
Στο Διάγραμμα 1.2 παρουσιάζεται η συνολική εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΑΠΕ στην Ελλάδα κατά τα τελευταία έτη. Η αυξανόμενη τους πορεία καταγράφεται σταθερή και εντυπωσιακή.

Διάγραμμα 1.2: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΑΠΕ κατά τα τελευταία έτη στην Ελλάδα.



Στο Διάγραμμα 1.3 παρουσιάζεται η τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και το μερίδιο της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας την τελευταία 20ετία (έτη 1990 έως 2011). Με την κόκκινη διακεκομμένη γραμμή παρουσιάζεται το ποσοστό που αφορά την διείσδυση των ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με τους στόχους για το 2020 (ποσοστό 40%). Η διείσδυση ΑΠΕ κατά το έτος 1990 κυμαινόταν σε επίπεδα της τάξης του 5% για να διαμορφωθεί σε επίπεδα της τάξης του 15% μία 20ετία αργότερα (αύξηση 200%). Η σύγκριση των δύο ποσοστών διείσδυσης (αφορά την κόκκινη και πράσινη γραμμή του διαγράμματος) αποδεικνύει ότι ο δρόμος προς την εκπλήρωση των στόχων είναι ακόμα μακρύς. Με υψηλότερο ποσοστό διείσδυσης να εμφανίζεται το έτος 2010 - περίπου 17% - η απόσταση που πρέπει να διανυθεί - έως το επιθυμητό 40% - επιβάλλει να καταστρωθούν νέες στρατηγικές και να ενταθούν οι προσπάθειες για την διάδοση και πραγματοποίηση των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ.

Διάγραμμα 1.3: Διείσδυση ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (%), εθνικός στόχος ΑΠΕ για το 2020 (%) και τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (TWh), 1990-2011.



Πηγή:[Eurostat], [N. 3851/2010]

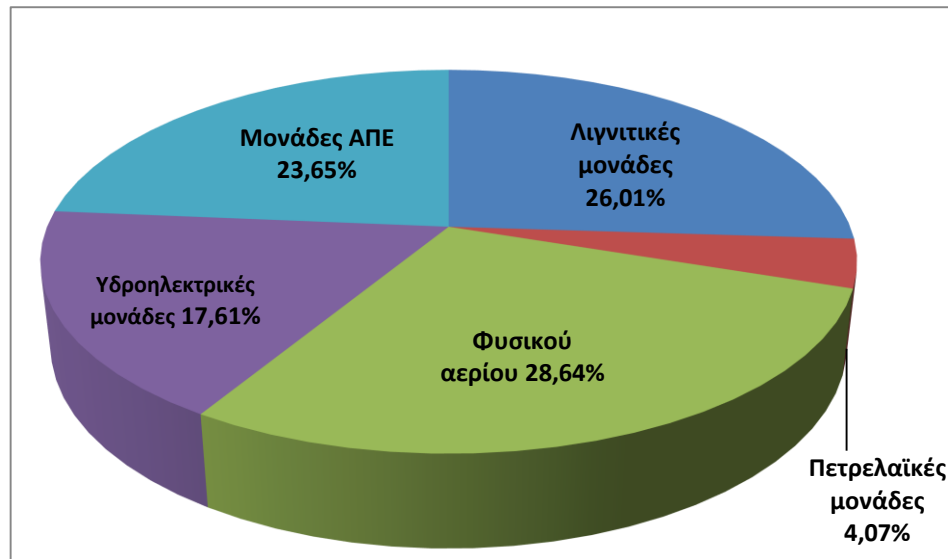
Στον Πίνακα 1.5 και στο Διάγραμμα 1.4 παρουσιάζονται στοιχεία του ΛΑΓΗΕ για την κατανομή της ηλεκτροπαραγωγής ανάμεσα σε όλες τις υπάρχουσες μονάδες παραγωγής για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα.

Πίνακας 1.5: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (Μάρτιος 2013).

Μονάδες	Καθαρή ισχύς (MW)
Θερμικές	10.060,0
Λιγνιτικές	4.456,0
Πετρελαϊκές	698,0
Φυσικού Αερίου	4.906,0
ΑΠΕ & Υδροηλεκτρικές	7.068,9
Υδροηλεκτρικές	3.017,7
ΑΠΕ	4.051,2
ΣΥΝΟΛΟ	17.128,9

Πηγή: ΛΑΓΗΕ, [12].

Διάγραμμα 1.4: Ποσοστά (%) διείσδυσης των μονάδων στο σύνολο της Εγκατεστημένης Ισχύος του Διασυνδεδεμένου Συστήματος, Μάρτιος 2013.



Πηγή: ΛΑΓΗΕ [8]

Το ελληνικό ενεργειακό ισοζύγιο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στηρίζεται στο φυσικό αέριο και στο εγχώριο ορυκτό καύσιμο, τον λιγνίτη. Παρατηρείται σημαντική χρήση υδροηλεκτρικών μονάδων. Η διείσδυση των μονάδων ΑΠΕ είναι 23,65% ποσοστό.

Κεφάλαιο 2

Συστήματα Στήριξης ΑΠΕ στην Ευρώπη και στην Ελλάδα

2.1 Εισαγωγή

Οι μηχανισμοί στήριξης στόχο έχουν τη διαμόρφωση ενός (επιχειρηματικού) περιβάλλοντος εντός του οποίου οι ΑΠΕ μπορούν να ανταγωνιστούν ισότιμα τις τεχνολογίες συμβατικών καυσίμων.

Ως μηχανισμοί στήριξης νοούνται τα συστήματα καθορισμού και καταβολής αποζημίωσης της παραγόμενης από ΑΠΕ ενέργειας. Στην πράξη εφαρμόζονται παγκοσμίως τα παρακάτω συστήματα:

- μηχανισμός σταθερών εγγυημένων τιμών (Feed-in-Tariff systems, FiT),
- μοντέλο εγγυημένης διαφορικής τιμής (Feed-in premium systems, FiP),
- μηχανισμοί ρύθμισης της ποσότητας ισχύος (quota systems).

Τα εν λόγω συστήματα δύναται να συνδυάζονται και με άλλες πολιτικές ή μέτρα προώθησης των ΑΠΕ τα οποία μπορεί να περιλαμβάνουν:

- προτεραιότητα κατά τη σύνδεση στα δίκτυα και την κατανομή του φορτίου,
- επιδότηση κεφαλαιουχικού κόστους επένδυσης,
- φορολογικά και οικονομικά κίνητρα: εγγυήσεις δανείων, χαμηλότοκα δάνεια, επιχορηγήσεις επενδύσεων, φοροαπαλλαγές,
- συστήματα διαγωνισμών.

2.2 Συστήματα στήριξης ΑΠΕ στην Ευρώπη

Οι δύο βασικές κατηγορίες μηχανισμών στήριξης είναι:

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

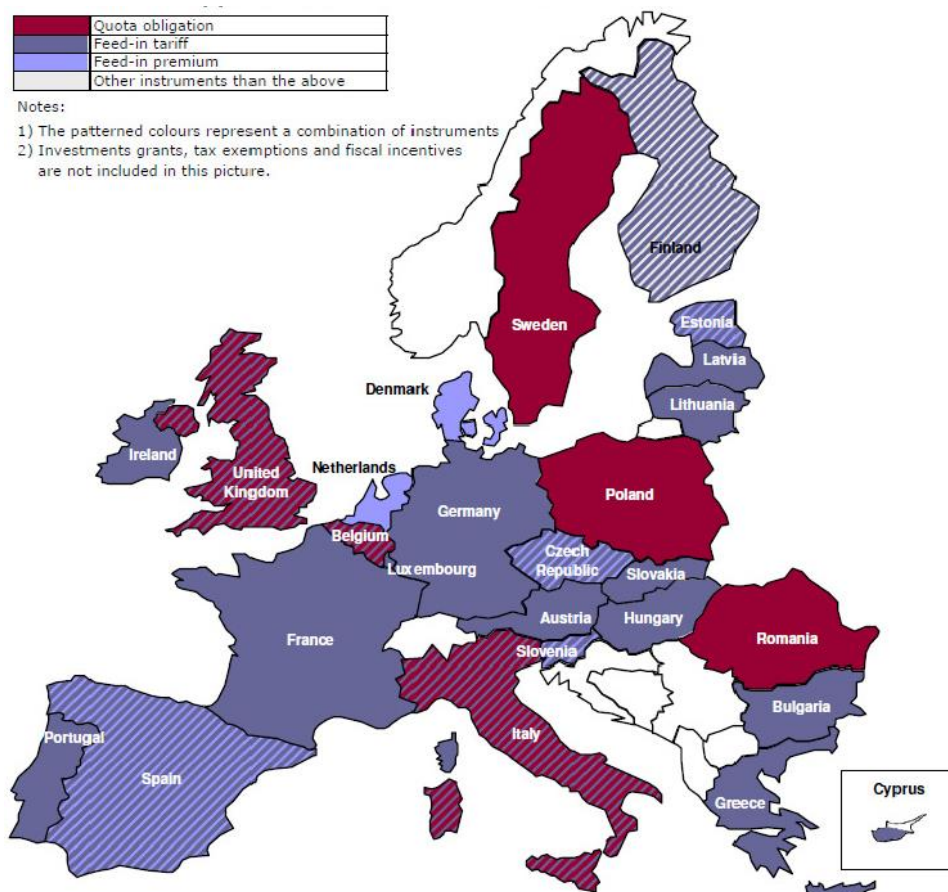
- εγγυημένων σταθερών τιμών και
- εγγυημένων διαφορικών τιμών.

B. Οι μηχανισμοί ρύθμισης της ποσότητας ισχύος (quota systems) ή σύστημα υποχρεωτικής ποσόστωσης (quota obligation)

Μία καλή εφαρμογή αυτών των συστημάτων απαντάται:

- Feed-in-tariffs --- Γερμανία
- Feed-in premium --- Ισπανία
- Quota obligation --- UK

Εικόνα 2.1: Κυριότερα συστήματα στήριξης ΑΠΕ στην Ευρώπη των 27



Πηγή: Ecofys, [13].

2.2.1 Συστήματα εγγυημένων τιμών

Ο βασικότερος μηχανισμός στήριξης ΑΠΕ ιστορικά στην Ευρωπαϊκή Ένωση είναι το σύστημα εγγυημένης αποζημίωσης (Feed-in-Tariff systems, FiT systems). Χρησιμοποιείται στα περισσότερα μέλη-κράτη: Γαλλία, Γερμανία, Ισπανία, Ελλάδα, Ιρλανδία, Λουξεμβούργο, Αυστρία, Ουγγαρία, Πορτογαλία, Βουλγαρία, Κύπρος, Μάλτα, Λιθουανία, Λετονία και Σλοβακία. Στις περισσότερες χώρες υπάρχει διαφοροποίηση του επιπέδου της εγγυημένης τιμής πώλησης ανάλογα με την τεχνολογία, κάτι που διευκολύνει την ανάπτυξη μιας ποικιλίας επιμέρους τεχνολογιών ΑΠΕ. Ωστόσο κάποιες χώρες, όπως η Κύπρος και η Εσθονία δεν διαφοροποιούν το επίπεδο τιμής ανά τεχνολογία δηλαδή παρέχουν ένα κοινό FiT για όλα τα είδη τεχνολογιών ΑΠΕ. [13]

2.3 Συστήματα στήριξης ΑΠΕ στην Ελλάδα

Τα σημαντικότερα μέτρα πολιτικής που εφαρμόζονται στην Ελλάδα σήμερα για την ανάπτυξη των ΑΠΕ είναι:

-Εγγυημένη τιμή αγοράς της παραγόμενης ενέργειας σε προκαθορισμένη τιμή που ορίζεται ως ποσοστό της εκάστοτε τιμής του Γενικού τιμολογίου Μέσης Τάσης. Υφίσταται διαφοροποίηση τιμών στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

Η διαφορά κόστους καλύπτεται μέσω ειδικού τέλους που καταβάλουν οι καταναλωτές και η οποία υπολογίζεται για το Σύστημα, βάσει της απόκλισης από την Οριακή Τιμή Συστήματος ενώ για τα νησιά, βάσει του μέσου μεταβλητού κόστους παραγωγής (κυρίως κόστος καυσίμου που σε ορισμένα νησιά η διαφορά είναι αμελητέα έως και αρνητική).

-Επιχορηγήσεις για έργα ΑΠΕ (διαθέσιμες από το Γ' ΚΠΣ 2000-06 και τον Αναπτυξιακό Νόμο (Ν.2601/98 και εν συνεχεία Ν.3299/2004) συμπεριλαμβανομένων ειδικών επιχορηγήσεων για τα δίκτυα σύνδεσης (50% των επιλέξιμων δαπανών)).

-Εκτός από την προτεραιότητα ένταξης των σταθμών ΑΠΕ στο Σύστημα και στο Δίκτυο σημαντικό κίνητρο ανάπτυξης είναι και η απαλλαγή τους από την υποχρέωση πληρωμής τελών χρήσης τους (Ν.2773/99).

2.4 Τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας

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

Στον Πίνακα 2.1 φαίνονται οι ισχύουσες εγγυημένες τιμές αποζημίωσης της ηλεκτρικής ενέργειας (άρθρου 5 του Ν.3851/2010 ΦΕΚ.Α'85) που παράγεται ανά τεχνολογία ΑΠΕ, πλην της τεχνολογίας των Φ/Β. Η τιμολόγηση γίνεται σε ευρώ ανά μεγαβατώρα (€/MWh).

Πίνακας 2.1: Τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας βάση του Ν.3851/2010.

Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμέ νο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με χερσαίες εγκαταστάσεις ισχύος > 50 Kw	87,85	99,45
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με εγκαταστάσεις ισχύος ≤ 50 Kw		250
Φωτοβολταϊκά έως 10 kWpeak στον οικιακό τομέα και σε μικρές επιχειρήσεις (σύμφωνα με το ειδικό πρόγραμμα για Φ/Β σε κτίρια)		550
Υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται από μΥΗΣ με εγκατεστημένη ισχύ ≤ 15MWe		87,85
Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από Ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής		264,85
Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από Ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με σύστημα αποθήκευσης το οποίο εξασφαλίζει τουλάχιστον 2 ώρες λειτουργίας στο ονομαστικό φορτίο		284,85
Γεωθερμική ενέργεια χαμηλής θερμοκρασίας (Ν.3175/2003, Α'207, αρθ.2, §1στ)		150
Γεωθερμική ενέργεια υψηλής θερμοκρασίας (Ν.3175/2003, Α'207, αρθ.2, §1στ)		99,45
Βιομάζα που αξιοποιείται από σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ ≤ 1 MW (εξαιρουμένου του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων)		200
Βιομάζα που αξιοποιείται από σταθμούς με εγκατ. ισχύ > 1 MW και ≤ 5 MW (εξαιρουμένου του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων)		175

Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμέ νο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
Βιομάζα που αξιοποιείται από σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ ≥ 5 MW (εξαιρουμένου του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων)	150	
Αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και Βιοαέρια από Βιομάζα (συμπεριλαμβανομένου και του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αποβλήτων), με εγκατεστημένη ισχύ ≤ 2 MW	120	
Αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και Βιοαέρια από Βιομάζα (συμπεριλαμβανομένου και του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αποβλήτων), με εγκατεστημένη ισχύ > 2 MW	99,45	
Βιοαέριο που προέρχεται από Βιομάζα (κτηνοτροφικά και αγροτοβιομηχανικά οργανικά υπολείμματα και απόβλητα) με εγκατεστημένη ισχύ ≤ 3 MW	220	
Βιοαέριο που προέρχεται από Βιομάζα (κτηνοτροφικά και αγροτοβιομηχανικά οργανικά υπολείμματα και απόβλητα) με εγκατεστημένη ισχύ > 3 MW	200	
Λοιπές ΑΠΕ (συμπεριλαμβανομένων και των σταθμών ενεργειακής αξιοποίησης του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων που πληρούν τις προδιαγραφές της Ευρωπαϊκής νομοθεσίας όπως εκάστοτε αυτές ισχύουν)	87,85	99,45

Οι τιμές του παραπάνω πίνακα (πλην φωτοβολταϊκών και ηλιοθερμικών σταθμών) προσαυξάνονται κατά 15% ως 20% ανάλογα με την περίπτωση, εφόσον έχουν υλοποιηθεί χωρίς την χρήση δημόσιας επιχορήγησης.

Ειδικά για τα Φωτοβολταϊκά οι τιμές αναπροσαρμόζονται μεσοπρόθεσμα και συνδέονται απευθείας με την μέση Οριακή Τιμή του Συστήματος (ΜΟΤΣ) μακροπρόθεσμα. Πιο συγκεκριμένα, η τιμολόγηση της ενέργειας από Φωτοβολταϊκούς σταθμούς (πλην εκείνων του ειδικού προγράμματος για Φ/Β σε κτίρια) ορίστηκε στο ίδιο νόμο (Ν.3851/2010) όπως φαίνεται στον Πίνακα 2.2.

Πίνακας 2.2: Τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας από Φ/Β βάση του Ν.3851/2010.

Έτος / Μήνας	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)		
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα		Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
	A	B	Γ
	>100 kW	≤ 100 kW	>100 kW
2009 Φεβρουάριος	400,00	450,00	450,00
2009 Αύγουστος	400,00	450,00	450,00
2010 Φεβρουάριος	400,00	450,00	450,00
2010 Αύγουστος	392,04	441,05	441,05
2011 Φεβρουάριος	372,83	419,43	419,43
2011 Αύγουστος	351,01	394,89	394,89
2012 Φεβρουάριος	333,81	375,54	375,54
2012 Αύγουστος	314,27	353,55	353,55
2013 Φεβρουάριος	298,87	336,23	336,23
2013 Αύγουστος	281,38	316,55	316,55
2014 Φεβρουάριος	268,94	302,56	302,56
2014 Αύγουστος	260,97	293,59	293,59
Για κάθε έτος ν από το 2015 και μετά	1,3 χμΟΤΣ _{ν-1}	1,4 χμΟΤΣ _{ν-1}	1,4 χμΟΤΣ _{ν-1}

Οι τιμές του Πίνακα 2.2 δεν αποτελούν την ισχύουσα σήμερα τιμολόγηση Φ/Β. Με μεταγενέστερες υπουργικές αποφάσεις η τιμολόγηση των Φ/Β μεταβλήθηκε κατά τα επόμενα έτη, μετά τον Ν.3851/2010, με τελευταία απόφαση αυτή Μαΐου 2013 (ΦΕΚ Β'1103) με την οποία ορίζεται η ισχύουσα σήμερα τιμολόγηση των Φ/Β.

Οι τιμές που παρουσιάζονται στους Πίνακες 2.3 και 2.4 αν συγκριθούν με αυτές του Πίνακα 2.2 αποδεικνύουν μία ραγδαία πτώση των τιμών αποζημίωσης της παραγόμενης από Φ/Β ηλεκτρικής ενέργειας.

Σε επόμενο κεφάλαιο, και συγκεκριμένα στην Παράγραφο 4.6, θα γίνει επιπλέον ανάλυση της μεταβολής που παρουσίασε η τιμολόγηση των Φ/Β. Επίσης θα μελετηθεί και η επίδραση αυτής της μεταβολής στις επενδύσεις, πώς επηρεάζουν οι διαφορετικές τιμές τους οικονομικούς δείκτες μίας επένδυσης σε Φ/Β.

Πίνακας 2.3: Φωτοβολταϊκά συστήματα σε στέγες και κτιριακές εγκαταστάσεις, Μάιος 2013/ΦΕΚ Β'1103.

Μήνας / Έτος	Τιμή (€/MWh)
Φεβρουάριος 2013	125,00
Αύγουστος 2013	125,00
Φεβρουάριος 2014	120,00
Αύγουστος 2014	120,00
Φεβρουάριος 2015	115,00
Αύγουστος 2015	115,00
Φεβρουάριος 2016	110,00
Αύγουστος 2016	110,00
Φεβρουάριος 2017	105,00
Αύγουστος 2017	100,00
Φεβρουάριος 2018	95,00
Αύγουστος 2018	90,00
Φεβρουάριος 2019	85,00
Αύγουστος 2019	80,00

Πίνακας 2.4: Λοιπά φωτοβολταϊκά συστήματα (εκτός στεγών και κτιριακών εγκαταστάσεων, Μάιος 2013/ΦΕΚ Β'1103).

	Διασυνδεδεμένο		Μη Διασυνδεδεμένο Γ (ανεξαρτήτως ισχύος)
	A	B	
	> 100kW	≤ 100kW	
Φεβρουάριος 2013	95,00	120,00	100,00
Αύγουστος 2013	95,00	120,00	100,00
Φεβρουάριος 2014	90,00	115,00	95,00
Αύγουστος 2014	90,00	115,00	95,00
Για κάθε ν έτος από το 2015 και μετά	$1,1 \times \mu ΟΤΣ_{ν-1}$	$1,2 \times \mu ΟΤΣ_{ν-1}$	$1,1 \times \mu ΟΤΣ_{ν-1}$

Κεφάλαιο 3

Δείκτες αξιολόγησης επενδύσεων

3.1 Εισαγωγή

Ως επένδυση ορίζεται η δέσμευση ενός χρηματικού ποσού (κεφάλαιο) για ένα χρονικό διάστημα με σκοπό αυτό να αποφέρει πρόσθετα κεφάλαια (κέρδος) στον επενδυτή. Κάθε επενδυτικό σχέδιο προτού πραγματοποιηθεί πρέπει να εξετασθεί ως προς τη βιωσιμότητά του. Η χρηματοοικονομική ανάλυση στοχεύει στην αποδοχή ή την απόρριψη του υπό διερεύνηση επενδυτικού σχεδίου.

Για διάστημα ίσο με τη διάρκεια ζωής της επένδυσης έχουν μελετητικό ενδιαφέρον οι χρηματοροές που αναμένονται (ταμειακές ροές). Χρησιμοποιώντας αυτές ως δεδομένο, πραγματοποιείται η εκτίμηση για την βιωσιμότητα της επένδυσης (χρηματοοικονομική αξιολόγηση επενδύσεων).

Η χρηματοοικονομική αξιολόγηση αναγκαστικά βασίζεται σε πάρα πολλές οικονομικές, εμπορικές και παραγωγικές παραδοχές, ενώ τα συμπεράσματά της πρέπει με τη σειρά τους να δικαιολογούν με χρηματοοικονομικούς όρους τη σκοπιμότητα της επένδυσης. Περιλαμβάνει τις εξής δύο βασικές διαδικασίες:

- τον εντοπισμό όλων των εσόδων (εισροών) και εξόδων (εκροών), που σχετίζονται με τη σχεδιαζόμενη επένδυση (cash-flow analysis) και
- τη χρήση μεθόδων και κριτηρίων, με βάση τα οποία οι παραπάνω εισροές και εκροές να μπορούν να αξιολογούνται (capital budgeting decision methods).

Η πρώτη διαδικασία, του εντοπισμού των αναμενόμενων εσόδων και εξόδων της επένδυσης, είναι ασφαλώς η περισσότερο δύσκολη, αυτή που εμπεριέχει τη μεγαλύτερη αβεβαιότητα για τα συμπεράσματα της αξιολόγησης. Στη διαδικασία αυτή καταρτίζονται όλες οι παραδοχές για την επένδυση.

Η δεύτερη διαδικασία έχει ένα μεθοδολογικό - αναλυτικό χαρακτήρα που σκοπό έχει την επεξεργασία των δεδομένων και των παραδοχών της πρώτης φάσης, ώστε η λήψη απόφασης να τεκμηριώνεται, βασιζόμενη, ανάμεσα στα άλλα, σε διάφανους και εύληπτους δείκτες. Η μόνη βασική παραδοχή στη διαδικασία υπολογισμού των κριτηρίων και των δεικτών αυτών είναι η εξέλιξη του κόστους κεφαλαίου (cost of capital) μέσα στον χρόνο. Κατά τα άλλα ο υπολογισμός των δεικτών είναι μια απλή, κατά βάση, υπόθεση, ενώ τα συμπεράσματα, στα οποία αυτοί οδηγούν, είναι τελικά τόσο αξιόπιστα όσο ακριβείς και οι υποθέσεις που καταστρώθηκαν στην πρώτη φάση της ανάλυσης.

Από τις διάφορες μεθόδους αξιολόγησης επενδύσεων που χρησιμοποιούνται, στον παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται η μέθοδος της Καθαρά Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ-NPV), η μέθοδος του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (EBA-IRR), ο Δείκτης Κερδοφορίας (PI), η Περίοδος Επανεπίσπραξης του κεφαλαίου (payback period, PP), η Προστιθέμενη Οικονομική Αξία (EVA), η Απόδοση επί της επένδυσης (ROI), ο Δείκτης του ανηγμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (levelised cost of electricity, LCOE) δείκτης που αφορά αποκλειστικά έργα ηλεκτροπαραγωγής.

Οι πιο συχνά χρησιμοποιούμενες μέθοδοι, η μέθοδος της Καθαρά Παρούσας Αξίας (NPV) και η μέθοδος του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR), είναι γνωστές ως μέθοδοι ταμειακών ροών προεξόφλησης επειδή συνυπολογίζουν την αξία των χρημάτων με την πάροδο του χρόνου στην αξιολόγηση του έργου κεφαλαιακής επένδυσης. Οι δύο αυτές μέθοδοι βασίζονται σε μια σειρά μελλοντικών πληρωμών (αρνητική ταμειακή ροή), εισοδήματος (θετική ταμειακή ροή), απωλειών (αρνητική ταμειακή ροή) ή "μηδενικού κέρδους" (μηδενική ταμειακή ροή).

Οι χρηματοοικονομικές μέθοδοι που εξετάζονται βασίζονται στην αρχή του ότι για να είναι δυνατή η οικονομική πρόοδος θα πρέπει να υπάρχει μια γενικά εφαρμόσιμη χρονική αξία του χρήματος, ακόμα και σε περιβάλλοντα χωρίς ρίσκο.

Συνοπτικά, λοιπόν, σε αυτό το κεφάλαιο παρουσιάζονται αναλυτικά οι βασικές μέθοδοι αξιολόγησης επενδύσεων και επεξηγούνται οι σχετικοί με αυτές οικονομικοί όροι και μεγέθη.

3.2 Ορισμοί

- **Πληθωρισμός:** εκφράζει τη μείωση της αγοραστικής δύναμης του χρήματος, δηλαδή το γεγονός ότι με την πάροδο του χρόνου με το ίδιο ποσό μπορούν να αγοραστούν ολοένα και λιγότερα αγαθά. Η πτώση της αξίας του χρήματος προκαλείται από την αύξηση των τιμών των διαφόρων αγαθών και για το λόγο αυτό ο δείκτης του πληθωρισμού μπορεί να εκτιμηθεί στην πράξη, καταγράφοντας τις τιμές ενός συγκεκριμένου συνόλου καταναλωτικών αγαθών και υπηρεσιών (δείκτης τιμών καταναλωτή, δ), με τη βοήθεια του ακόλουθου τύπου:

$$f = \frac{\delta_1}{\delta_0} - 1 \quad (3.1)$$

όπου δ_0 και δ_1 η αξία των αγαθών πριν από ένα έτος και σήμερα, αντίστοιχα.

- **Κόστος ευκαιρίας (opportunity cost):** το όφελος που θα είχε η εταιρεία από την εναλλακτική επένδυση των κεφαλαίων της σε μία δραστηριότητα αντίστοιχου ρίσκου.

Αναφέρεται στη δέσμευση ενός πόρου σε μία συγκεκριμένη χρήση, η οποία έχει ως αποτέλεσμα την «εγκατάλειψη» άλλων εναλλακτικών επιλογών. Συχνά, το κόστος ευκαιρίας αναφέρεται στην αξία που παράγεται από έναν πόρο στην καλύτερη δυνατή εναλλακτική επιλογή. Στην περίπτωση του χρήματος, το κόστος ευκαιρίας αναφέρεται συνήθως στην απώλεια μιας επενδυτικής ευκαιρίας, και κατά συνέπεια και του αντίστοιχου οφέλους, εξαιτίας της δέσμευσης των χρημάτων σε μια συγκεκριμένη επένδυση για ένα χρονικό διάστημα. [16]
[16]

- **Αποσβέσεις:** Οι αποσβέσεις αντιπροσωπεύουν τη σταδιακή μείωση της αξίας των πάγιων περιουσιακών στοιχείων μίας επένδυσης (κτήρια, μηχανολογικός εξοπλισμός, αυτοκίνητα κ.λπ.):
 - λόγω αναμενόμενων φθορών ή/και
 - λόγω τεχνολογικής απαξίωσης.

Οι αποσβέσεις επιτρέπουν την κατανομή του αρχικού κόστους αγοράς των στοιχείων αυτών σε όλο το χρόνο ζωής τους με την αντίστοιχη επιβάρυνση του λειτουργικού κόστους. Η επιβάρυνση αυτή δεν αποτελεί πραγματική ταμειακή εκροή (αυτή πραγματοποιήθηκε το χρόνο της αγοράς). Θεωρητικά επιτρέπει τη σταδιακή ανάκτηση του κόστους αγοράς και την αντικατάσταση του στοιχείου μετά το τέλος της ζωής του. [15]

- **Επιτόκιο αναγωγής:** χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της μελλοντικής αξίας ενός σημερινού ποσού ή της σημερινής (ή παρούσας) αξίας ενός μελλοντικού ποσού.
- **Επιτόκιο ανατοκισμού:** Στην περίπτωση αναγωγής ενός ποσού σε μελλοντική αξία το επιτόκιο αναγωγής καλείται συχνά και επιτόκιο ανατοκισμού.
- **Επιτόκιο προεξόφλησης:** στην περίπτωση υπολογισμού της παρούσας αξίας ενός ποσού το επιτόκιο αναγωγής αναφέρεται σαν 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 σε σχέση με άλλες παραμέτρους (π.χ. την είσπραξη οφειλών από τρίτους, τη διαμόρφωση του κόστους πρώτων υλών, το ευρύτερο οικονομικό περιβάλλον, κ.ά.) σχετίζεται άμεσα με το ρίσκο της κάθε επένδυσης.

Η επιλογή του επιτοκίου προεξόφλησης αποτελεί από μόνη της ένα ιδιαίτερο ζήτημα. Το επιτόκιο προεξόφλησης εξαρτάται από το κόστος κεφαλαίου, το οποίο είναι συνάρτηση του σχήματος της χρηματοδότησης και του κινδύνου που ενέχει η συγκεκριμένη επένδυση.

- **Συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου (ΣΑΚ):** Χρησιμοποιείται για να υπολογιστεί το ύψος μιας ετήσιας ληξιπρόθεσμης περιοδικής χρηματοροής ώστε να κατανεμηθεί η παρούσα αξία ενός ποσού σε μία περίοδο t ετών. Ο συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου πολλαπλασιαζόμενος με την παρούσα αξία του ποσού δίνει την ετήσια σταθερή δόση που θα πρέπει να καταβάλεται. Η πιο συνηθισμένη χρήση του εν λόγω συντελεστή είναι για τον υπολογισμό της τοκοχρεολυτικής δόσης ενός δανείου. Ο συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου δίνεται από την εξίσωση:

$$\Sigma AK = \frac{\varepsilon \times (1 + \varepsilon)^t}{(1 + \varepsilon)^t - 1} \quad (3.2)$$

- **Συντελεστής συσσώρευσης κεφαλαίου (ΣΣΚ):** χρησιμοποιείται για να υπολογιστεί η ετήσια σταθερή ράντα που απαιτείται προκειμένου να συγκεντρωθεί ένα δεδομένο χρηματικό ποσό σε μια μελλοντική χρονική στιγμή (π.χ. πόσα χρήματα πρέπει να αποταμιεύει κάποιος κάθε χρόνο ώστε όταν συνταξιοδοτηθεί να έχει ένα X κεφάλαιο στη διάθεσή του). Ο ΣΣΚ πολλαπλασιαζόμενος με τη ζητούμενη τελική αξία του ποσού δίνει την ετήσια ισοδύναμη δόση.

Ο συντελεστής συσσώρευσης κεφαλαίου υπολογίζεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$\Sigma\Sigma K = \frac{i}{(1+i)^N - 1} \quad (3.3)$$

3.3 Ταμειακές ροές

Η χρηματοοικονομική ανάλυση στοχεύει στον υπολογισμό των ταμειακών ροών που θα προκύψουν από την υλοποίηση του υπό διερεύνηση επενδυτικού σχεδίου. Η καθαρή ταμειακή ροή αναφέρεται σε μία συγκεκριμένη χρονική περίοδο λειτουργίας, συνήθως ετήσια. Η καθαρή ταμειακή ροή ορίζεται από τη διαφορά δύο μεγεθών: της ταμειακής εισροής (σύνολο έσοδων μίας περιόδου) και της ταμειακής εκροής (σύνολο εξόδων μίας περιόδου). Η διαφορά αυτή μπορεί να είναι θετική ή αρνητική.

Επομένως, για ένα επενδυτικό σχέδιο καταστρώνεται ο πίνακας ετήσιων ταμειακών ροών για την οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης.

