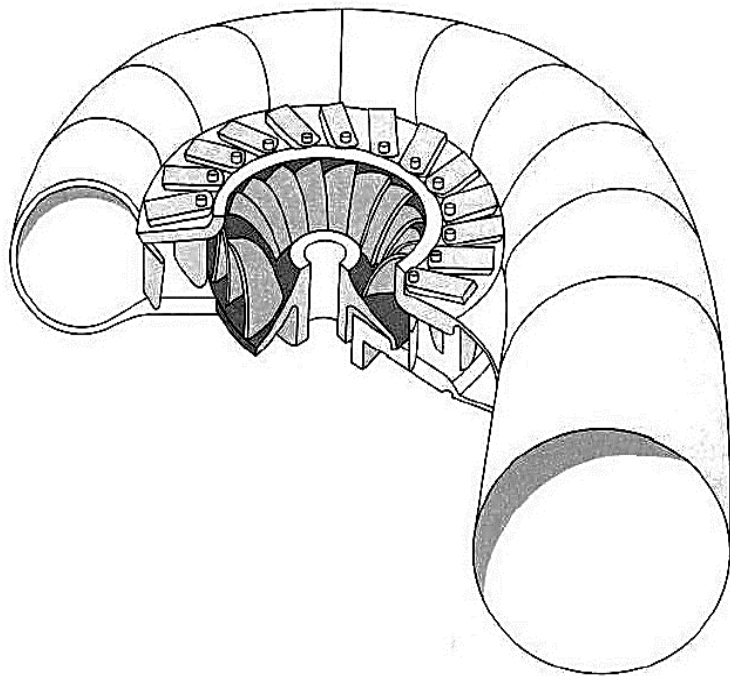




ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΔΠΜΣ “ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ & ΑΝΑΠΤΥΞΗ”

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

**“Τεχνο - Οικονομική Ανάλυση Μικρών
Υδροηλεκτρικών Έργων και Αξιολόγηση από
την Ιδιωτική και Κοινωνική Σκοπιά”**



Χρυσοβέργης Μάριος

Διπλ. Μηχανολόγος Μηχανικός ΕΜΠ

ΤΡΙΜΕΛΗΣ ΕΞΕΤΑΣΤΙΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ:

Αν. Καθ. Δ. Δαμίγος [Επιβλέπων]

Αν. Καθ. Ι. Σαγιάς

Αν. Καθ. Χρ. Κορωναίος

Αθήνα, Μάρτιος 2016



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΔΠΜΣ “ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ & ΑΝΑΠΤΥΞΗ”

“Τεχνο - Οικονομική Ανάλυση Μικρών Υδροηλεκτρικών Έργων και Αξιολόγηση από την Ιδιωτική και Κοινωνική Σκοπιά”

Μεταπτυχιακή Εργασία η οποία υποβάλλεται προς μερική εκπλήρωση των υποχρεώσεων για την απόκτηση του Διεπιστημονικού – Διατμηματικού Διπλώματος Ειδίκευσης του Δ.Π.Μ.Σ. “Περιβάλλον και Ανάπτυξη” του Ε.Μ.Π.

Χρυσοβέργης Μάριος
Διπλ. Μηχανολόγος Μηχανικός ΕΜΠ

ΤΡΙΜΕΛΗΣ ΕΞΕΤΑΣΤΙΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ:

Αν. Καθ. Δ. Δαμίγος [Επιβλέπων]
Αν. Καθ. Ι. Σαγιάς
Αν. Καθ. Χρ. Κορωναίος

Αθήνα, Μάρτιος 2016

Αντί Προλόγου

Τα υδροηλεκτρικά έργα, πέρα από σημαντική συνιστώσα του υφιστάμενου εθνικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, αποτελούν κομβικό σημείο για το σχεδιασμό και την εφαρμογή μελλοντικών ενεργειακών πολιτικών, προς τη μετάβαση σε μια πράσινη οικονομία, εντός του κοινώς αποδεκτού πλαισίου της βιώσιμης ανάπτυξης, των συναφών στόχων που έχουν τεθεί και των αντιστοίχων δεσμεύσεων που έχουν αναληφθεί από την ελληνική πολιτεία. Η παρούσα εργασία στηρίζεται στη διεθνή βιβλιογραφία και στην εθνική νομοθεσία για την κατάστρωση ενός οικονομοτεχνικού μοντέλου, προκειμένου να καταστεί εφικτή η αξιολόγηση των υδροηλεκτρικών έργων τόσο από τη σκοπιά του ιδιώτη επενδυτή, όσο και από αυτή του κοινωνικού συμφέροντος.

Έχοντας καταπιαστεί με τη μελέτη των υδροηλεκτρικών έργων σε τεχνικό επίπεδο, στο πλαίσιο της υπό εκπόνηση διδακτορικής μου διατριβής στο Εργαστήριο Υδροδυναμικών Μηχανών της Σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών του ΕΜΠ, η παρούσα εργασία μου έδωσε την ευκαιρία να εξετάσω τα έργα αυτά από διαφορετική οπτική γωνία, αποκτώντας πληρέστερη εικόνα για τη συμβολή τους στην οικονομία, τις επιπτώσεις τους και την κοινωνική τους συνεισφορά.

Η πραγματοποίηση της εργασίας αυτής δε θα ήταν δυνατή χωρίς τη βοήθεια ορισμένων προσώπων, τα οποία συνέβαλαν τόσο σε επιστημονικό όσο και σε προσωπικό επίπεδο.

Κατ' αρχάς, οφείλω θερμές ευχαριστίες στον Δρ. Ν. Κατσουλάκο, μεταδιδακτορικό ερευνητή στο Εργαστήριο Μεταλλευτικής Τεχνολογίας & Περιβαλλοντικής Μεταλλευτικής της Σχολής Μηχανικών Μεταλλείων – Μεταλλουργών του ΕΜΠ, για τη ζωντανή διδασκαλία του αντικειμένου των ΑΠΕ, σε συνέχεια των εξαμηνιαίων εργασιών του οποίου υλοποιήθηκε η παρούσα εργασία, καθώς και για τις κατευθύνσεις, τις συμβουλές και το χρόνο που διέθεσε καθ' όλη τη διάρκεια, έως την πραγματοποίησή της. Επίσης, θέλω να ευχαριστήσω τον Αν. Καθ. Δ. Δαμίγο για την αποδοχή του θέματος της εργασίας προς επίβλεψη, παρότι αυτό δεν εμπίπτει στα στενά επιστημονικά του ενδιαφέροντα, καθώς και για τις σημαντικές διορθώσεις στο αντικείμενο των εξωτερικών οικονομιών και στον υπολογισμό των ταμειακών ροών, και τον Καθ. Δ. Καλιαμπάκο για το θεωρητικό και πρακτικό υπόβαθρο της αξιολόγησης επενδύσεων στο πλαίσιο του μαθήματος "Οικονομική του Περιβάλλοντος", στο οποίο στηρίχθηκε η κατασκευή του μοντέλου.

Ακόμα, θέλω να ευχαριστήσω τον Αν. Καθ. Ι. Σαγιά της Μονάδας Χωρικού Σχεδιασμού και Περιφερειακής Ανάπτυξης της Σχολής Αγρονόμων & Τοπογράφων Μηχανικών ΕΜΠ για την οπτική γωνία των κοινωνικών και οικονομικών συνιστωσών στα ζητήματα ανάπτυξης και σχεδιασμού που εισήγαγε στις διαλέξεις του, δίνοντας έτσι

σημαντικό ερέθισμα για την παρούσα εργασία, καθώς και για τη συμμετοχή του στην τριμελή εξεταστική επιτροπή.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Καθ. Χρ. Κορωναίο για τη συμμετοχή του στην τριμελή εξεταστική επιτροπή, παρά το φόρτο των καθηκόντων του στο Δήμο Νισύρου.

Ακόμα, θέλω να ευχαριστήσω τους συμφοιτητές μου στο ΔΠΜΣ “Περιβάλλον & Ανάπτυξη” Θ. Αγαπητό, Ζ. Τόμπρου και Γ. Καραθανάση για τις εποικοδομητικές συζητήσεις και την αμοιβαία διαφώτιση στα διεπιστημονικά αντικείμενα με τα οποία καταπιαστήκαμε από κοινού.

Η παρούσα αφιερώνεται στους γονείς μου, στους οποίους οφείλω απεριόριστη ευγνωμοσύνη για την αταλάντευτη στήριξή τους στις επιλογές μου καθ’ όλη τη διάρκεια των σπουδών μου, καθώς και στη Νίκη, για την παρουσία και την αμέριστη ηθική της υποστήριξη σε κάθε δυσκολία.

Περίληψη

Η παρούσα εργασία έχει ως αντικείμενο τη δημιουργία ενός μοντέλου χρηματοοικονομικής και κοινωνικοοικονομικής ανάλυσης υδροηλεκτρικών έργων με τη μέθοδο των προεξοφλημένων ταμειακών ροών και την ανάπτυξη αντίστοιχου υπολογιστικού κώδικα. Σε αυτό το πλαίσιο, αρχικά εξετάζεται η υφιστάμενη σχετική εθνική νομοθεσία και, ακολούθως, πραγματοποιείται εκτεταμένη επισκόπηση της ελληνικής και διεθνούς επιστημονικής βιβλιογραφίας προκειμένου να εντοπιστούν οι παράμετροι και οι τιμές που πρέπει να εισαχθούν στο μοντέλο ώστε να αντιπροσωπεύονται επαρκώς τα ειδικά τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά του εκάστοτε έργου. Ο υπολογιστικός κώδικας του μοντέλου, ο οποίος αποτελεί τον πυρήνα της εργασίας, γράφτηκε σε γλώσσα προγραμματισμού FORTRAN 77 και στηρίζεται στη διαχείριση ενός αρχείου εισόδου στο οποίο καταγράφονται με επεξηγηματικό τρόπο όλες οι σχετικές τεχνικές, χρηματοοικονομικές και κοινωνικοοικονομικές παράμετροι. Το αρχείο αυτό επιτρέπει στο μελετητή/ερευνητή την τροποποίησή των παραμέτρων στις ανάγκες κάθε εξεταζόμενου έργου, χωρίς την ανάγκη παρέμβασης στην υπολογιστική διαδικασία. Η ανάλυση εστιάζει στα ΜΥΗΕ, τα οποία κατατάσσονται στις ΑΠΕ [$P \leq 15$ MW στην Ελλάδα], ωστόσο δύναται να επεκταθεί και στα μεγάλα ΥΗΕ με ελάχιστες τροποποιήσεις. Πιο αναλυτικά, η εργασία δομείται ως ακολούθως:

Στο Κεφ. 1 παρατίθενται εισαγωγικά στοιχεία σχετικά με τη συσχέτιση οικονομικής μεγέθυνσης και κατανάλωσης ενέργειας, τις πολιτικές ενίσχυσης των ΑΠΕ, καθώς και την υφιστάμενη κατάσταση της ηλεκτροπαραγωγής γενικά και των ΑΠΕ ειδικότερα στον ελλαδικό χώρο. Στο Κεφ. 2 επεξηγούνται ορισμένα ποιοτικά και τεχνικά χαρακτηριστικά των ΥΗΕ, με έμφαση στους χρησιμοποιούμενους επιμέρους τύπους υδροστροβίλων. Στο Κεφ. 3 γίνεται επισκόπηση της διεθνούς βιβλιογραφίας αναφορικά με τα οικονομικά στοιχεία των ΜΥΗΕ, εστιάζοντας στις συναρτήσεις κόστους. Το Κεφ. 4 εξετάζει συνοπτικά την έννοια των εξωτερικών οικονομικών και καταλήγει στις μετέπειτα χρησιμοποιούμενες οριακές νομισματικές εκφράσεις αυτών αναφορικά με τα ΜΥΗΕ. Το Κεφ. 5 παρουσιάζει το πλαίσιο αξιολόγησης των ΜΥΗΕ από ιδιωτικής και κοινωνικής σκοπιάς, καθώς και τους αντίστοιχους οικονομικούς δείκτες. Στο Κεφ. 6 αναλύονται και επεξηγούνται οι συνιστώσες του μοντέλου αξιολόγησης, καθώς και ορισμένα ειδικά ζητήματα του κώδικα. Στο Κεφ. 7 παρατίθενται ενδεικτικά σενάρια αξιολόγησης, για έλεγχο και παρουσίαση του κώδικα, βάσει της εθνικής τιμολογιακής πολιτικής για τα ΜΥΗΕ και διεξάγεται ανάλυση ευαισθησίας γύρω από ένα επιλεγμένο βασικό σενάριο, για όλες τις παραμέτρους του μοντέλου. Τέλος, στο Κεφ. 8 συνοψίζονται τα κυριότερα συμπεράσματα της παρούσας εργασίας, καθώς και οι προτάσεις για μελλοντική έρευνα.

Abstract

The current work is employed with structuring a model of economic analysis, both private and social, of hydro power plants, based on the method of discounted cash flows, and the development of the respective computational code. In this context, at first the undergoing relative national legislation is examined and, secondly, Greek and international scientific literature is thoroughly reviewed in order to obtain the parameters and values to be imported to the model, so that the special technical and economic aspects of each project are sufficiently represented. The computational code of the model, which is the core of this work, is written in programming language FORTRAN 77 and is based on the management of an extensive input file where all relative parameters are registered in an explanatory way, allowing the studier/researcher to modify them in order to better adjust to each examined project, without having to intervene with the computational procedure itself. The analysis is focused on Small Hydropower Plants [SHPP], which are labeled as RES projects [$P \leq 15$ MW in Greece], but can also be easily extended with minimal modifications to large units, and is simultaneously performed from both private and social perspective.

Ch. 1 provides introductory data concerning the correlation between economic growth and energy consumption, policies supporting renewable energy, as well as the current state in power production and especially RES projects nationwide. In Ch. 2, some general qualitative and technical features of hydro plants are explained, focusing on the specific types of hydro turbines. Ch. 3 reviews the literature concerning fundamental, statistical economic aspects of SHPP worldwide, emphasizing on cost functions. Ch. 4 briefly examines the concept of external economies and provides with marginal monetary expressions of the ones concerning hydropower. Ch. 5 examines the contexts of both private and social perspective of evaluating hydropower projects, as well as their respective indicators. Ch. 6 analyzes and explains the components of the evaluation model, as well as some special aspects of the developed code. In Ch. 7, indicative case studies with differentiated subsidies and tariffs are displayed, representing the respective categories of national legislation, and an extensive sensitivity analysis is performed around the benchmark scenario, for all model parameters. Finally, Ch. 8 summarizes the main conclusions of this work, as well as the author's suggestions for future research.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

1	Εισαγωγή	7
1.1	Οικονομική Μεγέθυνση & Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας	7
1.2	ΑΠΕ & Βιώσιμη Ανάπτυξη	10
1.3	Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα των ΑΠΕ	12
1.4	Πολιτικές Στήριξης των ΑΠΕ	13
1.5	Θεσμικό πλαίσιο και πολιτική ανάπτυξης έργων ΑΠΕ	16
1.6	Υφιστάμενη κατάσταση της ηλεκτροπαραγωγής στον ελλαδικό χώρο	19
1.6.1	Ηπειρωτικός Κορμός	20
1.6.2	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	22
1.6.3	Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας & Οριακή Τιμή Συστήματος	26
2	Τεχνικά Στοιχεία ΥΗΕ	28
2.1	Ιστορική Εξέλιξη των Υδροηλεκτρικών Έργων	28
2.2	Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα ΥΗΕ	30
2.3	Κατηγοριοποίηση ΥΗΕ	32
2.4	Επιμέρους Τμήματα ΥΗΕ	32
2.5	Τύποι Υδροτροβίλων	35
2.5.1	Υδροστρόβιλοι Δράσεως	38
2.5.2	Υδροστρόβιλοι Αντιδράσεως	40
2.6	Υδρολογική Διαθεσιμότητα & Παραγωγή Ενέργειας	43
2.7	Οικολογική Παροχή	44
3	Οικονομοτεχνικά Στοιχεία ΜΥΗΕ	46
3.1	Κόστος Εγκατάστασης	46
3.2	Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης	50
3.3	Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής Ενέργειας	50
3.4	Έσοδα Λειτουργίας ΜΥΗΕ	51
3.5	Λοιπά Οικονομοτεχνικά Στοιχεία	52
4	Εξωτερικές Οικονομίες	53
4.1	Η έννοια των “Εξωτερικοτήτων”	53
4.2	Οικονομική Αποτίμηση Εξωτερικοτήτων	54
4.3	Εξωτερικότητες της Ελληνικής Ηλεκτροπαραγωγής	55
4.4	Επιπτώσεις ΥΗΕ	59
4.5	Αποτίμηση Εξωτερικοτήτων ΥΗΕ	61
4.6	Εξωτερικό Όφελος Αρδευτικού Νερού	64
5	Χρηματοοικονομική & Κοινωνικοοικονομική Ανάλυση	67
5.1	Παράμετροι Χρηματοοικονομικής Ανάλυσης	67
5.2	Κριτήρια Χρηματοοικονομικής Ανάλυσης	67
5.3	Διορθώσεις Κοινωνικοοικονομικής Ανάλυσης	69

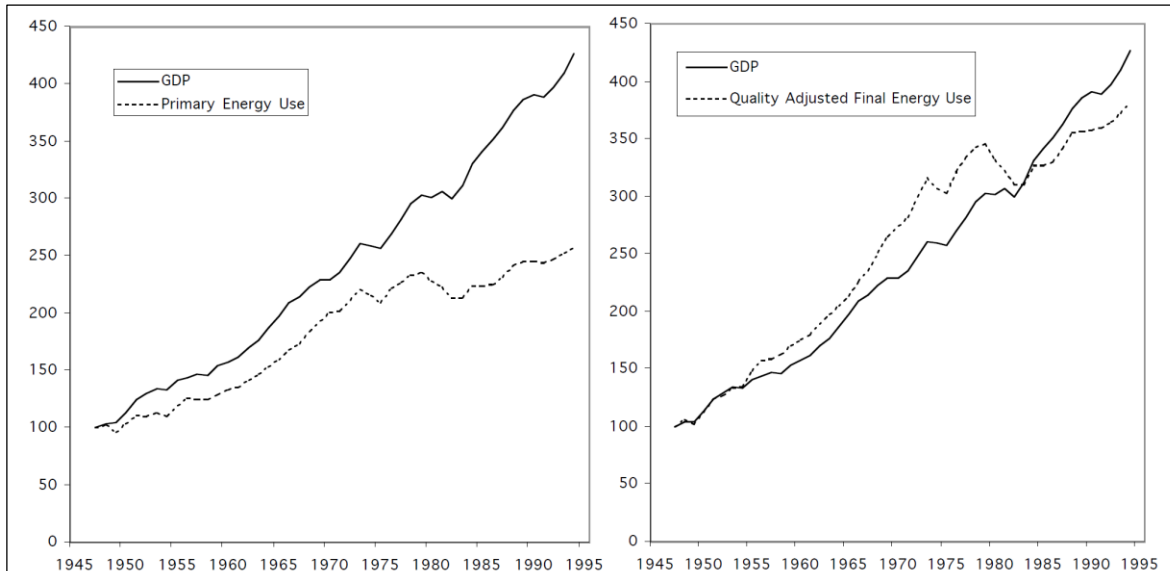
6	Κατασκευή & Παράμετροι του Μοντέλου Αξιολόγησης	71
6.1	Χρηματοδότηση	71
6.2	Συναρτήσεις Κόστους	71
6.3	Παραγωγή Ενέργειας	73
6.4	Τιμή Πώλησης Ενέργειας	73
6.5	Αποφυγή Εκπομπών GHG's	73
6.6	Επιτόκια Προεξόφλησης & ΣΣΜ	73
6.7	Σκιάδης Μισθός	73
6.8	Εξωτερικό Όφελος Άρδευσης	74
6.9	Περιβαλλοντικό Κόστος ΥΗΕ	74
6.10	LCOE	75
6.11	Τεχνικά ζητήματα του κώδικα	75
7	Μελέτη Περιπτώσεων	76
7.1	Παραδοχές των Σεναρίων	76
7.2	Βασικό Σενάριο	76
7.3	Σενάρια Διαφορετικής Ισχύος & Τιμολογιακής Πολιτικής	78
7.4	Ανάλυση Ευαισθησίας	82
8	Συμπεράσματα & Προτάσεις	92
8.1	Συμπεράσματα για τις μελετώμενες περιπτώσεις	92
8.2	Προτάσεις για μελλοντική μελέτη & έρευνα	92
	Βιβλιογραφία	95
	Παράρτημα Α: Κώδικας Υπολογισμού & Σχετικά Αρχεία	106
	Παράρτημα Β: Αποτελέσματα Ανάλυσης Ευαισθησίας	113

1. Εισαγωγή

1.1 Οικονομική Μεγέθυνση & Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η παραγωγή, διανομή και κατανάλωση ενέργειας συνιστά αναπόσπαστο παράγοντα της λειτουργίας των σύγχρονων κοινωνιών. Σε μια διαρκώς μεταβαλλόμενη πραγματικότητα, η κρίσιμη σημασία της εξασφάλισης ενεργειακής επάρκειας διακυβεύεται από την ανισοκατανομή των φυσικών πόρων σε εθνικό, κοινωνικοοικονομικό και χωροταξικό επίπεδο (Μουσάλλαμ, 2013).

Η ενέργεια παίζει καθοριστικό ρόλο στην οικονομική δραστηριότητα, κυρίως με δύο τρόπους: αρχικά, η ενέργεια στη βιομηχανική και μεταβιομηχανική εποχή αποτελεί βασικό πόρο για την παραγωγή αγαθών και δευτερευόντως, η ίδια η παραγωγή ενέργειας λειτουργεί ως αυτοτελής, σημαντικός οικονομικός κλάδος, απασχολώντας κεφάλαια, εργασία και τεχνολογικά μέσα (WEF, 2012). Οι σημαντικότεροι παράγοντες που επηρεάζουν τη συσχέτιση μεταξύ των δύο αυτών εννοιών είναι η υποκατάσταση της ενέργειας ως παραγωγικού πόρου, η τεχνολογική εξέλιξη, η ενεργειακή σύνθεση και ο τομεακός επιμερισμός της οικονομικής δραστηριότητας (Stern & Cleveland, 2004). Η συσχέτιση αποτυπώνεται στην ομοιότητα που παρουσιάζουν μεταπολεμικά η ποσοστιαία μεταβολή του Ακαθάριστου Εθνικού Προϊόντος και η ενεργειακή κατανάλωση στις ΗΠΑ [Σχ. 1.1].

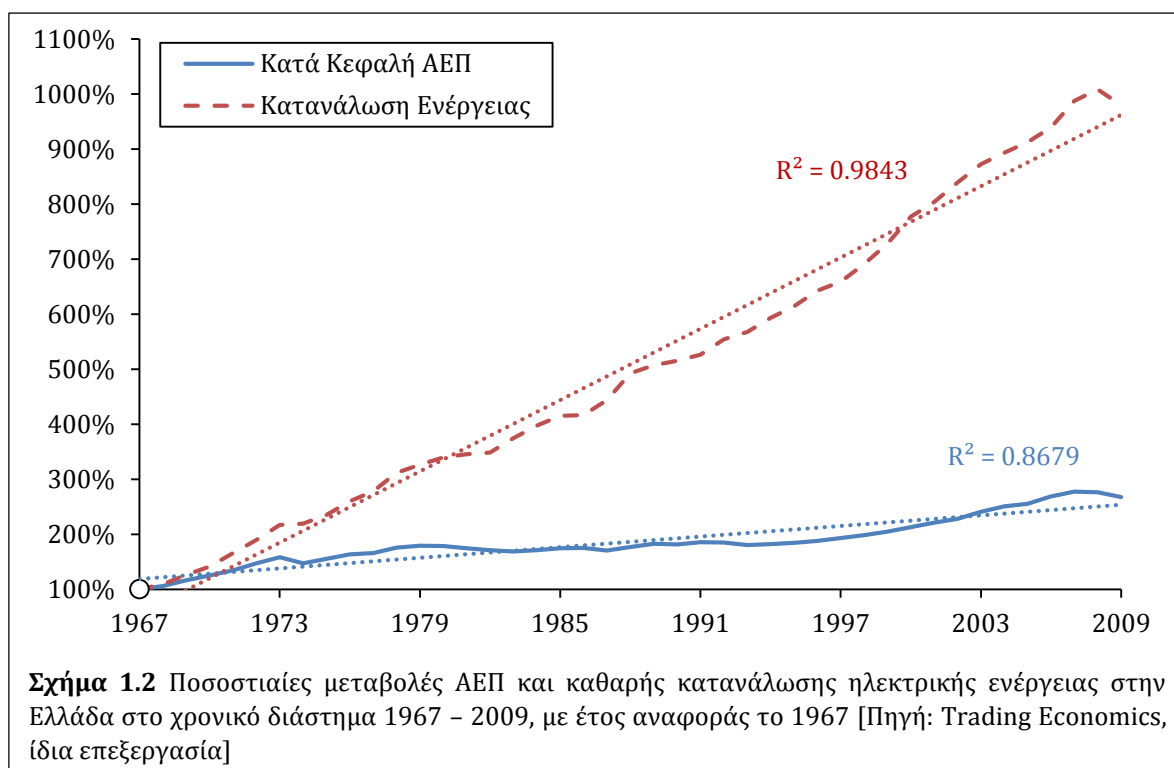


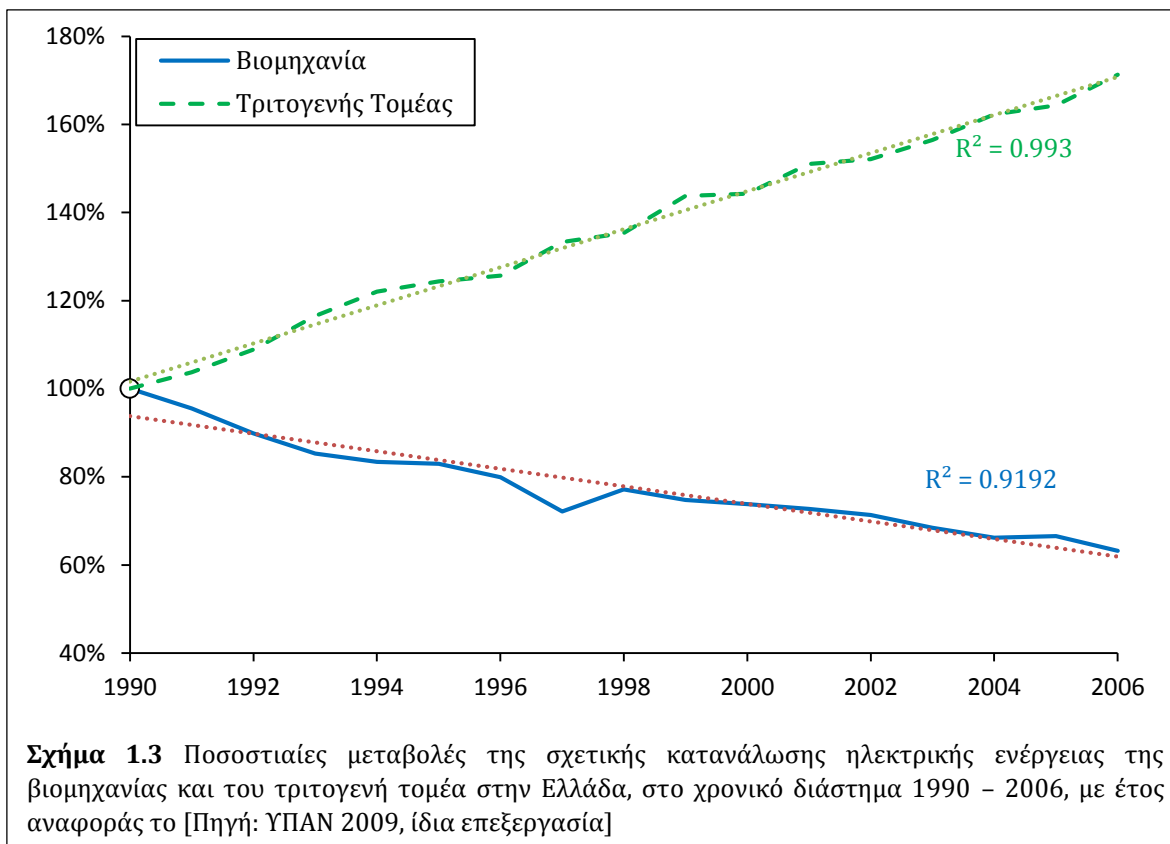
Σχήμα 1.1 Ποσοστιαίες μεταβολές ΑΕΠ και κατανάλωσης ενέργειας συνολικής (αριστερά) και σταθμισμένης ως προς την τιμή ανά τύπο ενέργειας (δεξιά) στις ΗΠΑ, με έτος αναφοράς το 1947 (Stern & Cleveland, 2004)

Η υποκατάσταση της ενέργειας στη συσχέτιση αυτή γίνεται από το κεφάλαιο, στο βαθμό που η τεχνολογική εξέλιξη οδηγεί σε αποδοτικότερες μεθόδους παραγωγής της.

Οι επιμέρους τεχνολογίες επηρεάζουν σημαντικά το κόστος παραγωγής, είτε λόγω του διαφορετικού κόστους επένδυσης και λειτουργίας, είτε λόγω της διαθεσιμότητας του εκάστοτε ενεργειακού πόρου, ή και λόγω του απαιτούμενου κόστους για την έρευνα και ανάπτυξη τους. Επίσης, η σχετική κατανάλωση ενέργειας διαφοροποιείται για κάθε παραγωγικό τομέα, με αποτέλεσμα να επηρεάζεται σημαντικά από την κατεύθυνση της ανάπτυξης π.χ. από την αγροτική παραγωγή στη βιομηχανία και από εκεί, στις υπηρεσίες του τριτογενή τομέα.

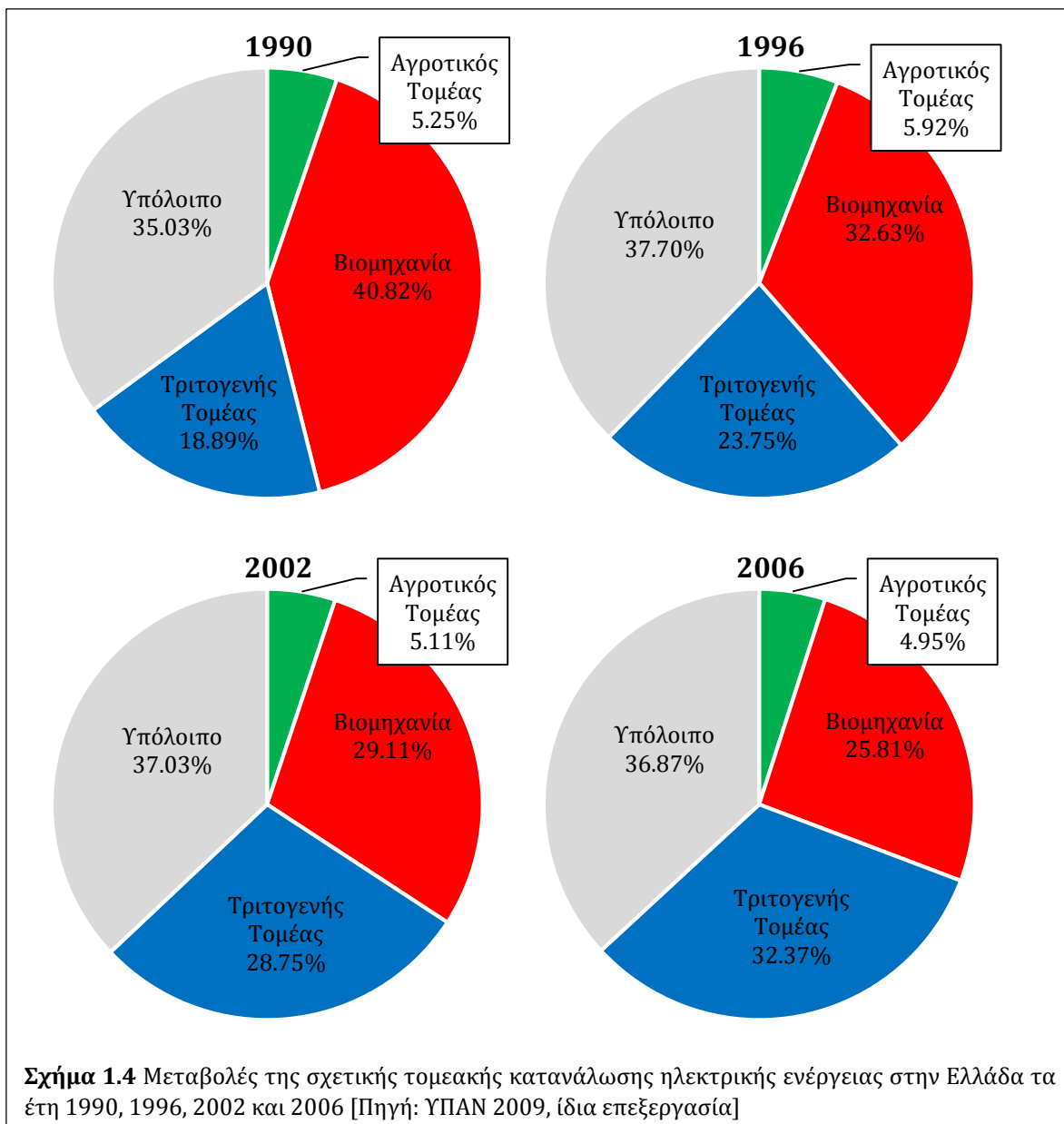
Στην Ελλάδα, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας καταγράφει συνεχόμενη αύξηση την περίοδο 1967 – 2008, με σχεδόν σταθερό ρυθμό και μέση ετήσια αύξηση 5,66%. Στο ίδιο διάστημα, η οικονομική δραστηριότητα επίσης μεγεθύνεται σχετικά σταθερά, αν και με πολύ μικρότερους ρυθμούς της τάξης του 2,08% ετησίως, οδηγώντας στο συμπέρασμα ότι η ελληνική οικονομία είναι διαχρονικά δυσανάλογα ενεργοβόρα, ιδίως συγκρίνοντας με την αντίστοιχη χρονοσειρά για τη μεικτή ενεργειακή κατανάλωση στις ΗΠΑ [Σχ. 1.2]. Επίσης, παρατηρείται ότι το 2009, το πρώτο έτος κατά το οποίο η οικονομική κρίση γίνεται ουσιαστικά αισθητή στην Ελλάδα, η συρρίκνωση του κατά κεφαλή ΑΕΠ, για πρώτη φορά μετά από δύο δεκαετίες και πλέον, συνοδεύεται από αντίστοιχη μείωση της ενεργειακής κατανάλωσης, ενισχύοντας περαιτέρω το επιχειρήμα περί συσχέτισης μεταξύ των δύο μεγεθών.





Ακόμα, ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η τομεακή κατανομή της ενεργειακής κατανάλωσης. Συγκεκριμένα, την περίοδο 1990 – 2006 η σχετική κατανάλωση του βιομηχανικού κλάδου μειώνεται κατά 40% ενώ η αντίστοιχη του τριτογενή τομέα σημειώνει αύξηση κατά 70% [Σχ. 1.3]. Μελετώντας περαιτέρω το διάστημα αυτό, παρατηρείται ότι η σχετική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας του τριτογενή τομέα αυξάνεται σταθερά σε βάρος της αντίστοιχης για τη βιομηχανία. Τα δύο μεγέθη φαίνονται συμπληρωματικά, ενώ τα υπόλοιπα μερίδια κατανάλωσης παραμένουν σχετικά αμετάβλητα.

Η εξέλιξη αυτή είναι χαρακτηριστική για μια οικονομία σε μεταβιομηχανική εξέλιξη που προσανατολίζεται προς μια οικονομία υπηρεσιών, όπου η βιομηχανία μειώνεται αισθητά και ο οικιακός με τον τριτογενή τομέα αναπτύσσουν σταδιακά τα δικά τους αντίστοιχα μερίδια. Την ίδια περίοδο, ο τουρισμός αποτελεί την κυριότερη επικερδή δραστηριότητα της χώρας (ΥΠΙΑΝ, 2009). Παρότι το εν λόγω χρονικό διάστημα είναι περιορισμένο, οι παρατηρούμενες καθιστούν εμφανή τη σταδιακή διαφοροποίηση του μοντέλου ανάπτυξης στον ελλαδικό χώρο και την εξάρτησή του από την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.



1.2 ΑΠΕ & Βιώσιμη Ανάπτυξη

Η διαχρονική, εντατική χρήση των ορυκτών πόρων προς παραγωγή ενέργειας έχει πλέον καταστήσει ορατό το χρόνο εξάντλησής τους, εντείνοντας την προσπάθεια για ολοένα αυξανόμενη εκμετάλλευση εναλλακτικών πηγών ενέργειας. Ακόμα, είναι ευρέως γνωστό ότι η χρήση συμβατικών πηγών ενέργειας συνεπάγεται την έκλυση σημαντικών ποσοτήτων ρύπων, επιφέροντας πολλαπλές δυσμενείς επιπτώσεις στο περιβάλλον (Μέγα, 2009).

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας [ΑΠΕ] είναι πηγές, τα αποθέματα των οποίων ανανεώνονται φυσικά, συνεπώς θεωρούνται πρακτικά ανεξάντλητες. Στην κατηγορία αυτή συγκαταλέγονται ο ήλιος, ο άνεμος, οι υδάτινοι πόροι, τα υπόγεια θερμικά στρώματα, οι οργανικές ύλες όπως το ξύλο και τα απορρίμματα οικιακής και γεωργικής προέλευσης (Μηλιώνης 2014). Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ μπορεί να συνεισφέρει στην επίτευξη του στόχου της βιώσιμης ανάπτυξης, δίνοντας πρόσβαση σε καθαρή, ασφαλή, αξιόπιστη και οικονομικά συμφέρουσα ενέργεια (IRENA 2015).

Η έννοια της βιώσιμης ή αειφόρου ανάπτυξης τέθηκε στα πρακτικά της επιτροπής Brundtland των Ηνωμένων Εθνών για το Περιβάλλον και την Ανάπτυξη (UN, 1987) και ορίστηκε ως “η ανάπτυξη με την οποία επιτυγχάνεται η ικανοποίηση των αναγκών της σημερινής γενιάς χωρίς να διακυβεύεται η ικανοποίηση των αναγκών των μελλοντικών γενεών” (Παπαϊωάννου & Μαυροειδής, 2005). Η βιώσιμη ανάπτυξη [development] εισήχθη κατ’ αντιδιαστολή με την έννοια της μονοδιάστατης οικονομικής μεγέθυνσης [growth], ως απάντηση στα έντονα διεθνώς παρατηρούμενα περιβαλλοντικά ζητήματα που ανέκυπταν, επισημαίνοντας την επίδραση των ανθρωπογενών δραστηριοτήτων στην κλιματική αλλαγή.

Η παραγωγή και κατανάλωση ενέργειας ασκεί σημαντικές πιέσεις στο περιβάλλον, συμβάλλοντας, μεταξύ των άλλων, στη μεταβολή του κλίματος, καταστρέφοντας τα φυσικά οικοσυστήματα, βλάπτοντας το δομημένο περιβάλλον και προξενώντας επιβλαβείς συνέπειες στην ανθρώπινη υγεία. Η ενεργειακή πολιτική της ΕΕ, στο πλαίσιο της στρατηγικής της βιώσιμης ανάπτυξης, ορίζει ως έναν εκ των βασικών αξόνων της την προστασία του περιβάλλοντος, θέτοντας ως στόχους τον περιορισμό των επιπτώσεων της παραγωγής και κατανάλωσης ενέργειας, την προώθηση της εξοικονόμησης ενέργειας και της αύξησης ενεργειακής απόδοσης και την αύξηση του μεριδίου παραγωγής και χρήσης καθαρής ενέργειας (ΕΟΠ, 2002). Οι δεσμευτικοί στόχοι της ΕΕ για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής αρχικά τέθηκαν με την Οδηγία 2001/77/ΕΚ και στη συνέχεια κωδικοποιήθηκαν στο πακέτο “20 – 20 – 20”. Αυτοί προβλέπουν συνολικά για τα κράτη – μέλη της την επίτευξη των παρακάτω ως το 2020 (Τσαλέμης, 2012):

- 20% τελική κατανάλωση ενέργειας προερχόμενη από ΑΠΕ
- 20% εξοικονόμηση ενέργειας
- 20% μείωση των εκπομπών αερίων ρύπων που συμβάλλουν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου [Green House Gasses, GHGs], εστιάζοντας στο CO₂, με έτος αναφοράς το 1990
- 10% ενέργεια από ΑΠΕ στον τομέα των μεταφορών

Η παραπάνω στοχοθέτηση καταδεικνύει τη σημασία τόσο της αύξησης του μεριδίου των ΑΠΕ στην ενεργειακή παραγωγή και κατανάλωση, όσο και της βελτίωσης της απόδοσης των επιμέρους χρησιμοποιούμενων τεχνολογιών.

Στην ίδια κατεύθυνση, τον Οκτώβριο του 2014 παρουσιάστηκε το κλιματικό και ενεργειακό πλαίσιο του 2030, με σκοπό την συνέχιση της προόδου προς μια «οικονομία χαμηλού άνθρακα» και την οικοδόμηση ενός ανταγωνιστικού και ασφαλούς ενεργειακού συστήματος για την εξασφάλιση οικονομικά προσιτής ενέργειας για όλους τους καταναλωτές, την αύξηση της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού της ΕΕ, τη μείωση της ενεργειακής εξάρτησης της ΕΕ από τις εισαγωγές ενέργειας και τη δημιουργία περισσότερων ευκαιριών για την ανάπτυξη και την απασχόληση. Στο νέο αυτό πλαίσιο δράσης, αναλήφθηκε η δέσμευση για μείωση των εκπομπών ρύπων κατά 40% με έτος αναφοράς το 1990, ως το 2030 (EC, 2014).

Ένας σημαντικός λόγος για τον οποίο η ΕΕ προέβη στον άμεσο σχεδιασμό ενός πλαισίου για το 2030 ήδη από το 2014 είναι ότι η κλιματική αλλαγή ως τα μέχρι στιγμής δεδομένα δε φαίνεται να έχει ανασχεθεί. Σημειώθηκε επίσης ότι, παρά την οικονομική κρίση, η Ευρώπη ξοδεύει σχεδόν 1 δις € ανά ημέρα για την εισαγωγή ορυκτών καυσίμων.

Τέλος, ήδη από το Μάρτιο του 2011 έχει τεθεί ο οδικός χάρτης για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής στο πλαίσιο της στρατηγικής της βιώσιμης ανάπτυξης προς το 2050, θέτοντας ως στόχους για το έτος αυτό τη μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων στο 20% με έτος αναφοράς το 1990, καθώς και τη συγκράτηση της ανόδου της παγκόσμιας θερμοκρασίας κατά 2°C, σε σύγκριση με αυτή της προβιομηχανικής εποχής (EC, 2011).

1.3 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα των ΑΠΕ

Τα βασικά πλεονεκτήματα των ΑΠΕ συνίστανται στη φιλική προς το περιβάλλον λειτουργία (Καραμπατάκη, 2009; Μέγα, 2009), καθώς η χρήση τους:

- συμβάλει στη μείωση της εξάρτησης από συμβατικούς, μη ανανεώσιμους ενεργειακούς πόρους.
- οδηγεί στην άμβλυνση του φαινομένου του θερμοκηπίου, συνεισφέροντας στον περιορισμό της εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα.
- συνεισφέρει στην ενίσχυση της ενεργειακής ανεξαρτησίας και της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού σε εθνικό επίπεδο.
- οδηγεί στην αποκέντρωση του ενεργειακού συστήματος, εξαιτίας της γεωγραφικής διασποράς των φυσικών διαθεσίμων, με αποτέλεσμα τη δυνατότητα κάλυψης των ενεργειακών αναγκών σε τοπικό και περιφερειακό επίπεδο και τη συνεπακόλουθη ανακούφιση των συστημάτων υποδομής και τον περιορισμό των απωλειών από τη μεταφορά ενέργειας.

- δίνει τη δυνατότητα ορθολογικής αξιοποίησης των ενεργειακών πόρων, με διαφορετικές λύσεις για διαφορετικές ενεργειακές ανάγκες [π.χ. χρήση ηλιακής ενέργειας για θερμότητα χαμηλών θερμοκρασιών, χρήση αιολικής ενέργειας για ηλεκτροπαραγωγή κ.ά.].
- δεν εμφανίζει σημαντική ευαισθησία στις διακυμάνσεις των τιμών των συμβατικών καυσίμων.
- οδηγεί στην αναζωογόνηση απομακρυσμένων περιοχών με τη δημιουργία θέσεων εργασίας και την προσέλκυση περαιτέρω επενδύσεων [π.χ. καλλιέργειες θερμοκηπίου με τη χρήση γεωθερμικής ενέργειας].

Όσον αφορά στα μειονεκτήματα των ΑΠΕ, αυτά έγκεινται στην ενδεχόμενη δυσχέρεια στη χωροθέτηση έργων, λόγω δυσκολίας εύρεσης κατάλληλου δυναμικού, ανταγωνιστικής χρήσης γης έναντι άλλων παραγωγικών διαδικασιών, την εν γένει μικρή δυνατότητα εκμετάλλευσης του εκάστοτε πόρου και το σχετικά υψηλό αρχικό κόστος επένδυσης των έργων (Μηλιώνης, 2014). Επίσης, έχει παρατηρηθεί ότι τα έργα ΑΠΕ έχουν περιβαλλοντικές επιπτώσεις, έστω εντοπισμένες και αρκετά μικρότερης κλίμακας από αυτά της συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής. Ακόμα, αναλόγως της χρησιμοποιούμενης τεχνολογίας, τα έργα ΑΠΕ εμφανίζουν ζητήματα διακοπτόμενης λειτουργίας [intermittence] που απαιτούν ιδιαίτερη τεχνική αντιμετώπιση και ενδεχομένως αυξάνουν τις κεφαλαιακές απαιτήσεις τους.

1.4 Πολιτικές Στήριξης των ΑΠΕ

Για την ενεργειακή μετάβαση από τις τεχνολογίες άνθρακα στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, προς επίτευξη των παραπάνω περιβαλλοντικών στόχων της ΕΕ, αναπτύχθηκαν μηχανισμοί στήριξης και προώθησης των ΑΠΕ. Αυτό κρίθηκε απαραίτητο ώστε να είναι ανταγωνιστικές οι νέες τεχνολογίες, που βρίσκονται σε φάση επώασης και άρα κοστοβόρες, σε σχέση με τις ώριμες τεχνολογίες άνθρακα.

Οι βασικότεροι μηχανισμοί που συναντώνται στην ΕΕ αλλά και παγκοσμίως είναι οι εγγυημένες τιμές [Feed – In Tariffs, FiT], τα συστήματα πριμοδότησης [Feed – In Premiums, FiP], οι υποχρεώσεις ποσοτώσεων [Quota Obligations] ή πρότυπο ανανεώσιμου χαρτοφυλακίου [Renewable Portfolio Standard – RPS], οι επιχορηγήσεις επενδύσεων [Incentive Grants], οι πληρωμές παραγωγικής ικανότητας [Capacity Payments], τα φορολογικά κίνητρα [Tax Incentives] καθώς και τα σχήματα πλειστηριασμού [Auction Schemes]. Τα τελευταία δεν αποτελούν μηχανισμό στήριξης καθεαυτό, παρά τρόπο διανομής της χρηματικής στήριξης στους παραγωγούς (Θεοδόση, 2014).

Τα συστήματα FiT έχουν αρκετά χαρακτηριστικά: δίνεται προτεραιότητα ανταπόκρισης σε επιλεγμένη παραγωγή, μακροπρόθεσμη προοπτική και εγγυημένες τιμές. Η τιμή συνήθως είναι εγγυημένη για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα, όπως

στην περίπτωση της Γερμανίας, ή για ένα προδιατεθειμένο ποσό παραγωγής [π.χ. για τις πρώτες 10 TWh], όπως συμβαίνει σε αρκετά έργα στη Δανία. Οι μονάδες παραγωγής ενέργειας λαμβάνουν μια σταθερή πληρωμή για κάθε μονάδα παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, ανεξάρτητα από την τιμή πώλησης της ενέργειας. Αυτό σημαίνει ότι μια μονάδα παραγωγής ενέργειας ηλεκτρισμού από ΑΠΕ δεν λαμβάνει οποιαδήποτε αμοιβή απευθείας από την αγορά ενέργειας. Εναλλακτικά, η αποζημίωση μπορεί να χορηγείται για την χωρητικότητα, αντί για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, προκειμένου να ενθαρρυνθούν οι φορείς των ΑΠΕ για την αύξηση των εγκαταστάσεων παραγωγής. Οι FiT εφαρμόζονται σε διάφορες παραλλαγές ανά χώρα, όπως τιμές σταθερές στο διηνεκές [fixed], διασφαλισμένες για ορισμένο χρονικό [time dependent] διάστημα ή φθίνουσες [sliding].

Τα FiP είναι εγγυημένα ασφάλιστρα που καταβάλλονται ως σταθερή επιβάρυνση στην τιμή αγοράς. Γενικά, ένας παραγωγός ηλεκτρικής ενέργειας μέσω ΑΠΕ λαμβάνει ένα ασφάλιστρο ανά μονάδα [MWh] επιπροσθέτως στα έσοδα της πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας στην ελεύθερη αγορά. Στην ελληνική περίπτωση, η τιμή αυτή συμπίπτει με τη μΟΤΣ. Όπως και με FiT, τα ασφάλιστρα είναι γενικά εγγυημένα είτε για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα [Ιταλία] ή για προκαθορισμένη παραγωγή [Δανία].

Οι πλειστηριασμοί χρησιμοποιούνται συνήθως σε συνδυασμό με ένα άλλο είδος πολιτικής. Στους συγκεκριμένους συνδυασμούς, αρκετά διαφορετικά χαρακτηριστικά προκύπτουν για τον προγραμματισμό της αρχής και για τον κίνδυνο των επενδυτών. Σε μια διαδικασία υποβολής προσφορών, η αρμόδια αρχή ξεκινά προσκλήσεις υποβολής προσφορών για συγκεκριμένα έργα ή ομάδες έργων. Οι δυνητικοί επενδυτές στη συνέχεια ανταγωνίζονται για να κερδίσουν την ευκαιρία να αναπτύξουν το έργο δίνοντας την προσφορά τους για το απαιτούμενο επίπεδο υποστήριξης και πολλές άλλες διευκρινήσεις γύρω από το έργο, όπως ειδικό χρονοδιάγραμμα, περιβαλλοντικές επιπτώσεις κλπ. Η πιο ελκυστική προσφορά, που προσδιορίζεται από χαμηλό απαιτούμενο κρατικό επίπεδο υποστήριξης και άλλες ευνοϊκές προδιαγραφές κερδίζει το μειοδοτικό διαγωνισμό.

Η εφαρμογή του RPS γίνεται σε συνδυασμό με εμπορεύσιμα πράσινα πιστοποιητικά [Trade Green Certificates – TGC] για την επίτευξη ενός στόχου, ο οποίος συνήθως αφορά το μερίδιο των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση. Οι χειριστές των ενεργειακών μονάδων λαμβάνουν πιστοποιητικά για την πράσινη τελική ενέργεια, το οποίο στη συνέχεια μπορούν να πωληθούν σε άλλους παραγωγούς, οι οποίοι υποχρεούνται να εκπληρώσουν την αντίστοιχη υποχρέωση ποσόστωσης, ενώ η μη εκπλήρωση των στόχων επιφέρει ποινές προστίμων. Η πώληση του πιστοποιητικού παρέχει ένα επιπλέον εισόδημα στην κοινή τιμή πώλησης της τελικής παραγόμενης ενέργειας.

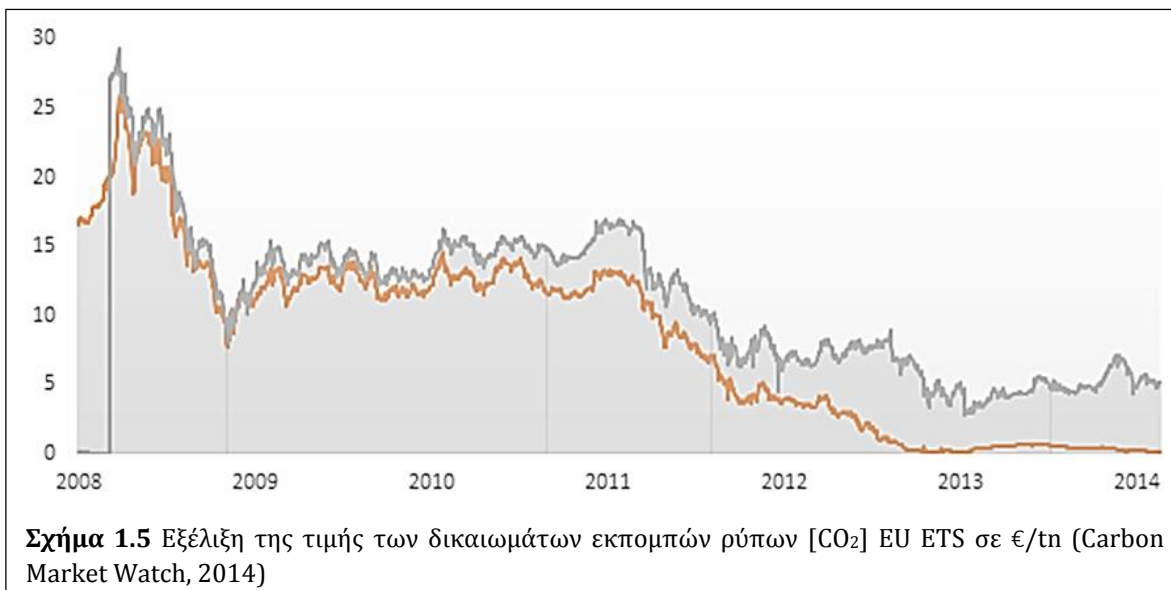
Στους δευτερεύοντες μηχανισμούς στήριξης περιλαμβάνονται οι επιχορηγήσεις και τα φορολογικά μέτρα. Οι επιχορηγήσεις συνήθως αφορούν σε ποσοστό του ανελαστικού κόστους κατασκευής των έργων, ενώ τα φορολογικά μέτρα αποτελούν εξαιρέσεις σε φορολογικές υποχρεώσεις των ενεργειακών έργων. Τα παραπάνω συνήθως συνδυάζονται με τους πρωτεύοντες ισχύοντες μηχανισμούς ενίσχυσης των ΑΠΕ.

