



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ

ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

**ΤΕΧΝΙΚΗ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΟΥ ΜΙΚΡΟΥ
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ «ΜΑΚΡΥΝΟΥ» ΣΤΟΝ ΠΟΤΑΜΟ
ΕΥΗΝΟ**

Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

Βλάχος Γεώργιος

Επιβλέπων: Πλέσσας Φώτιος

Ιούλιος 2025



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ

ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

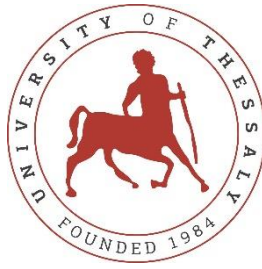
**ΤΕΧΝΙΚΗ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΟΥ ΜΙΚΡΟΥ
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ «ΜΑΚΡΥΝΟΥ» ΣΤΟΝ ΠΟΤΑΜΟ
ΕΥΗΝΟ**

Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

Βλάχος Γεώργιος

Επιβλέπων: Πλέσσας Φώτιος

Ιούλιος 2025



UNIVERSITY OF THESSALY

SCHOOL OF ENGINEERING

DEPARTMENT OF ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING

**Technical and Economic Analysis of the "Makrynou" Small
Hydropower Plant on the Evinos River**

MSc Thesis

Vlachos Georgios

Supervisor: Plessas Fotios

July 2025

Εγκρίνεται από την Επιτροπή Εξέτασης:

Επιβλέπων

Πλέσσας Φώτιος

Καθηγητής, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών
Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

Μέλος

Μπαργιώτας Δημήτριος

Καθηγητής, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών
Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

Μέλος

Γκόνης Παναγιώτης

Επίκουρος Καθηγητής, Τμήμα Τεχνολογιών Ψηφιακής Βιομηχανίας,
Εθνικό και Καποδιστριακό Πανεπιστήμιο Αθηνών

ΥΠΕΥΘΥΝΗ ΔΗΛΩΣΗ ΠΕΡΙ ΑΚΑΔΗΜΑΪΚΗΣ ΔΕΟΝΤΟΛΟΓΙΑΣ ΚΑΙ ΠΝΕΥΜΑΤΙΚΩΝ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ

Με πλήρη επίγνωση των συνεπειών του νόμου περί πνευματικών δικαιωμάτων, δηλώνω ρητά ότι η παρούσα μεταπτυχιακή διπλωματική εργασία, καθώς και τα ηλεκτρονικά αρχεία και πηγαίοι κώδικες που αναπτύχθηκαν ή τροποποιήθηκαν στα πλαίσια αυτής της εργασίας, αποτελούν αποκλειστικά προϊόν προσωπικής μου εργασίας, δεν προσβάλλουν οποιασδήποτε μορφής δικαιώματα διανοητικής ιδιοκτησίας, προσωπικότητας και προσωπικών δεδομένων τρίτων, δεν περιέχουν έργα/εισφορές τρίτων για τα οποία απαιτείται άδεια των δημιουργών/δικαιούχων και δεν είναι προϊόν μερικής ή ολικής αντιγραφής, οι πηγές δε που χρησιμοποιήθηκαν περιορίζονται στις βιβλιογραφικές αναφορές και μόνον και πληρούν τους κανόνες της επιστημονικής παράθεσης. Τα σημεία όπου έχω χρησιμοποιήσει ιδέες, κείμενο, αρχεία ή/και πηγές άλλων συγγραφέων αναφέρονται ευδιάκριτα στο κείμενο με την κατάλληλη παραπομπή και η σχετική αναφορά περιλαμβάνεται στο τμήμα των βιβλιογραφικών αναφορών με πλήρη περιγραφή. Δηλώνω επίσης ότι τα αποτελέσματα της εργασίας δεν έχουν χρησιμοποιηθεί για την απόκτηση άλλου πτυχίου. Αναλαμβάνω πλήρως, ατομικά και προσωπικά, όλες τις νομικές και διοικητικές συνέπειες που δύναται να προκύψουν στην περίπτωση κατά την οποία αποδειχθεί, διαχρονικά, ότι η εργασία αυτή ή τμήμα της δεν μου ανήκει διότι είναι προϊόν λογοκλοπής.

Ο Δηλών

Βλάχος Γεώργιος

DISCLAIMER ON ACADEMIC ETHICS AND INTELLECTUAL PROPERTY RIGHTS

Being fully aware of the implications of copyright laws, I expressly state that this MSc thesis, as well as the electronic files and source codes developed or modified in the course of this thesis, are solely the product of my personal work and do not infringe any rights of intellectual property, personality and personal data of third parties, do not contain work / contributions of third parties for which the permission of the authors / beneficiaries is required and are not a product of partial or complete plagiarism, while the sources used are limited to the bibliographic references only and meet the rules of scientific citing. The points where I have used ideas, text, files and / or sources of other authors are clearly mentioned in the text with the appropriate citation and the relevant complete reference is included in the bibliographic references section. I also declare that the results of the work have not been used to obtain another degree. I fully, individually and personally undertake all legal and administrative consequences that may arise in the event that it is proven, in the course of time, that this thesis or part of it does not belong to me because it is a product of plagiarism.

The Declarant

Vlachos Georgios

Ευχαριστίες

Θα ήθελα να εκφράσω την πιο βαθιά μου ευγνωμοσύνη στη σύζυγό μου Έλενα, η οποία στάθηκε δίπλα μου με αμέριστη υπομονή, κατανόηση και αγάπη καθ' όλη τη διάρκεια αυτής της απαιτητικής διαδρομής. Χωρίς τη δική της δύναμη και υποστήριξη, η ολοκλήρωση αυτής της προσπάθειας θα ήταν πολύ πιο δύσκολη. Της οφείλω πολλά περισσότερα απ' όσα μπορούν να εκφραστούν με λόγια.

Σε ευχαριστώ για όλα, από καρδιάς.

ΤΕΧΝΙΚΗ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΟΥ ΜΙΚΡΟΥ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ «ΜΑΚΡΥΝΟΥ» ΣΤΟΝ ΠΟΤΑΜΟ ΕΥΗΝΟ

Βλάχος Γεώργιος

Περίληψη

Η ραγδαία αύξηση της ενεργειακής ζήτησης, σε συνδυασμό με τις επιτακτικές προκλήσεις της κλιματικής αλλαγής και της απανθρακοποίησης, καθιστούν αναγκαία τη στροφή προς ένα βιώσιμο και καθαρό ενεργειακό μοντέλο. Στο πλαίσιο αυτό, οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) διαδραματίζουν κομβικό ρόλο στη μετάβαση προς ένα ενεργειακό σύστημα με χαμηλό ανθρακικό αποτύπωμα, συμβάλλοντας καθοριστικά στη μετάβαση προς ένα πιο καθαρό και αποδοτικό πλαίσιο παραγωγής και διαχείρισης ενέργειας, τόσο σε εθνικό όσο και σε παγκόσμιο επίπεδο. Η υδροηλεκτρική ενέργεια, ως ώριμη και δοκιμασμένη τεχνολογία, παραμένει μια από τις πλέον αξιόπιστες και αποδοτικές μορφές ΑΠΕ, συμβάλλοντας τόσο στη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου όσο και στην εξισορρόπηση του ηλεκτρικού συστήματος.

Στο πλαίσιο αυτό, η παρούσα εργασία επικεντρώνεται στην οικονομική αξιολόγηση ενός νέου υδροηλεκτρικού έργου στον ποταμό Εύηνο, το οποίο πρόκειται να κατασκευαστεί από την εταιρεία ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή. Πρόκειται για ένα έργο μικρής κλίμακας, με εγκατεστημένη ισχύ 10,1 MW και εκτιμώμενη ετήσια παραγωγή 28 GWh, το οποίο αναμένεται να ενισχύσει σημαντικά την ενεργειακή επάρκεια της περιοχής.

Η αξιολόγηση της οικονομικής βιωσιμότητας του έργου πραγματοποιείται με τη χρήση του λογισμικού RETScreen, ενός ισχυρού εργαλείου ανάλυσης καθαρής ενέργειας, το οποίο επιτρέπει την εκτίμηση τεχνικών, οικονομικών και περιβαλλοντικών παραμέτρων ενεργειακών έργων. Μέσω της προσομοίωσης στο RETScreen, επιχειρείται η αποτίμηση της επένδυσης υπό διαφορετικά σενάρια και μεταβλητές, αναδεικνύοντας τον ρόλο της υδροηλεκτρικής ενέργειας στη βιώσιμη ανάπτυξη.

Σκοπός της εργασίας είναι να αναδείξει όχι μόνο την οικονομική αποδοτικότητα του εν λόγω έργου, αλλά και να εξετάσει την ευρύτερη συμβολή του στην ενεργειακή μετάβαση και την κλιματική ουδετερότητα. Η ανάλυση εμπλουτίζεται με τεχνικά δεδομένα, περιβαλλοντικές εκτιμήσεις και σενάρια ευαισθησίας, με στόχο την πληρέστερη κατανόηση της δυναμικής ενός σύγχρονου υδροηλεκτρικού έργου εντός του ελληνικού ενεργειακού πλαισίου.

Λέξεις-κλειδιά: Μικρό Υδροηλεκτρικό Έργο (ΜΥΗΕ), Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), ενεργειακή μετάβαση, οικονομική αξιολόγηση, χρηματοοικονομική ανάλυση, Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV), Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR), RETScreen, κόστος επένδυσης, ταμειακές ροές, ενεργειακή απόδοση

Technical and Economic Analysis of the "Makrynou" Small Hydropower Plant on the Evinos River

Vlachos Georgios

Abstract

The rapid increase in global energy demand, combined with the pressing challenges of climate change and decarbonization, necessitates a transition toward a sustainable and clean energy model. Within this context, Renewable Energy Sources (RES) play a pivotal role in the shift toward a low-carbon energy system, significantly contributing to the development of a cleaner and more efficient framework for energy production and management, both at the national and global level. Hydropower, as a mature and proven technology, remains one of the most reliable and efficient forms of renewable energy, contributing both to the reduction of greenhouse gas emissions and to the balancing of the power grid.

Considering the above, the present study focuses on the economic assessment of a new hydropower project on the Evinos River, which is to be developed by the company TERNA Energy. This is a small-scale project, with an installed capacity of 10.1 MW and an estimated annual energy output of 28 GWh, expected to significantly strengthen the energy adequacy of the region.

The project's economic viability is evaluated through the use of RETScreen software, an advanced clean energy analysis tool that enables the assessment of technical, financial, and environmental parameters of energy projects. Through RETScreen simulations, the investment is analyzed under various scenarios and variables, highlighting the role of hydropower in sustainable development.

The objective of this thesis is not only to demonstrate the financial feasibility of the proposed project but also to explore its broader contribution to the energy transition and climate neutrality. The analysis is enriched with technical data, environmental assessments, and sensitivity scenarios, aiming to provide a comprehensive understanding

of the potential and dynamics of a modern hydropower project within the Greek energy landscape.

Keywords: Small Hydropower Project (SHP), Renewable Energy Sources (RES), energy transition, economic evaluation, financial analysis, Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), RETScreen, investment cost, cash flows, energy efficiency, financial viability

Πίνακας περιεχομένων

<i>Ευχαριστίες ή Σχόλια</i>	<i>vi</i>
<i>Περίληψη</i>	<i>viii</i>
<i>Abstract</i>	<i>ix</i>
<i>Πίνακας περιεχομένων</i>	<i>xi</i>
<i>Κατάλογος εικόνων</i>	<i>xiv</i>
<i>Κατάλογος σχημάτων</i>	<i>xv</i>
<i>Κατάλογος πινάκων</i>	<i>xvii</i>
<i>Συντομογραφίες</i>	<i>xvii</i>
Κεφάλαιο 1 – Εισαγωγή	Σφάλμα! Δεν έχει οριστεί σελιδοδείκτης.
1.1 Αντικείμενο της διπλωματικής	Σφάλμα! Δεν έχει οριστεί σελιδοδείκτης.
1.1.1 Συνεισφορά.....	2
1.2 Οργάνωση του τόμου	3
Κεφάλαιο 2 – Εισαγωγή στην υδροηλεκτρική ενέργεια	5
2.1 Παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας	6
2.2 Ταξινόμηση υδροηλεκτρικών μονάδων	7
2.2.1 Σταθμοί φυσικής ροής ποταμού	8
2.2.2 Σταθμοί δεξαμενής	9
2.2.3 Υδροαντλητικοί σταθμοί	10
2.3 Ανάπτυξη και Εξέλιξη των ΜΥΗΣ στην Ελλάδα.....	11
Κεφάλαιο 3 – Σχεδιασμός υδροηλεκτρικών σταθμών	14
3.1 Θεσμικό και ρυθμιστικό πλαίσιο	14
3.2 Επιλογή θέσης και βασική διαμόρφωση	16
3.3 Βοηθητικά έργα	18
3.3.1 Φράγματα	19
3.3.2 Τεχνικές υδροληψίας	21
3.3.3 Σύστημα προσαγωγής	22
3.3.4 Πρόσθετα τεχνικά έργα	25
Κεφάλαιο 4 – Ηλεκτρομηχανολογικός Εξοπλισμός ΥΗΣ	26
4.1 Βασικές τεχνολογίες και τύποι υδροστροβίλων	26
4.1.1 Στρόβιλος Pelton	28
4.1.2 Στρόβιλος Turgo	28
4.1.3 Στρόβιλος Crossflow	29
4.1.4 Στρόβιλος Francis	30
4.1.5 Στρόβιλος Kaplan	31

4.2 Ηλεκτρικές γεννήτριες	32
4.3 Επιλογή υδροστροβίλου	33
4.3.1 Εμπειρικός κανόνας	34
4.3.2 Επιστημονική μέθοδος	35
4.3.3 Πολυκριτηριακή ανάλυση	36
Κεφάλαιο 5 –Τεχνική ανάλυση του ΜΥΗΣ «μακρυνού»	37
5.1 Τοποθεσία και γεωγραφικά χαρακτηριστικά.....	37
5.2 Μελέτη οριοθέτησης	38
5.3 Υδραυλικά έργα και υποδομές.....	39
5.4 Ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός	42
5.4.1 Υδροστροβίλος.....	42
5.4.2 Διασύνδεση δικτύου	43
5.4.3 Γεννήτρια	43
5.4.4 Μετασχηματιστής.....	44
5.5 Υπολογισμός θεωρητικής ισχύος και ενέργειας	45
5.5.1 Υπολογιστική προσέγγιση ισχύος	45
5.5.2 Εκτίμηση ετήσιας παραγωγής ενέργειας	48
5.5.3 Υπολογισμός συντελεστής φορτίου	48
Κεφάλαιο 6 – Οικονομική ανάλυση του ΜΥΗΕ «Μακρυνού»	50
6.1 Επενδυτικό κόστος & κόστος εγκατάστασης	51
6.1.1 Εκτίμηση κόστος εγκατάστασης	54
6.1.2 Εκτίμηση κόστους λειτουργίας και συντήρησης	55
6.1.3 Πρόσθετες λειτουργικές δαπάνες	57
6.1.4 Εκτίμηση του σταθμισμένου κόστους ενέργειας (LCOE).....	58
6.2 Εκτίμηση ετήσιων εσόδων	60
6.3 Περίοδος απόσβεσης ΜΥΗΕ	63
Κεφάλαιο 7 – Χρηματοοικονομική αξιολόγηση μέσω Retscreen.....	64
7.1 Παρουσίαση του Retscreen.....	64
7.1.1 Ενεργειακό μοντέλο	65
7.1.2. Συνθήκες τοποθεσίας.....	65
7.1.3 Υδρολογία & Φορτίο	65
7.1.4 Εξοπλισμός	66
7.1.5 Απώλειες συστήματος.....	67
7.2 Φύλλο ανάλυσης κόστους.....	67
7.3 Ανάλυση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου	38
7.4 Χρηματοοικονομική ανάλυση	69
7.4.1 Παρουσίαση 1 ^{ου} σεναρίου	70
7.4.2 Παρουσίαση 2 ^{ου} σεναρίου	76
7.4.3 Παραδοχές χρηματοοικονομικής ανάλυσης	77
7.4.4 Οικονομική βιωσιμότητα 2 ^{ου} σεναρίου	78

7.5 Συγκριτική αξιολόγηση σεναρίων.....	79
Κεφάλαιο 8 – Συμπεράσματα και προτάσεις για μελλοντική έρευνα	81
Βιβλιογραφία.....	83

Κατάλογος εικόνων

Εικόνα 3.1: Σύστημα προσαγωγής υδροηλεκτρικού έργου	21
Εικόνα 3.2: Παραδείγματα αγωγών πίεσης με στηρίγματα και αγκυρώσεις.....	24

Κατάλογος σχημάτων

Σχήμα 2.1: Υδροηλεκτρικός σταθμός ροής ποταμού	9
Σχήμα 2.2: Υδροηλεκτρικός σταθμός δεξαμενής Σφάλμα! Δεν έχει οριστεί σελιδοδείκτης.	
Σχήμα 2.3: Τυπικό αντλησιοταμιευτικό έργο	11
Σχήμα 3.1: Σύστημα προσαγωγής υδροηλεκτρικού έργου	23
Σχήμα 4.1: Υδροστρόβιλος Pelton	28
Σχήμα 4.2: Αρχή λειτουργίας διασταυρούμενης ροής υδροστρόβιλου (crossflow)	30
Σχήμα 4.3: Τουρμπίνα Francis	31
Σχήμα 4.4: Τουρμπίνες Kaplan, Bulb-S και Tube -S τύπου	32
Σχήμα 4.5: Διάγραμμα επιλογής κατάλληλου τύπου υδροστροβίλου	34
Σχήμα 4.6: Διάγραμμα για τον καθορισμό της επιλογής τουρμπίνας	35
Σχήμα 5.1: Έργο υδροληψίας	40
Σχήμα 5.2: Τομή κατά μήκος του άξονα του φράγματος	40
Σχήμα 5.3: Κάτοψη τεχνικών έργων φράγματος και συνοδευτικών υδραυλικών διατάξεων	42
Σχήμα 6.1: Συνολικό κόστος εγκατάστασης για μικρά και μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα 2010-2023	53
Σχήμα 7.1: Βασικά οικονομικά δεδομένα και παραδοχές για το 1 ^ο σενάριο	71
Σχήμα 7.2: Αποτελέσματα χρηματοοικονομικής ανάλυσης 1 ^{ου} σεναρίου	73
Σχήμα 7.3: Βασικά οικονομικά δεδομένα και παραδοχές για το 2 ^ο σενάριο	77
Σχήμα 7.4: Αποτελέσματα χρηματοοικονομικής ανάλυσης 2 ^{ου} σεναρίου	78

Κατάλογος πινάκων

Πίνακας 5.1: Εκτιμώμενη ετήσια παραγωγή ενέργειας συναρτήσει των ωρών λειτουργίας του σταθμού ανά έτος.....	48
Πίνακας 6.1: Κόστη λειτουργίας και συντήρησης υδροηλεκτρικών έργων ανά κατηγορία, από δείγμα 25 έργων	56
Πίνακας 6.2: Συνολικά κόστη για το αισιόδοξο και απαισιόδοξο σενάριο	57

Συντομογραφίες

ΑΠΕ Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

ΔΑΠΕΕΠ Διαχειριστής ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης

ΚΠΑ Καθαρή Παρούσα Αξία

ΜΥΗΕ Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα

ΡΑΕ Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας

ΥΗΣ Υδροηλεκτρικός Σταθμός

BCR Benefit-Cost Ratio (Σχέση Οφέλους–Κόστους)

CF Capacity Factor (Συντελεστής Χρήσης)

Fit Feed in Tariff

GOs Guarantees of Origin (Εγγυήσεις Προέλευσης)

IEA International Energy Agency (Διεθνής Οργανισμός Ενέργειας)

IRR Internal Rate of Return (Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης)

LCOE Levelized Cost of Electricity (Σταθμισμένο Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας)

MIRR Modified Internal Rate of Return (Τροποποιημένος Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης)

MVF Minimum Vital Flow (Ελάχιστη Οικολογική Ροή)

NPV Net Present Value

Κεφάλαιο 1 Εισαγωγή

Η σταδιακή μετάβαση σε ένα βιώσιμο και περιβαλλοντικά υπεύθυνο ενεργειακό μοντέλο αποτελεί κρίσιμο ζητούμενο της ενεργειακής πολιτικής των τελευταίων δεκαετιών. Η συνεχής αύξηση της ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια, σε συνδυασμό με τη δέσμευση για περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, έχει εντείνει την ανάγκη για στροφή προς Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), που διασφαλίζουν τόσο την ενεργειακή αυτάρκεια όσο και την περιβαλλοντική προστασία.

Ιδιαίτερη σημασία παρουσιάζουν τα Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα (ΜΥΗΕ), τα οποία αποτελούν κατάλληλη λύση για την αποκεντρωμένη παραγωγή ενέργειας, ειδικά σε περιοχές με κατάλληλο υδροδυναμικό. Ο περιορισμένος περιβαλλοντικός αντίκτυπος, η δυνατότητα ένταξης σε υφιστάμενες υδραυλικές υποδομές και η αυξανόμενη αποδοχή τους από τοπικές κοινωνίες καθιστούν τα ΜΥΗΕ μια πολλά υποσχόμενη τεχνολογική επιλογή. Ωστόσο, η ανάπτυξή τους συχνά συνοδεύεται από σύνθετες τεχνικές και χρηματοοικονομικές προκλήσεις, καθώς απαιτείται ενδελεχής εκτίμηση της διαθεσιμότητας υδάτινων πόρων, των υψομετρικών διαφορών, των απαιτούμενων επενδύσεων και της προβλεπόμενης απόδοσης.

Παρά τις τεχνολογικές εξελίξεις και τις πολιτικές στήριξης, αρκετοί παράγοντες συνεχίζουν να επιβαρύνουν τη λήψη αποφάσεων γύρω από την κατασκευή και λειτουργία τέτοιων έργων. Ενδεικτικά αναφέρονται η αβεβαιότητα ως προς τη ροή των υδάτων, οι διακυμάνσεις στις τιμές πώλησης ενέργειας, οι δυσκολίες στην άντληση χρηματοδότησης, κ.α. Οι προκλήσεις αυτές αναδεικνύουν την ανάγκη για μελέτες που συνδυάζουν τεχνική, ενεργειακή και οικονομική προσέγγιση, ώστε να επιτρέπουν την πλήρη και αξιόπιστη αποτίμηση της βιωσιμότητας ενός ΜΥΗΕ, τόσο για δημόσιους φορείς όσο και για ιδιώτες επενδυτές.

1.1 Αντικείμενο της διπλωματικής

Η παρούσα διπλωματική εργασία επικεντρώνεται στη συνολική τεχνικοοικονομική αξιολόγηση ενός Μικρού Υδροηλεκτρικού Έργου (ΜΥΗΕ), μελετώντας τη δυνατότητα υλοποίησης ενός σταθμού ισχύος 10,1 MW στην περιοχή του ποταμού Ευήνου. Βασικός στόχος της εργασίας είναι να καλύψει το υφιστάμενο κενό που εντοπίζεται στη

συστηματική αξιολόγηση της βιωσιμότητας τέτοιων έργων, συνδυάζοντας δεδομένα από τεχνικές μελέτες, υδρολογικές αναλύσεις και χρηματοοικονομικές παραμέτρους, υπό διαφορετικά σενάρια κόστους και τιμολόγησης.

Τα βασικά προβλήματα που επιχειρεί να αντιμετωπίσει η εργασία σχετίζονται με την αβεβαιότητα που διέπει την πρόβλεψη της ετήσιας ενεργειακής παραγωγής, το υψηλό αρχικό κόστος κατασκευής και εξοπλισμού, καθώς και τη δυσκολία αξιολόγησης της οικονομικής απόδοσης σε βάθος χρόνου. Παράλληλα, καταγράφεται η ανάγκη ύπαρξης ενός εύχρηστου, τεκμηριωμένου και επαληθεύσιμου εργαλείου που να επιτρέπει την ανάλυση ευαισθησίας και την προσομοίωση διαφόρων χρηματοδοτικών σεναρίων.

Για την επίλυση των παραπάνω προβλημάτων, η εργασία υιοθετεί μια πολυεπίπεδη μεθοδολογική προσέγγιση, η οποία περιλαμβάνει:

- την ανάλυση των γεωγραφικών και υδρολογικών χαρακτηριστικών της επιλεγμένης θέσης
- τον υπολογισμό της θεωρητικής ισχύος και της εκτιμώμενης ετήσιας παραγωγής ενέργειας
- την τεχνική περιγραφή του εξοπλισμού, με έμφαση στους υδροστροβίλους και τον υδροηλεκτρικό σταθμό συνολικά
- την εκτίμηση του συνολικού κόστους εγκατάστασης με βάση βιβλιογραφικά δεδομένα
- την εφαρμογή του εξειδικευμένου λογισμικού RETScreen για τη χρηματοοικονομική ανάλυση, συμπεριλαμβανομένων βασικών δεικτών βιωσιμότητας όπως η Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV), ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR), ο Χρόνος Αποπληρωμής και ο Δείκτης Κάλυψης Χρέους.

Εξετάζονται δύο διαφορετικά σενάρια κόστους και εσόδων, ένα αισιόδοξο και ένα απαισιόδοξο, ώστε να αξιολογηθεί η ευαισθησία του έργου σε κρίσιμες παραμέτρους και να εξαχθούν ασφαλή συμπεράσματα ως προς τη σκοπιμότητα της επένδυσης. Έμφαση δίνεται όχι μόνο στα αριθμητικά αποτελέσματα, αλλά και στην ερμηνεία τους σε πραγματικό πλαίσιο σχεδιασμού και λήψης αποφάσεων.

1.1.1 Συνεισφορά

Η συμβολή της παρούσας διπλωματικής εργασίας συνοψίζεται στις εξής επιμέρους ενέργειες:

1. Πραγματοποιήθηκε αναλυτική μελέτη της υφιστάμενης κατάστασης των μικρών υδροηλεκτρικών έργων στην Ελλάδα, με έμφαση στις τεχνικές, περιβαλλοντικές και οικονομικές προκλήσεις που αντιμετωπίζουν.
2. Επιλέχθηκε συγκεκριμένη περιοχή μελέτης στον ποταμό Εύηνο και εκπονήθηκε βασική τεχνική διαστασιολόγηση για έργο ονομαστικής ισχύος 9 MW.
3. Υπολογίστηκε η θεωρητική υδραυλική ισχύς και εκτιμήθηκε η ετήσια παραγόμενη ενέργεια με βάση υδρολογικά δεδομένα και χαρακτηριστικά πτώσης.
4. Διαμορφώθηκε αναλυτικός πίνακας επενδυτικού κόστους και εσόδων για δύο σενάρια (αισιόδοξο – απαισιόδοξο), με χρήση αξιόπιστων βιβλιογραφικών και θεσμικών πηγών (IRENA, ΠΑΑΕΥ κ.ά.).
5. Εφαρμόστηκε το λογισμικό RETScreen για την ολοκληρωμένη τεχνικοοικονομική αξιολόγηση του έργου, λαμβάνοντας υπόψη παραμέτρους κόστους, απόδοσης, δανεισμού, τιμών αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και χρηματοοικονομικών δεικτών.
6. Υπολογίστηκαν και αναλύθηκαν βασικοί δείκτες βιωσιμότητας (NPV, IRR, MIRR, Payback Period, BCR, DSCR) για τα δύο σενάρια, με στόχο τη συγκριτική αποτίμηση της οικονομικής αποδοτικότητας.
7. Εντοπίστηκαν οι βασικοί παράγοντες που επηρεάζουν τη βιωσιμότητα του έργου και προτάθηκαν τρόποι ενίσχυσης της ελκυστικότητας της επένδυσης, όπως η αξιοποίηση επιδοτήσεων ή η βελτιστοποίηση κόστους εξοπλισμού.

1.2 Οργάνωση του τόμου

Η παρούσα μεταπτυχιακή διπλωματική εργασία είναι οργανωμένη σε επτά κεφάλαια, καθένα από τα οποία αναλύει διαφορετικές πτυχές του υπό μελέτη έργου.

Στο **Κεφάλαιο 1**, γίνεται η εισαγωγή στο θεματικό πλαίσιο της εργασίας και παρουσιάζονται τα προβλήματα που αντιμετωπίζει σήμερα ο τομέας των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και ιδίως των μικρών υδροηλεκτρικών έργων στην Ελλάδα.

Το **Κεφάλαιο 2** εστιάζει στις υδροηλεκτρικές μονάδες και τη διαδικασία παραγωγής ενέργειας, περιγράφοντας τη λειτουργία των σταθμών, την ταξινόμησή τους, την εξέλιξη των ΜΥΗΕ στην Ελλάδα και τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματά τους.

Στο **Κεφάλαιο 3**, παρουσιάζονται τα βασικά στοιχεία του σχεδιασμού ενός υδροηλεκτρικού σταθμού, συμπεριλαμβανομένου του θεσμικού πλαισίου, της επιλογής θέσης, των βασικών έργων πολιτικού μηχανικού και των υποδομών προσαγωγής και υπερχείλισης.

Το **Κεφάλαιο 4** αναφέρεται στον ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό, δίνοντας έμφαση στους τύπους υδροστροβίλων, τις ηλεκτρικές γεννήτριες και τις μεθόδους επιλογής του κατάλληλου εξοπλισμού, αξιοποιώντας τόσο εμπειρικές όσο και πολυκριτηριακές προσεγγίσεις.

Στο **Κεφάλαιο 5**, πραγματοποιείται η τεχνική ανάλυση του ΜΥΗΕ «Μακρυνού», με έμφαση στα υδρολογικά δεδομένα, την απόδοση του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού και τη σχεδιαστική διάταξη του σταθμού. Παράλληλα, περιλαμβάνονται οι θεωρητικοί υπολογισμοί της ισχύος και της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας, βάσει των χαρακτηριστικών της ροής και του διαθέσιμου υψομετρικού φορτίου.

Το **Κεφάλαιο 6** περιλαμβάνει την οικονομική ανάλυση του έργου, μέσω αποτίμησης του κόστους επένδυσης, των εσόδων και της εκτιμώμενης αποδοτικότητας της επένδυσης, βάσει στατιστικών δεδομένων και τεκμηριωμένων παραδοχών.

Τέλος, στο **Κεφάλαιο 7**, παρουσιάζεται η χρηματοοικονομική αξιολόγηση του έργου με τη βοήθεια του λογισμικού RETScreen. Γίνεται ανάλυση και σύγκριση δύο σεναρίων (αισιόδοξου και απαισιόδοξου), αξιοποιώντας δείκτες όπως η Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV), ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR), η Περίοδος Αποπληρωμής και η Αναλογία Οφέλους-Κόστους, ώστε να εξαχθούν τεκμηριωμένα συμπεράσματα για τη βιωσιμότητα του έργου.

Κεφάλαιο 2 Εισαγωγή Στην Υδροηλεκτρική Ενέργεια

Καθώς βρισκόμαστε στον 21^ο αιώνα, με την τεχνολογία ολοένα να εξελίσσεται και τους ρυθμούς της ζωής να εντείνονται, η κατανάλωση της ενέργειας αγγίζει πλέον επίπεδα ρεκόρ. Συγκεκριμένα η κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας πλέον πραγματοποιείται, με ρυθμούς ταχύτερους από τη συνολική ενεργειακή προσφορά. Μέχρι πριν περίπου δεκαπέντε χρόνια, η συντριπτική πλειονότητα της ενέργειας παγκοσμίως, προερχόταν από καύσιμα που περιέχουν άνθρακα, όπως το κάρβουνο, το πετρέλαιο και το αέριο. Η χρήση των ορυκτών καυσίμων προκάλεσε έντονη παγκόσμια ανησυχία, καθώς τα αυξημένα επίπεδα διοξειδίου του άνθρακα συμβάλλουν στην υπερθέρμανση του πλανήτη, οδηγώντας σε σημαντικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις [1].

Το 2015 με την Συμφωνία του Παρισιού, φαίνεται να μπαίνει ένα φρένο στην αλόγιστη χρήση των ορυκτών καυσίμων. Οι κυβερνήσεις 194 χωρών κατέληξαν σε κοινή συμφωνία, να καταβάλλουν συλλογική προσπάθεια για τον περιορισμό της υπερθέρμανσης του πλανήτη. Το σχέδιο δράσης της Ε.Ε περιλαμβάνει την παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), όπως είναι η αιολική, η ηλιακή, η γεωθερμική κ.α. Στόχος αυτού αποτελεί η μείωση των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα έως το 2030 κατά τουλάχιστον 50% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990, προκειμένου να επιτευχθεί κλιματική ουδετερότητα ως το 2050. Η στροφή προς στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) κρίνεται αναγκαία, καθώς είναι ανεξάντλητες και φιλικές προς το περιβάλλον. Η μείωση των εκπομπών αέριων θερμοκηπίου που συμβάλλουν στην υπερθέρμανση του πλανήτη, η μείωση της ατμοσφαιρικής ρύπανσης όπως και ο περιορισμός εξάρτησης από τις αγορές ορυκτών καυσίμων, είναι ορισμένα από τα οφέλη της χρήσης ΑΠΕ [2].

Από όλες τις διαθέσιμες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, η υδροηλεκτρική, αποτελεί μία καθαρή, αποτελεσματική και αρκετά αποδοτική μορφή ενέργειας. Η υδραυλική ενέργεια, η οποία παρέχεται δωρεάν από φυσικές ροές νερού, αξιοποιείται από την αρχαιότητα για την παραγωγή μηχανικής ισχύος, όπως αποδεικνύεται από τη χρήση των πρώτων νερόμυλων. Ένας υδροηλεκτρικός σταθμός έχει μηδενικό κόστος καυσίμου και χρειάζεται λιγότερο προσωπικό και συντήρηση από έναν θερμοηλεκτρικό σταθμό. Επιπλέον παρουσιάζει μεγάλη διάρκεια ζωής (50-100 χρόνια) ενώ η μέση αποδοτικότητα του μπορεί να αγγίζει το 90%, καθιστώντας αυτόν τον τρόπο παραγωγής ενέργειας ως το πλέον αποδοτικό [3].

