



**ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ  
ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ**

ΔΙΕΠΙΣΤΗΜΟΝΙΚΟ - ΔΙΑΤΜΗΜΑΤΙΚΟ

ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ  
ΣΠΟΥΔΩΝ

« ΕΠΙΣΤΗΜΗ & ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ

ΥΔΑΤΙΚΩΝ ΠΟΡΩΝ »

**Εξωτερικότητες Μικρών  
Υδροηλεκτρικών Έργων**

***Ευαγγελία - Μυρτώ Σκουρτανιώτη***

**Αθήνα, Οκτώβριος 2016  
Επιβλέπων: Καθηγητής Δ. Καλιαμπάκος**

## Πίνακας Περιεχομένων

Περίληψη .....	4
Abstract .....	4
Εισαγωγή.....	5
1. Κλιματική αλλαγή.....	6
1.1 Ορισμός και συνέπειες Κλιματικής Αλλαγής.....	6
1.2 Χρονικό των κυριότερων διεθνών και Ευρωπαϊκών πολιτικών για την αντιμετώπιση της Κλιματικής Αλλαγής .....	7
2. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και θεσμικό πλαίσιο .....	11
2.1 Ορισμοί.....	11
2.2. Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Στρατηγική και θεσμικό πλαίσιο .....	13
2.3 Ελληνικό θεσμικό πλαίσιο ΑΠΕ .....	15
2.3.1. Μηχανισμός Στήριξης ΑΠΕ.....	16
2.4. Ο Τομέας Ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα.....	19
3.Υδροηλεκτρική ενέργεια .....	22
3.1 Ιστορική εξέλιξη της υδροηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη .....	22
3.2 Ιστορική εξέλιξη των μικρών και μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων στην Ελλάδα .....	22
3.3. Υδατικό Δυναμικό Ελλάδος .....	23
3.4. Θεσμικό πλαίσιο και αρχές λειτουργίας υδροδυναμικών έργων .....	27
3.4.1.Ορισμός υδραυλικής και υδροηλεκτρικής ενέργειας.....	27
3.4.2 Διάκριση μεταξύ μικρών και μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων.....	28
3.4.3. Αδειοδοτική διαδικασία .....	29
3.4.4. Ισχύς και ενέργεια.....	30
3.4.5.Βασικά επιμέρους τεχνικά έργα .....	32
4. Εξωτερικές Οικονομίες ΜΥΗΕ .....	38
4.1 Νεοκλασική οικονομική θεωρία.....	38
4.1.1 Εξωτερικές οικονομίες – Θεωρητικό πλαίσιο .....	42

4.1.2 Εξωτερικές οικονομίες της ηλεκτροπαραγωγής .....	44
4.1.3 Μέθοδοι οικονομικής αποτίμησης εξωτερικότητων .....	46
4.2 Εξωτερικότητες ΜΥΗΕ .....	47
4.2.1 Επιπτώσεις ΜΥΗΕ στο φυσικό και ανθρωπογενές περιβάλλον .....	47
4.2.2 Οφέλη από τη λειτουργία των ΜΥΗΕ .....	48
5. Οικονομική αποτίμηση της κοινωνικής ωφελιμότητας/ εξωτερικότητες που σχετίζονται με τους ΜΥΗΣ.....	50
5.1 Εξωτερικό όφελος από τη μείωση της αέριας ρύπανσης (αποφυγή αερίων του θερμοκηπίου GHG's) .....	50
5.2 Όφελος από τη μείωση των ποσοτήτων νερού ψύξης για τις ανάγκες των θερμικών μονάδων.....	54
5.3 Όφελος από τη μείωση των απαιτήσεων διαθεσιμότητας ισχύος .....	56
5.4 Εξωτερικό όφελος από τη δημιουργία θέσεων εργασίας σε ΜΥΗΕ .....	57
5.5 Όφελος από τη μείωση της χρήσης εγχώριων και εισαγόμενων ορυκτών καυσίμων για ηλεκτροπαραγωγή.....	58
6. Ιδιωτικοοικονομική ανάλυση.....	63
6.1 Χρηματοοικονομική ανάλυση .....	63
6.1.1 Κριτήρια αξιολόγησης.....	64
6.2 Ο Δείκτης LCOE .....	65
6.3 Παραδοχές για την χρηματοοικονομική αξιολόγηση και τον υπολογισμό του LCOE.....	66
6.3.1 Οικονομική διάρκεια ζωής των επενδύσεων.....	66
6.3.2 Κόστος κατασκευής ΜΥΗΣ.....	66
6.3.3 Εκτίμηση κόστους λειτουργίας και συντήρησης ΜΥΗΕ.....	74
6.3.4 Αποσβέσεις .....	74
6.3.5 Φόροι και φορολογητέο εισόδημα .....	75
6.3.6 Επιτόκιο Προεξόφλησης .....	75
6.3.7 Χρηματοδοτική διάρθρωση .....	76

6.3.8 Ετήσια Έσοδα .....	76
6.4. Αποτελέσματα .....	76
7. Συμπεράσματα .....	80
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ .....	82

## Περίληψη

Η παρούσα εργασία αποσκοπεί αφενός στην καταγραφή και αποτίμηση των εξωτερικοτήτων των Μικρών Υδροηλεκτρικών Σταθμών (ΜΥΗΣ), αφετέρου στη διερεύνηση του κατά πόσο είναι κοινωνικά αιτιολογημένες οι υφιστάμενες εγγυημένες τιμές αποζημίωσης της παραγόμενης ενέργειας τους, με έτος αναφοράς το 2014. Επιπλέον, κάνοντας χρήση τριών (3) οικονομικών δεικτών αποτιμάται η οικονομική βιωσιμότητα τεσσάρων (4) τυπικών ΜΥΗΣ από ιδιωτικοοικονομική σκοπιά. Συγκεκριμένα, αφού καταγραφούν οι επιπτώσεις (θετικές και αρνητικές) από την εγκατάσταση και λειτουργία των ΜΥΗΣ στο φυσικό και ανθρωπογενές περιβάλλον, αποτιμώνται μια σειρά κοινωνικών ωφελειών/ εξωτερικοτήτων, ήτοι: α) το όφελος από την αποφυγή έκλυσης ρύπων ( $SO_2$ ,  $ON$  και  $PM_{2,5}$ ) και αερίων του θερμοκηπίου ( $CO_2$ ), β) το όφελος από τη δημιουργία θέσεων εργασίας, γ) το όφελος από την αποφυγή κατανάλωσης νερού για τις ανάγκες ψύξης κατά τη λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, δ) το όφελος από τη μείωση της κατανάλωσης ορυκτών καυσίμων και ε) το όφελος της συμβολής στην ενεργειακή ασφάλεια της χώρας λόγω της αύξησης της διαθέσιμης ισχύος. Στη συνέχεια, υπολογίζεται η Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ), ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (ΕΒΑ) και το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) για τέσσερις τυπικές περιπτώσεις ΜΥΗΣ, ισχύος 700kW, 5MW και 10MW.

## Abstract

Taking 2014 as a reference year, the present study, aims firstly to present and evaluate the externalities of Small Hydroelectric Plants (SHP), and secondly to investigate whether the existing guaranteed tariffs are socially justified. Furthermore, the financial viability of four (4) typical SHP using three financial indicators is examined from an investor's perspective. Specifically, after presenting the impacts of the installation and operation of SHP on the natural and human environment, a number of social benefits/externalities are evaluated, namely: a) The benefit of avoiding the emission of air pollutants such as  $SO_2$ ,  $NO_x$  and  $PM_{2,5}$ , as well as greenhouse gases such as  $CO_2$ , b) The benefit of job creation, c) The benefit of avoiding water consumption for cooling needs during the operation of conventional power plants, d) The benefit of reducing the consumption of fossil fuels, e) The benefit of increasing the available power. Finally, the Net Present Value (NV) is calculated, as well as the Internal Rate of Return (IRR) and the Levelised Cost of Electric Energy (LCOE) for four typical SHP, e.g. 700kW, 2MW, 5MW and 10MW of installed power.

## Εισαγωγή

Οι στόχοι που τίθενται για την ανάπτυξη των ΑΠΕ γίνονται ολοένα και πιο απαιτητικοί, γεγονός που αποδίδεται στο αυξανόμενο ενδιαφέρον για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής οι επιδράσεις της οποίας απασχολούν την παγκόσμια κοινότητα. Οι ΑΠΕ στην Ελλάδα έχουν ήδη αναπτυχθεί αρκετά συμβάλλοντας σε μεγάλο βαθμό στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας. Τα ΜΥΗΕ αποτελούν μια από τις πιο παλιές και διαδεδομένες ΑΠΕ στην Ελλάδα, καθώς το έντονο ανάγλυφο και το ετήσιο ύψος κατακρημνίσεων συνθέτουν ένα τεχνικο-οικονομικά αξιόλογο προς εκμετάλλευση υδατικό δυναμικό. Παρόλα αυτά, και δεδομένου ότι μόνο το ένα τρίτο περίπου του υδατικού δυναμικού της χώρας έχει αξιοποιηθεί, υπάρχουν ακόμα αρκετά περιθώρια ανάπτυξής τους. Η παραγωγή ενέργειας από ΜΥΗΕ εκτός του ότι συμβάλει στη μη έκλυση ρύπων, παρουσιάζει μια σειρά από πλεονεκτήματα όπως το γεγονός ότι: οδηγεί στην απεξάρτηση από τους συμβατικούς ενεργειακούς πόρους, συνεισφέρει στην ενίσχυση της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού, οδηγεί στην αποκέντρωση του ενεργειακού συστήματος και στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών σε τοπικό και περιφερειακό επίπεδο.

Στην παρούσα εργασία καταγράφονται και αποτιμούνται οι εξωτερικότητες των ΜΥΗΣ, με απώτερο στόχο τη σύγκρισή τους με τις εγγυημένες τιμές αποζημίωσης της παραγόμενης υδροηλεκτρικής ενέργειας, όπως αυτές ίσχυαν το έτος 2014. Συγκεκριμένα, στα πρώτα κεφάλαια πραγματοποιείται αφενός η καταγραφή των πολιτικών (παγκόσμιων, ευρωπαϊκών και εθνικών) που οδήγησαν στην ανάπτυξη των ΑΠΕ και αφετέρου η ιστορική αναδρομή της πορείας των τελευταίων. Ακολούθως γίνεται επισκόπηση τόσο των αρχών λειτουργίας όσο και της εξέλιξης των ΜΥΗΕ στην Ελλάδα. Στη συνέχεια, αφού καταγραφούν οι επιπτώσεις (θετικές και αρνητικές) από την εγκατάσταση και λειτουργία των ΜΥΗΣ στο φυσικό και ανθρωπογενές περιβάλλον, αποτιμώνται μια σειρά κοινωνικών ωφελειών/ εξωτερικοτήτων, ήτοι:

- το όφελος από την αποφυγή έκλυσης ρύπων ( $SO_2$ ,  $NO_x$  και  $PM_{2,5}$ ) και αερίων του θερμοκηπίου ( $CO_2$ ),
- το όφελος από τη δημιουργία θέσεων εργασίας,
- το όφελος από την αποφυγή κατανάλωσης νερού για τις ανάγκες ψύξης κατά τη λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας,
- το όφελος από τη μείωση της κατανάλωσης ορυκτών καυσίμων και
- το όφελος της συμβολής στην ενεργειακή ασφάλεια της χώρας λόγω της αύξησης της διαθέσιμης ισχύος.

Στο έκτο (6<sup>ο</sup>) κεφάλαιο, υπολογίζεται το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) για τέσσερις τυπικές περιπτώσεις ΜΥΗΕ, ισχύος 700 kW, 2 MW, 5 MW και 10 MW. Τέλος, στο έβδομο (7<sup>ο</sup>) κεφάλαιο, λαμβάνοντας υπόψη τους παραπάνω υπολογισμούς, πραγματοποιείται χρηματοοικονομική ανάλυση για τις προαναφερθείσες τέσσερις περιπτώσεις και εξετάζεται κατά πόσο είναι κοινωνικά αιτιολογημένες οι υφιστάμενες εγγυημένες τιμές αποζημίωσης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από τους ΜΥΗΣ.

# 1. Κλιματική αλλαγή

## 1.1 Ορισμός και συνέπειες Κλιματικής Αλλαγής

Με τον όρο «φαινόμενο του θερμοκηπίου» περιγράφεται η απορρόφηση από την ατμόσφαιρα της υπέρυθρης ακτινοβολίας που εκπέμπει ο ήλιος, γεγονός που οδηγεί στην αύξηση της θερμοκρασίας της ατμόσφαιρας. Συγκεκριμένα, ένα μέρος της ηλιακής ακτινοβολίας περνά αναλλοίωτο από την ατμόσφαιρα, φτάνει στην επιφάνεια του εδάφους και επανακτινοβολείται ως μεγάλου μήκους υπέρυθρη ακτινοβολία. Στη συνέχεια, ένα μέρος αυτής της ακτινοβολίας απορροφάται από την ατμόσφαιρα, τη θερμαίνει και επανεκπέμπεται στην επιφάνεια του εδάφους. Το φαινόμενο αυτό, που επιτρέπει τη διέλευση της ακτινοβολίας αλλά ταυτόχρονα την εγκλωβίζει, μοιάζει με τη λειτουργία ενός θερμοκηπίου (Μέγα, 2009).

Ο όρος «κλιματική αλλαγή» αναφέρεται στην αλλαγή του παγκόσμιου κλίματος που οφείλεται στις ανθρώπινες δραστηριότητες και προκαλείται κυρίως από την αύξηση της συγκέντρωσης των αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα, με αποτέλεσμα τη μεγαλύτερη συγκράτηση θερμότητας στον πλανήτη, γεγονός που οδηγεί σε σταδιακή αύξηση της μέσης θερμοκρασίας της γης. Ως εκ τούτου, ο πλέον χαρακτηριστικός δείκτης της κλιματικής αλλαγής είναι η αύξηση της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη (Τράπεζα της Ελλάδος, ΕΜΕΚΑ, 2016).

Σύμφωνα με την IPCC (Διακυβερνητική Επιτροπή για την Κλιματική Αλλαγή) η αύξηση των συγκεντρώσεων των αερίων του θερμοκηπίου ως απόρροια των ανθρωπογενών δραστηριοτήτων (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, κ.α.) αλλά και των φυσικών διεργασιών (υδρατμοί) είναι κατά κύριο λόγο υπεύθυνη για την αύξηση της θερμοκρασίας από τα μέσα του 20<sup>ού</sup> αιώνα (IPCC, 2002).

Οι κύριες ανθρωπογενείς πηγές αερίων του θερμοκηπίου είναι:

- η καύση ορυκτών καυσίμων (άνθρακας, πετρέλαιο και φυσικό αέριο) στην παραγωγή ηλεκτρισμού, τις μεταφορές, τη βιομηχανία και τα νοικοκυριά (CO<sub>2</sub>),
- η γεωργία (CH<sub>4</sub>) και οι αλλαγές στη χρήση της γης, όπως είναι η αποδάσωση (CO<sub>2</sub>),
- το εκπεμπόμενο μεθάνιο από τους χώρους υγειονομικής ταφής αποβλήτων (CH<sub>4</sub>) και
- η χρήση βιομηχανικών φθοριούχων αερίων.

Η παγκόσμια θερμοκρασία έχει αυξηθεί κατά περίπου 0,8°C τα τελευταία 150 χρόνια (IPCC, 2002) και αναμένεται να αυξηθεί περαιτέρω. Μια αύξηση μεγαλύτερη των 2°C σε σχέση με τα προβιομηχανικά επίπεδα θα αυξήσει την πιθανότητα εμφάνισης ακραίων και μη αναστρέψιμων επιδράσεων, όπως:

- άνοδο της στάθμης της θάλασσας,
- πλημμύρες,
- ξηρασία,
- ακραία καιρικά φαινόμενα,
- εξαφάνιση ειδών και οικοσυστημάτων.

Ως αποτέλεσμα των παραπάνω, η κλιματική αλλαγή θα έχει σημαντικές κοινωνικές και οικονομικές επιπτώσεις, όπως εξάπλωση ασθενειών, μαζικά κύματα προσφύγων και μετανάστευση, αρνητικές επιπτώσεις στη γεωργία, τη δασοκομία, την παραγωγή ενέργειας, τον τουρισμό και τις υποδομές γενικότερα, άνοδο των τιμών των προϊόντων, απώλεια θέσεων εργασίας και, τελικά, σημαντικές αλλαγές στον τρόπο ζωής (IPCC, 2002).

Οι μεγαλύτερες αυξήσεις της θερμοκρασίας απαντώνται στη νότια Ευρώπη και στην Αρκτική ενώ οι μεγαλύτερες μειώσεις του ύψους των κατακρημνίσεων εμφανίζονται στη νότια Ευρώπη. Οι περιφέρειες της Ευρώπης που είναι ιδιαίτερα ευπαθείς στην κλιματική αλλαγή περιλαμβάνουν:

- τη νότια Ευρώπη και τη λεκάνη της Μεσογείου (λόγω της αύξησης των καυσώνων και της ξηρασίας),

- τις ορεινές περιοχές (καθώς αυξάνεται το λιώσιμο του χιονιού και των πάγων),
- τις παράκτιες ζώνες, δέλτα και πλημμυρικές περιοχές (λόγω της αύξησης της στάθμης της θάλασσας και των αυξανόμενων έντονων βροχοπτώσεων, των πλημμυρών και των καταιγίδων) καθώς και
- τις πλέον βόρειες περιοχές της Ευρώπης και την Αρκτική (καθώς αυξάνονται οι θερμοκρασίες και το λιώσιμο των πάγων) (Μέγα, 2009), (Μπαλάσκας, 2015), (ΕΜΕΚΑ, 2009).

## **1.2 Χρονικό των κυριότερων διεθνών και Ευρωπαϊκών πολιτικών για την αντιμετώπιση της Κλιματικής Αλλαγής**

### Σύμβαση-Πλαίσιο του ΟΗΕ για την Αλλαγή του Κλίματος (UNFCCC) (1992)

Η πρώτη συμφωνία μεταξύ χωρών σε όλο τον κόσμο για την αντιμετώπιση της αλλαγής του κλίματος ήταν η Σύμβαση-Πλαίσιο του ΟΗΕ για την Αλλαγή του Κλίματος (UNFCCC). Η σύμβαση αυτή υπογράφηκε το 1992 στη Συνδιάσκεψη του Ρίο Ντε Τζανέιρο στη Βραζιλία. Η κύρια αιτία για τη σύναψη της συμφωνίας ήταν η κοινή πεποίθηση ότι οι ανθρώπινες δραστηριότητες συμβάλλουν στην αλλαγή του κλίματος, γεγονός που μπορεί να έχει αρνητικές επιπτώσεις για ολόκληρη την ανθρωπότητα.

Ο στόχος της Σύμβασης ήταν η σταθεροποίηση των συγκεντρώσεων των αερίων θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα, χωρίς όμως να καθορίζεται εξ' αρχής ένα συγκεκριμένο όριο συγκεντρώσεων. Η συμφωνία δήλωνε απλά ότι εντός επαρκούς χρονικού πλαισίου θα πρέπει να επιτευχθεί επίπεδο εκπομπών τέτοιο, «που να επιτρέπει στα οικοσυστήματα να προσαρμόζονται φυσικά στην αλλαγή του κλίματος, να εξασφαλίζει ότι δεν απειλείται η παραγωγή τροφίμων και να διευκολύνει την οικονομική ανάπτυξη, ώστε να συνεχιστεί με βιώσιμο τρόπο». Σχεδόν όλες οι κυβερνήσεις του πλανήτη έχουν συνυπογράψει την εν λόγω σύμβαση (WWF, 2012).

### Πρωτόκολλο του Κιότο

Το Πρωτόκολλο του Κιότο είναι προσαρτημένο στη Σύμβαση-Πλαίσιο για την Κλιματική Αλλαγή και αποτελεί το πιο σημαντικό κανονιστικό εργαλείο για την αντιμετώπιση των κλιματικών αλλαγών. Κεντρικός άξονας του Πρωτοκόλλου είναι οι δεσμεύσεις των βιομηχανικά ανεπτυγμένων κρατών να μειώσουν τις εκπομπές έξι αερίων θερμοκηπίου την περίοδο 2008-2012 κατά 5,2% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 (το ποσοστό αφορά τις χώρες που υπέγραψαν το Πρωτόκολλο ως σύνολο – η δέσμευση είναι διαφορετική για κάθε χώρα). Τα αέρια που αφορά το Πρωτόκολλο του Κιότο είναι τα εξής: διοξείδιο του άνθρακα (CO<sub>2</sub>), που είναι το σημαντικότερο, μεθάνιο (CH<sub>4</sub>), υποξείδιο του αζώτου (N<sub>2</sub>O), υδροφθοράνθρακες (HFC), πλήρως φθοριωμένοι υδρογονάνθρακες (PFC) και εξαφθοριούχο θείο (SF<sub>6</sub>). Το πρωτόκολλο υπέγραψαν 141 χώρες από τις οποίες μόλις στις 35 υπήρχε νομική δέσμευση για περιορισμό αερίων. Οι ΗΠΑ, ένας από τους μεγαλύτερους ρυπαντές του πλανήτη, αρνήθηκε να υπογράψει το πρωτόκολλο του Κιότο. Το πρωτόκολλο του Κιότο δεν δέσμευε την Κίνα και την Ινδία σε συγκεκριμένα ποσοστά μείωσης των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου (Green Attack, 2008). Η Ελλάδα υπέγραψε το Πρωτόκολλο τον Απρίλιο του 1998, παράλληλα με τα υπόλοιπα Κράτη Μέλη της Ε.Ε. και την Ευρωπαϊκή Επιτροπή. Όλα τα Κράτη Μέλη της ΕΕ κύρωσαν το Πρωτόκολλο το Μάιο του 2002. Η Ελλάδα το κύρωσε με το Νόμο 3017/2002 (ΦΕΚ Α'117). Σύμφωνα με το Πρωτόκολλο, η ΕΕ και τα Κράτη Μέλη της έχουν υποχρέωση μείωσης των εκπομπών κατά 8% κατά τη περίοδο 2008-2012 σε σύγκριση με τις εκπομπές του έτους βάσης (1990) (ΥΠΕΚΑ, 2016). Ωστόσο, ο διακανονισμός των επιμέρους υποχρεώσεων ανάμεσα στα κράτη-μέλη, βάσει της συμφωνίας επιμερισμού ή ανακατανομής των βαρών εντός της ΕΕ-15, παρουσιάζει σημαντικές διαφοροποιήσεις (Εικόνα 1.1). Για την



Ελλάδα ο στόχος ήταν να μην αυξηθούν οι εκπομπές άνω του 25% για τα έτη 2008-2012. Για τη μείωση των εκπομπών αερίων, το Πρωτόκολλο του Κιότο περιλαμβάνει τρεις ευέλικτους μηχανισμούς (ΕΜΕΚΑ, 2008):

- Το μηχανισμό καθαρής ανάπτυξης, ο οποίος δίνει τη δυνατότητα στις ανεπτυγμένες χώρες να καλύψουν μέρος των υποχρεώσεων τους με τη συμμετοχή σε έργα στις λιγότερο ανεπτυγμένες χώρες,
- Το μηχανισμό της κοινής εφαρμογής, ο οποίος επιτρέπει στις ανεπτυγμένες χώρες και στις χώρες που η οικονομία τους βρίσκεται σε μετάβαση να εφαρμόσουν από κοινού προγράμματα μείωσης των εκπομπών, και
- Το μηχανισμό του εμπορίου δικαιωμάτων εκπομπών αερίων θερμοκηπίου.

	1990	Πρωτόκολλο Κιότο (έτος βάσης) <sup>1</sup>	2007	Μεταβολή 2006-2007	Μεταβολή 1990-2007	Μεταβολή έτους βάσης-2007	Στόχος Κιότο 2008-2012
	(σε εκατ. τόνους ισοδύναμου CO <sub>2</sub> )			(εκατοστιαίες μεταβολές)			
Αυστρία	79,2	79,0	88,0	-3,9	11,3	11,3	-13,0
Βέλγιο	143,2	145,7	131,3	-3,9	-8,3	-9,9	-7,5
Δανία	69,1	69,3	66,6	-6,2	-3,5	-3,9	-21,0
Φινλανδία	70,9	71,0	78,3	-2,0	10,6	10,3	0,0
Γαλλία	562,6	563,9	531,1	-2,0	-5,6	-5,8	0,0
Γερμανία	1.215,2	1.232,4	956,1	-2,4	-21,3	-22,4	-21,0
Ελλάδα	105,6	107,0	131,9	2,9	24,9	23,2	25,0
Ιρλανδία	55,4	55,6	69,2	-0,7	25,0	24,5	13,0
Ιταλία	516,3	516,9	552,8	-1,8	7,1	6,9	-6,5
Λουξεμβούργο	13,1	13,2	12,9	-2,9	-1,6	-1,9	-28,0
Ολλανδία	212,0	213,0	207,5	-0,5	-2,1	-2,6	-6,0
Πορτογαλία	59,3	60,1	81,8	-3,4	38,1	36,1	27,0
Ισπανία	288,1	289,8	442,3	2,1	53,5	52,6	15,0
Σουηδία	71,9	72,2	65,4	-2,2	-9,1	-9,3	4,0
Ην. Βασίλειο	771,1	776,3	636,7	-1,7	-17,4	-18,0	-12,5
ΕΕ-15	4.232,9	4.265,5	4.052,0	-1,6	-4,3	-5,0	-8,0

Πηγή: European Environment Agency, "Annual European Community greenhouse gas inventory 1990-2007 and inventory report 2009", EEA Technical Report No 4/2009.  
<sup>1</sup> Σύνολο εκπομπών εξαιρουμένων του τομέα "χρήστες γης, αλλαγή χρήσεων γης και δασοπονία".  
<sup>2</sup> Για τα αέρια CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> και N<sub>2</sub>O, το σύνολο των χωρών-μελών επέλεξε ως έτος βάσης το 1990. Για τα αέρια HFC, PFC και SF<sub>6</sub>, 12 χώρες-μέλη επέλεξαν το 1995 ως έτος βάσης, ενώ η Αυστρία, η Γαλλία και η Ιταλία επέλεξαν το 1990.

**Εικόνα 1.1** Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και στόχοι του Πρωτοκόλλου του Κιότο

### Σχέδιο 20-20-20 (Ευρωπαϊκό Συμβούλιο, Μάρτης 2007)

Παράλληλα με τη συμφωνία του Πρωτοκόλλου του Κιότο, η Ε.Ε. επέλεξε να εφαρμόσει μια νέα στρατηγική για την επιτάχυνση των διαδικασιών αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής. Η νέα στρατηγική της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την ενέργεια και το περιβάλλον υιοθετήθηκε από το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο στις 8-9 Μαρτίου 2007 και περιλαμβάνει τους ακόλουθους στόχους για το 2020:

- Μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου κατά 20% μέχρι το 2020 σε σχέση με τα επίπεδα του 1990.
- Αύξηση του μεριδίου των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στη συνολική κατανάλωση ενέργειας σε 20% και του μεριδίου των βιοκαυσίμων στην κατανάλωση υγρών καυσίμων στον τομέα των μεταφορών σε 10% έως το 2020.
- Βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κατά 20% έως το 2020 (δηλαδή εξοικονόμηση κατανάλωσης ενέργειας κατά 20% σε σύγκριση με τις υπάρχουσες προβλέψεις για το 2020).

Από το 2011 και μετά ακολούθησαν μια σειρά από Διασκέψεις των Ηνωμένων Εθνών για την Κλιματική Αλλαγή που σαν στόχο είχαν την αντιμετώπιση της Κλιματικής Αλλαγής μετά την εκπνοή του Πρωτοκόλλου του Κιότο (ΕΜΕΚΑ, 2008).

### 17η Διάσκεψη ΟΗΕ για την Κλιματική Αλλαγή (2011)

Τα κεντρικά σημεία της συμφωνίας που επιτεύχθηκε στη 17<sup>η</sup> Διάσκεψη, ήταν η έναρξη νέων διαπραγματεύσεων από το 2012 με σκοπό να επιτευχθεί το 2015 και να τεθεί σε ισχύ το 2020 συνολική συμφωνία όλων των χωρών. Εδώ αξίζει να σημειωθεί ότι πλέον τα δεσμευτικά μέτρα συζητούνται τόσο για τις αναπτυσσόμενες όσο και για τις ανεπτυγμένες χώρες, σε αντίθεση με το Πρωτόκολλο του Κιότο όπου δεσμεύονταν μόνο οι ανεπτυγμένες χώρες. Επίσης είναι αξιοσημείωτο ότι και οι ΗΠΑ πλέον, καθώς και οι περισσότερες αναπτυσσόμενες χώρες ανέλαβαν να μειώσουν με εθελοντικές συμφωνίες τις εκπομπές ρύπων τους έως το 2020. Επιπλέον, η ΕΕ και μερικές άλλες ανεπτυγμένες χώρες, με εξαίρεση τον Καναδά και την Ιαπωνία, συμφώνησαν να υπάρξει μια δεύτερη δεσμευτική περίοδος του Πρωτοκόλλου του Κιότο από 1.1.2013 μέχρι την έναρξη ισχύος της νέας συμφωνίας το 2020. Τέλος, συμφωνήθηκε να προχωρήσει ο σχεδιασμός ενός Πράσινου Ταμείου για το Κλίμα, το οποίο θα βοηθήσει τις φτωχότερες χώρες να αντιμετωπίσουν τις επιπτώσεις των κλιματικών αλλαγών με ποσό 100 δισ. € ετησίως μέχρι το 2020, χωρίς όμως να προσδιοριστούν οι πηγές της χρηματοδότησης (ΕΜΕΚΑ, 2011).

### 18η Διάσκεψη ΟΗΕ για την Κλιματική Αλλαγή (2012)

Παρόλο που δεν υπήρξαν εντυπωσιακά αποτελέσματα σε αυτή τη Διάσκεψη, οι αντιπρόσωποι περίπου 190 χωρών συμφώνησαν να παραταθεί κατά οκτώ έτη η ισχύς του Πρωτοκόλλου του Κιότο (το οποίο εξέπνεε) και επιβεβαίωσαν την απόφαση, που είχε ληφθεί στη Διάσκεψη του 2011, για συνέχιση των διαπραγματεύσεων προκειμένου να επιτευχθεί το 2015 και να τεθεί σε ισχύ το 2020 μια νέα, συνολική συμφωνία τόσο των ανεπτυγμένων όσο και των αναπτυσσόμενων χωρών, με πιο φιλόδοξους στόχους για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Όσον αφορά τη δημιουργία του Πράσινου Ταμείου η διαδικασία δεν προχώρησε (ΕΜΕΚΑ, 2012).

### 19η Διάσκεψη ΟΗΕ για την Κλιματική Αλλαγή (2013)

Τα βασικά σημεία της συμφωνίας της Διάσκεψης του 2013 αφορούσαν στην εντατικοποίηση της προετοιμασίας για τη συμβολή των κρατών μελών στη διεθνή συμφωνία που επιδιωκόταν να συναφθεί το 2015, καθώς και στη δημιουργία ενός διεθνούς μηχανισμού προστασίας των πιο ευάλωτων χωρών από «απώλειες και ζημιές» που οφείλονται σε ακραία καιρικά φαινόμενα ή στη σταδιακή άνοδο της στάθμης της θάλασσας. Επιπλέον, συμφωνήθηκε οι ανεπτυγμένες χώρες να παράσχουν βοήθεια στις αναπτυσσόμενες αναφορικά με το φαινόμενο της μείωσης των δασικών εκτάσεων καθώς και να χρηματοδοτήσουν με πάνω από 100 εκατ. \$ το Ταμείο Προσαρμογής (Adaptation Fund). Τέλος, 48 από τις φτωχότερες χώρες οριστικοποίησαν τα σχέδιά τους για την αντιμετώπιση των συνεπειών της κλιματικής αλλαγής (ΕΜΕΚΑ, 2014).

### «ΣΥΜΦΩΝΙΑ ΤΩΝ ΠΑΡΙΣΙΩΝ» (2015)

Το 2015 σημαδέυθηκε από την 21η Διάσκεψη των Ηνωμένων Εθνών για την κλιματική αλλαγή. Ύστερα από μακρές και επίπονες διακρατικές διαπραγματεύσεις, η «Συμφωνία των Παρισίων», βάσει της Σύμβασης-Πλαισίου των Ηνωμένων Εθνών για την Κλιματική Αλλαγή υιοθετήθηκε ομόφωνα από 195 χώρες προβλέποντας δεσμευτικούς στόχους. Σύμφωνα με τις αποφάσεις της προηγούμενης διάσκεψης (20<sup>η</sup> Διάσκεψη Ηνωμένων Εθνών, 2014), όλες οι χώρες είχαν υποβάλει τα σχέδιά τους για τη μείωση των εκπομπών. Το σχέδιο της ΕΕ που υποβλήθηκε ήδη από το Μάρτιο του 2015, στηριζόταν στις σχετικές αποφάσεις του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου του Οκτωβρίου του 2014 και περιείχε τη δέσμευση ότι η ΕΕ και τα

28 κράτη-μέλη της θα μειώσουν “από κοινού” τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου τουλάχιστον κατά 40% έως το 2030 σε σύγκριση με το 1990 (ΕΜΕΚΑ, 2015).

### **Κύρια σημεία της «ΣΥΜΦΩΝΙΑΣ ΤΩΝ ΠΑΡΙΣΙΩΝ» για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής**

Η Συμφωνία θέτει ως στόχο να διατηρηθεί μακροπρόθεσμα η αύξηση της μέσης παγκόσμιας θερμοκρασίας σαφώς κάτω των 2°C και να καταβληθούν προσπάθειες για να περιοριστεί σε 1,5°C, αναγνωρίζοντας ότι κάτι τέτοιο θα περιορίζει ουσιαστικά τους κινδύνους και τις επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής. Επίσης, στο πλαίσιο της Συμφωνίας, τονίζεται η ανάγκη να αυξηθεί η ικανότητα προσαρμογής στις δυσμενείς συνέπειες της κλιματικής αλλαγής και να ευνοηθούν η ανθεκτικότητα στο κλίμα (climate resilience) και οι χαμηλές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, κατά τρόπο που δεν θα απειλείται η παραγωγή τροφίμων.

Αναλαμβάνονται επίσης οι δεσμεύσεις:

- a. να γίνουν οι χρηματοδοτικές ροές συνεπείς με μια πορεία προς χαμηλές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου,
- b. να εφαρμοστεί η Συμφωνία ώστε να αντανακλά την αρχή της δικαιοσύνης και την αρχή των κοινών αλλά διαφοροποιημένων ευθυνών και αντίστοιχων δυνατοτήτων, εν όψει των διαφορετικών συνθηκών που επικρατούν σε κάθε χώρα.

Επιπλέον, προτρέπει τις ανεπτυγμένες χώρες να αυξήσουν το επίπεδο της χρηματοδοτικής τους στήριξης προς τις αναπτυσσόμενες, βάσει ενός συγκεκριμένου οδικού χάρτη για να επιτευχθεί έως το 2020 ο στόχος που είχαν ήδη θέσει, δηλαδή να παρέχουν από κοινού 100 δισ. \$ ετησίως με σκοπό το μετριασμό της κλιματικής αλλαγής και την προσαρμογή σε αυτήν (ΕΜΕΚΑ, 2015).

## 2. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Θεσμικό πλαίσιο

### 2.1 Ορισμοί

Οι ορισμοί για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) ποικίλλουν μεταξύ οργανισμών και επιστημόνων. Για παράδειγμα, οι ΑΠΕ ορίζονται από τον Sorensen (2000) ως «οι ενεργειακές ροές που αντικαθίστανται με τον ίδιο ρυθμό με τον οποίο καταναλώνονται».

Σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή Οδηγία 2001/77/ΕΚ, ΑΠΕ είναι οι μη ορυκτές, συνεχώς ανανεούμενες φυσικές πηγές ενέργειας, δηλαδή η αιολική, η ηλιακή και η γεωθερμική ενέργεια, η ενέργεια κυμάτων, η παλιρροϊκή ενέργεια, η υδραυλική ενέργεια, τα αέρια τα εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής, από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και τα βιοαέρια.

Σύμφωνα με τον Διεθνή Οργανισμό Ενέργειας ως ΑΠΕ ορίζονται οι ενεργειακές πηγές (ήλιος, νερό, άνεμος, βιομάζα, κλπ.), οι οποίες υπάρχουν σε αφθονία στο φυσικό περιβάλλον, ανανεώνονται συνεχώς και ταχέως (συγκρινόμενες π.χ. με τους χρόνους γεωλογικών περιόδων που απαιτούνται για τη δημιουργία άνθρακα, πετρελαίου, φυσικού αερίου) επιτρέποντας έτσι τη σταθερή και αξιόπιστη χρήση τους.

Οι ΑΠΕ είναι οι πρώτες μορφές ενέργειας που χρησιμοποίησε ο άνθρωπος, σχεδόν αποκλειστικά, μέχρι τις αρχές του 20ου αιώνα, οπότε και στράφηκε στην εντατική χρήση του άνθρακα και των υδρογονανθράκων.

Το ενδιαφέρον για την ευρύτερη αξιοποίηση των ΑΠΕ καθώς και για την ανάπτυξη αξιόπιστων και οικονομικά αποδοτικών τεχνολογιών που δεσμεύουν το δυναμικό τους παρουσιάσθηκε ξανά έντονο, αρχικά μετά την πρώτη πετρελαϊκή κρίση του 1979 και παγιώθηκε την τελευταία δεκαετία μετά τη συνειδητοποίηση των παγκόσμιων περιβαλλοντικών προβλημάτων. Τα εγγενή πλεονεκτήματα των ΑΠΕ και κυρίως η ουσιαστική συμβολή τους στην ενεργειακή απεξάρτηση της ανθρωπότητας από τους εξαντλήσιμους ενεργειακούς πόρους, επιτάσσουν αυτήν τη στροφή.

Οι ΑΠΕ αποτελούν μία σημαντική εγχώρια πηγή ενέργειας, με μεγάλες δυνατότητες ανάπτυξης σε τοπικό και εθνικό επίπεδο. Συνεισφέρουν σημαντικά στο ενεργειακό ισοζύγιο μιας χώρας, συμβάλλοντας στη μείωση της εξάρτησης από το ακριβό και εισαγόμενο πετρέλαιο και στην ενίσχυση της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού. Παράλληλα, συντελούν και στην προστασία του περιβάλλοντος, καθώς έχει πλέον διαπιστωθεί ότι ο ενεργειακός τομέας είναι ο πρωταρχικός υπεύθυνος για τη ρύπανση του περιβάλλοντος. Σχεδόν το 95% της ατμοσφαιρικής ρύπανσης οφείλεται στην παραγωγή, το μετασχηματισμό και τη χρήση των συμβατικών καυσίμων (άνθρακας και πετρέλαιο).

Οι ΑΠΕ ταξινομούνται ως εξής:

- Αιολική Ενέργεια: η κινητική ενέργεια που παράγεται από τη δύναμη του ανέμου και μετατρέπεται σε απολήψιμη μηχανική ενέργεια ή / και σε ηλεκτρική ενέργεια
- Υδραυλική Ενέργεια: αξιοποιεί τις υδατοπτώσεις, με στόχο την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ή και το μετασχηματισμό της σε απολήψιμη μηχανική ενέργεια
- Βιομάζα: ως βιομάζα ορίζεται η ύλη που έχει βιολογική (οργανική) προέλευση. Η βιομάζα μπορεί να αξιοποιηθεί για την κάλυψη ενεργειακών αναγκών (παραγωγή θερμότητας, ψύξης, ηλεκτρισμού κ.λ.π.) είτε με απ' ευθείας καύση είτε με μετατροπή της σε αέρια, υγρά ή/και στερεά καύσιμα μέσω θερμοχημικών ή βιοχημικών διεργασιών
- Ηλιακή Ενέργεια: αξιοποιείται μέσω τεχνολογιών που εκμεταλλεύονται τόσο τη θερμότητα όσο και τα ηλεκτρομαγνητικά κύματα του ήλιου. Οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται για την εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας, διακρίνονται σε:
- Ενεργητικά Ηλιακά Συστήματα: μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία σε θερμότητα

- Παθητικά Ηλιακά και Υβριδικά Συστήματα: αφορούν κατάλληλες αρχιτεκτονικές λύσεις και χρήση κατάλληλων δομικών υλικών για τη μεγιστοποίηση της απ' ευθείας εκμετάλλευσης της ηλιακής ενέργειας για θέρμανση, κλιματισμό ή φωτισμό
- Φωτοβολταϊκά Ηλιακά Συστήματα: μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια άμεσα σε ηλεκτρική ενέργεια
- Γεωθερμική Ενέργεια: η θερμική ενέργεια που προέρχεται από το εσωτερικό της γης και εμπεριέχεται σε φυσικούς ατμούς, σε επιφανειακά ή υπόγεια θερμά νερά και σε θερμά ξηρά πετρώματα
- Παλιρροϊκή ενέργεια και ενέργεια από τα κύματα

Τα κύρια πλεονεκτήματα των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), είναι τα εξής:

1. Είναι πρακτικά ανεξάντλητες συμβάλλοντας στη μείωση της εξάρτησης από εξαντλήσιμους συμβατικούς ενεργειακούς πόρους.
2. Είναι εγχώριες συνεισφέροντας στην ενίσχυση της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού.
3. Είναι διάσπαρτες γεωγραφικά οδηγώντας αφενός στην αποκέντρωση του ενεργειακού συστήματος, αφετέρου στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών σε τοπικό και περιφερειακό επίπεδο, ανακουφίζοντας έτσι τα συστήματα υποδομής και μειώνοντας τις απώλειες από τη μεταφορά ενέργειας.
4. Έχουν συνήθως χαμηλό λειτουργικό κόστος που δεν επηρεάζεται από τις διακυμάνσεις της διεθνούς οικονομίας και ειδικότερα των τιμών των συμβατικών καυσίμων.
5. Έχουν μικρή διάρκεια κατασκευής, επιτρέποντας έτσι τη γρήγορη ανταπόκριση της προσφοράς προς τη ζήτηση ενέργειας.
6. Δημιουργούν νέες θέσεις εργασίας, ιδιαίτερα σε τοπικό επίπεδο.
7. Είναι φιλικές προς το περιβάλλον

## 2.2. Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Στρατηγική και Θεσμικό πλαίσιο

Το πρώτο ουσιαστικό βήμα προς την κατεύθυνση δημιουργίας μιας κοινής ευρωπαϊκής στρατηγικής για την προώθηση των ΑΠΕ επετεύχθη με την υιοθέτηση, το Νοέμβριο του 1996, της Πράσινης Βίβλου για τις ΑΠΕ (COM(96) 576 τελικό). Στο πλαίσιο της διαδικασίας υιοθέτησης έλαβε χώρα μια ευρεία δημόσια διαβούλευση τα αποτελέσματα της οποίας περιλήφθηκαν στην ανακοίνωση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (COM(97) 599 τελικό) το Νοέμβριο του 1997. Στην εν λόγω ανακοίνωση (Λευκή Βίβλος για τις ΑΠΕ), η οποία αποτέλεσε ουσιαστικά τον οδικό χάρτη για την Οδηγία 2001/77/ΕΚ που έθεσε για πρώτη φορά συγκεκριμένους ποσοτικούς στόχους αναφορικά με τη διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα της Ευρωπαϊκής Ένωσης, αναφέρονται αναλυτικά οι λόγοι για τους οποίους πρέπει να στηριχθούν και προαχθούν οι τεχνολογίες ΑΠΕ. Συγκεκριμένα επισημαινόταν ότι:

- Η ανάπτυξη των ΑΠΕ συμβαδίζει απόλυτα με το στόχο για την προστασία του περιβάλλοντος και τη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στον ενεργειακό τομέα.
- Οι ΑΠΕ είναι εγχώριες πηγές ενέργειας και, ως εκ τούτου, μπορούν να συμβάλλουν στη μείωση της εξάρτησης από τα εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα και τη βελτίωση της ασφάλειας ενεργειακού εφοδιασμού.
- Η ανάπτυξη των ΑΠΕ δύναται να συμβάλλει σημαντικά στη δημιουργία θέσεων εργασίας και στην περιφερειακή ανάπτυξη συμβάλλοντας στο στόχο της επίτευξης μεγαλύτερης κοινωνικής και οικονομικής συνοχής μεταξύ των περιοχών της Κοινότητας.
- Η αναμενόμενη αύξηση της κατανάλωσης ενέργειας σε τρίτες χώρες, η οποία σε μεγάλο βαθμό μπορεί να καλυφθεί με τη χρήση ΑΠΕ, προσφέρει επιχειρηματικές ευκαιρίες σε βιομηχανίες που εδρεύουν στην Ευρωπαϊκή Ένωση και βρίσκονται στην πρωτοπορία όσον αφορά στις τεχνολογίες ανανεώσιμης ενέργειας.