3.3.1 Εκτίμηση καθαρών ταμειακών ροών

Οι καθαρές ταμειακές ροές (ΚΤΡ) κάθε έτους είναι η διαφορά μεταξύ:

- των εσόδων από την πώληση των προϊόντων (ταμειακές εισροές) και
- των εξόδων δηλαδή των πληρωμών για τους διάφορους συντελεστές παραγωγής, τη διάθεση των προϊόντων και της πληρωμής του φόρου εισοδήματος που καταβάλλει η επιχείρηση (ταμειακές εκροές).

Ειδικότερα, τα οικονομικά μεγέθη που περιγράφουν την επένδυση και με βάση τα οποία περιγράφονται οι ταμειακές ροές της είναι:

K : το συνολικό κεφάλαιο της επένδυσης ή κόστος της επένδυσης,

ενώ για κάθε έτος t ενδιαφέρουν τα μεγέθη:

E : τα έσοδα από τις πωλήσεις

Δ : οι πληρωμές για τους συντελεστές παραγωγής και τη διάθεση των προϊόντων, δηλαδή οι λειτουργικές δαπάνες,

A : οι αποσβέσεις για την επένδυση,

$\Phi\sigma$: ο φορολογικός συντελεστής για τον υπολογισμό του φόρου εισοδήματος,

$\Delta\Delta$: η ετήσια δανειακή δόση, ή αλλιώς τοκοχρεολύσιο,

X : τα χρεολύσια κάθε έτους,

T : οι τόκοι κάθε έτους,

Φ : η φορολογία εισοδήματος και

n : ο χρόνος ζωής της επένδυσης.

Στην περίπτωση μηδενικών δανειακών κεφαλαίων στους παρακάτω υπολογισμούς θεωρείται μηδενική η δανειακή δόση $\Delta\Delta$, τα χρεολύσια X και οι τόκοι T για κάθε έτος υπολογισμού των καθαρών ταμειακών ροών.

Στη περίπτωση ύπαρξης ιδίων και δανειακών κεφαλαίων η διάρκεια αποπληρωμής του δανείου ενδέχεται να μη συμπίπτει με τη διάρκεια ζωής της επένδυσης οπότε γίνονται, με τις κατάλληλες τροποποιήσεις, οι υπολογισμοί των καθαρών ταμειακών ροών.

Ο υπολογισμός των τόκων T και των χρεολυσίων X διαφοροποιείται ανάλογα με την εφαρμοζόμενη μέθοδο εξόφλησης του δανείου. Σε κάθε περίπτωση, η δόση του δανείου του έτους t ισούται με το άθροισμα των τόκων και των χρεολυσίων:

$$\Delta\Delta = T_t + X_t \quad (3.4)$$

Θεωρώντας εξόφληση με σταθερά τοκοχρεολύσια, στο τέλος κάθε έτους καταβάλλεται σταθερή δανειακή δόση και από έτος σε έτος ο τόκος μειώνεται ενώ το χρεολύσιο αυξάνεται. Τα χρεολύσια κάθε έτους υπολογίζονται ως εξής:

$$X_t = \frac{k_d}{(1 + k_d)^{Na} - 1} * K_d * (1 + k_d)^{t-1} \quad (3.5)$$

Οι τόκοι υπολογίζονται στις ΚΤΡ αν και είναι χρηματικές εκροές επειδή το δανειακό κεφάλαιο έχει συνεκτιμηθεί στο κόστος της επένδυσης.

$$T_t = \Delta\Delta - X_t \quad (3.6)$$

Από τα παραπάνω προκύπτει:

- Το ακαθάριστο λειτουργικό κέρδος: $ΑΛΚ = E - ΛΔ$
- Το καθαρό λειτουργικό κέρδος: $ΚΛΚ = ΑΛΚ - Α = E - ΛΔ - Α$
- Το καθαρό κέρδος προ φόρων: $ΚΚΠΦ = ΚΛΚ - Τ$
- Το καθαρό κέρδος μετά από φόρους: $ΚΚΜΦ = ΚΚΠΦ - Φ = ΚΚΠΦ \cdot (1 - ΦΣ)$

Οι καθαρές ταμειακές ροές κάθε έτους υπολογίζονται με τον τύπο:

$$KTP = (E - \Lambda\Delta - A - T) \cdot (1 - \Phi\Sigma) + A + T \quad (3.7)$$

3.3.2 Ο πίνακας ταμειακών ροών

Ο πίνακας ταμειακών ροών αποτελεί τη βάση για την αξιολόγηση ενός ή περισσότερων επενδυτικών σχεδίων από την πλευρά της επιχείρησης.

Για την κατάστρωσή του είναι απαραίτητη η γνώση των κάτωθι μεγεθών:

- Του συνολικού κεφαλαίου επένδυσης ή κόστος της επένδυσης, K
- Των ετήσιων δαπανών ή λειτουργικές δαπάνες, $ΛΔ$
- Των ετήσιων εσόδων, E , από τις πωλήσεις
- Των ετήσιων αποσβέσεων, A

Ο πίνακας των ταμειακών ροών ενός επενδυτικού σχεδίου έχει την ακόλουθη μορφή:

Πίνακας 3.1: Τρόπος υπολογισμού του πίνακα ταμειακών ροών μίας επένδυσης, για διάρκεια ζωής n έτη

	0	1	2	...	n
(1) Εκταμιεύσεις κεφαλαίου					
(2) Έσοδα					
(3) Έξοδα					
(4) Μεικτά κέρδη=(2)-(3)					
(5) Αποσβέσεις (συντελεστής απόσβεσης $x\%$)					
(6) Τόκοι					
(7) Φορολογητέο εισόδημα=(4)-(5)-(6)					
(8) Φόροι=(7)*συντελεστής φορολόγησης					
(9) Καθαρά κέρδη μετά από φόρους=(7)-(8)					
(10) Χρεολύσια					
(11) ΚΤΡ μετά από φόρους=(9)+(5)-(10)-(1)					

Η συνολική καθαρή ταμειακή ροή του επενδυτικού σχεδίου ορίζεται ως το αλγεβρικό άθροισμα της ροής όλων των ετών της ζωής της επένδυσης (N).

Δεδομένου, όμως, ότι οι χρηματικές ροές πραγματοποιούνται σε διαφορετικές χρονικές στιγμές είναι απαραίτητο, πριν πραγματοποιηθεί το άθροισμα των ταμειακών ροών, να γίνει η αναγωγή τους στη συγκεκριμένη χρονική στιγμή της αξιολόγησης, δηλαδή να υπολογιστεί η παρούσα αξία κάθε ταμειακής ροής.

Κατά την μελέτη των επενδυτικών σχεδίων του επόμενου κεφαλαίου γίνεται εφαρμογή των παραπάνω. [16] [16]

3.4 Κριτήρια αξιολόγησης-οικονομικοί δείκτες

Για την οικονομική αξιολόγηση μιας επένδυσης χρησιμοποιούνται διάφοροι δείκτες με πιο συνηθισμένους την Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV-ΚΠΑ), τον Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης (IRR-EBA), την Έντοκη Περίοδο Αποπληρωμής (ΕΠΑ-DPP) και το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE).

Μελετώνται εκτενέστερα οι δείκτες της Καθαρής Παρούσας Αξίας, του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης και του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας που χρησιμοποιούνται επανειλημμένα στα επόμενα κεφάλαια ενώ για λόγους πληρότητας αναφέρονται και λοιποί σημαντικοί δείκτες.

3.4.1 Καθαρή παρούσα αξία (Net Present Value, NPV) της επένδυσης:

Η Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ ή Net Present Value, εφεξής NPV) μίας επένδυσης είναι η αξία αυτής ανηγμένη στη χρονική στιγμή έναρξης της εμπορικής της λειτουργίας.

Εκφράζει την αξία που προκύπτει από την προεξόφληση στο παρόν όλων των ετήσιων καθαρών χρηματοροών που προβλέπονται σε ολόκληρο το χρονικό ορίζοντα ζωής μίας επένδυσης.

Κρίσιμη παράμετρο αποτελεί η επιλογή του επιτοκίου προεξόφλησης.

Η τεχνική της NPV μετατρέπει όλα τα κόστη (εκροές) και τα οφέλη (εισροές) της επένδυσης σε σημερινές αξίες, δηλαδή εκφράζει το καθαρό όφελος ή κόστος στη χρονική στιγμή που λαμβάνεται η απόφαση.

- Αν $NPV > 0$ η απόδοση της επένδυσης είναι μεγαλύτερη από το επιτόκιο προεξόφλησης και η επένδυση εγκρίνεται.
- Αν $NPV < 0$ η απόδοση της επένδυσης είναι μικρότερη από το επιτόκιο προεξόφλησης και η επένδυση απορρίπτεται.
- Αν $NPV = 0$ η απόδοση της επένδυσης είναι οριακή. Στην περίπτωση αυτή γίνονται αναλύσεις ευαισθησίας ή /και λαμβάνονται υπόψη άλλα κριτήρια πλην του δείκτη NPV.

Επομένως, λαμβάνοντας υπόψη τη χρονική αξία του χρήματος και εφαρμόζοντας τις τεχνικές της κεφαλαιοποίησης και προεξόφλησης, μπορούμε να υπολογίσουμε την παρούσα αξία μελλοντικών χρηματικών ροών που προκύπτουν από μια επένδυση.

Με την NPV γίνεται, λοιπόν, σύγκριση μεταξύ των εσόδων και των εξόδων χρόνο με το χρόνο. Τα μελλοντικά έσοδα και έξοδα «υποτιμούνται» με βάση το κόστος κεφαλαίου που επικρατεί στην αγορά, για να υπολογιστεί η παρούσα αξία τους. Αν η παρούσα αξία των εσόδων είναι μεγαλύτερη από την παρούσα αξία των εξόδων, τότε η NPV θα είναι θετική.

Συγκεκριμένα, τα βήματα της μεθόδου είναι τα ακόλουθα:

- Όλα τα ποσά (εκροές και εισροές) ανάγονται στη χρονική στιγμή t_0 (παρούσα χρονική στιγμή), με βάση το κόστος κεφαλαίου.
- Τα ανηγμένα αυτά ποσά αθροίζονται αλγεβρικά. Το άθροισμα που προκύπτει είναι η NPV της επένδυσης.
- Αν η αξία αυτή είναι μεγαλύτερη από το όριο που έχει τεθεί από τους επενδυτές, αποφασίζεται η υλοποίηση της επένδυσης, διαφορετικά αυτή απορρίπτεται. Αν αξιολογούνται συγκριτικά δύο εναλλακτικές επενδύσεις (που η μια αποκλείει την άλλη) αποφασίζεται να υλοποιηθεί εκείνη με τη μεγαλύτερη NPV.

Η Καθαρή Παρούσα Αξία μιας επένδυσης υπολογίζεται, λοιπόν, με τη σχέση:

$$NPV = \sum_{n=1}^N \frac{KTP_n}{(1+k)^n} - K_0 \quad (3.8)$$

όπου:

KTP_n : καθαρές ταμειακές ροές του έτους t (εισροές - εκροές)

K_0 : αρχικό κόστος επένδυσης

k : ετήσια απόδοση ή επιτόκιο αναγωγής, δηλαδή η ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων που επενδύονται χωρίς πληθωρισμό

n : αριθμός χρονικών περιόδων

Η NPV έχει ιδιαίτερη σημασία στην αξιολόγηση των επενδύσεων γιατί αντιπροσωπεύει και εκφράζει όλες τις ροές του σχεδίου επένδυσης στην τωρινή αξία τους, δηλαδή τη χρονική στιγμή που ο επενδυτής λαμβάνει την απόφαση. Τα κυριότερα πλεονεκτήματα του κριτηρίου προκύπτουν από τα παρακάτω χαρακτηριστικά:

- Λαμβάνει υπόψη τη χρονική αξία τους χρήματος.
- Βάση αναφοράς και χρόνος υπολογισμού της παρούσας αξίας αποτελεί το παρόν.
- Υποθέτει την επανεπένδυση στο κόστος του κεφαλαίου.
- Η ληφθείσα απόφαση δεν επηρεάζεται από το επενδύμενο ποσό ή τη χρονική διάρκεια της επένδυσης, όπως συμβαίνει στη μέθοδο της περιόδου επανείσπραξης.

Η NPV είναι μια μέθοδος αξιολόγησης επενδύσεων που η λογική της βασίζεται στην μεγιστοποίηση της αξίας της επιχείρησης. Η αγοραία αξία προκύπτει από τις αξίες που έχουν για την επιχείρηση τα διάφορα περιουσιακά της στοιχεία. Στην χρηματοοικονομική επιστήμη αυτό σημαίνει ότι αν μια επιχείρηση πραγματοποιήσει ένα έργο με θετική NPV, η οικονομική θέση των μετοχών της θα βελτιωθεί. [18]

3.4.2 Εσωτερικός βαθμός απόδοσης (Internal Rate of Return, IRR)

Ως Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (EBA ή Internal Rate of Return, εφεξής IRR) ή κριτήριο της εσωτερικής απόδοσης επί του κεφαλαίου ορίζεται το επιτόκιο αναγωγής (προεξόφλησης) στο οποίο η Καθαρή Παρούσα Αξία του έργου μηδενίζεται ($NPV=0$).

Η τεχνική του EBA μεθοδολογικά προσομοιάζει σε αυτήν της NPV. Το εσωτερικό επιτόκιο απόδοσης ή ποσοστό απόδοσης είναι το επιτόκιο εκείνο το οποίο εξισώνει την παρούσα αξία της αναμενόμενης καθαρής εισροής κεφαλαίων με την παρούσα αξία της αντίστοιχης εκροής, το ποσοστό εκείνο που καθιστά την NPV ίση με το μηδέν.

Η μέθοδος αυτή αρχικά φαίνεται να είναι ισοδύναμη με την παραπάνω προσέγγιση της αναγωγής σε NPV. Αντί να θεωρείται δεδομένο το κόστος του κεφαλαίου (i) και να επιχειρείται η αναγωγή σε παρούσα αξία, αναζητείται εκείνο το κόστος κεφαλαίου που θα καθιστούσε μηδενική την παρούσα αξία της επένδυσης. Σε σχέση δηλαδή με την προηγούμενη μέθοδο, υπάρχει μια καταρχήν αλγεβρική διαφοροποίηση. Ο EBA προκύπτει ως εξής:

$$NPV = \sum_{n=1}^N \frac{KTP_n}{(1 + IRR)^n} - K_0 = 0 \quad (3.9)$$

Με βάση τον δείκτη αυτόν η επένδυση αξιολογείται θετικά αν ο δείκτης προκύπτει μεγαλύτερος από το κόστος του κεφαλαίου (i). Αντίστοιχα, προκειμένου για δυο επενδύσεις, προτιμάται φυσικά η επένδυση με το μεγαλύτερο δείκτη απόδοσης. Ο δείκτης συσχετίζει δηλαδή την απόδοση της επένδυσης σε σχέση με το κόστος του κεφαλαίου. Είναι εύλογο μια επένδυση που έχει απόδοση μικρότερη από το κόστος του κεφαλαίου να είναι οικονομικά ασύμφορη και να απορρίπτεται. Η ισοδυναμία της NPV και του IRR φαίνεται ακολούθως:

- $NPV > 0 \Leftrightarrow IRR > i$
- $NPV = 0 \Leftrightarrow IRR = i$
- $NPV < 0 \Leftrightarrow IRR < i$

Στα θετικά της μεθόδου του Εσωτερικού Βαθμού Αποδόσεως περιλαμβάνεται το γεγονός ότι λαμβάνει υπόψη την χρονική αξία του χρήματος και στηρίζεται στην έννοια της προεξόφλησης των καθαρών εισροών και εκροών της επένδυσης. Επίσης υποθέτει ότι οι καθαρές εισπράξεις κεφαλαίων που λαμβάνονται στην αρχή της ζωής της επένδυσης θα επενδυθούν ξανά με το ίδιο ποσοστό απόδοσης. Η υπόθεση αυτή βέβαια δεν είναι ρεαλιστική για υψηλά ποσοστά απόδοσης και συνεπώς δεν δίνει ακριβείς απαντήσεις.

Το σημαντικότερο ίσως μειονέκτημα του κριτηρίου του IRR είναι ότι σε ορισμένες περιπτώσεις παρέχει πολλαπλές λύσεις, δηλαδή περισσότερα του ενός εσωτερικά επιτόκια απόδοσης που να εξισώνουν τις παρούσες αξίες εισροών και εκροών. Αυτό συμβαίνει όταν σε μια σειρά καθαρών εισροών μεσολαβήσουν ένα ή δύο χρόνια καθαρών εκροών ή όταν οι καθαρές εκροές εναλλάσσονται με τις καθαρές εισροές από χρόνο σε χρόνο.

Γενικά, η μέθοδος του εσωτερικού επιτοκίου απόδοσης συνιστάται στις περιπτώσεις που η επιλογή ή απόρριψη επενδυτικών σχεδίων βασίζονται στο κόστος του κεφαλαίου.

3.4.3 Δείκτης του ανηγμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (levelised cost of electricity, LCOE)

Αντιπροσωπεύει την τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτείται ώστε να αποσβένονται όλα τα επιμέρους κόστη της επένδυσης σε όλη τη διάρκεια ζωής της.

Ειδικά για επενδυτικά έργα που αφορούν σε παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιείται και ο δείκτης Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (Levelised Cost of Energy, LCOE). Ο δείκτης αυτός αντιπροσωπεύει την απαιτούμενη τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας 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.λ.π.).

Υπολογίζεται ως το πηλίκο του συνολικού κόστους κατά την οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης προς τη συνολική παραγωγή του σταθμού, εκφρασμένα σε όρους παρούσας αξίας:

$$LCOE = \frac{\text{total lifetime expenses}}{\text{total expected output}} \quad (3.10)$$

Τυπικά ο δείκτης LCOE υπολογίζεται για τη διάρκεια ζωή του έργου και εκφράζεται σε μονάδες νομίσματος ανά kWh(€/kWh).

Στις περισσότερες εφαρμογές του σταθμισμένου κόστους ενέργειας χρησιμοποιείται η απλουστευμένη έκφρασή του όπου λαμβάνεται υπόψη το συνολικό επενδυτικό κόστος, τα ετήσια λειτουργικά έξοδα και η τελική υπολειμματική αξία της εξεταζόμενης επένδυσης.

Η αναλυτική έκφρασή του, ωστόσο, πρέπει να περιλαμβάνει και τις συνιστώσες που αφορούν τις αποσβέσεις, τους όρους δανεισμού αλλά και την φορολογική επιβάρυνση της επένδυσης.

Έτσι αναλυτική εκτίμηση του σταθμισμένου κόστους ενέργειας υπολογίζεται

από την ακόλουθη εξίσωση σε περίπτωση μη ύπαρξης δανεισμού:

$$LCOE = \frac{K_{0,tot} + \left(\sum_{t=1}^N \frac{-A_t * \Phi\Sigma + \Lambda\Delta_t * (1 - \Phi\Sigma)}{(1 + k_{tot})^t} \right) - \frac{YA_N}{(1 + K_{tot})^N}}{(1 - \Phi\Sigma)} \frac{\sum_{t=1}^N \frac{E_{gen,t}}{(1 + k_{tot})^t}}{\quad} \quad (3.11)$$

από την ακόλουθη εξίσωση στην περίπτωση που υπάρχει δανεισμός:

$$LCOE = \frac{K_{0,tot} + \left(\sum_{t=1}^N \frac{-A_t * \Phi\Sigma - \text{τόκοι} * \Phi\Sigma + \Delta\Delta + \Lambda\Delta_t * (1 - \Phi\Sigma)}{(1 + r)^t} \right) - \frac{YA_N}{(1 + r)^N}}{(1 - \Phi\Sigma)} \frac{\sum_{t=1}^N \frac{E_{gen,t}}{(1 + r)^t} * (1 - \Phi\Sigma)}{\quad} \quad (3.12)$$

Ο τύπος που θα χρησιμοποιηθεί στα επόμενα είναι ο (3.12) καθώς θα μελετηθούν έργα με λήψη δανειακών κεφαλαίων. [19] [19]

3.4.4 Λοιποί οικονομικοί δείκτες

Για λόγους πληρότητας παρουσιάζονται συνοπτικά στην παράγραφο αυτή κάποιους οικονομικούς δείκτες που χρησιμοποιούνται ευρέως στον τομέα της αξιολόγησης επενδύσεων αλλά δεν χρησιμοποιούνται στην εργασία αυτή.

A. Δείκτης Κερδοφορίας (PI)

Ο δείκτης κερδοφορίας, ή αλλιώς δείκτης αποδοτικότητας, (Profitability Index, PI) απαιτεί τα ίδια στοιχεία και παρόμοια ανάλυση με την NPV. Η κύρια διαφορά τους έγκειται στο ότι στην καθαρή παρούσα αξία υπολογίζεται η διαφορά της παρούσας αξίας των εισροών και των εκροών

κεφαλαίου, ενώ στο δείκτη κερδοφορίας υπολογίζεται ο αντίστοιχος λόγος. Άρα, ο PI προκύπτει ως το πηλίκο με αριθμητή την παρούσα αξία των εισπράξεων μετά από φόρους κατά την διάρκεια της λειτουργικής ζωής του έργου, και παρανομαστή την παρούσα αξία των επενδυτικών εκροών της κατασκευαστικής περιόδου μετά από φόρους:

$$PI = \frac{PV_{Εισροών}}{PV_{Εκροών}} = \frac{NPV_I}{NPV_O} \quad (3.13)$$

Αντί δηλαδή για τις συνολικές ταμειακές ροές (CFT) διαχωρίζονται οι εισροές (CIFt) και οι εκροές (COFt) και ανάγονται στη συνέχεια σε παρούσα αξία. Ο δείκτης κερδοφορίας προκύπτει με τη διαίρεση της παρούσας αξίας των εισροών (NPVI) και των εκροών (NPVO). Υπάρχουν κι άλλες εκδοχές για τον υπολογισμό του PI- σύμφωνα με μία εξ αυτών: [16]

$$PI = \frac{PV_{Χρηματικών\ ροών}}{Αρχική\ Επένδυση} \quad (3.14)$$

Εάν ο δείκτης κερδοφορίας είναι μεγαλύτερος της μονάδας, σημαίνει ότι η ωφέλεια αναμένεται να είναι μεγαλύτερη από το κόστος και άρα η επένδυση πρέπει να αναληφθεί από τον οργανισμό. Αντίθετα, για $PI < 1$, τα κόστη αναμένεται να ξεπεράσουν τα οφέλη και άρα δεν πρέπει να αναληφθεί η επένδυση από τον οργανισμό. Με τη μέθοδο αυτή, προκύπτει πρόβλημα όταν συγκρίνονται δείκτες κερδοφορίας επενδύσεων διαφορετικής κλίμακας.

B. Περίοδος Επανείσπραξης του Κεφαλαίου (PP)

Η περίοδος επανείσπραξης (ή εναλλακτικά περίοδος ανάκτησης της επένδυσης, Payback Period), είναι μια μέθοδος αξιολόγησης επενδύσεων, η οποία, όπως υποδηλώνει και το όνομά της, εξετάζει πόσος χρόνος θα απαιτηθεί για την ανάκτηση της αρχικής επενδυτικής δαπάνης. Αποτελεί μια από τις ευρύτερα χρησιμοποιούμενες μεθόδους αξιολόγησης και υπολογίζεται σε έτη ή σε μήνες. Ο τύπος υπολογισμού της σε έτη είναι:

$$PP = \frac{Κόστος\ Επένδυσης}{Ετήσιες\ Χρηματικές\ Ροές} \quad (3.15)$$

Το χρονικό διάστημα που προκύπτει κρίνεται με βάση τις απαιτήσεις που έχουν τεθεί, το σχεδιασμό που έχει γίνει καθώς και τις γενικότερες συνθήκες που επικρατούν. Η έννοια του κριτηρίου της περιόδου επανείσπραξης είναι ανάλογη με την έννοια του νεκρού σημείου. Ενώ το νεκρό σημείο ορίζεται ως το σημείο της χρήσης πέρα από το οποίο η επιχείρηση πραγματοποιεί κέρδη, το κριτήριο της περιόδου επανείσπραξης ορίζεται όπως ο αναγκαίος χρόνος κατά τον οποίο το άθροισμα των ταμειακών ροών ενός επενδυτικού έργου ισούται με την αρχική του δαπάνη.

Η περίοδος επανείσπραξης παρέχει μια ένδειξη του κινδύνου και της ρευστότητας της επένδυσης. Όσο βραχύτερη είναι η περίοδος επανείσπραξης, τόσο ασφαλέστερη είναι η επένδυση και μεγαλύτερη η ρευστότητά της. Ωστόσο, η μέθοδος δε λαμβάνει υπόψη τη διασπορά των πιθανών

καθαρών ταμειακών ροών και συνεπώς δεν αποτελεί επαρκή δείκτη του κινδύνου της επένδυσης. Επιγραμματικά, λοιπόν, τα μειονεκτήματα της συγκεκριμένης μεθόδου είναι ότι χρησιμοποιεί υποκειμενικά κριτήρια και αγνοεί τη χρονική αξία του χρήματος, τον κίνδυνο και όλες τις χρηματικές ροές πέραν της παρούσας αξίας της επένδυσης.

Το κριτήριο της περιόδου επανείσπραξης θεωρείται πολύ χρήσιμο σε περιπτώσεις επενδύσεων με γρήγορη τεχνολογική απαξίωση, οπότε και ελλοχεύει ο κίνδυνος της αδυναμίας ή ατελούς απόσβεσης της επένδυσης (εν προκειμένω η μέγιστη αποδεκτή περίοδος επανείσπραξης πρέπει να διαρκεί μέχρι τον προβλεπόμενο χρόνο επέλευσης της τεχνολογικής απαξίωσης). Επίσης η μέθοδος της περιόδου επανείσπραξης είναι χρήσιμη για αξιολόγηση επενδύσεων σε χώρες με πολιτική αστάθεια (στην περίπτωση αυτή η μέγιστη αποδεκτή περίοδος επανείσπραξης πρέπει να διαρκεί μέχρι τον προβλεπόμενο χρόνο επέλευσης της επόμενης πολιτικής αλλαγής). Το κριτήριο της περιόδου επανείσπραξης χρησιμοποιείται συνήθως παράλληλα και με άλλα επενδυτικά κριτήρια αξιολόγησης. Ειδικότερα, η μέθοδος χρησιμοποιείται σε μια πρώτη εκτίμηση των προτάσεων επενδύσεων. Στη συνέχεια, όσες προτάσεις επενδύσεων ικανοποιούν το θεμιτό διάστημα επανείσπραξης, επαναξιολογούνται με μια ή περισσότερες από τις υπόλοιπες μεθόδους. Συμπερασματικά, η μέθοδος της περιόδου επανείσπραξης χρησιμοποιείται μάλλον ως ένας περιορισμός που πρέπει να ικανοποιηθεί, παρά ως μια εκτίμηση της απόδοσης που πρέπει να μεγιστοποιηθεί.

Γ. Προστιθέμενη Οικονομική Αξία (EVA)

Ο δείκτης προστιθέμενης αξίας ή δείκτης δημιουργίας οικονομικής αξίας (Economic Value Added) είναι ένας χρηματοοικονομικός δείκτης που ενσωματώνει την απόδοση και το κόστος κεφαλαίου της επιχείρησης.

Η συγκεκριμένη μέθοδος σταθμίζει το κόστος μιας επένδυσης με το κόστος των επενδυθέντων κεφαλαίων. Πρόκειται για μία ευρέως διαδεδομένη και χρηστική τεχνική, που δεν απαιτεί σύνθετους υπολογισμούς. Ωστόσο, η μέθοδος είναι ασαφής ως προς τον ορισμό των κερδών, με αποτέλεσμα η ασάφεια αυτή να είναι δυνατόν να οδηγήσει στην καταχρηστική εφαρμογή της. Γενικά, ο δείκτης ορίζεται ως η διαφορά: Καθαρά κέρδη λειτουργικά μετά φόρων- Κεφαλαιακή χρηματοοικονομική επιβάρυνση, ή αλλιώς:

$$EVA = (r - i) \times Capital = r \times Capital - i \times Capital = NOPAT - i \times Capital \quad (3.16)$$

όπου

i: μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου (WACC)

NOPAT: Net Operating Profit after Taxes, Καθαρά Λειτουργικά Έσοδα μετά των φόρων

r: ROIC (Return on Invested Capital)

Δ. Απόδοση Επί της Επένδυσης (ROI)

Η μεθοδολογία Απόδοση Επί της Επένδυσης (Return On Investment, ROI) εφαρμόστηκε για πρώτη φορά σε ένα πρόγραμμα αξιολόγησης επενδύσεων σε εκπαιδευτικά προγράμματα, στις αρχές της

δεκαετίας του 1970. Σταδιακά άρχισε να εφαρμόζεται σε διάφορους τομείς και να αναπτύσσεται συνεχώς, φτάνοντας σε σημείο σήμερα να έχει τροποποιηθεί σημαντικά σε σχέση με την πρώτη της εφαρμογή. Ειδικότερα, ξεκίνησε να εφαρμόζεται στον τομέα των κατασκευών, όπου είχε εύκολη εφαρμογή, και στη συνέχεια στον τομέα παροχής υπηρεσιών, όπου την χρησιμοποίησαν κυρίως τράπεζες και εταιρίες τηλεπικοινωνιών στην προσπάθειά τους να αποτιμήσουν την αξία διαφόρων προγραμμάτων. Πλέον, η μεθοδολογία ROI εφαρμόζεται από πάρα πολλές επιχειρήσεις και οργανισμούς αποτελώντας ένα πολύ χρήσιμο εργαλείο αξιολόγησης επενδύσεων. Η μεθοδολογία ROI αποτελεί το μέσο για να διαπιστωθεί εάν μια επένδυση συνεισφέρει ή όχι στον επενδυτή, καθώς αυτό που κάνει είναι να εξετάζει εάν τα οφέλη, εκφρασμένα σε αξία, ξεπερνούν τα κόστη. Ο επενδυτής μπορεί να συγκρίνει τη συνεισφορά διαφόρων επενδύσεων μεταξύ τους και να επιλέγει μόνο τις επικερδείς. Ο τύπος που δίνει τη ROI, όπως υποδεικνύει και η ονομασία της μεθόδου, είναι:

$$ROI(\%) = \frac{\text{Καθαρά Οφέλη (Return)}}{\text{Δαπάνες Επένδυσης (Investment)}} \times 100\% \quad (3.17)$$

Τα καθαρά οφέλη προκύπτουν ως τα συνολικά οφέλη μείον τα συνολικά κόστη. Για παράδειγμα, μια τιμή ROI 200% σημαίνει ότι το κέρδος είναι ίσο με το γινόμενο του 2 επί τα κόστη, με άλλα λόγια, ο επενδυτής θα πάρει 2€ για κάθε 1€ που έχει επενδύσει. Επιπλέον, μια τιμή του ROI ίση με 30% σημαίνει ότι μόλις το 30% του συνολικού κόστους έχει καλυφθεί από τα οφέλη και υπολογίζεται ως κέρδος.

3.4.5 Σύγκριση μεθόδων

Ανεξάρτητα από τη μέθοδο που θα χρησιμοποιηθεί για την αξιολόγηση των επενδυτικών σχεδίων δεν θα πρέπει να παραβλέπεται ότι η ορθότητα των υπολογισμών στηρίζεται σε έναν σωστό πίνακα ταμειακών ροών. Στην κατεύθυνση αυτή είναι χρήσιμο να τηρούνται οι ακόλουθες θεωρητικές παραδοχές :

- Όλες οι μεταβλητές που εισάγονται στον πίνακα θα πρέπει να είναι γνωστές με βεβαιότητα. Στην πραγματικότητα οι μεταβλητές που εισάγονται στο μοντέλο σπάνια είναι σαφώς καθορισμένες και πλήρως γνωστές. Υπάρχει πάντα ένας κίνδυνος που πηγάζει από διάφορες πηγές αβεβαιότητας και προς την κατεύθυνση αυτή χρησιμοποιούνται διάφορες τεχνικές όπως ανάλυση ευαισθησίας, πιθανολογική διερεύνηση με Monte Carlo, κ.ά.
- Τα εναλλακτικά σχέδια που πρόκειται να αξιολογηθούν θα πρέπει να έχουν συγκρίσιμα επιτόκια προεξόφλησης, τα οποία θα αντανakλούν τον κίνδυνο των διαφορετικών επιλογών. Κάθε σχέδιο συνεπάγεται διαφορετικό κίνδυνο για τον επενδυτή, επομένως, το επιτόκιο προεξόφλησης δύναται να είναι διαφορετικό.
- Όλα τα εναλλακτικά σχέδια που συγκρίνονται με πίνακα ταμειακών ροών θα πρέπει να καταστρώνονται με κοινό μοντέλο διαχείρισης των φόρων, του εισοδήματος, των αποσβέσεων, κ.λπ. Αυτό συνεπάγεται ότι οι συγκρίσεις θα πρέπει να γίνονται σε μια κοινή βάση (π.χ. σύγκριση

ΚΠΑ/NPV μετά φόρων ή προ φόρων σε όλα σχέδια, αποσβέσεις σύμφωνα με το ισχύον πλαίσιο, κ.λπ.).