Θα πρέπει να σημειωθεί ότι οι παραπάνω μηχανισμοί, και δη οι βασικότεροι FiT και RPS, αντιπροσωπεύουν διαφορετικές φιλοσοφίες και προτεραιότητες. Ειδικότερα οι FiT αποσκοπούν στην μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, ενώ το RPS στοχεύει στην ελαχιστοποίηση της επιβάρυνσης των καταναλωτών λόγω της διείσδυσης αυτής. Και τα δύο έχουν δεχτεί ανάλογη κριτική στη βιβλιογραφία, οι FiT για την υπερκοστολόγηση της παραγόμενης ενέργειας και το RPS για την μη εκπλήρωση των θεσμοθετημένων στόχων ως προς τις ΑΠΕ.

Τέλος, στα παραπάνω θα πρέπει να προστεθεί και το Σύστημα Εμπορίας Εκπομπών της ΕΕ [EU Emissions Trading System – EU ETS]. Το σύστημα αυτό δε συνιστά μηχανισμό άμεσης ενίσχυσης των ΑΠΕ, ωστόσο αποτελεί ακρογωνιαίο λίθο της πολιτικής της Ευρωπαϊκής Ένωση για την καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής και βασικό εργαλείο για τη μείωση των βιομηχανικών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, λειτουργώντας έμμεσα ως “penalty” για τον όγκο των εκπεμπόμενων GHG’s και ειδικότερα του CO₂ από τη συμβατική ηλεκτροπαραγωγή, τα δικαιώματα εκπομπής του οποίου αγοράζονται από έργα ΑΠΕ. Το σύστημα EU ETS καλύπτει πάνω από 11.000 σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και βιομηχανικές εγκαταστάσεις σε 31 χώρες, καθώς και αεροπορικές εταιρείες και βασίζεται στην αρχή λειτουργίας του «καπέλου» και της «εμπορίας».

Το «καπέλο», ή αλλιώς ανώτατο όριο, τίθεται στη συνολική ποσότητα ορισμένων αερίων που μπορούν να εκπέμπονται από εργοστάσια, σταθμούς παραγωγής ενέργειας και άλλων εγκαταστάσεων στο σύστημα. Το όριο αυτό μειώνεται με τη πάροδο του χρόνου αποσκοπώντας στην συνολική μείωση των συνολικών εκπομπών. Για το 2020, οι εκπομπές που προέρχονται από τους τομείς που καλύπτονται από το EU ETS, θα πρέπει να έχουν μειωθεί κατά 21% με βάση τα επίπεδα του 2005. Εντός αυτού του ορίου, οι εταιρίες λαμβάνουν ή αγοράζουν άδειες εκπομπής, τις οποίες μπορούν να εμπορεύονται μεταξύ τους ανάλογα με τις απαιτήσεις τους. Μπορούν επίσης να λάβουν περιορισμένες μονάδες διεθνούς πίστωσης από έργα μείωσης των εκπομπών σε όλο το κόσμο. Μετά από ένα χρόνο, οι εταιρίες είναι υποχρεωμένες να παραδώσουν μερικές από αυτές τις άδειες, για την αποφυγή μεγάλων προστίμων. Εάν μια εταιρία καταφέρει να κάνει σημαντικές περικοπές και να μειώσει αρκετά τις εκπομπές της έχει το δικαίωμα να κρατήσει την άδεια για μελλοντική χρήση (Θεοδόση, 2014).

Έτσι, με την τιμολόγηση στον άνθρακα και δίνοντας οικονομική αξία στον κάθε τόνο εκπομπών που μπορεί να σωθεί, η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει καταφέρει να εντάξει την κλιματική αλλαγή στην ημερήσια διάταξη των εταιριών σε όλη την Ευρώπη. Παράλληλα, θέτοντας μια αρκετά υψηλή τιμή στον άνθρακα, προωθούνται οι επενδύσεις σε «καθαρές» και «χαμηλού άνθρακα» τεχνολογίες. Ωστόσο, τα τελευταία χρόνια λόγω της οικονομικής κρίσης, η περικοπή στις εκπομπές είναι μεγαλύτερη από το αναμενόμενο, με αποτέλεσμα το EU ETS αντιμετωπίζει μια μορφή πρόκλησης, αφού παρέχει μάλλον πλεόνασμα αδειοδοτήσεων, ώστε από 30 €/tn CO₂ το 2008 να έχει υποχωρήσει σήμερα περί τα 5 €/tn CO₂ (Carbon Market Watch, 2014).



1.5 Θεσμικό Πλαίσιο Ανάπτυξης Έργων ΑΠΕ

Το θεσμικό πλαίσιο για την ανάπτυξη έργων ΑΠΕ στην Ελλάδα ουσιαστικά υπάρχει τις δύο τελευταίες δεκαετίες. Οι νομοθετικές πρωτοβουλίες εντάθηκαν το 2006, όταν υιοθετήθηκε από την ελληνική πολιτεία η στρατηγική της ΕΕ για την κλιματική αλλαγή και οι επιμέρους κατευθύνσεις αυτής αναφορικά με την ενέργεια. Έκτοτε και μέχρι σήμερα, εισήχθησαν διαδοχικοί νόμοι για τη ρύθμιση ζητημάτων κινητροδότησης, χωροθέτησης και λειτουργίας έργων ΑΠΕ. Το ελληνικό θεσμικό πλαίσιο για τα έργα ΑΠΕ διαμορφώνεται κυρίως στο διάστημα 1994 – 2010 και στηρίζεται κυρίως στα παρακάτω νομοθετήματα. Ενδεικτικά:

Νόμος 2244/1994

Εισάγονται οι έννοιες του ανεξάρτητου παραγωγού και αυτοπαραγωγού ενέργειας από ΑΠΕ. Ορίζονται οι πρώτες τιμές αποζημίωσης ως ποσοστά των τιμολογίων λιανικής κατανάλωσης. Επίσης, εισάγονται περιορισμοί για τη χωροθέτηση των έργων

ΑΠΕ και λαμβάνεται μέριμνα για ενδεχόμενες περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Τέλος, τίθεται ο στόχος της διασύνδεσης των ΜΔΝ με το Διασυνδεδεμένο Σύστημα.

Νόμος 2773/1999

Δίνεται προτεραιότητα στην απορρόφηση από το δίκτυο της παραγόμενης ενέργειας από έργα ΑΠΕ. Επίσης, εισάγεται ανταποδοτικό τέλος επί των εσόδων από την πώληση ενέργειας υπέρ των ΟΤΑ στα όρια των οποίων είναι εγκατεστημένα τα έργα.

Νόμος 2941/2001

Απλοποιούνται οι διαδικασίες για την αδειοδότηση, υλοποίηση και λειτουργία έργων ΑΠΕ, τα οποία εφεξής χαρακτηρίζονται ως έργα κοινής ωφέλειας. Επίσης, οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ και τα συνοδά έργα χαρακτηρίζονται ως έργα υποδομής.

Νόμος 3468/2006

Μεταφέρεται στο ελληνικό δίκαιο η Οδηγία 2001/77/ΕΚ και τίθενται οι στόχοι για τελική κατανάλωση ενέργειας 20,1% από ΑΠΕ ως το 2010 και 29% ως το 2020. Προωθείται η ανάπτυξη έργων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, ενώ δίνεται προτεραιότητα σε υβριδικούς σταθμούς στα ΜΔΝ. Επίσης, εισάγονται εγγυημένες τιμές για την πώληση της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ στο δίκτυο, αρκετά υψηλότερες από τις προϋπάρχουσες. Το ανταποδοτικό τέλος υπέρ ΟΤΑ προσδιορίζεται σε 3% των ετησίων μεικτών εσόδων, με το 80% να αποδίδεται στο Δήμο εγκατάστασης του έργου και το υπόλοιπο 20% στην αντίστοιχη Περιφέρεια.

Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού ΑΠΕ, 2008

Εξειδικεύονται οι περιορισμοί για τη χωροθέτηση έργων ΑΠΕ. Ειδικά για τα αιολικά πάρκα, εισάγεται αλγόριθμος υπολογισμού της μέγιστης εγκατεστημένης ισχύος ανά ΟΤΑ ως προς την έκτασή του, ενώ ειδικότερα για τα ΜΔΝ εισάγεται διαφορετικός αλγόριθμος ως προς την αιχμή ισχύος της προηγούμενης δεκαετίας. Εξαιρούνται των παραπάνω ποσοτικών περιορισμών τα έργα Α/Π που περιλαμβάνουν υποδομή διασύνδεσης με το διασυνδεδεμένο σύστημα, καθώς και αυτά που εντάσσονται σε υβριδικούς σταθμούς. Τέλος, αναπτύσσεται αναλυτική μεθοδολογία ποσοτικοποίησης της ένταξης στο τοπίο και του περιορισμού της προκαλούμενης οπτικής όχλησης.

Νόμος 3851/2010

Ρυθμίζονται διαδικαστικά ζητήματα αδειοδότησης και λειτουργίας, ως αναθεωρήσεις του Νόμου 3468/2006 και αναδιαρθρώνονται οι εγγυημένες πώλησης ενέργειας από έργα ΑΠΕ για κάθε διαφορετική τεχνολογία. Οι νέες τιμές για τα Α/Π και τα ΜΥΗΕ αποφασίζονται σε 87,85 €/MWh για το διασυνδεδεμένο σύστημα και 99,45 €/MWh για τα Α/Π στα ΜΔΝ και ισχύουν έως και σήμερα. Επίσης, αποφασίζεται σταδιακή μείωση της αποζημίωσης για τα Φ/Β, αναλόγως της εγκατεστημένης ισχύος [$>$ ή $<$ 100 kW], της περιοχής εγκατάστασης [Σύστημα ή ΜΔΝ] και της αφετηρίας λειτουργίας, με

σκοπό από το 2015 και μετά η αποζημίωση να προκύπτει ως συνάρτηση της μΟΤΣ, προσομοιάζοντας πλέον σε μοντέλο FiP. Οι τιμές αυτές προσαρμόζονται περαιτέρω προς τα κάτω με απόφαση του ΥΠΕΚΑ το Φεβρουάριο του 2012.

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
(α) Αιολική ενέργεια	73	84,6
(β) Αιολική ενέργεια από αιολικά πάρκα στη θάλασσα	90	
(γ) Υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται με μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς με Εγκατεστημένη Ισχύ έως δεκαπέντε (15) MWe	73	84,6
(δ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από φωτοβολταϊκές μονάδες, με Εγκατεστημένη Ισχύ μικρότερη ή ίση των εκατό (100) kWpeak, οι οποίες εγκαθίστανται σε ακίνη ιδιοκτησίας ή νόμιμης κατοχής ή όμορα ακίνητα του ίδιου ιδιοκτήτη ή νομίμου κατόχου	450	500
(ε) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από φωτοβολταϊκές μονάδες, με Εγκατεστημένη Ισχύ μεγαλύτερη των εκατό (100) kWpeak	400	450
(στ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από μονάδες άλλης τεχνολογίας, πλην αυτής των φωτοβολταϊκών, με Εγκατεστημένη Ισχύ έως πέντε (5) MWe	250	270
(ζ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από μονάδες άλλης τεχνολογίας, πλην αυτής των φωτοβολταϊκών, με Εγκατεστημένη Ισχύ μεγαλύτερη των πέντε (5) MWe	230	250
(η) Γεωθερμική ενέργεια, βιομάζα, αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και βιοαέρια	73	84,6
(θ) Λοιπές Α.Π.Ε.	73	84,6
(ι) Σ.Η.Θ.Υ.Α.	73	84,6

Σχήμα 1.5 Εγγυημένες τιμές ΑΠΕ (Ν.3468/2006)

ΥΑ/Φ1/οικ.19598/01.10.2010

Καθορίζονται οι στόχοι για το επιθυμητό ενεργειακό μείγμα έργων ΑΠΕ για τα έτη 2014 και 2020 ως προς την εγκατεστημένη ισχύ, δίνοντας σαφή προτεραιότητα στα αιολικά πάρκα.

Πίνακας 1.1 Επιδιωκόμενη αναλογία έργων ΑΠΕ ανά τεχνολογία για τα έτη 2014 και 2020 βάσει της ΥΑ/Φ1/οικ.19598/01.10.2010 και πραγματική εγκατεστημένη ισχύς [Πηγές: ΡΑΕ 2013, ΛΑΓΗΕ 2015 και ΔΕΔΔΗΕ 2015, ίδια επεξεργασία]

Τεχνολογία	Στόχοι Εγκατεστημένης Ισχύος [MW]		Εγκατεστημένη Ισχύς [MW]	
	2014	2020	31-07-13	31-12-14
ΜΥΗΕ	300	350	218	219,7
Φ/Β (Πάρκα)	1500	2200	2152	2403,31
Ηλιοθερμικά	120	250	0	0
Α/Π	4000	7500	1787	1977,61
Βιομάζα	200	350	46	47,4

Η διείσδυση των ΑΠΕ στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα ακολούθησε μέχρι το 2010 αργούς ρυθμούς ανάπτυξης, σε πλήρη αναντιστοιχία με το διαθέσιμο δυναμικό της χώρας, αλλά και με το ιδιαίτερα υψηλό επενδυτικό ενδιαφέρον που είχε εκδηλωθεί ήδη από τα πρώτα βήματα απελευθέρωσης της αγοράς το 2000 (Χατζημπίρος, 2015). Ακόμα, το σημερινό μείγμα των έργων ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ είναι τελείως διαφορετικό από αυτό που η ελληνική πολιτεία στοχοθέτησε το 2010, με άνω του μισού της εγκατεστημένης ισχύος να βρίσκεται σήμερα τοποθετημένη σε φωτοβολταϊκά έργα, τα οποία απολαμβάνουν τις μεγαλύτερες εγγυημένες τιμές διαχρονικά, όταν ως ξεκάθαρη προτεραιότητα τέθηκαν τα αιολικά πάρκα, των οποίων το κόστος αποζημίωσης για ηλεκτροπαραγωγή ήταν, μαζί με τα υδροηλεκτρικά, το χαμηλότερο μεταξύ των τεχνολογιών ΑΠΕ και οριακά ανταγωνιστικό με τη λιανική τιμή πώλησης της ενέργειας από συμβατική ηλεκτροπαραγωγή.

Τέλος, ιδιαίτερη σημασία για το θεσμικό πλαίσιο που διαμορφώθηκε αναφορικά με τα έργα ΑΠΕ έχει η πρακτική σύνδεσή τους με την ιδιωτική πρωτοβουλία. Καθώς η ευρωπαϊκή πολιτική για την κλιματική αλλαγή παγιώθηκε στο ίδιο διάστημα με την αντίστοιχη για την απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας και σε συνδυασμό με τα ζητήματα που η δεύτερη εισήγαγε λόγω δεσπόζουσας θέσης της ΔΕΗ στην ελληνική ηλεκτροπαραγωγή, έγινε σαφές ήδη από το 2006 ότι η κατασκευή και λειτουργία των έργων ΑΠΕ απευθυνόταν κατά προτεραιότητα σε ιδιώτες επενδυτές, κάτι που είναι ορατό και από τη θεσμοθέτηση εγγυημένων τιμών αγοράς.

1.6 Υφιστάμενη κατάσταση της ηλεκτροπαραγωγής στον ελλαδικό χώρο

Στην Ελλάδα, η ιστορία της ηλεκτροπαραγωγής διακρίνεται σε τρεις αδρές περιόδους (Michalena & Angeon, 2009):

- [1] την περίοδο της γένεσης του ηλεκτρισμού [1889 - 1949], η οποία χαρακτηρίστηκε από τις πρώτες προσπάθειες για ηλεκτροδότηση της χώρας και από την παρουσία ανεξάρτητων ιδιωτικών ηλεκτρικών χρήσεων
- [2] την περίοδο της κρατικοποίησης [1950 - 1998], η οποία χαρακτηρίστηκε από την κυρίαρχη θέση που απέκτησε το Ελληνικό Δημόσιο, διαμέσου της Δημόσιας

Επιχείρησης Ηλεκτρισμού [ΔΕΗ], εξαγοράζοντας τις προϋπάρχουσες ιδιωτικές εταιρείες ηλεκτροπαραγωγής

- [3] την περίοδο της σταδιακής απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας [1999 έως σήμερα] η οποία ήρθε σε συμμόρφωση με τις Κοινοτικές Οδηγίες 96/92/EC και 2003/54/EC και χαρακτηρίστηκε από το άνοιγμα της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε ιδιώτες επενδυτές.

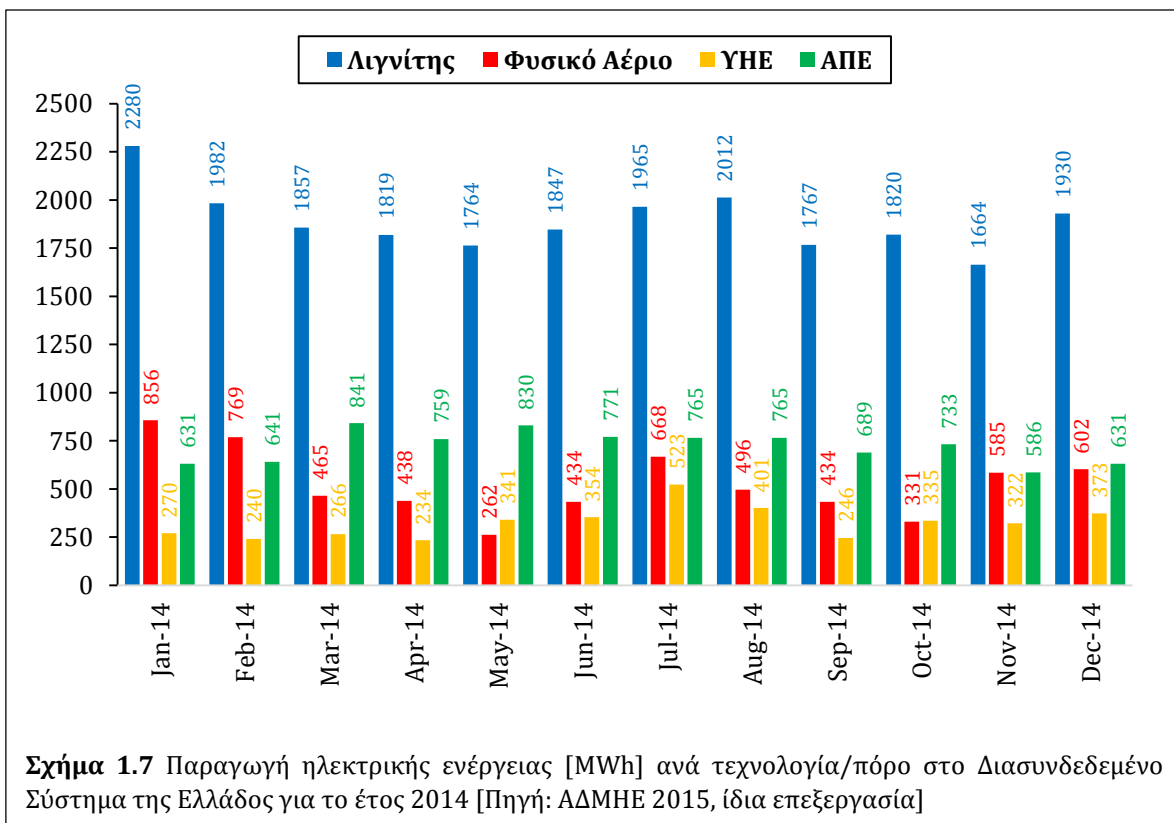
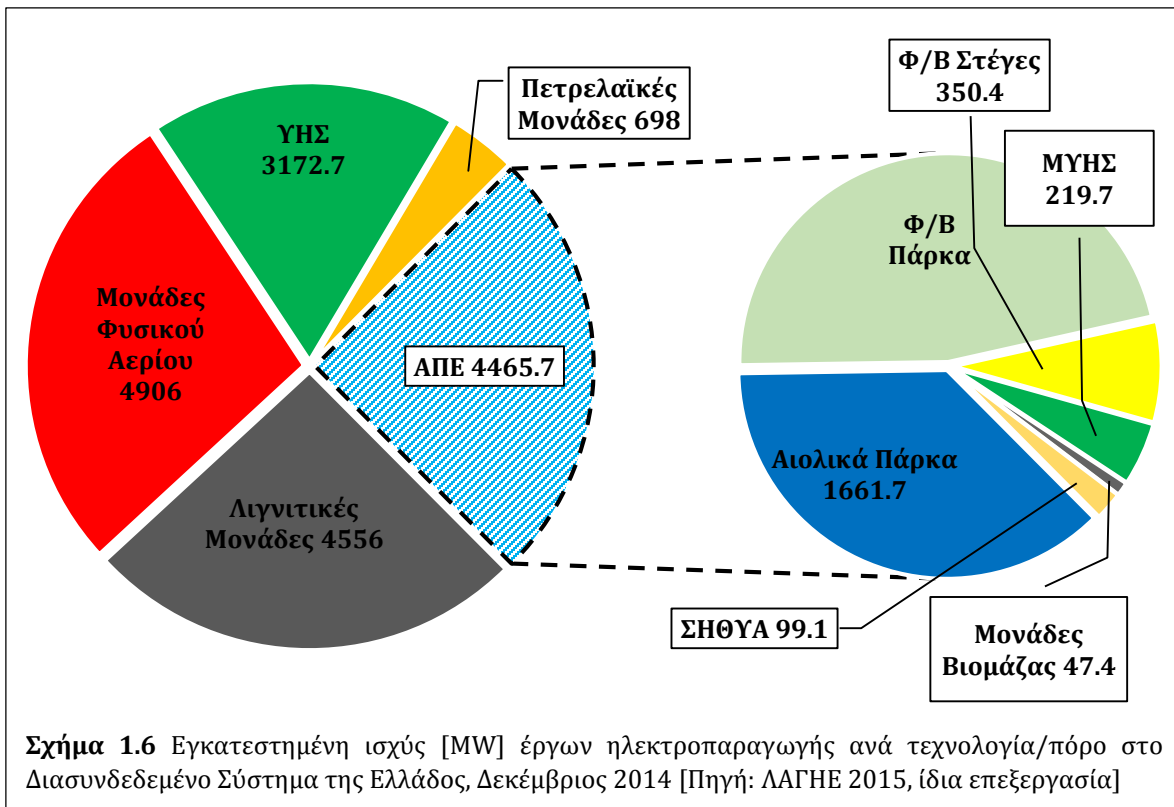
1.6.1 Ηπειρωτικός Κορμός

Σήμερα, το ελληνικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας βασίζεται στη χρήση πρωτίστως συμβατικών καυσίμων, κυρίως λιγνίτη, πετρελαίου και φυσικού αερίου, και δευτερευόντως Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας [ΑΠΕ]. Ο λιγνίτης κατέχει το υψηλότερο ποσοστό, ενώ η συνεισφορά των ΑΠΕ παρουσιάζει σημαντική αύξηση ιδιαίτερα από το τέλος του 2007. Σημειώνεται ότι ο λιγνίτης αποτελεί το μόνο αξιόλογο εγχώριο καύσιμο για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θεωρείται ως το εθνικό καύσιμο που στήριξε για σχεδόν 60 χρόνια την ηλεκτροπαραγωγή καλύπτοντας στο παρελθόν μέχρι και το 80% και σήμερα άνω του 50% της ζήτησης με φθινό οικιακό, αγροτικό και βιομηχανικό ηλεκτρικό ρεύμα σε σύγκριση με άλλες Ευρωπαϊκές χώρες (Στίγκα, 2014).

Η επιλογή αυτή προέκυψε λόγω των πλούσιων κοιτασμάτων λιγνίτη στην ελληνική επικράτεια, κυρίως στις περιοχές της Πτολεμαΐδας στη Βόρειο Ελλάδα και της Μεγαλόπολης στην Πελοπόννησο και δευτερευόντως σε αυτές του Αλιβερίου στην Εύβοια, του Αμυνταίου στη Φλώρινα και αλλού. Προϊόντος του χρόνου και κυρίως μεταπολεμικά, η αύξηση της ενεργειακής κατανάλωσης στην Ελλάδα οδήγησε σε ένταση της εξορυκτικής δραστηριότητας στις περιοχές αυτές και τη σταδιακή κατασκευή εκεί μεγάλων εργοστασίων παραγωγής, προκειμένου να ελαχιστοποιείται το κόστος μεταφοράς. Έτσι, οι μεγαλύτεροι ατμοηλεκτρικοί σταθμοί [ΑΗΣ] σήμερα βρίσκονται στη Δυτική Μακεδονία και συγκεκριμένα στην Πτολεμαΐδα [506 MW], τον Άγιο Δημήτριο [1456 MW], την Καρδιά [1110 MW], το Αμύνταιο [546 MW] και δευτερευόντως στη Μεγαλόπολη [511 MW] (ΛΑΓΗΕ, 2015).

Στην ελληνική ηλεκτροπαραγωγή επίσης συνεισφέρουν τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα [ΥΗΕ] της ΔΕΗ, τα παλαιότερα εκ των οποίων κατασκευάστηκαν και τέθηκαν σε λειτουργία ήδη από το 1927 (Παπαντώνης, 2002). Σήμερα, τα μεγαλύτερα έργα βρίσκονται στο συγκρότημα του Αχελώου, ενώ τα μικρά υδροηλεκτρικά [ΜΥΗΕ], ισχύος μικρότερης των 15 MW, θεωρούνται έργα ΑΠΕ και έχουν παραχωρηθεί στη θυγατρική “ΔΕΗ Ανανεώσιμες”, ενώ ορισμένα ΜΥΗΕ λειτουργούν ή αναπτύσσονται από ιδιώτες [Πιν. 1.!).

Ακόμα, ένα σημαντικό κομμάτι της ηλεκτροπαραγωγής εξασφαλίζεται από εισαγόμενο καύσιμο, πρωτίστως πετρέλαιο και φυσικό αέριο. Οι πετρελαϊκές μονάδες λειτουργούν στο Αλιβέρι [288 MW] και στο Λαύριο [410 MW], ενώ εκεί βρίσκονται εγκατεστημένες και οι μεγαλύτερες μονάδες φυσικού αερίου [420 MW και 1101,3 MW αντιστοίχως]. Παράλληλα, σήμερα λειτουργούν και μονάδες φυσικού αερίου ιδιωτικών συμφερόντων, κυρίως στη Βοιωτία και την Κόρινθο (ΛΑΓΗΕ, 2015).



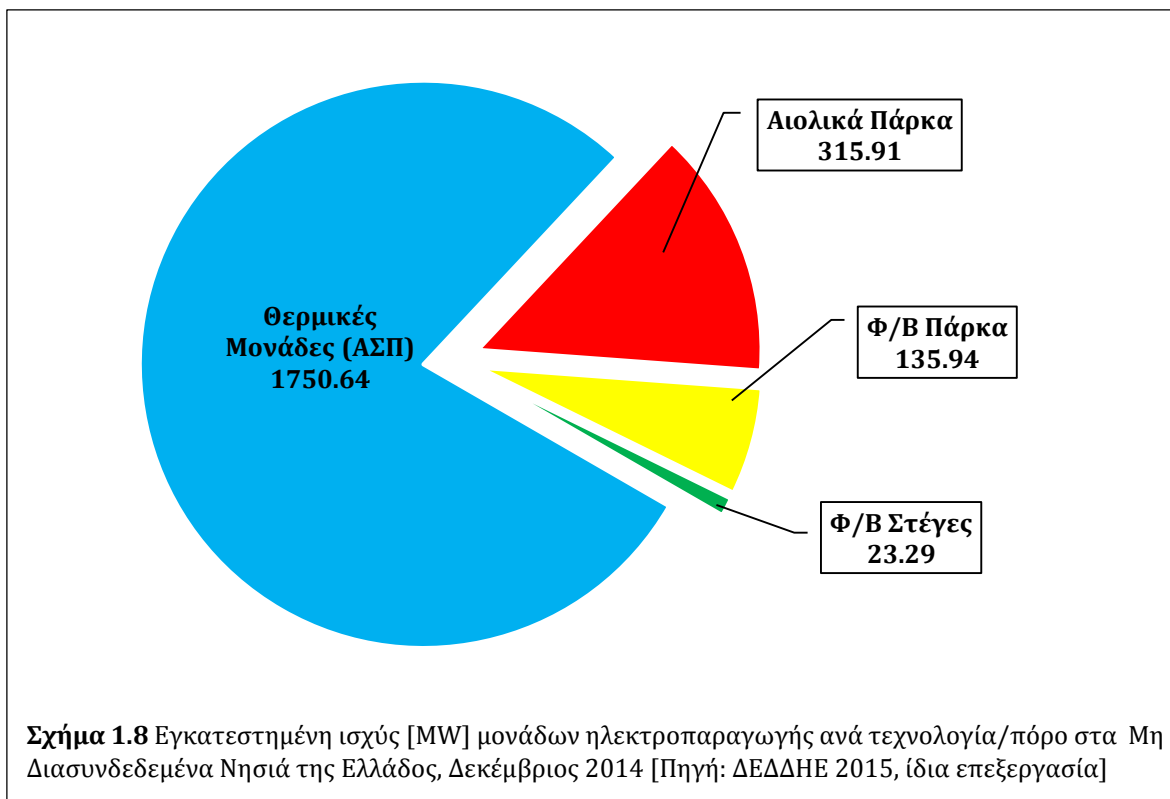
Τέλος, στο διασυνδεδεμένο σύστημα έχουν ενταχθεί τα τελευταία χρόνια αρκετές μονάδες παραγωγής ΑΠΕ, κυρίως ιδιωτικών συμφερόντων. Σε αυτές, κυριαρχούν τα φωτοβολταϊκά πάρκα [Φ/Β], με τα αιολικά να έπονται. Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τα έργα ΑΠΕ απορροφάται από το σύστημα κατά προτεραιότητα, ενώ οι παραγωγοί αποζημιώνονται για αυτήν βάσει εγγυημένων τιμών.

Πίνακας 1.2 Εγκατεστημένα και υπό ανάπτυξη ΜΥΗΕ στην ελληνική επικράτεια (ΔΕΗ Ανανεώσιμες^{α)}

	Περιοχή	Ονομασία	Εγκατεστημένη Ισχύς [MW]	
Εγκατεστημένα	Αγρίνιο	Στράτος II	6,2	
	Πάτρα	Γλαύκος	3,7	
	Γρεβενά	Αλατόπετρα	2,43	
	Αριδαία	Βορεινό	2,014	
	Ηγουμενίτσα	Γιτάνη	2,06	
	Βέροια	Αγ. Βαρβάρα	0,92	
	Βέροια	Βέρμιο	1,8	
	Βέροια	Μακροχώρι	10,8	
	Χαλκηδόνα	Ελεούσα	3,23	
	Καρδίτσα	Σμόκοβο	10,4	
	Κοζάνη	Ιλαρίωνας	4,2	
	Χανιά	Αλμυρός	0,3	
	Πρέβεζα	Λούρος	10,3	
	Σέρρες	Αγ. Ιωάννης	0,7	
	Σέρρες	Οινούσα	1,5	
	Φλώρινα	Παπαδιά	0,5	
	Άμφισσα	Γκιώνα	8,5	
	Υπό Ανάπτυξη	Αρκαδία	Λάδωνας	4,9
		Άρτα	Πουρνάρι III	0,66
		Βέροια	Μακροχώρι II	4,84
Θεσπρωτία		Καλαμάς	2,79	
Καρδίτσα		Σμόκοβο II	3,2	
Τρίκαλα		Μεσοχώρα	1,6	

1.6.2 Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

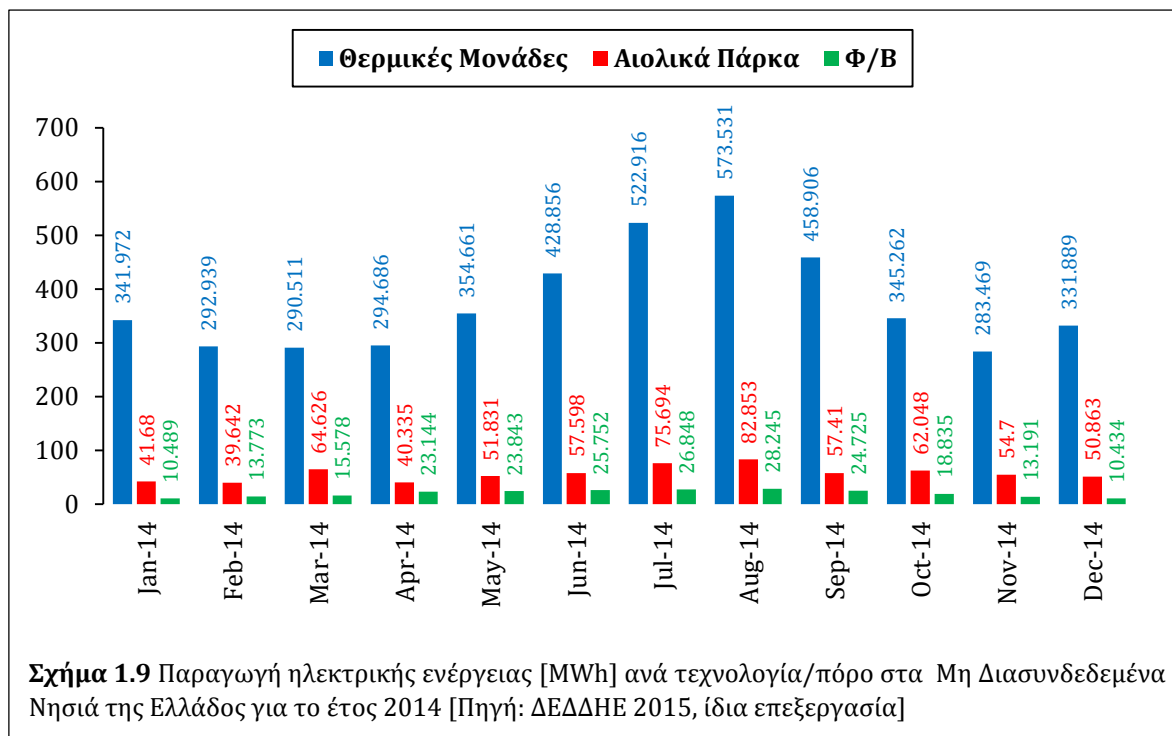
Οι παραπάνω μονάδες διασυνδέονται με χιλιάδες χιλιόμετρα δικτύου μεταφοράς και διανομής προκειμένου να καλύπτονται οι ανάγκες κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας του αστικού ιστού και των παραγωγικών δραστηριοτήτων της ηπειρωτικής χώρας και των εγγύς νησιών. Ωστόσο, το μεγαλύτερο κομμάτι του νησιωτικού χώρου του Αιγαίου, τα Δωδεκάνησα και η Κρήτη δεν εμπίπτουν στο παραπάνω σύστημα.



Το Αιγαίο απαρτίζεται από πολυάριθμα νησιά πέρα από τις ανατολικές ακτές της ηπειρωτικής Ελλάδας, με εκτάσεις που κυμαίνονται από μερικά τετραγωνικά μέτρα έως αρκετά τετραγωνικά χιλιόμετρα. Τα περισσότερα από αυτά είναι απομακρυσμένα, με ολιγάριθμους μόνιμους κατοίκους. Τα παραπάνω στοιχεία, σε συνδυασμό με τα μεγάλα βάθη και τη σύνθετη τοπογραφία του βυθού, καθιστούν τεχνικά και οικονομικά δύσκολη την υλοποίηση των επιμέρους σχεδιασμών για την ηλεκτρική διασύνδεσή τους με το δίκτυο του ηπειρωτικού κορμού, με αποτέλεσμα μόνο ένας μικρός αριθμός νησιών που βρίσκονται σε εγγύτητα να έχει διασυνδεθεί έως σήμερα. Αντίθετα, η πλειονότητα των νησιών αυτών τροφοδοτείται με ηλεκτρική ενέργεια παραγόμενη από αυτόνομους σταθμούς παραγωγής [ΑΣΠ] που χρησιμοποιούν diesel και βαρύ πετρέλαιο, με μια μικρή επιπρόσθετη συμβολή από έργα ΑΠΕ. Η συνεχώς αυξανόμενη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, σε συνδυασμό με τις κλιμακούμενες τιμές του πετρελαίου διεθνώς έχει οδηγήσει σε εξαιρετικά υψηλές δαπάνες για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά (Βικάτος κ.α., 2009). Ειδικότερα, στην Περιφέρεια Νοτίου Αιγαίου, η αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας γίνεται σε περιορισμένο βαθμό, παρά την ύπαρξη ικανοποιητικής ταχύτητας του ανέμου στις περισσότερες περιοχές (Πάντειο & ΙΠΑ, 2012).

Όπως γίνεται αντιληπτό, η ισχύς των πετρελαϊκών μονάδων σε κάθε νησί ή σύμπλεγμα ποικίλει, αναλόγως του μεγέθους, άρα και της ζήτησης. Η περισσότερη ισχύς για το 2014 βρίσκεται εγκατεστημένη στην Κρήτη [819,25 MW], τη Ρόδο [232,61 MW] και στο σύμπλεγμα Κω - Καλύμνου [120,05 MW]. Αντίστοιχα, η μικρότερη εντοπίζεται στη

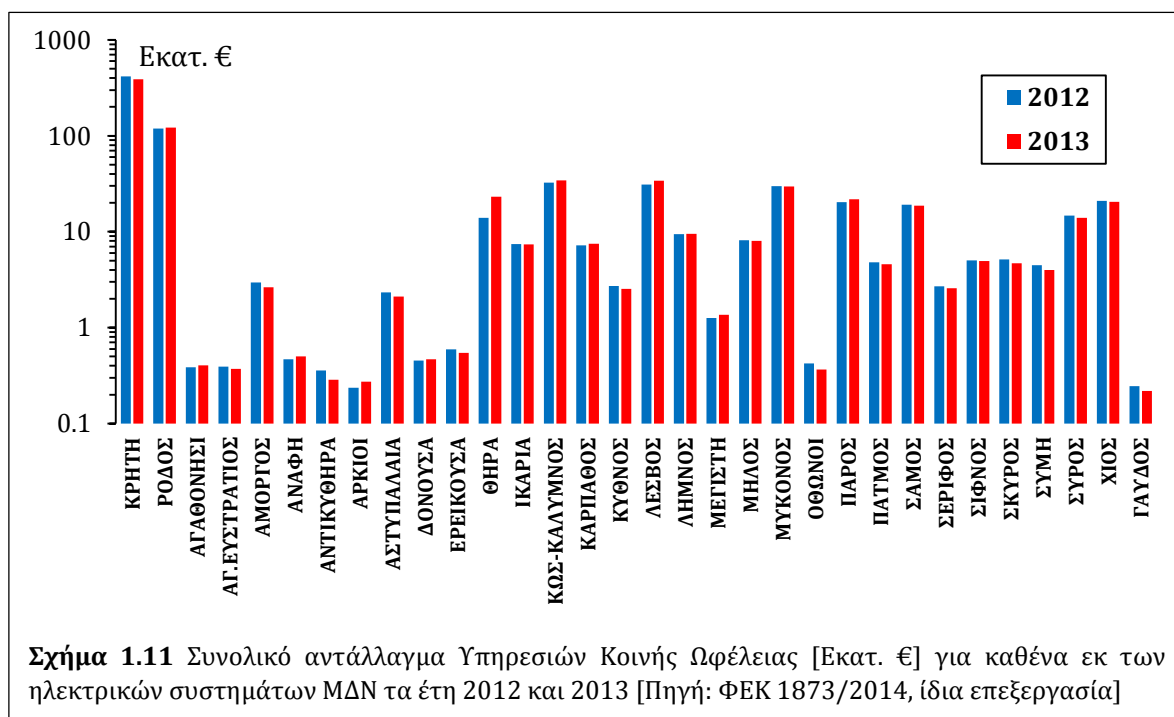
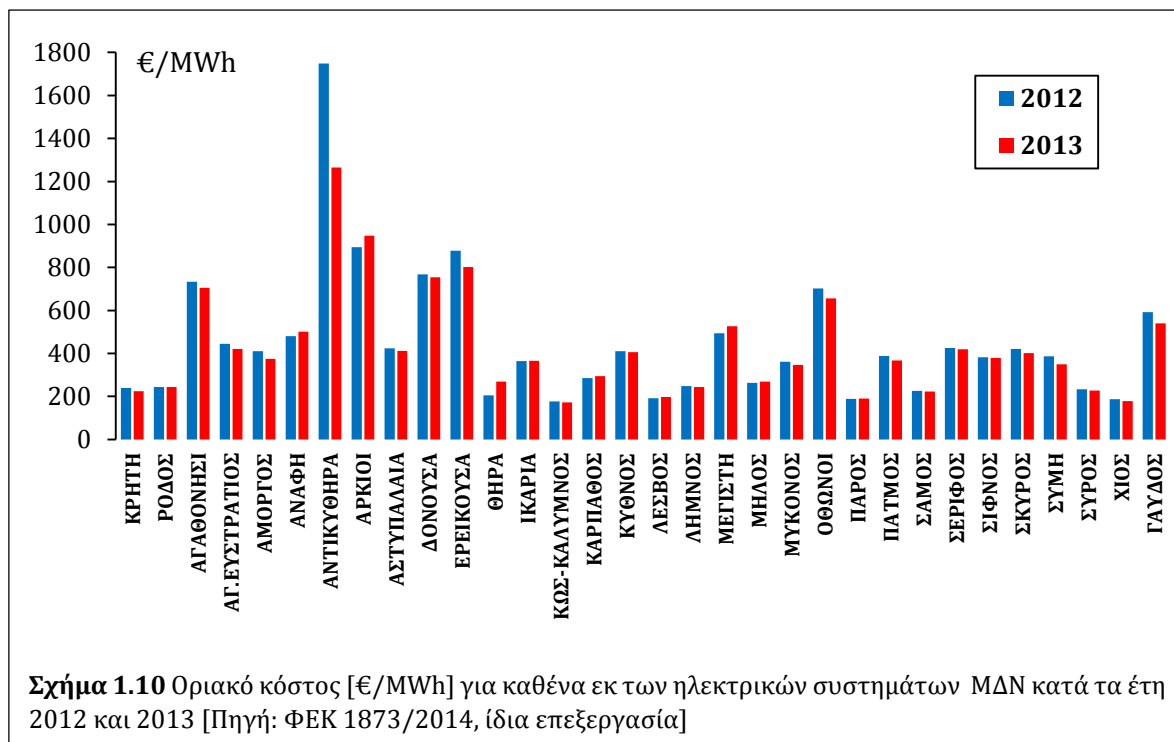
Γαύδο [320 kW], στους Αρκειούς και στα Αντικύθηρα [360 kW αμφότερα]. Η ετήσια κατανάλωση στα ΜΔΝ έχει σημαντική ετήσια διακύμανση, σε σχέση με το διασυνδεδεμένο σύστημα [Σχ. 1.9]. Η αιχμή της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας παρατηρείται τον Αύγουστο, κατά την κορύφωση της τουριστικής περιόδου.



Διαχρονικά, η πραγματική μόνιμη εγκατεστημένη ισχύς των ΑΣΠ για τα περισσότερα από τα ΜΔΝ του Αιγαίου είτε επαρκεί οριακά είτε αδυνατεί να καλύψει την αυξανόμενη ζήτηση της θερινής περιόδου. Το μεγαλύτερο πρόβλημα συνήθως εμφανιζόταν στα νησιά με έντονη τουριστική κίνηση, όπως η Μύκονος, η Σαντορίνη, η Μήλος, η Κύθνος και η Σέριφος (Βικάτος κ.α., 2009). Για την αντιμετώπιση του ζητήματος, παγίως επιστρατευόταν η προσωρινή λύση της ενοικίασης Ηλεκτροπαραγωγών Ζευγών [H/Z] για την κάλυψη των επιπρόσθετων αναγκών (ΡΑΕ, 2014α και 2014β), αυξάνοντας περαιτέρω το κόστος παραγωγής. Το Δεκέμβριο του 2014 η ΔΕΗ εξήγγειλε την κατασκευή Θερμοηλεκτρικού Σταθμού Παραγωγής στη Ρόδο ισχύος 114,538 MW με σκοπό τη σταδιακή λειτουργία από το Μάιο του 2016 και παράλληλα έργα ανάπτυξης συνολικού προϋπολογισμού 174 εκατ. € σε 18 ΑΣΠ των ΜΔΝ, με σκοπό την επάρκεια και την αύξηση της ενεργειακής απόδοσης σε αυτά (ΔΕΗ, 2014).

Το κόστος ηλεκτροδότησης παρουσιάζει σημαντικές διαφοροποιήσεις μεταξύ των ΜΔΝ. Οι βασικές παράμετροι για κάθε νησί είναι το μέγεθος, η απόδοση και η τεχνολογία των μονάδων, η μεταβλητότητα του φορτίου, η θέση του νησιού που καθορίζει το κόστος εφοδιασμού και κυρίως, οι διεθνείς τιμές των εισαγόμενων καυσίμων. Ειδικά η τελευταία παράμετρος εκτιμάται ότι συνεισφέρει κατά 40% - 60% στη διαμόρφωση του συνολικού κόστους (Βικάτος κ.α., 2009). Έτσι, το κόστος ανά

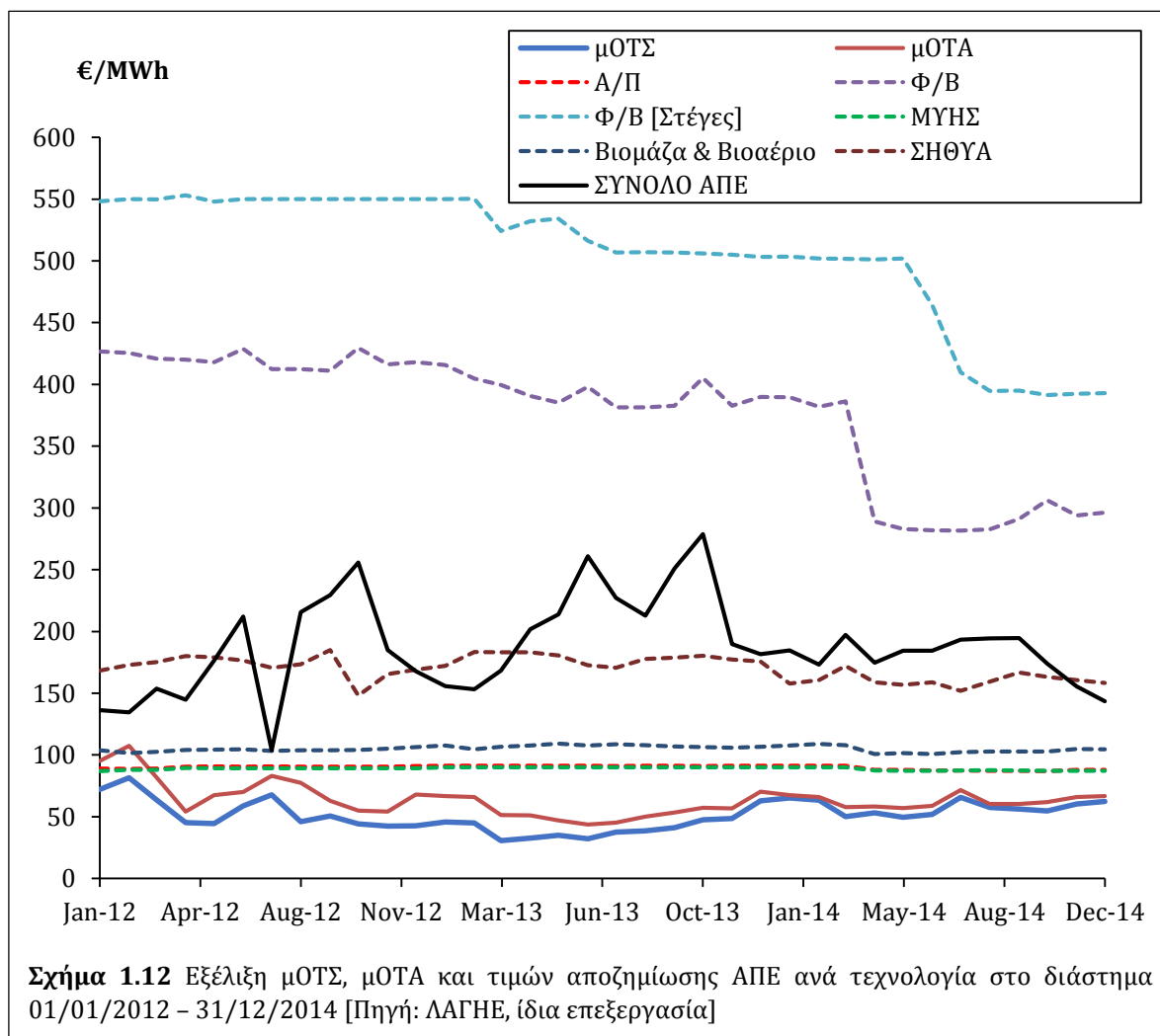
μονάδα παραγόμενης ενέργειας λαμβάνει πολύ υψηλές τιμές [Σχ. 1.10], αρκετά μεγαλύτερες από τις τιμές λιανικής κατανάλωσης στην επικράτεια. Το ανηγμένο αυτό κόστος για το 2013 κυμάνθηκε μεταξύ 171,93 €/MWh για το συγκρότημα Κω – Καλύμνου και 1256,39 €/MWh για τα Αντικύθηρα.



Προκειμένου να εξασφαλίζεται η ηλεκτροδότηση στα ΜΔΝ, η διαφορά αυτή επιδοτείται από τους καταναλωτές, ως Υπηρεσία Κοινής Ωφέλειας [Σχ. 1.11]. Η συνολική τιμή της διαφοράς αυτής έφτασε τα 783,975 εκατ. € για το 2012 και τα 771,201 εκατ. € για το 2013.

1.6.3 Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας & Οριακή Τιμή Συστήματος

Η Οριακή Τιμή του Συστήματος (ΟΤΣ) είναι η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Πρόκειται για την τιμή που εισπράττουν όλοι όσοι εισάγουν ενέργεια στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και πληρώνουν όλοι όσοι ζητούν ενέργεια από το Σύστημα. Συγκεκριμένα, η Οριακή Τιμή του Συστήματος διαμορφώνεται από το συνδυασμό των προσφορών τιμών και ποσοτήτων που υποβάλλουν κάθε μέρα οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, και του ωριαίου φορτίου ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, που διαμορφώνεται σε καθημερινή βάση από τους καταναλωτές (Μουνταλάς, 2012).

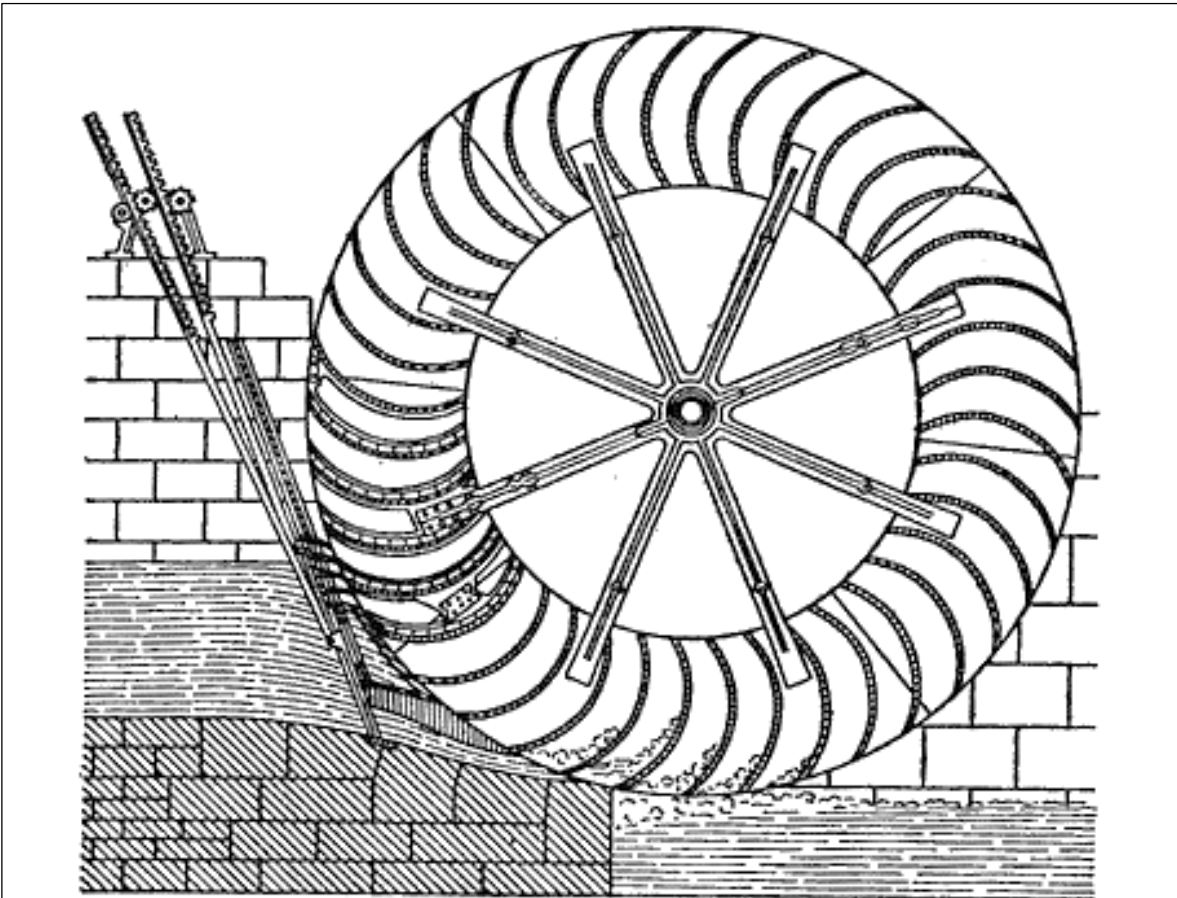


Οι μονάδες παραγωγής κατατάσσονται αναλόγως των προσφορών τους σε αύξουσα σειρά, ξεκινώντας από την χαμηλότερη προσφερόμενη τιμή για ορισμένη ποσότητα ενέργειας και καταλήγοντας στην υψηλότερη προσφερόμενη τιμή. Στο σημείο όπου οι προσφερόμενες ποσότητες ενέργειας εξυπηρετούν το ζητούμενο φορτίο, καθορίζεται και η Οριακή Τιμή του Συστήματος. Στην ουσία, η Οριακή τιμή του Συστήματος συμπίπτει με την προσφορά της τελευταίας μονάδας που πρέπει να λειτουργήσει για να καλυφθεί η ζήτηση. Για λόγους προστασίας των καταναλωτών τίθεται διοικητικά ανώτερο όριο ως προς την προσφερόμενη τιμή, ίσο με 150€/MWh καθώς και κατώτερο επίπεδο προσφορών, το οποίο είναι το μεταβλητό κόστος της μονάδας, ώστε στις περισσότερες περιπτώσεις οι παραγωγοί να πληρώνονται το κόστος καυσίμου τους (ΡΑΕ, 2015). Για το χρονικό εύρος 2013 – 2014, η μΟΤΣ διαμορφώθηκε σε 51,33 €/MWh [Σχ. 1.12].