Κύρια κατεύθυνση της νέας ευρωπαϊκής ενεργειακής στρατηγικής, όπως διαμορφώνεται σήμερα, είναι ο «ενεργειακός φεντεραλισμός» μέσω της αντιμετώπισης σημαντικών προκλήσεων, όπως:

- Η ενεργειακή ασφάλεια. Οι εισαγωγές της Ε.Ε. αυξάνονται σταθερά, ενώ η παραγωγή πετρελαίου και φυσικού αερίου μειώνεται συνεχώς.
- Η κλιματική αλλαγή.
- Οι τιμές ενέργειας, οι οποίες παρουσιάζουν διακυμάνσεις και επηρεάζονται από την οικονομική αβεβαιότητα, τις τεχνολογικές εξελίξεις και την πολιτική αστάθεια.
- Οι διεθνείς εξελίξεις. Οι αναπτυσσόμενες χώρες απορροφούν όλο και μεγαλύτερο ποσοστό των παγκόσμιων αποθεμάτων σε ορυκτά καύσιμα, αλλά και δύο νέων συνιστωσών που αφορούν στις:
  - Οικονομικές Εξελίξεις και τις
  - Επενδύσεις σε Υποδομές.

Το πλαίσιο δράσεων για την αντιμετώπιση των παραπάνω προκλήσεων και την επίτευξη των βασικών ενεργειακών στόχων της Ευρωπαϊκής Κοινότητας αποτυπώθηκε στο κοινό ευρωπαϊκό Σχέδιο Δράσης (COM(2008) 781 τελικό)<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Τα δέκα μέτρα που Ευρωπαϊκού Σχεδίου Δράσης για την Ενέργεια είναι τα εξής :

- Καλύτερη λειτουργία της Εσωτερικής Αγοράς Ενέργειας.
- Διευκόλυνση των κρατών-μελών για ανάπτυξη αλληλεγγύης στην περίπτωση ενεργειακών κρίσεων ώστε να εξασφαλίζεται η ασφαλής τροφοδοσία με πετρέλαιο, φυσικό αέριο και ηλεκτρική ενέργεια.
- Βελτίωση του Κοινοτικού Μηχανισμού Εμπορίας Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου ώστε να μετατραπεί σε πραγματικό καταλύτη για τη μείωση εκπομπών CO<sub>2</sub> και τις επενδύσεις για καθαρή ενέργεια.
- Ανάπτυξη προγράμματος εξοικονόμησης ενέργειας σε Ευρωπαϊκό, εθνικό και διεθνές επίπεδο
- Αύξηση της χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας

Η υλοποίηση των πολιτικών και δράσεων που προβλέπονταν σε αυτή την απόφαση, εξειδικεύθηκε περαιτέρω με την θέσπιση, τη διετία 2008-2009, δεσμευτικού πακέτου μέτρων και στόχων για το 2020 (Climate and Energy Package-CEP). Οι γνωστοί ως «20-20-20» στόχοι αφορούν: α) τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης και την επίτευξη εξοικονόμησης πρωτογενούς ενέργειας κατά 20% έως το έτος 2020, β) την αύξηση του ποσοστού διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην τελική κατανάλωση ενέργειας στο επίπεδο του 20% έως το 2020, γ) τον περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 20 % έως το 2020 (σε σχέση με τα επίπεδα του 1990) και δ) την αύξηση του ποσοστού των βιοκαυσίμων στις μεταφορές στο επίπεδο του 10% σε σχέση με το έτος 2005.

Το Νοέμβριο του 2010, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή ανακοίνωσε ένα νέο πρόγραμμα για την κοινή Ευρωπαϊκή ενεργειακή στρατηγική για την περίοδο 2011-2020, με την ονομασία «Ενέργεια 2020» (COM(2010) 639 τελικό), όπου και τίθενται οι ενεργειακές προτεραιότητες για την επόμενη δεκαετία, ενώ παρουσιάζονται οι δράσεις που πρέπει να αναληφθούν προκειμένου να αντιμετωπισθούν οι προκλήσεις που αφορούν στις βασικές κατηγορίες ενεργειακής πολιτικής (εξοικονόμηση ενέργειας, αγορά ενέργειας, τεχνολογία). Επιπρόσθετα, το Μάρτιο του 2011, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή ενέκρινε το επικαιροποιημένο Σχέδιο Δράσης για την Ενεργειακή Απόδοση (COM(2011) 109 τελικό), όπου περιγράφεται και προβλέπεται η θέσπιση και εφαρμογή συγκεκριμένων νέων μέτρων και πολιτικών, καθώς είναι σαφές ότι ο κεντρικός ευρωπαϊκός στόχος για εξοικονόμηση ενέργειας κατά 20% μέχρι το 2020 δε μπορεί να επιτευχθεί αν δεν υιοθετηθούν συμπληρωματικές δράσεις. Τέλος, στις 15 Δεκεμβρίου 2011, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή δημοσίευσε τον Οδικό Χάρτη για την Ενέργεια με ορίζοντα το 2050, με τον οποίο δεσμεύεται να μειώσει έως το 2050 τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου κατά περισσότερο από 80% σε σχέση με τα επίπεδα εκπομπών του 1990.

Τον Ιανουάριο του 2014, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή, αξιολογώντας την εφαρμογή του πακέτου ενεργειακών και περιβαλλοντικών μέτρων για το 2020, προχώρησε στην κατάρτιση ενός πλαισίου πολιτικής για την περίοδο μετά το 2020 και έως το 2030 (COM(2014) 15 τελικό). Συγκεκριμένα, σε σχέση με τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου η Επιτροπή προτείνει ευρωπαϊκό στόχο μείωσης κατά 40% έως το έτος 2030 σε σχέση με το έτος 1990, ο οποίος προβλέπεται ότι θα οδηγήσει αντίστοιχα σε διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα κατά 27%.

- 
- Ανάπτυξη Στρατηγικής για την Ενεργειακή Τεχνολογία.
  - Ανάπτυξη τεχνολογιών μετατροπής ορυκτών καυσίμων με χαμηλές εκπομπές CO<sub>2</sub>
  - Ανάπτυξη θεμάτων ασφάλειας και προστασίας από την χρήση της πυρηνικής ενέργειας.
  - Συμφωνία για μια διεθνή ενεργειακή πολιτική με κοινούς στόχους όπου θα ακολουθήσουν όλα τα κράτη μέλη
  - Βελτίωση της κατανόησης των ενεργειακών θεμάτων από τους Ευρωπαίους πολίτες- καταναλωτές

### 2.3 Ελληνικό θεσμικό πλαίσιο ΑΠΕ

Απαρχή του θεσμικού πλαισίου που προέβλεπε και διευκόλυνε την είσοδο των ΑΠΕ στην Ελλάδα αποτέλεσε ο νόμος 1559/1985 «Ρύθμιση θεμάτων εναλλακτικών μορφών ενέργειας και ειδικών θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 135) στο πλαίσιο του οποίου η ΔΕΗ εγκατέστησε έργα ισχύος 24 MW, κυρίως μικρά αιολικά πάρκα και μερικά φ/β συστήματα μικρής ισχύος. Οι Οργανισμοί Τοπικής Αυτοδιοίκησης περιορίστηκαν στο επίπεδο των 3 MW μέχρι το 1995, ενώ ο ιδιωτικός τομέας δεν συμμετείχε. Κατά τη διάρκεια των επόμενων 20 ετών η διείσδυση των ΑΠΕ στο εθνικό ηλεκτρικό σύστημα ήταν αναιμική, έως το 2006, όταν με το νόμο 3468 «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 129) εισήχθησαν διατάξεις που στόχευαν αποκλειστικά στη ρύθμιση θεμάτων ανάπτυξης, ένταξης στο Σύστημα/Δίκτυο και τιμολόγησης έργων ΑΠΕ. Τέλος, με το νόμο 3851/2010 (ΦΕΚ 85 Α') επετεύχθη περαιτέρω ανάπτυξη των έργων ΑΠΕ, καθώς ενισχύθηκε ο προϋφιστάμενος μηχανισμός στήριξης (σύστημα εγγυημένων τιμών και επιδοτήσεις κεφαλαίου) και προβλέφθηκαν απλοποιημένες διαδικασίες αδειοδότησης για έργα υψηλής σχετικά ισχύος με χαρακτηριστικότερο παράδειγμα την τεχνολογία των φ/β όπου σταθμοί ισχύος έως 1 MW εξαιρούνται της υποχρέωσης χορήγησης αδειών παραγωγής, εγκατάστασης και λειτουργίας και σταθμοί ισχύος έως 0,5 MW εξαιρούνται της περιβαλλοντικής αδειοδότησης (ΥΠΕΚΑ, 2009).

Ειδικότερα, η Ελλάδα εφαρμόζει για τη στήριξη των έργων ΑΠΕ, από το έτος 1994, το μηχανισμό εγγυημένων σταθερών τιμών (Feed in Tariff – FIT) που εισήχθη με το νόμο 2244/1994. Κατά την περίοδο από το 1994 έως το 2006 το ύψος των FIT ήταν ενιαίο για όλες τις τεχνολογίες και οριζόταν για το μεν Διασυνδεδεμένο Σύστημα ως το 90% του τιμολογίου γενικής χρήσης στη Μέση Τάση, για τα δε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά ως το 90% τιμολογίου γενικής χρήσης στη Χαμηλή Τάση. Παράλληλα, ειδικά για τις εγκαταστάσεις στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα προέβλεπε μια πρόσθετη μικρή αποζημίωση για την μέγιστη παρεχόμενη ισχύ. Η σύμβαση πώλησης ενέργειας είχε διάρκεια 10 ετών με δικαίωμα ανανέωσης στη βάση νέας σύμβασης.

Το έτος 2006, ο νόμος 3468 όρισε πλέον συγκεκριμένες τιμές πώλησης, διαφοροποιημένες ανά τεχνολογία (αιολικά, μικρά υδροηλεκτρικά, φ/β) και συμπεριλήφθηκε πρόβλεψη για μέγιστη συνολική εγκατεστημένη ισχύ στην επικράτεια για την τεχνολογία των φ/β ίση με 700 MW. Το συμβόλαιο πώλησης ενέργειας είχε διάρκεια 10 ετών, με μονομερές δικαίωμα του παραγωγού να το ανανεώσει για άλλα 10 έτη (ΥΠΕΚΑ, 2010).

Το 2009, με τον νόμο 3734 θεσπίστηκε για πρώτη φορά μηχανισμός αυτόματης απομείωσης της τιμής που καθορίστηκε σε ετήσιο ποσοστό 11% και επιμερίστηκε ανά εξάμηνο για τις νέες φ/β εγκαταστάσεις. Παράλληλα, καταργήθηκε ο περιορισμός της ανώτατης συνολικής ισχύος 700 MW στην επικράτεια για την τεχνολογία αυτή. Για τα έργα ισχύος άνω των 10 MW προβλέφθηκε διαγωνιστική διαδικασία. Τέλος, για πρώτη φορά στο ελληνικό θεσμικό πλαίσιο για τις ΑΠΕ εισάγεται η έννοια της αποζημίωσης με χρήση μιας μορφής premium, καθώς οι τιμές FIT των φ/β για το χρονικό διάστημα από το 2015 και μετά υπολογίζονται με προσαύξηση της μέσης ΟΤΣ κατά 10% – 20%, ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ.

Στη συνέχεια ο νόμος 3851/2010 που τροποποιήθηκε με τον νόμο 4254/2014 «Μέτρα στήριξης και ανάπτυξης της ελληνικής οικονομίας στο πλαίσιο εφαρμογής του Ν. 4046/2012 και άλλες διατάξεις», έθεσε διαφοροποιήσεις στο ύψος της ταρίφας για ορισμένες τεχνολογίες, όπως οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής από βιομάζα και από βιοαέριο, ενώ η διάρκεια των εγγυημένων συμβολαίων αποζημίωσης καθορίστηκε στα 20 έτη για όλες τις ΑΠΕ, με εξαίρεση τους ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής και τα Φ/Β στεγών μέχρι 10 KW για τα οποία προσφέρεται 25ετής σύμβαση.

Σήμερα, με το νόμο 4414/2016 ο μηχανισμός στήριξης που εφαρμόζεται για όλες τις τεχνολογίες ΑΠΕ, πλην των Φ/Β, στηρίζεται στη λογική του μηχανισμού προσαύξησης της



χονδρεμπορικής τιμής με τη χρήση ενός premium (Feed in Premium). Σε ότι αφορά την τεχνολογία των Φ/Β η αποζημίωση της παραγόμενης ενέργειας θα προκύπτει στο πλαίσιο διαγωνιστικής διαδικασίας.

### 2.3.1. Μηχανισμός Στήριξης ΑΠΕ

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

Ως μηχανισμοί στήριξης νοούνται τα συστήματα καθορισμού και καταβολής αποζημίωσης της παραγόμενης από ΑΠΕ ενέργειας. Τα εν λόγω συστήματα δύναται να συνδυάζονται και με άλλες πολιτικές ή μέτρα προώθησης των ΑΠΕ, τα οποία μπορεί να περιλαμβάνουν (ΥΠΕΚΑ, ΚΑΠΕ, Ψύγκα.Ι, 2012):

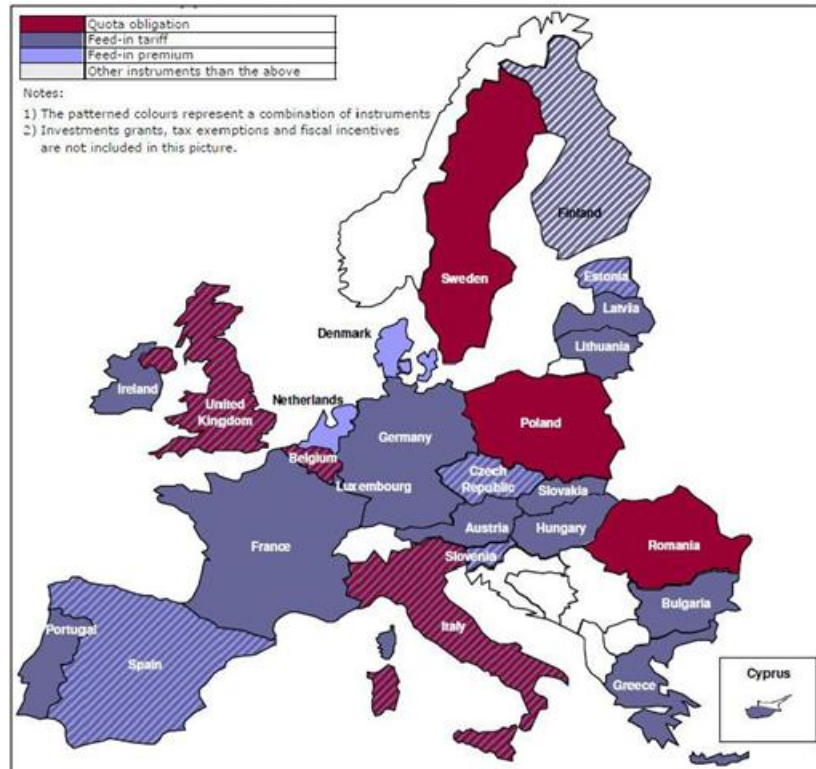
- προτεραιότητα κατά τη σύνδεση στα δίκτυα και την κατανομή του φορτίου,
- επιδότηση κεφαλαιουχικού κόστους επένδυσης,
- φορολογικά κίνητρα

Γενικά υπάρχουν τρεις κατηγορίες μηχανισμών στήριξης:

- Οι μηχανισμοί ρύθμισης της τιμής αποζημίωσης, οι οποίοι συναντώνται με τη μορφή:
  - Εγγυημένων σταθερών τιμών (feed-in-tariffs, F.I.Ts)
  - Εγγυημένων διαφορικών τιμών (feed-in-premiums, F.I.Ps)
- Οι μηχανισμοί ρύθμισης της ποσότητας ισχύος (quota systems)
- Δημοπρασίες ή/και σύστημα υποβολής προσφορών

Όπως φαίνεται στην εικόνα 2.1 η συντριπτική πλειονότητα των κρατών – μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης εφαρμόζει μηχανισμούς ρύθμισης της τιμής αποζημίωσης. Συγκεκριμένα από το έτος 2000 ο αριθμός των χωρών αυξήθηκε από εννέα σε είκοσι τέσσερις το 2012. Ειδικότερα τα είκοσι από τα 27 κράτη – μέλη χρησιμοποιούν τον ανωτέρω μηχανισμό ως βασικό εργαλείο προώθησης των ΑΠΕ στην επικράτεια τους ενώ άλλα τέσσερα τον εφαρμόζουν για τη στήριξη συγκεκριμένων ανανεώσιμων τεχνολογιών.

Πρόσφατα χώρες όπως η Ιταλία, Ηνωμένο Βασίλειο, το Βέλγιο και η Φινλανδία που χρησιμοποιούσαν μηχανισμούς ρύθμισης της ποσότητας ισχύος ενσωμάτωσαν στο θεσμικό τους πλαίσιο το μηχανισμό εγγυημένων τιμών ειδικά για εγκαταστάσεις ΑΠΕ μικρής ονομαστικής ισχύος (έως 500 kWel) (Ragwitz et al., 2012).



Εικόνα 2.1: Μηχανισμοί στήριξης ΑΠΕ στην Ευρωπαϊκή Ένωση (πηγή: Ecofys, 2013)

### Μηχανισμός εγγυημένων σταθερών τιμών (F.I.Ts)

Ο μηχανισμός εγγυημένων σταθερών τιμών συνίσταται σε σταθερή και εγγυημένη αποζημίωση, που παρέχεται ανά μονάδα παραγόμενης ενέργειας, προσφέροντας μακροχρόνια συμβόλαια πώλησης (συνήθως 20-25 έτη) και τη μέγιστη επενδυτική ασφάλεια. Οι εγγυημένες σταθερές τιμές πώλησης μπορούν να διαφοροποιούνται ανάλογα με τη χρησιμοποιούμενη τεχνολογία, το μέγεθος του σταθμού ηλεκτροπαραγωγής ή/και την περιοχή και το είδος της εφαρμογής<sup>2</sup>.

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

- το ανηγμένο κόστος παραγωγής (levelised cost of energy) της κάθε τεχνολογίας ΑΠΕ,
- την προστιθέμενη αξία που προσφέρει κάθε τεχνολογία ΑΠΕ στην κοινωνία (υπολογίζοντας δηλαδή το αποφευγόμενο κόστος ή ακόμη και το εξωτερικό κόστος των συμβατικών καυσίμων),
- την πολιτική παροχής, ως κίνητρο, μιας σταθερής τιμής, ανεξάρτητα από το ανηγμένο κόστος παραγωγής ή το αποφευγόμενο κόστος, και
- μέσω διαγωνιστικής διαδικασίας, που προσφέρει μια εγγυημένη σταθερή τιμή στον μειοδότη.

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

- τον τύπο της τεχνολογίας ή του καυσίμου που χρησιμοποιείται,
- το μέγεθος της εγκατάστασης,
- το διαθέσιμο δυναμικό ΑΠΕ μιας περιοχής και
- την προστιθέμενη αξία της εν λόγω εφαρμογής ΑΠΕ για την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και τα δίκτυα (αν για παράδειγμα υποκαθιστά ακριβές αιχμιακές μονάδες

<sup>2</sup> Έκθεση για τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ στο πλαίσιο του σχεδιασμού αναμόρφωσης του μηχανισμού στήριξης. (Απρίλιος, 2012)

ή τις θέτει σε ψυχρή εφεδρεία ή αν διαθέτει κάποιο σύστημα αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας).

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

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

Όπως ήδη αναφέρθηκε στην Ελλάδα, από το έτος 1994 και για περίπου 22 χρόνια, εφαρμόστηκε ο μηχανισμός σταθερών εγγυημένων τιμών (FIT). Μετά από μια σειρά νομοθετικών τροποποιήσεων, η μορφή του μηχανισμού στήριξης όπως εφαρμόστηκε τα τελευταία έξι (6) χρόνια και η οποία συνοδεύτηκε από έντονη διείσδυση, είχε συνοπτικά τις εξής βασικές συνιστώσες:

- Αυτόματη απομείωση των εγγυημένων σταθερών τιμών για τις νέες εγκαταστάσεις ΦΒ και συσχέτισή τους, από το 2015 και μετά, με το Μέσο Μεταβλητό Κόστος των Θερμικών μονάδων.
- Αντιστάθμιση της έλλειψης καθεστώτος επιδότησης κεφαλαίου. Από το 2010 υπήρξε ριζικός ανασχεδιασμός των σχημάτων επιδότησης του κεφαλαιουχικού κόστους επένδυσης για όλες τις τεχνολογίες. Στην περίπτωση των ΦΒ θεωρήθηκε εύλογη η κατάργηση της δημόσιας ενίσχυσης στο κόστος κεφαλαίου λόγω της πτώσης του κόστους του εξοπλισμού. Για τις λοιπές τεχνολογίες, η έλλειψη δημόσιας επιδότησης κεφαλαίου επιχειρήθηκε να αντισταθμιστεί με προσαύξηση 10-20% της τιμής αποζημίωσης.
- Άλλες ειδικές διατάξεις για την αντιστάθμιση του κινδύνου αυξημένων περικοπών αιολικής ισχύος υπό συνθήκες μεγάλης διείσδυσης λόγω του μη ευέλικτου συμβατικού συστήματος και για την αξιοποίηση θέσεων χαμηλού και μέσου αιολικού δυναμικού, εάν απαιτηθεί για την επίτευξη των στόχων.
- 20ετή διάρκεια σύμβασης για όλες τις ΑΠΕ και 25 χρόνια για ηλιοθερμικούς σταθμούς και φωτοβολταϊκά ισχύος μέχρι 10kW που εγκαθίστανται σε στέγες.
- Ενθάρρυνση της διασύνδεσης των νησιών για την αξιοποίηση του δυναμικού ΑΠΕ που διαθέτουν για τη μείωση του κόστους ηλεκτροπαραγωγής από πετρέλαιο.

Συνοπτικά και βάσει του ανωτέρω θεσμικού πλαισίου, οι εγγυημένες σταθερές τιμές πώλησης που εφαρμόστηκαν έως το 2014 στην Ελλάδα αντανακλούν:

- τη βιωσιμότητα των επενδύσεων και
- το μέγεθος της εγκατάστασης.

Εν κατακλείδι, η τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας από τις διαφορετικές τεχνολογίες ΑΠΕ έγινε με σκοπό να εξασφαλίζεται η βιωσιμότητα των επενδύσεων και να δημιουργείται επαρκές κίνητρο για τους επενδυτές. Στον Πίνακα 2.1 φαίνονται οι εγγυημένες τιμές αποζημίωσης της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται ανά τεχνολογία ΑΠΕ.

**Πίνακας 2.1:** Εγγυημένες τιμές νεοεισερχόμενων στην αγορά τεχνολογιών ΑΠΕ σύμφωνα με νόμο 4254/2014

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΑΠΕ	Τιμή Ενέργειας (€/MWh) χωρίς ενίσχυση κεφαλαίου (ΧΕ)	Τιμή Ενέργειας (€/MWh) με ενίσχυση κεφαλαίου (ΜΕ)
Χερσαία Αιολικά Πάρκα Ενέργεια ≤5 MW	105	85
Χερσαία Αιολικά Πάρκα > 5 MW	105	82
Χερσαία Αιολικά Πάρκα στα ΜΔΝ	110	90
Μικρά Υ/Η ≤1 MWe	105	85
Μικρά Υ/Η από 1 MWe έως και 5 MWe	105	83
Μικρά Υ/Η από 5 MWe έως και 15 MWe	100	80
Ηλιοθερμικοί σταθμοί χωρίς σύστημα αποθήκευσης	260	200
Ηλιοθερμικοί σταθμοί με σύστημα αποθήκευσης	280	220
Γεωθερμική ενέργεια χαμηλής θερμοκρασίας	143	130
Γεωθερμική ενέργεια υψηλής θερμοκρασίας	110	100
Σταθμοί καύσης Βιομάζας ≤1MW	198	180
Σταθμοί καύσης Βιομάζας από 1MW έως και 5MW	170	155
Σταθμοί καύσης Βιομάζας >5MW	148	135
Αέρια και Βιοαέριο εκλυόμενα από χώρους διαχείρισης ΑΣΑ ≤2MW	131	114
Αέρια και Βιοαέριο εκλυόμενα από χώρους διαχείρισης ΑΣΑ >2MW	108	94
Βιοαέριο που προέρχεται από την αναερόβια χώνευση βιομάζας ≤3MW	230	209
Βιοαέριο που προέρχεται από την αναερόβια χώνευση βιομάζας >3MW	209	190
Φωτοβολταϊκά Δ/Σ <100kW	1.2 * μΟΤΣ <sub>v-1</sub> *	
Φωτοβολταϊκά Δ/Σ >100kW	1.1* μΟΤΣ <sub>v-1</sub>	
Φωτοβολταϊκά ΜΔΝ	1.1* μΟΤΣ <sub>v-1</sub>	
Φωτοβολταϊκά στέγης <10kW	110	

\*Όπου μΟΤΣ<sub>v-1</sub>αντιστοιχεί στη μέση ΟΤΣ κατά το προηγούμενο έτος (v-1).

#### 2.4. Ο Τομέας Ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα

Η ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα στηρίζεται αφενός στη χρήση συμβατικών πηγών ενέργειας, ήτοι εγχώριου λιγνίτη και εισαγόμενου φυσικού αερίου στην ηπειρωτική χώρα και πετρελαίου στα μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, αφετέρου στις ΑΠΕ, με κυρίαρχες τεχνολογίες τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά, ο ρυθμός διεύδυσης των οποίων βαίνει αυξανόμενος τα τελευταία χρόνια.

Σύμφωνα με τα μηνιαία δελτία ενέργειας του ΑΔΜΗΕ, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην ελληνική επικράτεια κατά το έτος 2015 ήταν 56 TWh με εγκατεστημένη ισχύ της τάξης των 11.377 MW για θερμικές μονάδες και 8.236 MW για μονάδες ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ (Πίνακας 2.2)(ΑΔΜΗΕ, 2015).

**Πίνακας 2.2.** Εγκατεστημένη Καθαρή Ισχύς στην Επικράτεια

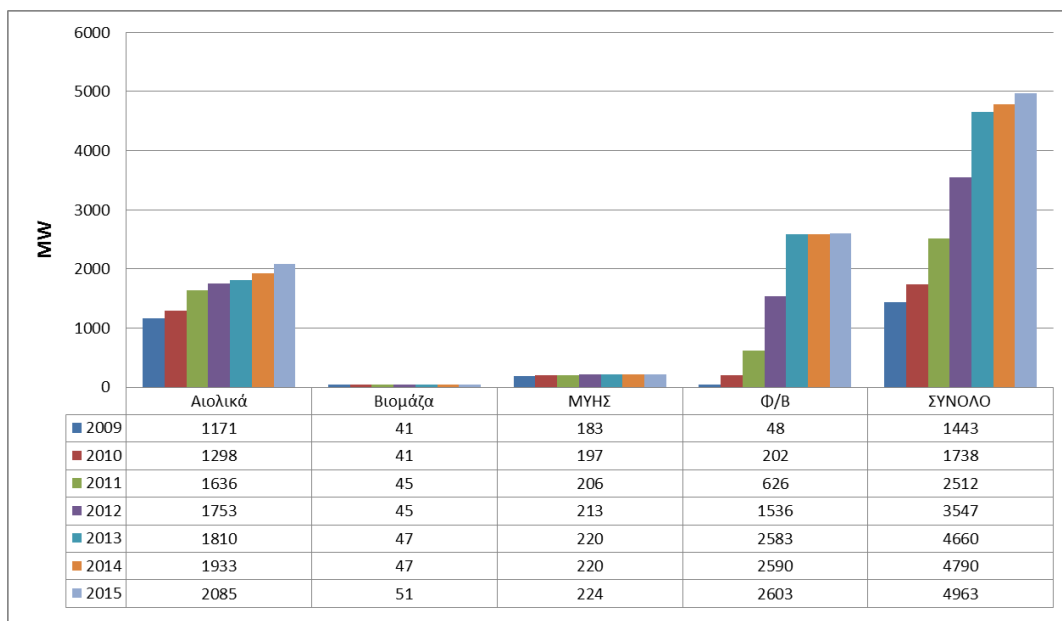
ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ	Εγκατεστημένη Καθαρή Ισχύς στην Επικράτεια (2015) MW
Λιγνιτικές Μονάδες ΔΕΗ	4.456
Μονάδες Φ.Α. ΔΕΗ	2.600
Μονάδες Φ.Α. Ιδιωτών	2.570
Πετρελαϊκές Μονάδες ΜΔΝ	1.751
Μεγάλα Υδροηλ/κα ΔΕΗ	3.173
Αιολικά	2.085
Φωτοβολταϊκά	2.228
Φωτοβολταϊκά σε Στέγες	375
Βιομάζα - Βιοαέριο	51
Μικρά Υδροηλ/κα	224
ΣΗΘΥΑ (<35MW)	100
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>19.613</b>

Η λιγνιτική παραγωγή κάλυψε το 35% της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας, το φυσικό αέριο συμμετείχε σε ποσοστό 13% ενώ οι ΑΠΕ και τα μεγάλα υδροηλεκτρικά παρήγαγαν το 27% της ζητούμενης ηλεκτρικής ενέργειας (Πίνακας 2.3).

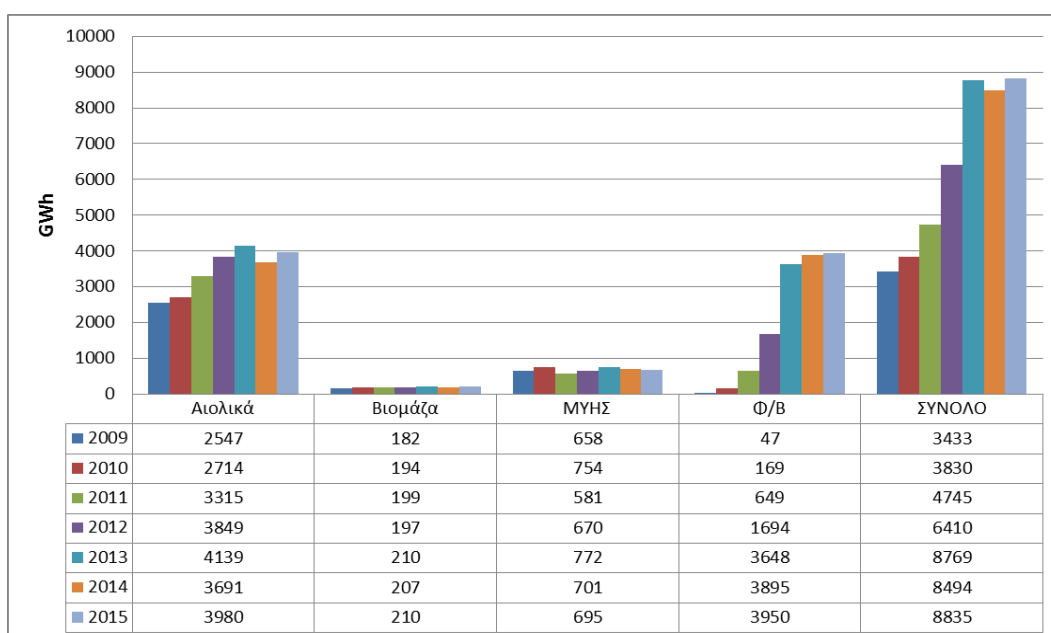
**Πίνακας 2.3:** Σύνολο Εισαγωγών και Καθαρής Παραγωγής Η/Ε το έτος 2015 για την Επικράτεια

Πηγή ενέργειας	Παραγόμενη ενέργεια (TWh)	Ποσοστό (%)
Λιγνιτική	19,4	35%
Πετρελαϊκή	4,6	8%
Φυσικό Αέριο	7,3	13%
Υδροηλεκτρικά	5,4	10%
ΑΠΕ	9,7	17%
Εισαγωγές	9,6	17%
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>56</b>	

Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος και της παραγόμενης ενέργειας από σταθμούς ΑΠΕ από το έτος 2009 έως το τέλος του έτους 2015, για το σύνολο της ελληνικής επικράτειας, απεικονίζεται στα Σχήματα 2.1 και 2.2.



**Σχήμα 2.1:** Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος από σταθμούς ΑΠΕ από το έτος 2009 έως το τέλος του έτους 2015



**Σχήμα 2.2:** Η εξέλιξη της παραγόμενης ενέργειας από σταθμούς ΑΠΕ από το έτος 2009 έως το τέλος του έτους 2015

Όπως φαίνεται από τα παραπάνω σχήματα, στον τομέα των φ/β, από το έτος 2011 και μετά, έχει παρατηρηθεί έντονο επενδυτικό ενδιαφέρον, ιδιαίτερα σε ότι αφορά τις φ/β εγκαταστάσεις επί εδάφους. Συγκεκριμένα, από τον Ιανουάριο του 2012 έως τον Δεκέμβριο του 2015 είχαν εγκατασταθεί 1.663 MW φ/β εγκαταστάσεων επί εδάφους, τα οποία αντιστοιχούν στο 64% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των φ/β. Το γεγονός αυτό αποδίδεται κυρίως στη θέσπιση ισχυρών μέτρων στήριξης καθώς και στη μείωση του κόστους ανάπτυξης αυτών των έργων. Όσον αφορά στους αιολικούς σταθμούς, η εγκατεστημένη ισχύς τους αυξάνεται σχετικά σταθερά, φτάνοντας το έτος 2015 στα 2.085 MW. Αντίστοιχα και η εγκατεστημένη ισχύς των μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών (ΜΥΗΕ) παρουσίασε αύξηση 17% την περίοδο 2009-2015, φτάνοντας τα 224 MW, ενώ η ισχύς των μεγάλων Υ/Η σταθμών παραμένει σταθερή στα 3.173 MW τα τελευταία χρόνια.

### **3.Υδροηλεκτρική ενέργεια**

#### **3.1 Ιστορική εξέλιξη της υδροηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη**

Ο «λευκός άνθραξ» με τη μορφή της μηχανικής ενέργειας, αποτελούσε για σειρά αιώνων για όλους τους πολιτισμούς την κινητήρια δύναμη για την κίνηση υδροτροχών οριζοντίου ή κατακόρυφου άξονα με σκοπό κυρίως την άλεση δημητριακών. Η τεχνολογία των νερομύλων δεν εξελίχθηκε ουσιαστικά μέχρι την εμφάνιση, στις αρχές του 19ου αιώνα, των πρώτων μηχανών που θα μπορούσαν να χαρακτηριστούν ως υδροστρόβιλοι. Τα έργα αξιοποίησης της υδραυλικής ενέργειας που κατασκευάστηκαν στις τελευταίες δεκαετίες του 19ου αιώνα ήταν μικρής ισχύος γιατί αυτό επέτρεπαν τα τεχνικά μέσα της εποχής (Παπαντώνης, 2008).

Σταδιακά, η αύξηση των ενεργειακών αναγκών, η οποία συμβάδιζε με την τεχνολογική πρόοδο και τα διαθέσιμα μέσα, επέτρεψε την κατασκευή όλο και μεγαλύτερων έργων μετατροπής της υδραυλικής ενέργειας σε μηχανική. Σημαντικός σταθμός στην αξιοποίηση της υδραυλικής ενέργειας ήταν η ανάπτυξη των εφαρμογών του ηλεκτρισμού, μια μορφή ενέργειας της οποίας η μεταφορά από την θέση παραγωγής στην θέση της κατανάλωσης είναι σχετικά εύκολη. Έκτοτε το έργο αξιοποίησης της υδραυλικής ενέργειας γίνεται ως εξής: η υδραυλική ενέργεια μετατρέπεται σε μηχανική από τον υδροστρόβιλο και στη συνέχεια σε ηλεκτρική από την ηλεκτρική γεννήτρια που είναι συζευγμένη με αυτόν (Παπαντώνης, 2008).

Στην Ευρώπη οι δύο-τρεις δεκαετίες μετά τον Β΄ παγκόσμιο πόλεμο θα μπορούσαν να χαρακτηριστούν ως η χρυσή περίοδος των μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων δεδομένου ότι η αξιοποίηση του διαθέσιμου υδραυλικού δυναμικού πραγματοποιήθηκε με μονάδες μεγάλης ισχύος, μερικών εκατοντάδων MW η κάθε μία. Σε σύγκριση με τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα παλαιάς τεχνολογίας, τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα που ήδη υπήρχαν αποδείχθηκαν αντιοικονομικά (χαμηλός βαθμός απόδοσης και υψηλό κόστος παραγόμενης KWh) και σταδιακά εγκαταλείφθηκαν. Παρόλα αυτά από τη δεκαετία του 1980 περίπου παρατηρείται, ξανά, διεθνώς ένα έντονο ενδιαφέρον για την ανάπτυξη των μικρών υδροηλεκτρικών έργων, που εκδηλώνεται είτε με την αξιοποίηση νέων μικρών υδατοπτώσεων, είτε με την επανασχεδίαση και επανεξοπλισμό των μικρών υδροηλεκτρικών έργων που είχαν απομείνει ή εγκαταλειφθεί. Το διεθνές ενδιαφέρον για τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα αντικατοπτρίζεται στην ανάπτυξη σημαντικού αριθμού κατασκευαστριών εταιρειών, τις περισσότερες φορές θυγατρικές των εταιρειών που κατασκευάζουν εξοπλισμό για τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα, που ειδικεύονται στην κατασκευή τυποποιημένου ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού για της νέας γενεάς μικρά υδροηλεκτρικά έργα (Παπαντώνης, 2008).

#### **3.2 Ιστορική εξέλιξη των μικρών και μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων στην Ελλάδα**

Η αξιοποίηση της υδραυλικής ενέργειας πραγματοποιούνταν από την αρχαιότητα μέσω των υδρόμυλων (Μαμάσης & Στεφανάκος, 2010). Συγκεκριμένα, η εξέλιξη της αξιοποίησης της υδραυλικής ενέργειας άρχισε στην Ελλάδα με την κατασκευή των υδραυλικών τροχών, των υδρόμυλων, των υδροτριβείων, των πριονιστηρίων ξυλείας, των σουσαμομύλων και των υφαντουργείων. Ήδη υπήρχαν χιλιάδες νερόμυλοι που ήταν σε λειτουργία στον μετεπαναστατικά συρρικνωμένο ελλαδικό χώρο του 1821. Από τις αρχές του αιώνα κάποιες από τις εγκαταστάσεις μηχανικής αξιοποίησης του «λευκού άνθρακα» εξελίχθηκαν σε εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με στόχο την κάλυψη τοπικών αναγκών (Σκόδρας, 2015).