- Όλα τα εναλλακτικά σχέδια που συγκρίνονται με πίνακα ταμειακών ροών και πρόκειται να αξιολογηθούν με βάση τον EBA/IRR υπό συνθήκες περιορισμένου κεφαλαίου και αμοιβαίως αποκλειόμενων σχεδίων θα πρέπει να έχουν την ίδια οικονομική ζωή. Ο υπολογισμός του EBA για σχέδια με διαφορετική οικονομική ζωή είναι μαθηματικά εφικτός χωρίς κανένα πρόβλημα. Εντούτοις, από επιχειρηματικής πλευράς είναι χρήσιμη η πληροφορία της συνολικής οικονομικής απόδοσης δύο επιλογών για την ίδια περίοδο χρόνου.
- Όλα τα εναλλακτικά σχέδια που συγκρίνονται με πίνακα ταμειακών ροών και πρόκειται να αξιολογηθούν με βάση τον EBA υπό συνθήκες σπανιότητας κεφαλαίου και αμοιβαίως αποκλειόμενων σχεδίων θα πρέπει να έχουν την ίδια αρχική επένδυση.

Στην πράξη λίγα σχέδια έχουν την ίδια αρχική επένδυση. Όμως είναι χρήσιμο, από επιχειρηματικής πλευράς, να προσδιορίζεται η συνολική απόδοση των σχεδίων για ίδιες επενδυτικές ευκαιρίες (π.χ. ένα σχέδιο με αρχική επένδυση 10 εκατ. ευρώ προκειμένου να συγκριθεί σωστά με μια εναλλακτική επιλογή αρχικής επένδυσης 30 εκατ. ευρώ θα πρέπει να ληφθεί υπόψη η επενδυτική ευκαιρία της αξιοποίησης των 20 εκατ. ευρώ, που αποτελούν τη διαφορά της αρχικής επένδυσης, σε έναν άλλο τομέα, έστω και σε μια ασφαλή τοποθέτηση χαμηλής απόδοσης.

Ο επόμενος πίνακας μας παρέχει μια αναλυτική σύγκριση ΚΠΑ και EBA: [16] [16]

Σχετικές έρευνες αναφέρουν ότι ο EBA χρησιμοποιείται συχνότερα από τις επιχειρήσεις ως ένας αρχικός δείκτης της αναληψιμότητας μιας επένδυσης, καθώς εκφράζεται ως ένα ποσοστό απόδοσης που είναι άμεσα συγκρίσιμο με τα χρηματοοικονομικά κόστη μιας επένδυσης. Από την άλλη, η ΚΠΑ ικανοποιεί όλες τις προϋποθέσεις που πρέπει να λαμβάνεται υπόψη όταν αξιολογείται μια υποψήφια επένδυση, προεξοφλώντας κάθε φορά με το κατάλληλο κόστος κεφαλαίου τις χρηματορροές και υπακούοντας στην αρχή της προστιθέμενης αξίας των επενδύσεων. Ως εκ τούτου, η ΚΠΑ είναι η πλέον αναλυτική και κατάλληλη σε σχέση με τις υπόλοιπες χρηματοοικονομικές τεχνικές αξιολόγησης, και αυτή που καθορίζει με μεγαλύτερη συνέπεια την προσφορότερη επενδυτική επιλογή.

Συγκρίνοντας το Δείκτη Κερδοφορίας με την τεχνική της ΚΠΑ μπορούμε να πούμε ότι οδηγούν στα ίδια συμπεράσματα. Ωστόσο, είναι ασφαλέστερο να χρησιμοποιούμε την ΚΠΑ και αυτό γιατί ένα από τα βασικότερα μειονεκτήματα αυτής του PI, είναι ότι μας παρέχει τον μεγαλύτερο δείκτη κερδοφορίας μιας προτεινόμενης επένδυσης και όχι την συνολική μεγιστοποίηση της αξίας της επιχείρησης. Είναι επομένως αδυναμία της μεθόδου το γεγονός ότι μπορεί να μας δείξει ελκυστικότερη μια επένδυση που απαιτεί λιγότερα χρήματα από μια άλλη που απαιτεί περισσότερα, βασιζόμενη στο ότι ο βαθμός απόδοσης της πρώτης είναι μεγαλύτερος από τον αντίστοιχο της δεύτερης. Άλλο μειονέκτημα του λόγου ωφέλειας - κόστους που αποτελεί και αδυναμία της ΚΠΑ είναι η επιλογή της σωστής απόφασης για συγκρινόμενες επενδύσεις με διαφορετική διάρκεια ζωής.

Πίνακας 3.2: Σύγκριση του τρόπου λειτουργίας και των χαρακτηριστικών των δεικτών ΚΠΑ ΚΑΙ ΕΒΑ.

ΚΠΑ	ΕΒΑ
<ul style="list-style-type: none"> • Μετράει το απόθεμα του πλούτου, που είναι συμβατό με την οικονομική θεωρία, π.χ. μεγιστοποίηση της χρησιμότητας. Όμως, δεν προσδιορίζει κατά πόσο χρησιμοποιείται αποτελεσματικά το κεφαλαίο. 	<ul style="list-style-type: none"> • Μετράει το βαθμό συσσώρευσης πλούτου ή το ρυθμό μεταβολής του πλούτου. Αναδεικνύει την αποτελεσματικότητα της χρήσης του κεφαλαίου, αλλά όχι το συνολικό αποτέλεσμα του σχεδίου.
<ul style="list-style-type: none"> • Το μέγεθος της ΚΠΑ είναι εξαρτώμενο από το επιτόκιο προεξόφλησης και από το μέγεθος της αρχικής επένδυσης. Η ΚΠΑ αυξάνει για σχέδια μεγαλύτερου μεγέθους. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ο ΕΒΑ είναι ανεξάρτητη του μεγέθους της αρχικής επένδυσης. Για να μεγαλώσει ο ΕΒΑ πρέπει η επένδυση να αποφέρει μεγαλύτερα κέρδη
<ul style="list-style-type: none"> • Απαιτεί πρόβλεψη τιμών για τα έξοδα και τις πωλήσεις. 	<ul style="list-style-type: none"> • Απαιτεί πρόβλεψη τιμών για τα έξοδα και τις πωλήσεις.
<ul style="list-style-type: none"> • Απαιτεί την επιλογή ενός εξωτερικού επιτοκίου προεξόφλησης και δεδομένου ότι η επιλογή είναι δύσκολη χαρακτηρίζεται ως αδυναμία της μεθόδου. 	<ul style="list-style-type: none"> • Αναφέρεται ότι ο ΕΒΑ δεν απαιτεί παρά μόνο γνώση του ελάχιστου αποδεκτού βαθμού απόδοσης για σύγκριση.
<ul style="list-style-type: none"> • Θεωρεί ότι τα ετήσια μερίσματα επανεπενδύονται με το κόστος κεφαλαίου της επιχείρησης. 	<ul style="list-style-type: none"> • Θεωρεί ότι τα ετήσια μερίσματα επανεπενδύονται με το επιτόκιο ίσο με τον ΕΒΑ.
<ul style="list-style-type: none"> • Αναφέρεται συχνά ότι η ΚΠΑ έχει μόνο μια τιμή σε αντίθεση με τον ΕΒΑ που εμφανίζει το πρόβλημα των πολλαπλών ριζών. 	<ul style="list-style-type: none"> • Πολλαπλές ρίζες μπορεί να υπάρχουν και αυτό δυσχεραίνει την ανάλυση. Αναφέρεται μόνο ως αδυναμία του ΕΒΑ.
<ul style="list-style-type: none"> • Η ΚΠΑ κατατάσσει ορθά αμοιβαίως αποκλειόμενα σχέδια υπό συνθήκες περιορισμένου κεφαλαίου. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ο ΕΒΑ κατατάσσει ορθά αμοιβαίως αποκλειόμενα σχέδια υπό συνθήκες περιορισμένου κεφαλαίου.

Κεφάλαιο 4

Αξιολόγηση επενδυτικών έργων ΑΠΕ

4.1 Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό γίνεται η αξιολόγηση της οικονομικής βιωσιμότητας επενδυτικών έργων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ).

Επιλέγονται προς ανάλυση επενδυτικά έργα ΑΠΕ, που καλύπτουν όλες τις υπάρχουσες σήμερα κατηγορίες τεχνολογιών ΑΠΕ, καθορίζονται όλες οι παράμετροι που επηρεάζουν το κόστος της ηλεκτροπαραγωγής σε κάθε μία από τις τεχνολογίες αυτές και, για την αξιολόγηση των επενδύσεων αυτών, υπολογίζεται ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης καθώς και ο δείκτης του σταθμισμένου κόστους της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο δεύτερο μέρος του κεφαλαίου η μελέτη επικεντρώνεται σε ένα από τα επενδυτικά σχέδια. Συγκεκριμένα, επιλέγεται το αιολικό πάρκο στο Μη Διασυνδεδεμένο σύστημα και γίνεται ανάλυση ευαισθησίας για την Καθαρά Παρούσα Αξία (ΚΠΑ) της δεδομένης επένδυσης. Αλλαγές σε επιλεγμένες οικονομικές παραμέτρους επηρεάζουν την τιμή του δείκτη της ΚΠΑ και ειδικότερα, ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι μεταβολές ως προς δύο κρίσιμες μεταβλητές, τις εγγυημένες τιμές πώλησης (FIT) και την εγκατεστημένη ισχύ.

4.2 Εξεταζόμενες τεχνολογίες

Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας εξετάζονται επενδυτικά σχέδια για σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ που αντιπροσωπεύουν όλες τις υπάρχουσες σήμερα τεχνολογίες. Το επενδυτικό ενδιαφέρον μπορεί να στράφει προς ποικίλα (σε μέγεθος εγκατεστημένης ισχύος, κόστος και είδος τεχνολογίας) έργα ΑΠΕ. Τα υπό μελέτη έργα ΑΠΕ αυτής της εργασίας επιλέγονται με χαρακτηριστικά όσο το δυνατόν αντιπροσωπευτικότερα, όσον αφορά το τυπικό τους μέγεθος και τις λοιπές παραμέτρους που το χαρακτηρίζουν.

Συνολικά, τα επενδυτικά έργα που εξετάζονται είναι:

ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Επένδυτικό σχέδιο 1α: Αιολικό πάρκο 30 MW, στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Επένδυτικό σχέδιο 1β: Αιολικό πάρκο 10 MW, στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Επένδυτικό σχέδιο 1γ: Θαλάσσιο αιολικό πάρκο, 100 MW

Επένδυτικό σχέδιο 1δ: Μικρό αιολικό πάρκο (<50 kW), εγκατεστημένης ισχύος 0,05 MW συνδεδεμένο στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα*

(*υπάγεται στη ρύθμιση για τα έργα αιολικής στο Διασυνδεδεμένο, που αποζημιώνονται για την απορριπτόμενη ενέργεια)

ΜΙΚΡΟ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΕΡΓΟ (ΜΥΗΕ)

Επένδυτικό σχέδιο 2: Μικρός υδροηλεκτρικός σταθμός εγκατεστημένης ισχύος 5 MW (H>20 m)

ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ

Επένδυτικό σχέδιο 3: Μονάδα εγκατεστημένης ισχύος 30 MW, με 6 ώρες αποθήκευση

ΓΕΩΘΕΡΜΙΑ

Επένδυτικό σχέδιο 4: Σταθμός υψηλής θερμοκρασίας, εγκατεστημένης ισχύος 20 MW

ΒΙΟΜΑΖΑ

Επένδυτικό σχέδιο 5: Βιομάζα που αξιοποιείται από σταθμούς, εγκατεστημένης ισχύος 5 MW

ΒΙΟΑΕΡΙΟ (>2 MW)

Επένδυτικό σχέδιο 6: Σταθμός που εκμεταλλεύεται ύλη από ΧΥΤΑ και βιολογικούς καθαρισμούς, εγκατεστημένης ισχύος 5 MW

4.3 Παράμετροι διαμόρφωσης κόστους για τις επενδύσεις ηλεκτροπαραγωγής

Το κόστος για κάθε μονάδα ηλεκτροπαραγωγής συνδιαμορφώνεται από τις χαρακτηριστικές παραμέτρους που την περιγράφουν. Για κάθε τεχνολογία ΑΠΕ οι παράμετροι αυτές διαφέρουν σημαντικά καθότι κυμαίνονται με βάση τεχνικά, οικονομικά, νομοθετικά χαρακτηριστικά. Η μελέτη που γίνεται στην παρούσα εργασία στηρίζεται σε:

- Οικονομικά στοιχεία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας
- Τρέχοντα στοιχεία της νομοθεσίας
- Τεχνικά χαρακτηριστικά για την κάθε τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής
- Στοιχεία της τραπεζικής αγοράς

Συνολικά οι παράμετροι που διαμορφώνουν το κόστος παραγόμενης ενέργειας και τα οικονομικά μεγέθη της εκάστοτε επένδυσης (οικονομικές, τεχνικές, νομοθετικές), οι τιμές των οποίων λαμβάνονται στη συνέχεια ως **δεδομένες**, είναι οι εξής:

1. Η περίοδος μελέτης της επένδυσης: Η αξιολόγηση επένδυσης ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ γίνεται για χρονικό διάστημα ίσο με τη διάρκεια της σύμβασης πώλησης ηλεκτρικής

ενέργειας μεταξύ του παραγωγού και του Διαχειριστή του Δικτύου. Αυτός είναι ο «χρόνος ζωής» της επένδυσης.

Για όλες τις τεχνολογίες η διάρκεια σύμβασης (και διάρκεια ζωής της επένδυσης) είναι 20 έτη πλην των τεχνολογιών των φωτοβολταϊκών συστημάτων σε στέγες και των ηλιοθερμικών σταθμών >10 MW με 6 ώρες αποθήκευση, για τις οποίες η διάρκεια ζωής είναι 25 έτη.

Στο τέλος της περιόδου αυτής η υπολειμματική αξία της επένδυσης θεωρείται μηδενική για όλες τις τεχνολογίες.

2. Ο βαθμός απορρόφησης της παραγόμενης ενέργειας από το ηλεκτρικό σύστημα: Αποτελεί σημαντική παράμετρο η οποία επηρεάζεται κυρίως από συγκεκριμένες ανάγκες για διακοπή λειτουργίας και ενδεχόμενης απόρριψης πλεονάζουσας ενέργειας ώστε να εξασφαλίζεται η ευσταθής λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας

Στο πλαίσιο αυτής της εργασίας ορίζεται 98% για όλες τις τεχνολογίες πλην αυτής του αιολικού σταθμού στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα που ορίζεται 90%.

3. Τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας: Αποτελεί την εγγυημένη τιμή η οποία συνομολογείται στη Σύμβαση Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας και διαφέρει ανά τεχνολογία.
4. Επιχορηγήσεις-προσαύξηση στην τιμή πώλησης: Σε ορισμένες περιπτώσεις έργων παρέχεται κρατική ενίσχυση, π.χ. ως επιχορήγηση μέσω του Προγράμματος Δημοσίων Επενδύσεων. Σε περίπτωση απουσίας κρατικής επιχορήγησης, για ορισμένες τεχνολογίες ΑΠΕ προβλέπεται μία προσαυξημένη τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας. Το ποσοστό προσαύξησης είναι επί της βασικής τιμής FiT και κυμαίνεται στα επίπεδα 20% και 15% (άρθ. 13, παρ. 1γ, ν. 3468/2006, όπως τροποποιήθηκε με τον ν. 3851/2010, άρθ. 5, παρ. 2).

Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας γίνεται η θεώρηση ότι κανένα από τα υπό μελέτη επενδυτικά σχέδια δεν λαμβάνει τέτοια επιχορήγηση.

5. Αποζημίωση για την απορριπτόμενη ενέργεια: για τους αιολικούς σταθμούς στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα ορίζεται αποζημίωση για την απορριπτόμενη ενέργεια, δηλαδή για την ενέργεια που δεν απορροφάται από το Σύστημα και αντιστοιχεί στο υπολοιπόμενο από το ποσοστό της απορρόφησης ενέργειας. Η αποζημίωση ορίζεται στο 30% της αξίας της ενέργειας αυτής (άρ. 13, παρ. 8 όπως τροποποιήθηκε με τον ν. 3851/2010, άρθ. 5, παρ. 4).
6. Κόστος συντήρησης και λειτουργίας: ορίζεται ως εκατοστιαίο ποσοστό επί του κόστους της αρχικής επένδυσης.
7. Πληθωρισμός:2%

8. Προσαύξηση τιμής πώλησης (% του ΔΤΚ): ορίζεται ετήσια αναπροσαρμογή στο 50% του Δείκτη Τιμών Καταναλωτή.
9. Ειδικό τέλος ΟΤΑ: ποσοστό 3% ή 4% επί των εσόδων αποτελεί έσοδο για την τοπική αυτοδιοίκηση, όπως ορίζεται από τον ν. 3468 (Ιούνιος 2006).
10. Ειδική εισφορά ΑΠΕ: σύμφωνα με τον ν. 4093 (Νοέμβριος 2012) επιβάλλεται έκτακτη ειδική εισφορά αλληλεγγύης στους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, η οποία υπολογίζεται επί του τιμήματος των πωλήσεων ηλεκτρικής ενέργειας που λαμβάνουν χώρα κατά το χρονικό διάστημα από 1.7.2012 έως και 30.6.2014 και αφορά τους λειτουργούντες σταθμούς, καθώς και όσους σταθμούς τεθούν σε δοκιμαστική λειτουργία ή ενεργοποιηθεί η σύνδεσή τους εφεξής.

Η ειδική εισφορά αλληλεγγύης υπολογίζεται ως εκατοστιαίο ποσοστό επί του, προ ΦΠΑ, τιμήματος πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας, που εγχέεται από τον Παραγωγό στο Σύστημα ή το Διασυνδεδεμένο Δίκτυο, ή στα ηλεκτρικά συστήματα των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών.

Για όλες τις τεχνολογίες ΑΠΕ το ποσοστό αυτό είναι 10% πλήν των φ/β για τα οποία κυμαίνεται ανά περίπτωση (0%, 25%, 27%, 30%).

Δεδομένου ότι επί του παρόντος το μέτρο αυτό είναι υπό αμφισβήτηση, και δεδομένης της αβεβαιότητας της διάρκειας ισχύος του σε περίπτωση που οριστικοποιηθεί η επιβολή του, μελετώνται σε αυτή την εργασία δύο σενάρια:

- μη εφαρμογής του μέτρου αυτού (λαμβάνεται μηδενική έκτακτη εισφορά)
- εφαρμογής του μέτρου αυτού καθ'όλη τη διάρκεια ζωής της επένδυσης (σενάριο μονιμοποίησης της έκτακτης εισφοράς στο σταθερό εκατοστιαίο ποσοστό που έχει ήδη οριστεί: 10%)

11. Υπολειμματική αξία: μηδενική μετά το πέρας της διάρκειας ζωής της επένδυσης.
12. Συντελεστής χρησιμοποίησης: 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. Για καθένα από τα υπό μελέτη επενδυτικά σχέδια λαμβάνεται ένας τυπικός συντελεστής χρησιμοποίησης για τον οποίο οι διάφορες τιμές αναγράφονται στον Πίνακα 4.1 ως ενεργειακή απόδοση του έργου.

Τα παραπάνω παρουσιάζονται συνολικά στον Πίνακα 4.1.

Πίνακας 4.1 Συνολική παρουσίαση των παραμέτρων διαμόρφωσης κόστους των εξεταζόμενων επενδυτικών σχεδίων

	ΑΙΟΛΙΚΑ				ΜΥΗΕ	ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΟΙ	ΓΕΩΘΕΡΜΙΑ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΒΙΟΑΕΡΙΟ
	ΔΣ	ΜΔΝ	Θαλάσσια	<50kW	H>20m	>10 MW με 6 ώρες αποθήκευση	υψηλής θερμοκρασίας	>5 MW	Από ΧΥΤΑ και βιολογικούς καθαρισμούς (>2MW)
Τυπικό μέγεθος μονάδας (MW)	30	10	100	0,05	5	30	20	5	5
Ανηγμένο κόστος επένδυσης (€/kW)	1350	1550	3000	3700	2100	5300	4000	2700	2300
Κόστος συντήρησης & λειτουργίας (% επένδυσης)	3,6%	4%	2,5%	2%	3,4%	2,5%	5,5%	25%	16%
Ενεργειακή απόδοση-cf (ώρες /έτος)	24,5%	30%	38%	28%	35%	36%	90%	80%	75%
Ποσοστό απορρόφησης ενέργειας (%)	98%	90%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Τιμή πώλησης (€/MWh)	87,85	99,45	108,3	250	87,85	284,85	99,45	150	99,45
Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού (%)	9%	9%	9%	10%	9%	9%	9%	9%	9%
Ποσοστό επιχορήγησης (%)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ποσοστό ίδιων κεφαλαίων (%)	40%	40%	30%	40%	40%	30%	40%	40%	40%
Ποσοστό δανειακών κεφαλαίων (%)	60%	60%	70%	60%	60%	70%	60%	60%	60%
Διάρκεια αποπληρωμής δανείου (έτη)	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Συνολική επένδυση (χιλ. €)	40.500	15.500	300.000	185	10.500	159.000	80.000	13.500	11.500
Αποσβέσεις (χιλ. €)	2.025	775	15.000	9,25	525	6.360	4.000	675	575
Φορολόγηση (%)	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Διάρκεια ζωής (έτη)	20	20	20	20	20	25	20	20	20
Προσαύξηση τιμής πώλησης (%ΔTK)	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
Προσαύξηση τιμής πώλησης (%FIT)*	20%	20%	20%	-	20%	-	20%	15%	15%
Ειδικό τέλος ΟΤΑ (%)	3%	3%	-	-	4%	3%	3%	3%	3%
Πληθωρισμός	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%

*Η προσαύξηση ισχύει για την περίπτωση υλοποίησης της επένδυσης «χωρίς επιχορήγηση από οποιοδήποτε εθνικό, ευρωπαϊκό ή διεθνές πρόγραμμα ή αναπτυξιακό νόμο» (αρ. 5, παρ. 2, ν. 3851/2010).

Πηγή : ΥΠΕΚΑ, [7]

4.4 Υπολογισμός του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης

Για τα παραπάνω επενδυτικά έργα ως πρώτο κριτήριο αξιολόγησης υπολογίζεται ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης.

Η μέθοδος υπολογισμού του IRR καθώς και οι τύποι που χρησιμοποιούνται κατά τον υπολογισμό παρουσιάζονται αναλυτικά παρακάτω. Η μεθοδολογία αυτή είναι κοινή για όλα τα υπό μελέτη σχέδια.

Πίνακας 4.2: Ονοματολογία χρησιμοποιούμενων μεγεθών/μεταβλητών

ΜΕΓΕΘΟΣ	ΣΥΜΒΟΛΟ
τυπικό μέγεθος μονάδας (MW)	P
ανηγμένο κόστος (€/MW)	$\alpha\kappa$
ενεργειακή απόδοση (%)	cf
ποσοστό απορρόφησης ενέργειας (%)	A
συντελεστής κόστους συντήρησης και λειτουργίας (%)	$C_{O\&M}$
συντελεστής ειδικού τέλους ΟΤΑ (%)	$C_{ΟΤΑ}$
δανειακό κεφάλαιο (€)	K_d
ποσοστό δανειακών κεφαλαίων (%)	π
περίοδος εξόφλησης του δανείου (έτη)	N_d
πραγματικό επιτόκιο (%)	k_d
συντελεστής τέλους ειδικής εισφοράς ΑΠΕ (%)	τ
φορολογικός συντελεστής (%)	$\Phi\Sigma$
διάρκεια ζωής της επένδυσης (έτη)	n
έσοδα (€)	E
λειτουργικές δαπάνες (€)	$\Lambda\Delta$
τόκοι (€)	T
χρεολύσια (€)	XP
δανειακή δόση (€)	$\Delta\Delta$
αποσβέσεις (€)	A
Ποσοστό προσαύξησης (%FiT αναφοράς)	$\sigma_{προσαύξησης}$

1. Το συνολικό κόστος της επένδυσης είναι:

$$K_0 = P \cdot \alpha\kappa \quad (4.1)$$

2. Το δανειακό κεφάλαιο είναι:

$$K_d = \pi \cdot K_0 = \pi \cdot \alpha\kappa \cdot P \quad (4.2)$$

3. Υπολογισμός της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε έτος t της διάρκειας ζωής της επένδυσης

$$FiT_t = \frac{FiT_{αναφορας} \cdot \left(1 + \sigma_{προσαύξησης(\%FiT_{αναφορας})}\right) \cdot (1 + \text{πληθωρισμός} \cdot \text{προσαύξηση}(\%\Delta TK))^{(t-1)}}{(1 + \text{πληθωρισμός})^{t-1}} \quad (4.3)$$

Η διαίρεση αφορά στον αποπληθωρισμό του μεγέθους, διότι η μέθοδος υπολογισμού των χρηματορροών που θα χρησιμοποιηθεί είναι εκείνη των **σταθερών τιμών** έτους βάσης, όπως αναφέρεται και στη συνέχεια.

4. Υπολογισμός των εσόδων για κάθε έτος t :

$$E_t = P \cdot cf \cdot FiT_t \cdot \alpha \quad (4.4)$$

5. Υπολογισμός των εξόδων για κάθε έτος t :

$$\Delta_t = c_{O\&M} \cdot K_0 + c_{OTA} \cdot E_t + \tau \cdot E_t \quad (4.5)$$

6. Επομένως:

$$\text{Μεικτά κέρδη}_t = E_t - \Delta_t \quad (4.6)$$

7. Αποσβέσεις, με γραμμική μέθοδο απόσβεσης:

$$A = \frac{K_0}{n} \quad (4.7)$$

8. Υπολογισμός του πραγματικού επιτοκίου δανεισμού.

Χρησιμοποιείται η **μέθοδος των σταθερών τιμών** (και όχι η μέθοδος των τρεχουσών τιμών). Δηλαδή, για τον υπολογισμό των ΚΤΡ των διαφόρων ετών, χρησιμοποιούνται οι τιμές του πρώτου έτους αξιολόγησης και γίνεται η θεώρηση ότι τόσο οι εκροές όσο και οι εισροές δεν μεταβάλλονται με τον πληθωρισμό κατά τη διάρκεια ζωής της επένδυσης. Σε αυτή την περίπτωση, δεν πρέπει να χρησιμοποιούνται οι ονομαστικές τιμές των επιτοκίων, αλλά οι αποπληθωρισμένες, δηλαδή οι πραγματικές. Η σχέση μεταξύ ονομαστικών και πραγματικών επιτοκίων υπό την επίδραση του πληθωρισμού είναι: [18]

$$k_r = \frac{k_n - ir}{1 + ir} \quad (4.8)$$

όπου:

k_r : το πραγματικό επιτόκιο,

k_n : το ονομαστικό επιτόκιο,

ir : ο ρυθμός πληθωρισμού.

9. Υπολογισμός της δανειακής δόσης, σταθερής για τα έτη αποπληρωμής N :

$$\Delta\Delta = \Sigma AK \cdot K_d \quad (4.9)$$

όπου

$$\Sigma AK = \frac{k_d^{N_d} \cdot (1+k_d)^{N_d}}{(1+k_d)^{N_d-1}}, \text{ ο συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου.}$$

10. Υπολογισμός των χρεολυσίων για κάθε έτος t :

$$X_t = \Sigma \Sigma K \cdot K_d \cdot (1 + k_d)^{t-1} \quad (4.10)$$

όπου

$$\Sigma \Sigma K = \frac{k_d}{(1+k_d)^{N_d-1}}, \text{ ο συντελεστής συσσώρευσης κεφαλαίου.}$$

11. Υπολογισμός των τόκων για κάθε έτος t :

$$T_t = \Delta \Delta - X_t \quad (4.11)$$

12. Φορολογητέο εισόδημα για κάθε έτος t :

$$\text{Φορολογητέο εισόδημα}_t = \text{Μεικτά κέρδη}_t - A - T_t \quad (4.12)$$

13. Φόροι για κάθε έτος t :

$$\text{Φόροι}_t = \text{Φορολογητέο εισόδημα}_t \cdot \Phi \Sigma \quad (4.13)$$

14. Καθαρές Ταμειακές ροές για κάθε έτος t :

$$KTP_t = (E_t - \Lambda \Delta_t - A - T_t) \cdot (1 - \Phi \Sigma) + A - X_t \quad (4.14)$$

Με βάση τους τύπους και τη μεθοδολογία που περιγράφησαν παραπάνω, γίνεται στις επόμενες παραγράφους 4.4, 4.5 και 4.6 η ανάλυση ΚΤΡ για τα επιλεγμένα επενδυτικά σχέδια και υπολογίζονται οι οικονομικοί δείκτες IRR, NPV (για τα επενδυτικά σχέδια με $IRR > 10\%$) και LCOE. Στους πίνακες που παρατίθενται παρακάτω έχουν παραλειφθεί ορισμένα ενδιάμεσα στάδια των υπολογισμών για λόγους οικονομίας χώρου.

4.4.1 Επενδυτικό σχέδιο 1α

Πίνακας 4.3: Οικονομικά στοιχεία και παράμετροι κόστους επενδυτικού σχεδίου 1α.

Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού	9%
Πραγματικό επιτόκιο δανεισμού	6,8627%
Δανειακή Δόση (σταθερή για 10 έτη)	3.437,84 χιλ. €
Εγγυημένη τιμή πώλησης (FiT)	87,85€/MWh
Κόστος επένδυσης	40.500 χιλ. €
Ποσοστό δανειοδότησης	60%

Πίνακας 4.4: Καθαρές ταμειακές ροές και Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης επενδυτικού σχεδίου 1α (χιλ. €).

	Έσοδα	Έξοδα	Αποσβέσεις	Τόκοι	Φόροι	Χρεολύσια	FiT	Ειδική εισφορά ΑΠΕ	KTP
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-16.200
1	6.691,92	2.327,95	2.025	1.667,64	134,27	1.770,21	105,42	669,19	791,86
2	6.626,32	2.319,42	2.025	1.546,15	147,15	1.891,70	104,39	662,63	721,90
3	6.561,35	2.310,98	2.025	1.416,33	161,81	2.021,52	103,36	656,14	650,72
4	6.497,02	2.302,61	2.025	1.277,60	178,36	2.160,25	102,35	649,70	578,20
5	6.433,33	2.294,33	2.025	1.129,35	196,93	2.308,50	101,35	643,33	504,22
6	6.370,26	2.286,13	2.025	970,92	217,64	2.466,92	100,35	637,03	428,64
7	6.307,80	2.278,01	2.025	801,63	240,63	2.636,22	99,37	630,78	351,31
8	6.245,96	2.269,98	2.025	620,71	266,06	2.817,14	98,39	624,60	272,08
9	6.184,73	2.262,01	2.025	427,38	294,07	3.010,47	97,43	618,47	190,80
10	6.124,09	2.254,13	2.025	220,78	324,84	3.217,07	96,47	612,41	107,28
11	6.064,05	2.246,33	2.025	0	358,55	0	95,53	606,41	3.459,18
12	6.004,60	2.238,60	2.025	0	348,20	0	94,59	600,46	3.417,80
13	5.945,73	2.230,95	2.025	0	337,96	0	93,67	594,57	3.376,83
14	5.887,44	2.223,37	2.025	0	327,81	0	92,75	588,74	3.336,26
15	5.829,72	2.215,86	2.025	0	317,77	0	91,84	582,97	3.296,09
16	5.772,57	2.208,43	2.025	0	307,83	0	90,94	577,26	3.256,31
17	5.715,97	2.201,08	2.025	0	297,98	0	90,05	571,60	3.216,92
18	5.659,93	2.193,79	2.025	0	288,23	0	89,16	565,99	3.177,91
19	5.604,44	2.186,58	2.025	0	278,57	0	88,29	560,44	3.139,29
20	5.549,50	2.179,43	2.025	0	269,01	0	87,42	554,95	3.101,05
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)									6,51%

4.4.2 Επενδυτικό σχέδιο 1β

Πίνακας 4.5: Οικονομικά στοιχεία και παράμετροι κόστους επενδυτικού σχεδίου 1β.

Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού	9%
Πραγματικό επιτόκιο δανεισμού	6,8627%
Δανειακή Δόση (σταθερή για 10 έτη)	1.315,71χιλ. €
Εγγυημένη τιμή πώλησης (FiT)	99,45 €/MWh
Κόστος επένδυσης	15.500 χιλ. €
Ποσοστό δανειοδότησης	60%

Πίνακας 4.6: Καθαρές ταμειακές ροές και Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης επενδυτικού σχεδίου 1β (χιλ. €).