Μία από τις σημαντικότερες προκλήσεις για τη βιώσιμη και συνεχιζόμενη ανάπτυξη αυτού του ιδιαίτερα ελκυστικού τρόπου παραγωγής ενέργειας είναι το σχετικό οικονομικό κόστος. Όπως θα αναλυθεί και στα επόμενα κεφάλαια, η αξιοποίηση της υδραυλικής ενέργειας απαιτεί υψηλές αρχικές επενδύσεις, οι οποίες περιλαμβάνουν την κατασκευή φραγμάτων, ταμιευτήρων, σιράγγων εκτροπής και άλλων μεγάλων τεχνικών έργων υποδομής. Τα έργα αυτά, πέρα από το σημαντικό τους χρηματοδοτικό αποτύπωμα, συνοδεύονται συχνά από περιβαλλοντικές επιπτώσεις, καθώς επιδρούν στη φυσική ροή των ποταμών, αλλοιώνουν τα υδάτινα οικοσυστήματα και ενδέχεται να επηρεάσουν την πανίδα και τη χλωρίδα της περιοχής.

Παράλληλα, η μεταβλητότητα των υδρολογικών συνθηκών, που επιτείνεται από την κλιματική αλλαγή, αποτελεί έναν πρόσθετο περιοριστικό παράγοντα. Η μείωση των ετήσιων βροχοπτώσεων και η αύξηση της συχνότητας ακραίων καιρικών φαινομένων, όπως παρατεταμένες ξηρασίες ή έντονες πλημμύρες, μπορεί να περιορίσει τη σταθερή λειτουργία και την αποδοτικότητα των υδροηλεκτρικών μονάδων. Συνεπώς, η υλοποίηση νέων υδροηλεκτρικών έργων καλείται να ισορροπήσει ανάμεσα στην ανάγκη για καθαρή ενέργεια, την οικονομική βιωσιμότητα και την περιβαλλοντική προστασία.

2.1 Παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας

Τα υδροηλεκτρικά εργοστάσια εκμεταλλεύονται την υδραυλική ενέργεια του νερού, δηλαδή το συνδυασμό της δυναμικής και της κινητικής του ενέργειας και τη μετατρέπουν διαδοχικά σε μηχανική και εν συνεχεία σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω ηλεκτρομηχανολογικών διατάξεων. Πιο συγκεκριμένα, η ροή του νερού οδηγείται σε υδροστρόβιλο, ο οποίος περιστρέφεται λόγω της υδραυλικής πίεσης και θέσης. Η περιστροφή αυτή μεταφέρεται σε άξονα που είναι συνδεδεμένος με σύγχρονη ή ασύγχρονη γεννήτρια, όπου και παράγεται εναλλασσόμενο ηλεκτρικό ρεύμα [3].

Η παραγόμενη μηχανική ισχύς στον στρόβιλο εξαρτάται κυρίως από την παροχή του νερού (Q) και την αποτελεσματική υψομετρική διαφορά (H) μεταξύ του σημείου λήψης και του στροβίλου. Η γενική εξίσωση υπολογισμού της αποδιδόμενης ισχύος δίνεται από τη σχέση

$$P = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (1)$$

όπου:

P: η παραγόμενη μηχανική ισχύς (W),

η: η συνολική απόδοση του συστήματος (στροβίλου και υδραυλικού κυκλώματος),

ρ: η πυκνότητα του νερού ($\approx 1000 \text{ kg/m}^3$),

g: η επιτάχυνση της βαρύτητας (9.81 m/s^2),

Q: η παροχή του νερού (m^3/s),

H: το καθαρό διαθέσιμο υψόμετρο ή "καθαρό ύψος πτώσης" (m) [3].

Σε πολλές περιπτώσεις, ιδιαίτερα σε μεγάλης κλίμακας υδροηλεκτρικά έργα, κατασκευάζεται φράγμα κάθετα στη ροή του ποταμού προκειμένου να αυξηθεί το υψόμετρο της υδάτινης στήλης ενώ ταυτόχρονα σχηματίζεται δεξαμενή αποθήκευσης του νερού. Το νερό, λόγω της δυναμικής ενέργειας που αποκτά, οδηγείται μέσω αγωγών προσαγωγής και αγωγών πίεσης (penstocks) στον υδροστρόβιλο προκαλώντας την περιστροφή του. Η κινητική ενέργεια μετατρέπεται στη συνέχεια σε ηλεκτρική μέσω της γεννήτριας. Το παραγόμενο ρεύμα ανυψώνεται σε υψηλότερη τάση μέσω μετασχηματιστών ισχύος και μεταφέρεται μέσω των γραμμών μεταφοράς στο ηλεκτρικό δίκτυο [3].

Η ετήσια παραγωγή ενέργειας ενός υδροηλεκτρικού σταθμού μπορεί να υπολογιστεί κατά προσέγγιση μέσω της σχέσης (2) :

$$E=P \cdot t \text{ (2)}$$

όπου:

E: η ετήσια παραγόμενη ενέργεια (kWh/έτος),

P: η εγκατεστημένη ονομαστική ισχύς (kW),

t: ο συνολικός αριθμός ωρών λειτουργίας του σταθμού ανά έτος (συνήθως μεταξύ 3.000–6.000 ώρες για μικρά υδροηλεκτρικά) [4].

2.2 Ταξινόμηση υδροηλεκτρικών μονάδων

Η ταξινόμηση των υδροηλεκτρικών μονάδων βασίζεται σε διάφορα κριτήρια. Κάποιες από τις βασικές κατηγορίες ταξινόμησης παρουσιάζονται παρακάτω.

Ανάλογα το μέγεθος της εγκατεστημένης ισχύς, οι υδροηλεκτρικές μονάδες στην Ελλάδα διακρίνονται σε:

➤ Micro-, pico- μονάδες με εγκατεστημένη ισχύ λιγότερη από 1 MW ή έως 100 kW αντίστοιχα.

- Μικρής κλίμακας μονάδες με εγκατεστημένη ισχύ μικρότερη των 10 MW.
- Μεγάλες μονάδες με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη των 10 MW [5].

Ανάλογα της υψομετρικής διαφοράς, σύμφωνα με τα διεθνή πρότυπα, διακρίνονται σε:

- Χαμηλής πίεσης ή μικρού ωφέλιμου ύψους, με $H < 30$ m.
- Μέσης πίεσης ή μέσου ωφέλιμου ύψους, με H μεταξύ 30 έως 100 m.
- Υψηλής πίεσης ή μεγάλου ωφέλιμου ύψους, με $H > 100$ m.

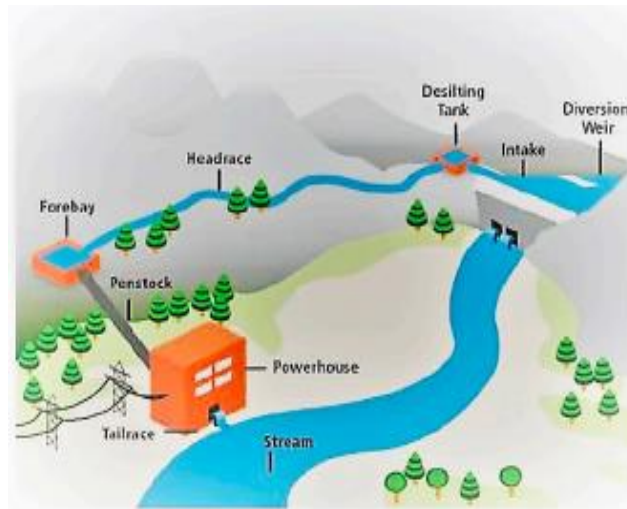
Η κατηγοριοποίηση αυτή δεν είναι απόλυτη. Διαφορετικές χώρες ακολουθούν διαφορετικούς κανόνες για αυτόν τον ορισμό. Για παράδειγμα στην Ινδία οι υδροηλεκτρικές μονάδες με ισχύ έως 25 MW ταξινομούνται ως μικρής κλίμακας, ενώ μεγαλύτερης ισχύος ως μεγάλες μονάδες [5].

Ανάλογα τον τρόπο κατασκευής τούς και της τεχνολογίας τους, οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί μπορούν να διακριθούν στους σταθμούς φυσικής ροής ποταμού, σταθμούς δεξαμενής και στους υδροαντλητικούς ή σταθμούς αντλησιοταμίευσης [4],[5].

2.2.1 Σταθμοί φυσικής ροής ποταμού (Run-of-river)

Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί φυσικής ροής (Run-of-River, RoR) αποτελούν μία μορφή υδροηλεκτρικής παραγωγής στην οποία η εκμετάλλευση της υδάτινης ενέργειας γίνεται χωρίς την κατασκευή μεγάλου ταμιευτήρα ή με ελάχιστη αποθήκευση νερού. Η βασική τους διάταξη παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.1. Η λειτουργία τους βασίζεται στην άμεση χρήση της διαθέσιμης ροής ενός ποταμού, γεγονός που περιορίζει τη δυνατότητα ρύθμισης της παροχής αλλά ελαχιστοποιεί τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Η ροή του ποταμού εκτρέπεται μερικώς μέσω μικρής κλίμακας φράγματος και οδηγείται προς το σύστημα προσαγωγής. Εκεί, διέρχεται αρχικά από δεξαμενή καθίζησης (ή λεκάνη απομάκρυνσης φερτών υλικών), η οποία εξυπηρετεί την απομάκρυνση στερεών σωματιδίων που θα μπορούσαν να φθείρουν τον μηχανολογικό εξοπλισμό. Στα συστήματα με μέτρια έως μεγάλη υψομετρική διαφορά (head), το νερό διοχετεύεται στην προδεξαμενή (forebay) μέσω καναλιού προσαγωγής. Από εκεί, μεταβαίνει σε συνθήκες ροής υπό πίεση μέσω αγωγού πίεσης και καταλήγει στον υδροστρόβιλο. Αντίθετα, σε σταθμούς με χαμηλό υψόμετρο, το νερό κατευθύνεται απευθείας στον στρόβιλο από το σύστημα προσαγωγής, χωρίς προδεξαμενή.

Το βασικό πλεονέκτημα των RoR σταθμών είναι η ελάχιστη περιβαλλοντική και οικολογική όχληση, καθώς η διαταραχή του φυσικού οικοσυστήματος είναι περιορισμένη. Επιπλέον, η απουσία μεγάλου ταμιευτήρα μειώνει τις απαιτήσεις σε γη και την αρχική επένδυση, καθιστώντας τους σταθμούς αυτούς κατάλληλους για μικρής ή μεσαίας κλίμακας εγκαταστάσεις, συχνά σε ορεινές περιοχές με συνεχή ροή [4].



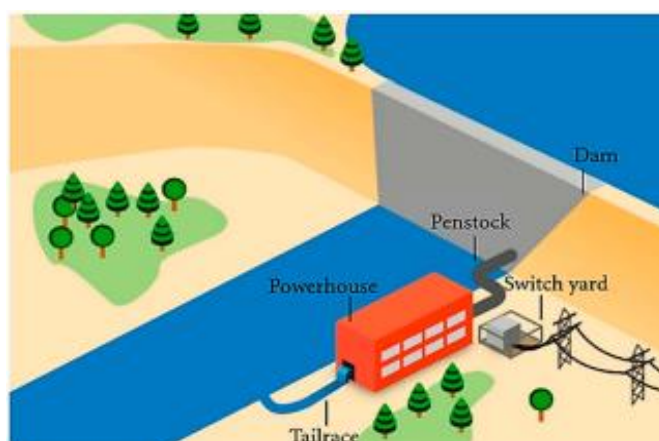
Σχήμα 2.1: Υδροηλεκτρικός σταθμός ροής ποταμού

2.2.2 Σταθμοί δεξαμενής

Στην περίπτωση των υδροηλεκτρικών σταθμών δεξαμενής (ή αποταμίευσης), η ροή του ποταμού ανακόπτεται μέσω κατασκευής φράγματος, σχηματίζοντας έναν τεχνητό ταμιευτήρα ή λίμνη αποθήκευσης νερού. Η βασική λειτουργική διάταξη των σταθμών αυτού του τύπου παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.2. Ο ταμιευτήρας αυτός επιτρέπει τη ρύθμιση της ροής και την παραγωγή ενέργειας ανάλογα με τις απαιτήσεις του φορτίου, δίνοντας στο σύστημα μεγαλύτερη ευελιξία. Οι σταθμοί παραγωγής μπορεί να βρίσκονται είτε ενσωματωμένοι στο φράγμα είτε σε απομακρυσμένη τοποθεσία, συνδεδεμένοι μέσω αγωγών προσαγωγής που διοχετεύουν το νερό με ελεγχόμενη ροή προς τις υδροστροβίλους. Η είσοδος του νερού πραγματοποιείται συνήθως μέσω θυροφραγμάτων ή βανών ελέγχου, που ρυθμίζουν την υδραυλική ενέργεια που διοχετεύεται στη μονάδα [4],[5].

Εκτός από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αυτού του τύπου οι εγκαταστάσεις επιτελούν και πολλαπλές χρήσεις όπως ύδρευση, άρδευση, έλεγχος πλημμυρών, και αναψυχή, συνεισφέροντας στην ευρύτερη διαχείριση των

υδατικών πόρων. Ωστόσο, οι σταθμοί δεξαμενής συνιστούν έργα μεγάλης ή μεσαίας κλίμακας, με αυξημένο οικονομικό κόστος κατασκευής και λειτουργίας, καθώς και σημαντικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις, όπως είναι η τροποποίηση της φυσικής ροής, η μεταβολή του τοπικού οικοσυστήματος, και η παρεμπόδιση της μετανάστευσης των ιχθυοπληθυσμών. Ο σχεδιασμός και η χωροθέτηση των ταμιευτήρων εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από τη μορφολογία της περιοχής, την υδρολογική συμπεριφορά του ποταμού και τα γεωτεχνικά χαρακτηριστικά του υπεδάφους [5].

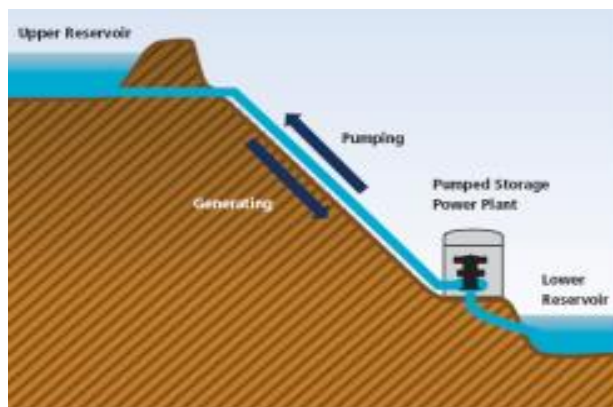


Σχήμα 2.2: Υδροηλεκτρικός σταθμός δεξαμενής

2.2.3 Υδροαντλητικοί σταθμοί

Οι υδροαντλητικοί σταθμοί ή αντλησιοταμιευτικά συστήματα, αποτελούν ειδική κατηγορία υδροηλεκτρικών έργων, τα οποία λειτουργούν ως συστήματα αποθήκευσης ενέργειας εκμεταλλευόμενα την υψομετρική διαφορά. Ουσιαστικά πρόκειται για ένα υδραυλικό σύστημα με δύο ταμιευτήρες έναν ανώτερο και έναν κατώτερο, μεταξύ των οποίων κυκλοφορεί νερό ανάλογα με τις ενεργειακές απαιτήσεις του δικτύου, όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.3. Κατά τις περιόδους χαμηλής ηλεκτρικής ζήτησης (π.χ. τη νύχτα), χρησιμοποιείται πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο ή από ΑΠΕ (π.χ. φωτοβολταϊκά, αιολικά), για την άντληση του νερού από τον κάτω ταμιευτήρα στον άνω. Το νερό αποθηκεύεται στον άνω ταμιευτήρα, μετατρέποντας την ηλεκτρική ενέργεια σε δυναμική. Αντίθετα, σε περιόδους αιχμής, το αποθηκευμένο νερό αφήνεται να κατέλθει από τον άνω ταμιευτήρα προς τον κάτω, μέσω σωληνώσεων ή σηράγγων, περνώντας από στροβίλους και παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια μέσω γεννητριών. Η διαδικασία αυτή καθιστά τους σταθμούς αυτούς διπλής λειτουργίας: ως καταναλωτές κατά την άντληση και ως παραγωγούς κατά την ενεργοποίηση των υδροστροβίλων. Παρότι πρόκειται για έργα

μεγάλης κλίμακας, η περιβαλλοντική τους επίδραση είναι μικρότερη σε σχέση με συμβατικούς ταμιευτήρες, καθώς δεν εξαρτώνται από τη φυσική ροή ενός ποταμού αλλά από την κυκλική λειτουργία του νερού. Το υψηλό αρχικό κόστος κατασκευής αντισταθμίζεται από την μακροχρόνια αποδοτικότητα και τον κρίσιμο ρόλο τους σε δίκτυα με μεγάλο ποσοστό ΑΠΕ [5],[6].



Σχήμα 2.3 : Τυπικό αντλησιοταμιευτικό έργο

2.3 Ανάπτυξη και Εξέλιξη των ΜΥΗΣ στην Ελλάδα

Στην Ελλάδα, λειτουργούν περίπου 16 μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ που προσεγγίζει τα 3.173 MW. Η πλειονότητα αυτών ανήκει και διαχειρίζεται από τη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ), ενώ παράλληλα αναπτύσσονται και λειτουργούν πολυάριθμοι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί (ΜΥΗΣ) σε διάφορες περιοχές της χώρας, τόσο από ιδιώτες επενδυτές όσο και από δημοτικούς φορείς [1].

Σύμφωνα με διαθέσιμα στοιχεία, έως το έτος 2006 είχαν εγκατασταθεί 50 μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί, συνολικής ισχύος 70 MW, αριθμός ο οποίος αυξήθηκε σημαντικά την επόμενη δεκαετία. Σήμερα, λειτουργούν περίπου 150 ΜΥΗΣ, εκ των οποίων 125 βρίσκονται σε πλήρη λειτουργία, ενώ οι υπόλοιποι 25 τελούν υπό κατασκευή ή βρίσκονται σε διαδικασία αδειοδότησης. Η συνολική ισχύς των ενεργών μικρών σταθμών εκτιμάται σε περίπου 260 MW [7].

Ο πρώτος υδροηλεκτρικός σταθμός μεγάλης κλίμακας στη χώρα, αυτός του Άγρα, τέθηκε σε λειτουργία το 1954, σηματοδοτώντας την έναρξη της υδροηλεκτρικής παραγωγής στην Ελλάδα. Στη συνέχεια, υλοποιήθηκαν μεγαλύτερα έργα, όπως οι σταθμοί των Κρεμαστών (437 MW), Καστρακίου (320 MW) και Θησαυρού (384 MW), οι οποίοι

συνέβαλαν ουσιαστικά στην ενίσχυση του ενεργειακού μίγματος της χώρας. Ωστόσο, από το 1999 έως σήμερα, έχει τεθεί σε λειτουργία μόνο ένας νέος μεγάλος υδροηλεκτρικός σταθμός, αυτός του Ιλαρίωνα (155 MW), γεγονός που αποτυπώνει τη στασιμότητα στον συγκεκριμένο τομέα [8].

Αξιοσημείωτο είναι ότι δύο υδροηλεκτρικοί σταθμοί μεγάλης κλίμακας, οι Σφηκιάς και Θησαυρού, λειτουργούν ως αντλησιοταμιευτικά προσφέροντας σημαντική υποστήριξη στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας μέσω δυνατότητας αποθήκευσης κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης και παραγωγής κατά τις ώρες αιχμής.

Η εφαρμογή του Ν. 2244/1994, ο οποίος επιτρέπει την εγκατάσταση σταθμών παραγωγής ενέργειας από ιδιώτες επενδυτές, αποτέλεσε καταλύτη για την ανάπτυξη των ΜΥΗΣ, με τον αριθμό τους να αυξάνεται σημαντικά μετά το 2000. Οι περισσότερες από τις υφιστάμενες μικρές μονάδες έχουν ισχύ μεταξύ 0,5 και 3 MW, ενώ περίπου το 80% αυτών είναι εγκατεστημένο σε ορεινές περιοχές, αξιοποιώντας υδατορεύματα με σημαντικό ύψος υδατόπτωσης. Τα υπόλοιπα βρίσκονται κοντά σε μεγαλύτερους ποταμούς, διαθέτοντας μικρούς ταμιευτήρες, χωρίς να προκαλούν σημαντική περιβαλλοντική επιβάρυνση [1].

Παρά το γεγονός ότι η Ελλάδα διαθέτει σημαντικό υδρολογικό δυναμικό, η αξιοποίηση αυτού παραμένει περιορισμένη. Σύμφωνα με στοιχεία της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ), το ποσοστό αξιοποίησης του διαθέσιμου υδροδυναμικού δεν ξεπερνά το 12%, τη στιγμή που ο αντίστοιχος μέσος όρος στις υπόλοιπες ευρωπαϊκές χώρες υπερβαίνει το 70%. Επιπλέον, η συμμετοχή της υδροηλεκτρικής ενέργειας στο συνολικό ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας μετά το 1990 παρέμεινε σταθερά κάτω από το 11%, γεγονός που οφείλεται τόσο στη στασιμότητα των επενδύσεων όσο και στην αυξανόμενη ενεργειακή ζήτηση [1].

Η υστέρηση στην ανάπτυξη των υδροηλεκτρικών έργων αποδίδεται σε διάφορους παράγοντες, όπως η πολύπλοκη και χρονοβόρα διαδικασία αδειοδότησης η οποία δύναται να διαρκέσει έως και 7 έτη, καθιστά άλλες τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας πιο ανταγωνιστικές. Επιπλέον, η ανεπαρκής επιδότηση και υποστήριξη για έρευνα και τεχνολογική ανάπτυξη, σε αντίθεση με άλλες μορφές ΑΠΕ που προωθούνται περισσότερο, καθώς και οι περιβαλλοντικές ανησυχίες και η κοινωνική αντίδραση, συχνά λόγω ελλιπούς ενημέρωσης επιβραδύνουν περαιτέρω τον ρυθμό ανάπτυξης. Τέλος, η

οικονομική κρίση και η επακόλουθη ύφεση που αντιμετωπίζει η χώρα από το 2010 και μετά, μείωσε τις επενδύσεις σε τέτοια έργα [7].

Σε αυτό το πλαίσιο, η ενίσχυση της υδροηλεκτρικής παραγωγής μέσω στοχευμένων πολιτικών, απλούστευσης των διαδικασιών αδειοδότησης και ενίσχυσης των επενδυτικών κινήτρων, κρίνεται αναγκαία για την αύξηση της ενεργειακής αυτάρκειας της χώρας και την επίτευξη των στόχων για την πράσινη μετάβαση.

Κεφάλαιο 3 Σχεδιασμός υδροηλεκτρικών σταθμών

Η επιλογή και η διαμόρφωση μιας τοποθεσίας ως σημείο παραγωγής υδροηλεκτρικής ενέργειας δεν είναι μια απλή υπόθεση. Από τα πρώτα στάδια της επιλογής κατάλληλης τοποθεσίας μέχρι το τελικό στάδιο της λειτουργίας του σταθμού, εμπλέκονται πολλοί παράγοντες που αφορούν μηχανικούς, οικονομικούς, νομικούς και διοικητικούς κλάδους. Κατά την ανάπτυξη ενός ΥΗΣ οι απαιτήσεις που πρέπει να ληφθούν υπόψη περιλαμβάνουν τις τεχνικές προδιαγραφές και την οικονομική βιωσιμότητα. Εκτός από τα οικονομικά κριτήρια, η απόφαση επηρεάζεται από περιβαλλοντικά, πολιτιστικά και φυσικά χαρακτηριστικά της τοποθεσίας αλλά και από τη διαθεσιμότητα τεχνολογικών λύσεων [9].

Οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις ενός υδροηλεκτρικού σταθμού εξαρτώνται από τον σκοπό που εξυπηρετεί καθώς και από τη χωροθέτηση του στον ποταμό. Οι επιπτώσεις στην τοπική χλωρίδα και πανίδα αλλά και στους υδάτινους πόρους, πρέπει να εξετάζονται κατά τις αρχικές φάσεις διαμόρφωσης του έργου ώστε να μην υπάρχει κίνδυνος ματαίωσης αυτού [10].

Η μελέτη ενός υδροηλεκτρικού έργου διεξάγεται γενικά σε τρεις διακριτές φάσεις. Αυτές περιλαμβάνουν την αναγνωριστική μελέτη (ή μελέτη σκοπιμότητας), την προκαταρκτική μελέτη και τη μελέτη εφαρμογής. Σε όλα αυτά τα στάδια πραγματοποιείται μια επαναλαμβανόμενη διαδικασία σύγκρισης κέρδους-οφέλους από την εκμετάλλευση του έργου, σε σχέση πάντα με τα κόστη κατασκευής καθώς και το περιβαλλοντικό αντίκτυπο.

3.1 Θεσμικό και ρυθμιστικό πλαίσιο

Η ανάπτυξη των Μικρών Υδροηλεκτρικών Σταθμών (ΜΥΗΣ) στην Ελλάδα διέπεται από ένα πολυεπίπεδο θεσμικό πλαίσιο, το οποίο διαμορφώνεται από εθνικές και ευρωπαϊκές κανονιστικές διατάξεις με στόχο την ενίσχυση της παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, την περιβαλλοντική προστασία και τη διασφάλιση της ενεργειακής επάρκειας.

Η νομοθετική βάση για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ τέθηκε με τον Ν. 2244/1994, που επέτρεψε για πρώτη φορά την εγκατάσταση σταθμών παραγωγής από ιδιώτες. Αργότερα, ο Ν.3468/2006 επικαιροποίησε το ρυθμιστικό πλαίσιο, ενισχύοντας την

ενσωμάτωση των ΑΠΕ στο εθνικό ενεργειακό μείγμα. Βασικός εποπτικός και αδειοδοτικός φορέας είναι η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), η οποία αξιολογεί αιτήσεις και εποπτεύει τη διαδικασία έκδοσης άδειας παραγωγής, εγκατάστασης και λειτουργίας [1],[11].

Η αδειοδοτική διαδικασία περιλαμβάνει την :

- Άδεια Παραγωγής (εκδίδεται από τη ΡΑΕ και απαλλάσσεται για έργα ≤ 1 MW)
- Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων (ΑΕΠΟ) μετά την υποβολή Μελέτης Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων
- Άδεια Εγκατάστασης
- Άδεια Λειτουργίας

Όσον αφορά το ρυθμιστικό πλαίσιο για την αποζημίωση της παραγόμενης ενέργειας, σημαντικό ρόλο διαδραματίζει ο Ν.4414/2016, ο οποίος αντικατέστησε το προηγούμενο σύστημα σταθερών εγγυημένων τιμών (Feed-in Tariffs – FiTs) με ένα μηχανισμό στήριξης βάσει τιμών αναφοράς και Συμβάσεων Διαφορικής Προσαρμογής. Το σύστημα αυτό εξασφαλίζει σταθερά και προβλέψιμα έσοδα στους παραγωγούς, ενώ ταυτόχρονα ενθαρρύνει την ανταγωνιστικότητα στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας [12].

Πιο αναλυτικά, τα βασικά έσοδα των ΜΥΗΣ προέρχονται από την πώληση της παραγόμενης ενέργειας είτε μέσω σταθερών τιμών πώλησης (FiTs), όπου η ενέργεια αγοράζεται από τον διαχειριστή του συστήματος σε συμφωνημένη τιμή για καθορισμένο χρονικό διάστημα, είτε μέσω συμμετοχής στην αγορά ενέργειας (χρηματιστήριο ενέργειας), όπου η τιμή καθορίζεται δυναμικά από τους μηχανισμούς προσφοράς και ζήτησης. Με βάση το ισχύον καθεστώς, η τιμή αναφοράς για την αποζημίωση ορίζεται ως εξής:

- Για έργα με ισχύ $P \leq 3$ MW, εγγυημένη τιμή 100 €/ MWh,
- Για έργα με ισχύ $3 \text{ MW} < P \leq 15$ MW, τιμή αναφοράς 97 €/ MWh [4].

Εφόσον η τιμή της ενέργειας στην αγορά υπερβεί την τιμή αναφοράς, ο παραγωγός επωφελείται από την υψηλότερη τιμή. Αντιστρόφως, όταν η τιμή της αγοράς είναι χαμηλότερη, το κράτος παρεμβαίνει καλύπτοντας τη διαφορά, διασφαλίζοντας έτσι τη βιωσιμότητα των έργων.

Ιστορικά, μέχρι το τέλος του 2015, οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί αποζημιώνονταν με σταθερή τιμή ύψους 87,85 €/MWh μέσω του μηχανισμού FiT. Η μετάβαση στο σύστημα

τιμών αναφοράς προσέφερε αυξημένη ευελιξία και καλύτερη ενσωμάτωση των ΜΥΗΣ στις αγορές ενέργειας, δίνοντας τη δυνατότητα σε μικρές μονάδες να αποκομίζουν μεγαλύτερα οφέλη σε περιόδους υψηλής ζήτησης [4].

Ωστόσο, παρά το ευνοϊκό ρυθμιστικό περιβάλλον, η ανάπτυξη των ΜΥΗΣ εξακολουθεί να συναντά εμπόδια, κυρίως λόγω της γραφειοκρατικής πολυπλοκότητας της αδειοδοτικής διαδικασίας, της εμπλοκής πολλών διοικητικών αρχών, καθώς και της αβεβαιότητας που συχνά προκαλείται από αλλαγές στη νομοθεσία ή καθυστερήσεις στη σύνδεση με το δίκτυο.

Η θεσμική αναθεώρηση του πλαισίου ανάπτυξης ΑΠΕ και ιδιαίτερα των ΜΥΗΣ, με απλούστευση των διαδικασιών, ενίσχυση των κινήτρων και ενδυνάμωση της ενεργειακής αποκέντρωσης, αποτελεί κρίσιμη προϋπόθεση για την ταχύτερη διείσδυσή τους στο ενεργειακό σύστημα της χώρας.

3.2 Επιλογή θέσης και βασική διαμόρφωση

Πρώτο βήμα της αναγνωριστικής μελέτης αποτελεί η χωροθέτηση του έργου, η καταγραφή των τοπικών και γεωλογικών συνθηκών, των δυσκολιών εάν υπάρχουν και ο προσδιορισμός του υδάτινου δυναμικού της υπό μελέτης περιοχής. Το σύνολο της ενέργειας του νερού που είναι διαθέσιμο και μπορεί να αξιοποιηθεί από μια συγκεκριμένη τεχνολογία, λαμβάνοντας υπόψη τους περιβαλλοντικούς περιορισμούς, αποτελεί το τεχνολογικό υδροδυναμικό. Το τεχνολογικό δυναμικό που είναι οικονομικά βιώσιμο κάτω από συγκεκριμένες συνθήκες της αγοράς αποτελεί το οικονομικά εκμεταλλεύσιμο δυναμικό.

Η παραγόμενη ισχύς της υδροηλεκτρικής μονάδας είναι ανάλογη της παροχής του όγκου νερού καθώς και του ύψους πτώσης και περιγράφεται από την εξίσωση (1) όπως ορίζεται στην ενότητα 2.1. Θεωρώντας πως το ύψος της πτώσης μένει σχετικά αμετάβλητο με τον χρόνο και είναι εύκολο να προσδιοριστεί, κύριο πρόβλημα της μελέτης αποτελεί η παροχή. Για τον λόγο αυτό, διεξάγονται υδρολογικές αναλύσεις που περιλαμβάνουν μελέτη σε βάθος χρόνου των βροχοπτώσεων, των ροών των ρευμάτων, καθώς και μελέτη των μετρήσεων των λεκανών και επιφανειών απορροής, της ποιότητας του νερού και γενικότερα όλων εκείνων των παραγόντων που επηρεάζουν την ποσότητα και τη διακύμανση της ροής. Με τη χρήση ενός υδατογραφήματος μπορεί να εξαχθεί μια

καμπύλη διάρκειας ροής. Μελετώντας μια τέτοια καμπύλη παρατηρείται ότι η διαθέσιμη από τη ροή ισχύς μεταβάλλεται στον χρόνο, αφού η παροχή Q δεν μένει σταθερή. Βάσει αυτών των δεδομένων, μπορεί να πραγματοποιηθεί μια εκτίμηση της ποσότητας της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας που μπορεί να αποφέρει ο σταθμός [3],[10].

Επιπλέον, κατά την αξιολόγηση της θέσης εγκατάστασης, ιδιαίτερη σημασία αποδίδεται και σε περιβαλλοντικά, κοινωνικά και θεσμικά κριτήρια. Η ύπαρξη περιοχών ενταγμένων στο δίκτυο Natura 2000, η γειτνίαση με προστατευόμενα οικοσυστήματα ή η πιθανή όχληση τοπικών κοινοτήτων μπορεί να επηρεάσουν τη βιωσιμότητα του έργου ή ακόμα και να οδηγήσουν στην απόρριψη της θέσης. Παράλληλα, εξετάζεται η υφιστάμενη πρόσβαση στο σημείο εγκατάστασης (οδικό δίκτυο, αποστάσεις από δίκτυα διανομής και υποσταθμούς), καθώς και το αν υπάρχουν ήδη υφιστάμενα τεχνικά έργα ή υποδομές που μπορούν να αξιοποιηθούν, μειώνοντας το αρχικό επενδυτικό κόστος.

Κατά τη φάση αυτή, είναι επίσης σημαντικό να αξιολογηθεί η δυνατότητα ένταξης του έργου στον ευρύτερο ενεργειακό σχεδιασμό της περιοχής, η ύπαρξη διαθέσιμης ισχύος στο δίκτυο και η δυνατότητα πώλησης της παραγόμενης ενέργειας, όπως αυτή καθορίζεται από το θεσμικό και ρυθμιστικό πλαίσιο που διέπει τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ). Η συμβατότητα με τους τοπικούς, περιφερειακούς και εθνικούς σχεδιασμούς αποτελεί συχνά προϋπόθεση για τη λήψη εγκρίσεων σε επόμενα στάδια.

Τέλος, η επιλογή θέσης λαμβάνει υπόψη όχι μόνο την τεχνική σκοπιμότητα αλλά και την κοινωνική αποδοχή του έργου, η οποία αποκτά ολοένα και μεγαλύτερη σημασία στη σύγχρονη ενεργειακή μετάβαση. Η διαφάνεια στη διαδικασία πληροφόρησης και η έγκαιρη διαβούλευση με τις τοπικές κοινωνίες μπορούν να ενισχύσουν τη θετική υποδοχή και να μειώσουν την πιθανότητα αντιδράσεων ή καθυστερήσεων λόγω κοινωνικών ενστάσεων [7].