Το πρώτο υδροηλεκτρικό έργο στην Ελλάδα κατασκευάστηκε στο Γλαύκο Πατρών, την περίοδο 1922 – 1926 από τη δημοτική επιχείρηση Γλαύκος. Το έργο προοριζόταν για την ύδρευση και ενεργειακή κάλυψη της πόλης των Πατρών από τα νερά του ομώνυμου χειμάρρου (ΤΕΕ 2016, Βικιπαίδεια 2016). Μέχρι το 1950 οπότε ιδρύθηκε η ΔΕΗ, είχαν τεθεί σε λειτουργία πολύ μικρά Υδροηλεκτρικά Εργοστάσια την περίοδο 1927 – 1931 (Βέρμιο, Αγία Χανίων, Αγ. Ιωάννης Σερρών), που μαζί με το έργο του Γλαύκου είχαν συνολική

εγκατεστημένη ισχύ περίπου 6 MW (Αργυράκης, 2016). Με την ίδρυση της ΔΕΗ τα έργα αυτά περνούν στην κατοχή της και παράλληλα αρχίζει και η ουσιαστική ανάπτυξη του υδροδυναμικού της Ελλάδας προς παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Από το 1954 μέχρι σήμερα έχουν κατασκευαστεί 16 μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα, όλα ιδιοκτησία της ΔΕΗ Α.Ε., συνολικής ισχύος 3.173 MW (το 20% περίπου της συνολικής ισχύος του διασυνδεδεμένου συστήματος) (Μαμάσης & Στεφανάκος, 2010). Όσον αφορά στα μικρά υδροηλεκτρικά έργα η ανάπτυξή τους ήταν πιο αργή. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι μέχρι το 1997 η ισχύς που προερχόταν από μικρά υδροηλεκτρικά έργα ήταν μόλις 43 MW τα οποία ανήκαν στη ΔΕΗ εκτός από τους σταθμούς Βερμίου II και III, Αγκίστρου και Τσιβλού, που ανήκουν σε δημοτικές επιχειρήσεις (ΥΠΑΝ, 2003 & ΚΑΠΕ, 2006). Παρόλα αυτά η εγκατεστημένη ισχύς των ΜΥΗΕ αυξήθηκε απότομα τα χρόνια που ακολούθησαν φτάνοντας στα 108 MW το έτος 2006 (ΚΑΠΕ, 2009). Το γεγονός αυτό δικαιολογείται από την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας το 1999 και την διευθέτηση των χωροταξικών θεμάτων που είχαν προκύψει καθιστώντας δυνατή τη δημιουργία ΜΥΗΕ από ιδιώτες για πώληση της παραγόμενης ενέργειας και μάλιστα με ικανοποιητικές εγγυημένες τιμές. Αξιοσημείωτο είναι ότι το 2011 λειτουργούσαν 99 έργα, με συνολική ισχύ 205 MW σχεδόν τη διπλάσια από αυτή του 2006, γεγονός που οφείλεται στις εγγυημένες σταθερές τιμές ανά κιλοβατώρα που θεσμοθετήθηκαν το 2006 με το νόμο 3468 και προσέλκυσαν ακόμα περισσότερο το επενδυτικό ενδιαφέρον. Τέλος σήμερα (βάσει στοιχείων του Δεκεμβρίου 2015) είναι σε λειτουργία 106 μικρά υδροηλεκτρικά έργα με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 224 MW, εκ των οποίων τα 10 ανήκουν αποκλειστικά στη ΔΕΗ Ανανεώσιμες, 9 στην ΕΥΔΑΠ και σε δήμους και τα υπόλοιπα σε ιδιώτες (ΑΔΜΗΕ, 2015).

### **3.3. Υδατικό Δυναμικό Ελλάδος**

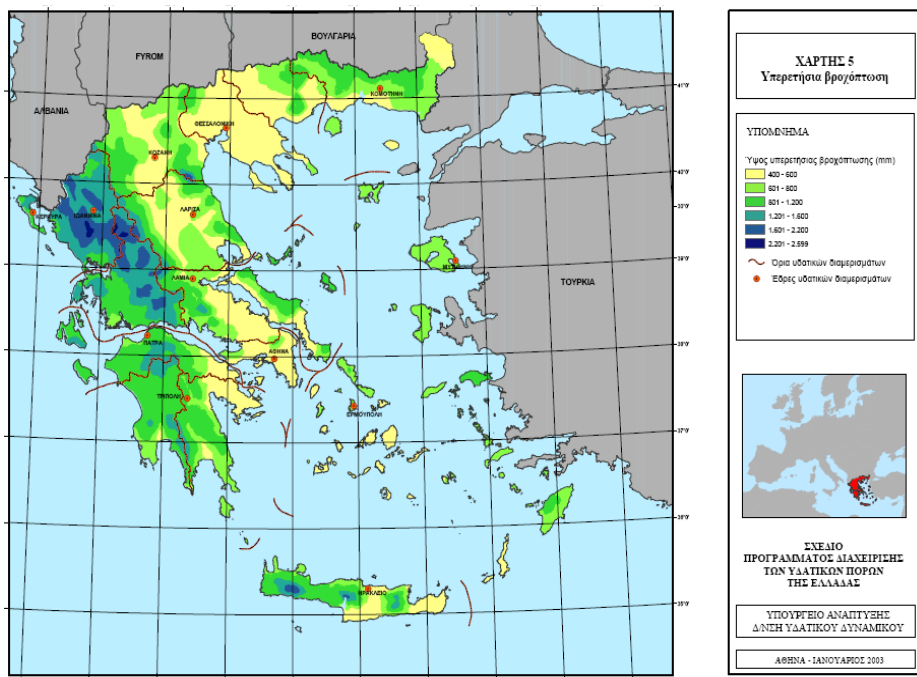
Το υδατικό δυναμικό μιας χώρας διαμορφώνεται από το συνδυασμό δύο παραγόντων, ήτοι των βροχοπτώσεων και του γεωγραφικού ανάγλυφου (Εικόνα 3.2). Στην Ελλάδα, εξαιτίας της ορεινότητας που τη χαρακτηρίζει (Εικόνα 3.1), σχηματίζονται λεκάνες απορροής, οι οποίες σε συνδυασμό με τα ύψη κατακρημνίσεων δημιουργούν ένα αξιόλογο υδατικό δυναμικό, το μεγαλύτερο μέρος του οποίου συγκεντρώνεται στο δυτικό και βόρειο τμήμα της χώρας, όπου βρίσκονται οι μεγάλοι ποταμοί Αχελώος, Άραχθος, Αώος, Αλιάκμονας και Νέστος (ΕΜΠ, 2008). Παρόλα αυτά, στην περίπτωση της χώρας μας η υδραυλικότητα της δεν είναι σημαντική σε σχέση με άλλες βορειο-ευρωπαϊκές χώρες, όπως η Αγγλία και η Γερμανία, όπου οι βροχοπτώσεις είναι πολύ συχνότερες και εντονότερες (Καρατσώρης, 2015). Αυτό οφείλεται κυρίως στο ότι η Ελλάδα βρίσκεται σε τέτοια γεωγραφική θέση, όπου λαμβάνει χώρα κυρίως το φαινόμενο της εξάτμισης σε σχέση με το φαινόμενο της συμπύκνωσης ενώ στις προαναφερθείσες χώρες συμβαίνει το αντίθετο (Σκόδρας, 2015).



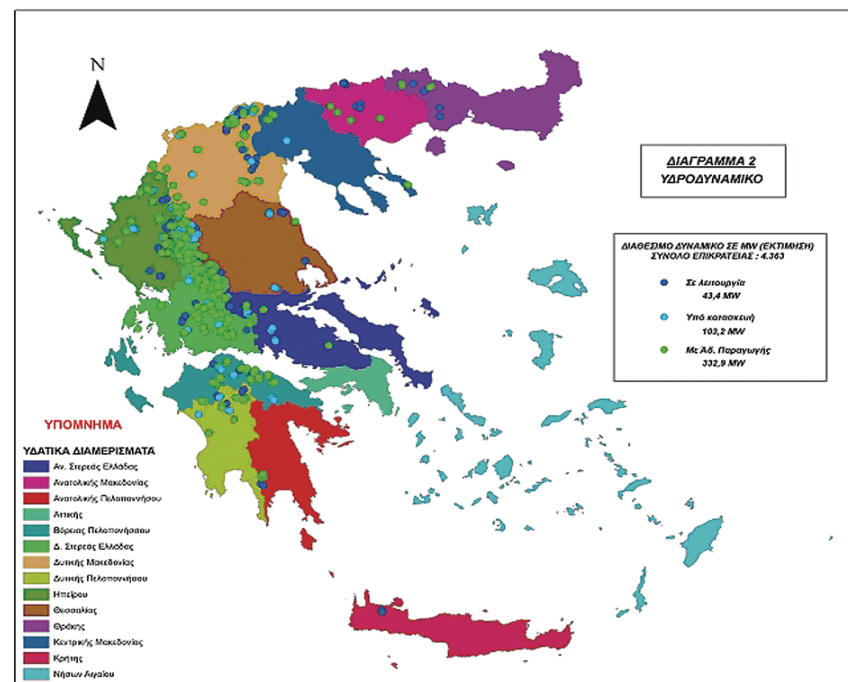


**Εικόνα 3.1:** Σχηματική αναπαράσταση της γεωμορφολογίας της Ελλάδας (Σκόδρας,2015)

Πάντως δεν είναι τυχαίο, όπως φαίνεται και από τους παρακάτω χάρτες (Εικόνα 3.2 και Εικόνα 3.3), ότι οι περισσότεροι υδροηλεκτρικοί σταθμοί, εν ενεργεία ή εν εγκαταστάσει, καθώς και οι περιοχές επενδυτικού ενδιαφέροντος τόσο για μικρής όσο και για μεγάλης κλίμακας υδροηλεκτρικά έργα, συγκεντρώνονται κυρίως στη Δυτική Ελλάδα όπου λαμβάνουν χώρα οι μεγαλύτερες βροχοπτώσεις σε συνδυασμό με το πιο έντονο γεωμορφολογικό ανάγλυφο.



**Εικόνα 3.2:** Υπερετήσια βροχόπτωση (Εθνικό πρόγραμμα διαχείρισης και στήριξης υδατικών πόρων, Ευστρατιάδης, ΕΜΠ 2007)



**Εικόνα 3.3:** Υδατικά διαμερίσματα και υδατικό δυναμικό της Ελλάδας (ΦΕΚ 2464, 2008)

Αναλύοντας την υδραυλική ενέργεια ανά υδατικό διαμέρισμα της χώρας (Εικόνα 3.4), φαίνεται ιδιαίτερα αξιόλογη η δυναμικότητα στο κεντροδυτικό τμήμα της Ελλάδας, με το ετήσιο οικονομικά αξιοποιήσιμο υδροδυναμικό να φτάνει τις 4.830 GWh για την Ήπειρο, τις 4.200 GWh για τη Δυτική Στερεά Ελλάδα, τις 1.670 GWh για τη Δυτική Μακεδονία, τις 1.260 GWh για τη Δυτική Πελοπόννησο και τις 1.100 GWh για τη Θράκη.

α/α	Υδατικό Διαμέρισμα	Επιφάνεια (Κμ <sup>2</sup> )	Θεωρητικό Υδροδ/κό (GWh/y)	Αναγν. Υδροδ/κό (GWh/y)	Τεχνικά Αξιοποιήσιμο Υδροδ/κό (GWh/y)	Οικονομικά Αξιοποιήσιμο Υδροδ/κό (GWh/y)
1	Δυτ. Πελοπόννησος	7771	7210	460,0	1670	1260
2	Β. Πελοπόννησος	6596	4290	325,7	755	557
3	Αν. Πελοπόννησος	8702	4300	32,2	570	417
4	Δυτ. Στερεά Ελλάδα	10420	14880	3860,5	5500	4200
5	Ήπειρος	10275	15642	2432,0	6250	4830
6	Αττική	3326	282	20,8	9	5
7	Αν. Στερεά Ελλάδα	11923	5090	128,0	551	390
8	Θεσσαλία	13148	6010	567,0	665	468
9	Δυτ. Μακεδονία	13404	10444	1967,1	2240	1670
10	Κεν. Μακεδονία	10388	2800		185	123
11	Αν. Μακεδονία	7342	2270	102,5	175	118
12	Θράκη	10894	6783	694,6	1489	1110
13	Κρήτη	8330	4600	81,6	610	446
14	Νήσοι Αιγαίου	9060	400	2,0	11	6
	ΣΥΝΟΛΟ	131.579	85001	10774,0	20680	15600

Εικόνα 3.4: Υδροδυναμικό των 14 υδατικών διαμερισμάτων της Ελλάδας (Παπαντώνης, 2008)

Σύμφωνα με τον Κουτσογιάννη (2007) οι περισσότερες ευρωπαϊκές χώρες εξάντλησαν σε μεγάλο ποσοστό την ανάπτυξη του υδροδυναμικού τους και κατά συνέπεια η ηλεκτροπαραγωγή από μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα δεν αναμένεται να συμβάλει ουσιαστικά στην υποκατάσταση των συμβατικών καυσίμων. Για την Ελλάδα όμως ισχύει ότι μόνο το ένα τρίτο του οικονομικά εκμεταλλεύσιμου υδροδυναμικού χρησιμοποιείται ή βρίσκεται υπό αξιοποίηση.

### ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΥΔΡΟΔΥΝΑΜΙΚΟ (GWh)

<input type="checkbox"/>	Ολικό Θεωρητικό Υδροδυναμικό	80.000
<input type="checkbox"/>	Τεχνικά Εκμεταλλεύσιμο	20.000
<input type="checkbox"/>	Οικονομικά Εκμεταλλεύσιμο	15.000
<input type="checkbox"/>	Παραγωγιμότητα το 1995 (μέσο έτος)	3.967
<input type="checkbox"/>	Παραγωγιμότητα το 2001 (ξηρό έτος)	2.266
<input type="checkbox"/>	Παραγωγιμότητα το 2006 (υγρό έτος)	5.013
<input type="checkbox"/>	Αξιοποίηση Υδροδυναμικού	33 %
<input type="checkbox"/>	Συνολική Καθαρή Παραγωγή το 2006	47.302
<input type="checkbox"/>	Ποσοστό Παραγωγής από ΥΗΕ το 2006	11,6 %
<input type="checkbox"/>	Ποσοστό Παραγωγής από ΥΗΕ το 2001	5,7 %

Εικόνα 3.5: Ελληνικό Υδροδυναμικό (Στεφανάκος, 2009)

Σύμφωνα με την Εικόνα 3.4, εκτιμάται ότι το Ολικό Θεωρητικό Υδροδυναμικό της Ελλάδας ανέρχεται, ετησίως, στις 85.000 GWh. Από αυτό το δυναμικό, οι 20.000 GWh είναι τεχνικά εκμεταλλεύσιμες και οι 15.000 οικονομικά εκμεταλλεύσιμες. Βάσει της μέσης ετήσιας παραγωγιμότητας, η οποία ανέρχεται περίπου στις 4.000 - 5.000 GWh (Στεφανάκος, 2009), υπολογίζεται ότι αξιοποιείται περίπου το ένα τρίτο του υδροδυναμικού της χώρας. Ως εκ τούτου καλύπτονται οι σημερινές ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια μόνο σε ποσοστό 10% από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς. Με την πλήρη αξιοποίηση του οικονομικά

εκμεταλεύσιμου δυναμικού θα μπορούσε να καλυφθεί περίπου το 30% των αναγκών σε ενέργεια (Στεφανάκος, 2009). Σε ότι αφορά το διαθέσιμο ωφέλιμο όγκο των ταμιευτήρων όλων των μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων, ανέρχεται στα 5.300.000 κυβικά μέτρα. Το 30% αυτού του όγκου αξιοποιείται και για άλλες χρήσεις, με τη συνολική ισχύ και τον όγκο των ταμιευτήρων των μεγάλων υδροηλεκτρικών, να μην αναμένεται να αλλάξει σημαντικά καθώς δεν προγραμματίζονται άλλα μεγάλα έργα από τη ΔΕΗ (Μαμάσης & Στεφανάκος 2010).

Τέλος, σύμφωνα με τα στοιχεία της ΡΑΕ, απεικονίζεται στην παρακάτω Εικόνα 3.6 η σημερινή κατάσταση των μικρών υδροηλεκτρικών έργων με άδεια λειτουργίας στην επικράτεια.



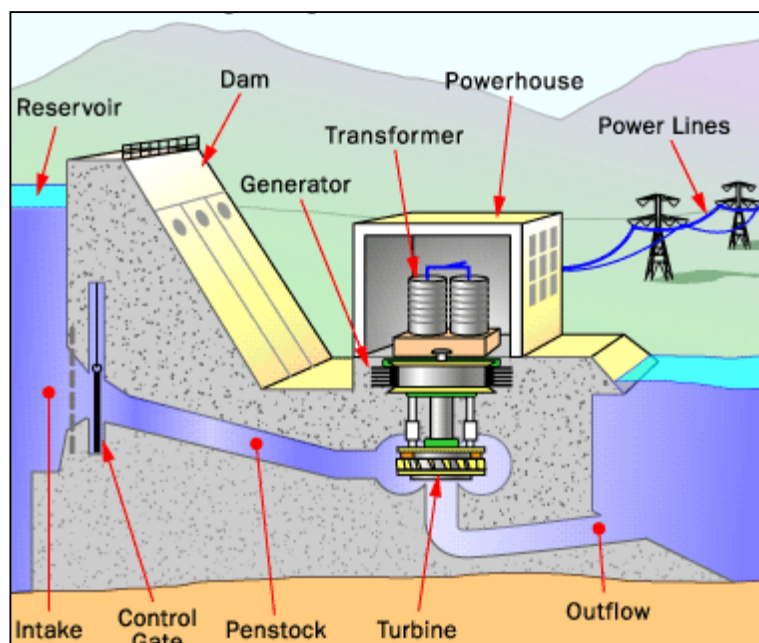
Εικόνα 3.6: Μικροί Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί με άδεια λειτουργίας (ΡΑΕ, 2015)

### **3.4. Θεσμικό πλαίσιο και αρχές λειτουργίας υδροδυναμικών έργων**

#### **3.4.1. Ορισμός υδραυλικής και υδροηλεκτρικής ενέργειας**

Στο πλαίσιο του υδρολογικού κύκλου, υδάτινες μάζες δύναται να αποκτήσουν δυναμική ενέργεια όταν βρίσκονται σε περιοχές είτε μεγάλου υψομέτρου είτε έντονων κλίσεων. Η μετακίνηση των εν λόγω μαζών σε περιοχές χαμηλότερου υψομέτρου έχει ως αποτέλεσμα τη μετατροπή της δυναμικής ενέργειας σε κινητική. Με τα υδροηλεκτρικά έργα (υδροταμιευτήρας, φράγμα, κλειστός αγωγός πτώσεως, υδροστρόβιλος, ηλεκτρογεννήτρια, διώρυγα φυγής) είναι εφικτή η αξιοποίηση της υδραυλικής ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος. Λόγω των απωλειών, ένα μέρος μόνο της υδραυλικής ενέργειας μπορεί να μετατραπεί σε ηλεκτρική ενέργεια. Το μέρος αυτό της υδραυλικής ενέργειας που μπορεί να αξιοποιηθεί ως ηλεκτρική ενέργεια ονομάζεται υδροηλεκτρική ενέργεια (Μέγα, 2009).

Η βασική αρχή λειτουργίας ενός υδροηλεκτρικού σταθμού παρουσιάζεται στην Εικόνα 3.7. Συγκεκριμένα, δημιουργείται ένας ταμιευτήρας αποθήκευσης νερού. Όταν ο σταθμός είναι έτοιμος για παραγωγή, το νερό διοχετεύεται από τον ταμιευτήρα, μέσω αγωγών, στον υδροστρόβιλο κι έτσι λόγω της διαφοράς ύψους αποκτά μεγάλη κινητική ενέργεια και προσπίπτοντας στα πτερύγια τα αναγκάζει σε περιστροφή. Η κινητική αυτή ενέργεια της περιστροφής, μέσω της γεννήτριας μετατρέπεται σε ηλεκτρικό ρεύμα, το οποίο μετά το μετασχηματιστή διοχετεύεται στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Το νερό μετά το στρόβιλο προωθείται σε αγωγούς στην έξοδο του ποταμού (ΚΑΠΕ, 2009 & Εγχειρίδιο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, 2012).



Εικόνα 3.7: Περιγραφή λειτουργίας υδροηλεκτρικού σταθμού

### 3.4.2 Διάκριση μεταξύ μικρών και μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων

Από πλευράς αρχής λειτουργίας, τόσο στη μετατροπή της υδραυλικής ενέργειας σε μηχανική όσο και στη μετατροπή της τελευταίας σε ηλεκτρική, ένα μικρό ΥΗΕ δεν διαφέρει από ένα μεγάλο. Επίσης δεν διαφέρουν ως προς το πλήθος και το είδος των επί μέρους έργων-τμημάτων από τα οποία απαρτίζεται ένα ΥΗΕ (Σκόδρας, 2015).

Ο χαρακτηρισμός ενός Υ.Η.Ε. ως «μικρού» δεν αναφέρεται αποκλειστικά στην εγκατεστημένη ισχύ ή στις διαστάσεις των μονάδων αλλά σε ένα σύνολο χαρακτηριστικών, πολλά από τα οποία δεν είναι μετρήσιμα. Δηλαδή οι διαφορές μεταξύ μικρών και μεγάλων Υ.Η.Ε. δεν είναι μόνο ποσοτικές αλλά και ποιοτικές. Στα μεγάλα Υ.Η.Ε. ο χαρακτηρισμός τους ως «μεγάλων» παραλείπεται ως εννοούμενος. «Μικρό» χαρακτηρίζεται ένα Υ.Η.Ε. όταν η ονομαστική ισχύς του είναι μικρότερη των 10 – 15 MW, χωρίς οι τιμές αυτές να αποτελούν ένα γενικά αποδεκτό όριο. Σημειώνεται ότι σε ορισμένες χώρες το όριο διάκρισης μεταξύ μεγάλων και μικρών Υ.Η.Ε. ορίζεται στα 5 MW. Το ότι το όριο διάκρισης δεν είναι ιδιαίτερα σαφές οφείλεται στο ότι οι διαφορές τους δεν είναι τόσο ποσοτικές όσο ποιοτικές και αφορούν την επιλογή του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού, τη διαμόρφωση και την εκμετάλλευση του Υ.Η.Ε. Όπως θα αναπτυχθεί στη συνέχεια, μία βασική διαφοροποίηση μεταξύ μικρών και μεγάλων Υ.Η.Ε. έγκειται στην επιλογή και εγκατάσταση τυποποιημένου ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού στην περίπτωση των μικρών Υ.Η.Ε. Λαμβάνοντας υπόψη ότι η τυποποίηση του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού για τον εξοπλισμό μικρών Υ.Η.Ε. φθάνει συνήθως μέχρι την ισχύ των 10 MW (αν και ορισμένες εταιρείες προσφέρουν

τυποποιημένους υδροτροβίλους ισχύος μέχρι 15 MW), φαίνεται ότι η τιμή αυτή αποτελεί το πλέον αποδεκτό όριο διάκρισης μεταξύ μικρών και μεγάλων Υ.Η.Ε., όπως άλλωστε δέχονται όλες οι χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Το όριο διάκρισης μεταξύ μικρών και μεγάλων Υ.Η.Ε. έχει σημασία και από πλευράς διαδικασιών και αδειοδοτήσεων καθώς για τα μικρά Υ.Η.Ε. προβλέπονται διαδικασίες απλούστερες (Χρυσοβέργης, 2015).

Στη διεθνή βιβλιογραφία υπάρχουν και άλλες διακρίσεις. Ως *micro* χαρακτηρίζεται ένα Υ.Η.Ε. όταν η ονομαστική ισχύς του είναι μικρότερη των 100 KW ενώ ως *mini* όταν η ονομαστική ισχύς του είναι μικρότερη από 1 MW. Τα όρια αυτά μεταξύ *micro*, *mini* και μικρού δεν είναι απόλυτα και υπάρχουν αποκλίσεις σε διάφορες χώρες, καθόσον σχετίζονται κυρίως με τις διαδικασίες αδειοδότησης και με τις προδιαγραφές σύνδεσης με το διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό δίκτυο (Χρυσοβέργης, 2015).

Η ελληνική νομοθεσία ορίζει ως μικρούς τους σταθμούς με ισχύ μικρότερη των 15 MW. Ένα μικρό Υ.Η.Ε. δεν πρέπει να θεωρηθεί ως μικρογραφία ενός μεγάλου καθώς η προσέγγιση αυτή θα οδηγήσει σε οικονομική αποτυχία την επένδυση. Οι κύριες διαφορές μεταξύ μικρών και μεγάλων Υ.Η.Ε. εντοπίζονται στην επιλογή και εγκατάσταση τυποποιημένου ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού καθώς και στο πρόγραμμα εκμετάλλευσης το οποίο έχει άμεσο αντίκτυπο στη διάταξη και στη διαστασιολόγηση των διαφόρων στοιχείων που το απαρτίζουν. Άλλοι ευνοϊκοί παράγοντες για την κατασκευή ενός μικρού Υ.Η.Ε. είναι ότι μπορεί πιο εύκολα να συνδυασθεί με άλλες διευθετήσεις, π.χ. ύδρευση, άρδευση, οπότε θα ήταν δυνατόν να αξιοποιηθούν υπάρχοντα μικρά αρδευτικά φράγματα. Ακόμη, οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις που επιφέρουν τα μικρά Υ.Η.Ε. είναι πολύ μικρότερες από αυτές των μεγάλων, καθώς οι περισσότερες από αυτές οφείλονται στον σχηματισμό μεγάλου ταμιευτήρα ανάντη (Χρυσοβέργης, 2015).

Μία άλλη διάκριση των Υ.Η.Ε. αναφέρεται στο μέγεθος της διαθέσιμης υδραυλικής πτώσης «H», η τιμή της οποίας εκφράζει την ανά μονάδα μάζας υδραυλική ενέργεια του νερού και την τάξη μεγέθους της στατικής πίεσης στον αγωγό προσαγωγής και στο τμήμα εισόδου του υδροτροβίλου, ενώ από αυτή κυρίως εξαρτάται η επιλογή του τύπου του υδροτροβίλου. Διακρίνονται τρεις κατηγορίες:

- μικρού ύψους όταν το H είναι μικρότερο των 20 m
- μέσου ύψους όταν  $20 < H < 150$  m
- μεγάλου ύψους όταν  $H > 150$  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 (Χρυσοβέργης, 2015).

Δεδομένου ότι η υδραυλική ισχύς είναι γινόμενο της παροχής του νερού και της υδραυλικής πτώσης γίνεται φανερό ότι το κόστος κατασκευής ενός μικρού Υ.Η.Ε. είναι τόσο μικρότερο, και άρα η επένδυση τόσο πιο αποδοτική, όσο μεγαλύτερη είναι η υδραυλική πτώση «H». Όμως κατά κανόνα οι μεγάλες υδραυλικές πτώσεις αναπτύσσονται σε ορεινές και απομακρυσμένες περιοχές οπότε ενδέχεται το κόστος των γραμμών μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας να είναι τόσο υψηλό ώστε να αντισταθμίζει το πλεονέκτημα του σχετικά χαμηλού κόστους του μικρού Υ.Η.Ε.. Το αντίθετο συμβαίνει με τα μικρά Υ.Η.Ε. μικρής υδραυλικής πτώσης. Το ύψος της επένδυσης είναι αυξημένο όμως κατά κανόνα βρίσκονται κοντά σε πεδινές και κατοικήσιμες περιοχές οπότε το κόστος των έργων σύνδεσης με το ηλεκτρικό δίκτυο είναι μικρό (Παπαντώνης, 2008).

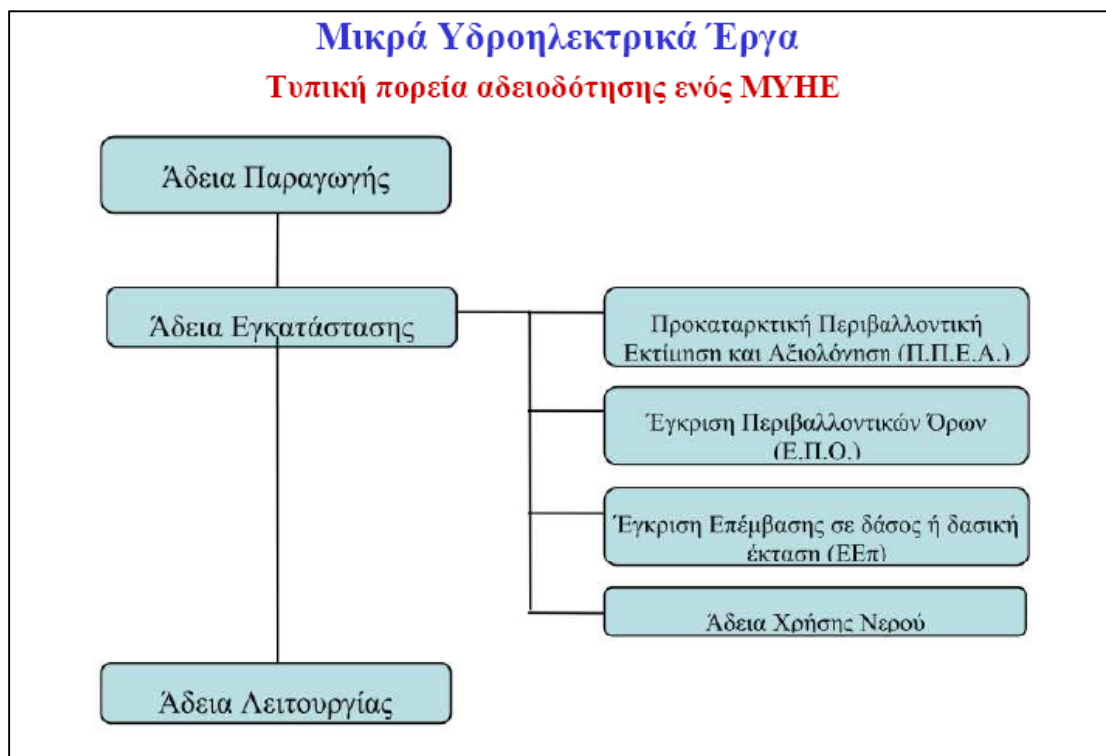
### 3.4.3. Αδειοδοτική διαδικασία

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, το όριο διάκρισης μεταξύ μικρών και μεγάλων Υ.Η.Ε. έχει σημασία από πλευράς διαδικασιών και αδειοδοτήσεων, καθώς για τα μικρά Υ.Η.Ε. προβλέπονται διαδικασίες απλούστερες. Οι βασικοί νόμοι που διέπουν την ανάπτυξη των ΜΥΗΕ είναι οι παρακάτω (Μαμάσης, 2015):

- ν. 1739/1987 περί διαχείρισης των υδατικών πόρων

- ν. 3199/2003 περί διαχείρισης των υδατικών πόρων
- ν. 3468/2006 περί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ
- ν. 3614/2007 Αναπτυξιακός-Ειδικό χωροταξικό πλαίσιο για τις ΑΠΕ
- Ειδικό χωροταξικό πλαίσιο για τις ΑΠΕ

Επιπλέον των παραπάνω νόμων μια σειρά εγκυκλίων και Υπουργικών Αποφάσεων εξειδικεύει περαιτέρω το υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο. Η τυπική διαδικασία αδειοδότησης φαίνεται στην παρακάτω Εικόνα 3.8:



Εικόνα 3.8: Τυπική πορεία αδειοδότησης ενός ΜΥΗΕ (ΑΔΜΗΕ)

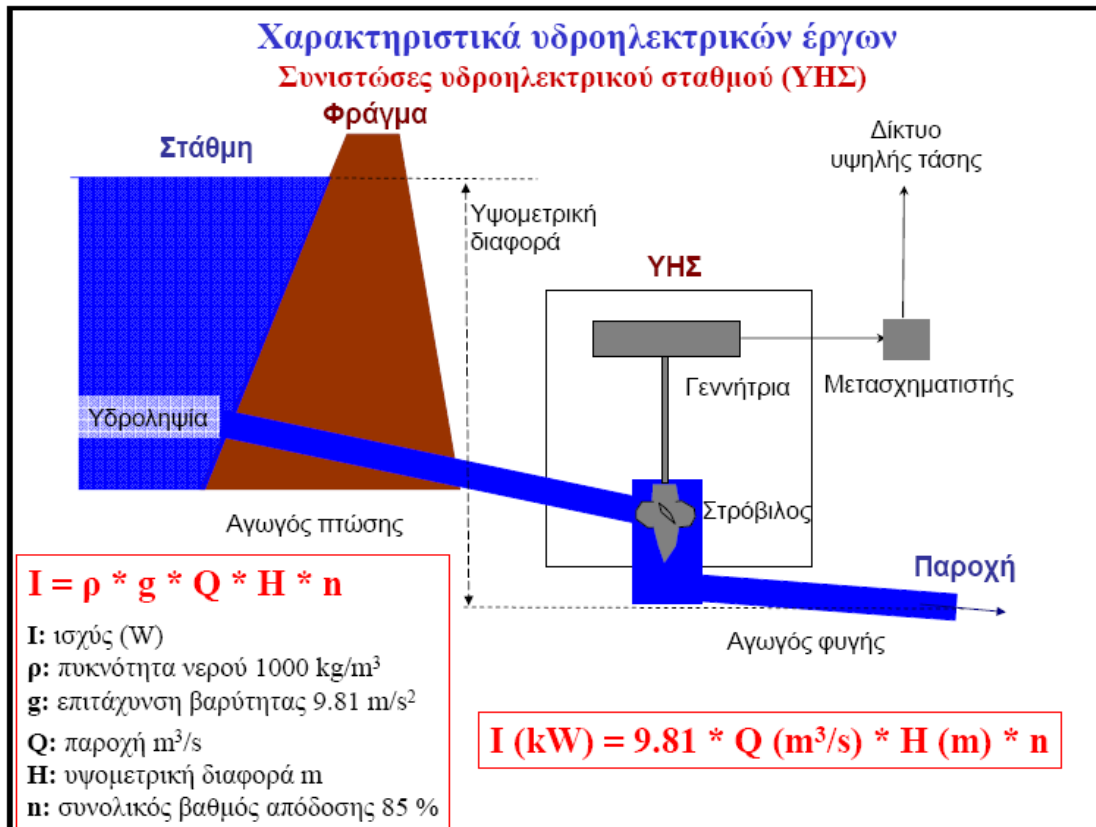
#### 3.4.4. Ισχύς και ενέργεια

Οι υδροστροβίλοι μετατρέπουν την πίεση του νερού σε μηχανική ισχύ στον άξονα, η οποία μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να κινήσει μια γεννήτρια ηλεκτρικού ρεύματος ή κάποια άλλη μηχανή. Η διαθέσιμη ισχύς είναι ανάλογη με το γινόμενο του ύψους πτώσης και της παροχής. Ο γενικός τύπος που δίνει την ισχύ κάθε υδροηλεκτρικού συστήματος είναι (Εξίσωση 1 και Εικόνα 3.9):

$$P = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (\text{Εξ. 1})$$

όπου:

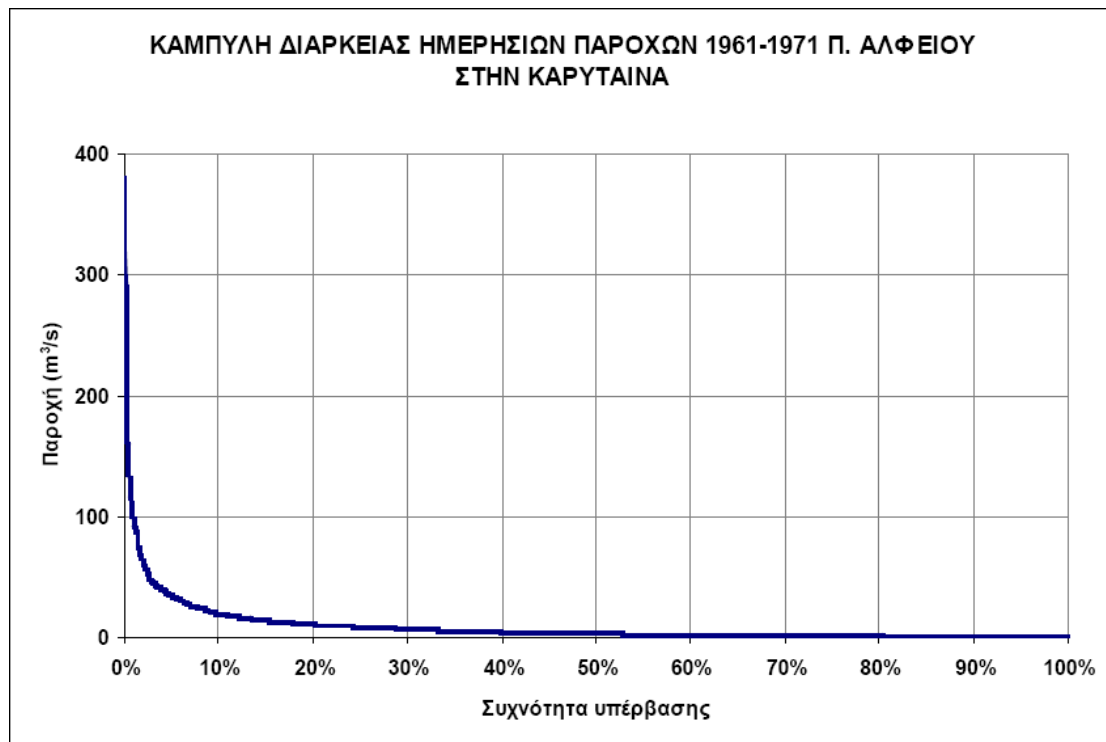
- P** είναι η μηχανική ισχύς που παράγεται στον άξονα του στροβίλου (Watt),
  - $\eta$**  είναι η υδραυλική αποδοτικότητα του στροβίλου,
  - $\rho$**  είναι πυκνότητα του νερού (1000 kg/m<sup>3</sup>),
  - $g$**  είναι η επιτάχυνση της βαρύτητας (9,81 m/s<sup>2</sup>),
  - Q** είναι η παροχή όγκου του νερού που διέρχεται από τον στρόβιλο (m<sup>3</sup> /s),
  - H** είναι το αξιοποιήσιμο ύψος πτώσης του νερού στο στρόβιλο (m)
- (Εγχειρίδιο Ανανεώσιμων Πηγών ενέργειας, 2012).



Εικόνα 3.9: Αναπαράσταση λειτουργίας Υδροηλεκτρικού Έργου (Μαμάσης, 2010)

Ως εκ τούτου, συμπεραίνεται ότι η επιλογή της τοποθεσίας του έργου είναι πολύ σημαντική και οι παράγοντες που την επηρεάζουν άμεσα είναι το ύψος της υδατόπτωσης και η παροχή του υδατορέματος. 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 (Εικόνα 3.10), στις οποίες σε μεγάλο βαθμό στηρίζεται η τεχνική μελέτη του έργου (Χρυσοβέργης, 2015)

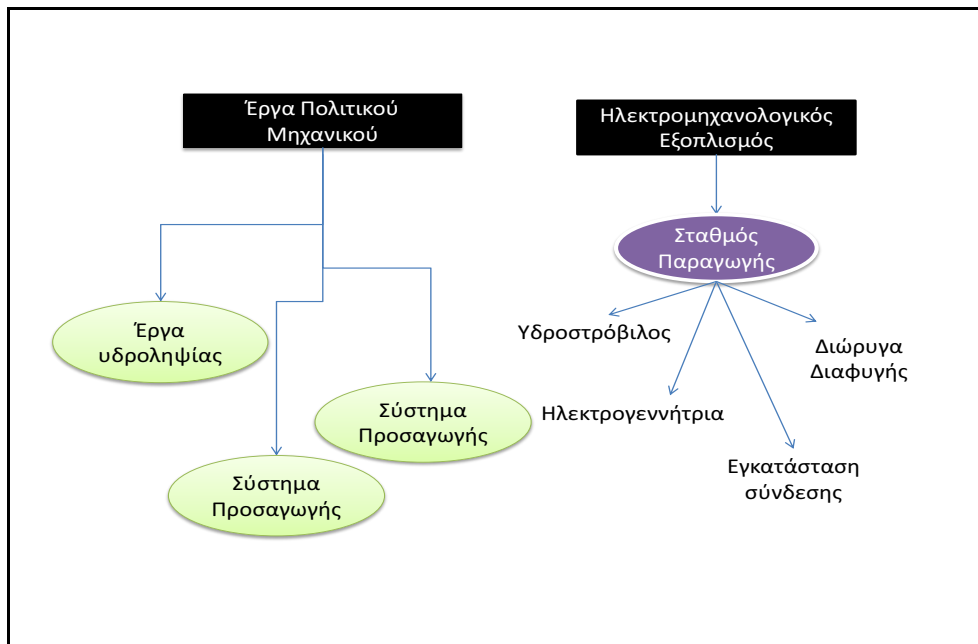




**Εικόνα 3.10:** Καμπύλη διάρκειας ημερήσιων παροχών (Χατζησάββα, ΤΕΕ)

#### 3.4.5. Βασικά επιμέρους τεχνικά έργα

Το υδροηλεκτρικό έργο είναι ένα σύνθετο έργο που περιλαμβάνει σημαντικά τμήματα πολιτικού μηχανικού καθώς και σημαντικό ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό. Βασικός σκοπός των έργων πολιτικού μηχανικού είναι η συγκέντρωση της επιφανειακής ροής, η μεταφορά της μέσω του υδροστροβίλου ώστε να πραγματοποιηθεί η μετατροπή της δυναμικής ενέργειας του νερού σε μηχανική ενέργεια και η απαγωγή και διάθεσή της παροχής στη φυσική κοίτη, όπου συνεχίζει η ελεύθερη ροή της κατάντι. Στα έργα πολιτικού μηχανικού περιλαμβάνονται και έργα που αφορούν στην ασφάλεια των υπόλοιπων έργων τόσο κατά τη φάση της κατασκευής όσο και κατά την κανονική εκμετάλλευση, καθώς και έργα που σκοπό έχουν τη στέγαση και ασφάλεια του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού. Στον ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό περιλαμβάνονται: ο υδροστρόβιλος, η γεννήτρια, ο μετασχηματιστής, οι αυτοματισμοί, οι ηλεκτρικοί πίνακες ο βοηθητικός εξοπλισμός όπως η γερανογέφυρα κ.τ.λ. Σε πολλές περιπτώσεις ένα υδροηλεκτρικό έργο είναι εξοπλισμένο με περισσότερους υδροστροβίλους έτσι ώστε να αυξάνεται η ευελιξία λειτουργίας του και να βελτιώνεται η αξιοποίηση της διαθέσιμης υδραυλικής ενέργειας. Τα βασικά επιμέρους τεχνικά έργα, που παρουσιάζονται στη συνέχεια (Εικόνα 3.11) είναι η υδροληψία (intake), το σύστημα προσαγωγής και ο σταθμός παραγωγής (power house) (Μέγα, 2009).