	Έσοδα	Έξοδα	Αποσβέσεις	Τόκοι	Φόροι	Χρεολύσια	FiT	Ειδική εισφορά ΑΠΕ	KTP
0	0	0	0	0	0	0	0,00	0	-6.200
1	2.822,63	986,94	775	638,22	84,49	677,50	119,34	282,26	435,48
2	2.794,96	983,34	775	591,73	88,98	723,99	118,17	279,50	406,92
3	2.767,56	979,78	775	542,04	94,15	773,68	117,01	276,76	377,91
4	2.740,42	976,25	775	488,95	100,04	826,77	115,86	274,04	348,40
5	2.713,56	972,76	775	432,21	106,72	883,51	114,73	271,36	318,36
6	2.686,95	969,30	775	371,58	114,21	944,14	113,60	268,70	287,71
7	2.660,61	965,88	775	306,78	122,59	1.008,94	112,49	266,06	256,42
8	2.634,52	962,49	775	237,54	131,90	1.078,18	111,39	263,45	224,42
9	2.608,70	959,13	775	163,55	142,20	1.152,17	110,29	260,87	191,64
10	2.583,12	955,81	775	84,48	153,57	1.231,24	109,21	258,31	158,03
11	2.557,80	952,51	775	0	166,06	0	108,14	255,78	1.439,23
12	2.532,72	949,25	775	0	161,69	0	107,08	253,27	1.421,77
13	2.507,89	946,03	775	0	157,37	0	106,03	250,79	1.404,49
14	2.483,30	942,83	775	0	153,09	0	104,99	248,33	1.387,38
15	2.458,96	939,66	775	0	148,86	0	103,96	245,90	1.370,43
16	2.434,85	936,53	775	0	144,66	0	102,94	243,48	1.353,65
17	2.410,98	933,43	775	0	140,51	0	101,94	241,10	1.337,04
18	2.387,34	930,35	775	0	136,40	0	100,94	238,73	1.320,59
19	2.363,94	927,31	775	0	132,32	0	99,95	236,39	1.304,30
20	2.340,76	924,30	775	0	128,29	0	98,97	234,08	1.288,17
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)									8,33%

Στην περίπτωση που δεν επιβληθεί η έκτακτη εισφορά ΑΠΕ, ο IRR υπολογίζεται 11,51% και η NPV της επένδυσης (για $r=10\%$) είναι 779.266,73 €.

4.4.3 Επενδυτικό σχέδιο 1γ

Πίνακας 4.7: Οικονομικά στοιχεία και παράμετροι κόστους επενδυτικού σχεδίου 1γ.

Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού	9%
Πραγματικό επιτόκιο δανεισμού	6,8627%
Δανειακή Δόση (σταθερή για 10 έτη)	29709,79 χιλ. €
Εγγυημένη τιμή πώλησης (FiT)	108,3€/MWh
Κόστος επένδυσης	300.000 χιλ. €
Ποσοστό δανειοδότησης	60%

Πίνακας 4.8: Καθαρές ταμειακές ροές και Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης επενδυτικού σχεδίου 1γ (χιλ. €).

	Έσοδα	Έξοδα	Αποσβέσεις	Τόκοι	Φόροι	Χρεολύσια	FiT	Ειδική εισφορά ΑΠΕ	ΚΤΡ
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-90.000
1	42.657,99	11.765,80	15.000	14.411,49	296,14	15.298,30	129,96	4.265,80	886,26
2	42.239,78	11.723,98	15.000	13.361,62	430,84	16.348,18	128,69	4.223,98	375,17
3	41.825,66	11.682,57	15.000	12.239,69	580,68	17.470,11	127,42	4.182,57	-147,38
4	41.415,61	11.641,56	15.000	11.040,77	746,66	18.669,03	126,18	4.141,56	-682,41
5	41.009,57	11.600,96	15.000	9.759,57	929,81	19.950,23	124,94	4.100,96	-1.230,99
6	40.607,52	11.560,75	15.000	8.390,44	1.131,26	21.319,35	123,71	4.060,75	-1.794,30
7	40.209,40	11.520,94	15.000	6.927,36	1.352,22	22.782,44	122,50	4.020,94	-2.373,55
8	39.815,19	11.481,52	15.000	5.363,87	1.593,96	24.345,93	121,30	3.981,52	-2.970,08
9	39.424,85	11.442,49	15.000	3.693,08	1.857,86	26.016,71	120,11	3.942,48	-3.585,29
10	39.038,33	11.403,83	15.000	1.907,63	2.145,37	27.802,16	118,93	3.903,83	-4.220,67
11	38.655,60	11.365,56	15.000	0	2.458,01	0	117,77	3.865,56	24.832,03
12	38.276,63	11.327,66	15.000	0	2.389,79	0	116,61	3.827,66	24.559,17
13	37.901,36	11.290,14	15.000	0	2.322,25	0	115,47	3.790,14	24.288,98
14	37.529,78	11.252,98	15.000	0	2.255,36	0	114,34	3.752,98	24.021,44
15	37.161,84	11.216,18	15.000	0	2.189,13	0	113,22	3.716,18	23.756,53
16	36.797,51	11.179,75	15.000	0	2.123,55	0	112,11	3.679,75	23.494,21
17	36.436,75	11.143,68	15.000	0	2.058,62	0	111,01	3.643,68	23.234,46
18	36.079,53	11.107,95	15.000	0	1.994,32	0	109,92	3.607,95	22.977,26
19	35.725,81	11.072,58	15.000	0	1.930,65	0	108,84	3.572,58	22.722,58
20	35.375,55	11.037,56	15.000	0	1.867,60	0	107,77	3.537,56	22.470,40
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)									5,85%

4.4.4 Επενδυτικό σχέδιο 1δ

Πίνακας 4.9: Οικονομικά στοιχεία και παράμετροι κόστους επενδυτικού σχεδίου 1δ.

Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού	10%
Πραγματικό επιτόκιο δανεισμού	7,8431%
Δανειακή Δόση (σταθερή για 10 έτη)	16,425χιλ. €
Εγγυημένη τιμή πώλησης (FIT)	250€/MWh
Κόστος επένδυσης	185χιλ. €
Ποσοστό δανειοδότησης	60%
!δεν υπάρχει προσαύξηση 20%FIT	
!δεν υπάρχει ΟΤΑ	
!Υπάρχει αποζημίωση για την απορριπτόμενη ενέργεια (Διασυνδεδεμένο)	

Πίνακας 4.10: Καθαρές ταμειακές ροές και Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης επενδυτικού σχεδίου 1δ (χιλ. €).

	Έσοδα	Έξοδα	Αποσβέσεις	Τόκοι	Φόροι	Χρεολύσια	FIT	Ειδική εισφορά ΑΠΕ	KTP
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-74
1	30,23	6,72	9,25	8,71	1,11	7,72	250,00	3,02	5,97
2	29,94	6,69	9,25	8,10	1,18	8,33	247,55	2,99	5,64
3	29,64	6,66	9,25	7,45	1,26	8,98	245,12	2,96	5,30
4	29,35	6,64	9,25	6,74	1,34	9,68	242,72	2,94	4,95
5	29,06	6,61	9,25	5,98	1,44	10,44	240,34	2,91	4,59
6	28,78	6,58	9,25	5,17	1,56	11,26	237,98	2,88	4,22
7	28,50	6,55	9,25	4,28	1,68	12,14	235,65	2,85	3,84
8	28,22	6,52	9,25	3,33	1,82	13,10	233,34	2,82	3,45
9	27,94	6,49	9,25	2,30	1,98	14,12	231,05	2,79	3,04
10	27,67	6,47	9,25	1,19	2,15	15,23	228,79	2,77	2,62
11	27,40	6,44	9,25	0,00	2,34	0	226,54	2,74	18,62
12	27,13	6,41	9,25	0,00	2,29	0	224,32	2,71	18,42
13	26,86	6,39	9,25	0,00	2,25	0	222,12	2,69	18,23
14	26,60	6,36	9,25	0,00	2,20	0	219,95	2,66	18,04
15	26,34	6,33	9,25	0,00	2,15	0	217,79	2,63	17,85
16	26,08	6,31	9,25	0,00	2,10	0	215,65	2,61	17,67
17	25,82	6,28	9,25	0,00	2,06	0	213,54	2,58	17,48
18	25,57	6,26	9,25	0,00	2,01	0	211,45	2,56	17,30
19	25,32	6,23	9,25	0,00	1,97	0	209,37	2,53	17,12
20	25,07	6,21	9,25	0,00	1,92	0	207,32	2,51	16,94
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)									9,57%

Στην περίπτωση που δεν επιβληθεί η έκτακτη εισφορά ΑΠΕ, ο IRR υπολογίζεται 12,37% και η NPV της επένδυσης (για $r=10\%$) είναι 14.848,46 €.

4.4.5 Επενδυτικό σχέδιο 2

Πίνακας 4.11: Οικονομικά στοιχεία και παράμετροι κόστους επενδυτικού σχεδίου 2.

Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού	9%
Πραγματικό επιτόκιο δανεισμού	6,8627%
Δανειακή Δόση (σταθερή για 10 έτη)	891,29 χιλ. €
Εγγυημένη τιμή πώλησης (FiT)	87,85 €/MWh
Κόστος επένδυσης	10.500 χιλ. €
Ποσοστό δανειοδότησης	60%

Πίνακας 4.12: Καθαρές ταμειακές ροές και Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης επενδυτικού σχεδίου 2 (χιλ. €).

	Έσοδα	Έξοδα	Αποσβέσεις	Τόκοι	Φόροι	Χρεολύσια	FiT	Ειδική εισφορά ΑΠΕ	KTP
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4.200
1	1.583,77	578,73	525	432,34	9,54	458,95	105,42	158,38	104,21
2	1.568,24	576,55	525	400,85	13,17	490,45	104,39	156,82	87,22
3	1.552,86	574,40	525	367,19	17,25	524,10	103,36	155,29	69,92
4	1.537,64	572,27	525	331,22	21,83	560,07	102,35	153,76	52,25
5	1.522,57	570,16	525	292,79	26,92	598,51	101,35	152,26	34,19
6	1.507,64	568,07	525	251,71	32,57	639,58	100,35	150,76	15,70
7	1.492,86	566,00	525	207,82	38,81	683,47	99,37	149,29	-3,24
8	1.478,22	563,95	525	160,92	45,67	730,38	98,39	147,82	-22,69
9	1.463,73	561,92	525	110,79	53,20	780,50	97,43	146,37	-42,69
10	1.449,38	559,91	525	57,23	61,45	834,06	96,47	144,94	-63,28
11	1.435,17	557,92	525	0	70,45	0	95,53	143,52	806,80
12	1.421,10	555,95	525	0	68,03	0	94,59	142,11	797,12
13	1.407,17	554,00	525	0	65,63	0	93,67	140,72	787,53
14	1.393,37	552,07	525	0	63,26	0	92,75	139,34	778,04
15	1.379,71	550,16	525	0	60,91	0	91,84	137,97	768,64
16	1.366,18	548,27	525	0	58,58	0	90,94	136,62	759,33
17	1.352,79	546,39	525	0	56,28	0	90,05	135,28	750,12
18	1.339,53	544,53	525	0	54,00	0	89,16	133,95	741,00
19	1.326,40	542,70	525	0	51,74	0	88,29	132,64	731,96
20	1.313,39	540,87	525	0	49,50	0	87,42	131,34	723,01
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)									4,41%

4.4.6 Επενδυτικό σχέδιο 3

Πίνακας 4.13: Οικονομικά στοιχεία και παράμετροι κόστους επενδυτικού σχεδίου 3.

Μέγεθος σταθμού	30 MW
Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού	9%
Πραγματικό επιτόκιο δανεισμού	6,8627%
Δανειακή Δόση (σταθερή για 10 έτη)	15.746,19 χιλ. €
Εγγυημένη τιμή πώλησης (FiT)	284,85 €/MWh
Κόστος επένδυσης	159.000 χιλ. €
Ποσοστό δανειοδότησης	70%
!διάρκεια ζωής	25 έτη

Πίνακας 4.14: Καθαρές ταμειακές ροές και Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης επενδυτικού σχεδίου 3 (χιλ. €).

	Έσοδα	Έξοδα	Αποσβέσεις	Τόκοι	Φόροι	Χρεολύσια	FiT	Ειδική εισφορά ΑΠΕ	KTP
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-47.700
1	26.413,46	7.408,75	6.360	7.638,19	1.001,30	8.108,01	284,85	2.641,35	2.257,21
2	26.154,50	7.375,09	6.360	7.081,76	1.067,53	8.664,44	282,06	2.615,45	1.965,69
3	25.898,08	7.341,75	6.360	6.487,14	1.141,84	9.259,05	279,29	2.589,81	1.668,30
4	25.644,18	7.308,74	6.360	5.851,72	1.224,74	9.894,47	276,55	2.564,42	1.364,50
5	25.392,77	7.276,06	6.360	5.172,69	1.316,80	10.573,50	273,84	2.539,28	1.053,71
6	25.143,82	7.243,70	6.360	4.447,07	1.418,61	11.299,13	271,16	2.514,38	735,32
7	24.897,31	7.211,65	6.360	3.671,64	1.530,80	12.074,55	268,50	2.489,73	408,67
8	24.653,22	7.179,92	6.360	2.843,00	1.654,06	12.903,19	265,87	2.465,32	73,05
9	24.411,52	7.148,50	6.360	1.957,49	1.789,11	13.788,70	263,26	2.441,15	-272,27
10	24.172,19	7.117,39	6.360	1.011,22	1.936,72	14.734,98	260,68	2.417,22	-628,10
11	23.935,21	7.086,58	6.360	0	2.097,73	0	258,12	2.393,52	14.750,91
12	23.700,55	7.056,07	6.360	0	2.056,90	0	255,59	2.370,06	14.587,58
13	23.468,19	7.025,87	6.360	0	2.016,47	0	253,09	2.346,82	14.425,86
14	23.238,11	6.995,95	6.360	0	1.976,43	0	250,61	2.323,81	14.265,73
15	23.010,29	6.966,34	6.360	0	1.936,79	0	248,15	2.301,03	14.107,16
16	22.784,70	6.937,01	6.360	0	1.897,54	0	245,72	2.278,47	13.950,15
17	22.561,32	6.907,97	6.360	0	1.858,67	0	243,31	2.256,13	13.794,68
18	22.340,13	6.879,22	6.360	0	1.820,18	0	240,92	2.234,01	13.640,73
19	22.121,11	6.850,74	6.360	0	1.782,07	0	238,56	2.212,11	13.488,29
20	21.904,23	6.822,55	6.360	0	1.744,34	0	236,22	2.190,42	13.337,35
21	21.689,49	6.794,63	6.360	0	1.706,97	0	233,91	2.168,95	13.187,88
22	21.476,85	6.766,99	6.360	0	1.669,97	0	231,61	2.147,68	13.039,88
23	21.266,29	6.739,62	6.360	0	1.633,33	0	229,34	2.126,63	12.893,34
24	21.057,79	6.712,51	6.360	0	1.597,06	0	227,09	2.105,78	12.748,23
25	20.851,35	6.685,67	6.360	0	1.561,13	0	224,87	2.085,13	12.604,54
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)									8,57%

4.4.7 Επενδυτικό σχέδιο 4

Πίνακας 4.15: Οικονομικά στοιχεία και παράμετροι κόστους επενδυτικού σχεδίου 4.

Μέγεθος σταθμού	20 MW
Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού	9%
Πραγματικό επιτόκιο δανεισμού	6,8627%
Δανειακή Δόση (σταθερή για 10 έτη)	6.790,81 χιλ. €
Εγγυημένη τιμή πώλησης (FiT)	99,45 €/MWh
Κόστος επένδυσης	80.000 χιλ. €
Ποσοστό δανειοδότησης	60%

Πίνακας 4.16: Καθαρές ταμειακές ροές και Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης επενδυτικού σχεδίου 4 (χιλ. €).

	Έσοδα	Έξοδα	Αποσβέσεις	Τόκοι	Φόροι	Χρεολύσια	FiT	Ειδική εισφορά ΑΠΕ	ΚΤΡ
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-32.000
1	18.441,18	6.797,35	4.000	3.294,10	869,95	3.496,71	119,34	1.844,12	3.983,07
2	18.260,38	6.773,85	4.000	3.054,13	886,48	3.736,68	118,17	1.826,04	3.809,24
3	18.081,36	6.750,58	4.000	2.797,69	906,62	3.993,12	117,01	1.808,14	3.633,35
4	17.904,09	6.727,53	4.000	2.523,65	930,58	4.267,16	115,86	1.790,41	3.455,17
5	17.728,56	6.704,71	4.000	2.230,81	958,61	4.560,00	114,73	1.772,86	3.274,43
6	17.554,75	6.682,12	4.000	1.917,87	990,95	4.872,94	113,60	1.755,48	3.090,87
7	17.382,65	6.659,74	4.000	1.583,46	1.027,89	5.207,35	112,49	1.738,26	2.904,20
8	17.212,23	6.637,59	4.000	1.226,09	1.069,71	5.564,72	111,39	1.721,22	2.714,12
9	17.043,48	6.615,65	4.000	844,20	1.116,73	5.946,61	110,29	1.704,35	2.520,29
10	16.876,39	6.593,93	4.000	436,10	1.169,27	6.354,71	109,21	1.687,64	2.322,38
11	16.710,93	6.572,42	4.000	0	1.227,70	0	108,14	1.671,09	8.910,81
12	16.547,10	6.551,12	4.000	0	1.199,20	0	107,08	1.654,71	8.796,78
13	16.384,88	6.530,03	4.000	0	1.170,97	0	106,03	1.638,49	8.683,87
14	16.224,24	6.509,15	4.000	0	1.143,02	0	104,99	1.622,42	8.572,07
15	16.065,18	6.488,47	4.000	0	1.115,34	0	103,96	1.606,52	8.461,36
16	15.907,68	6.468,00	4.000	0	1.087,94	0	102,94	1.590,77	8.351,74
17	15.751,72	6.447,72	4.000	0	1.060,80	0	101,94	1.575,17	8.243,20
18	15.597,29	6.427,65	4.000	0	1.033,93	0	100,94	1.559,73	8.135,71
19	15.444,38	6.407,77	4.000	0	1.007,32	0	99,95	1.544,44	8.029,29
20	15.292,96	6.388,08	4.000	0	980,98	0	98,97	1.529,30	7.923,90
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)									12,92%

Στην περίπτωση που δεν επιβληθεί η έκτακτη εισφορά ΑΠΕ, ο IRR υπολογίζεται 17,02% και η NPV της επένδυσης (για $r=10\%$) είναι 18.436.358,91€.

4.4.8 Επενδυτικό σχέδιο 5

Πίνακας 4.17: Οικονομικά στοιχεία και παράμετροι κόστους επενδυτικού σχεδίου 5.

Μέγεθος σταθμού	5 MW
Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού	9%
Πραγματικό επιτόκιο δανεισμού	6,8627%
Δανειακή Δόση (σταθερή για 10 έτη)	1.145,94 χιλ. €
Εγγυημένη τιμή πώλησης (FiT)	150 €/MWh
Κόστος επένδυσης	13.500 χιλ. €
Ποσοστό δανειοδότησης	60%
!προσαύξηση 15%	

Πίνακας 4.18: Καθαρές ταμειακές ροές και Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης επενδυτικού σχεδίου 5 (χιλ. €).

	Έσοδα	Έξοδα	Αποσβέσεις	Τόκοι	Φόροι	Χρεολύσια	FiT	Ειδική εισφορά ΑΠΕ	KTP
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5.400
1	5.923,51	4.145,06	675	555,88	109,52	590,07	172,50	592,35	522,99
2	5.865,44	4.137,51	675	515,38	107,51	630,57	170,81	586,54	474,47
3	5.807,93	4.130,03	675	472,11	106,16	673,84	169,13	580,79	425,79
4	5.750,99	4.122,63	675	425,87	105,50	720,08	167,48	575,10	376,92
5	5.694,61	4.115,30	675	376,45	105,57	769,50	165,83	569,46	327,79
6	5.638,78	4.108,04	675	323,64	106,42	822,31	164,21	563,88	278,37
7	5.583,50	4.100,85	675	267,21	108,09	878,74	162,60	558,35	228,61
8	5.528,76	4.093,74	675	206,90	110,62	939,05	161,00	552,88	178,45
9	5.474,56	4.086,69	675	142,46	114,08	1.003,49	159,43	547,46	127,83
10	5.420,88	4.079,71	675	73,59	118,52	1.072,36	157,86	542,09	76,70
11	5.367,74	4.072,81	675	0	123,99	0	156,32	536,77	1.170,95
12	5.315,11	4.065,96	675	0	114,83	0	154,78	531,51	1.134,32
13	5.263,00	4.059,19	675	0	105,76	0	153,27	526,30	1.098,05
14	5.211,41	4.052,48	675	0	96,78	0	151,76	521,14	1.062,14
15	5.160,31	4.045,84	675	0	87,89	0	150,27	516,03	1.026,58
16	5.109,72	4.039,26	675	0	79,09	0	148,80	510,97	991,37
17	5.059,63	4.032,75	675	0	70,38	0	147,34	505,96	956,50
18	5.010,02	4.026,30	675	0	61,74	0	145,90	501,00	921,98
19	4.960,90	4.019,92	675	0	53,20	0	144,47	496,09	887,79
20	4.912,27	4.013,59	675	0	44,73	0	143,05	491,23	853,94
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)									8,08%

Στην περίπτωση που δεν επιβληθεί η έκτακτη εισφορά ΑΠΕ, ο IRR υπολογίζεται 16,52% και η NPV της επένδυσης (για $r=10\%$) είναι 2.670.108,3 €.

4.4.9 Επενδυτικό σχέδιο 6

Πίνακας 4.19: Οικονομικά στοιχεία και παράμετροι κόστους επενδυτικού σχεδίου 6.

Μέγεθος σταθμού	5 MW
Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού	9%
Πραγματικό επιτόκιο δανεισμού	6,8627%
Δανειακή Δόση (σταθερή για 10 έτη)	976,17 χιλ. €
Εγγυημένη τιμή πώλησης (FiT)	99,45 €/MWh
Κόστος επένδυσης	11.500 χιλ. €
Ποσοστό δανειοδότησης	60%

Πίνακας 4.20: Καθαρές ταμειακές ροές και Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης επενδυτικού σχεδίου 6 (χιλ. €).

	Έσοδα	Έξοδα	Αποσβέσεις	Τόκοι	Φόροι	Χρεολύσια	FiT	Ειδική εισφορά ΑΠΕ	KTP
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4.600
1	3.681,83	2.318,64	575	473,53	62,93	502,65	114,37	368,18	324,08
2	3.645,74	2.313,95	575	439,03	63,55	537,15	113,25	364,57	292,06
3	3.609,99	2.309,30	575	402,17	64,71	574,01	112,14	361,00	259,81
4	3.574,60	2.304,70	575	362,78	66,43	613,40	111,04	357,46	227,30
5	3.539,56	2.300,14	575	320,68	68,75	655,50	109,95	353,96	194,49
6	3.504,86	2.295,63	575	275,69	71,71	700,48	108,87	350,49	161,34
7	3.470,49	2.291,16	575	227,62	75,34	748,56	107,80	347,05	127,81
8	3.436,47	2.286,74	575	176,25	79,70	799,93	106,75	343,65	93,85
9	3.402,78	2.282,36	575	121,35	84,81	854,82	105,70	340,28	59,43
10	3.369,42	2.278,02	575	62,69	90,74	913,49	104,66	336,94	24,47
11	3.336,38	2.273,73	575	0	97,53	0	103,64	333,64	965,12
12	3.303,67	2.269,48	575	0	91,84	0	102,62	330,37	942,36
13	3.271,29	2.265,27	575	0	86,20	0	101,61	327,13	919,81
14	3.239,21	2.261,10	575	0	80,62	0	100,62	323,92	897,49
15	3.207,46	2.256,97	575	0	75,10	0	99,63	320,75	875,39
16	3.176,01	2.252,88	575	0	69,63	0	98,66	317,60	853,50
17	3.144,87	2.248,83	575	0	64,21	0	97,69	314,49	831,83
18	3.114,04	2.244,83	575	0	58,84	0	96,73	311,40	810,37
19	3.083,51	2.240,86	575	0	53,53	0	95,78	308,35	789,12
20	3.053,28	2.236,93	575	0	48,27	0	94,84	305,33	768,08
Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)									6,80%

Στην περίπτωση που δεν επιβληθεί η έκτακτη εισφορά ΑΠΕ, ο IRR υπολογίζεται 12,73% και η NPV της επένδυσης (για $r=10\%$) είναι 5.687.482,23 €.

4.4.10 Συνοπτική παρουσίαση αποτελεσμάτων-σχολιασμός

Πίνακας 4.21: Συνοπτική παρουσίαση του εσωτερικού βαθμού απόδοσης για όλα τα επενδυτικά έργα που μελετήθηκαν.

	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)	
	Χωρίς έκτακτη εισφορά	Με έκτακτη εισφορά (10% επί των ακαθάριστων εσόδων)
Τεχνολογία 1α	9,40%	6,51%
Τεχνολογία 1β	11,51%	8,33%
Τεχνολογία 1γ	8,63%	5,85%
Τεχνολογία 1δ	12,37%	9,57%
Τεχνολογία 2	7,07%	4,41%
Τεχνολογία 3	11,89%	8,57%
Τεχνολογία 4	17,02%	12,92%
Τεχνολογία 5	16,52%	8,08%
Τεχνολογία 6	12,73%	6,80%

Με εργαλείο τα αποτελέσματα για τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης και με κριτήριο την εκτίμηση του κόστους κεφαλαίου, τα διαθέσιμα κεφάλαια προς επένδυση και τις προσδοκίες του πιθανού επενδυτή μπορούμε να κάνουμε τις παρακάτω διαπιστώσεις:

- Για τάξη μεγέθους διαθέσιμων κεφαλαίων <€500 χιλ. τα μικρά αιολικά πάρκα αποτελούν μία πολλά υποσχόμενη με υψηλά περιθώρια κέρδους επένδυση. Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης 9,57% για το δυσμενές σενάριο της επιπλέον φορολογικής επιβάρυνσης (+10% επί των ακαθάριστων εσόδων) παραμένει μία επενδυτική απόδοση κεφαλαίων εξαιρετικά ελκυστική, ιδιαίτερα δεδομένου του δύσκολου οικονομικού πλαισίου που επικρατεί τη δεδομένη χρονική στιγμή στη χώρα.
- Για μία σημαντικότερη τάξη μεγέθους διαθέσιμων επενδυτικών κεφαλαίων ~€80.000 χιλ. η τεχνολογία της γεωθερμίας υψηλής θερμοκρασίας που εξετάστηκε παρουσιάζει τον υψηλότερο βαθμό απόδοσης. Επιπλέον, αποτελεί συνολικά την πιο συμφέρουσα επένδυση σε σύγκριση με όλες τις τεχνολογίες που εξετάστηκαν.
- Σχετικά αποδοτικές απεδείχθησαν και οι επενδύσεις του αιολικού πάρκου στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα (€15.500 χιλ.) και του ηλιοθερμικού σταθμού (€159.000 χιλ.) με αποδόσεις περίπου 8,5% στο δυσμενές φορολογικό σενάριο.
- Στο ήπιο φορολογικά σενάριο, αυτό της μη επιβολής της έκτακτης εισφοράς ΑΠΕ, όλα τα επενδυτικά σχέδια έχουν ικανοποιητικά υψηλούς βαθμούς απόδοσης, καθιστώντας τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές έναν τομέα της οικονομίας με χαμηλό επενδυτικό ρίσκο και σίγουρα ανταγωνιστικό ως προς τις αποδόσεις κερδών, σε σύγκριση με άλλους τομείς της οικονομίας.

4.5 Υπολογισμός του Σταθμισμένου Κόστους Ηλεκτρικής Ενέργειας (LCOE)

Για τα παραπάνω επενδυτικά έργα, ως δεύτερο κριτήριο αξιολόγησης υπολογίζεται ο δείκτης LCOE. Χρησιμοποιώντας τον τύπο (3.12), και με τα δεδομένα χαρακτηριστικά και ΚΤΡ των επενδυτικών σχεδίων, όπως καθορίστηκαν στις παραγράφους 4.3 και 4.4, υπολογίζονται:

Πίνακας 4.22: Συνοπτική παρουσίαση του LCOE για όλα τα επενδυτικά έργα που μελετήθηκαν.

	Σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) (€/MWh)		
	Χωρίς έκτακτη εισφορά	Με έκτακτη εισφορά (10% επί των ακαθάριστων εσόδων)	FIT*
Τεχνολογία 1α	101,69	111,65	96,16
Τεχνολογία 1β	106,75	117,96	108,85
Τεχνολογία 1γ	128,75	141,03	118,54
Τεχνολογία 1δ	216,27	239,90	228,03
Τεχνολογία 2	110,03	119,93	96,16
Τεχνολογία 3	238,75	265,27	253,73
Τεχνολογία 4	92,80	104,01	108,85
Τεχνολογία 5	149,44	165,64	157,34
Τεχνολογία 6	102,44	113,18	104,32

LCOE κάτω του μ.όρου αποζημίωσης

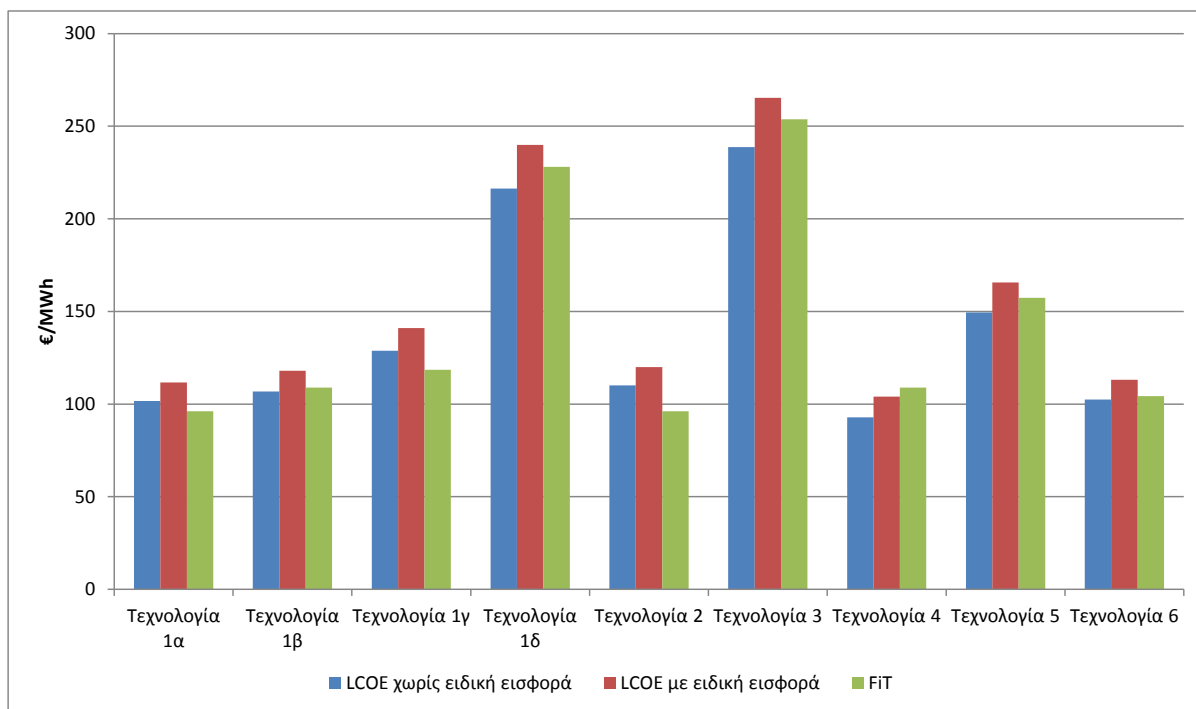
* ο μέσος όρος των τιμών αποζημίωσης για τη διάρκεια ζωής κάθε επένδυσης

Τα χρωματισμένα κελιά του Πίνακα 4.22 αποτελούν τις επενδύσεις όπου το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας προκύπτει χαμηλότερο του μέσου όρου της τιμής πώλησης.

Ο δείκτης του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας αποτυπώνει μία εκτίμηση για το κόστος της παραγωγής μιας μεγαβατώρας σε σύγκριση με την παραγωγή της από μία άλλη τεχνολογία. Έτσι αποδίδεται άμεσα η πληροφορία για το ποιος είναι ο οικονομικότερος τρόπος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ εναλλακτικών επενδύσεων (που διαφέρουν σε κόστος, διάρκεια ζωής, εγκατεστημένη ισχύ, και λοιπά χαρακτηριστικά).

Ο τρόπος υπολογισμού του δείκτη, οι θεωρήσεις που θα γίνουν για τα οικονομικά μεγέθη και τα κόστη που θα συνυπολογιστούν επηρεάζουν το τελικό αποτέλεσμα του δείκτη LCOE. Σε κάθε περίπτωση, γίνεται σαφής αναφορά στον τρόπο υπολογισμού του έτσι ώστε να γίνονται επιτυχώς συγκρίσεις μεταξύ ανάλογων μεγεθών και να εξάγονται τα σωστά συμπεράσματα.

Διάγραμμα 4.1: Συνολική απεικόνιση του Σταθμισμένου Κόστους Ηλεκτρικής Ενέργειας για όλες τις τεχνολογίες που μελετήθηκαν και οι αντίστοιχες μέσες τιμές πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας.