Κατά τη φάση της αναγνωριστικής μελέτης, ο υπολογισμός του κόστους της επένδυσης βασίζεται σε προσεγγιστικές συσχετίσεις και στην εμπειρία από παρόμοια έργα που έχουν ήδη ολοκληρωθεί. Η πιο λεπτομερής οικονομοτεχνική έρευνα πραγματοποιείται κατά το στάδιο της προκαταρκτικής μελέτης και στη μελέτη εφαρμογής [13].

Γίνεται αντιληπτό πως η επιτυχής διεκπεραίωση ενός τέτοιου έργου προϋποθέτει τον αποτελεσματικό συντονισμό μεταξύ διαφόρων τεχνικών και επιστημονικών ειδικοτήτων, όπως πολιτικοί μηχανικοί, μηχανολόγοι και ηλεκτρολόγοι μηχανικοί, γεωλόγοι και περιβαλλοντολόγοι, καθώς και τη συνεργασία με τις τοπικές κοινωνίες και τις αρμόδιες

διοικητικές αρχές. Το συνολικό κόστος κατασκευής ενός υδροηλεκτρικού σταθμού διακρίνεται σε άμεσο και έμμεσο. Τα άμεσα κόστη αφορούν κυρίως την εκτέλεση των τεχνικών έργων υποδομής (όπως η κατασκευή φραγμάτων, υδροληψιών και υποστηρικτικών οδικών υποδομών), τον ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό, καθώς και την εγκατάσταση των γραμμών μεταφοράς ισχύος. Αντιθέτως, τα έμμεσα κόστη περιλαμβάνουν την απόκτηση της απαιτούμενης γης, τα έξοδα διοίκησης και εποπτείας του έργου, τη μηχανική υποστήριξη και το κόστος μελετών και σχεδιασμού, τα οποία επηρεάζονται σημαντικά από τον τύπο, το μέγεθος και τη γεωγραφική θέση του έργου. Επιπλέον, στα έμμεσα κόστη περιλαμβάνονται και οι επιπτώσεις του πληθωρισμού κατά τη διάρκεια της κατασκευαστικής περιόδου [13].

3.3 Βοηθητικά έργα

Τα βοηθητικά έργα ενός υδροηλεκτρικού σταθμού αποτελούν τις υποδομές που διασφαλίζουν τη σωστή και αποδοτική λειτουργία του. Στο πλαίσιο αυτό, ο πολιτικός μηχανικός αναλαμβάνει το σχεδιασμό και την κατασκευή κρίσιμων υδραυλικών και υποστηρικτικών έργων, τα οποία περιλαμβάνουν τα φράγματα, τους ταμιευτήρες, τους υπερχειλιστές, το σύστημα υδροληψίας και μεταφοράς νερού. Εντός των αρμοδιοτήτων του είναι επιπλέον ο σχεδιασμός και η κατασκευή όλων των βοηθητικών έργων που συνδέονται με τη λειτουργία του σταθμού, όπως τη διαμόρφωση χώρων για βοηθητικά μηχανήματα, καθώς και την κατασκευή του κτιρίου που θα φιλοξενεί τον εξοπλισμό (π.χ. γεννήτριες, μετασχηματιστές κ.λπ.). Επίσης, αναλαμβάνει τη διάνοιξη δρόμων πρόσβασης και τη διαμόρφωση των τοπικών υποδομών, προκειμένου να εξασφαλιστεί η εύκολη πρόσβαση στον σταθμό και η σύνδεση με το υπάρχον δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας και μεταφοράς [4],[13].

Η επιλογή και η αξιολόγηση των κατασκευαστικών υλικών αποτελεί κρίσιμο στάδιο της μελέτης, για το οποίο υπεύθυνος είναι ο πολιτικός μηχανικός. Στο πλαίσιο αυτό, λαμβάνεται υπόψη η μηχανική συμπεριφορά των υλικών σε συνθήκες πίεσης, θερμικής καταπόνησης και περιβαλλοντικής επιβάρυνσης που επικρατούν στην περιοχή εγκατάστασης. Η διαδικασία αυτή περιλαμβάνει την εκτίμηση της αντοχής των υλικών και την καταλληλότητά τους σε βάθος χρόνου, ώστε να εξασφαλίζεται η μακροχρόνια ανθεκτικότητα και λειτουργικότητα των κατασκευών. Επιπλέον, ο ακριβής προσδιορισμός

των διαστάσεων των δομικών στοιχείων (π.χ., η διάμετρος, το πάχος, το μήκος κ.λπ.) είναι απαραίτητος, προκειμένου να εξασφαλιστεί η σταθερότητα της κατασκευής και η μακροβιότητά της, τόσο στη λειτουργία όσο και στη συντήρηση [14].

3.3.1 Φράγματα

Τα φράγματα αποτελούν βασικά τεχνικά έργα σε ένα υδροηλεκτρικό σύστημα, καθώς εξυπηρετούν την αποθήκευση, τη ρύθμιση και την αξιοποίηση του υδατικού δυναμικού μιας περιοχής. Ο πρωταρχικός τους ρόλος είναι η δημιουργία τεχνητής υψομετρικής διαφοράς, ώστε να εξασφαλίζεται η απαιτούμενη υδραυλική ενέργεια για την κίνηση των υδροστροβίλων. Παράλληλα, επιτρέπουν τον έλεγχο της ροής του ποταμού, τη διαχείριση υδάτων για άρδευση, ύδρευση ή αντιπλημμυρική προστασία, καθώς και τη διατήρηση αποθεμάτων με σκοπό την ομαλή υδροηλεκτρική λειτουργία σε περιόδους μειωμένων εισροών [15].

Ανάλογα με τη μορφή, τα χρησιμοποιούμενα υλικά κατασκευής και τις συνθήκες θεμελίωσης, τα φράγματα διακρίνονται σε τρεις βασικές κατηγορίες:

Φράγματα Βαρύτητας

Τα φράγματα βαρύτητας αποτελούν έναν από τους πλέον αξιόπιστους και διαδεδομένους τύπους φραγμάτων, καθώς αντιστέκονται στις υδροστατικές πιέσεις αποκλειστικά μέσω του ίδιου τους του βάρους. Κατασκευάζονται κυρίως από άοπλο ή οπλισμένο σκυρόδεμα και σχεδιάζονται με τραπεζοειδή διατομή, ώστε να εξασφαλίζεται η στατική τους ευστάθεια έναντι ανατροπής και ολίσθησης.[16] Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί το φράγμα των Κρεμαστών, μήκους 457 μέτρων και ύψους 165 μέτρων [17].

Η κατασκευή τους προϋποθέτει τη θεμελίωση σε γεωλογικούς σχηματισμούς με υψηλή αντοχή και περιορισμένη υδατοπερατότητα, όπως συμπαγή πετρώματα, ενώ συχνά εφαρμόζονται τεχνικές ενίσχυσης, για την ελαχιστοποίηση της διήθησης. Είναι κατάλληλα για μεσαία έως μεγάλα ύψη υδατόπτωσης και εξυπηρετούν πολλαπλές χρήσεις: υδροηλεκτρική παραγωγή, ύδρευση, άρδευση και αντιπλημμυρική προστασία. Η αντοχή, η μακροχρόνια αξιοπιστία και οι χαμηλές απαιτήσεις συντήρησης τα καθιστούν ιδανική επιλογή για έργα μεγάλης διάρκειας ζωής.

Παρά τα πλεονεκτήματά τους, τα φράγματα βαρύτητας εμφανίζουν περιορισμούς, κυρίως λόγω του υψηλού κόστους κατασκευής και της απαιτητικής θεμελίωσης. Ο

μεγάλος όγκος τους επιβαρύνει το τοπίο και συνεπάγεται σημαντικές χωματοουργικές εργασίες και εκτροπή της φυσικής ροής του ποταμού [16].

Φράγματα Αναχωματικού τύπου

Τα φράγματα αναχωματικού τύπου κατασκευάζονται από φυσικά, συμπυκνωμένα υλικά όπως άργιλος, χώμα και χαλίκι, και βασίζονται στη μάζα τους για τη συγκράτηση του νερού. Υποδιαιρούνται σε χωμάτινα και λιθόρριπτα και διαθέτουν συνήθως αργιλώδη πυρήνα για στεγανότητα και εξωτερικά φίλτρα για σταθερότητα και αποστράγγιση. Χαρακτηρίζονται από χαμηλότερο κόστος υλικών, δυνατότητα αξιοποίησης τοπικών πόρων και καλή σεισμική συμπεριφορά. Είναι κατάλληλα για κοιλάδες με μεγαλύτερο εύρος και περιοχές με λιγότερο βραχώδη θεμελίωση, με σχετικά χαμηλό έως μέτριο ύψος υδατόπτωσης. Ωστόσο, τα φράγματα αναχωματικού τύπου απαιτούν ιδιαίτερη προσοχή ως προς τον έλεγχο της διήθησης, την προστασία έναντι διάβρωσης και τη συντήρηση των επιφανειών[16]. Ένα χαρακτηριστικό παράδειγμα λιθορριπτού φράγματος στην Ελλάδα είναι το φράγμα Θησαυρού στον ποταμό Νέστο. Ανήκει στα φράγματα αναχωματικού τύπου και πιο συγκεκριμένα στα λιθόρριπτα με αργιλώδη πυρήνα και θεωρείται ένα από τα μεγαλύτερα του είδους του στην Ευρώπη, με ύψος 175 μέτρα [17].

Τοξωτά Φράγματα

Τα τοξωτά φράγματα ανήκουν σε μια ιδιαίτερη κατηγορία υδροτεχνικών έργων, τα οποία χαρακτηρίζονται από την καμπύλη τους μορφή. Η αρχή λειτουργίας τους βασίζεται στη μεταφορά της πίεσης του νερού (υδροστατικών φορτίων) προς τα ακρόβαθρα, δηλαδή τις πλευρές της κοιλάδας, οι οποίες πρέπει να διαθέτουν επαρκή γεωλογική αντοχή. Σε αντίθεση με τα φράγματα βαρύτητας που βασίζονται στο ίδιο τους το βάρος για να σταθούν, τα τοξωτά εκμεταλλεύονται την γεωμετρία τους, επιτρέποντας τη μείωση του απαιτούμενου όγκου του κατασκευαστικού υλικού, κυρίως σκυροδέματος, καθιστώντας τα πιο «ελαφριά» αλλά εξίσου σταθερά σε κατάλληλες γεωλογικές συνθήκες [16]. Ένα παράδειγμα τοξωτού φράγματος στην Ελλάδα αποτελεί το φράγμα του Ταυρωπού, όπως φαίνεται στην Εικόνα 3.1, μήκους 220 μέτρων και ύψους 83 μέτρων [17].



Εικόνα 3.1: Φράγμα Ταυρωπού

Η επιλογή του κατάλληλου τύπου φράγματος καθορίζεται από ένα σύνολο τεχνικών, φυσικών και κοινωνικών παραμέτρων. Κρίσιμα κριτήρια αποτελούν τα γεωλογικά χαρακτηριστικά της θεμελίωσης (αντοχή, αδιαπερατότητα του υποβάθρου), η μορφολογία της κοιλάδας (εύρος και σχήμα), η διαθεσιμότητα κατάλληλων κατασκευαστικών υλικών στην περιοχή, καθώς και οι απαιτήσεις της υδροηλεκτρικής εγκατάστασης σε σχέση με την παροχή νερού και το υψομετρικό δυναμικό. Παράλληλα, συνεκτιμώνται περιβαλλοντικοί και κοινωνικοί περιορισμοί που μπορεί να επηρεάσουν την υλοποίηση του έργου. Η τελική απόφαση βασίζεται σε συνδυαστική αξιολόγηση, η οποία προκύπτει από γεωτεχνικές και υδραυλικές μελέτες, προσομοιώσεις λειτουργίας και εφαρμογή πολυκριτηριακής ανάλυσης, με στόχο τη βέλτιστη τεχνική υλοποίηση, την οικονομική βιωσιμότητα και την ελαχιστοποίηση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων.

3.3.2 Τεχνικές υδροληψίας

Η υδροληψία συνιστά το αρχικό και βασικό τεχνικό έργο ενός υδροηλεκτρικού συστήματος, καθώς εξασφαλίζει την ελεγχόμενη εισαγωγή νερού στο δίκτυο προσαγωγής, ώστε να ελαχιστοποιούνται οι απώλειες φορτίου καθώς και οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Η τεχνική και η θέση της υδροληψίας βασίζεται σε γεωλογικά, υδραυλικά, και μορφολογικά κριτήρια, καθώς και σε οικονομικές παραμέτρους. Λόγω της διάβρωσης του εδάφους, προβλέπεται συνήθως η χρήση ειδικών εσχάρων (trashracks) για την παρεμπόδιση εισόδου φερτών υλικών και χονδρών στερεών, ενώ συχνά προβλέπεται και κατάλληλη διαμόρφωση του πυθμένα ανάντη ώστε να επιτυγχάνεται ήρεμη και σταθερή ροή προς την είσοδο [14].

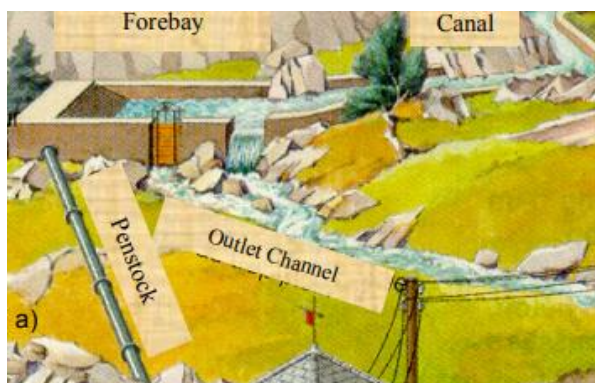
Οι κύριες κατηγορίες υδροληψιών περιλαμβάνουν την ορεινού τύπου ή Τυρολέζικη υδροληψία (tyrolean intake), την πλευρική υδροληψία (side intake) και την υδροληψία τύπου σίφωνα (siphon intake). Οι δύο πρώτες χρησιμοποιούνται κυρίως σε περιπτώσεις άμεσης υδροληψίας από φυσικά ρέματα, συχνά σε ορεινές περιοχές με έντονη κλίση και αξιόλογη παροχή, ενώ η τρίτη εφαρμόζεται σε έργα όπου το νερό προέρχεται από ταμιευτήρα ή κάποιο κανάλι. Η επιλογή του κατάλληλου τύπου υδροληψίας εξαρτάται από την τοπογραφία, τις υδραυλικές συνθήκες, τις γεωλογικές ιδιαιτερότητες της περιοχής και τις απαιτήσεις λειτουργίας του υδροηλεκτρικού συστήματος. Στις περιπτώσεις της ορεινής και της πλευρικής υδροληψίας, το νερό από το θέση υδροληψίας οδηγείται σε δεξαμενή καθίζησης, που βρίσκεται κατάντη αυτής, όπου διαχωρίζεται από την άμμο και τα υπόλοιπα αιωρούμενα υλικά. Σκοπός αυτής της διαδικασίας είναι να προστατευτεί το σύστημα προσαγωγής καθώς και ο υδροηλεκτρικός εξοπλισμός από φθορές και βλάβες.

Στα έργα υδροληψίας μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών (ΜΥΗΕ), η κατασκευή ενός χαμηλού φραγμού αποτελεί συνήθη πρακτική, χωρίς να αποσκοπεί στη δημιουργία ταμιευτήρα ή στη διακοπή της φυσικής απορροής του ποταμού. Αντίθετα, ο φραγμός αυτός έχει ως κύριο σκοπό τη διαμόρφωση κατάλληλων υδραυλικών συνθηκών που επιτρέπουν την ομαλή και ελεγχόμενη διοχέτευση της απαιτούμενης παροχής στο σύστημα προσαγωγής. Η παροχή αυτή συγκεντρώνεται μέσω του τεχνικού έργου υδροληψίας και, με τη βοήθεια του κατάλληλου αγωγού, οδηγείται προς τη μονάδα παραγωγής ενέργειας. Στην πλειονότητα των ΜΥΗΕ υιοθετείται η διάταξη “run-of-river”, δηλαδή έργα χωρίς δυνατότητα αποθήκευσης, γεγονός που καθιστά ακόμη πιο κρίσιμη τη σωστή σχεδίαση της υδροληψίας για την εξασφάλιση της ενεργειακής αξιοποίησης της στιγμιαίας φυσικής ροής του υδατορέματος [14].

3.3.3 Σύστημα προσαγωγής

Το σύστημα προσαγωγής αποτελεί κρίσιμο τμήμα ενός υδροηλεκτρικού έργου και είναι υπεύθυνο για τη μεταφορά της παροχής νερού από το σημείο λήψης (π.χ. φράγμα ή υδροληψία) μέχρι τη μονάδα παραγωγής ενέργειας, δηλαδή τον υδροστρόβιλο. Μια τυπική διάταξη αποτυπώνεται στο Σχήμα 3.1. Η βέλτιστη σχεδίαση και κατασκευή του στοχεύει στη διατήρηση των υδραυλικών απωλειών σε χαμηλά επίπεδα, εξασφαλίζοντας την ομαλή και αποδοτική λειτουργία του σταθμού. Στο σύστημα προσαγωγής εντάσσονται

το κανάλι ή στοά προσαγωγής, η λεκάνη ή δεξαμενή ηρεμίας (forebay) καθώς και ο αγωγός πτώσης (penstock) [14].



Σχήμα 3.1: Σύστημα προσαγωγής υδροηλεκτρικού έργου

Κανάλι προσαγωγής

Το νερό από τη δεξαμενή καθίζησης οδηγείται μέσω της στοάς προσαγωγής στη δεξαμενή ηρεμίας. Το κανάλι προσαγωγής πρέπει να προσαρμόζεται στη μορφολογία του εδάφους και στις τοπογραφικές συνθήκες της περιοχής, με τυπικές κλίσεις μεταξύ 0,1% και 0,4%, ώστε να διατηρείται ομοιόμορφη η ροή. Η ορθογωνική διατομή αποτελεί συνήθη επιλογή λόγω ευκολίας κατασκευής και συντήρησης, ενώ σε έργα μικρής κλίμακας και βραχύδους υποστρώματος είναι δυνατή η διαμόρφωση του καναλιού απευθείας μέσα στο φυσικό έδαφος χωρίς να απαιτείται επένδυση με κάποιο υλικό όπως πχ σκυρόδεμα, μειώνοντας έτσι το κόστος κατασκευής. Τέλος, σε περιοχές με αυξημένο κίνδυνο κατολισθήσεων ή πτώσεων λίθων, το κανάλι ενδέχεται να κατασκευάζεται υπόγεια ή να καλύπτεται με πλάκες σκυροδέματος [14].

Δεξαμενή ηρεμίας

Η δεξαμενή ηρεμίας που βρίσκεται κατάντη του καναλιού προσαγωγής και πριν την είσοδο στον αγωγό πτώσης, εξασφαλίζει ότι δεν εισέρχεται αέρας στο σύστημα και επιτρέπει τη διατήρηση μιας σχετικά σταθερής υψομετρικής διαφοράς κατά τη διάρκεια μεταβατικών καταστάσεων λειτουργίας. Επιπλέον, η δεξαμενή λειτουργεί ως ταμιευτήρας βραχείας διάρκειας, παρέχοντας την απαιτούμενη ποσότητα νερού για τη συνεχή τροφοδότηση του υδροστροβίλου για αρκετές ώρες ημερησίως, ακόμα και σε περιπτώσεις διακυμάνσεων της παροχής [14].

Αγωγός πτώσης

Ο αγωγός πτώσης αποτελεί συνήθως το πλέον δαπανηρό τμήμα ενός μικρού υδροηλεκτρικού έργου, καθώς μεταφέρει το νερό από τη δεξαμενή ηρεμίας προς τον

σταθμό παραγωγής με την ελάχιστη δυνατή απώλεια ενέργειας. Η επιλογή του κατάλληλου τύπου αγωγού εξαρτάται κυρίως από την απαιτούμενη πίεση και διάμετρο, τις μηχανικές και υδραυλικές ιδιότητες του σωλήνα, την προσβασιμότητα και τη μορφολογία του εδάφους, καθώς και από τις συνθήκες λειτουργίας, συντήρησης και ανθεκτικότητας του υλικού σε κλιματικούς και περιβαλλοντικούς παράγοντες. Κατά τη διαστασιολόγηση του αγωγού πτώσης πρέπει να καθοριστούν δύο βασικές παράμετροι, **α)** η διάμετρος, η οποία θα πρέπει να είναι τέτοια ώστε να περιορίζονται σε αποδεκτά επίπεδα οι απώλειες ενέργειας λόγω τριβών εντός του αγωγού και **β)** το πάχος του τοιχώματος, που πρέπει να επαρκεί για να αντέχει στις πιέσεις που αναπτύσσονται κατά τη λειτουργία του σταθμού.

Το πιο συνηθισμένο υλικό κατασκευής αγωγών προσαγωγής είναι ο χάλυβας, ενώ σε περιπτώσεις έργων χαμηλού ή μέσου ύψους υδατόπτωσης και μικρών αποστάσεων, μπορεί να χρησιμοποιηθεί και σωλήνας PVC, ο οποίος όμως πρέπει να τοποθετείται υπόγεια λόγω της ευαισθησίας του στην ηλιακή ακτινοβολία. Οι αγωγοί προσαγωγής στα ΜΥΗΕ είναι κατά κανόνα υπέργειοι, ωστόσο, η υπόγεια εγκατάσταση αποτελεί εναλλακτική επιλογή όταν οι γεωτεχνικές συνθήκες, οι απαιτήσεις προστασίας του τοπίου ή το υλικό και οι θερμοκρασίες το υπαγορεύουν. Η επιλογή μεταξύ υπέργειας και υπόγειας τοποθέτησης καθορίζεται από τεχνικοοικονομικά και περιβαλλοντικά κριτήρια, καθώς η υπέργεια εγκατάσταση διευκολύνει τη συντήρηση αλλά απαιτεί κατάλληλη μηχανική στερέωση ώστε να μην μετακινείται λόγω εξωτερικών φορτίων ή εσωτερικών πιέσεων, ενώ η υπόγεια τοποθέτηση προσφέρει αυξημένη προστασία από φυσικούς κινδύνους, αν και συνεπάγεται μεγαλύτερο κόστος και τεχνικές απαιτήσεις λόγω εκσκαφών [14]. Στην Εικόνα 3.2 απεικονίζονται ενδεικτικά παραδείγματα αγωγών πίεσης με τις αντίστοιχες στηρίξεις και αγκυρώσεις.



Εικόνα 3.2: Παραδείγματα αγωγών πίεσης με στηρίγματα και αγκυρώσεις

3.3.4 Πρόσθετα τεχνικά έργα

Υπερχειλιστής

Ο υπερχειλιστής αποτελεί βασικό στοιχείο ασφαλείας στα έργα υδροληψίας και αποθήκευσης νερού, καθώς επιτρέπει την ελεγχόμενη απομάκρυνση της περίσσειας νερού από μια δεξαμενή, προθάλαμο ή άλλο υδραυλικό σύστημα, αποτρέποντας την υπερχειλίση και την πρόκληση ζημιών στις κατασκευές. Η παρουσία του είναι κρίσιμη σε περιπτώσεις όπου η παροχή εισερχόμενου νερού υπερβαίνει τη ροή προς τον αγωγό πίεσης πχ σε περίπτωση όπου εισέρχονται πλεονάζουσες παροχές από παρακείμενα ρεύματα ή από απορροές λόγω ισχυρών βροχοπτώσεων. Το νερό που υπερχειλίζει πρέπει να διοχετεύεται με ασφάλεια μακριά από κρίσιμες υποδομές, συχνά μέσω κατάλληλου αγωγού ή αποστραγγιστικού καναλιού, ώστε να αποφεύγεται η διάβρωση της θεμελίωσης. Σε ορισμένες περιπτώσεις, ο υπερχειλιστής συνδυάζεται με σύστημα απομάκρυνσης φερτών υλικών, ιδιαίτερα αν το επιφανειακό νερό μεταφέρει κλαδιά, φύλλα ή άλλα επιπλέοντα αντικείμενα, που μπορεί να παρεμποδίσουν τη λειτουργία του στροβίλου [14].

Ιχθυοδιάδρομος

Στο πλαίσιο της περιβαλλοντικής αποκατάστασης και της διατήρησης της οικολογικής συνέχειας των υδατορευμάτων, συχνά προβλέπεται η κατασκευή ειδικής διάταξης διόδου ιχθύων, σε έργα υδροληψίας ή φραγμάτων. Η διάταξη αυτή επιτρέπει τη μετακίνηση των ψαριών και άλλων υδρόβιων οργανισμών είτε προς τα ανάντη είτε προς τα κατόντη, παρακάμπτοντας το τεχνικό εμπόδιο. Οι πιο συχνές μορφές ιχθυοδιαδρόμων περιλαμβάνουν τις σκάλες ψαριών (fish ladders), τους φυσικούς ή τεχνητούς παρακαμπτήριους διαύλους (bypass channels), και σε ορισμένες περιπτώσεις ανυψωτικές διατάξεις (fish lifts), ανάλογα με τη γεωμετρία του έργου και τις ειδικές απαιτήσεις του υδροβιολογικού περιβάλλοντος. Η παρουσία του ιχθυοδιαδρόμου ενισχύει τη βιοποικιλότητα και διασφαλίζει τη φυσική αναπαραγωγή τους, ιδιαίτερα σε ποτάμια με σημαντική ιχθυοπανίδα ή σε περιοχές με προστατευόμενο οικολογικό καθεστώς [14].

Κεφάλαιο 4 Ηλεκτρομηχανολογικός Εξοπλισμός ΥΗΣ

Ο ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός ενός υδροηλεκτρικού σταθμού αποτελείται από ένα σύνολο κρίσιμων συστημάτων και διατάξεων που εξασφαλίζουν τη μετατροπή της υδραυλικής ενέργειας σε ηλεκτρική και την αξιόπιστη λειτουργία της εγκατάστασης. Περιλαμβάνει τον υδροστρόβιλο, τους ρυθμιστές στροφών, τις γεννήτριες, τους μετασχηματιστές ανύψωσης τάσης, τους ηλεκτρικούς πίνακες, τα συστήματα ελέγχου και αυτοματισμού, καθώς και βοηθητικό εξοπλισμό απαραίτητο για την ασφαλή και αποδοτική λειτουργία του σταθμού.

Ιδιαίτερη σημασία για τη συνολική λειτουργικότητα και απόδοση του υδροηλεκτρικού έργου έχει η υποδομή μεταφοράς της παραγόμενης ενέργειας. Οι γραμμές μεταφοράς ισχύος εξασφαλίζουν τη σύνδεση του σταθμού με το δίκτυο διανομής ή απευθείας με τελικούς καταναλωτές, ανάλογα με το μέγεθος και τη στρατηγική χρήσης του έργου. Η εγκατάστασή τους περιλαμβάνει εναέρια δίκτυα ή υπόγεια καλωδιακά συστήματα, με την επιλογή να καθορίζεται από παράγοντες όπως η μορφολογία του εδάφους, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί, το κόστος και η απόσταση από τα σημεία σύνδεσης. Επιπλέον, το κόστος τους επηρεάζεται από την ισχύ του σταθμού, καθώς και από την ανάγκη ενίσχυσης του τοπικού δικτύου, μέσω εγκατάστασης υποσταθμών ή διακοπών ασφαλείας. Συνολικά, ο ηλεκτρομηχανολογικός τομέας αποτελεί καθοριστικό παράγοντα για την τεχνική επιτυχία και την οικονομική βιωσιμότητα του υδροηλεκτρικού έργου [13].

4.1 Βασικές τεχνολογίες και τύποι υδροστροβίλων

Οι υδροστρόβιλοι συνιστούν το βασικότερο στοιχείο του μηχανολογικού εξοπλισμού ενός υδροηλεκτρικού σταθμού, καθώς αποτελούν το μέσο μετατροπής της υδραυλικής ενέργειας σε μηχανική. Τα τελευταία έτη, η επιστημονική έρευνα έχει στραφεί προς τη βελτιστοποίηση σχεδιασμών που συνδυάζουν αποδοτικότητα με απλότητα στην κατασκευή, με στόχο τη μείωση του αρχικού κεφαλαίου επένδυσης, ιδίως για μικρής και μέσης κλίμακας υδροηλεκτρικά έργα. Οι υδροστρόβιλοι διακρίνονται σε δύο κύριες κατηγορίες, τους στροβίλους δράσης και τους στροβίλους αντίδρασης, ανάλογα με τον τρόπο αλληλεπίδρασης του νερού με τον δρομέα [18].

Η βασική διάταξη ενός υδροστροβίλου περιλαμβάνει τον διανομέα (ή ακροφύσιο), τον δρομέα και τον άξονα. Ο διανομέας είναι υπεύθυνος για την κατεύθυνση της υδάτινης

ροής προς τον δρομέα υπό συγκεκριμένη γωνία και ταχύτητα. Ο δρομέας, εφοδιασμένος με πτερύγια ή σκαφίδια ανάλογα με τον τύπο του στροβίλου, επιτελεί τη μετατροπή της κινητικής και δυναμικής ενέργειας του νερού σε περιστροφική μηχανική ενέργεια. Η παραγόμενη ροπή μεταφέρεται στη συνέχεια μέσω του άξονα στη γεννήτρια, όπου ολοκληρώνεται η μετατροπή της ενέργειας σε ηλεκτρική [18].

Ο τύπος του υδροστροβίλου που εφαρμόζεται σε κάθε ΥΗΣ εξαρτάται από τα χαρακτηριστικά αυτού. Στην Ελλάδα οι πιο διαδεδομένοι υδροστρόβιλοι της μεγάλης κλίμακας εγκαταστάσεων είναι οι Francis και οι Kaplan λόγω της γεωμορφολογίας και των υδάτινων χαρακτηριστικών της χώρας. Ωστόσο σε μικρότερης κλίμακας σταθμούς με μεγάλο ύψος υδατόπτωσης, προτιμώνται οι Pelton. Ακολουθώς, αναλύονται τα βασικά είδη υδροστροβίλων.

A. Υδροστρόβιλοι δράσης

Οι υδροστρόβιλοι αυτού του τύπου είναι πιο αποδοτικοί στις περιπτώσεις όπου η ροή του νερού είναι χαμηλή και το ύψος υδατόπτωσης μεγάλο. Η ισχύς τους εξαρτάται άμεσα από την ταχύτητα του νερού που εισέρχεται στη φτερωτή καθώς και από την ποσότητα του νερού που περνά μέσα από την τουρμπίνα. Διακρίνονται δύο κύριοι τύποι, οι Pelton και οι Turgo.

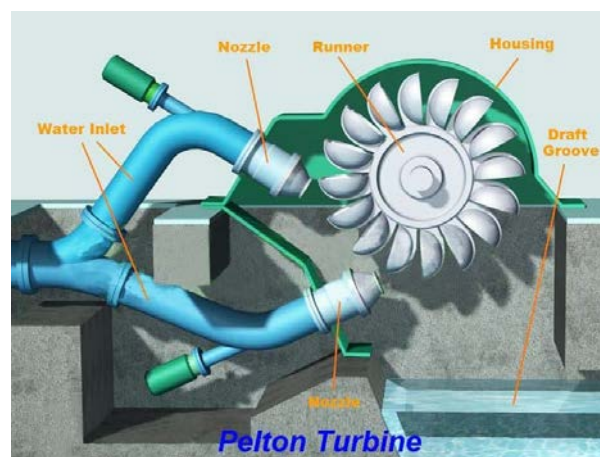
B. Υδροστρόβιλοι αντίδρασης

Οι υδροστρόβιλοι αντίδρασης αποδίδουν καλύτερα σε υψηλές παροχές νερού και χαμηλά ύψη υδατόπτωσης. Δεν διαθέτουν ακροφύσια καθώς τα πτερύγια προεξέχουν ακτινικά από την περιφέρεια του δρομέα και είναι τοποθετημένα με τέτοιο τρόπο ώστε τα κενά μεταξύ τους να σχηματίζουν δομές που προσομοιάζουν σε ακροφύσια. Διαφέρουν από τους υδροστροβίλους δράσης καθώς η παραγόμενη ισχύ εξαρτάται τόσο από την κινητική ενέργεια όσο και από την πίεση του νερού. Ο σχεδιασμός τους, επιτρέπει το νερό να περνάει συνεχώς μέσα από ολόκληρη την περιφέρεια του στροβίλου (ακτινική ροή) και να εξέρχεται αξονικά. Η ροή γίνεται διαμέσου της πτερωτής με παράλληλη μεταβολή της πίεσης, προκαλώντας την περιστροφή του δρομέα. Σε χαμηλές ταχύτητες λειτουργίας, η αποδοτικότητα αυτών των στροβίλων είναι καλύτερη από αυτή των στροβίλων δράσης. Διακρίνονται σε δύο βασικούς τύπους, τους υδροστρόβιλους Francis και τους Kaplan [18].

4.1.1 Στρόβιλος Pelton

Οι στρόβιλοι τύπου Pelton ανήκουν στην κατηγορία των στροβίλων εκτόξευσης και χρησιμοποιούνται κυρίως σε υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις με μεγάλο ύψος υδατόπτωσης και χαμηλή παροχή νερού. Η αρχή λειτουργίας τους βασίζεται στην εκτόξευση νερού υπό υψηλή πίεση μέσω ακροφυσίων, το οποίο προσκρούει με μεγάλη ταχύτητα επί των πτερυγίων που είναι προσαρτημένα στην περιφέρεια του δρομέα (runner). Τα πτερύγια φέρουν ειδική γεωμετρία με σκοπό την εκτροπή της ροής του νερού υπό συγκεκριμένη γωνία, ώστε να επιτυγχάνεται μέγιστη μεταφορά κινητικής ενέργειας και παραγωγή ροπής στρέψης που οδηγεί στην περιστροφή της φτερωτής. Στο Σχήμα 4.1 παρουσιάζεται η βασική διάταξη του στροβίλου Pelton [5].

Η απλότητα του σχεδιασμού τους, με περιορισμένο αριθμό κινούμενων μερών, καθιστά τους στροβίλους Pelton ιδιαίτερα αξιόπιστους, με μειωμένες ανάγκες για συντήρηση και υψηλή λειτουργική απόδοση. Χαρακτηριστικά παραδείγματα εφαρμογής στην Ελλάδα αποτελούν ο Υδροηλεκτρικός Σταθμός Πηγών Αώου στον Νομό Ιωαννίνων και ο ΥΗΣ Ν. Καρδίτσας στον ποταμό Ταυρωπό, στους οποίους έχουν εγκατασταθεί τουρμπίνες τύπου Pelton, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 210 MW και 129,9 MW αντίστοιχα [19].