2. Τεχνικά Στοιχεία ΥΗΕ

Η υδροηλεκτρική ενέργεια συνίσταται στη δυναμική ενέργεια των υδατικών πόρων λόγω διαφοράς γεωδαιτικού ύψους. Η ενέργεια αυτή αξιοποιείται με την κατασκευή Υδροηλεκτρικών Έργων [ΥΗΕ], όπου μετατρέπεται αρχικά από δυναμική σε κινητική, ως υδραυλική πτώση, στη συνέχεια σε μηχανική, με την περιστροφή της ατράκτου του υδροστρόβιλου, και στη τέλος σε ηλεκτρική, με τη σύζευξη αυτού σε ηλεκτροκινητήρα.

2.1 Ιστορική Εξέλιξη των Υδροηλεκτρικών Έργων



Σχήμα 2.1 Νερόμυλος τύπου Poncelet [1825] με συρόμενο θυρόφραγμα ρύθμισης της παροχής, ισχύς $P = 20 \text{ kW}$, υδραυλική πτώση $H = 1 \text{ mSY}$, ολικός βαθμός απόδοσης $\eta = 60\% - 70\%$, διάμετρος δρομέα $D = 6,5 \text{ m}$ (Παπαντώνης, 2008)

Η αξιοποίηση της υδραυλικής ενέργειας μέσω μετατροπής της σε μηχανική ήταν γνωστή από τους αρχαίους χρόνους με τους γνωστούς νερόμυλους, κατασκευές μεγάλου μεγέθους και μικρής ισχύος. Η τεχνολογία των νερόμυλων δεν εξελίχθηκε ουσιαστικά μέχρι τις αρχές του 19^{ου} αι., οπότε εμφανίστηκαν οι πρώτες μηχανές που θα μπορούσαν να χαρακτηριστούν ως υδροστρόβιλοι. Τα έργα αξιοποίησης της

υδραυλικής ενέργειας που κατασκευάστηκαν στα τέλη του 19^{ου} αι. ήταν μικρής ισχύος, σε αντιστοιχία με τα τεχνικά μέσα της εποχής.

Σταδιακά, η αύξηση των ενεργειακών αναγκών, συμβαδίζοντας και με την τεχνολογική πρόοδο, επέτρεψε την κατασκευή ολοένα μεγαλύτερων έργων μετατροπής της υδραυλικής ενέργειας σε μηχανική. Καθοριστικό ρόλο σε αυτή την εξελικτική πορεία έπαιξε η ανάπτυξη των εφαρμογών του ηλεκτρισμού, επιτρέποντας την εύκολη μεταφορά της ενέργειας από τη θέση παραγωγής στο σημείο κατανάλωσης. Έκτοτε, το έργο αξιοποίησης της υδραυλικής ενέργειας γίνεται “Υδροηλεκτρικό”, δηλαδή η υδραυλική ενέργεια μετατρέπεται σε μηχανική από τον υδροστρόβιλο και στη συνέχεια σε ηλεκτρική, μέσω της γεννήτριας που είναι συζευγμένη με αυτόν. Η γεωγραφική αυτή αποδέσμευση μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης επέτρεψε τη σημαντική αύξηση της ισχύος των υδροηλεκτρικών έργων.

Με την εισαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας για οικιακή χρήση στην αρχή του 20^{ου} αι., οι παλιοί νερόμυλοι μετατράπηκαν σταδιακά σε υδροηλεκτρικά έργα μικρής ισχύος, καλύπτοντας τις ενεργειακές ανάγκες μια περιοχής ή βιομηχανίας. Τέτοιες μονάδες υπήρχαν και στην Ελλάδα, πριν την εξαγορά τους από τη ΔΕΗ το 1954. Έτσι, βάσει της αποκλειστικότητάς της στον εξηλεκτισμό της χώρας, η ΔΕΗ βρέθηκε να έχει στην ιδιοκτησία της και να διαχειρίζεται πολλά μικρά ΥΗΕ αμφίβολης ποιότητας και αξιοπιστίας. Τα περισσότερα από αυτά έκλεισαν, ενώ παρέμειναν σε λειτουργία μόνο τα πιο σημαντικά, όπως αυτό του Γλαύκου, ενώ το βάρος δόθηκε πλέον στην κατασκευή μεγάλων ΥΗΕ με αντίστοιχους ταμιευτήρες, όπως αυτά στο Καστράκι, στο Πολύφυτο και στα Κρεμαστά.

Στις υπόλοιπες ευρωπαϊκές χώρες, τα ΥΗΕ που ανήκαν σε ιδιώτες παρέμειναν στο ίδιο ιδιοκτησιακό καθεστώς, παρά την τη δημιουργία εθνικών εταιριών ηλεκτρισμού [EDF στη Γαλλία, ENEL στην Ιταλία]. Έτσι, στις χώρες αυτές ο τοπικός πληθυσμός ήταν ήδη εξοικειωμένος με την αξιοποίηση των υδατοπτώσεων στην εκάστοτε περιοχή, οπότε ήταν ομαλή και αποδεκτή η μετεξέλιξη σε ΥΗΕ των παλαιών νερόμυλων που πιθανώς να ανήκαν σε οικογένειες της περιοχής. Αντίθετα, στην Ελλάδα η εξελικτική αυτή πορεία διακόπηκε, με αποτέλεσμα όσοι γεννήθηκαν περίπου από το 1945 και μετά να μην έχουν στην περιοχή τους βιώματα από παλαιά μικρά ΥΗΕ ή ακόμα και νερόμυλους, συνδέοντάς τα με έργα μεγάλης κλίμακας στα οποία είχε στραφεί η ΔΕΗ. Ως αποτέλεσμα, όταν μετά το 1985 και ιδίως μετά το 1999 κατέστη δυνατή η κατασκευή και διαχείριση ιδιωτικών μικρών ΥΗΕ [ΜΥΗΕ] από εργολήπτριες εταιρείες που δεν είχαν κανένα δεσμό με την τοπική κοινωνία, οι κάτοικοι αντιδρούσαν λόγω δυσπιστίας προς τον ξένο επενδυτή και φόβου περιβαλλοντικών επιπτώσεων. Έτσι εξηγείται σε μεγάλο βαθμό η υστέρηση στην ανάπτυξη ΜΥΗΕ στην Ελλάδα σε σχέση με τις υπόλοιπες ευρωπαϊκές χώρες, καθώς και η δυσκολία στην κάλυψη του χαμένου εδάφους στον τομέα αυτό.

Θα πρέπει να σημειωθεί ότι για την Ευρώπη, οι 2 – 3 δεκαετίες μετά τον Β' Παγκόσμιο Πόλεμο αποτέλεσαν τη χρυσή εποχή των μεγάλων ΥΗΕ, καθώς η αξιοποίηση του υδραυλικού δυναμικού έγινε με μονάδες μεγάλης ισχύος, της τάξης των εκατοντάδων MW, ως αποτέλεσμα της αυξημένης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, σε μια περίοδο γενικής ανοικοδόμησης αλλά και ως αποτέλεσμα των κατεστραμμένων από τον πόλεμο υποδομών. Έτσι, τα παλαιά ΥΗΕ μικρής ισχύος είτε εγκαταλήφθηκαν, είτε ανανεώθηκαν στον εξοπλισμό, ή ανακατασκευάστηκαν εξ' ολοκλήρου. Από τη δεκαετία του 1980 περίπου παρατηρείται διεθνώς έντονο ενδιαφέρον για την ανάπτυξη ΜΥΗΕ, που εκδηλώνεται είτε με την αξιοποίηση νέων μικρών υδατορευμάτων, ή με την επανασχεδίαση παροπλισμένων παλαιών ΥΗΕ μικρής ισχύος. Η τάση αυτή αντικατοπτρίζεται στην εμφάνιση σημαντικού αριθμού κατασκευαστριών εταιριών ΜΥΗΕ, στις περισσότερες περιπτώσεις θυγατρικές κατασκευαστριών μεγάλων ΥΗΕ, οι οποίες πλέον ειδικεύονται στην κατασκευή τυποποιημένου ηλεκτρομηχανολογικού [H/M] εξοπλισμού για τα νέας γενιάς ΜΥΗΕ (Παπαντώνης, 2008)

2.2 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα ΥΗΕ

Στην παρούσα ενότητα καταγράφονται ενδεικτικά τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα των ΥΗΕ ως προς τις υπόλοιπες βασικές τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής (Παπαντώνης, 2008).

Πλεονεκτήματα:

- Οι υδατοπτώσεις συγκαταλέγονται στις ΑΠΕ, άρα δεν υφίσταται ορατός κίνδυνος εξάντλησής τους, σε αντίθεση με τα συμβατικά καύσιμα.
- Τα ΥΗΕ δεν παράγουν απόβλητα ή κατάλοιπα, δε μολύνουν το περιβάλλον και πρακτικά δεν αυξάνουν τη θερμοκρασία στα νερά των ποταμών όπου αναπτύσσονται.
- Τα ΥΗΕ χαρακτηρίζονται ως έργα πολλαπλού σκοπού, καθώς η κατασκευή τους συνδυάζεται συνήθως με άλλες διευθετήσεις, όπως άρδευση, ύδρευση, ρύθμιση πλημμυρών, αλιεία και αναψυχή.
- Το κόστος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας είναι σχετικά μικρό και δεν παρουσιάζει σημαντικές διακυμάνσεις, ενώ το ίδιο ισχύει και για το λειτουργικό κόστος.
- Οι υδροστρόβιλοι είναι στιβαρές και αξιόπιστες μηχανές που απαιτούν σχετικά μικρή επίβλεψη και συντήρηση [ο προληπτικός έλεγχος διεξάγεται περίπου ανά 5000 ώρες λειτουργίας], δεσμεύοντας έτσι αντίστοιχα μικρό προσωπικό λειτουργίας.
- Για τις ανάγκες κατασκευής και λειτουργίας των ΥΗΕ κατασκευάζονται συνοδά έργα υποδομής [δρόμοι, γέφυρες κ.α.] που βοηθούν στην αξιοποίηση απομακρυσμένων περιοχών.

- Τα ΥΗΕ έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής, της τάξης των 50 ετών για τα μεγάλα και των 20 – 30 ετών για τα ΜΥΗΕ. Η διάρκεια ζωής μπορεί να επεκταθεί με ανανέωση του Η/Μ εξοπλισμού.
- Τα ΥΗΕ έχουν τη δυνατότητα γρήγορης παραλαβής και απόρριψης φορτίου, λειτουργώντας έτσι ως μονάδες κάλυψης των αιχμών του δικτύου, δηλαδή απαιτούμενης ισχύος οικονομικής αξίας πολλαπλάσιας αυτής της ισχύος βάσης.
- Τα ΥΗΕ κατατάσσονται στις ώριμες τεχνολογίες, καθώς η έρευνα και η εμπειρία δεκαετιών στην κατασκευή και τη λειτουργία τους έχει οδηγήσει σήμερα σε αρκετά υψηλούς βαθμούς απόδοσης, που αγγίζουν το 90%, εμφανίζοντας μικρές απώλειες μετατροπής του υδάτινου πόρου σε ηλεκτρική ενέργεια.
- Τα ΥΗΕ δεν αντιμετωπίζουν ζητήματα διακοπτόμενης λειτουργίας, καθώς προγραμματίζουν την παραγωγή ενέργειας ανάλογα με τις κατακρημνίσεις και τις συμβατικές τους υποχρεώσεις προς άρδευση και ύδρευση, σε αντίθεση με τις περισσότερες τεχνολογίες ΑΠΕ, που λειτουργούν με ευαισθησία στη στοχαστική διαθεσιμότητα του ανανεώσιμου πόρου, όπως η ηλιοφάνεια για τα Φ/Β και η ταχύτητα του ανέμου για τα Α/Π.
- Σε συνέχεια του προηγούμενου, τα ΥΗΕ που παρεμβάλλονται μεταξύ διαδοχικών ταμιευτήρων κατά τη ροή του υδατορεύματος μπορούν να λειτουργήσουν ως μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, εξοπλισμένες με αναστρέψιμους υδροστροβίλους, οι οποίοι σηκώνουν το νερό στον ανάντη ταμιευτήρα καταναλώνοντας ρεύμα σε τιμή βάσης ή το κατεβάζουν στον κατάντη ταμιευτήρα παράγοντας ρεύμα σε τιμή ισχύος. Αυτές οι μονάδες των αναστρέψιμων ΥΗΕ ενισχύουν την ευστάθεια του δικτύου, επιτρέποντας τον προγραμματισμό για μεγαλύτερη διείσδυση σε αυτό μονάδων ΑΠΕ διακοπτόμενης λειτουργίας.

Μειονεκτήματα:

- Τα ΥΗΕ έχουν γενικά μεγάλο χρόνο κατασκευής, της τάξης των 1 – 2 ετών για ΜΥΗΕ και 5 – 10 ετών για μεγάλα ΥΗΕ, ενώ επίσης απαιτούν μεγάλη διάρκεια για τη συλλογή και επεξεργασία των υδρολογικών και γεωλογικών στοιχείων και την εκπόνηση των απαιτούμενων μελετών.
- Η ετήσια ενεργειακή παραγωγή των ΥΗΕ εμφανίζει διακυμάνσεις που σχετίζονται με την υδραυλικότητα του έτους, δηλαδή με την ποσότητα των ατμοσφαιρικών κατακρημνίσεων, δηλαδή των βροχοπτώσεων και χιονοπτώσεων. Τα ΥΗΕ απαιτούν σημαντικά δομικά έργα και Η/Μ εξοπλισμό για την κατασκευή τους, με αποτέλεσμα το σημαντικό αρχικό οριακό κόστος, περί τα 2000 - 4000 €/kW, αναλόγως του μεγέθους τους, σημαντικά μεγαλύτερο από το αντίστοιχο για έργα ΑΠΕ άλλων τεχνολογιών, όπως Α/Π και Φ/Β.
- Η τοποθεσία κατασκευής των ΥΗΕ επιλέγεται αναλόγως της διαθεσιμότητας του υδραυλικού δυναμικού. Αυτό αφενός δυσχεραίνει τη χωροθέτηση, αφαιτέρου μπορεί να οδηγήσει σε επιλογή θέσης μακριά από την κατανάλωση, με αποτέλεσμα

την απαίτηση αυξημένων έργων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και ανάλογη αύξηση του κόστους.

2.3 Κατηγοριοποίηση ΥΗΕ

Συνήθως, τα ΥΗΕ κατηγοριοποιούνται βάσει διαφόρων ποσοτικών και ποιοτικών παραμέτρων, όπως η εγκατεστημένη ισχύς, η χωρητικότητα του ταμιευτήρα, η διαθέσιμη υδραυλική πτώση και η σκοπιμότητα του έργου κατά προτεραιότητα. Σε ό,τι αφορά την ισχύ P , διακρίνονται οι παρακάτω κατηγορίες:

- Μεγάλα, για $P > 15$ MW
- Μικρά [ΜΥΗΕ], για $P < 15$ MW
- Mini, για $P < 1$ MW
- Micro, για $P < 100$ kW
- Pico, για $P < 5$ kW

Σημειώνεται ότι τα μεγάλα ΥΗΕ απαιτούν σημαντικές τεχνικές παρεμβάσεις στο εγγύς φυσικό περιβάλλον και για το λόγο αυτό δεν θεωρούνται έργα ΑΠΕ. Επίσης, το σύνηθες όριο στη διεθνή βιβλιογραφία μεταξύ μικρών και μεγάλων ΥΗΕ είναι τα 10 MW, ωστόσο στον ελλαδικό χώρο αυτό έχει οριστεί στα 15 MW. Ακόμη, πρέπει να επισημανθεί ότι ο διαχωρισμός με μεγάλα και μικρά ΥΗΕ έχει πρόσθετη σημασία, πέρα από το όριο ισχύος, καθώς τα ΜΥΗΕ συνήθως εξοπλίζονται με τυποποιημένο Η/Μ εξοπλισμό αναλόγως των χαρακτηριστικών λειτουργίας τους, ενώ για τα μεγάλα ΥΗΕ απαιτούνται ειδικές παραγγελίες ή και τροποποιήσεις εξαρτημάτων. Επιπλέον, τα ΜΥΗΕ ακολουθούν διαφορετική διαδικασία αδειοδότησης έναντι των μεγάλων, και αποζημιώνονται με διαφορετικά τιμολόγια για την παραγόμενη ενέργεια, καθώς το υφιστάμενο ελληνικό νομοθετικό πλαίσιο επιτρέπει στην ιδιωτική πρωτοβουλία την κατασκευή και λειτουργία μόνο ΜΥΗΕ, κρατώντας τα μεγάλα υπό δημόσιο έλεγχο [ΔΕΗ]. Ως προς τη διαθέσιμη υδραυλική πτώση H , τα ΥΗΕ κατηγοριοποιούνται σε:

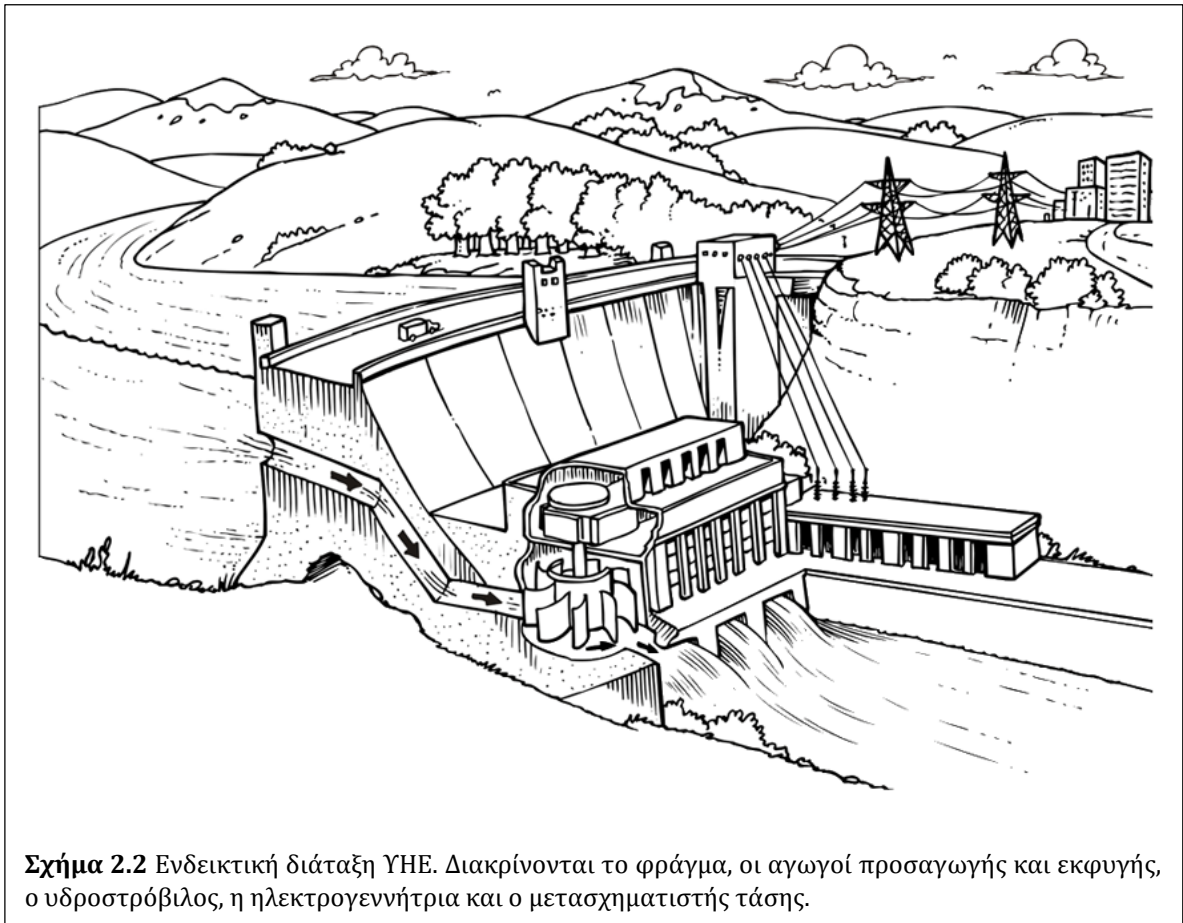
- Μεγάλου ύψους, για $H > 150$ m
- Μέσου Ύψους, για 20 m $< H < 150$ m και
- Μικρού ύψους, για $H < 20$ m

Ακόμα, τα ΥΗΕ χαρακτηρίζονται από το εάν το φράγμα τους σχηματίζει ταμιευτήρα μεγάλου όγκου ή εάν ο σταθμός λειτουργεί κατά τον ρου του ποταμού (run – off river), όπως συνήθως συμβαίνει στα ΜΥΗΕ μικρού ύψους πτώσης.

2.4 Επιμέρους Τμήματα ΥΗΕ

Τα ΥΗΕ μπορούν να περιλαμβάνουν διαφορετικά τμήματα και συνοδά έργα, αναλόγως των απαιτούμενων διευθετήσεων για την ορθή λειτουργία τους κατά περίπτωση. Τα βασικά μέρη που συναποτελούν τα ΥΗΕ παρατίθενται ενδεικτικά παρακάτω:

- **Φράγμα** [dam], το οποίο διαμορφώνει τον ταμιευτήρα (reservoir) όπου αποθηκεύεται ο υδάτινος πόρος από τις φυσικές κατακρημνίσεις
- **Αγωγός προσαγωγής** [penstock], ο οποίος βρίσκεται εγκλιβωτισμένος στη σήραγγα και πραγματοποιεί την υδροληψία από τον ταμιευτήρα προς παραγωγή ενέργειας, μετατρέποντας τη δυναμική ενέργεια λόγω υψομετρικής διαφοράς σε κινητική



Σχήμα 2.2 Ενδεικτική διάταξη ΥΗΕ. Διακρίνονται το φράγμα, οι αγωγοί προσαγωγής και εκφυγής, ο υδροστροβίλος, η ηλεκτρογεννήτρια και ο μετασχηματιστής τάσης.

- **Υδροστροβίλος** [water turbine], στον οποίο η κινητική ενέργεια του ύδατος μετατρέπεται σε μηχανική και αποδίδεται μέσω της ταχύτητας περιστροφής στην άτρακτο του στροφείου
- **Ηλεκτρογεννήτρια** [power generator], συζευγμένη με την άτρακτο του υδροστροβίλου, ο οποίος μετατρέπει τη μηχανική ενέργεια σε εναλλασσόμενο ηλεκτρικό ρεύμα μέσω ηλεκτρομαγνητικής επαγωγής
- **Εγκατάσταση σύνδεσης**, όπου η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια μετασχηματίζεται και διοχετεύεται στο δίκτυο ηλεκτρισμού
- **Διώρυγα εκφυγής** [draft tube], κατάντη του υδροστροβίλου, όπου εξομαλύνεται η ροή του διερχόμενου ύδατος και αποδίδεται στο υδατόρευμα.

Σημειώνεται ότι τα ΜΥΗΕ μπορούν να περιλαμβάνουν ορισμένες επιπρόσθετες διατάξεις και επιμέρους μηχανολογικά εξαρτήματα, όπως:

- **Υπερχειλιστής** [spillway], ο οποίος βρίσκεται εντός του ταμιευτήρα και χρησιμοποιείται για την απόρριψη της επιπλέον ποσότητας του υδατικού πόρου πέραν της ανώτατης επιτρεπόμενης στάθμης για την ασφαλή λειτουργία σε περιπτώσεις έντονων κατακρημνίσεων
- **Σύστημα αντιπληγματικής προστασίας**, το οποίο μπορεί να περιλαμβάνει πύργο ανάπαλσης και αεροφυλάκιο και αποσκοπεί στην απόσβεση του υδραυλικού πλήγματος [water hammer] που εκδηλώνεται στον αγωγό προσαγωγής σε περιπτώσεις απότομης παύσης της λειτουργίας του σταθμού
- **Εξαμμωτής** [desilter], ο οποίος έχει συνήθως της μορφή αναβαθμίδας στον πυθμένα του ανάντη ταμιευτήρα προκειμένου να κατακρατά τις φερτές ύλες που συμπαρασύρονται κατά την υδροληψία.

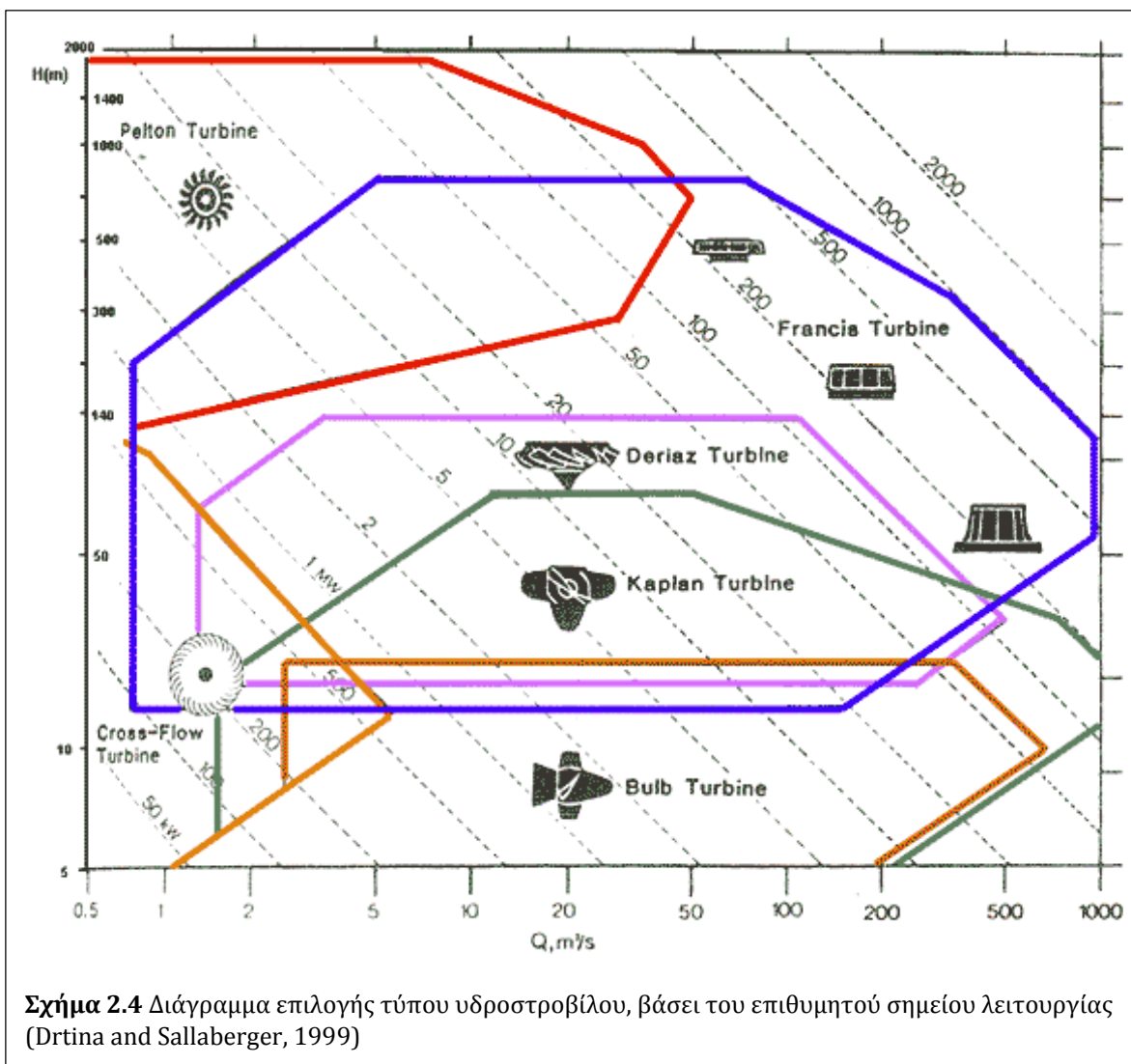


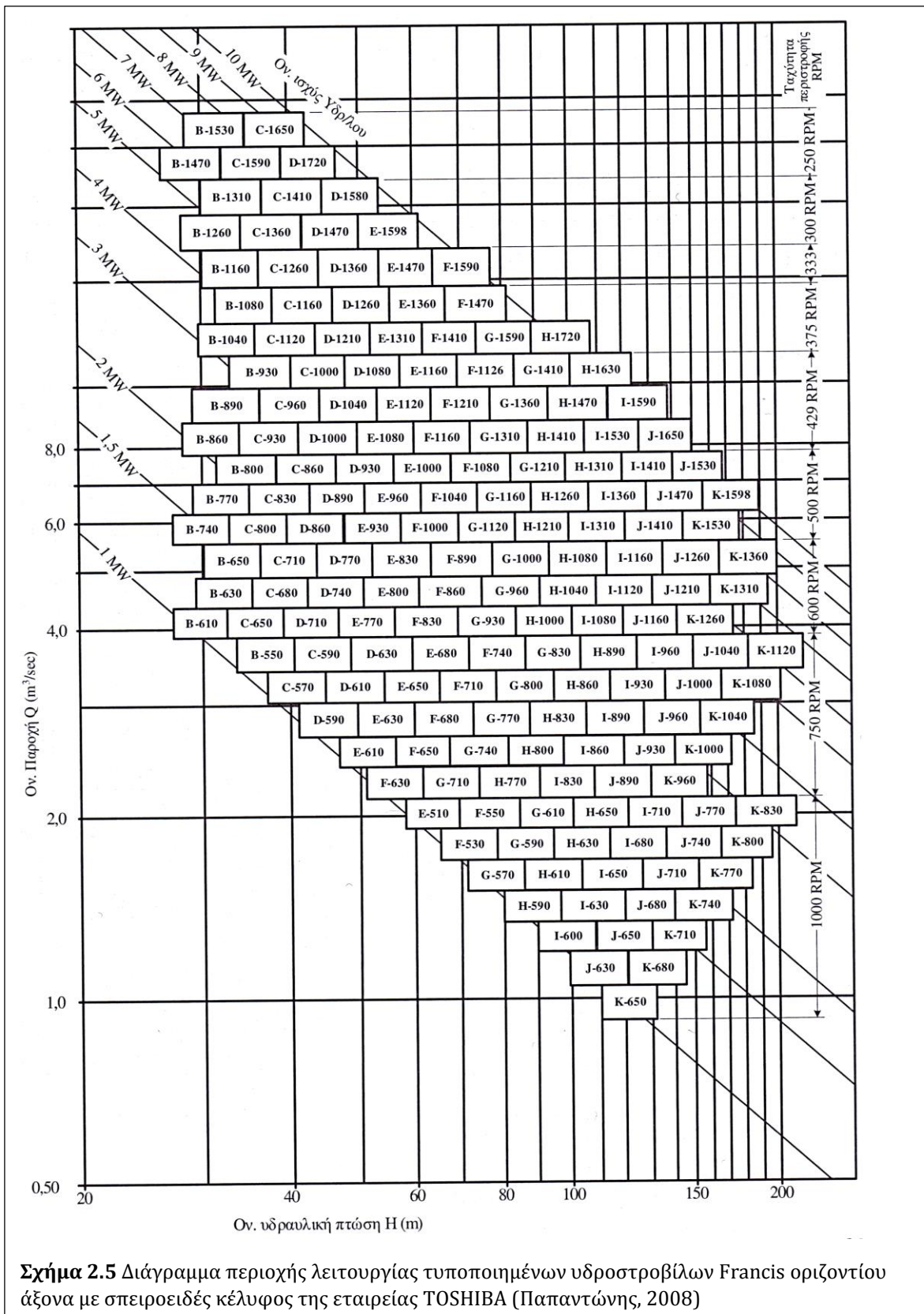
Σχήμα 2.3 Υπερχειλιστής φράγματος [αριστερά] και αντεπίστροφη βάννα τύπου πεταλούδας με αντίβαρο [δεξιά]

Τέλος, θα πρέπει να σημειωθεί ότι κάθε ΥΗΕ περιλαμβάνει πρόσθετες διαμορφώσεις σε δομικά έργα, όπως λεκάνη ηρεμίας κατάντη του φράγματος και αναβαθμίδες παράλληλες στον αγωγό προσαγωγής για την ασφαλή κατάβαση της υδροπανίδας, καθώς και Η/Μ εξοπλισμό για τον έλεγχο και ασφάλεια στη λειτουργία του, όπως βάννες ρύθμισης και αντεπιστροφής, κλάδους παράκαμψης και σύστημα διέγερσης με Η/Ζ. Τα ειδικότερα εξαρτήματα που αφορούν στη λειτουργία των διαφόρων τύπων υδροστροβίλων θα αναλυθούν παρακάτω.

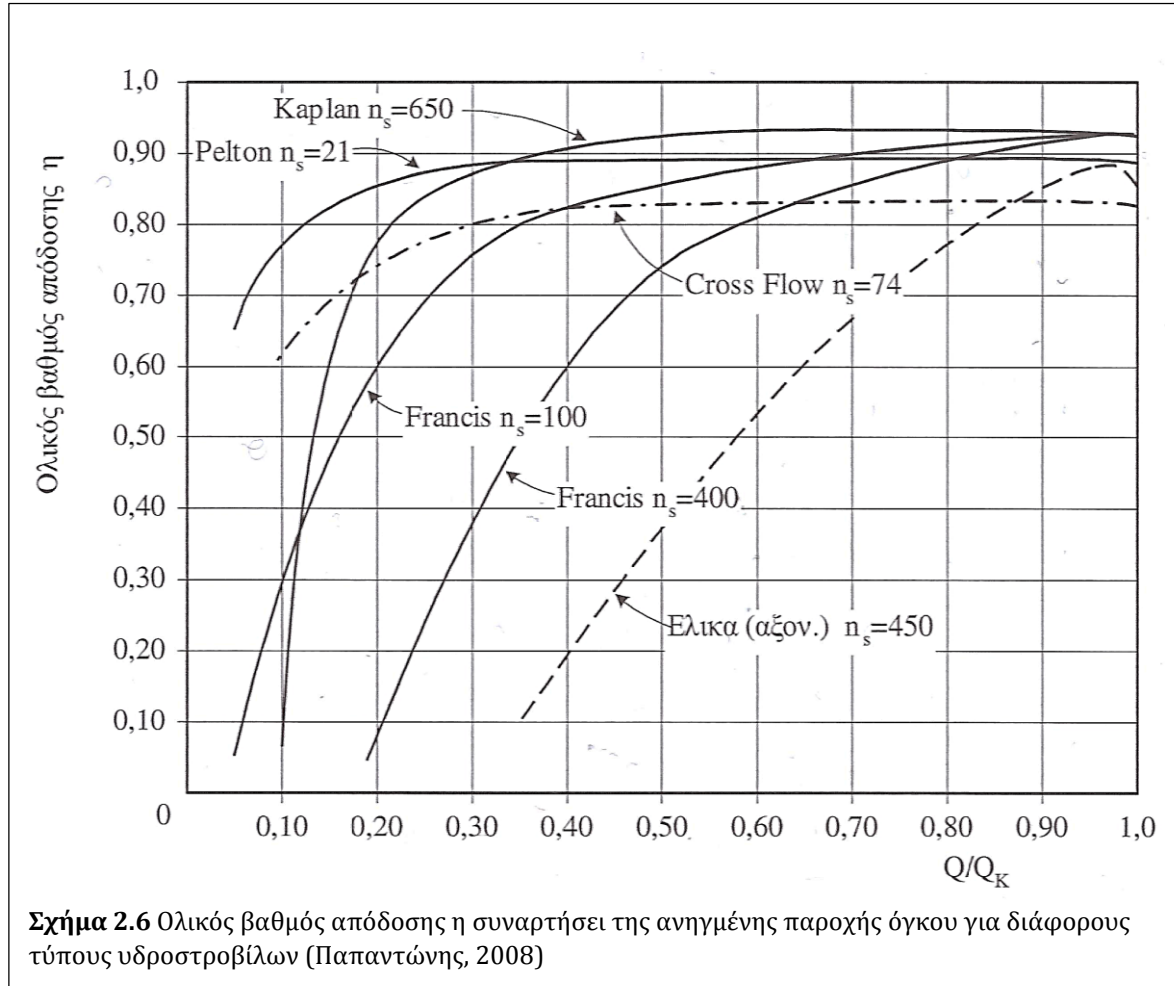
2.5 Τύποι Υδροστροβίλων

Ο ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός των ΜΥΗΕ, και κυρίως οι υδροστρόβιλοι, οι γεννήτριες και οι ρυθμιστές στροφών [inverters] προσφέρονται τυποποιημένοι από μεγάλο αριθμό κατασκευαστών [Σχ. 2.5], ενώ για τα μεγάλα ΥΗΕ μελετώνται και επιλέγονται τμηματικά ή και τροποποιούνται κατάλληλα. Η επιλογή του τύπου του υδροστροβίλου που θα τοποθετηθεί σε ένα ΥΗΕ, αλλά και η ειδικότερη μορφή του, καθορίζεται από τα λειτουργικά χαρακτηριστικά του. Αυτά είναι η παροχή όγκου Q [m^3/sec], το ολικό ύψος H [mΣΥ] και η ταχύτητα περιστροφής n [rpm]. Η επιλογή γίνεται ώστε τα χαρακτηριστικά αυτά να εκμεταλλεύονται κατά το βέλτιστο τρόπο τις δυνατότητες ηλεκτροπαραγωγής του ΥΗΕ.





Συγκεκριμένα, το ολικό ύψος καθορίζεται από το ύψος υδραυλικής πτώσης που εξασφαλίζει το φράγμα, ενώ το εύρος τιμών της παροχής όγκου θα πρέπει να αξιοποιεί κατά το μέγιστο δυνατό τους ετήσιους διαθέσιμους υδατικούς πόρους. Συνδυαστικά με τα παραπάνω, η ταχύτητα περιστροφής παίζει ιδιαίτερο ρόλο στη μορφή του δρομέα του υδροστροβίλου, επηρεάζοντας όψεις της λειτουργίας του, όπως η μορφή των χαρακτηριστικών καμπυλών, η πιθανότητα εμφάνισης σπηλαίωσης, αλλά και το μέγεθος κι άρα και το κόστος κτήσης του.



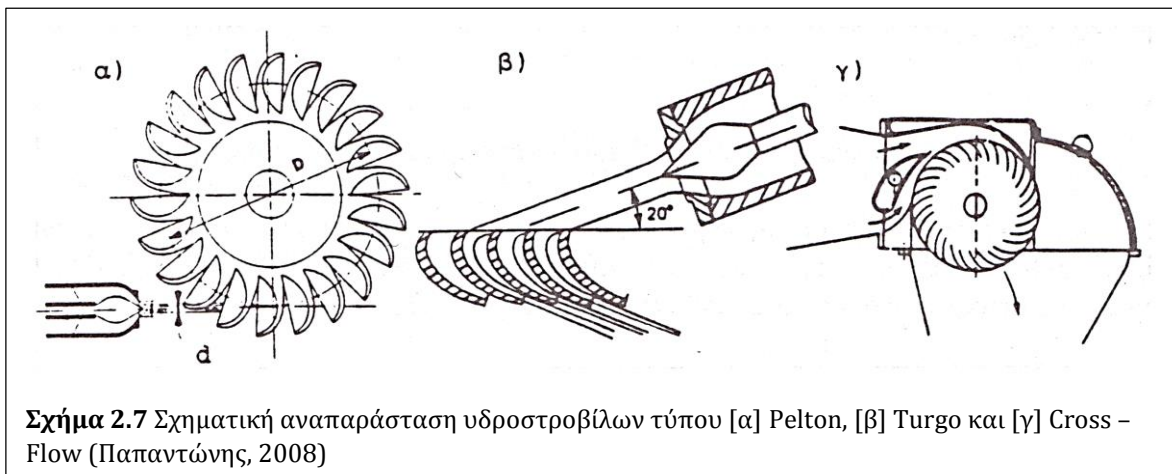
Κάθε υδροστρόβιλος χαρακτηρίζεται από τον ειδικό αριθμό στροφών n_s ως προς της ισχύ P [W], ο οποίος είναι συνάρτηση του κανονικού σημείου λειτουργίας $[H, Q, \eta]$. Έτσι, ο n_s που προκύπτει από τις απαιτήσεις λειτουργίας καθορίζει σε μεγάλο βαθμό το είδος και τη μορφή του υδροστροβίλου που θα εγκατασταθεί. Ακόμα, η λειτουργία κάθε υδροστροβίλου χαρακτηρίζεται από το βαθμό απόδοσης η για τις διάφορες τιμές του φορτίου. Ο η υπολογίζεται συναρτήσει της γωνιακής ταχύτητας του δρομέα ω [rad/sec], τη στρεπτική ροπή M [N·m] που αναπτύσσεται στην άτρακτο, το ειδικό βάρος του νερού γ , το ύψος και την παροχή.

$$n_s = n \cdot \frac{p^{0,5}}{H^{1,25}} \quad (2.1)$$

$$\eta = \frac{M \cdot \omega}{\gamma \cdot H \cdot Q} \quad (2.2)$$

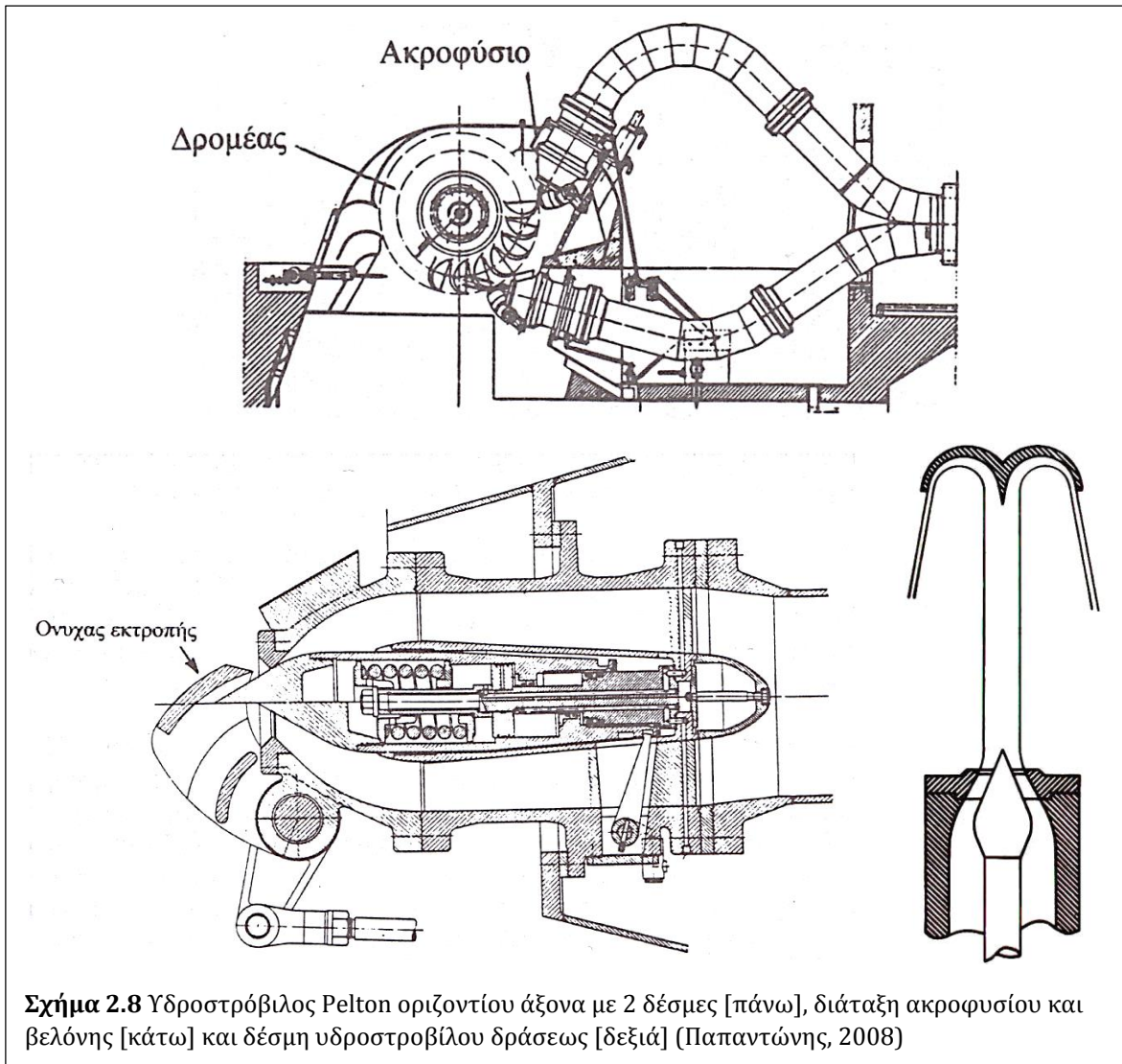
Οι υδροστρόβιλοι χωρίζονται αναλόγως του βαθμού αντιδράσεως σε υδροστρόβιλους δράσης [impulse turbines] και αντίδρασης [reaction turbines]. Η λειτουργία των πρώτων στηρίζεται στη διοχέτευση του νερού στο δρομέα ως δέσμη μέσω ακροφυσίων και χαρακτηρίζονται ως μερικής προσβολής, καθώς σε κάθε χρονική στιγμή ένα τμήμα μόνο του δρομέα συμμετέχει στην ενεργειακή μετατροπή, ενώ οι δεύτεροι λειτουργούν πλήρως βυθισμένοι στο νερό και τα πτερύγιά τους φορτίζονται συμμετρικά. Οι τύποι υδροστρόβιλων δράσης που έχουν επικρατήσει στα ΥΗΕ είναι οι Pelton και δευτερευόντως οι Turgo, ενώ σπανιότερα συναντώνται και οι Cross - Flow, κυρίως για μικρότερες απαιτήσεις ισχύος. Τέλος, ειδική περίπτωση υδροστρόβιλου δράσης, που κερδίζει έδαφος τα τελευταία χρόνια είναι ο τύπος Αρχιμήδη. Αντίστοιχα, οι κύριοι τύποι υδροστρόβιλων αντίδρασης είναι οι Francis, Kaplan [τυπικοί, βολβοειδείς ή σωληνωτοί, S - tube] και Deriaz.

2.5.1 Υδροστρόβιλοι Δράσεως



Οι υδροστρόβιλοι Pelton [Σχ. 2.6] τυπικά επιλέγονται για μεγάλες υδραυλικές πτώσεις, συνήθως ≥ 150 m, και σχετικά μικρές παροχές. Η φόρτισή τους είναι καθαρά ακτινική, και η συγκρότησή τους διαφοροποιείται στον αριθμό και την ακτίνα στερέωσης των σκαφιδίων και στο πλήθος των αντιστοίχων ακροφυσίων. Ιδιαίτερη σημασία για την απόδοσή τους έχει ο σχεδιασμός της κοίλης επιφάνειας των σκαφιδίων που υποδέχονται τη δέσμη και της γεωμετρίας της βελόνης στα ακροφύσια. Η ρύθμισή τους γίνεται με την αυξομείωση της παροχής που εξαρτάται από τη θέση της βελόνης στα

ακροφύσια, καθώς και με μεταβολή των στροφών, εάν αυτό είναι εφικτό. Οι υδροστρόβιλοι Turgo [Σχ. 2.7] έχουν παρεμφερή σχεδίαση και λειτουργία με τους Pelton, με τη διαφορά ότι δέχονται τη δέσμη νερού διαγώνια ως προς τη φορά περιστροφής τους και προορίζονται για μικρότερες υδατοπτώσεις και μεγαλύτερες παροχές.



Οι υδροστρόβιλοι τύπου Cross - Flow ή Michell - Banki [Σχ. 2.7] φέρουν δρομέα σχήματος επιμήκους κυλίνδρου μεγάλου αριθμού πτερυγίων. Η εισερχόμενη δέσμη ρυθμίζεται από την κλίση ενός παρεμβαλλόμενου πτερυγίου καθ' όλο το πλάτος της και προσβάλλει δύο περιοχές του δρομέα εκατέρωθεν του άξονα περιστροφής. Ο τύπος αυτός συνήθως χρησιμοποιείται κατά τη ροή του ποταμού, χωρίς την κατασκευή φράγματος.

Τέλος, οι υδροστρόβιλοι τύπου Αρχιμήδη [Σχ. 2.8] αποτελούνται από έναν ατέρμονα κοχλία τοποθετημένο κατά μήκος κεκλιμένου αγωγού, ο οποίος περιστρέφεται κατά την κάθοδο του ύδατος από την υδροληψία. Ο τύπος αυτός εκμεταλλεύεται συνήθως μικρά υδατορεύματα και θεωρείται συγκριτικά πιο φιλικός προς το περιβάλλον, λόγω των μικρών έργων διαμόρφωσης που απαιτεί.



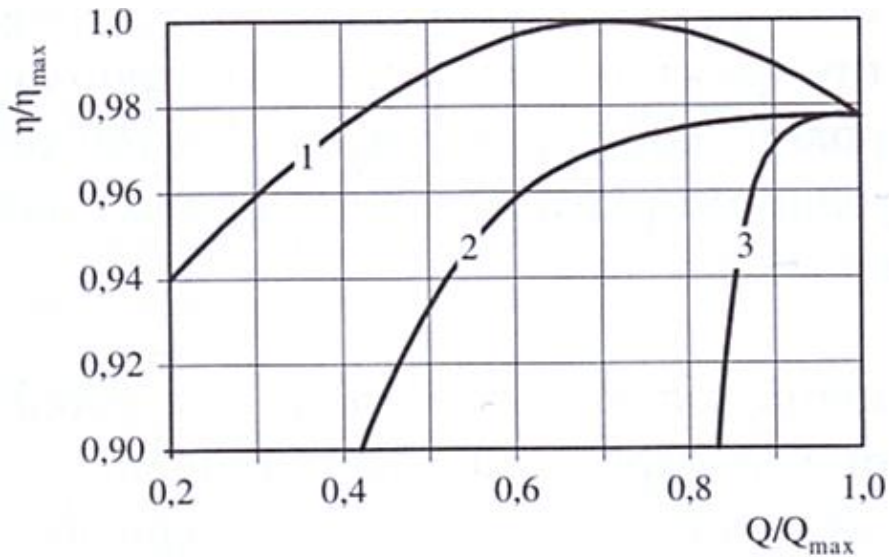
2.5.2 Υδροστρόβιλοι Αντιδράσεως

Οι υδροστρόβιλοι αντιδράσεως περιλαμβάνουν διαδοχικά στεφάνη σταθερών οδηγητικών και κινούμενων ρυθμιστικών πτερυγίων για το μετασχηματισμό του διανύσματος της ταχύτητας και τον έλεγχο της λειτουργίας της μηχανής αντιστοίχως. Ειδικότερα, στους υδροστρόβιλους τύπου Francis, σωληνωτούς Kaplan και Deriaz το νερό εισάγεται μέσω σπειροειδούς κελύφους [spiral case – volute], το οποίο μετασχηματίζει ομαλά τη ροή από αξονική στον αγωγό προσαγωγής σε περιφερειακή.

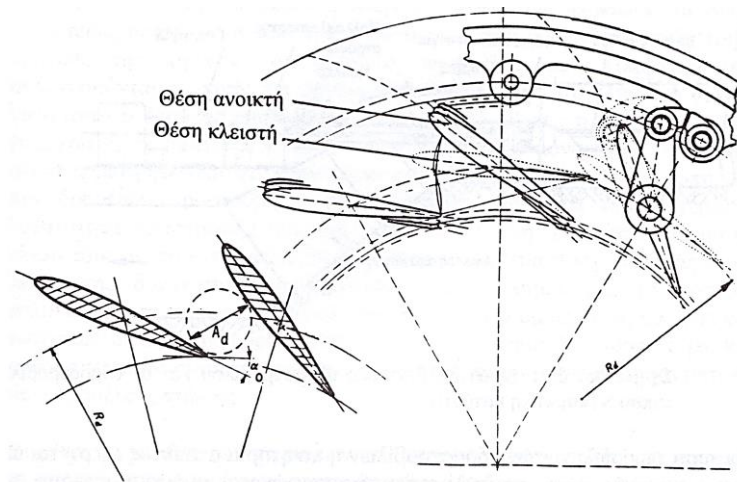
Οι υδροστρόβιλοι τύπου Francis είναι συνηθέστερα μεικτής ροής, με τους δρομείς τους να προσομοιάζουν με τις πτερωτές των αντιστοίχων αντλιών και εμφανίζουν σημαντικές διαφοροποιήσεις στη μορφή τους αναλόγως του n_q . Οι υδροστρόβιλοι Deriaz χαρακτηρίζονται ως διαγώνιας ροής λόγω της μορφής του μεσημβρινού καναλιού του δρομέα τους, ενώ οι διάφορες παραλλαγές τύπου Kaplan είναι αξονικής ροής.

Ακόμα, σε όλους τους τύπους υδροστρόβιλων αντιδράσεως πλην του Francis, και κυρίως στους αξονικής ροής, συνήθως υπάρχει η δυνατότητα μεταβαλλόμενης κλίσης των πτερυγίων, τα οποία, σε συνδυασμό με τη στεφάνη ρυθμιστικών πτερυγίων,

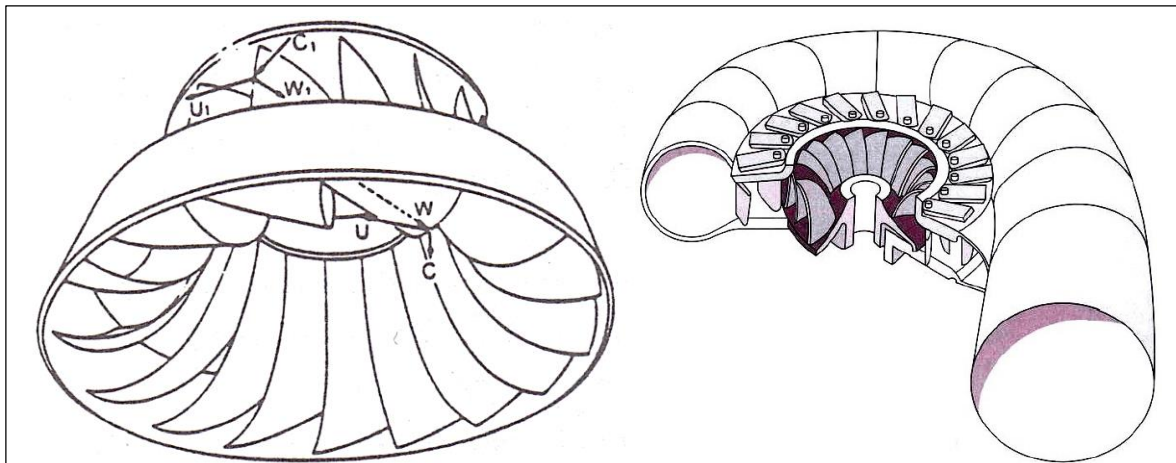
επιτρέπουν διπλή ρύθμιση των συνθηκών λειτουργίας. Τέλος, οι βολβοειδείς υδροστρόβιλοι Kaplan έχουν αυξημένο μέγεθος και άρα κόστος, καθώς εντός της διαμόρφωσης του βολβού τοποθετείται η συζευγμένη ηλεκτρογεννήτρια, ενώ, αντίθετα, οι υδροστρόβιλοι τύπου S - tube [Σχ. 2.12] που αποτελούν ειδική παραλλαγή των Kaplan έχουν οφιοειδή διαμόρφωση, με την άτρακτο του δρομέα να εξέρχεται του καναλιού, διευκολύνοντας τη σύζευξη με την ηλεκτρογεννήτρια, αυξάνοντας ωστόσο τις υδραυλικές απώλειες της μηχανής.