Εικόνα 3.11: Επιμέρους τεχνικά έργα ΜΥΗΕ

#### 3.4.5.1. Έργα πολιτικού μηχανικού

##### Τεχνικά Έργα Υδροληψίας

Το πρώτο εν σειρά, από ανάντη, έργο είναι το τεχνικό έργο υδροληψίας με το οποίο αποσπάται η ενεργειακά εκμεταλλεύσιμη παροχή από το φυσικό υδατόρευμα ή γενικότερα από την πηγή ύδατος. Οι κύριοι τύποι υδροληψίας είναι η ορεινή (tyrolean intake), η πλευρική (side intake) και η υδροληψία τύπου σίφωνα (siphon intake). Οι δύο πρώτοι τύποι εφαρμόζονται συνήθως όταν το νερό προέρχεται από φυσικό υδατόρευμα, ενώ ο τρίτος εφαρμόζεται σε περιπτώσεις αξιοποίησης νερού από υφιστάμενο ταμιευτήρα ή κανάλι. Μία σημαντική ειδοποιός διαφορά των Μ.Υ.Η.Ε. από τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα, εκτός του τυπικού ορίου των 10 MW εγκατεστημένης ισχύος, έγκειται στον τρόπο λειτουργίας της υδροληψίας. Ο αναβαθμός που κατασκευάζεται στις υδροληψίες των Μ.Υ.Η.Ε. έχει πολύ μικρό ύψος και δε στοχεύει στην αναρρύθμιση της φυσικής απορροής με τη δημιουργία ταμιευτήρα, αλλά στη διαμόρφωση κατάλληλων συνθηκών για τη διοχέτευση της απαιτούμενης παροχής στο σύστημα προσαγωγής (Μέγα 2009, Μάρη 2015).

Αφού αποσπαστεί από την κοίτη το νερό διοχετεύεται με ελεύθερη ροή στη δεξαμενή καθίζησης ή εξαμμωτή (desilter), με εξαίρεση τις υδροληψίες τύπου σίφωνα, όπου δεν απαιτείται τεχνικό έργο εξάμμισης. Η δεξαμενή καθίζησης έχει κατάλληλες διαστάσεις ώστε να εξασφαλίζεται η κατακράτηση της ελάχιστης διάστασης κόκκου φερτών, η οποία καθορίζεται από τις προδιαγραφές του στροβίλου. Σε συνέχεια του εξαμμωτή βρίσκεται η δεξαμενή φόρτισης (forebay), η οποία σχεδιάζεται ώστε να εξασφαλίζονται οι κατάλληλες υδραυλικές συνθήκες εισόδου στον υπό πίεση αγωγό προσαγωγής. Βασικό κριτήριο για το σχεδιασμό της δεξαμενής φόρτισης είναι η μη εισροή αέρα στον αγωγό προσαγωγής, που μπορεί να δημιουργήσει προβλήματα σπηλαιώσης (Μέγα 2009, Μάρη 2009).

##### Οικολογική παροχή

Η υδροληψία είναι σχεδιασμένη ώστε ένα μέρος της παροχής (οικολογική παροχή) να αποδίδεται απευθείας στο φυσικό υδατόρευμα, προκειμένου να διατηρούνται ικανές συνθήκες επιβίωσης για το παρόχθιο οικοσύστημα. Όπου απαιτείται κατασκευάζεται ειδικό τεχνικό έργο για τη διευκόλυνση της μετακίνησης των ψαριών κατά μήκος της κοίτης (ιχθυόσκαλα, fish ladder). Στις πλευρικές υδροληψίες προβλέπεται η ενσωμάτωση θυροφραγμάτων στον αναβαθμό για την εκκένωση των φερτών, ώστε σε κάθε περίπτωση να μη παρεμποδίζεται η στερεομεταφορά κατά μήκος της κοίτης (Μέγα, 2009).

### **Το σύστημα προσαγωγής**

Το βασικό τεχνικό έργο του συστήματος προσαγωγής είναι ο αγωγός, μέσω του οποίου μεταφέρεται η παροχή στο στρόβιλο. Το υλικό κατασκευής και οι διαστάσεις του αγωγού επιλέγονται με τεchnοοικονομικά κριτήρια, επιδιώκεται δηλαδή η βέλτιστη οικονομικά λύση που πληροί συγκεκριμένα τεχνικά κριτήρια σχεδιασμού. Η όδευση του αγωγού εξαρτάται από τη θέση της δεξαμενής φόρτισης και του σταθμού παραγωγής, την υφιστάμενη τοπογραφία και τις γεωλογικές συνθήκες της περιοχής. Το μήκος του μπορεί να είναι από μερικές εκατοντάδες μέτρα έως μερικά χιλιόμετρα. Τα συνήθη υλικά που χρησιμοποιούνται είναι ο χάλυβας, συνθετικά υλικά (PVC, GRP), οπλισμένο ή άοπλο σκυρόδεμα (σήραγγες) και, σπανιότερα, ξύλο. Η επιλογή του κατάλληλου υλικού σχετίζεται με τις επιτόπου συνθήκες εγκατάστασης, τις αναμενόμενες καταπονήσεις και τα διατιθέμενα μέσα και κατασκευαστικές δυνατότητες. Βασικά κριτήρια για την επιλογή διαμέτρου είναι ο περιορισμός των υδραυλικών απωλειών και του κόστους, καθώς και η διατήρηση της ταχύτητας σε συγκεκριμένα επίπεδα (1~5 m/s). Προκειμένου να μειωθεί το κόστος μεταφοράς συχνά επιλέγονται δύο ή τρεις διαφορετικές κατηγορίες διαμέτρου και οι μικρότεροι σωλήνες τοποθετούνται μέσα στους μεγαλύτερους κατά τη μεταφορά (nesting). Η εγκατάσταση του αγωγού μπορεί να είναι υπόγεια ή επιφανειακή, με πιο συνηθισμένη την πρώτη. Ο αγωγός τοποθετείται συνήθως σε σκάμμα και επανεπιχώνεται, τόσο για περιβαλλοντικούς λόγους, όσο και για προστασία από φυσική ή ανθρωπογενή φθορά. Παράλληλα στον αγωγό προσαγωγής τοποθετούνται και οι απαραίτητες καλωδιώσεις για τον τηλεέλεγχο των θυροφραγμάτων της υδροληψίας από το σταθμό παραγωγής. Απαραίτητα συνοδευτικά τεχνικά έργα του αγωγού είναι οι εξαιρεστικές βαλβίδες και οι βαλβίδες εκκένωσης φερτών, στα ψηλά και χαμηλά σημεία της χάραξης αντίστοιχα και το σύστημα αντιπληγματικής προστασίας, εφόσον είναι απαραίτητο. Σε συνθήκες απότομης εκκίνησης ή παύσης της λειτουργίας (απόρριψη φορτίου) μπορεί να αναπτυχθούν στον αγωγό υποπίεσεις ή υπερπίεσεις πολλαπλάσιες της στατικής, λόγω μεταβατικών δυναμικών φαινομένων που συνοψίζονται στον όρο υδραυλικό πλήγμα. Η ένταση του πλήγματος, που μπορεί να είναι καταστρεπτικό, εξαρτάται από τον τύπο στρόβιλου, το μήκος, τη διατομή και το υλικό του αγωγού και τις συνθήκες εκκίνησης και παύσης. Οι συνήθεις κατασκευές περιορισμού του πλήγματος είναι οι βαλβίδες ανακούφισης, οι δεξαμενές και οι πύργοι ανάπαλσης (Μέγα 2009, Μάρη 2015)

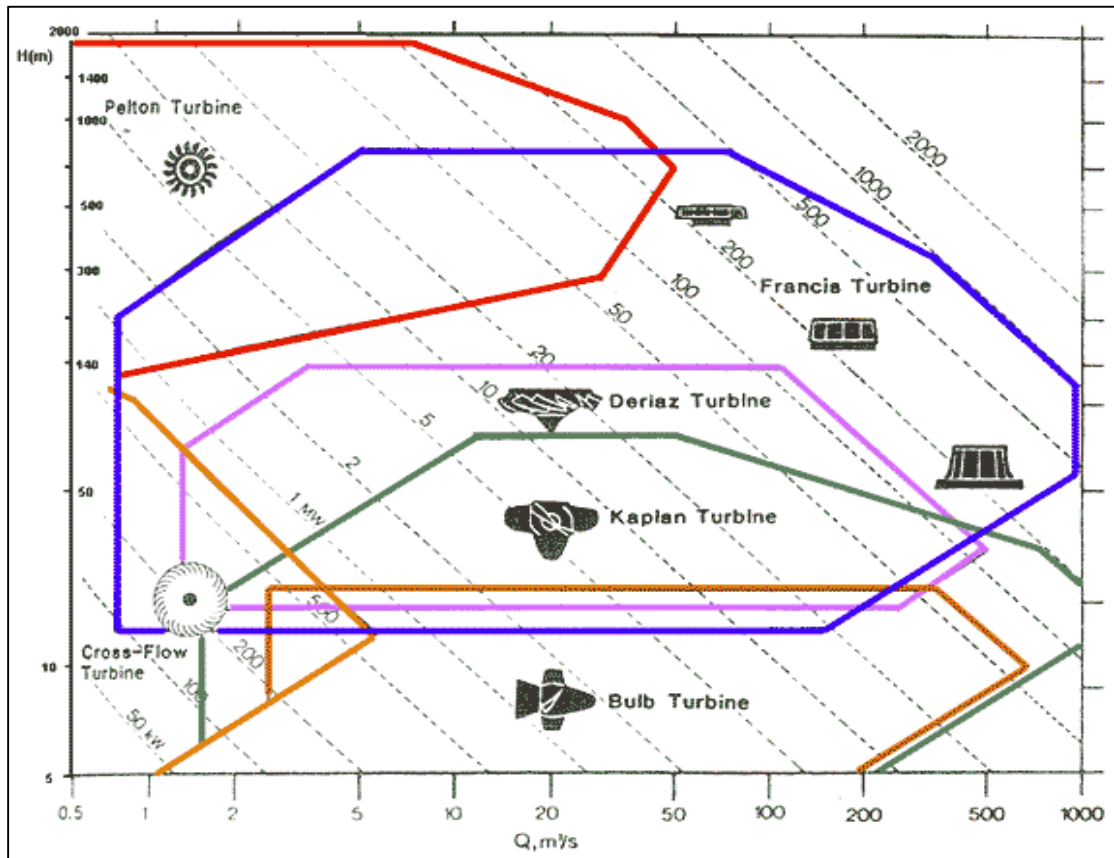
#### 3.4.5.2 Ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός (Σταθμός Παραγωγής)

Ο σταθμός παραγωγής είναι ο χώρος που τερματίζει το σύστημα προσαγωγής και εγκαθίσταται ο ηλεκτρομηχανολογικός (Η/Μ) εξοπλισμός, δηλαδή οι στρόβιλοι, οι γεννήτριες, οι μετασχηματιστές και ο εξοπλισμός παρακολούθησης και ελέγχου του έργου. Ο τύπος και το πλήθος των στρόβιλων επιλέγεται ανάλογα με τα μεγέθη σχεδιασμού (παροχή, ύψος πτώσης) και το βέλτιστο σενάριο λειτουργίας του σταθμού. Οι πιο συνηθισμένοι τύποι στρόβιλων είναι οι Francis, Kaplan, Pelton και Turgo. Από αυτούς οι δύο πρώτοι χρησιμοποιούνται κυρίως για μικρά και μεσαία ύψη πτώσης και μεγάλες παροχές, ενώ οι δύο τελευταίοι για μεγάλα ύψη πτώσης και έχουν μεγάλο εύρος παροχών λειτουργίας. Η διάταξη του σταθμού παραγωγής εξαρτάται από την υφιστάμενη τοπογραφία, τις συνθήκες ροής του φυσικού υδατορεύματος και τον τύπο του Η/Μ εξοπλισμού. Η χωροθέτηση του εξοπλισμού είναι διαφορετική για στρόβιλο οριζοντίου, κατακόρυφου και διαγώνιου άξονα. Ο σταθμός παραγωγής μπορεί να είναι υπόγειος ή επιφανειακός. Στη δεύτερη περίπτωση ο όγκος και η χωροθέτηση του σταθμού υπόκεινται στους όρους δόμησης της περιοχής και πρέπει να τηρούνται συγκεκριμένες αποστάσεις από τα όρια του οικοπέδου και την οριογραμμή του υδατορεύματος (Μέγα 2009).

Μετά την έξοδο από το στρόβιλο το νερό αποδίδεται στη φυσική ροή του υδατορεύματος μέσω της διώρυγας φυγής (outlet channel). Η διώρυγα φυγής είναι σχεδιασμένη ώστε να διατηρούνται ομαλές συνθήκες ελεύθερης ροής και να αποφεύγεται το φαινόμενο της σπηλαιώσης, όταν πρόκειται για στρόβιλους αντίδρασης (Kaplan, Francis) (Μέγα, 2009).

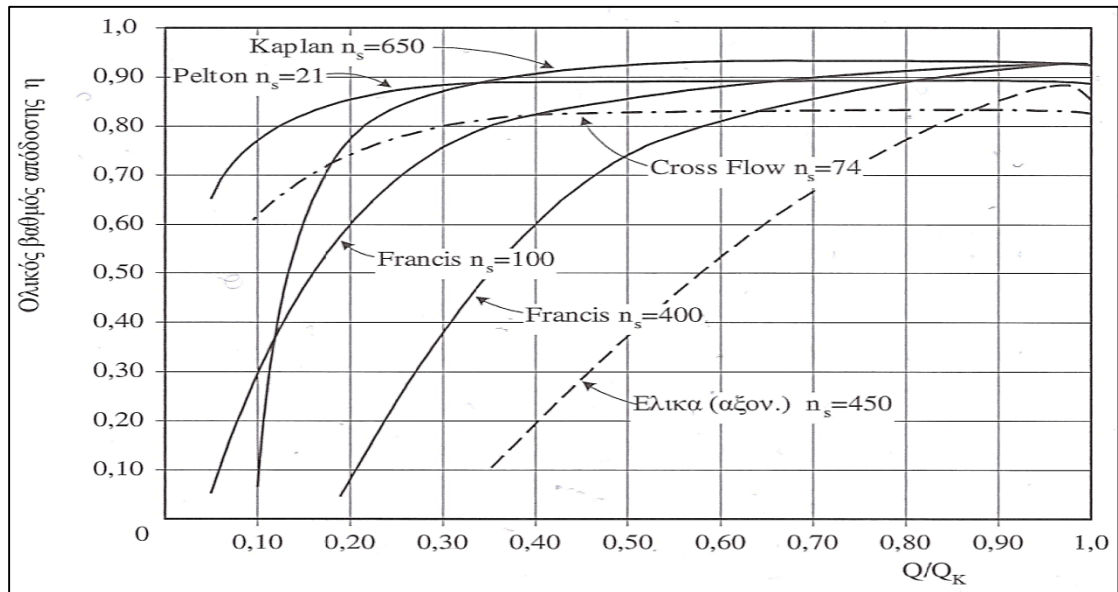
### 3.4.5.3 Τύποι Υδροστροβίλων

Ο ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός των ΜΥΗΕ, και κυρίως οι υδροστρόβιλοι, οι γεννήτριες και οι ρυθμιστές στροφών [inverters] προσφέρονται τυποποιημένοι από μεγάλο αριθμό κατασκευαστών (Εικόνα 3.12), 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 (Χρυσοβέργης, 2015).



Εικόνα 3.12 Τύποι Υδροστρόβιλων

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 σπηλαιώσης, αλλά και το μέγεθος κι άρα και το κόστος κτήσης του (Χρυσοβέργης, 2015)



**Εικόνα 3.13:** Βαθμός απόδοσης υδροστροβίλων

Κάθε υδροστροβίλος χαρακτηρίζεται από τον ειδικό αριθμό στροφών  $n_s$  ως προς της ισχύ  $P$  (W), ο οποίος είναι συνάρτηση του κανονικού σημείου λειτουργίας ( $H, Q, \eta$ ) (εικόνα 3.13). 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  $\eta$  για τις διάφορες τιμές του φορτίου. Ο βαθμός απόδοσης  $\eta$  υπολογίζεται συναρτήσει της γωνιακής ταχύτητας του δρομέα  $\omega$  (rad/sec), τη στρεπτική ροπή  $M$  (N·m) που αναπτύσσεται στην άτρακτο, το ειδικό βάρος του νερού  $\gamma$ , το ύψος και την παροχή (Χρυσοβέργης, 2015):

$$n_s = n \cdot \frac{p^{0,5}}{H^{1,25}} \quad (\text{Εξ. 2})$$

$$\eta = \frac{M \cdot \omega}{\gamma \cdot H \cdot Q} \quad \text{Εξ. (3)}$$

Οι υδροστροβίλοι χωρίζονται αναλόγως του βαθμού αντιδράσεως σε υδροστροβίλους 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 υδροστροβίλων 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 υδροστροβίλου δράσης, που κερδίζει έδαφος τα τελευταία χρόνια είναι ο τύπος Αρχιμήδη. Αντίστοιχα, οι κύριοι τύποι υδροστροβίλων αντίδρασης είναι οι Francis, Kaplan (τυπικοί, βολβοειδείς ή σωληνωτοί, S - tube) και Deriaz (Χρυσοβέργης, 2015).

### **Υδροστρόβιλοι Δράσεως**

Οι υδροστρόβιλοι Pelton επιλέγονται για μεγάλες υδραυλικές πτώσεις, συνήθως  $\geq 150$  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 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 (Χρυσοβέργης, 2015).

Οι υδροστρόβιλοι τύπου Cross – Flow ή Mitchell – Banki 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 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 (Χρυσοβέργης, 2015).

### **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  $n_p$ . 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 που αποτελούν ειδική παραλλαγή των Kaplan έχουν οφιοειδή διαμόρφωση, με την άτρακτο του δρομέα να εξέχει του καναλιού, διευκολύνοντας τη σύζευξη με την ηλεκτρογεννήτρια, αυξάνοντας ωστόσο τις υδραυλικές απώλειες της μηχανής (Χρυσοβέργης, 2015).

## 4. Εξωτερικές Οικονομίες ΜΥΗΕ

### 4.1 Νεοκλασική οικονομική θεωρία

Η νεοκλασική οικονομική θεωρία αναπτύχθηκε περί το 1870 εστιάζοντας στην καλύτερη κατανομή των διαθέσιμων πόρων σε εναλλακτικές χρήσεις, στην ερμηνεία της διαμόρφωσης των σχετικών τιμών των αγαθών, συμπεριλαμβανομένων των παραγωγικών συντελεστών, σε κατάσταση γενικής ισορροπίας και με πρώτη θεωρητική εκδοχή της το οριακό όφελος ή την οριακή χρησιμότητα (που προϋποθέτει απόλυτα μετρήσιμη υποκειμενική χρησιμότητα). Επιπλέον, προωθεί κυρίως, την «οριακή ανάλυση» και την υπόθεση ότι η συμπεριφορά των οικονομικών μονάδων διέπεται από την αρχή της μεγιστοποίησης του οφέλους. Η νεοκλασική θεωρία θεμελιώνει τη σχέση της αξίας ενός αγαθού σε συνάρτηση με τη στενότητά του επιτυγχάνοντας την ταυτόχρονη εξέταση των δυο πλευρών της αγοράς: της προσφοράς και της ζήτησης (Μπουχάριν, 1988, Τουρκολιάς, Χ, 2010).

Σε κάθε επίπεδο τιμής οι καταναλωτές ζητούν διαφορετική ποσότητα, η οποία προσδιορίζεται από την κατερχόμενη καμπύλη ζήτησης. Πιο συγκεκριμένα, αν όλοι οι υπόλοιποι παράγοντες που επηρεάζουν τη ζήτηση παραμένουν αμετάβλητοι:

- Όταν η τιμή μειώνεται, η ζητούμενη ποσότητα αυξάνεται
- Όταν η τιμή αυξάνεται, η ζητούμενη ποσότητα μειώνεται

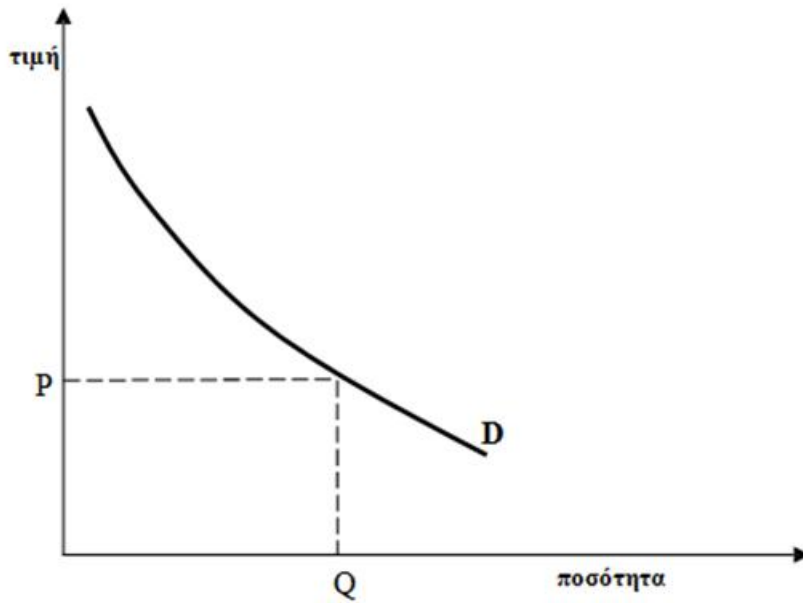
Η μείωση της ποσότητας με την αύξηση της τιμής προκύπτει:

- Ως αποτέλεσμα υποκατάστασης: οι καταναλωτές στρέφονται σε φθηνότερα προϊόντα για την κάλυψη της ανάγκης
- Ως αποτέλεσμα περιορισμού: οι καταναλωτές δε διαθέτουν το απαραίτητο εισόδημα και αρκούνται σε μικρότερη ποσότητα

Οι δύο αυτές τάσεις δεν είναι ίδιες σε όλα τα αγαθά λόγω διαφορετικής αντίδρασης των καταναλωτών. Σε αγαθά πρώτης ανάγκης ή αγαθά χωρίς υποκατάστατα η αύξηση της τιμής δεν οδηγεί σε αισθητή μείωση της ζήτησης γιατί η ανάγκη πρέπει να καλυφθεί σε βάρος άλλων - λιγότερο πιεστικών - αναγκών. Σε αγαθά πολυτελείας η αύξηση της τιμής θα μειώσει αισθητά τη ζήτηση γιατί η ανάγκη δεν είναι τόσο πιεστική.

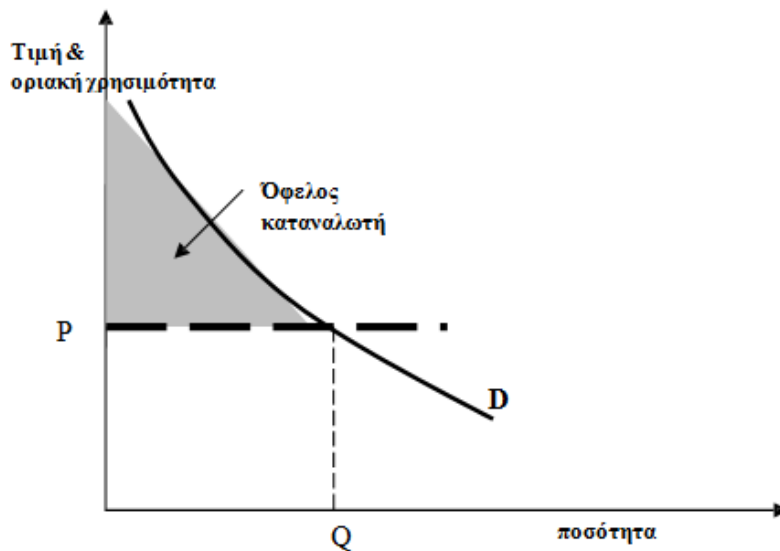
Η ερμηνεία της συμπεριφοράς των καταναλωτών απέναντι στις μεταβολές των τιμών των αγαθών στηρίζεται στην έννοια της χρησιμότητας, δηλαδή της ευχαρίστησης που αντλεί ο καταναλωτής από την απόκτηση ενός αγαθού. (Μαγνήσαλης, Κ, 1997). Η χρησιμότητα μεταβάλλεται με την ποσότητα του αγαθού. Οι αρχικές μονάδες ενός αγαθού έχουν μεγάλη χρησιμότητα, ενώ κάθε πρόσθετη μονάδα είναι λιγότερο χρήσιμη. Επομένως, η οριακή χρησιμότητα φθίνει με την αύξηση της ποσότητας, ενώ η καμπύλη ζήτησης D ουσιαστικά αποτελεί την καμπύλη της οριακής χρησιμότητας (Σχήμα 4.1).

Για το σύνολο των αγαθών η επιλογή του μίγματος και των ποσοτήτων που θα προμηθευτεί ο καταναλωτής θα στηριχθεί στην επιδίωξη του να μεγιστοποιήσει τη συνολική του χρησιμότητα, με δεδομένο το εισόδημα του.



**Σχήμα 4.1:** Η κατερχόμενη καμπύλη ζήτησης.

Προφανώς ο κάθε καταναλωτής έχει διαφορετική αντίληψη για τη χρησιμότητα κάθε αγαθού, διαφορετικές ανάγκες και διαφορετική εισοδηματική ευχέρεια. Όλοι όμως ακολουθούν παρόμοιους κανόνες συμπεριφοράς. Έτσι, μπορούμε να πούμε ότι η καμπύλη ζήτησης ενός αγαθού στην αγορά προκύπτει ως άθροισμα των ποσοτήτων που ζητούνται από το σύνολο των καταναλωτών. Ο καταναλωτής θα αγοράσει τόσες μονάδες αγαθού ( $Q$ ) μέχρι η χρησιμότητα της τελευταίας μονάδας να εξισωθεί με την τιμή του αγαθού ( $p$ ) (Σχήμα 4.2).



**Σχήμα 4.2:** Το όφελος του καταναλωτή για τιμή αγαθού  $p$

Το όφελος ή πλεόνασμα του καταναλωτή προκύπτει από τη διαφορά μεταξύ της συνολικής χρησιμότητας που απολαμβάνει από την απόκτηση όλων των μονάδων που αγοράζει (το εμβαδόν κάτω από την καμπύλη ζήτησης στο σημείο  $p-Q$ ), και της συνολικής αξίας που πληρώνει, η οποία βασίζεται στην τιμή που προκύπτει από την (χαμηλή) οριακή



χρησιμότητα της τελευταίας μονάδας  $Q$  (το εμβαδόν του τετραγώνου κάτω από την ευθεία  $p$ ).

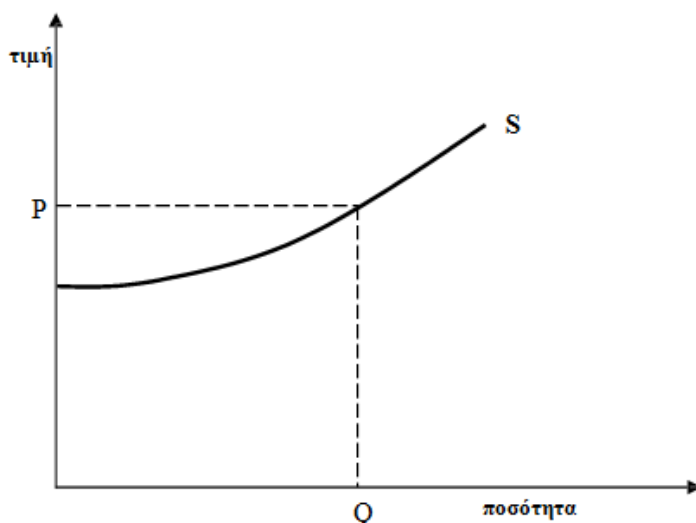
Η καμπύλη της προσφοράς (Σχήμα 4.3) προσδιορίζει την ποσότητα που προσφέρουν οι παραγωγοί σε κάθε επίπεδο τιμής και είναι γενικά ανερχόμενη. Δηλαδή, αν όλοι οι υπόλοιποι παράγοντες που επηρεάζουν το ύψος της προσφοράς παραμένουν αμετάβλητοι:

- Όταν η τιμή μειώνεται, η προσφερόμενη ποσότητα μειώνεται
- Όταν η τιμή αυξάνεται, η προσφερόμενη ποσότητα αυξάνεται

Η μείωση της ποσότητας με τη μείωση της τιμής προκύπτει:

- Ως αποτέλεσμα περιορισμού: οι παραγωγοί μειώνουν την παραγωγή για να περιορίσουν το κόστος παραγωγής και τις ζημιές.
- Ως αποτέλεσμα μετατόπισης της παραγωγής: οι παραγωγοί στρέφονται σε προϊόντα χαμηλότερου κόστους εγκαταλείποντας τη συγκεκριμένη παραγωγική δραστηριότητα.

Οι δύο αυτές τάσεις δεν είναι ίδιες σε όλα τα αγαθά λόγω διαφορετικής αντίδρασης των παραγωγών. Η κλίση της καμπύλης προσφοράς διαφοροποιείται ανάλογα με τις οικονομικές δυνατότητες των επιχειρήσεων και την ευελιξία της παραγωγής.



**Σχήμα 4.3:** Η ανερχόμενη καμπύλη προσφοράς.

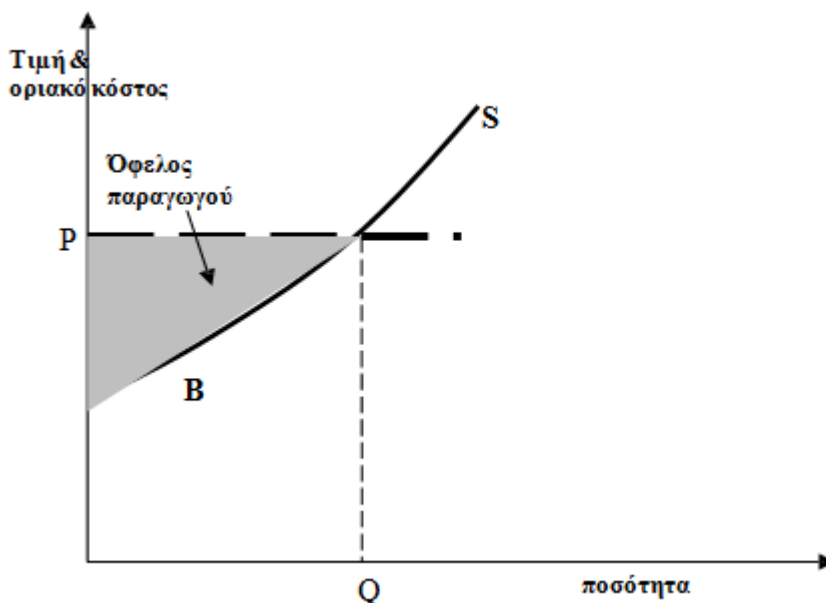
Η ερμηνεία της συμπεριφοράς των παραγωγών απέναντι στις μεταβολές των τιμών των αγαθών στηρίζεται στο κόστος παραγωγής, δηλαδή στη δυνατότητα του παραγωγού να προσφέρει στην αγορά τη ζητούμενη ποσότητα.

Το κόστος παραγωγής μεταβάλλεται ανάλογα με την παραγόμενη ποσότητα (Τουρκολιάς, 2010). Αν ο παραγωγός αξιοποιεί ήδη πλήρως τους συντελεστές παραγωγής κάθε πρόσθετη μονάδα έχει υψηλότερο κόστος, γιατί θα πρέπει να προμηθευτεί πρόσθετους συντελεστές παραγωγής σε υψηλότερο κόστος (π.χ. υπερωριακή απασχόληση), ενώ στο βαθμό που ένας πρόσθετος συντελεστής (π.χ. εργασία) δε συνδυάζεται με την απαιτούμενη ποσότητα άλλων συντελεστών (π.χ. μηχανήματα) θα αποδίδει και λιγότερο (νόμος φθίνουσας απόδοσης). Επομένως, το οριακό κόστος αυξάνεται με την αύξηση της παραγόμενης ποσότητας, ενώ η καμπύλη προσφοράς  $S$  ουσιαστικά αποτελεί την καμπύλη του οριακού κόστους.

Ο παραγωγός θα παράγει τόσες μονάδες αγαθού ( $Q$ ) μέχρι το κόστος της τελευταίας μονάδας να εξισωθεί με την τιμή ( $p$ ). Ο παραγωγός επιλέγει την ποσότητα παραγωγής και το μίγμα των εισροών που ελαχιστοποιεί το συνολικό του κόστος, με δεδομένη την τεχνολογία του.

Ο καταναλωτής θα αγοράσει τόσες μονάδες αγαθού ( $Q$ ) μέχρι η χρησιμότητα της τελευταίας μονάδας να εξισωθεί με την τιμή του αγαθού ( $p$ ) (Σχήμα 4.4). Το όφελος ή

πλεόνασμα του παραγωγού προκύπτει από τη διαφορά μεταξύ της συνολικής αξίας που εισπράττει από την πώληση όλων των μονάδων η οποία βασίζεται στην τιμή που προκύπτει από το (υψηλό) οριακό κόστος της τελευταίας μονάδας (το εμβαδόν του τετραγώνου κάτω από την ευθεία  $p$ ) και του συνολικού κόστους που καταβάλλει για την παραγωγή όλων των μονάδων που προσφέρει στην αγορά (το εμβαδόν κάτω από την καμπύλη προσφοράς στο σημείο  $p-Q$ ).



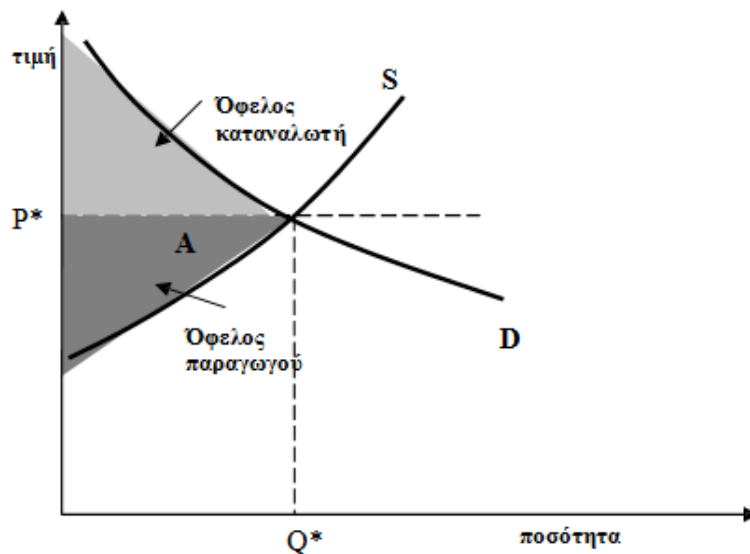
**Σχήμα 4.4:** Το όφελος του παραγωγού για τιμή αγαθού  $p$ .

Ο Ιταλός οικονομολόγος Vilfredo Pareto (1848-1923) διαμόρφωσε, μεταξύ άλλων οικονομικών κανόνων, ένα κριτήριο για τη μεγιστοποίηση του κοινωνικού οφέλους κατά τη διαδικασία λήψης αποφάσεων μεταξύ των μελών του κοινωνικού συνόλου, γνωστό ως «κριτήριο αριστοποίησης κατά Pareto». Σύμφωνα με αυτό, μία κατάσταση χαρακτηρίζεται βέλτιστη, όταν δεν μπορεί να βελτιωθεί η θέση κάποιου ατόμου χωρίς να επιδεινωθεί, ταυτόχρονα, η θέση κάποιου άλλου. Με τον όρο «βελτίωση» νοείται μια πιο ελκυστική επιλογή και με τον όρο «επιδείνωση» νοείται μια λιγότερο ελκυστική επιλογή από την υπάρχουσα. Το κριτήριο αυτό αποτέλεσε το βασικό θεμέλιο των «οικονομικών της ευημερίας» (welfare economics).

Με βάση τις παραπάνω αρχές η νεοκλασική οικονομική θεωρία της ευημερίας ερμηνεύει τους μηχανισμούς προσφοράς και ζήτησης των διαφόρων αγαθών. Οι διαδικασίες αυτές υλοποιούνται μέσω του μηχανισμού της αγοράς, ο οποίος καταγράφει τις ανάγκες των καταναλωτών και κατευθύνει την παραγωγή κατά τέτοιο τρόπο, ώστε να ικανοποιηθούν οι ανάγκες αυτές. Από τη χωριστή ανάλυση της συμπεριφοράς καταναλωτών και παραγωγών προκύπτει ότι για μια δεδομένη τιμή  $p$ :

- Η ζήτηση έχει ύψος στο οποίο μεγιστοποιείται η χρησιμότητα του καταναλωτή.
- Η προσφορά έχει ύψος στο οποίο ελαχιστοποιείται το κόστος του παραγωγού.

Αντίθετα, αν η τιμή είναι υψηλή θα υπάρχει μεγάλη προσφορά αλλά ανεπαρκής ζήτηση. Επομένως, η αγορά ισορροπεί στο επίπεδο τιμών  $p^*$  όπου το οριακό κόστος του παραγωγού ισούται με την οριακή χρησιμότητα του καταναλωτή. Οι δύο πλευρές ωθούμενες από ιδιοτελή κίνητρα καταλήγουν σε ένα αμοιβαία αποδεκτό επίπεδο τιμής και ποσότητας. Στο σημείο ισορροπίας της αγοράς μεγιστοποιείται το καθαρό όφελος για την κοινωνία, το οποίο αποτελεί το άθροισμα του οφέλους του παραγωγού και του οφέλους του καταναλωτή (Σχήμα 4.5).



**Σχήμα 4.5:** Ισορροπία προσφοράς S και ζήτησης D.

Προκειμένου να επιτευχθεί η ισορροπία μεταξύ προσφοράς και ζήτησης, χωρίς καμία κεντρική παρέμβαση, και να προκύψει η μεγιστοποίηση του κοινωνικού οφέλους θα πρέπει να ισχύουν κατάλληλες συνθήκες στην αγορά που επιτρέπουν να εκφραστούν απρόσκοπτα μέσω των τιμών:

- οι επιθυμίες των αγοραστών που με βάση τη χρησιμότητα των αγαθών διαμορφώνουν τη ζήτηση,
- οι περιορισμοί των πωλητών που με βάση το κόστος παραγωγής διαμορφώνουν την προσφορά.

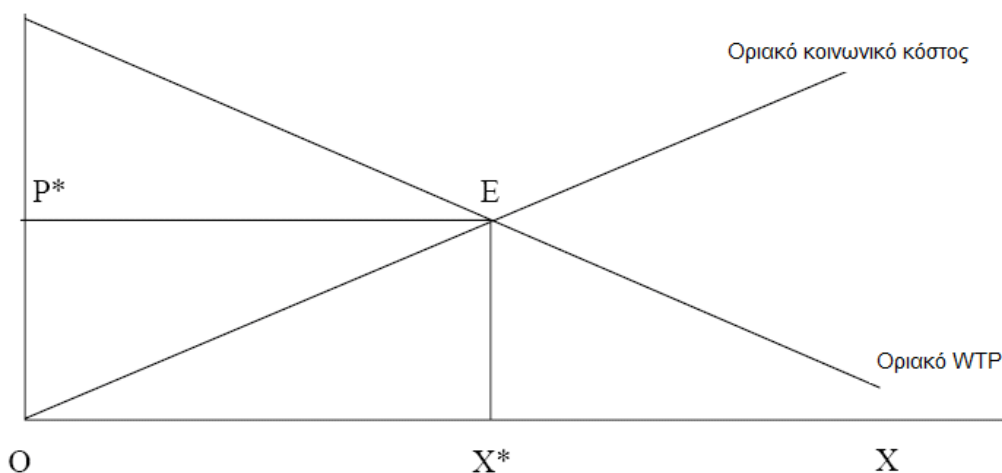
Στο επίπεδο γενικής ισορροπίας οι συνθήκες οι οποίες ικανοποιούν το άριστο κριτήριο κατά Pareto διασφαλίζονται από την «τέλεια» αγορά, την αγορά δηλαδή όπου επικρατούν συνθήκες πλήρους ανταγωνισμού (Pearce and Turner, 1990; Μοιρασγεντής, 1998, Dixon et al., 1994).

#### 4.1.1 Εξωτερικές οικονομίες – Θεωρητικό πλαίσιο

Σύμφωνα με τη νεοκλασική οικονομική θεωρία στόχος του μηχανισμού της αγοράς είναι η μεγιστοποίηση της παραγωγικότητας, δηλαδή η επίτευξη μεγαλύτερης ποσότητας του παραγόμενου προϊόντος με τους ίδιους ή λιγότερους παραγωγικούς συντελεστές. (Καλιαμπάκος,Δ, Δαμίγος,Δ, 2008). Στις «τέλειες» αγορές η τιμή ενός προϊόντος προσδιορίζεται από το σημείο τομής των καμπυλών προσφοράς και ζήτησης. Η καμπύλη της ζήτησης εκφράζει την οριακή προθυμία πληρωμής για το αγαθό, ενώ η καμπύλη προσφοράς του το οριακό κόστος παραγωγής του. Ως εκ τούτου το σημείο ισορροπίας στην τιμή  $P^*$  και στην ποσότητα  $Q^*$  είναι αυτό για το οποίο ισχύει:

$$[\text{οριακό κόστος παραγωγής του } X] = [\text{οριακή προθυμία για πληρωμή του } X]$$

Όταν η καμπύλη του οριακού κόστους περιλαμβάνει όλα τα στοιχεία του κόστους παραγωγής ενός αγαθού τότε καλείται καμπύλη του οριακού κοινωνικού κόστους και η τιμή αγοράς είναι στο σημείο στο οποίο το οριακό κοινωνικό κόστος είναι ίσο με τη ζήτηση (οριακή προθυμία πληρωμής) για το αγαθό (Σχήμα 4.6).



**Σχήμα 4.6:** Προσδιορισμός τιμής προϊόντος σε συνθήκες “τέλειας” αγοράς.

Στην πράξη ωστόσο οι αγορές δεν λειτουργούν τόσο αποτελεσματικά, ειδικότερα για τα ελεύθερα και δημόσια αγαθά (κοινωνικά αγαθά). Η απουσία δικαιωμάτων ιδιοκτησίας στα περιβαλλοντικά και σε άλλα δημόσια αγαθά και η ταύτιση της αξίας ενός αγαθού με την τιμή του (για τα περισσότερα περιβαλλοντικά αγαθά η τιμή αγοράς είναι μηδενική) έχουν ως αποτέλεσμα τη δημιουργία εξωτερικών οικονομιών (ή απλά εξωτερικότητων). Οι στρεβλώσεις αυτές είναι από τους σημαντικότερους 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.

Όπως ήδη αναφέρθηκε στα τέλη του 19ου αιώνα αναγνωρίστηκε ότι οι δραστηριότητες κάποιων οικονομικών μονάδων μπορούν να έχουν επιδράσεις σε άλλες οικονομικές μονάδες που δεν λαμβάνονται υπόψη από τις πρώτες, η έννοια όμως των εξωτερικών οικονομιών αναδείχθηκε και επεκτάθηκε κυρίως από τον Pigou.