Σχήμα 4.1: Υδροστρόβιλος Pelton

4.1.2 Στρόβιλος Turgo

Η κύρια διαφοροποίηση του στροβίλου τύπου Turgo έναντι του Pelton εντοπίζεται στον τρόπο αλληλεπίδρασης της ροής του νερού με την πτερωτή. Συγκεκριμένα, το νερό κατευθύνεται μέσω ακροφυσίων, τα οποία συνδυάζονται με πιεστικές διατάξεις, και

προσβάλλει τα πτερύγια του δρομέα υπό οξεία γωνία. Σε αντίθεση με τον Pelton, ο οποίος διαθέτει κουταλοειδή πτερύγια, τα πτερύγια του στροβίλου Turgo είναι πιο επίπεδα και φέρουν συγκεκριμένη γωνία προσβολής, σχεδιασμένα να επιτρέπουν στη δέσμη του νερού να εξέρχεται από το κάτω μέρος του στροβίλου χωρίς να παρεμβάλλεται στη ροή της επόμενης εισερχόμενης δέσμης.

Η εν λόγω σχεδιαστική διαφορά επιτρέπει τη μείωση της διαμέτρου του δρομέα, αυξάνοντας τη γωνιακή ταχύτητα περιστροφής και βελτιώνοντας τη συνολική απόδοση. Ο στρόβιλος τύπου Turgo καθίσταται, έτσι, καταλληλότερος για μεσαίου ύψους υδατοπτώσεις και για μεγαλύτερες παροχές σε σύγκριση με τον Pelton, διατηρώντας υψηλή απόδοση. Επιπλέον, η συμπαγής κατασκευή και οι μειωμένες διαστάσεις του τον καθιστούν ιδιαίτερα κατάλληλο για εφαρμογές σε μικρού και μεσαίου μεγέθους υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις, όπου απαιτείται βέλτιστη αξιοποίηση του διαθέσιμου χώρου και ευκολία εγκατάστασης [5].

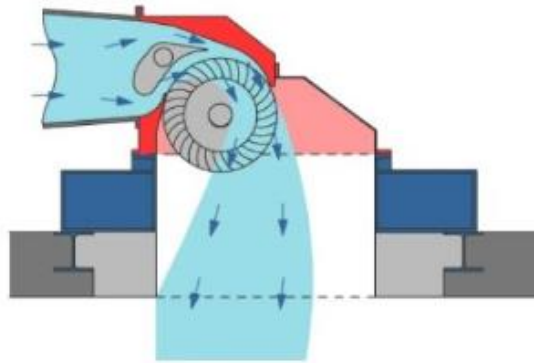
4.1.3 Στρόβιλος Crossflow

Ο στρόβιλος τύπου Crossflow αποτελεί μία ιδιαίτερη κατηγορία υδροστροβίλων που διακρίνεται για τον κυλινδρικό δρομέα του, ο οποίος φέρει παράλληλα πτερύγια τοποθετημένα σε ημικυκλική διάταξη. Ο δρομέας αυτός περικλείεται από περίβλημα (κέλυφος), το οποίο ενσωματώνει τόσο το σύστημα εισόδου όσο και εξόδου της ροής του νερού. Το κυριότερο χαρακτηριστικό του συγκεκριμένου τύπου στροβίλου είναι η διπλή διέλευση της ροής μέσω του δρομέα, γεγονός που επιτρέπει την εκμετάλλευση της ενέργειας του νερού με ιδιαίτερα αποδοτικό τρόπο.

Πιο αναλυτικά, κατά την πρώτη φάση της ροής, το νερό εισέρχεται από το ακροφύσιο και διαπερνά τον εξωτερικό δακτύλιο των πτερυγίων, διαχέοντας την κινητική του ενέργεια κατά μήκος της φτερωτής. Στη συνέχεια, μεταβάλλει την κατεύθυνσή του και εξέρχεται μέσω του εσωτερικού τμήματος των πτερυγίων, ολοκληρώνοντας έτσι τη δεύτερη φάση της αλληλεπίδρασης. Η λειτουργία αυτή παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.2. Η ροή του νερού μπορεί να ρυθμιστεί μέσω του συστήματος ακροφυσίων, γεγονός που καθιστά τον Crossflow κατάλληλο για εφαρμογές με μεταβλητές υδραυλικές συνθήκες, χωρίς σημαντική απώλεια αποδοτικότητας. [5]

Λόγω της σχεδιαστικής του ευελιξίας, ο στρόβιλος τύπου Crossflow είναι ιδιαιτέρως αποτελεσματικός σε εγκαταστάσεις με μεγαλύτερες παροχές και χαμηλότερα ύψη

υδατόπτωσης σε σύγκριση με στροβίλους όπως ο Pelton. Επιπλέον, η απλότητα της κατασκευής και η ευκολία συντήρησης τον καθιστούν ιδανική επιλογή για μικρής και μεσαίας κλίμακας υδροηλεκτρικά έργα.



Σχήμα 4.2: Αρχή λειτουργίας διασταυρούμενης ροής υδροστροβίλου (crossflow)

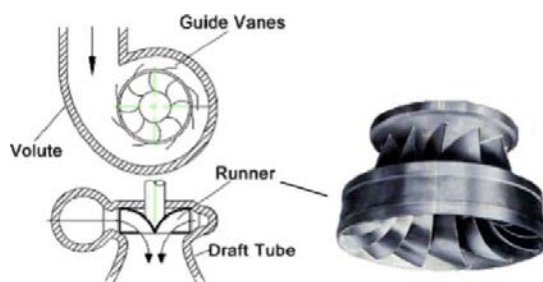
Με βάση τη διαθέσιμη βιβλιογραφία, δεν υπάρχει εκτεταμένη ενημέρωση για συγκεκριμένους σταθμούς στην Ελλάδα που να χρησιμοποιούν Turgo ή Crossflow τουρμπίνες. Ωστόσο είναι πιθανόν να χρησιμοποιούνται σε μικρούς σταθμούς, όπου επιλέχθηκαν για να μειωθεί το κόστος της εγκατάστασης.

4.1.4 Στρόβιλος Francis

Αποτελούν τους πιο διαδεδομένους υδραυλικούς στροβίλους, κυρίως επειδή μπορούν να λειτουργούν αποδοτικά σε ευρύ φάσμα συνθηκών, όπως ρυθμό ροής 10-700 m³/s και υδραυλικό ύψος h : 45-400 m. Το σημαντικότερο μέρος τους, είναι ο δρομέας, ο οποίος είναι εξοπλισμένος με πτερύγια κυρτού σχήματος, τοποθετημένα με τέτοιο τρόπο ώστε το νερό να εισέρχεται ακτινικά και να εξέρχεται αξονικά, καθιστώντας τον Francis υδροστροβίλο μικτής ροής.

Το νερό ρέει διαμέσου των πτερυγίων τα οποία λόγω της διαμόρφωσής τους εξασφαλίζουν υψηλή την πίεση του νερού από τη μια μεριά και χαμηλή από την άλλη. Επιπλέον, λόγω της κυρτότητας τους, κατά την έξοδο του, το νερό προσκρούει στα πτερύγια δημιουργώντας μια δύναμη ώσης. Τα δύο αυτά φαινόμενα οδηγούν στην παραγωγή δυνάμεων που τελικά περιστρέφουν τον δρομέα και παράγεται ενέργεια. Με σκοπό την ομαλή λειτουργία και τροφοδοσία του υδροστροβίλου, το νερό εισέρχεται αρχικά εντός σπειροειδούς κελύφους το οποίο περιβάλλει πλήρως τον δρομέα. Η διατομή του σπειροειδούς κελύφους μειώνεται κατά μήκος της ροής, ώστε να διατηρείται σταθερή

η ταχύτητα του νερού. Κατά την είσοδο του νερού στο σπείραμα, συναντάει σταθερά πτερύγια που κατευθύνουν τη ροή του προς τον δρομέα, καθώς και στρεφόμενα πτερύγια τα οποία βελτιστοποιούν τις γωνίες εισόδου στον στρόβιλο ανάλογα τα χαρακτηριστικά της ροής, ώστε η παραγωγή ενέργειας να είναι συγχρονισμένη με τη ζήτηση ισχύος επιτυγχάνοντας δυναμική προσαρμογή στις λειτουργικές απαιτήσεις του σταθμού [5]. Στο Σχήμα 4.3 απεικονίζεται η βασική δομή και ο τρόπος λειτουργίας του στροβίλου Francis.

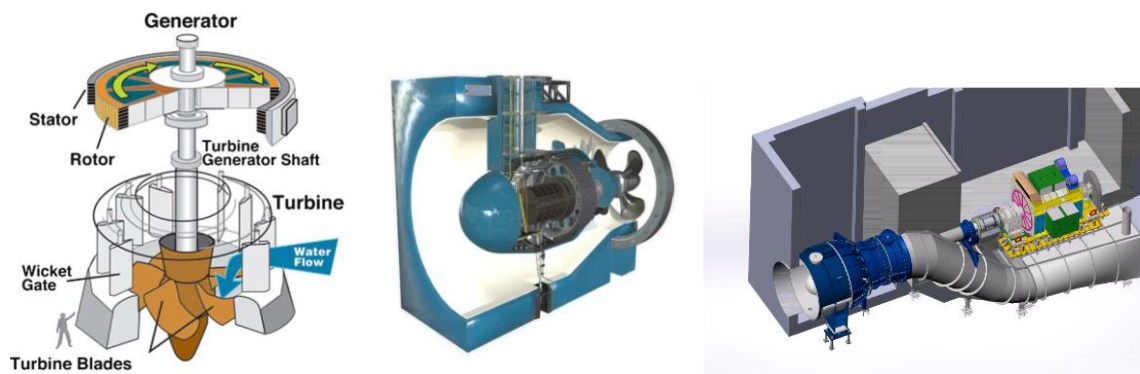


Σχήμα 4.3: Τουρμπίνα Francis

4.1.5 Στρόβιλος Kaplan

Οι στρόβιλοι τύπου Kaplan ανήκουν στην κατηγορία των αξονικής ροής υδροστροβίλων, με κύριο χαρακτηριστικό τα ρυθμιζόμενα πτερύγια του δρομέα, τα οποία επιτρέπουν δυναμική προσαρμογή στις μεταβαλλόμενες υδραυλικές συνθήκες. Ορισμένες διατάξεις περιλαμβάνουν και ρυθμιζόμενα πτερύγια οδηγού, ενώ σε περιπτώσεις όπου τα πτερύγια του δρομέα είναι σταθερά, η διάταξη χαρακτηρίζεται ως τουρμπίνες προπέλας. Παραλλαγές των τουρμπινών προπέλας αποτελούν οι τύποι tube-S και bulb-S, όπως παρουσιάζονται στο Σχήμα 4.4, οι οποίοι λόγω της συμπαγούς και διαφοροποιημένης αρχιτεκτονικής τους, προσφέρουν ευελιξία στην εγκατάσταση, προσαρμοζόμενοι σε περιορισμένους χώρους ή ειδικές γεωμορφολογικές συνθήκες.

Οι Kaplan ενδείκνυνται για χαμηλά υδραυλικά ύψη (2–25 m), καθιστώντας τους ιδανικούς για περιπτώσεις όπου οι Francis δεν είναι τεχνικοοικονομικά εφαρμόσιμοι. Επιπλέον, εμφανίζουν σημαντική αποδοτικότητα σε μεταβαλλόμενες παροχές νερού (70–800 m³/s), διατηρώντας υψηλά ποσοστά μετατροπής ενέργειας χάρη στην ευελιξία ρύθμισης των πτερυγίων τους. Ωστόσο, πρόκειται για περίπλοκες κατασκευές, μεγαλύτερης κλίμακας και τεχνολογικής πολυπλοκότητας σε σύγκριση με τους Francis, γεγονός που συνεπάγεται αυξημένο αρχικό κόστος εγκατάστασης και πιο απαιτητική διαδικασία συντήρησης [5].



Σχήμα 4.4: Τουρμπίνες Kaplan, Bulb-S και Tube -S τύπου

Η πλειονότητα των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής ενέργειας στην Ελλάδα είναι εξοπλισμένη με στροβίλους τύπου Francis, γεγονός που αντανακλά την ευρεία εφαρμογή και αποδοτικότητά τους σε εγκαταστάσεις μέσου έως υψηλού υδραυλικού ύψους. Ενδεικτικά, ο Υδροηλεκτρικός Σταθμός Κρεμαστών ο οποίος αποτελεί τον μεγαλύτερο σταθμό της χώρας καθώς και ο ΥΗΣ Καστρακίου, είναι ο εφοδιασμένοι με τέσσερις στροβίλους τύπου Francis, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 437 MW και 320 MW αντίστοιχα [19].

Αντιθέτως, σε σταθμούς μικρότερης κλίμακας, προτιμώνται συχνά στροβίλοι τύπου Kaplan ή προπέλας, λόγω της καταλληλότητάς τους σε περιοχές με χαμηλότερο υδραυλικό δυναμικό. Παραδείγματα τέτοιων εφαρμογών περιλαμβάνουν τον ΥΗΣ Πουρναρίου II, με εγκατεστημένη ισχύ 33,6 MW, και τον ΥΗΣ Μακροχωρίου στον νομό Ημαθίας, με ισχύ 10,8 MW, οι οποίοι είναι εξοπλισμένοι με τουρμπίνες Kaplan και τύπου tube-S ή bulb-S, αντίστοιχα [19].

4.2 Ηλεκτρικές γεννήτριες

Η γεννήτρια αποτελεί τον βασικό ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό για τη μετατροπή της μηχανικής ενέργειας της περιστρεφόμενης τουρμπίνας σε ηλεκτρική ενέργεια. Η αρχή λειτουργίας της βασίζεται στον νόμο της ηλεκτρομαγνητικής επαγωγής: η περιστροφή ενός μαγνητικού πεδίου εντός αγώγιμων πηνίων προκαλεί την κίνηση ηλεκτρονίων, με αποτέλεσμα την παραγωγή εναλλασσόμενου ρεύματος (AC).

Η βασική διαδικασία περιλαμβάνει την περιστροφή του ρότορα (το κινούμενο τμήμα), ο οποίος φέρει μόνιμους μαγνήτες ή ηλεκτρομαγνήτες, εντός του στάτορα (το σταθερό

τμήμα με τα επαγωγικά πηνία). Ο εκκινητής (exciter) παρέχει την αρχική διέγερση στον ρότορα για να δημιουργηθεί το απαραίτητο μαγνητικό πεδίο, ενώ ο άξονας, που συνδέει την τουρμπίνα με τον ρότορα, μεταφέρει την περιστροφική κίνηση. Τα ρουλεμάν εξασφαλίζουν την ομαλή και σταθερή λειτουργία του συστήματος, ελαχιστοποιώντας τις τριβές.

Τα περισσότερα υδροηλεκτρικά εργοστάσια είναι εξοπλισμένα με πλήθος γεννητριών, ανάλογα με την ισχύ και την απαίτηση του συστήματος. Για παράδειγμα, ο Υδροηλεκτρικός Σταθμός του φράγματος Hoover στις Ηνωμένες Πολιτείες διαθέτει 17 γεννήτριες, καθεμία εκ των οποίων μπορεί να αποδώσει ισχύ έως και 133 MW, συμβάλλοντας στην κάλυψη ενεργειακών αναγκών πολλαπλών πολιτειών.

Η ονομαστική ισχύς της γεννήτριας, ο τύπος της (σύγχρονη ή ασύγχρονη) και η απόδοση του συστήματος επηρεάζουν καθοριστικά το κόστος προμήθειας και εγκατάστασης. Οι σύγχρονες γεννήτριες είναι οι πιο συχνά χρησιμοποιούμενες σε μεγάλης κλίμακας υδροηλεκτρικούς σταθμούς, λόγω της σταθερότητας στη συχνότητα εξόδου και της δυνατότητας ρύθμισης της τάσης μέσω της διέγερσης του ρότορα.

4.3 Επιλογή υδροστροβίλου

Για τη βέλτιστη αξιοποίηση του υδροδυναμικού και τη διασφάλιση της οικονομικότερης και αποδοτικότερης λειτουργίας ενός υδροηλεκτρικού σταθμού, η ορθή επιλογή του κατάλληλου υδροστροβίλου αποτελεί κρίσιμο τεχνικό βήμα στον σχεδιασμό. Οι δύο βασικές παράμετροι που επηρεάζουν καθοριστικά την επιλογή αυτή είναι η καθαρή υψομετρική πτώση ή καθαρή κεφαλή (H , σε m) και η παροχή του διαθέσιμου νερού (Q , σε m^3/s), δηλαδή η παροχή νερού που τελικά εισέρχεται στην τουρμπίνα, αφού ληφθούν υπόψη οι υδραυλικές απώλειες λόγω τριβών και στροβιλισμών κατά τη ροή μέσα από σχάρες, αγωγούς και άλλα στοιχεία του συστήματος προσαγωγής.

Κατόπιν εκτίμησης του εύρους του καθαρού ύψους υδατόπτωσης μέσω υδρολογικών και τεχνικών αναλύσεων, καθώς και του προφίλ της ροής του ποταμού ή του ταμιευτήρα, και αφού προσδιοριστεί η επιθυμητή εγκατεστημένη ισχύς της υδροηλεκτρικής μονάδας, καθίσταται εφικτή η επιλογή του καταλληλότερου τύπου υδροστροβίλου. Επιπλέον, λαμβάνονται υπόψη τεχνικά χαρακτηριστικά όπως: ο αριθμός των μονάδων παραγωγής,

η διάμετρος του ρότορα, η ονομαστική ταχύτητα περιστροφής, καθώς και η χωροταξική διάταξη του εξοπλισμού εντός του σταθμού.

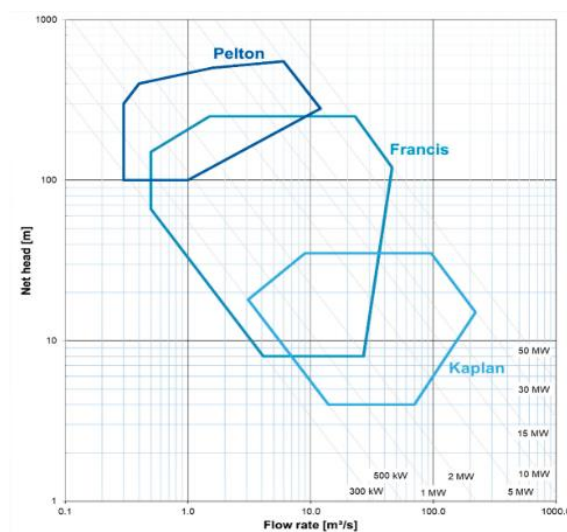
Η τελική διαμόρφωση του συστήματος επηρεάζεται επίσης από το ενεργειακό προφίλ και τις φορτικές απαιτήσεις της περιοχής στην οποία πρόκειται να εγκατασταθεί η μονάδα. Ο καθορισμός του αριθμού και της ισχύος των μονάδων παραγωγής γίνεται με γνώμονα τόσο τη σταθερότητα του φορτίου, όσο και τη δυνατότητα ευέλικτης απόκρισης του σταθμού σε μεταβαλλόμενες συνθήκες ζήτησης. Η προκαταρκτική επιλογή του τύπου και των χαρακτηριστικών του υδροστροβίλου μπορεί να βασιστεί σε δύο προσεγγίσεις:

i) τον εμπειρικό κανόνα (πρακτική προσέγγιση), η οποία αξιοποιεί τις τεχνικές προδιαγραφές και τις βέλτιστες πρακτικές που παρέχονται από τους κατασκευαστές και ειδικούς

ii) την επιστημονική προσέγγιση, που περιλαμβάνει την εφαρμογή απλοποιημένων μαθηματικών ή προσομοιωτικών μοντέλων, προκειμένου να εκτιμηθούν οι τεχνικοί δείκτες απόδοσης κάθε τύπου στροβίλου με βάση τις υφιστάμενες συνθήκες λειτουργίας [20].

4.3.1 Εμπειρικός κανόνας (Thumb Rule)

Ακολουθώντας αυτόν τον κανόνα, γίνεται επιλογή του καταλληλότερου υδροστροβίλου για ένα δεδομένο υδροηλεκτρικό έργο, με βάση το καθαρό ύψος υδατόπτωσης και τις συνθήκες ροής της περιοχής, οι οποίες συγκρίνονται με τυπικά διαγράμματα όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.5 [20].



Σχήμα 4.5: Διάγραμμα επιλογής κατάλληλου τύπου υδροστροβίλου

επηρεάζει τα χαρακτηριστικά και τις διαστάσεις του υδροστροβίλου. Γενικά μικρός ειδικός αριθμός στροφών συνεπάγεται μικρότερο δρομέα, μικρότερο έργο, άρα μικρότερο κόστος [18].

Ενώ αυτές οι τεχνικές περιορίζουν τις επιλογές στους πιο τεχνικά εφαρμόσιμους τύπους τουρμπινών, δεν λαμβάνουν υπόψη άλλους παράγοντες που επηρεάζουν τη μακροχρόνια βιωσιμότητα του συστήματος. Η ανάπτυξη μιας νέας μεθοδολογίας που να επιτρέπει την ενσωμάτωση περισσότερων παραμέτρων στη διαδικασία λήψης αποφάσεων, εξακολουθεί να είναι απαραίτητη ώστε να αποφευχθεί ο κίνδυνος μιας μονοδιάστατης προσέγγισης. Μεγάλο ενδιαφέρον και εφαρμογή σε πολλούς τομείς παρουσιάζει η μέθοδος της πολυκριτηριακής ανάλυσης.

4.3.3 Πολυκριτηριακή ανάλυση

Η πολυκριτηριακή ανάλυση (Multi-Criteria Analysis - MCA) αποτελεί ένα αποτελεσματικό εργαλείο λήψης αποφάσεων σε σύνθετα προβλήματα, στα οποία εμπλέκονται τόσο ποσοτικοί όσο και ποιοτικοί παράγοντες. Εφαρμόζεται ευρέως στην επιλογή του καταλληλότερου εξοπλισμού, αξιοποιώντας ταυτόχρονα τεχνικά, οικονομικά και περιβαλλοντικά κριτήρια. Μέσω κατάλληλων λογισμικών, τα κριτήρια αυτά αξιολογούνται και σταθμίζονται με βάση τις προτεραιότητες του επενδυτή και την τεχνική τεκμηρίωση από την ομάδα του έργου. Η βαρύτητα κάθε κριτηρίου προσδιορίζεται μέσω συγκεκριμένων μεθοδολογιών και ενσωματώνεται στον τελικό πίνακα αξιολόγησης, ενώ σε κάθε εναλλακτική επιλογή αποδίδεται μια ποσοτική τιμή που αποτυπώνει τη σχετική της επίδοση ως προς τα υπό εξέταση κριτήρια.

Πέρα από την τεχνική επάρκεια, η πολυκριτηριακή αξιολόγηση λαμβάνει υπόψη παράγοντες όπως η απόδοση υπό θεωρητικές και πραγματικές συνθήκες, η κατασκευαστική πολυπλοκότητα, η ευκολία εγκατάστασης, το συνολικό κόστος και οι απαιτήσεις συντήρησης. Η μέθοδος αυτή εφαρμόζεται επίσης στην επιλογή περιοχής για την ανάπτυξη υδροηλεκτρικού σταθμού, στην επιλογή υλικών για υδρολογικά έργα όπως το σύστημα προσαγωγής, καθώς και στην τεχνοοικονομική ανάλυση [20].

Κεφάλαιο 5 Τεχνική Ανάλυση του ΜΗΥΣ «Μακρυνού»

Σκοπός της παρούσας ενότητας είναι η αναλυτική παρουσίαση των τεχνικών χαρακτηριστικών του υπό μελέτη Μικρού Υδροηλεκτρικού Έργου (ΜΥΗΕ) «Μακρυνό», το οποίο πρόκειται να κατασκευαστεί στον ποταμό Εύηνο από την εταιρεία ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή. Η ενότητα εξετάζει τη χωροθέτηση και την ισχύ του έργου, τον προτεινόμενο εξοπλισμό και τις επί μέρους τεχνικές υποδομές, όπως η σήραγγα προσαγωγής, ο αγωγός πίεσης, ο σταθμός παραγωγής, καθώς και τα συνοδά τεχνικά έργα (υπερχειλιστής, ιχθυοδιάδρομος, έργα προστασίας). Παράλληλα, γίνεται αναφορά στις βασικές σχεδιαστικές παραμέτρους και στις γεωμορφολογικές ιδιαιτερότητες της περιοχής εγκατάστασης. Η τεχνική ανάλυση βασίζεται σε δεδομένα που προκύπτουν από μελέτες σκοπιμότητας και τεχνικά σχέδια, με στόχο τη συνολική κατανόηση της λειτουργίας και των απαιτήσεων του έργου.

5.1 Τοποθεσία και γεωγραφικά χαρακτηριστικά

Το υπό μελέτη μικρό υδροηλεκτρικό έργο (ΜΥΗΕ) συνεχούς ροής (run-of-river) «Μακρυνό» προβλέπεται να εγκατασταθεί στον ποταμό Εύηνο, εντός των ορίων του νομού Αιτωλοακαρνανίας. Το έργο αποσκοπεί στην αξιοποίηση υδατικών πόρων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, με ονομαστική παροχή $32,5 \text{ m}^3/\text{s}$, ονομαστική ισχύ $10,1 \text{ MW}$ και αναμενόμενη μέση ετήσια παραγωγή 28 GWh [21].

Η θέση υδροληψίας προβλέπεται περίπου $5,5 \text{ km}$ κατάντη της γέφυρας Μπανιά, ενώ η εγκατάσταση του σταθμού παραγωγής έχει σχεδιαστεί σε κατάλληλη τοποθεσία στην αριστερή πλευρά της κοίτης, σε απόσταση περίπου $3,5 \text{ km}$ κατάντη της υδροληψίας και περίπου $6,2 \text{ km}$ ανάντη της γέφυρας της Ιόνιας Οδού. Η υδραυλική σύνδεση μεταξύ των δύο τμημάτων του έργου θα πραγματοποιηθεί μέσω σήραγγας προσαγωγής μήκους περίπου $3,3 \text{ km}$, η οποία θα διανοιχθεί εντός του αριστερού αντερείσματος της κοιλάδας του ποταμού [22].

Χωροταξικά, το έργο εκτείνεται σε περισσότερες διοικητικές ενότητες: η υδροληψία βρίσκεται εντός των ορίων της Δημοτικής Ενότητας Μακρυνείας (Δήμος Αγρινίου) και της Δημοτικής Ενότητας Χάλκειας (Δήμος Ναυπακτίας), ενώ η σήραγγα και ο σταθμός παραγωγής χωροθετούνται εξ 'ολοκλήρου εντός της Δημοτικής Ενότητας Χάλκειας. Το

φράγμα υδροληψίας εντοπίζεται σε απόσταση περίπου 3,4 km νοτιοανατολικά του οικισμού Μακρινού. Η δημιουργία ταμιευτήρα ως αποτέλεσμα της κατασκευής του φράγματος, επεκτείνεται εν μέρει και εντός των διοικητικών ορίων των Δημοτικών Ενοτήτων Θέρμου (Δήμος Θέρμου) και Ναυπακτίας (Δήμος Ναυπακτίας) [21],[22].

Το ποτάμιο υδατικό σύστημα επί του οποίου χωροθετείται το έργο αποτελεί τμήμα των επιφανειακών υδατικών συστημάτων που αξιοποιούνται για σκοπούς ύδρευσης στο Υδατικό Διαμέρισμα (ΥΔ) Δυτικής Στερεάς Ελλάδας. Σύμφωνα με την υφιστάμενη ταξινόμηση, το τμήμα του ποταμού Εύηνου από τη γέφυρα του Πόρου έως και τη γέφυρα Μπανιά χαρακτηρίζεται ως περιοχή αναψυχής εσωτερικών νερών. Το υπό μελέτη ΜΥΗΕ χωροθετείται σε θέση κατάντη αυτής της περιοχής [21].

5.2 Μελέτη οριοθέτησης

Στο πλαίσιο της περιβαλλοντικής αδειοδότησης του υδροηλεκτρικού έργου και σύμφωνα με τις απαιτήσεις της ισχύουσας νομοθεσίας, κρίθηκε αναγκαία η οριοθέτηση της κοίτης του ποταμού Εύηνου στην περιοχή εγκατάστασης του σταθμού παραγωγής. Η προς οριοθέτηση περιοχή καθορίστηκε να εκτείνεται από περίπου 80 μέτρα ανάντη του πλέον ανάντη σημείου του σταθμού έως και 300 μέτρα κατάντη του πλέον κατάντη σημείου της διώρυγας φυγής (κανάλι μέσω του οποίου το νερό επιστρέφει στον ποταμό), συνολικού μήκους περί τα 480 μέτρα. Παράλληλα, για την πληρέστερη υδραυλική αξιολόγηση της περιοχής, πραγματοποιήθηκαν υπολογισμοί σε εκτενέστερο τμήμα μήκους περίπου 1,18 χιλιομέτρων της κοίτης, ώστε να διασφαλιστεί η υδραυλική επάρκεια και ασφάλεια των έργων, η προστασία της φυσικής ροής και η αποτροπή πλημμυρικών φαινομένων. Η διαδικασία αυτή αποτελεί ουσιώδες στάδιο στον σχεδιασμό υδροηλεκτρικών έργων, καθώς καθορίζει νομικά και τεχνικά τα όρια της κοίτης και επιτρέπει τη σύννομη υλοποίηση τεχνικών παρεμβάσεων εντός αυτής [22].

Τα κύρια υδρολογικά στοιχεία που απαιτούνται για την υδραυλική αξιολόγηση και το σχεδιασμό του έργου είναι τα εξής:

- Μήκος προς οριοθέτηση: $\approx 1,18$ Km
- Έκταση λεκάνης απορροής: 964 km²
- Παροχή 50ετίας: 1.100 m³/s

- Αριθμός διατομών: 14
- Πρόγραμμα υδραυλικής επίλυσης: HEC-RAS

Η έκταση της λεκάνης απορροής, που φτάνει τα 964 km², καθορίζει τη διαθεσιμότητα υδάτων και τη δυναμική του ποταμού. Η παροχή 50ετίας (1.100 m³/s) αναφέρεται στην εκτίμηση του μέγιστου όγκου νερού που θα μπορούσε να περάσει από τον ποταμό Εύηνο σε μια περίοδο 50 ετών, βοηθώντας στη σχεδίαση των έργων προστασίας από πλημμυρικά φαινόμενα. Ο αριθμός των 14 διατομών χρησιμοποιείται για τη διαμόρφωση του υδραυλικού μοντέλου της περιοχής, με σκοπό την εκτίμηση των ταχυτήτων ροής, του βάθους και των επιπτώσεων της κατασκευής του έργου στην φυσική ροή του ποταμού. Η υδραυλική επίλυση πραγματοποιείται μέσω του προγράμματος HEC-RAS, το οποίο χρησιμοποιείται για την ανάλυση της ροής του νερού και τη διαμόρφωση των τεχνικών χαρακτηριστικών του έργου, προκειμένου να διασφαλιστεί η ασφάλεια και η αποδοτικότητα της λειτουργίας του ΜΥΗΕ [22].

Οι υδραυλικοί υπολογισμοί για την περιοχή του έργου επιβεβαιώνουν την ανάγκη για ενδελεχή υδραυλική αξιολόγηση και αναγνώριση των σημείων υψηλού κινδύνου για πλημμυρικά φαινόμενα. Αυτή η διαδικασία εξασφαλίζει ότι το έργο θα συμβαδίζει με τις απαιτήσεις της περιβαλλοντικής νομοθεσίας, ενώ ταυτόχρονα θα ενσωματώνει τις τεχνικές προδιαγραφές που απαιτούνται για την ασφαλή και βιώσιμη ανάπτυξή του.

5.3 Υδραυλικά έργα και υποδομές

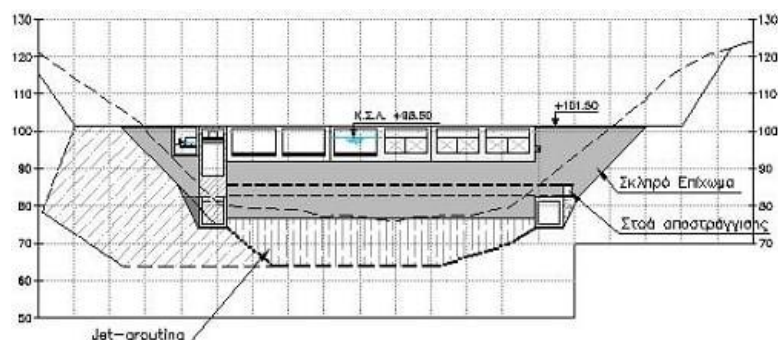
Με βάση τις μελέτες που έχουν δημοσιευτεί η υδροληψία στο έργο επιτυγχάνεται μέσω της δημιουργίας ταμιευτήρα πίσω από το φράγμα, όπου συγκεντρώνονται τα νερά του ποταμού Εύηνου. Στο Σχήμα 5.1 παρουσιάζεται το έργο υδροληψίας, το οποίο αποτυπώνει τη διαμόρφωση του ταμιευτήρα και τη θέση του φράγματος. Από την τεχνητή αυτή λίμνη, το νερό οδηγείται σε **υπόγειο σύστημα προσαγωγής** που περιλαμβάνει σήραγγα θολωτής διατομής διαμέτρου 5 μέτρων και συνολικού μήκους περίπου 3.260 μέτρων. Η σήραγγα αυτή ακολουθεί την πορεία κατά μήκος του αριστερού αντερείσματος του ποταμού και καταλήγει σε **φρέαρ ανάπαλσης**, διαμέτρου 10 μέτρων και ύψους 41 μέτρων. Το φρέαρ αυτό λειτουργεί ως ρυθμιστικό στοιχείο των διακυμάνσεων της πίεσης που προκαλούν οι αιφνίδιες μεταβολές της ροής του νερού, ώστε αυτή να εξομαλύνεται πριν την είσοδο στον αγωγό πτώσης και στη συνέχεια στη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής

ενέργειας. Η όλη διάταξη εξασφαλίζει την ομαλή και ασφαλή μεταφορά του νερού από τον ταμιευτήρα στον υδροηλεκτρικό σταθμό [22].