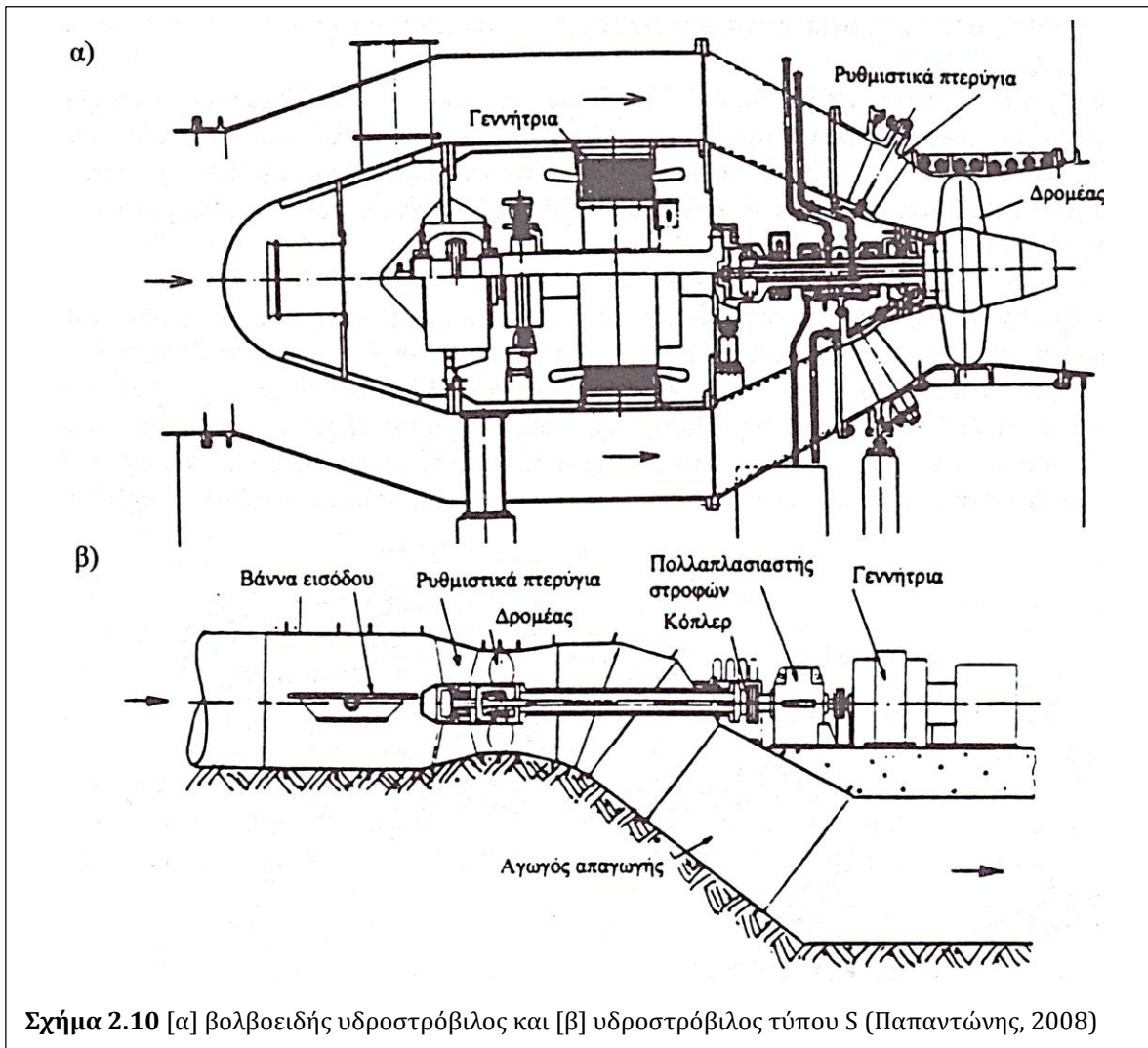
Σχήμα 2.10 Ενδεικτική αδιάστατη μεταβολή του βαθμού απόδοσης υδροστρόβιλου αξονικής ροής συναρτήσει του φορτίου για [1] διπλή ρύθμιση, [2] ρύθμιση μέσω των πτερυγίων του δρομέα και [3] ρύθμιση μέσω των ρυθμιστικών πτερυγίων (Παπαντώνης, 2008)



Σχήμα 2.11 Διάταξη ρυθμιστικών πτερυγίων (Παπαντώνης, 2008)



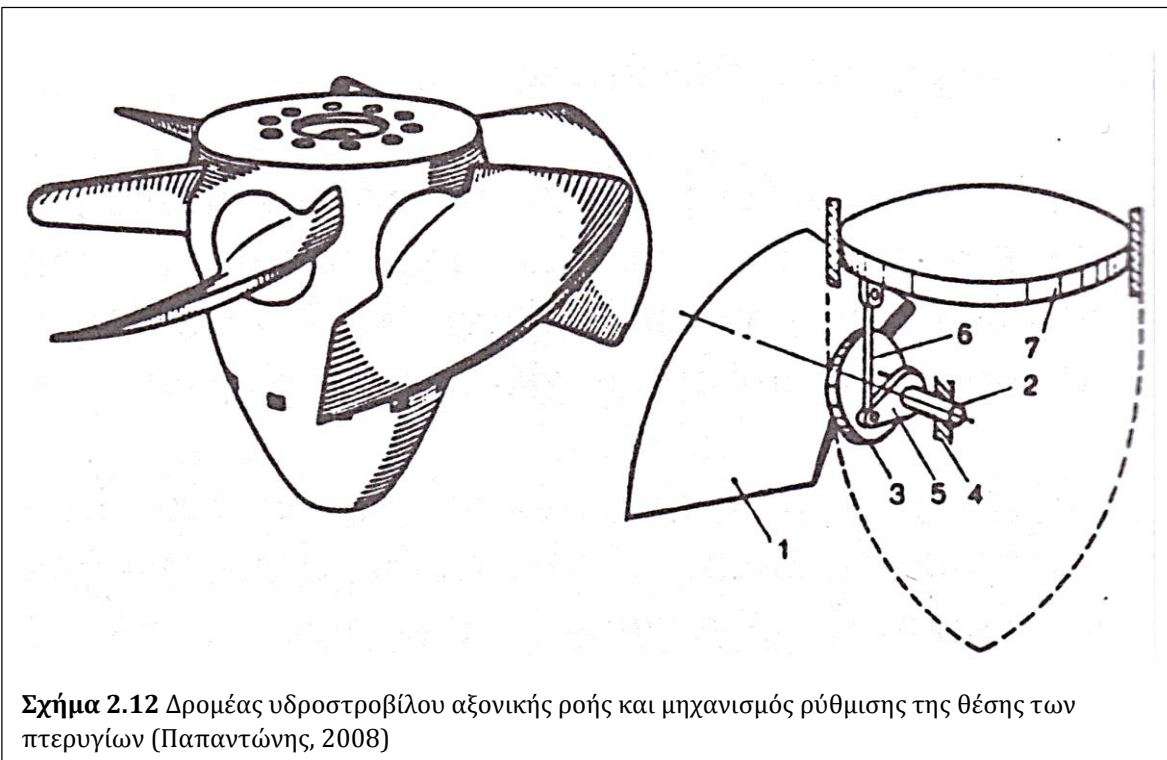
Σχήμα 2.9 Δρομέας υδροστροβίλου Francis (Παπαντώνης, 2008) και σπειροειδές κέλυφος [δεξιά], όπου διακρίνονται τα σταθερά οδηγητικά και τα στρεφόμενα ρυθμιστικά πτερύγια



Σχήμα 2.10 [α] βολβοειδής υδροστροβίλος και [β] υδροστροβίλος τύπου S (Παπαντώνης, 2008)



Σχήμα 2.11 Δρομέας υδροστροβίλου Karlan [αριστερά] και Deriaz [δεξιά] με σπειροειδές κέλυφος. Διακρίνονται τα ρυθμιστικά πτερύγια.

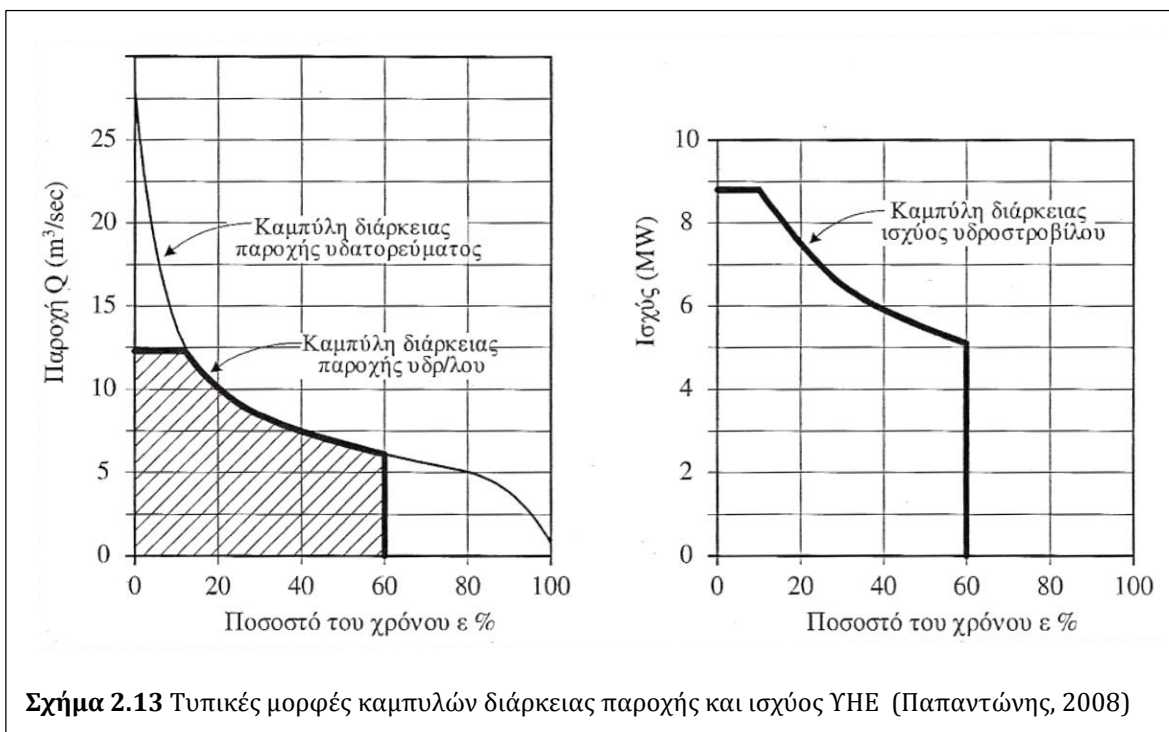


Σχήμα 2.12 Δρομέας υδροστροβίλου αξονικής ροής και μηχανισμός ρύθμισης της θέσης των πτερυγίων (Παπαντώνης, 2008)

2.6 Υδρολογική Διαθεσιμότητα & Παραγωγή Ενέργειας

Η ακρίβεια των εκτιμήσεων του διαθέσιμου υδάτινου δυναμικού των υποψηφίων περιοχών εγκατάστασης αποτελεί βασικό παράγοντα για την ορθή ανάπτυξη ενός

ΥΗΕ. Οι εκτιμήσεις στηρίζονται σε συστηματικές υδρολογικές μετρήσεις στη λεκάνη απορροής και χρησιμοποιούν κατάλληλα στατιστικά μοντέλα για τον προσδιορισμό της διαθεσιμότητας του υδάτινου πόρου στη διάρκεια του έτους, ως συνάρτηση της πυκνότητας πιθανότητας. Έτσι, προκύπτουν τα διαγράμματα καμπυλών διάρκειας παροχής, στις οποίες σε μεγάλο βαθμό στηρίζεται η τεχνική μελέτη του έργου.



Σχήμα 2.13 Τυπικές μορφές καμπυλών διάρκειας παροχής και ισχύος ΥΗΕ (Παπαντώνης, 2008)

Το αξιοποιήσιμο τμήμα του εμβαδού της καμπύλης διάρκειας ισχύος προκύπτει από τα όρια λειτουργίας του επιλεγόμενου υδροστροβίλου, δίνοντας έτσι την καμπύλη διάρκειας ισχύος. Το εμβαδό αυτής δίνει την παραγόμενη ενέργεια ανά μονάδα χρόνου. Ο συντελεστής εκμετάλλευσης [Capacity Factor – CF] του ΥΗΕ ορίζεται ως ο λόγος του εμβαδού αυτού προς την ονομαστική ισχύ P του υδροστροβίλου. Έτσι, μπορεί να υπολογιστεί η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας E_t του ΥΗΕ, για 365,25 μέρες και άρα 8766 ώρες ενός πλήρους ημερολογιακού έτους:

$$E_t(\text{kWh}) = CF \cdot P(\text{kW}) \cdot 8766 \quad (2.3)$$

2.7 Οικολογική Παροχή

Κατά το σχεδιασμό των ΥΗΕ λαμβάνεται μέριμνα ώστε ένα τμήμα του νερού να ακολουθεί τη φυσική ροή του ποταμού, προκειμένου να εξασφαλίζεται η βιωσιμότητα των ποτάμιων οικοσυστημάτων. Το τμήμα αυτό ονομάζεται οικολογική ή

περιβαλλοντική παροχή [environmental/ecological flow] και συνήθως ορίζεται ως ποσοστό της πλήρους παροχής.

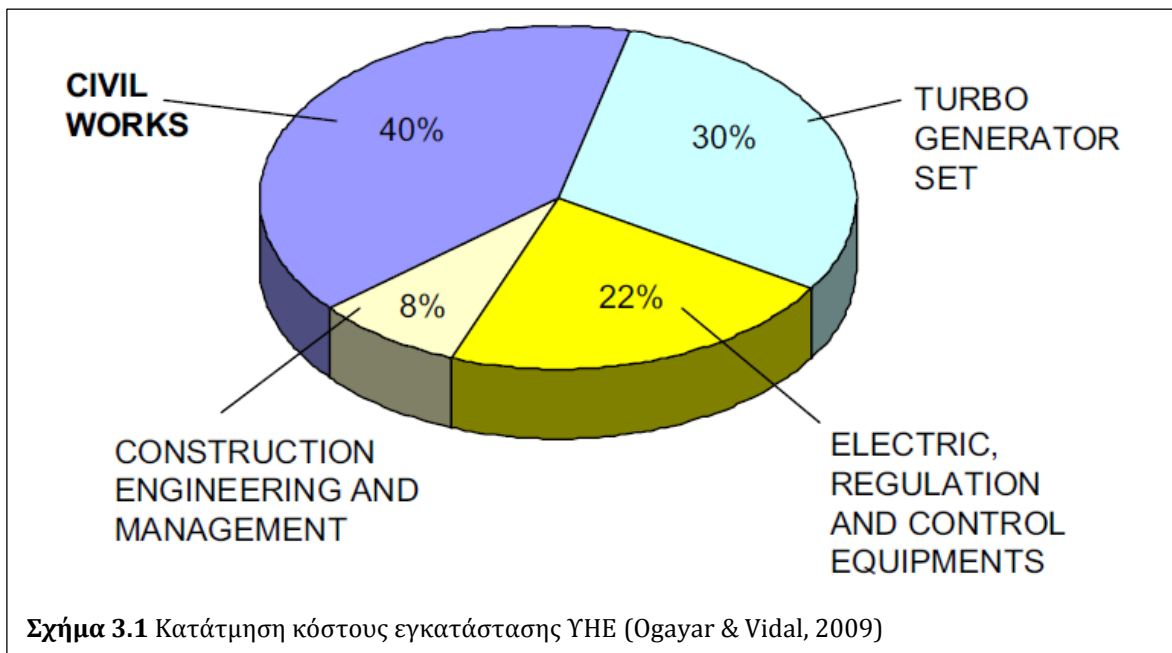
Ο προσδιορισμός της οικολογικής παροχής προκύπτει ως συμβιβασμός μεταξύ της διατήρησης του φυσικού οικοσυστήματος και των απωλειών ηλεκτροπαραγωγής. Γενικά, τιμές 10%, 30% και 60% αντιστοιχούν σε κακή, ικανοποιητική και εξαιρετική κατάσταση ποιότητα του ποτάμιου οικοσυστήματος (Τσιούρης, 2005). Πρακτικά, η μελέτη κάθε ξεχωριστού ΥΗΕ καταλήγει σε εν γένει διαφορετική τιμή. Οι Τέγος κ.α. (2014) εκτιμούν την περιβαλλοντική παροχή για το συγκρότημα του Αχελώου με διάφορες μεθοδολογίες, θεωρώντας συντηρητική προσέγγιση 16,2%.

3. Οικονομοτεχνικά Στοιχεία ΜΥΗΕ

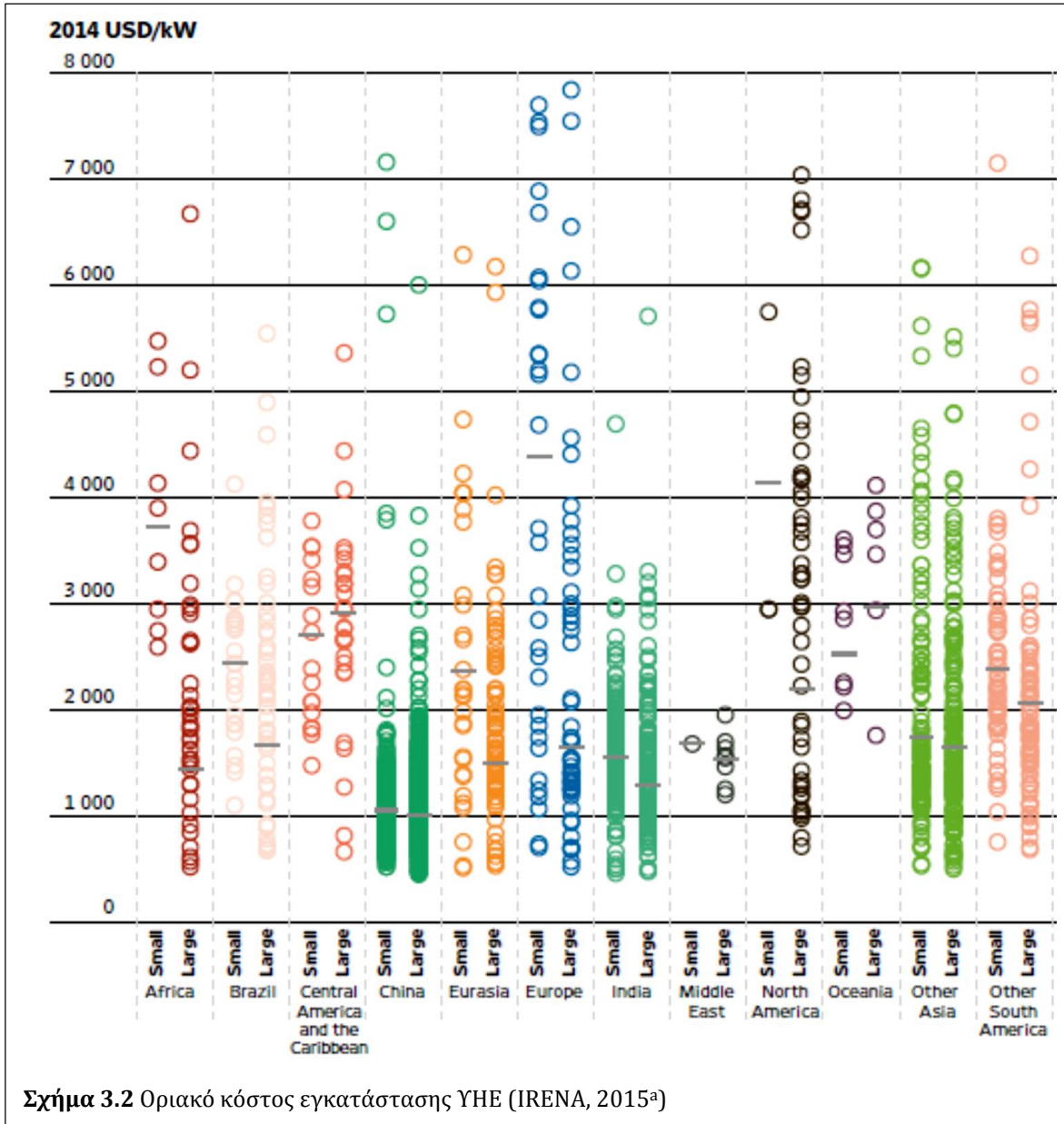
Η ανάλυση και τα στοιχεία που παρουσιάζονται παρακάτω έχουν αντληθεί κυρίως από βιβλιογραφία σχετικά με τα ΜΥΗΕ. Ωστόσο, αυτά μπορούν σε γενικές γραμμές να επεκταθούν και σε μεγαλύτερες τιμές ισχύος, καλύπτοντας συνολικά τα ΥΗΕ. Η βασική διάκριση του κόστους στα έργα ΑΠΕ συνήθως γίνεται μεταξύ του κόστους εγκατάστασης, το οποίο καταβάλλεται για την κατασκευή της απαιτούμενης υποδομής και την απόκτηση του απαραίτητου εξοπλισμού πριν την εκκίνηση της λειτουργίας, και του ετησίως καταβαλλόμενου κόστους λειτουργίας και συντήρησης (Hosseini et al., 2005).

3.1 Κόστος Εγκατάστασης

Το κόστος εγκατάστασης ή επένδυσης C_{INIT} (cost installed, investment cost αντίστοιχα) των ΜΥΗΕ είναι σημαντικά μεγαλύτερο σε σχέση με τα υπόλοιπα έργα ΑΠΕ, με αναγωγή στην εγκατεστημένη ισχύ του έργου, χαρακτηρίζοντάς τα έτσι ως επενδύσεις εντάσεως κεφαλαίου (Kaldellis, 2007). Ωστόσο, η ποιότητα της μελέτης και η χρήση εξειδικευμένων γνώσεων στο πεδίο αυτό δύναται να επιφέρει σοβαρή μείωσή του (Paish, 2002).



Το κόστος επένδυσης κατηγοριοποιείται περαιτέρω, με το κόστος των δομικών έργων να καταλαμβάνει συνήθως το μεγαλύτερο μέρος και το κόστος απόκτησης του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού να ακολουθεί. Σε διαγράμματα της σχετικής βιβλιογραφίας, το κόστος επένδυσης δίνεται ως φθίνουσα υπερβολική καμπύλη ως προς την εγκατεστημένη ισχύ (Paish, 2002; Montanari, 2003).

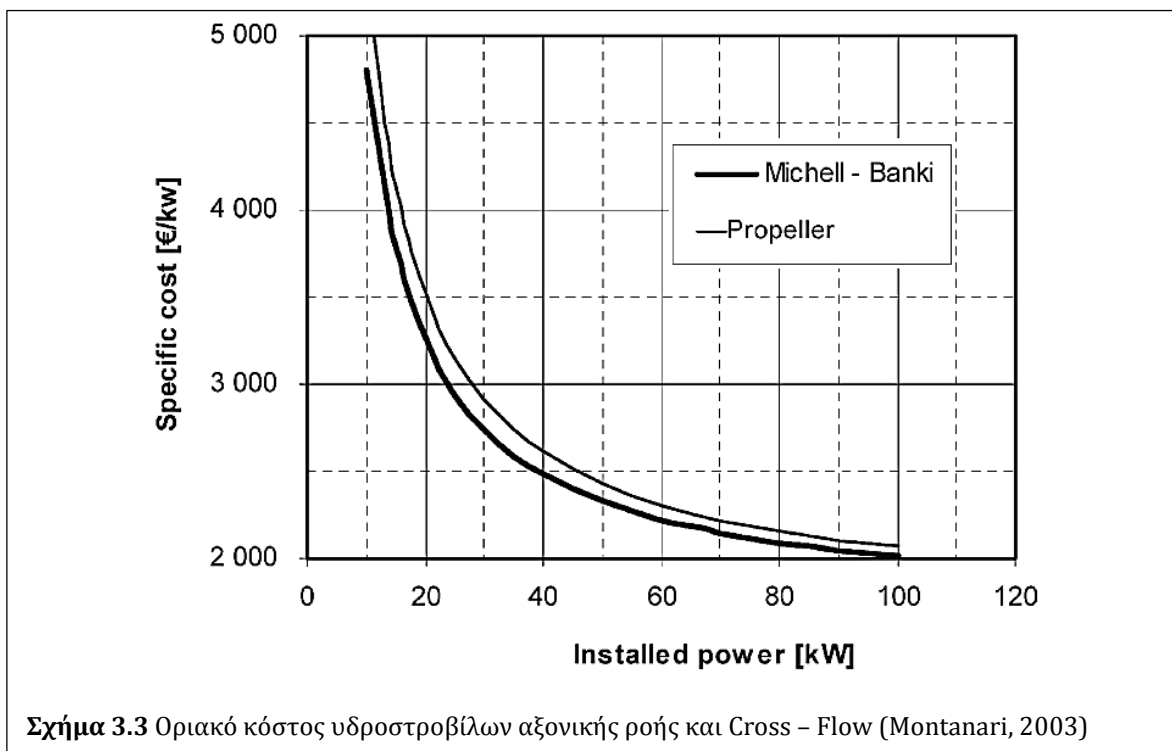


Αρκετοί μελετητές κάνουν στατιστική επεξεργασία οικονομικών στοιχείων από υπάρχοντα έργα και δίνουν συναρτήσεις για τον παραμετρικό υπολογισμό του κόστους εγκατάστασης. Οι συναρτήσεις αυτές στη γενική περίπτωση έχουν τη μορφή της Εξ. 3.1.

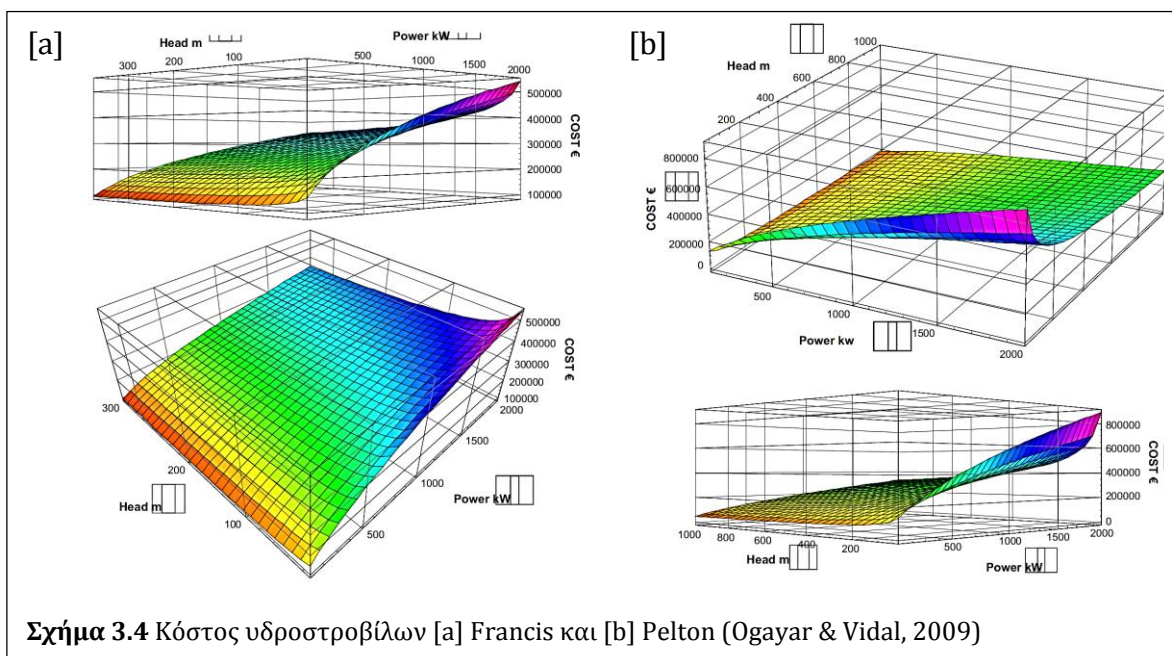
$$C_{init} = a \cdot P^b \cdot H^c \quad (3.1)$$

, όπου P η εγκατεστημένη ισχύς [kW], H η διαθέσιμη υδραυλική πτώση [mΣΥ] και a, b και c κατάλληλοι συντελεστές με $0 < b < 1$ (Voros et al., 2000; Kaldellis et al., 2005;

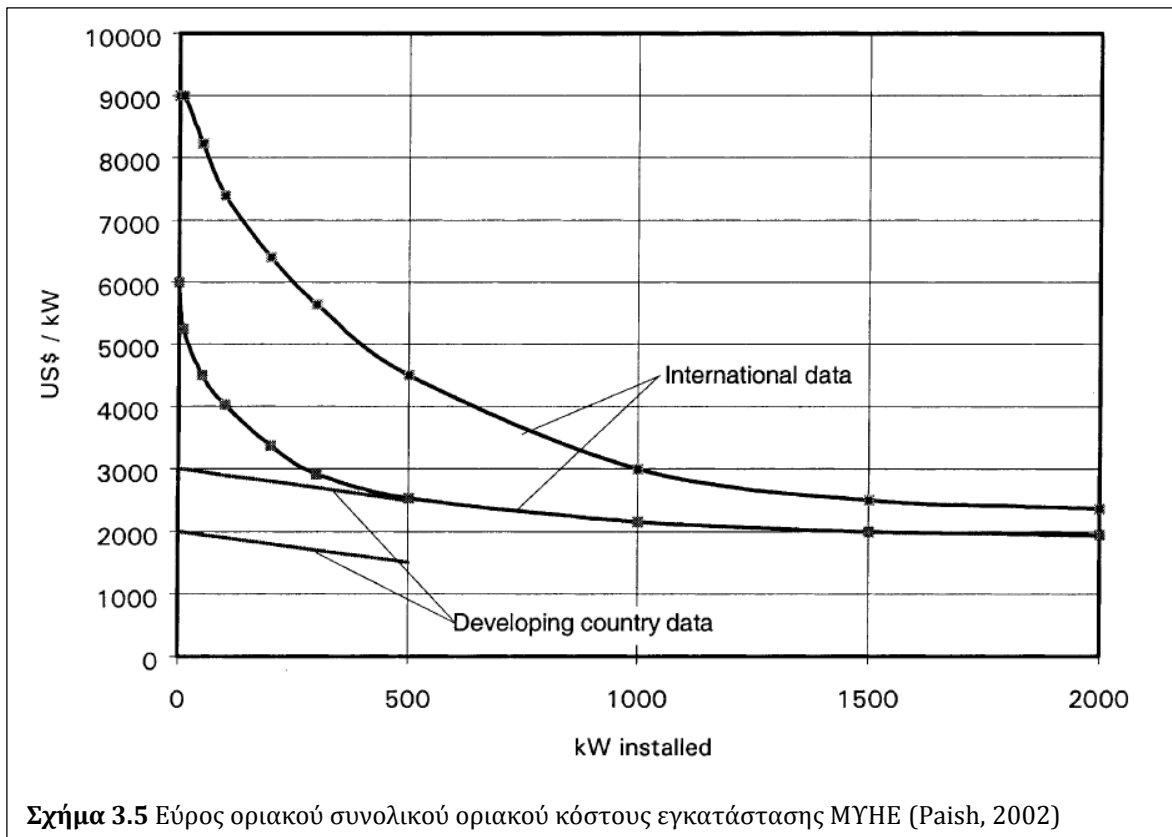
Kaldellis, 2007; Ogayar and Vidal, 2009; Aggidis et al., 2010; Mishra et al., 2010; IRENA, 2015b). Οι συντελεστές αυτοί υποδεικνύουν σχετική μείωση του κόστους εγκατάστασης ανά μονάδα ισχύος και αντίστοιχα σχετική αύξηση ανά μονάδα ύψους. Έτσι, μπορεί να υπολογιστεί το αρχικό κόστος επένδυσης του κάθε έργου βάσει των εκάστοτε χαρακτηριστικών του.



Σχήμα 3.3 Οριακό κόστος υδροστροβίλων αξονικής ροής και Cross - Flow (Montanari, 2003)



Σχήμα 3.4 Κόστος υδροστροβίλων [a] Francis και [b] Pelton (Ogayar & Vidal, 2009)



Πιο συγκεκριμένα, οι Aggidis et al. (2010) καταλήγουν στην παρακάτω εκτίμηση του συνολικού κόστους ΜΥΗΕ [σε £ 2008] για υδραυλικές πτώσεις μεταξύ 2 και 200 m:

$$C_{INIT} = \begin{cases} 25000 \cdot \left(\frac{P}{H^{0,35}}\right)^{0,65} & , 2 \leq H \leq 30 \\ 45500 \cdot \left(\frac{P}{H^{0,3}}\right)^{0,6} & , 30 < H \leq 200 \end{cases} \quad (3.2)$$

Ακόμη, ειδικότερες οικονομικές συσχετίσεις μπορούν να βρεθούν και για επιμέρους τμήματα και εξαρτήματα αναλόγως των διαφόρων παραμέτρων κόστους (Παπαντώνης, 2008; Norwegian Water Resources and Energy Directorate, 2012a&b), καθώς η συγκρότηση των ΥΗΕ μπορεί να έχει σημαντικές διαφοροποιήσεις, αναλόγως της περιοχής και των ειδικών συνθηκών του έργου, όπως εξηγήθηκε στο Κεφ. 2. Εναλλακτικά, η αδρή εκτίμηση του αρχικού κόστους μπορεί να γίνει από το κόστος του επιλεγόμενου υδροστροβίλου, βάσει του μεριδίου του επί του συνόλου [Σχ. 3.1].

Ειδικά για τα ελληνικά έργα, οι Τσαλέμης κ.α. (2012) οριοθετούν το οριακό κόστος εγκατάστασης μεταξύ 1500 και 3500 €/KW και ειδικότερα εκτιμούν για έργο ισχύος 5

MW οριακό κόστος 2500 €/KW για υδραυλική πτώση $H < 20$ m και 2100 €/KW για $H > 20$ m.

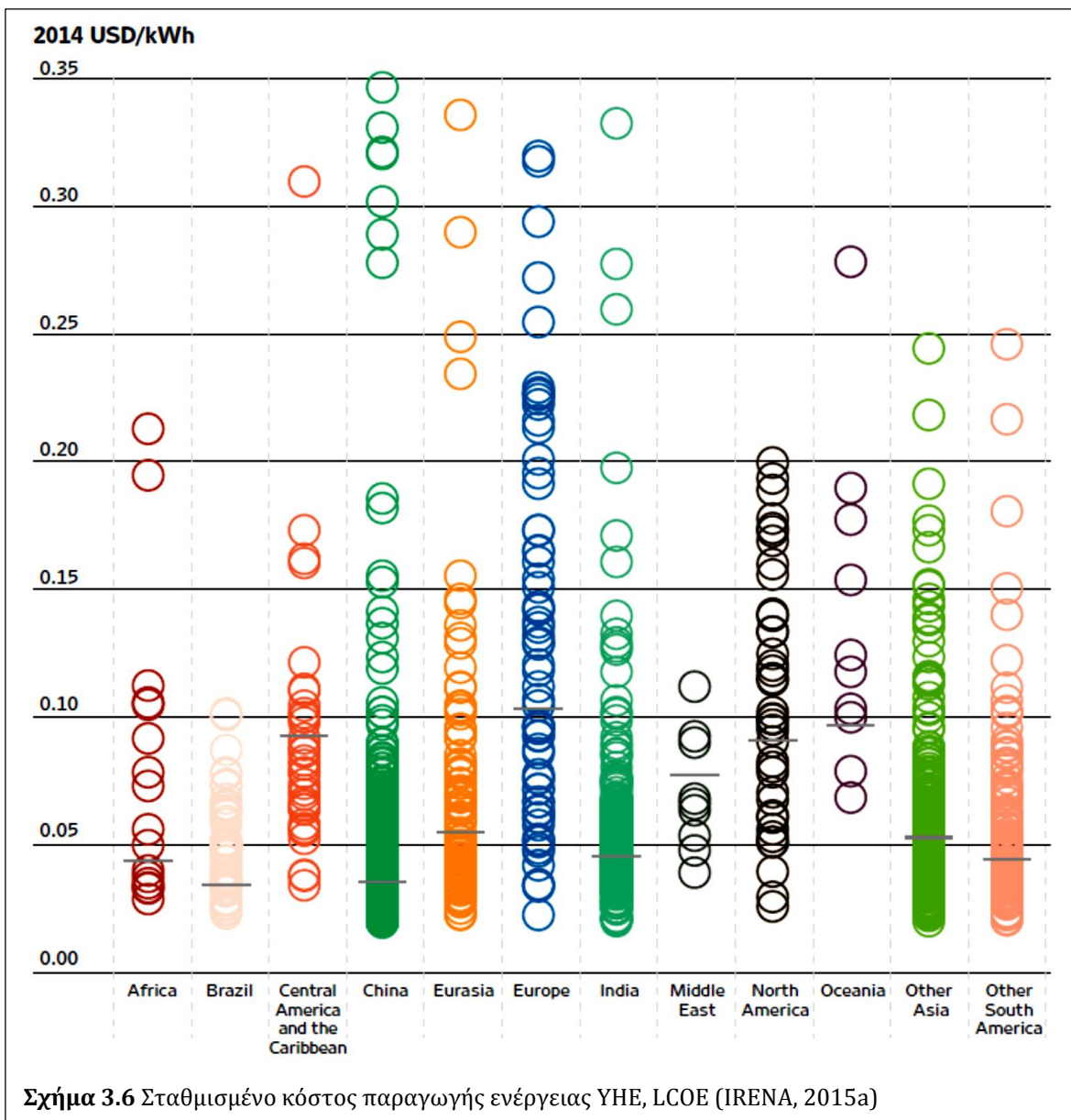
3.2 Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης

Το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης $C_{O\&M}$ [Operation & Maintenance Cost, O&M] περιλαμβάνει τη μισθοδοσία του προσωπικού και το κόστος συντήρησης και επισκευών. Το κόστος αυτό συνήθως εκτιμάται ως ποσοστό επί του αρχικού κόστους εγκατάστασης, με τιμές στο εύρος μεταξύ 1% και 4% και μέση τιμή περί το 2,5% παγκοσμίως. Επίσης, το ποσοστό αυτό λαμβάνεται μικρότερο για ΥΗΕ μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος. Για τα ελληνικά ΜΥΗΕ, η τιμή αυτή κυμαίνεται μεταξύ 3,1% και 3,4% αναλόγως των χαρακτηριστικών του έργου (Τσαλέμης κ.α., 2012). Σημειώνεται ότι το κόστος αυτό δεν περιλαμβάνει περιπτώσεις αντικατάστασης δομικών τμημάτων του ΥΗΕ, καθώς αυτά έχουν χρόνο ζωής αρκετά μετά την πλήρη αποπληρωμή της αρχικής επένδυσης, οπότε αυτό το ενδεχόμενο δε συμπεριλαμβάνεται στις μελέτες κόστους. Τυπικές ανηγμένες τιμές του κόστους αυτού είναι 45 \$/kW·yr για μεγάλα ΥΗΕ και 52 \$/kW·yr για ΜΥΗΕ (IRENA, 2015a).

3.3 Σταθμισμένο Κόστος Παραγωγής Ενέργειας

Η διεθνής βιβλιογραφία χρησιμοποιεί την έννοια του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας [Levelized Cost Of Electricity, LCOE] προκειμένου να προσδιορίσει το μέσο κόστος παραγωγής ανά μονάδα ενέργειας [€/kWh] κατά τη διάρκεια του έργου, ανάγοντας τα αντίστοιχα κόστη παραγωγής κάθε χρόνου σε παρούσα αξία. Η σύγκριση της τιμής του LCOE για ένα έργο, τόσο ως προς την τιμή πώλησης της μονάδας ενέργειας στο δίκτυο, όσο και ως προς την αντίστοιχη ενός άλλου έργου [Σχ. 3.6], είναι ενδεικτική για την αξιολόγηση των επενδύσεων σε ΜΥΗΕ. Στις ευρωπαϊκές χώρες, μια ενδεικτική τιμή του LCOE των ΥΗΕ είναι περί τα 10 €/kWh. Ο αναλυτικός υπολογισμός του LCOE για χρονική διάρκεια έργου t_{proj} [yr] και επιτόκιο προεξόφλησης r [%] δίνεται από την Εξ. 3.2.

$$LCOE = \frac{C_{INIT} + \sum_{t=1}^{t_{proj}} \left[\frac{C_{O\&M}}{(1+r)^t} \right]}{\sum_{t=1}^{t_{proj}} \left[\frac{E_t}{(1+r)^t} \right]} \quad (3.2)$$



3.4 Έσοδα Λειτουργίας ΜΥΗΕ

Οι πηγές εσόδων για τα ΜΥΗΕ και γενικότερα για τα έργα ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ προέρχονται στη γενική περίπτωση από δύο πηγές: την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο [τοπικό ή απομακρυσμένο] και την εμπορία δικαιωμάτων εκπομπής GHG's, τα οποία τυπικά αγοράζουν οι αντίστοιχες συμβατικές μονάδες. Η τιμολόγηση των παραπάνω γίνεται ανά μονάδα ενέργειας [€/MWh] και ανά μονάδα μάζας ισοδύναμων εκπομπών, οι οποίες εστιάζονται στο βασικό αέριο ρύπο ηλεκτροπαραγωγής που είναι το διοξείδιο του άνθρακα [€/tn CO₂ eq]. Η εκτίμηση των ισοδύναμων εκπομπών ανά μονάδα παραγόμενης ενέργειας προκύπτει από το συντελεστή των συνολικών

εκπομπών προς την παραγόμενη ενέργεια για όλη την επικράτεια. Η τιμή αυτή για το ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής το 2010 λαμβάνεται ίση με 1,126 tn CO₂/MWh (Covenant of Mayors, 2014). Σημειώνεται ότι τα δικαιώματα εκπομπών ρύπων είναι γενικώς εμπορεύσιμα στην Ευρώπη, με κυμαινόμενες τιμές που ρυθμίζονται από χρηματιστήριο ρύπων, αλλά όχι στο ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.

Η τιμολόγηση των μοναδιαίων εσόδων των μεγάλων ΥΗΕ γίνεται βάσει της εκάστοτε ΟΤΣ που διαμορφώνεται στο ισοζύγιο του ΛΑΓΗΕ. Για τα ΜΥΗΕ, η σημερινή πολιτική στήριξης των ΑΠΕ με FiT ορίζει σταθερή αποζημίωση αναλόγως της εγκατεστημένης ισχύος και της ύπαρξης ή όχι έργων διασύνδεσης στην περίπτωση που αυτά βρίσκονται εγκατεστημένα στα ΜΔΝ, βάσει του Ν. 4254/2014. Πιο συγκεκριμένα:

Πίνακας 3.1 Αναλυτική τιμολόγηση ενέργειας παραγόμενης από ΜΥΗΕ [€/MWh] αναλόγως της εγκατεστημένης ισχύος, της χρήσης ή όχι επιδότησης και της ημερομηνίας διασύνδεσης [Ν. 4254/2014, ίδια επεξεργασία]

Ημερομηνία Διασύνδεσης	P ≤ 1 MW		1 MW < P ≤ 5 MW		P > 5 MW	
	ΧΕ	ΜΕ	ΧΕ	ΜΕ	ΧΕ	ΜΕ
Ως 31/12/2006	107	87	107	84	107	84
Μετά 1/1/2007	107	89	107	87	107	87
-	105	85	105	83	100	80

3.5 Λοιπά Οικονομοτεχνικά Στοιχεία

Στις επενδύσεις ΜΥΗΕ επιδρούν ακόμα μια σειρά παραγόντων, όπως η επιδότηση στο βασικό κόστος, το ποσοστό και το επιτόκιο δανεισμού, οι συντελεστές απόσβεσης των παγίων στοιχείων και ο συντελεστής φορολόγησης. Οι επιδοτήσεις των έργων αυτών γενικώς δεν περιλαμβάνουν τις εργασίες πολιτικού μηχανικού προσδιορίζονται ανά περιοχή χωροθέτησης από το Ν. 3908/2011. Ακόμα, ο φορολογικός συντελεστής, θεωρώντας πως το έργο ανήκει σε ΝΠΙΔ, προσδιορίζεται σε 26% ανεξαρτήτως του ύψους των καθαρών εσόδων. Επίσης, με το Ν. 4172/2013 οι συντελεστές απόσβεσης για το κόστος των μελετών και του Η/Μ εξοπλισμού προσδιορίζονται σε 10% [10 έτη] και για τα έργα πολιτικού μηχανικού σε 4% [25 έτη]. Σε ό,τι αφορά τη διάρκεια του έργου, με το Ν. 3851/2010 αυτή προσδιορίζεται σε 25 έτη, με δικαίωμα επέκτασης για άλλα τόσα. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι τα παραπάνω αφορούν στην ανάπτυξη και λειτουργία ΜΥΗΕ, καθώς τα μεγάλα ΥΗΕ αναπτύσσονται αποκλειστικά από τη ΔΕΗ.

4. Εξωτερικές Οικονομίες

Η διαφοροποίηση μεταξύ ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους και ωφέλους εμφανίζεται στη θεωρητική προσέγγιση των οικονομικών της ευημερίας [welfare economics]. Ειδικότερα, ο Pigou (1920) αναφέρεται στο ζήτημα του καταμερισμού των εξαντλήσιμων φυσικών πόρων, και μάλιστα σε βάθος χρόνου, προτείνοντας τη θέσπιση νομοθεσίας για την ορθή και λελογισμένη εκμετάλλευσή τους. Ο Coase (1960) αντιπροτείνει τη συνολική νομική προσέγγιση των οικονομικών δραστηριοτήτων ως “δικαιώματα” για την αντιμετώπιση των αποκλίσεων στην αντιμετώπιση μεταξύ ιδιωτικών και δημοσίων αγαθών, υπογραμμίζοντας ότι η φύση της διαφοροποίησής τους, άρα και η τελική αντιμετώπιση του ζητήματος, είναι “ηθική” και “νομική”, καταλογίζοντας στην πιγουβιανή προσέγγιση ότι πρακτικά συγκρίνει την ελεύθερη οικονομία [laissez faire] με ιδανικές συνθήκες. Περαιτέρω, ο Lewin (1982) στέκεται επικριτικά απέναντι στην παραπάνω νεοκλασική προσέγγιση του κοινωνικού κόστους, θεωρώντας την περιπτωσιακή και μη εφαρμόσιμη, ενώ οι Baciu & Iacobuta (2015) αντιτίθενται στις κρατικές παρεμβάσεις υπέρ του κοινωνικού οφέλους, αναγνωρίζοντας το μηχανισμό της αγοράς ως τη μόνη δυνατότητα ρύθμισης της οικονομίας και αμφισβητούν την αρχή “ο ρυπαίνων πληρώνει” θεωρώντας ότι οι διαμάχες μεταξύ ωφελομένων και ζημιωμένων από τις αρνητικές εξωτερικότητες θα πρέπει να επιλύονται δικαστικά.

4.1 Η έννοια των “Εξωτερικοτήτων”

Στην πράξη, οι αγορές δε λειτουργούν αποτελεσματικά σε ό,τι αφορά τα ελεύθερα και δημόσια, κοινωνικά αγαθά. Η απουσία δικαιωμάτων ιδιοκτησίας στα περιβαλλοντικά και σε άλλα δημόσια αγαθά και η ταύτιση της αξίας ενός αγαθού με την τιμή του, με δεδομένο ότι για τα περισσότερα περιβαλλοντικά αγαθά η τιμή αγοράς είναι μηδενική, έχουν ως αποτέλεσμα τη δημιουργία εξωτερικών οικονομιών [απλούστερα, “εξωτερικοτήτων”]. Οι στρεβλώσεις αυτές συνιστούν τους βασικότερους λόγους για τους οποίους διαφέρει το ιδιωτικό, δηλαδή το κόστος της αγοράς από το κοινωνικό κόστος, αφού το οριακό κόστος παραγωγής δεν ενσωματώνει το πραγματικό κόστος που δημιουργείται στην κοινωνία κατά την παραγωγική διαδικασία, π.χ. η τιμή χρέωσης του αρδευτικού νερού σε συνθήκες έλλειψης δεν λαμβάνει υπόψη το κόστος ευκαιρίας του πόρου σε άλλες ανταγωνιστικές χρήσεις. Καταγράφεται λοιπόν μια σημαντική αστοχία του μηχανισμού της αγοράς να εντάξει μια σειρά αγαθών στις διαδικασίες εξισορρόπησης μεταξύ προσφοράς και ζήτησης (Τουρκολιάς, 2010).

Γενικώς, οι εξωτερικές οικονομίες είναι αποτέλεσμα της αρνητικής ή θετικής επιρροής των δραστηριοτήτων μιας ομάδας ατόμων στην ευημερία μιας άλλης ομάδας, η οποία δεν αποζημιώνεται για τη ζημιά που υφίσταται, ή αντίστοιχα δεν πληρώνει για το όφελος το οποίο αποκομίζει. Για την πρώτη περίπτωση, τα εξωτερικά κόσθη

αποτελούν τη νομισματική έκφραση των κοινωνικών επιβαρύνσεων, οι οποίες δεν περιλαμβάνονται στις τυπικές οικονομικές αναλύσεις έργων που γίνονται από τη σκοπιά της ιδιωτικής επένδυσης, (Μουσουλή, 2005), ενώ για τη δεύτερη, τα εξωτερικά ωφέλη προκύπτουν αντιστοίχως ως οι μη νομισματικά αποτιμώμενες, ευεργετικές συνέπειες. Βάσει της παραπάνω προσέγγισης, το κοινωνικό όφελος ή κόστος από μια παραγωγική δραστηριότητα προκύπτει ως το άθροισμα των επιμέρους αντιστοίχων ιδιωτικών και κοινωνικών.

4.2 Οικονομική Αποτίμηση Εξωτερικοτήτων

Προκειμένου να αποτιμηθούν κοινωνικά αγαθά που βρίσκονται εκτός του μηχανισμού της αγοράς, δηλαδή δεν έχουν αγοραία αξία, υιοθετούνται οι παρακάτω συνιστώσες που συναποτελούν την οικονομική του αξία (Τουρκολιάς, 2010):

- **Αξία χρήσης [use value]** ενός κοινωνικού αγαθού καλείται η οικονομική αξία που συνδέεται με τη χρήση του αγαθού, δηλαδή με την άμεση ή δυνητική συνεισφορά του στην ανθρώπινη ευημερία.
- **Αξία μη - χρήσης [non - use value]** ενός κοινωνικού αγαθού καλείται η αξία που αποδίδεται στο αγαθό για την ύπαρξή του ως κομμάτι της φύσης και ανεξάρτητα από τη δυνατότητα χρήσης του και περιλαμβάνει τις ακόλουθες κατηγορίες αξιών:
 - i. **Αξία επιλογής [option value]**, η οποία εκφράζει την προθυμία του ατόμου να διαθέσει ένα χρηματικό ποσό για να διατηρήσει ένα κοινωνικό αγαθό, για το ενδεχόμενο μιας μελλοντικής χρήσης του.
 - ii. **Αξία κληροδοτήματος [bequest value]**, η οποία εκφράζει την προθυμία του ατόμου να καταβάλει ένα χρηματικό ποσό, προκειμένου να διατηρήσει ένα αγαθό προς όφελος των μελλοντικών γενεών.
 - iii. **Αξία ύπαρξης [existence value]**, η οποία εκφράζει το ποσό που προτίθεται να καταβάλει κάποιος, προκειμένου να προστατεύσει απλώς ένα κοινωνικό αγαθό, χωρίς να προσβλέπει στη χρησιμοποίησή του.
 - iv. **Αξία ημι - επιλογής [quasi - option value]**, η οποία εκφράζει την προθυμία του ατόμου να διαθέσει ένα χρηματικό ποσό στο μέλλον για να διατηρήσει ένα κοινωνικό αγαθό με τη βοήθεια της τεχνολογικής εξέλιξης.
 - v. **Αλτρουϊστική αξία [altruistic value]**, η οποία εκφράζει την προθυμία του ατόμου να καταβάλει ένα χρηματικό ποσό, προκειμένου να διατηρήσει ένα αγαθό προς όφελος των άλλων ανθρώπων.

Οι μέθοδοι οικονομικής αποτίμησης των αγαθών αυτών διαφέρουν σημαντικά ως προς τα απαιτούμενα δεδομένα, την πολυπλοκότητα των υπολογισμών και τη μετρούμενη αξία του αγαθού, η οποία καθορίζει και την καταλληλότητα της εκάστοτε μεθόδου σε

συγκεκριμένες εφαρμογές. Οι μέθοδοι αυτές μπορούν αδρά να κατηγοριοποιηθούν σε άμεσες, έμμεσες, καθώς και στη μέθοδο μεταφοράς οφέλους.

Οι **Μέθοδοι Δεδηλωμένης Προτίμησης** ή **Άμεσες Μέθοδοι** προσομοιώνουν τη λειτουργία της αγοράς για ένα κοινωνικό αγαθό και επιδιώκουν την καταγραφή των προτιμήσεων της κοινωνίας απέναντι σε υποθετικές μεταβολές της κατάστασης του. Η πιο γνωστή από τις μεθόδους αυτές είναι η Μέθοδος της Εξαρτημένης Αξιολόγησης [Contingent Valuation Method – CVM]. Η κεντρική ιδέα στηρίζεται στην ύπαρξη μιας υποθετικής αγοράς στην οποία είναι δυνατό να εκφραστεί η αντίληψη των ανθρώπων για τη χρησιμότητα ενός αγαθού και επομένως η προθυμία πληρωμής [Willingness to Pay – WTP] προκειμένου είτε να επιτύχουν μια βελτίωση της κατάστασης του αγαθού, ή να αποφύγουν μια επιδείνωση της κατάστασης του αγαθού.