Μια εξωτερική οικονομία (ή εξωτερικότητα) υφίσταται εάν ισχύουν 2 συνθήκες (Τουρκολιάς, 2010):

- Οι ενέργειες ενός οικονομικού υποκειμένου A προκαλούν μεταβολή στην ευημερία ενός άλλου οικονομικού υποκειμένου B.
- Το οικονομικό υποκείμενο B δεν αποζημιώνεται από το οικονομικό υποκείμενο A (σε περίπτωση που μειώνεται η ευημερία του) ούτε πληρώνει το A (σε περίπτωση που αυξάνεται η ευημερία του), ενώ δεν έχει τη δυνατότητα να ελέγξει ή να παρεμποδίσει τη δραστηριότητα του A.

Όπως και κάθε παράγοντας μεταβολής του επιπέδου ευημερίας, οι εξωτερικές οικονομίες επηρεάζουν τη λειτουργία της οικονομίας, παραμένουν όμως εξωτερικές ως προς το μηχανισμό της αγοράς, καθώς δεν αποτυπώνονται στις τιμές ως παράμετροι μεταβολής της συνολικής χρησιμότητας του καταναλωτή και του συνολικού κόστους του παραγωγού.

Οι εξωτερικές οικονομίες διακρίνονται:

#### **I. Ανάλογα με την κατεύθυνση μεταβολής της ευημερίας:**

Θετική εξωτερική οικονομία ή εξωτερικό όφελος αν προκαλείται αύξηση της ευημερίας. Ενδεικτικά παραδείγματα θετικών εξωτερικών οικονομιών αποτελούν τα μειωμένα ποσοστά εγκληματικότητας που συνδέονται με την εκπαίδευση και η ευχαρίστηση που λαμβάνει κάποιος καθώς διέρχεται δίπλα από έναν κήπο σε έναν πολυσύχναστο και με υψηλά επίπεδα ρύπανσης δρόμο.

Αρνητική εξωτερική οικονομία ή εξωτερικό κόστος αν προκαλείται μείωση της ευημερίας. Η ρύπανση των νερών και του αέρα από μια βιομηχανική δραστηριότητα ή η δυνατή ένταση της μουσικής στις νυχτερινές ώρες από κέντρο διασκέδασης χωρίς να υφίσταται κάποιο είδος αποζημίωσης αποτελεί χαρακτηριστικό παράδειγμα αρνητικής εξωτερικής οικονομίας.

#### **II. Ανάλογα με το είδος του αγαθού που προκαλεί την αύξηση ή μείωση της ευημερίας:**

Περιβαλλοντική εξωτερική οικονομία αν η μεταβολή της ευημερίας σχετίζεται με μεταβολές στην κατάσταση περιβαλλοντικών αγαθών. Η έκλυση αέριων ρύπων στην ατμόσφαιρα ή η δενδροφύτευση ενός δημόσιου χώρου αποτελούν παραδείγματα αρνητικών και θετικών περιβαλλοντικών εξωτερικοτήτων αντίστοιχα.

Μη περιβαλλοντική εξωτερική οικονομία αν η μεταβολή της ευημερίας σχετίζεται με μεταβολές σε άλλες παραμέτρους της κοινωνικής και οικονομικής ζωής. Η μείωση των πωλήσεων ενός μικρού εμπορικού λόγω της εγκατάστασης ενός μεγάλου πολυκαταστήματος ή η ανεργία η οποία προκαλείται από τη διεύθυνση τεχνολογιών υψηλού αυτοματισμού αποτελούν παραδείγματα αρνητικών εξωτερικών οικονομιών.

#### **III. Ανάλογα με τη δυνατότητα μεταβίβασης τους στις τιμές:**

Χρηματική εξωτερική οικονομία αν το εξωτερικό κόστος ή όφελος εκφράζεται άμεσα σε χρηματικές μονάδες, όπως για παράδειγμα η ζημιά που υφίσταται ο μικροέμπορος από τη λειτουργία ενός εμπορικού πολυκαταστήματος, η ζημιά ενός αγρότη από τα αποτελέσματα της όξινης βροχής ή το όφελος ενός καταστημάτρχη από τη δημιουργία μιας στάσης μετρό στην περιοχή του.

Τεχνολογική εξωτερική οικονομία αν το εξωτερικό κόστος ή όφελος μπορεί να μετρηθεί σε φυσικές μονάδες ή να εκτιμηθεί σε ποιοτική κλίμακα. Η επίπτωση της ατμοσφαιρικής ρύπανσης στην ανθρώπινη υγεία ή η αυξημένη αισθητική απόλαυση που έχει κάποιος από τη δενδροφύτευση ενός γειτονικού χώρου αποτελούν παραδείγματα αρνητικών και θετικών τεχνολογικών εξωτερικών οικονομιών αντίστοιχα.

#### **IV. Ανάλογα με την αύξηση ή μείωση της ευημερίας σε σχέση με τη μεταβολή του όγκου παραγωγής ενός αγαθού:**

Σταθερή εξωτερική οικονομία αν το εξωτερικό κόστος ή όφελος δεν μεταβάλλεται κατά την αύξηση ή μείωση του όγκου παραγωγής ενός αγαθού, όπως για παράδειγμα κατά την απόθεση απορριμμάτων σε ΧΥΤΑ ανεξάρτητα από την ποσότητά τους, η έλλειψη θελκτικότητας του χώρου αποτελεί αρνητική εξωτερική οικονομία, ενώ η πλήρωση τυχόν κοιλωμάτων με απορρίμματα αποτελεί αντίστοιχα θετική εξωτερικότητα.

Μεταβλητή εξωτερική οικονομία αν το εξωτερικό κόστος ή όφελος μεταβάλλεται ανάλογα όταν αυξάνεται ή μειώνεται ο όγκος παραγωγής ενός αγαθού. Η αύξηση του όγκου απορριμμάτων σε ΧΥΤΑ προκαλεί σημαντικότερη μόλυνση της αέριας ατμόσφαιρας, του εδάφους και του υδροφόρου ορίζοντα οδηγώντας σε υψηλότερο εξωτερικό κόστος. Ταυτόχρονα παρέχονται όμως σημαντικότερες δυνατότητες ενεργειακής αξιοποίησης των απορριμμάτων αποτελώντας θετική εξωτερική οικονομία.

Οι εξωτερικότητες οδηγούν γενικά σε μη αποδοτική κατανομή των πόρων και των παραγωγικών συντελεστών, σε μη ορθολογική διαχείριση των φυσικών πόρων και, τελικά, γενικότερα σε μη αποδεκτές κοινωνικές λύσεις.

#### **4.1.2 Εξωτερικές οικονομίες της ηλεκτροπαραγωγής**

Από την ανάλυση που προηγήθηκε είναι φανερό ότι κάθε παραγωγική δραστηριότητα χαρακτηρίζεται από δυο συνιστώσες κόστους:

- Το ιδιωτικό-οικονομικό κόστος (private cost), το οποίο αποτυπώνεται με το μηχανισμό της αγοράς και αντικατοπτρίζεται στην τελική τιμή του προϊόντος.
- Το εξωτερικό κόστος, το οποίο αποτελεί την οικονομική έκφραση των επιπτώσεων της δραστηριότητας προς τρίτους και γενικότερα προς την κοινωνία και το οποίο δεν αντικατοπτρίζεται στην τελική τιμή του προϊόντος.

Το άθροισμα του ιδιωτικού και του εξωτερικού κόστους συνιστά το κοινωνικό κόστος (social cost) του προϊόντος.

Η παραπάνω διάκριση βρίσκει εφαρμογή και στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής. Στο ισχύον σύστημα αξιών το ιδιωτικό-οικονομικό κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας προκύπτει με βάση το κόστος επένδυσης της μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης της καθώς επίσης και το κόστος καυσίμου. Ταυτόχρονα, ο τομέας της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συνδέεται με το φυσικό και κοινωνικό περιβάλλον με ποικίλλες αλληλεξαρτήσεις που έχουν ως αποτέλεσμα τη δημιουργία εξωτερικών οικονομιών, οι οποίες δεν αντικατοπτρίζονται στην τιμή ηλεκτρισμού. Οι εξωτερικές αυτές οικονομίες όπως ήδη αναφέρθηκε παραπάνω διακρίνονται σε περιβαλλοντικές και σε μη περιβαλλοντικές εξωτερικές οικονομίες.

### **Περιβαλλοντικές και μη εξωτερικές οικονομίες**

Το σύνολο των περιβαλλοντικών εξωτερικών οικονομιών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής σχετίζεται με τις περιβαλλοντικές πιέσεις (αέριες εκπομπές, υγρά και στερεά απόβλητα, οπτική ρύπανση) που δημιουργούνται κατά τη διάρκεια κατασκευής και λειτουργίας των εγκαταστάσεων.

Οι αρνητικές περιβαλλοντικές εξωτερικές οικονομίες συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής συνίστανται κατά κύριο λόγο:

- στην έκλυση σωματιδίων και αέριων ρύπων που επηρεάζουν αφενός την ανθρώπινη υγεία αφετέρου τα φυσικά οικοσυστήματα
- στην έκλυση αερίων εκπομπών που συμβάλλουν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου

Οι μονάδες ΑΠΕ εξαιτίας της αξιοποίησης φυσικών πόρων, για την παραγωγή ενέργειας κατά τη διάρκεια λειτουργίας τους δεν δημιουργούν περιβαλλοντικές οχλήσεις στα ανθρώπινα και φυσικά συστήματα.

Το σύνολο των ερευνητικών προσπαθειών μέχρι σήμερα επικεντρώθηκε κυρίως στην αποτίμηση των περιβαλλοντικών εξωτερικών οικονομιών στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, αλλά οι μη περιβαλλοντικές εξωτερικές οικονομίες είναι εξίσου σημαντικές και σε καμία περίπτωση δεν θα πρέπει να αγνοούνται.

Οι μη περιβαλλοντικές εξωτερικές οικονομίες που προκαλούνται κατά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να κατηγοριοποιηθούν στις ακόλουθες κατηγορίες (Pearce et al., 1994; Krupnick et al., 1995).

### **Εξωτερικές οικονομίες που σχετίζονται με θέματα ασφάλειας της ενεργειακής τροφοδοσίας.**

Η εισαγωγή ενεργειακών πόρων συνοδεύεται από τον κίνδυνο διακοπής της παροχής ενέργειας, η οποία μπορεί να προκαλέσει σημαντικές ζημιές και να μειώσει το επίπεδο κοινωνικής ευημερίας. Το κόστος των μέτρων που απαιτούνται για την αποφυγή ενδεχόμενων διακοπών στην τροφοδοσία ενέργειας θα πρέπει να λαμβάνεται υπόψη και να ενσωματώνεται στην τιμή της ενέργειας ειδάλλως συνιστά εξωτερική οικονομία.

### **Εξωτερικές οικονομίες που σχετίζονται με κυβερνητικές παρεμβάσεις.**

Οι περιπτώσεις κατά τις οποίες η κυβέρνηση ευνοεί ή παρεμποδίζει συγκεκριμένες ενεργειακές πολιτικές με την εφαρμογή προγραμμάτων άμεσων ή έμμεσων επιχορηγήσεων, προγραμμάτων έρευνας και τεχνολογίας, φορολογικές ελαφρύνσεις κ.λπ. και τελικά οδηγούν τους καταναλωτές να πληρώνουν είτε φθηνότερα είτε ακριβότερα την ηλεκτρική ενέργεια θα μπορούν να αντιμετωπιστούν ως προβλήματα εξωτερικών οικονομιών.

### **Εξωτερικές οικονομίες που σχετίζονται με την εξάντληση των μη ανανεώσιμων φυσικών πόρων.**

Αν και η ενδεχόμενη εξάντληση των μη ανανεώσιμων φυσικών πόρων θεωρείται ότι εσωτερικοποιείται στην τιμή πώλησης των πόρων αυτών, κατά την περίπτωση όπου το επιτόκιο προεξόφλησης που χρησιμοποιείται είναι υψηλότερο από το κοινωνικό επιτόκιο το οποίο θα έπρεπε να χρησιμοποιείται αυτή η διαφορά που προκύπτει μπορεί να θεωρηθεί ως εξωτερική οικονομία.

### **Εξωτερικές οικονομίες που σχετίζονται με τα ατυχήματα.**

Η περίπτωση εργατικού ατυχήματος είτε μεγάλης (πυρηνικό ατύχημα) είτε μικρής (τραυματισμός εργατικού δυναμικού) κλίμακας θα προκαλέσει σημαντικές ζημιές και θα μειώσει το επίπεδο κοινωνικής ευημερίας, οπότε πρέπει να αντιμετωπίζεται ως εξωτερική οικονομία.

#### **Εξωτερικές οικονομίες που σχετίζονται με τη δημιουργία άμεσων, έμμεσων και συνεπαγόμενων θέσεων εργασίας**

Η κατασκευή αλλά και η λειτουργία μονάδων ηλεκτροπαραγωγής συνεπάγεται τη δημιουργία νέων θέσεων εργασίας.

#### 4.1.3 Μέθοδοι οικονομικής αποτίμησης εξωτερικότητας

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, Riskroll) που ενσωματώνουν τις παραπάνω μεθόδους για την εκτίμηση των εξωτερικοτήτων σε μελέτες περίπτωσης, με εκτεταμένη εφαρμογή σε διαφόρους τύπους έργων ηλεκτροπαραγωγής.

## 4.2 Εξωτερικότητες ΜΥΗΕ

### 4.2.1 Επιπτώσεις ΜΥΗΕ στο φυσικό και ανθρωπογενές περιβάλλον

Όπως κάθε τεχνικό έργο, ένα ΜΥΗΕ αποτελεί μια παρέμβαση στο περιβάλλον, τόσο στο φυσικό όσο και στο ανθρωπογενές. Η παρέμβαση αυτή λαμβάνει χώρα τόσο κατά τη φάση της κατασκευής όσο και κατά τη φάση της λειτουργίας του σταθμού. Σε ορισμένες περιπτώσεις η έκταση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων μπορεί να μετριασθεί και το έργο να γίνει αποδεκτό με επεμβάσεις που επιβαρύνουν τον προϋπολογισμό και ενδεχόμενα επηρεάζουν σημαντικά την οικονομική απόδοσή του. Για το λόγο αυτό οι εν λόγω επιπτώσεις πρέπει να εξετάζονται ήδη κατά τις αρχικές φάσεις διαμόρφωσης του έργου.

Κατά γενική ομολογία, τα ΜΥΗΕ θεωρούνται έργα με αντιμετωπίσιμες περιβαλλοντικές επιπτώσεις σε σύγκριση με άλλα έργα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως οι μεγάλοι ΥΗΣ. Το γεγονός αυτό σχετίζεται άμεσα με τον τρόπο ένταξης και λειτουργίας των μεγάλων ΥΗΣ στο ηλεκτρικό σύστημα. Συγκεκριμένα, δεδομένου ότι βασικός στόχος ενός μεγάλου ΥΗΣ σταθμού είναι η κάλυψη των αιχμών του δικτύου μέσω αποθήκευσης νερού ώστε να αποσυνδέεται η παραγωγή ενέργειας από την ποσότητα φυσικών εισροών ύδατος, είναι απαραίτητη η κατασκευή ταμιευτήρων μεγάλου όγκου. Αντίθετα, οι ΜΥΗ σταθμοί διαστασιολογούνται έτσι ώστε να προκύπτει η βέλτιστη αξιοποίηση της φυσικής απορροής χωρίς την κατασκευή μεγάλου φράγματος και τον σχηματισμό μεγάλου ταμιευτήρα (Παπαντώνης, 2008).

Σύμφωνα με τον Κορνάρο κ.α. (2014) και τον Χρυσοβέργη (2015) οι επιπτώσεις των ΜΥΗΕ τόσο θετικές όσο και αρνητικές συνοψίζονται στις παρακάτω:

- **Ατμοσφαιρική ρύπανση:** Κατά τη λειτουργία των ΜΥΗΣ δεν εκπέμπονται αέριοι ρύποι (π.χ. SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PM<sub>2.5</sub>) που επηρεάζουν αφενός την ανθρώπινη υγεία αφετέρου τα φυσικά οικοσυστήματα, όπως συμβαίνει κατά τη χρήση των συμβατικών καυσίμων.
- **Κλιματική αλλαγή:** Κατά τη λειτουργία των ΜΥΗΣ δεν εκλύεται CO<sub>2</sub>, που συμβάλλει στο φαινόμενο του θερμοκηπίου
- **Φυσικοί πόροι:** Δεν καταναλώνονται φυσικοί πόροι, όπως είναι τα ορυκτά καύσιμα.
- **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.
- **Ιχθυοπανίδα:** Δημιουργείται κίνδυνος εγκλωβισμού των ποτάμιων ειδών στο στρόβιλο, ενώ ταυτόχρονα αποκλείεται η μετακίνηση των ψαριών σε όλο το μήκος του ποταμού.
- **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.



- **Απόβλητα:** Κατά τη φάση της κατασκευής δημιουργούνται απόβλητα από αδρανή υλικά, εξαρτήματα, λάδια και τους εργαζομένους. Κατά τη λειτουργία, ενδεχομένως, μικρές ποσότητες λιπαντικών ελαίων απελευθερώνονται στο νερό.

#### 4.2.2 Οφέλη από τη λειτουργία των ΜΥΗΣ

Η εγκατάσταση ΜΥΗΣ επηρεάζει τη λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος και δημιουργεί οφέλη, τα οποία δεν αποτυπώνονται στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, συνιστώντας υπό την έννοια αυτή εξωτερικότητες. Σύμφωνα με τα παραπάνω οι εξωτερικότητες από τη λειτουργία των ΜΥΗΣ συνοψίζονται ως εξής:

##### A. Περιβαλλοντικά Οφέλη

Τα ΜΥΗΣ παράγουν ηλεκτρική ενέργεια, μειώνοντας την ανάγκη παραγωγής ηλεκτρισμού από κεντρικές, συμβατικές μονάδες που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα:

- τη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα ( $CO_2$ ), οι οποίες σχετίζονται με την ανθρωπογενή κλιματική αλλαγή, σύμφωνα με την επικρατούσα άποψη στη διεθνή επιστημονική κοινότητα,
- τη μείωση των εκπομπών οξειδίων του αζώτου ( $NO_x$ ), σωματιδιακών ρύπων (PM) και διοξειδίου του θείου ( $SO_2$ ) που προκαλούν προβλήματα στα φυσικά οικοσυστήματα και στις ανθρωπογενείς δραστηριότητες, καθώς και τη
- τη μείωση του χρησιμοποιούμενου νερού ψύξης των θερμικών μονάδων.

##### B. Οφέλη σχετικά με την ασφάλεια εφοδιασμού

Τα ΜΥΗΣ δεδομένου ότι συνεισφέρουν στη μείωση της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία παράγεται από συμβατικές μονάδες που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα, συμβάλλουν:

- στην κάλυψη της εναπομείνουσας ζήτησης από τις πλέον αποδοτικές συμβατικές διαθέσιμες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής. Επιτυγχάνεται με τον τρόπο αυτό η μείωση της οριακής τιμής του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και, κατ' επέκταση, η μείωση του κόστους ηλεκτροπαραγωγής,
- στη βελτίωση της αξιοπιστίας του ηλεκτρικού συστήματος και τη μείωση των απαιτήσεων για εγκατάσταση νέων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής

Τέλος, η αυξημένη διείσδυση των ΜΥΗΣ συμβάλλει στη μείωση της έκθεσης των εταιρειών ηλεκτροπαραγωγής και του ηλεκτρικού συστήματος γενικότερα στις διακυμάνσεις των διεθνών τιμών πετρελαίου και φυσικού αερίου και επομένως στην διαμόρφωση σχετικά σταθερών και προβλέψιμων τιμών ηλεκτρικής ενέργειας.

##### Γ. Οφέλη σχετικά με την οικονομία

Σύμφωνα με τη διεθνή βιβλιογραφία η κατασκευή ΜΥΗΣ συμβάλλει στη δημιουργία νέων θέσεων εργασίας. Στην περίπτωση της εν λόγω τεχνολογίας, οι άμεσες θέσεις εργασίας αφορούν στα στάδια της παραγωγής, της εμπορίας, της εγκατάστασης και της συντήρησης του εξοπλισμού.

Σε ότι αφορά τη συνεισφορά των ΜΥΗΣ γενικότερα στα δημόσια οικονομικά, το γεγονός ότι οι εν λόγω εγκαταστάσεις υποκαθιστούν συμβατικές μονάδες που κάνουν χρήση ορυκτών καυσίμων, λιγνίτη και φυσικού αερίου, συμβάλλει στην αποφυγή χρήσης εισαγόμενων καυσίμων ή/και ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα παραπάνω συνιστούν σημαντική παραγωγή κοινωνικής ωφελιμότητας (θετική εξωτερικότητα), για την οποία οι ΜΥΗΣ θα πρέπει να ανταμειφθούν, σύμφωνα με τη θεωρία των οικονομικών της ευημερίας. Άλλως υπάρχει στρέβλωση του ανταγωνισμού υπέρ άλλων μεθόδων παραγωγής ενέργειας, με βλάβη του κοινωνικού συνόλου.

Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας πραγματοποιείται οικονομική αποτίμηση των σημαντικότερων ωφελειών που λαμβάνουν χώρα από την εγκατάσταση ΜΥΗΣ. Έμφαση

δίνεται σε αποτελέσματα που μπορούν να παραχθούν με σημαντικό βαθμό αξιοπιστίας. Αυτό δε σημαίνει ότι το όφελος από άλλες θετικές εξωτερικότητες που αναφέρθηκαν αλλά δεν αποτιμώνται συγκεκριμένα είναι μικρό, αλλά ότι δεν υπάρχει δυνατότητα οικονομικής αποτίμησης με μικρό περιθώριο σφάλματος είτε για λόγους περιορισμένου χρόνου είτε για εγγενείς αδυναμίες των μεθόδων που είναι διαθέσιμες. Εντούτοις, παρά τις αδυναμίες, η περιβαλλοντική οικονομία είναι ένας χρήσιμος και κρίσιμος επιστημονικός κλάδος και μπορεί να αποτελέσει ένα ιδιαίτερα σημαντικό εργαλείο σε θέματα λήψης αποφάσεων, καθώς, όπως αναφέρεται χαρακτηριστικά, η έλλειψη της οικονομικής αποτίμησης των περιβαλλοντικών συνιστωσών ενός προβλήματος στο πλαίσιο μιας ολοκληρωμένης προσέγγισης σημαίνει «ότι αγνοείται παντελώς η αξία που κρύβει το περιβάλλον για το κοινωνικό σύνολο» (Turner et al. 1994).

Σε ότι αφορά τις αρνητικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις των ΜΥΗΕ που αναφέρθηκαν στην παράγραφο 4.2.1, συνήθως, χαρακτηρίζονται εύκολα αντιστρέψιμες και ταυτόχρονα υπάρχουν τρόποι να προληφθούν. Ως εκ τούτου οι εν λόγω επιπτώσεις δεν αποτελούν εξωτερικότητες.

## 5. Οικονομική αποτίμηση της κοινωνικής ωφελιμότητας/εξωτερικότητες που σχετίζονται με τους ΜΥΗΣ

Στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας αποτιμήθηκαν τα παραπάνω εξωτερικά οφέλη για τέσσερις τυπικές κατηγορίες ισχύος ΜΥΗΣ. Συγκεκριμένα, δεδομένου ότι σύμφωνα με το Ν. 4254/2014 ορίζεται διαφορετική αποζημίωση (Feed in Tarrif) αναλόγως της εγκατεστημένης ισχύος (Πίνακας 5.1), επιλέχθηκε να αποτιμηθούν τα εξωτερικά οφέλη και ακολούθως αυτά να συγκριθούν με την εγγυημένη τιμή για τις εξής κατηγορίες έργων:

- Ονομαστική εγκατεστημένη ισχύς ίση με 700 KW
- Ονομαστική εγκατεστημένη ισχύς ίση με 2 MW
- Ονομαστική εγκατεστημένη ισχύς ίση με 5 MW
- Ονομαστική εγκατεστημένη ισχύς ίση με 10 MW

**Πίνακας 5.1:** Αναλυτική τιμολόγηση ενέργειας παραγόμενης από ΜΥΗΕ (€/MWh) αναλόγως της εγκατεστημένης ισχύος, της χρήσης ή όχι επιδότησης και της ημερομηνίας διασύνδεσης (Ν. 4254/2014)

P ≤ 1 MW		1 MW < P ≤ 5 MW		P > 5 MW	
ΧΕ	ΜΕ	ΧΕ	ΜΕ	ΧΕ	ΜΕ
107	87	107	84	107	84
107	89	107	87	107	87
105	85	105	83	100	80

### 5.1 Εξωτερικό όφελος από τη μείωση της αέριας ρύπανσης (αποφυγή αερίων του θερμοκηπίου GHG's)

Σύμφωνα με τον Borenstein (2012) έως το 1960 δεν υπήρχαν περιορισμοί αναφορικά με την αέρια ρύπανση που προκαλούνταν από τις θερμικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής. Σύμφωνα με τον ίδιο, κατά τη διάρκεια της δεκαετίας του 1960 ξεκίνησε η διαδικασία επιβολής διοικητικών ορίων αναφορικά με τα αποδεκτά επίπεδα εκπομπών σε ότι αφορά ρύπους όπως το διοξείδιο του θείου (SO<sub>2</sub>) και τα οξείδια του αζώτου (NO<sub>x</sub>). Οι εν λόγω πολιτικές δε βασίζονταν στην αποτίμηση του κοινωνικού κόστους εξαιτίας των εκλυόμενων ρύπων, και μάλιστα περιορίζονταν απλά στην επιβολή εφαρμογής αντιρρυπαντικών μέτρων. Αντίθετα, τις τελευταίες δύο δεκαετίες, και σε συνέχεια τις συνειδητοποίησης της συμβολής του διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) στην επιδείνωση του φαινομένου της κλιματικής αλλαγής, η διεθνής βιβλιογραφία είναι πλούσια σε αναλύσεις σχετικά με το οριακό κοινωνικό κόστος των αερίων εκπομπών.

Όπως ήδη αναφέρθηκε, οι περιβαλλοντικές εξωτερικότητες σχετίζονται κατά κύριο λόγο με τις περιβαλλοντικές οχλήσεις, την κλιματική αλλαγή και τις αρνητικές επιδράσεις στην ανθρώπινη υγεία και τα φυσικά οικοσυστήματα που προκαλούν οι συμβατικές ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες εξαιτίας της έκλυσης αερίων ρύπων και αερίων του θερμοκηπίου. Οι ΜΥΗΣ παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια, μειώνουν την ανάγκη παραγωγής ηλεκτρισμού από κεντρικές, συμβατικές μονάδες που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα, με αποτέλεσμα τη μείωση των εν λόγω εκπομπών. Σύμφωνα με τους Denholm et al. (2014) η εκτίμηση του κοινωνικού οφέλους που προκύπτει από τον περιορισμό των αερίων εκπομπών των θερμικών μονάδων συνίσταται σε δύο βήματα. Καταρχάς, υπολογίζεται η συνολική ποσότητα των διαφορετικών αποφευγόμενων εκπομπών και στη συνέχεια αντιστοιχίζεται σε αυτές τις ποσότητες μια τιμή που αντανακλά το κοινωνικό κόστος, εξαιτίας των επιπτώσεών τους στο φυσικό και ανθρωπογενές περιβάλλον.

Ως εκ τούτου προκειμένου να υπολογιστούν τα περιβαλλοντικά οφέλη ή κόστη από τη λειτουργία ενός ΜΥΗΣ θα ληφθούν υπόψη οι «διαφορικές» (incremental) εκπομπές αέριων ρύπων με και χωρίς το ΜΥΗΣ και πιο συγκεκριμένα οι εκπομπές NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, σωματίδια (PM<sub>2,5</sub>) και CO<sub>2</sub>.

Βάσει αναλύσεων που προέκυψαν από μελέτες περιβαλλοντικών επιπτώσεων και από σχετικά εγχειρίδια χρησιμοποιήθηκαν ως προς την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας οι μέσοι συντελεστές εκπομπής του Ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος (στοιχεία της πλέον πρόσφατης εθνικής απογραφής εκπομπών αερίων φαινομένου του θερμοκηπίου (ΑΦΘ) και άλλων αερίων<sup>3</sup> που υποβάλλεται από το ΥΠΕΚΑ στη Γραμματεία της Σύμβασης – Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για την Κλιματική Αλλαγή). Τα αποτελέσματα των υπολογισμών δίνονται στον ακόλουθο πίνακα (Πίνακας 5.2).

**Πίνακας 5.2:** Συντελεστές εκπεμπόμενων αερίων ρύπων και αερίων του θερμοκηπίου

ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ	CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	PM10
Μέσοι Συντελεστές Εκπομπής Ελληνικού Ηλεκτρικού Συστήματος (kg/MWh)	815	2,79	1,915	0,45
Μέσοι Συντελεστές Εκπομπής ΜΥΗΣ (kg/MWh)	0	0	0	0

Προκειμένου να αποτιμηθούν τα εξωτερικά οφέλη από τη μείωση των αέριων εκπομπών ελήφθησαν υπόψη τα αποτελέσματα της σύμβασης Παροχής Υπηρεσιών για τη Διεξαγωγή αναλύσεων Κόστους – Οφέλους για την ποιότητα του αέρα στην Ευρώπη (CAFE, 2005<sup>4</sup>). Το κόστος για τα NO<sub>x</sub>, το SO<sub>2</sub> και τα PM<sub>2,5</sub> για την Ελλάδα, σε τιμές 2014 σύμφωνα με την εν λόγω έκθεση, έχει υπολογιστεί στη βάση πέντε παραμέτρων που στηρίζονται στην αξία των απολεσθέντων ετών προσδόκιμου ζωής (Value of a Life Year lost - VOLY), στην αξία της στατιστικής ζωής (Value of Statistical Life – VSL), στη δημόσια υγεία, στην ευαισθησία στην υγεία, και στην αγροτική παραγωγή (Πίνακας 5.3).

**Πίνακας 5.3:** Εξωτερικό κόστος αερίων ρύπων(€/tn)

Εξωτερικό Κόστος Αερίων (€/tn)	
Ρύπος	
SO <sub>2</sub>	6.804
PM10	18.193
NO <sub>x</sub>	3.498

<sup>3</sup>Η εθνική απογραφή εκπομπών ΑΦΘ περιλαμβάνει την έκθεση της απογραφής και τους κοινούς πίνακες αναφοράς (common reporting format). Η εθνική απογραφή υποβάλλεται έως την 15η Απριλίου κάθε έτους (έτος X) και καλύπτει την περίοδο από το 1990 έως το έτος X – 2. Η εθνική απογραφή είναι διαθέσιμη στη διεύθυνση: [http://unfccc.int/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/items/2715.php](http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/items/2715.php), ενότητα: National Inventory Submissions.

<sup>4</sup> Service Contract for Carrying out Cost-Benefit Analysis of Air Quality Related Issues, in particular in the Clean Air for Europe (CAFE) Programme

### Τιμή των δικαιωμάτων CO<sub>2</sub>

Το ύψος της εισροής που προκύπτει από τη διάθεση των κατανεμηθέντων δικαιωμάτων CO<sub>2</sub> εξαρτάται από την τιμή που προκύπτει στο πλαίσιο του ευρωπαϊκού μηχανισμού εμπορίας εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (EU ETS). Συγκεκριμένα, η Ευρωπαϊκή Ένωση, μέσω της Κοινοτικής Οδηγίας 2003/87/ΕΚ όπως αυτή τροποποιήθηκε και ισχύει, έχει θεσπίσει το εν λόγω σύστημα εμπορίας προκειμένου να επιτευχθεί η μείωσή τους στην Κοινότητα με οικονομικά αποδοτικό τρόπο. Το σύστημα ξεκίνησε το έτος 2005 και τώρα βρίσκεται στην τρίτη περίοδο, που διαρκεί από το 2013 έως το 2020.

Συνολικά, το ευρωπαϊκό σύστημα εμπορίας καλύπτει ένα ποσοστό περίπου 45% των συνολικών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου των 28 κρατών – μελών της Κοινότητας. Αξίζει να σημειωθεί, ότι ένα από τα βασικά στοιχεία του ευρωπαϊκού πλαισίου ενεργειακής και κλιματικής πολιτικής για την περίοδο μετά το έτος 2020 αφορά στη μεταρρύθμιση του συστήματος εμπορίας εκπομπών ώστε να ανταποκριθεί στο συσσωρευμένο πλεόνασμα δικαιωμάτων. Βασική αιτία για τη δημιουργία αυτού του πλεονάσματος δικαιωμάτων αποτέλεσε κυρίως η κάμψη των οικονομικών δραστηριοτήτων του βιομηχανικού τομέα κατά τη διάρκεια της οικονομικής κρίσης. Σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, η μεταρρύθμιση που απαιτείται θα μπορούσε να εφαρμοστεί μέσω της καθιέρωσης αποθέματος σταθερότητας της αγοράς (αυτόματη προσαρμογή της παροχής δικαιωμάτων προς τα κάτω ή προς τα πάνω) με την έναρξη της τέταρτης φάσης εμπορίας, το έτος 2021. Όπως αποτυπώνεται και στο σχήμα 5.1, η εξέλιξη της τιμής των δικαιωμάτων CO<sub>2</sub> ακολούθησε πτωτική πορεία έως και το τέλος του έτους 2013, εξαιτίας της σώρευσης πλεονάζουσας ποσότητας δικαιωμάτων. Στις 27 Φεβρουαρίου 2014 ανακοινώθηκε η εφαρμογή της απόφασης για παρακράτηση (back-loading) συνολικά 900 εκατ. δικαιωμάτων μεταξύ των ετών 2014 – 2016 (ήτοι, 400 εκατ. δικαιώματα το 2014, 300 εκατ το 2015 και 200 εκατ. το 2016). Η εν λόγω απόφαση, που ουσιαστικά οδήγησε σε μείωση του αριθμού των προς δημοπράτηση ποσοτήτων δικαιωμάτων CO<sub>2</sub> που διαθέτει κάθε χώρα, οδήγησε από το Μάρτιο του 2014 σε αύξηση της τιμής πώλησης. Το έτος 2015 η μέση τιμή πώλησης των δικαιωμάτων CO<sub>2</sub> κυμάνθηκε στα 7,6 €/tn, ενώ η αντίστοιχη τιμή τα έτη 2014 και 2013 ήταν 5,9 €/tn και 4,4 €/tn αντίστοιχα.

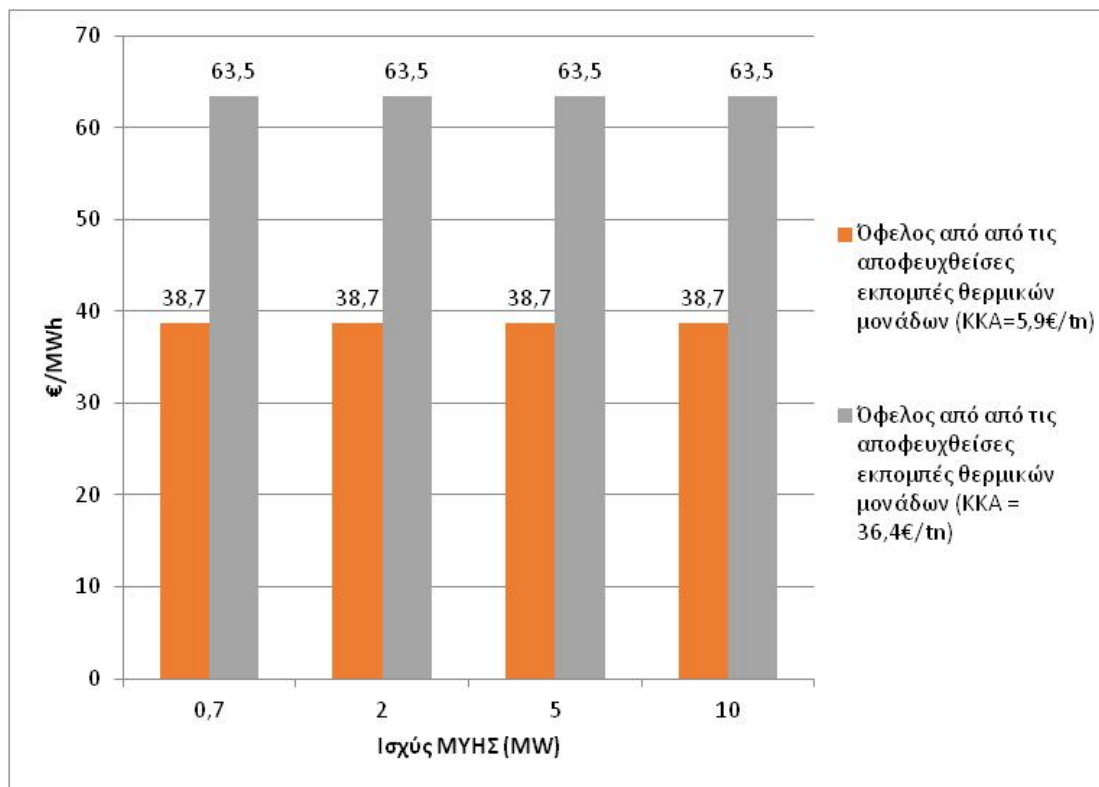
Ειδικά σε ότι αφορά στο κόστος των εκπομπών CO<sub>2</sub>, σημειώνεται ότι στη διεθνή επιστημονική κοινότητα, διεξάγεται μια έντονη συζήτηση σχετικά με την αποτίμηση του κοινωνικού κόστους του άνθρακα καθώς και των εργαλείων που χρησιμοποιούνται για να υπολογιστεί. Η χρήση της αγοράς δικαιωμάτων CO<sub>2</sub> ως εργαλείου εκτίμησης του κοινωνικού κόστους δέχεται κριτική. Οι κυβερνήσεις τόσο της Μεγάλης Βρετανίας όσο και των ΗΠΑ έχουν αναθέσει, κατά καιρούς, μελέτες σε ερευνητικά ιδρύματα για την αποτίμηση του άνθρακα στη λήψη αποφάσεων για χάραξη πολιτικής. Σύμφωνα με τους Clarkson και Deyes (2002) η τιμή που πρέπει να χρησιμοποιείται από τη Βρετανική Κυβέρνηση κατά τη διαδικασία σχεδιασμού και λήψης αποφάσεων ισούται με 36,4 €/tnCO<sub>2</sub>, με άνω όριο τα 72,8 €/tnCO<sub>2</sub> και κάτω όριο τα 18,6 €/tnCO<sub>2</sub> σε τιμές €2014. Αντίστοιχα η έκθεση της Διυπηρεσιακής Ομάδας Εργασίας που συγκροτήθηκε από την κυβέρνηση των Ηνωμένων Πολιτειών (Interagency Working Group, 2013) καταλήγει ότι το κοινωνικό κόστος των εκπομπών CO<sub>2</sub> ισούται με 28 €/tnCO<sub>2</sub> σε τιμές € 2014.



**Σχήμα 5.1:** Εξέλιξη της τιμής των δικαιωμάτων CO<sub>2</sub> στο πλαίσιο του ευρωπαϊκού μηχανισμού εμπορίας εκπομπών (EUETS) (Πηγή: eeX Platform)

Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας για το ΚΚΑ ελήφθη ένα εύρος τιμών, με κάτω όριο τη μέση τιμή που προκύπτει από το χρηματιστήριο των ρύπων για το έτος 2014 (5,9 €/tn CO<sub>2</sub>) και άνω όριο τη μέση τιμή που χρησιμοποιείται από τη Βρετανική Κυβέρνηση κατά τη διαδικασία σχεδιασμού και λήψης αποφάσεων και ισούται με 36,4 €/tnCO<sub>2</sub>.

Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω, το όφελος από τις αποφευχθείσες εκπομπές των θερμικών μονάδων για το έτος 2014 και για διαφορετικές τιμές ΚΚΑ, αποτυπώνεται στο Σχήμα 5.2:



**Σχήμα 5.2:** Ετήσιο όφελος από τις αποφευχθείσες εκπομπές θερμικών μονάδων για το έτος 2014

## **5.2 Όφελος από τη μείωση των ποσοτήτων νερού ψύξης για τις ανάγκες των θερμικών μονάδων**

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη βασίζεται σε ποσοστό πάνω από 60% (Eurostat, 2015) σε θερμοηλεκτρικές μονάδες. Η συγκεκριμένη τεχνολογία απαιτεί τη χρήση μεγάλων ποσοτήτων νερού. Η εν λόγω χρήση συνδέεται με δύο βασικές διαδικασίες: την εξόρυξη των ορυκτών καυσίμων και την ψύξη του ατμού μετά τη χρήση του στις στροβιλογεννήτριες. Εκτός από τις θερμοηλεκτρικές μονάδες και άλλες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής εξαρτώνται από τη διαθεσιμότητα του νερού. Συγκεκριμένα, οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με τη χρήση γεωθερμικών ρευστών απαιτούν, και αυτές, μεγάλες ποσότητες νερού για την ψύξη των ατμών που παράγονται. Το νερό παίζει επίσης σημαντικό ρόλο στη διαδικασία εξόρυξης ορυκτών καυσίμων, όπως είναι το πετρέλαιο, το σχιστολιθικό πετρέλαιο και η ασφαλτούχος άμμος. Τέλος, η παραγωγή βιομάζας απαιτεί μεγάλες ποσότητες νερού προκειμένου να εξασφαλιστεί η ικανοποιητική απόδοση των ενεργειακών καλλιεργειών (Macknick et al. 2012). Ειδικότερα:

**Υδρογονάνθρακες:** Εάν η πίεση μέσα στην κοιλότητα του κοιτάσματος μειωθεί χρησιμοποιούνται ενισχυμένες μέθοδοι ανάκτησης, όπως εισαγωγή νερού, ατμού ή CO<sub>2</sub>, προκειμένου να αυξηθεί η πίεση της κοιλότητας και να οδηγηθούν οι υδρογονάνθρακες έξω από το χώρο του κοιτάσματος. Το νερό αυτό που χρησιμοποιείται είναι είτε θαλασσινό, είτε από πηγές γλυκού νερού και χάνεται στα βαθύτερα στρώματα.