Σχήμα 5.1: Έργο υδροληψίας

Το φράγμα που προβλέπεται να κατασκευαστεί αποτελεί φράγμα βαρύτητας, ύψους 26 μέτρων, από σκληρό επίχωμα (RCC- Roller Compacted Concrete), δηλαδή με ειδικό σκυρόδεμα που συμπίεζεται με ειδικούς κυλίνδρους για να εξασφαλιστεί η απαιτούμενη αντοχή και στεγανοποίηση. Το μήκος του υπολογίζεται στα 149 μέτρα ενώ η ανώτατη στάθμη λειτουργίας του, δηλαδή η στάθμη του νερού στη λίμνη που σχηματίζεται πίσω από το φράγμα μπορεί να φτάσει έως το επίπεδο των +100,00 μέτρων με βάση συγκεκριμένο σημείο αναφοράς (πχ επίπεδο της θάλασσας). Αυτή η στάθμη ορίζεται ως η μέγιστη επιτρεπτή στάθμη για την ασφαλή λειτουργία του έργου και εξασφαλίζει ότι το φράγμα μπορεί να διαχειριστεί την ποσότητα του νερού που συγκεντρώνεται στην περιοχή του ταμιευτήρα. Στο Σχήμα 5.2 παρουσιάζεται η τομή κατά μήκος του άξονα του φράγματος που αποτυπώνει τις βασικές διαστάσεις και χαρακτηριστικά του. Ο ταμιευτήρας που σχηματίζεται διαθέτει χωρητικότητα 7.810.000 m³ στην κανονική στάθμη λειτουργίας, ενώ η επιφάνεια της καλυπτόμενης έκτασης ανέρχεται σε 821 στρέμματα [21],[22].



Σχήμα 5.2: Τομή κατά μήκος του άξονα του φράγματος

Ο υπερχειλιστής του έργου αποτελεί έναν από τους κεντρικούς μηχανισμούς διαχείρισης της ροής και υπερχείλισης του νερού, με σκοπό την ασφαλή εκτροπή των

υπερβαλλουσών ποσοτήτων νερού όταν η στάθμη της λίμνης υπερβαίνει την κανονική στάθμη λειτουργίας του φράγματος. Στο έργο αυτό, ο υπερχειλιστής έχει έξι ανοίγματα, το πλάτος των οποίων ανέρχεται στα 12 μέτρα το καθένα. Τα ανοίγματα αυτά είναι εξοπλισμένα με ισάριθμα τοξωτά θυροφράγματα, τα οποία προσφέρουν ευελιξία και αποτελεσματικότητα στη ρύθμιση της ροής του νερού [23].

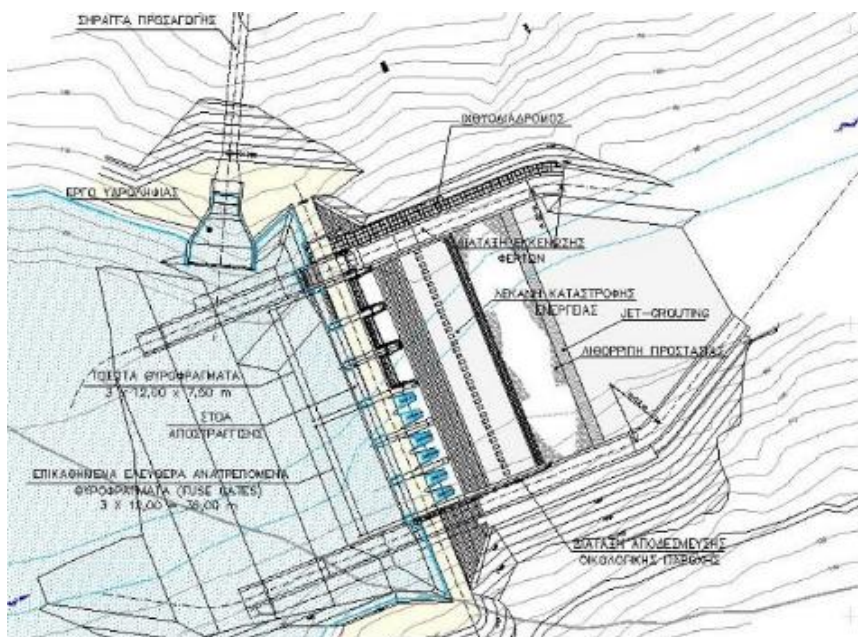
Παράλληλα, για την πλήρη διαχείριση των πλημμυρικών φαινομένων και τη διατήρηση της ασφάλειας των έργων, έχει σχεδιαστεί και ένα σύνολο συμπληρωματικών υποδομών ασφαλείας, οι οποίες περιλαμβάνουν τη **βαθμιδωτή διώρυγα πτώσης** και τη **λεκάνη καταστροφής ενέργειας**. Η διώρυγα πτώσης έχει σχεδιαστεί για να μειώνει την ταχύτητα του νερού μετά την υπερχειλίση, απορροφώντας την ενέργεια του νερού και αποτρέποντας τη δημιουργία επικίνδυνων ρευμάτων που θα μπορούσαν να βλάψουν τη φυσική κοίτη ή άλλες υποδομές. Η λεκάνη καταστροφής ενέργειας λειτουργεί ως περιοχή εξασθένησης, όπου το νερό χάνει ταχύτητα και δύναμη πριν συνεχίσει την πορεία του [23].

Επιπλέον, το έργο περιλαμβάνει ένα **βυθισμένο θυρόφραγμα εκκένωσης φερτών υλικών**. Το θυρόφραγμα αυτό έχει διαστάσεις 6 x 3 μέτρα και τοποθετείται στο κάτω μέρος του ταμιευτήρα, με στόχο την απομάκρυνση των φερτών υλικών που συσσωρεύονται στον πυθμένα του κατά τη διάρκεια της λειτουργίας του φράγματος [23]. Στο Σχήμα 5.3 παρουσιάζονται τα τεχνικά έργα του φράγματος και οι συνοδευτικές υδραυλικές διατάξεις.

Η πλημμυρική παροχή σχεδιασμού για τα όλα τα έργα ασφαλείας ανέρχεται σε 2.585 m³/s και αντιστοιχεί σε περίοδο επαναφοράς 1.000 ετών, γεγονός που σημαίνει ότι η πιθανότητα εμφάνισης τόσο ακραίας πλημμύρας σε ένα δεδομένο έτος είναι 0,1%. Ο σχεδιασμός αυτός διασφαλίζει την υδραυλική επάρκεια και την αντιπλημμυρική προστασία του έργου ακόμη και σε ακραίες συνθήκες.

Στο πλαίσιο της περιβαλλοντικά φιλικής λειτουργίας του έργου, προβλέπεται η κατασκευή **ιχθυοδιαδρόμου** με ορθογωνική διατομή διαστάσεων 1,40 x 1,40 m, ο οποίος επιτρέπει τη διατήρηση της οικολογικής συνέχειας του ποτάμιου συστήματος, εξασφαλίζοντας τη δυνατότητα μετακίνησης των υδρόβιων οργανισμών ανάντη και κατόντη του φράγματος. Παράλληλα, έχει προβλεφθεί ειδική **διάταξη απόδοσης οικολογικής παροχής**, η οποία διασφαλίζει τη συνεχή απορροή νερού στην κοίτη του ποταμού κατόντη του έργου, ώστε να διατηρείται η απαραίτητη παροχή για την επιβίωση της υδρόβιας ζωής και τη διατήρηση του φυσικού χαρακτήρα του οικοσυστήματος. Τα

μέτρα αυτά υπαγορεύονται από την υφιστάμενη περιβαλλοντική νομοθεσία, καθώς και από τις απαιτήσεις της Οδηγίας 2000/60/ΕΚ για την προστασία και διαχείριση των υδάτων, η οποία επιβάλλει τη διατήρηση ή αποκατάσταση της οικολογικής κατάστασης των επιφανειακών υδατικών σωμάτων [21],[23].



Σχήμα 5.3: Κάτοψη τεχνικών έργων φράγματος και συνοδευτικών υδραυλικών διατάξεων

5.4 Ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός σταθμού

Η εγκατεστημένη ισχύς του υδροηλεκτρικού σταθμού ανέρχεται σε 8,6 MWe, όπως προβλέπεται από την άδεια παραγωγής, και αντιστοιχεί στην καθαρή ηλεκτρική ισχύ που αποδίδεται στο δίκτυο. Αντίστοιχα, η ονομαστική ισχύς του σταθμού φτάνει τα 10,1 MW και αναφέρεται στη συνολική υδραυλική ισχύ που είναι θεωρητικά διαθέσιμη για μετατροπή σε ηλεκτρική ενέργεια, με βάση την ονομαστική παροχή και το διαθέσιμο ύψος πτώσης των 37 μέτρων ($H=37\text{ m}$). Ο σταθμός εντός του οποίου στεγάζεται ο ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός χωροθετείται επί της κοίτης του ποταμού Εύηνου, στη ζώνη της αριστερής όχθης, με διαστάσεις $25,10\text{ m} \times 28,80\text{ m} \times 24,50\text{ m}$. Η λειτουργία της μονάδας αναμένεται να αποδώσει ετήσια μέση παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της τάξης των 28 GWh.

5.4.1 Υδροστρόβιλος

Η εγκατάσταση περιλαμβάνει δύο στρόβιλους τύπου S-Type οριζόντιας εκτροπής, με ονομαστική παροχή 16,25 m³/s έκαστος, αξιοποιώντας συνολικά ονομαστική παροχή 32,50 m³/s [23].

Οι στρόβιλοι τύπου S (ή **S-Type**) αποτελούν μια παραλλαγή του κλασικού στρόβιλου Kaplan, σχεδιασμένη για εφαρμογές μικρών και μεσαίων υψομετρικών πτώσεων με υψηλές παροχές. Πρόκειται για στρόβιλους οριζόντιας διάταξης με άξονα εκτροπής ροής, οι οποίοι ενσωματώνουν τη λειτουργική ευελιξία του Kaplan, αλλά χωρίς το κάθετο άξονα, επιτρέποντας έτσι πιο συμπαγή σχεδιασμό και ευκολότερη εγκατάσταση σε υπέργεια κτίρια.

Η ονομασία “S” προκύπτει από τη χαρακτηριστική μορφή της διαδρομής ροής του νερού μέσα στον στρόβιλο, η οποία θυμίζει το γράμμα “S” λόγω της οριζόντιας εκτροπής της ροής κατά τη μετάβασή της από τον αγωγό πίεσης στο στροφείο. Ο στρόβιλος διαθέτει ρυθμιζόμενες κατευθυντήριες πτέρυγες και πτερύγια στροφείου μεταβλητής γωνίας, που επιτρέπουν τον έλεγχο της ροής και της απόδοσης, διασφαλίζοντας υψηλό βαθμό απόδοσης ακόμη και σε μεταβαλλόμενες παροχές.

Οι στρόβιλοι S-Type είναι ιδιαίτερα κατάλληλοι για μικρά υδροηλεκτρικά έργα συνεχούς ροής (run-of-river), λόγω της απλότητας στην εγκατάσταση, χαμηλότερων απαιτήσεων συντήρησης και της δυνατότητας τοποθέτησης σε σταθμούς χωρίς μεγάλες εκσκαφές ή ειδικά έργα βάθους. Χρησιμοποιούνται συχνά σε έργα με ύψος πτώσης από 5 έως 40 μέτρα και παροχές που μπορεί να φτάνουν αρκετές δεκάδες κυβικά μέτρα ανά δευτερόλεπτο, κάτι που τους καθιστά ιδανικούς για το υπό μελέτη έργο.

5.4.2 Διασύνδεση δικτύου

Η μεταφορά της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στο εθνικό διασυνδεδεμένο σύστημα προβλέπεται να πραγματοποιηθεί μέσω κατασκευής γραμμής μέσης τάσης συνολικού μήκους περίπου 6,8 χιλιομέτρων. Η χάραξη της γραμμής ακολουθεί κατά τμήματα το υφιστάμενο οδικό δίκτυο (περίπου 4,9 χλμ.), ενώ περιλαμβάνει και διέλευση εκτός οδοποιίας μήκους 1,9 χλμ., καθώς και τη διάνοιξη νέας πρόσβασης μήκους 704 μέτρων ώστε να καταστεί δυνατή η διακίνηση προσωπικού, υλικών και μηχανημάτων κατασκευής [21].

5.4.3 Γεννήτρια

Στην υδροηλεκτρική μονάδα του υπό μελέτη έργου, η επιλογή του τύπου της γεννήτριας αποτελεί κρίσιμο παράγοντα για την αποτελεσματική σύνδεση της μονάδας με το δίκτυο μέσης τάσης της ΔΕΗ. Με δεδομένη την ονομαστική ισχύ των 10,1 MW και την παραγωγή 28 GWh ετησίως, η πιο κατάλληλη επιλογή για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι η χρήση συγχρονισμένων γεννητριών.

Οι σύγχρονες τριφασικές γεννήτριες χρησιμοποιούνται συνήθως σε υδροηλεκτρικά έργα μικρού και μεσαίου μεγέθους, κυρίως λόγω της υψηλής απόδοσης που προσφέρουν και της δυνατότητάς τους να συνδέονται απευθείας με το δίκτυο χωρίς την ανάγκη επιπλέον εξοπλισμού για την προσαρμογή της τάσης και της συχνότητας. Ο τύπος της γεννήτριας που προτείνεται για το έργο αυτό είναι συνήθως συγχρονισμένος και εξασφαλίζει την ομαλή λειτουργία σε συνθήκες σταθερής συχνότητας και τάσης, γεγονός που είναι απαραίτητο για τη σωστή συμβατότητα με το δίκτυο.

Η επιλογή αυτή βασίζεται στην ανάγκη για υψηλή αξιοπιστία και απόδοση, καθώς οι σύγχρονες γεννήτριες προσφέρουν απόδοση που κυμαίνεται γύρω από το 95-98%, σε αντίθεση με τις ασύγχρονες γεννήτριες, οι οποίες ενδέχεται να παρουσιάζουν ελαφρώς χαμηλότερη απόδοση και μεγαλύτερες απαιτήσεις σε εξοπλισμό για τη σταθεροποίηση της συχνότητας και της τάσης.

Η χρήση των δύο υδροστροβίλων τύπου S, που θα εγκατασταθούν στο έργο, συνδυάζεται ιδανικά με τις σύγχρονες γεννήτριες, προσφέροντας σταθερή και αποδοτική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ακόμη και σε περιπτώσεις μικρότερης ροής ή μεταβολών στην απορροή του ποταμού Εύηνου. Επιπλέον, η χρήση σύγχρονων γεννητριών συνδέεται με αυξημένο κόστος, το οποίο όμως αντισταθμίζεται από την υψηλότερη απόδοση και την απρόσκοπτη σύνδεση με το δίκτυο, που μειώνει τις πιθανότητες απωλειών κατά τη μεταφορά ενέργειας.

5.4.4 Μετασχηματιστής

Καθώς το υπό μελέτη μικρό υδροηλεκτρικό έργο θα συνδεθεί με το δίκτυο διανομής μέσω γραμμής μέσης τάσης (περίπου 6,8 km), είναι απαραίτητη η ανύψωση της παραγόμενης τάσης από τις γεννήτριες. Αν και δεν έχουν δημοσιοποιηθεί λεπτομέρειες από τον υπεύθυνο ανάδοχο (ΤΕΡΝΑ), βάσει της διεθνούς εμπειρίας και της τυπικής

πρακτικής σε παρόμοια έργα, αναμένεται η χρήση ελαιόψυκτου τριφασικού μετασχηματιστή ισχύος.

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από τις γεννήτριες σε χαμηλή τάση (συνήθως 400–690 V) οδηγείται στον μετασχηματιστή, ο οποίος την ανυψώνει στο επίπεδο των 15–20 kV. Ο μετασχηματιστής θα πρέπει να είναι κατάλληλα διαστασιολογημένος για τη συνολική ισχύ του σταθμού ($\approx 10,1$ MW), με κατάλληλη συνδεσμολογία (συνήθως Υ/Δ) και εξοπλισμένος με σύστημα ψύξης και προστασίας από υπερφόρτιση, βραχυκύκλωμα και υπέρταση. Σε γενικές γραμμές, η επιλογή του τύπου, της ισχύος και της συνδεσμολογίας του μετασχηματιστή καθορίζεται από τις ηλεκτροτεχνικές απαιτήσεις της γεννήτριας, του συστήματος προστασίας και των προδιαγραφών σύνδεσης στο ηλεκτρικό δίκτυο.

5.5 Υπολογισμός θεωρητικής ισχύος και ενέργειας

Η θεωρητική προσέγγιση της ισχύος και της παραγόμενης ενέργειας ενός μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού βασίζεται στις θεμελιώδεις αρχές της υδροηλεκτρικής μετατροπής ενέργειας. Συγκεκριμένα, η άμεσα διαθέσιμη υδραυλική ισχύς εξαρτάται κυρίως από την παροχή νερού και το καθαρό ύψος πτώσης, ενώ η τελική ηλεκτρική ενέργεια που μπορεί να παραχθεί προκύπτει κατόπιν ενσωμάτωσης των αποδόσεων του συστήματος και της διάρκειας λειτουργίας του σταθμού. Στην παρούσα ενότητα γίνεται αναλυτική παρουσίαση των βασικών εξισώσεων και παραδοχών που διέπουν τον υπολογισμό της θεωρητικής ισχύος, του καθαρού υψομετρικού φορτίου (ύψος πτώσης μετά από απώλειες), καθώς και της εκτιμώμενης ετήσιας ηλεκτρικής παραγωγής. Η προσέγγιση αυτή συμβάλλει στον έλεγχο της συμβατότητας των τεχνικών χαρακτηριστικών με τα δηλωμένα ενεργειακά αποτελέσματα και προσφέρει ένα εργαλείο πρώτης εκτίμησης της ενεργειακής αποδοτικότητας του έργου.

5.5.1 Υπολογιστική προσέγγιση ισχύος

Ο υπολογισμός της ονομαστικής ισχύος ενός μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού μπορεί να πραγματοποιηθεί από την εξίσωση (1) όπως αναφέρθηκε και στην ενότητα 2.1.

$$P_n = \rho \cdot g \cdot Q_d \cdot H_{net}$$

όπου H_{net} είναι το καθαρό ύψος υδατόπτωσης, Q_d και η παροχή του νερού της υπό μελέτης περιοχής αντίστοιχα [24].

Στο πλαίσιο υπολογισμού της θεωρητικής υδραυλικής ισχύος και της εκτιμώμενης ετήσιας παραγωγής ενέργειας, καθοριστικής σημασίας είναι η παροχή σχεδιασμού (design flow rate), η οποία συμβολίζεται ως Q_d . Η ποσότητα αυτή αντιπροσωπεύει τη μέγιστη παροχή νερού που μπορεί να επεξεργαστεί το υδροηλεκτρικό σύστημα μέσω των στροβίλων και καθορίζεται με βάση τα τεχνικά χαρακτηριστικά του εξοπλισμού και τη διαθέσιμη παροχή του ποταμού.

Η παροχή Q_d είναι πάντοτε μικρότερη ή ίση από τη διαθέσιμη παροχή του υδατορέματος και στην πράξη επιτυγχάνεται μόνο κατά τις περιόδους υψηλής ροής. Σε περιόδους χαμηλής παροχής, η ποσότητα του νερού που διέρχεται από τους στροβίλους μειώνεται αναλόγως. Για λόγους περιβαλλοντικής προστασίας, ένα μέρος της συνολικής ροής του ποταμού οφείλει να παραμένει στην κοίτη ως οικολογική παροχή, γνωστή ως Minimum Vital Flow (MVF), η οποία δεν αξιοποιείται ενεργειακά. Η σχέση μεταξύ της μέσης ετήσιας παροχής του ποταμού Q_m , της παροχής σχεδιασμού Q_d και της οικολογικής παροχής (MVF) εκφράζεται ως [24]:

$$Q_d = Q_m - MVF \quad (5)$$

Στην παρούσα μελέτη όμως, η ονομαστική παροχή του σταθμού είναι δεδομένη και ανέρχεται σε $Q_d = 32,5 \text{ m}^3/\text{s}$, τιμή η οποία χρησιμοποιείται ως βάση για τους ενεργειακούς υπολογισμούς που ακολουθούν. Επιπλέον, σύμφωνα με τα δημοσιευμένα στοιχεία του έργου, προβλέπεται σύστημα αποδέσμευσης οικολογικής παροχής ίσο με $1,56 \text{ m}^3/\text{s}$ (άρα $MVF = 1,56 \text{ m}^3/\text{s}$), το οποίο διασφαλίζει τη συνεχή ροή νερού εντός της φυσικής κοίτης για την υποστήριξη της τοπικής βιοποικιλότητας και της οικολογικής ισορροπίας.

Σύμφωνα με σχετική βιβλιογραφία, οι γραμμικές και τοπικές απώλειες πίεσης στον αγωγό προσαγωγής εξαρτώνται από τη γεωμετρία, το μήκος και τη διάμετρο του αγωγού, καθώς και από το υλικό κατασκευής του. Ωστόσο, για λόγους απλοποίησης και σε συμφωνία με διεθνείς πρακτικές προσεγγιστικού υπολογισμού, οι συνολικές απώλειες κεφαλής μπορούν να θεωρηθούν ίσες με περίπου 6% του συνολικού ύψους πτώσης [25]. Με βάση αυτήν την παραδοχή, το καθαρό ύψος πτώσης (net head) προσδιορίζεται ως εξής:

$$H_{\text{net}} = 0,94 \cdot H_{\text{ολικό}} \Rightarrow \quad (6)$$

$$H_{\text{net}} = 0,94 \cdot 37,00 = 34,78 \text{ m}$$

οπότε με αντικατάσταση στην (1) προκύπτει

$$P = 1000 \cdot 9,81 \cdot 32,5 \cdot 34,78 \Rightarrow$$

$$P = 10,1 \text{ MW}$$

Η ονομαστική ισχύς που υπολογίζεται από αυτή τη σχέση είναι η μέγιστη ισχύς που θα μπορούσε να παραχθεί πριν τις απώλειες, αν το σύστημα λειτουργούσε υπό τις βέλτιστες συνθήκες. Για την εκτίμηση της πραγματικά εκμεταλλεύσιμης ηλεκτρικής ισχύος ενός υδροηλεκτρικού σταθμού, είναι απαραίτητο να ληφθούν υπόψη και οι αποδόσεις των επιμέρους στοιχείων του συστήματος. Η θεωρητική υδραυλική ισχύς που παράγεται από τη ροή του νερού προς τον στρόβιλο υπόκειται σε απώλειες κατά τη μετατροπή της σε ηλεκτρική ενέργεια. Οι κύριοι συντελεστές απόδοσης που επηρεάζουν τη συνολική ενεργειακή απόδοση περιλαμβάνουν την απόδοση του υδροστροβίλου, της γεννήτριας και του μετασχηματιστή.

Στην περίπτωση του μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού «Μακρυνού», οι εγκατεστημένοι υδροστρόβιλοι είναι τύπου S (S-type), γνωστοί για την υψηλή τους απόδοση σε συνθήκες ονομαστικής λειτουργίας. Η υδραυλική απόδοσή τους κυμαίνεται συνήθως μεταξύ 90% και 93%, ανάλογα με το καθαρό ύψος πτώσης, την παροχή σχεδιασμού και τις συνολικές υδραυλικές απώλειες στο σύστημα προσαγωγής. Για τις ανάγκες της παρούσας θεωρητικής προσέγγισης, θεωρείται ονομαστική απόδοση της τάξης του 92%, τιμή που ανταποκρίνεται στις συνθήκες βέλτιστης λειτουργίας και είναι αντιπροσωπευτική για υδροστρόβιλους του συγκεκριμένου τύπου. Η γεννήτρια, η οποία μετατρέπει τη μηχανική ενέργεια του στροβίλου σε ηλεκτρική, παρουσιάζει συνήθως μια απόδοση της τάξεως του 97%, καθώς ένα μικρό ποσοστό της εισερχόμενης ενέργειας χάνεται υπό μορφή θερμότητας και μηχανικών τριβών. Αντίστοιχα, ο μετασχηματιστής, ο οποίος προσαρμόζει την τάση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας για μεταφορά στο δίκτυο, παρουσιάζει επίσης πολύ υψηλή απόδοση, της τάξης του 98%, με τις απώλειες να σχετίζονται κυρίως με φαινόμενα υστέρησης και δινορευμάτων στον πυρήνα του. Συμπεριλαμβάνοντας τις απώλειες απόδοσης των υδροστροβίλων, των γεννητριών και του μετασχηματιστή ισχύος, η θεωρητική υδραυλική ισχύς P προσαρμόζεται αναλόγως [25].

Ορίζουμε τυπικές τιμές απόδοσης $\eta_{\text{στροβίλου}}=92\%$, $\eta_{\text{γεννήτριας}}=97\%$ και $\eta_{\text{μετασχηματιστή}}=98\%$ και η συνολική απόδοση του συστήματος εκτιμάται σε:

$$\eta_{\text{ολική}} = \eta_{\text{στροβίλου}} \cdot \eta_{\text{γεννήτριας}} \cdot \eta_{\text{μετασχηματιστή}} = 0,92 \cdot 0,97 \cdot 0,98 \Rightarrow$$

$$\eta_{\text{ολική}} = 0,87$$

Η εν λόγω παραδοχή ενσωματώνεται στον συνολικό υπολογισμό της εκμεταλλεύσιμης ηλεκτρικής ισχύος του σταθμού. Συνεπώς, η καθαρή εκμεταλλεύσιμη ισχύς του σταθμού ανέρχεται σε:

$$P_{\text{πραγματική}} = P_n \cdot \eta_{\text{ολική}} \Rightarrow (7)$$

$$P_{\text{πραγματική}} = 10,1 \cdot 0,87 = 8,87 \text{ MW}$$

Η τιμή αυτή αντιπροσωπεύει την καθαρή ισχύ που μπορεί να αποδοθεί στο ηλεκτρικό δίκτυο κατά τη μέγιστη λειτουργία του σταθμού και επαληθεύει την προβλεπόμενη εγκαταστημένη ισχύ του σταθμού.

5.5.2 Εκτίμηση ετήσιας παραγωγής ενέργειας

Η ετήσια παραγόμενη ενέργεια από τον υδροηλεκτρικό σταθμό εκτιμάται μέσω του γινομένου της καθαρής (πραγματικά εκμεταλλεύσιμης) ηλεκτρικής ισχύος και του συνολικού χρόνου λειτουργίας κατά τη διάρκεια ενός έτους. Η σχέση αυτή όπως αναφέρθηκε και σε προηγούμενη ενότητα εκφράζεται ως:

$$E = P \cdot t$$

όπου:

E: η ετήσια παραγόμενη ενέργεια (kWh/έτος),

P: η εγκατεστημένη ισχύς (kW),

t: ο συνολικός αριθμός ωρών λειτουργίας του σταθμού ανά έτος (συνήθως μεταξύ 3.000–6.000 ώρες για μικρά υδροηλεκτρικά).

Με βάση την καθαρή πραγματική ισχύ του σταθμού, η οποία έχει υπολογιστεί σε 8,87 MW, και λαμβάνοντας υπόψη ένα εύρος ετήσιων ωρών λειτουργίας μεταξύ 3.000 και 5.000 ωρών, η διακύμανση της εκτιμώμενης ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζεται στον Πίνακα 5.1.

Πίνακας 5.1: Εκτιμώμενη ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας συναρτήσει των ωρών λειτουργίας του σταθμού ανά έτος.

Ώρες λειτουργίας ανά έτος	Εκτιμώμενη Παραγωγή (GWh)
3000	26,61
3200	28,38
3500	31,04
4000	35,48
4500	39,91
5000	44,35

Η ετήσια παραγωγή των **28 GWh**, στο έργο, αντιστοιχεί σε περίπου **3.150 ώρες** λειτουργίας τον χρόνο, κάτι που είναι ρεαλιστικό για ΜΥΗΕ, λαμβάνοντας υπόψη τη διαθεσιμότητα νερού και τις υδρολογικές συνθήκες.

5.5.3 Υπολογισμός συντελεστή φορτίου

Μια υδροηλεκτρική μονάδα αξιολογείται θετικά όταν ο συντελεστής φορτίου (capacity factor) της εγκατάστασης ικανοποιεί το κριτήριο: $CF \geq 30\%$. Ως συντελεστής φορτίου, ορίζεται ο λόγος της πραγματικής ενέργειας $E(\Delta t)$ που παράγεται από μια υδροηλεκτρική μονάδα σε μια δεδομένη χρονική περίοδο, προς τη μέγιστη δυνατή ενέργεια που θα μπορούσε να παραχθεί εάν η μονάδα λειτουργούσε συνεχώς στην ονομαστική της ισχύ N_o . Αποτελεί βασικό δείκτη απόδοσης για ένα υδροηλεκτρικό έργο. Ο συντελεστής φορτίου δείχνει πόσο αποτελεσματικά αξιοποιείται η εγκατεστημένη ισχύς του σταθμού μέσα στον χρόνο, λαμβάνοντας υπόψη τις διακυμάνσεις της διαθέσιμης παροχής και τις πραγματικές ώρες λειτουργίας. Η εξίσωση υπολογισμού του συντελεστή φορτίου δίνεται από τη σχέση (8) [26].

$$CF = \frac{E(\Delta t)}{\Delta t \cdot N_o} \quad (8)$$

Ορίζουμε $E(\Delta t)=28.000$ MWh, $N_o=10,1$ MW και $\Delta t = 8.760$ ώρες. Οι 8760 ώρες αντιστοιχούν στη συνολική διάρκεια ενός ημερολογιακού έτους, εφόσον ληφθούν υπόψη 365 ημέρες και 24 ώρες ανά ημέρα. Πρόκειται για τη θεωρητικά μέγιστη διάρκεια συνεχούς λειτουργίας ενός ενεργειακού σταθμού εντός ενός έτους, χωρίς διακοπές ή περιορισμούς. Με αντικατάσταση λοιπόν στην εξίσωση 8 προκύπτει:

$$CF = \frac{28000}{8760 \cdot 10,1} = 0.32 \Rightarrow$$
$$CF = 32\%.$$

Ο υπολογισθείς συντελεστής φορτίου CF, ανέρχεται σε περίπου 32%, γεγονός που υποδηλώνει ότι το έργο λειτουργεί, κατά μέσο όρο, στο 32% της μέγιστης ονομαστικής του ισχύος σε ετήσια βάση. Η τιμή αυτή θεωρείται ιδιαίτερα ικανοποιητική για τα δεδομένα ενός μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού, λαμβάνοντας υπόψη τις φυσικές διακυμάνσεις της διαθέσιμης παροχής η οποία συνδέεται με την αβεβαιότητα και τη μεταβλητότητα των φυσικών φαινομένων που επηρεάζουν την υδατική προσφορά.

Κεφάλαιο 6 Οικονομική Ανάλυση του ΜΗΥΕ «Μακρυνού»

Η παρούσα ενότητα αποσκοπεί στην οικονομική αξιολόγηση του μικρού υδροηλεκτρικού έργου «Μακρυνού», με σκοπό την εκτίμηση της επενδυτικής βιωσιμότητας και της αναμενόμενης οικονομικής απόδοσης του έργου. Δεδομένου ότι τα πραγματικά οικονομικά στοιχεία (όπως το κόστος εγκατάστασης, λειτουργίας και συντήρησης) δεν είναι δημοσίως διαθέσιμα από την ανάδοχο εταιρεία, η ανάλυση βασίζεται σε θεωρητικά δεδομένα και ενδεικτικές τιμές από τη σχετική βιβλιογραφία και την εμπειρία παρόμοιων έργων στην Ελλάδα. Στο πλαίσιο αυτό, εξετάζονται οι κύριοι οικονομικοί δείκτες όπως η καθαρή παρούσα αξία (NPV), ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR) και ο χρόνος αποπληρωμής (Payback Period) καθώς και η επίδραση παραμέτρων όπως η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, το κόστος επένδυσης και η ετήσια παραγωγή. Η ανάλυση επιδιώκει να προσφέρει μια ρεαλιστική προσέγγιση της οικονομικής προοπτικής του έργου, λαμβάνοντας υπόψη και τη μεταβλητότητα της υδρολογικής παροχής, η οποία ενδέχεται να επηρεάσει την ετήσια παραγωγή ενέργειας.

Η αξιολόγηση της οικονομικής βιωσιμότητας ενός μικρού υδροηλεκτρικού έργου απαιτεί την κατανόηση ορισμένων θεμελιωδών οικονομικών εννοιών και την υιοθέτηση ρεαλιστικών παραδοχών για τη διάρκεια ζωής και το χρονοδιάγραμμα υλοποίησης του έργου. Γενικά, η οικονομική διάρκεια ζωής ενός υδροηλεκτρικού έργου κυμαίνεται μεταξύ 15 και 30 ετών, ενώ τα έργα πολιτικού μηχανικού έχουν διάρκεια ζωής που υπερβαίνει τα 50 έτη. Η περίοδος οικονομικής ανάλυσης ορίζεται συνήθως στα 20 έτη, εντός της οποίας θα πρέπει να αποτιμηθούν τα κόστη, τα έσοδα και οι αναμενόμενες αποδόσεις της επένδυσης. Με το πέρας της περιόδου αυτής, ενδέχεται να απαιτηθεί είτε ανανέωση είτε αντικατάσταση του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού.

Η διάρκεια κατασκευής του σταθμού αποτελεί επίσης κρίσιμο παράγοντα, καθώς συνιστά περίοδο με υψηλές κεφαλαιουχικές δαπάνες και μηδενικά έσοδα. Για τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα, η φάση κατασκευής συνήθως διαρκεί 1–2 έτη, ενώ προηγείται και μια περίοδος τουλάχιστον δύο ετών για μελέτες, αδειοδοτήσεις και διαπραγματεύσεις χρηματοδότησης. Παρά ταύτα, η οικονομική ανάλυση συχνά λαμβάνει ως αφετηρία την επίσημη έναρξη κατασκευής, για λόγους απλοποίησης.

Επιπλέον, πρέπει να ληφθεί υπόψη η επίδραση του πληθωρισμού, δηλαδή η μεταβολή των τιμών αγαθών και υπηρεσιών κατά τη διάρκεια ζωής του έργου. Δεδομένης της

μακροχρόνιας φύσης αυτών των επενδύσεων, η πρόβλεψη του πληθωρισμού ενέχει σημαντική αβεβαιότητα, επηρεάζοντας τόσο τις ταμειακές ροές όσο και την αγοραστική αξία των εσόδων. Τέλος, η υπόλοιπη αξία της επένδυσης των έργων πολιτικού μηχανικού που παραμένουν σε λειτουργική κατάσταση μετά το πέρας της οικονομικής περιόδου, λαμβάνεται υπόψη στην ανάλυση κόστους-οφέλους ως μελλοντικό όφελος.