Οι **Μέθοδοι Αποκαλυπτόμενης Προτίμησης** ή **Έμμεσες Μέθοδοι** εξετάζουν πραγματικές αγορές που σχετίζονται με το εξεταζόμενο κοινωνικό αγαθό και καταγράφουν τη συμπεριφορά των καταναλωτών στις αγορές αυτές ώστε να υπολογιστεί έμμεσα η αξία που αποδίδουν στο ίδιο το αγαθό ή σε μεταβολές της κατάστασης του.

Η **Μέθοδος Μεταφοράς Οφέλους** στοχεύει στην αξιοποίηση των αποτελεσμάτων άλλων άμεσων και έμμεσων αναλύσεων αποτίμησης του ίδιου υπό εξέταση αγαθού σε διαφορετικές συνθήκες με μια συστηματική διαδικασία προσαρμογής τους στις συνθήκες που ισχύουν στη συγκεκριμένη μελέτη αποτίμησης. Η συγκεκριμένη μέθοδος αποτελεί μια αρκετά αξιόπιστη και διαδεδομένη πρακτική χωρίς να απαιτεί τη συγκέντρωση σημαντικού όγκου πρωτογενών δεδομένων και χωρίς να είναι γενικά δαπανηρές και χρονοβόρες.

Τα τελευταία χρόνια έχουν αναπτυχθεί διάφορες αναλυτικές μεθοδολογίες [ExternE], βάσεις δεδομένων [CASES] και πακέτα λογισμικού [Ecosense, Riskpoll] που ενσωματώνουν τις παραπάνω μεθόδους για την εκτίμηση των εξωτερικοτήτων σε μελέτες περίπτωσης, με εκτεταμένη εφαρμογή σε διάφορους τύπους έργων ηλεκτροπαραγωγής.

4.3 Εξωτερικότητες της Ελληνικής Ηλεκτροπαραγωγής

Η εξαντλησιμότητα των φυσικών πόρων αλλά και η ραγδαία αύξηση αερίων ρυπαντών και άλλων αποβλήτων αποτελούν τις σημαντικότερες διαστάσεις του περιβαλλοντικού προβλήματος. Ο μηχανισμός της αγοράς, προσπαθώντας να μεγιστοποιήσει το ιδιωτικό όφελος από τις αποφάσεις παραγωγών και καταναλωτών με όσο το δυνατόν μεγαλύτερους περιορισμούς για τους συντελεστές παραγωγής, οδηγεί στην υποβάθμισή του φυσικού περιβάλλοντος προκαλώντας αρνητικές εξωτερικές οικονομίες. Ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής είναι μια κλασική

περίπτωση οικονομικής δραστηριότητας που προκαλεί αρνητικές εξωτερικές οικονομίες κυρίως λόγω των εκλυόμενων αέριων εκπομπών αλλά και άλλων αποβλήτων. Η ύπαρξη εξωτερικών οικονομιών οδηγεί στη λήψη αποφάσεων και επιλογών που δεν ανταποκρίνονται στη μεγιστοποίηση του κοινωνικού οφέλους (Τουρκολιάς, 2010).

Τα εξωτερικά κόστη από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας διακρίνονται σε περιβαλλοντικά και μη περιβαλλοντικά. Η δεύτερη κατηγορία αναφέρεται σε οικονομικά στοιχεία της αγοράς ενέργειας, όπως είναι η διαμόρφωση των τιμών, ενώ η πρώτη στις επιπτώσεις που υφίσταται το φυσικό περιβάλλον και στη διαθεσιμότητα των φυσικών πόρων, όπως:

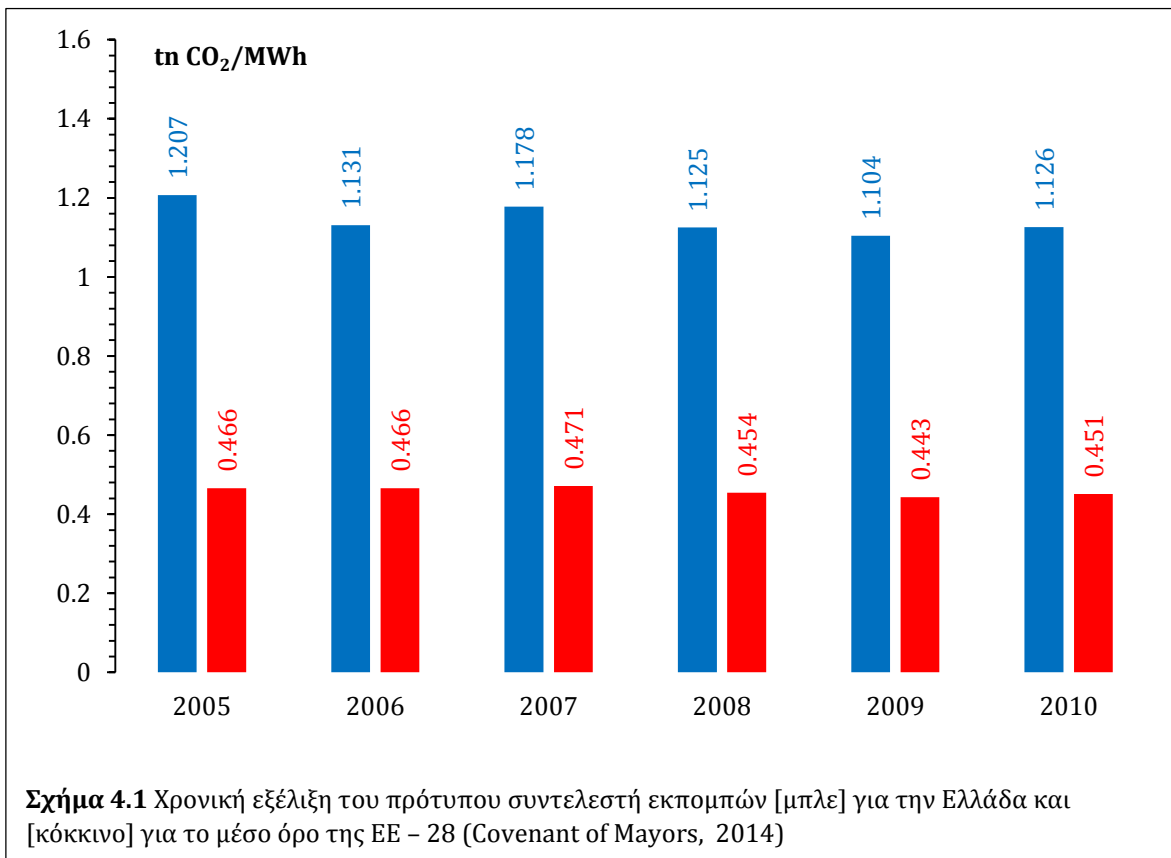
- βλάβη στην ανθρώπινη υγεία
- βλάβη στο φυσικό περιβάλλον
- βλάβη στο δομημένο περιβάλλον
- επίδραση στην παραγωγικότητα
- επίδραση στην αισθητική αξία του φυσικού τοπίου

Πίνακας 4.1 Συνολικό και οριακό εξωτερικό κόστος θερμικών μονάδων της ΔΕΗ ισχύος άνω των 50 MW για το 2004 (Georgakellos, 2007)

Σταθμός Παραγωγής	Συνολικό Εξωτερικό Κόστος (εκατ. €/έτος)	Οριακό Εξωτερικό Κόστος (€/MWh)
Κοζάνη - Άγιος Δημήτριος	392,6	34,19
Κερατσίνι	18	10,87
Αλιβέρι	46,4	34,91
Αμύνταιο	164,6	42,73
Κοζάνη - Καρδιά	293,1	32,19
Κομοτηνή	23,3	8,76
Λαύριο	94,9	17,23
Μεγαλόπολη	518,7	93,15
Πτολεμαΐδα	151,3	39,99
Φλώρινα	60,2	27,15
Ρόδος	43,3	62,82
Κρήτη - Λιμνοπεράματα	48,3	39,95
Κρήτη - Χανιά	35	36,29
Σύνολο	1889,8	37,77

Η κυριαρχία του λιγνίτη στην ελληνική ηλεκτροπαραγωγή επί δεκαετίες εισήγαγε μια σημαντική στρέβλωση σε ό,τι αφορά το πραγματικό κόστος για το περιβάλλον, την οικονομία και την κοινωνία. Συγκεκριμένα δεν λαμβάνεται υπόψη στην τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας το περιβαλλοντικό εξωτερικό κόστος, δηλαδή το οικονομικό

κόστος από την καταστροφή του περιβάλλοντος (γεωργικών εκτάσεων, υδάτινων πόρων κ.α.), την αλλαγή του κλίματος και την επιβάρυνση της δημόσιας υγείας, ως αποτέλεσμα των διαδικασιών εξόρυξης και καύσης λιγνίτη. Το εξωτερικό αυτό κόστος επιβαρύνει την οικονομία και την κοινωνία, παρά το γεγονός ότι δεν συμπεριλαμβάνεται στην τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας (Greenpeace, 2011).

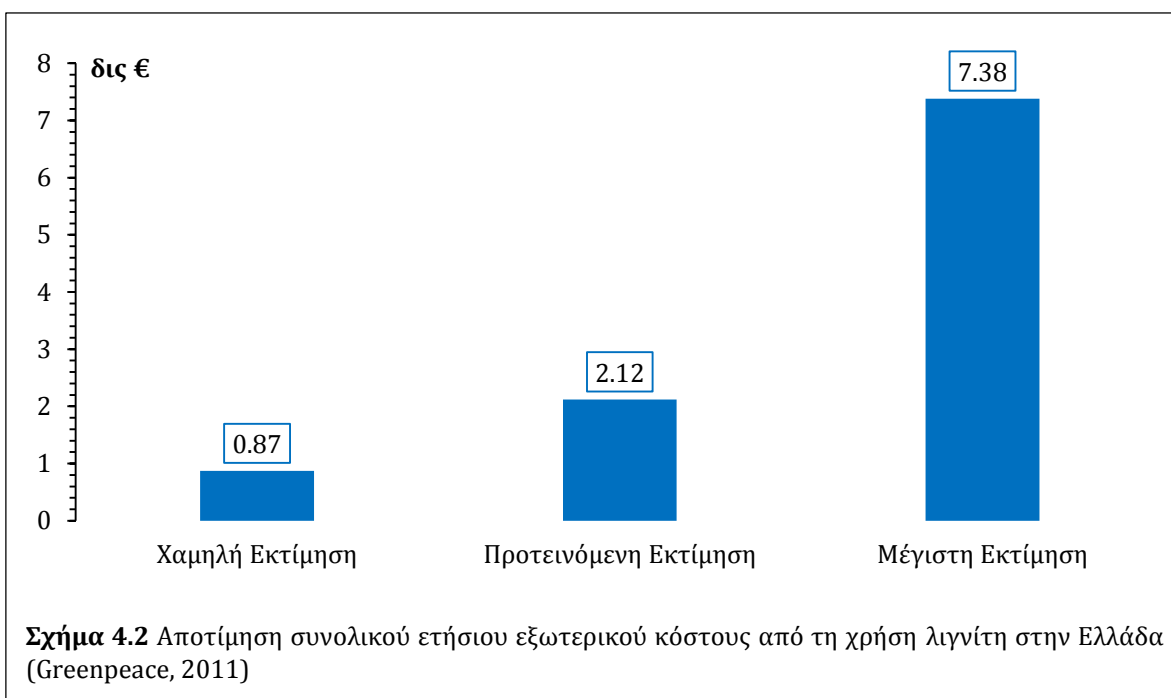


Πρέπει να σημειωθεί ότι ο υπολογισμός τους εξωτερικού κόστους στηρίζεται σε εκτιμήσεις και αβεβαιότητες, με αποτέλεσμα ο προσδιορισμός του να διαφέρει μεταξύ των σχετικών μελετών. Συνήθως, ο υπολογισμός αυτός βασίζεται στην κοστολόγηση της εκλυόμενης ποσότητας CO₂, που θεωρείται το βασικό GHG, και στο συντελεστή εκπομπών του εκάστοτε καυσίμου [tn CO₂/MWh] προκειμένου η αξιολόγηση να ανάγεται σε επίπεδο συνολικού κοινωνικού κόστους, το οποίο αποτελεί το άθροισμα του ιδιωτικού και του εξωτερικού κόστους. Ο συντελεστής αυτός για την Ελλάδα είναι υπερδιπλάσιος του μέσου ευρωπαϊκού όρου και συγκαταλέγεται μεταξύ των υψηλότερων στην ΕΕ (Covenant of Mayors, 2014).

Στον Πίν. 4.1 παρουσιάζεται μια εκτίμηση για το εξωτερικό κόστος της λειτουργίας των μεγάλων θερμικών σταθμών παραγωγής της ΔΕΗ για το 2004, το οποίο προκύπτει

σαφώς μεγαλύτερο για τις λιγνιτικές και πετρελαϊκές μονάδες (Georgakellos, 2007). Άλλες προσεγγίσεις για την εξόρυξη και χρήση λιγνίτη για ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα χρησιμοποιούν τα παρακάτω στοιχεία κοστολόγησης και αντιστοίχως αποτιμούν το ετήσιο εξωτερικό κόστος (Greenpeace, 2011):

- 31,8 €/MWh για 20 €/tn CO₂ [χαμηλή εκτίμηση]
- 77,4 €/MWh για 70 €/tn CO₂ [προτεινόμενη εκτίμηση]
- 268,9 €/MWh για 280 €/tn CO₂ [μέγιστη εκτίμηση]



Πίνακας 4.2 Ιδιωτικό, εξωτερικό και κοινωνικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής [€/MWh] στην Ελλάδα για το 2005 ανά τεχνολογία (Τουρκολιάς & Διακουλάκη, 2009)

Τεχνολογία	Ιδιωτικό Κόστος	Εξωτερικό Κόστος	Κοινωνικό Κόστος
Λιγνίτης	21,8	24,4	46,2
Λιθάνθρακας	32,2	25,2	57,4
Πετρέλαιο	71,9	20,3	92,2
Φυσικό Αέριο	45,8	11,3	57,1
ΥΗΕ	81,2	0,6	81,8
Αιολικά	44,8	0,7	45,6
Φωτοβολταϊκά	214,6	8,1	222,7
Φυσικό Αέριο (ΣΗΘΥΑ)	43,2	11,3	54,5
Βιομάζα (ΣΗΘΥΑ)	15,8	8,2	24

Αντίθετα, οι τεχνολογίες των έργων ΑΠΕ, παρότι γενικά ακριβότερες από τη σκοπιά της ιδιωτικής επένδυσης, εμφανίζουν σαφώς μικρότερα εξωτερικά κόστη από τη συμβατική ηλεκτροπαραγωγή [Πίν. 4.2]. Έτσι, βάσει των μεθοδολογιών υπολογισμού των εξωτερικότητων αυτών, επιμέρους μελέτες κοινωνικού κόστους – οφέλους εξετάζουν σενάρια διείσδυσης ΑΠΕ, τόσο για το σύνολο της χώρας (Τουρκολιάς & Διακουλάκη, 2009), όσο και για τα απομακρυσμένα δίκτυα των ΜΔΝ (Μοιρασγεντής κ.α., 1997), υποδεικνύοντας την κατεύθυνση αυτή ως μια αξιόπιστη και ιδιαίτερα ελκυστική προοπτική από πλευράς κοινωνικού συμφέροντος.

4.4 Επιπτώσεις ΥΗΕ

Γενικώς, η κατασκευή ενός ΥΗΕ, αναλόγως του μεγέθους του, αντιστοιχεί σε σημαντικές παρεμβάσεις στο χώρο, με σημαντικές συνέπειες στο φυσικό και ανθρωπογενές περιβάλλον. Οι παρεμβάσεις αυτές συμπυκνώνονται πρωτίστως στην κατασκευή φράγματος για τη δημιουργία τεχνητής λίμνης [ταμιευτήρας, reservoir] εκεί όπου προηγουμένως υπήρχε φυσική ροή του ποταμού και δευτερευόντως στα συνοδά έργα και διευθετήσεις στην ευρύτερη περιοχή, π.χ. εγγύς οδικό δίκτυο.

Πέρα από την κύρια δραστηριότητα της ηλεκτροπαραγωγής, τα ΥΗΕ επιτελούν μια σειρά από πρόσθετες λειτουργίες, κομίζοντας μεγάλο εύρος ωφελειών σε διαφορετικούς αποδέκτες. Τέτοιες είναι:

- **Μείωση εκπομπών GHG's:** Το βασικότερο πλεονέκτημα των ΥΗΕ όλων των μεγεθών, όπως και κάθε έργου ΑΠΕ, αφορά στην υποκατάσταση ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικούς σταθμούς παραγωγής, με τη συνακόλουθη μείωση των εκπεμπόμενων αερίων ρύπων.
- **Άρδευση:** Οι ταμιευτήρες χρησιμοποιούνται για την άρδευση μεγάλων εκτάσεων αγροτικής γης, ενισχύοντας σημαντικά τη γεωργική παραγωγή ακόμα και σε μεγάλες αποστάσεις από το έργο καθαυτό.
- **Ύδρευση:** Αρκετές περιοχές εξυπηρετούν τις ανάγκες τους σε πόσιμο νερό από τους ταμιευτήρες ΥΗΕ. Στην Ελλάδα, ο εξυπηρετούμενος πληθυσμός υπολογίζεται σε 2,5 εκατ., κυρίως στην Ήπειρο και τη Θεσσαλία (Καραμπατάκη, 2009).
- **Επικουρικές Υπηρεσίες:** σταθερότητα στο ηλεκτρικό δίκτυο, ρύθμιση συχνότητας και τάσης, εφεδρεία ισχύος για ανταπόκριση σε μεγάλη ζήτηση.
- **Αντιπλημμυρική Προστασία/Λειψυδρία:** Το μέγεθος των ταμιευτήρων συνήθως επιτρέπει την ανάσχεση έντονων πλημμυρικών φαινομένων και την αποτελεσματική διαχείριση υδάτων σε περιόδους ξηρασίας, προλαμβάνοντας φυσικές καταστροφές.

- **Αναψυχή:** Οι ταμειευτήρες επιτρέπουν μια σειρά δραστηριοτήτων αναψυχής, όπως είναι ο τουρισμός, η αλιεία, ο ναυταθλητισμός, ενισχύοντας την τοπική οικονομική δραστηριότητα
- **Περιβαλλοντική Αναβάθμιση:** Στις τεχνητές λίμνες αναπτύσσονται οικοσυστήματα και ευνοούνται νέα είδη ιχθυοπανίδας.
- **Εργασία:** Λόγω των σημαντικών εργασιών που απαιτούνται κατά τη φάση της κατασκευής [κυρίως], όσο και των απαιτήσεων συντήρησης και λειτουργίας, τα ΥΗΕ συνεισφέρουν σημαντικά σε θέσεις εργασίας.

Ωστόσο, τα ΥΗΕ, ιδίως τα μεγάλα, εμφανίζουν μια σειρά από αρνητικές επιπτώσεις, οι οποίες απορρέουν κατά κύριο λόγο από την παρέμβαση στο φυσικό περιβάλλον και έχουν κυρίως τοπική επίδραση. Η Μέγα (2009) εντοπίζει ως περιβαλλοντικές επιπτώσεις την επίδραση στο φυσικό περιβάλλον, δηλαδή στη χλωρίδα, την πανίδα [κυρίως ιχθυοπανίδα] και την οικολογική παροχή, την οπτική όχληση και το βαθμό αισθητικής ένταξης του έργου, καθώς και την επίδραση στο έδαφος μέσω των υπόγειων και επιφανειακών υδάτων. Η Καραμπατάκη (2009) σταχυολογεί επιμέρους αρνητικές επιπτώσεις:

- **Έδαφος:** Μεταβάλλονται οι χρήσεις γης της περιοχής και η μορφολογία του εδάφους, αλλοιώνεται το ανάγλυφο, ενδέχεται να σημειωθούν σεισμική δραστηριότητα, κατολισθήσεις και στατικά προβλήματα από τις αλλαγές στον υδροφόρο ορίζοντα.
- **Ποιότητα Νερού:** Το κατερχόμενο νερό είναι φτωχό σε φερτές ύλες λόγω της κατακράτησής τους στο φράγμα, με αποτέλεσμα να προκαλείται διάβρωση της παλιάς κοίτης του ποταμού. Σε περίπτωση μη αποψίλωσης της βλάστησης στον κατακλυζόμενο χώρο, παρατηρείται μείωση του οξυγόνου στο νερό λόγω βιοαποδόμησης των οργανικών και έκλυση μεθανίου εξαιτίας της συνεπακόλουθης δημιουργίας αναερόβιων συνθηκών στον πυθμένα.
- **Ιχθυοπανίδα:** Ευνοούνται τα λημναία είδη σε βάρος των ποτάμιων και αποκόπτονται τα μεταναστευτικά είδη, δημιουργείται κίνδυνος εγκλωβισμού και στο στρόβιλο.
- **Χλωρίδα:** Με την κατάκλυση, χάνεται μεγάλο τμήμα της βλάστησης. Επίσης, η χλωρίδα πλήττεται από την εναλλαγή περιόδων ξηρασίας και πλημμυρών και από τις μεταβολές της στάθμης κατάντη του ΥΗΕ, ενώ η συγκράτηση των φερτών ιζημάτων στο φράγμα μεταβάλλει την περιεκτικότητα του εδάφους σε θρεπτικές ύλες.
- **Τοπίο:** Γενικά, το φυσικό, άγριο τοπίο μετατρέπεται σε ανθρωπογενές και ήπιο. Επίσης, τα εκτεταμένα συνοδά έργα αλλοιώνουν την προηγούμενη φυσική ομορφία.
- **Μικροκλίμα:** Η κατασκευή ταμειυτήρα συνεπάγεται αλλαγή του τοπικού υδρολογικού κύκλου με συνέπεια την αύξηση της υγρασίας. Είναι σύνηθες το

φαινόμενο της πρωινής ομίχλης στη λίμνη. Το κλίμα γίνεται ηπιότερο καθώς παρατηρείται σχετική άνοδος της θερμοκρασίας και αλλαγή στους τοπικούς ανέμους, αφού πλέον δεν συναντούν στο πέρασμά τους έδαφος, βλάστηση, δέντρα αλλά μια επίπεδη υγρή επιφάνεια.

- **Θόρυβος:** Κατά τη λειτουργία ο θόρυβος βρίσκεται εντός των επιτρεπομένων ορίων, ωστόσο κατά τη φάση της κατασκευής αναμένεται ακουστική όχληση από τις μηχανές του εργοταξίου.
- **Αέριοι Ρύποι:** Η αποσύνθεση της παραμένουσας νεκρής βλάστησης στον πυθμένα του ταμιευτήρα προκαλεί συσσώρευση και απελευθέρωση CH₄. Επίσης, τα οχήματα και ορισμένες μηχανές του ΥΗΕ όπως τα εφεδρικά H/Z εκλύουν ρύπους και σκόνη.
- **Απόβλητα:** Κατά τη φάση της κατασκευής δημιουργούνται απόβλητα από αδρανή υλικά, εξαρτήματα, λάδια και τους εργαζομένους. Κατά τη λειτουργία, μικρές ποσότητες λιπαντικών ελαίων απελευθερώνονται στο νερό. Επίσης, απόβλητα προκύπτουν από τους τακτικούς καθαρισμούς του πυθμένα από τις συσσωρεύσεις φερτών υλών.
- **Εργασία:** Μεταβάλλονται σημαντικά οι τομείς δραστηριότητας των κατοίκων, καθώς, παρά τις νέες θέσεις εργασίας στον ΥΗΕ, χάνονται οι αντίστοιχες στις προϋπάρχουσες γεωργικές εκτάσεις. Επίσης, οι κάτοικοι των οποίων η ιδιοκτησία απαλλοτριώνεται, αναγκάζονται να μετακιμηθούν και να αναζητήσουν εργασία αλλού.

Τέλος, ο Commerford (2011) δίνει ιδιαίτερη έμφαση στο εξωτερικό κόστος της πληθυσμιακής μετακίνησης για την κατασκευή ΥΗΕ, προσθέτοντας στο κόστος απαλλοτρίωσης την απώλεια εισοδημάτων από την εργασία όσων μετακινούνται, καθώς και την ιστορική αξία της χαμένης γης που μεταβιβάζεται από γενιά σε γενιά.

4.5 Αποτίμηση Εξωτερικότητων ΥΗΕ

Στη διεθνή βιβλιογραφία υπάρχει διαθέσιμο πλήθος δεδομένων για την οικονομική εκτίμηση του εξωτερικού ωφέλους ή κόστους των επιμέρους επιπτώσεων από την κατασκευή και λειτουργία των ΥΗΕ. Συνήθως τα δεδομένα αυτά εκφράζονται σε νομισματική αξία ανηγμένη στη μονάδα παραγόμενης ενέργειας [π.χ. €/MWh] προκειμένου να είναι μεταξύ τους συγκρίσιμα αλλά και να μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε μελλοντικές μελέτες. Ωστόσο, ορισμένες μορφές επιπτώσεων, όπως η αισθητική όχληση, οι κοινωνικές αντιδράσεις ή τα οφέλη αναψυχής εξαρτώνται έντονα από εγγενή χαρακτηριστικά του εκάστοτε έργου και δεν είναι εύκολο ή και δόκιμο να χρησιμοποιηθούν επαγωγικά.

Οι Μοιρασγεντής κ.α. (1997) αποτιμούν το περιβαλλοντικό κόστος των μονάδων παραγωγής για το ενεργειακό σύστημα της Κρήτης. Το κόστος αυτό για τα ΥΗΕ

εκτιμήθηκε 2,07 ECU/MWh, ενώ για τις συμβατικές μονάδες παραγωγής οι αντίστοιχες τιμές προέκυψαν πολλαπλάσιες, αναλόγως των εξεταζομένων σεναρίων.

Οι Diakoulaki et al. (2000) χρησιμοποιούν το πρόγραμμα ExternE για την εκτίμηση του εξωτερικού κόστους ελληνικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, υφιστάμενων και προγραμματισμένων για μελλοντική κατασκευή. Οι εκτιμήσεις που προκύπτουν για τα ΥΗΕ είναι 3,76 €/MWh [συντηρητική εκτίμηση], 4,88 €/MWh [μέση εκτίμηση] και 6 €/MWh [αυξημένη εκτίμηση].

Ο Sundqvist (2002) επισκοπεί στη διεθνή βιβλιογραφία τις ποσοτικοποιήσεις των εξωτερικοτήτων για κάθε τύπο ηλεκτροπαραγωγής, που διεξήχθησαν με διάφορες μεθόδους εκτίμησης. Το εξωτερικό κόστος των ΥΗΕ βρέθηκε στο εύρος 0÷262,6 \$/MWh, με μέση τιμή 33,6 \$/MWh, με στατιστική επεξεργασία στα αποτελέσματα 16 μελετών.

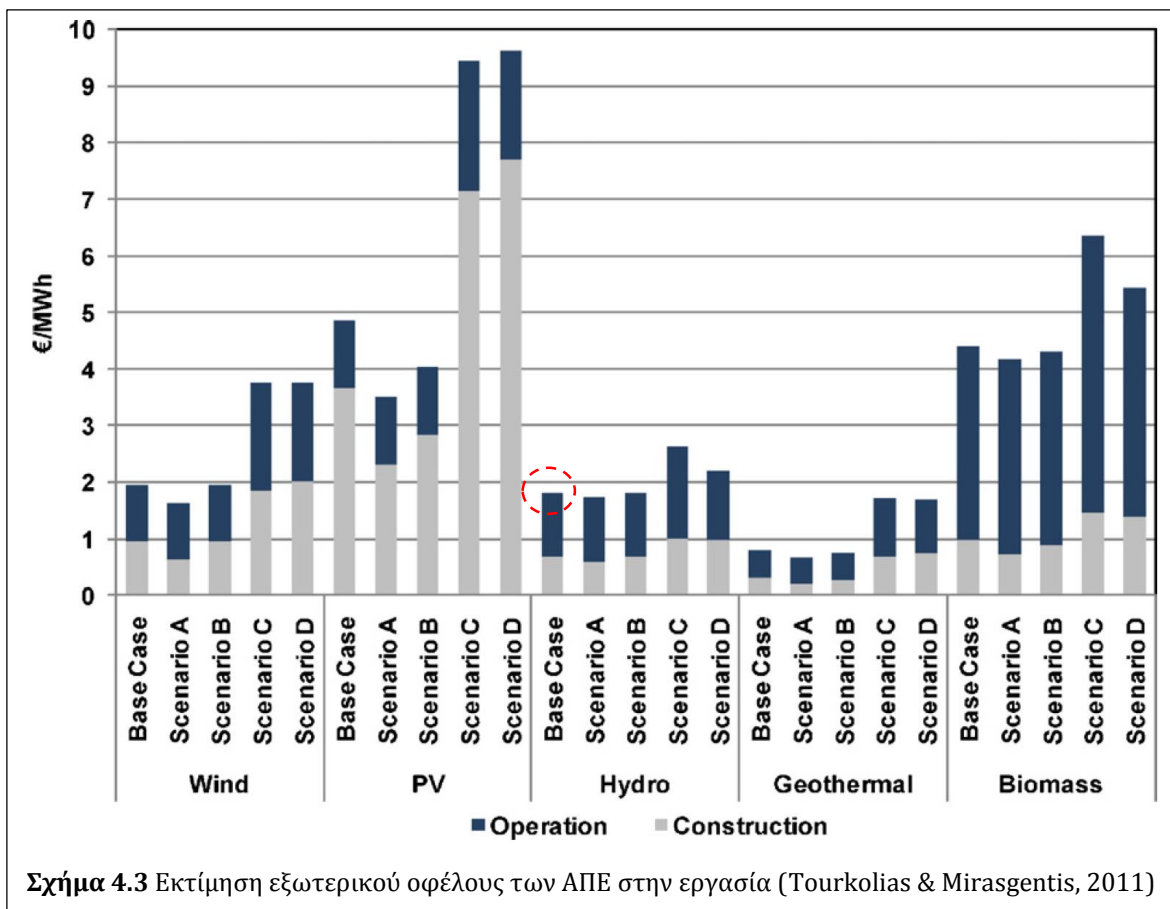
Ο Ροδόπουλος (2005) επιχειρεί την οικονομοτεχνική αξιολόγηση ΜΥΗΕ. Για το εξωτερικό κόστος υιοθετεί τις εκτιμήσεις του Πιν. 4.3 όπου ως σημαντικότερη επίπτωση εμφανίζεται ο θόρυβος, ενώ για μικρά και μεγάλα ΥΗΕ χρησιμοποιεί ως μέση τιμή 1,4 €/MWh.

Πίνακας 4.3 Αποτίμηση εξωτερικοτήτων ανά κατηγορία (Ροδόπουλος, 2005)

Δέκτης	Αποτίμηση [€/MWh]
Γεωργία	0,37
Δασοκομία	0,0046 ÷ 0,0058
Θόρυβος	1,12
Εργατικά Ατυχήματα	0,45 ÷ 0,78
Υδατικοί Πόροι	-

Ο Τουρκολιάς (2010), επισκοπώντας τα αποτελέσματα άλλων ερευνών, αναφέρει ότι τα οφέλη που προκαλούνται από την αύξηση της απασχόλησης στον ενεργειακό κύκλο της υδροηλεκτρικής ενέργειας σε τοπικό και εθνικό επίπεδο κυμαίνονται στο εύρος 0,35 ÷ 3,41 €/MWh κατά τη φάση της κατασκευής του υδροηλεκτρικού σταθμού, ενώ είναι χαμηλότερα, της τάξης των 0,2 €/MWh κατά τη φάση της λειτουργίας του για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Το εξωτερικό όφελος για τη δημιουργία άμεσων, έμμεσων και επαγόμενων θέσεων εργασίας τόσο για την κατασκευή όσο και για τη λειτουργία των ΥΗΕ αποτιμάται ~1,8 €/MWh, από την αναγωγή στο αντίστοιχο βασικό σενάριο [Σχ. 4.3] που επεξεργάζονται οι Tourkolias & Mirasgentis (2011).



Οι Βραζιτούλη & Οικονόμου (2010) αναφέρουν για το όφελος των ΥΗΕ στην απασχόληση ότι στην Ελλάδα για ένα ΜΥΗΕ ισχύος 5MW αναμένεται κατά τη φάση της κατασκευής να ανέρχεται σε 15 Man·yr/MW, ενώ για τη λειτουργία και συντήρηση θα απασχολούνται 1,2÷2 Man/MW. Ακόμα, για τη λειτουργία και συντήρηση των ΥΗΕ της ΔΕΗ το όφελος προκύπτει 0,24 Man/MW.

Η Γαρούφη (2012) εξετάζει τη συμβολή των έργων ΑΠΕ στην απασχόληση της Ελλάδας για το διάστημα 2010 – 2020. Τα αποτελέσματα του μοντέλου σε 4 εξεταζόμενα σενάρια για τις άμεσες θέσεις εργασίας που δημιουργούνται από τα ΜΥΗΕ κατά τη φάση της κατασκευής βρίσκονται στο εύρος 12,46 ÷ 21,51 Man·yr/MW ως προς την εγκατεστημένη ισχύ, ενώ οι άμεσες θέσεις εργασίας για λειτουργία και συντήρησή τους προκύπτουν 101,82 Man/yr·TWh ως προς την παραγόμενη ενέργεια.

Οι Tajziehchi et al. (2013) μελετούν τις κοινωνικές επιπτώσεις των μεγάλων φραγμάτων και επικεντρώνονται στην περίπτωση του ΥΗΕ Alborz, στην επαρχία Mazandaran του Ιράν, ισχύος 10 MW. Οι συνολικές επιπτώσεις του έργου αποτιμώνται σε 164 \$/MWh σε τιμές 2000 και αποδίδονται κυρίως στην απώλεια αγροτικής παραγωγής και δευτερευόντως στις εκπομπές GHG.

Το ερευνητικό πρόγραμμα CASES [Cost Assessment of Sustainable Energy Systems] ανέπτυξε ένα μοντέλο εκτίμησης του εξωτερικού κόστους της ηλεκτροπαραγωγής στην ΕΕ – 27 και με προβολές κατέληξε σε αναλυτική βάση δεδομένων ανά τύπο έργου και χώρα. Στον Πιν. 4.4 παρατίθενται οι εκτιμήσεις για ΥΗΕ με φυσική ροή του ποταμού ή με ταμιευτήρα στην Ελλάδα.

Πίνακας 4.4 Εκτίμηση και επιμερισμός του εξωτερικού κόστους [€/MWh] των ΥΗΕ στην Ελλάδα την περίοδο 2005 – 2030 (CASES, 2008)

Τύπος ΥΗΕ	Επίδραση	2005 - 2010	2020	2030
Ροή Ποταμού, 10 MW	ανθρώπινη υγεία	0,274	0,337	0,399
	περιβάλλον	0,008	0,008	0,009
	αποφυγή GHGs	0,127	0,127	0,183
	ΣΥΝΟΛΟ	0,409	0,472	0,591
Ροή Ποταμού, <100 MW	ανθρώπινη υγεία	0,196	0,241	0,285
	περιβάλλον	0,006	0,006	0,006
	αποφυγή GHGs	0,091	0,091	0,13
	ΣΥΝΟΛΟ	0,293	0,338	0,421
Ροή Ποταμού, >100 MW	ανθρώπινη υγεία	0,176	0,217	0,256
	περιβάλλον	0,005	0,005	0,006
	αποφυγή GHGs	0,082	0,082	0,117
	ΣΥΝΟΛΟ	0,263	0,304	0,379
Ταμιευτήρας	ανθρώπινη υγεία	0,335	0,415	0,492
	περιβάλλον	0,01	0,011	0,012
	αποφυγή GHGs	0,155	0,115	0,222
	ΣΥΝΟΛΟ	0,5	0,541	0,726

Τέλος, διάφορες μελέτες (Walsh et al., 1978; Mc Naughton, 1994; Ward & Lynch, 1996; Debnath, 2011) εξετάζουν τα οφέλη αναψυχής που προσφέρουν οι μεγάλοι ταμιευτήρες πολλαπλού σκοπού.

4.6 Εξωτερικό Όφελος Αρδευτικού Νερού

Σε αρκετές περιπτώσεις, οι ταμιευτήρες των ΥΗΕ συνδυάζονται με έργα άρδευσης και ύδρευσης, για την εξυπηρέτηση των γεωργικών, αστικών και βιομηχανικών αναγκών σε νερό. Ωστόσο, η υφιστάμενη νομοθεσία δεν προβλέπει έσοδα των ΜΥΗΕ από την πώληση του νερού που ρέει κατάντη του έργου. Έτσι, στην παρούσα εργασία, ο υδάτινος πόρος λαμβάνεται υπόψη μόνο από την κοινωνική σκοπιά.

Το 2008 στην Ελλάδα η συνολική ζήτηση για αρδευτικό νερό έφτασε τα 6827,2 hm³ και για τις υπόλοιπες χρήσεις 7907,02 hm³. Οι αντίστοιχες χρεώσεις διαμορφώθηκαν σε 0,0243 €/m³ και 0,291 €/m³ και προέκυψαν οι αντίστοιχοι συντελεστές ανάκτησης για το πλήρες κόστος [ιδιωτικό και περιβαλλοντικό] 54,01% και 63,75% (OECD, 2010).

Έτσι, για το πλήρες κόστος του νερού, οι καταναλωτικές χρεώσεις διαιρούνται με τους αντίστοιχους συντελεστές ανάκτησης πλήρους κόστους και σταθμίζονται ως προς τη συνολική κατανάλωση ανά χρήση:

$$\frac{6827,2 \cdot \frac{0,0243 \text{ €/m}^3}{54,01\%} + 7907,02 \cdot \frac{0,291 \text{ €/m}^3}{63,75\%}}{6827,2 + 7907,02} = 0,26581 \text{ €/m}^3 \quad (4.1)$$

Ωστόσο, με δεδομένο ότι η έκφραση για το κόστος εγκατάστασης που υιοθετείται στο μοντέλο της παρούσας εργασίας δεν περιλαμβάνει συνοδά έργα για επεξεργασία νερού, τα όποια έσοδα θα πρέπει να αφορούν αμιγώς αρδευτικό νερό. Ενδεικτική ως προς αυτό είναι η σύγκριση αρχικού κόστους και εγκατεστημένης ισχύος μεταξύ του ΜΥΗΕ Σμοκόβου και του συνολικού αναρρυθμιστικού έργου Αγ. Βαρβάρας (ΔΕΗ Ανανεώσιμες b & c), με το δεύτερο να έχει πολλαπλάσιο αρχικό κόστος για υποπολλαπλάσια εγκατεστημένη ισχύ σε σχέση με το πρώτο, λόγω ακριβώς των εγκαταστάσεων επεξεργασίας που περιλαμβάνει. Περαιτέρω, η διαμόρφωση της τιμής του αρδευτικού νερού στις εξεταζόμενες περιπτώσεις αναμένεται εξαρτάται έντονα από τα ιδιαίτερα στοιχεία της περιοχής του έργου, όπως η διαθεσιμότητα από άλλους ταμιευτήρες ή το βάθος των γεωτρήσεων. Έτσι, η τελική τιμή που υιοθετείται στην κοινωνικοοικονομική ανάλυση λαμβάνεται από μελέτες που εξετάζουν την προθυμία πληρωμής.

Οι Λατινόπουλος & Μάλλιος (2001) και Μάλλιος (2005) χρησιμοποιούν τη μέθοδο CVM προκειμένου να αποτιμήσουν την οικονομική αξία του αρδευτικού νερού, εξετάζοντας την προθυμία πληρωμής των αγροτικών νοικοκυριών για τη δημιουργία ενός φορέα διαχείρισης υδάτων σε δύο περιοχές της Βόρειας Ελλάδας [Αριδαία Πέλλας και Μίκρα Θεσσαλονίκης] και στη Χαλκιδική, αντιστοίχως. Με την ίδια μέθοδο, οι Βακορουλου et al. (2010) εξετάζουν την προθυμία πληρωμής των αγροτών της Θεσσαλίας για νερό προερχόμενο από ανακύκλωση, μεταβάλλοντας προοδευτικά στις ερωτήσεις τους την αξία του ως κλάσμα της τιμής του φρέσκου νερού. Ο Latinopoulos (2005) σε αντίστοιχη έρευνα υποδεικνύει ως οριακή τιμή τα 0,04 €/m³, κάτω από την οποία επιτυγχάνεται σημαντική εξοικονόμηση νερού, χωρίς τη συμπίεση του αγροτικού εισοδήματος.

5. Χρηματοοικονομική & Κοινωνικοοικονομική Ανάλυση

Η χρηματοοικονομική ανάλυση εξετάζει τις άμεσες οικονομικές επιπτώσεις του υπό εξέταση σχεδίου από τη σκοπιά του ιδιώτη επενδυτή και των πιστωτικών ιδρυμάτων. Η ανάλυση αυτή των οικονομικών συνιστωσών υλοποιείται με βάση το συμβατικό μηχανισμό και τις τιμές της αγοράς.

Αντίθετα, η κοινωνικοοικονομική ανάλυση επιδιώκει να αποδώσει οικονομική διάσταση σε όλες τις παραμέτρους ενός έργου [τεχνικές, περιβαλλοντικές, κοινωνικές] σε βραχυπρόθεσμο και μακροπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα και εξετάζει όχι μόνο τις άμεσες αλλά και τις έμμεσες επιπτώσεις του οικονομικού σχεδίου. Η ανάλυση αυτή στηρίζεται στη διόρθωση των οικονομικών μεγεθών της ιδιωτικής ανάλυσης, σύμφωνα με τις εξωτερικές οικονομίες του έργου, θετικές και αρνητικές. Με την προσέγγιση αυτή αξιολογείται η συμβολή του επενδυτικού σχεδίου στην οικονομική ευημερία μιας περιφέρειας ή ολόκληρης της χώρας. Επομένως, η αξιολόγηση υπό το πρίσμα αυτό διενεργείται για λογαριασμό ολόκληρης της κοινωνίας και όχι μόνο του ιδιώτη επενδυτή (Καλιαμπάκος & Δαμίγος, 2008).

5.1 Παράμετροι Χρηματοοικονομικής Ανάλυσης

Η χρηματοοικονομική ανάλυση στοχεύει στον υπολογισμό των ταμειακών ροών [cash flows – CF] που θα προκύψουν από την υλοποίηση του υπό διερεύνηση επενδυτικού σχεδίου. Η ταμειακή ροή ορίζεται από τη διαφορά δύο μεγεθών: της ταμειακής εισροής και της ταμειακής εκροής. Η διαφορά αυτή μπορεί να είναι θετική ή αρνητική. Η ταμειακή ροή αναφέρεται σε μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο λειτουργίας, συνήθως ετήσια. Επομένως, για ένα επενδυτικό σχέδιο καταστρώνεται ο πίνακας των ετήσιων ταμειακών ροών για την οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης. Για την κατάστρωση του πίνακα των ταμειακών ροών είναι απαραίτητη η γνώση του συνολικού επενδυτικού κεφαλαίου, καθώς και των ετήσιων εσόδων, δαπανών και αποσβέσεων.

Το συνολικό **κεφάλαιο** [initial cost – C_{init}] της επένδυσης μπορεί να διακριθεί στο κεφάλαιο προ εγκατάστασης και στο κεφάλαιο εγκατάστασης της μονάδας. Το κεφάλαιο προ εγκατάστασης συνίσταται στην αγορά εκτάσεων, στις ερευνητικές δαπάνες και στις δαπάνες της απαραίτητης υποδομής. Το κεφάλαιο εγκατάστασης περιλαμβάνει την αγορά του εξοπλισμού και την κατασκευή των κύριων και βοηθητικών εγκαταστάσεων του έργου. Επιπλέον, στο κόστος αυτό συνήθως προστίθεται επιπλέον το κεφάλαιο κίνησης, το οποίο αφορά στο κόστος κάλυψης των λειτουργικών δαπανών της επιχείρησης μέχρις ότου αρχίσουν οι εισπράξεις.

Τα **έσοδα** προκύπτουν γενικά ως το γινόμενο της τιμής πώλησης του προϊόντος επί την αντίστοιχη ετήσια παραγωγή. Το πρόβλημα της εκτίμησης των ετήσιων εσόδων είναι ένα αντικείμενο με ιδιαίτερες απαιτήσεις, καθώς προϋποθέτει τόσο την εκτίμηση της ζήτησης όσο και της τιμής πώλησης.

Το **κόστος λειτουργίας** καλύπτει όλη την παραγωγική διαδικασία, σε σχέση με το είδος του παραγόμενου προϊόντος ή υπηρεσίας, καθώς και τα γενικά έξοδα διάθεσης, διοίκησης κλπ. Συχνά, εκφράζεται σε χρηματικές μονάδες ανά μονάδα παραγόμενου προϊόντος.

Οι **αποσβέσεις** είναι η λογιστική διαπίστωση της ζημιάς που προκαλείται στην αξία του ενεργητικού με τη χρήση ή με την πάροδο του χρόνου. Η πρακτική των αποσβέσεων συνίσταται στην αφαίρεση ενός συγκεκριμένου ποσού από τα ακαθάριστα κέρδη σε ετήσια βάση, μέχρις ότου το άθροισμα των ετήσιων αποσβέσεων να γίνει ίσο με την αξία αγοράς των πάγιων στοιχείων. Η απόσβεση δεν αποτελεί ταμειακή ροή και για το λόγο αυτό κατά την κατάστρωση του πίνακα των ταμειακών ροών δεν συμπεριλαμβάνεται στις δαπάνες λειτουργίας. Ο τρόπος υπολογισμού της απόσβεσης επηρεάζει τα καθαρά κέρδη κι επομένως την απόδοση της επένδυσης. Για το λόγο αυτό κατά την αξιολόγηση επενδυτικών στοιχείων είναι σκόπιμο να χρησιμοποιείται η μέθοδος απόσβεσης που προβλέπεται από το ισχύον φορολογικό καθεστώς.

Στην περίπτωση όπου τμήμα του κεφαλαίου της επένδυσης αντλείται από δανεισμό, στις ετήσιες δαπάνες προστίθενται οι **τόκοι** και τα **χρεωλύσια** για την αποπληρωμή του. Οι τόκοι αναφέρονται στο κόστος του δανειακού κεφαλαίου για την προβλεπόμενη χρονική περίοδο και εξαρτώνται από το ύψος του δανείου, το επιτόκιο δανεισμού, τον χρόνο εξόφλησης του δανείου και την περίοδο χάριτος, ενώ τα χρεωλύσια αναφέρονται στην ετήσια δόση αποπληρωμής του κεφαλαίου.

5.2 Κριτήρια Χρηματοοικονομικής Ανάλυσης

Τα συνήθως χρησιμοποιούμενα κριτήρια για την ανάλυση έργων από τη σκοπιά του ιδιώτη επενδυτή είναι η Καθαρή Παρούσα Αξία [Net Present Value – NPV], ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης [Internal Rate of Return – IRR] και η Περίοδος Αποπληρωμής [Pay back Period – PbP].

Η **Καθαρή Παρούσα Αξία** [Εξ. 5.1] ορίζεται ως η διαφορά της παρούσας αξίας των ετήσιων εισοδημάτων μείον την παρούσα αξία των ετήσιων εξόδων, συμπεριλαμβανομένων των επενδύσεων. Για την αναγωγή ταμειακών ροών που προκύπτουν στο έτος t από την αρχή της επένδυσης σε παρούσα αξία, χρησιμοποιείται το επιτόκιο προεξόφλησης r , το οποίο εκφράζει τη μελλοντική υποτίμηση των χρηματοροών, ενσωματώνοντας το κόστος ευκαιρίας, το ρίσκο της επένδυσης και τον πληθωρισμό. Ακόμα, μετά το πέρας της επένδυσης, το έργο ενδέχεται να έχει κάποια

υπολειμματική αξία [residual value – V_r], η οποία συνήθως λαμβάνεται μηδενική και άρα δε λαμβάνεται υπόψη στην παρούσα ανάλυση.

$$NPV = \sum_{t=0}^{N_{proj}} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - C_{INIT} + V_r \quad (5.1)$$

Παρατηρείται ότι όταν το επιτόκιο προεξόφλησης για μια συγκεκριμένη χρηματοροή αυξάνει, η αξία της μειώνεται. Ο **Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης** [Εξ. 5.2] του κεφαλαίου μπορεί να οριστεί ως το επιτόκιο προεξόφλησης που μηδενίζει τη χρηματοροή, δηλαδή το επιτόκιο εκείνο που εξισώνει την αρχική επένδυση με την αξία όλων των μελλοντικών ταμειακών ροών. Η διαφορά μεταξύ του IRR και του επιτοκίου προεξόφλησης έγκειται στο ότι το πρώτο προκύπτει ενδογενώς από τις ταμειακές ροές, ενώ το δεύτερο καθορίζεται εξωγενώς από τον επενδυτικό φορέα.

$$NPV = 0 \Rightarrow C_{INIT} = \sum_{t=0}^{N_{proj}} \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} \quad (5.2)$$

Η **Περίοδος Αποπληρωμής** [Εξ. 5.3] αντιπροσωπεύει το χρονικό σημείο λειτουργίας του έργου έως το οποίο η παρούσα αξία των καθαρών ταμειακών ροών ισούται με το αρχικό κεφάλαιο. Το κριτήριο αυτό ουσιαστικά δείχνει που ξεκινά η καθαρή κερδοφορία του έργου. Είναι προφανές ότι όσο μικρότερο το PbP, τόσο μεγαλύτερο το καθαρό κέρδος της επένδυσης, καθώς σε αυτό προστίθενται περισσότερες ταμειακές ροές σε εγγύτερο χρόνο και άρα μικρότερη υποτίμηση.

$$NPV = 0 \Rightarrow C_{INIT} = \sum_{t=0}^{PbP} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (5.3)$$

5.3 Διορθώσεις Κοινωνικοοικονομικής Ανάλυσης

Η κοινωνικοοικονομική δεν διαφοροποιείται τεχνικά από την ιδιωτικοοικονομική αξιολόγηση των επενδυτικών σχεδίων. Η ουσιαστική διαφοροποίηση έγκειται στον προσδιορισμό της οικονομικής αξίας των περιβαλλοντικών και κοινωνικών επιπτώσεων του έργου. Η διαδικασία της αξιολόγησης του σχεδίου από αυτή την οπτική γωνία είναι σημαντική για διάφορους λόγους. Αρχικά, γίνεται σαφές ότι το περιβάλλον δεν είναι ένα ανεξάντλητο και ελεύθερο αγαθό, ακόμη και αν δεν υπάρχουν καλώς καθορισμένοι μηχανισμοί αγοράς. Ειδικά για δραστηριότητες με σημαντικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις, η οικονομική αποτίμησή τους υποδεικνύει και τον πεπερασμένο χαρακτήρα της διαθεσιμότητας του περιβάλλοντος. Επίσης, οι διάφορες δραστηριότητες αξιολογούνται από οπτική γωνία ευρύτερη του ιδιωτικού συμφέροντος όταν λαμβάνονται υπόψη όλες οι παράμετροι του προβλήματος και

τελικά λαμβάνονται πιο ορθές και δίκαιες για το κοινωνικό σύνολο αποφάσεις. Ακόμα, όταν απαιτείται η αποκατάσταση ενός διαταραγμένου περιβάλλοντος, με τη βοήθεια της περιβαλλοντικής οικονομίας μπορεί να εκτιμηθεί ένας αποδεκτός προϋπολογισμός για το σχέδιο. Περαιτέρω, η οικονομική αποτίμηση του περιβάλλοντος απελευθερώνει την αξιολόγηση των σχεδίων από υποκειμενικές κρίσεις, καθώς ποσοτικοποιεί έναν σημαντικό αριθμό δεδομένων, που μέχρι πρόσφατα περιγράφονταν με ποιοτικό τρόπο. Τέλος, προσφέρει μια ρεαλιστική εικόνα για τα πλήρη οικονομικά μεγέθη που προκύπτουν από την υλοποίηση ενός σχεδίου, σε τοπικό, εθνικό ή ακόμη και σε διεθνές επίπεδο (Καλιαμπάκος & Δαμίγος, 2008).

Τα γενικά στάδια της μεθοδολογίας αφορούν στον καθορισμό του σχεδίου, στην καταγραφή των παραμέτρων κόστους και οφέλους για όλες τις παραμέτρους του έργου, στην προεξόφληση των ταμειακών ροών και στην παρουσίαση των αποτελεσμάτων. Σημείο έναρξης της κοινωνικοοικονομικής ανάλυσης αποτελούν τα χρηματοοικονομικά δεδομένα του επενδυτικού σχεδίου. Βάσει αυτών, πραγματοποιούνται διορθωτικές παρεμβάσεις στον στις ταμειακές ροές της επένδυσης, σε σχέση με τις οικονομικές, κοινωνικές και περιβαλλοντικές επιπτώσεις του σχεδίου. Τα κοινωνικά και περιβαλλοντικά μεγέθη που υπεισέρχονται στις διορθώσεις για την παρούσα εργασία φαίνονται στον Πιν. 5.1:

Πίνακας 5.1 Διορθωτικές παρεμβάσεις στις ταμειακές ροές

Κατηγορία	Επίδραση στην Αξιολόγηση
Εργασία	+
Αποτροπή εκπομπών GHG's	+
Αξία νερού	+
Περιβαλλοντικό Κόστος	-
Φορολογία	+
Επιδότηση	-
Τιμή πώλησης ενέργειας	-
Επιτόκιο προεξόφλησης	+

Ο πίνακας των ταμειακών ροών στην περίπτωση της κοινωνικοοικονομικής ανάλυσης συντάσσεται με βάση τις λεγόμενες σκιώδεις ή κοινωνικές τιμές [shadow prices] των αγαθών. Οι σκιώδεις τιμές διαφέρουν από τις αγοραίες τιμές των εισροών και εκροών του επενδυτικού σχεδίου όταν υπάρχουν στρεβλώσεις ή ατέλειες στο μηχανισμό της αγοράς, όπως είναι η φορολογία, οι δασμοί σε εισαγόμενα προϊόντα, οι επιδοτήσεις και οι εξωτερικότητες. Σε αυτή την κατεύθυνση, το πρώτο βήμα έγκειται στη διόρθωση του πίνακα των ταμειακών ροών χρησιμοποιώντας τιμές εισροών και εκροών απαλλαγμένες από φορολογία. Επιπλέον, για τα εμπορεύσιμα αγαθά που εισάγονται ή εξάγονται θα πρέπει να χρησιμοποιούνται τιμές στα σύνορα. Για τα μη εμπορεύσιμα αγαθά, όπως η γη, πρέπει να καθορίζονται οι ισοδύναμες διεθνείς τιμές με τη βοήθεια κατάλληλου συντελεστή μετατροπής. Ο Συνήθης Συντελεστής Μετατροπής [ΣΣΜ]

υπολογίζεται από την Εξ. 5.4, όπου M και X οι συνολικές εισαγωγές και εξαγωγές αντιστοίχως και T_m , T_x οι φορολογικές επιβαρύνσεις κατά την εισαγωγή και εξαγωγή (Καλιαμπάκος & Δαμίγος, 2008):

$$\Sigma\Sigma M = \frac{M + X}{(M + T_m) + (X - T_x)} \quad (5.4)$$

Η μισθολογική επιβάρυνση των εργαζομένων αντικαθίσταται με το σκιώδη μισθό [shadow wage], ο οποίος προκύπτει ως γινόμενο του πραγματικού μισθού και του συντελεστή a , για τον υπολογισμό του οποίου [Εξ. 5.5] απαιτείται το εθνικό ποσοστό ανεργίας U , η μέση φορολογική επιβάρυνση εισοδήματος t και οι ποσοστιαίες ασφαλιστικές εισφορές που καταβάλουν οι εργοδότες και οι εργαζόμενοι, T_E και T_a αντιστοίχως (Μπαλάσκας, 2015).

$$a = \frac{(1 - t) \cdot (1 - T) \cdot (1 - U)}{1 - T_E} \quad (5.5)$$

Διευκρινίζεται εδώ ότι η διαφορά σκιώδους και πραγματικού μισθού είναι ισοδύναμο μέγεθος με το εξωτερικό όφελος των ΥΗΕ στην εργασία, οπότε η κοινωνική σκοπιά θα πρέπει να λαμβάνει είτε την παραπάνω διόρθωση, είτε μια αντίστοιχη οριακή έκφραση όπως αυτές του Κεφ. 4.5.