4.6 Φωτοβολταϊκά συστήματα

4.6.1 Η τιμολόγηση των φωτοβολταϊκών συστημάτων

Οι εγγυημένες τιμές πώλησης της παραγόμενης ενέργειας από φωτοβολταϊκούς (φ/β) σταθμούς παρουσιάζουν σταθερά μία πτωτική τάση έτσι όπως ορίζονται στις σχετικές νομοθετικές διατάξεις.

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζεται η πορεία της τιμολόγησης των φ/β συστημάτων σύμφωνα με νομοθετικές διατάξεις που καλύπτουν τα έτη 2006 έως 2013. Οι τιμές που παρουσιάζονται αναφέρονται, για κάθε διαφορετική περίπτωση νόμου, σε έναν φ/β σταθμό με ημερομηνία ενεργοποίησης τον Φεβρουάριο 2013, δηλαδή είναι η τιμή η οποία θα «κλείδωνε» ως σταθερή τιμή αναφοράς για όλη τη διάρκεια ισχύος της σύμβασης με τον Διαχειριστή του Συστήματος.

Πίνακας 4.23: Συνοπτική παρουσίαση τιμολόγησης φωτοβολταϊκών έργων έτσι όπως ορίστηκε σε διαφορετικές νομοθετικές διατάξεις, για έργο με ημερομηνία ενεργοποίησης σύνδεσης τον Φεβρουάριο 2013 (€/MWh).

	Διασυνδεδεμένο Σύστημα		Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα	
	>100kW	≤100kW	>100Kw	≤100kW
Ιούνιος 2006	400	450	450	500
Ιανουάριος 2009	298,87	336,23	336,23	373,59
Ιούνιος 2010	298,87	336,23	336,23*	
Αύγουστος 2012	171,9	214,88	214,88*	
Μάιος 2013	95	120	100*	

* τιμή ανεξαρτήτως εγκατεστημένης ισχύος

Ενδεικτικά, παρατίθενται οι συνολικοί πίνακες για την τιμολόγηση φωτοβολταϊκών σύμφωνα με τις νομοθετικές διατάξεις για τις ΑΠΕ κατά τα έτη 2012 και 2013.

Πίνακας 4.24: Φωτοβολταϊκά συστήματα σε στέγες και κτιριακές εγκαταστάσεις, Αύγουστος 2012/ΦΕΚ Β' 2317.

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

Πίνακας 4.25: Λοιπά φωτοβολταϊκά συστήματα (εκτός στεγών και κτιριακών εγκαταστάσεων), Αύγουστος 2012/ΦΕΚ Β' 2317.

	Διασυνδεδεμένο		Μη Διασυνδεδεμένο
	> 100kW	≤ 100kW	(ανεξαρτήτως ισχύος)
Αύγουστος 2012	180,00	225,00	225,00
Φεβρουάριος 2013	171,90	214,88	214,88
Αύγουστος 2013	164,16	205,21	206,21
Φεβρουάριος 2014	156,78	195,97	195,97
Αύγουστος 2014	149,72	187,15	187,15
Για κάθε ν έτος από το 2015 και μετά	$1,3 \times \mu\text{ΟΤ}\Sigma_{\nu-1}$	$1,4 \times \mu\text{ΟΤ}\Sigma_{\nu-1}$	$1,4 \times \mu\text{ΟΤ}\Sigma_{\nu-1}$

Πίνακας 4.26: Φωτοβολταϊκά συστήματα σε στέγες και κτιριακές εγκαταστάσεις, Μάιος 2013/ΦΕΚ Β' 1103.

Μήνας / Έτος	Τιμή (€/MWh)
Φεβρουάριος 2013	125,00
Αύγουστος 2013	125,00
Φεβρουάριος 2014	120,00
Αύγουστος 2014	120,00
Φεβρουάριος 2015	115,00
Αύγουστος 2015	115,00
Φεβρουάριος 2016	110,00
Αύγουστος 2016	110,00

Μήνας / Έτος	Τιμή (€/MWh)
Φεβρουάριος 2017	105,00
Αύγουστος 2017	100,00
Φεβρουάριος 2018	95,00
Αύγουστος 2018	90,00
Φεβρουάριος 2019	85,00
Αύγουστος 2019	80,00

Πίνακας 4.27: Λοιπά φωτοβολταϊκά συστήματα (εκτός στεγών και κτιριακών εγκαταστάσεων, Μάιος 2013/ΦΕΚ Β' 1103.

	Διασυνδεδεμένο		Μη Διασυνδεδεμένο
	> 100kW	≤ 100kW	
Φεβρουάριος 2013	95,00	120,00	100,00
Αύγουστος 2013	95,00	120,00	100,00
Φεβρουάριος 2014	90,00	115,00	95,00
Αύγουστος 2014	90,00	115,00	95,00
Για κάθε ν έτος από το 2015 και μετά	$1,1 \times \mu\text{OT}\Sigma_{\nu-1}$	$1,2 \times \mu\text{OT}\Sigma_{\nu-1}$	$1,1 \times \mu\text{OT}\Sigma_{\nu-1}$

Παρατηρείται ότι οι τιμές για την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από φ/β παρουσιάζουν θεαματική πτώση.

Η απόκλιση στην τιμή της μεγαβατώρας από φ/β σύστημα γεννά το ενδιαφέρον να παρουσιάσουμε τη διακύμανση που έχουν οι οικονομικοί δείκτες μίας τέτοιας επένδυσης για τα αντίστοιχα επίπεδα τιμών.

4.6.2 Επενδυτικά έργα φ/β - Οικονομική αξιολόγηση

Τα επενδυτικά έργα που αφορούν φωτοβολταϊκά συστήματα διαφοροποιούνται με βάση

- τα τεχνικά χαρακτηριστικά (π.χ. εγκατεστημένη ισχύς, ενεργειακή απόδοση),
- τα οικονομικά μεγέθη (π.χ. κόστος λειτουργίας, ποσοστό φορολόγησης, ποσοστό δανειοδότησης, επιτόκιο δανεισμού)
- τις νομοθετικές ρυθμίσεις (π.χ. τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας, προσαύξηση τιμή πώλησης (επί % του ΔTK), διάρκεια της σύμβασης του παραγωγού με τον Διαχειριστή του Συστήματος)

Σύμφωνα με τα παραπάνω χαρακτηριστικά μπορεί να θεωρηθεί η παρακάτω κατηγοριοποίηση των φ/β συστημάτων:

- φωτοβολταϊκά σε στέγες και κτιριακές εγκαταστάσεις,
- φωτοβολταϊκό πάρκο ≤100kW,
- φωτοβολταϊκό πάρκο >100kW και <1MW,

- φωτοβολταϊκό πάρκο >1MW

Η οικονομική βιωσιμότητα των έργων φ/β σταθμών είναι συνάρτηση των παραπάνω παραμέτρων που έχουν παρουσιαστεί αναλυτικά στην παράγραφο 4.3.

Η εγγυημένη τιμή πώλησης, FiT, της παραγόμενης ενέργειας είναι ένας πολύ βασικός παράγοντας για την οικονομική βιωσιμότητα των έργων ΑΠΕ. Είναι ένας παράγοντας-κίνητρο για τον επενδυτή, όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 2, αφού είναι βασικό εργαλείο στήριξης των έργων ΑΠΕ.

Καθώς τα επίπεδα της τιμής FiT για τα φ/β συστήματα κατά τα τελευταία χρόνια μεταβάλλονται η επίδραση στην οικονομική βιωσιμότητα της εκάστοτε επένδυσης είναι σημαντική. Υπολογίζουμε τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης για τις διαφορετικές τεχνολογίες φ/β, για σταθμό με ημερομηνία έναρξης λειτουργίας τον Φεβρουάριο 2013.

Πρώτο επενδυτικό έργο που μελετάται είναι φ/β σύστημα σε στέγη, εγκατεστημένης ισχύος 0,01MW.

Πίνακας 4.28: Εσωτερικός βαθμός απόδοσης φωτοβολταϊκού έργου 0,01MW για εγγυημένες τιμές βάσει των τιμολογήσεων Ιανουαρίου 2012 (ΦΕΚ Β' 97), Αυγούστου 2012 (ΦΕΚ Β' 2317), Μαΐου 2013 (ΦΕΚ Β' 1103) για τα φ/β σε στέγες και κτιριακές εγκαταστάσεις.

Έτος κατά το οποίο ορίζεται η τιμή αναφοράς FiT	FiT (€/MWh)	Εσωτερικός βαθμός απόδοσης IRR
Ιανουάριος 2012	446,74	33,86%
Αύγουστος 2012	238,75	4,18%
Μάιος 2013	125	-7,89%

Δεύτερο επενδυτικό έργο που μελετάται είναι φ/β πάρκο στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα, εγκατεστημένης ισχύος 0,1MW (κατηγορία φ/β ≤100kW).

Πίνακας 4.29: Εσωτερικός βαθμός απόδοσης φωτοβολταϊκού έργου 0,1 MW (≤100kW για εγγυημένες τιμές βάσει των τιμολογήσεων Ιουνίου 2006 (ν.3468), Αυγούστου 2012(ΦΕΚ Β' 2317), Μαΐου 2013 (ΦΕΚ Β' 1103)

Έτος κατά το οποίο ορίζεται η τιμή αναφοράς FiT	FiT	Εσωτερικός βαθμός απόδοσης IRR
Ιούνιος 2006	450	25,09%
Αύγουστος 2012	214,88	1,42%
Μάιος 2013	120	-10,03%

Τρίτο επενδυτικό έργο που μελετάται είναι φ/β πάρκο στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα, εγκατεστημένης ισχύος 0,5MW (κατηγορία φ/β >100kW).

Πίνακας 4.30: Εσωτερικός βαθμός απόδοσης φωτοβολταϊκού πάρκο 0,5MW για εγγυημένες τιμές βάσει των τιμολογήσεων Ιουνίου 2006 (ν.3468), Αυγούστου 2012(ΦΕΚ Β' 2317), Μαΐου 2013 (ΦΕΚ Β' 1103)

Έτος κατά το οποίο ορίζεται η τιμή αναφοράς FiT	FiT	Εσωτερικός βαθμός απόδοσης IRR
Ιούνιος 2006	400	32,46%
Αύγουστος 2012	171,9	3,44%
Μάϊος 2013	95	-7,18%

Η τεχνολογία των φ/β συστημάτων είναι η τεχνολογία που πρωταγωνίστησε τα έτη 2009 έως 2012. Η ραγδαία αύξηση αυτή παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 1.

Η εγγυημένη τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί ένα εργαλείο του Κράτους να ελέγξει την αγορά, να δώσει κίνητρο ή να αποθαρρύνει τον πιθανό επενδυτή προς κάποια τεχνολογία. Τα υψηλά επίπεδα τιμών για τα φωτοβολταϊκά κατά τα έτη 2006 έως 2009 αποτέλεσαν βασική αιτία για την πραγματοποίηση έργων φωτοβολταϊκών συστημάτων με συνολική εγκατεστημένη ισχύ πολύ υψηλή, έτσι ώστε ήδη να καλύπτεται η εγκατεστημένη ισχύς από φ/β που έχει τεθεί ως στόχος για το 2020.

Με την κατάργηση των υψηλών αυτών τιμών και την επιβολή εξαιρετικά χαμηλών, τα επενδυτικά έργα φωτοβολταϊκών καθίστανται πλέον μη βιώσιμα.

Γεγονός που επαληθεύεται και από την αναστολή διαδικασίας αδειοδότησης η οποία αποφασίστηκε με το ΦΕΚ Β' 2317 του Αυγούστου 2012 είναι ότι η Πολιτεία πλέον θέλει να στρέψει το επενδυτικό ενδιαφέρον σε άλλες τεχνολογίες.

Κίνητρο για τεχνολογίες με μεγαλύτερη και σταθερότερη απόδοση

Σύμφωνα με στοιχεία του ΛΑΓΗΕ για τις ΑΠΕ, η τεχνολογία με τη μεγαλύτερη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά εγκατεστημένο κιλοβάτ σε διάστημα ενός μήνα, είναι αυτή των μικρών υδροηλεκτρικών με 78,2%, ενώ ακολουθούν το βιοαέριο-βιομάζα με 59,5%, τα αιολικά με 36,47% και τελευταία τα φωτοβολταϊκά με 14%.

Επιπλέον, από τα στοιχεία αυτά προκύπτει ότι οι μονάδες βιοαερίου και βιομάζας έχουν πολύ σταθερό ρυθμό παραγωγής με συντελεστές φόρτισης μεταξύ 50 και 59%, ενώ ακολουθούν τα μικρά υδροηλεκτρικά με συντελεστές 51 -78%, τα αιολικά με 27,4 - 37,5% και τα φωτοβολταϊκά με 8,7% τον Φεβρουάριο και 14% τον Μάρτιο. Οι έντονες διακυμάνσεις προκαλούν προβλήματα στην ευστάθεια του δικτύου, γεγονός που σημαίνει ότι οι τεχνολογίες με σταθερή απόδοση πρέπει να προτιμώνται.

Όπως προκύπτει από τα απολογιστικά στοιχεία Μαρτίου του 2013, η πληρωμή των αιολικών έγινε με 9,13 λεπτά η κιλοβατώρα, των μικρών υδροηλεκτρικών με 9 λεπτά, της βιομάζας με 10,4 λεπτά, των φωτοβολταϊκών με 40 λεπτά και των μικρών φωτοβολταϊκών με 54,9 λεπτά. Δηλαδή οι τιμές που αναλογούν στην ενέργεια από φ/β είναι κατά πολύ υψηλότερη από αυτές των άλλων

τεχνολογιών, κάτι που είχε λειτουργήσει ως σημαντικό κίνητρο για την τεχνολογία αυτή που αναπτύχθηκε σε αντίθεση με (και εις βάρος πιθανόν να μπορούσαμε να πούμε) άλλες τεχνολογίες με καλύτερες ενεργειακά αποδόσεις. [18]

Οι νέες τιμές για τα φ/β λειτουργούν ως αντικίνητρο για τον πιθανό επενδυτή, ο οποίος όμως μπορεί να στραφεί στο εξής σε αποδοτικότερες για αυτόν επενδύσεις, σε τεχνολογίες οι οποίες είναι περισσότερο αναγκαίο να αναπτυχθούν. Άρα θα μπορούσαμε να συμπεράνουμε ότι η εξέλιξη αυτή στον τομέα των φ/β συστημάτων θα μπορέσει ίσως να αποτελέσει ένα βήμα προς την εξισορρόπηση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και μία πιο ισορροπημένη αναλογία στην εγκατεστημένη ισχύ των τεχνολογιών ΑΠΕ.

4.7 Ανάλυση ευαισθησίας ΚΠΑ

Για τις ανάγκες της παραγράφου αυτής θα περιοριστούμε σε συμπεράσματα που αφορούν ένα από τα επενδυτικά σχέδια που εξετάστηκαν παραπάνω. Γίνεται μελέτη για το επενδυτικό σχέδιο 1β, δηλαδή για το **αιολικό πάρκο 10 MW στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα** με τα χαρακτηριστικά και τις παραμέτρους που έχουν οριστεί στην παράγραφο 4.3, θεωρώντας μηδενική την έκτακτη εισφορά ΑΠΕ.

Γι' αυτό το επενδυτικό σχέδιο θυμίζουμε ότι υπολογίστηκε:

$$IRR = 11,51\%$$

4.7.1 Καθαρή παρούσα αξία για αιολικό πάρκο στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα

Για αιολικό πάρκο εγκατεστημένης ισχύος 10 MW υπολογίζεται ο δείκτης της καθαρής παρούσας αξίας της επένδυσης.

$$NPV = \sum_{n=1}^N \frac{KTP_n}{(1+k)^n} - K_0 \quad (4.15)$$

και επιλέγοντας επιτόκιο αναγωγής $k=10\%$ (υψηλότερο του IRR που υπολογίστηκε),

η καθαρά παρούσα αξία της επένδυσης υπολογίζεται:

$$NPV = 857.206 \text{ ευρώ}$$

Επιλογή κρίσιμων μεταβλητών για την ανάλυση ευαισθησίας

Βασικές παράμετροι που επηρεάζουν την καθαρά παρούσα αξία των επενδύσεων ΑΠΕ κρίνονται οι εξής δύο:

- Η εγγυημένη τιμή FiT
- Η εγκατεστημένη ισχύς της μονάδας, P

Η επιλογή αυτή δεν είναι τυχαία. Είναι οι μεταβλητές των οποίων οι μεταβολές, θετικές ή αρνητικές, παίζουν κρίσιμο ρόλο καθώς έχουν την μεγαλύτερη επίδραση στους δείκτες αξιολόγησης των έργων ΑΠΕ. Είναι οι κρίσιμες μεταβλητές για τις οποίες οι τιμές αποφασίζονται από τα δύο ενδιαφερόμενα μέρη, τον παραγωγό και τον διαχειριστή του δικτύου.

Ο Παραγωγός έχει τον έλεγχο της παραμέτρου P , την τιμή της οποίας αποφασίζει με κριτήριο τη μεγιστοποίηση των κερδών του.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος καθορίζει την τιμή FiT της κάθε τεχνολογίας με βάση τις εκτιμήσεις του για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και με κριτήριο την ελαχιστοποίηση του κόστους της συνολικής καταναλισκόμενης ενέργειας του συστήματος.

Τα παραπάνω αποτελούν το κύριο αντικείμενο του επόμενου κεφαλαίου, όπου σχετικές έννοιες αναπτύσσονται αναλυτικά.

Προς το παρόν ενδιαφερόμαστε για την κατασκευή μιας συνάρτησης για την Καθαρά Παρούσα Αξία της συγκεκριμένης μονάδας ηλεκτροπαραγωγής με μεταβλητές τις παραπάνω κρίσιμες παραμέτρους.

Για να προσδιορίσουμε

- κατά πόσο η επένδυση είναι “ευαίσθητη” σε μεταβολές των αρχικών υποθέσεων ως προς αυτές τις βασικές παραμέτρους
- τη μέγιστη μεταβολή της κάθε μίας παραμέτρου έτσι ώστε η επιλεγόμενη πρόταση να παραμένει συμφέρουσα και οικονομικά βιώσιμη

Η συνάρτηση που θα προκύψει θέλουμε να είναι της μορφής:

$$NPV(FiT, P) = a \cdot FiT \cdot P + \beta \cdot P \quad (4.16)$$

Δηλαδή στον τύπο υπολογισμού της NPV, χρησιμοποιώντας τις παραμέτρους του πίνακα 5.2, απομονώνουμε τις δύο μεταβλητές,

έστω:

$$x = FiT \quad (4.17)$$

$$y = P \quad (4.18)$$

Τότε:

$$NPV = f(x, y) = a \cdot x \cdot y + \beta \cdot y \quad (4.19)$$

Κάνοντας τους υπολογισμούς προκύπτουν:

$$\alpha = 17609,9549 \quad (4.20)$$

$$\beta = -1665589,412 \quad (4.21)$$

Ο τρόπος υπολογισμού των δύο αυτών συντελεστών παρουσιάζεται στην επόμενη παράγραφο, 4.7.2.

Η ανάλυση ευαισθησίας-κινδύνου πραγματοποιείται με βάση τα εξής σενάρια:

- 1) Με εγκατεστημένη ισχύ -50%, +50%, +100%, +150%, +200%, +250%, +300% στην εγκατεστημένη ισχύ του βασικού σεναρίου
- 2) Με εγγυημένη τιμή αναφοράς να μεταβάλλεται από -15% έως και +20% στην τιμή του βασικού σεναρίου.

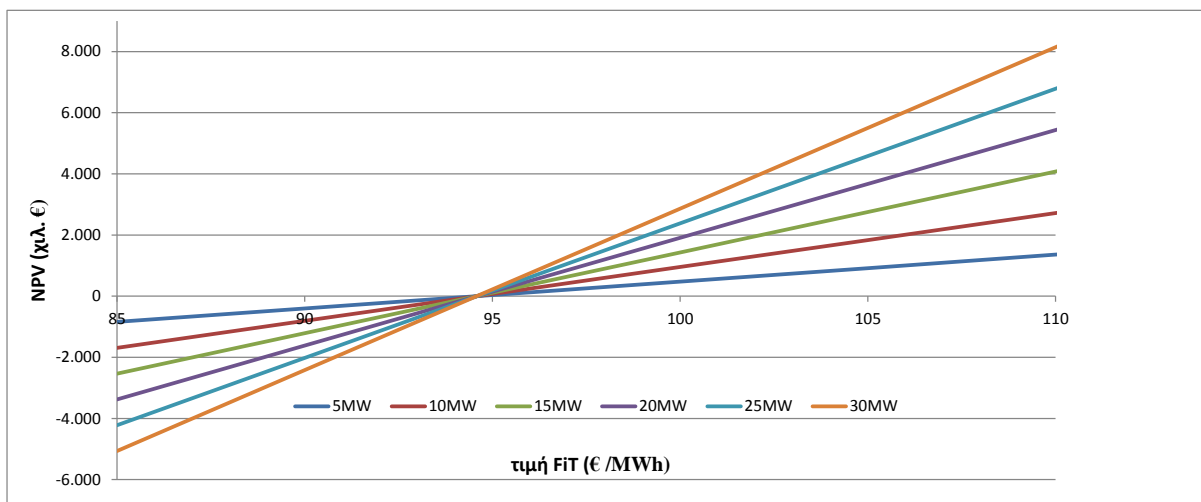
Από το Διάγραμμα 4.2 παρατηρούμε ότι η ΚΠΑ είναι αύξουσα συνάρτηση της τιμής πώλησης. Φαίνεται μάλιστα να υπάρχει μία οριακή τιμή για την τιμή FiT για την οποία η καθαρά παρούσα αξία μηδενίζεται και αποτελεί μεταβατικό σημείο της επένδυσης από τη μη βιωσιμότητα στη βιωσιμότητα.

Η τιμή αυτή υπολογίζεται αναλυτικά από τον τύπο (4.19) θέτοντας $NPV = 0$, δηλ.

$$\widetilde{FiT} = -\frac{\beta}{\alpha} = 94,58 \text{ €/MWh}$$

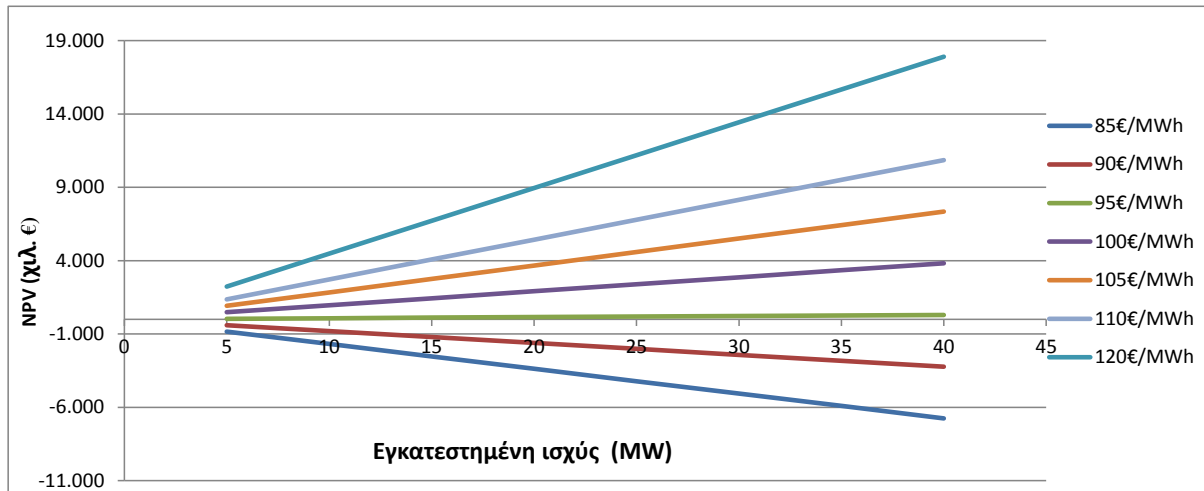
Για δεδομένο $y = y^c$ οι καμπύλες έχουν κλίση $a \cdot y^c$, δηλαδή, η κλίση των ευθειών αυξάνεται όσο υψηλότερο είναι το y^c (εγκατεστημένη ισχύς).

Διάγραμμα 4.2: Επίδραση της εγγυημένης τιμής πώλησης ενέργειας (FiT) στην καθαρά παρούσα αξία (NPV) της επένδυσης.



Από το Διάγραμμα 4.3 παρατηρούμε ότι για χαμηλά επίπεδα εγγυημένων τιμών πώλησης, η ΚΠΑ της επένδυσης παίρνει αρνητικές τιμές (δηλ. η επένδυση δεν είναι αποδοτική) και αποτελεί φθίνουσα συνάρτηση της εγκατεστημένης ισχύος. Για υψηλότερα επίπεδα εγγυημένων τιμών βελτιώνεται η απόδοση της επένδυσης δηλαδή όσο υψηλότερη είναι η επιβαλλόμενη τιμή αποζημίωσης τόσο υψηλότερες τιμές λαμβάνει η ΚΠΑ. Στην περίπτωση που $FiT = \widetilde{FiT}$ η ΚΠΑ δεν επηρεάζεται από την εγκατεστημένη ισχύ και μάλιστα είναι μηδενική.

Διάγραμμα 4.3: Επίδραση της μεταβολής της εγκατεστημένης ισχύος στην καθαρά παρούσα αξία (NPV) της επένδυσης.



4.8 Παράρτημα: Αναλυτική παρουσίαση του τρόπου υπολογισμού των συντελεστών της συνάρτησης NPV

Τα μεγέθη του πίνακα των ταμειακών ρών και η NPV γράφονται με τη μορφή των παραμέτρων/μεταβλητών, όπως εικονίζονται στον Πίνακα 4.2.

Από τους τύπους (4.2) και (4.3) υπολογίζονται:

$$\begin{aligned}
 \text{Έσοδα}_t &= \underbrace{\sigma_{\text{προσαύξησης}}(\%) \cdot FiT}_{\text{τιμή πώλησης ενέργειας}} \cdot \left(\frac{1,01}{1,02}\right)^{t-1} \cdot \underbrace{cf \cdot 8760 \cdot P}_{\text{παραγόμενη ενέργεια}} \cdot \left(\underbrace{\alpha}_{\text{ποσοστό απορροφώμενης ενέργειας}} + \underbrace{0,3 \cdot (1 - \alpha)}_{\text{αποζημίωση για μη απορροφώμενη ενέργεια}} \right) \\
 \Rightarrow \text{Έσοδα}_t &= \underbrace{\left[\sigma_{\text{προσαύξησης}}(\%) \cdot \left(\frac{1,01}{1,02}\right)^{t-1} \cdot cf \cdot 8760 \cdot P \cdot [\alpha + 0,3 \cdot (1 - \alpha)] \right]}_{\Sigma_1} \cdot FiT \cdot P \quad (4.22)
 \end{aligned}$$

$$\Rightarrow \boxed{\text{Έσοδα}_t(FiT, P) = \Sigma_1 \cdot FiT \cdot P}$$

Από τους τύπους (4.1) και (4.4) υπολογίζονται:

$$\begin{aligned} \text{Έξοδα}_t &= \Lambda\Delta_t = \underbrace{(c_{OTA} \cdot \text{Έσοδα}_t)}_{\text{Τέλος OTA}} + \underbrace{c_{O\&M} \cdot \alpha\kappa \cdot P}_{O\&M} + \underbrace{\tau \cdot \text{Έσοδα}_t}_{\text{ειδική εισφορά ΑΠΕ}} \\ \Rightarrow \text{Έξοδα}_t &= \Lambda\Delta_t = (c_{OTA} + \tau) \cdot \text{Έσοδα}_t + c_{O\&M} \cdot \alpha\kappa \cdot P \\ \Rightarrow \text{Έξοδα}_t(FiT, P) &= \Lambda\Delta_t = \underbrace{[(c_{OTA} + \tau) \cdot \Sigma_1]}_{\Sigma_2} \cdot FiT \cdot P + \underbrace{[c_{O\&M} \cdot \alpha\kappa]}_{\Sigma_3} \cdot P \\ \Rightarrow \boxed{\text{Έξοδα}_t(FiT, P) = \Lambda\Delta_t = \Sigma_2 \cdot FiT \cdot P + \Sigma_3 \cdot P} \end{aligned} \quad (4.23)$$

Από τον τύπο (4.7) υπολογίζεται:

$$A(P) = \frac{K_0}{n} = \underbrace{\frac{\alpha\kappa}{n}}_{\Sigma_4} \cdot P \Rightarrow \boxed{A = \Sigma_4 \cdot P} \quad (4.24)$$

Από τους τύπους (4.9), (4.10), (4.11) υπολογίζονται:

$$T_t(P) = \Sigma AK \cdot K_d - \Sigma SK \cdot K_d \cdot (1 + k_d)^{t-1} \text{ για } t = 1, \dots, 10.$$

όπου $K_d = \pi \cdot \alpha\kappa \cdot P \Rightarrow$

$$\begin{aligned} T_t(P) &= \underbrace{[\Sigma AK - \Sigma SK \cdot (1 + k_d)^{t-1}]}_{\Sigma_5} \cdot \pi \cdot \alpha\kappa \cdot P \\ \Rightarrow \boxed{T_t(P) = \Sigma_5 \cdot P} \end{aligned} \quad (4.25)$$

Από τον τύπο (4.9) υπολογίζονται:

$$\begin{aligned} X_t(P) &= \Sigma SK \cdot K_d \cdot (1 + k_d)^{t-1} \Rightarrow X_t(P) = \underbrace{\Sigma SK \cdot (1 + k_d)^{t-1} \cdot \pi \cdot \alpha\kappa \cdot P}_{\Sigma_6} \\ \Rightarrow \boxed{X_t(P) = \Sigma_6 \cdot P} \end{aligned} \quad (4.26)$$

Από τον τύπο (4.13) δίνονται οι Καθαρές Ταμειακές Ροές:

$$KTP_t = (E_t - \Lambda\Delta_t - A - T_t) \cdot (1 - \Phi\Sigma) + \text{Αποσβέσεις} - X_t$$

$$\Rightarrow KTP_t(FiT, P) = \left(\underbrace{\left[\sigma_{\text{προσαύξησης}} \cdot \left(\frac{1,01}{1,02} \right)^{t-1} \cdot cf \cdot 8760 \cdot P \cdot [\alpha + 0,3 \cdot (1 - \alpha)] \right]}_{\Sigma_1} \cdot FiT \cdot P \right. \\ \left. - \left[\underbrace{[(c_{OTA} + \tau) \cdot \Sigma_1]}_{\Sigma_2} \cdot FiT \cdot P + \underbrace{[c_{O\&M} \cdot \alpha K]}_{\Sigma_3} \cdot P \right] - \underbrace{\frac{\alpha K}{n}}_{\Sigma_4} \cdot P \right. \\ \left. - \underbrace{[\Sigma AK - \Sigma \Sigma K \cdot (1 + k_d)^{t-1}] \cdot \pi \cdot \alpha K \cdot P}_{\Sigma_5} \cdot (1 - \Phi \Sigma) + \underbrace{\frac{\alpha K}{n}}_{\Sigma_4} \cdot P \right. \\ \left. - \underbrace{\Sigma \Sigma K \cdot (1 + k_d)^{t-1} \cdot \pi \cdot \alpha K \cdot P}_{\Sigma_6} \right)$$

$$\Rightarrow KTP_t(FiT, P) \\ = \underbrace{\left[\sigma_{\text{προσαύξησης}} \cdot \left(\frac{1,01}{1,02} \right)^{t-1} \cdot cf \cdot 8760 \cdot P \cdot [\alpha + 0,3 \cdot (1 - \alpha)] \right]}_{\text{συντελεστής } \alpha} \cdot (1 - (c_{OTA} + \tau)) \cdot (1 - \Phi \Sigma) \cdot FiT \cdot P \\ + \underbrace{\left[(-c_{O\&M} - \Sigma AK \cdot \pi) \cdot (1 - \Phi \Sigma) + \frac{1}{n} \cdot \Phi \Sigma - \Sigma \Sigma K \cdot (1 + k_d)^{t-1} \cdot \pi \cdot \Phi \Sigma \right]}_{\text{συντελεστής } \beta} \cdot \alpha K \cdot P \quad (4.27)$$

Επομένως για την κατασκευή της συνάρτησης NPV, οι αριθμητικές τιμές των συντελεστών α , β όπως υπολογίστηκαν στους τύπους (4.20), (4.21), προέκυψαν από τους παρακάτω τύπους:

$$\text{συντελεστής } \alpha = \sum_{t=1}^n \frac{(\text{συντελεστής } \alpha)_t}{(1 + r)^t}$$

$$\text{συντελεστής } \beta = \sum_{t=1}^n \frac{(\text{συντελεστής } \beta)_t}{(1 + r)^t}$$

όπου r το προεξοφλητικό επιτόκιο.