**Εξόρυξη άνθρακα:** Η εξόρυξη και η επεξεργασία του άνθρακα για χρήση σε θερμοηλεκτρικές μονάδες μπορεί να επηρεάσει τη διαθεσιμότητα και την ποιότητα των υδάτινων πόρων. Οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις από τις πρακτικές εξόρυξης και επεξεργασίας μπορεί να κυμαίνονται από επιπτώσεις ιδιαίτερα χαμηλής όχλησης (π.χ. κάλυψη της κοίτης ποταμών) έως διαρροή βαρέων μετάλλων και άλλων επικίνδυνων ουσιών σε υδάτινους αποδέκτες. Ακόμη και αν το νερό που χρησιμοποιείται για την εξόρυξη δεν καταναλώνεται, δε μπορεί να χρησιμοποιηθεί πλέον για οποιονδήποτε άλλο σκοπό εξαιτίας του ότι είναι ρυπασμένο.

**Θερμοηλεκτρική παραγωγή:** Η θερμοηλεκτρική παραγωγή (ορυκτά καύσιμα, πυρηνικά και βιομάζα) αποτελεί το μεγαλύτερο καταναλωτή νερού μεταξύ των διαφόρων τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι συμβατικές μέθοδοι ψύξης των θερμοηλεκτρικών σταθμών είναι εξαιρετικά υδροβόρες. Η ανοικτού κύκλου ψύξη χρειάζεται μεγάλους φυσικούς υδάτινους αποδέκτες, στους οποίους προκαλείται θερμική ρύπανση εξαιτίας της μεταφοράς της εκλυόμενης θερμότητας. Αντίστοιχα και οι κλειστού τύπου τεχνολογίες ψύξης, αν και δε δημιουργούν προβλήματα θερμικής ρύπανσης, καταναλώνουν σημαντικές ποσότητες νερού (Πίνακας 5.4).

**Πίνακας 5.4:** Συντελεστές καταναλισκόμενου και αντλούμενου νερού ανά τεχνολογία παραγωγής και ψύξης (Πηγή: Dworak et al. 2007)

Τεχνολογία παραγωγής Η/Ε και ψύξης	Καταναλισκόμενο νερό (lt/MWh)	% κατανάλωσης ως προς άντληση
Μονάδες καύσης με ψύξη ανοικτού κύκλου	~ 1.137	1%
Μονάδες καύσης με πύργους ψύξης	~ 1.819	87%
Πυρηνικές μονάδες με ψύξη ανοικτού κύκλου	~ 1.516	1%
Πυρηνικές μονάδες με πύργους ψύξης	~ 2.729	76%
Μονάδες ΦΑ με ψύξη ανοικτού κύκλου	~ 379	1%
Μονάδες ΦΑ με πύργους ψύξης	~ 682	78%
Μονάδες ΦΑ με τεχνολογίες ξηρής ψύξης	~ 0	0%

Όπως φαίνεται, η κατανάλωση νερού και η παραγωγή ενέργειας είναι στενά συνδεδεμένες. Για τις ανάγκες της παρούσας διπλωματικής προκειμένου να υπολογιστούν τα οφέλη που προκύπτουν από την υποκατάσταση της συμβατικά παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από την ενέργεια των ΜΥΗΣ, θα πραγματοποιηθούν οι εξής παραδοχές:

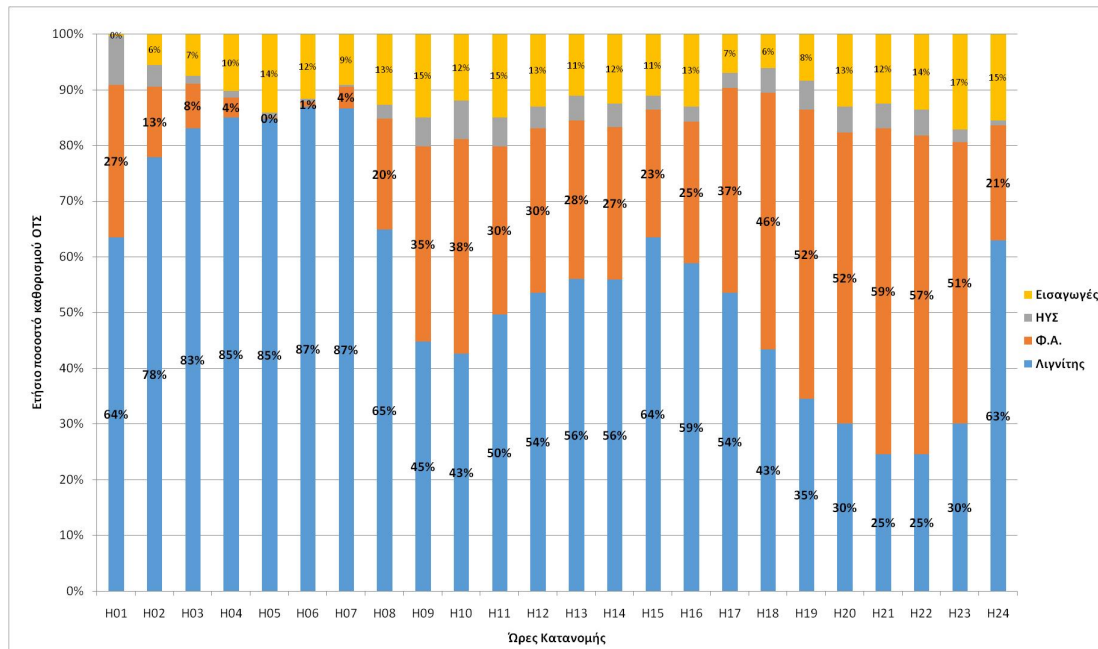
- Το σύνολο των μονάδων φυσικού αερίου χρησιμοποιεί αερόψυκτους συμπυκνωτές μηδενίζοντας πρακτικά την κατανάλωση νερού ψύξης (Πίνακας 5.4)
- Το σύνολο των λιγνιτικών μονάδων χρησιμοποιεί για τις ανάγκες ψύξης του ατμού την τεχνολογία των πύργων ψύξης. Ως εκ τούτου η ποσότητα του καταναλισκόμενου νερού είναι ίση με 1.819 lt/MWh (Πίνακας 5.4).

Επιπλέον, σύμφωνα με τα Δελτία Αποτελεσμάτων της Ημερήσιας Αγοράς που δημοσιεύει ο ΛΑΓΗΕ, κατά το έτος 2014 οι λιγνιτικές μονάδες καθόρισαν την ΟΤΣ σε ποσοστό 57% ενώ το αντίστοιχο ποσοστό για τις μονάδες φυσικού αερίου ισούται με 29% (Σχήμα 5.3). Θεωρώντας ότι οι ΜΥΗΣ εκτοπίζουν κάθε φορά οριακές μονάδες, εξαιτίας του ότι εγχέουν ενέργεια στο δίκτυο κατά προτεραιότητα έναντι των συμβατικών μονάδων, καταλήγουμε στο συμπέρασμα ότι για το έτος 2014 μία υδροηλεκτρική MWh υποκατέστησε 0,57 MWh λιγνίτη και 0,29 MWh Φ.Α.

Θεωρώντας ως ενδεικτική τιμή για το κόστος του νερού, το τιμολόγιο που προσφέρει η ΕΥΔΑΠ σε βιομηχανικούς πελάτες (Φ.Ε.Κ. 3188B/16.12.2013) με κατανάλωση μεγαλύτερη των 1.000 m<sup>3</sup> το μήνα (0,98 €/m<sup>3</sup>), το όφελος που προκύπτει ανά παραγόμενη MWh από ΜΥΗΕ ισούται με 1,01 €/MWh, ανεξαρτήτως του μεγέθους του υδροηλεκτρικού σταθμού.

Σύμφωνα με τα πλέον πρόσφατα στοιχεία που παρέχει η Eurostat σχετικά με τις χρήσεις φρέσκου νερού (από υπόγειους και υπέργειους υδροφορείς), στην Ελλάδα το 2007 χρησιμοποιούνταν περίπου 100 εκ. m<sup>3</sup> για την κάλυψη των αναγκών ψύξης των θερμικών μονάδων. Παρόλα αυτά, αν και η εξοικονόμηση που επιτυγχάνεται φαίνεται μικρή, δεδομένου ότι η προσφορά και η ζήτηση αναφορικά με το νερό εξαρτάται από χωρικές (π.χ. ύπαρξη ή μη φυσικών υδροφορέων) και χρονικές παραμέτρους (π.χ. εποχή, ύψος κατακρημνίσεων) είναι φανερό ότι το συγκεκριμένο όφελος μπορεί να γίνει σημαντικό σε περιπτώσεις λειψυδρίας ή ύπαρξης ανταγωνιστικών δραστηριοτήτων.





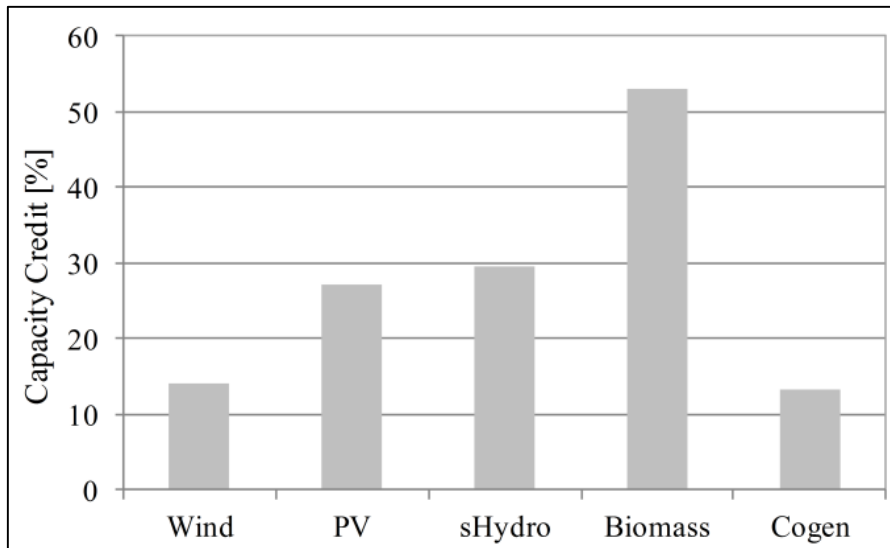
**Σχήμα 5.3:** Ποσοστό στον καθορισμό της ωριαίας ΟΤΣ ανά τεχνολογία και εισαγωγές για το έτος 2014 (Πηγή: ΛΑΓΗΕ)

### 5.3 Όφελος από τη μείωση των απαιτήσεων διαθεσιμότητας ισχύος

Όπως ήδη αναφέρθηκε, η εγκατάσταση ΜΥΗΣ συμβάλλει στη μείωση των φορτίων ηλεκτρικής ενέργειας που καλείται να καλύψει το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, μειώνοντας τις ανάγκες για κατασκευή νέων σταθμών παραγωγής. Δεδομένης της στοχαστικότητας της παραγωγής των περισσότερων τεχνολογιών ΑΠΕ, συμπεριλαμβανομένων των ΜΥΗΣ, ένα εύλογο ερώτημα που προκύπτει σχετίζεται με το βαθμό που οι τεχνολογίες αυτές συμβάλλουν στην επάρκεια και αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος στο οποίο αναπτύσσονται, πέραν της συνεισφοράς τους στην παραγωγή ηλεκτρισμού.

Εν γένει η συμβολή μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής στην επάρκεια/αξιοπιστία ενός ηλεκτρικού συστήματος εκφράζεται μέσω του συντελεστή εγγυημένης ισχύος (capacity credit), ο οποίος εκφράζει το πρόσθετο ηλεκτρικό φορτίο που μπορεί να καλυφθεί από την εξεταζόμενη μονάδα ως προς την ονομαστική της ισχύ, για τη διατήρηση της αξιοπιστίας του ηλεκτρικού συστήματος στα υφιστάμενα επίπεδα.

Το ζήτημα της μέτρησης του συντελεστή εγγυημένης ισχύος για διάφορες τεχνολογίες ΑΠΕ έχει συγκεντρώσει το ερευνητικό ενδιαφέρον τα τελευταία χρόνια, λόγω της μεγάλης διείσδυσης των ΑΠΕ στην προσπάθεια αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής. Αρκετές έρευνες έχουν δημοσιευθεί εστιάζοντας στον υπολογισμό του συντελεστή κυρίως για αιολικά πάρκα, που παρουσιάζουν και τη μεγαλύτερη στοχαστικότητα, αλλά και για ΜΥΗΣ. Για το σκοπό αυτό χρησιμοποιούνται διάφορες μεθοδολογικές προσεγγίσεις. Σε μια πρόσφατη μελέτη από το Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης (Simoglou et al. 2013), υπολογίσθηκε ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος για το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα και για διάφορες τεχνολογίες ΑΠΕ, χρησιμοποιώντας πραγματικά λειτουργικά χαρακτηριστικά του συστήματος, για το 2011. Με βάση τα ευρήματα της μελέτης (Σχήμα 5.4) ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος για τους ΜΥΗΣ υπολογίζεται περίπου στο 29%. Επίσης, η ίδια έρευνα εκτιμά ότι για όλες τις τεχνολογίες ΑΠΕ πλην της βιομάζας, ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος μειώνεται με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα.



**Σχήμα 5.4:** Συντελεστής εγγυημένης ισχύος (capacity credit) για διάφορες τεχνολογίες ΑΠΕ για το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα (πηγή: Simoglou et al. 2013)

Από τα παραπάνω καθίσταται φανερό ότι οι ΑΠΕ, συμπεριλαμβανομένων των ΜΥΗΣ, προσφέρουν ισχύ στο σύστημα, η οποία όμως δεν αποζημιώνεται μέσω του μηχανισμού αποζημίωσης της διαθέσιμης ισχύος που εφαρμόζεται για τις μονάδες που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα.

Σήμερα, ο Μηχανισμός Αποζημίωσης της Διαθέσιμης Ισχύος είναι υπό αναθεώρηση, και προς την κατεύθυνση αυτή εξετάζονται διάφορες μεθοδολογικές προσεγγίσεις από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας. Προκειμένου, στο πλαίσιο της παρούσας ανάλυσης, να γίνει μια πρώτη οικονομική αποτίμηση της συνεισφοράς των ΜΥΗΕ στην επάρκεια ισχύος του ηλεκτρικού συστήματος, σημειώνονται τα εξής:

- Με βάση τα στοιχεία του ΑΔΜΗΕ για τους ex-ante υπολογισμούς της αξιοπιστίας του διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού συστήματος για την περίοδο 2014-2015, το μοναδιαίο τίμημα πληρωμής ισχύος, λαμβάνεται ίσο με 56.000 €/MW-year.
- Με βάση την τελική πρόταση της ΠΑΕ για την αναμόρφωση του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος στο διασυνδεδεμένο σύστημα (7/1/2015), προτείνεται η δημιουργία μόνιμου μηχανισμού για την αποζημίωση του επιπλέον κόστους που προκύπτει από την παροχή της διαθεσιμότητας παροχής ευελιξίας, η οποία και προσδιορίζεται μέσω ετήσιας δημοπρασίας. Για τη μεταβατική περίοδο προτείνεται σταθερή αποζημίωση της διαθέσιμης ισχύος στα επίπεδα των 45.000 €/MW-year.

Θεωρώντας ένα εύρος τιμών μεταξύ 56.000 €/MW-year και 45.000 €/MW-year, η συμβολή των ΜΥΗΣ στην αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος αποτιμάται για το 2014 σε:

$$220 \text{ MW} \times 0,29 \times 45.000 \text{ €/MW-year} = 2.871.000 \text{ €}$$

$$220 \text{ MW} \times 0,29 \times 56.000 \text{ €/MW-year} = 3.572.800 \text{ €}$$

Δεδομένου ότι οι ΜΥΗΣ το 2014 παρήγαγαν 700.500 MWh, τα εν λόγω μεγέθη ανά υδροηλεκτρική MWh ισούνται με: 4,1 €/MWh και 5,1 €/MWh αντίστοιχα, ανεξαρτήτως του μεγέθους του υδροηλεκτρικού σταθμού.

#### **5.4 Εξωτερικό όφελος από τη δημιουργία θέσεων εργασίας σε ΜΥΗΕ**

Το 2011 οι Τουρκολιάς και Μοιρασγεντής δημοσίευσαν μια εργασία στην οποία υπολογίζονταν σε νομισματικές μονάδες τα εξωτερικά οφέλη από την εργασιακή

απασχόληση σε μονάδες ΑΠΕ. Σύμφωνα με τους προαναφερθέντες, οι συνέπειες μιας οικονομικής δραστηριότητας μπορούν να χωριστούν σε τρεις κατηγορίες: άμεσες, έμμεσες και επαγόμενες.

Η μέθοδος που χρησιμοποιήθηκε βασίζεται στους πίνακες εισροών-εκροών που παρέχουν μια πλήρη εικόνα των ροών προϊόντων και υπηρεσιών σε ένα οικονομικό σύστημα για ένα δεδομένο έτος, δηλαδή απεικονίζουν τη σχέση μεταξύ των παραγωγών και των καταναλωτών και την ανταλλαγή αγαθών και υπηρεσιών μεταξύ των οικονομικών τομέων. Με άλλα λόγια, απεικονίζουν όλες τις χρηματικές συναλλαγές στην αγορά μεταξύ των διαφόρων επιχειρήσεων και επίσης μεταξύ των επιχειρήσεων και των τομέων τελικής ζήτησης (δηλαδή τους καταναλωτές, της κυβέρνησης, των επενδύσεων, των εξαγωγών, κλπ). Έτσι, μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την ποσοτικοποίηση τόσο των άμεσων όσο και των έμμεσων και επαγόμενων επιπτώσεων.

Το εξωτερικό όφελος για τη δημιουργία άμεσων, έμμεσων και επαγόμενων θέσεων εργασίας τόσο για την κατασκευή όσο και για τη λειτουργία των ΜΥΗΕ αποτιμάται σε 1,8 €/MWh, ανεξαρτήτως του μεγέθους του υδροηλεκτρικού σταθμού (Τουρκολιάς και Μοιρασγέντης, 2011).

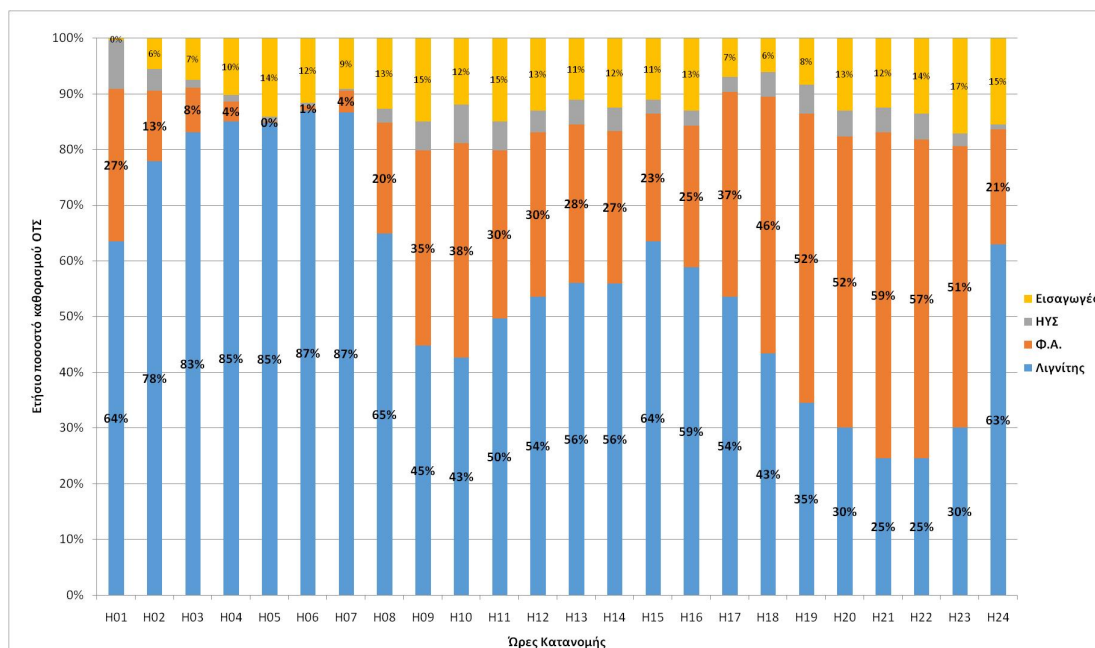
Τα αποτελέσματα των υπολογισμών εκφράζονται σε νομισματική αξία ανηγμένη στη μονάδα παραγόμενης ενέργειας (€/MWh) προκειμένου να είναι μεταξύ τους συγκρίσιμα αλλά και να μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε μελλοντικές μελέτες και απεικονίζονται στον παρακάτω Πίνακα 5.5:

**Πίνακας 5.5:** Εξωτερικό όφελος από τη δημιουργία θέσεων εργασίας, κατά τη λειτουργία και κατασκευή ενός ΜΥΗΕ (Τουρκολιάς και Μοιρασγέντης 2011)

	ΜΥΗΣ	
	Εξ. Όφελος κατά την κατασκευή (€/MWh)	Εξ. Όφελος κατά τη λειτουργία (€/MWh)
Άμεσο	0,49	0,88
Έμμεσο	0,11	0,11
Επαγόμενο	0,08	0,13
Συνολικό	0,68	1,13

### **5.5 Όφελος από τη μείωση της χρήσης εγχώριων και εισαγόμενων ορυκτών καυσίμων για ηλεκτροπαραγωγή**

Ένα από τα οφέλη της τεχνολογίας των ΜΥΗΣ, σχετίζεται με την εκτόπιση θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής από την ημερήσια αγορά ενέργειας, γεγονός που συνεπάγεται μειωμένη χρήση ορυκτών καυσίμων. Όπως έχει ήδη αναφερθεί, στο πλαίσιο του ΗΕΠ προκειμένου να καλυφθεί το ζητούμενο φορτίο οι ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες – εξαιρουμένων των μονάδων ΑΠΕ – καταθέτουν προσφορές, οι οποίες κατατάσσονται σε αύξουσα σειρά (από τη φθηνότερη στην ακριβότερη). Οι εν λόγω προσφορές αντανακλούν κατά κύριο λόγο το μεταβλητό κόστος καυσίμου των μονάδων. Η κατανομή των μονάδων και ο προγραμματισμός της λειτουργίας τους την επόμενη ημέρα πραγματοποιείται λαμβάνοντας υπόψη οικονομικές παραμέτρους και τεχνικούς περιορισμούς που αφορούν στο κόστος καυσίμου, στην αποδοτικότητα, στη διαθεσιμότητα, στα τεχνικά ελάχιστα, στο κόστος έναυσης και σβέσης κ.α. Η ενέργεια που προγραμματίζεται να εγχυθεί στο σύστημα, στη βάση όσων αναφέρθηκαν, εκκαθαρίζεται στην ΟΤΣ. Στο Σχήμα 5.6 αποτυπώνεται το ετήσιο ποσοστό καθορισμού της ΟΤΣ ανά τεχνολογία και ώρα κατανομής για το έτος 2014.



**Σχήμα 5.6:** Ποσοστό στον καθορισμό της ωριαίας ΟΤΣ ανά τεχνολογία και εισαγωγές για το έτος 2014 (Πηγή: ΛΑΓΗΕ)

Γενικότερα κατά το έτος 2014 οι λιγνιτικές μονάδες καθόρισαν την ΟΤΣ σε ποσοστό 57% ενώ το αντίστοιχο ποσοστό για τις μονάδες φυσικού αερίου ισούται με 29%.

Σύμφωνα με τους Denholm et al. (2014) το όφελος που προκύπτει από τη μειωμένη χρήση ορυκτών καυσίμων εξαιτίας της υποκατάστασης της παραγόμενης θερμικής ενέργειας από την υδροηλεκτρική ενέργεια δύναται να υπολογιστεί βάσει της παρακάτω προσέγγισης: Μέθοδος βάσει των πραγματικών δεδομένων της ηλεκτρικής αγοράς (Market Price – MP)

Στο πλαίσιο της συγκεκριμένης μεθόδου αναγνωρίζεται το γεγονός ότι οι ΜΥΗΣ εκτοπίζουν μονάδες φυσικού αερίου και μονάδες άνθρακα. Στην εν λόγω προσέγγιση χρησιμοποιούνται πραγματικά ιστορικά στοιχεία της ηλεκτρικής αγοράς. Οι υπολογισμοί πραγματοποιούνται πολλαπλασιάζοντας την ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας των ΜΥΗΣ με τις ανηγμένες ανά MWh ποσότητες καταναλισκόμενου καυσίμου της εκάστοτε οριακής θερμικής μονάδας. Το συνολικό όφελος προκύπτει ως το γινόμενο της αποφευχθείσας ποσότητας καυσίμου και της τιμής του καυσίμου.

Κάνοντας χρήση βιβλιογραφικών συντελεστών αφενός σχετικά με το θερμικό βαθμό απόδοσης των μονάδων λιγνίτη και φυσικού αερίου που κατανεμήθηκαν στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα το έτος 2014, αφετέρου σχετικά με τη θερμογόνο δύναμη του εκάστοτε καυσίμου, υπολογίστηκαν οι μεσοσταθμικοί συντελεστές κατανάλωσης καυσίμου των θερμικών μονάδων για το έτος 2014. Συγκεκριμένα, απαιτούνται μεσοσταθμικά 1,99 tη λιγνίτη για να παραχθεί μία (1) ηλεκτρική MWh ενώ για να παραχθεί μία (1) ηλεκτρική MWh από φυσικό αέριο απαιτούνται 2,02 MWh<sub>NG</sub> φυσικού αερίου.

**Πίνακας 5.6:** Παραγωγή Η/Ε και Συντελεστές θερμικής απόδοσης και ΚΘΔ για τις θερμικές μονάδες του ελληνικού ΔΣ για το έτος 2014

PPC LigniteUnits	Energy (MWh)	HeatRate (Gj/MWh)	LHV (kcal/kg)
AG_DIM1	1.347.138	10,6	1.260
AG_DIM2	1.354.266	10,6	1.260
AG_DIM3	1.495.241	10,4	1.260
AG_DIM4	1.431.470	10,4	1.260
AG_DIM5	2.339.910	9,6	1.260
KARDIA1	1.305.224	11,4	1.196
KARDIA2	914.551	11,4	1.196
KARDIA3	1.490.550	10,6	1.196
KARDIA4	1.693.089	10,6	1.196
PTOLEMAIDA3	429.502	10,2	1.345
PTOLEMAIDA4	1.150.743	9,8	1.345
MEGALOPOLI3	1.533.603	10,8	1.113
MEGALOPOLI4	1.520.051	10,9	1.113
AMYNDEO1	1.303.933	10,7	1.440
AMYNDEO2	1.515.329	10,7	1.440
MELITI	1.720.962	8,9	1.440
PPC N. GasUnits	Energy (MWh)	Gj/MWh	kcal/Nm <sup>3</sup>
LAVRIO_CC_4	1.278.054	7,81	9.500
LAVRIO_CC_5	783.014	6,831	9.500
KOMOTINI_CC	359.280	7,535	9.500
AG_GEORG_ST_8	439	10,346	9.500
ALIVERIS	1.519.180	6,831	9.500
IPPS N.GasUnits	Energy (MWh)	Gj/MWh	kcal/Nm <sup>3</sup>
ENTHES	417.650	6,831	9.500
ELPEDISON	547.237	6,831	9.500
HERON_Viotias	603.014	6,831	9.500
PROTERGIA	454.171	6,831	9.500
KORINTHOS POWER	324.181	6,831	9.500
ALOUMINION	1.166.281	6,831	9.500

Σε ότι αφορά το κόστος του λιγνίτη χρησιμοποιήθηκε η τιμή των 14,82 €/tn σύμφωνα με τα συμπεράσματα της μελέτης που είχε αναθέσει η ΔΕΗ ΑΕ στην εταιρία Booz&Co (2012), ενώ αναφορικά με την τιμή του φυσικού αερίου χρησιμοποιήθηκε η μέση τιμή του φυσικού αερίου ηλεκτροπαραγωγής, 39,4 €/MWh<sub>th</sub>, όπως προέκυψε από τα μηνιαία δελτία του Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ που εκδίδει ο ΛΑΓΗΕ. Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω, το όφελος από τη μείωση της χρήσης ορυκτών καυσίμων εξαιτίας της υποκατάστασης των θερμικών μονάδων από ΜΥΗΣ για το έτος 2014, ισούται με:

Όφελος από μείωση κατανάλωσης Λιγνίτη:

$$1,99 \text{ (tn/MWh)} * 0,57 \text{ (\%)} * 14,82 \text{ (€/tn)} = 16,8 \text{ €/MWh}$$

Όφελος από μείωση κατανάλωσης Φ.Α:

$$2,02 \text{ (MWh}_{th}\text{/MWh}_e) * 0,29 \text{ (\%)} * 39,4 \text{ (€/MWh}_{th})} = 23,1 \text{ €/MWh}$$

Άρα το συνολικό όφελος από τη μείωση της χρήσης ορυκτών καυσίμων εξαιτίας της υποκατάστασης των θερμικών μονάδων από ΜΥΗΣ για το έτος 2014, ισούται με 39,9 €/MWh, ανεξαρτήτως του μεγέθους του υδροηλεκτρικού σταθμού.

Τα αποτελέσματα των παραπάνω υπολογισμών συνοψίζονται στον Πίνακα 5.7.

**Πίνακας 5.7:** Εξωτερικά οφέλη από την εγκατάσταση και λειτουργία ΜΥΗΣ και οικονομική αποτίμηση τους για την Ελλάδα σε τιμές 2014

A/A	Όφελος	Αξία €(2014)/MWh <sub>ΜΥΗΣ</sub>
1	Μείωση των εκπομπών CO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , PM <sub>2,5</sub> και SO <sub>2</sub>	38,7 – 63,5
2	Μείωση των ποσοτήτων νερού ψύξης για τις ανάγκες των θερμικών μονάδων	1,01
3	Μείωση των απαιτήσεων διαθεσιμότητας ισχύος	4,1 – 5,1
4	Δημιουργία θέσεων απασχόλησης	1,8
5	Μείωση της χρήσης εγχώριων και εισαγόμενων ορυκτών καυσίμων για ηλεκτροπαραγωγή	39,9

Το έτος 2014 η θεσμοθετημένη εγγυημένη τιμή αποζημίωσης της παραγόμενης ενέργειας από τους ΜΥΗΣ ισούταν για εγκαταστάσεις ισχύος έως και 5 MW με 105 €/MWh για εγκαταστάσεις ισχύος μεγαλύτερης των 5 MW 100 €/MWh. Λαμβάνοντας υπόψη τη φιλοσοφία του ελληνικού μηχανισμού στήριξης και αποζημίωσης των ΑΠΕ συνάγεται ότι η στήριξη που λαμβάνουν οι τεχνολογίες ΑΠΕ, συμπεριλαμβανομένων των ΜΥΗΣ, για τα οφέλη που δημιουργούν συνίσταται στη διαφορά μεταξύ της εγγυημένης τιμής και του αποφευγόμενου μεταβλητού κόστους καυσίμου των θερμικών μονάδων που υποκαθιστούν, το οποίο αντανακλάται στην ΟΤΣ. Ως εκ τούτου, δεδομένου ότι το έτος 2014 η μέση ετήσια ΟΤΣ κυμάνθηκε στα 57,54 €/MWh σύμφωνα με το μηνιαίο Δελτίο Συστήματος Συναλλαγών ΗΕΠ του ΛΑΓΗΕ (Δεκ. 2014), η στήριξη που λάμβαναν οι ΜΥΗΣ ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ κάθε μονάδας (P<= 5MW & P>5MW), το 2014 ήταν ίση με 47,46 €/MWh και 42,46 €/MWh, αντίστοιχα.

Στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής κρίνεται σκόπιμο, προκειμένου να υπολογιστεί το εύρος τιμών της σωρευτικής αξίας του οφέλους που δημιουργούν οι ΜΥΗΣ το 2014, να μη συνυπολογιστεί το όφελος 2 του Πίνακα 5.7. Συγκεκριμένα, δεδομένου ότι όπως αναλύθηκε το εν λόγω όφελος επηρεάζεται από χωρικές και χρονικές παραμέτρους της προσφοράς και ζήτησης νερού η υπολογισθείσα αξία δεν αντανακλά το πραγματικό του μέγεθος.

Υπό το φως των ανωτέρω το σωρευτικό όφελος, και υπό τις συγκεκριμένες συντηρητικές παραδοχές, ανά παραγόμενη υδροηλεκτρική MWh για το έτος 2014, ισούται με 84,5 €/MWh

– 110,3 €/MWh. Το όφελος αυτό υπερκαλύπτει τη στήριξη από την ελληνική πολιτεία για το έτος 2014 στην κατώτερη τιμή και γίνεται έως και τριπλάσιο στην ανώτερη τιμή.

## 6. Ιδιωτικοοικονομική ανάλυση

Η οικονομική αξιολόγηση ενός επενδυτικού σχεδίου πραγματοποιείται σε άμεση συνάρτηση με το «χρήστη» των αποτελεσμάτων. Γενικά, μπορούν να διακριθούν τρεις γενικές κατηγορίες χρηστών (Torrises, 1998):

- Ιδιώτες επενδυτές.
- Πιστωτικά ιδρύματα (π.χ. τράπεζες, εταιρείες επιχειρηματικού κεφαλαίου, μη-κερδοσκοπικοί οργανισμοί, κ.ά.).
- Κρατικοί φορείς (σε τοπικό ή εθνικό επίπεδο).

Κάθε ένας από τους παραπάνω φορείς εξετάζει το επενδυτικό σχέδιο με διαφορετικά κριτήρια και για το λόγο αυτό ενδέχεται να χρησιμοποιεί και διαφορετικές προσεγγίσεις. Στην πλειοψηφία των περιπτώσεων, ένα επενδυτικό σχέδιο θα πρέπει να πείσει και τις τρεις αυτές κατηγορίες φορέων, καθώς – ειδικά σε μεγάλες επενδύσεις – συμμετέχουν από κοινού στη χρηματοδότησή του (Καλιαμπάκος, Δ, Δαμίγος, Δ, 2008).

Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας, για την ιδιωτικοοικονομική αξιολόγηση κάθε μίας από τις τέσσερις τυπικές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις (οι υπολογισμοί πραγματοποιούνται για τέσσερις τυπικούς ΜΥΗΣ ισχύος 700 KW, 2 MW, 5 MW και 10 MW) θα πραγματοποιηθεί αφενός χρηματοοικονομική ανάλυση (εξετάζοντας τα κριτήρια της Καθαρής Παρούσας Αξίας – ΚΠΑ και του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης – EBA), αφετέρου θα υπολογιστεί ο οικονομικός δείκτης LCOE (Levelised Cost of Electricity).

### 6.1 Χρηματοοικονομική ανάλυση

Η χρηματοοικονομική ανάλυση στοχεύει στην αξιολόγηση της επένδυσης από την οπτική γωνία ενός ιδιώτη επενδυτή. Η ανάλυση των οικονομικών συνιστωσών λαμβάνει χώρα με βάση τις τιμές της αγοράς και το επενδυτικό σχέδιο αξιολογείται υπό το πρίσμα ιδιωτικών κριτηρίων. Η χρηματοοικονομική ανάλυση στηρίζεται στον υπολογισμό των ταμειακών ροών που θα προκύψουν από την υλοποίηση του υπό διερεύνηση επενδυτικού σχεδίου. Η ταμειακή ροή αναφέρεται σε μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο λειτουργίας, συνήθως ετήσια.

Σε αυτό το πλαίσιο καταstrώνεται ο πίνακας των ετήσιων ταμειακών ροών για την οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης, ο οποίος απαιτεί τη γνώση των κάτωθι μεγεθών:

- του συνολικού κεφαλαίου επένδυσης,
- των ετήσιων δαπανών (σταθερά και μεταβλητά λειτουργικά έξοδα, χρηματοοικονομικά έξοδα, φόρος, επιπρόσθετες εκταμειεύσεις κεφαλαίου, κ.ά.),
- των ετήσιων εσόδων από την πώληση των προϊόντων ή υπηρεσιών της υπό εξέταση επένδυσης και
- των ετήσιων αποσβέσεων.

Η χρηματοοικονομική αξιολόγηση θα πρέπει να παρέχει τις αναγκαίες πληροφορίες σε όλα τα εμπλεκόμενα μέρη σε μορφή τέτοια ώστε να διαπιστώνεται η απόδοση του επενδυτικού σχεδίου για κάθε ένα εξ αυτών. Ωστόσο, επειδή, τα επενδυτικά σχέδια που εξετάζονται υπό το πρίσμα της χρηματοοικονομικής ανάλυσης αφορούν, σε μικρότερο ή μεγαλύτερο βαθμό, ιδιώτες επενδυτές, το επενδυτικό σχέδιο εξετάζεται στη βάση των ίδιων κεφαλαίων.

Προκειμένου να καταstrωθεί σωστά ο πίνακας των ετήσιων ταμειακών ροών θα πρέπει όλοι οι υπολογισμοί να πραγματοποιηθούν είτε (α) σε τρέχουσες ή ονομαστικές τιμές (current or nominal prices) είτε (β) σε σταθερές ή πραγματικές τιμές (constant or real prices). Τα μεγέθη και κατ' επέκταση οι ΚΤΡ του πίνακα ταμειακών ροών εκφράζονται σε σταθερούς όρους όταν χρησιμοποιούνται οι τιμές του «Έτους 0» της αξιολόγησης για όλη τη διάρκεια



αξιολόγησης του επενδυτικού σχεδίου (με άλλα λόγια θεωρείται μηδενικός πληθωρισμός). Αντίστοιχα, ο πίνακας ταμειακών ροών εκφράζεται σε τρέχουσες τιμές όταν τα οικονομικά μεγέθη εκφράζονται σε αξίες του έτους στο οποίο πραγματοποιούνται. Στη δεύτερη αυτή περίπτωση θα πρέπει να δηλώνεται σαφώς ο δείκτης πληθωρισμού που έχει χρησιμοποιηθεί για κάθε μέγεθος. Ακόμη και στην περίπτωση χρήσης ενός κοινού ρυθμού πληθωρισμού η διαφορά μεταξύ της κατάστρωσης του πίνακα των ταμειακών ροών σε σταθερές ή τρέχουσες τιμές, μπορεί να είναι σημαντική λόγω της επίδρασης των αποσβέσεων και κατ' επέκταση της φορολογίας. Εφόσον χρησιμοποιείται ο ίδιος δείκτης πληθωρισμού για τα έσοδα, τα ακαθάριστα κέρδη θα αυξάνονται. Επειδή όμως οι αποσβέσεις παραμένουν σταθερές θα αυξάνεται το φορολογητέο εισόδημα και τελικά οι φόροι. Το τελευταίο θα έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση των ετήσιων καθαρών ταμειακών ροών και κατά συνέπεια και της ΚΠΑ του επενδυτικού σχεδίου (Torries, 1998, Damodaran, 2001).

Ανεξάρτητα από την επιλογή σταθερών ή τρεχουσών τιμών, για την σωστή αξιολόγηση της επένδυσης πρέπει να ληφθεί υπόψη ο ακόλουθος βασικός κανόνας:

- Όταν χρησιμοποιούνται ΚΤΡ εκφραζόμενες σε τρέχουσες τιμές θα πρέπει και τα επιτόκια της αξιολόγησης να εκφράζονται σε τρέχουσες τιμές, δηλ. να χρησιμοποιούνται ονομαστικά επιτόκια.
- Όταν οι ΚΤΡ εκφράζονται σε σταθερές τιμές, τα επιτόκια (δανεισμού και προεξόφλησης) που χρησιμοποιούνται στην αξιολόγηση θα πρέπει να εκφράζονται σε σταθερές τιμές, δηλ. να αποπληθωρίζονται (Gentry & O'Neil, 1984, Torries, 1998).

Στην υπό μελέτη περίπτωση έχει υιοθετηθεί η σύνταξη του πίνακα ταμειακών ροών σε σταθερές τιμές και, κατ' επέκταση, χρησιμοποιούνται αποπληθωρισμένα επιτόκια προεξόφλησης.

#### 6.1.1 Κριτήρια αξιολόγησης

Ο πίνακας ταμειακών ροών αποτελεί τη βάση για την αξιολόγηση του επενδυτικού σχεδίου. Τα δύο συνηθέστερα κριτήρια που χρησιμοποιούνται για τον σκοπό αυτό είναι:

- το κριτήριο της Καθαρής Παρούσας Αξίας (Net Present Value – NPV) και
- το κριτήριο της Εσωτερικής Απόδοσης επί του Κεφαλαίου (Internal Rate of Return – IRR)

Η Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ) ορίζεται ως η διαφορά της παρούσας αξίας των ετήσιων εισοδημάτων μείον την παρούσα αξία των ετήσιων εξόδων, συμπεριλαμβανομένων των επενδύσεων. Στην πράξη κι εφόσον έχει καταστρωθεί ο πίνακας των ταμειακών ροών, η ΚΠΑ υπολογίζεται ως η διαφορά των χρηματικών εισροών (καθαρών ταμειακών ροών μετά φόρων) μείον το κόστος των επενδύσεων, όπως, δίνεται από τον ακόλουθο τύπο:

$$ΚΠΑ = \sum_{t=1}^v \frac{ΚΤΡ_t}{(1+\epsilon)^t} - E_0$$

όπου: ΚΠΑ = η Καθαρά Παρούσα Αξία του σχεδίου  
 ΚΤΡ<sub>t</sub> = η Καθαρή Ταμειακή Ροή το έτος τ  
 E<sub>0</sub> = η αρχική επένδυση το χρόνο τ=0  
 ν = η διάρκεια ζωής του επενδυτικού σχεδίου

ε = το επιτόκιο προεξόφλησης

Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (EBA) μπορεί να οριστεί ως το επιτόκιο προεξόφλησης που μηδενίζει τη χρηματοροή, δηλ. εκείνο το επιτόκιο που εξισώνει την αρχική επένδυση με την αξία όλων των μελλοντικών ταμειακών ροών. Η διαφορά μεταξύ του επιτοκίου που δίνεται από τον EBA και του επιτοκίου της προεξόφλησης έγκειται στο γεγονός ότι το πρώτο προσδιορίζεται από τα χαρακτηριστικά του πίνακα των ταμειακών ροών (για το λόγο αυτό καλείται και εσωτερική απόδοση) ενώ το επιτόκιο προεξόφλησης καθορίζεται εξωγενώς από τον επενδυτικό φορέα.