Ακόμα, το επιτόκιο προεξόφλησης που τίθεται στη χρηματοοικονομική ανάλυση αντικαθίσταται από το κοινωνικό επιτόκιο προεξόφλησης, το οποίο γενικά λαμβάνεται σημαντικά χαμηλότερο, μεταξύ 3% και 4%, ενώ μπορεί να ληφθεί 2,5% για ασταθή παγκόσμια οικονομική μεγέθυνση (Jeuland, 2010).

Τέλος, σημειώνεται ότι για την κοινωνική σκοπιά, το αρχικό κόστος περιλαμβάνει και τα κεφάλαια που αντλήθηκαν από δανεισμό, οπότε δεν στις ταμειακές ροές δεν περιλαμβάνονται τοκοχρεωλύσια.

6. Κατασκευή & Παράμετροι του Μοντέλου Αξιολόγησης

Το μοντέλο οικονομοτεχνικής αξιολόγησης ΥΗΕ που αναπτύχθηκε για την παρούσα εργασία επιχειρεί να καλύψει το μεγαλύτερο δυνατό εύρος περιπτώσεων ενός τέτοιου έργου, καθώς και των αντιστοίχων εμπλεκόμενων παραμέτρων, τόσο από τη σκοπιά του ιδιώτη επενδυτή, όσο και από τη σκοπιά της κοινωνίας. Προκειμένου να μπορούν να διεξαχθούν επάλληλες αξιολογήσεις, αναπτύχθηκε προγραμματιστικός κώδικας σε γλώσσα FORTRAN 77 με μεταγλωττιστή [compiler] Force 2.0 όπου πραγματοποιούνται οι σχετικοί υπολογισμοί. Η μοντελοποίηση αυτή στηρίζεται σε απλουστεύσεις, παραδοχές και παραμέτρους, τόσο τεχνολογικής όσο και οικονομικής φύσης, οι οποίες αναλύονται παρακάτω για το βασικό σενάριο.

6.1 Χρηματοδότηση

Η κάλυψη του αρχικού κόστους γίνεται στη γενική περίπτωση με συνδυασμό ποσοστιαίας επιδότησης, ιδίων κεφαλαίων και τραπεζικού δανεισμού. Αρχικά αφαιρείται από το αρχικό κόστος το ποσό της επιδότησης και στη συνέχεια ορίζεται το ποσοστό δανεισμού. Το επιτόκιο δανεισμού λαμβάνεται σταθερό και ίσο με 5,671% βάσει του μέσου όρου του επιτοκίου των δανείων άνω του 1 εκατ. € που χορηγήθηκαν στην Ελλάδα στο διάστημα Ιανουαρίου – Οκτωβρίου 2014 (ΤτΕ, 2014). Η τοκοχρεωλυτική δόση D_{loan} για δάνειο ύψους C_{loan} , επιτόκιο δανεισμού i_{loan} και χρόνο αποπληρωμής N_{loan} θεωρείται σταθερή και υπολογίζεται από την Εξ. 6.1 (RETSscreen, 2005):

$$D_{loan} = C_{loan} \cdot i_{loan} / \left[1 - \frac{1}{(1 + i_{loan})^{N_{loan}}} \right] \quad (6.1)$$

Σημειώνεται ότι η τοκοχρεωλυτική δόση αναλύεται περαιτέρω σε τόκο και χρεωλύσιο, προκειμένου οι τόκοι να αφαιρούνται από το φορολογητέο εισόδημα της επένδυσης.

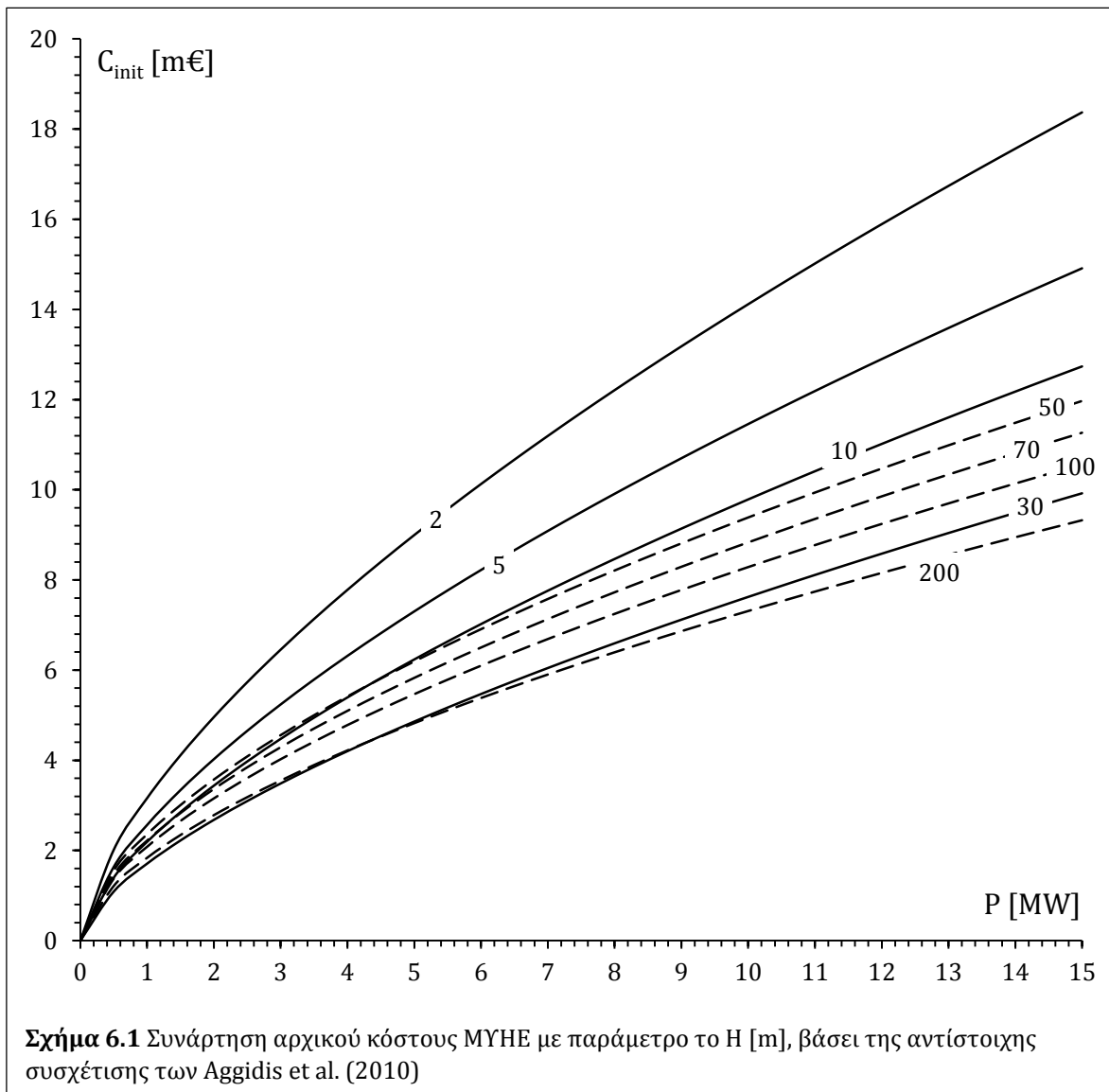
6.2 Συναρτήσεις Κόστους

Το αρχικό κόστος του έργου εκτιμάται από την Εξ. 3.2 και φαίνεται στις παραμετρικές καμπύλες του Σχ. 6.1, εκπεφρασμένο σε € σημερινής αξίας. Η αναγωγή αυτή [Εξ. 6.2] έγινε για μέσο πληθωρισμό περίπου 3% στο διάστημα 2008 – 2014 και αναλογία £/€ = 1,35 και παρουσιάζεται στο Σχ. 6.1 για με παράμετρο τη διαθέσιμη υδραυλική πτώση. Παρατηρείται ότι, για τις ίδιες τιμές ισχύος, η συνάρτηση δίνει μεγαλύτερα κόστη για τα μικρά ύψη. Στη συνέχεια, τα ετήσια κόστη λειτουργίας και συντήρησης [Εξ. 6.3] λαμβάνονται ως ποσοστό του αρχικού κόστους.

$$C_{init} = \begin{cases} 41508,243 \cdot \left(\frac{P}{H^{0,35}}\right)^{0,65} & , 2 \leq H \leq 30 \\ 75545,002 \cdot \left(\frac{P}{H^{0,3}}\right)^{0,6} & , 30 < H \leq 200 \end{cases} \quad (6.2)$$

$$C_{O\&M} = 3\% \cdot C_{init} \quad (6.3)$$

Σημειώνεται ότι για το C_{init} άρα και για το $C_{O\&M}$ χρησιμοποιείται συντελεστής ασφαλείας 1,1 προκειμένου να αποφευχθεί τυχόν υποεκτίμηση για τα κόστη του έργου.



6.3 Παραγωγή Ενέργειας

Η ετήσια παραγόμενη ενέργεια υπολογίζεται από την Εξ. 2.3 λαμβάνοντας ως ενδεικτική, συντηρητική τιμή για το συντελεστή εκμετάλλευσης ΥΗΕ στην Ελλάδα $CF = 30\%$ (ΡΑΕ, 2013).

6.4 Τιμή Πώλησης Ενέργειας

Η τιμή πώλησης για παραγωγή ΑΠΕ λαμβάνεται από την τελευταία στήλη του Πιν. 3.1, δηλαδή χωρίς την εκπόνηση έργων διασύνδεσης, αναλόγως του μεγέθους και της λήψης ή όχι επιδότησης, ενώ για συμβατικά ΥΗΕ καθώς και για τη σκιώδη τιμή πώλησης στην κοινωνικοοικονομική ανάλυση λαμβάνεται η μΟΤΣ περίπου στα 51,33 €/MWh, δηλαδή στη μέση τιμή της χρονοσειράς του Σχ. 1.12.

6.5 Αποφυγή Εκπομπών GHG's

Το εξωτερικό όφελος από την αποφυγή έκλυσης GHG's με την υποκατάσταση συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής προστίθεται λογιστικά στα ετήσια έσοδα της κοινωνικοοικονομικής ανάλυσης. Ο υπολογισμός του οφέλους αυτού γίνεται από τον Πιν. 6.1 συναρτήσει της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας του έργου.

Πίνακας 6.1 Συντελεστές εκπομπών αερίων ρύπων στο ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής και αποτιμώμενο οριακό εξωτερικό κόστος (Covenant of Mayors, 2014; Μπαλάσκας, 2015)

GHG	Συντελεστής Εκπομπής [kg/MWh]	Εξωτερικό Κόστος [€/tn]
CO ₂	1126	33,6
SO ₂	2,79	4000
NO _x	1,915	1900
PM ₁₀	0,45	28774

6.6 Επιτόκια Προεξόφλησης & ΣΣΜ

Το επιτόκιο προεξόφλησης από τη σκοπιά του ιδιώτη λαμβάνεται 10% (Γεωργακέλλος, 2002; Τσαλέμης κ.α., 2012), ενώ το κοινωνικό επιτόκιο προεξόφλησης τίθεται 4% ως συντηρητική εκτίμηση. Ακόμα, λαμβάνεται ΣΣΜ = 1, καθώς ο μεγαλύτερος όγκος εθνικών συναλλαγών αφορά χώρες της ΕΕ, μεταξύ των οποίων δεν υπάρχουν δασμοί στο πλαίσιο της Κοινής Αγοράς.

6.7 Σκιώδης Μισθός

Χρησιμοποιώντας πρόσφατα δεδομένα για την ασφάλιση, την ανεργία και τη φορολογία εισοδήματος, ο Μπαλάσκας (2015) εκτιμά από την Εξ. 5.5 συντελεστή για το σκιώδη μισθό $a = 0,40340454$. Επίσης, στην ανάλυση του ετήσιου κόστους ΜΥΗΕ βάσει της ελληνικής εμπειρίας (Γεωργακέλλος, 2002) το μισθολογικό κόστος

αντιπροσωπεύει περίπου το 16% του $C_{O\&M}$. Προκειμένου η ανάλυση που ακολουθεί να είναι συνεπής, προκρίνεται αυτός ο τρόπος εκτίμησης και οι αντίστοιχες μετατροπές από τις οριακές εκφράσεις σε $\text{Man}\cdot\text{yr}/\text{MW}$ ή $\text{€}/\text{MWh}$, προκειμένου το εξωτερικό όφελος της εργασίας να αντιστοιχεί στο ιδιωτικό μισθολογικό κόστος.

6.8 Εξωτερικό Όφελος Αρδευτικού Νερού

Για τον υπολογισμό του ετήσιου διακινούμενου όγκου ύδατος, απαιτείται μια τιμή ισοδύναμης παροχής, Q_{eq} [m^3/sec]. Αυτή θα ληφθεί [Εξ. 6.5, SI], όπου ρ η πυκνότητα του νερού [$998,2 \text{ kg}/\text{m}^3$ στους 20°C] και g η επιτάχυνση της βαρύτητας, με χρήση του συντελεστή εκμετάλλευσης CF , θεωρώντας ότι αυτός ενσωματώνει την υπέρθεση της καμπύλης διάρκειας παροχής και του βαθμού απόδοσης του υδροστροβίλου.

$$Q_{eq} = \frac{CF \cdot P}{\rho \cdot g \cdot H} \quad (6.5)$$

Βάσει του Κεφ. 4.6, η λογιστική τιμή του αρδευτικού νερού λαμβάνεται $WtP_{wtr} = 0,04 \text{ €}/\text{m}^3$. Η τιμή αυτή, επιμεριζόμενη στο σύνολο της ετήσιας ροής ύδατος, που κυμαίνεται στην τάξη μεγέθους των m^3/sec , πρακτικά θα συνιστούσε “κυριαρχία” του νερού επί του εξωτερικού οφέλους αποφυγής $\text{GHG}'s$, επηρεάζοντας σημαντικά τα αποτελέσματα της κοινωνικοοικονομικής αξιολόγησης. Έτσι, προκειμένου να καταστεί το μοντέλο πιο ρεαλιστικό, προστίθενται 2 ακόμα συντελεστές: ένας [$F_{wtr,ssn}$] για τη ετήσια χρονική περίοδο κατά την οποία θα υπάρχει ζήτηση αρδευτικού νερού και ένας [$F_{wtr,av}$] για την τεχνική δυνατότητα παροχής του, διασφαλίζοντας παράλληλα την ελάχιστη στάθμη για την εύρυθμη λειτουργία του ΜΥΗΕ. Με δεδομένο ότι οι ανάγκες άρδευσης προκύπτουν κυρίως τους θερινούς μήνες, κατά τους οποίους αναμένονται μικρότερες κατακρημνίσεις, τίθεται $F_{wtr,ssn} = 0,2$ και $F_{wtr,av} = 0,3$. Σημειώνεται εδώ ότι οι συντελεστές αυτοί είναι υποθετικοί, οπότε μπορούν είτε να εξειδικευτούν στα υδρολογικά χαρακτηριστικά της εκάστοτε περιοχής μελέτης, είτε να ληφθούν μηδενικοί. Τελικά, το ετήσιο εξωτερικό κόστος του νερού αποτιμάται βάσει της παραπάνω θεώρησης από την Εξ. 6.6.

$$\text{Prof}_{\text{ext,wtr}}[\text{€} / \text{yr}] = Q_{eq} \cdot WtP_{wtr} \cdot F_{wtr,ssn} \cdot F_{wtr,av} \cdot 8766 \cdot 3600 \quad (6.6)$$

6.9 Περιβαλλοντικό Κόστος ΥΗΕ

Το συνολικό εξωτερικό κόστος των ΥΗΕ στην Ελλάδα, λόγω της επίδρασής τους στο φυσικό περιβάλλον, λαμβάνεται από την αυξημένη εκτίμηση [Κεφ. 4.5] των Diakoulaki et al. (2000) θεωρώντας μέσο πληθωρισμό για το χρονικό διάστημα 2000 – 2015

~2,43%, ώστε τα αποτελέσματα να βρίσκονται στην ασφαλή πλευρά. Έτσι, η τιμή που υιοθετείται για τους υπολογισμούς είναι 8,6 €/MWh.

6.10 LCOE

Για την ιδιωτικοοικονομική ανάλυση, υπολογίζονται δύο τιμές LCOE, με [subsidized, Εξ. 6.7] και χωρίς επιδότηση [unsubsided, Εξ. 6.8], προκειμένου να αντικατοπτρίζει το πραγματικό κόστος παραγωγής ανά μονάδα ενέργειας για την επένδυση, ενώ σε κάθε περίπτωση συμπεριλαμβάνονται οι φορολογικές επιβαρύνσεις. Για την κοινωνική σκοπιά, το LCOE περιλαμβάνει και το εξωτερικό περιβαλλοντικό κόστος [Εξ. 6.9]. Οι τιμές αυτές υπολογίζονται πέρα από τους οικονομικούς δείκτες, καθώς επιτρέπουν τη σύγκριση με τιμές δημοσιευμένες στη διεθνή βιβλιογραφία.

$$LCOE_{PRV,SUB} = \frac{C_{INIT} - C_{SUB} + \sum_{t=1}^{t_{proj}} \left[\frac{C_{O\&M,PRV} + C_{TAX}}{(1 + r_{PRV})^t} \right]}{\sum_{t=1}^{t_{proj}} \left[\frac{E_t}{(1 + r_{PRV})^t} \right]} \quad (6.7)$$

$$LCOE_{PRV,UNS} = \frac{C_{INIT} + \sum_{t=1}^{t_{proj}} \left[\frac{C_{O\&M,PRV} + C_{TAX}}{(1 + r_{PRV})^t} \right]}{\sum_{t=1}^{t_{proj}} \left[\frac{E_t}{(1 + r_{PRV})^t} \right]} \quad (6.8)$$

$$LCOE_{SOC} = \frac{C_{INIT} + \sum_{t=1}^{t_{proj}} \left[\frac{C_{O\&M,SOC} + C_{ENV}}{(1 + r_{SOC})^t} \right]}{\sum_{t=1}^{t_{proj}} \left[\frac{E_t}{(1 + r_{SOC})^t} \right]} \quad (6.9)$$

6.11 Τεχνικά ζητήματα του κώδικα

Η ιδιωτικοοικονομική και η κοινωνικοοικονομική ανάλυση διεκπεραιώνονται παράλληλα στον κώδικα, δίνοντας 2 διαστάσεις στους απαιτούμενους πίνακες και χρησιμοποιώντας τους ίδιους κόμβους επανάληψης. Για την πρώτη περίπτωση, υποτίθεται ισοκατανομή της επιδότησης σε κάθε κατηγορία του αρχικού κόστους για τον υπολογισμό των αποσβέσεων. Ο IRR υπολογίζεται με τη μέθοδο της διχοτόμησης (Γιαννάκογλου κ.α., 2001), με ακραίες τιμές ±100 για 100 επαναλήψεις. Τέλος, το PbP υπολογίζεται με γραμμική παρεμβολή μεταξύ των διαδοχικών αθροιστικών ταμειακών ροών όπου αλλάζει το πρόσημο. Ο πλήρης κώδικας που χρησιμοποιήθηκε για τις προσομοιώσεις παρατίθεται στο Παρ. Α. Σημειώνεται ότι ο κώδικας επιτρέπει εναλλακτικά τον υπολογισμό του εξωτερικού οφέλους εργασίας με οριακή έκφραση καθώς και ιδιωτικά έσοδα από την πώληση νερού και δικαιωμάτων εκπομπών, ωστόσο στα παρακάτω σενάρια οι αντίστοιχοι συντελεστές τέθηκαν μηδενικοί.

7. Μελέτη Περιπτώσεων

Στο παρόν κεφάλαιο, εξετάζεται μια σειρά σεναρίων λειτουργίας, τόσο για ΜΥΗΕ όσο και για μεγάλα ΥΗΕ, με σκοπό να εκτιμηθεί η επίδραση των επιμέρους παραμέτρων στην ιδιωτικοοικονομική και κοινωνικοοικονομική αξιολόγηση των έργων αυτών.

7.1 Παραδοχές των Σεναρίων

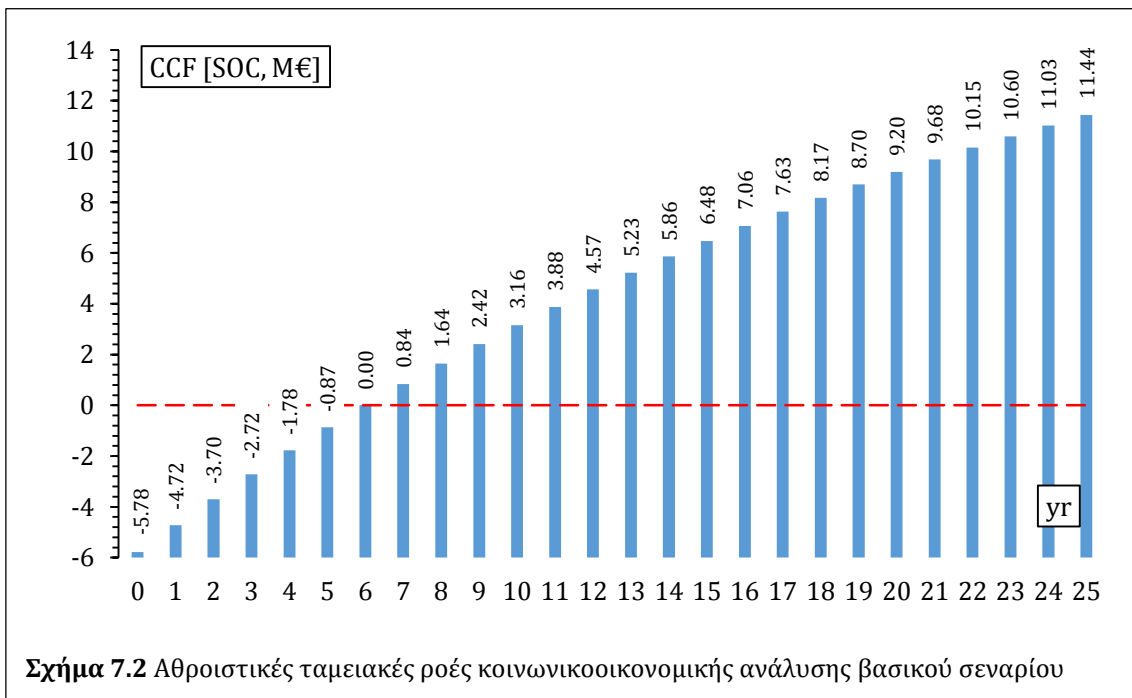
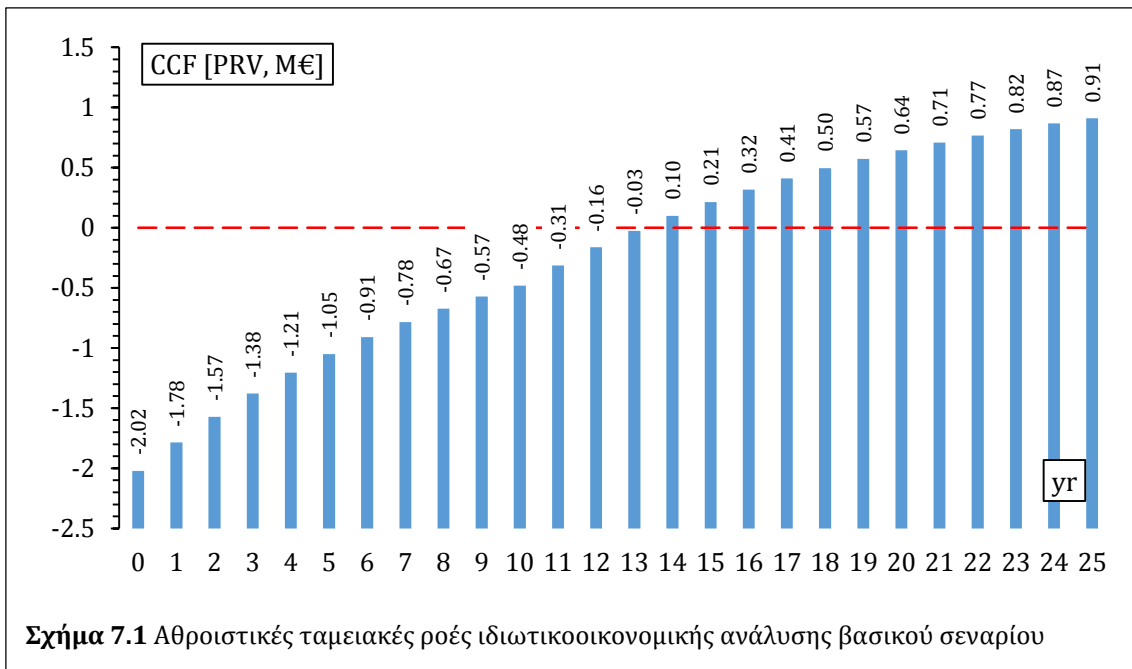
Προκειμένου να είναι δυνατή η σύγκριση των σεναρίων και η εξαγωγή συμπερασμάτων, υιοθετείται μια σειρά παραδοχών για ορισμένες οικονομοτεχνικές παραμέτρους, των οποίων η επίδραση στη συνέχεια θα εξεταστεί κατά τη μελέτη ευαισθησίας. Συγκεκριμένα, η διαθέσιμη υδραυλική πτώση τίθεται 50 m σε κάθε σενάριο, ώστε να χρησιμοποιείται ο δυσμενέστερος κλάδος της συνάρτησης αρχικού κόστους, ενώ η επιδότηση, στα σενάρια που χρησιμοποιείται τίθεται 30%, αμελώντας τα διαφορετικά κίνητρα των αναπτυξιακών νόμων που δίνονται ανά περιοχή. Ακόμα, το ποσοστό δανεισμού τίθεται στο 50% επί του ποσού του αρχικού κόστους που δεν καλύπτεται από επιδότηση, ενώ ο χρόνος λειτουργίας ορίζεται στα 25 έτη και η περίοδος αποπληρωμής στα 10 έτη, ξεκινώντας με την εκκίνηση λειτουργίας.

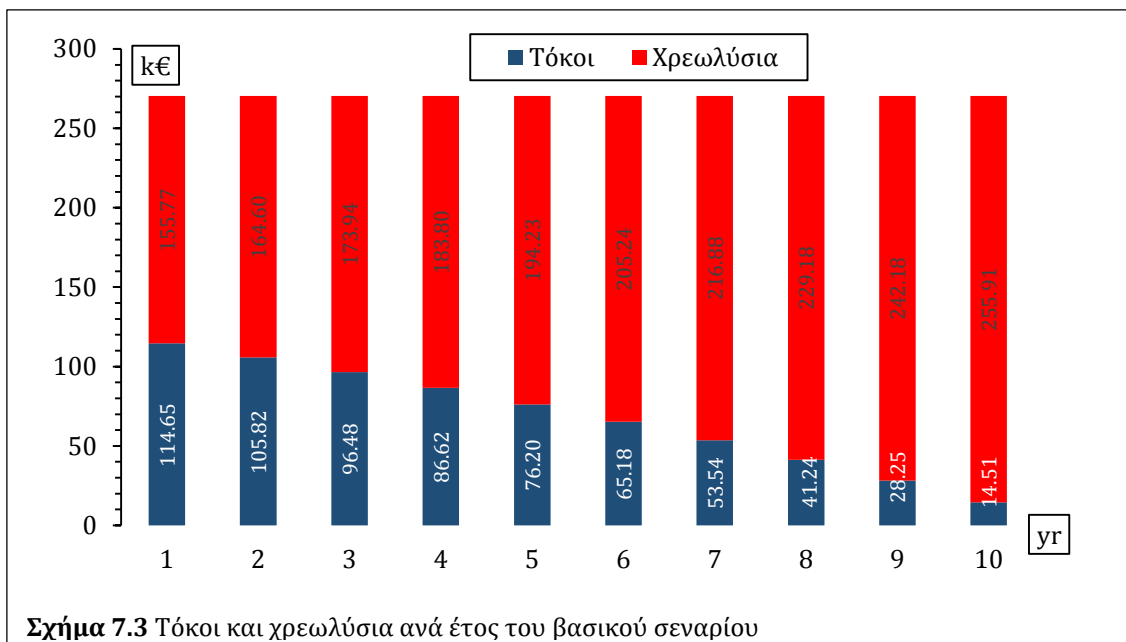
7.2 Βασικό Σενάριο

Ως βασικό σενάριο επεξεργασίας επιλέγεται ΜΥΗΕ εγκατεστημένης ισχύος 3,8 MW με χρήση επιδότησης, το οποίο αντιστοιχεί στη μέση τιμή ισχύος των ήδη εγκατεστημένων και υπό ανάπτυξη ΜΥΗΕ [Πιν. 1.2]. Το σενάριο αυτό αναλύεται παρακάτω διεξοδικά, βάσει των αποτελεσμάτων του κώδικα προσομοίωσης, ως προς τους συγκεντρωτικούς δείκτες αξιολόγησης, τις ετήσιες αθροιστικές ταμειακές ροές, τις αποσβέσεις και τα τοκοχρεωλύσια.

Πίνακας 7.1 Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία του βασικού σεναρίου

Εγκατεστημένη Ισχύς [MW]	3,8
Παραγόμενη Ενέργεια [MWh/yr]	9993
Ισοδύναμη Παροχή [m ³ /sec]	2,32835
Αρχικό Κόστος [€]	5776357
Επιδότηση [€]	1732907
Δανεισμός [€]	2021725
Κόστος Συντήρησης & Λειτουργίας [€/yr]	173290





Σχήμα 7.3 Τόκοι και χρεωλύσια ανά έτος του βασικού σεναρίου

Πίνακας 7.2 Δείκτες αξιολόγησης ιδιωτικοοικονομικής και κοινωνικοοικονομικής ανάλυσης του βασικού σεναρίου

Κριτήριο	Ιδιωτική Σκοπιά	Κοινωνική Σκοπιά
NPV [€]	911055	11438672
IRR	0,14502	0,18821
PbP [yr]	13,20136	5,99965
LCOE [μη - επιδοτούμενο, €/MWh]	92,0603	61,28613
LCOE [επιδοτούμενο, €/MWh]	72,95628	-

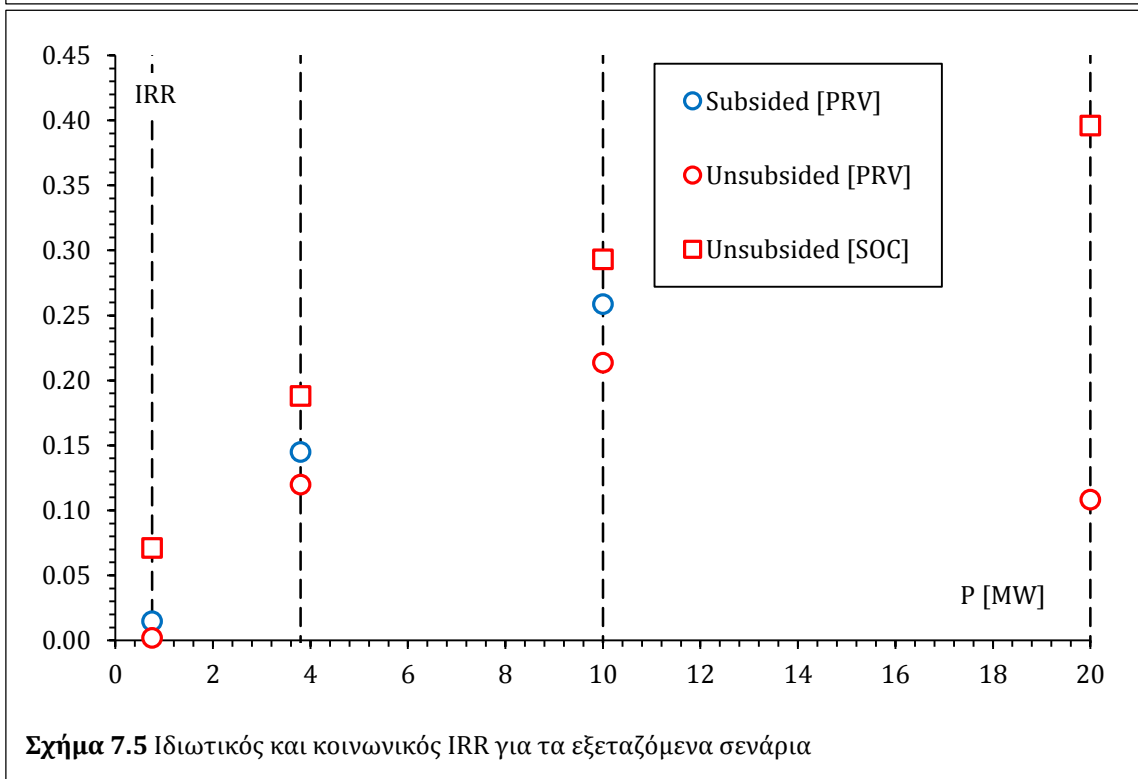
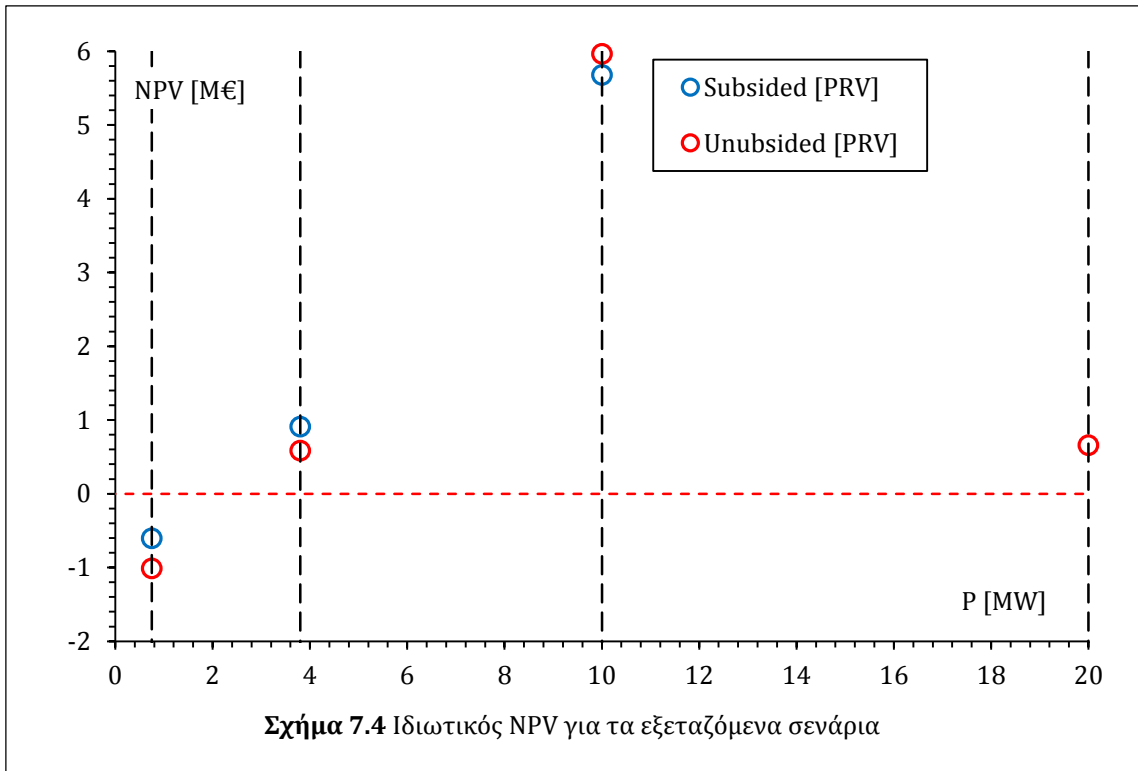
Σημειώνεται ότι τα στοιχεία της παραπάνω ανάλυσης είναι διαθέσιμα σε κάθε επόμενο σενάριο που επεξεργάζεται η παρούσα εργασία, ωστόσο παρατίθενται πιο συνοπτικά χάριν συντομίας.

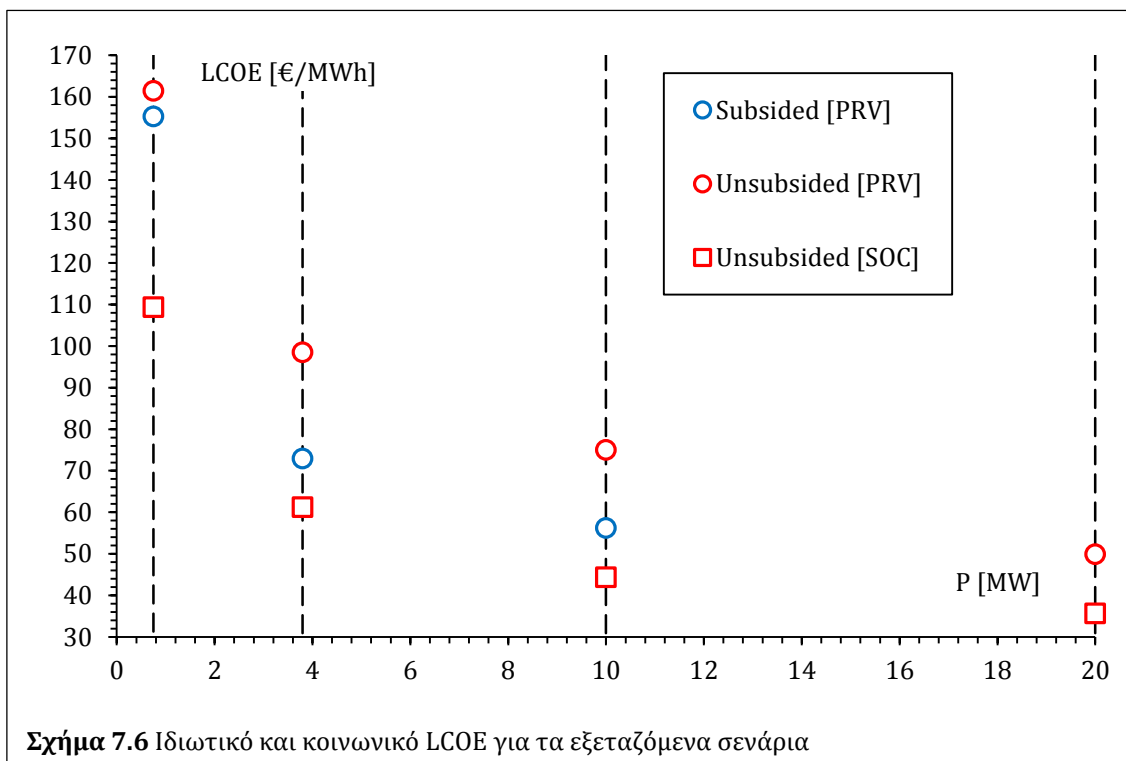
7.3 Σενάρια Διαφορετικής Ισχύος & Τιμολογιακής Πολιτικής

Προκειμένου να αποτιμηθούν τα κίνητρα ανάπτυξης ΥΗΕ, εξετάζονται σενάρια με επιλογή ενδεικτικών τιμών ισχύος οι οποίες αντιστοιχούν σε διαφορετικές εγγυημένες τιμές, βάσει του Πιν. 3.1. Συγκεκριμένα, επιλέγονται σενάρια ΜΥΗΕ εγκατεστημένης ισχύος 0,75 MW, 3,8 MW και 10 MW με και χωρίς επιδότηση, καθώς και ΥΗΕ 20 MW, το οποίο θεωρείται ότι δεν μπορεί να επιδοτηθεί, καθώς θεωρείται συμβατικό έργο ηλεκτροπαραγωγής. Τα αποτελέσματα της αξιολόγησης παρατίθενται στον Πιν. 7.3.

Πίνακας 7.3 Δείκτες αξιολόγησης ιδιωτικοοικονομικής και κοινωνικοοικονομικής ανάλυσης του βασικού σεναρίου

Σενάριο	Κριτήριο	Ιδιωτική Σκοπιά	Κοινωνική Σκοπιά
0,75 MW [επιδοτούμενο]	NPV [M€]	-0,60481875	0,774246
	IRR	0,01485	0,07118
	PbP [yr]	-	15,77168
	LCOE [μη - επιδοτούμενο, €/MWh]	155,34354	109,42894
	LCOE [επιδοτούμενο, €/MWh]	118,78291	-
0,75 MW [μη - επιδοτούμενο]	NPV [M€]	-1,011661625	0,774246
	IRR	0,00209	0,07118
	PbP [yr]	-	15,77168
	LCOE [μη - επιδοτούμενο, €/MWh]	161,50763	109,42894
3,8 MW [επιδοτούμενο]	NPV [M€]	0,911055375	11,438672
	IRR	0,14502	0,18821
	PbP [yr]	13,20136	5,99965
	LCOE [μη - επιδοτούμενο, €/MWh]	92,0603	61,28613
	LCOE [επιδοτούμενο, €/MWh]	72,95628	-
3,8 MW [μη - επιδοτούμενο]	NPV [M€]	0,585937	11,438672
	IRR	0,1198	0,18821
	PbP [yr]	17,65554	5,99965
	LCOE [μη - επιδοτούμενο, €/MWh]	98,54046	61,28613
10 MW [επιδοτούμενο]	NPV [M€]	5,678206	37,048344
	IRR	0,25876	0,29328
	PbP [yr]	5,36793	3,73594
	LCOE [μη - επιδοτούμενο, €/MWh]	69,18568	44,37749
	LCOE [επιδοτούμενο, €/MWh]	56,21274	-
10 MW [μη - επιδοτούμενο]	NPV [M€]	5,964302,5	37,048344
	IRR	0,21365	0,29328
	PbP [yr]	7,34275	3,73594
	LCOE [μη - επιδοτούμενο, €/MWh]	75,01423	44,37749
20 MW	NPV [M€]	0,6594436875	81,214896
	IRR	0,10824	0,39619
	PbP [yr]	21,11187	2,71692
	LCOE [μη - επιδοτούμενο, €/MWh]	49,94872	35,71427





Από τα παραπάνω αποτελέσματα μπορούν να εξαχθούν τα εξής συμπεράσματα, που έχουν εφαρμογή σε κάθε εξεταζόμενο σενάριο:

- Όλοι οι δείκτες ιδιωτικής και κοινωνικής αξιολόγησης για τις περιπτώσεις ΜΥΗΕ βελτιώνονται ως προς την εγκατεστημένη ισχύ, σημειώνοντας κάμψη μόνο στην περίπτωση του μεγάλου ΥΗΕ. Αυτό δείχνει, στο βαθμό που η συνάρτηση κόστους είναι ρεαλιστική, ότι οι αναπτυσσόμενες οικονομίες κλίμακας στα ΜΥΗΕ έχουν σημαντικότερη επίδραση από τις σταδιακά μειούμενες εγγυημένες τιμές, καθιστώντας τα μεγαλύτερα έργα περισσότερο κερδοφόρα και κοινωνικά επωφελή.
- Το κοινωνικό NPV και IRR είναι σαφώς μεγαλύτερα των ιδιωτικών και το κοινωνικό PbP αντιστοίχως μεγαλύτερο του ιδιωτικού, παρά τη μικρότερη τιμή αγοράς ενέργειας που υιοθετείται στην κοινωνικοοικονομική ανάλυση. Οι διαφορές αυτές οφείλονται σαφώς στις εξωτερικές οικονομίες, δείχνοντας ότι, στο βαθμό που αυτές εκτιμώνται ρεαλιστικά, η κοινωνική ωφέλεια που κομίζουν τα ΥΗΕ εν γένει είναι σαφώς μεγαλύτερη της ιδιωτικής.
- Τοσο ο ιδιωτικός [Σχ. 7.4] όσο και ο κοινωνικός NPV των ΜΥΗΕ αυξάνουν ως προς την ισχύ, με μεγαλύτερη κλίση για τα μη – επιδοτούμενα έργα από ότι για τα επιδοτούμενα. Η ίδια τάση παρατηρείται και για τον κοινωνικό IRR [Σχ. 7.5] και αποδίδεται στην αύξηση του δανεισμού απύσας της επιδότησης, ώστε να

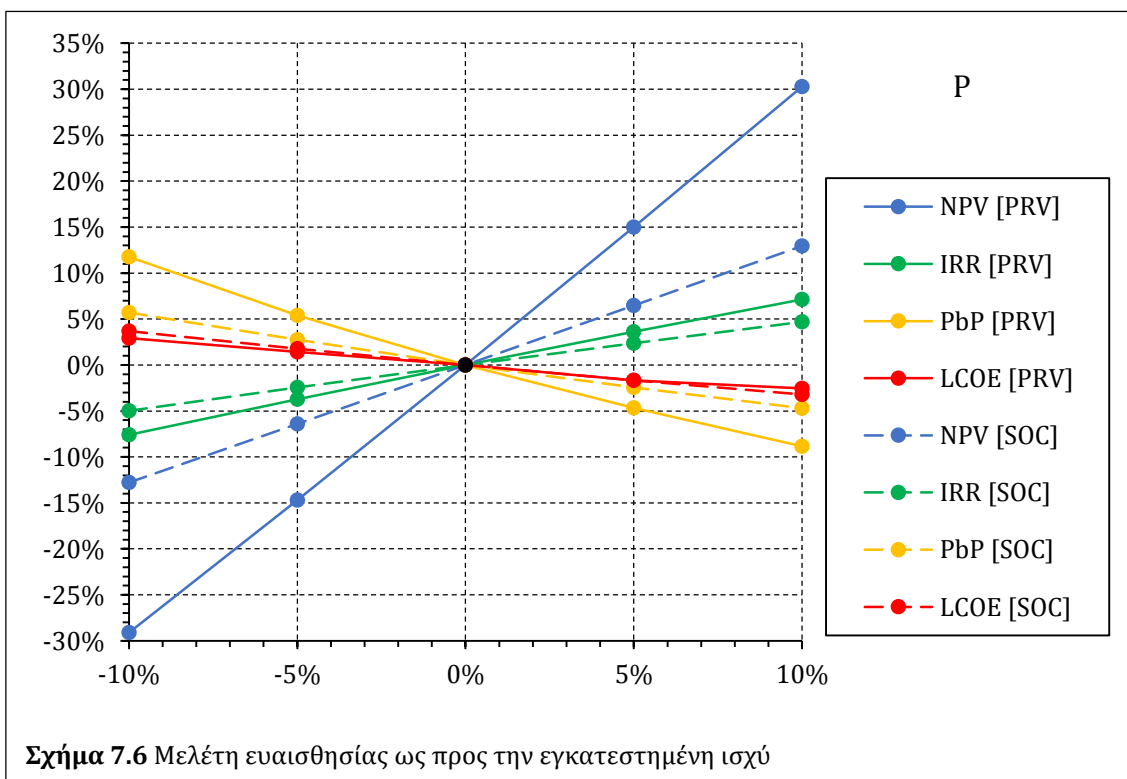
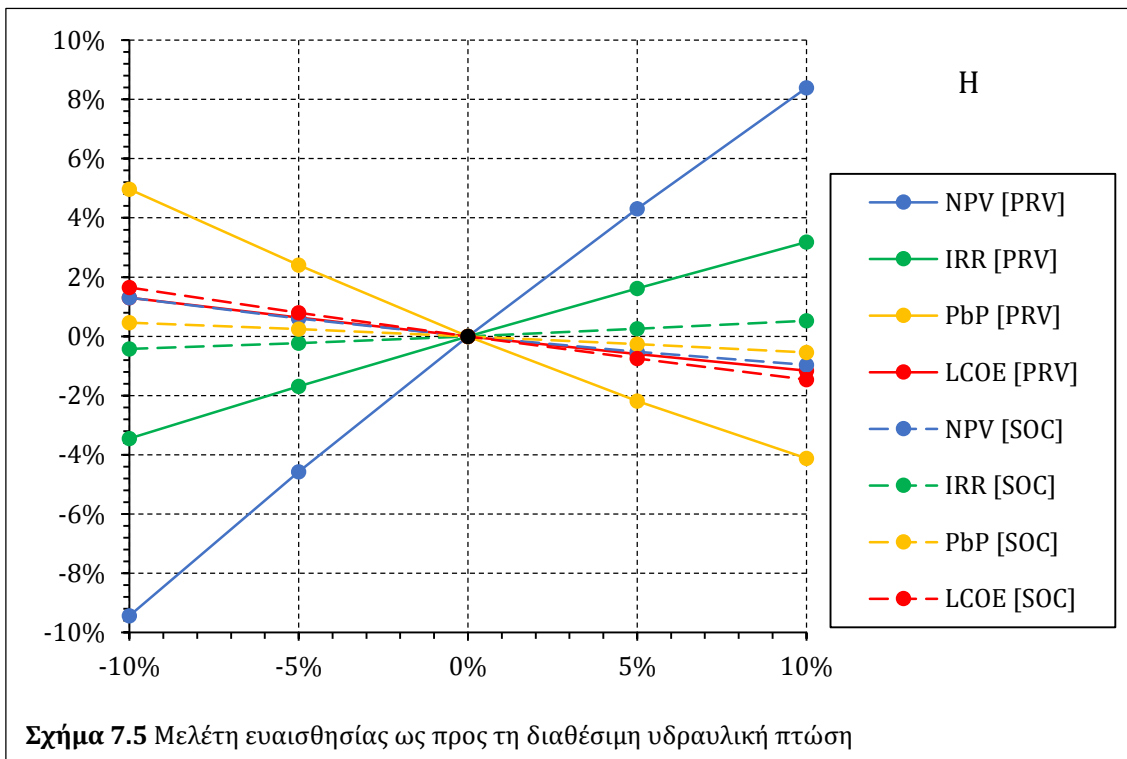
είναι ισόποσος με τα ίδια κεφάλαια, με αποτέλεσμα μεγαλύτερα μελλοντικά τοκοχρεωλύσια, τα οποία ωστόσο προεξοφλούνται με υψηλό επιτόκιο.

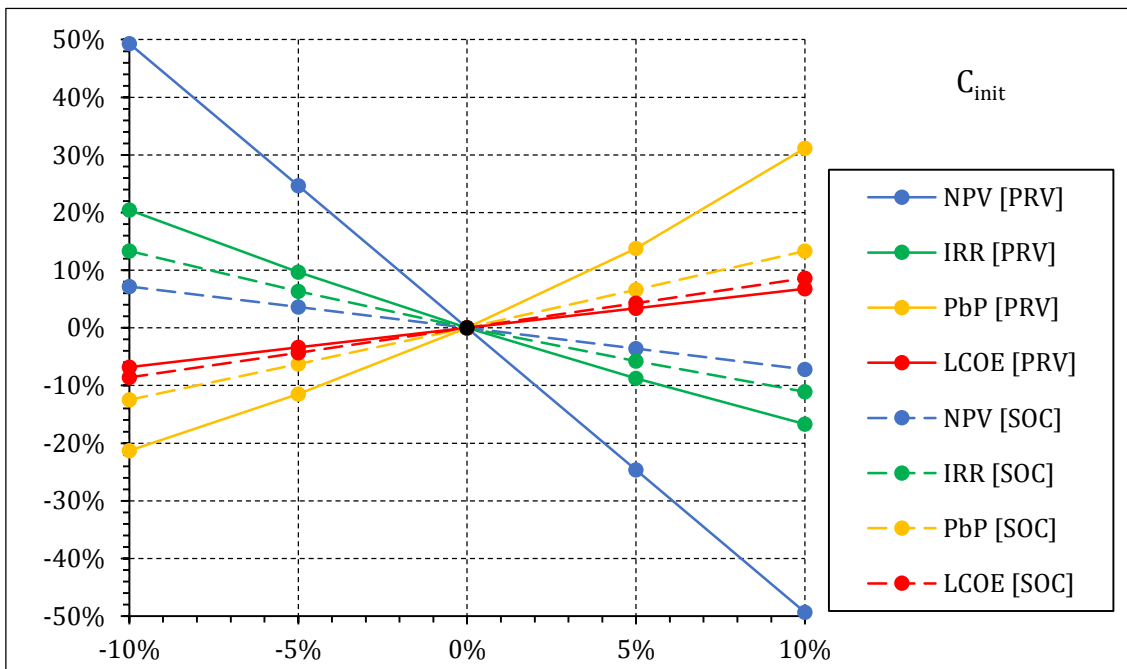
- Το αντίθετο ισχύει για τον ιδιωτικό IRR, ο οποίος αυξάνει με μεγαλύτερη κλίση για τα επιδοτούμενα έργα, υπογραμμίζοντας το ρόλο του ποσοστού επιδότησης του αρχικού κόστους για την ιδιωτικοοικονομική σκοπιά.
- Γενικά, ο LCOE μειώνεται με θετική 2^η παράγωγο ως προς την ισχύ [Σχ. 7.6]. Η μείωση αυτή ως προς την ιδιωτική σκοπιά αξιολόγησης εμφανίζεται εντονότερη για τα επιδοτούμενα έργα, ενώ, αντίθετα, από την κοινωνική σκοπιά είναι σημαντικότερη για τα μη – επιδοτούμενα. Με δεδομένο ότι ο LCOE υπολογίζεται για τα πλήρη ετήσια κόστη παραγωγής, η παραπάνω διαφοροποίηση αποδίδεται στη μείωση του αρχικού κόστους που επιφέρει η επιδότηση στους ιδιώτες.
- Παρατηρείται ότι μόνο για $P = 10 \text{ MW}$, το NPV είναι υψηλότερο χωρίς επιδότηση, ενώ οι υπολοίποι δείκτες επιδεινώνονται αναμενόμενα. Η διαφορά αυτή αποδίδεται εν μέρει στη μικρότερη διαφορά των FiTs [80 - 100 €/MWh], έναντι της προηγούμενης περίπτωσης $P = 3,8 \text{ MW}$ [83 - 105 €/MWh].