Κεφάλαιο 5

Βελτιστοποίηση του σημείου λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρισμού με εφαρμογή των αρχών του διεπίπεδου προγραμματισμού

5.1 Εισαγωγή

Σκοπός του κεφαλαίου είναι ο προσδιορισμός του βέλτιστου σημείου λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Το σημείο λειτουργίας προκύπτει ως συνιστώσα πολλών παραγόντων: οι παράγοντες αυτοί είναι στοιχεία που περιγράφουν και καθορίζουν το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (ισχύς παραγόμενη από συμβατικές μονάδες παραγωγής (ατμοστρόβιλους, νηζελομηχανές, αεροστρόβιλους), συνολική καταναλισκόμενη ενέργεια και ισοζύγιο ισχύος, κόστη καυσίμων, κτλ). Για τους σκοπούς της παρούσας εργασίας θεωρούμε τους παράγοντες αυτούς ως σταθερές που περιγράφουν και προσδιορίζουν το σύστημα, το οποίο τελικά μεταβάλλεται μόνο συναρτήσει δύο μεταβλητών, της εγγυημένης τιμής πώλησης FiT για την παραγόμενη από ΑΠΕ ηλεκτρική ενέργεια και της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων ΑΠΕ που είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο.

Όπως και στο προηγούμενο κεφάλαιο, ιδιάζουσα σημασία έχει η συνάρτηση NPV η οποία εκφράζει τους επενδυτές ΑΠΕ αλλά στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται και οι έννοιες του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας, κόστος το οποίο είναι έσοδα-όφελος για τον επενδυτή αλλά επιβαρύνει τον λειτουργό της αγοράς, που αγοράζει το σύνολο της παραγόμενης ενέργειας, και επιδιώκει ελαχιστοποίηση του κόστους αυτού. Οι συναρτήσεις κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας απασχολούν σε αυτό το κεφάλαιο αποτελώντας κατά περίπτωση είτε δεδομένο είτε προϊόν της παρούσας εργασίας.

Με έννοιες που υπάγονται στη “θεωρία παιγνίων”, το “δυοπώλιο” μεταξύ παραγωγού και λειτουργού παρουσιάζεται στο κεφάλαιο αυτό και επιλύεται με αναλυτική μέθοδο. Ως αποτέλεσμα της εργασίας προκύπτει το βέλτιστο σημείο λειτουργίας του συστήματος:

τιμή FiT - συνολική εγκατεστημένη ισχύς αιολικής ενέργειας στο δίκτυο

Γίνεται η θεώρηση, για λόγους που αναφέρονται παρακάτω, ότι οι μονάδες ΑΠΕ που είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο αυτό αποτελούνται αποκλειστικά και μόνο από μονάδες αιολικής ενέργειας και καμίας άλλης τεχνολογίας ΑΠΕ.

5.2 Καθορισμός του υπό μελέτη συστήματος

5.2.1 Συνολικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής του συστήματος

Όπως παρουσιάστηκε αναλυτικά στα παραπάνω κεφάλαια, το δίκτυο παραγωγής ενέργειας ΑΠΕ αποτελείται από πολυάριθμες τεχνολογίες ΑΠΕ και διαφορετικές τιμές (τιμή ανά μονάδα παραγόμενης ενέργειας) που τους αντιστοιχούν.

Έτσι το συνολικό κόστος της ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές προκύπτει:

$$cost(E_{RES,tot}) = \sum_{n=1}^N FiT_n \cdot E_n \quad (5.1)$$

όπου:

$1, 2, \dots, N$: το πλήθος των διαφορετικών τεχνολογιών ΑΠΕ που είναι ενταγμένες στο δίκτυο,

$E_{1, \dots, N}$: η τελική ενέργεια της τεχνολογίας N που απορροφάται από το δίκτυο (σε MWh),

$FiT_{1, \dots, N}$: η τιμή (€/MWh) η οποία εφαρμόζεται για την τεχνολογία N.

Το κόστος της ενέργειας που καταναλώνεται συνολικά στο σύστημα, $cost(E_{TOT})$ είναι:

$$cost(E_{TOT}) = cost(E_{TH,tot}) + cost(E_{RES,tot}) \quad (5.2)$$

όπου:

$$cost(E_{TH,tot}) = c \cdot E_{TH,tot} \quad (5.3)$$

c : το κόστος (ανά MWh) ενέργειας προερχόμενης από τις θερμικές μονάδες παραγωγής.

Το συνολικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής, $cost(E_{TOT})$, αποτελεί επομένως μία πολυπαραγοντική συνιστώσα. Ανάλογα με το μέγεθος διείσδυσης κάθε διαφορετικής τεχνολογίας ΑΠΕ και ανάλογα με το ύψος της αντίστοιχης τιμής FiT το $cost(E_{RES,tot})$ μπορεί να διακυμαίνεται σημαντικά. Το ίδιο ισχύει και με τις θερμικές μονάδες και τα κόστη τους επομένως και με το $cost(E_{TH,tot})$.

Στα πλαίσια αυτής της εργασίας το $cost(E_{TH,tot})$ θεωρείται δεδομένο, διότι περιοριζόμαστε στη μελέτη της παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ. Υπολογίζεται στην παράγραφο 5.2.5.

Για λόγους:

- απλούστευσης της περιγραφής του υπό μελέτη συστήματος και

- με δεδομένο ότι μόνο η τεχνολογία των αιολικών σταθμών από το σύνολο των ανανεώσιμων πηγών μη ελεγχόμενου ρυθμού έχει μέχρι σήμερα αναπτυχθεί σε βαθμό που να επηρεάζει την λειτουργία των αυτόνομων συστημάτων των νησιών [20]

γίνεται η θεώρηση ότι μοναδική τεχνολογία ΑΠΕ συνδεδεμένη στο δίκτυο είναι τα αιολικά, έτσι ώστε να περιορίσουμε τις πολυάριθμες μεταβλητές $E_{1...N}$, $FiT_{1...N}$ και το σύστημα μας να καταστεί ευκολότερα ελέγξιμο.

Επομένως, έχουμε σύστημα για το οποίο το συνολικό κόστος ηλεκτρικής ενέργειας είναι:

$$cost(E_{TOT}) = cost(E_{TH,tot}) + cost(E_{wind,tot}) \quad (5.4)$$

όπου:

$$cost(E_{wind,tot}) = FiT \cdot E_{wind,tot} \quad (5.5)$$

Ο τρόπος υπολογισμού της $E_{wind,tot}$ παρουσιάζεται αναλυτικά παρακάτω.

Το σύστημα που επιλέγεται προς μελέτη για τους σκοπούς του κεφαλαίου αυτού, περιγράφεται από τις παραμέτρους του επενδυτικού σχεδίου 1β του προηγούμενου κεφαλαίου, είναι Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα με αιολική παραγωγή.

5.2.2 Περιορισμοί διείσδυσης παραγόμενης ενέργειας από μονάδες εκμετάλλευσης του αιολικού δυναμικού - ΣΑΩΛ

Λόγω της αδυναμίας ελέγχου του ρυθμού παροχής της ενέργειας από ΑΠΕ προκαλούνται έντονες διακυμάνσεις στην ισχύ εξόδου τους. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα αντίστοιχες μεταβολές στην παραγόμενη ισχύ των συμβατικών μονάδων, ισχύς το μέγεθος της οποίας εξαρτάται από την ανανεώσιμη παραγωγή έτσι ώστε να τηρείται το ισοζύγιο ισχύος.

Από την έντονη αυτή διακύμανση προκαλούνται επίσης επιπτώσεις στην συχνότητα του συστήματος, ιδίως όταν οι μεταβολές είναι μεγάλου μεγέθους όπως στην περίπτωση απότομης απώλειας της παραγωγής των ΑΠΕ.

Μια τέτοια κατάσταση είναι δυσμενής για την ευστάθεια του συστήματος, η οποία μπορεί να προκληθεί λόγω σφαλμάτων στο δίκτυο, λόγω δυσμενών για την παραγωγή καιρικών συνθηκών (υψηλών ταχυτήτων ανέμου που υπερβαίνουν την ταχύτητα αποσύνδεσης των ανεμογεννητριών, έντονης συννεφιάς για τα φ/β) κτλ. Λόγω της μη αξιόπιστης παραγωγής των ΑΠΕ, οι δυναμικοί περιορισμοί διείσδυσης παραγωγής αυτών καθορίζονται σε ένα μέγιστο στιγμιαίο όριο διείσδυσης $P_{RESmax,D}$ (συνήθως ένα ποσοστό 25%-30% της ονομαστικής ισχύος των ενταγμένων μονάδων).

Αιολική ενέργεια-μη διασυνδεδεμένο σύστημα

Σύμφωνα με το ΦΕΚ Β' 1497/Σεπτέμβριος 2010, ορίζονται για τους αιολικούς σταθμούς στα μη διασυνδεδεμένα νησιά τα παρακάτω:

Κεφάλαιο 5 Βελτιστοποίηση του σημείου λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρισμού με εφαρμογή των αρχών του διεπίπεδου προγραμματισμού

Ο Διαχειριστής Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών απορροφά κάθε χρονική στιγμή, από το σύνολο των παραγωγών από αιολικούς σταθμούς μόνο την ισχύ που είναι τεχνικά εφικτό να απορροφηθεί, λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς ευστάθειας του αυτόνομου συστήματος και τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων παραγωγής, οι οποίες είναι αναγκαίες για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος.

Τα όρια διείσδυσης της αιολικής παραγωγής σε ένα ΣΗΕ καθορίζονται από τα χαρακτηριστικά του φορτίου του (την ετήσια καμπύλη φορτίου), την λειτουργία των συμβατικών σταθμών, την ονομαστική ισχύ των συμβατικών μονάδων.

Ο συνολικός περιορισμός διείσδυσης αιολικών πάρκων προκύπτει ως :

$$P_W \leq P_{W,max} = \min (P_{Wmax,T}, P_{Wmax,D}) \quad (5.6)$$

όπου:

P_W : η ισχύς της αιολικής παραγωγής,

$P_{Wmax,T}$: μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύς αιολικών σταθμών λόγω τεχνικών ελαχίστων, το κρίσιμο όριο το οποίο δεν πρέπει να ξεπερνά η αιολική παραγωγή για να μην υπερφορτίζονται οι συμβατικές μονάδες,

$P_{Wmax,D}$: μέγιστη επιτρεπόμενη ισχύς αιολικών σταθμών λόγω περιορισμών δυναμικής λειτουργίας του συστήματος ώστε αυτό να λειτουργεί ευσταθώς,

$P_{W,max}$: μέγιστη ωριαία ισχύς η οποία δύναται να απορροφηθεί από το αυτόνομο σύστημα κατά την ώρα h.

Η $P_{W,max}$, κάθε ώρα h, επιμερίζεται αναλογικά στο σύνολο των αιολικών σταθμών που είναι συνδεδεμένοι. Για κάθε αιολικό σταθμό, η επιτρεπτή διείσδυση είναι:

$$P_{W,k} \leq P_{Wmax,k} = \left(\frac{P_{Wn,k}}{P_{Wn,tot}} \right) \cdot P_{Wmax} \quad (5.7)$$

όπου:

$P_{Wn,tot}$: η συνολικά εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών σταθμών,

$P_{Wn,k}$: η ονομαστική ισχύς κάθε σταθμού.

Με τον τρόπο αυτό, για κάθε ώρα h κάθε έτους, δίνεται η δυνατότητα στον κάθε αιολικό σταθμό να εγχύσει στο δίκτυο μία συγκεκριμένη ποσότητα ενέργειας, $E_{\alpha,h}$. Η δυνατότητα απορρόφησης της παραγόμενης ενέργειας ενός αιολικού πάρκου εκφράζεται σε Συμβατικές Ανηγμένες Ώρες Λειτουργίας (ΣΑΩΛ) οι οποίες υπολογίζονται απολογιστικά στο τέλος κάθε έτους.

Για κάθε ώρα h του έτους υπολογίζονται, ξεχωριστά για κάθε σταθμό, οι ωριαίες ΣΑΩΛ:

Κεφάλαιο 5 Βελτιστοποίηση του σημείου λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρισμού με εφαρμογή των αρχών του διεπίπεδου προγραμματισμού

$$\Sigma A\Omega\Lambda_h = \frac{E_{\alpha,h}}{P_{W,εγκατεστημένη}} \quad (5.8)$$

Οι ΣΑΩΛ του σταθμού για ολόκληρο το έτος υπολογίζονται ως άθροισμα των ωριαίων ΣΑΩΛ:

$$\Sigma A\Omega\Lambda = \sum \Sigma A\Omega\Lambda_h \quad (5.9)$$

Εισάγεται ως εργαλείο προσδιορισμού των ΣΑΩΛ ο δείκτης $\gamma(\%)$ ο οποίος εκφράζει το ποσοστό ισχύος αιολικών σταθμών σε σχέση με το μέγιστο ωριαίο φορτίο του συστήματος.

$$\gamma(\%) = \frac{P_m}{P_M} \cdot 100\% \quad (5.10)$$

όπου:

P_m : συνολική εγκατεστημένη ισχύς αιολικών σταθμών στο σύστημα, η συνολική μέγιστη ισχύς που μπορεί να διατεθεί από τους παραγωγούς,

P_M : μέγιστη ωριαία ισχύς πραγματικού φορτίου του συστήματος.

Οι ΣΑΩΛ ορίζονται ως συνάρτηση του ποσοστού $\gamma(\%)$ από τον Πίνακα 5.1 και αποτελούν χαρακτηριστικό του αυτόνομου συστήματος του νησιού.

Πίνακας 5.1: Τρόπος υπολογισμού των Συμβατικά Ανηγμένων Ωρών Λειτουργίας των αιολικών σταθμών (ΣΑΩΛ).

Ποσοστό $\gamma(\%)$	ΣΑΩΛ (h)
5	...
10	...
15	...
20	...
25	...
30	...

5.2.3 Προσδιορισμός της συνάρτησης $E_{wind,tot}$ για σύστημα με δεδομένο μέγιστο φορτίο, $P_M = 700 MW$

Ορίζουμε σύστημα με μέγιστη ωριαία ισχύ πραγματικού φορτίου $P_M = 700 MW$.

Με αυτό ως δεδομένο, για κάθε επίπεδο του δείκτη $\gamma(\%)$ υπολογίζεται η συνολική εγκατεστημένη ισχύς αιολικών σταθμών στο σύστημα, P_m :

Κεφάλαιο 5 Βελτιστοποίηση του σημείου λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρισμού με εφαρμογή των αρχών του διεπίπεδου προγραμματισμού

Πίνακας 5.2: Επίπεδα εγκατεστημένης ισχύος αιολικών σταθμών P_m , για μέγιστο φορτίο συστήματος $P_M = 700MW$.

$\gamma(\%)$	$P_m(MW)$
5%	35
10%	70
15%	105
20%	140
25%	175
30%	210
35%	245
40%	280
45%	315

Για δεδομένα ΣΑΩΛ υπολογίζεται η αποδιδόμενη ενέργεια για κάθε επίπεδο του δείκτη $\gamma(\%)$:

$$E_{wind,tot} = \Sigma A\Omega\Lambda \cdot P_m \quad (5.11)$$

Τα παραπάνω παρουσιάζονται συνολικά στον Πίνακα 5.3.

Πίνακας 5.3: Υπολογισμός της συνολικής μέγιστης αποδιδόμενης από αιολικούς σταθμούς ενέργειας για μέγιστο φορτίο συστήματος $P_M = 700MW$.

$\gamma(\%)$	$\Sigma A\Omega\Lambda$	$P_m(MW)$	$E_{wind,tot} (MWh)$	CF
5	8697,69	35	304419,15	0,992
10	8410,07	70	588704,9	0,960
15	7768,35	105	815676,75	0,886
20	6604,66	140	924652,4	0,753
25	5470,36	175	957313	0,624
30	4573,03	210	960336,3	0,522
35	3919,74	245	960336,3	0,447
40	3429,77	280	960335,6	0,391
45	3048,68	315	960334,2	0,348

Η σημασία του συντελεστή χρησιμοποίησης CF

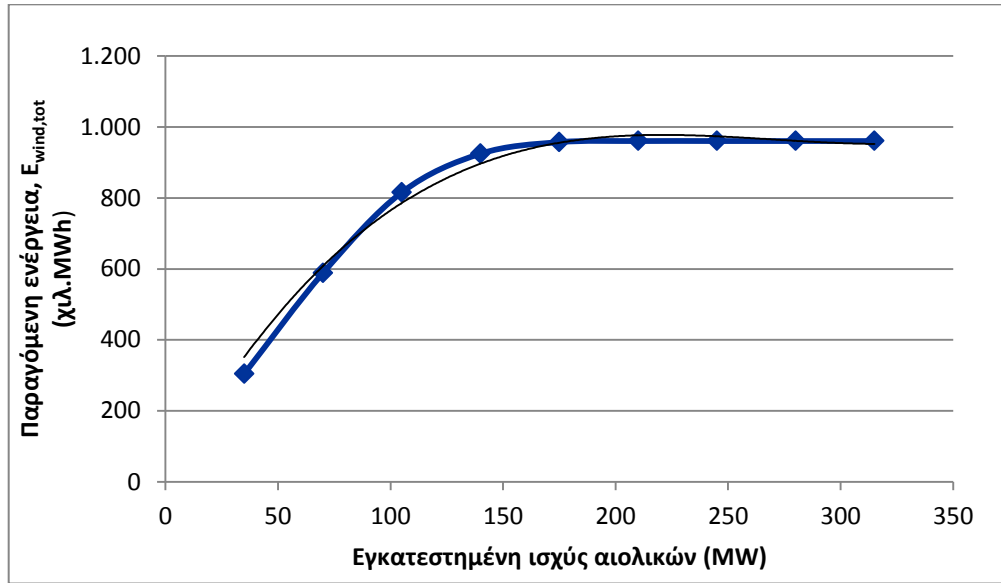
Η βιώσιμη λειτουργία του κάθε αιολικού πάρκου καθορίζεται από την τιμή του συντελεστή χρησιμοποίησής του (Capacity Factor) που ορίζεται από την ενέργεια που παράγει προς αυτή που θα μπορούσε να παράγει αν λειτουργούσε όλες τις ώρες υπό ονομαστική ισχύ.

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 5.3, ο συντελεστής χρησιμοποίησης του κάθε πάρκου εξαρτάται από τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων παραγωγής (εν προκειμένω των μονάδων αιολικής) των ζητούμενων ΣΑΩΛ.

Η συνάρτηση $E_{wind,tot}$:

Με βάση τα παραπάνω έχει υπολογιστεί η **συνολική μέγιστη αποδιδόμενη (παραγόμενη) ενέργεια από αιολικούς σταθμούς** $E_{wind,tot}$ (στις τιμές αυτές εμπεριέχονται οι περιορισμοί διείσδυσης), συναρτήσει της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος αιολικών σταθμών στο σύστημα, P_m :

Διάγραμμα 5.1: Η συνολική μέγιστη αποδιδόμενη ενέργεια από αιολικούς σταθμούς (σε χιλ. MWh) ως συνάρτηση της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος αιολικού δυναμικού (σε MW).



Η συνάρτηση $E_{wind,tot}$ προσεγγίζεται με πολυώνυμο 3^{ης} τάξης οπότε θεωρούμε ότι ισούται (προσεγγιστικά):

$$E_{wind,tot} = 0,0546 \cdot P_m^3 - 44,151 \cdot P_m^2 + 11.516 \cdot P_m \quad (5.12)$$

Η μεταβλητή P_m , η συνολική εγκατεστημένη ισχύς αιολικού δυναμικού, η οποία στο εξής θα αναφέρεται P , αποτελεί μία κρίσιμη παράμετρο που παίζει σημαντικό ρόλο στη συνέχεια της εργασίας.

5.2.4 Καμπύλη κόστους θερμικών μονάδων, $cost(E_{TH,tot})$

Ένταξη μονάδων παραγωγής (unit commitment)

Το πρόβλημα της ένταξης μονάδων (Unit Commitment Problem-UCP) έγκειται στον προσδιορισμό του βέλτιστου υποσυνόλου μονάδων παραγωγής, από το σύνολο των εγκατεστημένων μονάδων, που πρέπει να είναι ενταγμένο στο σύστημα για δεδομένο χρονικό διάστημα. Το κριτήριο για την ένταξη των μονάδων είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής έχοντας εξασφαλίσει την εξυπηρέτηση του συνολικού φορτίου ζήτησης. Το κόστος παραγωγής περιλαμβάνει το κόστος καυσίμων, το κόστος εκκίνησης και τερματισμού και το κόστος λειτουργίας χωρίς φορτίο. Ζητούμενο είναι ένα αλγόριθμος ένταξης και αποσύνδεσης των μονάδων παραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη περιορισμούς που αφορούν τις μονάδες αλλά και το σύστημα γενικότερα. Το

Κεφάλαιο 5 Βελτιστοποίηση του σημείου λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρισμού με εφαρμογή των αρχών του διεπίπεδου προγραμματισμού

πρόβλημα ένταξης είναι μία σημαντική ερευνητική περιοχή, ιδιαίτερα ενδιαφέρουσα εξαιτίας της πολυπλοκότητας του προβλήματος και των παραγόντων που το περιγράφουν καθώς και της ευρύτητας των δυνατών τρόπων προσέγγισης της επίλυσής του.

Στρεφόμενη εφεδρεία (spinning reserve): Σε περίπτωση απώλειας μιας ενταγμένης μονάδας, οι υπόλοιπες ενταγμένες μονάδες πρέπει να έχουν την ικανότητα να καλύψουν το φορτίο για το οποίο ήταν υπεύθυνη η μονάδα που απωλέσθηκε. Στο πλαίσιο των παρακάτω υπολογισμών η στρεφόμενη εφεδρεία ορίζεται ως 10 % του φορτίου.

Στόχος της παρούσας παραγράφου είναι ο υπολογισμός του ετήσιου κόστους εξυπηρέτησης φορτίου. Η συνολική ισχύς των μονάδων παραγωγής πρέπει να καλύπτει το σύνολο της ζήτησης αιχμής του φορτίου καθώς και την εφεδρεία. Χρησιμοποιούμε ως μέθοδο επίλυσης του προβλήματος ένταξης των μονάδων τη **σειρά ή λίστα προτεραιότητας (PL-priority list)**.

Η λίστα προτεραιότητας αποτελείται από τα παρακάτω δεδομένα του συστήματος:

- 1^η στήλη: αθροιστική ισχύς μονάδων παραγωγής
- 2^η στήλη: κόστος οριακής μονάδας

Με δεδομένα την ετήσια καμπύλη διάρκειας φορτίου (Load Duration Curve-LDC) και τη λίστα προτεραιότητας (PL) των μονάδων παραγωγής και για κάθε τιμή επιπέδου φορτίου από την καμπύλη διάρκειας φορτίου:

-αναζητούμε στην πρώτη στήλη της λίστας προτεραιότητας την αθροιστική ισχύ των μονάδων που μόλις καλύπτει το δεδομένο επίπεδο φορτίου.

-αποθήκευουμε σε χωριστό πίνακα την αντίστοιχη τιμή της 2^{ης} στήλης του πίνακα PL, που αντιστοιχεί το μοναδιαίο κόστος της πιο ακριβής μονάδας.

-υπολογίζουμε το ωριαίο κόστος εξυπηρέτησης φορτίου ως το γινόμενο του επιπέδου φορτίου με το κόστος της πιο ακριβής μονάδας.

Το ετήσιο κόστος εξυπηρέτησης φορτίου προκύπτει ως το άθροισμα του ωριαίου κόστους για όλες τις ώρες του έτους. Οι υπολογισμοί έγιναν με το MATLAB. Στο Διάγραμμα 5.2 παρουσιάζεται η καμπύλη κόστους των θερμικών μονάδων.

Πίνακας 5.4: Υπολογισμός της καμπύλης κόστους θερμικών μονάδων.

	GWh/έτος	χιλ. €/έτος
775,1	4044	1083124
760,09	3966	1041240
745,09	3888	999756,5
731,09	3815	961041
701,89	3663	886028,2
682,14	3559	840024,9
668,64	3489	809578,3
610,64	3186	692003
552,64	2884	593474,5
525,09	27400	551459,8
497,54	2596	510324,8
454,84	2373	446988,3
328,84	1716	264565,2
314,54	1641	248422,9
300,24	1567	233462,6
276,74	1444	210541,6
253,24	1321	188838
229,74	1199	168493
186,54	973	133976,8
143,34	748	99678,81
132,34	691	91684,28
121,34	633	83946,15
110,34	576	76310,13
99,34	518	68701,77
49,67	259	34350,89

Η καμπύλη $cost(E_{TH,tot})$ προσεγγίζεται από γραμμική γραμμή τάσης της μορφής $y = c \cdot x$ όπου:

x : ετήσιος όγκος φορτίου που εξυπηρετείται από συμβατικούς σταθμούς παραγωγής (σε GWh/έτος) και

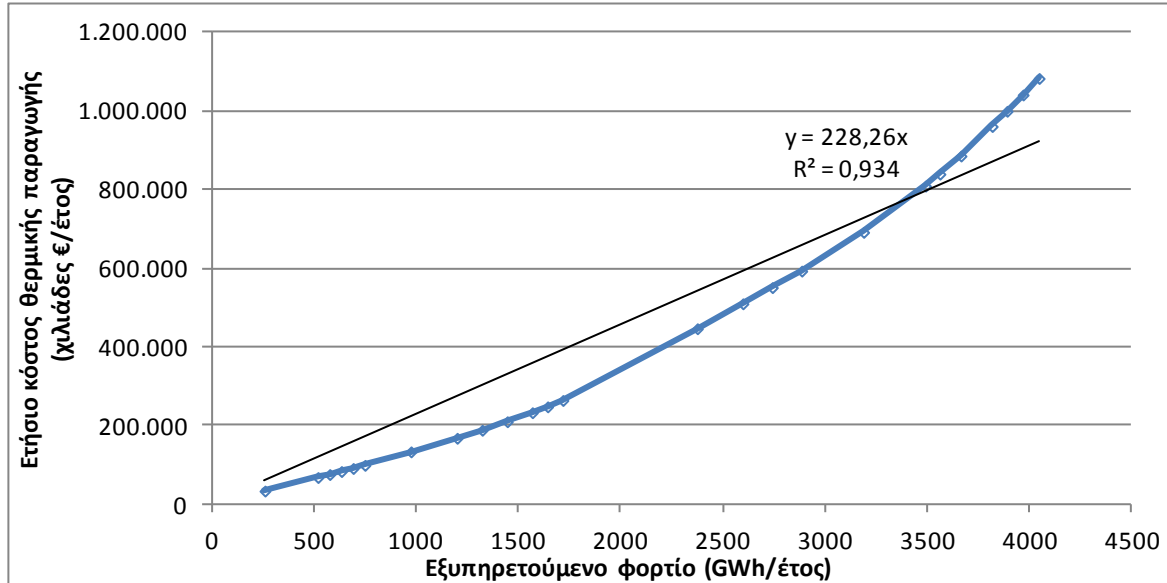
y : ετήσιο κόστος παραγόμενης ενέργειας από συμβατικές μονάδες για την εξυπηρέτηση του όγκου φορτίου x (σε χιλιάδες €/έτος).

Δηλαδή, η προσεγγιστική καμπύλη κόστους των θερμικών μονάδων συναρτήσει του φορτίου που εξυπηρετούν είναι η εξής:

$$cost(E_{TH,tot}) = c \cdot E_{TH,tot} \quad (5.13)$$

όπου $c = 228,26 \text{ €/MWh}$.

Διάγραμμα 5.2: Καμπύλη κόστους θερμικών μονάδων



5.3 Διεπίπεδος προγραμματισμός

Στη λογική της ύπαρξης ανταγωνισμού στα συμφέροντα δύο διαφορετικών παικτών (συγκρουόμενα συμφέροντα), το υπό μελέτη Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας, με τα χαρακτηριστικά που καθορίστηκαν στην παράγραφο 5.2, προσεγγίζεται στο εξής με διαφορετική σκοπιά και εντάσσεται στις έννοιες και αρχές της θεωρίας παιγνίων.

Έτσι, θα προσεγγίσουμε το βέλτιστο σημείο λειτουργίας του συστήματος (FiT , P) χρησιμοποιώντας βασικούς όρους και αρχές της θεωρίας παιγνίων, του σημείου ισορροπίας Nash και του διεπίπεδου προγραμματισμού. Στην παράγραφο αυτή γίνεται μία σύντομη (εισαγωγική) παρουσίαση αυτών των βασικών εννοιών.

5.3.1 Θεωρία παιγνίων

Η *θεωρία παιγνίων (game theory)* χρησιμοποιείται ως εργαλείο για την κατανόηση και μελέτη καταστάσεων στις οποίες αλληλεπιδρώντα μέλη (παίκτες) παίρνουν αποφάσεις. Ένα *παιγνιο* συνίσταται από ένα σύνολο παικτών που ανταγωνίζονται με βάση ένα προκαθορισμένο σύνολο κανόνων. Οι παίκτες πρέπει να πάρουν αποφάσεις σε συνθήκες συναγωνισμού/ανταγωνισμού λαμβάνοντας υπόψη τις πιθανές κινήσεις των αντιπάλων. [21]

Βασική θεώρηση που γίνεται είναι ότι οι παίκτες έχουν «ορθολογική συμπεριφορά» (*Rational Behaviour*): Κάθε παίκτης επιλέγει μία βέλτιστη κίνησή του με βάση τις προτιμήσεις που έχει. Ανεξάρτητα από τη φύση των προτιμήσεων του παίκτη σε ένα παίγνιο, συμπεριφέρεται ορθολογικά με την έννοια ότι προσπαθεί να ικανοποιήσει τις προτιμήσεις αυτές. Συνήθως οι προτιμήσεις των παικτών δίνονται με τη μορφή συναρτήσεων απόδοσης (utility functions ή payoff functions) ή ενός πίνακα (matrix game).

Ισορροπία Nash (Nash Equilibrium): Σε ένα παίγνιο αποφάσεων μια ισορροπία Nash είναι μια κατάσταση του παιγνίου στην οποία κανένας παίκτης δεν μπορεί να βελτιώσει τη θέση του επιλέγοντας μια άλλη κίνηση, με την προϋπόθεση ότι όλοι οι υπόλοιποι παίκτες δεν θα αλλάξουν την κίνησή τους. Η ισορροπία Nash και οι παραλλαγές της είναι η δημοφιλέστερη έννοια λύσης παιγνίων. Χρησιμοποιώντας την έννοια του *προφίλ ενεργειών* ο ορισμός της ισορροπίας Nash είναι: μία ισορροπία Nash είναι ένα προφίλ ενεργειών α^* (σύνολο με συγκεκριμένες επιλογές των παικτών) με την ιδιότητα ότι κανένας παίκτης δεν βελτιώνει τη θέση του επιλέγοντας μια ενέργεια διαφορετική από αυτή στο προφίλ α^* , με δεδομένο ότι οι υπόλοιποι παίκτες δεν θα αλλάξουν την κίνησή τους.

Εύρεση ισορροπίας Nash: Εάν το πλήθος των παικτών και των κινήσεων είναι πολύ περιορισμένο τότε είναι δυνατό να εξετάσουμε όλα τα πιθανά προφίλ από την οπτική γωνία κάθε παίκτη για να βρούμε τις δυνατές ισορροπίες Nash.

Συναρτήσεις βέλτιστης απόκρισης: Δεδομένου ενός προφίλ α^{-i} η συνάρτηση βέλτιστης απόκρισης του παίκτη i δίνει το σύνολο των κινήσεων του παίκτη που επιτυγχάνουν το καλύτερο δυνατό αποτέλεσμα για αυτόν.

5.3.2 Μοντέλο ηγεσίας (Stackelberg leadership model)

Στη θεωρία ολιγοπωλίων υπάρχουν τρία επικρατέστερα μοντέλα:

- Το μοντέλο του Cournot,
- Το μοντέλο του Bertrand,
- Το μοντέλο του Stackelberg.

Το τελευταίο προτάθηκε από τον Γερμανό οικονομολόγο Stackelberg το 1934 είναι εξέχουσας σημασίας στη θεωρία των οικονομικών αγορών. [22]

Το πρόβλημα του διεπίπεδου προγραμματισμού είναι ένα πρόβλημα δύο παικτών (*dyopoly*). Στο παίγνιο αυτό οι παίκτες έχουν δύο διακριτούς ρόλους, ο ένας είναι ο **ηγέτης** (*leader*) και ο άλλος ο **ακόλουθος** (*follower*).

Οι παράγοντες που διαμορφώνουν μία απόφαση διαμορφώνονται και από τους δύο παίκτες, που επιδιώκουν να βελτιστοποιήσουν το προσωπικό τους όφελος.

Ο παίκτης που ηγείται ξεκινάει πρώτος γνωρίζοντας για την απόφασή του όλες τις αναμενόμενες κινήσεις του αντιπάλου του και επιλέγει τις τιμές των παραμέτρων που έχει υπό τον έλεγχό του. Ο παίκτης που ακολουθεί αντιδρά με τρόπο που βελτιστοποιεί τα δικά του κριτήρια. Δεδομένου ότι οι εφικτές λύσεις που έχει ο κάθε παίκτης δεν είναι ανεξάρτητες από του άλλου, οι αποφάσεις του παίκτη που ηγείται επηρεάζουν αυτές του ακόλουθου και το αντίστροφο.