Ο τύπος που δίνει τον EBA είναι ο ακόλουθος:

$$ΚΠΑ = 0 = \sum_{\tau=1}^v \frac{ΚΤΡ_{\tau}}{(1+EBA)^{\tau}} - E_0$$

όπου:  $ΚΤΡ_{\tau}$  = η Καθαρή Ταμειακή Ροή το έτος  $\tau$   
 $E_0$  = η αρχική επένδυση το χρόνο  $\tau=0$   
 $v$  = η διάρκεια ζωής του επενδυτικού σχεδίου  
 $EBA$  = το επιτόκιο προεξόφλησης που καθιστά την  $ΚΠΑ = 0$

Όταν εξετάζεται ένα επενδυτικό σχέδιο, τότε οι όροι αποδοχής ή απόρριψής του σε σχέση με τα δύο αυτά κριτήρια (είτε στη χρηματοοικονομική είτε στην κοινωνικοοικονομική ανάλυση) διαμορφώνονται ως εξής:

α. Για την Καθαρά Παρούσα Αξία

- $ΚΠΑ > 0$ , η επένδυση θεωρείται συμφέρουσα
- $ΚΠΑ = 0$ , το οικονομικό αποτέλεσμα της επένδυσης είναι οριακό
- $ΚΠΑ < 0$ , η επένδυση απορρίπτεται

β. Για τον Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης του κεφαλαίου:

- $EBA >$  από το ελάχιστο αποδεκτό επιτόκιο προεξόφλησης, η επένδυση θεωρείται συμφέρουσα
- $EBA =$  με το ελάχιστο αποδεκτό επιτόκιο προεξόφλησης, η επένδυση θεωρείται οριακή, εφαρμόζεται όταν δεν υπάρχει καλύτερη εναλλακτική λύση
- $EBA <$  από το ελάχιστο αποδεκτό επιτόκιο προεξόφλησης, η επένδυση απορρίπτεται.

## 6.2 Ο Δείκτης LCOE

Ο δείκτης του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (levelised cost of electricity - LCOE) αντιπροσωπεύει την τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας που απαιτείται ώστε να αποσβένονται όλα τα επιμέρους κόστη της επένδυσης σε όλη τη διάρκεια ζωής της. Πιο συγκεκριμένα, εκφράζει σε τιμές παρούσας αξίας το κόστος που απαιτείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη τη διάρκεια ζωής μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής σταθμισμένο ως προς τη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, συνυπολογίζοντας όλες τις επιμέρους συνιστώσες κόστους (κόστος επένδυσης, λειτουργίας, καυσίμου, δανειοδότησης, ασφάλισης κ.λπ.). Στις περισσότερες εφαρμογές του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιείται η απλουστευμένη έκφρασή του, στην οποία λαμβάνεται υπόψη το συνολικό επενδυτικό κόστος, τα ετήσια λειτουργικά έξοδα και η τελική υπολειμματική αξία της εξεταζόμενης επένδυσης. Ωστόσο η αναλυτική του έκφραση πρέπει να περιλαμβάνει και τις συνιστώσες που αφορούν τις αποσβέσεις, τους όρους δανεισμού αλλά και την φορολογική επιβάρυνση της επένδυσης (Darling et al., 2001; NREL and ECN, 2011).

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

$$LCOE = \frac{IK - \sum_{n=1}^N \frac{ΑΠ_n + ΤΚ_n}{(1+r)^n} \cdot \Sigma\Phi + \sum_{n=1}^N \frac{ΤΧΡ_n}{(1+r)^n} + \sum_{n=1}^N \frac{ΛΚ_n}{(1+r)^n} \cdot (1 - \Sigma\Phi) - \frac{ΥΑ}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{ΗΛ_n}{(1+r)^n} \cdot (1 - \Sigma\Phi)} \quad (3)$$

όπου,

$IK$  είναι τα ίδια κεφάλαια που απαιτήθηκαν για την υλοποίηση της επένδυσης,

ΑΠ το ετήσιο κόστος επανάκτησης του κεφαλαίου της επένδυσης (αποσβέσεις),

ΤΚ το ετήσιο κόστος εξυπηρέτησης των τόκων του δανείου που απαιτήθηκε,

ΤΧΡ το ετήσιο κόστος εξυπηρέτησης των τοκοχρεολυσίων του δανείου που απαιτήθηκε,

ΛΚ το συνολικό ετήσιο λειτουργικό κόστος συμπεριλαμβανομένου όλων των συνιστωσών κόστους, όπως μπορεί να είναι το (πιθανό) κόστος εξασφάλισης της πρώτης ύλης, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης του έργου, το κόστος ασφάλισης του εξοπλισμού και των εσόδων, το κόστος που αντιστοιχεί στην πληρωμή του ανταποδοτικού τέλους προς τους ΟΤΑ και διάφορα άλλα έξοδα),

ΥΑ η υπολειμματική αξία της επένδυσης,

ΗΛ η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια,

ΣΦ ο συντελεστής φορολόγησης των εσόδων,

r το επιτόκιο προεξόφλησης,

n το έτος λειτουργίας της μονάδας.

Το ανηγμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί μια βασική προσέγγιση εκτίμησης του απαιτούμενου ύψους της τιμής πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και υπολογίζει το ανηγμένο κόστος για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. €/MWh) κατά την διάρκεια ζωής του εκάστοτε σταθμού ΑΠΕ, ενσωματώνοντας τα επί μέρους κόστη (κόστος επένδυσης, λειτουργίας, καυσίμου, ασφάλισης, παροπλισμού κλπ.) εκφρασμένα σε τιμές παρούσας αξίας. Εν ολίγοις, ορίζεται ως η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας (ανά MWh), με την οποία μηδενίζεται η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης. Αν η τιμή πώλησης είναι χαμηλότερη από το υπολογιζόμενο ανηγμένο κόστος, η επένδυση δε θεωρείται αποδοτική για το επιτόκιο προεξόφλησης που έχει επιλεγεί.

### **6.3 Παραδοχές για την χρηματοοικονομική αξιολόγηση και τον υπολογισμό του LCOE**

#### 6.3.1 Οικονομική διάρκεια ζωής των επενδύσεων

Η οικονομική διάρκεια ζωής των επενδυτικών σχεδίων εξαρτάται από τη φύση της επένδυσης. Για τους ΜΥΗΣ μια «τυπική» διάρκεια ζωής κυμαίνεται μεταξύ 15 και 25 ετών (MoF and MoE, 2010).

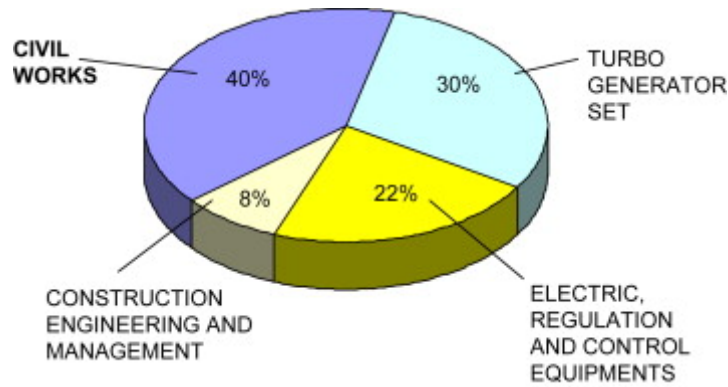
Για την υπό εξέταση περίπτωση ελήφθη υπόψη διάρκεια ζωής 20 ετών.

#### 6.3.2 Κόστος κατασκευής ΜΥΗΣ

Τα στοιχεία κόστους των ΜΥΗΕ που παρατίθενται στην παρούσα εργασία, έχουν συλλεγεί ύστερα από βιβλιογραφική αναζήτηση. 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). Το κόστος εγκατάστασης (ή αλλιώς κόστος επένδυσης) μπορεί να χωριστεί περαιτέρω στις παρακάτω κατηγορίες:

- κόστος των έργων πολιτικού μηχανικού
- κόστος του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού
- κόστος μελετών, επίβλεψης και αδειοδοτήσεων (Παπαντώνης, 2008)

Η αναλογία των τριών αυτών συνιστωσών στο συνολικό κόστος κατασκευής διαφέρει από έργο σε έργο. Μια προσεγγιστική εκτίμηση του ποσοστού με το οποίο συμβάλει η κάθε μια συνιστώσα στο κόστος του έργου δίνεται από τους Ogayar B., Vidal P.G. (2009) και απεικονίζεται στο παρακάτω Σχήμα 6.1:



**Σχήμα 6.1:** Σχηματική αναπαράσταση του κόστους των επιμέρους έργων ενός ΜΥΗΕ

Αρκετοί μελετητές πραγματοποιούν στατιστική επεξεργασία οικονομικών στοιχείων από υπάρχοντα έργα και δίνουν συναρτήσεις για τον παραμετρικό υπολογισμό του κόστους εγκατάστασης. Οι συναρτήσεις αυτές έχουν τη μορφή της παρακάτω Εξίσωσης 7:

$$C_{init} = a \cdot P^b \cdot H^c, \quad (\text{Εξ. 7})$$

Όπου:

**P:** η εγκατεστημένη ισχύς [kW]

**H:** η διαθέσιμη υδραυλική πτώση [mΣΥ] και

**a, b και c:** κατάλληλοι συντελεστές με  $0 < b < 1$

(Kaldellis et al., 2005; Kaldellis, 2007; Ogayar and Vidal, 2009; Aggidis et al., 2010; Mishra et al., 2010; Παπαντώνης 2008)

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.

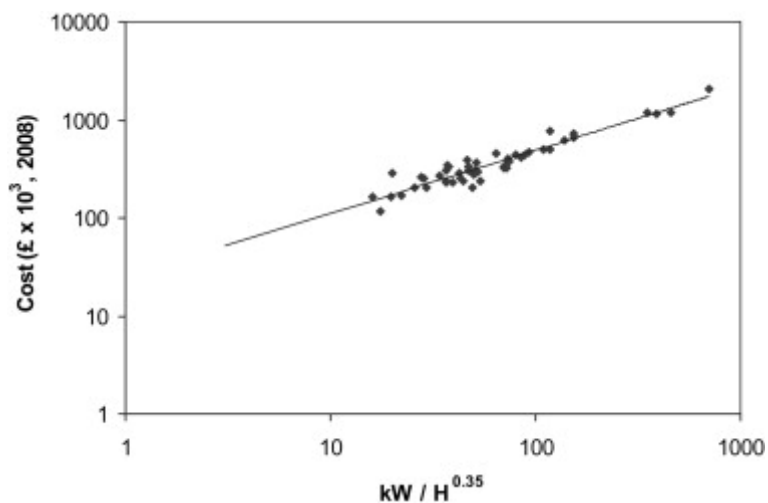
Το κόστος επένδυσης για μικρά υδροηλεκτρικά έργα από 1-10 MW εκτιμάται στα USD 1.000/kW έως USD 4.000/kW. Από την άλλη, το κόστος των πολύ μικρών υδροηλεκτρικών έργων (ισχύος μικρότερης του 1 MW), εκτιμάται αρκετά μεγαλύτερο σε σχέση με τα μεγαλύτερα υδροηλεκτρικά έργα (από USD 3.400/kW έως USD 10.000/kW ή περισσότερο) (IRENA, 2015b).

#### **Κοστολόγηση για ΜΥΗΕ ισχύος P<1MW**

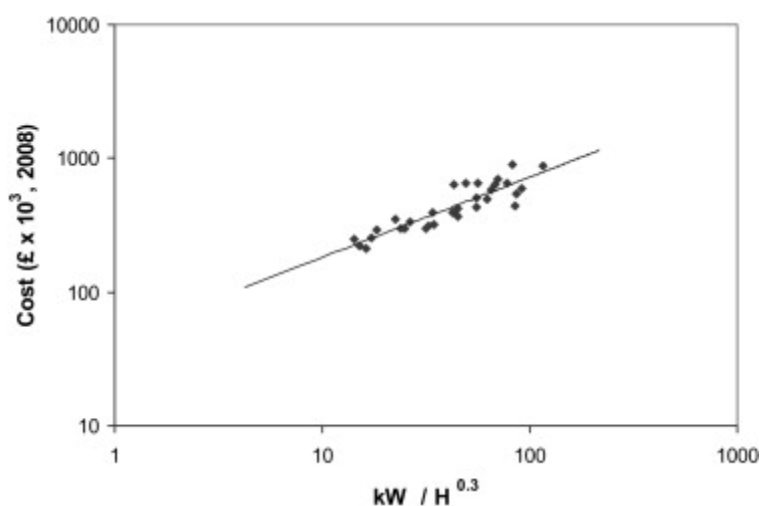
Οι Aggidis et al. πραγματοποίησαν στατιστική ανάλυση δεδομένων σε 84 πιθανές τοποθεσίες μικρών υδροηλεκτρικών έργων, λαμβάνοντας όμως υπόψιν υψομετρική διαφορά από 2 έως 200m. Το εύρος της εγκατεστημένης ισχύς των τοποθεσιών που εξετάστηκαν ήταν από 25 έως 990 KW. Οι τοποθεσίες χωρίστηκαν σε δύο κατηγορίες: από 2 έως 30m και από 30 έως 200m. Οι συσχετίσεις που προέκυψαν μεταξύ κόστους και των χαρακτηριστικών του έργου (ονομαστική παροχή και υδραυλική πτώση) είναι οι παρακάτω:

$$C_{INIT} = \begin{cases} 25000 \cdot \left(\frac{P}{H^{0,35}}\right)^{0,65}, & 2 \leq H \leq 30 \\ 45500 \cdot \left(\frac{P}{H^{0,3}}\right)^{0,6}, & 30 < H \leq 200 \end{cases} \quad (\text{Εξ.8})$$

Παρακάτω παρουσιάζονται οι γραφικές παραστάσεις της ανάλυσης:

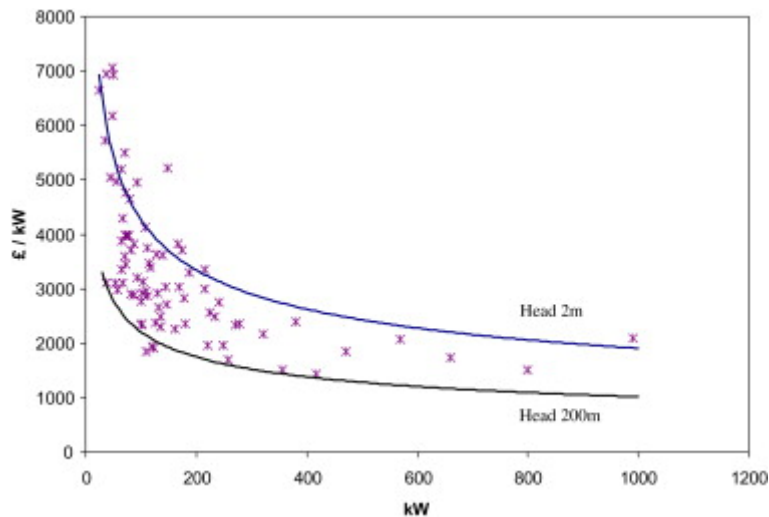


**Σχήμα 6.2:** Γραφική απεικόνιση της σχέσης μεταξύ του κόστους επένδυσης και της εγκατεστημένης ισχύος και της υδραυλικής πτώσης, για υδραυλική πτώση από 2 έως 30m



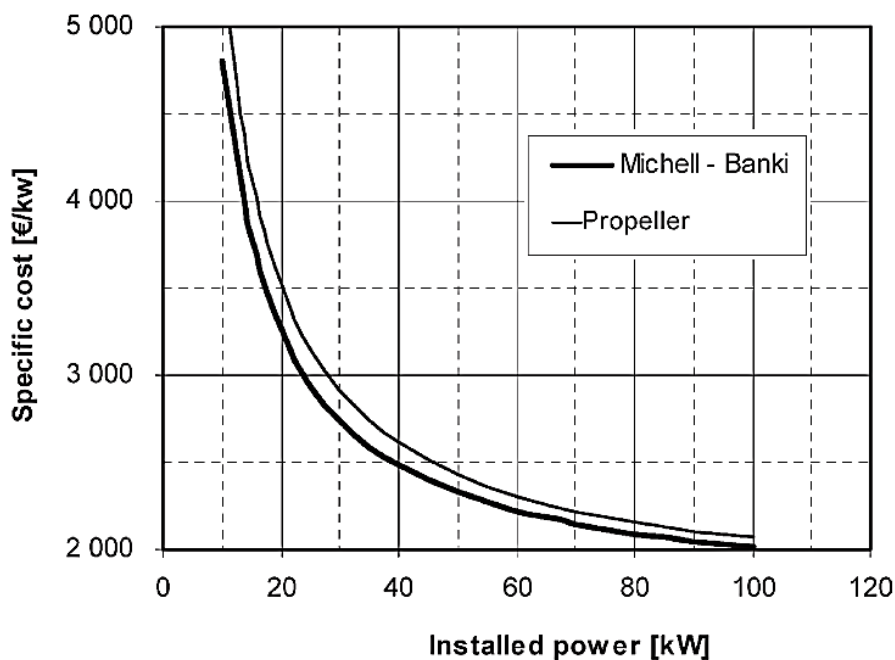
**Σχήμα 6.3:** Γραφική απεικόνιση της σχέσης μεταξύ του κόστους επένδυσης και της εγκατεστημένης ισχύος και της υδραυλικής πτώσης, για υδραυλική πτώση από 30 έως 200 m.

Ύστερα από περαιτέρω ανάλυση για αυτά τα εύρη τιμών υδραυλικής πτώσης και ισχύος, παρατηρείται ότι για σταθερή ισχύ, η αύξηση της υδραυλικής πτώσης προκαλεί μείωση του κόστους ανά κιλοβατώρα.



**Σχήμα 6.4:** Γραφική απεικόνιση του κόστους ανά KW εγκατεστημένης ισχύος σε σχέση με την ισχύ.

Σε μια άλλη έρευνα, που διεξήχθη από τον Montanari (2003), και για ισχύ από 10 έως 100 kW παρουσιάζονται παρόμοια αποτελέσματα:



**Σχήμα 6.5:** Γραφική αναπαράσταση συσχέτισης κόστους και εγκατεστημένης ισχύος

Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία, αυτό το συμπέρασμα γενικεύεται και για μικρά υδροηλεκτρικά έργα μεγαλύτερης ισχύος. Η επίπτωση της υδραυλικής πτώσης είναι ιδιαίτερα σημαντική στην τελική διαμόρφωση του έργου. Αυτό συμβαίνει διότι η ισχύς είναι γινόμενο της υδραυλικής πτώσης και της παροχής και ως εκ τούτου για την παραγωγή της ίδιας ισχύος όσο αυξάνεται η υδραυλική πτώση και μειώνεται η παροχή, μειώνεται ο όγκος των έργων υδροληψίας, η διάμετρος του αγωγού προσαγωγής, το μέγεθος των έργων υδροτροβίλου, το μέγεθος του ΜΥΗΣ και κατά συνέπεια μειώνεται το κόστος του έργου. Όμως η μείωση αυτή του κόστους δεν είναι αντιστρόφως ανάλογη της υδραυλικής πτώσης Η

αύξηση της υδραυλικής πτώσης έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση στατικών πιέσεων, του πάχους του αγωγού προσαγωγής και της διαμέτρου (άρα και του μεγέθους) του υδροστροβίλου και συνήθως αύξηση του μήκους των έργων προσαγωγής του νερού (Παπαντώνης, 2008).

Σύμφωνα πάλι με τους Aggidis et al. 2008, το κόστος του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού δίνεται από την παρακάτω συσχέτιση:

$$C_{EM} = 12,000 * \left(\frac{KW}{H^{0,2}}\right)^{0,56} \quad (\text{Εξ.9})$$

### Κοστολόγηση για ΜΥΗΕ ισχύος P>1MW

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, κατά τη βιβλιογραφική αναζήτηση βρέθηκαν διάφορες σχέσεις που προσεγγίζουν το κόστος των ΜΥΗΕ. Όσον αφορά τα έργα πολιτικού μηχανικού, είναι δύσκολο να βρεθεί μια σχέση για το κόστος τους καθώς εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από τις τοπικές συνθήκες. Όμως είναι δυνατόν να δοθούν, με σχετικά ασφαλείς εκτιμήσεις, (συναρτήσει της ισχύος και της υδραυλικής πτώσης) το κόστος της μονάδας παραγωγής (υδροστρόβιλος, γεννήτρια, ρυθμιστής στροφών) και το κόστος ηλεκτρικών πινάκων και οργάνων, καθώς επίσης και το κόστος μελετών, επίβλεψης και αδειδότησης. Το κόστος έργων πολιτικού μηχανικού θα υπολογιστεί έμμεσα ως πολλαπλάσιο του αθροίσματος του κόστους των παραπάνω, με συντελεστή από 0,7 έως 1.

Στην παρούσα εργασία και σύμφωνα με τα παραπάνω, κοστολογείται ο υδροστρόβιλος, ο μετασχηματιστής, η γεννήτρια, οι ηλεκτρικοί πίνακες και όργανα, η ηλεκτρική γραμμή μεταφοράς, οι μελέτες, οι αδειοδοτήσεις. Οι τύποι που χρησιμοποιούνται για την κοστολόγηση των παραπάνω, αντλήθηκαν από σχετικά πρόσφατη βιβλιογραφία και συγκεκριμένα από το σύγγραμμα του Παπαντώνη «Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα», του 2008.

### Κόστος υδροστροβίλου

Το κόστος  $C_H$  του υδροστροβίλου συσχετίζεται με την ονομαστική παροχή  $Q$  (σε  $m^3/sec$ ) και την υδραυλική πτώση  $H$  (σε  $m$ ) ή την ονομαστική ισχύ  $N$  (σε  $KW$ ) και την διαθέσιμη υδραυλική πτώση  $H$ . Θεωρώντας μέση τιμή του ολικού βαθμού απόδοσης του υδροστροβίλου ίση με  $\eta=0,92$  το κόστος  $C_H$  ισούται με:

$$C = a * Q^n * H^m \quad \text{ή} \quad C = a * P^n * H^k \quad \text{σε χιλιάδες €} \quad (\text{Εξ. 10})$$

Οι τιμές των συντελεστών και εκθετών  $a$ ,  $n$ ,  $m$ ,  $b$  και  $k$  έχουν ως εξής για τους κύριους τύπους των υδροστροβίλων:

**Πίνακας 6.1:** Τιμές συντελεστών για τον υπολογισμό του κόστους υδροστροβίλων

Υδροστρόβιλος	a	n	m	b	k
Αξονικής ροής	87,336	0,410	0,2000	35,446	-2,100
Francis	96,998	0,481	0,1953	33,676	-0,2858
Pelton	115,420	0,444	0,2582	43,465	-0,1858

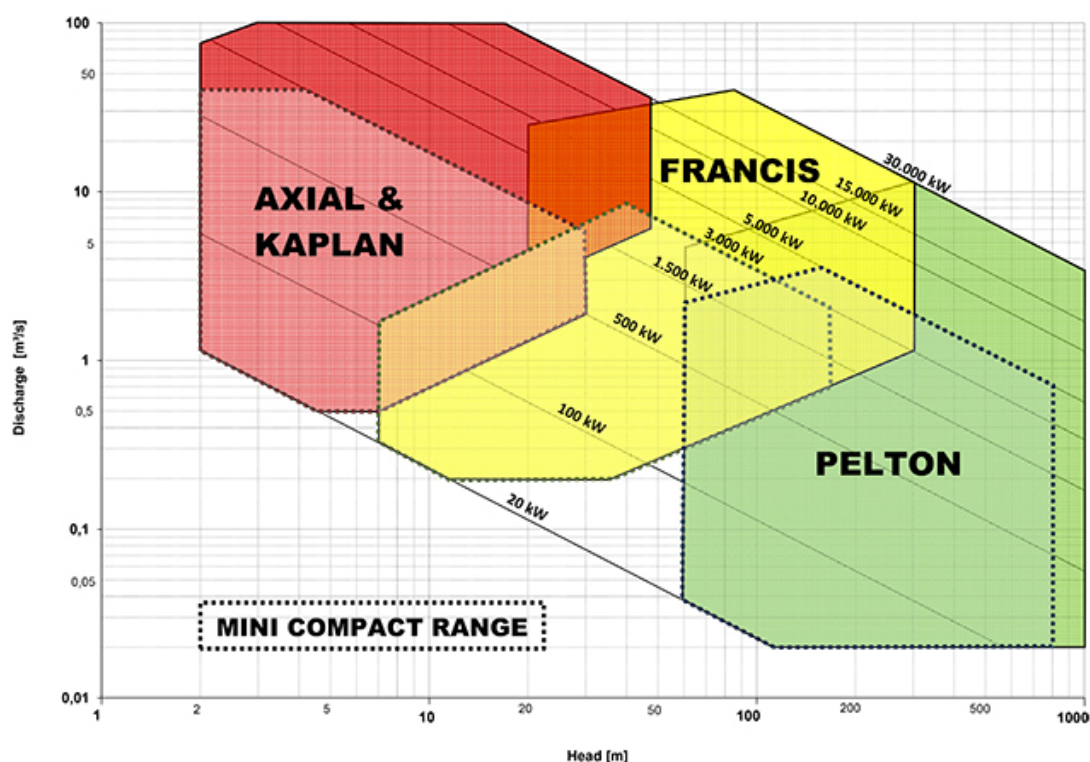
Από τις τιμές των εκθετών  $n$  και  $k$  και για όλους τους τύπους υδροστροβίλων, προκύπτει ότι για την ίδια ονομαστική ισχύ  $N$ , το κόστος του υδροστροβίλου μειώνεται όσο αυξάνει η υδραυλική πτώση  $H$ . Επίσης το κόστος του υδροστροβίλου αυξάνεται όσο αυξάνει η ισχύς και η ονομαστική παροχή.

Θεωρώντας σταθερό τον ολικό βαθμό απόδοσης του υδροστροβίλου  $\eta=0,92$ , η υδραυλική πτώση  $H$ , για σταθερή ισχύ  $N$ , θα μεταβάλλεται αντιστρόφως ανάλογα προς την ονομαστική παροχή  $Q$ .

Κάθε τύπος υδροστροβίλου έχει συγκεκριμένο εύρος λειτουργίας τόσο όσο ως προς την ισχύ όσο και ως προς την παροχή και την υδραυλική πτώση. Στην αγορά κυκλοφορούν τυποποιημένοι διάφοροι τύποι υδροστροβίλων που καλύπτουν όλο το φάσμα της ισχύος των μικρών υδροηλεκτρικών έργων. Στον Πίνακα 6.2 παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά λειτουργίας του κάθε υδροστροβίλου:

**Πίνακας 6.2:** Χαρακτηριστικά λειτουργίας υδροστροβίλων

Υδροστροβίλος	Ισχύς (P)	Παροχή (Q)	Ύψος Υδατόπτωσης (H)
Αξονικής ροής	Έως 7 MW	-	1-20mΣΥ
Francis	1 - 10 MW	1-27 m <sup>3</sup> /sec	30-150mΣΥ
Pelton 1 (πολύ μικρής ισχύος)	50W - 60KW	0,2-90 l/sec	10-150m
Pelton 2	40 - 500KW	0,03 -0,8 m <sup>3</sup> /sec	30 - 200mΣΥ
Pelton 3	100KW - 10MW	0,1 - 2 m <sup>3</sup> /sec	80 - 700 mΣΥ



**Σχήμα 6.6:** Εύρος λειτουργίας υδροστροβίλων σε σχέση με την ονομαστική παροχή και το ύψος υδατόπτωσης.

Όπως διαπιστώνεται από τον Πίνακα 6.2 και το Σχήμα 6.6, μπορούν να υπάρξουν περιπτώσεις στις οποίες είναι δυνατόν να ταιριάζει παραπάνω από ένας τύπος υδροστροβίλου. Στον κώδικα που αναπτύσσεται στην παρούσα εργασία για τον υπολογισμό του κόστους του έργου, σε πρώτο στάδιο επιλέγεται ο κατάλληλος τύπος υδροστροβίλου βάσει χαρακτηριστικών του έργου (Q,H) και σε δεύτερο στάδιο – εάν είναι πάνω από ένας ο κατάλληλος – επιλέγεται αυτός με το χαμηλότερο κόστος. Λαμβάνεται σαν παραδοχή, ότι κάθε έργο περιλαμβάνει μόνο μια μονάδα παραγωγής και συνεπώς έναν υδροστροβίλο.

### Κόστος γεννήτριας



Το κόστος  $C_G$  της γεννήτριας συσχετίζεται με την ονομαστική ισχύ  $N$  σε MW, και περιγράφεται από την σχέση:

$$C = -2,394 * N^2 + 60 * N + 7,865 \quad \text{σε χιλιάδες €} \quad (\text{Εξ. 11})$$

#### Κόστος μετασχηματιστή

Το κόστος  $C_I$  του 3-φασικού μετασχηματιστή από τη ΧΤ στη ΜΤ των 20KV συσχετίζεται με την ονομαστική του ισχύ  $N$  σε MW και περιγράφεται από τη σχέση:

$$C = -1,03 * N^2 + 25,2 * N + 6,11 \quad \text{σε χιλιάδες €} \quad (\text{Εξ. 12})$$

#### Κόστος των ηλεκτρικών πινάκων και οργάνων

Το κόστος  $C_{OP}$  των ηλεκτρικών πινάκων και οργάνων συσχετίζεται με την ονομαστική ισχύ  $N$  του ΥΗΣ σε MW και το πλήθος των μονάδων παραγωγής (υδροστρόβιλων-γεννητριών) και περιγράφεται από τις Εξισώσεις 13 και 14, στις οποίες δεν περιλαμβάνεται το κόστος συστοιχίας των πυκνωτών διόρθωσης του συντελεστή ισχύος  $\cos\phi$ , φίλτρων ή άλλων ειδικών εξαρτημάτων που προκύπτουν από ειδικές προδιαγραφές σχετικά με την ποιότητα της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.

Για ισχύ  $0 < N < 7$  MW

$$C = a_1 * N + b_1 \quad \text{σε χιλιάδες €} \quad (\text{Εξ. 13})$$

Για ισχύ  $7 < N < 10$  MW

$$C = a_2 * N^2 + b_2 * N + c_2 \quad \text{σε χιλιάδες €} \quad (\text{Εξ. 14})$$

**Πίνακας 6.3** Συντελεστές για τον υπολογισμό του κόστους ηλεκτρικών πινάκων και οργάνων

Πλήθος μονάδων	$0 < N < 7$ MW		$7 < N < 10$ MW		
	$A_1$	$B_1$	$A_2$	$B_2$	$C_2$
1 μονάδα	19,471	201,84	-2,361	47,18	122,52
2 μονάδες	23,910	242,00	-3,273	62,15	132,22
3 μονάδες	26,248	275,00	-3,381	65,74	162,27

#### Ηλεκτρική γραμμή μεταφοράς

Το κόστος των ηλεκτρικών γραμμών μεταφοράς της ηλεκτρικής ισχύος μέχρι το δίκτυο ΜΤ εξαρτάται από την τάση της γραμμής μεταφοράς (15, 20 ή 44 KV), τη δυσκολία κατασκευής της γραμμής, το μήκος της γραμμής και την ονομαστική ηλεκτρική ισχύ. Στον Πίνακα 6.4 δίνονται ενδεικτικές τιμές του κόστους της γραμμής μεταφοράς και του υποσταθμού, εάν απαιτείται, για μέσης δυσκολίας συνθήκες, ανάλογα με την ηλεκτρική ισχύ και την τάση.

**Πίνακας 6.4:** Κόστος γραμμής μεταφοράς και υποσταθμού

Ηλεκτρική Ισχύς (MW)	Τάση (KV)	Κόστος γραμμής μεταφοράς (€/Km)	Κόστος υποσταθμού (€)
0-2	25	55.000	250.000
2-5	44	65.000	600.000
>5	115	100.000	2.000.000

Κόστος μελέτης αδειοδοτήσεων και επίβλεψης

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, το συνολικό κόστος για την εκπόνηση μελετών, την έκδοση των αδειών και την επίβλεψη του έργου ανέρχεται από 8% έως 15%. Το κόστος  $C_5$  επίβλεψης του έργου, χωρίς να συμπεριλαμβάνεται η επίβλεψη κατά την κατασκευή του έργου, από την έναρξη της αναγνωριστικής μελέτης μέχρι την παραλαβή του έργου, συσχετίζεται με την ονομαστική εγκατεστημένη ισχύ  $N$  σε MW και την υδραυλική πτώση  $H$  σε m, και σε πρώτη προσέγγιση δίνεται από την σχέση:

$$C = 70.000 * \left( \frac{N}{h^{0,30}} \right)^{0,54} \quad \text{σε €} \quad (\text{Εξ. 15})$$

Το κόστος της μελέτης εφαρμογής και της σύνταξης των απαραίτητων τευχών προδιαγραφών και δημοπράτησης συσχετίζεται με την ονομαστική εγκατεστημένη ισχύ  $N$  σε MW και την υδραυλική πτώση  $h$  σε m, και σε πρώτη προσέγγιση δίνεται από τη σχέση:

$$C = 200.000 * \left( \frac{N}{h^{0,30}} \right)^{0,54} \quad \text{σε €} \quad (\text{Εξ. 16})$$

Το κόστος  $C$  της επίβλεψης της κατασκευής του έργου συσχετίζεται με την ονομαστική εγκατεστημένη ισχύ  $N$  σε MW και την υδραυλική πτώση  $h$  σε m, και σε πρώτη προσέγγιση δίνεται από τη σχέση:

$$C = 100.000 * \left( \frac{N}{h^{0,30}} \right)^{0,54} \quad \text{σε €} \quad (\text{Εξ. 17})$$

Στην παρούσα εργασία για τους ΜΥΗΣ άνω του 1 MW, με τη χρήση των εμπειρικών σχέσεων που παρατίθενται στη συγκεκριμένη ενότητα, υπολογίζονται τα κόστη των επιμέρους τμημάτων του Η/Μ εξοπλισμού (υδροστρόβιλος, ηλεκτρικός πίνακας, μετασχηματιστής, γεννήτρια, υποσταθμός και ηλεκτρική γραμμή μεταφοράς) και το κόστος των μελετών αδειοδότησης και επίβλεψης συναρτήσει των τεχνικών χαρακτηριστικών του έργου, δηλαδή της ισχύος  $P$ , του ύψους υδατόπτωσης  $H$  και της παροχής  $Q$ . Για κάθε περίπτωση ισχύος ελήφθη ύψος υδατόπτωσης ίσο με 70m, ενώ η παροχή  $Q$  προκύπτει συναρτήσει της ισχύος και του ύψους υδατόπτωσης. Όσον αφορά το έργο πολιτικού μηχανικού έγινε η παραδοχή ότι έχουν το ίδιο κόστος με τον ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό.

Εδώ αξίζει να σημειωθεί ότι ενώ οι αυτές εμπειρικές σχέσεις δίνουν αρκετά ρεαλιστικά αποτελέσματα όσον αφορά την κοστολόγηση των ΜΥΗΣ άνω του 1 MW, δε συμβαίνει το ίδιο όταν εφαρμοστούν στην περίπτωση των ΜΥΗΣ κάτω του 1 MW. Τα κόστη που προκύπτουν είναι ιδιαίτερα υψηλά σε σημείο που όχι μόνο αντιτίθενται σε δοθείσες τιμές της βιβλιογραφίας, αλλά δύναται να εξαχθεί το συμπέρασμα ότι η πλειοψηφία των ΜΥΗΣ κάτω του 1 MW χαρακτηρίζονται μη βιώσιμοι. Κάτι τέτοιο μπορεί να συμβαίνει επειδή οι συσχετίσεις αυτές προκύπτουν από τη στατιστική επεξεργασία πραγματικών δεδομένων και ως εκ τούτου μπορεί να ισχύουν για περιορισμένο εύρος τιμών ισχύος.

Συνεπώς, αναφορικά με τους ΜΥΗΣ ισχύος κάτω του 1 MW χρησιμοποιήθηκαν οι εμπειρικές σχέσεις που παρατίθενται στην ίδια ενότητα (στην παράγραφο «Κοστολόγηση για ΜΥΗΕ ισχύος  $P > 1 \text{ MW}$ »), οι οποίες πάλι συσχετίζουν το κόστος ΜΥΗΕ (κάτω του 1 MW) με τα τεχνικά χαρακτηριστικά του έργου και που έχουν προκύψει από τη στατιστική επεξεργασία ΜΥΗΣ ισχύος από 90 kW έως 990 kW. Στον πίνακα 6.5 παρατίθενται τα αποτελέσματα που προέκυψαν.

**Πίνακας 6.5:** Κόστος επένδυσης και ανηγμένο κόστος επένδυσης (€/KW) τυπικών ΜΥΗΕ

Εγκατεστημένη Ισχύς	700 kW	2 MW	5 MW	10 MW
Κόστος ΜΥΗΣ (€)	1.173.671	3.274.646	5.832.744	10.226.302
Κόστος σε €/KW	1.676	1.637	1.166	1.022

### 6.3.3 Εκτίμηση κόστους λειτουργίας και συντήρησης ΜΥΗΕ

Ως ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης ή αλλιώς  $C_{O\&M}$  (Operation & Maintenance Cost, O&M), θεωρείται το κόστος των αμοιβών προσωπικού και το κόστος συντήρησης και επισκευών του έργου, χωρίς να περιλαμβάνεται όμως σε αυτό το κόστος αντικατάστασης δομικών τμημάτων του ΜΥΗΕ, καθώς αυτά έχουν μεγαλύτερο χρόνο ζωής από το χρόνο που θα είναι ενεργό το έργο. Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης εκτιμάται ως ποσοστό της αρχικής επένδυσης του έργου. Παγκοσμίως, το κόστος αυτό συνήθως εκτιμάται με τιμές στο εύρος μεταξύ 1% και 4% του αρχικού κόστους και μέση τιμή περί το 2,5%. Επίσης, το ποσοστό αυτό λαμβάνεται μικρότερο για ΥΗΕ μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος. Βάσει στοιχείων που συλλέχθηκαν από τη λειτουργία ΜΥΗΕ σε όλη την Ευρώπη (Kaldellis et al. 2005, Kaldellis and Kavadias 2000, Paish et al. 2002), τα κόστη αυτά αποτιμήθηκαν με ποσοστό 1,5% και 2,5% αντίστοιχα (λειτουργίας και συντήρησης). Σύμφωνα με τους Τσαλέμης κ.α. (2012), για τα ελληνικά ΜΥΗΕ, τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (σταθερά και μεταβλητά) υπολογίζονται σε 3,1% έως και 3,4% του συνολικού κόστους εγκατάστασης ανάλογα και με τα χαρακτηριστικά του έργου. Τέλος, τυπικές ανηγμένες τιμές του κόστους αυτού είναι 45 \$/kW·yr για μεγάλα ΥΗΕ και 52 \$/kW·yr για ΜΥΗΕ (IRENA, 2015a).

Στην παρούσα εργασία το κόστος λειτουργίας και συντήρησης θεωρήθηκε ίσο με 4%, ώστε οι υπολογισμοί να βρίσκονται από την ασφαλή πλευρά.

### 6.3.4 Αποσβέσεις

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. Σημειώνεται πάντως πως όταν επιχειρείται η κοστολόγηση επιμέρους εργασιών της παραγωγικής διαδικασίας ή η ανάλυση επιχειρηματικών αποφάσεων (π.χ. για αγορά ή ενοικίαση εξοπλισμού) με μεθόδους όπως η ανάλυση νεκρού σημείου, η επιβάρυνση του λειτουργικού κόστους εξαιτίας των αποσβέσεων πρέπει να λαμβάνεται υπόψιν.

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.

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 20

έτη. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι τα παραπάνω αφορούν στην ανάπτυξη και λειτουργία ΜΥΗΕ.

**Πίνακας 6.6:** Συντελεστές απόσβεσης πάγιων στοιχείων βάσει του Άρθρου 24 του Ν. 4172/2013

Κατηγορία ενεργητικού	Συντελεστής απόσβεσης (% ανά έτος)
Εδαφικές Εκτάσεις	0
Κτίρια, κατασκευές, εγκαταστάσεις, βιομηχανικές και ειδικές εγκαταστάσεις, μη κτιριακές εγκαταστάσεις, αποθήκες και σταθμοί, περιλαμβανομένων των παραρτημάτων τους (και ειδικών οχημάτων φορτοεκφόρτωσης)	4
Εδαφικές εκτάσεις που χρησιμοποιούνται σε εξόρυξη και λατομεία, εκτός αν χρησιμοποιούνται για τις υποστηρικτικές δραστηριότητες εξόρυξης	5
Μέσα μαζικής μεταφοράς, περιλαμβανομένων αεροσκαφών, σιδηροδρομικών συρμών, πλοίων και σκαφών	5
Μηχανήματα, εξοπλισμός εκτός Η/Υ και λογισμικού	10
Μέσα μεταφοράς ατόμων	16
Μέσα μεταφοράς εμπορευμάτων («εσωτερικές εμπορευματικές μεταφορές»)	12
Άυλα στοιχεία και δικαιώματα και έξοδα πολυετούς απόσβεσης	10
Εξοπλισμός Η/Υ, κύριος και περιφερειακός και λογισμικό	20
Λοιπά πάγια στοιχεία της επιχείρησης	10

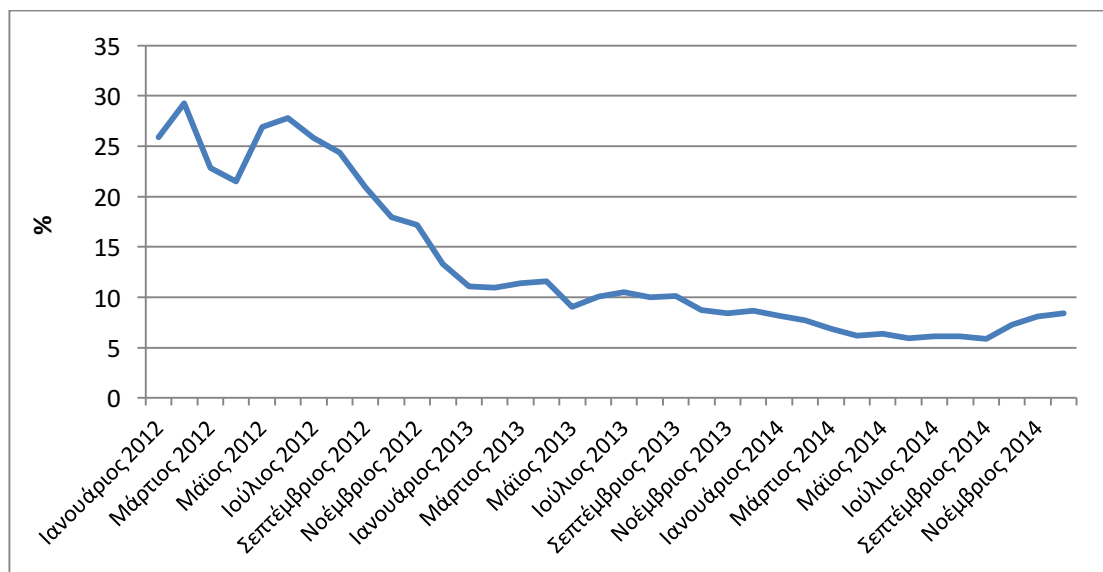
### 6.3.5 Φόροι και φορολογητέο εισόδημα

Προκειμένου να υπολογιστεί το φορολογητέο εισόδημα αφαιρούνται από τα μεικτά κέρδη οι αποσβέσεις και, ακολούθως, ο φόρος υπολογίζεται με συντελεστή φορολόγησης 29% σύμφωνα με τις κείμενες φορολογικές διατάξεις.