7.4 Ανάλυση Ευαισθησίας

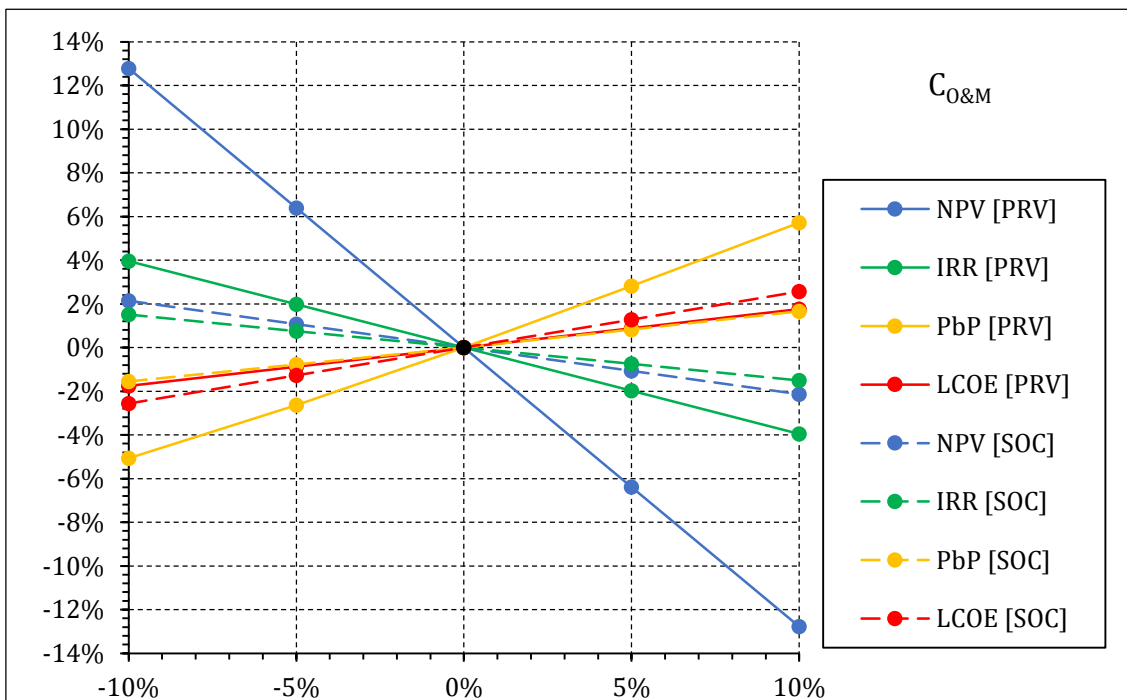
Στην παρούσα ενότητα διεξάγεται μελέτη ευαισθησίας του βασικού σεναρίου για μια σειρά τεχνικών, ιδιωτικοοικονομικών και κοινωνικοοικονομικών παραμέτρων. Συγκεκριμένα, εξετάζεται η επίδραση της διαθέσιμης υδραυλικής πτώσης, της εγκατεστημένης ισχύος του αρχικού κόστους, του κόστους λειτουργίας και συντήρησης, των δανειακών κεφαλαίων, του ύψους της επιδότησης, του ιδιωτικού και του κοινωνικού επιτοκίου προεξόφλησης, του εξωτερικού οφέλους από την αποφυγή εκπομπής GHG's, την προθυμία πληρωμής του αρδευτικού νερού, του σκιδώδους μισθού και του εξωτερικού περιβαλλοντικού κόστους.

Η μελέτη ευαισθησίας επιτυγχάνεται μεταβάλλοντας την τιμή καθεμιάς παραμέτρου *ceteris paribus* [χωρίς μεταβολή των υπολοίπων] κατά $\pm 5\%$ και $\pm 10\%$ και καταγράφοντας τις επιδράσεις σε όλους τους ιδιωτικούς και κοινωνικούς δείκτες που αναμένεται να επηρεαστούν, δηλαδή NPV, IRR, PbP και LCOE [επιδοτούμενο στην ιδιωτική σκοπιά] και χαράσσοντας τα αντίστοιχα διαγράμματα. Ειδικότερα, για το εξωτερικό όφελος GHG's, το σκιδώδη μισθό και την τιμή του νερού, που επιδρούν με τον ίδιο μηχανισμό, αυξάνουν δηλαδή μόνο τα κοινωνικά έσοδα, επιλέγεται η μελέτη ευαισθησίας να παρουσιαστεί ανά δείκτη, προκειμένου να μπορεί να αξιολογηθεί συγκριτικά η επίδραση κάθε παραμέτρου. Ακόμα, οι επιδράσεις εγγυημένης τιμής και ΟΤΣ, καθώς και ιδιωτικού και κοινωνικού επιτοκίου προεξόφλησης παρουσιάζονται ενοποιημένες, παρότι μελετώνται ξεχωριστά, καθώς επηρεάζουν μόνο την ιδιωτικοοικονομική και την κοινωνικοοικονομική ανάλυση, αντιστοίχως.

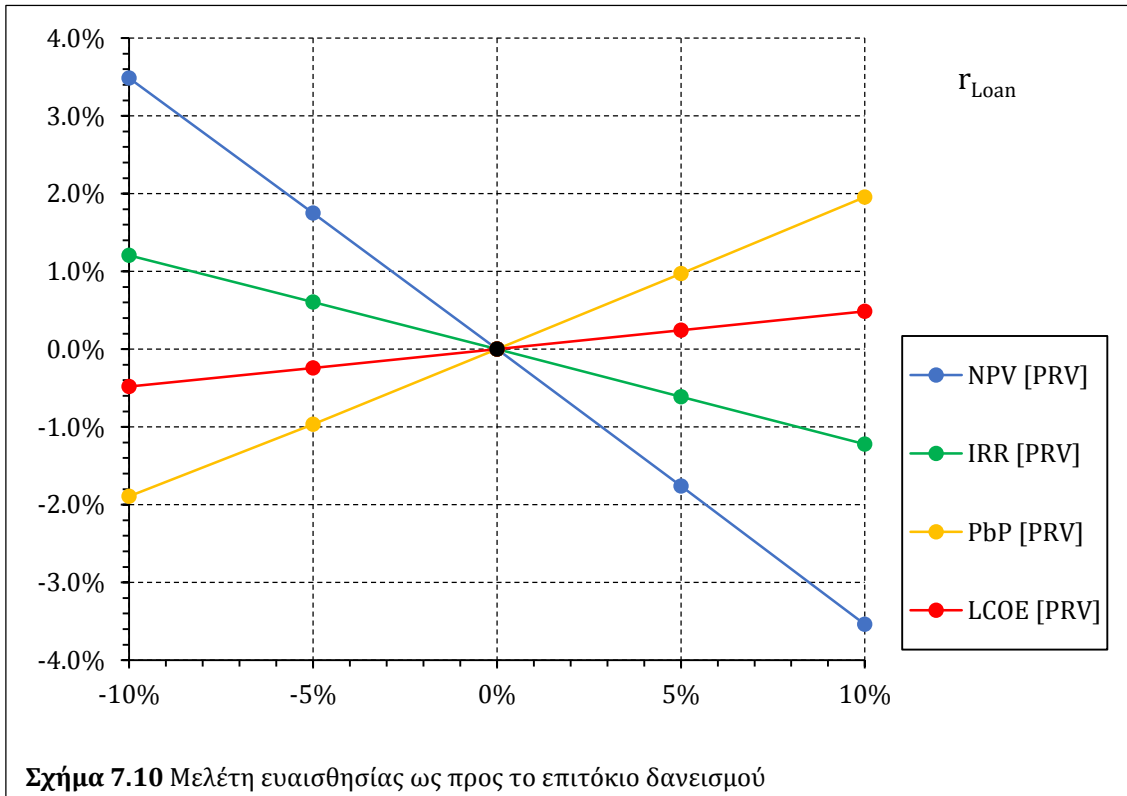
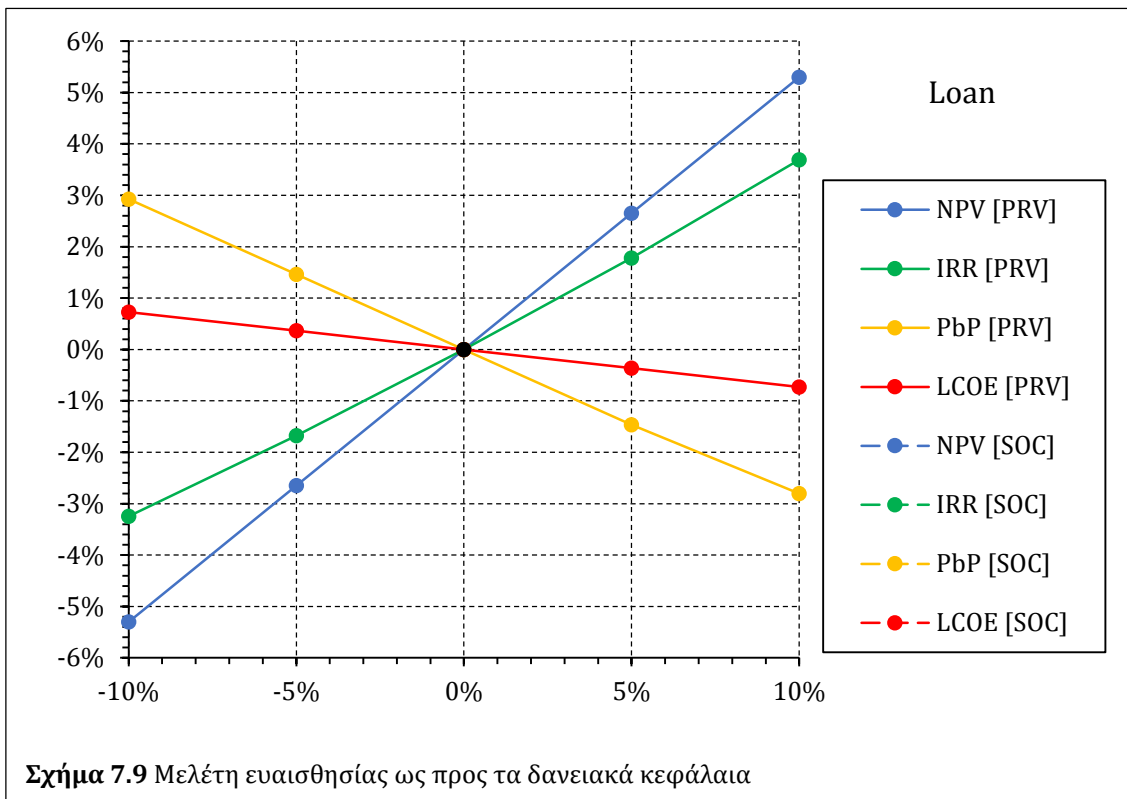


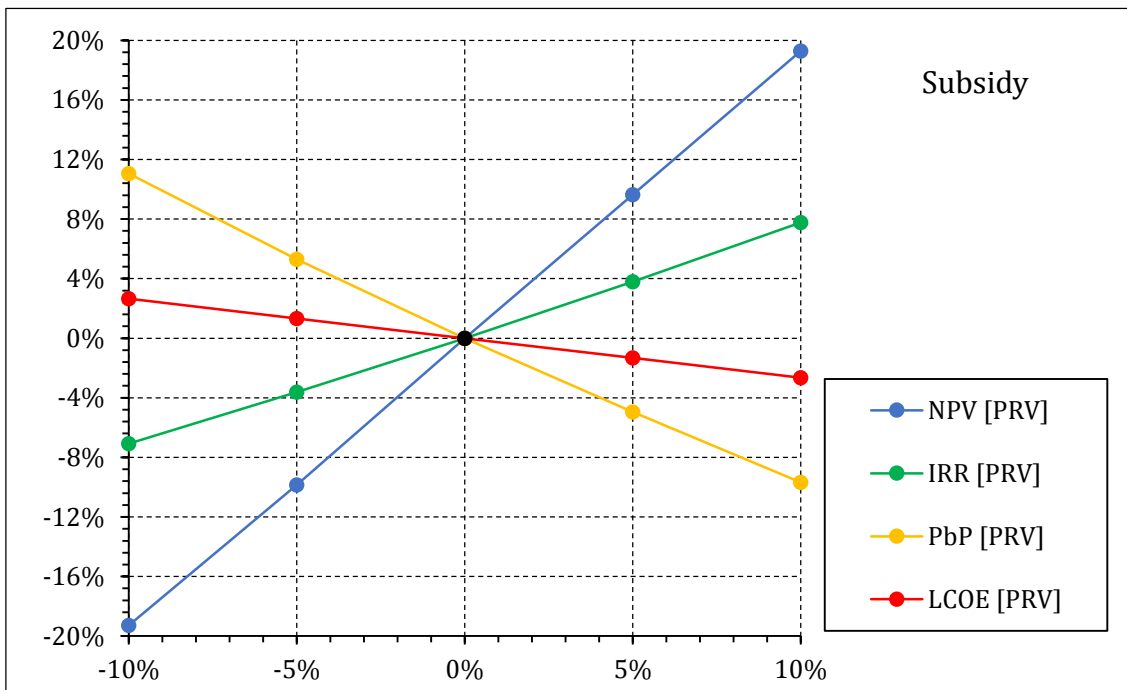


Σχήμα 7.7 Μελέτη ευαισθησίας ως προς το κόστος εγκατάστασης

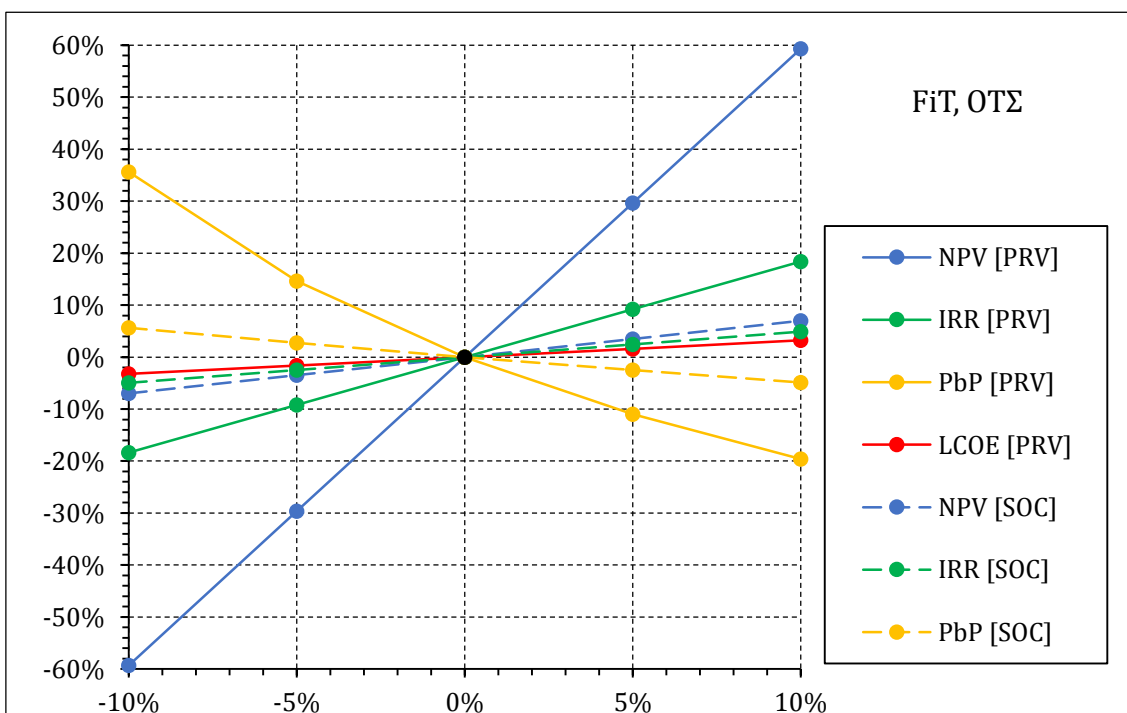


Σχήμα 7.8 Μελέτη ευαισθησίας ως προς το κόστος συντήρησης και λειτουργίας

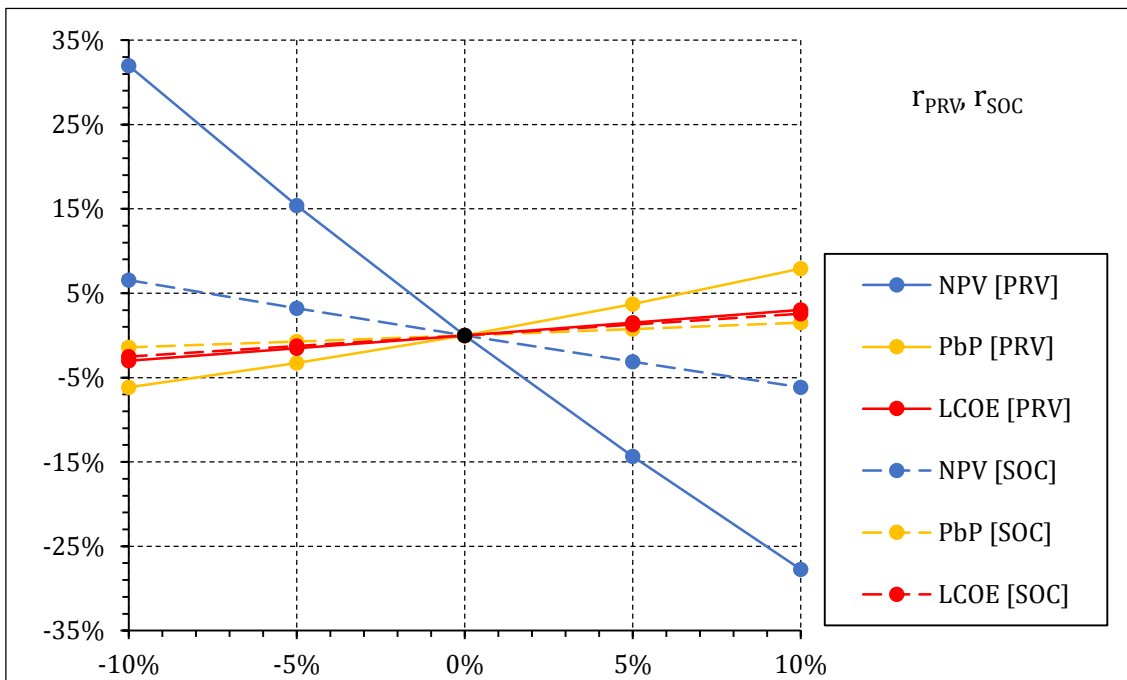




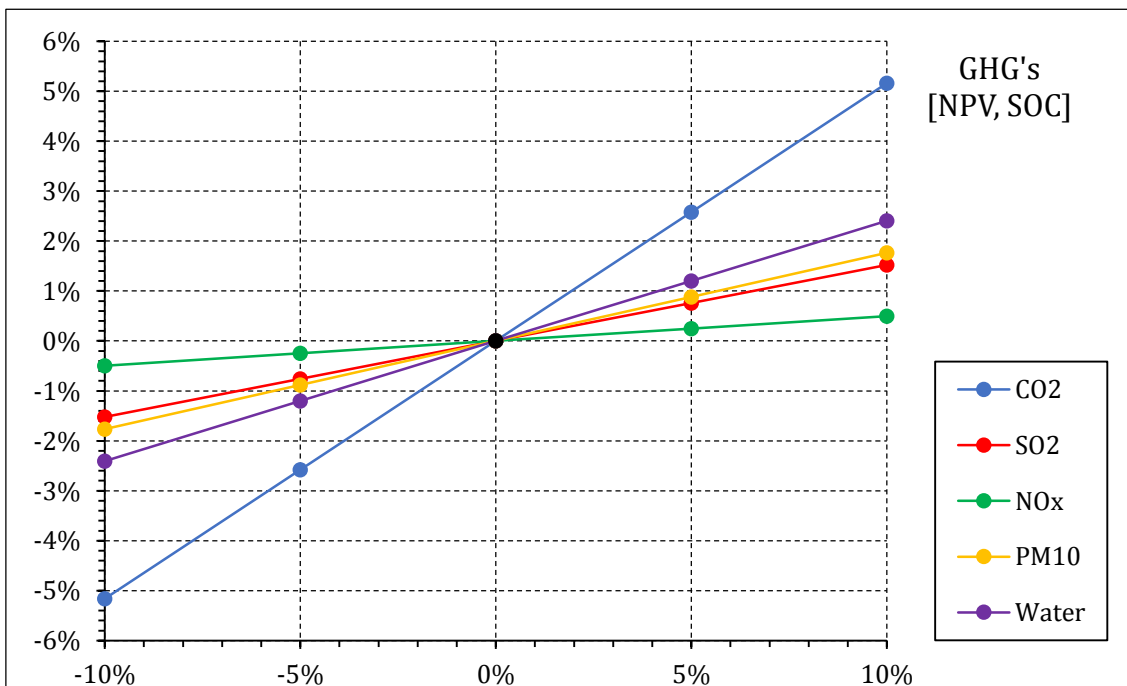
Σχήμα 7.11 Μελέτη ευαισθησίας του ύψους επιδότησης



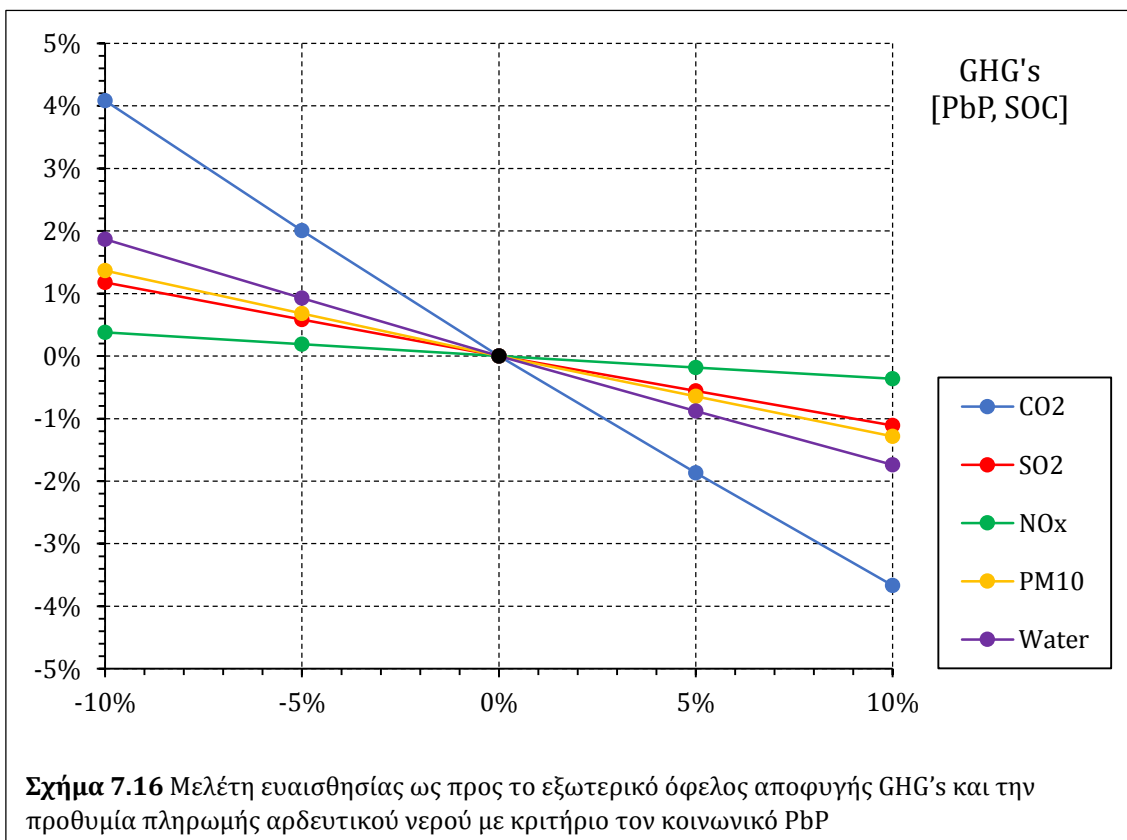
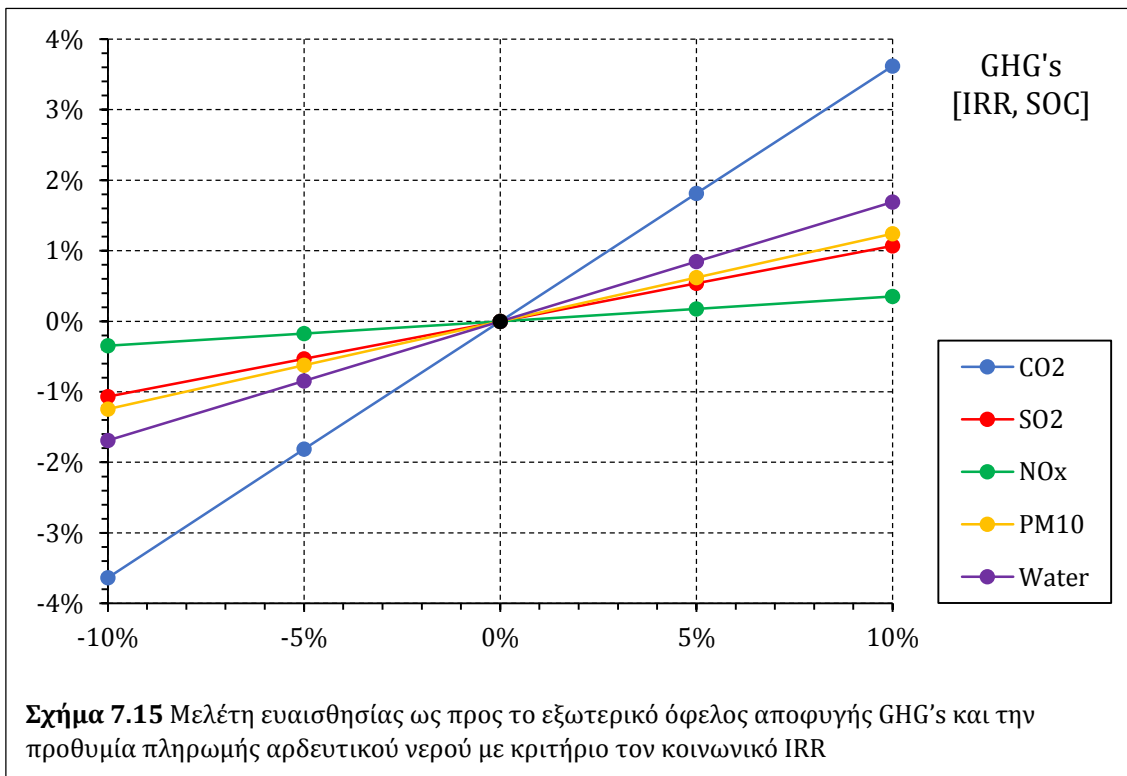
Σχήμα 7.12 Μελέτη ευαισθησίας ως προς την εγγυημένη τιμή [PRV] και την ΟΤΣ [SOC]

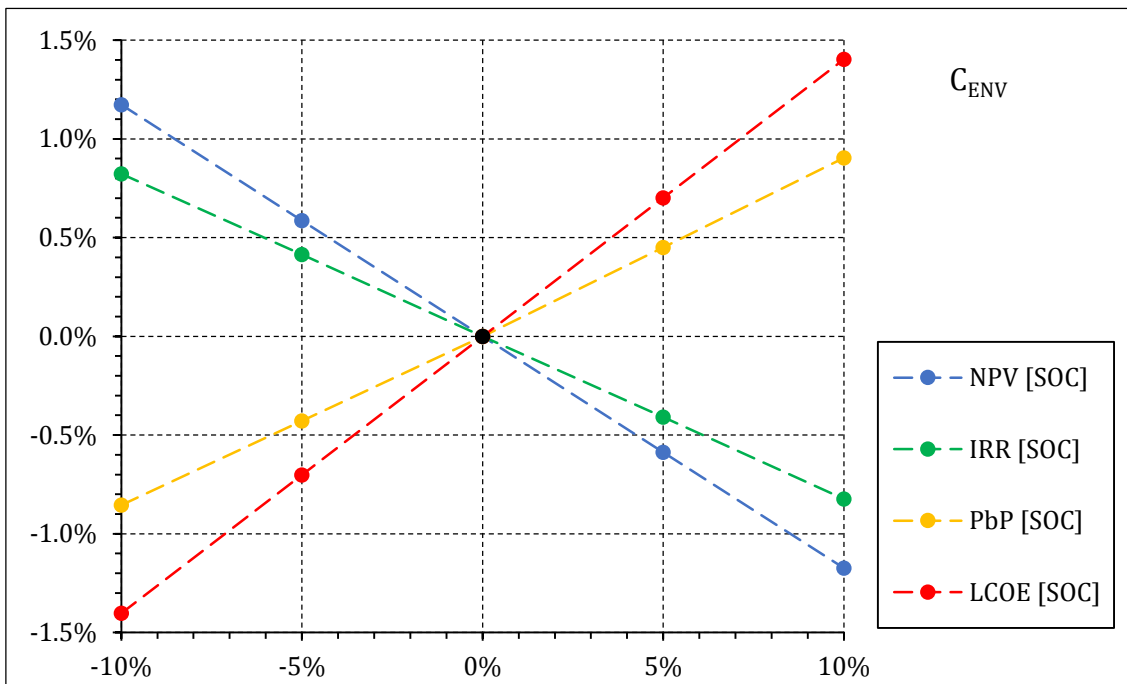


Σχήμα 7.13 Μελέτη ευαισθησίας ως προς το ιδιωτικό [PRV] και το κοινωνικό [SOC] επιτόκιο προεξόφλησης

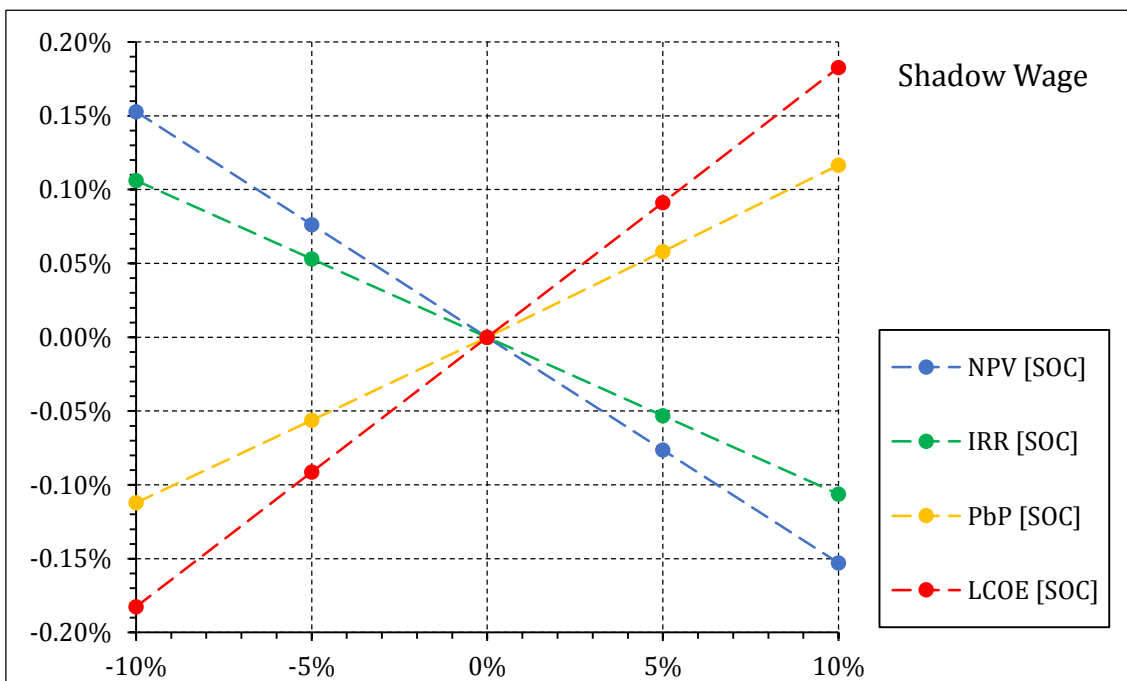


Σχήμα 7.14 Μελέτη ευαισθησίας ως προς το εξωτερικό όφελος αποφυγής GHG's και την προθυμία πληρωμής αρδευτικού νερού με κριτήριο τον κοινωνικό NPV





Σχήμα 7.17 Μελέτη ευαισθησίας ως προς το περιβαλλοντικό κόστος



Σχήμα 7.18 Μελέτη ευαισθησίας του σκιώδους μισθού

Από τα παραπάνω διαγράμματα εξάγονται τα εξής συμπεράσματα για το μοντέλο ιδιωτικοοικονομικής και κοινωνικοοικονομικής αξιολόγησης:

- Αρχικά, σημειώνεται ότι σε κάθε εξεταζόμενη περίπτωση, οι μεταβολές των δεικτών αξιολόγησης είναι μεταξύ τους συνεπείς, δηλαδή αύξηση των NPV και IRR γενικώς συνεπάγεται μείωση των PbP και LCOE.
- Οι δείκτες της ιδιωτικής σκοπιάς είναι σαφώς πιο ευαίσθητοι στις βασικές οικονομοτεχνικές παραμέτρους [P, H, C_{init}, Co&M] από τους αντίστοιχους της κοινωνικής σκοπιάς, καθώς στην πρώτη θεώρηση το έργο εξαρτάται αποκλειστικά από την πώληση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ στη δεύτερη λαμβάνονται περισσότερες βαρύνουσες συνιστώσες που αφορούν στη μοντελοποίηση των εξωτερικών οικονομιών.
- Η ίδια τάση παρατηρείται και για την επίδραση της εγγυμένης τιμής και της ΟΤΣ στους δείκτες ιδιωτικής και κοινωνικής σκοπιάς, αντιστοίχως, κάτι που επιτείνεται από τη μικρότερη τιμή και άρα τις μικρότερες απόλυτες μεταβολές της ΟΤΣ έναντι της FiT.
- Η παράμετρος που επηρεάζει περισσότερο τους δείκτες του έργου είναι προφανώς το κόστος εγκατάστασης, με το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, που λαμβάνεται ως παράγωγο αυτού, να έχει επίσης σημαντική επίδραση. Υπογραμμίζεται έτσι η σημασία μιας ρεαλιστικής συνάρτησης κόστους, βασισμένης σε στατιστικά ενδεικτικά ή συναφή με το εκάστοτε μελετώμενο έργο.
- Περαιτέρω, ως προς τα τεχνικά χαρακτηριστικά, η εγκατεστημένη ισχύς έχει σημαντικότερη επίδραση από τη διαθέσιμη υδραυλική πτώση, καθώς η πρώτη επηρεάζει εντονότερα τη συνάρτηση κόστους, ενώ συμμετέχει και στον υπολογισμό των ετησίων εσόδων από την πώληση ενέργειας.
- Επισημαίνεται εδώ ότι οι μεταβολές της υδραυλικής πτώσης επηρεάζουν αντίθετα την ιδιωτική και την κοινωνική σκοπιά. Αυτό οφείλεται στο ότι, στη δεύτερη περίπτωση, η αύξηση του αρχικού κόστους λόγω μικρότερου H υπερσκελίζεται από τη μείωση του εξωτερικού οφέλους του αρδευτικού νερού.
- Το ύψος της επιδότησης φαίνεται να επηρεάζει τους ιδιωτικοοικονομικούς δείκτες σημαντικότερα από τα δανειακά κεφάλαια, παρά το ότι τα δεύτερα συμμετέχουν σε υψηλότερο ποσοστό στην κάλυψη του αρχικού κόστους [40% έναντι 30%], ενώ το επιτόκιο δανεισμού έχει αξιοσημείωτη αλλά μικρή επίδραση.
- Το ιδιωτικό επιτόκιο προεξόφλησης μεταβάλλει σημαντικά τα οικονομικά στοιχεία του έργου, ενώ αντίστοιχα το κοινωνικό επηρεάζει σημαντικά λιγότερο τους δείκτες της κοινωνικής σκοπιάς, κάτι που οφείλεται στη μικρότερη απόλυτη τιμή και άρα μικρότερες μεταβολές στη δεύτερη περίπτωση.

- Σε ό,τι αφορά τις εξωτερικές οικονομίες [Σχ. 7.14 – 7.17], τη σημαντικότερη συνεισφορά φαίνεται να έχει η αποφυγή εκπομπών GHG's λόγω υποκατάστασης συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής και ειδικότερα του CO₂. Επίσης αξιοσημείωτη επιρροή έχει το αρδευτικό νερό, υπογραμμίζοντας την προσοχή με την οποία θα πρέπει να λαμβάνονται τόσο η ετήσια παραγόμενη και διατιθέμενη ποσότητα, όσο και η WtP αναλόγως των χαρακτηριστικών της περιοχής του έργου. Τέλος, η επίδραση του περιβαλλοντικού κόστους και σκιάδους μισθού προκύπτουν εδώ μικρή και σχεδόν αμελητέα αντιστοίχως για την κοινωνική σκοπιά του έργου.

8. Συμπεράσματα & Προτάσεις

8.1 Συμπεράσματα για τις μελετώμενες περιπτώσεις

Στην παρούσα εργασία, αναπτύχθηκε ένα εκτενές υπολογιστικό μοντέλο σε γλώσσα προγραμματισμού FORTRAN '77 για τη διεξαγωγή οικονομικής ανάλυσης υδροηλεκτρικών έργων, εστιάζοντας στα ΜΥΗΕ. Το μοντέλο αυτό χρησιμοποιεί ως παραμέτρους τα βασικά οικονομοτεχνικά στοιχεία του έργου, τις εγγυημένες τιμές πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας, τους φορολογικούς συντελεστές και τις αποσβέσεις που προβλέπει η εθνική νομοθεσία, ενώ ενσωματώνει μια σειρά επιλογών για τη βέλτιστη προσαρμογή στα στοιχεία ενός πραγματικού έργου, όπως η ανάλυση τόκων και χρεωλυσιών για τα κεφάλαια που αντλούνται από δανεισμό, το ύψος της επιδότησης και ο συντελεστής εκμετάλλευσης του διαθέσιμου υδατικού δυναμικού. Ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στη συνάρτηση του βασικού κόστους, η οποία αντανακλά τις αναπτυσσόμενες οικονομίες κλίμακας, καθώς και στην εισαγωγή νομισματικών εκφράσεων υπό μορφή οριακών τιμών για τα μεγέθη των εξωτερικών οικονομιών, στοιχεία που αντλούνται από την ελληνική και διεθνή βιβλιογραφία κατόπιν εκτεταμένης επισκόπησης. Βάσει των παραπάνω, το μοντέλο διεξάγει ανάλυση ταμειακών ροών και υπολογίζει τους βασικούς οικονομικούς δείκτες, τόσο από την ιδιωτική, όσο και από την κοινωνική σκοπιά.

Οι προσομοιώσεις του Κεφ. 7 και ειδικότερα η μελέτη ευαισθησίας [Κεφ. 7.4] δείχνουν καλή λειτουργία του μοντέλου, με συνέπεια τόσο στη μονοτονία των οικονομικών δεικτών, όσο και στις μεταξύ τους μεταβολές. Επίσης, καταδεικνύεται ότι οι συναρτήσεις κόστους αποτελούν τη βασική παράμετρο τόσο για την ιδιωτική κερδοφορία, όσο και για την κοινωνική συνεισφορά των ΥΗΕ. Όπως φαίνεται στα Κεφ. 3.1 και 6.2, η κύρια μεταβλητή των συναρτήσεων αυτών είναι η εγκατεστημένη ισχύς, η οποία επίσης μεταβάλλει σημαντικά τους οικονομικούς δείκτες. Τα παραπάνω συμπεράσματα υπογραμμίζουν τη σημασία των οικονομιών κλίμακας που αναπτύσσονται στα έργα αυτά, ευνοώντας τα μεγαλύτερα. Έτσι, βάσει της υφιστάμενης ενεργειακής πολιτικής, η βέλτιστη επιλογή από ιδιωτικοοικονομικής πλευράς προκύπτει στο όριο χαρακτηρισμού των ΜΥΗΕ ως ΑΠΕ [$P = 15 \text{ MW}$] αμελώντας τις μικρές διαφορές στην τιμολογιακή πολιτική μεταξύ των επιμέρους υποκατηγοριών υπέρ των έργων μικρότερης ισχύος. Ακόμα, η διαφορά μεταξύ των τυπικών τιμών ιδιωτικού επιτοκίου προεξόφλησης και επιτοκίου δανεισμού αναμενόμενα ευνοεί από την ιδιωτική σκοπιά τη μεγαλύτερη δυνατή άντληση κεφαλαίων από τραπεζικό δανεισμό για την κάλυψη του αρχικού κόστους. Σε ό,τι αφορά την κοινωνική σκοπιά, η βασικότερη παράμετρος που διαφοροποιεί τα αποτελέσματα της ανάλυσης είναι το επιτόκιο προεξόφλησης, ενώ για τις αναπτυσσόμενες εξωτερικές οικονομίες λόγω υποκατάστασης συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής, το CO_2 είναι η σημαντικότερη εκπομπή, συμπεράσμα

αναμενόμενο, αφού σε αυτό στηρίζονται και τα χρηματιστήρια ρύπων [Κεφ. 1.4, Σχ. 1.5]. Τέλος, αξίζει να σημειωθεί η “αντοχή” των έργων αυτών σε ό,τι αφορά τις οικονομικές εκφάνσεις των πολιτικών στήριξης, όπως είναι οι εγγυημένες τιμές και οι επιδοτήσεις στο αρχικό κόστος, καθώς ακόμα και για τις ελάχιστες εξεταζόμενες μεταβολές [-10%], αυτά οριακά παραμένουν κερδοφόρα [βλ. Παρ. Β, απόλυτες τιμές].

8.2 Προτάσεις για μελλοντική μελέτη & έρευνα

Όπως γίνεται εμφανές στο Κεφ. 6, η βελτίωση ενός τέτοιου γενικού αλγορίθμου υπολογισμών συνίσταται αφενός στην επανεξέταση και κατά το δυνατό τεκμηρίωση των παραμέτρων του και αφετέρου στην εισαγωγή περισσότερων επιλογών και περιπτώσεων, κατευθύνοντάς το έτσι προς μια βάση δεδομένων από την οποία θα αντλούνται στοιχεία, ώστε να ανταποκρίνεται καλύτερα σε εξειδικευμένες περιπτώσεις ΥΗΕ. Η διεύρυνση αυτή έχει νόημα να εστιαστεί στις βασικότερες “ομάδες” παραμέτρων, δηλαδή στην κατάτμηση των συναρτήσεων κόστους στα πρότυπα των συσχετίσεων του Norwegian Water Resources and Energy Directorate (2012a&b), στην αναλυτική ποσοτικοποίηση των παρατηρούμενων εξωτερικών οικονομικών στα έργα αυτά και στα ειδικά χαρακτηριστικά κάθε ΥΗΕ υπό ανάπτυξη.

Ειδικά για το τελευταίο, έχει σημασία να επανέλθουμε εδώ στην απάλειψη τόσο της χωρικής διάστασης, όσο και των εγγενών τεχνικών χαρακτηριστικών του εκάστοτε ΥΗΕ, με τη χρήση του συντελεστή εκμετάλλευσης [CF]. Παρότι ο συντελεστής αυτός, στο βαθμό που εξάγεται στατιστικά από ανάλογα έργα, μπορεί να είναι επαρκώς αντιπροσωπευτικός για μια χώρα ή ευρύτερη περιοχή, θα είχε ιδιαίτερο ενδιαφέρον για το παρόν μοντέλο η ανάλυσή του στις επιμέρους συνιστώσες του, ώστε να ανταποκρίνεται καλύτερα στις ιδιαιτερότητες του εκάστοτε έργου. Αυτές, όπως φαίνεται και στο Κεφ. 2.6, είναι η καμπύλη διάρκειας παροχής του υδατορεύματος και οι χαρακτηριστικές καμπύλες ολικού ύψους και βαθμού απόδοσης ως προς την παροχή όγκου του υδροστροβίλου. Η εισαγωγή των καμπυλών αυτών σε ένα τέτοιο οικονομοτεχνικό μοντέλο υπό αδιάστατη μορφή, ελεγχόμενη από κατάλληλες παραμέτρους [π.χ. καμπύλες Bezier] θα μπορούσε αφενός να το καταστήσει πιο ρεαλιστικό για ένα συγκεκριμένο μελετώμενο έργο, και αντιστρόφως θα επέτρεπε τη διερεύνηση της επίδρασης των παραμέτρων αυτών στα οικονομικά χαρακτηριστικά των ΜΥΗΕ από ιδιωτική και κοινωνική σκοπιά.

Τέλος, ως προς το αντικείμενο της έρευνας καθεαυτό, η παρούσα εργασία θα μπορούσε να επεκταθεί με δύο τρόπους: Ο πρώτος αφορά στην αντίστοιχη μοντελοποίηση άλλων τύπων έργων ΑΠΕ [Α/Π, Φ/Β, βιομάζα], επιτρέποντας έτσι την προκαταρκτική χρήση του κώδικα για τη χάραξη ενεργειακής πολιτικής σε τοπικό ή περιφερειακό επίπεδο. Ο δεύτερος αφορά στη συνδυαστική διαχείριση ενέργειας και υδατικών πόρων, όπου οι ανάγκες άρδευσης και ύδρευσης θα εξετάζονται ως ανταγωνιστικές

της ηλεκτροπαραγωγής, ενώ τα αρχικά και λειτουργικά κόστη θα συμπεριλαμβάνουν τις εγκαταστάσεις επεξεργασίας και διανομής νερού.

Βιβλιογραφία

- Aggidis G.A., Luchinskaya E., Rothschild R. & Howard D.C. (2010) The costs of small-scale hydro power production: Impact on the development of existing potential, *Renewable Energy*, Vol. 35 No.12. p. 2632–2638. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148110001758>
- Baciu L. & Iacobuta A.O. (2015) Once Again on Negative Externalities: Between Regulation and Liability, *Procedia Economics and Finance*, Vol. 20, p. 53–58. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212567115000465>
- Bakopoulou S., Polyzos S. & Kyngolos A. (2010) Investigation of farmers' willingness to pay for using recycled water for irrigation in Thessaly region, Greece, *Desalination*, Vol. 250, p. 329 – 34. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0011916409010832>
- Carbon Market Watch (2014) What's needed to fix the EU's carbon market: Recommendations for the Market Stability Reserve and future ETS reform proposals. Available at: http://carbonmarketwatch.org/wp-content/uploads/2014/07/ETS-POLICY-BRIEF-JULY-2014_final_1.pdf
- Coase R.H. (1960) The Problem of Social Cost, *The Journal of Law & Economics*, Vol. III. Available at: <http://www.econ.ucsb.edu/~tedb/Courses/UCSBpf/readings/coase.pdf>
- Commerford M. (2011) Hydroelectricity: The Negative Ecological and Social Impact and the Policy That Should Govern It, ETH, Zurich. Available at: <http://www.files.ethz.ch/cepe/top10/commerford.pdf>
- Cost Assessment of Sustainable Energy Systems (2008) Private-External and Social costs in EU for present, 2020 and 2030. Available at: http://www.feem-project.net/cases/downloads_presentation.php
- Covenant of Mayors (2014) Reporting Guidelines on Sustainable Energy Action Plan and Monitoring, Version 1.0. Available at: http://www.eumayors.eu/IMG/pdf/Reporting_Guidelines_SEAP_and_Monitoring.pdf
- Debnath D. (2014) Integrating economic and hydrologic interdependence in reservoir management, *Lakes & Reservoirs: Research & Management*, Vol. 19 No. 3, p. 211–224. Available at: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/lre.12070/abstract>
- Diakoulaki D., Mirasgedis S. & Tziantzi M. (2000) Environmental Externalities and the development of Renewable Energy Sources, 10th Annual Conference of the European Association of Environmental and Resource Economists, 30 June - 2 July, Rethymnon,

Greece. Available at: <http://www.soc.uoc.gr/calendar/2000EAERE/papers/PDF/F4-Diakoulaki.pdf>

Drtina P. & Sallaberger M. (1999) Hydraulic turbines—basic principles and state-of-the-art computational fluid dynamics applications, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers Vol. 213 Part C. Available at: <http://pic.sagepub.com/content/213/1/85.full.pdf+html>

European Commission (2011) Energy Roadmap 2050. Available at: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0885&from=EN>

European Council (2014) Conclusions – 23/24 October. Available at: http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/145397.pdf

Georgakellos D.A. (2007), External cost of air pollution from thermal power plants: case of Greece, International Journal of Energy Sector Management, Vol. 1 No. 3, p. 257–272. Available at: <http://www.emeraldinsight.com/doi/pdfplus/10.1108/17506220710821134>

Greenpeace (2011) Το εξωτερικό κόστος του λιγνίτη. Διαθέσιμο στο: <http://www.greenpeace.org/greece/Global/greece/report/2011/climate/20111221-Brief-lignite-External-Cost.pdf>

Hosseini S.M.H., Forouzbakhsh F. & Rahimpour M. (2005) Determination of the optimal installation capacity of small hydro-power plants through the use of technical, economic and reliability indices, Energy Policy, Vol. 33 No. 15, p. 1948–1956. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421504000679>

International Renewable Energy Agency (2015^a), Renewable Power Generation Costs in 2014. Available at: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf

International Renewable Energy Agency (2015^b) Hydropower: Technology Brief. Available at: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_E06_Hydropower.pdf

Jeuland M. (2010) Social Discounting of Large Dams with Climate Change Uncertainty, Water Alternatives, Vol. 3 No. 2, p. 185–206. Available at: <http://www.water-alternatives.org/index.php/allabs/89-a3-2-12/file>

Kaldellis J.K., Vlachou D.S. & Korbakis G. (2005) Techno – economic evaluation of small hydro power plants in Greece: a complete sensitivity analysis, Energy Policy, Vol. 33

No 15, p. 1969–1985. Available at:

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421504000874>

Kaldellis J.K. (2007) The contribution of small hydro power stations to the electricity generation in Greece: Technical and economic considerations, *Energy Policy*, Vol. 35 No. 4, p. 2187–2196. Available at:

<Http://Www.Sciencedirect.Com/Science/Article/Pii/S0301421506002771>

Latinopoulos (2005) Valuation and Pricing of Irrigation Water: An Analysis in Greek Agricultural Areas, *Global NEST Journal*, Vol. 7 Iss. 3, p. 323 – 35. Available at:

<http://www.srcosmos.gr/srcosmos/showpub.aspx?aa=7790>

Lewin P. (1982) Pollution Externalities: Social Cost and Strict Liability, *Cato Journal*, Vol. 2 No. 1. Available at: <http://object.cato.org/sites/cato.org/files/serials/files/cato-journal/1982/5/cj2n1-6.pdf>

Mallios Z. & Latinopoulos P. (2001) Willingness To Pay for Irrigation Water: A Case Study in Chalkidiki, Greece, 7th International Conference on Environmental Science and Technology Ermoupolis, Syros island, Greece. Available at:

<http://www.srcosmos.gr/srcosmos/showpub.aspx?aa=4377>

McNaughton R.B. (1994) Economic Benefits of Recreation Sites on Irrigation Reservoirs in Southern Alberta, *Canadian Water Resources Journal / Revue canadienne des ressources hydriques*, Vol. 19 No. 1, p. 3–16. Available at:

<http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.4296/cwrj1901003#.VnP-vcB97cc>

Michalena E. and Angeon V. (2009) Local challenges in the promotion of renewable energy sources: The case of Crete, *Energy Policy* 37, 2018 – 2026. Available at:

<http://library.certh.gr/libfiles/PDF/GEN-PAPYR-4478-LOCAL-by-MICHALENA-in-ENE-POLICY-V-37-NO-5-PP-2018-2026-Y-2009.pdf>

Mishra S., Singal S.K. & Khatod D. K. (2012) Costing of a Small Hydropower Projects, *IACSIT International Journal of Engineering and Technology*, Vol. 4 No. 3. Available at:

<http://www.ijetch.org/papers/357-P013.pdf>

Montanari R. (2003) Criteria for the economic planning of a low power hydroelectric plant, *Renewable Energy*, Vol. 28 No. 13, p. 2129–2145. Available at:

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148103000636>

Norwegian Water Resources and Energy Directorate (2012^a) Cost base for hydropower plants. Available at:

http://publikasjoner.nve.no/veileder/2012/veileder2012_03.pdf

Norwegian Water Resources and Energy Directorate (2012^b) Cost base for small-scale hydropower plants (< 10 000 kW). Available at:

http://publikasjoner.nve.no/veileder/2012/veileder2012_02.pdf

OECD (2010) Agricultural Water Pricing: EU and Mexico. Available at:

<http://www.oecd.org/eu/45015101.pdf>

Ogayar B., Vidal P.G. (2009) Cost determination of the electro-mechanical equipment of a small hydro-power plant, *Renewable Energy*, Vol. 34 No. 1, p. 6–13. Available at:

https://www.researchgate.net/publication/245189935_Cost_determination_of_the_electro-mechanical_equipment_of_a_small_hydro-power_plant

Paish O. (2002), Small hydro power: technology and current status, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 6, p. 537–556. Available at:

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032102000060>

Pigou A.C. (1920) *The Economics of Welfare*, Macmillan, London. Available at:

<https://archive.org/stream/economicsofwelfa00pigouoft#page/n5/mode/2up>

RETSscreen (2005) Small Hydro Project Analysis. Available at:

http://www.retscreen.net/download.php/ang/109/0/Textbook_HYDRO.pdf

Stern D.I. & Cleveland C.J. (2004) Energy and Economic Growth, Rensselaer Working Papers in Economics. Available at:

<http://www.economics.rpi.edu/workingpapers/rpi0410.pdf>

Sundqvist T. (2002) Power Generation Choice in the Presence of Environmental Externalities, Doctoral Thesis, Lulea University of Technology. Available at:

<https://pure.ltu.se/portal/files/153854/LTU-DT-0226-SE.pdf>

Trading Economics, Electric power consumption [kWh] in Greece 1967 – 2015.