6.1 Επενδυτικό κόστος και κόστος εγκατάστασης

Η συνολική οικονομική επιβάρυνση ενός μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού (ΜΥΗΕ) κατά τον κύκλο ζωής του διακρίνεται σε αρχικό επενδυτικό κόστος και ετήσιο λειτουργικό και το κόστος συντήρησης. Η αποτίμηση του κόστους επένδυσης μετά από Ν έτη λειτουργίας αντικατοπτρίζει τον συνδυασμό αυτών των δύο βασικών συνιστωσών. Το αρχικό επενδυτικό κόστος περιλαμβάνει το σύνολο των απαραίτητων δαπανών που σχετίζονται με την υλοποίηση του έργου, και διαρθρώνεται συνήθως σε τρεις κύριες κατηγορίες:

- **Κόστος έργων πολιτικού μηχανικού** (κατασκευαστικό κόστος), που αφορά τη διαμόρφωση υποδομών όπως φράγματα, αγωγούς προσαγωγής, δεξαμενές ρύθμισης, κανάλια εκροής κ.ά.,
- **Κόστος ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού**, που περιλαμβάνει τους υδροστροβίλους, τις γεννήτριες, τους μετασχηματιστές, τον πίνακα ελέγχου και τα αυτοματοποιημένα συστήματα ρύθμισης,
- **Κόστος μελετών, επίβλεψης και αδειοδοτήσεων**, που περιλαμβάνει γεωτεχνικές, υδρολογικές, περιβαλλοντικές και τεχνικές μελέτες, καθώς και τη διοικητική διαδικασία έκδοσης αδειών και ρυθμιστικών εγκρίσεων [13].

Η αναλογία αυτών των επιμέρους δαπανών ποικίλλει ανάλογα με την ισχύ και το μέγεθος του έργου, ωστόσο για μικρά υδροηλεκτρικά έργα οι ενδεικτικές κατανομές είναι οι εξής:

- 40–50% του συνολικού κόστους επένδυσης αφορά έργα πολιτικού μηχανικού,
- 40–50% αντιστοιχεί στον ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό,
- 10–20% σχετίζεται με μελέτες, αδειοδοτήσεις και λοιπές δευτερεύουσες υπηρεσίες.

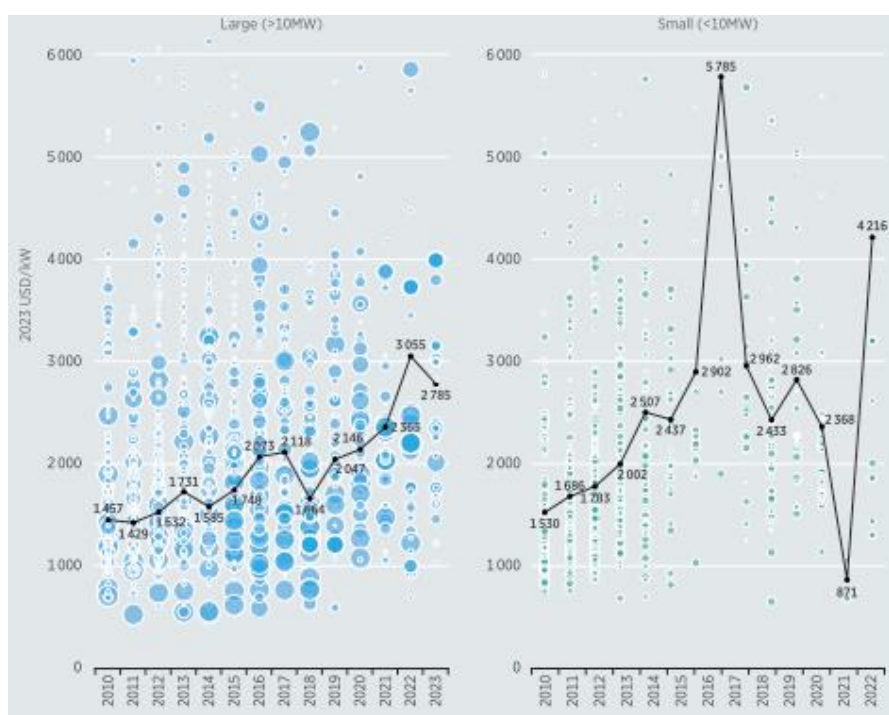
Το λειτουργικό κόστος περιλαμβάνει όλες τις επαναλαμβανόμενες δαπάνες που σχετίζονται με τη συνεχή λειτουργία και τη διαχείριση του σταθμού. Αυτό κυμαίνεται συνήθως στο 1–5% του αρχικού κόστους επένδυσης ανά έτος και περιλαμβάνει τους μισθούς του τεχνικού και διοικητικού προσωπικού, τα έξοδα συντήρησης, επισκευών και πιθανής αναβάθμισης του εξοπλισμού, την εκπαίδευση προσωπικού σε νέα συστήματα ή τεχνολογίες, τη λειτουργική κατανάλωση ενέργειας για τις ανάγκες ελέγχου, επικοινωνιών, φωτισμού και ασφαλείας, τις ασφαλιστικές καλύψεις για τον εξοπλισμό και τις υποδομές, καθώς και τυχόν ρυθμιστικά, νομικά ή περιβαλλοντικά έξοδα [13].

Η εκτίμηση του επενδυτικού κόστους για το ΜΥΗΕ «Μακρυνού» βασίζεται σε δεδομένα της Διεθνούς Υπηρεσίας Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (IRENA), τα οποία καλύπτουν την περίοδο 2010–2023. Σύμφωνα με την IRENA Renewable Cost Database, το συνολικό κόστος εγκατάστασης για έργα μικρής υδροηλεκτρικής ισχύος (≤ 10 MW) παρουσιάζει σημαντική διακύμανση, λόγω της έντονης εξάρτησης από γεωγραφικούς, τεχνικούς και κοινωνικοοικονομικούς παράγοντες [27].

Κατά την προαναφερθείσα περίοδο, το κόστος εγκατάστασης για έργα μικρής ισχύος κυμαίνεται, κατά κανόνα, μεταξύ 500 USD/kW και 5.000 USD/kW, με μεμονωμένες περιπτώσεις να καταγράφονται και εκτός αυτών των ορίων. Σημαντικοί προσδιοριστικοί παράγοντες του κόστους περιλαμβάνουν:

- την ύπαρξη ή μη υφιστάμενων υποδομών (όπως φράγματα ή οδική πρόσβαση),
- το είδος και την έκταση των απαιτούμενων έργων πολιτικού μηχανικού,
- τις ανάγκες σύνδεσης με το ηλεκτρικό δίκτυο,
- και τις ενδεχόμενες πρόσθετες λειτουργίες (ύδρευση, άρδευση, αντιπλημμυρική προστασία κ.λπ.).

Σύμφωνα με τα δεδομένα του Οργανισμού IRENA (2024), το παγκόσμιο σταθμισμένο μέσο κόστος εγκατάστασης υδροηλεκτρικών έργων έχει παρουσιάσει αυξητική πορεία κατά την τελευταία δεκαετία, με διαφοροποιήσεις ανάλογα με την ισχύ των έργων. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.1, τα έργα μικρής ισχύος (≤ 10 MW) έχουν σταθερά υψηλότερο επενδυτικό κόστος ανά εγκατεστημένο kW σε σχέση με τα μεγάλης ισχύος (> 10 MW), γεγονός που αποδίδεται κυρίως στις οικονομίες κλίμακας, αλλά και στην τεχνική πολυπλοκότητα έργων σε απομακρυσμένες ή δύσβατες περιοχές [27].



Σχήμα 6.1: Συνολικό κόστος εγκατάστασης για μικρά και μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα 2010-2023

Η ανάλυση των ετών 2010–2023 δείχνει ότι το κόστος εγκατάστασης για μικρά υδροηλεκτρικά έργα παρουσίασε έντονες διακυμάνσεις, φτάνοντας σε κορυφές όπως τα 5.785 USD/kW το 2020, ενώ την πιο πρόσφατη χρονιά (2023) ανήλθε στα 4.216 USD/kW. Αντίθετα, το κόστος για μεγάλα έργα διαμορφώθηκε σε αισθητά χαμηλότερα επίπεδα, με ενδεικτική τιμή τα 2.785 USD/kW για το 2023.

Η τάση αυτή υποδηλώνει ότι τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα δεν επωφελούνται στον ίδιο βαθμό από την παγκόσμια μείωση κόστους που παρατηρείται σε άλλες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως η αιολική και η φωτοβολταϊκή. Επιπλέον, για την περίοδο 2015–2018, η κάλυψη δεδομένων για τα έργα μικρής ισχύος ήταν περιορισμένη, κάτι που ενδέχεται να επηρεάζει μερικώς τη στατιστική ακρίβεια των μέσων τιμών. Παρά τα παραπάνω, η υψηλή επενδυτική δαπάνη μικρών έργων δεν τα καθιστά απαραίτητα λιγότερο ελκυστικά, καθώς η ευελιξία εγκατάστασης, η δυνατότητα αξιοποίησης τοπικού υδροδυναμικού και τα χαμηλά λειτουργικά κόστη μπορεί να εξισορροπούν σε βάθος χρόνου την αρχική επένδυση.

Σύμφωνα με την έκθεση που δημοσιεύτηκε από τη Διεθνή Υπηρεσία Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (IRENA), το συνολικό κόστος εγκατάστασης υδροηλεκτρικών έργων την

περίοδο 2000–2023 ισχύος μικρότερης των 50 MW, κατηγορία στην οποία εμπίπτει και ο υπό μελέτη σταθμός ισχύος 9 MW, κυμαίνεται από **928 USD/kW** που αφορά τις πλέον οικονομικές περιπτώσεις, έως και **3950 USD/kW** που αντανακλά έργα με αυξημένες τεχνικές και περιβαλλοντικές απαιτήσεις. Ο σταθμισμένος μέσος όρος του κόστους διαμορφώνεται στα **1871 USD/kW**, τιμή που μπορεί να θεωρηθεί ενδεικτική για γενικές εκτιμήσεις καθώς προκύπτει από μακροχρόνια ανάλυση και δεν επηρεάζεται από ακραίες τιμές ενός έτους [27].

6.1.1 Εκτίμηση κόστους εγκατάστασης

Για την περίπτωση του μικρού υδροηλεκτρικού έργου «Μακρυνού», εκτιμάται ότι το συνολικό κόστος εγκατάστασης θα κινηθεί σε σχετικά αυξημένα επίπεδα, δεδομένων των γεωγραφικών και τεχνικών ιδιοτεροτήτων του έργου. Πρόκειται για νέο έργο που αναπτύσσεται σε περιοχή χωρίς υφιστάμενες υδροηλεκτρικές υποδομές και με περιορισμένη προσβασιμότητα, γεγονός που συνεπάγεται αυξημένες απαιτήσεις σε πολιτικά έργα και υποδομές σύνδεσης. Ειδικότερα, η σύνδεση με το υφιστάμενο δίκτυο υψηλής τάσης απαιτεί την κατασκευή νέας γραμμής μέσης τάσης μήκους 6,8 χλμ., η οποία συνεπάγεται σημαντικές δαπάνες για υλικά, υποδομές και εξοπλισμό μετασχηματιστών. Επιπλέον, για τη διασφάλιση της πρόσβασης στο εργοτάξιο απαιτείται βελτίωση δασικών δρόμων μήκους 4.317 μ. καθώς και νέα διάνοιξη δρόμου μήκους 704 μ., αυξάνοντας το κόστος των χωματουργικών και τεχνικών εργασιών λόγω της δυσμενούς μορφολογίας του εδάφους.

Σύμφωνα με στοιχεία της IRENA (2024), το παγκόσμιο σταθμισμένο μέσο κόστος εγκατάστασης για μικρά υδροηλεκτρικά έργα (<10 MW) ανήλθε κατά το 2023 σε 4.216 USD/kW, ενώ ο μέσος όρος για την περίοδο 2010–2023 διαμορφώθηκε σε 1.871 USD/kW. Για την Ευρώπη και λαμβάνοντας υπόψη πρόσφατες τάσεις, τεκμηριώνεται ένα εύρος μεταξύ 1.800–2.400 USD/kW ως ρεαλιστικό για έργα μικρής κλίμακας. Με βάση τη συναλλαγματική ισοτιμία 1 USD ≈ 0,90 EUR (Μάιος 2025), αυτό μεταφράζεται σε 1.620–2.160 EUR/kW. Επιπλέον, λαμβάνοντας υπόψη τις αυξημένες απαιτήσεις του έργου «Μακρυνού», όπως η απουσία πρότερων υποδομών και οι απαιτήσεις πρόσβασης και διασύνδεσης, επιλέγεται ένα συντηρητικό σενάριο κόστους εγκατάστασης της τάξης των 2.160 EUR/kW. Η τιμή αυτή κρίνεται κατάλληλη για έργο

αυτής της κλίμακας (8,87 MW) και συνάδει με τις τάσεις της διεθνούς βιβλιογραφίας και τις εμπειρικές παρατηρήσεις στην ευρωπαϊκή αγορά.

Επομένως, βάσει όσων αναφέρθηκαν, το συνολικό κόστος εγκατάστασης εκτιμάται σε:

$$2.160 \text{ EUR/kW} \cdot 8.870 \text{ kW} = 19.159.200 \approx 19,2 \text{ εκατ. ευρώ ή}$$

$$C_{\text{Atot}} = 19.159.200 \text{ ευρώ}$$

Ωστόσο, για την πληρέστερη τεχνικοοικονομική αξιολόγηση του ΜΥΗΕ «Μακρυνού», εξετάζεται επιπλέον ένα εναλλακτικό σενάριο, στο οποίο λαμβάνεται υπόψη το ανώτατο κόστος εγκατάστασης που καταγράφηκε σε παγκόσμιο επίπεδο για έργα παρόμοιας κλίμακας, το οποίο ανέρχεται σε 3.794 EUR/kW (4.216 USD/kW). Η υιοθέτηση αυτού του σεναρίου αντανακλά μια πιο απαισιόδοξη αλλά τεκμηριωμένη εκτίμηση, κατάλληλη για ανάλυση ευαισθησίας και εκτίμηση κινδύνων κόστους. Το συγκεκριμένο κόστος αντιπροσωπεύει περιπτώσεις όπου υφίστανται σημαντικές τεχνικές δυσκολίες, γεωμορφολογικές ιδιαιτερότητες, περιορισμένη πρόσβαση, καθώς και αυξημένες απαιτήσεις για πολιτικά έργα και δίκτυα διασύνδεσης. Εφόσον τα στοιχεία που έχει δημοσιεύσει η ανάδοχος εταιρεία είναι σχετικά περιορισμένα, κρίνεται απαραίτητο να εξεταστεί και αυτό το σενάριο καθώς το αυξημένο αυτό κόστος προσφέρει μια πιο συντηρητική προσέγγιση και επιτρέπει την αξιολόγηση της οικονομικής ανθεκτικότητας του έργου σε συνθήκες υπέρβασης κόστους.

Με βάση το απαισιόδοξο σενάριο, το συνολικό κόστος εγκατάστασης εκτιμάται σε:

$$3.794 \text{ EUR/kW} \cdot 8.870 \text{ kW} = 33.652.780 \approx 33,65 \text{ εκατ. ευρώ ή}$$

$$C_{\text{Btot}} = 33.652.780 \text{ ευρώ}$$

6.1.2 Εκτίμηση κόστους λειτουργίας και συντήρησης

Τα ετήσια κόστη λειτουργίας και συντήρησης ενός μικρού υδροηλεκτρικού έργου υπολογίζονται συνήθως ως ποσοστό επί του αρχικού επενδυτικού κόστους, με την καθιερωμένη βιβλιογραφία να αναφέρει τιμές που κυμαίνονται μεταξύ 1% και 4% του συνολικού κόστους εγκατάστασης ανά έτος. Για έργα ισχύος περίπου 9 MW, όπως το παρόν, μια συντηρητική και τεκμηριωμένη παραδοχή είναι το 2,5% ετησίως, σύμφωνα με μέσες τιμές που υιοθετούνται από διεθνείς οργανισμούς όπως η IRENA και ο IEA.

Σύμφωνα με μελέτη της IRENA (2018), που βασίστηκε σε δείγμα 25 υδροηλεκτρικών έργων, τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης κατανέμονται μεταξύ τεσσάρων βασικών

κατηγοριών: κόστος λειτουργίας, μισθοδοσία, λοιπά κόστη και υλικά. Η μέση κατανομή του συνολικού κόστους για τις εν λόγω κατηγορίες παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.1.

Πίνακας 6.1 : Κόστη λειτουργίας και συντήρησης υδροηλεκτρικών έργων ανά κατηγορία, από δείγμα 25 έργων.

Κατηγορία Εξόδων	Ελάχιστο (%)	Μέσος Όρος (%)	Μέγιστο (%)
Κόστος λειτουργίας	20	46	61
Μισθοδοσία	13	35	74
Λοιπά κόστη	5	15	28
Υλικά	3	4	4

Καθίσταται φανερό πως το κόστος λειτουργίας και οι μισθοί αποτελούν τα μεγαλύτερα επιμέρους μερίδια των συνολικών δαπανών λειτουργίας και συντήρησης, ενώ τα υλικά αποτελούν ένα σταθερό και σχετικά μικρό ποσοστό (~4%). Επιπλέον, σε αυτά τα κόστη ενδέχεται να περιλαμβάνονται προβλέψεις για προγραμματισμένες ανακαινίσεις ή συντηρήσεις ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού (π.χ. ανακατασκευή στροβίλων, εκσυγχρονισμός συστημάτων ελέγχου) χωρίς ωστόσο να λαμβάνονται υπόψη μεγάλες επανεπενδύσεις σε υποδομές μεγάλης διάρκειας ζωής, όπως οι αγωγοί προσαγωγής και τα έργα πολιτικού μηχανικού [27].

Για τον υπολογισμό του ετήσιου κόστους λειτουργίας και συντήρησης (O&M) στην περίπτωση του ΜΥΗΕ «Μακρυνού» ισχύος 8,87 MW, υιοθετείται ποσοστό 2,5% επί του συνολικού επενδυτικού κόστους, όπως προτείνεται από διεθνείς πηγές (IRENA, IPCC, IEA) για υδροηλεκτρικά έργα αντίστοιχης κλίμακας. Συγκεκριμένα, εξετάζονται δύο σενάρια συνολικού κόστους εγκατάστασης, βάσει παραδοχών που λαμβάνουν υπόψη το κόστος ανά kW από διεθνείς πηγές (IRENA, 2023) και τις ιδιαιτερότητες της περιοχής.

- Στο αισιόδοξο σενάριο (σενάριο Α), το συνολικό επενδυτικό κόστος υπολογίστηκε στα 19.159.200 €.
- Στο απαισιόδοξο σενάριο (σενάριο Β), το αντίστοιχο κόστος ανέρχεται σε 33.652.870 €, λαμβάνοντας υπόψη αυξημένες απαιτήσεις πρόσβασης, δικτύωσης και κατασκευής.

Με βάση τις παραπάνω τιμές, το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης για τα 2 σενάρια παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.2.

Πίνακας 6.2: Συνολικά κόστη για το αισιόδοξο και απαισιόδοξο σενάριο.

Σενάριο	Συνολικό			
	Κόστος Εγκατάστασης C_{tot}	Υπολογισμένο $C_{O\&M}$ (2.5%)	$C_{O\&M}$	Κόστος O&M ανά kW/έτος
Αισιόδοξο (A)	19.159.200 €	0,025·19.159.200 €	478.980 €	54 €/kW/έτος
Απαισιόδοξο (B)	33.652.870 €	0,025·33.652.870 €	841.322 €	94,8 €/kW/έτος

Οι τιμές αυτές καλύπτουν τις δαπάνες για βασικές λειτουργίες του σταθμού, τακτική συντήρηση, αναλώσιμα, προσωπικό, καθώς και τις απαραίτητες αναβαθμίσεις εξοπλισμού σε βάθος χρόνου. Συνολικά, η προσέγγιση αυτή επιτρέπει την ενσωμάτωση ρεαλιστικών και τεκμηριωμένων εκτιμήσεων κόστους O&M στη συνολική οικονομική αξιολόγηση του έργου, συμβάλλοντας στη διαμόρφωση ενός πιο αξιόπιστου υποδείγματος υπολογισμού της ενεργειακής και οικονομικής απόδοσης του ΜΥΗΕ «Μακρυνού».

6.1.3 Πρόσθετες λειτουργικές δαπάνες

Η εκτίμηση του κόστους λειτουργίας και συντήρησης, η οποία ανέρχεται στο 2,5% του αρχικού κόστους εγκατάστασης, δεν ενσωματώνει ρητά το ενδεχόμενο επιβάρυνσης από την καταβολή ενοικίου γης ή φόρων ιδιοκτησίας, τα οποία ενδέχεται να ισχύουν εφόσον η γη του σταθμού δεν ανήκει στον φορέα εκμετάλλευσης.

Το ετήσιο ενοίκιο γης αποτελεί επαναλαμβανόμενο κόστος και προσδιορίζεται είτε βάσει εμπορικών μισθώσεων είτε μέσω συμφωνιών με δημόσιους ή ιδιωτικούς ιδιοκτήτες. Στη διεθνή βιβλιογραφία και σε τεχνικούς οδηγούς (π.χ. retscreen), προτείνεται τιμή εντός του εύρους 0 έως 2.000 € ανά έτος, ανάλογα με την τοποθεσία, την έκταση της χρησιμοποιούμενης γης και το νομικό καθεστώς.

Αντίστοιχα, ο φόρος ιδιοκτησίας αφορά τη φορολογική επιβάρυνση για την κατοχή ακίνητης περιουσίας και συχνά εκφράζεται ως ποσοστό επί του αρχικού κόστους εγκατάστασης του έργου. Συνήθως κυμαίνεται από 0,0% έως 0,6% ετησίως, σύμφωνα με διεθνείς πρακτικές. Για παράδειγμα, σε έργο με αρχικό κόστος 20 εκατ. ευρώ, ένας φόρος

ιδιοκτησίας 0,3% αντιστοιχεί σε 60.000 € ετησίως, ποσό που μπορεί να επηρεάσει αισθητά το τελικό LCOE.

Επιπλέον, σημαντικό στοιχείο του λειτουργικού κόστους αποτελούν τα ετήσια ασφάλιστρα, τα οποία καλύπτουν τον εξοπλισμό και την υποδομή του σταθμού έναντι φυσικών καταστροφών και άλλων κινδύνων. Συνήθως υπολογίζονται στο 0,5%–1,0% του αρχικού κόστους εγκατάστασης.

Η συνεκτίμηση αυτών των παραγόντων είναι απαραίτητη για ακριβέστερη οικονομική αξιολόγηση. Εφόσον υφίστανται, οι εν λόγω δαπάνες θα πρέπει να προσεγγίζονται ως ξεχωριστές καταχωρίσεις στον πίνακα ετήσιων εξόδων και να ενσωματώνονται κατάλληλα στους υπολογισμούς του επιπέδου κόστους ενέργειας (LCOE).

6.1.4 Εκτίμηση του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE)

Το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (Levelised Cost of Electricity – LCOE) αποτελεί έναν από τους σημαντικότερους δείκτες για την οικονομική αξιολόγηση έργων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, καθώς παρέχει ένα ενιαίο μέτρο για τη σύγκριση της οικονομικής βιωσιμότητας μεταξύ διαφορετικών τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Ουσιαστικά, το LCOE αντιπροσωπεύει το μέσο κόστος παραγωγής μιας κιλοβατώρας (kWh) ενέργειας από το έργο καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του, λαμβάνοντας υπόψη το σύνολο των επενδυτικών και λειτουργικών δαπανών [27].

Μεθοδολογία Υπολογισμού

Ο υπολογισμός του LCOE βασίζεται στην ακόλουθη βασική εξίσωση (9) :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_{tot} + C_{om} + C_e}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+k)^t}} \quad (9)$$

όπου:

- C_{tot} : Το αρχικό επενδυτικό κόστος (€)
- C_{om} : Το σύνολο των ετήσιων λειτουργικών καθώς και των εξόδων συντήρησης για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου.
- C_e : Το κόστος αγοράς ενέργειας, που στην περίπτωση του υδροηλεκτρικού θεωρείται μηδενικό.
- E_t : Η ετήσια παραγωγή ενέργειας σε kWh

- n : Η συνολική διάρκεια ζωής του έργου (σε έτη).
- k : Το προεξοφλητικό επιτόκιο

Για τις ανάγκες της παρούσας μελέτης, υιοθετείται διάρκεια ζωής του έργου ίση με 30 έτη, σύμφωνα με διεθνώς αποδεκτές πρακτικές και βιβλιογραφικές αναφορές για την εκτίμηση του επιπέδου κόστους ενέργειας (LCOE) σε μικρά υδροηλεκτρικά έργα. Η συγκεκριμένη παραδοχή συνάδει με την τυπική ωφέλιμη διάρκεια ζωής του εξοπλισμού και των υποδομών τέτοιων εγκαταστάσεων.

Το προεξοφλητικό επιτόκιο αντικατοπτρίζει το κόστος κεφαλαίου και τον επενδυτικό κίνδυνο του έργου. Για τη μελέτη αυτή υιοθετείται τιμή 8%, σύμφωνα με τη διεθνή πρακτική για έργα μικρών υδροηλεκτρικών, ώστε να διασφαλιστεί ρεαλιστική αποτίμηση του κόστους παραγόμενης ενέργειας.

Λαμβάνοντας υπόψη τα δεδομένα του Πίνακα 6.2, τα οποία περιλαμβάνουν το επενδυτικό κόστος για τα δύο εξεταζόμενα σενάρια (αισιόδοξο και απαισιόδοξο), καθώς και την εκτιμώμενη ετήσια παραγωγή ενέργειας του σταθμού ($E = 28 \text{ GWh}$), μπορούμε να προχωρήσουμε στον υπολογισμό του LCOE με βάση τη σχετική μαθηματική μεθοδολογία που μόλις παρουσιάστηκε.

Σενάριο Α

- $C_{\text{tot}} = 19.159.200 \text{ €}$
- $C_{\text{om}} = 478.980 \text{ €}$
- $E_t = 28.000.000 \text{ kWh}$
- $n = 30 \text{ έτη}$
- $k = 0.08$

Αντικαθιστώντας στη μαθηματική σχέση (9) και εκτελώντας τους υπολογισμούς

προκύπτει:

$$LCOE = 0,0779 \text{ €/kWh}$$

Σενάριο B

- $C_{\text{tot}} = 33.652.870 \text{ €}$
- $C_{\text{om}} = 841.322 \text{ €}$
- $E_t = 28.000.000 \text{ kWh}$
- $n = 30 \text{ έτη}$
- $k = 0.08$

Αντικαθιστώντας στη μαθηματική σχέση (9) και εκτελώντας τους υπολογισμούς προκύπτει:

$$LCOE \approx 0,13 \text{ €/kWh}$$

Συγκριτικά με τα διεθνή δεδομένα της IRENA (2023), όπου το σταθμισμένο μέσο κόστος ηλεκτροπαραγωγής από υδροηλεκτρικά έργα ανήλθε σε 0,057 USD/kWh (~0,051 €/kWh), παρατηρείται ότι το αισιόδοξο σενάριο του παρόντος έργου κινείται κοντά στον παγκόσμιο μέσο όρο, γεγονός αναμενόμενο, καθώς πρόκειται για μικρό υδροηλεκτρικό σταθμό, όπου τα κόστη εγκατάστασης ανά μονάδα ισχύος είναι συγκριτικά αυξημένα λόγω μικρότερης οικονομίας κλίμακας. Παρ' όλα αυτά, η τιμή εξακολουθεί να θεωρείται ανταγωνιστική και αποδεκτή. Η υψηλότερη τιμή του απαισιόδοξου σεναρίου (0,13 €/kWh), αν και σημαντικά αυξημένη, παραμένει εντός του διεθνούς φάσματος τιμών LCOE για μικρά υδροηλεκτρικά, το οποίο κυμαίνεται έως και τα 0,25 USD/kWh (~0,23 €/kWh) σε περιπτώσεις έργων με αυξημένο κατασκευαστικό ή περιβαλλοντικό κόστος [27].

Η αξιοσημείωτη διαφορά μεταξύ των δύο σεναρίων αποδίδεται κυρίως στην ευαισθησία του LCOE στο αρχικό επενδυτικό κόστος, δεδομένου ότι η ετήσια παραγόμενη ενέργεια παραμένει σταθερή. Η ανάλυση αυτή καταδεικνύει τη σημαντική επίδραση του χρηματοοικονομικού ρίσκου στην οικονομική αποδοτικότητα μικρών υδροηλεκτρικών έργων, υπογραμμίζοντας την ανάγκη για προσεκτικό σχεδιασμό και έλεγχο κόστους κατά την κατασκευή και υλοποίηση.

6.2 Εκτίμηση ετήσιων εσόδων

Τα βασικά έσοδα του μικρού υδροηλεκτρικού προέρχονται από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται στη μονάδα. Η τιμή πώλησης εξαρτάται από i) τις

συμβάσεις με σταθερές τιμές πώλησης (feed in tariffs-FiTs), όπου η κυβέρνηση ή κάποιος φορέας, δεσμεύεται να αγοράζει την παραγόμενη ενέργεια σε σταθερή τιμή για ορισμένο χρονικό διάστημα και ii) από τις τιμές αγοράς ενέργειας, όπου η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια πωλείται στην ελεύθερη αγορά ή στο χρηματιστήριο ενέργειας. Η τιμή καθορίζεται δυναμικά, ανάλογα τη προσφορά και τη ζήτηση.

Η τιμή πώλησης ενέργειας επηρεάζεται από τη νομοθεσία και τις αγορές ενέργειας, με τους μικρούς σταθμούς να επωφελούνται από υψηλότερες τιμές ανά MWh σε σχέση με τους μεγάλους σταθμούς. Πιο συγκεκριμένα, μέχρι το 2015, οι μικρές υδροηλεκτρικές μονάδες υποστηρίζονταν μέσω του μηχανισμού FiT με εγγυημένη τιμή 87,85 €/MWh. Με την εφαρμογή του Νόμου 4414/2016, καθορίστηκε νέο καθεστώς αποζημίωσης βάσει Τιμών Αναφοράς. Για υδροηλεκτρικά έργα ισχύος μεταξύ 3 και 15 MW, όπως το υπό μελέτη έργο ισχύος 8,6 MW, η προβλεπόμενη τιμή αναφοράς ανέρχεται σε 97 €/MWh. Η συγκεκριμένη ρύθμιση εγγυάται τη βιωσιμότητα των επενδύσεων, καθώς όταν η τιμή στην αγορά είναι χαμηλότερη από την τιμή αναφοράς, καταβάλλεται η διαφορά στον παραγωγό, ενώ σε περίπτωση υψηλότερης τιμής, ο παραγωγός καρπώνεται το επιπλέον κέρδος. Ο νόμος αυτός εξασφαλίζει τη βιωσιμότητα των έργων ώστε να λαμβάνουν εγγυημένα έσοδα, ενώ ταυτόχρονα ενθαρρύνει τη συμμετοχή τους στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας [4],[12].

Λαμβάνοντας υπόψη την εκτιμώμενη ετήσια παραγωγή ενέργειας των 28 GWh, τα προβλεπόμενα μικτά ετήσια έσοδα μπορούν να υπολογιστούν με βάση την τιμή αναφοράς:

$$\text{Έσοδα} = 28000 \text{ MWh} \cdot 97 \text{ €/MWh} = 2.716.000 \text{ €/έτος}$$

Τα έσοδα αυτά αφορούν την ονομαστική περίπτωση πλήρους αξιοποίησης του έργου, δηλαδή υποθέτουμε ότι το έργο λειτουργεί όπως σχεδιάστηκε, στην πλήρη ισχύ του. Επομένως δεν συνυπολογίζονται απώλειες από μειωμένη ροή, τεχνικά προβλήματα, διακοπές, συντήρηση ή δυσμενείς υδρολογικές συνθήκες. Το έργο αποδίδει το μέγιστο δυνατό μέσα στις ονομαστικές του δυνατότητες.

Ωστόσο, για να διασφαλιστεί η ρεαλιστική αξιολόγηση, συχνά θεωρείται και ένα εναλλακτικό σενάριο που βασίζεται σε μειωμένη αξιοποίηση, για παράδειγμα στο 90% ή 80% της ονομαστικής παραγωγής. Σε ένα τέτοιο σενάριο, αντί για τα 28 GWh/έτος, η παραγωγή ενέργειας μπορεί να μειωθεί αντίστοιχα σε 25,2 GWh/έτος για 90% αξιοποίησης αυτού ή στο 22,4 GWh/έτος για 80% αξιοποίηση. Η ενσωμάτωση αυτής της

παραδοχής επιτρέπει την εκτίμηση των οικονομικών δεικτών (όπως το NPV, το IRR και το payback period) με μεγαλύτερη ρεαλιστικότητα, καθώς λαμβάνει υπόψη πιθανά μειωμένα επίπεδα παραγωγής λόγω μεταβλητότητας της παροχής, συντηρητικών παραδοχών, ή άλλων πρακτικών παραμέτρων.

Σε κάθε περίπτωση υπολογίζουμε:

$$\text{Έσοδα}_{90\%} = 25200 \text{ MWh} \cdot 97 \text{ €/MWh} = 2.444.400 \text{ €/έτος}$$

$$\text{Έσοδα}_{80\%} = 22400 \text{ MWh} \cdot 97 \text{ €/MWh} = 2.172.800 \text{ €/έτος}$$

Μια πρόσθετη πηγή εσόδων για το έργο αποτελεί η πώληση Εγγυήσεων Προέλευσης (GO). Οι εγγυήσεις αυτές αποτελούν ηλεκτρονικά πιστοποιητικά που εκδίδονται από επίσημο φορέα (στην Ελλάδα ο ΔΑΠΕΕΠ), και βεβαιώνουν ότι μία συγκεκριμένη ποσότητα παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προέρχεται από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ). Σύμφωνα με την ευρωπαϊκή οδηγία 2018/2001/ΕΕ (RED II), για κάθε μία MWh παραγόμενης «πράσινης» ενέργειας εκδίδεται 1 πιστοποιητικό.

Τα εν λόγω πράσινα πιστοποιητικά χρησιμοποιούνται για να αποδείξουν ότι μια αντίστοιχη ποσότητα ενέργειας έχει παραχθεί με βιώσιμο τρόπο και πωλούνται σε εταιρείες προμήθειας που θέλουν να διαθέσουν «πράσινα» τιμολόγια στους καταναλωτές, σε επιχειρήσεις που θέλουν να μειώσουν το ανθρακικό τους αποτύπωμα (π.χ. για ESG ή ISO 14001) καθώς και σε φορείς που επιδιώκουν συμμόρφωση με περιβαλλοντικά κριτήρια [25].