### 6.3.6 Επιτόκιο Προεξόφλησης

Ο προσδιορισμός του επιτοκίου προεξόφλησης (δηλ. της ελάχιστης αποδεκτής απόδοσης) εξαρτάται (πέρα από τον πληθωρισμό, εφόσον αυτός λαμβάνεται υπόψη στην αξιολόγηση της επένδυσης) από το κόστος ευκαιρίας του κεφαλαίου και από τον επιχειρηματικό κίνδυνο που ενέχει η συγκεκριμένη επένδυση. Έτσι, το απαιτούμενο επιτόκιο προεξόφλησης αντανακλά το κόστος μιας ασφαλούς επένδυσης προσαυξημένο κατά έναν αποδεκτό συντελεστή ασφάλειας, ο οποίος επηρεάζεται από ένα πλήθος παραγόντων. Συχνά, το απαιτούμενο επιτόκιο προεξόφλησης στηρίζεται σε υποκειμενική κρίση, με βάση την εμπειρία του επενδυτή.

Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω, η εκτίμηση του επιτοκίου προεξόφλησης για την αξιολόγηση της τοποθέτησης χρημάτων στην εγκατάσταση ΜΥΗΣ, για έναν επενδυτή θα πρέπει να στηρίζεται στην απόδοση των ελληνικών ομολόγων, πλέον ενός ρίσκου για τη συγκεκριμένη επένδυση. Μια συντηρητική παραδοχή είναι ότι το επιπλέον ρίσκο για την επένδυση σε ΜΥΗΣ θεωρείται μηδενικό, λόγω των συμβολαίων και των εγγυημένων τιμών που λαμβάνουν οι επενδυτές. Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω καθώς και την εξέλιξη των αποδόσεων των 10ετών ελληνικών ομολόγων από το 2012 έως το 2014 (Σχήμα 6.7), το επιτόκιο προεξόφλησης λαμβάνεται ίσο με 10%.



Σχήμα 6.7: Εξέλιξη αποδόσεων ελληνικών 10ετών ομολόγων

### 6.3.7 Χρηματοδοτική διάρθρωση

Για τις ανάγκες της παρούσας εργασίας υποτέθηκε ότι η χρηματοδότηση της επένδυσης θα πραγματοποιηθεί με ίδια κεφάλαια.

### 6.3.8 Ετήσια Έσοδα

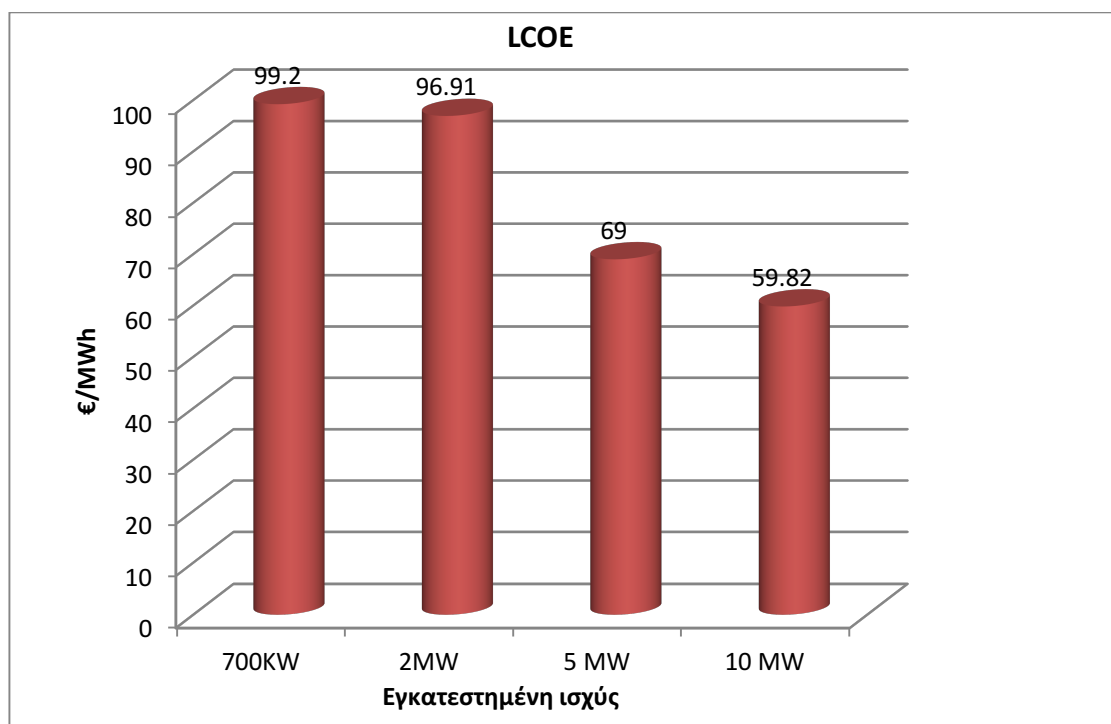
Τα ετήσια έσοδα ισούνται με την ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh επί την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής MWh. Πιο αναλυτικά, η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής MWh για κάθε μία από τις εξεταζόμενες περιπτώσεις, αποτυπώνεται στον Πίνακα 5.1. Η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας εξαρτάται από την εγκατεστημένη ισχύ του σταθμού ΑΠΕ και τον συντελεστή χρησιμοποίησης (capacity factor) που αντιστοιχεί σε αυτόν. Ο συντελεστής χρησιμοποίησης είναι συνάρτηση κυρίως του διαθέσιμου δυναμικού και των τεχνολογικών παραμέτρων εκμετάλλευσης του διαθέσιμου δυναμικού. Για την περίπτωση των ΜΥΗΣ ο μέσος ετήσιος συντελεστής χρησιμοποίησης καθορίζεται, σύμφωνα με τα μηνιαία Δελτία Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ και ΣΥΘΗΑ του ΛΑΓΗΕ, για το έτος 2014 στο 36,4%.

## 6.4. Αποτελέσματα

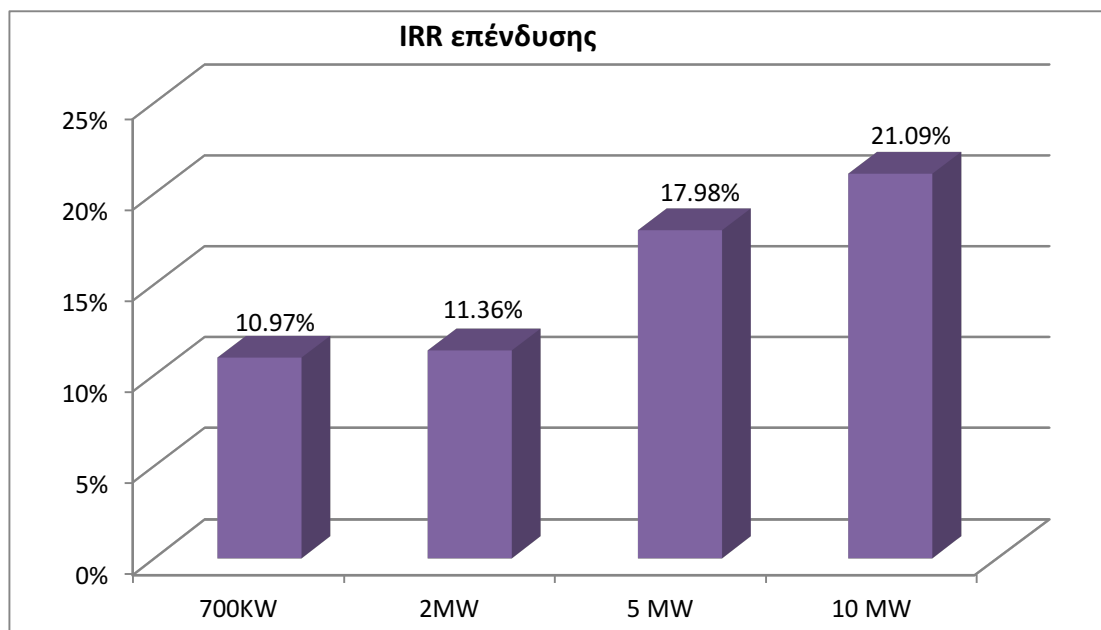
Τα αποτελέσματα των υπολογισμών, ήτοι το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) και οι δείκτες της χρηματοοικονομικής ανάλυσης (ΚΠΑ & ΕΒΑ), για τους τέσσερις (4) τυπικούς ΜΥΗΣ, απεικονίζονται στα Σχήματα 6.8, 6.9, 6.10, αντίστοιχα. Οι υπολογισμοί πραγματοποιήθηκαν λαμβάνοντας υπόψη τις παραδοχές και τη μεθοδολογία που περιγράφηκαν στις προηγούμενες παραγράφους. Οι παραδοχές παρατίθενται συγκεντρωτικά στον Πίνακα 6.7.

**Πίνακας 6.7:** Συγκεντρωτικός πίνακας παραδοχών

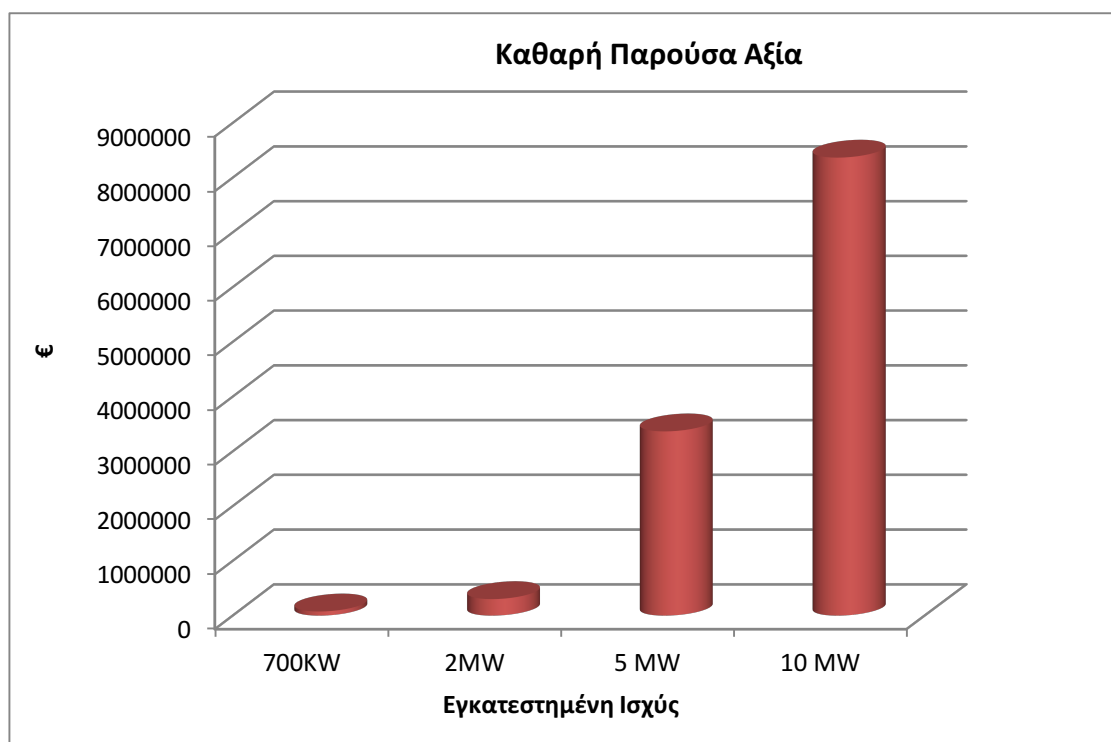
Παραδοχές Ανάλυσης	700 kW	2 MW	5 MW	10 MW
Ανηγμένο κόστος επένδυσης (€/kW)	1.676	1.637	1.166	1.022
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας (% επένδυσης)	4			
Ενεργειακή απόδοση-cf (%)	36,4			
Τιμή πώλησης (€/MWh)	105	105	105	100
Ονομαστικό επιτόκιο προεξόφλησης (%)	10			
Ονομαστικό επιτόκιο δανεισμού (%)	0			
Ποσοστό δανειοδότησης (%)	0			
Διάρκεια αποπληρωμής δανείου (έτη)	0			
Φορολόγηση (%)	29			
Διάρκεια ζωής (έτη)	20			
Υπολειμματική αξία (%)	0			
% Τέλος προς ΟΤΑ	3			



**Σχήμα 6.8:** Σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας για επιτόκιο προεξόφλησης 10%



Σχήμα 6.9: Εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης



Σχήμα 6.10: Καθαρή Παρούσα Αξία

Όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.8 το LCOE και για τις τέσσερις τυπικές περιπτώσεις ΜΥΗΣ είναι μικρότερο από την εγγυημένη τιμή αποζημίωσης της παραγόμενης υδροηλεκτρικής ενέργειας, γεγονός που σημαίνει ότι οι επενδύσεις θεωρούνται αποδοτικές για το επιτόκιο προεξόφλησης που έχει επιλεγεί (10%). Στο ίδιο συμπέρασμα καταλήγει κανείς παρατηρώντας το Σχήμα 6.9, σύμφωνα με το οποίο ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης είναι σε όλες τις περιπτώσεις μεγαλύτερος από το επιτόκιο προεξόφλησης. Παρόλα αυτά όπως αποτυπώνεται στο Σχήμα 6.10 για τους ΜΥΗΣ με εγκατεστημένη ισχύ ίση με 700 KW και 2 MW, η ΚΠΑ είναι πρακτικά μηδενική, γεγονός που σημαίνει ότι οι εν λόγω επενδύσεις αν και

θεωρητικά εμφανίζονται οικονομικά βιώσιμες, πρακτικά δεν είναι ελκυστικές για κάποιον επενδυτή.

Επιπλέον, διαπιστώνεται ότι η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος οδηγεί σε αύξηση της ΚΠΑ και του ΕΒΑ, άρα σε οικονομικά βιώσιμα και ταυτόχρονα επενδυτικά ελκυστικά έργα. Το γεγονός αυτό οφείλεται στο ότι με την αύξηση της ισχύος επιτυγχάνονται οικονομίες κλίμακας, οδηγώντας ως εκ τούτου σε μικρότερο ανηγμένο κόστος επένδυσης.



## 7. Συμπεράσματα

Η παρούσα εργασία αποσκοπεί αφενός στην καταγραφή και αποτίμηση των εξωτερικότητων των ΜΥΗΣ, αφετέρου στη διερεύνηση του κατά πόσο είναι κοινωνικά αιτιολογημένες οι υφιστάμενες εγγυημένες τιμές αποζημίωσης της παραγόμενης ενέργειας τους, με έτος αναφοράς το 2014. Επιπλέον, κάνοντας χρήση τριών (3) οικονομικών δεικτών αποτιμάται η οικονομική βιωσιμότητα τεσσάρων (4) τυπικών ΜΥΗΣ από ιδιωτικοοικονομική σκοπιά. Οι τυπικές περιπτώσεις που μελετήθηκαν ήταν ΜΥΗΣ ισχύος 700 KW, 2 MW, 5 MW και 10 MW.

Από την ανάλυση προέκυψαν τα εξής συμπεράσματα:

- I. Τα ΜΥΗΣ παράγουν ηλεκτρική ενέργεια, μειώνοντας την ανάγκη παραγωγής ηλεκτρισμού από κεντρικές, συμβατικές μονάδες που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>), τη μείωση των εκπομπών οξειδίων του αζώτου (NO<sub>x</sub>), τη μείωση των εκπεμπόμενων σωματιδιακών ρύπων (PM) και του διοξειδίου του θείου (SO<sub>2</sub>) καθώς και τη μείωση του χρησιμοποιούμενου νερού ψύξης των θερμικών μονάδων.
- II. Τα ΜΥΗΣ συμβάλλουν στη μείωση της οριακής τιμής του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, στη βελτίωση της αξιοπιστίας του ηλεκτρικού συστήματος και στη μείωση των απαιτήσεων για εγκατάσταση νέων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής.
- III. Η αυξημένη διείσδυση των ΜΥΗΣ συμβάλλει στη μείωση της έκθεσης των εταιρειών ηλεκτροπαραγωγής και του ηλεκτρικού συστήματος γενικότερα στις διακυμάνσεις των διεθνών τιμών πετρελαίου και φυσικού αερίου και επομένως στην διαμόρφωση σχετικά σταθερών και προβλέψιμων τιμών ηλεκτρικής ενέργειας.
- IV. Η κατασκευή ΜΥΗΣ συμβάλλει στη δημιουργία νέων θέσεων εργασίας, στην αποφυγή χρήσης εισαγόμενων καυσίμων ή/και ηλεκτρικής ενέργειας.
- V. Η στήριξη που λάμβαναν οι ΜΥΗΣ, από την ελληνική Πολιτεία, ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ κάθε μονάδας (P<= 5MW & P>5MW), το 2014 ήταν ίση με 47,46 €/MWh και 42,46 €/MWh, αντίστοιχα.
- VI. Το όφελος από τη μείωση του νερού ψύξης λόγω της λειτουργίας των ΜΥΗΣ δε συνυπολογίστηκε δεδομένου ότι επηρεάζεται από χωρικές και χρονικές παραμέτρους της προσφοράς και ζήτησης νερού με αποτέλεσμα να μην αντανακλά το πραγματικό του μέγεθος.
- VII. Το εύρος τιμών της σωρευτικής αξίας του οφέλους που δημιουργούν οι ΜΥΗΣ το 2014 ισούται με 84,5 €/MWh – 110,3 €/MWh και δεν εξαρτάται από την εγκατεστημένη ισχύ των υδροηλεκτρικών μονάδων.
- VIII. Το όφελος αυτό υπερκαλύπτει τη στήριξη από την ελληνική πολιτεία για το έτος 2014 στην κατώτερη τιμή και γίνεται έως και τριπλάσιο στην ανώτερη τιμή.
- IX. Το LCOE και για τις τέσσερις τυπικές περιπτώσεις ΜΥΗΣ είναι μικρότερο από την εγγυημένη τιμή αποζημίωσης της παραγόμενης υδροηλεκτρικής ενέργειας, γεγονός που σημαίνει ότι οι επενδύσεις θεωρούνται αποδοτικές για το επιτόκιο προεξόφλησης που έχει επιλεγεί (10%).
- X. Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης είναι σε όλες τις περιπτώσεις μεγαλύτερος από το επιτόκιο προεξόφλησης (10%).
- XI. Για τους ΜΥΗΣ με εγκατεστημένη ισχύ ίση με 700 KW και 2 MW, η ΚΠΑ είναι πρακτικά μηδενική, γεγονός που σημαίνει ότι οι εν λόγω επενδύσεις αν και θεωρητικά εμφανίζονται οικονομικά βιώσιμες, πρακτικά δεν είναι ελκυστικές για κάποιον επενδυτή.
- XII. Η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος οδηγεί σε αύξηση της ΚΠΑ και του ΕΒΑ, άρα σε οικονομικά βιώσιμα και ταυτόχρονα επενδυτικά ελκυστικά έργα, εξαιτίας της επίτευξης οικονομικών κλίμακας, γεγονός που οδηγεί σε μικρότερο ανηγμένο κόστος επένδυσης.

Τα παραπάνω παρατίθενται συγκεντρωτικά στους Πίνακες 7.1 και 7.2.

**Πίνακας 7.1:** Στοιχεία χρηματοοικονομικής ανάλυσης

	Εγκατεστημένη ισχύς	770 kW	2 MW	5MW	10MW
Επιτόκιο προεξόφλησης ίσο με 10%	LCOE (€/MWh)	99,2	96,91	69	59,82
	IRR (%)	10,97	11,36	18	21,1
	ΚΠΑ (€)	76.015	302.124	3.365.929	8.367.235

**Πίνακας 7.2:** Υπάρχουσες τιμές αποζημίωσης, εξωτερικότητες και LCOE

Εγκατεστημένη ισχύς	Τιμή αποζημίωσης (€/MWh)	Στήριξη από ελληνική Πολιτεία (€/MWh)	Εξωτερικό Όφελος (€/MWh)	LCOE (€/MWh) για r=10%
770 kW	105	47,46	84,5 – 110,3	99,2
2 MW	105	47,46	84,5 – 110,3	96,91
5 MW	105	47,46	84,5 – 110,3	69
10 MW	100	42,46	84,5 – 110,3	59,82

Στο σημείο αυτό πρέπει να σημειωθεί ότι δεν ήταν δυνατόν να αποτιμηθούν όλες οι εξωτερικότητες των ΜΥΗΕ που καταγράφηκαν στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής.

## ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

### Ελληνική Βιβλιογραφία

ΑΔΜΗΕ, ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ, Διαδικασία αδειοδότησης, Διαθέσιμο στο <http://www.admie.gr/ape-sithya/adeiodotiki-diadikasia-kodikopoiisi-nomotheias-ape/periechomena/diadikasia-adeiodotisis/>, προσπελάστηκε 15 Απριλίου 2016.

ΑΔΜΗΕ, Σταθμοί ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ σε λειτουργία το έτος 2015, διαθέσιμο στο: <http://www.admie.gr/ape-sithya/stathmoi-ape-sithya-se-leitoyrgia/>, προσπελάστηκε στις 15 Μαρτίου 2016

ΑΔΜΗΕ, Μηνιαία Δελτία Ενέργειας για το έτος 2015, διαθέσιμο στο: <http://www.admie.gr/deltia-agogas/miniaia-deltia-energeias/>, προσπελάστηκε στις 19 Μαρτίου 2016.

Αργυράκης Ι.Γ, Οι Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί της ΔΕΗ Α.Ε. και η συμβολή τους στην κάλυψη των Ενεργειακών Αναγκών της Χώρας, διαθέσιμο στο : <http://portal.tee.gr/portal/page/portal/teelar/EKDILWSEIS/damConference/eisigiseis/5.1.pdf>, προσπελάστηκε στις 22 Μαρτίου 2016.

Αργυράκης Ι.Γ, ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΠΙΜΕΛΗΤΗΡΙΟ ΕΛΛΑΔΑΣ & Περιφερειακό Τμήμα Ηπείρου του ΤΕΕ Η ΣΥΜΒΟΛΗ ΤΩΝ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΕΡΓΩΝ ΣΤΟΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟ ΤΗΣ ΧΩΡΑΣ, Εκμετάλλευση των Υδροηλεκτρικών Σταθμών ως Έργων Πολλαπλού Σκοπού, διαθέσιμο στο: [http://www.ypethe.gr/sites/default/files/archivefiles/yie\\_horas\\_dei.pdf](http://www.ypethe.gr/sites/default/files/archivefiles/yie_horas_dei.pdf), προσπελάστηκε στις 22 Μαρτίου 2016.

Βικιπαίδεια, Υδροηλεκτρικός Σταθμός Γλαύκου, διαθέσιμο στο: [https://el.wikipedia.org/wiki/%CE%A5%CE%B4%CF%81%CE%BF%CE%B7%CE%BB%CE%B5%CE%BA%CF%84%CF%81%CE%B9%CE%BA%CF%8C%CF%82\\_%CE%A3%CF%84%CE%B1%CE%B8%CE%BC%CF%8C%CF%82\\_%CE%93%CE%BB%CE%B1%CF%8D%CE%BA%CE%BF%CF%85](https://el.wikipedia.org/wiki/%CE%A5%CE%B4%CF%81%CE%BF%CE%B7%CE%BB%CE%B5%CE%BA%CF%84%CF%81%CE%B9%CE%BA%CF%8C%CF%82_%CE%A3%CF%84%CE%B1%CE%B8%CE%BC%CF%8C%CF%82_%CE%93%CE%BB%CE%B1%CF%8D%CE%BA%CE%BF%CF%85), προσπελάστηκε στις 22 Μαρτίου 2016

Εγχειρίδιο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, διαθέσιμο στο: [http://www.ener-supply.eu/downloads/ENER\\_handbook\\_gr.pdf](http://www.ener-supply.eu/downloads/ENER_handbook_gr.pdf), προσπελάστηκε στις 7 Απριλίου 2016.

Ευστρατιάδης Αντρέας, Εθνικό Πρόγραμμα Διαχείρισης και προστασίας των Υδατικών Πόρων, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, Φεβρουάριος 2008

Καλιαμπάκος Δ. & Δαμίγος Δ. (2008) Χρηματοοικονομική και Κοινωνικοοικονομική Αξιολόγηση Επενδύσεων, ΕΜΠ. Διαθέσιμο στο: [http://mycourses.ntua.gr/courses/PSTGR1094/document/Investment\\_analysis\\_notes.pdf](http://mycourses.ntua.gr/courses/PSTGR1094/document/Investment_analysis_notes.pdf)

Καρατσώρης Φοίβος, Διπλωματική Εργασία: «Η εξέλιξη των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση και στην Ελλάδα», Θεσσαλονίκη, Ιούλιος 2013.

Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας, Ετήσια Έκθεση 2009, διαθέσιμο στο: [http://www.cres.gr/kape/CRES\\_annual\\_report\\_2009.pdf](http://www.cres.gr/kape/CRES_annual_report_2009.pdf), προσπελάστηκε στις 2 Απριλίου 2016.

Κορνάρος Μ., Λαμπροπούλου, Καραγεωργόπουλος Α., Τσούτσος Θ., Περιβαλλοντικές Επιπτώσεις από Μικρούς Υδροηλεκτρικούς Σταθμούς – Η Ελληνική Εμπειρία, διαθέσιμο στο: <http://www.srcosmos.gr/srcosmos/showpub.aspx?aa=7004>, προσπελάστηκε 2 Μαΐου 2016.

- Κουτσογιάννης Δημήτρης, «Ενέργεια και διαχείριση υδατικών πόρων», Τομέας Υδατικών Πόρων, Σχολή Πολιτικών Μηχανικών, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2007, διαθέσιμο στο: <https://www.itia.ntua.gr/en/docinfo/821/>, προσπελάθηκε στις 4 Απριλίου 2016.
- ΛΑΓΗΕ, Λειτουργός αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, 2015
- Μαγνήσαλης Κ., 1997. Η συμπεριφορά του καταναλωτή. Αθήνα: Εκδόσεις Interbooks
- Μαμάσης Νίκος και Στεφανάκος Ιωάννης, Εισαγωγή στην ενεργειακή τεχνολογία, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα 2010.
- Μαμάσης Ν., Α. Ευστρατιάδης και Δ. Κουτσογιάννης, Υδροηλεκτρικά έργα - Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα 2015, διαθέσιμο στο: [http://users.itia.ntua.gr/dk/courses/yhe/slides/HW14\\_Sediments.pdf](http://users.itia.ntua.gr/dk/courses/yhe/slides/HW14_Sediments.pdf), προσπελάθηκε στις 16 Απριλίου
- Μάρη Λευκοθέα, Διπλωματική Εργασία: «Οικονομική Αποτίμηση κατασκευής Μικρού Υδροηλεκτρικού Έργου», Αθήνα, Φεβρουάριος 2015.
- Μέγα, Μ. (2009). *Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα στις ορεινές περιοχές και οι επιπτώσεις τους στο περιβάλλον*. Διπλωματική Εργασία στο πλαίσιο του ΔΠΜΣ «Περιβάλλον και Ανάπτυξη των Ορεινών Περιοχών». Αθήνα
- Μοιρασγεντής, Σ., 1998. Εξωτερικές Οικονομίες στην Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας: Αποτίμηση και επιπτώσεις στον ενεργειακό σχεδιασμό. Διδακτορική Διατριβή, ΕΜΠ, Σχολή Χημικών Μηχανικών, Αθήνα
- Μπαλάσκας, Α. (2015), *Αξιολόγηση Εξωτερικότητας Εγκαταστάσεων Βιοαερίου*. Διπλωματική Εργασία στο πλαίσιο του ΔΠΜΣ «Περιβάλλον και Ανάπτυξη των Ορεινών Περιοχών». Μέτσοβο
- Παπαντώνης Δ.Ε. (2008) Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα, Συμείων, Αθήνα
- Ραε (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας), 2015
- Σκόδρας Γεώργιος, Πανεπιστήμιο Δυτικής Μακεδονίας, Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών, «Ήπιες και νέες μορφές ενέργειας». Έκδοση: 1.0. Κοζάνη 2015. Διαθέσιμο από τη δικτυακή διεύθυνση: <https://eclass.uowm.gr/courses/MECH244/>
- Στεφανάκος Ι., «Διερεύνηση της δυνατότητας κατασκευής έργων αποταμίευσης ενέργειας μέσω άντλησης σε περιοχές του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας», διαθέσιμο στο [http://library.tee.gr/digital/m2383/m2383\\_stefanakos.pdf](http://library.tee.gr/digital/m2383/m2383_stefanakos.pdf), προσπελάθηκε στις 8 Απριλίου 2016.
- 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 – ΕΜΕΚΑ. (2008). *Έκθεση του διοικητή για το έτος 2008, Ειδικό Θέμα: Η Ευρωπαϊκή Πολιτική για την Κλιματική Αλλαγή και την Ενέργεια, η προστασία του περιβάλλοντος και ο τομέας της ενέργειας στην Ελλάδα*. Αθήνα διαθέσιμο στο: [http://www.bankofgreece.gr/BoGDocuments/annual\\_report\\_extract\\_klima.pdf](http://www.bankofgreece.gr/BoGDocuments/annual_report_extract_klima.pdf), προσπελάθηκε στις 20 Φεβρουαρίου 2016

Τράπεζα της Ελλάδος – ΕΜΕΚΑ. (2009). Έκθεση του Διοικητή για το Έτος 2009, διαθέσιμο στο [http://www.bankofgreece.gr/BoGDocuments/EMEKA\\_Klimatikh\\_Allagh\\_sthn\\_ekthdkth2009.pdf](http://www.bankofgreece.gr/BoGDocuments/EMEKA_Klimatikh_Allagh_sthn_ekthdkth2009.pdf), προσπελάθηκε στις 20 Φεβρουαρίου 2016.

Τράπεζα της Ελλάδος – ΕΜΕΚΑ. 2011. Έκθεση του Διοικητή για το έτος 2011, «Διεθνής πολιτική για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής, επιδόσεις της Ελλάδος όσον αφορά τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και τη μείωση της ατμοσφαιρικής ρύπανσης, περιβαλλοντική πολιτική και ανάπτυξη των ΑΠΕ στην Ελλάδα». Αθήνα, διαθέσιμο στο [http://www.bankofgreece.gr/BoGDocuments/EMEKA\\_Klimatikh\\_Allagh\\_sthn\\_ekthdkth2011.pdf](http://www.bankofgreece.gr/BoGDocuments/EMEKA_Klimatikh_Allagh_sthn_ekthdkth2011.pdf), προσπελάθηκε στις 29 Φεβρουαρίου 2016.

Τράπεζα της Ελλάδος – ΕΜΕΚΑ. 2012. Έκθεση του διοικητή για το έτος 2012, Κεφάλαιο XI: «Περιβάλλον, ενέργεια και κλιματική αλλαγή». Αθήνα διαθέσιμο στο: [http://www.bankofgreece.gr/BoGDocuments/%CE%95%CE%BA%CE%B8%CE%B5%CF%83%CE%B7%CE%94%CE%B9%CE%BF%CE%B9%CE%BA%CE%B7%CF%84%CE%B7\\_2012\\_%CE%9A%CE%B5%CF%86%CE%B1%CE%BB%CE%B1%CE%B9%CE%BF%CE%A7%CE%99.pdf](http://www.bankofgreece.gr/BoGDocuments/%CE%95%CE%BA%CE%B8%CE%B5%CF%83%CE%B7%CE%94%CE%B9%CE%BF%CE%B9%CE%BA%CE%B7%CF%84%CE%B7_2012_%CE%9A%CE%B5%CF%86%CE%B1%CE%BB%CE%B1%CE%B9%CE%BF%CE%A7%CE%99.pdf), προσπελάθηκε στις 2 Μαρτίου 2016.

Τράπεζα της Ελλάδος – ΕΜΕΚΑ. 2014. Έκθεση του Διοικητή για το έτος 2014, ΙΧ: «Περιβάλλον, Ενέργεια και Κλιματική Αλλαγή». Αθήνα, διαθέσιμο στο: [http://www.bankofgreece.gr/BoGDocuments/%CE%91%CF%80%CE%BF%CF%83%CF%80\\_%CE%95%CE%BA%CE%B8\\_%CE%94\\_2014.pdf](http://www.bankofgreece.gr/BoGDocuments/%CE%91%CF%80%CE%BF%CF%83%CF%80_%CE%95%CE%BA%CE%B8_%CE%94_2014.pdf), προσπελάθηκε στις 2 Μαρτίου 2016.

Τράπεζα της Ελλάδος - ΕΜΕΚΑ, 2015. Έκθεση του Διοικητή για το έτος 2015, Χ: «Περιβάλλον, Ενέργεια και Κλιματική Αλλαγή». Αθήνα, διαθέσιμο στο: [http://www.bankofgreece.gr/BoGDocuments/Kef.X--Ekthesi\\_Dioikiti\\_gia\\_2015.pdf](http://www.bankofgreece.gr/BoGDocuments/Kef.X--Ekthesi_Dioikiti_gia_2015.pdf), προσπελάστηκε στις 4 Μαρτίου 2016.

Τσαλέμης Δ., Μαυράκη Δ., Δούλος Η., Οικονόμου Α., Περράκης Κ., Τίγκας Κ., Βουγιουκλάκης Γ., Κάραλης Γ., Βασιλικός Κ., Λουμάκης Σ., Παπασταματίου Π., Σειμανίδης 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-anamorfosis-toy-mihanismoy-stirixis.html>

ΥΠΕΚΑ, 5<sup>η</sup> Εθνική Έκθεση για το επίπεδο διεύθυνσης της ανανεώσιμης Ενέργειας το έτος 2010, Σεπτέμβριος 2009, διαθέσιμο στο: <http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=ysYxrE3Ia94%3D&>, προσπελάστηκε στις 12 Μαρτίου 2016.

ΥΠΕΚΑ, Πρωτόκολλο του Κιότο, διαθέσιμο στο: <http://www.ypeka.gr/?tabid=443> προσπελάθηκε την 1 Μαρτίου 2016).

Ψύγκα, Ι. Ν., (2012). Συγκριτική αξιολόγηση μηχανισμών στήριξης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε συνθήκες αβεβαιότητας. Διπλωματική Εργασία. Εργαστήριο Βιομηχανικής και Ενεργειακής Οικονομίας. Σχολή Χημικών Μηχανικών. ΕΜΠ

## Διεθνής 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>
- Booz & Co (2012). *Understanding Lignite Generation Costs in Europe*, Athens
- Borenstein, S. (2012). The private and public economics of renewable electricity generation. *The Journal of Economic Perspectives*, 26(1), 67-92.
- Clarkson, R., & Deyes, K. (2002). *Estimating the social cost of carbon emissions*. London: HM Treasury.
- Damodaran, A., 2001. *Corporate Finance: Theory and Practice*, 2nd Edition, John Wiley & Sons, Inc., USA.
- Darling, S., You, F., Veselka, T., and Velosa, A., 2011. Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics. *Energy Environ. Sci.*, 2011, 4, 3133-3139, DOI: 10.1039/C0EE00698J.
- Denholm, P., Margolis, R., Palmintier, B., Barrows, C., Ibanez, E., Bird, L., & Zuboy, J. (2014). *Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the US Electric Utility System*. National Renewable Energy Laboratory
- Dworak, T., Berglund, M., Laaser, C., Strosser, P., Roussard, J., Grandmougin, B. & Rodríguez-Díaz, J. A. (2007). EU Water saving potential (Part 1–Report). *Ecologic-Institute for International and European Environmental Policy*, 900-949.
- Dixon, B. L., Hollinger, S. E., Garcia, P., & Tirupattur, V. (1994). Estimating corn yield response models to predict impacts of climate change. *Journal of Agricultural and resource economics*, 58-68.
- Ecofys, Sustainable energy for everyone. Διαθέσιμο στο: <http://www.ecofys.com/en/publication/effective-renewable-energy-support-policies-in-theeu>, προσπελάθηκε στις 13 Δεκεμβρίου 2015
- European Commission DG Environment, August 2005. *Service Contract for Carrying out Cost-Benefit Analysis of Air Quality Related Issues, in particular in the Clean Air for Europe (CAFE) Programme*.
- Gentry, D.W. and O'Neil, T.J., 1984. *Mine Investment Analysis*, Society of Mining Engineers, American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers, Inc., New York, USA.
- Girola, J. A. (2005). The long-term real interest rate for social security. Research Paper, 2.
- Green Attack, Η Ελλάδα εκτός Πρωτοκόλλου του Κιότο, 2008, διαθέσιμο στο [http://green-attack.blogspot.gr/2008/10/blog-post\\_22.html](http://green-attack.blogspot.gr/2008/10/blog-post_22.html), προσπελάθηκε στις 27 Φεβρουαρίου 2016.
- 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>

- Interagency Working Group, 2013. Macknick, J., Newmark, R., Heath, G., & Hallett, K. C. (2012). Operational water consumption and withdrawal factors for electricity generating technologies: a review of existing literature. *Environmental Research Letters*, 7(4), 045802.
- Intergovernmental Panel on Climate Change. (2002). Climate Change and Biodiversity, IPCC Technical paper V, April Διαθέσιμο στο <https://www.ipcc.ch/pdf/technical-papers/climate-changes-biodiversity-en.pdf> προσπελάθηκε στις 23 Φεβρουαρίου 2016.
- International Renewable Energy Agency (2015<sup>a</sup>), Renewable Power Generation Costs in 2014. Available at: [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_RE\\_Power\\_Costs\\_2014\\_report.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf)
- International Renewable Energy Agency (2015<sup>b</sup>) Hydropower: Technology Brief. Available at: [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP\\_Tech\\_Brief\\_E06\\_Hydropower.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_E06_Hydropower.pdf)
- Kaldellis and Kavadias, 2000, laboratory applications of renewable energy sources, Stamoulis, Athens
- 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/S03014215\\_04000874](http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S03014215_04000874)
- Krupnick, A., Burtraw, D., Palmer, K., 1995. The Social Benefits of Social Costing Research. The External Costs of Energy, Proceedings of the 1st EC/OECD/IEA Workshop on Energy Externalities, Brussels.
- 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>
- National Renewable Energy Laboratory (NREL) and Energy Research Centre of the Netherlands (ECN), 2011. IEA Wind Task 26 Multi-national Case Study of the Financial Cost of Wind Energy. Work Package 1, Final Report, IEA Wind agreement, Contract No. DE-AC36-08GO28308.
- 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](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>
- Pearce, D., Lockwood, B., Ozdemiroglu, E., Steele, P., 1994. Non-Environmental Externalities of Electricity Fuel Cycles in the United Kingdom. Position paper, CSERGE/EFTEC.
- Pearce, D. W., & Turner, R. K. (1990). *Economics of natural resources and the environment*. JHU Press

- Pearce, D. W., & Ulph, D. (1995). *A social discount rate for the United Kingdom* (pp. 1-22). Norwich: CSERGE.
- Ragwitz M., Winkler J., Klessmann C., Gephart K., Gustav R., (2012). Recent developments of feed-in systems in the EU. A research paper for the International Feed-In Cooperation. *A report commissioned by the Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety* (BMU).
- Simoglou C, Biskas P, Bakirtzis E, Matenli A, Petridis A, and Bakirtzis A, 2013. Evaluation of the Capacity Credit of RES: the Greek Case. PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble.
- Sorensen B., (2000). *Renewable Energy: Its Physics, Engineering, Use, Environmental Impact, Economics, and Planning Aspects*. San Diego: Academic Press
- Torries, T., 1998. *Evaluating Mineral Projects: Applications and misconceptions*. Society for Mining, Metallurgy and Exploration, USA.
- 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>
- Turner, R. K., D. Pearce, and I. Bateman (1994) *Environmental Economics. An Elementary Introduction*, Baltimore, MD, Johns Hopkins University Press
- WWF, Η Σύμβαση-πλαίσιο για την αλλαγή του κλίματος, διαθέσιμο στο: [http://climate.wwf.gr/index.php?Itemid=130&id=61&option=com\\_content&task=view](http://climate.wwf.gr/index.php?Itemid=130&id=61&option=com_content&task=view), προσπελάθηκε στις 21 Φεβρουαρίου 2016.



## Νομοθεσία

Νόμος 1559/1985 Ρύθμιση θεμάτων εναλλακτικών μορφών ενέργειας και ειδικών θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις, ΦΕΚ Α'135

Νόμος 2244/1994 - Ρύθμιση θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις, ΦΕΚ 168/Α/7-10-1994

Νόμος 3017/2002, ΦΕΚ Α' 117, Μάιος 2002, διαθέσιμο στο: <https://nomoi.info/%CE%A6%CE%95%CE%9A-%CE%91-117-2002>, προσπελάθηκε στις 3 Μαρτίου 2016

Νόμος 3468/2006, Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις, ΦΕΚ Α' 129

Νόμος 3734/2009, Προώθηση της συμπαράγωγής δύο ή περισσότερων χρήσιμων μορφών ενέργειας, ρύθμιση ζητημάτων σχετικών με το Υδροηλεκτρικό Έργο Μεσοχώρας και άλλες διατάξεις, ΦΕΚ Α' 8

Νόμος 3851/2010 Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, ΦΕΚ 85 Α'

Νόμος 4254/2014 Μέτρα στήριξης και ανάπτυξης της ελληνικής οικονομίας στο πλαίσιο εφαρμογής του ν. 4046/2012 και άλλες διατάξεις, ΦΕΚ Α' 85/07-04-2014

ΟΔΗΓΙΑ 2001/77/ΕΚ ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ της 27ης Σεπτεμβρίου 2001 για την προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

ΦΕΚ 2464, τεύχος δεύτερο, ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ VI