Στη γενική του μορφή το παίγνιο αυτό περιγράφεται από τις γενικές μαθηματικές εκφράσεις που ακολουθούν και από το σχήμα 5.1.

Οι γενικές μαθηματικές εκφράσεις $F(x,y)$, $f(x,y)$ που περιγράφουν το παίγνιο είναι:

Κεφάλαιο 5 Βελτιστοποίηση του σημείου λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρισμού με εφαρμογή των αρχών του διεπίπεδου προγραμματισμού

Για το πρώτο επίπεδο (ηγέτης):

$$\min_x F(x, y) \quad (5.14)$$

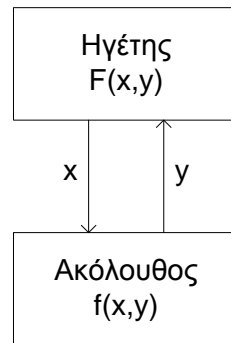
με περιορισμούς: $G(x, y) = 0, \quad H(x, y) \leq 0$

Και για το δεύτερο επίπεδο:

$$\min_y f(x, y) \quad (5.15)$$

με περιορισμούς: $g(x, y) = 0, \quad h(x, y) \leq 0$

Σχήμα 5.1: Το δυοπώλιο του Stackelberg ή μοντέλο ηγέτη-ακόλουθου.



5.3.3 Προς τα πίσω επαγωγή (backwards induction)

Είναι μία συνήθης μεθοδολογία που ακολουθείται για την επίλυση δυναμικών παιγνίων. Ο παίκτης 1, που έχει τον ηγετικό ρόλο στο παίγνιο (και παίζει πρώτος) έχει να επιλύσει ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης (ελαχιστοποίησης ή μεγιστοποίησης) υποθέτοντας ότι είναι ο δεύτερος σε σειρά κινήσεων παίκτης. Αφού προσδιορίσει για όλες τις πιθανές δικές του κινήσεις τη βέλτιστη δυνατή απόκριση που θα μπορούσε να έχει ο παίκτης 2, ο ακόλουθος, λύνει το πρόβλημα βελτιστοποίησης για τον εαυτό του έτσι ώστε να βρει την περισσότερο ωφέλιμη στρατηγική για να ακολουθήσει. [22]

Στο δεύτερο στάδιο του παιγνίου, όταν έρχεται η σειρά του παίκτη 2 υπάρχει ένα νέο πρόβλημα βελτιστοποίησης

$$\max u_2 (a_1, a_2) \quad (5.16)$$

το οποίο λύνεται δοσμένης της κίνησης a_1 που έχει προηγουμένως επιλεγθεί από τον παίκτη 1.

Υποθέτοντας ότι το πρόβλημα βελτιστοποίησης του δεύτερου σταδίου έχει μοναδική λύση την

$$\alpha_2^* = R_2(a_1) \quad (5.17)$$

όπου $R_2(a_1)$ συμβολίζει την συνάρτηση αντενέργειας (ή συνάρτηση απόκρισης) σε κάθε πιθανή κίνηση που θα μπορούσε να επιλέξει ο παίκτης 1.

Δεδομένου ότι η συνάρτηση απόκρισης του ακόλουθου μπορεί να προσδιοριστεί συναρτήσει του a_1 , και δεδομένου ότι το παίγνιο είναι πλήρους πληροφόρησης δηλαδή πως όλοι έχουν πρόσβαση στη συνάρτηση αυτή, το πρόβλημα βελτιστοποίησης του πρώτου σταδίου γίνεται:

$$\max u_1(a_1, R_2(a_1)) \quad (5.18)$$

Η λύση του υποτίθεται μοναδική και συμβολίζεται με a_1^* .

Τότε, η συνολική λύση του παιγνίου με βάση τη μέθοδο της οπισθογενούς επαγωγής είναι το σημείο ισορροπίας $(a_1^*, R_2(a_1^*))$. [22], [21]

5.4 Επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

Ως εφαρμογή των αρχών του διεπίπεδου προγραμματισμού και της μεθόδου επίλυσης με προς τα πίσω επαγωγή, επιλύεται το πρόβλημα αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε ΣΗΕ με χαρακτηριστικά Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος, με μονάδες ΑΠΕ αποκλειστικά σταθμούς αιολικής ενέργειας.

Το πρόβλημα αυτό είναι ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης:

-Ο λειτουργός της αγοράς πρέπει να ικανοποιήσει δεδομένο φορτίο E_{load} . Το φορτίο αυτό, το οποίο είναι η ενέργεια που ζητούν οι καταναλωτές, θεωρείται δεδομένο στο πρόβλημα, ως χαρακτηριστικό του συστήματος. Η ζήτηση ικανοποιείται από τις συμβατικές (θερμικές) μονάδες ηλεκτροπαραγωγής και από τις μονάδες ΑΠΕ

$$E_{load} = E_{Therm} + E_{wind} \quad (5.19)$$

-Ο παραγωγός, που χρηματοδοτεί ένα επενδυτικό έργο ηλεκτροπαραγωγής, θέλει να επιλέξει εκείνο το μέγεθος εγκατεστημένης ισχύος που μεγιστοποιεί τα έσοδά του.

5.4.1 Τοποθέτηση του προβλήματος - Καθορισμός των συναρτήσεων που το περιγράφουν και επιζητούν επίλυση

Σε έννοιες της θεωρίας παιγνίων, έχουμε ένα δυοπώλιο, με ανταγωνιστικά συμφέροντα των δύο παικτών (μοντέλο κατά Stackelberg). Οι παίκτες της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και οι συναρτήσεις που περιγράφουν το παίγνιο είναι:

- άνω επίπεδο του προβλήματος:

Ο λειτουργός της αγοράς στο ρόλο του ηγέτη, ο οποίος κινείται με γνώμονα τη ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής της συνολικής καταναλισκόμενης ενέργειας του συστήματος:

$$\min_{FIT} \{cost(E_{TOT}) = cost(E_{TH,tot}) + cost(E_{wind,tot})\} \quad (5.20)$$

Κεφάλαιο 5 Βελτιστοποίηση του σημείου λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρισμού με εφαρμογή των αρχών του διεπίπεδου προγραμματισμού

$$= c \cdot E_{TH,tot} + FiT \cdot E_{wind,tot}$$

όπου $E_{TH,tot} = E_{load} - E_{wind,tot}$ και η $E_{wind,tot}$ δίνεται από τη σχέση (5.12).

Η μεταβλητή απόφασης είναι η τιμή FiT .

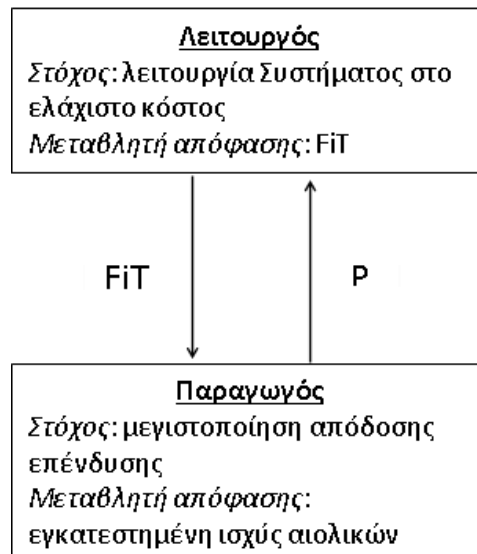
- **κάτω επίπεδο του προβλήματος:**

Ο παραγωγός ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικά πάρκα, ο οποίος κινείται με γνώμονα την μεγιστοποίηση των κερδών του, έστω ότι αυτά εκφράζονται με τον οικονομικό δείκτη της Καθαρής Παρούσας Αξίας:

$$\max_P \{ NPV (P) = \alpha \cdot FiT \cdot P + \beta \cdot P \} \quad (5.21)$$

Η μεταβλητή απόφασης είναι η εγκατεστημένη ισχύς P .

Σχήμα 5.2: Προσέγγιση του προβλήματος της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας με εφαρμογή του δυοπωλίου Stackelberg.



5.4.2 Επίλυση του προβλήματος με τη μέθοδο προς τα πίσω επαγωγής, για σύστημα με μέγιστο φορτίο $P_M = 700 MW$

Στο προηγούμενο κεφάλαιο, στην παράγραφο 4.7.2, προσδιορίστηκαν οι συντελεστές α και β της συνάρτησης $NPV (P, FiT)$ για αιολικό πάρκο στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα, με συγκεκριμένα χαρακτηριστικά και συγκεκριμένο συντελεστή χρησιμοποίησης $cf = 30\%$, ο οποίος εμπεριέχεται στο συντελεστή α της συνάρτησης $NPV (P, FiT)$.

Με την περαιτέρω εργασία της παραγράφου 5.2.3, αποδείχθηκε ότι ο συντελεστής χρησιμοποίησης των αιολικών σταθμών είναι συνάρτηση των μεγεθών $\gamma\%$, $\Sigma A\Omega\Lambda$, P_M και $E_{wind,tot}$ -και όχι τεχνικό χαρακτηριστικό των σταθμών παραγωγής ή δεδομένο της σύμβασης πώλησης- και προϊόν της όλης λειτουργίας του συστήματος σε συνάρτηση με την κατανομή της παραγόμενης ενέργειας.

Αναθεωρούμε τα αποτελέσματα της παραγράφου 4.7.2, απομονώνοντας το μέγεθος του cf από τη μεταβλητή α της $NPV (P, FiT)$ και αντικαθιστώντας στον πρώτο της όρο την $E_{wind,tot}$ ως εξής:

Κεφάλαιο 5 Βελτιστοποίηση του σημείου λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρισμού με εφαρμογή των αρχών του διεπίπεδου προγραμματισμού

$$E_{wind,tot} = P \cdot 8760 \cdot cf (\%) \quad (5.22)$$

Επομένως, η νέα συνάρτηση της Καθαρής Παρούσας Αξίας υπολογίζεται:

$$\begin{aligned} NPV (FiT, P) &= \alpha \cdot FiT \cdot P + \beta \cdot P = \alpha' \cdot FiT \cdot cf(\%) \cdot 8760 \cdot P + \beta \cdot P \\ \Rightarrow NPV (FiT, P) &= \alpha' \cdot FiT \cdot E_{wind,tot}(P) + \beta \cdot P \end{aligned} \quad (5.23)$$

με $E_{wind,tot} = 0,0546 \cdot P^3 - 44,151 \cdot P^2 + 11516 \cdot P$, όπως υπολογίστηκε προηγουμένως.

Με τη μέθοδο λογιστικής των ΚΤΡ, όπως παρουσιάστηκε στην παράγραφο 4.7.2 υπολογίζονται τα α' , β .

$$\alpha' = 6,700, \beta = -1665589,412$$

$$\Rightarrow NPV (FiT, P) = 6,7 \cdot FiT \cdot [0,0546 \cdot P^3 - 44,151 \cdot P^2 + 11516 \cdot P] - 1665589,412 \cdot P$$

$\begin{aligned} \Rightarrow NPV (FiT, P) &= 0,36582 \cdot FiT \cdot P^3 - 295,8117 \cdot FiT \cdot P^2 + 77157,2 \cdot FiT \cdot P \\ &\quad - 1665589,412 \cdot P \end{aligned}$	(5.24)
--	--------

Ο τελευταίος τύπος, η νέα συνάρτηση της Καθαρής Παρούσας Αξίας, αποτελεί στο παίγνιο την συνάρτηση που περιγράφει το επίπεδο του παραγωγού.

Η (5.24) αντιστοιχεί στη συνάρτηση u_2 της σχέσης (5.16), με $a_1 = FiT$ και $a_2 = P$.

1. Επίλυση του προβλήματος του παραγωγού (κάτω επίπεδο του προβλήματος)

Ξεκινώντας την επίλυση από το δεύτερο στάδιο του παιγνίου, το επίπεδο του παραγωγού, έτσι όπως προτείνει η μέθοδος της προς τα πίσω επαγωγής, η τιμή **FiT δεν αποτελεί μεταβλητή απόφασης σε αυτό το επίπεδο**: ο παραγωγός είναι δεύτερος κατά τη λήψη απόφασης, δεν έχει ούτως ή άλλως άμεσο έλεγχο επί του FiT, ενώ υποθετικά η λήψη απόφασης για την τιμή του FiT έχει ήδη προηγηθεί (από τον λειτουργό). Δηλαδή, ακολουθώντας αυτά που ορίζει η μέθοδος της προς τα πίσω επαγωγής, κάνουμε την “υπόθεση εργασίας” ότι το FiT είναι γνωστό στον παραγωγό και βάση της γνώσης αυτής θα λάβει την απόφαση για το ύψος της παραγωγής του.

Συνεπώς, κατά την επίλυση αυτού του επιπέδου η FiT αποτελεί σταθερά. **Για δεδομένο FiT**, ο τύπος (5.24) γίνεται:

$$\begin{aligned} NPV (P) &= 0,36582 \cdot FiT \cdot P^3 - 295,8117 \cdot FiT \cdot P^2 + 77.157,2 \cdot FiT \cdot P \\ &\quad - 1.665.589,412 \cdot P \end{aligned} \quad (5.25)$$

Η μεγιστοποίηση του οφέλους του παραγωγού επιτυγχάνεται όταν:

Κεφάλαιο 5 Βελτιστοποίηση του σημείου λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρισμού με εφαρμογή των αρχών του διεπίπεδου προγραμματισμού

$$\frac{\partial NPV(P, FiT)}{\partial P} = 0 \Rightarrow$$

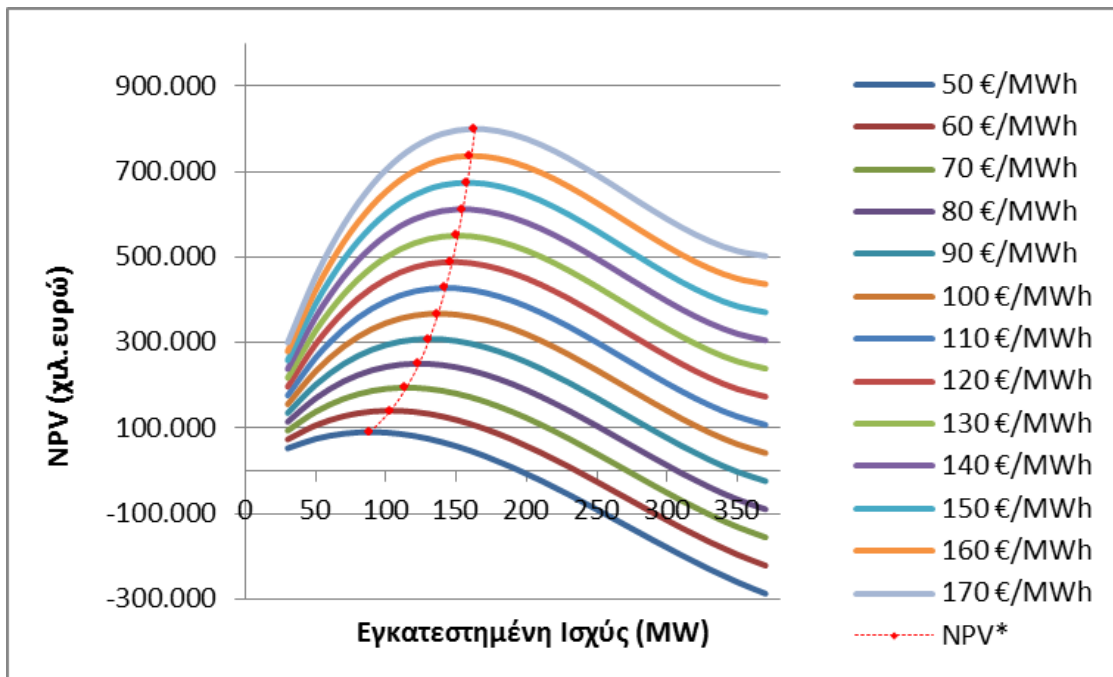
$$3 \cdot 0,36582 \cdot FiT \cdot P^2 - 2 \cdot 295,8117 \cdot FiT \cdot P + 77.157,2 \cdot FiT - 1.665.589,412 = 0 \quad (5.26)$$

$$\Delta = 11.310,4846 \cdot FiT^2 + 7.311.671,024 \cdot FiT$$

$$P^*(FiT) = \frac{2 \cdot 295,8117 \cdot FiT \pm \sqrt{\Delta}}{2 \cdot 3 \cdot 0,36582 \cdot FiT} \quad (5.27)$$

Ουσιαστικά η σχέση (5.27) περιγράφει μαθηματικά τη βέλτιστη απόκριση του παραγωγού (εκείνη που μεγιστοποιεί την καθαρή παρούσα αξία της επένδυσής του) για όλα τα πιθανά επίπεδα τιμών FiT που ενδεχομένως να επιλέξει ο λειτουργός του συστήματος. Δηλαδή, αντιστοιχεί στη συνάρτηση απόκρισης (5.17) του συγκεκριμένου προβλήματος.

Διάγραμμα 5.3: Εποπτική παρουσίαση των λύσεων του προβλήματος του παραγωγού (βέλτιστος συνδυασμός τιμής FiT -εγκατεστημένης ισχύος που μεγιστοποιεί την Καθαρή Παρούσα Αξία της επένδυσης και ελαχιστοποιεί το κόστος λειτουργίας του συστήματος).



Στο Διάγραμμα 5.3 παρουσιάζονται για διάφορες τιμές FiT οι αντίστοιχες καμπύλες της NPV συναρτήσεως της εγκατεστημένης ισχύος P . Τα βέλτιστα P , που αποτελούν λύση για το πρόβλημα του παραγωγού, είναι εκείνα που μεγιστοποιούν την NPV . Όμως, η συνάρτηση της καθαρής παρούσας αξίας αλλάζει μορφή ανάλογα με την τιμή που παίρνει το FiT . Συνεπώς, η βέλτιστη επιλογή για την ισχύ P αποτελεί συνάρτηση της εκάστοτε τιμής FiT που θα επιλέξει ο λειτουργός της αγοράς. Αυτά τα βέλτιστα P είναι τα σημεία που μεγιστοποιούν την NPV και βρίσκονται πάνω στην κόκκινη γραμμή του διαγράμματος.

Για διάφορα επίπεδα τιμών FiT υπολογίζονται στη συνέχεια και αριθμητικά τα αντίστοιχα P (Πίνακας 5.5) χρησιμοποιώντας τη σχέση (5.27). Αυτά τα ζεύγη τιμών που προκύπτουν βελτιστοποιούν την $NPV(P, FiT)$, δηλαδή αποτελούν ένα σύνολο αποδεκτών λύσεων του προβλήματος από την πλευρά του παραγωγού.

Στη στήλη " P (απορρίπτεται)" εμφανίζονται οι τιμές του P για το θετικό πρόσημο του τύπου (5.27), που όμως δίνουν μία μη λογική συσχέτιση του P με το FiT (P μειώνεται όσο FiT αυξάνεται) και συνεπώς απορρίπτονται. Οι αποδεκτές τιμές για το P προκύπτουν για το αρνητικό πρόσημο του τύπου (5.27) και είναι αυτές της τρίτης στήλης του πίνακα 5.5. Για τα βέλτιστα αυτά ζεύγη υπολογίζεται και η αντίστοιχη τιμή της NPV .

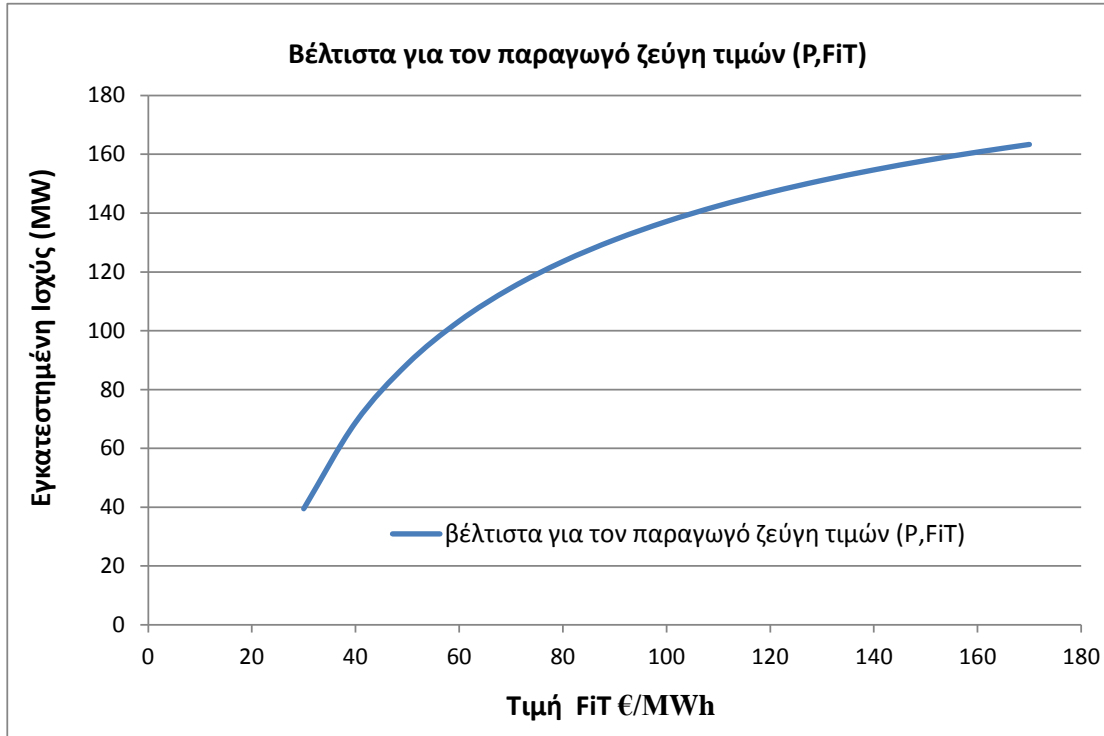
Πίνακας 5.5: Εγκατεστημένη ισχύς P που εξασφαλίζει βέλτιστη Καθαρή Παρούσα Αξία για τον παραγωγό, για διάφορα επίπεδα της τιμής FiT .

$FiT = x$	P (απορρίπτεται)	P (δεκτό) = y	NPV
30	499,6223891	39,46185999	12.470.668,3
40	470,2648755	68,81937359	46.501.116,3
50	450,376965	88,70728409	90.851.296,3
60	435,8019133	103,2823358	140.965.163,7
70	424,5543871	114,529862	194.673.280,3
80	415,5512499	123,5329992	250.795.569,1
90	408,1450843	130,9391648	308.628.711,6
100	401,9221573	137,1620918	367.724.528,1
110	396,6041843	142,4800648	427.782.405,7
120	391,9962465	147,0880026	488.592.363,6
130	387,9572517	151,1269974	550.002.816,6
140	384,3822485	154,7020006	611.901.307,1
150	381,1913561	157,892893	674.202.464,2
160	378,3225715	160,7616776	736.840.193,5
170	375,7269459	163,3573032	799.762.447,6

Διαγραμματικά τα βέλτιστα ζεύγη τιμών για τον παραγωγό εικονίζονται παρακάτω.

Κεφάλαιο 5 Βελτιστοποίηση του σημείου λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρισμού με εφαρμογή των αρχών του διεπίπεδου προγραμματισμού

Διάγραμμα 5.4: Απεικόνιση των δυνατών λύσεων του προβλήματος του παραγωγού, ζεύγη τιμών P , FiT που μεγιστοποιούν την Καθαρή Παρούσα Αξία της επένδυσης του παραγωγού.



2. Επίλυση του προβλήματος του λειτουργού της αγοράς (άνω επίπεδο του προβλήματος)

Έχοντας επιλύσει το κάτω επίπεδο του προβλήματος ηγεσίας συνεχίζουμε με το δεύτερο στάδιο της επίλυσης, όπως επιτάσσει η μέθοδος της προς τα πίσω επαγωγής. Στο στάδιο αυτό επιλύεται το πρόβλημα του λειτουργού της αγοράς (άνω επίπεδο του προβλήματος ηγεσίας).

Σύμφωνα με τον τύπο (5.20), που περιγράφει το πρόβλημα του άνω επιπέδου, και με δεδομένη την καμπύλη κόστους θερμικών μονάδων που δίνεται από τη σχέση (5.13), το πρόβλημα στην ολοκληρωμένη του μορφή γράφεται:

$$\begin{aligned}
 \min_{FiT} \{cost(P^*, FiT) &= c \cdot (E_{load} - E_{wind,tot}) + FiT \cdot E_{wind,tot}\} \\
 &\Rightarrow \min_{FiT} \{c \cdot E_{load} + (c - FiT) \cdot E_{wind,tot}\} \\
 &\Rightarrow \min_{FiT} \{c \cdot E_{load} + (c - FiT) \cdot (A \cdot P^{*3} + B \cdot P^{*2} + \Gamma \cdot P^*)\}
 \end{aligned} \tag{5.28}$$

όπου $c = 228,26$ (όπως υπολογίστηκε στην παράγραφο 5.2.4) $A = 0,0546$, $B = -44,151$, $\Gamma = 11.516$ (όπως υπολογίστηκαν στην παράγραφο 5.2.3) και το P^* δίνεται από τη σχέση (5.27).

Δεδομένης της βέλτιστης απόκρισης των παραγωγών $P^*(FiT)$, έτσι όπως υπολογίστηκε στο προηγούμενο στάδιο της επίλυσης, η ελαχιστοποίηση του κόστους εξυπηρέτησης του φορτίου επιτυγχάνεται όταν:

Κεφάλαιο 5 Βελτιστοποίηση του σημείου λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρισμού με εφαρμογή των αρχών του διεπίπεδου προγραμματισμού

$$\frac{dcost(P^*, FiT)}{dFiT} = 0 \Rightarrow \frac{\partial cost(P^*, FiT)}{\partial P^*} \cdot \frac{\partial P^*(FiT)}{\partial FiT} = 0 \quad (5.29)$$

Η επαναληπτική αριθμητική “Μέθοδος της Τέμνουσας”, Secant Method

Για τον ακριβή υπολογισμό του ελαχίστου της συνάρτησης $cost(P^*, FiT)$ χρησιμοποιήθηκε η μέθοδος της τέμνουσας. Η μέθοδος αυτή ορίζει την προσέγγιση τη ρίζα της συνάρτησης $f'(x)$ με ευθεία που περνάει από τα δύο σημεία $(x_{n-1}, f'(x_{n-1}))$ και $(x_n, f'(x_n))$ σύμφωνα με τον τύπο:

$$x_{n+1} = x_n - f'(x_n) \cdot \frac{x_n - x_{n-1}}{f'(x_n) - f'(x_{n-1})} \quad (5.30)$$

όπου τα x_n, x_{n-1} είναι διαδοχικές προσεγγίσεις της ρίζας.

Αναλυτική περιγραφή της επίλυσης με τη μέθοδο της Τέμνουσας γίνεται στην Παράγραφο 5.6.

5.5 Αποτελέσματα

Αρχικά εξετάζεται η επίδραση διαφορετικών επιπέδων συνολικής κατανάλωσης φορτίου: $\bar{P}_{Load} = 300,400, \dots, 800MW$. Προκύπτουν τα αποτελέσματα του Πίνακα 5.6.

Πίνακας 5.6: Κόστος παραγωγής της συνολικής καταναλισκόμενης ενέργειας του συστήματος, για διάφορα επίπεδα κατανάλωσης φορτίου, για διάφορα επίπεδα τιμών FiT του λειτουργού της αγοράς.

P Load (MW)	300	400	500	600	700	800
Συνολική καταναλισκόμενη ενέργεια (MWh)	2628000	3504000	4380000	5256000	6132000	7008000
FiT=x	cost (P,FiT):	cost (P,FiT):	cost (P,FiT):	cost (P,FiT):	cost (P,FiT):	cost (P,FiT):
30	522735337,2	722691097,2	922646857,2	1122602617	1322558377	1522514137
40	486682321,9	686638081,9	886593841,9	1086549602	1286505362	1486461122
50	472902946,9	672858706,9	872814466,9	1072770227	1272725987	1472681747
60	468862585,2	668818345,2	868774105,2	1068729865	1268685625	1468641385
62	468744271,7	668700031,7	868655791,7	1068611552	1268567312	1468523072
62,3	468741734,2	668697494,2	868653254,2	1068609014	1268564774	1468520534
62,34	468741682,2	668697442,2	868653202,2	1068608962	1268564722	1468520482
62,35	468741679,7	668697439,7	868653199,7	1068608960	1268564720	1468520480
62,36	468741681,3	668697441,3	868653201,3	1068608961	1268564721	1468520481
62,4	468741729,6	668697489,6	868653249,6	1068609010	1268564770	1468520530
65	468881126,2	668836886,2	868792646,2	1068748406	1268704166	1468659926
70	469806240,6	669762000,6	869717760,6	1069673521	1269629281	1469585041
80	473583277,7	673539037,7	873494797,7	1073450558	1273406318	1473362078
90	479097376,8	679053136,8	879008896,8	1078964657	1278920417	1478876177
100	485738802,9	685694562,9	885650322,9	1085606083	1285561843	1485517603

Κεφάλαιο 5 Βελτιστοποίηση του σημείου λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρισμού με εφαρμογή των αρχών του διεπίπεδου προγραμματισμού

Από τα αποτελέσματα αυτά προκύπτει ότι το συνολικό φορτίο, δηλαδή το μέγεθος του αυτόνομου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας δεν αποτελεί παράγοντα που επηρεάζει τη βέλτιστη τιμή που μπορεί να επιλέξει ο λειτουργός της αγοράς. Το συμπέρασμα αυτό είναι αναμενόμενο, καθώς η βελτιστοποίηση δεν επηρεάζεται από την τιμή της παραμέτρου E_{load} .

Έχοντας χρησιμοποιήσει ένα ευρύ φάσμα πιθανών τιμών $FiT = \{30,40, \dots, 170\}$ η βέλτιστη (ελάχιστη) τιμή του κόστους του συστήματος προκύπτει για τιμή του FiT που, προσεγγιστικά, υπολογίζεται στα 62,35€/MWh, όπως φαίνεται και στον παραπάνω πίνακα.

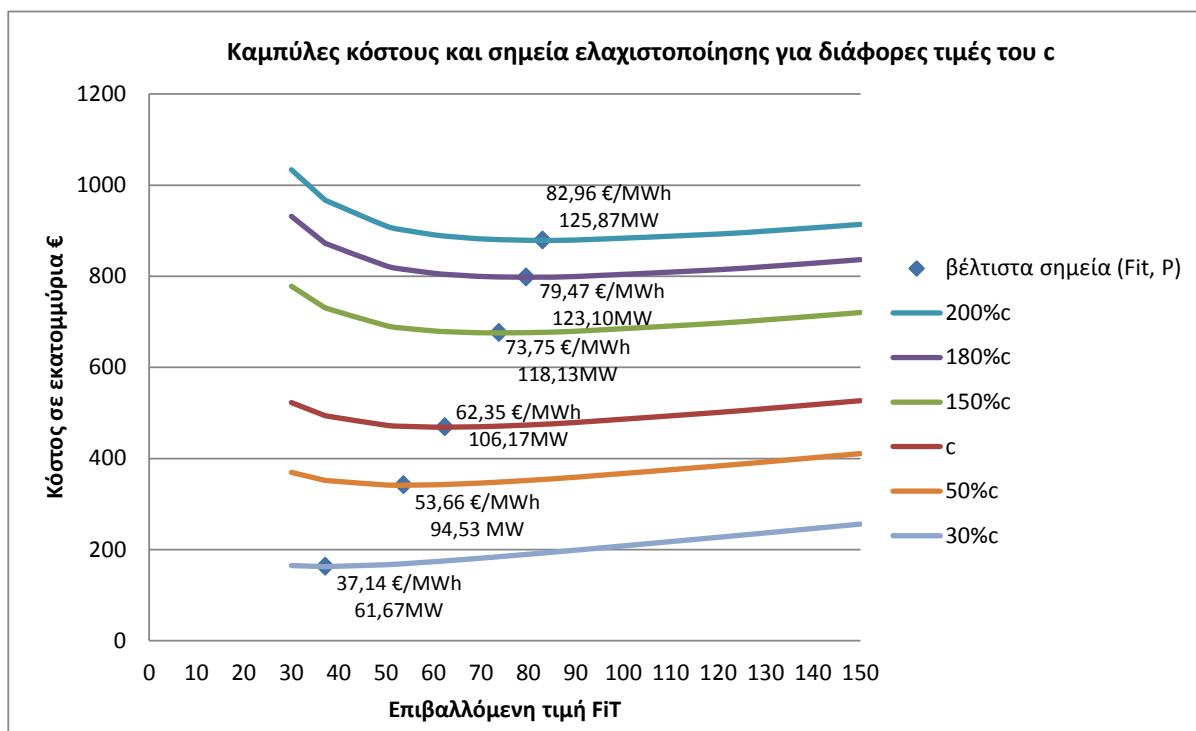
Η ανάλυση συνεχίζεται για ένα από τα επίπεδα αυτά. Επιλέγεται, **έστω $P_{Load} = 300MW$** . Θα διερευνηθεί ο τρόπος που επηρεάζει η τιμή της παραμέτρου κόστους των θερμικών μονάδων c .