Δεδομένου ότι η ετήσια παραγωγή ενέργειας του έργου εκτιμάται στις 28 GWh (ή 28.000 MWh), τότε το σύνολο των εγγυήσεων που δύνανται να εκδοθούν ετησίως είναι τα 28.000 πιστοποιητικά. Οι τιμές αυτών στην ευρωπαϊκή αγορά κυμαίνονται συνήθως μεταξύ 1 έως 3 €/MWh, ανάλογα τη ζήτηση, τον τύπο ΑΠΕ και τη χώρα. Για λόγους συντηρητικής προσέγγισης στην παρούσα οικονομική ανάλυση, επιλέγεται μέση εκτιμώμενη τιμή 2 €/MWh, όποτε η πώληση των αντίστοιχων πιστοποιητικών μπορεί να αποφέρει πρόσθετα ετήσια έσοδα της τάξης των 56.000 € (28.000 MWh·2€/MWh).

6.3 Περίοδος απόσβεσης ΜΥΗΕ

Η περίοδος αποπληρωμής (ή απόσβεσης) ενός ενεργειακού έργου περιγράφει το χρονικό διάστημα που απαιτείται από την έναρξη της λειτουργίας του έως ότου ανακτηθεί το αρχικό επενδυτικό κεφάλαιο. Υπολογίζεται ως ο λόγος του συνολικού επενδυτικού κόστους προς τα καθαρά ετήσια έσοδα που αποφέρει το έργο. Τα καθαρά ετήσια έσοδα προσδιορίζονται αφαιρώντας τα ετήσια κόστη λειτουργίας και συντήρησης από τα συνολικά ετήσια μικτά έσοδα που προκύπτουν από την πώληση της παραγόμενης ενέργειας [25]. Συνεπώς, για το συγκεκριμένο έργο, η περίοδος απόσβεσης μπορεί να υπολογιστεί σύμφωνα με την ακόλουθη σχέση (10) :

$$\text{Περίοδος Απόσβεσης} = \frac{C_{\text{total}}}{\text{καθαρά ετήσια έσοδα}} \Rightarrow \quad (10)$$

Ο υπολογισμός της περιόδου απόσβεσης πραγματοποιείται για το Σενάριο Α, σύμφωνα με το οποίο το συνολικό επενδυτικό κόστος του έργου εκτιμάται σε 19.159.200 €, ενώ τα ετήσια λειτουργικά και συντηρητικά κόστη υπολογίζονται σε 478.980 €. Ως πηγή εσόδων λαμβάνεται υπόψη η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ίση με 28.000 MWh, η οποία πωλείται στην τιμή αναφοράς των 97 €/MWh, αποφέροντας μικτά έσοδα ύψους 2.716.000 €.

Επιπλέον, υπολογίζονται έσοδα από την πώληση Εγγυήσεων Προέλευσης (Guarantees of Origin - GOs), τα οποία προκύπτουν από την πιστοποίηση της "πράσινης" προέλευσης κάθε παραγόμενης MWh. Με μέση τιμή 2 €/MWh, αυτά τα πρόσθετα έσοδα ανέρχονται σε 56.000 €/έτος.

Συνεπώς, τα συνολικά μικτά ετήσια έσοδα διαμορφώνονται σε 2.772.000 €, και τα καθαρά ετήσια έσοδα (αφαιρώντας τα λειτουργικά έξοδα) σε 2.293.020 €. Άρα η σχέση (10) μπορεί να γραφτεί ως:

$$\text{Περίοδος Απόσβεσης} = \frac{19.159.200}{2.293.020 \text{ €}} = 8,36 \text{ έτη}$$

Η συγκεκριμένη περίοδος θεωρείται ικανοποιητική για έργα ΑΠΕ αυτού του μεγέθους και επιβεβαιώνει τη βιωσιμότητα της επένδυσης υπό τις παρούσες συνθήκες στήριξης και τιμολόγησης.

Κεφάλαιο 7 Χρηματοοικονομική Αξιολόγηση μέσω RETScreen

7.1 Παρουσίαση του RETScreen

Το RETScreen είναι ένα εξειδικευμένο λογισμικό ανάλυσης έργων καθαρής ενέργειας, σχεδιασμένο για να διευκολύνει την τεχνικοοικονομική αξιολόγηση επενδύσεων σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και τεχνολογίες ενεργειακής απόδοσης. Το λογισμικό αναπτύχθηκε αρχικά από το Υπουργείο Φυσικών Πόρων του Καναδά και σήμερα υποστηρίζεται ευρέως από διεθνείς φορείς, οργανισμούς και ενεργειακές υπηρεσίες.

Ο πυρήνας του RETScreen αποτελείται από μία ολοκληρωμένη και τυποποιημένη πλατφόρμα ανάλυσης, που επιτρέπει την αξιολόγηση της αναμενόμενης ενεργειακής παραγωγής, των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και των οικονομικών δεικτών ενός έργου καθαρής ενέργειας. Κάθε μοντέλο του RETScreen ακολουθεί κοινή λογική και διάρθρωση, ενσωματώνοντας βάσεις δεδομένων καιρικών συνθηκών, κόστους εγκατάστασης, παραμέτρων εξοπλισμού, καθώς και χρηματοοικονομικών εργαλείων, διευκολύνοντας έτσι τη λήψη αποφάσεων με αξιόπιστα και συγκρίσιμα αποτελέσματα. Το RETScreen χρησιμοποιείται ευρέως σε προκαταρκτικές και αναλυτικές μελέτες βιωσιμότητας, καθώς παρέχει τη δυνατότητα ταχείας και συγκροτημένης εκτίμησης της αποδοτικότητας και των οικονομικών επιπτώσεων μίας επένδυσης σε ΑΠΕ.

Η αρχική οθόνη του λογισμικού RETScreen παρέχει μια συνοπτική παρουσίαση των δυνατοτήτων και των βασικών λειτουργιών της πλατφόρμας, ενώ ταυτόχρονα προσφέρει συνδέσμους προς επιπλέον πηγές πληροφόρησης μέσω διαδικτύου. Μέσω αυτής της οθόνης ο χρήστης αποκτά πρόσβαση στα επιμέρους υποσυστήματα του λογισμικού, τα οποία έχουν τη μορφή ειδικών φύλλων εργασίας του Microsoft Excel.

Ο κορμός της εφαρμογής περιλαμβάνει έξι βασικά υπολογιστικά φύλλα, τα οποία καλύπτουν διαδοχικά στάδια της τεχνικοοικονομικής αξιολόγησης. Συγκεκριμένα, περιλαμβάνονται: 1) το ενεργειακό μοντέλο 2) η υδρολογική ανάλυση και το ηλεκτρικό φορτίο, 3) τα τεχνικά χαρακτηριστικά εξοπλισμού, 4) η εκτίμηση κόστους εγκατάστασης, 5) η ανάλυση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και 6) η χρηματοοικονομική ανάλυση. Στις ενότητες που ακολουθούν παρουσιάζονται συνοπτικά τα παραπάνω επιμέρους τμήματα του RETScreen, όπως αξιοποιούνται για την αποτίμηση του υπό μελέτη έργου με

στόχο την εξαγωγή κρίσιμων οικονομικών δεικτών όπως η Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV), ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR) και η Περίοδος Αποπληρωμής (Payback Period).

7.1.1 Ενεργειακό μοντέλο

Το ενεργειακό μοντέλο της εφαρμογής RETScreen αποτελεί τον βασικό κορμό της τεχνικής ανάλυσης για τα έργα μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών. Πρόκειται για το αρχικό και πιο σημαντικό φύλλο του λογισμικού, καθώς λειτουργεί ως κόμβος σύνδεσης με άλλα συμπληρωματικά φύλλα (Υδρολογία, Φορτίο Συστήματος, Εξοπλισμός), και επιτρέπει την εκτίμηση της ετήσιας ενεργειακής παραγωγής, της εγκατεστημένης ισχύος και των απωλειών του συστήματος.

Το ενεργειακό μοντέλο διαρθρώνεται σε τέσσερις βασικές υποενότητες:

7.1.2 Συνθήκες τοποθεσίας

Σε αυτή την πρώτη ενότητα καταχωρούνται βασικά γεωγραφικά και τεχνικά χαρακτηριστικά του έργου. Ο χρήστης καλείται να εισάγει το όνομα και τη θέση του έργου, το καθαρό ύψος πτώσης νερού (σε m), καθώς και τις υδραυλικές απώλειες (ως ποσοστό %). Το λογισμικό συνδέεται με το φύλλο "Υδρολογία και Φορτίο του Συστήματος", από το οποίο αντλούνται αυτόματα δεδομένα παροχής, όπως η μέση ετήσια ροή, η ελάχιστη παροχή, η έκταση της λεκάνης απορροής, καθώς και χαρακτηριστικά της καμπύλης διάρκειας παροχής. Εάν το έργο είναι συνδεδεμένο με απομονωμένο δίκτυο, εμφανίζονται επίσης το μέγιστο φορτίο (σε kW) και η ετήσια κατανάλωση ενέργειας (σε MWh).

7.1.3. Υδρολογία & Φορτίο

Για την εκτίμηση της ενεργειακής απόδοσης του ΜΥΗΕ «Μακρυνού», χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό RETScreen, όπου εισήχθησαν τα βασικά υδρολογικά δεδομένα της περιοχής. Η εγκατάσταση κατατάσσεται στην κατηγορία των σταθμών ελεύθερης παροχής, γεγονός που επιτρέπει την επιλογή της μεθόδου εισαγωγής της καμπύλης διάρκειας παροχής είτε χειροκίνητα είτε μέσω της μεθόδου της ειδικής απορροής.

Στην παρούσα ανάλυση, η καμπύλη διάρκειας παροχής δημιουργήθηκε με τη μέθοδο της ειδικής απορροής, όπως ενδείκνυται για σταθμούς ελεύθερης παροχής. Η επιλογή αυτής της μεθόδου επιτρέπει την αξιόπιστη προσέγγιση της υδατικής διαθεσιμότητας με

βάση τα φυσικά χαρακτηριστικά της λεκάνης απορροής, χωρίς να απαιτείται η πλήρης ιστορική σειρά παροχών. Στο υπολογιστικό περιβάλλον του RETScreen, εισήχθησαν τα εξής δεδομένα: **ολικό μανομετρικό ύψος 33 m, επίδραση μέγιστου ύψους απαγωγής 31 m, μέση ροή 34 m³/s** (τιμή ορισμένη από τον χρήστη με βάση ιστορικά στοιχεία), καθώς και **ροή καταλοίπων 1,56 m³/s**, ώστε να εξασφαλιστεί η τήρηση της ελάχιστης οικολογικής παροχής στον ποταμό Εύηνο.

Η καμπύλη διάρκειας παροχής σχεδιάστηκε στο λογισμικό και επέτρεψε τον υπολογισμό κρίσιμων υδρολογικών δεικτών, όπως της μέσης παροχής και της ελάχιστα καθορισμένης παροχής, οι οποίοι χρησιμοποιήθηκαν στη συνέχεια για την εκτίμηση της θεωρητικής και αξιοποιήσιμης ισχύος.

Φορτίο Συστήματος

Το υπό μελέτη ΜΥΗΕ πρόκειται να συνδεθεί με το κεντρικό διασυνδεδεμένο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, και ως εκ τούτου, δεν απαιτείται η ανάλυση του φορτίου σε τοπικό επίπεδο. Σύμφωνα με τη λογική του RETScreen, όταν το έργο συνδέεται στο κεντρικό δίκτυο, θεωρείται ότι όλη η παραγόμενη ενέργεια απορροφάται από αυτό, χωρίς να είναι απαραίτητο να προσδιοριστεί η καμπύλη διάρκειας του φορτίου ή το προφίλ της ζήτησης.

Η συγκεκριμένη προσέγγιση είναι ιδιαίτερα χρήσιμη σε περιπτώσεις όπως το ΜΥΗΕ «Μακρυνού», όπου η ανάλυση επικεντρώνεται αποκλειστικά στην παραγωγή ενέργειας, χωρίς να εξετάζεται η τοπική κατανάλωση ή η απομόνωση από το δίκτυο. Η μονάδα θεωρείται διασυνδεδεμένη και προσεγγίζεται με βάση την καθαρή παραγωγή, ανεξαρτήτως καναλιού διοχέτευσής της.

7.1.4 Εξοπλισμός

Η ενότητα αυτή αφορά την παράμετρο «Στοιχεία Εξοπλισμού» του λογισμικού RETScreen, και επικεντρώνεται στα βασικά χαρακτηριστικά του υδροστροβίλου που προβλέπεται να χρησιμοποιηθεί στο υπό μελέτη έργο.

Για το μικρό υδροηλεκτρικό έργο «Μακρυνού», επιλέγεται η χρήση δύο υδροστροβίλων τύπου Kaplan, οι οποίοι είναι ιδανικοί για εφαρμογές με χαμηλό υψομετρικό φορτίο και υψηλή παροχή. Ο τύπος Kaplan διαθέτει μεταβλητές πτέρυγες δρομέα και οδηγού, επιτρέποντας καλύτερη προσαρμογή σε μεταβολές παροχής και βελτιστοποίηση της απόδοσης.

Η διαστασιολόγηση ροής για το σύστημα ορίζεται στα 32,5 m³/s, με παροχή στην οποία επιτυγχάνεται μέγιστη απόδοση τα 24,4 m³/s. Το λογισμικό RETScreen υπολογίζει απόδοση αιχμής στροβίλου στο 95,2%, ενώ η απόδοση σε ονομαστική ισχύ φθάνει το 94,8%, καταδεικνύοντας ένα πολύ υψηλό επίπεδο ενεργειακής αποδοτικότητας για τον συγκεκριμένο εξοπλισμό.

Ο συντελεστής σχεδιασμού που υιοθετήθηκε για τον υδροστροβιλικό εξοπλισμό είναι 5,6, τιμή η οποία επιλέχθηκε από τον χρήστη βάσει του πίνακα τιμών του λογισμικού RETScreen, στον οποίο προτείνονται τυπικές τιμές μεταξύ 2,8 και 6,1. Η εν λόγω τιμή βρίσκεται στο άνω εύρος της κλίμακας, γεγονός που συνάδει με τις αυξημένες απαιτήσεις απόδοσης και αξιοπιστίας του εξοπλισμού στο συγκεκριμένο έργο. Επίσης, έχει οριστεί ρύθμιση απόδοσης της τάξης του 2%, στοιχείο ενδεικτικό της υψηλής ακρίβειας προσαρμογής στην καμπύλη λειτουργίας.

7.1.5 Απώλειες συστήματος

Στο μοντέλο λήφθηκαν υπόψη μέγιστες υδραυλικές απώλειες της τάξης του 6%, οι οποίες αντιπροσωπεύουν απώλειες πίεσης και τριβών στο δίκτυο αγωγών. Οι λοιπές απώλειες (π.χ. από μετασχηματιστές, συστήματα ελέγχου, μηχανικές τριβές) ορίστηκαν στο 2%. Η αποδοτικότητα της γεννήτριας καθορίστηκε σε 97%, τιμή αντιπροσωπευτική για σύγχρονες γεννήτριες υψηλής απόδοσης. Η διαθεσιμότητα του συστήματος, δηλαδή το ποσοστό του χρόνου κατά τον οποίο το έργο μπορεί να λειτουργήσει, εκτιμήθηκε σε 96%, αντανακλώντας πιθανές παύσεις λόγω συντήρησης ή βλαβών.

7.2 Φύλλο ανάλυσης κόστους

Η ανάλυση κόστους αποτελεί κρίσιμη συνιστώσα της οικονομικής αξιολόγησης ενός ενεργειακού έργου και υλοποιείται μέσω του αντίστοιχου φύλλου της πλατφόρμας RETScreen. Το φύλλο αυτό επιτρέπει την αποτύπωση όλων των δαπανών που σχετίζονται με την κατασκευή, τη λειτουργία και τη συντήρηση του έργου, διευκολύνοντας την εκτίμηση της συνολικής οικονομικής του βιωσιμότητας.

Η δομή της ανάλυσης διακρίνεται σε τρεις βασικές κατηγορίες κόστους:

- Αρχικό κόστος εγκατάστασης
- Ετήσια κόστη λειτουργίας και συντήρησης

- Περιοδικά κόστη, όπως αντικατάσταση εξοπλισμού ή αναβαθμίσεις.

Για την παρούσα μελέτη επιλέχθηκε η τυπική μέθοδος κοστολόγησης επιπέδου 1 καθώς δεν ήταν διαθέσιμα επαρκώς αναλυτικά στοιχεία για τη χρήση της αναλυτικής μεθόδου. Η προσέγγιση αυτή επιτρέπει την εκτίμηση του συνολικού αρχικού κόστους βάσει μέσων τιμών ανά MW εγκατεστημένης ισχύος, σύμφωνα με την τεχνολογία του έργου (στην προκειμένη περίπτωση, μικρό υδροηλεκτρικό) και τη γεωγραφική του τοποθέτηση. Οι τιμές αυτές βασίζονται σε διεθνή δεδομένα και βιβλιογραφικές εκτιμήσεις, καθιστώντας τη μέθοδο κατάλληλη για προκαταρκτικές αναλύσεις ή περιπτώσεις περιορισμένης διαθεσιμότητας δεδομένων.

Συγκεκριμένα, το αρχικό επενδυτικό κόστος εισήχθη στο RETScreen στο Επίπεδο 1 με βάση εκτιμήσεις της IRENA (International Renewable Energy Agency) για έργα αντίστοιχης κλίμακας και τεχνολογίας, όπως αυτά παρουσιάστηκαν και αναλύθηκαν στην 6^η ενότητα. Αναλύθηκαν δύο διαφορετικά σενάρια:

- Αισιόδοξο σενάριο: 19.159.200 εκατ. €
- Απαισιόδοξο σενάριο: 33.652.870 εκατ. €

Η υιοθέτηση αυτής της διπλής προσέγγισης επιτρέπει τη διερεύνηση της ευαισθησίας των βασικών χρηματοοικονομικών δεικτών αποδοτικότητας (όπως η Καθαρή Παρούσα Αξία – NPV, ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης – IRR και ο Χρόνος Επανεξοφής – Payback Period) σε ενδεχόμενες μεταβολές του κόστους υλοποίησης του έργου.

7.3 Ανάλυση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου

Η ανάλυση εκπομπών αερίων θερμοκηπίου στο λογισμικό RETScreen στοχεύει στον υπολογισμό της μείωσης των εκπομπών CO₂ που επιτυγχάνεται μέσω της υλοποίησης του έργου σε σύγκριση με ένα σενάριο αναφοράς. Η διαδικασία αυτή βασίζεται στη σύγκριση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμη πηγή (υδροηλεκτρική ενέργεια) με εκείνη από το υφιστάμενο δίκτυο ηλεκτροπαραγωγής, το οποίο συνήθως εξαρτάται από ορυκτά καύσιμα.

Το RETScreen λαμβάνει υπόψη τους συντελεστές εκπομπής αερίων θερμοκηπίου ανά τύπο καυσίμου, με μονάδα μέτρησης τόνους ισοδυνάμου CO₂ ανά παραγόμενη MWh. Για την Ελλάδα, το λογισμικό χρησιμοποιεί συντελεστή εκπομπής 0,544 tn CO₂/MWh, με προσαρμογή για απώλειες μεταφοράς και διανομής (7%), καταλήγοντας σε τελικό

συντελεστή 0,585 tn CO₂/MWh. Στους υπολογισμούς περιλαμβάνονται τα βασικά αέρια θερμοκηπίου (CO₂, N₂O, CH₄).

Το συγκεκριμένο φύλλο μπορεί να ενεργοποιηθεί ή όχι, ανάλογα με τις ανάγκες της μελέτης. Στην παρούσα εργασία, πραγματοποιήθηκε η ανάλυση εκπομπών, με ετήσια παραγόμενη ενέργεια 25.682 MWh, τιμή που προτάθηκε αυτόματα από το RETScreen με βάση τα τεχνικά χαρακτηριστικά και τις συνθήκες λειτουργίας του έργου. Η εν λόγω τιμή είναι ελαφρώς χαμηλότερη από την ονομαστική παραγωγή των 28 GWh/έτος, γεγονός που ερμηνεύεται ως σενάριο μειωμένης αξιοποίησης (π.χ. κατά ~90%), το οποίο είναι συνήθης πρακτική για συντηρητική εκτίμηση.

Με βάση την εκτιμώμενη ετήσια καθαρή παραγωγή του ΜΥΗΕ (25.682 MWh), το λογισμικό υπολογίζει τα εξής:

- Εκπομπές CO₂ (παραγωγή από συμβατικό δίκτυο): 15.020 tn CO₂/έτος
- Εκπομπές CO₂ περίπτωση του ΜΥΗΕ: 1.051 tn CO₂/έτος
- Μικτή ετήσια μείωση εκπομπών CO₂: 13.969 tn CO₂/έτος
- Ποσοστό μείωσης: 93%

Η εκτίμηση της αποφυγής εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου μέσω της λειτουργίας του μικρού υδροηλεκτρικού σταθμού μπορεί να έχει διττή χρησιμότητα στην οικονομική αξιολόγηση του έργου. Πρώτον, σε περιπτώσεις όπου υφίσταται μηχανισμός αποζημίωσης για μειωμένες εκπομπές όπως το σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών (EU Emissions Trading System) ή διεθνείς αγορές άνθρακα, η εξοικονόμηση CO₂ μπορεί να μεταφραστεί σε πρόσθετο έσοδο για τον παραγωγό. Δεύτερον, ακόμη και ελλείψει άμεσης αποζημίωσης, η μείωση των εκπομπών δύναται να λειτουργήσει ως δείκτης αποφυγής περιβαλλοντικού κόστους σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα. Η συμβολή σε έναν λιγότερο ρυπογόνο ενεργειακό μείγμα περιορίζει την έκθεση του έργου σε μελλοντικές επιβαρύνσεις, όπως φόροι άνθρακα ή αυστηρότερες περιβαλλοντικές ρυθμίσεις, και ενισχύει τη βιωσιμότητα και την κοινωνική αποδοχή της επένδυσης.

7.4 Χρηματοοικονομική ανάλυση

Το συγκεκριμένο φύλλο του RETScreen συγκεντρώνει και αξιοποιεί τα αποτελέσματα από όλα τα προηγούμενα στάδια της ανάλυσης, όπως το ενεργειακό μοντέλο, τα υδρολογικά δεδομένα, τα τεχνικά χαρακτηριστικά του εξοπλισμού, τα κόστη εγκατάστασης, καθώς και την εκτίμηση της ετήσιας μείωσης των εκπομπών ρύπων.

Παράλληλα, εισάγονται νέοι υπολογισμοί που αφορούν την οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης. Η χρηματοοικονομική ανάλυση οργανώνεται σε τέσσερα βασικά σκέλη: α) το ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο, β) τις παραμέτρους χρηματοδότησης, γ) τα αναμενόμενα κόστη και έσοδα καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του έργου και δ) τους δείκτες χρηματοοικονομικής απόδοσης, βάσει των οποίων εκτιμάται η συνολική αποδοτικότητα της επένδυσης.

Η χρηματοοικονομική ανάλυση εκπονήθηκε στο επίπεδο ανάλυσης 2 του RETScreen Expert, προκειμένου να αποτυπωθεί με ακρίβεια η απόδοση της επένδυσης μέσω εκτεταμένων οικονομικών δεικτών και αναλυτικής ταμειακής ροής.

7.4.1 Παρουσίαση 1^{ου} Σεναρίου

Στο πλαίσιο της χρηματοοικονομικής αξιολόγησης του ΜΥΗΕ «Μακρυνού», εξετάζεται αρχικά το σενάριο με βασικές παραδοχές υλοποίησης, όπου το επενδυτικό και λειτουργικό κόστος, καθώς και τα αναμενόμενα έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας, προσδιορίζονται με βάση ρεαλιστικές και τεκμηριωμένες τιμές.

Τα βασικά οικονομικά μεγέθη που εισήχθησαν περιλαμβάνουν:

- Συνολικό αρχικό κόστος: **19.159.200 €**
- Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης: **478.980 €**
- Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια: **25.682.408 kWh/έτος**
- Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας: **0,097 €/kWh**
- Έσοδα από πώληση ενέργειας: **2.568.241 €/έτος**

Στο Σχήμα 7.1 παρουσιάζονται τα βασικά οικονομικά και επενδυτικά δεδομένα του έργου, όπως καταχωρήθηκαν στο περιβάλλον του λογισμικού RETScreen, τα οποία αναλύονται αναλυτικά στη συνέχεια.

Οικονομικοί Παράμετροι			
Γενικά			
Κυλιόμενος φόρος κόστους καυσίμου			2%
Τιμή πληθωρισμού	%		2%
Επιτόκιο αναγωγής	%		9%
Ποσοστό επανεπένδυσης	%		9%
Διάρκεια ζωής έργου	έτος		30
Χρηματοδότηση			
Κίνητρα και επιχορηγήσεις	€		
Τοκοχρεολύσιο	%		70%
Χρέος	€		13.411.440
Μετοχή	€		5.747.760
Επιτόκιο δανεισμού	%		7%
Περίοδος χρέους	έτος		15
Πληρωμές χρέους	€/έτος		1.472.504

Κόστος Αποθηκεύσεις Έσοδο			
Αρχικά κόστη			
Αρχικό κόστος	100%	€	19.159.200
Οριζόμενο από τον χρήστη	0%	€	0
Συνολικά αρχικά κόστη	100%	€	19.159.200
Ετήσια χρηματοροφή - Έτος 1			
Ετήσια κόστη και πληρωμές χρέους			
Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (εξοικονόμηση)	€		478.980
Οριζόμενο από τον χρήστη	€		0
Πληρωμές χρέους - 15 έτη	€		1.472.504
Συνολικά ετήσια κόστη	€		1.951.484
Ετήσιες αποταμιεύσεις και έσοδα			
Οριζόμενο από τον χρήστη	€		0
Έσοδα από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	€		2.568.241
Εξοικονόμηση μείωσης GHG	€		0
Έσοδα παραγωγής ΚΕ	€		0
Συνολικές ετήσιες αποταμιεύσεις και έσοδα	€		2.568.241
Καθαρή ετήσια ταμειακή ροή - Έτος 1	€		616.757

Σχήμα 7.1: Βασικά οικονομικά δεδομένα και παραδοχές για το 1^ο σενάριο

Τιμή Πληθωρισμού

Η τιμή πληθωρισμού εκφράζει τον προβλεπόμενο ετήσιο ρυθμό αύξησης των τιμών στην οικονομία και χρησιμοποιείται για να εκτιμηθεί η πραγματική αξία του χρήματος στο μέλλον. Στην παρούσα ανάλυση, έχει υιοθετηθεί τιμή πληθωρισμού 2%, που αντανακλά έναν συντηρητικό και ρεαλιστικό μέσο όρο βάσει ιστορικών στοιχείων της Ευρωζώνης και συστάσεων διεθνών οργανισμών. Για παράδειγμα, η Ευρωπαϊκή Κεντρική Τράπεζα (ΕΚΤ) θέτει ως στόχο τον πληθωρισμό σε επίπεδο κοντά αλλά κάτω του 2%, ενώ ο Διεθνής Οργανισμός Ενέργειας (IEA) στις αναλύσεις έργων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας συχνά υιοθετεί τιμές μεταξύ 1,5–2,5%, ανάλογα με το μακροοικονομικό πλαίσιο.[28] Η ενσωμάτωση αυτής της τιμής στη χρηματοοικονομική αξιολόγηση επιτρέπει την αποτίμηση των μελλοντικών ταμειακών ροών σε πραγματικούς όρους, δηλαδή με σταθερή αγοραστική δύναμη, εξαλείφοντας την επίδραση της αύξησης του κόστους ζωής. Έτσι, οι δείκτες όπως η Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) και ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR) αποτυπώνουν με μεγαλύτερη ακρίβεια την οικονομική απόδοση του έργου.

Επιτόκιο Αναγωγής

Το επιτόκιο αναγωγής είναι το βασικό ποσοστό που χρησιμοποιείται για την προεξόφληση των μελλοντικών ταμειακών ροών στην παρούσα αξία, αντικατοπτρίζοντας το κόστος κεφαλαίου και τον επενδυτικό κίνδυνο του έργου. Στο εργαλείο RETScreen, το προεπιλεγμένο επιτόκιο αναγωγής ορίζεται στο 9%, τιμή που θεωρείται αντιπροσωπευτική για ιδιωτικές επενδύσεις σε έργα ανανεώσιμης ενέργειας με μέτριο επίπεδο κινδύνου, όπως τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα. Ωστόσο, η επιλογή αυτή είναι

αυθαίρετη και βασίζεται σε γενικές παραδοχές, καθώς το πραγματικό κόστος κεφαλαίου διαφέρει ανάλογα με το επενδυτικό περιβάλλον, το προφίλ κινδύνου, τις χρηματοοικονομικές συνθήκες και τα διαθέσιμα κίνητρα. Για το λόγο αυτό, το 9% αποτελεί ένα ενδεικτικό μέσο όρο, ενώ η χρηματοοικονομική αξιολόγηση ενός έργου οφείλει να εξετάζει προσεκτικά το κατάλληλο επιτόκιο αναγωγής βάσει των ειδικών χαρακτηριστικών του [25].

Τοκοχρεολύσιο

Η επιλογή δανειακής κάλυψης στο 70% σημαίνει ότι το μεγαλύτερο μέρος του συνολικού επενδυτικού κεφαλαίου του έργου χρηματοδοτείται μέσω δανεισμού, ενώ το υπόλοιπο 30% καλύπτεται με κεφάλαια του επενδυτή ή των μετόχων. Αυτή η κατανομή αποτελεί μια ισορροπημένη και συνηθισμένη πρακτική στη χρηματοδότηση έργων υποδομής και Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, καθώς επιτρέπει την αξιοποίηση εξωτερικών κεφαλαίων για τη μείωση του αρχικού κεφαλαίου που απαιτείται από τους επενδυτές, διατηρώντας παράλληλα επαρκή οικονομική σταθερότητα. Επιπλέον, η χρήση δανειακών κεφαλαίων ενισχύει τη χρηματοοικονομική μόχλευση του έργου, αυξάνοντας την απόδοση επί των ιδίων κεφαλαίων, αλλά ταυτόχρονα εισάγει και επιπρόσθετο κίνδυνο που σχετίζεται με την υποχρέωση αποπληρωμής των δανείων. Η επιλογή του 70% ως δανειακή κάλυψη αντανακλά πρακτικές που συναντώνται ευρέως στην αγορά, όπου η χρηματοδότηση με δάνειο κυμαίνεται συνήθως μεταξύ 50% και 90%, ανάλογα με το προφίλ κινδύνου και τη φύση του έργου [25].

Επιτόκιο δανείου και διάρκεια αποπληρωμής

Το επιτόκιο δανείου ορίζεται στο 7% και αντιπροσωπεύει το κόστος χρηματοδότησης μέσω δανεισμού, δηλαδή την απόδοση που απαιτεί ο δανειστής για να παραχωρήσει το κεφάλαιο. Η διάρκεια αποπληρωμής ορίζεται στα 15 έτη, προσδιορίζοντας το χρονικό πλαίσιο μέσα στο οποίο το έργο πρέπει να εξοφλήσει το δάνειο. Με βάση αυτούς τους παράγοντες, υπολογίζονται οι ετήσιες δόσεις αποπληρωμής, οι οποίες περιλαμβάνουν τόσο το κεφάλαιο όσο και τους τόκους, και ενσωματώνονται στο χρηματοοικονομικό μοντέλο του έργου. Η επιλογή αυτών των όρων αντανακλά μια ισορροπημένη προσέγγιση, που επιτρέπει επαρκή χρονική περίοδο αποπληρωμής, περιορίζοντας ταυτόχρονα το κόστος χρηματοδότησης [25].

Ακολουθεί συγκεντρωτική απεικόνιση των βασικών δεικτών χρηματοοικονομικής βιωσιμότητας, όπως προέκυψαν από το λογισμικό RETScreen. Οι δείκτες αυτοί εξετάζονται αναλυτικά στο Σχήμα 7.2.

Οικονομική Βιωσιμότητα		
(IRR) προ φόρου - μετοχές	%	17,8%
MIRR προ φόρου - μετοχές	%	12,4%
(IRR) προ φόρου - περιουσιακά στοιχεία	%	7%
MIRR προ φόρου - περιουσιακά στοιχεία	%	8%
Απλή αποπληρωμή	έτος	9,2
Αποπληρωμή Μετοχών	έτος	7,2
Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ)	€	8.670.076
Ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής	€/έτος	843.914
Αναλογία Οφέλους-Κόστους (O-K)		2,5
Κάλυψη δανειακών υποχρεώσεων		1,4
Κόστος μείωσης εκπομπών ΑΤΘ	€/tn CO ₂	-49,67
Κόστος παραγωγής ενέργειας	€/kWh	0,09

Σχήμα 7.2: Αποτελέσματα χρηματοοικονομικής ανάλυσης 1^{ου} σεναρίου.

Καθαρή Παρούσα Αξία (Net present value-NPV)

Ορίζεται ως η διαφορά μεταξύ της παρούσας αξίας του αθροίσματος των εσόδων (R_t) και της παρούσας αξίας του αθροίσματος των δαπανών (C_t), και περιγράφεται με την εξίσωση 11 [1].

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{R_t - C_t}{(1+r)^t} \quad (11)$$

όπου n ο συνολικός αριθμός ετών, και r το προεξοφλητικό επιτόκιο, δηλαδή το επιτόκιο που χρησιμοποιείται για να υπολογιστεί η σημερινή αξία (παρούσα αξία) μελλοντικών χρηματικών ροών ή πληρωμών. Για να είναι η επένδυση οικονομικώς αποδοτική θα πρέπει η τιμή NPV να είναι θετική. Έργα με αρνητική παρούσα αξία δεν θεωρούνται αποδοτικά και απορρίπτονται. Το πλέον αποδοτικό έργο, είναι αυτό στο οποίο αντιστοιχεί η υψηλότερη τιμή της καθαρής παρούσας αξίας. Για το αισιόδοξο σενάριο υλοποίησης του ΜΥΗΕ «Μακρυνού», η NPV υπολογίστηκε σε **8.670.076 €**, γεγονός που υποδηλώνει ότι το έργο αναμένεται να αποφέρει θετική καθαρή αξία για τον επενδυτή. Η θετική αυτή τιμή σημαίνει ότι το έργο όχι μόνο καλύπτει το αρχικό κόστος, αλλά αποφέρει και επιπλέον κέρδος σε παρούσες τιμές, καθιστώντας το οικονομικά ελκυστικό υπό τις δεδομένες παραδοχές.

Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR)

Παρέχει μια σαφή βάση για τη λήψη επενδυτικών αποφάσεων. Ο IRR αντιπροσωπεύει τον ετήσιο ρυθμό απόδοσης που αναμένεται να αποφέρει ένα έργο ή μια επένδυση. Θα

μπορούσαμε να πούμε ότι είναι το ελάχιστο επιτόκιο απόδοσης ή το σημείο ισορροπίας, όπου το ποσό που δαπανήθηκε στην αρχική επένδυση, είναι ίσο με την παρούσα αξία των μελλοντικών εισπράξεων. Αφού προσδιοριστεί ο IRR, συγκρίνεται με το κόστος κεφαλαίου και το ελάχιστο επιτόκιο που απαιτεί η εταιρεία για να δεχτεί το έργο. Εάν ο IRR είναι μεγαλύτερος του κόστους κεφαλαίου, τότε η επένδυση θεωρείται επικερδής και αποδεκτή [1].

Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR) αξιολογήθηκε σε δύο επίπεδα, προσφέροντας πληρέστερη εικόνα της αποδοτικότητας του έργου. Συγκεκριμένα, ο IRR προ φόρων για το επενδυμένο μετοχικό κεφάλαιο υπολογίστηκε στο **17,8%**, ένδειξη ιδιαίτερα ικανοποιητικής απόδοσης για τους επενδυτές, δεδομένου ότι υπερβαίνει σημαντικά το επιτόκιο αναγωγής (9%) που χρησιμοποιήθηκε στην ανάλυση. Αντίθετα, το IRR προ φόρων για το σύνολο των περιουσιακών στοιχείων του έργου ανέρχεται σε **7%**, τιμή που υπολείπεται του επιτοκίου αναγωγής. Η διαφοροποίηση αυτή αντανακλά την επίδραση της χρηματοδοτικής μόχλευσης καθώς παρότι το συνολικό έργο παρουσιάζει μέτρια καθαρή αποδοτικότητα, η απόδοση του ιδίου κεφαλαίου ενισχύεται σημαντικά λόγω της χρήσης δανειακής χρηματοδότησης. Συνεπώς, το έργο εμφανίζει ελκυστική οικονομική προοπτική από πλευράς μετόχων, ακόμη κι αν η συνολική κεφαλαιακή του αποτελεσματικότητα κρίνεται συγκρατημένη.

Τροποποιημένος Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (MIRR)

Ο Τροποποιημένος Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (MIRR) αποτελεί έναν βελτιωμένο δείκτη αποδοτικότητας επενδύσεων σε σχέση με τον παραδοσιακό IRR, καθώς λαμβάνει υπόψη τόσο το κόστος χρηματοδότησης των αρνητικών ταμειακών ροών όσο και το ρεαλιστικό επιτόκιο επανεπένδυσης των θετικών ταμειακών ροών. Συγκεκριμένα, στις αρνητικές ροές θεωρείται ότι το απαιτούμενο κεφάλαιο δανείζεται με κόστος ίσο προς το επιτόκιο δανείου, ενώ οι θετικές ροές επανεπενδύονται στο επιτόκιο αναγωγής της επένδυσης [28]. Στην παρούσα ανάλυση, με επιτόκιο δανείου 7% και επιτόκιο αναγωγής 9%, το MIRR του έργου υπολογίστηκε σε **8%**, ενώ για τους μετόχους ανήλθε σε **12,4%**. Η διαφορά αυτή οφείλεται στην επίδραση της χρηματοδοτικής μόχλευσης, η οποία αυξάνει την απόδοση επί των ιδίων κεφαλαίων. Η σύγκριση του MIRR με το απαιτούμενο ποσοστό απόδοσης (συνήθως το κόστος κεφαλαίου) αποτελεί βασικό κριτήριο για την αποδοχή ή απόρριψη του έργου, με το έργο να θεωρείται οικονομικά βιώσιμο όταν ο MIRR είναι ίσος ή μεγαλύτερος από αυτό το όριο.

Περίοδος απόσβεσης-αποπληρωμής

Εκφράζει τη διάρκεια του χρόνου που απαιτείται ώστε τα αναμενόμενα καθαρά έσοδα να αποπληρώσουν το αρχικό ποσό της επένδυσης. Η απλή περίοδος αποπληρωμής (simple payback) υπολογίζει το χρόνο που απαιτείται ώστε το έργο να ανακτήσει το αρχικό επενδυτικό κόστος από τα έσοδα ή τις εξοικονομήσεις που παράγει. Στην παρούσα ανάλυση, η απλή περίοδος αποπληρωμής του συνολικού επενδυτικού κεφαλαίου ανέρχεται σε **9,2 έτη**, ενώ η αντίστοιχη περίοδος αποπληρωμής των ιδίων κεφαλαίων των μετόχων υπολογίζεται σε **7,2 έτη**. Σύμφωνα με το RETScreen, όσο πιο γρήγορα ανακτάται η επένδυση, τόσο πιο ελκυστικό θεωρείται το έργο, ειδικά για φορείς με περιορισμένη ρευστότητα που δίνουν βαρύτητα στην ταχεία επιστροφή κεφαλαίου. Η μέθοδος αυτή, ωστόσο, δεν λαμβάνει υπόψη την παρούσα αξία των χρημάτων ή τον πληθωρισμό και δεν αποτελεί πρωτεύοντα δείκτη κερδοφορίας, αλλά χρησιμεύει κυρίως ως δευτερεύων δείκτης για την αξιολόγηση του επενδυτικού κινδύνου. Οι τιμές των 9,2 και 7,2 ετών θεωρούνται θετικές για έργο υποδομής με διάρκεια ζωής που συνήθως ξεπερνά τις δύο δεκαετίες, υποδηλώνοντας ότι η επένδυση ανακτάται σε λογικό χρονικό διάστημα.

Σημειώνεται επίσης πως στην ενότητα 6.3 υπολογίστηκε με βάση μια θεωρητική προσέγγιση, η περίοδος απόσβεσης στα 8,36 έτη. Η διαφορά αυτή οφείλεται στο ότι η θεωρητική μέθοδος δεν λαμβάνει υπόψη παράγοντες όπως οι πληρωμές χρέους και οι επιχορηγήσεις, που ενσωματώνονται στον υπολογισμό του μοντέλου RETScreen.

Σχέση οφέλους- κόστους (BCR)

Εκφράζει τη σχέση μεταξύ της παρούσας αξίας των συνολικών εσόδων προς τη παρούσα αξία των δαπανών που απαιτούνται για την υλοποίηση και συντήρηση του έργου. Δίνεται από την εξίσωση (12) [25].

$$BCR = \frac{PV \text{ οφέλους}}{PV \text{ κόστους}} \quad (12)$$

Το έργο θεωρείται αποδοτικό όταν ο λόγος BCR είναι μεγαλύτερος του 1, επομένως τα οφέλη υπερβαίνουν του κόστους. Ο λόγος BCR μπορεί να περιλαμβάνει τόσο χρηματικά όσο και μη χρηματικά οφέλη. Η χρήση του διευκολύνει τη σύγκριση μεταξύ διαφορετικών επενδυτικών επιλογών. Ωστόσο πρέπει να χρησιμοποιείται με προσοχή, καθώς οι εκτιμήσεις κόστους και οφέλους πιθανόν να είναι υποκειμενικές. Στην παρούσα

περίπτωση, η τιμή της BCR υπολογίστηκε σε **2,5**, καταδεικνύοντας ότι το έργο αναμένεται να αποφέρει οφέλη που υπερβαίνουν σημαντικά το απαιτούμενο κεφάλαιο, επιβεβαιώνοντας έτσι τη θετική επενδυτική του απόδοση.

Συμπεράσματα

Τα αποτελέσματα της χρηματοοικονομικής ανάλυσης στο πλαίσιο του αισιόδοξου σεναρίου καταδεικνύουν τη βιωσιμότητα και επενδυτική ελκυστικότητα του ΜΥΗΕ «Μακρυνού». Οι δείκτες αποδοτικότητας και κινδύνου συνθέτουν μια εικόνα χαμηλού χρηματοοικονομικού ρίσκου, με ικανοποιητικό περιθώριο ασφάλειας. Ιδιαίτερη σημασία έχει η σχέση κάλυψης χρέους ($DSCR = 1,4$), που υποδεικνύει ότι το έργο μπορεί να ανταποκριθεί στις υποχρεώσεις του ακόμη και υπό ήπιες διακυμάνσεις εσόδων ή κόστους.

Η απόδοση των ιδίων κεφαλαίων είναι ενισχυμένη, υποστηρίζοντας τη θέση του έργου ως ελκυστική επένδυση για τον ιδιώτη επενδυτή ή έναν φορέα του ιδιωτικού τομέα. Συνολικά, το αισιόδοξο σενάριο σκιαγραφεί ένα τεχνικά ώριμο και χρηματοδοτικά ρεαλιστικό έργο με σημαντικές πιθανότητες επιτυχούς υλοποίησης και λειτουργίας.

7.4.2 Παρουσίαση 2^{ου} Σεναρίου

Στο Σενάριο 2, εξετάζεται μια απαισιόδοξη αλλά τεκμηριωμένη εκδοχή της επένδυσης του ΜΥΗΕ «Μακρυνού», με στόχο την αξιολόγηση της οικονομικής ανθεκτικότητας του έργου σε συνθήκες υπέρβασης κόστους. Ειδικότερα, το συνολικό αρχικό κόστος εγκατάστασης ανέρχεται στα 33.652.870 €, βασισμένο στο ανώτατο κόστος εγκατάστασης που έχει καταγραφεί διεθνώς για έργα παρόμοιας ισχύος, ήτοι 3.794 €/kW (4.216 USD/kW) όπως επισημάνθηκε και στην παράγραφο 6.1.1, ενώ τα έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας διατηρούνται σταθερά στα 2.568.241 €, βασιζόμενα σε παραγόμενη ενέργεια 25.682.408 kWh/έτος σύμφωνα με το σενάριο μειωμένης αξιοποίησης.

Η επιλογή αυτής της παραδοχής αποσκοπεί στη συνεκτίμηση παραγόντων όπως τεχνικές δυσκολίες, γεωμορφολογικές ιδιαιτερότητες, περιορισμένη προσβασιμότητα, καθώς και αυξημένες ανάγκες για πολιτικά έργα και διασύνδεση με το δίκτυο. Πιο αναλυτικά, τα βασικά οικονομικά μεγέθη που εισήχθησαν στο φύλλο ανάλυσης περιλαμβάνουν:

- Συνολικό αρχικό κόστος: **33.652.870 €**,
- Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης: **841.322 €**,

- Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια: **25.682.408 kWh/έτος**
- Τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας: **0,097 €/kWh**

Στο Σχήμα 7.3 παρουσιάζονται οι κύριες οικονομικές παραδοχές του έργου, όπως καταγράφηκαν στο λογισμικό RETScreen στο πλαίσιο του απαισιόδοξου σεναρίου.

Κόστος Αποθηκεύσεις Έσοδο			
Αρχικά κόστη			
Αρχικό κόστος	100%	€	33.652.870
Οριζόμενο από τον χρήστη	0%	€	0
Συνολικά αρχικά κόστη	100%	€	33.652.870
Ετήσια χρηματορροή - Έτος 1			
Ετήσια κόστη και πληρωμές χρέους			
Κόστη Λειτουργίας & Συντήρησης (εξοικονόμηση)	€	841.322	
Οριζόμενο από τον χρήστη	€	0	
Πληρωμές χρέους - 15 έτη	€	2.586.433	
Συνολικά ετήσια κόστη	€	3.427.755	
Ετήσιες αποταμιεύσεις και έσοδα			
Οριζόμενο από τον χρήστη	€	0	
Έσοδα από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας	€	2.568.241	
Εξοικονόμηση μείωσης GHG	€	0	
Έσοδα παραγωγής ΚΕ	€	0	
Συνολικές ετήσιες αποταμιεύσεις και έσοδα	€	2.568.241	
Καθαρή ετήσια ταμειακή ροή - Έτος 1	€	-859.514	

Οικονομικοί Παράμετροι			
Γενικά			
Κυλιόμενος φόρος κόστους καυσίμου		2%	
Τιμή πληθωρισμού	%	2%	
Επιτόκιο αναγωγής	%	9%	
Ποσοστό επανεπένδυσης	%	9%	
Διάρκεια ζωής έργου	έτος	30	
Χρηματοδότηση			
Κίνητρα και επιχορηγήσεις	€		
Τοκοχρεολύσιο	%	70%	
Χρέος	€	23.557.009	
Μετοχή	€	10.095.861	
Επιτόκιο δανεισμού	%	7%	
Περίοδος χρέους	έτος	15	
Πληρωμές χρέους	€/έτος	2.586.433	

Σχήμα 7.3: Βασικά οικονομικά δεδομένα και παραδοχές για το 2^ο σενάριο

7.4.3 Παραδοχές χρηματοοικονομικής ανάλυσης

Για λόγους συγκρισιμότητας και ενιαίας προσέγγισης, στο δεύτερο σενάριο διατηρήθηκαν σταθερές ορισμένες βασικές οικονομικές παράμετροι, όπως είχαν καθοριστεί και στο πρώτο σενάριο. Συγκεκριμένα, η ετήσια τιμή πληθωρισμού ορίστηκε στο 2%, ενώ το επιτόκιο αναγωγής και το ποσοστό επανεπένδυσης διαμορφώθηκαν αμφότερα στο 9%. Η διάρκεια ζωής του έργου θεωρήθηκε 30 έτη. Όσον αφορά τη χρηματοδότηση, διατηρήθηκε σταθερό το ποσοστό τοκοχρεολυσίου στο 70%, το επιτόκιο του δανείου ορίστηκε στο 7% και η περίοδος αποπληρωμής του σε 15 έτη. Οι παράμετροι αυτές διατηρούν τη συνοχή της οικονομικής ανάλυσης και επιτρέπουν τη συνεπή αξιολόγηση της αποδοτικότητας του έργου υπό το νέο σενάριο.

Στη συνέχεια υπολογίζονται οι βασικοί δείκτες αποδοτικότητας του έργου εκ νέου, λαμβάνοντας υπόψη τις νέες παραμέτρους κόστους, παραγόμενης ενέργειας και τιμής πώλησης. Το Σχήμα 7.4 παρουσιάζει συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα, τα οποία επεξηγούνται αναλυτικά στην αμέσως επόμενη ενότητα.

Οικονομική Βιωσιμότητα		
(IRR) προ φόρου - μετοχές	%	4%
MIRR προ φόρου - μετοχές	%	5,6%
(IRR) προ φόρου - περιουσιακά στοιχεία	%	-0,11%
MIRR προ φόρου - περιουσιακά στοιχεία	%	2,4%
Απλή αποπληρωμή	έτος	19,5
Αποπληρωμή Μετοχών	έτος	22,3
Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ)	€	-9.216.073
Ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής	€/έτος	-897.059
Αναλογία Οφέλους-Κόστους (Ο-Κ)		0,09
Κάλυψη δανειακών υποχρεώσεων		0,68
Κόστος μείωσης εκπομπών ΑΤΘ	€/tn CO ₂	83,09
Κόστος παραγωγής ενέργειας	€/kWh	0,157

Σχήμα 7.4: Αποτελέσματα χρηματοοικονομικής ανάλυσης 2^{ου} σεναρίου

7.4.4 Οικονομική Βιωσιμότητα 2^{ου} Σεναρίου

Με βάση τα αποτελέσματα της οικονομικής ανάλυσης του δεύτερου σεναρίου, παρατηρείται ότι το έργο εμφανίζει αρνητική καθαρή οικονομική απόδοση, με έντονα περιορισμένη βιωσιμότητα. Συγκεκριμένα, η Καθαρή Παρούσα Αξία προκύπτει αρνητική, με τιμή -9.216.073 €, γεγονός που υποδηλώνει ότι τα συνολικά προεξοφλημένα οφέλη του έργου υπολείπονται των συνολικών προεξοφλημένων δαπανών του κατά το εν λόγω ποσό. Η αρνητική ΚΠΑ αποτελεί σαφή ένδειξη μη βιωσιμότητας, καθώς το έργο, υπό τις συγκεκριμένες παραδοχές, δεν αναμένεται να δημιουργήσει καθαρή οικονομική αξία για τους επενδυτές.

Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR) υπολογίστηκε σε 4% επί της συνιστώσας των μετοχών, ενώ η τροποποιημένη εκδοχή του (MIRR) ανήλθε σε 5,6%. Και οι δύο αυτοί δείκτες παραμένουν κάτω από το επιτόκιο αναγωγής (9%), με αποτέλεσμα να ενισχύεται η διαπίστωση ότι το έργο, όπως έχει διαμορφωθεί στο παρόν σενάριο, δεν επιτυγχάνει ικανοποιητική απόδοση. Επιπρόσθετα, στον υπολογισμό βάσει περιουσιακών στοιχείων, η τιμή του IRR προκύπτει οριακά αρνητική -0,11%, ενώ ο MIRR ανέρχεται σε μόλις 2,4%, υποδηλώνοντας αδυναμία αξιοποίησης των παγίων για την επίτευξη αποδόσεων συγκρίσιμων με το απαιτούμενο κόστος κεφαλαίου. Οι τιμές των δεικτών βρίσκονται κάτω του αποδεκτού ορίου, γεγονός που αποθαρρύνει την έγκριση της επένδυσης βάσει των καθιερωμένων κανόνων κεφαλαιακής αξιολόγησης.

Αξιοσημείωτη είναι και η διάρκεια της απλής αποπληρωμής, η οποία ανέρχεται σε 19,5 έτη, ενώ η αποπληρωμή της μετοχικής συνιστώσας ολοκληρώνεται στα 22,3 έτη. Οι

συγκεκριμένοι χρόνοι είναι ιδιαίτερα εκτεταμένοι, εφόσον συγκριθούν με τη συνολική διάρκεια ζωής του έργου (30 έτη), γεγονός που καθιστά την επένδυση ιδιαίτερα αργή στην απόδοση και ανάκτηση κεφαλαίου.

Η αναλογία Οφέλους-Κόστους (Benefit-Cost Ratio – BCR), η οποία εκφράζει τον λόγο των προ εξοφλημένων οφειλών προς τις αντίστοιχες δαπάνες, διαμορφώνεται σε μόλις 0,09. Η τιμή αυτή είναι σημαντικά χαμηλότερη της μονάδας, συνεπώς το έργο δεν πληροί το βασικό κριτήριο βιωσιμότητας από πλευράς ορθολογικής κατανομής των πόρων. Παράλληλα, ο δείκτης Κάλυψης Δανειακών Υποχρεώσεων υπολογίστηκε στο 0,68, ένδειξη ότι τα ετήσια έσοδα δεν επαρκούν για την πλήρη κάλυψη των απαιτούμενων πληρωμών εξυπηρέτησης του χρέους, δημιουργώντας υψηλό πιστωτικό κίνδυνο.

Παρά τη σημαντική αρχική επένδυση και τις αρνητικές καθαρές ταμειακές ροές για τα πρώτα 15 έτη, το έργο αρχίζει να αποδίδει θετικές εισροές από το 16ο έτος και μετά, με αποτέλεσμα την πλήρη ανάκτηση του επενδεδυμένου κεφαλαίου έως το 24ο έτος. Η τελική σωρευτική ταμειακή ροή είναι θετική (22,57 εκατ. €), γεγονός που υποδηλώνει ότι το έργο είναι ταμειακά βιώσιμο. Ωστόσο, η καθυστέρηση στην απόδοση των οφελών σε συνδυασμό με το κόστος κεφαλαίου οδηγεί σε αρνητική καθαρή παρούσα αξία γεγονός που υποδηλώνει ότι το έργο δεν είναι ελκυστικό με βάση τα καθιερωμένα χρηματοοικονομικά κριτήρια απόδοσης.

Συμπερασματικά, οι παραπάνω δείκτες συγκλίνουν στην εκτίμηση ότι το υπό εξέταση υδροηλεκτρικό έργο στο δεύτερο σενάριο παρουσιάζει σοβαρές οικονομικές προκλήσεις. Προκειμένου να βελτιωθεί η οικονομική του αποδοτικότητα, θα πρέπει να διερευνηθούν παρεμβάσεις όπως η αύξηση της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, η περικοπή του αρχικού κόστους επένδυσης ή/και η ενίσχυση μέσω επιδοτήσεων ή χρηματοδοτικών εργαλείων χαμηλού κόστους.

7.5 Συγκριτική αξιολόγηση σεναρίων

Η χρηματοοικονομική ανάλυση των δύο σεναρίων υλοποίησης του ΜΥΗΕ «Μακρυνού» ανέδειξε ουσιώδεις διαφοροποιήσεις στην οικονομική βιωσιμότητα του έργου, οι οποίες απορρέουν κυρίως από τις παραδοχές που σχετίζονται με το επενδυτικό κόστος και τις επιμέρους χρηματοοικονομικές παραμέτρους.

Στο αισιόδοξο σενάριο, οι συνθήκες σχετικής σταθερότητας και επενδυτικής αποδοτικότητας οδηγούν σε θετική Καθαρή Παρούσα Αξία, υψηλό Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης και αποδεκτό χρόνο αποπληρωμής, καθιστώντας το έργο ελκυστικό από πλευράς αποδόσεων και κινδύνου. Αντίθετα, στο απαισιόδοξο σενάριο, η αύξηση του κόστους και η μείωση των εσόδων επιφέρουν αρνητική ΚΠΑ, περιορισμένο IRR και καθυστερημένη ανάκτηση του κεφαλαίου, υποδηλώνοντας ότι το έργο θα απαιτούσε σημαντικές παρεμβάσεις για να καταστεί βιώσιμο. Η συγκριτική αξιολόγηση των δύο σεναρίων επιβεβαιώνει ότι η οικονομική βιωσιμότητα ενός έργου ΑΠΕ είναι εξαιρετικά ευαίσθητη στο ύψος του αρχικού επενδυτικού κόστους και στις χρηματοδοτικές παραμέτρους. Η χρήση δανειακής χρηματοδότησης ενισχύει την απόδοση των ιδίων κεφαλαίων μέσω χρηματοοικονομικής μόχλευσης, αλλά ενέχει και αυξημένο ρίσκο, ειδικά σε περιβάλλον χαμηλότερων εσόδων.

Ιδιαίτερη έμφαση αξίζει να δοθεί στο γεγονός ότι, υπό το αισιόδοξο σενάριο, το ΜΥΗΕ «Μακρυνού» παρουσιάζει όχι μόνο θετική, αλλά και ενισχυμένη επενδυτική απόδοση, γεγονός που το καθιστά υποψήφιο για ένταξη σε εθνικά ή ευρωπαϊκά χρηματοδοτικά εργαλεία βιώσιμης ανάπτυξης. Η θετική καθαρή παρούσα αξία, ο υψηλός IRR και η ισχυρή σχέση οφέλους-κόστους ενισχύουν τη θέση του έργου ως ώριμης επένδυσης, ελκυστικής για δημόσιους και ιδιωτικούς φορείς.

Συνεπώς, η επιλογή του κατάλληλου σεναρίου υλοποίησης, η διερεύνηση πιθανών ενισχύσεων ή κινήτρων, καθώς και η προσεκτική διαχείριση του κόστους εγκατάστασης, καθίστανται καθοριστικής σημασίας για τη θεμελίωση ενός οικονομικά βιώσιμου και επενδυτικά αποδεκτού υδροηλεκτρικού έργου.

Κεφάλαιο 8 Συμπεράσματα και Προτάσεις για Μελλοντική Έρευνα

Η μελέτη που προηγήθηκε έδωσε τη δυνατότητα να αναδειχθούν ορισμένα βασικά συμπεράσματα σχετικά με τις δυνατότητες και τις δυσκολίες κατασκευής μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών στην Ελλάδα. Μέσα από την τεχνική ανάλυση του έργου και τη χρηματοοικονομική του αξιολόγηση, έγινε φανερό ότι έργα αυτού του τύπου μπορούν να έχουν σημαντική συνεισφορά στην ενεργειακή μετάβαση, αρκεί να πληρούνται ορισμένες κρίσιμες προϋποθέσεις.

Συγκρίνοντας τις δύο περιπτώσεις, μπορεί να παρατηρηθεί προφανώς ότι η οικονομική βιωσιμότητα εξαρτάται σημαντικά από το αρχικό κόστος επένδυσης, τις συνθήκες της αγοράς και της χρηματοδότησης. Έτσι, η σωστή λήψη αποφάσεων σχετικά με τον τρόπο χρηματοδότησης των έργων με τη βοήθεια επιδοτήσεων και η διαχείριση του κινδύνου μπορεί να είναι η διαφορά μεταξύ ενός βιώσιμου έργου και ενός μη πραγματοποιήσιμου.

Πέρα από τα αριθμητικά αποτελέσματα, θεωρώ πως η συγκεκριμένη εργασία μπορεί να αποτελέσει ένα χρήσιμο υπόβαθρο, όχι μόνο για επενδυτές ή μηχανικούς, αλλά και για φορείς που ασχολούνται με τον ενεργειακό σχεδιασμό. Ιδιαίτερα μέσα στο πλαίσιο της αποκεντρωμένης παραγωγής ενέργειας και της ενίσχυσης των ΑΠΕ, τα ΜΥΗΕ όπως αυτό του «Μακρυνού» αποκτούν ιδιαίτερο ενδιαφέρον.

Για μελλοντική έρευνα, θα είχε ενδιαφέρον να εξεταστεί πώς επηρεάζονται τα οικονομικά αποτελέσματα ενός ΜΥΗΕ εάν συνυπολογιστούν φορολογικά ή επενδυτικά κίνητρα. Επίσης, αξίζει να μελετηθούν περισσότερο οι επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής στην υδροηλεκτρική παραγωγή, ειδικά σε περιοχές όπως η Δυτική Ελλάδα, όπου παρατηρούνται έντονες εποχικές διακυμάνσεις. Παράλληλα, είναι σημαντικό να διερευνηθεί και η στάση της τοπικής κοινωνίας απέναντι σε τέτοιου είδους έργα, καθώς και οι πιθανές περιβαλλοντικές επιπτώσεις από την κατασκευή τους. Τέλος, θα είχε νόημα να αξιολογηθεί αν και πώς μπορούν τα μικρά υδροηλεκτρικά να συνδυαστούν με άλλες τεχνολογίες, όπως φωτοβολταϊκά ή αποθήκευση ενέργειας, ώστε να λειτουργούν ως υβριδικά και πιο ευέλικτα ενεργειακά συστήματα.

Συνολικά, η εμπειρία από τη συγκεκριμένη εργασία ανέδειξε πόσο σύνθετος είναι ο σχεδιασμός ενός υδροηλεκτρικού έργου όχι μόνο σε τεχνικό επίπεδο, αλλά και σε επίπεδο στρατηγικής, πολιτικής και μακροχρόνιας βιωσιμότητας.

Βιβλιογραφία

- [1] J. K. Kaldellis, "Critical evaluation of the hydropower applications in Greece," Jan. 2008. doi: 10.1016/j.rser.2006.05.003.
- [2] European Parliament, "ΕΕ και Συμφωνία του Παρισιού για το Κλίμα: στόχος η κλιματική ουδετερότητα," Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο.
- [3] V. K. Singh and S. K. Singal, "Operation of hydro power plants-a review," Mar. 01, 2017, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.rser.2016.11.169.
- [4] A. Z. Vougioukli, E. Didaskalou, and D. Georgakellos, "Financial appraisal of small hydro-power considering the cradle-to-grave environmental cost: A case from Greece," *Energies (Basel)*, vol. 10, no. 4, Mar. 2017, doi: 10.3390/en10040430.
- [5] A. H. Elbatran, M. Walid Abdel-Hamed, O. B. Yaakob, Y. M. Ahmed, and M. Arif Ismail, "Jurnal Teknologi Hydro Power and Turbine Systems Reviews," 2015. [Online]. Available: www.jurnalteknologi.utm.my
- [6] D. Al Katsaprakakis *et al.*, "Greek Islands' Energy Transition: From Lighthouse Projects to the Emergence of Energy Communities," Aug. 01, 2022, *MDPI*. doi: 10.3390/en15165996.
- [7] O. Tzoraki, "Operating Small Hydropower Plants in Greece under Intermittent Flow Uncertainty: The Case of Tsiknias River (Lesvos)," *Challenges*, vol. 11, no. 2, p. 17, Aug. 2020, doi: 10.3390/challe11020017.
- [8] Δ. Γεωργιόπουλος, "Υδροηλεκτρικά Έργα 2015-2040-Ανάπτυξη και Προοπτικές."
- [9] J. K. Kaldellis, "The contribution of small hydro power stations to the electricity generation in Greece: Technical and economic considerations," *Energy Policy*, vol. 35, no. 4, pp. 2187–2196, Apr. 2007, doi: 10.1016/j.enpol.2006.06.021.
- [10] T. Tsoutsos, E. Maria, and V. Mathioudakis, "Sustainable siting procedure of small hydroelectric plants: The Greek experience," *Energy Policy*, vol. 35, no. 5, pp. 2946–2959, May 2007, doi: 10.1016/j.enpol.2006.10.015.
- [11] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), "ΕΝΗΜΕΡΩΤΙΚΟ ΣΗΜΕΙΩΜΑ ΤΗΣ ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗΣ ΑΡΧΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΡΑΕ) ΣΧΕΤΙΚΑ ΜΕ ΤΗΝ ΑΔΕΙΟΔΟΤΗΣΗ ΕΡΓΩΝ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΑΠΕ) ΓΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ," Apr. 2023. Accessed: Jul. 02, 2025. [Online]. Available: <https://www.raaey.gr/energeia/wp->

content/uploads/2023/04/enimerotiko-simeioma-tis-RAE-shetika-me-tin-adeiodotisi-APE_TELIKO.pdf

- [12] Ελληνικός Σύνδεσμος Μικρών Υδροηλεκτρικών Έργων, “ European Small Hydropower Association Flyer Final,” ΕΣΜΥΕ. Accessed: Jul. 02, 2025. [Online]. Available: https://www.microhydropower.gr/wp-content/uploads/2020/05/esha_flyer_final.pdf
- [13] F. Forouzbakhsh, S. M. H. Hosseini, and M. Vakilian, “An approach to the investment analysis of small and medium hydro-power plants,” *Energy Policy*, vol. 35, no. 2, pp. 1013–1024, Feb. 2007, doi: 10.1016/j.enpol.2006.02.004.
- [14] A. Schleiss and M. Andaroodi, “Laboratoire de Constructions Hydrauliques Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne 26 Communication Standardization of civil engineering works of small high-head hydro-power plants and development of an optimization tool,” 2006. [Online]. Available: www.esha.be
- [15] D. Karakatsanis *et al.*, “Optimization of Dam Operation and Interaction with Groundwater: An Overview Focusing on Greece,” Nov. 01, 2023, *Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI)*. doi: 10.3390/w15213852.
- [16] S. Bhattarai, Y. Zhou, C. Zhao, and R. Yadav, “An Overview on Types, Construction Method, Failure and Key Technical Issues during Construction of High Dams.”
- [17] ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ ΜΕΓΑΛΩΝ ΦΡΑΓΜΑΤΩΝ, “ΤΑ ΦΡΑΓΜΑΤΑ ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ THE DAMS OF GREECE,” Athens, Nov. 2013. Accessed: Jul. 02, 2025. [Online]. Available: https://eemf.gr/Fragmata_Elladas_201311.pdf
- [18] A. Garg, D. Kumar, W. : Wwww, S. Sangal, and A. Garg, “Review of Optimal Selection of Turbines for Hydroelectric Projects International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering Review of Optimal Selection of Turbines for Hydroelectric Projects,” 2008. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/292726939>
- [19] Ομιλος ΔΕΗ, “Υδροηλεκτρική ενέργεια.” Accessed: Jul. 02, 2025. [Online]. Available: <https://www.ppcgroup.com/el/omilos-dei/tomeis-drastiriotitas/ananeosimes-piges-energeias/ydroilektriki-energeia/>
- [20] R. Caricimi, G. G. Dranka, D. Setti, and P. Ferreira, “Reframing the Selection of Hydraulic Turbines Integrating Analytical Hierarchy Process (AHP) and Fuzzy VIKOR Multi-Criteria Methods,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 19, Oct. 2022, doi: 10.3390/en15197383.
- [21] Επιτροπής Περιβάλλοντος & Φυσικών Πόρων Περιφερειακού Συμβουλίου Δυτικής Ελλάδας, “Αριθ.Αποφ. 43/2023 5η ΤΑΚΤΙΚΗ ΣΥΝΕΔΡΙΑΣΗ ΤΗΣ ΕΠΙΤΡΟΠΗΣ

ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ & ΦΥΣΙΚΩΝ ΠΟΡΩΝ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ ΔΥΤΙΚΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ,”
Patra, Jul. 2023.

- [22] ΣΟΦΙΟΣ Α.Ε., “Μελέτη Οριοθέτησης – Έργο ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή ΑΕ,” Athens, Nov. 2021.
Accessed: Jul. 03, 2025. [Online]. Available: <https://www.sofios.gr/projects/meleti-oriothetisis-tou-myie-makrynou-ston-p-evino-n-aitol-nias/>
- [23] ΣΟΦΙΟΣ Α.Ε., “ Τροποποιημένη Προμελέτη του έργου ΜΥΗΕ «Μακρυνού»,” Athens, May 2022.
- [24] R. Carapellucci, L. Giordano, and F. Pierguidi, “Techno-economic evaluation of small-hydro power plants: Modelling and characterisation of the Abruzzo region in Italy,” *Renew Energy*, vol. 75, pp. 395–406, Mar. 2015, doi: 10.1016/j.renene.2014.10.008.
- [25] “Clean Energy Project Analysis Third Edition RETScreen[®] Engineering & Cases Textbook.”
- [26] J. K. Kaldellis, D. S. Vlachou, and G. Korbakis, “Techno-economic evaluation of small hydro power plants in Greece: A complete sensitivity analysis,” *Energy Policy*, vol. 33, no. 15, pp. 1969–1985, Oct. 2005, doi: 10.1016/j.enpol.2004.03.018.
- [27] IRENA International Renewable Energy Agency, *RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2023*. Abu Dhabi, 2024. [Online]. Available: www.irena.org