Available at: <http://www.tradingeconomics.com/greece/electric-power-consumption-kwh-wb-data.html>

Tajziehchi S., Monavari S.M., Karbassi A.R, Shariat S.M. & Khorasani N. (2013) Quantification of Social Impacts of Large Hydropower Dams- a case study of Alborz Dam in Mazandaran Province, Northern Iran, *International Journal of Environment Research*, Vol.7 No. 3. Available at: http://www.ijer.ir/article_615_31.html

Tourkolias C. & Mirasgentis S. (2011) Quantification and monetization of employment benefits associated with renewable energy technologies in Greece, Vol. 15, No. 6, p. 2876–2886. Available at:

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211100075X>

Trading Economics , Electric power consumption [kWh] in Greece 1967 – 2015. Available at: <http://www.tradingeconomics.com/greece/electric-power-consumption-kwh-wb-data.html>

Trading Economics, Greece GDP Per Capita 1960 - 2015. Available at: <http://www.tradingeconomics.com/greece/gdp-per-capita>

United Nations (1987) Report of the World Commission on Environment and Development: Our Common Future. Available at: <http://www.un-documents.net/our-common-future.pdf>

Voros N.G., Kiranoudis C.T. & Maroulis Z.B. (2000) Short-cut design of small hydroelectric plants, Renewable Energy, Vol. 19, p. 545 – 563. Available at: https://www.researchgate.net/publication/223731858_Short-cut_design_of_small_hydroelectric_plants

Walsh R.G., Aukerman R. Rud D. (1978) Economic Value of Benefits from Recreation at High Mountain Reservoirs, Colorado Water Resources Research Institute, University of Colorado. Available at: <http://www.cwi.colostate.edu/publications/tr/14.pdf>

Ward F.A. & Lynch T.P. (1996) Integrated River Basin Optimization: Modeling Economic and Hydrologic Interdependence, Journal of the American Water Resources Association, Vol. 32 No. 6, p.1127–1138. Available at: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1752-1688.1996.tb03483.x/abstract;jsessionid=6B92CFDD49AF0C841B158A17B3E1A279.f02t01>

World Economic Forum (2012) Energy for Economic Growth. Available at: http://www3.weforum.org/docs/WEF_EN_EnergyEconomicGrowth_IndustryAgenda_2012.pdf

ΑΔΜΗΕ (2015) Μηνιαίο Δελτίο Ενέργειας Δεκεμβρίου 2014. Διαθέσιμο στο: http://www.admie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/Monthly_Energy_Reports/Energy_Report_201412_v1.pdf

Βικάτος Γ., Στεφανάκης Ι. & Καλδέλλης Ι. Κ. (2009) Ανάλυση Κόστους Ηλεκτροπαραγωγής από Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής στα Νησιά του Αιγαίου, 9ο Εθνικό Συνέδριο για τις Ήπιες Μορφές Ενέργειας, Πάφος, 26 – 28 Μαρτίου, 349 – 356. Διαθέσιμο στο: <http://library.certh.gr/libfiles/PDF/EL-PAPYR-4276-ANALYSH-by-KALDELLHS-in-9-ES-HME-PAFOS-26-28-MAR-2009-PP-349-356-Y-2009.pdf>

Βραζιτούλη Τ. & Οικονόμου Α. (2010) Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας: αποτίμηση εξωτερικού κόστους και οφέλους, Διπλωματική Εργασία, ΕΜΠ. Διαθέσιμο στο:

http://dspace.lib.ntua.gr/bitstream/handle/123456789/3359/vrazitoulit_oikonomo ua_energy.pdf?sequence=3

Γαρούφη Γ. (2012) Επιπτώσεις στην απασχόληση από την ανάπτυξη τεχνολογιών Α.Π.Ε. στην Ελλάδα την περίοδο 2010-2020, Μεταπτυχιακή Εργασία, Πανεπιστήμιο Πειραιά. Διαθέσιμο στο:

<http://dione.lib.unipi.gr/xmlui/handle/unipi/5574?show=full>

Γεωργακέλλος, Δ.Α. (2002) Χρηματοοικονομική ανάλυση και αξιολόγηση της οικονομικής απόδοσης μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού, 7^ο Εθνικό Συνέδριο «Ήπιες Μορφές Ενέργειας», Πάτρα, 6 - 8 Νοεμβρίου. Διαθέσιμο στο:

<http://docplayer.gr/3719885-Hrimatooikonomiki-analysi-kai-axiologisi-tis-oikonomikis-apo-osis-mikroy-y-roilektrikoy-stathmoy.html>

Γιαννάκογλου Κ.Χ., Αναγνωστόπουλος Ι. & Μπεργελές Γ. (2001) Αριθμητική Ανάλυση για Μηχανικούς, ΕΜΠ, Αθήνα

ΔΕΔΔΗΕ (2015) Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για το Δεκέμβριο 2014. Διαθέσιμο στο:

<http://www.deddie.gr/Documents2/Fotovoltaika/MDN/%CE%A0%CE%9B%CE%97%CE%A1%CE%9F%CE%A6%CE%9F%CE%A1%CE%99%CE%91%CE%9A%CE%9F%20%CE%94%CE%95%CE%9B%CE%A4%CE%99%CE%9F-2014%20%CE%94%CE%B5%CE%BA%CE%AD%CE%BC%CE%B2%CF%81%CE%B9%CE%BF%CF%82%2018-02-2015.pdf>

ΔΕΗ Ανανεώσιμες^α, Πίνακες Στοιχείων Εγκατεστημένων & Υπό Ανάπτυξη ΜΥΗΕ. Διαθέσιμο στο: <http://www.ppcr.gr/Energy.aspx?C=26>

ΔΕΗ Ανανεώσιμες^β, Αναρρυθμιστικό Έργο Αγίας Βαρβάρας. Διαθέσιμο στο:

<http://www.ppcr.gr/ClientFiles/PDFs/Entipa/%CE%88%CE%BD%CF%84%CF%85%CF%80%CE%BF%20%CE%91%CE%BD%CE%B1%CF%81%CF%81%CF%85%CE%B8%CE%BC%CE%B9%CF%83%CF%84%CE%B9%CE%BA%CE%BF%CF%8D%20%CE%88%CF%81%CE%B3%CE%BF%CF%85%20%CE%91%CE%B3.%CE%92%CE%B1%CF%81%CE%B2%CE%AC%CF%81%CE%B1%CF%82.pdf>

ΔΕΗ Ανανεώσιμες^γ, ΜΥΗΕ Σμοκόβου. Διαθέσιμο στο:

<http://www.ppcr.gr/ClientFiles/PDFs/Entipa/Smokono.pdf>

ΔΕΗ (2014) Ενημερωτικό Σημείωμα: Νέος Σταθμός Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στη Ρόδο. Διαθέσιμο στο: <https://www.dei.gr/el/i-dei/kentro-tupou/deltia-tupou/deltia-tupou-2014/dekemvrios-2014/dei-ependuseis-190-ekat-eurw-se-rodo-kai-nisia-mes/param/t/ECPrint.aspx#>

- Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (2008). Διαθέσιμο στο:
<http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=zkmN5DrZKko%3D&tabid=513>
- Ευρωπαϊκός Οργανισμός Περιβάλλοντος (2002) Η ενέργεια και το περιβάλλον στην Ευρωπαϊκή Ένωση. Διαθέσιμο στο:
http://www.eea.europa.eu/el/publications/environmental_Noue_report_2002_31-sum
- Θεοδόση Ξ. (2014) Συγκριτική Αξιολόγηση των Μηχανισμών Προώθησης της Ενεργειακής Μετάβασης προς μία Οικονομία Χαμηλού Άνθρακα, Διπλωματική Εργασία, ΕΜΠ. Διαθέσιμο στο:
http://artemis.cslab.ntua.gr/el_thesis/artemis.ntua.ece/DT2014-0318/DT2014-0318.pdf
- Καλιαμπάκος Δ. & Δαμίγος Δ. (2008) Χρηματοοικονομική και Κοινωνικοοικονομική Αξιολόγηση Επενδύσεων, ΕΜΠ. Διαθέσιμο στο:
http://mycourses.ntua.gr/courses/PSTGR1094/document/Investment_analysis_note_s.pdf
- Καραμπατάκη Δ. (2009) Η Συμβολή των Υδροηλεκτρικών Έργων στις Πολλαπλές Χρήσεις Νερού: Η Κατάσταση στην Ελλάδα, Μεταπτυχιακή Εργασία, ΑΠΘ. Διαθέσιμο στο: <http://ikee.lib.auth.gr/record/124437/files/GRI-2010-5701.pdf>
- ΛΑΓΗΕ (2015) Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος Συναλλαγών Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού Δεκεμβρίου 2014. Διαθέσιμο στο:
http://www.lagie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/DAS_Monthly_Reports/201412_DAS_Monthly_Report.pdf
- Λατινόπουλος Π. & Μάλλιος Ζ. (2001) Οικονομική Αποτίμηση του Αρδευτικού Νερού με τη Μέθοδο της Εξαρτημένης Αξιολόγησης, Υδροτεχνικά, Τόμ. 11, σ. 3 – 18. Διαθέσιμο στο: <http://ejournals.lib.auth.gr/hydrotechnica/article/view/157/161>
- Μάλλιος (2005) Αποτίμηση της Αξίας του Αρδευτικού Νερού με τη Μέθοδο της Εξαρτημένης Αξιολόγησης, Διδακτορική Διατριβή, ΑΠΘ. Διαθέσιμο στο:
<http://www.didaktorika.gr/eadd/handle/10442/14711>
- Μέγα Μ. (2009) Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα στις ορεινές περιοχές και οι επιπτώσεις τους στο περιβάλλον, Μεταπτυχιακή Εργασία, ΕΜΠ. Διαθέσιμο στο:
<https://www.itia.ntua.gr/getfile/967/1/documents/mega.pdf>
- Μηλιώνης Α.Γ. (2014) Ανάλυση και Διαχείριση Ρίσκου σε Έργα Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, Διπλωματική Εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης. Διαθέσιμο στο:
dias.library.tuc.gr/view/manf/22881

Μοιρασγεντής Σ., Διακουλάκη Δ., Ζερβός Α. & Παπαγιαννάκης Λ. (1997) Περιβαλλοντικό Κόστος και Ανταγωνιστικότητα των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας: Η περίπτωση της Κρήτης, 5^ο Συνέδριο Περιβαλλοντικής Επιστήμης και Τεχνολογίας, Μόλυβος Λέσβου, σ. 289–298. Διαθέσιμο στο: <http://library.certh.gr/libfiles/PDF/EL-PAPYR-3797-PERIBALLONTIKO-by-MOIRASGENTHS-in-PRAKT-5TH-SYNEDR-PERIV-EPIST-TEXN-MOLYVOS-LESVOS-1-4-SEP-1997-VOL-B-PP-289-298.pdf>

Μουνταλάς Ε. (2012) Πειραματική εφαρμογή, αξιολόγηση και σύγκριση μεθόδων πρόβλεψης της Οριακής Τιμής Συστήματος της ηλεκτρικής ενέργειας: μελέτη στην Ελληνική Αγορά Ενέργειας. Διαθέσιμο στο: http://dspace.lib.ntua.gr/bitstream/handle/123456789/6443/mountalase_forecasting.pdf?sequence=3

Μουσάλλαμ Γ.Κ. (2013) Εξελίξεις και προοπτικές Μικρών Υδροηλεκτρικών Έργων (ΜΥΗΕ), Μεταπτυχιακή Εργασία, ΑΠΘ. Διαθέσιμο στο: <http://ikee.lib.auth.gr/record/134655/files/GRI-2014-12667.pdf>

Μουσούλη Ε. (2005) Το εξωτερικό κόστος της ηλεκτροπαραγωγής, Μεταπτυχιακή Εργασία, Πανεπιστήμιο Πειραιά. Διαθέσιμο στο: <http://dione.lib.unipi.gr/xmlui/handle/unipi/1058>

Μπαλάσκας Α. (2015) Αξιολόγηση εξωτερικοτήτων εγκαταστάσεων βιοαερίου, Μεταπτυχιακή Εργασία, ΕΜΠ

Νόμος 2244/1994. Διαθέσιμο στο: http://www.desmie.gr/fileadmin/user_upload/Files/laws/NOMOS_2244_1994.pdf

Νόμος 2773/1999. Διαθέσιμο στο: [http://www.rae.gr/old/downloads/sub2/286\(22-12-99\)_2773.pdf](http://www.rae.gr/old/downloads/sub2/286(22-12-99)_2773.pdf)

Νόμος 3468/2006. Διαθέσιμο στο: [http://www.rae.gr/old/downloads/sub2/129\(27-6-06\)_3468.pdf](http://www.rae.gr/old/downloads/sub2/129(27-6-06)_3468.pdf)

Νόμος 3851/2010. Διαθέσιμο στο: <http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=pnhppGnURds%3D>

Νόμος 3908/2011. Διαθέσιμο στο: <http://www.taxheaven.gr/laws/law/index/law/296>

Νόμος 4172/2013. Διαθέσιμο στο: <http://www.taxheaven.gr/laws/law/index/law/528>

Νόμος 4254/2014. Διαθέσιμο στο: http://helapco.gr/wp-content/uploads/N_4254_2014_Energy.pdf

Πάντειο Πανεπιστήμιο & Ινστιτούτο Περιφερειακής Ανάπτυξης (2012) Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Περιφέρειας Νοτίου Αιγαίου: Στρατηγικός Σχεδιασμός. Διαθέσιμο στο: [http://www.pnai.gov.gr/ckfinder/userfiles/files/ANATHEORIMENI%20TEYXOS%20VI\(5\).pdf](http://www.pnai.gov.gr/ckfinder/userfiles/files/ANATHEORIMENI%20TEYXOS%20VI(5).pdf)

Παπαϊωάννου Μ. & Μαυροειδής Η. (2005) Βιώσιμη Ανάπτυξη, Διεθνείς Εξελίξεις και Προοπτικές, Heleco '05, ΤΕΕ, Αθήνα, 3-6 Φεβρουαρίου. Διαθέσιμο στο: http://library.tee.gr/digital/m2045/m2045_papaiouannou.pdf

Παπαντώνης Δ.Ε. (2002), Υδροδυναμικές Μηχανές: Αντλίες – Υδροστρόβιλοι, Συμεών, Β' Έκδοση, Αθήνα

Παπαντώνης Δ.Ε. (2008) Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα, Συμεών, Αθήνα

ΡΑΕ (2013) Γνωμοδότηση ως προς τις τιμές πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τεχνολογίες Ανανεώσιμων Πηγών, πλην φωτοβολταϊκών και ΣΗΘΥΑ, καθώς και τις αποδόσεις αυτών. Διαθέσιμο στο: <http://www.rae.gr/site/file/system/docs/misc1/ape/file01;jsessionid=81081887d0f7aa6bec5cd4297f70ab4a95a696e35311acec6a76e9008e11b1ec.e380chqPa34Na40LaN4SahyLax4Le6fznA5Pp7ftolbGmkTy>

ΡΑΕ (2014^α), Απόφαση 311/2014. Διαθέσιμο στο: <http://www.rae.gr/old/lic/licenses/311-2014.pdf>

ΡΑΕ (2014^β), Απόφαση 312/2014. Διαθέσιμο στο: <http://www.rae.gr/old/lic/licenses/312-2014.pdf>

ΡΑΕ (2015) Διαμόρφωση Οριακής Τιμής Συστήματος. Διαθέσιμο στο: http://www.rae.gr/site/categories_new/electricity/market/wholesale/price.csp

Ροδόπουλος Φ. Π. (2005) Μεθοδολογία Τεχνο – Οικονομικής Αξιολόγησης Μικρών Υδροηλεκτρικών Έργων, Διπλωματική Εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης. Διαθέσιμο στο: <http://artemis.library.tuc.gr/DT2008-0181/DT2008-0181.pdf>

Στίγκα Ε. (2014) Συμβολή στη διερεύνηση των οικονομικών και πολιτικών προοπτικών εξέλιξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην ευρύτερη περιοχή της Δυτικής Ελλάδας, Διδακτορική Διατριβή, Πανεπιστήμιο Πατρών. Διαθέσιμο στο: <http://nemertes.lis.upatras.gr/jspui/bitstream/10889/7971/1/Stigka%20PhD%20for%20library.pdf>

Τέγος Α., Ευστρατιάδης Α., Βαρβέρης Α., Μαμάσης Ν., Κουκουβίνος Α. & Κουτσογιάννης Δ. (2014) Εκτίμηση και υλοποίηση περιορισμών οικολογικής παροχής σε μεγάλα Υ/Η έργα: Η περίπτωση του Αχελώου, Ημερίδα: "Η οικολογική παροχή των ποταμών και η σημασία της ορθής εκτίμησής της", 26 Μαΐου, Αθήνα. Διαθέσιμο στο: https://www.itia.ntua.gr/getfile/1455/1/documents/2014_envflows_pres.pdf

Τουρκολιάς Χ. & Διακουλάκη Δ. (2009) Ανάλυση κόστους – οφέλους σεναρίων ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα Ελλάδας και Κύπρου, 9ο Εθνικό Συνέδριο για τις Ήπιες Μορφές Ενέργειας, Πάφος, 26 – 28 Μαρτίου. Διαθέσιμο στο: <http://library.certh.gr/libfiles/PDF/EL-PAPYR-4275-ANALYSH-by-TOURKOLIAS-in-9-ES-HME-PAFOS-26-28-MAR-2009-PP-341-348-Y-2009.pdf>

Τουρκολιάς Χ. (2010) Ανάπτυξη μεθοδολογικού πλαισίου για την αποτίμηση περιβαλλοντικών και κοινωνικών επιπτώσεων της ηλεκτροπαραγωγής, Διδακτορική Διατριβή, ΕΜΠ. Διαθέσιμο στο: <http://www.didaktorika.gr/eadd/handle/10442/25556>

Τράπεζα της Ελλάδος (2014) Νομισματική Πολιτική: Ενδιάμεση Έκθεση, Δεκέμβριος. Διαθέσιμο στο: http://www.bankofgreece.gr/BogEkdoseis/Inter_NomPol2014.pdf

Τσαλέμης Δ. (2012) Προώθηση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, Συμμετοχή και Οφέλη για την Τοπική Κοινωνία, Πρότυπες Περιφέρειες για μια Βιώσιμη Ευρώπη, Άργος. Διαθέσιμο στο: http://www.cres.gr/kape/publications/pdf/Argos/03_Tsalemis.pdf

Τσαλέμης Δ., Μαυράκη Δ., Δούλος Η., Οικονόμου Α., Περράκης Κ., Τίγκας Κ., Βουγιουκλάκης Γ., Κάραλης Γ., Βασιλικός Κ., Λουμάκης Σ., Παπασταματίου Π., Σεϊμανίδης Σ., Σιαμίδης Μ. & Ψωμάς Σ. (2012) Έκθεση για τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ στο πλαίσιο του σχεδιασμού αναμόρφωσης του μηχανισμού στήριξης, Ομάδα εργασίας για την εκπόνηση της έκθεσης, βάσει της απόφασης Υ.Α.Π.Ε./Φ1/875/οικ.6292/19.03.2012. Διαθέσιμο στο: <http://docplayer.gr/182565-Ekthesi-gia-ton-tomea-ilektroparagogis-apo-a-p-e-sto-plaisio-toy-shediasmoy-anamorfofis-toy-mihanismoy-stirixis.html>

Τσιούρης Σ. (2005) Απαιτούμενη περιβαλλοντική παροχή ποταμών: μια μεθοδολογική προσέγγιση. Η περίπτωση των ποταμών της βόρειας Ελλάδας, Ελληνικό Κέντρο Υδροτόπων – Βιοτόπων, Μουσείο Γουλανδρή Φυσικής Ιστορίας. Διαθέσιμο στο: http://www.ekby.gr/AnoixtesThyres2005/pdf/imerida_ppts/Tsiouris.pdf

Υπουργείο Ανάπτυξης (2009) Το Ελληνικό Ενεργειακό Σύστημα. Διαθέσιμο στο: http://www.cres.gr/kape/pdf/download/Energy_Outlook_2009_EL%20.pdf

Υπουργική Απόφαση Φ1/οικ.19598/01.10.2010. Διαθέσιμο στο: <http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=LL1y8Dbh344%3d&tabid=555&language=el-GR>

ΦΕΚ 1873/2014. Διαθέσιμο στο:

http://www.rae.gr/site/file/categories_new/global_regulation/global_national/global_national_laws/2014/FEK1873_100714?p=file&i=0

Χατζημπίρος Κ. (2015) Υπεράκτια αιολικά πάρκα στην προοπτική του 2050, 6^ο Πανελλήνιο Συνέδριο: Διαχείριση και Βελτίωση Παράκτιων Ζωνών, Αθήνα, 24 – 27 Νοεμβρίου. Διαθέσιμο στο:

http://users.itia.ntua.gr/kimon/offshore_wind_2050_perspective11.doc

Παράρτημα Α: Κώδικας υπολογισμού και σχετικά αρχεία

Στο παρόν παράρτημα παρατίθεται ο κώδικας υπολογισμού **Hydro.f**, καθώς και το αρχείο εισαγωγής τιμών **Hydro_data.dat** και τα αρχεία εξαγωγής αποτελεσμάτων **Hydro_Results.dat**, **Cumulative_Cash_Flows.dat**, **IRR.dat**, **Depreciations.dat** και **Loan_Analysis.dat** για το Σενάριο Αναφοράς. Οι **χρωματισμένες** φράσεις που ακολουθούν τους αστερίσκους [*] χρησιμεύουν ως επεξηγήσεις για τα μεγέθη των αντιστοίχων σειρών ή ακόλουθων τμημάτων και μπορούν να αφαιρεθούν από τον κώδικα ή τα αντίστοιχα αρχεία. Σημειώνεται ότι στην υφιστάμενη μορφή, ο κώδικας είναι απολύτως αναπαράξιμος στο χρησιμοποιούμενο μεταγλωττιστή.

□ Hydro.f

```
program Juggernaut
dimension cf(0:100,1:2),ccf(0:100,1:2),cst(0:100,1:2),prd(0:100)
dimension tk(1:100),xr(1:100),cfn(0:100,1:2)
open(1,file='Cumulative_Cash_Flows.dat')
open(2,file='Loan_Analysis.dat')
open(3,file='IRR.dat')
open(4,file='Hydro_Results.dat')
open(5,file='Depreciations.dat')
open(10,file='Hydro_data.dat')
read(10,*) P
read(10,*) H
read(10,*) FC
read(10,*) coeff_cost
read(10,*) it_proj
read(10,*) F_OM
read(10,*) F_subs
read(10,*) F_loan
read(10,*) it_loan
read(10,*) r_loan
read(10,*) F_tax_OTA
read(10,*) F_tax_NAT
read(10,*) r_prv
read(10,*) r_soc
read(10,*) it_depr_cv
read(10,*) it_depr_em
read(10,*) it_depr_st
read(10,*) F_cost_cv
read(10,*) F_cost_em
read(10,*) F_cost_st
read(10,*) FiT_1
read(10,*) FiT_2
read(10,*) FiT_3
read(10,*) FiT_4
read(10,*) FiT_5
read(10,*) OTS
read(10,*) EF_CO2
read(10,*) EF_SO2
read(10,*) EF_NOx
read(10,*) EF_PM10
read(10,*) ExCsub_CO2
read(10,*) ExCsub_SO2
read(10,*) ExCsub_NOx
read(10,*) ExCsub_PM10
```

```

read(10,*) WtP_wtr
read(10,*) F_wtr_ssn
read(10,*) F_wtr_av
read(10,*) T_CO2
read(10,*) T_wtr
read(10,*) ExB_Wkr
read(10,*) ExC_Env
read(10,*) F_wrk_OM
read(10,*) F_shw

```

```

if (H.ge.2.0.and.H.le.30.0) then
    C_init = 41508.243*(P*1000.0/H**0.35)**0.65
elseif (H.gt.30.0.and.H.le.200) then
    C_init = 75545.002*(P*1000.0/H**0.3)**0.6
endif

```

* Capital Cost (Euro)

```

if (P.gt.15.0) then
    FiT = OTS
else
    if (F_subs.ne.0.0) then
        if (P.le.1.0) then
            FiT = FiT_1
        elseif (P.gt.1.0.and.P.le.5.0) then
            FiT = FiT_2
        else
            FiT = FiT_3
        endif
    else
        if (P.le.5.0) then
            FiT = FiT_4
        else
            FiT = FiT_5
        endif
    endif
endif
endif

```

* Power Selling Price (Euro/MWh)

```

Q = FC*P*1000000.0/(998.2*9.81*H)
C_init = C_init*coeff_cost
C_OM_yr = F_OM*C_init
C_subs = F_subs*C_init
C_loan = F_loan*(C_init-C_subs)
prod_yr = FC*P*8766.0
prof_el = prod_yr*FiT
prof_wtr = Q*8766.0*3600.0*T_wtr
prof_GHG = prod_yr*EF_CO2*T_CO2
prof_gr_prv = prof_el+prof_GHG+prof_wtr
prof_el_soc = prod_yr*OTS
prof_wtr_soc = Q*8766.0*3600.0*WtP_wtr*F_wtr_ssn*F_wtr_av
prof_CO2_soc = prod_yr*EF_CO2*ExCsub_CO2
prof_SO2_soc = prod_yr*EF_SO2*ExCsub_SO2
prof_NOx_soc = prod_yr*EF_NOx*ExCsub_NOx
prof_PM10_soc = prod_yr*EF_PM10*ExCsub_PM10
prof_wrk_soc = prod_yr*ExB_Wkr
cost_env_soc = prod_yr*ExC_Env
prof_gr_soc = prof_el_soc+prof_wtr_soc+prof_CO2_soc+
@prof_SO2_soc+prof_NOx_soc+prof_PM10_soc+prof_wrk_soc
C_OM_soc = C_OM_yr*(F_wrk_OM*F_shw+1.0-F_wrk_OM)
t_depr_cv = it_depr_cv
depr_cv = C_init*F_subs*F_cost_cv/t_depr_cv
t_depr_em = it_depr_em
depr_em = C_init*F_subs*F_cost_em/t_depr_em

```

* Equivalent Flow (m³/sec)
* Safety Coefficient
* Cost O&M - yr (Euro/KW*yr)
* Subsidy (Euro) [PRV]
* Loan (Euro)
* Production - yr (MWh/yr)
* Electrical Production Income - yr (Euro) [PRV]
* Water Sales Income - yr (Euro) [PRV]
* GHG Emissions Income - yr (Euro) [PRV]
* Gross Inome - yr (Euro) [PRV]
* Electrical Production Income - yr (Euro) [SOC]
* Water Total Val - yr (Euro) [PRV]
* CO2 Substitution - yr (Euro) [SOC]
* SO2 Substitution - yr (Euro) [SOC]
* NOx Substitution - yr (Euro) [SOC]
* PM10 Substitution - yr (Euro) [SOC]
* Labour Benefit - yr (Euro) [PRV]
* Environmental Impact - yr (Euro) [PRV]
* Gross Inome - yr (Euro) [SOC]

* Depreciation Civil
* Depreciation Electro & Mech

```

t_depr_st = it_depr_st
depr_st = C_init*F_subs*F_cost_st/t_depr_st
t_loan = it_loan
C_loan_yr = C_loan*r_loan/(1.0-1.0/(1.+r_loan)**t_loan)

C_rest = C_loan
do 1 i=1,it_loan
  t = i
  tk(i) = C_rest*r_loan
  xr(i) = C_loan_yr-tk(i)
  C_rest = C_rest-xr(i)
  write(2,*) i, tk(i), xr(i), tk(i)+xr(i), C_rest
1 continue

cf(0,1) = C_loan+C_subs-C_init
cf(0,2) = -C_init
ccf(0,1) = C_loan+C_subs-C_init
ccf(0,2) = -C_init
cfn(0,1) = C_loan+C_subs-C_init
cfn(0,2) = -C_init
cst(0,1) = C_init-C_loan-C_subs
cst(0,2) = C_init
prd(0) = 0.0
write(1,*) 0, ccf(0,1), ccf(0,2)
do 2 i=1,it_proj
  t = i
  if (i.gt.it_depr_cv) then
    depr_cv = 0.0
  endif
  if (i.gt.it_depr_em) then
    depr_em = 0.0
  endif
  if (i.gt.it_depr_st) then
    depr_st = 0.0
  endif
  if (i.gt.it_loan) then
    tk(i) = 0.0
    xr(i) = 0.0
  endif
  depr_tot = depr_cv+depr_em+depr_st
  tax_OTA = prof_el*F_tax_OTA
  tax_NAT = (prof_gr_prv-C_OM_yr-tax_OTA-depr_tot-tk(i))*F_tax_NAT
  cst(i,1) = tax_OTA+tax_NAT+C_OM_yr+tk(i)+xr(i)
  cst(i,2) = C_OM_soc+cost_env_soc
  cf(i,1) = prof_gr_prv-cst(i,1)
  cf(i,2) = prof_gr_soc-cst(i,2)
  ccf(i,1) = ccf(i-1,1)+cf(i,1)/(1.0+r_prv)**t
  ccf(i,2) = ccf(i-1,2)+cf(i,2)/(1.0+r_soc)**t
  write(1,*) i, ccf(i,1), ccf(i,2)
  write(5,*) i, depr_tot
  if (ccf(i,1).ge.0.0.and.ccf(i-1,1).le.0.0) then
    PbP_prv = t-1.0-ccf(i-1,1)/(ccf(i,1)-ccf(i-1,1))
  endif
  if (ccf(i,2).ge.0.0.and.ccf(i-1,2).le.0.0) then
    PbP_soc = t-1.0-ccf(i-1,2)/(ccf(i,2)-ccf(i-1,2))
  endif
  prd(i) = prod_yr
2 continue

cost_sum_prv = cst(0,1)
cost_sum_soc = cst(0,2)

```

```

prod_prv = 0.0
prod_soc = 0.0
do 3 i=1,it_proj
  t = i
  cost_sum_prv = cost_sum_prv+cst(i,1)/(1.0+r_prv)**t
  cost_sum_soc = cost_sum_soc+cst(i,2)/(1.0+r_soc)**t
  prod_prv = prod_prv+prd(i)/(1.0+r_prv)**t
  prod_soc = prod_soc+prd(i)/(1.0+r_soc)**t
  T_LCOE_sub = cost_sum_prv/prod_prv          * LCOE Subsidied [PRV]
  T_LCOE_uns = (cost_sum_prv+C_subs)/prod_prv * LCOE Unsubsidied [PRV]
  T_LCOE_soc = cost_sum_soc/prod_soc        * LCOE [SOC]
3 continue

T_IRR_prv_1 = -100.0
T_IRR_prv_2 = 100.0
T_IRR_soc_1 = -100.0
T_IRR_soc_2 = 100.0
do 4 j=0,100
  T_IRR_prv = 0.5*(T_IRR_prv_1+T_IRR_prv_2) * IRR [PRV]
  T_IRR_soc = 0.5*(T_IRR_soc_1+T_IRR_soc_2) * IRR [SOC]
  do 5 i=1,it_proj
    t = i
    cfn(i,1) = cfn(i-1,1)+cf(i,1)/(1.0+T_IRR_prv)**t
    cfn(i,2) = cfn(i-1,2)+cf(i,2)/(1.0+T_IRR_soc)**t
5 continue
write(3,*) T_IRR_prv, cfn(it_proj,1), T_IRR_soc, cfn(it_proj,2)
if (cfn(it_proj,1).lt.0.0) then
  T_IRR_prv_2 = T_IRR_prv
else
  T_IRR_prv_1 = T_IRR_prv
endif
if (cfn(it_proj,2).lt.0.0) then
  T_IRR_soc_2 = T_IRR_soc
else
  T_IRR_soc_1 = T_IRR_soc
endif
4 continue

6 Format(F15.5,A50)
write(4,6) ccf(it_proj,1)," * NPV (Euro) [PRV]"
write(4,6) T_IRR_prv," * IRR [PRV]"
write(4,6) PbP_prv," * PbP (yr) [PRV]"
write(4,6) T_LCOE_sub," * LCOE Subsidied (Euro/MWh) [PRV]"
write(4,6) T_LCOE_uns," * LCOE Unsubsidied (Euro/MWh) [PRV]"
write(4,*) "*****"
write(4,6) ccf(it_proj,2)," * NPV (Euro) [SOC]"
write(4,6) T_IRR_soc," * IRR [SOC]"
write(4,6) PbP_soc," * PbP (yr) [SOC]"
write(4,6) T_LCOE_soc," * LCOE Unsubsidied (Euro/MWh) [SOC]"
write(4,*) "*****"
write(4,6) FiT," * Price (Euro/MWh) [PRV]"
write(4,6) C_init," * Initial Cost (Euro)"
write(4,6) C_subs," * Subsidies (Euro) [PRV]"
write(4,6) C_loan," * Loan (Euro)"
write(4,6) C_OM_yr," * O&M (Euro/yr) [PRV]"
write(4,6) prod_yr," * Produced Energy (MWh/yr)"
write(4,6) Q," * Equivalent Flow Rate (m^3/sec)"
write(4,6) Q*8766.0*3600.0/1000000.0," * Water Flow (hm^3/yr)"
write(4,*) prof_gr_prv

end

```

□ Hydro_data.dat

3.8 * Power (MW)
50.0 * Waterfall (m - WC)
0.30 * Capacity Factor
1.1 * Cost Safety Coefficient
25 * Operation Period (yr)
0.03 * O&M - yr
0.3 * Subsidy Rate
0.5 * Loan Rate
10 * Loan Period (yr)
0.05671 * Interest Rate
0.03 * Local Tax Rate
0.26 * National Tax Rate
0.100 * Discount Rate (Private)
0.04 * Discount Rate (Social)
25 * Depreciation Yrs - Civil Works
10 * Depreciation Yrs - Eletro & Mech
10 * Depreciation Yrs - Engineering & Management
0.4 * Cost Percentage - Civil Works
0.52 * Cost Percentage - Eletro & Mech
0.08 * Cost Percentage - Engineering & Management
85.0 * FiT (Euro/MWh) <1MW, subsidized
83.0 * FiT (Euro/MWh) <5MW, subsidized
80.0 * FiT (Euro/MWh) >5MW, subsidized
105.0 * FiT (Euro/MWh) <5MW, unsubsidized
100.0 * FiT (Euro/MWh) >5MW, unsubsidized
51.33 * Marginal System Price (Euro/MWh)
1.126 * Emissions Factor CO2 (tn/MWh)
0.00279 * Emissions Factor SO2 (tn/MWh)
0.001915 * Emissions Factor NOx (tn/MWh)
0.00045 * Emissions Factor PM10 (tn/MWh)
33.6 * External Cost CO2 (Euro/tn)
4000.0 * External Cost SO2 (Euro/tn)
1900.0 * External Cost NOx (Euro/tn)
28774.0 * External Cost PM10 (Euro/tn)
0.04 * Willingness to Pay for Water (Euro/m³)
0.2 * Seasonal demand for water
0.3 * Water Volume Availability
0.0 * CO2 Emissions Price (Euro/tn)
0.00 * Water Sale Price (Euro/m³)
0.0 * External Labour Benefit (Euro/MWh)
8.6 * External Environmental Cost (Euro/MWh)
0.16 * O&M Labour Factor
0.40340454 * Shadow Wage Coefficient

□ Hydro_Results.dat

911055.37500 * NPV (Euro) [PRV]
0.14502 * IRR [PRV]
13.20136 * PbP (yr) [PRV]
72.95628 * LCOE Subsidized (Euro/MWh) [PRV]
92.06030 * LCOE Unsubsidized (Euro/MWh) [PRV]

11438672.00000 * NPV (Euro) [SOC]
0.18821 * IRR [SOC]
5.99965 * PbP (yr) [SOC]
61.28613 * LCOE Unsubsidized (Euro/MWh) [SOC]

83.00000 * Price (Euro/MWh) [PRV]

5776357.00000	* Initial Cost (Euro)
1732907.12500	* Subsidies (Euro) [PRV]
2021725.00000	* Loan (Euro)
173290.70313	* O&M (Euro/yr) [PRV]
9993.24023	* Produced Energy (MWh/yr)
2.32835	* Equivalent Flow Rate (m ³ /sec)
73.47713	* Water Flow (hm ³ /yr)

□ Cumulative_Cash_Flows.dat

0 -2021724.88 -5776357.
1 -1784665. -4716772.5
2 -1571054.25 -3697941.25
3 -1378686. -2718296.
4 -1205557.5 -1776329.38
5 -1049850.75 -870592.188
6 -909915.688 308.951996
7 -784254.938 837713.875
8 -671509.688 1642910.88
9 -570447.063 2417138.75
10 -479948.656 3161588.75
11 -313693.594 3877406.
12 -162552.641 4565692.
13 -25151.7734 5227505.5
14 99758.1016 5863864.5
15 213312.531 6475748.
16 316543.844 7064097.5
17 410390.469 7629818.5
18 495705.594 8173781.
19 573264.813 8696822.
20 643773.188 9199746.
21 707871.688 9683326.
22 766143.063 10148307.
23 819117.063 10595404.
24 867275.25 11025305.
25 911055.375 11438672.

□ IRR.dat

0. 7580462. 0. 21772840.
50. -2016510.63 50. -5754318.
25. -2011297.88 25. -5732278.5
12.5 -2000878.38 12.5 -5688200.
6.25 -1980061.63 6.25 -5600042.5
3.125 -1938519.13 3.125 -5423728.5
1.5625 -1855798.25 1.5625 -5071098.
0.78125 -1691011.75 0.78125 -4365839.
0.390625 -1347924.13 0.390625 -2956061.
0.1953125 -565491.063 0.1953125 -199505.688
0.09765625 975607.875 0.09765625 4409268.
0.146484375 -21657.2637 0.146484375 1499706.63
0.122070313 396514.469 0.170898438 546861.
0.134277344 171122.25 0.183105469 151930.813
0.140380859 71042.6797 0.189208984 -28798.998
0.143432617 23814.1895 0.186157227 60262.8164
0.144958496 863.995483 0.187683105 15412.9922
0.145721436 -10449.8613 0.188446045 -6772.70313
0.145339966 -4805.98145 0.188064575 4300.53174
0.145149231 -1974.48682 0.18825531 -1241.00549
0.145053864 -555.946716 0.188159943 1528.54749

0.14500618 153.603195 0.188207626 142.618362
0.145030022 -201.30632 0.188231468 -549.048523
0.145018101 -23.8135891 0.188219547 -202.722092
0.14501214 65.019043 0.188213587 -29.6927223
0.145015121 20.3883343 0.188210607 56.9801254
0.145016611 -1.64330852 0.188212097 13.443222
0.145015866 9.40522289 0.188212842 -8.29125786
0.145016238 4.14365149 0.188212469 2.72957039
0.145016432 1.22758865 0.188212663 -2.55166864
0.145016521 -0.462773263 0.188212574 -0.441419721
0.145016477 0.537162423 0.188212514 1.41419196
0.145016491 0.148186475 0.188212544 0.853793442
0.145016506 -0.21832855 0.188212559 0.441050142
0.145016491 0.148186475 0.188212574 -0.441419721
0.145016491 0.148186475 0.188212574 -0.441419721
0.145016491 0.148186475 0.188212574 -0.441419721
...

□ Depreciations.dat

1 131700.938
2 131700.938
3 131700.938
4 131700.938
5 131700.938
6 131700.938
7 131700.938
8 131700.938
9 131700.938
10 131700.938
11 27726.5156
12 27726.5156
13 27726.5156
14 27726.5156
15 27726.5156
16 27726.5156
17 27726.5156
18 27726.5156
19 27726.5156
20 27726.5156
21 27726.5156
22 27726.5156
23 27726.5156
24 27726.5156
25 27726.5156

□ Loan_Analysis.dat

1 114652.023 155770.063 270422.094 1865955.
2 105818.313 164603.781 270422.094 1701351.25
3 96483.6328 173938.469 270422.094 1527412.75
4 86619.5781 183802.516 270422.094 1343610.25
5 76196.1406 194225.953 270422.094 1149384.25
6 65181.582 205240.516 270422.094 944143.75
7 53542.3945 216879.703 270422.094 727264.063
8 41243.1445 229178.953 270422.094 498085.125
9 28246.4082 242175.688 270422.094 255909.438
10 14512.624 255909.469 270422.094 -0.03125

Παράρτημα Β: Αποτελέσματα Ανάλυσης Ευαισθησίας

Στον παρακάτω πίνακα παρατίθενται τα αναλυτικά αποτελέσματα των αξιολογήσεων για τη μελέτη ευαισθησίας που παρουσιάζονται συνοπτικά με διαγράμματα στο Κεφ. 7.4. Σημειώνεται ότι για κάθε περίπτωση, εμφανίζονται μόνο τα μεταβαλλόμενα μεγέθη, π.χ. για τα εξωτερικά κόστη/ωφέλη μόνο οι δείκτες κοινωνικοοικονομικής αξιολόγησης.

		-10%	-5%	0%	5%	10%
	NPV [M€]	0,825030188	0,869378625	0,911055375	0,95034275	0,98748125
	PRV [abs]	0,14001	0,14257	0,14502	0,14737	0,14963
	PbP [yr]	13,85763	13,5185	13,20136	12,91252	12,65788
	LCOE [€/MWh]	73,90465	73,41573	72,95628	72,52317	72,11373
	NPV [M€]	11,587294	11,50737	11,438672	11,379405	11,328133
	SOC [abs]	0,18741	0,18778	0,18821	0,18869	0,1892
	PbP [yr]	6,02741	6,01451	5,99965	5,98384	5,96687
	LCOE [€/MWh]	62,29486	61,77483	61,28613	60,82545	60,38996
H	NPV [M€]	-9,44%	-4,57%	0,00%	4,31%	8,39%
	PRV [dev]	-3,45%	-1,69%	0,00%	1,62%	3,18%
	PbP	4,97%	2,40%	0,00%	-2,19%	-4,12%
	LCOE	1,30%	0,63%	0,00%	-0,59%	-1,15%
	NPV	1,30%	0,60%	0,00%	-0,52%	-0,97%
	SOC [dev]	-0,43%	-0,23%	0,00%	0,26%	0,53%
	PbP	0,46%	0,25%	0,00%	-0,26%	-0,55%
	LCOE	1,65%	0,80%	0,00%	-0,75%	-1,46%
	NPV [M€]	0,645882	0,777019875	0,911055375	1,047788688	1,187041875
	PRV [abs]	0,13403	0,13961	0,14502	0,15027	0,15538
	PbP [yr]	14,75453	13,9122	13,20136	12,58668	12,03407
	LCOE [€/MWh]	75,08846	73,98309	72,95628	71,73376	71,10339
	NPV [M€]	9,97616	10,704762	11,438672	12,177517	12,92098
	SOC [abs]	0,1788	0,18359	0,18821	0,19268	0,19702
	PbP [yr]	6,34088	6,16344	5,99965	5,85363	5,71775
	LCOE [€/MWh]	63,55403	62,37828	61,28613	60,26787	59,31534
P	NPV	-29,11%	-14,71%	0,00%	15,01%	30,29%
	PRV [dev]	-7,58%	-3,73%	0,00%	3,62%	7,14%
	PbP	11,77%	5,38%	0,00%	-4,66%	-8,84%
	LCOE	2,92%	1,41%	0,00%	-1,68%	-2,54%
	NPV	-12,79%	-6,42%	0,00%	6,46%	12,96%
	SOC [dev]	-5,00%	-2,45%	0,00%	2,38%	4,68%
	PbP	5,69%	2,73%	0,00%	-2,43%	-4,70%
	LCOE	3,70%	1,78%	0,00%	-1,66%	-3,22%

C _{INIT}	PRV [abs]	NPV [M€]	1,360371	1,13571275	0,911055375	0,686398125	0,461739906
		IRR	0,1747	0,15905	0,14502	0,13233	0,1208
		PbP [yr]	10,38783	11,68375	13,20136	15,02398	17,31455
		LCOE [€/MWh]	68,00292	70,47961	72,95628	75,43297	77,90965
	SOC [abs]	NPV [M€]	12,261184	11,849929	11,438672	11,027419	10,616161
		IRR	0,21327	0,20013	0,18821	0,17735	0,16739
		PbP [yr]	5,25266	5,62352	5,99965	6,39641	6,79891
		LCOE [€/MWh]	56,01751	58,65182	61,28613	63,92043	66,55475
	PRV [dev]	NPV	49,32%	24,66%	0,00%	-24,66%	-49,32%
		IRR	20,47%	9,67%	0,00%	-8,75%	-16,70%
		PbP	-21,31%	-11,50%	0,00%	13,81%	31,16%
		LCOE	-6,79%	-3,39%	0,00%	3,39%	6,79%
	SOC [dev]	NPV	7,19%	3,60%	0,00%	-3,60%	-7,19%
		IRR	13,31%	6,33%	0,00%	-5,77%	-11,06%
		PbP	-12,45%	-6,27%	0,00%	6,61%	13,32%
		LCOE	-8,60%	-4,30%	0,00%	4,30%	8,60%
C _{O&M}	PRV [abs]	NPV [M€]	1,027454813	0,969255125	0,911055375	0,852855875	0,79465575
		IRR	0,15076	0,14789	0,14502	0,14215	0,13928
		PbP [yr]	12,53273	12,85356	13,20136	13,57374	13,95646
		LCOE [€/MWh]	71,67307	72,31467	72,95628	73,59789	74,2395
	SOC [abs]	NPV [M€]	11,683548	11,561111	11,438672	11,316237	11,193798
		IRR	0,19104	0,18963	0,18821	0,1868	0,18538
		PbP [yr]	5,90662	5,95281	5,99965	6,04904	6,09917
		LCOE [€/MWh]	59,71757	60,50185	61,28613	62,0704	62,85468
	PRV [dev]	NPV	12,78%	6,39%	0,00%	-6,39%	-12,78%
		IRR	3,96%	1,98%	0,00%	-1,98%	-3,96%
		PbP	-5,06%	-2,63%	0,00%	2,82%	5,72%
		LCOE	-1,76%	-0,88%	0,00%	0,88%	1,76%
	SOC [dev]	NPV	2,14%	1,07%	0,00%	-1,07%	-2,14%
		IRR	1,50%	0,75%	0,00%	-0,75%	-1,50%
		PbP	-1,55%	-0,78%	0,00%	0,82%	1,66%
		LCOE	-2,56%	-1,28%	0,00%	1,28%	2,56%

		NPV [M€]	0,86278625	0,886918	0,911055375	0,935192813	0,95933025
Loan	PRV [abs]	IRR	0,14031	0,14259	0,14502	0,1476	0,15037
		PbP [yr]	13,58784	13,3946	13,20136	13,00812	12,83171
		LCOE [€/MWh]	73,48847	73,22238	72,95628	72,69019	72,42409
	PRV [dev]	NPV	-5,30%	-2,65%	0,00%	2,65%	5,30%
IRR		-3,25%	-1,68%	0,00%	1,78%	3,69%	
PbP		2,93%	1,46%	0,00%	-1,46%	-2,80%	
LCOE		0,73%	0,36%	0,00%	-0,36%	-0,73%	
		NPV [M€]	0,942835938	0,927002125	0,911055375	0,894996688	0,878826125
R_{Loan}	PRV [abs]	IRR	0,14677	0,1459	0,14502	0,14413	0,14325
		PbP [yr]	12,95176	13,07369	13,20136	13,32992	13,45938
		LCOE [€/MWh]	72,60593	72,78048	72,95628	73,13332	73,31158
	PRV [dev]	NPV	3,49%	1,75%	0,00%	-1,76%	-3,54%
IRR		1,21%	0,61%	0,00%	-0,61%	-1,22%	
PbP		-1,89%	-0,97%	0,00%	0,97%	1,95%	
LCOE		-0,48%	-0,24%	0,00%	0,24%	0,49%	
		NPV [M€]	0,735299625	0,821377125	0,911055375	0,998933438	1,086811375
Subsidy	PRV [abs]	IRR	0,13475	0,13976	0,14502	0,15052	0,15629
		PbP [yr]	14,65941	13,89988	13,20136	12,549	11,92355
		LCOE [€/MWh]	74,89387	73,92506	72,95628	71,9875	71,0187
	PRV [dev]	NPV	-19,29%	-9,84%	0,00%	9,65%	19,29%
IRR		-7,08%	-3,63%	0,00%	3,79%	7,77%	
PbP		11,04%	5,29%	0,00%	-4,94%	-9,68%	
LCOE		2,66%	1,33%	0,00%	-1,33%	-2,66%	
		NPV [M€]	0,370634	0,640844813	0,911055375	1,18126525	1,4514765
FiT	PRV [abs]	IRR	0,11837	0,1317	0,14502	0,15835	0,17172
		PbP [yr]	17,90059	15,1355	13,20136	11,74923	10,60986
		LCOE [€/MWh]	70,61402	71,78516	72,95628	74,12742	75,29855
	PRV [dev]	NPV	-59,32%	-29,66%	0,00%	29,66%	59,32%
IRR		-18,38%	-9,18%	0,00%	9,19%	18,41%	
PbP		35,60%	14,65%	0,00%	-11,00%	-19,63%	
LCOE		-3,21%	-1,61%	0,00%	1,61%	3,21%	

OTΣ	SOC [abs]	NPV [M€]	10,637332	11,038003	11,438672	11,839342	12,240014
		IRR	0,17892	0,18358	0,18821	0,19284	0,19744
		PbP [yr]	6,3364	6,164	5,99965	5,84879	5,70464
	SOC [dev]	NPV	-7,01%	-3,50%	0,00%	3,50%	7,01%
		IRR	-4,94%	-2,46%	0,00%	2,46%	4,90%
		PbP	5,61%	2,74%	0,00%	-2,51%	-4,92%
ΓPRV	PRV [abs]	NPV [M€]	1,202365125	1,051442375	0,911055375	0,780324875	0,65845375
		PbP [yr]	12,38955	12,77153	13,20136	13,6916	14,24759
		LCOE [€/MWh]	70,75087	71,85144	72,95628	74,06475	75,17622
	PRV [dev]	NPV	31,97%	15,41%	0,00%	-14,35%	-27,73%
		PbP	-6,15%	-3,26%	0,00%	3,71%	7,93%
		LCOE	-3,02%	-1,51%	0,00%	1,52%	3,04%
ΓSOC	SOC [abs]	NPV [M€]	12,190208	11,808438	11,438672	11,080457	10,733361
		PbP [yr]	5,91439	5,95674	5,99965	6,04492	6,09097
		LCOE [€/MWh]	59,7384	60,5081	61,28613	62,07241	62,86683
	SOC [dev]	NPV	6,57%	3,23%	0,00%	-3,13%	-6,17%
		PbP	-1,42%	-0,72%	0,00%	0,75%	1,52%
		LCOE	-2,53%	-1,27%	0,00%	1,28%	2,58%
CO₂	SOC [abs]	NPV [M€]	10,848032	11,14335	11,438672	11,733991	12,029312
		IRR	0,18137	0,1848	0,18821	0,19162	0,19502
		PbP [yr]	6,2447	6,12003	5,99965	5,88778	5,77963
	SOC [dev]	NPV	-5,16%	-2,58%	0,00%	2,58%	5,16%
		IRR	-3,63%	-1,81%	0,00%	1,81%	3,62%
		PbP	4,08%	2,01%	0,00%	-1,86%	-3,67%
SO₂	SOC [abs]	NPV [M€]	11,264444	11,351558	11,438672	11,525785	11,612897
		IRR	0,1862	0,18721	0,18821	0,18922	0,19022
		PbP [yr]	6,07016	6,03471	5,99965	5,96625	5,93319
	SOC [dev]	NPV	-1,52%	-0,76%	0,00%	0,76%	1,52%
		IRR	-1,07%	-0,53%	0,00%	0,54%	1,07%
		PbP	1,18%	0,58%	0,00%	-0,56%	-1,11%
NO_x	SOC [abs]	NPV [M€]	11,38187	11,410272	11,438672	11,467072	11,495474
		IRR	0,18756	0,18788	0,18821	0,18854	0,18887
		PbP [yr]	6,02247	6,01103	5,99965	5,98872	5,97783
	SOC [dev]	NPV	-0,50%	-0,25%	0,00%	0,25%	0,50%
		IRR	-0,35%	-0,18%	0,00%	0,18%	0,35%
		PbP	0,38%	0,19%	0,00%	-0,18%	-0,36%

PM₁₀	SOC [abs]	NPV [M€]	11,236528	11,3376	11,438672	11,539743	11,640812
		IRR	0,18587	0,18704	0,18821	0,18938	0,19055
		PbP [yr]	6,08159	6,04037	5,99965	5,96093	5,92267
	SOC [dev]	NPV	-1,77%	-0,88%	0,00%	0,88%	1,77%
		IRR	-1,24%	-0,62%	0,00%	0,62%	1,24%
		PbP	1,37%	0,68%	0,00%	-0,65%	-1,28%
Water	SOC [abs]	NPV [M€]	11,163186	11,300928	11,438672	11,576415	11,71416
		IRR	0,18503	0,18662	0,18821	0,1898	0,19139
		PbP [yr]	6,11181	6,05527	5,99965	5,947	5,89518
	SOC [dev]	NPV	-2,41%	-1,20%	0,00%	1,20%	2,41%
		IRR	-1,69%	-0,84%	0,00%	0,84%	1,69%
		PbP	1,87%	0,93%	0,00%	-0,88%	-1,74%
Work	SOC [abs]	NPV [M€]	11,456145	11,447407	11,438672	11,429933	11,421198
		IRR	0,18841	0,18831	0,18821	0,18811	0,18801
		PbP [yr]	5,99292	5,99628	5,99965	6,00313	6,00664
		LCOE [€/MWh]	61,17421	61,23018	61,28613	61,34208	61,39805
	SOC [dev]	NPV	0,15%	0,08%	0,00%	-0,08%	-0,15%
		IRR	0,11%	0,05%	0,00%	-0,05%	-0,11%
SOC [dev]	PbP	-0,11%	-0,06%	0,00%	0,06%	0,12%	
	LCOE [€/MWh]	-0,18%	-0,09%	0,00%	0,09%	0,18%	
C_{ENV}	SOC [abs]	NPV [M€]	11,572931	11,505803	11,438672	11,371544	11,304414
		IRR	0,18976	0,18899	0,18821	0,18744	0,18666
		PbP [yr]	5,94832	5,97399	5,99965	6,02663	6,05385
		LCOE [€/MWh]	60,42612	60,85613	61,28613	61,71612	62,14611
	SOC [dev]	NPV	1,17%	0,59%	0,00%	-0,59%	-1,17%
		IRR	0,82%	0,41%	0,00%	-0,41%	-0,82%
SOC [dev]	PbP	-0,86%	-0,43%	0,00%	0,45%	0,90%	
	LCOE [€/MWh]	-1,40%	-0,70%	0,00%	0,70%	1,40%	