Διερεύνηση για τα διάφορα επίπεδα της τιμής της παραμέτρου c .

Για να μελετηθεί η επίδραση της παραμέτρου c της καμπύλης κόστους των θερμικών μονάδων παραγωγής του συστήματος, πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας ως προς την παράμετρο αυτή. Επιλέγονται μεταβολές για την παράμετρο που αντιστοιχούν σε ποσοστά: -50%, -70%, +50%, +80%, +100% της αρχικής τιμής της.

Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο Διάγραμμα 5.5.

Διάγραμμα 5.5: Εποπτική παρουσίαση των λύσεων του προβλήματος του λειτουργού της αγοράς.



Στο Διάγραμμα 5.5 βλέπουμε τον τρόπο με τον οποίο προκύπτει το κόστος του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ως συνάρτηση παραγόντων που αφορούν τους δύο συντελεστές που το αποτελούν:

- τους παραγωγούς ενέργειας από συμβατικές πηγές καυσίμων (έτσι όπως αναφέρθηκαν στο κεφάλαιο 1) και
- τους παραγωγούς ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές.

Στην ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικές μονάδες το κόστος περιγράφεται από τον συντελεστή c , ο οποίος περιγράφει το σύνολο αλληλεξάρτησης μεταξύ των θερμικών μονάδων και τα επιμέρους κόστη λειτουργίας τους (έτσι όπως αναλύθηκε στην παράγραφο 5.2.4). Παίρνοντας πολλαπλά σενάρια για την τιμή του συντελεστή αυτού, c , μπορούμε να δούμε πώς επηρεάζεται η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ.

Για χαμηλό κόστος λειτουργίας των συμβατικών μονάδων υπάρχει έλλειψη κινήτρου για τον λειτουργό της αγοράς να αποφασίσει υψηλή τιμή FiT για την ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ. Όσο η ενέργεια από θερμικές μονάδες γίνεται ακριβότερη, όσο δηλαδή η τιμή της παραμέτρου c αυξάνεται, τόσο η τιμή FiT που συμφέρει να αποδοθεί για την παραγόμενη από ΑΠΕ ενέργεια κινείται σε υψηλότερα επίπεδα. Αυτό σημαίνει ότι όσο η παραγωγή των θερμικών μονάδων καθίσταται ολοένα και περισσότερο μη οικονομική, τόσο πιο ανταγωνιστική είναι η επιλογή της αγοράς ενέργειας από τους ηλεκτροπαραγωγούς των μονάδων ΑΠΕ. Φυσικά, για πολύ αυξημένη τιμή του συντελεστή c , οι τιμές FiT είναι επίσης πολύ αυξημένες, αφού πλέον η μεγαλύτερα προκύπτει ακριβή από τις θερμικές μονάδες οπότε το σημείο ισορροπίας του συστήματος, με δεδομένο ότι και οι ηλεκτροπαραγωγοί των ΑΠΕ επιθυμούν μεγιστοποίηση της ΚΠΑ της επένδυσής τους (την υψηλότερη τιμή FiT), μετατοπίζεται σε υψηλότερη τιμή FiT.

Συμπερασματικά, όσο το κόστος παραγωγής από θερμικές μονάδες αυξάνεται τόσο τα σημεία ισορροπίας (σημεία βελτιστοποίησης του κόστους του συστήματος) μετατοπίζονται σε υψηλότερες τιμές FiT αφού αυτές οι τιμές ικανοποιούν με βέλτιστο τρόπο ταυτόχρονα τα δύο ανταγωνιστικά οικονομικά συμφέροντα: χαμηλότερο συνολικό κόστος ενέργειας για τον παραγωγό και επίτευξη της βέλτιστης τιμής πώλησης για τον παραγωγό με συνακόλουθο την βέλτιστη απόδοση της επένδυσής του, μέσω του δείκτη της Καθαρής Παρούσας Αξίας.

Τα παραπάνω σημεία ισορροπίας του συστήματος παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.7 και στο Διάγραμμα 5.6.

Πίνακας 5.7: Αριθμητικά αποτελέσματα της επίλυσης του προβλήματος βελτιστοποίησης

Παράμετρος κόστους θερμικών μονάδων (€/MWh)	Βέλτιστη τιμή FiT (€/MWh)	Ισχύς αιολικών (MW)
68,47 (30% c)	37,14	61,67
159,78 (50% c)	53,66	94,53
228,26 (100% c)	62,35	106,17
342,39 (150% c)	73,75	118,13
410,86 (180% c)	79,47	123,10
456,52 (200% c)	82,96	125,87

Κεφάλαιο 5 Βελτιστοποίηση του σημείου λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρισμού με εφαρμογή των αρχών του διεπίπεδου προγραμματισμού

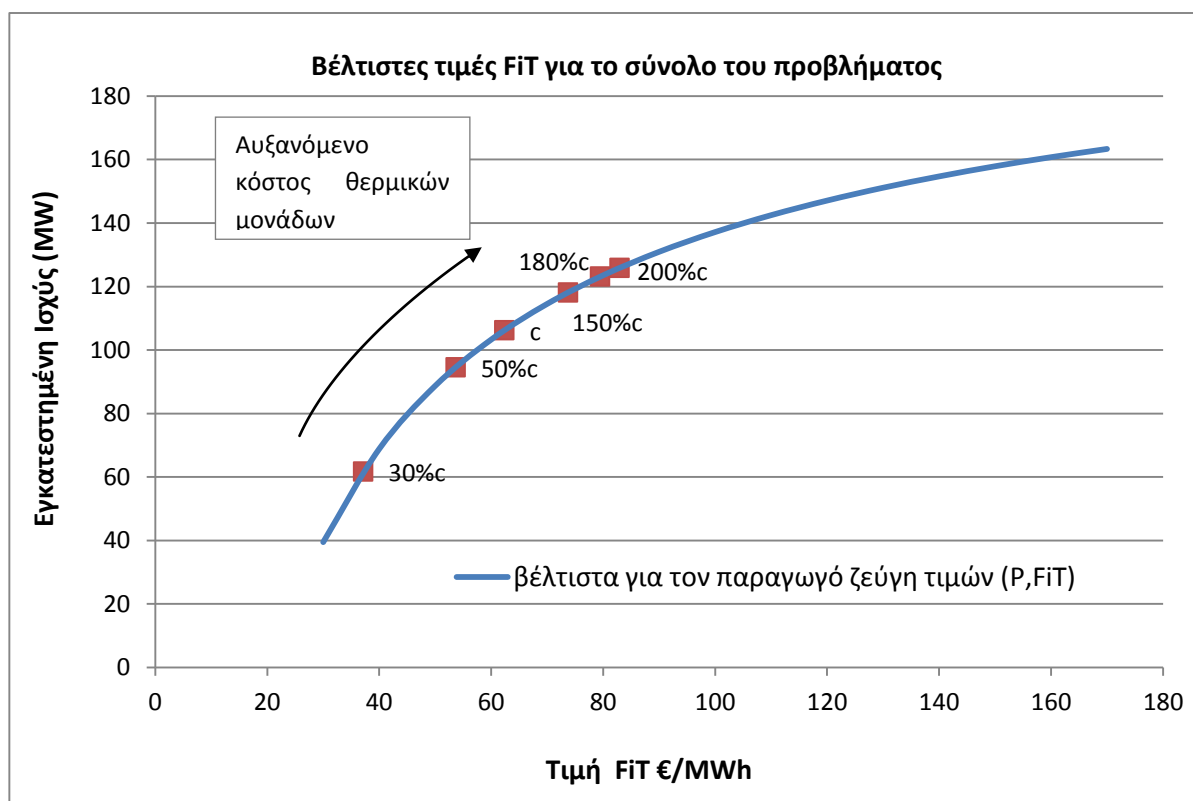
Με την εποπτική απεικόνιση των λύσεων, όπως φαίνονται στο Διάγραμμα 5.6, μπορούμε να κατανοήσουμε καλύτερα την επίλυση με τη μέθοδο της προς τα πίσω επαγωγής.

Με συνεχή μπλε γραμμή απεικονίζονται οι λύσεις του κάτω επιπέδου του προβλήματος, όπως παρουσιάστηκαν και στο Διάγραμμα 5.4, είναι δηλαδή το σύνολο των επιτρεπτών/επιθυμητών λύσεων που εξυπηρετούν τα συμφέροντα του παραγωγού ως προς την μεγιστοποίηση της απόδοσης της επένδυσης (Καθαρή Παρούσα Αξία, NPV).

Οι λύσεις αυτές είναι ανεξάρτητες άλλων συνθηκών και συνιστώσων που αφορούν εν γένει το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής και τα κόστη του. Αυτές οι συνιστώσες έρχονται να συμβάλλουν στο πρόβλημα κατά τη δεύτερη φάση της μεθόδου δια επαγωγής, την επίλυση του πάνω επιπέδου, του προβλήματος του λειτουργού.

Πλέον, με τους νέους περιορισμούς που επιτάσσουν εξυπηρέτηση νέων συνθηκών και συμφερόντων (ελαχιστοποίηση του κόστους ηλεκτροπαραγωγής), το σύνολο επιτρεπτών λύσεων περιορίζεται σημαντικά. Επιθυμούμε ταυτόχρονη ικανοποίηση αντικρουόμενων συμφερόντων με βέλτιστο τρόπο.

Διάγραμμα 5.6: Εποπτική λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης της τιμής FiT για παραγωγό-λειτουργό της αγοράς.



Το νέο σύνολο λύσεων (και τελικό αφού αποτελεί λύση του συνολικού προβλήματος) είναι πλέον οι **διακριτές τιμές** - τα σημεία με το κόκκινο χρώμα στο διάγραμμα - η κάθε μία από τις οποίες αφορά ένα συγκεκριμένο κόστος λειτουργίας των θερμικών μονάδων.

Οι λύσεις που αφορούν υψηλότερες τιμές FiT αντιστοιχούν σε μεγαλύτερη τιμή της παραμέτρου c .

Παρότι η καμπύλη των βέλτιστων FiT είναι αύξουσα, παρατηρείται κορεσμός: η αυξανόμενη τάση φθίνει όσο οι τιμές FiT γίνονται υψηλότερες. Όπως βλέπουμε στο διάγραμμα, αύξηση της τιμής του FiT σημαίνει και ταυτόχρονη αύξηση και της αντίστοιχης εγκατεστημένης ισχύος P που απορροφάται. Ο κορεσμός οφείλεται στους περιορισμούς διείσδυσης τους οποίους ικανοποιεί η απορροφώμενη ισχύς -όπως περιγράφονται στην Παράγραφο 5.2.2- κάτι που περιορίζει και την τιμή FiT αφού είναι μεγέθη απόλυτα συνδεόμενα.

5.6 Παράρτημα

Εφαρμογή της Μεθόδου της Τέμνουσας - Secant Method στο πρόβλημα ελαχιστοποίησης του κόστους συστήματος – Συνοπτική παρουσίαση των υπολογισμών

Σύμφωνα με τον τύπο (5.28), έχουμε το πρόβλημα ελαχιστοποίησης:

$$\begin{aligned} \min_{FiT} \{ cost(P^*, FiT) &= c \cdot (E_{load} - E_{wind,tot}) + FiT \cdot E_{wind,tot} \} \\ &\Rightarrow \min_{FiT} \{ c \cdot E_{load} + (c - FiT) \cdot E_{wind,tot} \} \\ \Rightarrow \min_{FiT} \{ \underbrace{c \cdot E_{load}}_{\text{όρος ανεξάρτητος του FiT}} + \underbrace{(c - FiT) \cdot (A \cdot P^{*3} + B \cdot P^{*2} + \Gamma \cdot P^*)}_{\text{όρος εξαρτημένος από το FiT}} \} \end{aligned} \quad (5.31)$$

όπου $c = 228,26$, $A = 0,0546$, $B = -44,151$, $\Gamma = 11.516$,

$$P^*(FiT) = \frac{2 \cdot E \cdot FiT - \sqrt{\Delta}}{2 \cdot 3 \cdot \theta \cdot FiT}, \Delta = Z \cdot FiT^2 + H \cdot FiT,$$

$E = 295,8117$, $Z = 11.310,4846$, $H = 7.311.671,024$, $\theta = 0,36582$

Η ελαχιστοποίηση του κόστους εξυπηρέτησης του φορτίου επιτυγχάνεται όταν:

$$\frac{d cost(P^*, FiT)}{d FiT} = 0 \Rightarrow \frac{\partial cost(P^*, FiT)}{\partial P^*} \cdot \frac{\partial P^*(FiT)}{\partial FiT} = 0 \quad (5.32)$$

Επομένως, παραγωγίζοντας (σύνθετη συνάρτηση) έχουμε:

$$\begin{aligned} \Rightarrow \frac{d cost(P^*, FiT)}{d FiT} &= \frac{\partial cost(P^*, FiT)}{\partial P^*} \cdot \frac{\partial P^*}{\partial FiT} = \frac{\partial [(c - FiT) \cdot (A \cdot P^{*3} + B \cdot P^{*2} + \Gamma \cdot P^*)]}{\partial P^*} \cdot \frac{\partial P^*}{\partial FiT} \Rightarrow \\ \frac{d cost(P^*, FiT)}{d FiT} &= (c - FiT) \cdot (A \cdot 3 \cdot P^{*2} + B \cdot 2 \cdot P^* + \Gamma) \cdot \frac{\partial P^*}{\partial FiT} + (A \cdot P^{*3} + B \cdot P^{*2} + \Gamma \cdot P^*) \end{aligned} \quad (5.33)$$

όπου:

Κεφάλαιο 5 Βελτιστοποίηση του σημείου λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρισμού με εφαρμογή των αρχών του διεπίπεδου προγραμματισμού

$$\frac{\partial P^*}{\partial FiT} = \frac{\partial}{\partial FiT} \left[\frac{2 \cdot E \cdot FiT - \sqrt{Z \cdot FiT^2 + H \cdot FiT}}{2 \cdot 3 \cdot \theta \cdot FiT} \right]$$

$$= \frac{\left[2 \cdot E - \frac{1}{2} \cdot (2 \cdot Z \cdot FiT + H) \cdot (Z \cdot FiT^2 + H \cdot FiT)^{-1/2} \right] \cdot (2 \cdot 3 \cdot \theta \cdot FiT) - (2 \cdot E \cdot FiT - \sqrt{Z \cdot FiT^2 + H \cdot FiT}) \cdot (2 \cdot 3 \cdot \theta)}{(2 \cdot 3 \cdot \theta \cdot FiT)^2} \quad (5.34)$$

Ενδεικτικά παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.8 τα αποτελέσματα της επαναληπτικής μεθόδου για την περίπτωση που 100%c και αρχικοποίηση τιμών $FiT_0 = 20$ και $FiT_1 = 30$. Παρατηρούμε τον τρόπο που συγκλίνει η μέθοδος στην τελική λύση $FiT_{\text{τελικό}} = 62,35109$.

Πίνακας 5.8: Εφαρμογή της επαναληπτικής μεθόδου της τέμνουσας για παράμετρο θερμικών μονάδων 100%c.

FiT	$\frac{dP^*}{dFiT}$ εξ. (5.34)	P^* εξ. (5.27)	$\frac{dcost}{dP^*}$ εξ. (5.33)	$\frac{dcost(P^*, FiT)}{dFiT}$ εξ. (5.32)
20	6,782633141	-10,156	-2588624,261	-17679267,38
30	3,664606757	39,461	-1642884,362	-5631480,735
34,67429	2,939020586	54,792	-1387902,372	-3571649,466
42,77928	2,132038745	75,056	-1077850,397	-1659304,783
49,81182	1,688271093	88,390	-890579,797	-792875,6703
56,24736	1,400521547	98,282	-760241,216	-307552,9673
60,32561	1,257285205	103,693	-692039,855	-89807,91488
62,00766	1,205041896	105,763	-666523,648	-14489,51836
62,33125	1,195397276	106,152	-661772,869	-829,0929921
62,35089	1,19481597	106,175	-661486,117	-8,187945393
62,35108	1,194810174	106,175	-661483,258	-0,004680198
62,35109	1,194810171	106,175	-661483,256	-2,67755E-08
62,35109	1,194810171	106,175	-661483,256	0

Κεφάλαιο 6

Συνοπτική παρουσίαση συμπερασμάτων

6.1 Εισαγωγή

Το παρόν κεφάλαιο αποτελεί έναν επίλογο για την εργασία αυτή. Παρουσιάζονται και σχολιάζονται συνοπτικά τα αποτελέσματα των υπολογισμών των παραπάνω κεφαλαίων.

6.2 Συμπεράσματα

Στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας πραγματοποιήθηκε αξιολόγηση επιλεγμένων επενδυτικών έργων ΑΠΕ. Τα συγκεκριμένα επενδυτικά έργα επιλέχθηκαν ως αντιπροσωπευτικά όλου του φάσματος των τεχνολογιών ΑΠΕ που δύναται να επιλέξει ένας επενδυτής και καλύπτει υψηλά και χαμηλά επενδυτικά κεφάλαια.

Για τα παραπάνω επενδυτικά έργα ως πρώτο κριτήριο αξιολόγησης υπολογίστηκε ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR). Τα αποτελέσματα, όπως παρουσιάζονται συνολικά στην αντίστοιχη παράγραφο (Παράγραφος 4.4.10), καταδεικνύουν ότι οι επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ είναι από βιώσιμες, έως κατά περίπτωση και πολύ αποδοτικές αν και ευάλωτες στις εκάστοτε αλλαγές του νομοθετικού πλαισίου που τις αφορούν (αλλαγές τιμών αποζημίωσης της μεγαβατώρας, φορολόγηση, έκτακτα μέτρα ειδικής φορολόγησης)

Σε ένα ήπιο φορολογικό σενάριο, όλα τα επενδυτικά σχέδια παρουσίασαν ικανοποιητικά υψηλούς βαθμούς απόδοσης, καθιστώντας τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές έναν τομέα της οικονομίας με χαμηλό επενδυτικό ρίσκο και σίγουρα ανταγωνιστικό ως προς τις αποδόσεις κερδών, σε σύγκριση με άλλους τομείς της οικονομίας.

Σε δυσμενές φορολογικό σενάριο, με την επιβολή έκτακτης φορολόγησης της τάξης του 10%, κάποιες επενδύσεις παρέμειναν προσοδοφόρες. Τα έργα του μικρού Υδροηλεκτρικού Σταθμού και του Θαλάσσιου Πάρκου εμφανίζουν πλέον μη ικανοποιητικές αποδόσεις στο σενάριο αυτό, ενώ το μικρό Αιολικό Πάρκο (επένδυση χαμηλού αρχικού κεφαλαίου) και το έργο Σταθμού Γεωθερμίας υψηλής θερμοκρασίας (έργο πολύ υψηλού αρχικού κεφαλαίου) παραμένουν ιδιαίτερος αποδοτικά.

Σαν δεύτερο κριτήριο αξιολόγησης υπολογίστηκε ο δείκτης του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE), ο οποίος αντιπροσωπεύει την τιμή στην οποία η πώληση της παραγόμενης ενέργειας οδηγεί σε απόσβεση του κόστους της επένδυσης σε όλη τη διάρκεια ζωής της. Από τους υπολογισμούς για τις διάφορες τεχνολογίες που εξετάστηκαν προκύπτει ότι το LCOE κινείται κάτω από το μέσο όρο τιμής πώλησης με φτηνότερες τεχνολογίες να αναδεικνύονται η Γεωθερμία, το Βιοαέριο και το Αιολικό πάρκο στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα. Στο δυσμενές φορολογικό

σενάριο το LCOE προκύπτει υψηλότερο του μέσου όρου της τιμής πώλησης για όλες τις τεχνολογίες πλην του πολύ κοστοβόρου επενδυτικά έργου του Σταθμού Γεωθερμίας, δηλαδή η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας δεν επαρκεί ώστε η επένδυση να χαρακτηριστεί ως βιώσιμη, καθώς είναι χαμηλότερη από τον δείκτη LCOE. Το έργο του Σταθμού Γεωθερμίας, αντίθετα, καταδεικνύεται ως το πλέον συμφέρον και αποδοτικό και από αυτόν τον δείκτη αξιολόγησης σε σύγκριση με όλες τις υπόλοιπες τεχνολογίες.

Η τεχνολογία των φωτοβολταϊκών συστημάτων μελετήθηκε ξεχωριστά από τις παραπάνω τεχνολογίες, αφού οι υπολογισμοί που αφορούσαν τα ΦΒ μας ενδιέφεραν υπό το πρίσμα των συχνών και μεγάλων αλλαγών στην τιμή αποζημίωσης FiT που επιβάλλονταν κατά τα τελευταία χρόνια. Έτσι ξεκινώντας με πολύ υψηλές τιμές FiT, στα πλαίσια ειδικής για τα φωτοβολταϊκά τιμολόγησης παρατηρήσαμε πολύ υψηλές αποδόσεις των επενδυτικών έργων. Οι τιμές FiT ακολουθούσανε μία σταθερά πτωτική πορεία, επηρεάζοντας τους αντίστοιχους οικονομικούς δείκτες της επένδυσης (IRR, NPV) για να φτάσουμε ως την τρέχουσα κατάσταση -τιμολόγηση ΦΒ Μάιος 2013- σύμφωνα με την οποία η επένδυση πλέον στη συγκεκριμένη τεχνολογία καθίσταται μη βιώσιμη.

Μέσα από τη διαδικασία αξιολόγησης των παραπάνω επενδυτικών έργων, τη μελέτη και τον υπολογισμό των οικονομικών δεικτών τους, καταδείχθηκε ο τρόπος που εξαρτώνται αυτοί οι οικονομικοί δείκτες από ορισμένους παράγοντες, με λιγότερο ή και περισσότερο σημαντικό τρόπο: η βιωσιμότητα της εκάστοτε επένδυσης ήταν ένα πολυπαραγοντικό μέγεθος και ως κύριες συνιστώσες που το καθόριζαν ξεχωρίσαμε την τιμή FiT και το μέγεθος της εγκατεστημένης ισχύος P. Τα παραπάνω ποσοτικοποιήθηκαν μαθηματικά με τη συνάρτηση ΚΠΑ (παράγραφος 4.7)

Πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας της ΚΠΑ για ένα από τα υπό μελέτη επενδυτικά έργα του κεφαλαίου, το οποίο αποτέλεσε στο εξής και για το υπόλοιπο της εργασίας το αντικείμενο της μελέτης.

Γενικότερα, κατά την αξιολόγηση επενδύσεων στον τομέα της παραγωγής ενέργειας από έργα ΑΠΕ, το ύψος της εγγυημένης τιμής αποζημίωσης FiT κατείχε πρωταγωνιστικό ρόλο, ως ο βασικός παράγοντας που, για τα αποτελέσματα των οικονομικών μεγεθών, κύρια ενδιαφέρουν οι μεταβολές του. Αποδείχθηκε ότι η βιωσιμότητα ή μη των επενδύσεων εξαρτάται κατά κύριο λόγο από το ύψος της τιμής αυτής, που καθορίζεται από την Πολιτεία και άρα αποτελεί ένα “κλειδί” για την ενθάρρυνση του επενδυτικού ενδιαφέροντος.

Από την άλλη, λόγω του αυξημένου κόστους που προκύπτει από την υπερβολική αποζημίωση και λόγω της αδυναμίας του δικτύου για ενσωμάτωση υπερόγκων μεγεθών ισχύος από ΑΠΕ – λόγω των τεχνικών δυσκολιών που προκύπτουν – ο λειτουργός της αγοράς καλείται να ισορροπήσει τα μεγέθη αυτά. Με κρίσιμη μεταβλητή απόφασης την τιμή αποζημίωσης FiT επιζητείται η βέλτιστη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Με αυτό σαν αφετηρία, συνεχίσαμε στο δεύτερο υπολογιστικό κομμάτι της εργασίας στο **Κεφάλαιο 5**. Στόχος του κεφαλαίου ήταν η διερεύνηση και η επίλυση του πρόβληματος της βελτιστοποίησης της λειτουργίας της αγοράς. Κριτήρια της βελτιστοποίησης αποτέλεσαν τα

αντικρουόμενα συμφέροντα του λειτουργού της αγοράς και των παραγωγών ΑΠΕ. Έγινε μία απλούστευση του συστήματος καθώς έγινε η παραδοχή ότι η ηλεκτροπαραγωγή των ΑΠΕ αποτελείται αποκλειστικά από αιολικές μονάδες. Οι υπόλοιποι παράγοντες που διαμορφώνουν την αγορά, τα κόστη, τα μεγέθη που περιγράφουν το δίκτυο, τα συμφέροντα λειτουργού και παραγωγών καταγράφηκαν και εξετάστηκαν προσεκτικά.

Έτσι σαν αποτέλεσμα έχουμε μία πιστή αναπαράσταση της αλληλεξάρτησης των βασικών - πρωταγωνιστικών της εργασίας - μεγεθών:

- Τιμή αποζημίωσης FiT,
- Εγκατεστημένη ισχύος P,
- Καθαρής παρούσας αξίας (NPV) της επένδυσης των παραγωγών αιολικής,
- Τα επιμέρους και συνολικά κόστη ηλεκτροπαραγωγής του συστήματος.

Τα παραπάνω συνδεδεμένα μεγέθη προσεγγίστηκαν με όρους της “Θεωρίας Παιγνίων” και, πιο συγκεκριμένα, το πρόβλημα μοντελοποιήθηκε με χρήση των εννοιών του διεπίπεδου προγραμματισμού.

Η αλληλεξάρτησή τους, που περιγράφηκε στο Κεφάλαιο 5 εκτενώς, είναι ιδιόζουσας σημασίας και αποτέλεσε το θεμέλιο για την κατάστρωση του προβλήματος και της επίλυσής του: καθορίζει και διαμορφώνει τις σχέσεις του παραγωγού-λειτουργού, τις αποφάσεις που λαμβάνονται ως κινήσεις στρατηγικής (στο παίγνιο που μελετήθηκε οι στρατηγικές αναπαριστούν τον πραγματικό τρόπο λειτουργίας της αγοράς) για την πραγματοποίηση συγκρουόμενων συμφερόντων και, τέλος, όπως αναμέναμε κατά τη διαδικασία επίλυσης, καθόρισε και αποτυπώθηκε στα αποτελέσματα των υπολογισμών μας.

Η επίλυση του προβλήματος έγινε αναλυτικά, εφαρμόζοντας τη “Μέθοδο της προς τα πίσω επαγωγής” και κατόπιν με χρήση της αριθμητικής επαναληπτικής μεθόδου τέμνουσας.

Αποτέλεσμα των ανωτέρω υπολογισμών ήταν η εύρεση του βέλτιστου σημείου λειτουργίας της αγοράς ή σημείο ισορροπίας των αντικρουόμενων συμφερόντων των μελών του παιγνίου:

- Βέλτιστη επιβαλλόμενη τιμή αποζημίωσης από τον λειτουργό της αγοράς, τιμή που ελαχιστοποιεί το κόστος αγοράς της συνολικής ενέργειας που διοχετεύεται στο σύστημα
- Βέλτιστη εγκατεστημένη ισχύς μονάδων αιολικής παραγωγής ενέργειας, με βελτιστοποίηση της απόδοσης της επένδυσης του παραγωγού (δείκτης Καθαρής Παρούσας Αξίας)

Οι υπολογισμοί αυτοί διαπιστώσαμε ότι ήταν ανεξάρτητοι από το μέγεθος του συνολικού φορτίου, δηλαδή το μέγεθος του αυτόνομου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας δεν αποτελεί παράγοντα που επηρεάζει τη βέλτιστη τιμή που μπορεί να επιλέξει ο λειτουργός της αγοράς.

Επιλέγοντας σύστημα με μέγιστο φορτίο 700 MW πραγματοποιήσαμε ανάλυση ευαισθησίας των μεταβολών της βέλτιστης τιμής FiT -και συνεπώς του βέλτιστου σημείου ισορροπίας συνολικά- για μεταβολές του κόστους των θερμικών μονάδων παραγωγής του συστήματος (περιγραφόμενο με την παράμετρο c, όπως προσδιορίστηκε στην παράγραφο 5.2.4).

Διαπιστώθηκε ότι όσο το κόστος παραγωγής από θερμικές μονάδες αυξάνεται τόσο τα σημεία ισορροπίας (σημεία βελτιστοποίησης του κόστους του συστήματος) μετατοπίζονται σε υψηλότερες τιμές FIT αφού αυτές οι τιμές ικανοποιούν με βέλτιστο τρόπο ταυτόχρονα τα δύο ανταγωνιστικά οικονομικά συμφέροντα.

Συμπερασματικά, παρατηρήσαμε την επιρροή των δύο αντικρουόμενων/ανταγωνιστικών πλευρών παραγωγού/λειτουργού της αγοράς πάνω στο σημείο λειτουργίας και πώς τελικά αυτό διαμορφώνεται ανάλογα με το πόσο ακριβή ή φθηνότερη είναι η ενέργεια από συμβατικές/θερμικές μονάδες.

Βιβλιογραφία

- [1] Μ. Λοϊζίδου-Μαλαμή, «Ενεργειακές προοπτικές και περιβαλλοντικές επιπτώσεις στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής».
- [2] Υπουργείο Εσωτερικών, Γεν. Γραμμ. Πολιτικής Προστασίας, Δ/νση σχεδιασμού & αντιμετώπισης εκτάκτων αναγκών, Τμήμα σχεδιασμού, πρόληψης & αντ/σης εκτάκτων αναγκών, «Δραστηριότητες ηλεκτρικής ενέργειας,» 2008.
- [3] ΥΠΕΚΑ, «Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός, Οδικός χάρτης για το 2050,» Μάρτιος 2012.
- [4] Eurostat, «Share of renewable energy up to 13% of energy consumption in the EU27 in 2011,» Newsrelease 65/2013 - 26 April 2013.
- [5] www.lagie.gr/systima-eggyimenon-timon/ape-sithya/adeiodotiki-diadikasia-kodikopoisi-nomothesias-ape/.
- [6] ΥΠΕΚΑ, Υπηρεσία ΑΠΕ, «Ετήσια Έκθεση της Υπηρεσίας ΑΠΕ Έτος 2010,» Φεβρουάριος 2011.
- [7] www.ypeka.gr.
- [8] <http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=gdA3sF1Q2ns%3d&tabid=701&language=el-GR>.
- [9] ΑΔΜΗΕ, «Μηνιαία Δελτία Ενέργειας, 2004-2012».
- [10] ΛΑΓΗΕ, «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας & ΣΗΘΥΑ, Συνοπτικά Πληροφοριακά Δελτία, 2004-2012».
- [11] ΔΕΔΔΗΕ, «Πληροφοριακά Δελτία Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, 2010-2012».
- [12] http://www.lagie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/DAS_Monthly_Reports/DASMonthlyReport_March2013.pdf.
- [13] ECOFYS, «Financing Renewable Energy in the European Energy Market, Final Report,» 2011.
- [14] ΥΠΕΚΑ, "Έκθεση για τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ στο πλαίσιο του σχεδιασμού αναμόρφωσης του μηχανισμού στήριξης," Απρίλιος 2012.
- [15] Δ. Καλιαμπάκος και Δ. Δαμίγος, Σημειώσεις Μαθήματος Οικονομικά του Περιβάλλοντος και των Υδατικών Πόρων, Χρηματοοικονομική και κοινωνικοοικονομική αξιολόγηση επενδύσεων, Αθήνα, 2008.
- [16] www.survey.ntua.gr/envirom/6419/vasikes_arxes_axiologisis_ependysevn.pdf.
- [17] Σακκάς, «Αξιολόγηση Επενδύσεων».

- [18] Σ. Παπαθανασίου, «Σημειώσεις Οικονομικής Αξιολόγησης Επενδύσεων Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ».
- [19] www.econews.gr/2013/04/22/ape-apososi-99006/.
- [20] ΡΑΕ, «ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΤΟΥ ΟΡΙΟΥ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΑΠΕ ΣΤΑ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ».
- [21] ΕΦΡΑΙΜΙΔΗΣ, «Βασικές Έννοιες Θεωρίας Παιγνίων».
- [22] Αδριόπουλος, «Μαθηματικές Μέθοδοι στα Μικροοικονομικά και Χρηματοοικονομικά».
- [23] R. Gibbons, Game Theory for Applied Economists, Princeton, New Jersey: Princeton University Press, 1992.
- [24] www.rae.gr.
- [25] www.lagie.gr.
- [26] <http://www.giz.de/Themen/en/dokumente/gtz2010-en-wedd-2-3-ecofys-presentation.pdf>.
- [27] www.helapco.gr/ims/file/press_room/RES-stats_greece_2012.pdf.
- [28] www.desmie.gr/ape-sithya/adeiodotiki-diadikasia-kodikopoiisi-nomothesias-ape/periechomena/timologisi-energeias-apo-ape/.
- [29] «www.ypeka.gr».

ΔΙΚΤΥΑΚΟΙ ΤΟΠΟΙ

www.ypeka.gr

www.rae.gr

www.desmie.gr

www.admie.gr

www.iobe.gr